

## **Лекционный материал**

для подготовки и повышения квалификации рабочих по профессии:

### **«Оператор технологических установок»**

Нефть и газ, являясь основными энергоносителями, играют значительную роль экономике государства. Продукты нефтегазопереработки - основа всех видов топлива для транспорта, ценное сырье для химической промышленности.

Нефть и углеводородные газы являются основой получения более пяти тысяч различных химических продуктов. В химической промышленности использование углеводородного сырья в широких масштабах позволяет заменить при производстве, например, синтетического каучука этиловый спирт, получаемый из пищевого сырья, дешевым синтетическим спиртом.

Из нефти при ее переработке получают бензин, керосин, дизельное топливо, смазочные масла, мазут, парафин, битум и другие нефтепродукты.

Химическая переработка нефти и газа дает различные полимерные соединения: синтетические каучуки и волокна, пластмассы, краски и т.д.

Значительным событием явился ввод в эксплуатацию в Западной Сибири нефтегазоносных площадей, которые в настоящее время превратили ее в основной нефтегазодобывающий регион страны.

На промыслах применяются герметизированные системы сбора нефти, газа и попутно добываемой воды. Нефть перед дальнейшей транспортировкой доводится до необходимой кондиции на установках подготовки нефти. Внедряются установки предварительного сброса добываемой воды.

Месторождения различаются по величине запасов нефти и газа, геологическому строению, продуктивности, степени выработки и обводненности, особенностям технологии добычи нефти.

## **Нефтяные газы и их свойства.**

Природные углеводородные газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, либо в растворенном виде содержится в нефтяных залежах. Такие газы называются нефтяными или попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

**Природные нефтяные газы** – смеси предельных углеводородов, главной составляющей которой является метан. В виде примесей в природном газе присутствуют азот, углекислый газ, сероводород, меркаптаны, гелий, аргон и пары ртути.

Физические свойства природного газа зависят от его состава, но в целом они близки к свойствам метана, как основного компонента смеси.

Попутные газы месторождений Муравленковского региона содержат от 59,7 % до 84 % метана.

**Молекулярная масса** газа: 16-20 кг/к моль.

**Плотность** газа: 0,73 – 1 т/м<sup>3</sup>.

При расчетах пользуются **относительной плотностью** -плотность газа, взятая по отношению к плотности воздуха. Относительная плотность нефтяных газов колеблется от 0.554 для метана до 2.49 для пентана и выше. Чем больше в нефтяном газе легких углеводородов - метана  $\text{CH}_4$  и этана  $\text{C}_2\text{H}_6$  (относительная плотность - 1.038), тем легче этот газ. При нормальных условиях метан и этан находятся в газообразном состоянии. Следующими за ними по относительной плотности являются пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$  (1.522) и бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  (2.006), которые также относятся к газам, но легко переходят в жидкость даже при небольших давлениях.

Относительная плотность попутных газов Муравленковского региона варьируется от 0,763 до 1,029.

**Вязкость** нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре 0<sup>0</sup>С обычно не превышает 0,01 МПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше

3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

**Теплоемкость газа.** Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на  $1^{\circ}\text{C}$ . Весовая теплоемкость газа измеряется в  $\text{кДж/кг}\cdot\text{град}$ , а объемная в  $\text{кДж/м}^3\cdot\text{град}$ .

**Теплота сгорания газа.** Теплота сгорания какого-либо вещества определяется количеством тепла, выделяющимся при сжигании единицы веса или единицы объема данного вещества. Теплота сгорания газов выражается в  $\text{кДж/кг}$  и  $\text{кДж/м}^3$  и является основным показателем, характеризующим газ или топливо. Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного значения давления этот газ сконденсируется, т.е. перейдет в жидкость. Для каждого газа существует определенная предельная температура, выше которой ни при каком давлении газ нельзя перевести в жидкое состояние. Наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление, называется **критической температурой**.

**Природный газ** - смесь газов. Компонентами природного газа являются углеводороды парафинового ряда: метан, этан, пропан, изобутан, а также неуглеводородные газы: сероводород, углекислый газ, азот. При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений в скважинах, газосборных сетях, магистральном газопроводе при определенных термодинамических условиях образуются кристаллогидраты. По внешнему виду они похожи на сажеобразную массу или лед. Гидраты образуются при наличии капельной влаги и определенных давлениях и температурах. В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких (метан, этан) или тяжелых (пропан и выше) углеводородов газы разделяются на:

**Сухие** - природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах.

**Жирные** - газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать **жирным газом** такой, в 1 м<sup>3</sup> которого содержится более 60 гр газового бензина. При меньшем содержании газового бензина газ **называют сухим**. С тяжелыми нефтями добывают преимущественно сухой газ, состоящий главным образом из метана. В нефтяных газах, кроме углеводородов, содержатся в незначительных количествах углекислый газ, сероводород и др. Важной характеристикой природного газа является растворимость его в нефти.

### **Оборудование для дозирования реагента.**

#### **Установка НДУ-50/150**

Для подачи небольших объемов неразбавленного реагента применяются установки НДУ-50/150. Установка состоит (рис.3.7) из насоса **а** с редуктором **б**, электродвигателя **в**, емкости для реагента **г**, трубки высокого давления **д** и форсунки **е**.

На установке НДУ-50/150 используется одноплунжерный вертикальный насос, который крепится к корпусу редуктора. Плунжер **8** приводится в движение посредством пружины **9** при всасывании и кулачка **13** при нагнетании.

Электродвигатель устанавливается на плите **1**. Реагент заливается через верхнюю горловину **3**. В нижней части емкости имеется отстойник **2**. Реагент через штуцер **4** отстойника, запорный кран **5** и трубку низкого давления **6** поступает на прием насоса. Подача реагента осуществляется через обратный клапан, трубку высокого давления **д** и форсунку **е**, устанавливаемую на трубопроводе **10**.

На корпусе имеется штуцер **7**, служащий для удаления воздуха из-под обратного клапана насоса, а также для замера с помощью бюретки уровня

реагента в емкости и производительности насоса. Ступенчатое регулирование подачи насоса производится сменой кулачков. Кулачок с одним выступом обеспечивает подачу 0,006 – 0,120 л/ч при 50 ходах плунжера в минуту, кулачок с тремя выступами – в пределах 0,030 – 2,160 л/ч при 150 ходах в минуту.

Плавное регулирование подачи реагента осуществляется поворотом плунжера: при повороте вправо подача увеличивается, при повороте влево – уменьшается. Плунжер поворачивают с помощью зубчатого сектора, закрепленного на хвостовике плунжера. Зубчатый сектор находится в зацеплении с зубчатой рейкой регулятора подачи 12. Для предварительной установки подачи насоса необходимо вывести из зацепления рейку и повернуть плунжер в положение, соответствующее требуемой подаче. При тонкой регулировке рейка и сектор приводятся в движение вручную поворотом винта регулятора. После окончательной регулировки винт регулятора фиксируется с помощью стопорного винта 11.

### **Методы разрушения эмульсий.**

Способы разрушения эмульсий, условно делятся на следующие группы: химические, механические, термические и электрические.

**Термические методы** – деэмульгирования нефти ускоряется при ее подогреве. С повышением температуры возрастают Ван – Дер. Ваальсовы силы, усиливается броуновское движение, вероятно, увеличивается скорость химической адсорбции и уменьшается вязкость эмульсии. Следовательно, уменьшается прочность бронирующего слоя и ускоряет процесс деэмульгирования. Если парафины являются основными стабилизаторами эмульсий, то нагревание нефти до температуры, превышающей температуру плавления парафинов (50-65 °С) приводит к полному разрушению эмульсии. Высокие издержки, **потери легких фракций** нефти в результате их испарения являются очень серьезными **недостатками термического способа** деэмульгирования нефти. Испарение легких нефтяных фракций приводит к тому, что растворимость асфальтенов

снижается и повышается вероятность отложения твердых осадков на внутри корпусных устройствах нефтеперерабатывающих установок и стенках печных труб, а также повышается риск их коррозии.

**Физические методы – к данной группе методов относятся отстаивание воды в гравитационных сепараторах (отстойниках), фильтрация эмульсии через слой волокнистого или гранулированного фильтрующего материала, центрифугирование, замораживание, пневматическая флотация и многое другое.**

**Фильтрация** – нестойкие эмульсии успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из гравия, битого стекла, древесины, металлических стружек, стекловаты и других материалов. Здесь деэмульсация нефтей основана на явлении селективного смачивания. Смачивание жидкостью поверхности твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения, т.е. жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше взаимодействие между ее молекулами.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям:

- **иметь хорошую смачиваемость водой, чтобы произошло сцепление глобул воды с фильтрующим веществом, разрыв межфазных пленок, и произошла коалесценции (слияние) капель воды;**
- быть достаточно прочным, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию.

**Данный метод не находит широкого применения из – за громоздкого оборудования, малой производительности, необходимости часто менять фильтры.**

**Электрические методы – между дисперсионной средой и поверхностью диспергированных в ней частиц существует разность потенциалов. При воздействии на эмульсию электрического поля диспергированные капли воды поляризуются и стремятся расположиться вдоль силовых линий поля, при этом капли**

**вытягиваются, а противоположные заряды в капле смещаются к ее краям, возникают силы взаимного притяжения, в результате чего частицы дисперсной фазы соударяются друг с другом и сливаются в более крупные.** Обработка эмульсии в электрическом поле не способствует полному ее расслоению, поэтому данный способ, как правило, применяют в сочетании с термохимическими методами разрушения эмульсий.

**Химические методы** – нашли наиболее широкое применение в промышленности. Химическое деэмульгирование – самый дешевый, быстрый и простой в осуществлении – способ разрушения эмульсий. Его сущность заключается в устранении энергетического барьера (в виде стабилизирующего действия эмульгаторов в бронирующей оболочке), препятствующего расслоению эмульсий. Как правило, для обработки определенного сорта нефти применяют смесь реагентов, каждый из которых выполняет определенную функцию.

### **3.7. Методы предотвращения образования эмульсий.**

Для предотвращения эмульгирования нефти необходимо устранить условия, при которых происходит образование нефтяных эмульсий в процессе добычи. Главные из них:

- 1) совместное поступление нефти и воды из скважины;
- 2) интенсивное перемешивание, приводящее к диспергированию одной жидкости в другой;
- 3) присутствие в нефти природных эмульгаторов.

Для отдельного извлечения нефти и воды из скважин они оборудуются двумя подъемниками: одним для нефти, другим для воды. Однако из-за сложностей при поддержании технологии, широкого распространения данный метод не получил.

Наибольшее внимание на месторождениях необходимо уделять уменьшению перемешивания нефти и воды с целью снижения стойкости нефтяной эмульсии. Так как в фонтанных скважинах наибольшее перемешивание нефти и воды происходит в подъемных трубах и при

прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры, то степень перемешивания может быть уменьшена, если в сепараторах, расположенных после штуцера, поддерживать повышенные давления. Этим достигается снижение перепада давления в штуцере и соответственно снижается степень перемешивания потока.

При выборе того или иного вида газлифтной добычи необходимо учитывать, что в скважинах, эксплуатируемых периодическим газлифтом, перемешивание происходит в меньшей степени при подъеме столба жидкости в насосно-компрессорных трубах. Однако в результате изменения направления потока на устье скважины, при движении по выкидным линиям и при прохождении через сепараторы, смесь нефти и воды сильно перемешивается и эмульгируется. В отличие от периодического, при непрерывном газлифте наибольшее перемешивание происходит в насоснокомпрессорных трубах и меньшее — в поверхностном оборудовании. При эксплуатации скважин глубинными штанговыми насосами с целью предотвращения образования стойких эмульсий особое внимание должно быть уделено повышению к. п. д. глубинно-насосной установки. Чем выше ее к. п. д., тем меньше создается условий для перемешивания жидкости при подъеме. К. п. д. глубинно-насосной установки можно повысить соответствующим подбором числа качаний и длины хода полированного штока, применением клапанных узлов большего диаметра, устранением пропуска в этих узлах и особенно хорошей подгонкой плунжера к цилиндру насоса.

Для увеличения коэффициента заполнения насоса и ликвидации вредного влияния газа желательно предотвратить по возможности поступление газа в насос. С этой целью обычно на приеме насоса устанавливают приспособление (газовый якорь), который обеспечивает более полное заполнение насоса и устраняет образование в нем газовых «мешков».

Для уменьшения эмульгирования нефти в поверхностном оборудовании выкидные линии от скважин должны прокладываться по возможности без резких поворотов и острых углов и иметь достаточный диаметр для сведения к минимуму турбулизацию потока. В выкидных линиях и нефтесборных коллекторах должно устанавливаться минимальное число задвижек и клапанов, чтобы устранить перемешивание жидкости в результате изменения проходного сечения труб в этих местных сопротивлениях. Выкидные линии от скважин должны прокладываться с таким уклоном, чтобы не происходило скопления воды в пониженных местах трубопроводов, так как это может создать благоприятные условия для эмульгирования нефти.

При выборе насосов для перекачки обводненной нефти предпочтение должно быть отдано поршневым насосам по сравнению с центробежными, поскольку они имеют повышенные к. п. д. и меньше перемешивают перекачиваемую жидкость. Насосы должны поддерживаться в исправном состоянии, пропуски в рабочих органах должны быть сведены к минимуму. Экспериментально установлено, что в самотечных системах сбора нефти происходит меньшее эмульгирование продукции скважин по сравнению с напорными. Поэтому при проектировании нефтесборных коллекторов должно быть обращено внимание на рельеф местности с максимальным использованием самотека в нефтесборных коллекторах. Все перечисленные выше способы для уменьшения поступления воды вместе с нефтью и снижения степени перемешивания не могут полностью исключить образования нефтяных эмульсий. Поэтому наибольшее внимание приходится уделять разрушению образовавшихся эмульсий с последующим отделением нефтяной фазы от воды.

#### **ТУ 3615-001-25491312-2006**

Сосуды цилиндрические горизонтальные предназначены для наземного хранения сжиженных углеводородных газов пропана и бутана при температуре металла стенок, зависящей от температуры продукта и

окружающего воздуха, от минус 60°С до +50°С, устанавливаемые на предприятиях нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой и других смежных отраслей промышленности, а также газонаполнительных базах и станциях,

Допускается использовать сосуды для хранения других сжиженных углеводородных газов, упругость паров которых при температуре +50 °С не превышает упругость паров пропана и бутана соответственно, Для хранения легких фракций бензина должны использоваться сосуды для бутана,

Сосуды могут эксплуатироваться в условиях умеренного и холодного климата в соответствии с ГОСТ 16350-80, Климатическое исполнение «У» и «ХЛ», Категория изделия по ГОСТ 15150,

### **Исполнение по материалам**

1 - основной материал сталь 09Г2С-6 для работы при температуре от минус 30°С до плюс 50°С;

2- основной материал сталь 09Г2С-8 для работы при температуре от минус 60°С до плюс 50°С.

Аппараты для хранения пропана типа ПС-10; ПС-25; ПС-50; ПС-100; ПС160; ПС-200 имеют объем соответственно 10, 25, 50, 100, 160 и 200 м<sup>3</sup>. Аппараты для хранения бутана изготавливаются объемом 50, 100, 160 и 200 м<sup>3</sup> на рабочее давление 0,67 МПа.

### **Типа ЕП и ЕПП**

Емкость подземная ЕП (ЕПП) предназначена для слива остатков светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе в смеси с водой из технологических сетей (трубопроводов) и аппаратов на предприятиях нефтеперерабатывающей, нефтехимической, нефтяной и газовой отраслей промышленности. Изготавливаются из сталей 09Г2С-6 (до минус 40°С) и 09Г2С-8 (до минус 60°С). Объем аппаратов составляет 8, 12,5; 16; 20; 25; 40; 63 м<sup>3</sup>. Диаметр аппаратов -2,0, 2,4; 3,0 м

\* 1) Для емкостей  $V=63\text{м}^3$  и  $V=40\text{м}^3$  2 конструктивного исполнения

## **Емкость подземная ЕПП**

### **Теплообменники смешения**

В теплообменниках этого типа тепло передается от одной среды к другой путем непосредственного контакта потоков, т. е. путем их смешения и используется лишь в том случае, когда смешение потоков допустимо. Теплообменники смешения по принципу действия можно подразделить на барботеры, градирни и конденсаторы.

**Барботеры** — это простейшие устройства для ввода водяного пара в жидкость, состоящие из труб с отверстиями в верхней части, укладываемых горизонтально на дно сосуда. Трубы могут быть согнуты в форме спирали, сварены в концентрические кольца или решетку из прямых труб. Поднимающиеся в нагреваемой жидкости пузырьки пара интенсивно ее перемешивают. Высота уровня жидкости в сосуде должна быть достаточной для того, чтобы пузырьки пара при подъеме успели сконденсироваться, это необходимо с целью использования тепла конденсации.

**Градирни** получили широкое распространение в качестве водоохлаждающих устройств в оборотных системах водоснабжения. Конструктивно градирня представляет собой высокую деревянную или железобетонную башню, в нижней части которой смонтирован ороситель. В зависимости от конструкции оросителя, предназначенного увеличить поверхность контакта охлаждаемой воды и воздуха, различают пленочные, капельные (рис. 6.14), брызгальные и капельно-пленочные градирни. В пленочных градирнях вода стекает в виде пленок, в капельных и брызгальных - в виде капель, в капельно-пленочных - в виде капель и пленок.

Вода, подлежащая охлаждению, с помощью водораспределительного устройства равномерно орошает всю верхнюю часть решетки оросителя. В оросителе вода движется вниз, а навстречу ей поднимается поток воздуха,

поступающий в нижнюю часть башни из окружающей атмосферы. Воздушный поток создает благоприятные условия для частичного испарения воды. При испарении воды от нее отнимается тепло, благодаря чему она охлаждается.

Необходимая тяга воздуха создается благодаря разности плотностей более холодного и сухого наружного воздуха и воздуха на верху башни, подвергшегося в оросителе нагреву и увлажнению. Для создания достаточной тяги высоту башни в зависимости от производительности и типа градирни делают от 15 до 100 м. В градирнях возможно охлаждение воды на 15 - 30 °С.

Для уменьшения высоты градирни и интенсификации процесса охлаждения воды применяются вентиляторные градирни (рис. 6.15), в которых воздух просасывается через решетку оросителя с помощью осевого вентилятора.

Благодаря интенсификации процесса испарения воды в вентиляторных градирнях температура охлажденной воды на 3 - 5 °С ниже, чем при тех же условиях в обычных градирнях, а также стоимость вентиляторных градирен на 30 - 50 % меньше стоимости башенных.

**Конденсаторы смешения** используются для конденсации паров воды или других жидкостей, не представляющих ценности.

Конденсацией пользуются для создания и поддержания некоторого разрежения в процессах выпаривания, ректификации, вакуумной сушки.

По способу действия конденсаторы бывают двух типов - мокрые и сухие. В мокрых конденсаторах охлаждающая вода, конденсат и газы откачиваются одним насосом, в сухих же конденсаторах вода и конденсат стекают самотеком по одной трубе, а газы откачиваются вакуум-насосом по другой. а б

Мокрые конденсаторы применяют в том случае, когда нет возможности по каким-либо причинам установить барометрическую трубу.

Теплообменники смешения по сравнению с поверхностными теплообменниками имеют следующие преимущества: малые затраты металла, небольшие габариты и простую конструкцию. Недостатки их - невозможность выделения конденсата в чистом виде и невозможность нагрева сред, не допускающих взаимного смешения.

### **Эксплуатация АВО**

АВО более просты в эксплуатации, по сравнению с кожухотрубчатыми теплообменниками. Наружные поверхности труб в процессе работы почти не загрязняются, поэтому уменьшаются трудоемкие ремонтные работы, кроме того, отсутствуют затраты на подготовку и перекачку воды. Эксплуатация АВО более безопасна, потому что даже при внезапном выходе из строя вентилятора будет обеспечен съем тепла за счет естественной конвекции (25-30% от необходимого съема тепла). В этих условиях можно проводить нормальную безаварийную установку аппарата и всей этой установки.

Для обеспечения необходимой степени охлаждения в аппарате можно регулировать расход воздуха и его температуры. Для регулирования расхода предусмотрен механизм поворота лопастей вентилятора или жалюзи, установленных над теплообменной секцией. Для регулирования температуры предусмотрены водяные форсунки, установленные под вентилятором. В процессе работы возможно повреждение поверхности труб или ребер. Это может произойти вследствие попадания твердых частиц в поток нагнетаемого воздуха. Что бы избежать этого, на линии нагнетания предусмотрена установка предохранительной сетки. В процессе работы необходимо следить за ее целостностью и при необходимости заменять новой. Поскольку трубные решетки закреплены достаточно жестко, то в процессе работы могут возникнуть температурные деформации или разность температуры рабочей среды и воздуха. Для компенсации температурных напряжений при креплении трубной решетки используется

шпилька с регулируемой гайкой, чтобы можно было ослабить крепление, если это необходимо.

### **Основные типы печей**

На действующих объектах промышленной подготовки нефти установках нефтегазопереработки находят применение шатровые печи и печи беспламенного горения, которые в настоящее время отнесены к печам устаревшей конструкции.

**Шатровые печи** представляют собой двухкамерный двухскатный огневой нагреватель с естественной тягой, нижним отводом дымовых газов, отдельно вынесенной дымовой трубой. Нагреваемое сырье поступает в конвекционную камеру, расположенную в центре печи между двумя камерами радиации, и двумя (или более) потоками проходит через трубы. В печи имеются муфели, в которых размещаются форсунки для сжигания топлива. Горение топлива практически завершается в муфельном канале и в камеру радиации поступают раскаленные дымовые газы. Тепловая мощность таких печей может составлять от 7 до 60 МВт. Свод печи выполнен наклонным для выравнивания тепловых нагрузок на трубчатые змеевики потолочного экрана. Движение дымовых газов в топке - от периферии к центру. Перед входом в конвекционную камеру дымовые газы делают разворот, проходят через ряды конвекционной части змеевика, далее поступают в горизонтальный боров, по которому направляются в дымовую трубу. Дымовые трубы высотой 35 – 45 м выполнены из кирпичной кладки.

Однорядный трубчатый змеевик по потолку и поду выполнен из толстостенных труб из углеродистой или легированной стали длиной 6 – 18 м. Горизонтальное расположение труб дает возможность сравнительно легко удалять продукты из змеевика при остановках печи.

Двухскатные печи получили в свое время широкое распространение благодаря простоте устройства и обслуживания и удобству проведения ремонтных работ. Однако конструкции двухскатных печей шатрового типа громоздки, металлоемки, с низкой теплонапряженностью камер, со

сравнительно низким КПД (до 0,7). Одностороннее облучение длинными факелами создает неравномерность нагрева труб по окружности и длине змеевика.

Резкий рост добычи и переработки нефти и газа привел к созданию новых высокоэффективных конструкций трубчатых печей:

- с излучающими стенами из беспламенных панельных горелок;
- с настильным, объемно-настильным и вертикально факельным сжиганием топлива;
- с дифференцированным подводом воздуха;
- цилиндрических секционных; цилиндрических секционных со встроенной дымовой трубой.

Вопросами совершенствования конструкций трубчатых печей заняты ряд научно-исследовательских и проектных институтов «ВНИИнефтемаш», «Эмбанефтепроект», «Гипронефтезаводы», КБ «Саратовнефтегаз», ВМОЗ «Нефтегазмаш». «ВНИИнефтемаш» создал и осуществил внедрение в промышленность ряд типов трубчатых печей, издал каталог, позволяющий выбрать конструкцию и размеры типовой трубчатой печи для соответствующего технологического процесса.

При выборе конструкции печи можно использовать следующие условные обозначения печей: **первая буква – конструктивное исполнение** (Г – трубчатые печи с верхним отводом дымовых газов и горизонтальными радиантными трубами; В – трубчатые печи с верхним отводом дымовых газов и вертикальными радиантными трубами; Ц – цилиндрические трубчатые печи с верхней камерой конвекции; К – цилиндрические трубчатые печи с кольцевой камерой конвекции; С – секционные трубчатые печи; Б – блочные трубчатые печи для нефтепромыслов); **вторая буква – способ сжигания топлива** (С свободный факел; Н – настильный факел; Д – настильный факел дифференциальным подводом воздуха по высоте факела). Цифра после буквенного обозначения – число радиантных камер (Р) или секций (С), в случае отсутствия цифры – однокамерный

(односекционный) вариант; числитель дроби – поверхность нагрева радиантных труб,  $m^2$ ; в знаменателе – длина или высота радиантных труб, м.

Цифры в знаменателе показывают длину или высоту топки (в м).  
Например: А<sub>2</sub>Б<sub>2</sub> 115/6 – узкокамерная трубчатая печь с центральным горизонтальным двухрядным радиационным экраном, верхним отводом дымовых газов, с излучающими стенками топки, оборудованными панельными горелками беспламенного горения, двумя радиантными камерами, с поверхностью нагрева радиантных труб, равной  $115 m^2$ , длиной топки, равной 6 м.

### **Трубчатые печи типа ГН, ГН2**

Печь – трубчатая коробчатая с верхним отводом дымовых газов горизонтальными настенными или центральными трубными экранами, объемно-настильного сжигания комбинированного топлива (вариант 1) или настильного газового топлива на фронтальные стены (вариант 11).

Вариант 1. Горелки расположены в два ряда на фронтальных стенах под углом  $45^\circ$ . По оси печи расположена настильная стена, на которую и направлены горящие факелы. Печь ГН2 имеет две камеры радиации, она предпочтительна для процессов, требующих «мягкий» режим нагрева (установки замедленного коксования, крекинг-процессы) с низким теплонапряжением (до  $35 kW/m^2$ ).

Вариант 11. Горелки расположены ярусами на фронтальных стенах. Двухрядный горизонтальный экран располагается по оси печи. Тепло к экранам передается от фронтальных стен, на которые настилаются факела веерных горелок (ГВН – 0,35, ГВН – 0,75). Данный тип горелок предназначен при реконструкции существующих печей беспламенного горения, а также в процессах средней производительности, обеспеченных газовым топливом, в том числе с большим процентом водорода. **Трубчатые печи типа ГС, ГС2**

Печь – коробчатая с верхним отводом дымовых газов, горизонтальными экранами, свободного вертикального сжигания

комбинированного топлива. Горелки расположены в один ряд в поду печи. Обслуживание горелок производится с одной стороны печи, что позволяет установить рядом две камеры радиации (тип ГС2).

Печи типа ГС применяются на установках атмосферной и вакуумной перегонки нефти, вторичных процессах.

Печи типа ГС2 предпочтительны на установках замедленного коксования, крекинг-процессов, где требуется нагрев нефтепродуктов с низкими значениями теплонапряженности поверхности нагрева (до 29 кВт/м<sup>2</sup>).

### **Трубчатая печь типа ВС**

Печь – коробчатая, с вертикальным расположением труб змеевика, свободного вертикально-факельного сжигания комбинированного топлива. Вертикальные трубы радиационного змеевика размещены вдоль по всем четырем сторонам камеры радиации. На стенах камер радиации расположены однорядные настенные экраны двустороннего освещения. Предусмотрено семь типоразмеров этих печей, каждый типоразмер отличается количеством одинаковых камер радиации.

Над камерой радиации расположена камера конвекции прямоугольного сечения с горизонтальными гладкими трубами. У многосекционных трубчатых печей камеры радиации отдельных секций объединены в общем корпусе. Смежные секции отделены одна от другой двумя рядами труб радиантного змеевика двустороннего облучения. В крайних секциях у стен радиантные трубы размещены в один ряд. Газомазутные горелки расположены в поду камеры, обслуживание горелок с двух сторон.

Печи футерованы легковесным жаропрочным бетоном.

Печи типа ВС установлены на установках ЛК-6-У, могут применяться на установках атмосферной перегонки нефти, вторичной переработки и т.д.

### **Трубчатые печи типа КС**

Печи – цилиндрические с кольцевой камерой конвекции, встроенным воздухоподогревателем, с вертикальными трубными змеевиками в камерах

радиации и конвекции, свободного вертикально-факельного сжигания топлива.

Комбинированные горелки расположены в поду печи. На стенах камеры радиации установлен однорядный или двухрядный настенный трубный экран.

Конвективный змеевик, как и воздухоподогреватель, набирают секциями и располагают в кольцевой камере конвекции, установленной соосно с цилиндрической радиантной камерой.

Отвод газов продуктов сгорания – через дымовую трубу, установленную на печи, и газосборник.

### **Трубчатая печь типа ЦС**

Печи – цилиндрические с пристенным расположением труб змеевика в одной камере радиации, свободного вертикально-факельного сжигания комбинированного топлива.

На стенах камеры радиации установлены однорядные настенные трубные экраны. Отвод продуктов сгорания – через дымовую трубу, установленную на печи, и газосборник.

Предусмотрено два варианта исполнения этих печей: радиантные (без камеры конвекции) и радиантно-конвективное (с камерой конвекции). В радиантных печах к шифру добавляется буква Р.

Цилиндрическая камера радиации установлена на столбчатом фундаменте для удобства обслуживания комбинированных горелок, размещенных в поду печи. Радиантный змеевик собран из вертикальных труб на приваренных калачах, упираются на под печи, вход и выход продукта осуществляется сверху.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

### 2.1. Состав и свойства нефти

Нефть и газ представляют собой сложную природную смесь углеводородов различного строения с примесями неуглеродных компонентов. Смеси углеводородов, которые как в пластовых, так и в поверхностных условиях находятся в жидком состоянии, называют **нефтью**.

**Нефть** – горючая, маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. В нефти встречаются следующие группы углеводородов: метановые (парафиновые) с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ ; нафтеновые –  $C_nH_{2ni}$ ; ароматические –  $C_nH_{2n-6}$ . Преобладают углеводороды метанового ряда (метан  $CH_4$ , этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$  и бутан  $C_4H_{10}$ ), находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан  $C_5H_{12}$ , гексан  $C_6H_{14}$  и гептан  $C_7H_{16}$  неустойчивы, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно. Углеводороды от  $C_8H_{18}$  до  $C_{17}H_{36}$  – жидкие вещества. Углеводороды, содержащие больше 17 атомов углерода – твердые вещества (парафины). В нефти содержится 82,87 % углерода, 11,14 % водорода (по весу), кислород, азот, углекислый газ, сера. В небольших количествах содержится хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.п.

Основной показатель товарного качества нефти – ее плотность ( $\rho$ ) (отношение массы к объему), по ней судят о ее качестве. Легкие нефти наиболее ценные. Физико-химические свойства нефти и ее товарные качества определяются составом. Состав нефти классифицируют на **элементарный и фракционный**.

Под **элементарным составом** нефти понимают массовое содержание в ней химических элементов. Основными элементами являются углерод и водород. Содержание углерода 83-87 %, водорода 12-14%. Значительно меньше других элементов – серы, кислорода, азота, их содержание редко превышает 3-4 %.

Углеводороды предельного ряда:

Самый простейший углеводород:

- метан -  $\text{CH}_4$  (газ); - этан -  $\text{C}_2\text{H}_6$  (газ).

- - бутан –  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  (газ, который при обычной температуре и небольшом давлении – жидкость);

- пентан- $\text{C}_5\text{H}_{12}$  (жидкость) и т.д.;

По содержанию серы нефти делятся на **классы**: - малосернистые (содержание серы до 0,5 %) - сернистые (от 0,51 до 2 %) - высокосернистые (более 2%).

В основном нефти месторождений Западной Сибири относятся к классу малосернистых.

По содержанию смол нефти делятся на **подклассы**: - малосмолистые (содержание смолы до 18 %); - смолистые (от 18 до 35 %); - высокосмолистые (более 35%).

Все нефти месторождений Муравленковского региона относятся к подклассу малосмолистых, т.к. содержание в них смол в среднем 5- 7 %.

По содержанию парафина нефти делятся на **группы**: - малопарафинистые (содержание парафина до 1,5%) - парафинистые (от 1,51 до 6 %); - высокопарафинистые (более 6 %).

В основном все нефти месторождений, например, Муравленковского региона относятся к группе парафинистых, т.к. содержание парафина колеблется от 2,2% до 8%.

Разделение сложных смесей на более простые смеси называют **фракционированием**. Нефть разделяют на фракции путем перегонки. Фракция нефти, имеющая интервал кипения 30 – 205 °С - бензин, с интервалом кипения 200 - 300 °С – керосин. Оставшаяся фракция - это мазут, из которого получают битумы, гудроны, масла.

В зависимости от фракционного состава различают бензиновые (легкие) и топливные (тяжелые) нефти. Нефти месторождений Западной

Сибири по фракционным составам в основном относятся к бензиновой нефти.

Свойства нефти изменяются в процессе ее добычи – при движении по пласту, в скважине, системах сбора и подготовки, при контакте с другими жидкостями и газами.

**Свойства нефти:** плотность, вязкость, газосодержание (газовый фактор), давление насыщения нефти газом, сжимаемость нефти и ее усадка, поверхностное натяжение, объемный коэффициент, температура вспышки, температура кристаллизации парафина и т.д.

Количество растворенного в нефти газа характеризуется **газосодержанием нефти (газовый фактор)**, под которым подразумевают объем газа, выделившийся из единицы объема пластовой нефти при снижении давления и температуры от пластовых до стандартных условий. Ед.измерения  $\text{м}^3/\text{м}^3$  или  $\text{м}^3/\text{т}$ .

1т нефти например Муравленковского месторождения способна растворить в пластовых условиях (пластовые давления и температура)  $52,1 \text{ м}^3$  нефтяного газа, Сугмутского –  $98 \text{ м}^3$  нефтяного газа, Суторминского до  $85,8 \text{ м}^3$  нефтяного газа, Меретояхинского -  $290,9 \text{ м}^3$  нефтяного газа, а Умсейского –  $307,6 \text{ м}^3$  нефтяного газа.

Важнейшим свойством нефти является **давление насыщения** нефти газом, при котором определенный объем газа находится в растворенном состоянии в нефти. **При снижении давления ниже этого значения** происходит **выделение газа в свободное состояние**. От этого процесса зависит продвижение нефти по пластам и подъем на поверхность по скважинам.

Давление насыщения нефтей Муравленковского месторождения составляет  $64,4 - 90,8 \text{ атм.}$ , Сугмутского –  $112 \text{ атм.}$ , Суторминского  $64 - 81 \text{ атм.}$ , Умсейского –  $258 \text{ атм.}$ , Меретояхинского –  $295 \text{ атм.}$

Плотность нефти зависит от ее состава, количества растворенного газа, давления и температуры.

**Плотность нефти**- физическая величина, измеряемая отношением массы нефти к единице объема. Ед.измерения -  $\text{кг/м}^3$ .

Пользуются понятием **относительной плотности нефти** численно равной отношению плотности нефти к плотности дистиллированной воды при  $t = +4 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Плотность нефти в пластовых условиях значительно отличается от плотности этой же нефти на поверхности за счет изменения объема.

Например: плотность нефти Муравленковского месторождения в пластовых условиях  $781 \text{ кг/м}^3$ , а в поверхностных условиях -  $853 \text{ кг/м}^3$ ; плотность нефти Меретояхинского месторождения соответственно,  $597 \text{ кг/м}^3$  и  $833 \text{ кг/м}^3$ .

### **Основные нефтяные фракции**

Из нефти выделяют разнообразные продукты, имеющие большое практическое значение. Сначала из нее удаляют растворенные газообразные углеводороды (преимущественно метан). После отгонки летучих углеводородов нефть нагревают. Первыми переходят в парообразное состояние и отгоняются углеводороды с небольшим числом атомов углерода в молекуле, имеющие относительно низкую температуру кипения. С повышением температуры смеси перегоняются углеводороды с более высокой температурой кипения. Таким образом можно собрать отдельные смеси (фракции) нефти. Чаще всего при такой перегонке получают четыре летучие фракции, которые затем подвергаются дальнейшему разделению. Основные фракции нефти следующие:

- **Газолиновая фракция**, собираемая от  $40$  до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , содержит углеводороды от  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  до  $\text{C}_{11}\text{H}_{24}$ . При дальнейшей перегонке выделенной фракции получают газолин ( $t_{\text{кип}} = 40\text{--}70 \text{ }^\circ\text{C}$ ), бензин ( $t_{\text{кип}} = 70\text{--}120 \text{ }^\circ\text{C}$ ) – авиационный, автомобильный и т.д.

- **Лигроиновая фракция**, собираемая в пределах от 150 до 250 °С, содержит углеводороды от  $C_8H_{18}$  до  $C_{14}H_{30}$ . Лигроин применяется как горючее для тракторов. Большие количества лигроина перерабатывают в бензин.
- **Керосиновая фракция** включает углеводороды от  $C_{12}H_{26}$  до  $C_{18}H_{38}$  с температурой кипения от 180 до 300 °С. Керосин после очистки используется в качестве горючего для тракторов, реактивных самолетов и ракет.
- **Газойлевая фракция** ( $t_{кип} > 275$  °С), по-другому называется дизельным топливом.
- Остаток после перегонки нефти – **мазут** – содержит углеводороды с большим числом атомов углерода (до многих десятков) в молекуле. Мазут также разделяют на фракции перегонкой под уменьшенным давлением, чтобы избежать разложения. В результате получают соляровые масла (дизельное топливо), смазочные масла (автотракторные, авиационные, индустриальные и др.), вазелин (технический вазелин применяется для смазки металлических изделий с целью предохранения их от коррозии, очищенный вазелин используется как основа для косметических средств и в медицине). Из некоторых сортов нефти получают парафин (для производства спичек, свечей и др.). После отгонки летучих компонентов из мазута остается гудрон. Его широко применяют в дорожном строительстве. Кроме переработки на смазочные масла мазут также используют в качестве жидкого топлива в котельных установках.

**Теплоемкость нефтей** – является особенно важной характеристикой для тех из них, которые можно транспортировать по трубопроводам только с предварительным подогревом. Повышение температуры снижает вязкость нефти и позволяет сделать ее пригодной для перекачки. Количество энергии, которое необходимо затратить для нагревания нефти, зависит от ее теплоемкости. Для большинства нефтей теплоемкость лежит в пределах 1500-2500 Дж/ (кг·К).

**Температура застывания** –имеет значение при осуществлении технологических операций с нефтью, например, при определении времени безопасной остановки перекачки для проведения ремонтных работ. Так как нефти являются смесью различных углеводородов, то у них переход из жидкого состояния в твердое происходит постепенно в некотором интервале температур. Чем ближе фактическая температура нефти к ее температуре застывания, тем больше энергозатрат требуется на ее перемещение. На температуру застывания сильное влияние оказывают содержащиеся в нефти парафины, асфальтосмолистые вещества, а также предварительная термообработка. В соответствии с ГОСТ 2028774 температурой застывания считается температура, при которой охлаждаемая в пробирке нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на  $45^{\circ}$  в течение 1 мин.

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти может быть различным: в начальной стадии может добываться практически безводная нефть, затем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и более.

Вода в нефти появляется вследствие поступления к забою скважины подстилающей воды или воды, закачиваемой в пласт с целью поддержания давления. При движении нефти, и пластовой воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное перемешивание, а в результате перемешивания — дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В результате диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии. **Под эмульсией понимают такую смесь двух взаимно не растворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек**

(глобул). Диспергированную жидкость называют внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, — дисперсионной, или внешней средой.

**Нефтяные эмульсии бывают двух типов: вода в нефти (В/Н) и нефть в воде (Н/В).** Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями типа вода в нефти (В/Н). Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широких пределах: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа **нефть в воде (В/Н)** (в пластовой воде диспергированы капельки нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1% нефти (в среднем 1000 мг/л).

Для образования эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей. Если взять чистую воду и чистую нефть, то сколько бы мы их ни перемешивали, эмульсия не образуется. Чтобы она образовалась, необходимо наличие в нефти особых веществ — **природных эмульгаторов**. Такие природные эмульгаторы в том или ином количестве всегда содержатся в пластовой нефти. **К нам относятся асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты и другие мельчайшие механические примеси, как ил и глина.** В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды частицы эмульгирующего вещества на поверхности этих капелек (или, как обычно принято говорить, на поверхности раздела фаз) **образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек.** На рис. 1 схематически изображена такая пленка на поверхности глобулы воды. С явлением образования пленки на поверхности глобулы воды связывают процесс «старения» эмульсии. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии может протекать быстро или медленно от нескольких часов до 3-4 дней. Обычно первоначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется

или даже прекращается. По истечении определенного времени пленки вокруг глобул воды становятся очень прочными и трудно поддаются разрушению. В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на три вида:

- легко расслаивающиеся;
- средней стойкости; - стойкие.

В легко расслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные — размером от 50 до 100 мкм, в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм. Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение. Кроме отмеченных выше условий, на стойкость водонефтяных эмульсий влияют и некоторые другие факторы: температура, содержание парафина, условия образования эмульсии количество и состав эмульгированной воды и др.

Основными характеристиками нефтяных эмульсий являются: **агрегативная устойчивость, вязкость, размер эмульгированных глобул водной фазы.**

Устойчивость эмульсий – это способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы.

Вязкость эмульсий зависит от содержания воды и наибольшая вязкость эмульсий для сырой нефти любых сортов приблизительно равна вязкости сырой нефти, умноженной на коэффициент 1,3; 1,8; 2,7; 4,1 для эмульсий, содержащих соответственно 10, 20, 30, 40% воды.

С повышением температуры вязкость нефти уменьшается, что способствует снижению стойкости эмульсии. С **понижением** температуры из нефти выделяются кристаллики растворенного в ней парафина, который накапливается на оболочке глобулы и увеличивает ее прочность. Поэтому эмульсии нефти, содержащей парафин, в зимних условиях имеют большую устойчивость. Интенсивность перемешивания нефти с водой при добыче также влияет на стойкость эмульсии. **При фонтанном способе добычи** нефти в результате постепенного выделения газа в подъемных трубах и

соответственного увеличения скорости потока могут образоваться весьма стойкие эмульсии. Дополнительное перемешивание нефти происходит при резких поворотах потока в фонтанной арматуре и при прохождении через штуцеры. Степень диспергирования капель воды при прохождении через штуцер тем больше, чем больше перепад давления в штуцере. **При газлифтном способе добычи нефти условия для образования эмульсий примерно те же, что и при фонтанной добыче.** Образование эмульсий при газлифтном способе происходит в основном в месте ввода рабочего агента в насоснокомпрессорные трубы. Эмульсии, образующиеся при газлифтном способе добычи нефти, также отличаются стойкостью.

При глубинно-насосной эксплуатации скважин эмульгирование нефти происходит в узлах клапана, в паре плунжер — цилиндр и в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг. При использовании погружных электроцентробежных насосов перемешивание продукции скважины происходит в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах.

Стойкость эмульсии при добыче нефти глубинными штанговыми насосами значительно ниже, чем при эксплуатации погружными электроцентробежными насосами, но она может повышаться в обоих случаях при малом к. п. д. оборудования. Особенно сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации оказывают неисправности оборудования — пропуски в насосах через неплотности, изношенные участки. В случае пропуска жидкости в клапанных узлах за счет давления столба жидкости над клапаном истечение жидкости происходит с большой скоростью, что вызывает турбулизацию и эмульгирование нефти. Особенно сильное эмульгирование происходит при наличии зазора плунжера.

Немалую роль в повышении стойкости эмульсий играет также и наземное оборудование — это система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, штуцеры, задвижки, клапаны, уголки, тройники и сепараторы.

Стойкие эмульсии **снижают** межремонтный пробег работы скважин из-за обрывов штанг в штанговых скважинных насосных установках, а вследствие перегрузок погружного электродвигателя, наблюдаются пробой электрической части установок электропогружного центробежного насоса. **Затрудняется** процесс сепарации газа и предварительный сброс воды на установках с предварительным сбросом воды. Учитывая, что **со временем стойкость эмульсий повышается**, это является одной из причин того, что добываемую нефть **необходимо обезвоживать** как можно раньше с момента образования эмульсий, **не допуская ее старения**. Поэтому целесообразно проводить обезвоживание нефти не месторождениях.

Транспорт обводненной нефти **удорожается** не только из-за перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии зависит от содержания в ней воды и значительно выше, чем вязкость чистой нефти.

Вместе с водой при обезвоживании из нефти **удаляются соли**, растворенные в воде, механические примеси, являющиеся причиной коррозии и загрязнения трубного пространства теплообменных аппаратов на нефтеперерабатывающих заводах.

Окончательная, более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется **в процессе обессоливания** путем интенсивного перемешивания обезвоженной нефти с пресной водой, а образовавшуюся эмульсию разрушают.

Понятие о реагентах-деэмульгаторах нефтяных эмульсий. Устойчивость нефтяных эмульсий определяется образованием на поверхности капель дисперсной фазы абсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью. К веществам, способным образовывать такие оболочки в эмульсиях типа вода в нефти, относятся смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины. . Состав защитных слоев нефтяных эмульсий различен. Кроме основных стабилизаторов — смол и асфальтенов — в них входят: соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов; микрокристаллы

парафина и твердые частицы минеральных и углистых суспензий, порфириты и их окислы, содержащие тяжелые металлы и т. д. Эти защитные слои на поверхности капель препятствуют уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем самым предотвращают процесс их слияния. Для того чтобы осуществить процесс расслоения устойчивой нефтяной эмульсии, необходимо устранить структурно-механический барьер на поверхности капель со стороны дисперсионной среды. Разрушить такой барьер можно только введением в систему поверхностно-активных веществ (ПАВ), именуемых реагентами-деэмульгаторами. При введении реагента-деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела фаз нефть — вода протекают следующие процессы. Молекулы реагента-деэмульгатора, обладая большей активностью, чем природные стабилизаторы нефтяных эмульсий, вытесняют последние с границы раздела фаз нефть - вода. Образующиеся на их месте абсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что создает возможность для слияния капель воды при их контакте друг с другом. Адсорбция молекул реагента-деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, что улучшает при дополнительном воздействии на капли, их взаимное слияние. Таким дополнительным воздействием может служить электрическое поле, под действием которого капли воды поляризуются и притягиваются друг к другу противоположно заряженными полюсами. Для облегчения сближения капель применяют подогрев эмульсии, благодаря чему снижается вязкость нефти, и скорость движения капель воды при их сближении возрастает. Реагенты-деэмульгаторы, используемые для разрушения нефтяных эмульсий, подразделяют на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы в водных растворах диссоциируют на ионы. В зависимости от того, какие ионы (анионы или катионы) являются поверхностно-активными, ионогенные деэмульгаторы подразделяются на: анионоактивные и катионоактивные.

Неионогенные деэмульгаторы не диссоциируют на ионы в водных растворах. Ионогенные деэмульгаторы, такие как нейтрализованный черный контакт (НЧК) и нейтрализованный кислый гудрон (НКГ), применявшиеся ранее для подготовки нефти, имеют существенные недостатки: - при взаимодействии с пластовой водой образуют твердые вещества, выпадающие в осадок (гипс, гидрат окиси железа и др.), - являются эмульгаторами для эмульсий типа нефть в воде, что ухудшает качество воды, - имеют большой удельный расход (0,5—3 кг/т). Поэтому ионогенные деэмульгаторы в настоящее время почти не используются. Неионогенные деэмульгаторы синтезируют на основе продуктов реакции окиси этилена или окиси пропилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами. Удлинение оксиэтиленовой цепи повышает растворимость деэмульгатора в воде за счет увеличения гидрофильной (водорастворимой) части молекулы. Если заменить окись этилена окисью пропилена, то можно существенно повысить растворимость деэмульгатора в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств. Неионогенные деэмульгаторы не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями металлов и не образуют твердых осадков. Удельный расход их значительно ниже, чем ионогенные (5—50 г/т). Новые деэмульгирующие материалы не чистые вещества, а смесь полимеров разной молекулярной массы с различными гидрофобными свойствами. Поэтому они обладают гораздо более широким диапазоном растворимости в различных нефтях или в пластовых водах различной минерализации. Неионогенные деэмульгаторы подразделяются на водорастворимые и маслорастворимые (нефтерастворимые). Подбор деэмульгатора осуществляют в зависимости от эмульсионности нефти и эффективности реагента.

### **3.4.1. Технология применения деэмульгаторов в процессах промышленной подготовки нефти.**

С появлением надежных и точных дозирующих насосов на месторождениях наибольшее применение нашла подача неразбавленного реагента. Для этого **требуются** несложные установки, состоящие в основном из небольшого дозирочного насоса и бачка с чистым реагентом. Специальных устройств для смешения в виде лабиринтов в трубах или смесителей не требуется — за счет турбулентности потока до поступления смеси на установку достигается ее хорошее перемешивание.

Если проба эмульсии, взятая непосредственно перед поступлением на установку по подготовке нефти, разрушается без дополнительного встряхивания, это значит, что перемешивание реагента произошло полное и место подачи его в поток выбрано правильно. Если же для достижения видимого разрушения эмульсии необходимо встряхивание, это указывает на недостаточное перемешивание реагента с эмульсией, а также на то, что место ввода его в линию необходимо отнести дальше от установки подготовки нефти. Хотя традиционное место ввода деэмульгатора — установка промышленной подготовки нефти, но высокая эффективность ранней обработки водонефтяной эмульсии стимулирует подачу химического реагента непосредственно в скважину. Однако при этом необходимость химической обработки скважинной продукции, поступившей на установку, не исключается, но суммарный расход реагента снижается, а эффективность процесса повышается. Ввод деэмульгатора в обеих точках осуществляется в этом случае одновременно, т.е. использование скважины как объекта ввода деэмульгатора не исключает необходимости химической обработки на установке. Непосредственно в скважины реагент может подаваться на забой через затрубное пространство или в выкидную линию. Процесс ввода деэмульгатора на забой скважины с

целью предотвращения образования стойких нефтяных эмульсий получил название внутрискважинной деэмульсации. При газлифтной эксплуатации скважин наиболее целесообразно подавать реагент вместе с рабочим агентом. Для этой цели химический реагент с помощью дозирочного насоса вводят в газовую линию. В настоящее время в зависимости от конкретных условий нефтяных месторождений и от принятой системы сбора реагент вводится:

- в поток на скважинах;
- на групповых замерных установках;
- дожимных насосных станциях;
- установках предварительного сброса воды;
- на центральных пунктах перед установкой подготовки нефти.

Наибольшее распространение получила схема подачи деэмульгатора, сочетающая в себе два процесса:

1. предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%;
2. глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%.

В связи с этим реагент подается в первом случае перед узлом сепарации на установке предварительного сброса воды (УПСВ), а во втором непосредственно перед установкой подготовки нефти. Подача реагента осуществляется с помощью дозирочных установок.

Блок для дозирования реагентов БР-2,5 предназначен для приготовления, а также дозирования чистых деэмульгаторов и ингибиторов коррозии и может устанавливаться на групповых замерных установках или установках по подготовке нефти. Блок БР-2,5 состоит из рамы-саней, теплоизолированной будки, технологической емкости, шестеренного насоса РЗ-4,5а, плунжерного дозирочного насоса НД-0,5Р-2,5/400, электрообогревателей, вентилятора, запорно-регулирующей арматуры, системы контроля и управления.

Принципиальная технологическая схема блока представлена на рис.3.5. Технологическую емкость заправляют химическим реагентом или ингибитором коррозии с помощью шестеренного насоса 3. В случае же применения обоих реагентов предусмотрена обводная линия от технологической емкости на прием шестеренного насоса, по которой осуществляется их перемешивание рециркуляцией потока по линии "емкость-насос-емкость".

Внутри технологической емкости 1 установлен электронагреватель 5 мощностью 3,75 кВт, который поддерживает температуру реагента 60 °С с целью снижения его вязкости и обеспечения равномерного заполнения цилиндра дозирочного насоса 4. Сверху емкости предусмотрен смотровой люк 2, снабженный крышкой. Дозировочный насос непрерывно подает реагент в технологический трубопровод.

Система контроля и регулирования блока БР-2,5 осуществляет контроль предельных уровней реагента в емкости, при достижении которых отключаются электродвигатели дозирочного или шестеренчатого насосов, и контроль (при помощи электроконтактного манометра) давления нагнетания дозирочного насоса, при превышении которого также отключается электродвигатель. Все оборудование установок (рис.3.6) размещено в теплоизолированной будке 1, смонтированной на сварной раме-санях 2. Будка разделена герметичной перегородкой 4 на два отсека (технологический и приборный). В технологическом отсеке размещены технологическая емкость 8, трубчатый электронагреватель 5, шестеренный 7 и дозирочный 6 насосы, а также средства контроля и управления 3. Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

Однако, как бы не была совершенна схема подачи деэмульгатора, положительных результатов в процессе подготовки нефти можно добиться

только при правильном подборе реагента, месте его дозирования и рациональном расходе.

На установке НДУ-50/150 используется одноплунжерный вертикальный насос, который крепится к корпусу редуктора. Плунжер 8 приводится в движение посредством пружины 9 при всасывании и кулачка 13 при нагнетании.

Электродвигатель устанавливается на плите 1. Реагент заливается через верхнюю горловину 3. В нижней части емкости имеется отстойник 2. Реагент через штуцер 4 отстойника, запорный кран 5 и трубку низкого давления 6 поступает на прием насоса. Подача реагента осуществляется через обратный клапан, трубку высокого давления д и форсунку е, устанавливаемую на трубопроводе 10.

На корпусе имеется штуцер 7, служащий для удаления воздуха из-под обратного клапана насоса, а также для замера с помощью бюретки уровня реагента в емкости и производительности насоса. Ступенчатое регулирование подачи насоса производится сменой кулачков. Кулачок с одним выступом обеспечивает подачу 0,006 – 0,120 л/ч при 50 ходах плунжера в минуту, кулачок с тремя выступами – в пределах 0,030 – 2,160 л/ч при 150 ходах в минуту.

Плавное регулирование подачи реагента осуществляется поворотом плунжера: при повороте вправо подача увеличивается, при повороте влево – уменьшается. Плунжер поворачивают с помощью зубчатого сектора, закрепленного на хвостовике плунжера. Зубчатый сектор находится в зацеплении с зубчатой рейкой регулятора подачи 12. Для предварительной установки подачи насоса необходимо вывести из зацепления рейку и повернуть плунжер в положение, соответствующее требуемой подаче. При тонкой регулировке рейка и сектор приводятся в движение вручную поворотом винта регулятора. После окончательной регулировки винт регулятора фиксируется с помощью стопорного винта.

## **Методы разрушения эмульсий.**

Способы разрушения эмульсий, условно делятся на следующие группы: химические, механические, термические и электрические.

**Термические методы** – деэмульгирования нефти ускоряется при ее подогреве. С повышением температуры возрастают Ван – Дер. Ваальсовы силы, усиливается броуновское движение, вероятно, увеличивается скорость химической адсорбции и уменьшается вязкость эмульсии. Следовательно, уменьшается прочность бронирующего слоя и ускоряет процесс деэмульгирования. Если парафины являются основными стабилизаторами эмульсий, то нагревание нефти до температуры, превышающей температуру плавления парафинов (50-65 °С) приводит к полному разрушению эмульсии. Высокие издержки, **потери легких фракций** нефти в результате их испарения являются очень серьезными **недостатками термического способа** деэмульгирования нефти. Испарение легких нефтяных фракций приводит к тому, что растворимость асфальтенов снижается и повышается вероятность отложения твердых осадков на внутри корпусных устройствах нефтеперерабатывающих установок и стенках печных труб, а также повышается риск их коррозии.

**Физические методы** – к данной группе методов относятся **отстаивание воды в гравитационных сепараторах (отстойниках), фильтрация эмульсии через слой волокнистого или гранулированного фильтрующего материала, центрифугирование, замораживание, пневматическая флотация и многое другое.**

**Фильтрация** – нестойкие эмульсии успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из гравия, битого стекла, древесины, металлических стружек, стекловаты и других материалов. Здесь деэмульсация нефтей основана на явлении селективного смачивания. Смачивание жидкостью поверхности твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения, т.е.

жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше взаимодействие между ее молекулами.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям:

- иметь хорошую смачиваемость водой, чтобы произошло сцепление глобул воды с фильтрующим веществом, разрыв межфазных пленок, и произошла коалесценции (слияние) капель воды;
- быть достаточно прочным, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию.

**Данный метод не находит** широкого применения из – за громоздкого оборудования, малой производительности, необходимости часто менять фильтры.

**Электрические методы** – между дисперсионной средой и поверхностью диспергированных в ней частиц существует разность потенциалов. **При воздействии на эмульсию электрического поля диспергированные капли воды поляризуются и стремятся расположиться вдоль силовых линий поля, при этом капли вытягиваются, а противоположные заряды в капле смещаются к ее краям, возникают силы взаимного притяжения, в результате чего частицы дисперсной фазы соударяются друг с другом и сливаются в более крупные.** Обработка эмульсии в электрическом поле не способствует полному ее расслоению, поэтому данный способ, как правило, применяют в сочетании с термохимическими методами разрушения эмульсий.

**Химические методы** – нашли наиболее широкое применение в промышленности. Химическое деэмульгирование – самый дешевый, быстрый и простой в осуществлении – способ разрушения эмульсий. Его сущность заключается в устранении энергетического барьера (в виде стабилизирующего действия эмульгаторов в бронирующей оболочке), препятствующего расслоению эмульсий. Как правило, для обработки определенного сорта нефти применяют смесь реагентов, каждый из которых выполняет определенную функцию.

### **3.7. Методы предотвращения образования эмульсий.**

Для предотвращения эмульгирования нефти необходимо устранить условия, при которых происходит образование нефтяных эмульсий в процессе добычи. Главные из них:

- 1) совместное поступление нефти и воды из скважины;
- 2) интенсивное перемешивание, приводящее к диспергированию одной жидкости в другой;
- 3) присутствие в нефти природных эмульгаторов.

Для отдельного извлечения нефти и воды из скважин они оборудуются двумя подъемниками: одним для нефти, другим для воды. Однако из-за сложностей при поддержании технологии, широкого распространения данный метод не получил.

Наибольшее внимание на месторождениях необходимо уделять уменьшению перемешивания нефти и воды с целью снижения стойкости нефтяной эмульсии. Так как в фонтанных скважинах наибольшее перемешивание нефти и воды происходит в подъемных трубах и при прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры, то степень перемешивания может быть уменьшена, если в сепараторах, расположенных после штуцера, поддерживать повышенные давления. Этим достигается снижение перепада давления в штуцере и соответственно снижается степень перемешивания потока.

При выборе того или иного вида газлифтной добычи необходимо учитывать, что в скважинах, эксплуатируемых периодическим газлифтом, перемешивание происходит в меньшей степени при подъеме столба жидкости в насосно-компрессорных трубах. Однако в результате изменения направления потока на устье скважины, при движении по выкидным линиям и при прохождении через сепараторы, смесь нефти и воды сильно перемешивается и эмульгируется. В отличие от периодического, при непрерывном газлифте наибольшее перемешивание происходит в насоснокомпрессорных трубах и меньшее — в поверхностном

оборудовании. При эксплуатации скважин глубинными штанговыми насосами с целью предотвращения образования стойких эмульсий особое внимание должно быть уделено повышению к. п. д. глубинно-насосной установки. Чем выше ее к. п. д., тем меньше создается условий для перемешивания жидкости при подъеме. К. п. д. глубинно-насосной установки можно повысить соответствующим подбором числа качаний и длины хода полированного штока, применением клапанных узлов большего диаметра, устранением пропуска в этих узлах и особенно хорошей подгонкой плунжера к цилиндру насоса.

Для увеличения коэффициента заполнения насоса и ликвидации вредного влияния газа желательно предотвратить по возможности поступление газа в насос. С этой целью обычно на приеме насоса устанавливают приспособление (газовый якорь), который обеспечивает более полное заполнение насоса и устраняет образование в нем газовых «мешков».

Для уменьшения эмульгирования нефти в поверхностном оборудовании выкидные линии от скважин должны прокладываться по возможности без резких поворотов и острых углов и иметь достаточный диаметр для сведения к минимуму турбулизацию потока. В выкидных линиях и нефтесборных коллекторах должно устанавливаться минимальное число задвижек и клапанов, чтобы устранить перемешивание жидкости в результате изменения проходного сечения труб в этих местных сопротивлениях. Выкидные линии от скважин должны прокладываться с таким уклоном, чтобы не происходило скопления воды в пониженных местах трубопроводов, так как это может создать благоприятные условия для эмульгирования нефти.

При выборе насосов для перекачки обводненной нефти предпочтение должно быть отдано поршневым насосам по сравнению с центробежными, поскольку они имеют повышенные к. п. д. и меньше перемешивают перекачиваемую жидкость. Насосы должны поддерживаться в исправном

состоянии, пропуски в рабочих органах должны быть сведены к минимуму. Экспериментально установлено, что в самотечных системах сбора нефти происходит меньшее эмульгирование продукции скважин по сравнению с напорными. Поэтому при проектировании нефтесборных коллекторов должно быть обращено внимание на рельеф местности с максимальным использованием самотека в нефтесборных коллекторах. Все перечисленные выше способы для уменьшения поступления воды вместе с нефтью и снижения степени перемешивания не могут полностью исключить образования нефтяных эмульсий. Поэтому наибольшее внимание приходится уделять разрушению образовавшихся эмульсий с последующим отделением нефтяной фазы от воды.

**Цилиндрические резервуары.** Хранение нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах производится в резервуарах-стальных, железобетонных, бетонных с облицовками для создания герметичности стен и днища, и в амбарах (ямах). По отношению к поверхности земли резервуары могут быть наземными, полуподземными и подземными.

В наземных резервуарах днище расположено выше поверхности земли и установлено на фундаменте.

Подземными называются заглубленные резервуары, в которых высший уровень нефтепродукта, при полном заполнении резервуара, находится на 0,2 м ниже планировочной отметки прилегающей территории.

Стальные наземные резервуары строятся следующих конструкций: вертикальные, горизонтальные, шаровые и специальных конструкций (резервуары с плавающими крышами, с дышащими крышами и др.).

Наиболее широко распространены цилиндрические вертикальные резервуары с плоским днищем и конической крышей типа 1 (рис. 1.2), рассчитанные на избыточное внутреннее давление в газовом пространстве 2 кПа (200 мм вод. ст.) и разрежение 0,25 кПа (25 мм вод. ст.) и типа 11 (рис.2.3), рассчитанные на давление и разрежение 0,25 кПа (25 мм вод. ст.).

В настоящее время на нефтегазоперерабатывающих заводах применяются стальные вертикальные резервуары с условной емкостью 100, 200, 300, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 10 000, 15 000, 20 000, 30 000 и 50 000 м<sup>3</sup>.

Для районов со значительными снеговыми нагрузками и большим скоростным напором ветра, вечной мерзлотой, сейсмичностью выше 8 баллов и расчетной температурой ниже минус 50 °С резервуары и основания под них изготавливают по специальным проектам. Для южных районов применяют резервуары с плавающим понтоном и стационарным покрытием, которые значительно уменьшают потери от испарения хранимого продукта. Резервуары с плавающей крышей вместимостью 100 – 5000 м<sup>3</sup> предназначаются для хранения продуктов с высокой упругостью паров в южных районах страны. Они изготавливаются из рулонных заготовок корпуса и днища или методом полистовой сборки. В обоих вариантах настил покрытия монтируется и сваривается из отдельных листов непосредственно на резервуаре.

Резервуары полистовой сборки применяется только в исключительных случаях в отдельных районах страны, куда по транспортным условиям затруднена доставка крупногабаритных рулонных заготовок.

Резервуары вместимостью 2 – 5 тыс. м<sup>3</sup>, сооружаемые в районах со скоростным напором ветра 55 кгс/м<sup>2</sup>, внутри корпуса на уровне низа стропильных ферм имеют кольца жесткости.

Резервуары с конусной крышей рассчитаны на следующие нагрузки:

- давление в газовом пространстве резервуар-2кПа (200 мм вод. ст.);
- допускаемый вакуум – 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);
- снеговая нагрузка - 100 кгс/м<sup>2</sup>,
- нагрузка от термоизоляции кровли, - 45 кгс/м<sup>2</sup>; - скоростной напор ветра – 30 – 36 кгс/м<sup>2</sup>.

Корпус и днище резервуаров для нефтепродуктов и воды для эксплуатации при температуре до - 40°С изготавливаются из мартеповской

спокойной стали ВСт.3сп улучшенного раскисления, для эксплуатации при температуре до - 65°C изготавливаются из низколегированной стали 09Г2С.

Резервуары со сферической кровлей имеют вместимость от 10 до 50 тыс.м<sup>3</sup>, рассчитаны на хранение продуктов при повышенном внутреннем давлении от 10 до 25 кПа и вакууме до 1 кПа (100 мм вод. ст).

Емкости для хранения газообразных продуктов называют газгольдерами. Различают газгольдеры постоянного и переменного объема.

Газгольдеры постоянного объема представляют собой резервуары, рассчитанные на давление 2 – 2,5 МН/м<sup>2</sup> (в некоторых случаях и на более высокое давление). Изменение количества хранимого в них газа приводит к уменьшению давления внутри газгольдера.

Газгольдеры переменного объема обычно работают при давлении не более 0,065 МН/м<sup>2</sup>. Их подразделяют на сухие и мокрые. Мокрые газгольдеры представляют собой колокол, плавающий в водяном бассейне. По мере уменьшения количества хранимого газа колокол опускается в бассейн, при этом внутренний его объем соответственно уменьшается.

Мокрые газгольдеры, согласно типовым проектам, изготавливают от 100 до 30 000 м<sup>3</sup>. Сухой газгольдер имеет перемещающуюся вертикально крышу, связанную со стенками гибкой мембраной или имеющую на краю уплотняющий сальник.

Процесс сепарации начинается уже сразу же на первых этапах движения нефти, когда из нефти отбираются выделившиеся газообразные углеводороды (с падением давления), находящиеся в пластовых условиях в жидком состоянии.

**Первым узлом отбора легких фракций оказываются трапно- сепарационные установки, на которых от нефти отделяется свободный газ, подаваемый далее по газосборным коллекторам на промышленную компрессорную станцию либо на газобензиновый завод.**

Нефтегазовые сепараторы служат для отделения газа от жидкой продукции скважин. Процесс сепарации осуществляется для:

- 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырье или топливо;
- 2) разложения образовавшейся пены;
- 3) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- 4) уменьшения пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти;
- 5) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений.

От проведения процессов сепарации зависят потери легких фракций нефти при последующем ее транспорте и хранении. Установлено, что при моментальной сепарации нефти (с резким снижением давления) существенно увеличивается уносимое количество тяжелых углеводородов быстро движущейся струей свободного газа.

**При ступенчатой сепарации подбором давлений на ступенях** можно достигнуть выделения в основном только свободного газа, при минимальном уносе нефтью легких углеводородов, которые затем теряются на последующих этапах ее движения.

Затруднительно дать однозначный ответ на вопрос оптимального выбора числа ступеней сепарации. Например, при многоступенчатой сепарации нефти, применяемой, как правило, при высоких давлениях (4-8 МПа), на устьях скважин в результате незначительного понижения давления и температур на каждой ступени происходит постепенное выделение газовой фазы (вначале легких фракций – метана, этана, затем частичное выделение тяжелых углеводородов – пропана, бутана, пентана) и в нефти остается большое количество невыделившихся тяжелых углеводородов.

Если при том же высоком устьевом давлении применить трех-или двухступенчатую сепарацию, то в результате резкого снижения давления в сепараторах будет интенсивно выделяться газовая фаза, и вместе с легкими углеводородами в газовую фазу из нефти перейдет большое количество

тяжелых углеводородов, представляющих собой ценное сырье для получения из этих газов жидких углеводородов и, в частности, пропанбутанов и газового бензина.

Из сказанного следует, что при сборе и транспортировке нефти на площадях месторождений можно применять как многоступенчатую, так и двухступенчатую сепарацию. С точки зрения экономии металла, удобства обслуживания и наличия поблизости от месторождения газоперерабатывающего завода всегда целесообразно применять трехступенчатую сепарацию. Выделившийся на первой ступени сепарации газ под собственным давлением направляется на местные нужды: для отопления жилых и производственных зданий, в котельные и т.д. Газ, получаемый на второй и третьей ступенях сепарации, где предусматривается резкое снижение давления, будет жирным, т.е. содержащим большое количество тяжелых углеводородов и может направляться на ГФУ или ГПЗ.

В сепараторах любого типа, используемых на нефтяных месторождениях, различают следующие четыре секции.

1. Основная сепарационная секция, служащая для выделения из нефти газа, на работу которой большое влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное, использование различных насадок-диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).
2. Осадительная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонной плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти, т.е. эффективность ее сепарации. Наклонные плоскости рекомендуется изготовлять с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

3. Секция сбора нефти, занимающая самое нижнее положение в сепараторе и предназначенная как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. В зависимости от эффективной работы предыдущих секций сепаратора, нефть может находиться здесь или в однофазном состоянии, или в смеси с газом.

4. Каплеуловительная секция, расположенная в верхней части сепаратора и служащая для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.

Работа сепараторов любого типа, устанавливаемого на нефтяном месторождении, характеризуется двумя основными показателями: количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции, и количеством пузырьков газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти. Чем меньше эти показатели, тем лучше работает сепаратор.

К показателям эффективности работы нефтяного сепаратора относятся также удельный унос капельной жидкости  $K_{ж}$  потоком газа и удельный унос свободного газа  $K_{г}$  потоком нефти.

Для полной оценки эффективности работы сепаратора наряду с показателями  $K_{ж}$  и  $K_{г}$  необходимо учитывать и степень технического совершенства, которая характеризуется: 1) минимальным диаметром капель жидкости, задерживаемых в сепараторе; 2) минимально допустимой средней скоростью газового потока в свободном сечении сепаратора, а также в каплеуловительной секции; 3) временем пребывания жидкости (нефти или нефти и воды) в сепараторе, за которое происходит максимальное отделение свободного газа от жидкости. Допустимое значение  $K_{ж}$  не должно превышать  $50 \text{ см}^3$  на  $1000 \text{ м}^3$  газа, в то время как  $K_{г}$  при условиях сепараторе рекомендуется принимать равным  $K_{г} = 20 \cdot 10^3 \text{ см}^3$  на  $1 \text{ м}^3$  жидкости.

На нефтяных месторождениях наиболее широко используются горизонтальные сепараторы, обладающие рядом преимуществ по

сравнению с вертикальными сепараторами. В горизонтальных сепараторах достигается лучшее качество сепарации, они обладают повышенной пропускной способностью, отличаются доступностью внутреннего осмотра, простотой обслуживания и ремонта.

Сепарационные установки НГС широко применяются при обустройстве нефтяных месторождений и предназначаются для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующих ступенях сепарации, включая горячую сепарацию на последней ступени под вакуумом.

В настоящее время промышленностью выпускается нормальный ряд сепарационных установок на проектную пропускную способность по нефти от 2000 до 30000 т/сутки.

Сепарационная установка (НГС) состоит из стальной горизонтальной цилиндрической емкости 1, оснащенной штуцерами для входа продукции 2, выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости на входе нефтегазовой смеси установлено распределительное устройство 3 и наклонные желоба 4 и 5. Возле штуцера выхода газа установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники. Аппарат также снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 2, изменяет свое направление на 90°, и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся от нефти газ сначала проходит вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99%), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа.

Отсепарированная нефть через выходной патрубок 10 снизу сепаратора направляется на следующую ступень сепарации или же в резервуар.

Сепараторы НГС поставляются в комплекте со средствами местной автоматики, а средства управления автоматического регулирования предусматриваются в проектах по привязке установок с конкретным объектом.

### **Сепарационные установки с предварительным отбором газа УБС**

Широкое внедрение однострубных герметизированных систем сбора и подготовки нефти и газа обусловило создание блочных сепарационных установок высокой пропускной способности, обеспечивающих высокое качество разделение нефти и газа в условиях пульсирующих потоков нефтегазовой смеси в сборных коллекторах.

Для удовлетворения этих требований созданы сепарационные установки с предварительным отбором газа следующих типоразмеров: УБС-1500/6, УБС-1500/16, УБС-3000/6, УБС-3000/16, УБС-6300/6, УБС-6300/16, УБС10000/6, УБС-10000/16, УБС-16000/6 и УБС-16000/16. В шифре установок приняты следующие обозначения: УБС- установка блочная сепарационная, первое число – пропускная (в м<sup>3</sup>/с); второе – допустимое рабочее давление.

Установки предназначены для отделения нефти от газа на первой ступени сепарации. Процесс сепарации на установке УБС (рис.11.5) разделяется на следующие стадии:

- предварительное разделение и расслоение газожидкостной смеси в конечном участке системы сбора и в депульсаторе 6;
- окончательное разделение жидкости и газа в сепарационной емкости 7;
- очистка газа от капельной жидкости в сепарационной емкости или в отдельном выносном аппарате – каплеотбойнике 2.

Рис. 11.5. Сепарационная установка с предварительным отбором газа типа УБС

Продукция скважин по нефтегазосборному коллектору поступает перед сепаратором на конечный участок трубопровода, диаметр которого

выбирается из расчета разрушения пробковой структуры, сглаживания пульсаций расхода и давления.

Из конечного участка трубопровода 1 нефтегазовый поток поступает в депульсатор 6, который состоит из восходящего участка 5 и наклонного 4 в сторону ввода жидкости 1 в сепарационную емкость. На этом участке наклонного трубопровода монтируется газоотводящий коллектор 3 для отбора отделившегося газа и подачи его в каплеотбойник 2 или в газовое пространство сепарационной емкости.

В депульсаторе происходит предварительное отделение газа от жидкости. Жидкость с остаточным газом поступает в сепарационную емкость, где четко выделяются три секции:

- ввода жидкости и газа, служащая для гашения кинетической энергии и распределения по сечению емкости входящих потоков жидкости и газа;
- осаждения и сбор, где происходит завершающий процесс гравитационного разделения как газовой, так и в жидкостной зоне;
- отвода жидкости и газа, служащая для отвода продуктов разделения из сепарационной емкости, а также размещения поплавков регулятора уровня и датчиков предельных уровней.

Каплеотбойник 2 монтируется над сепарационной емкостью, что обеспечивает подачу самотеком уловленной в каплеотбойнике жидкости в секцию осаждения и сбора сепарационной емкости.

**Сепарационные установки с предварительным сбросом воды УПС** предназначены для отделения газа от обводненной нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Установки типа УПС различной модификации выпускаются на рабочее давление 0,6 и 1,6 МПа. Выпускаемые на рабочее давление 0,6 МПа установки типа УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М, можно использовать в качестве сепараторов первой ступени, когда предварительное отделение газа от жидкости осуществляется в депульсаторе перед поступлением продукции в аппарат.

Установка типа УПС-10000/6М обычно устанавливается после сепаратора первой ступени, которая может одновременно разделять жидкость на несколько потоков равного расхода.

Автоматизированные установки УПС-3000 и УПС-6300 выполнены в моноблоке в виде стального горизонтального цилиндрического аппарата с эллиптическими днищами и состоят из блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Рис.11.6. Принципиальная схема установок типа УПС-3000 и УПС-6300

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека – сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люклаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2. Для равномерного распределения потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

В отстойном отсеке имеется распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти, позволяющие осуществлять работу установки в режимах полного и неполного заполнения. На установках УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по штуцеру 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит первичное отделение газа от жидкой фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления - газовый коллектор.

Водонефтяная эмульсия из отсека А передавливается в отсек Б под действием давления газа, допустимый перепад давления между отсеками А и Б не более 0,2 МПа. Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек

Б через входной распределитель 3. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части емкости.

**Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС-10 000/6М (16М)** используется для сброса свободной пластовой воды из продукции скважин с одновременной сепарацией газа.

**Установка УПС-10 000/6М (16М)** выполнена в виде моноблока из стального горизонтального цилиндрического аппарата с эллиптическими днищами. Аппарат состоит из технологической емкости А с перегородками и каплеотбойниками, площадками для обслуживания, запорнорегулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Технологическая емкость А разделена перегородками на девять отсеков: два приемных И, два отстойных Б, водосборный Ж и четыре нефтесборных В, Г, Д и Е. Ввод эмульсии осуществляется через устройство, состоящее из штуцера с вертикальной перегородкой 2 и расширяющихся сопел с направляющими ребрами 3. Для увеличения зеркала жидкости с целью дополнительной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрены две нефтеразливные полки 4, имеющие уклон в сторону днищ аппарата. Для вывода газа в газовый коллектор наверху аппарата имеется люк, в крышку которого вмонтирован сетчатый каплеотбойник 1. В водосборном отсеке Ж имеется штуцер для регулятора уровней «нефтьгаз» и «нефть-вода». Там же, в нижней части аппарата, смонтирован штуцер 6 для отбора воды. В нефтесборных отсеках имеются штуцеры для вывода нефти 7.

При работе установки на 11 ступени сепарации продукция поступает в технологическую емкость по стабилизатору потока. Отделившийся газ по вертикальному стояку подается под каплеотбойник. При работе установки на 1 ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор).

После стабилизатора потока или в депульсаторе нефтяная эмульсия поступает в штуцер 2 для ввода жидкости в аппарат, который делит поток на две приблизительно равные части.

Раздельные потоки через распределители с направляющими ребрами 3 поступают на нефтеразливные полки, где происходит дополнительная сепарация газа и нефти.

Далее продукция стекает в приемные отсеки И. Свободная вода, оседая через низ перегородки, поступает в отстойные отсеки Б. Эмульсия через окна в перегородках 5 так же попадает в отсеки Б, где происходит гравитационный отстой.

Отстоявшаяся эмульсия через V-образные щели переливается в четыре нефтесборных отсека В, Г, Д и Е, откуда при помощи регуляторов уровня поступает на установку подготовки нефти. Отделившаяся свободная вода направляется в водосборный отсек Ж, откуда посредством регулятора межфазного уровня «вода-нефть» сбрасывается на установку по подготовке воды.

Техническая характеристика установки УПС-10 000/6М приведена ниже

Пропускная способность по сырью, м<sup>3</sup>/сутки 10 000

Давление рабочее, МПа 0,6

Газовый фактор, м<sup>3</sup>/т 20 – 120

Массовое содержание воды в сырье, % до 90

Массовое содержание воды в выходящей из установки нефти, % до 30

Среда (нефтегазовая эмульсия) коррозионная Температура рабочей среды, °С до 50

Габаритные размеры, мм 18 400 x 6 550 x 6 135

Сухая масса, кг 42 000

**Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН** предназначены для осуществления первой ступени сепарации нефти от газа,

дальнейшего раздельного транспортирования нефти центробежными насосами и выделившегося газа давлением сепарации.

Разработаны 12 типоразмеров блоков: от БН-500-9 до БН-500 21; от БН1000-12 до БН-1000-31; от БН-2000-13 до БН-2000-26, отличающиеся между собой подачей и давлением нагнетания насосных агрегатов.

В шифре установок приняты следующие обозначения: БН – блочная насосная; первая цифра – подача насоса по жидкости ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ); вторая цифра – давление нагнетания.

Из перечисленных блоков komponуются дожимные насосные станции подачей 500; 1000; 2000  $\text{м}^3/\text{сутки}$ . В случае необходимости дожимные насосные станции комплектуются из нескольких технологических блоков, которые работают, параллельно обеспечивая необходимую подачу жидкости.

#### Рис.11.8 Принципиальная схема установки БН

Насосная станция типа БН (рис.11.8) состоит из технологического, щитового, канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа.

Технологический блок состоит из двухточного гидроциклона 2, технологической емкости 3, регулятора подачи насосов 4, автомата откачки 5, регулятора уровня 6, центробежных насосов 8 с электродвигателями 9, отсекающих клапанов 1 и 7, счетчика 10, а также технологической обвязки арматуры и гидравлической системы управления.

Технологический блок имеет два двухточных гидроциклона, с подачей по жидкости до  $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$  с газовым фактором до  $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Емкость технологического блока, вместимостью  $20 \text{ м}^3$  выполняет функции дополнительного сепаратора, буфера перед насосами и отстойниками. Емкость вертикальными перегородками разделена на две части. Первый, малый отсек А служит для задержания механических примесей, пены. Большой отсек Б емкости служит основным буфером перед насосами и дополнительным сепаратором.

Нефтегазовый поток по сборному коллектору 1 поступает в два двухточных гидроциклона, где происходит отделение газообразной фракции от жидкости под действием центробежной силы, которую приобретает тангенциально вводимый поток газонефтяной смеси. Жидкость, имеющая большую плотность, под действием этой силы, прижимается к стенке и стекает по ней в малый отсек А.

Далее нефть из емкости через приемные патрубки откачивается насосами в напорный нефтепровод.

Газ, отделившийся в гидроциклонном сепараторе, через верхний патрубок поступает в большой отсек Б технологической емкости, где происходит отделение капель жидкости от газа, а затем поступает в газосборный коллектор и под давлением сепарации транспортируется потребителю.

На технологической емкости смонтирован предохранительный клапан, который срабатывает при повышении давления в емкости более 0,9 МПа. При срабатывании предохранительного клапана газ отводится на факел.

### **Теплообменная аппаратура, используемая на объектах сбора и подготовки нефти и газа**

Теплообменный аппарат предназначен для передачи теплоты от более нагретых тел к менее нагретым. Теплообменивающиеся среды принято называть теплоносителями. Среда, отдающая тепло, называется теплоносителем, а среда, воспринимающая тепло, называется хладагентом.

На технологических объектах по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефти находят применение значительное количество теплообменных аппаратов. В зависимости от технологического назначения теплообменные аппараты имеют различные названия: теплообменники, холодильники, испарители, подогреватели, регенераторы, огневые нагреватели. Огневые нагреватели – это печи, в которых греющим теплоносителем являются продукты сгорания топлива. Разработаны и

находят применение различные типы печей, отличающиеся между собой по ряду признаков.

По способу передачи тепла теплообменники относят к одной из следующих групп:

1) поверхностные, в которых участвующие среды отделены одна от другой стенкой, являющейся поверхностью теплообмена; 2) смесительные, в которых теплообмен осуществляется при непосредственном соприкосновении сред.

К первой группе теплообменников относятся аппараты, где поверхностью нагрева является поверхность труб:

1. Кожухотрубные теплообменники состоят из пучка труб, закрепленных в трубных решетках, которые заключены в общий кожух. Один из теплоносителей циркулирует по трубкам, а другой в межтрубном пространстве. Конструктивно эти теплообменники (рис. 6.1) разделяются на: на одноходовые, в которых теплоноситель проходит параллельно по всем трубам пучка; многоходовые, в которых пучок труб разделен на несколько секций (ходов), а теплоноситель проходит последовательно через все ходы; теплообменники с U-образными трубами, с двойными трубами и перекрестным током теплоносителя.

2. Теплообменники “трубав трубе”, состоят из двух концентрически расположенных труб, в которых один теплоноситель циркулирует по внутренней трубе, а другой по кольцевому пространству между трубами.

3. Подогреватели с паровым пространством -обычно горизонтальные сосуды, в нижней части которых расположены один или два съемных трубных пучка. В трубные пучки подается теплоноситель, за счет его тепла в корпусе происходит испарение более легких продуктов, которые из верхней части удаляются, тяжелый остаток непрерывно выводится через нижний штуцер, расположенный за сливной перегородкой.

Рис.6.1. Теплообменники: а- одноходовые по корпусу; б- с плавающей головой; в- с U образными трубами; г- с двойными трубами; д- с

перекрестным током

Рис. 6.1. Теплообменные аппараты: а – одноходовые; б – многоходовые; в – с U-образными трубами; г – с двойными трубами; д – с перекрестным током теплоносителя.

**Теплообменники кожухотрубные жесткого типа (типа ТН и ТК)** изготавливают с поверхностью теплообмена (наружной поверхностью всех труб пучка) от 1 до 2000 м<sup>2</sup>, на давление 0,6; 1,0; 1,6; 2,5 МПа (рис. 6.2) и применяются при сравнительно малой разности температур теплообмениваемых сред (не более 50 °С). При более высокой разности температур напряжения, возникающие в корпусе и трубках, могут нарушить плотность соединения в местах развальцовки труб, и теплоноситель из межтрубного пространства будет проникать в трубный пучок (или наоборот). Одним из способов компенсации температурных напряжений является установка линзового компенсатора на корпусе (рис. 6.3) Линза компенсатора сваривается из двух торовых полулинз, изготовленных штамповкой. Наружный диаметр линзы обычно больше наружного диаметра корпуса на 250 мм. Линзы можно сваривать в группы по 2 - 6 линз подряд. Одна линза допускает растяжение или сжатие до 8 мм.

Теплообменники с линзовым компенсатором типа ТК применяются при давлениях не выше 1,6 МПа. При более высоком давлении приходится применять линзу с большей толщиной стенки, что в свою очередь увеличивает ее жесткость и резко снижает компенсирующую способность.

Теплообменники типов ТН и ТК изготавливаются диаметром корпуса от 159 мм (минимальный наружный) до 1200 мм (максимальный внутренний), с числом ходов от 1 до 6, диаметром трубок 20'2; 25'2,5; 38'3 мм, длиной трубок 1; 1,5; 2; 3; 4; 6; 9 м.

Теплообменники жесткого типа в сравнении с другими конструкциями проще, легче в изготовлении и дешевле.

Основной их недостаток - невозможность механической чистки наружной поверхности трубок, поэтому их применяют в тех случаях, когда

в межтрубное пространство вводится теплоноситель, не дающий отложений на стенках, не вызывающий коррозии.

**Теплообменники кожухотрубные с плавающей головкой (типа ТП).** Эти теплообменники, получившие наибольшее распространение на нефтезаводах, применяются для нагрева или охлаждения чаще всего жидких нефтепродуктов. Плавающая головка вследствие независимого крепления ее в корпусе имеет возможность перемещаться в осевом направлении, не передавая тем самым на корпус возникающих в трубном пучке напряжений.

Количество ходов по трубкам при диаметре корпуса менее 500 мм равно двум, более 500 мм - четырем или более. В межтрубном пространстве обычно применяют один поток.

В качестве промежуточных опор для трубного пучка используются поперечные перегородки, в которых устраивают вырезы различной формы для изменения тока теплоносителя в межтрубном пространстве.

Наиболее надежным способом, обеспечивающим плотность соединения и легкость смены дефектных трубок, является развальцовка, проверенная на стальных, медных, латунных и алюминиевых трубках.

Теплообменники с плавающей головкой (типа ТП), выпускаются на давление 1,6; 2,5; 4 и 6,4 МН/м<sup>2</sup> и диаметром корпуса от 300 до 1400 мм. Поверхность теплообмена у них колеблется от 12,5 до 1250 м<sup>2</sup>. Длина труб - 3; 6 и 9 м.

Преимущество рассматриваемых теплообменников заключается в возможности легкой замены пучка или извлечения его из корпуса с целью чистки, ремонта или установки дополнительных перегородок.

Недостатками считаются сложность конструкции (недоступность подвижной головки), трудность контроля во время эксплуатации, более значительный вес и стоимость единицы поверхности нагрева в сравнении с теплообменниками жесткой конструкции.

**Теплообменники U - образными трубками (типа ТУ)** применяют только тогда, когда теплоноситель не вызывает загрязнения трубок, чистка которых механическими средствами затруднена.

Конструкция теплообменника типа ТУ представлена на рис. 6.7, из которого видно, что этот теплообменник всегда делается двухходовым по трубному пространству - в этом его конструктивная особенность. При ремонтах трубный пучок вместе с трубной решеткой может быть извлечен из корпуса.

Применение U- образных трубок позволяет при тех же габаритах значительно увеличить поверхность теплообмена благодаря увеличению поверхности гнутых участков пучка и уменьшению зазоров между корпусом и трубным пучком.

Конструкция теплообменника отличается простотой, легкостью изготовления и ремонта в сравнении с теплообменниками с плавающей головкой и обладает такой же свободой перемещения трубного пучка в осевом направлении.

Промышленность выпускает теплообменники типа ТУ для тех же условий эксплуатации и имеет те же конструктивные характеристики, что и теплообменники с плавающей головкой.

**Теплообменник типа “труба в трубе”** состоит из двух труб разного диаметра (рис. 6.8), вставленных одна в другую. Одна из сред течет по внутренней трубе, а другая - по кольцевому пространству между трубами. Противоток и высокие скорости турбулентного потока уменьшают возможность отложений на стенках труб. Если нет необходимости чистить теплообменник, то его делают цельносварным, для чего наружная труба по концам обжимается и приваривается к внутренней трубе. Цельносварную конструкцию теплообменника применяют при разности температур стенок труб не более 70 °С. При большей разности температур используют разборные теплообменники.

Для интенсификации процесса конвективного теплообмена в теплообменниках новейших конструкций используют оребренные трубы.

Конструкции продольных ребер и способы их крепления к трубам приведены на рис.6.9.

К недостаткам теплообменников типа “труба в трубе” относят: громоздкость конструкции и большой расход металла на  $1 \text{ м}^2$  поверхности нагрева по сравнению с другими видами теплообменников. Их выпускают на давления до  $2,5 \text{ МН/м}^2$  и температуры до  $500 \text{ }^\circ\text{С}$ .

**Оросительные теплообменники** служат в основном для охлаждения жидкостей и газов. Конструктивно оросительный теплообменник состоит из вертикального ряда расположенных друг над другом прямых труб, соединенных последовательно с помощью колен (калачей). Над верхней трубой расположен желоб. Охлаждающая жидкость (преимущественно используется вода) равномерно переливается через боковые стенки желоба, омывает верхнюю трубу, с нее стекает на нижележащую трубу и т. д. Внизу смонтирован поддон для сбора воды (рис. 6.10).

**Пластинчатые теплообменники** отличаются компактностью и простотой в эксплуатации. Они образованы набором теплообменных пластин, которые собраны в единый пакет и закреплены. Аппараты данного типа могут быть полностью разборными, когда пластины отделены одна от другой при помощи прокладок или же могут быть полу разборными, когда пластины скреплены попарно, т.е. с одной стороны теплообменника жесткое крепление, а с другой стороны пластины разделены прокладками. Если использовать такой способ соединения пластин, то в пространстве между пластинами, закрепленными жестко должен циркулировать чистый теплоноситель, не дающий осадка или отложений. При эксплуатации пластинчатых теплообменников ограничивается рабочее давление, что связано с использованием прокладок. В этом случае материал прокладок должен выбираться в соответствии с рабочим давлением. Во избежание разгерметизации следует соблюдать правила пуска и остановки данных

аппаратов. Во время пуска рабочей среды нужно подавать так, чтобы не допустить резкого перепада давления. Кроме того, пуск следует производить в условиях медленного повышения температуры, точно так же следует производить остановку аппарата, не допуская резких колебаний температуры и давления. Если в теплообменнике циркулирует замерзшая жидкость, то после остановки аппарата необходимо освободиться от этой жидкости.

В процессе работы необходимо контролировать температуру и давление тепло обменивающихся сред. Если давление в аппарате не позволяет использовать прокладки, то следует рекомендовать использовать полуразборные аппараты, при этом в пространстве между жестко скрепленными пластинами будет циркулировать теплоноситель с более высоким давлением. При эксплуатации спиральных теплообменников следует выбирать материал прокладок с учетом давления, температуры и свойств тепло обменивающихся сред. В процессе эксплуатации таких аппаратов возможно смешивание теплоносителей, при нарушении герметичности с торцов аппарата. Для предотвращения этого можно использовать полосовые дистанционные вставки, привариваемые к спиралам со стороны торцов аппарата, так чтобы они закрывали канал для прохода теплоносителя с одной стороны (сверху или снизу)

### **Огневые нагреватели объектов промышленной подготовки нефти**

На большинстве объектов промышленной подготовки нефти в качестве генераторов тепла используются различные типы трубчатых печей. На нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических заводах трубчатые печи являются основными генераторами тепла.

Трубчатые печи являются аппаратом, предназначенным для передачи нагреваемому продукту тепла, выделяющегося при сжигании топлива в топочной камере печи.

Трубчатые печи – один из наиболее сложных видов оборудования многих технологических установок предприятий по добычи нефти, газа, нефтехимической, коксохимической и других отраслях промышленности.

В зависимости от назначения в технологической схеме производства того или иного продукта, печи могут быть подогревателями и испарителями сырья, а также высокотемпературными нагревателями, а в некоторых нефтехимических процессах (пиролиз, термокрекинг, конверсия и др.) печи служат реакторами.

Существуют различные конструкции трубчатых печей, отличающихся способом передачи тепла, количеством и формой топочных камер, числом камер в зоне радиации, расположением конвекционной камеры относительно радиантной, длиной труб, способом сжигания топлива, числом потоков нагреваемого продукта и др.

Они состоят из камеры радиации (топочной камеры), где сжигается топливо, размещена радиантная поверхность (экран), поглощающая лучистое тепло в основном за счет радиации. Радиантные трубы получают тепло не только излучением (85 – 90%), но также и от соприкосновения дымовых газов с поверхностью труб, имеющих более низкую температуру (теплопередача свободной конвекцией).

В камере конвекции расположены конвекционные трубы, воспринимающие тепло главным образом при соприкосновении дымовых газов с поверхностью нагрева путем конвекции. В камере конвекции передача тепла осуществляется также за счет радиации трехатомных газов и от излучения стенок кладки. Наибольшее количество тепла в камере конвекции передается путем конвекции; оно достигает 60 – 70% общего количества тепла, воспринимаемого этими трубами. Передача тепла излучением от газов составляет 20 -30%; излучением стенок кладки конвекционной камеры передается в среднем около 10% тепла.

Нагреваемый продукт в печи последовательно проходит через конвекционные и радиантные трубы, поглощая тепло. При таком

противоточном движении сырья и продуктов сгорания топлива наиболее полно используется тепло, полученное при его сжигании.

Основными характеристиками трубчатых печей являются производительность печи по нагреваемому продукту, полезная тепловая нагрузка, теплонапряженность поверхности нагрева и коэффициент полезного действия печи.

Производительность печи – это количество сырья, подаваемого в печь для нагрева в единицу времени. По пропускной способности печи делят на малые (до 300 т/сутки), средние (до 1000 т/сутки) и большие (более 1000 т/сутки).

Тепловая мощность печи – это количество тепла, воспринимаемое нагреваемым продуктом в единицу времени. По данному показателю печи делят на малые (до 3 МВт), средние (до 15 МВт) и большие (более 15 МВт). В промышленности на крупных нефтеперерабатывающих заводах используются печи тепловой мощностью от 50 до 80 МВт.

Теплонапряженность поверхности нагрева – это количество тепла, передаваемое нагреваемому продукту, через единицу поверхности змеевиковых труб в  $1 \text{ м}^2$  в единицу времени ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ). Поскольку радиантные и конвекционные трубы работают в разных условиях, различают теплонапряженность радиантных труб, теплонапряженность конвекционных труб и среднюю теплонапряженность труб печи.

Величина теплонапряженности поверхности нагрева отражает эффективность передачи тепла через поверхность нагрева: чем больше тепловая напряженность поверхности нагрева, тем меньших размеров требуется печь для передачи заданного количества тепла. Однако очень высокая теплонапряженность поверхности нагрева может вызвать коксование продукта и прогар труб вследствие чрезмерного повышения температуры стенки трубы. Температура стенки трубы зависит также от температуры сырья и скорости его движения по трубам. Чем ниже

температура сырья и выше скорость его движения, тем большую теплонапряженность поверхности труб можно допустить.

Вид нагреваемого продукта оказывает существенное влияние на допустимую величину теплонапряженности поверхности труб. Чем более тяжелое сырье подвергается нагреву, тем меньше допускается теплонапряженность труб. Так, при перегонке нефти теплонапряженность радиантных труб составляет 45 – 60 кВт/м<sup>2</sup>, в печах замедленного коксования 25 – 35 кВт/м<sup>2</sup>, при нагреве остаточных масел 20 – 25 кВт/м<sup>2</sup>. Для конвекционных труб теплонапряженность составляет в среднем 10 – 20 кВт/м<sup>2</sup>.

Тепловая напряженность топочного пространства – характеризует количество тепла, выделяемого при сгорании топлива в единицу времени в единице объема топки (Вт/м<sup>2</sup>). Эта величина характеризует эффективность использования объема топки и определяется возможностью размещения необходимой радиантной поверхности в топочной камере, а не процессом горения топлива. В современных трубчатых печах теплонапряженность топочного пространства составляет 40 – 80 кВт/м<sup>3</sup>.

Коэффициент полезного действия трубчатой печи представляет собой отношение полезного используемого тепла к общему количеству тепла, выделенному при сгорании топлива. При полном сгорании топлива эта величина зависит главным образом от коэффициента избытка воздуха, температуры уходящих дымовых газов и качества тепловой изоляции печи. Современные трубчатые печи имеют коэффициент полезного действия в пределах 0,65 – 0,85.

### **Основные типы печей**

На действующих объектах промышленной подготовки нефти установках нефтегазопереработки находят применение шатровые печи и печи беспламенного горения, которые в настоящее время отнесены к печам устаревшей конструкции.

**Шатровые печи** представляют собой двухкамерный двухскатный огневой нагреватель с естественной тягой, нижним отводом дымовых газов, отдельно вынесенной дымовой трубой. Нагреваемое сырье поступает в конвекционную камеру, расположенную в центре печи между двумя камерами радиации, и двумя (или более) потоками проходит через трубы. В печи имеются муфели, в которых размещаются форсунки для сжигания топлива. Горение топлива практически завершается в муфельном канале и в камеру радиации поступают раскаленные дымовые газы. Тепловая мощность таких печей может составлять от 7 до 60 МВт. Свод печи выполнен наклонным для выравнивания тепловых нагрузок на трубчатые змеевики потолочного экрана. Движение дымовых газов в топке - от периферии к центру. Перед входом в конвекционную камеру дымовые газы делают разворот, проходят через ряды конвекционной части змеевика, далее поступают в горизонтальный боров, по которому направляются в дымовую трубу. Дымовые трубы высотой 35 – 45 м выполнены из кирпичной кладки.

Однорядный трубчатый змеевик по потолку и поду выполнен из толстостенных труб из углеродистой или легированной стали длиной 6 – 18 м. Горизонтальное расположение труб дает возможность сравнительно легко удалять продукты из змеевика при остановках печи.

Двухскатные печи получили в свое время широкое распространение благодаря простоте устройства и обслуживания и удобству проведения ремонтных работ. Однако конструкции двухскатных печей шатрового типа громоздки, металлоемки, с низкой теплонапряженностью камер, со сравнительно низким КПД (до 0,7). Одностороннее облучение длинными факелами создает неравномерность нагрева труб по окружности и длине змеевика.

Резкий рост добычи и переработки нефти и газа привел к созданию новых высокоэффективных конструкций трубчатых печей: с излучающими стенами из беспламенных панельных горелок; с настильным, объемно-настильным и вертикально факельным сжиганием топлива; с

дифференцированным подводом воздуха; цилиндрических секционных; цилиндрических секционных со встроенной дымовой трубой.

Вопросами совершенствования конструкций трубчатых печей заняты ряд научно-исследовательских и проектных институтов «ВНИИнефтемаш», «Эмбанефтепроект», «Гипронефтезаводы», КБ «Саратовнефтегаз», ВМОЗ «Нефтегазмаш». «ВНИИнефтемаш» создал и осуществил внедрение в промышленность ряд типов трубчатых печей, издал каталог, позволяющий выбрать конструкцию и размеры типовой трубчатой печи для соответствующего технологического процесса.

При выборе конструкции печи можно использовать следующие условные обозначения печей: **первая буква – конструктивное исполнение** (Г – трубчатые печи с верхним отводом дымовых газов и горизонтальными радиантными трубами; В – трубчатые печи с верхним отводом дымовых газов и вертикальными радиантными трубами; Ц – цилиндрические трубчатые печи с верхней камерой конвекции; К – цилиндрические трубчатые печи с кольцевой камерой конвекции; С – секционные трубчатые печи; Б – блочные трубчатые печи для нефтепромыслов); **вторая буква – способ сжигания топлива** (С свободный факел; Н – настильный факел; Д – настильный факел дифференциальным подводом воздуха по высоте факела). Цифра после буквенного обозначения – число радиантных камер (Р) или секций (С), в случае отсутствия цифры – однокамерный (односекционный) вариант; числитель дроби – поверхность нагрева радиантных труб, м<sup>2</sup>; в знаменателе – длина или высота радиантных труб, м.

Цифры в знаменателе показывают длину или высоту топки (в м). Например: А<sub>2</sub>Б<sub>2</sub> 115/6 – узкокамерная трубчатая печь с центральным горизонтальным двухрядным радиационным экраном, верхним отводом дымовых газов, с излучающими стенками топки, оборудованными панельными горелками беспламенного горения, двумя радиантными камерами, с поверхностью нагрева радиантных труб, равной 115 м<sup>2</sup>, длиной топки, равной 6 м. **Трубчатые печи типа ГН, ГН2**

Печь – трубчатая коробчатая с верхним отводом дымовых газов горизонтальными настенными или центральными трубными экранами, объемно-настильного сжигания комбинированного топлива (вариант 1) или настильного газового топлива на фронтальные стены (вариант 11).

Вариант 1. Горелки расположены в два ряда на фронтальных стенах под углом 45°. По оси печи расположена настильная стена, на которую и направлены горящие факелы. Печь ГН2 имеет две камеры радиации, она предпочтительна для процессов, требующих «мягкий» режим нагрева (установки замедленного коксования, крекинг-процессы) с низким теплонапряжением (до 35 кВт/м<sup>2</sup>).

Вариант 11. Горелки расположены ярусами на фронтальных стенах. Двухрядный горизонтальный экран располагается по оси печи. Тепло к экранам передается от фронтальных стен, на которые настилаются факелы веерных горелок (ГВН – 0,35, ГВН – 0,75). Данный тип горелок предназначен при реконструкции существующих печей беспламенного горения, а также в процессах средней производительности, обеспеченных газовым топливом, в том числе с большим процентом водорода. **Трубчатые печи типа ГС, ГС2**

Печь – коробчатая с верхним отводом дымовых газов, горизонтальными экранами, свободного вертикального сжигания комбинированного топлива. Горелки расположены в один ряд в поду печи. Обслуживание горелок производится с одной стороны печи, что позволяет установить рядом две камеры радиации (тип ГС2).

Печи типа ГС применяются на установках атмосферной и вакуумной перегонки нефти, вторичных процессах.

Печи типа ГС2 предпочтительны на установках замедленного коксования, крекинг-процессов, где требуется нагрев нефтепродуктов с низкими значениями теплонапряженности поверхности нагрева (до 29 кВт/м<sup>2</sup>).

**Трубчатая печь типа ВС**

Печь – коробчатая, с вертикальным расположением труб змеевика, свободного вертикально-факельного сжигания комбинированного топлива. Вертикальные трубы радиационного змеевика размещены вдоль по всем четырем сторонам камеры радиации. На стенах камер радиации расположены однорядные настенные экраны двустороннего освещения. Предусмотрено семь типоразмеров этих печей, каждый типоразмер отличается количеством одинаковых камер радиации.

Над камерой радиации расположена камера конвекции прямоугольного сечения с горизонтальными гладкими трубами. У многосекционных трубчатых печей камеры радиации отдельных секций объединены в общем корпусе. Смежные секции отделены одна от другой двумя рядами труб радиантного змеевика двустороннего облучения. В крайних секциях у стен радиантные трубы размещены в один ряд. Газомазутные горелки расположены в поду камеры, обслуживание горелок с двух сторон.

Печи футерованы легковесным жаропрочным бетоном.

Печи типа ВС установлены на установках ЛК-6-У, могут применяться на установках атмосферной перегонки нефти, вторичной переработки и т.д.

### **Трубчатые печи типа КС**

Печи – цилиндрические с кольцевой камерой конвекции, встроенным воздухоподогревателем, с вертикальными трубными змеевиками в камерах радиации и конвекции, свободного вертикально-факельного сжигания топлива.

Комбинированные горелки расположены в поду печи. На стенах камеры радиации установлен однорядный или двухрядный настенный трубный экран.

Конвективный змеевик, как и воздухоподогреватель, набирают секциями и располагают в кольцевой камере конвекции, установленной соосно с цилиндрической радиантной камерой.

Отвод газов продуктов сгорания – через дымовую трубу, установленную на печи, и газосборник.

## **Трубчатая печь типа ЦС**

Печи – цилиндрические с пристенным расположением труб змеевика в одной камере радиации, свободного вертикально-факельного сжигания комбинированного топлива.

На стенах камеры радиации установлены однорядные настенные трубные экраны. Отвод продуктов сгорания – через дымовую трубу, установленную на печи, и газосборник.

Предусмотрено два варианта исполнения этих печей: радиантные (без камеры конвекции) и радиантно-конвективное (с камерой конвекции). В радиантных печах к шифру добавляется буква Р.

Цилиндрическая камера радиации установлена на столбчатом фундаменте для удобства обслуживания комбинированных горелок, размещенных в поду печи. Радиантный змеевик собран из вертикальных труб на приваренных калачах, упираются на под печи, вход и выход продукта осуществляется сверху.

## **ОСНОВНЫЕ ОТЛИЧИЯ ПЕЧИ ТРУБЧАТОЙ ПТБ-5-40Э ОТ ПЕЧИ ПТБ-5-40А**

Общая компоновка печи сохранена, проведены следующие изменения и нововведения:

Применена электрическая система управления с внедрением микропроцессорной системы автоматизации, что обеспечивает возможность работы в составе АСУТП объекта. Отпала необходимость приобретения компрессорной установки для поддержания давления в пневматической линии, т.к. все исполнительные механизмы запорной арматуры заменены на электрический привод.

### **2. Системой автоматизации предусмотрены дополнительно:**

- а) контроль опасной концентрации газа в теплообменной камере;
- б) контроль "соотношения газ - воздух, что обеспечивает более полное сгорание топливного газа.

3. В теплообменной камере установлены змеевики для подогрева топливного газа в зимнее время до температуры +65°C.
4. В результате проведения модернизации, печь ПТБ-5-40Э надежна в эксплуатации и отвечает всем требованиям нормативной документации и запросам потребителей.

#### **Описание печи ПТБ-5-40Э:**

Технологические блоки печи и система автоматизации печи на месте применения связываются между собой и с другими объектами подготовки нефти трубными коммуникациями, кабельными силовыми проводками, а также проводками контроля и автоматики.

Теплообменная камера выполнена в виде металлического теплоизолированного корпуса, внутри которого размещены продуктовые змеевики из оребренных труб. В теплообменной камере, кроме продуктового змеевика, размещены змеевики подогрева топливного газа, в которых газ, в зимний период эксплуатации нагревается до температуры 65°C. Снаружи теплообменной камеры, на потолочной части крепятся дымовые трубы, площадка со стремянкой для обслуживания трех взрывных предохранительных клапанов. В торцевых стенках корпуса камеры имеются штуцера для подвода инертного газа, либо пара от системы пожаротушения и штуцер, обвязанный трубопроводом и приборами контроля дозрывоопасной концентрации воздушной среды. Для осмотра внутреннего объема теплообменной камеры в процессе работы на торцевой стенке со стороны стремянки имеются две гляделки с встроенными термостойкими стеклами. Теплообменная камера своим нижним основанием монтируется на блоке основании печи, представляющей собой стальную сварную пространственную конструкцию. В пределах блока основания печи размещены две камеры сгорания (реакторы горения) для сжигания топлива, трубопроводы подачи топлива к камерам сгорания и их запальным устройствам, воздухопровод принудительной подачи воздуха на горение, соединяющийся при помощи тройника, мягких вставок и коробов

подвода воздуха с блоком вентиляторного агрегата. Рама вентилятора посредством виброизоляторов соединена с соответствующим основанием, предназначенным для его установки на фундамент.

### **Принцип работы печи ПТБ-5-40Э:**

Продукт, подлежащий нагреву, поступает во входной коллектор, где его температура и давление измеряется приборами, и далее, распределяясь по двум трубопроводам, входит в теплообменную камеру. Продуктовый змеевик печи является двухпоточным. Нефть, при своем движении по секциям змеевиков, нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания газового топлива, которое сжигается в двух камерах сгорания и поступает в пространство теплообменной камеры.

Топливный газ поступает на печь от автономного ГРП через змеевик подогрева или минуя его, в зависимости от температуры окружающей среды. Переключение потока газа, в данном случае осуществляется запорными органами. В случае повышения давления газа, в отключенном змеевике, выше входного происходит его переток через обратный клапан.

## **АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС ПОДОГРЕВА НЕФТИ АКПН**

### **Назначение**

Автоматизированный комплекс с микропроцессорной системой автоматизации предназначен для нагрева нефтяных эмульсий при их промышленной подготовке и транспортировке. Комплекс разработан на базе печей серии ПТБ-10 и представляет собой дальнейшее развитие модельного ряда трубчатых блочных печей.

Автоматизированный комплекс подогрева нефти АКПН позволяет:

- Повысить качество ведения технологического режима и увеличить срок службы технологического оборудования;
- обеспечить технологический режим работы, предусмотренный регламентом работы УПН;

- повысить качество ведения технологического режима и увеличить срок службы технологического оборудования;
- повысить оперативность действий персонала и улучшить условия его труда;
- сократить потребление топлива и уменьшить объем вредных выбросов в атмосферу

#### Устройство и принцип работы АКПН

Теплообменная камера представляет собой объемную металлическую конструкцию, состоящую из сварного профильного проката, наружных и внутренних ограждающих обшивок, пространство между которыми заполнено теплоизоляционным материалом. Для повышения экономичности печи внутри теплообменной камеры размещены восемь секций змеевика, изготовленные из стальных бесшовных труб со спиральным оребрением. Змеевики расположены симметрично, слева и справа от продольной оси камеры.

Принцип работы теплообменной камеры: дымовые газы из камер сгорания через соплаконфузоры в виде плоских струй поступают во внутреннее пространство печи. Скорость струи у устьев сопелконфузоров составляет 100–120 м/с, температура 1600–1700°С. Струи, имеющие высокую кинетическую энергию, инжектируют уже охлажденные дымовые газы из нижних боковых зон теплообменной камеры, создавая интенсивную рециркуляцию продуктов сгорания. Данный процесс при этом сопровождается развитым радиационно-конвективным теплообменом между рециркулирующими дымовыми газами и центральными секциями продуктового змеевика. Применение принципа рециркуляции позволяет за счет снижения температуры в центральной части печи до 800...900°С обеспечить выравнивание теплонапряженности по поверхности нагрева, применить оребренные трубы и тем самым повысить среднюю теплонапряженность поверхностей нагрева до 80 кВт/м<sup>2</sup>. Введение конвективной секции с дополнительными змеевиками является

отличительной особенностью АКПН от печи ПТБ-10. Данное нововведение направлено на повышение технико-экономических показателей работы установки с 70% до 85%.

Далее частично охлажденные продукты сгорания направляются в конвективную секцию, образованную продольными перегородками и внутренней стенкой теплообменной камеры, где, омывая однорядные змеевики, охлаждаются и выводятся в атмосферу.

Одновременно с целью обеспечения возможности работы установки на резервном жидком топливе первые от оси ряды труб (слева и справа) выполнены без оребрения.

Блок основания печи предназначен для установки на нем теплообменной камеры, монтажа камер сгорания, сборочных единиц воздуховода, трубопроводов и арматуры подачи топливного газа к камерам сгорания и запальным горелкам.

Из центробежных вентиляторных агрегатов высокого давления воздух, необходимый для горения, по воздуховоду подается во ввод камеры сгорания и поступает в пространство, образованное внутренней поверхностью корпуса и внешней поверхностью жаровой трубы. По этому пространству воздух спиралеобразно движется вниз к днищу камеры и смешивается с топливным газом, поступающим в камеру сгорания через перфорированный колпак. Вращение потока воздуха с большой скоростью обеспечивает его движение с высокой турбулентностью в нижней части камеры сгорания в зоне ввода топливного газа. В результате этого происходит интенсивное смешение воздуха с газом и обеспечивается высокая степень полноты сгорания топливной смеси.

Блоки жидкотопливных горелок размещаются со стороны торцевых стен теплообменной камеры и представляют собой укрытия с размещенными горелками. Укрытия необходимы для обеспечения требуемых условий эксплуатации горелок (температура окружающей среды не ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ ) и исключения внешнего воздействия при нахождении их в

резерве. Печь снабжена двумя вентиляторными агрегатами, смонтированными для совместной работы в параллельном режиме при помощи воздуховодов и мягких вставок. Вентиляторный агрегат дооборудован кожухом воздухозаборным, виброизолятором и рамой для установки на бетонные фундаменты.

#### Система автоматизации АКПН

Установка снабжена микропроцессорной системой автоматизации, обеспечивает:

- автоматический розжиг на основном и резервном видах топлива (с предварительной продувкой газовой линии и вентиляцией топочного пространства);
- автоматический вывод на рабочий режим;
- автоматическое поддержание заданной температуры продукта на выходе; - оптимизацию режима горения с коррекцией по содержанию  $O_2$  в уходящих дымовых газах;
- диагностику состояния змеевиков (по температуре потоков нефти на выходе из змеевика);
- защиту, сигнализацию и блокировку работы печи при аварийных отклонениях основных параметров технологического процесса; - контроль загазованности в застойных зонах, привязка к существующей системе пожаротушения;
- регулирует подачу воздуха на горение инвертором (частотнорегулируемым приводом) при работе на основном топливе. Система автоматизации АКПН осуществляют контроль и регистрацию следующих параметров:
- температуры и давления в коллекторах входа и выхода нагреваемого продукта соответственно в установку и из нее; - температуры потоков нефти на выходе из змеевика;
- давления топливного газа (жидкого топлива) после регулирующего клапана;

- расхода нагреваемого продукта и топлива;
- температуры уходящих дымовых газов;
- наличие пламени в камерах сгорания и горелках;
- контроль загазованности в теплообменной камере и коллекторе вентилятора перед розжигом установки. Промышленный контроллер обрабатывает сигналы от датчиков и выдает команды на открытие или закрытие исполнительных механизмов оборудования АКПН. Алгоритм работы системы автоматизации предусматривает автоматическое управление электрозадвижками на нефтяных трубопроводах в случае возникновения пожара и разгерметизации змеевиков.

### **УСТРОЙСТВО И РАБОТА УПН И ЕЕ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ:**

УПН выполнена единым модулем горизонтальной компоновки и включает блоки: технологический, регулирования, подготовки топлива, а также средства автоматизации, которые повышают эффективность управления технологическими процессами и обеспечивают контроль их основных параметров.

Технологический блок состоит из секции нагрева и коалесценции, секции обессоливания, и секции окончательной коалесценции и отбора нефти. Внутренняя поверхность сосуда защищена от коррозии специальным антикоррозийным покрытием, обеспечивающим долговечную и надежную работоспособность установки.

Поступающий поток нефти движется в установке горизонтально, что является оптимальным вариантом применительно к обработке нефти. Подобный подход облегчает каплеобразование и отделение воды по всей длине установки.

**Секция нагрева и коалесценции** представляет собой либо одну жаровую трубу, расположенную горизонтально, либо две жаровых трубы, расположенных вертикально, в зависимости от объема установки. Жаровые

трубы находятся в эмульсионной среде и имеют специально разработанную U-образную форму с расчетной поверхностью нагрева. К одному из концов жаровых труб присоединена горелка, оснащенная пламегасителем. Розжиг горелки производится кнопкой "Розжиг", при этом включается блок искрового розжига (БИР); после включения БИР через 5...10 секунд открывается клапан-отсекатель на линии входа топливного газа к горелке с отображением наличия пламени на графическом дисплее шкафа управления. После появления пламени поступает команда на открытие регулирующего клапана на линии входа топливного газа к горелке. В качестве топлива используется попутный газ, который поступает из установки. Пройдя через регулирующий клапан и расходомер, газ направляется в газосепаратор, где отделяется свободная вода, и далее - в нагревательный змеевик, расположенный в секции нагрева. Нагрев газа предотвращает конденсирование жидкости в трубопроводе системы горения. Для предотвращения прогара жаровых труб на их стенках расположены терморпары, которые предупреждают повышение температуры стенки выше нормы, автоматически закрывая клапан входа топливного газа к основной горелке.

Нефтяная эмульсия поступает через входной штуцер и дроссельный клапан, с помощью которого регулируется расход жидкости. Поток направляется вокруг жаровых труб в нижнюю секцию установки. Тепло передается через стенки жаровых труб и нагревает нефтяную эмульсию, а продукты сгорания выводятся вверх через другой конец жаровой трубы. Температура нагрева эмульсии контролируется специальным датчиком, сигнал с которого также подается на регулирующий клапан входа топливного газа. Нагревом достигаются две цели: разность плотностей нефти и воды увеличивается, а вязкость нефти уменьшается. Оба эти фактора в соответствии с формулой закона Стокса увеличивают скорость, с которой водные частицы, содержащиеся в нефти, оседают. Нефть, обладая более низкой плотностью, поднимается на поверхность водяной фазы.

Уровень нефти, а также уровень раздела фаз "вода-нефть" автоматически регулируются и измеряются посредством датчиков уровня, подающих сигнал соответственно на входной клапан и на клапан сброса воды. В ходе процесса происходит так же отделение газа, который направляется непосредственно вверх в газовую секцию.

Пройдя секцию жаровых труб, нефть, очищенная от большей части воды, поступает в **секцию коалесценции**. Секция коалесценции состоит из нескольких коалесцентных блоков, каждый из которых представляет собой сетки с определенной расчетной площадью, выполненные из нержавеющей проволоки. Расчет этих блоков-секций, их количество и размеры зависят от рабочих условий рассматриваемой установки и физико-химической композиции обрабатываемой нефти. Отверстия сеток, через которые проходит нефть, повышают число Рейнольдса, что способствует слиянию мельчайших частиц воды в более крупные капли. На самих сетках также осаждаются мелкие частицы воды, сливающиеся в крупные капли и затем выпадающие из нефти. Применяемые коалесцентные сетки такого типа чрезвычайно практичны и эффективны в эксплуатации, препятствуют загрязнению нефти песком, осадками и асфальтенами. После коалесценции нефть переливается через разделительную перегородку в секцию обессоливания.

**Секция обессоливания** состоит из специальных желобов и водораспределительной системы, состоящей из коллектора подачи воды и отходящих от него трубок с распределительными насадками. Нефть стекает по желобам вниз; пресная вода, пройдя через нагревательный змеевик, расположенный в секции нагрева, подается в коллектор и через трубки с распределительными насадками впрыскивается в нефть и смешивается с ней. Уровень нефти и уровень раздела фаз "нефть-вода" в этой части установки измеряется и регулируется с помощью датчиков уровня, подающих сигнал на соответствующие клапаны. Поверхность раздела фаз "нефть-вода" располагается ниже распределительных труб, ведущих в

заключительную секцию - секцию окончательной коалесценции и отбора нефти.

Нефть и остаточная часть обессоливающей воды поступают через распределительные трубы снизу вверх в **секцию окончательной коалесценции и отбора нефти** благодаря давлению в сосуде и насосам, откачивающим нефть. Нефть направляется вверх, проходя через специальный блок коалесценции, и далее через нефтеотборник на выход из сосуда. Блок коалесценции, имеющий специальную конструкцию, отделяет оставшуюся воду от нефти перед ее выходом. Уровень нефти регулируется и измеряется датчиком уровня. При повышении определенного уровня нефти в секции автоматически включаются насосы откачки нефти. Расход нефти на выходе измеряется расходомером. На выходной части установки предусмотрены пробоотборники для извлечения образцов жидкости с различных уровней с целью определения чистоты выходящих продуктов. **Система отчистки от песка и механических примесей.** При подготовке нефти в сосуде осаждается значительное количество песка и других механических примесей. Система предусматривает ручную периодическую очистку от примесей без прекращения процесса. Вода под высоким давлением выпускается из ряда инъекционных насадок в трубах, расположенных по длине аппарата. Струя воды подсекает отложения песка и удерживает его в суспензии, которая при открытии дренажных клапанов поступает в специальные накопители песка, расположенные по длине сосуда в нижней его части, откуда идет на сброс из установки.

#### **ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПУТЕВОЙ ПП-1,6 / 1,6-1**

Подогреватель путевой ПП-1,6 и его модификации предназначены для нагрева обезвоженной нефти, нефтяных эмульсий, воды, вязкой нефти и нефтепродуктов при транспортировке и на нефтяных промыслах, а также для нагрева нефтяных эмульсий на установках подготовки нефти.

#### **Описание конструкции ПП-1,6 / 1,6-1:**

Подогреватель нефти ПП-1,6 представляет собой цилиндрический горизонтальный сосуд с плоскими днищами, во внутренней полости которого установлены две топки и два змеевика.

Топочные устройства оборудованы газовыми горелками с запальниками, дымовыми трубами с системой автоматизации. Снаружи сосуда смонтированы приборы контроля автоматики, газовый коллектор, штуцера с фланцами - вход нефти, выход нефти, трубопроводы для подвода и отвода нефти, дренаж осадка, указатель уровня воды, площадка, лестница, расширительный бачок для технического осмотра и заполнения внутреннего объема сосуда водой. Приборы контроля и автоматического регулирования на газовом коллекторе установлены в кожухах. Сосуд путевого подогревателя на подвижных опорах и неподвижной опоре установлен на основании сварной конструкции, предназначенного для перемещения подогревателя в пределах площадки промысла.

Система автоматизации устанавливается в диспетчерском пункте.

#### **Принцип работы ПП-1,6:**

При сгорании топливного газа в топке происходит нагревание теплоносителя до температуры 90 - 95°C. Теплоноситель передает тепло нефти, проходящей через змеевик. Нефть нагревается на 25°C.

#### **Принцип работы ПП-1,6-1 (ПП-1,6Ж):**

Газ на запальную горелку подается из баллона. Нефть на подогреватель отбирается из системы топлива или из промышленной сети, которая после очистки подается на форсунку, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Охлажденные продукты сгорания при помощи дымовой трубы выводятся из топки подогревателя в атмосферу.

Нефть из промышленной сети поступает в продуктовый змеевик подогревателя, нагревается от промежуточного теплоносителя, после чего выводится из подогревателя.

**ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПУТЕВОЙ ПБТ - 1,6М / МЖ / МК**

Подогреватель путевой ПБТ-1,6М / МЖ / МК предназначен для нагрева нефтяных эмульсий, нефти, газа, пластовой воды при транспортировке, на установках подготовки нефти.

### **ПРЕИМУЩЕСТВА ПБТ-1,6**

Подогреватель ПБТ-1,6М является разработкой проектно-конструкторских служб ПГ «Генерация», его использование дает значительные преимущества.

В качестве топлива могут выступать природный или попутный нефтяной газ, осушенный топливный газ, товарная нефть, что позволяет использовать ресурсы месторождения в качестве топлива.

Подогреватель с промежуточным теплоносителем со змеевиком уплотненной компоновки и топочным устройством с развитой поверхностью нагрева обеспечивает высокоэкономичный «мягкий» режим нагрева нефтей различного состава. При этом колебания расходов продукта и величина газовой фазы не влияют на надежность работы изделия. Подогреватель ПБТ-1,6М / МЖ / МК при равной тепловой мощности выгодно отличается от подогревателя ПП-1,6 и подогревателей других российских и иностранных производителей, являясь более экономичным и обладая уменьшенными габаритно-массовыми показателями. Это обеспечивает сокращение затрат на монтаж и эксплуатацию подогревателя ПБТ-1,6М/МЖ/МК.

В настоящее время в связи с применением напорных однетрубных схем сбора нефти, газа и воды все процессы, связанные с выделением газа из нефти, и последующей подготовки нефти, газа и воды сосредотачиваются обычно в одном пункте – центральном пункте сбора и подготовки нефти, газа и воды. При строительстве установок на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды обычно используется блочное оборудование и на площадке монтаж их сводится в основном к установке аппаратов и обвязке их трубопроводами.

На нефтяных месторождениях в зависимости от объемов добычи нефти наиболее приемлемы две основные типовые схемы обезвоживающих установок: 1) для небольших и средних по величине нефтяных месторождений и 2) для крупных месторождений.

Продукция обводненных скважин (а если на месторождении нет отдельного сбора продукции обводненных и безводных скважин, то продукция всех скважин) поступает по сборному коллектору I в сепаратор 1 первой ступени, где газ отделяется от нефти обычно при давлениях около 0,4 – 0,6 МПа. В качестве сепараторов первой ступени обычно применяются сепараторы типа СУ-1 или СУ-2 производительностью 750, 1500, 3000 и 5000 м<sup>3</sup>/сут. Отделившийся на первой ступени газ по линии II под давлением 0,4 – 0,6 МПа направляется непосредственно к потребителю или на установку по подготовке газа. Она располагается рядом с установкой по подготовке нефти или на некотором удалении от нее, если на подготовку поступает газ с нескольких установок по подготовке нефти.

Нефтяная эмульсия из сепаратора по трубопроводу подается в сепаратор-делитель потока 2. Сепаратор-делитель потока предназначен для выполнения следующих трех основных операций: отделения остаточного газа от нефти перед поступлением ее в подогреватели-деэмульсаторы, сброса свободной воды, отделившейся от нефтяной эмульсии, и разделения нефтяной эмульсии на несколько равных по производительности потоков для равномерной загрузки основных аппаратов (подогревателей-деэмульсаторов).

Выделившийся газ из сепаратора-делителя 2 по линии IV и из подогревателя-деэмульсатора 3 по линии VI поступает на установку подготовки газа, а отделившаяся в аппарате 2 пластовая вода по линии XI – на установку подготовки воды.

Нефтяная эмульсия из сепаратора-делителя 2 по трубопроводу V поступает в подогреватель-деэмульсатор 3. Подогреватель-деэмульсатор является основным аппаратом установок по обезвоживанию нефти

на месторождениях. Из него обезвоженная нефть при повышенной температуре по трубопроводу VIII поступает в сепаратор 4. Отделившаяся вода, содержащая некоторое количество реагента, выводится из аппарата по линии VII. Эта вода может полностью или частично при помощи насоса подаваться в линию I перед сепаратором первой ступени с целью более полного использования реагента. В подогревателе-деэмульсаторе газ и вода отделяются от нефти обычно при температуре 40 – 60 °С и давлении около 0,2 – 0,3 МПа, а окончательная сепарация проводится под вакуумом (остаточное давление 0,07 – 0,08 МПа), или в сепараторе 4 горячей вакуумной сепарации.

Готовая нефть после горячей вакуумной сепарации по трубопроводу X поступает на прием насосов системы безрезервуарной сдачи нефти в магистральный нефтепровод, а газ по газопроводу IX подается на прием вакуум-компрессоров и далее на установку по подготовке газа.

На рис. 7.2 приведена принципиальная технологическая схема установки по обезвоживанию нефти для крупных нефтяных месторождений или для группы нефтяных месторождений с объемами добычи нефти свыше 5 – 6 млн. т/год. В некоторых случаях производительность таких установок может достигать 12млн. т/год (до 36 тыс. т/сут).

Эта принципиальная схема не отличается от предыдущей схемы, за исключением того, что вместо подогревателя-деэмульсатора здесь установлены два аппарата: нагреватель 3 и отстойник 6 со встроенным в него сепаратором 5.

На установках большой производительности из-за ограниченной мощности одного подогревателя-деэмульсатора их требуется устанавливать несколько (иногда до 10 – 12), что создает определенные трудности при эксплуатации, поэтому на установках большой производительности вместо подогревателей-деэмульсаторов устанавливают отдельно блочные печи большой мощности и отстойники с встроенными сепараторами. При рациональном наборе небольшого числа аппаратов можно обеспечить

подготовку в них значительных объемов обезвоженной нефти. С уменьшением общего числа устанавливаемых аппаратов на установках подготовки нефти значительно сокращается площадка под установку, что имеет большое значение в условиях Западной Сибири, где большинство нефтяных месторождений расположено на заболоченной местности с ограниченными возможностями выбора относительно сухих незаболоченных участков для строительства центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Рис.7.2. Технологическая схема подготовки нефти с использованием отдельных аппаратов для нагрева и отстоя: 1 – сепаратор первой ступени; 2 – сепаратор-делитель потока; 3 – печь; 4 – вакуумный сепаратор; 5 – встроенный сепаратор отстойника; 6 – отстойник. Линии: I – ввод эмульсии; II, IV, VI, VIII, IX – газ; III – эмульсия после первой ступени сепарации; V – эмульсия после сепаратора-делителя; VII, XI – вода; X – подготовленная нефть; XII – подача реагента

В той и другой установках обычно перед первой ступенью сепарации по линии XII подается химический реагент (деэмульгатор). При подаче реагента в этой точке в сепараторе 1 достигается хорошее перемешивание его с эмульсией, что является одним из условий глубокого разрушения ее до поступления в отстойные емкости.

В качестве сепараторов первой ступени применяются сепараторы СУ-2 производительностью 5000 м<sup>3</sup>/сут. и рабочим давлением 1 МПа или сепараторы с отдельным вводом нефти и газа в аппарат производительностью до 16 000 м<sup>3</sup>/сут.

В некоторых случаях, когда нефтяная эмульсия, поступающая со скважин, содержит значительное количество свободной воды, на первой ступени могут быть установлены сепараторы с предварительным сбросом свободной воды. Большое количество свободной воды может отделиться из продукции скважин в случае, если химический реагент подается на значительном удалении от центрального пункта сбора и подготовки нефти

(например, на автоматизированной блочной замерной установке, на ДНС и т. п.).

В качестве сепараторов с предварительным сбросом свободной воды могут использоваться установки типа УПС (установки с предварительным сбросом свободной воды) производительностью до 10 000 м<sup>3</sup>/сут. на рабочее давление 0,6 МПа, а также трехфазный сепаратор производительностью 20 000 т/сут. на рабочее давление 0,6 МПа конструкции Гипротюменнефтегаз.

Наибольшее распространение в технологических схемах установок получили блочные автоматизированные сепараторы-делители потока, которые помимо сепарации и сброса свободной воды обеспечивают и разделение потоков. Они разработаны на производительность 6300, 10000, 16000 и 30000 т/сут. и на рабочее давление 0,6 МПа.

Сепараторы-делители потока являются очень важной составной частью установок по обезвоживанию нефти, когда для обезвоживания применяются несколько подогревателей-деэмульсаторов или блочных печей, подключенных параллельно. До разработки сепараторов-делителей потока никакими простыми средствами автоматики не удавалось добиться равномерной загрузки по потокам подогревателей-деэмульсаторов или печей. Только с появлением сепараторов-делителей потока эта проблема была решена полностью.

Кроме указанных выше основных функций, которые выполняют сепараторы-делители потока, необходимо упомянуть еще одну дополнительную функцию, имеющую большое значение для обеспечения устойчивой работы подогревателей-деэмульсаторов или печей. Как известно, при однотрубной системе сбора нефти и газа, особенно, когда нефтегазовые коллекторы прокладываются в сильно пересеченной местности, заметное влияние на устойчивость работы всей технологической схемы обезвоживания оказывают пульсации нефтегазовой смеси в нефтегазосборных коллекторах. Эти пульсации появляются в связи с тем, что на пониженных местах трубопроводов скапливается жидкость, а на

повышенных – газ. При перекрытии сечения трубы жидкостью газ проталкивает эту жидкость в виде пробки, и в сепаратор первой ступени поступает порция жидкости значительного объема, а затем порция газа. В сепараторах, таким образом, также наблюдаются явления пульсации.

Подогреватели-деэмульсаторы или печи весьма "чувствительны" к пульсациям потока (при аномально больших поступлениях жидкости может резко понизиться температура подогреваемой эмульсии и нарушиться режим обезвоживания). В результате же разделения поступающей продукции на несколько равных потоков влияние пульсаций при подаче жидкости в подогреватели-деэмульсаторы или печи ослабляется пропорционально числу потоков, выходящих из сепаратора-делителя.

В качестве отстойной аппаратуры после печей применяются горизонтальные отстойники.

При подготовке легких нефтей после нагрева в печах обычно выделяется значительное количество газа, что сокращает производительность отстойной аппаратуры, а в некоторых случаях может полностью нарушить процесс отстоя. Поэтому важным условием работы отстойников является предотвращение выделения газа из нефти. Для этого разработаны отстойники типа ОГ-200С и с встроенными сепараторами, в которых перед отстойной секцией выделяется газ из поступающей продукции.

Для последней ступени сепарации – выделения газа из нефти под вакуумом (остаточное давление 0,07– 0,08 МПа), при температуре подготовки нефти – разработаны блочные автоматизированные установки вакуумной сепарации производительностью 10000 и 16000 т/сут. по готовой нефти. Число вакуумных сепараторов каждого типа на установке подготовки нефти определяется в зависимости от общей производительности установки.

После вакуумных сепараторов нефть поступает в буферные резервуары, а оттуда по закрытой системе в магистральный нефтепровод.

## 7.2 Установки подготовки нефти с использованием стационарного оборудования

До последнего времени строились установки подготовки нефти с использованием не блочного, а стационарного оборудования. Поэтому большинство действующих установок по подготовке нефти укомплектовано стационарным оборудованием. Основные отличия таких установок от установок с блочным оборудованием следующие:

- 1) процесс сепарации завершается до поступления нефтяной эмульсии на установку;
- 2) нефтяная эмульсия подается на установку из сырьевых резервуаров или резервуаров с предварительным сбросом воды при помощи насосов, напор которых подбирается с таким расчетом, чтобы всю продукцию пропустить через технологическую цепочку установки; в некоторых случаях применяются дополнительные насосы для стабилизационного блока;
- 3) применяется теплообменное оборудование для передачи тепла от более горячей подготовленной нефти к более холодной сырой нефти, поступающей на установку;
- 4) для получения обессоленной нефти в технологическую схему подключаются электродегидраторы или отстойники;
- 5) для стабилизации нефти (при этом получают также сжиженные газы и нестабильный бензин) в схеме предусматривается нефтестабилизационная колонна. Однако в последнее время стабилизационные колонны не монтируются.

В зависимости от требуемой глубины подготовки нефти применяются следующие виды стационарных установок:

- 1) установки по термохимическому обезвоживанию нефти (ТХУ);
- 2) установки по электрическому обессоливанию нефти (ЭЛОУ);
- 3) установки комплексной подготовки нефти (УКПН), на которых помимо обезвоживания и обессоливания осуществляется и стабилизация нефти.

Установки по электрообессоливание нефти в последнее время отдельно не строятся, а входят в состав УКПН.

**Установки термохимической подготовки нефти.** На нефтяных месторождениях установки термохимической подготовки нефти получили наибольшее распространение.

В технологическую схему ТХУ обычно входят сырьевые резервуары или резервуары с предварительным сбросом воды, центробежные насосы, теплообменники, нагревательные печи, отстойники и резервуары для подготовленной нефти. Принцип работы установки заключается в следующем.

Нефтяная эмульсия I из сырьевого резервуара или резервуара с предварительным сбросом воды 1 насосом 2 через теплообменник 3 поступает в печь 4, где нагревается до температуры, необходимой для разрушения нефтяной эмульсии. Из печи 4 нефтяная эмульсия поступает в отстойник 5, где нефть отделяется от воды. После отстойника нефть проходит через теплообменник 3, отдает часть тепла поступающей на установку сырой нефти и поступает в резервуар 6 готовой нефти для последующего транспорта по магистральному нефтепроводу.

Химический реагент, в отличие от установок с использованием блочного оборудования, подается по линии IV или перед сырьевыми резервуарами (резервуарами с предварительным сбросом воды) или перед сырьевыми насосами.

Часть горячей воды, содержащей реагент, после отстойника 5 может быть возвращена на установку и подана по линии V в поток перед резервуарами с предварительным сбросом воды. Остальная часть отделившейся в отстойнике 5 воды поступает на установку по подготовке сточных вод.

В качестве сырьевых резервуаров на установках ТХУ применяются вертикальные стальные резервуары типа РВС емкостью от 700 до 10000 м<sup>3</sup>. Резервуары с предварительным сбросом свободной воды оборудуются

распределительными маточниками и переливными трубами. Наиболее широко применяются резервуары с предварительным сбросом свободной воды, разработанные институтом ТатНИПИнефть.

Резервуар состоит из днища, стенок и крыши. В нижней части резервуара имеются три патрубка, к которым присоединяются внешние и внутренние коммуникационные линии обводненной нефти, отделившейся воды и нефтяной эмульсии после отделения свободной нефти. К подводящей линии обводненной нефти присоединяются радиальные отводы для подачи обводненной нефти в перфорированные распределительные трубы, которые располагаются обычно по периферии на уровне 0,5 – 1,0 м от днища. Ко второму патрубку присоединяется сливная труба с воронкой и к третьему – переливная труба с воронкой и уравнивающей трубой.

Принцип работы резервуара с предварительным сбросом воды заключается в следующем: нефтяная эмульсия после окончательного отделения от нее газа в концевых сепараторах поступает в резервуар через отверстия в распределительных трубах. В резервуаре происходит расслоение свободной воды и нефти. Свободная пластовая вода, имеющая большую плотность, оседает вниз, а нефть со связанной эмульсионной водой всплывает вверх.

При поддержании границы раздела вода – нефть выше отводов эмульсионная нефть проходит через толщу воды, которая содержит некоторое остаточное количество реагента, что способствует наиболее полному удалению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отстоявшаяся вода по мере ее накопления автоматически сбрасывается через переливную трубу 6, а нефтяная эмульсия сливается по трубе 7 и поступает на прием насоса установки.

### **7.3 Установки комплексной подготовки нефти**

На установках комплексной подготовки нефти (УКПН) осуществляются процессы ее обезвоживания, обессоливания и

стабилизации. Процесс обезвоживания нефтяных эмульсий на УКПН ничем не отличается от этого процесса на стационарных термохимических установках. Для обессоливания нефти на УКПН в поток обезвоженной нефти добавляют пресную воду и тщательно перемешивают его, создавая искусственную эмульсию. Затем эта искусственная эмульсия поступает в отстойники, где происходит отделение воды. В некоторых случаях для ускорения отделения воды искусственную эмульсию пропускают через электродегидраторы.

Установки подготовки нефти, на которых проводится обезвоживание и обессоливание с использованием электродегидраторов, называются электрообессоливающими (сокращенно: ЭЛОУ).

Процесс стабилизации нефти, под которым понимается отделение от нее легких (пропанобутановых и частично бензиновых) фракций, осуществляется в специальных стабилизационных колоннах под давлением и при повышенных температурах. После отделения легких углеводородов из нефти последняя становится стабильной и может транспортироваться до нефтеперерабатывающих заводов без потерь. Отделившись в стабилизационной колонне, легкие фракции конденсируются и перекачиваются на газофракционирующие установки или газобензиновые заводы для дальнейшей их переработки. Однако в настоящее время стабилизационные установки не используются.

Левая часть схемы, включая отстойник 3, представляет установку обезвоживания, в которой сырая нефть по линии I подается насосом 1 в теплообменник 2, где нагревается стабильной нефтью, поступающей по линии V с низа стабилизационной колонны 6. Подогретая нефть по линии II подается в отстойник 3, а из отстойника обезвоженная нефть по линии III направляется в следующий отстойник или электродегидратор 4. В поток обезвоженной нефти добавляется пресная вода по линии IX для отмывки солей.

Рис. 7.5. Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти (УКПН): 1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – отстойник; 4 – электродегидратор; 5 – теплообменник; 6 – стабилизационная колонна; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 9 – насос; 10 – печь; 11 – насос. Линии: I – сырая нефть; II – подогретая нефть; III – обезвоженная нефть; IV – обессоленная нефть; V – стабильная нефть; VI – верхний продукт колонны; VII – широкая фракция; VIII – дренажная вода; IX – подача пресной воды

В некоторых случаях для улучшения степени обессоливания могут применяться вместо одного отстойника или электродегидратора два последовательно включенных аппарата. В них происходит окончательное обессоливание нефти. Обессоленная нефть после электродегидратора (отстойника) по линии IV через теплообменник 5 поступает в отпарную часть стабилизационной колонны 6. В теплообменнике 5 нефть нагревается до 140 – 160 °С за счет тепла стабильной нефти, поступающей по линии V с низа колонны 6. Процессы обезвоживания и обессоливания проводятся обычно при довольно умеренных температурах (около 50 - 60 °С) и редко при более высоких (до 80 °С).

В нижней и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелки – устройства, способствующие лучшему разделению. В нижней части отпарной колонны поддерживается более высокая температура (до 240 °С), чем температура поступающей в колонну нефти за счет циркуляции части стабильной нефти с низа колонны по линии XI через печь 10. В результате этого из нефти интенсивно выделяются легкие углеводороды, которые могут увлекать с собой и более тяжелые компоненты. Продукты испарения поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны и оттуда по линии VI в конденсатор-холодильник 7. В конденсаторе-холодильнике пары охлаждаются до 30°С, при этом большая часть их конденсируется и накапливается в емкости орошения 8. Несконденсировавшиеся легкие

углеводороды сверху емкости орошения по линии X обычно подаются в качестве топливного газа к горелкам печи 10.

Часть сконденсировавшихся легких углеводородов (широкая фракция) по линии VII с низа емкости 8 насосом 9 подается в резервуары для хранения, а другая часть направляется в верхнюю часть стабилизационной колонны в качестве орошения.

## ОБСЛУЖИВАНИЕ НАСОСОВ

Основные характеристики насосов. Принципы действия насосов.

Мощность – отношение работы, затраченной насосом на перемещение жидкой среды к промежутку времени, в течение которого она совершена.

КПД - отношение полезно используемой энергии жидкой среды к суммарному количеству энергии, переданной этой среде.

Подача – характеризуется объемом жидкости, подаваемой насосом в напорный трубопровод в единицу времени, и измеряется обычно в м<sup>3</sup>/час, л/час, м<sup>3</sup>/сут.

Напор – представляет собой приращение удельной энергии жидкости на участке от входа в насос до выхода. Выраженный в метрах напор насоса определяет высоту подъема перекачиваемой жидкости и измеряется в метрах вод. ст., МПа.

Кавитационный запас – запас удельной энергии жидкой среды на входе в рабочее колесо, равный превышению напора жидкой среды над давлением парообразования жидкости.

Характеристика насоса – графическая зависимость основных технических показателей от давления (для объемных насосов) или от подачи (для динамических), при постоянных значениях частоты вращения, вязкости и плотности жидкой среды на входе в насос.

Рабочая часть характеристики – зона, в пределах которой рекомендуется эксплуатация насоса.

Принципы действия насосов.

Лопастные насосы – основным рабочим органом является лопастное колесо. Принцип действия всех лопастных насосов основан на том, что в результате движения жидкости, под действием центробежной силы, в центре колеса создается разрежение, а в периферийной его части – повышенное давление.

В центробежных насосах – поток жидкости направлен радиально.

В осевых насосах – поток жидкости, проходящий через рабочее колесо, направлен в осевом направлении.

В диагональных насосах – поток жидкости, проходящий через рабочее колесо, направлен по диагонали к рабочему колесу. КПД у крупных одноступенчатых насосов 0,85 – 0,9; у высоконапорных многоступенчатых 0,4 – 0,46.

Вихревые насосы – особенность вихревых насосов заключается в том, что при движении внутри насоса жидкость многократно получает приращение энергии, за счет этого напор в 2-4 раза выше, чем у центробежных. Кроме того, вихревые насосы обладают всасывающей способностью. Недостатком является сравнительно низкий КПД: 0,25 – 0,30 и быстрый износ деталей при работе с жидкостью, содержащей твердые частицы.

Поршневые насосы – состоят из рабочей камеры с всасывающими и напорными клапанами и цилиндра с поршнем, совершающим возвратно-поступательные движения.

Плунжерные насосы – вместо поршня имеют плунжер (полый цилиндр), движущийся в уплотняющем сальнике, не касаясь внутренних стенок рабочей камеры. По гидравлическим параметрам поршневые и плунжерные насосы одинаковы, в эксплуатации поршневые насосы несколько сложнее, т.к. имеют больше изнашивающихся деталей.

Диафрагменные насосы – имеют вместо поршня гибкую диафрагму (мембрану), изгибающуюся под действием рычажного механизма.

Шестеренчатый насос – рабочим органом являются две шестеренки: ведущая и ведомая. При вращении шестерен жидкость поступает во

впадины между зубьями и перемещается в напорную полость. Шестеренчатые насосы обладают реверсивностью, т.е. при изменении направления вращения шестерен они изменяют направление потока в трубопроводах.

Винтовые насосы – рабочими органами таких насосов являются однозаходный винт из нержавеющей или хромированной стали и двухзаходной обоймы из специальной резины. При вращении между винтом и обоймой образуются замкнутые полости, непрерывно перемещающиеся от всасывающей полости к нагнетательной.

По принципу действия насосы подразделены на динамические – в которых передача энергии жидкости происходит в рабочей камере, постоянно сообщаемой с входом и выходом насоса, и объемные, в которых перемещение жидкой среды происходит в результате изменения объема рабочей камеры, попеременно сообщаемой с входом и выходом насоса.

Динамические насосы:

а) лопастные:

Центробежные ЦНС, ЦН, НК, НГД, УЭЦН, УЭЦП.

Осевые ОВ, ОПВ.

б) насосы трения (вихревые) на ВКС, ВК, ЦВ.

Объемные насосы:

а) возвратно-поступательные:

- поршневые (одно- или многопоршневые) НД, ПТ, МГР.

- плунжерные (одно- или многопоршневые) НСН, НСВ

- диафрагменные (мембранные)

б) роторные (роторно-вращательные):

- зубчатые (шестеренчатые) НМШ, Ш

- винтовые (одно- и многовинтовые) ШВН

Наибольшее применение на установках подготовки нефти получили центробежные насосы исполнения:

- моноблочного, при котором рабочее колесо крепится на удлиненном валу электродвигателя;
- бескорпусного, при котором каждая ступень насоса выполнена в виде отдельной секции, а затем все ступени стягиваются длинными шпильками вместе с концевыми секциями, в которых расположены опоры.

1. Агрегаты ЦНС 300 – 120...540 и ЦНС 105-98...441 предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарной нефти с температурой 0-45 °С плотностью 700-1050 кг/м<sup>3</sup>, содержание парафина не более не более 20%, содержание механических примесей размером твердых частиц до 0,2 мм, объемная концентрация 0,2%, обводненностью не более 90%, давление на входе 0.5-6 кг/м<sup>3</sup>. Насосы ЦНС получили наибольшее распространение на объектах сбора и подготовки нефти.

2. Насосы типа НД – агрегат электронасосной дозировочной одноплунжерный, предназначен для объемного напорного дозирования нейтральных и агрессивных жидкостей. Эмульсий и суспензий с кинематической вязкостью  $3,5 \times 10^{-7} - 8 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ , с температурой до 100°С, с максимальной плотностью 2000 кг/м<sup>3</sup>, с концентрацией твердой неабразивной фазы не более 1% от диаметра условного прохода присоединительных патрубков. НД – тип агрегата с регулированием подачи вручную при остановленном агрегате. 1.0 – категория точности дозирования (не указывается в обозначении агрегата с предельным давлением 400 кгс/м<sup>2</sup>, индекс, характеризующий основные материалы).

3. Насос НВ 50/50 – погружной одноступенчатый, предназначен для перекачивания из подземных дренажных емкостей смеси воды и нефтепродуктов, содержащих твердые включения размером до 1 мм, объемная концентрация которых не превышает 1,5%.

4. Насосы типа "Д" – двухпоршневые горизонтальные насосы двустороннего входа с полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу. Предназначены для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности, содержащие

твердые включения размером до 0,2 мм, объемная концентрация которых не превышает 0,05%. Установка агрегатов во взрывоопасных помещениях не допускается. После цифр указывается климатическое исполнение и категория размещения насоса при эксплуатации по ГОСТ 15150 – 69. Установленный ресурс до капитального ремонта 12000 часов.

5. Насосы типа “Ш” - горизонтальные одноступенчатые, предназначены для перекачивания гидросмесей с мелкой твердой фракцией плотностью 1200 – 1500 кг/м<sup>3</sup> и максимальным размером частиц до 20 мм.

6. Насос НА – артезианский многоступенчатый насос с рабочим колесом одностороннего входа. Предназначен для откачки из заглубленных резервуаров нефтепродуктов, содержащих твердые включения размером до 0,2 мм, объемная концентрация которых не превышает 0,2%.

7. Насосы ЦН-900-310, ЦН –100-180-3 горизонтальные спиральные, с рабочим колесом одностороннего входа. Предназначены для перекачки чистой воды и других жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности, температурой до 100°С, содержащих твердые включения не более 0.005% по массе размером до 0,2 мм.

Насосные блоки.

В процессе сбора и подготовки нефти, когда давления жидкости (нефти, воды, эмульсии) уже недостаточно для ее дальней транспортировки приходится использовать специальное оборудование – насосы. Наибольшее применение для перекачки жидкости нашли центробежные секционные насосы типа ЦНС.

Для защиты от воздействия климатических явлений (холода, дождей, ветра и т.п.) и удобства обслуживания насосное оборудование располагается в специальных помещениях, изготавливаемых в блочном исполнении. Поскольку процесс подготовки и перекачки нефти в основном непрерывный на объектах должны находиться резервные насосы для работы в случае отказа основных. Таким образом, в насосном блоке расположено два или несколько насосов и оборудование для их нормального функционирования.

Каждый насос имеет электродвигатель, выполненный во взрывозащищенном исполнении. Насос и электродвигатель размещаются, как правило, на металлической сварной раме и соединяются между собой с помощью полумуфт.

Вентиляция в насосном блоке приточно-вытяжная, причем сочетаются как искусственная, так и естественная вентиляция. Помещение насосной станции оборудуется одним или несколькими вентиляторами с электродвигателями. Для обеспечения естественной вентиляции в крыше насосного блока предусматривают отдушины, закрываемые колпаками для предотвращения попадания влаги. Загазованный воздух из помещения насосной станции отводится от вентилятора по воздуховоду, выход которого устанавливают на 11,5 м выше крыши помещения насосной.

Для автоматического контроля над работой насосов служит система контроля технологических параметров, которая оборудуется первичными и вторичными датчиками, с выводом показаний приборов на пульт управления, находящийся обычно в помещении обслуживающего персонала. Система контроля включает: - контроль над состоянием газоздушнoй смеси в помещении;

- контроль над температурой подшипников насосов и электродвигателей;
- контроль над давлением в приемной и нагнетательной линиях насосов;

Параметры работы насосов могут регулироваться как в ручном, так и в автоматическом режиме. Для защиты насосов при отклонении рабочих параметров от регламентных значений предусмотрена система блокировки, которая исключает случайный запуск насоса в случае аварийной остановки. Запуск насосов после аварийной остановки производится только после устранения неполадки и снятия блокировки на щите контрольно-измерительных приборов и аппаратуры.

Для предотвращения движения жидкости через насосы в обратную сторону на выкиде насосов установлены обратные клапана и задвижки с

электроприводом. В случае отклонения параметров работы насосов от режимных происходит автоматическое отключение насосов, срабатывает звуковая и световая сигнализация, и электроприводные задвижки на выкиде закрываются.

Система сбора и откачки утечек состоит из дренажной емкости объемом 4 – 16 м<sup>3</sup>, оборудованной насосом НВ 50/50 с электродвигателем. Этот блок служит для сбора утечек от сальников насосов. Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется на прием основных технологических насосов. Уровень в емкости контролируется с помощью поплавковых датчиков, в зависимости от заданного верхнего и нижнего уровней.

Система раннего обнаружения и тушения пожаров включает в себя:

1. пожарную сигнализацию;
2. пожарный водоем или емкость;
3. пожарный насос (на больших объектах монтируется отдельный блок пожарных насосов);
4. систему пожарных трубопроводов для подачи воды; **Пеногенераторы.**

Система раннего обнаружения и тушения пожаров работает следующим образом. В случае возникновения пожара в помещении насосного блока в датчиках пожарной сигнализации перемикаются контакты, что отражается на вторичном приборе - включается звуковая и световая сигнализация. Вторичный прибор устанавливают в помещении обслуживающего персонала. От вторичного прибора автоматически подается сигнал на пожарные насосы, которые включаются и осуществляют подачу раствора пенообразователя в помещение насосной станции на пеногенераторы. При прохождении пенообразователя через сетки пеногенераторов жидкость дробится и образуется пена, которая заполняет помещение насосного блока. Пена, заполняя помещение, вытесняет кислород, тем самым, предотвращая горение. Однако по следующим причинам автоматическое включение пожарных насосов используют редко.