

5. Мельник А.П., Папченко В.Ю., Матвеева Т.В, Діхтенко К.М., Жуган О.А. Дослідження реакції утворення алкілкарбон-N-(дігідроксіетил)амідів // Вісник Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут" – Харків: НТУ "ХПІ", 2003. – № 11. – С. 64-69. 6. Мельник А.П., Чумак О.П., Березка Т.О. Практикум з хімії та технології повернево-активних похідних вуглеводневої сировини. Навчальний посібник. – Харків: Курсор, 2004.– 277 с. 7. Мельник А.П., Шашора Л.Д. Оцінка швидкості корозії газопромислового і газотранспортного обладнання методом поляризаційного опору // Вісник ХДПУ: Зб. наук. пр. – Харків: ХДПУ, 1999, – Вип. 90. – 73-76 с.

Поступила в редколлегию 28.02.2010

УДК 621.926 666.973.6 655.3.06

А. Ю. ПРАВДИНА, студент НТУ «ХПІ», г. Харків

Е. В. БУБЛИКОВА, к.т.н., доцент НТУ «ХПІ», г. Харків

Ю. А. МАНОЙЛО, к.т.н., ассистент НТУ «ХПІ», г. Харків

В. Ф. МОИСЕЕВ, к.т.н., профессор НТУ «ХПІ», г. Харків

МЕТОДЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

У статті розглянутий технологічний процес первинної переробки нафти, що поступає з свердловини на родовищі, з подальшим відділенням води. Запропоновані методи глибшого очищення стічних вод, що утворюються, які призначені для подачі в пласт.

The technological process of the primary processing of oil, acting from a mining hole on a deposit is considered in the article, with the subsequent separation of water. The methods of more deep cleaning of appearing waters of sewers, which are intended for a serve in a layer, are offered.

Введение

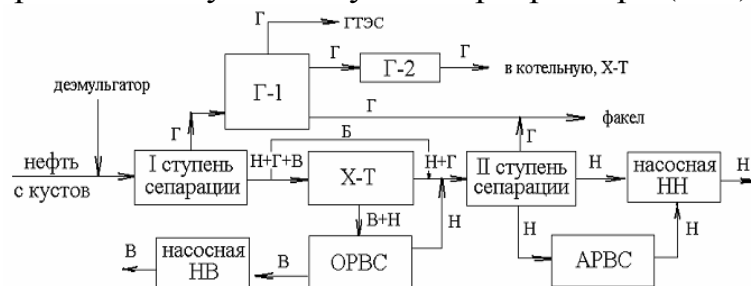
«Чёрное золото» или нефть – один из наиболее востребованных ресурсов для современного общества. От количества добычи зависит не только благополучие «страны-производителя», но также темпы экономического и технологического развития «стран-потребителей». Исторически сложилось, что наиболее богатые страны – нефтедобывающие, то есть те государства, на территории которых находятся значительные месторождения нефти. Однако, как показывает практика, кроме добычи и первичной подготовки нефти к транспортировке существуют также проблемы организации эффективной переработки, то есть получения наибольшего количества ценных продуктов [1,2]. Таким образом, нефтедобыча и нефтепереработка занимают одно из главных мест в энергетическом комплексе, и как результат, в настоящее время в различных странах мира создано большое количество нефтегазоперерабатывающих заводов, для которых проблемы совместимости с экологическими требованиями на сегодня являются актуальными. Причиной тому служит то, что данные виды хозяйственной деятельности порождают не только полезные и нужные для человека блага, но и одновременно провоцируют появление массы экологических проблем. Наиболее применяемый метод добычи нефти связан с необходимостью ввода в скважину пластовых вод.

В условиях современности добыча на основных месторождениях вступила в позднюю стадию разработки, что означает высокую обводнёность нефти. Интенсификация добычи за счёт извлекаемой с нефтью воды, приводит к

значительному росту затрат, связанных с транспортировкой добываемой жидкости до пунктов подготовки, а также удорожает промышленную подготовку нефти. Кроме этого, пластовую воду после отделения от нефти необходимо вернуть в технологию для утилизации на объектах добычи путем закачки в пласты для поддержания пластового давления. При этом очень важно добиться необходимого уровня очистки вод, которые снова будут закачаны в пласт. Данные аспекты актуальны в условиях объективной действительности, так как их решение направлено, с одной стороны, на понижение экономических потерь нефтепромыслов, а с другой – на увеличение экологической безопасности и общей производственной культуры отрасли. Основная цель данной статьи заключается в рассмотрении существующих путей модернизации процесса предварительной обработки нефти с последующей очисткой отделённых от неё сточных вод.

Характеристика существующего технологического процесса первичной переработки.

Продукция скважин, представляющая собой водонефтяную смесь, с кустовых площадок месторождения поступает в автоматическое гидравлическое замерное устройство (АГЗУ) и далее на ДНС-УПСВ (дожимную насосную станцию), где происходит предварительный сброс воды. На входе в ДНС установлен блок реагентного хозяйства (БРХ), где смонтированы насосы-дозаторы, подающие в каждый блок деэмульгатор (Сондем 4401) для разрушения глобул стойких водонефтяных эмульсий. Доходя до сепаратора первой ступени жидкость перемешивается с деэмульгатором и начинается постепенное разрушение эмульсии (рис. 1). В сепараторах первой ступени происходит первичная сепарация газа при давлении 0,2-0,55 МПа и температуре 2-15 °С выделившийся газ направляется в газосепаратор ГС, где дополнительно освобождается от капель жидкости, которая периодически сливается в дренажные ёмкости. Далее газ поступает в газопровод и сдаётся в систему газосбора УВСИНГа или подаётся на факел. Часть газа поступает в газосепаратор ГС, представляющий собой установку подготовки топливного газа (УПТГ). Газ из газосепаратора поступает в котельную, предназначенную также и для подогрева водонефтяной эмульсии, которая далее направляется в установку «Хитер-Триттер» (Х-Т) [1].



Х-Т – аппарат Хитер-Триттер; Г – газовая фаза; Н – нефтяная фаза; В – водная фаза;
Б – байпасная линия для производства планово-предупредительных работ

Рис. 1 – Существующая схема сброса воды

Поступающий поток нефти движется в установке в строго горизонтальном направлении, что, как показывает производственный опыт, является наиболее рациональным вариантом применительно к обработке тяжелых нефтей. Данный

подход облегчает каплеобразование и отделение воды по всей длине установки «Хитер-Тритер». Нагрев эмульсии происходит во фронтальной части секции жаровых труб. В задней части располагается высоконадежная секция механической коалесценции, обеспечивающая на выходе качество нефти, которая соответствует заданной технологической спецификацией.

Вода собирается ниже нефтяной фазы и сбрасывается через выходной штуцер. Выделение газа и его пеноподавление (в случае образование пены) происходит в верхней части, составляющей 10% от всей длины сосуда. Выход газа предусматривается через выпускной газовый патрубок, установленный, как правило, в задней части сосуда.

Подогретая частично обезвоженная нефть из трёхфазного сепаратора через коалессор (волнистая решётка внутри Х-Т) поступает в сепараторы-буферы, где происходит дальнейшее разгазирование нефти при давлении 0,15-0,3 МПа и температуре 25-45 °С .

В нормальном режиме эксплуатации разгазированная нефть из сепараторов-буферов поступает на приём насосов внешней откачки нефти. Газ с сепараторов второй ступени отводится на топливные нужды.

Отделённая вода через нижний клапан установки «Хитер-Тритер» под давлением 0,2-0,6 МПа выдавливается в резервуары-отстойники (РО) для дополнительной очистки (отстаивания) от нефтяной плёнки. Затем вода поступает на скважины поддержания пластового давления. После отстаивания в РО накапливается нефтеплёнка, которую через нефтяной стояк сливают в дренажную ёмкость, оснащённую насосом. Отделённая нефтяная плёнка поступает на дальнейшую переработку и может использоваться для производства бензина, дизельного топлива и пр. ДНС содержит следующие основные объекты: сепараторы первой ступени; сепараторы второй ступени; газосепараторы Г-1 и Г-2; насосная станция для откачки нефти НН; насосная станция для откачки воды НВ; аппарат «Хитер-Тритер»; резервуары для очистки воды; резервуар аварийного приёма нефти АРВС .

Чтобы произвести закачку воды в пласт, необходимо, чтобы содержание нефти и механических примесей в данной воде не превышало 30 мг/л по каждому компоненту при остаточном содержании воды в нефти не более 5-7%, как предусмотрено соответствующими нормами. Существующий комплекс оборудования не достигает такой степени очистки, остаточное содержание нефти составляет 60 мг/л. Это не только противоречит нормам, но и является неэкономичным, так как собираемая нефтяная плёнка после отстаивания также поступает в нефтепереработку.

Модернизация системы очистки сточных вод НПЗ

При модернизации узла подготовки сточных вод (УПСВ) ставится задача подготовить воду таким образом, чтобы сброс воды осуществлялся с остаточным содержанием воды в нефти 1-2 %, а также снижения содержания нефти и механических примесей в сточной воде до концентрации 20 мг/л.

Поставленная задача может быть решена при использовании второго аппарата «Хитер-Тритер», подключаемого в схему параллельно к первому аппарату. Однако из-за высокой стоимости оборудования и больших капитальных затрат на

размещение такой вариант решения задачи является неоправданным по экономическим соображениям.

Наиболее целесообразным является внедрение дополнительного отстойного аппарата, размещаемого последовательно с аппаратом «Хитер-Тритер». При этом предлагается использование отстойного аппарата с горизонтальными перегородками ОГН-П.

В рекомендуемой модернизированной схеме (рис. 2) предварительного сброса воды аппарат «Хитер-Тритер» используется, в основном, как подогреватель продукции скважин, а процесс отстаивания воды происходит преимущественно в трехфазном отстойнике [3]. Схема предусматривает возможность поступления продукции скважины в отстойник ОГН-П по байпасной линии, минуя аппарат «Хитер-Тритер». Такая обвязка отстойника ОГН-П позволяет работать по предварительному сбросу воды при отключенном аппарате «Хитер-Тритер» для производства профилактических и ремонтных работ.

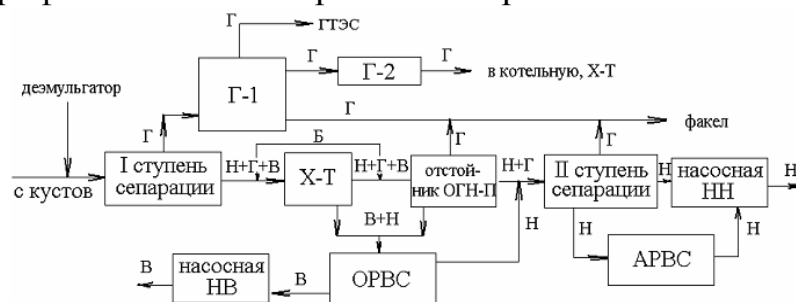


Рис. 2 – Рекомендуемая схема предварительного сброса воды

Расчёт предлагаемой для модернизации утановки

ОГН-П является модернизированной моделью обычного горизонтального отстойника ОГ, представляющего собой пустотелую горизонтальную цилиндрическую ёмкость [4, 5, 6].

Перегородки размещаются перпендикулярно горизонтальной оси ёмкости, при этом перегораживается только средняя часть сечения, т. е. перегородки сверху и снизу не доходят до стенки. Жидкость движется с одного конца ёмкости, куда входит газожидкостная смесь к другому концу. Сверху перегородок движется нефтяная фаза, а ниже - водная фаза эмульсии.

Каждая последующая перегородка относительно предыдущей размещается со смещением вниз на расчетную высоту, так что образуются «ступени» по верхней и нижней кромкам перегородок.

Газожидкостная смесь поступает в отстойник перед первой перегородкой. После заполнения отстойника жидкостью выше уровня нижней кромки перегородки отделившаяся из эмульсии нефть может перетекать из одного отсека в другой только через верхнюю кромку перегородки. Отделившаяся вода свободно проходит снизу нижних кромок перегородок до последнего отсека, откуда и отводится из аппарата.

Нефть накапливается в последнем отсеке, который формируется перегородкой, достигающей нижней образующей горизонтальной ёмкости. Переливаясь через верхние кромки перегородок, нефть освобождается от остаточного газа и воды, так как при переливе через перегородки образуется

тонкий слой, где процесс отделения газ и капель наиболее интенсивен. Многократный перелив нефти через перегородки приводит к более тонкой её очистке нефти от свободного газа, воды и механических примесей за сравнительно непродолжительный интервал времени.

Основными конструкционными параметрами отстойника с перегородками являются число и размеры перегородок внутри отстойника, которые определяются расчётным путем, по следующей схеме приведенной (рис. 3) [5].

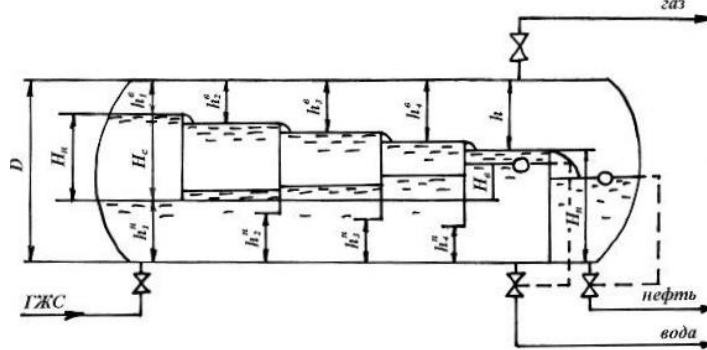


Рис. 3 – Расчётная схема системы очистки

Исходными данными для расчета являются плотность нефти ρ_n , плотность воды ρ_v и диаметр корпуса отстойника D . Расчет проводится по формуле, которая описывает равенство гидростатического давления столбов нефти и воды разной высоты в сообщающемся сосуде:

$$H_n \rho_n = H_v \rho_v, \quad (1)$$

где H_n – высота столба нефти; H_v – высота столба воды.

Первоначально необходимо задать величину H_v с учетом диаметра корпуса отстойника D , высоты используемого пространства для газа, нефти и воды.

При известной величине H_v по формуле (1) определяется разность высот столбов нефти H_n и воды H_v :

$$\Delta H = H_n - H_v. \quad (2)$$

Необходимо задавать высоту Δh – понижением последующей перегородки по сравнению с предыдущей. Рекомендуется принимать $\Delta h \in [0,02-0,03]$ м. Далее определяется максимальное число перегородок n_m как отношение $n_m = \Delta H / \Delta h$. При размещении перегородок по высоте отстойника необходимо учитывать деление объёма отстойника для каждого компонента газожидкостной смеси: газа, нефти и воды. С учетом количества каждого компонента должна быть предусмотрена соответствующая часть вместимости отстойника. Поскольку уровень раздела «нефть-вода» в предпоследнем отсеке изменяется в пределах варьирования регулятором раздела фаз, нижние кромки перегородок должны быть ниже от расчётных величин на величину изменения раздела фаз.

В общем случае возможно распределение вместимости отстойника так, чтобы каждый компонент газожидкостной смеси (газ, нефть и вода) занимал примерно равную часть, то есть по 1/3 части вместимости.

Определение пропускной способности любого отстойника основан на определении скорости всплытия частиц нефти в воде и оседания капель воды в нефти по формуле:

$$V = \frac{0,056(\rho_v - \rho_n)d^2 \cdot g}{\mu}, \quad (3)$$

где ρ_n, ρ_v – плотности нефти и воды, кг/м³; d – диаметр частиц нефти или капель воды, мкм; g – ускорение свободного падения, м/с²; μ – динамическая вязкость жидкости, то есть нефти или воды, МПа·с.

Как видно из формулы (3), скорость отстаивания зависит от размера частиц d . Укрупнением частиц нефти или воды можно значительно интенсифицировать процесс. Следовательно, для любого отстойника определяющим фактором является подготовленность эмульсии к проведению технологического процесса.

При известной скорости оседания пропускная способность отстойника определяется временем оседания частиц через слой жидкости. Время оседания частиц в отстойнике принимается за необходимое время пребывания эмульсии в отстойнике. Оно оказывается тем меньше, чем тоньше слой жидкости, в котором протекает процесс. Если в обычном оборудовании слой жидкости, где происходит отстаивание, составляет порядка 2 метров, то в рассматриваемом аппарате с перегородками слой жидкости составляет 0,1-0,2 м, то есть толщина слоя меньше почти в 10 раз. Это означает, что время отстаивания в таких аппаратах снижается во столько же раз при прочих равных условиях. При этом следует учитывать, что толщина слоя жидкости при переливе через верхнюю кромку перегородки непосредственно связана с расходом жидкости, так, по теории водослива, расход жидкости через водослив (перегородку) определяется по формуле:

$$Q = m \cdot b \sqrt{2g} \cdot H^{3/2}, \quad (4)$$

где Q – расход жидкости; b – ширина водослив (перегородки); H – геометрический напор (толщина слоя жидкости выше кромки перегородки); m – коэффициент расхода водослива.

Из формулы (4) видно, что Q и H взаимосвязаны. При этом скорость оседания частиц в слое жидкости H является ограничивающим фактором пропускной способности отстойного оборудования.

С учетом вязкости жидкости экспериментальным путем определён коэффициент расхода водослива m применительно к отстойнику с перегородками:

$$m = 0,069 + 2,476 \frac{\mu_v}{\mu_n}, \quad (5)$$

где μ_v – динамическая вязкость воды; μ_n – динамическая вязкость нефти.

С учетом изложенных факторов, для ориентировочных расчетов пропускную способность отстойника с перегородками рекомендуется определить по формуле:

$$Q = 300 \cdot V, \quad (6)$$

где V – вместимость отстойника, м³/с.

Используя вышеизложенную методику, любой пустотельный отстойник-сепаратор может быть модернизирован и преобразован в трёхфазный высокоэффективный отстойный аппарат, работающий с высокой эффективностью.

Заключение

Таким образом, модернизируя процесс первичной обработки нефти и очистки сточных вод, возможно достижение установленных нормой показателей

содержания нефти и механических примесей в водах, предназначенных для закачки в пласт.

Кроме того, такие меры, обеспечивающие более полное извлечение нефти из сточных вод, предусматривают экономию энергоресурсов как в виде нефтяной плёнки, которая далее поступает на переработку, так и в виде снижения затрат, связанных с перекачкой излишних объёмов жидкостей.

Список литературы: 1. Буланов А.Н. «Регламент работы цеха первичной подготовки нефти на «Быстринском» НГДУ», Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз», 1997. 2. Коваленко Е. «Сургутнефтегаз: право быть первым». ОАО «Сургутнефтегаз», 2007. 3. Кривцов А. И. Установка предварительного сброса воды Хитер-«Тритер» // Нефтегазопереработка и нефтехимия -2005. Уфа: Изд-во ГУП ИНХП РБ, 2005. 4. Ластовкин Г. А., Радченко Е. Д., Рудина М. Г. Ленинград, Химия, 1986. 5. Рабинович Г. П., Рябых П. М., Хохряков П. А., под ред. Судакова Е.Н. «Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки». Справочник. – М., «Химия», 1979. 6. Скобло А. И., Трегубова И. А., Егоров Н. Н. "Процессы и аппараты, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности". – М., Государственное научно-техническое изд., 1962. 7. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. "Химия и технология нефти и газа". Ленинград, "Химия", 1972.

Поступила в редколлегию 13.04.2010

УДК 66.074

И.В. ПИТАК, канд. техн. наук, НТУ «ХПИ», г. Харьков

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА МОКРОГО УЛАВЛИВАНИЯ ПЫЛИ В РОТОРНОМ ВИХРЕВОМ АППАРАТЕ

Охорона навколишнього середовища стала одним з пріоритетних напрямів розвитку та забезпечення екологічної безпеки України. Захист повітряного басейну від промислових викидів є складним процесом, який пов'язаний з постійною зміною технологій різних галузей промисловості, а також і вдосконалення технічних засобів очищення шкідливих викидів від промислових підприємств.

The protection of a surrounding medium became one of priority directions of a development and maintenance of ecological safety of Ukraine. The guard of air basin from industrial ejections is composite process, bound with stationary values by change of technologies of different industries, together with perfecting of means of clearing of harmful ejections from the industrial enterprises.

Для мокрой очистки газов от пыли используют различное оборудование отличающееся по устройству, производительности, принципу образования межфазной поверхности и т.д. общее, что объединяет эти аппараты – это развитая поверхность и высокие скорости взаимодействия газожидкостных потоков. По устройству и принципу действия аппараты мокрой очистки от пыли подразделяются на следующие группы: насадочные, полые, барботажные, ударно-инерционные, центробежные, динамические скоростные промыватели [1-6].

Наибольший интерес представляют мокрые пылеуловители инерционного осаждения частиц при резком изменении направления движения газового потока над поверхностью жидкости.