

Выбрав, например, Эмульсолит ПА20 мы снизим вредное влияние при БВР в разы, ведь одним из существенных преимуществ применения эмульсионных ВВ является снижение степени отрицательного воздействия на окружающую среду, т.к. у эмульсионных ВВ согласно техническим характеристикам кислородный баланс составляет $-1 \div -2,5\%$, хоть это и уменьшит качество дробления горной массы. Так же стоит заметить, что Эмульсионные ВВ, в частности Эмульсолит ПА 20 стоит дешевле на рынке ВВ.

Выше проведенный анализ проблемы ядовитых газов, образованных при БВР на трубке "Заря", решаем способом установки ветряных пушек или заменой основного ВВ при взрывных работах на Эмульсионные ВВ. Мой же вывод в это работе таков что способ замены ВВ является более экономичен и прост в исполнении.

Литература

1. Отчет "О результатах до изучения геологического строения и алмазности кимберлитовых тел Алаakit-Мархинского кимберлитового поля в 2009-2012 г.г. (Объект Верхне-Мархинский ревизионный) (АМГРЭ, 2012) это последний по нескольким месторождениям, в том числе по Заре.
2. Кутузов Б.Н. Взрывные работы. М.: Недра, 1988. – 383 с., стр. 265.
3. «Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом» (ПБ 03-498-02) утвержденными Постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.02 г. № 61-А, 28.11.02., регистрационный №3968.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ ОТСТОЙНИК НЕФТИ ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА

М.А. Богданов

Научный руководитель – доцент Е.Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Главная задача добывающих предприятий - добиваться высокого качества подготовки нефти для дальнейшей ее транспортировки к отечественным нефтедобывающим производствам. Высокие требования к качеству нефти актуальны в современных условиях и требуют совершенствования процессов их переработки.

Основным процессом на промыслах является подготовка нефти для дальнейшей ее транспортировки потребителю - нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество полученных из нее продуктов.

Цель исследования. Произвести анализ литературы по данной тематике, выделить достоинства и недостатки оборудования, используемого в настоящее время на нефтедобывающих промыслах, с последующей целью предложить свое решение насущных проблем подготовки нефти путем модернизации устаревшего оборудования или создания принципиально нового устройства.

Актуальность. В настоящее время многие месторождения находятся на третьей и четвертой стадии разработки, что подразумевает рост обводненности продукции в следствии применения метода поддержания пластового давления путем закачки воды. Рост обводненности в свою очередь ведет к повышению нагрузки на установку подготовки нефти, что может привести к нарушению технологического процесса (нефть не будет доведена до товарных кондиций), удорожанию продукции.

Основы подготовки нефти. Пластовая нефть содержит попутный газ, механические неорганические примеси, механические твердые частицы и пластовую воду. Пластовая вода зачастую содержит в себе соли, представлены хлоридами натрия, кальция и магния, реже карбонатами и сульфами.

В первый этап эксплуатации нефть обычно бывает безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность увеличивается и со временем достигает более 90%.

Такую грязную и сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H₂S, CO₂), без предварительной подготовки нельзя транспортировать, для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Пластовая вода, входящая в состав нефти, ведет к увеличению стоимости расходов на транспортировку нефти по трубопроводам и ее переработку. Перекачка балластной воды ведет к росту транспортных расходов, что по сути бессмысленно (пластовая вода нужна для поддержания пластового давления в системе ПЖД), кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию. Высокая вязкость нефти создает дополнительную нагрузку на насосы, это приводит к дополнительным энергозатратам. Механические примеси песка, глины, кристаллов солей, взвешенные в виде высокодисперсных частиц в нефти, адсорбируясь на поверхности глобул воды, образуют стабильные нефтяные эмульсии. Устойчивые (состаренные) эмульсии ведут к увеличению затрат на обезвоживание и обессоливание промысловой нефти, а также к повышенному износу оборудования.

Содержащиеся в нефти хлористые соли оказывают вредное воздействие на работу установки промысловой подготовки нефти. Соли оседают на стенках трубопроводов, уменьшая проходное сечение вплоть до полной закупорки. В печах подогрева нефти соли, отлагаясь на стенках змеевика, ухудшают теплообмен, вызывая прогары трубопровода. Хлориды гидролизуются, образуя соляную кислоту. Соляная кислота разрушает стенки аппаратов, разъедая металл, приводя оборудование технологических установок в негодность. Соли, оставшиеся в нефти при дальнейшей переработке, накапливаются в остаточных тяжелых нефтепродуктах, таких как мазут, гудрон и кокс, ухудшая их качество.

Присутствующие в нефти сернистые соединения в результате разложения выделяют сероводород, его соединения с хлористым водородом вызывают сильную коррозию металла. Во влажной среде присутствие хлоридов и сероводорода вызывает цепную взаимно инициируемую реакцию разъедания металла.

Горизонтальные отстойники типа ОГ-200. На рисунке 1 показан горизонтально расположенный отстойник марки ОГ-200П конструкции «ВНИИнефтемаш» и «Гипротюмнефтегаз», предназначенный для расслоения водонефтяных эмульсий, обработанных реагентами-деэмульгаторами. Его устанавливают по ходу движения продукции скважин после системы сепарации нефти. Отстойник представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость 1, в которой происходит процесс обезвоживания нефти путем отстаивания под действием сил тяжести. Водонефтяную эмульсию вводят в отстойник через патрубок с помощью двух параллельно расположенных низконапорных распределителей эмульсий 2, представляющих собой трубы диаметром 700 мм с 64 рядами отверстий, выполненных в виде продольных вырезов шириной 6 и длиной 60 мм. Вводимая в эмульсионном состоянии нефть после выхода из отверстий вертикально поднимается вверх.

При этом она проходит сквозь слой отстаившейся воды, межфазный слой и предварительно обезвоженном состоянии собирается перфорированными трубами 3 и затем выводится из отстойника через патрубок ее вывода. Отделившаяся пластовая вода дренируется через патрубок, расположенный в нижней части корпуса отстойника. Отстойник оборудован коллектором для пропарки 4, который необходим для периодической чистки распределителя 2 от отложений парафина, забивающего со временем его отверстия. В верхней части корпуса отстойника установлен патрубок с каплеотбойником для вывода нефтяного газа, выделяемого из нефти при ее обезвоживании. Недостатком в работе данного отстойника является ухудшение работы его при длительной эксплуатации вследствие отложения механических примесей в распределителе 2 и накопления в объеме межфазного слоя.

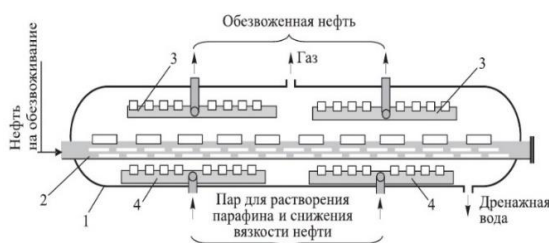


Рис. 1 Горизонтальный отстойник конструкции «ВНИИнефтемаш» и «Гипротюмнефтегаз»: 1 — корпус; 2 — коллектор ввода нефти на обезвоживание; 3 — коллектор вывода обезвоженной нефти; 4 — коллектор подачи пара для растворения парафина [3].

Горизонтальный отстойник, предназначенный для обезвоживания нефти. Горизонтальный отстойник, предназначенный для обезвоживания нефти, показан на рисунке 2. Он включает корпус 1, разделенный перегородкой 2 на секции приема эмульсии 3 и отстойную 4. В первой секции размещены перфорированные коллекторы 5 и 6 приема обезвоживаемой нефти и подачи воды в отстойную секцию соответственно.

В верхней части корпуса 1 смонтирован перфорированный коллектор отбора обезвоженной нефти 7. Отстойник также снабжен патрубками ввода эмульсии, вывода обезвоженной нефти и дренажной воды соответственно. Перфорация коллекторов 2 и 5 организована с верхним расположением, а коллектора 6 — с нижним.

Принцип работы отстойника заключается в следующем. Эмульсия нефти поступает по патрубку и через перфорацию коллектора 5 в секцию 2 приема эмульсии, где происходит разделение подготовленной к расслаиванию ВНЭ на частично обезвоженную нефть и водную фазу. При этом водная фаза собирается в нижней части отстойника, а частично обезвоженная нефть — в зоне контакта фаз, то есть между обезвоженной нефтью, накопленной в верхней части отстойника, и зеркалом водной фазы. Затем водная фаза, загрязненная нефтепродуктами, и частично обезвоженная нефть перетекают в отстойную секцию 4 по коллектору 6 и через верхний уровень перегородки 2 соответственно, где в результате осуществления процесса отстаивания вода очищается от нефтепродуктов, а нефть подвергается обезвоживанию. Затем обезвоженная нефть собирается в верхней части корпуса отстойника и через перфорацию коллектора 7 поступает в патрубок вывода обезвоженной нефти. Вода из секции 4 по патрубку выводится из отстойника в технологию ее дальнейшего использования.

К основному недостатку в работе данного типа отстойника относится то, что он предназначен только для обезвоживания подготовленной эмульсии к процессу обезвоживания нефти. Отстойник такого типа может успешно применяться при обезвоживании легких нефтей. Поэтому удельная производительность его по обезвоживаемой высоковязкой нефти незначительна и эффективность процесса (так как преобладающий размер капель воды в эмульсии высоковязких нефтей менее 0,1 мм) обезвоживания малоэффективна.

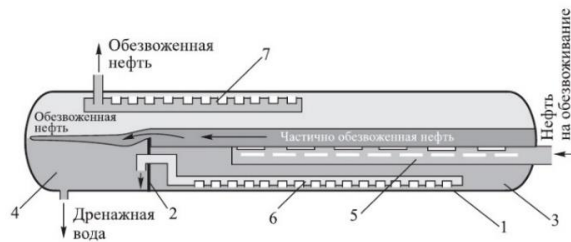


Рис. 2 Горизонтальный отстойник для подготовки нефти к обезвоживанию: 1 — корпус; 2 — перегородка; 3 — секция приема эмульсии нефти; 4 — отстойная секция; 5 — коллектор приема эмульсии; 6 — коллектор подачи воды в отстойную секцию; 7 — коллектор вывода обезвоженной нефти [3].

Заключение. В данной статье были рассмотрены основы подготовки нефти, а также два горизонтальных отстойника нефти гравитационного типа различных исполнений, рассмотрены их конструкции, принципы действия и недостатки. Основным недостатком горизонтального отстойника типа ОГ-200 является ухудшение работы его при длительной эксплуатации вследствие отложения механических примесей и накопления в объеме межфазного слоя. Горизонтальный отстойник успешно применяется при обезвоживании легких нефтей. А к недостаткам горизонтального отстойника, предназначенного для обезвоживания нефти, относится то, что он способен обезвоживать только заранее подготовленные эмульсии. Поэтому удельная производительность его по обезвоживаемой высоковязкой нефти незначительна и эффективность процесса обезвоживания малоэффективна.

Литература

1. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
2. Банин А.В. Модернизация отстойника нефти переливными перегородками // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2017. – Т. 2. С. 616–619.
3. Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: Учебное пособие / Под ред. В. И. Кудинова. – М.: Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.

СУХИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ УПЛОТНЕНИЯ

И.С. Боюн

Научный руководитель – доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день наилучшим техническим решением для предотвращения протечек газа из корпуса сжатия центробежного компрессора в окружающую среду является применение систем «сухих» газодинамических уплотнений [1]. Преимущества СГУ перед масляными уплотнениями такие:

- отсутствие систем обеспечения циркуляции уплотнительного масла, что ведёт к существенной экономии на обслуживании, сказывается на энергосбережении и существенно снижает уровень пожарной опасности;
- резко снижаются потери рабочего газа на уплотнении (до 1...5 м³/ч на одно уплотнение);
- в 20 и более раз снижаются потери на трение в уплотнениях;
- эффект от применения газодинамических уплотнений увеличивается в компрессорах с газотурбинным приводом;
- при снижении потребляемой компрессором мощности на 1% расход топлива на газовой турбине уменьшается на несколько процентов;
- исключается загрязнение сжимаемого газа маслом, в то время как в случае использования масляных уплотнений из-за загрязнения газотранспортного трубопровода затворным маслом уплотнений на 1% уменьшается его пропускная способность;
- ресурс газодинамического уплотнения соизмерим со сроком эксплуатации компрессора;
- уменьшается объём обслуживания уплотнений: контроль за работой уплотнений производится с панели управления: обслуживание системы газодинамических уплотнений минимально периодическое (раз в 1...3 года) и предусматривает в основном визуальный осмотр и замену по необходимости фильтрующих элементов панели и резиновых уплотнительных колец уплотнений.

При относительно высоких первоначальных затратах на оснащение компрессора «сухими» газодинамическими уплотнениями они быстро окупаются в процессе их эксплуатации за 2-3 года. Ведущие мировые производители отреагировали на требование рынка, и на сегодняшний день до 95% предлагается заказчиком именно с СГУ в качестве стандартного варианта.

СГУ представляют собой упорный подшипник с глухими канавками глубиной 2-10 мкм и щелевое торцевое уплотнение с малым осевым зазором. Течение газа в щели СГУ происходит в радиальном направлении