

## СПОСОБ ГЛУБОКОГО ОБЕССОЛИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И ТЕХНИЧЕСКОЕ СРЕДСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Осипов М.А.

Научный руководитель ст. преподаватель Спирин Т.С.

*Сибирский федеральный университет*

Унифицированная технологическая схема подготовки нефти на промыслах предусматривает обезвоживание нефти и, как следствие, ее одновременное обессоливание. При этом оба процесса технологически усложняются на стадиях глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

Глубокое обезвоживание нефти осуществляют при температуре 40-60°C, достигаемой вследствие нагрева предварительно обезвоженной нефти в печах. В результате массовое содержание воды в нефти снижается на объектах подготовки нефти с 1,5-25 до 0,15-0,3 %. Это означает, что, если руководствоваться ГОСТ Р 51858-2002 «Общие технические условия», то глубоко обезвоженная нефть должна соответствовать товарной нефти первой группы качества. Однако содержание в ней хлористых солей достигает более 1000 мг/дм<sup>3</sup> в то время как в нефти первой группы качества предусмотрено не более 100 мг/дм<sup>3</sup>.

Первичное обезвоживание и обессоливание нефти происходит на установке предварительного сброса воды (УПСВ). Установка предварительного сброса воды на месторождении представляет собой комплекс сооружений первой очереди строительства для сбора, подготовки нефти, поступающей от нефтяных скважин, транспорта подготовленной до товарных кондиций нефти в магистральный нефтепровод, а также отделения попутного нефтяного газа и подготовки пластовой воды для использования ее в системе поддержания пластового давления.

Технологическая схема по стандарту ОАО «НК «Роснефть» (рис. 1) представляет собой классическую схему УПСВ в герметизированном варианте, широко используемую на месторождениях Западной Сибири. Особенностью данной технологии является предварительная сепарация поступающей на УПСВ продукции скважин в отдельных аппаратах с последующим нагревом всей жидкости до необходимой температуры и разделением ее в трехфазных сепараторах.

Динамика смещения капель пластовой и пресной вод характеризуется следующими особенностями:

1. Часть капель пластовой воды, лишенных бронирующих оболочек, сливается с каплями промывочной воды.

2. Часть пластовой воды (глобулы) с бронирующими оболочками практически не участвует в процессе обессоливания и при небольших размерах они остаются в нефти во взвешенном состоянии независимо от количества применяемой пресной воды.

3. В водонефтяной эмульсии (ВНЭ), кроме глобул пластовой воды содержатся зародышевые кристаллы солей микрометровых размеров, которые, смачиваясь нефтью, так же как и глобулы, покрываются сверхпрочными бронирующими оболочками и практически не поддаются вымыванию пресной водой при традиционно принятых способах обессоливания. Особенно процесс очистки нефти от солей усложняется из-за нагрева ВНЭ, что только способствует укреплению оболочек кристаллов солей.

Следовательно, при обессоливании нефти возникает проблема очистки ее от кристаллов солей.

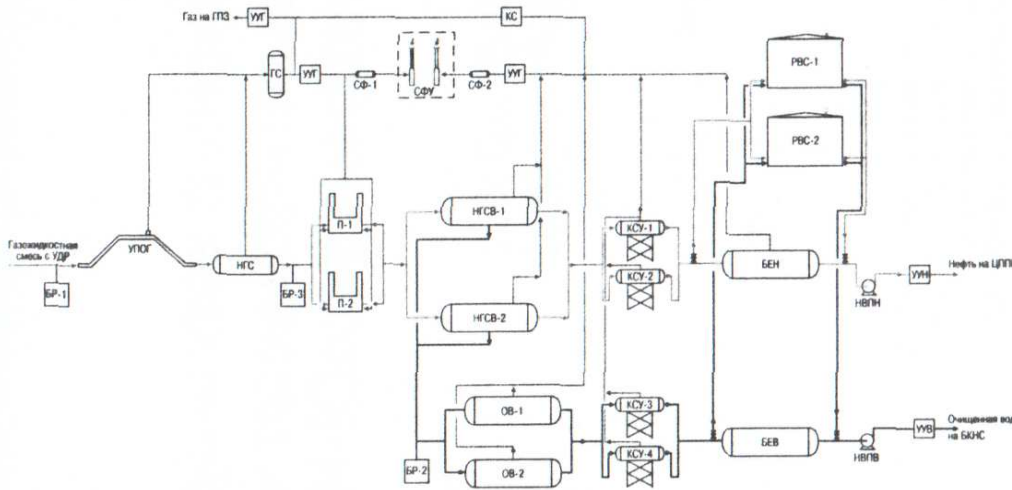


Рисунок 1 – Технологическая схема УПСВ по стандарту ОАО НК «Роснефть»

БР-1, БР-2, БР-3 - блок дозирования соответственно деэмульгатора, ингибитора коррозии, ингибитора солеотложения; УПОГ - установка предварительного отбора газа; НГС- нефтегазовый сепаратор; П-1,2- печи нагрева нефти; НГСВ-1,2- нефтегазовый сепаратор со сбросом воды; КСУ-1,2,3,4 - концевая сепарационная установка по нефти; БЕН - буферная емкость нефти, БЕВ - буферная емкость воды; РВС-1,2 - резервуары, НВПН, НВЛВ - насосная внешней перекачки соответственно нефти и воды; ГС - газовый сепаратор; УУГ, УУН, УУВ - узел учета соответственно газа, нефти и воды; КС - компрессорная станция газов низкого давления; ФС-1,2 - факельный сепаратор; СФУ - совмещенная факельная установка.

Данный процесс достаточно сложный и на практике осуществляется только переводом кристаллов из объема нефти в объем пресной воды. Для этой цели нефть после глубокого обезвоживания промывается пресной водой при среднем объемном соотношении вода-нефть, равном 1:10. Зародышевые кристаллы сначала освобождаются от бронирующих углеводородных оболочек, затем растворяются в пресной воде с образованием слабо насыщенного раствора, который отделяется от нефти, как правило, в электродегидрататорах методом отстаивания. Вторым этапом процесса обессоливания нефти является вскрытие кристаллов солей, ввод их в объем пластовой воды и растворение с последующим обезвоживанием, например, методом отстаивания.

Выше описанная методика обессоливания довольно трудоемкая и занимает большое количество времени. По нашему мнению, наиболее перспективным способом глубокого обессоливания является способ перемешивания жидких фаз под действием кинетической энергии движущегося потока пресной воды, направленного по течению флюида в технологическом сужении трубопровода, охватывающего все движущиеся в трубопроводе слои ВНЭ. Перемешивание создает интенсивную турбулизацию жидкости, омывающей освобожденные от бронирующих оболочек кристаллы солей, что создает благоприятные условия для выхода солей из нефти в обезвоживающих и обессоливающих установках. Использование пресной воды в расчете 8-10% от общего количества водонефтяной эмульсии, позволит снизить содержание хлористых солей примерно в 10 раз, т.е. повысить качество товарной нефти.

В данной статье предлагается специальное техническое средство для осуществления опреснения водонефтяной эмульсии в трубопроводе.

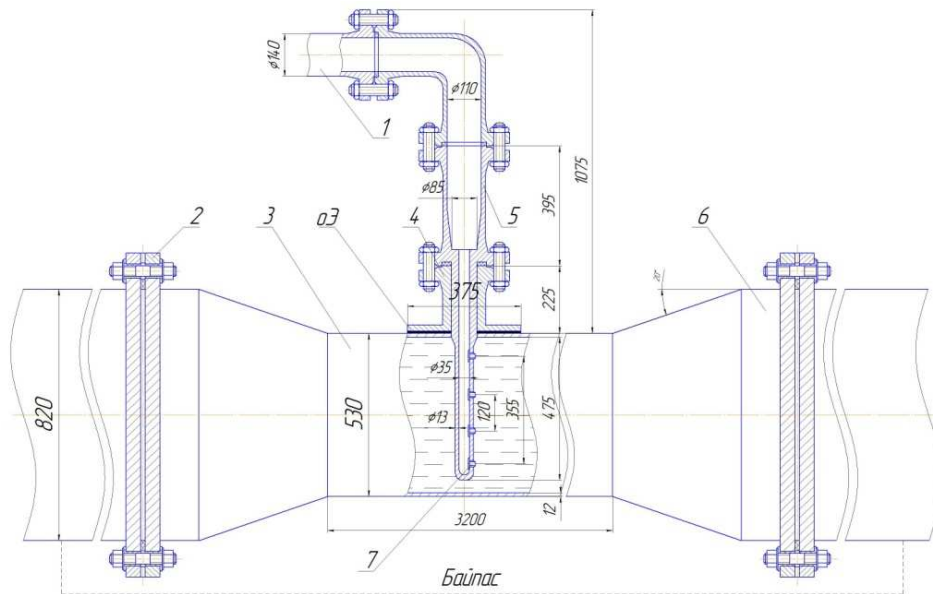


Рисунок 2 – Блок опреснения водонефтяной эмульсии в трубопроводе

Блок опреснения (Рис. 2) представляет собой перфорированную трубку 5 спущенную в технологическое сужение 3.

Трубка крепится к сужению при помощи приваренной шайбы 4 с фланцевым соединением. Пресная вода подается от водозаборных скважин к резервуару с пресной водой, который находится на УПСВ. Гидромониторные насадки в трубке выполнены таким образом, чтобы струи пресной воды могли охватить максимальное количество слоев жидкости в трубопроводе. Это позволит объединить в себе одновременно два процесса, подачу жидкости в трубопровод и смешивание водонефтяной эмульсии с пресной водой. Технологическое сужение позволяет увеличить скорость потока и вместе с этим перевести ток жидкости из ламинарного режима течения в турбулентный. Благодаря этому пресная вода будет эффективнее растворяться в ВНЭ. Это увеличит полезное разрушающее воздействие на кристаллы солей в нефти, и их последующий переход в состав воды.

Диаметр сужения трубопровода вычисляется из уравнения расхода:

$$D_r = 1,34 \sqrt{\frac{L}{\omega_{кр}}},$$

где  $L$  – расход жидкости,  $m^3/c$ ;  $\omega_{кр}$  – критическая скорость движения жидкости в сужении, при котором возникает турбулентный режим течения жидкости,  $m/c$ .

Применение данного способа опреснения на УПСВ позволит уменьшить концентрацию солей в ВНЭ, из-за этого увеличится число межремонтных периодов, связанных с очисткой внутренних полостей обезвоживающих технологических установок от солей; сократить агрессивное воздействие солей на трубопроводы и технологическое оборудование; повысит качество товарной нефти; в значительной степени сократить применение химреагентов, таких как ингибиторов солеотложений.