

## ВОДА В НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТАХ

*Хусайдинова Д.И. - Магистр ТГТУ*

Нефть, извлекаемая из скважин, всегда содержит в себе попутный газ, механические примеси и пластовую воду, в которой растворены различные соли, чаще всего хлориды натрия, кальция и магния, реже – карбонаты и сульфаты. Обычно в начальный период эксплуатации месторождения добывается безводная или малообводненная нефть, но по мере ее добычи содержание воды увеличивается и достигает до 90–98 %. Очевидно, что такую нефть, содержащую к тому же легколетучие органические и неорганические ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать на НПЗ без тщательной промышленной подготовки.

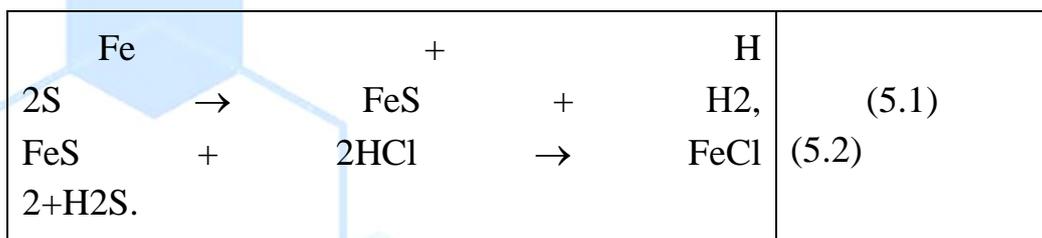
Присутствие пластовой воды в нефти существенно удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. С увеличением содержания воды в нефти возрастают энергозатраты на ее испарение и конденсацию, растут капитальные затраты на оборудование. Возрастание транспортных расходов обуславливается не только перекачкой балластной воды, но и увеличением вязкости нефти, образующей с пластовой водой эмульсию. Механические примеси нефти, состоящие из взвешенных в ней высокодисперсных частиц песка, глины, известняка и других пород, адсорбируясь на поверхности глобул воды, способствуют стабилизации нефтяных эмульсий.

Образование устойчивых эмульсий приводит к увеличению эксплуатационных затрат на обезвоживание и обессоливание промышленной нефти.

Еще более вредное воздействие, чем вода и механические примеси, оказывают на работу установок промышленной подготовки и переработки нефти хлористые соли, содержащиеся в нефти. Хлориды, в особенности кальция и магния, подвергаются гидролизу с образованием соляной кислоты даже при низких температурах. Под действием соляной кислоты происходит коррозия металла аппаратуры технологических установок. Кроме того, соли, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах – мазуте, гудроне и коксе, – ухудшают их качество.

При переработке сернистой и высокосернистой нефти в результате разложения сернистых соединений образуется сероводород по уравнению, который, взаимодействуя с железом, образует защитную пленку из сульфида железа, предохраняющую частично оборудование от дальнейшей коррозии. Хлористый водород, выделившийся при гидролизе хлоридов, взаимодействует с

сульфидом железа, образуя хлористое железо, переходящее в раствор по уравнению. Выделяющийся сероводород вновь реагирует с железом, интенсивно разрушая его:



Таким образом, при совместном присутствии в нефти хлоридов металлов и сероводорода во влажной среде происходит взаимно инициируемая цепная реакция разъедания металла.

В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 товарная нефть, поставляемая с промыслов на НПЗ, по содержанию хлористых солей и воды делится на следующие три группы (табл. 5.1).

Подготовленная на промыслах нефть далее на НПЗ подвергается вторичной, более глубокой очистке от воды и солей. На современных отечественных НПЗ считается вполне достаточным обессоливание нефти до содержания хлоридов 3–5 мг/л и воды до 0,1 % мас.

Наличие воды в нефтепродуктах нежелательно, в особенности в нефтепродуктах, применяемых при очень низких температурах. Растворенная влага может выпадать в виде кристаллов льда, что вызывает серьезные осложнения при применении нефтепродуктов в качестве моторных топлив: снижение их теплотворной способности. Удалить растворенную воду в заводских условиях сложно. В том случае, когда это необходимо, физически растворенную воду удаляют химическими методами. Обычно в техническом анализе нефтепродуктов под отсутствием содержания воды понимают отсутствие суспензионной воды.

К способам определения воды в нефтепродуктах относятся качественные испытания на воду и количественные способы определения содержания воды. Качественные испытания, как правило, позволяют открывать, наряду с суспензионной и эмульсионной, также растворенную воду; количественные способы в большинстве случаев либо вовсе не открывают растворенной воды, либо открывают ее частично.

В зависимости от природы нефтепродукта применяют различные способы определения качественного наличия воды. Присутствие воды в светлых нефтепродуктах: бензине, керосине, реактивных и дизельных топливах, бензоле и других продуктах определяют по способу Клиффорда. В этом случае

испытуемый продукт встряхивают в делительной воронке с сухим марганцовокислым калием. При наличии влаги образуется быстро исчезающая слабозеленая окраска. Для определения воды в смазочных маслах и других темных нефтепродуктах используют пробу на «потрескивание». Сущность определения заключается в нагреве пробирки с продуктом и вставленным термометром в предварительно нагретой бане до температуры 175 °С. При достижении температуры 150 °С и наличии в испытуемом продукте влаги продукт начинает пениться, слышится треск, капли продукта на стенках верхней части пробирки мутнеют.

Количественное содержание воды в нефтепродуктах определяют, преимущественно используя способ Дина и Старка. Этот метод наиболее доступен и достаточно точен.

Содержание хлористых солей в товарной нефти [12, табл. 3]

Показатель	II	III
0,5	1,0	1,0
100	300	900
0,05	0,05	0,05

способности, засорение топливных фильтров при работе двигателей, что создает опасность возникновения аварийной ситуации.

В смазочных маслах, топливе для двигателей и других подобных продуктах наличие воды недопустимо. Это не значит, что масло или горючее должно быть совершенно освобождено от влаги. Такому освобождению мешает способность нефтепродуктов физически растворять воду, правда, в очень незначительных количествах.

### Литература:

1. Турабжонов С.М., Шоюсупова М. «Мойлар ва суюкликлар технологияси». Тошкент, 2010 й.
2. Сафаров Б.Ж. «Нефт ва газ кимёси ва физикаси». Бухоро, 2020 й.
3. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. «Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа». Москва, 2005 г.