

## КОНТРОЛЬ СОДЕРЖАНИЯ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Т.Т. Иманалиева, ХНб-111 4курс

А.В. Тихомирова, к.х.н., доцент

Кузбасский государственный технический университет  
имени Т.Ф. Горбачева, Кемерово.

Важнейшими отраслями для Кузбасса традиционно считаются угольная и металлургическая. Однако, в настоящее время на севере области строятся сразу три предприятия нефтехимического комплекса. Это огромный потенциальный производственный кластер, который позволит региону стать не только потребителем, но и поставщиком нефтепродуктов, и поможет существенно пополнить бюджет.

Добычу нефти совершают из нефтяных пластов с глубины не более 7000 м. Поэтому нефть содержит: механические примеси, воду и содержащиеся в ней неорганические соли, твердые соли и сероводород, которые оказывают негативное воздействие на оборудование, технологический процесс в целом и качество производимых нефтепродуктов, а также ухудшает условия труда, что делает актуальной проблему очистки сырья на нефтяных предприятиях.

Цель работы заключается в изучении методов аналитического контроля примесей при переработке нефти для дальнейшей её очистки в производстве качественных нефтепродуктов.

Как правило, вместе с нефтью из недр извлекается вода с растворёнными в ней хлористыми солями. Наличие воды вызывает серьёзные затруднения при её переработке, вследствие чего нефть подвергают обессоливанию и обезвоживанию и эти процессы контролируются лабораторными анализами. Содержание воды, солей, механических примесей важно знать также при приемосдаточных испытаниях, т.е. это коммерческие показатели. Содержание воды в нефти зависит от её группового углеводородного состава и температуры. Чем больше содержится ароматических углеводородов тем выше растворимость воды. При повышении температуры растворимость также увеличивается. Ни топлива, ни масла не должны содержать воду, так как вода снижает теплоту сгорания и увеличивает износ двигателя вследствие того, что соли которые содержатся в воде откладываются на стенках двигателя, вызывая коррозию, кроме того, при низких температурах, попавшие в топливо капли воды, превращаясь в кристаллики льда, затрудняют прокачиваемость и фильтрацию топлива и это может к нарушению питания двигателя.

Верхняя граница диапазона содержания хлористых солей нормируемых в нефти составляет 900 мг/л. Определение хлористых солей может проводиться как напрямую из пробы нефти, так и в водной вытяжке. В

данной работе использовался второй метод, как наиболее распространённый. Определение содержания хлористых солей осуществляли следующим образом: пробу анализируемой нефти хорошо встряхивали, переносили в делительную воронку с мешалкой и перемешивали. К пробе приливали горячую дистиллированную воду и экстрагировали хлористые соли. После экстракции фильтровали водный слой и охлаждали водную вытяжку до комнатной температуры. В колбу с подготовленной водной вытяжкой приливали раствор азотной кислоты и дифенилкарбазида и титровали раствором нитрата ртути(II) до появления слабо-розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 минуты [1].

Содержание воды определяли методом перегонки. Испытуемый продукт нагревали до кипения и придерживались этой температуры для того чтобы скорость конденсации дистиллята была от 2 до 5 капель в секунду. Перегонку вели до постоянного объёма в приёмнике. Когда колба охладилась, и вода в приемнике стала комнатной температуры, проводили измерение объема воды [2].

Во избежание порчи оборудования в нефти необходимо определять содержание механических примесей и количество сернистых соединений. Испытание на содержание механических примесей проводили следующим образом: в стакан помещали подготовленную пробу испытуемого продукта и разбавляли подогретым раствором толуола. Содержимое стакана фильтровали через бумажный фильтр и промывали фильтр горячей дистиллированной водой. По окончанию промывки фильтр с осадком переносили в стаканчик для взвешивания, сушили в сушильном шкафу, затем охлаждали и взвешивали [3].

Содержание сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в нефти определяли в изотермическом режиме на хроматографической колонке. Содержание сернистых примесей согласно ГОСТ должно варьироваться в пределах  $2,0\text{-}200 \text{ млн}^{-1}$  [4].

#### Список литературы.

1. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;
2. ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
3. ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;
4. ГОСТ 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов».