

УДК 665.613.

Рахимов Б.Р.,
кандидат технических наук, доцент
кафедры «Нефтегазовое дело»
Бухарского инженерно-технологического института,
Тожиёв О.О., ст. преп. кафедры
«Нефтегазовое дело»
Бухарского инженерно-технологического института,
Республика Узбекистан, г. Бухара.

АНАЛИЗ СОСТАВОВ И СВОЙСТВ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ

Аннотация: *В настоящее время в Узбекистане увеличивается добыча и транспортировка по трубопроводу высоковязких нефтей, большинство из которых относятся к высокосмолистым. Такие нефти имеют плохую текучесть, что отрицательно сказывается при их транспортировке по трубопроводам предприятий. С целью решения данной проблемы нами использовано необходимое количество эффективных ПАВ.*

Ключевые слова: *транспортировка, нефть, высоковязкий, трубопровод, асфальтен, парафин, смола, растворитель, поверхностно-активные вещества, текучесть, индекс эффективности, степень сдвига.*

Annotation: *At present, the production and transportation of high-viscosity oils through the pipeline is increasing in Uzbekistan, most of which are highly resinous. Such oils have poor fluidity, which adversely affects their transportation through pipelines in enterprises. In order to solve this problem, we used the required amount of effective surfactants.*

Keywords: *transportation, oil, high viscosity, pipeline, asphaltene, paraffin, resin, solvent, surfactants, fluidity, phos-pholipid, fatty acids, efficiency index, shear rate.*

В настоящее время в Узбекистане увеличивается добыча и транспортировка по трубопроводу высоковязких нефтей, большинство из которых относится к высокосмолистым. Такие нефти являются плотной смесью органических и неорганических веществ с непостоянным составом и свойствами, что даёт основание считать их неньютоновскими жидкостями.

По данным [1] основная масса ферганских нефтей относится к смолистым, из которых можно выделить два типа гудронов: мазеобразные (месторождения Южный Аламышик) и смолистые (типа Избаскентских месторождений).

Более вязкие нефти сегодня добывают в Южных месторождениях Кокайты, Чигара и Хаузаг Сурхандарьской области, которые содержат в значительных количествах серы, смол, парафинов и др. В отличие от ферганских данные нефти содержат в больших количествах ароматических и нафтеновых углеводородов [2].

К смолянистым также относится, и Бухарская нефть т.к. она содержит до 15% акцизных смол и до 10 % гудрона [3].

В Минбулакской нефти (Наманганская обл.) содержание асфальтенов равно 6,8 %, силикогелевых смол – 15,65% и парафинов – 16%, что так же завышает вязкость добываемой и транспортируемой нефти [4].

Высоко содержание силикагельных смол имеется в нефтях месторождений Амударья (29,2 %), Ляльмикор (27,8 %), Коштар (23,9%), Миршади (38,69%), Ханкыз (17,6%), Северный Сох (13,5%) и др. [5].

Для изучения данного вопроса нами проведены ряд анализов т.е. определения изменений динамической вязкости (μ) нефтей близких по

расположению месторождений в зависимости от содержания в них остаточной пластовой воды (Q_b).

На рисунок 1. показаны данные характеристики для нефтей месторождений

Миршоди и Северный Сох, которые содержат сильно различающиеся количество силикагелевых смол.

Из рисунка1 видно, что с увеличением содержание остаточной воды в нефтях Миршади и Северный Сох до 2,0 % динамическая вязкость первого увеличивается примерно в 2,5 раза, а последнего в 2,3 раза. Это можно объяснить тем, что чем больше смолистых веществ и остаточной воды, тем сильнее происходит рост динамической вязкости нефти.

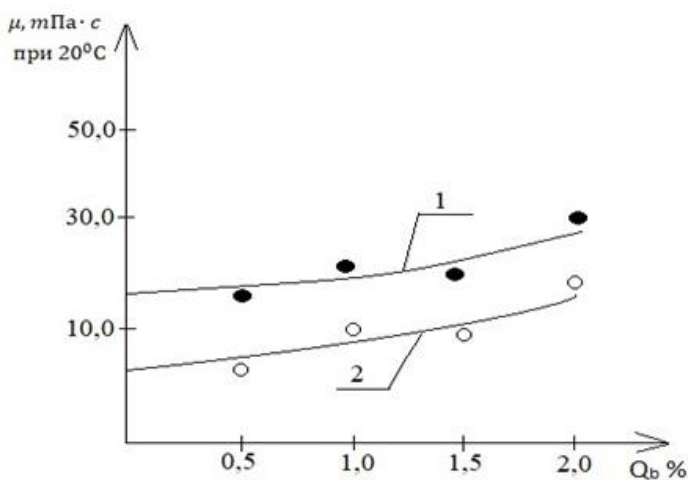


Рисунок 1. Изменение динамической вязкости (μ) нефтей месторождений Миршади (кривая 1) и Северный Сох (кривая 2) в зависимости от содержания в них пластовой воды (Q_b)

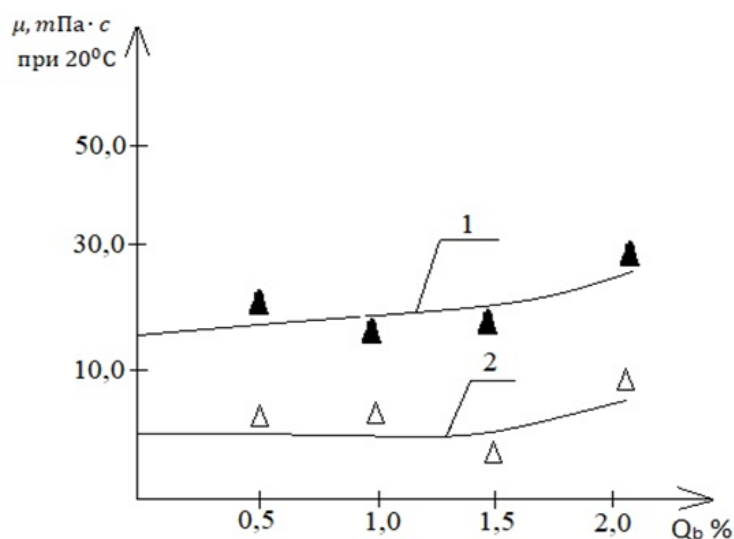


Рисунок 2. Изменение динамической вязкости (μ) нефтей месторождений Ханкыз (кривая 2) и Амударья (кривая 1) в зависимости от содержания в них пластовой воды (Q_b)

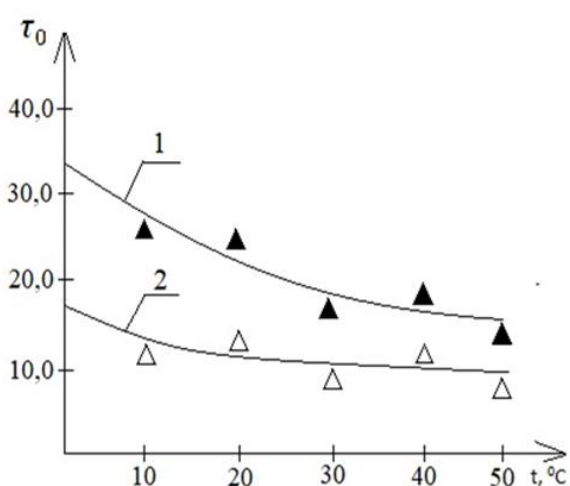


Рисунок 3. Изменение динамического напряжения сдвига (τ_0) нефтей месторождений Миршоди (кривая 1) и Северный Сох (кривая 2) в зависимости от температуры.

Учитывая это нами изучены изменения динамической вязкость (μ) нефтей месторождений Амударья и Ханкыз в зависимости от содержания в них остаточной пластовой воды (Q_b), результаты которых представлены на рис.2.[5]

Из рис.2 видно, что с увеличением остаточной пластовой воды до 2,0 % динамическая вязкость нефти месторождения Амударья повышается примерно в 2,7 раза, а Ханкыз – в 1,7 раза. Это говорит о том, что низкое содержание силикагелевой смолы даже при высоком содержании асфальтенов слабо повышает динамическую вязкость нефти месторождения Ханкыз, чем-Амударья.

Для полноценной оценки реологических характеристик нефтей необходимо изучить их динамическое напряжение сдвига (τ_0) в зависимости от температуры измерения.

На рис. 3 представлены изменения динамического напряжения сдвига (τ_0) нефтей месторождений Миршоди (кривая 1) и Северный Сох (кривая 2) в зависимости от температуры.

Из рис. 3 видно, что с увеличением температуры от 0⁰С до 50⁰С динамическое напряжение сдвига нефтей месторождения Миршоди уменьшается примерно в 2,0 раза, а Северный Сох – и 2,8 раза. Это связано с составом последнего и его реологическими свойствами.

Изучение такого же параметра для нефтей месторождения Амударья (кривая 1) показано, что с повышением температуры от 0⁰С до 50⁰С динамическое напряжение сдвига уменьшается в 1,5 раза, а для Ханкыз – в 1,6 раза. Это ещё раз подтверждает роль состава нефтей при оценке реологических свойств.[5]

Такие образом проведенные исследования показывают, что в Узбекистане большинство добываемых и транспортируемых на промышленную переработку нефти относятся к высокосмолистым, в частности к ним относятся ферганские, бухарские и сурхандарьинские нефти, которые считаются не ньютоновскими жидкостями и объективно характеризуются их динамической вязкостью и динамическими напряжениями сдвига в зависимости от температуры т.е. реологические показатели более корректно определяют их текучесть по трубопроводам.

Причем, высокосмолистые нефти по характеру полученных кривых близки друг-другу, но разлигаются в их значениях. Поэтому для эффективного решения задач транспортировки местных нефтей целесообразно исследовать их реологические показатели индивидуально, что позволяет более точно дозировать ПАВ в трубопроводы.

Более интенсивное снижение вязкости местных нефтей при повышенном содержании в них силикагелевых смол можно объяснить их поверхностно – активными свойствами, что подтверждается экспериментальными данными.

Использованные источники:

1. Адизов. Б.З., Абдурахимов С.А., Султанов А.С., Эшметов И.Д. Комбинированные термохимические и электрофизические технологии деэмульгирования устойчивых водонефтяных эмульсий. Т.: Изд.УзРФА асосий кутубхонаси, 2019, 236 с
2. Амиркулов Н.С, Азизов Х.Х, Шафиев Р.У. Методическое руководство по определению реологическим свойствам нефти и водонефтяной эмульсии // ТашТТУ, Ташкент, 2000-46 с.
3. Хамидов Б.Н., Нарметова Т.Р., Азимова М.И., Хабиллаев С.Б., Исследование нефти месторождения Миршады Сурхандарьинской области // Докл. АН Узбекистане, 1994, N 11, с. 23
4. Рахимов, Б.Р., Абдурахимов, С.А., Адизов, Б.З., & Салиханова, Д.С. (2021). ПОВЫШЕНИЕ ТЕКУЧЕСТИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ. *Universum: технические науки*, (6-3 (87)), 93-96.
5. Капустин В.М, Рудин М.Г., Химия и технология переработки нефти. -М.: Химия, 2013-495 с.