

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Н.И. Жижова, Л.С. Баталина, С.С. Косицына, Ф.А. Бурюкин

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск

В той или иной степени, все предприятия, осуществляющие добычу, транспорт и хранение нефти в емкостях, сталкиваются с необходимостью утилизации устойчивых эмульсий промежуточного слоя. С учетом климатических условий северных регионов имеются особенности в процессах образования, разделения, переработки стойких водонефтяных эмульсий. Исследование вязкостно-температурных свойств и температуры застывания позволит разработать эффективные технологические решения по их хранению и внутривидовой перекачке. В работе представлены результаты измерения вязкости эмульсий нефтей Ванкорского, Тагульского, Куюмбинского месторождений, различающихся по химическому составу и исходной вязкости, и соответствующих пластовых вод с содержанием от 10 до 50 % об., при температурах от плюс 20 °С до температуры застывания, а также после выдержки в течение 7 суток при отрицательных температурах.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, нефть, вязкость, температура застывания.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в нефтедобыче активно применяются химические методы повышения нефтеотдачи, в т.ч. предусматривающие использование различных поверхностно-активных веществ, полимеров и других веществ. Компоненты этих химических составов могут выступать стабилизаторами водонефтяных эмульсий (ВНЭ), которые выделяются в виде шлама или промежуточного слоя в емкостном оборудовании, отстойниках, электродегидраторах, и являются частой причиной сбоев в промысловой подготовке нефти товарного качества [1,2]. В такой устойчивой эмульсии не происходят или происходят неэффективно процессы соударения, коалесценции частиц дисперсной фазы, осаждения слившихся частиц и выделение сплошных фаз нефти и воды, а стандартные методы интенсификации этих процессов (нагрев, отстаивание, электрообезвоживание и обессоливание) неэффективны. Поэтому актуальным является вопрос исследования фазового состава ВНЭ и оценки факторов, влияющих на их агрегативную устойчивость, в различных условиях.

При этом все больше нефтяных компаний сталкиваются с образованием стойкой эмульсии промежуточного слоя на объектах подготовки нефти. По разным оценкам, невозвратные потери нефти при вывозе стойких эмульсий составляют до 10 млн рублей в год. Эмульсию, которую не удалось разрушить стандартными методами, вывозят/дренируют в амбары-шламонакопители, шламохранилища. Наличие таких шламохранилищ - экологическая проблема многих нефтегазодобывающих регионов. При этом практически отсутствуют сведения об устойчивости

эмульсий в условиях длительного хранения при низких температурах.

Большая часть исследований методов разрушения ВНЭ включают в себя изучение реологии, кинетики дестабилизации и влияния на эти процессы различных факторов при нагреве, т.е. при температурах от 20 до 50-60 °С. Незначительное количество работ включает в себя диапазон температур от минус 10 до плюс 20 °С [3-6]. Сведения о состоянии дисперсных систем водонефтяных эмульсий в диапазоне температур ниже плюс 10 °С немногочисленны.

На нефтяных месторождениях севера Красноярского края достаточно большое количество энергетических ресурсов (например, газообразного топлива) тратится на подогрев сырой нефти. Из-за высокого газового фактора и низких пластовых температур пластовый флюид из скважин подается на установки подготовки нефти с температурой минус 10-0 °С, и он не нагревается в естественных условиях из-за низких температур окружающего воздуха. Затем, после нескольких ступеней сепарации, эмульсия подогревается в путевых подогревателях и печах, а далее ее температура поддерживается на уровне не ниже 40 °С. Измеренные значения температуры застывания скважинной продукции используются в инженерных расчетах при проектировании систем обогрева промысловых трубопроводов.

Большинство добываемых нефтей месторождений севера Красноярского края маловязкие, с температурой застывания ниже минус 40 °С, и для их транспорта в пределах объекта добычи можно было бы существенно снизить количество путевых подогревателей и сгорающего топлива в них. Но это будет возможно только в том случае, если будет доказано, что возможно эффективное отделение воды от нефти при невысоких температурах, а также будут

проведены исследования реологии таких эмульсий при отрицательных температурах окружающего воздуха.

Оценка изменения вязкости после длительного термостатирования при отрицательной температуре позволит сделать прогнозы о том, с какой периодичностью следует выполнять операции по перекачиванию и выгрузке промслоя из резервуаров.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Целью данной работы являлось экспериментальное исследование вязкости ВНЭ нефтей различного химического состава и с различной обводненностью при отрицательных температурах, в том числе после длительного холодного термостатирования.

В качестве объектов исследования выступали нефть и пластовая вода Ванкорского (ВН), Тагульского (ТН), Куломбинского (КН) месторождений.

Эмульсии с обводненностью 10-50% готовили из нефти и пластовой воды одного и того же месторождения при постоянном перемешивании высокоскоростной мешалкой с частотой вращения 3000 об⁻¹ и при температуре плюс 5 °С в течение не менее 1 часа.

Далее эмульсию вместе с верхнеприводной мешалкой помещали в лабораторный криостат и охлаждали до температуры испытания.

Для приготовленной эмульсии оценивали скорость выделения свободной воды по методу «Bottle test».

Определение критической точки потери текучести нефти выполняли в соответствии с ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» [7].

Измерение критической точки потери текучести эмульсии выполняли аналогично, но в процессе термостатирования не прекращали перемешивание без пробки, измерение температуры проводилось термопарой, установленной на расстоянии 8-10 мм от дна пробирки. Начальное измерение температуры потери текучести проводили при минус 10 °С. После достижения заданной температуры удаляли мешалку из пробирки, выдерживали в течение 30 минут, после чего проверяли факт отклонения мениска.

Динамическую вязкость нефти и эмульсии определяли вискозиметром Брукфильда DV-II+. Измерение проводили при охлаждении в соответствии с ASTM Д 2983-2017 «Стандартный метод испытания по определению вязкости автомобильных жидкостных смазок при низкой температуре с помощью вискозиметра Брукфильда» [8]. Использовался шпиндель S62. Скорость вращения шпинделя и продолжительность измерения выбирали в соответствии с требованиями ASTM Д 2983. Скорость сдвига составляла 1-15 с⁻¹.

Пробу нефти или эмульсии помещали в термостат при предполагаемой температуре испытания, и выдерживали не менее 12 ч. Эмульсия при этом перемешивалась. Далее пробу извлекали из термостата, помещали в изолирующий контейнер. Быстро присоединяли шпиндель к вискозиметру, регулировали расположение шпинделя так, чтобы уровень жидкости в ячейке находился на одном уровне с отметкой погружения в канавке шпинделя. Далее проводили измерение, регулируя скорость вращения шпинделя в соответствии с требованиями ASTM Д 2983. Температуру пробы контролировали термопарой вискозиметра.

Термостатирование эмульсий проводили в течение 7 суток при температуре на 5 °С ниже температуры потери текучести, без перемешивания.

Образцы нефти были проанализированы по показателям качества ГОСТ Р 51858. Определение группового химического состава нефти выполняли по методу SARA [9,10]. Асфальтены выделяли осаждением 40-кратным объемом н-гептана, затем деасфальтизованную нефть пропускали через хроматографическую колонку с силикагелем. Насыщенные углеводороды смывали с колонки гептаном, ароматические – толуолом, смолы – смесью толуола с изопропиловым спиртом в соотношении 30:70. Результаты испытаний представлены в табл. 1.

Табл. 1. Свойства образцов нефти

Наименование показателя	НД на метод испытания	Наименование образца		
		ВН	ТН	КН
Плотность при 20 °С	ГОСТ 3900	826	910	833
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	ГОСТ 33	6,4	164	5,1
Выход фракций, % об. до 200 °С до 300 °С	ГОСТ 2177 (метод Б)	42,5	4,0	45,0
		60,0	21,0	63,5
Температура начала кипения, °С		73	154	52
Массовая доля твердого парафина, %	ГОСТ 11851	1,7	0,5	0,2
Массовая доля парафиновых углеводородов (Saturates), %	SARA	76,3	26,5	55,8
Массовая доля ароматических углеводородов (Aromatics), %		15,2	60,1	34,2
Массовая доля смол (Resins), %		7,5	12,0	9,0
Массовая доля асфальтенов (Asphaltenes), %		1,0	1,4	1,0

Устойчивость эмульсий, полученных при плюс 5 °С, была выше, чем у полученных при перемешивании в нормальных условиях.

Для всех образцов в первоначальные моменты времени скорость разделения была максимальной, и при обводненности 50% об. и температуре плюс 5 °С составляла 0,85, 0,50 и 0,30 % об./мин для эмульсий

КН, ВН и ТН соответственно. Для аналогичной эмульсии, полученной перемешиванием при плюс 20 °С, скорость разделения составляла 1,45 % об./мин для эмульсии КН, 1,10 % об./мин – для ВН и 0,55 % об./мин - для ТН.

В табл. 2 в качестве примера приведены данные по зависимости объема выделившейся свободной воды от времени для эмульсии с обводненностью 30% при двух температурах.

Табл. 2. Устойчивость эмульсий 30% обводненности

Температура испытания, °С	Время испытания, мин	Объем выделившейся свободной воды, %								
		0	10	20	30	40	50	60	120	180
ВН										
+5		0	3	7	13	16	18	20	25	27
+20		0	5	9	15	18	20	22	27	28
ТН										
+5		0	5	8	12	14	16	20	24	26
+20		0	9	14	17	19	22	24	30	30
КН										
+5		0	7	12	17	19	23	25	30	30
+20		0	12	18	23	27	28	30	30	30

В целом, при увеличении обводненности от 10 до 50 % об., скорость выделения свободной воды возрастала от 0,45 до 0,85 % об./мин для эмульсии КН, от 0,20 до 0,50 % об./мин - для ВН и от 0,20 до 0,30 % об./мин - для ТН (эмульсия приготовлена при плюс 5 °С).

Результаты определения температуры потери текучести нефти и эмульсий с различной обводненностью представлены на рис. 1.

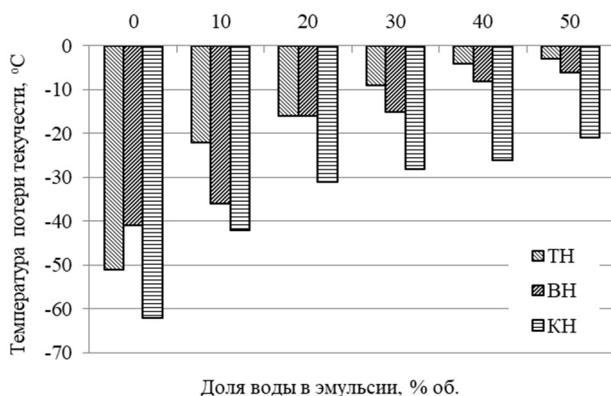


Рис. 1. Температура потери текучести эмульсий нефтей различной обводненности

Как видно из данных рис. 1, наличие воды в нефти существенно повышает температуру потери текучести эмульсий. При перемешивании на холоде эмульсия остается однородной. После завершения

перемешивания в ней за крайне короткое время формируются кристаллы льда, которые образуют агломераты, распределенные по всей высоте столба жидкости. При этом вплоть до температуры в среднем на 5-7 °С выше предполагаемой температуры застывания, нефть в составе эмульсии сохраняет текучесть. После этой температуры вязкость нефти существенно повышается, и несмотря на то, что визуально она еще пребывает в жидком состоянии, сформировавшиеся кристаллы воды не позволяют эмульсии в целом сохранять подвижность.

Наиболее значительно, по сравнению с исходной нефтью, увеличилась температура застывания эмульсии нефти КН (на 36, 48 и 41 °С для эмульсий ВН, ТН и КН с содержанием воды 20-50 % об. соответственно). Наиболее значительно повышение температуры застывания наблюдается при увеличении обводненности от 0 до 20% (на 25-31 °С).

Вязкость ВНЭ зависит от химического состава нефти, вязкости нефти, условий и температуры образования эмульсии, объемной (массовой) доли дисперсной фазы, дисперсности эмульсии и распределения по размерам глобул воды [11,12]. Среди этих факторов наиболее значимыми являются содержание водной фазы и ее дисперсность. Вязкость нефтяных эмульсий не является аддитивной величиной и может определяться только экспериментально. Результаты измерений динамической вязкости эмульсий нефтей представлены на рис. 2.

Для всех исследуемых нефтей вязкость эмульсии максимально прирастает при достижении «критической» концентрации воды. Для эмульсий ВН и КН наибольший прирост в значениях вязкости происходит при увеличении обводненности с 20 до 30% (в 4,1 и 2,0 раз соответственно при 0 °С) и с 10 до 20% для эмульсии ТН (в 1,8 раз) (рис. 2).

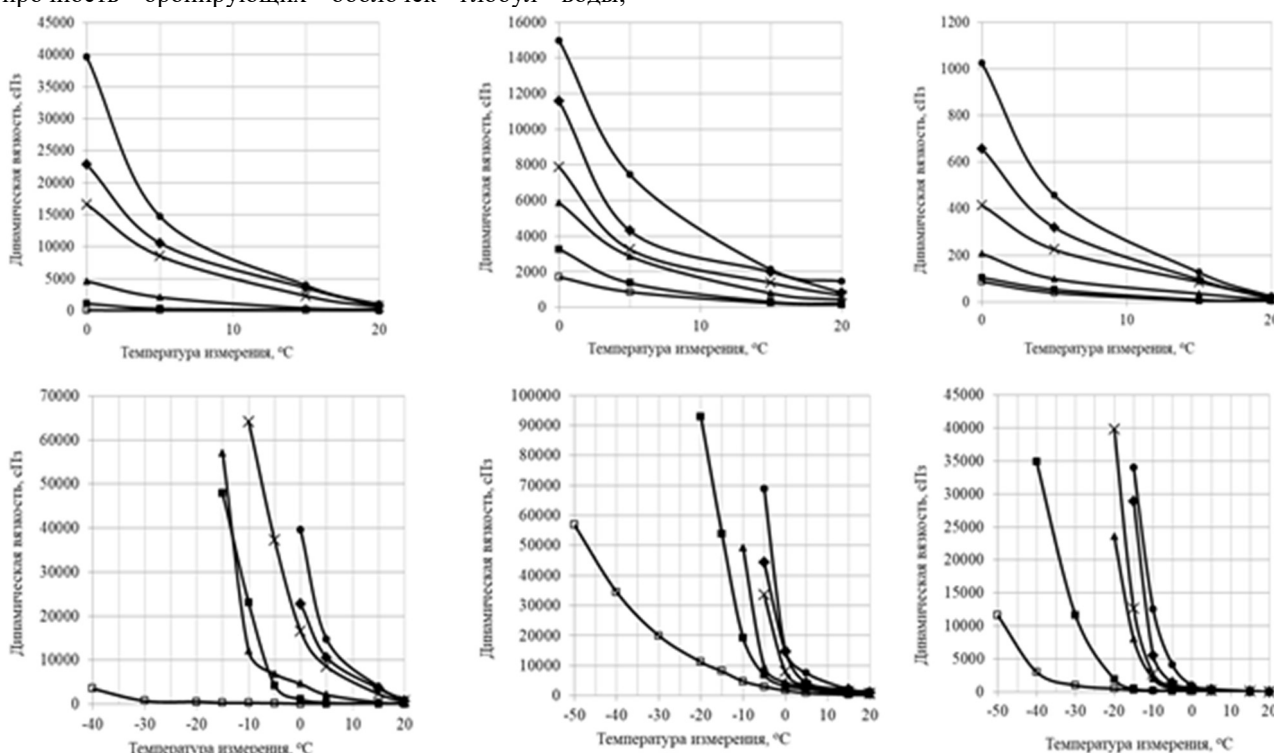
Известно, что со временем устойчивость ВНЭ возрастает (т.н. «старение»), что связывают с увеличением механической прочности межфазного барьера на поверхности глобул эмульгированной воды. Ожидается, что «старение» эмульсии также приведет к росту ее вязкости.

После выдерживания при низкой температуре вязкость образцов ВНЭ увеличилась (табл. 3), в особенности для образцов ВН и ТН. Увеличение вязкости для образца эмульсии легкой КН незначительно.

Понижение температуры ухудшает растворяющую способность нефти, в результате чего в системе появляются кристаллы нефтяного парафина, происходит выделение смолисто-асфальтеновых веществ в отдельную фазу на поверхности застывших глобул воды [13]. Межфазный слой эмульсий обогащен высокомолекулярными соединениями, а частности – асфальтенами, причем с увеличением обводненности эмульсии доля асфальтенов в

межфазном слое возрастает [14]. В результате значительно повышается структурно-механическая прочность бронирующих оболочек глобул воды,

увеличивается устойчивость эмульсии и повышается ее вязкость.



а – ванкорская нефть; б – тагульская нефть; в – куюмбинская нефть

Рис. 2. Вязкость образцов ВНЭ при различных температурах

Табл. 3. Вязкость образцов ВНЭ после длительного термостатирования при отрицательной температуре

Вязкость при температуре, сПз	ВН		ТН		КН	
	до выдержки	после выдержки	до выдержки	после выдержки	до выдержки	после выдержки
эмульсия 20 % об. воды						
- 15 °С	56953	75465	86931	-	7963	8652
- 10 °С	12027	23547	37213	64895	1986	2456
- 5 °С	6891	11523	9564	19864	455	501
эмульсия 40 % об. воды						
- 5 °С	-	-	44454	58714	1358	1863
0 °С	22796	39512	14569	20616	657	812
+ 5 °С	1547	2202	4296	10740	319	408

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведены измерения температуры потери текучести и вязкости водонефтяных эмульсий нефтей с различными физико-химическими свойствами и химическим составом при отрицательных температурах. Показано, что температура застывания

для всех исследованных образцов нефтей наиболее возрастает уже при содержания водной фазы до 20%. При температурах от плюс 5 °С и ниже наиболее значительный прирост вязкости показан для эмульсий с содержанием воды более 20 % об. Так, вязкость эмульсий с 50% об. воды при 20 °С в среднем в 4,5-6,5 раз больше, чем вязкость эмульсии с 20 % об. воды, и до 25 раз выше - при температурах ниже 0 °С.

Также показано, что длительное пребывание устойчивой эмульсии при отрицательных температурах привело к увеличению ее вязкости для всех образцов, наиболее значительно – для нефтей с наибольшим содержанием твердого парафина и смолисто-асфальтеновых веществ.

Работа выполнена при финансовой поддержке КГАУ «Красноярский краевой фонд поддержки научной и научно-технической деятельности» в рамках Конкурса проектов прикладных научных исследований и экспериментальных разработок, выполняемых магистрантами и аспирантами в целях обеспечения устойчивого развития Арктики и территорий Крайнего Севера.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хуторянский, Ф.М. Ловушечные водонефтяные эмульсии: состав, свойства эмульгаторов и механических примесей и их влияние на устойчивость эмульсий [Текст] / Ф.М. Хуторянский // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2010. - № 7. – С. 24-31
2. Губайдуллин, Ф.Р. Исследование особенностей формирования водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и разработка технологий их разделения [Текст]: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 27.05.2004 / Губайдуллин Фаат Равильевич. – Бугульма: 2004. – 178 с.
3. Тарасов М.Ю. Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий [Текст] / М.Ю. Тарасов, Е.В. Портнягина // Нефтяное хозяйство. - 2014. - №2. - С. 33-35
4. Лоскутова, Ю.В. Изучение вязкостно-температурного поведения водонефтяных эмульсий в точке инверсии фаз [Текст] / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, Г.И. Волкова, Р.В. Ануфриев // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. - 2017. - № 10-2. - С. 221-225
5. Небогина, Н.А. Влияние температуры формирования водонефтяных эмульсий на их структурно-реологические свойства [Текст] / Н.А. Небогина, И.В. Литвинцев, И.В. Прозорова // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 3. - С. 67-78.
6. Шайдуллин Л.К., Шушков П.Д. Анализ влияния различных факторов на реологические свойства водонефтяных эмульсий Ромашкинского месторождения [Текст] / Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. - № 1. – С. 335-338
7. ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Текст]. – Введ. 1992-01-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 9 с.
8. ASTM D 2983-2017 «Standard Test Method for Low-Temperature Viscosity of Automatic Transmission Fluids, Hydraulic Fluids, and Lubricants using a Rotational Viscometer» [Текст]. – Введ. 2017-05-01. - American Society for Testing and Materials. – 9 с.
9. Сафина И.Р. Применение метода SARA-анализа для характеристики нефтяных дисперсных систем [Текст] / И.Р. Сафина, Д.А. Ибрагимова, Э.А. Яушев, Р.Р. Хисмиев // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. - № 24. - С. 212-213.
10. Спейт Дж. Г. Анализ нефти. Справочник: пер. с англ. под ред. Л.Г. Нехамкиной, Е.А. Новикова [Текст] – СПб.: ЦОП «Профессия», 2010. – 480 с.
11. Хамидуллин, Ф.Ф. Исследование реологических свойств нефтей и водонефтяных эмульсий Иреляхского месторождения Якутии [Текст] / Ф.Ф. Хамидуллин, А.А. Гибадуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2000. - №7. - С. 35-37
12. Небогина, Н.А. Особенности группового состава и реологии водно-нефтяных систем [Текст] / Н.А. Небогина, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - 2007. - № 2. - С. 7.
13. Афанасьев, Е.С. Смолы в процессах формирования водонефтяных эмульсий [Текст] / Е.С. Афанасьев, Б.И. Римаренко, Ю.П. Ясьян, С.Г. Горлов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. - 2009. - № 10. - С. 39-41.
14. Небогина Н.А. Влияние состава нефти и степени ее обводненности на структурно-механические свойства эмульсий [Текст]: дис. канд. техн. наук: 02.00.13: защищена 06.05.2009 / Небогина Надежда Александровна. – Томск: 2009. – 162 с.

Жижова Наталья Игоревна – магистрант Базовой кафедры Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, тел. (391)2062879, e-mail: inig@sfu-kras.ru

Баталина Лейла Султановна – доцент Базовой кафедры Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, тел. (391)2062879, e-mail: lbatalina@sfu-kras.ru

Косицына Светлана Сергеевна – доцент Базовой кафедры Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, тел. (391)2062879, e-mail: skositsyna@sfu-kras.ru

Бурюкин Федор Анатольевич - заведующий Базовой кафедрой Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, тел. (391)2062879, e-mail: fburyukin@sfu-kras.ru

STUDY OF THE RHEOLOGY OF WATER-OIL EMULSIONS AT NEGATIVE TEMPERATURES

N.I. Zhizhova, L.S. Batalina, S.S. Kositsyna, F.A. Buryukin
Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Abstract - All companies producing, storing, or transporting oil, to one degree or another, face the negative consequences of the formation of stable oil-water emulsions. Due to the climatic conditions of the northern regions, there are peculiarities in the processes of formation, separation, processing of persistent oil-water emulsions. The study of the viscosity and pour point of emulsions will make it possible to develop effective technological solutions for the storage and pumping of such emulsions in the field. The article presents the results of measuring the viscosity of emulsions of oils from Vankorskoye, Tagulskoye, Kuyumbinskoye fields, differing in chemical composition and initial viscosity, and corresponding formation waters with a content of 10 to 50 vol.% at a temperature from plus 20 °C to the solidification point, as well as after thermostating for 7 days at negative temperatures.

Index terms: oil-water emulsion, oil, viscosity, pour point.

REFERENCES

1. Hutoryanskij, F.M Trapped water-in-oil emulsions: composition, properties of emulsifiers and mechanical impurities and their effect on the stability of emulsions [Text] / F.M. Hutoryanskij // World of Petroleum Products. – 2010. - № 7. – pp. 24-31
2. Gubajdulin, F.R. Investigation of the features of the formation of water-oil emulsions at the late stage of development of oil fields and the development of technologies for their separation [Text]: dis. kand. tekhn. nauk: 25.00.17: defense 27.05.2004 / Gubajdulin Faat Ravil'evich. – Bugul'ma: 2004. – 178 p.
3. Tarasov M.YU. Study of the pour point of oil-water emulsions [Text] / M.YU. Tarasov, E.V. Portnyagina // Oil industry. - 2014. - №2. - pp. 33-35
4. Loskutova, YU.V. Study of the viscosity-temperature behavior of oil-water emulsions at the point of phase inversion [Text] / YU.V. Loskutova, N.V. YUdina, G.I. Volkova, R.V. Anufriev // International Journal of Applied and Basic Research. - 2017. - № 10-2. - pp. 221-225
5. Nebogina, N.A. Influence of the temperature of formation of oil-water emulsions on their structural and rheological properties [Text] / N.A. Nebogina, I.V. Litvinec, I.V. Prozorova // Oil industry. - 2018. - № 3. - pp. 67-78.
6. SHajdullin L.K., SHushkov P.D. Analysis of the influence of various factors on the rheological properties of oil-water emulsions of the Romashkinskoye field [Text] / Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals. – 2014. - № 1. – pp. 335-338
7. GOST 20287-91 Petroleum products. Methods for determining the pour point and pour point [Text]. – Put into effect. 1992-01-01. –M.: Standartinform, 2006. – 9 p.
8. ASTM D 2983-2017 «Standard Test Method for Low-Temperature Viscosity of Automatic Transmission Fluids, Hydraulic Fluids, and Lubricants using a Rotational Viscometer» [Text]. – Vved. 2017-05-01. - American Society for Testing and Materials. – 9 p.
9. Safina I.R. Application of the SARA analysis method to characterize petroleum dispersed systems [Text] / I.R. Safina, D.A. Ibragimova, E.A. YAushev, R.R. Hismiev // Kazan Technological University Bulletin. – 2014. – Vol. 17. - № 24. - P. 212-213.
10. Speight J.G. Handbook of Petroleum Analysis [Text]. – 2010. – S-P.B.: Center for educational programs “Profession”. – 480 p.
11. Hamidullin, F.F. Investigation of the rheological properties of oils and water-oil emulsions of the Irelyakhskoye field in Yakutia [Text] / F.F. Hamidullin, A.A. Gibadullin // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. - 2000. - №7. - pp. 35-37
12. Nebogina, N.A. Features of the group composition and rheology of water-oil systems [Text] / N.A. Nebogina, I.V. Prozorova, N.V. YUdina // Oil and Gas Business. - 2007. - № 2. - pp. 7.
13. Afanas'ev, E.S. Resins in the formation of oil-water emulsions [Text] / E.S. Afanas'ev, B.I. Rimarenko, YU.P. YAs'yan, S.G. Gorlov // Refining and petrochemicals. - 2009. - № 10. - pp. 39-41.
14. Nebogina N.A. Influence of the composition of oil and the degree of its water cut on the structural and mechanical properties of emulsions [Text]: dis. kand. tekhn. nauk: 02.00.13: defense 06.05.2009 / Nebogina Nadezhda Aleksandrovna. – Tomsk: 2009. – 162 p.

Zhizhova Nataliya Igorevna - graduate student SibFU, (391)2062879, e-mail: inig@sfu-kras.ru

Batalina Leyla Sultanovna - associate professor SibFU, (391)2062879, e-mail: lbatalina@sfu-kras.ru

Kositsyna Svetlana Sergeevna - associate professor SibFU, (391)2062879, e-mail: skositsyna@mail.ru.

Buryukin Fedor Anatolyevich - associate professor SibFU, (391)2062879, e-mail: fburyukin@sfu-kras.ru.