

УДК 665.61

## ИЗУЧЕНИЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОВЕДЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ТОЧКЕ ИНВЕРСИИ ФАЗ

Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Волкова Г.И., Ануфриев Р.В.

*ФГБУН Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Томск, e-mail: reoloil@ipc.tsc.ru*

Исследованы вязкостно-температурные свойства смолистых нефтей А и Б и их смесей при пяти соотношениях. На основе этих смесей приготовлены водонефтяные эмульсии с шагом 10% об. и определены их реологические свойства при температурах 10 и 20 °С. Для всех образцов эмульсий при 20 °С по снижению значений на кривых вязкости в диапазонах критического обводнения были определены точки инверсии фаз. Для более тяжелой нефти Б точка инверсии наблюдается при 52% об. содержания водной фазы, а для нефти А – при 84% об. Увеличение содержания в нефтяной смеси доли нефти Б сопровождается снижением точки инверсии фаз до 10% об. При этом резкого увеличения вязкости водонефтяных эмульсий не наблюдается. Установлено, что для расслоения 10% высокоустойчивой эмульсии нефти А необходимо использовать температурный нагрев до 70 °С и добавку 0,02% мас. деэмульгатора, а для 80% эмульсии полное отделение нефтяной фазы от водной происходит при 60 °С и воде 0,01% мас. реагента.

**Ключевые слова:** нефть, смолы, асфальтены, водонефтяная эмульсия, обводненность, инверсия фаз

## STUDY OF VISCOSITY AND TEMPERATURE BEHAVIOR OF WATER-OIL EMULSIONS IN PHASE INVERSION POINT

Loskutova Yu.V., Yudina N.V., Volkova G.I., Anufriev R.V.

*Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, Tomsk, e-mail: reoloil@ipc.tsc.ru*

The viscosity and temperature properties of the two samples of tarry oils A and B and their mixtures of 5 different ratios were studied. Water-oil emulsions with a 10% water volume were prepared, and their rheological properties at temperatures of 10 and 20 °C were determined. The phase inversion points in the critical range of water cut were determined in all samples of the emulsions at temperature of 20 °C according to the values on the viscosity curves. For the heavier oil B the inversion point can be observed at 52% water volume and at 84% water volume for oil A. An increase of the oil B volume in the mixture leads to decrease in phase inversion point up to 10% volume. However, a sharp increase in viscosity of water-oil emulsion does not occur. It was determined that stratification of highly stable oil A emulsion requires heating to 70 °C and an additional 0,02% demulsifier. In the case of 80% emulsion, a complete separation of oil from water requires 60 °C temperature and additional 0,01% demulsifier.

**Keywords:** crude, oil, resins, asphaltenes, water-oil emulsion, water cut, phase inversion

Из добываемых путем заводнения нефтей с высоким содержанием воды под действием сдвиговых напряжений и градиентов давления при прохождении перфорационных отверстий, задвижек, сужений и изгибов трубопроводов обычно формируются водонефтяные эмульсии. В зависимости от продолжительности эксплуатации месторождения количество полученной эмульсионной нефти увеличивается, что вносит значительные осложнения в технологию механизированной добычи, сбора и подготовки товарной нефти. Осложнения чаще всего связаны с образованием в стволе скважин водонефтяных эмульсий, обладающих высокими значениями вязкости и стойкостью к разрушению. Повышенный расход тепла, электроэнергии и химических реагентов, высокая стоимость деэмульсационных установок, проблемы с солеотложением и коррозией оборудования являются причиной больших издержек производства и существенного увеличения себестоимости нефти [1, 2].

Для осуществления технологических процессов необходимы данные о реологических (или вязкостных) свойствах эмульсий, особенно для эмульсий на основе проблемных парафинистых нефтей, содержащих смолисто-асфальтеновые компоненты (САК), образующие сверхустойчивые эмульсии. В настоящее время имеется достаточно ограниченный объем сведений о реологических характеристиках и особенностях процессов формирования стойких водонефтяных эмульсий в зависимости от температуры, обводненности и минерализации водной фазы [3, 4]. Данные о величине вязкости и ее зависимости от сдвиговых скоростей и температурных условий могут быть использованы для предсказания стабильности эмульсии в процессе заводнения, при трубопроводном транспорте, ликвидации разливов нефти и т.д. [5]. Изучение вязкости может позволить более детально исследовать вопросы формирования внутренней структуры эмульсий и найти

нужное решение технологических проблем, возникающих в процессе нефтедобычи.

Целью работы являлось исследование зависимости реологических свойств эмульсий смеси смолистой нефти Тагульского месторождения (Красноярский край) пластов А и Б от содержания воды с шагом 10% об. при температурах 10 и 20 °С, соответствующих температуре перекачивания нефти в зимний и летний период, а также определение диапазона критического обводнения нефти и точки инверсии фаз.

В лабораторных условиях были приготовлены 5 образцов смесей с различным содержанием нефтей пластов А и Б с соотношением 65:35; 70:30; 75:25; 80:20; 85:15. В табл. 1 приведены физико-химические характеристики нефти А и Б, а также их смеси в соотношении А/Б = 65/35.

Нефти и их смеси являются малопарафинистыми (содержание твердых парафинов < 2% мас.), низкозастывающими. Нефть А по содержанию смол и асфальтенов относится к смолистым (5 < САК < 15% мас.), а нефть Б – к высокосмолистым (САК > 15%

мас.). Обводненность исходной нефти А составила менее 1% об., а нефти Б значительно выше – порядка 17% об. Для приготовления эмульсий пластовую воду с общей степенью минерализации для нефти А – 10,9 г/л, а для нефти Б – 14,6 г/л, соответствующей общей минерализации нефтей на месторождении, смешивали на механической мешалке с образцами нефти или смеси при комнатной температуре при постоянной скорости перемешивания 3000 об./мин в течение 10 минут. Полученные образцы проявляли высокую стабильность к расслоению в течение периода, необходимого для проведения реологических исследований.

Изучение реологических параметров проводилось на ротационном вискозиметре Brookfield LVDV III Ultra (США) при температуре смеси 10 и 20 °С, с шагом обводненности водонефтяных эмульсий 10% об. Результаты исследований реологического поведения водонефтяных эмульсий при 10 °С приведены на кривых зависимостей динамической вязкости от скорости сдвига (рис. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики нефти А и Б, их смеси в соотношении А/Б = 65/35

Показатель	Нефть А	Нефть Б	А/Б = 65/35
Содержание воды, % мас.	менее 0,03	16,8	5,9
Температура застывания, °С	-58	-30	-48
Массовое содержание, %			
– серы	0,18	0,31	0,22
– смол	10,0	17,7	12,7
– асфальтенов	1,36	1,29	1,34
– парафинов	0,45	0,2	0,36

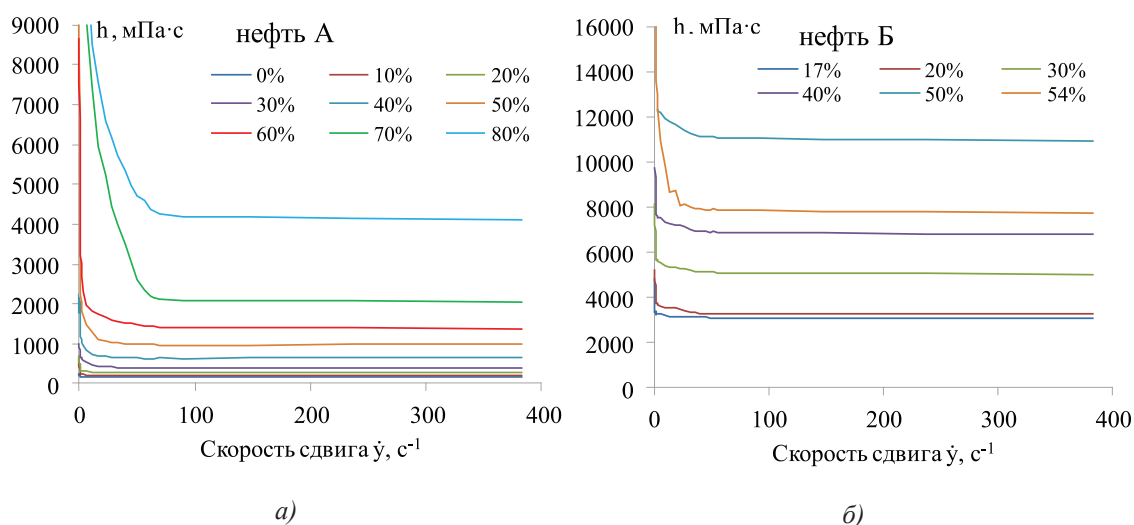


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости  $\eta$  от скорости сдвига  $\dot{\gamma}$  эмульсий (а) нефти А и (б) нефти Б с различным содержанием пластовой воды при температуре 10 °С

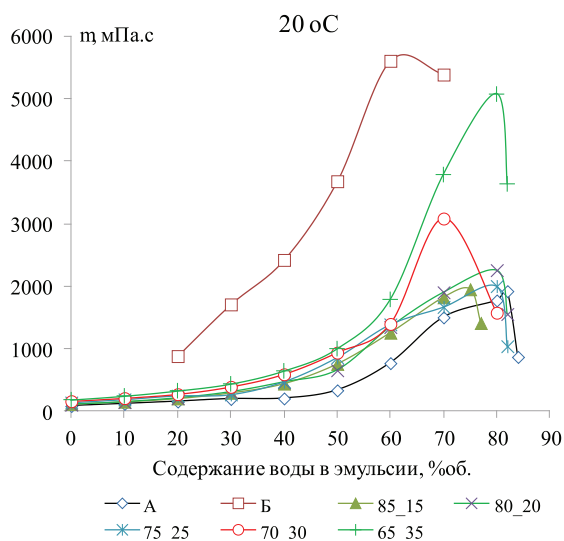


Рис. 2. Влияние содержания пластовой воды на вязкость  $\eta$  эмульсий с различным соотношением нефти А и Б при температуре 20 °С

Кривые течения нефти А и водонефтяных эмульсий на ее основе имеют типичный вид неньютоновских жидкостей и при малых скоростях сдвига характеризуются высокими значениями динамической вязкости, значительно превышающими вязкость в условиях высоких скоростей (рис. 1, а). С ростом обводненности до 40% об. вязкость эмульсий в установившемся режиме течения возрастает в 1,4–4,2 раза, при дальнейшем увеличении доли водной фазы в эмульсии происходит резкое увеличение  $\eta$ . Максимальная вязкость эмульсии нефти А отмечена при содержании 80% об. воды.

Водонефтяные эмульсии на основе нефти Б при 10 °С в интервале скоростей сдвига до 50 с<sup>-1</sup> сохраняют неньютоновский режим течения (рис. 1, б). Рост обводненности от 30 до 50% об. сопровождается значительным увеличением динамической вязкости

эмульсий, потеря стабильности наблюдается уже при 60% об. водной фазы.

Все полученные тенденции также сохраняются для смесей нефти и эмульсий на их основе. Так смеси нефтей с максимальным содержанием нефти Б (35% мас.) и эмульсии на их основе характеризуются максимальной вязкостью и переходом в режим ньютоновского течения при более высоких сдвиговых скоростях.

При 20 °С для эмульсий смеси более отчетливо проявляется зависимость вязкости от скорости сдвига, чем при температуре 10 °С, дисперсная структура в них с повышением температуры становится менее прочной и легче разрушается при одинаковой скорости деформации.

Принято считать, что при увеличении содержания воды происходит изменение типа промысловых эмульсий: от обратного типа до прямого типа. При достижении критической концентрации воды  $W_{кр}$  в точке инверсии происходит обращение фаз и дисперсная фаза (вода В) становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда (нефть Н) – дисперсной фазой, т.е. эмульсия меняет свой тип с В/Н на тип Н/В. Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н. Механизм обращения фаз в нефтяных эмульсиях до сих пор дискутируется литературе [4, 6, 7].

При рассмотрении чрезвычайно сложного вопроса о влиянии дисперсности эмульсии на ее вязкость было показано, что при одной и той же обводненности  $W_{кр}$  и одной и той же скорости сдвига вязкость зависит от раздробленности дисперсной фазы. Это объясняет наличие большого числа различных формул зависимости вязкости от концентрации дисперсной фазы и разброс значений вязкости, который они дают применительно к одной и той же дисперсной системе.

Таблица 2

Данные по критической обводненности  $W_{кр}$  для эмульсий нефтей и смесей при температуре 20 °С, а также вязкости в точке инверсии фаз

Соотношение нефтей А и Б	Показатели в диапазоне $W_{кр}$	
	Содержание водной фазы, % об.	Вязкость, мПа·с
А	82	2903
Б	50	7814
85:15	75	2704
80:20	74	4599
75:25	75	4983
70:30	73	5073
65:35	73	5776

Обычно экспериментальное определение точки инверсии осуществляют по измерению зависимостей вязкости эмульсии от содержания воды. При этом точку инверсии отождествляют с моментом достижения максимума вязкости, после которого наблюдаемая вязкость эмульсии начинает постепенно снижаться [5, 8].

Данные по критической обводненности  $W_{кр}$  для эмульсий нефтей и смесей при температуре 20 °С, а также вязкости в точке инверсии фаз представлены в табл. 2.

Для эмульсии нефти А критическая обводненность  $W_{кр}$  наступает при содержании водной фазы 82% об., для нефти Б – всего 50% об. Увеличение содержания в смеси доли нефти Б сопровождается снижением точки критической обводненности на 7–9%. Однако рост доли более тяжелой нефти Б в смеси с 15 до 35% мас. сдвигает точку критической обводненности в водонефтяных эмульсиях лишь на 2% об. с 75 до 73% об.

Вязкость эмульсии смеси нефтей с соотношением А к Б = 85:15 в точке инверсии и при критической обводненности имеет наиболее близкое значение к вязкости эмульсии нефти А. С ростом содержания в смеси нефти пласта Б с 20 до 35% об. резкого увеличения вязкости эмульсий не наблюдается: в точке  $W_{кр}$  вязкости возрастает в 1,6–2,0 раза, а в точке инверсии – в 1,2–1,8 раза. При смешении нефтей А и Б в различных соотношениях содержание асфальтеновых компонентов и парафинов практически не изменяется, лишь на 1,1–2,7% мас. увеличивается доля смолистых компонентов.

Известно, что устойчивость водонефтяных эмульсий, в водной и нефтяной фазах которых непрерывно протекают процессы

формирования частиц природных стабилизаторов, во многом зависит от их коллоидного состояния. В нашем случае такими органическими стабилизаторами эмульсий выступают концентрирующиеся в межфазном слое частицы асфальтенов и кристаллы высокоплавких парафинов. Можно предположить, что процесс обращения фаз в узком диапазоне обводненности (73–75% об.) связан как с количеством и размерами водных частиц дисперсной фазы, так и с неизменным содержанием природных стабилизаторов в смеси. Возрастание вязкости эмульсий с увеличением в смеси доли более тяжелой высокосмолистой нефти Б происходит за счет концентрирования в дисперсионной среде смолистых компонентов, которые, кроме того, выступают стабилизаторами асфальтеновых мицелл.

Таким образом, результаты наших исследований лишь частично согласуются с приведенными в работе [5, 8] выводами о том, что с увеличением содержания водной фазы вязкость углеводородной среды оказывает менее существенное влияние на вязкость обратных эмульсий из-за уменьшения общей поверхности раздела фаз. В нашем случае максимальную вязкость имеют эмульсии, полученные на основе смеси с максимальным содержанием высокосмолистой нефти и водной фазы в точке критического обводнения. Так, снижение вязкости вблизи точки инверсии при высоких концентрациях водной фазы авторы в первую очередь связывают с появлением в эмульсиях мелких и крупных глобул воды, формирующих в потоке прослойки с различными вязкостями, что часто подтверждается отсутствием инверсии фаз в промышленных эмульсиях в этих точках.

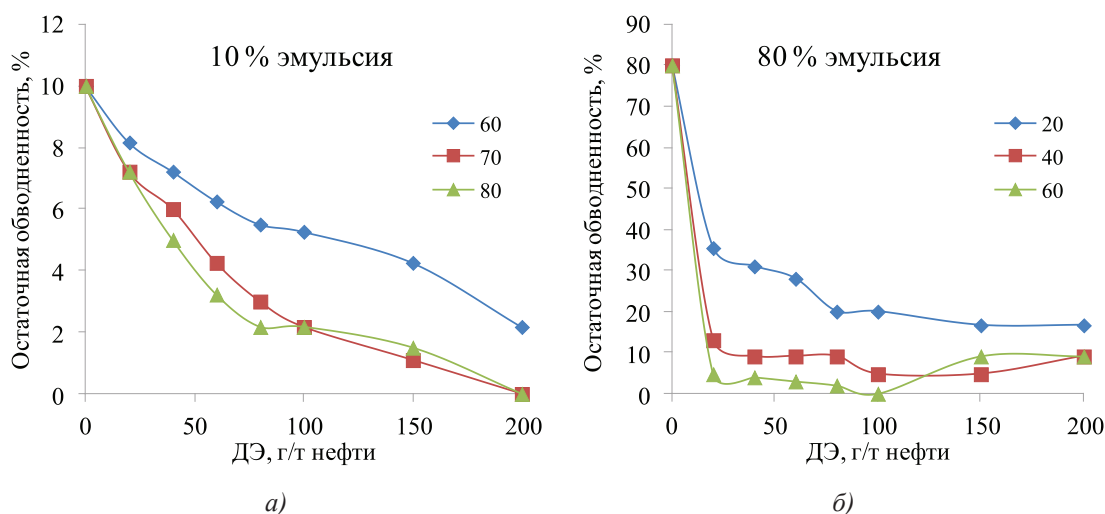


Рис. 3. Изменение остаточной обводненности (а) 10% и (б) 80% эмульсий нефти А с ростом содержания дезэмульгатора при различной температуре

Определение точки инверсии фаз приобретает большую актуальность при подготовке нефти к транспорту. Для расслоения водонефтяных эмульсий обычно используют нагревание и деэмульгаторы. Подбор оптимального режима и концентрации реагента проводится индивидуально в лабораторных условиях.

Для эмульсий нефти А с минимальным (10%) и максимальным (80%) содержанием водной фазы были проведены исследования влияния температуры и концентрации высокоэффективного промышленного деэмульгатора ДЭ на процесс разделения водной и нефтяной фазы (рис. 3).

Термообработка при температуре от 20 до 50 °С и химобработка не приводят к расслоению высокоустойчивой 10% эмульсии. Нагрев до 60 °С и выше запускает процесс расслоения (рис. 3, а). Однако лишь при концентрации ДЭ 200 г/т остаточная обводненность нефти при 70 °С близка к нулю. Для наименее стабильной 80% эмульсии ввод ДЭ приводит к началу расслоения уже при температуре 20 °С, при 50 °С остаточная обводненность при вводе ДЭ 100 г/т нефти составила 5% об., а при 60 °С и вводе ДЭ происходит полное расслоение нефти.

Для расслоения 10% высокоустойчивой множественной эмульсии типа нефть – вода – нефть необходимо использовать высокотемпературный режим термостатирования (70 °С и выше) и химическую обработку высокоэффективным деэмульгатором в концентрации 200 г ДЭ на 1 тонну нефти. Для высокообводненной 80% эмульсии полное отделение нефтяной фазы от водной происходит в более мягких условиях: 60 °С и 100 г ДЭ на 1 тонну нефти.

### Выводы

1. Процесс формирования и свойства эмульсий во многом зависят от содержания смол, асфальтенов и легких фракций

нефтей А и Б. Эмульсии смеси смолистой нефти Тагульского месторождения пластов А и Б при температуре 10 °С, независимо от содержания воды, являются неньютоновскими жидкостями.

2. С увеличением доли нефти Б в исходной смеси переход из неньютоновского режима течения в ньютоновский происходит при более высокой скорости деформации.

3. Установлена точка инверсии фаз для эмульсий нефтей А и Б, смесей на их основе. Для эмульсии нефти Б точка инверсии наблюдается при 52% об. содержания водной фазы, а для нефти А – 84% об. Увеличение содержания в нефтяной смеси доли нефти Б сопровождается снижением точки инверсии фаз до 10% об. При этом резкого увеличения вязкости водонефтяных эмульсий не наблюдается.

4. Количество деэмульгатора, применяемого для полного расслоения нефти, зависит как от степени обводненности, так и от температуры нефтяного флюида.

### Список литературы

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Фэн, 2000. – 416 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
3. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М.: Химия, 1979. – 216 с.
4. Тронов В.П. Разрушение эмульсии при добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 272 с.
5. Евдокимов И.Н. Проблема инверсии в промысловых водонефтяных эмульсиях / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев, М.А. Новиков // Бурение и нефть. – 2003. – № 3. – С. 7–9.
6. Mahon A.J. Interfacial aspects of water-in-crude oil emulsion stability // Emulsions – A Fundamental and Practical Approach. – Dordrecht–Boston–London: Kluwer Academic Publishers. – 1992. – P. 135–156.
7. Люстрицкий В.М. Влияние дисперсности на вязкость нефтеводных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 10–11. – С. 35–37.
8. Евдокимов И.Н. Экспериментальные доказательства отсутствия инверсии в промысловых водонефтяных эмульсиях / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев // Бурение и нефть. – 2010. – № 5. – С. 26–27.