

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЭМУЛЬСИЙ И УСЛОВИЙ ИХ РАЗРУШЕНИЯ

Науырызова Б.Ж., Жазыкбаева З.

Эмульсияның құрамы мен бұзылу жағдайларын мұнайдың механикалық құрылымына әсерін зерттеу.

The Explored destruction oil emulsion and influence of the temperature on structured – a mechanical characteristis of the oils different water cooled.

Одной из важнейших физических характеристик нефти является вязкость. От величины вязкости нефти в значительной степени зависит работа технологического оборудования скважин и системы внутринефтепромыслового сбора и подготовки нефти /1/.

Реологические свойства ньютоновских жидкостей описываются одним параметром - величиной коэффициента вязкости. Для описания реологических свойств неньютоновских жидкостей, к которым относятся высокопарафинистые нефти Мангышлака, одного параметра недостаточно. Присутствие в нефти кристалликов высокомолекулярных парафиновых углеводородов и мицелл асфальтенов приводит к аномалиям их вязкости: при температурах ниже температуры насыщения нефтей парафином уменьшается растворимость парафинов и в нефти появляется твердая фаза /1, 2/. Такие нефти характеризуются несколькими параметрами: величиной предельного динамического напряжения сдвига, наименьшей вязкостью, соответствующей предельно разрушенной структуре в нефти, и наибольшей предельной вязкостью, соответствующей практически неразрушенной структуре, т.е. зависимостью эффективной вязкости от напряжения сдвига (градиента скорости).

Нами выполнены исследования вязкости на ротационном вискозиметре типа рН, предназначенном для определения реологических свойств. Исследованиям подвергались естественные нефтяные эмульсии из газлифтных скважинах № 301, 2528 месторождения Жетыбай с различной обводненностью продукции. Эксперименты проводили при температурах от плюс 20 до 50 °С. Для исследуемых нефтей определялась зависимость касательного напряжения (τ_r , дн/см²) от градиента скорости (D_r , сек⁻¹).

На основании измеренного касательного напряжения τ_r и градиента напряжения на срез D_r вычисляли динамическую вязкость

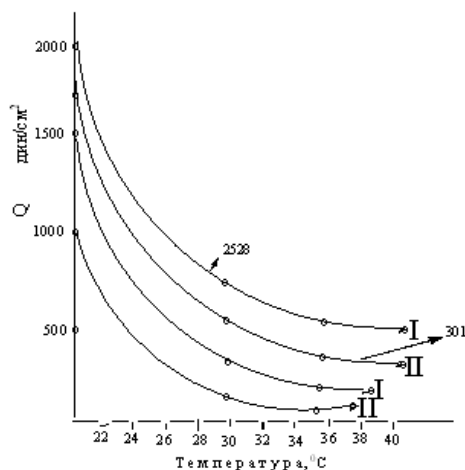
$$\eta: \eta = (\tau_r / D_r) \cdot 100\%$$

где, η - динамическая вязкость, спз

τ_r - касательное напряжение, дн/см²

D_r - градиент напряжения на срез, сек⁻¹

Рассмотрено только влияние температуры на структурно – механические свойства нефтей различной обводненности. С повышением температуры отмечено уменьшение предельного динамического напряжения сдвига нефти /3, 4/. Скорость снижения предельного динамического напряжения сдвига нефти (θ , дин/см²) с ростом температуры возрастает, при увеличении обводненности нефти (рис.).



**Рисунок. Влияние температуры на предельное динамическое напряжение сдвига (Q).
I - 44 % воды; II - 30 % воды.**

Из рисунка видно, что большая скорость снижения предельного динамического напряжения сдвига нефти (θ , дин/см²) наблюдается у нефти из скважины 2528, содержащей 44 % воды, по сравнению с нефтью из скважины 301.

Результаты показали, что у исследуемых нефтей аномалии вязкости зависят не только от температуры, но и от механического воздействия (скорости сдвига). При малых скоростях сдвига величина вязкости нефти значительно превышает величину вязкости при высоких скоростях сдвига /3/.

Приведенные результаты исследований показывают, что наибольшее изменение реологических параметров исследованных нефтей наблюдается при температурах от 40 ÷ 44 °С. Увеличение температуры выше 40 °С приводит к незначительным изменениям данных параметров, а реологические кривые по форме приближаются к прямым.

Лабораторные исследования вязких водонефтяных эмульсий различной обводненности показали, что обработка их поверхностно – активными веществами понижает их вязкость.

Обработке подвергали искусственные нефтяные эмульсии из газлифтных скважин месторождения Узень.

Значительное снижение вязкости наблюдается у эмульсий с высоким содержанием воды, особенно в области низких температур. Наиболее эффективно снижается вязкость эмульсий при обработке их Дисольваном – 4411.

Для нескольких реагентов были определены зависимости вязкости эмульсий от концентрации поверхностно – активных веществ. Исследованиям подвергали искусственные водонефтяные эмульсии с содержанием воды 10 и 30 %.

Снижение вязкости наблюдается до определенных концентрации поверхностно – активных веществ. Дальнейшее повышение добавок поверхностно – активных веществ не оказывает существенного влияние на величину вязкости эмульсий.

Оптимальными можно принять концентрации нефти месторождения Жетыбай 20-50 г/т жидкости. Однако оптимальный расход реагента меняется в

зависимости от его типа и характера обрабатываемой эмульсий и, прежде всего, от содержания в ней воды.

Как известно, эмульсии склонны к стабилизации. С течением времени возрастает их устойчивость, вязкость и противодействие разрушению. Так, для естественных эмульсий из высокообводненных газлифтных скважин №№ 234 и 83 (месторождение Жетыбай) было выявлено следующее: вязкость, замеренная спустя 4 часа после отбора проб, была гораздо ниже вязкости, замеренной через несколько дней (табл. 1.).

Таблица 1. Исследования вязкости от времени

№№ скважин	Обводненность, %	Время замера вязкости	Динамическая вязкость при температуре	
			38 °С	40 °С
83	40,4	Через 4 часа	330	200
234	61,6	После отбора	1200	760

Установлено, что свежееобразовавшиеся эмульсии под действием реагента резко снижают вязкость и значительно быстрее разрушаются. Так эмульсии (скв. 301) с содержанием воды 61% при обработке ее реагентом (Дисолван 4411) через 4 часа после отбора пробы резко снижают вязкость.

Обработка реагентом этой же эмульсии через 140 часов после отбора пробы оказалась гораздо менее эффективной (табл. 2.).

Таблица 2. Влияние реагента на динамическую вязкость

Время с момента отбора пробы, ч	Динамическая вязкость, спз при температурах		
	38 °С	40 °С	45 °С
Пробы, обработанные реагентом “Дисолван 4411” 100г/т			
4	180	120	550
140	800	500	250
Проба, не обработанная реагентом			
4	120	700	350

На десяти скважинах проводили исследования по определению устойчивости эмульсий. Скважины были подобраны с различными дебитами от 50 до 120 т/сут, обводненностью от 10 до 80 %, эксплуатируемые газлифтным и насосным способом.

Температура на устье указанных скважин составляла плюс 43 – 45 °С. Пробы нефти, отобранные с устья скважин, обрабатывали реагентом - деэмульгатором “Серво – 5348”. Установлено, что свежие эмульсии, только что полученные из скважины, легко поддаются разрушению, причем, при более низких температурах чем температуры, поддерживаемые в технологических процессах подготовки нефти месторождения Жетыбай.

Таким образом, при надлежащих условиях разрушение эмульсий достигается быстро и эффективно с помощью химических реагентов.

Для предотвращения “старения” эмульсий целесообразно осуществлять ввод в нее реагентов как можно раньше, а наиболее эффективно - до образования эмульсий, т.е. вводить реагент или непосредственно в скважины, или в выкидные линии, идущие от скважин.

Так как на месторождении Жетыбай линии от отдельных скважин подключены в 4 общих коллектора, то экономически целесообразно вводить химические реагенты непосредственно в них.

При этом движение потока в нефтепроводе до центрального пункта подготовки нефти будет использовано для перемешивания жидкости с реагентом.

Применение поверхностно – активных веществ в газлифтном цикле путем подачи деэмульгаторов на забой скважин в потоке рабочего агента (газа высокого давления) создаст наиболее благоприятные условия добычи, снижение вязкости газожидкостной смеси обеспечит увеличение коэффициента полезного действия газлифтного подъемника, что очень существенно для месторождения Узень, где газлифтный способ является одним из основных способов добычи нефти. Кроме того, подача поверхностно – активных веществ в скважину сделает возможным использование эффекта внутритрубной деэмульсации при внутринефтепромысловом сборе, транспортировке высокопарафинистых мангышлакских нефтей, а также улучшит условия подготовки и приведет к сокращению расхода реагентов при деэмульсации нефти.

Литература:

1. Зарецкий Б.Я., Пелевин Л.А., Ионов В.И., Пелевин М.Л., Позднышев Г.Н. Влияние способа эксплуатации на степень эмульгирования нефти и качество образуемых эмульсий. “Нефтяное хозяйство”, № 10, 32, 1986.
2. Ручкин Р.М., Мансуров Р.И., Позднышев Г.А. Определение степени разрушения водонефтяных эмульсий в технологической схеме установки подготовки нефти. “Нефтепромысловое дело” № 8, 24, 1985.
3. Изучение физико-химических характеристик пластовых жидкостей разведочных площадей Южного Мангышлака. Отчет КазНИПИнефть, Белихова В.Ф., Актау, 2005.
4. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти, М., “Недра”, 1995.