УДК 622.691

Р. Б. АХМЕТКАЛИЕВ

ФАКТОР УСТОЙЧИВОСТИ И РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИЙ

Обезвоживание и обессоливание нефти является составной частью разработки и эксплуатации нефтяных месторождений и является элементом системы сбора и промысловой подготовки сырья.

В большинстве месторождений происходит постепенный рост обводненности продукции скважин, которое требует использования интенсивных и качественных систем подготовки нефти. Эта проблема является особенно актуальной для тяжелых и высоковязких нефтей.

Успешное разделение эмульсии на составные части возможно на основе управления факторами устойчивости системы: термодинамической, седиментационной, агрегативной.

Определенный интерес представляет более подробное исследование вопроса седиментационной устойчивости эмульсии. Скорость осаждения капель воды в нефти зависит от их размера и величины фактора устойчивости [1]:

$$f = \frac{\rho_в - \rho_н}{\eta},$$

где $\rho_в$, $\rho_н$ – плотности воды и нефти; η – вязкости нефти.

Надо отметить, что не всегда плотность эмульгированной в нефти капли воды равна плотности воды, т.е.

$$\rho_k \neq \rho_в.$$

Это связано с тем, что на поверхности капли воды в нефти имеется адсорбционно-сольватной слой (АСС) сложного состава и определенной

толщины. АСС непосредственно связан с эмульгированной каплей и состоит из плотной и диффузной частей.

Величина фактора устойчивости примет вид:

$$f = \frac{\rho_k - \rho_н}{\eta}.$$

Плотность капли при наличии АСС должна определяется по формуле:

$$\rho_k = \frac{\rho_в + \frac{v_c}{v_в}\rho_н}{1 + \frac{v_c}{v_в}},$$

где v_c, $v_в$ - объемы адсорбционного слоя и самой капли воды.

Использование полученной формулы для определения плотности капли дают следующие значения (табл. 1).

Таблица 1. Зависимость плотности капли от ее параметров.

Радиус капли, мкм	9	8	7	8	7	5	5	24	23	22	18
Толщина АСС, мкм	1	2	3	1	2	2	2	1	2	3	2
Отношение объемов $v_c / v_в$	0,37	0,95	1,9	0,42	1,13	1,74	1,7	0,13	0,28	0,5	0,37
Плотность нефти, г/см^3	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Плотность капли, г/см^3	0,94	0,90	0,87	0,97	0,94	0,87	0,93	0,97	0,95	0,93	0,94
Плотность деэмульгатора, г/см^3	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Плотность капли, г/см^3	1,01	1,02	1,03	1,01	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
Отношение скоростей седиментаций	1,07	1,13	1,18	1,07	1,07	1,18	1,07	1,03	1,03	1,07	1,07

Из таблицы 1 видно, что наблюдается заметное влияние АСС на результирующую плотность капли. С увеличением радиуса капли влияние адсорбционного слоя уменьшается, для малых капель изменение

плотности является значительным и особенно сильно это проявляется для тяжелых нефтей.

Замена слоя стабилизатора (АСС) капли на деэмульгатор приводит к значительному возрастанию результирующей плотности капли. Однако изменение скорости седиментации капли, вытекающее из фактора устойчивости, незначительно и не соответствует опыту.

Как известно, добавление деэмульгатора многократно увеличивает скорость разделения эмульсии. Несоответствие этих величин можно объяснить через значение вязкости дисперсной системы. Были проведены измерения вязкости водонефтяной эмульсии месторождения Узень с содержанием воды 22%. При 30 ˚С она не текучая. После обработки пропеллерной мешалкой с частотой 2800 об/мин в течение 10 мин. вязкость эмульсии стала 310 сСТ, что соответствует динамической вязкости 0,27 Па·с при минимальном градиенте скорости сдвига. Это состояние сохраняется в течение 10 – 15 часов. При увеличении температуры до 70 – 90 ˚С отделение воды от нефти не происходит, эмульсия сохраняет свою седиментационную и агрегативную устойчивость за счет дополнительной сорбции на капле парафиновых стабилизаторов.

Были проведены исследования разрушения водонефтяной эмульсии (ВНЭ) действием деэмульгатора и влияние температуры и дозы деэмульгатора на этот процесс.

Разрушение АСС капелек воды может быть достигнуто механическим воздействием, силовым действием электрического поля, нагреванием эмульсии, применением деэмульгаторов.

Описание процесса разрушения ВНЭ может быть наглядно проведено с использованием коэффициента коагуляционно-седиментационной активности [2,3]:

$$k = -\frac{1}{t}\ln\frac{\varphi_{вых}}{\varphi_{вх}},$$

где $\varphi_{вых}, \varphi_{вх}$ - начальная и конечная концентрация примесей; t - время.

Лабораторные исследования отделения воды от нефти проводились путем измерения выделившейся воды из нефтяной эмульсии во времени в градуированных отстойниках (метод бутылочной пробы). Были использованы деэмульгаторы дипроксамин, реопон – 1375, R – 2263 (Россия).

Эмульсия характеризуются содержанием воды 42,3 %, мехпримесей 2,5 % , плотностью $0{,}974 \bullet 10^3$ кг/м^3.

Были проведены измерения влияния температуры и концентрации деэмульгатора R – 2263 на отделение воды от нефти при температурах 50 – 80 ºС (табл. 2, рис. 1). В табл. 2 приведены результаты определения остаточного содержания воды в нефти (W, %) и коэффициент коагуляционно - седиментационной активности (К, мин$^{-1}$) для деэмульгатора R-2263, время отстоя 120 мин.

Таблица 2. Результаты исследования деэмульсации нефти.

Доза деэмульгатора, г/т		Температура, ºС			
		50	60	70	80
100	W	89,8	58,5	55,5	50,3
	K	0,0009	0,0045	0,0049	0,0057
150	W	81,5	50,2	40,1	17,7
	K	0,0017	0,0058	0,0076	0,014
200	W	68,7	27,3	19,7	17,0
	K	0,0031	0,011	0,014	0,015

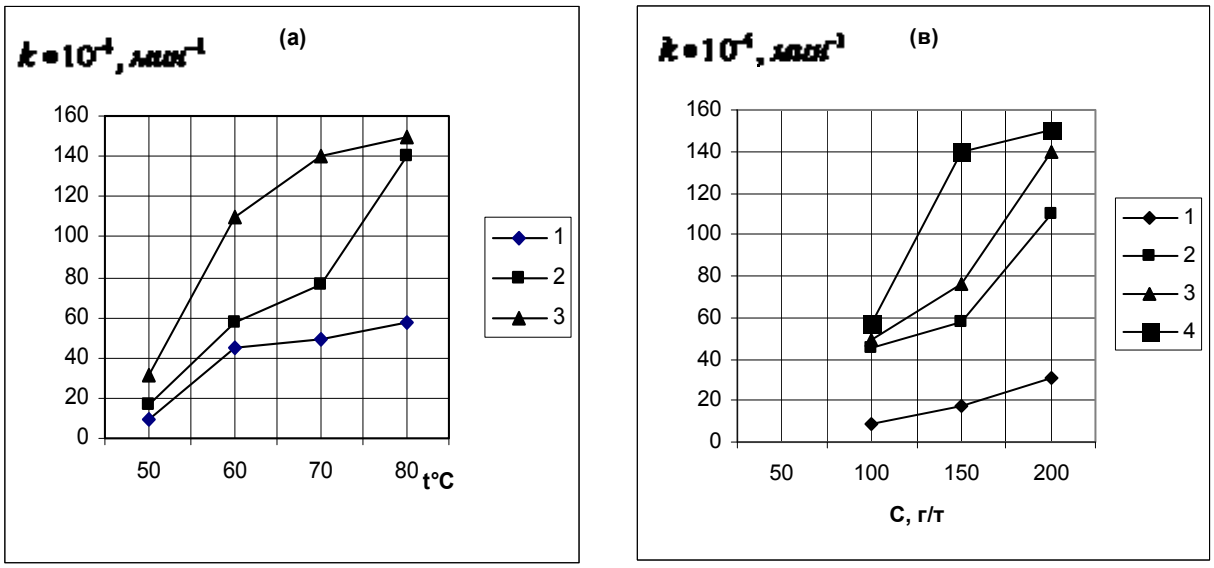

Рис.1 Результаты исследования деэмульсации нефти

На графиках (рис.1) показана зависимость коэффициента (к) от температуры (а) при дозе деэмульгатора: 1 – 100, 2 – 150, 3 – 200 г/т и от дозы деэмульгатора (в) при температурах: 1 – 50, 2 – 60, 3 – 70, 4 – 80 ˚С.

На графиках (рис. 2 - 3) приведена зависимость коэффициента (К) от концентрации деэмульгатора РП-1375 при температурах 50 и 70 ºС (рис. 2) и значения (К) для смеси деэмульгаторов дипроксамин и реопон – 1375, определенные через остаточные значения влагосодержания при соотношении реагентов ДПА – РП: 1 – 25 : 75; 2 – 75 : 25; 3 – 50 : 50; 4 – 40 : 60%. (рис. 3)

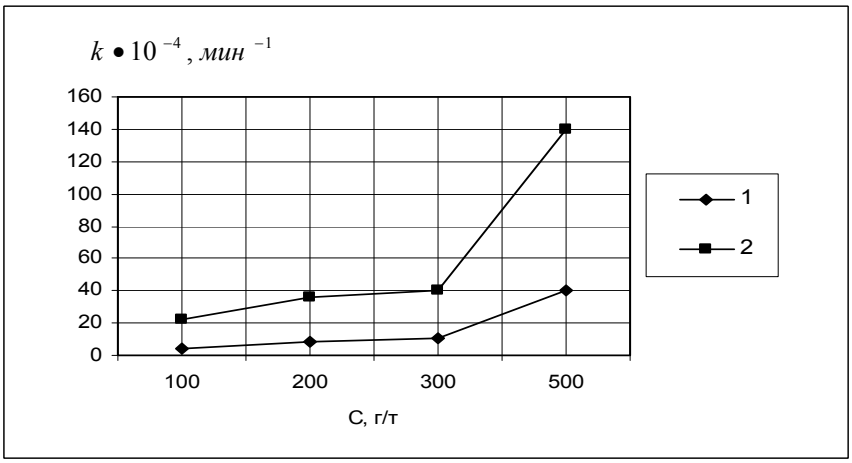

Рис. 2. Зависимость коэффициента (к) от дозы деэмульгатора.

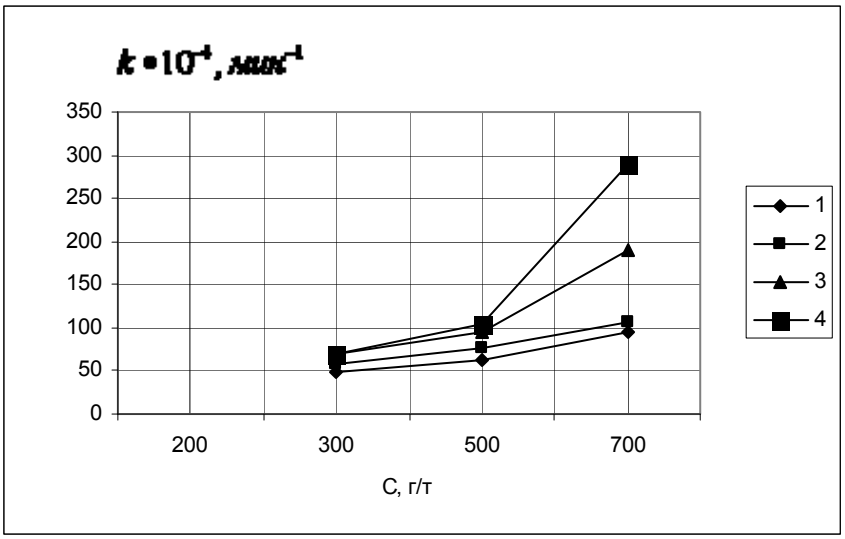

Рис. 3. Зависимость коэффициента (к) от дозы деэмульгатора.

Анализ полученных данных с использованием коагуляционно-седиментационной активности показывает, что наблюдается возрастание этого параметра с ростом температуры и дозы деэмульгатора (табл. 2). Резкое возрастание параметра (К) происходит при изменении температуры от 50 до 60 ºС для всех деэмульгаторов и рассмотренных концентраций реагента. Это свидетельствует о том, что происходит ослабление силы сцепления части природных эмульгаторов с поверхностью капли в этом диапазоне температур. Деэмульгатор способствует более быстрой их десорбции. Без деэмульгатора заметное осаждение капель воды наблюдается только при возрастании температуры от 50 до 75 - 80 ºС.

Дальнейшее увеличение температуры при деэмульсации с использованными реагентами приводит к более плавному росту анализируемого параметра (К) и процесса деэмульсации (выше 60 ºС).

Резкое возрастание параметра (К) наблюдается также и при изменении концентрации реагента. Однако, здесь наблюдается более сложная зависимость: при температурах 50, 60, 70 ºС величина (К) заметно увеличивается в диапазоне 150 → 200 г/т, а при 80 ºС – при 100 → 150 г/т (табл. 2, рис. 2). Параметр К также резко возрастает в диапазоне 500 → 700 г/т (рис. 3).

При использовании для деэмульсации нефти Каражанбас более эффективных реагентов (дисольван 4411, доуфакс) также наблюдается скачкообразное изменение параметра (К) (табл. 3), где приведены результаты определения остаточного содержания воды в нефти (W, %) и коэффициент активности обезвоживания (К, мин$^{-1}$) для деэмульгаторов доуфакс (B_1), дисольван 4411 (B_2), доуфакс + реопон (40 % - 60 %, C_1), дисолван – реопон (40 % - 60 %, C_2). Время отстоя 120 мин.

Таблица 3. Результаты исследования деэмульсации нефти.

Доза деэмульгатора, г/т	Температура, ºС			
	60		70	80
300, B_1	W K	4,5 0,026	1,6 0,034	2,1 0,032
300, B_2	W K	3,2 0,029	1,2 0,037	0,9 0,039
500, B_1	W K			0,85 0,040
500, B_2	W K			0,3 0,048
300, C_1	W K	10,2 0,019	3,35 0,028	3,0 0,029
300, C_2	W K	10,4 0,019	5,55 0,024	3,5 0,028

Указанные изменения наблюдаются при увеличении температуры от 60 до 70 ºС и возрастании дозы реагента от 300 до 500 г/т.

Анализ полученных результатов о влиянии температуры и дозы реагента на разрушение ВНЭ показывает, что в известных пределах зависимость от указанных параметров является взаимокомпенсируемой (табл. 2). Так, увеличение коагуляционно-седиментационной активности за счет увеличения температуры от 50 до 60 ºС при дозе деэмульгатора 100 г/т может быть достигнуто увеличением дозы реагента от 100 до 200 г/т при 50 ºС и т.д.

Проведенные опыты показывают, что разрушение стойкой ВНЭ является сложной технической задачей, требующей использование сложной композиции реагентов и физических воздействий.

Выяснение механизма процесса возможно с использованием количественных параметров (коагуляционно-седиментационной активности), позволяющей оценить влияние температуры и дозы реагента на изучение явления.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. М., Недра, 1977, 262с.
2. Ахметкалиев Р.Б. О механизме разделения устойчивой водонефтяной эмульсии // Нефть и газ Казахстана, 1998, № 4, с. 59 – 63.
3. Предпатент РК № 14373. Способ определения деэмульгирующей эффективности реагента / Ахметкалиев Р.Б., Ахмеджанов Т.К. // БИ. 2004, №2.