

Таблица

Результаты расчета коэффициента сопротивления штуцера

$d_{шт}, \text{мм}$	$\Delta P_{шт}, \text{МПа}$	$P_{ср}, \text{МПа}$	$Q_{но}$ при $\xi_{ср}, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{но}$ по факту, $\text{м}^3/\text{сут}$	ξ	%
10	11,6	7,3	450,7	414,2	1,14	+8,8
14	10,5	6,75	569,4	604,2	1,52	-6,1
16	9,5	6,25	725,5	746,7	1,43	-2,9
20	7,5	5,25	980,2	980,2	1,35	0
22	6,5	4,75	1106,7	1073,9	1,31	+3,05

Необходимо более детально изучить условия проведения ГДИ и уточнить исходные данные.

Анализ результатов расчета.

1. Среднее значение коэффициента сопротивления штуцера $\xi=1,35$.
2. Максимальное отклонение расчетного дебита нефти (при $\xi=1,35$) от фактического составляет 8,8 %, что находится в допустимых пределах.
3. Отклонения коэффициента сопротивления штуцера связаны с неточностью замеров газового фактора и изготовления штуцера.

Литература

1. Гужов А И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
2. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/ Под ред. М. О. Штейнберга.– 3-е изд., перераб. и доп. – М.; Машиностроение, 1992. – 672 с: ил.

МЕТОД ОПТИЧЕСКОЙ МИКРОСКОПИИ В ИССЛЕДОВАНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.П. Пащенко

Научный руководитель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка нефтяных месторождений характеризуется непрерывным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнением пластов и продукции, что ведет к увеличению устойчивости водонефтяных эмульсий, образующихся в процессе добычи. Одной из наиболее сложных задач, возникающих при подготовке скважинной продукции таких месторождений, является разрушение водонефтяных эмульсий, образующихся на различных стадиях обезвоживания. Для этого широко применяются различные деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества, основное назначение которых – вытеснить с поверхностного слоя капель воды эмульгаторы – естественные поверхностно-активные вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафины и мехпримеси). Выбор эффективного способа деэмульсации требует знания свойств эмульсий, образующихся при добыче нефти, а также факторов, влияющих на их устойчивость. Особенно актуальными остаются вопросы поиска новых более эффективных деэмульгаторов, применяемых в процессах обезвоживания нефти, а также поиск альтернативных методов физического воздействия на эмульсии[2].

В настоящей работе исследуется эффективность деэмульгатора марки «ХПД-008(СН)» водонефтяных эмульсий. Данный реагент применяется в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в системе сбора и на установках подготовки нефти. Он представляет собой композицию из активной основы (смесь из блоксополимеров окиси этилена и пропилена с добавкой неионогенного ПАВ) и растворителей [1].

В качестве объекта исследования была использована модельная водонефтяная эмульсия, приготовленная искусственно. В качестве метода исследования применялся метод оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений ImageScopeColor. Преимущества данного метода анализа: прямые измерения; для анализа требуется минимальное количество пробы; модульная система позволяет проводить базовую обработку изображений, ручных измерений по изображениям, статистическую обработку результатов измерений.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти М

Наименование показателей:	Значение показателей
Плотность, кг/м ³ при 20 оС	861,0
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20оС	25,60
Молекулярная масса	293
Содержание, масс.доли, %	
воды	3
мех.примесей	0,04
серы	0,635
асфальтенов	0,14
смол	15,44
парафина	0,96
хлористых солей, мг/л	1448,0

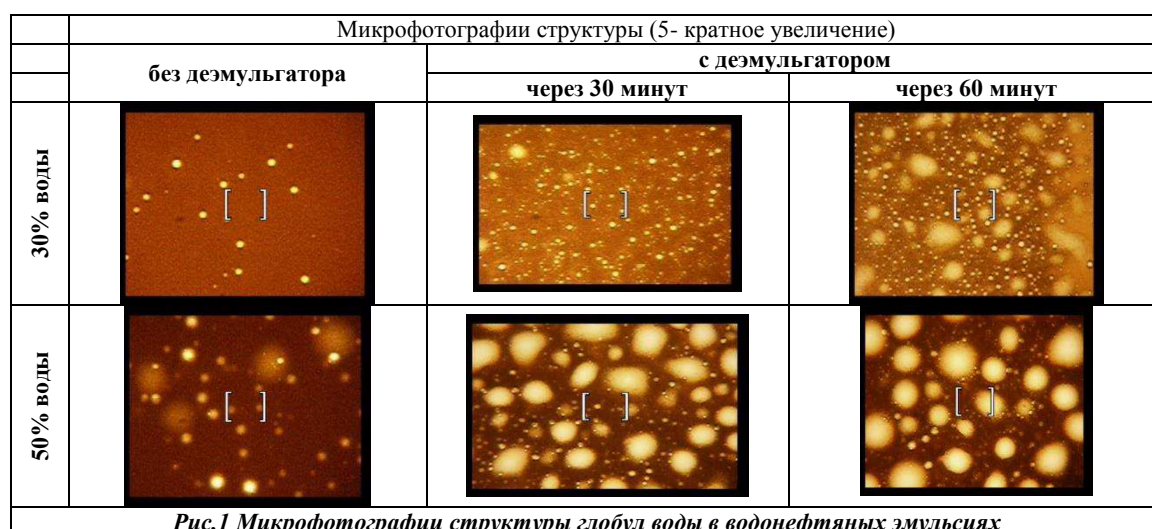
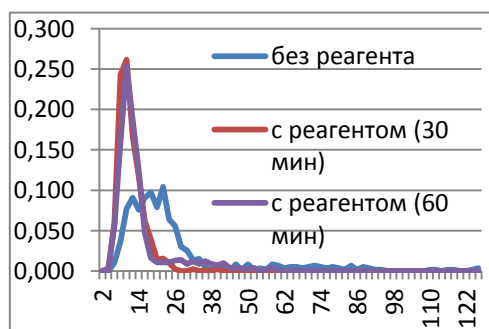


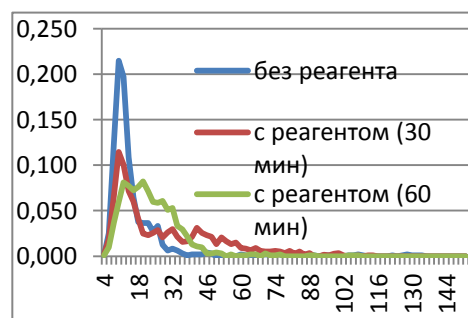
Рис.1 Микрофотографии структуры глобул воды в водонефтяных эмульсиях

Водонефтяные эмульсии были приготовлены из высокосмолистой нефти М путем перемешивания на экстракторе ПЭ-8000 в течение 10 минут со скоростью вращения вала 3000 об/мин и дистиллированной воды с содержанием 30 % и 50 % об. Физико-химические свойства нефти представлены в таблице 1.

К полученным эмульсиям был добавлен деэмульгатор в количестве 0,108 %, после чего смесь тщательно перемешали. Вначале были исследованы образцы эмульсий без добавления деэмульгатора. Затем наблюдение проводили для каждой пробы водонефтяной эмульсии, полученной после её 30-ти и 60-ти минутной стабилизации. В образцах измерялся диаметр капель воды и проводился дисперсионный анализ исследуемой системы (больше 1000 измерений на каждый образец).



а



б

Рис.2 Дифференциальные кривые распределения глобул воды по размерам: а) 30% эмульсия б) 50% эмульсия

Для каждой концентрации эмульсии делали микрофотографии внутренней структуры. По визуальным наблюдениям фотоснимков, можно сделать выводы об изменении диаметра капель воды в эмульсии (рис. 1). По результатам измерений были получены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам рис.2.

Из полученных результатов мы видим, что в эмульсии с концентрацией 30% максимум приходится на долю частиц размером 22 мкм, после добавления деэмульгатора количество крупных частиц уменьшилось, но образовалось много новых мелких частиц размером до 10 мкм. В эмульсии с концентрацией 50 % все происходило иначе: сначала максимум приходился на долю частиц размером 12 мкм, а затем маленькие частицы стали коалесцировать, образуя более крупные глобулы размером больше 24 мкм. Также видно, что при увеличении общего содержания воды от 30% до 50% в эмульсии, средние диаметры капель растут в результате коалесценции капель.

В результате данной работы были определены размер, строение и относительное количество глобул воды в эмульсии, на основе этих данных получены дифференциальные кривые распределения. Показано, что высокосмолистая с небольшой вязкостью нефть образует эмульсии, которые потом эффективно разрушаются при добавлении деэмульгатора. На динамику процесса обезвоживания также значительное влияние оказывает содержание воды в нефти: величина межфазной поверхности увеличивается вместе с ростом концентрации воды в эмульсии.

Литература

1. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-008 по ТУ 2458-032-69415476. – Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
2. Афанасьев Е.С. Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф.дисс.канд. технич. наук., – Астрахань, 2013. – 3 с.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ НА МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

А.В. Пестерев, Е.В. Тупицин, Д.Н. Мезенцев, А.А. Аноп
Научный руководитель заведующий лабораторией А.Г. Скрипкин
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

При разработке нефтяных месторождений неоднородность по проницаемости продуктивного пласта обуславливает раннее обводнение продукции, что в свою очередь приводит к снижению значений коэффициента извлечения нефти по сравнению с проектными. Решением проблемы раннего обводнения продукции и снижения издержек являются третичные методы увеличения нефтеотдачи, и, в частности, потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Потокоотклонители предназначены для ограничения фильтрации воды через обводнённый участок пласта и увеличения фильтрации через нефтенасыщенный.

Цель работы – экспериментальная оценка эффективности воздействия потокоотклоняющих составов на моделях пласта с применением естественного зерна.

В качестве ПОТ были выбраны составы Seurvey RPM-2, Aqualock производства ООО «Промышленная химия» и WC 204 производства фирмы «TIORCO». Для исследования фильтрационно-емкостных свойств коллектора было отобрано 106 образцов терригенного зерна продуктивных пластов с температурой $T_{пл} \sim 30^\circ \text{C}$ и $\sim 60^\circ \text{C}$ одного из месторождений Западной Сибири. Коэффициент пористости образцов – от 0,208 до 0,312. Образцы были разбиты на 4 класса по проницаемости для моделирования геологических особенностей резервуара, содержащего гидродинамически несвязанные пласты (табл. 1).

Таблица 1

Класс проницаемости образцов зерна

Класс проницаемости	$T_{пл} = \sim 30^\circ \text{C}$		$T_{пл} = \sim 60^\circ \text{C}$	
	$K_{пр\ min}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{пр\ max}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{пр\ min}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{пр\ max}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$
1	67	200	22	67
2	200	600	67	200
3	600	1200	200	600
4	1200	3600	600	1800

Фильтрационные исследования проводились на установках FDES-650 и CFS-830 (производства «Coretest Systems»), которые позволяют проводить эксперименты на «объемной» (одновременная подача флюидов в два зернодержателя) и «линейной» (последовательная подачу флюидов в первый и второй зернодержатели) моделях при пластовых давлениях и температуре.

Методика эксперимента на «объемной» модели, а также на «линейной» высокопроницаемой модели состоит из нескольких этапов:

- вытеснение нефти моделью пластовой воды при закачке около 1,5 поровых объемов ($V_{пор}$) с рабочей скоростью 1 м/сутки и определение проницаемости по жидкости – $K_{пр1}$;
- закачка потокоотклоняющего состава в количестве 0,5 $V_{пор}$ промытой зоны (высокопроницаемой колонки) с последующим выдерживанием в течение 72 часов;
- фильтрация минерализованной воды ($\leq 1,0 V_{пор}$) и определение проницаемости по жидкости – $K_{пр2}$;
- для проверки стабильности (устойчивости) состава в поровом пространстве проводится «раскачка» последнего – фильтрация минерализованной воды на скорости в 5 и 10 раз выше рабочей;
- фильтрация минерализованной воды (0,5 $V_{пор}$) на рабочей скорости, определение $K_{пр3}$.

Эксперимент с «линейной» низкопроницаемой моделью пласта состоит из этапов: определение проницаемости по нефти; закачка потокоотклоняющего состава в количестве 0,5 $V_{пор}$ с последующим