

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. 105

По эффективности является прямым конкурентом гидроразрыву пласта, но имеет ограничение по рабочей температуре в 120°C, что делает невозможным её применение на сверхглубоких скважинах (более 5 км)[2].

В основе технологии лежит гидравлический удар, за счет образования плазменного канала с образованием высокой температуры, плотности и давления, представляя собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а скажките плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе скважины способствует выносу кольматирующих веществ в ствол скважины.[1]

В лаборатории ТюмГНГУ создана экспериментальная научно-исследовательская установка влияния плазменно-импульсного воздействия на нефтесодержащие пласты. Данная установка имеет возможность использовать, как металлический проводник, так и метод Юткина. Установка состоит из высоковольтных конденсаторов, высоковольтных трансформаторов, высоковольтных резисторов, лабораторного автотрансформатора (ЛАТР).



Рис. 1 Схема установки плазменно-импульсного воздействия

На данный момент проводятся исследования на различных образцах горной породы. В процессе исследования участвует как полноразмерный керн, так и стандартный. В результате исследований наблюдаются следующие процессы: разогрев в зоне воздействия; ускорение гравитационной агрегации нефти.

Литература

1. Ащепков М. Ю. Дилатационно-волновое воздействие на нефтяные пласты: Дис. . д-ра техн. наук: 25.00.17. Уфа, 2003, – 140 с.
2. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 80 с.
3. Плазменно-импульсное воздействие.//[электронный ресурс]/ http://ru.wikipedia.org/wiki/Плазменно-импульсное_воздействие

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.П. Пашенко

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время основной проблемой на нефтяных месторождениях является относительно быстрое увеличение обводненности добываемой нефти. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вносит значительные осложнения в технологию механизированной добычи, сбора и подготовки товарной нефти. 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. Особенно актуальными остаются вопросы поиска новых (более эффективных) деэмульгаторов, применяемых в процессах обезвоживания нефти, а также поиск альтернативных методов физического воздействия на эмульсии [1].

В данной 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 [2].

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. Преимущества данного метода анализа заключаются в прямых измерениях, для анализа требуется минимальное количество пробы; модульная система позволяет проводить ручные измерения по изображениям, а также статистическую обработку результатов измерений.

Водонефтяные эмульсии были приготовлены из высокосмолистой нефти путем перемешивания на экстракторе ПЭ-8000 в течение 10 минут со скоростью вращения вала 3000 об/мин и дистиллированной воды с содержанием 30%, 40% и 50 %.

К полученным эмульсиям был добавлен деэмульгатор в количестве 0,108 %, после чего смесь тщательно перемешали. В первую очередь были изучены образцы эмульсий без добавления деэмульгатора. Затем наблюдения проводились 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). Для каждой концентрации эмульсии были проведены микрофотографии внутренней структуры. По визуальным наблюдениям фотоснимков, можно сделаны выводы об изменении диаметра капель воды в эмульсии (рис. 1).

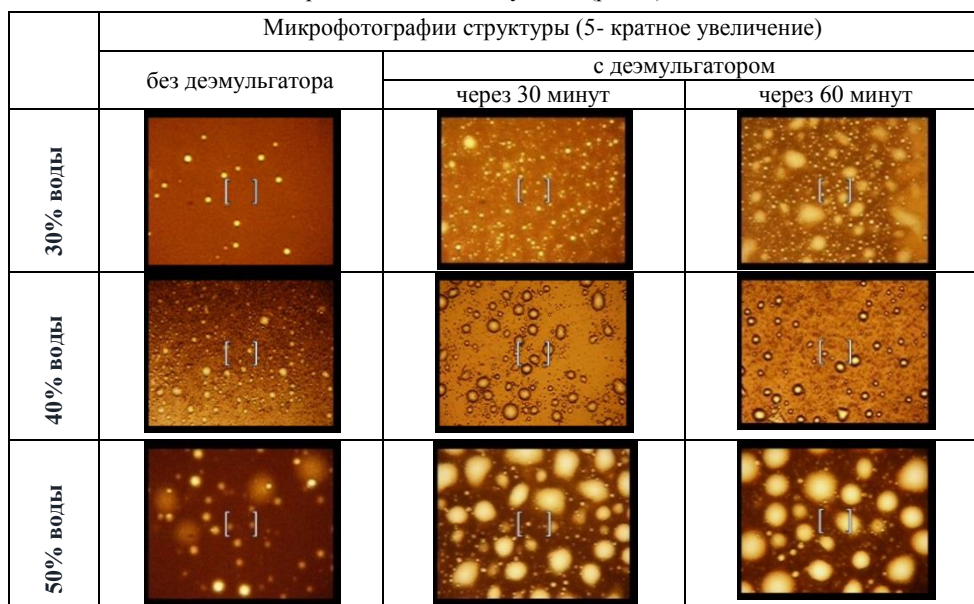


Рис.1 Микрофотографии структуры глобул воды в водонефтяных эмульсиях

По результатам измерений были получены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам. Из полученных графиков можно сделать вывод, 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, что показалось аномальным. В эмульсии с концентрацией 40% и 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 [3].

Для изучения влияния деэмульгатора на реологические свойства, был приготовлен еще один образец эмульсии из нефти с месторождения «Линейное», содержание воды в котором составило 30%. К полученной эмульсии был добавлен деэмульгатор в количестве 0,054% и 0,108%. После чего был проведен дисперсионный анализ, а также измерена вязкость данной эмульсии с помощью программируемого вязкозиметра. После обработки данных, полученных с помощью вязкозиметра, была построена зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига (рис. 2)

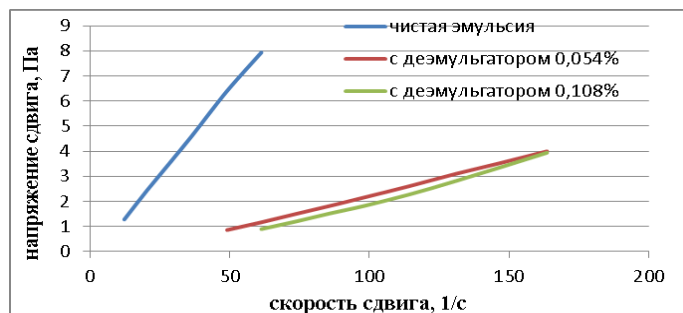


Рис. 2 Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига

Метод оптической микроскопии позволил наиболее точно определить форму, размер, строение и относительное количество глобул воды в эмульсии, посредством микрофотографий, и на основе этих данных

получить дифференциальные кривые распределения. Кроме того, было установлено, что высокосмолистая с небольшой вязкостью нефть образует эмульсии, которые впоследствии эффективно разрушаются при добавлении деэмульгатора. Максимальная эффективность деэмульсации наблюдается в эмульсиях с концентрациями воды близкими к 40% и 50%.

Литература

1. *Афанасьев Е.С.* Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф. дисс. канд. технич. наук., Астрахань-2013.-3 с.
2. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-008 по ТУ 2458-032-69415476.-Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
3. *Пащенко А.П.* Исследование эффективности деэмульгатора водонефтяных эмульсий методом оптической микроскопии// Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр – М.: ИПКОН РАН. – 2014. С.323-327.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ
 КОЛЛЕКТОРА ПОСЛЕ ГЛУШЕНИЯ НА МОДЕЛИ ПЛАСТА**

А.В. Пестерев, Д.Н. Мезенцев, Е.В. Тупицин

Научный руководитель А.Г. Скрипкин

**ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск,
 Россия**

Глушение скважин является предшествующим технологическим процессом перед любым видом ремонтных работ, в результате которого при помощи жидкости глушения (ЖГ) создается противодействие на пласт с целью предупреждения выброса нефти. Важным вопросом при глушении скважин является сохранение или минимальное ухудшение коллекторских свойств пласта. Минимизация ухудшения проницаемости коллектора в призабойной зоне после глушения осуществляется по двум направлениям: 1) подбор ЖГ; 2) целенаправленное воздействие на околоскважинную зону, в частности повышение депрессии на пласт. Однако эффективность восстановления призабойной зоны пласта зависит не только от характеристик закачиваемого состава, но и от проницаемости слагающих пласт пород.

Цель работы – на основе лабораторных данных оценить восстановление проницаемости модели продуктивного пласта после глушения с увеличением депрессии на пласт. Для исследования фильтрационных свойств коллектора было отобрано 15 образцов керна терригенных продуктивных пластов четырех месторождений Томской области. Подбирались образцы с проницаемостью соответствующей средней проницаемости продуктивного пласта, $K_{пр}$ по газу = $(13,2 \div 222,8) \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент пористости образцов $K_p = (16,3 \div 30,7)$ %. Пластовая температура $T_{пл} \sim (55 \div 92)^\circ$ С. В качестве ЖГ были рассмотрены вода сеноманского горизонта и составы на ее основе с добавками гидрофобизаторов. Фильтрационные исследования проводились на установке, позволяющей моделировать пластовые давление и температуру. Эксперимент состоял из следующих этапов, которые моделируют технологические операции глушения скважины: 1) определение проницаемости $K_{пр1}$ по нефти при остаточной водонасыщенности; 2) закачка ЖГ в противоход движения нефти в количестве 3 поровых объемов с последующим выдерживанием в течение 24 часов; 3) вытеснение ЖГ нефтью с дальнейшим определением проницаемости $K_{пр2}$ по нефти при перепадах давления $\Delta P = 0,05; 0,1; 0,3$ МПа.

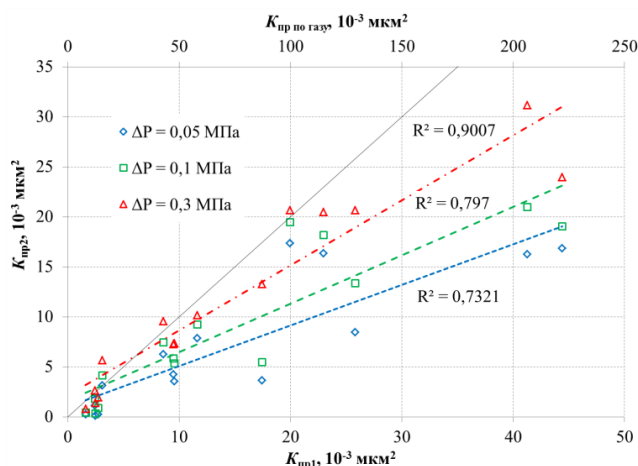


Рис. 1 Зависимость проницаемости по нефти после воздействия ЖГ от проницаемости по нефти до воздействия ЖГ

Результаты проведенных экспериментов приведены на рисунке 1. Анализ полученных данных показал, что аппроксимирующие прямые лежат ниже прямой с единичным наклоном, это свидетельствует о снижении проницаемости по нефти после воздействия ЖГ на водной основе. Выявлено, что с ростом $K_{пр1}$ восстановление проницаемости коллектора после глушения снижается. Такая тенденция объясняется тем, что при обратном