

2. Гогоненков Г. Н., Лаврик А.С., Эльманович С.С. Зарождающиеся горизонтальные сдвиги в тектонике северной части Западной Сибири // Геофизика, спецвыпуск Технологии сейсморазведки-1 – 2002. – С. 54 – 62.
3. Сурков В. В., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, – 1981, 143 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА ДЕЭМУЛЬСАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Зырянов М.С., Полянский В.А., Чеканцева Л.В., Шишмина Л.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий в продукции скважин. Поэтому одной из главных задач подготовки нефти до товарных кондиций является разрушение водонефтяных эмульсий.

Целью работы является исследование действия центробежных сил на процесс разделения водонефтяной эмульсии. В качестве объекта исследования выбрана нефть Арчинского месторождения. Нефть относится к классу малосернистых и к типу средних – по плотности. Обводненность нефти, определенная по методу Дина-Старка, составила 36,8%. Эксплуатирующая компания для разделения эмульсии использует деэмульгатор и термическое воздействие.

В предыдущей работе [1] исследовано воздействие магнитной обработки (МО) на разрушение водонефтяной эмульсии.

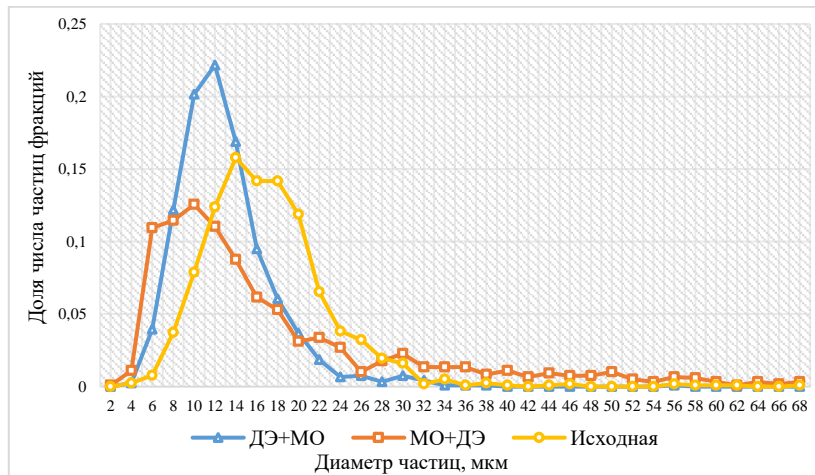


Рис. 1 Плотность распределения частиц дисперсной фазы эмульсии по размерам под действием магнитного поля и деэмульгатора

Установлено, что оптимальной последовательностью этапов обработки эмульсии является первичное воздействие на нее магнитным полем, а затем – обработка деэмульгатором и температурное воздействие (Рис. 1).

Дальнейшие эксперименты показали, что свойства эмульсии со временем изменились, устойчивость повысилась. Известно [2], что подобные устойчивые эмульсии могут накапливаться в резервуарах на установках подготовки нефти, могут образовываться при добавлении некоторых химических реагентов в процессе добычи нефти. Как показали исследования, для их разрушения целесообразно использовать центрифугирование и комплексное воздействие сверхвысокочастотного электромагнитного излучения в поле центробежных сил [2, 3]. Поэтому было принято решение испытать метод центрифугирования для разделения состарившейся водонефтяной эмульсии нефти Арчинского месторождения.

Эксперименты проводились на центрифуге ОПн-8. Пробы водонефтяной эмульсии объемом 10 мл подвергали воздействию центробежных сил в течение 15, 20 и 25 минут при частоте вращения ротора 8000 об./мин, что соответствовало относительному ускорению (RCF , Relative Centrifugal Force) 4830 g . Деэмульгатор не использовался.

В результате экспериментов в указанных условиях выделения воды в отдельную фазу не произошло. Эмульсия разделилась на два слоя: в верхней части – слой обезвоженной нефти, в нижней – концентрированный эмульсионный слой.

Это можно трактовать как отсутствие в эмульсии воды в агрегативно-неустойчивом состоянии. Концентрированный эмульсионный слой представлял собой вязкий осадок темно-коричневого цвета (Рис. 2).

Обезвоженная нефть и эмульсионный слой в дальнейшем были исследованы методом оптической микроскопии. Для этого использовался модульный биологический микроскоп OLIMPUS CX41. На фотографиях (Рис. 3) представлен вид под микроскопом исходной эмульсии и эмульсионных слоев, полученных при разном времени воздействия центробежных сил на исходную эмульсию. На рис. 4 представлены результаты обработки данных оптической микроскопии эмульсионных слоев.



Рис.2 Внешний вид эмульсионного слоя

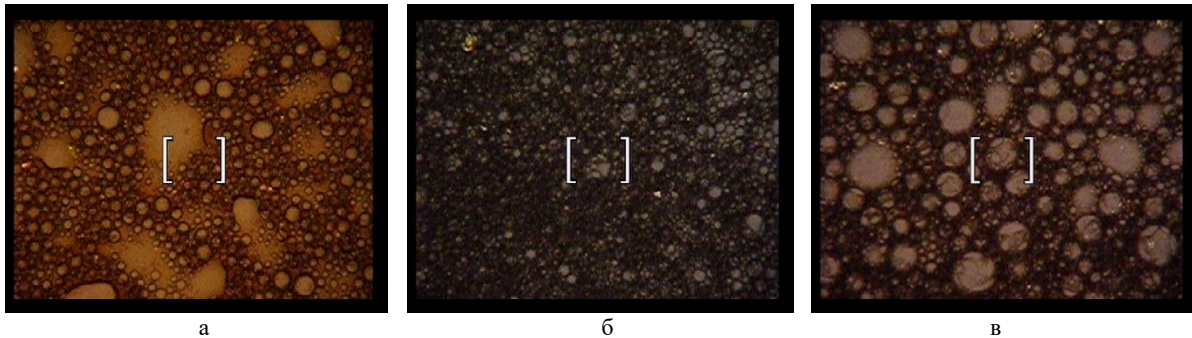


Рис. 3 Микрофотографии исходной эмульсии (а); эмульсионного слоя, полученного в результате действия центробежных сил в течение 15 мин (б); эмульсионного слоя, полученного в результате действия центробежных сил в течение 20 мин (в)

Можно заметить (Рис. 4), что при времени воздействия центробежных сил на эмульсию в течение 15 минут, происходит коагуляция глобул воды: доля частиц с размерами 10–19 мкм уменьшается, а доля частиц с размерами 22–44 мкм увеличивается. В этой области наблюдаются два максимума количества частиц с размерами 25 и 29 мкм. При увеличении времени центрифугирования до 20 и 25 минут в составе эмульсионного слоя уменьшается доля частиц с размерами 14–24 мкм. Максимальная доля, 0,14–0,16, соответствует частицам с размером 9–13 мкм, доля частиц размером 4–8 мкм увеличивается вдвое.

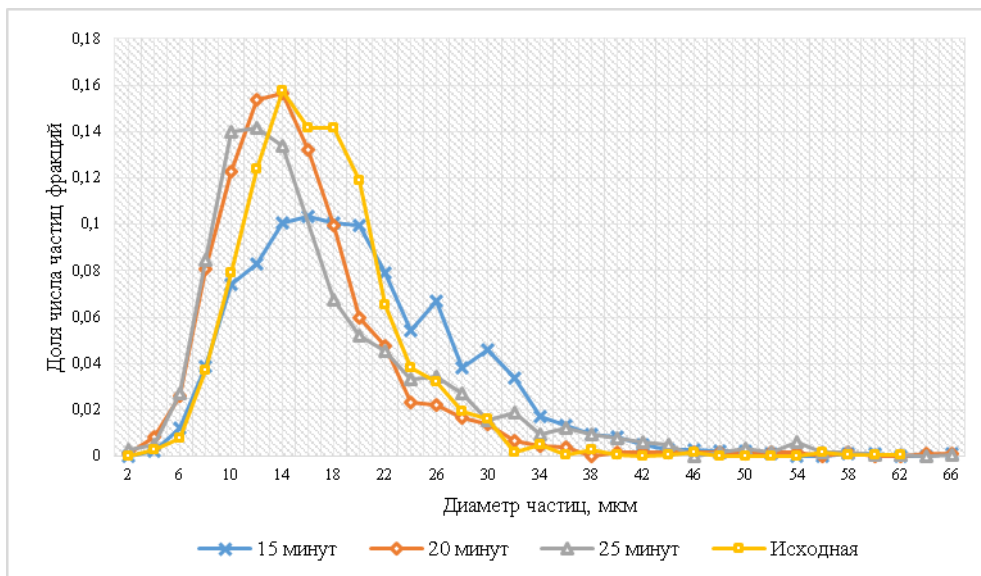


Рис. 4 Плотность распределения частиц дисперсной фазы в эмульсионном слое по размерам при разной длительности воздействия центробежных сил

Анализ верхнего слоя, обезвоженной нефти, методом оптической микроскопии показал, что в нем присутствует небольшое количество отдельных глобул воды. Это указывает на значительную степень обезвоживания нефти.

Для изучения природы эмульсионного слоя использован метод ИК-спектроскопии. Спектр поглощения снят на спектрофотометре IR Prestige-21 фирмы «Shimadzu» с преобразованием Фурье в диапазоне 300–4000 см⁻¹. В области полос 700–3100 см⁻¹ ИК-спектр соответствует ИК-спектру асфальтенов Арчинской нефти. Таким образом, можно считать, что в эмульсионном слое сосредоточились высокомолекулярные компоненты нефти. В первую очередь это смолы и асфальтены. Такой состав слоя и присутствие воды в качестве дисперсной фазы обуславливают его высокую вязкость (Рис. 2).

Литература

1. Зырянов М.С., Фомичев Е.В. Исследование способов воздействия магнитного поля на разделение водонефтяной эмульсии // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2019. – С. 107 – 109.
2. Тарасов М.Ю., Зенцов А.Е., Долгушина Е.А. Проблемы подготовки высокоэмульсионных нефтей новых нефтяных регионов Сибири и пути их решения // Нефтяное хозяйство, 2004. – №3. – С. 98-102.
3. Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зинатуллин Р.Р., Благодичнов В.Н., Муллаянов А.И. Исследование интегрированного воздействия сверхвысокочастотного электромагнитного излучения в поле центробежных сил на водонефтяные эмульсии // Нефтяное хозяйство, 2017. – №2. – С. 100 – 102.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Казак Д.В.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия является обладателем крупнейшего территориального сектора Арктики, а также наибольшим числом открытых углеводородных месторождений на ее площади. Россия удерживает первенство в открытии нефтяных и газовых месторождений на ее территории с их дальнейшим вводом в эксплуатацию. Эти факты напрямую обусловлены развитием месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

Учитывая современные условия и интересы государства, в настоящее время большие силы брошены на ввод в разработку арктических месторождений на территории ЯНАО. Среди них два крупномасштабных проекта – освоение «группы Мессояхских месторождений» и месторождения «Русское».

Восточно-Мессояхское месторождение, относится к категории трудноизвлекаемых запасов и по своим основным геолого-промысловым характеристикам достаточно близко к Русскому газонефтяному месторождению тяжелой нефти. Основным отличием этих месторождений является несколько меньшая вязкость нефти и слабая сцементированность пород-коллекторов. Для такого типа месторождений высоковязкой нефти уровень достижимого КИН не превышает 10-12%, при весьма благоприятных условиях и использовании плотной сетки скважин. Большая роль при этом отводится контролю и регулированию процессов разработки запасов нефти. Оценка перспективы применения методов связана с созданием нетрадиционных технологий, физическая сущность которых отличается не только высокой технологической эффективностью, но и ресурсо- и энергосбережением с существенным расширением геологических критериев их применимости.

Залежь углеводородов терригенного пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения представляет собой совокупность нескольких, предположительно, гидродинамически изолированных блоков, насыщенных высоковязкой нефтью. В части блоков имеется достаточно мощная газовая шапка и обширная водонефтяная зона (ВНЗ). Повышенная вязкость нефти является серьезным фактором, обуславливающим эффективность добычи с применением насосных установок УЭВН и объемно-роторных насосов типа ОРНП5-10. Для такого типа месторождений высоковязкой нефти уровень достижимого КИН не превышает 10-12%, при весьма благоприятных условиях и использовании плотной сетки скважин – порядка 2,5-3 га/скв [1, 2].

Наиболее широко распространенные методы увеличения нефтеотдачи при разработке Восточно-Мессояхского месторождения описаны ниже:

1. Закачка раствора полимера (полимерное заводнение).

Экспериментальные исследования при различных вытесняющих агентах выполнялись на разных колонках ядра, но проведены в одинаковых термобарических условиях и при схожих коллекторских свойствах моделей пластов ПК1-3, что позволило корректно произвести их сопоставление. Основываясь на полученные результаты, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективная технология для повышения нефтеотдачи – закачка раствора полимера.