

Добыча полезных ископаемых

DOI: 10.34828/UdSU.2024.18.86.008

УДК 622.276.8

О.М. Мирсаатов, С.Б. Колесова, К.Б. Ахмадуллин, И.Б. Ахмадуллин

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ АГРЕГАТИВНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Аннотация. Выполнен обзор методов определения агрегативной устойчивости водонефтяных смесей. Отмечено, что все известные методы определения агрегативной устойчивости ВНС основаны на ее разрушении и изучении изменений параметров, характеризующих свойства ВНС. Выделены группы методов, основанные на изучении изменений параметров, характеризующих свойства ВНС, а также на измерении содержания воды, выделившейся из ВНС в результате ее расслоения. Проанализированы достоинства и недостатки по группам выделенных методов. Выявлены достоинства методов, основанных на измерении содержания агрегативно-неустойчивой и агрегативно-устойчивой воды. Предложена в обобщенном виде структура реализации процесса определения агрегативной устойчивости ВНС, включающая отбор пробы, измерение общей доли воды в пробе, содержащей агрегативно-неустойчивую воду и агрегативно-устойчивую воду, при ее расслоении, а также расчеты агрегативной устойчивости ВНС. Анализ и обобщение результатов исследований способов разрушения водонефтяных смесей по типу прилагаемой энергии при определении содержания агрегативно-устойчивой воды позволил авторам предложить использование электрических полей для расслоения ВНС, выявить условия и параметры экспонирования ВНС, разработать экспериментальную установку для определения количества циклов экспонирования ВНС в воде в условиях обработки воды постоянным электрическим током до формирования границы раздела нефть-вода, предложить и обосновать механизм разрушения водонефтяных смесей. Показана возможность применения предложенного метода при выборе технологий воздействия на нефтяные пласты для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи, а также для оценки эффективности различных технологий нефтедобычи и их совершенствования.

Ключевые слова: агрегативная устойчивость, водонефтяная смесь, нефть, окислительно-восстановительный потенциал, эмульсия.

Для цитирования: Мирсаатов О.М., Колесова С.Б., Ахмадуллин К.Б., Ахмадуллин И.Б. Метод определения агрегативной устойчивости водонефтяной смеси в скважинной продукции // Управление техносферой: электрон. журнал, 2024. Т.7. Вып.1. URL:<https://technosphere-ing.ru> С. 95–115. DOI: 10.34828/UdSU.2024.18.86.008.

Введение

Под водонефтяной смесью (ВНС) понимают смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей, нефти и воды, одна из которых диспергирована в другой в виде капелек (глобул). Диспергированная жидкость является внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, дисперсионной или внешней средой. По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают ВНС двух типов: гидрофильные и гидрофобные. Гидрофильные ВНС (прямого типа) возникают в том случае, когда нефть (неполярная жидкость) диспергирована в воде (полярной жидкости). Гидрофобные ВНС смеси (обратного типа) возникают тогда, когда вода диспергирована в нефти.

Важнейшим свойством ВНС является их стойкость к разрушению или агрегативная устойчивость. Под агрегативной устойчивостью ВНС понимают способность глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз сохранять свой первоначальный размер или способность системы сохранять постоянную во времени дисперсность и индивидуальность частиц дисперсной фазы.

В нефтепромысловой практике исследования свойств добываемых нефтей и ВНС оказывают существенное влияние на эффективность технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи. Данное обстоятельство вызывает особый интерес у исследователей к вопросу определения агрегативной устойчивости ВНС. Следует отметить, что все известные методы определения агрегативной устойчивости ВНС основаны на ее разрушении и изучении изменений параметров, характеризующих свойства ВНС и определении ее агрегативной устойчивости.

Существующие способы разрушения ВНС можно разделить по типу прилагаемой энергии на следующие группы: механические (фильтрация, центрифугирование, обработка ультразвуком); термические (подогрев и

отстаивание при атмосферном давлении или под избыточным давлением, промывка горячей водой); физико-химические (обработка различными поверхностно-активными реагентами-деэмульгаторами); электрические (обработка в постоянном или переменном электрических полях).

Что касается методов изучения изменений параметров, характеризующих свойства ВНС, и определения ее агрегативной устойчивости, то к настоящему времени в технической литературе выделяется группа методов, основанных на изучении изменений электропроводности [1], диэлектрической проницаемости [2], спектральных характеристик [3] и кинематической вязкости [4] ВНС в процессе ее разрушения. Методы [1-3] отличаются большой трудоемкостью, применением сложного аппаратного оформления, квалифицированного обслуживания и длительностью оценки агрегативной устойчивости. Существенным недостатком способа, связанного с определением кинематической вязкости ВНС в процессе ее разрушения (до и после добавления деэмульгатора), является то, что для его осуществления должна быть найдена экспоненциальная зависимость кинематической вязкости от количества отстаившейся воды во времени. Чем больше величина вязкости, тем меньше количество отстаившейся воды и, наоборот, при увеличении количества отстаившейся воды вязкость водонефтяной смеси уменьшается. Кроме того, проведение измерений вязкости в лабораторных условиях увеличивает длительность периода между отбором пробы и измерением ее вязкости, что приводит к частичному расслоению жидкости, адсорбции природных эмульгаторов нефти на межфазной поверхности, изменению дисперсной структуры эмульсии и ее вязкости. То есть, создаются отклонения измеренных значений вязкости от ее истинных величин. Еще одной проблемой измерения вязкости продукции скважины является необходимость пересчета измеренной вязкости на значение вязкости при других температурах. Построение температурной зависимости термостатированием требует продолжительного

времени и будет происходить уже при измененных структурах водонефтяной смеси. Таким образом, метод характеризуется длительностью выполнения и низкой достоверностью.

Особое место среди известных методов определения агрегативной устойчивости ВНС занимают методы, основанные на измерении содержания воды, выделившейся из ВНС в результате ее расслоения на нефтяную и водную фазы при разрушении смесей.

В обобщенном виде процесс определения агрегативной устойчивости ВНС включает отбор пробы, измерение общей доли воды в пробе, содержащей агрегативно-неустойчивую воду и агрегативно-устойчивую воду, расчеты агрегативной устойчивости ВНС.

Отбор пробы водонефтяной смеси проводят из трубопровода в соответствии с требованиями нормативного документа [5]. Пробу водонефтяной смеси дегазируют, отстаивают в делительной воронке и полностью отделяют отстоявшуюся воду. Объем отстоявшейся воды относят к свободной воде ($V_{св}$).

Определение и измерение общего содержания агрегативно-неустойчивой воды производят после отстаивания и отделения свободной воды ($V_{св}$). Затем выделяют воду в оставшейся водонефтяной смеси. Объем выделившейся воды V_1 в сумме со свободной водой $V_1 + V_{св}$ относят к агрегативно-неустойчивой воде [$V_{агр\ неуст} = V_1 + V_{св}$].

Далее производят разрушение водонефтяной смеси и определяют содержание агрегативно-устойчивой воды ($V_{агр\ уст}$).

Общую долю воды в пробе ($V_{общ}$) определяют суммированием долей агрегативно-неустойчивой воды ($V_{агр\ неуст}$) и агрегативно-устойчивой воды ($V_{агр\ уст}$) [$V_{общ} = V_{агр\ неуст} + V_{агр\ уст}$].

Расчеты агрегативной устойчивости водонефтяной смеси производят по формуле 1

$$A_y = \frac{V_{\text{общ}} - V_{\text{агр неуст}}}{V_{\text{общ}}} \cdot 100\% , \quad (1)$$

где A_y – агрегативная устойчивость водонефтяной смеси,

$V_{\text{общ}} = V_{\text{агр неуст}} + V_{\text{агр уст}}$ – общая доля воды в отобранной пробе,

$V_{\text{агр неуст}}$ – доля агрегативно неустойчивой воды,

$V_{\text{агр уст}}$ – доля агрегативно устойчивой воды.

Отметим, что методы определения агрегативной устойчивости ВНС, основанные на измерении содержания воды, выделившейся из ВНС при ее разрушении, различаются способами измерения агрегативно-неустойчивой воды ($V_{\text{агр неуст}}$) и агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$), а также применением различных способов разрушения смесей, например [6-10]. К недостаткам способов [6-9] можно отнести недостаточно высокую оперативность в получении результатов, применение специальных лабораторных способов измерения содержания агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$) в водонефтяной смеси, а также высокую трудоемкость и длительность процесса отделения воды. Существенным преимуществом обладает способ [10], который заключается в отборе пробы, дегазировании и отстаивании пробы, отделении отстоявшейся водонефтяной смеси, центрифугировании отстоявшейся водонефтяной смеси и измерении выделившегося количества воды $V_{\text{цф1}}$, разрушении водонефтяной смеси дезмульгированием, подогревом и центрифугировании пробы, измерении количества выделившейся воды $V_{\text{цф2}}$ и расчете значения агрегативной устойчивости по формуле:

$$A_y = \frac{V_{\text{цф2}} - V_{\text{цф1}}}{V_{\text{цф2}}} \cdot 100\% , \quad (2)$$

где A_y – агрегативная устойчивость водонефтяной смеси;

$V_{\text{цф1}}$ – количество отделившейся воды после первого центрифугирования;

$V_{\text{цф2}}$ – количество отделившейся воды после второго центрифугирования.

Недостатком данного способа является погрешность, возникающая при

измерении общего объема отстоявшейся водонефтяной смеси после отбора проб для первого центрифугирования. Другим недостатком является то, что способ центрифугирования применим только для определения агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$) в водонефтяных смесях с объемной долей воды от 0,05 % до 3 % включительно [11]. И, кроме того, способ центрифугирования применим только при визуальном отсутствии осадка [6].

Целью данной работы является создание достоверного способа определения агрегативной устойчивости водонефтяной смеси в промышленных условиях с содержанием агрегативно-устойчивой воды более 3 %.

Проектируемое решение

Представляется, что поставленная цель может быть достигнута путем разрушения и расслоения водонефтяных смесей в постоянном электрическом поле. В качестве обоснования данного утверждения приводятся следующие ниже доводы и результаты теоретических и экспериментальных исследований.

Известен способ разрушения и расслоения водонефтяных смесей, заключающийся в их обработке в постоянном электрическом поле, которое создается между электродами путем их подключения к источнику постоянного электрического тока. Основным недостатком данного способа разрушения водонефтяных смесей является недостаточно полное отделение водной фазы от нефтяной при обводненностях водонефтяных смесей порядка 5 % и выше [12].

Более полное разрушение и отделение водной фазы от нефтяной в водонефтяных смесях после их обработки в постоянном электрическом поле достигается путем подщелачивания воды, выделившейся при разрушении водонефтяных смесей в постоянном электрическом поле, и обработке воды в катодной камере электролизера до значения $\text{pH} = 7-8,6$ [13]. Недостатком данного способа является усложнение аппаратного оформления и многоэтапность процесса, что снижает достоверность и точность полученных

результатов. Кроме того, существенным недостатком применения постоянного электрического поля для разрушения водонефтяной смеси при обводненностях порядка 5 % и выше является то, что расстояние между отдельными взвешенными капельками становятся соизмеримыми с размерами капелек. При этом напряженности электрических полей между капельками воды становятся значительными и они, деформируясь, вытягиваются и выстраиваются в токопроводящие цепочки в направлении вектора напряженности поля, что ведет к короткому замыканию электродов [12].

В работе предложен метод, в котором, в отличие от известных, разрушение водонефтяной смеси производится при ее экспонировании в постоянном электрическом поле, создаваемом циклически в воде до формирования водонефтяной границы раздела в емкости с пробой ВНС. При этом формирование в водонефтяной смеси токопроводящих цепочек, приводящих к короткому замыканию электродов, не происходит, так как водонефтяная смесь размещается в рабочей емкости и не контактирует с водой (рис. 1).

Кроме того, одним из результатов обработки воды постоянным электрическим током является увеличение рН до значений 8–10.

Схема экспериментальной установки для определения агрегативной устойчивости водонефтяной смеси по содержанию агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$) в водонефтяной смеси и по измерению количества циклов экспонирования ВНС в воде в условиях обработки воды постоянным электрическим током до формирования границы раздела нефть-вода представлена на рис. 1.

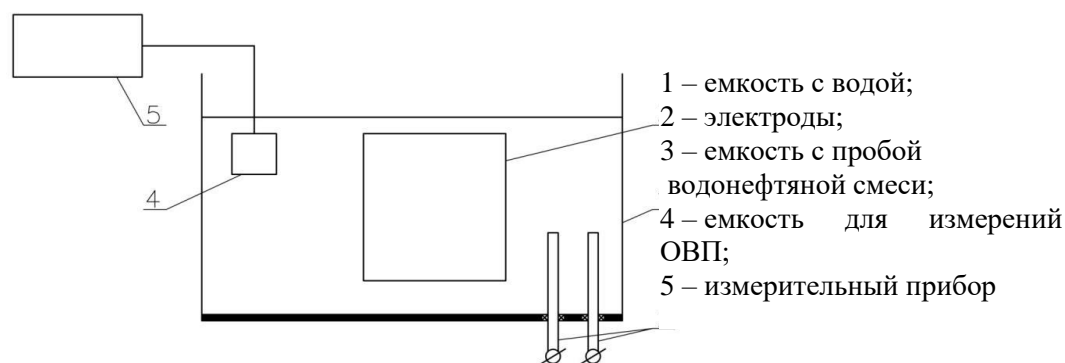


Рис. 1. Схема установки для определения содержания агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$) в водонефтяной смеси

Установка включает емкость с водой (1); электроды (2); емкость с пробой водонефтяной смеси (3); емкость для измерений ОВП (4); измерительный прибор (5). Емкость с водой может быть выполнена из полипропилена. Емкость с пробой водонефтяной смеси (3) – из полипропилена или стекла. Функции емкости с пробой водонефтяной смеси может исполнять, например, центрифужная пробирка или полипропиленовый шприц. В качестве воды может быть использован водный раствор соды 0,9 % для повышения ее проводимости.

Обработку воды производят путем размещения в емкости с водой двух титановых электродов (2) и подключения их к источнику постоянного электрического тока 12В. Величина силы тока выбиралась исходя из получения максимальной величины окислительно-восстановительного потенциала (ОВП). Экспериментально было установлено, что величина ОВП повышается при увеличении силы тока до значения, равного 1,2 А. При значениях силы тока, превышающих эту величину, ОВП не увеличивается и стабилизируется на уровне – 205 мВ (рис. 2).

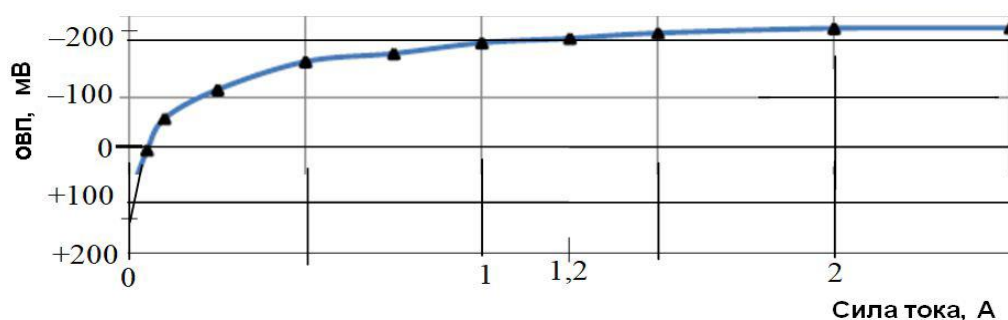


Рис. 2. Зависимость величины ОВП воды от силы тока

Измерение окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) воды в емкости с водой (1) производят в емкость для измерений ОВП (4) с измерительным платиновым электродом и электродом сравнения (хлорсеребряный электрод).

Под циклом экспонирования понимают подключение электродов (2) к источнику питания, измерение изменений ОВП воды от исходного состояния (+120 мВ) до достижения максимального значения ОВП, равного – 205 мВ, отключение электродов. После отключения источника питания значение окислительно-восстановительного потенциала воды снижается и достигает минимальной величины. Далее электроды (2) вновь подключают к источнику питания.

Описанный цикл повторяют до формирования в емкости с пробой водонефтяной смеси границы раздела между нефтью и водой, соответствующей разрушенному состоянию водонефтяной смеси. Получив визуально обнаруживаемую границу раздела между нефтью и водой, можно остановить экспонирование, но можно и уточнять, повторяя циклы до того, как граница перестанет перемещаться. Далее производят измерение выделившегося объема агрегативно-устойчивой воды $V_{\text{агр уст}}$ и соответствующее ему количество циклов обработки.

Что касается механизма разрушения водонефтяных смесей. В настоящее время считается, что механизм разрушения водонефтяных смесей еще

недостаточно изучен. Согласно одному из представлений разрушение водонефтяных смесей происходит в результате увеличения размера капель воды или изменения разности плотностей воды и нефти [12]. Механизм разрушения водонефтяных смесей, отражающий увеличение размера капель воды, можно представить, как столкновение взвешенных водяных капель, слияние их в более крупные капли и осаждение укрупнившихся капель. Чтобы обеспечить возможность большего числа столкновений водяных капелек, увеличивают скорость их движения в нефти с применением различных способов перемешивания или увеличения температуры. Повышение температуры водонефтяных смесей способствует увеличению скорости броуновского движения капелек дисперсной фазы, и, следовательно, увеличивает вероятность взаимных столкновений капелек и их укрупнение. Кроме того, повышение температуры уменьшает прочность адсорбционных слоев на границе раздела фаз. При повышении температуры увеличивается также разность вязкостей и плотностей воды и нефти в водонефтяной смеси. Вязкость большинства нефтей характеризуется, прежде всего, ее резким снижением при увеличении температуры. При температуре, равной эффективной и выше, происходит только незначительное снижение вязкости. Плотность нефти с увеличением температуры снижается интенсивнее, чем воды. В связи с этим разность их плотностей увеличивается. Например, при увеличении температуры до 80-100 С разность плотностей увеличивается примерно на 10-20 %.

Механизм разрушения водонефтяной смеси в емкости с пробой водонефтяной смеси (3) при ее экспонировании в емкости с водой (1), в которой циклически создается постоянное электрическое поле, также недостаточно изучен. Возможным механизмом, описывающим процессы при экспонировании, может быть, механизм, основанный на возможности возникновения резонансных микрокластеров при электролизе воды (устойчивых резонансных состояний движения в системе из двух и более осциллирующих диполей за счет

нелинейного параметрического резонанса и сверхкогерентного излучения от резонансных микрокластеров). Существование резонансных микрокластеров в электролизерах без диафрагмы было подтверждено экспериментально в 1999 году (В.М. Бахир) обнаруженным эффектом изменения физико-химических свойств водных растворов химических реагентов, находящихся в диэлектрических емкостях, размещенных в электролизерах. Резонансные микрокластеры, представляющие собой диполи молекул воды и ионов, образуют при электролизе воды вихри синхронно осциллирующие, в противофазе, ансамблей диполей – спиновых изомеров (своеобразных молекулярных «камертонов»). В статике система из двух диполей (электрических, магнитных, ядерных) неустойчива, но в динамике, при резонансе, проявляется эффект динамической стабилизации неустойчивых состояний. Индикатором процесса образования резонансных микрокластеров является изменение окислительно-восстановительного потенциала воды, обработанной постоянным электрическим током (рис. 2).

Таким образом, при электролизе воды образуются резонансные микрокластеры (устойчивые резонансные состояния двух и более осциллирующих диполей воды). При экспонировании реализуется либо процесс диффузии системы из двух диполей в водонефтяную смесь через молекулярную мембрану, роль которой исполняет рабочая емкость, выполненная из полипропилена, либо воздействие на воду в водонефтяной смеси сверхкогерентным излучением от резонансных микрокластеров, образовавшихся в воде, повергнутой электролизу. В результате чего, вода в водонефтяной смеси в емкости с пробой водонефтяной смеси (3) переходит в термодинамически неравновесное состояние с резонансной микрокластерной структурой. В лабораторных экспериментах подтверждается изменение окислительно-восстановительного потенциала воды, выделившейся в результате центрифугирования при определении содержания агрегативно неустойчивой

воды ($V_{\text{агр неуст}}$) в водонефтяной смеси. При экспонировании водонефтяной смеси с выделившейся водой ($V_{\text{агр неуст}}$) в постоянном электрическом поле, создаваемом циклически в электрообрабатываемой воде, в агрегативно неустойчивой воде достигается тот же уровень изменения окислительно-восстановительного потенциала, что и в воде в электролизной установке.

При образовании водонефтяной смеси увеличивается поверхность дисперсной фазы. Поэтому для осуществления процесса разрушения водонефтяной смеси должна быть затрачена определенная работа, которая в виде энергии концентрируется на поверхности раздела фаз нефти и воды. Стремление гетерогенной системы к уменьшению поверхностной энергии вызывает ориентирование полярных молекул, ионов, электронов в поверхностном слое. В настоящее время общепризнанным является представление об ориентации молекул поверхностно-активных веществ на границе раздела фаз, выдвинутое И. Ленгмюром (1881–1957 г.г. Нобелевская премия по химии – 1932 г.). Согласно этому представлению, полярная часть молекулы природных нефтяных поверхностно-активных веществ погружена в воду, а неполярная в нефть. Это приводит к взаимному отталкиванию капель воды в водонефтяной смеси, что затрудняет их коалесценцию и значительно увеличивает устойчивость водонефтяной смеси. Таким образом, чтобы нарушить устойчивость водонефтяной смеси, необходимо уменьшить силы отталкивания.

Соли кальция и магния Ca^{2+} и Mg^{2+} , содержащиеся в воде, играют важную роль в процессах адсорбирования полярных компонентов нефти и карбоксильных групп COO^- . Снижение их концентрации в воде приводит к уменьшению количества полярных компонентов нефти и карбоксильных групп COO^- на поверхности раздела фаз.

Представляется, что энергия резонансных микрокластеров, высвобождаемая при их релаксации, способствует появлению в воде центров кристаллизации солей кальция и магния. Эти центры начинают расти и

вызывают объемную кристаллизацию солей, вследствие чего в воде выделяются малорастворимые соли в виде дисперсий, что снижает концентрацию их ионов на границе раздела фаз и уменьшает силы отталкивания в эмульсии. В результате действия основного (внешнего) и дополнительного (между каждой парой капелек) электрических полей при уменьшении сил отталкивания увеличивается число эффективных столкновений водяных капелек друг с другом, что способствует их коалесценции и образованию более крупных капель, которые затем отделяются от нефти под действием силы тяжести.

Кроме того, выделение малорастворимых солей кальция и магния в твердом состоянии в объеме воды существенно увеличивает плотность воды, что также способствует расслоению водонефтяной смеси. Это подтверждается тем, что плотность совокупного объема агрегативно-неустойчивой воды ($V_{\text{агр неуст}}$) и агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$) после экспонирования и завершения процесса разделения фаз увеличивается на 15–20 %.

Таким образом, метод определения агрегативной устойчивости водонефтяной смеси включает отбор, дегазирование и отстаивание пробы, отделение и измерение объема свободной воды ($V_{\text{св}}$), центрифугирование отстоявшейся водонефтяной смеси и измерение выделившегося объема агрегативно-неустойчивой воды ($V_{\text{агр неуст}}$). Далее производят разрушение водонефтяной смеси, находящейся в емкости с пробой ВНС, при ее экспонировании в емкости с водой в постоянном электрическом поле, создаваемом циклически в воде до формирования водонефтяной границы раздела в смеси, с определением количества циклов экспонирования, измерением выделившегося объема агрегативно-устойчивой воды ($V_{\text{агр уст}}$) и последующим расчетом значения агрегативной устойчивости водонефтяной смеси. Расчет значения агрегативной устойчивости исследуемой водонефтяной смеси производится по формуле (3)

$$A_y = \frac{V_{\text{общ}} - V_{\text{агр неуст}}}{V_{\text{общ}}} \cdot 100\% \quad (3)$$

где A_y – агрегативная устойчивость водонефтяной смеси,

$V_{\text{общ}}$ – общая доля воды в отобранной пробе,

$V_{\text{агр неуст}}$ – доля агрегативно неустойчивой воды.

Определение значения агрегативной устойчивости исследуемой водонефтяной смеси можно осуществлять с использованием эталонных проб, с долями воды в них равными начальному, среднему и верхнему значениям. По количеству циклов экспонирования для каждой эталонной пробы строится график зависимости агрегативной устойчивости от количества циклов экспонирования водонефтяной смеси (ВНС) до формирования водонефтяной границы. Например, на рис. 3 представлены результаты экспериментальных исследований изменения состояния ВНС при ее экспонировании.

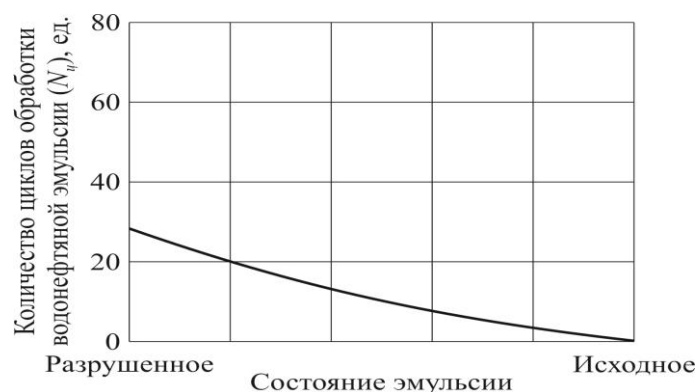


Рис. 3. Состояния ВНС в зависимости от количества циклов экспонирования эмульсии в воде, обработанной электрическим током

Примечание: $N_{ц}$ – количество циклов экспонирования ВНС в воде и обработки воды постоянным электрическим током до формирования границы раздела нефть-вода (скв. 688, Гремихинское нефтяное месторождение).

Можно видеть, что после проведения 28 циклов экспонирования ВНС и обработки воды электрическим током происходит разрушение ВНС и формирование границы раздела нефть-вода. Таким образом, количество циклов экспонирования эмульсии, необходимое для достижения ВНС состояния

разрушения, характеризует агрегативную устойчивость ВНС. Чем больше циклов требуется для разрушения эмульсии, тем выше агрегативная устойчивость исследуемой ВНС.

Заключение

Предлагаемый способ может найти широкое применение для оценки эффективности различных технологий нефтедобычи и их совершенствовании. Например, на рис. 4 представлены графики изменения величин агрегативной устойчивости ВНС при повышении глубины подготовки нефтепромысловой сточной воды.

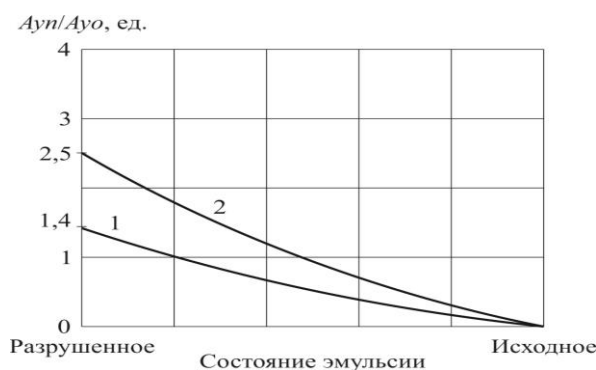


Рис. 4. Кратность изменения величины агрегативной устойчивости ВНЭ (A_{yn} / A_{yn0}) в зависимости от глубины подготовки нефтепромысловой сточной воды

Примечание: A_{yn} – агрегативная устойчивость ВНЭ нефтепромысловой сточной воды, характерная для выбранного уровня подготовки нефтепромысловой сточной воды, A_{yn0} – агрегативная устойчивость ВНЭ нефтепромысловой сточной воды, поступающей на установку подготовки нефти (УПН «Черновское»), 1 – гравитационный отстой в нефтеловушке, 2 – базовый цикл подготовки нефтепромысловой сточной воды.

На рис. 5 представлены графики изменения величин агрегативной устойчивости ВНС при изменении способа подъема нефти.



Рис. 5. Кратность изменения величины агрегативной устойчивости ВНЭ (A_{yn}/A_{yo}) в зависимости от способа подъема нефти

Примечание: A_{yn} – агрегативная устойчивость ВНЭ, характерная для способа подъема нефти, A_{yo} – агрегативная устойчивость ВНЭ водонефтяной эмульсии, отобранной на приеме насоса, 1 – УШГН, 2 – УЭЦН.

Кроме того, предлагаемый способ может использоваться при выборе технологий воздействия на нефтяные пласты для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Например, на рис. 6 представлены графики изменения величины агрегативной устойчивости ВНС после применения технологий воздействия на призабойную зону пласта.

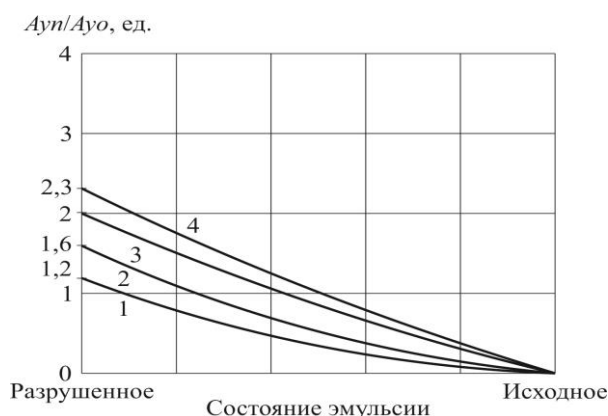


Рис. 6. Кратность изменения величины агрегативной устойчивости ВНЭ (A_{yn}/A_{yo}) в зависимости от примененной технологии воздействия на ПЗП

Примечание: A_{yn} – агрегативная устойчивость ВНЭ, характерная для примененной технологии воздействия на ПЗП, A_{yo} – агрегативная устойчивость ВНЭ, отобранной в скважинах до воздействия на ПЗП, 1 – технология оптимизации норм отбора пластовой жидкости, 2 – технология солянокислотной обработки скважины, 3 – технология кислотного гидравлического разрыва пласта, 4 – технология циклической паротепловой обработки скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Прибуш А.Г. Определение агрегативной устойчивости эмульсий по скорости коалесценции капель электролита в органической среде // Теоретические основы химических технологий, 1990. Т. 24. № 6. С.827–832.
2. Беляков В.Л. Автоматизация промысловой подготовки нефти и воды. М.: Недра, 1988. 232 с.
3. Есельсон М.П., Кучеров Я.М., Яновский В.Ю. Спектральные методы анализа. М.: Изд-во: ВНИИОЭНГ, 1977. 60 с.
4. Способ определения агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии: патент 2106629, РФ, № 96113916/25 / Веревкин А.П., Хафизов А.Р., Исмаков Р.М.; заявл. 04.07.1996; опубл. 10.03.1998. 14 с.
5. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М: Стандартиформ, 2010. 27 с.
6. ГОСТ Р8.1007–2022. Объемная и массовая доля воды в нефтегазаводяной смеси. Комбинированный метод измерения. М: Стандартиформ, 2022. 20 с.
7. ГОСТ Р 54284 Нефти сырые. Определение воды кулонометрическим титрованием по Карлу Фишеру. М: Стандартиформ, 2019. 11 с.
8. ГОСТ 2477–65. Метод определения содержания воды в нефтях и нефтепродуктах. М: Стандартиформ, 2008. 9 с.
9. ГОСТ 2477–2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. М: Стандартиформ, 2018. 12 с.
10. Веревкин А.П. и др. Оценка эффективности и оптимизации расходования деэмульгаторов при промысловой подготовке нефти. // ЭИ Сер.: Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1991. Вып. 4. С.38–47.
11. AGTM Д4007-11(2016) e1. Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method (Laboratory Procedure).
12. Виноградов В.М. Основные свойства и принципы разрушения нефтяных эмульсий. М., МИНХ и ГП, 1974.
13. Мифтахова Г.М., Быковский Н.А. Совершенствование технологии подготовки нефтепромысловых сточных вод для заводнения // Ашировские чтения: тезисы докладов Международной научно–практической конференции. Самара: Изд.: СамГТУ, 2002. С. 44.

14. Способ определения агрегативной устойчивости водонефтяной смеси (варианты): патент 280288, РФ, № 2022135454 / Мирсаетов О.М., Ахмадуллин К.Б., Шумихин А.А., Колесова С.Б.; заявл.30.12.2022; опубл. 19.07.2023, Бюл. 20. 17 с.

Поступила в редакцию 27.02.2024

Сведения об авторах

Мирсаетов Олег Марсимович

доктор технических наук, профессор, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail.ru: mirsaetov@yandex.ru

Колесова Светлана Борисовна

кандидат экономических наук, доцент, директор ИНГ, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail.ru: sbkolesova@udsu.ru

Ахмадуллин Камиль Булатович

Доцент, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail.ru: kamil@ntu18.ru

Ахмадуллин Ильдар Булатович

кандидат технических наук, доцент, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail.ru: ai@slav-izh.ru

O.M. Mirsaetov, S.B. Kolesova, K.B. Akhmadullin, I.B. Akhmadullin

METHOD OF DETERMINING THE AGGREGATIVE STABILITY OF OIL-WATER EMULSION IN WELL PRODUCTS

Annotation. A review of methods for determining the aggregative stability of oil-water emulsion (water-in-oil emulsion, water-oil emulsion, oil-water sludge) is carried out. It is noted that all known methods of determining the aggregative stability of oil-water emulsion are based on its destruction and study of changes in parameters characterizing the properties of oil-water emulsion. The groups of methods based on the study of changes in parameters characterizing the properties of oil-water emulsion, as well as on the measurement of the content of water released from the emulsion as a result of its stratification are singled out. The advantages and disadvantages of the groups of selected methods are analyzed. The advantages of the methods based on measuring the content of aggregate-unstable and aggregate-stable water are revealed. The generalized structure of the implementation of the process of determining the aggregative stability of oil-water emulsion, which includes sampling, measuring the total proportion of water in the sample containing aggregate-unstable water and aggregate-stable water during its stratification, as well as calculations of the aggregative stability of oil-water emulsion, is proposed. Analysis and generalization of research results of methods of oil-water mixtures destruction by the type of applied energy in determining the content of aggregate-stable water allowed the authors to propose the use of electric fields for stratification of oil-water emulsion, to identify the conditions and parameters of exposure of oil-water emulsion, to develop an experimental setup for determining the number of cycles of exposure of oil-water mixture in water under conditions of water treatment with direct electric current to the formation of the oil-water interface, to propose and substantiate the mechanism of mixture destruction. The possibility of application of the proposed method in the choice of technologies of influence on oil reservoirs for intensification of oil production and increase of oil recovery, as well as for evaluation of efficiency of various oil production technologies and their improvement is shown.

Keywords: aggregative stability, water-oil mixture, oil, oxidation-reduction potential, emulsion.

For citation: Mirsaetov O.M., Kolesova S.B., Akhmadullin K.B., Akhmadullin I.B. [Method of determining the aggregative stability of oil-water emulsion in well products] *Upravlenie tekhnosferoi*, 2024, vol. 7, issue 1. (In Russ.). Available at: <https://technosphere-ing.ru/> pp. 95–115. DOI: 10.34828/UdSU.2024.18.86.008.

REFERENCES

1. Pribush A.G. Opredelenie agregativnoi ustoichivosti emul'sii po skorosti koalestsentsii kapel' elektrolita v organicheskoi srede [Determination of the aggregative stability of emulsions by the rate of coalescence of electrolyte droplets in an organic medium]. *Teoreticheskie osnovy khimicheskikh tekhnologii* [Theoretical foundations of chemical technologies]. 1990, vol. 24, no. 6, pp.827–832. (In Russ.).

2. Belyakov V.L. *Avtomatizatsiya promyslovoi podgotovki nefiti i vody*. [Automation of field preparation of oil and water]. Moscow: Nedra, 1988, 232 p. (In Russ.).
3. Esel'son M.P., Kucherov Ya.M., Yanovskii V.Yu. *Spektral'nye metody analiza*. [Spectral methods of analysis]. Moscow: VNIIOENG Publ., 1977, 60 p. (In Russ.).
4. *Sposob opredeleniya agregativnoi ustoichivosti vodoneftyanoi emul'sii* [Method for determining the aggregate stability of an oil-water emulsion]: patent 2106629, RF, no. 96113916/25; Verevkin A.P., Khafizov A.R., Ismakov R.M.; appl. 04.07.1996; publ. 10.03.1998. 14 p.
5. GOST 2517-85. *Neft' i nefteprodukty. Metody otbora prob*. [Oil and petroleum products. Sampling methods]. Moscow: Standartinform, 2010, 27 p.
6. GOST R8.1007–2022. *Ob"emnaya i massovaya dolya vody v neftegazavodyanoi smesi. Kombinirovannyi metod izmereniya*. [The volume and mass fraction of water in the oil and gas mixture. Combined measurement method]. Moscow: Standartinform, 2022, 20 p.
7. GOST R 54284 *Nefti syrye. Opredelenie vody kulonometricheskim titrovaniem po Karlu Fisheru*. [Crude oils. Determination of water by coulometric titration according to Karl Fischer]. Moscow: Standartinform, 2019, 11 p.
8. GOST 2477–65. *Metod opredeleniya sodержaniya vody v neftyakh i nefteproduktakh*. [A method for determining the water content in oils and petroleum products]. Moscow: Standartinform, 2008, 9 p.
9. GOST 2477–2014. *Neft' i nefteprodukty. Metod opredeleniya sodержaniya vody*. [Oil and petroleum products. A method for determining the water content]. Moscow: Standartinform, 2018, 12 p.
10. Verevkin A.P. (et al.). Otsenka effektivnosti i optimizatsii raskhodovaniya deemul'gatorov pri promyslovoi podgotovke nefiti. [Evaluation of the effectiveness and optimization of the use of demulsifiers in field oil treatment], *EI Ser.: Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefiti i obustroistva neftyanykh mestorozhdenii* [Technique and technology of oil production and development of oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1991, Issue 4. pp. 38–47. (In Russ.).
11. AGTM D4007-11(2016) e1. Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method (Laboratory Procedure).
12. Vinogradov V.M. *Osnovnye svoistva i printsipy razrusheniya neftyanykh emul'sii*. [Basic properties and principles of destruction of petroleum emulsions]. Moscow, MINKH GP, 1974. (In Russ.).
13. Miftakhova G.M., Bykovskii N.A. Sovershenstvovanie tekhnologii podgotovki neftepromyslovykh stochnykh vod dlya zavodneniya [Improving the technology of oilfield

wastewater treatment for flooding]. *Ashirovskie chteniya: tezisy dokladov Mezhdunarodnoi nauchno–prakticheskoi konferentsii* [Ashirov readings: abstracts of the International Scientific and Practical Conference]. Samara: SamSTU Publ., 2002, p. 44. (In Russ.).

14. *Sposob opredeleniya agregativnoi ustoichivosti vodoneftyanoi smesi (varianty): patent 280288, RF, № 2022135454*. [Method for determining the aggregate stability of an oil-water mixture (options): patent 280288, RF, no. 2022135454], Mirsaetov O.M., Akhmadullin K.B., Shumikhin A.A., Kolesova S.B.; appl. no.30.12.2022; publ. 19.07.2023, Bul. 20, 17 p.

Received 27.02.2024

About the Authors

Mirsaetov Oleg Marsimovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, Russia.

E-mail.ru: mirsaetov@yandex.ru

Kolesova Svetlana Borisovna

Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Director, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, Russia.

E-mail.ru: sbkolesova@udsu.ru

Akhmadullin Kamil Bulatovich

Associate Professor, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, Russia. E-mail.ru:kamil@ntu18.ru

Akhmadullin Ildar Bulatovich

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, Russia.

E-mail.ru: ai@slav-izh.ru