



ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИЦИЙ ПАВ И ЩЕЛОЧНЫХ СИСТЕМ

Салихова Озода Абдуллаевна

Кандидат технических наук, доцент,

Ташкентский химико-технологический институт

E-mail: ozodaxon.salihova@gmail.com

В ходе развития физико-химических МУН отчетливо прослеживается тенденция наде-ления нефтевытесняющего флюида элементами саморегулирования, позволяющими ему длительное время сохранять свои функции в пласте. В ИХН СО РАН реализован один из вариантов этой тенденции, основанный на представлениях о нефтевытесняющем флюиде как физико-химической системе с отрицательной обратной связью. Эти представления были положены в основу разработки физикохимических принципов подбора композиций ПАВ с учетом термодинамических и кинетических параметров системы нефть порода водная фаза, влияющих на вытеснение нефти из пористой среды. Предложено использовать щелочные буферные системы с максимумом буферной емкости в интервале рН 9.0–10.5 для обеспечения в нефтевытесняющих композициях ИХН отрицательной обратной связи, позволяющей им сохранять и саморегулировать комплекс коллоиднохимических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения [6]. Выбор щелочных буферных систем обусловлен важной ролью физикохимических процессов с участием гид-роксидионов в механизме вытеснения нефти из капиллярнопористой среды пласта водными растворами ПАВ. К числу таких взаимодействий относятся реакции нейтрализации кислотных групп, омыление сложноэфирных связей, депротонирование донорных гетероатомов гетероатомных соединений нефти, ассоциация гидроксил-ионов с ароматическими фрагментами молекул нефтяных компонентов, влияние на структуру воды и, тем самым, на гидрофобное связывание и конформац-онную подвижность гидрофобных частей ПАВ. В результате этих взаимодействий снижается межфазное натяжение и межфазная вязкость на границе нефтьвода, увеличивается смачиваемость водой породы

коллектора и уменьшаются потери ПАВ вследствие адсорбции на породе.

Систематические исследования влияния рН и ионной силы водных растворов электролитов на межфазное натяжение нефтей и их фракций позволили разработать электрокапиллярную модель межфазного слоя, согласно которой он обладает свойствами ионо-обменной мембраны, представляющей собой амфотерный адсорбционный слой естественных ПАВ нефти. Модель объясняет экстремальный характер зависимости межфазного натяжения нефтей от рН водной фазы существованием двойного электрического слоя (ДЭС), возникающего в результате ионизации ионогенных групп естественных ПАВ нефти гетероатомных соединений, входящих в состав смол и асфальтенов. Модель позволяет связать компонентный состав нефти с физико химическими параметрами межфазного слоя, определяющими механизм вытеснения нефти водными растворами: межфазным натяжением, адсорбцией природных ПАВ нефти, составом и концентрацией электролитов водной фазы. В рамках этой модели зависимость межфазного натяжения нефти s от рН водной фазы выражается уравнением

$$s = s_i + bJ^2 [\lg(a_{H^+} + KI) - pH_i]^2 - cJ^4 [\lg(a_{H^+} + KI) - pH_i]^4 - G_0RT \ln(1 + K_aI) \quad (1)$$

где pH_i – изоионная точка межфазного слоя (рН максимума кривой $s - pH$); s_i – меж-фазное натяжение в изоионной точке; b – ин-тегральная емкость ДЭС; c – параметр, ха- рактеризующий зависимость интегральной емкости ДЭС от его потенциала; a_{H^+} – активность ионов водорода водной фазы; K – константа ионообменного равновесия для межфазной мембраны; I – ионная сила водной фазы; K_a – константа адсорбции ионов электролита в межфазном слое; G_0 – предельная адсорбция ионов электролита в межфазном слое; R – универсальная газовая постоянная; T – тем-пература; $J = 2.303RT/F$; F – число Фарадея. На рис. 1 приведена в качестве примера расчетная и экспериментальная зависимость межфазного натяжения от рН для нефти Со-ветского месторождения пласта АВ1–2 на границе с водным раствором электролита с постоянной ионной силой.

Наиболее перспективны для промышленного применения на месторождениях Западной Сибири композиции ИХН на основе ПАВ и аммиачной буферной системы, образуемой аммиаком и аммиачной селитрой дешевыми промышленными продуктами, имеющими практически

неограниченную сырьевую базу. Отличительная особенность композиций ИХН состоит в том, что их компоненты являются составной частью геохимических циклов азота, углерода и кислорода. Это обеспечивает их экологическую приемлемость и многофункциональность: компоненты служат источником питания аборигенной пластовой микрофлоры, естественными индикаторами-трассерами фильтрационных потоков в залежи и др. Для закачивания в зимнее время в северных районах предложены низкозастывающие композиции ИХН60 и ИХН-100 – маловязкие, пожаробезопасные жидкости с температурой замерзания $-33 \dots -55$ °С. Композиции ИХН обеспечивают прирост коэффициента вытеснения на 10–20 %. Они могут применяться в широком интервале пластовых температур и пластовых вод, при разработке низкопроницаемых и неоднородных пластов. В процессе вытеснения нефти композициями ИХН подвижность фильтруемой жидкости возрастает в 3–7 раз, что указывает на возможность значительного увеличения приемистости нагнетательных скважин при проведении обработки призабойной зоны пласта. Удельные потери ПАВ (адсорбция) на керновом материале при вытеснении нефти составляют 0.2–0.6 мг/г.

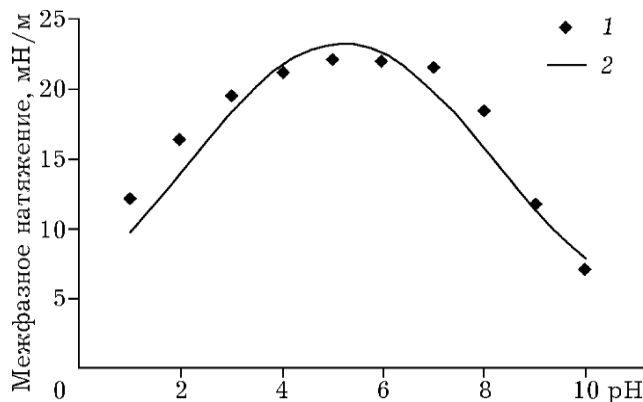


Рис. 1. Зависимость межфазного натяжения нефти (Советское месторождение, пласт АВ1–2) на границе с водным раствором электролита с постоянной ионной силой ($I = 0.1$ моль/кг воды) от рН: 1 – эксперимент, 2 – модель.

Разработаны две технологии с применением композиций ИХН:



– обработка призабойных зон скважин не-большими объемами композиций;
– закачка большеобъемных оторочек (пор-ций) композиций с целью воздействия на меж-скважинное пространство пласта.

1.5–2.5 раза, снижению давления нагнетания на 30–40 %, повышению эффективности работы добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными. Продолжительность эффекта – от 6 до 16 месяцев. Дополнительная добыча нефти составляет 20–30 т на 1 т закачанной композиции. Технология экономически эффективна, время окупаемости затрат – 4–9 месяцев. Применяема для пластов с температурой 10–130 °С, проницаемостью 0.005–0.500 мкм², причем на-ибольший эффект достигается на низкопро-ницаемых неоднородных коллекторах юрских и меловых отложений.

Продвижение фронта композиции сопровождается снижением обводненности (максимально на 30–40 %) и возрастанием рН продукции от 6–7 до 8–10. Отдельные ком-поненты композиции ИХН в надежно определяемых концентрациях (0.001–0.1 %) обна-руживаются в продукции добывающих сква-жин длительное время, до 2–3 лет, максималь-ная концентрация ПАВ и аммиачной селит-ры составляет 0.2–1.0 %. Выход компонентов по скважинам происходит в сравнимых количествах, что свидетельствует об охвате плас-та всего опытного участка. Соотношение количества ПАВ и нефти в извлекаемой продукции прямо пропорционально – наиболь-ший выход ПАВ сопровождается увеличени-ем удельной добычи нефти.

Проведена оценка технологической и эконо-мической эффективности применения ком-позиции ИХН на месторождениях. Повышение нефтеотдачи составило 3–14 % . Технология позволяет добыть дополнительно 20–30 т нефти на 1 т композиции, или 140–200 т нефти в расчете на 1 т ПАВ.

Промысловые испытания выявили стиму-лирующее влияние композиций ИХН на развитие пластовой микрофлоры. Компоненты аммиачной буферной системы являются составной частью геохимического цикла азота и служат дополнительным азотистым питанием для анаэробных и аэробных микроорганизмов в трофических цепях микробного биоценоза нефтяного пласта.



Литература

1. Романчев М. А., Юрина Е. В., Алексанова В.В. Дополнительная записка к уточненной технологической схеме разработки Ончугинского месторождения//Фонды ЗАО Ижевский нефтяной научный центр. – 2014. – 273 с.
2. Жданов С.А. Коэффициент нефтеотдачи – важнейший показатель рациональности использования запасов нефти. В сб. Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана. – Азнакаево, 2008. – С. 142-149.
3. О.А.Салихова, Л.А.Исмаилова. Исследование кинетики набухания глинистых пород. / innovative research in science international conference. с. 28-29. 2023. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7638129.-Belarussiya>.
4. Salixova O.A., Changes in the composition of the catalyst depending on the production method, environment and temperature when calving different environments./ Salixova O.A., Sidikova G.A. Galaxy international interdisciplinary research journal. impact factor- 7.718. issn: 2347-6915 sjif impact factor (2024): 8.346 volume-12, issue 3, march -2024. <https://internationaljournals.co.in/index.php/giirj>. page no:354-358. . india.
5. Salixova O.A., Ismailova L.A., Jalilov A./ Journal of chemistry. impact factor- 6.739|. volume-7, issue-4, published |20-04-2024|. page no 10-15. Filipin.// Effects of surfactant concentration on interfacial properties.
6. R. Sayfutdinov, M. Abdumavliyanova, Sh. Mirkamilov/ Extraction of cellulose from paulownia plants and it's simple ester carboxymethyl cellulose (Na-KMC) technology./ E3S Web of Conferences 371, 01018 (2023) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202337101018> (скопуп (q3)) p. 1-5.
7. М.М. Муродов./ Махаллий хом ашёлар асосида (канакунжут, масхар) юқори сифат кўрсаткичларга эга бўлган целлюлоза олиш технологияси./ Композитцион материаллар илмий-техникавий ва амалий журнали. № 1/2018. 42-43 бетлар.