Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 56–60. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 56–60. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.32

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-56-60

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОЭМУЛЬСИИ С ИНГИБИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

Камран Алимирза оглы Мамедов¹

¹НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджанская Республика, k.a.mammedov@gmail.com

Аннотация. Интенсификация нефтедобычи является актуальной задачей при освоении нефтегазовых месторождений. С учетом этого был разработан новый состав микроэмульсии, содержащей технический фосфатид, керосин и изопропиловый спирт. Лабораторные и промысловые испытания показали, что в процессе использования данная микроэмульсия способна растворять асфальтосмолопарафиновые отложения в составе вязких нефтей. Закачка микроэмульсии в 10 % порового объема в призабойную зону скважины обеспечивает увеличение проводимости пласта, что приводит к усилению нефтевытеснения. Промысловые испытания микроэмульсии, проведенные на глубинно-насосной скважине № 3305 НГДУ «Биби-Эйбатнефть», показали, что продуктивность скважины увеличилась на 27 %.

Ключевые слова

призабойная зона скважины, вязкость нефти, коэффициент извлечения нефти, микроэмульсия

Для цитирования

Мамедов К.А. Использование микроэмульсии с ингибирующими свойствами для интенсификации нефтедобычи // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 56–60. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-56-60>.

Original article

USE OF MICROEMULSION WITH INHIBITORY PROPERTIES FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION

Kamran A. Mammedov¹

¹Oil and Gas Research and Design Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan, k.a.mammedov@gmail.com

Abstract. Improvement of method efficiency intended for intensification of oil productivity plays a vital role. Taking it into account, the method of impacting the well bottom by using a microemulsion with new content (technical phosphatide, kerosene and isopropyl alcohol) has been developed. As a result of laboratory and field tests, the possibility of dissolving asphalt-resin-paraffin compounds in high-purity oils using this microemulsion was defined. Thereby, injection of microemulsion in 10 % of well bottom zone pore volume allows both final compression ratio and conductivity of this zone to increase sufficiently. The technology of microemulsion preparation and injection to oil wells was worked out. The microemulsion production tests were conducted in depth pump well No. 3305 at «Bibiheybatneft» OGED. Application of microemulsion has increased well productivity by 27 %.

Keywords

well bottomhole zone, oil viscosity, oil recovery factor, microemulsion

For citation

Mammedov K.A. Ispol'zovanie mikroemul'sii s ingibiruyushchimi svoistvami dlya intensifikatsii nefte dobychi [Use of Microemulsion with Inhibitory Properties for Intensification of Oil Production]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 56–60. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-56-60>.

При эксплуатации нефтяных месторождений асфальтосмолопарафиновые (АСП) соединения в тяжелых и высоковязких нефтях осаждаются в призабойной зоне скважин (ПЗС) и, таким образом, ослабляют фильтрационную способность пластовых флюидов, что вызывает резкое снижение добычи. Для устранения таких трудностей в зависимости от физических, химических и фильтрационных свойств флюидов были разработаны различные методы воздействия на ПЗС. Однако из-за дорогостоящих технологий и химических реагентов их использование является не всегда экономически целесообразным. По этой причине при борьбе с осложнениями, возникающими в процессе эксплуатации скважин, необходима разработка комплексных методов воздействия.

Химический метод, особенно заводнение микроэмульсией, играет важную роль в технологии повышения нефтеотдачи пластов из-за ее способности в значительной степени снижать межфазное натяжение между нефтью и водой, а также изменять смачиваемость пород-коллекторов [1–4].

Эффективность микроэмульсии зависит от ее способности растворять содержащиеся в нефти АСП соединения, интенсифицировать приток нефти на забой скважины, восстанавливать и увеличивать проводимость призабойной зоны скважины. По сравнению с обычными эмульсиями, микроэмульсии хорошо смешиваются со слоистой водой и углеводородами, имеют небольшие размеры и взвешенные частицы. Разбавление микроэмульсии водой (более 40 %) приводит к ее трансформации. Эта трансформированная микроэмульсия используется для более широких областей применения путем смешивания с маслом и водой [5–8].

Исследования показывают, что смешивание катионных и неионных поверхностно-активных веществ (ПАВ) приводит к увеличению проводимых свойств микроэмульсий. При химическом воздействии для увеличения нефтеотдачи микроскопическая эффективность охвата зависит в первую очередь от достижения низкого межфазного натяжения [8–10].

С учётом этого, для интенсификации добычи нефти при разработке месторождений с высоковязкими и аномальными нефтяными запасами был получен новый микроэмульсионный состав для воздействия на ПЗС.

Для определения оптимального состава микроэмульсии в лабораторных условиях были проведены исследования.

В исследованиях использовались растворимый в нефти гидратированный технический фосфатид, обладающий поверхностно-активными свойствами, керосин, газо- и/или пиро-конденсаты и изопропиловый спирт.

В результате проведенных лабораторных исследований было выяснено, что гидратированный технический фосфатид улучшает физико-химические свойства микроэмульсии.

При обработке растительных масел водой и водяным паром (процесс гидратации) фосфолипиды, содержащиеся в масле, объединяются с водой и, выделяясь из масла, образуют так называемую фосфатидную эмульсию. Количество воды в таких эмульсиях составляет 45–75 %, остальное — это фосфолипиды в осадке растительного масла. В результате удаления влаги из конечного соединения путем нагревания, помимо фосфолипидов, образуются фосфатидные концентраты, содержащие госсипол, хлорофилл и его производные. Основную часть технического фосфатида составляют фосфолипиды (56–64 %) и триацилглицериды (35–45 %), а также около 4,5–7,5 % свободных жирных кислот и 0,15–1,5 % госсипола и его производных [11].

Известно, что фосфолипиды обладают способностью изменять полярные и неполярные фазы на поверхности разделения. Поскольку ПАВ обычно имеют одну или несколько полярных групп, а фосфатидный концентрат состоит из кислородсодержащих простых эфиров, гидроксильных, карбоксильных, азотсодержащих аминов и фосфатсодержащих групп, следовательно, мы можем рассматривать технический фосфатид как неионогенный ПАВ, способный эффективно растворяться в масле и продуктах его переработки. При этом молекулы технического фосфатида растворены в масле в виде ассоциата-димера и полярного ядра, созданного мицеллами разных размеров и форм. Усиление текучести высоковязких масел обуславливается содержанием фосфолипидов, моно- и диацилглицерина в составе технических фосфатидных добавок.

Возможность изменения некоторых параметров масла путем добавления ПАВ хорошо известна. В результате смешивания двух жидкостей с разной вязкостью наблюдаются положительные изменения гидравлических свойств жидкости с более высокой вязкостью.

Аналогично данная микроэмульсия воздействует и на нефть.

С целью изучения влияния новой микроэмульсии на нефтевытеснение в лабораторных условиях были проведены экспериментальные исследования.

Для этого создавалась пористая среда из кварцевого песка в линейной модели пласта длиной 0,8 м и внутренним диаметром 0,04 м. После вакуумирования в модели пористой среды поры объемом $267,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ оказались насыщенными водой, при этом проводимость составила $2,7 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ по отношению к воде.

Затем прокачиванием через модель воды и нефти определялась начальная нефтенасыщенность и связанная вода. После проведения через поры 3 объемов нефти было установлено, что начальная нефтенасыщенность составляет 79 %, а связанная вода — 21 %. Нефть посредством воды была прокачана через модель при комнатной температуре и перепаде давления 0,25 атм. В этом случае проводимость составила $0,68 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ по отноше-

нию к нефти, а коэффициент конечного вытеснения — 0,501 д.ед. Это означает, что нагнетаемой водой возможно вытеснить только 50,1 % нефти. Причиной низкого коэффициента вытеснения является не только слабое вымывающее свойство нефти водой, но и осаждение тяжёлых компонентов в ПЗС в результате падения давления и температуры. Все эти факторы приводят к созданию фильтрационного сопротивления движению нефти из пласта в ПЗС и, следовательно, к резкому падению дебита скважин.

После определения коэффициента нефтевытеснения водой определялся этот же показатель с применением микроэмульсии в различных объемах. Для этого после ее подачи в модель пласта на определенное время модель закрывалась с обоих концов. После прохождения установленного времени модель подсоединялась через вход к воде для последующего расчета вытесненной нефти. Результаты проведенных исследований представлены на рисунках 1 и 2.

Рисунок 1. Влияние различных объемов микроэмульсии на проводимость пористой среды модели

Figure 1. Influence of different volumes of microemulsion on the conductivity of the porous medium of the model

Рисунок 2. Влияние различных объемов микроэмульсии на коэффициент нефтеотдачи

Figure 2. Influence of different volumes of microemulsion on the oil recovery factor

Как видно из анализа рисунков 1 и 2, наилучший результат представлен при использовании 10 % микроэмульсии. В этом случае показатель конечного коэффициента нефтевытеснения составляет 638 д.ед., а проницаемость модели повышается до $1,19 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. После закачки последующих объемов микроэмульсии наблюдается незначительное увеличение коэффициента вытеснения (0,2 %) и проницаемости ($0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$).

Таким образом, лабораторные исследования показали, что закачка микроэмульсии в объеме 10 % от объема пор призабойной зоны даёт возможность повысить конечный коэффициент вытеснения и проницаемость ПЗС.

Промысловые испытания микроэмульсии были проведены на глубинно-насосной скважине № 3305 НГДУ «Биби-Эйбатнефть». Для этого была разработана технология подготовки и закачки микроэмульсии в нефтяные скважины. До внедрения микроэмульсии для проверки коэффициента производительности и поглощающей способности скважин исследуется ПЗС. После проверки на наличие песчаной пробки насосно-компрессорные трубы

спускаются на 5–10 м выше перфорационных отверстий.

Для создания микроэмульсии на устье нужно смешать ее компоненты и при турбулентном режиме посредством насосно-компрессорных труб закачать в ПЗС. После этого скважина останавливается на 10–15 ч, затем запускается в эксплуатацию.

Результаты испытаний показали, что в ПЗС наблюдается растворение АСП отложений, что приводит к снижению вязкости нефти и улучшению текучести. При этом продуктивность скважины увеличивается на 27 %.

Выводы

В результате лабораторных и промышленных испытаний было выявлено, что для повышения нефтеотдачи наиболее оптимальной является закачка микроэмульсии в объеме 10 % от объема пор ПЗС. При этом конечный коэффициент нефтевытеснения увеличился на 13,7 %, а проницаемость по нефти — на 75 %. Полученные результаты подтверждают целесообразность использования данной эмульсии для воздействия на ПЗС.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Bera A., Mandal A., Microemulsions: a Novel Approach to Enhanced Oil Recovery: a Review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. Vol. 5. Issue 3. P. 255-268. DOI: 10.1007/s13202-014-0139-5.

2. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: Недра, 1996. 393 с.

4. Suleimanov B.A., Azizov X.F. Specific Features of the Flow of a Gassed Liquid in a Porous Body // *Colloid Journal*. 1995. Vol. 57. No. 6. P. 818-823.

5. Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Сисенбаева М.Р. Механизм аномалии вязкости газированной нефти вблизи давления насыщения // *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2017. № 1. С. 35-45. DOI: 10.5510/OGP20170100305.

6. Сулейманов Б.А. Применение многофункциональной микроэмульсии для воздействия на призабойную зону // *Нефтяное хозяйство*. 1995. № 12. С. 65-67.

7. Santanna V.C., Silva A.C.M., Lopes H.M., Sampaio Neto F.A. Microemulsion Flow in Porous Medium for Enhanced Oil Recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 105. P. 116-120. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.03.015.

8. Moradi M., Kazempour M., French J.T., Alvarado V. Dynamic Flow Response of Crude Oil-in-Water Emulsion During Flow Through Porous Media // *Fuel*. 2014. Vol. 135. P. 38-45. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.06.025.

9. Bumajdad A., Eastoe J. Conductivity of Mixed Surfactant Water-in-Oil Microemulsions // *Physical Chemistry Chemical Physics*. 2004. Vol. 6. Issue 7. P. 1597-1602. DOI: 10.1039/B312192E.

10. Nguele R., Sasaki K., Said-Al Salim H., Sugai Y., Nakano M. Microemulsion and Phase Behavior Properties of (Dimeric Ammonium Surfactant Salt-Heavy Crude Oil-Connate Water) System // *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. 2016. Vol. 14. P. 62-71. DOI: 10.1016/j.juogr.2016.03.001.

11. Mammedov K.A., Hamidova N.S., Aliyev S.T. Development of a Multifunctional Corrosion Inhibitor, Possessing the Properties of a Microemulsion // *News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Geology and Technical Sciences*. 2020. Vol. 1. No. 439. P. 64-72. DOI: 10.32014/2020.2518-170x.8.

REFERENCES

1. Bera A., Mandal A., Microemulsions: a Novel Approach to Enhanced Oil Recovery: a Review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2015, Vol. 5, Issue 3, pp. 255-268. DOI: 10.1007/s13202-014-0139-5.

2. Lenchenkova L.E. *Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-khimicheskimi metodami* [Increasing Oil Fields Productivity with Physical and Chemical Methods]. Moscow, Nedra Publ., 1996. 393 p. [in Russian].

4. Suleimanov B.A., Azizov X.F. Specific Features of the Flow of a Gassed Liquid in a Porous Body. *Colloid Journal*, 1995, Vol. 57, No. 6, pp. 818-823.

5. Suleimanov B.A., Abbasov E.M., Sisenbaeva M.R. Mekhanizm anomalii вязkosti gazirovannoi nefiti vblizi davleniya насыshcheniya [Mechanism of Live Oil Viscosity Anomaly Near to Bubble Point Pressure]. *Nauchnye trudy NIPI Neftgaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2017, No. 1, pp. 35-45. DOI: 10.5510/OGP20170100305. [in Russian].

6. Suleimanov B.A. Primenenie mnogofunktsional'noi mikroemul'sii dlya vozdeistviya na prizaboinuyu zonu [Use of Multiple-Function Microemulsion for Bottom Hole Zone Treatment]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1995, No. 12, pp. 65-67. [in Russian].

7. Santanna V.C., Silva A.C.M., Lopes H.M., Sampaio Neto F.A. Microemulsion Flow in Porous Medium for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, Vol. 105, pp. 116-120. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.03.015.

8. Moradi M., Kazempour M., French J.T., Alvarado V. Dynamic Flow Response of Crude Oil-in-Water Emulsion During Flow Through Porous Media. *Fuel*, 2014, Vol. 135, pp. 38-45. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.06.025.

9. Bumajdad A., Eastoe J. Conductivity of Mixed Surfactant Water-in-Oil Microemulsions. *Physical*

Chemistry Chemical Physics, 2004, Vol. 6, Issue 7, pp. 1597-1602. DOI: 10.1039/B312192E.

10. Nguele R., Sasaki K., Said-Al Salim H., Sugai Y., Nakano M. Microemulsion and Phase Behavior Properties of (Dimeric Ammonium Surfactant Salt-Heavy Crude Oil-Connate Water) System. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2016, Vol. 14, pp. 62-71. DOI: 10.1016/j.juogr.2016.03.001.

11. Mammedov K.A., Hamidova N.S., Aliyev S.T. Development of a Multifunctional Corrosion Inhibitor, Possessing the Properties of a Microemulsion. News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. *Series of Geology and Technical Sciences*, 2020, Vol. 1, No. 439, pp. 64-72. DOI: 10.32014/2020.2518-170x.8.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Мамедов Камран Алимирза оглы, кандидат технических наук, доцент, заведующий лабораторией, НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджанская Республика

Kamran A. Mammedov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor, Chief of Laboratory, Oil and Gas Research and Design Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan

k.a.mammedov@gmail.com

Статья поступила в редакцию 07.07.2021; одобрена после рецензирования 02.08.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 07.07.2021; approved after reviewing 02.08.2021; accepted for publication 01.11.2021.