

УДК 622.276.64

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ
ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД**

**AN EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF THE EFFECT OF
SURFACTANTS ON RELATIVE ROCK PERMEABILITY**

Григорьев Б.В., Трофимова Т.Н.

**ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет»,
г. Тюмень, Российская Федерация**

B.V. Grigoriev, T.N. Trofimova

FSBEI HE “Tyumen State University”, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: Raskatov_@mail.ru

Аннотация. На фоне падения темпов добычи нефти и введения в разработку трудноизвлекаемых запасов сложных коллекторов получают развитие всевозможные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Среди прочих широкое распространение получают химические методы, такие как кислотная обработка призабойной зоны и применение синтетических добавок и поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые растворяют в нагнетаемой воде и закачивают в нефтеносный пласт через систему поддержания пластового давления (ППД) для снижения поверхностного натяжения на границе раздела «нефть-вода».

Внедрению метода ПАВ мешают сложности с учетом динамического изменения физико-химических свойств горных пород и термодинамических условий в пласте в интервале от нагнетаемых до добывающих скважин, огромные объемы закачки воды в систему ППД, а также непрерывное возрастание обводнения разрабатываемого пласта.

В настоящей работе представлены результаты экспериментов определения относительных фазовых проницаемостей горных пород Соровского месторождения. Эксперимент проходил в два этапа: фильтрация двухкомпонентной смеси без ПАВ и с реагентом, растворенным в модели пластовой воды. Полученные результаты позволяют утверждать, что проницаемость образцов, прежде всего для нефти, увеличивается для каждого из моделируемых режимов фильтрации при добавлении реагента. Причем, график увеличения проницаемости имеет нелинейную зависимость от обводнения породы: чем выше содержание воды в двухфазном потоке, тем больше прирост коэффициента проницаемости при использовании ПАВ. Вкупе с оценочным экономическим расчетом это позволяет полагать, что применение конкретного реагента оптимально только для определенного интервала обводненности, что особенно характерно для крайних режимов обводнения, где использование реагента с экономической точки зрения не всегда обоснованно.

Abstract. The various methods of enhanced oil recovery are developed on the background of falling rates of oil production and the introduction of hard to recover reserves in the development. The chemical methods such as acid treatment wellbottom band and the use of synthetic additives or surface-active agents become widespread. They are dissolved in injected water and they are injected into the reservoir through the system of the maintenance of reservoir pressure to reduce the surface tension of the interface “oil-water”.

The introduction of the method of surface-active agents is prevented by the complexity of the dynamic changes in the physical-chemical properties of rocks, thermodynamic conditions in the reservoir in the range from water-injection wells to exploitation wells, huge amounts of water injection into the pressure maintenance system and continuous increase of the water intrusion of the developed working seam.

The experimental results for the determination of the relative rock permeability of Sorovskoe oilfield are presented in this paper. The experiment was carried out in two stages: the filtration of a two component mixture without surfactant and with a reagent dissolved in an oil-field water model. The results obtained allow suggesting that the samples permeability, primarily for oil, increases for each of the simulated filtration regimes when adding a reagent. The diagram of the permeability increase has a nonlinear dependence on the rock water flooding: the higher the water content in the two-phase flow, the greater the permeability coefficient increase when using surfactants. In conjunction with the estimated economic calculation it allows suggesting that the use of a particular reagent is optimal only for a certain period of water cut which is especially characteristic for the extreme flood patterns, where the reagent use is not always justified from an economic point of view.

Ключевые слова: проницаемость горных пород, поверхностно-активные вещества, водонасыщенность, повышение нефтеотдачи.

Key words: rock permeability, surfactants, water saturation, enhanced oil recovery.

В настоящее время большинство эксплуатируемых в России месторождений нефти находятся на последних стадиях разработки [1]. В условиях растущей обводненности скважиной продукции и сокращения объемов добычи углеводородов, остро встает вопрос рентабельности эксплуатации добывающих скважин. В целях повышения дебита нефти на месторождениях проводится комплекс мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов. На сегодняшний день основным методом поддержания пластового давления является введение в эксплуатацию дополнительных нагнетательных скважин. Эффективность такой технологии зависит от многих факторов, в первую очередь от

проницаемости горной породы для вытесняющего и вытесняемого флюидов.

Эффективность вытеснения нефти можно существенно повысить путем применения различных методов повышения нефтеотдачи. К наиболее распространенным химическим методам относится использование мицеллярно-полимерных растворов и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение таких составов позволяет снизить межфазное натяжение на границе раздела «нефть-вода», диспергируя водонефтяную смесь, и повысить тем самым проницаемость коллектора, а так же вовлечь в разработку низкопроницаемые участки пласта.

В лабораторных условиях эффективность такой технологии можно оценить методом стационарной фильтрации, создавая известные термодинамические условия давления и температуры, а также состав и скорость движения флюидов через образец горной породы, отобранный с нефтеносного пласта.

При оценке эффективности применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов нужно учитывать изменение проницаемости породы для нефти при обводнении пласта. Функции зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП) горных пород, слагающих продуктивный пласт, от водонасыщенности, являются показателями степени взаимодействия компонентов в системе «нефть-вода-горная порода», и позволяют сделать вывод об эффективности полезного действия поверхностно-активного вещества для нефтевытеснения, при его добавлении в пластовую воду, закачиваемую в пласт нагнетательными скважинами.

Вопрос о влиянии ПАВ на ОФП горных пород поднимался в работах Бабаляна Г.А. [2], Абрамзона А.А., Зайченко Л.П. [3], Поздышева Г.М. [4] и других. Обобщение экспериментальных данных на кернах различной пористости позволяет сделать вывод, что фазовая проницаемость

исследуемых горных пород значительно возрастает при вытеснении нефти раствором ПАВ.

Чтобы оценить степень влияния ПАВ на проницаемость образцов керна №6 и №9 Соровского месторождения, отобранных на глубинах залегания пласта БС07, для нефти и воды, в условиях увеличивающейся обводненности, была проведена серия экспериментов с использованием автоматизированного программно-измерительного комплекса ПИК-ОФП/ЭП-3 согласно ГОСТ 26450.2-85 [5], ОСТ 39-235-89 [6]. Абсолютная проницаемость по воздуху, для исследуемых образцов, составляет 18,61 мД и 19,29 мД, соответственно. В качестве поверхностно-активного вещества был использован реагент ТНХС-14.0 в концентрации 0,1%, разработанный для повышения нефтеотдачи пласта БС07 Соровского месторождения и подобранный с учетом физико-химических свойств пластовых флюидов[7].

В ходе первой серии экспериментов осуществлялась фильтрация двухфазной смеси через исследуемый образец в различных процентных соотношениях воды и нефти: 100% нефти и 0% воды, 95% нефти и 5% воды, 75% нефти и 25% воды, 50% нефти и 50% воды, 25% нефти и 75% воды, 5% нефти и 95% воды, 0% нефти и 100% воды. Для каждого из режимов получены две экспериментальные величины: перепад давления и электрическое сопротивление на торцах образца.

После завершения первой серии экспериментов образец подвергается экстракции, после чего эксперимент по определению ОФП повторяется в той же последовательности, но с добавлением реагента в модель пластовой воды.

Для каждого режима по данным электрического сопротивления строится эмпирическая калибровочная кривая и вычисляется параметр насыщения, после чего рассчитывается водонасыщенность. Исходя из данных о вязкости флюидов, геометрических размерах образца и перепаде давления, определяется ОФП исследуемого образца.

Параметр насыщения образца:

$$P_{Hi} = \frac{R_i}{R_{100}}, \quad (1)$$

где R_i – электрическое сопротивление образца при i -том режиме, Ом;
 R_{100} – электрическое сопротивление при 100% водонасыщенности
 (истинное сопротивление образца насыщенного соответственно моделью
 пластовой воды с растворенным реагентом и без него), Ом.

Параметр насыщения связан с водонасыщенностью эмпирической
 зависимостью:

$$S_B = a \cdot P_{Hi}^k, \quad (2)$$

где a и k – эмпирические коэффициенты.

Начальная и конечная водонасыщенности образца:

$$S_{BH} = \frac{m_{ц} - m}{m_{100} - m}, \quad (3)$$

$$S_{BK} = \frac{m_B}{m_{100} - m}, \quad (4)$$

где $m_{ц}$ – масса образца после центрифугирования, г; m – масса сухого
 образца, г; m_{100} – масса образца при 100% насыщении водой, г; m_B – масса
 воды, выделенной из образца после последнего режима фильтрации (0%
 нефти и 100% воды), г.

Фазовая проницаемость породы для нефти и воды рассчитывается по
 формулам[6]:

$$K_{Hi} = \frac{Q_{Hi} \cdot \mu_H \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (5)$$

$$K_{Bi} = \frac{Q_{Bi} \cdot \mu_B \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (6)$$

где Q_{Ni} , Q_{Vi} – расходы нефти и воды в условиях эксперимента, см³/с;
 μ_N , μ_V – вязкости нефти и воды в условиях эксперимента, мПа·с;
 Δp_i – перепад давления на i -том режиме, 10⁵ Па; F – площадь поперечного сечения образца на измеряемом участке, см²; l – длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см.

Относительная фазовая проницаемость породы для нефти и воды:

$$K_H^{отн} = \frac{K_H}{K} \cdot 100\%, \quad (7)$$

$$K_B^{отн} = \frac{K_B}{K} \cdot 100\%, \quad (8)$$

где K_H , K_B – фазовые проницаемости для нефти и воды, Д;
 K – проницаемость образца для газа, Д.

После проведения первой серии экспериментов и обработки экспериментальных данных, получены графики зависимости ОФП от водонасыщенности (рисунки 1, 2).

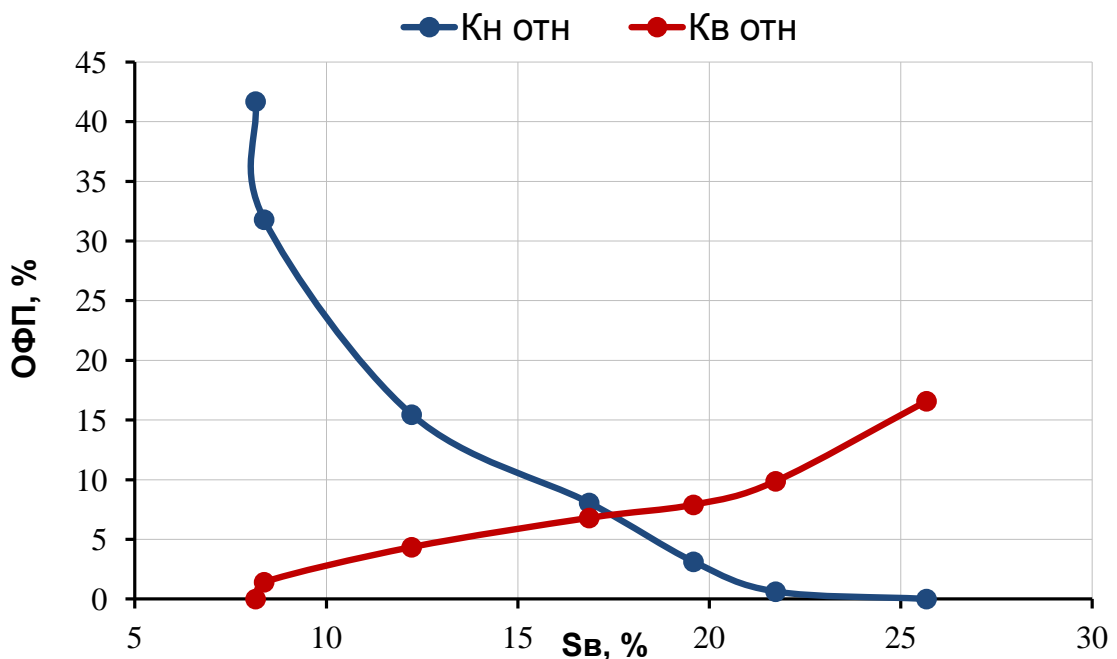


Рисунок 1. График зависимости ОФП от водонасыщенности для образца № 6

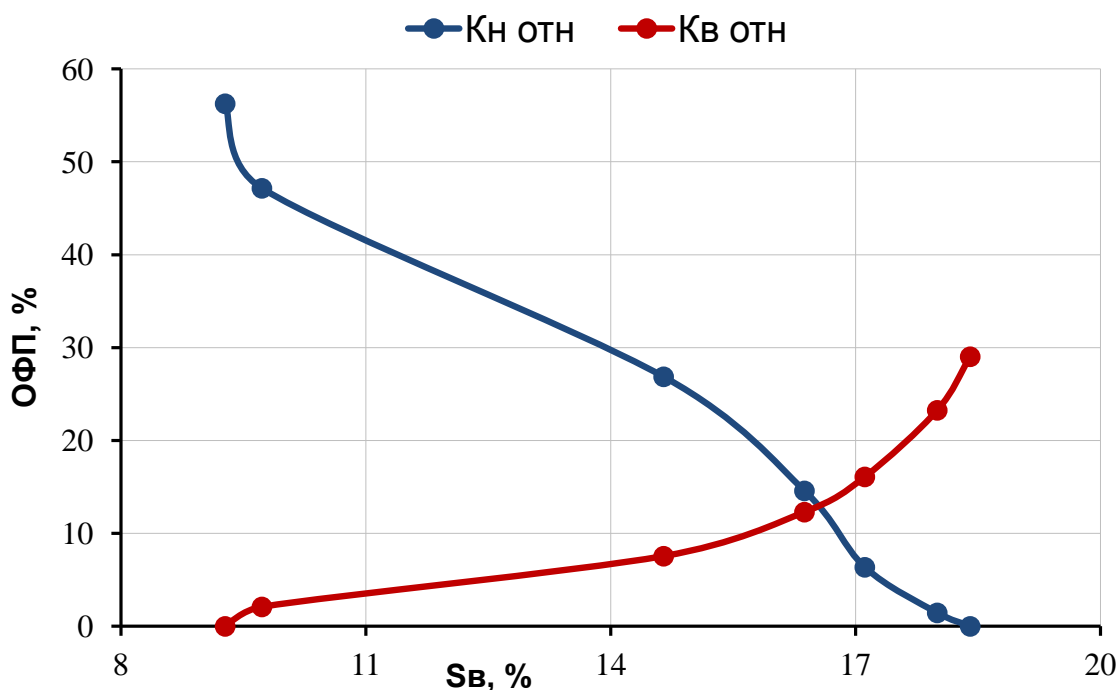


Рисунок 2. График зависимости ОФП от водонасыщенности для образца № 9

Графики зависимости ОФП от водонасыщенности иллюстрируют процесс изменения проницаемости горной породы в ходе разработки месторождения. С ростом обводненности проницаемость по нефти для горной породы падает, достигая нулевых значений при режиме соотношения флюидов в потоке 95% воды и 5% нефти.

Полученные графики зависимости ОФП изучаемой породы-коллектора от водонасыщенности могут быть использованы при моделировании процессов заводнения, оценке рентабельности скважины, а также при решении задач разработки месторождения и прогноза добычи нефти.

По результатам второй серии экспериментальных исследований построены кривые зависимости ОФП от водонасыщенности с использованием ПАВ ТНХС-14.0 в концентрации 0,1% (рисунки 3, 4, штриховые линии).

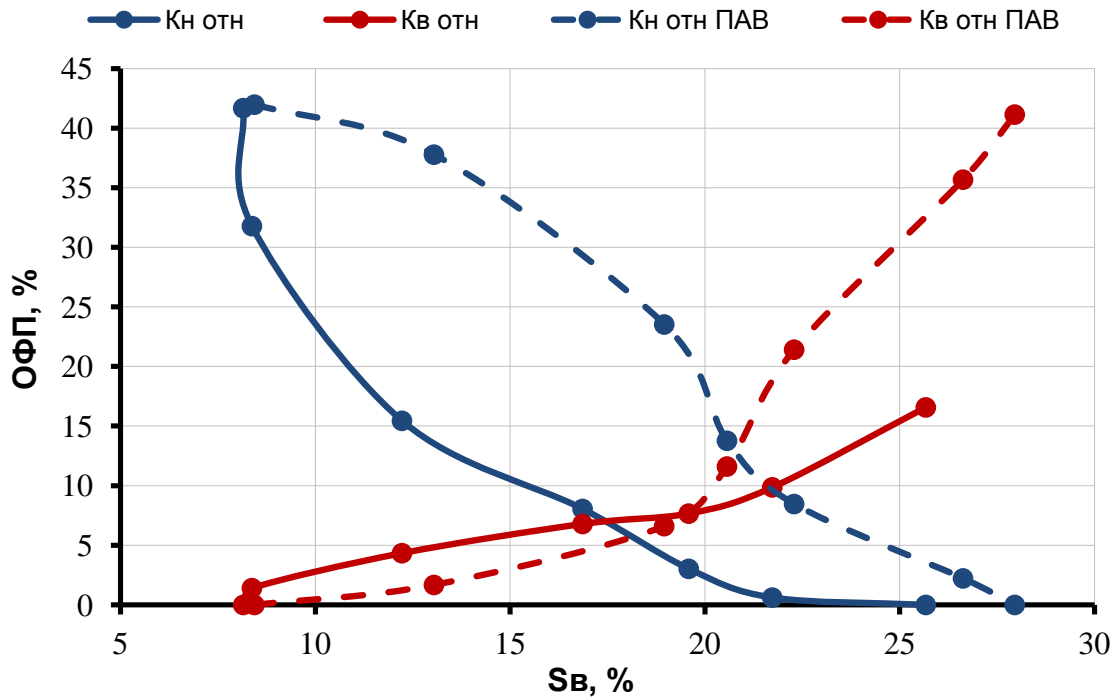


Рисунок 3. График сравнения зависимости ОФП от водонасыщенности для образца № 6 с применением и без применения реагента

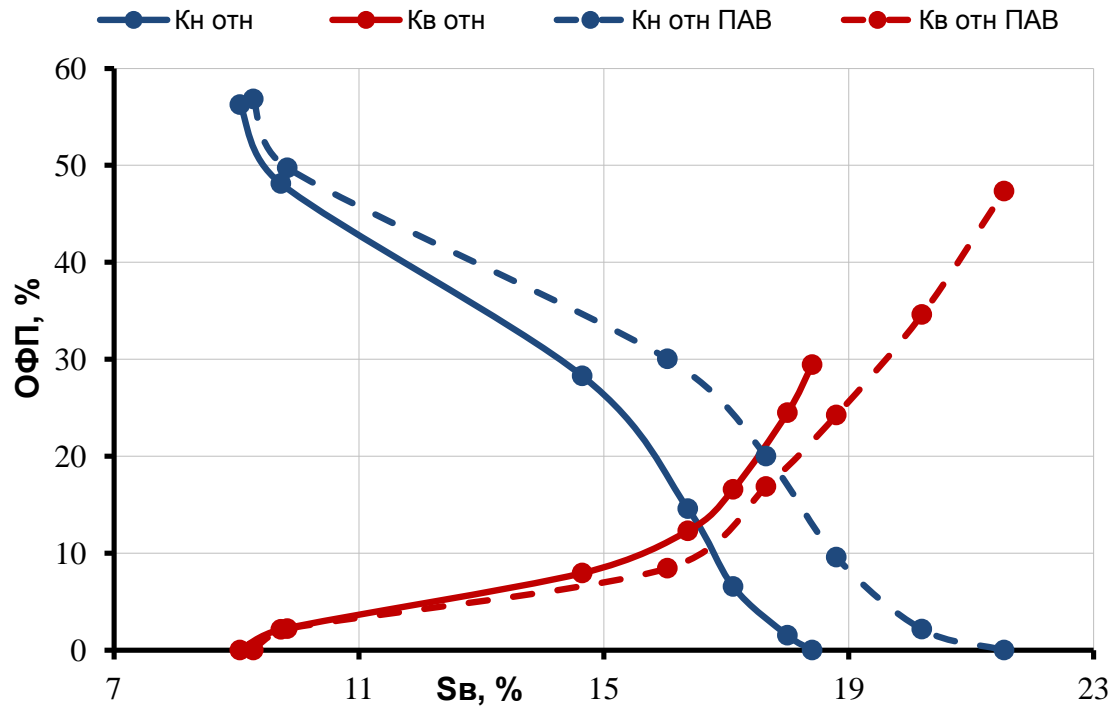


Рисунок 4. График сравнения зависимости ОФП от водонасыщенности для образца № 9 с применением и без применения реагента

Увеличение проницаемости образцов для нефти вызвано снижением поверхностного натяжения на границе раздела «нефть-вода», что способствует образованию водно-нефтяных эмульсий и, следовательно, извлечению нефти из тупиковых и микро-пор, вызывая процентный прирост количества извлеченной нефти.

Сравнение кривых для одного и того же образца позволяет проследить нелинейный характер увеличения проницаемости горной породы для нефти при возрастающей обводненности. На рисунке 5 (а, б) приведены графики, иллюстрирующие прирост проницаемости горной породы по нефти при использовании ПАВ в зависимости от содержания воды в двухфазном потоке. С увеличением доли воды с растворенным ПАВ, ОФП горной породы по нефти растет, при этом минимальный эффект приходится на интервал минимальной обводненности (1%-5%), а максимальный – на те уровни, при которых обводненность достигает значений 75% и более.

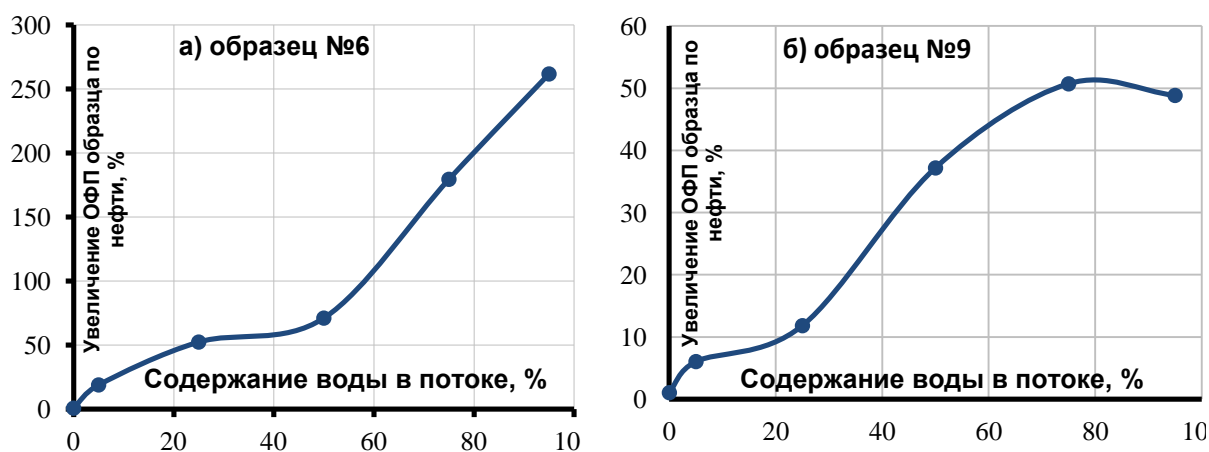


Рисунок 5. Увеличение проницаемости горной породы по нефти при использовании ПАВ

Нелинейная зависимость эффективности ПАВ от изменения обводненности пласта и предварительный экономический расчет позволяют предположить, что неверно использовать один и тот же реагент в течение всего времени разработки месторождения. На отдельных

интервалах целесообразнее использовать менее или более эффективный реагент или не использовать его вообще.

В качестве примера удобно рассмотреть два крайних режима – максимальной и минимальной обводненности коллектора. Первый крайний случай – низкая обводненность пласта. В этом случае использовать ПАВ нецелесообразно по двум причинам:

1) при низком содержании воды в потоке отсутствует достаточный контакт между компонентами системы «вода - нефть - горная порода», что не способствует извлечению нефти из тупиковых или микропор, поэтому процент снижения обводненности скважинной продукции минимален;

2) добавление ПАВ способствует перемешиванию флюидов и образованию более устойчивых эмульсий, поэтому на отделение воды от нефти при дальнейшей переработке потребуются большие энерго- и финансовые затраты, включая расходы на диэмульгаторы и усложнение режимов сепарации и электродегидратации.

Второй крайний случай – максимальная эффективность ПАВ при высокой обводненности пласта. В этом случае экономическая эффективность от использования ПАВ не гарантирована, поскольку затраты на применение реагента могут не компенсировать массовый прирост добычи нефти, особенно при содержании воды в потоке свыше 90%, поэтому, с экономической точки зрения, при подобных режимах выгоднее отказаться от использования ПАВ или подобрать более дешевый реагент.

Дальнейшие исследования в этой области необходимо посвятить:

1) вопросу влияния солености нагнетаемой воды во взаимодействии с химическим составом реагента и минеральным и химическим составом глини-цементов;

2) оценке эффективности ПАВ с точки зрения рентабельности их применения для повышения нефтеотдачи пластов на граничных режимах обводненности.

Выводы

При добавлении реагента в нагнетаемую воду проницаемость горной породы по нефти возрастает, увеличивая интервал обводненности, актуальный для нефтевытеснения.

Эффект воздействия ПАВ не одинаков на всём интервале обводненности. С увеличением в двухфазном потоке доли воды с растворенным ПАВ проницаемость горной породы по нефти возрастает, при этом минимальный эффект приходится на интервал минимальной обводненности (1%-5%), а максимальный – на те уровни, при которых обводненность достигает значений 75%-99%.

Использование ПАВ на граничных режимах обводненности, с экономической точки зрения, является малоэффективным и требует дальнейшего изучения.

Список используемых источников

- 1 Камартидинов М.Р. Формирование и планирование ГТМ. Томск: Издательский дом ТГУ, 2011. 201 с.
- 2 Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Бабалян Г.А. [и др.]. М.: Недра, 1983. 216 с.
- 3 Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение / А. А. Абрамзон, Л. П. Зайченко, С. Н. Файнгольд; под ред. А. А. Абрамзона. Ленинград: Химия, 1988. 200 с.
- 4 Поздышев, Г.М. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности // Сб. БашНИПИнефть. М.: Недра, 1970. Вып. IV. 312 с.
- 5 ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Введ. 1986-07-01. М.: Госстандарт Союза ССР, 1985. 17 с.

6 ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Введ. 1989-07-01. Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. 35 с.

7 Разработка и испытание состава реагента для повышения качества извлечения нефти / Нелюбов Д.В. [и др.] // Universum: Технические науки: электрон. науч. журн. 2014. № 6 (7). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://7universum.com/en/tech/archive/item/1414>. (Дата обращения: 12.05.2015).

8 Ганиев Р.Р. Технология повышения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ, их композиций и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. 1994. № 5. С. 8.

9 Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): справочник геофизика / под ред. Н.Б. Дортмана. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1984. 455 с.

10 Петрофизические методы исследования кернового материала: учеб. пособие в 2-х кн. / Иванов М.К. [и др.]. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. Кн.2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. 113 с.

References

1 Kamartdinov, M.R. Formirovanie i planirovanie GTM. Tomsk: Izdatel'skij dom TGU, 2011. 201 s. [in Russian].

2 Razrabotka neftjanyh mestorozhdenij s primeneniem poverhnostno-aktivnyh veshhestv / Babaljan G.A. [i dr.]. M.: Nedra, 1983. 216 s. [in Russian].

3 Poverhnostno-aktivnye veshhestva. Sintez, analiz, svojstva, primenenie / A. A. Abramzon, L. P. Zajchenko, S. N. Fajngol'd; pod red. A. A. Abramzona. Leningrad: Himija, 1988. 200 s. [in Russian].

4 Pozdyshev, G.M. Primenenie poverhnostno-aktivnyh veshhestv i drugih himicheskikh reagentov v neftedobyvajushhej promyshlennosti // Sb. BashNIPIneft'. M.: Nedra, 1970. Vyp. IV. 312 s. [in Russian].

5 GOST 26450.2-85. Porody gornye. Metody opredelenija kollektorskih svojstv. Metod opredelenija koeficienta absolyutnoj gazopronicaemosti pri stacionarnoj i nestacionarnoj fil'tracii. Vved. 1986-07-01. M.: Gosudarstvennyj standart Sojuza SSR, 1985. 17 s. [in Russian].

6 OST 39-235-89. Neft'. Metod opredelenija fazovyh pronicaemostej v laboratornyh uslovijah pri sovместной stacionarnoj fil'tracii. Vved. 1989-07-01. Tipografija HOZU Minnefteproma, 1989. 35 s. [in Russian].

7 Razrabotka i ispytanie sostava reagenta dlja povyshenija kachestva izvlechenija nefti / Neljubov D.V. [i dr.] // Universum: Tehnicheskie nauki : jelektron. nauch. zhurn. 2014. № 6 (7). [Jelektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: <http://7universum.com/en/tech/archive/item/1414>. (Data obrashhenija: 12.05.2015). [in Russian].

8 Ganiev P.P. Tehnologija povyshenija nefteotdachi plastov na osnove PAV, ih kompozicij i drugih himreagentov // Neftepromyslovoe delo. 1994. №5. S. 8. [in Russian].

9 Fizicheskie svojstva gornyh porod i poleznyh iskopaemyh (petrofizika): spravochnik geofizika / pod red. N. B. Dortmana. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Nedra, 1984. 455 s. [in Russian].

10 Petrofizicheskie metody issledovanija kernovogo materiala: ucheb. posobie v 2-h kn. / Ivanov M.K. [i dr.]. M.: Izd-vo Mosk. un-ta, 2008. Kn.2: Laboratornye metody petrofizicheskikh issledovanij kernovogo materiala. 113 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Григорьев Б.В., канд. техн. наук, доцент кафедры механики многофазных систем, ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет» г. Тюмень, Российская Федерация

B.V. Grigoriev, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair “Mechanics of Multiphase Systems”, FSBEI HE “Tyumen State University”, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: Raskatov_@mail.ru

Трофимова Т.Н., студент кафедры механики многофазных систем, ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет» г. Тюмень, Российская Федерация

T.N. Trofimova, Student of the Chair “Mechanics of Multiphase Systems”, FSBEI HE “Tyumen State University”, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: tatyana.trofimova@list.ru