

УДК 532.546.3

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ АГЕНТОВ

Хабибуллин И. Л., Мугатабарова А. А.
Башкирский государственный университет, г. Уфа
e-mail: Mugatabarova@mail.ru

Аннотация. В статье изложены результаты численной реализации математической модели вытеснения нефти агентами, полученными путем электрохимического воздействия (ЭХВ) на пластовые воды. Произведен расчет основных параметров процесса с учетом факторов, определяющих эффективность метода ЭХВ. Полученные результаты можно использовать для количественных оценок параметров процесса закачки в продуктивный пласт электрохимически активированных растворов минерализованных вод.

Ключевые слова: пластовые воды, электрохимическое воздействие, вытеснение нефти, моделирование.

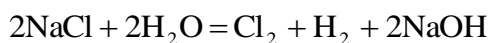
Электрохимическое воздействие на минерализованные пластовые воды обеспечивает протекание электролитических и электрохимических реакций, которые способствуют изменению химического состава и физико-химических свойств минерализованных вод, что позволяет получить активный водный раствор с щелочными свойствами для воздействия на поровое пространство коллекторов. В результате применения метода ЭХВ может быть достигнуто более равномерное, по сравнению с обычным заводнением, продвижение фронта вытеснения нефти по пласту. Это происходит за счет снижения поверхностного натяжения, изменения смачиваемости породы, образования эмульсии, что выражается в увеличении фазовой проницаемости для нефти и снижении фазовой проницаемости для воды [1-3].

Сущность ЭХВ на минерализованные воды заключается в окислительно-восстановительных реакциях на соответствующих электродах электротермохимического генератора. Минерализация пластовых вод в преобладающей степени зависит от хлорида натрия, поэтому расчет основных параметров процесса можно рассматривать на примере электролиза водного раствора хлорида натрия. При этом образуются водный раствор едкого натрия (NaOH) и парогазовая смесь паров воды, хлора и водорода. Последняя, в зависимости от условий проведения электролиза, может быть как в виде парогаса, так и в виде водного раствора соляной кислоты.

Существенными параметрами получаемых веществ являются их количество (объем и масса), концентрация щелочи и кислоты в водном растворе. Эти характеристики значительно зависят от исходных величин: силы тока и напряжения, концентрации, температуры и расхода раствора электролита через генератор.

Рассмотрим основные характеристики процесса электролиза.

Химическая реакция процесса электролиза:



Количество электричества, проходящее через раствор электролита:

$$\Phi = \frac{J \cdot \tau}{96500},$$

где Φ – количество электричества в фарадеях (ф); J – сила тока в амперах (А); τ – время процесса в секундах; ($1\text{ф} = 26,8 \text{ А} \cdot \text{ч} = 96500 \text{ Кл}$).

Закон Фарадея, определяющий массу вещества, выделяющегося в процессе электролиза:

$$G = \frac{g \cdot \Phi}{1000} \cdot \eta,$$

где G – масса выделяющегося вещества в кг; g – электрохимический эквивалент вещества, вступающего в реакцию электролиза: $g_{\text{H}_2} = 1\text{г/ф}$, $g_{\text{NaOH}} = 40\text{г/ф}$, $g_{\text{Cl}_2} = 35,5\text{г/ф}$; η – выход по току; 1000 – коэффициент перевода г в кг.

Закон Джоуля-Ленца, определяющий нагрев электролита:

$$Q = J \cdot U \cdot \tau = 96500 \cdot \Phi \cdot U,$$

где Q – количество выделяющегося тепла в Дж; U – напряжение в вольтах.

Скорость раствора электролита (в динамическом режиме, при течении раствора через коаксиальное межэлектродное пространство):

$$q_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}}}{S}, \quad S = \pi(R^2 - r^2),$$

где $q_{\text{э}}$ – расход раствора электролита, м³/сут.; S – площадь коаксиального межэлектродного сечения, м²; R и r – радиусы наружного и внутреннего электродов соответственно, м.

Водородный показатель (рН) – величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в растворах:

$$\text{pH} = -\lg [\text{H}^+],$$

где $[H^+]$ – молярная концентрация ионов водорода, моль/л.

При электролизе водного раствора NaCl на электродах выделяются Cl⁻, H⁺ и гидроксильные ионы OH⁻. Эти ионы образуют щелочь NaOH. Таким образом, в результате электролиза образуется водный раствор NaCl и NaOH. Для определения водородного показателя pH получаемого водного раствора щелочи необходимо учитывать следующие реакции:



Согласно этим уравнениям количество гидроксильных ионов определяется диссоциацией на ионы гидроксида натрия и воды. Однако вклад диссоциации воды на ионы является незначительным, поэтому можно учитывать только первую реакцию.

Тогда концентрация ионов водорода в растворе с молярной концентрацией NaOH, равной n моль/л, определяется по формуле:

$$[H^+] = \frac{K}{n},$$

где K – ионное произведение воды – величина, зависящая от температуры, при 20 – 25 °C, $K \approx 10^{-14} \frac{\text{МОЛЬ}^2}{\text{Л}^2}$.

Таким образом, водородный показатель водного раствора щелочи определяется по формуле:

$$pH = -\lg[H^+] = -\lg \frac{K(T)}{n}.$$

Если в процессе электролиза, водородный показатель раствора изменился на величину $\Delta pH = pH - (pH)_0$, где $(pH)_0$ соответствует нейтральному раствору ($n_0 = 10^{-7}$ моль/л), согласно вышеприведенной формуле, получаем выражение, связывающее молярную концентрацию гидроксильных ионов OH⁻ с изменением водородного показателя:

$$n = 10^{-7 + \Delta pH}, \frac{\text{МОЛЬ}}{\text{Л}}.$$

Согласно закону Фарадея, количество электричества, необходимое для изменения pH раствора на величину ΔpH можно найти по формуле:

$$J_t = \frac{M \cdot 10^{-7 + \Delta pH}}{E}, \frac{\text{КЛ}}{\text{Л}},$$

здесь M и E – молярная масса и электрохимический эквивалент ионов гидроксила OH^- : $M = 17$ г/моль, $E = 1,76 \cdot 10^{-4}$ г/Кл.

Полагая $\Delta \text{pH} = 4$, из последней формулы, находим количество электричества, необходимое для получения раствора с $\text{pH}=11$:

$$Jt = 96,6 \frac{\text{Кл}}{\text{л}} = 26,8 \cdot 10^{-3} \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Если необходимо получить 1 м^3 раствора щелочи с $\text{pH}=11$, то потребуется $2,68 \text{ А} \cdot \text{ч}$ количества электричества. При напряжении $U=5 \text{ В}$, которое обеспечит рассматриваемый электрохимический процесс, и при выходе по току равным 90% , расход электроэнергии составит:

$$P = \frac{J \cdot U \cdot t}{0,9} = 14,89 \cdot 10^{-2} \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3}.$$

Полученные активные агенты за счет ЭХВ на минерализованные пластовые воды имеют щелочную реакцию и, двигаясь по пласту, будут взаимодействовать с кислотными компонентами нефти, т.е. будет протекать процесс щелочного воздействия. В связи с этим приближенную модель процесса вытеснения нефти электрохимическими агентами можно построить на основе апробированных моделей щелочного воздействия с учетом общих положений механики гетерогенных сред и многофазной многокомпонентной фильтрации.

При решении задачи численным методом использовался метод конечных разностей. Применена схема сведения пространственного течения жидкостей в пласте, вскрытой нагнетательной и добывающей скважинами, к одномерному течению. Используемая при этом модель неоднородного по толщине пласта представляет собой элемент линейного слоя заданной проницаемости. Вся область фильтрации по простиранию пласта условно делится на несколько расчетных элементов, в пределах которых течение в каждом слое является одномерным [4].

Задача состоит в следующем. Через скважину проводится закачка оторочки воды после ЭХВ с щелочным pH , которая в последующем вытесняется обычной водой. Динамика движения оторочки раствора в пласте рассматривается с учетом адсорбции активного агента пористой средой. Необходимо найти распределение водо- и нефтенасыщенности, концентрации активного агента и давления в пласте.

Уравнение неразрывности для фаз (1 – вода, 2 – нефть) имеют вид:

$$m \frac{\partial s_i}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv_i) = Q_i, \quad (i=1,2), \quad s_1 + s_2 = 1, \quad Q = Q_1, \quad Q_2 = 0. \quad (1)$$

Уравнение неразрывности для активной компоненты водного раствора с учетом сорбции по закону Генри примем в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mCs_1 + \Gamma C) + v_1 \frac{\partial C}{\partial r} = CQ_1, \quad (2)$$

где C – концентрация активного агента в растворе, Γ – коэффициент Генри.

$Q_1 = \frac{q_1}{h}$ – удельный расход скважины, отношение дебита к толщине пласта.

Дебит скважины, отнесенный к площади поперечного сечения потока, определяется из выражения:

$$q_1 = \frac{k}{\mu_1} \frac{\pi}{l} \frac{p_c - p_0}{\ln\left(\frac{r_\beta}{r_\alpha}\right)},$$

где p_c – давление на забое нагнетательной скважины; p_0 – пластовое давление на добывающей галерее; r_β – радиус внутренней области, принимаемый обычно половине расстояния между нагнетательными скважинами l , деленному на π ; r_α – приведенный радиус скважины; k – абсолютная проницаемость.

Скорости фильтрации:

$$v_1 = -\frac{k}{\mu_1} f_1(s_1) \frac{\partial p}{\partial r}, \quad v_2 = -\frac{k}{\mu_2} f_2(s_2) \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (3)$$

здесь $f_i(s_i)$ – относительные фазовые проницаемости (ОФП).

Обозначим водонасыщенность s_1 через s , а s_2 через $(1-s)$ и, подставив выражения для скоростей (3) фаз в выражение (1) и (2), получим уравнения неразрывности для воды, нефти и активной компоненты соответственно:

$$\begin{aligned} m \frac{\partial s}{\partial t} - k \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{f_1(s)}{\mu_1} \frac{\partial p}{\partial r} \right] &= Q_1 \\ -m \frac{\partial s}{\partial t} - \frac{k}{\mu_2} \frac{\partial}{\partial r} \left[f_2(s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] &= 0 \\ m \frac{\partial Cs}{\partial t} + \Gamma \frac{\partial C}{\partial t} - \frac{k f_1(s)}{\mu_1} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial C}{\partial r} &= CQ_1 \end{aligned} \quad (4)$$

Краевые условия:

$$\begin{aligned} s(r=0, t) = s_{01}, \quad C(r=0, t) = C_0 \quad & 0 < t < t_0 \\ s(r, t=0) = s_0, \quad C(r, t=0) = 0 \quad & t \geq t_0 \end{aligned} \quad (5)$$

В (5) – t_0 – время закачки водного раствора активного агента, C_0 – начальная концентрация активного агента в растворе.

Начальное распределение пластового давления:

$$p(r=l, t) = p_0 \quad (6)$$

При расчетах используются зависимости ОФП от водонасыщенности, полученные на основе аппроксимации результатов лабораторных экспериментов, которые искались в виде специальных степенных функций:

$$f_1(s) = f_1^0(s) \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}} \right)^{\varepsilon_1}, \quad f_2(s) = f_2^0(s) \left(\frac{1 - s_{он} - s}{1 - s_{св} - s_{он}} \right)^{\varepsilon_2},$$

где $s_{св}$ – связанная водонасыщенность, д.ед.; $s_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность, д.ед.; $f_1^0(s)$ – значение ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности, д.ед.; $f_2^0(s)$ – значение ОФП по нефти при связанной водонасыщенности, д.ед.; $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – показатели экспонент.

После подстановки экспериментальных данных зависимости ОФП от водонасыщенности для случая вытеснения водой после ЭХВ имеют вид:

$$f_1(s) = 0,093 \cdot \left(\frac{s - 0,0716}{0,6344} \right)^3, \quad f_2(s) = 0,963 \cdot \left(\frac{0,706 - s}{0,6344} \right)^3.$$

Для случая вытеснения водой:

$$f_1(s) = 0,073 \cdot \left(\frac{s - 0,0771}{0,4615} \right)^3, \quad f_2(s) = 0,944 \cdot \left(\frac{0,5386 - s}{0,4615} \right)^3.$$

Для проведения расчетов была составлена программа численного интегрирования системы уравнений приведенной модели при следующих базовых значениях параметров: $m=0,2$; $k=0,5$ мкм²; $s_{0l}=0,1$; $\mu_2=20$ мПа·с; $p_c=10$ МПа; $p_0=5$ МПа; $\Gamma=0,1$; $C_0=0,0005$; $l=100$ м; $h=5$ м; $t_0=10$ сут.; $r_c=0,06$ м, $R=0,1$. Вязкость воды была принята согласно экспериментальным данным $\mu_1=1,51$ мПа·с, что соответствует пластовой воде минерализацией 234 г/л. Вязкость воды после ЭХВ – 1,572 мПа·с.

Для численной реализации модели использовалась явная по насыщенностям и концентрациям, неявная по давлениям разностная схема [5].

Некоторые результаты расчета приведены на рисунок 1-10.

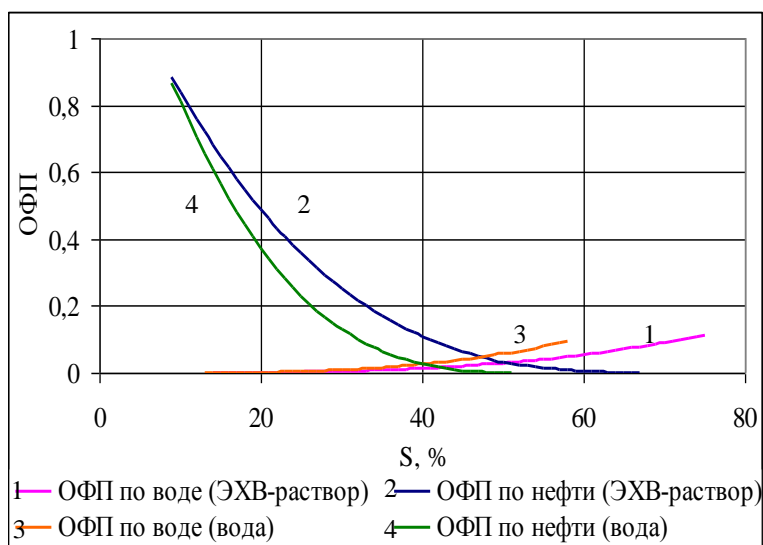


Рисунок 1. Зависимости ОФП для нефти и воды от водонасыщенности

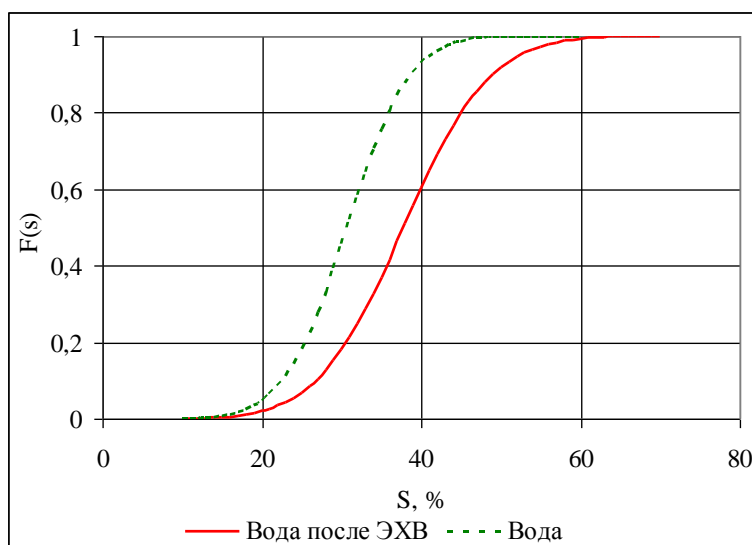


Рисунок 2. Зависимость функции Баклея-Левретта от водонасыщенности

При сравнении результатов вытеснения нефти водой и водой после ЭХВ видно преимущество вытеснения активной водой, как в безводный период, так и за все время, что подтверждается характером изменения кривых зависимостей функции Баклея-Левретта и ОФП от водонасыщенности. Анализ полученных кривых ОФП позволяет отметить следующее (рисунок 1):

- кривая ОФП для нефти в случае вытеснения водой после ЭХВ выше, чем в случае вытеснения водой;
- кривая ОФП для воды при прокачке активного водного раствора ниже, чем при фильтрации воды;

- точка пересечения кривых ОФП по нефти и воде при использовании воды после ЭХВ сдвигается вправо, в область больших значений водонасыщенности. Последнее может косвенно говорить о гидрофилизации породы.

Сравнения зависимостей функции Баклея-Левретта от водонасыщенности в случае заводнения активной водой имеет отклонение от кривой обычного заводнения вправо (рисунок 2), что характеризует более высокую эффективность вытеснения водой после ЭХВ. Очевидно, что при этом насыщенность на скачке для закачиваемой оторочки раствора имеет большее значение по отношению к обычной воде, чем и определяется результативность заводнения активной водой.

Это видно на рисунке 5: кривая водонасыщенности в случае вытеснения нефти водой после ЭХВ выше, чем в случае вытеснения водой. Хотя наблюдается отклонение этой кривой влево, что объясняется следующим.

При фильтрации активного химического агента щелочная составляющая будет вступать во взаимодействие с кислотными компонентами нефти, в результате которого образуются и растворяются в водной и нефтяной фазах щелочные соли, что сопровождается резким снижением межфазного натяжения на границе водной и нефтяной фаз и эмульгированием части нефти. Происходит сорбция активного агента, поэтому по мере продвижения раствора по пласту содержание в нем щелочного агента будет снижаться и активность взаимодействия с нефтью затухать, а вследствие этого будет повышаться межфазное натяжение и менее интенсивно идти эмульгирование. Сокращение объема оторочки в пласте со временем вследствие сорбции видно на рисунок 3.

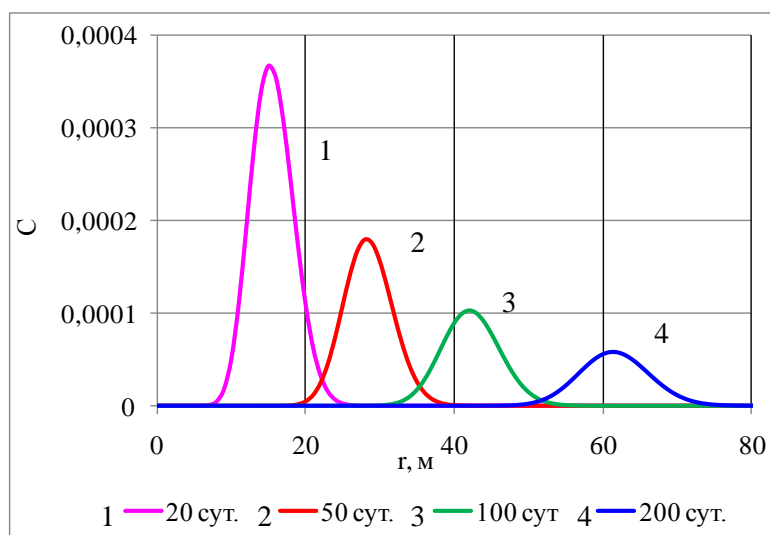


Рисунок 3. Динамика концентрации активного агента раствора в пласте в разные моменты времени

Характерной особенностью течения, описываемого данной моделью, является отставание фронта активного агента от фронта вытеснения. Это объясняется адсорбцией агента пористым скелетом и наличием в пласте воды до

начала вытеснения. Если сравнить результаты решений для насыщенностей и концентрации (рисунок 3-5), то видно, что это при вытеснении нефти водой после ЭХВ отставание со временем увеличивается. При отсутствии сорбционных процессов вышеописанного явления не наблюдается, что согласуется с общепринятой теорией. На рисунок 6 показана концентрация активного агента в пласте при отсутствии сорбции ($\Gamma = 0$) и различных значениях коэффициента Генри.

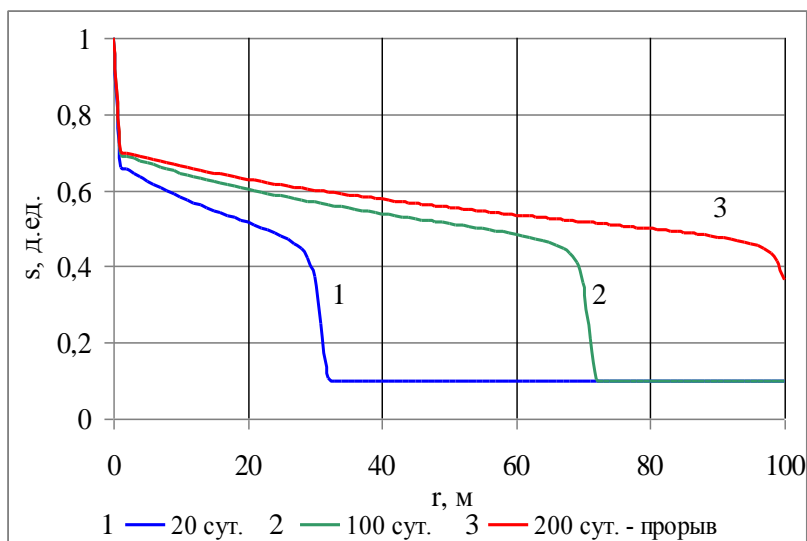


Рисунок 4. Динамика профиля водонасыщенности в разные моменты времени в случае вытеснения нефти ЭХВ-раствором

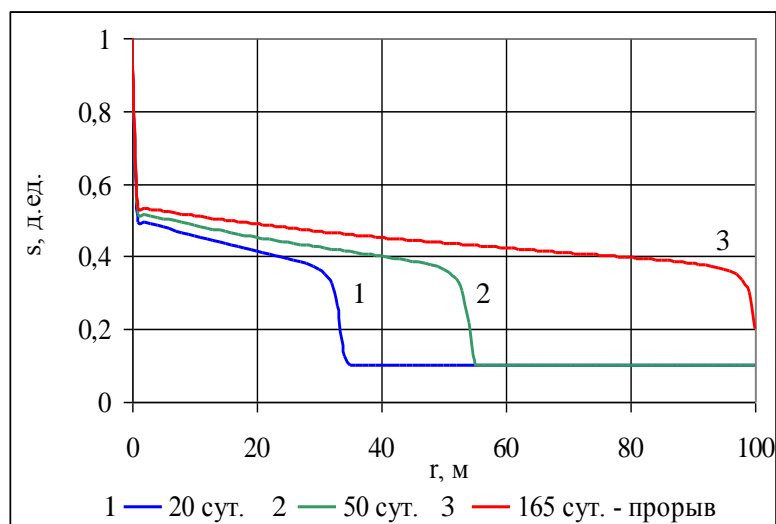


Рисунок 5. Динамика профиля водонасыщенности в разные моменты времени в случае вытеснения нефти водой ($C = 0$)

Если принимать во внимание особенность использованной численной схемы, то можно утверждать, что при отсутствии сорбционных процессов скорости движения фронтов сравниваются. Однако расход активного агента в растворе не прекращается, но заметно замедляется. Ввиду того, что скорость фронта вытеснения нефти больше скорости фронта оторочки, применение воды после ЭХВ при заводнении увеличивает период безводной эксплуатации (рисунке 4-5): при использовании ЭХВ-раствора с щелочным рН прорыв воды к нагнетательной скважине происходит через 200 сут., при использовании воды – через 165 сут.

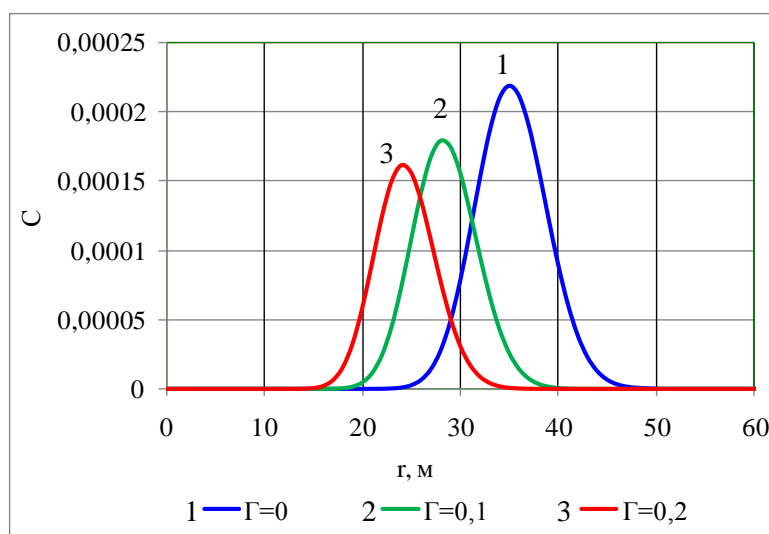


Рисунок 6. Оторочка раствора на момент времени $t = 50$ суток при отсутствии сорбции и различных значениях коэффициента Генри

Получено, что кривая водонасыщенности в случае вытеснения нефти водой после ЭХВ с щелочным рН выше, чем в случае вытеснения водой (рисунок 7), следовательно, значение водонасыщенности на скачке больше при вытеснении активной водой.

Из графиков на рисунке 8 видно, что на начальном этапе при удалении от скважины давление и, следовательно, скорость фильтрации резко убывают, причем своего наибольшего значения их величины достигают у стенки скважины. Кривая давления по мере продвижения фронта вытеснения выравнивается и выходит на стационарный режим. Действительно, траектории частиц жидкости радиально расходятся от оси скважины; одно и то же количество жидкости должно проходить через боковые цилиндрические поверхности, размеры которых увеличиваются пропорционально радиусу. Ясно, что в этих условиях скорости фильтрации, и как следствие, давления изменяются именно обратно пропорционально радиальной координате. Из этих рисунков видно, что на скачке насыщенности градиенты давления претерпевают скачок, что связано с различием проницаемостей и вязкостей до и после скачка.

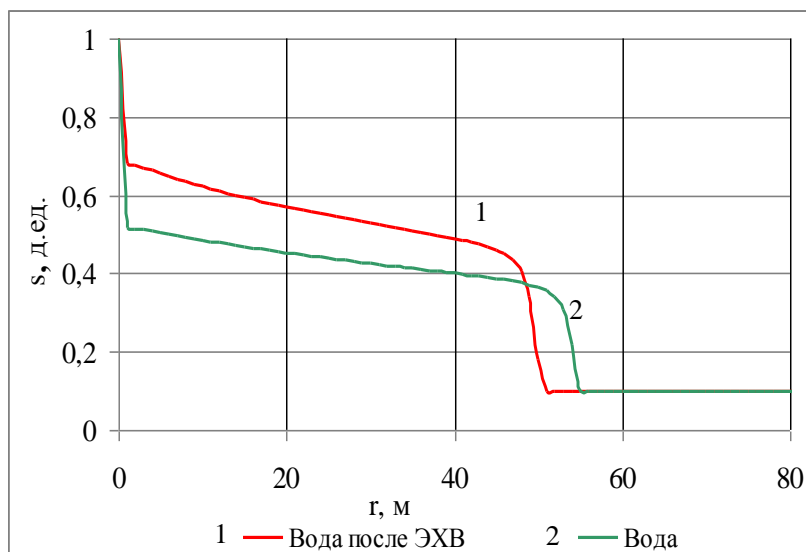


Рисунок 7. Профили водонасыщенности на момент времени $t = 50$ суток при вытеснении нефти водой после ЭХВ (кривая 1) и водой (кривая 2)

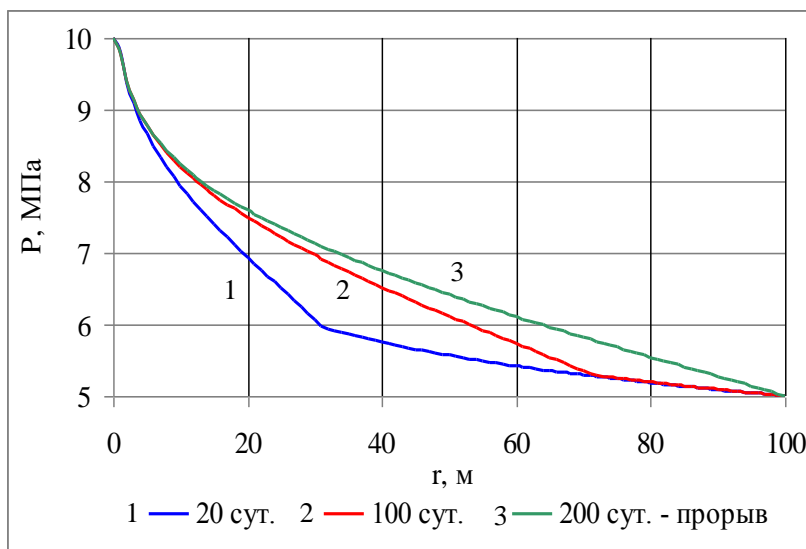


Рисунок 8. Распределение поля давления по пласту в случае вытеснения нефти ЭХВ-раствором

При увеличении времени и, соответственно, закачанного объема оторочки, увеличиваются размер оторочки и её концентрация, что видно на рисунок 9.

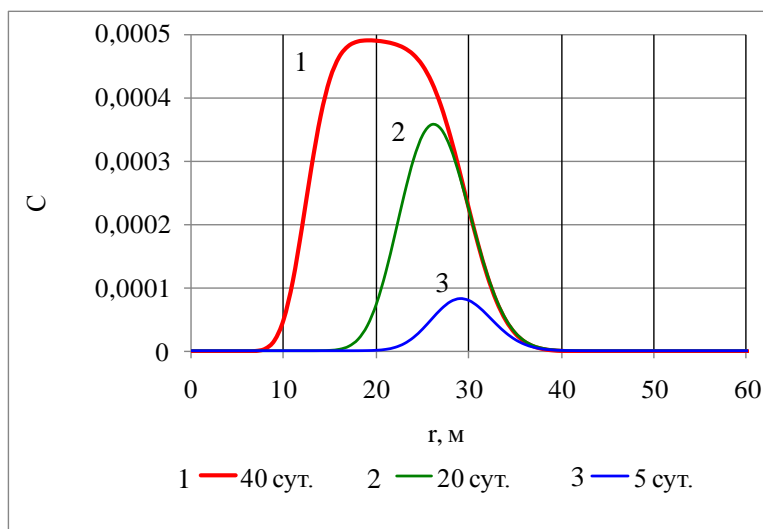


Рисунок 9. Размеры оторочек и их концентрации в зависимости от закачанного объема воды после ЭХВ на момент времени $t = 50$ суток

Сравнение результатов численного расчета и аналитического решения по теории Баклея-Левретта показали их хорошее согласие (рисунок 10). На рисунке 10 точками обозначены значения водонасыщенности, определенные по теории Баклея-Левретта.

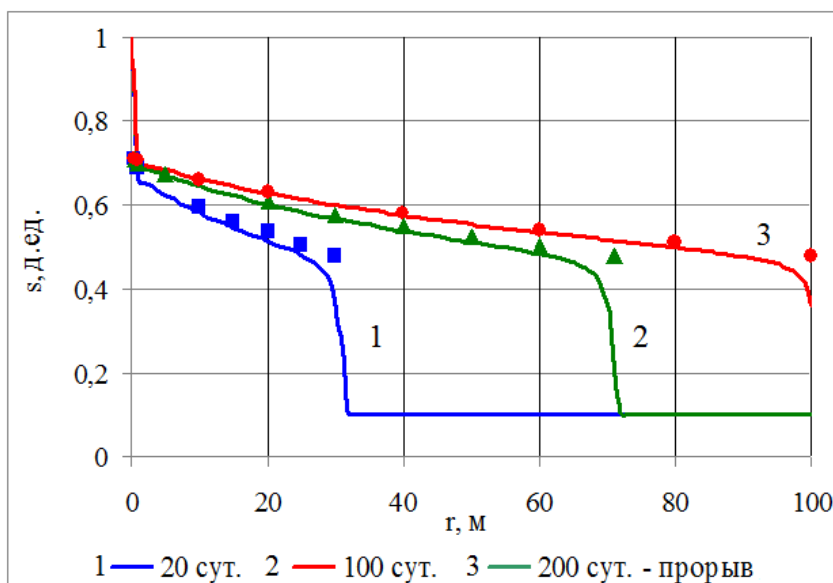


Рисунок 10. Результаты сравнения численного решения с аналитическим решением по теории Баклея-Левретта

Выводы

Естественно, что в реальных условиях процессы будут протекать сложнее, и данная модель не учитывает всех их, но позволяет оценить эффективность заводнения раствором активной примеси по сравнению с заводнением обычной водой, рассчитать период безводной добычи нефти, технологические показатели разработки объекта при применении метода ЭХВ.

Литература

1. Исследование возможностей ионно-плазменных и электрохимических технологических процессов в нефтедобыче/ Касимов Р.Г. и др.: сб. науч. тр. / АН РБ, отд. техн. наук. Уфа: Гилем, 2005. С. 251-260.
2. В.МсGee. Пилотный проект разработки месторождения Атабаска электрохимическим методом: теория и практика // Нефтегазовые технологии. 2009. № 3. С. 15-21.
3. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. М.: Недра, 1989. 160 с.
4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. М.: Недра, 1983. 463 с.
5. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении /Бурдынь Т.А. и др. М.: Недра, 1983. 192 с.

MODELING OIL DISPLACEMENT USING WATER SOLUTIONS OF ELECTROCHEMICAL AGENTS

I.L. Khabibullin, A.A. Mugatabarova
Bashkir State University
e-mail: Mugatabarova@mail.ru

Abstract. The paper presents the results of numerical modeling of oil displacement using agents, produced by electrochemical treatment of formation water. The main process parameters have been calculated with the account of the factors influencing the efficiency of electrochemical treatment method. The data may be used to quantitatively evaluate the parameters of injection of electrochemically activated salt water solutions into producing formation.

Keywords: formation water, electrochemical treatment, oil displacement, numerical modeling.

References

1. Kasimov R.G. Sb.nauch.tr. 2005. Pp. 251-260. (rus).
2. B.McGee. Electro-thermal pilot in the Athabasca oil sands: Theory versus performance // World Oil. – 2008. № 11. – P. 47-54.
3. Gorbunov A.T., Buchenkov L.N. Shchelochnoe zavodnnei [Alkaline flooding]. Moscow: Nedra, 1989. – 160 p. (rus).
4. Spravichnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Proektirovanie razrabotki [Engineering of development]. Moscow: Nedra, 1983. – 463 p. (rus).
5. Burdyn T.A. Metody uvelicheniya nefteotdachi plastov [Enhanced oil recovery methods during flooding]. Moscow: Nedra, 1983. – 192 p. (rus).

Сведения об авторах

Хабибуллин И.Л., д-р физ.-мат.наук, проф. кафедры «Прикладная физика» БашГУ
I.I. Khabibullin, doctor of science, professor of department «Applied Physics» of
Bashkir State University

Мугатабарова А.А., аспирант кафедры «Прикладная физика» БашГУ
A.A. Mugatabarova, graduate student of department «Applied Physics» of Bashkir State
University

e-mail: Mugatabarova@mail.ru