

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ СЛАБОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДОЙ**
MODELING OF LOW SALINITY WATERFLOODING
IN CLAY-CONTAINING OIL RESERVOIRS

В. В. Кадет, П. С. Чагиров

V. V. Kadet, P. S. Chagirov

РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва

*Ключевые слова: глинистый коллектор; ионный обмен; осмотическое набухание;
течение в пористой среде; перколяционное моделирование*

*Key words: clay-containing reservoir; ion-exchange; osmotic swelling; flow in porous medium;
percolation modeling*

Известно, что при нарушении гидрохимического равновесия в системе «раствор — порода» глинистые минералы изменяются в объеме под действием осмотических и ионообменных процессов, что существенно влияет на коллекторские свойства глиносодержащих пород. Кроме того, смена гидрохимического режима пласта может приводить к смене типа глинистого минерала, влекущего за собой разрушение молекулярной структуры глин и их дезагрегацию [1]. Помимо концентрации солей в воде, гидратация глинистых минералов также зависит от комбинации солей в растворе.

В последнее время растет интерес к третичному методу разработки нефтяных месторождений, называемому LSW (Low Salinity Water flooding) [2]. Данный метод предполагает получение дополнительной нефти посредством закачки в пласт пресной воды. В ряде экспериментов на различных керновых и насыпных материалах [1, 2, 3] были определены условия, при которых зафиксирован рост коэффициента вытеснения при применении LSW:

- значительная доля глинистых минералов в породе;
- пластовая вода содержит двухвалентные катионы Ca^{2+} или Mg^{2+} ;
- закачиваемая вода имеет пониженную концентрацию солей по сравнению с пластовой водой.

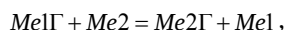
1. Анализ поведения глинистого минерала при взаимодействии с раствором электролита.

Величина и характер набухания глинистых пород определяются рядом факторов, основными из которых являются минеральный состав закачиваемой жидкости, а также структура и состав глинистых минералов. Наименьшей степенью набухания обладают глинистые породы с жесткой кристаллической структурой (каолинит), наибольшей — минералы с подвижной кристаллической структурой (например, монтмориллонит), объединенные общим названием смектиты [4].

В минералах с неподвижной кристаллической структурой происходит химическая адсорбция катионов металлов из закачиваемой воды на поверхности минерала с замещением потенциалопределяющих катионов. В результате на поверхности глин наблюдается рост ζ -потенциала, что приводит к росту эффективной вязкости электролита [5] и отклонениям от линейного закона фильтрации при низких скоростях течения [6].

При замещении катионов в смектитах молекулы воды проникают в межмолекулярные слои минерала в виде гидратных оболочек замещающих катионов. Вследствие этого, помимо роста ζ -потенциала на поверхности смектитов, катионообменные реакции приводят к изменению их объема.

Определим концентрацию замещающих катионов в глине. Согласно закону действующих масс, реакция катионного обмена между раствором электролита и глинистым минералом имеет вид



где $Me1\Gamma$ — соединение ионов металла $Me1$, изначально содержащихся в межмолекулярном пространстве глин, с гидратной оболочкой Γ ; $Me2\Gamma$ — соединение, ионы металла которого присоединились к глинистой структуре вместе с гидратной оболочкой, заместив исходные ионы в глине; $Me2$ — катион в составе закачиваемой жидкости; $Me1$ — катион глинистого минерала, перешедший в раствор электролита.

При условии химического равновесия и нейтральности раствора (рН равно семи), константа равновесия реакции катионного обмена имеет вид

$$K_{eq} = \frac{[C_{Me1}][C_{Me2\Gamma}]}{[C_{Me2}][C_{Me1\Gamma}]}, \quad (1.1)$$

где $[C_{Me1\Gamma}]$ и $[C_{Me2\Gamma}]$ — активности обменных катионов в глине, выраженные в молях на единицу массы, $[C_{Me1}]$ и $[C_{Me2}]$ — активности катионов в растворе электролита, выраженные в молях на единицу объема.

В идеальных растворах электролитов активность ионов равна их концентрации. В реальных растворах вводится коэффициент активности

$$\gamma_1 = \frac{[C_{Me1}]}{C_{Me1}}, \quad \gamma_2 = \frac{[C_{Me2}]}{C_{Me2}}. \quad (1.2)$$

В растворах электролитов ионы металлов взаимодействуют с молекулами воды посредством кулоновских сил, что приводит к снижению коэффициента активности. В работе [7] показано, что наиболее точно коэффициент активности ионов в растворах электролитов определяется уравнением Дебая — Хюккеля

$$\gamma_i = 10 \cdot \exp(-Az_i^2 \sqrt{I_c}); \quad I_c = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n C_{Me_i} z_i^2, \quad (1.3)$$

где I_c — ионная сила электролита; z — заряд иона; A — характеристическая константа растворителя [8] (для воды $A = 0.5$); суммирование по всем типам ионов n в растворе.

В работе [9] утверждается, что глинистые минералы можно рассматривать как твердые растворы, способные замещать катионы в узлах кристаллической решетки на катионы электролита (иониты). В работе [10] исследовано поведение коэффициентов активности катионов неорганических ионитов (алюмосиликатов), от концентрации примесей (замещающих катионов) и температуры. Показано, что отношение активностей обменных катионов зависит от отношения их концентраций в ионите следующим образом:

$$\frac{[C_{Me1\Gamma}]}{[C_{Me2\Gamma}]} = \left(\frac{C_{Me1\Gamma}}{C_{Me2\Gamma}} \right)^{1-B/RT}, \quad (1.4)$$

где B — величина, зависящая от свойств раствора; R — универсальная газовая постоянная. Установлено, что число B/RT равно нулю для идеального твердого раствора, а для реальных твердых растворов число варьируется в диапазоне от -5 до 5 [11].

С учетом (1.2), (1.3) и (1.4) зависимость (1.1) примет вид

$$\frac{C_{Me1}}{C_{Me2}} = 10K_{eq} \exp\left(A\sqrt{I_c}(z_1^2 - z_2^2)\right) \left(\frac{C_{Me1\Gamma}}{C_{Me2\Gamma}}\right)^{1-B/RT}.$$

Откуда искомая величина концентрации замещающих катионов определяется следующей зависимостью:

$$C_{Me2\Gamma} = C_{Me1\Gamma} \left[\left(\frac{C_{Me1}}{C_{Me2}} \right) \frac{1}{10K_{eq} \exp\left(A\sqrt{I_c}(z_1^2 + z_2^2)\right)} \right]^{\frac{1}{1-B/RT}}. \quad (1.5)$$

Величина C_{Me1} — катионообменная емкость глин (КОЕ), важнейшая характеристика глин в обменных реакциях, выражается количеством обменных катионов в единице массы глины. Катионообменная емкость выражена в молях-эквивалентах или миллиграммах-эквивалентах на 1 г глины. Для большинства монтмориллонитовых глин величина КОЕ составляет 1.0 ± 0.1 мг-экв./г [1].

На рис. 1 представлен расчет зависимости (1.5) для бентонита и алюмосиликатов с различным ионообменным комплексом. В работе [10] для некоторых ионообменных минералов определены величины B и константы реакции обмена K_{eq} , используемые при расчете в уравнении (1.5). Исходные параметры: $C_{Me1} = 1$ мг-экв./г, $C_{Me1\Gamma} = 10$ мг/г.

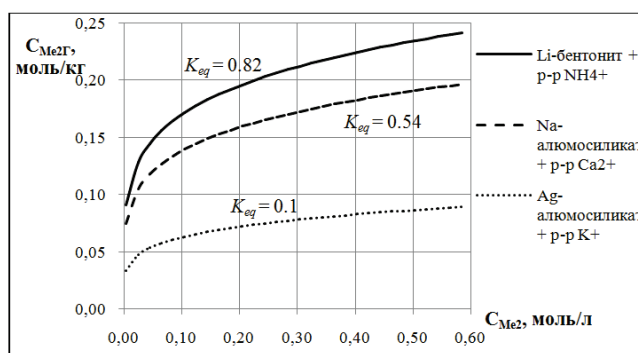


Рис. 1. Графики зависимости концентрации замещающих катионов в глинах от их концентрации в растворе

Компенсация свободной энергии замещающих катионов происходит путем образования гидратной оболочки из молекул воды вокруг катиона. Размер оболочек зависит от величины свободной энергии ионов [12]. За счет замещения гидратированных ионов с различными по размеру гидратными оболочками происходит изменение объема глинистого минерала.

Оценить величину изменения объема глин можно путем сравнения радиусов гидратированных ионов. Радиус гидратированного иона r_h — это радиус иона вместе с его гидратной оболочкой, прочно связанной координационными связями с ионом, причем так, что энергия связи превышает удельную тепловую энергию RT [10].

В таблице приведены радиусы некоторых ионов, а также измеренные значения их гидратированных радиусов в стандартных условиях [11, 12].

Радиусы ионов в свободном и гидратированном состоянии

Ион	Li^+	Na^+	Mg^{2+}	Zn^{2+}	Ca^{2+}	K^+	Ba^{2+}	Cs^+	Rb^+	NH_4^+
Радиус иона r_i (нм)	0.078	0.098	0.075	0.078	0.105	0.138	0.141	0.183	0.164	0.168
Радиус гидратированного иона r_h (нм)	0.379	0.339	0.325	0.320	0.287	0.285	0.256	0.255	0.248	0.243

По разнице радиусов гидратированных ионов можно оценить степень увеличения или уменьшения объема глин. В случае $\Delta r_h > 0$, в результате катионообменной реакции происходит увеличение объема минерала. Если $\Delta r_h < 0$, то объем минерала уменьшается.

2. Поведение емкостных параметров глинодержащего пласта в процессе заводнения.

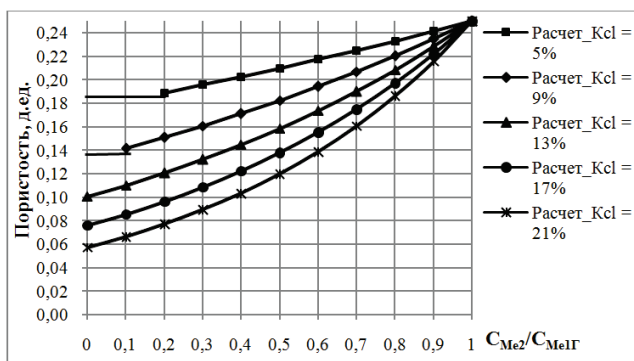
Предполагается, что глинистая компонента распределена равномерно по всей поверхности пор и капилляров. При этом в работе [14] проанализировано влияние состава раствора электролита, состава и количества глинистой составляющей породы на изменение структуры порового пространства, которая определяется функцией распределения пор по радиусам $f(r)$ (порометрическая функция). По изменению среднего радиуса капилляров определяется порометрическая функция, откуда определяется пористость пород

$$m(C_{Me2}) = \left(\pi z' \int_0^\infty r(C_{Me2})^2 f(r(C_{Me2})) dr \right) / 2l^2, \quad (2.1)$$

где l — средняя длина капилляров, z' — координационное число решетки.

Зависимость (2.1) определяет пористость глинодержащей породы как функцию минерализации ионного состава жидкости. На рис. 2 показаны графики зависимости пористости от минерализации воды и коэффициента глинистости. Концентрация солей $NaCl$ в глине (бентоните) принята равной $C_{Me1\Gamma} = 0,1$ моль/кг, K_{cl} — глинистость породы.

Рис. 2. Графики зависимости пористости породы от минерализации воды и коэффициента глинистости. Сравнение с экспериментальными данными



В ионообменном механизме изменения объема глинистых минералов катионы с гидратированным радиусом r_{h1} частично замещаются обменными катионами с гидратированным радиусом r_{h2} . Предполагая шарообразную форму гидратированных ионов, пористость определяется как

$$m(C_{Me2}) = m_0 - (1 - m_0) \frac{4}{3} \pi (r_{h2}^3 - r_{h1}^3) (C_{Me2\Gamma}(C_{Me2}) - C_{Me1\Gamma}) \rho^* K_{cl} N_A, \quad (2.2)$$

где N_A — число Авогадро, ρ^* — плотность воды в связанном состоянии, m_0 — начальная пористость породы.

На рис. 3 представлены графики зависимости $m(C_{Me2})$, рассчитанные по (2.2) с использованием следующих параметров: $K_{cl} = 5\%$, $m_0 = 0,25$, радиусы гидратированных ионов представлены в таблице. Некоторые зависимости на рис. 3 сравниваются с экспериментальными результатами, полученными в работе [1] на насыпных моделях песка и бентонита.

Проведенные расчеты показывают, что осмотические процессы в породе приводят только к снижению пористости, тогда как ионообменные процессы могут также приводить к росту пористости за счет усадки глин в коллекторе. При этом

снижение пористости за счет осмоса может достигать до 70–80 %, в то время как ионообменные процессы приводят к изменению пористости в пределах 10–15 %.

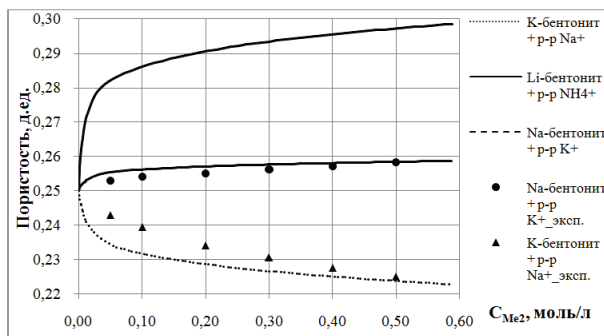


Рис. 3. Графики зависимости пористости пород с различным составом обменных катионов в глинах от ионного состава и концентрации ионов в воде. Сравнение с экспериментальными данными

3. Влияние минерализации и ионного состава вытесняющего агента на относительные фазовые проницаемости глиносодержащего пласта.

Рассмотрим вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей, считая обе жидкости несжимаемыми и вязкими. По мере проникновения вытесняющей жидкости доля порового пространства, заполненная водой, реструктурируется за счет набухания или усадки глин, тогда как в порах, заполненных нефтью, объем глин не меняется.

С целью получения аналитических соотношений, позволяющих рассчитывать и анализировать поведение относительных фазовых проницаемостей (ОФП), воспользуемся перколяционным подходом [13]. Предполагается, что под действием гидродинамических сил вода, как смачивающий флюид, поступает как в крупные, так и в мелкие поры. Тогда текущая водонасыщенность определяется следующим уравнением:

$$S = \int_0^{\infty} r(C_{Me2})^2 f_1(r) dr \left[\int_0^{\infty} r(C_{Me2})^2 f(r(C_{Me2})) dr \right]^{-1}. \quad (3.1)$$

Из уравнения (3.1) определяется порометрическая кривая, определяющая водонасыщенную долю пор — $f_1(r(C_{Me2}), S)$. Порометрическая кривая, определяющая нефтенасыщенную долю пор, $f_2(r(C_{Me2}), S)$, задается как разница исходной порометрической кривой и кривой, определяющей водонасыщенную долю

$$f_2(r(C_{Me2}), S) = f(r(C_{Me2})) - f_1(r(C_{Me2}), S).$$

Относительные фазовые проницаемости определяются следующими формулами:

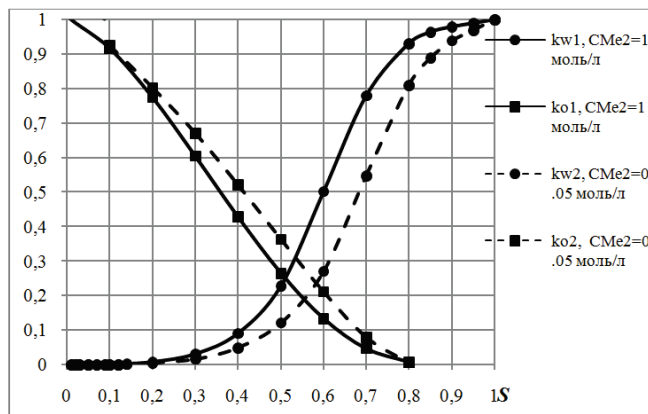
$$k_i(S, C_{Me2}) = \int_0^{r_{ci}} \left[\int_r^{r_{ci}} f_i(r(C_{Me2}), S) dr \right]^{v'} \frac{f_i(r(C_{Me2}), S) dr}{I_i(r(C_{Me2}))} \left\{ \int_0^{r_{ci}} \left[\int_r^{r_{ci}} f(r(C_{Me2})) dr \right]^{v'} \frac{f(r(C_{Me2})) dr}{I(r(C_{Me2}))} \right\}^{-1}$$

$$I_i(r(C_{Me2})) = \frac{8\mu_i}{\pi} \int_r^{\infty} r(C_{Me2})^{-4} f_i(r(C_{Me2})) dr \cdot \left[\int_r^{\infty} f_i(r(C_{Me2})) dr \right]^{-1},$$

где $i = 1, 2$ — индекс водной и нефтяной фазы соответственно, r_{ci} — соответствующий критический радиус капилляров, v' — индекс радиуса корреляции ($v' = 0.85 \pm 0.05$ для трехмерной решетки), μ — вязкость флюида.

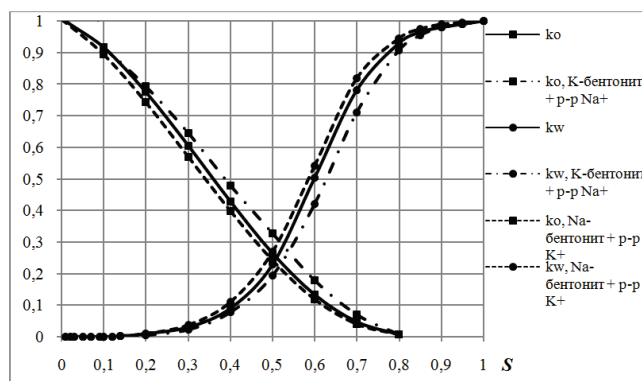
На рис. 4 показаны графики ОФП в зависимости от минерализации воды.

Рис. 4. Кривые относительных фазовых проницаемостей по воде и по нефти при различной минерализации воды



На рис. 5 показаны графики ОФП в зависимости от ионного состава воды. Расчеты проводились при концентрации солей в воде $C_{Me2} = 0.5$ моль/л.

Рис. 5. Кривые относительных фазовых проницаемостей по воде и по нефти в породах с различным составом обменных катионов в глинах в зависимости от типа солей в воде



Расчеты показывают, что в случае действия осмотических процессов, при снижении концентрации солей происходит рост подвижности нефтяной фазы и уменьшение подвижности водной фазы. Ионнообменные процессы приводят к незначительному снижению фазовой проницаемости по воде и росту по нефти.

4. Модель двухфазной плоскорадиальной фильтрации с учетом капиллярного давления, минерализации и состава водной фазы.

Ставится задача совместного течения нефти и слабоминерализованной воды в горизонтальном круговом пласте. Коллектор глиносодержащий, гидрофильный. На контуре питания пласта поддерживается постоянное давление закачкой вытесняющего агента.

В случае разбухания глин коллектор переходит в разряд тонкопоровых, поэтому необходим учет капиллярных сил. В связи с этим рассмотрим особенности плоскорадиальной двухфазной фильтрации несжимаемых флюидов в рамках модели Раппопорта — Лиса [13]

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(C_{Me2})S \pm S_r) + \frac{q}{\rho} \frac{\partial}{\partial s} F(S, C_{Me2}) \frac{\partial S}{\partial \rho} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left[\rho M_2(S, C_{Me2}) \left(\frac{\partial}{\partial s} P_k(S, C_{Me2}) \frac{\partial S}{\partial \rho} \right) F(S, C_{Me2}) \right] = 0, \quad (4.1)$$

$$M_i(S, C_{Me2}) = \frac{K(C_{Me2}) \cdot k_i(S, C_{Me2})}{\mu_i}, \quad K(C_{Me2}) = 2\gamma' \nu' l^{-2} \int_0^{r_e} \left[\int_r^{r_e} f(r(C_{Me2})) dr \right]^{v'} \frac{f(r(C_{Me2})) dr}{I(r(C_{Me2}))},$$

$$\frac{q}{\rho} = w_1 + w_2, \quad w_i = -M_i(S, C_{Me2}) \frac{\partial P_i}{\partial \rho} = -M_i(S, C_{Me2}) \frac{\Delta P_i}{\rho \ln \frac{R_k}{r_w}},$$

$$P_2 - P_1 = P_k(S, C_{Me2}) = \chi \sqrt{\frac{m(C_{Me2})}{K(C_{Me2})}} J(S),$$

где S_r — доля адсорбированной воды в породе (знак «+» перед S_r при набухании глин, «-» в случае усадки), $F(S, C_{Me2})$ — функция Бакли — Леверетта, q — удельный суммарный расход фаз, $M_i(S, C_{Me2})$ — подвижность фазы, w_i — скорость фильтрации фазы, ΔP_i — разность давлений на контуре питания пласта и на стенке скважины в i -й фазе, R_k — радиус контура питания пласта, r_w — радиус скважины, $K(C_{Me2})$ — абсолютная проницаемость, γ' — коэффициент, отражающий наличие перетоков между проводящими цепочками (порядка единицы), $P_k(S, C_{Me2})$ — функция капиллярного давления, $J(S)$ — функция Леверетта, χ — поверхностное натяжение фаз. Действием гравитационных сил пренебрегаем.

Поскольку пористость, функция Бакли — Леверетта и функция капиллярного давления зависят от концентрации, необходим учет переноса фильтрационным потоком солей, который описывается уравнением конвективной диффузии

$$\frac{\partial m(C_{Me2}) S C_{Me2}}{\partial t} + \frac{\partial w_1 C_{Me2}}{\partial \rho} = D^* \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial C_{Me2}}{\partial \rho} \right) - R'(C_{Me2}), \quad (4.2)$$

где D^* — коэффициент, включающий в себя молекулярную диффузию и гидродинамическую дисперсию, R' — скорость гидратации [14].

В итоге получаем систему двух самосогласованных дифференциальных уравнений в частных производных для определения C_{Me2} и S .

В расчетах использовались следующие параметры: начальная пористость пласта — 0.2; начальная абсолютная проницаемость — $5 \cdot 10^{-2}$ мкм², вязкость воды — 0.6 мПа·с; вязкость нефти — 5 мПа·с; χ — 0.03 Н/м; давление на стенке скважины постоянно, депрессия — 15 МПа. Предполагается, что порода содержит калиевый бентонит: K_{cl} — 5%, тип пластовой воды хлоркалийевый, концентрация ионов K^+ в пластовой воде C_K — 0.8 моль/л. Состав закачиваемого раствора электролита хлорнатриевый с концентрацией ионов $Na^+ C_{Na}$ — 0.8 моль/л.

Параметры пласта: мощность — 10 м, радиус контура питания пласта — 500 м, радиус скважины — 0.05 м.

Начальные условия: $S(\rho, 0) = 0.2$, $C_{Me2}(\rho, 0) = C_K$.

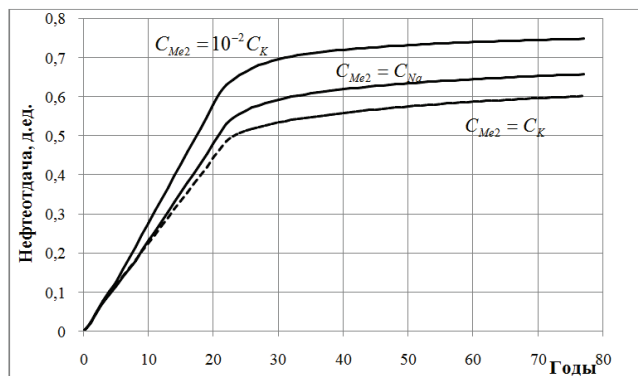
Граничные условия: $S(R_k, t) = 0.8$, $\partial_\rho S(R_k, t) = 0$, $\partial_\rho C_{Me2}(R_k, t) = 0$, $C_{Me2}(R_k, t) = 10^{-2} C_K$ в случае закачки слабоминерализованной воды, $C_{Me2}(R_k, t) = C_{Na}$ в случае закачки раствора электролита.

Зная распределение водонасыщенности в пласте, рассчитывается остаточная нефтенасыщенность пласта, через которую определяется нефтеотдача. На рис. 6 приведен график зависимости нефтеотдачи пласта от времени разработки в случае закачки пластовой воды, слабоминерализованной воды и раствора электролита.

Видно, что в сравнении со стандартной закачкой пластовой воды, закачка хлорнатриевого раствора дает прирост нефтеотдачи на 6 %, а закачка слабоминерализованной воды дает прирост на 15 %.

Таким образом, разработан аналитический аппарат, позволяющий рассчитывать пористость породы и относительные фазовые проницаемости в системе «нефть — раствор электролита» в зависимости от минерализации, ионного состава воды и типа глинистого минерала породы.

Рис. 6. График зависимости нефтеотдачи пласта от времени разработки



Показано, что ионообменные и осмотические процессы между глиной породы и вытесняющей жидкостью, которые вызывают набухание глин, приводят к росту фазовой проницаемости по нефти и снижению по воде. Ионообменные процессы, приводящие к усадке глин, способствуют росту фазовой проницаемости по воде и снижению ее по нефти. Также показано, что вследствие осмотического процесса набухания глин пористость коллектора может снижаться в три раза, ионный обмен меняет объем глин и, следовательно, пористость в ту или иную сторону примерно на 15 %. Полученные результаты согласуются с экспериментальными данными.

Проведенный анализ осмотических и ионообменных процессов при течении жидкостей в глиносодержащей пористой среде позволил определить причины роста нефтеотдачи при смене гидрохимического режима пласта. Проведенные расчеты, базирующиеся на перколяционной модели двухфазного плоскорадиального течения жидкостей в глиносодержащей пористой среде, показали значительные преимущества в использовании слабоминерализованной воды и растворов солей активных металлов в качестве вытесняющего агента по сравнению с использованием пластовой воды.

Построенная модель позволяет оценивать влияние минерализации и ионного состава закачиваемой воды на технологические показатели разработки глиносодержащих пластов.

Список литературы

1. Ступоченко В. Е. Научное обоснование методов интенсификации разработки глиносодержащих коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта // Диссертация на соискание ученой степени д. т. н. — М., 2001.
2. Tang G. Q., Morrow N. R. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1999. V. 24. P. 99-111.
3. Lager A., Webb K. J., Black C. J. J., Singleton M., Sorbie K. S. Low salinity recovery — an experimental investigation // Petrophysics. 2008. V. 49. P. 28-35.
4. Ханин А. А. Породы и коллекторы нефти и газа и их изучение / Ханин А. А. — М.: Недра, 1969. — С. 140-141.
5. Кадет В. В., Корюзлов А. С. Эффективная вязкость минерализованной воды при течении в пористой среде. Теория и эксперимент // Теоретические основы химических технологий. — 2008. — № 5. — С. 703-708.
6. Чагиров П. С., Кадет В. В. Новый метод определения границ применимости закона Дарси // Вестник ННГУ им. Н. И. Лобачевского. — 2011. — № 4 (3). — С. 1243-1244.
7. Walton H. F. Ion exchange equilibria, Ion Exchange Theory and Practice / Walton H. F. N. Y.: Academic. 1949.
8. Manov G. G., Bates R. G., Hamer W. J., Acree S. F. // Journal of American Chemical Society. 1943. V. 65. 1765 p.
9. Salstrom E. J., Hildebrand J. H. // Journal of American Chemical Society. 1930. V. 52. 4650 p.
10. Robinson R. A., Stokes R. H. Electrolyte Solutions / Robinson R. A., Stokes R. H. N. Y.: Academic. 1959. P. 84.
11. Garrels R. M., Christ C. L. Solutions, minerals and equilibration // American Journal of Science. 1956. V. 254. P. 372.

12. Балданов М. М., Балданова Д. М., Жигжитова С. Б., Танганов Б. Б. К проблеме радиусов гидратированных ионов // ДАН ВШ России. – 2006. – Вып. 2. – С. 32-34.
13. Уляшева Н. М., Ивенина И. В. Влияние ионной силы раствора на скорость увлажнения глинистых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 28-30.
14. Кадет В. В., Чагиров П. С. Учет осмотического набухания глин при моделировании разработки глинистых коллекторов нефти // Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2014. – № 2. – С. 5-16.
15. Кадет В. В. Методы теории перколяции в подземной гидромеханике / Кадет В. В. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 96 с.

Сведения об авторах

Кадет Валерий Владимирович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой нефтегазовой и подземной гидромеханики, Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, тел. 8 (499)1358376, e-mail: kadetvvl@gubkin.ru

Павел Станиславович Чагиров, к. т. н., старший преподаватель кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики, Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, тел. +7 (906) 0835328, e-mail: p.chagirov@gmail.com

Information about the authors

Kadet V. V., Doctor of Engineering Science, Professor, Head of Department of Oil gas and underground hydromechanics, Gubkin's Russian State University of Oil and Gas, Moscow, phone: 8(499)1358376, e-mail: kadetvvl@gubkin.ru

Chagirov P. S., Candidate of Engineering Science, Senior Lecturer of Department of Oil gas and underground hydromechanics, Gubkin's Russian State University of Oil and Gas, phone: +7(906)0835328, e-mail: p.chagirov@gmail.com