

БУРЕНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

DRILLING AND DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS

УДК 622.276

УЧЕТ ОСМОТИЧЕСКОГО НАБУХАНИЯ ГЛИН ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ*

© В.В. КАДЕТ, П.С. ЧАГИРОВ

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Минобрнауки РФ,
Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65)

ACCOUNT OF OSMOTIC SWELLING CLAYS IN MODELING CLAY RESERVOIRS FOR OIL DEVELOPMENT

V.V. KADET, P.S. CHAGIROV

(Gubkin Russian State University of Oil and Gas,
Leninskiy prospect, 65, 119991, Moscow, Russian Federation)

Проведен анализ осмотического процесса набухания на границе между закачиваемым агентом и глиносодержащей породой, что позволило получить зависимость фильтрационно-емкостных характеристик коллектора от коэффициента глинистости и минерализации закачиваемой воды. Полученные зависимости показывают, что со снижением минерализации закачиваемого агента происходит преобразование структуры порового пространства: растет доля «тонких» пор за счет снижения доли «толстых», уменьшается дисперсия функции распределения пор по радиусам, а также уменьшается пористость. На основе микромеханического описания процесса течения жидкостей в решеточной модели пористой среды получены аналитические зависимости кривых относительных фазовых проницаемостей в зависимости от концентрации солей в закачиваемом флюиде. Проведено моделирование процесса двухфазного течения в глиносодержащей пори-

*Статья рекомендована к печати доктором технических наук, профессором Н.Н. Михайловым.

стой среде ньютоновских жидкостей, одна из которых представляет собой раствор электролита. Исследовано влияние параметров пористой среды и нагнетаемой минерализованной жидкости на процесс вытеснения нефти.

The analysis of osmotic swelling on the border between the injected agent and clay-containing rock allowed obtaining the dependence of the reservoir properties on the clay content and mineralization rate of injected water. The dependences obtained show that with the decrease in salinity of the injected agent the pore space structure changes, i.e. the share of «fine» pores grows thus by reducing the share of «large» ones, the variance of the pore radius distribution function as well as porosity decrease. On the basis of micromechanical description of the process of fluid flow in a lattice model of the porous medium analytical dependences of relative permeability curves as a function of salt concentration in the injected fluid were obtained. The process of two-phase flow of Newtonian fluids, one of which is a solution of electrolyte, in clay-containing porous medium was simulated. The influence of the parameters of the porous medium and injected saline fluid on the process of oil displacement was studied.

Ключевые слова: глинистый коллектор, течение в пористой среде, осмотическое набухание, перколяционное моделирование.

Keywords: clay reservoir, flow in porous medium, osmotic swelling, percolation simulation.

Известно, что глинистые минералы увеличиваются в объеме под действием пресной воды, что существенно влияет на коллекторские свойства глинодержающих пород. Кроме того, снижение минерализации закачиваемой воды приводит к смене типа глинистого минерала, что влечет за собой разрушение молекулярной структуры глин и их дезагрегацию [8].

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

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

Осмотическое набухание глин при контакте с минерализованной водой. Величина и характер набухания глинистых пород определяются рядом факторов, основными из которых являются минеральный состав закачиваемой жидкости и структура глинистых минералов. Наибольшей степенью набухания обладают глинистые породы, в составе которых имеются глинистые минералы с подвижной кристаллической структурой (например, монтмориллонит), наименьшим – минералы с жесткой кристаллической структурой (каолинит, иллит) [4].

Глинистые минералы, имеющие подвижную кристаллическую структуру, набухают со снижением минерализации смачивающего флюида. Характер

процесса набухания осмотический. Причиной набухания является разница концентраций солей в растворе пластовой жидкости и в растворе воды в межмолекулярном пространстве глин. Если концентрация солей пластовой жидкости меньше концентрации солей воды в межмолекулярном пространстве, то возникает осмотическое давление, приводящее к набуханию глин. Осмотический процесс набухания замедляется по мере выравнивания концентраций двух растворов.

Скорость процесса набухания определяется скоростью гидратации глинистых минералов R' ($[R'] = \text{моль/с}$). В работе [13] установлено, что скорость гидратации обратно пропорциональна концентрации реагента, т.е. $R' \sim 1/C$. Приняв $R' = R_0$ при $C = C_0$ и $R' = 0$ при $C = C_r$ получим:

$$R'(C) = \frac{R_0 C_0}{C_r - C_0} \left(\frac{C_r}{C} - 1 \right), \quad (1)$$

где R_0 – скорость гидратации в пресной воде; C_0 – концентрация солей в пресной воде; C_r – концентрация солей межмолекулярного пространства глин.

Анализ влияния минерализации закачиваемого агента на структуру порового пространства. Механизм уменьшения площади поперечного сечения капилляра схематично показан на рис. 1. При этом предполагается, что глинистая компонента распределена равномерно по всей поверхности пор и капилляров.

Специфика осмотического набухания глин в коллекторе заключается в том, что вода может содержаться в поровом пространстве как в жидком состоянии, так и в связанном с глинами твердом состоянии (в межмолекулярной кристаллической решетке глинистых минералов). Положим, что ω – объем связанной воды. Запишем уравнение материального баланса воды, связанной с глинами:

$$\rho_b \omega = \rho^* S_{уд} \Delta r (1 - m_0) V_{rock} K_{гл}, \quad (2)$$

где ρ_b – плотность воды; ρ^* – плотность воды в связанном состоянии; $S_{уд}$ – удельная поверхность пор; Δr – снижение радиуса капилляра за счет набухания; m_0 – начальная пористость образца; V_{rock} – объем образца; $K_{гл}$ – объемный коэффициент глинистости.

Удельная поверхность в структурной модели пористой породы, представленной упаковкой зерен в виде шаров [10], определяется уравнением:

$$S_{уд} = \frac{6(1 - m_0)}{l}, \quad (3)$$

где l – средняя длина капилляра, которую примем равной диаметру зерен [12].

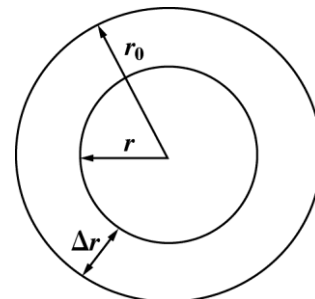


Рис. 1. Схема изменения радиуса капилляра за счет разбухания глин

Объемный коэффициент глинистости задается как отношение объема глин к объему скелета породы:

$$K_{\text{гл}} = \frac{V_{\text{гл}}}{(1-m_0)V_{\text{rock}}}.$$

Стоит отметить, что плотности воды в капельном и в связанном с глинами состояниях различаются. Между молекулами капельной воды действуют только слабые водородные связи. В структуре связанной воды существует более сильное ван-дер-ваальсовое взаимодействие с ионами металлов, приводящее к уплотнению молекулярной структуры воды [14].

Максимальное количество воды ω_{max} , которое может быть внедрено в межмолекулярную структуру глинистой породы, определяется типом глинистого минерала и коэффициентом глинистости. Весь объем адсорбированной воды идет на увеличение объема глин $\Delta V_{\text{гл}}^{\text{max}}$:

$$\rho_{\text{в}} \omega_{\text{max}} = \rho^* \Delta V_{\text{гл}}^{\text{max}}.$$

Отсюда с учетом (2.1) и (2.2) получим:

$$\Delta V_{\text{гл}}^{\text{max}} = \frac{6(1-m_0)^2}{l} \Delta r_{\text{max}} V_{\text{rock}} K_{\text{гл}}. \quad (4)$$

Определим коэффициент набухания глинистого минерала как степень увеличения объема скелета породы:

$$K_{\text{наб}} = \frac{(1-m_0)V_{\text{rock}} + \Delta V_{\text{гл}}^{\text{max}}}{(1-m_0)V_{\text{rock}}}.$$

тогда

$$\Delta V_{\text{гл}}^{\text{max}} = (1-m_0)V_{\text{rock}} (K_{\text{наб}} - 1). \quad (5)$$

Максимальное приращение объема глин (см. рис. 1) есть:

$$\Delta V_{\text{гл}}^{\text{max}} = \pi r_0^2 l - \pi (r_0 - \Delta r_{\text{max}})^2 l. \quad (6)$$

Приравняв правые части соотношений (5), (6) и решая полученное квадратное уравнение относительно Δr_{max} , получаем зависимость максимального уменьшения радиуса капилляра от коэффициента набухания:

$$\Delta r_{\text{max}} = r_0 \left(1 - \sqrt{1 - \frac{(1-m_0)V_{\text{rock}}(K_{\text{наб}} - 1)}{\pi r_0^2 l}} \right). \quad (7)$$

Подстановка (7) в (6) дает выражение для максимального приращения объема глин за счет набухания. Соответственно, зависимость минимального

значения пористости от коэффициента глинистости и коэффициента набухания после прокачки пресной воды имеет вид:

$$m_{\min} = \frac{V_{\text{пор}}^0 - \Delta V_{\text{гл}}^{\max}}{V_{\text{rock}}} = m_0 - (1 - m_0)^2 \frac{6}{l} r_0 \left(1 - \sqrt{1 - \frac{(1 - m_0) V_{\text{rock}} (K_{\text{наб}} - 1)}{\pi r_0^2 l}} \right) K_{\text{гл}}. \quad (8)$$

Далее рассмотрим динамику роста объема глинистых минералов. В работе [5] показано, что в промежутке времени от нескольких минут до нескольких часов набухание происходит по закону:

$$M(t) = M_0 t^{R^*}, \quad (9)$$

где M_0 – начальная масса связанной воды в глинистом минерале, которая зависит от степени сжатия сланца [5] и коэффициента глинистости, t – относительное время, $[t] = \text{ч/сут.}$ Величина R^* – относительная скорость гидратации, характеризующая расширение молекулярных слоев глин за счет осмотического набухания [13] – безразмерный параметр, который определяется как скорость гидратации глин в уравнении (1), отнесенная к скорости гидратации в пресной воде

$$R^*(C) = \frac{C_0}{C_r - C_0} \left(\frac{C_r}{C} - 1 \right). \quad (10)$$

Начальную массу воды в глинах M_0 можно выразить через удельный объем воды $\omega_{\text{уд}}$, прочно связанной с глинами:

$$M_0 = \rho^* \omega_{\text{уд}} (1 - m_0) V_{\text{rock}} K_{\text{гл}},$$

$$\omega_{\text{уд}} = \omega_0 / V_{\text{глин}},$$

где ω_0 – начальный объем воды.

Представим текущую массу воды в глинах (9) в виде:

$$M_0 t^{R^*} = \rho^* \omega(t).$$

Изменение объема капилляра длиной l (см. рис. 1) есть:

$$\Delta V = \pi r_0^2 l - \pi (r_0 - \Delta r)^2 l.$$

Приращение массы твердого скелета породы $\rho^* \Delta V$ равно массе адсорбированной воды $\rho^* \omega(t)$, откуда

$$\rho^* (\pi r_0^2 l - \pi (r_0 - \Delta r)^2 l) = M_0 t^{R^*},$$

а текущий радиус капилляра $r = r_0 - \Delta r$.

$$r(C) = \sqrt{r_0^2 - \frac{M_0 t^{R^*(C)}}{\pi l \rho^*}}. \quad (11)$$

Уравнение (11) описывает изменение радиусов капилляров пористой среды в зависимости от минерализации воды с течением времени.

Зная скорость гидратации в пресной воде, характерное время разбухания, коэффициент набухания, коэффициент глинистости, удельное начальное содержание воды в глинах, средний диаметр зерен скелета породы, концентрации минералов в закачиваемой и реликтовой воде (вода межмолекулярного пространства глин), можно определить текущий средний радиус проводящих капилляров породы-коллектора в зависимости от концентрации солей в воде по уравнению (11).

Для описания структуры порового пространства был использован наиболее типичный вид порометрической кривой – логнормальная функция плотности распределения пор по радиусам:

$$f(r(C)) = \frac{1}{r(C)\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln r(C) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right). \quad (12)$$

В работах [6, 15] представлены результаты экспериментов по определению скоростей гидратации и коэффициента набухания глин при прокачке слабого раствора хлорида натрия через натриевый монтмориллонит. В результате получен коэффициент скорости гидратации $R_0 = 0,091$ моль/с, коэффициент набухания составил $K_{\text{наб}} = 3,8$.

Оценим величину изменения пористости в зависимости от коэффициента глинистости и минерализации закачиваемой воды, используя указанные параметры. В решеточной модели порового пространства пористость определяется уравнением [7]:

$$m(C) = \left(\pi z \int_0^\infty r(C)^2 f(r(C)) dr \right) / 2l^2, \quad (13)$$

где z – координационное число решетки (для кубической решетки $z = 6$).

На рис. 2 показаны расчетные кривые изменения пористости в зависимости от минерализации воды и коэффициента глинистости. Пунктирными линиями отмечена минимальная пористость образца, рассчитанная по выражению (8), которая может быть достигнута при определенном коэффициенте набухания и глинистости.

Полученные расчетные данные по изменению пористости в зависимости от минерализации и глинистости подтверждаются экспериментальными исследованиями фильтрации растворов электролитов через модели пластов, содержащих монтмориллонит [8].

Анализ влияния минерализации закачиваемого агента на относительные фазовые проницаемости. С целью получения аналитических соот-

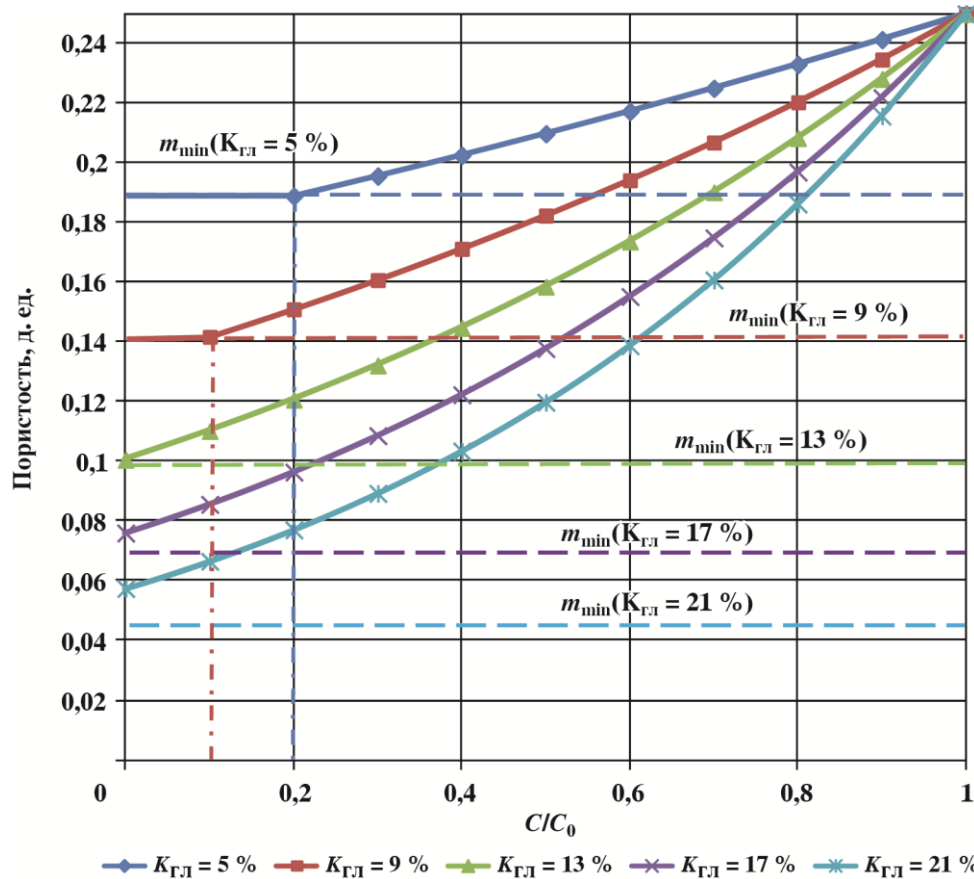


Рис. 2. Изменение пористости в зависимости от концентрации и коэффициента глинистости

ношений, позволяющих рассчитывать и анализировать поведение коэффициентов фазовых проницаемостей, воспользуемся перколяционным подходом [7]. Рассмотрим вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей, считая обе жидкости несжимаемыми и вязкими. По мере проникновения вытесняющей жидкости доля порового пространства, заполненная опресненной водой, реструктурируется за счет разбухания, тогда как в порах, заполненных нефтью, разбухания глин не происходит.

В работе [7] представлена перколяционная модель расчета относительных фазовых проницаемостей (ОФП), позволяющая также учесть изменение функции плотности распределения при разбухании глинистых минералов (12):

$$k_1(S, C) = \int_{r_k}^{r'_c} \int_r^{r'_c} f_1(r(C), S) dr \left[\frac{f_1(r(C), S) dr}{I_1(r(C))} \left\{ \int_0^{r'_c} \int_r^{r'_c} f(r) dr \right\}^v \frac{f(r) dr}{I(r)} \right]^{-1},$$

$$k_2(S, C) = \int_{r_k}^{r_c''} \int_r^{r_c''} f_2(r(C), S) dr \left[\frac{f_2(r(C), S) dr}{I_2(r(C))} \left\{ \int_0^{r_c} \int_r^{r_c} f(r) dr \right\}^v \frac{f(r) dr}{I(r)} \right]^{-1},$$

где r_c' , r_c'' – критические радиусы капилляров пористых сред, в которых находятся нефтяная и водная фазы соответственно; v – индекс радиуса корреляции ($v = 0,85 \pm 0,05$ для трехмерной решетки).

На рис. 3 показаны расчетные кривые ОФП, меняющиеся со снижением минерализации электролита.

Расчеты показывают, что со снижением концентрации солей происходит рост подвижности нефтяной фазы и снижение подвижности водной фазы. Ре-

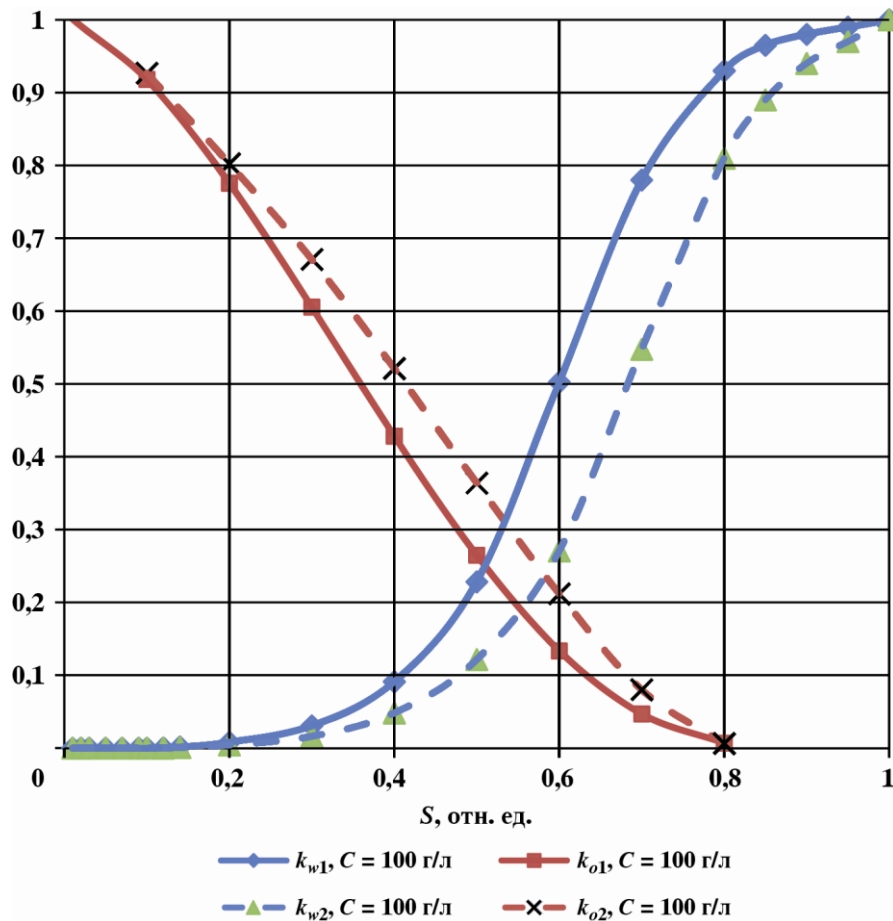


Рис. 3. Кривые относительных фазовых проницаемостей по воде (k_w) и по нефти (k_o) при различных концентрациях солей в воде

зультаты расчетов качественно подтверждаются экспериментальными данными по определению ОФП в зависимости от минерализации вытесняющего агента в глиносодержащих коллекторах, приведенными в работе [9].

Модель двухфазной плоскорадиальной фильтрации с учетом капиллярного давления и минерализации водной фазы. Рассмотрим особенности плоскорадиальной двухфазной фильтрации несжимаемых флюидов с учетом капиллярного давления (модель Рапопорта–Лиса [13]):

$$\frac{\partial S}{\partial t} + \frac{q(t)}{r} F'_s(S, C) \frac{\partial S}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r M_1(S, C) \left(p'_k \frac{\partial S}{\partial r} \right) F(S, C) \right] = 0,$$

где $F(S, C)$ – функция Бакли–Левверетта; $q(t) = Q(t)/2\pi h$ – удельный расход фаз; $p_k(S)$ – функция капиллярного давления; $M_1(S, C) = K \cdot k_1(S, C)/\mu_1$ – подвижность нефти, действием гравитационных сил пренебрегаем.

Выбор данной модели обусловлен тем, что при разбухании глин коллектор переходит в разряд тонкопоровых, что требует учета капиллярных сил.

Пористость определяется соотношением (13), а проницаемость – зависимостью [7]:

$$K = 2\gamma \nu l^{-2} \int_0^{r_c} \left[\int_r^{r_c} f(r) dr \right]^{\nu} \frac{f(r) dr}{I(r)},$$

где γ – коэффициент, отражающий наличие перетоков между проводящими цепочками (порядка единицы).

Размеры модели пласта представлены на рис. 4.

Перенос солей в потоке жидкости описывается уравнением конвективной диффузии:

$$\frac{\partial m(C)SC}{\partial t} + \frac{\partial w_2 C}{\partial r} = D^* \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C}{\partial r} \right) + R'(C),$$

где w_2 – скорость фильтрации водной фазы; D^* – коэффициент, учитывающий диффузию и гидродинамическую дисперсию; $R'(C)$ – скорость гидратации, определяемая уравнением (1.1).

В итоге получаем систему двух дифференциальных уравнений в частных производных для C и S .

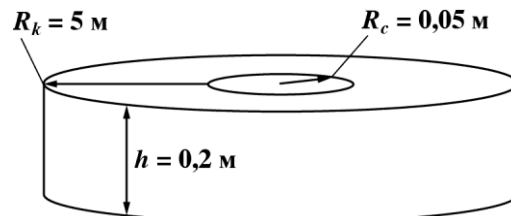


Рис. 4. Модель радиального нефтенасыщенного глиносодержащего пласта

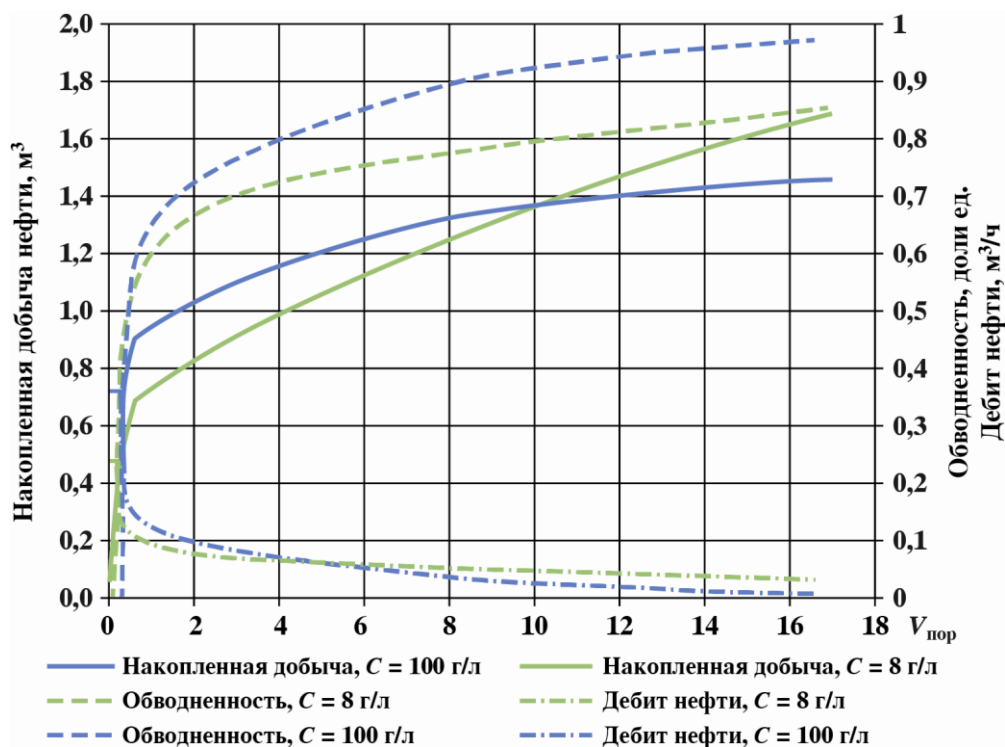


Рис. 5. Динамика основных показателей разработки модели пласта

Исходные расчетные параметры. Задается постоянный расход $Q = 0,1$ л/с; начальная пористость пласта — $m_0 = 0,2$; абсолютная проницаемость пласта — $K = 5 \cdot 10^{-2}$ мкм²; вязкость воды — $\mu_2 = 0,6$ мПа·с; вязкость нефти — $\mu_1 = 0,5$ мПа·с. Предполагается, что порода содержит монтмориллонит, $K_{гд} = 5\%$, коэффициент набухания — 3,8.

Начальные условия: начальная водонасыщенность — $S(r, 0) = 0,2$; концентрация солей в пластовой воде, отнесенная к максимальной концентрации соли NaCl в воде 317 г/л [11] при стандартных условиях — $C(r, 0) = 0,2$. Граничные условия: $S(0, t) = 0,8$; $S'_r(R_k, t) = 0$; $C(0, t) = 0,03$; $C'_r(R_k, t) = 0$.

Результаты расчетов приведены на рис. 5.

Закключение. Представленная модель двухфазного течения ньютоновских жидкостей в глиносодержащей пористой среде позволяет учитывать влияние осмотического набухания глинистых минералов породы-коллектора на эффективность нефтеизвлечения. Для расчета фильтрационно-емкостных характеристик коллектора разработаны методики, учитывающие глиносодержание породы, минерализацию воды и поведение структуры порового пространства при смене гидрохимического режима пласта. Результатом анализа осмотических

процессов в глинах являются соотношения для пористости и относительных фазовых проницаемостей, содержащие зависимость от концентрации солей в закачиваемом агенте и коэффициента глинистости.

Результаты расчетов показывают, что при закачке воды пониженной минерализации происходит снижение обводненности продукции, рост дебитов по нефти и, как следствие, увеличение накопленной добычи нефти по сравнению с добычей, полученной при закачке воды пластовой минерализации. Указанный эффект достигается за счет снижения подвижности воды, роста подвижности нефти, а также уменьшения пористости, которое приводит к довытеснению нефти, находящейся в крупных порах.

ЛИТЕРАТУРА

1. 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, no. 24, p. 99–111.
2. Morrow N., Buckley J. Improved oil recovery by Low-Salinity Waterflooding. SPE 129421.
3. Austad T., Rezaeidoust A. & Puntervold T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 2010. USA: Society of Petroleum Engineers.
4. Ханнин А.А. Породы и коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – С. 140–141.
5. Wilcox R., Fisk J. Test show shale behavior, aid well planning. *Oil and gas J.*, 1983, 12/IX, v. 81, no. 37.
6. Румынина В.Г. Оценка влияния атомно-промышленного комплекса на подземные воды и смежные природные объекты. – С-Пб.: Изд-во С.-Петербургского университета, 2003. – С. 85–90.
7. Кадет В.В. Методы теории перколяции в подземной гидромеханике. – М.: Центр-ЛитНефтеГаз, 2008. – 96 с.
8. Ступоченко В.Е. Влияние глинистости коллектора на полноту вытеснения нефти водой//Геолого-геофизические аспекты обоснования коэффициента нефтеотдачи. – М.: ВНИГНИ, 1981. – Вып. 228. – С. 59–79.
9. Хавкин А.Я., Алишаева О.М. О влиянии минерализации пластовых вод на фазовые проницаемости и выбор оптимальной технологии полимерного воздействия на нефтяной пласт. – М.: ВНИИнефть, 1983. – 11 с.
10. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 408 с.
11. Зарецкий С.А., Сучков В.Н., Животинский П.Б. Электрохимическая технология неорганических веществ и химические источники тока. – М.: Высшая школа, 1980. – 34 с.
12. Селяков В.И., Кадет В.В. Перколяционные модели процессов переноса в микроненосных средах. – М.: 1-й ТОПМАШ, 2006. – 247 с.
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. Макеева Т.Г. Методические новации для уменьшения погрешности определения плотности твердой фазы дисперсных грунтов стандартным методом // Естественные и технические науки. – 2009. – № 5. – С. 231–243.
15. Храмченков М.Г., Эйриш М.В., Корнильцев Ю.А. Изучение структурных изменений и термодинамическая модель фильтрационных свойств глинистых пород//Изв. РАН. Геоэкология. – 1996. – № 5. – С. 65–73.

REFERENCES

1. 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, no. 24, p. 99–111.
2. Morrow N., Buckley J. Improved oil recovery by Low-Salinity Waterflooding. SPE 129421.
3. Austad T., Rezaeidoust A. & Puntervold T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 2010. USA: Society of Petroleum Engineers.
4. Hanin A.A. Porody i kollektory nefti i gaza i ih izuchenie. M.: Nedra, 1969. p. 140–141.
5. Wilcox R., Fisk J. Test show shale behavior, aid well planning. *Oil and gas J.*, 1983, 12/IX, v. 81, no. 37.
6. Rumynina V.G. Ocenka vlijanija atomno-promyshlennogo kompleksa na podzemnye vody i smezhnye prirodnye ob'ekty. S-Pb.: Izdatel'stvo S.-Peterburgskogo universiteta, 2003, p. 85–90.
7. Kadet V.V. Metody teorii perkoljacji v podzemnoj gidromehanike. M.: CentrLitNefteGaz, 2008. – 96 p.
8. Stupochenko V.E. Vlijanie glinistosti kollektora na polnotu vytesnenija nefti vodoj. Geologo-geofizicheskie aspekty obosnovanija koeficienta nefteotdachi. M.: VNIGNI, 1981, vyp. 228, p. 59–79.
9. Havkin A.Ja., Alishaeva O.M. O vlijanii mineralizacii plastovyh vod na fazovye pronicaemosti i vybor optimal'noj tehnologii polimernogo vozdejstvija na neftjanoy plast. *VNIIneft'*, 1983, 11 p.
10. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Podzemnaja gidromehanika. M.: Nedra, 1993, 408 p.
11. Zareckij S.A., Suchkov V.N., Zhivotinskij P.B. Jelektrohimicheskaja tehnologija neorganicheskikh veshhestv i himicheskie istochniki toka. M: Vysshaja shkola, 1980, p. 34.
12. Seljakov V.I., Kadet V.V. Perkoljacionnye modeli processov perenosa v mikroneodnorodnyh sredah. M.: 1-j TOPMASH, 2006, 247p.
13. Uljasheva N.M., Ivenina I.V. Vlijanie ionnoj sily rastvora na skorost' uvlazhnenija glinistyh porod. Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more [*Construction of oil and gas wells on land and sea*], 2010, no. 4, p. 28–30.
14. Makeeva T.G. Metodicheskie novicii dlya umen'sheniya pogreshnosti opredeleniya plotnosti tverdoi fazi dispersnih gruntov standartnim metodom. Estestvennye i tehniczeskie nauki [*Natural and technical sciences*], 2009, no. 5, p. 231–243.
15. Khrumchenkov M.G., Eirish M.V., Kornil'cev U.A. Izuchenie strukturnih izmenenii I termodinamicheskaya model' fil'tracionnih svoystv glinistih porod. *Izv. RAN. Geoekologiya [Russian Academy of Science, Geoecology]*, 1996, no. 5, p. 63–73.

Валерий Владимирович КАДЕТ родился в 1953 г., окончил МИФИ по специальности «Теоретическая ядерная физика». Заведующий кафедрой нефтегазовой и подземной гидромеханики в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Valery V. Cadet was born 1953. He graduated from the Moscow Engineering Physics Institute in «Theoretical Nuclear Physics». He has been Head of the Department of Petroleum and Underground fluid mechanics at Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

E-mail: trudyrgung@gubkin.ru

Павел Станиславович ЧАГИРОВ родился в 1988 г., окончил в 2012 году магистратуру РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Аспирант кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Pavel S. CHAGIROV was born in 1988; he graduated from Gubkin Russian State University of Oil and Gas in 2012 with Master's Degree. He is currently doing a postgraduate course of studies at the Department of Petroleum and Underground fluid mechanics at Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

E-mail: pavel.chagirov@enconco.ru