

УЧЕТ ПЛОТНОСТИ АДсорБИРОВАННОЙ ВОДЫ ПРИ РАСЧЕТАХ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

А.Я. Хавкин
ИПНГ РАН, e-mail: aykhavkin@yandex.ru

Для вычисления коэффициента вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$) в глинодержащих коллекторах проводятся расчеты процесса вытеснения нефти. Приведем уравнения математической модели многофазной фильтрации с учетом поведения глинистых минералов в пористых средах в соответствии с [1–4].

Рассмотрим единичный объем глинодержащего коллектора. Пусть насыщенность его порового пространства водой будет S . Тогда нефтенасыщенность будет $1-S$. Пусть минерализация воды в поровом пространстве глинодержащего коллектора будет C . Поскольку время вытеснения нефти намного больше времени установления равновесия в системе пористый скелет – вода [3, 4], то можно считать, что пористость m и проницаемость пористой среды k в этом случае будут являться функциями только минерализации C и водонасыщенности S .

Выпишем основные уравнения баланса нефти, переноса солей, фильтрации, капиллярного давления:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [m(1-S)] + \operatorname{div} U_2 &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} (mSC + a) + \operatorname{div} (CU_1) &= \operatorname{div} (D \operatorname{grad} C), \\ U_i &= -k(C, S) f_i(S, C) / \mu_i(C) \operatorname{grad} P_i; i = 1, 2, \\ P_2 - P_1 &= P(S, C) = \sigma \sqrt{m/k} J(S, C). \end{aligned} \tag{1}$$

Здесь m – пористость; U_i – скорость фильтрации фаз (индекс $i = 1$ относится к воде); $a = a(C, S)$ – количество сорбированных солей в единице объема пористой среды; D – коэффициент диффузии; f_i – относительные фазовые проницаемости; μ_i – вязкости фаз; P_i – давление в фазах; P – капиллярное давление; σ – эффективное поверхностное натяжение на разделе фаз; J – функция Леверетта.

Специфика процесса ионообмена в глинодержащем коллекторе учитывается в уравнении баланса воды: вода может содержаться в поровом пространстве и быть адсорбированной скелетом пористой среды [1]. Поэтому уравнение баланса воды имеет вид:

$$\frac{\partial W}{\partial t} + \operatorname{div} U_1 = 0; W = mS + \omega, \quad (2)$$

где $m = m_0 - \Delta m$, $\omega = \omega(C, S)$ – количество адсорбированной воды, W – полное водосодержание единицы объема пористой среды, m_0 – начальная пористость, Δm – изменение пористости. Система уравнений (1)–(2) позволяет рассчитывать процесс вытеснения нефти при изменении структуры пористых сред. При набухании глин $\Delta m = \rho^* \cdot \omega$, где ρ^* – отношение плотностей воды в поровом пространстве к плотности воды в адсорбированном состоянии.

Значение плотности воды в адсорбированном состоянии может быть как больше, так и меньше 1 [5, 6]. Поэтому ρ^* может быть равно $1/1,2=0,83$, а может быть равно $1/0,7=1,43$.

При проектировании расчетный объем закачиваемой воды увеличивают на 10–15% относительно рассчитанного по балансу с объемом добытой водонефтяной смеси [7]. По-видимому, эта рекомендация определяется тем, что при разработке нефтяных месторождений заводнением ρ^* отличается от 1 и баланс по объему воды не выполняется, а выполняется, как и следует из закона сохранения массы, баланс по массе воды.

После нормировки переменных (W, a, ω, m отнесем к m_0) получим:

$$m_0 \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left[U^* F U - \alpha^2 \Phi \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right] = 0; W = mS + \omega, m = m_0 - \Delta m,$$

$$m_0 \frac{\partial}{\partial t} (CW - C\omega + a) + \frac{\partial}{\partial x} \left[U^* C F U - \alpha^2 \Phi \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial x} \left[D \frac{\partial C}{\partial x} \right], \quad (3)$$

$$m_0 \frac{\partial}{\partial t} (m + \omega) + U^* \frac{\partial U}{\partial x} = 0; U^* = U_1 + U_2,$$

$$F = f_1 / (f_1 + \mu \mu_1 f_2); \Phi = -f_2 F.$$

Первое уравнение системы (3) является обобщением уравнения Рапопорта – Лиса [8] на случай глинодержащей пористой среды. Из третьего уравнения системы (3) следует, что значение суммарной скорости потока U^* может не являться постоянной вдоль координаты X , в отличие от процесса вытеснения нефти при сохранении структуры пористой среды.

Были проведены расчеты для набухающих глин при $\rho^*=1$, что из $\Delta m = \rho^* \cdot \omega$ и третьего уравнения системы (3) дало $m + \omega = \text{const}$ и $U^* = \text{const}$. Распределения насыщенно-

сти S , водосодержания W , минерализации C вдоль пространственной координаты показали, что ионообмен замедляет скорость продвижения водной фазы, а количество воды в зоне низкой минерализации значительно увеличивается.

Полученные расчетным путем данные об изменениях в продвижении водной фазы в глиносодержащих коллекторах [3] полностью соответствуют экспериментальным исследованиям. Так, профиль насыщенности S в зоне проникновения пресного фильтрата бурового раствора в нефтенасыщенный пласт был получен в работе [9]. Методика эксперимента [9] состояла в следующем. Образцы керна глиносодержащей породы соединялись в один большой образец. Затем осуществлялся процесс вытеснения пресной воды, после чего этот большой образец разбирался и определялась водонасыщенность составляющих его частей. И хотя сами экспериментаторы отличают близость полученного ими распределения к решению уравнений Баклея – Леверетта [9], согласиться с ними нельзя. Набухание глин приводит к образованию двух характерных зон распределения водонасыщенности в области двухфазной фильтрации – зоны непрерывного уменьшения S и зоны нефтяного плато [1–3]. Как следует из расчетов, представленных в [2, 3], минерализация воды в зоне нефтяного плато равна пластовой. Это означает, что набухание глин приводит к характерным изменениям в структуре фронта вытеснения по сравнению с решением уравнения Баклея – Леверетта: вместо двух зон – чистой нефти и смеси нефти и закачиваемой воды (по модели Баклея – Леверетта) – появляется вал пластовой воды (соответствующий зоне нефтяного плато на профиле нефтенасыщенности).

Анализ расчетов показывает, что с увеличением набухания глин уменьшается скорость продвижения воды: при 50%-ном уменьшении пористости она составляет 80% от скорости вытеснения нефти водой с начальной пластовой минерализацией. Одновременно с уменьшением скорости продвижения воды уменьшаются средняя водонасыщенность в обводненной части и водонасыщенность на фронте вытеснения нефти, а следовательно, и обводненность продукции в момент прорыва воды в эксплуатационные скважины.

Вследствие гидратации глин увеличивается водосодержание в зоне пресной воды, приводящее к уменьшению пористости, что, в свою очередь, приводит к более полному вытеснению нефти.

В соответствии с (2) соотношение

$$W_{\text{св}} = m S_{\text{св}} + \omega \quad (4)$$

позволяет разделить связанную воду $W_{\text{св}}$ на гидродинамически ($m \cdot S_{\text{св}}$) и физико-

химически (ω) связанную.

Покажем различие между $W_{св}$ и $S_{св}$. Поскольку при набухании глин $m = m_0 - \rho^* \cdot \omega$, нормированные к m_0 значения W , ω , m , и S связаны следующими соотношениями:

$$W = (1 - \rho^* \cdot \omega)S + \omega = S + (1 - \rho^* \cdot S) \cdot \omega. \quad (5)$$

Соотношения (5) задают прямую линию в координатах (S , W) при фиксированной ω или в координатах (ω , W) при фиксированной S .

При $S_{св} = 0,2$ и $\rho^*=1$ (уменьшение пористости равно ω) получаем из (5), что при постоянстве $S_{св}$ количество связанной воды $W_{св}$ увеличивается от 0,2 до 0,28 при $\omega=0,1$ (уменьшение пористости на 10%) и до 0,6 при $\omega=0,5$ (уменьшение пористости на 50%).

При $\rho^*=1,43$ и $\omega=0,1$ (уменьшение пористости $\rho^* \cdot \omega$ составляет 14,3%) $W_{св}$ увеличивается от 0,2 до 0,33 и до 0,78 при $\omega=0,5$ (уменьшение пористости составляет 71,5%).

При том же уменьшении пористости на $\Delta m = \rho^* \cdot \omega$, равном 0,143, но при $\rho^*=0,83$ и $\omega=0,172$, получаем, что $W_{св}$ увеличивается от 0,2 до 0,343, т.е. имеем значимо другую величину по отношению к значению начальной водонасыщенности 0,2 и значению 0,33 при $\rho^*=1,43$ и $\omega=0,1$.

При $\rho^*=0,83$ и $\omega=0,1$ (уменьшение пористости составляет 8,3%) $W_{св}$ увеличивается от 0,2 до 0,28 и до 0,62 при $\omega=0,5$ (уменьшение пористости составляет 41,5%).

Эти примеры показывают, что $W_{св}$ может быть в несколько раз больше $S_{св}$. Более того, водосодержание W может быть в несколько раз больше водонасыщенности S . Предельное водосодержание единицы объема W^0 определяется по формуле:

$$W^0 = mS^0 + \omega. \quad (6)$$

Так, при $S^0 = 0,8$, $\omega=0,1$ и $\rho^*=1$ (10%-ное уменьшение пористости) получим, что $W^0 = 0,82$, а при $\omega=0,5$ и $\rho^*=1$ (50%-ное уменьшение пористости) $W^0 = 0,9$.

Получается, что соотношение между W и S определяется типом глин, взаимодействующим с минеральным составом закачиваемой в пласт воды. Поэтому для точного определения водонасыщенности на основе водосодержания необходимо замеренные по геофизике значения W корректировать с учетом анализа типов пород и соответственно плотности связанной воды, что оказывает существенное влияние на результаты геодинамических расчетов.

Коэффициент вытеснения нефти $K_{выт}$ характеризует изменение объемного содержания нефти в промытой зоне и определяется по формуле:

$$K_{\text{выт}} = (1 - S_{\text{св}} - (1 - \Delta m)(1 - S_0)) / (1 - S_{\text{св}}) = (S^0 - S_{\text{св}}) / (1 - S_{\text{св}}) + \Delta m (1 - S^0) / (1 - S_{\text{св}}). \quad (7)$$

Первая дробь во второй части соотношения (7) равна коэффициенту вытеснения при отсутствии ионообменных явлений и при неизменной структуре пор.

При набухании глин $\Delta m = \rho^* \cdot \omega$, и тогда из (7) следует, что

$$K_{\text{выт}} = (S^0 - S_{\text{св}}) / (1 - S_{\text{св}}) + \rho^* \cdot \omega (1 - S^0) / (1 - S_{\text{св}}) = (W^0 - S_{\text{св}}) / (1 - S_{\text{св}}) + \omega (\rho^* - 1) / (1 - S_{\text{св}}). \quad (8)$$

Из первой части формулы (8) видно, что при неизменных S^0 и $S_{\text{св}}$ значение $K_{\text{выт}}$ растет с ростом ω . Из второй части формулы (8) следует, что при $\rho^* = 1$ значение $K_{\text{выт}}$ можно вычислить, зная значение W , поскольку в начальный момент $\omega = 0$ и $W_{\text{св}} = S_{\text{св}}$. Так, при $S^0 = 0,8$ и $S_{\text{св}} = 0,2$ значение $K_{\text{выт}}$ без учета ионообменных явлений равно 0,75. При уменьшении пористости на 10% ($\rho^* \cdot \omega = 0,1$) получим, что $K_{\text{выт}} = 0,775$ (т.е. прирост $K_{\text{выт}}$ составит 0,025).

При диспергации глин пористость увеличивается и значение Δm становится меньше нуля. Как видно из второй части формулы (7) при диспергации глин и неизменных S^0 и $S_{\text{св}}$ значение $K_{\text{выт}}$ будет уменьшаться. Это может быть одной из причин недостижения запланированного значения $K_{\text{выт}}$ в коллекторах с диспергирующими глинами, в случае если $K_{\text{выт}}$ вычислялся без учета (7).

Замерив по геофизике $S_{\text{св}}$ и W^0 в пласте, зная ρ^* и замерив в лаборатории значение ω по керну, можно по формуле (8) вычислить $K_{\text{выт}}$. Следовательно, для точных вычислений коэффициента вытеснения нефти необходимо изучать изменения предельной S^0 и связанной $S_{\text{св}}$ водонасыщенностей при изменениях структуры пористой среды. В том числе и при лабораторных определениях коэффициента вытеснения нефти [10].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Хавкин А.Я.* Расчет процесса фильтрации минерализованной воды в нефтесодержащих глинах // Алгоритмы и программы: Информ. бюл. ВНИИЦентра. М., 1980. № 1. С. 51.
2. *Хавкин А.Я.* Результаты математического моделирования процесса вытеснения нефти водой из глиносодержащих пластов // Вопросы изучения нефтегазоносности недр. М., 1981. С. 99–104.
3. *Хавкин А.Я.* Гидродинамические исследования процессов вытеснения нефти в сложных пластовых условиях с учетом обменных явлений : Автореф. дис. канд. техн. наук. М., 1982. 24 с.
4. *Хавкин А.Я.* Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами : М.: МО МАНПО, 2000. 525 с.

5. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1971. 310 с.
6. *Макеева Т.Г., Гончарова Л.В., Трофимов В.А., Егоров Ю.М.* Природа и закономерности изменения плотности связанной воды в дисперсных системах // Тезисы докладов конференции «Ломоносовские чтения», секция «Геология», апрель 2008, МГУ, Интернет.
7. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, РД-153-39-007-96. М.: Минтопэнерго РФ, 1996. 205 с.
8. *Rapoport L.A., Leas W.J.* Properties of linear waterfloods // Trans. AIME. 1953. Vol. 198. P. 139–148.
9. *Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М.* Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1976. 89 с.
10. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр, РД 39-0147035-214-86 / Б.Т. Баишев, Ю.Е. Батулин, Г.Г. Вахитов и др. // М.: Миннефтепром. 1986. 254 с.