

УДК 532.546

© 1995 г. П. Т. ЗУБКОВ, К. М. ФЕДОРОВ

ВЛИЯНИЕ ГЕЛЕВЫХ БАРЬЕРОВ НА ТЕЧЕНИЕ ВОДЫ И НЕФТИ В НЕОДНОРОДНОМ ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ

Обсуждаются факторы, влияющие на место установки гелевых барьеров, время их разрушения и влияния барьеров на распределение потока в пласте и водо-нефтяное соотношение в добывающих скважинах после установки барьеров.

Заводнение сложных нефтяных коллекторов сопровождается ранним прорывом воды в добывающие скважины и высоким водо-нефтяным соотношением добываемой продукции. Различные методы воздействия на пласты направлены на снижение водо-нефтяного соотношения. Основная идея этих методов состоит в блокировании высокопроницаемых каналов и пропластков. Обработки пластов с использованием гелеобразующих полимеров показали хорошие результаты как на нагнетательных, так и на добывающих скважинах [1]. Эти обработки включают закачку растворов полимера и многовалентных металлов, сшивающих полимерные молекулы в гелеобразные структуры. Реагенты смешиваются перед закачкой или заканчиваются в пласт поочередно.

В работе [2] предлагается метод формирования барьеров в неоднородном пласте. Согласно этому методу, оторочки реагентов догоняют друг друга в пласте и реакция гелеобразования протекает на некотором расстоянии от скважины. Этот метод осуществляется при правильной последовательности закачки: в начале закачивается реагент с максимальной адсорбционной способностью, затем — промежуточная оторочка воды и, наконец, оторочка второго реагента, необходимого для реакции гелеобразования.

1. Гелевое воздействие на призабойную зону пласта описывается двумерными осесимметричными уравнениями двухфазной многокомпонентной фильтрации. Эти уравнения сводятся к уравнениям сохранения массы всего потока несжимаемых жидкостей, сохранения массы воды, сохранения масс компонентов и дополняются обобщенным законом Дарси:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rk_r (\lambda_w + \lambda_o) \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_z (\lambda_w + \lambda_o) \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0 \quad (1.1)$$

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rmSu_w) + \frac{\partial}{\partial z} (mSv_w) = 0$$

$$m \frac{\partial Sc_k}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rmSc_k u_w) + \frac{\partial}{\partial z} (mSc_k v_w) = - \frac{(1-m) \rho_R}{\rho_w} \frac{\partial a_k}{\partial t}, \quad k = 1, 2$$

$$mSu_w = -k_r \lambda_w \frac{\partial p}{\partial r}, \quad mSv_w = -k_z \lambda_w \frac{\partial p}{\partial z}$$

$$m(1-S)u_o = -k_r \lambda_o \frac{\partial p}{\partial r}, \quad m(1-S)v_o = -k_z \lambda_o \frac{\partial p}{\partial z}$$

$$\lambda_i = \frac{f_i}{R_i \mu_i}, \quad i = w, o$$

Здесь S , m , p — водонасыщенность, пористость и давление в пласте; ρ_i , μ_i , f_i , λ_i — плотность, вязкость, фазовая проницаемость и подвижность i -й фазы; u_i , v_i , k_i , k_z — компоненты вектора скорости i -й жидкости и абсолютной проницаемости пористой среды; c_k , a_k — концентрация k -го компонента в потоке и на скелете пористой среды; r , z , t — цилиндрические координаты и время.

Предполагается, что два гелеобразующих реагента растворены в водной фазе, гелеобразование происходит на поверхности пористой среды между адсорбированными компонентами. Этот механизм гелеобразования предложен в [3]. Таким образом, величина a_k характеризует адсорбцию k -го компонента, а произведение $a_1 a_2$ определяет количество образованного геля. Предполагается также, что характерное время реакции гелеобразования мало по сравнению со временем процесса обработки, поэтому используется квазистатистический подход, в котором концентрация адсорбированных компонентов есть функция содержания компонентов в потоке и на матрице пористой среды: $a_1 = a_1(c_1, a_2)$, $a_2 = a_2(c_2, a_1)$.

В расчетах использовались обычные изотермы адсорбции в виде закона Лэнгмюра

$$a_k = A_k \frac{b_k c_k}{1 + b_k c_k}$$

Адсорбция принималась обратимой. Эффектами гравитации, капиллярного скачка давлений и диффузии пренебрегалось из-за малой роли этих процессов при фильтрации жидкостей в призабойной зоне.

Снижение проницаемости пористой среды за счет адсорбции полимера и реакции гелеобразования описывается через фактор сопротивления R_r . Эта величина определяет падение подвижности i -й жидкости в пористой среде и определяется формулой

$$R_i = 1 + d_{1i} a_1 + d_{2i} a_2 + d_{3i} a_1 a_2$$

где $d_{1i} a_1$, $d_{2i} a_2$ — факторы сопротивления для растворов полимера и другого гелеобразующего компонента, $d_{3i} a_1 a_2$ — для гелевого раствора. В идеальном варианте гель увеличивает фактор сопротивления только для водной фазы и незначительно влияет на проницаемость по нефти.

Вязкость нефти в процессе не меняется, вязкость водной фазы зависит от концентрации полимера в потоке

$$\mu_w = \mu_{w0} + m_w c_1 + \mu_{w2} c_1^2$$

Модельные фазовые проницаемости используются в виде

$$f_w = \left(\frac{S - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^n, \quad S > S_{wr}; \quad f_w = 0, \quad S < S_{wr}$$

$$f_o = 0, \quad S > 1 - S_{or}; \quad f_o = \left(\frac{1 - S - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^l$$

$$S_{wr} < S < 1 - S_{or}; \quad f_o = 1, \quad S = S_{wr}$$

2. В исходном состоянии пласт полностью заполнен нефтью, давление однородное: $t = 0$: $S = 0$, $p = p_0$.

Рассматривается два типа задач: Первый — закачка в пласт воды и оторочек реагентов при установке барьеров. Этому типу задач соответствуют граничные условия

$$z = 0, \quad z = 10: \quad \frac{\partial p}{\partial z} = 0$$

$$r = r_c: \quad p = p_{c1}, \quad S = 1, \quad c_1 = c_{10} \quad (t_1 < t < t_2), \quad c_2 = c_{20} \quad (t_3 < t < t_4)$$

$$r = R: \quad p = p_0$$

где $(t_2 - t_1)$ — время закачки оторочки первого реагента, $(t_3 - t_2)$ — промежуточной оторочки воды, $(t_4 - t_3)$ — второго реагента.

Второй тип задач — истечение жидкости из пласта. Для задач этого типа выбраны следующие граничные условия:

$$z = 0, z = 10: \frac{\partial p}{\partial z} = 0$$

$$r = r_c: p = p_{c2}$$

$$r = R: p = p_0, S = 0 \quad (0 < z < 5), S = 1 \quad (5 < z < 10)$$

Характеристики пласта и жидкостей для анализируемых далее решений приведены ниже

$$\mu_{w0} = 1, \mu_{w1} = \mu_{w2} = 0, \mu_0 = 3 \text{ мПа с}, S_{wr} = S_{or} = 0, n = 3, 5, l = 1, 5$$

$$A_1 = 0,001, b_1 = b_2 = 10^2, A_2 = 0,0001, d_{11} = 10^3, d_{21} = 2 \cdot 10^3, d_{12} = 10^3$$

$$d_{22} = 2 \cdot 10^3, d_{13} = d_{23} = 10^3, m = 0, 2; r_c = 0,1 \text{ М}, R = 30 \text{ М}, \rho_R = 2500$$

$$\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3, c_{10} = 0,005, c_{20} = 0,001, p_0 = 23,5, p_{c1} = 28,5, p_{c2} = 18,5 \text{ МПа}$$

Неоднородность пласта моделировалась двумя гидродинамически связанными пропластками с равными толщинами (5 м) и различной проницаемостью: проницаемость верхнего пропластка ($5 < z < 10$ м) $k_1 = 0,45 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, нижнего ($0 < z < 5$ м) $k_2 = 0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Расчетная область пласта $30 \text{ м} \times 10 \text{ м}$.

Метод решения общей системы уравнений (1.1) базируется на подходе IMPES [4] с неявным расчетом давления и явным — насыщенности. Обобщение метода заключается в явном расчете еще и уравнений сохранения масс компонентов с использованием дифференциального анализатора [5]. В расчетах использовались сетки, имеющие 32×12 узлов, которые требуют 3 ч для расчета одного варианта на IBM PC-386.

3. Рассмотрим результаты решения задач первого типа — создания гелевых барьеров в пласте. Механизм процесса подробно рассмотрен ранее [2]. Идея метода основана на том, что скорость продвижения оторочки реагента по пористому пласту зависит от интенсивности адсорбции реагента: чем выше адсорбция, тем медленнее продвижение реагента. В случае закачки сначала оторочки более адсорбируемого реагента, затем промежуточной оторочки воды и, наконец, оторочки менее адсорбируемого реагента реакция гелеобразования начинается лишь на некотором расстоянии от скважины.

Результаты расчетов показали, что задача формирования барьеров на заданном расстоянии от скважины является многофакторной задачей, которая существенно зависит от неоднородности пласта (соотношения абсолютных проницаемостей пропластков), размеров оторочек реагентов и воды, фактора сопротивления геля, соотношения вязкостей воды и нефти и др. Поэтому подбор размеров используемых оторочек для конкретного пласта является в некотором роде искусством, требующим определенной интуиции, которая формируется в процессе исследований. Дело в том, что закачка больших оторочек реагентов (или небольшой промежуточной оторочки воды) приводит к полному закупориванию всего сечения пласта, и процесс фильтрации затухает. Закачка же малых оторочек приводит к формированию небольшого малоэффективного барьера, который слабо влияет на гидродинамический поток в пласте.

Механизм процесса формирования гелевых барьеров проиллюстрирован на двух конкретных примерах без деталей подбора размера оторочек реагентов. Процедура подбора показала, что для формирования эффективных барьеров на различных расстояниях от скважины в конкретном случае необходимы следующие объемы оторочек (см. таблицу).

Оторочки	Пример I	Пример II
Полимер	300 м ³	150 м ³
Вода	1700 м ³	800 м ³
Второй реагент	300 м ³	150 м ³

Далее анализ результатов проводится относительно объема закачанной в пласт жидкости, который определяется по формуле

$$Q = 2 \pi r_c \int_0^t dt \int_0^{10} (m v_w S + m v_0 (1 - S)) dz$$

Рассмотрим результаты численного расчета примера I. В соответствии с общей схемой процесса оторочка первого реагента движется медленнее оторочки второго реагента из-за различной адсорбционной активности реагентов. При этом за счет различной проницаемости пропластков оторочки деформируются и могут разрываться на две части.

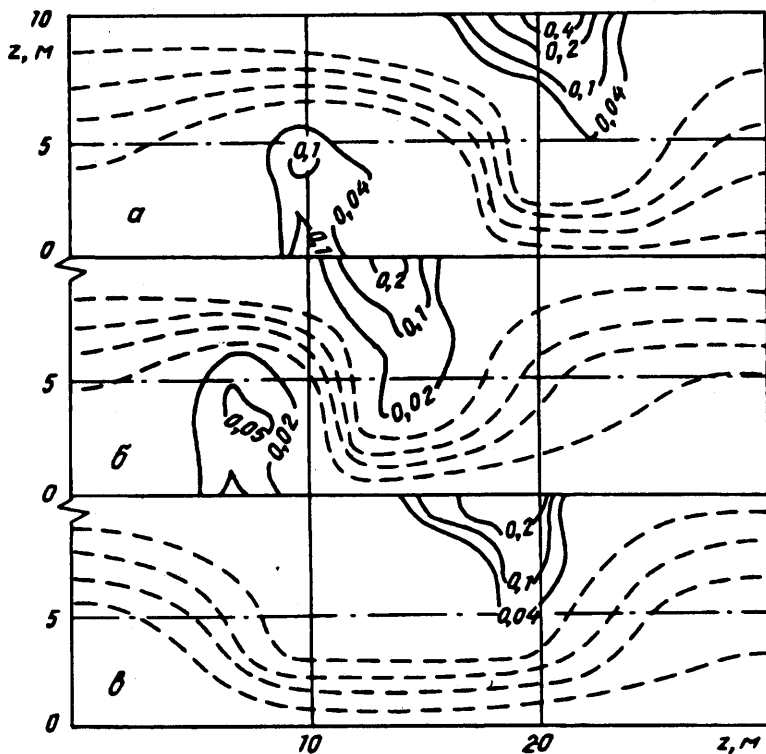
Перед закачкой в пласт реагентов моделировался прорыв воды по высокопроницаемому пропластку. Для этого первоначально решалась задача о вытеснении нефти водой до тех пор ($t = t_1$), пока вода не прорывалась к выходу ($r = R$) по высокопроницаемому пропластку. Этот момент времени соответствует прокачке через расчетный элемент пласта 5000 м³ воды. После этого моделировалась закачка последовательности оторочек.

Процесс формирования барьеров в примере I заканчивается к моменту прокачки 10 000 м³ жидкости через пласт. К этому моменту линии тока жидкости максимально искривлены и весь поток, закачиваемый в пласт, начинает обтекать барьеры (фиг. 1, а). На фиг. 1 сплошными кривыми обозначены изоконцентрации геля (концентрация его характеризуется величиной a_1, a_2), приведенные к величине 10^{-8} . Штриховые кривые соответствуют линиям тока, причем расходная характеристика трубок тока, разделяемых этими линиями, одинакова — через каждую трубку протекает 20% потока. Как видно из фиг. 1, а, барьеры формируются как в высокопроницаемом, так и в низкопроницаемом пропластках на некотором удалении друг от друга.

В примере II используются меньшие размеры оторочек реагентов и воды для того, чтобы реакция гелеобразования начиналась ближе к скважине. Качественно механизм формирования и барьеров аналогичен предыдущему и проиллюстрирован на фиг. 1, б. За счет использования меньших оторочек барьеры формируются ближе к скважине и раньше (после прокачки 7000 м³ жидкости с учетом предварительного заводнения).

Рассмотрен также вариант закачки реагентов только в высокопроницаемый пропласток, что возможно на практике при использовании специальных устройств. В постановке задачи граничное условие на скважине в этом случае изменено на комбинированное: в верхнем сечении, соответствующем высокопроницаемому пропластку, поддерживалось постоянное давление, в нижнем сечении во время закачки оторочек выставлялось условие непротекания. Размеры оторочек, закачиваемых в пласт, соответствовали примеру I. Формирование барьера завершается после прокачки 10 000 м³ жидкости. Линии тока и изоконцентрации геля на этот момент времени приведены на фиг. 1, в. В этом случае гелевый барьер формируется только в верхнем высокопроницаемом пропластке. Искривление трубок тока жидкости после формирования барьера несущественно отличается от случая закачки реагентов во все сечения пласта. Но при заданном перепаде давления расход жидкости, протекающей через элемент пласта выше, чем в случае формирования барьеров в обоих пропластках.

Таким образом, показана возможность формирования гелевых барьеров в



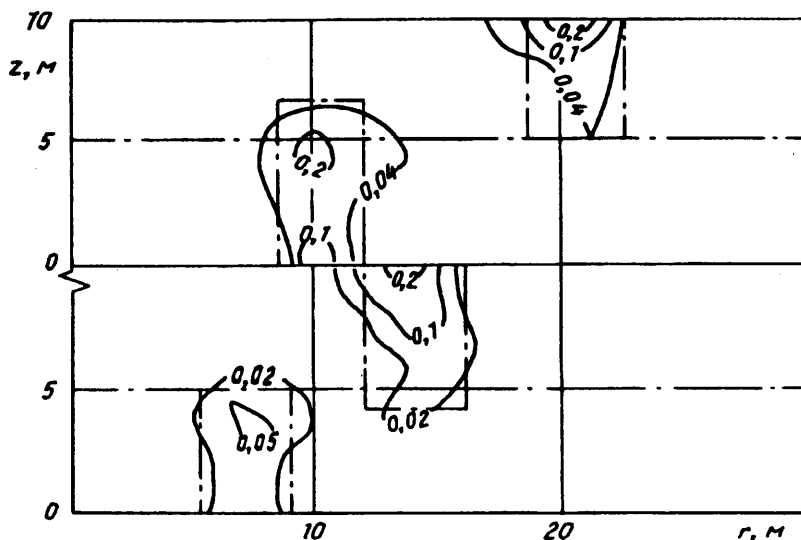
Фиг. 1

неоднородных нефтяных пластах на разных расстояниях от скважины. Барьеры формируются в различных пропластках на разных расстояниях от скважины, поэтому поток воды, закачиваемой в пласт, последовательно омывает эти барьеры. Размеры оторочек реагентов и промежуточной оторочки воды должны быть взаимосогласованы: использование больших оторочек реагентов при относительно малой промежуточной оторочке воды приводит к закупориванию всего сечения пласта, в противоположном случае размер гелевых барьеров невелик и слабо влияет на геометрию потока.

4. Представленная математическая модель процесса учитывает также эффект расформирования барьеров, обусловленный десорбцией гелеобразующих компонентов. Так как данные по разрушению геля в пористой среде в литературе практически отсутствуют, в работе полагалось, что процесс десорбции описывается теми же законами, что и процесс адсорбции.

Рассмотрим процесс расформирования барьеров для примера I. До момента прокачки $14\,000\text{ м}^3$ воды эти изменения малозаметны и не влияют на гидродинамику течения. После этого момента вода прорывается через барьер, находящийся в высокопроницаемом пропластке, и половина потока воды устремляется в этот разрыв (фиг. 2, а), т. е. начинается процесс разрушения барьеров.

При сильной неоднородности пласта метод формирования барьеров может быть неэффективен. Так, уже при соотношении абсолютных проницаемостей пропластков, равном 10 ($k_1 = 0,45 \cdot 10^{-12}\text{ м}^2$, $k_2 = 0,045 \cdot 10^{-12}\text{ м}^2$), гелевый барьер разрывается в сечении верхнего пропластка уже в момент формирования. Этот эффект проиллюстрирован данными расчетов, приведенными на фиг. 2, б (обозначения те же, что на фиг. 1). Размеры закачиваемых оторочек соответствовали примеру I.



Фиг. 3

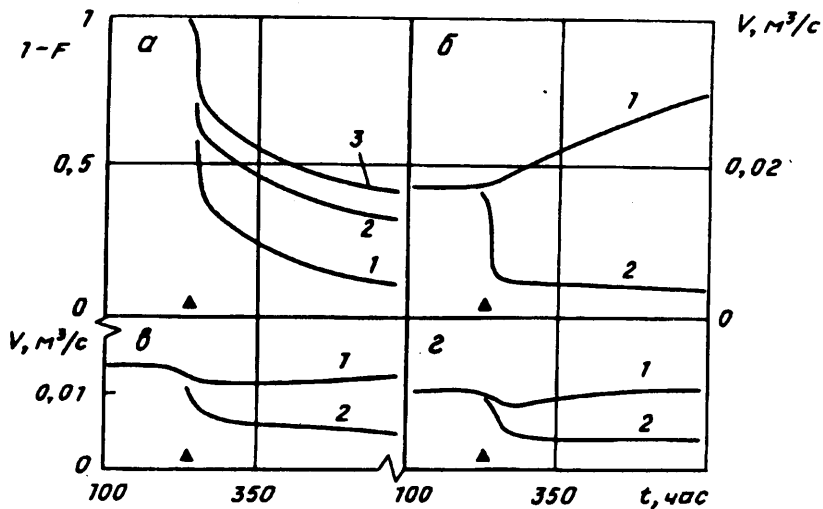
нагнетательных скважин с точки зрения их влияния на эффективность вытеснения нефти не имеет положительного ответа.

5. Цель обработки добывающих скважин — понижение водонефтяного соотношения. Для оценки эффективности гелевого воздействия в этом случае необходимо решить задачу о притоке жидкости в скважину с установленными в пласте барьерами и без них. Данная задача ставится следующим образом. Неоднородный пласт тех же размеров и с теми же свойствами, с однородным начальным давлением $p = 23,5$ МПа в исходном состоянии целиком заполнен нефтью. Прорыв воды моделируется следующим приближением: на скважине давление сбрасывается до значения $p_c = 18,5$ МПа, а на расстоянии $R = 30$ м поддерживается начальное давление, насыщенность воды на последней границе равна $S = 1$ в высокопроницаемом пропластке ($5 < z < 10$ м) и $S = 0$ в низкопроницаемом ($0 < z < 5$ м). Расчетная схема «по потоку» этой задачи отличается лишь изменением направления потока на противоположный.

После прокачки 2000 м^3 жидкости по пласту без барьера происходит прорыв воды по высокопроницаемому пропластку. Укажем, что в расчетах не удастся получить установившегося решения за разумные времена расчета. В дальнейшем происходит очень медленное вымывание нефти из низкопроницаемого пропластка. Отметим также, что лишь около 16—20% потока приходится на низкопроницаемый пропласток.

Для того чтобы не усложнять решение возможным разрушением барьеров, а также обобщить результаты исследования на случай формирования барьеров из других реагентов и другими методами, задача несколько идеализировалась. Механизм формирования барьеров с помощью различных реагентов имеет главную закономерность: в более проницаемых пропластках барьер формируется дальше от скважины, в менее проницаемых — ближе к ней. Пусть в пласте сформированы устойчивые неподвижные барьеры в виде прямоугольных областей пониженной проницаемости. Величина последней рассчитывалась с помощью осреднения количества геля в этой области: $k_{b1} = 0,002 \text{ м}^{-12}$ для барьера в высокопроницаемом пропластке и $k_{b2} = 0,00026 \text{ м}^{-12}$ — в низкопроницаемом.

Местоположение и размеры барьеров, схематизирующих примеры I и II, приведены на фиг. 3 (штрихпунктирные кривые отделяют зоны различной про-



Фиг. 4

ницаемости). Барьеры считались неподвижными с неизменной формой. Граничные условия задачи такие же, что и в случае притока жидкости из пласта без барьеров.

К моменту прорыва воды в скважину и после него наблюдается интересное явление перемешивания потока за барьерами в непосредственной близости от скважины. Практически во всем сечении пласта у скважины водонасыщенность $S = 0,56$. Доля потока, протекающего через низкопроницаемый пропласток в пласте с барьерами во входном и выходном сечении, увеличивается более чем в 1,5 раза и достигает 30%.

Эффективность процесса характеризуют зависимости доли нефти в потоке, вытекающем в скважину, и абсолютный приток нефти. Сравнение этих данных для пласта с барьерами и без них приведено на фиг. 4. Доля нефти в потоке в зависимости от времени приведена на фиг. 4, а; причем моменты прорыва воды совмещены для всех случаев (у пласта с барьерами общая проницаемость пласта меньше, чем у пласта без барьеров, поэтому прорыв воды в скважину у первого наблюдается позже, чем у второго). Как видно из фиг. 4, а, барьеры значительно повышают долю нефти в потоке после прорыва воды. Если в неоднородном пласте без барьеров на момент времени $t = 600$ ч доля нефти в потоке равна 13% (кривая 1), то после установки барьеров эта величина составляет 42% (кривая 2) для барьеров, представленных на фиг. 3, а, и 35% (кривая 3) для барьеров, приведенных на фиг. 3, б.

Однако необходимо учитывать, что установка барьеров снижает общий приток жидкости в скважину. Динамика этой величины во времени представлена на фиг. 4, б — г. В пласте без барьеров после прорыва воды общий расход жидкости растет (фиг. 4, б, кривая 1) за счет того, что высокопроницаемая зона заполняется менее вязкой жидкостью — водой. Но за счет более резкого снижения доли нефти в потоке общий расход нефти падает (фиг. 4, б, кривая 2).

Установка барьеров приводит к тому, что общий расход жидкости после прорыва воды растет незначительно (фиг. 4, в, г, кривые 1), а общее количество вытекающей нефти падает незначительно (фиг. 4, в, г, кривые 2). Данные на фиг. 4, в относятся к барьерам, приведенным на фиг. 3, а, а фигура 4, г соответствует случаю барьеров, показанных на фиг. 3, б. В итоге установка барьеров не только значительно увеличивает долю нефти в потоке, поступающем в скважину (в 3,23 раза), но и может привести к приросту абсолютного притока нефти из пласта. Например, для случая барьеров, схематизированных на фиг.

3, а, прирост притока нефти увеличился с 0,038 до 0,044 м³/с (см. кривые 2 на фиг. 4, б, в). Эти данные указывают на эффективность применения данного метода на добывающих скважинах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Hessert J. E., Fleming-III P. D.* Gelled polymer technology for control of water in injection and production wells//Proc. of the III Tertiary Oil Recovery Conf. Wichita, Kansas, 1979. V. 4. P. 58—70.
2. *Зубков П. Т., Федоров К. М.* Механизм формирования высоковязких барьеров в неоднородных нефтяных пластах//Изв. РАН, МЖГ, 1994. № 1. С. 98—103.
3. *Avery M. R., Sutphen J. A.* Field evaluation of production well treatments in Kansas using a crosslinked cationic polymer gel//Proc. of the 8 Tertiary Oil Recovery Conf. Wichita, Kansas, 1991. V. 11. P. 31—42.
4. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 408 с.
5. *Халимов Э. М., Леви Б. И., Дзюба В. И., Пономарев С. А.* Технология повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1984. 271 с.

Тюмень

Поступила в редакцию
4.II.1994