

УДК 532.546

© 1995 г. В. М. ЕНТОВ, Ф. Д. ТУРЕЦКАЯ

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Приведены результаты математического моделирования процесса двухфазной фильтрации в слоисто-неоднородных пластах. Проанализированы особенности течения в случае значительного контраста проницаемостей пропластков. Показана необходимость учета перетоков между отдельными пропластками в таких пластах. Исследованы особенности применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи, основанных на изменении направления потоков. Показана возможность повышения нефтеотдачи за счет рационального регулирования направления потоков, достигаемого путем блокирования пласта в окрестности скважин.

Низкая эффективность (30%) извлечения нефти существующими методами продолжает оставаться центральной проблемой нефтеотдачи. Вместе с тем современная конъюнктура делает малореальным широкое применение крупномасштабных, долговременных и дорогостоящих методов повышения нефтеотдачи, таких, как физико-химическое заводнение. Поэтому все большее внимание уделяется технологиям, основанным на локализованном воздействии на пласт с учетом его конкретных особенностей. В частности, успешно развиваются методы, основанные на локальном блокировании пласта посредством внутрислоевого образования гелей, осаждения нерастворимого осадка, блокирования прорывов воды дисперсными частицами и полимерно-дисперсными системами и т. д. [1—9].

В принципе упомянутые технологии позволяют создать непроницаемые барьеры в любом месте пласта и в нужный момент. Если принять такое «всемогущество» оператора как данность, возникает чисто гидродинамическая задача — оценить потенциальные возможности воздействия и указать оптимальные условия его применения. Замечательно, что, хотя сама технология вряд ли может быть надежно смоделирована из-за наличия множества плохо поддающихся учету факторов, результаты создания блокирующих барьеров вполне могут быть проанализированы с помощью обычных моделей двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей («black oil simulators»).

В данной работе такой подход применен к простейшей и основной ситуации — заводнению горизонтального слоистого пласта со значительным контрастом проницаемостей. Показано, что рациональное локальное блокирование прорывов воды способно значительно (на десятки процентов) повысить коэффициент нефтеизвлечения. Моделирование показывает, что коэффициент нефтеизвлечения существенно выше при блокировании потока на выходе (в окрестности добывающей скважины), чем при блокировании в окрестности нагнетательной скважины или в глубине пласта. Поучительно, что этот вывод, имеющий элементарное гидродинамическое объяснение, находится в противоречии с общепринятой практикой и, возможно, указывает на необходимость ее пересмотра. Моделирование показывает также, что значительную роль в формировании положительного эффекта (выигрыша в коэффициенте извлечения) играют перетоки между отдельными пропластками слоистого пласта. При этом оказывается, что межпластовые перемычки даже при весьма малой проницаемости, на 3—4 порядка меньшей проницаемости основного пласта, обеспечивают существенные для достижения технологического эффекта межпластовые перетоки. Это показывает, что обычная

классификация пропластков на проницаемые и непроницаемые по их возможному вкладу в продуктивность скважины оказывается чересчур грубой и зачастую приводит к неверным заключениям.

1. Постановка задачи и математическая модель. Рассматривается вытеснение нефти водой («заводнение») горизонтального слоистого пласта в пренебрежении капиллярными и гравитационными эффектами. Задача рассматривается в плоской (двумерной) постановке, область течения — прямоугольник $L \times H$ плоскости xu — соответствует вертикальному сечению пласта; горизонтальные подошва ($y = 0$) и кровля ($y = H$) пласта предполагаются непроницаемыми; вертикальные границы предполагаются изобарами, на которых заданы давления нагнетания (при $x = 0$) и выходное давление (при $x = L$), принятое за начало отсчета давления. Предполагается также, что закачивается только вода, так что во входном сечении пласта с самого начала формируется насыщенность, равная критической, соответствующей обращению в нуль относительной фазовой проницаемости для нефти.

Соответствующие краевые условия имеют вид

$$\begin{aligned} 0 \leq x \leq L, y = 0, y = H: u_x &= 0 \\ 0 \leq y \leq H, t \geq 0: p(0, y, t) = 0, p(L, y, t) &= \Delta p \\ 0 \leq y \leq H, t \geq 0: s(0, y, t) &= s^0 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Начальные условия отвечают невозмущенному состоянию пласта, содержащего нефть и связанную воду при постоянной начальной насыщенности

$$0 \leq x \leq L, 0 \leq y \leq H: s(x, y, 0) = s_0 \quad (1.2)$$

Рассматриваемый процесс описывается системой уравнений, состоящей из уравнений сохранения массы фаз и уравнений движения — обобщенного закона Дарси

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = -\operatorname{div} u_i, \operatorname{div} u = 0 \quad (1.3)$$

$$u = u_1 + u_2, u_i = -\frac{k f_i}{\mu_i} \operatorname{grad} p, i = 1, 2$$

где t — время, p — давление, s — насыщенность, m — пористость, u_i — фазовые скорости фильтрации ($i = 1, 2$, индекс 1 относится к водной фазе, 2 — к нефтяной), u — суммарная скорость фильтрации, k — абсолютная проницаемость, μ_i — вязкости фаз, f_i — относительные фазовые проницаемости.

Относительные фазовые проницаемости — заданные функции насыщенности

$$f_1 = 5,0 (s - 0,2)^{3,5}, f_2 = (0,72 - s)^{1,2}, s_0 \leq s \leq s^0 \quad (1.4)$$

Осуществляется переход к безразмерным переменным: роль характерной длины играет расстояние между галереями L , характерного давления — величина перепада давления между галереями Δp , характерного времени — комбинация $mL^2\mu_1/(k^*\Delta p)$, вязкость относится к вязкости воды μ_1 , проницаемость — к значению средней проницаемости k^* .

После введения безразмерных функций

$$F = f_1 \left(f_1 + \frac{\mu_1}{\mu_2} f_2 \right)^{-1}, K = k \left(\frac{f_1}{\mu_1} + \frac{f_2}{\mu_2} \right) \quad (1.5)$$

система уравнений (1.3) в безразмерных переменных принимает вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K \frac{\partial p}{\partial y} \right) = 0 \quad (1.6)$$

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = K \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial F}{\partial x} + K \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial F}{\partial y}$$

Рассматривается слоисто-неоднородный пласт, состоящий из пропластков различной толщины и проницаемости. Значения параметров пласта, а также свойства жидкостей заданы

$$L = 150 \text{ м}, h_1 = 3,6 \text{ м}, h_2 = 5,6 \text{ м} (6,4 \text{ м}), h_3 = 0,8 \text{ м}$$

$$k_1 = 1 \text{ Дарси}, k_2 = 0,2 \text{ Дарси}, k_3 = 0,1 \text{ Дарси} (k_3 = 0),$$

$$\mu_1 = 1,31 \text{ сП}, \mu_2 = 10 \text{ сП}, \Delta p = 50 \text{ атм}, m = 0,206,$$

$$s_0 = 0,2, s^0 = 0,72$$

Эти характеристики соответствуют принципиальной для теории разработки месторождений ситуации с более тонким пропластком высокой проницаемости и массивным менее проницаемым пропластком, содержащим основные запасы нефти. При этом из-за сильного контраста проницаемостей пластов неизбежны ранний прорыв воды и низкая эффективность процесса разработки. Возможности его совершенствования представляют особый интерес для приложений.

Задача (1.2)—(1.6) решается методом конечных разностей на неравномерной прямоугольной разностной сетке, построенной с учетом неоднородности пласта и различия вертикального и горизонтального масштабов. Используется алгоритм раздельного определения насыщенности и давления. Для определения водонасыщенности используется явная конечно-разностная схема, давление находится методом установления с применением неявной схемы метода переменных направлений. Точность расчетов контролируется по соблюдению баланса извлекаемой и нагнетаемой жидкостей.

2. Численные эксперименты. Цель предпринятых математических экспериментов — проанализировать на простых моделях возможность повышения нефтеотдачи гидродинамическими методами за счет изменения направления потоков. Регулирование потоков предлагается осуществлять путем локального воздействия на пласты. Предполагается, что технически возможно изменять проницаемость пласта в произвольные моменты времени и на произвольных участках пласта вплоть до полной «закупорки» отдельных пропластков.

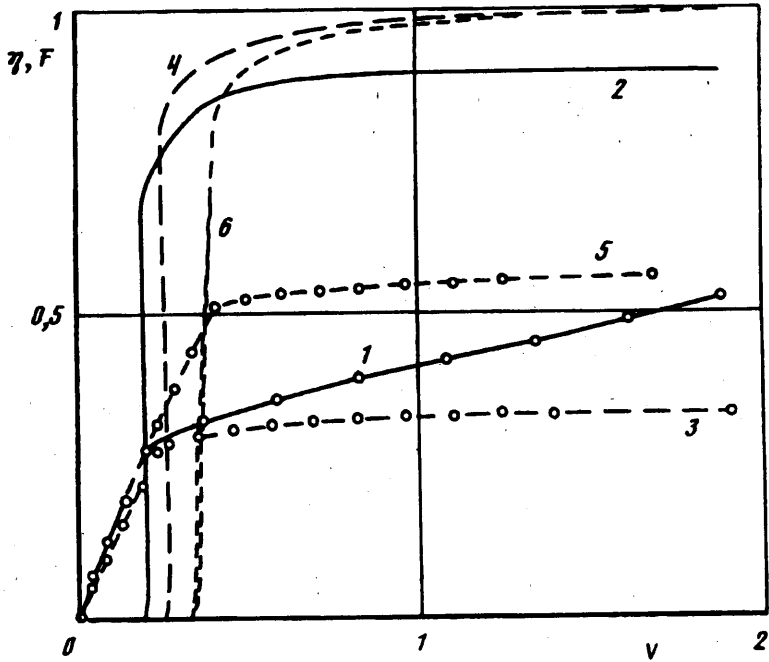
Первая серия расчетов относится к пласту, состоящему из двух изолированных пропластков, что формально соответствует нулевой проницаемости межпластовой перемычки ($k_3 = 0$).

В качестве основного варианта для сравнения во всех случаях выбран вариант, отвечающий непрерывному нагнетанию воды в первоначально невозмущенный пласт. Для сопоставления рассматривается процесс заводнения с закупоркой некоторой части мощности пласта. Поскольку вода прорывается в добывающую скважину первоначально в наиболее высокопроницаемом пропластке, естественный путь к повышению эффективности процесса состоит в изоляции (перекрытии) высокопроницаемого пропластка непосредственно после прорыва воды.

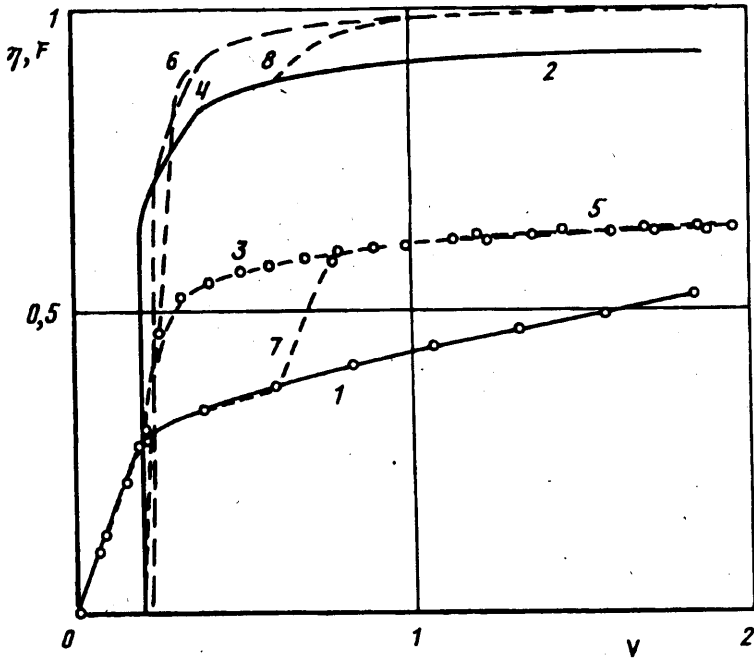
Расчеты показывают, что в основном варианте прорыв воды происходит на ранней стадии разработки, когда объем закачанной воды составляет всего 0,2 порового объема. После этого доля воды в объеме извлекаемой жидкости быстро нарастает до значительной величины.

Будем характеризовать эффективность процесса заводнения динамикой величин коэффициента нефтеотдачи η (отношения количества добытой нефти к первоначальному объему нефти в пласте) и обводненности F (текущего значения доли воды в общем потоке извлекаемой жидкости). Обычно процесс оказывается экономически невыгодным, когда обводненность достигает некоторого предельного значения, и соответствующее значение коэффициента нефтеотдачи рассматривается как максимально достижимое.

В основном варианте максимальная нефтеотдача достигается при объеме закачанной жидкости V , составляющем 1,7 порового объема при обводненности $F = 0,98$. Если же после прорыва воды в добывающую скважину закупорить

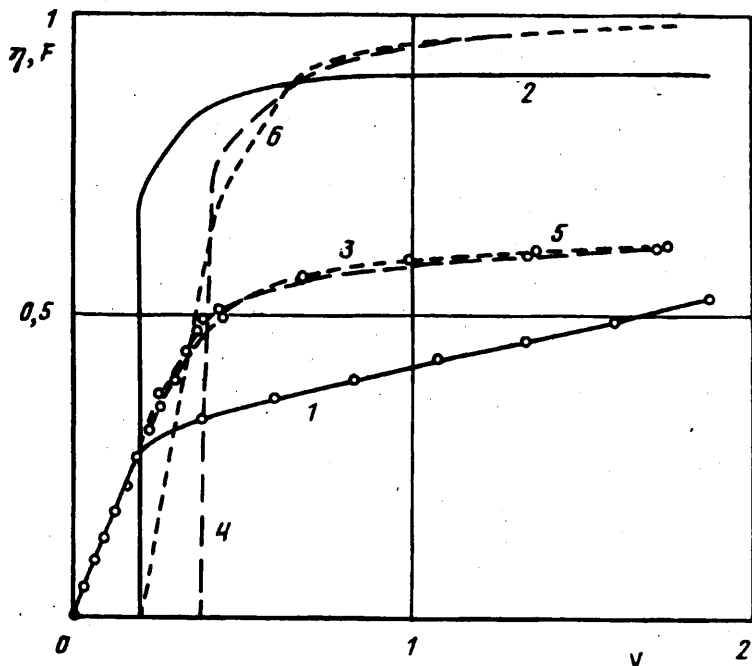


Фиг. 1

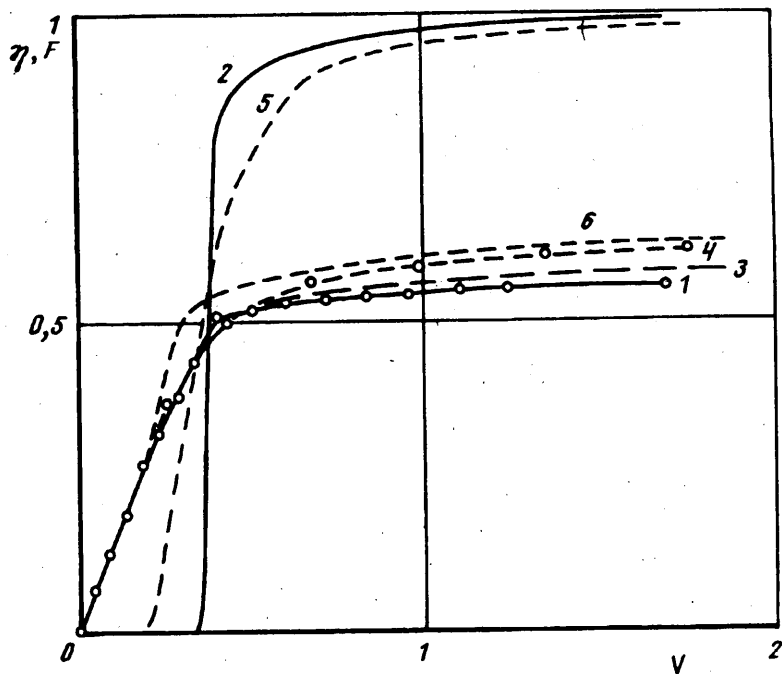


Фиг. 2

высокопроницаемый пропласток в окрестности добывающей или нагнетательной скважины, то в дальнейшем разрабатывается только один, менее проницаемый пропласток. Максимальная нефтеотдача в этом случае достигается при меньшем объеме закачки, составляющем 0,87 порового объема. При этом результаты,



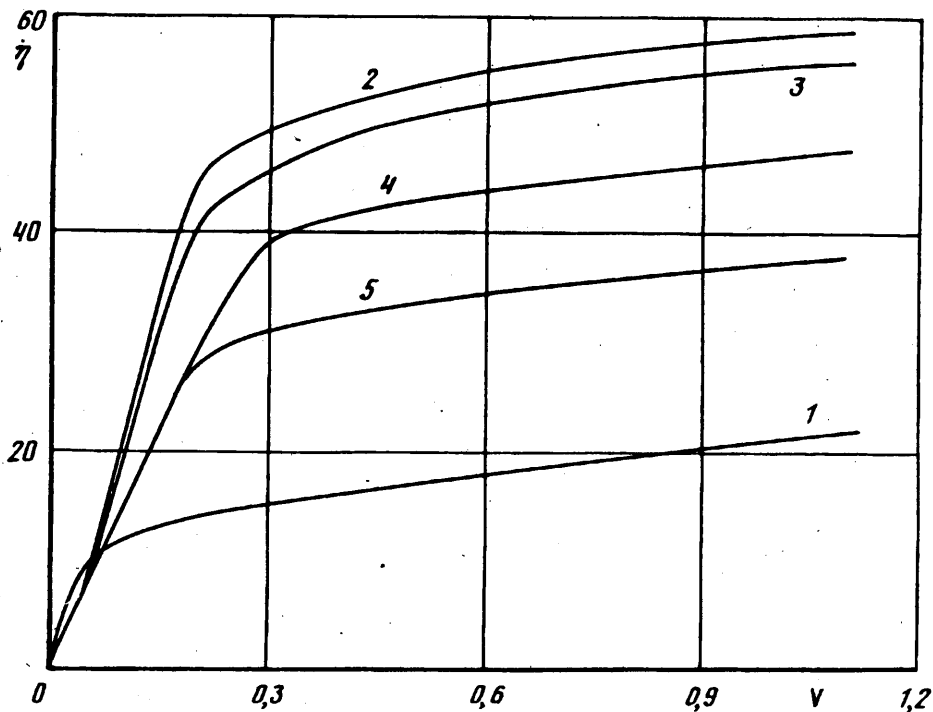
Фиг. 3



Фиг. 4

соответствующие вариантам с закупоренной нагнетательной и добывающей скважинами, совпадают между собой (что очевидно, так как в данном случае пропластки изолированы).

Результаты моделирования в виде кривых зависимости нефтеотдачи (кривые



Фиг. 5

1, 3, 5) и обводненности (кривые 2, 4, 6) от безразмерного объема закачки V приведены на фиг. 1 для основного варианта (кривые 1, 2) и для вариантов с блокированием в начале разработки (кривые 3, 4) и после прорыва (кривые 5, 6).

Следующая серия расчетов отвечает трехслойному пласту, в котором мощные проводящие слои разделены тонким ($h_3 = 0,8$ м) слабопроницаемым пропластком. Проницаемость тонкого пропластка варьировалась в процессе расчетов от 0,01 до 0,00001. Соответствующие результаты представлены на фиг. 2—4. Оказалось, что даже при столь низкой проницаемости пренебрегать наличием этого пропластка и считать его непроницаемым, как это часто делается при анализе разработки нефтяных месторождений, нельзя, так как роль межпластовых перетоков через него может быть весьма велика. Для такого трехслойного пласта рассматривается основной процесс непрерывной закачки воды в пласт, а также различные варианты с закупоркой высокопроницаемого пропластка в различные моменты времени как в окрестности добывающей, так и нагнетательной скважин.

На фиг. 2 и 3 сопоставляются результаты непрерывной закачки воды (кривые 1, 2) и закачки с закупоркой высокопроницаемой части добывающей скважины в моменты времени, характеризующиеся различными значениями объема закачанной жидкости V , для $k_3 = 0,01$ и 0,0001. Кривые 3, 4 на фиг. 2, 3 отвечают случаю блокирования добывающей скважины при $V = 0$ — в начальный момент, кривые 5, 6 — при $V = 0,2$, (непосредственно после прорыва воды) и кривые 7, 8 на фиг. 2 — при $V = 0,6$ (на достаточно поздней стадии разработки).

Поскольку в рассматриваемом случае время прорыва мало, закупорка вблизи добывающей скважины высокопроницаемого пропластка непосредственно после прорыва оказалась столь же эффективной, как и закупорка его в начальный момент времени $t = 0$. Более раннее блокирование высокопроницаемого пропластка вблизи добывающей скважины позволяет весьма незначительно продлить безводный период разработки, несколько отодвигая момент прорыва.

Закупорка высокопроницаемого пропластка вблизи добывающей скважины в более поздние моменты времени оказывается менее эффективной, так как максимальная нефтеотдача достигается при закачке большого количества воды.

Серия расчетов с закупоркой высокопроницаемого пропластка вблизи нагнетательной скважины показала, что, хотя закупорка на ранней стадии разработки (при $t=0$ или в момент прорыва) и повышает эффективность процесса заводнения, эффект значительно ниже, чем при закупорке вблизи добывающей скважины. Эти общие тенденции сохраняются для всех значений проницаемости перемычки (k_3 от 0,01 до 0,0001) и позволяют заключить, что наибольший интерес с точки зрения повышения нефтеотдачи представляет закупорка высокопроницаемого пропластка в окрестности добывающей скважины непосредственно после прорыва воды. Это подтвердили результаты расчетов, проведенных для различных значений вязкости нефти ($\mu_2 = 10$ и 4 сП) и проницаемости слабопроницаемого пропластка, а также в отсутствие малопроницаемого пропластка.

Результаты расчетов процесса заводнения с закупоренной после прорыва воды частью добывающей скважины для трехслойного пласта и пласта, состоящего из двух изолированных пропластков, представлены на фиг. 4. Кривые 1, 2 соответствуют случаю непроницаемой перемычки ($k_3 = 0$), 3—6 — различным значениям проницаемости тонкого пропластка k_3 : 3 — $k_3 = 10^{-4}$; 4, 5 — $k_3 = 10^{-3}$; 6 — $k_3 = 10^{-1}$). Кривые 2, 5 — кривые зависимости обводненности, 1, 3, 4, 6 — нефтеотдачи от безразмерного объема закачки. Сопоставление приведенных результатов подтверждает необходимость учета перетоков даже при весьма низкой проницаемости разделяющего пропластка.

Естественно, это объясняется большой площадью перетока и малым путем фильтрации. Для эффективности процесса выгодно, чтобы вода перетекала из высокопроницаемого заводненного пропластка в низкопроницаемый вблизи нагнетательной скважины, вытесняя нефть. Именно этим объясняется большая эффективность блокирования пласта на выходе.

Сходная серия расчетов проведена для двухслойного пласта, состоящего из сообщающихся пропластков с еще большим контрастом проницаемостей и толщин слоев: $h_1/H = 0,15$, $h_2/H = 0,85$, $k_1 = 3$ Дарси, $k_2 = 0,16$ Дарси (все остальные параметры те же, что и выше). В ходе расчетов моделировалась закупорка пласта вблизи добывающей скважины на разную толщину, скажем, с перекрытием только высокопроницаемого пропластка или с частичным блокированием и менее проницаемого слоя. Наиболее эффективной оказалась закупорка только высокопроницаемого пропластка.

На фиг. 5 кривая 1 отвечает основному варианту, 2 — перекрытию только высокопроницаемого пропластка мощности 0,15 Н, кривые 3, 4, 5 — закупорке увеличивающейся по толщине части слабопроницаемого слоя мощности 0,3 Н, 0,5 Н, 0,7 Н соответственно.

Таким образом, моделирование указывает на большие потенциальные возможности локального блокирования потока как средства повышения эффективности разработки неоднородных пластов и на возможности гидродинамического анализа в выборе оптимальной схемы ведения процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алмаев Р. Х., Рахимкулов И. Ф., Асмоловский В. С. и др. Силикатно-щелочное воздействие на пласт в условиях месторождения // Нефт. хоз-во, 1992. № 9. С. 22—26.
2. Габдрахманов А. Г., Алмаев Р. Х., Кашапов О. С. и др. Улучшение технологии методов повышения нефтеотдачи, используя полимерно-щелочные системы // Нефт. хоз-во, 1992. № 4. С. 30—31.
3. Гусев С. В. Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири // Нефт. хоз-во, 1990. № 2. С. 35—39.

4. *Зубков П. Т., Федоров К. М.* Механизм формирования высоковязких барьеров в неоднородных нефтяных пластах//Изв. РАН. МЖГ. 1994. № 1. С. 98—103.
5. *Сыртланов А. Ш.* 60 лет Башкирской нефтяной промышленности//Нефт. хоз-во. 1992. № 4. С. 4—6.
6. *Gazizov A. Sh.* Increase of formations oil recovery by application of polymerdispersive systems//Proc. 6th Europ. Improved Oil Recovery. Stavanger, 1991. V. 1. Book 2. P. 929—936.
7. *Hessert J. E., Fleming — III P. D.* Gelled polymer technology for control of water in injection and production wells//Proc. III Tertiary Oil Recovery Conf. Wichita, Kansas, 1979. V. 4. P. 58—70.
8. *Jack L. M., Schoeling L. G., Green D. W.* Overview of gelled polymer projects conducted in Central Kansas//Proc. IX Tertiary Oil Recovery Conf. Wichita, Kansas, 1991. V. 11. P. 25—30.
9. *Seright R. S.* Reduction of gas and water permeabilities using gels//Paper SPE 25855 presented at the SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symp. Denver, CO. U. S. A., 1993.

Москва

Поступила в редакцию
23.IX.1994