

где $\psi(x)$ — некоторая функция от x . В [8] показано, что $\mu(x)$ в пределе при $\sigma \rightarrow 0$ можно считать константой, зависящей от λ . В случае сжимаемой жидкости μ^* также будет константой. Пренебрегая первым членом в (2.4), запишем

$$\mu^* u'' = -\sigma \quad (2.5)$$

Уравнение (2.5) можно рассматривать как выражение принципа «независимости расширения» сечения каверны, предложенного в [9]. Решением (2.5) является эллипсоид вращения. Можно сделать вывод, что в пределе принцип «независимости расширения» применим и для сжимаемой жидкости.

Метод источников и стоков можно использовать для определения формы тонкой осесимметричной каверны в сверхзвуковом потоке сжимаемой жидкости.

Автор признателен Ю. Л. Якимову за обсуждение результатов работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гуревич М. И. Полутело конечного сопротивления в дозвуковом потоке // Тр. ЦАГИ. 1947. Вып. 653. 12 с.
2. Якимов Ю. Л. Асимптотические законы вырождения формы тонких каверн // Изв. АН СССР. МЖГ. 1981. № 3. С. 3–10.
3. Якимов Ю. Л. Тонкая кавитационная каверна в сжимаемой жидкости // Проблемы современной механики. М.: Изд-во МГУ, 1983. Ч. 1. С. 66–73.
4. Замышляев Б. В., Яковлев Ю. С. Динамические нагрузки при подводном взрыве. Л.: Судостроение, 1967. 387 с.
5. Франкль Ф. И., Карпович Е. А. Газодинамика тонких тел. М.; Л.: Гостехиздат, 1948. 175 с.
6. Эшли Х., Лэндал М. Аэродинамика крыльев и корпусов летательных аппаратов. М.: Машиностроение, 1969. 318 с.
7. Григорян С. С. Приближенное решение задачи об отрывном обтекании осесимметричного тела // ПММ, 1959. Т. 23. Вып. 5. С. 951–953.
8. Логвинович Г. В., Серебряков В. В. О методах расчета формы тонких осесимметричных каверн // Гидродинамика. Киев: Наук. думка, 1975, вып. 32. С. 47–54.
9. Логвинович Г. В. Гидродинамика течений со свободными границами. Киев: Наук. думка. 1969. 215 с.

Москва

Поступила в редакцию
21.X.1986

УДК 532.546

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ С ЗОНАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ

ЖЕЛТОВ Ю. П., КОРОВОВ Е. И.

При извлечении нефти из неоднородных пластов значительная ее доля остается невыбранной из зон с меньшей проницаемостью. В связи с этим исследуется механизм вытеснения нефти из пластов с зональной неоднородностью в рамках двумерной модели совместной фильтрации нефти, воды и газа Маскета — Мереса [1]. Для расчета используется полностью консервативная неявная по насыщенностям и по давлению разностная схема. Рассматриваются различные режимы эксплуатации пласта с целью поиска возможности улучшения показателей процесса. Наиболее полное исследование одномерного случая трехфазной фильтрации проведено в [2], где решалась задача смешанного режима вытеснения нефти. Показано, что в условиях однородного коллектора предварительное разгазирование нефти приводит к снижению текущей нефтеотдачи и увеличению срока разработки, причем нефтеотдача слабо зависит от степени разгазирования.

Рассмотрим элемент пласта $0 \leq x \leq L$, $-M/2 \leq y \leq M/2$, имеющий коэффициент проницаемости k_1 всюду, за исключением зоны («линзы») в виде прямоугольника со сторонами L^* и M^* . Линза имеет коэффициент проницаемости $k_2 < k_1$.

Уравнения закона сохранения массы и закона Дарси для фильтрующихся в пласте фаз нефти, воды и газа с учетом растворимости газа в нефтяной и водной фазах, сжимаемости фаз и пористой среды имеют вид [1]

$$\operatorname{div} \mathbf{W}_\lambda + \frac{\partial c_\lambda}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

$$\mathbf{W}_\lambda = \{W_{\lambda x}, W_{\lambda y}\}, \quad \mathbf{W}_o = f_o \mathbf{U}_o, \quad \mathbf{W}_w = f_w \mathbf{U}_w$$

$$\mathbf{W}_g = R_o \mathbf{W}_o + R_w \mathbf{W}_w + f_g \mathbf{U}_g, \quad \mathbf{U}_\lambda = \{U_{\lambda x}, U_{\lambda y}\}$$

$$U_{\lambda x} = -d_\lambda \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \gamma_\lambda \cos \varphi_x \right), \quad U_{\lambda y} = -d_\lambda \left(\frac{\partial p}{\partial y} + \gamma_\lambda \cos \varphi_y \right)$$

$$c_o = \frac{ms_o}{\beta_o}, \quad c_w = \frac{ms_w}{\beta_w}, \quad c_g = R_o c_o + R_w c_w + \frac{ms_g}{\beta_g}, \quad d_\lambda = \frac{k}{\mu_\lambda \beta_\lambda}$$

Здесь индекс λ обозначает фазу: o — нефть, w — вода, g — газ, x и y — декартовы координаты; t — время; $W_{\lambda x}$, $W_{\lambda y}$ и $U_{\lambda x}$, $U_{\lambda y}$ — проекции векторов W_λ и U_λ на оси координат x и y соответственно; p — давление; s — насыщенность; $m(x, y, p)$ — пористость; $k(x, y, p)$ — коэффициент проницаемости породы; $f(s_o, s_w, s_g)$ — относительная проницаемость фазы; $\mu(p)$ — вязкость; $\gamma(p)$ — удельный вес; $\beta(p)$ — объемный коэффициент фазы; $R_\lambda(p)$ — коэффициент растворимости газа в λ -й фазе; Φ_x , Φ_y — углы между вертикалью (направленной против сил тяжести) и осями x и y соответственно. Уравнения при $\lambda=o, w$ написаны для дегазированных фаз нефти и воды.

С учетом соотношения $s_o + s_w + s_g = 1$ уравнения (1) можно рассматривать как систему дифференциальных уравнений относительно неизвестных p, s_o, s_w, s_g .

Граничные условия для задачи в прямоугольнике ($0 \leq x \leq L, -M/2 \leq y \leq M/2$) можно сформулировать в следующем виде. На входе $x=0$ задаются давление и насыщенности фаз $p(0, y, t) = p_1, s_\lambda(0, y, t) = s_{\lambda 1}$ или расходы нефти, воды и газа. На выходе $x=L$ задается давление $p(L, x, t) = p_N$. Границы $y=M/2$ и $y=-M/2$ считаются непроницаемыми.

В момент $t=0$ задаются распределения давления $p(x, y, 0) = p_0$ и насыщенностей $s_\lambda(x, y, 0) = s_{\lambda 0}$ ($\lambda=o, w, g$).

Для численного решения системы уравнений (1) строится неявная консервативная разностная схема на равномерной сетке в прямоугольной области. Путь несложных алгебраических операций полученная система конечно-разностных уравнений преобразуется в систему, состоящую из уравнения для определения давления и уравнений для насыщенностей. Ввиду тождественности преобразований аппроксимация полученной системы будет согласованной. При построении расчетной схемы используется итерационный процесс. Уравнение для определения давления решается методом линейной верхней релаксации. При расчете насыщенностей относительные фазовые проницаемости $f_\lambda(s_o, s_w, s_g)$ ($\lambda=o, w$) разлагаются в ряд по «своим» насыщенностям в точке $s_{\lambda i, j}^n$ до квадратичных членов включительно, что приводит к решению квадратных уравнений относительно $s_{\lambda i, j}^{n+1}$ (i, j, n — индексы по пространственным координатам и по времени соответственно).

Рассмотрим следующую задачу. Пласт насыщен газированной нефтью и «связанной» водой. Считаем, что давление насыщения p_s равно или меньше пластового давления. Эксплуатация пласта осуществляется путем снижения давления на выходе ниже p_s . На входе давление поддерживается равным пластовому путем нагнетания воды.

Значения параметров следующие: $L=240$ м, $M=240$ м, $L^*=120$ м, $M^*=120$ м, $\mu_w=0,6$ мПа·с, $\mu_o=1/(0,2+0,005 \cdot P)$ мПа·с, $\mu_g=0,03$ мПа·с, $\beta_o=1,07+0,002P$, $\beta_w=1$, $\beta_g=1/P$, $R_o=2,5P$, $R_w=0$; $s_{o0}=0,8$; $s_{w0}=0,2$, $s_{g0}=0$, $p_0=15$ МПа, $p_s=15$ МПа, $p_N=8$ МПа, $k_1=0,5$ мкм², $k_2=0,05$ мкм², $\Phi_x=\Phi_y=0$, $m=0,25$.

Относительные фазовые проницаемости выбирались в виде [3]

$$f_o = s_o^3 (s_o + 2s_w - 2s_*) / z^4, \quad f_w = (s_w - s_*)^4 / z^4, \quad f_g = s_g^3 (2z - s_g) / z^4 \quad (s_w > s_*)$$

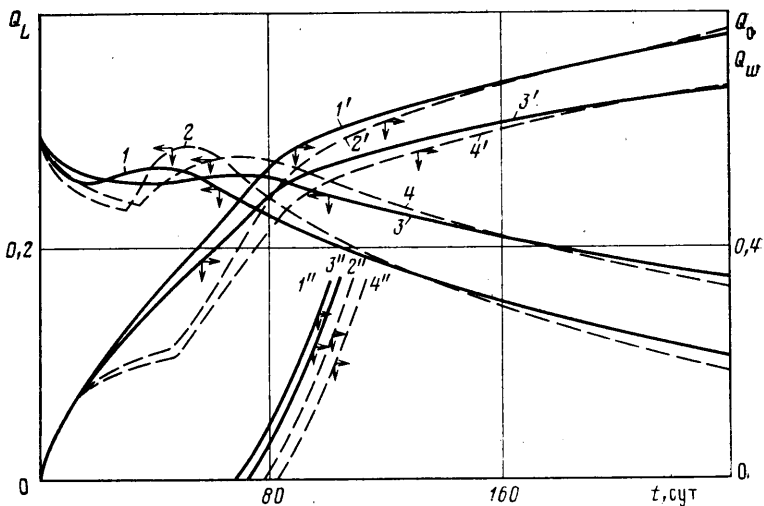
$$f_o = s_o^4 / z^4, \quad f_w = 0, \quad f_g = s_g^3 (2z - s_g) / (1 - s_w)^4 \quad (s_w \leq s_*)$$

Здесь $P = p/p^*$, p^* — атмосферное давление, $z = 1 - s_*$, s_* — значение связанной водонасыщенности.

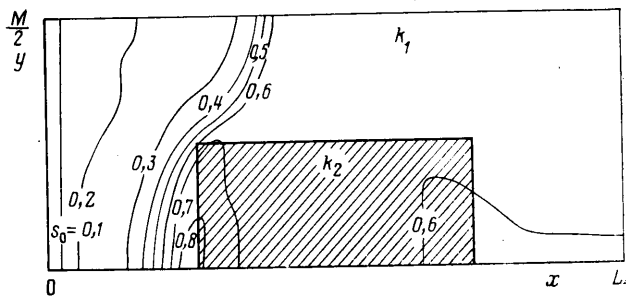
Данный пример отвечает эксплуатации пласта при смешанном режиме. На первой стадии, пока градиент давления на входе мал, реализуется режим растворенного газа. По мере понижения давления на входе происходит вытеснение нефти и газа водой, в области выхода — разгазирование нефтяной фазы.

Рассмотрим кривую I на фиг. 1, отражающую изменение содержания дегазированной нефти в линзе Q_L (в долях от общего начального запаса нефти в пласте) в зависимости от времени t . На ней можно выделить три характерных участка: крутого падения, возрастания и монотонного убывания $Q_L(t)$. Такое поведение функции $Q_L(t)$ отражает механизм вытеснения нефти из пласта, имеющего низкопроницаемую зону.

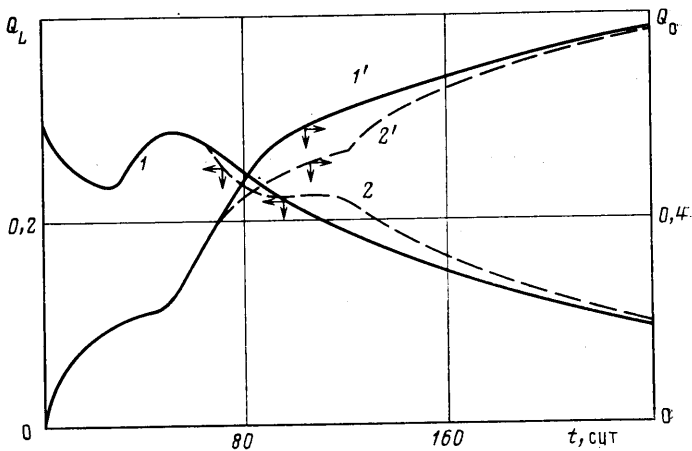
На начальной стадии разработки по мере понижения в пласте давления нефть из линзы интенсивно вытесняется в разные стороны под действием энергии свободного газа. Далее при внедрении в пласт воды создается ситуация, когда часть нефти, вытесненная из линзы энергией газа, оказывается зажатой с одной стороны границей низкопроницаемого участка, с другой — полковообразным фронтом воды. Это наглядно иллюстрируется на фиг. 2, где показано распределение изосат нефти по пластику в определенный момент времени (ввиду симметричности задачи относительно оси x расчеты представлены для одной половины элемента пласта). Перед границей линзы образуется «вал» нефти. Эта нефть, не имея выхода в хорошо проницаемые области пласта, оттесняется назад в линзу продвигающимся фронтом воды. В результате повышается нефтесодержание в линзе. Дальнейшее вытеснение нефти из линзы происходит под действием продвигающегося фронта воды с темпом, приблизительно пропорциональным скорости продвижения этого фронта в линзе.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

Рассмотрим теперь так называемый комбинированный режим эксплуатации нефтяного пласта, при котором на выходе, как и в первом случае, проводится отбор нефти при давлении ниже давления насыщения ($p_N=8$ МПа), а на входе граница считается непроницаемой до тех пор, пока давление на ней не упадет до заданного значения (9 МПа), затем через нее нагнетается вода при давлении, равном начальному пластовому.

Кривая 2 на фиг. 1 показывает динамику изменения нефтесодержания в линзе при комбинированном режиме. Сравнение кривых 2 и 1 показывает, что при комбинированном режиме за счет значительного снижения давления в пласте происхо-

дит более сильное разгазирование нефти и более интенсивное вытеснение нефти из линзы. Однако на стадии нагнетания воды происходит интенсивный возврат нефти в линзу, что в значительной мере компенсирует положительный эффект первой стадии. Тем не менее комбинированный режим в конечном результате приводит к более высокому темпу вытеснения и большему коэффициенту извлечения нефти из низкопроницаемой зоны пласта.

Кривые 1' и 2' на фиг. 1 отражают рост со временем нефтеотдачи Q_0 всего участка для режимов непрерывного нагнетания воды и комбинированного соответственно. Видно, что комбинированный режим при длительном времени эксплуатации обеспечивает повышение коэффициента извлечения нефти из пласта.

Эти расчеты проводились при $\eta = k_1/k_2 = 10$. Кривые 3 и 4 соответствуют расчетам при $\eta = 20$. Они также качественно отражают описанный выше механизм вытеснения нефти из низкопроницаемой зоны, но при этом показывают, что интенсивность вытеснения нефти из линзы снижается.

Здесь же приведены начальные участки графиков изменения суммарного отбора воды на выходе Q_w в зависимости от времени для режима непрерывного нагнетания воды (кривые 1'' и 2'' при $\eta = 10$ и 20) и комбинированного режима (кривые 3'' и 4'' при $\eta = 10$ и 20).

Положительный эффект вытеснения нефти из низкопроницаемого включения при комбинированном режиме, казалось бы, позволяет надеяться на увеличение эффекта при его многократном повторении. Соответствующие результаты расчетов приведены на фиг. 3. Здесь кривые 1 и 1' отвечают изменениям со временем содержания нефти в линзе и накопленной добычи нефти для одного цикла разгазирования — нагнетание воды, кривые 2 и 2' — для двукратного цикла. Из этих результатов видно, однако, что двукратное осуществление комбинированного режима не приносит ожидаемого эффекта. Последующее многократное повторение цикла, как показывают расчеты, значительно ухудшает показатели разработки. Это объясняется тем, что периодическое разгазирование нефти в процессе осуществления водонапорного режима способствует размазыванию фронта вытеснения, уменьшает подвижность нефти за счет увеличения вязкости и снижения фазовой проницаемости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Muskat M. Physical Principles of Oil Production. N. Y.: McGraw-Hill, 1949. 922 p.
2. Шалимов Б. В. Численное моделирование одномерной трехфазной фильтрации // Изв. АН СССР. МЖГ. 1975. № 6. С. 59–66.
3. Gottfried B. E., Guilinger W. H., Snyder R. W. Numerical solutions of the equations for one-dimensional multi-phase flow in porous media // Soc. Petrol. Eng. J. 1965. V. 6. № 1. P. 62–73.

Москва

Поступила в редакцию
26.VI.1986

УДК 532.546

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕРАВНОВЕСНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ ДВУХ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ

МАНУЧАРЯНЦ Э. О., МИШИНА А. Ю., ЮДИН В. А.

Существующая теория фильтрации двух несмешивающихся нежимаемых жидкостей основана на ряде допущений, главными из которых являются предположения о равновесном распределении жидкостей (фаз) в пористой среде и о фильтрации фаз по своей связной системе каналов. Это позволяет ввести фазовые проницаемости, не зависящие от скорости фильтрации и способа создания насыщенности. Указанные допущения несправедливы при больших скоростях вытеснения, значительной неоднородности среды по проницаемости, быстром изменении приложенного к системе перепада давления, когда распределение фаз в пористой среде неравновесное.

Для учета неравновесных эффектов при вытеснении двух несмешивающихся жидкостей предложено несколько моделей [1–6]. В [2] для этой цели введены дополнительные силы в уравнения движения. В [3, 4] для описания неравновесного вытеснения введены фазовые проницаемости, зависящие не только от самого значения насыщенности, но и от скорости ее изменения; аналогичная зависимость для капиллярного давления рассмотрена в [5]. В [6] предложено обобщенное интегральное представление фазовых проницаемостей, которое допускает как частный случай дифференциальное описание, подобное использованному в [2].

Другой подход к описанию неравновесной фильтрации предложен в [1]. Он основан на разделении каждой из фильтрующихся фаз на две компоненты: активную, участвующую в фильтрационном потоке, и пассивную, которая вкладывает в поток не вносит. Разделение на компоненты повлекло за собой фундаментальное предположение об универсальности функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления, если их аргументом является насыщенность активной компонентой. Эти