

УДК 532.546

## ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПАРОМ

БОКСЕРМАН А. А., ЯКУБА С. И.

Предлагается расчетная схема процесса вытеснения нефти паром, основанная на уравнениях трехфазной неизотермической фильтрации с учетом фазовых переходов в системе вода — водяной пар. Эта схема применяется для численного исследования разработки водонефтяных зон с помощью закачки пара. Добыча нефти из водонефтяных зон является одной из трудных проблем теории разработки нефтяных месторождений. Наличие двух зон с резко различающимися гидродинамическими сопротивлениями приводит к большой неравномерности темпов их разработки. Показано, что закачка пара в значительной степени уменьшает эту неравномерность.

1. Одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов является вытеснение нефти теплоносителями, в частности паром. Комплексное воздействие тепла на все параметры пластовой системы позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи, особенно при добыче высоковязких нефтей. При нагнетании пара в нефтесодержащие пласты происходит неизотермическое вытеснение нефти, закономерности которого определяются в основном влиянием температуры на вязкости нефти и воды, испарением в паровую фазу легких компонентов нефти, а также изменением молекулярно-поверхностных сил и тепловым расширением пластовой системы.

В предлагаемом ниже методе расчета процесса вытеснения нефти паром нефть считается однородной неиспаряемой жидкостью. В то же время процесс испарения легких компонентов нефти в зоне пара учитывается косвенно путем введения остаточной нефтенасыщенности после вытеснения нефти паром  $\sigma_s$ , обычно определяемой экспериментально [1—3]; тем самым задается зависимость фазовой проницаемости для нефти от температуры. Ниже использовались зависимости из [4], дополненные учетом значения остаточной нефтенасыщенности.

Процесс вытеснения нефти паром с учетом фазовых переходов в системе вода — водяной пар описывается уравнениями

$$m \frac{\partial (\rho_\alpha \sigma_\alpha)}{\partial t} + \operatorname{div} v_\alpha + N_\alpha = 0 \quad (1.1)$$

$$v_\alpha = -K \frac{f_\alpha}{\mu_\alpha} (\operatorname{grad} p - \rho_\alpha g) \quad (1.2)$$

$$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = 1 \quad (1.3)$$

$$\operatorname{div} (\lambda \operatorname{grad} T) - \operatorname{div} \sum_{\alpha=1}^3 \rho_\alpha v_\alpha i_\alpha = \frac{\partial}{\partial t} MT$$

$$M = m \sum_{\alpha=1}^3 \rho_\alpha \sigma_\alpha i_\alpha + (1-m) (\rho_i i_i) \quad (1.4)$$

$$i_\alpha = c_\alpha T, \quad \alpha = 1, 2, 4; \quad i_3 = c_3 T + r(T)$$

Здесь  $\sigma$  — насыщенность,  $m$  — пористость,  $\rho$  — плотность,  $\mathbf{v}$  — вектор скорости фильтрации,  $K$  — абсолютная проницаемость,  $p$  — давление,  $f$  — относительная фазовая проницаемость,  $\mu$  — вязкость,  $g$  — ускорение силы тяжести,  $N$  — интенсивность фазового перехода,  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности,  $c$  — удельная теплоемкость при постоянном давлении,  $T$  — температура,  $i$  — энтальпия,  $r$  — скрытая теплота парообразования,  $t$  — время.

Индекс  $\alpha$  означает фазу: 1 — вода, 2 — нефть, 3 — пар, 4 — порода. Согласно предположениям,  $N_1 = -N_3 = N$ ,  $N_2 = 0$ .

Зависимости плотностей фаз выражаются в следующем виде:

$$\rho_\alpha = \rho_\alpha^\circ \exp [\beta_{p\alpha}(p - p^\circ) - \beta_{T\alpha}(T - T^\circ)] \quad (\alpha = 1, 2) \quad (1.5)$$

$$\rho_3 = p/RT$$

где  $\beta_p$  — коэффициент сжимаемости,  $\beta_T$  — коэффициент термического расширения,  $R$  — газовая постоянная для водяного пара.

Вычислим производную  $\partial \rho_\alpha / \partial t$  из (1.5) и подставим в уравнение (1.1). В двумерном случае получим

$$mS \left[ \frac{\partial \sigma_\alpha}{\partial t} + \sigma_\alpha \left( \beta_{p\alpha} \frac{\partial p}{\partial t} - \beta_{T\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \right) \right] + \frac{\partial v_{\alpha x}}{\partial x} + \frac{\partial v_{\alpha y}}{\partial y} + \frac{1}{\rho_\alpha} \left[ v_{\alpha x} \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial x} + v_{\alpha y} \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial y} + N_\alpha \right] = 0 \quad (1.6)$$

$$\beta_{p3} = 1/p, \quad \beta_{T3} = 1/T$$

где  $S$  — размер пласта по координате, по которой осредняются все величины: в случае вертикального пласта  $S$  — его ширина.

Суммируя уравнения (1.6) по  $\alpha$  и учитывая (1.3), получим уравнение для давления

$$mSB_p \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \sum_{\alpha=1}^3 \frac{1}{\rho_\alpha} \left( v_{\alpha x} \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial x} + v_{\alpha y} \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial y} \right) - mSB_T \frac{\partial T}{\partial t} + N \left( \frac{1}{\rho_1} - \frac{1}{\rho_3} \right) = 0$$

$$B_p = \sum_{\alpha=1}^3 \sigma_\alpha \beta_{p\alpha}, \quad B_T = \sum_{\alpha=1}^3 \sigma_\alpha \beta_{T\alpha} \quad (1.7)$$

$$v_x = -SK_x \sum_{\alpha=1}^3 \frac{f_\alpha}{\mu_\alpha} \left( \frac{\partial p}{\partial x} + g \rho \cos \alpha_x \right) \quad (1.8)$$

$$v_{1x} = \varphi_1 v_x - SK_x \varphi_1 \left( \frac{f_2}{\mu_2} \Delta \rho_{12} + \frac{f_3}{\mu_3} \Delta \rho_{13} \right) g \cos \alpha_x \quad (1.9)$$

$$v_{2x} = \varphi_2 v_x - SK_x \varphi_2 \left( \frac{f_1}{\mu_1} \Delta \rho_{21} + \frac{f_3}{\mu_3} \Delta \rho_{23} \right) g \cos \alpha_x \quad (1.10)$$

$$v_{3x} = \varphi_3 v_x - SK_x \varphi_3 \left( \frac{f_1}{\mu_1} \Delta \rho_{31} + \frac{f_2}{\mu_2} \Delta \rho_{32} \right) g \cos \alpha_x$$

$$\varphi_\alpha = \frac{f_\alpha}{\mu_\alpha} \left( \sum_{\gamma=1}^3 \frac{f_\gamma}{\mu_\gamma} \right)^{-1}, \quad \rho = \sum_{\alpha=1}^3 \varphi_\alpha \rho_\alpha \quad (1.11)$$

$$\Delta \rho_{mn} = \rho_m - \rho_n$$

Здесь  $v_x, v_y$  — компоненты вектора суммарной скорости фильтрации,  $\alpha_x, \alpha_y$  — углы, составляемые вектором  $\mathbf{g}$  с осями координат, выражения для  $v_y, v_{\alpha y}$  аналогичны.

Для получения уравнения относительно температуры вычтем из уравнения (1.4) уравнения (1.1), умноженные соответственно на  $i_\alpha$ . В результате будем иметь

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda S \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda S \frac{\partial T}{\partial y} \right) - \left( \sum_{\alpha=1}^3 \rho_\alpha v_{x\alpha} c_\alpha + \right. \\ & \left. + \rho_3 v_{x3} r_T' \right) \frac{\partial T}{\partial x} - \left( \sum_{\alpha=1}^3 \rho_\alpha v_{y\alpha} c_\alpha + \rho_3 v_{y3} r_T' \right) \frac{\partial T}{\partial y} - \\ & - \left[ Sm \left( \sum_{\alpha=1}^3 \rho_\alpha \sigma_\alpha c_\alpha + \rho_3 \sigma_3 r_T' \right) + S(1-m) \rho_i c_i \right] \frac{\partial T}{\partial t} + N[(c_1 - c_3)T - r] = 0 \end{aligned} \quad (1.12)$$

Интенсивность фазовых переходов определяется следующим образом. Элементарный объем пласта  $V_i$  при фиксированных насыщенностях содержит количество энергии  $E = M(T)$ . Температура фазовых переходов  $T_*$  определяется давлением в этом элементарном объеме, температуре  $T_*$  соответствует энергия системы (с теми же насыщенностями)  $E_* = M(T_*)$ . Направление и интенсивность фазовых переходов определяются знаком и абсолютной величиной разности  $\Delta E = E - E_*$  и массой пара (воды), которая вычисляется как  $Q_\alpha = m V_i \rho_\alpha \sigma_\alpha$ . Масса флюида  $Q$ , которая может перейти в другое фазовое состояние, равна  $|\Delta E|/r$ . Имеем

$$N = \begin{cases} \min(Q_1, Q), & \Delta E \geq 0 \\ -\min(Q_3, Q), & \Delta E < 0 \end{cases} \quad (1.13)$$

Будем считать известными начальные распределения давления, насыщенностей и температуры. Для давления на входной и выходной границах возможно задание граничных условий как первого рода, так и второго, что физически означает задание дебита закачки или отбора для суммарного потока. На кровле и подошве пласта естественным условием является отсутствие потока фаз через эти границы. На входной границе задаем температуру закачиваемого пара (согласованную с давлением нагнетания) и насыщенности фаз. Удельные (на единицу ширину пласта) массовые расходы  $Q_1$  и  $Q_3$  на входной границе определяются выражениями

$$Q_\alpha = -\rho_\alpha \frac{K f_\alpha}{\mu_\alpha} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (x=0, \alpha=1, 3)$$

Поскольку  $Q_1 = (1-X)Q$  и  $Q_3 = XQ$ , где  $Q$  — суммарный удельный массовый расход, а  $X$  — сухость пара, то получим уравнение

$$\frac{X}{1-X} = \frac{\rho_3 f_3 \mu_1}{\rho_1 f_1 \mu_3}$$

Из этого трансцендентного уравнения определяются граничные значения насыщенностей на входе.

На выходной границе считаем равным нулю теплопроводный поток. На кровле и подошве пласта задаются граничные условия второго рода для температуры, которые определяют условия теплообмена пласта с окружающей породой. Для их задания необходимо знать потери тепла из пласта в окружающую породу. Потери определяются моделированием окружающей породы набором теплоизолированных «стержней» и решением в каждом «стержне» одномерного уравнения теплопроводности.

Для решения системы дифференциальных уравнений в частных производных (1.6)–(1.13) применялся метод конечных разностей. Система (1.1)–(1.4) аппроксимировалась интегроинтерполяционным методом, затем путем алгебраических преобразований находились конечно-разностные аналоги уравнений (1.6)–(1.12). Такой путь предпочтительнее, нежели непосредственная аппроксимация этих уравнений, поскольку из-за их недивергентного вида можно получить неконсервативную разностную схему. Система же (1.1)–(1.4) дивергентна и алгебраические преобразования над ее консервативными конечно-разностными аппроксимациями не изменяют этого свойства.

Порядок решения системы конечно-разностных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями следующий. Считая известными распределения  $p$ ,  $\sigma_a$ ,  $T$ ,  $N$  на  $n$ -м временном слое, в частности в начальный момент, находим  $p^{n+1}$ , после чего вычисляем суммарную и фазовые скорости фильтрации и определяем последовательно  $\sigma_a^{n+1}$ ,  $T^{n+1}$ ,  $N^{n+1}$ .

Имеющийся опыт эксплуатации программ, реализующих описанный алгоритм, показал, что технические возможности ЭВМ БЭСМ-6, в первую очередь быстродействие и объем оперативной памяти, существенно ограничивают возможности решения подобных задач. Поэтому при вычислении давления и температуры целесообразно пользоваться прямыми методами, что позволяет получить выигрыш во времени счета на сравнительно небольших сетках в несколько раз по сравнению, например, с итерационным методом линейной верхней релаксации.

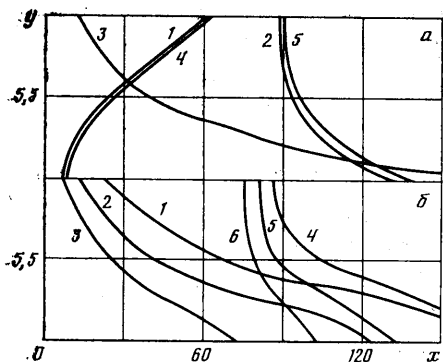
2. Описанная выше расчетная схема была использована для численного моделирования разработки водонефтяных зон с помощью закачки пара. Основным осложняющим разработку водонефтяной зоны фактором является то, что она состоит из двух частей, существенно различающихся по характеру насыщения пористой среды пластовыми флюидами. Верхняя, «нефтяная» часть водонефтяной зоны в основном насыщена нефтью, в то время как нижняя, «водяная» часть — в значительной степени водой. Гидродинамическое сопротивление водяного слоя значительно меньше, чем нефтяного, особенно на месторождениях высоковязких нефтей. Это приводит к неравномерному вторжению в залежь законтурной или нагнетаемой воды, следствием чего являются быстрое обводнение добывающих скважин, низкая технологическая эффективность разработки водонефтяных зон. Далее приводятся результаты исследования эффективности процесса вытеснения нефти паром для разработки водонефтяных зон применительно к условиям месторождения Каражанбас.

Рассматривается «вертикальный» пласт длиной  $L=150$  м, толщиной  $H=11$  м и шириной  $S=150$  м с водяным слоем, примыкающим к подошве и имеющим толщину 4,1 м. Остальные исходные данные такие:  $m=0,3$ ;  $K=1,5$  мкм<sup>2</sup>;  $T^\circ=27^\circ$  С;  $p^\circ=4$  МПа;  $c_1=4,19$  кДж/кг °С;  $c_2=2,72$  кДж/кг °С;  $c_3=4,19$  кДж/кг °С;  $c_4=0,96$  кДж/кг °С;  $\lambda=110,6$  кДж/м сут °С;  $X=0,6$ ;  $\rho_1^\circ=996$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_2^\circ=940$  кг/м<sup>3</sup>;  $\beta_{p_1}=0,00046$  1/МПа;  $\beta_{p_2}=-0,001$  1/МПа;  $\beta_{T_1}=0,00108$  1/°С;  $\beta_{T_2}=0,00092$  1/°С;  $R=461$  Дж/кг °С;  $\rho_4=2630$  кг/м<sup>3</sup>;  $p=6$  МПа при  $x=0$ ;  $p=4$  МПа при  $x=L$ .

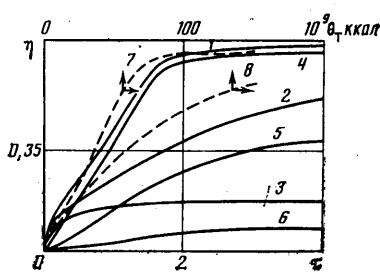
$$\begin{aligned} \mu_1(T) &= (970 - T) / (26,5T + 421) \\ \mu_2(T) &= 191989T^{-2,0835} \\ \mu_3(T) &= 0,01829 + 0,0000363T \\ f_1 &= \left( \frac{\sigma_1 - \sigma_{10}}{1 - \sigma_{10} - \sigma_{20}} \right)^4, \quad \sigma_1 \geq \sigma_{10}; \quad f_1 = 0, \quad \sigma_1 < \sigma_{10} \\ f_2 &= \frac{(\sigma_2 - \sigma_{20})^3 [\sigma_2 - \sigma_{20} + 2(\sigma_1 - \sigma_{10})]}{(1 - \sigma_{10} - \sigma_{20})^4}, \quad \sigma_2 \geq \sigma_{20} \\ f_3 &= \frac{f_2 = 0, \quad \sigma_2 < \sigma_{20}}{\sigma_3^3 [2 - \sigma_3 - 2(\sigma_{10} + \sigma_{20})]} \\ & \quad (1 - \sigma_{10} - \sigma_{20})^4 \\ \sigma_{20} &= \sigma_w + (\sigma_s - \sigma_w) \theta \\ \theta &= (T - T^\circ) / (T_s - T^\circ) \\ \sigma_w &= 0,5; \quad \sigma_s = 0,14; \quad \sigma_{10} = 0,3 \end{aligned}$$

$\sigma_w$  — остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти холодной водой.

Начальные распределения насыщенностей в пласте задавались в виде: в нефтяном слое  $\sigma_1^\circ=0,3$ ;  $\sigma_2^\circ=0,7$ ; в водяном слое  $\sigma_1^\circ=0,5$ ;  $\sigma_2^\circ=0,5$ .



Фиг. 1



Фиг. 2

Необходимые для расчетов зависимости  $T_*(p)$  и  $r(T)$  подобраны по [5]

$$T_* = \exp[(\ln p + 22,2568)/4,624] - 23,96$$

$$r = \exp[0,1778 \ln(374 - T) + 5,9013] - 451,8$$

Расчеты показали, что процесс вытеснения нефти паром можно разделить на две стадии. На первой стадии пар, поступаая в холодный нефтенасыщенный пласт, тут же конденсируется, образуя горячую воду, которая и вытесняет нефть; вторая стадия начинается тогда, когда в части пласта, примыкающей к входному сечению, температура становится близка к температуре насыщенного пара и начинается фильтрация собственно паровой фазы. Характерной особенностью этой стадии является образование температурного плато, соответствующего наличию паровой фазы. Такая картина объясняется наличием у пара скрытой теплоты парообразования, фазовые переходы происходят за счет этой теплоты и не приводят к изменению температуры. Отметим еще одно обстоятельство. При использовании пара в качестве вытесняющего агента теплопотери, которые неизбежны при неизотермической фильтрации, оказывают меньшее отрицательное влияние на процесс вытеснения нефти, нежели при вытеснении нефти горячей водой, так как до определенного предела теплопотери не приводят к снижению температуры пара.

Одна из специфических особенностей вытеснения нефти паром заключается в том, что в процессе участвуют фазы, резко различающиеся по плотности. Поэтому принципиальным моментом при математическом моделировании этого процесса является учет гравитационных сил, что в полной мере возможно только при использовании неоднородных моделей. Расчеты позволили обнаружить некоторые интересные особенности распределения фаз при вытеснении нефти паром. В области, где нет пара (на первой стадии процесса, когда  $T < T_*$  — это весь пласт), течение двухфазное, вода и нефть распределяются по толщине согласно отношению плотностей, водонасыщенность растет от кровли к подошве, а нефтенасыщенность — соответственно наоборот. Появляющийся пар стремится к кровле, а вода и нефть ведут себя качественно одинаково: их насыщенности уменьшаются от кровли к подошве. Этим и объясняется поведение изосат нефти (фиг. 1, а  $1 - \sigma_2 = 0,2$ ,  $2 - \sigma_2 = 0,5$ ) при  $\tau = 1$ , где  $\tau$  — количество закачанного паровых объемов рабочего агента в пересчете на холодный конденсат, т. е. на объем воды, получаемый при конденсации всего закачанного в пласт пара. Можно сказать, что граница зоны пара разделяет изосаты, имеющие различный наклон. Такая картина отражает положительное влияние закачки пара на процесс выработки водонефтяных зон. Пар под действием гравитационных сил стремится к кровле пласта в нефтяной слой водонефтяной зоны, принося туда значительную часть вводимого в пласт тепла, что обеспечивает уменьшение гидродинамического сопротивления нефтяного слоя. В зоне горячей воды распре-

деление нефтенасыщенности (кривая 2) отражает фильтрационную неоднородность водонефтяной зоны — опережение фронта вытеснения в водянном слое. Однако и в этой зоне ощущается положительное влияние вертикальных тепловых потоков, что проявляется в относительно компактной форме изосаты 2. Это следует также из сопоставления кривых 2 и 3, последняя из которых представляет собой изосату нефти  $\sigma_2=0,5$ , полученную в результате расчета вытеснения нефти горячей водой.

На фиг. 1, б приведено поле изотерм ( $\tau=1$ ; 1, 4 —  $\theta=0,25$ , 2, 5 —  $\theta=0,5$ ; 3, 6 —  $\theta=0,75$ ) при вытеснении нефти горячей водой (1—3) и паром (4—6). Сильно вытянутая форма кривых при вытеснении горячей водой объясняется как преимущественным продвижением горячей воды вдоль подошвы пласта, так и наличием водяного слоя, имеющего меньшее гидродинамическое сопротивление. Отметим, что часть пласта, в которой присутствует паровая фаза, имеет практически одинаковую температуру ( $\theta=1$ ) по всей толщине пласта от кровли до подошвы. Сопоставление кривых 1—3 и 4—6 также свидетельствует о более равномерном вытеснении нефти при закачке пара в пласт.

Интересно сопоставить эти результаты с расчетами для чисто нефтяного пласта при  $\sigma_2^0=0,7$  во всем пласте (остальные исходные данные те же самые). На фиг. 1, а показаны изосаты нефти для этого варианта ( $\tau=1$ ; 4 —  $\sigma_2=0,2$ ; 5 —  $\sigma_2=0,5$ ). Подобие кривых 1 и 4, 2 и 5 показывают, что наличие паровой фазы при учете гравитации нивелирует разницу в начальном распределении насыщенных и приближает пласт с водонефтяной зоной к пласту, более однородному по насыщению. Отметим также, что поля изотерм качественно близки для нефтяного пласта и пласта с водонефтяной зоной.

При изучении механизма воздействия паровой фазы на процесс фильтрации уместна аналогия с механизмом воздействия закачки горячей воды на добычу нефти, описанным в [6]. Там увеличение эффективности разработки объясняется тем, что горячая вода, продвигаясь под действием гравитации преимущественно вдоль подошвы пласта, прогревает за счет теплопроводности зону нефти, находящуюся выше, вследствие чего увеличиваются дебиты отбора нефти из этой зоны. Механизм теплопроводности работает и в случае закачки пара. Однако здесь имеется принципиальное отличие, поскольку при закачке пара происходит также перенос наиболее легкой фазы — пара — по направлению к кровле пласта.

Отмеченные выше особенности процесса вытеснения нефти паром должны, естественно, сказаться и на поведении кривых нефтеотдачи. На фиг. 2 изображены зависимости нефтеотдачи от безразмерного времени для пласта с водонефтяной зоной (кривые 4—6) и чисто нефтяного пласта (кривые 1—3) при различных вытесняющих агентах: пар (кривые 1, 4) горячая вода (кривые 2, 5), холодная вода (кривые 3, 6). Укажем сразу же, что низкие значения нефтеотдачи при обычном заводнении свидетельствуют о необходимости применения методов интенсификации добычи нефти, одним из которых и является закачка теплоносителя, причем при закачке пара достигается большая технологическая эффективность, чем при горячей воде. Из сопоставления кривых нефтеотдачи следует, что нефтеотдача для нефтяного пласта выше, чем для пласта с водонефтяной зоной для любого вытесняющего агента. Однако, если разница в нефтеотдаче при вытеснении как холодной, так и горячей водой достаточно значительна, разница в нефтеотдаче при вытеснении паром невелика, что является еще одним доказательством целесообразности использования закачки пара для уменьшения неравномерности разработки водонефтяной зоны. Очевидно, что с увеличением сухости закачиваемого пара негативное влияние гидродинамической неоднородности на эффективность извлечения нефти из водонефтяных зон будет уменьшаться.

Важным параметром в теории термических методов разработки является количество введенного в пласт тепла  $Q_T$ . Зависимость нефтеотда-

чи от этого параметра служит показателем эффективности теплового воздействия на пласт. Такая зависимость представлена на фиг. 2 для пласта с водонефтяной зоной при закачке пара (кривая 7) и горячей воды (кривая 8). Довольно значительная разница между этими кривыми подчеркивает преимущества пара как вытесняющего агента. При одном и том же количестве введенного в пласт тепла нефтеотдача при вытеснении паром выше, чем при вытеснении горячей водой, за счет более равномерного распределения этого тепла по толщине пласта.

Таким образом, повышение эффективности разработки водонефтяных зон может быть достигнуто путем применения агента, плотность которого меньше плотности насыщающих пласт флюидов, например пара. При этом большое значение приобретают вертикальные тепловые потоки, в конечном итоге приводящие к существенной интенсификации теплового воздействия на нефтяную часть водонефтяной зоны.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Willman B. T., Valleroy V. V., Runberg G. W. et al. Laboratory studies of oil recovery by steam injection // J. Petrol. of oil recovery by steam injection // J. Petrol. Technol. 1961. v. 13. № 7. P. 681—690.
2. Caudle B. H., Silberberg I. H. Steam injection as a possible stimulator for water injection wells // Prod. Month. 1963. V. 27. № 10. P. 8—9.
3. Аббасов А. А., Касимов Ш. А., Таиров Н. Д. Исследование влияния перегретого пара на нефтеотдачу // Нефт. хоз-во. 1964. № 5. С. 44—49.
4. Gottfried B. S. A mathematical model of thermal oil recovery in linear system // Soc. Petr. Eng. Journal. Sept. 1965. V. 5. № 3. P. 196—210.
5. Вукалович М. П., Ривкин С. Л., Александров А. А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. М.: Изд-во стандартов, 1969. 408 с.
6. Тарасов А. Г., Якуба С. И. Оценка влияния гравитационной сегрегации на процесс вытеснения нефти горячей водой // Сб. науч. тр. ВНИИНефть. 1983. Вып. 93. С. 172—178.

Москва

Поступила в редакцию  
4.VI.1986