

УДК 532.546

ФЕДОРОВ К. М., ШАРАФУТДИНОВ Р. Ф.

**К ТЕОРИИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ
С ФАЗОВЫМИ ПЕРЕХОДАМИ**

Вытеснение нефти из пластов паром, парогазом и в процессе влажного внутрипластового горения, при котором парогаз вырабатывается в пласте в результате горения нефти, — это процессы, в которых тепловая и гидродинамическая задачи тесно связаны [1, 2]. Основная их особенность заключается в том, что сами по себе пар или парогаз являются плохими вытесняющими агентами из-за малой вязкости и несмачиваемости пористой среды парогазовой смесью. Увеличение эффективности вытеснения нефти по сравнению с традиционным методом заводнения пластов связано с формированием в пласте зоны вытеснения нефти горячей водой и интенсификацией массообмена при повышении температуры [2].

Теоретический анализ указанных процессов, основанный на расщеплении тепловой и гидродинамической задач [3, 4], не позволяет выявить влияние перечисленных эффектов на интенсивность вытеснения нефти из пластов.

В работе численно исследуется неизотермическое трехскоростное фильтрационное течение с учетом фазовых переходов. При этом моделирование основывается на широко применяемых в настоящее время допущениях: пренебрежение диффузным процессом переноса компонентов смеси, продольным переносом тепла за счет теплопроводности, переносом жидких и газообразной фаз из-за капиллярного скачка давлений в фазах по сравнению с конвективным переносом; локальным термодинамическом равновесии в пористой среде (равенство температур, давлений и химических потенциалов фаз), а также расчленение задач переноса тепла вдоль и поперек пласта (схема Ловерье).

1. С учетом сделанных допущений сформулируем математическую модель процесса вытеснения нефти из пластов паром и парогазом. При этом в первом приближении можно выделить четыре фазы (0 — скелет пористой среды, 1 — газовая, 2 — водная, 3 — углеводородная) и три компонента, участвующих в процессах массообмена (1 — неконденсируемый газ, 2 — вода, 3 — нефть). Изменением компонентного состава углеводородной фазы в процессе испарения пренебрегается. Обезразмеренные уравнения сохранения масс фаз и компонентов, уравнение притока тепла в плоском одномерном случае имеют вид

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial S_2}{\partial t} + \frac{\partial VF_2}{\partial x} &= -J_{12}, & \frac{\partial R_{32}S_3}{\partial t} + \frac{\partial VR_{32}F_3}{\partial x} &= -J_{13} \\
 \frac{\partial R_{12}S_1c_{1k}}{\partial t} + \frac{\partial VR_{12}F_1c_{1k}}{\partial x} &= J_{1k} \quad (J_{11}=0, \quad k=1, 2, 3) \\
 \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{1-m}{m} R_{02}G_{02}\theta + S_2\theta + R_{32}G_{32}S_3\theta + R_{12}G_{12}S_1\theta + \right. \\
 \left. + R_{12}S_1(c_{12}L_{12} + c_{13}L_{13}) \right] + \frac{\partial}{\partial x} [F_2\theta + R_{32}G_{32}F_3\theta + \\
 + R_{12}G_{12}F_1\theta + R_{12}F_1(c_{12}L_{12} + c_{13}L_{13})] &= -q \\
 \sum_{i=1}^3 S_i &= 1, & \sum_{i=1}^3 F_i &= 1, & \sum_{k=1}^3 c_{1k} &= 1
 \end{aligned}
 \tag{1.1}$$

№ варианта	R_{02}	R_{12}	R_{32}	G_{02}	G_{12}	G_{32}	L_{12}	L_{13}
1	2,16	0,065	1	0,17	0,65	0,17	1,33	0,1
2	2,16	0,039	1	0,17	0,41	0,17	1,63	0,1
3	1,64	0,21	1	0,2	0,47	0,17	2,46	0,25
4	1,9	0,032	1	0,2	0,45	0,17	1,87	0,1
5	2	0,036	1	0,19	0,6	0,17	1,52	0,1

Здесь S_i , F_i — насыщенность и доля в потоке i -й фазы; c_{1k} — концентрация k -го компонента в газовой фазе; $R_{i2} = \rho_i / \rho_2^\circ$ — отношение истинных плотностей i -й фазы и воды; $V = Q/Q_0$ — отношение скорости потока в произвольном сечении пласта Q к скорости потока на входе Q_0 ; $J_{1k} = j_{1k} l / \rho_2^\circ Q_0$ — безразмерная скорость фазового перехода k -го компонента в газовую фазу; $\theta = (T - T_0) / (T^\circ - T_0)$ — безразмерная температура, средняя по сечению пласта (T_0 — начальная температура, T° — температура на входе в пласт); $L_{1k} = r_{1k} / c_{p2} (T^\circ - T_0)$ — безразмерная теплота фазового перехода k -го компонента; $G_{i2} = C_{pi} / C_{p2}$ — отношение теплоемкостей i -й фазы и воды; q — тепловые потери в кровлю и подошву пласта; m — пористость; $x = X/l$, $t = Q_0 \tau / l m$ — безразмерная продольная координата (l — длина пласта) и время. Связь скорости потока с полем давления и долей i -й фазы в потоке с гидродинамическими параметрами определяется из закона Дарси

$$V = - \frac{k}{Q_0 l} \sum_{i=1}^3 \frac{K_i}{\mu_i} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad F_i = \frac{K_i}{\mu_i} \left(\sum_{n=1}^3 \frac{K_n}{\mu_n} \right)^{-1} \quad (1.2)$$

где k — абсолютная проницаемость среды, K_i и μ_i — фазовая проницаемость и вязкость i -й фазы, p — давление.

2. Замыкающие соотношения для уравнений (1.1)–(1.2) зависят от фазового состояния трехкомпонентной системы. В случае двухфазного состояния $\theta > \theta_s$, где $\theta_s = (T_s - T_0) / (T^\circ - T_0)$, T_s — температура насыщенного водяного пара, термодинамические параметры фаз θ и c_{11} независимы потому $S_2 = 0$, $J_{12} = 0$, $c_{13} = c_{13}(\theta, p, c_{11})$. В трехфазном состоянии $\theta = \theta_s$ число степеней свободы на единицу меньше, поэтому имеется однозначная связь $\theta_s = \theta_s(p, c_{11})$, $c_{13} = c_{13}(p, c_{11})$. Для пара в указанных зависимостях $c_{11} = 0$.

Зависимости $c_{1k} = c_{1k}(\theta_s, p)$ рассчитывались по закону Дальтона из табличных данных по упругости насыщенных паров для фиксированного давления p_0 , среднего по пласту. Теплофизические параметры фаз L_{i2} , G_{i2} , R_{i2} считались постоянными и определялись из таблиц для состава и температуры закачиваемого агента T° и для среднепластового давления p_0 .

Далее анализируются пять вариантов процесса вытеснения нефти паром и парогазом. Значения указанных параметров для этих вариантов приведены в таблице. Первый вариант — вытеснение нефти из пласта ($T_0 = 293$ К, $p_0 = 5$ МПа) паром ($T^\circ = 573$ К, $T_s = 539$ К, $c_{11} = 0$), второй вариант — вытеснение нефти из пласта с теми же параметрами парогазом ($T^\circ = 573$ К, $T_s = 508$ К, $c_{11} = 0,5$). Третий вариант — вытеснение нефти из лабораторной модели с низким давлением ($T_0 = 293$ К, $p_0 = 0,15$ МПа) ($T^\circ = T_s = 385$ К, $c_{11} = 0$). Четвертый и пятый варианты отвечают процессам вытеснения нефти из пласта ($T_0 = 293$ К, $p_0 = 5$ МПа) насыщенным парогазом ($T^\circ = T_s = 508$ К, $c_{11} = 0,5$) и паром ($T^\circ = T_s = 539$ К, $c_{11} = 0$) соответственно.

Зависимости фильтрационных параметров от насыщенностей фаз и температуры задавались в виде

$$\mu_1 = (88,2 + 0,343T) 10^{-4}, \quad \mu_3 = 42,8 \exp(-3,1T) \quad (2.1)$$

$$\mu_2 = \frac{(1316,6 - 1,8T) 10^{-3}}{47,7T - 12085,1}$$

$$K_i = (b_{1i} - b_{2i}) \left(\frac{S_i - S_{ir}}{1 - S_{ir}} \right)^3, \quad S_i > S_{ir}; \quad K_i = 0, \quad S_i \leq S_{ir}$$

$$S_{1r} = 0,1, \quad S_{2r} = 0,25, \quad S_{3r} = 0,3, \quad b_{11} = 4, \quad b_{12} = 4$$

$$b_{13} = 1, \quad b_{21} = 2S_1, \quad b_{22} = 2,4 + 16,5S_2, \quad b_{23} = 0$$

где вязкости измеряются в мПА·с. Зависимости вязкостей от абсолютной температуры взяты из справочников по теплофизическим свойствам жидкостей и газов. Влияние температуры на фазовые проницаемости обсуждается в [5]; согласно данным [5], принималось, что температура не влияет на вид функций $K_i(S_i)$.

Расчет тепловых потерь проводился по двум схемам. Одна из них — закон Ньютона

$$q = D_1 \theta, \quad D_1 = \frac{d\alpha}{Q_0 m \rho_2^\circ C_{p2}} \quad (2.2)$$

где α — коэффициент теплопередачи, d — отношение суммарной площади поверхности кровли и подошвы пласта к его объему. Этот закон описывает относительно быстрые процессы, за время которых кровля и подошва не успевают значительно прогреться.

Для более медленных процессов учет поперечного теплового потока осуществлялся по приближенной формуле [6]

$$q = D_2 \left(\frac{\theta}{\sqrt{t}} + 2 \frac{\partial}{\partial t} \sqrt{t} \theta \right), \quad D_2 = \frac{d}{C_{p2} \rho_2^\circ} \sqrt{\frac{\lambda C_{p0} l}{2\pi Q_0}} \quad (2.3)$$

где λ — коэффициент теплопроводности кровли и подошвы пласта.

Далее анализируется решение задачи Коши о распаде произвольного разрыва

$$t > 0, \quad x = 0: \quad S_1 = 1 - S_{12}, \quad \theta = 1, \quad c_{11} = c_{11}^\circ, \quad c_{12} = c_{12}^\circ, \quad c_{13} = 0, \quad V = 1 \quad (2.4)$$

$$t = 0, \quad x > 0: \quad S_3 = 1, \quad \theta = 0, \quad c_{1k} = 0$$

3. При численном расчете неизотермической фильтрации использовалась консервативная разностная схема. При ее построении было сделано допущение о равенстве плотностей воды и нефти $\rho_2^\circ = \rho_3^\circ$, $R_{32} = 1$. В этом случае уравнения сохранения масс компонентов приводятся к виду

$$\frac{\partial(1 - R_{12})S_1}{\partial t} + \frac{\partial V[(1 - R_{12})F_1 - 1]}{\partial x} = 0$$

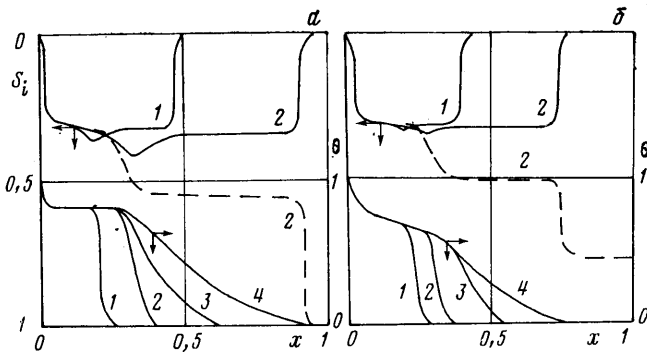
$$\frac{\partial S_3}{\partial t} + \frac{\partial V F_3}{\partial x} = -J_{13}, \quad \frac{\partial c_{12} S_1}{\partial t} + \frac{\partial V c_{12} F_1}{\partial x} = \frac{J_{12}}{R_{12}} \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial c_{13} S_1}{\partial t} + \frac{\partial V c_{13} F_1}{\partial x} = \frac{J_{13}}{R_{12}}, \quad \frac{\partial V}{\partial x} = \left(\frac{1}{R_{12}} - 1 \right) (J_{12} + J_{13})$$

Система уравнений (3.1) и уравнение притока тепла из (1.1) с начальными условиями (2.4) решались численно по разностной схеме сквозного счета первого порядка точности с ориентацией по характеристикам

$$\frac{\Phi_j^{n+1} - \Phi_j^n}{\tau} + \frac{B_j^n - B_{j-1}^n}{h} = J_j^{n+1} \quad (3.2)$$

где Φ_j^n — масса компонента или фазы или удельное теплосодержание в j -й ячейке на n -м временном слое; B_j^n — поток массы компонента, фазы, тепла из соответст-



Фиг. 1

вующей ячейки; τ , h — шаги сетки по времени и пространству. В расчетах число пространственных ячеек было равно 50, шаг по времени τ выбирался из условий устойчивости разностной схемы.

Суммарный поток жидкости и газа на следующем временном слое находился из условия сохранения массы потока

$$\frac{V_{j+1}^{n+1} - V_j^{n+1}}{h} = \left(\frac{1}{R_{12}} - 1 \right) [(J_{12})_j^{n+1} + (J_{13})_j^{n+1}] \quad (3.3)$$

Из алгебраической системы уравнений (3.2), (3.3) при аппроксимации табличных зависимостей $c_{1k} = c_{1k}(\theta, p_0)$ кусочно-линейными функциями в явном виде выражаются значения всех неизвестных на новом временном слое.

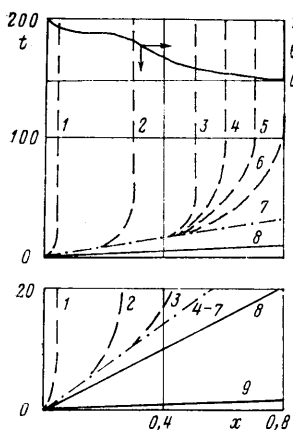
4. Рассмотрим результаты расчетов первых двух вариантов процесса, в которых теплопотери задавались по формуле (2.2) при $D_1 = 0,1$. Распределение водонасыщенности (конденсированного пара) и безразмерной температуры в пласте для моментов времени $t = 10, 20, 45, t \geq 100$ приведены на фиг. 1 (кривые 1–4; а — пар, б — парогаз). Будем называть области резкого изменения термо- и гидродинамических параметров фронтами. Первоначально в тепловом поле выделяются два фронта фазовых переходов: быстрый, связанный с изменением θ от 0 до θ_s , и медленный, где θ изменяется от θ_s до 1.

Эти фронты сопряжены с фронтами концентраций компонентов в газовой фазе и насыщенностей фаз. Вода, возникающая в результате конденсации пара, образует постоянно расширяющуюся оторочку, насыщенность которой несколько выше остаточной ($S_{2r} = 0,25$). Нефтенасыщенность в области двухфазного течения парогаса и нефти, где $\theta > \theta_s$, практически равна нулю, а в области трехфазного течения, где $\theta = \theta_s$, равна либо несколько ниже остаточной ($S_{3r} = 0,3$).

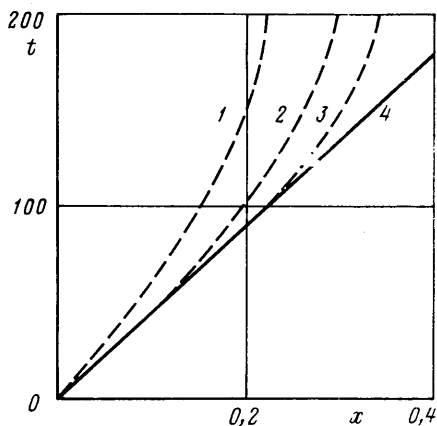
В момент времени $t \sim 45$ происходит остановка фронтов фазовых переходов и начинается расформирование быстрого фронта: появляется быстро растущая зона горячей воды и нефти, а зона насыщенного пара более не увеличивается. При больших временах $t \geq 100$ тепловое поле практически стационарно.

Таким образом, в эволюции теплового поля наблюдаются три стадии. На первой стадии, отвечающей движению быстрого и медленного тепловых фронтов, образуется лишь узкая, стабильная по размерам зона горячей воды и нефти. В этой зоне (фиг. 1) водонасыщенность максимальна. На второй стадии процесса, когда происходит переформирование теплового поля, образуется вал горячей воды и нефти, размер которого первоначально растет. Третьей стадии отвечает стабилизация теплового поля. Для парогаса зона горячей воды и нефти в явном виде отсутствует, однако появляется зона, где вода сосредоточена в основном в водной фазе.

Сопоставление тепловых полей, создаваемых в пласте паром и парогазом, показывает, что формируемое стационарное тепловое поле при



Фиг. 2



Фиг. 3

закачке пара из-за его большего теплосодержания охватывает большую часть пласта, чем при закачке парогаса. При движении в пласте парогаса температура насыщения меняется с изменением концентрации инертного компонента газа c_{11} , поэтому в так называемом паровом плато (зоне трехфазного течения, где $\theta = \theta_s$) происходит медленное снижение температуры. Степень снижения температуры определяется в основном интенсивностью тепловых потерь (при $q=0$ температура парового плато для парогаса постоянна). При закачке в пласт пара температура парового плато $\theta_s(p_0)$ всегда постоянна из-за пренебрежения влиянием изменения давления в пласте на теплофизические параметры.

Процесс локализации теплового поля (образование стационарного распределения температуры) при вытеснении нефти парогазом для случая, рассмотренного выше, иллюстрируется на фиг. 2. Шифр штриховых изотерм 1-6 соответствует значениям безразмерной температуры $\theta = 0,76; 0,6; 0,2; 0,1; 0,05; 0,025$. Здесь же приведена изотерма $\theta_s = 0,76$ (штрихпунктирная прямая 7) в отсутствие тепловых потерь ($q=0$). В этом случае тепловые фронты распространяются с постоянными скоростями.

Сопоставление этих результатов указывает причину локализации теплового поля: стационарное температурное распределение соответствует динамическому равновесию тепла, вводимого в пласт с тепловым агентом, и тепла, теряемого в кровлю и подошву за счет тепловых потерь.

На фиг. 2 приведены также траектории передних фронтов вала горячей воды и неконденсирующейся составляющей газовой фазы (сплошные прямые 8, 9 соответственно). Снижение концентрации инертного газа в закачиваемом парогазе приводит к выравниванию скоростей фронтов воды и газа (падению скорости газовой фазы и росту скорости водной фазы). Взаимовлияние скорости фильтрации воды и газа, как будет показано далее, существенно влияет на гидродинамику процесса и эффективность вытеснения нефти.

При закачке в пласт пара эволюция теплового поля качественно аналогична. Однако за счет большего теплосодержания пара при равной температуре заканчиваемого агента происходит прогрев большей части пласта.

Гидродинамика процесса вытеснения нефти паром и парогазом в лабораторных условиях, т. е. при малых давлениях и небольших тепловых потерях в окружающую среду, может существенно отличаться от гидродинамики процесса в пластовых условиях. Для иллюстрации этого факта был проведен третий вариант расчета процесса вытеснения нефти паром. Тепловые потери рассчитывались по формуле (2.3) при $D_2 = 0,01$. Результаты приведены на фиг. 3, кривые 1-4 соответствуют изотермам $\theta = 0,99;$

0,25; 0,05; 0,025. Последняя изотерма совпадает с траекторией переднего фронта горячей воды (сплошная прямая). До момента переформирования теплового поля траектория, скорость и положение переднего фронта образовавшейся в результате конденсации пара воды совпадает с быстрым фронтом температуры (фронтом фазового перехода). Таким образом, при малых давлениях в пористой среде и тепловых потерях фронт вытеснения нефти на начальном этапе процесса совпадает с температурным фронтом.

Локализация теплового поля при задании тепловых потерь по формуле (2.3) происходит не столь резко, как при задании тепловых потерь по закону Ньютона.

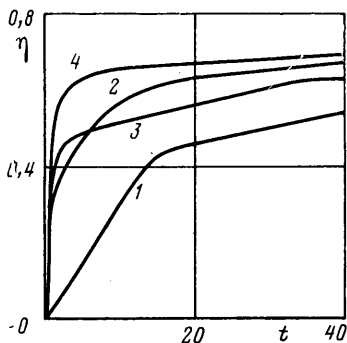
5. Степень вытеснения нефти тепловым агентом, таким образом, определяется размером зоны локализации теплового поля. Однако, как следует из результатов, приведенных на фиг. 2 и 3, конечный коэффициент нефтевытеснения, достигаемый после локализации теплового поля, наблюдается лишь при прокачке большого объема теплового агента через пласт. На практике это состояние трудно реализуемо. Поэтому важное значение имеет динамика нефтевытеснения при относительно небольших объемах прокачанного теплового агента. Сопоставление динамики нефтевытеснения при различных составе и свойствах теплового агента определяется тем, какой параметр выбран в качестве характерного масштаба времени [1]. В качестве этого параметра можно выбрать время закачки одного порового объема агента, как это делается ниже, либо время получения одного порового объема жидкости на выходе, либо время введения в пласт определенного количества тепла и т. п. При этом результаты сопоставления могут быть качественно различны.

Динамика вытеснения нефти относительно безразмерного времени приведена на фиг. 4. Шифр кривых 1—3 соответствует процессам вытеснения нефти влажным паром с объемным водосодержанием на входе $S_2 = 0,4$ и $0,6$, а также смесью парагаза ($c_{11} = 0,5$) и воды ($S_2 = 0,75$). Расчеты проведены для последних двух вариантов таблицы при интенсивности теплопотерь $D_1 = 0,2$.

Динамика неизотермического вытеснения нефти в основном определяется процессом совместного трехфазного течения. При этом имеется некоторое оптимальное соотношение подаваемых воды и газа, приводящее к улучшению показателей процесса [8, 9]. При вытеснении нефти парагазом это соотношение может меняться в широком диапазоне, что позволяет добиваться высокой эффективности вытеснения нефти при относительно небольших временах. Кривая 4 на фиг. 4 приведена для сопоставления неизотермического и изотермического водогазового воздействия на нефтяной пласт.

Расчеты показали, что влияние испарения нефти на коэффициент нефтевытеснения незначительно. Заметные изменения 1—3% конечного коэффициента вытеснения в результате испарения нефти происходят лишь в случае прорыва фронта фазового перехода к выходу. Однако необходимо отметить, что в рамках данной модели процесс испарения — конденсации нефти не влияет на ее свойства (μ_3 , ρ_3° , K_3), поэтому окончательное суждение по данному вопросу может основываться лишь на исследованиях по более адекватным моделям, например [8].

6. Процесс многофазной фильтрации с фазовыми переходами сопровождается существенным изменением объемного потока. Отношение потоков на входе ($x=0$) и выходе ($x=1$) из пласта меняется для процесса вытеснения нефти паром от 50 до 4 раз, а парагазом — от 20 до 2 раз.



Фиг. 4

С одной стороны, этот дисбаланс объемных потоков приводит к ухудшению динамики процесса, а с другой — увеличивает устойчивость поверхности фазового перехода.

Оценим устойчивость поверхностей фазовых переходов для процессов вытеснения нефти паром и парогазом. Для этого воспользуемся результатами линейного анализа устойчивости по отношению к малым возмущениям плоской поверхности [9]. Для определенности будем рассматривать процесс горизонтальной фильтрации, где различие плотностей фаз не влияет на устойчивость процесса. Устойчивость поверхности фазового перехода определяется в этом случае знаком выражения

$$B = Q^+ \lambda^+ - Q^- \lambda^-, \quad \lambda^\pm = \sum_{i=1}^3 \frac{K_i^\pm}{\mu_i^\pm} \quad (6.1)$$

Здесь λ — суммарная подвижность потока, верхними индексами плюс и минус помечены значения переменных перед и за поверхностью фазового перехода — узкой зоны резкого изменения гидро- и термодинамических параметров.

Выражение B равно разности градиентов давления перед и за фронтом. Если градиент давления перед фронтом (плюс) выше градиента за фронтом (минус), то плоские фронты в линейном приближении неустойчивы ($B > 0$), и наоборот, если градиент давления возрастает при переходе через фронт, то последний устойчив ($B < 0$).

Удобнее анализировать значение безразмерного соотношения членов в выражении (6.1): $\kappa = Q^+ \lambda^+ / Q^- \lambda^-$. Если $\kappa > 1$, то $B > 0$ и при $\kappa < 1$ $B < 0$.

Вычислим параметр κ для процессов вытеснения нефти паром и парогазом (варианты 1 и 2 таблицы). Значения насыщенных среды и температура перед и за фронтом конденсации с течением времени практически не изменяются. Изменение объемного расхода жидкости и газа происходит плавно в зоне насыщенного пара и скачком на фронте фазового перехода. С ростом размеров зоны насыщенного пара скачок расхода уменьшается. Для оценки устойчивости фронта конденсации был выбран момент времени $t = 20$. Значения Q^\pm и λ^\pm аппроксимировались по полученным численно данным, т. е. расчетными значениями этих величин непосредственно за и перед зоной резкого изменения этих параметров (как правило, на расстоянии трех расчетных узлов от фронта). Для парогаса $\kappa = 5,26$, а для пара $\kappa = 33,3$. Из этих оценок следует, что добавление газа в пар повышает устойчивость фронта фазового перехода, однако в рамках линейного анализа в обоих случаях фронты неустойчивы.

Экспериментальные данные и анализ устойчивости более высокого порядка показывают, что скачки гидродинамических параметров в фильтрационных течениях могут сохранять устойчивость при $\kappa \leq 10$ [10]. Таким образом, имеется возможность создания устойчивых фронтов фазового перехода в реальных процессах вытеснения нефти из пластов парогазом, а в некоторых случаях и паром.

ЛИТЕРАТУРА

1. Завовский А. Ф., Федоров К. М. О вытеснении нефти паром: Препринт № 267. М.: ИПМ АН СССР. 1986. 63 с.
2. Баширов В. В., Карпов В. П., Федоров К. М. Парогазотермическая обработка призабойной зоны и пласта в целом // Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Т. 19. М.: ВИНТИ, 1987. С. 3–86.
3. Боксерман А. А., Раковский Н. Л., Глаз И. А., Кочетков А. А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Т. 7. М.: ВИНТИ, 1975. 95 с.
4. Yortsos Y. C., Gavallas G. R. Analytical modeling of oil recovery by steam injection. Pt I. Upper Bounds // Soc. Petr. Eng. J. 1981. V. 21. № 2. P. 162–178.

5. *Miller M. A., Ramey H. J.* Effect of temperature on oil-water relative permeabilities of unconsolidated and consolidated sands // Soc. Petr. Eng. J. 1985. V. 25. № 6. P. 945–953.
6. *Алишаев М. Г., Розенберг М. Д., Теслюк Е. В.* Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985. 271 с.
7. *Лискевич Е. И.* Комбинированное вытеснение нефти водой и газом // Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. М.: Наука, 1976. С. 205–210.
8. *Leung L. C.* Numerical evaluation of the effect of simultaneous steam and carbon dioxide injection on the recovery of heavy oil // J. Petr. Tech. 1983. V. 35. № 10. P. 1591–1599.
9. *Зазовский А. Ф.* Об устойчивости фронтального вытеснения жидкостей в пористой среде при наличии межфазного массообмена и фазовых переходов // Изв. АН СССР. МЖГ. 1986. № 2. С. 98–103.
10. *Кац Р. М., Таранчук В. Б.* Обзор работ по исследованию устойчивости фильтрационных течений // Динамика многофазных сред. Новосибирск: ИТПМ СО АН СССР, 1981. С. 18–29.

Тюмень

Поступила в редакцию
12.IV.1988