

УДК 532.546

МНОГОФРОНТОВЫЕ ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗИРОВАННОЙ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Р. Ф. Шарафутдинов

Башкирский государственный университет, 450000 Уфа

На основе численного моделирования неизотермической фильтрации многокомпонентной нефти с учетом эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта и теплоты фазовых переходов при разгазировании нефти и кристаллизации парафина исследуется формирование профилей насыщенностей фаз, концентраций компонентов и температуры в пласте. Показано, что учет многокомпонентности нефти приводит к возникновению фронтов фазовых переходов при разгазировании компонентов нефти и кристаллизации парафина. Кристаллизация парафина, в свою очередь, вызывает колебания температуры. В зависимости от начальной концентрации парафина и соотношения теплоты фазовых переходов при разгазировании нефти и кристаллизации парафина в пласте возникают затухающие или устойчивые колебания температуры.

Как известно, нефть представляет собой смесь различных углеводородов, которые в пластовых условиях находятся в газообразном, жидком и твердом состояниях. Условно нефть можно рассматривать как трехкомпонентную систему, состоящую из легкого (C_1 – C_3), среднего (C_4 – C_6) и тяжелого (более C_6) компонентов. В качестве твердого компонента можно выделить парафин [1].

Распределение температуры в пласте при неизотермической фильтрации обусловлено эффектом Джоуля — Томсона и адиабатическим эффектом, а при достижении давления ниже давления насыщения — и теплотой разгазирования жидкости [2]. При достижении давления в пласте ниже давления насыщения нефти газом происходит разгазирование нефти, и температура понижается [2]. При этом температура в пласте может быть ниже температуры кристаллизации парафина, что приводит к выпадению из нефти парафина с выделением тепла [1]. Таким образом, разгазирование нефти приводит к понижению температуры, а кристаллизация парафина — к ее повышению. На закономерностях изменения температуры основан термический метод исследования скважин и пластов [3].

Известные математические модели температурного поля с учетом эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта и теплоты разгазирования нефти разработаны для фильтрации газированной нефти и воды без учета многокомпонентности нефти и кристаллизации парафина [2].

В данной работе численно исследуется температурное поле в пласте при фильтрации трехкомпонентной нефти с учетом разгазирования и кристаллизации парафина. При этом не учитываются диффузионный процесс переноса компонентов смеси, перенос жидких и газообразных фаз из-за капиллярного скачка давлений в фазах, продольный перенос тепла за счет теплопроводности.

Пренебрегая тепловыми потерями, сформулируем математическую модель расчета распределения температуры, обусловленного эффектом Джоуля — Томсона, адиабатическим эффектом и теплотой фазового перехода при разгазировании легкого и среднего компонентов нефти, с учетом кристаллизации парафина при фильтрации газированной нефти

в пласте. При этом в первом приближении можно выделить четыре фазы (0 — скелет пористой среды, 1 — газовая фаза, 2 — нефть, 3 — парафин) и три компонента, участвующих в тепло- и массообменных процессах (1 — легкий, 2 — средний, 3 — тяжелый (парафин)).

Уравнения сохранения массы фаз и компонентов, уравнение движения в форме закона Дарси и уравнение притока тепла в плоском радиальном случае имеют вид

$$\frac{\partial(m\rho_i S_i)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(rm\rho_i S_i V_i)}{\partial r} = I_{ij}, \quad I_{ii} = 0, \quad i \neq j; \quad (1)$$

$$\frac{\partial(m\rho_i C_{ik} S_i)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(rm\rho_i S_i C_{ik} V_i)}{\partial r} = -I_{ijk}, \quad I_{iik} = 0, \quad i \neq j, \quad i = 1, 2, \quad k = 1, 2, 3; \quad (2)$$

$$\frac{\partial(m\rho_3 S_3)}{\partial t} = I_{23}; \quad (3)$$

$$m S_i V_i = -\frac{K k_i}{\mu_i} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad i = 1, 2; \quad (4)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[(1-m)\rho_0 c_0 T + \sum_{i=1}^3 m\rho_i c_i S_i T + m\rho_1 S_1 C_{11} L_{11} + m\rho_1 S_1 C_{12} L_{12} + m\rho_3 S_3 L_3 \right] + \\ & + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(m \sum_{i=1}^2 \rho_i c_i S_i V_i T + m\rho_1 S_1 V_1 C_{11} L_{11} + m\rho_1 S_1 V_1 C_{12} L_{12} \right) \right] + \\ & + m \sum_{i=1}^2 \rho_i c_i S_i V_i \varepsilon_i \frac{\partial P}{\partial r} - m \sum_{i=1}^3 \rho_i c_i S_i \eta_i \frac{\partial P}{\partial t} = 0; \quad (5) \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^3 S_i = 1, \quad \sum_{k=1}^2 C_{1k} = 1, \quad \sum_{k=1}^3 C_{2k} = 1. \quad (6)$$

Здесь индексы i, j и k соответствуют различным фазам и компонентам смеси; S_i, V_i — насыщенность и скорость движения i -й фазы; C_{ik} — концентрация k -го компонента в i -й фазе; ρ_i — плотность i -й фазы; K — абсолютная проницаемость; k_i — фазовая проницаемость; μ_i — вязкость i -й фазы; m — пористость; P — давление; T — температура; c_i — теплоемкость; ε_i — коэффициент Джоуля — Томсона; η_i — адиабатический коэффициент; L_{11} — теплота разгазирования первого (легкого) компонента; L_{12} — теплота разгазирования второго (среднего) компонента; L_3 — теплота кристаллизации парафина.

Начальные и граничные условия имеют вид

$$\begin{aligned} t = 0, \quad r > 0: \quad & S_i = S_{i0}, \quad C_{ik} = C_{ik}^0, \quad P = P_0, \quad T = T_0, \\ t > 0, \quad r = R_0: \quad & P = P_r(t), \quad P_r^0 \leq P_r(t) \leq P_0, \\ t > 0, \quad r = R: \quad & P = P_0, \quad S_i = S_i^0, \quad T = T_0. \end{aligned} \quad (7)$$

Здесь R_0, R — радиусы скважины и контура питания.

Замыкающие соотношения для уравнений (1)–(7) зависят от фазового состояния трехкомпонентной системы. При $P > P_{1н}$, $P > P_{2н}$ и $T > T_{кр}$ система находится в однофазном состоянии ($P_{1н}$ — давление насыщения нефти первым компонентом, $P_{2н}$ — давление насыщения нефти вторым компонентом, $T_{кр}$ — температура кристаллизации парафина). В этом случае $S_1 = 0, S_3 = 0, I_{121} = I_{122} = I_{23} = 0, C_{21} = C_{21}^0(T_0, P_0), C_{22} = C_{22}^0(T_0, P_0)$. При $P \leq P_{1н}$, $P > P_{2н}$, $T > T_{кр}$ система находится в двухфазном состоянии ($S_1 \neq 0, S_2 \neq 0$,

$S_3 = 0$), и имеется зависимость концентрации первого компонента нефти от температуры и давления $C_{21} = C_{21}(T, P)$. При $P \leq P_{1н}$, $P \leq P_{2н}$, $T > T_{кр}$ система также находится в двухфазном состоянии ($S_1 \neq 0$, $S_2 \neq 0$, $S_3 = 0$), в этом случае $C_{21} = C_{21}(T, P, C_{11})$, $C_{22} = C_{22}(T, P, C_{12})$. В трехфазном состоянии ($P \leq P_{1н}$, $T \leq T_{кр}$) без учета разгазирования второго компонента концентрации газа (первого компонента) и парафина в нефти связаны соотношениями $C_{21} = C_{21}(T, P)$, $C_{23} = C_{23}(T, P)$.

Растворимость чистых газов определяется законом Генри, массовые концентрации рассчитывались по формуле $C_{i1} = (1 + \alpha P / (\rho_1 \beta))^{-1}$ с использованием данных по коэффициентам Генри α для среднепластовой температуры и коэффициенту объемного расширения нефти β , приведенных в [4]. Для смеси газов используется закон Рауля. Относительные фазовые проницаемости задавались в виде, приведенном в работе [5]. Плотности нефти и газа являются функциями давления, температуры и концентрации компонентов [4]. Плот-

ность газовой фазы определяется по формуле $P = \rho_1 RT \sum_{k=1}^2 C_{ik} / M_k$, где R — универсальная газовая постоянная; M_k — молекулярная масса k -го компонента. Плотность нефтяной фазы $\rho_2 = \left(\sum_{k=1}^3 C_{2k} / \rho_k^0 \right)^{-1}$, где ρ_k^0 — плотность k -го компонента при $P = P_0$ и $T = T_0$.

Абсолютная проницаемость зависит от насыщенности пласта парафином и определяется по формуле Козени [4] $K = K_0 m'^3 / (1 - m')^2$, где K_0 — абсолютная проницаемость; $m' = m(1 - S_3)$. Вязкость нефти является функцией концентрации компонентов и определяется по формуле [6] $\ln \mu_2 = \sum_{k=1}^3 C_{2k} \ln \mu_{2k}$, где μ_{2k} — вязкость k -го компонента при $P = P_0$

и $T = T_0$. Теплофизические параметры фаз c_i , ε_i , η_i , L_{11} , L_{12} , L_3 считались постоянными и определялись из таблиц для среднепластового давления $P = P_0$ и температуры $T = T_0$.

Уравнение для давления получается путем подстановки (4) в уравнения (1)–(3) с последующим суммированием по компонентам и фазам полученных соотношений:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{i=1}^3 \rho_i S_i \right) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K \sum_{i=1}^2 \frac{k_i \rho_i}{\mu_i} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0.$$

Это уравнение можно представить в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(B \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial F}{\partial t}, \quad (8)$$

где $B = r K \sum_{i=1}^2 \frac{k_i \rho_i}{\mu_i}$; $F = m \sum_{i=1}^3 \rho_i S_i$.

Уравнения для насыщенностей нефти и парафина находятся из уравнений (2) путем суммирования по компонентам и соответственно имеют вид

$$\frac{\partial (m \rho_2 C_{22} S_2)}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K k_2 \frac{C_{22} \rho_2}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0; \quad (9)$$

$$\frac{\partial [m (\rho_2 C_{23} S_2 + \rho_3 S_3)]}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K k_2 \frac{C_{23} \rho_2}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0. \quad (10)$$

Система уравнений (8), (9) решалась численно на основе консервативной конечно-разностной схемы сквозного счета. Насыщенности фаз и температура вычислялись по

явной схеме, давление — по неявной. Из (8) после преобразования получается уравнение прогонки для вычисления давления

$$\alpha_n P_{n-1} - c_n P_n + b_n P_{n+1} = -f_n, \quad \alpha_n = \sum_{i=1}^3 B_{i-1}^j \tau, \quad b_n = \sum_{i=1}^3 B_i^j \tau,$$

$$c_n = \sum_{i=1}^3 (B_i^j + B_{i-1}^j) \tau, \quad f_n = r_n \chi^2 \sum_{i=1}^3 (m \rho_i^j S_i^{j+1} - m \rho_i^j S_i^j),$$

где χ — шаг по координате. Вначале определяются насыщенности фаз и давление, затем — распределение температуры. Расчетную схему можно представить в следующем виде:

$$\frac{\Phi_n^{j+1} - \Phi_n^j}{\tau} - \frac{B_n^j (P_{n+1}^j - P_n^j) - B_{n-1}^j (P_n^j - P_{n-1}^j)}{r_n \chi^2} = 0,$$

где Φ_n^j — масса компонента или фазы или удельное теплосодержание в n -й ячейке на j -м временном слое; τ — шаг по времени.

Приведенная схема монотонна и устойчива при выполнении условия Куранта для наиболее быстро движущегося фронта. Условие устойчивости при многофазной многокомпонентной фильтрации в аналитическом виде получить не удастся, поэтому устойчивость определялась экспериментально в процессе расчета путем изменения шага по времени. Для этого класса задач при пространственном шаге $\chi = 0,1$ м шаг по времени τ не должен превышать 0,05 с. При $\tau > 0,05$ с счет становится неустойчивым. Решение имеет первый порядок точности по времени и второй порядок по координате. Проверка схемы на сходимость показывает, что при уменьшении шага по времени τ от 0,04 до 0,001 с значения искомых функций меняются лишь в третьем знаке. Погрешность вычислений при шаге по времени $\tau = 0,04$ с не превышает 5%, а при шаге менее $\tau = 0,001$ с значения вычисляемых функций практически не меняются.

Тестирование задачи проводилось путем сравнения известного аналитического решения для теплового поля, обусловленного баротермическим эффектом (изменение температуры жидкости вследствие проявления эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта в нестационарном поле давления) при фильтрации однофазной однокомпонентной нефти с расчетными зависимостями температуры на выходе из пласта от времени [3], а также путем сравнения результатов расчета с результатами исследований скважины № 2610 Талинского месторождения (Западная Сибирь).

Ниже приведены результаты расчета температурного поля и насыщенностей фаз при фильтрации нефти с учетом разгазирования легкого и среднего компонентов, а также фильтрации газированной нефти с кристаллизацией парафина после пуска скважины.

В расчетах температурного поля значения термодинамических параметров фаз, соответствующие реальным пластовым значениям, изменялись в следующих диапазонах [4]: $c_1 = 2000 \div 4000$ Дж/(кг · К), $c_2 = c_3 = 1600 \div 2400$ Дж/(кг · К), $\varepsilon_1 = -2 \div -4$ К/МПа, $\varepsilon_2 = 0,16 \div 0,56$ К/МПа, начальная массовая концентрация парафина в нефти $C_{23}^0 = 0,001 \div 0,050$, начальное пластовое давление $P_0 = 16 \div 20$ МПа, минимальное давление на границе пласта ($r = R_0$) $P_r^0 = 9 \div 14$ МПа.

Результаты расчетов приведены на рис. 1–5 ($\Delta T = T - T_0$). Использовались следующие значения термодинамических параметров фаз: $c_0 = 800$ Дж/(кг · К), $c_1 = 3000$ Дж/(кг · К), $c_2 = c_3 = 2000$ Дж/(кг · К), $\varepsilon_1 = -4$ К/МПа, $\varepsilon_2 = 0,4$ К/МПа, $\eta_1 = 20$ К/МПа, $\eta_2 = \eta_3 = 0,13$ К/МПа. Теплота фазового перехода при разгазировании нефти оценивалась на основе данных работ [7, 8] и менялась в следующих диапазонах: $L_{11} = 50 \div 300$ кДж/кг,

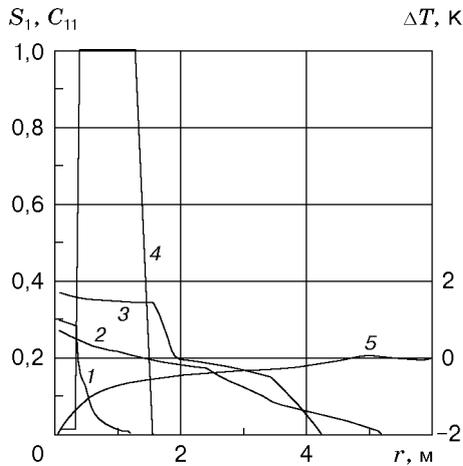


Рис. 1

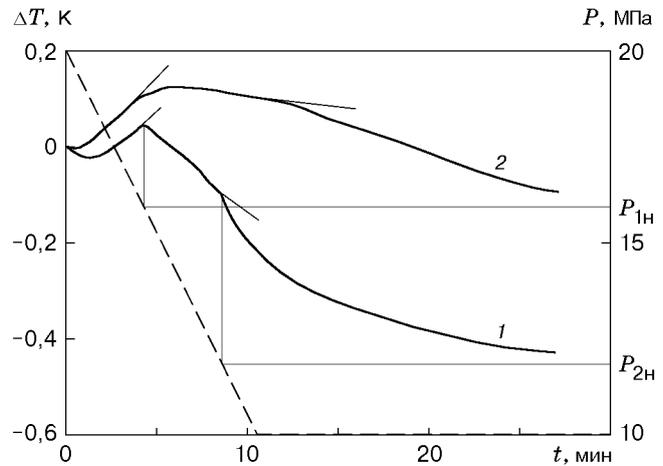


Рис. 2

Рис. 1. Распределение насыщенности газовой фазы S_1 (1–3), концентрации первого компонента C_{11} (4) и температуры T (5) по длине пласта после начала фильтрации: 1, 4 — $t = 5$ мин, 2 — $t = 20$ мин, 3 — $t = 60$ мин

Рис. 2. Зависимости температуры (сплошные кривые) и давления (штриховая кривая) от времени на выходе из пласта: 1 — расчетная кривая, 2 — результаты исследований скважины № 2610 Талинского месторождения

$L_{12} = 100 \div 400$ кДж/кг, теплота кристаллизации парафина $L_3 = 200 \div 500$ кДж/кг [2]. Вязкости газовой фазы и компонентов нефтяной фазы приняты равными: $\mu_1 = 0,01$ мПа·с, $\mu_{21} = 0,1$ мПа·с, $\mu_{22} = 0,4$ мПа·с, $\mu_{23} = 4$ мПа·с. Пластовое давление $P_0 = 20$ МПа, давление на границе пласта (скважины) $P_{\Gamma}^0 = 10$ МПа, давление насыщения нефти газом $P_{1н} = 18$ МПа, $P_{2н} = 16$ МПа.

На рис. 1 приведены распределения температуры, насыщенностей газа и концентрации первого компонента по длине пласта после начала уменьшения давления на выходе из пласта (после пуска скважины). На рис. 1 видны два фронта фазового перехода, соответствующие разгазированию нефти при $P \leq P_{1н}$ и $P \leq P_{2н}$. На фронте фазовых переходов наблюдается скачок (область резкого изменения) насыщенностей фаз и концентраций компонентов. Первый скачок насыщенности образуется на фронте фазового перехода первого компонента при $P = P_{1н}$, второй — при $P = P_{2н}$. Наблюдается небольшое повышение температуры в удаленной области, где отсутствует разгазирование нефти (насыщенность газовой фазы равна нулю), и ее понижение в области разгазирования нефти. При этом на фронтах фазового перехода первого и второго компонентов нефти при разгазировании наблюдается изменение градиента температуры.

На рис. 2 приведена зависимость температуры и давления от времени после пуска скважины с учетом разгазирования многокомпонентной нефти. На кривых имеются участки дифференциального разгазирования компонентов нефти, характеризующиеся изменением градиента температуры (разгазирование первого компонента нефти происходит при $P = 16$ МПа, второго — при $P = 11$ МПа).

Влияние разгазирования нефти и кристаллизации парафина на тепловое поле иллюстрируется данными, приведенными на рис. 3–5. На рис. 3 показано распределение насыщенностей газа и парафина, температуры, давления по длине пласта. Видны два фронта фазового перехода, обусловленные разгазированием нефти при $P < P_{1н}$ и кристаллизацией парафина при $T < T_{кр}$. На фронте фазового перехода, соответствующего изобаре

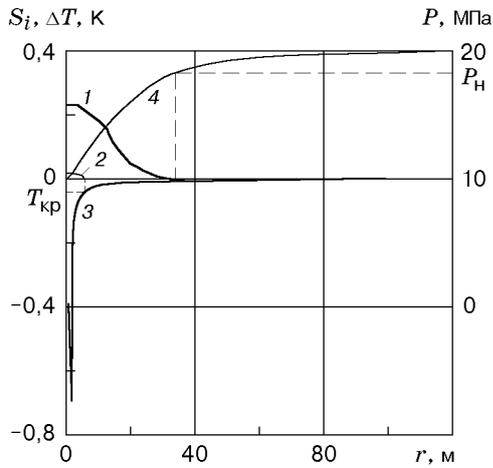


Рис. 3

Рис. 3. Распределение насыщенностей газа (1) и парафина (2), температуры (3) и давления (4) по длине пласта ($t = 60$ мин)

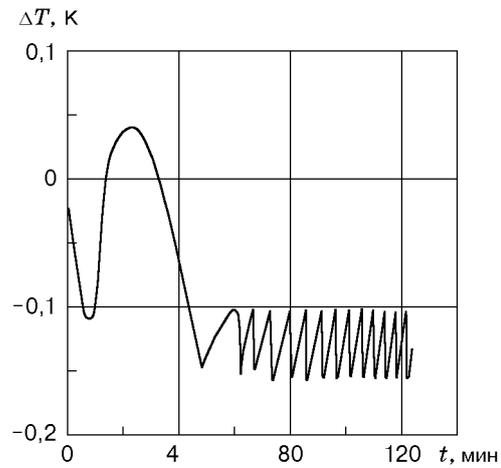


Рис. 4

Рис. 4. Зависимость температуры на выходе из пласта от времени ($C_{23}^0 = 0,05$; $L_3/L_1 = 2 \div 5$)

давления насыщения нефти газом, наблюдается формирование скачка насыщенности газа (кривая 1). Разгазирование нефти приводит к понижению температуры флюида в пласте (кривая 3). На фронте фазового перехода, соответствующего температуре потока ниже точки кристаллизации парафина, наблюдается скачок насыщенности парафина.

Из результатов расчетов следует, что при выбранных значениях ε_i и η_i , а также забойного и пластового давлений формирование температурного поля в пласте зависит от начальной концентрации парафина в нефти, а также от соотношения теплоты фазовых переходов при разгазировании нефти и кристаллизации парафина.

На рис. 4 приведена зависимость температуры на выходе из пласта от времени при $C_{23}^0 = 0,05$, $L_3/L_1 = 2 \div 5$. При достижении давления ниже давления насыщения нефти газом наблюдаются разгазирование нефти, накопление газа и понижение температуры вследствие действия теплоты разгазирования, адиабатического расширения и дросселирования газа. При достижении температуры потока ниже температуры кристаллизации

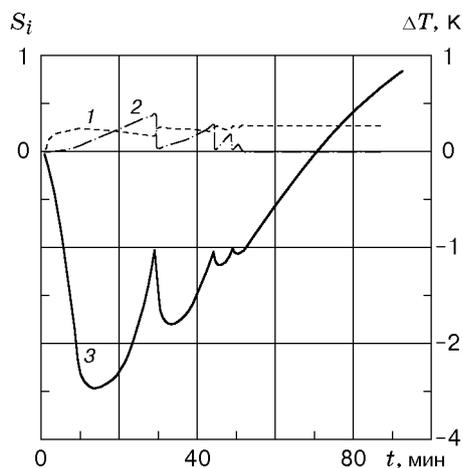


Рис. 5. Зависимость насыщенностей газа (1), парафина (2) и температуры (3) на выходе из пласта от времени ($C_{23}^0 = 0,01$; $L_3/L_1 = 1$)

парафина из нефти выделяется парафин. В процессе кристаллизации парафина и выделения тепла скорость понижения температуры уменьшается и с некоторого момента начинается повышение температуры. При температуре выше точки кристаллизации парафина он полностью растворяется в нефти, и в потоке наблюдается фильтрация газированной нефти. На температурной зависимости этому моменту соответствует резкое уменьшение температуры. При дальнейшем понижении температуры процессы формирования насыщенных газа и парафина повторяются.

Таким образом, при выбранных соотношениях теплоты фазовых переходов и начальной концентрации парафина эффекты, связанные с разгазированием нефти и кристаллизацией парафина, приводят к возникновению температурных колебаний в пласте.

На рис. 5 показано затухание температурных колебаний при $C_{23}^0 = 0,01$, $L_3/L_1 = 1$. В этом случае после понижения температуры за счет разгазирования и повышения ее из-за кристаллизации парафина и дросселирования жидкой фазы колебания температуры затухают и наблюдается ее монотонный рост. На рис. 5 также видно, что периоды понижения и повышения температуры соответствуют изменению насыщенных газа и парафина. В итоге нагрев нефти за счет дроссельного эффекта преобладает над охлаждением при разгазировании.

Полученные результаты дополняют известные данные по формированию температурных полей в пластовых условиях при достижении давления ниже давления насыщения нефти газом и могут быть использованы при интерпретации результатов температурных исследований скважин в условиях разгазирования нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Люшин С. Ф., Рассказов В. А., Шейх-Али Д. М. и др.** Борьба с отложениями парафина при добыче нефти. М.: Гостоптехиздат, 1961.
2. **Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф.** Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 1994. № 6. С. 113–117.
3. **Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш.** Термические исследования при компрессорном освоении скважин. Уфа: Изд-во Башкир. гос. ун-та, 1992.
4. **Гиматуллин Ш. К., Ширковский А. И.** Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982.
5. **Федоров К. М., Шарафутдинов Р. Ф.** К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1989. № 5. С. 78–85.
6. **Труды Моск. ин-та нефтяной и газовой пром-сти.** М., 1986. Вып. 186: О математической модели совместной фильтрации взаиморастворимых жидкостей / М. В. Филинов, В. М. Максимов, А. М. Бер.
7. **Требин Г. Ф., Капырин Ю. Ф., Лиманский О. Г.** Оценка температурной депрессии в призабойной зоне эксплуатационных скважин. М.: Всесоюз. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т, 1978. Вып. 64. С. 16–22.
8. **Хабибуллин И. Л., Шарафутдинов Р. Ф.** Об оценке теплоты растворения газов в жидкостях: Межвуз. сб. науч. тр. Уфа: Изд-во Башкир. гос. ун-та, 1995. С. 144–146.

*Поступила в редакцию 20/XI 1998 г.,
в окончательном варианте — 18/IX 2000 г.*