УДК 532.546; 537.322.2

ТЕХНОГЕННОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ СИСТЕМЫ НЕФТЬ — ГАЗ — ПАРАФИН В УСЛОВИЯХ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

Л. А. Гайдуков, А. В. Новиков*

Институт проблем нефти и газа РАН, 119333 Москва, Россия * Национальный исследовательский Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 119333 Москва, Россия E-mails: leonid68@inbox.ru, cranon@yandex.ru

Поскольку изменение термобарических условий при разработке нефтяного пласта с высоким содержанием парафина в предельном насыщенном состоянии вызывает внутрипластовый фазовый переход в твердое состояние, а фильтрация смеси нефть — твердые частицы парафина при температуре ниже температуры флоккуляции приводит к кольматации порового пространства пласта в местах сужения и горловинах пор, проведены лабораторные исследования по определению критических точек и параметров системы нефть — газ — парафин в различных термобарических условиях. Разработана математическая модель, описывающая процесс выпадения парафина в поровом пространстве низкотемпературного нефтяного пласта и позволяющая рассчитывать его проницаемость в процессе разработки. Проведена адаптация параметров модели к их экспериментальным значениям. Путем численных расчетов определены значения основных параметров, оказывающих влияние на проницаемость пласта.

Ключевые слова: фильтрация, проницаемость, парафин, нефтяной пласт, поровое пространство, математическая модель, фазовый переход.

DOI: 10.15372/PMTF20210608

Введение. Существенные запасы нефти в Восточной Сибири сосредоточены в гидрофобных низкотемпературных (12 ÷ 20 °C) пластах с начальным давлением 15 ÷ 16 МПа. Пластовая нефть характеризуется высоким содержанием парафинов (массовая доля до 5 %), находящихся в предельно насыщенном состоянии. Техногенное воздействие на пласт (уменьшение давления) в процессе его разработки приводит к выделению растворенного в нефти газа в отдельную фильтрационную фазу и охлаждению пласта вследствие эффекта Джоуля — Томсона. При понижении температуры способность нефти растворять парафин уменьшается, и при температуре, равной температуре насыщения нефти парафином, начинается процесс кристаллизации [1]. При данной температуре происходит формирование "зародышей" твердой фазы, скорость образования которых можно оценить по формуле Зельдовича — Френкеля [2]. Дальнейшее понижение температуры приводит к образованию видимых кристаллов парафина (твердых частиц). Оценка толщины диффузионного слоя вблизи поверхности кристалла парафина с учетом допущения Ландау — Левича о постепенном затухании турбулентных пульсаций дает значение порядка 1 мкм [3], что сопоставимо с характерным размером пор пласта. Следовательно, в зависимости от размера фильтрационного канала, скорости потока, кинематической вязкости, коэффициента диффузии взаимодействие кристалла парафина и потока нефти может происходить как во всем объеме поры, так и в его части.

Фазовый переход парафина в твердое состояние не является достаточным условием для начала его адсорбции на поверхность пор и фильтрационных каналов пласта. Большую роль в этом процессе играет агрегативная устойчивость нефти (способность сохранять размеры частиц) и кинетическая устойчивость (способность удерживать частицы твердой фазы во взвешенном состоянии) [4]. В случае парафинов точка потери устойчивости определяется как температура флоккуляции. Фильтрация образовавшейся смеси нефть — твердые частицы парафина при температуре, меньшей температуры флоккуляции, приводит к кольматации порового пространства в областях сужения и горловинах пор и как следствие к уменьшению проницаемости и продуктивности пласта.

Целью настоящей работы является создание адаптированной к экспериментальным данным математической модели процесса выпадения парафина в поровом пространстве низкотемпературного нефтяного пласта при его разработке, позволяющей определять техногенное изменение фильтрационных характеристик пласта.

1. Результаты лабораторных исследований системы нефть — газ — парафин. Для моделирования фазового перехода парафина в поровом пространстве необходимо проведение лабораторных исследований системы нефть — газ — парафин в условиях, которые воспроизводят реальные условия в пласте. Подробно методики проведения экспериментального исследования седиментации асфальтосмолопарафиновых веществ в свободных объемах и в керне описаны в работе [5].

В настоящей работе условия и динамика выпадения твердых частиц парафина определялись в ходе экспериментальных исследований поведения многофазной системы нефть — газ — парафин в свободном объеме с помощью ультразвукового, гравиметрического и визуального методов. Получены следующие значения параметров системы нефть — газ — парафин в зависимости от давления: начальное пластовое давление $p_{in} = 15,5$ МПа, начальная пластовая температура $T_{in} = 17,1$ °C, давление насыщения нефти газом $p_b = 13,98$ МПа, массовая доля парафина в нефти $\chi = 1,68 \div 2,80$ %, температура насыщения нефти парафином $T_{WAT} = 0,1062p + 16,6129$ при $p > p_b, T_{WAT} = 18,1$ °C при $p = p_b, T_{WAT} = -0,4802p + 24,8485$ при $p < p_b, T_{WAT} = 18,26$ °C при $p = p_{in}$, температура флоккуляции парафина при скорости охлаждения 0,1 °C/мин $T_{WFT} = 16,93$ °C при $p = p_{in}, T_{WFT} = 0,1359p + 14,8230$ при $p > p_b, T_{WFT} = 16,72$ °C при $p = p_b, T_{WFT} = -0,4389p + 22,8443$ при $p < p_b$, энтальпия кристаллизации парафинов при прямом фазовом переходе равна 1,598 Дж/г, при обратном фазовом переходе — 1,283 Дж/г.

Таким образом, в исходных пластовых термобарических условиях система нефть парафин находится в зоне фазового перехода. В процессе формирования пласта часть парафина выпала из нефти и адсорбировалась на поверхности породы, делая ее гидрофобной. Минимальные изменения термобарических пластовых условий (уменьшение давления и температуры) при техногенном воздействии на пласт будут приводить к образованию в нефти твердых частиц парафина. Для того чтобы начался процесс флоккуляции твердых частиц парафина, температура в зоне фильтрации должна быть на 0,08 °C меньше начальной пластовой, что сопоставимо со значениями температурных аномалий, возникающих в пласте вследствие эффекта Джоуля — Томсона [6].

В диапазоне температур $T_{in} \div T_{WFT}$ экспериментально получена зависимость остаточного содержания парафина в сепарированной нефти от температуры в свободных объемах.

Эта кривая фильтрации парафина может быть аппроксимирована линейной зависимостью

$$l_s(T) = \chi_{in} - \frac{\chi_{in} - \chi_{WFT}}{T_{in} - T_{WFT}} (T_{in} - T).$$
(1)

В работе [7] показано, что в общем случае температура насыщения нефти парафином в поровом пространстве пласта зависит от его проницаемости и смачиваемости. В настоящей работе данный эффект не учитывался, так как в зоне фазового перехода системы нефть — парафин пласт полагался однородным.

2. Система основных уравнений математической модели. Уравнения закона сохранения массы для четырехфазного потока в пласте запишем в дифференциальной форме [8]

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m S_o (1 - f_s) \, \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} \right) = \operatorname{div} \left((1 - f_s) \, \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} \, \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \, \nabla p \right); \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m(S_o f_s + S_s) \rho_s^{STC} + a \right) = \operatorname{div} \left(\left(f_s + \frac{S_s}{S_o} \right) \rho_s^{STC} \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \nabla p \right); \tag{3}$$

$$\left(m\left(S_o(1-f_s)\frac{\rho_g^{STC}R_g}{B_o}+S_g\rho_g\right)\right) = \operatorname{div}\left((1-f_s)\frac{\rho_g^{STC}R_g}{B_o}\frac{kk_{ro}}{\mu_o}\nabla p + \rho_g\frac{kk_{rg}}{\mu_g}\nabla p\right); \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m S_w \rho_w \right) = \operatorname{div} \left(\rho_w \, \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \, \nabla p \right). \tag{5}$$

Здесь m — пористость пласта; k — проницаемость пласта; k_{ri} — проницаемость i-й фазы, нормированная на проницаемость пласта; p — давление в пласте; S_i — насыщенность пласта i-й фазы; μ_i — вязкость i-й фазы; B_o — объемный коэффициент нефти; R_g — газосодержание нефти; ρ_i^{STC} — плотность i-й фазы в нормальных условиях; $\rho_w = \rho_w^{STC}$ — плотность воды, полагаемой несжимаемой; f_s — объемная доля парафина в нефти; a — скорость осаждения парафина в порах; индекс o соответствует нефти, w — воде, g — газу, s — твердым частицам парафина, sk — скелету пласта. Приняты следующие допущения: скорость движения твердых частиц равна скорости потока нефтяной фазы, в которой они взвешены; фазовый переход парафина не оказывает влияния на вязкость нефти и ее фазовую проницаемость.

Объемная доля парафина в нефтяной фазе определяется соотношением

$$f_s = \frac{l_s \tilde{\rho}}{\rho_s^{STC} (1 - l_s) + l_s \tilde{\rho}}, \qquad \tilde{\rho} = \frac{\rho_o^{STC} + R_g \rho_g^{STC}}{B_o},$$

где l_s — массовая доля частиц парафина в нефти, зависящая от температуры и определяемая по формуле (1). При этом плотности нефтяной ρ_o и газовой ρ_g фаз вычислялись по формулам

$$\rho_o = f_s \rho_s^{STC} + (1 - f_s)\tilde{\rho}, \qquad \rho_g = \rho_g^{STC} / B_g.$$

Для определения сжимаемости газа принята зависимость $B_g(p) = p_{STC}/p$ (p_{STC} — давление при нормальных условиях) [8].

Для определения газосодержания и объемного коэффициента нефти используем следующие зависимости [9]:

$$R_g(p) = R_{gb}(p/p_b)^{1,204}, \quad p \le p_b, \qquad R_{gb} = \text{const}, \quad p > p_b,$$
$$B_o(p) = 0.972 + 0.000147(5.615R_g\sqrt{\delta_g/\delta_o} + 2.25T_{in} - 575)^{1,175},$$

где δ_g — плотность газа относительно воздуха; δ_o — плотность нефти относительно воды. Вязкость фаз будем полагать постоянной, не зависящей от температуры и давления.

 $\frac{\partial}{\partial t}$

Уравнение сохранения массы скелета пласта с учетом осаждения твердых частиц парафина запишем в дифференциальной форме [10]

$$\frac{\partial}{\partial t}\left((1-m)\rho_{sk}-a\right) = 0.$$
(6)

Замыкающее уравнение для насыщенности флюидов в поровом пространстве пласта представим в виде

$$S_o + S_w + S_g + S_s = 1. (7)$$

Скорость осаждения парафина в поровом пространстве с учетом принятого допущения о равенстве скорости фильтрации взвешенных частиц парафина и скорости фильтрации нефти определяется кинетическим уравнением [11]

$$\frac{\partial a}{\partial t} = \gamma S_s \rho_s \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left| \nabla p \right| \tag{8}$$

(γ — коэффициент осаждения твердых частиц парафина).

Открытая пористость природного пласта представлена порами двух типов: проточными и тупиковыми. Согласно [12] при различных значениях проницаемости пласта относительная концентрация тупиковых пор варьируется в диапазоне $\Psi = 0,1 \div 0,8$. Несмотря на то что через тупиковые поры флюид не фильтруется, при определенном перепаде давления между тупиковой порой и ближайшей проточной порой первая может являться дополнительным источником массы флюида, поступающего во вторую пору. Как правило, пласты с большой объемной долей парафина в нефти имеют гидрофобную или смешанную смачиваемость. Поэтому не происходит капиллярной блокировки связанной водой тупиковой поры, расположенной в узком канале, ведущем к проточной поре, и поток массы между ними обусловлен диффузионным механизмом. Поскольку скорость диффузии существенно меньше скорости фильтрации, в каждый рассматриваемый момент времени различием термобарических условий в тупиковых и проточных порах можно пренебречь. Следовательно, при изменении термобарических условий кристаллы парафина, образовавшиеся в тупиковых порах, не будут проникать в систему проточных пор и оказывать влияние на проницаемость пласта. В силу этого для связи пористости и абсолютной проницаемости пласта использована формула Козени — Кармана [13] с введенной в данной работе поправкой на относительную концентрацию тупиковых пор Ψ :

$$\frac{k}{k_{in}} = \left(\frac{m}{m_{in}} \left(1 - \Psi\right)\right)^{n_1} \left(\frac{1 - m_{in}}{1 - m(1 - \Psi)}\right)^{n_2} \tag{9}$$

 $(m_{in}, k_{in} -$ начальные пористость и проницаемость пласта; $n_1, n_2 -$ эмпирические коэффициенты).

Тензор абсолютной проницаемости пласта представим в диагональном виде

$$K(r) = k_x(r)\boldsymbol{e}_x\boldsymbol{e}_x + k_y(r)\boldsymbol{e}_y\boldsymbol{e}_y + k_z(r)\boldsymbol{e}_z\boldsymbol{e}_z$$

Неоднородность проницаемости пласта зададим ступенчатой функцией [14]

$$\frac{k(r)}{k_{in}} = \begin{cases} 1, & r > r_1, \\ \alpha, & r_w < r \leqslant r_1 \end{cases}$$

где α — степень уменьшения проницаемости пласта в околоскважинной зоне; $r_1 > r_s$ — радиус околоскважинной зоны; r_s — радиус зоны фазового перехода системы нефть — парафин. Для задания фазовых проницаемостей нефти, воды и газа использованы степенные зависимости этих величин от насыщенности с показателем, равным двум [15].

Величину и характер изменения поля температуры в пласте определяют следующие физические процессы: выделение (поглощение) тепла при фазовых переходах пластовых флюидов, эффект Джоуля — Томсона при совместной фильтрации нефти, газа и воды, адиабатическое расширение пластовых флюидов, конвективный и кондуктивный перенос тепла в пласте.

Запишем уравнение теплопроводности в дифференциальной форме [16]

$$c_{\Sigma} \frac{\partial T}{\partial t} + q_g L_g + \widetilde{c} \widetilde{\boldsymbol{v}} \,\nabla T + \widetilde{c} \widetilde{\boldsymbol{v}} \,\nabla p - \widetilde{c} \eta \,\frac{\partial p}{\partial t} = \operatorname{div}\left(\tilde{\lambda} \,\nabla T\right),\tag{10}$$

где

$$c_{\Sigma} = m(S_o\rho_oc_o + S_g\rho_gc_g + S_w\rho_wc_w) + (1-m)\rho_{sk}c_{sk},$$

$$q_g = -\frac{\partial}{\partial t} (mS_g\rho_g) + \operatorname{div} \left(\rho_g \frac{kk_{rg}}{\mu_g} \nabla p\right),$$

$$\widetilde{c} \boldsymbol{v} = m(S_o\rho_oc_o\boldsymbol{v}_o + S_g\rho_gc_g\boldsymbol{v}_g + S_w\rho_wc_w\boldsymbol{v}_w),$$

$$\widetilde{c} \widetilde{c} \boldsymbol{v} = m(S_o\rho_oc_o\varepsilon_o\boldsymbol{v}_o + S_g\rho_gc_g\varepsilon_g\boldsymbol{v}_g + S_w\rho_wc_w\varepsilon_w\boldsymbol{v}_w),$$

$$\widetilde{c} \eta = m(S_o\rho_oc_o\eta_o + S_g\rho_gc_g\eta_g + S_w\rho_wc_w\eta_w),$$

$$\tilde{\lambda} = (1-m)\lambda_{sk} + m(S_o\lambda_o + S_g\lambda_g + S_w\lambda_w),$$

знак "~" обозначает эффективные характеристики потока; T — температура пласта; c — массовая теплоемкость вещества; c_{Σ} — объемная теплоемкость насыщенной пористой среды; q_g — интенсивность фазового перехода в системе нефть — газ; λ — теплопроводность вещества; v — скорость течения флюида; ε — коэффициент Джоуля — Томсона; η — коэффициент адиабатического расширения (сжатия) флюида; L_g — теплота фазового перехода в системе нефть — газ.

В рассматриваемой модели приняты следующие термодинамические допущения: изменение поля температуры пласта в диапазоне $T_{in} \div T_{WFT}$ не оказывает влияния на характеристики флюидов и параметры пласта; температура обратного фазового перехода парафина в нефть существенно превышает температуру T_{in} , что позволяет пренебречь этим эффектом; теплота фазового перехода в системе нефть — парафин пренебрежимо мала по сравнению с теплотой в системе нефть — газ и не учитывалась в расчетах.

3. Постановка задачи. Рассмотрим латерально-изотропный пласт $(k_x = k_y, k_x/k_z = \text{const})$ в виде цилиндра $(G = \{r_w \leq r \leq r_e, 0 \leq \varphi \leq 2\pi, 0 \leq z \leq h\})$, на верхней (кровля) Ω_t и нижней (подошва) Ω_b границах которого задаются условия отсутствия потоков массы и тепла:

$$\frac{\partial p}{\partial z}\Big|_{\Omega_t,\Omega_b} = \frac{\partial T}{\partial z}\Big|_{\Omega_t,\Omega_b} = 0$$

 $(r_w -$ радиус скважины; $r_e -$ радиус внешнего контура пласта; h -толщина пласта). Принятое допущение о теплоизолированности пласта обусловлено низкой теплопроводностью глинистой породы его кровли и подошвы (приблизительно 0,7 Вт/(м·К)) относительно теплопроводности нефтенасыщенной части (приблизительно 4 Вт/(м·К)), а также выполнением условия $h \gg r_s$.

На внешней боковой поверхности Ω_0 задаются условия постоянства давления, насыщенности и температуры: $p|_{\Omega_0} = p_{in}, S|_{\Omega_0} = S_{in}, T|_{\Omega_0} = T_{in}.$ Внутренняя поверхность Ω_i делится на перфорированную Ω_p , на которой задается

Внутренняя поверхность Ω_i делится на перфорированную Ω_p , на которой задается граничное условие для давления $p|_{\Omega_p} = p_w$, а насыщенность и температура линейно интерполируются ввиду особенности уравнений, и на неперфорированную Ω_{np} , для которой граничное условие имеет вид

$$\frac{\partial p}{\partial n}\Big|_{\Omega_{np}} = 0, \qquad \frac{\partial T}{\partial n}\Big|_{\Omega_{np}} = 0.$$



Рис. 1. Схема стенки скважины и перфорационных каналов

Начальное условие записывается в виде

$$p\big|_{t=0} = p_{in}, \qquad S\big|_{t=0} = S_{in}, \qquad T\big|_{t=0} = T_{in}.$$

На рис. 1 показана внутренняя граница пласта, состоящая из стенки скважины и перфорационных каналов, обеспечивающих гидродинамическую связь скважины с пластом.

4. Численная схема решения задачи. Для решения системы уравнений (2)–(7) использовалась полностью неявная схема метода конечных объемов с двухточечной аппроксимацией потоков. Данную схему можно записать в общем виде

$$H_i^{n+1} = u_i \Big|_n^{n+1} + \frac{\tau}{V_i} \sum_{\xi} T_{i\xi}^{n+1} \Gamma_{\theta}^{n+1} (p_i^{n+1} - p_{\xi}^{n+1}),$$

где u_i — член, описывающий накопление флюида в ячейке за один шаг по времени; $T_{i\xi}$ — проводимость между ячейками i и ξ ; Γ_{θ} — множитель, зависящий от состояния (давления, насыщенности) соседних ячеек; индекс θ обозначает аппроксимацию против потока; τ — шаг по времени; V_i — объем ячейки.

Для решения уравнения баланса энергии (10) используются полностью неявная схема Кранка — Николсона для кондуктивных членов и противопоточная схема для конвективных членов:

$$\begin{split} H_{i}^{n+1} &= c_{n}(T_{i}^{n+1} - T_{i}^{n}) + \tau \sum_{\xi} \left(a_{i,\xi} + \frac{(\tilde{\Lambda}S)_{i,\xi}}{V_{i}} \right) \frac{T_{i}^{n+1} - T_{\xi}^{n+1}}{\Delta r_{i,\xi}} - \tau f_{i}^{n+1}, \\ f_{i}^{n+1} &= \tilde{c} \tilde{\eta}_{i}^{n+1} \frac{p_{i}^{n+1} - p_{i}^{n}}{\tau} - q_{i}^{n+1}L - \sum_{\xi} b_{i,\xi} \frac{p_{i}^{n+1} - p_{\xi}^{n+1}}{\Delta r_{i,\xi}}, \\ q_{i}^{n+1} &= \frac{(mS\rho_{o})_{i}^{n+1} - (mS\rho_{o})_{i}^{n}}{\tau} + \sum_{\xi} \frac{p_{i}^{n+1} - p_{\xi}^{n+1}}{\Delta r_{i,\xi}} \frac{k_{i}k_{\xi}S_{i,\xi}(\Delta r_{\xi} + \Delta r_{i})}{k_{i}\Delta r_{\xi} + k_{\xi}\Delta r_{i}} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_{o}B_{o}}\right)_{\theta}, \\ a_{i,\xi} &= \max\left(0, \operatorname{sign}\left(r_{i} - r_{\xi}\right)\widetilde{cv_{r}}\right), \qquad b_{i,\xi} = \max\left(0, \operatorname{sign}\left(r_{i} - r_{\xi}\right)\widetilde{cv_{r}}\right). \end{split}$$

Здесь $i \equiv ijk; \xi = \{i \pm 1jk, ij \pm 1k, ijk \pm 1\}; r_i, \Delta r_i$ — координата и размер ячейки; $\Delta r_{i,\xi}$ — расстояние между центрами ячеек вдоль соответствующей оси. Задача решалась в трехмерной постановке в цилиндрической системе координат, при этом использовалась регулярная численная сетка с логарифмическим сгущением к скважине. Перфорационные каналы задавались с помощью выделенных ячеек в сетке, расположенных вдоль радиального направления.

Схемы для уравнений баланса массы и тепла линеаризованы с помощью метода Ньютона, решение получено итерационно на каждом шаге. В рамках предложенной модели температура оказывает незначительное влияние на массоперенос, что позволило эффективно расщепить разностную задачу на гидродинамическую и термодинамическую части и решать их последовательно на каждой итерации.

Верификация численных расчетов показала высокую степень их сходимости с аналитическими зависимостями для однофазного течения, что свидетельствует о корректности использованной численной схемы [17].

5. Адаптация параметров модели к их экспериментальным значениям. Неопределенными элементами математической модели являются параметры γ , n_1 , n_2 в формулах (8), (9), связанные с динамикой осаждения частиц парафина в поровом пространстве и соответствующим техногенным изменением пористости и проницаемости реального пласта. Остальные параметры определяются в ходе стандартных лабораторных экспериментов.

Для практического использования построенной математической модели проведена адаптация ее параметров к значениям, полученным в ходе специализированных неизотермических фильтрационных экспериментов в керне в пластовых термобарических условиях. При постоянном давлении, равном пластовому, через образец прокачивалась рекомбинированная нефть, концентрация парафина в которой соответствовала условиям в реальном пласте. Эксперимент проводился при пяти значениях температуры образца, на каждом этапе определялась величина фазовой проницаемости нефти. В результате получена экспериментальная зависимость фазовой проницаемости нефти от температуры, представленная в нормированных координатах на рис. 2.

Адаптация параметров математической модели к их экспериментальным значениям проводилась путем вариации коэффициента осаждения частиц парафина γ . На рис. 2 видно, что полного согласования рассчитанной по модели и экспериментальной зависимостей $k/k_{in} = f(T/T_{in})$ за счет вариации только коэффициента осаждения γ получить не удается вследствие вероятного отклонения фактической зависимости проницаемость — пористость от зависимости, полученной по принятой в модели аналитической формуле Козени — Кармана (9) при увеличении доли осажденного парафина в поровом пространстве пласта.



Рис. 2. Зависимость фазовой проницаемости нефти от температуры: 1 — эксперимент, 2 — расчет при $\gamma = 0.8$



Рис. 3. Зависимость изменения температуры пласта вокруг скважины от нормированной радиальной координаты в различные моменты времени: $1 - \bar{t} = 0.04, 2 - \bar{t} = 3, 3 - \bar{t} = 15, 4 - \bar{t} = 36$

Полученная при $\gamma = 0.8 \text{ м}^{-1}$, $n_1 = 3$, $n_2 = 2$, $\Psi = 0.35$ расчетная кривая наиболее точно описывает реальный процесс техногенного уменьшения проницаемости пласта. Далее численные расчеты проводились с использованием адаптированной модели.

6. Результаты расчетов. Расчеты полей давления, температуры и насыщенности фаз в пласте проводились при следующих значениях входных параметров математической модели: $p_{in} = 15,5$ МПа, $T_{in} = 17,1$ °C, $p_b = 15$ МПа, $m_{in} = 0,1$, $k_{in} = 0,450$ мкм², h = 6,5 м, $k_x/k_z = 10$, $R_{gb} = 200$ м³/м³, $\tau = 8,64 \cdot 10^5$ с, $r_w = 0,1$ м, $r_e = 1000$ м, $\alpha = 1$, $S_{win} = 0,02$ (доля воды в фильтрационном потоке), $\chi = 1,68$, $\mu_o = 8,36$ мПа·с, $\mu_w = 1$ мПа·с, $\mu_g = 0,03$ мПа·с, $\varepsilon_o = 10^{-7}$ К/Па, $\varepsilon_w = 2 \cdot 10^{-7}$ К/Па, $\varepsilon_g = -1,7 \cdot 10^{-6}$ К/Па, $L_g = -150$ Дж/г, $\gamma = 0.8$ м⁻¹, $c_o = 1,2331$ Дж/(г·°C), $\eta_o = 10^{-7}$ К/Па, $\eta_w = 2 \cdot 10^{-7}$ К/Па, $\eta_g = 3,6 \cdot 10^{-6}$ К/Па, $c_g = 3,4$ Дж/(г·°C), $c_w = 1,88$ Дж/(г·°C), $c_{sk} = 1,8$ Дж/(г·°C), $\lambda_o = \lambda_w = 0,16$ Вт/(м·К), $\lambda_g = 0,03$ Вт/(м·К), $\lambda_{sk} = 5$ Вт/(м·К), $\rho_o^{STC} = 855,6$ кг/м³, $\rho_g^{STC} = 1,45$ кг/м³, $\rho_w = 1000$ кг/м³, $\rho_{sk} = 2000$ кг/м³.

На рис. 3 представлена расчетная зависимость изменения температуры пласта ΔT от нормированной радиальной координаты $\bar{r} = r/r_w$ в различные моменты времени $\bar{t} = t/\tau$ (τ — время выхода фильтрации на псевдоустановившийся режим) после запуска скважины при постоянном давлении $p_w = 0.6p_{in}$. Вследствие того что $p_w/p_b < 1$, в начальный момент $\bar{t} = 0.04$ происходит резкое разгазирование нефти и максимальное охлаждение пласта за счет адиабатического расширения смеси, поглощения тепла при фазовом переходе нефть — газ, эффекта Джоуля — Томсона при фильтрации наиболее подвижной газовой фазы. В результате вокруг скважины формируется зона охлаждения $\bar{r} \in (1, 50)$, в которой понижение температуры на стенке скважины относительно начальной пластовой T_{in} равно $\Delta T \approx 0.9$ °C. По мере стабилизации трехфазного притока (газ, нефть, вода) температура пласта частично восстанавливается вследствие дросселирования жидких фаз. При $\bar{t} = 36$ в пласте формируются две характерные температурные зоны: $\bar{r} \in (1, 10)$ — охлаждения относительно T_{in} и $\bar{r} \in (10, 500)$ — нагретая относительно T_{in} .

На рис. 4 представлена зависимость насыщенности парафина в поровом пространстве пласта от нормированной радиальной координаты $S_s(\bar{r})$. Видно, что выпадение парафина происходит в зоне $\bar{r} \in (1, 100)$ и закономерно уменьшается по направлению в глубь пласта,



Рис. 4. Зависимость насыщенности парафина в поровом пространстве пласта от нормированной радиальной координаты в различные моменты времени: $1 - \bar{t} = 0.04, 2 - \bar{t} = 0.1, 3 - \bar{t} = 3, 4 - \bar{t} = 36$

Рис. 5. Зависимость проницаемости пласта вокруг скважины от нормированной радиальной координаты в различные моменты времени: $1 - \bar{t} = 0.04, 2 - \bar{t} = 0.1, 3 - \bar{t} = 3, 4 - \bar{t} = 36$

Аппроксимационные зависимости параметров
 β и r_d/r_w от $\gamma,\,\chi,\,R_{gb}$ пр
и $\bar{t}=36$

Параметр	β	r_d/r_w
$\frac{\gamma}{\chi}_{R_{ab}}$	$\begin{array}{c} 0,639\gamma^2 - 1,698\gamma + 0,967 \\ 0,514\gamma^2 - 1,411\gamma + 0,949 \\ -0.209\ln{(B_{\rm cb})} + 0.176 \end{array}$	$-1,981\gamma^{2} + 11,407\gamma + 1,405 -4,579\gamma^{2} + 12,516\gamma + 0,906 1.748 \ln{(R_{cb})} - 3.048$

где температурная аномалия минимальна. Радиальное распределение проницаемости пласта $k(\bar{r})/k_{in}$, обусловленное кольматацией порового пространства твердыми частицами выпавшего парафина, представлено на рис. 5. Уменьшение проницаемости происходит в околоскважинной зоне $\bar{r} \in (1, 50)$ и закономерно увеличивается со временем, что приводит к потере продуктивности пласта. Основными параметрами техногенно измененной околоскважинной зоны пласта являются ее радиус r_d (определялся как расстояние, на котором проницаемость меньше начальной более чем на 10 %) и степень уменьшения проницаемости вблизи стенки скважины $\beta = k|_{\bar{r}=1}/k_{in}$. Зависимость β от времени при $\bar{t} > 0,1$ может быть аппроксимирована экспоненциальной зависимостью $\beta = 0,774 e^{-0,026\bar{t}}$ с коэффициентом корреляции 0,98.

Результаты проведенных по предложенной модели расчетов показывают, что наибольший вклад в техногенное изменение проницаемости околоскважинной зоны пласта вносят параметры χ , R_{gb} , γ . В таблице представлены полученные в результате численных расчетов аппроксимационные зависимости параметров β и r_d/r_w от χ , R_{gb} , γ при $\bar{t} = 36$.

Заключение. В работе на основе проведенных лабораторных экспериментов предложена математическая модель процесса выпадения парафина в поровом пространстве низкотемпературного нефтяного пласта при его разработке. Созданная модель позволяет рассчитывать техногенное изменение фильтрационных свойств пласта с учетом динамики поля давления и температуры вследствие влияния эффектов Джоуля — Томсона, адиабатического расширения, выделения (поглощения) теплоты при фазовых переходах в системе нефть — растворенный газ — парафин. Определены зависимости техногенного изменения проницаемости пласта от основных параметров: концентрации парафина в нефти, газосодержания нефти, коэффициента осаждения парафина на стенки пор.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Шарафутдинов Р. Ф. Многофронтовые фазовые переходы при неизотермической фильтрации газированной парафинистой нефти // ПМТФ. 2001. Т. 42, № 2. С. 111–117.
- 2. Клименко Е. Т., Селиверстов М. Н. Оценка толщины диффузионного слоя кристаллов парафина, растущих из раствора // Методы прикладной математики в нефтяной и газовой промышленности. М.: 1978. С. 132–148.
- 3. Левич В. Г. Физико-химическая гидродинамика. М.: Физматгиз, 1959.
- Сюняев З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сафиева, Р. З. Сюняев. М.: Химия, 1990.
- 5. Лобанов А. А. Исследование седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ при взаимодействии пластовой высоковязкой нефти и жидкого CO₂ для обоснования технологии циклического воздействия углекислотой с целью увеличения нефтеотдачи: Дис. ... канд. техн. наук. Архангельск, 2019.
- 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.
- 7. Злобин А. А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве породколлекторов // Вестн. Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 5. С. 47–55.
- Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993.
- Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002.
- 10. Цыпкин Г. Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах. М.: Физматлит, 2009.
- Herzig J. P., Leclerc D. M., Goff P. Flow of suspensions through porous media // Industr. Engng Chem. 1970. V. 62, N 5. P. 8–35.
- 12. Михайлов Н. Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем): Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008.
- Carman P. C. Permeability of saturated sands, soils and clays // J. Soc. Chem. 1939. N 2. P. 57–58.
- 14. Зайцев М. В., Михайлов Н. Н. Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины // Нефт. хоз-во. 2004. № 1. С. 64–66.
- Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities // Producers Monthly. 1954. N 5. P. 38–41.
- 16. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.
- 17. Gaidukov L. A., Novikov A. V., Posvyansky D. V. Investigation of thermodynamic processes during multiphase fluid filtration to the well with perforation channels in damage reservoir for determination of near wellbore zone properties // Proc. of the Russ. petroleum technol. conf. and exhibition, Moscow, 24–26 Oct. 2016. [Electron resource]. DOI: 10.2118/181964-RU.

Поступила в редакцию 9/VI 2020 г., после доработки — 14/VIII 2020 г. Принята к публикации 31/VIII 2020 г.