DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-42-51

УДК 622.276

Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, С.Л. Орловский (ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация),
Н.В. Волкова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАСТВОРЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОЗИЦИОННЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ

G.S. Dubinskiy, A.V. Chibisov, S.L. Orlovskiy (Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation), **N.V. Volkova** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

RESULTS OF SIMULATION OF CARBONATE RESERVOIR DISSOLUTION PROCESS USING COMPOSITE SOLVENTS

Введение

В статье освещены результаты теоретического исследования процессов фильтрации при применении соляно-кислотных композиций с учетом параметров пористой среды карбонатных коллекторов и двухфазной пластовой жидкости. Рассмотрено решение краевой задачи фильтрации в процессе выщелачивания карбонатной породы с возможным регулированием процесса углеводородными растворителями.

Цели и задачи

С целью прогноза технологических показателей эффективности комплексного воздействия соляно-кислотными составами разработана математическая модель процесса растворения карбонатных коллекторов с использованием композиционных растворителей.

Background

The article deals with the results of a theoretical study of filtration processes using hydrochloric acid compositions taking into account the parameters of the porous medium of carbonate reservoirs and two-phase reservoir fluid. The solution of the boundary-value filtration task in the process of leaching of a carbonate rock with possible control of the process by hydrocarbon solvents is considered.

Aims and Objectives

For the purpose of predicting the technological parameters of the effectiveness of the complex effect of hydrochloric acid compositions, the development of a mathematical model of the process of dissolution of carbonate reservoirs using composite solvents.

Методы

Поставленные задачи исследования реализованы на основе обобщения, систематизации и комплексного анализа теоретических исследований по тематике проблемы; поставленные задачи выполнены путем аналитических и численных решений с использованием уравнений химической термодинамики.

Результаты

Выполнен анализ замкнутых моделей воздействия соляной кислоты на нефте-, водонасыщенный коллектор и двухфазного фильтрационного потока в неоднородном пласте-коллекторе при критических давлениях.

Проведены расчеты вытеснения кислотой пластовой воды, обоснован численный алгоритм кислотного воздействия на нефтенасыщенный коллектор, позволяющий определить параметры фильтрационного потока: концентрацию соляной кислоты, распределение водонасыщенности, давление и другие.

Разработана математическая модель процесса растворения карбонатных коллекторов с использованием композиционных растворителей, позволяющая прогнозировать технологические показатели эффективности кислотного воздействия.

Methods

The objectives of the research have been realized on the basis of generalization, systematization and complex analysis of theoretical research on the subject of the problem; the tasks have been accomplished by analytical and numerical solutions using the chemical terminology equations.

Results

The analysis of closed models of the effect of hydrochloric acid on the oil, water-saturated reservoir and two-phase filtration flow in an inhomogeneous reservoir at critical pressures is performed.

Calculations have been carried out for the acid displacement of formation water, and a numerical algorithm for the acid treatment of the oil-saturated reservoir has been substantiated for filtration flow parameters determination: the concentration of hydrochloric acid, the distribution of water saturation, pressure, etc.

A mathematical model of the process of dissolving carbonate collectors using composite solvents for prediction of the acid treatment effectivity technological indexes has been developed.

Ключевые слова: карбонаты, пористая среда, пласт, пластовые флюиды, моделирование, соляно-кислотное воздействие, растворитель

Key words: carbonates, porous medium, formation, formation fluids, simulation, hydrochloric acid treatment, solvent

Значительная часть разведанных запасов нефти содержится в карбонатных пластах и относится к категории трудноизвлекаемых (сложнопостроенные макро- и микронендрогенные низкопродуктивные коллекторы, нефти повышенной вязкости и со значительным содержанием асфальтенов, смол и парафинов) [1].

Карбонатные коллекторы характеризуются прерывистым строением, высокой про-

ницаемостной неоднородностью, сложным строением порового пространства.

Важное значение для процесса фильтрации в карбонатах имеют петрофизические свойства пород, а именно структура пор, проницаемость, трещиноватость, кавернозность и удельная поверхность.

Вопросы фильтрации детально изучены в работах А.В. Гавуры, В.Г. Михневич, М.Л. Сургучева и др. [1-8].

Согласно современным представлениям о строении карбонатных пластов, продуктивный карбонатный коллектор рассматривается как трещиновато-порово-кавернозный.

Известно, что для исследования процесса нефтевытеснения наиболее значимым параметром является величина удельной поверхности фильтрации Π_ϕ [2, 3]. Корреляционная зависимость удельной поверхности фильтрации от параметра $\sqrt{m/k}$ может быть представлена уравнением

$$n_{\text{TM}} = 380 \sqrt{\frac{m}{k}}, \quad (1)$$

где k - коэффициент проницаемости, мкм²;
 m - эффективная пористость, %.

Важным параметром является водонефтенасыщенность. Пластовая вода находится в порах в свободном и в связанном состояниях. Толщина пленочной воды, по существующим представлениям, варьируется от 0,1 до 1 мкм. Таким образом, водонасыщенность гидрофильных капилляров с размерами пустот менее 0,25 мкм составит 100 % [3].

Установлена статистическая связь между пористостью и остаточной водонасыщенностью при исследовании механизма фильтрации в карбонатных коллекторах:

$$S_{\%}^* = \frac{c}{m}, \quad c = \text{const}, \quad (2)$$

где $c = 66, 80, 85, 120, 128, 142, 225, 480$ - величины, установленные для карбонатных пластов различных месторождений [3].

Так, по результатам лабораторных исследований нефтенасыщенности трещинно-порово-каверновых карбонатов фаменского яруса Речицкого месторождения установлено, что коэффициент нефтенасыщенности известняков с пористостью до 23 % составляет 0,767-0,829 д.ед. Большую часть открытых пустот в карбонатах составляют каверны с нефтенасыщенностью 100 %. В гидрофобных породах-коллекторах нефть занимает более мелкие поры, а вода - крупные поры [1].

Известно, что смачиваемость карбонатных коллекторов зависит от свойств воды и нефти, структуры поровых пространств, поверхность которых преимущественно гидрофобна [1, 3, 4].

Как показали исследования, снижение остаточной нефтенасыщенности пористой среды и, соответственно, увеличение насыщенности пор водой связано со снижением краевого угла смачиваемости [2-4]. Характер смачиваемости нефти на контакте с пористой средой осуществляется, согласно ряду исследований, за счет наличия поверхностно-активных веществ, содержащихся в вытесняющей жидкости [8, 9]. Известно, что и сама пластовая нефть содержит поверхностно-активные и полярные вещества, способные адсорбироваться горной породой. Таким образом, смачиваемость коллекторов следует рассматривать как сложную функцию, зависящую от вышеперечисленных факторов [3, 9].

Соляно-кислотное воздействие с возможным регулированием процесса углеводородными растворителями

Применение соляно-кислотных обработок (СКО) в карбонатных пластах является традиционным и довольно эффективным способом интенсификации притока нефти в добывающих скважинах. Воздействие соляной кислотой основано на химической реакции растворения карбонатной породы (известняк, доломит, доломитизированные разности известняков), в результате чего в породе увеличиваются размеры пустот, каналов, трещин. Эффективность соляно-кислотного воздействия на призабойную зону пласта в значительной степени зависит от глубины проникновения в пласт кислотного состава и охвата пласта воздействием [8, 9].

Большое влияние на эффективность обработок оказывает состояние призабойной зоны пласта. В зависимости от степени загрязненности, типа колматантов (загрязняющих веществ) и полноты их растворения в кислоте глубина проникновения рабочего агента и степень охвата воздействием по разрезу пласта будут различными. Следует отметить, что степень охвата кислотным воздействием неоднородных карбонатных коллекторов по стандартной технологии проведения обработки невысокая [5, 8, 10]. Эффективность соляно-кислотных обработок быстро снижается при повторных обработках, по-

сколько кислотный раствор двигается по наиболее проницаемым и, как правило, одним и тем же каналам, менее проницаемая часть продуктивного пласта остается не охваченной воздействием [11-13].

Основные вопросы механизма и динамики кислотного воздействия приведены в научных трудах Т.М. Мамедова [8]. На основе обобщения и анализа результатов опытно-промышленных работ по кислотному воздействию установлены следующие *основные причины низкой эффективности СКО*:

1. При повторных обработках объем закачиваемого кислотного раствора оставался тем же;

2. Концентрация соляно-кислотного состава снизилась за счет эффекта диффузии продажной жидкости;

3. Применение реагентов-отклонителей не обеспечивает ожидаемого эффекта, так как создает дополнительное сопротивление притоку жидкости к забою скважины;

4. Наличие кольматантов, а именно, тяжелых компонентов нефти, препятствует контакту кислоты с поверхностью породы и оказывает негативное влияние на степень растворения скелета породы.

Поэтому при проведении обработок в скважинах, добывающих парафинистые нефти, рядом исследователей рекомендована последовательная схема обработок соляной кислотой в сочетании с растворителями, а затем их эмульсиями [8-11].

Полученные результаты опытно-промышленных работ по комплексному воздействию кислотными составами показали существенный прирост дополнительной добычи нефти на 1 скважино-обработку, в 2 раза больше, чем при стандартной обработке, при этом успешность соляно-кислотных обработок составила 84 % [8].

Проведены теоретические исследования процессов фильтрации при применении соляно-кислотных композиций. Рассмотрим случай взаимодействия кислотного раствора с карбонатным пластом, насыщенном нефтью. Для решения краевой задачи использована гиперболическая система дифференциальных уравнений, представляющих собой закон сохранения массы компоненты [2].

I. Для водной фазы

Уравнение для кислотной компоненты:

$$\frac{\partial m_{S_w c_{w1}}}{\partial t} + \frac{\partial Q_{F_w c_{w1}}}{\partial x} = -K_I J / \rho_w^0, \quad (3)$$

уравнение для солеводной компоненты:

$$\frac{\partial m_{S_w (1-c_{w1})}}{\partial t} + \frac{\partial Q_{F_w (1-c_{w1})}}{\partial x} = K_{23} J / \rho_w^0. \quad (4)$$

II. Для нефтяной фазы

Уравнение для кислотной компоненты:

$$\frac{\partial m_{S_0 (1-c_{02})}}{\partial t} + \frac{\partial Q_{F_0 (1-c_{02})}}{\partial x} = 0, \quad (5)$$

уравнение для солеводной компоненты:

$$\frac{\partial m_{S_0 c_{02}}}{\partial t} + \frac{\partial Q_{F_0 c_{02}}}{\partial x} = J_0 / \rho_0^0. \quad (6)$$

III. Для газовой фазы

$$\frac{\partial m_g}{\partial t} + \frac{\partial Q_{F_g}}{\partial x} = K_4 J / \rho_g^0 - J_0 / \rho_g^0. \quad (7)$$

IV. Для пористой среды

$$\frac{\partial (m^* - m)}{\partial t} = -J / \rho_R^0. \quad (8)$$

Получаем следующие *балансовые соотношения*.

$$S_g + S_w + S_0 = 1, \quad (9)$$

$$F_g + F_w + F_0 = 1. \quad (10)$$

В результате определения параметров получим

$$F_w = F_w(S_w, S_0, S_g),$$

$$F_0 = F_0(S_w, S_0, S_g).$$

Функциональная зависимость может быть определена путем аппроксимирования экспериментальных данных.

Полученная система незамкнута, то есть десять уравнений содержат двенадцать неизвестных ($m, S_w, S_0, S_g, F_w, F_0, F_g, c_{w1}, c_{02}, J, J_0, Q$). Поэтому было взято дополнительное соотношение между текущей пористостью среды m и концентрацией агента c_{w1} . Очевидно, что чем больше агента выделяется при реакции в единицу времени, тем быстрее расходуется агент, содержащийся в породе, а

значит, выше текущая пористость. Такая зависимость может быть описана линейным законом Дарси.

Принимая условия, что при отсутствии кислоты ($c_{w1} = 0$) коэффициент пористости будет равен исходному значению $m = m_0$, а при максимальной концентрации достигнет величины пористости выработанной породы $m = m^*$, получим следующее выражение:

$$m = \frac{c_{w1}}{c_{w0}} (m^* - m_0) + m_0. \quad (11)$$

Воспользовавшись выводом Гиббса из анализа термодинамического соотношения [2], позволяющим связать число фаз и компонент системы с количеством независимых параметров этой системы, введем такие параметры, как давление и температура. Остальные параметры будут функциями этих параметров.

В рассматриваемой неизоэнтальной модели температура принята постоянной. А поскольку градиент давления предельно мал, то его значение принято постоянным. Вывод: $c_{02} = \text{const}$. Экспериментально установленное значение $c_{02} = 0,1$ [12].

Также принято, что в поровом пространстве газ отсутствует $S_g = 0$, а значит, нечему растворяться в нефти, и, следовательно, $c_{02} = 0$.

В результате получим:

$$c_{02} = 0,1 \cdot S_g / (S_g + e), \quad (12)$$

где e - малый параметр неопределенности.

Рассмотрим процесс соляно-кислотного воздействия на карбонатный нефтеносный пласт в сочетании с углеводородными растворителями.

Принят случай, не учитывающий выделения CO_2 в отдельную газовую фазу. Решение задачи выполнено в рамках двумерной задачи нестационарной многокомпонентной фильтрации с учетом вышеприведенных допущений.

Течение неоднородной (многофазной) несжимаемой жидкости при вытеснении описывается системой дифференциальных уравнений для одномерного потока, полученной К.М.Федоровым [12].

$$\frac{\partial m S_w}{\partial t} + u \frac{\partial F}{\partial x} + v \frac{\partial F}{\partial z} = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t} m S_w c_{wk} (1 + a_k) + u \frac{\partial F_w c_{wk}}{\partial x} + v \frac{\partial F_w c_{wk}}{\partial z} = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t} m (S_w c_{wp} + S_0 K c_{wp}) + u \frac{\partial (F_w + F_0 K) c_{wp}}{\partial x} + v \frac{\partial (F_w + F_0 K) c_{wp}}{\partial z} = 0, \quad (13)$$

$$u = -\Lambda \frac{\partial p}{\partial x}, \quad v = -\Lambda \frac{\partial p}{\partial z},$$

$$\Lambda = k(x, z) \left(\frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_0}{\mu_0} \right),$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \Lambda \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial z} \Lambda \frac{\partial p}{\partial z} = 0,$$

$$S_w + S_0 = 1,$$

где k_0 , k_w , k - проницаемости пористой среды: фазовые для углеводорода и воды и абсолютная соответственно;

u , v - составляющие скорости фильтрации смеси в системе координат x и z ;

a - количество адсорбированного реагента;

μ_w , μ_0 - динамические вязкости воды и нефти.

Величина взаимодействия с карбонатным скелетом породы активных компонентов фильтрующей жидкости учитывается линейным изменением динамической пористости (активной её части) относительно приведенных концентраций соляной кислоты и растворителя в потоке (водной фазы) [12]:

$$m^{(i)}(a) = m_0^{(i)} + c_{wk} (b^{(i)} c_{wp} + (1 - c_{wp}) b_{\min}^{(i)}), \quad (14)$$

где $b_{\max}$ - доля породы, вступающая в реакцию в присутствии растворителя ($b_{\max} > b_{\min}$);

$b_{\min}$ - доля породы, вступающая в реакцию с кислотным раствором в отсутствии растворителя ($c_{wp} = 0$).

Нижний индекс «0» указывает на значение параметра, соответствующего начальному ($t = 0$), верхний индекс « i » выделяет зоны разной начальной пористости и абсолютной проницаемости ($i = 1$ - пористые блоки, являющиеся основной и плохопроницаемой частью зоны фильтрации, $i = 2$ - высокопроницаемые пропластки и линзы).

При математическом описании протекающих процессов были сделаны допущения, что величины $b_{\max}$, $b_{\min}$ пропорциональны начальным значениям открытой пористости в соответствующих зонах обрабатываемого пласта-коллектора. Проницаемость, точнее её абсолютная разновидность, определяется как функция пористости, имеющая полуэмпирический характер:

$$k^{(i)} = k_0^{(i)} (m^{(i)}(a)/m_0^{(i)})^n. \quad (15)$$

Сорбция Генри, уравнения (14), (15), изотерма и задание константы распределения K формируют окончательную систему уравнений (13).

При $t = 0$ задаются начальные условия:

$$\begin{aligned} S_w(x, z, 0) &= S_{w0}, \\ c_{wk}(x, z, 0) &= c_{wp}(x, z, 0) = 0, \\ m(x, z, 0) &= m_0^{(i)}, \\ k(x, z, 0) &= k_0^{(i)}. \end{aligned} \quad (16)$$

Согласно граничным условиям, кровля и подошва пласта непроницаемы. При $x = 0$ в зоне питания (нагнетательная скважина) имеем

$$\begin{aligned} p(0, z, t) &= \hat{p}, \\ S_w(0, z, t) &= 1 - S_0^*, \\ S_w(0, z, t) &= c_{wk}(0, z, t) = 1. \end{aligned} \quad (17)$$

В условиях добывающей скважины известно давление при $x = l$

$$p(l, z, t) = \tilde{p}. \quad (18)$$

Подставим в модель безразмерные переменные:

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \frac{x}{x_*}, \quad \bar{z} = \frac{z}{z_*}, \quad \bar{t} = \frac{t}{t_*}, \quad \bar{k} = \frac{k}{k_*}, \\ \bar{\mu} &= \frac{\mu}{\mu_*}, \quad \bar{p} = \frac{p}{p_*}, \quad \bar{u} = \frac{u}{u_*}, \quad \bar{v} = \frac{v}{v_*}, \end{aligned} \quad (19)$$

где

$$\begin{aligned} t_* &= \frac{m_* \mu_* l_*^2}{k_* p_*}, \quad u_* = v_* = \frac{k_* p_*}{\mu_* l_*}, \\ l_* &= l, \quad k_* = k_0^{(1)}, \quad p_* = \tilde{p}, \quad \mu_* = \mu_0. \end{aligned} \quad (20)$$

В безразмерных переменных математическая модель будет иметь прежний вид,

однако коэффициенты пористости и абсолютной проницаемости будут иметь относительно $m_0^{(1)}$ и k_* нормализованные значения.

При моделировании процессов фильтрации в пористой среде с использованием методов увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов определяемые величины принято выражать через функции безразмерного объема прокачанной жидкости:

$$\tau = \frac{\int_0^t \int_0^h \hat{u} dz dt}{\int_0^l \int_0^h m_0 dx dz}, \quad \hat{u} = u(0, z, t), \quad (21)$$

где h - мощность пласта [11-14].

Коэффициент текущей нефтеотдачи имеет вид:

$$\eta = \frac{\int_0^t \int_0^h \hat{u} \cdot \hat{F} \cdot (1 - \hat{c}_{wk} - \hat{c}_{wp}) dz dt}{\int_0^l \int_0^h m_0 \cdot S_{\varnothing 0} dx dz}. \quad (22)$$

Результаты численного эксперимента процесса подземного выщелачивания пластов

Алгоритм решения фильтрационной задачи растворения карбонатного коллектора заключается в следующем. Введем начальные и граничные условия для достижения более высокой точности полученных результатов, описываемых дифференциальными уравнениями в области двухфазной фильтрации жидкости.

Начальные условия: пластовая система находится в исходном или начальном состоянии: $x = 0$, $t = 0$.

1. Пористость коллектора равна первоначальным значениям $m = m_0$.

2. Коллектор заполнен пластовой водой $sw3 = 1$.

3. Газовая фаза отсутствует, пористая среда заполнена водой $1-S = 1$.

4. Концентрация химреагента равна начальным значениям $cR = cR_0$.

5. Химическая реакция на начало моделирования отсутствует $ci = 0$.

Граничные условия: сведения о том, что нагнетается в пористую среду: $t > 0$, $x = 0$.

1. Коэффициент пористости равен конечным значениям $m = m^*$.

2. Минеральная часть коллектора растворена полностью $cR = 0$.

3. Газовая фаза отсутствует в поровом пространстве $1-S = 1$.

4. Концентрация кислоты в растворе равна начальной $c_{w1} = c_{w0}$.

5. Первоначальный поток жидкости $Q = Q_0$.

В уравнении Баклея-Лаверетта описания двухфазной фильтрации

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + Q \frac{\partial F}{\partial x} = 0, \quad (23)$$

введя переменную $\xi = \frac{x}{t}$, предположим, что

$S = S(\xi)$, тогда (23) приводим к обыкновенному дифференциальному уравнению:

$$\frac{dS}{d\xi} \left(\frac{dF}{dS} \frac{Q}{m} - \xi \right) = 0. \quad (24)$$

Существуют два решения.

1) Стандартный тип решения

$$\frac{dS}{d\xi} = 0 \rightarrow \xi = \text{const}.$$

2) Постепенный тип решения

$$\xi = \frac{dF}{dS} \bigg|_{S=S^\pm} \frac{Q}{m}, \quad \frac{dF}{dS} \bigg|_{S=S^\pm} \geq D. \quad (25)$$

Рассмотрев алгоритм решения задачи в различных фильтрационных зонах, вынуждены признать, что соединить эти уравнения на фронте химической реакции до сих пор нет никакой возможности. Появление этой возможности возникает при анализе алгебраической системы уравнений, описывающих балансовое соотношение веществ, участвующих в процессе реакции на плоскости скачка.

Полученная система принимает выражение:

1. Уравнение баланса кислоты

$$c_{w1}(Q^+(1-F^+) - m_*D(1-S^+)) - K_1(m_* - m_0) \frac{\rho_R^0}{\rho_w^0} D = 0. \quad (26)$$

2. Уравнение баланса соли и воды

$$(1-c_{w1})(Q^+(1-F^+) - m_*D(1-S^+)) + K_{23}(m_* - m_0) \frac{\rho_R^0}{\rho_w^0} D = Q^-(1-F^-) - m_0D(1-S^-),$$

где $K_{23} = K_2 + K_3$. (27)

3. Уравнение баланса газа

$$Q^+F^+ - m_*DS^+ + K_4(m_* - m_0) \frac{\rho_R^0}{\rho_w^0} D = Q^-F^- - m_0DS^-, \quad (28)$$

где m_* – пористость, $Q^+ = Q_0$ – поток; F^+ – функция Баклея-Лаверетта для газа; S^+ – газонасыщенность, характеризующая зону «после» скачка; а аналогичные им Q , m_0 , F , S – зону «перед» скачком.

Оказалось неожиданным, что полученная алгебраическая система имеет два принципиально различных решения, но это только лишь на первый взгляд.

1) (29)

$$\frac{m_*D}{Q^-} = \frac{F^-}{S^- + \left(\frac{m_* - m_0}{m_0} \right) \frac{\rho_R^0}{\rho_w^0} \left(\frac{1-c_{w1}}{c_{w1}} \right) \left(K_1 + K_{23} \frac{c_{w1}}{1-c_{w1}} \right)}$$

и

$$2) \frac{m_*D}{Q^+} = \frac{F^+}{S^+ + K_1 \frac{\rho_R^0}{\rho_w^0} \left(\frac{1-c_{w1}}{c_{w1}} \right) \left(\frac{m_* - m_0}{m_0} \right) \frac{1}{c_{w1}}}, \quad (30)$$

где m^* – конечная пористость; параметры $Q^+ = Q_0$ описывают поток; S^+ – газонасыщенность, характеризующая зону «после» скачка; Q , m_0 , F , S – газонасыщенность в зоне «перед» скачком; F^+ – функция Баклея-Лаверетта для газа.

При более детальном изучении результатов численного эксперимента, с применением графических построений аналитических расчетов была получена однозначность решения.

Выводы

1. Базируясь на постулатах и допущениях механики многофазных сред, предложены общие подходы к моделированию процесса воздействия соляно-кислотных растворов на нефтенасыщенный карбонатный коллектор. Выполнен анализ замкнутых моделей воздействия соляной кислоты на нефте-, водонасыщенный коллектор и двухфазного фильтрационного потока в неоднородном пласте-коллекторе при давлении выше критических значений.

2. Выполнен анализ определенных режимов фильтрации соляно-кислотного раствора в пористой среде карбонатного коллектора. Определено, что задачи растворения карбонатов имеют ярко выраженный фронтальный характер при движении жидкости, позволяющий решить их аналитически.

Численное решение процессов растворения карбонатной породы кислотным раствором отмечается в узкой области пористой среды. Выделяющийся углекислый газ в ре-

зультате реакции образует свободно движущуюся фазу. При давлениях выше давления насыщения диоксид углерода растворяется в нефтяной фазе, существенно снижая вязкость нефти и повышая эффективность её вытеснения. Ещё одной существенной особенностью численных решений двухфазного течения жидкости в пористой среде является устойчивое движение фронта вытеснения не только в высокопроницаемых пропластках, но и в низкопроницаемых интервалах продуктивного пласта.

3. При однофазном движении жидкости в пористой среде получены аналитические решения задачи вытеснения кислотой пластовой воды. Предложен и апробирован численный алгоритм кислотного воздействия на нефтенасыщенный коллектор, позволяющий определить параметры фильтрационного потока: концентрацию соляной кислоты, распределение водонасыщенности, давление и другие.

4. Предложенная математическая модель процесса растворения карбонатных коллекторов с использованием композиционных растворителей позволяет прогнозировать технологические показатели и эффективность комплексного кислотного воздействия.

Список литературы

1. Сургучёв М.Л., Калганов В.И., Гавура А.В., Михневич В.Г. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра, 1987. 230 с.
2. Чижов А.П., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р., Андреев В.Е. К вопросу о комплексном воздействии на сложно построенные карбонатные объекты разработки // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: матер. VI Междунар. науч.-практ. конф. 2017. С. 205-209.
3. Parlar M., Parris M.D., Jasinski R.J., Robert J.A., Robert J.A. An Experimental Study of Foam Flow Through Berea Sandstone with Applications to Foam Diversion in Matrix Acidizing // Paper SPE 29678 presented at the SPE Western Regional Meeting, Bakerfield, CA, 1995.
4. Nan Lin Zhang, Liqiang Zhao, Zhifeng Luo. Simulation of Acid Fracturing Effective Distance in Fissured Carbonate Reservoir // Electronic Journal of Geotechnical Engineering. 2017. Vol. 22, Bund. 11. P. 4317-4331.
5. Davarpanah A.L., Nassabeh M.M., Zarei M., Valizadeh K., Momeni M. An Overview of Acidizing Procedures in Fractured Carbonated Reservoirs // Petroleum & Petrochemical Engineering Journal. 2017. No. 1 (2). P. 000107.

References

1. Surguchev M.L., Kalganov V.I., Gavura A.V., Mikhnevich V.G. *Izvlechenie nefti iz karbonatnykh kolektorov* [Oil Extraction from Carbonate Reservoirs]. Moscow, Nedra, 1987. 230 p. (in Russ.).
2. Chizhov A.P., Chibisov A.V., Efimov E.R., Andreev V.E. K voprosu o kompleksnom vozddeistvii na slozhno postroennye karbonatnye ob"ekty razrabotki [On the Issue of Complex Impact on Complexly Constructed Carbonate Development Objects]. *Materialy VI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Innovatsii i naukoemkie tekhnologii v obrazovanii i ekonomike»* [Materials of VI International Scientific and Practical Conference «Innovations and High Technology in Education and Economics»]. 2017, pp. 205-209. (in Russ.).
3. Parlar M., Parris M.D., Jasinski R.J., Robert J.A., Robert J.A. An Experimental Study of Foam Flow Through Berea Sandstone with Applications to Foam Diversion in Matrix Acidizing. *Paper SPE 29678 presented at the SPE Western Regional Meeting*, Bakerfield, CA, 1995.
4. Nan Lin Zhang, Liqiang Zhao, Zhifeng Luo. Simulation of Acid Fracturing Effective Distance in Fissured Carbonate Reservoir. *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, 2017, Vol. 22, Bund. 11, pp. 4317-4331.

6. Civan F. *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. 2nd Ed. Amsterdam, Boston, Gulf Professional Pub. 2007. P. 1114.
7. Чижов А.П., Андреев В.Е., Чибисов А.В., Иванов Д.В., Андреев А.Е. Интенсификация притока из карбонатных коллекторов для условий Волго-Урала // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 3 (105). С. 35-42.
8. Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей. М.: Недра, 1984. 152 с.
9. Чижов А.П., Пташко О.А., Чибисов А.В. Растворитель асфальтеносмолопарафиновых отложений для условий месторождений Волго-Уральской провинции // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XV Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2015. С. 113-114.
10. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика: научное издание. М.-Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2006. 436 с.
11. Свалов А.М. Проблемы добычи нефти и газа. Капиллярные эффекты в подземной гидродинамике: новые результаты / РАН, Ин-т проблем нефти и газа. М.: Либроком, 2013. 112 с.
12. Федоров К.М., Андреев В.Е., Нугайбеков А.Г. Моделирование процесса комплексного физико-химического воздействия на карбонатный коллектор // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России (Секция 2: Методы и технические средства повышения нефтегазоотдачи пластов): тез. докл. 2-й науч.-техн. конф., посвященной 850-летию г. Москвы. М., 1996. С. 60-61.
13. Андреев В.Е., Блинов С.А., Нугайбеков А.Г. Кинетика выщелачивания карбонатных коллекторов нефти композиционным растворителем // Башкирский химический журнал. 1996. Т. 3, № 7. С. 43-47.
5. Davarpanah A.L., Nassabeh M.M., Zarei M., Valizadeh K., Momeni M. An Overview of Acidizing Procedures in Fractured Carbonate Reservoirs. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 2017, No. 1 (2), pp. 000107.
6. Civan F. *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. 2nd Ed. Amsterdam, Boston, Gulf Professional Pub. 2007. P. 1114.
7. Chizhov A.P., Andreev V.E., Chibisov A.V., Ivanov D.V., Andreev A.E. Intensifikatsiya pritoka iz karbonatnykh kollektorov dlya uslovii Volgo-Urala [Stimulation of Inflow From Carbonate Reservoirs for the Volga-Urals Conditions]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 3 (105), pp. 35-42. (in Russ.).
8. Mamedov T.M. *Dobycha nefi s primeneniem uglevodorodnykh rastvoritelei* [Oil Production using Hydrocarbon Solvents]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 152 p. (in Russ.).
9. Chizhov A.P., Ptashko O.A., Chibisov A.V. *Rastvoritel' asfal'tenosmoloparafinovyykh otlozhenii dlya uslovii mestorozhdenii Volgo-Ural'skoi provintsii* [Solvent of Asphaltic-Resinous Paraffin Deposits for the Conditions of the Volga-Ural Province]. *Materialy XV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya»* [Proceedings of V International Scientific and Practical Conference «Power Efficiency. Problems and Solutions»]. Ufa, 2015, pp. 113-114. (in Russ.).
10. Charnyi I.A. *Podzemnaya gidrogazodinamika: nauchnoe izdanie* [Underground Hydro and Gas Dynamics: Scientific Edition]. Moscow-Izhevsk, Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika, 2006. 436 p. (in Russ.).
11. Svalov A.M. *Problemy dobychi nefi i gaza. Kapillyarnye efekty v podzemnoi gidrodinamike: novye rezul'taty* [Problems of Oil and Gas Production. Capillary Effects in Underground Hydrodynamics: New Results]. RAN, In-t problem nefi i gaza. Moscow, Librokom Publ., 2013. 112 p. (in Russ.).
12. Fedorov K.M., Andreev V.E., Nugaibekov A.G. *Modelirovanie protsessa kompleksnogo fiziko-khimicheskogo vozdeistviya na karbonatnyi kollektor* [Modeling the Process of Complex Physicochemical Effects on the Carbonate Reservoir]. *Tezisy dokladov 2-i nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Aktual'nye problemy sostoyaniya i razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii» (Sektzia 2: Metody i tekhnicheskie sredstva povysheniya neftegazootdachi plastov), posvyashchennoi 850-letiyu g. Moskvy*. [Thesis of Reports of the 2nd Scientific-Technical Conference «Actual Problems of the State and Development of the Oil and Gas Complex in Russia» (Section 2: Methods and Technical Means of Increasing Oil and Gas Reservoirs), Dedicated to the 850th Anniversary of Moscow]. Moscow, 1996, pp. 60-61. (in Russ.).
13. Andreev V.E., Blinov S.A., Nugaibekov A.G. *Kinetika vyshchelachivaniya karbonatnykh kollektorov nefi kompozitsionnym rastvoritelem* [Kinetics of Leaching of Carbonate Oil Reservoirs by a Composite Solvent]. *Bashkirskii khimicheskii zhurnal - Bashkir Chemical Journal*, 1996, T. 3, No. 7, pp. 43-47. (in Russ.).

Авторы

• Дубинский Геннадий Семенович, канд. техн. наук
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Ведущий научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3
тел. (347) 235-78-32
e-mail: intnm-gsd@yandex.ru

• Чибисов Александр Вячеславович, канд. техн. наук
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Старший научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3
тел. (347) 235-78-32
e-mail: z077@mail.ru

• Орловский Сергей Леонидович
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Старший научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3
тел. (347) 235-78-32
e-mail: eaglesas@mail.ru

• Волкова Наталья Викторовна, кандидат технических наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: w412@mail.ru

The Authors

• Dubinsky Gennady S., Candidate of Technical Sciences
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Leading Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
tel: (347) 235-78-32
e-mail: intnm-gsd@yandex.ru

• Chibisov Aleksandr V., Candidate of Technical Sciences
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Senior Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
tel: (347) 235-78-32
e-mail: z077@mail.ru

• Orlovskiy Sergey L.
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department
Senior Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation
tel: (347) 235-78-32
e-mail: eaglesas@mail.ru

• Volkova Nataliya V., Candidate of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: w412@mail.ru