

УДК 662.276:550.8.013

ПОДХОД К МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАСТВОРЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ СОЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫЙ В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ СИМУЛЯТОРЕ TEGSCHEME

Малюгин Роман Владиславович¹,
roma_malyugin@mail.ru

Ходанович Дмитрий Александрович¹,
khodanovich_da@surgutneftegas.ru

¹ Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, 12/7.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью моделирования процесса растворения пластовой соли при заводнении углеводородных месторождений с учетом зависимости фильтрационно-емкостных свойств породы коллектора от количества нерастворенной соли и физических свойств водной фазы от количества растворенной в ней соли.

Цель заключалась в разработке математической модели процесса фильтрации флюидов в коллекторах, учитывающей растворение пластовой соли в водной фазе и предусматривающей возможность нахождения солевого раствора в водной фазе в насыщенном и ненасыщенном состояниях.

Объектом исследования является решение уравнения трехмерной фильтрации флюида в коллекторах, содержащих в своем составе нерастворенную соль, которая сопровождается изменением плотности и вязкости водной фазы в зависимости от количества растворенной в ней соли и изменением пористости и проницаемости породы коллектора при растворении пластовой соли.

Методы: численное решение систем дифференциальных уравнений модели нелетучей нефти Маскета–Мереса с использованием Implicit Pressure Explicit Saturation метода.

Результаты. С использованием разработанной математической модели растворения соли проведен расчет тестовой задачи, в ходе которого определялись геологические запасы растворенной соли, минерализация пластовой воды, количество нерастворенной соли и средняя концентрация солевого раствора в водной фазе при изменении таких входных параметров, как константа скорости растворения соли и максимально допустимые минерализация и концентрация солевого раствора. Показано, что результаты численного моделирования корректно описывают происходящие при растворении пластовой соли процессы и не противоречат физическим представлениям об указанном процессе.

Ключевые слова:

Математическая модель, гидродинамика, численные методы, деформируемые пористые среды, фильтрация, растворение соли.

Введение

Коллектора углеводородных месторождений могут содержать в своем поровом пространстве как высокоминерализованные пластовые воды, так и соль в нерастворенном виде [1]. Заводнение таких коллекторов с целью поддержания пластового давления приводит к тому, что помимо смешения вод с разной степенью минерализации (пластовая и закачиваемая вода) происходит также и растворение имеющейся в пласте твердой соли. Растворение присутствующей в породе-коллекторе пластовой соли сопровождается увеличением плотности и вязкости водной фазы, изменением таких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы, как пористость и проницаемость, также со временем возможно снижение скорости растворения пластовой соли ввиду увеличения ее концентрации в водной фазе.

Минерализацию водной фазы и процесс растворения пластовой соли, в связи с их влиянием на протекающие в пласте процессы фильтрации, необходимо принимать во внимание при гидродинамическом моделировании сценариев разработки месторождений, предусматривающих закачку в пласт пресной воды, что позволит повысить точность проводимых расчетов [1].

Многие коммерческие гидродинамические симуляторы (например, tNavigator [2–4] и ECLIPSE [5, 6])

позволяют в рамках модели нелетучей нефти Маскета–Мереса (black oil model) учитывать минерализацию водной фазы и пересчитывают ее плотность и вязкость в зависимости от концентрации растворенной соли. Основным недостатком применяемых в указанных симуляторах подходов к учету минерализации водной фазы заключается в том, что количество растворенной в водной фазе соли характеризуется только концентрацией солевого раствора, в связи с чем солевой раствор в составе водной фазы может находиться только в насыщенном состоянии. Это допущение справедливо для случаев, когда скорость растворения велика по сравнению со скоростью отвода растворенной соли от поверхности растворения и поэтому не позволяет корректно учитывать минерализацию солевого раствора и растворение пластовой соли в водной фазе.

Создание программных комплексов, позволяющих осуществлять гидродинамическое моделирование процессов разработки месторождений с коллекторами, содержащими соль в нерастворенном виде, результаты которых адекватно описывали бы происходящие в пластовых условиях физические процессы, является в настоящее время достаточно актуальной задачей. Развитие подобных программных комплексов необходимо как с научной, так и с прикладной точки зрения.

В данной статье рассматривается подход к математическому моделированию процесса растворения пластовой соли, применяющийся в отечественном гидродинамическом симуляторе TecScheme (Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз») [7–9]. Количество растворенной в водной фазе соли характеризуется не только концентрацией солевого раствора в водной фазе, но и минерализацией солевого раствора, т. е. количеством растворенной в солевом растворе соли. При таком подходе солевой раствор может находиться в насыщенном и ненасыщенном состояниях, что позволит более адекватно описывать происходящие в пластовых условиях процессы.

Физическая и математическая постановка задачи

Считалось, что в пористой среде содержатся три фазы: водная (w), жидкая углеводородная (нефтяная) (o) и газообразная углеводородная (газовая) (g), являющиеся гомогенными ньютоновскими жидкостями. Водная фаза состоит из двух компонентов – воды и примеси в виде растворенной пластовой соли; жидкая углеводородная фаза (нефть) и газообразная углеводородная фаза (газ) – из смеси i углеводородных компонент. Процесс фильтрации рассматривался с использованием системы уравнений следующего вида:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{S_w}{B_w} \right) = \nabla (K \lambda_w (\nabla p_w - \rho_w g \nabla D)) - q_w, \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \left(\frac{S_o}{B_o} + R_v \frac{S_g}{B_g} \right) \right) = \\ & = \nabla \left(\begin{aligned} & K \lambda_o (\nabla p_o - \rho_o g \nabla D) + \\ & + R_v K \lambda_g (\nabla p_g - \rho_g g \nabla D) \end{aligned} \right) - q_o, \quad (2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \left(\frac{S_g}{B_g} + R_s \frac{S_o}{B_o} \right) \right) = \\ & = \nabla \left(\begin{aligned} & K \lambda_g (\nabla p_g - \rho_g g \nabla D) + \\ & + R_s K \lambda_o (\nabla p_o - \rho_o g \nabla D) \end{aligned} \right) - q_g, \quad (3) \end{aligned}$$

$$\sum_1^h S_{io} = S_o, \quad \sum_1^h S_{ig} = S_g,$$

$$\lambda_\alpha = \frac{1}{B_\alpha \mu_\alpha}, \quad \alpha = \{w, o, g\}, \quad i = \{1 \dots h\}, \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \rho_\alpha &= \sum_1^h m_{i\alpha} \rho_{i\alpha}, \quad \mu_\alpha = M_\alpha / (\sum_1^h m_{i\alpha} M_{i\alpha} / \mu_{i\alpha}), \\ \alpha &= \{o, g\}, \quad i = \{1 \dots h\}, \quad (5) \end{aligned}$$

$$\rho_w = \sum_{k=\{fw,sw\}} m_k \rho_k, \quad \mu_w = M_w / \sum_{k=\{fw,sw\}} m_k M_k / \mu_k,$$

$$p_w = p_o + p_{cwo}, \quad p_g = p_o + p_{cgo}, \quad (6)$$

$$\sum_{\alpha=\{w,o,g\}} S_\alpha = 1, \quad (7)$$

$$\mathbf{u}_\alpha = -\mathbf{K} \frac{f_\alpha}{\mu_\alpha} (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha g \nabla D), \quad \alpha = \{w, o, g\}, \quad (8)$$

$$q_w = \sum_{k=\{fw,sw\}} q_k, \quad q_k = Q f_w m_k \frac{\xi_k}{\mu_k} \Delta_w, \quad k = \{fw, sw\}, \quad (9)$$

$$\begin{aligned} q_\alpha &= \sum_1^h q_{i\alpha}, \quad q_{i\alpha} = Q f_\alpha m_{i\alpha} \frac{\xi_{i\alpha}}{\mu_{i\alpha}} \Delta_\alpha, \\ \alpha &= \{o, g\}, \quad i = \{1 \dots h\}, \quad (10) \end{aligned}$$

$$Q = Q(x) = WI \cdot \delta(m - m_{|p|}),$$

$$\Delta_\alpha = U - p_\alpha - \gamma_\alpha (D_U - D), \quad \alpha = \{w, o, g\}.$$

где t – время; φ – пористость; S_α – насыщенность фазой α ; B_α – коэффициент объемного расширения фазы

α ; \mathbf{K} – тензор абсолютной проницаемости; $\mu_{i\alpha}$ – динамическая вязкость i -го компонента фазы α ; p_α – давление в фазе α ; ρ – плотность; g – ускорение свободного падения; D – глубина (вертикальная ось Z направлена вниз); p_{cwo} – капиллярное давление системы нефть вода; p_{cgo} – капиллярное давление системы газ нефть; R_v – коэффициент растворимости нефти в газе; R_s – коэффициент растворимости газа в нефти; \mathbf{u} – скорость фильтрации; f_α – относительная фазовая проницаемость фазы α ; $q_{i\alpha}$ – плотность притока в скважину i -го компонента, переносимого фазой α ; $m_{i\alpha} = \xi_{i\alpha} / \xi_\alpha$ – молярная доля i -го компонента фазы α ; ξ_α – молярная плотность фазы α ; $\xi_{i\alpha} = \rho_{i\alpha} / M_{i\alpha}$ – молярная плотность i -го компонента в фазе α ; $M_{i\alpha}$ – молярная масса i -го компонента фазы α ; $\delta(m)$ – дельта функция Дирака [10]; $WI = WI(x)$ – коэффициент продуктивности скважины; U – забойное давление; $\gamma_\alpha = \rho_\alpha g$ – вес фазы α ; g – ускорение свободного падения; D_U – глубина забоя скважины, индекс fw соответствует пресной воде (fresh water), sw – водному раствору соли (salt water).

Уравнения состояния, учитывающие закономерности влияния пластового давления на ФЕС пласта и флюидов, а именно сжимаемость порового объема и компонентов, входящих в жидкую и газообразную углеводородные фазы, считаются известными.

Система уравнений (1)–(10) решалась IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) методом [11–13]. При аппроксимации системы уравнений по времени использовалась неявная разностная схема. Линеаризация первичных переменных проводилась с помощью метода Ньютона–Рафсона [14]. Максимальная величина невязки на каждом итерационном шаге для давления, молярных долей углеводородных компонентов и насыщенности водной фазы составляла не более 10^{-2} . Более подробно математическая модель трехфазной фильтрации, ее реализация в гидродинамическом симуляторе TecScheme и верификация представлены в работе [7].

Достоверность получаемых с использованием гидродинамического симулятора TecScheme результатов расчетов подтверждается использованием непротиворечивой консервативной замкнутой системы уравнений фильтрации и всесторонним тестированием вычислительных алгоритмов на тестовых задачах, рекомендованных Центральной комиссией ресурсов (ЦКР) Российской Федерации [15], а также тестах SPE (Society of Petroleum Engineers) [16–19]. Частично результаты верификации представлены в работах [7, 20].

Используемые в гидродинамическом симуляторе TecScheme уравнения допускают неравновесность пластовой системы. Данное предположение сделано из соображений, что при ограниченном контакте нефти с газом процесс установления фазового равновесия может быть достаточно продолжительным. При численном решении дифференциальной задачи и представлении определяющих уравнений в разностном виде условия локального термодинамического равновесия, выполняющиеся в точках контакта нефти с газом, могут не выполняться для всей расчетной

ячейки. Это связано с тем, что область контакта может занимать незначительную часть порового объема, и равновесные соотношения компонентов, выраженные в усредненных по поровому объему величинах, могут сильно отклоняться от их аналогов, полученных усреднением только по области газонефтяного контакта [20]. Аналогичный подход, позволяющий учитывать наличие неравновесных состояний, применяется и для учета минерализации пластовой воды (ненасыщенное состояние солевого раствора).

При математическом моделировании процесса растворения пластовой соли были приняты следующие ограничения и допущения:

1. Основной механизм растворения соли – молекулярная концентрационная диффузия, т. е. растворение соли в пограничных слоях и ее последующая диффузия в остальную часть раствора. Влияние бародиффузии и конвективной диффузии на процесс растворения пластовой соли считается несущественным, а термодиффузия отсутствует в связи с тем, что математическая модель является изотермической.
2. Солевой раствор может находиться в ненасыщенном состоянии, т. е. соль растворяется в водной фазе до тех пор, пока минерализация солевого раствора (количество растворенной соли, кг/м³) не достигнет максимально возможного значения, после чего солевой раствор считается насыщенным и дальнейшее растворение соли возможно только за счет увеличения концентрации солевого раствора в водной фазе, имеющей предельно допустимое значение.

3. Сжимаемость нерастворенной соли и горной породы совпадают.

Водная фаза условно делилась на пресную воду и солевой раствор, который характеризовался двумя параметрами: минерализацией солевого раствора (M_{salt} , кг/м³) и концентрацией солевого раствора в водной фазе (C_{salt}). Максимально возможные значения этих параметров (M_{salt}^{max} и C_{salt}^{max}) выставляются пользователем через интерфейс гидродинамического симулятора или могут быть заданы исходя из условий термодинамического равновесия [21, 22].

Считается, что если текущая минерализация солевого раствора (M_{salt}) в расчетной ячейке меньше предельно допустимого значения (M_{salt}^{max}), то растворение пластовой соли в первую очередь приводит к увеличению его минерализации, т. е. повышению количества растворенной соли в единице объема солевого раствора (рис. 1, а). Дальнейшее растворение пластовой соли, после достижения минерализацией значения M_{salt}^{max} , приводит к увеличению концентрации солевого раствора (C_{salt}) в водной фазе (рис. 1, б), изменение которой возможно в диапазоне $0 \leq C_{salt} \leq C_{salt}^{max}$, где $C_{salt}^{max} \leq 1$. В общем виде эту зависимость можно представить следующим образом:

$$C_{salt} \cdot \frac{dM_{salt}}{dt} + M_{salt} \cdot \frac{dC_{salt}}{dt} = K, \quad (11)$$

где K – скорость растворения пластовой соли. Первое слагаемое в левой части уравнения (11) отвечает за изменение минерализации солевого раствора, второе слагаемое – за изменение его концентрации в водной фазе.

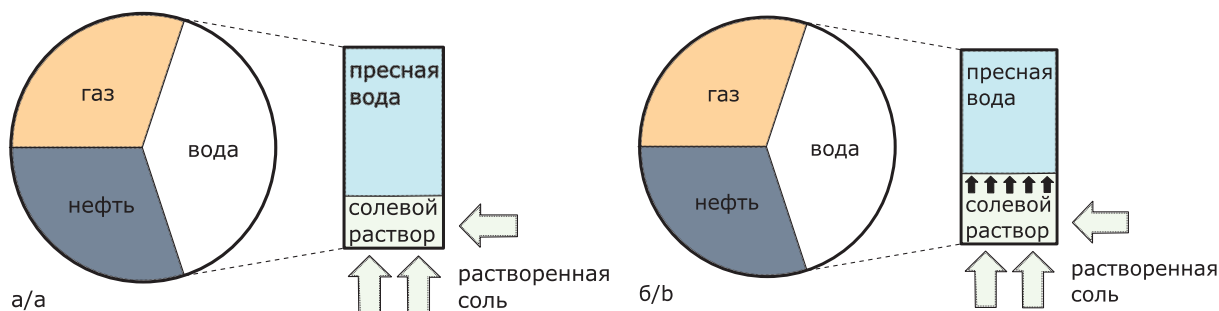


Рис. 1. Изменение минерализации (а) и концентрации (б) солевого раствора в водной фазе

Fig. 1. Change of mineralization (a) and concentration (b) of the salt solution in the aqueous phase

Таким образом процесс растворения пластовой соли в водной фазе можно разделить на несколько этапов:

- I) На начальном этапе при растворении соли происходит увеличение минерализации солевого раствора до максимально возможного значения, при этом концентрация солевого раствора в водной фазе не изменяется, т. е. $C_{salt} \cdot dM_{salt}/dt = K$, $M_{salt} \cdot dC_{salt}/dt = 0$. Этот этап продолжается до тех пор, пока солевой раствор не станет насыщенным, содержащим максимально возможное при данных термодинамических условиях количество растворенной соли. Условием перехода к следующему этапу является насыщение раствора ($M_{salt} = M_{salt}^{max}$), после чего растворение

соли за счет изменения минерализации раствора уже невозможно и поэтому будет сопровождаться изменением концентрации солевого раствора в водной фазе.

- II) Дальнейшее растворение соли приводит к изменению концентрации раствора в водной фазе, т. е. происходит изменение доли солевого раствора в водной фазе $C_{salt} \cdot dM_{salt}/dt = 0$, $M_{salt} \cdot dC_{salt}/dt = K$.

Условием перехода к следующему этапу является либо равенство нулю массы нерастворенной соли, когда вся имеющаяся в пласте соль уже находится в растворенном состоянии, либо достижение концентрацией солевого раствора в водной фазе ее максимального значения C_{salt}^{max} .

III) После того, как концентрация раствора достигнет максимального значения, либо вся соль перейдет в водную фазу, процесс растворения пластовой соли прекращается, ни минерализация, ни концентрация солевого раствора уже не изменяются, т. е. $C_{salt} \cdot dM_{salt}/dt = 0, M_{salt} \cdot dC_{salt}/dt = 0$.

Использование указанного подхода потребовало провести замену переменной в уравнении переноса растворенной соли: концентрация C_{salt} была заменена на произведение концентрации и минерализации ($C_{salt} \cdot M_{salt}$), т. к. изменение количества растворенной соли в водной фазе оказывает влияние на оба этих параметра. Нормирование этой переменной происходит на максимально возможное количество растворенной в воде соли, являющееся произведением C_{salt}^{max} и M_{salt}^{max} , в результате чего диапазон, в котором происходит изменение новой переменной, будет ограничен интервалом [0, 1]:

$$X_{salt} = C_{salt} \cdot M_{salt} / (C_{salt}^{max} \cdot M_{salt}^{max}).$$

С учетом принятых допущений уравнение переноса растворенной соли выглядит следующим образом:

$$\frac{d}{dt}(V_p S_w \xi_w X_{salt}) = \nabla(X_{salt} \xi_w \mathbf{u}_w),$$

где V_p – поровый объем.

Для моделирования процесса растворения пластовой соли необходимы следующие данные: плотность пластовой соли в стандартных условиях; PVT-свойства минерализованной воды, содержащие зависимости свойств воды от количества растворенной в ней соли; константа скорости растворения пластовой соли в воде; максимально допустимые концентрация и минерализация солевого раствора в водной фазе в зависимости

от термодинамических параметров; зависимость пористости и проницаемости коллектора от количества нерастворенной пластовой соли; зависимость проницаемости от пористости породы; начальное распределение пластовой соли и ее плотность.

При моделировании процесса растворения пластовой соли принимались во внимание следующие эффекты, сопутствующие этому процессу:

1. Для определения влияния количества растворенной в водной фазе соли на ее плотность и вязкость использовались уравнения [23]:

$$\rho = \rho_0 + n \cdot (A_1 + A_2 \cdot T + A_3 \cdot n), \quad (12)$$

$$\mu = \mu_0 \cdot \exp[n \cdot (B_0 + B_1 \cdot T + B_2 \cdot n + B_3 \cdot T^2)], \quad (13)$$

где ρ_0, μ_0 – плотность и вязкость пресной воды; T – температура; n – массовая доля соли в водной фазе, значения коэффициентов $A_1, A_2, A_3, B_0, B_1, B_2, B_3$ для солей NaCl, KCl и CaCl₂ представлены в табл. 1.

2. Скорость растворения пластовой соли определялась из закона действующих масс, при котором граничное условие для концентрации растворенного вещества на поверхности породы-коллектора соответствует поверхностной реакции первого порядка [1, 24, 25]:

$$K = -K_p(C_s - C_{salt}),$$

где C_s – концентрация соли, при которой раствор находится в равновесном состоянии; C_{salt} – текущая концентрация соли в растворе; K_p – константа скорости растворения, являющаяся постоянной величиной, поскольку скорость растворения соли не зависит от времени контакта твердой соли с водной фазой.

Таблица 1. Коэффициенты уравнений (12) и (13) для расчета плотности и вязкости солевых растворов [23]

Table 1. Coefficients of equations (12) and (13) for calculating the density and viscosity of salt solutions [23]

	A_1	A_2	A_3	$B_0 \cdot 10^3$	$B_1 \cdot 10^4$	$B_2 \cdot 10^5$	$B_3 \cdot 10^6$
NaCl	7,2181	-0,0057	0,0188	13,953	0,769	27,44	-0,2
KCl	5,0868	0,0130	-0,0170	-9,375	3,473	12,18	-1,3
CaCl ₂	8,5647	0,0008	0,0260	17,282	1,063	70,95	-1,4

3. Растворение пластовой соли приводит к изменению объема пустот в пористой среде, поэтому пористость и проницаемость породы-коллектора необходимо пересчитывать на каждом временном шаге. Из многообразия экспериментальных и аналитических зависимостей, характеризующих взаимосвязь между пористостью и проницаемостью, можно выделить несколько наиболее широко используемых – это классическая модель Kozeny–Carman (КС) [26, 27] и расширенная модель Verma–Pruess (VP) [28].

Уравнение КС имеет следующий вид:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varphi}{\varphi_0}\right)^3 \left(\frac{1-\varphi_0}{1-\varphi}\right)^2,$$

где k_0 и φ_0 – начальная проницаемость и пористость, соответственно.

Расширенное уравнение VP:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varphi - \varphi_c}{\varphi_0 - \varphi_c}\right)^{1,8},$$

где φ_c – значение «критической» пористости, при которой проницаемость стремится к нулю.

По сравнению с уравнением VP, которое приводит к небольшому снижению проницаемости при изменении пористости, в уравнении КС зависимость проницаемости от пористости более существенна, в связи с чем уравнение КС более согласовано с наблюдаемым на практике и в лабораторных экспериментах значительным изменением проницаемости (рис. 2) [29, 30].

Численное решение тестовой задачи

В качестве тестовой задачи рассматривалась модель, не имеющая рабочих скважин, продуктивность аквифера, граничащего с боковыми поверхностями пласта и моделируемого с помощью водоносного горизонта Фетковича [31], считалась минимальной и имела значение $10^{-5} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. На верхней и нижней границах пласта задавались условия непротекания. Таким образом было исключено воздействие на пласт внешних сил, рассматривался только процесс растворения твердой соли. Сам моделируемый пласт

имел размеры 750×750×25 м и представлял собой пять пропластков по вертикали с проницаемостью равной 0,2, исходная водо-, нефте- и газонасыщенность пропластков представлена в табл. 2. Расчетная сетка имела размер 5×5×5. Расчет начального состояния пласта происходил из условия его капиллярно-гравитационного равновесия.

В качестве начальных данных задавалась концентрация солевого раствора в водной фазе и его минерализация, равные 0,01 и 250 кг/м³, соответственно. Минерализация пластовой воды составляла 20 кг/м³, объемная доля нерастворенной соли в поровом пространстве – 0,1.

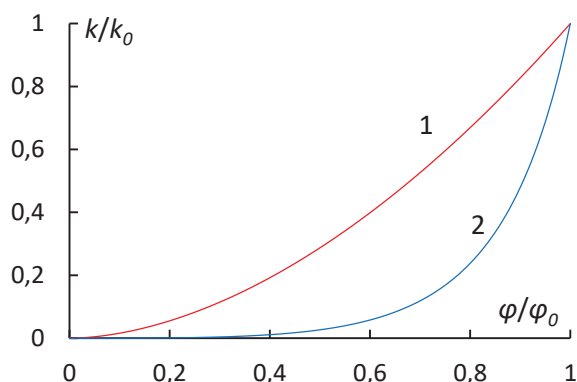


Рис. 2. Зависимости, характеризующие взаимосвязь между пористостью и проницаемостью; 1 – модель VP, 2 – модель KC

Fig. 2. Dependencies characterizing the relationship between porosity and permeability; 1 – VP model, 2 – KC model

Таблица 2. Исходная водо-, нефте- и газонасыщенность пропластков

Table 2. Initial water, oil and gas saturation of reservoirs

№№ слоя/layer number	S_w	S_o	S_g
1	0,273	0	0,727
2	0,346	0,654	0
3	0,408	0,592	0
4	0,583	0,417	0
5	1	0	0

В ходе тестирования варьировались все три параметра, влияющие на процесс растворения пластовой соли – M_{salt}^{max} , C_{salt}^{max} , K_p . При проведении расчетов определялись такие параметры, как геологические запасы нерастворенной соли (G_{salt}), минерализация пластовой воды (M_{salt}), количество растворенной соли (G_{solid}), средняя концентрация солевого раствора в водной фазе (C_{salt}).

1. M_{salt}^{max} : максимально допустимое значения минерализации солевого раствора изменялось в диапазоне от 250 до 500 кг/м³ с шагом 50 кг/м³, при этом $C_{salt}^{max} = 0,7$, $K_p = 0,01$ кг/(сут·м³). Результаты расчетов приведены на рис. 3, а–г.

Из рис. 3, а–г видно, что с увеличением максимально возможного значения минерализации солевого раствора процесс растворения проходит более интенсивно и соответственно большее количество соли

переходит из твердого состояния в водную фазу. На начальном этапе растворение соли направленно на увеличение минерализации солевого раствора, а после достижения максимально допустимого значения M_{salt}^{max} растворение соли происходит за счет увеличения концентрации солевого раствора в водной фазе. При равенстве исходной минерализации солевого раствора и его максимально допустимого значения (250 кг/м³) растворение соли возможно только за счет повышения концентрации солевого раствора в водной фазе. Этот эффект можно проследить на рисунках 2, б, г, на них видно, что несмотря на растворение твердой соли минерализация водной фазы не изменяется, происходит изменение только концентрации солевого раствора в водной фазе (кривая 1).

При увеличении M_{salt}^{max} с 250 до 500 кг/м³ G_{salt} уменьшилась на 72,1 %, величина G_{solid} увеличилось на 72,9 %, а C_{salt} уменьшилась на 67,7 %, при этом возросла интенсивность процесса растворения соли, что видно по углу наклона кривых рис. 2, в.

2.1. C_{salt}^{max} : предельное значение концентрации солевого раствора в водной фазе изменялось в диапазоне от 0,1 до 0,7 с шагом 0,1, при этом $M_{salt}^{max} = 250$ кг/м³ (т. е. максимально допустимая минерализация водной фазы считалась равной исходной минерализации солевого раствора), $K_p = 0,01$ кг/(сут·м³). Результаты расчетов представлены на рис. 4, а–г.

Как видно из рис. 4, а–г, увеличение C_{salt}^{max} приводит к уменьшению G_{salt} в 8,26 раз, увеличению величины G_{solid} в 9 раз и возрастанию C_{salt} в 6,38 раз.

2.2. C_{salt}^{max} : предельное значение концентрации солевого раствора в водной фазе изменялось в диапазоне от 0,1 до 0,7 с шагом 0,1, при этом $M_{salt}^{max} = 350$ кг/м³ (т. е. максимально допустимая минерализация водной фазы выше исходной минерализации солевого раствора), $K_p = 0,01$ кг/(сут·м³). Результаты расчетов приведены на рис. 5, а–г.

С увеличением C_{salt}^{max} с 0,1 до 0,7 кг/м³ при $M_{salt}^{max} = 350$ кг/м³ G_{salt} уменьшилось в 5,8 раз, при этом величина G_{solid} увеличилась в 5,3 раза, а C_{salt} увеличилось в 35,7 раз.

3. K_p : константа скорости растворения изменялась в диапазоне от $5 \cdot 10^{-3}$ до $40 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³) с шагом $5 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), при этом $M_{salt}^{max} = 350$ кг/м³, $C_{salt}^{max} = 0,5$. Результаты расчетов представлены на рис. 6, а–г.

Результаты расчетов, представленные на рис. 6, а–г показывают, что увеличение константы скорости растворения приводит к более интенсивному растворению соли. Увеличение константы скорости растворения соли с $5 \cdot 10^{-3}$ до $40 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³) приводит к снижению G_{salt} в 2,8 раз, возрастанию G_{solid} в 2,82 раз и увеличению C_{salt} в 6,75 раз.

Таким образом, можно утверждать, что результаты расчетов процесса растворения соли соответствуют закладываемой в его описание теории, условия прекращения растворения соли при достижении минерализации солевого раствора или его концентрации в водной фазе предельных значений реализованы корректно.

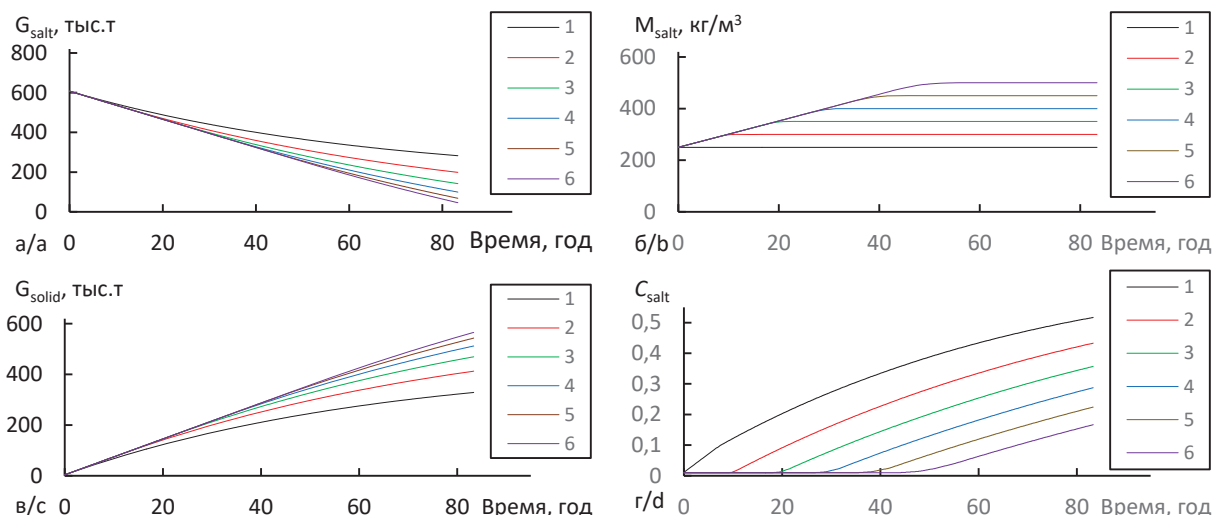


Рис. 3. Результаты расчетов: динамика изменения геологических запасов нерастворенной соли (а), минерализации пластовой воды (б), количества растворенной соли (в), средняя концентрация солевого раствора в водной фазе (г) при изменении максимально допустимого значения минерализации солевого раствора; 1 – $M_{salt}^{max}=250$ кг/м³, 2 – $M_{salt}^{max}=300$ кг/м³, 3 – $M_{salt}^{max}=350$ кг/м³, 4 – $M_{salt}^{max}=400$ кг/м³, 5 – $M_{salt}^{max}=450$ кг/м³, 6 – $M_{salt}^{max}=500$ кг/м³

Fig. 3. Results of calculations: dynamics of changes in geological reserves of undissolved salt (a), salinity of formation water (b), amount of dissolved salt (c), average concentration of dissolved salt in the aqueous phase (d) with a change in the maximum allowable value of mineralization of the salt solution; 1 – $M_{salt}^{max}=250$ kg/m³, 2 – $M_{salt}^{max}=300$ kg/m³, 3 – $M_{salt}^{max}=350$ kg/m³, 4 – $M_{salt}^{max}=400$ kg/m³, 5 – $M_{salt}^{max}=450$ kg/m³, 6 – $M_{salt}^{max}=500$ kg/m³

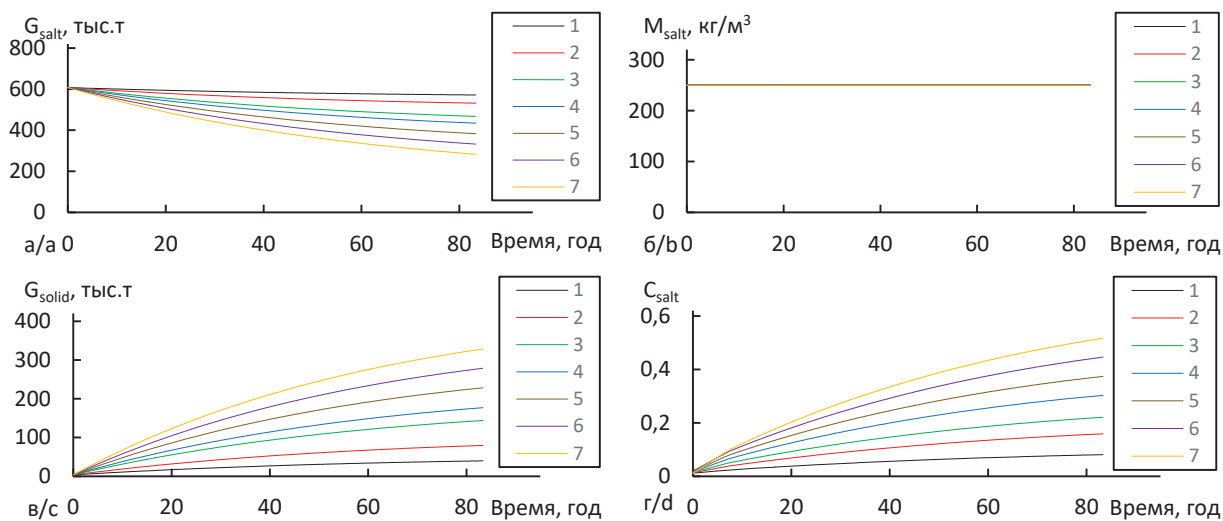


Рис. 4. Результаты расчетов: динамика изменения геологических запасов нерастворенной соли (а), минерализации пластовой воды (б), количества растворенной соли (в), средняя концентрация солевого раствора в водной фазе (г) при изменении предельного значения концентрации солевого раствора в водной фазе; $M_{salt}^{max}=250$ кг/м³: 1 – $C_{salt}^{max}=0,1$, 2 – $C_{salt}^{max}=0,2$, 3 – $C_{salt}^{max}=0,4$, 4 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 5 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 6 – $C_{salt}^{max}=0,6$, 7 – $C_{salt}^{max}=0,7$

Fig. 4. Results of calculations, dynamics of changes in geological reserves of undissolved salt (a), salinity of formation water (b), amount of dissolved salt (c), average concentration of dissolved salt in the aqueous phase (d) with a change in the limit value of the salt solution concentration in the aqueous phase; $M_{salt}^{max}=250$ kg/m³: 1 – $C_{salt}^{max}=0,1$, 2 – $C_{salt}^{max}=0,2$, 3 – $C_{salt}^{max}=0,4$, 4 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 5 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 6 – $C_{salt}^{max}=0,6$, 7 – $C_{salt}^{max}=0,7$

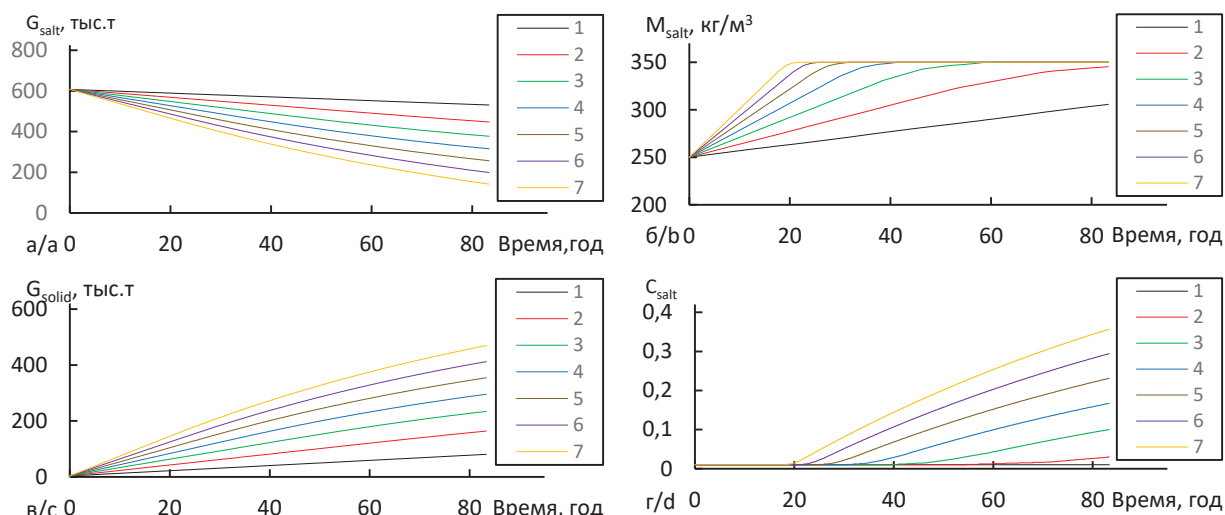


Рис. 5. Результаты расчетов, динамика изменения геологических запасов нерастворенной соли (а), минерализации пластовой воды (б), количества растворенной соли (в), средняя концентрация солевого раствора в водной фазе (г) при изменении предельного значения концентрации солевого раствора в водной фазе; $M_{salt}^{max}=350$ кг/м³: 1 – $C_{salt}^{max}=0,1$, 2 – $C_{salt}^{max}=0,2$, 3 – $C_{salt}^{max}=0,4$, 4 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 5 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 6 – $C_{salt}^{max}=0,6$, 7 – $C_{salt}^{max}=0,7$

Fig. 5. Results of calculations, dynamics of changes in geological reserves of undissolved salt (a), salinity of formation water (b), amount of dissolved salt (c), average concentration of dissolved salt in the aqueous phase (d) with a change in the limiting value of the concentration of salt solution in the aqueous phase; $M_{salt}^{max}=350$ kg/m³: 1 – $C_{salt}^{max}=0,1$, 2 – $C_{salt}^{max}=0,2$, 3 – $C_{salt}^{max}=0,4$, 4 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 5 – $C_{salt}^{max}=0,5$, 6 – $C_{salt}^{max}=0,6$, 7 – $C_{salt}^{max}=0,7$

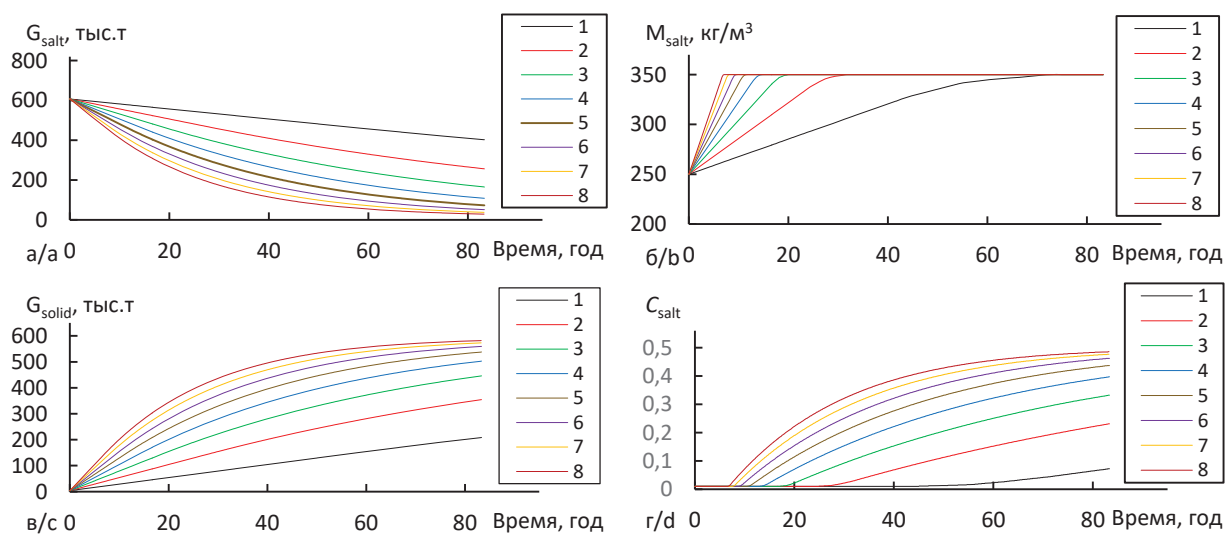


Рис. 6. Результаты расчетов, динамика изменения геологических запасов нерастворенной соли (а), минерализации пластовой воды (б), количества растворенной соли (в), средняя концентрация солевого раствора в водной фазе (г) при изменении константы скорости растворения; 1 – $K_p=5 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 2 – $K_p=10 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 3 – $K_p=15 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 4 – $K_p=20 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 5 – $K_p=25 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 6 – $K_p=30 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 7 – $K_p=35 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³), 8 – $K_p=40 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³)

Fig. 6. Results of calculations, dynamics of changes in geological reserves of undissolved salt (a), salinity of formation water (b), amount of dissolved salt (c), average concentration of dissolved salt in the aqueous phase (d) with a change in the dissolution rate constant; 1 – $K_p=5 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 2 – $K_p=10 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 3 – $K_p=15 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 4 – $K_p=20 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 5 – $K_p=25 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 6 – $K_p=30 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 7 – $K_p=35 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³), 8 – $K_p=40 \cdot 10^{-3}$ kg/(day·m³)

Выводы

В данной работе рассмотрена проблема численно-го моделирования процесса растворения пластовой соли в водной фазе в рамках изотермической модели «black oil», возникающая при заводнении углеводо-

родных месторождений, коллектора которых содержат нерастворенную пластовую соль.

Представлен разработанный и программно-реализованный в виде дополнительного модуля к отечественному гидродинамическому симулятору TecScheme подход к математическому моделирова-

нию процесса растворения соли, принимающий во внимание процесс смешения вод с разной степенью минерализации. Представленная математическая модель процесса растворения пластовой соли может применяться для гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений, к ее преимуществу перед существующими моделями можно отнести возможность учета наличия ненасыщенного состояния солевого раствора в водной фазе.

На примере тестовой модели, при условии отсутствия воздействия на пласт внешних сил, показано, что количество растворенной соли при увеличении максимальной минерализации солевого раствора в водной фазе с 250 до 500 кг/м³ возрастает на 72,9 %, при увеличении предельного значения концентрации

солевого раствора в водной фазе с 0,1 до 0,7 при максимальной минерализации солевого раствора в водной фазе 250 кг/м³ – в 9 раз (при максимальной минерализации солевого раствора в водной фазе 350 кг/м³ – в 5,3 раза), а при увеличении константы скорости растворения соли с $5 \cdot 10^{-3}$ до $40 \cdot 10^{-3}$ кг/(сут·м³) – в 2,82 раз.

В дальнейшем после тестирования алгоритма учета растворения пластовой соли с учетом воздействия внешних сил (наличия нагнетательных и добывающих скважин, притока из aquifera) планируется использовать представленный подход как прототип для учета наличия в водной фазе полимеров с целью гидродинамического моделирования полимерного заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богданов А.В., Исмаилов Т.А. Оценка константы скорости растворения галита в открытом объеме и в пористой среде // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – 2017. – Т. 30. – № 2. – С. 208–213.
2. Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения / А.Л. Ковалев, И.Ю. Корчажкина, Н.В. Савченко, Е.Л. Фомин, Е.В. Шеберстов, А.А. Кузовков // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – 2017. – Т. 30. – № 2. – С. 14–23.
3. Богачев К.Ю., Милютин С.В., Назаров В. Численное моделирование растворения пластовой соли с помощью полностью неявной численной схемы на базе изотермической композиционной модели // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – SPE-191623-18RPTC-RU.
4. Богачев К.Ю., Милютин С.В., Дзюба В.И. Численное моделирование заводнения засоленных коллекторов пресной водой // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – М., 2012. – SPE-162091.
5. Гидродинамическое моделирование эффекта рассоления терригенных коллекторов при заводнении пресной водой / Р.Р. Шакиров, Н.Н. Шелест, С.Б. Комалов, И.М. Сафьянников, А.Р. Розова // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – Т. 231. – № 2. – С. 12–16.
6. ECLIPSE. Technical Description. Version 2014.1. – P. 51–67.
7. Бахтий Н.С. Некоторые аспекты моделирования многофазной многокомпонентной фильтрации и тестирования вычислительных алгоритмов, индуцированные программным комплексом «Техсхема»: дис. ... канд. тех. наук. – Тюмень, 2012. – 136 с.
8. Батурин Ю.Е., Бахтий Н.С., Сафиуллина М.В. Исследование погрешности определения продуктивности скважин в гидродинамической модели // Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 43–48.
9. Гидродинамическое моделирование основных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» с использованием суперкомпьютерных технологий / Н.С. Бахтий, А.А. Аристов, Д.А. Ходанович, М.В. Мишарин, М.С. Тупицин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 64–67.
10. Биджиев Р.Х., Шумилова Е.Ю. Дельта-функция Дирака: элементы теории обобщенных функций // Университетская наука. – 2019. – № 2. – С. 124–127.
11. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / перевод с английского А.В. Королева, В.П. Кестнера. – М.: Недра, 1982. – 416 с.
12. A fully mass conservative numerical method for multiphase flow in fractured porous reservoirs / H. Cai, P. Li, M. Feng, Y. Hao, D. Lu, Y. Xian // Transport in porous media. – 2021. – V. 139. – P. 171–184.
13. Numerical simulation of two-phase flows in 2-D petroleum reservoirs using a very high-order CPR method coupled to the MPFA-D finite volume scheme / G. Galindez-Ramirez, F.R.I. Contreras, D.K.E. Carvalho, P.R.M. Lyra // Journal of petroleum science and engineering. – 2020. – V. 192. – Article number 107220.
14. Использование метода Ньютона-Рафсона при многокомпонентном математическом моделировании разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов / И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, А.В. Королев, П.В. Ялов // Вестник кибернетики. – 2018. – № 2. – С. 32–42.
15. Некрасов А.А. Тесты и методики испытания программного обеспечения разработки месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 1. – С. 54–64.
16. Odeh A. Comparison of solutions to a three dimensional black-oil reservoir simulation problem // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – № 33. – P. 13–25.
17. Firoozabadi A., Thomas K.L. Sixth SPE comparative solution project: dual porosity simulators // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – № 42. – P. 710–715.
18. Nghiem L., Collins D.A., Sharma R. Seventh SPE comparative solution project: modeling of horizontal wells in reservoir simulation // 11th SPE Symposium on Reservoir simulation. – Anaheim, California, USA, 1991. – SPE 21221. – P. 195–207.
19. Christie M.A., Blunt M.J. Tenth SPE comparative solution project: a comparison of upscaling techniques // SPE Reservoir Simulation Symposium. – Houston, Texas, USA, 2001. – SPE 66599.
20. Батурин Ю.Е., Майер В.П. Гидродинамическая модель трехмерной трехфазной фильтрации «Техсхема» // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 38–42.
21. Bodnar R.J. Synthetic fluid inclusions: XII. The system H₂O-NaCl. Experimental determination of the halite liquidus and isochores for 40 wt% NaCl solution // Geochemica et Cosmochimica Acta. – 1994. – V. 58. – № 3. – P. 1053–1063.
22. Sterner S.M., Hall D.L., Bodnar R.J. Synthetic fluid inclusions: V. Solubility relations in the system NaCl-KCl-H₂O under vapor-saturated conditions // Geochemica et Cosmochimica Acta. – 1988. – V. 52. – P. 989–1055.
23. Aseyev G.G. Electrolytes Supramolecular interactions and non-equilibrium phenomena in concentrated solutions. – Boca Raton: LLC CRC Press by Taylor & Francis Group. 2015. – 362 p.
24. Гайдуков Л.А. Подходы к гидродинамическому моделированию в условиях аномального проявления геологических эффектов при разработке нестандартных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 9. – С. 5–13.
25. Гайдуков Л.А. Моделирование изменения проницаемости околоскважинной зоны добывающей скважины при фильтрации высокоминерализованного раствора хлористого натрия // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 82–85.
26. Jin M., Ribeiro A., Mackay E. Geochemical modeling of formation damage risk during CO₂ injection in saline aquifers // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 35. – Part A. – P. 703–719.
27. Shaibu R., Sokama-Neuyam Y.A., Ursin J.R. A theoretical study of the effect of salt precipitation on CO₂ injectivity // SPE International conference and exhibition on formation damage control. – Lafayette, Louisiana, USA, 2018 – SPE-189470-MS.
28. Verma A., Pruess K. Thermohydrological conditions and silica redistribution near highlevel nuclear wastes emplaced in saturated geological formations // Journal of Geophysical Research. – 1988. – V. 93. – Iss. B2. – P. 1159–1173.

29. Xu T., Pruess K. Numerical simulation of injectivity effects of mineral scaling and clay swelling in a fractured geothermal reservoir. – Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004. – 14 p.
30. Carman P.C. Flow of gases through porous media. – London: Butterworth, 1956. – 187 p.
31. Fetkovich M.J. A simplified approach to water influx calculation - finite aquifer systems // Journal of Petroleum Technology. – 1971. – V. 23. – № 7. – P. 814–828.

*Поступила 25.05.2022 г.
Прошла рецензирование 05.09.2022 г.*

Информация об авторах

Малюгин Р.В., кандидат физико-математических наук, ведущий инженер научно-исследовательской лаборатории вычислительной гидродинамики научно-исследовательского отдела математического моделирования нефтегазовых месторождений Тюменского отделения «СургутНИПИнефть».

Ходанович Д.А., начальник научно-исследовательского отдела математического моделирования нефтегазовых месторождений Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз».

UDC 662.276:550.8.013

APPROACH TO MATHEMATICAL MODELING OF RESERVOIR SALT DISSOLUTION USED IN THE HYDRODYNAMIC SIMULATOR TECSCHEME

Roman V. Malyugin¹,
roma_malyugin@mail.ru

Dmitriy A. Khodanovich¹,
khodanovich_da@surgutneftegas.ru

¹ Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, PJSC Surgutneftegas,
12/7, Rosa Luksemburg street, Tyumen, 625003, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to modeling the process of dissolution reservoir salt during flooding of hydrocarbon deposits, taking into account changes in the filtration-capacitance properties of the reservoir rock on the amount of undissolved salt and the physical properties of the aqueous phase on the amount of salt dissolved in it.

The main aim of the research is to develop a mathematical model of fluid filtration in reservoirs, taking into account the reservoir salt dissolution in the aqueous phase and providing for the possibility of finding a salt solution in the aqueous phase in saturated and unsaturated states.

The object of the research is the solution of the equation of three-phase three-dimensional fluid filtration in reservoirs containing undissolved salt, accompanied by the change in the density and viscosity of the aqueous phase depending on the amount of salt dissolved in it and the change in the porosity and permeability of the reservoir rock when the reservoir salt is dissolved.

Methods: numerical solution of differential equations systems of the Masket–Meres non-volatile oil model using the implicit pressure explicit saturation method.

Results. Using the developed mathematical model of salt dissolution, a test problem was calculated, during which the geological reserves of undissolved salt, the mineralization of reservoir water, amount of dissolved salt and average concentration of dissolved salt in the aqueous phase were determined when changing input parameters such as the salt dissolution rate constant and the maximum allowable salinity and concentration of salt solution. It is shown that the results of numerical modeling correctly describe the processes occurring during the dissolution of the reservoir salt and do not contradict the physical concepts of this process.

Key words:

Mathematical model, hydrodynamics, numerical methods, deformable porous media, filtration, salt dissolution.

REFERENCES

- Bogdanov A.V., Ismajilov T.A. Estimation of the rate constant of halite dissolution in an open volume and in a porous medium. *Scientific and technical collection. News of gas science*, 2017, vol. 30, no. 2, pp. 208–213. In Rus.
- Kovalev A.L., Korchazhkina I.Yu., Savchenko N.V., Fomin E.L., Sheberstov E.V., Kyzovkov A.A. Application of the tNavigator simulator to assess the impact of salinization of the reservoir on the development of an oil and gas condensate field. *Scientific and technical collection. News of gas science*, 2017, vol. 30, no. 2, pp. 14–23. In Rus.
- Bogachev K., Milyutin S., Nazarov V. Numerical simulation of reservoir salt dissolution using fully implicit scheme within isothermal compositional model of hydrocarbon filtration. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, 2018. Article number SPE-191623-18RPTC-MS.
- Bogachev K.Yu., Milyutin S.V., Dzuba V.I. Numerical modelling of salty reservoir water-flooding with fresh water. *SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, 2012. Article number SPE-162091.
- Shakirov R.R., Shelest N.N., Komalov S.B., Safiannikov I.M., Rozova A.R., Gidrodinamicheskoe modelirovanie effekta rassoleniya terrigenykh kolektorov pri zavodnenii presnoy vodoy [Hydrodynamic modeling of the effect of settlement of terrigenous reservoirs during flooding with fresh water]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2020, vol. 231, no. 2, pp. 12–16.
- ECLIPSE. Technical Description*. Version 2014.1. P. 51–67.
- Bakhty N.S. *Nekotorye aspekty modelirovaniya mnogofaznoy mnogokomponentnoy filtratsii i testirovaniya vychislitelnykh algoritmov, indusirovannye programmy kompleksom «Tekhskhema»*. Diss. Kand. nauk [Some aspects of modeling of multiphase multicomponent filtering and testing of computational algorithms induced by the «Techshema» software package. Cand. Diss.]. Tyumen, 2012. 136 p.
- Baturin Yu.E., Bakhty N.S., Safiyllina M.V. Issledovanie pogreshnosti opredeleniya produktivnosti skvazhin v gidrodinamicheskoy modeli [Investigation of the error in determining the productivity of wells in the hydrodynamic model]. *Neft i gas*, 2012, no. 2, p. 43–48.
- Bakhty N.S., Aristov A.A., Khodanovich D.A., Misharin M.V., Tupicin M.S. Reservoir simulation of major oil fields in Surgutneftegas OJSC using high performance computing. *Oil industry*, 2017, no. 5, pp. 64–67. In Rus.
- Bidgiev R.Kh., Shumilova E.Yu. Delta-funktsiya Diraka: elementy teorii obobshchennykh funktsiy [Dirac delta function: elements of the theory of generalized functions]. *Universitetskaya nauka*, 2019, no. 2, pp. 124–127.
- Aziz K., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. London, Applied Science publisher Ltd, 1979.
- Cai H., Li P., Feng M., Hao Y., Lu D., Xian Y. A fully mass conservative numerical method for multiphase flow in fractured porous reservoirs. *Transport in porous media*, 2021, vol. 139, pp. 171–184.
- Galindez-Ramirez G., Contreras F.R.I., Carvaiho D.K.E., Lyra P.R.M. Numerical simulation of two-phase flows in 2-D petroleum reservoirs using a very high-order CPR method coupled to the MPFA-D finite volume scheme. *Journal of petroleum science and engineering*, 2020, vol. 192, article number 107220.
- Afanaskin I.V., Volpin S.G., Korolev A.V., Yalov P.V. Ispolzovanie metoda Nyutona–Rafsona pri mnogokomponentnom matematicheskom modelirovanii razrabotki mestorozhdeniy zhidkikh i gazoobraznykh uglevodorodov [The use of the Newton–Raphson method in multicomponent mathematical modeling of the development of deposits of liquid and gaseous hydrocarbons]. *Vestnik kibernetiki*, 2018, no. 2, pp. 32–42.
- Nekrasov A.A. Testy i metodiki ispytaniya programmogo obespecheniya razrabotki mestorozhdeniy [Tests and methods for testing field development software]. *Vestnik Rosnedra*, 2008, no. 1, pp. 54–64.

16. Odeh A. Comparison of solutions to a three dimensional black-oil reservoir simulation problem. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, no. 33, pp. 13–25.
17. Firoozabadi A., Thomas K.L. Sixth SPE comparative solution project: dual porosity simulators. *Journal of Petroleum Technology*, 1990, no. 42, pp. 710–715.
18. Nghiem L., Collins A. D., Sharma R. Seventh SPE comparative solution project: modeling of horizontal wells in reservoir simulation. *11th SPE Symposium on Reservoir simulation*. Anaheim, California, USA, 1991. Article number SPE 21221. pp. 195–207.
19. Christie M.A., Blunt M.J. Tenth SPE comparative solution project: a comparison of upscaling techniques. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Houston, Texas, USA, 2001. Article number SPE 66599.
20. Baturin Yu.E., Majer V.P. Hydrodynamic model of three-dimensional three-phase filtration «Techshema». *Oil industry*, 2002, no. 3, pp. 38–42. In Rus.
21. Bodnar R.J. Synthetic fluid inclusions: XII. The system H₂O-NaCl. Experimental determination of the halite liquidus and isochores for 40 wt. % NaCl solution. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, 1994, vol. 58, no 3, pp. 1053–1063.
22. Sterner S.M., Hall D.L., Bodnar R.J. Synthetic fluid inclusions: V. Solubility relations in the system NaCl-KCl-H₂O under vapor-saturated conditions. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, 1988, vol. 52, pp. 989–1055.
23. Aseyev G.G. *Electrolytes Supramolecular interactions and non-equilibrium phenomena in concentrated solutions*. Boca Raton, LLC CRC Press by Taylor & Francis Group, 2015. 362 p.
24. Gaydukov L.A. Podkhody k gidrodinamicheskomu modelirovaniyu v usloviyakh anomal'nogo proyavleniya geologo-tekhnologicheskikh effektov pri razrabotke nestandartnykh kollektorov [Approaches to hydrodynamic modeling under conditions of anomalous geological and technological effects in the development of non-standard reservoirs]. *Neftpromyslovoe delo*, 2020, no. 9, pp. 5–13.
25. Gaydukov L.A. Modeling of changes in the permeability of the near-well zone of an oil reservoir during filtration of highly mineralized salt solution NaCl. *Oil industry*, 2021, no. 2, pp. 82–85. In Rus.
26. Jin M., Ribeiro A., Mackay E. Geochemical modeling of formation damage risk during CO₂ injection in saline aquifers. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 35, Part A, pp. 703–719.
27. Shaibu R., Sokama-Neuyam Y.A., Ursin J.R. A theoretical study of the effect of salt precipitation on CO₂ injectivity. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, 2018. Article number SPE 189470.
28. Verma A., Pruess K. Thermohydrological conditions and silica redistribution near highlevel nuclear wastes emplaced in saturated geological formations. *Journal of Geophysical Research*, 1988, vol. 93, Iss. B2, pp. 1159–1173.
29. Xu T., Pruess K. *Numerical simulation of injectivity effects of mineral scaling and clay swelling in a fractured geothermal reservoir*. Berkeley, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004. 14 p.
30. Carman P.C. *Flow of gases through porous media*. London, Butterworth, 1956. 187 p.
31. Fetkovich M.J. A simplified approach to water influx calculation – finite aquifer systems. *Journal of Petroleum Technology*, 1971, pp. 814–828.

Received: 25 May 2022.
Reviewed: 5 September 2022.

Information about the authors

Roman V. Malyugin, Cand. Sc., leading engineer, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, PJSC Surgutneftegas.

Dmitriy A. Khodanovich, head of the research department, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, PJSC Surgutneftegas.