Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 99–108. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 99–108. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276.63

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-99-108

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС СОЛЯНО-КИСЛОТНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Гузель Талгатовна Булгакова¹, Эдуард Марсович Абусалимов²,
Азат Абузарович Лутфуллин², Линарис Линусович Гильфанов¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Автор, ответственный за переписку

Гузель Талгатовна Булгакова, bulgakova.guzel@mail.ru

Аннотация. Кислотная стимуляция скважин является основным методом интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов. Обычно для этого применяют кислотные составы (КС) на основе соляной кислоты. Задача кислотной обработки (КО) скважин в карбонатных коллекторах — восстановление проницаемости и стимуляция пласта за счет образования новых высокопроводящих поровых каналов («червоточин»). Проектирование КО, расчет оптимального дизайна КО и прогнозных показателей добычи после интенсификации притока выполняется на основе математического моделирования. Помимо механизмов реакции, другие явления, как правило, повышают уровень сложности моделей, представляющих кислотное растворение карбонатной породы. В известных симуляторах КО моделируется однофазный поток: закачка кислоты в водонасыщенную породу. В реальных КО кислотный состав закачивается в нефтенасыщенные зоны, при этом возможно образование области двухфазного потока вокруг «червоточины». При этом возникает вопрос, на сколько сильно двухфазный поток может повлиять на распространение каналов растворения. Для исследования данной проблемы рассматривалась двухфазная модель закачки кислоты в нефтенасыщенные породы с различной водонасыщенностью. Результаты численного моделирования показали, что усложнение модели (в рамках двухфазного потока) кислотного растворения карбонатной породы не приводит к каким-то новым результатам по сравнению с однофазной моделью. Для оценки эффективности КО рассчитывался скин-фактор. Как показали расчеты, максимальное абсолютное значение разности скин-факторов, рассчитанных по однофазной и двухфазной моделям, меньше 0,005.

При моделировании КО слоисто-неоднородных пластов обычно предполагается, что неоднородные слои гидродинамически изолированы, что позволяет для каждого слоя решать отдельную задачу соляно-кислотной обработки. В каждом слое рассчитывается эффективность процесса при заданных значениях технологических параметров обработки (состав, объем и скорость закачки) и затем определяется суммарная эффективность процесса. Хотя слои разделены непроницаемыми перемычками, поперечное вертикальное течение может возникать из-за дефектов и трещин, образованных в хрупких разделительных слоях в результате деформации напряжения. Для оценки влияния данного фактора разработана математическая модель кислотной обработки скважины в слоисто-неоднородном пласте с учетом межслойных перетоков. Для сравнения расчеты

Ключевые слова

кислотное воздействие
на карбонатные коллекторы,
слоисто-неоднородный пласт,
двухфазная фильтрация,
межслойные перетоки,
скин-фактор

© Булгакова Г.Т., Абусалимов Э.М., Лутфуллин А.А., Гильфанов Л.Л., 2021

выполнялись для гидродинамически изолированных слоев, для однородного пласта с осредненными фильтрационными характеристиками. Показано, что при моделировании КО межпластовыми перетоками можно пренебречь при закачке небольших объемов КС и гелевых экранов.

Для цитирования

Булгакова Г.Т., Абусалимов Э.М., Лутфуллин А.А., Гильфанов Л.Л. Оценка влияния различных факторов на процесс соляно-кислотного выщелачивания карбонатных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 99–108. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-99-108>.

Original article

ASSESSMENT OF DIFFERENT FACTORS AFFECTING THE HYDROCHLORIC-ACID LEACHING PROCESS IN CARBONATE RESERVOIRS

Guzel T. Bulgakova¹, Eduard M. Abusalimov², Azat A. Lutfullin², Linaris L. Gilfanov¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrsky, Russia

²PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

Corresponding author

Guzel T. Bulgakova, bulgakova.guzel@mail.ru

Abstract. Well acid treatment is the main technology for oil production stimulation from carbonate reservoirs. Acid compositions based on hydrochloric acid are generally used for this. The objective of acid treatment of carbonate reservoirs is to restore permeability and stimulate the reservoir through new high-permeability pore channels («wormholes»). The acid treatment engineering, its optimal design and the forecast of production indicators after the inflow stimulation are carried out by a mathematical modeling. In addition to reaction mechanisms, the complexity level of models representing acid dissolution of carbonate rocks is increased by other phenomena. The well-known acid treatment simulators use a single-phase flow, i.e., acid injection into a water-saturated rock. In real acid treatments, the acid composition is injected into oil zones and a two-phase flow can be formed around the «wormhole». There arises the question of how strongly the two-phase flow affects the wormhole propagation. To study this issue, a two-phase model was considered for acid injection into oil rocks with different water saturation. The results of numerical modeling showed that the complication of the model of carbonate rock acid dissolution (within the two-phase flow assumption) does not lead to any new results compared with the single-phase model. To assess the acid treatment effectiveness, the skin factor was calculated. The calculations showed that the maximum absolute difference for skin factors calculated by the single-phase and two-phase models is less than 0,005.

When modeling the acidizing of layered heterogeneous formations, it is generally assumed that the heterogeneous layers are not connected, that makes it possible to solve a problem of hydrochloric acid treatment for each layer separately. So, the process efficiency was calculated in each layer for given values of operational parameters (composition, volume and injection rate) and the total operation efficiency were determined. Although the layers are separated by impermeable barriers, vertical flows can occur due to defects and fractures from stress deformations in the brittle barriers. To assess the impact of this factor, a mathematical model on acidizing a layered heterogeneous formation accounting for the interlayer crossflows was developed. For comparison, the calculations were performed for non-communicating layers for a homogeneous formation with averaged reservoir characteristics. It was shown that in the acidizing process modeling the interlayer crossflows can be neglected when injecting small acid compositions volumes and gel buffers.

Keywords

acid treatment of carbonate reservoirs, layered heterogeneous formation, two-phase flow, interlayer crossflows, skin factor

For citation

Bulgakova G.T., Abusalimov E.M., Lutfullin A.A., Gil'fanov L.L. Otsenka vliyaniya razlichnykh faktorov na protsess solyano-kislotnogo vyshchelachivaniya karbonatnykh kollektorov [Assessment of Different Factors Affecting the Hydrochloric-Acid Leaching Process in Carbonate Reservoirs]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 99–108. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-99-108>.

1. Двухфазная модель кислотной обработки карбонатных коллекторов

Среди всех различных методов, применяемых в карбонатных коллекторах для увеличения продуктивности скважин, кислотная обработка (КО) матрицы является одним из самых старых методов. Реактивная кислота закачивается в пласт для растворения карбонатной породы и создания высокопроницаемых каналов, называемых червоточинами. Для достижения максимального увеличения продуктивности предпочтительны червоточины, которые обходят поврежденную зону и проникают наиболее глубоко в пласт.

Для прогнозирования оптимальных условий закачки разработаны несколько численных моделей для моделирования распространения червоточины [1–3]. Подробный обзор моделей можно найти в [4]. Все модели распространения червоточины рассматривают только однофазный поток. Однако при соляно-кислотных обработках (СКО) кислота закачивается в газонасыщенные или нефтенасыщенные пласты, создавая область двухфазного потока вокруг червоточины, которая может повлиять на распространение червоточины. Следовательно, необходимо оценить влияние двухфазного потока на оптимальные условия обработки.

Существующие подходы к моделированию КО карбонатных коллекторов базируются на поршневых моделях вытеснения несжимаемых жидкостей, в которых предполагается, что перераспределение потока в слоисто-неоднородных пластах пропорционально проводимости флюида [5]. Достоверность моделей подтверждается сравнением с результатами промысловых измерений. Прогнозируемые величины давлений довольно хорошо соответствуют измеренным значениям.

Из множества публикаций, рассматривающих различные модели СКО карбонатов в рамках однофазной фильтрации, следует отметить публикации [6, 7]. В [6] представлена модель вытеснения нефти раствором активной примеси. Кислотное воздействие на карбонатный пласт исследуется в рамках модели двухфазного вытеснения нефти водным раствором кислоты в первоначально однородном

пласте радиальной и эллиптической. Предполагается химическая реакция первого порядка. В работе представлено решение для случая радиального течения в окрестности скважины и течения в трещине кислотного гидроразрыва. Показано наличие оптимальных параметров закачки кислоты, обеспечивающих минимальное значение скин-фактора.

Усредненная двухмасштабная модель кислотного растворения при моделировании фильтрационных экспериментов в кернах для двухфазного потока представлена в работе [7]. Модель называется «двухмасштабной», потому что в ней используются балансовые уравнения в масштабе Дарси и некоторые корреляции в масштабе пор. Модель способна реализовать все режимы растворения при условии достаточно мелкого разбиения разностной сетки. Главное ограничение этого подхода состоит в том, что он требует огромной вычислительной мощности, особенно в случае моделирования обработки прискважинной зоны. В заключении отмечается, что остаточная нефтенасыщенность не оказывает значительного влияния на оптимальную скорость закачки кислоты.

Таким образом, в настоящее время достаточно подробно проработан вопрос моделирования кислотного воздействия в карбонатном пласте. Однако можно выделить некоторые недостатки предложенных моделей. Как правило, рассматриваются одномерные или двумерные задачи; процессы описываются в масштабе отдельных пор и каналов, что позволяет сохранить детальность, но лишь в редких случаях допускает расширение на масштаб обработки прискважинной зоны. Эти модели обычно успешно прогнозируют образование червеобразных каналов при идеальных лабораторных условиях: испытания линейных течений в кернах, одна большая червоточина, использование простых жидкостей типа HCl с известной реологией и химической активностью, и т.д. Однако при проектировании КО эти модели менее полезны, так как они не могут быть использованы при проектировании КО скважин. Математическая модель процесса КО в масштабе скважины должна описывать радиальное течение, множественные

червеобразные каналы, неоднородность пластовых систем, влияние гелей-отклонителей, рассчитывать оптимальные характеристики процесса. Необходимо отметить, что при закачке раствора кислоты в карбонатный пласт даже при оптимальных скоростях закачки образуется достаточно большое количество относительно прямых «червоточин», т.е. не происходит формирования единичной «червоточки» большого диаметра [4]. В действительности строгий расчет структуры узора каналов растворения трудноосуществим. Для практических целей нет необходимости знать, является ли их узор «сильно разветвленным» или имеет простую доминирующую структуру. Достаточно установить, что проницаемость улучшилась, по меньшей мере, в 100 раз в результате проведения КО. Наличие масштабов длины, отличающихся на порядки, величин от порового масштаба до масштаба месторождения, осложняет точное описание всех явлений, возникающих в различных масштабах длины, одной непрерывной моделью. Для практических целей достаточны так называемые усредненные модели [8]. При осредненном описании процессов фильтрации в призабойной зоне скважин движение жидкости по системе достаточно большого ансамбля «червоточин» в дальнейшем будет считаться подчиняющимся закону Дарси.

Основные допущения модели рассмотрены в [6, 7]. В процессе фильтрации в нефтенасыщенной породе участвуют водная фаза, состоящая из кислотной, солевой и собственно водной компонент, нефтяная и газовая фазы. В отдельную фазу, не принимающую участия в фильтрации, выделяется реагентосодержащая порода, компонентами которой будут реагент и пустая порода. Газ полностью растворяется в воде, и в виду его малой концентрации в модели не учитывается. Задача КО рассматривается в рамках двухфазной многокомпонентной изотермической фильтрации несжимаемой жидкости. Ниже приведены основные уравнения, описывающие кислотное воздействие на пласт. Рассматриваются уравнение кинетики реакции растворения, уравнения сохранения массы кислоты, нефти и водной фазы, содержащей воду и кислоту.

Механизм растворения порового пространства описывается на основе физико-химических законов и законов сохранения массы фильтрующихся флюидов.

Математическая модель, реализующая плоско-радиальный поток в пласте, имеет вид:

$$\frac{\partial(mSC)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rvFC) = -\gamma CS, \quad (1)$$

$$\frac{\partial mS}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rvF) = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \gamma \chi C \frac{\rho_{hcl}}{\rho_s} S, \quad (3)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} - \frac{K}{\mu_1} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r(K_1(S) + \mu_0 K_2(S)) \frac{\partial P}{\partial r}) = 0, \quad (4)$$

где $F = F(S)$ функция Баклея-Левверетта

$$F(S) = \frac{K_1(S)}{K_1(S) + \mu_0 K_2(S)}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_1}{\mu_2}.$$

Начальные и граничные условия:

$$S(r_c, t) = S^0,$$

$$S(r, 0) = S_0,$$

$$C(r, 0) = 0,$$

$$m(r, 0) = m_0,$$

$$C(r_c, t) = C_0, \quad (5)$$

$$2\pi \frac{K}{\mu_1} h r \left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r_w} = -Q,$$

$$P|_{r=r_w} = P_0.$$

Здесь приняты следующие обозначения:

C — массовая концентрация кислоты в водном растворе;

m — пористость;

ρ_{hcl} — плотность кислотного раствора;

ρ_s — плотность породы;

γ — константа химической реакции (1/с);

S — водонасыщенность;

μ_1, μ_2 — вязкости водной и нефтяной фаз соответственно;

v — суммарная скорость фильтрации;

S^0 — максимальная насыщенность при остаточной нефти;

S_0 — насыщенность связанной воды;

C_0 — массовая концентрация кислотного раствора на входе в пласт;

$K_1(S), K_2(S)$ — относительные фазовые проницаемости (ОФП) воды и нефти соответственно;

K — абсолютная проницаемость породы;

h — толщина продуктивного пласта;

Q — объемный расход закачиваемого флюида;

r_w — радиус скважины.

При концентрации соляной кислоты в нагнетаемом растворе до 20 % изменение плотности водной фазы в результате реакции с известняком или доломитом не превышает нескольких процентов, поэтому не учитывается. Кроме того, при указанных концентрациях объем водной фазы в результате реакции практически не изменяется [6]. При этих предположениях источниковый член в уравнениях (2) и (4) равен нулю.

Так как задача является осесимметричной, т.е. распределение реагентов, скорости потока зависят только от радиуса r заданном объеме расходе кислоты, закачиваемой в пласт, можно принять [8]

$$v = \frac{Q}{2\pi rh}.$$

В этом случае для расчета эффективности кислотного растворения карбонатной породы достаточно рассмотреть модель, рассчитывающей концентрацию, насыщенность и пористость, соответственно C, S, m без расчета давления.

Вычислительный эксперимент проводился для различных значений остаточной нефтенасыщенности, объемной скорости закачки, скорости реакции кислоты с породой γ .

В численных расчетах использовались модельные функции ОФП:

$$K_1(s) = 0,012 \left(\frac{s-s_0}{s^0-s_0} \right)^{2.75},$$

$$K_2(s) = 0,669 \left(\frac{s^0 - s}{s^0 - s_0} \right)^{1.82},$$

1 — $S^0=0.7$; 2 — $S^0=0.8$; 3 — $S^0=0.9$

Рисунок 1. Распределение водонасыщенности по пласту для разных значений предельной водонасыщенности на конец закачки

Figure 1. Distribution of water saturation over the reservoir for different values of the limiting water saturation by the end of injection

насыщенность связанной воды $S_0 = 0,398$.

Положительный эффект от воздействия определяется увеличением эффективного радиуса скважины по сравнению с его геометрическим значением r_w и отрицательными величинами скин-фактора s .

В случае кислотного воздействия на призабойную зону вертикальной скважины скин-фактор вычисляется по формуле

$$s = K_0 \int_{r_w}^{r_s} \frac{dr}{rK(r)} - \ln \frac{r_s}{r_w},$$

r_s — радиус охваченной воздействием зоны.

Численные расчеты выполнены для двухфазной модели с различными значениями предельной водонасыщенности, варианты: 1) $S^0=0.7$, 2) $S^0=0.8$, 3) $S^0=0.9$. В варианте 4 расчеты выполнялись для рассматриваемой двухфазной модели при значениях водонасыщенности S и функции Баклея-Левверетта F , равных 1.

Распределение водонасыщенности по пласту для разных значений предельной водонасыщенности S^0 с расходом $Q = 0.2 \text{ м}^3/\text{мин}$, объема закачки $S^0=10 \text{ м}^3$, $h=10 \text{ м}$, $\gamma=0,0007 \text{ с}^{-1}$ представлены на рисунке 1.

Расчеты показали, что изменение предельной водонасыщенности S^0 , и, следовательно, остаточной нефтенасыщенности, не приводит к значительному изменению профиля концентрации и пористости (рисунок 2). Фронт кислоты к концу закачки значительно отстает от фронта вытеснения нефти водой, поэтому

1 — $S^0=0.7$; 2 — $S^0=0.8$; 3 — $S^0=0.9$; 4 — $S^0=1, F=1$

Рисунок 2. Распределение концентрации кислоты по пласту для разных значений предельной водонасыщенности на конец закачки

Figure 2. Distribution of acid concentration in the reservoir for different values of the limiting water saturation by the end of injection

призабойная зона становится, в основном, водонасыщенной.

Эффективность КО, рассчитанная при использовании двухфазной модели, практически не отличается от рассчитанной эффективности для однофазной модели.

Проведены расчеты по определению эффекта от кислотной обработки при разном темпе нагнетания заданного объема кислотного состава. Сначала снижение приемистости скважины при соответствующем увеличении длительности обработки приводит к росту эффективности воздействия, и значение скин-фактора убывает; однако, начиная с некоторого момента, замедление процесса приводит к снижению его эффективности. Таким образом, показано, что при известной скорости реакции можно определить оптимальный темп закачки кислотного состава, при котором достигается наилучший эффект от обработки. В данном примере при принятых исходных данных оптимальный расход равен $Q = 0.5 \text{ м}^3/\text{мин}$ для всех вариантов.

Также показано, что регулирование скорости реакции с использованием специальных добавок позволяет достичь наилучшего результата при заданном темпе и объеме нагнетания кислотной композиции (рисунок 3). При скорости нагнетания $Q = 0.5 \text{ м}^3/\text{мин}$ получено оптимальное значение $\gamma = 0.0007 \text{ с}^{-1}$.

Регулирование таких параметров воздействия, как темп нагнетания и скорость химической реакции, позволяет достичь максимально возможного эффекта кислотной обработки при заданном объеме раствора реагента.

Рисунок 3. Зависимость скин-фактора s от скорости реакции кислоты с породой γ при скорости нагнетания

Figure 3. Dependence of the skin factor s on the reaction rate of the acid with the rock γ at injection rate

В таблице 1 представлены рассчитанные скин-факторы при скоростях закачки

$Q = 0.2 \text{ м}^3/\text{мин}$ и $Q = 0.5 \text{ м}^3/\text{мин}$. Результаты вычислительного эксперимента показывают, что остаточная нефтенасыщенность не оказывает значительного влияния на эффективность обработки.

Однако следует указать, что полученные данные качественно согласуются с результатами фильтрационных исследований на кернах. По мере увеличения остаточной нефтенасыщенности оптимальный объем прорыва уменьшается. Этого и следовало ожидать, поскольку для более высоких значений остаточной нефтенасыщенности объем пор, занятых подвижной нефтью, которая может быть вытеснена кислотой, меньше, что приводит к более быстрому прорыву, т.е. эффективность обработки выше.

Из расчетов видно, при оптимальной скорости закачки рассчитанные значения скин-фактора минимальны и практически не зависят от остаточной нефтенасыщенности.

Таблица 1. Рассчитанные скин-факторы при различных значениях предельной водонасыщенности: 1) $S^0=0.7$, 2) $S^0=0.8$, 3) $S^0=0.9$, 4) водонасыщенный пласт

Table 1. Calculated skin factors for different values of the limiting water saturation: 1) $S^0=0.7$, 2) $S^0=0.8$, 3) $S^0=0.9$, 4) water-saturated reservoir

Вариант	1	2	3	4
$Q = 0.2 \text{ м}^3/\text{мин}$	-1.35	-1.31	-1.28	-1.21
$Q = 0.5 \text{ м}^3/\text{мин}$	-2.016	-2.014	-2.009	-2.006

2. Модификация математической модели кислотной обработки в слоисто-неоднородном пласте с учетом вертикальных перетоков

Математическая модель внутрипластовых перетоков основана на известной общепринятой модели «полупроницаемой стенки» [9] (рисунок 4). Модель полупроницаемой стенки [9] предполагает, что все сопротивление поперечному вертикальному потоку сконцентрировано в перемычках между слоями, так что давление в данном слое зависит только от положения фронта i -ой зоны и времени. Локальный поток через барьер между слоями (полупроницаемая стенка) пропорционален локальной разности давлений на стенке. Сопротивление вертикальному течению полупроницаемой стенки описывается ее полупроницаемостью $\tilde{k}_j$ (рисунок 4).

Модель подходит для случаев, когда отношение длины к толщине резервуара велико (> 10) и вертикальное сопротивление низкопроницаемых перемычек между слоями намного больше, чем сопротивление слоев. В [10] показано, что в ранние времена поперечный поток настолько слаб, что его можно игнорировать. Для изученных случаев это время составило порядка сотен дней.

Рисунок 4. Геометрия задачи

Figure 4. Geometry of the problem

Отметим, что большинство методов интенсификации скважин требуют гораздо более коротких периодов испытаний, порядка суток. Вторая стадия — переходная стадия, а третья стадия — аналогична однородной системе с осредненными по слоям свойствами. Модель «полупроницаемой стенки» позволяет формулировать и исследовать задачи численного моделирования межпластовых перетоков без использования полного трехмерного моделирования.

В работе [11] показано, что межпластовыми перетоками можно пренебречь при закачке небольших гелевых барьеров или экранов.

Рассматривается круговой слоисто-неоднородный пласт, состоящий из n однородных слоев, в центре которого работает скважина с постоянным расходом Q_0 . Каждый слой характеризуется толщиной h_j , коэффициентом пористости m_j , коэффициентом горизонтальной проницаемости k_{hj} и коэффициентом верти-

кальной проницаемости k_{zj} , где j — номер слоя (рисунок 4). Слои гидродинамически связаны между собой через полупроницаемый экран мощностью Δh_j и вертикальной проницаемостью k_{vj} .

В [9] получена скорость поперечного потока в j слое:

$$w_j = \left(\chi_{1j} (p_j - p_{j+1}) + \chi_{2j} (p_j - p_{j-1}) \right),$$

$$\chi_{1j} = \frac{2}{2 \frac{\Delta h_j \mu_j}{k_{vj}} + \left(\frac{h \mu}{k_z} \right)_j + \left(\frac{h \mu}{k_z} \right)_{j+1}},$$

$$\chi_{2j} = \frac{2}{2 \frac{\Delta h_{j-1} \mu_{j-1}}{k_{vj-1}} + \left(\frac{h \mu}{k_z} \right)_j + \left(\frac{h \mu}{k_z} \right)_{j-1}}.$$

В каждом слое образуются две области течения, разделенные подвижной границей контакта $r_f(t)$. В первой области $r_w \leq r \leq r_f(t)$ течет водный раствор кислоты с плотностью ρ_{ja} и вязкостью μ_a . Во второй области $r_f(t) < r \leq r_e$ пластовая жидкость с плотностью ρ_w^0 и той же вязкостью вытесняется кислотным раствором поршневым образом. В каждом j слое в обеих областях происходит межслойный поперечный переток (утечка или приток) жидкости в соседний слой $j \pm 1$ (или из соседнего слоя), r_w, r_e — радиусы скважины и контура питания соответственно.

Математическая модель КО слоисто-неоднородного пласта основана на модели (1)–(5) для однофазного потока, в которой учитывается межслойный поперечный переток.

Для оценки влияния межслойных перетоков рассматривался двухслойный пласт. Исходные данные представлены в таблицах 2 и 3. Для оценки влияния межслойных перетоков рассчитывался вариант двухслойного пласта без учета межслойных перетоков и вариант однослойного эквивалентного пласта, проницаемость и пористость которого рассчитываются как средние значения по слоям.

На рисунках 5, 6 представлены распределение давления $p=p(r)$ по слоям на конец закачки и зависимость перепада давления $\Delta p(t) = p_e - p_w$ от времени.

Установлено, что распределения давления в 1 слое с проницаемостью 0.1 мкм^2 без перетока и с учетом межслойных перетоков практически совпадают. То же самое наблюдается и для 2 слоя проницаемостью 0.01 мкм^2 . В ходе вычислительного эксперимента были рассмотрены

Таблица 2. Входные данные для двуслойного пласта**Table 2.** Input data for a two-layer formation

k_{z1} , мкм ²	k_{z2} , мкм ²	k_{h1} , мкм ²	k_{h2} , мкм ²	k_{v1-2} , mDa	h_1 , м	h_2 , м	Δh_{1-2} , м	$\mu_1 = \mu_2$, Па·с	$m_1 = m_2$
0.01	0.001	0.1	0.01	0.0001	1	1	0.5		0.2

Таблица 3. Входные данные по закачке кислотного раствора**Table 3.** Input data for acid solution injection

Q_0 , м ³ /мин	V , м ³	r_e , м	r_w , м	γ , с ⁻¹	C_0	ρ_w^0 , кг/м ³	ρ_M , кг/м ³	p_0 , атм
0.2	20	50	0.1	0.007	0.15	1000	2700	250

1 — 1 слой с перетоком; 2 — 1 слой без перетока; 3 — 2 слой с перетоком; 4 — 2 слой без перетока; 5 — эквивалентный слой

1 — 1 overflow layer; 2 — 1 layer without overflow; 3 — 2 layer with overflow; 4 — 2 layer without overflow; 5 — equivalent layer

Рисунок 5. Распределение давления по слоям**Figure 5.** Pressure distribution over layers

изотропные слои, трехслойный пласт с различным расположением слоев. Расчеты показали, что при моделировании КО можно пренебрегать межслойными перетоками.

Вывод

Таким образом, проведенные исследования показали, что повышение уровня сложности

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Glasbergen G., Buijse M. Improved Acid Diversion Design Using a Placement Simulator // Russian Oil and Gas: Materials of SPE Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2006. Paper Number SPE-102412-MS. DOI: 10.2118/102412-MS

2. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 2019. Paper Number SPE-196976-MS. DOI: 10.2118/196976-MS.

1 — двуслойный пласт с перетоком; 2 — двуслойный пласт без перетока; 3 — эквивалентный пласт

1 — two-layer reservoir with crossflow; 2 — two-layer formation without crossflow; 3 — equivalent formation

Рисунок 6. Динамика перепада давления**Figure 6.** Dynamics of pressure drop

моделей кислотных обработок за счет двухфазности потока или учета межслойных перетоков в слоисто-неоднородных коллекторах, не приводит к новым значимым результатам. Достаточно корректно можно использовать однофазные модели в гидродинамически изолированных слоях.

3. Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В. Симулятор для моделирования и оптимального проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. № 2. С. 16-20.

4. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. 2018. № 3. С. 19-28. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-3-19-28.

5. Sorbie K.S., Mackay E.J., Collins I.R. Placement Using Viscosified Non Newtonian Scale Inhibitor Slugs: the Effect of Shear Thinning // Materials of SPE International

Oilfield Scale Symposium. Aberdeen, UK. 2006. Paper Number SPE-100520-MS. DOI: 10.2118/100520-MS.

6. Вольнов И.А., Каневская Р.Д. Фильтрационные эффекты растворения породы при кислотном воздействии на карбонатные нефтесодержащие пласты // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2009. № 6. С. 105-114.

7. Cheng H. A Fundamental Model for Wormhole Formation Including Multiphase Flow // Materials of International Petroleum Technology Conference. Beijing, China. 2019. Paper Number IPTC-19121-MS. DOI: 10.2523/IPTC-19121-MS.

8. Федоров К.М. Нестационарная фильтрация при наличии химической реакции с пористой средой // Известия Академии наук СССР. Механика жидкости и газа. 1987. № 1. С. 82-87.

9. Gao Cheng-Tal, Deans H.A. Pressure Transients and Crossflow Caused by Diffusivities in Multilayer Reservoirs // SPE Formation Evaluation. 1988. Vol. 3. Issue 2. P. 438-448. Paper Number SPE-11966-PA. DOI: 10.2118/11966-PA.

10. Anbarci K., Grader A.S., Ertekin T. Determination of Front Locations in a Multilayer Composite Reservoir // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA. 1989. Paper Number SPE-19799-MS. DOI: 10.2118/19799-MS.

11. Zubkov P.T., Fedorov K.M. Placement of Gels in Stratified Reservoirs Using a Sequential Injection Technique // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1996. Vol. 15. Issue 1. P. 69-80. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00061-5.

REFERENCES

1. Glasbergen G., Buijse M. Improved Acid Diversion Design Using a Placement Simulator. *Materials of SPE Technical Conference and Exhibition «Russian Oil and Gas»*. Moscow, Russia, 2006, Paper Number SPE-102412-MS. DOI: 10.2118/102412-MS

2. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2019, Paper Number SPE-196976-MS. DOI: 10.2118/196976-MS.

3. Bulgakova G.T., Kharisov R.Ya., Sharifullin A.R., Pestrikov A.V. Simulyator dlya modelirovaniya i optimal'nogo proektirovaniya bol'sheob'emnykh selektivnykh kislotnykh obrabotok karbonatnykh kollektorov [Simulator for Optimizing Extended Selective Acidizing in Carbonate Formations Designs]. *Nauchno-*

tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft'», 2010, No. 2, pp. 16-20. [in Russian].

4. Kanevskaya R.D., Novikov A.V. Metody modelirovaniya chervotochin pri solyano-kislotnom vozddeistvii na karbonatnye plasty [Methods of Wormholes Simulation under Hydrochloric Acid Impact on Carbonate Formations]. *Neftepromyslovoye delo — Oilfield Engineering*, 2018, No. 3, pp. 19-28. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-3-19-28. [in Russian].

5. Sorbie K.S., Mackay E.J., Collins I.R. Placement Using Viscosified Non Newtonian Scale Inhibitor Slugs: the Effect of Shear Thinning. *Materials of SPE International Oilfield Scale Symposium*. Aberdeen, UK, 2006, Paper Number SPE-100520-MS. DOI: 10.2118/100520-MS.

6. Volnov I.A., Kanevskaya R.D. Fil'tratsionnye efekty rastvoreniya porody pri kislotnom vozddeistvii na karbonatnye neftesoderzhashchie plasty [Filtration Effects of Rock Dissolution under Acid Action on Oil-Bearing Carbonate Reservoirs]. *Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza — Izvestiya Rossijskoj Akademii Nauk. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 2009, No. 6, pp. 105-114. [in Russian].

7. Cheng H. A Fundamental Model for Wormhole Formation Including Multiphase Flow. *Materials of International Petroleum Technology Conference*. Beijing, China, 2019, Paper Number IPTC-19121-MS. DOI: 10.2523/IPTC-19121-MS.

8. Fedorov K.M. Nestatsionarnaya fil'tratsiya pri nalichii khimicheskoi reaktsii s poristoй sredoy [Non-Stationary Filtration in the Presence of a Chemical Reaction with a Porous Medium]. *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza — Mechanics of Solids*, 1987, No. 1, pp. 82-87. [in Russian].

9. Gao Cheng-Tal, Deans H.A. Pressure Transients and Crossflow Caused by Diffusivities in Multilayer Reservoirs. *SPE Formation Evaluation*, 1988, Vol. 3, Issue 2, pp. 438-448. Paper Number SPE-11966-PA. DOI: 10.2118/11966-PA.

10. Anbarci K., Grader A.S., Ertekin T. Determination of Front Locations in a Multilayer Composite Reservoir. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 1989, Paper Number SPE-19799-MS. DOI: 10.2118/19799-MS.

11. Zubkov P.T., Fedorov K.M. Placement of Gels in Stratified Reservoirs Using a Sequential Injection Technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1996, Vol. 15, Issue 1, pp. 69-80. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00061-5.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Булгакова Гузель Талгатовна, доктор физико-математических наук, профессор кафедры математики, УГАТУ, Уфа, Россия

Guzel T. Bulgakova, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor of Mathematics, USATU, Ufa, Russia

bulgakova.guzel@mail.ru

Абусалимов Эдуард Марсович, кандидат технических наук, начальник отдела обработки призабойной зоны пласта управления ГТМ, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Eduard M. Abusalimov, Candidate of Engineering Sciences, Head of Well Stimulation Department, Well Operation Division, PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

abusalimovEM@tatneft.ru

Лутфуллин Азат Абузарович, кандидат технических наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Azat A. Lutfullin, Candidate of Engineering Sciences, Deputy Head of reservoir development department, PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

lutfullinaa@tatneft.ru

Гильфанов Линарис Линусович, студент кафедры математики, УГАТУ, Уфа, Россия

Linaris L. Gilfanov, Student of Mathematics Department, USATU, Ufa, Russia

gilfanov-linaris@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 06.11.2021; одобрена после рецензирования 09.11.2021; принята к публикации 11.11.2021.

The article was submitted 06.11.2021; approved after reviewing 09.11.2021; accepted for publication 11.11.2021.