

УДК 622.276+553.982.239(470.53)
DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4836
Шифр специальности: ВАК 2.6.12, 2.8.4

Сравнительный анализ численного моделирования методов интенсификации притока к скважине, включая соляно-кислотную обработку

Д.А. Бычков¹✉, П.Н. Зятиков²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет, Россия, г. Томск*

✉ dab30@tpu.ru

Аннотация. *Актуальность* данного исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности добычи нефти из горизонтальных скважин в условиях сложных геолого-технических факторов. Использование более точных численных моделей, включающих учет химических реакций и моделирование сложных систем трещин, позволяет оптимизировать процессы интенсификации притока к скважинам и существенно повысить их экономическую и технологическую эффективность. Это имеет важное значение для разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами и сложными условиями эксплуатации. В данной работе рассматривается численное моделирование методов интенсификации притока к скважине с использованием различных подходов. Для моделирования соляно-кислотного воздействия был применен подход, основанный на изменении коэффициента продуктивности скважины, а также подход, который заключался в использовании химической реакции в гидродинамической модели. Критерием качественного прогнозирования технологических показателей разработки являлись фактические данные по одной из скважин месторождения-аналога рассматриваемого объекта. В результате расчетов на примере реального месторождения в условиях протяженных горизонтальных скважин получены приросты дополнительной добычи нефти при различных подходах моделирования процесса соляно-кислотной обработки. Моделирование многостадийного гидроразрыва пласта выполнено с применением планарных и дискретных моделей трещин, и было зафиксировано лишь незначительное расхождение в результатах гидродинамического моделирования между этими подходами. **Цель.** Оценка эффективности различных способов численного моделирования методов интенсификации притока к скважинам, включая соляно-кислотную обработку и многостадийный гидравлический разрыв пласта, для оптимизации добычи нефти в условиях протяженных горизонтальных скважин. **Методы.** В исследовании использовались численные модели для оценки эффективности методов интенсификации притока к скважинам с акцентом на изменение коэффициента продуктивности, проведен учет химических реакций и анализ чувствительности к параметрам обработки. **Результаты и выводы.** Выявлено, что использование отрицательных скин-факторов значительно увеличивает добычу нефти по сравнению с моделями, учитывающими только химические реакции. Проведен анализ чувствительности к объему и концентрации кислоты, что позволило определить оптимальные параметры для повышения эффективности соляно-кислотной обработки. Оба подхода к моделированию многостадийного гидроразрыва пласта показали сопоставимые результаты. Применение многостадийного гидроразрыва пласта продемонстрировало прирост добычи нефти на 25 тыс. тонн за три года, что делает его более эффективным методом по сравнению с соляно-кислотной обработкой.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка скважин, многостадийный гидравлический разрыв пласта, численное моделирование, горизонтальные скважины, планарная система трещин, модель дискретной системы трещин

Для цитирования: Бычков Д.А., Зятиков П.Н. Сравнительный анализ численного моделирования методов интенсификации притока к скважине, включая соляно-кислотную обработку // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 12. – С. 72–80. DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4836

UDC 622.276+553.982.239(470.53)
DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4836

Comparative analysis of numerical modeling of methods for intensifying inflow to the well, including hydrochloric acid treatment

D.A. Bychkov¹✉, P.N. Zyatikov²

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² National Research Tomsk State University, Tomsk, Russian Federation

✉ dab30@tpu.ru

Abstract. Relevance. The need to enhance oil recovery from horizontal wells under complex geological and technical conditions. The use of more accurate numerical models, including chemical reactions and the modeling of complex fracture systems, allows optimization of well stimulation, significantly improving both economic and technological efficiency. This is particularly important for developing low-permeability reservoirs and operating under challenging conditions. This work examines the numerical modeling of well inflow stimulation methods using various approaches. For acid treatment modeling, approaches based on changes in well productivity and the use of chemical reactions in the hydrodynamic model were applied. The quality of forecasted technological performance was assessed using real data from an analogous well. As a result, in the case of a real field with extended horizontal wells, additional oil production was achieved through different approaches to acid treatment modeling. Multistage hydraulic fracturing was modeled using planar and discrete fracture models, with only minor discrepancies in the hydrodynamic modeling results between these methods. **Aim.** To assess the effectiveness of various numerical modeling approaches for well inflow stimulation methods, such as acid treatment and aimed at optimizing oil production from extended horizontal wells. **Methods.** Numerical models were used to evaluate the effectiveness of stimulation methods, focusing on changes in productivity, the impact of chemical reactions, and sensitivity analysis of treatment parameters. **Results and conclusions.** It was found that the use of negative skin factors significantly increases oil production compared to models accounting for chemical reactions. Sensitivity analysis of acid volume and concentration helped identify optimal parameters for enhancing acid treatment efficiency. Both modeling approaches (planar and discrete fracture systems) yielded comparable results. Multistage hydraulic fracturing demonstrated a 25000-ton increase in oil production over three years, making it a more effective method than acid treatment.

Keywords: acidizing, multistage hydraulic fracturing, numerical modeling, horizontal wells, planar fracture system, discrete fracture system model

For citation: Bychkov D.A., Zyatikov P.N. Comparative analysis of numerical modeling of methods for intensifying inflow to the well, including hydrochloric acid treatment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 12, pp. 72–80. DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4836

Введение

Соляно-кислотная обработка (далее – СКО) скважин представляет собой метод воздействия на призабойную зону пласта, направленный на повышение проницаемости коллектора и, следовательно, улучшение условий притока углеводородов. Данный процесс включает закачку кислоты, которая реагирует с минеральными компонентами породы, создавая дополнительные пути фильтрации для углеводородов. Основная цель СКО заключается в удалении механических препятствий и улучшении условий притока флюида к стволу скважины. Анализ и прогнозирование технологической и экономической эффективности этой технологии является ключевым этапом проектирования. [1–8].

Для моделирования процесса СКО чаще всего используется упрощенный подход, заключающийся в задании отрицательных значений скин-фактора

или в изменении коэффициента продуктивности скважин вдоль их ствола. Скин-фактор характеризует дополнительные сопротивления движению флюидов в призабойной зоне, и его уменьшение указывает на улучшение условий притока. Однако в условиях протяженных горизонтальных скважин (далее – ГС) данный подход не всегда оказывается эффективным. Это связано с трудностями в определении скин-фактора по всей длине горизонтального участка, что может приводить к завышенным оценкам технологической эффективности метода. В свою очередь, это может повлиять на дальнейшие решения по разработке месторождения и инвестиционным затратам.

В данной работе рассмотрен альтернативный подход к моделированию СКО, который включает учет химических реакций между закачиваемой со-

ляной кислотой и твердыми компонентами пласта, такими как карбонатные породы (известняк). Продуктами реакции являются растворимая в воде соль и углекислый газ, что способствует увеличению пористости и проницаемости пласта. Для проведения моделирования использовались следующие исходные данные: начальная концентрация твердого компонента (известняк), константа скорости химической реакции, концентрация и объем закачиваемой кислоты. Эти данные необходимы для корректной настройки гидродинамической модели (далее – ГДМ).

Для численного моделирования СКО использовался гидродинамический симулятор Stars, который позволяет применять два различных подхода в зависимости от целей исследования.

Изменение коэффициента продуктивности скважины, или задание отрицательного скин-фактора

Этот метод позволяет быстро оценить результирующий эффект от СКО, не вдаваясь в физические процессы, происходящие в пласте. Данный подход был применен с использованием среднего значения скин-фактора, равного -2 , полученного из анализа гидродинамических исследований (ГДИ) на месторождениях-аналогах за последние шесть месяцев [9].

Использование пользовательских реакций

В этом случае моделирование включает определение двух основных компонентов: соляной кислоты (HCl) и твердого вещества (CaCO_3), а также добавление одной простой химической реакции между этими компонентами. Такой подход является компромиссом между скоростью расчета и точностью моделирования. Он позволяет учесть физико-химические процессы, происходящие в призабойной зоне, и обеспечить более точное прогнозирование эффективности обработки [10–15].

Для каждого подхода требуется свой набор исходных данных. При моделировании с изменением коэффициента продуктивности используются данные о дебитах скважин до и после обработки, что позволяет оценить прирост добычи после проведения СКО. В случае использования пользовательских реакций необходимы результаты стандартных исследований СКО на керне, включая зависимости перепада давления от прокачанных объемов кислоты, а также данные о закачке до образования каверн при различных расходах реагента.

Моделирование СКО было выполнено на объекте месторождения N, характеризующегося карбонатным типом коллектора. Пласт был выбран из-за типичных для многих месторождений условий, таких как высокая пористость и проницаемость, что позволяет эффективно использовать методы кис-

лотного воздействия для улучшения продуктивности. Геолого-физические характеристики данного месторождения, включая параметры пористости, проницаемости, начальные условия и другие свойства пласта, приведены в табл. 1. Эти данные служат основой для корректной калибровки модели и точного прогнозирования эффективности СКО.

Таким образом, численное моделирование с использованием различных подходов позволяет не только более точно оценить эффективность солянокислотной обработки, но и разработать рекомендации по оптимизации данного процесса для различных типов коллекторов, что способствует повышению экономической эффективности разработки месторождений.

Таблица 1. Характеристика объектов

Table 1. Characteristics of the objects

Параметры Parameters	Пласт/Formation			
	P1	C2	C1	C1S
Абсолютная отметка кровли, м Absolute roof elevation, m	-800	-960	-980	-1020
Абсолютная отметка ВНК (водонефтяного контакта), м Absolute OWC elevation (oil-water contact), m	1650	1650	1650	1650
Тип коллектора Reservoir type	карбонатный, поровый, кавернозный carbonate, pore, cavernous			
Средняя общая толщина, м Average total thickness, m	90	450	460	470
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average effective oil-saturated thickness, m	40	56,5	55	60
Проницаемость по данным ГИС, 10^{-3} мкм ² Permeability by GIS (based on well logging data), 10^{-3} μm^2	50	50	55	60
Начальная пластовая температура, °С Initial reservoir temperature, °C	32	33,5	34,5	36
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	14	14,5	15,5	16
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с Oil viscosity under reservoir conditions, mPa·s	13,5	13,8	14,1	14,3
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³ Oil density under reservoir conditions, kg/m ³	865	870	875	880
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³ Oil density under surface conditions, kg/m ³	900	905	910	915
Объемный коэффициент нефти, д. ед. Oil formation volume factor, dim. units	1,085	1,095	1,1	1,105
Газосодержание, м ³ /т Gas content, m ³ /t	38	39,5	41	42,5

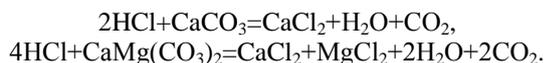
Константа скорости реакции определялась на основании данных, полученных на месторождении-аналоге имени Р. Требса, и составила $4,9 \cdot 10^{-5}$ 1/с. Эта величина учитывает скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатными породами и позволяет корректно моделировать химическое воздействие на пласт.

Для учета зависимости проницаемости от пористости в ГДМ использовалось уравнение Кармена–Козени, которое описывает проницаемость K в зависимости от пористости ϕ

$$K(\phi) = K_0 \cdot [\phi / \phi_0]^2 \cdot [(1 - \phi_0) / (1 - \phi)]^2,$$

где K_0 – начальная проницаемость; ϕ_0 – начальная пористость. Это уравнение позволяет учитывать изменения в пористости пласта, которые происходят в результате химических реакций, и изменения объема порового пространства.

В ГДМ задавались следующие химические реакции:



В данных уравнениях хлористый кальций – это соль, которая хорошо растворяется в воде и способствует увеличению пористости пласта за счет растворения карбонатного материала. Углекислый газ, образующийся в результате реакции, также растворяется в воде при давлении выше 7,6 МПа, что дополнительно способствует улучшению фильтрационных свойств пласта [16].

Для моделирования использовались следующие параметры:

- *Начальная концентрация CaCO_3 :* 0,5 моль/л. Эта концентрация была выбрана исходя из типичного содержания карбонатов в породах рассматриваемого месторождения, что позволяет точно моделировать изменение пористости и проницаемости в результате химического воздействия.
- *Пример проектной скважины:* 4ПР, длина горизонтального участка составляет 1000 м. Выбор скважины с таким горизонтальным участком обусловлен необходимостью моделирования воздействия на значительную площадь призабойной зоны, что характерно для современных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов.

Моделирование химических реакций в призабойной зоне скважины позволило учесть влияние различных параметров, таких как концентрация кислоты и скорость реакции, на изменение проницаемости пласта и эффективность солянокислотной обработки. Это, в свою очередь, обеспечивает более точное прогнозирование прироста добычи и позволяет оптимизировать параметры

закачки кислотного раствора для достижения максимальной эффективности процесса.

Таким образом, применение химических реакций в гидродинамической модели способствует более точному воспроизведению реальных условий взаимодействия кислоты с пластом, что обеспечивает повышение достоверности расчетов и улучшение проектных решений по интенсификации притока к скважинам.

Концентрация кислоты варьировалась от 5 до 15 %. Время закачки – от 1 до 5 сут.

Для оценки длительности обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) были рассмотрены результаты ОПЗ по 4 объектам-аналогам структурной зоны Вала Сорокина Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции [17].

Для моделирования среднее время эффекта от ОПЗ принято равным 6 мес, как среднее значение по аналогам.

Таблица 2. Результаты расчетов

Table 2. Calculation results

Концентрация, % Concentration, %	Время закачки, сут Injection time, day	Дополнительная добыча нефти за 6 месяцев, т Additional oil production for 6 months, t	Средний объем закачки кислотного состава на 1 пог. м длины скважины, м ³ /пог. м Average injection volume of acid composition per 1 cubic meter of well length, m ³ /cubic meter
5	1	1200	1,6
10	3	2600	4,3
15	5	3700	6,6
Скин-фактор –2 Skin factor –2		3300	4,3

Наиболее близкий результат к скин-фактору –2 (по месторождениям-аналогам) показал вариант с закачкой концентрации кислоты 15 % и объемом закачки 4,3 м³/пог. м длины горизонтального участка скважины.

Из рассмотренных месторождений достаточный для статистического анализа объем операций гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) имеется только по одному месторождению (9 скважин). По остальным месторождениям-аналогам единичные ГРП по технологическим причинам работы не были выполнены в полном объеме, что не позволяет сделать вывод об их эффективности. Прирост дебита нефти после ГРП составил от 7,0 до 50,0 т/сут, среднее значение – 26,5 т/сут. Рост обводненности по скважинам составил до 15 %. Дополнительная добыча на 01.03.2020 г. составила 51,0 тыс. т. Продолжительность эффекта от ГРП составляет более 2 лет, при этом по 8 из 9 скважин эффект продолжается. По проведенным ГРП средняя оценка полудлины трещины составляет 95 м, ширина трещи-

ны – 3,5 мм. Средняя оценка безразмерной проводимости составляет 1,1 ед. Для обеспечения полудлины трещины около 100 м объем закачки пропанта изменяется в диапазоне от 36 до 58 т [18–28].

В симуляторе Stars для задания трещин МГРП предлагается два способа: планарная система трещин и модель дискретной сети трещин (Discrete Fracture Network, далее – DFN). Согласно статистике МГРП на месторождениях-аналогах на секторной гидродинамической модели по горизонтальной скважине 4prod заданы трещины МГРП, полудлина трещины 100 м, ширина 3,5 мм, высота трещины 75 м, что соответствует средним значениям по анализу ГРП на аналогичных месторождениях. Оценка проницаемости пропанта была выполнена с учётом средних оценок безразмерной проводимости $FCD=1:Kf=K_{\text{матр}} \cdot X_f/w=36 \cdot 100/0,0035=1,0285714$ мД. Работа трещин ГРП моделировалась на протяжении трёх лет после запуска скважин.

Модель планарных трещин создается путем уменьшения размера сетки до ячеек необходимых геометрических размеров (ширина и длина). Ограничением использования планарных трещин является задание направления трещины только в направлении расчётной сетки (по направлению I, J).

Модель DFN используется для моделирования трещин в виде отдельных ячеек. В этой модели ячейки соединены напрямую с трещинами, что позволяет учитывать произвольное направление и форму трещин, не привязанные к ориентации основной сетки ГДМ. Преимуществом модели DFN перед планарными трещинами является возможность моделировать сложные системы трещин без привязки к направлению сетки [29, 30].

Как видно из рис. 1, уровни добычи нефти при использовании модели планарных систем трещин и модели DFN находятся на сопоставимом уровне, что подтверждает эффективность обоих подходов для моделирования ГРП.

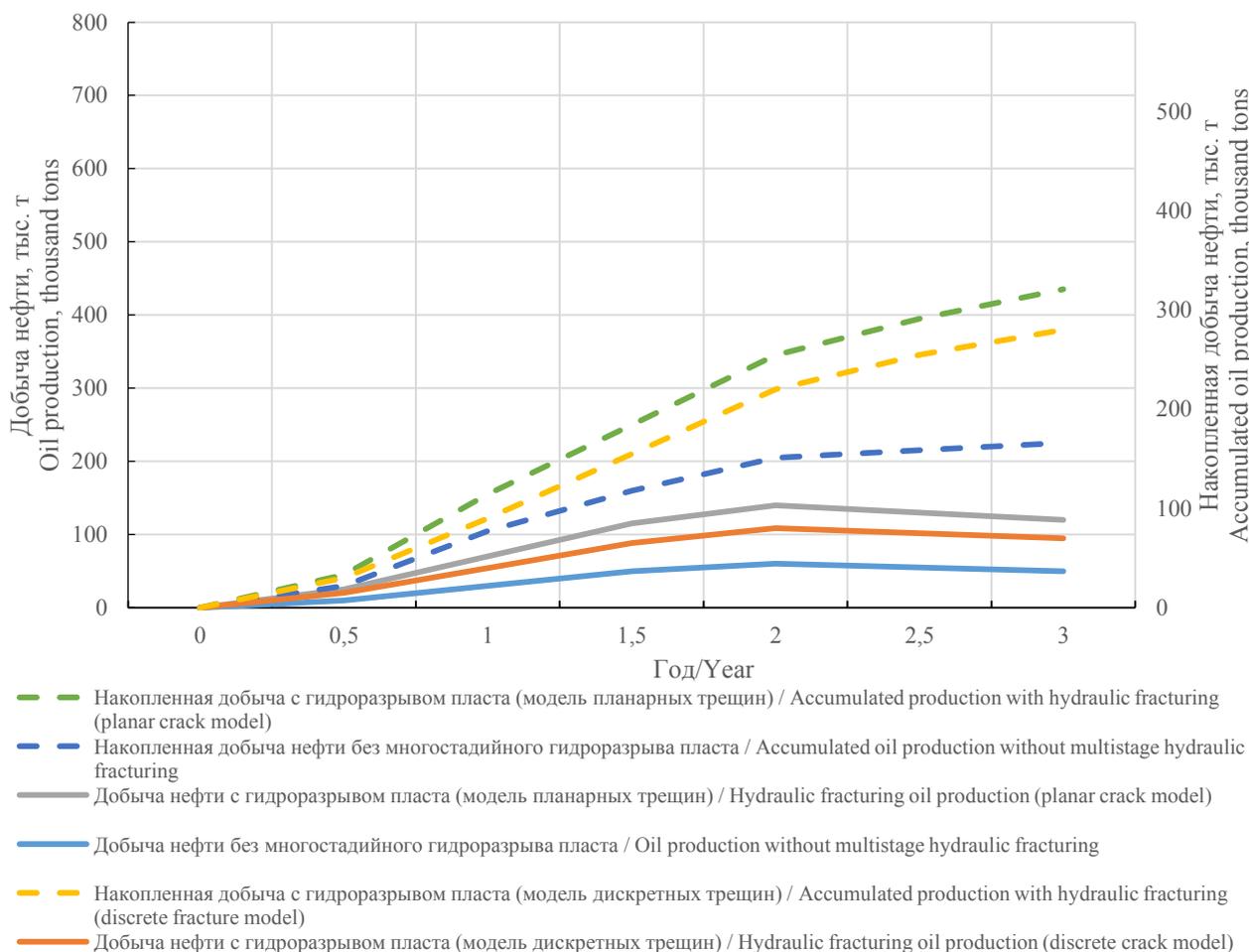


Рис 1. Динамика добычи нефти

Fig. 1. Dynamics of oil production

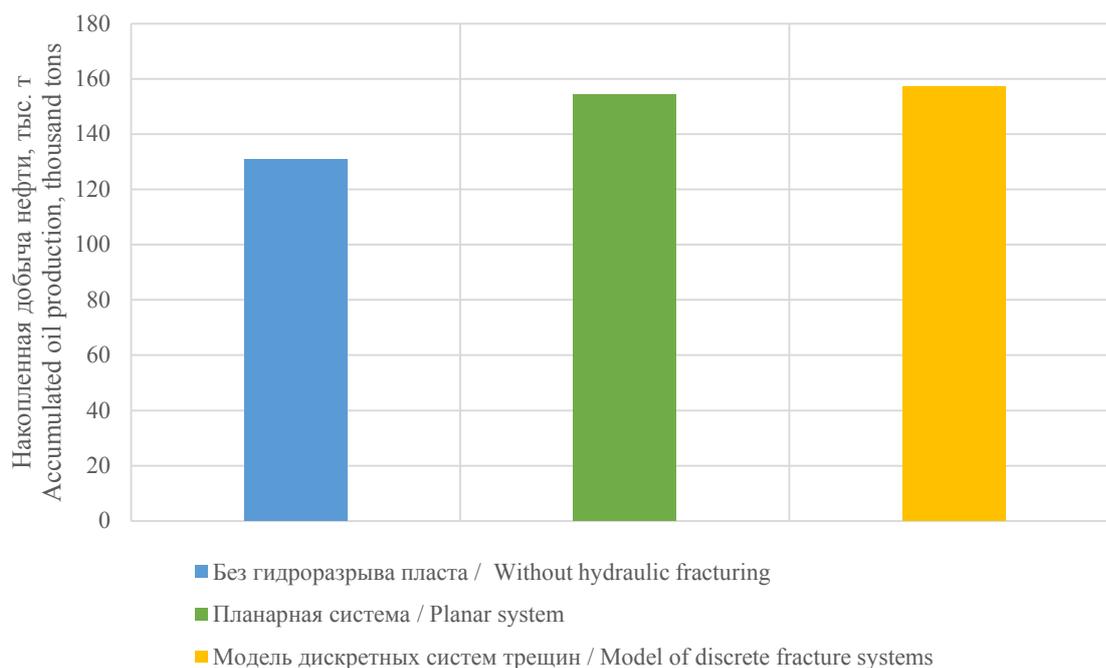


Рис. 2. Накопленная добыча нефти
Fig. 2. Accumulated oil production

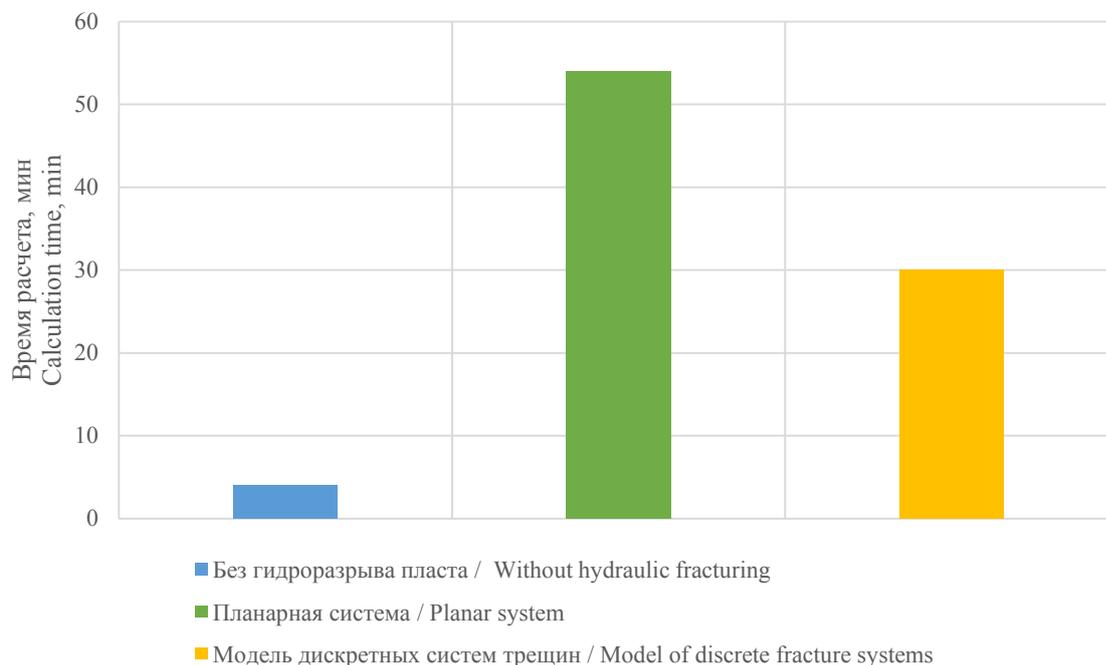


Рис. 3. Время расчета
Fig. 3. Calculation time

Заключение

Выполнен обзор инструментов моделирования соляно-кислотной обработки и многостадийного гидроразрыва пласта в симуляторе Stars на примере проектной скважины. Выполнено моделирование

соляно-кислотной обработки с использованием химических реакций композиционного моделирования и задания отрицательного скин-фактора на проектной скважине 4prod. Получены уровни добычи, сопоставимые с добычей нефти на скважи-

нах после проведения соляно-кислотной обработки месторождений-аналогов. Преимуществом позиционного моделирования является получение расчетным путем необходимого объема кислотного раствора.

Выполнено моделирование многостадийного гидроразрыва пласта с использованием двух различных моделей трещин: планарной системы трещин и модели дискретных трещин. Получены сопоставимые уровни добычи. Время расчета также находится на сопоставимом уровне. Преимуществом модели дискретных систем трещин является возможность учета произвольного направления

задания трещин по результатам дополнительных специализированных исследований.

Из рассмотренных методов интенсификации притока к скважине технологически наиболее эффективно применение многостадийного гидроразрыва пласта. Прирост накопленной добычи нефти технологии многостадийного гидроразрыва пласта по сравнению с соляно-кислотной обработки составляет 25 тыс. т за 3 года.

Рассмотренные технологии моделирования методов воздействия на призабойную зону горизонтальных скважин рекомендуется использовать при обосновании проектных решений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бычков Д.А., Зятиков П.Н. Интенсификация притока нефти из карбонатных коллекторов для условий месторождений Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 17–25. DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3932
2. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs / D. Ridner, T. Frick, D. Zhu, A.D. Hill, R. Angeles, N. Vishnumolakala, C.E. Shuchart // SPE Production and Operations. – 2023. – Vol. 35. – P. 137–146.
3. Acid stimulation improvement with the use of new particulate base diverter to improve zonal coverage in HPHT carbonate reservoirs / F. Moid, R. Rodoplu, A.M. Nutaifi, R. Kayumov // International Petroleum Technology Conference. – Dhahran, 2023. URL: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings/abstract/20IPTC/320IPTC/D033S088R001/154728> (дата обращения 15.08.2024).
4. Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments / G. Aidagulov, D. Gwaba, R. Kayumov, A. Sultan, M. Aly, X. Qiu, H. Almajed, M. Abbad // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – Manama, 2024.
5. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при солянокислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 19–28.
6. Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs / Y. Trushin, A. Aleshchenko, K. Danilin, A. Folomeev, A. Haydar, A. Gorin, A. Sharifullin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2019. – P. 144–145.
7. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2019. – P. 29–33.
8. Buijse M., Glasbergen G. A semiempirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, 2022. – P. 3539–3552.
9. Daccord G., Touboul E., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. – 2020. – Vol. 4. – P. 63–68.
10. Воробьев А.Х. Диффузионные задачи в химической кинетике. – М.: Изд-во Московского университета, 2021. – 98 с.
11. Chordia M., Trivedi J.J. Diffusion innaturally fractured reservoirs – a review // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Brisbane, 2020. – P. 1906–1937.
12. Равелев К.А. Сравнительный анализ эффективности применения кислотных составов для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2022. – Т. 1. – С. 194–196.
13. Потехин Д.В. Оптимизация технологии многовариантного трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа: дис. ... канд. тех. наук. – Пермь, 2024. – 151 с.
14. Иолчуев А.М., Савенюк О.В. Анализ метода борьбы с солеотложениями путем периодической закачки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 53–71.
15. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2023. – 816 с.
16. Повышение эффективности пенокислотных и большеобъемных селективных обработок на карбонатных месторождениях ПАО «Татнефть» / М.Х. Мусабилов, А.Ю. Дмитриева, Р.Ф. Хусаинов, Э.М. Абусалимов, Б.Г. Ганиев, Ф.З. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 11. – С. 116–119.
17. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301.
18. Kameda T., Tochinai M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2016. – Vol. 39. – P. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018.0,00,20,40,60,81,0-4,0-2,00,02,04,0p (Z)Z
19. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 158. – P. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045
20. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2022. – Vol. 3. – P. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS.

21. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures // *Chemical Engineering Science*. – 2015. – Vol. 30. – P. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5.
22. Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions // *Chemical Engineering Science*. – 2022. – Vol. 53. – Iss. 22. – P. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4.
23. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection / X. Qiu, G. Aidagulov, M. Ghommem, E. Edelman et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 171. – P. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
24. Otuen E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation. *Surfaces and Interfaces*. – 2019. – Vol. 16. – P. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006.
25. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs / R.T.R. Carvalho, P.F. Oliveira, L.C.M. Palermo, A.A.G. Ferreira et al. // *Fuel*. – 2019. – Vol. 238. – P. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003.
26. Aryanto P., Kasmungin S., Fathaddin F. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 171. – P. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
27. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / A. Aulia, D. Jeong, I. Mohd Saaid, D. Kania, N.A. El-Khatib // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 181. – Article 106237.
28. Caers J. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – San Antonio, Texas, 29 September – 2 October 2022. – Vol. 1. – P. 1–16.
29. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification / K. Katterbauer, S. Arango, Sh. Sun, I. Hoteit // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 128. – P. 160–176.
30. Comparison of candidate-well selection mathematical models for hydraulic fracturing / T. Yu, X. Xie, L. Li, W. Wu // *Fuzzy Systems & Operations Research and Management*. – Cham: Springer, 2015. – Vol. 367. – P. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8_27

Информация об авторах

Денис Андреевич Бычков, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; dab30@tpu.ru; <https://orcid.org/0009-0000-3992-935X>

Павел Николаевич Зятиков, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной аэромеханики физико-технического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36; zpavel@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3926-3206>

Поступила в редакцию: 26.09.2024

Поступила после рецензирования: 21.10.2024

Принята к публикации: 05.11.2024

REFERENCES

1. Bychkov D.A., Zyatikov P.N. Intensification of oil inflow from carbonate reservoirs for Western Siberia field conditions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 17–25. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3932
2. Ridner D., Frick T., Zhu D., Hill A.D., Angeles R., Vishnumolakala N., Shuchart C.E. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs. *SPE Production and Operations*, 2023, vol. 35, pp. 137–146.
3. Moid F., Rodoplu R., Nutaifi A.M., Kayumov R. Acid stimulation improvement with the use of new particulate base diverter to improve zonal coverage in HPHT carbonate reservoirs. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, 2023. pp. 2–6.
4. Aidagulov G., Gwaba D., Kayumov R., Sultan A., Aly M., Qiu X., Almajed H., Abbad M. Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, 2024. pp. 14–19.
5. Kanevskaya R.D., Novikov A.V. Methods of wormholes simulation under hydrochloric acid impact on carbonate formations. *Oil-field engineering*, 2018, no. 3, pp. 19–28. (In Russ.)
6. Trushin Y., Aleshchenko A., Danilin K., Folomeev A., Haydar A., Gorin A., Sharifullin A. Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2019. pp. 144–145.
7. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2019 pp. 29–33.
8. Buijse M., Glasbergen G. A semiempirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, 2022. pp. 3539–3552.
9. Daccord G., Touboul E., Lenormand R. Carbonate acidizing: to-ward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE production engineering*, 2020, vol. 4, pp. 63–68.
10. Vorobiev A.Kh. *Diffusion tasks in chemical kinetics*. Moscow, Moscow University Publ., 2021. 98 p. (In Russ.)
11. Chordia M., Trivedi J.J. Diffusion innaturally fractured reservoirs – a review. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Brisbane, 2020. pp. 1906–1937.
12. Ravelev K.A. Comparative analysis of effectiveness of acid compositions application for hydrochloric acid treatment of bottomhole zone of a carbonate reservoir. *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ., 2019. pp. 194–196. (In Russ.)

13. Potekhin D.V. *Optimization of the technology of multi-variate three-dimensional geological modeling of oil and gas deposits*. Cand. Diss. Perm, 2024. 151 p. (In Russ.)
14. Iolchuev A.M., Savenok O.V. Analysis of the method for controlling scale deposition by periodically injecting the scale inhibitor into the bottomhole formation zone. *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*, 2018, no. 4, pp. 53–71. (In Russ.)
15. Mishchenko I.T. *Borehole oil production*. Moscow, «Oil and Gas» RSU of Oil and Gas nam. I.M. Gubkina Publ., 2023. 816 p. (In Russ.)
16. Musabirov M.Kh., Dmitrieva A.Yu., Khusainov R.F., Abusalimov E.M., Ganiev B.G., Ismagilov F.Z. Efficiency improvement of foam-acid treatments and selective large-volume acidizing at carbonate reservoirs of Tatneft PJSC. *Oil Industry*, 2024, no. 11, pp. 116–119. (In Russ.)
17. Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 284–301.
18. Kameda T., Tochintai M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2016, vol. 39, pp. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018.
19. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp.129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
20. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2022, vol. 3, pp. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS.
21. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures. *Chemical Engineering Science*, 2015, vol. 30, pp. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5.
22. Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions. *Chemical Engineering Science*, 2022, vol. 53, Iss. 22, pp. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4.
23. Qiu X., Aidagulov G., Ghommem M., Edelman E. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
24. Otuen E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation. *Surfaces and Interfaces*, 2019, vol. 16, pp. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006.
25. Carvalho R.T.R., Oliveira P.F., Palermo L.C.M., Ferreira A.A.G. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs. *Fuel*, 2019, vol. 238, pp. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003.15.
26. Aryanto A., Kasmungin S., Fathaddin F. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 2, no. 2, pp. 53–59. DOI: 10.33021/jmem.v2i02.322
27. Aulia A., Jeong D., Mohd Saaid I., Kania D., El-Khatib N.A. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, Article 106237
28. Caers J. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2022. Vol. 1, pp. 1–16.
29. Katterbauer K., Arango S., Sun Sh., Hoteit I. Multidata reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 128, pp. 160–176.
30. Yu T., Xie X., Li L., Wu W. Comparison of candidate-well selection mathematical models for hydraulic fracturing. *Fuzzy Systems & Operations Research and Management*. Cham, Springer, 2015. Vol. 367, pp. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8_27

Information about the authors

Denis A. Bychkov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; dab30@tpu.ru; <https://orcid.org/0009-0000-3992-935X>

Pavel N. Zyatikov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk State University, 36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; zpavel@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3926-3206>

Received: 26.09.2024

Revised: 21.10.2024

Accepted: 05.11.2024