ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья *Геотехнология и инженерная геология*

Анализ трансформации напряженного состояния горных пород вблизи горизонтальной скважины при проведении кислотной обработки на основе метода численного моделирования

С.Н.Попов[1], **С.Е.Чернышов**[2]✉, **Ванг Ксяопу**[3]

[1] *Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

[2] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

[3] *Китайский нефтяной университет, Циндао, Китай*

***Как цитировать эту статью*:** Попов С.Н., Чернышов С.Е., Ванг Ксяопу. Анализ трансформации напряженного состояния горных пород вблизи горизонтальной скважины при проведении кислотной обработки на основе метода численного моделирования // Записки Горного института. 2025. Т. 272. № 16413. С. 110-118. EDN VOBTXU

Аннотация

Приведен обзор оценки и моделирования напряженного состояния горных пород в околоствольной зоне горизонтальных скважин при проведении кислотного воздействия на пласт с целью повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа. Разработана численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны продуктивного пласта вскрытого горизонтальным участком ствола скважины на примере одного из нефтяных месторождений Пермского края. Определено распределение физико-механических свойств терригенного коллектора вблизи скважины с учетом трансформации под воздействием глинокислотного реагента для различного периода времени его закачки. Выполнено многовариантное численное моделирование и определено распределение горизонтальных и вертикальных напряжений в околоскважинной зоне с учетом различной величины депрессии на пласт и изменения упруго-прочностных свойств в зависимости от области проникновения глинокислоты. Установлено, что изменение модуля упругости и коэффициента Пуассона под воздействием кислоты приводит к уменьшению напряжений в околоскважинной зоне. Анализ поля распределения напряжений на основе критерия Кулона – Мора показал, что минимальный коэффициент запаса прочности породы даже после воздействия глинокислоты составляет 1,5, таким образом, в рассматриваемых условиях моделирования горизонтальной скважины порода-коллектор остается устойчивой и зон разрушения породы не возникает.

Ключевые слова

горизонтальная скважина; упруго-прочностные свойства; околоскважинная зона; численная модель; метод конечных элементов; напряженное состояние; коэффициент запаса прочности; кислотная обработка; устойчивость стенок ствола скважины

Финансирование

Работа выполнена в рамках Государственного задания «Исследование свойств нефтегазовых пластовых систем при физическом, геомеханическом и физико-химическом воздействии на трудноизвлекаемые запасы углеводородов для повышения эффективности их освоения» (FMME 2025-0010).

Поступила: 20.03.2024 ***Принята: 07.11.2024*** ***Онлайн: 27.02.2025*** ***Опубликована: 25.04.2025***

Введение

Кислотная обработка пласта является одним из наиболее часто применяемых методов для интенсификации притока углеводородов в скважину, а также очистки околоскважинной зоны от компонентов, применяемых при бурении технологических жидкостей [1-3]. Несмотря на высокую эффективность данного метода, он имеет и недостатки – под воздействием кислотных реагентов происходит растворение не только кольматирующих околоскважинную зону веществ, но и минералов скелета породы. С одной стороны, такой эффект проявляется в увеличении проницаемости, с другой – химическое взаимодействие породы и кислоты должно привести к ухудшению упруго-

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2025. Т. 272. С. 110-118
© С.Н.Попов, С.Е.Чернышов, Ванг Ксяопу, 2025

прочностных свойств продуктивных пластов. Если при кислотной обработке карбонатного коллектора воздействие кислотой обычно приводит к появлению «червоточин» [4-6] и не должно существенно повлиять на устойчивость ствола скважины, то для терригенного пласта вследствие растворения межзернового цемента породы будет происходить существенное снижение модуля Юнга и пределов прочности породы-коллектора [7, 8].

При изучении кислотного воздействия на образцах керна часто исследуют влияние данного реагента на проницаемость, а также определяют количество поровых объемов для прорыва кислоты и число Дамкохлера [4, 6, 9]. В то же время весьма слабо изучено влияние кислотных составов на физико-механические свойства пород-коллекторов. В некоторых работах зарубежных специалистов [9-11] изучалось влияние кислотной обработки на динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона, однако исследовались только карбонатные коллекторы и фильтрация небольшого количества порового объема кислотного состава – до его «прорыва» с противоположного торца образцов. Вместе с тем, как показано в публикациях [12-14] на основе исследований образцов керна, в породе-коллекторе могут изменяться фильтрационно-емкостные свойства не только под воздействием физико-химически активных жидкостей, но и изменяющихся эффективных напряжений. В таком случае проявление сопряженных механических и химических эффектов будет еще более интенсивно трансформировать природные свойства горных пород-коллекторов (пористость, проницаемость, физико-механические свойства и др.) и влиять на напряженно-деформированное состояние пласта, устойчивость скважин и их продуктивность (приемистость).

При моделировании кислотного воздействия на пласт обычно исследуется геометрия образующихся червоточин и их влияние на проницаемость [15-17], а также возможные химические реакции взаимодействия реагента с минералами породы [18], однако влияние таких эффектов на напряженно-деформирование состояние околоскважинной зоны и разрушение пород изучено весьма слабо.

Одним из наиболее эффективных методов разработки залежей нефти и газа является применение горизонтальных скважин [19-21], так как в таком случае увеличивается площадь вскрытия продуктивной толщи. Особенно эффективно применение скважин с горизонтальным стволом в низкопроницаемых коллекторах. Такой тип скважин наиболее эффективно применяют при разработке низкопроницаемых пластов [21-24], при этом создают многостадийные трещины гидроразрыва, в том числе используя в виде жидкости гидроразрыва кислотные реагенты [23-25]. Несмотря на то, что эффективность производства ГРП напрямую связана с достоверным определением упруго-прочностных свойств и напряженного состояния пласта, данная проблема практически не исследовалась с точки зрения совместных геомеханических и химических эффектов.

Проблемы устойчивости скважин весьма актуальны в связи с тем, что стенки скважин могут обрушится в процессе бурения и эксплуатации, что может привести к возникновению аварийной ситуации при разработке месторождений нефти и газа, особенно для горизонтальных [26], глубоких и сверхглубоких скважин [27]. Для решения подобного класса задач в настоящее время повсеместно применяют методы 1D геомеханического моделирования [28-30]. Однако такой подход имеет свои недостатки: расчет напряжений обычно производится только на стенке скважины, поэтому нельзя определить их распределение на удалении от стенки; не учитывается конструкция скважины (колонна, цементный камень); не возможен расчет напряженного состояния вблизи перфорационных каналов, либо перфорационные отверстия учитываются в идеальном случае в виде цилиндрических поверхностей [31].

В данной статье на основе применения численного метода конечных элементов рассмотрено, каким образом изменение упруго-прочностных свойств при кислотной обработке влияет на трансформацию напряжений в околоскважинной зоне и устойчивость открытого ствола горизонтальной скважины, вскрывшей терригенный коллектор. Численное моделирование осуществлялось на примере скважины, пробуренной на территории одного из нефтяных месторождений юга Пермского края. В качестве реагента рассматривалась глинокислота, которая достаточно часто применяется для такого типа коллектора, прежде всего из-за способности растворять глинистые частицы [32, 33].

Методология

В публикациях [7, 8] приведены результаты лабораторных экспериментов, в рамках которых изучалось воздействие различного числа поровых объемов кислотного реагента на упруго-прочностные свойства образцов керна, отобранных из терригенного коллектора. Образцы керна имели

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

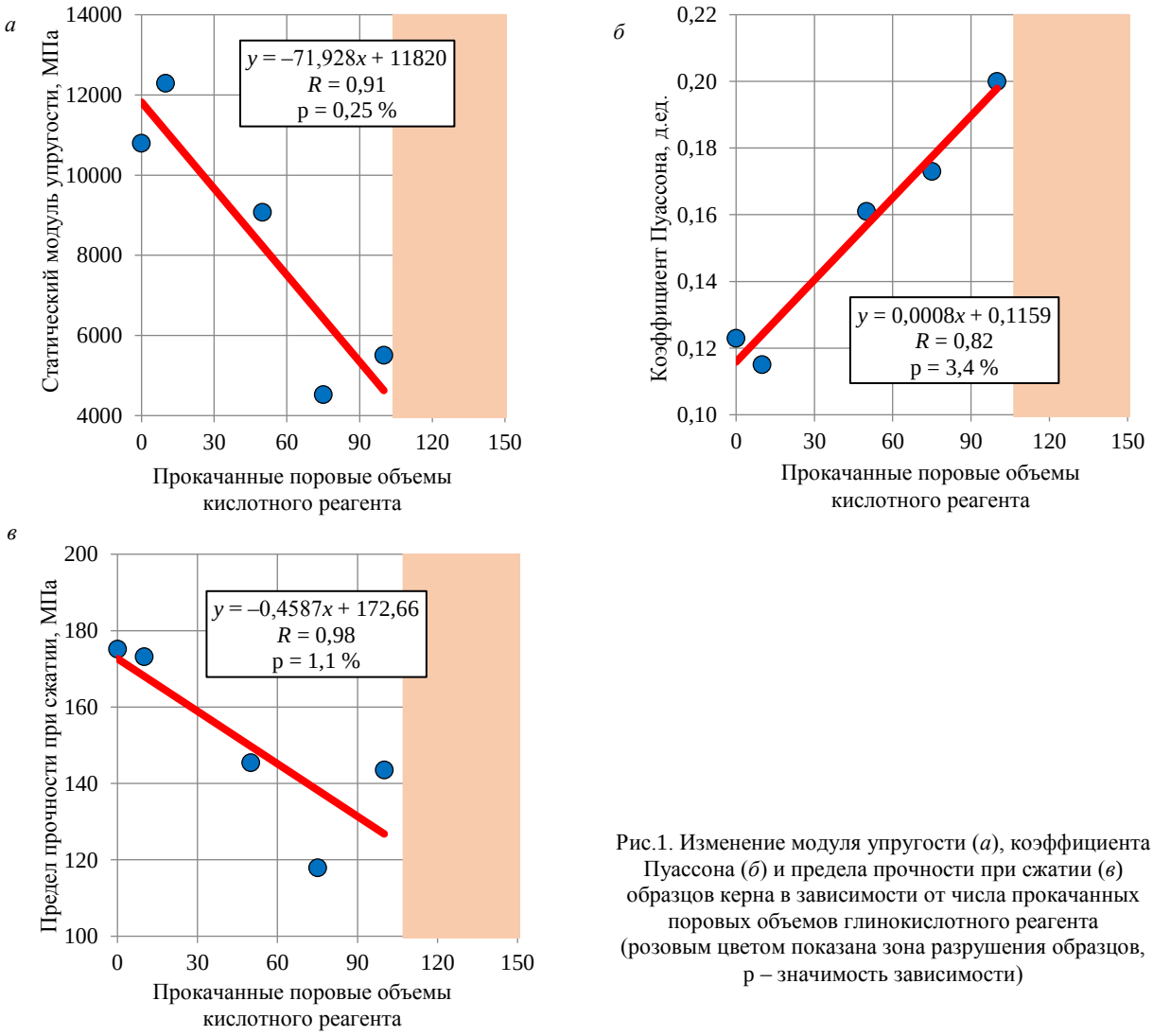


Рис.1. Изменение модуля упругости (*а*), коэффициента Пуассона (*б*) и предела прочности при сжатии (*в*) образцов керна в зависимости от числа прокачанных поровых объемов глинокислотного реагента (розовым цветом показана зона разрушения образцов, p – значимость зависимости)

длину 6 см и диаметр 3 см. В качестве реагента использовалась глинокислота, в состав которой входило 12 % соляной кислоты (HCl) и 3 % плавиковой кислоты (HF). В процессе экспериментов в образцах создавалась остаточная водонасыщенность, а нефтенасыщенность моделировалась с помощью керосина. В начале эксперимента в образцы нагнетали керосин, затем фильтровали различный поровый объем кислотного реагента и выдерживали образцы под его воздействием в течение 4 ч и в конце эксперимента снова нагнетали керосин. В результате исследований было установлено, что кислотная обработка пласта приводит к уменьшению модуля Юнга и предела прочности при сжатии и к увеличению коэффициента Пуассона (рис.1).

Как видно из рис.1, кислотная обработка приводила к уменьшению модуля упругости почти в три раза, предел прочности при сжатии снижался на 18 %, для коэффициента Пуассона наблюдалось увеличение примерно в два раза. При увеличении числа поровых объемов свыше 100 происходило разрушение образцов после фильтрации кислоты, на рис.1 область на графике выше 100 поровых объемов выделена розовым цветом. Приведена значимость зависимости, значение которой составляет менее 5 %, что говорит о применимости использованных соотношений, об этом же свидетельствуют достаточно высокие коэффициенты их корреляций. Зависимости на рис.1 использованы для численного расчета напряженного состояния горизонтальной скважины в условиях проведения кислотной обработки пласта.

Численное моделирование осуществлялось в программном комплексе конечно-элементного моделирования ANSYS [34-36]. В данном программном продукте реализован численный расчет дифференциальных уравнений, описывающий пороупругое поведение твердого тела:

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2025. Т. 272. С. 110-118
© С.Н.Попов, С.Е.Чернышов, Ванг Ксяопу, 2025

$$\begin{cases} \nabla \bullet \sigma + f = 0 \text{ или } \nabla \bullet \left(\sigma' - \alpha p I\right) + f = 0, \\ \alpha \dot{\varepsilon}_V + \dfrac{1}{K_m} \dot{p} + \nabla \bullet q = S, \end{cases}$$

где σ – тензор напряжений; $\bullet$ – оператор производной; $\nabla \bullet$ – оператор дивергенции; σ' – тензор эффективных напряжений; α – коэффициент Био; p – поровое давление; I – единичный тензор второго порядка; f – вектор сил; ε_V – объемные деформации скелета породы; K_m – модуль Био; q – вектор потока флюида; S – источник потока.

Также применяются соотношения для взаимосвязи напряжений и деформаций:

$$\sigma' = D\varepsilon^e,$$

где ε^e – тензор деформаций; D – матрица упругих констант.

Для описания потока флюида в пористой среде использовался закон Дарси:

$$q = -k\nabla p / \mu,$$

где k – тензор проницаемости второго порядка; ∇ – градиент-оператор; μ – вязкость жидкости.

Для расчета поля напряжений в ANSYS создавалась конечно-элементная схема с использованием пороупругого конечного элемента cpt212, включающая участок пласта толщиной 20 м и скважину с открытым стволом радиусом 0,108 м (рис.2). Скважина располагалась в центре пласта на глубине 10 м от его кровли. Из-за симметрии рассматривалась только половина выбранного сечения околоскважинной зоны.

Основные физические характеристики модели для условий рассматриваемого терригенного коллектора одного из нефтяных месторождений юга Пермского края: модуль упругости породы без кислотного воздействия – 11,8 ГПа; коэффициент Пуассона породы без кислотного воздействия – 0,116 д.ед.; коэффициент Био – 0,85 д.ед.; угол внутреннего трения породы – 30 град; глубина пласта – 1500 м; вертикальное напряжение – 33 МПа; горизонтальное напряжение – 15,8 МПа; пластовое давление – 15,5 МПа; депрессия на пласт – 1; 5; 10 МПа. Вертикальное и горизонтальное напряжения рассчитывались для средней глубины залегания пласта 1500 м. В связи с тем, что величина коэффициента Био в экспериментах не определялась, он был взят постоянным, равным 0,85.

В численной модели принимались следующие граничные условия:

• на нижней границе закреплялись перемещения по направлению нормали к поверхности (нулевые перемещения по вертикальной оси);

• к верхней границе прикладывалось вертикальное напряжение, рассчитанное на основе глубины залегания пласта и средней плотности пород вышележащей толщи, равной 2200 кг/м^3;

• к правой боковой поверхности прикладывалось горизонтальное напряжение, определенное на основе вертикального напряжения и величины коэффициента Пуассона породы;



Рис.2. Конечно-элементная схема, используемая для расчета напряженного состояния горизонтальной скважины в условиях проведения глинокислотной обработки пласта

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

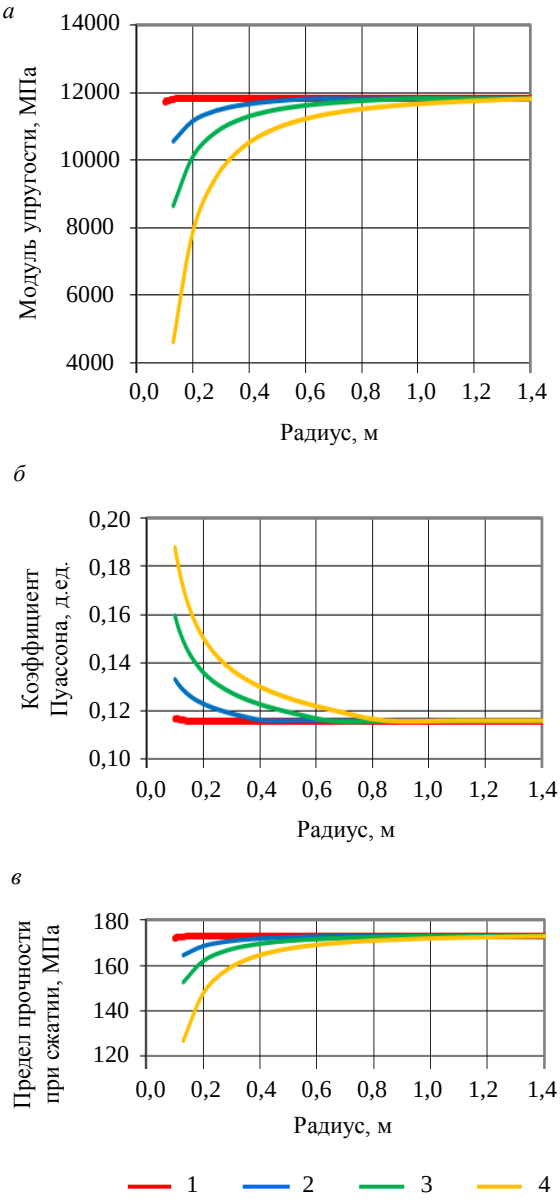


Рис.3. Изменение модуля упругости (*а*), коэффициента Пуассона (*б*) и предела прочности при сжатии (*в*) в зависимости от радиуса удаления от скважины и времени нагнетания глинокислотного реагента

1 – 14 мин; 2 – 4 ч; 3 – 9 ч; 4 – 32 ч

• на левой границе из-за симметрии модели закреплялись перемещения по направлению нормали к поверхности (нулевые перемещения в горизонтальном направлении).

С применением разработанной конечно-элементной модели были проведены многовариантные численные расчеты напряженного состояния околоскважинной зоны, учитывающие постепенное проникновение кислоты в глубину продуктивного пласта. Следует отметить, что при этом не производился расчет нестационарной фильтрации жидкости, а область распространения кислотного реагента бралась на основе данных статьи [7]. На рис.3 показано, как меняются упруго-прочностные свойства пород на различный момент времени фильтрации и воздействия глинокислоты. Изменение данных характеристик учитывает помимо времени фильтрации реагента его воздействие при выдержке образцов без фильтрации в течение 4 ч. В процессе расчетов, кроме трансформации физико-механических свойств, варьировалась также величина депрессии на пласт, имитируя работу скважины после кислотной обработки. Величина депрессии равна 1; 5 и 10 МПа.

Обсуждение результатов

На рис.4, 5 показано распределение горизонтальных и вертикальных напряжений в случае предельных величин депрессий (1 и 10 МПа) и времени закачки глинокислотного реагента (14 мин и 4 ч). Как видно из рис.4, 5, увеличение депрессии в большинстве расчетных вариантов приводит к увеличению величин эффективных напряжений, как горизонтальных, так и вертикальных. При максимальном времени нагнетания кислоты происходит уменьшение максимальных значений эффективных напряжений при одинаковой депрессии на пласт. Минимальные значения эффективных напряжений ведут себя следующим образом: для горизонтальной компоненты напряжений и депрессии 1 МПа они увеличиваются, при депрессии 10 МПа – уменьшаются; для вертикальной компоненты при депрессии 1 и 10 МПа – уменьшаются.

Анализируя рис.4, 5, можно сделать вывод, что прослеживается тенденция к уменьшению напряжений в околоскважинной зоне при кислотной обработке, что связано с изменением упругих характеристик пород. Также следует отметить, что при депрессии 1 МПа в верхней и нижней областях скважины наблюдаются распределение растягивающих напряжений (отрицательные значения). Несмотря на то, что их величина небольшая – максимум 1,78 МПа (рис.4, *а*), предел прочности породы при растяжении может уменьшиться при воздействии кислоты, что может привести к возникновению вывалов пород на данных участках.

На следующем этапе производилась оценка прочности пород-коллекторов вблизи скважины на основе критерия Кулона – Мора. В пласте при расчетах учитывается давление флюида, поэтому данный критерий записывался в следующем виде:

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2025. Т. 272. С. 110-118
© С.Н.Попов, С.Е.Чернышов, Ванг Ксяопу, 2025

$$\sigma_1 - \alpha p = USC + (\sigma_3 - \alpha p)\frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi},$$

где σ_1, σ_3 – главные максимальные и минимальные напряжения; *USC* – предел прочности породы при одноосном сжатии; φ – угол внутреннего трения; p – пластовое давление.

На рис.6 показаны результаты определения коэффициента запаса прочности пород-коллекторов на основе критерия Кулона – Мора при депрессии на пласт 1; 5 и 10 МПа для различного времени закачки реагента. При этом, если данный коэффициент выше 1, то это говорит об устойчивости пород, если меньше 1, то вероятно ее разрушение.

Результаты расчетов показали, что для моделируемых условий разрушение пород-коллекторов не должно происходить, хотя минимальный коэффициент запаса прочности равен 1,5, т.е. породы близки к разрушению. Как видно из рис.6, область с наименьшим коэффициентом запаса прочности находится вблизи боковой поверхности скважины, что вызвано воздействием вертикальных напряжений, которые гораздо больше горизонтальных. Уменьшение упругих свойств вследствие воздействия глинокислотного реагента приводит к уменьшению напряжений и

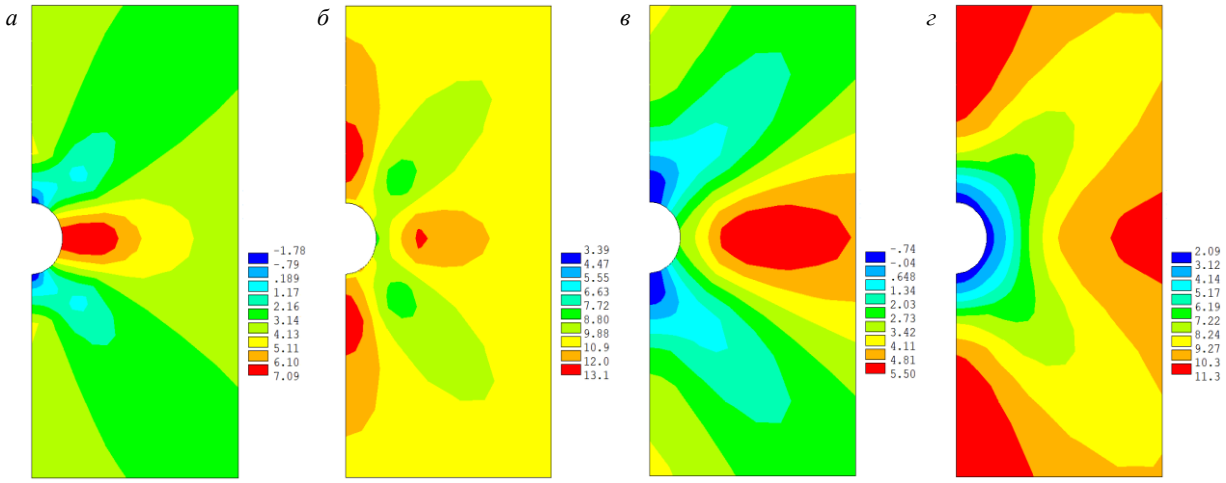


Рис.4. Распределение горизонтальных эффективных напряжений при депрессии 1 (*а*, *в*) и 10 (*б*, *г*) МПа после закачки глинокислотного реагента в течение 14 мин (*а*, *б*) и 4 ч (*в*, *г*)

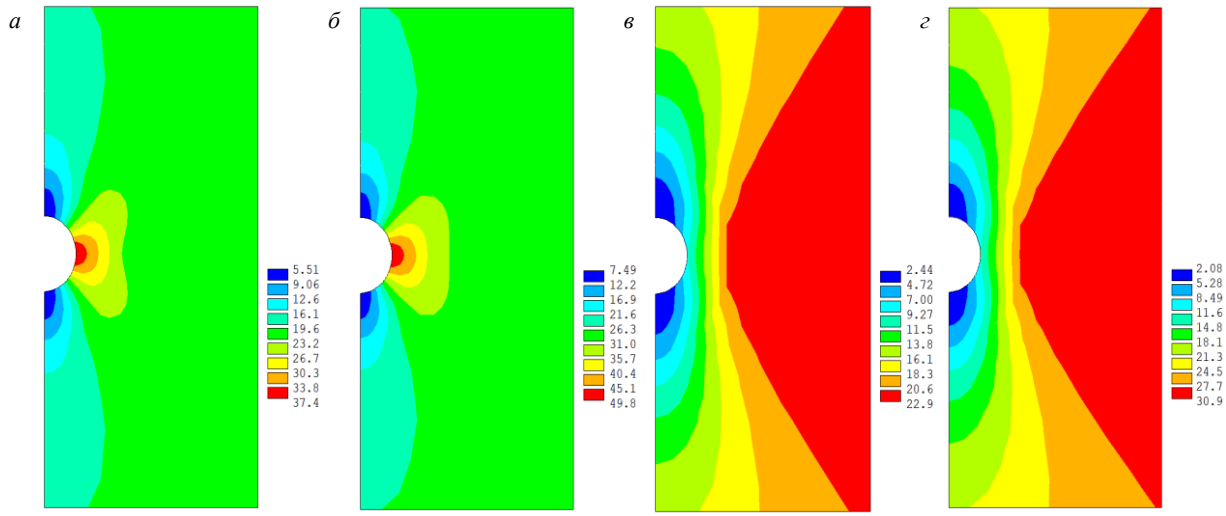


Рис.5. Распределение вертикальных эффективных напряжений при депрессии 1 (*а*, *в*) и 10 (*б*, *г*) МПа после закачки глинокислотного реагента в течение 14 мин (*а*, *б*) и 4 ч (*в*, *г*)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© С.Н.Попов, С.Е.Чернышов, Ванг Ксяопу, 2025

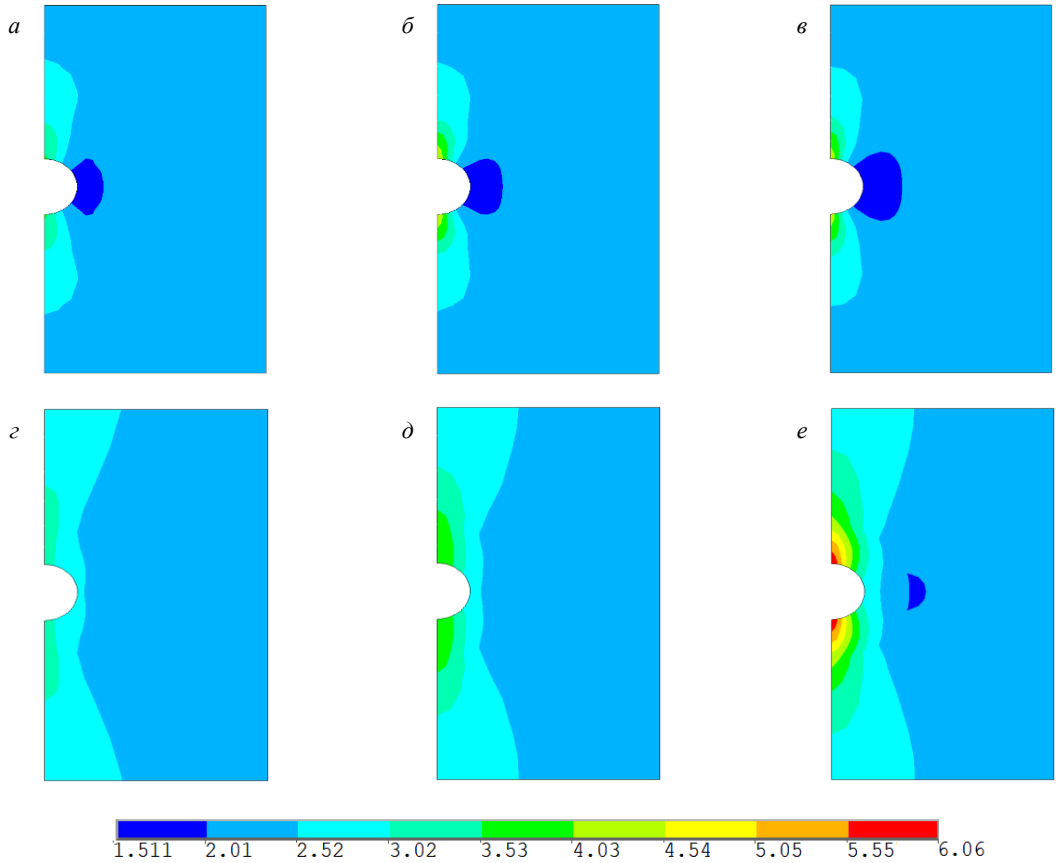


Рис.6. Распределение коэффициента запаса прочности породы вблизи скважины для депрессии 1 (*а*, *г*), 5 (*б*, *д*) и 10 (*в*, *е*) МПа после закачки глинокислотного реагента в течение 14 мин (*а*, *б*, *в*) и 4 ч (*г*, *д*, *е*)

увеличению коэффициента запаса прочности, особенно в верхней и нижней частях скважины (рис.6, *е*), при этом увеличение величины депрессии приводит к увеличению данного параметра в рассматриваемых областях и уменьшению в боковой области скважины.

При дальнейшем изучении рассмотренной проблемы планируется сопоставление промысловых данных по горизонтальным скважинам, в которых будет проводится глинокислотная обработка для оценки вероятности возникновения пескопроявлений в зависимости от времени воздействия и объемов закачки реагента, а также изменения проницаемости в околоскважинной зоне.

Результаты полученных исследований могут быть применимы к терригенным породам-коллекторам Тульского и Бобриковского продуктивных объектов южной группы месторождений Пермского края с близкими фильтрационно-емкостными и физико-механическими свойствами. Отличие в значениях проницаемости приводит к изменению области фильтрации кислоты в зависимости от времени, а отличие в исходных механических свойствах приведет к другим соотношениям, описывающим связь их изменения в зависимости от прокачанных поровых объемов реагента, что может потребовать проведения дополнительных лабораторных и численных экспериментов.

Заключение

На примере терригенного коллектора одного из нефтяных месторождений юга Пермского края проведен анализ напряженного состояния коллектора вблизи открытого ствола горизонтальной скважины с учетом трансформации упруго-прочностных свойств пород под воздействием глинокислотного реагента. По итогам выполненного анализа можно сделать следующие основные выводы:

• В рамках данной работы разработана численная конечно-элементная модель участка терригенного пласта, включающая открытый ствол горизонтальной скважины и позволяющая учитывать изменение упруго-прочностных свойств пород-коллекторов при глинокислотной обработке.

• С использованием разработанной модели проведено многовариантное численное моделирование напряженного состояния коллектора при различных величинах депрессии на пласт и времени фильтрации глинокислотного реагента.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

• Анализ поля распределения напряжений показал, что увеличение депрессии приводит к росту величин эффективных напряжений в коллекторе, а следствием изменения упругих свойств пород под воздействием кислоты является, наоборот, их уменьшение.

• На основе применения критерия Кулона – Мора определено распределение коэффициента запаса прочности пород, которое показало, что коллектор находится в стабильном состоянии как без воздействия глинокислоты, так и при обработке околоскважинной зоны данным реагентом. При этом увеличение депрессии на пласт приводит к уменьшению коэффициента запаса прочности породы, а воздействие кислоты – к его увеличению.

• Разработанная в рамках работы численная модель может быть использована при расчете поля распределения напряжений вблизи горизонтальных скважин для других продуктивных объектов, как с учетом, так и без учета изменения упруго-прочностных свойств под воздействием не только глинокислотного реагента, но и других различных физико-химически активных жидкостей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Peifeng Jia, Chuanzhi Cui, Yingfei Sui et al.* Uniform Acid Cleaning Technology and Its Application in Horizontal Wells with Open Hole Screen Tube // Journal of Physics: Conference Series. 2023. Vol. 2594. № 012052. DOI: 10.1088/1742-6596/2594/1/012052

2. *Ганиев Ш.Р., Лысенков А.В., Гафаров Ш.А.* Разработка алгоритма выбора скважин и технологий солянокислотного воздействия на карбонатные пласты Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2021. № 2. С. 77-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-77-81

3. *Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А.* Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 587-595. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12

4. *Al-Arji H., Al-Azman A., Le-Hussain F., Regenauer-Lieb K.* Acid stimulation in carbonates: A laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 203. № 108593. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108593

5. *Yifan Dong, Yu Lei, Ting Jin et al.* Optimized Acidizing Stimulation Technology Achieves Production Increase in Ultra-High Temperature Carbonate Reservoirs // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 12-14 September 2023, Muscat, Sultanate of Oman. OnePetro, 2023. № SPE-215682-MS. DOI: 10.2118/215682-MS

6. *Alameedy U., Fatah A., Abbas A.K., Al-Yaseri A.* Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: A review // Fuel. 2023. Vol. 349. № 128586. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586

7. *Попов С.Н., Сметанников О.Ю.* Численное моделирование изменения проницаемости и напряженно-деформированного состояния прискважинной зоны продуктивного пласта при совместном воздействии кислотного состава и изменяющихся эффективных напряжений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 12. С. 45-53.

8. *Plotnikov V.V., Rehachev P.N., Barkovsky N.N. et al.* The Effect of Acid Treatments on the Bottom Zone of Clastic Reservoir Rocks of Perm Region // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. OnePetro, 2016. № SPE-182063-MS. DOI: 10.2118/182063-MS

9. *Mustafa A., Alzaki T., Aljawad M.S. et al.* Impact of acid wormhole on the mechanical properties of chalk, limestone, and dolomite: Experimental and modeling studies // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 605-616. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.11.249

10. *Alameedy U., Alhaleem A.A., Isah A. et al.* Effect of acid treatment on the geomechanical properties of rocks: an experimental investigation in Ahdeb oil field // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2022. Vol. 12. Iss. 12. P. 3425-3441. DOI: 10.1007/s13202-022-01533-x

11. *Jahani N., Berge G., Haugen B.* Prediction of Rock Strength with Matrix Acidizing Stimulation and Induced Wormhole by Computational Simulation Methods // ISRM Regional Symposium – EUROCK 2014, 27-29 May 2014, Vigo, Spain. OnePetro, 2014. № ISRM-EUROCK-2014-213.

12. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Сопоставление подходов к оценке сжимаемости порового пространства // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С.1008-1017. DOI: 10.31897/PMI.2022.97

13. *Петраков Д.Г., Пеньков Г.М., Золотухин А.Б.* Экспериментальное исследование горного давления на проницаемость песчаника // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 244-251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24

14. *Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Химуля В.В., Шевцов Н.И.* Определение параметров направленной разгрузки пласта на основе физического моделирования на установке истинно трехосного нагружения // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 906-914. DOI: 10.31897/PMI.2022.95

15. *Турегелдиева К.А., Жапбасбаев У.К., Асилбеков Б.К., Золотухин А.Б.* Моделирование кислотной обработки призабойной зоны скважины с учетом ее ухудшенных фильтрационно-емкостных характеристик (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. С. 108-110.

16. *Deng J., Mou J., Hill A.D., Zhu D.* A New Correlation of Acid-Fracture Conductivity Subject to Closure Stress // SPE Production & Operation. 2012. Vol. 27. Iss. 2. P. 158-169. DOI: 10.2118/140402-PA

17. *Mingwei Wang, Wen Zhou, Song Li, Wen Wu.* Simulated Investigation in Wormhole Expansion Law of Gelling Acid Etching and Its Influencing Factors in Deep Carbonate Reservoirs // Gels. 2022. Vol. 8. Iss. 8. № 470. DOI: 10.3390/gels8080470

18. *Хасанов М.М., Мальцев А.А.* Моделирование кислотной обработки полимиктового коллектора // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 678-687. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.7

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

19. *Сулейманова М.В., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И.* Опыт применения нагнетательных горизонтальных скважин при разработке терригенных коллекторов на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 1. С. 23-27. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-1-23-27

20. *Деряев А.Р.* Управление траекторией скважины и контроль за пространственным положением ствола // SOCAR Proceedings. 2023. Спец. вып. № 2. С. 1-6. DOI: 10.5510/OGP2023SI200870

21. *Муртазин Р.Р., Аксаков А.В., Ямилев И.М. и др.* Исследование развития продольных трещин при проведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2023. № 2. С. 90-94. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-2-90-94

22. *Осоргин П.А., Кашапов А.А., Егоров Е.Л. и др.* Опыт реализации систем разработки на основе горизонтальных скважин с множественными гидроразрывами пласта на Приобском лицензионном участке ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 6. С. 38-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-6-38-43

23. *Li W., Chen L., Wang X. et al.* Acid Fracturing Technology and Effect Evaluation of Carbonate Horizontal Well in Fuman Oilfield // Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2679. № 012010. DOI: 10.1088/1742-6596/2679/1/012010

24. *Fei Liu, Yu Fan, Li Li et al.* Case Study of Successfully Staged Acid Fracturing on the Ultra-Deep Horizontal Well for the Qixia Fm HTHP Tight Carbonate Gas Reservoir in China // Frontiers in Energy Research. 2022. Vol. 10. № 917740. DOI: 10.3389/fenrg.2022.917740

25. *Safari R., Smith C., Fragachan F.* Improved Recovery of Carbonate Reservoir by Optimizing Acidizing Strategy; Coupled Wellbore, Reservoir, and Geomechanical Analysis // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November 2017, Abu Dhabi, United Arab Emirates. OnePetro, 2017. № SPE-188683-MS. DOI: 10.2118/188683-MS

26. *Козырев А.С., Ермолаев Н.И., Мишин А.В. и др.* Технические решения по стабилизации ствола горизонтальных скважин при наличии угольных отложений // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 28-33. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-28-33

27. *Двойников М.В., Сидоркин Д.И., Юртаев С.Л. и др.* Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с целью поиска и разведки новых месторождений полезных ископаемых // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 945-955. DOI: 10.31897/PMI.2022.55

28. *Лутфуллин А.А., Гирфанов И.И., Усманов И.Т., Сотников О.С.* Создание отечественного программного обеспечения для геомеханического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 49-52. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-7-49-52

29. *Tappi N., Cherdasa J.R.* 1D Geomechanical Model For Wellbore Stability in Z Field, Y Well Sanga Sanga Working Area, Kutai Basin // Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology. 2023. Vol. 8. № 02-2. P. 72-84. DOI: 10.25299/jgeet.2023.8.02-2.13871

30. *Linsheng Wang, Xinpu Shen, Baocheng Wu et al.* Integrated Analysis of the 3D Geostress and 1D Geomechanics of an Exploration Well in a New Gas Field // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 2. № 806. DOI: 10.3390/en16020806

31. *Fallahzadeh S.H., Shadizadeh S.R., Pourafshary P., Zare M.R.* Modeling the Perforation Stress Profile for Analyzing Hydraulic Fracture Initiation in a Cased Hole // Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July – 7 August, 2010, Tinapa – Calabar, Nigeria. OnePetro, 2010. № SPE-136990-MS. DOI: 10.2118/136990-MS

32. *Магадова Л.А., Сиротин А.Н., Пахомов М.Д., Давлетов З.Р.* Определение растворяющей способности фторсодержащих кислотных систем по отношению к кварцевой составляющей породы терригенного коллектора // Территория «Нефтегаз». 2020. № 7-8. С. 72-80.

33. *Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д., Давлетов З.Р.* Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора // Нефтепромысловое дело. 2015. № 9. С. 31-36.

34. *Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В. и др.* Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732-743. DOI: 10.31897/PMI.2022.51

35. *Jiecheng Zhang, Moridis G., Blasingame T.* Message Passing Interface (MPI) Parallelization of Iteratively Coupled Fluid Flow and Geomechanics Codes for the Simulation of System Behavior in Hydrate-Bearing Geologic Media. Part 1: Methodology and Validation // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2022. Vol. 25. Iss. 03. P. 600-620. DOI: 10.2118/206161-PA

36. *Харламов С.Н., Джанхорбани М., Зайковский В.В.* Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Часть 1. Моделирование структуры дисперсных частиц // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 10. С. 34-48. DOI: 10.18799/24131830/2023/10/4433

***Авторы*: Сергей Николаевич Попов,** *д-р техн. наук, заведующий лабораторией, https://orcid.org/0000-0002-1110-7802* (*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*), **Сергей Евгеньевич Чернышов,** *д-р техн. наук, заведующий кафедрой, nirgnf@bk.ru, https://orcid.org/0000-0002-2034-3014* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **Ванг Ксяопу,** *д-р наук, профессор, https://orcid.org/0000-0003-1013-2691* (*Китайский нефтяной университет, Циндао, Китай*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0