ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.245.5

Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования

С.Е.ЧЕРНЫШОВ[1]✉, **С.Н.ПОПОВ**[2], **С.В.ВАРУШКИН**[3], **А.А.МЕЛЕХИН**[1], **С.Н.КРИВОЩЕКОВ**[1], **ШАОРАН РЕН**[4]

[1] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*
[2] *Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*
[3] *ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия*
[4] *Китайский нефтяной университет, Циндао, Китай*

***Как цитировать эту статью*:** Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В., Мелехин А.А., Кривощеков С.Н., Шаоран Рен. 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

Аннотация. В статье представлены результаты анализа геологического строения отложений фаменского яруса девонской системы на территории Пермского края. Выполнено численное моделирование распределения неоднородного поля напряжений вблизи скважины для двух рассматриваемых типов перфорации. С учетом геометрии формируемых перфорационных каналов созданы численные конечно-элементные модели околоскважинных зон с учетом щелевой и кумулятивной перфорации. Определено, что при проведении щелевой перфорации создаются условия для существенного восстановления эффективных напряжений и, как следствие, восстановления проницаемости породы-коллектора. Область восстановления напряжений находится вблизи скважины в пределах радиуса, равного длине щелей, и зависит от величины депрессии на пласт, с ее увеличением области уменьшаются. По результатам оценки областей разрушения установлено, что при создании щелевой перфорации коллектор в околоскважинной зоне остается достаточно устойчивым и зоны разрушения могут возникнуть только при депрессиях от 10 МПа и выше. Противоположная ситуация была получена для кумулятивной перфорации, зоны разрушения вблизи отверстий возникают уже при депрессии 2 МПа. В целом анализ результатов численного моделирования напряженного состояния для двух моделируемых типов перфорации говорит о том, что щелевая перфорация обладает большей эффективностью по сравнению с кумулятивной. В то же время окончательный вывод можно будет сделать по результатам определения закономерностей изменения проницаемости рассматриваемых горных пород под воздействием изменяющихся эффективных напряжений и выполнения расчетов величины дебитов скважин после создания рассмотренных типов перфорационных каналов.

***Ключевые слова*:** заканчивание скважин; методы вторичного вскрытия продуктивных пластов; численное моделирование; эффективные напряжения; проницаемость коллектора

Благодарность. Исследование проведено при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках реализации программы деятельности Пермского научно-образовательного центра мирового уровня «Рациональное недропользование».

Поступила: 21.12.2021 ***Принята: 20.06.2022*** ***Онлайн: 07.11.2022*** ***Опубликована: 10.11.2022***

Введение. Сырьевой комплекс – очень важный элемент мировой экономики [1]. На современном этапе развития топливно-энергетический сырьевой комплекс должен обеспечивать рациональное использование природных ресурсов за счет применения наиболее эффективных технологий разработки месторождений углеводородов [2]. Качественное вскрытие и освоение продуктивных объектов является основой для беспрепятственной фильтрации флюидов из пласта в скважину [3]. Сложнопостроенные карбонатные отложения являются одним из наиболее перспективных источников увеличения ресурсной базы углеводородов во всем мире [4-6]. В статье рассматриваются вопросы вторичного вскрытия фаменских карбонатных продуктивных отложений, расположенных на территории юго-востока Пермского края.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Отложения фаменского яруса девонской системы на территории Пермского края только недавно стали перспективным объектом для поисков и добычи нефти. Первые нефтепроявления в фаменских отложениях были зафиксированы в середине XX века, но вплоть до 90-х годов не имели промышленного значения [7]. Изучению перспектив нефтегазоносности фаменских отложений Волго-Уральской провинции посвящены многочисленные работы отечественных геологов (В.М.Проворов, В.И.Галкин, Т.В.Карасева, Г.Ф.Ульмишек и др.). Наиболее актуальными исследованиями фаменских отложений Волго-Уральской провинции являются работы [8-10], где рассмотрены литолого-фациальные и биостратиграфические особенности, закономерности пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойства (ФЕС) коллекторов фаменской толщи, указывающие на высокую перспективность данного интервала. Важно отметить, что фаменские отложения входят в состав углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа. В работах [11-13] рассмотрены геохимические особенности разреза фамена, который характеризуется высокими показателями содержания органического вещества сапропелевого и смешанного типа. Проблема перспектив нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего девона являются предметом обсуждения и на территории Тимано-Печорской провинции. В работах [14-16] подробно рассмотрены литогенетические особенности (литотипы, вторичные процессы преобразования), коллекторские свойства, закономерности строения и распространения пород-коллекторов фаменских отложений Центрально-Хорейверской рифогенной зоны. Из анализа приведенных работ следует, что фаменская толща характеризуется геологической неоднородностью разреза, обусловленной цикличностью процесса седиментации и различными литолого-фациальными обстановками. Установлено, что важнейшими вторичными процессами преобразования пород являются трещиноватость и выщелачивание. К наиболее высокоемким типам коллекторов относятся порово-каверновый и порово-трещинно-каверновый. В совокупности цикличность разреза и различные литолого-фациальные зоны являются главными факторами, влияющие на пространственное распределение коллекторов фаменских отложений.

В настоящий момент карбонатная толща фаменского яруса слабо изучена геофизическими методами и бурением по сравнению с основными нефтегазоносными комплексами Пермского края. Отложения фаменского яруса широко распространены на исследуемой территории и представлены повсеместно известняками и доломитами с изменчивой долей сульфатных и глинистых пород суммарной мощностью от 100 (в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов) до 400-500 м (в пределах фаменских рифов барьерного типа) [17]. В разрезе фаменского яруса выделяется пять продуктивных пластов – с Фм1 по Фм5. Залежи нефти залегают на глубинах от 1560 до 2355 м [18]. До начала 1990-х годов в большинстве случаев в данном интервале разреза не проводились опробования, испытания и отбор керна. В результате проведения геологоразведочных работ, начиная с 1990 г., на юге и юго-востоке Пермского края в отложениях фаменского яруса верхнедевонского отдела были выявлены промышленные залежи нефти на 23 месторождениях, общие извлекаемые запасы нефти составили более 12 млн т [18]. Таким образом, открытие фаменских залежей расширяет диапазон продуктивности разреза, увеличивая перспективы поиска и разработки новых объектов в регионе, что в свою очередь требует всестороннего изучения объектов и технологий их добычи.

Объектом интереса в данной статье является бортовой биогермный тип разреза фаменского яруса, расположенный в краевой части Башкирского свода. Данная зона подразделяется на два типа разреза – бортовой малопроницаемый и ботовой палеокарстовый [9].

На территориях Тимано-Печорской [14, 16, 19] и Волго-Уральской провинций [9, 20, 21] особенностью фаменских отложений является их исключительная неоднородность в виде циклов осадконакопления, представленных переслаиванием (ритмами) слабопроницаемых и пористых известняков. Слабопроницаемые ритмы сложены плотными известняками мелкозернистой структуры с незначительным присутствием глинистых отложений. Пористые известняки характеризуются кавернозной текстурой. Один из важных признаков фаменских карбонатных отложений – развитие систем трещин [22].

Преимущественное развитие пустотности связанно со структурным фактором, литолого-фациальной зональностью и вторичными процессами (карстообразование, доломитизация, сульфитизация), происходившими в карбонатной толще [23]. Коллекторами в данном случае являются

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

массивные рифогенные карбонаты и различные прослои среди плотных пород. Наличие зон хороших коллекторов подтверждается получением высоких дебитов нефти на ряде месторождений. Значения фильтрационно-емкостных свойств (пористости, проницаемости и нефтенасыщенности) варьируют в широких пределах.

В совокупности сложное геологическое строение отражается на различии ФЕС даже в рамках одного месторождения (залежи), что приводит к отличию результатов опробований скважин, по начальным дебитам, продуктивности скважин и динамике отбора.

Для анализа выбраны две скважины, пробуренные в северной части Башкирского свода в бортовой биогермной фациальной зоне (рис.1). Скважина № 291 пробурена на Павловской площади в пределах Восточно-Деткинской структуры. Скважина относится к бортовому палеокарстовому типу. Коллекторы в данном типе разреза имеют рифовый первоначальный генезис, но при этом сильно преобразованы вторичными (карстовыми) процессами, что положительно сказывается на ФЕС. Скважина № 17 расположена на Трушниковской площади в пределах одноименной локальной структуры и соответствует бортовому малопроницаемому типу.

Фаменские отложения в скважине Павловская-291 вскрыты в интервале 1572,9-1800,6 м. Нефтенасыщенные коллекторы встречены на глубинах 1738,6-1753,9 м и сложены известняками коричневато-серыми, массивными, мелко- и скрытокристаллическими, плотными, крепкими, кавернозными. Породы-коллекторы относятся к смешанному (порово-каверновому) типу. При испытании в процессе бурения продуктивного пласта Фм4 за 13 мин получен приток сильногазированной нефти объемом 5,039 м^3. В результате опробования пласта Фм4 был получен приток нефти с водой дебитом $Q_н$ = 17,7 т/сут и $Q_в$ = 10,2 т/сут.

В скважине Трушниковская-17 отложения фаменского яруса залегают на глубинах 1470,9-1715,3 м. В интервале 1618,7-1654,0 м выявлены нефтенасыщенные коллекторы, относящиеся к поровому и порово-каверновому типам. Породы-коллекторы сложены известняками серыми, коричневато-серыми, средне- и крупнокристаллическими, массивными, в основном плотными, местами пористыми, крепкими. Коллектор характеризуется наличием трещиноватости. Трещины минерализованные, открытые, субгоризонтальные, разнонаправленные, часто угасающие, длиной от 3 до 10 см, раскрытость трещин по слою в среднем до 0,25-0,3 мм, стенки трещин выполнены кальцитом с примазками битума и нефти, либо заполнены нефтью. При опробовании скважины получен непромышленный приток нефти с водой и газом дебитом $Q_ж$ = 0,6 м^3/сут.

Несмотря на то, что коллекторы сложены одновозрастными породами, дебиты скважин значительно отличаются. Возможной причиной такого притока является способ вторичного вскрытия продуктивных пластов. Обе скважины в интервалах продуктивной толщи были вскрыты кумулятивной перфорацией. Вскрытие продуктивных интервалов кумулятивной перфорацией приводит к изменению первоначального напряженно-деформированного состояния (НДС) продуктивных пластов вблизи скважины и, в ряде случаев, проблемам при вызове притока.

Учитывая разную успешность работ по освоению одновозрастных продуктивных объектов, а также результаты ранее выполненных работ по оценке влияния изменяющегося среднего эффективного напряжения на проницаемость горных пород, необходимо оценить влияние формируемых перфорационных каналов на НДС коллектора в околоскважинной зоне [24].

При моделировании НДС фаменских карбонатных отложений рассматривались два вида перфорационных каналов, создаваемых при кумулятивной и щелевой перфорациях [25-27].

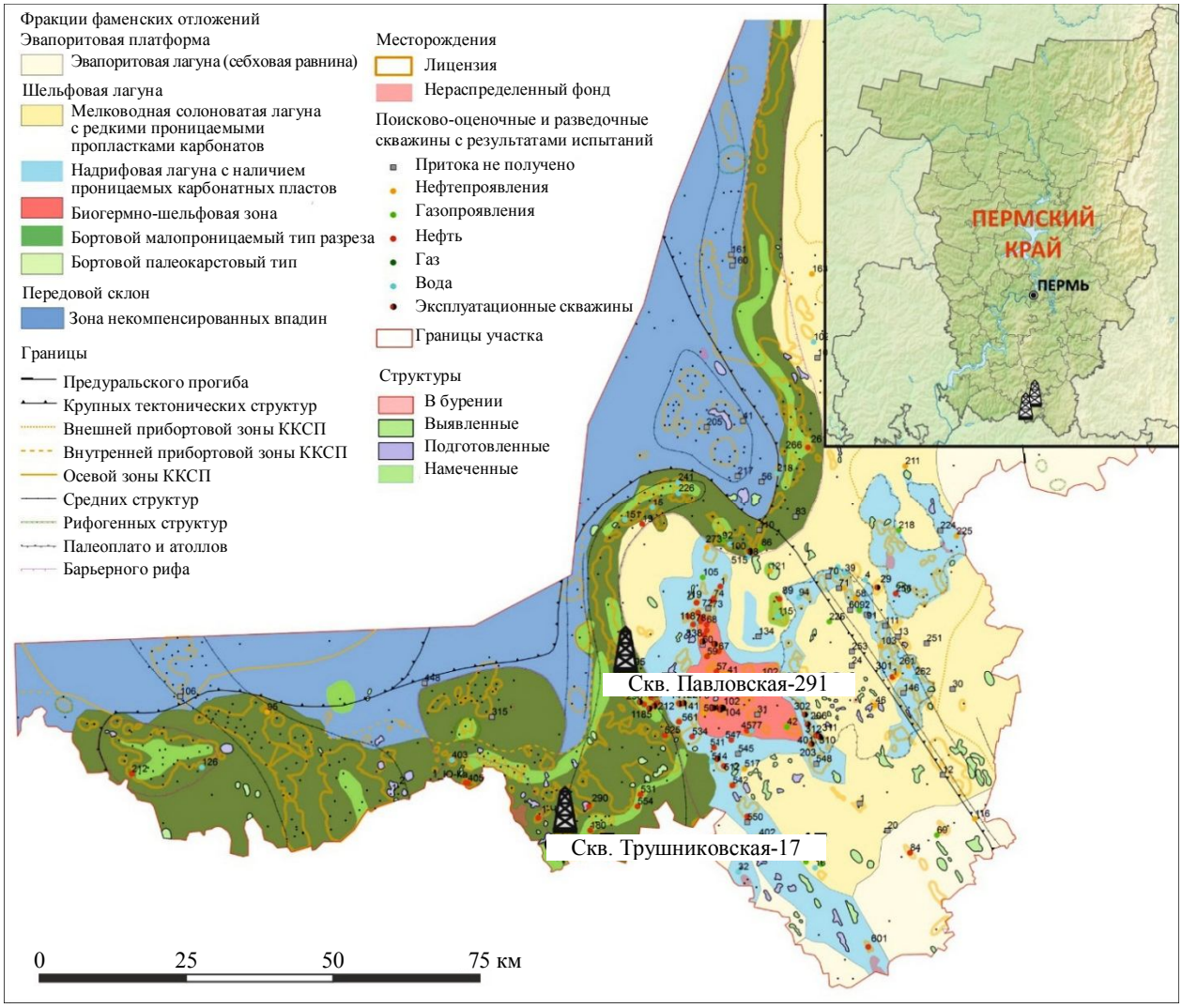
В научной литературе проблема численного моделирования НДС вблизи перфорационных каналов и отверстий освещена весьма слабо, исключение составляют публикации, посвященные щелевой [24, 28, 29] и кумулятивной [30-32] перфорации. Однако эти работы посвящены лишь отдельным аспектам моделирования данных типов перфораций. В работах [32, 33] рассмотрена проблема деформирования колонны при создании кумулятивных отверстий и отсутствует анализ напряжений в породе-коллекторе. В публикации [34] моделировался вынос песка при создании перфорационного отверстия на основе дискретной модели. В то же время сопоставительный анализ эффективности проведения щелевой и кумулятивной перфорации применительно к конкретному продуктивному объекту в приведенных публикациях отсутствует.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.51

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732-743
© С.Е.Чернышов, С.Н.Попов, С.В.Варушкин, А.А.Мелехин, С.Н.Кривощеков, Шаоран Рен, 2022

а



б

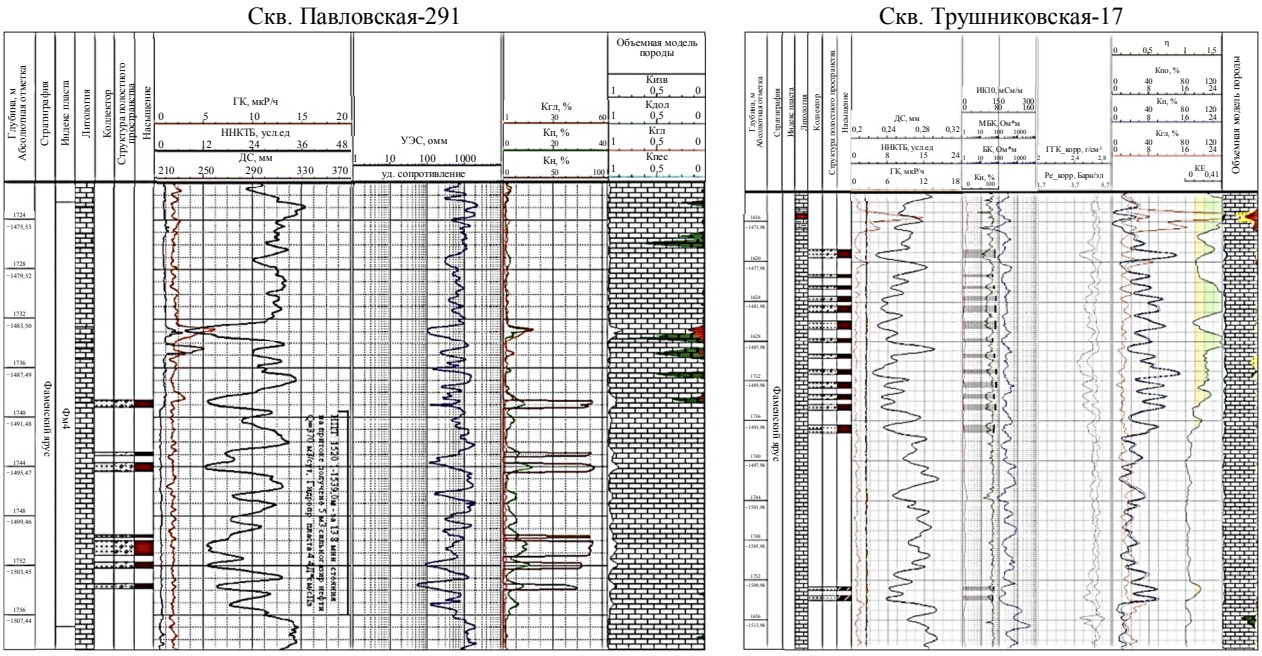


Рис.1. Литолого-фациальная схема фаменских отложений юга Пермского края (*а*)
и результаты интерпретации ГИС скважин Павловская-291 и Трушниковская-17 (*б*)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732-743 DOI: 10.31897/PMI.2022.51
© С.Е.Чернышов, С.Н.Попов, С.В.Варушкин, А.А.Мелехин, С.Н.Кривощеков, Шаоран Рен, 2022

Таким образом, основной целью исследования является разработка численных конечно-элементных моделей околоскважинной зоны с учетом геометрии каналов щелевой и кумулятивной перфорации на основе обобщения геологической информации и промысловых исследований скважин. Выполнено многовариантное численное моделирование при различных режимах работы скважин и определение наиболее эффективного метода вторичного вскрытия рассматриваемого продуктивного объекта, а также разработка рекомендаций по оптимизации режимов работы скважин для двух рассматриваемых типов перфорации.

Методология. Для анализа эффективности вскрытия продуктивных пластов, представленных фаменскими карбонатными отложениями, методами кумулятивной и щелевой перфорации выполнен анализ неоднородного поля напряжений в околоскважинной зоне вблизи перфорационных отверстий.

Для расчета напряженно-деформированного состояния применялся программный комплекс конечно-элементного моделирования ANSYS [29, 35]. В данном программном продукте реализованы соотношения, описывающее пороупругое поведение пористой среды, и он успешно применяется для решения задач геомеханики при разработке месторождений углеводородов [36, 37]. Использованное программное обеспечение хорошо зарекомендовало себя при численных расчетах задач геомеханического моделирования [33, 38, 39], особенно при учете сложной геометрии щелевых и перфорационных отверстий [32, 40].

При моделировании пороупругого тела в ANSYS предусмотрено использование конечных элементов CPT215 или CPT216, имитирующих поровый коллектор, при этом производится численный расчет дифференциальных уравнений, описывающих основные принципы теории Био. Учитывается связь между эффективными напряжениями и упругими деформациями твердого тела. В систему численных расчетов входит уравнение закона Дарси.

Для численного моделирования НДС при создании щелевой и кумулятивной перфорации были созданы конечно-элементные схемы околоскважинных зон (рис.2). Симметрия моделей позволяет рассмотреть только сектор цилиндрической области в 90°, при этом внутренний радиус для обоих моделей равнялся радиусу скважины 0,108 м, внешний радиус схемы составил 5 м для модели с щелевой перфорацией и 3 м для модели с кумулятивной перфорацией, толщина моделей – 0,75 и 0,167 м, соответственно. Для модели с щелевыми каналами создавалось две щели со смещением 90°, сечение задавалось в виде эллипса, который имел длины полуосей 0,02 и 0,4 м, высота щелей равна 0,25 м (рис.2, *а*). Для модели с кумулятивной перфорацией также создавались два отверстия со смещением 90°, что соответствует плотности перфорации 12 отверстий на 1 м длины ствола скважины. Геометрия отверстий представляла собой вытянутый эллипсоид с радиусами 0,3 и 0,006 м.

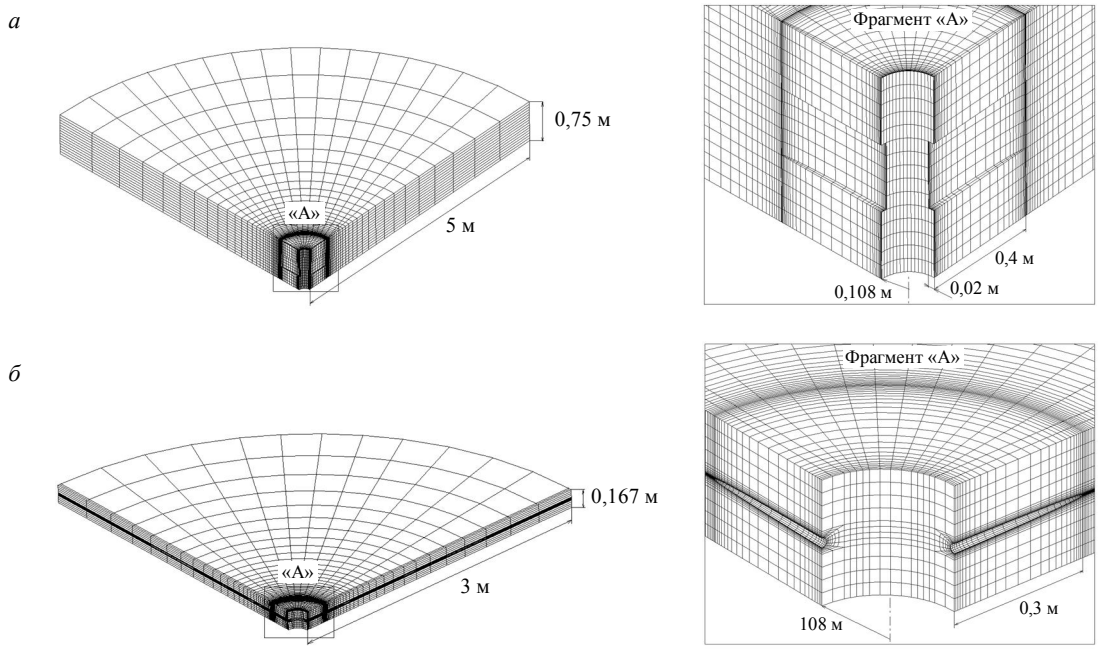


Рис.2. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая для моделирования изменения НДС при создании щелевой (*а*) и кумулятивной (*б*) перфорации

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Расчеты производились на примере фаменских отложений (Фм4) Трушниковского и Павловского месторождений юга Пермского края. В табл.1 приведены основные геометрические характеристики моделей, в табл.2 механические свойства горных пород и величины давлений, используемые в расчетах. Данные параметры определялись на основе геолого-промысловых исследований и лабораторных испытаний образцов керна, а также на основе существующих исследований физико-механических свойств карбонатных пород-коллекторов региона рассматриваемых месторождений. Как видно из табл.2, упруго-прочностные свойства данных продуктивных объектов отличаются весьма незначительно, в основном за счет того, что коллектор фаменских отложений Павловского месторождения несколько более пористый.

При моделировании задавались следующие граничные условия:

- давление в скважине (забойное давление) как разница между начальным пластовым давлением (давление на контуре питания) и депрессией на пласт;
- внутри скважины закреплялись перемещения в направлении осей x и y, имитируя закрепленную скважину;

Таблица 1

Геометрические характеристики конечно-элементных моделей

Характеристика	Щелевая перфорация	Кумулятивная перфорация
Внешний радиус модели, м	5	3
Толщина модели, м	0,75	0,167
Радиус скважины, м	0,108	0,108
Радиус контура питания, м	250	250
Длина перфорационного канала, м	0,4	0,3
Максимальная ширина щели, диаметр кумулятивной перфорации, м	0,02	0,012

Таблица 2

Механические свойства породы и величины давлений

Характеристика	Трушниковское месторождение	Павловское месторождение
Модуль упругости, ГПа	30	28
Коэффициент Пуассона, д.е.	0,3	0,3
Коэффициент Био, д.е.	0,55	0,6
Предел прочности при одноосном сжатии, МПа	35	30
Угол внутреннего трения, град	32	30
Глубина пласта, м	1680	1790
Вертикальное напряжение, МПа	42	45
Горизонтальное напряжение, МПа	24	25,6
Пластовое давление, МПа	17,5	18,6
Депрессия на пласт, МПа	2-10	2-10

- давление на контуре модели определялось из соотношения

$$p = p_b - \Delta p \frac{\ln r / r_w}{\ln r_b / r_w}, \quad (1)$$

где p – определяемая величина давления, МПа; p_b – давление на контуре питания, МПа; Δp – депрессия на пласт, МПа; r_b – радиус контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; r – радиус от центра скважины, для которого определяется величина давления, м;

- давление на поверхности щели и кумулятивного отверстия задавалось по линейной зависимости от радиальной координаты: при радиусе, равном радиусу скважины, давление равнялось забойному, а в вершине перфораций давление определялось из соотношения (1) при радиусе, равном длине перфорационного канала плюс радиус скважины;
- на левой, правой и нижней границах модели (рис.2, *б*) закреплялись перемещения по нормали к поверхности;

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732-743 DOI: 10.31897/PMI.2022.51
© С.Е.Чернышов, С.Н.Попов, С.В.Варушкин, А.А.Мелехин, С.Н.Кривощеков, Шаоран Рен, 2022

• на верхней горизонтальной поверхности модели прикладывалась величина вертикальных напряжений от вышележащей толщи пород.

Расчеты производились для двух вариантов: для щелевой перфорации – расчет обсаженного ствола без перфорации и с перфорацией; для кумулятивной перфорации – расчет начальных напряжений в пласте без скважины и перфорационных отверстий и с перфорацией. На основе двух указанных этапов расчета определялась разница в средних напряжениях между первым и вторым расчетным вариантом для анализа изменения поля напряжений вблизи перфорационных отверстий.

Следует отметить, что в связи с определенными особенностями учета при моделировании околоскважинной зоны цементного камня и колонны, на данном этапе исследований крепление скважины учитывалось только за счет задания граничных условий в виде нулевых перемещений стенок скважины в горизонтальной плоскости, а также задания непроницаемой стенки скважины.

Величина изменения средних эффективных напряжений вычислялась в каждом конечном элементе модели из следующего соотношения:

$$\Delta\sigma = \frac{\left(\sigma_1^{(1)} + \sigma_2^{(1)} + \sigma_3^{(1)}\right) - \left(\sigma_1^{(0)} + \sigma_2^{(0)} + \sigma_3^{(0)}\right)}{3\left(\sigma_1^{(0)} + \sigma_2^{(0)} + \sigma_3^{(0)}\right)} \cdot 100, \qquad (2)$$

где $\Delta\sigma$ – изменение среднего эффективного напряжения, %; σ_1, σ_2, σ_3 – главные эффективные напряжения (верхние индексы соответствуют этапу расчета), МПа.

Для оценки устойчивости пород и возникновения участков с пластическими деформациями использовался критерий Кулона – Мора в главных эффективных напряжениях:

$$\sigma_1 - \alpha p = \sigma_c + (\sigma_3 - \alpha p)\frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi}, \qquad (3)$$

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

Результаты. На рис.3-6 представлены некоторые из полученных результатов численных расчетов. По результатам моделирования установлено, что давление в околоскважинной зоне для кумулятивной и щелевой перфорации распределено достаточно равномерно и отражает логарифмическую зависимость данной характеристики в пласте, в зоне, удаленной от перфорации, и соответствует линейной зависимости на стенке щелей и стенке кумулятивных отверстий.

Как видно из рис.3, *а*, участки коллектора с минимальным средним напряжением находятся на поверхностях стенок щелей, т.е. должны иметь максимальную проницаемость. Максимальные средние напряжения сконцентрированы в вершинах щелей и отражают, наоборот, области с наибольшим снижением проницаемости.

Об эффективности применения щелевой перфорации говорят результаты расчетов, представленные на рис.4, на которых показано распределение области восстановления напряжений, полученное согласно зависимости (2). Как видно из рис.4, после создания щелевой перфорации внутри области, ограниченной радиусом, равным длине щелей, образуется зона снижения эффективных напряжений, т.е. в этой области должно происходить восстановление проницаемости.

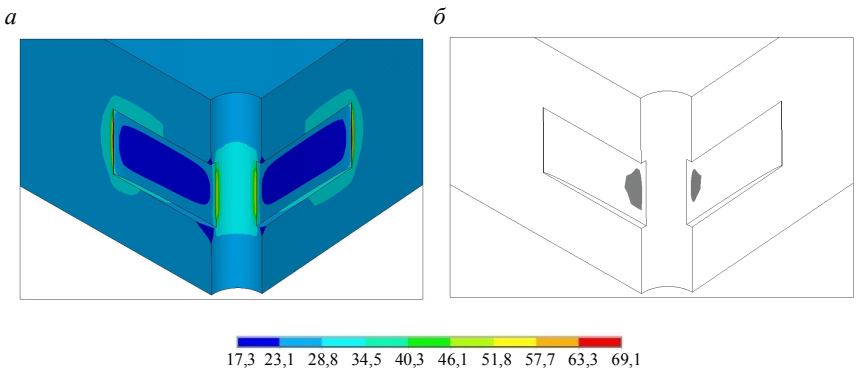


Рис.3. Распределение средних эффективных напряжений (*а*) и зон разрушения по критерию Кулона – Мора (*б*) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для фаменских отложений Павловского месторождения и депрессии 10 МПа

Результаты расчетов показали, что при увеличении депрессии на пласт величина и область восстановления напряжений уменьшаются. Так для

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.51

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732-743
© С.Е.Чернышов, С.Н.Попов, С.В.Варушкин, А.А.Мелехин, С.Н.Кривощеков, Шаоран Рен, 2022

депрессии 2 МПа (рис.4) максимальное восстановление напряжений составило примерно 40 %, при депрессии 10 МПа уменьшилось и составило около 20 %. Данный факт является вполне закономерным, так как при увеличении депрессии увеличиваются и средние эффективные напряжения, что приводит к снижению эффекта восстановления напряжений за счет создания щелевой перфорации. Области восстановления напряжений при создании щелевой перфорации для фаменских отложений как Трушниковского, так Павловского месторождений почти идентичны.

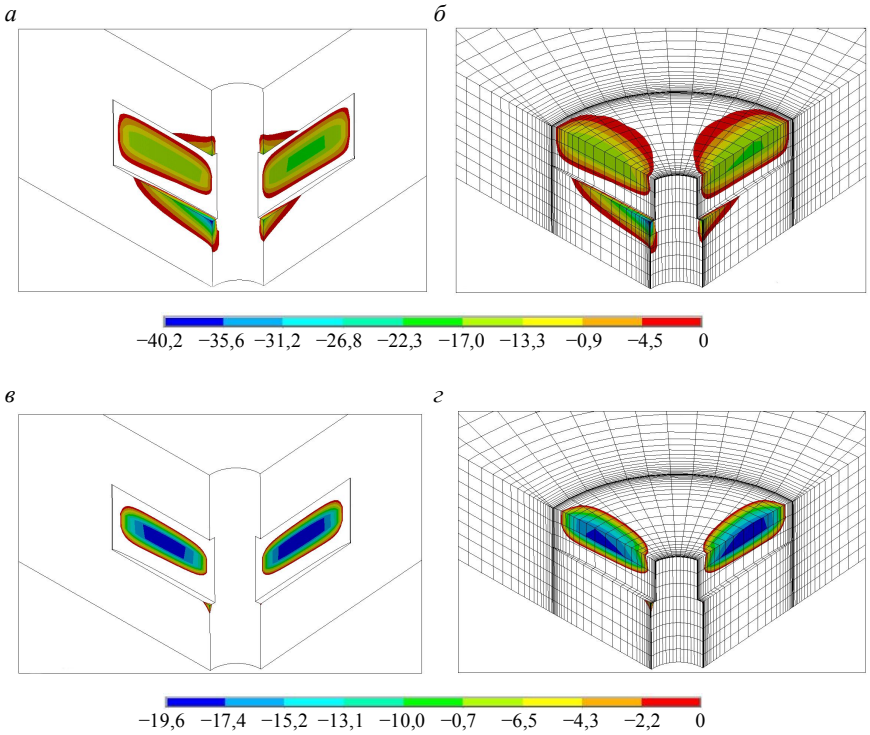


Рис.4. Распределение величины изменения эффективных напряжений (%) в модели (*а*, *в*) и на срезе по середине щелей (*б*, *г*) вблизи скважины при создании щелевой перфорации в фаменских отложениях Павловского месторождения для депрессии, равной 2 (*а*, *б*) и 10 (*в*, *г*) МПа

Во второй части расчетов выполнено моделирование кумулятивной перфорации. На рис.5 показано распределение средних эффективных напряжений, определенных согласно зависимости (2). Было получено схожее распределение напряжений вблизи перфорационных отверстий, как для условий Трушниковского, так и Павловского месторождений. Как видно из рис.5, максимальные напряжения сконцентрированы на боковых участках перфорационного канала, что вызвано воздействием вертикальных напряжений от вышележащей толщи пород. При увеличении депрессии величина средних эффективных напряжений увеличивается примерно на величину изменения депрессии (рис.5). Концентрация напряжений на указанных участках приводит к возникновению зон разрушения (рис.6).

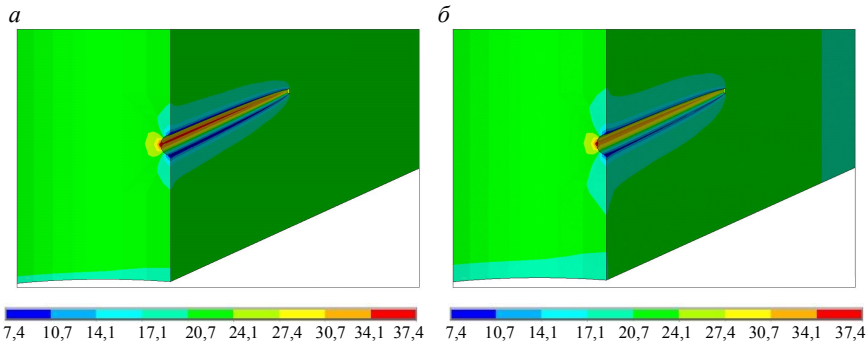


Рис.5. Распределение средних эффективных напряжений (МПа) вблизи скважины при создании кумулятивной перфорации для фаменских отложений Павловского месторождения при депрессии, равной 2 (*а*) и 10 (*б*) МПа

На рис.6 представлены области разрушения пород-коллекторов, определенных на основе критерия Кулона – Мора в главных эффективных напряжениях (3). Для сравнения приведены результаты расчетов для фаменских отложений Трушниковского и Павловского месторождений при величине депрессии 2-10 МПа. Для продуктивного объекта Павловского месторождения уже при депрессии 2 МПа возникают участки с разрушением боковой поверхности кумулятивной перфорации. Данные области начинают разрастаться при увеличении депрессии, что связано с увеличением эффективных напряжений.

Аналогичная картина наблюдается для фаменских отложений Трушниковского месторождения, однако участки разрушенных пород появляются при депрессии 6 МПа, что говорит о большей прочности данных карбонатных отложений. Возникновение областей разрушенных пород может

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© С.Е.Чернышов, С.Н.Попов, С.В.Варушкин, А.А.Мелехин, С.Н.Кривощеков, Шаоран Рен, 2022

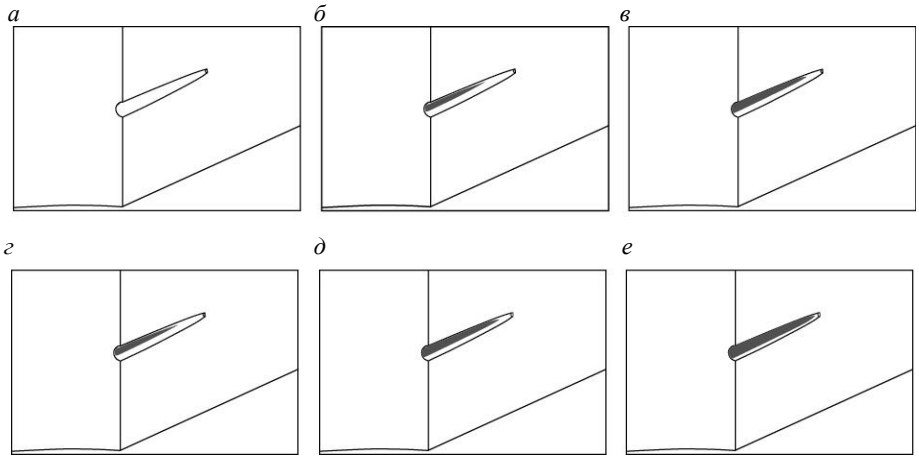


Рис.6. Динамика зон разрушения породы-коллектора вблизи отверстий кумулятивной перфорации согласно критерию Кулона – Мора для фаменских отложений Трушниковского (*а*, *б*, *в*) и Павловского (*г*, *д*, *е*) месторождений при депрессии, равной 2 (*а*, *г*), 6 (*б*, *д*) и 10 (*в*, *е*) МПа

говорить как о положительном, так и отрицательном эффекте. Положительный эффект связан с тем, что на таких участках может возникнуть трещиноватость, которая приведет к увеличению проницаемости породы вблизи перфорации. В то же время, возникновение таких областей может привести к выносу породы в скважину и закупорке каналов фильтрации, еще большему обрушению пород в околоскважинной зоне.

Результаты моделирования показали, что в отличие от кумулятивной, при щелевой перфорации области разрушения вблизи скважины начинают возникать только при высоких депрессиях – 10 МПа и выше для условий фаменских отложений Павловского месторождения с меньшими прочностными свойствами по сравнению с Трушниковским месторождением, что говорит о лучшей устойчивости щелевых каналов и эффективности щелевой перфорации.

По результатам оценки изменения средних главных эффективных напряжений в околоскважинной зоне после создания кумулятивной перфорации установлено, что область восстановления напряжений достаточно небольшая. Она сконцентрирована в верхней и нижней части перфорационного отверстия и по объему сопоставима с областью снижения напряжений на боковых участках отверстия. На основе сопоставления аналогичных результатов моделирования для щелевой перфорации можно сделать вывод о том, что создание щелевых каналов приводит к образованию большего участка с восстановлением напряжений (по сравнению с кумулятивной перфорацией), что должно привести к частичному восстановлению проницаемости в данной области и увеличению продуктивности скважины.

Обсуждение. Численные расчеты с применением конечно-элементной модели околоскважинной зоны с щелевой перфорацией показали, что на боковых стенках щелевых каналов возникают участки с минимальной величиной средних эффективных напряжений (рис.3), это говорит о том, что в таких областях воздействуют наименьшие сжимающие напряжения, и, как следствие, должна иметь место максимальная проницаемость породы. Данный эффект более наглядно продемонстрирован на рис.4, где показаны области и величина уменьшения напряжений на примере Павловского месторождения. Из рис.4 следует, что средние эффективные напряжения уменьшаются до 40,2 % при депрессии на пласт 2 МПа и до 19,6 % при депрессии 10 МПа. Следствием такого результата должно быть увеличение проницаемости на стенках щелей в околоскважинной зоне после создания щелевой перфорации. На основе результатов расчетов, приведенных на рис.4, можно отметить, что увеличение депрессии на пласт приводит к увеличению эффективных напряжений и уменьшению зон и величины снижения напряжений (с 40,2 до 19,6 %), что должно привести к уменьшению проницаемости пласта в рассматриваемой области. В целом результаты численного моделирования щелевой перфорации для двух исследуемых геологических объектов были схожими. Разница заключалась лишь в том, что для турней-фаменских отложений Павловского месторождения при депрессии 10 МПа на стенках перфорационных каналов возникали небольшие

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

области разрушения. Данный факт связан с тем, что порода-коллектор продуктивного объекта Павловского месторождения имеет несколько худшие механические свойства по сравнению с Трушниковским месторождением.

Результаты численного моделирования отверстий кумулятивной перфорации для двух рассматриваемых продуктивных объектов показали, что на боковых поверхностях перфорации возникают области максимальных средних эффективных напряжений, а в верхней и нижней частях отверстий – минимальных. При этом при увеличении депрессии на пласт с 2 до 10 МПа величина максимальных средних напряжений увеличивается с 37,4 до 45,5 МПа, т.е. на 22 % (рис.5). Величина минимальных средних эффективных напряжений также увеличивается с 7,4 до 8,9 МПа, т. е. на 20 %. Как и в случае с щелевой перфорацией, увеличение депрессии на пласт приводит к увеличению средних эффективных напряжений, что, в свою очередь, должно привести к снижению проницаемости околоскважинной зоны. Увеличение напряжений на боковых поверхностях перфорационных каналов вследствие увеличения депрессии приводит к увеличению зон разрушения (рис.6). Результаты анализа поля напряжений на основе критерия Кулона – Мора показали, что для условий Павловского месторождения области разрушения породы возникают уже при депрессии на пласт 2 МПа, а для Трушниковского месторождения – 6 МПа. При создании кумулятивной перфорации без учета депрессии на пласт, на боковых участках отверстий происходит увеличение эффективных напряжений на 69 %, а в верхней и нижней части отверстий, наоборот – уменьшение на 66 %. Такой результат говорит о том, что в верхней и нижней части кумулятивного перфорационного отверстия возможно увеличение проницаемости породы, а на боковых поверхностях – уменьшение.

Анализ результатов численного моделирования напряженного состояния для двух моделируемых типов перфорации говорит о том, что в ряде случаев щелевая перфорация обладает большей эффективностью по сравнению с кумулятивной. Окончательный вывод можно будет сделать по результатам определения закономерностей изменения проницаемости рассматриваемых горных пород под воздействием изменяющихся эффективных напряжений.

Рассматриваемые продуктивные объекты имеют трещинно-поровый тип коллектора и изменение поля напряжений вблизи перфорационных отверстий должно привести к существенным вариациям проницаемости систем трещин, которые весьма чувствительны к изменению величины эффективных напряжений в породе. Данный фактор также необходимо учитывать при дальнейших исследованиях неоднородного поля напряжений вблизи перфорационных каналов на примере изучаемых карбонатных пластов.

Заключение. Полученные результаты имеют существенное практическое значение. На основе данных численного моделирования околоскважинной зоны рекомендовано применение щелевой перфорации как щадящего и наиболее эффективного метода вторичного вскрытия рассматриваемых продуктивных пластов. При наличии щелевых перфорационных каналов появляется возможность создания достаточно большой депрессии (до 10 МПа), исключая риски разрушения горных пород коллектора в околоскважинной зоне. В случае применения кумулятивной перфорации, особенно для продуктивного объекта Павловского месторождения, рекомендуется не создавать высокие депрессии, так как это может привести к разрушению горной породы вблизи перфорационных отверстий. Разработанные численные модели могут быть адаптированы и использованы для других продуктивных объектов с целью определения наиболее эффективных методов вторичного вскрытия продуктивных пластов и оптимальных режимов работы скважин.

Сделаны основные выводы:

1. В рамках работы созданы численные конечно-элементные модели околоскважинных зон с учетом щелевой и кумулятивной перфорации. Рассмотрено многовариантное численное моделирование напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне при создании щелевых каналов и кумулятивных перфорационных отверстий.

2. На основе полученного поля напряжений показано существенное восстановление эффективных напряжений при создании щелевой перфорации, что должно привести к восстановлению проницаемости породы-коллектора. Область восстановления напряжений находится вблизи скважины в пределах радиуса, равного длине щелей, и зависит от величины депрессии на пласт, с ее увеличением области уменьшаются. Вблизи кумулятивных перфорационных отверстий область

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

восстановления напряжений гораздо меньше и сопоставима с областью снижения, что говорит о том, что существенное восстановление проницаемости при таком типе перфорации навряд ли возможно.

3. Оценка областей разрушения по критерию Кулона – Мора показала, что при создании щелевой перфорации коллектор в околоскважинной зоне остается достаточно устойчивым и зоны разрушения могут возникнуть только при достаточно высоких депрессиях – от 10 МПа и выше. Противоположная ситуация была получена для кумулятивной перфорации – зоны разрушения вблизи отверстий могут возникнуть уже при депрессии 2 МПа, что может привести к негативным последствиям, в частности, к закупорке перфорационных каналов и снижению величины потока флюида через отверстия в скважину.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Литвиненко В.С., Сергеев И.Б.* Инновационное развитие минерально-сырьевого сектора // Проблемы прогнозирования. 2019. № 6 (177). С. 60-72.

2. *Bera A., Vij R.K., Shah S.* Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 207. № 109196. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109196

3. *Song Li, Yu Fan, Bo Gou et al.* Simulation of filtration fields with different completion methods in carbonate gas reservoirs // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2021. Vol. 57. Iss. 4. P. 698-704. DOI: 10.1007/s10553-021-01295-y

4. *Wenwen Li, Jian Cao, Dongming Zhi et al.* Controls on shale oil accumulation in alkaline lacustrine settings: Late paleozoic fengcheng formation, northwestern junggar basin // Marine and Petroleum Geology. 2021. Vol. 129. № 105107. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105107

5. *Shehata A.A., Kassem A.A., Brooks H.L. et al.* Facies analysis and sequence-stratigraphic control on reservoir architecture: Example from mixed carbonate/siliciclastic sediments of Raha Formation, Gulf of Suez, Egypt // Marine and Petroleum Geology. 2021. Vol. 131. № 105160. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105160

6. *Mukhametshin V.S., Tyncherov K.T., Rakhimov N.* Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations // International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering (IPDME), 23-24 April 2020, St. Petersburg, Russian Federation. Journal of Physics: Conference Series, 2021. Vol. 1753. № 012080. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012080

7. *Вилесов А.П., Пятунина Е.В.* Изучение литолого-фациального строения продуктивной карбонатной толщи фаменского яруса Башкирского свода с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 82-85.

8. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И. и др.* Литолого-фациальная и биостратиграфическая характеристика верхнедевонских отложений опорной скважины 1 Мелекесская (Мелекесская впадина, Волго-Уральская область) // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. 2018. Т. 93. № 5-6. С. 3-49.

9. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности девонских карбонатных отложений юга и юго-востока Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. С. 29-35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35

10. *Чихирин А.А., Шостак А.В., Кириллов К.А.* Перспективы нефтеносности верхнефранско-турнейских отложений в пределах Удмуртско-Пермского палеошельфа // Успехи современного естествознания. 2021. № 8. С. 91-98.

11. *Радченко К.А., Коробова Н.И., Большакова М.А. и др.* Литолого-геохимическая характеристика естественных выходов доманиковых отложений в районах Предуральского краевого прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2019. № 4. С. 28-33.

12. *Масагутов Р.Х., Илеменова О.Д., Минкаев В.Н.* Геология и геохимия доманиковых фаций юго-востока Волго-Уральской провинции (на примере Башкирского Приуралья). Уфа: Башкирская энциклопедия, 2019. 160 с.

13. *Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А. и др.* Прогноз перспективных зон в отложениях доманикового типа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 14-17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-14-17

14. *Матвеева Н.А.* Строение и условия образования фаменских карбонатных отложений Центрально-Хорейверской рифогенной зоны: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. Сыктывкар: Институт геологии Коми Научного центра Уральского отделения РАН, 2016. 20 с.

15. *Матвеева Н.А.* Условия образования фаменских рифогенных отложений Центрально-Хорейверского вала Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/16_2017

16. *Мусихин А.Д.* Литология и прогноз пространственного распространения пород-коллекторов фаменских нефтегазоносных отложений восточной части Центрально-Хорейверского уступа: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. 25 с.

17. *Синицын И.М., Синицына Г.И.* Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Средневолжская. Лист O-40-XXXII (Куеда). Объяснительная записка. М.: ВСЕГЕИ, 2017. 81 с.

18. *Варушкин С.В.* Проект доразведки фаменских отложений путем бурения боковых стволов и углубления скважин проектного эксплуатационного фонда ООО «Лукойл-Пермь» // Геология в развивающемся мире, 18-21 апреля 2017, Пермь, Россия. Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017. Т. 1. С. 196-197.

19. *Мусихин А.Д., Осинцева Н.А., Сивальнева О.В., Китаева И.А.* Условия формирования пород-коллекторов фаменских отложений центральной части восточного борта Хорейверской нефтегазоносной области Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 7. № 2. 26 с.

20. *Бояршинова М.Г., Винокурова Е.Е., Пятунина Е.В.* Особенности литолого-фациального строения карбонатной толщи фаменского яруса Забродовской площади в связи с перспективами нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 7. С. 10-12.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

21. *Соснин Н.Е., Филипьева С.Г., Макарова С.В. и др.* Прогноз развития неантиклинальных ловушек углеводородов в верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях на территории северных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Недропользование. 2021. Т. 21. № 4. С. 156-162. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.2

22. *Вотинов А.С., Середин В.В., Колычев И.Ю., Галкин С.В.* Возможности учета трещиноватости каширо-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразыва пласта // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 861-871. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.8

23. *Barbier M., Floquet M., Hamon Y., Callot J.* Nature and distribution of diagenetic phases and petrophysical properties of carbonates: The Mississippian Madison Formation (Bighorn Basin, Wyoming, USA) // Marine and Petroleum Geology. 2015. Vol. 67. P. 230-248. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2015.05.026

24. *Чернышов С.Е., Репина В.А., Крысин Н.И., Макдоналд Д.И.М.* Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 660-666. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8

25. *Гайворонский И.Н., Костицын В.И., Савич А.Д. и др.* Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 62-65.

26. Патент № RU 2645059. Способ щелевой гидропескоструйной перфорации / С.Е.Чернышов, Е.П.Рябоконь, М.С.Турбаков, Н.И.Крысин. Опубл. 15.02.2018. Бюл. № 5.

27. *Крысин Н.И., Рябоконь Е.П., Турбаков М.С. и др.* Совершенствование устройств щелевой гидропескоструйной перфорации в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 129-131.

28. *Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I. et al.* Efficiency improvement of abrasive jet perforation // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition (CTCE 2015). 4-6 November 2015, Baku, Azerbaijan. OnePetro, 2015. № SPE-177375-MS. DOI: 10.2118/177375-MS

29. *Chernyshov S.E., Popov S.N.* The influence of geomechanical factors on the oil well productivity and the bottom-hole zone permeability of reservoir exposed by slotted perforation // Processes in GeoMedia. Cham: Springer, 2021. Vol. III. P. 167-182. DOI: 10.1007/978-3-030-69040-3_17

30. *Kritsanaphak K., Tirichine S., Abed M.L.* Using hydrajet perforating technique as an effective alternative to explosive perforating for algerian oil and gas fields // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 1-3 November 2007, Ho Chi Minh City, Vietnam. OnePetro, 2007. № SPE-136066-MS. DOI: 10.2118/136066-MS

31. *Rahman M.A., Mustafiz S., Koksal M., Islam M.R.* Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Vol. 58. Iss. 1-2. P. 99-110. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.012

32. *Qiao Deng, Hui Zhang, Jun Li et al.* Study of downhole shock loads for ultra-deep well perforation and optimization measures // Energies. 2019. Vol. 12. Iss. 14. № 2743. DOI: 10.3390/en12142743

33. *Qiao Deng, Hui Zhang, Jun Li et al.* Numerical investigation of downhole perforation pressure for deepwater well // Energies. 2019. Vol. 12. Iss. 19. № 3795. DOI: 10.3390/en12193795

34. *Rakhimzhanova A., Thoknton C., Amanbek Y., Yong Zhao.* Numerical simulation of sand production in oil wells using the CFD-DEM-IBM approach // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Part C. 09529. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109529

35. *Попов С.Н., Сметанников О.Ю.* Разработка численной модели околоскважинной зоны трещиноватого карбонатного коллектора, учитывающей изменение проницаемости систем трещин под воздействием механико-химических эффектов при нагнетании воды и изменяющихся эффективных напряжений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 4 (328). С. 46-51. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-46-51

36. *Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Гладышев С.В. и др.* Изменение напряженно-деформированного состояния и фильтрационно-емкостных свойств трещинного продуктивного объекта при щелевой перфорации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 11. С. 15-21.

37. *Fjear E., Holt R.M., Horsrud P. et al.* Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.

38. *Hanegaonkar A., Kidambi P., Kumar G.S.* Coupled flow and geomechanics model foe CO_2 storage in tight gas reservoir // Proceedings of the Fourth International Conference in Ocean Engineering (ICOE2018). Singapore: Springer, 2018. P. 955-967. DOI: 10.1007/978-981-13-3119-0 65

39. *Karev V., Kovalenko Yu., Ustinov K.* Geomechanics of oil and gas wells. Cham: Springer, 2020. 166 p. DOI: 10.1007/978-3-030-26608-0

40. *Smetannikov O.Yu., Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Kukhtinskiy A.E.* Numerical model of fracture growth in hydraulic refracturing // Fratture ed Integrita Strutturale. 2019. Vol. 13. № 49. P. 140-155. DOI: 10.3221/IGF-ESIS.49.16

Авторы: **С.Е.Чернышов,** *д-р техн. наук, заведующий кафедрой, nirgnf@bk.ru, https://orcid.org/0000-0002-2034-3014* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **С.Н.Попов,** *д-р техн. наук, заведующий лабораторией, https://orcid.org/0000-0002-1110-7802* (*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*), **С.В.Варушкин,** *канд. техн. наук, начальник отдела, https://orcid.org/0000-0002-2166-9550* (*ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия*), **А.А.Мелехин,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0002-0737-1360* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **С.Н.Кривощеков,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0002-9748-6291* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **Шаоран Рен,** *д-р наук, профессор, https://orcid.org/0000-0002-0829-3704* (*Китайский нефтяной университет, Циндао, Китай*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0