ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Численное моделирование гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах: анализ чувствительности к углу наклона сетки

А.А. Бадлюк, А.И. Трепезаев, Г.С. Микиртычев
Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

Numerical Simulation of Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells: Sensitivity Analysis of Grid Dip Angle

Anastasiia A. Badlyuk, Alexander I. Trepezaev, Grigory S. Mikirtychev
Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 03.05.2025. Принята / Accepted: 20.04.2026. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
структурированная сетка, геометрия corner point, гидродинамическая модель, трехмерная сетка, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, карбонатный коллектор, угол наклона сетки, коммерческий симулятор, анализ чувствительности, численное моделирование, фильтрационные потоки, геомеханические свойства, адаптивные сетки, оптимизация добычи.

Представлены результаты комплексного численного моделирования процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах, выполненные с использованием структурированных сеток типа corner point в отечественном программном комплексе «тНавигатор». Основное внимание уделено анализу чувствительности результатов моделирования к углу наклона расчетной сетки. В ходе исследования были построены серии гидродинамических моделей с вариацией угла наклона сетки (0°, 10°, 15°, 20°, 30°), после чего проведен детальный сравнительный анализ ключевых технологических показателей, включая накопленную добычу нефти, динамику пластового давления и обводненность продукции. Результаты исследования демонстрируют существенную зависимость продуктивности горизонтальной скважины от угла наклона сетки при моделировании без учета ГРП. Установлено, что увеличение угла наклона до 30° приводит к значительному росту накопленной добычи нефти (на 35,2 %) и стабилизации пластового давления в зоне дренирования. При этом параметры обводненности продукции не показали статистически значимой корреляции с углом наклона сетки. Особый научный интерес представляет выявленное значительное снижение чувствительности модели к конфигурации сетки при учете технологии многостадийного ГРП – разница в накопленной добыче между крайними вариантами дискретизации сокращается с 35,2 до 4,8 %, что свидетельствует о компенсационном эффекте искусственно созданных трещин. Практическая значимость работы заключается в доказательстве того, что при моделировании ГРП определяющими параметрами являются геомеханические свойства породы и характеристики трещин, тогда как угол наклона расчетной сетки играет второстепенную роль. Результаты позволяют оптимизировать процесс гидродинамического моделирования, сокращая вычислительные затраты без потери точности прогнозирования. В перспективе исследование может быть расширено за счет анализа влияния других параметров дискретизации и применения методов машинного обучения для автоматизации процессов анализа чувствительности моделей.

Keywords:
structured grid, corner-point geometry, hydrodynamic model, 3D grid, horizontal well, multistage hydraulic fracturing, carbonate reservoir, grid dip angle, commercial simulator, sensitivity analysis, numerical modelling, fluid flow, geomechanical properties, adaptive grids, production optimisation.

This article presents the results of comprehensive numerical modelling of hydraulic fracturing in horizontal wells, conducted using structured “corner point” grids in the domestic software package tNavigator. The study focuses on analysing the sensitivity of simulation results to the grid dip angle. The methodology involved constructing a series of hydrodynamic models with varying grid inclination angles (0°, 10°, 15°, 20°, 30°), followed by a detailed comparative analysis of key technological indicators, including cumulative oil production, reservoir pressure dynamics, and water cut.
The findings reveal a significant dependence of horizontal well productivity on grid dip angle in simulations excluding hydraulic fracturing. Increasing the dip angle to 30° was found to enhance cumulative oil production by 35.2% while stabilising reservoir pressure in the drainage zone. Notably, water cut parameters showed no statistically significant correlation with grid inclination. Of particular scientific interest is the substantial reduction in model sensitivity to grid configuration when incorporating multistage hydraulic fracturing technology – the difference in cumulative production between extreme discretisation variants decreased from 35.2 % to 4.8 %, demonstrating the compensatory effect of artificially created fracture networks.
The practical significance of this work lies in demonstrating that when modelling hydraulic fracturing, the determining parameters are the geomechanical properties of the rock and fracture characteristics, while the grid dip angle plays a secondary role. These results enable optimisation of hydrodynamic modelling processes, reducing computational costs without compromising forecast accuracy. Future research could be expanded to analyse the influence of other discretisation parameters and employ machine learning methods to automate model sensitivity analysis processes.

Бадлюк Анастасия Андреевна (Author ID in Scopus: 60508451500, ORCID: 0009-0000-6196-7520), e-mail: aabadljuk@pstu.ru. Контактное лицо для переписки.
Трепезаев Александр Иванович, e-mail: aabadljuk@pstu.ru
Микиртычев Григорий Сергеевич, e-mail: aabadljuk@pstu.ru.

Anastasiia A. Badlyuk (Author ID in Scopus: 60508451500, ORCID: 0009-0000-6196-7520), e-mail: aabadljuk@pstu.ru. The contact person for correspondence.
Alexander I. Trepezaev, e-mail: aabadljuk@pstu.ru.
Grigory S. Mikirtychev, e-mail: aabadljuk@pstu.ru.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Бадлюк, А.А. Численное моделирование гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах: анализ чувствительности к углу наклона сетки / А.А. Бадлюк, А.И. Трепезаев, Г.С. Микиртычев // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 148–157. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.8

Please cite this article in English as:
Badlyuk A.A., Trepezaev A.I., Mikirtychev G.S. Numerical Simulation of Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells: Sensitivity Analysis of Grid Dip Angle, 2026, vol. 26, no. 2, pp. 148–157. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.8

Введение

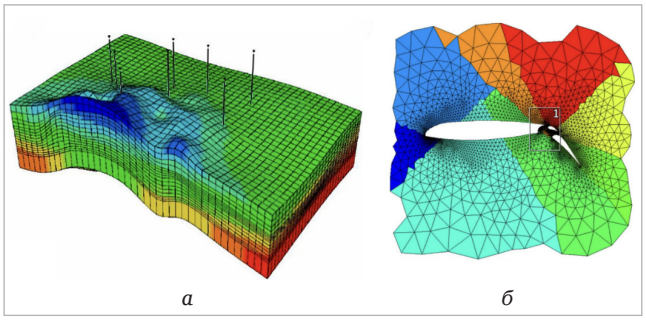
Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с двойным вызовом: с одной стороны – непрерывно растущий спрос на энергоносители, с другой – необходимость освоения все более сложных месторождений. В этих условиях трехмерное цифровое моделирование превратилось в важнейший инструмент, позволяющий компаниям повышать эффективность геолого-разведочных работ, планировать разработку залежей и управлять процессом добычи с максимальной результативностью [1]. Сегодня недропользователи располагают мощными программными комплексами для геологического и гидродинамического моделирования, которые обеспечивают точное прогнозирование поведения пласта и снижение рисков при освоении месторождений. Коммерческие симуляторы с персональными лицензиями уже давно не роскошь, а необходимость в условиях истощения легкодоступных запасов и роста сложности добычи [2, 3].

Современные методы радикально отличаются от подходов, применявшихся ранее. Например, в середине XX в. моделирование фильтрации флюидов основывалось на аналитических решениях уравнений гидродинамики (например, уравнение Дюпюи для радиального притока). Эти методы использовали двумерные схемы (карты изобар, разрезы пластов), игнорировали сложную геологию и не учитывали разломы и неоднородность пласта. Упрощенные методы применялись для расчета дебитов скважин и оценки запасов [4, 5]. С развитием вычислительной техники, которым характеризуются 1970–1980-е гг., началось внедрение конечно-разностных методов и структурированных сеток – это картезианские (прямоугольные) сетки – первые попытки 3D-моделирования, но с грубым приближением геометрии и corner point grids, или сетки с угловыми точками, – позволили учитывать наклонные слои и простые разломы. Коммерческие симуляторы, такие как Eclipse компании Schlumberger, автоматизировали математику расчётов фильтрационных потоков, но обладали низкой точностью в сложных резервуарах, игнорировали перекрёстные эффекты. В 1990–2000-е гг. началось стремительное развитие сложных геологических моделей, совершенствование алгоритмов и рост мощности компьютеров [6]. Всё это привело к появлению неструктурированных сеток (тетраэдры, призмы) – для более точного описания разломов и трещин. В 2010-е гг. произошла цифровая революция, появились высокодетализированные модели, в которых стали использоваться многосеточные методы – моделирование разных масштабов (от поры до месторождения) [7–9]. Появились суперкомпьютеры, способные рассчитывать модели с миллиардами ячеек, например, модели гигантских месторождений [10, 11], с учетом деформации пласта в процессе добычи. Оптимизация коснулась и самих трехмерных сеток – всё чаще стали использоваться методы адаптивного измельчения гидродинамических сеток в зонах интереса для более точного моделирования сложных технологий [12]. Сейчас мы переживаем эру цифровых двойников и искусственного интеллекта (ИИ). Инженеры разработчики научились создавать виртуальные копии месторождений, обновляемые в реальном времени. Появляются программные продукты, предлагающие прогнозирование поведения пласта с учётом неопределённостей (использование Big Data) на основе машинного обучения [13–15]. Эволюция 3D-моделирования отражает переход от линейных расчётов к комплексным, самообучающимся системам. Современные цифровые двойники – не просто инструменты, а основа для принятия решений в режиме реального времени. Новые технологии построения сеток улучшают обработку данных разных масштабов, что критично, например, для расчетов на интегрированных моделях [16–18].

Настоящее исследование представляет собой анализ ключевых аспектов трехмерного моделирования нефтегазовых месторождений с позиции выбора типа сетки. В работе проводится детальный методологический анализ современных типов трехмерных сеток, рассматриваются их структурные особенности и области применения. Однако целью исследования является не сравнение точности и эффективности структурированных и неструктурированных сеток в моделировании нефтяных резервуаров [19, 20] или выбор оптимального размера ячеек, а именно влияние угла наклона расчетных сеток на гидродинамические процессы в горизонтальных стволах (ГС). Завершающим этапом исследования стала численная оценка прогнозирования продуктивности скважин после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) для сеток с разным углом наклона ячеек и локальным измельчением с использованием неструктурированных сеток.

Типы сеток в геолого-гидродинамическом моделировании

Согласно ключевой классификации по строению ячеек, трехмерные геологические сетки можно разделить на структурированные и неструктурированные (рис.1).



а *б*

Рис. 1. Структурированные (*а*) и неструктурированные (*б*) сетки

Ячейки структурированных сеток всегда представляют собой шестигранники (т. е. имеют восемь вершин). Структурированные сетки можно разделить по их геометрии на сетки с регулярной геометрией (при такой геометрии ячейки имеют одинаковую длину и ширину, а их ребра строго вертикальны) и сетки с геометрией corner point (сетки с такой геометрией имеют переменный размер ячеек по горизонтали). В трехмерном гидродинамическом моделировании нефтегазовых месторождений структурированные сетки остаются одним из наиболее распространенных подходов, несмотря на развитие альтернативных методов дискретизации. Их широкое использование обусловлено рядом ключевых преимуществ, в то время как неструктурированные сетки (тетраэдры, призмы) применяются реже из-за специфических ограничений. Во-первых, нелинейная структура матриц требует больше памяти и времени для решения, во-вторых, для крупных моделей (>1 млн ячеек) разница в скорости может быть кратной, кроме того, требует-

ся специализированное ПО (например, Petrel с модулем Reservoir Engineering) и ручная настройка. Перенос данных с детальных неструктурированных сеток на крупные модели часто приводит к потере точности.

Далее приведен анализ основных типов структурированных трехмерных сеток, применяемых в ПО «тНавигатор» компании «ИРМ» («Интегрированные разработки для моделирования»), которое использовалось в рамках исследования.

1. Структурированная сетка с регулярной геометрией (рис. 2). применяется для моделирования сеток с равномерным горизонтальным расширением. В процессе описания сетки с регулярной геометрией блочно-центрованного типа применяются ключевые слова DX / DY / DZ – для задания размеров всех ячеек в направлении X, Y и Z соответственно, а также TOPS – глубина верхней грани ячеек. Основная особенность данных сеток – одинаковая длина и ширина ячеек и строгая вертикальность ребер, что не позволяет встраивать разломы в сетку. Совокупность этих особенностей приводит к значительному упрощению описания сетки и снижению скорости расчетов. Такие сетки применяют для моделирования пластов без особых структурных нарушений.

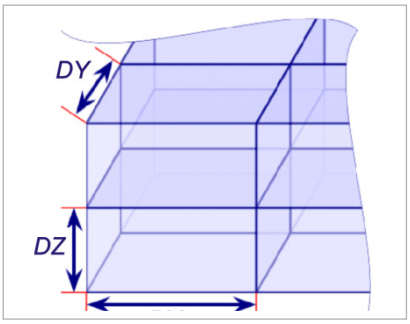


Рис. 2. Блочно-центрированный тип регулярной сетки (источник: Руководство пользователя дизайнера геологии, моделей ПО «тНавигатор» компании «ИРМ»)

2. Структурированные сетки с геометрией «угловой точки», или corner point (рис. 3) применяются для моделирования сеток с неравномерным горизонтальным расширением. При такой геометрии описание положения каждой ячейки задается ключевыми словами COORD и ZCORN. COORD используется для задания направляющих линий, параллельно которым будут расположены вертикальные ребра ячеек. Линии задаются во всех точках верхней поверхности резервуара. Каждая линия определяется двумя точками, через которые проходит. Ключевое слово ZCORN используется для задания глубины всех восьми вершин каждого блока сетки. Глубины задаются по слоям сетки, образованными гранями ячеек, имеющих одинаковый номер по Z, по $4 \times NX \times NY$ значений для каждого слоя, начиная с верхнего (всего $2 \times NZ$ слоев, т.е. вначале слой кровли первого ряда по Z, затем слой подошвы первого ряда по Z, и так до последнего по Z ряда). В слое глубины задаются по линиям вдоль оси X, образованными ребрами ячеек, имеющих одинаковый номер по Y, по $2 \times NX$ значений для каждой линии, начиная с наименьшей по Y (всего $2 \times NY$ линий). В линии глубины задаются в порядке увеличения координаты X.

Ячейки могут иметь разнообразную форму. Вершины ячеек одной колонки находятся на одних и тех же направляющих прямых, которые необязательно вертикальны и необязательно параллельны друг другу. Положения вершин на направляющих задаются для каждой ячейки отдельно, и необязательно совпадают с вершинами соседних ячеек. Это позволяет встраивать разломы в сетку и локально измельчать её, в том числе и вокруг скважин. В результате эти особенности значительно усложняют описание сетки такого типа и увеличивают скорость расчета. Геометрия corner point предпочтительна для моделирования пластов с небольшой мощностью и ярко выраженными структурными нарушениями [21, 22].

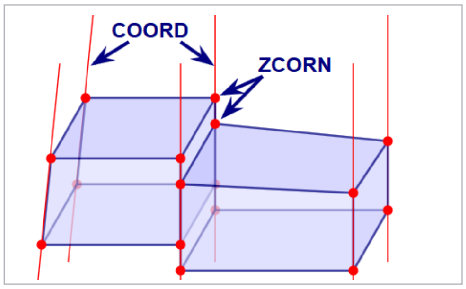


Рис. 3. Сетка с геометрией типа «угловой точки» (corner point) (источник: Руководство пользователя дизайнера геологии, моделей ПО «тНавигатор» компании «ИРМ»)

3. Задание сетки вершинами блоков (рис. 4). Ячейки могут иметь произвольную форму. Вершины каждой ячейки задаются отдельно, полностью независимо друг от друга и от вершин других ячеек. Задаётся ключевым словом CORNERS – указывает, что далее будут введены координаты вершин блоков сетки.

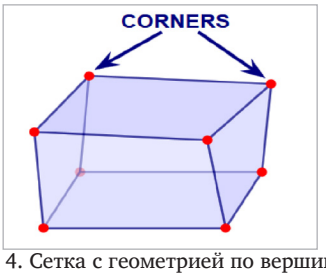


Рис. 4. Сетка с геометрией по вершинам (источник: Руководство пользователя дизайнера геологии, моделей ПО «тНавигатор» компании «ИРМ»)

Вертикальное разрешение сетки, определяемое либо параллельной слоистостью (равномощные слои), либо пропорциональной разбивкой (с учетом стратиграфических границ), представляет собой важный аспект геометрического моделирования. Однако в рамках настоящего исследования акцент смещен в сторону анализа угловой геометрии сетки и ее гидродинамической чувствительности. Для минимизации влияния дополнительных факторов использована упрощенная координатная сетка, не привязанная к реальным отражающим горизонтам, что позволяет изолированно оценить влияние пространственного ориентирования элементов на результаты расчетов (рис. 5).

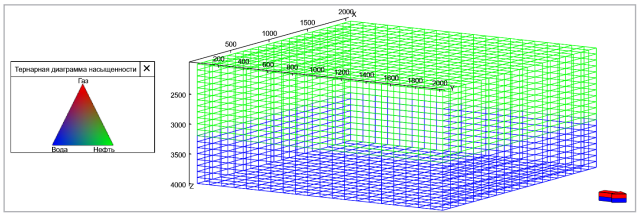


Рис. 5. Простая сетка по координатам, используемая в расчетах

Угол наклона трехмерной сетки

Важным этапом в построении трехмерных сеток является выбор угла наклона сетки, который влияет на точность и адекватность модели, особенно при работе с наклонными пластами, разломными зонами и областями вокруг горизонтальных скважин [23, 24].

Обоснованный выбор угла наклона сетки определяется комплексом взаимосвязанных факторов. В первую очередь необходимо учитывать геологическую структуру: угол наклона должен точно соответствовать реальной геометрии пластов, включая их пространственную ориентацию и изгибы, при выраженном наклоне слоев сетка обязательно ориентируется вдоль него. Особое внимание уделяется зонам разломов и дислокаций – ориентация сетки в этих участках должна отражать характер и направление структурных нарушений.

Целевое назначение модели существенно влияет на выбор конфигурации сетки. Для гидродинамического моделирования критически важно, чтобы сетка соответствовала предполагаемым направлениям фильтрационных потоков, которые часто связаны с наклоном пластов. При оценке запасов правильная ориентация сетки обеспечивает точный расчет объемов коллектора и его фильтрационно-емкостных свойств.

Качество и тип исходных данных также играют ключевую роль. При использовании сейсмических материалов ориентация сетки должна быть согласована с интерпретацией временных разрезов, а скважинные данные, особенно инклинометрия, позволяют уточнить реальную пространственную позицию пластов.

Особое внимание следует уделять вычислительной эффективности: излишне сложная конфигурация сетки может привести к неоправданному увеличению времени расчетов, поэтому важно находить баланс между точностью и производительностью. При этом необходимо учитывать технические ограничения используемого программного обеспечения.

Масштаб моделирования определяет степень детализации: локальные модели допускают более точную настройку угла наклона, тогда как для региональных моделей допустимы определенные упрощения. Физические свойства коллектора, особенно наличие анизотропии фильтрационных параметров, также требуют учета при выборе ориентации сетки – ее следует согласовывать с направлением максимальной проницаемости. Таким образом, оптимальный угол наклона сетки является результатом комплексного анализа всех перечисленных факторов и должен обеспечивать максимальную адекватность модели при сохранении приемлемой вычислительной нагрузки.

Для классических декартовых сеток рекомендуемый максимальный угол наклона не превышает 10–15°. Превышение этого значения приводит к появлению «лестничного эффекта» на границах, ошибкам в расчете градиентов давления и существенному искажению фильтрационных потоков. В случае радиальных и цилиндрических сеток допустимый угол наклона увеличивается до 30–45°, что делает их оптимальным выбором для моделирования прискважинных зон.

Наиболее гибкими в этом отношении являются corner point-сетки, теоретически допускающие наклон до 60°. Однако практический опыт показывает, что для сохранения устойчивости расчетов рекомендуется ограничивать угол 45°. При нарушении этих ограничений исследователи сталкиваются с такими проблемами, как увеличение численной дисперсии, возникновение осцилляций решения и потери монотонности расчетной схемы.

В представленной работе построены и проанализированы сетки с геометрией типа corner point с углом наклона ячейки, равным 0°, 10°, 15°, 20°, 30° (рис. 6).

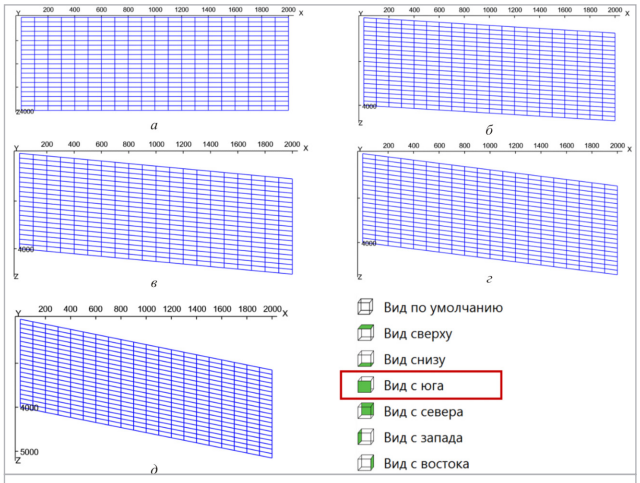


Рис. 6. Сетка с углом наклона 0°(*а*), 10°(*б*), 15°(*в*), 20°(*г*), 30°(*д*), вид модели с юга

Объект исследования

Объектом исследования являются упрощённые гидродинамические модели нефтегазового резервуара с различными углами наклона сетки. Простые гидродинамические модели позволяют сократить время расчётов за счёт уменьшения числа ячеек сетки и упрощения физических уравнений, что даёт возможность быстро тестировать гипотезы перед переходом к более сложным моделям. Это полезно не только на ранних этапах проектирования для оценки общих тенденций, но и при моделировании уникальных месторождений с длительной историей разработки.

Гидродинамическое моделирование таких месторождений обычно требует высоких компетенций, значительных трудозатрат на подготовку данных и адаптацию моделей, что затрудняет оперативный мониторинг разработки. Упрощённые модели, в которых применяется максимальное укрупнение ячеек (например, одна пачка в пласте — один слой) [25], помогают нивелировать эти недостатки. Они не заменяют полноценные симуляции, но служат ценным инструментом для предварительного анализа, позволяя экономить вычислительные ресурсы и ускорять принятие решений.

Авторами созданы пять вариаций простейших трехмерных моделей изотермической двухфазной (нефть, вода) фильтрации. Для каждой из пяти моделей с углами наклона 0°, 10°, 15°, 20° и 30° заданы идентичные параметры. Размеры упрощенных моделей по латерали составили 2000 × 2000 м (размер ячейки 100 м) (рис. 7). Начальные фильтрационные свойства, такие как пористость и проницаемость, задавались константой для всего расчетного поля трехмерных сеток. Для пористости принято значение 0,2 доли ед., для проницаемости – 50 мДарси. Также учитывалась вертикальная анизотропия (коэффициент вертикальной анизотропии принят равным 0,3 доли ед.). В рамках данного исследования приняты усредненные PVT-параметры флюидов и свойства пласта, полученные на основе анализа типовых характеристик коллекторах Пермского региона.

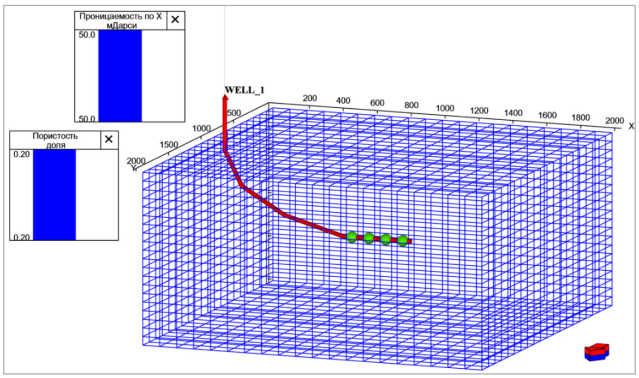
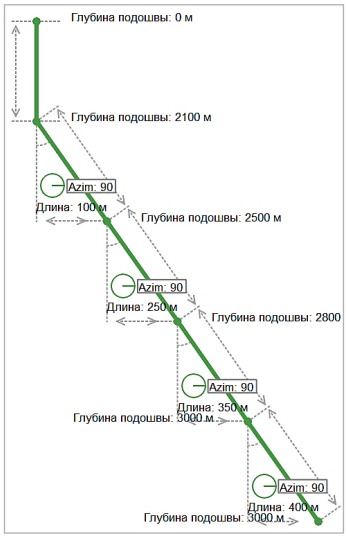


Рис. 7. Внешний вид упрощенной гидродинамической модели (сетки) на примере куба пористости/проницаемости

В проект каждой гидродинамической модели заложена одна горизонтальная скважина (ГС). Глубина проектной ГС составляет 3705 м. Длинна горизонтального участка – 400 м. На основании анализа потокометрических исследований скважин, пробуренных в период 2023–2025 гг. на месторождениях Пермского Прикамья, обнаружено, что доля работающей длины ГС от проходки по коллектору составляет 40–60 % (отчеты исследований потокометрии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»). Это связано с рядом геологических, технологических и эксплуатационных факторов [26]. К геологическим можно отнести изменчивость проницаемости и трещиноватости в пределах пласта, анизотропии и естественной обводненности. Попадание бурового раствора или механических примесей может закольматировать поры и трещины вблизи ствола – это будет являться серьезным технологическим фактором, ограничивающим приток. К эксплуатационным можно отнести выпадение асфальтосмолистых отложений или солей и, как следствие, снижение проницаемости в отдельных интервалах. Либо, при существенной длине горизонтального ствола (>1000 м), гидравлические потери могут привести к тому, что дальние участки получат меньше давления и меньше будут дренироваться.

Результаты исследований, включая данные потокометрии, свидетельствуют о преимущественно более высокой продуктивности прискважинной зоны в районе пятки горизонтального ствола, что обусловлено повышенными градиентами давления и меньшими гидравлическими потерями. Однако в целом распределение притока по длине горизонтального участка характеризуется значительной неравномерностью. С целью моделирования возможных осложняющих факторов, в предложенной работе проектный горизонтальный ствол поделен на 10 интервалов перфорации, для каждого из которых задан свой множитель проводимости и величина скин-фактора, позволяющая ограничить приток флюида (рис. 8). Таким образом, мы попытались учесть фактически работающий интервал горизонтального участка.



Интервал перфорации, м	Значение скин-фактора	Значение множителя проводимости
3335–3345	0	1
3375–3385	0	1
3415–3425	0	1
3455–3465	0	1
3495–3505	2	1
3535–3545	2	1
3575–3585	2	1
3615–3625	4	1
3655–3665	4	1
3696–3705	4	1

Рис. 8. Моделирование ГС в ПО «тНавигатор»

Материалы и методы

Создание трехмерных моделей и последующие итерационные расчеты проводились в программном обеспечении (ПО) «тНавигатор» отечественной компании «Интегрированные разработки для моделирования» версии 24.4. Использовались модули «Дизайнера моделей» и «Симулятора ГРП» – инструмента моделирования распространения трещин при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП). «Симулятор ГРП» встроен в «Дизайнер моделей» и позволяет задавать необходимые свойства породы, параметры работы скважины и настройки солвера для расчета распространения трещин ГРП. Задача моделирования роста трещины ГРП включает в себя моделирование течения жидкости гидроразрыва, моделирование окружающей породы и взаимодействия породы и жидкости. Таким образом, задача включает в себя уравнения теории упругости и уравнения гидродинамики, которые в «тНавигатор» решаются совместно в одной системе.

Прогнозные расчеты проводились на период 10 лет с шагом в один месяц.

На первом этапе для каждой модели выполнен базовый расчет производительности горизонтальной скважины без применения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Моделирование проводилось в режиме стандартного проектного расчета на потенциал с контролем по забойному давлению, которое принято равным 0,75 от давления насыщения. Данное значение выбрано исходя из компромисса между двумя ключевыми факторами: первое – предотвращение газового прорыва – поддержание давления выше точки начала конденсации (обычно 0,7–0,8 от $P_{нас}$) минимизирует риск образования свободного газа в призабойной зоне, что особенно критично для нефти с высоким газосодержанием; второе – максимизация дебита – снижение давления до этого уровня обеспечивает достаточный депрессионный режим для эффективного притока флюида, но без существенного ущерба для фазового равновесия в пласте [27].

После чего проводилась оценка чувствительность работы ГС к углу наклона сетки.

На втором этапе выполнялись многовариантные расчеты многостадийного ГРП на горизонтальной скважине для различных сеток. Расчет ГРП производился в модуле «Дизайнер моделей». В данном модуле, в окне «Геометрические объекты» создавалась «Проекция ГРП» (рис. 9). Проекция ГРП – это кривая, задающая геометрию трещины в 3D. Эта кривая может иметь любую форму и изменять свои координаты как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости. Проекция ГРП задается с помощью точек, одна из которой должна быть выбрана в качестве точки привязки. Точка привязки задает пересечение траектории трещины и ствола скважины, определяя таким образом расположение стадии ГРП.

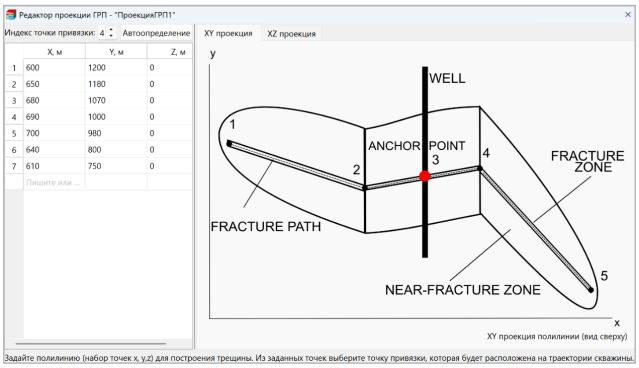


Рис. 9. Настройки проекции ГРП

Далее создавался «Шаблон ГРП XYZ» (рис. 10). Шаблон ГРП задает протяженность зоны *SRV* (рассчитывается из геометрии и дополнительных параметров), задает свойства сетки в зоне трещины (*FZ*) и зоне влияния трещины (*NFZ*). Дополнительно, если отключено использование неструктурированных сеток, может быть указан тип локального измельчения (равномерное или логарифмическое измельчение). Один шаблон ГРП может быть использован для нескольких стадий ГРП. Для нашего случая указывались размеры трещины по оси *Z* – 50 м в одном направлении; проницаемость в зоне трещин ГРП задавалась – 100 мДарси; протяженность зоны трещин от точки привязки – 50 м в одном направлении; кривизна (форма распространения трещин вокруг скважины) принималась равной двум, что означает эллипсоидальную форму распространения трещин; свойства сетки в зоне трещины, а именно проницаемость по всем трем направлениям (PERMX = PERMY = PERMZ) = 100 мДарси.

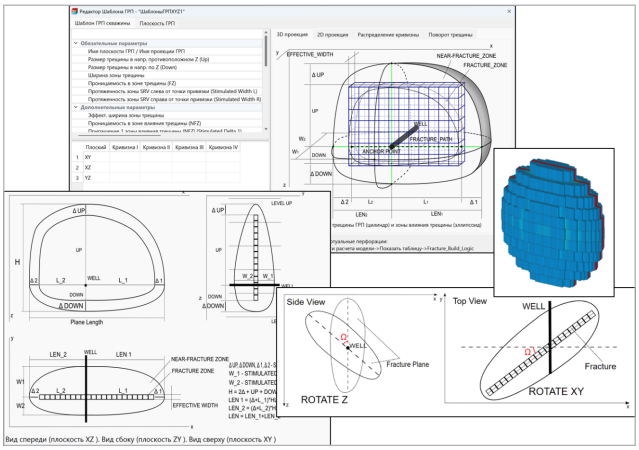


Рис. 10. Настройки распределения кривизны и угла вращения трещины

Далее прописывались «Стадии ГРП», где указывалась протяженность участка, на котором задается ГРП (3310–3700 м) и количество самих стадий ГРП – 4 стадии (рис. 11).

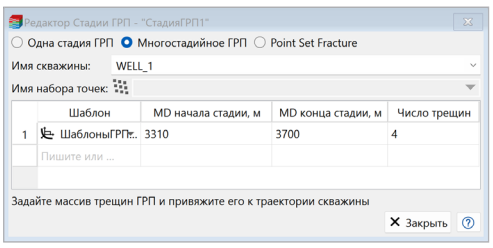


Рис. 11. Настройки стадий ГРП

Все объекты трещины ГРП, такие как «Проекции ГРП», «Шаблоны ГРП», «Стадии ГРП», «Арифметика ГРП» и «Наборы точек ГРП», созданы в «Дизайнере моделей» на основе результатов «Симулятора трещин ГРП». Эти объекты используются для определения трещин с помощью локального измельчения сетки (LGR) [28–30].

Для инициализации стадий ГРП в окне «Данные скважин» во вкладке «Стратегии» созданы два новых правила. Первое правило – «Активировать трещину», в результате которого в секции SCHEDULE появлялось ключевое слово FRACTURE_STAGE. Второе правило – «Перфорация стадии ГРП», в результате которого в секции SCHEDULE создавалось ключевое слово COMPDATMD. Данное правило создает перфорации в блоках, соответствующих точке привязки и интервалу около нее.

Информацию об усредненных параметрах трещины, в рамках текущей работы, брали из базы данных «Фрак листов ГРП» фактически проведенных мероприятий в карбонатных коллекторах месторождений Пермского Прикамья, а также учитывали опыт коллег, занимающихся обоснованием оптимальных параметров трещин гидроразрыва пласта в наклоннонаправленных скважинах [31–33].

Результаты и их обсуждение

Вариант работы горизонтальной скважины без МГРП. Оценка чувствительность работы ГС к углу наклона сетки (рис. 12) проводилась по дебитам жидкости, нефти, обводненности продукции и среднему пластовому давлению.

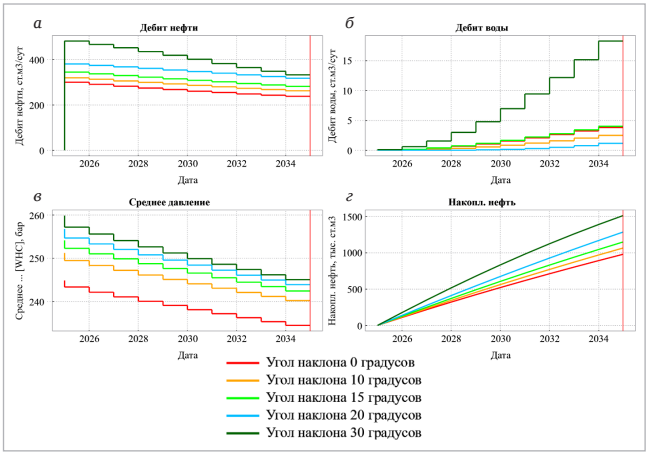


Рис. 12. Графики работы горизонтальной скважины без МГРП в сетке с углом наклона, равным 0°, 10°, 15°, 20°, 30°: *а* – дебиты нефти; *б* – дебиты воды; *в* – среднее пластовое давление; *г* – накопленная нефть

Из графиков видно, что максимальные показатели по добыче жидкости, нефти и воды ГС соответствуют сетке с максимальным углом наклона, равным 30°. Пластовое давление, несмотря на большие (по сравнению с другими конфигурациями сетки) отборы, также более стабильно. Минимальные отборы жидкости и нефти соответствуют нулевому углу наклона трехмерной сетки (рис.13), однако обводненность скважины в сетке с углом 0° является второй по величине после сетки с максимальным уклоном. Разница в накопленной добычи нефти между вариантами с максимальными и минимальными показателями составляет 35,2 % (532,46 тыс. т).

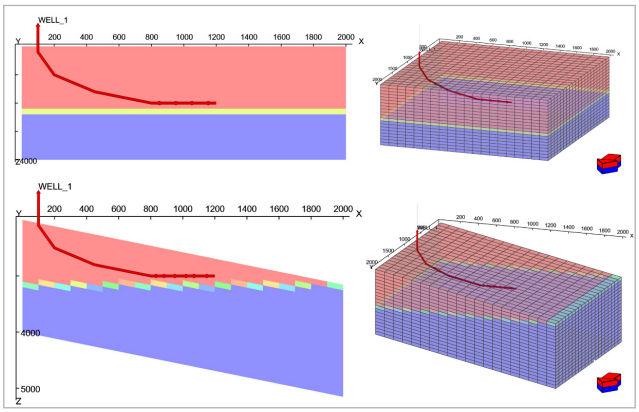


Рис. 13. Внешний вид модели на примере куба начальной нефтенасыщенности с углом наклона сетки 0° и 30°

Слабее всего обводняется скважина в сетке с углом наклона 20° (рис. 14).

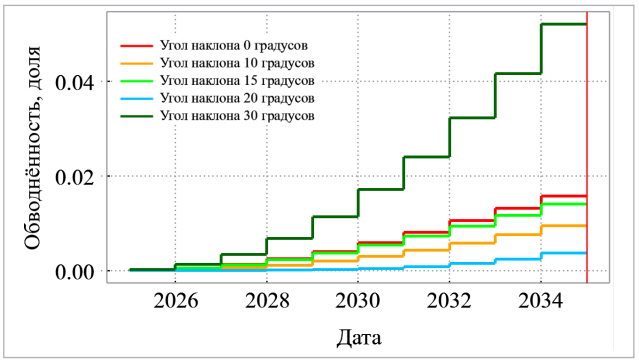


Рис. 14. Обводненность горизонтальной скважины в сетке с углом наклона, равным 0°, 10°, 15°, 20°, 30°

Таким образом, чем больше угол наклона сетки, тем выше накопленная добыча нефти в горизонтальной скважине и стабильнее пластовое давление в зоне отборов. При этом обводненность продукции прямой связи с увеличением угла наклона сетки не имеет.

Вариант работы горизонтальной скважины с МГРП. Выбор системы заканчивания горизонтальных скважин – это сложный инженерно-геологический процесс, зависящий от множества взаимосвязанных факторов. Оптимальное решение требует комплексного анализа геологических условий, технологических ограничений и экономической целесообразности [34–37]. На месторождениях Пермского края горизонтальные скважины в карбонатных коллекторах для увеличения дренируемой зоны, изоляции обводнённых интервалов и последующего многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в своей конструкции часто оснащаются нецементированным перфорированным хвостовиком (рис. 15).

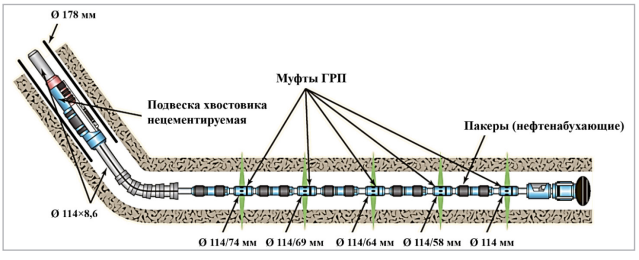


Рис. 15. Схема хвостовика с компоновкой МГРП

Такой подход обеспечивает несколько ключевых преимуществ. Первое – отсутствие цемента позволяет эффективно контролировать направление и параметры трещин на каждой стадии, минимизируя риски неконтролируемого роста. Второе – упрощение конструкции скважины сокращает время бурения и исключает этап цементирования, что особенно важно в условиях сложных карбонатных коллекторов. Также открытый хвостовик облегчает удаление бурового шлама и снижает риск кольматации призабойной зоны. В исследовании учтены эти особенности: моделирование включает вариации проводимости перфорационных интервалов и скин-фактора, что позволяет регулировать конечную продуктивность скважины. Кроме того, смоделированы 4 порта, выполняющие функции муфт ГРП (рис. 16).

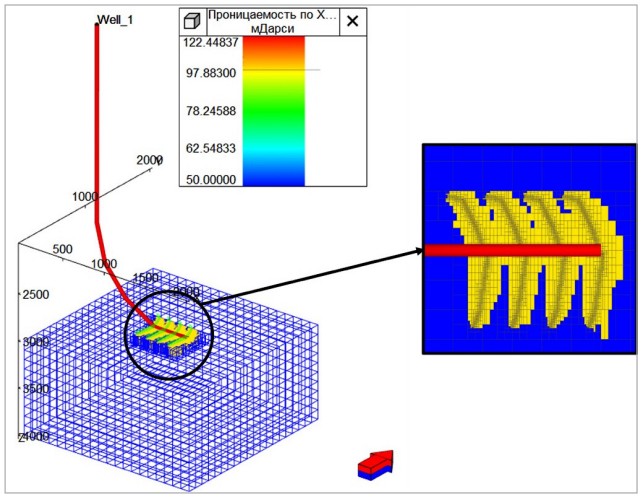


Рис. 16. Порты, выполняющие функции муфт ГРП с локальным измельчением сетки

Ниже представлены аналогичные графики работы ГС (рис. 17) дебитов нефти, воды, обводненности продукции и среднего пластового давления с учетом проведенного ГРП.

Анализ графиков показывает, что максимальные показатели по добыче жидкости, нефти и воды ГС соответствуют сетке с максимальным углом наклона, равным 30°.

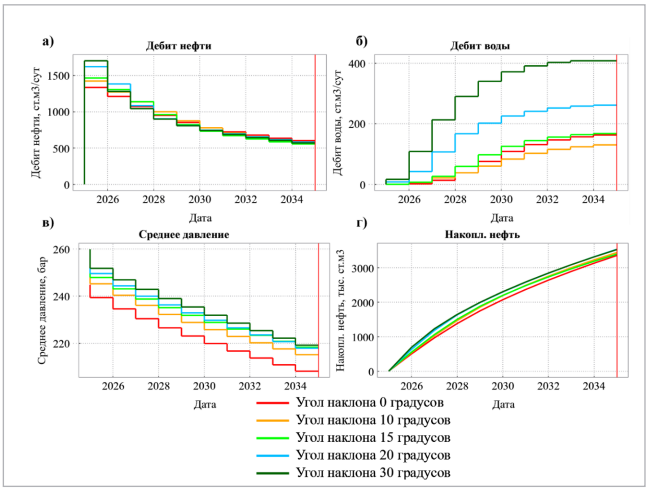


Рис. 17. Графики работы горизонтальной скважины с МГРП в сетке с углом наклона, равным 0°, 10°, 15°, 20°, 30°: *а* – дебиты нефти; *б* – дебиты воды; *в* – среднее пластовое давление; *г* – накопленная нефть

Пластовое давление для сетки с углом 30° также является более стабильным.

Минимальные отборы жидкости и нефти соответствуют нулевому углу наклона трехмерной сетки (см. рис. 17). Для данной конфигурации также присуще наибольшее падение пластового давления в зоне отбора (за 10 лет падение составило 14,75 %). В целом для вариантов с ГРП падение давления более ощутимо за счет увеличения отборов.

Стоит отметить, что полученная разница в накопленной добыче нефти для различных конфигураций сеток для данного расчета является незначительной и составляет всего 4,8 % (170,7 тыс. т).

Таким образом, чем больше угол наклона сетки, тем выше накопленная добыча нефти в горизонтальной скважине и стабильнее пластовое давление в зоне отборов. При этом обводненность продукции прямой связи с увеличением угла наклона сетки не имеет. Моделирование технологии ГРП, как ни странно, привело к значительному сокращению разницы между накопленной добычей нефти для различных конфигураций сеток.

Заключение

В настоящее время в научной литературе представлено значительное количество исследований, посвященных моделированию и оценке эффективности гидравлического разрыва пласта с применением трехмерных гидродинамических, геомеханических и интегрированных моделей [38–45]. В данных работах детально анализируются параметры трещин ГРП, а также проводится комплексная интерпретация результатов гидродинамических и геофизических исследований.

Представленная работа сосредоточена на оценке чувствительности модели к углу наклона расчетной сетки. Для авторов научный интерес представлял анализ влияния данного конкретного параметра, характеризующего базовую конфигурацию моделируемой области, на результаты моделирования.

Исследование демонстрирует существенное влияние угла наклона расчетной сетки на результаты моделирования продуктивности горизонтальной скважины без учета гидравлического разрыва пласта (ГРП). Установлено, что увеличение угла наклона сетки приводит к росту накопленной добычи нефти и стабилизации пластового давления в зоне отборов, тогда как обводненность продукции не проявляет четкой зависимости от данного параметра. Важным результатом работы является выявление значительного снижения чувствительности модели к конфигурации сетки при учете технологии ГРП: разница в накопленной добыче нефти между различными вариантами дискретизации сокращается с 35,2 % (без ГРП) до 4,8 % (с ГРП). Это свидетельствует, что такой базовый параметр, как угол расчетной сетки, при моделировании ГРП на горизонтальной скважине слабо влияет на прогнозную оценку. Для расчета эффективности такой сложной технологии определяющими параметрами будут геомеханические свойства породы (модуль Юнга, прочность на разрыв), параметры трещины (длина, проводимость), свойства жидкости и пропанта, фильтрационно-емкостные характеристики пласта, технологические параметры проведения ГРП (режим закачки, количество стадий) и динамические факторы разработки, тогда как угол наклона расчетной сетки играет второстепенную роль.

Дальнейшие исследования будут направлены на анализ влияния других параметров дискретизации, а также на изучение комбинированных эффектов геомеханических и фильтрационных процессов при различных сценариях разработки. Кроме того, перспективным направлением сегодня авторы видят применение глубокого обучения для анализа чувствительности модели к входным параметрам, генерации адаптивных расчетных сеток и обработки больших массивов данных гидродинамического и геомеханического моделирования с целью повышения точности прогнозов и снижения вычислительных затрат.

Список литературы

1. Закиров, Э.С. О некоторых проблемах и решениях при 3D-моделировании процессов разработки нефтяных и газовых месторождений / Э.С. Закиров // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2023. – Т. 510. – № 1. – С. 5–10. DOI: 10.31857/S2686739722602976
2. Применение гидродинамического моделирования для проектирования разработки нефтяного месторождения / Д.А. Савельев, А.М. Жук, В.А. Саяхов, И.И. Бакиров, Р.Р. Гиниятуллин, И.А. Попова // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1(41). – С. 161–176. DOI: DOI: 10.25689/NP.2025.1.161-176
3. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования / М.И. Саакян, К.Е. Закревский, Р.К. Газизов, А.Е. Лепилин, Е.А. Рыжиков // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 50–54. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-50-54
4. Вирц, Р.А. Двумерная задача фильтрации газа в пороупругой среде / Р.А. Вирц // Известия Алтайского государственного университета. – 2024. – № 4(138). – С. 57–62. DOI: 10.14258/izvasu(2024)4-07
5. Zlatoš, A. The 2D Muskat Problem I: Local Regularity on the Half-Plane, Plane, and Strips / A. Zlatoš // Annals of PDE. – 2026. – № 12(1). DOI: 10.1007/s40818-025-00221-3
6. Закревский, К.Е. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа / К.Е. Закревский, В.Л. Попов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 5. – С. 89–100. DOI: 10.18799/24131830/2021/05/3188
7. Параллельная реализация алгебраического многосеточного метода для решения задач динамики вязкой несжимаемой жидкости / К. Н. Волков, А. С. Козелков, С. В. Лашкин [и др.] // Журнал вычислительной математики и математической физики. – 2017. – Т. 57, № 12. – С. 2079–2097. DOI 10.7868/S0044466917120122
8. Martyushev, D.A. Understanding the Mechanism of Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs: Microseismic Monitoring and Well Testing / D.A. Martyushev, Y. Yang, Y. Kazemzadeh, D. Wang, Y. Li // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2024. – Vol. 49 (6). – P. 8573–8586. DOI: 10.1007/s13369-023-08513-1
9. Wesseling, P. Geometric multigrid with applications to computational of fluid dynamics / P. Wesseling, C.W. Oosterlee // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2001. – Vol. 128, no 1–2. – P. 311–334. DOI:10.1016/S0377-0427(00)00517-3
10. Martyushev, D.A. Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter / D.A. Martyushev // Journal of Mining Institute. – 2020. – Vol. 243. – P. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
11. Костюченко, С.В. Технология параллельного гидродинамического моделирования гигантских нефтегазовых месторождений системами сопряженных секторных моделей / С.В. Костюченко // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 68–73. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-58-62
12. Повышение точности околоскважинного моделирования за счет локального пространственного измельчения сетки / Э. С. Закиров, С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – С. 23. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art23
13. Пономарева, И.Н. Новые возможности мониторинга разработки нефтяных месторождений при оценке энергетического состояния залежей методами искусственного интеллекта / И.Н. Пономарева, М.С. Черепанов, А.А. Мелехин, Л.А. Захаров // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С.76–79. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-4-76-79
14. Martyushev, D.A. Studying the direction of hydraulic fracture in carbonate reservoirs: Using machine learning to determine reservoir pressure / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, E.V. Filippov // Petroleum Research. – 2023. – Vol. 8 (2). – P. 226–233. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2022.06.003
15. Soromotin, A.V. Integration of field data and application of machine learning methods to assess the condition of the near-wellbore zone of carbonate reservoirs / A.V. Soromotin, D.A. Martyushev // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2025. – Vol. 336, no. 1. – P. 50–60. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4581
16. Некрасов, Н. О. Перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения / Н. О. Некрасов, Г. Г. Файзрахманов, И. Р. Мавлявов // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2025. – Т. 10, № 2(36). – С. 120–131. DOI: 10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131

17. Fragoso, A. Numerical Simulation of Huff-And-Puff Gas Injection in Shale Reservoirs Using an Integrated Model of Geomechanics and Multiporosity Fluid Flow / A. Fragoso, B. A. Lopez-Jimenez, Roberto Aguilera // Conference: SPE Canadian Energy Technology Conference and Exhibition. – 2025. DOI:10.2118/223995-MS
18. Gaurav, K. Developing a Machine Learning Application for Integrated Production Forecasting in Complex Reservoirs with Frequently Changing Operating Conditions / K. Gaurav // Conference: SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium. – 2025. DOI: 10.2118/224362-MS
19. Comparison of Corner Point and Unstructured grids for Reservoir Simulation / M. Farias, T. Fraxe, J. Cavalcante-Neto, F. Marcondes, K. Sepehrnoori // Conference: 25th ABCM International Congress of Mechanical Engineering. – 2019. DOI: 10.26678/ABCM.COBEM2019.COB2019-2381
20. Fung, L. Using Unstructured Grids for Modeling Densely-Spaced Complex Wells in Field-Scale Reservoir Simulation / Larry Fung, Xiang Y. Ding, Ali Dogru // Paper presented at the International Petroleum Technology Conference. – 2013. DOI:10.2523/IPTC-17062-MS
21. Xu, Y. Development of an Embedded Discrete Fracture Model for Field-Scale Reservoir Simulation With Complex Corner-Point Grids / Yifei Xu, Kamy Sepehrnoori // SPE Journal. – 2019. – Vol. 24 (04). DOI: 10.2118/195572-PA
22. Alpak, F.O. Dynamic effects of fault modeling on stair-step and corner-point grids / F.O. Alpak, T. Chen // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – Vol. 11 (3). – С. 1323–1338. DOI:10.1007/s13202-020-01082-1
23. Смирнов, Н. Ю. Концептуальный подход при проведении DFN-моделирования / Н. Ю. Смирнов, В. А. Стародубов, Р. К. Непоп // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2025. – Т. 10, № 2(36). – С. 6–13. DOI 10.51890/2587-7399-2025-10-2-6-13
24. Митьковец, И.А. Сеточно-характеристический метод с использованием наложенных сеток в задаче сейсморазведки трещиноватых геологических сред / И.А. Митьковец, Н.И. Хохлов // Computational Mathematics and Information Technologies. – 2023. – Т. 7, № 3. – С. 28–38. DOI: 10.23947/2587-8999-2023-7-3-28-38
25. Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири / Д.Н. Зольников, Э.И. Хурамшина, А.И. Рыков, А.В. Свалов, Д.В. Емельянов // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 7. – С. 84–89. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-84-89
26. Зайцев, Р. А. Оценка влияния длины горизонтального участка на эффективность эксплуатации скважин / Р. А. Зайцев // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 6(642). – С. 47–52. DOI 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-47-52
27. Новиков, В. А. Исследование влияния параметров эксплуатации скважин залежи нефти карбонатного коллектора на коэффициент продуктивности с применением статистических методов анализа / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 4. – С. 187–199. DOI 10.18599/grs.2024.4.10
28. Ponomareva, I.N. Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data / I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev // Georesursy. – 2020. – Vol. 22(2). – P. 8–14. DOI: 10.18599/grs.2020.2.8-14
29. Katzmayr, M. An iterative algorithm for generating constrained Voronoi grids / M. Katzmayr, L. Ganzer // Paper SPE 118942 prepared for presentation at the 2009 SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA. – 2009. – 11 p. DOI:10.2118/118942-MS
30. Risso, V.F. Comparison between local refinement and open boundary techniques for simulation of large oil fields / V.F. Risso, D.J. Schiozer, E. Wendland // Paper SPE 81165 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Portof-Spain, Trinidad, West Indies. – 2003. – 8 p. DOI:10.2523/81165-MS
31. Обоснование оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах / Д.Л. Добровинский, М.Н. Вилков, Ю.И. Иванова, В.А. Шабелянский, Е.Н. Мальшаков, А.А. Разяпова, С.К. Сохошко, И.И. Хакимов // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 5. – С. 73–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-73-79
32. Стародубов, В. А. Геомеханический подход при разработке дизайна/редизайна многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / В. А. Стародубов, Р. К. Непоп, Н. Ю. Смирнов // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 4(34). – С. 110–116. DOI: 10.51890/2587-7399-2024-9-4-110-116
33. Геомеханические аспекты моделирования в поддержку операций ГРП / П. В. Ястребов, А. С. Продан, В. В. Родионов, А. С. Угрюмов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2024. – Т. 6, № 3. – С. 59–71. DOI: 10.54859/kjogi108708
34. Пызыков, В.Ф. Обоснование длин стволов двуствольной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта / В.Ф. Пызыков, С.К. Сохошко // Нефтяная провинция. – 2023. – № 2 (34). – С. 116–129. DOI: 10.25689/NP.2023.2. 116-129
35. Исламов, Р.А. Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта / Р.А. Исламов, Е.Ю. Андреев, М.Г. Волков // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 2 (103). – С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-34-38
36. Системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых, слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторов / В.П. Овчинников, Н.М. Шамсутдинов, Д.С. Леонтьев, П.В. Овчинников, А.Р. Хафизов, И.В. Белоусова // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 6. – С. 138–154. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-6-138-154
37. Исхакова, А.И. Разработка комплексного подхода с целью повышения эффективности подбора геолого-технических мероприятий для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов / А.И. Исхакова, Ю.О. Бобренёва, И.И. Вахитов, Е.Л. Егоров // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 10. – С. 73–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-10-73-77
38. Астафьев, В.Н. Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов / В.Н. Астафьев, Г.М. Митрофанов // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 3. – С. 116–125. DOI: 10.18599/grs.2024.3.13
39. Мухаметова, З. С. Моделирование притока газа к скважинам с трещинами гидроразрыва с учетом горизонтальной анизотропии проницаемости пласта / З. С. Мухаметова, Л. А. Ковалева // Вестник Башкирского университета. – 2025. – Т. 30, № 2. – С. 65–71. DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2025.2.1
40. Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта / Е.Ю. Андреев, М.Г. Волков, Р.А. Исламов, Г.А. Макеев, И.В. Сотниченко // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2 (95). – С. 51–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-51-54
41. Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта / А.С. Самойлов, В.А. Вотчель, А.П. Егорова, Д.С. Мокина // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 3 (104). – С. 41–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-41-48
42. Менгалиев, А.Г. Учет параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях карбонатных объектов (на примере Гагаринского месторождения) / А.Г. Менгалиев, Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 5. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2632
43. Мерега, О.С. Создание прокси-модели для подбора оптимальных параметров системы разработки с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом / О.С. Мерега, Н.А. Еремин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4 (166). – С. 136–146. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-136-146
44. Менгалиев, А.Г. Оценка технологической и экономической эффективности гидравлического разрыва пласта с использованием геолого-гидродинамической модели, учитывающая особенности строения карбонатных коллекторов / А.Г. Менгалиев, Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 7. – С. 37–48. DOI: 10.18799/24131830/2020/7/2717
45. Фарид Рагимов Вадим Богопольский, Ф. Р. В. Б. Оптимизация методов воздействия на ПЗС применением математических и гидродинамических моделей / Ф. Р. В. Б. Фарид Рагимов Вадим Богопольский // Proceedings of Azerbaijan High Technical Educational Institutions. – 2025. – Vol. 53, no. 05. – P. 610–619. DOI: 10.36962/pahtei53052025-610

References

1. Zakirov E.S. O nekotorykh problemakh i resheniiakh pri 3D-modelirovanii protsessov razrabotki neftianykh i gazovykh mestorozhdenii [About some problems and solutions in 3D modeling of oil and gas field development processes]. Doklady Rossiiskoi akademii nauk. Nauki o Zemle, 2023, vol. 510, no. 1, pp. 5-10. DOI: 10.31857/S2686739722602976
2. Savel'ev D.A., Zhuk A.M., Saiakhov V.A., Bakirov I.I., Giniiatullin R.R., Popova I.A. Primenenie gidrodinamicheskogo modelirovaniia dlia proektirovaniia razrabotki neftianogo mestorozhdeniia [Application of hydrodynamic modeling for designing the development of oilfield]. Neftianaia provintsiia, 2025, no. 1 (41), pp. 161-176. DOI: DOI: 10.25689/NP.2025.1.161-176
3. Saakian M.I., Zakrevskii K.E., Gazizov R.K., Lepilin A.E., Ryzhikov E.A. K voprosu o perspektivakh sozdaniia korporativnogo programmnogo obespecheniia geologicheskogo modelirovaniia [The prospects of corporate geological modeling software creation]. Neftianoe khoziaistvo, 2019, no. 11, pp. 50-54. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-50-54
4. Virts R.A. Dvumernaia zadacha fil'tratsii gaza v poroupругoi srede [Two-Dimensional Problem of Gas Filtration in Poroelastic Medium]. Izvestiia Altaiskogo gosudarstvennogo universiteta, 2024, no. 4 (138), pp. 57-62. DOI: 10.14258/izvasu(2024)4-07
5. Zlatoš A. The 2D Muskat Problem I: Local Regularity on the Half-Plane, Plane, and Strips. Annals of PDE, 2026, no. 12 (1). DOI: 10.1007/s40818-025-00221-3
6. Zakrevskii K.E., Popov V.L. Istoriia razvitiia trekhmernogo geologicheskogo modelirovaniia kak metoda izucheniia zalezhei nefti i gaza [The history of development of 3D geology modeling as a method for studying oil and gas reservoirs]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 89–100. DOI: 10.18799/24131830/2021/05/3188
7. Volkov K.N., Kozelkov A.S., Lashkin S.V. et al. Parallel'naia realizatsiia algebraicheskogo mnogosetochnogo metoda dlia resheniia zadach dinamiki viazkoi neszhimaemoi zhidkosti [A parallel implementation of the algebraic multigrid method for solving problems in dynamics of viscous incompressible fluid]. Zhurnal vychislitel'noi matematiki i matematicheskoi fiziki, 2017, vol. 57, no. 12, pp. 2079-2097. DOI: 10.7868/S0044466917120122
8. Martyushev D.A., Yang Y., Kazemzadeh Y., Wang D., Li Y. Understanding the Mechanism of Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs: Microseismic Monitoring and Well Testing. Arabian Journal for Science and Engineering, 2024, vol. 49 (6), pp. 8573-8586. DOI: 10.1007/s13369-023-08513-1
9. Wesseling P., Oosterlee C.W. Geometric multigrid with applications to computational of fluid dynamics. Journal of Computational and Applied Mathematics, 2001, vol. 128, no 1-2, pp. 311-334. DOI:10.1016/S0377-0427(00)00517-3
10. Martyushev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. Journal of Mining Institute, 2020, vol. 243, pp. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
11. Kostiuchenko S.V. Tekhnologiia parallel'nogo gidrodinamicheskogo modelirovaniia gigantskikh neftegazovykh mestorozhdenii sistemami sopriazhennykh sektornykh modelei [Computing parallel reservoir simulation technology of giant oil and gas fields conjugate systems of sector models]. Neftianoe khoziaistvo, 2015, no. 10, pp. 68-73. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-58-62

12. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Anikeev D.P. Povyshenie tochnosti okoloskvazhinnogo modelirovaniia za schet lokal'nogo prostranstvennogo izmel'cheniia setki [Improved accuracy of near-well simulation by means of local spatial grid refinement]. Aktual'nye problemy nefti i gaza, 2018, no. 2 (21), 23 p. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art23
13. Ponomareva I.N., Cherepanov M.S., Melekhin A.A., Zakharov L.A. Novye vozmozhnosti monitoringa razrabotki neftianykh mestorozhdenii pri otsenke energeticheskogo sostoianiia zalezhei metodami iskusstvennogo intellekta [New opportunities of oil field development monitoring when assessing the energy state of formations using the artificial intelligence methods]. Neftianoe khoziaistvo, 2024, no. 4, pp. 76-79. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-4-76-79
14. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Filippov E.V. Studying the direction of hydraulic fracture in carbonate reservoirs: Using machine learning to determine reservoir pressure. Petroleum Research, 2023, vol. 8 (2), pp. 226-233. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2022.06.003
15. Soromotin A.V., Martyushev D.A. Integration of field data and application of machine learning methods to assess the condition of the near-wellbore zone of carbonate reservoirs. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 50-60. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4581
16. Nekrasov N.O., Faizrakhmanov G.G., Mavliavov I.R. Perspektivy primeneniia integrirovannogo modelirovaniia na pozdnikh stadiiakh razrabotki mestorozhdeniia [Prospects for application of integrated simulation for mature fields]. PROneft'. Professional'no o nefti, 2025, vol. 10, no. 2 (36), pp. 120-131. DOI: 10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131
17. Fragoso A., Lopez-Jimenez B.A., Aguilera Roberto. Numerical Simulation of Huff-And-Puff Gas Injection in Shale Reservoirs Using an Integrated Model of Geomechanics and Multiporosity Fluid Flow. Conference: SPE Canadian Energy Technology Conference and Exhibition, 2025. DOI:10.2118/223995-MS
18. Gaurav K. Developing a Machine Learning Application for Integrated Production Forecasting in Complex Reservoirs with Frequently Changing Operating Conditions. Conference: SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 2025. DOI: 10.2118/224362-MS
19. Farias M., Fraxe T., Cavalcante-Neto J., Marcondes F., Sepehrnoori K. Comparison of Corner Point and Unstructured grids for Reservoir Simulation. Conference: 25th ABCM International Congress of Mechanical Engineering, 2019. DOI: 10.26678/ABCM.COBEM2019.COB2019-2381
20. Fung L., Xiang Y., Ding Ali. Dogru Using Unstructured Grids for Modeling Densely-Spaced Complex Wells in Field-Scale Reservoir Simulation. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, 2013. DOI: 10.2523/IPTC-17062-MS
21. Xu Y., Sepehrnoori Kamy. Development of an Embedded Discrete Fracture Model for Field-Scale Reservoir Simulation With Complex Corner-Point Grids. SPE Journal, 2019, vol. 24 (04). DOI: 10.2118/195572-PA
22. Alpak F.O., Chen T. Dynamic effects of fault modeling on stair-step and corner-point grids. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021, vol. 11 (3), pp. 1323-1338. DOI: 10.1007/s13202-020-01082-1
23. Smirnov N.Iu., Starodubov V.A., Nepop R.K. Kontseptual'nyi podkhod pri provedenii DFN-modelirovaniia [Conceptual approach to DFN modeling]. PROneft'. Professional'no o nefti, 2025, vol. 10, no. 2 (36), pp. 6-13. DOI: 10.51890/2587-7399-2025-10-2-6-13
24. Mit'kovets I.A., Khokhlov N.I. Setochno-kharakteristicheskii metod s ispol'zovaniem nalozhennykh setok v zadache seismorazvedki treshchinovatykh geologicheskikh sred [Grid-characteristic method using superimposed grids in the problem of seismic exploration of fractured geological media]. Computational Mathematics and Information Technologies, 2023, vol. 7, no. 3, pp. 28-38. DOI: 10.23947/2587-8999-2023-7-3-28-38
25. Zol'nikov D.N., Khuramshina E.I., Rykov A.I., Svalov A.V., Emel'ianov D.V. Opyt primeneniia uproshchennykh gidrodinamicheskikh modelei na unikal'nom neftianom mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [The experience of using simplified hydrodynamic models in a unique oil field in Western Siberia]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2024, no. 7, pp. 84-89. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-84-89
26. Zaitsev R.A. Otsenka vliianiia dliny gorizontal'nogo uchastka na effektivnost' ekspluatatsii skvazhin [Evaluation of the influence of the horizontal section length on wells operational the efficiency]. Neftepromyslovoe delo, 2022, no. 6 (642), pp. 47-52. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-47-52
27. Novikov V.A., Martiushev D.A. Issledovanie vliianiia parametrov ekspluatatsii skvazhin zalezhi nefti karbonatnogo kollektora na koeffitsient produktivnosti s primeneniem statisticheskikh metodov analiza [Study of the Influence of Well Operation Parameters of a Carbonate Reservoir Oil Formation on the Coefficient of Productivity Using Statistical Methods of Analysis]. Georesursy, 2024, vol. 26, no. 4, pp. 187-199. DOI: 10.18599/grs.2024.4.10
28. Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data. Georesursy, 2020, vol. 22 (2), pp. 8-14. DOI: 10.18599/grs.2020.2.8-14
29. Katzmayr M., Ganzer L. An iterative algorithm for generating constrained Voronoi grids. Paper SPE 118942 prepared for presentation at the 2009 SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2009,11 p. DOI: 10.2118/118942-MS
30. Risso V.F., Schiozer D.J., Wendland E. Comparison between local refinement and open boundary techniques for simulation of large oil fields. Paper SPE 81165 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Portof-Spain, Trinidad, West Indies, 2003, 8 p. DOI: 10.2523/81165-MS
31. Dobrovinskii D.L., Vilkov M.N., Ivanova Iu.I., Shabelianskii V.A., Mal'shakov E.N., Raziapova A.A., Sokhoshko S.K., Khakimov I.I. Obosnovanie optimal'nykh parametrov treshchin mnogoetapnogo gidrorazryva plasta v naklonno-napravlennykh skvazhinakh [Substantiation of optimal fracture parameters of multistage hydraulic fracturing in deviated wells]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2024, no. 5, pp. 73-79. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-73-79
32. Starodubov V.A., Nepop R.K., Smirnov N.Iu. Geomekhanicheskii podkhod pri razrabotke dizaina/redizaina mnogostadiinogo gidrorazryva plasta v gorizontal'nykh skvazhinakh [Geomechanical approach in the development of design/redesign of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells]. PROneft'. Professional'no o nefti, 2024, vol. 9, no. 4 (34), pp. 110-116. DOI: 10.51890/2587-7399-2024-9-4-110-116
33. Iastrebov P.V., Prodan A.S., Rodionov V.V., Ugriumov A.S. Geomekhanicheskie aspekty modelirovaniia v podderzhku operatsii GRP [Geomechanical modeling aspects in support of hydraulic fracturing operations]. Vestnik neftegazovoi otrasli Kazakhstana, 2024, vol. 6, no. 3, pp. 59-71. DOI: 10.54859/kjogi108708
34. Pyzykov V.F., Sokhoshko S.K. Obosnovanie dlin stvolov dvustvol'noi skvazhiny s mnogostadiinym gidravlicheskim razryvom plasta [Validation the lengths of the wellbores for multistage fracturing well]. Neftianaia provintsiia, 2023, no. 2 (34), pp. 116-129. DOI: 10.25689/NP.2023.2.116-129
35. Islamov R.A., Andreev E.Iu., Volkov M.G. Vybor sistemy zakanchivaniia gorizontal'noi skvazhiny s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta [Selecting a horizontal well completion system with multi-stage hydraulic fracturing]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2024, no. 2 (103), pp. 34-38. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-34-38
36. Ovchinnikov V.P., Shamsutdinov N.M., Leont'ev D.S., Ovchinnikov P.V., Khafizov A.R., Belousova I.V. Sistemy zakanchivaniia gorizontal'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta dlia nizkopronitsaemykh, slabodreniruemykh, neodnorodnykh i raschlenennykh kollektorov [Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs]. Neftegazovoe delo, 2023, vol. 21, no. 6, pp. 138-154. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-6-138-154
37. Iskhakova A.I., Bobreneva Iu.O., Vakhitov I.I., Egorov E.L. Razrabotka kompleksnogo podkhoda s tsel'iu povysheniia effektivnosti podbora geologo-tekhnicheskikh meropriiatii dlia gorizontal'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta v usloviiakh nizkopronitsaemykh kollektorov [Development of an integrated approach to increase the efficiency of selection of workover program for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low and ultra-low permeability reservoirs]. Neftianoe khoziaistvo, 2024, no. 10, pp. 73-77. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-10-73-77
38. Astaf'ev V.N., Mitrofanov G.M. Integrirovannoe modelirovanie mnogozonnogo gidrorazryva nizkopronitsaemykh kollektorov [Integrated Modeling of Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Low-Permeable Reservoirs]. Georesursy, 2024, vol. 26, no. 3, pp. 116-125. DOI: 10.18599/grs.2024.3.13
39. Mukhametova Z.S., Kovaleva L.A. Modelirovanie pritoka gaza k skvazhinam s treshchinami gidrorazryva s uchetom gorizontal'noi anizotropii pronitsaemosti plasta [Modeling of gas production from gas reservoir with horizontal permeability anisotropy through the fractured wells]. Vestnik Bashkirskogo universiteta, 2025, vol. 30, no. 2, pp. 65-71. DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2025.2.1
40. Andreev E.Iu., Volkov M.G., Islamov R.A., Makeev G.A., Sotnichenko I.V. Modelirovanie pokazatelei ekspluatatsii skvazhin so slozhnoi geometriei treshchin gidravlicheskogo razryva plasta [Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2023, no. 2 (95), pp. 51-54. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-51-54
41. Samoilov A.S., Votchel' V.A., Egorova A.P., Mokina D.S. Podkhody k kompleksirovaniiu interpretatsii gidrodinamicheskikh issledovanii s promyslovo-geofizicheskimi i laboratornymi dlia gorizontal'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta [Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2024, no. 3 (104), pp. 41-48. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-41-48
42. Mengaliev A.G., Martiushev D.A. Uchet parametra anizotropii pronitsaemosti v geologo-gidrodinamicheskikh modeliakh karbonatnykh ob"ektov (na primere Gagarinskogo mestorozhdeniia) [Accounting the parameter of anisotropy of permeability in geological and hydrodynamic models of carbonate objects (on the example of the Gagarin deposit)]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 7-17. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2632
43. Merega O.S., Eremin N.A. Sozdanie proksi-modeli dlia podbora optimal'nykh parametrov sistemy razrabotki s primeneniem gorizontal'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom [Creation of a proxy model for the selection of optimal parameters of the development system using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing]. Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz, 2024, no. 4 (166), pp. 136-146. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-136-146
44. Mengaliev A.G., Martiushev D.A. Otsenka tekhnologicheskoi i ekonomicheskoi effektivnosti gidravlicheskogo razryva plasta s ispol'zovaniem geologo-gidrodinamicheskoi modeli, uchityvaiushchaia osobennosti stroeniia karbonatnykh kollektorov [Assessment of technological and economic efficiency of fracturing formations using geological and hydrodynamic models, considering features of carbonate reservoir structure]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2020, vol. 331, no. 7, pp. 37-48. DOI: 10.18799/24131830/2020/7/2717
45. Bogopol'skii F.R.V.B. Optimizatsiia metodov vozdeistviia na PZS primeneniem matematicheskikh i gidrodinamicheskikh modelei [Optimization of well stimulation using mathematical and hydrodynamic modelling]. Proceedings of Azerbaijan High Technical Educational Institutions, 2025, vol. 53, no. 05, pp. 610-619. DOI: 10.36962/pahtei53052025-610

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.