ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья
УДК 622.276
EDN: JOGEEK

Уточнение основных геометрических параметров трещин гидроразрыва пласта для площадных систем разработки при адаптации гидродинамических моделей

В.А. Гармаш ✉, **И.М. Индрупский**
Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Введение.* Для площадных систем заводнения на основе скважин с гидроразрывом пласта понимание основных геометрических характеристик трещин критически важно при моделировании разработки и локализации остаточных запасов. Возможности традиционных методов оценки параметров трещин ограничены стоимостью, точностью интерпретации и условиями промысла, поэтому актуальна разработка подходов для уточнения характеристик трещин на основе фактических данных добычи. *Цель работы.* Определение условий, при которых настройка гидродинамической модели на историю разработки позволяет восстановить основные геометрические параметры трещин гидроразрыва пласта для повышения точности прогнозирования разработки. *Материалы и методы.* На основе численного моделирования выполнены многовариантные гидродинамические расчеты на секторных моделях неоднородных пятиточечных элементов разработки с вариацией азимута и полудлины трещин гидроразрыва пласта. Полученные кривые дебита нефти аппроксимированы гиперболической функцией для анализа связи параметров аппроксимации с геометрическими параметрами трещин. *Результаты.* Выявлена сильная корреляция между временем прорыва воды и проекцией трещины на диагональ элемента при отклонении ее азимута в пределах 15° от диагонали, для больших отклонений зависимость ослабевает. При этом поздняя динамика снижения дебита нефти слабо коррелирует с характеристиками трещин. Результаты устойчивы к распределению свойств пласта в межскважинном пространстве. *Заключение.* Проекцию трещины на направление, соединяющее добывающую и нагнетательную скважины, можно использовать как первичную интегральную характеристику ее геометрии при анализе разработки и адаптации моделей. Длина проекции коррелирует со временем прорыва воды, корреляция усиливается при малых отклонениях азимута трещины от этого направления. Связь длины проекции с поздней динамикой снижения дебита нефти слабая, что потенциально позволяет разделить влияние характеристик трещин и неоднородности пласта при адаптации модели по динамике добычи.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; азимут трещины; полудлина трещины; адаптация гидродинамической модели; площадные системы разработки

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

✉ Гармаш Владимир Андреевич, vlad79975@yandex.com
© Гармаш В.А., Индрупский И.М., 2026
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы благодарят ООО «ИРМ» за возможность использования программного обеспечения «тНавигатор» в рамках академической лицензии, предоставленной ИПНГ РАН.

Для цитирования: *Гармаш В.А., Индрупский И.М.* Уточнение основных геометрических параметров трещин гидроразрыва пласта для площадных систем разработки при адаптации гидродинамических моделей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. EDN: JOGEEK

Введение

Для месторождений с площадными системами заводнения на основе скважин с гидроразрывом пласта (ГРП) характеристики трещин оказывают определяющее влияние на формирование фильтрационных потоков и распределение закачиваемой воды в пласте. Трещина ГРП представляет собой элемент высокой проводимости, существенно изменяющий структуру дренирования и взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин. Понимание основных характеристик трещин является критически важным при моделировании разработки месторождения и локализации остаточных запасов. Ключевыми геометрическими параметрами трещин, определяющими динамику обводнения от нагнетательных скважин в площадных системах, являются полудлина и азимут. Полудлина определяет охват пласта и степень гидродинамической связи между скважинами, тогда как азимут задает ориентацию трещины относительно системы заводнения и проектных направлений фильтрационных потоков.

В однородных пластах азимут трещины определяется направлением максимального горизонтального напряжения (стресса), и все трещины имеют примерно одинаковое направление. Такая ситуация приведена в [1], где для группы месторождений Западной Сибири трещины ГРП большинства скважин следуют общему региональному направлению с небольшими отклонениями. Однако в ряде случаев азимут трещин может отклоняться от общего направления максимального горизонтального напряжения. Это может быть связано с локальной неоднородностью напряжений и механических свойств пород [2], наличием естественных трещин [3], изменением напряженного состояния пласта в процессе разработки [4], а также влиянием трещин, образованных на предыдущих стадиях многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) или трещин соседних скважин [5]. В подобных условиях предположение о том, что трещина ориентирована строго по общему региональному направлению максимального стресса, способно привести к существенным ошибкам. Поэтому для корректного определения азимута требуется применение специальных методов.

Наиболее полное представление о пространственном распространении трещин обеспечивают данные микросейсмических исследований [6–8]. Однако их применение ограничено высокой стоимостью и необходимостью соблюдения специальных условий на промысле для минимизации шумов в получаемых данных [6], в результате чего исследование часто проводится на ограниченном фонде скважин. Азимут трещины может быть оценен при помощи акустических методов геофизических исследований скважин [1, 9] и микроимиджеров [1].

Однако эти методы больше применимы для естественных трещин, а не ГРП. Если исследования не проведены сразу после бурения в открытом стволе, то в обсаженной скважине микроимиджер не применяется, а использование акустических методов для оценки азимута трещины сопровождается заметным снижением точности получаемых данных.

Полудлина трещины задается на стадии проектирования (дизайна) ГРП, однако ее фактическое значение после проведения операции может отличаться от проектного. В частности, эффективная (работающая) длина трещины часто оказывается меньше расчетной [10]. Эффективную длину трещины можно оценить по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Несмотря на то, что современные методы интерпретации ГДИС позволяют определять длину трещин даже для горизонтальных скважин с МГРП, для этого требуется достаточно длительная остановка скважин или иные редко реализуемые условия. Как следствие, в пластах с аномально низкой проницаемостью, а также при отсутствии или слабой выраженности диагностических режимов [11–13] оценка этого параметра остается проблематичной из-за неоднозначности интерпретации и наличия погрешностей. В связи с этим в [14] отмечается необходимость применения комплексного подхода к интерпретации ГДИС при взаимодействии со специалистами по геомеханике, ГРП и разработке месторождений.

Учитывая погрешности существующих методов определения фактической геометрии трещин, результаты адаптации гидродинамической модели на данные добычи можно использовать для снижения связанных с ними неопределенностей. При отсутствии скважинных исследований по определению геометрии трещины результаты настройки модели позволяют определить список скважин-кандидатов для проведения ГДИС – в первую очередь тех скважин, оценочные параметры которых существенно отклоняются от общего тренда или оказывают наибольшее влияние на адаптацию модели. В [15, 16] гидродинамическое моделирование применяется для настройки на данные промыслово-геофизических и индикаторных исследований, чтобы уточнить геометрические и фильтрационные параметры трещин МГРП в горизонтальной скважине. В случае же площадных систем заводнения, когда вода поступает от нагнетательных скважин, модель можно использовать для уточнения параметров трещин по динамике обводнения. При этом целесообразно провести предварительный анализ чувствительности, чтобы выявить общие связи между геометрией трещин и динамикой добычи и определить критерии применимости модели для восстановления их параметров. Априорная информация, полученная в результате такого анализа, также позволяет снизить трудоемкость адаптации моделей со скважинами с ГРП как при ручной, так и при автоматизированной настройке. Несмотря на развитие методов автоматизированной адаптации, их применение на практике требует проведения значительного числа расчетов [17] и может сталкиваться с проблемами сходимости, тогда как использование априорной информации и обоснованный выбор идентифицируемых параметров позволяет сократить число итераций, ускорить поиск решения и снизить его неопределенность. Таким образом, результаты исследования, посвященного изучению взаимосвязи между параметрами трещин ГРП и откликом модели, обладают достаточно широкой областью дальнейшего применения.

Материалы и методы

В исследовании выполнялось многовариантное гидродинамическое моделирование, где в процессе расчетов варьировались ключевые характеристики трещин ГРП – длина и азимут – для оценки их влияния на динамику дебита нефти. При этом проводимость трещины считалась достаточно высокой и не оказывающей существенного влияния на время прорыва воды и, по крайней мере, начальные темпы обводнения скважин. Результаты предварительных расчетов на тестовых примерах подтвердили, что влияние проводимости трещин гораздо менее значимо по сравнению с влиянием ее геометрических характеристик.

Применительно к адаптации модели предполагается, что проводимость трещины задается на основе имеющейся информации, такой как дизайн ГРП, результаты интерпретации ГДИС и данные по аналогичным скважинам. При фиксированном значении проводимости выполняется настройка модели на время прорыва воды. Далее проводимость и скорость деградации трещины уточняются в процессе настройки по забойному давлению.

Численное моделирование проводилось на секторных моделях пласта с пятиточечными элементами заводнения на основе вертикальных скважин с ГРП. В качестве программного обеспечения использовался симулятор «тНавигатор» ООО «Интегрированные разработки для моделирования». Модельные кривые дебита нефти аппроксимировались гиперболической функцией, далее анализировались зависимости между характеристиками трещин в модели и параметрами аппроксимирующей кривой. По результатам анализа выявлялись общие закономерности, связывающие параметры трещин с динамикой дебита, а также определялись условия, при которых характеристики трещин и расчетные показатели добычи имеют надежную корреляцию. Влияние геометрии трещин на динамику забойного давления не исследовалось. Предполагалось, что геометрия трещин определяет прежде всего динамику обводнения, тогда как на забойное давление в значительной степени влияет состояние призабойной зоны скважины и проводимость трещины.

Характеристика секторных моделей и условия расчетов

Секторные модели для исследования включали в себя 9 пятиточечных элементов разработки, сформированных вертикальными скважинами с ГРП. Для анализа использовались расчетные показатели центрального элемента, а окружающие 8 элементов задавались для корректного моделирования граничных условий [18]. Основные характеристики секторной модели представлены в табл. 1.

Куб параметра литологии распространялся методом последовательного индикаторного моделирования, при этом задавались 2 литотипа – коллектор и «неколлектор». Пористость моделировалась методом последовательного гауссова моделирования в пределах литотипа коллектора, а в литотипе «неколлектор» принималась равной нулю. Куб проницаемости рассчитывался из куба пористости на основе экспоненциальной зависимости. Такой подход не отражает всех особенностей протекающих в пласте массообменных процессов и не рекомендуется для моделирования реальных объектов.

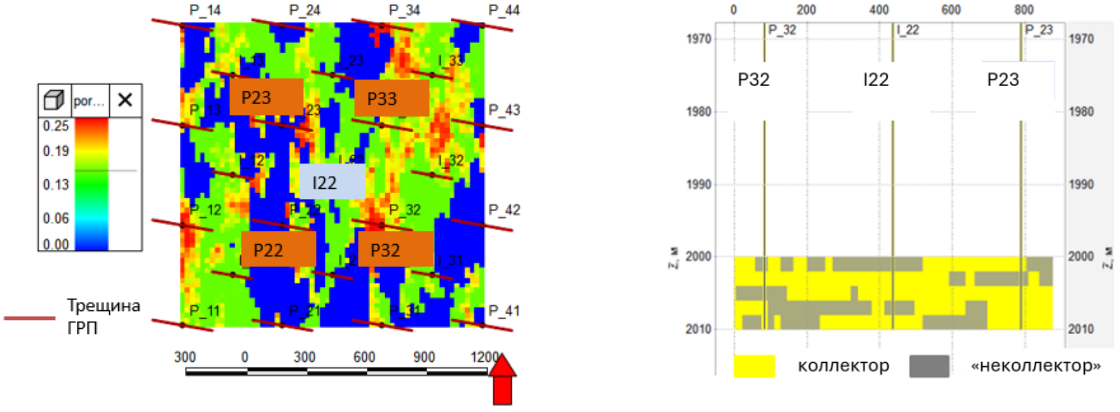
Табл. 1. Основные параметры секторной модели

Table 1. Main parameters of the sector model

Параметр	Значение
Параметры пласта	
Начальное пластовое давление, бар	200
Пористость, д.е.	диапазон: 0,15–0,25; среднее: 0,18
Проницаемость, мД	диапазон: 5–77; среднее: 12
Нефтенасыщенная толщина, м	диапазон: 5–10; среднее: 7
Параметры трехмерной сетки	
Размерность сетки и количество ячеек	61 × 61 × 5; количество ячеек: 18605
Размер ячеек, м	По латерали: 25; по вертикали: 1
Информация о скважинах	
Количество скважин	25, из них 16 добывающих и 9 нагнетательных
Расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной, м	350
Граничные условия для скважин при расчете	
Режим контроля	Добывающие скважины – дебит жидкости; нагнетательные скважины – приемистость
Лимит забойного давления, бар	Добывающие скважины – 50; нагнетательные – 450
Текущая компенсация отборов закачкой в пластовых условиях, %	90–105
Параметры трещин	
Полудлина – добывающие, м	30, 50, 100, 150, 200, 250, 300
Полудлина – нагнетательные, м	100
Азимут, °	От 0 до 170 с шагом 10
Проницаемость проппанта, мД	10000
Раскрытость, мм	5
Параметры вариограммы	
Ранги: главный, второстепенный и вертикальный, м	200 × 70 × 2

Согласно концепции эффективного порового пространства, в моделировании необходимо учитывать возможные фильтрационные потоки через прослои «неколлекторов» [19], представляющие собой интервалы низкопроницаемых плотных или глинистых пород и играющие важную роль в перераспределении флюидов по вертикали. В данной работе применяется упрощенный подход: глинистые породы «неколлектора» задаются с нулевыми значениями пористости и проницаемости, что позволяет существенно сократить время расчетов при большом числе сценариев. Использование малых, но ненулевых значений могло бы повлиять на распределение вертикальных потоков. Однако при преимущественно латеральном течении, которое характерно для систем заводнения на основе вертикальных скважин с ГРП, упрощенный подход при проведении поисковых исследований может считаться оправданным.

На рис. 1 представлены срез куба пористости и разрез куба литологии секторной модели.



а/a б/b

Рис. 1. Распределение свойств в секторной модели:
а – срез куба пористости; б – разрез куба литологии

Fig. 1. Distribution of properties in the sector model:
a – porosity cube slice; b – lithology cube cross-section

ГРП моделировался с использованием виртуальных перфораций. Такой подход позволяет учитывать ключевые параметры трещины – азимут, длину и проводимость – без необходимости выполнения сложных дополнительных вычислений и без существенного увеличения времени расчета [20]. Несмотря на то, что в настоящем исследовании расчеты выполнялись на небольших моделях, актуально дальнейшее применение результатов на полномасштабных моделях с большим числом скважин, где скорость расчета становится критически важной. При моделировании таких систем с использованием локального измельчения сетки время расчетов может становиться непрактично большим. До начала выполнения многовариантных расчетов результаты моделирования с использованием виртуальных перфораций могут быть согласованы с результатами, полученными эталонным методом моделирования ГРП. Например, путем подбора множителей на рассчитанные симулятором коэффициенты проводимости виртуальных ячеек.

Азимут трещин ГРП (относительно направления координатной оси Y в модели) варьировался синхронно для всех скважин в диапазоне от 0° до 170° с шагом 10°. Поскольку рассматривались полностью симметричные трещины, данного диапазона достаточно для охвата всех возможных геометрических конфигураций, связанных с изменением азимута. Например, сценарий с азимутом 0° геометрически эквивалентен сценарию с азимутом в 180°.

При выполнении анализа для конкретной добывающей скважины ее полудлина варьировалась в диапазоне от 30 до 300 м. Полудлины трещин для остальных добывающих имели базовое значение в 100 м. Таким образом, для анализа одной скважины выполнялись 126 расчетов, включающие вариацию 18 значений азимута и 7 значений полудлины. Полудлины трещин нагнетательных скважин во всех расчетах зафиксированы и равны 100 м. Такое решение связано с особой спецификой трещин для нагнетательных скважин. Под действием повышенного давления нагнетания для них характерно формирование трещины авто-ГРП или превращение закрепленной трещины ГРП в трещину авто-ГРП.

Длина такой трещины может динамически изменяться в зависимости от давления и значительно превышать проектные значения из-за ее роста в процессе разработки. Учет особенностей трещин авто-ГРП при адаптации моделей может являться отдельным направлением исследования.

Помимо условно принимаемой фиксированной полудлины трещин на нагнетательных скважинах, будем предполагать, что период отработки нагнетательных скважин на нефть небольшой и изменение напряженного состояния пласта не является достаточным, чтобы вызвать изменение ориентации трещины авто-ГРП относительно исходного направления максимального горизонтального стресса.

В модельных расчетах для каждой добывающей скважины дебит жидкости задавался постоянным на протяжении всего периода расчета. Аналогичный подход применялся и к нагнетательным скважинам: на протяжении всего расчета обеспечивалась постоянная приемистость. Такое поведение отличается от фактической динамики дебита жидкости добывающих скважин с ГРП, который снижается во времени. Тем не менее, для целей данного исследования такой подход уместен, поскольку позволяет исключить влияние темпов отбора жидкости на динамику обводнения и сосредоточиться исключительно на влиянии характеристик трещин.

Результаты и обсуждение

Аппроксимация и параметризация модельных кривых дебита нефти

Аппроксимация рассчитанных на модели кривых позволила перейти от сложной формы модельной динамики к аналитическому описанию, удобному для статистического анализа и изучения зависимостей между параметрами модели и характеристиками кривой дебита нефти. Модельная кривая состоит из двух периодов – до и после прорыва воды. Период безводной добычи в модели представлен постоянным дебитом нефти. Аппроксимация начинается с момента его окончания, когда с приходом воды от нагнетательных скважин дебит нефти начинает снижаться.

В работе рассматривается упрощенная ситуация, когда начальная обводненность скважинной продукции равна нулю, а в качестве критерия для определения прорыва воды используется начало снижения дебита нефти. В реальности скважины начинают эксплуатироваться с ненулевой обводненностью. Критерий для определения начала прорыва воды может быть легко модифицирован под особенности промысловых данных добычи. Предполагается, что результаты исследования будут применяться к пластам, в которых начальная водонасыщенность близка к остаточной (мало подвижной воды), а дренируемый интервал расположен в чисто нефтяной зоне. Как правило, именно такие объекты являются наиболее подходящими для проведения ГРП, чтобы исключить риск соединения трещины с водоносной частью пласта. Для таких пластов начальная обводненность обычно остается практически постоянной до момента прорыва воды от нагнетательных скважин, а в качестве критерия для определения момента прорыва воды может использоваться начало периода роста обводненности.

Также для реальных промысловых данных изменение дебита нефти наблюдается с начального момента эксплуатации, что обусловлено изменением пластового давления и снижением продуктивности трещины еще до начала обводнения.

В связи с этим используемая аппроксимация должна пониматься в том смысле, что она отражает не полное изменение дебита нефти, а только связанное с обводнением скважины. При работе с реальными данными ее анализ нужно начинать с момента начала роста обводненности и использовать относительный дебит нефти, нормированный по дебиту жидкости.

Для аппроксимации модельной кривой были рассмотрены три зависимости согласно методу Арпса: экспоненциальная, гиперболическая и гармоническая. Выбор наиболее подходящей функции осуществлялся на основе коэффициента детерминации (R^2) и среднего отклонения между модельной и расчетной кривыми. По совокупности критериев была выбрана гиперболическая функция, обеспечившая наименьшее отклонение при высоких значениях R^2.

Формула гиперболической кривой имеет вид:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D \cdot t)^{1/b}}, \quad (1)$$

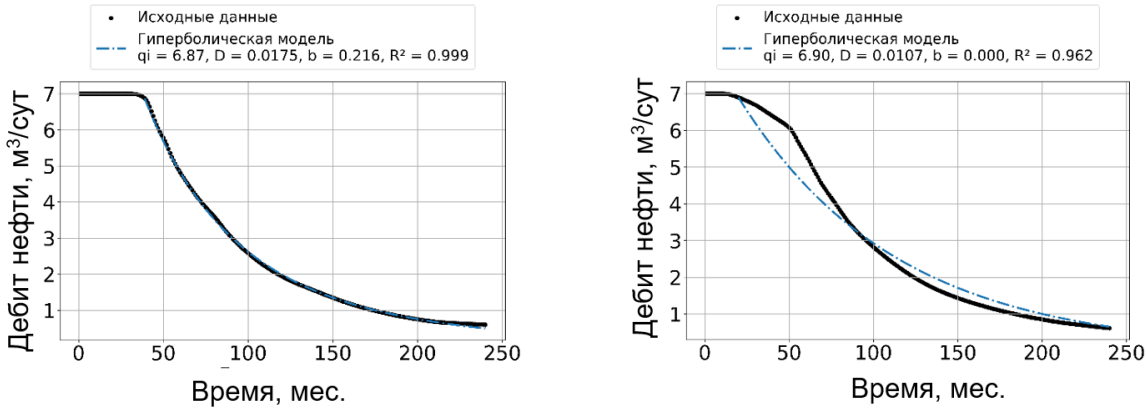
где: $q(t)$ – дебит в момент времени t, м^3/сут;
q_i – начальный дебит, м^3/сут;
D – начальный темп падения добычи, 1/сут;
b – экспонент (показатель) гиперболического падения, безразмерная величина.

Параметры влияют на форму кривой следующим образом. При увеличении параметра D возрастает темп падения дебита на начальной стадии. Параметр b определяет изменение этого темпа во времени: чем больше b, тем медленнее снижается дебит на поздних стадиях.

Таким образом, модельную кривую можно охарактеризовать тремя параметрами: временем безводной добычи T, коэффициентом D гиперболической функции, коэффициентом b гиперболической функции. В ряде случаев гиперболическая функция практически идеально воспроизводит модельную кривую, однако в отдельных вариантах соответствие менее точное. Это связано с тем, что модельная кривая имеет более сложный тренд: каждый приход воды от новой нагнетательной скважины изменяет характер обводнения, формируя участки с различными трендами. На рис. 2 представлены примеры наилучшей и наихудшей аппроксимаций из всех рассчитанных модельных кривых. Визуальный анализ результатов показал, что аппроксимация достаточно точно описывает поздние темпы снижения дебита (параметр b), однако на начальном участке, контролируемом параметром D, в некоторых аппроксимациях имеет значительную погрешность.

Проекция трещины на диагональ как интегральный параметр, характеризующий геометрию трещины

Определение отдельно азимута или отдельно полудлины трещины по фактической динамике обводнения представляется практически невозможным. В связи с этим нами рассмотрен интегральный параметр – проекция трещины на диагональ элемента (направление между добывающей и нагнетательной скважинами), который лучше объясняет наблюдаемую динамику добычи.

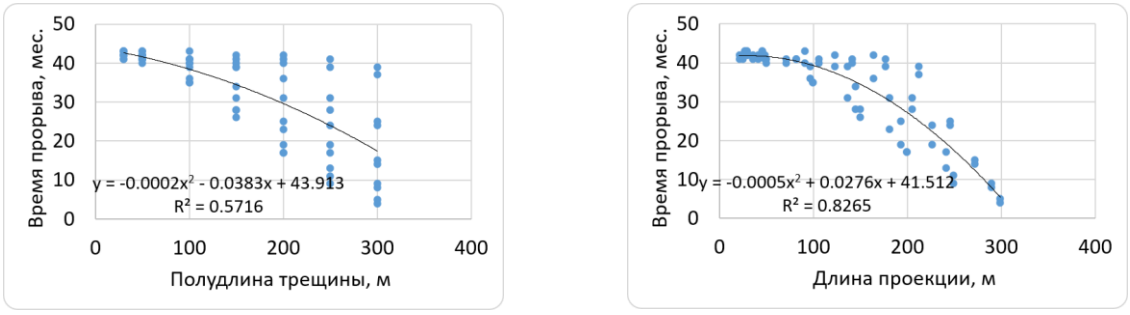


а/a б/b

Рис. 2. Примеры аппроксимации кривых дебита нефти:
а – наилучшей; б – наихудшей

Fig. 2. Examples of oil production rate curve approximation:
a – best fit; b – worst fit

Для наглядной демонстрации этого положения рассмотрена зависимость времени прорыва воды для скв. *P33*, расположенной в верхнем правом углу центрального элемента (см. рис. 1) как от длины трещины L, так и от ее проекции на диагональ $L_{пр}$ и выполнена регрессионная аппроксимация полученных данных (рис. 3). При построении зависимостей азимут трещины варьировался в диапазоне от 0° до 90°, полудлина трещины – от 30 до 300 м. Визуальный анализ полученных зависимостей показывает, что время прорыва воды описывается величиной проекции полудлины трещины значительно точнее, чем просто величиной полудлины.



а/a б/b

Рис. 3. Зависимость времени прорыва воды от геометрического параметра трещины:
а – от полудлины трещины; б – от проекции полудлины трещины на диагональ

Fig. 3. Dependence of water breakthrough time on geometric parameter of the fracture:
a – on the fracture half-length; b – on the projection of the fracture half-length onto the diagonal

Для подтверждения этого наблюдения был выполнен количественный статистический анализ, сравнивающий параболические регрессионные зависимости, приведенные на рис. 3. Для сравнения их предсказательной способности использовались коэффициент детерминации R^2 сумма квадратов ошибок (SSE) и средняя абсолютная ошибка (MAE).

Сумма квадратов ошибок и средняя абсолютная ошибка рассчитывались по следующим формулам:

$$SSE = \sum_{i=1}^{n} (T_i - \hat{T}_i)^2,$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} | T_i - \hat{T}_i |,$$

где: T_i – фактические значения времени прорыва воды по модели;

$\hat{T}_i$ – значения, рассчитанные по аппроксимирующей зависимости;

n – количество наблюдений (вариантов расчетов с разными параметрами трещин).

По всем трем характеристикам (R^2, SSE и MAE) время прорыва воды лучше описывается регрессионной зависимостью от проекции полудлины трещины $L_{пр}$, чем от самого значения полудлины L (табл. 2).

Табл. 2. Сравнение статистических показателей регрессионных зависимостей для времени прорыва воды как функции от полудлины трещины и от проекции полудлины трещины

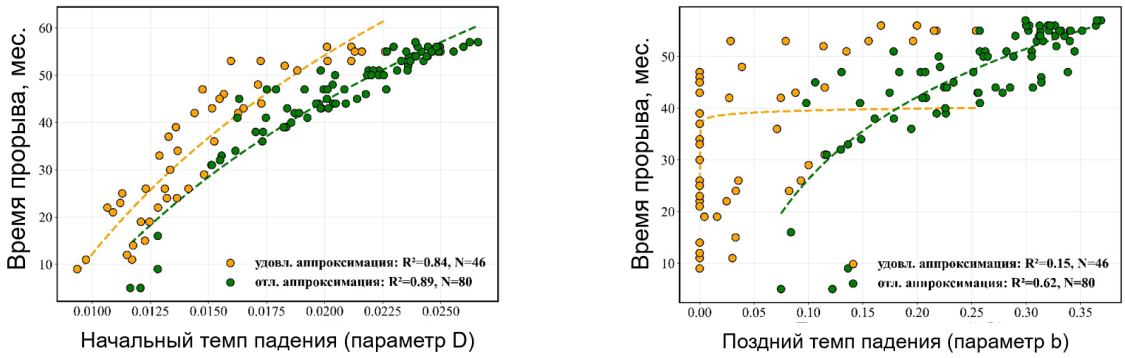
Table 2. Comparison of the statistical indicators of the regression relationships for water breakthrough time as a function of fracture half-length and fracture half-length projection

Параметр	*T* как функция от $L_{пр}$	*T* как функция от *L*
Коэффициент детерминации (R^2)	0,559	0,803
Сумма квадратов ошибок (SSE)	4132,3	1655,1
Средняя абсолютная ошибка (MAE)	5,6	3,5

Анализ зависимостей между параметрами аппроксимирующей кривой

Аппроксимирующая гиперболическая кривая (1) полностью определяется тремя параметрами: *T, D* и *b*. При проверке корреляций между этими параметрами было выявлено, что время безводной добычи *T* хорошо коррелирует с начальным темпом падения *D*: чем раньше происходит прорыв воды (меньше значение *T*), тем ниже начальные темпы падения добычи (меньше значение *D*). Следует отметить, что *T* определяется непосредственно из модельной кривой, тогда как *D* рассчитывается на основе аппроксимации. Таким образом, достоверность выявленной зависимости частично определяется точностью аппроксимации параметра *D*. Замечено, что в случаях, когда аппроксимация выполняется с высокой точностью, корреляция между *T* и *D* выражена особенно отчетливо (рис. 4а). На рис. 4а каждая точка соответствует одному варианту расчета модели. Зеленым цветом выделены точки, где удалось добиться отличного качества аппроксимации модельной кривой, при этом критерием качества аппроксимации служило значение коэффициента детерминации. На примере графика рис. 4а можно отметить, что облако зеленых точек (соответствует расчетам с отличной аппроксимацией) содержит больше данных и при этом является более плотным, чем облако оранжевых точек, соответствующее случаям с менее точной аппроксимацией модельной кривой.

В то же время устойчивой зависимости между *T* и параметром *b*, отвечающим за поздние темпы падения дебита, не обнаружено. Даже для расчетов с хорошим качеством аппроксимации облако точек остается достаточно широким (рис. 4б.).



а/a б/b

Рис. 4. Зависимость времени прорыва *T* от других параметров аппроксимирующей кривой: а – от параметра *D*; б – от параметра *b*

Fig. 4. Dependence of breakthrough time *T* on other parameters of the approximation curve: a – on the parameter *D*; b – on the parameter *b*

Анализ зависимостей между параметрами аппроксимирующей кривой и геометрией трещин

Поскольку между параметрами T и D наблюдается достаточно сильная корреляция и T определяется напрямую по модельной кривой без аппроксимации, параметр D был исключен из дальнейшего анализа. В результате рассматривались зависимости величин T и b от проекции полудлины трещины на диагональ элемента.

Величина проекции для построения графиков определялась следующим образом:

$$L_{\text{пр}} = \begin{cases} -L \cdot cos\alpha, & \theta \le 90° \\ L \cdot cos\alpha, & \theta > 90° \end{cases}$$

$$\alpha = \begin{cases} |45° - \theta|, & \theta \le 90° \\ |135° - \theta|, & \theta > 90° \end{cases}$$

где: L – полудлина трещины;

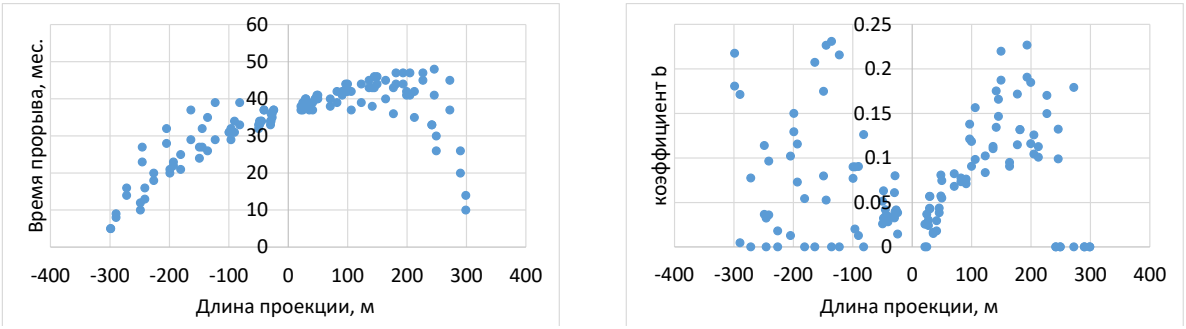
θ – азимут трещины;

α – угол отклонения направления трещины от ближайшей диагонали пятиточечного элемента;

$L_{пр}$ – проекция полудлины трещины на диагональ.

При расчете угла отклонения для трещины выбиралась ближайшая диагональ элемента. Если азимут трещины находился в диапазоне от 0° до 90°, отклонение определялось относительно диагонали 45°. Если азимут находился в диапазоне от 90° до 170°, отклонение рассчитывалось относительно диагонали 135°. Для разделения данных, соответствующих трещинам, ориентированным вблизи первой или второй диагонали, вводился знак проекции. При азимутах более 90° значение проекции умножалось на −1, что позволяло разграничить случаи ориентации трещины в разных квадрантах и корректно анализировать асимметрию распределения данных.

При анализе построенных графиков можно отметить, что точки на графиках T от $L_{пр}$ группируются в облако (пусть и достаточно широкое, рис. 5а), в то время как на графиках b от $L_{пр}$ полностью отсутствует корреляция между параметрами (рис. 5б). Таким образом, поздние темпы падения дебита, характеризуемые параметром b, формируются под воздействием комплексной комбинации свойств пласта, характеристик трещины и истории добычи и не могут быть объяснены только характеристиками трещины.

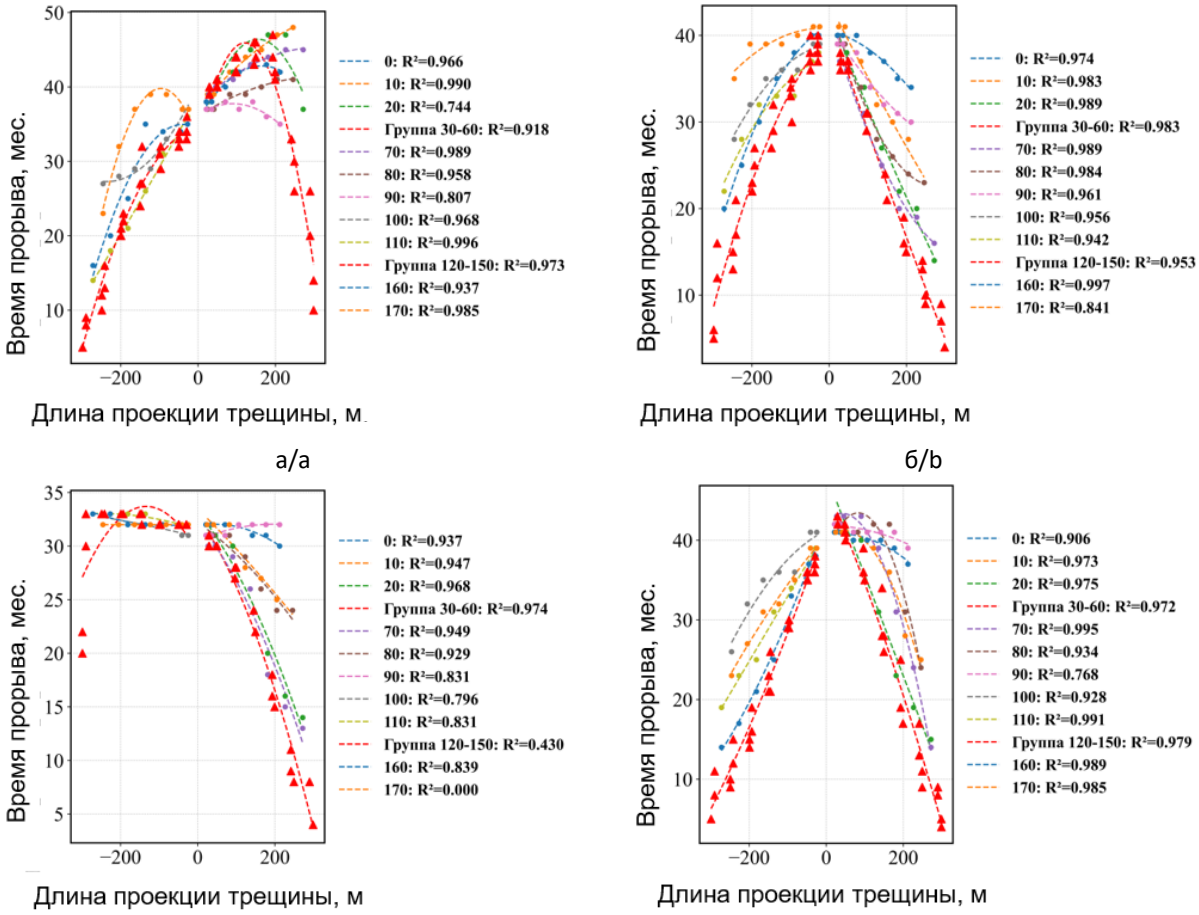


а/a б/b

Рис. 5. Зависимость параметров аппроксимирующей кривой дебита нефти от $L_{пр}$ на примере скв. *P22*: а – для параметра *T*; б – для параметра *b*

Fig. 5. Dependence of the parameters of the oil production rate approximation curve on L_{pr} for the well *P22*: a – for the parameter *T;* b – for the parameter *b*

Рассмотрим более детально зависимость T от $L_{пр}$. На рис. 6 представлены зависимости для каждой из добывающих скважин центрального элемента: *P22, P23, P32*, *P33*.



а/a б/b

в/c г/d

Рис. 6. Зависимость T от $L_{пр}$ для скважин центрального элемента: а – для скв. *P22*; б – для скв. *P23*; в – для скв. *P32*; г – для скв. *P33*

Fig. 6. Dependence of T on L_{pr} for the wells of the central element: a – for the well *P22*; b – for the well *P23*; c – for the well *P32*; d – for the well *P33*

Цвета сгруппированы по значениям азимута трещины. На положительной оси абсцисс отложены значения проекций для азимутов не более 90°, на отрицательной – свыше 90°. Для каждого значения азимута выполнена аппроксимация точек квадратичными кривыми, представленными пунктирной линией. На графиках прослеживается ожидаемая тенденция: с увеличением длины проекции время прорыва воды сокращается. Однако облако точек остается широким, особенно при больших значениях *T*, соответствующих поздним прорывам воды. Отмечено, что данные, соответствующие азимутам 30°–60° и 120°–150° (обозначены красными треугольниками на графиках), во многих случаях (кроме скв. *P32*) группируются в плотное облако точек. Эти диапазоны соответствуют отклонению от первой и второй диагоналей элемента не более чем на 15°. В некоторых случаях в это облако можно включить и точки, соответствующие отклонению в 25°, хотя это возможно не для всех сценариев.

Для скв. *P32* наблюдается особая картина: при азимутах 120°–150° длина проекции практически не влияет на время прихода воды (см. рис. 6в). Это связано с тем, что из-за особенностей распределения проницаемости в модели существует сильная неравномерность в распространении фронтов по двум диагоналям, и прорыв воды в добывающую скв. *P32* от нагнетательной скв. *I32* происходит преимущественно по другой диагонали 45°. На рис. 7 представлена карта средней нефтенасыщенности через 3 года разработки, иллюстрирующая выраженную неравномерность распространения фронта вытеснения, обусловленную неоднородным распределением проницаемости. Соответственно, предложенные графики могут дополнительно использоваться для диагностики степени асимметрии фронта вытеснения по диагоналям элемента.

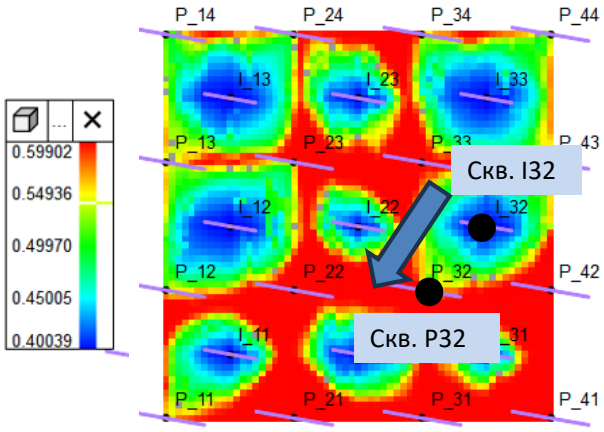
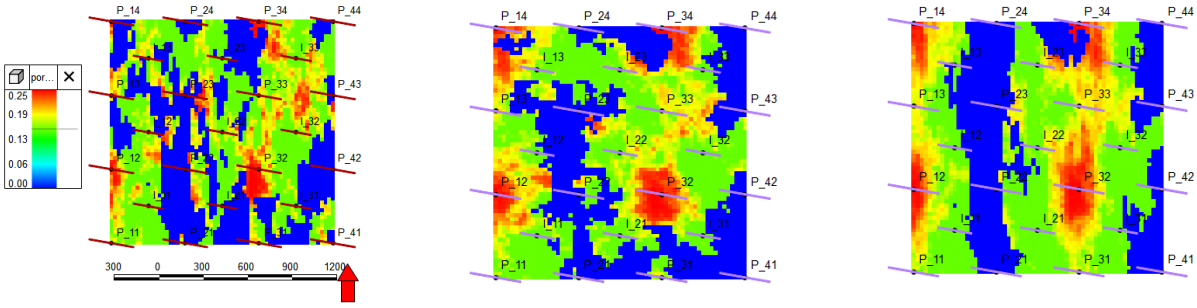


Рис. 7. Карта средней нефтенасыщенности через 3 года разработки

Fig. 7. Average oil saturation map after 3 years of production

Таким образом, значение проекции трещины может быть восстановлено из времени прорыва воды в случае небольшого отклонения ее азимута от диагонали площадного элемента, а анализ асимметрии предложенных графиков может использоваться в качестве диагностического признака для оценки степени неравномерности фронта вытеснения.

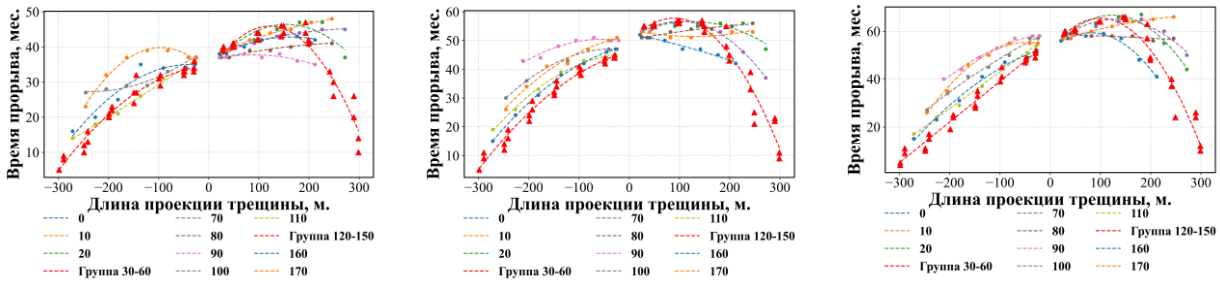
Устойчивость полученных выводов проверена для разных вариантов интерполяции свойств пласта в межскважинном пространстве. Были рассмотрены 3 варианта распределения свойств, отличающихся рангами вариограмм при моделировании куба литологии и куба пористости. Для каждого варианта рассмотрены характерные реализации. Во всех вариантах азимут главного направления вариограммы одинаков и составляет 0°. В случаях выраженной латеральной анизотропии проницаемости ее влияние на параметры обводнения может рассматриваться как отдельное направление исследования. На рис. 8 представлены срезы куба пористости для каждого рассмотренного варианта. Графики времени прорыва воды от длины проекции (T от $L_{пр}$) для рассмотренных вариантов имеют схожую форму (рис. 9) и сохраняется основной вывод о возможности восстановления проекции полудлины трещины по времени прорыва воды при условии, что угол отклонения трещины от диагонали элемента не превышает 15°.



а/a б/b в/c

Рис. 8. Срез куба пористости:
а – вариант 1 (главный ранг вариограммы – 200 м, второстепенный – 70 м);
б – вариант 2 (главный ранг вариограммы – 500 м, второстепенный – 500 м);
в – вариант 3 (главный ранг вариограммы – 1500 м, второстепенный – 500 м)

Fig. 8. Porosity cube section:
a – variant 1 (primary variogram range – 200 m, secondary – 70 m);
b – variant 2 (primary variogram range – 500 m, secondary – 500 m);
c – variant 3 (primary variogram range – 1500 m, secondary – 500 m)



а/a б/b в/c

Рис. 9. Зависимость T от $L_{пр}$:
а – вариант 1; б – вариант 2; в – вариант 3

Fig. 9. Dependence of T on L_{pr}:
a – variant 1; b – variant 2; c – variant 3

Практические аспекты

Построение графиков T от $L_{пр}$ при большом количестве скважин, значений длины и азимута может стать трудно-реализуемым. В базовом способе при изучении одной скважины азимут для всех скважин элемента менялся синхронно, но длина трещины варьировалась только для этой скважины при фиксированных базовых значениях длин на всех остальных. Выполнение расчетов для каждой скважины в отдельности приводит к огромному объему вычислений и оказывается непрактичным. В рамках исследования был рассмотрен упрощенный способ синхронного изменения длин на всех добывающих скважинах. Для выбранной скважины выполнено сравнение графиков (рис. 10), полученных базовым (синие точки) и упрощенным (оранжевые точки) способами. Результаты практически не отличаются друг от друга. Разница во времени прорыва воды в большинстве случаев не превышает одного месяца, что не критично для практических расчетов. Таким образом, графики T от $L_{пр}$ могут быть построены с помощью упрощенного способа с синхронным изменением длин трещин на всех добывающих скважинах, однако рекомендуется проверять валидность этого подхода для конкретной модели на контрольных скважинах.

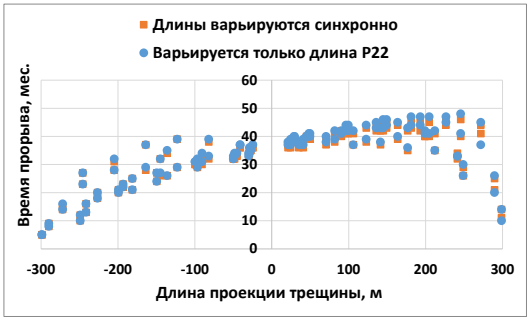


Рис. 10. График зависимости T от $L_{пр}$
при расчете упрощенным и базовым способами для скв. *P22*

Fig. 10. Graph of the dependence of T on L_{pr}
calculated using the simplified and base methods for the well *P22*

При адаптации гидродинамических моделей анализ графиков T от $L_{пр}$ позволяет получить дополнительную информацию о возможных параметрах трещин. Это дает возможность на раннем этапе отсечь заведомо нереалистичные сценарии, сузить область неопределенности и снизить размерность пространства параметров в обратной задаче, тем самым существенно упростить процесс и сократить время настройки модели. Алгоритм применения графиков включает следующие шаги.

1. Выбираются один или несколько секторов модели, включающих скважины по критериям наибольшего вклада в общую добычу нефти или наличия высокой неопределенности в геометрических характеристиках трещины ГРП. Размер сектора подбирается так, чтобы выполнение десятков расчетов было практически осуществимо за разумное время. Для корректного моделирования элемента с интересующей скважиной сектор должен содержать соседние вспомогательные элементы, обеспечивающие корректное задание граничных условий.

2. Для выбранного сектора или группы секторов проводится предварительный анализ чувствительности с варьированием полудлины и азимута трещин в пределах заданного диапазона неопределенности, при этом полудлина трещин на добывающих скважинах меняется синхронно. Диапазон неопределенности параметров определяется исходя из данных по дизайну ГРП и скважинных исследований.

3. Для каждой анализируемой скважины строятся зависимости времени прорыва воды T от длины проекции трещины $L_{пр}$. Путем сопоставления с фактическим временем прорыва воды определяется допустимый диапазон длины проекции трещины на диагональ. В дальнейшем на этапе адаптации модели рассматриваются только те комбинации длины и азимута трещины, при которых длина проекции попадает в установленный диапазон.

Необходимо отметить, что не только геометрические параметры, но и проводимость трещины влияют на время прихода воды. Тем не менее, в большинстве практических случаев проницаемость трещин (проппанта) на несколько порядков превышает проницаемость коллектора и относительная проводимость трещины остается высокой при ее модификации в процессе адаптации, поэтому изменение значений проводимости в пределах интервала неопределенности оказывает незначительное влияние на время прорыва.

4. Если фактическое время прорыва воды меньше минимального значения, полученного по результатам анализа чувствительности, то для данной скважины рассматриваются комбинации полудлины и азимута, обеспечивающие максимальную длину проекции. Дальнейшая адаптация времени прорыва может выполняться за счет изменения других параметров, включая длину трещины нагнетательной скважины, локальную корректировку кривых относительных фазовых проницаемостей, а также локальную корректировку свойств пласта (добавление высокопроницаемых пропластков, увеличение контрастности проницаемости и пр.).

5. Изменение геометрии трещины в процессе адаптации модели оказывает влияние на динамику забойного давления. После настройки модели на фактическую динамику обводненности дальнейшая адаптация по забойному давлению может выполняться путем корректировки множителя на коэффициент продуктивности скважины или проводимости трещины с учетом имеющихся данных гидродинамических исследований. При этом, как отмечено выше, изменение проводимости трещины для настройки забойного давления в большинстве случаев не оказывает существенного влияния на модельную динамику обводненности.

Заключение

В площадных системах разработки с заводнением на основе скважин с ГРП геометрия трещин на действующем фонде оказывает существенное влияние на динамику обводнения скважин и локализацию остаточных запасов. Ключевыми параметрами геометрии трещины для таких систем являются ее полудлина и азимут. Несмотря на существование различных методов определения геометрии трещин, каждый из них обладает определенными ограничениями и погрешностями, а исследования могут проводиться лишь на ограниченном фонде скважин. В связи с этим дополнительным инструментом уточнения характеристик трещин может выступать настройка гидродинамической модели на фактические данные добычи.

Были выполнены многовариантные расчеты на секторных моделях с пятиточечными элементами разработки, где варьировались азимут и полудлина трещин ГРП, и проанализированы зависимости между параметрами кривой добычи нефти и геометрическими характеристиками трещин.

По результатам анализа выявлена корреляция между временем прорыва и проекцией полудлины трещины на диагональ элемента. Однако, несмотря на наличие корреляции, в общем случае облако точек остается достаточно широким, что приводит к существенной погрешности при попытке определить величину проекции исключительно по времени прорыва воды. При небольших отклонениях трещины от диагонали элемента (до 15°) наблюдается сильная корреляция между временем прорыва и величиной проекции, что делает восстановление параметров практически реализуемым. Комплексирование результатов настройки моделей с данными исследования скважин позволит получить более надежную оценку геометрии трещин в общем случае.

Поздняя динамика падения дебита нефти при обводнении слабо коррелирует с параметрами трещин. Это позволяет потенциально разделить влияние трещин и неоднородности пласта на динамику добычи, что может являться предметом дальнейших исследований. Полученные выводы сохраняют справедливость независимо от особенностей распределения свойств пласта в межскважинном пространстве.

Вклад авторов

В.А. Гармаш – концептуализация, формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

И.М. Индрупский – член редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

При подготовке рукописи использовался ChatGPT (OpenAI, GPT-5.3 Instant; дата обращения: 20.03.2026) для редактирования текста и улучшения формулировок. Все полученные с использованием ИИ материалы были проверены авторами.

Список источников

1. *Мальцев В.В., Никитин А.Н., Кардымон Д.М.* и др. Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП // Территория Нефтегаз. 2010. № 11. С. 52–56. EDN: MWFZBJ

2. *Gao Y., Liu H.* Impact of geomechanical heterogeneity on multiple hydraulic fracture propagation // Journal of Geophysics and Engineering. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 954–969. https://doi.org/10.1093/jge/gxab058

3. *Sherratt J., Sharifi Haddad A., Rafati R.* Optimising well orientation in hydraulic fracturing of naturally fractured shale gas formations // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021. Vol. 94. P. 104141. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104141

4. *Ерастов С.А., Садыков А.М., Галлямов И.Ф.* и др. Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5(106). С. 44–49. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-5-44-49

5. *Ju Y., Li Y., Yang Y., Wang Y.* Reorientation of hydraulic fractures and stress-shadow effect in double-well fracturing of hydrocarbon reservoirs: 3D numerical model and analysis // International Journal of Mining Science and Technology. 2025. Vol. 35, No. 4. P. 499–517. https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2025.02.011

6. *Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И.* Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 6(45). С. 58–63. EDN: VDFZYL

7. *Торопов К.В., Сергейчев А.В., Муртазин Р.Р.* и др. Опыт проведения микросейсмического мониторинга многостадийного гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 23–26. EDN: WZJJWH

8. *Трошкин С.В.* Микросейсмический мониторинг при проведении гидроразрыва пласта // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. № 12-3(99). С. 216–219. https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-12-3-216-219

9. *Зощенко О.Н., Аввакумов А.А., Гусев С.И*. и др. Контроль трещин гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах методом сейсмоакустического зондирования // Нефтяное хозяйство. 2023. № 10. С. 71–75. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-71-75

10. *Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Киселёв А.Н.* Анализ причин отсутствия диагностических признаков трещины гидроразрыва на КВД // Нефтяная провинция. 2025. № 3(43). С. 206–223. https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223

11. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В.* и др. Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 1(111). С. 46–54. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

12. *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадиального режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276, Вып. 2. С. 29–48. EDN: GOYQFR

13. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

14. *Самойлов А.С., Вотчель В.А., Егорова А.П., Мокина Д.С.* Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3(104). С. 41–48. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-3-41-48

15. *Бикметова А.Р., Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я.* и др. Оценка параметров трещин в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта путем настройки

гидродинамической модели на результаты трассерных исследований // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 118–121. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-118-121

16. *Никонорова А.Н., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н.* и др. Повышение эффективности разработки аномально низкопроницаемых ачимовских отложений после адаптации цифровых 3D-моделей к результатам комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 2(112). С. 55–64. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-2-55-64

17. *Еремян Г.А., Давуди Ш., Рукавишников В.С., Степико А.В.* Комплексный подход к параметризации геолого-гидродинамической модели для ее автоадаптации к процессам разработки залежей нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 5. С. 138–147. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3193

18. *Гармаш В.А., Индрупский И.М.* Особенности секторного моделирования элементов площадных систем разработки при неопределенном азимуте трещин гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3(113). С. 59–65. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-3-59-65

19. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с. EDN: WIAVWB

20. *Присмотров К.В., Вараввa А.И., Воронинская Я.Г.* Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения Х // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 4. С. 82–91. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

Информация об авторах

Владимир Андреевич Гармаш – аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 6487-7567, https://orcid.org/0009-0005-0771-8482; e-mail: vlad79975@yandex.com

Илья Михайлович Индрупский – д-р техн. наук, профессор РАН, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3003-9701, https://orcid.org/0000-0002-0038-6279; e-mail: i-ind@ipng.ru

Поступила в редакцию 29.03.2026
Принята к публикации 02.06.2026

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

Refinement of key geometric parameters of hydraulic fractures in pattern-type development systems during history matching of simulation models

Vladimir A. Garmash ✉, **Ilya M. Indrupskiy**
Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Introduction*. For the pattern-type waterflooding systems based on hydraulic fractured wells, understanding the main geometric characteristics of fractures – half-length and azimuth – is critically important for reservoir simulation and localization of remaining reserves. The capabilities of traditional fracture parameter evaluation methods are limited by cost, interpretation accuracy, and field conditions; therefore, developing approaches to refine fracture characteristics based on actual production data is highly relevant. *Objective*. To determine the conditions under which history matching of a dynamic model allows reconstruction of the main geometric parameters of hydraulic fractures to improve the accuracy of reservoir performance forecasting. *Materials and methods.* Multiscenario simulations were performed on sector models of heterogeneous five-spot patterns with vertical hydraulic fractured wells, varying the fracture azimuth and half-length. The resulting simulated oil production rate curves were approximated using a hyperbolic function, after which dependencies between fracture parameters and approximation curve parameters were analyzed. *Results*. A strong correlation was identified between water breakthrough time and the projection of the fracture onto the element diagonal when its azimuth deviates within 15° from the diagonal; for larger deviations, the dependence weakens. Late-stage oil production decline dynamics showed weak correlation with fracture characteristics. The results are robust with respect to interwell reservoir property distribution. *Conclusion.* The projection of the fracture onto the direction connecting the production and injection wells can be used as a primary integral geometrical characteristic for field development analysis and model calibration. The projection length correlates with water breakthrough time, and the correlation strengthens for small azimuth deviations from the direction connecting the injector and producer. The relationship between projection length and late-stage oil decline is weak, potentially allowing separation of fracture characteristics and reservoir heterogeneity impact when analyzing production history.

Keywords: hydraulic fracture; fracture azimuth; fracture half-length; dynamic model calibration; pattern-type development systems

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

Acknowledgments: the authors thank IRM LLC for providing access to the tNavigator software under the academic license granted to OGRI RAS.

✉ Vladimir A. Garmash, vlad79975@yandex.com
© Garmash V.A., Indrupskiy I.M., 2026

The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Garmash V.A., Indrupskiy I.M. Refinement of key geometric parameters of hydraulic fractures in pattern-type development systems during history matching of simulation models. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2026. (In Russ.).

Author contributions

Vladimir A. Garmash – conceptualization, formal analysis, investigation, visualization, writing – original draft.

Ilya M. Indrupskiy – conceptualization, methodology, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Ilya M. Indrupskiy is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas.*

Use of artificial intelligence

During the preparation of the manuscript, ChatGPT (OpenAI, GPT-5.3 Instant; accessed 20 March 2026) was used for text editing and improving wording. All AI-assisted materials were verified by the authors.

References

1. Mal'tsev V.V., Nikitin A.N., Kardymon D.M., et al. Experience of using specialized GIS at the fields of RN-Yuganskneftegaz LLC for hydraulic fracturing optimization. *Territorija Neftegaz.* 2010. No. 11. P. 52–56. (In Russ.).

2. Gao Y., Liu H. Impact of geomechanical heterogeneity on multiple hydraulic fracture propagation. *Journal of Geophysics and Engineering.* 2021. Vol. 18, No. 6. P. 954–969. https://doi.org/10.1093/jge/gxab058

3. Sherratt J., Sharifi Haddad A., Rafati R. Optimising well orientation in hydraulic fracturing of naturally fractured shale gas formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* 2021. Vol. 94. P. 104141. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104141

4. Erastov S.A., Sadykov A.M., Gallyamov I.F., et al. The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling. *Exposition Oil Gas.* 2024. No. 5(106). P. 44–49. (In Russ). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-5-44-49

5. Ju Y., Li Y., Yang Y., Wang Y. Reorientation of hydraulic fractures and stress shadow effect in double well fracturing of hydrocarbon reservoirs: 3D numerical model and analysis. *International Journal of Mining Science and Technology.* 2025. Vol. 35, No. 4. P. 499–517. https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2025.02.011

6. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Burov D.I. Problems of borehole and surface microseismic hydrofrac monitoring. *Exposition Oil Gas.* 2015. No. 6(45). P. 58–63. (In Russ.).

7. Toropov K.V., Sergeichev A.V., Murtazin R.R., et al. Experience in microseismic monitoring of multi-stage fracturing by RN-Yuganskneftegaz LLC. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 11. P. 23–26. (In Russ.).

8. Troshkin S.V. Microseismic monitoring during hydraulic fracturing. *International Journal of Humanities and Natural Sciences.* 2024. No. 12-3(99). P. 216–219. (In Russ.). https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-12-3-216-219

9. Zoshchenko O.N., Avvakumov A.A., Gusev S.I., et al. Controlling of hydraulic fracturing in directional wells by seismoacoustic study. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 10. P. 71–75. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-71-75

10. Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N. Well testing: causes of missing hydraulic fractures diagnostic signatures on pressure buildup curves. *Neftyanaya provintsiya.* 2025. No. 3(43). P. 206–223. (In Russ.). https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223

11. Kremensky M.I., Nikonorova A.N., Bakhmutov A.V., et al. Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs. *Exposition Oil Gas.* 2025. No. 1(111). P. 46–54. (In Russ). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

12. Abramov T.A., Indrupskii I.M. Features and informative possibilities of the early radial regime of buildups in horizontal wells with closely spaced multi-stage fractures. *Journal of Mining Institute.* 2025. Vol. 276, No. 2. P. 29–48.

13. Nikonorova A.N., Voron K.A., Kremenetsky M.I., et al. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis. *Exposition Oil Gas.* 2024. No. 6(107). P. 50–56. (In Russ). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

14. Samoylov A.S., Votchel V.A., Egorova A.P., Mokina D.S. Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs. *Exposition Oil Gas.* 2024. No. 3(104). P. 41–48. (In Russ). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-3-41-48

15. Bikmetova A.R., Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., et al. Estimating parameters in the horizontal wells with multistage fracturing using reservoir modeling and tracer analysis. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2022. No. 11. P. 118–121. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-118-121

16. Nikonorova A.N., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N., et al. Increasing the efficiency of abnormally low-permeability Achimov deposits development after digital 3D models calibration on the results of complex pressure transient analysis and production logging of horizontal wells. *Exposition Oil Gas.* 2025. No. 2(112). P. 55–64. (In Russ). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-2-55-64

17. Eremyan G.A., Davoodi S., Rukavishnikov V.S., Stepiko A.V. Comprehensive approach to parametrization of a petroleum reservoir model for automated history matching. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021. Vol. 332, No. 5. P. 138–147. (In Russ.). https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3193

18. Garmash V.A., Indrupskiy I.M. Specifics of sector modeling of regular well patterns with uncertain hydraulic fracture azimuth. *Exposition Oil Gas.* 2025. No. 3(113). P. 59–65. (In Russ). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-3-59-65

19. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., et al. *New Principles and Technologies for Oil and Gas Field Development.* Part 2. Moscow; Izhvesk: Institute of Computer Science, 2009. 484 p. (In Russ.).

20. Prismotrov K.V., Varavva A.I., Voroninskaya Ya.G. Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X. *Georesursy.* 2023. Vol. 25, No. 4. P. 82–91. (In Russ.). https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

Information about the authors

Vladimir A. Garmash – Postgraduate, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; https://orcid.org/0009-0005-0771-8482; e-mail: vlad79975@yandex.com

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; https://orcid.org/0000-0002-0038-6279; e-mail: i-ind@ipng.ru

Received 29 March 2026
Accepted 2 June 2026