

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.55-75>

EDN ZPJUV

УДК 553.981.2:622.276.031.011.43

Интегрированный подход к определению параметров двойной среды на этапе разведки карбонатного месторождения

Гаврилов А.В., Тогаев Ш.Э., Клевицкий А.Г.

ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company», Ташкент, Узбекистан

An integrated approach for dual-medium characterization at carbonate field appraisal stage

A.V. Gavrillov, Sh.E. Togaev, A.G. Klevitskiy

LLC «Surhan Gas Chemical Operating Company», Tashkent, Uzbekistan

E-mail: aleksey.gavrillov@sgc-oc.com

Аннотация. В настоящей работе описывается комплексный подход к определению фильтрационно-емкостных параметров трещиноватых коллекторов, примененный на стадии разведки газового месторождения в Сурхандарьинской области Республики Узбекистан. Особое внимание уделено оценке сжимаемости трещинной пустотности, которая на этапе разведки является одним из наиболее неопределенных параметров двойной среды. Этот параметр оказывает существенное влияние на прогнозную добычу, особенно в условиях месторождений с аномально высоким начальным пластовым давлением. Предложенный метод основан на комплексировании следующих этапов: (1) проведение специализированных полевых исследований, включающих характеризующие свойства естественной трещиноватости методы геофизических исследования скважин (ГИС), и специальный метод гидродинамических исследований скважин (ГДИС) – межскважинное импульсное гидропрослушивание; (2) построение модели сети дискретных трещин (DFN) и гидродинамической модели двойной среды в приближении «двойная пористость» (DP); (3) адаптация гидродинамической модели на воспроизведение результатов гидропрослушивания с количественным определением параметров двойной среды: проницаемости, пористости, сжимаемости трещинной пустотности и матричной пористости. Предложенный подход позволяет снизить диапазоны неопределенностей

параметров трещиноватых коллекторов еще до начала опытно-промышленной разработки месторождения, что обеспечивает повышение достоверности прогнозных показателей разработки на ранней стадии освоения месторождения.

Ключевые слова: *трещиноватый коллектор, сжимаемость трещинной пустотности, межскважинное гидропрослушивание, двойная пористость, Сурхандарьинский нефтегазоносный регион*

Для цитирования: Гаврилов А.В., Тогаев Ш.Э., Клевицкий А.Г. Интегрированный подход к определению параметров двойной среды на этапе разведки карбонатного месторождения // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 55-75. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.55-75>. - EDN ZPJUV

Abstract. This paper describes an integrated approach to determining flow and storage properties of naturally fractured reservoirs, applied during the appraisal stage of a gas field in the Surkhandarya region of the Republic of Uzbekistan. Particular attention is given to estimating fracture compressibility, which at the appraisal stage represents one of the most uncertain dual-medium parameters and significantly influences production forecasts, especially for fields with abnormally high initial reservoir pressure. The proposed method is based on integrating the following stages: (1) conducting specialized field studies, including a suite of well logging methods characterizing natural fracture properties, and a special well testing technique – interwell pulse testing; (2) constructing a discrete fracture network model (DFN) and a dual-medium simulation model using the dual-porosity (DP) approach; (3) history matching the hydrodynamic model to pulse test results with quantitative determination of dual-medium parameters: permeability, porosity, and compressibility of both fractures and matrix. The proposed approach enables reduction of uncertainty ranges for properties of fractured reservoirs prior to pilot production, thereby improving the reliability of development forecasts at early stages of field development.

Key words: *naturally fractured reservoir, fracture void compressibility, interference testing, dual porosity, Surkhandarya oil and gas region*

For citation: A.V. Gavrilov, Sh.E. Togaev, A.G. Klevitskiy Integrirovanny podkhod k opredeleniyu parametrov dvoynoy sredy na etape razvedki karbonatnogo mestorozhdeniya [An integrated approach for dual-medium characterization at carbonate field appraisal stage]. Neftyanaya Provintsiya, Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 55-75. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.55-75>. EDN ZPJUV (in Russian)

1. Введение

Природные резервуары нефти и газа, приуроченные к карбонатным толщам, характеризуются сложным геологическим строением и значительной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Коллекторские свойства карбонатных пород могут быть обусловлены наличием поровой, трещинной, кавернозной или смешанной пустотности [1].

Согласно классификации Нельсона [2], трещиноватые карбонатные коллекторы подразделяются на четыре типа в зависимости от распределения фильтрационно-емкостных свойств между трещинной и поровой составляющими пустотного пространства. В типах I-III проницаемость трещин значительно превышает проницаемость матрицы, и именно сеть трещин контролирует распределение фильтрационных потоков в пласте. Тип IV характеризуется отсутствием дополнительного вклада трещин в общую проницаемость пласта; более того, трещины могут представлять собой заполненные непроницаемым материалом барьеры для фильтрации. В связи с этим, на стадии разведки газовых месторождений с трещиноватым типом коллектора одной из ключевых задач является корректное определение степени влияния трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Для надежного прогнозирования продуктивности необходимо дифференцированное определение параметров двойной среды: проницаемостей, пористостей и сжимаемостей трещинной и матричной составляющих коллектора. На ранней стадии освоения месторождения, когда объем информации о пласте всегда ограничен, решение этой задачи представляет значительную сложность.

Фильтрационно-емкостные свойства, включая сжимаемость, трещинной и матричной систем могут различаться на несколько порядков [3]. При этом, если параметры поровой матрицы могут быть определены в лабораторных условиях на керновых образцах, прямое лабораторное определе-

ние сжимаемости трещин является практически невыполнимой задачей. Основная проблема заключается в невозможности сохранения проводящих макротрещин – наиболее эффективных пластовых проводников флюида – в извлеченном керновом материале: при подъеме на поверхность керновая колонка разрушается по плоскостям трещин.

В настоящей работе предложен и реализован интегрированный подход к определению параметров двойной среды, основанный на комплексировании результатов статических (ГИС) и динамических (ГДИС) исследований с использованием гидродинамической модели двойной среды. Предложенный подход позволяет получить надежные оценки параметров поровой и трещинной составляющих коллектора на основе отклика реальной пластовой системы в условиях фактического пластового давления и в пространственных масштабах, соответствующих условиям эксплуатации месторождения.

1. Геологическая характеристика месторождения

Исследуемое месторождение расположено в Сурхандарьинской области Республики Узбекистан. Промышленная газоносность месторождения установлена в трех формациях: карбонатной келловей-оксфордского возраста, карбонатно-ангидритовой кимеридж-титонского яруса и терригенной нижнего мела. В тектоническом отношении территория приурочена к Сурхандарьинской мегасинклинали – северо-западной части Афгано-Таджикской межгорной депрессии. Современная структура этого прогиба окончательно сформировалась в неоген-антропогеновый период тектогенеза [4]. В структурном отношении юрская залежь месторождения приурочена к антиклинальной складке северо-восточного простирания. Структура осложнена системой разрывных нарушений, преимущественно надвигового характера, что типично для региона неоген-антропогенового тектогенеза, процессы которого обусловили деформацию осадочных толщ и формирование

системы естественной трещиноватости в карбонатных коллекторах месторождения.

В настоящей работе рассматривается основной продуктивный пласт месторождения, приуроченный к юрской карбонатной формации. Пласт мощностью около 300 м состоит из известняков и доломитов низкой первичной пористости (1-10%). К подошвенной части пласта отмечается увеличение глинистой компоненты в минеральном составе пород. Коллекторские свойства контролируются развитой системой вторичной трещиноватости, на что указывали интенсивные поглощения промывочной жидкости уже при самых первых вскрытиях рассматриваемого пласта бурением.

Пластовым флюидом является природный газ аномально высокого пластового давления (650 бар на глубине 3350 м). Компонентный состав газа характеризуется отсутствием высокомолекулярных углеводородов (C5+), но значительным содержанием кислых компонентов (сероводород, углекислый газ) – суммарно до 20% (мол.). Пластовая температура в подошве пласта достигает 140°C. Высокие давление, температура и содержание неуглеводородных компонентов определяют сложность корректного прогнозирования физических свойств пластового газа, и в частности – коэффициента сверхсжимаемости. Для надежного определения этих свойств были проведены специальные лабораторные исследования с последующим моделированием на основе различных уравнений состояния и корреляционных моделей [5].

Исследования в оценочных скважинах О1-О10 (Рис. 1): отбор и лабораторный анализ керн, расширенный комплекс методов ГИС, и уже первые гидродинамические исследования – позволили отнести изучаемый резервуар к типу II трещиноватых коллекторов классификации Нельсона. В таких системах матрица породы преимущественно обеспечивает емкостные характеристики, тогда как трещинная сеть определяет фильтрационные свойства пласта. В рассматриваемом пласте проницаемость поровой матрицы не

превышает 0,1 мД, тогда как эффективная проницаемость трещин достигает единиц Дарси.

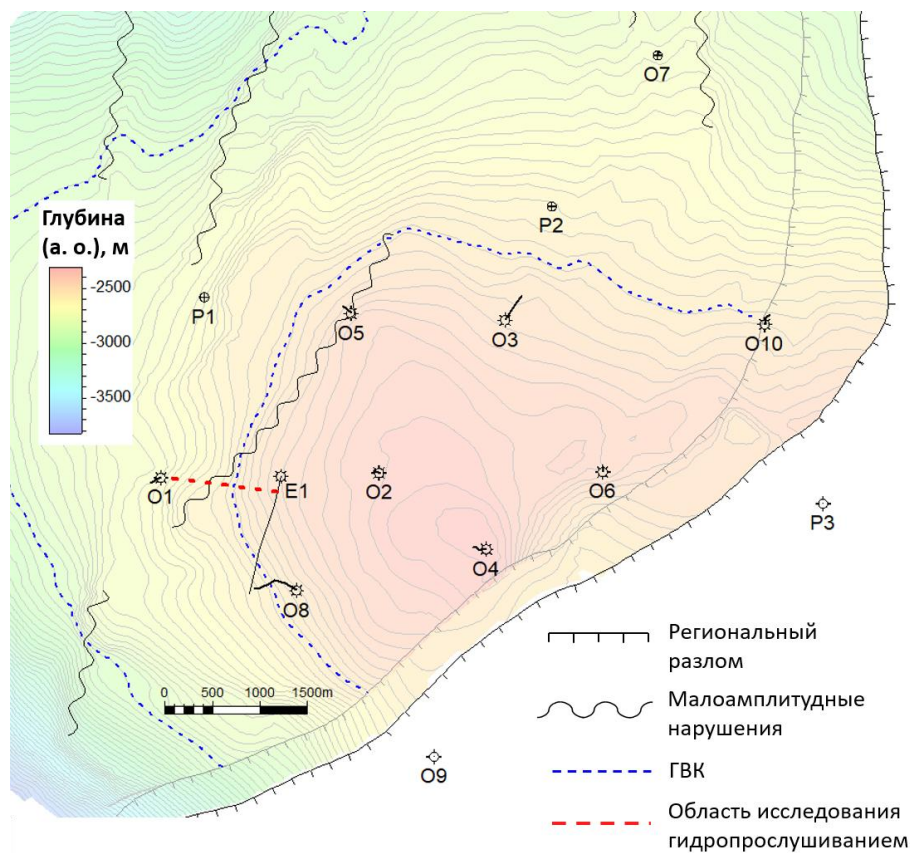


Рис. 1. Схема расположения оценочных скважин месторождения на структурной карте кровли карбонатного пласта

2. Стадия освоения месторождения

Описываемые в настоящей работе исследования проводились на этапе доразведки и подготовки месторождения к опытно-промышленной эксплуатации. В этот период Оператор реализовывал комплекс работ, включавший трехмерную сейсморазведку, бурение и испытание оценочных скважин, разработку проектной документации, а также строительство объектов наземной инфраструктуры.

Данный этап освоения месторождения характеризуется принятием ключевых решений, определяющих капиталоемкость проекта: выбор количества скважин для бурения, схемы обустройства, производственной мощ-

ности газоперерабатывающих и газотранспортных объектов [6]. Особенностью проекта является то, что рассматриваемое месторождение – первое крупное месторождение региона, вводимое в промышленную эксплуатацию. В связи с отсутствием в регионе действующих мощностей по переработке высокосернистого газа реализация проекта требует строительства нового газоперерабатывающего завода. В этих условиях достоверное прогнозирование показателей добычи на ранней стадии освоения приобретает критически важное значение для обоснования масштабов инвестиций и минимизации проектных рисков.

3. Математическое моделирование фильтрационных процессов в трещиноватом коллекторе

Одним из наиболее распространенных подходов к моделированию фильтрации флюида в трещиноватых коллекторах является концепция двойной пористости, впервые предложенная Баренблаттом с соавторами [3]. Согласно этой концепции, в трещиноватом коллекторе существует два потока: по высокопроницаемым трещинам и по низкопроницаемой поровой матрице. Каждая из сред характеризуется собственными фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость, пористость, сжимаемость), а каждый из потоков – своим распределением давления. Концепция формализована авторами в виде системы уравнений пьезопроводности, описывающих фильтрацию в каждой из сред и массообмен между средами.

Warren и Root [7] рассмотрели упрощенную модель, в которой фильтрация в пласте осуществляется только по трещинам, а изменение давления в матрице происходит за счет перетока в систему трещин. В работе введены два безразмерных параметра: коэффициент межпорового перетока λ , характеризующий интенсивность перетока флюида из матрицы в трещины; и коэффициент соотношения упругемкостей ω , описывающий долю трещинной упругемкости в суммарной упругемкости пласта:

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}, \quad (1)$$

$$\omega = \frac{\varphi_f c_f}{\varphi_m c_m + \varphi_f c_f}, \quad (2)$$

где φ_m, c_m, k_m и φ_f, c_f, k_f – пористости, сжимаемости и проницаемости матричной пустотности и трещинной пустотности соответственно, r_w – радиус ствола скважины, α [м⁻²] – коэффициент формы двойной среды, определяемый характерными размерами ограниченных плоскостями трещин матричных блоков.

Kazemi с соавторами [8] определили коэффициент формы α выражения (1) для конечно-разностной формулировки уравнений пьезопроводности двойной среды и матричных блоков в форме параллелепипедов, введя для него обозначение σ :

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right), \quad (3)$$

где L_x, L_y, L_z – характерные размеры матричных блоков по трем направлениям. Расчет коэффициента формы двойной среды по формуле (3) применяется во многих современных коммерческих гидродинамических симуляторах, в том числе в использованном в настоящей работе программном комплексе.

В современной практике гидродинамического моделирования различают два подхода:

1) «двойная пористость/двойная проницаемость» (dual porosity/dual permeability – DPDK), в котором учитываются потоки как в трещинной, так и в поровой средах;

2) «двойная пористость» (dual porosity – DP), в котором фильтрация происходит только по трещинам при подпитке из матрицы.

4. Методический подход

Для исследования свойств двойной среды был применен комплексный подход, включавший следующие этапы:

- 1) полевые исследования (специальные методы ГИС и ГДИС);
- 2) построение DFN-модели трещиноватости и гидродинамической модели двойной среды;
- 3) адаптация гидродинамической модели на данные ГДИС;
- 4) анализ результатов адаптации модели.

Последовательность этапов обеспечивает переход от статических данных о геометрии трещиноватости к динамическим характеристикам пласта с последующей интеграцией всей информации в рамках численной модели двойной среды. Каждый из указанных этапов подробно рассматривается в последующих разделах работы.

4.1. Полевые исследования

На значительной части оценочных скважин был проведен расширенный комплекс ГИС, включавший метод электрического микросканирования. Это исследование обеспечивает получение детальной развертки стенки ствола скважины в диапазоне электрических сопротивлений. Интерпретация полученных изображений позволила определить параметры естественной трещиноватости: идентифицировать открытые и частично открытые трещины, установить азимуты их простирания и углы падения, оценить раскрытость выявленных трещин, а также рассчитать интегральные характеристики трещиноватости в скважинных пластопересечениях – плотность (количество трещин на единицу длины ствола) и трещинную пористость.

В исследуемом пласте был проведен специальный метод ГДИС – межскважинное импульсное гидропрослушивание – с одновременным вовлечением двух скважин О1 и Е1 [9]. Расстояние между пересечениями этих скважин с исследуемым пластом составляет 1250 м. В ходе исследования одна из скважин после освоения закрывалась на регистрацию забойного давления, другая в этот же временной интервал запускалась в работу по импульсной схеме, включавшей временные интервалы притоков и остановок. Затем скважины менялись ролями.

Интерпретация отклика забойного давления в остановленной скважине на импульсный режим работы соседней скважины была проинтерпретирована (Табл. 1) подбором параметров аналитической модели двойной среды с помощью инструментов диагностических графиков и производной Бурде [9].

Таблица 1

Результаты аналитической интерпретации гидропрослушивания между скважинами E1 и O1

Показатель	Значение	Единицы измерения
Гидропроводность kh	$0,6 \cdot 10^4$	мД·м
Пьезопроводность χ	$0,5 \cdot 10^3$	м ² /с
Коэффициент межпорового перетока λ	$0,13 \cdot 10^{-7}$	безразм.
Коэффициент соотношения упругоёмкостей ω	0,11	безразм.

Полученные значения коэффициентов межпорового перетока и соотношения упругоёмкостей свидетельствуют о том, что:

- проницаемость трещин на несколько порядков превышает проницаемость матрицы;
- подавляющая доля объема пластовой пустотности относится в поровой матрице, и только небольшая доля приходится на трещинную пустотность.

При этом аналитическая интерпретация не позволяет определить фильтрационно-ёмкостные свойства отдельно для трещинной пустотности и матричной пористости в виде массива явных значений.

4.2. Построение DFN и гидродинамической модели

DFN-модель трещиноватости является одним из распространенных способов статического моделирования свойств трещиноватого коллектора и служит основой для последующего гидродинамического моделирования двойной среды. В рамках данного исследования построение DFN-модели базировалось на детальном структурно-разломном каркасе месторождения,

включающем стратиграфические поверхности продуктивного пласта и систему разломов, выделенных по сейсмическим данным [10].

Исходными данными для построения DFN-модели послужили результаты интерпретации электрического микросканирования в оценочных скважинах (Рис. 2а). Учитывая, что расширенным комплексом геофизических исследований с электрическим микросканированием охвачено менее половины всего фонда пробуренных на месторождении скважин, для расширения информационной базы была разработана и применена методика прогнозирования интенсивности трещиноватости с использованием искусственных нейронных сетей [11]. Обученная на данных электрического микросканирования модель позволила построить синтетические кривые интенсивности трещиноватости для всего фонда скважин, существенно повысив достоверность пространственной модели.

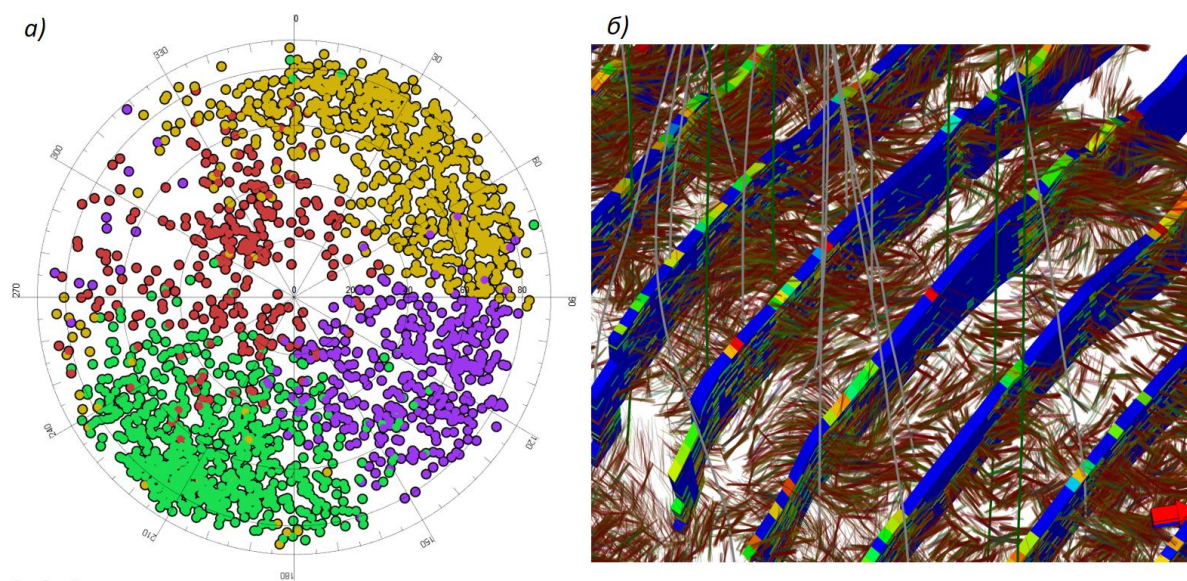


Рис. 2. а) Проводящие трещины в скважинах по интерпретации данных электрического микросканирования; б) дискретная сеть трещин и ремаштабирование проницаемости на ячейки гидродинамической сетки

Генерация дискретных трещин осуществлялась стохастическим методом на основе непрерывных кубов свойств трещиноватости – интенсивности, азимута и угла падения трещин, а также статистически определенных параметров раскрытости, длины и высоты трещин. При этом непрерывное

распределение интенсивности трещиноватости в объеме пласта контролировалось комплексным трендом, комбинирующем в себе выявленные т.н. драйверы трещиноватости [10]. Созданная модель описывает пространственное положение, ориентацию, размеры и раскрытости трещин как явно представленных плоскостей в объеме пласта.

Для использования DFN-модели в гидродинамическом моделировании был выполнен переход к регулярной сетке симулятора путем ремасштабирования дискретных трещин методом Ода с учетом связности трещинной сети (Рис. 2б). В результате для каждой ячейки гидродинамической модели были получены усредненные свойства трещиноватости: трещинная пористость, тензор проницаемости и коэффициент формы двойной среды σ , характеризующий интенсивность межпорового обмена между матрицей и трещинами. При этом поскольку моделируемый коллектор охарактеризован как тип II по Нельсону (трещинная проницаемость существенно превалирует над матричной) для построения гидродинамической модели двойной среды было использовано приближение «двойная пористость» (DP).

Построенная таким образом гидродинамическая модель двойной среды обеспечила физически обоснованную основу для дальнейшего уточнения параметров двойной среды путем адаптации DP-модели к результатам межскважинного импульсного гидропрослушивания.

4.3. Адаптация гидродинамической модели

Для воспроизведения полевого ГДИС – гидропрослушивание – в гидродинамической модели дебиты скважины, находящейся в активном режиме подачи сигнала, задавались как управляющий параметр, а модельный отклик давления в реагирующей скважине сравнивался с фактическим (Рис. 3а, 3б).

Метрикой качества адаптации модели служила целевая функция Φ , представляющая собой сумму средних модулей невязок между расчетными (P_{sim}) и фактическими забойными давлениями (P_{obs}) для двух наблюдательных скважин O1 и E1:

$$\Phi = \sum_{i=1...N}^{скв.О1} |P_{sim,i} - P_{obs,i}|/N + \sum_{i=1...M}^{скв.Е1} |P_{sim,i} - P_{obs,i}|/M, \quad (4)$$

где N и M – количество расчетных шагов в период регистрации отклика давления в скважинах O1 и E1 соответственно.

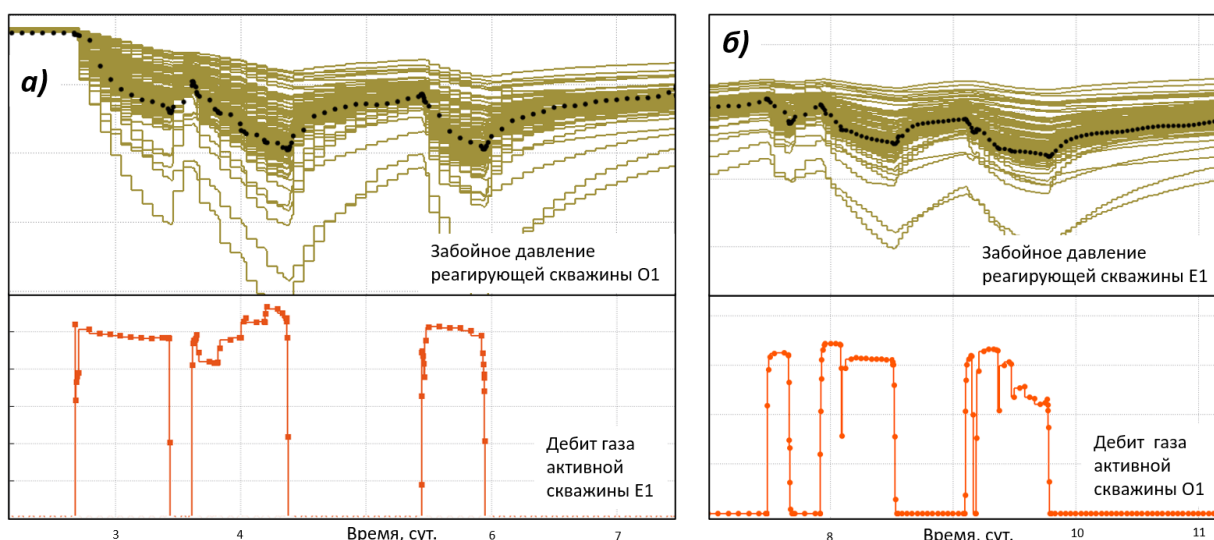


Рис. 3. Настройка гидродинамической модели на отклик давления в реагирующей скважине при гидропрослушивании: а) направление импульса – от скважины E1 к O1; б) направление импульса – от скважины O1 к E1

Параметрами гидродинамической модели, использовавшимися в качестве переменных для минимизации целевой функции, были выбраны наиболее неопределенные геолого-гидродинамические характеристики пласта: матричная и трещинная пористости, матричная и трещинная проницаемости, коэффициент формы двойной среды, а также сжимаемость трещинной пустотности.

Для каждой из выбранных переменных был задан диапазон неопределенности, а затем переменные были ранжированы по степени влияния, которое оказывает их вариация на целевую функцию (Рис. 4а).

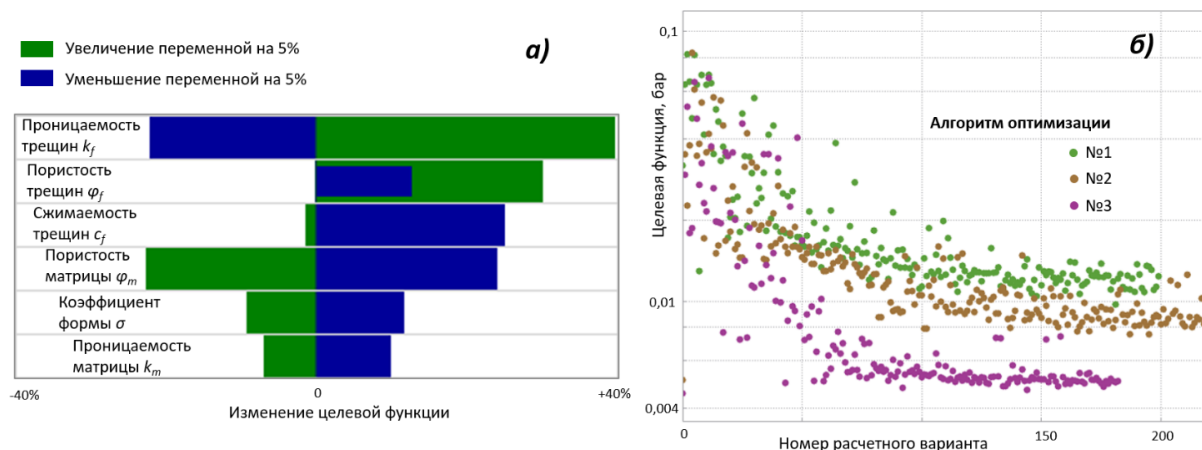


Рис. 4. (а) Тornado-диаграмма влияния переменных модели на целевую функцию; (б) минимизация целевой функции при автоматизированной адаптации гидродинамической модели

На следующем этапе выполнялась минимизация целевой функции в многомерном пространстве параметров с учетом их диапазонов неопределенности. Согласно теореме «no free lunch» [12], для произвольных нелинейных функций не существует универсального алгоритма гарантированного нахождения глобального минимума в заданной области. В связи с этим в работе последовательно применялись все доступные оптимизационные алгоритмы программного комплекса гидродинамического моделирования. Такой подход позволил минимизировать риск попадания в локальный минимум и принять найденное решение в качестве глобального. Наименьшее значение целевой функции было достигнуто при использовании «симплекс-метода», который обеспечил сходимость после 180 расчетов (алгоритм оптимизации №3, Рис. 4б).

Таким образом, в результате минимизации целевой функции была получена гидродинамическая модель, максимально близко воспроизводящая фактические отклики давления на наборе входных переменных с уточненными относительно исходных значениями (Табл. 2).

Таблица 2

Исходные данные гидродинамической модели и результаты адаптации

Параметр модели	Исходные значения		Множитель адаптации*
	Диапазон массива значений	Среднее значение	
Пористость матрицы φ_m , %	1–10	3	1,1
Проницаемость матрицы k_m , мД	10^{-6} – 10^{-2}	$0,3 \cdot 10^{-5}$	0,7
Пористость трещин φ_f , %	0,001–0,03	0,02	0,7
Проницаемость трещин k_f , мД	10–1400	100	1,0
Коэффициент формы σ , 1/м ²	0–1000	50	1,3
Сжимаемость трещин c_f , 1/бар	$0,33 \cdot 10^{-2}$	$0,33 \cdot 10^{-2}$	2,8
Сжимаемость матрицы c_m , 1/бар	$0,48 \cdot 10^{-3}$	$0,48 \cdot 10^{-3}$	—
Радиус скважины r_w , м	0,1	0,1	—

*Множитель адаптации – отношение среднего значения параметра в адаптированной модели к исходному среднему значению.

4.4. Анализ результатов адаптации

По результатам воспроизведения межскважинного гидропрослушивания в гидродинамической модели (Табл. 2) сформулированы следующие наблюдения:

1. Пористость матрицы, определяющая величину геологических запасов газа, в результате адаптации изменилась незначительно (множитель 1,1). Это свидетельствует о достоверности использованной в работе геологической модели и надежности подсчета запасов.

2. Проницаемость матрицы снизилась относительно исходной оценки (множитель 0,7). Это наблюдение может быть объяснено методическими особенностями лабораторных исследований: образцы керн, классифицированные как поровые коллекторы, часто характеризуются наличием микротрещиноватости. При лабораторных измерениях фактически определяется проницаемость образца с микротрещинами, что приводит к завышению оценки проницаемости поровой матрицы и смещению вверх петрофизической зависимости пористость-проницаемость.

3. Коэффициент формы двойной среды увеличился в 1,3 раза. Поскольку интенсивность трещиноватости пропорциональна квадратному корню из коэффициента формы, это изменение соответствует увеличению интенсивности трещиноватости в $\sim 1,14$ раза. Часть проводящих трещин при интерпретации данных электрического микросканирования вероятно была пропущена из-за ограниченной разрешающей способности метода ГИС.

4. Сжимаемость трещинной пустотности возросла в 2,8 раза относительно априорной оценки. Это ключевое наблюдение, демонстрирующее ценность предложенного подхода, поскольку данный параметр невозможно определить прямыми лабораторными методами.

5. Расчетные значения безразмерных коэффициентов двойной среды (1, 2) по адаптированным параметрам ($\lambda \sim 10^{-8}$, $\omega \sim 0,1$) согласуются с результатами аналитической интерпретации (Табл. 1), что подтверждает корректность работы с данными и внутреннюю согласованность примененного подхода.

5. Обсуждение преимуществ подхода

В отличие от интерпретации данных гидропрослушивания подбором параметров аналитической модели – воспроизведение ГДИС в гидродинамической модели вовлекает в процесс адаптации информацию о геометрических свойствах трещиноватости, полученную независимым от моделируемого ГДИС образом (специальный метод ГИС – электрическое микросканирование, трехмерная сейсморазведка). Комплексирование данных различного происхождения в рамках описываемого интегрированного подхода позволяет получить дополнительные сведения об объекте исследования: а именно искомые значения пористостей, проницаемостей и сжимаемостей отдельно для трещинной и матричной пустотностей.

Важность такого отдельного определения фильтрационно-емкостных свойств для трещин и матрицы продемонстрируем на примере сжимаемости трещиноватости c_f . Этот параметр входит в выражение (2) для определения соотношения упругоёмкостей, откуда можно видеть, что одно и то же значение ω , определенное аналитической интерпретацией гидропрослушивания, может достигаться при совершенно различных наборах значений матричных, трещинных пористостей и сжимаемостей. При этом для этих различных наборов прогнозные профили добычи газа будут существенно отличаться. Так, на рис. 5 приведена демонстрация влияния неопределенности сжимаемости трещинной пустотности (в пределах порядка вверх и вниз от базового значения) при сохранении соотношения упругоёмкостей ω неизменным – на продолжительность периода постоянной добычи газа, а также на профиль добычи пластовой воды.

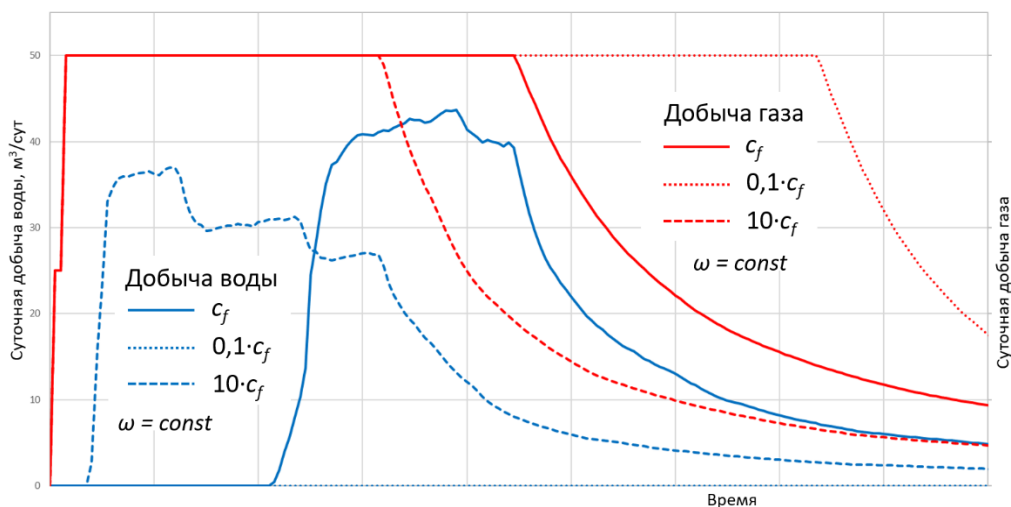


Рис. 5. Влияние неопределенности сжимаемости трещинной пустотности на прогнозные показатели добычи при неизменном значении соотношения упругоёмкостей (ω)

Аналогичная картина может быть продемонстрирована для вариации значений матричной и трещинной проницаемостей при сохранении коэффициента межпорового перетока (1) неизменным.

6. Выводы

1. Детальное исследование фильтрационно-емкостных характеристик трещиноватых коллекторов является необходимым условием для обеспечения надежности прогнозов разработки. Для удаленных месторождений, освоение которых требует масштабных капитальных вложений в создание производственной инфраструктуры, эта задача должна решаться на самых ранних стадиях изучения месторождения.

2. Комплексная программа изучения параметров двойной среды должна включать помимо стандартного комплекса (керновые исследования, ГИС и ГДИС) также специализированные методы. К ним относятся: электрическое микросканирование стенок скважин, обеспечивающее количественную оценку интенсивности и геометрических характеристик трещиноватости; а также межскважинные ГДИС с одновременным участием не менее двух скважин, позволяющие охарактеризовать свойства двойной среды в пространственных масштабах и пластовых условиях, характерных для будущей промышленной эксплуатации.

3. Интеграция результатов статических исследований трещиноватости должна осуществляться в рамках статической модели двойной среды. Одним из эффективных подходов является модель сети дискретных трещин (DFN), которая обеспечивает явное представление геометрии трещиноватости и служит основой для последующего гидродинамического моделирования.

4. Применение концепции двойной пористости в гидродинамическом моделировании является необходимым условием корректного прогнозирования показателей разработки трещиноватых резервуаров. Использование однопоровых моделей приводит к систематическим ошибкам в оценке динамики извлечения углеводородов.

5. Численное воспроизведение межскважинного ГДИС в рамках гидродинамической модели двойной пористости обеспечивает количественное определение ключевых параметров обеих составляющих коллектора – пористости, проницаемости и сжимаемости как трещинной системы, так и поровой матрицы.

Список литературы

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. Москва, «Недра», 1982. 256 с.
2. Nelson, R. A. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, 2nd Edition. Gulf Publishing, Houston, USA
3. Баренблатт, Г. И. Об основных представлениях теории фильтрации в трещиноватых средах / Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов, И. Н. Кочина // Прикладная математика и механика. – 1960. – Т. 24, № 5. – С. 58-73.
4. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Сурхандарьинском регионе Республики Узбекистан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №4.
5. Gavrillov, Alexey, Togaev, Shorekh, Abidov, Khurshid, Kamalov, Farit, and Alim Minaev. "HPHT Reservoir Acid Gas: Experimental Determination of Z-Factor and Equation of State Modeling." Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, Texas, USA, March 2025. doi: <https://doi.org/10.2118/223912-MS>
6. Щebetов А.В., Гаврилов А.В., Жукова А.А., Розова А.Р. Анализ рисков разработки газоконденсатной залежи на ранней стадии изученности // Газовая промышленность. 2012. № 3(674). С. 24–28.
7. Warren, J.E., and P.J. Root. "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs." SPE J. 3 (1963): 245–255. doi: <https://doi.org/10.2118/426-PA>
8. Kazemi, H., Merrill, L.S., Porterfield, K.L., and P.R. Zeman. "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs." SPE J. 16 (1976): 317–326. doi: <https://doi.org/10.2118/5719-PA>
9. Гаврилов А.В., Тогаев Ш.Э., Абидов Х.А., Турсунова А.А., Исмагилов Р.Ф. Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 124–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art8>
10. Togaev, S.E.; Gavrillov, A.V.; Abidov, K.A.; and V.L. Frik. "Practical Aspects of Discrete Fracture Network Modelling with Neural Network Assisted Integration of Available Data." Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Atyrau, Kazakhstan, November 2024. <https://doi.org/10.2118/223399-MS>
11. Тогаев Ш.Э. Прогнозирование интенсивности трещиноватости в скважинах карбонатного пласта методами машинного обучения: на примере газового месторождения в Республике Узбекистан / Ш.Э. Тогаев, А.В. Гаврилов, Х.А. Абидов // Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли : Сборник материалов 6-й научно-практической конференции, Астрахань, 12–15 августа 2025 года. – Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2025. – С. 25-29.
12. Wolpert D.H., Macready W.G. "No free lunch theorems for optimization" // IEEE Transactions on Evolutionary Computation. 1997. Vol. 1, No. 1. P. 67–82.

References

1. Bagrintseva, K.I. Fracturing of Sedimentary Rocks. Moscow: Nedra, 1982. 256 p. (in Russian)
2. Nelson, R. A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2nd Edition. Gulf Publishing, Houston, USA.
3. Barenblatt, G.I. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks / G.I. Barenblatt, Y.P. Zheltov, I.N. Kochina // Journal of Applied Mathematics and Mechanics. – 1960. – Vol. 24, No. 5. – P. 852-864. (in Russian)
4. Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. Current state and development of the petroleum prospects exploration activity in the south-western Gissar region of the Republic of Uzbekistan // Neftgazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika. - 2020. - T.15. - №4. (in Russian)
5. Gavrilov, Alexey, Togaev, Shorekh, Abidov, Khurshid, Kamalov, Farit, and Alim Minaev. "HPHT Reservoir Acid Gas: Experimental Determination of Z-Factor and Equation of State Modeling." Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, Texas, USA, March 2025. doi: <https://doi.org/10.2118/223912-MS>
6. Schebetov A.V., Gavrilov A.V., Zhukova A.A., Rozova A.R. Uncertainty assessment and risk-analysis of gas-condensate field development at pilot stage // Gazovaya Promyshlennost. 2012. No. 3(674). P. 24–28. (in Russian)
7. Warren, J.E., and P.J. Root. "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs." SPE J. 3 (1963): 245–255. doi: <https://doi.org/10.2118/426-PA>
8. Kazemi, H., Merrill, L.S., Porterfield, K.L., and P.R. Zeman. "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs." SPE J. 16 (1976): 317–326. doi: <https://doi.org/10.2118/5719-PA>
9. Gavrilov A.V., Togaev Sh.E., Abidov Kh.A., Tursunova A.A., Ismagilov R.F. Experience of interwell interference testing in a fractured gas reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 124–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art8> (in Russian)
10. Togaev, S.E.; Gavrilov, A.V.; Abidov, K.A.; and V.L. Frik. "Practical Aspects of Discrete Fracture Network Modelling with Neural Network Assisted Integration of Available Data." Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Atyrau, Kazakhstan, November 2024. doi: <https://doi.org/10.2118/223399-MS>
11. S.E. Togaev, A.V. Gavrilov, and K.A. Abidov, 2025. Predicting Fracture Intensity in Carbonate Reservoir Wells Using Machine Learning Methods: A Case Study of a Gas Field in the Republic of Uzbekistan. Data Science in Oil & Gas: Sixth Scientific and Practical Conference, Astrakhan, August 12–15, 2025. pp. 25–29. Moscow: Geomodel Development LLC. (in Russian)
12. Wolpert D.H., Macready W.G. "No free lunch theorems for optimization" // IEEE Transactions on Evolutionary Computation. 1997. Vol. 1, No. 1. P. 67–82.

Сведения об авторах

Гаврилов Алексей Вячеславич, заместитель генерального директора по геофизике, геологии и контролю над разработкой НГКМ, ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company» Узбекистан, 100161, г. Ташкент, проспект Бунедкор, 47
E-mail: aleksey.gavrilov@sgc-oc.com

Тобаев Шорех Элмурадович, менеджер по моделированию отдела по контролю над разработкой НГКМ, ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company» Узбекистан, 100161, г. Ташкент, проспект Бунедкор, 47

E-mail: shorekh.togaev@sgc-oc.com

Клевицкий Александр Георгиевич, менеджер по геологии отдела геологии и геофизики, ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company»
Узбекистан, 100161, г. Ташкент, улица Университетская, 2
E-mail: aleksandr.klevitskiy@sgc-oc.com

Authors

A.V. Gavrilov, Deputy General Director for Geophysics, Geology and Reservoir Engineering, Surhan Gas Chemical Operating Company» LLC
47 Bunyodkor Ave., Tashkent, 100161, Uzbekistan
E-mail: aleksey.gavrilov@sgc-oc.com

Sh.E. Togaev, Reservoir Simulation Manager, Reservoir Engineering Department, Surhan Gas Chemical Operating Company» LLC
47 Bunyodkor Ave., Tashkent, 100161, Uzbekistan
E-mail: shorekh.togaev@sgc-oc.com

A.G. Klevitskiy, Geology Manager, Geology and Geophysics Department, Surhan Gas Chemical Operating Company» LLC
2 Universitetskaya St., Tashkent, 100161, Uzbekistan
E-mail: aleksandr.klevitskiy@sgc-oc.com

Статья поступила в редакцию 10.10.2025
Принята к публикации 27.03.2026
Опубликована 30.03.2026