

# Снижение неопределенности при оценке сжимаемости и пористости при построении гидродинамических моделей карбонатных (трещиновато-поровых) коллекторов

Аитов Ч.Р.<sup>1</sup>, Ермолаев А.И.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Нефтьгазисследование» (ГК «Нефтьсервисхолдинг»), Пермь, Россия;

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
chingizaitov2010@mail.ru

## Аннотация

В данной статье рассматривается энергетическая составляющая гидродинамических моделей, которая является первой ступенью создания эквивалентных моделей одинарной и двойной сред. Предложен метод определения параметров (сжимаемости и пористости) модели двойной среды (поровой матрицы и системы трещин) на основе известных параметров модели одинарной среды (объединение поровой матрицы и системы трещины) и совпадения энергетических состояний указанных выше двух способов представления пластовой системы в условиях снижения пластового давления. Проведена проверка адекватности предлагаемых формул, характеризующих метод. Применение предлагаемого метода направлено на снижение неопределенности в значениях сжимаемости и пористости системы трещин при создании и адаптации моделей двойной среды при проектировании разработки нефтяных залежей, представленных трещиновато-поровыми пластами-коллекторами.

## Материалы и методы

Материалы: исследование экспериментальной оценки коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор, теоретические и практические материалы по изучению свойств трещиновато-поровых коллекторов.

Методы: численные эксперименты, гидродинамическое моделирование двойной и одинарной сред.

## Ключевые слова

трещиновато-поровый коллектор, модель двойной и одинарной сред, сжимаемость, пористость, гидродинамическая модель, энергетическое состояние залежи, снижение неопределенности

## Для цитирования

Аитов Ч.Р., Ермолаев А.И. Снижение неопределенности при оценке сжимаемости и пористости при построении гидродинамических моделей карбонатных (трещиновато-поровых) коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 94–99. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-94-99

Поступила в редакцию: 09.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.031:53+552.54:622.276.031 | Original Paper

## Reducing uncertainty in compressibility and porosity estimation when constructing hydrodynamic models of carbonate (fractured-porous) reservoirs

Aitov Ch.R.<sup>1</sup>, Ermolaev A.I.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“NS Digital” LLC (Neftservisholding Group of Companies), Perm, Russia;

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia  
chingizaitov2010@mail.ru

## Abstract

This article discusses the energy component of hydrodynamic models, which is the first step in creating equivalent models of single and dual environments. A method is proposed for determining the parameters (compressibility and porosity) of a dual environment model (pore matrix and fracture system) based on the known parameters of a single environment model (combination of the pore matrix and fracture system) and the coincidence of the energy states of the above two methods of representing a reservoir system under conditions of decreasing reservoir pressure. The adequacy of the proposed formulas characterizing the method is verified. The application of the proposed method is aimed at reducing the uncertainty in the values of compressibility and porosity of the fracture system when creating and adapting dual environment models when designing the development of oil deposits represented by fractured-porous reservoirs.

## Materials and methods

Materials: study of experimental evaluation of the coefficients of compressibility of cracks and intergranular pores, theoretical and practical materials on studying the properties of fractured-porous reservoirs.

Methods: mathematical apparatus together with reasoning, computational numerical experiments, methods of mathematical modeling, hydrodynamic models of double and single media.

## For citation

Aitov Ch.R., Ermolaev A.I. Reducing uncertainty in compressibility and porosity estimation when constructing hydrodynamic models of carbonate (fractured-porous) reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 94–99. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-94-99

Received: 09.09.2024

## Введение

При гидродинамическом моделировании карбонатных коллекторов, представляющих собой трещинно-поровую структуру, часто используется модель одинарной среды, которая не учитывает задание в гидродинамической модели (ГДМ) параметров системы трещин как отдельного вида пустотного пространства. Свойства пласта карбонатного коллектора в таких ГДМ с одинарной средой являются осредненными свойствами пор и трещин. В проектных документах по разработке в разделе, посвященном характеристикам продуктивного пласта, свойства образца ядра, как правило, являются доминирующими и поэтому в большей степени определяют свойства матрицы (пустотного пространства межзернового типа) карбонатного коллектора. В связи с этим свойства трещинной системы остаются неопределенными. При этом, как отмечено в работе [1], сжимаемость трещин в коллекторах с естественной трещиноватостью может в 10–100 раз превосходить сжимаемость межзерновой (поровой) матрицы. Это приводит к тому, что при построении ГДМ, представленной одинарной средой, возникают затруднения с корректным определением сжимаемости.

В данной работе рассматривается задача снижения неопределенности в значениях сжимаемости и пористости системы трещин карбонатного коллектора при создании ГДМ, учитывающей исходную трещиновато-поровую природу коллектора.

## Определение сжимаемости и пористости

В современных гидродинамических симуляторах используется модель линейно-упругой деформации порового пространства. Изменение пористости в этом случае вычисляется исходя из значений сжимаемости объема пор и порового давления, горное давление при этом предполагается постоянным [1–5]:

$$C_{pp} = \frac{1}{m} \cdot \frac{dm}{dP_p}, \quad (1)$$

где  $C_{pp}$  — сжимаемость объема пор при изменении порового давления,  $m$  — пористость продуктивного пласта,  $P_p$  — поровое давление со стороны флюида.

Следует отметить, что в работах [6–8] выделяют два объема (объем пласта и объем пор) и два давления (всестороннего внешнего сжатия горной породы и внутривещного со стороны флюида), которые можно

варьировать. В связи с этим деформация пористой породы может быть описана четырьмя различными типами сжимаемости [5, 6]. В каждой из этих двух сжимаемых сред (пласт в целом и общее пустотное пространство пласта) изменения либо объема пор  $V_p$ , либо объема образца горной породы  $V_b$  связаны с изменениями порового давления  $P_p$  или всестороннего давления сжатия  $P_c$ . При их описании используются обозначения, в которых первый индекс указывает на соответствующее изменение объема, а второй — на изменяющееся давление:  $C_{bc}$  — сжимаемость объема породы при изменении всестороннего давления,  $C_{bp}$  — сжимаемость объема породы при изменении порового давления,  $C_{pc}$  — сжимаемость объема пор при изменении всестороннего давления,  $C_{pp}$  — сжимаемость объема пор при изменении порового давления (1).

В данной статье рассматривается разработка месторождения на естественном режиме, при котором изменение объема пор происходит при изменении порового давления. Поэтому в дальнейшем для простоты изложения, если в формуле используется только сжимаемость вида  $C_{pp}$ , то обозначать ее будем через  $C$ . В случае если формула содержит и другие типы сжимаемостей (например,  $C_{bc}$ ,  $C_{bp}$ ,  $C_{pc}$ ), то соответствующие индексы проставляются у всех типов сжимаемостей.

Интегрируя уравнение (1) и разлагая получившуюся экспоненциальную зависимость пористости от давления в ряд Тейлора [8] до линейного члена, получим известную формулу, при выводе которой вводится допущение, что при незначительном изменении давления сжимаемость не претерпевает заметных изменений и, следовательно, считается константой [9]:

$$m \approx (1 + C \cdot (p - p_o)) \cdot m_o, \quad (2)$$

где  $m_o$ ,  $m$  — пористость элемента породы, соответственно, при  $p_o$  — опорном давлении флюида в пласте (давление, при котором определена пористость  $m_o$ ) и некотором текущем давлении  $p$  (давлении на текущий момент времени).

Оценим погрешность отбрасываемых членов в ряде Тейлора. Порядком значения каждого последующего члена в разложении уменьшается как минимум на величину  $C \cdot (p - p_o)$ . Порядок значения сжимаемости —  $C$  для межзерновых пор породы (матрицы) на практике не превышает  $10^{-3}$  МПа<sup>-1</sup> [10], а для вторичных пустот (системы трещин) —

## Keywords

fractured-porous reservoir, dual and single media model, compressibility, porosity, hydrodynamic model, energy state of the reservoir, uncertainty reduction

менее  $10^{-1}$  МПа<sup>-1</sup> [1]. Порядок разности  $(p - p_o)$  не превышает 10 МПа (если в качестве опорного давления используется атмосферное давление и принимая во внимание, что начальное пластовое давление месторождений углеводородов, как правило, менее 100 МПа).

Таким образом, порядок величины  $C \cdot (p - p_o)$  составляет менее  $10^{-2}$  для межзерновых пор породы и менее 100 для пустотного пространства трещин. Если же рассматривается период разработки месторождения, при котором снижение давления составляет менее 10 МПа, а в качестве  $p_o$  — опорного давления используется пластовое давление залежи на конец рассматриваемого периода, то порядок величины  $C \cdot (p - p_o)$  для межзерновых пор и трещин может оказаться менее  $10^{-3}$  и  $10^{-1}$  соответственно. Следовательно, при применении формулы (2) для межзерновых пор погрешность составит менее 0,001 % и 10 % для пустотного пространства трещин.

Если рассматривать карбонатные пласты-коллекторы со сжимаемостью трещин в диапазоне, не превышающем  $10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup>, то погрешность при использовании уравнения (2) для вычисления пористости пустотного пространства трещин составит уже менее 1 %.

Перейдем теперь к представлению общего пустотного пространства трещиновато-порового коллектора моделью одинарной среды, но с учетом и матричной, и трещинной пустотности. Другими словами, в модели одинарная среда эквивалентна некоторой эффективной среде, физические параметры которой представляют усредненные значения поровой матрицы и системы трещин. При этом такая модель эффективной (одинарной) среды должна в точности описывать энергетическое состояние залежи полноценной модели двойной среды при воспроизведении процесса разработки залежи.

Очевидно, что объем суммарного пустотного пространства эффективной (одинарной) среды равняется суммарному объему пустотных пространств поровой матрицы и системы трещин (компонент полноценной модели двойной среды). Поэтому «эффективная» пористость (пористость одинарной среды) может быть выражена формулой:

$$m^{\text{эфф}} = m^{\text{мам}} + m^{\text{мп}}, \quad (3)$$

где  $m^{\text{эфф}}$ ,  $m^{\text{мам}}$ ,  $m^{\text{мп}}$  — соответственно пористость эффективного пустотного

пространства трещиновато-поровой породы, поровой матрицы и системы трещин при давлении  $p$ .

Подставляя зависимость (2) в формулу (3), получим следующее соотношение:

$$C_{эфф} \cdot m_o^{эфф} \approx C_{мат} \cdot m_o^{мат} + C_{тр} \cdot m_o^{тр}, \quad (4)$$

где  $m_o^{эфф}$ ,  $m_o^{мат}$ ,  $m_o^{тр}$  — соответственно пористость суммарного пустотного пространства трещиновато-поровой породы (эффективная пористость), поровой матрицы и системы трещин при опорном давлении  $p_o$ ;  $C_{эфф}$ ,  $C_{мат}$ ,  $C_{тр}$  — сжимаемость (эффективная) общего пустотного пространства трещиновато-поровой породы, поровой матрицы и системы трещин.

Формулу (4) можно преобразовать к виду:

$$C_{эфф} \approx C_{мат} \cdot \alpha_{мат} + C_{тр} \cdot \alpha_{тр}, \quad (5)$$

где  $\alpha_{мат}$  и  $\alpha_{тр}$  — соответственно объемные доли пустотного пространства породы поровой матрицы и системы трещин:

$$\alpha_{мат} = \frac{m_o^{мат}}{m_o^{мат} + m_o^{тр}}, \quad (6)$$

$$\alpha_{тр} = \frac{m_o^{тр}}{m_o^{мат} + m_o^{тр}}.$$

Так как формула (4) была получена на основе формулы (2), то можно утверждать, что формула (5) тем точнее, чем меньше разность

между текущим давлением  $p$  и опорным давлением  $p_o$ .

Формулы (5) и (6) удобно использовать для определения стартовой точки и диапазона наиболее вероятных значений сжимаемости системы трещин в зоне дренирования скважин на этапе предварительной адаптации ГДМ [11].

### Оценка адекватности предлагаемых формул

Оценим достоверность полученных формул (5) и (6). В работе [2] приводится экспериментальная оценка пористости и сжимаемости общего пустотного пространства трещиновато-порового коллектора и двух его составляющих компонент (межзерновой и трещинной пустотности) в зависимости от величины эффективного давления (разности горного и порового давления). Результаты этой экспериментальной оценки, проведенной на 34 образцах, в работе [2], представлены в таблице 1. Воспользуемся этими результатами для проверки адекватности формул (5) и (6).

В качестве исходных параметров таблицы 1 используются значения общей, межзерновой и трещинной пористости от эффективного давления и сжимаемости для межзернового и трещинного пустотного пространства. Определяемым значением по формуле (5) будет общая (эффективная) сжимаемость пустотного пространства для различных значений эффективного давления.

Следует отметить, что экспериментальные значения сжимаемости  $C_{pc}$  были получены в работе [2] изменением давления сжатия при постоянном поровом давлении. В отличие от этого сжимаемость  $C_{pp}$ , определяемая по формуле (5), характеризует процесс снижения порового давления флюида при постоянном горном давлении, что в большей степени соответствует процессу разработки месторождения на истощение. В связи с этим экспериментальную сжимаемость при постоянном поровом давлении  $C_{pc}$  необходимо пересчитать в сжимаемость при снижении порового давления  $C_{pp}$  согласно следующей формуле, приведенной в работе [6]:

$$C_{pp} = C_{pc} - C_m, \quad (7)$$

Табл. 2. Отклонение расчетных и экспериментальных значений сжимаемости

Tab. 2. Deviation of calculated and experimental values of compressibility

| Эффективное давление $P_{эф}$ , МПа | Отклонение расчета от эксперимента |                  |
|-------------------------------------|------------------------------------|------------------|
|                                     | Абсолютное, ГПа <sup>-1</sup>      | Относительное, % |
| 2                                   | 0,563                              | 8,1              |
| 5                                   | 0,657                              | 11,7             |
| 10                                  | 0,523                              | 11,2             |
| 20                                  | 0,434                              | 12,7             |
| 30                                  | 0,432                              | 15,5             |
| 37                                  | 0,431                              | 17,4             |
| Среднее значение                    | 0,507                              | 12,8             |

Табл. 1. Средние значения пористости и объемной сжимаемости при различных величинах эффективного давления [2]

Tab. 1. Average values of porosity and volumetric compressibility at different values of effective pressure [2]

| Коэффициенты                      | Эффективное давление $P_{эф}$ , МПа |       |       |       |       |       |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                   | 2                                   | 5     | 10    | 20    | 30    | 37    |
| Пористость (%):                   |                                     |       |       |       |       |       |
| Общая, $m^{эфф}$                  | 9,926                               | 9,681 | 9,505 | 9,302 | 9,163 | 9,088 |
| Межзерновая, $m^{мат}$            | 9,178                               | 9,025 | 8,912 | 8,783 | 8,694 | 8,657 |
| Трещинная, $m^{тр}$               | 0,749                               | 0,656 | 0,593 | 0,519 | 0,468 | 0,432 |
| Сжимаемость (ГПа <sup>-1</sup> ): |                                     |       |       |       |       |       |
| Минерального скелета $C_{ск}$     | 0,036                               | 0,033 | 0,032 | 0,030 | 0,030 | 0,029 |
| Горной породы $C_{bc}$            | -                                   | 0,491 | 0,422 | 0,312 | 0,255 | 0,227 |
| Порового пространства $C_{pc}$    | 6,96*                               | 5,656 | 4,705 | 3,451 | 2,814 | 2,501 |
| Межзерновых пор $C_{мат}$         | 4,30*                               | 3,484 | 3,009 | 2,241 | 1,798 | 1,563 |
| Трещин $C_{тр}$                   | 31,1*                               | 25,35 | 21,30 | 15,62 | 12,64 | 11,62 |

\* — значения, полученные экстраполяцией экспериментальных данных

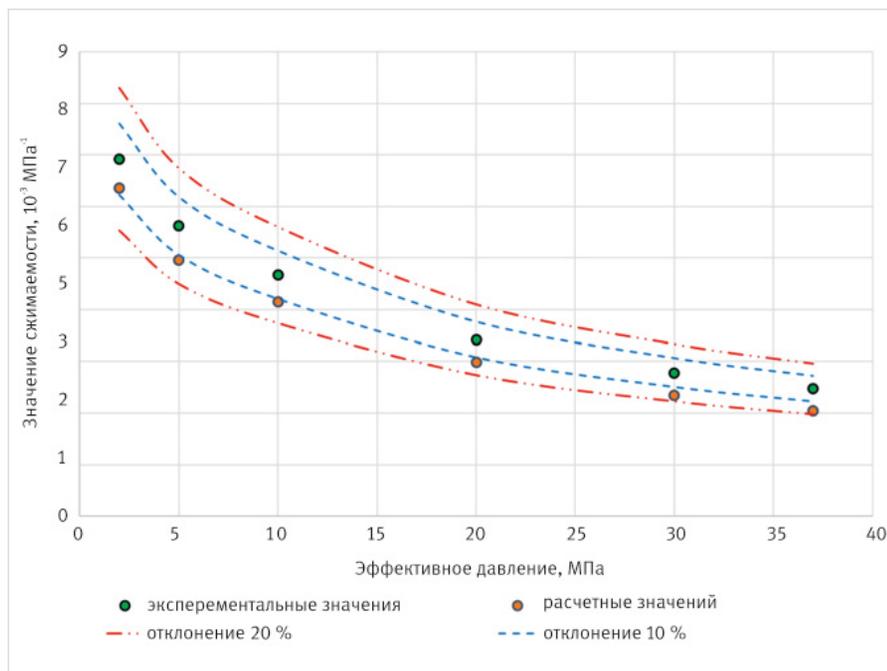


Рис. 1. Экспериментальные ([2]) и расчетные (формула 5) значения сжимаемости (отклонения в % рассчитаны относительно экспериментальных данных)

Fig. 1. Experimental ([2]) and calculated (formula 5) values of compressibility (deviations in % are calculated relative to experimental data)

где  $C_{pp}$  — сжимаемость объема общего пустотного пространства при изменении порового давления,  $C_{pc}$  — сжимаемость объема общего пустотного пространства при изменении горного давления,  $C_m$  — сжимаемость твердой фазы горной породы.

Сравнения значений общей сжимаемости  $C_{pp}$ , вычисленной по формуле (7) при экспериментально определенных  $C_{pc}$  и  $C_{sc}$  (табл. 1), и значений  $C_{pp}$ , определенных по формуле (5), представлены на рисунке 1. Графики на рисунке 1 указывают на достаточно хорошее приближение рассчитанных по формуле (5) значений общей сжимаемости  $C_{pp}$  к значениям этого же параметра, полученным в результате эксперимента [2].

При этом нельзя однозначно утверждать, что отклонения расчетных значений от экспериментальных определяют погрешность формулы (5) при расчете значений сжимаемости, т. к. экспериментальные значения могут содержать погрешность, вызванную, например, ограниченной точностью измерительных приборов, методологией проведения эксперимента и т. п. Важно, что расчетные значения повторяют тренд экспериментальных значений (рис. 1) и имеют незначительные как абсолютные, так и относительные отклонения (табл. 2).

Анализируя данные таблицы 2 и графики на рисунке 1, можно также заметить, что большим значениям общей сжимаемости соответствует меньшая относительная ошибка. Данное обстоятельство можно пояснить тем, что эксперимент проводился по сжатию (увеличению эффективного давления) исследуемого образца, при котором могли происходить его деструктивные изменения.

Для повышения степени обоснованности предлагаемой формулы (5) можно выполнить расчеты на гидродинамических моделях различных залежей. Расчеты предлагается проводить с привлечением моделей двойной

(полноценной) и одинарной (эффективной) сред. Как отмечалось выше, модель двойной среды основана на представлении пласта-коллектора двумя типами пустотного пространства: поровой матрицей и системой трещин, а модель одинарной среды представлена одним типом — общим (эквивалентным) пустотным пространством. Исходными параметрами являются сжимаемости поровой матрицы и трещин, а оцениваемым параметром — эффективная (общая) сжимаемость пустотного пространства  $C_{эфф}$ , определяемая по формуле (5).

Также следует отметить, что для месторождений, разрабатываемых на естественных режимах, формула (2) описывает процесс уменьшения величины пористости по мере снижения пластового давления. В связи с чем необходимо, чтобы модель эффективной (одинарной) среды воспроизводила процесс уменьшения пористости общего пустотного пространства в точности как и на полноценной модели двойной (трещиновато-поровой) среды. При этом левая и компоненты правой части формулы (3) будут уменьшаться поразному при снижении пластового давления из-за различия в значениях сжимаемости. В этом случае эквивалентная модель одинарной среды является тождественной полноценной модели двойной среды, если будет выполняться равенство:

$$m_i^{эфф} = m_i^{mat} + m_i^{tr} \quad (8)$$

где  $m_i^{эфф}$ ,  $m_i^{mat}$ ,  $m_i^{tr}$  — соответственно пористость суммарного пустотного пространства трещиновато-поровой породы (эффективная пористость), поровой матрицы и системы трещин при снижении пластового давления на текущий момент времени  $t$ .

Очевидно, что чем больше снижается пластовое давление, тем больше будет снижение пористостей левой и правой частей формулы (8).

Чтобы не проверять на эквивалентных моделях формулу (8) для всего диапазона снижения пластового давления, необходимо и достаточно выполнение формулы (8) при максимально и минимально возможном с теоретической точки зрения пластовом давлении, то есть при начальном пластовом и атмосферном давлениях. Другими словами, если пустотное пространство эквивалентных друг другу моделей одинарной и двойной среды равны между собой при максимально теоретически возможном изменении пористости пустотного пространства (при изменении давления от начального до атмосферного), то их пустотное пространство равно и при меньшем изменении пористости пустотного пространства, а, следовательно, модели одинарной и двойной среды эквивалентны друг другу по энергетическому состоянию залежи при любом снижении пластового давления, и формула (5) верна.

Так как в гидродинамических симуляторах пластовое давление является задаваемым параметром, а расчетными параметрами являются запасы углеводородов, то оценка обоснованности формулы (5) сводится к сравнению запасов нефти на моделях двойной среды (система трещин и поровая матрица) и одинарной среды (общая пористость). При этом в обоих типах моделей пористость будет задаваться при атмосферных условиях. Тогда в последующем, при приведении модели к пластовым условиям, симулятор в обоих типах моделей будет пересчитывать значения пористостей для пластовых условий и, соответственно, влиять на величину запасов нефти.

Для этого предлагается следующая процедура. Прежде всего, для опорного давления, равного атмосферному, задаются значения пористости матрицы и системы трещин случайным образом в диапазонах 0,1–0,3 д.е. и 0,001–0,05 д.е. соответственно. Также задаются значения сжимаемости матрицы и системы трещин случайным образом в диапазонах  $10^{-5}$ – $10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup> и  $10^{-4}$ – $10^{-3}$  МПа<sup>-1</sup> соответственно. Указанные диапазоны являются характерными для практики проектирования разработки залежей нефти [1, 2, 10, 12–15]. Далее вычисляется эффективное (общее) значение пористости в модели одинарной среды для опорного давления, равного атмосферному (формула (8)).

Затем по формулам (5) и (6) определяется эффективное (общее) значение сжимаемости в модели одинарной среды. Обе модели (одинарной и двойной среды) запускаются на инициализацию в гидродинамическом симуляторе, после чего выполняется сравнение запасов нефти в одной и другой моделях залежи, то есть одной реализации свойств трещиновато-порового пласта соответствует одна пара эквивалентных друг другу гидродинамических моделей. При этом чем меньше окажется расхождение запасов нефти по двум типам моделей, тем будет выше степень обоснованности принятых допущений при выводе формулы (5) и ее применимости для определения сжимаемости системы трещин при известном значении сжимаемости поровой матрицы и значении эффективной (общей) сжимаемости пустотного пространства пласта, найденном в процессе адаптации модели одинарной среды.

На рисунке 2 для 100 различных реализаций возможных свойств трещиновато-порового пласта представлено сравнение запасов нефти в моделях двойной и эквивалентной ей одинарной среды с помощью кросс-плота.

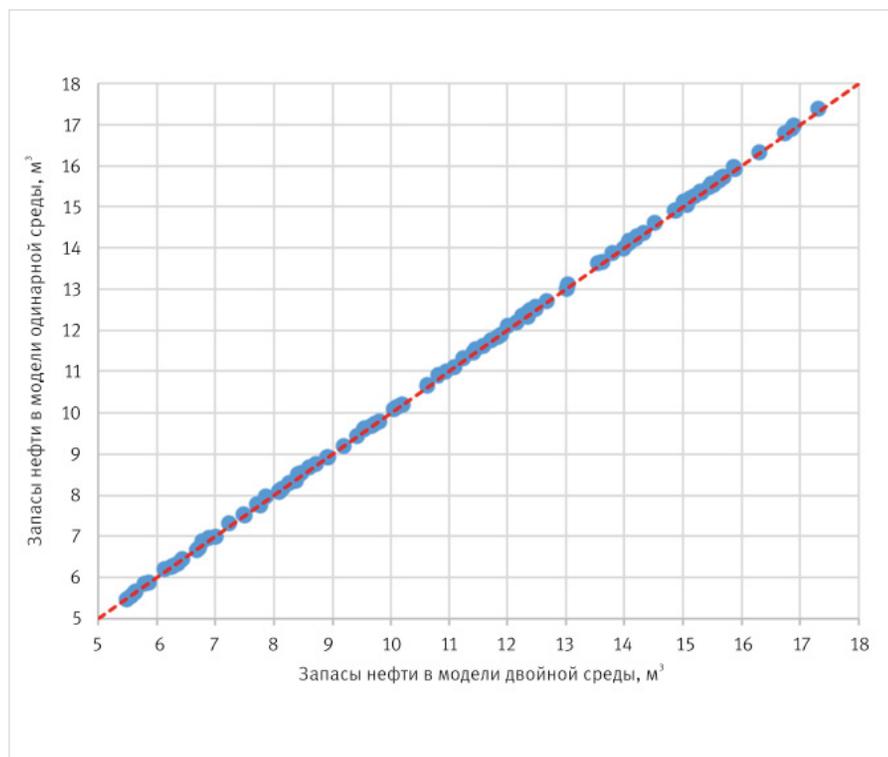


Рис. 2. Сравнение запасов нефти в моделях двойной и одинарной среды  
Fig. 2. Comparison of oil reserves in dual and single environment models

Из рисунка 2 следует, что отклонение составляет не более 1%.

Таким образом, с учетом полученных результатов проверки обоснованности формулы (5), ее можно использовать в инженерных расчетах для определения сжимаемости системы трещин при известных значениях сжимаемости поровой матрицы и эффективной (общей) сжимаемости пустотного пространства горной породы. Очевидно, что в этом случае эффективную (общую) сжимаемость можно получить в процессе адаптации истории разработки на фактические данные в модели одинарной среды. При этом для определения эффективной пористости необходимо знать значения пористости матрицы и системы трещин. Матричную пористость можно определить по результатам керновых исследований. Что же касается трещинной пористости, то в этом случае необходим комплексный подход при ее определении. Согласно работе [1] измеряемая акустическим каротажем пористость является пористостью матрицы. Пористость, оцениваемая по нейтрон-нейтронному каротажу, отражает

суммарный вклад матричной и трещинной пористости. Поэтому трещинная пористость может быть оценена по данным комплекса ГИС, исходя из следующей формулы [1]:

$$m^{mp} = m^{mnc} - m^{ak}, \quad (9)$$

где  $m^{mnc}$ ,  $m^{ak}$  — соответственно значения пористости по нейтрон-нейтронному и акустическому каротажу, полученные после совместной интерпретации комплекса ГИС с учетом соответствующих поправок на глинистость, на уплотнение и углеводороды, а также с сопоставлением измерений, полученных на керне. Та же как в случае с формулами (5) и (6), формула (9) применяется для определения стартовой точки и диапазона наиболее вероятных значений пористости системы трещин в зоне дренирования скважин на этапе предварительной адаптации ГДМ. То есть само же значение пористости трещины, определенное по формуле (9), корректируется впоследствии в процессе адаптации ГДМ на фактические данные, что снимает неопределенность с этого параметра.

Учитывая вышесказанное, нахождение сжимаемости системы трещин можно свести к следующей блок-схеме, представленной на рисунке 3.

Данная блок-схема может быть использована как для определения параметров системы трещин в целом по залежи на основе осредненных параметров пористости и сжимаемости матрицы, так и для определения параметров системы трещин в зоне дренирования каждой конкретной скважины, с последующим осреднением на всю залежь.

В заключении следует отметить, что предлагаемый в данной статье подход (блок-схема на рисунке 3 с определяющими ее формулами (3), (5) и (6)) к снижению неопределенности параметров системы трещин, таких как пористость и сжимаемость, является элементом общей методики адаптации гидродинамических моделей двойной среды при проектировании разработки карбонатных коллекторов, предложенной в публикации [11].

### Итоги

В результате данной работы предложен алгоритм снижения неопределенности параметров системы трещин, который может быть использован как для определения параметров системы трещин в целом по залежи на основе осредненных параметров пористости и сжимаемости матрицы, так и для определения параметров системы трещин в зоне дренирования каждой конкретной скважины, с последующим осреднением на всю залежь.

### Выводы

1. Предложены способы снижения неопределенности сжимаемости и пористости системы трещин.
2. Применимость полученных в статье формул подтверждена результатами лабораторных исследований и численных экспериментов с применением гидродинамических симуляторов.
3. Предлагаемые способы могут быть включены в современные гидродинамические симуляторы в качестве инструментов по созданию и адаптации моделей двойной среды при проектировании трещинато-поровых пластов-коллекторов.

### Литература

1. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.
2. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658–666.
3. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
4. Техническое руководство симулятора tNavigator, Rock Flow Dynamics® (RFD), 2004–2023. 3514 с.
5. Zimmerman R.W., David E.C. Compressibility and shear compliance of spheroidal pores: Exact derivation via the Eshelby tensor, and asymptotic expressions in limiting cases. International Journal of Solids and Structures, 2011, Vol. 48, issue 5, P. 680–686. (In Eng).
6. Zimmerman R.W. Introduction to Rock Properties: Volume 3: Topics in Reservoir Management. The Imperial College Lectures

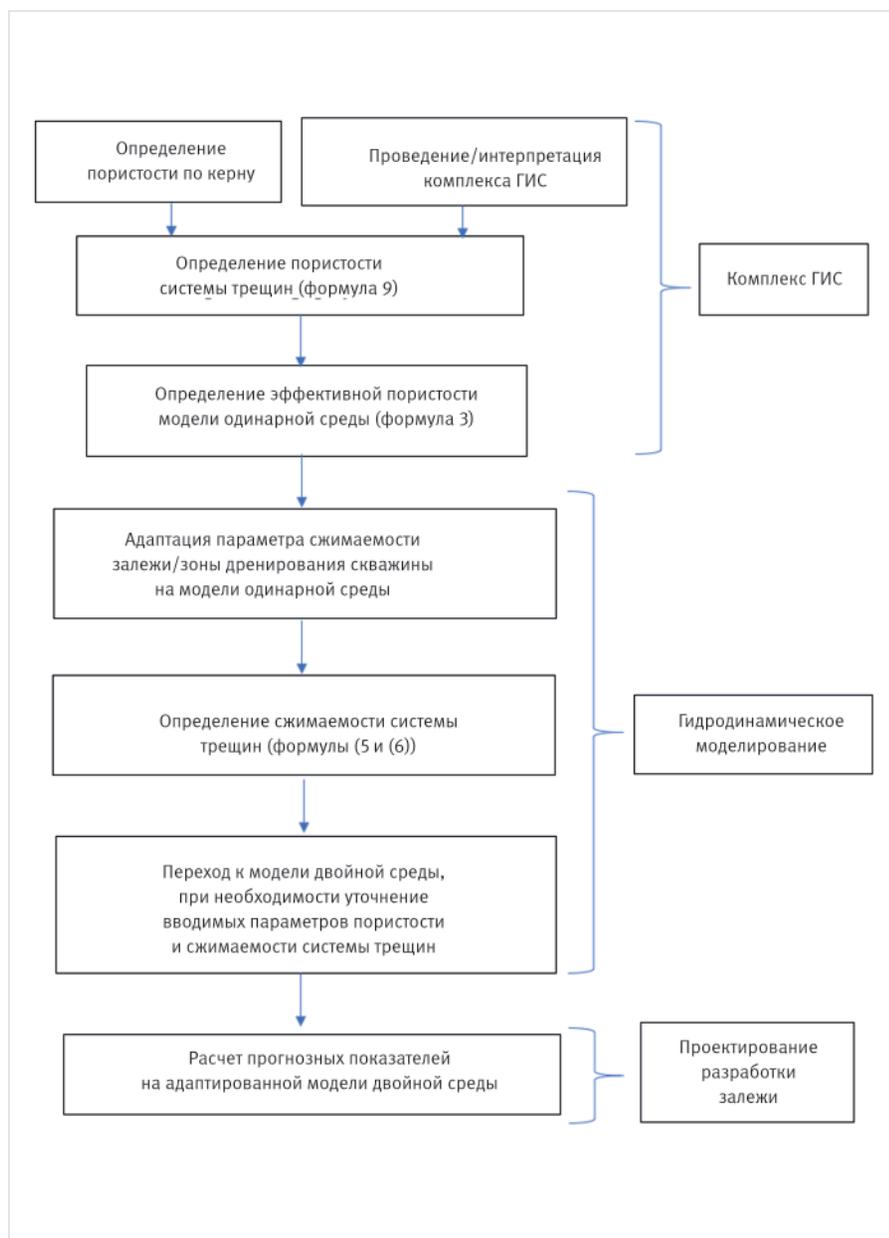


Рис. 3. Блок-схема алгоритма снижения неопределенности параметров системы трещин  
Fig. 3. Flow-chart of the algorithm for reducing the uncertainty of the parameters of the fracture system

- in Petroleum Engineering, 2017, Vol. 3, P. 1–46. (In Eng).
7. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007, 505 p. (In Eng).
  8. Письменный Д.Т. Конспект лекций по высшей математике: М.: Айрис-пресс, 2011. 608 с.
  9. Пятибратов П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. 167 с.
  10. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
  11. Аитов Ч.Р. Снижение неопределенности моделей двойной среды при проектировании разработки карбонатных коллекторов высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 112–116.
  12. Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.
  13. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
  14. Ольховатенко В.Е., Трофимова Г.И., Ожогина Т.В. Методы изучения трещиноватости горных пород. Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2015. 80 с.
  15. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра, 1980. 288 с.

## ENGLISH

### Results

As a result of this work, an algorithm for reducing the uncertainty of the parameters of the fracture system is proposed, which can be used both to determine the parameters of the fracture system as a whole for the deposit based on the averaged parameters of porosity and compressibility of the matrix, and to determine the parameters of the fracture system in the drainage zone of each specific well, with subsequent averaging for the entire deposit.

### Conclusions

1. Methods for reducing the uncertainty of the compressibility and porosity of the fracture system are proposed.
2. The applicability of the formulas obtained in the article is confirmed by the results of laboratory studies and numerical experiments using hydrodynamic simulators.
3. The proposed methods can be included in modern hydrodynamic simulators as tools for creating and adapting dual-medium models when designing fractured-porous reservoirs.

### References

1. Tiab D., Donaldson E.Ch. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009, 868 с. (In Russ).
2. Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O. Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. Journal of Mining Institute, 2021, Vol. 251, P. 658–666. (In Russ).
3. Dobrynin V.M. Deformations and changes in the physical properties of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1970, 239 p. (In Russ).
4. tNavigator Simulator Technical Manual, Rock Flow Dynamics® (RFD), 2004–2023. 3514 p. (In Russ).
5. Zimmerman R.W., David E.C. Compressibility and shear compliance of spheroidal pores: Exact derivation via the Eshelby tensor, and asymptotic expressions in limiting cases. International Journal of Solids and Structures, 2011, Vol. 48, issue 5, P. 680–686. (In Eng).
6. Zimmerman R.W., David E.C. Compressibility and shear compliance of spheroidal pores: Exact derivation via the Eshelby tensor, and asymptotic expressions in limiting cases. International Journal of Solids and Structures, 2011, Vol. 48, issue 5, P. 680–686. (In Eng).
7. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007, 505 p. (In Eng).
8. Pismennyj D.T. Lecture notes on higher mathematics: Moscow: Iris-press, 2011, 608 p. (In Russ).
9. Pyatibratov P.V. Hydrodynamic modeling of oil field development. Moscow: Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkina, 2015, 167 p. (In Russ).
10. Gimatudinov Sh.K. Physics of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1971, 312 p. (In Russ).
11. Aitov Ch.R. Reducing the uncertainty of dual environment models in the design of the development of carbonate reservoirs of high-viscosity oil. Oil industry, 2023, issue 9, P. 112–116. (In Russ).
12. Smekhov E.M. Carbonate reservoir rocks for oil and gas. Leningrad: Nedra, 1981, 255 p. (In Russ).
13. Golf-Racht T. D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Moscow: Nedra, 1986, 608 p. (In Russ).
14. Olkhovatenko V.E., Trofimova G.I., Ozhogina T.V. Methods for studying rock fracturing. Tomsk: Tomsk State University of Architecture and Civil Engineering, 2015, 80 p. (In Russ).
15. Maydebor V.N. Features of the development of oil fields with fractured reservoirs. Moscow: Nedra, 1980, 288 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Аитов Чингиз Решатович**, ведущий специалист, блок внедрения и поддержки цифровых решений для интеллектуальных месторождений, ООО «Нефтьгазисследование» (ГК «Нефтьсервисхолдинг»), Пермь, Россия  
**Для контактов:** [chingizaitov2010@mail.ru](mailto:chingizaitov2010@mail.ru)

**Ермолаев Александр Иосифович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Aitov Chingiz Reshatovich**, leading specialist, unit for implementation and support of digital solutions for intelligent fields, “NS Digital” LLC (Neftservisholding Group of Companies), Perm, Russia  
**Corresponding author:** [chingizaitov2010@mail.ru](mailto:chingizaitov2010@mail.ru)

**Ermolaev Alexander Iosifovich**, doctor of technical sciences, professor, head of the department of development and operation of gas and gas condensate fields, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia