

УДК 550.83.05:553.98

Методический подход к моделированию дискретных сетей трещин карбонатных коллекторов на основе комплексирования геофизических методов

■ Брюшинкина Е.Г.¹, Буддо И.В.^{1,2}¹ Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск.² Сибирская школа геонаук ИрННТУ, г. Иркутск.

Аннотация. Представлен методический подход к моделированию дискретной сети трещин (DFN) в межсоловых карбонатных коллекторах на основе комплексирования скважинных, сейсмических и электромагнитных данных. Ориентация трещин обоснована по данным FMI/UBI и керна, структурный каркас и матричная пористость – по материалам сейсморазведки, а результаты зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) использованы как независимый пространственный критерий сопоставления и ограничения интерпретации. Показана возможность расчёта трещинной составляющей и формирования оценочной модели двойной пористости. Рассмотрены ограничения подхода, связанные с неполнотой скважинных данных и необходимостью дальнейшей калибровки.

Ключевые слова: дискретная сеть трещин, DFN, карбонатный коллектор, трещиноватость, двойная пористость, сейсморазведка, зондирование становлением поля в ближней зоне, ЗСБ, FMI, UBI, ТРИЗ.

Финансирование: Работа выполнена в рамках темы № 1023110300018-4-1.5.4 Министерства науки и высшего образования РФ в молодежной лаборатории комплексных исследований Арктики ИЭК СО РАН.

Введение

Карбонатные коллекторы, зачастую относящиеся к нетрадиционным коллекторам и трудноизвлекаемым углеводородам (ТРИЗ), характеризуются сложной структурой пустотного пространства, в которой наряду с межзерновой и вторичной пористостью существенную роль могут играть природные трещины. Даже при малом объёмном вкладе трещин в общую пористость их связность, ориентировка и раскрытие способны определять направления фильтрации и формировать высокопроводящие каналы. Поэтому использование только традиционной матричной модели не всегда позволяет адекватно описать пространственную неоднородность фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) трещинно-поровых карбонатных коллекторов [1].

Одним из наиболее распространённых способов явного представления природ-

ной трещиноватости является моделирование дискретных сетей трещин – DFN (Discrete Fracture Network). В такой модели отдельная трещина описывается как пространственный объект с заданными положением, ориентировкой, размерами и раскрытием. Статистические характеристики реальных трещин могут быть получены по керну, скважинным микроимиджерам, данным обнажений и другим источникам, а крупномасштабные структурные ограничения по данным сейсморазведки [4,6].

Основная проблема практического применения DFN связана с разницей масштабов между скважинными наблюдениями и межскважинным пространством. Скважинные методы обеспечивают детальную, но локальную характеристику трещин, тогда как сейсмические и электромагнитные исследования обладают меньшей разрешающей способностью, но охва-

тывают весь объём модели. В связи с этим перспективным является не замещение одного типа данных другим, а их совместное использование в единой интерпретационной схеме.

Цель настоящего исследования – оценить возможность комплексирования скважинных данных, сейсморазведки и электроразведки при построении DFN-модели и оценке трещинной составляющей ФЕС карбонатных коллекторов. Принципиальной особенностью подхода является использование метода зондирования становлением поля (ЗСБ) не как прямого генератора дискретных трещин, а как независимого пространственного критерия для сопоставления полученной модели с распределением электропроводящих неоднородностей.

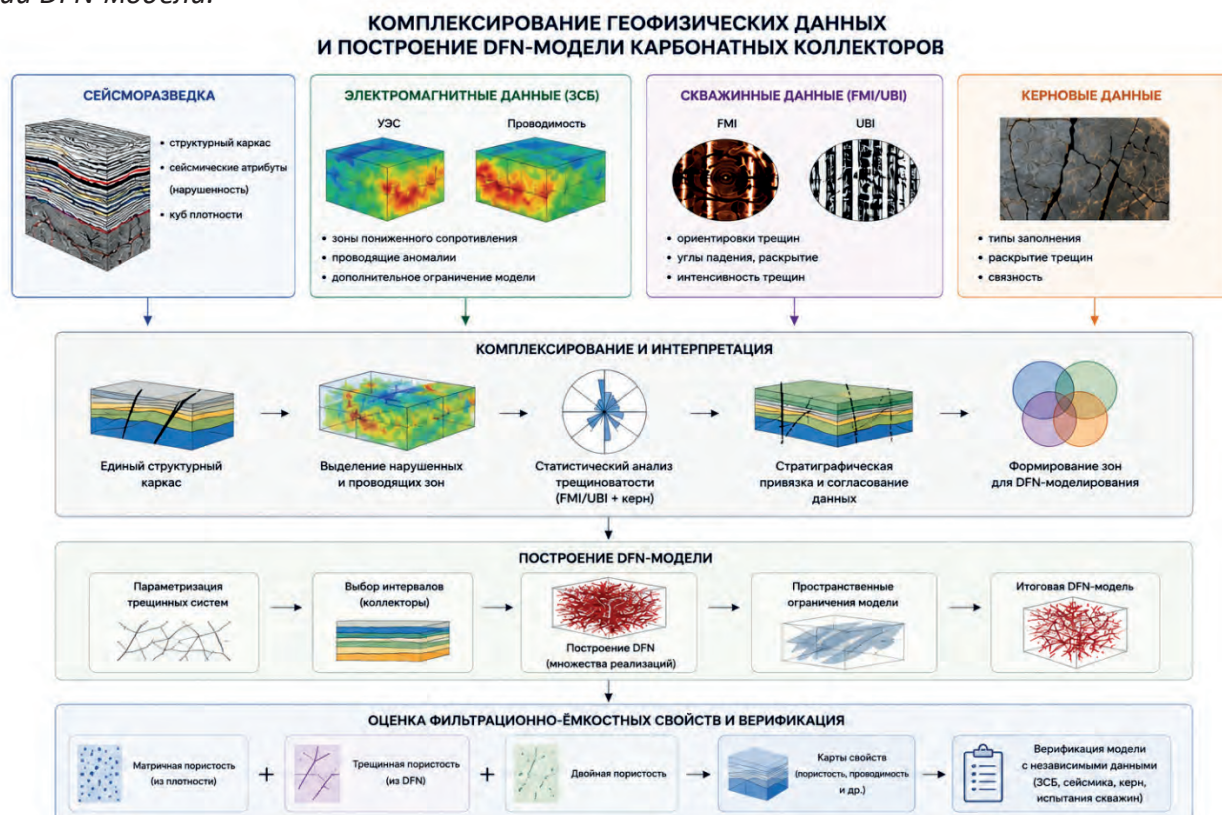
Материалы и методы

Исследование выполнено для нескольких межселевых карбонатных коллекторов без привязки результатов к конкрет-

ному географическому объекту. В модель включены шесть основных продуктивных горизонтов, разделённых менее проницаемыми интервалами-неколлекторами. Для каждого продуктивного горизонта анализировались структурные, петрофизические, скважинные и электромагнитные характеристики.

В качестве структурной основы использована трёхмерная геологическая модель, сформированная по поверхностям отражающих горизонтов, интерпретированных по данным сейсморазведки. Сейсмические материалы также включали куб плотности и атрибуты, чувствительные к структурно-тектонической неоднородности. Матричная пористость рассчитывалась по кубу плотности. В связи со смешанным карбонатным составом межселевых коллекторов использована усреднённая плотность минеральной матрицы $2,80 \text{ г/см}^3$; известняковый и доломитовый сценарии рассматривались как границы литологической неопределённости.

▼ Рис. 1. Принципиальная схема комплексирования геофизических методов при построении DFN-модели.



Для определения ориентировки природной трещиноватости использованы материалы одной скважины FMI и трёх скважин UBI. В данных FMI значительная часть выявленных нарушений соответствовала техногенным (буровым) трещинам, возникающим вследствие перераспределения напряжений вокруг ствола скважины. Поэтому основная статистика природной трещиноватости формировалась по UBI, а FMI использовалась как дополнительная информация о современном напряжённом состоянии и преимущественных направлениях нарушенности.

Керновый материал применялся для качественной проверки характера трещиноватости, морфологии трещин и выбора реалистичного порядка раскрытия. Данные ЗСБ представлены объёмными распределениями удельного электрического сопротивления и проводимости в интервалах исследуемых горизонтов. Геоэлектрическая модель использовалась для анализа пространственного соответствия DFN, разломно-трещинных зон и проводящих аномалий.

Общая последовательность работ включала следующие шаги (Рис. 1): (1) построение структурного каркаса; (2)

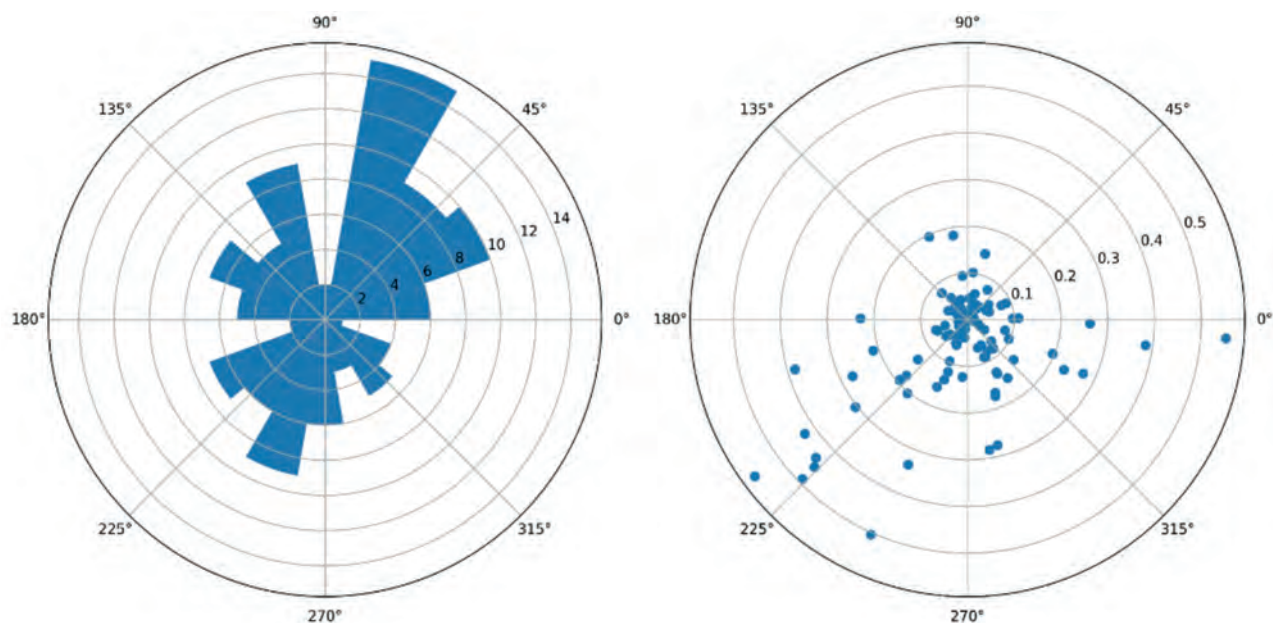
анализ FMI/UBI и керна; (3) статистическое выделение семейств трещин; (4) стохастическое DFN-моделирование по продуктивным горизонтам; (5) оценку матричной и трещинной составляющих пористости; (6) формирование модели двойной пористости; (7) сопоставление результатов с сейсмическими признаками трещиноватости, разломами и распределением проводимости по данным ЗСБ.

Анализ трещиноватости и параметризация DFN

Ориентационные параметры природных трещин были объединены в общую статистическую выборку. Для анализа построены роза азимутов и стереографическая проекция, по которым выделены два устойчивых семейства. Первое семейство характеризуется углом падения около 80° и азимутом падения 256° , второе – углом падения около 66° и азимутом падения 78° . Таким образом, в модели учитывались две пересекающиеся системы преимущественно крутых трещин (Рис. 2).

Разброс ориентировок задавался распределением Фишера. В расчётной реализации использовано значение пара-

▼ Рис. 2. Статистическая характеристика ориентировки трещин: роза азимутов (слева) стереографическая проекция (справа).



метра концентрации $K = 10$ для обоих семейств, что позволяет воспроизводить выраженную преимущественную ориентировку без сведения всех трещин к одной плоскости. Аналогичный статистический подход к заданию ориентировок, размеров и интенсивности широко применяется при стохастическом DFN-моделировании [3,4].

Для каждого продуктивного горизонта сформированы два соответствующих семейства, то есть всего двенадцать наборов трещин. Такое послойное построение обусловлено необходимостью ограничить генерацию DFN непосредственно объёмом коллекторов и исключить искусственное распространение трещинной ёмкости через интервалы-неколлекторы. При этом вследствие ограниченного количества скважинных наблюдений ориентационные и основные статистические параметры семейств принимались едиными для исследуемого комплекса.

Интенсивность трещинной сети задавалась параметром Frac area/volume ($P32$), равным $0,05 \text{ м}^{-1}$. Для раскрытия использовано среднее значение $0,0001 \text{ м}$ ($0,1 \text{ мм}$). Геометрические параметры были выбраны таким образом, чтобы обеспечить устойчивую генерацию сети в масштабе геологической модели и избежать искусственного доминирования единичных протяжённых трещин. Максимальная неявная длина трещин ограничивалась 30 м . Эти параметры рассматриваются как оценочные и требуют последующей калибровки при расширении фактической базы.

Построенная DFN является стохастической реализацией статистически заданной трещинной системы, а не детерминированной реконструкцией каждой реальной трещины. Такой подход принципиально соответствует природе исходной информации: скважинные изображения дают локальную выборку, которая распространяется в межскважинное про-

странство с учётом структурных ограничений. Влияние статистики длины, раскрытия и связности на фильтрационные свойства трещиноватых карбонатов показано в ряде исследований [5,7].

Оценка матричной, трещинной и двойной пористости

Матричная составляющая пористости определялась независимо от DFN по результатам сейсмической инверсии. Расчёт выполнен на основе куба плотности. Для смешанного карбонатного состава использована усреднённая плотность матрицы $2,80 \text{ г/см}^3$. Дополнительно известняковый и доломитовый варианты рассматривались как предельные сценарии, позволяющие оценить чувствительность коэффициента пористости к литологическому составу.

Трещинная пористость оценивалась по геометрическим параметрам DFN. Для системы плоских трещин её объёмная доля в первом приближении может быть представлена произведением площади поверхности трещин на единицу объёма $P32$ и среднего раскрытия a :

$$\varphi_{\text{тр}} = P32 \times a,$$

где $P32 = 0,05 \text{ м}^{-1}$ и $a = 0,0001 \text{ м}$ расчётное значение составляет $5 \cdot 10^{-6}$ доли единицы, или $0,0005 \%$.

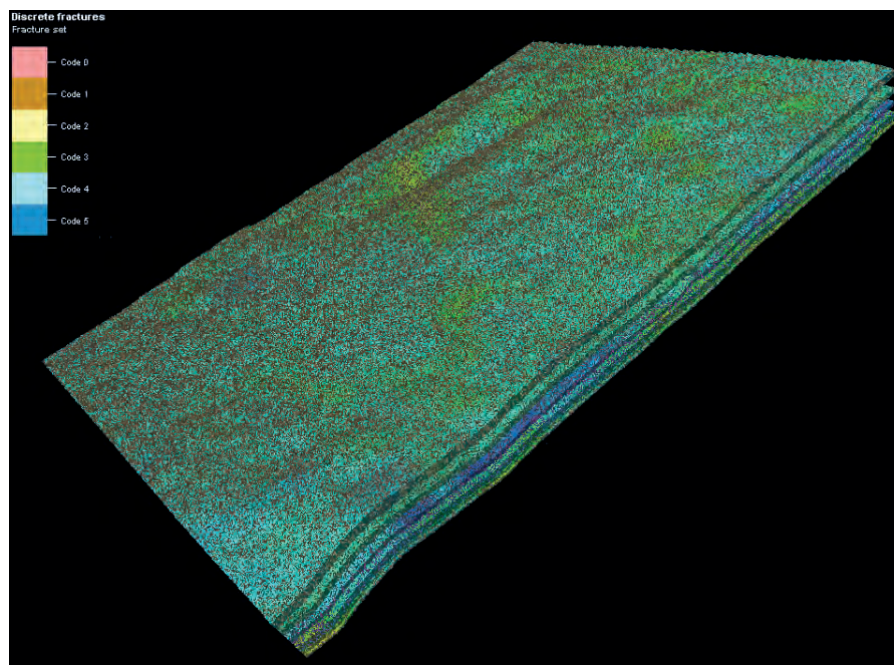
Малое абсолютное значение не означает отсутствия фильтрационной роли трещин: объёмная ёмкость трещин может быть невелика, тогда как их связность способна существенно влиять на движение флюида [2,5].

Для оценки суммарного ёмкостного эффекта сформирована модель двойной пористости как сумма матричной и трещинной составляющих:

$$\varphi_{\text{дв}} = \varphi_{\text{матр}} + \varphi_{\text{тр}}$$

Значения представлены в долях единицы. Полученная характеристика рассматривается как интегральная оценка

► Рис. 3. Пример построенной дискретной сети трещин одного из горизонтов модели.



пустотного пространства, а не как прямое определение эффективной пористости в гидродинамическом смысле.

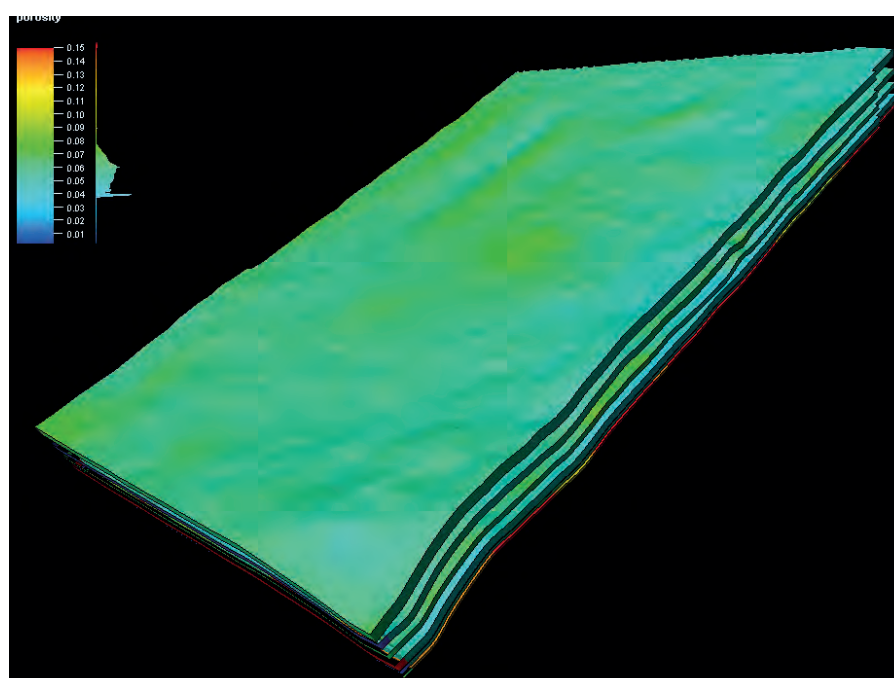
Карта двойной пористости горизонта-коллектора (Рис. 4) демонстрирует выраженную латеральную неоднородность, обусловленную, прежде всего, распределением матричной составляющей. Локальные зоны повышенных значений формируют неоднородную, местами мозаичную структуру. Поскольку в принятой реализации параметры P_{32} и раскрытия заданы единообразно, трещинная

добавка является малой по сравнению с изменчивостью матричной пористости; поэтому интерпретационный смысл DFN в данном случае заключается не только в изменении абсолютной величины пористости, но и в явном представлении геометрии и возможной связности трещинной системы.

Обсуждение результатов и заключение

Комплексирование геолого-геофизических данных выполнялось как после-

► Рис. 4. Пример результатов моделирования двойной пористости.



довательное использование каждого метода для характеристики тех параметров геологической среды, к которым он наиболее чувствителен. Скважинные изображения и керн задавали локальные параметры естественной трещиноватости, сейсморазведка формировала структурно-стратиграфический каркас и использовалась для оценки матричной пористости, а ЗСБ обеспечивало объёмное распределение удельного электрического сопротивления и проводимости. DFN связывала эти данные, обеспечивая перенос локальной статистики трещин в трёхмерное межскважинное пространство.

Принципиальным условием являлось разграничение функций методов: сейсмические, электромагнитные и скважинные данные не рассматривались как взаимозаменяемые. Наличие признака только по одному методу недостаточно для уверенного выделения трещинно-нарушенной зоны, тогда как пространственное согласование независимых признаков снижает неоднозначность интерпретации.

Геометрия трещинной системы определялась по данным FMI и UBI. По природным трещинам были выделены два доминирующих семейства и определены характерные азимуты и углы падения, которые использовались при параметризации DFN. Техногенные буровые трещины учитывались отдельно и не включались безусловно в статистику естественной трещиноватости.

Керн служил независимым источником информации о морфологии, заполнении и раскрытии трещин и использовался для геологической проверки параметров, полученных по скважинным изображениям. Таким образом, скважинно-керновые данные задавали параметры, которые невозможно надёжно восстановить непосредственно из сейсмического или электромагнитного поля.

Интерпретированные сейсмические

горизонты формировали трёхмерный структурный каркас и границы шести карбонатных интервалов-коллекторов. Разломы и признаки структурной неоднородности учитывались при пространственном размещении трещинных зон, поэтому DFN строилась внутри конкретных стратиграфических тел.

По результатам сейсмической инверсии оценивалась матричная составляющая пористости. Для смешанного карбонатного состава использовалась средняя плотность минеральной матрицы $2,80 \text{ г/см}^3$, а известняковый и доломитовый варианты рассматривались как границы литологической неопределённости. Тем самым матричная пористость определялась из сейсмо-петрофизической модели, а трещинная – из DFN, параметризованной по скважинным данным.

Сейсмические атрибуты, чувствительные к нарушениям непрерывности отражений и структурной неоднородности, применялись как дополнительные признаки возможного развития трещинно-нарушенной среды, но не отождествлялись непосредственно с открытыми трещинами.

По данным ЗСБ анализировались распределения УЭС и проводимости. Поскольку эти параметры зависят от литологии, минерализации флюида, пористости, насыщения и связности проводящих каналов, пониженное УЭС не интерпретировалось однозначно как признак трещиноватости.

Электромагнитные параметры анализировались в пределах тех же карбонатных интервалов, для которых строилась DFN. Совпадение зон повышенной проводимости с разломами, сейсмическими признаками нарушенности и развитой DFN рассматривалось как комплексный признак, требующий приоритетного геологического анализа.

Отсутствие такого совпадения также имеет интерпретационное значение.

Проводящая аномалия без структурных и скважинных признаков может быть обусловлена литологией или насыщением, тогда как трещинная зона без выраженного электромагнитного отклика может характеризоваться слабым раскрытием, «залеченностью» или отсутствием гидравлической связи.

После построения DFN трещинная составляющая пористости оценивалась через интенсивность P32 и среднее раскрытие трещин и объединялась с матричной пористостью в модель двойной пористости. Таким образом, сейсмика задавала пространственно изменчивую матричную составляющую, скважинно-керновые данные – параметры трещин, а DFN – их трёхмерное распределение.

Полученная модель сопоставлялась с сейсмическими признаками трещиноватости, положением разломов, УЭС и проводимостью ЗСБ. Основным интерес представляли участки, где повышенная структурная нарушенность, развитие DFN и электрофизическая аномалия пространственно совпадали в пределах одного стратиграфического интервала.

Предлагаемая схема включает несколько уровней ограничений: стратиграфический – DFN формируется внутри продуктивных горизонтов; структурный – учитываются геометрия горизонтов и разломы по 3D-сейсмике; статистический – параметры семейств задаются по FMI/UBI и проверяются по керну; электрофизический – результаты сопоставляются с УЭС и проводимостью ЗСБ; интегральный – оценивается согласованность модели двойной пористости с независимыми геолого-геофизическими признаками.

В результате DFN рассматривается не как самостоятельная стохастическая экстраполяция ограниченной скважинной статистики, а как часть комплексной геолого-геофизической модели, в которой независимые методы последователь-

но ограничивают область допустимых решений. Основным результатом комплексирования является формирование системы взаимодополняющих признаков, позволяющей выделять наиболее обоснованные участки развития трещинно-поровой среды в межскважинном пространстве.

Вместе с тем, полученные результаты демонстрируют принципиальную работоспособность подхода, однако не являются окончательной детерминированной моделью реальной трещинной системы. Основное ограничение связано с небольшим объёмом скважинных исследований (имеджеров): использованы одна скважина FMI и три скважины UBI. Этого достаточно для выделения доминирующих ориентировок, но недостаточно для надёжной оценки интенсивности, размеров и раскрытия трещин отдельно по каждому горизонту.

Кроме того, данные FMI осложнены присутствием техногенных буровых трещин, которые характеризуют современное напряжённое состояние, но не могут непосредственно заменять статистику естественных открытых трещин. Повышение достоверности модели требует расширения объёма FMI/UBI и более равномерного распределения таких наблюдений по площади и разрезу.

Керновые данные также обладают ограниченной пространственной представительностью. Необходимы количественная оценка раскрытия и заполнения трещин, анализ микротрещиноватости, кавернозности и лабораторных петрофизических характеристик. Особенно важна оценка эффективного раскрытия в пластовых условиях, определяющего трещинную пористость и проницаемость.

Сейсмические и электромагнитные признаки также не являются однозначными индикаторами трещиноватости: нарушения отражений могут быть обу-

словлены литологией или особенностями обработки, а проводящие аномалии – изменениями насыщения, минерализации и литологического состава пород. Поэтому наиболее обоснованной является интерпретация, основанная на совпадении нескольких независимых признаков.

Дальнейшее развитие подхода целесообразно связать с тектонофизическим и геомеханическим анализом, поскольку гидравлическая активность трещин зависит от их ориентировки относительно современного поля напряжений. Для калибровки модели наиболее информативны гидродинамические и интервальные испытания, данные о поглощениях и другие промысловые проявления.

Литература

1. Денисов В. В., Вагизов А. М., Пожитков Н. Д. Подходы к моделированию карбонатных коллекторов на примере единичной залежи // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 117-119. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-117-119.
2. Кашников Ю. А., Шустов Д. В., Якимов С. Ю. Учет геомеханического состояния трещинно-порового коллектора при гидродинамическом моделировании // Записки Горного института. 2025. Т. 271. С. 42-52.
3. Abdallah I. B., Panza E., Dastoli S., Manniello C., Prosser G., Agosta F. Multiscale discrete fracture network modelling of shallow-water carbonates: East Agri Valley Basin, Southern Italy // Marine and Petroleum Geology. 2024. Vol. 169. Art. 107048. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.107048.
4. Fang J., Zhou F., Tang Z. Discrete Fracture Network Modelling in a Naturally Fractured Carbonate Reservoir in the Jingbei Oilfield, China // Energies. 2017. Vol. 10, No. 2. Art. 183. P. 1-19. DOI: 10.3390/en10020183.
5. Hardebol N. J., Maier C., Nick H., Geiger S., Bertotti G., Boro H. Multiscale fracture network characterization and impact on flow: A case study on the Latemar carbonate platform // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2015. Vol. 120, No. 12. P. 8197-8222. DOI: 10.1002/2015JB011879.
6. Hosseini E., Sarmadivaleh M., Chen Z. Developing a new algorithm for numerical modeling of discrete fracture network (DFN) for anisotropic rock and percolation properties // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 839-856. DOI: 10.1007/s13202-020-01079-w.
7. Massaro L., Corradetti A., Vinci F., Tavani S., Iannace A., Parente M., Mazzoli S. Multiscale Fracture Analysis in a Reservoir-Scale Carbonate Platform Exposure (Sorrento Peninsula, Italy): Implications for Fluid Flow // Geofluids. 2018. Vol. 2018. Art. 7526425. 10 p. DOI: 10.1155/2018/7526425.