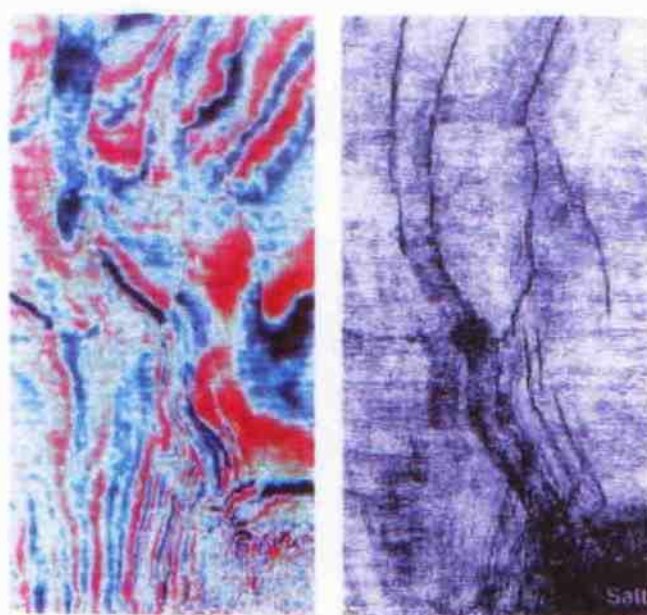


Лекция д.г.-м.н. В.Л. Шустера

Обзор новейших методик и технологических приемов изучения по данным сейсморазведки 3D и ГИС трещинно-кавернозных коллекторов в карбонатных и других твердых породах.

Когерентность.

Метод когерентности был предложен специалистами компании АМОКО Bahorich M.S. and Farmer S.L. 1995 3D-Seismic Coherency for Faults and Stratigraphic Fractures Lead Edge 14. Принцип расчета этого атрибута основывается на технике крос-корреляции соседних сейсмических трасс. Когерентными считаются похожие трассы, в то время как резко отличные являются некогерентными. Этот атрибут акцентирует внимание на нарушениях непрерывности (discontinuity) записи амплитудных данных в сейсмическом объеме. Куб когерентности позволяет трассировать и по глубине и вдоль поверхностей целевых горизонтов на погоризонтных срезах



куба когерентности. Нарушения сплошности могут указывать не только на тектонические нарушения, но и на каналы, угловые несогласия, выклинивания, резкие изменения литологии, порового флюида, порового давления и других изменений упругих свойств пород. Эта техника также выявляет проблемы, пришедшие из исходного полевого материала (следы расстановки – футпринты), а также проблемы, не устраненные или привнесенные при обработке полевого материала.

Вышеперечисленные геометрические атрибуты широко используются при интерпретации. Они, как показали Rijks and Jauffred еще в 1991 году, позволяют обнаружить слабые нарушения, смещение в которых существенно

меньше длины сейсмической волны. Однако «когерентность» без преувеличения является наиболее популярным атрибутом для характеристики разломов и нарушений.

Характерный пример эффективного применения вышеперечисленных атрибутов приведен в докладе **Seismic Attributes in the Search for Fracture Plays. Srinivasa Rao Narhari, Sunil Kumar Singh, Neema Hussain Al-Ajmi, Ahmad Jaber Al-Eidan, Kuwait Oil Company 2007 SEG**. На материалах съемок 3D хорошее качество материала позволило применить в дополнение к стандартным атрибутам (амплитуда, частота, фаза) геометрические атрибуты: наклон, азимут, азимут-наклон, границы (край). Стандартные атрибуты обеспечили картирование наиболее протяженных и высокоамплитудных нарушений.

Применение геометрических атрибутов позволило выделить определенное число линеаментов, не выявленных при стандартном анализе данных, а также малоамплитудные и слабые аномалии, возможно связанные со скоплениями трещин и трещинными флюидо-проводящими коридорами (рис.2-5).

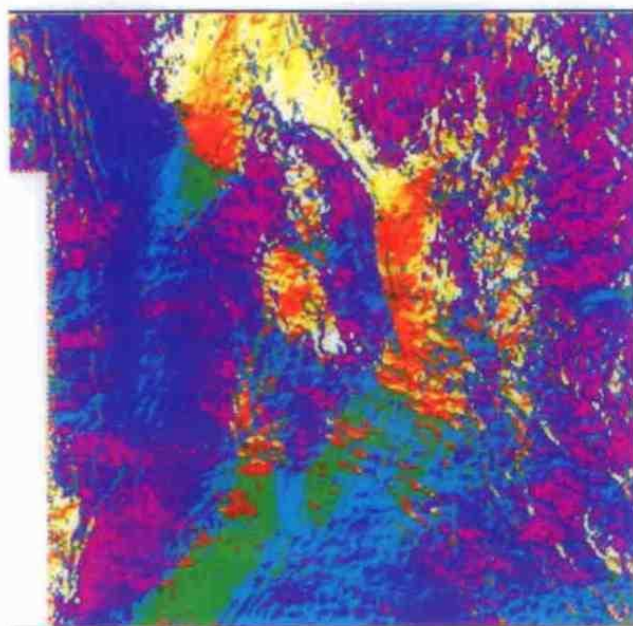


Fig 2. Horizon consistent Azimuth attribute showing presence of lineaments not seen in trace attributes, 19x21 km

Каждая серия атрибутивных данных позволяет получить различные уровни разрешенности при картировании трещин линейных элементов и зон повышенной трещиноватости. Многообразная визуализация этих данных и обобщение скопления трещин, выделенных по результатам атрибутивного анализа, помогло ранжировать перспективные участки под бурение разведочных скважин.

Результаты бурения при поиске интервалов трещиноватости, основанном на интегрированном изучении вышеперечисленных атрибутов, оказались весьма перспективными.

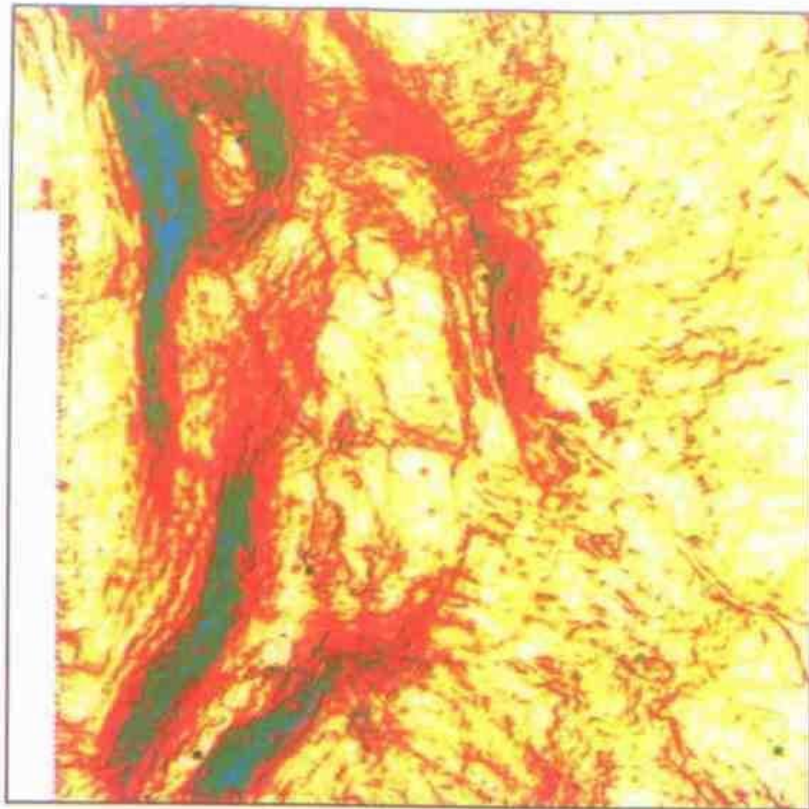


Fig 3. Horizon consistent Dip attribute showing better definition of minor faults and lineaments, 19x21 км

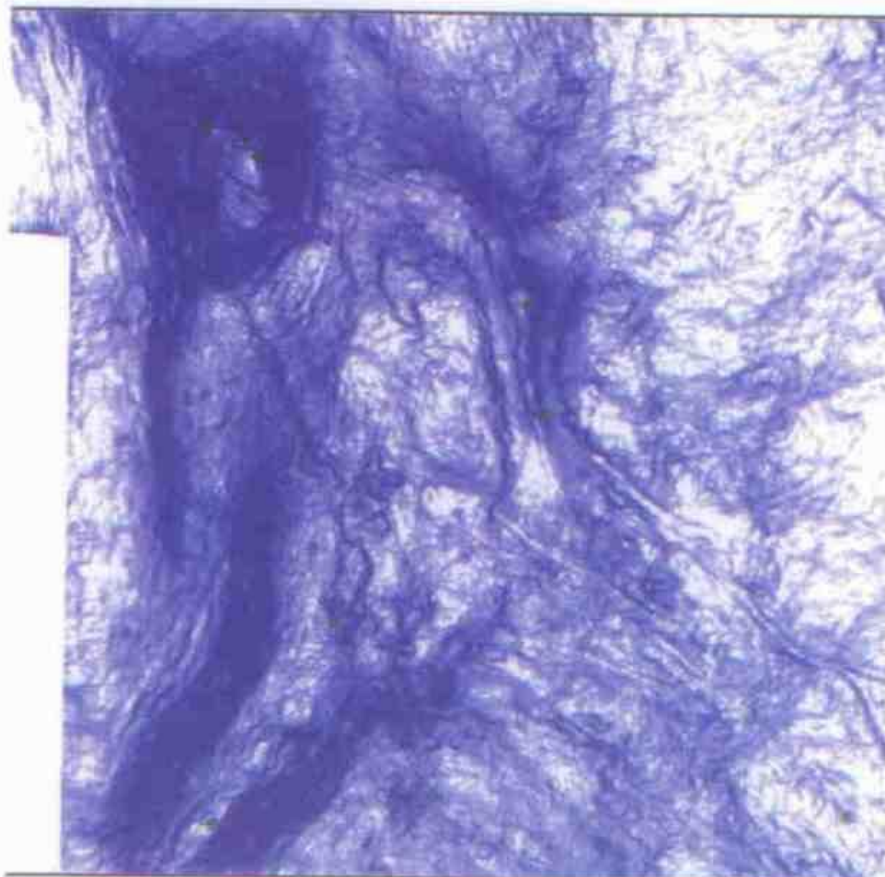


Fig 4. Coherency attribute showing higher resolution in mapping subtle features and strike-slip movements. 19x21 км

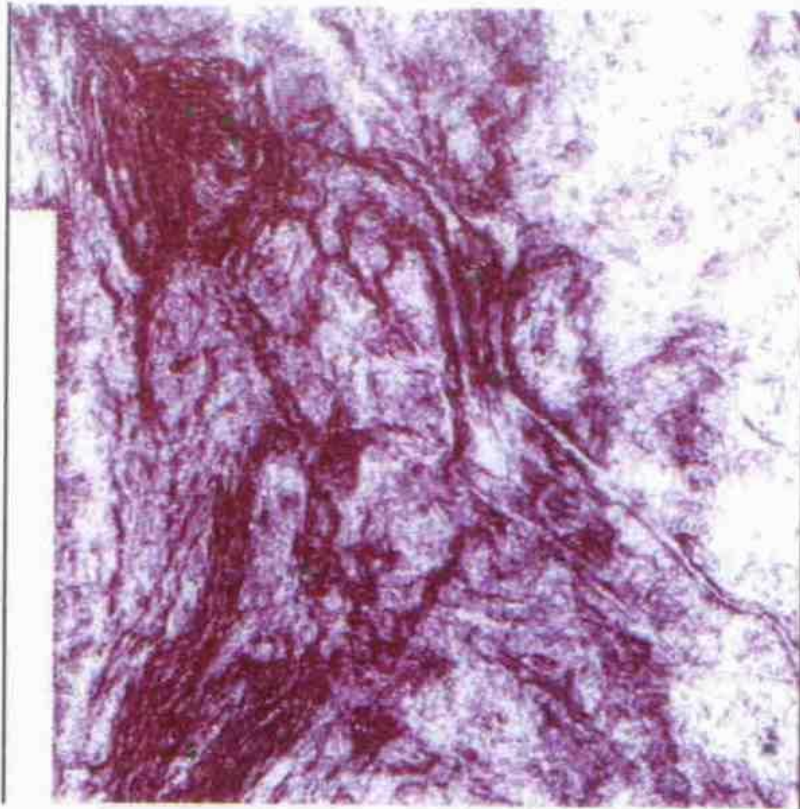


Fig 5. Edge attribute showing higher resolution in mapping subtle features and strike-slip movements. 19x21 км

Кривизна.

На последнее десятилетие приходится новый этап в развитии геометрических атрибутов. Он связан с разработкой и применением семейства атрибутов поверхностной и объемной кривизны. Это обусловлено актуальностью прогнозирования нарушений, зон трещиноватости и трещинных коридоров для характеристики продуктивных резервуаров по сейсмическим данным.

Необходимо отметить, что никакой поверхностный атрибут, включая кривизну, не должен использоваться изолированно. Все карты атрибутов должны интерпретироваться с учетом тех сейсмических данных, по которым они были построены.

В статье Curvature attributes and Seismic Interpretation: Case Studies from Argentina Basins M Sigismundi and J.Soldo 2003 (Ld Ed) приводятся результаты сравнения выделения нарушений на картах углов наклона (dip map) и картах атрибутов кривизны (максимально позитивного и максимально негативного).

Сравнение проведено на материалах двух съемок в разных геологических условиях Австралии и Аргентины. В обоих случаях более высокий контраст и лучшее выделение слабых нарушений обеспечивается атрибутами кривизны. Они обеспечивают лучшую идентификацию системы нарушений, чем карты углов падения (dip map), и тем более временные структурные карты.

Наиболее распространены следующие атрибуты кривизны:

- средняя кривизна;
- гаусова кривизна;
- кривизна наклона показывает нарушения и их направления;
- кривизна простираения.

Максимально позитивная и максимально негативная кривизна лучше отображают форму и детали поверхности и помогают при интерпретации малоамплитудных нарушений.

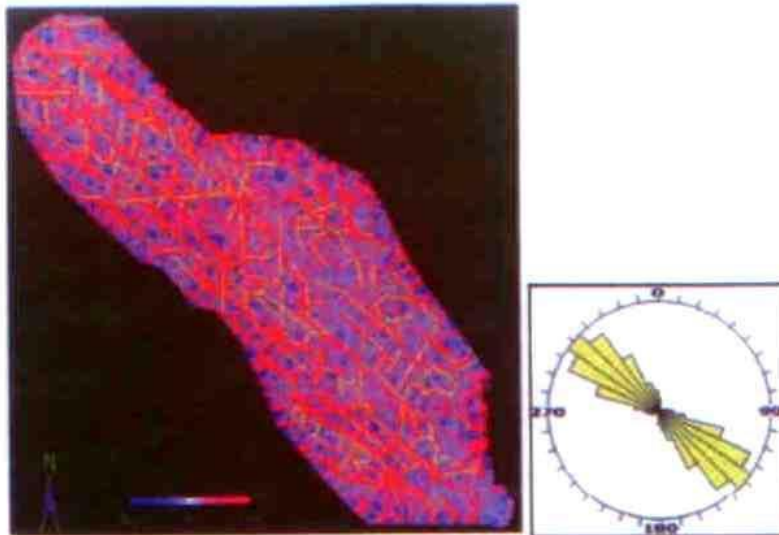


Figure 6. Lineaments interpreted as faults, fractures, and flexures on a time slice through a most-positive curvature volume generated from a 3D survey acquired in Alberta, Canada. These lineaments can be combined into a rose diagram for further analysis. Data courtesy of Arcis Corporation, Calgary.

По сравнению с когерентностью получается значительно более детальная информация для геологической интерпретации и, в первую очередь, для определения ориентации линеаментов трещин/нарушений и зон их повышенной плотности. Рекомендуется сопоставление их с роз-диаграммами, полученными по данным каротажа (FMI), о направленности и плотности трещин.

Несмотря на то, что нарушения слабо освещены, атрибуты кривизны обнаружили нарушенные участки. Большинство линеаментов, определенных по пространственному распределению атрибута минимальной кривизны, соответствуют нарушениям. Зоны нарушений находятся рядом с основными зонами трещиноватости.

Из отечественных работ, посвященных применению геометрических атрибутов, следует отметить:

Выделение по сейсмическим данным малоамплитудных тектонических нарушений в Овинпармовских и Евлано-Ливенских карбонатных коллекторах в пределах Медынского Вала И.Н. Керусов, Л.А. Попова, Б.И. Раппопорт, И.А. Воцалевская 2006 г., Санкт-Петербург.

В работе излагается методика картирования малоамплитудных нарушений (с амплитудой менее $1/8$ (длины волны) при анализе куба амплитуд 3D, куба когерентности в комплексе с данными X-MAC и изучения керна. В результате ее применения были протрассированы малоамплитудные нарушения в целевых продуктивных горизонтах и построены их цифровые глубинные модели.

Особое внимание обращается на атрибут Antracking, который позволяет настолько детально выявлять все структурные неоднородности среды, что отдельные участки можно интерпретировать, как зоны повышенной трещиноватости.

ВЫВОДЫ.

1. Геометрические атрибуты: азимут падения; оценка края; когерентность; кривизна (поверхностная); объемная кривизна; нарушение непрерывности – являются эффективными инструментами автоматического анализа сейсмических данных 3D с целью выделения нарушений, зон развития трещиноватости и других резко выраженных геологических образований.
2. Геометрические атрибуты относительно малочувствительны к форме волны. Поэтому они обеспечивают ясное изображение даже когда применяются к объединенным съемкам с разными условиями отстрела и разными графами обработки.
3. Использование геометрических, особенно поверхностных атрибутов, предъявляет высокие и достаточно противоречивые требования к получению и к обработке сейсмических данных:
 - Подавление случайных и регулярных волн-помех;
 - Исключение наведенных помех, связанных с системами наблюдений footprint, а также недоучета сноса лучей и т.д.;
 - Недопущение сглаживания поверхностей отражающих горизонтов, нивелирующего неровности и смещения, с которыми могут быть связаны зоны трещиноватости или трещинные каналы.
4. Наиболее широко на практике пока применяется расчет кубов когерентности с последующим анализом вертикальных разрезов и погоризонтных срезов. Однако все шире используются атрибуты кривизны, имеющие преимущество перед остальными геометрическими атрибутами как в детальности, так и в многовариантности изображений и анализе структуры целевых поверхностей.
5. Возможности использования атрибута кривизны расширяются с переходом к расчету ее объемной модификации. Объемные атрибуты кривизны: максимальная позитивная кривизна и максимальная негативная кривизна дают наиболее значимую и

детальную информацию о пространственном положении нарушений и об ориентации и плотности трещин.

6. Эффективность геометрических атрибутов, и в первую очередь кривизны и когерентности, заметно повышается при использовании пространственных фильтров, которые обеспечивают существенное ослабление случайных помех и артефактов (footprint). Наибольший эффект дают следующие их модификации:

- Структурно-ориентированная фильтрация по наклону и азимуту;
- Анизотропно-диффузное сглаживание (работающее по параллели к отражателю и выключающееся при обнаружении разрыва);
- Многоканальный фильтр главной компоненты, обеспечивающий сглаживание по наиболее когерентному направлению и при этом сохраняющий изменение амплитуд.

7. Хорошие перспективы для детального анализа систем нарушений и трещиноватости представляет отечественная разработка «оценка нарушений непрерывности или атрибута прерываний» (discontinuity).

8. Повышение достоверности характеристик нарушенности и трещиноватости (ориентации и плотности трещин), определенных по вышеупомянутым геометрическим атрибутам, обеспечивается сопоставлением и калибровкой их с результатами анализа трещиноватости по скважинным данным (FMI, FMS, X-МАК и др.).

9. Геометрические атрибуты, применяемые для анализа данных пространственной 3D сейсморазведки с целью трассирования нарушений и определения ориентации и плотности трещин, не требуют усложнения систем наблюдения и увеличения стоимости съемки, чем выгодно отличаются от методов азимутального анализа анизотропии PP волн, рассматриваемых в следующей главе.

10. Рекомендуется обязательно использовать геометрические атрибуты в рамках стандартной кинематической интерпретации для корректного трассирования тектонических нарушений и выделения зон (линеаментов) повышенной трещиноватости, каналов (врезов), линии выклинивания и т.д. Наибольший эффект достигается при совместном использовании нескольких различных геометрических атрибутов.

Азимутальный анализ анизотропии продольных волн.

Заключение по опыту применения азимутального NMO (скоростного) и AVO анализа данных P-волн на основе рассмотрения порядка 50 публикаций.

1. Обобщая опыт азимутального анизотропного анализа PP волн следует все расширяющееся его применение. По высказыванию ряда ведущих западных специалистов (L.A. Thomsen, I.D. Tsvankin, M.Chapman) этот метод оценки характеристик трещиноватых

резервуаров широко распространился в нефтяной индустрии и становится на западе стандартной процедурой. В России он также начинает использоваться (Гречишникова 2007, Крылова 2008, Маловичко Л.П. 2008).

2. Физической основой технологии является возможность представления сред, содержащих вертикальные однонаправленные трещины, протяженность которых намного меньше длины волны, эффективными средами с азимутальной анизотропией для рассмотрения распространения в них сейсмических волн.

I. Для успеха азимутального анизотропного анализа, как показал опыт его применения в течение последнего десятилетия, необходимо:

- применение высокочастотных и полноазимутальных систем наблюдения 3D с целью получения высокого соотношения сигнал/шум и достаточной азимутальной разрешенности кинематического и динамического анализа;
- использование обширно специально спроектированной для пластовой азимутально анизотропной среды последовательности обрабатывающих процедур;
- компенсирование сейсмических данных 3D со скважинными наблюдениями (X-MAC, FMI и др.).

На этапе пре-процессинга необходимы:

- высокоразрешающее t - p подавление кратных;
- высокоточная коррекция кинематики;
- коррекция статики по выборкам ОГТ, чтобы подчеркнуть остаточные временные различия;
- макробинирование (применяются от 2×2 до 5×5 стандартных бинов).

Обработка по азимутальным секторам:

- азимутальная регуляризация (заполнение пропусков);
- ослабление случайных помех и футпринтов в каждом секторе;
- миграцию до суммирования (по алгоритму Кирхгофа) по азимутальным секторам с едиными параметрами и полем скорости;
- азимутальная коррекция остаточной кинематики;
- спектральное и амплитудное согласование между секторами.

Обработка полей (карт) базовых атрибутов (азимутальных интервальных скоростей или азимутальных значений AVO-градиента), включая фильтрацию и редакцию, геостатистическую декомпозицию,

обеспечивающих подавление шумов и более точное определение анизотропии.

II. Признаки Р-волн (времена прихода, амплитуды), измеренные по материалам полно-азимутальных съемок отраженными волнами, могут быть использованы для оценки азимутальной анизотропии, связанной с системами трещиноватости и неуравновешанными нагрузками. И азимутальное AVO и анализ NMO (скорости) имеют свои преимущества и недостатки:

А) AVO Gradient дает локальную высоко-разрешенную информацию о трещиноватости пород на кровле или на подошве резервуара;

Б) Атрибуты NMO (интервальные скорости) зависят от осредненных параметров трещиноватости всех слоев резервуара. С позиции обработки измерения NMO (скоростей) обычно более точны и менее искажены стандартными процедурами обработки.

С другой стороны амплитуды отражений более чувствительны к наличию анизотропии и могут обеспечить более высокую вертикальную разрешенность. Однако сохранить максимально неискаженные амплитуды, интенсивно подавляя помехи, - сложная и не всегда решаемая задача для обработки.

Выше приведенные данные свидетельствуют о достаточно большом числе случаев успешного применения AVO-анализа, когда полученные оценки направления трещиноватости находились в хорошем соответствии с результатами скважинных оценок трещиноватости (FMI и FMS).

Тем не менее следует отметить: 1. Даже для простых HTI моделей (трансверсально изотропной среды с горизонтальной осью симметрии) обращение азимутально меняющихся градиентов AVO для определения плотности трещин неоднозначно без наличия дополнительной информации. 2. Оценка параметров трещиноватости осложнена слабой корреляцией между эллипсами AVO и эллипсами NMO или скоростей. Геологическая или ГИС информация помогают идентифицировать калибровкой по скважинным значениям (ориентации (Ψ) трещин и их плотности (e)) карты этих параметров, полученных из сейсмических атрибутов.

Эффективная среда, сформированная несколькими системами трещин, будет иметь симметрию, близкую к орторомбической, при любой ориентации трещин.

Отметим также, что в некоторых резервуарах трещины наклонны, что должно учитываться при обработке и интерпретации сейсмических данных.

III. Технология азимутально-анизотропного анализа Р-волн с целью характеристики трещиноватых резервуаров с разбиением информации на азимутальные сектора начинает широко применяться на практике за рубежом и пока в отдельных случаях в России. Во многих публикациях последних лет отмечается достаточно высокая подтверждаемость скважинными данными прогнозов этой технологии по ориентации и положению зон скопления трещин.

Более совершенные модификации, использующие обращение (инверсию) всего объема характеристик полноазимутальных сейсмических записей в поля значений ориентации (Ψ) и плотности (ϵ) трещин на основе решения систем матричных уравнений, проходят стадию опытного промышленного применения. При этом они требуют более высокого качества исходной сейсмической информации и больших компьютерных ресурсов.

Частотно-зависимые атрибуты проницаемости пород-коллекторов поротрещинного типа.

Общие положения. Плотные породы (карбонаты, плотные песчаники, реже – глинистые сланцы, иногда массивы изверженных пород) оказываются промышленными коллекторами углеводородов тогда, когда они пронизаны сетью трещин, обеспечивающих гидравлическую связь между добывающей или нагнетательной скважиной, с одной стороны, и порами матрицы породы, с другой. Поэтому из всех механических свойств зон повышенной трещиноватости разведочный интерес представляет главным образом проницаемость, сообщаемая трещинами породе. Следует различать проницаемость самих трещин как каналов доставки порового флюида из пласта в добывающую скважину (или из нагнетательной скважины – в пласт), и проницаемость системы «трещина – поры матрицы» как канала обмена флюидом между порами матрицы и трещинами; именно такой обмен обуславливает стабильность эксплуатации скважин, так как емкость самих трещин обычно невелика по сравнению суммарной емкостью пор матрицы, и если обмен флюидом между порами матрицы и трещинами затруднен, дебит быстро падает, так как емкость собственно трещин обычно весьма невелика.

Согласно теории, распространение волн в породах с дуальной пористостью способно вызвать обмен флюидом между трещинами и порами матрицы. В фазе сжатия Р-волны флюид должен перетекать из трещин в поры, так как трещины обладают гораздо большей механической податливостью по отношению к напряжениям, переносимый Р-волной, чем почти изометричные поры матрицы породы. В фазе разрежения Р-волны флюид по той же причине всасывается обратно из пор в трещины. Эффекты обмена флюидом между трещинами и порами обладают анизотропией, если трещины ориентированы параллельно преобладающей ориентации трещин, вызывают более интенсивный обмен флюидом, чем волны с фронтами, перпендикулярными ориентации трещин. Следует подчеркнуть, что «количество движения» флюида между трещинами и порами матрицы существенно зависят от частоты: флюид успевает перемещаться между трещинами и порами только при достаточно низкой (в частности, сейсмической) частоте волн.

Возникающие перетоки флюида, в свою очередь, способны оказывать влияние на динамические характеристики распространяющейся Р-волны. Во-первых, если бы не было таких перетоков (изолированные поры и трещины), последние при жидком поровом флюиде были бы гораздо менее податливы в силу низкой сжимаемости жидкости. Рост податливости трещин с увеличением проницаемости влечет за собой снижение интервальной скорости (которое при обычно небольших мощностях коллектора выявить крайне трудно), а следовательно, и изменения коэффициентов отражения в кровле и подошве коллектора (эти изменения выявлять легче, чем изменения непосредственно скорости, даже при малых мощностях коллектора). Во-вторых, перетоки флюида из трещин в поры и обратно вызывают потери упругой энергии, т.е. дополнительное внутреннее («истинное») поглощение [Biot, 1956; Dvorkin and Nur, 1993(?).]. Из-за свойственной коллекторам тонкослоистости изменения величины поглощения тоже легче устанавливаются по изменению коэффициентов отражения, чем по изменению амплитуд, накопленному на пути волны в пласте-коллекторе.

Изменения коэффициентов отражения, связанные с обменом флюидом между трещинами и порами, сравнительно сильно зависят от частоты – во-первых, потому, что сам этот обмен тем значительнее, чем ниже частота, см. выше, а во-вторых, потому, что поглощение по своей природе является частотно-зависимым параметром среды. Формализм этой зависимости дан в [Thomsen, 1995; Hudson et al., 2001; Kozlov, 2007].

Приведенные соображения обосновывают использование частотно-зависимых атрибутов для отображения проницаемости системы «трещины-поры матрицы». Такие атрибуты можно рассматривать как прямые «признаки» повышенной проницаемости коллекторов с дуальной пористостью, в отличие от атрибутов, отражающих повышенную трещиноватость (нарушения когерентности отражений, максимумы кривизны стратиграфических поверхностей, дуплекс-волны, связанные с субвертикальными границами зон повышенной трещиноватости, азимутальная анизотропия и т.п.): эти атрибуты по отношению к целевому свойству коллектора-проницаемости - выступают как «косвенные». Как и «прямые» признаки углеводородов в задаче поисков залежей¹ (¹ – в задаче обнаружения залежей углеводородов методами сейсморазведки подразделение признаков на «прямые» и «косвенные» сложилось давно. К косвенным относят признаки структурных и неструктурных ловушек, а к прямым, наприер, атрибуты AVO, реагирующие на тип насыщающего флюида), частотно-зависимые атрибуты проницаемости поро-трещинных коллекторов обладают сравнительно низкой надежностью из-за того, что

целевые аномалии поля (в частности, аномалии частотных спектров коэффициентов отражения, вызванные вариациями проницаемости) обычно значительно слабее, чем мешающие эффекты (например, изменения этих спектров, вызванные вариациями мощностей и акустических импедансов слоев, слагающих коллектор). Поэтому частотно-зависимые атрибуты проницаемости следует применять в сочетании с моделированием «замещения проницаемости» [Козлов, 2008], подобно тому, как в AVO-инверсии при решении задачи выяснении типа порового флюида стандартным приемом является моделирование замещения флюида.

Применение низкочастотного атрибута (Голошубин, Силин и др., 2008), Восточно-Каменная площадь.

На рис.7 представлена карта прогнозной проницаемости коллекторов викуловской свиты на Восточно-Каменном месторождении, полученная на основе низкочастотного сейсмического атрибута (Голошубин, Силин и др., 2008), рассчитанного по 3D сейсмическим данным.

Сопоставлением прогнозной проницаемости с промысловыми данными однозначно просматривается единая, независимая от степени обводненности продукции, закономерность, что в принципе позволяет проектировать процесс разработки месторождения на слабобуренных участках только на основе сейсмических данных.

В соответствии с законом Дарси получена тесная корреляционная связь (рис.8) между прогнозной проницаемостью и среднесуточным дебитом скважин.

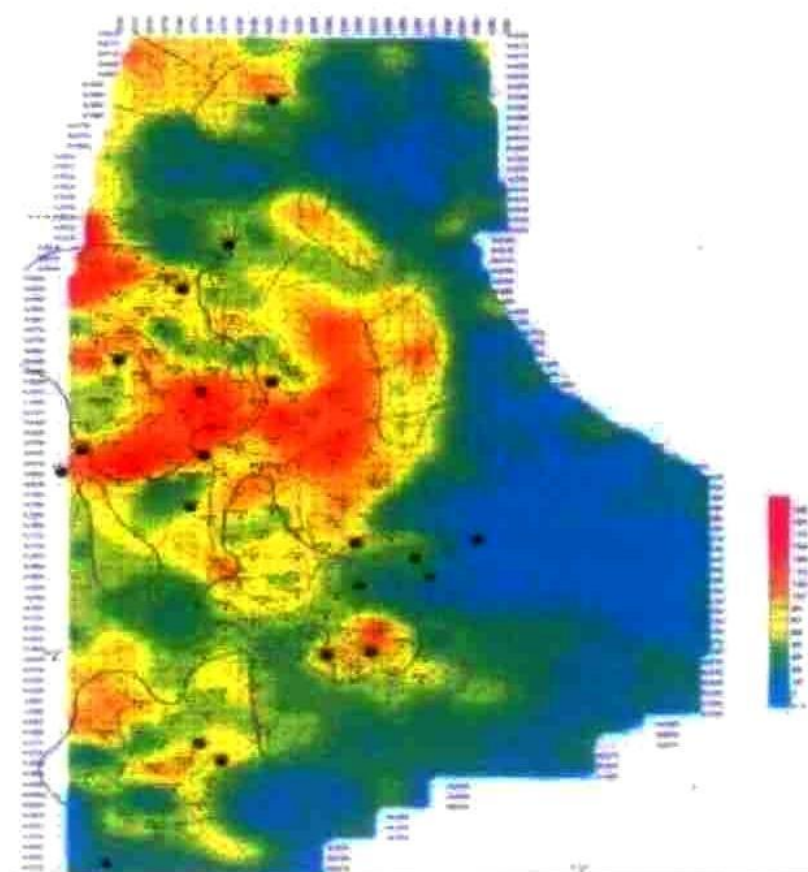


Рис. 7. Карта проницаемости вилуловской свиты на Восточно-Каменном месторождении, полученная на основе частотно-зависимого атрибутивного анализа 3Д сейсмических данных с опорой на данные ГИС и лабораторные измерения на образцах.

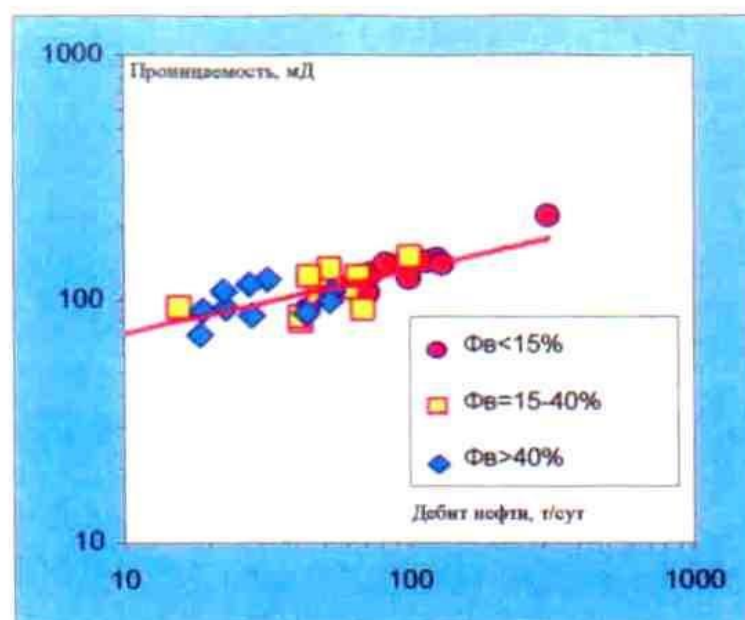


Рис. 8. Связь прогнозной проницаемости с дебитом скважин при разной обводненности; Фв-фактор обводненности.

ВЫВОДЫ.

1. К классу частотно-зависимых сейсмических атрибутов трещиноватости относится множество атрибутов, вычисляемых путем параметризации частотных и/или частотно-временных представлений сейсмической записи в интервала целевых отражений.
2. Концептуально, связь частотно-зависимых атрибутов с трещиноватостью многофакторная. Наличие и интенсивность трещиноватости может влиять на спектральный состав целевых отражений из-за:
 - 2.1. Повышенного рассеяния упругой энергии на трещинах в полосе частот, зависящей от размеров и плотности трещин, а также особенностей их ориентировки в пространстве;
 - 2.2. Потерь упругой энергии (в определенной полосе частот), вызванных циклическими перемещениями жидкого порового флюида из трещин в изометрические поры и обратно при распространении Р-волн;
 - 2.3. Возможной связи латеральных вариаций плотности трещин с латеральными вариациями структурных и литолого-стратиграфических характеристик пород резервуара, так как обычно вариации этих характеристик вызывают изменения частотного состава записи в силу изменения величины коэффициентов отражения и временных интервалов между ними.
3. В то же время, обычно вариации структурных и литолого-стратиграфических характеристик пород в целевом интервале не оказывают явного влияния на трещиноватость, но сильно влияют на частотный состав, создавая мешающий фон, который может многократно превосходить по интенсивности «сигнальные» вариации частотного состава, вызванные факторами 2.1 и 2.2.
4. Вызванные Р-волнами перетоки флюида между трещинами и порами, упомянутые в п. 2.2, прямо связаны с фильтрационными свойствами породы; в отношении этих свойств частотно-зависимые атрибуты, отображающие фактор 2.2, являются прямыми индикаторами фильтрационных свойств коллектора. Изучение трещиноватости нацелено в конечном счете именно на выявление высокопроницаемых зон плотных карбонатных коллекторов, поэтому выявление и оценка той доли вариаций частотного состава записи, которая вызвана фактором 2.2, представляет особый интерес.
5. Мешающий фон, упомянутый в п.3, является детерминированным и может быть промоделирован в форме «замещения проницаемости» для сопоставления с «сигнальными» эффектами фактора 2.2.

Моделирование замещения проницаемости при картировании зон трещиноватости как зон улучшения фильтрационных свойств потенциально может играть такую же существенную роль в оценке ФЕС карбонатных коллекторов, какую играет моделирование замещения флюида при оценке характера насыщения коллекторов. В настоящее время проработаны лишь теоретические основы моделирования замещения проницаемости; технология, подобная технологии «замещения флюида» в интерпретационных пакетах, пока отсутствует.

6. Частотно-зависимые атрибуты наиболее широко применяются в форме атрибутов $OCCA_1-OCCA_6$. Высокая эффективность их применения (не только для картирования гидропроводности, но и пористости, и не только для трещиноватых карбонатов, но и для других типов коллекторов) базируется на параметризации СВАН-диаграмм как одной из наиболее удачных форм спектрально-временных представлений, а также на детально проработанной системе сертификации, т.е. выбора параметров расчета атрибутов, оптимальных по критерию наибольшей тесноты связи данного атрибута с целевым параметром – гидропроводностью, пористостью или коэффициентом продуктивности. Важной особенностью атрибутов $OCCA_1-OCCA_6$ является то, что в совокупности они в полной мере используют дуальность спектрально-временного представления трассы по частоте, а атрибуты $OCCA_4-OCCA_6$ совершенно аналогично отображают особенности вариаций того же спектрально-временного представления трассы по времени.
7. Другие частотно-зависимые атрибуты ($K1-K6$ как прототипы атрибутов $OCCA_1-OCCA_6$, PERMATR, I-BAND, низкочастотные атрибуты) имеют ту же физическую основу и используют те же физические приемы (например, PERMATR, вычисляемый через спектрально-временные преобразования), что и $OCCA_1-OCCA_6$, но их оптимизация и применение пока не регламентированы так же строго, как $OCCA_1-OCCA_6$.
8. Относительная малость магнитуд полезных эффектов по сравнению с магнитудами эффектов мешающих, характерная для частотных атрибутов, выдвигает особо высокие требования к качеству исходных данных (высокое отношение сигнал/случайные помехи в максимально широкой полосе частот, единое спектральное выравнивание по всей длине каждой трассы, компенсация латерально-неравномерного фильтрующего действия верхней части разреза и т.п.).

IV. Использование рассеянных волн для характеристики трещиноватых резервуаров

Наличие трещин и каверн в трещиноватых отложениях во многих случаях определяет их фильтрационно-емкостные свойства. Зоны концентрации этих неоднородностей являются источниками откликов рассеянной сейсмической энергии. Использование рассеянных волн при сейсмической разведке углеводородов сдерживалось трудностями их выделения на фоне отраженных волн, превосходящих их по интенсивности на один-два порядка ($10\div 100$) (Кузнецов и др., 2007).

Определяющей для решения этой проблемы была разработка методов и технических решений, обеспечивающих устойчивую регистрацию рассеянных волн. Следует отметить, что в отечественных геофизических исследованиях это направление нашло более широкое развитие, чем на западе.

В течение последних 10-15 лет разработкой технологии выделения поля рассеянной компоненты как индикатора поля трещиноватости занимались следующие коллективы исследователей:

1. Методом фокусирующих преобразований (ФП-технологии) – С.И. Шленкин, Г.В. Каширин, А.В. Масюков, В.А. Зеренинов, Г. Раевский и др.
2. Технологией сейсмического локатора бокового обзора (СЛБО) – О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, Ю.А. Курьянов, И.С. Файзулин, Б.П. Дьяконов, С.И. Шленкин.
3. Методом селективных изображений или фокусирования рассеянной сейсмической энергии – В.А. Поздняков, С.В. Гольдин, М.Ю. Смирнов, В.Л. Чеверда.
4. Методом волнового ОГТ – А.Н. Кремлев, Г.Н. Ерохин, А.Е. Станков, М.А. Зверев.
5. Методом миграционного изображения рассеивающих объектов (МИРО) – Е.А. Козлов.
6. Технологией текстурно-спектрального анализа (ТСА) – В.Б. Левянт, В.В. Моттль, А.С. Ермаков.
7. Методами определения ориентации и распределения систем трещин (трещинных коридоров), сопоставимых с длиной волны. – M. Willis, M. Nafi Toksuz, S. Grandi, D.R. Burns (Earth Resources Lab Massachusetts Institute of Technology).

Для всех этих технологий и способов характерно использование миграционного преобразования до суммирования. Отличаются они способами ослабления или устранения отраженных волн (точнее их высокоинтенсивной зеркальной компоненты, соответствующей 1-ой зоне Френеля), являющихся основной помехой для выделения рассеянных волн в слоистых осадочных разрезах.

Ниже приводится краткая характеристика каждого подхода.

I. Метод фокусирующих преобразований (ФП) наиболее широко опробованная технология обнаружения аномалий энергии поля рассеянных волн. Наиболее полное его изложение с теоретическим обоснованием и результатами численного моделирования и многочисленными примерами приведено в работе [8]. В его основе лежит «Способ построения сейсмических разрезов» (авторское свидетельство № 416650, 1976), предложенный группой грозненских геофизиков во главе с Ю.А. Тарасовым, и до девяностых годов использовавшийся для выделения отражающих границ сложно построенных объектов. Основная сущность фокусирования заключается в сведении расходящегося фронта волны, регистрируемой на дневной поверхности, в точку, где эта волна образовалась. Фокусирующее преобразование представляет собой миграцию исходных сейсмограмм, включая формирование мигрированных сейсмограмм ФП, соответствующих локальной области фокусирования. Следует подчеркнуть, что разница сводится к различию в терминологии.

Для выделения слабых рассеянных волн осуществляют ослабление сигналов зеркально отраженных волн, возникающих при условии – «угол падения равен углу отражения» в пределах 1-й зоны Френеля ($D_{фр} = (2\lambda \times H)^{1/2}$, где λ – длина волны, а H – глубина отражающей границы) технологически это осуществляется введением ослабляющих весовых коэффициентов в процедуру миграции Кирхгофа.

2. Метод сейсмического локатора бокового обзора СЛБО.

Патент РФ на изображение № 2008697 от 22.04.91, авторы: Дьяконов Б.П., Кузнецов О.Л., Файзулин И.С., Чиркин И.А., Шленкин С.И.

Характеристике метода и результатам его применения посвящены ряд публикаций. Однако наиболее подробное обоснование, описание метода и результатов его применения приведено в работе [8] 2007. Оба вышеупомянутых коллектива объединили свои усилия в развитии технологии использования рассеянных волн для прогноза трещиновато-кавернозных коллекторов.

Применение технологии «Сейсмолокатор бокового обзора – СЛБО» для прогноза зон повышенной трещиноватости коллекторов нефти и газа.

Сейсмическая технология СЛБО создана в 1990 году ГНЦ РФ ВНИИГеосистем специально для изучения открытой трещиноватости геологической среды.

Физические основы технологии СЛБО отличаются от других технологий сейсморазведки тем, что для решения геологических задач используются рассеянные сейсмические волны. Для изучения характеристик этих волн (энергия и место формирования) применяются как специальные сейсмические наблюдения, так и специальные алгоритмы обработки данных профильной (2D) и пространственной (3D) сейсморазведки, полученных по традиционным системам наблюдений.

Физическая природа сейсмических рассеянных волн имеет следующие особенности по сравнению с широко используемыми в сейсморазведке отраженными волнами.

Во-первых, рассеянные волны образуются на неоднородностях с размерами меньше, чем длина падающей волны. Сейсмическая рассеянная волна формируется совокупностью отдельных рассеянных волн, возникающих на неоднородностях. Суперпозиция волновых сигналов, возникающих в зоне трещиноватости геосреды, и делает возможным обнаружение этой зоны.

Во-вторых, самой контрастной неоднородностью (по волновому сопротивлению) в геологической среде является открытая трещина, полость которой заполнена газом или флюидом. Поэтому открытые трещины доминантно (на $>90\%$) определяют энергию рассеянных волн, распространяющихся в геосреде.

В третьих, энергия рассеянной волны линейно зависит от интенсивности открытой трещиноватости. Параметр «интенсивность открытой трещиноватости» определяется произведением количества трещин (N) на их сечение обратного рассеяния (δ), т.е. $N \times \delta$, более всего в геологическом понимании соответствует трещинной пористости.

Вывод. Рассеянные волны являются прямым индикатором трещиноватости геосреды, а энергия сейсмических сигналов этих волн может отождествляться с интенсивностью открытой трещиноватости геосреды.

Физические принципы выделения рассеянных волн определяются аномально низкой энергией рассеянных волн, которая на 1-2 порядка ниже, чем у зеркально отраженных волн, используемых в стандартной сейсморазведке. Принципиальная возможность выделения рассеянных волн основывается на следующих принципах.

Во-первых, для выделения рассеянных волн с весьма низкой энергией необходимо использовать суперкратное накопление (10^4 и более) сейсмических сигналов этой волны. Для получения такого эффекта накопления используются площадные системы (апертуары) излучения и приема с числом элементов в каждой (источников и приемников) от 100 и более, что позволяет получить 10^4 и более композиций для регистрируемых сигналов.

Во-вторых, для реализации синфазного накопления сигналов рассеянной волны используется фокусирующее преобразование волнового поля – ФП (Шленкин С.И.), которое позволяет в регистрируемом сейсмическом поле выделить сфокусированные рассеянные волны, определить их энергию и место возникновения. В процессе 3D отработки данных по ФП для сканируемого объема нижнего полупространства происходит формирование объемной матрицы значений энергии рассеянной волны или 3D куб поля трещиноватости геосреды.

В третьих, благодаря направленным свойствам ФП, области геосреды, где невозможно разделение интерференции отраженных и рассеянных волн в силу доминантного влияния более интенсивных отраженных волн

исключают из обзора (принцип исключения отраженных волн известен как боковой обзор, используемый в радио и гидролокации).

В четвертых. Учитывая анизотропную направленность трещиноватости, необходимо обзор каждой точки геосреды осуществлять, как минимум, с двух различных направлений, т.е. с двух и более локаторов.

Вывод. Использование принципов суперкратного накопления сигналов и направленных свойств фокусирующего преобразования обеспечивает решение задачи разделения сигналов для поля отраженных и рассеянных волн, то есть выделения информации от рассеивателей различной геологической природы с необходимой степенью надежности.

Технологические особенности выполнения работ.

В совокупности выполненные работы позволили обосновать и защитить на ГКЗ запасы для новой модели строения Куюмбинского и Терско-Камовского лицензионных участков.

В целом примененный комплекс обеспечил за период 1998-2007 гг. прирост запасов категории C_1 более чем в 30 раз и C_1+C_2 более чем в 3 раза.

При доразведке месторождения использование новой модели позволило избежать затрат на бурение более 25 дополнительных скважин.

Помимо вышеупомянутых объектов Восточной Сибири технология СЛБО применялась в Западной Сибири (Сев. Демьяновское, Сев.Даниловское месторождения) в Волго-Уральском регионе (Татария, Оренбургская область), в Тимано-Печорском НГП, Иране, Бразилии (информация НПЦ Славнефть).

Следует отметить и проблемы технологии:

1. Всегда ли аномалии интенсивности ПЭРВ соответствуют зонам повышенной интенсивности рассеянных волн. Не могут ли быть связаны с не устраненными помехами? Это особенно касается применения фокусирующего преобразования сейсмограмм стандартных систем 2D, 3D наблюдения.
2. Технология СЛБО и соответствующие ПО реализуются только авторами в сервисном режиме, что не может не ограничивать широкого его использования.

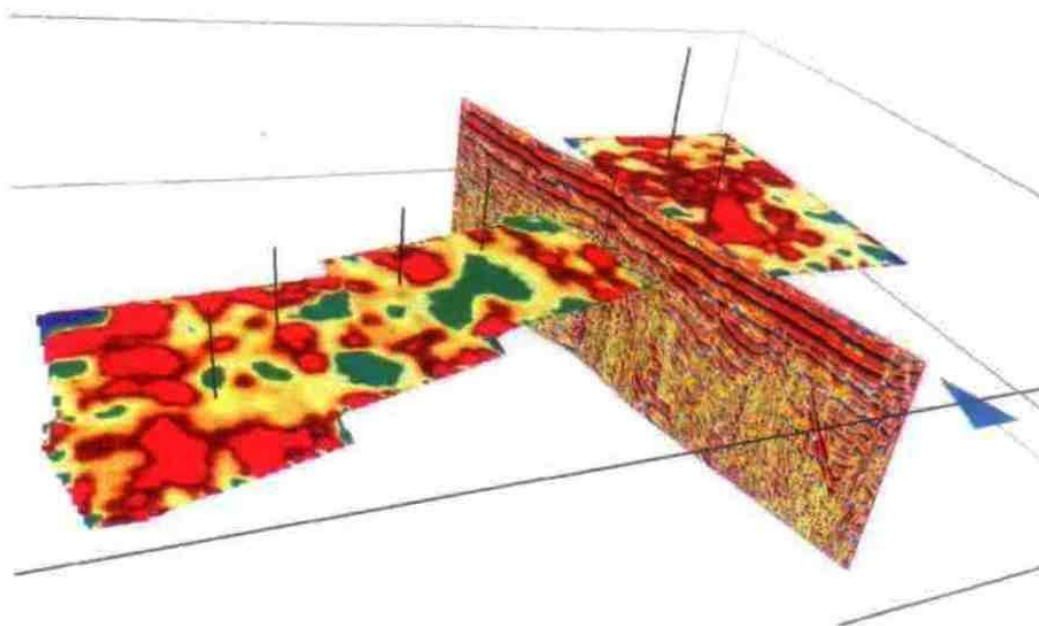


Рис. 9. Пример прогноза зон повышенной трещиноватости на Куюмбинском месторождении по данным энергии рассеянной компоненты (Пример «заполнения» каркасной сети 2D профилей 3D данными СЛБО, показано горизонтальное сечение ПЭРВ с интегральным распределением индекса открытой трещиноватости для продуктивной части массивного коллектора.)

3. Фокусирование сейсмической рассеянной энергии с помощью анализа селективных изображений.

Наряду с использованием полей энергии рассеянных волн (ПЭРВ) авторы этой модификации фокусирующего преобразования предусматривают получение сейсмических изображений с повышенной латеральной разрешенностью, улучшающих выявление нарушений, в том числе и малоамплитудных, локальных изменений в седиментации (каналов, врезов), зон дезинтеграции и т.д.

В ряде случаев эффективно совмещение изображения стандартной сейсмической записи с полем ПЭРВ.

Методика выбора параметров систем наблюдения не приводится. Возможно авторы подбирают ее тестированием, закладывая заранее повышенные значения выносов ($X_{\max}$) и кратности (N). Последующий перебор позволяет оценить оптимальные для целевых объектов весовые коэффициенты и интервалы удалений, расстояния между центрами без возбуждения и приема.

Технология F-обработки предусматривает:

1. Составление таблиц сортировки в соответствии с выбранными параметрами интерференционной системы (элементами системы наблюдений)
2. Выравнивание энергии входных сейсмограмм
3. Корректировка скорости для наклонных лучей

4. Формирование сейсмограмм по заданным параметрам баз суммирования
5. Расчет и ввод кинематических поправок по годографам дифрагированных волн
6. Весовое суммирование и формирование селективных изображений
7. Формирование сопряженного изображения.