



Сравнение методов предсказания проницаемости трещин на основе сейсморазведки. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction

Inga Khromova,¹ Brian Link^{2*} и Nawm Marmelevskyi³

Краткое содержание

Существует несколько методов, основанных на сейсмических данных отраженных волн, для определения месторасположения естественных систем трещиноватости и предварительного вычисления их проницаемости. Единственным практическим способом сопоставить предварительную точность каждого метода является оценка результатов по различным нефтяным месторождениям с помощью данных по нескольким скважинам на каждом месторождении. Мы исследовали методы, основанные на амплитуде отраженной волны, кривизне годографа отраженных волн и ее модификациях, кубе когерентности, спектральном разложении, способе антенного прослеживания, азимутальной анизотропии скорости Р-волн и анализе амплитудного куба миграции дуплексных волн (DWM). Здесь мы описываем и анализируем результаты каждого метода для нефтегазоносных комплексов карбонатных трещиноватых пород. Работа включает анализ кубов трехмерных данных по двум разным площадям с помощью результатов сотен скважин, которые были пробурены за последние три десятилетия. Мы делаем вывод, что метод DWM является самым надежным методом для предварительной оценки проницаемости трещин. Компания Lukoil планировала в 2010 году программу бурения для горизонтальных скважин на основании этого метода DWM, и первые результаты исследования показали, что местоположение системы трещиноватости было предварительно рассчитано с точностью 25 м.

Введение

Нефтегазовая отрасль развилась настолько, что многие традиционные нефтегазоносные комплексы пород, основанные на пористости, должны разрабатываться до состояния почти полного исчерпания. Поэтому отрасль переключилась на нефтегазоносные комплексы пород, проявляющие пористость и проницаемость, которые повышаются с помощью естественной трещиноватости. Это направление вызвало резкое увеличение исследований и проведение экспериментальных работ с несколькими методами для определения границ расположения систем трещиноватости и предварительной оценки их проницаемости. Дополнительно усложняет исследование то, что после определения местоположения высокопроницаемой системы трещиноватости и бурения в ней мы можем получить значительные объемы выработки нефти, или обнаружить, что система трещиноватости имеет высокий уровень обводненности. Поэтому процесс прогнозирования трещиноватости должен быть объединен с информацией о резервуаре, приобретенной в процессе его разработки. Исходным пунктом является информация о точном местоположении систем трещиноватости, затем мы пытаемся охарактеризовать проницаемость трещин, и это сочетание информации дает возможность специалистам выработать точный и контролируемый план разработки месторождения.

Широко разработаны и используются в отрасли в течение нескольких лет методы, основанные на данных сейсмических отраженных волн, способные выявлять нарушения с небольшой амплитудой (например, куб когерентности и кривизна годографа отраженных волн), и методы, способные выявлять микротрещиноватость (например, азимутальная анизотропия). Эти и другие методы требуют калибровки и проверки скважинными данными, чтобы можно было извлечь самую полезную и

достоверную информацию. В течение процесса калибровки, чтобы метод был успешен для обнаружения трещин, самое главное выбрать наилучший параметр для калибровки. Тем же способом, которым мы разработали строгие методы для калибровки TWT (двойного времени пробега) относительно кровли формации, или калибровки импеданса по пористости, мы должны разработать формализованный критерий для калибровки методов прогнозирования трещиноватости по реально существующим трещинам, которые наблюдаются по скважинным данным. В случае TWT и импеданса мы можем измерить глубины и пористость непосредственно по скважинным данным. Однако в случае систем трещиноватости внутри резервуара информация, получаемая по скважинам, может быть рассеянной, а во многих случаях скважины пробурены без применения необходимых каротажных зондов.

Некоторая информация может быть получена по обнажениям и аэро или спутниковым изображениям, которая может способствовать нам при интерпретации систем трещиноватости. Но эта информация косвенная, если связана со специфическими разведочными задачами: обнажения пород могут быть расположены в сотнях километров от исследуемой площади, а метод спутникового изображения может отражать только интегральную информацию о малоглубинном осадочном покрове. Поэтому скважины являются единственным источником прямых измерений, связанных с параметрами, которые определяют малоглубинную трещиноватость.

¹ Lukoil, 11 Sretenskaya Blvd, 101000 Moscow, Russia.

² Tetrale Technologies, 1040-396, 11th Ave Sw, Calgary, Alberta, T2P3G3, Canada.

³ Ukrainian State Geological Prospecting Institute, 36, Obolonska av., apt. 31, Kiev, 04214, Ukraine.

*Автор-корреспондент, E-mail: brian.link@tetrale.com

Как может быть использована скважинная информация для калибровки прогнозирования трещин на основании сейсмических исследований?

В настоящее время существует три основных типа скважинных данных, которые дают информацию о трещиноватости: анализ образцов керна, геофизические исследования в скважине и данные эксплуатации (добычи). С целью поисков нефти и газа мы более всего заинтересованы в открытых макро-трещиноватых системах, и эта информация получается на основании этих трех типов скважинных данных. Теперь нам необходимо рассмотреть специфику определения параметров, которые могут быть измерены по этим источникам скважинных данных, и способность каждого из них для калибровки прогнозирования трещиноватости на основании сейсмических исследований.

Естественная трещиноватость является характерной особенностью большинства резервуаров. Нам необходимо установить различие между тремя главными типами трещиноватости, классифицируемыми по их относительному размеру: микро-трещиноватость, мезо-трещиноватость и макро-трещиноватость. Длины микротрещин имеют порядок нескольких миллиметров, их диаметр (апертура) составляет несколько микрон, и они могут быть видны только под микроскопом. Мезотрещины имеют длину несколько сантиметров, диаметр порядка десятков микрон, и они могут быть заметны в керне. Длина макротрещин измеряется в метрах, их апертура составляет порядок нескольких миллиметров, и они расщепляют образцы керна на обломки. Совокупность макротрещин может образовать флюидопроводящий канал длиной в десятки метров с шириной от метра до десятков метров. Макро-трещиноватые системы могут быть выявлены и охарактеризованы по анализу результатов метода кривых восстановления давления (скважинные испытания).

Микро- и мезо-трещиноватость выявляется, когда мы получаем доступ к керну. Основным показателем присутствия макро-трещиноватости, которая является важным условием продуктивности резервуара, является огромное различие в дебите между соседними скважинами. Полная характеристика трещиноватых резервуаров требует использования дорогостоящих методов, таких как ориентированный керн, диаграмма акустического каротажа полного сейсмического сигнала, создание отображения каротажной диаграммы и скважинное телевизионное сканирование. Основными параметрами, определяемыми по таким каротажным диаграммам и образцам керна, являются направление трещин и интенсивность трещин, но определение обоих этих параметров имеет множество погрешностей. Например, выявляются, по крайней мере, два направления трещин, так как трещины образуют в основном ортогональные системы. Более того, две или три ортогональные системы наблюдаются на обнажении одного слоя.

Благоприятным направлением прохождения сигнала является то, которое соответствует открытым трещинам. Предполагается, что направление трещин может быть получено по диаграммам акустического каротажа полного сейсмического сигнала и изображению каротажных диаграмм. Диаграммы акустического каротажа полного сейсмического сигнала в действительности делают возможным определение ориентации анизотропии внутри пластов. Но интервалы интенсивной трещиноватости в местах пересечения с проводящими каналами обычно характеризуются чрезвычайным ростом диаметра ствола скважины из-за расщепления раздробленных пород, поэтому показания скважинных приборов в таких интервалах либо отсутствуют, либо недостоверны. Каротажная диаграмма в такой зоне показана на рисунке 1. Низкие значения гамма-лучевого отклика наряду с

высокими значениями на диаграмме нейтронного каротажа показывают, что породы этого участка представлены плотными карбонатами. Глубинная зона обрушения вызывает затухание достоверных акустических данных полного сейсмического сигнала в интервале 2-3 метра. Этот интервал обеспечивает весь дебит скважины согласно данным прибора для контроля действующих скважин (PLT). Азимут анизотропии для всего пласта определяется в 60° , но этот азимут не отражает ориентацию проводящего канала и, поэтому не может быть использован для подтверждения прогнозирования трещиноватости на основании сейсмических исследований.

Выявление систем открытых трещин больше базируется на данных PLT, чем на интерпретации изображений каротажных диаграмм, которые могут подвергаться влиянию субъективных факторов. Как показано на рисунке 1, острые пики в кавернограмме и акустической диаграмме, ступени в дебите и слабые сигналы на акустических диаграммах полного сейсмического сигнала четко выявляют открытую трещину на измеряемой глубине в 1928 м. К сожалению, невозможно определить направление трещины в этом интервале без наличия ориентированного керна или надежного изображения каротажных диаграмм.

Для количественной оценки интенсивности трещин используются разные параметры, например, количество трещин на участок, область или объем. Мы также используем расстояние между трещинами (величина, противоположная интенсивности трещины), суммарную длину трещин и апертуры трещин. Но использование таких измерений, проводимых по тонким срезам (шлифам) образцов керна, может описать только микро-трещиноватость и, в меньшей степени, мезо-трещиноватость. Макро-трещиноватость, которая важна для методов разработки и сейсмического прогнозирования, не может быть измерена такими простыми методами, поскольку из интенсивно трещиноватых интервалов керна либо не извлекается, либо извлекаются только фрагменты керна. Поэтому, чтобы получить информацию об интенсивности открытых трещин, мы должны измерить параметр, непосредственно связанный с интенсивностью макро-трещиноватости. То есть, необходимо измерить интенсивность потока, проходящего через трещины. К сожалению, эта скорость потока не может быть непосредственно измерена, но она может быть рассчитана на основании забойного давления и скорости потока.

Существует несколько параметров, основанных на разнице давлений в устье скважины и у забоя скважины: гидропроводность, индекс продуктивности, индекс проницаемости и проницаемость. Индекс (коэффициент) продуктивности является наиболее простым, ибо он является отношением между скоростью потока и перепадом давления. Это наилучший критерий для сопоставления интенсивности трещин между скважинами, если флюид и резервуар идентичны в двух скважинах. Скорости потока подземных вод и нефти могут резко меняться вследствие различий в относительной проницаемости и вязкости, даже если один и тот же перепад давления. Также значения скорости потока могут быть искажены, если интервалы испытания включают хорошие пористые или кавернозные резервуары, близкие трещиноватым системам.

Гидропроводность может быть рассчитана по уравнению Dupuis, которое включает скин-фактор, коэффициент нарушения коллекторских свойств пласта, радиус ствола скважины и индекс продуктивности. Гидропроводность может быть полезным параметром для подтверждения сейсмического прогноза трещиноватости; однако он очень часто недоступен, тогда как индекс продуктивности приводится во всех отчетах испытаний. Проницаемость может быть рассчитана по гидропроводности, но она сильно

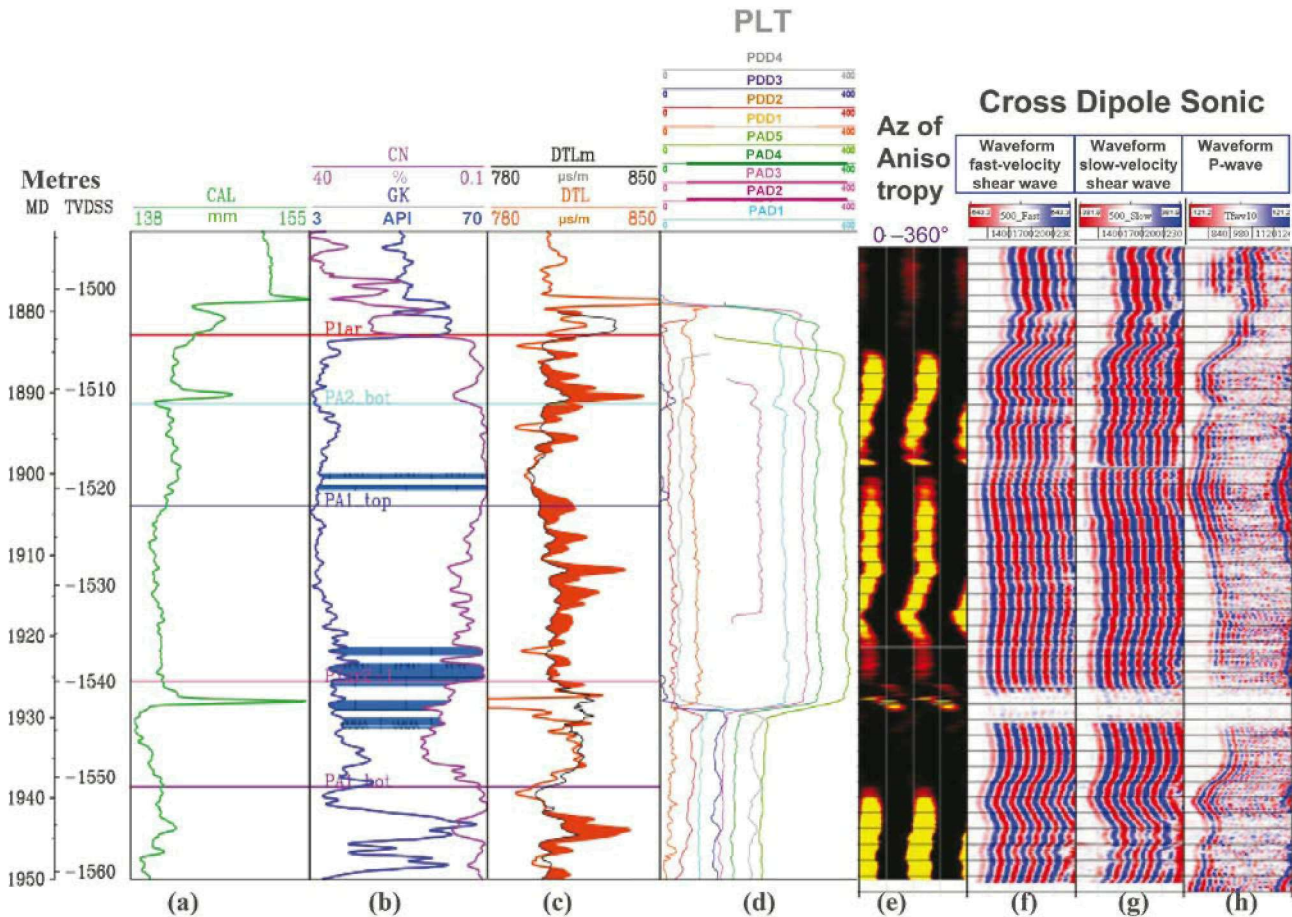


Рисунок 1 Картажные диаграммы, показывающие зоны трещиноватости в интервале глубин 1926-1928 м (измеренные глубины). Порядок рисунков: (а) скважинный профиломер (мм), (b) скорректированная нейтронная пористость (%) и показатель естественной гаммы (API); сплошной синей линией показаны трещины, интерпретированные по диаграмме каротажа сопротивления (не показано); (с) измеренное (DTL) время пробега волн Stoneley и смоделированное по другим картажным диаграммам (DTLm); расхождение сплошных линий оранжевого цвета – показатель проницаемости; (d) отклики эксплуатационного каротажа по пяти прохождениям скважины с разными скоростями, скорость потока показана в произвольных единицах для фонтанного штуцера в 16 мм во всех случаях: прохождения PDD – при снижении, и прохождения PAD – на участке подъема; (e) анизотропия скорости поперечных волн – ярко-желтый цвет показывает азимут быстро направления при 10% анизотропии, а черный цвет показывает нулевую анизотропию; (f)–(h) отклики полного сейсмического сигнала по акустическому каротажу скрещенных диполей для (f) быстрых поперечных волн, (g) медленных поперечных волн и (h) P-волн.

подвержена влиянию ошибок измеряемой ширины вертикального проницаемого проводящего канала, которая может быть получена точно, только если имеются данные PLT. Коэффициент пьезопроводимости (скорость изменения давления) может быть успешно использован для определения связности резервуара между двумя скважинами.

Поэтому результаты гидродинамических исследований скважин несмотря на высокий уровень погрешности дают самую надежную информацию о характеристике флюида в резервуаре, находящегося под воздействием аномальных систем макро-трещиноватости. Более того скважинные испытания чаще всего более доступны, чем другие методы (акустические диаграммы полного сейсмического сигнала, изображение диаграмм и PLT). Поэтому, мы считаем результаты скважинных исследований самыми лучшими данными для калибровки сейсмических атрибутов, используемых для прогнозирования трещин.

Общепринятые методы прогнозирования трещин на основании сейсмических исследований

Для исследования способности прогнозировать местоположение трещин и проницаемость было использовано несколько стандартных методов. Они включали следующие атрибуты после суммирования:

Анализ горизонтов (Chopra and Marfurt, 2005), или

так называемые геометрические атрибуты (углы падения, азимут падения, кривизна годографа отражённых волн и их модификации).

- Анализ горизонтальных динамических параметров
- Объемные атрибуты, такие как когерентность, угол падения, азимут падения, кривизна и их модификации
- Разложение волнового поля в амплитудные кубы в разных частотных диапазонах, что обычно относится к спектральному разложению
- Метод антенного прослеживания

Перечисленные выше методы в настоящее время широко используются в отрасли, и поэтому методология здесь не приводится. Но результаты применения этих методов при исследовании двух конкретных примеров карбонатной структуры будут показаны и обсуждены.

Обычно для выявления и характеристики трещин используется азимутальный анализ скорости P-волн и амплитуды по сейсмическим данным до суммирования (Ruger, 1998). Опять же методы здесь не описываются, но мы приведем результаты исследования азимутальной скорости P-волн. Миграция дуплексных волн (DWM) является также досуммированным методом, а новый тип трехмерной досуммированной глубинной миграции еще

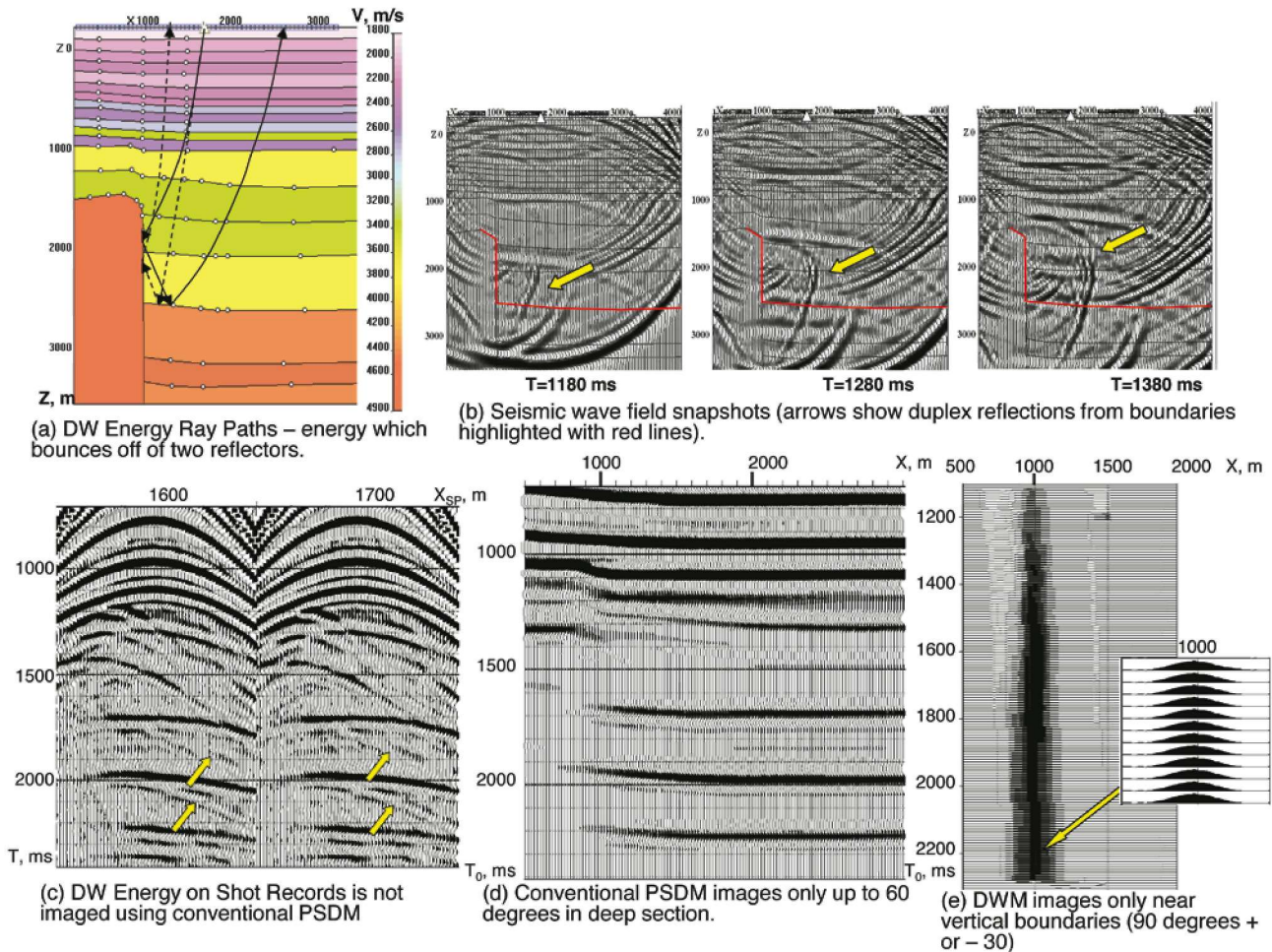


Рисунок 2 Сопоставление возможностей получения изображения по общепринятому PSDM с DWM. (a) Траектории двойной энергии волн для энергии, которая получается от двух рефлексоров. (b) Моментальные изображения сейсмического волнового поля (стрелки показывают двойные отражения от границ, выделенных красными линиями). (c) Двойная энергия волн на сейсмограммах общего пункта взрыва не отображается при использовании PSDM. (d) Общепринятое PSDM отображает только до 60° в глубинном разрезе. (e) DWM отображает только вертикальные границы (90° ± 30°).

недостаточно хорошо известен в отрасли, поэтому он описан в следующем разделе.

Дуплексная миграция

Рисунок 2 приводит сопоставление объема информации по общепринятому методу досуммированной глубинной миграции (PSDM) с кубом данных миграции дуплексных волн (DWM). Двойная волновая энергия с помощью общепринятого метода PSDM, предполагающего кинематику однократного отражения, суммируется. Аналогично, суммируется энергия однократного отражения с помощью DWM, поскольку он отображает только энергию, которая испытала два скачка, одним из которых является граница фундамента, задаваемая пользователем на глубине.

DWM является методом, полностью отличным от досуммированной глубинной миграции, разработанным специалистами Украинского Государственного Института Геологоразведки (Gomyak et al., 2008). Он может напоминать нам общепринятый метод PSDM, который получает свою собственную импульсную характеристику, повернутую на 90°. DWM отделяет двукратную волновую энергию от энергии однократного отражения и использует эти волновые поля для изображения вертикальных границ. По определению, двукратная волновая энергия испытывает два отражения до своего возвращения к поверхности: от субгоризонтальной поверхности (основная граница) и целевой субвертикальной поверхности в любой последовательности. Двойное отражение от вертикальных границ достигает поверхности, даже если используется

небольшая апертура записи на поверхности. Двукратная волновая энергия гораздо меньше первоначальной энергии, но кинематика двойного и первичного отраженных волновых полей сильно отличается, что дает возможность DWM эффективно их разделять (Marmalevskiy et al., 2006). Обычные методы построения изображения рассматривают двойную энергию как помеху, и эти волновые поля подавляются в общепринятом методе PSDM.

Характерные особенности DWM противоположны характерным особенностям общепринятых методов миграции. PSDM характеризуется высокой разрешающей способностью по вертикали и низкой разрешающей способностью по горизонтали, тогда как DWM имеет низкую разрешающую способность по вертикали и высокую разрешающую способность по горизонтали. Повышенная разрешающая способность по горизонтали метода DWM вызвана тем, что зона Френеля теперь ориентируется в вертикальной плоскости. Эта характеристика также приводит к тому, что метод имеет низкую разрешающую способность по вертикали.

В результате мы используем изображение PSDM, чтобы установить положение нижней и верхней границ резервуара, а амплитудный куб DWM используем для получения подробной информации о вертикальных границах внутри резервуара.

Низкая энергия двойных волн и характерные особенности DWM являются причиной своего собственного класса помех. Во-первых, это меняющийся в пространстве вклад энергии отраженных волн от основной границы. Этот тип

помех проявляется как низкочастотный фон в амплитудном кубе DWM, и он удаляется на более поздних этапах обработки (Khromova, 2008). Помехи проведения трехмерной съемки иногда имеют энергию, сопоставимую с изображением вертикальных границ, и ее бывает трудно удалить. Но разработаны эффективные методы подавления помех от следов трехмерной съемки в кубе данных DWM.

Можем ли мы использовать обратную миграцию во временной области вместо DWM?

Обратная миграция во временной области (RTM) может отображать двойную волновую энергию, и условия получения изображения обычно устойчивые в случае ровной границы, как в случае с соляными куполами. Farmer и др. (2006) представили результаты применения RTM к трехмерному массиву данных для создания куба изображений вертикальных границ от соляного купола. В этом примере проблема волн помех RTM была решена применением эталонной скорости для соли, которая сильно отличается от скорости вмещающих пород. Специфической характеристикой, необходимой для работы по этому методу, является существенное различие времен пробега для волн, проходящих внутри соли, от времен пробега волн во вмещающих соль осадках. Разломы и зоны трещиноватости во вмещающих нефтегазоносный пласт (резервуар) породах имеют толщину порядка длины сейсмической волны. Определение, как правило, другой скорости в этом узком интервале около зоны трещиноватости не дает существенно иного времени пробега с целью выявления затухания энергии волн помех.

Сопоставление нескольких методов выявления трещин

Пример 1 – нефтяное месторождение N

Продуктивный пласт нефтяного месторождения N представлен комплексом карбонатных пород нижней перми, имеющим суммарную мощность 60-100 м и расположенным на глубинах 1300-2000 м. Две скважины на расстоянии 700 м друг от друга расположены на флангах вытянутой структуры (рисунок 3а) и характеризуются чрезвычайно высоким коэффициентом продуктивности (PI). PI скважины 2 равно 1800 м^3 в день MPa^{-1} , а PI скважины 17 – 1200 м^3 в день MPa^{-1} . Исследование взаимодействия скважин показало чрезвычайно высокие степени проводимости между этими двумя скважинами. Реагирование на изменение давления было зарегистрировано через час, а коэффициент проводимости равен 12.7 м^2 , что сопоставимо с характеристиками нефтяного трубопровода. Отсюда был сделан вывод, что скважины 2 и 17 сообщаются посредством зоны открытых трещин.

Карты различных сейсмических атрибутов, рассчитанные в продуктивной зоне по суммированным сейсмическим данным, а также по амплитудному кубу двойной волны, приведены на рисунках 3 b-f. Линейные аномалии представлены на всех картах. Но в атрибутах, рассчитанных по суммарным записям PSDM (рисунок 3b-e), аномалия смещена на 70-90 м на юго-восток от скважины 2 и на 150-200 м на юг от скважины 17 и охватывает две скважины подобно раздвоенному рогу. Но линейная аномалия на карте амплитуд DWM (рисунок 3 f) предполагает интенсивно трещиноватую зону, которая точно совпадает с этими двумя скважинами, эта непосредственно измеренная высокоамплитудная аномалия согласуется с наблюдениями высокой продуктивности и высокой проводимости.

Пример 2 – нефтяное месторождение M

Продуктивный пласт на месторождении M представлен карбонатным комплексом пород нижнего девона, имеющим суммарную мощность 180-250 м и расположенным на глубинах 3700-4500 м. Для продуктивной зоны зарегистрировано аномально высокое давление в формации, поэтому скважины пробурены с помощью утяжеленного бурового раствора. Две скважины, представляющие интерес, расположены на гребне антиклинали (рисунок 4а) и характеризуются наличием самых высоких значений PI на всем месторождении. Исследование взаимодействия скважин показывает хорошую проводимость флюида: отклик на изменение давления зарегистрирован на расстоянии 2.5 км в течение 16 часов. Поэтому, эти две скважины, несомненно, связаны с флюидо-проводящей системой открытой трещиноватости, и это предоставляет исключительную возможность сопоставить эффективность нескольких методов для прогнозирования проницаемости трещин. На рисунках 4b-f представлены карты различных сейсмических атрибутов в зоне, представляющей интерес, около этих двух скважин, рассчитанных по суммированным кубам и с помощью специальной процедуры досуммированной обработки. Все сейсмические атрибуты, рассчитанные по суммированным данным, за исключением атрибута анизотропии азимутальной скорости R-волн (рисунок 4е), точно определили генеральное направление систем трещиноватости на этой площади, что согласует азимутальную связь двух гидродинамически связанных скважин и направление анизотропии, которое определено по акустической диаграмме полного сейсмического сигнала в скважине 49 (рисунок 4а). Но точное совпадение между местоположением скважин и контурами системы открытой трещиноватости, связывающей две скважины, устанавливается только на амплитудной карте DWM на рисунке 4f. Атрибуты, рассчитанные по суммированным данным, характеризуются приближенным расположением линейных аномалий и неоднозначной интерпретацией, вызванной интенсивными аномалиями вероятных помех. Более того, линейные аномалии не выявляются по анизотропии азимутальных скоростей, а распределение параметров анизотропии почти не согласуется с характеристиками горных пород, определенными по скважинным данным (например, нет показателя высокой проводимости между двумя скважинами, определенного по исследованию взаимодействия скважин).

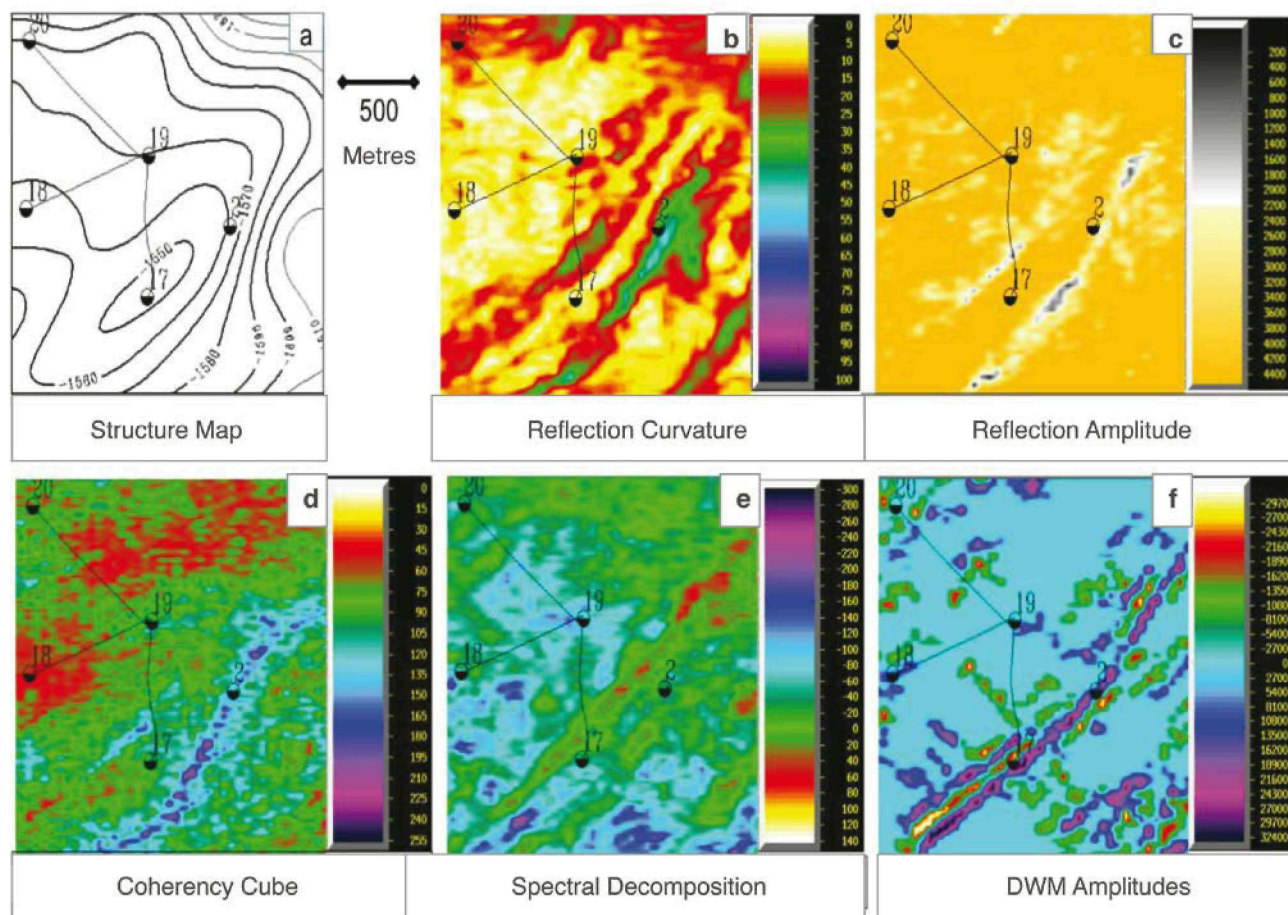


Рисунок 3 Участки карт разных сейсмических атрибутов, попытка каждой прогнозировать местоположение тектонической макро-трещиноватости на площади, которая характеризуется двумя эксплуатационными скважинами (47 и 49) в резервуаре М.

Интерпретация результатов

Анализ карт атрибутов, рассчитанных по суммированным данным, четко показывает, что расположение линейных сейсмических аномалий не согласуется с данными производительности скважин и результатами исследований взаимодействия скважин. Для когерентности, кривизны годографа отражённых волн и других геометрических модификаций мы полагаем, что расположение аномалий скорее находится под сильным влиянием морфологии самих слоистых горизонтов, чем связано с непосредственным наблюдением действительной системы открытой трещиноватости. Атрибут когерентности непосредственно не регистрирует существование систем открытых макротрещин, поскольку не существует вертикального смещения, связанного с системами трещиноватости. Атрибут кривизны предполагает, что трещины, вероятно, существуют в окрестности изогнутых слоев; но они непосредственно не указывают на точное положение этих систем трещиноватости. Атрибут спектрального разложения может указывать на изменения в системах трещиноватости; но этот атрибут может быть сильно загрязнен небольшими изменениями мощности слоев, которая обычно связана со специфической морфологией напластования. Другими словами, доказано, что все методы недостоверны для этих нефтяных резервуаров.

Благодаря специфичности метода азимутальной скоростной анизотропии полученная в результате карта, возможно, показывает распределение микро-трещиноватости, усложненное изменениями литологии. Однако этот тип трещиноватости не связан с высокими уровнями продуктивности в этом резервуаре (600 м³ в день, и максимальная пористость резервуара в 6-8%). Фактически эта карта не содержит информации об известном флюидо-проводящем трещиноватом канале и дренажной области, связанной с ним. Карта не устанавливает местоположения каких-либо вероятных обходных зон трещиноватости, которые являются важной информацией для инженерно-промысловиков. Для справедливости необходимо упомянуть, что трехмерная регистрация не предназначалась для широко-азимутальных исследований на каждом из этих резервуаров. Также, вероятно, что если бы был возможен азимутальный амплитудный анализ, это обеспечило бы лучшую информацию о локальных зонах интенсивных открытых макротрещин.

Лучшая привязка к продуктивным скважинам и исследованиям взаимодействия скважин была обеспечена интерпретацией куба амплитуд DWM. Способность метода точно выявлять местоположение и интенсивность систем открытой трещиноватости может объясняться довольно логическими элементами, связанными с трещиноватостью, этого метода прямого обнаружения.

Обычной ситуацией для DWM является такая, когда целевым объектом является субвертикальная граница, которая подчеркивается по обеим сторонам объекта. То есть, пункты взрыва и приемники располагаются на левой и правой сторонах вертикального контакта (границы).

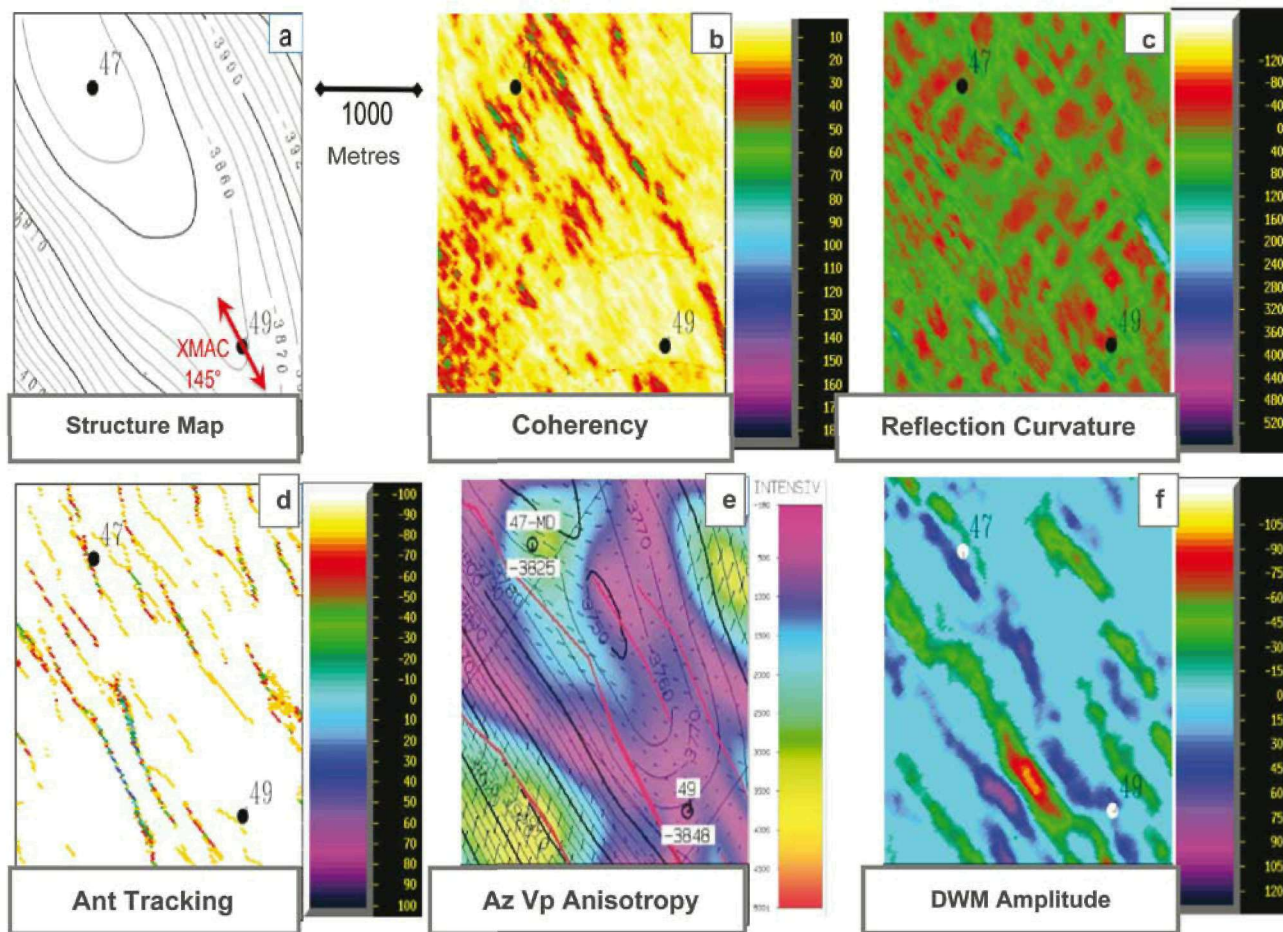


Рисунок 4 Участки карт разных сейсмических атрибутов, попытка каждой прогнозировать местоположение тектонической макро-трещиноватости на площади, которая характеризуется двумя эксплуатационными скважинами (2 и 17) в резервуаре N.

Также мы используем основную границу, которая эффективно работает в качестве отражающей границы под вертикальным контактом, источники и приемники располагаются над и под вертикальной границей в зависимости от того, отражается сигнал сначала от основной границы, а потом от вертикального контакта, или наоборот. Это представляет кинематику, связанную с этими схемами изображения, которая обеспечивает возможность точно выделить горизонтальное местоположение вертикальных контактов при использовании небольшой апертуры регистрации на поверхности. Общепринятый метод PSDM, с другой стороны, страдает от того, что источники и приемники располагаются только на поверхности. Пространственное позиционирование вертикальных контактов с помощью общепринятой миграции очень чувствительно к ошибкам в скоростной модели. Изображенная граница удаляется от источника, если скорость слишком высокая, и находится ближе к источнику, если скорость слишком низкая. Эти ошибки наиболее важные, если целевой объект представлен субвертикальной границей (контактом). Такие ошибки не могут быть точно определены с помощью только сейсмических данных, и могут быть выявлены при добавлении информации даже по нескольким скважинам.

В случае DWM мы исследуем тот же объект независимо по обеим сторонам, и, если скорость ошибочна, объект не отображается четко, когда эти два изображения объединяются. Поэтому, эта особенность DWM обеспечивает благоприятную возможность провести небольшую корректировку по глубинной модели, чтобы резко улучшить четкость изображения вертикального контакта. Таким образом, метод DWM имеет встроенную особенность самопроверки. Эта особенность также направлена на то, чтобы ограничить уровень ошибок, создаваемых интерпретатором при интерпретации методами скоростного анализа. Такая особенность DWM двойного изображения вертикальных контактов означает, что если местоположение вертикального контакта неверно, то по DWM невозможно создать хорошо сфокусированное изображение этого вертикального контакта.

Первые результаты по программе бурения компании Лукойл в 2010 году

На основании анализа DWM компания Лукойл составила план программы бурения многочисленных горизонтальных скважин на 2010 год. Предварительные результаты по первой скважине стали доступны только в сентябре 2010 года, так как исследования продуктивности скважины не были еще завершены. Эта скважина была расположена так, чтобы пересечь зоны трещиноватости, предсказанные по анализу DWM, и выводы на сегодняшний день базируются на следующих видах результатов наблюдения: скорость бурения, определение интервалов ослабления циркуляции и широкополосная акустика. Горизонтальная скважина выявила три зоны вертикально ориентированной интенсивной трещиноватости в 5-8 м шириной, разделенные двумя интервалами вмещающих пород нетронутого трещиноватостью известняка шириной 40 и 100 м. Пространственное расположение систем трещиноватости, предсказанное по анализу DWM, имело точность 25 м, что составляет расстояние между приемниками для регистрации трехмерных сейсмических данных.

Выводы

Некоторые методы для оконтуривания и характеристики макро-трещиноватости сопоставлены с помощью строгого подтверждения результатами скважинного каротажа, отбором керна и исследованиями взаимодействия скважин. Были исследованы два резервуара на разных глубинах с помощью нескольких скважин и разных, обычно используемых методов прогнозирования трещин. Метод DWM дал лучшие результаты. В дальнейшей работе мы предполагаем, что необходимо продолжить применение этого метода для того, чтобы собрать статистически значимое количество примеров с тем, чтобы можно было полнее исследовать характерные особенности, эффективность и недостатки метода DWM. Однако даже сегодня ясно, что интерпретация уже исследованного DWM является самым успешным, основанным на сейсмических исследованиях методом прогнозирования проницаемости зон трещиноватости шириной в одну-две длины волны в карбонатных резервуарах.

Благодарности

Мы благодарим компанию Лукойл за разрешение на публикацию этих примеров исследования и филиал TetraSeis компании TetraSeis Technologies за выполнение обработки DWM.

Литература

- Chopra, S. and Marfurt, K.J. [2005] Seismic attributes - a historical perspective. *Geophysics*, 70, 3S0-28S0.
- Farmer, P.A., Jones, I.F., Zhou, H., Bloor, R.I. and Goodwin M.C. [2006]. Application of reverse time migration to complex imaging problems. *First Break*, 24(9), 65-73.
- Gornyak, Z.V., Kostyukevych, A.S., Link, B., Marmalyevskyy, N.Y., Mershchiy, V.V., Roganov, Y.V. and Khromova, I.Y. [2008] Examination of vertical irregularities by migration of duplex waves. *Technologii Seismorazvedki*, 1, 3-14 (in Russian).
- Khromova, I.Y. [2008] Duplex wave migration - the method for mapping of fractured zones of tectonic genesis. *Geologiya nefi i gaza*, 3, 37-47 (in Russian).
- Marmalevskiy, N., Gornyak, Z., Kostyukevych, A., Mershchiy, V. and Roganov, Y. [2006] *Method, system and apparatus for interpreting seismic data using duplex waves*. US Patent 7,110,323 B2.
- Ruger, A. [1998] Variation of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media. *Geophysics*, 63, 935-947.

Получено 25 сентября 2010; принято 17 ноября 2010.