

Современные сейсмические технологии изучения трещиноватых карбонатных резервуаров нефти и газа

*Ю.К. Тяпкин¹, И.Ю. Хромова², Н.Я. Мармалевский³,
А.Н. Тяпкина⁴, 2020*

¹ООО «Юг-Нефтегазгеология», Киев, Украина

²Индивидуальный предприниматель, Москва, Россия

³Tetrale Group Inc., Киев, Украина

⁴Частный ВУЗ «Институт Тутковского», Киев, Украина

Поступила 13 марта 2020 г.

Представлен обзор современных технологий сейсморазведки, используемых при изучении карбонатных резервуаров нефти и газа. При этом упор сделан на зоны повышенной плотности трещин, поскольку именно с ними связана подавляющая часть эксплуатируемых скважин в таких резервуарах. После анализа пространственного поведения природных трещин в карбонатных породах рассмотрены прямые индикаторы трещиноватости. Они основаны на азимутальной анизотропии амплитуд и скоростей распространения продольных и поперечных волн, порождаемой идеализированной моделью трещиноватости. Такая модель предполагает наличие достаточно широкого набора плоских, параллельных и эквидистантных трещин. Кратко проанализированы косвенные индикаторы трещиноватости, которые менее требовательны к ее закономерному поведению в пространстве. Это сейсмические постстек-атрибуты — угол наклона, когерентность изображения, кривизна и другие характеристики отражающих горизонтов, а также повышенные значения неупругого (в частности, азимутально-зависимого) поглощения и рассеяния сейсмических волн. Рассмотрена детерминистическая упругая (синхронная) сейсмическая инверсия, позволяющая рассчитать отношение скоростей распространения продольных и поперечных волн. Согласно многочисленным литературным источникам, пониженные значения этого параметра служат индикатором наличия трещин в карбонатных породах. Показано, что набор упорядоченных макротрещин может значительно повлиять на сейсмические оценки этого параметра и никак не сказаться на его оценках по скважинным данным. Влияние данного механизма продемонстрировано на одной из площадей в юго-восточной части Западно-Сибирской платформы. Приведена технология построения изображения субвертикальных трещиноватых зон (трещиноватых коридоров) с помощью миграции дуплексных волн. Этот тип волн обладает преимуществами над традиционными отраженными волнами при визуализации субвертикальных объектов. Эффективность такой технологии продемонстрирована на двух площадях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Ключевые слова: карбонатные резервуары, трещиноватые зоны, азимутальная анизотропия, сейсмические постстек-атрибуты, детерминистическая синхронная инверсия, миграция дуплексных волн.

Введение. Карбонатные резервуары углеводородов мало знакомы многим геологам и геофизикам, хотя по мнению специалистов крупнейшей сервисной компании Шлюмберже [Carbonate ..., 2020] они содержат более 60 % мировых запасов нефти и 40 % газа. Основная мировая добыча угле-

водородов из карбонатов осуществляется на Ближнем Востоке, для которого такой тип коллекторов является преобладающим и содержит около 70 % нефти и 90 % газа этого региона. Поскольку в настоящее время коэффициент удачи при открытии нефтяных и газовых месторождений в

карбонатных породах ниже, чем в терригенных, карбонаты представляют большую перспективу и, несомненно, будут играть все более важную роль в условиях возрастающих потребностей промышленности в углеводородном сырье.

подавляющая часть эксплуатируемых скважин в карбонатных бассейнах связана с зонами повышенной плотности природных трещин. В качестве одного из многочисленных примеров благоприятного влияния природной трещиноватости на продуктивность скважин приведем гигантские нефтяные месторождения Гечсаран (Gachsaran) и Биби-Хекиме (Bibi Hakimeh), расположенные в пределах надвигового пояса Загрос в юго-западном Иране (рис. 1) [McQuillan, 1985]. Обе положительные структуры являются типичными для этой складчатой зоны и обеспечивают основную продукцию из олигоцен-миоценовых известняков формации Asmari. Литология на обоих месторождениях достаточно выдержанная. Однако при этом на двух участках каждого из месторождений наблюдаются кластеры скважин, обладающие аномально высокой продуктивностью. Эти скважины расположены в пределах участков, образованных пересечением положительных структур с двумя ортогональными их простиранию зонами повышенной трещиноватости. Обе зоны контролируются глубинными разломами фундамента.

Природная трещиноватость является характерной особенностью большинства резервуаров практически в любой литофациальной и структурной обстановке, начиная с сильно смятых в складки слоев и заканчивая недеформированными плоско залегающими формациями. Термин «трещиноватость» имеет собирательное значение и характеризует общую нарушенность пород разрывами сплошности, которые не сопровождаются заметным смещением параллельно плоскости разрыва. Повышенный объем трещин, во-первых, увеличивает проницаемость коллектора и его суммарную пористость, во-вторых, увеличивает объем дренируемого пространства и его связь с эксплуатационной скважиной и,

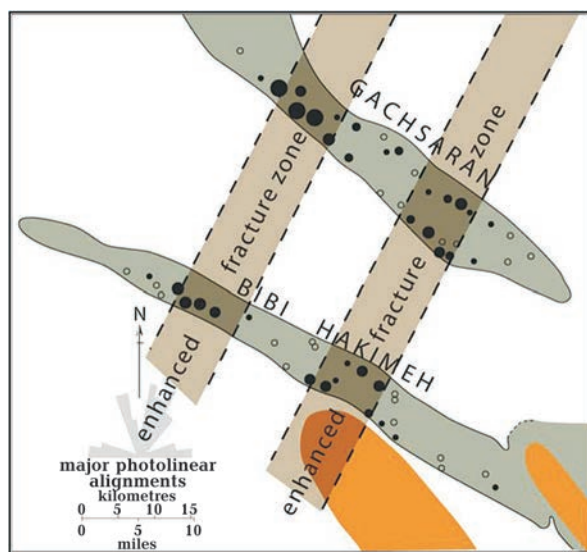


Рис. 1. Связь участков повышенной продуктивности олигоцен-миоценовых известняков формации Asmari на гигантских нефтяных месторождениях Гечсаран (Gachsaran) и Биби-Хекиме (Bibi Hakimeh) в юго-западном Иране с зонами повышенной трещиноватости, контролируемые глубинными разломами фундамента. Продуктивные скважины изображены черными кругами с диаметром, пропорциональным их продуктивности [McQuillan, 1985].

Fig. 1. The relationship between the areas of increased productivity of Oligocene-Miocene limestones of the Asmari Formation in the giant oil fields Gachsaran and Bibi Hakimeh in southwestern Iran and the zones of increased fracture density controlled by deep basement faults. Productive wells are depicted as black circles with diameters proportional to their productivity [McQuillan, 1985].

в-третьих, создает благоприятные условия для проникновения в коллектор стимуляторов отдачи продукции и их более эффективного воздействия.

Основным геофизическим методом исследования карбонатных резервуаров нефти и газа является сейсморазведка, используемая для поисков, картирования и изучения внутренних свойств трещиноватых зон множество разнообразных технологий. Детальный обзор этих технологий выполнен в работе [Левянт и др., 2010]. Настоящая статья преследует цель дополнить этот обзор и сделать акцент на тех результатах, которые, по мнению авторов, могут представить интерес для научных работников и производственников, изучающих карбонатные резервуары.

Пространственное поведение природных трещин в карбонатных породах. Поведение природных трещин в карбонатных резервуарах зависит от степени их неоднородности и истории тектонического развития (истории и характера деформаций). В пределах изучаемой толщи пород совокупность трещин может иметь хаотическое распределение или представлять собой результат наложения нескольких регулярных систем с разным азимутом простирания. В наибольшей степени систематичность характерна для региональных трещин не-тектонического происхождения, образовавшихся на стадии позднего диагенеза и в процессе эпигенеза и связанных с обезвоживанием, литификацией и неравномерным уплотнением контактирующих слоев различного литологического состава. Именно региональные трещины обычно приблизительно плоские, параллельные между собой и отстоят друг от друга на равном расстоянии. Предельным случаем упорядоченности является одна система

параллельных и равноотстоящих друг от друга трещин. Такой вариант трещиноватости часто встречается в природе. Продемонстрируем это на двух примерах.

На рис. 2 изображена поверхность известняка в Омане, нарушенная системой протяженных, почти параллельных и приблизительно равноудаленных трещин, заполненных вторичным кальцитом (кальцитовыми венами) [Arndt, 2011]. Эшелонированная структура трещин свидетельствует о том, что они образовались под влиянием не только механизма отрыва, но и горизонтального сдвига. Эти трещины настолько широкие, что их можно идентифицировать на спутниковых снимках.

Второй пример присутствия только одной преобладающей системы приблизительно параллельных и равноотстоящих друг от друга трещин приведен на рис. 3. Здесь изображен результат карстового растворения мощной толщи известняков юрского периода в национальном парке Цинги-де-Бемараха на Мадагаскаре [Ка-



Рис. 2. Поверхность известняка с набором широких, протяженных, почти параллельных и приблизительно равноудаленных друг от друга эшелонированных трещин, заполненных вторичным кальцитом (Оман) [Arndt, 2011].

Fig. 2. A limestone surface with a set of wide, long, almost parallel, near equidistant and en echelon calcite veins (Oman) [Arndt, 2011].



Рис. 3. Результат карстового растворения мощной толщи известняков юрского периода в национальном парке Цинги-де-Бемараха на Мадагаскаре [Каменный ..., 2020].

Fig. 3. The result of karst dissolution of a thick Jurassic limestone in the Tsingy de Bemaraha National Park in Madagascar [Stone ..., 2020].

менный ..., 2020]. Отчетливо видно, что процессу успешного выщелачивания известняка способствовала первичная система приблизительно параллельных и эквидистантных трещин.

Следует отметить, что трещины обычно перпендикулярны напластованию, т. е. субвертикальны при субгоризонтальном

залегании толщи. Это демонстрируется на рис. 4.

Прямые индикаторы трещиноватости, основанные на азимутальной анизотропии амплитуд и скоростей продольных и поперечных волн. Достаточно широкая система длинных, параллельных и эквидистантных трещин порождает азимутальную анизотропию. Она проявляется в зависимости скорости и коэффициента отражения от азимута распространения волны относительно направления простирания трещин и хорошо описывается трансверсально-изотропной моделью с осью симметрии, перпендикулярной трещинам [Bakulin et al., 2000]. Эта модель лежит в основе различных технологий изучения трещиноватых резервуаров с помощью P - и S -волн.

Поскольку данная модель весьма идеализирована, если есть возможность, следует предварительно оценить правомерность ее использования на каждой конкретной площади. Такая оценка была проведена в формации Nordegg на одной из площадей в канадской провинции Альберта [Hunt et al., 2010]. При этом характеристики трещин анализировались с помощью скважинных микроимиджеров в вертикальной и горизонтальной скважинах, суммарно вскрыв-



Рис. 4. Обнажение трещиноватых карбонатов на Ближнем Востоке [Carbonate ..., 2020].

Fig. 4. A fractured carbonate outcrop in the Middle East [Carbonate ..., 2020].

ших резервуар на протяжении 1800 м. Результаты этого анализа, изображенные на рис. 5, демонстрируют, что подавляющий процент трещин близок к вертикальным (85 % из них имеют угол падения 80° и более), трещины довольно выдержаны по простиранию, а их плотность подчиняется степенному закону. Все это в сумме позволило авторам работы [Hunt et al., 2010] считать, что трещины на данном участке с достаточной степенью надежности удовлетворяют условиям трансверсально-изотропной модели среды с горизонтальной осью симметрии и использовать соответствующие сейсмические методы для изучения трещиноватости.

На практике использование *P*-волн в основном ориентируется на анализ анизотропии амплитуд отражений (см., например, [Гогоненков, Плешкевич, 2012]), поскольку оценки скоростных характеристик среды [Граф, 2012] обладают более низкой разрешающей способностью по вертикали и поэтому менее чувствительны к свойствам резервуара.

Рис. 6 позволяет сопоставить результат инверсии полноазимутальных 3D-сейсмических данных в плотность трещин с результатами бурения скважин на одном из белорусских месторождений [Копушненко et al., 2014]. Инверсия была выполнена с применением программного комплекса EarthStudy360®. Скважины, изображенные на рис. 6, *а* и *б*, пересекли карбонатный резервуар на границе трещиноватых зон и поэтому обладают пониженным дебитом. Более удачно пробуренная скважина на рис. 6, *в* вскрыла зону повышенной плотности трещин в центре и поэтому оказалась высокопродуктивной.

Направление и интенсивность трещин могут существенно изменяться по площади, что необходимо учитывать при задании траекторий горизонтальных скважин. Пример таких вариаций демонстрирует меловой карбонатный резервуар на месторождении Valhall в норвежском секторе Северного моря (рис. 7) [Hall, Kendall, 2003]. Направление и плотность трещин на этой площади были рассчитаны в ре-

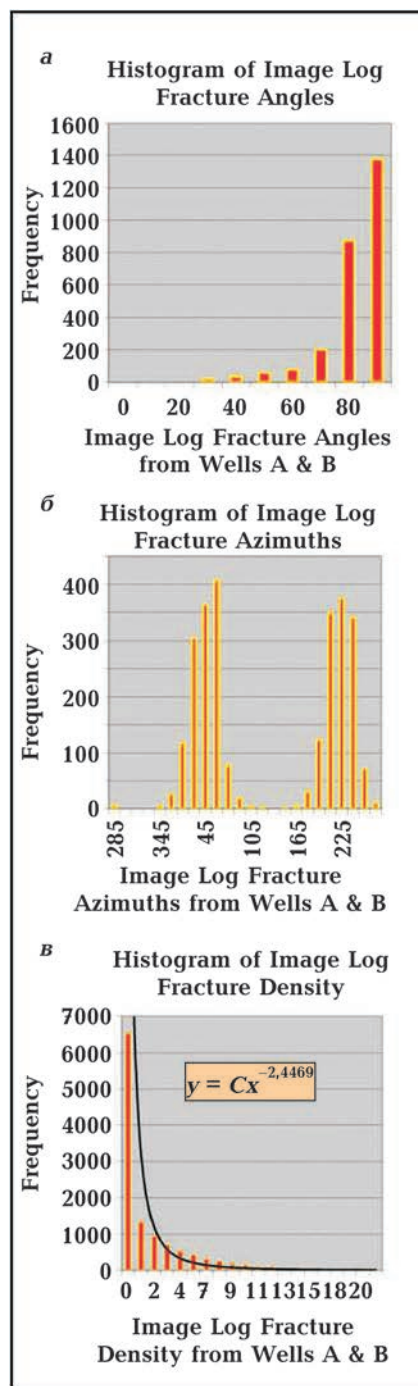


Рис. 5. Гистограммы углов наклона (*а*), азимутов простирания (*б*) и плотности (*в*) трещин, определенных с помощью скважинных микроимиджеров в формации Nordegg на одной из площадей в канадской провинции Альберта [Hunt et al., 2010].

Fig. 5. Histograms of (*a*) dip angles, (*б*) strike azimuths, and (*в*) densities of fractures determined by image log in the Nordegg Formation in an area of the Canadian province of Alberta [Hunt et al., 2010].

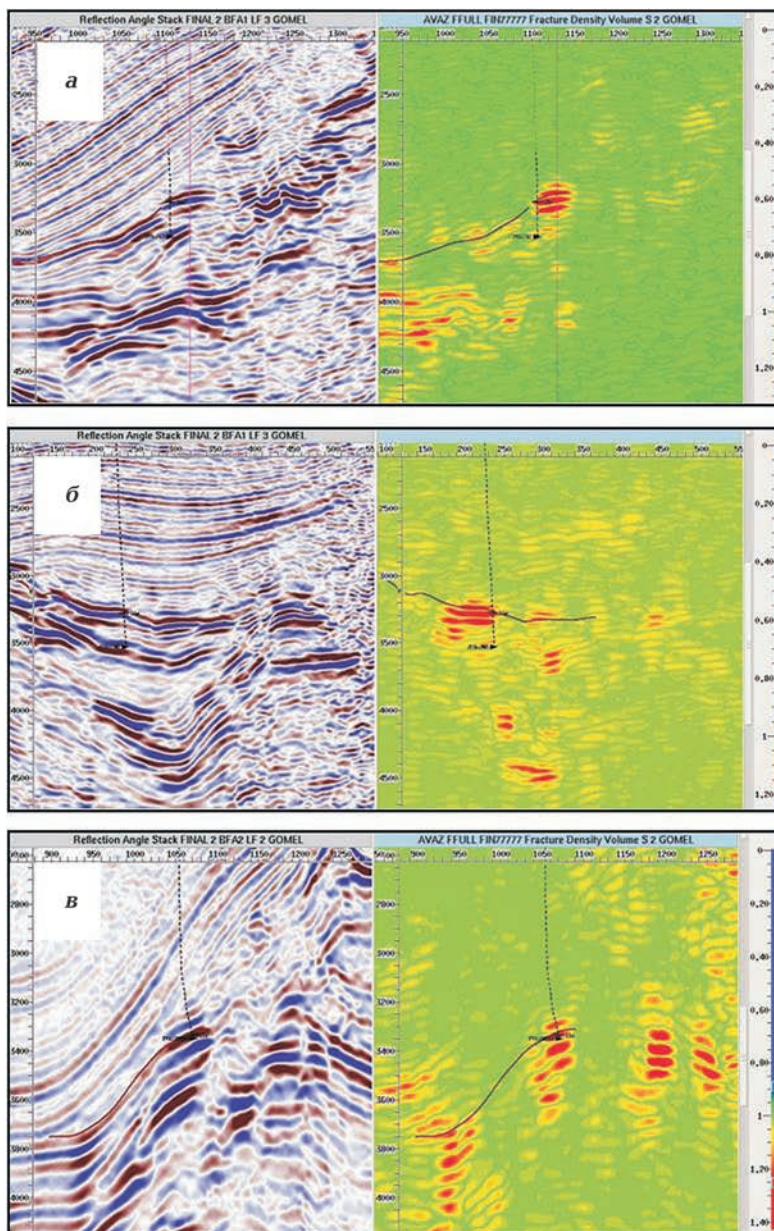


Рис. 6. Траектории скважин, глубинные сейсмические изображения и результаты инверсии полноазимутальных 3D-сейсмических данных в плотность трещин для подсольевых карбонатных пород верхнего девона на одном из белорусских месторождений. Повышенная плотность трещин представлена красным цветом [Konyushenko et al., 2014].

Fig. 6. Well trajectories, seismic depth images, and the results of inversion of full-azimuth 3D-seismic data into fracture density for subsalt Upper Devonian carbonate rocks at a Belarusian field. Increased fracture density is shown in red [Konyushenko et al., 2014].

зультате азимутального анализа амплитуд сейсмических записей, зарегистрированных донными кабелями.

Отметим, что технологии изучения характеристик трещиноватости, основанные

на азимутальной анизотропии амплитуд и скоростей продольных волн, требуют широкой азимутальности 3D-наблюдений в поле.

На практике при изучении трещиноватых резервуаров в основном используются

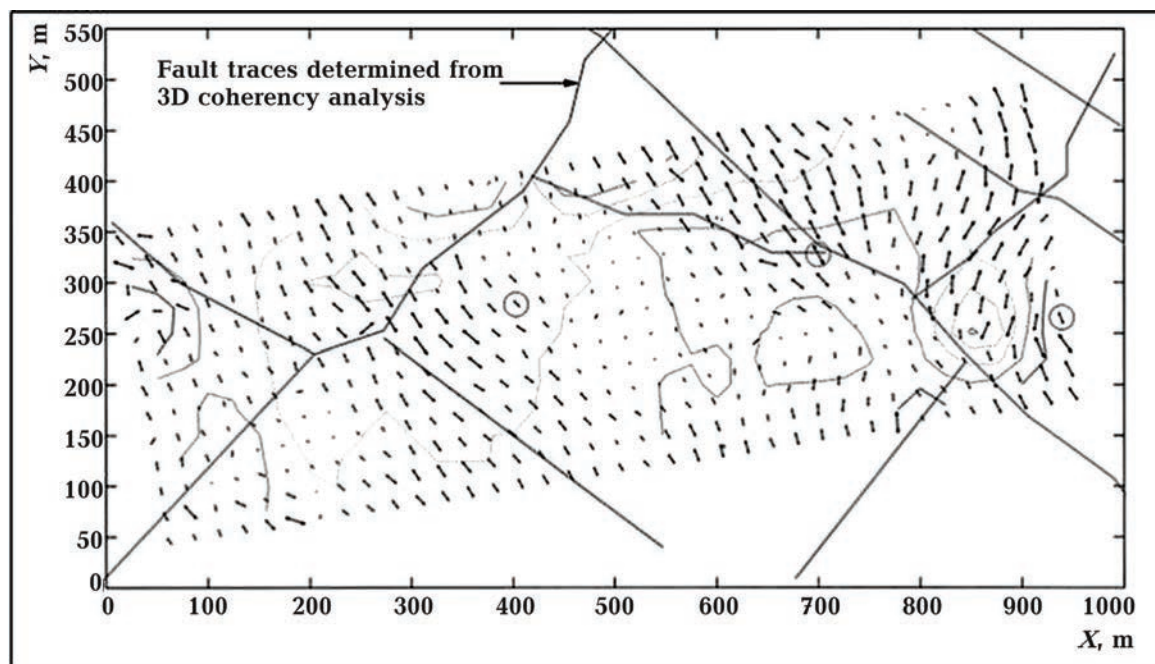


Рис. 7. Вариации направления и плотности трещин в разных блоках мелового карбонатного резервуара на месторождении Valhall в норвежском секторе Северного моря с нанесенной сеткой разрывных нарушений. Локальное направление трещин показано стрелками, длина которых пропорциональна их плотности. Нарушения обозначены сплошными линиями [Hall, Kendall, 2003].

Fig. 7. Variations in the direction and density of fractures in different blocks of the chalk reservoir at the Valhall field in the Norwegian sector of the North Sea with a network of faults. The local direction of fractures is shown by arrows, the length of which is proportional to fracture density. The faults are indicated by solid lines [Hall, Kendall, 2003].

P-волны, хотя *S*-волны значительно более чувствительны к присутствию упорядоченных трещин [Xu, King, 1990]. Проблемы использования *S*-волн связаны с двумя основными обстоятельствами. Первое из них вызвано большими техническими трудностями и дополнительными расходами, поскольку этот тип волн требует специальных источников сейсмических колебаний и трехкомпонентных систем регистрации в поле. Такого рода источники применяются преимущественно для исследовательских целей, и немногие сервисные компании предлагают коммерческие услуги по использованию «чистых» *S*-волн. Вторым препятствием на пути промышленного использования *S*-волн является то, что они поглощаются значительно сильнее *P*-волн при распространении в геологической среде. Это объясняется тем, что внутреннее неупругое поглощение в породах в основном связано со сдвиговыми смещениями

на границах зерен и вдоль микротрещин. *S*-волны по своей природе участвуют в этом процессе активней и поэтому поглощаются интенсивней, чем *P*-волны.

Для одновременного преодоления двух указанных препятствий в настоящее время на практике широко используется такой источник *S*-волн, как падающие *P*-волны, изменяющие свою моду в результате обмена на границах. Обменные *PS*-волны не требуют специальных источников возбуждения в поле и значительно меньше поглощаются в среде, поскольку приблизительно половину пути пробегают как продольные волны. В результате они обладают всеми необходимыми преимуществами *S*-волн, но при этом их спектр шире, а соотношение сигнал—помеха выше, чем при прямом возбуждении *S*-волн.

В основу использования обменных волн для изучения трещиноватых резервуаров положено явление, с которым сталкивается

S -волна, распространяющаяся вверх через интересующую нас толщу после обмена на нижележащей границе. Пусть эта толща содержит систематические трещины и хорошо описывается трансверсально-изотропной моделью. Тогда любая поперечная волна с поляризацией, отличающейся от направления трещин или ортогонального к ним, попадая в такую среду, расщепляется на две волны с ортогональными направлениями поляризации. При этом поперечные волны, поляризованные параллельно (S_1) и нормально (S_2) к плоскости изотропии, имеют различные скорости: S_1 — быстрая, а S_2 — медленная [Sondergeld, Rai, 1992; Bakulin et al., 2000]. Относительная разность скоростей этих волн является важной характеристикой, поскольку она пропорциональна плотности трещин [Bakulin et al., 2000].

Рис. 8 демонстрирует влияние трещин на обменные волны на месторождении Emilio, расположенном в итальянском секторе Адриатического моря [Loinger et al., 2002]. Здесь газоносной является верхнепалеоценовая карбонатная трещиноватая формация Scaglia, залегающая на глубине около 2850 м. Радиальная компонента азимутальных суммотрасс (рис. 8, а), полученных с шагом 10° для супервыборки вблизи одной из скважин на этом месторождении, демонстрирует азимутально-зависимые вариации времен прихода обменных волн. По поведению этих вариаций можно судить о направлении и плотности трещин: минимум времени соответствует поляризации быстрых волн (S_1) и направлению простирания трещин, а разность максимальных и минимальных времен позволяет судить об их плотности. На трансверсальной компоненте (рис. 8, б) экстремумам времен прихода волн соответствуют нулевые амплитуды и смена полярности суммотрасс. Как отмечено в работе [Loinger et al., 2002], рассчитанное по сейсмическим данным направление поляризации быстрых S -волн хорошо совпадает с направлением трещиноватости, определенным по скважинным данным. Отметим, что аналогичный результат получен на газовом месторождении в

доломитизированных известняках среднего ордовика в сухопутной части США [Todorovic-Marinic et al., 2005].

Система упорядоченных трещин влияет не только на скорости, но и на амплитуды S -волн. Быстрая волна, поляризованная вдоль трещин, мало чувствительна к их присутствию, и ее скорость в основном контролируется свойствами ненарушенной (сплошной) матрицы. И наоборот, отражение медленных S -волн, поляризованных перпендикулярно трещинам, более чувствительно к их присутствию. Как результат возникает различие в импедансе и, следовательно, в амплитудах отражений двух типов волн. Это может служить диагностическим признаком присутствия трещиноватых зон. Такой признак хорошо виден на рис. 9, где изображены временные разрезы, полученные с быстрыми (а) и медленными (б) S -волнами [Mueller, 1992]. Нефтяной резервуар на этой площади представлен верхнемеловой толщей писчего мела формации Austin Chalk. Он характеризуется очень низкой проницаемостью ненарушенной матрицы, и все высокопродуктивные скважины в нем связаны с трещиноватыми зонами. В результате бурения и сейсморазведки было установлено, что трещиноватые зоны на площади ассоциируются с участками, где наблюдается падение амплитуд медленных S -волн при неизменных амплитудах быстрых S -волн. Такое падение амплитуд медленных S -волн (например, в интервале шириной около 250 м в центральной части представленного на рис. 9, б разреза) наблюдается вследствие того, что эти волны в зонах повышенной трещиноватости понижают свою скорость до величин, свойственных вышележащей покровке. На разрезах также отчетливо видна временная задержка (около 60 мс) между медленной и быстрой S -волнами.

Технологии изучения характеристик трещиноватости, основанные на азимутальной анизотропии амплитуд и скоростей поперечных волн, требуют широкоазимутальных и трехкомпонентных 3D-наблюдений в поле.

Трансверсально-изотропная модель с

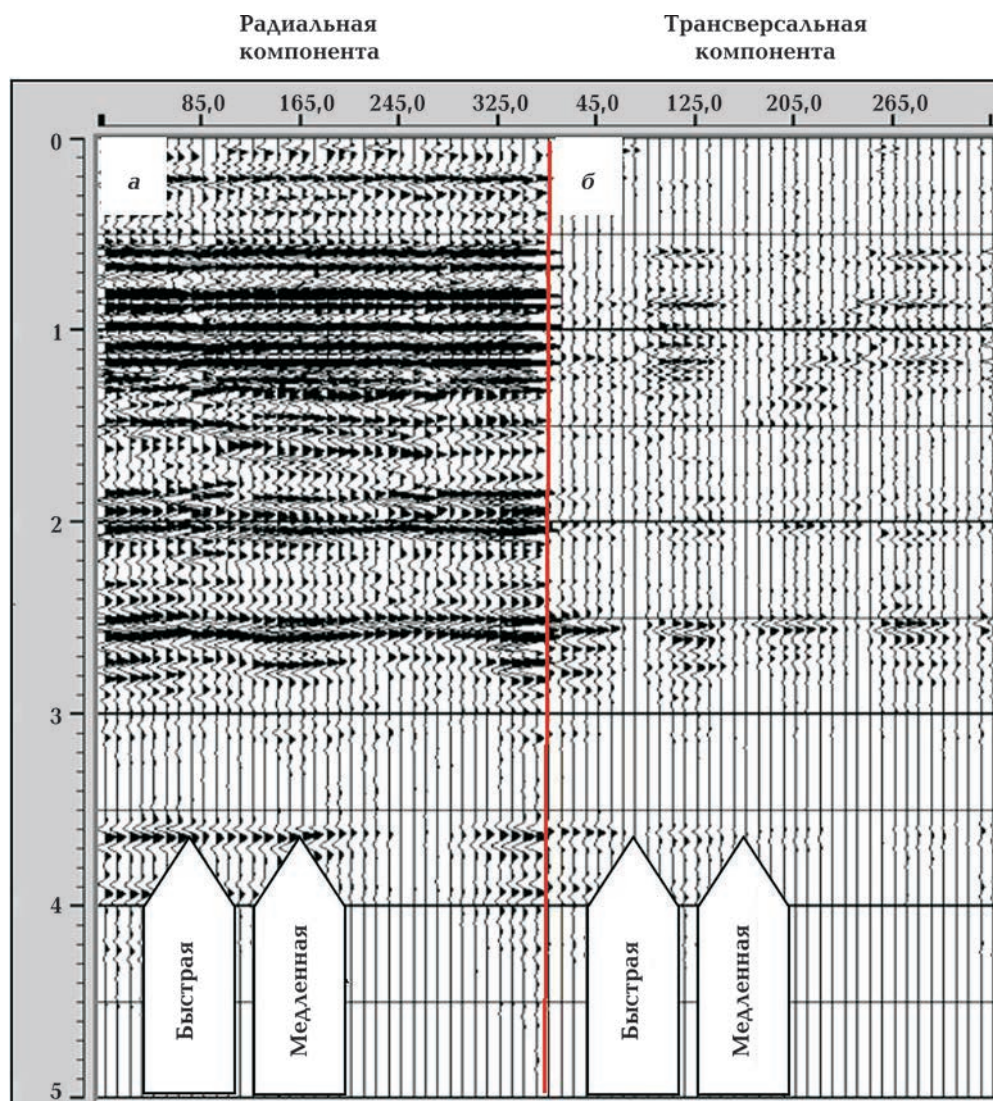


Рис. 8. Радиальная (а) и трансверсальная (б) компоненты азимутальных суммотрасс, полученных с шагом 10° для одной из супервыборок на месторождении Emilio в Адриатическом море (Италия) [Loinger et al., 2002].

Fig. 8. The (a) radial and (b) transverse components of 10° azimuth-sectored stacks within a super-gather at the Emilio field in the Adriatic Sea (Italy) [Loinger et al., 2002].

параллельной напластованию осью симметрии, традиционно используемая для изучения свойств упорядоченных трещин, предполагает, что они расположены в изотропной среде. В природе такая ситуация встречается крайне редко, и геофизикам приходится иметь дело с тонкослоистыми толщами. Такие толщи при близком к циклическому строению и отсутствии систематических трещин тоже успешно описываются трансверсально-изотропной моделью, но с ортогональной напластованию

осью симметрии. Сочетание тонкой слоистости с перпендикулярными к ней трещинами значительно усложняет модель сейсмической анизотропии. Такая более реалистичная модель, называемая орторомбической (ортотропной), все более активно используется при инверсии полноазимутальных сейсмических данных в характеристике трещин. Результат применения такого подхода к изучению карбонатного резервуара в северном Кувейте представлен в работе [Nahari et al., 2015].

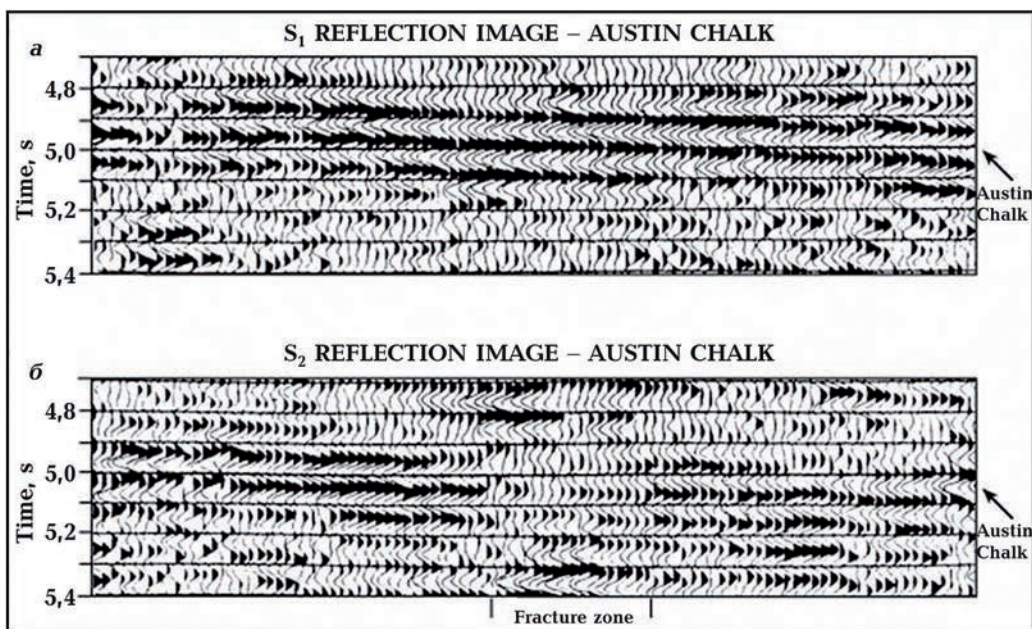


Рис. 9. Сопоставление отражательной способности быстрых (а) и медленных (б) S -волн от верхнемелового карбонатного резервуара нефти в формации Austin Chalk, штат Техас, США [Mueller, 1992].

Fig. 9. A comparison between the reflectivities of (a) fast and (б) slow S -waves from an Upper Cretaceous carbonate reservoir of oil in the Austin Chalk Formation, Texas, USA [Mueller, 1992].

Часто среда осложнена несколькими пересекающимися системами субпараллельных трещин с разными азимутами простираения. В таких случаях традиционные технологии, предполагающие присутствие только одной системы и, как правило, анализирующие азимутальную зависимость поведения амплитуд (их градиента) только при малых удалениях источник—приемник, становятся неэффективными и требуют значительных усовершенствований [Sayers, 2009]. Это проявляется в необходимости анализа зависимости амплитуд от азимута при всех возможных удалениях, поскольку такая зависимость наиболее чувствительна к присутствию трещин при больших удалениях источник—приемник.

Косвенные индикаторы трещиноватости, основанные на сейсмических постстек атрибутах, широко используются в различных направлениях интерпретации сейсмической информации. Отметим ряд преимуществ постстек атрибута, которые отличают их от технологий, основанных

на изучении азимутальной анизотропии амплитуд и скоростей продольных волн. Во-первых, они не требуют широкоазимутальных наблюдений в поле, а могут быть определены при любой системе 3D-наблюдений. Во-вторых, они могут быть использованы для характеристики трещиноватых зон с далеко не столь идеализированной (значительно менее упорядоченной) структурой. В-третьих, их расчет значительно более экономичен и устойчив, поскольку он выполняется по сейсмическим изображениям, а не по исходным сейсмограммам, которые имеют весьма низкое отношение сигнал—помеха.

В настоящее время атрибутивный анализ развивается в направлениях разработки новых и усовершенствования старых атрибутов и способов их визуализации, а также комбинирования существующих атрибутов в гибридные варианты (мультиатрибуты).

Одним из простейших косвенных индикаторов скопления трещин является по-

вышенный наклон горизонта [Hart et al., 2002]. Он хорошо зарекомендовал себя при прогнозировании зон сгущения открытых трещин, с которыми связаны высокопродуктивные скважины в малопроницаемом карбонатном резервуаре бассейна Сан Хуан (штат Нью-Мексико, США). Однако в настоящее время этот атрибут не пользуется широкой популярностью у интерпретаторов, поскольку простой наклон толщи может не привести к ее существенной деформации и, следовательно, может не породить в ней повышенную плотность трещин.

Для выявления и изучения резких латеральных изменений геологической среды, таких как зоны выклинивания, разрывные нарушения, зоны повышенной трещиноватости и погребенные русла, широко используется сейсмическая когерентность и родственные ей атрибуты (см. краткие обзоры в работах [Мендрий, Тяпкин, 2014; Тяпкин и др., 2018]). Когерентность была успешно применена для картирования трещин в пеще меле месторождения Тог в Северном море [Skirius et al., 1999]. Ненарушенная матрица этой разновидности известняка обладает очень низкой проницаемостью.

В пределах одной площади могут присутствовать и накладываться друг на друга системы трещин, порожденные различными механизмами и поэтому отличающиеся интенсивностью, азимутом простирания и наклоном. При этом только некоторые из них могут содержать продукцию и представлять коммерческий интерес. Учитывая это обстоятельство, имеет смысл перед расчетом когерентности или родственных ей атрибутов выполнить фильтрацию куба сейсмического изображения по азимутам и наклонам для минимизации искажающего влияния других трещин на изображение интересующей нас системы. Такой прием успешно применен в Кувейте на пяти месторождениях в юрских карбонатах [Singh et al., 2008]. Он позволил устранить искажающее влияние интенсивных трещин отрыва, параллельных осевым линиям структур, на изображения интересующих ис-

следователей менее интенсивных трещин скола (эшелонированных сдвигов Риделя).

Родственный когерентности атрибут, называемый фазовой конгруэнтностью, продемонстрировал хорошее совпадение участков своего аномального поведения с зонами повышенной плотности трещин в карбонатном резервуаре канадской провинции Альберта [Russell et al., 2010].

Наиболее популярным постстек атрибутом является кривизна, позволяющая в каждой точке изображения количественно оценить степень отклонения горизонта от плоской формы, т. е. степень его локальной деформации. Кривизна является результатом палеонапряжений и поэтому косвенно свидетельствует о возможном присутствии природных трещин. Ее использование базируется на трех предположениях:

- порода хрупкая и поэтому подвержена трещиноватости;
- рост кривизны сопровождается ростом напряжения;
- рост напряжения приводит к росту плотности трещин.

Существует множество разнообразных вариантов расчета кривизны, обзор которых можно найти в работе [Roberts, 2001]. Из большого количества публикаций, посвященных успешному применению этого атрибута, сошлемся на [Hart et al., 2002]. Здесь показано, как кривизна по простиранию (*strike curvature*) позволила выделить в формации Mesaverde бассейна Сан Хуан (штат Нью-Мексико, США) хорошо прослеживающийся по площади линеамент, соответствующий трещиноватому коридору. Соответствие этого линеамента кривизны высокопроводящему трещиноватому каналу подтверждает тот факт, что в его пределах расположены две высокопродуктивные и хорошо гидродинамически связанные скважины, отстоящие друг от друга на расстоянии 2,5 км.

При изучении на одной площади плотности трещин разного происхождения могут быть эффективными разные типы кривизны. Примером может служить состоящее из двух антиклиналей месторождение Eldfisk в норвежском секторе Се-

верного моря, резервуар которого представлен псчим мелом мелового и палеоценового возраста [Toublanc et al., 2004]. На площади наблюдаются две основные системы трещин. Первая из них связана с процессом формирования складчатости и параллельна простиранию структур. Для исследования этих трещин успешно использовалась нормальная кривизна, рассчитанная вдоль азимута 50° , ортогонального осям структур. Вторая система сформирована сопряженными трещинами, обладающими северо-восточно—юго-западным простиранием. Поведение этих трещин имеет тесную статистическую связь с гауссовой кривизной.

При изучении трещиноватых зон кривизна успешно сочетается с когерентностью [Chopra, Marfurt, 2010] и сейсмическими характеристиками хрупкости пород [Hunt et al., 2011].

Менее успешными оказались попытки использования амплитуд отраженных P -волн и спектральной декомпозиции при исследовании трещиноватых карбонатных резервуаров в Тимано-Печорской провинции [Khromova et al., 2011], что продемонстрировано ниже.

Неупругое поглощение сейсмических волн — одна из основных характеристик пород, связанная с разнообразными механизмами, например перемещением флюидов в порах и трещинах, а также трением между зернами скелета и вдоль поверхности трещин. Аномальное поглощение P -волн при прохождении трещинно-каверновых зон в чистых и глинистых известняках мелового возраста на одном из нефтяных месторождений в северо-восточной Мексике продемонстрировано в работе [Valle-Garcia, Ramirez-Cruz, 2002].

Если в среде присутствует система параллельных открытых трещин, то она порождает азимутальную анизотропию поглощения волн подобно анизотропии их скорости. Теоретически показано, что азимутальная анизотропия поглощения, порожденная упорядоченной трещиноватостью, в разы больше, чем анизотропия скоростей [Дугаров и др., 2011]. Это явление

успешно использовано при изучении трещиноватых карбонатных резервуаров в западном Китае [Wang et al., 2013; Cao et al., 2018].

Рассеянные (дифрагированные) волны. Результаты модельных и полевых исследований на многих площадях демонстрируют высокую корреляцию между интенсивностью дифрагированных (рассеянных, незеркально отраженных) волн и продуктивностью скважин. В настоящее время разработано множество разнообразных методов выделения таких волн из исходных сейсмограмм [Козлов, 2006; Sturzu et al., 2015]. Одним из них является MultiFocusing компании Geomage [Berkovich et al., 2009; Ланда, 2011]. Эта технология продемонстрировала высокую корреляцию между интенсивностью дифрагированных волн и продуктивностью скважин, вскрывших трещиноватый подсолевой карбонатный резервуар в Прикаспийской впадине (Казахстан) [Исенов и др., 2014]. Необходимо также отметить, что энергия рассеянных волн хорошо себя зарекомендовала при изучении преимущественно вертикальных трещинно-каверновых зон в одних из самых древних на Земле венд-рифейских карбонатных резервуарах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в Восточной Сибири [Поздняков и др., 2009].

Детерминистическая синхронная инверсия. Детерминистическая упругая (синхронная) сейсмическая инверсия, называемая в англоязычной литературе *simultaneous inversion of pre-stack seismic data* [Hampson et al., 2005], является одной из популярных и эффективных технологий изучения свойств трещиноватых резервуаров. Она выполняется до суммирования и позволяет оценить акустический импеданс I_P , сдвиговый импеданс I_S и отношение скоростей продольных и поперечных волн V_P/V_S , равное отношению импедансов I_P/I_S .

Индикатором трещиноватых зон считаются пониженные значения отношения скоростей V_P/V_S [Тяпкина, Тяпкин, 2019]. Это эквивалентно пониженным значениям отношения первого и второго параметров Ламе λ/μ или отношения их произведений

на плотность $(\lambda\rho)/(\mu\rho)$, поскольку эти величины связаны с отношением скоростей простой зависимостью

$$V_P / V_S = \sqrt{\lambda/\mu + 2} = \sqrt{(\lambda\rho)/(\mu\rho) + 2}.$$

Ряд примеров успешного использования этого индикатора для обнаружения и картирования трещиноватых зон в карбонатах описан в работе [Тяпкина, Тяпкин, 2019]. Один из них представлен на рис. 10, который демонстрирует результат изучения карбонатного резервуара в Западно-Канадском седиментационном бассейне [Li et al., 2003]. В этом резервуаре присутствуют многочисленные трещиноватые продуктивные зоны, связанные с доломитизированными известняками и доломитами. Они были сформированы под воздействием региональных или локальных напряжений, а также локальных аномальных давлений до образования и миграции углеводородов. Анализ показал, что на кросс-плоте $\lambda\rho$ — $\mu\rho$ трещиноватые высокопористые газоносные доломиты характеризуются пониженными значениями отношения $(\lambda\rho)/(\mu\rho)$ (или V_P/V_S) (зеленый поли-

гон на рис. 10, а) и хорошо отделяются от плотных непроницаемых известняков и глин. Обратная проекция кластера значений, соответствующих трещиноватым газоносным доломитам, на разрез продемонстрировала хорошее совпадение с фактическими данными о продуктивности скважин на площади. Это видно на рис. 10, б, где Good gas well — высокопродуктивная скважина, Marginal gas well — низкопродуктивная скважина, а Tight — скважина, раскрывшая плотные, непроницаемые карбонаты.

Второй пример представлен на рис. 11, демонстрирующем кросс-плот отношения скоростей V_P/V_S и акустического импеданса I_P для силурийского карбонатного резервуара в Тимано-Печорской провинции [Федотов и др., 2009]. На рисунке видно, что использование только акустического импеданса не позволяет разделить коллектор и неколлектор, поскольку значения этой характеристики у обоих литотипов значительно перекрываются. Ситуация кардинально изменяется, если использовать кросс-плот отношения скоростей V_P/V_S и акустическо-

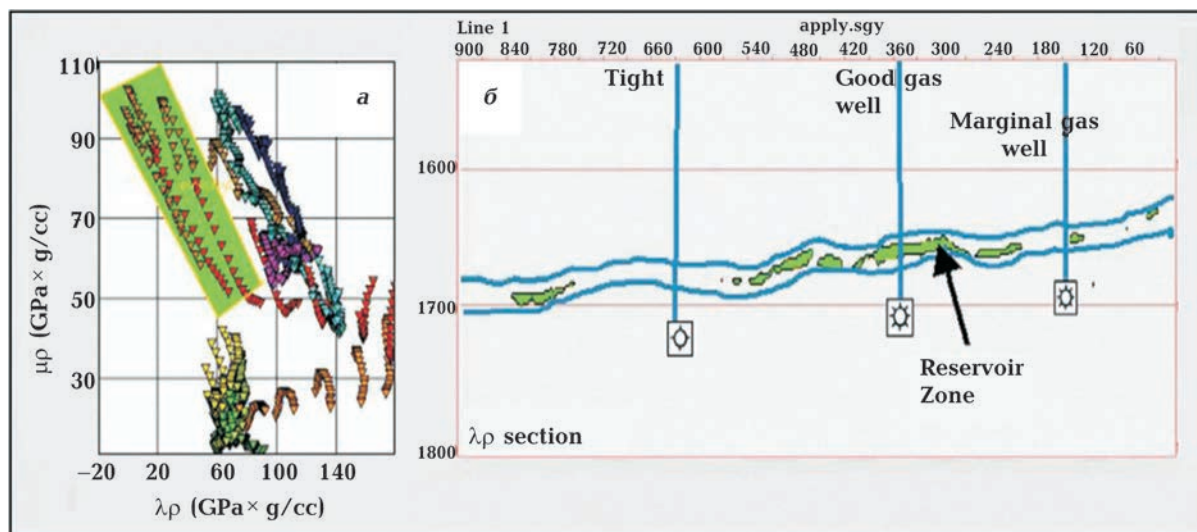


Рис. 10. Кросс-плот $\lambda\rho$ — $\mu\rho$ для карбонатных пород Западно-Канадского седиментационного бассейна (а) и результат обратной проекции значений, соответствующих трещиноватым доломитам (зеленый полигон), на разрез с нанесенным положением скважин, обладающих различной продуктивностью (б) [Li et al., 2003].

Fig. 10. A cross-plot $\lambda\rho$ versus $\mu\rho$ for carbonate rocks of the Western Canadian sedimentation basin (a) and the result of reverse projection of the values corresponding to fractured dolomites (green polygon) onto a section with the position of wells with different productivities (b) [Li et al., 2003].

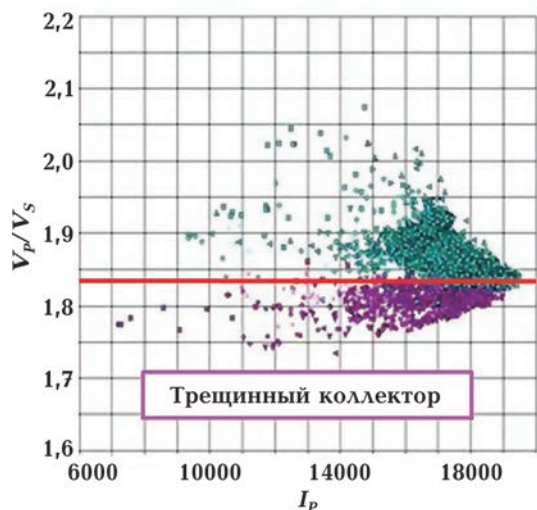


Рис. 11. Кросс-плот отношения скоростей V_p/V_s и акустического импеданса I_p , измеренного в (м/с) ($\text{г}/\text{см}^3$), для силурийского карбонатного резервуара в Тимано-Печорской провинции с выделением двух литотипов, которые хорошо разделяются красной линией [Федотов и др., 2009].

Fig. 11. A cross-plot of V_p/V_s ratio versus acoustic impedance I_p , measured in (m/s) (g/cm^3), for a Silurian carbonate reservoir in the Timan-Pechora province. The two lithotypes are separated by the red line fairly well [Fedotov et al., 2009].

го импеданса, для чего необходим дополнительный расчет сдвигового импеданса. На этом кросс-плоте коллектор, обладающий относительно пониженными значениями отношения V_p/V_s , достаточно надежно отделяется красной линией от неколлектора, характеризующегося повышенными значениями этого параметра.

Куб значений V_p/V_s , полученный с помощью синхронной сейсмической инверсии узкоазимутальных 3D-данных, был использован для обнаружения и картирования трещиноватых зон в девонских карбонатных породах (палеозойский фундамент) одного из месторождений в юго-восточной части Западно-Сибирской платформы [Тяпкина, Тяпкин, 2019]. Выделенные при этом anomalously низкие значения отношения скоростей продемонстрировали хорошее совпадение с продуктивностью скважин и позволили предсказать ряд перспективных участков, предположительно связанных с повышенной плотностью выявленных в резервуаре субвертикальных трещин.

Вместе с тем, однако, на площади обнаружено систематическое несоответствие между поведением каротажных (петрофизических) и сейсмических оценок отношения V_p/V_s , относящихся к трещиноватым коллекторам. Это демонстрирует типичный кросс-плот между отношением двух типов скоростей и акустическим импедансом, изображенный на рис. 12 (см. с. 54). Здесь отчетливо видно, что скважинные оценки V_p/V_s , относящиеся к трещиноватым коллекторам, имеют относительно по-

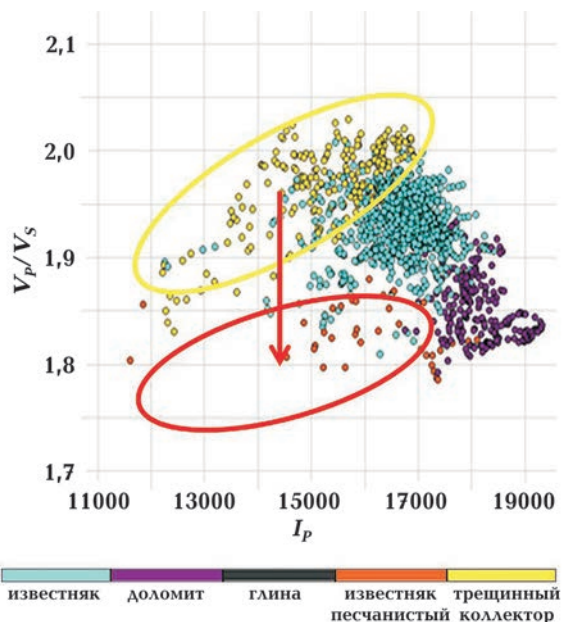


Рис. 12. Кросс-плот отношения скоростей V_p/V_s и акустического импеданса I_p , измеряемого в (м/с) ($\text{г}/\text{см}^3$), для пяти литотипов, выделенных на изучаемой площади и обозначенных разными цветами [Тяпкина, Тяпкин, 2019]. Желтый овал охватывает каротажные оценки V_p/V_s , нечувствительные к присутствию систематических макротрещин в резервуаре. Красный овал схематически показывает положение этого кластера, если бы все каротажные оценки (подобно полученным из сейсмической инверсии) были чувствительны к присутствию такого типа трещин.

Fig. 12. A cross-plot of V_p/V_s ratio versus acoustic impedance I_p , measured in (m/s) (g/cm^3), for five lithotypes distinguished in the study area and indicated by different colors [Tiapkina, Tyapkin, 2019]. The yellow oval outlines well-log-derived V_p/V_s ratio estimates, which are insensitive to the presence of systematic macrofractures in the reservoir. The red oval schematically shows the position of this cluster if all the well-log-derived estimates (like those derived from seismic inversion) were sensitive to the presence of this type of fractures.

вышенные значения среди пяти различных литотипов, выделенных на данной площади. На первый взгляд, эта особенность поведения отношения скоростей противоречит описанному выше факту хорошей корреляции продуктивности скважин на площади с пониженными значениями этого параметра, рассчитанного с помощью синхронной сейсмической инверсии, и литературным данным. Однако этот кажущийся парадокс можно разрешить путем учета влияния упорядоченной вертикальной макротрещиноватости на сейсмические оценки. С этой целью в работе [Тяпкина, Тяпкин, 2019] теоретически показано, что присутствие таких трещин при их достаточно высокой плотности и заполнении газом или флюидом с высоким газовым фактором может значительно понизить получаемые в результате синхронной сейсмической инверсии оценки отношения V_P/V_S . Дело в том, что этот тип инверсии не учитывает эффект анизотропии, возникающей под влиянием упорядоченной системы вертикальных трещин, и поэтому вместо отношения скоростей, свойственного ненарушенной матрице, порождает пониженные значения этого параметра, степень искажения которых пропорциональна плотности макротрещин. В отличие от данных, полученных в результате поверхностных сейсмических наблюдений, коротажные данные и извлекаемые из них оценки отношения V_P/V_S не подвержены влиянию этого типа трещин из-за принципиально отличающегося масштаба измерений. Из изложенного можно сделать вывод, что в выделенных и описанных в работе [Тяпкина, Тяпкин, 2019] зонах предполагаемой повышенной плотности трещин указанный эффект существенно понизил получаемые по сейсмическим данным оценки отношения V_P/V_S и сделал их величины наименьшими среди всех литотипов, выявленных на площади. Влияние этого эффекта схематически показано на рис. 12.

Остановимся подробнее на причинах нечувствительности коротажных оценок V_P/V_S к присутствию в резервуаре упорядоченных субвертикальных макротрещин.

В последние годы во всем мире неуклонно растет процент горизонтальных скважин. Помимо прочих преимуществ, они позволяют надежно оценить плотность и направление трещин в резервуаре и тем самым проконтролировать эффективность прогноза этих характеристик с помощью технологий, использующих азимутальную анизотропию скоростей и амплитуд сейсмических волн. Примером может служить трещиноватый карбонатный резервуар в канадской провинции Саскачеван [Gray et al., 2002]. Тем не менее, пока подавляющую долю всех имеющихся разведочных и эксплуатационных скважин составляют вертикально пробуренные скважины. Именно такими являются скважины на рассматриваемом в работе [Тяпкина, Тяпкин, 2019] месторождении. Покажем, что этот тип скважин не позволяет выявить присутствие интересующих нас субвертикальных макротрещин и охарактеризовать их плотность, поскольку расстояние между ними многократно превышает диаметр традиционных скважин.

Рис. 13 демонстрирует график вероятности пересечения вертикальной скважиной с диаметром 10 см хотя бы одной вертикальной трещины в зависимости от расстояния между трещинами [Lorenz et al., 1996]. На графике видно, что для 50-процентной вероятности этого события трещины должны располагаться на расстоянии не более 20 см друг от друга. А для 100-процентной вероятности этого события расстояние между трещинами должно быть менее 10 см. Если же диаметр скважины равен 20 см, расстояния между трещинами, необходимые для 50- и 100-процентной вероятности события, увеличиваются соответственно до 40 см и менее 20 см.

Рис. 14 показывает типы трещин, которые могут проявиться в керне или в стенках скважин [Marrett et al., 1999, 2007]. Он демонстрирует на примере известняка Marble Falls в штате Техас, США, что трещины в породе могут различаться на несколько порядков своим раскрытием. При этом взаимосвязь их раскрытия a и плотности в пространстве f прекрасно аппроксими-

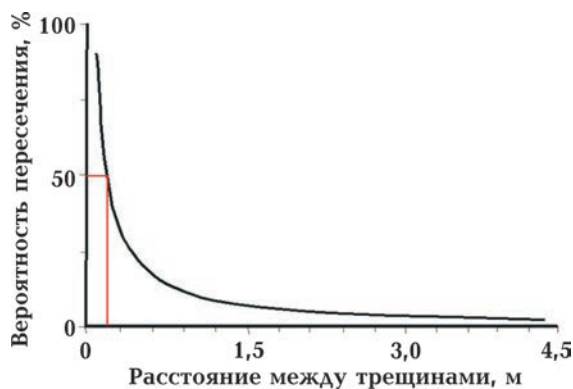


Рис. 13. Вероятность пересечения вертикальной скважиной с диаметром 10 см хотя бы одной вертикальной трещины в зависимости от расстояния между трещинами [Lorenz et al., 1996].

Fig. 13. The probability of intersection of at least one vertical fracture by a vertical well with a diameter of 10 cm depending on the distance between the fractures [Lorenz et al., 1996].

мируется степенным законом $f = 1,88a^{-1,042}$ с высоким коэффициентом корреляции 0,977. Заметим, что степенной закон успешно аппроксимирует поведение трещин и в других типах пород [Laubach et al., 1998; Marrett et al., 1999].

Для сравнения здесь уместно вспомнить классификацию трещин по размерам на микро-, мезо- и макротрещины [Khromova et al., 2011]. Первые из них имеют длину несколько миллиметров, ширину несколько микрон и видны только под микроскопом. Вторые обладают длиной в несколько сантиметров, шириной в несколько десятков микрон и заметны в керне невооруженным глазом. А третьи, наиболее важные для добычи углеводородов, характеризуются длиной от нескольких метров до нескольких десятков метров и шириной от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Ширину этих типов трещин мы нанесли на рис. 14, предварительно искусственно продлив аппроксимирующую кривую до верхнего предела раскрытия макротрещин, равного нескольким сантиметрам. Это позволило использовать имеющийся график для расчета плотности каждого из трех типов трещин. В результате были получены следующие величины соответ-

ственно для микро-, мезо- и макротрещин: 800, 80 и 0,6—0,006 m^{-1} . Из них можно сделать вывод, что в керне и на стенках скважин в основном присутствуют микротрещины и реже мезотрещины. Оба типа трещин мало изменяют скоростные характеристики ненарушенной матрицы и практически не влияют на проницаемость резервуара.

От них принципиально отличаются макротрещины, расстояние между которыми несопоставимо превышает диаметр тра-

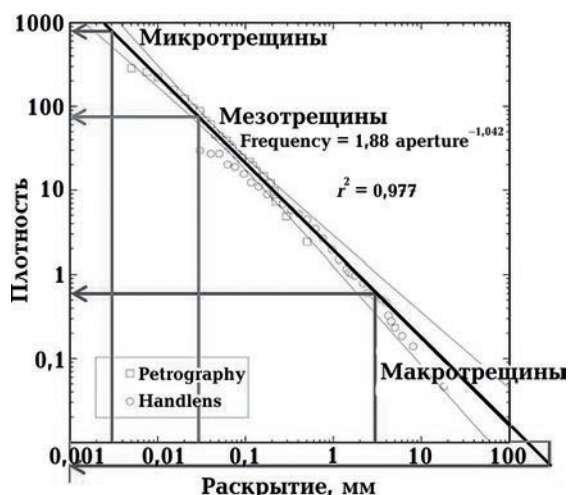


Рис. 14. Плотность систематически ориентированных трещин (в количестве на 1 м перпендикулярно их простиранию) как функция их раскрытия (апертуры) для известняка Marble Falls в штате Техас, США. Зависимость получена в результате петрографических исследований с помощью микроскопа (Petrography) и визуальных измерений на обнажениях с помощью линзы (Hand lens) и представлена в логарифмическом масштабе. Серые линии ограничивают 95-процентную надежность полученной оценки [Marrett et al., 1999, 2007]. График дополнен нами наложением характеристик микро-, мезо- и макротрещин.

Fig. 14. The density of systematically oriented fractures (in the number per 1 m perpendicular to their strike) as a function of their opening (aperture) for the Marble Falls limestone in Texas, USA. The dependence was obtained as a result of petrographic studies using a microscope (Petrography) and visual measurements on outcrops using a lens (Hand lens) and is presented on a logarithmic scale. Gray lines indicate 95 % confidence limits [Marrett et al., 1999, 2007]. We supplemented the graph by superimposing the characteristics of micro-, meso- and macrocracks.

диционных скважин. Типичным примером этого может служить обнажение на рис. 4, где отчетливо видимые макротрещины довольно редко нарушают карбонатную толщу. Поэтому такие трещины чрезвычайно редко встречаются вертикальными скважинами. Однако при этом именно они являются основными проводниками углеводородов, что следует из кубического закона, согласно которому проницаемость идеальной трещины с параллельными стенками пропорциональна кубу ее раскрытия a [Parsons, 1966]. В свою очередь, проницаемость набора параллельных трещин пропорциональна произведению a^3 и их пространственной плотности f . Отсюда, например, следует, что десятикратное увеличение раскрытия каждой из трещин имеет тот же эффект, что и тысячекратное увеличение их плотности.

Весьма наглядным является пример известняка, приведенный на рис. 14, где плотность трещин f почти идеально обратно пропорциональна их раскрытию a . В этом случае проницаемость набора трещин с раскрытием a пропорциональна a^2 . Это указывает на то, что доля в суммарной проницаемости резервуара, принадлежащая трещинам с определенным раскрытием, резко (квадратично) возрастет по мере увеличения этого раскрытия.

Говоря о макротрещинах как основных каналах перемещения нефти и газа в резервуарах, следует добавить, что кубический закон справедлив для трещин с идеально гладкими стенками, в то время как в природе эти стенки как минимум шероховаты. Но одна и та же степень шероховатости значительно меньше сказывается на проводящих свойствах широких макротрещин, чем на аналогичных показателях более узких трещин. Кроме того, макротрещины достаточно длинные и поэтому они значительно чаще могут пересекаться между собой, образуя протяженные каналы миграции углеводородов.

Если скважина все же пересекает макротрещину, это сопровождается фрагментацией и разрушением керна и стенок скважины, что демонстрируется на при-

мере карбонатных пород в работе [Мармалевский и др., 2011]. Естественно, в пределах таких участков скважин нет никакой возможности изучать скоростные свойства резервуара. Это показывает рис. 15, на котором демонстрируется планшет скважины, вскрывшей трещиноватую зону в карбонатном резервуаре Тимано-Печорской провинции [Хромова 2010; Khromova et al., 2011]. Здесь в интервале 1926—1928 м на фоне низких значений ГК и повышенных значений НГК, характеризующих плотные карбонатные породы, выделяется 2—2,5-метровая зона увеличения ствола скважины (глубокая каверна). С этим интервалом также связано отсутствие информации зонда ХМАС и общий всплеск кривых дебитометрии PLT (*production logging tool*). Совокупность этих данных позволяет сделать вывод о пересечении стволом скважины зоны аномальной трещиноватости, интенсивно проводящей нефть.

Изображение субвертикальных трещиноватых зон с помощью миграции дуплексных волн. На пути использования технологий, ориентированных на азимутальную анизотропию скоростей и амплитуд сейсмических волн, могут стоять технические и природные препятствия. К первым из них следует отнести необходимость широкоазимутальных (и дополнительно трехкомпонентных при использовании S -волн) наблюдений в поле, которые часто по разным причинам отсутствуют. Природным препятствием может быть существенное отклонение реальной трещиноватой среды от идеализированного варианта, описываемого трансверсально-изотропной моделью. Так, резервуар может содержать широкий набор хаотических трещин разной ориентации, протяженности, наклона, раскрытия и степени заполнения вторичными минералами. Даже будучи упорядоченными, трещины часто формируют несколько независимых систем, пересекающихся между собой под разными углами. Если даже каждая из этих систем удовлетворяет условиям трансверсально-изотропной модели, их суммарная азимутальная анизотропия значительно более сглажена и значитель-

но менее выразительна, чем анизотропия каждой из них. Как отмечено выше, в таких ситуациях требуются более сложные технологии анализа зависимости амплитуд отраженных волн от азимута и удаления источник—приемник [Sayers, 2009].

Судя по многочисленным литературным данным (см. например, [Lorenz et al., 1996; Laubach et al., 1998; Hart et al., 2002; Marrett et al., 2007; Singh et al., 2008; Хромова, 2008, 2010; Левянт и др., 2010; Мармалевский и др., 2011; Khromova et al., 2011; Carbonate ..., 2020]), основным объектом при поисках перспективных участков в плотных карбонатах в настоящее время являются зоны скопления трещин, называемые трещиноватыми коридорами, кластерами или тектоническими полосами (*fracture swarms* в англоязычной литературе). В отличие от региональных трещин, они имеют тектоническое происхождение. Такие зоны могут иметь горизонтальную протяженность от нескольких сотен метров до нескольких километров и охватывать интервал от десятков до сотен метров по глубине при толщине зоны от нескольких метров до нескольких сотен метров. В зависимости от генезиса зоны, вызванного деформацией растяжения (разрыва) или сдвига, отдельные трещины располагаются параллельно или под углом к простиранию зоны. Повышенная концентрация пересекающихся трещин с преобладанием среди них макротрещин приводит к тому, что такие коридоры выступают в роли основных путей миграции и извлечения углеводородов при их успешном вскрытии вертикальными и особенно горизонтальными скважинами.

Поскольку трещиноватые коридоры в большинстве случаев имеют ширину от нескольких метров до нескольких десятков метров, которая значительно меньше длины сейсмической волны, и выступают в роли достаточно контрастных субвертикальных объектов, для их обнаружения, визуализации и изучения целесообразно использовать дуплексные волны [Marmalevskiy et al., 2006; Горняк и др., 2008]. В англоязычной литературе они известны также как волны двойного отскока (*double-bounce*) или

призматические (*prism*) волны. Такие волны отражаются сначала от субгоризонтальной границы в подошве целевого интервала, а затем — от субвертикальных границ внутри этого интервала или в обратной последовательности. Такой оригинальный подход к построению изображения, в отличие от традиционных, позволяет вернуть на земную поверхность, где происходит регистрация, и успешно использовать распространяющиеся вниз волны, которые были отражены или рассеяны субвертикальным объектом.

При построении изображений субвертикальных границ с помощью дуплексных волн используется глубинная миграция Кирхгофа, в которой функция Грина рассчитывается в соответствии с кинематикой этих волн. Для минимизации искажающего влияния неточности задания глубинно-скоростной модели, свойственного любым видам глубинной миграции, данная технология использует дополнительную регуляризацию. Она заключается в том, что помимо обычной глубинно-скоростной модели **в процедуру миграции вводится информация об опорной границе**. Эта глубинная поверхность может быть построена по результатам традиционной миграции и, в частности, может соответствовать подошве целевого интервала. Для чего это нужно? Дело в том, что погрешность глубинных изотропных миграций при определении глубины отражающих горизонтов может достигать 300 м даже в условиях простого горизонтально-слоистого разреза. Привлечение к миграциям параметров полярной анизотропии, **связанной с тонкой слоистостью разреза**, позволяет повысить точность глубинных построений до первых десятков метров. Таким образом, в любой ситуации мы имеем две составляющие погрешности: одна относится к глубинно-скоростной модели, а другая — к положению базовой поверхности. Регуляризация решения состоит в том, что эти два вида погрешности компенсируют друг друга, **тем самым значительно уменьшая их суммарное влияние на формирование изображения субвертикальных границ по латерали**. Более высокая

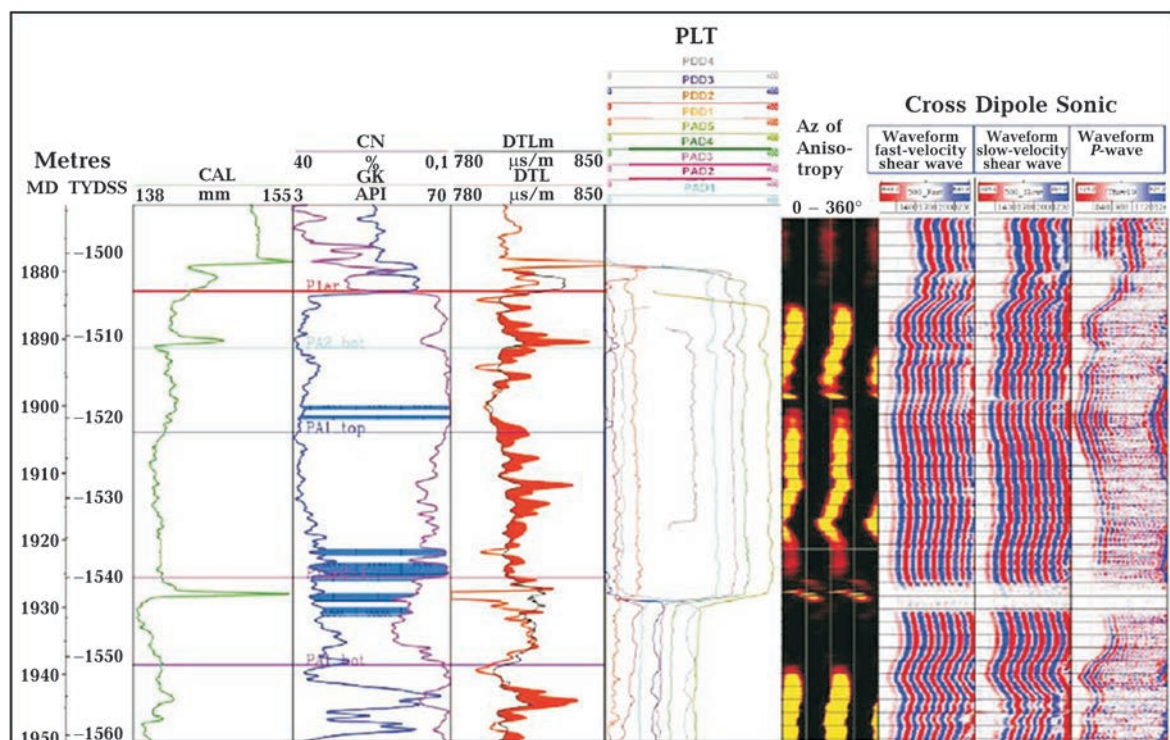


Рис. 15. Каротажный планшет скважины, вскрывшей трещиноватую зону в карбонатном резервуаре Тимано-Печорской провинции [Хромова, 2010; Khromova et al., 2011].

Fig. 15. Logging in a well that revealed a fractured zone in a carbonate reservoir of the Timan-Pechora province [Khromova, 2010; Khromova et al., 2011].

горизонтальная разрешающая способность миграции дуплексных волн по сравнению со стандартными видами миграции [Горняк и др., 2008] в сочетании с данным подходом позволяет получить более точное изображение субвертикальных границ.

Технология построения изображения субвертикальных трещиноватых зон с помощью миграции дуплексных волн хорошо себя зарекомендовала в разнообразных сейсмогеологических условиях. Из множества примеров ее успешного применения продемонстрируем два, полученные в Тимано-Печорской провинции (Россия). Первый из них относится к нефтяному месторождению в северной части этой провинции. Месторождение представляет собой массивно-пластовую залежь в платформенных карбонатах раннепермского возраста суммарной мощности 100—150 м [Хромова, 2008]. На данном месторождении наблюдается существенное различие продуктивности скважин на фоне выдержанного

по литологическим и емкостным свойствам карбонатного резервуара. При этом отчетливо выделяются шесть скважин-лидеров, у которых коэффициент производительности превышает 1000 м³/сут./МПа, достигая 4000 м³/сут./МПа (рис. 16) [Хромова, 2008].

Такой значительный разброс в продуктивности скважин объясняется присутствием на данной площади интенсивно развитых субвертикальных трещиноватых зон и тем, в какой степени эти зоны пересекаются каждой конкретной скважиной. На рис. 17 приведено изображение этих зон повышенной трещиноватости на уровне кровли карбонатного резервуара [Хромова, 2008]. Изображение получено посредством миграции дуплексных волн и последующей специальной обработки. На рисунке отчетливо видны две системы аномалий: руководящего, более выдержанного северо-западного направления, а также слабые и менее выдержанные аномалии почти ортогонального северного направ-

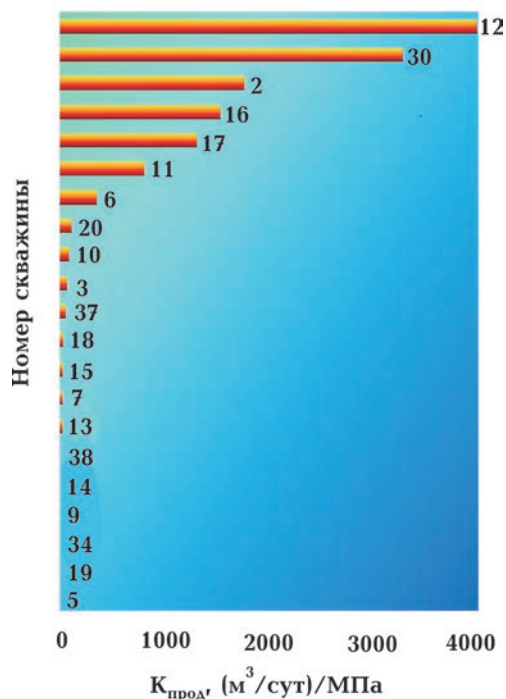


Рис. 16. Среднеарифметические значения коэффициентов продуктивности скважин (сверху вниз по мере уменьшения) [Хромова, 2008].

Fig. 16. Arithmetic mean values of well productivity coefficients (from top to bottom as they decrease) [Khromova, 2008].

ления. Более интенсивные линеаменты северо-западного направления разбиваются на отдельные фрагменты линеаментами северного направления. Эти фрагменты кулисообразно смещаются в местах пе-

ресечения двух типов линеаментов, что свидетельствует о присутствии сдвиговой компоненты в деформации карбонатной толщи.

Изображенный на рис. 18 кросс-плот между продуктивностями скважин (см. рис. 16) и соответствующими абсолютными значениями амплитуд дуплексных волн хорошо аппроксимируется линейной зависимостью с коэффициентом корреляции 0,94. Такой высокий уровень корреляции между двумя рассматриваемыми параметрами позволяет сделать вывод, что изображения после миграции дуплексных волн надежно характеризуют зоны повышенной плотности трещин в карбонатных резервуарах и поэтому могут быть эффективно использованы для заложения скважин.

Дополнительным подтверждением того, что линеаменты на рис. 17 соответствуют зонам повышенной плотности трещин (трещиноватым коридорам) в карбонатной толще, служат представленные на рис. 19 результаты гидропрослушивания скважин, выполненного на двух участках рассматриваемой площади [Хромова, 2008].

На первом участке (см. рис. 19, б) коэффициент пьезопроводности (проводимости давления) пласта в реагирующей скв. 38, отстоящей от возмущающей скв. 6 на 834,2 м, определяется ненарушенной матрицей и поэтому относительно мал ($7313 \text{ см}^2/\text{с}$). Этот

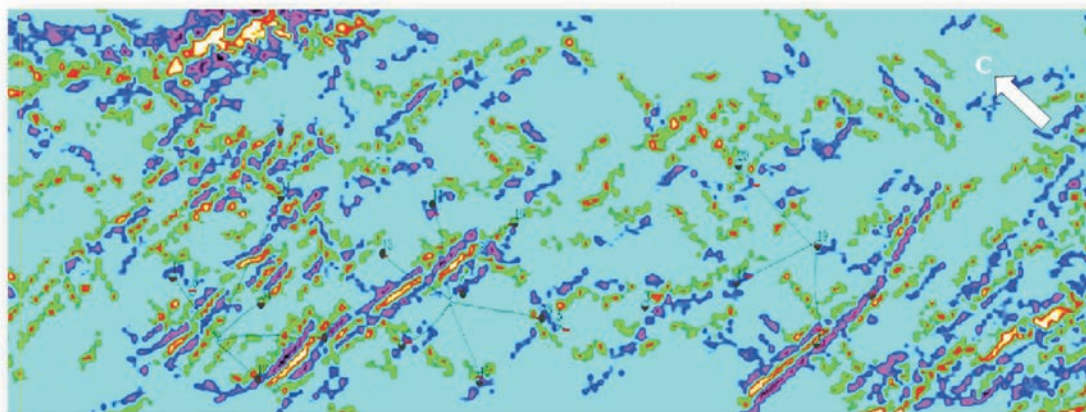


Рис. 17. Изображение субвертикальных зон повышенной трещиноватости вдоль кровли карбонатного резервуара, полученное с помощью миграции дуплексных волн [Хромова, 2008].

Fig. 17. An image of subvertical zones of increased fracture density along the top of a carbonate reservoir obtained using migration of duplex waves [Khromova, 2008].

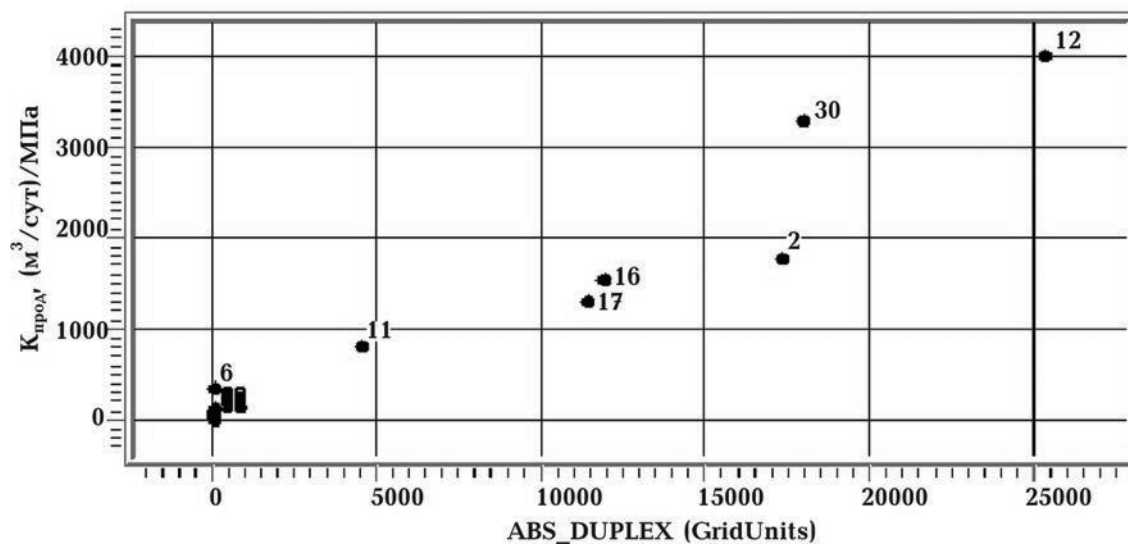


Рис. 18. Кросс-плот между абсолютными значениями амплитуд дуплексных волн и коэффициентами продуктивности скважин [Хромова, 2008].

Fig. 18. A cross-plot of the absolute values of duplex wave amplitudes versus well productivity coefficients [Khromova, 2008].

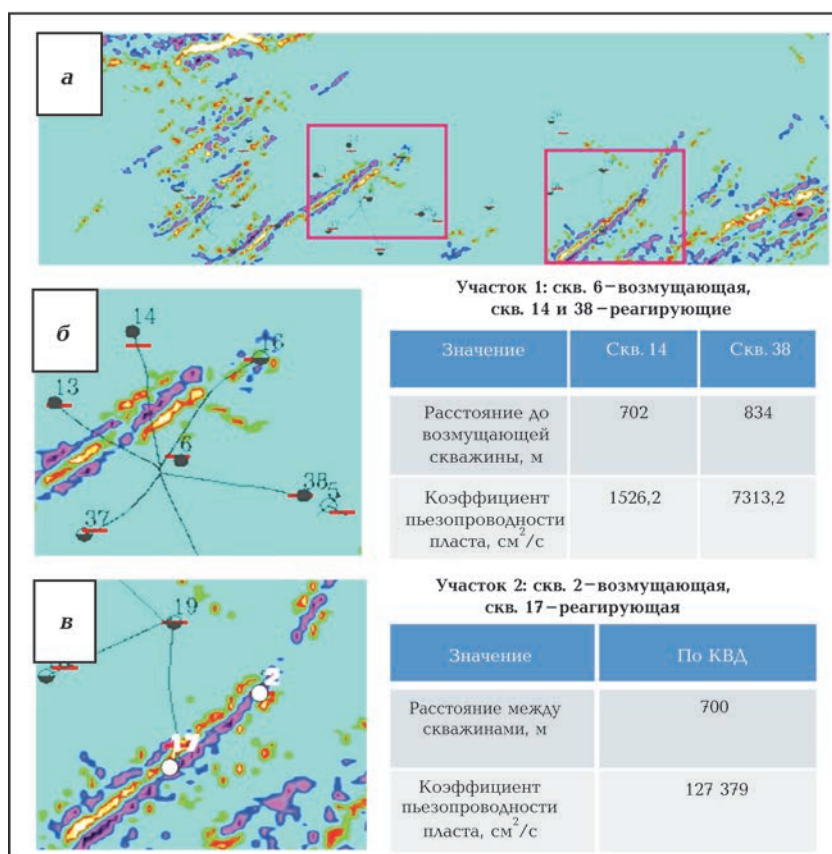


Рис. 19. Изображение субвертикальных зон повышенной трещиноватости вдоль кровли карбонатного резервуара с расположением двух участков гидропрослушивания скважин (а) и результаты этой операции на первом (б) и втором (в) участках [Хромова, 2008].

Fig. 19. An image of subvertical zones of increased fracture density along the top of a carbonate reservoir with the location of two sites for pressure tests (a), and the results of this operation (b) at the first and (v) at the second sites [Khromova, 2008].

показатель значительно более низок ($1526 \text{ см}^2/\text{с}$) во второй реагирующей скважине (14), несмотря на то, что она расположена ближе к возмущающей скв. 6 (702,2 м), чем скв. 38. Это вызвано препятствием, порожденным трещиноватой зоной, которая отчетливо видна между данными скважинами. Такая зона «экранирует» результат изменения давления в возмущающей скв. 6, препятствуя его распространению к скв. 14 за счет распространения вдоль самой зоны. На втором участке (см. рис. 19, в) наблюдается кардинально отличающаяся картина. Здесь обе скважины, возмущающая (2) и реагирующая (17), расположены в пределах одной трещиноватой зоны и поэтому хорошо гидродинамически связаны. Это подтверждается колоссальным ростом коэффициента пьезопроводности ($12\,7379 \text{ см}^2/\text{с}$), который превышает соответственно в 17,42 и 83,47 раза аналогичные показатели скв. 38 и 14 на первом участке. Эти результаты хорошо согласуются с информацией о

том, что набор однонаправленных трещин может породить в резервуаре анизотропию горизонтальной проводимости 100:1 и больше [Lorenz et al., 1996] и что различие в проводимости плотной (ненарушенной) матрицы и трещиноватой зоны может достигать 1000 и более [Singh et al., 2008; Carbonate ..., 2020].

Отметим, что изображенный на рис. 19, в трещиноватый коридор, содержащий две высокопродуктивные и хорошо гидродинамически связанные скважины, отчетливо проявился только на результате миграции дуплексных волн (рис. 20) [Хромова, 2010; Khromova et al., 2011]. Все опробованные постстек атрибуты, такие как рельеф, кривизна, амплитуда отраженных волн, когерентность, спектральная декомпозиция, оказались в этом случае неэффективными. Главной причиной такой ситуации является упомянутая выше регуляризация процедуры миграции дуплексных волн, позволяющая получить более правильное

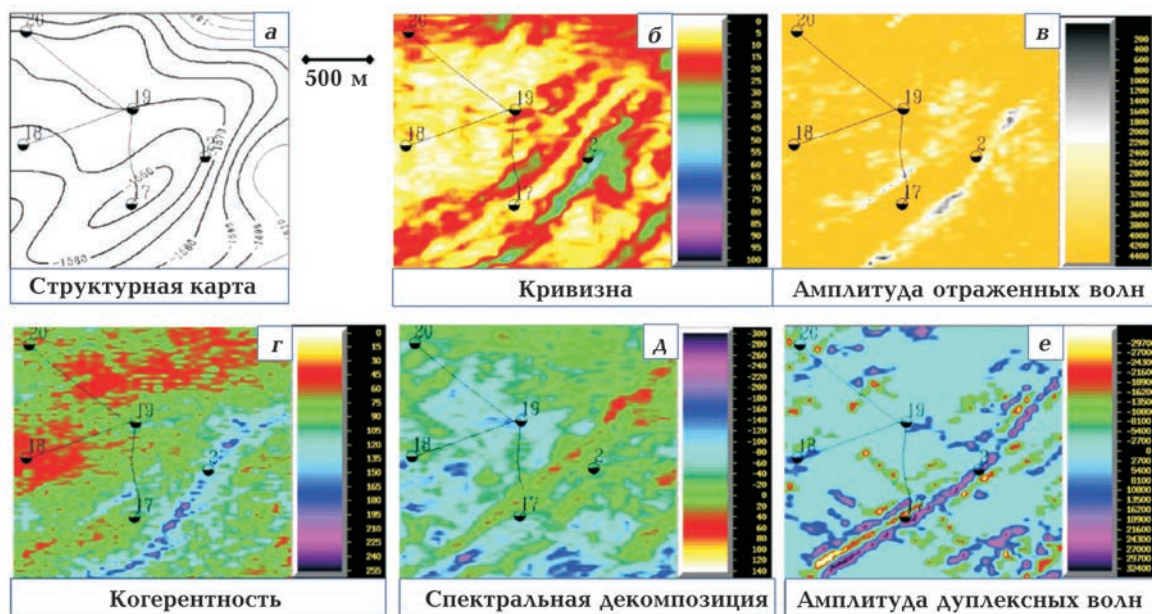


Рис. 20. Оценка возможности выделения трещиноватого коридора, содержащего высокопродуктивные и хорошо гидродинамически связанные скв. 2 и 17, на изображениях рельефа (а), кривизны (б), амплитуды отраженных волн (в), когерентности (г), спектральной декомпозиции (д) и амплитуды дуплексных волн (е) [Хромова, 2010].

Fig. 20. Assessment of the possibility of identifying the fractured corridor containing highly productive and well hydrodynamically connected wells 2 and 17 in the images of the (a) relief, (б) curvature, (в) amplitude of reflected waves, (г) coherence, (д) spectral decomposition, and (e) amplitude of duplex waves [Khromova, 2010].

положение сейсмических изображений субвертикальных неоднородностей по латерали.

Вместе с тем необходимость задания опорной поверхности иногда вызывает большие затруднения, например, в условиях гетерогенной структуры отражающих границ. В таком случае дуплексные волны можно использовать в модификации угловых отражателей [Marmalevskiy et al., 2013] или в варианте рассеянных дуплексных волн. На рис. 21 показаны горизонтальные срезы куба мигрированных дуплексных волн в модификации угловых отражателей на одном из месторождений Тимано-Печорской провинции. На них отчетливо прослеживается унаследованный верхнедевонский барьерный риф в отложениях сирачоя и доманика. Помимо барьерного рифа на срезах видны отдельные пинакл-риффы, характерные для данного разреза.

Алгоритм миграции рассеянных дуплексных волн предполагает наличие рассеивающих объектов в каждой точке среды. При этом для расчетов вводится горизонтальная опорная граница, а миграция выполняется в ограниченном интервале по высоте, со смещением опорной границы по вертикали с шагом формирования изображения. Сформированное на каждом глубинном уровне изображение усредняется по вертикали, и результат относится к его подошве. Рис. 22 позволяет сопоставить эффективность такого подхода с традиционной глубинной престек миграцией при изображении того же барьерного рифа, который представлен на рис. 21. Рисунок демонстрирует, что этот риф, имеющий весьма сложную конфигурацию, хорошо прослеживается после миграции рассеянных дуплексных волн, в то время как после традиционной миграции можно наблюдать лишь отдельные, не связанные между собой его фрагменты.

Выводы. По оценкам специалистов карбонатные резервуары содержат более 60% мировых запасов нефти и 40% газа и играют все более важную роль в условиях возрастающих потребностей промышленно-

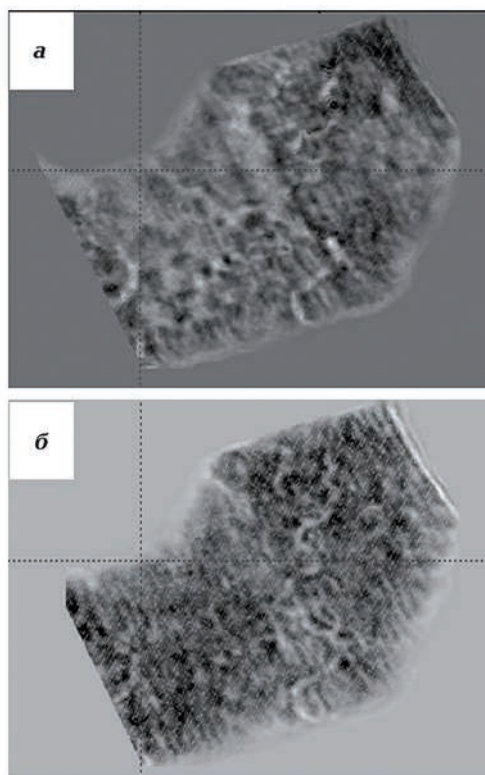


Рис. 21. Горизонтальные срезы куба мигрированных дуплексных волн в модификации угловых отражателей на одном из месторождений Тимано-Печорской провинции, демонстрирующие унаследованный верхнедевонский барьерный риф в отложениях сирачоя (а) и доманика (б).

Fig. 21. Horizontal slices of a cube of migrated duplex waves in the modification of corner reflectors at a field in the Timan-Pechora province. They show an inherited Upper Devonian barrier reef in the (a) Sirachoy and (b) Domanik formations.

ти в углеводородном сырье. При этом подавляющая часть эксплуатационных скважин, вскрывших карбонатные породы, связана с зонами повышенной плотности природных трещин. Поэтому в настоящей статье выполнен обзор современных технологий сейсморазведки, применяемых для изучения трещиноватых карбонатных резервуаров. Акцент сделан на тех технологиях и результатах их успешного применения, которые, по мнению авторов, могут заинтересовать научных работников и производителей, связанных с поисками и разведкой залежей углеводородов в карбонатах.

В статье проанализированы возможные

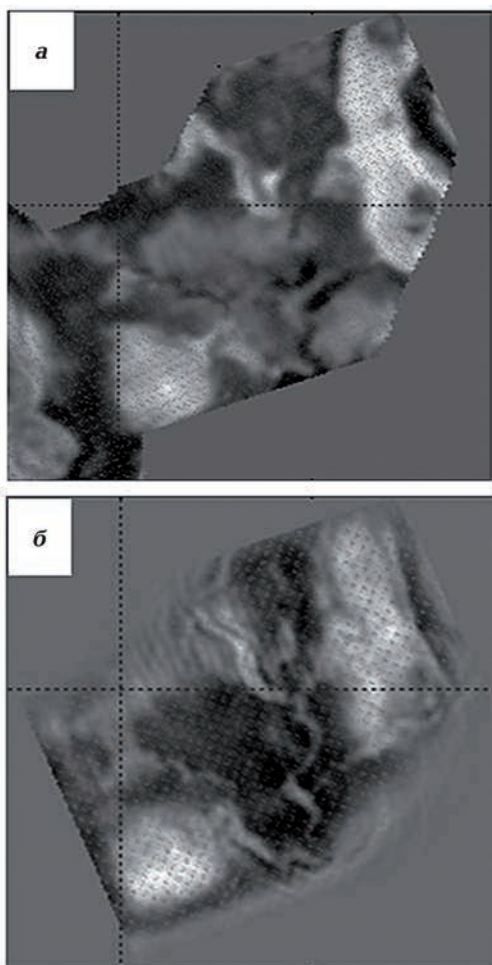


Рис. 22. Горизонтальные срезы кубов, полученных в результате традиционной глубинной преек миграции (а) и миграции рассеянных дуплексных волн (б).

Fig. 22. Horizontal slices of cubes obtained as a result of (а) conventional depth pre-stack migration and (б) migration of scattered duplex waves.

варианты пространственного поведения природных трещин, от которого зависит успешность применения конкретных методов их изучения. Показано, что прямые индикаторы трещиноватости, основанные на азимутальной анизотропии амплитуд и скоростей P - и S -волн, предъявляют повышенные требования к методике полевых работ и степени упорядоченности трещин. Так, 3D-наблюдения должны быть достаточно широкоазимутальными и дополнительно трехкомпонентными, если используются поперечные или обменные волны. В свою очередь, трещины должны быть до-

статочно протяженными, приблизительно параллельными и равноудаленными друг от друга, а также формировать широкую зону, превышающую длину сейсмической волны. Если на изучаемой площади есть горизонтальные скважины, исследованные микроимджерами, следует предварительно оценить правомерность использования такой идеализированной модели трещиноватости. В статье продемонстрированы примеры успешного применения прямых индикаторов.

Менее требовательными к азимутальности полевых наблюдений и к степени упорядоченности трещин являются косвенные индикаторы, использующие разнообразные сейсмические постстек атрибуты. В статье рассмотрены угол наклона, когерентность изображения, кривизна и другие характеристики отражающих горизонтов, а также их различные сочетания. Все они сопровождаются ссылками на примеры их успешной работы. При этом отмечено, что расчет косвенных атрибутов значительно более экономичен и устойчив, чем расчет прямых индикаторов, поскольку он выполняется по сейсмическим изображениям, а не по исходным сейсмограммам, которые, как правило, имеют весьма низкое отношение сигнал—помеха.

Приведены примеры успешного использования повышенного неупругого поглощения (в том числе азимутально-анизотропного) и рассеяния (дифракции) сейсмических волн как индикаторов повышенной трещиноватости карбонатных резервуаров.

Одной из популярных технологий изучения свойств трещиноватых резервуаров является детерминистическая синхронная сейсмическая инверсия, выполняемая до суммирования и позволяющая оценить акустический и сдвиговый импедансы, а также отношение скоростей продольных и поперечных волн V_P/V_S . Согласно многочисленным публикациям, индикатором трещиноватых зон в карбонатных резервуарах считаются пониженные значения отношения этих скоростей. Такой поисковый критерий продемонстрировал хорошее

совпадение с продуктивностью скважин и позволил предсказать ряд перспективных участков, предположительно связанных с повышенной плотностью трещин, в девонских карбонатных породах одного из месторождений на юго-востоке Западно-Сибирской платформы. В то же время, однако, оценки отношения скоростей, полученные на данной площади по каротажным данным и относящиеся к трещинным коллекторам, продемонстрировали противоположную тенденцию, которая противоречит фактам, наблюдаемым на этой площади и опубликованным в литературе. Это кажущееся несоответствие объяснено влиянием субвертикальной природной макротрещиноватости, которая из-за разного масштаба измерений могла значительно понизить сейсмические оценки и при этом никак не повлиять на каротажные оценки. Дело в том, что субвертикальные макротрещины являются основными проводниками углеводородов и они же влияют на оценки отношения V_P/V_S , получаемые в результате синхронной сейсмической инверсии. В то же время такие трещины практически не встречаются вертикальными скважинами, поскольку расстояние между трещинами многократно превышает диаметр традиционных скважин. Если такое событие все же происходит, макротрещины фрагментируют и разрушают керн и стенки скважины. Естественно, в пределах таких участков скважин отсутствует какая-либо возможность изучать скоростные свойства резервуара. Вместо макротрещин в керне и стенках скважин в основном присутствуют микротрещины и реже — мезотрещины. В основу этих соображений положена плотность систематически ориентированных трещин как функция их раскрытия для одного из известняков в штате Техас, США. Оба эти типа тонких и коротких трещин практически не влияют на скоростные характеристики и проницаемость резервуара. Последнее следует из кубического закона зависимости проницаемости трещин от величины их раскрытия.

В настоящее время основным объектом при поисках перспективных участков в

плотных карбонатах являются протяженные зоны скопления трещин, называемые трещиноватыми коридорами и имеющие тектоническое происхождение. Повышенная концентрация пересекающихся трещин с преобладанием среди них макротрещин приводит к тому, что такие коридоры выступают в роли основных путей миграции и извлечения углеводородов. Поскольку эти зоны в большинстве случаев имеют ширину от нескольких метров до нескольких десятков метров, которая значительно меньше длины сейсмической волны, и выступают в роли достаточно контрастных субвертикальных объектов, для их обнаружения, визуализации и изучения успешно используются дуплексные волны. Такая технология позволяет вернуть на земную поверхность, где происходит регистрация, и успешно использовать распространяющиеся вниз волны, которые были отражены или рассеяны интересующими нас субвертикальными трещиноватыми коридорами. Из всего многообразия примеров успешного применения этой технологии мы привели два. Первый из них получен в карбонатном резервуаре нефтяного месторождения в северной части Тимано-Печорской провинции. На этом месторождении миграция дуплексных волн позволила построить изображение сетки субвертикальных трещиноватых коридоров. Продуктивность скважин, вскрывших такие коридоры, продемонстрировала высокую корреляцию с амплитудой их изображения. Соответствие трещиноватых коридоров линеаментам на изображении после миграции дуплексных волн дополнительно подтверждено гидропрослушиванием скважин на двух участках площади. Кроме того, на примере трещиноватого коридора, содержащего две высокопродуктивные и хорошо гидродинамически связанные скважины, продемонстрировано, что миграция дуплексных волн является самым эффективным методом построения его изображения. Второй пример получен в условиях гетерогенной структуры отражающих границ, когда задание опорной поверхности затруднено. В таких случаях

рекомендуется использовать миграцию дуплексных волн в модификации уголкового отражателя или в варианте рассеянных

волн. Эффективность обоих подходов показана на одной из площадей Тимано-Печорской провинции.

Список литературы

- Гогоненков Г.Н., Плешкевич А.А. Технология азимутального анализа амплитуд данных наземных 3D-сейсмических наблюдений при поисках трещиноватых зон. *Геофизика*. 2012. Спец. выпуск. С. 18—27.
- Горняк З.В., Костюкевич А.С., Линк Б., Мармалевский Н.Я., Мерций В.В., Роганов Ю.В., Хромова И.Ю. Изучение вертикальных неоднородностей при помощи миграции дуплексных волн. *Технологии сейсморазведки*. 2008. Т. 5. № 1. С. 3—14.
- Граф С.Ю. Кинематические методы анализа анизотропии сейсмических скоростей в трансверсально-изотропных средах. *Геофизика*. 2012. Спец. выпуск. С. 28—37.
- Дугаров Г.А., Оболенцева И.Р., Чичина Т.И. Анализ анизотропии скоростей и поглощения сейсмических волн в среде с одной системой параллельных трещин. *Технологии сейсморазведки*. 2011. Т. 8. № 3. С. 29—41.
- Исенов С., Кузнецова О., Караулов А., Пельман Д. Технологии: мультифокусинг и дифракционный мультифокусинг — новые перспективы детального изучения подсольевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине. *Нефтесервис*. 2014. № 2. С. 32—34.
- Каменный лес на Мадагаскаре. 2020. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://bigpicture.ru/?p=296108>.
- Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. Тверь: Изд-во ГЕРС, 2006. 480 с.
- Ланда Е. Обнаружение зон трещиноватости методом дифракционного мультифокусинга. *Oil&Gas Journal Russia*. 2011. № 11. С. 48—51.
- Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кащеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Москва: ЦГЭ, 2010. 250 с.
- Мармалевский Н.Я., Хромова И.Ю., Шафиков Р.Р., Горняк З.В., Дуброва Г.Б., Линк Б. Примеры применения миграции дуплексных волн для изучения зон трещиноватости. *Збірник наукових праць УкрДГРІ*. 2011. № 4. С. 162—170.
- Мендрий Я.В., Тяпкин Ю.К. Усовершенствованная мера сейсмической когерентности и ее комплексное использование при изучении трещиноватых зон в Донецком бассейне. *Технологии сейсморазведки*. 2014. Т. 11. № 1. С. 84—97.
- Поздняков В.А., Сафонов Д.В., Шиликов В.В. Прогноз распространения зон трещиноватости по данным 3D-сейсморазведки в пределах Юрубчено-Тохомской зоны. *Технологии сейсморазведки*. 2009. Т. 6. № 1. С. 85—90.
- Тяпкина А.Н., Тяпкин Ю.К. Синхронная сейсмическая инверсия для выявления перспективных участков в карбонатных породах юго-восточной части Западно-Сибирской платформы. *Геофиз. журн*. 2019. Т. 41. № 1. С. 76—94. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158865.
- Тяпкин Ю.К., Мендрий Я.В., Щеголихин А.Ю., Тяпкина А.Н. Сейсмическая когерентность при флуктуациях временных задержек сигнала. *Геофиз. журн*. 2018. Т. 40. № 2. С. 30—47. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.128878.
- Федотов С.Л., Бабенко И.А., Некрасова Т.В., Жемчугов А.К., Афанасьева Ж.О., Векшин Р.В., Федоров А.И. Использование синхронной геостатистической инверсии для создания модели сложнопостроенного карбонатного резервуара на примере месторождения Тимано-Печорской провинции. *Международная научно-практическая конференция «Геомодель-2009»: Тезисы докладов*, 2009. doi: 10.3997/2214-4609.20147267.

- Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн — метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса. *Геология нефти и газа*. 2008. № 3. С. 37—47.
- Хромова И.Ю. Практическое сравнение методов прогноза трещиноватости по сейсмическим данным. *Технологии сейсморазведки*. 2010. Т. 7. № 2. С. 62—69.
- Arndt, M. (2011). En echelon crack seal vein pavement. Retrieved from https://cdn.imaggeo.egu.eu/media/thumbs/previews/2011/03/11/836.jpg.280x280_q85_autocrop_crop-smart.webp.
- Bakulin, A., Grechka, V., & Tsvankin, I. (2000). Estimation of fracture parameters from reflection seismic data — part I: HTI model due to a single fracture set. *Geophysics*, 65(6), 1788—1802. doi: 10.1190/1.1444863.
- Berkovitch, A., Belfer, I., Hassin, Y., & Landa, E. (2009). Diffraction imaging by multifocusing. *Geophysics*, 74(6), WCA75—WCA81. doi: 10.1190/1.3198210.
- Cao, Z., Li, X.-Y., Liu, J., Qin, X., Sun, S., Li, Z., & Cao, Z. (2018). Carbonate fractured gas reservoir prediction based on P-wave azimuthal anisotropy and dispersion. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15(5), 2139—2149. doi: 10.1088/1742-2140/aabe58.
- Carbonate Reservoirs. (2020). Retrieved from <https://www.slb.com/technical-challenges/carbonates>.
- Chopra, S., & Marfurt, K.J. (2010). Integration of coherence and volumetric curvature images. *The Leading Edge*, 29(9), 1092—1107. doi: 10.1190/1.3485770.
- Gray, D., Roberts, G., & Head, K. (2002). Recent advances in determination of fracture strike and crack density from P-wave seismic data. *The Leading Edge*, 21(3), 280—285. doi: 10.1190/1.1463778.
- Hall, S.A., & Kendall, J.-M. (2003). Fracture characterization at Valhall: Application of P-wave amplitude variation with offset and azimuth (AVOA) analysis to a 3D ocean-bottom data set. *Geophysics*, 68(4), 1150—1160. doi: 10.1190/1.15988107.
- Hampson, D.P., Russell, B.H., & Bankhead, B. (2005). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. *75th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1633—1637. doi: 10.1190/1.2148008.
- Hart, B.S., Pearson, R., & Rowling, G.C. (2002). 3-D seismic horizon-based approaches to fracture-swarm sweet spot definition in tight-gas reservoirs. *The Leading Edge*, 21(1), 28—35. doi: 10.1190/1.1445844.
- Hunt, L., Reynolds, S., Brown, T., Hadley, S., Downton, J., & Chopra, S. (2011). Quantitative estimates of fracture density variations: further perspectives. *CSEG Recorder*, 36(1), 9—18.
- Hunt, L., Reynolds, S., Brown, T., Hadley, S., Downton, J., & Chopra, S. (2010). Quantitative estimate of fracture density variations in the Nordegg with azimuthal AVO and curvature: A case study. *The Leading Edge*, 29(9), 1122—1137. doi: 10.1190/1.3485773.
- Khromova, I., Link, B., & Marmalevskiy, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. *First Break*, 29(1), 37—44. doi: 10.3997/1365-2397.2011001.
- Konyushenko, A., Shumilyak, V., Solgan, V., Inozemtsev, A., Solovyev, V., & Koren, Z. (2014). Using full-azimuth imaging and inversion in a Belarus salt dome tectonic regime to analyze fracturing in Upper Devonian intersalt and subsalt carbonate reservoirs. *First Break*, 32(9), 81—88.
- Laubach, S.E., Marrett, R.A., Olson, J.E., & Scott, A.R. (1998). Characteristics and origins of coal cleat: A review. *International Journal of Coal Geology*, 35(1-4), 175—207. doi: 10.1016/S0166-5162(97)00012-8.
- Li, Y., Dawton, J., & Goodway, B. (2003). Recent applications of AVO to carbonate reservoirs in the Western Canadian Sedimentary Basin. *The Leading Edge*, 22(7), 670—674. doi: 10.1190/1.1599694.
- Loinger, E., Gaiser, J.E., Lucini, A., Prestori, M., & Walters, R. (2002). 3D/4C Emilio: azimuth processing for anisotropy analysis. *64th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper F-23. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.5.F023.
- Lorenz, J.C., Warpinski, N.R., & Teufel, L.W. (1996). Natural fracture characteristics and effects. *The Leading Edge*, 15(8), 909—911. doi: 10.1190/1.1437388.

- Marmalevskiy, N., Gorniyak, Z., Kostyukevych, A., Mershchiy, V., & Roganov, Y. (2006). Method, system and apparatus for interpreting seismic data using duplex waves. Patent US 7, 110, 323 B2. 2006.
- Marmalevskiy, N., Kostyukevych, A., & Dubrova, G. (2013). Duplex wave migration and corner reflector approximation. *75th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper Th PO2 14. doi: 10.3997/2214-4609.20130243.
- Marrett, R., Laubach, S. E., & Olson, J.E. (2007). Anisotropy and beyond: Geologic perspectives on geophysical prospecting for natural fractures. *The Leading Edge*, 26(9), 1106—1111. doi: 10.1190/1.2780778.
- Marrett, R., Ortega, O.J., & Kelsey, C.M. (1999). Extent of power-law scaling for natural fractures in rock. *Geology*, 27(9), 799—802. doi: 10.1130/0091-7613(1999)027<0799:EOPLSF>2.3.CO;2.
- McQuillan, H. (1985). Fracture-controlled production from the Oligo-Miocene Asmari Formation in Gachsaran and Bibi Hakimeh fields, Southwest Iran. In: P.O. Roehl, & P.W. Choquette, (Eds.), *Carbonate Platform Reservoirs* (pp. 513—523). New York: Springer Verlag.
- Mueller, M. C. (1992). Using shear waves to predict lateral variability in vertical fracture intensity. *The Leading Edge*, 11(2), 29—35. doi: 10.1190/1.1436870.
- Narhari, S.R., Al-Qadeeri, B., Dashti, Q., Silva, J., Dasgupta, S., Hannan, A., Walz, M., Lu, L., Wagner, C., & Sayers, C.M. (2015). Application of prestack orthotropic AVAZ inversion for fracture characterization of a deep carbonate reservoir in northern Kuwait. *The Leading Edge*, 34(12), 1488—1493. doi: 10.1190/tle34121488.1.
- Parsons, R.W. (1966). Permeability of idealized fractured rock. *SPE Journal*, 6(2), 126—136. doi: 10.2118/1289-PA.
- Roberts, A. (2001). Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 19(2), 85—100. doi: 10.1046/j.0263-5046.2001.00142.x.
- Russell, R., Hampson, D., & Logel, J. (2010). Applying the phase congruency algorithm to seismic data slices: a carbonate case study. *First Break*, 28(10), 83—90.
- Sayers, C.M. (2009). Seismic characterization of reservoirs containing multiple fracture sets. *Geophysical Prospecting*, 57(1), 187—192. doi: 10.1111/j.1365-2478.2008.00766.x.
- Singh, S.K., Abu-Habbiel, H., Khan, B., Akbar, M., Etchecopar, A., & Montagon, B. (2008). Mapping fracture corridors in naturally fractured reservoirs: an example from Middle East carbonates. *First Break*, 26(5), 109—113.
- Skirius, C., Nissen, S., Haskell, N., Marfurt, K., Hadley, S., Ternes, D., Michel, K., Reglar, I., D'Amico, D., Deliencourt, F., Romero, T., D'Angelo, R., & Brown, B. (1999). 3D seismic attributes applied to carbonates. *The Leading Edge*, 18(3), 384—393. doi: 10.1190/1.1438303.
- Sondergeld, C.H., & Rai, C.S. (1992). Laboratory observations of shear-wave propagation in anisotropic media. *The Leading Edge*, 11(2), 38—43. doi: 10.1190/1.1436870.
- Sturzu, I., Popovici, A.M., Moser, T.J., & Sudhakar, S. (2015). Diffraction imaging in fractured carbonates and unconventional shales. *Interpretation*, 3(1), SF69—SF79. doi: 10.1190/INT-2014-0080.1.
- Todorovic-Marinic, D., Mattocks, B., Bale, R., Gray, D., & Dewar, J. (2005). More powerful fracture detection: Integrating P-wave, converted-wave, FMI and everything. *67th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper E038. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.1.E038.
- Toublanc, A., Clausen, C.K., & Hagen, N.E. (2004). Associating different curvatures with fracture distribution characterization. *66th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper C036. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.3.C036.
- Valle-Garsia, R., & Ramirez-Cruz, L. (2002). Spectral attributes for attenuation analysis in a fractured carbonate reservoir. *The Leading Edge*, 21(10), 1038—1041. doi: 10.1190/1.1518443.
- Wang, Y., Li, X., Qian, K., & Li, X.-Y. (2013). P-wave anisotropic attenuation attribute: a potential tool to predict meso-scale fractures. *83rd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 330—334. doi: 10.1190/segam2013-0959.1.
- Xu, S., & King, M.S. (1990). Attenuation of elastic waves in a cracked solid. *Geophysical Journal International*, 101(1), 169—180. doi: 10.1111/j.1365-246X.1990.tb00766.x.

Modern seismic technologies for studying fractured carbonate reservoirs of oil and gas

Yu.K. Tyapkin¹, I.Yu. Khromova², N.Ya. Marmalevskiy³,
O.M. Tiapkina⁴, 2020

¹LLC «Yug-Neftegazgeologia», Kiev

²Individual entrepreneur, Moscow, Russia

³Tetrale Group Inc., Kiev

⁴Private higher educational institution «Institute Tutkovsky», Kiev

This article is a review of modern seismic technologies used in the study of carbonate reservoirs of oil and gas. Special attention is paid to areas of high fracture density, since the overwhelming majority of producing wells are associated with them. After analyzing the spatial behavior of natural fractures in carbonate rocks, we consider direct fracture indicators. They exploit azimuthal anisotropy of the amplitudes and velocities of both pressure and shear waves that is caused by an idealized model of fracture sets. Such a model assumes the presence of a fairly wide zone of flat, parallel and equidistant open fractures. Then, indirect fracture indicators, which are less demanding on the regularity of fracture behavior in space, are briefly analyzed. These are seismic post-stack attributes, such as dip angle, image coherence, curvature and other characteristics of reflecting horizons, as well as increased values of inelastic (in particular, azimuth-dependent) absorption and scattering of seismic waves. More attention is paid to simultaneous inversion of pre-stack seismic data, which allows calculating the ratio of the velocities of pressure waves and shear waves. Judging by numerous literary sources, relatively low values of this parameter serve as an indicator of the presence of fractures in carbonate rocks. We show that a set of parallel macrofractures can significantly affect the seismic estimates of this parameter and in no way affect its estimates from well log data. The impact of this mechanism is shown on the data from an area in the southeastern part of the West Siberian platform. Finally, the technology of imaging subvertical fractured zones (fractured corridors) using migration of duplex waves is considered. This type of waves has advantages over conventional reflected waves when visualizing subvertical objects. The effectiveness of this technology is demonstrated on seismic data from two areas in the Timan-Pechora oil and gas province.

Key words: carbonate reservoirs, fractured zones, azimuthal anisotropy, seismic post-stack attributes, simultaneous seismic inversion, duplex wave migration.

References

- Gogonenkov, G.N., & Pleshkevich, A.L. (2012). Technology of azimuthal amplitude analysis of land 3-D seismic data in the search for fractured zones. *Geofizika*, (Special issue), 18—27 (in Russian).
- Gornyak, Z.V., Kostyukevych, A.S., Link, B., Marmalevskiy, N.Ya., Mershchiy, V.V., & Roganov, Yu.V. (2008). Study of vertical heterogeneities using migration of duplex waves. *Tekhnologii seismorazvedki*, 5(1), 3—14 (in Russian).
- Graf, S.Yu. (2012). Kinematic analysis of seismic velocity anisotropy in transversely isotropic media. *Geofizika*, (Special issue), 28—37 (in Russian).
- Dugarov, G.A., Obolentseva, I.R., & Chichinina, T.I. (2011). Analysis of anisotropy of velocities and absorption of seismic waves in a medium with one set of parallel fractures. *Tekhnologii seismorazvedki*, 8(3), 29—41 (in Russian).
- Isenov, S., Kuznetsova, O., Karaulov, A., & Pelman, D. (2014). Technologies: multifocusing and diffraction multifocusing — new perspectives for a detailed study of pre-salt carbonate reservoirs in the Caspian basin. *Nefteservis*, (2), 32—34 (in Russian).
- Stone Forest in Madagascar. (2020). Retrieved from <https://bigpicture.ru/?p=296108> (in Russian).

- Kozlov, E.A. (2006). *Medium Models in Prospecting Seismology*. Tver: GERS Publ., 480 p. (in Russian).
- Landa, E. (2011). Fractured zone detection by diffraction multifocusing. *Oil&Gas Journal Russia*, (11), 48—51 (in Russian).
- Levyant, V.B., Khromova, I.Yu., Kozlov, E.A., Kerusov, I.N., Kashcheev, D.E., Kolesov, V.V., & Marmalevskiy N.Ya. (2010). Methodical recommendations on the use of seismic data for the calculation of hydrocarbon reserves in conditions of carbonate rocks with porosity of a fracture-cavern type. Moscow: Central Geophysical Expedition, 250 p. (in Russian).
- Marmalevskiy, N.Ya., Khromova, I.Yu., Shafikov, R.R., Gorniyak, Z.V., Dubrova, G.B., & Link, B. (2011). Examples of the use of duplex wave migration to study fractured zones. *Zbirnyk naukovykh prats UkrDGRI*, (4), 162—170 (in Russian).
- Mendriy, I.V. & Tyapkin, Yu.K. (2014). Seismic coherence: an updated estimation method and use for studies of fractured zones in the Donets Basin. *Tekhnologii seismorazvedki*, 11(1), 84—97 (in Russian).
- Pozdnyakov, V.A., Safonov, D.V., & Shilikov, V.V. (2009). Predicting fractured zones within the Yurubcheno-Tokhomskaya zone with the use of 3D seismic data. *Tekhnologii seismorazvedki*, 6(1), 85—90 (in Russian).
- Tiapkina, O.M., & Tyapkin, Yu.K. (2019). Simultaneous seismic inversion to identify prospective areas in carbonate rocks of the southeastern part of the West Siberian Platform. *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(1), 76—94. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158865 (in Russian).
- Tyapkin, Yu.K., Mendriy, I.V., Shchegolikhin, O.Yu., & Tiapkina, O.M. (2018). Seismic coherence in the presence of signal time-delay fluctuations. *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(2), 30—47. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.128878 (in Russian).
- Fedotov, S.L., Babenko, I.A., Nekrasova, T.V., Zhemchugov, A.K., Afanasyeva, J.O., Vekshin, R.V., & Fedorov, A.I. (2009). Using simulation geostatistical inversion to create a model of complex carbonate reservoir on the Timan-Pechora basin oil field case study. *International Scientific and Practical Conference Geomodel-2009, Extended Abstracts*. doi: 10.3997/2214-4609.20147267 (in Russian).
- Khromova, I.Yu. (2008). Duplex wave migration for mapping of fractured zones of tectonic genesis. *Geologiya nefti i gaza*, (3), 37—47 (in Russian).
- Khromova, I.Yu. (2010). Practical comparison of fracture prediction methods from seismic data. *Tekhnologii seismorazvedki*, 7(2), 62—69 (in Russian).
- Arndt, M. (2011). En echelon crack seal vein pavement. Retrieved from https://cdn.imaggeo.eu/media/thumbs/previews/2011/03/11/836.jpg.280x280_q85_autocrop_crop-smart.webp.
- Bakulin, A., Grechka, V., & Tsvankin, I. (2000). Estimation of fracture parameters from reflection seismic data — part I: HTI model due to a single fracture set. *Geophysics*, 65(6), 1788—1802. doi: 10.1190/1.1444863.
- Berkovitch, A., Belfer, I., Hassin, Y., & Landa, E. (2009). Diffraction imaging by multifocusing. *Geophysics*, 74(6), WCA75—WCA81. doi: 10.1190/1.3198210.
- Cao, Z., Li, X.-Y., Liu, J., Qin, X., Sun, S., Li, Z., & Cao, Z. (2018). Carbonate fractured gas reservoir prediction based on P-wave azimuthal anisotropy and dispersion. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15(5), 2139—2149. doi: 10.1088/1742-2140/aabe58.
- Carbonate Reservoirs. (2020). Retrieved from <https://www.slb.com/technical-challenges/carbonates>.
- Chopra, S., & Marfurt, K.J. (2010). Integration of coherence and volumetric curvature images. *The Leading Edge*, 29(9), 1092—1107. doi: 10.1190/1.3485770.
- Gray, D., Roberts, G., & Head, K. (2002). Recent advances in determination of fracture strike and crack density from P-wave seismic data. *The Leading Edge*, 21(3), 280—285. doi: 10.1190/1.1463778.
- Hall, S.A., & Kendall, J.-M. (2003). Fracture characterization at Valhall: Application of P-wave amplitude variation with offset and azimuth (AVOA) analysis to a 3D ocean-bottom data set. *Geophysics*, 68(4), 1150—1160. doi: 10.1190/1.15988107.

- Hampson, D.P., Russell, B.H., & Bankhead, B. (2005). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. *75th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1633—1637. doi: 10.1190/1.2148008.
- Hart, B.S., Pearson, R., & Rowling, G.C. (2002). 3-D seismic horizon-based approaches to fracture-swarm sweet spot definition in tight-gas reservoirs. *The Leading Edge*, 21(1), 28—35. doi: 10.1190/1.1445844.
- Hunt, L., Reynolds, S., Brown, T., Hadley, S., Downton, J., & Chopra, S. (2011). Quantitative estimates of fracture density variations: further perspectives. *CSEG Recorder*, 36(1), 9—18.
- Hunt, L., Reynolds, S., Brown, T., Hadley, S., Downton, J., & Chopra, S. (2010). Quantitative estimate of fracture density variations in the Nordegg with azimuthal AVO and curvature: A case study. *The Leading Edge*, 29(9), 1122—1137. doi: 10.1190/1.3485773.
- Khromova, I., Link, B., & Marmalevskiy, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. *First Break*, 29(1), 37—44. doi: 10.3997/1365-2397.2011001.
- Konyushenko, A., Shumilyak, V., Solgan, V., Inozemtsev, A., Solovyev, V., & Koren, Z. (2014). Using full-azimuth imaging and inversion in a Belarus salt dome tectonic regime to analyze fracturing in Upper Devonian intersalt and subsalt carbonate reservoirs. *First Break*, 32(9), 81—88.
- Laubach, S.E., Marrett, R.A., Olson, J.E., & Scott, A.R. (1998). Characteristics and origins of coal cleat: A review. *International Journal of Coal Geology*, 35(1-4), 175—207. doi: 10.1016/S0166-5162(97)00012-8.
- Li, Y., Dawton, J., & Goodway, B. (2003). Recent applications of AVO to carbonate reservoirs in the Western Canadian Sedimentary Basin. *The Leading Edge*, 22(7), 670—674. doi: 10.1190/1.1599694.
- Loinger, E., Gaiser, J.E., Lucini, A., Prestori, M., & Walters, R. (2002). 3D/4C Emilio: azimuth processing for anisotropy analysis. *64th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper F-23. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.5.F023.
- Lorenz, J.C., Warpinski, N.R., & Teufel, L.W. (1996). Natural fracture characteristics and effects. *The Leading Edge*, 15(8), 909—911. doi: 10.1190/1.1437388.
- Marmalevskiy, N., Gornyak, Z., Kostyukevych, A., Mershchiy, V., & Roganov, Y. (2006). Method, system and apparatus for interpreting seismic data using duplex waves. Patent US 7, 110, 323 B2. 2006.
- Marmalevskiy, N., Kostyukevych, A., & Dubrova, G. (2013). Duplex wave migration and corner reflector approximation. *75th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper Th PO2 14. doi: 10.3997/2214-4609.20130243.
- Marrett, R., Laubach, S. E., & Olson, J.E. (2007). Anisotropy and beyond: Geologic perspectives on geophysical prospecting for natural fractures. *The Leading Edge*, 26(9), 1106—1111. doi: 10.1190/1.2780778.
- Marrett, R., Ortega, O.J., & Kelsey, C.M. (1999). Extent of power-law scaling for natural fractures in rock. *Geology*, 27(9), 799—802. doi: 10.1130/0091-7613(1999)027<0799:EOPLSF>2.3.CO;2.
- McQuillan, H. (1985). Fracture-controlled production from the Oligo-Miocene Asmari Formation in Gachsaran and Bibi Hakimeh fields, Southwest Iran. In: P.O. Roehl, & P.W. Choquette, (Eds.), *Carbonate Platform Reservoirs* (pp. 513—523). New York: Springer Verlag.
- Mueller, M. C. (1992). Using shear waves to predict lateral variability in vertical fracture intensity. *The Leading Edge*, 11(2), 29—35. doi: 10.1190/1.1436870.
- Narhari, S.R., Al-Qadeeri, B., Dashti, Q., Silva, J., Dasgupta, S., Hannan, A., Walz, M., Lu, L., Wagner, C., & Sayers, C.M. (2015). Application of prestack orthotropic AVAz inversion for fracture characterization of a deep carbonate reservoir in northern Kuwait. *The Leading Edge*, 34(12), 1488—1493. doi: 10.1190/tle34121488.1.
- Parsons, R.W. (1966). Permeability of idealized fractured rock. *SPE Journal*, 6(2), 126—136. doi: 10.2118/1289-PA.
- Roberts, A. (2001). Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 19(2), 85—100. doi: 10.1046/j.0263-5046.2001.00142.x.
- Russell, R., Hampson, D., & Logel, J. (2010). Applying the phase congruency algorithm to seismic data slices: a carbonate case study. *First Break*, 28(10), 83—90.

- Sayers, C.M. (2009). Seismic characterization of reservoirs containing multiple fracture sets. *Geophysical Prospecting*, 57(1), 187—192. doi: 10.1111/j.1365-2478.2008.00766.x.
- Singh, S.K., Abu-Habbel, H., Khan, B., Akbar, M., Etchecopar, A., & Montagon, B. (2008). Mapping fracture corridors in naturally fractured reservoirs: an example from Middle East carbonates. *First Break*, 26(5), 109—113.
- Skirius, C., Nissen, S., Haskell, N., Marfurt, K., Hadley, S., Ternes, D., Michel, K., Reglar, I., D'Amico, D., Deliencourt, F., Romero, T., D'Angelo, R., & Brown, B. (1999). 3D seismic attributes applied to carbonates. *The Leading Edge*, 18(3), 384—393. doi: 10.1190/1.1438303.
- Sondergeld, C.H., & Rai, C.S. (1992). Laboratory observations of shear-wave propagation in anisotropic media. *The Leading Edge*, 11(2), 38—43. doi: 10.1190/1.1436870.
- Sturzu, I., Popovici, A.M., Moser, T.J., & Sudhakar, S. (2015). Diffraction imaging in fractured carbonates and unconventional shales. *Interpretation*, 3(1), SF69—SF79. doi: 10.1190/INT-2014-0080.1.
- Todorovic-Marinic, D., Mattocks, B., Bale, R., Gray, D., & Dewar, J. (2005). More powerful fracture detection: Integrating P-wave, converted-wave, FMI and everything. *67th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper E038. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.1.E038.
- Toublanc, A., Clausen, C.K., & Hagen, N.E. (2004). Associating different curvatures with fracture distribution characterization. *66th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper C036. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.3.C036.
- Valle-Garsia, R., & Ramirez-Cruz, L. (2002). Spectral attributes for attenuation analysis in a fractured carbonate reservoir. *The Leading Edge*, 21(10), 1038—1041. doi: 10.1190/1.1518443.
- Wang, Y., Li, X., Qian, K., & Li, X.-Y. (2013). P-wave anisotropic attenuation attribute: a potential tool to predict meso-scale fractures. *83rd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 330—334. doi: 10.1190/segam2013-0959.1.
- Xu, S., & King, M.S. (1990). Attenuation of elastic waves in a cracked solid. *Geophysical Journal International*, 101(1), 169—180. doi: 10.1111/j.1365-246X.1990.tb00766.x.

Сучасні сейсмічні технології вивчення тріщинуватих карбонатних резервуарів нафти і газу

Ю.К. Тяпкін¹, І.Ю. Хромова², Н.Я. Мармалевський³,
О.М. Тяпкіна⁴, 2020

¹ТОВ «Юг-Нафтогазгеологія», Київ, Україна

²Приватний підприємець, Москва, Росія

³Tetrale Group Inc., Київ, Україна

⁴Приватний вищий навчальний заклад «Інститут Тутковського», Київ, Україна

Наведено огляд сучасних технологій сейсмозвідки, які використовують при вивченні карбонатних резервуарів нафти і газу. При цьому увагу акцентовано на зонах підвищеної щільності тріщин, оскільки саме з ними пов'язана переважна частина експлуатованих свердловин у таких резервуарах. Після аналізу просторової поведінки природних тріщин у карбонатних породах розглянуто прямі індикатори тріщинуватості. Вони ґрунтуються на азимутальній анізотропії амплітуд і швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль, яка породжується ідеалізованою моделлю тріщинуватості. Така модель передбачає наявність досить широкого набору плоских, паралельних і еквідистантних відкритих тріщин. Стисло проаналізовано непрямі індикатори тріщинуватості, які менш вимогливі до її закономірної поведінки у

просторі. Це сейсмічні постстек-атрибути — кут нахилу, когерентність зображення, кривизна та інші характеристики відбивних горизонтів, а також підвищені значення непружного (зокрема, азимутально-залежного) поглинання і розсіювання сейсмічних хвиль. Розглянуто детерміністичну пружну (синхронну) сейсмічну інверсію, що дає змогу розрахувати відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль. Згідно з численними літературними джерелами, зменшені значення цього параметра є індикатором наявності тріщин у карбонатних породах. Показано, що набір упорядкованих макротріщин може значно вплинути на сейсмічні оцінки цього параметра і ніяк не позначитися на його оцінках за свердловинними даними. Вплив цього механізму продемонстровано на одній з площ у південно-східній частині Західносибірської платформи. Наведено технологію побудови зображення субвертикальних тріщинуватих зон (тріщинуватих коридорів) за допомогою міграції дуплексних хвиль. Цей тип хвиль має переваги над традиційними відбитими хвилями при візуалізації субвертикальних об'єктів. Ефективність такої технології продемонстровано на двох площах Тимано-Печорської нафтогазоносною провінції.

Ключові слова: карбонатні резервуари, тріщинуваті зони, азимутальна анізотропія, сейсмічні постстек-атрибути, детерміністична синхронна інверсія, міграція дуплексних хвиль.