

# Синхронная сейсмическая инверсия для выявления перспективных участков в карбонатных породах юго-восточной части Западно-Сибирской платформы

А. Н. Тяпкина<sup>1</sup>, Ю. К. Тяпкин<sup>2</sup>, 2019

<sup>1</sup>Частный ВУЗ "Институт Тутковского", Киев, Украина

<sup>2</sup>ООО "Юг-Нефтегазгеология", Киев, Украина

Поступила 2 октября 2018 г.

Описано технологію і результати виявлення і картування ділянок, перспективних на вуглеводні і пов'язаних із зонами підвищеної кавернотріщинуватої пористості у девонських карбонатних породах південно-східної частини Західносибірської платформи. Відсутність широкоазимутальних сейсмічних спостережень і реєстрація тільки вертикальної компоненти не дали змоги використовувати на досліджуваній площі прямі індикатори наявності систем тріщин, засновані на азимутальній анізотропії амплітуд поздовжніх хвиль або розщепленні обмінних хвиль на швидкі і повільні. Замість цього як непряму пошукову ознаку підвищеної тріщинуватості застосовано аномально низькі значення відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль, розрахованого за допомогою детерміністичної синхронної сейсмічної інверсії до підсумовування. Вибір такого індикатора обґрунтований коротким оглядом публікацій, присвячених успішному його використанню при виявленні і оконтурюванні зон підвищеної тріщинуватості і кавернності в карбонатних резервуарах. За поведінкою індикатора, що продемонструвала хороший збіг з продуктивністю свердловин на досліджуваній площі, передбачено перспективні продуктивні ділянки, ймовірно пов'язані з підвищеною тріщинуватістю. Водночас отримані за каротажними даними оцінки відношення швидкостей, що стосуються тріщинних колекторів, продемонстрували протилежну тенденцію, яка суперечить фактам, спостереженим на досліджуваній площі і опублікованим у літературі. Ця уявна невідповідність пояснюється впливом субвертикальної природної макротріщинуватості, яка через різний масштаб вимірювань могла значно знизити сейсмічні оцінки і не вплинути на каротажні оцінки. Для кількісного опису цього явища застосовано слабоанізотропну апроксимацію коефіцієнта відбиття  $P$ -хвиль від горизонтальної межі, отриману Рюгером для трансверсально-ізотропних середовищ з горизонтальною віссю симетрії. Це рівняння записано в термінах імпедансів і щільності та проаналізовано аналітично. Для вираження впливу тріщин як функції їх щільності використано найпростішу модель вузьких, ізольованих, еліпсоїдальних (монетоподібних) тріщин.

**Ключові слова:** синхронна сейсмічна інверсія, акустичний імпеданс, зсувний імпеданс, карбонатні породи, тріщинуваті зони.

**Введение.** Карбонатные коллекторы углеводородов мало знакомы многим геологам и геофизикам, хотя по некоторым оценкам [Dong et al., 2003] они содержат более половины мировых запасов нефти. Традиционно исследователи обращали боль-

ше внимания на анализ развития бассейнов, структуру и стратиграфию обломочных осадочных пород. В значительной степени это было вызвано концентрацией внимания специалистов бывшего СССР на Западной Сибири, а ведущих западных ком-

паний — на глубоководных участках океанов и морей. В обоих случаях основные месторождения были связаны с терригенными отложениями. В результате этих пониженных приоритетов опыт применения геофизических методов при изучении карбонатных резервуаров оказался менее развитым.

Эту ситуацию, несомненно, усугубило то обстоятельство, что многие карбонатные породы уже с момента отложения обладали сложной морфологией и большей неоднородностью, чем кремнисто-обломочные разности, что вызвано резкой изменчивостью фациальной обстановки осадконакопления по горизонтали и во времени [Dong et al., 2003; Sarg, Schuelke, 2003]. В дальнейшем этот тип пород может еще больше усложняться вследствие физических и химических процессов, порождающих трещиноватость и диагенетические изменения [Eberli et al., 2003]. Кроме того, часто карбонаты достаточно плотно парагенетически сочетаются с первичными и вторичными хемогенами (эвапоритами), которые сами имеют сложное строение и, в свою очередь, еще больше усложняют структурные и петрофизические свойства комплексной толщи в целом.

Как правило, карбонатные породы имеют более высокие интервальные скорости, чем вмещающие их терригенные разности. Это, с одной стороны, снижает разрешающую способность сейсморазведки при изучении таких объектов, а с другой — повышает фон короткопериодных кратных волн, порожденных внутри таких интервалов.

Кроме того, карбонатная толща может служить в качестве мощного экрана, резко искажающего сейсмические лучи. Тем более что накопление карбонатов может происходить на значительно более крутом ложе (до  $85^\circ$ ), чем накопление кремнисто-обломочных пород. Недоучет этого эффекта приводит к значительному "смазыванию" изображения. Поэтому для получения адекватных сейсмических изображений в таком случае необходимы специальные технологии сейсмической миг-

рации до суммирования [Тяпкина и др., 2014, 2015, 2017].

Все отмеченные факторы негативно сказываются на качестве соответствующего сейсмического материала и требуют его тщательной предварительной обработки, без которой невозможна его эффективная геологическая интерпретация.

Несмотря на перечисленные препятствия, постоянно растущая потребность промышленности в объемах углеводородного сырья активно возрождает интерес к карбонатным коллекторам. Важная роль в этом деле отводится сейсмическому методу как основному при поисках, разведке и контроле (мониторинге) эксплуатации месторождений углеводородов. Применение специальных методик обработки, различных типов инверсии сейсмических данных, сейсмофациального анализа, расчета и анализа многочисленных сейсмических атрибутов позволяет более точно картировать кровлю и подошву карбонатов, выделять локальные объекты в них и прогнозировать фильтрационно-емкостные параметры карбонатных коллекторов трещинно-кавернового типа [Левянт и др., 2010].

Необходимо отметить, что в настоящее время внимание добывающих и сервисных компаний все больше смещается от традиционных поровых резервуаров в сторону нетрадиционных резервуаров, фильтрационно-емкостные свойства которых в основном определяются природной трещиноватостью. В основной своей массе плотные и низкопористые резервуары могут сопровождаться большим объемом добычи углеводородов, если система природных трещин в них обеспечивает высокую проницаемость.

По относительным размерам трещины условно разделяются на три основных типа: микро-, мезо- и макротрещины [Khromova et al., 2011]. Наиболее важную роль при добыче углеводородов играют макротрещины. Их длина измеряется в метрах и даже десятках метров, а апертура (раскрытие) составляет порядок от нескольких миллиметров до первых сантиметров. Именно совокупности макротрещин час-

то формируют флюидопроводящие каналы длиной от десятков метров до километра и даже больше и шириной от нескольких метров до десятков метров [Laubach et al., 1998; Hart et al., 2002]. Такие зоны сгущения естественных трещин, называемые трещиноватыми коридорами, тектоническими полосами или кластерами, имеют явно тектоническое происхождение. Этим они кардинально отличаются от региональных трещин нетектонической природы, образующихся на стадии позднего диагенеза и в процессе эпигенеза и связанных с обезвоживанием, литификацией и неравномерным уплотнением контактирующих слоев различного литологического состава. Региональные трещины, будучи обычно приблизительно плоскими, параллельными между собой и отстоящими друг от друга на равном расстоянии, играют вспомогательную роль при добыче углеводородов.

Основным показателем присутствия на площади макротрещиноватости, которая является важным условием производительности резервуара, есть большая, иногда даже практически несопоставимая, разница в дебите между соседними скважинами [Gray, 2008; Khromova et al., 2011]. Это связано с тем, что вокруг пробуренных скважин значительно варьирует проницаемость пород, которая давно признана основной петрофизической характеристикой, влияющей на экономический успех добычи углеводородов. Естественно, что при отклонении скважины от трещиноватой зоны должен резко ухудшиться ее дебит. Это связано не только с потерей основного канала, по которому углеводороды поступают в скважину, но и с резким сокращением области "сбора" продукции. Дело в том, что трещиноватая зона, будучи практически непроницаемым барьером в направлении, перпендикулярном к ее простиранию, может "отрезать" значительную область, из которой углеводороды поступают в скважину по пористому коллектору. Пример резкого падения производительности скважин при небольшом отклонении от трещиноватых зон демонстрируется в работах [Gray, 2008;

Konyushenko et al., 2014], а экранирующий эффект этих зон — в работах [Левянт и др., 2010; Khromova et al., 2011].

Из изложенного следует, что для повышения продуктивности индивидуальных скважин и всего месторождения в целом важно обнаружить и надежно оконтурить зоны повышенной трещиноватости как основные объекты разведки и последующей эксплуатации. В настоящей статье приведен один из примеров решения такой задачи.

**Геологические особенности изучаемой площади и постановка задачи.** Исследуемое нефтегазовое месторождение находится на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Основные залежи углеводородов на этой площади связаны с верхнедевонскими известняками (пласт М1) и перекрывающей корой выветривания (пласт М).

Необходимо отметить, что девонские карбонатно-глинистые отложения накапливались во впадинах, образовавшихся в палеозойское время при прогибании докембрийского основания. Затем в раннем триасе юго-восточная часть Западно-Сибирской платформы была охвачена позднегерцинским циклом орогенеза, сформировавшим систему грабен-рифтов. Последовавшие за этим денудационные процессы породили эрозионный размыв девонских отложений, достигающий нескольких сот метров.

Упомянутые продуктивные верхнедевонские отложения практически повсеместно выходят на древнюю эрозионную поверхность и характеризуются сильной фациальной изменчивостью. Кора выветривания, представленная пластом М, развита на площади локально и залегает с угловым несогласием на известняках пласта М1.

Как правило, карбонатные отложения на площади не являются хорошими коллекторами, и их фильтрационно-емкостные свойства обусловлены развитием трещиноватости, вызванной тектоническими процессами, а также последующим выщелачиванием поверхностными водами и доломитизацией в период континенталь-

ных перерывов. В целом выявленные в породах девона залежи углеводородов относятся к массивным и водоплавающим. Покрышки представлены аргиллитами, метаморфизованными известняками и плотными бокситами.

Поскольку перспективные зоны с повышенной трещинно-каверновой пористостью на интересующей нас площади имеют весьма сложную структуру, перед данными исследованиями была поставлена задача их поиска и оконтуривания с помощью сейсморазведки для последующего разбуривания и эксплуатации.

**Расчет необходимых атрибутов сейсмической записи.** Узкая азимутальность сейсмической системы 3D наблюдений на данной площади с регистрацией только вертикальной компоненты не позволила использовать прямые индикаторы присутствия систем трещин, основанные на азимутальной анизотропии амплитуд продольных ( $P$ ) волн [Todorovic-Marinic et al., 2005; Konyushenko et al., 2014] или расщепления обменных ( $PS$ ) волн на быстрые и медленные [Gaiser et al., 2002; Vetri et al., 2003; Todorovic-Marinic et al., 2005]. Данное обстоятельство существенно снизило возможности сейсмического метода на изучаемой площади и вынудило использовать в качестве косвенного поискового признака отношение скоростей продольных и поперечных волн  $V_P/V_S$ . Для обоснования выбора именно этого сейсмического атрибута для выявления и оконтуривания зон повышенной трещиноватости ниже приводится краткий обзор публикаций, посвященных его успешному использованию при изучении карбонатных резервуаров.

**Синхронная инверсия.** Для получения отношения  $V_P/V_S$  была выполнена детерминистическая упругая (синхронная) сейсмическая инверсия, называемая в англоязычной литературе *simultaneous inversion of pre-stack seismic data*. Для этого использовалась программа STRATA из интерпретационного пакета Geoview (CGG Veritas Hampson—Russell). Она позволяет восстановить акустический и сдвиговый импедансы, а

также плотность на основе технологии, описанной в работе [Hampson et al., 2005] и базирующейся, по существу, на аппроксимации AVO-зависимости, предложенной Фатти и другими авторами [Fatti et al., 1994; Романенко и др., 2010].

Подчеркнем, что имеющиеся на площади сейсмические данные удовлетворяют требованиям, необходимым для успешного выполнения инверсии, поскольку они обладают достаточно высоким отношением сигнал—помеха при кратности 41—76 и частотным диапазоном 0—80 Гц, а их предварительная обработка была выполнена с сохранением относительных амплитуд.

Полученная на площади каротажная информация обеспечивает благоприятные условия для моделирования. Так, в 26 скважинах был проведен акустический и плотностной каротаж, а соответствующие кривые были подвергнуты нормализации и откорректированы в интервалах некачественной записи и размыва ствола скважин. В 8 скважинах был выполнен кросс-дипольный каротаж, а в остальных скорость поперечных волн была рассчитана с использованием уравнения Гринберга—Кастанья для известняков [Mavko et al., 2009].

Выбранные при обработке на данной площади верхний и нижний мьютинги ограничили углы падения лучей в интервале целевых горизонтов диапазоном 0—36°, что достаточно для корректной оценки акустического и сдвигового импедансов. Поэтому в соответствии с рекомендациями [Ампилов и др., 2009] при синхронной инверсии использовались четыре частично-кратные суммы, соответствующие угловым диапазонам 0—8°, 8—16°, 16—24° и 24—36°. Поскольку надежная оценка плотности требует углов падения лучей до 45—50° [Ампилов и др., 2009; Романенко и др., 2010], этот параметр из инверсии был исключен.

Синхронная инверсия начиналась с расчета индивидуальных импульсов для каждой из частично-кратных сумм и стратиграфической увязки скважинных и сейс-

мических данных. Эти взаимосвязанные процессы проводились по классической двухэтапной схеме. На первом этапе из сейсмического волнового поля вблизи каждой из скважин были извлечены статистические импульсы (их амплитудно-частотные спектры) и была выполнена привязка этих скважин с соответствующими им статистическими импульсами к волновому полю с использованием данных сейсмокаротажа.

Перед вторым этапом стояла задача получить для каждой частично-кратной суммы обобщенный элементарный сигнал (его фазовый спектр), который будет участвовать в инверсии на всей площади. Для расчета импульсов использовались интервалы, где был проведен необходимый каротаж, и только те скважины, у которых коэффициент корреляции синтетических и реальных трасс превышал заданный порог. На рис. 1 приведен обобщенный элементарный сигнал для одной из частично-кратных сумм, в расчете которого принимали участие только оценки по четырём скважинам, обладающие максимальной степенью подобия.

Следующим этапом было построение по имеющимся каротажным данным низкочастотных трендовых моделей обоих видов импеданса, которые расположены ниже сейсмической полосы частот, но играют весьма важную роль при анализе свойств разреза. В качестве структурного каркаса для этих моделей использовались проинтерпретированный по сейсмическим данным горизонт "кровля М1" и условный горизонт "подошва М1". На рис. 2, а показан низкочастотный тренд акустического импеданса вдоль одного из профилей.

Для получения кубов полных значений акустического и сдвигового импедансов, содержащих их низкочастотные тренды, использовался алгоритм Model-based. На рис. 2, б представлен разрез полного акустического импеданса вдоль профиля, проходящего через те же две скважины, которые изображены на рис. 2, а. Разрез демонстрирует хорошую корреляцию сква-

жинных и сейсмических оценок импеданса в верхних частях пласта М1, где имеется каротажная информация.

**Преимущества дополнительного расчета сдвигового импеданса и использования отношения скоростей продольных и поперечных волн.** Помимо акустического импеданса синхронная инверсия позволила извлечь из сейсмических записей сдвиговый импеданс. Остановимся на преимуществах дополнительного использования этого сейсмического атрибута.

Акустический импеданс в известняках, как и скорость продольных волн в них, колеблется в широких пределах под влиянием множества факторов. Среди этих факторов в первую очередь следует называть [Eberli et al., 2003]:

- тип, структуру и объем порового пространства;
- степень и характер замещения известняков доломитами и другими минералами;
- общий объем и соотношение таких нерастворимых примесей, как кварц, глинистые минералы и органический материал.

Максимальные изменения свойств известняков в целом и их локальные колебания наблюдаются в трещиноватых зонах, которые наиболее благоприятны для процессов диагенеза.

Из-за этой неконтролируемой подверженности многофакторному влиянию акустический импеданс самостоятельно практически не используется для выявления и картирования зон повышенной трещиноватости и кавернозности в известняках. В очередной раз это подтвердил анализ полученного на данной площади куба акустического импеданса, который не позволил выявить закономерную связь этого атрибута с продуктивностью скважин. Поэтому в дальнейшем акустический импеданс не использовался самостоятельно, а применялся в комплексе со сдвиговым импедансом.

Наличие акустического и сдвигового импедансов позволило рассчитать отношение скоростей продольной и поперечной

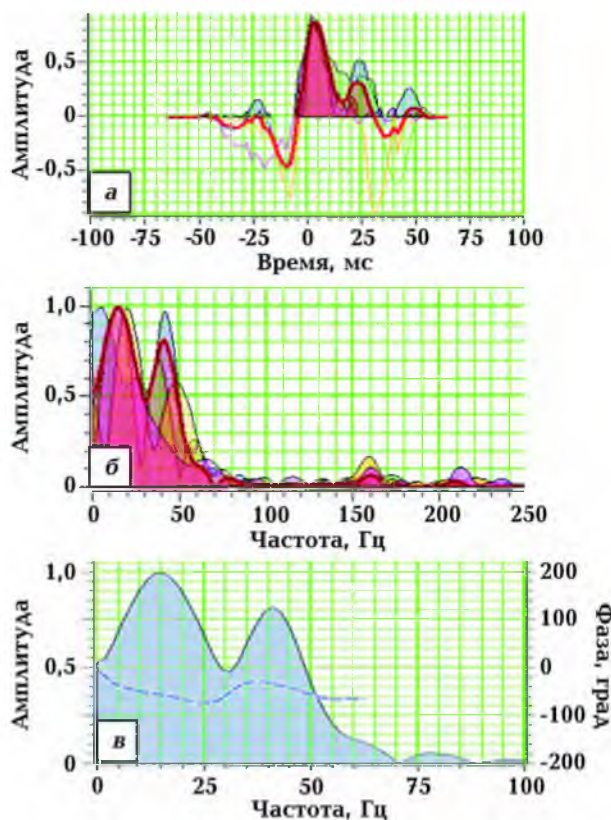


Рис. 1. Элементарные сигналы, полученные возле четырех скважин, и обобщенный элементарный сигнал (а), соответствующие этим сигналам амплитудные спектры (б), амплитудный и фазовый спектры обобщенного элементарного сигнала (в) для одной из частично-кратных сумм. Обобщенный элементарный сигнал на рис. 1, а и его амплитудный спектр на рис. 1, б представлены жирными красными линиями.

волн  $V_P/V_S$  как отношение соответствующих импедансов  $I_P/I_S$ . Этот атрибут более информативен, чем скорость каждой из волн в отдельности, и поэтому давно и успешно используется в качестве косвенного индикатора для обнаружения и картирования трещиноватых зон не только в терригенных, но и в карбонатных резервуарах.

Так, на основании лабораторных измерений [Rafavich et al., 1984] показано, что соотношение скоростей  $P$ - и  $S$ -волн или их импедансов позволяет отличить вариации пористости в карбонатах от вариаций литологии.

В работе [Anno, 1985] отмечается хорошая корреляция между отношением  $V_P/V_S$  и продуктивностью палеозойских карбонатов формации Hutton Group в бассейне Анадарко, штат Оклахома, США.

Различие плотных известняков и трещиноватых доломитизированных разностей в южном Мичигане (США) хорошо отражается в поведении отношения  $V_P/V_S$  [Pardus et al., 1990]. Это отношение примерно равно 1,9 в известняках и 1,8 в доломитах.

В работе [Tsuneyama et al., 2003] показано, что параметр  $V_P/V_S$  является хорошим индикатором, позволяющим разделить такие разновидности карбонатных пород, как ваккит (wackestone), известняк с карбонатно-илистым цементом (packstone) и зернистый известняк (grainstone). Кроме того, этот параметр позволяет судить о проницаемости карбонатных пород. Для сейсмического анализа карбонатов было предложено использовать такой атрибут как "псевдо  $V_P/V_S$ " [Tsuneyama et al., 2003]. Термин "псевдо" используется потому, что скорость  $V_S$  определяется по результатам AVO-анализа с учетом аппроксимации Хильтермана.

Авторы работы [Левянт и др., 2010] показали, что использование результатов одной только акустической инверсии (оценки импеданса  $P$ -волн) не позволяет прогнозировать распределение коллектора в пределах нижнесилурийского карбонатного резервуара в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Ситуация кардинально изменяется, если использовать кросс-плот отношения скоростей  $V_P/V_S$  и акустического импеданса. На этом кросс-плоте коллектор, обладающий относительно пониженными значениями отношения  $V_P/V_S$ , достаточно надежно отделяется от неколлектора, характеризующегося повышенными величинами этого параметра.

Зоны с повышенной пористостью в подсолевых карбонатных породах бассейна Сантос (юго-восточная Бразилия) характеризуются относительно пониженными значениями отношения скоростей  $V_P/V_S$  и хорошо отделяются от неколлектора на

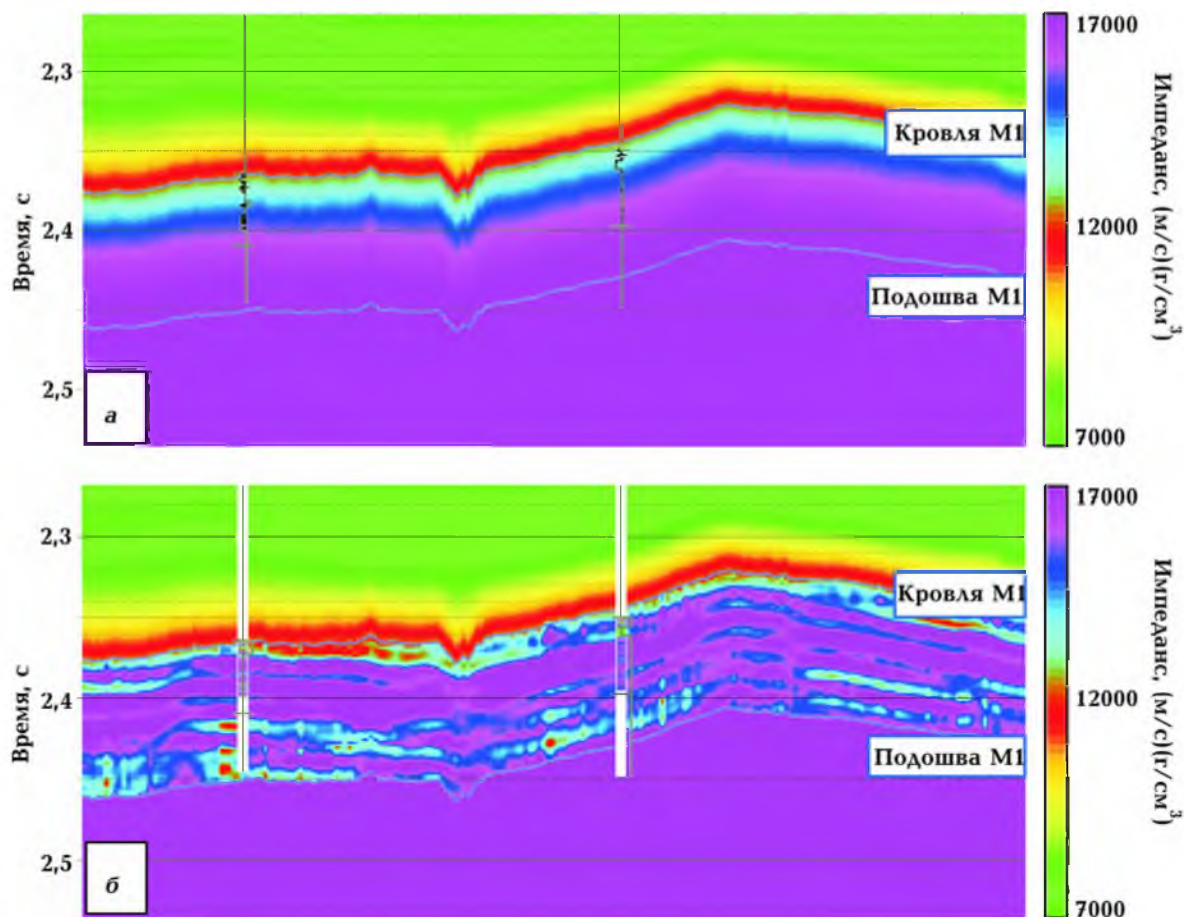


Рис. 2. Разрезы кубов низкочастотного тренда (а) и полного акустического импеданса (б), проходящие через две скважины, участвовавшие в расчете. На изображения скважин наложены кривые акустического каротажа (а) или представленные в цвете величины акустического импеданса, полученные в скважинах (б). Голубыми линиями обозначены кровля пласта М1, полученная в результате сейсмической интерпретации, и условная подошва этого пласта.

кросс-плоте этого параметра и акустического импеданса [Oliveira et al., 2018].

В последнее время при анализе качества терригенных резервуаров и, в частности, оценке насколько они благоприятны для образования естественных и искусственных трещин стали широко применяться кросс-плоты первого и второго упругих параметров Ламе  $\lambda$  и  $\mu$  или их произведений на плотность  $\lambda\rho$  и  $\mu\rho$  [Treadgold et al., 2011]. Необходимо отметить, что последняя пара параметров более удобна для использования на практике, поскольку не требует для своего расчета дополнительной оценки плотности и легко получается в результате инверсии обоих

типов волн в соответствующие импедансы  $I_P$  и  $I_S$ :  $\mu\rho = I_S^2$ ,  $\lambda\rho = I_P^2 - 2I_S^2$ .

Рассматриваемое отношение скоростей продольных и поперечных волн или, что эквивалентно, их импедансов и отношение первого и второго параметров Ламе или их произведений на плотность связаны простыми зависимостями:

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

и

$$\lambda/\mu = (\lambda\rho)/(\mu\rho) = V_P^2/V_S^2 - 2 = I_P^2/I_S^2 - 2.$$

Отсюда видно, что изменение отношения скоростей или импедансов двух типов волн сопровождается изменением того же знака отношения двух упругих модулей или их произведений на плотность.

Использование кросс-плота параметров  $\lambda\rho$  и  $\mu\rho$ , подобно терригенным резервуарам, хорошо зарекомендовало себя при изучении карбонатов в Западно-Канадском седиментационном бассейне [Li et al., 2003]. В этих породах присутствуют многочисленные трещиноватые продуктивные зоны в доломитизированных известняках и доломитах. Они были сформированы под воздействием региональных или локальных напряжений, а также локальных аномальных давлений до образования и миграции углеводородов. В результате анализа удалось выяснить, что на кросс-плоте  $\lambda\rho - \mu\rho$  трещиноватые высокопористые газоносные доломиты характеризуются пониженными значениями отношения  $\lambda/\mu$  (или  $V_P/V_S$ ) и хорошо отделяются от плотных, непроницаемых известняков и глин. Обратная проекция кластера значений  $\lambda\rho - \mu\rho$ , соответствующих трещиноватым доломитам, на разрез продемонстрировала хорошее совпадение с фактическими данными о продуктивности скважин на площади.

**Интерпретация полученных результатов.** Выполненный краткий обзор публикаций позволил выбрать именно пониженные значения отношения скоростей  $V_P/V_S$  в качестве поискового признака трещиноватых зон на данной площади. Правильность такого выбора подтвердило хорошее совпадение зон аномального поведения этого параметра и продуктивных скважин. На рис. 3 представлены стратиграфические срезы рассчитанного куба отношения скоростей  $V_P/V_S$  на разных уровнях ниже границы M1. На этих срезах участки пониженных значений параметра оконтурены желтым цветом, если в них присутствуют продуктивные скважины, и красным цветом, если скважины вообще отсутствуют. Эти участки объединены в протяженные зоны субмеридио-

нального простирания с границами, обозначенными разными цветами.

На первых двух картах, представленных на рис. 3, а и б, выделены две зоны. Первая из них ограничена с востока высокоамплитудным субмеридиональным нарушением, а с запада оконтурена зеленой линией. Она характеризуется небольшими по площади продуктивными и перспективными участками, первые из которых подтверждены тремя скважинами, встретившими углеводороды в бокситах и трещинно-кавернозных известняках.

Вторая зона, оконтуренная синей линией, содержит большинство продуктивных скважин, пробуренных на площади. Она включает в себя участки разных размеров как по латерали, так и по глубине. Расположенные в южной части этой зоны продуктивные участки хорошо прослеживаются на верхних четырех уровнях (см. рис. 3, а—г) и носят унаследованный характер. Аналогично ведет себя продуктивный участок в северной части этой зоны, проявляющийся на трех нижних уровнях (см. рис. 3, в—д). Еще одна зона, содержащая продуктивный и перспективный участки, выделена на двух нижних уровнях и оконтурена сиреневой линией (см. рис. 3, г и д).

**Результаты петрофизических измерений и возможная причина их отличия от результатов наземных сейсмических исследований.** Выполненный по каротажным данным анализ зависимости упругих свойств карбонатных отложений пласта M1 от преобладающего минерального состава (кальцит, доломит, кварц, глинистые минералы) позволил выделить такие литотипы, как плотный известняк, плотный доломит, глина и известняк песчанистый. Суммарным признаком коллектора послужило сочетание коэффициента анизотропии, превышающего 2 %, и трещинной пористости по FMI, превышающей 0,005.

Кросс-плоты между отношением двух типов скоростей и акустическим импедансом, полученные в различных скважинах, демонстрируют тенденцию к относительно повышенным значениям параметра  $V_P/V_S$



у предполагаемых трещинных коллекторов. На рис. 4 приведен кросс-плот для скважины, в которой это проявляется наиболее отчетливо. На первый взгляд, эта особенность поведения отношения двух типов скоростей противоречит описанному факту хорошей корреляции продуктивности скважин на площади с пониженными значениями этого параметра, рассчитанного по сейсмическим данным. Однако этот кажущийся парадокс можно разрешить, если учесть влияние упорядоченной вертикальной макротрещиноватости на сейсмические оценки, как это описано в приложении. Там 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 традиционный 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 поверхностного сейсмического метода, каротажные данные и извлекаемые из них оценки отношения  $V_P/V_S$  не подвержены влиянию этого типа трещин из-за принципиально отличающегося масштаба измерений. Из этого можно сделать вывод, что в выделенных 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.

**Выводы.** 1. Описана технология выявления перспективных на наличие углеводородов участков в связанных с повышенной трещинно-каверновой пористостью карбонатных породах юго-восточной части Западно-Сибирской платформы.

2. Узкая азимутальность сейсмической системы 3D наблюдений и регистрация только вертикальной компоненты не позволили использовать на исследуемой площади прямые индикаторы присутствия систем трещин, основанные на азимутальной анизотропии амплитуд  $P$ -волн или расщеплении  $PS$ -волн на быстрые и медленные.

3. Это обстоятельство послужило причиной выбора в качестве косвенного поискового признака зон повышенной трещиноватости отношения скоростей продольных и поперечных волн, для расчета которого была выполнена детерминистическая упругая (синхронная) сейсмическая инверсия.

4. Для обоснования использования этого сейсмического атрибута выполнен краткий обзор публикаций, посвященных его успешному использованию при выявлении и оконтуривании зон повышенной трещинно-каверновой пористости в карбонатных резервуарах.

5. Полученное в результате синхронной сейсмической инверсии отношение скоростей двух типов волн продемонстрировало не только хорошее совпадение с продуктивностью скважин на изучаемой площади, но и позволило выделить ряд перспективных участков, предположительно связанных с повышенной трещиноватостью карбонатных пород.

6. Для объяснения наблюдаемого на данной площади кажущегося разногласия между результатами петрофизического анализа, выполненного по скважинным данным, и результатами поверхностных сейсмических наблюдений описано влияние системы упорядоченных вертикальных макротрещин на получаемые при синхронной инверсии акустический и сдвиговый импедансы и получаемое с их помощью отношение скоростей двух типов волн. С целью количественного описания этого эффекта специально трансформирована и затем проанализирована аппроксимация коэффициента отражения  $P$ -волн, предложенная А. Рюгером для трансверсально-изотропных моделей сред с горизонталь-

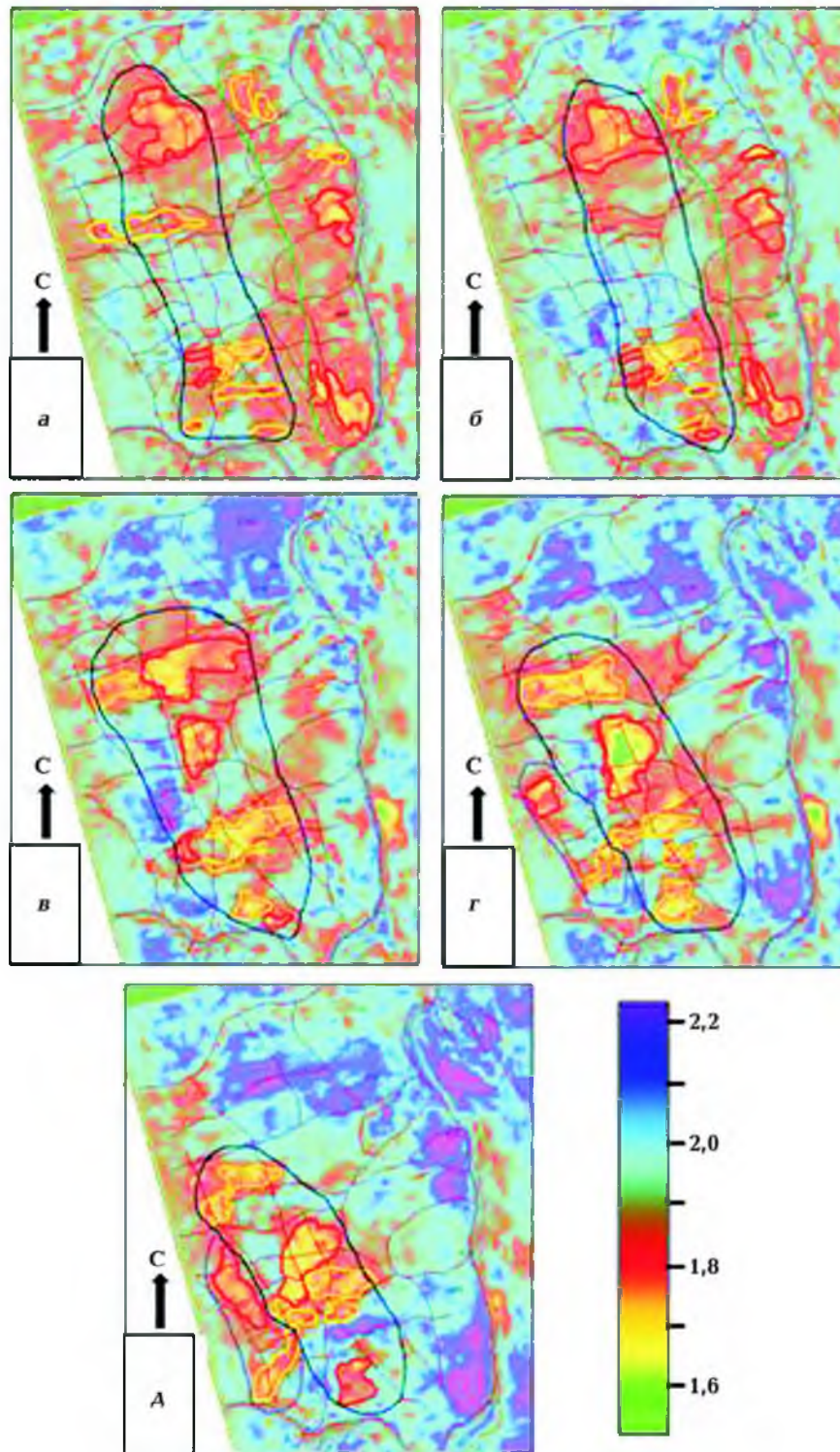


Рис. 3. Стратиграфические срезы куба отношения скоростей  $V_p/V_s$  на разных уровнях: M1 + 5 мс ( $\approx 15$  м) (а), M1 + 7 мс ( $\approx 20$  м) (б), M1 + 12 мс ( $\approx 35$  м) (в), M1 + 16 мс ( $\approx 48$  м) (г) и M1 + 20 мс ( $\approx 60$  м) (д), осредненные во временном окне 4 мс. Продуктивные участки, подтвержденные наличием соответствующих скважин, околонтурены желтым цветом. Прогнозируемые перспективные участки, на которых отсутствуют скважины, отмечены красным контуром. Участки объединены в протяженные зоны субмеридионального простирания. Тонкими красными линиями изображена сетка тектонических нарушений, полученная по результатам сейсмической интерпретации.

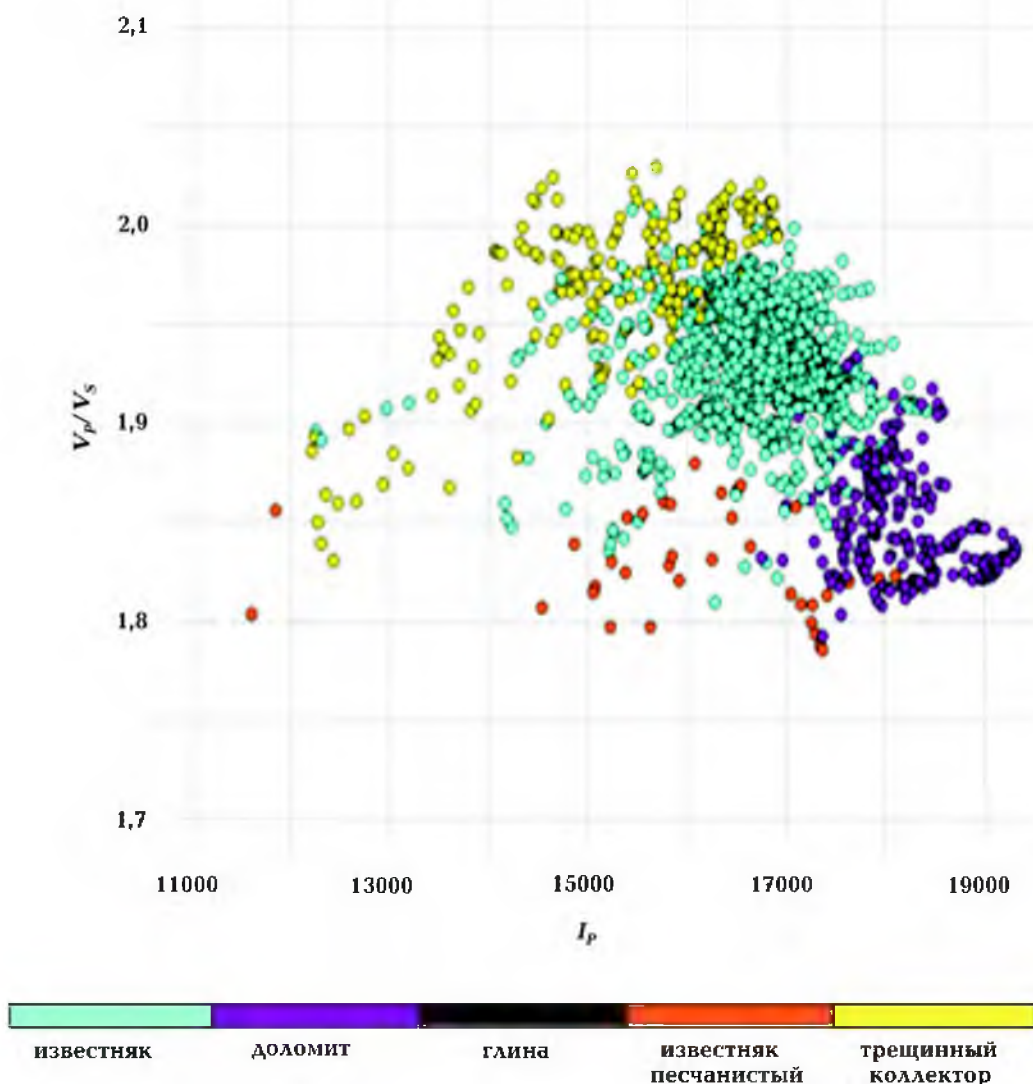


Рис. 4. Кросс-плот между отношением скоростей  $V_p/V_s$  и акустическим импедансом, измеряемым в  $(\text{м/с})(\text{г/см}^3)$ , для пяти литотипов, обозначенных разными цветами.

ной осью симметрии. Использование простейшей модели узких, изолированных, эллипсоидальных (монетообразных) трещин

с одинаковой ориентацией в пространстве позволило представить этот эффект как функцию плотности трещин.

**Благодарности.** Авторы считают своим приятным долгом выразить глубокую благодарность Н.Я. Мармалевскому и Ю.В. Роганову за полезные советы и консультации, касающиеся различия каротажных и сейсмических оценок отношения скоростей продольных и поперечных волн в присутствии упорядоченных вертикальных макротрещин.

**Возможная причина различия в оценках отношения скоростей  $V_P/V_S$ , полученных по скважинным и сейсмическим данным**

Для извлечения из сейсмической записи акустического и сдвигового импедансов и последующего расчета по ним отношения скоростей  $V_P/V_S$  была выполнена синхронная инверсия с использованием технологии, описанной в работе [Hampson et al., 2005]. Эта технология, по существу, базируется на аппроксимации коэффициента отражения  $P$ -волн, полученной Фатти и др. [Fatti et al., 1994; Романенко и др., 2010] для слабоконтрастной горизонтальной границы двух изотропных полупространств и имеющей вид

$$R_{PP}(i) = c_1 R_P + c_2 R_S + c_3 R_\rho, \quad (1)$$

где  $i$  — фазовый угол падения волны на границу,  $R_P = \Delta I_P / \bar{I}_P$ ,  $R_S = \Delta I_S / \bar{I}_S$  и  $R_\rho = \Delta \rho / \bar{\rho}$  — соответственно относительные изменение акустического  $I_P = V_P \rho$  и сдвигового импеданса  $I_S = V_S \rho$ , а также плотности  $\rho$  на границе; знак  $\Delta$  и черточка сверху здесь и далее обозначают соответственно разницу между величинами под и над границей и их среднее значение;

$$c_1 = (1 + \operatorname{tg}^2 i) / 2, \quad c_2 = -4 (\bar{V}_S / \bar{V}_P)^2 \sin^2 i, \quad c_3 = -\operatorname{tg}^2 i / 2 + 2 (\bar{V}_S / \bar{V}_P)^2 \sin^2 i.$$

При малых углах  $i \leq 35^\circ$ , что практически совпадает с нашими условиями, и отношении скоростей  $V_P/V_S \in [1,5 + 2,0]$  зависимостью  $R_{PP}(i)$  от плотности, т. е. третьим членом в уравнении (1), можно пренебречь и в результате получить зависимость  $R_{PP}(i)$  только от акустического и сдвигового импедансов:

$$R_{PP}(i) = c_1 R_P + c_2 R_S. \quad (2)$$

Напомним, что уравнения (1) и (2) строго справедливы только для изотропной среды, не содержащей систематических трещин. Поэтому полученные на их основе сейсмические оценки акустического и сдвигового импедансов в идеале не должны сильно отличаться от соответствующих каротажных оценок, если среда не осложнена заметной природной макротрещиноватостью. Однако на практике сейсморазведке часто приходится сталкиваться с этим явлением, которое является одним из факторов, порождающих анизотропию скоростей и коэффициентов отражения от границ. Примером может служить рассматриваемая в настоящей статье карбонатная толща, продуктивные участки в которой связаны с повышенной плотностью трещин. В этой ситуации возникает естественный вопрос: *как присутствие трещин сказывается на оценках интересующих нас двух типов импеданса и получаемого на их основе отношения скоростей двух типов сейсмических волн?*

Для ответа на этот вопрос предположим, что среда осложнена упорядоченной системой вертикальных трещин с одним азимутом простирания. В этом случае она хорошо описывается простейшей трансверсально-изотропной моделью с горизонтальной осью симметрии (ГТИ), а коэффициент отражения  $P$ -волн становится азимутально-зависимым и может быть успешно аппроксимирован следующим уравнением, справедливым при слабой анизотропии [Rüger, Tsvankin, 1997; Rüger, 1998]:

$$R_{PP}(i, \varphi) = A + (B^{\text{iso}} + B^{\text{ani}} \cos^2 \varphi) \sin^2 i + C \sin^2 i \operatorname{tg}^2 i, \quad (3)$$

где  $\varphi$  — фазовый азимутальный угол относительно оси симметрии,  $A = 0,5\Delta z/\bar{z}$  — коэффициент отражения при нормальном падении,  $z$  — вертикальный акустический импеданс,  $B^{\text{iso}} = 0,5 \left[ \Delta V_P / \bar{V}_P - \left( 2\bar{V}_S / \bar{V}_P \right)^2 \left( \Delta\mu / \bar{\mu} \right) \right]$  — изотропный градиент,  $\mu$  — вертикальный модуль сдвига,  $B^{\text{ani}} = 0,5 \left[ \Delta\delta^{(v)} + 2 \left( 2\bar{V}_S / \bar{V}_P \right)^2 \Delta\gamma \right]$  — анизотропный градиент,  $C = 0,5 \left[ \Delta V_P / \bar{V}_P + \Delta\varepsilon^{(v)} \cos^4 \varphi + \Delta\delta^{(v)} \sin^2 \varphi \cos^2 \varphi \right]$ ,  $\delta^{(v)}$ ,  $\varepsilon^{(v)}$  и  $\gamma$  — аналоги параметров Томсена, предложенные И. Цванкиным и А. Рюгером для описания ГТИ-сред.

Будем считать, что в рассматриваемом случае верхнее полупространство изотропное, а трещинами осложнено только нижнее полупространство, под которым мы понимаем интересующий нас пласт М1. В этом случае  $\Delta\delta^{(v)} = \delta_2^{(v)} = \delta$ ,  $\Delta\varepsilon^{(v)} = \varepsilon_2^{(v)} = \varepsilon$  и  $\Delta\gamma = \gamma_2 = \gamma$ . Кроме того, необходимо учесть, что использованная на данной площади система 3D сейсмических наблюдений была узкоазимутальной и ориентированной приблизительно перпендикулярно трещиноватости (плоскости изотропии). Поэтому в уравнении (3) необходимо положить  $\varphi = 0$ , после чего оно и некоторые входящие в него члены изменят вид:

$$R_{PP}(i, 0) = R_{PP}(i) = A + (B^{\text{iso}} + B^{\text{ani}}) \sin^2 i + C \sin^2 i \operatorname{tg}^2 i,$$

$$B^{\text{ani}} = 0,5 \left[ \delta + 2 \left( 2\bar{V}_S / \bar{V}_P \right)^2 \gamma \right], \quad C = 0,5 \left[ \Delta V_P / \bar{V}_P + \varepsilon \right]. \quad (4)$$

Поскольку в процессе синхронной инверсии мы используем малые углы падения ( $i \leq 36^\circ$ ), то третьим членом в уравнении (4) можно пренебречь и в результате получить

$$R_{PP}(i) = A + (B^{\text{iso}} + B^{\text{ani}}) \sin^2 i. \quad (5)$$

Путем несложного преобразования сумму изотропного и анизотропного градиентов в уравнении (5) можно привести к следующему виду, удобному для дальнейшего анализа:

$$B^{\text{iso}} + B^{\text{ani}} = 0,5 \left( \Delta I_P / \bar{I}_P + \delta \right) - \left( 2\bar{I}_S / \bar{I}_P \right)^2 \times$$

$$\times \left( \Delta I_S / \bar{I}_S - \gamma \right) + 0,5 \left( \Delta\rho / \bar{\rho} \right) \left[ \left( 2\bar{I}_S / \bar{I}_P \right)^2 - 1 \right]. \quad (6)$$

Заметим, что если подставить выражение (6) в (5), исключить присутствие анизотропии (трещиноватости), положив  $\delta = \gamma = 0$ , и сделать замену  $I_S/I_P = V_S/V_P$ , то видоизмененное в результате этих операций уравнение (5) совпадет с (1) при замене в последнем  $\operatorname{tg}^2 i$  на  $\sin^2 i$ , что справедливо при малых значениях угла  $i$ .

Подобно Фатти и др. [Fatti et al., 1994], исключим из уравнения (6) последний член, контролируемый относительным изменением плотности на границе, в результате чего получим

$$B^{\text{iso}} + B^{\text{ani}} = 0,5 \left( \Delta I_P / \bar{I}_P + \delta \right) - \left( 2\bar{I}_S / \bar{I}_P \right)^2 \left( \Delta I_S / \bar{I}_S - \gamma \right). \quad (7)$$

Итак, при наличии системы упорядоченных трещин градиент AVO демонстрирует зависимость от  $I_P$  и  $I_S$  вида (7) вместо

$$B^{\text{iso}} = 0,5 \left( \Delta I_P / \overline{I_P} \right) - \left( 2 \overline{I_S} / \overline{I_P} \right)^2 \left( \Delta I_S / \overline{I_S} \right), \quad (8)$$

который имеет место при отсутствии трещиноватости. Рассмотрим, как это сказывается на искомым оценках акустического и сдвигового импедансов.

Величина  $\Delta I_P / \overline{I_P}$  в уравнении (8) равна

$$\Delta I_P / \overline{I_P} = 2 \left( I_{P2} - I_{P1} \right) / \left( I_{P2} + I_{P1} \right) = 2 k_P, \quad (9)$$

где  $k_P$  — коэффициент отражения  $P$ -волн по вертикали (изотропный), нечувствительный к присутствию трещин. С учетом того, что обычно  $|k_P| \ll 1$ , из уравнения (9) следует

$$I_{P2} = I_{P1} (1 + k_P) / (1 - k_P) \approx I_{P1} (1 + 2k_P).$$

Если учесть, что в первых скобках правой части выражения (7) вместо  $2k_P$  стоит  $2k_P + \delta$ , то оценка акустического импеданса в нижнем полупространстве в присутствии трещин равна

$$I_{P2}^{\text{ani}} = I_{P1} (1 + 2k_P + \delta) = I_{P1} (1 + 2k_P) + I_{P1} \delta = I_{P2}^{\text{iso}} + I_{P1} \delta.$$

Заметим, что здесь и далее верхние индексы "ani" и "iso" обозначают соответственно кажущиеся оценки величин, получаемые в результате синхронной сейсмической инверсии в присутствии трещин, и их "истинные" значения, свойственные ненарушенной матрице. Уравнение (7) позволяет получить аналогичное выражение для сдвигового импеданса:

$$I_{S2}^{\text{ani}} = I_{S2}^{\text{iso}} - I_{S1} \gamma.$$

Поскольку обычно  $I_{P1} / I_{P2}^{\text{iso}} \approx 1$ ,  $I_{S1} / I_{S2}^{\text{iso}} \approx 1$ ,  $\delta \ll 1$  и  $|\gamma| \ll 1$ , отношение оценок двух импедансов, полученных в результате синхронной сейсмической инверсии в присутствии упорядоченной системы трещин, можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} I_{P2}^{\text{ani}} / I_{S2}^{\text{ani}} &= \left( I_{P2}^{\text{iso}} + I_{P1} \delta \right) / \left( I_{S2}^{\text{iso}} - I_{S1} \gamma \right) \approx \\ &\approx \left( I_{P2}^{\text{iso}} / I_{S2}^{\text{iso}} \right) \left[ 1 + \left( I_{P1} / I_{P2}^{\text{iso}} \right) \delta + \left( I_{S1} / I_{S2}^{\text{iso}} \right) \gamma \right] \approx \left( I_{P2}^{\text{iso}} / I_{S2}^{\text{iso}} \right) [1 + \delta + \gamma]. \quad (10) \end{aligned}$$

Отсюда следует аналогичное выражение для отношения двух типов скоростей:

$$V_{P2}^{\text{ani}} / V_{S2}^{\text{ani}} \approx \left( V_{P2}^{\text{iso}} / V_{S2}^{\text{iso}} \right) [1 + \delta + \gamma]. \quad (11)$$

Заметим, что входящие в уравнение (11) параметры ГТИ-модели имеют разные знаки:  $\delta < 0$  и  $\gamma > 0$ . Тем самым они частично компенсируют друг друга при влиянии трещин на получаемое отношение двух типов скоростей. Для оценки их суммарного эффекта рассмотрим их величины как функции плотности трещин. Для этой цели удобно воспользоваться простейшей моделью узких, изолированных, эллипсоидальных (монетообразных) трещин с одинаковой ориентацией в пространстве.

Когда эти трещины сухие (заполнены газом), то, как показано в работе [Bakulin et al., 2000],  $\delta = -8e \{1 + g(1 - 2g) / [(3 - 2g)(1 - g)]\} / 3$  и  $\gamma = 8e / [3(3 - 2g)]$ , где  $g = (V_S / V_P)^2$ , а  $e$  — плотность трещин. Если предположить, что отношение  $V_S / V_P$  изменяется от 0,35 до 0,65, то соответствующие интервалы изменения  $\delta$  и  $\gamma$  равны

$\delta = (-2,82 \pm 0,05) e$  и  $\gamma = (1,10 \pm 0,13) e$ . Минимальный суммарный эффект имеет место при  $\delta = (-2,82 + 0,05) e = -2,77 e$  и  $\gamma = (1,10 + 0,13) e = 1,23 e$ . В этом случае соотношение абсолютных значений  $\delta$  и  $\gamma$  равно 2,25, а их суммарная величина равна  $\delta + \gamma = -1,55 e$ , что при достаточно большой плотности трещин может значительно понизить получаемые оценки отношения двух импедансов (см. формулу (11)).

Влияние трещин может быть пренебрежимо мало, когда они насыщены жидкостью. В этом случае  $\delta = -32 g e / [3(3 - 2g)]$ ,  $\gamma = 8 e / [3(3 - 2g)]$  и, следовательно,  $\gamma = -\delta / (4g)$  [Bakulin et al., 2000]. Для типичного значения  $g = 0,25$  имеем  $\gamma = -\delta$ , и поэтому сумма двух искажающих факторов в выражении (11) стремится к нулю. Таким образом, в случае флюидонасыщенных трещин их присутствие почти не искажает оценки отношения скоростей двух типов волн.

В результате можно сделать вывод, что присутствие достаточно плотной системы упорядоченных вертикальных макротрещин, заполненных газом или флюидом с высоким газовым фактором, может значительно понизить получаемые в результате синхронной сейсмической инверсии оценки отношения  $V_P/V_S$  относительно значений, свойственных ненарушенной породе.

### Список литературы

- Ампилов Ю. П., Барков А. Ю., Яковлев И. В., Филишова К. Е., Приезжев И. И. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 1. *Технологии сейсморазведки*. 2009. Т. 6. № 4. С. 3—16.
- Левянт В. Б., Хромова И. Ю., Козлов Е. А., Керусов И. Н., Кашеев 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: ЦГЕ, 2010. 250 с.
- Романенко М. Ю., Керусов И. Н., Мирошниченко Д. Е., Масалкин Ю. В. Оценка эффективности метода синхронной инверсии сейсмических данных применительно к моделям слабоконтрастных коллекторов. *Технологии сейсморазведки*. 2010. Т. 7. № 2. С. 55—61.
- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Окрепкий А. И. Адекватная скоростная модель — основа эффективного построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. *Геофиз. журн.* 2015. Т. 37. № 1. С. 147—164. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i1.2015.111333>.
- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Окрепкий А. И. Усовершенствованные методы построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 3. С. 86—104. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i3.2014.116055>.
- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Тяпкина Е. Ю. Сочетание усовершенствованной системы наблюдения, обработки, скоростной модели и миграции для построения сейсмических изображений в районах с интенсивной соляной тектоникой. *Геофиз. журн.* 2017. Т. 39. № 2. С. 3—21. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i2.2017.97347>.
- Anno, P. D. (1985). Exploration of the Hunton group, Anadarko basin, using shear waves. *55<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 345—348. doi: 10.1190/1.1892649.
- 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.
- Dong, W., Tura, A., & Sparkman, G. (2003). An introduction — Carbonate geophysics. *The Leading Edge*, 22(7), 637—638. doi: 10.1190/1.1599688.

- Eberli, G.P., Baechle, G.T., Anselmetti, F.S., & Incze, M.L. (2003). Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, 22(7), 654—660. doi: 10.1190/1.1599691.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., & Levitt, P.R. (1994). Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, 59(9), 1362—1376. doi: 10.1190/1.1443695.
- Gaiser, J., Loinger, E., Lynn, H., & Vetri, L. (2002). Birefringence analysis at Emilio Field for fracture characterization. *First Break*, 20(8), 505—514. doi: 10.1046/j.1365-2397.2002.00296.x.
- Gray, D. (2008). Fracture detection using 3D seismic azimuthal AVO. *CSEG Recorder*, 33(3), 38—49.
- Hampson, D.P., Russell, B.H., & Bankhead, B. (2005). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. *75<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1633—1637. doi: 10.1190/1.2148008.
- Hart, B.S., Pearson, R., & Rowling, G.C. (2002). 3D 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.
- Khromova, I., Link, B., & Marmeleviskiy, 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., Downton, 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.
- Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009). *The rock physics handbook, Second Edition: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press.
- Oliveira, L., Pimentel, F., Peiro, M., Amaral, P., & Christovan, J. (2018). A seismic reservoir characterization and porosity estimation workflow to support geological model update: pre-salt reservoir case study, Brazil. *First Break*, 36(9), 75—85.
- Pardus, Y.C., Conner, J., Schuler, N.R., & Tatham, R.H. (1990).  $V_P/V_S$  and lithology in carbonate rocks: A case study in the Scipio trend in Southern Michigan. *60<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 169—172. doi: 10.1190/1.1890101.
- Rafavich, F., Kendall, C.H.St.C., & Todd, T.P. (1984). The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. *Geophysics*, 49(10), 1622—1636. doi: 10.1190/1.1441570.
- Rüger, A. (1998). Variation of  $P$ -wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media. *Geophysics*, 63(3), 935—947. doi: 10.1190/1.1444405.
- Rüger, A., & Tsvankin, I. (1997). Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, 16(10), 1429—1434. doi: 10.1190/1.1437466.
- Sarg, J.F., & Schuelke, J.S. (2003). Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs: From the framework to the volume attributes. *The Leading Edge*, 22(7), 640—645. doi: 10.1190/1.1599689.
- Todorovic-Marinic, D., Mattocks, B., Bale, R., Gray, D., & Dewar, J. (2005). More powerful fracture detection: Integrating  $P$ -wave, converted-wave, FMI and everything. *67<sup>th</sup> EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper E038.
- Treadgold, G., Campbell, B., McLain, B., Sinclair, S., & Nicklin, D. (2011). Eagle Ford shale prospecting with 3D seismic data within a



- tectonic and depositional system framework. *The Leading Edge*, 30(1), 48—53. doi: 10.1190/1.3535432.
- Tsuneyama, F., Takahashi, I., Nishida, A., & Okamura, H. (2003).  $V_p/V_s$  ratio as a rock frame indicator for a carbonate reservoir. *First Break*, 21(7), 22—27. doi: 10.3997/1365-2397.2003011.
- Vetri, L., Loinger, E., Gaiser, J., Grandi, A., & Lynn, H. (2003). 3D/4C Emilio: Azimuth processing and anisotropy analysis in a fractured carbonate reservoir. *The Leading Edge*, 22(7), 675—679. doi: 10.1190/1.1599695.

## Simultaneous seismic inversion to identify prospective areas in carbonate rocks of the southeastern part of the West Siberian Platform

*O. M. Tiapkina, Yu. K. Tyapkin, 2019*

This paper focuses on the description of a technology and results of identifying and mapping areas in Devonian carbonate rocks prospective for hydrocarbons and associated with increased fracture-cavern porosity in the southeastern part of the West Siberian Platform. The lack of wide-azimuthal seismic data and recording of only the vertical component in the study area did not allow the use of the direct indicators of fracture systems based either on azimuthal anisotropy of the amplitudes of pressure waves or on splitting converted waves into fast and slow. Instead, abnormally low values of the ratio of pressure-wave and shear-wave velocities derived by deterministic simultaneous pre-stack seismic inversion were used as an indirect indicator of increased fracturing. The choice of this seismic signature of fractures is substantiated by a brief review of publications on its successful use in the identification and delineation of highly fractured and cavernous zones in carbonate reservoirs. The behaviour of the indicator showed good agreement with well productivity in the study area and, therefore, made it possible to predict a number of perspective pay zones, presumably associated with increased fracturing. At the same time, however, well log estimates of the velocity ratio related to fractured reservoirs exhibited an opposite trend, which mismatched the facts observed in the study area and reported in the literature. This apparent discrepancy is explained by the impact of near-vertical natural macro-fracturing, which, due to different measurement scales, might substantially reduce seismic estimates while producing no impact on well log estimates. In order to describe this phenomenon quantitatively, the weak-anisotropy approximation of  $P$ -wave reflection coefficients at a horizontal boundary derived by Rüger for transversely isotropic media with a horizontal axis of symmetry was used. This equation was rewritten in terms of impedances and density and then was analyzed analytically. To express the impact of fractures in terms of fracture density, the simplest model of thin, isolated, penny-shaped fractures was used.

**Key words:** simultaneous seismic inversion, acoustic impedance, shear impedance, carbonate rocks, fractured zones.

### References

- Ampilov, Yu. P., Barkov, A. Yu., Yakovlev, I. V., Filippova, K. E., & Priyetzhev, I. I. (2009). Almost everything about seismic inversion. Part 1. *Tekhnologii seismorazvedki*, 6(4), 3—16 (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).
- Romanenko, M. Yu., Kerusov, I. N., Miroshnichenko, D. E., & Masalkin, Yu. V. (2010). Estimation of the effectiveness of the method for synchronous inversion of seismic data with reference to models of low-contrast reservoirs. *Tekhnologii seismorazvedki*, 7(2), 55—61 (in Russian).
- Tiapkina, A. N., Tyapkin, Yu. K., & Okrepkyj, A. I. (2015). Adequate velocity model as a basis for effective seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. *Geofizicheskiy zhurnal*, 37(1), 147—164. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i1.2015.111333> (in Russian).
- Tiapkina, A. N., Tyapkin, Yu. K., & Okrepkyj, A. I. (2014). Advanced methods for seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. *Geofizicheskiy zhurnal*, 36(3), 86—104. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i3.2014.116055> (in Russian).
- Tiapkina, A. N., Tyapkin, Yu. K., & Tiapkina, E. Yu. (2017). Combination of improved acquisition system, processing, velocity model and migration for seismic imaging in areas of intense salt tectonics. *Geofizicheskiy zhurnal*, 39(2), 3—21. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i2.2017.97347> (in Russian).
- Anno, P. D. (1985). Exploration of the Hunton group, Anadarko basin, using shear waves. *55<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 345—348. doi: 10.1190/1.1892649.
- 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.
- Dong, W., Tura, A., & Sparkman, G. (2003). An introduction — Carbonate geophysics. *The Leading Edge*, 22(7), 637—638. doi: 10.1190/1.1599688.
- Eberli, G. P., Baechle, G. T., Anselmetti, F. S., & Incze, M. L. (2003). Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, 22(7), 654—660. doi: 10.1190/1.1599691.
- Fatti, J. L., Smith, G. C., Vail, P. J., Strauss, P. J., & Levitt, P. R. (1994). Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, 59(9), 1362—1376. doi: 10.1190/1.1443695.
- Gaiser, J., Loinger, E., Lynn, H., & Vetri, L. (2002). Birefringence analysis at Emilio Field for fracture characterization. *First Break*, 20(8), 505—514. doi: 10.1046/j.1365-2397.2002.00296.x.
- Gray, D. (2008). Fracture detection using 3D seismic azimuthal AVO. *CSEG Recorder*, 33(3), 38—49.
- Hampson, D. P., Russell, B. H., & Bankhead, B. (2005). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. *75<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1633—1637. doi: 10.1190/1.2148008.
- Hart, B. S., Pearson, R., & Rowling, G. C. (2002). 3D 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.
- Khromova, I., Link, B., & Marmelevskiy, 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., Downton, 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.
- Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009). *The rock physics handbook, Second Edition*:

- Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press.
- Oliveira, L., Pimentel, F., Peiro, M., Amaral, P., & Christovan, J. (2018). A seismic reservoir characterization and porosity estimation workflow to support geological model update: pre-salt reservoir case study, Brazil. *First Break*, 36(9), 75—85.
- Pardus, Y. C., Conner, J., Schuler, N. R., & Tatham, R. H. (1990).  $V_P/V_S$  and lithology in carbonate rocks: A case study in the Scipio trend in Southern Michigan. *60<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 169—172. doi: 10.1190/1.1890101.
- Rafavich, F., Kendall, C. H. St. C., & Todd, T. P. (1984). The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. *Geophysics*, 49(10), 1622—1636. doi: 10.1190/1.1441570.
- Rüger, A. (1998). Variation of  $P$ -wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media. *Geophysics*, 63(3), 935—947. doi: 10.1190/1.1444405.
- Rüger, A., & Tsvankin, I. (1997). Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, 16(10), 1429—1434. doi: 10.1190/1.1437466.
- Sarg, J. F., & Schuelke, J. S. (2003). Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs: From the framework to the volume attributes. *The Leading Edge*, 22(7), 640—645. doi: 10.1190/1.1599689.
- Todorovic-Marinic, D., Mattocks, B., Bale, R., Gray, D., & Dewar, J. (2005). More powerful fracture detection: Integrating  $P$ -wave, converted-wave, FMI and everything. *67<sup>th</sup> EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper E038.
- Treadgold, G., Campbell, B., McLain, B., Sinclair, S., & Nicklin, D. (2011). Eagle Ford shale prospecting with 3D seismic data within a tectonic and depositional system framework. *The Leading Edge*, 30(1), 48—53. doi: 10.1190/1.3535432.
- Tsuneyama, F., Takahashi, I., Nishida, A., & Okamura, H. (2003).  $V_P/V_S$  ratio as a rock frame indicator for a carbonate reservoir. *First Break*, 21(7), 22—27. doi: 10.3997/1365-2397.2003011.
- Vetri, L., Loinger, E., Gaiser, J., Grandi, A., & Lynn, H. (2003). 3D/4C Emilio: Azimuth processing and anisotropy analysis in a fractured carbonate reservoir. *The Leading Edge*, 22(7), 675—679. doi: 10.1190/1.1599695.