

Моделирование и инверсия анизотропного неупругого полного сейсмического волнового пакета: применение к данным непродольного ВСП в Северном море

Кристоф Барнс¹, Марван Чарара^{2*}

¹Университет Сержи-Понтуаз, Сержи-Понтуаз, Франция

²Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

В осадочном бассейне анизотропия упругих свойств может быть описана поперечной изотропной средой, а затухание в сейсмической полосе пропускания может быть аппроксимировано квазипостоянным фактором качества. Для таких реалистичных сред было проведено очень мало инверсий полного волнового пакета, чтобы показать возможности и выгоду такого подхода. Для иллюстрации мы выбрали два набора данных непродольного вертикального сейсмического профилирования (ВСП) из Северного моря с отображенными ослабленными фазами, где среда, как известно, является поперечной изотропной. Инвертируя упругие параметры, анизотропию, затухание сдвига и функции источника, мы смогли найти модель Земли, воспроизводящую справедливые реальные данные. Используя всю информацию на сейсмограммах, инверсия полного волнового пакета позволяет нам локализовать и охарактеризовать целевой объект газового коллектора Brent.

Ключевые слова: моделирование, анизотропия, вертикальное сейсмическое профилирование, инверсия полного волнового пакета

Для цитирования: Барнс К., Чарара М. (2018). Моделирование и инверсия анизотропного неупругого полного сейсмического волнового пакета: применение к данным непродольного ВСП в Северном море. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 149-153. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.149-153>

Введение

Анизотропия часто наблюдается из-за наличия тонких слоев или выровненных микроструктур, таких как небольшие трещины. Этот тип анизотропии можно описать вертикальной (VTI) и горизонтальной поперечной изотропией (HTI), когда, соответственно, распределение слоев горизонтальное, а трещины вертикальные. Более того, упругое приближение свойств Земли для распространения сейсмических волн ограничено по мере того, как волны подвергаются затуханию и дисперсии, которые могут быть описаны квазипостоянным коэффициентом качества по сейсмической полосе пропускания. Необходимо учитывать неупругие и анизотропные параметры для решения обратной задачи последовательного сейсмического полного волнового пакета. Если избыточность данных сейсмической поверхности позволяет пренебречь многими волновыми фазами в сейсмограммах, таких как преобразования волн из продольных в поперечные, нехватка данных в сейсмической скважине, особенно для непродольного вертикального сейсмического профилирования (НВСП), заставляет нас интерпретировать полное содержание сейсмограммы. По этой причине сложность волнового поля (отражения, передачи, фазовые преобразования и т. д., видимые на сейсмограммах) должна быть точно смоделирована. Согласно обзору (Virieux, Operto, 2009) об инверсии полного волнового пакета, реконструкция анизотропных параметров, вероятно, является одной из самых неразвитых и сложных областей исследования; они

делают вывод, что включение более сложных волновых явлений (затухание, эластичность, анизотропия) в моделировании и инверсии – еще одна область исследования, которая должна быть решена. Инверсия полного волнового пакета для вязкоупругих параметров во временной области была предложена (Charara et al., 2000; Barnes et al., 2004). Практичность этого подхода была продемонстрирована на нескольких синтетических данных, в которых отсутствовали шумовые помехи: цифровой эксперимент с инверсией для одномерного непродольного ВСП (Barnes et al., 2004) и цифровой эксперимент с инверсией для межскважинного 2D (Charara et al., 2004); также практичность этого подхода была успешна протестирована на реальных данных (Barnes, Charara, 2009). Кроме того, технико-экономическое обоснование инверсии полного волнового пакета с анизотропией VTI для синтетических сейсмических межскважинных данных указывает на надежную реконструкцию модели Земли даже при наличии зашумленных данных (Barnes et al., 2008).

Основываясь на этих исследованиях, мы изучаем преимущества одновременной инверсии полного волнового пакета упругих параметров, параметров Томсена для анизотропии VTI и Q-фактора (фактора качества) сдвига при применении к двум наборам данных НВСП Северного моря.

Вязко-анизотропное моделирование во временной области

Конституциональный закон линейной вязкоупругости для квазипостоянного коэффициента качества моделируется суперпозицией механизмов релаксации, классически называемых зерновскими или стандартными

* Ответственный автор: Марван Чарара
E-mail: M.Charara@skoltech.ru

© 2018 Коллектив авторов

вязкоупругими телами. Ключевой концепцией этого метода является замена временного свертывания между скоростями релаксации и деформацией набором временных дифференциальных уравнений с частными производными первого порядка, сохраняющих взаимодействие истории деформаций со средой через новые поля, называемые переменными памяти деформации (Carcione, 1990). Полный набор уравнений вязкоэластодинамики с использованием этого конститутивного отношения можно решить численно методом конечных разностей. Кроме того, сейсмическое моделирование основано на цилиндрической системе координат, предполагая азимутальную инвариантность полей распространения. Функция Грина 3D может быть смоделирована как двумерная численная задача, предполагая аксиальную симметрию среды и волновых полей (Igel et al., 1996). Уравнение распространения волны дискретизируется с использованием разностной схемы ступенчатой сетки 4-го порядка для цилиндрической системы координат. Эта схема позволяет моделировать анизотропию VTI.

Метод и процедура инверсии

Задача инверсии, решаемая локальными методами оптимизации, может быть выражена как минимизация функции несоответствия (Tarantola, 1987). Для случая наименьших квадратов функция несоответствия является скалярной функцией, определенной над модельным пространством как $S(\mathbf{m}) = \Delta \mathbf{d}^T \mathbf{C}_D^{-1} \Delta \mathbf{d} + \Delta \mathbf{m}^T \mathbf{C}_M^{-1} \Delta \mathbf{m}$, где символы обозначаются следующим образом: в модельной области \mathbf{m} это модель, $\Delta \mathbf{m} = \mathbf{m} - \mathbf{m}_{pr}$ – является разницей между моделью и априорной моделью \mathbf{m}_{pr} и \mathbf{C}_M обозначает модель пространственной ковариационной матрицы; в области данных $\Delta \mathbf{d} = \mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{obs}$ – остатки, т. е. разница между наблюдаемыми данными и синтетическими данными $\mathbf{g}(\mathbf{m})$, полученными при моделировании распространения волны; и \mathbf{C}_D обозначает ковариационную матрицу над пространством данных. Функция несоответствия измеряет несоответствие между наблюдаемыми и синтетическими данными, а также между моделью и предшествующей моделью. Исходное несоответствие, которое используется для нормализации текущего несоответствия, получено для $\Delta \mathbf{d} = \mathbf{d}_{obs}$ и $\Delta \mathbf{m} = \mathbf{0}$. Минимизация функции несоответствия выполняется с использованием метода сопряженных градиентов. Итерационный процесс нелинейной инверсии разработан (Tarantola, 1987); выражения производных Фреше для упругих параметров и функции источника можно найти в (Tarantola, 1986) и для вязкоупругих параметров в (Charaga et al., 2000).

В настоящей инверсии мы инвертируем для скоростей продольных и поперечных волн, плотностей, ϵ и δ параметров Томсена для анизотропии VTI, коэффициента качества сдвига Q_s и функций исходного времени. Все поля параметров являются двумерными, за исключением параметра Q_s , который рассматривается на этом этапе исследования с целью стабилизации. Модельная ковариационная матрица заполнена независимыми горизонтальными и вертикальными лапласическими корреляциями (Charaga et al., 1996). Процедура инверсии начинается с предыдущей модели: стратифицированная модель, полученная из инверсии времени в пути и каротажных диаграмм. Затем выполняется четыре инверсии последовательно. С одного

шага инверсии к другому пространственные корреляции уменьшаются, а частотное содержание инвертированных данных увеличивается.

Данные, полученные при помощи непродольного ВСП в Северном море

Поле Лилль-Фригг расположено на восточной окраине Викинг-Грабена, примерно в 22 км к северо-востоку от месторождения Фригг. Структура состоит из узкого удлиненного горста северо-южного простирания с газом, оставшимся в ловушке в коллекторе Brent. Известно, что формация Brent очень изменчива по толщине и фации. Скважина 25/2-C1N, пробуренная в поле Лилль-Фригг, обнаружила разлом, погружающийся на восток и охватывающий только нижнюю часть формации Brent (Minsaas et al., 1994).

Были приобретены два трехкомпонентных набора данных НВСП с целью лучшего определения структурного положения плоскости разлома и определения расстояния всей формации Brent от скважины (Muller and Ediriweera, 1993). Основываясь на интерпретацию НВСП, на данные каротажа, на снимки скважины в высоком разрешении и другие сейсмические данные (walkaway и других НВСП), на 200 м к западу от скважины был пробурен боковой ствол, который полностью совпал с формацией Brent (Minsaas et al., 1994).

Геометрия системы наблюдений двух НВСП показана на рисунке 1, их обозначают «Запад» и «Восток», а снимки выровнены со скважиной. Скважина вертикальная, непродольный источник расположен на расстоянии в 2 км для обоих снимков, и данные собирались на глубинах от 2300 м до 3950 м.

Результаты инверсии и их обсуждение

Представленные инверсии являются результатом 4-х инверсий (20 Гц). Синтетические данные, полученные при конвергенции, а также соответственно наблюдаемые и остаточные данные для западного НВСП, показаны на рисунке 2. Подгонка справедлива; оставшееся несоответствие составляет 20%. Кроме того, основная часть остаточных данных – неструктурированный шум.

Инвертированная функция исходного времени для Западного непродольного ВСП показана на рисунке 3. Высокочастотная компонента источника увеличивается во время процесса инверсии, так как частота в наблюдаемых данных была увеличена с предыдущего этапа инверсии.

Поле, представляющее отношение V_s / V_p , изображено на рисунке 1 и является хорошим индикатором зоны газоносного коллектора. Другие поля с оценочными параметрами показаны на рисунке 4 в увеличенном виде, и отражают дополнительную структурную и петрофизическую информацию. Геологическая интерпретация, представленная (Minsaas et al., 1994), отображена на том же рисунке, что и боковой ствол скважины.

Инвертированные параметры затухания очень плавные, но показывают сильное затухание в первых слоях ниже морского дна, необходимое для объяснения ослабленной конвертированной поперечной волны от морского дна. Затухание газового коллектора не может быть разрешено из-за 1D инверсии для параметра затухания. Анизотропные параметры не могут быть хорошо

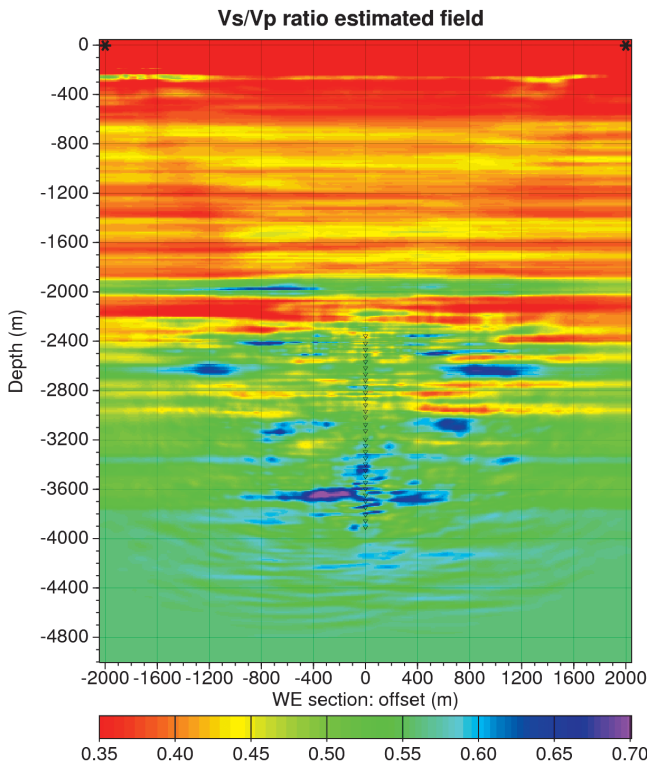


Рис. 1. Поле отношения скорости поперечной волны к скорости продольной волны. Показаны геометрия системы наблюдения Западного и Восточного НВСП: звезды вблизи поверхности обозначают местоположение источников, а треугольники обозначают местоположения приемника. Отображенная область зависит от типа волны: треугольная область, расположенная от источников к антенне отображена прямой продольной волной, чуть ниже на уровне приёмной антенны расположена область, близкая к скважине, на которой отражена продольная волна преобразованная в поперечную, отраженные волны освещают область ниже скважины. Отношение V_s/V_p позволяет четко отличать коллектор с газом от других формаций (фиолетовая область).

устранены из-за ограниченного количества снимков и, следовательно, ограниченного диапазона углов падения. Оценочные ϵ и δ поля Томсена обеспечивают плохую информативность по абсолютной величине (ϵ показано на рисунке 4), но некоторые аномалии, по-видимому, связаны с реальными анизотропными слоями. Инвертированные параметры упругости имеют первостепенное значение для идентификации и разграничения газоносного резервуара, как показано на рисунке 4 (отношение V_s/V_p и поля коэффициента Пуассона). Тем не менее, западное/восточное распространение разрешающей области на изображениях ограничено окрестностью скважины (от 200 м до 500 м). Это связано с узкой областью освещенности как для излучаемых (нисходящих) волн, так и отраженных (восходящих) волн, хотя инвертированы кратные или преобразованные волны. Более того, исходная модель стратифицирована, разрешенная область не отображается четко.

Следующий этап состоит в том, чтобы определить лучшую, вероятно, двумерную предварительную модель, чтобы лучше понять связь инверсии ослабления сдвига с инверсией источника, ввести параметр сжимающего

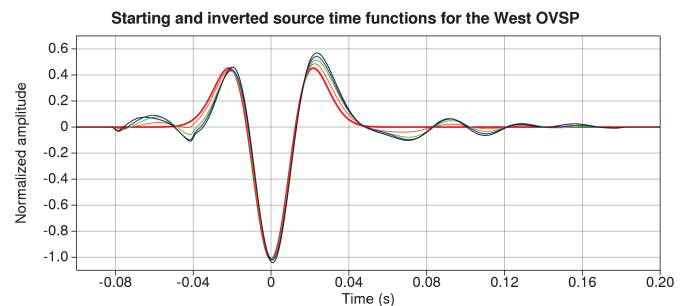


Рис. 3. Функция исходного времени для 4-й инверсии данных Западного НВСП. Начальный вейвлет обозначается сплошной красной линией, а тонкие оранжевые, зеленые, синие и черные линии обозначают соответственно инвертированный вейвлет на итерации 5, 20, 50 и 100.

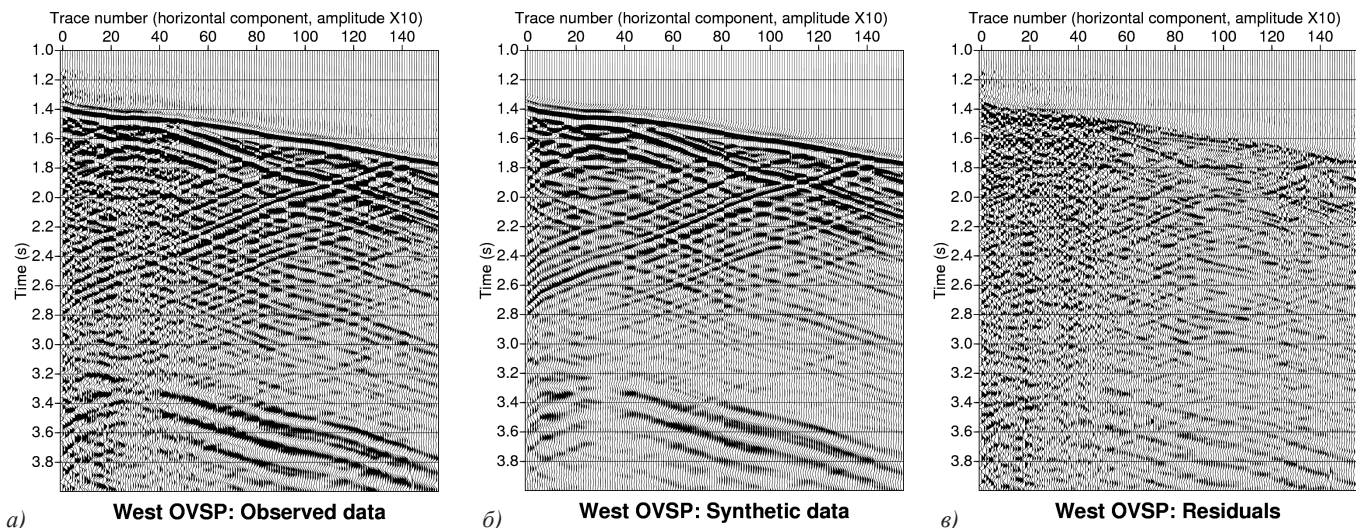


Рис. 2. Горизонтальная составляющая данных Восточного НВСП. Наблюдаемые данные с низкочастотным фильтром (крайние частоты 20 и 40 Гц), синтетические данные и остаточные отображаются соответственно как а), б) и в). Имеется достаточно хорошее соответствие между наблюдаемым и синтетическим, обеспечивая низкие остаточные данные (оставшаяся несоответствие составляет 20%). Структурированная энергия в остаточных данных показывает, что некоторые отраженные и излученные поперечные волны не могут быть полностью объяснены.

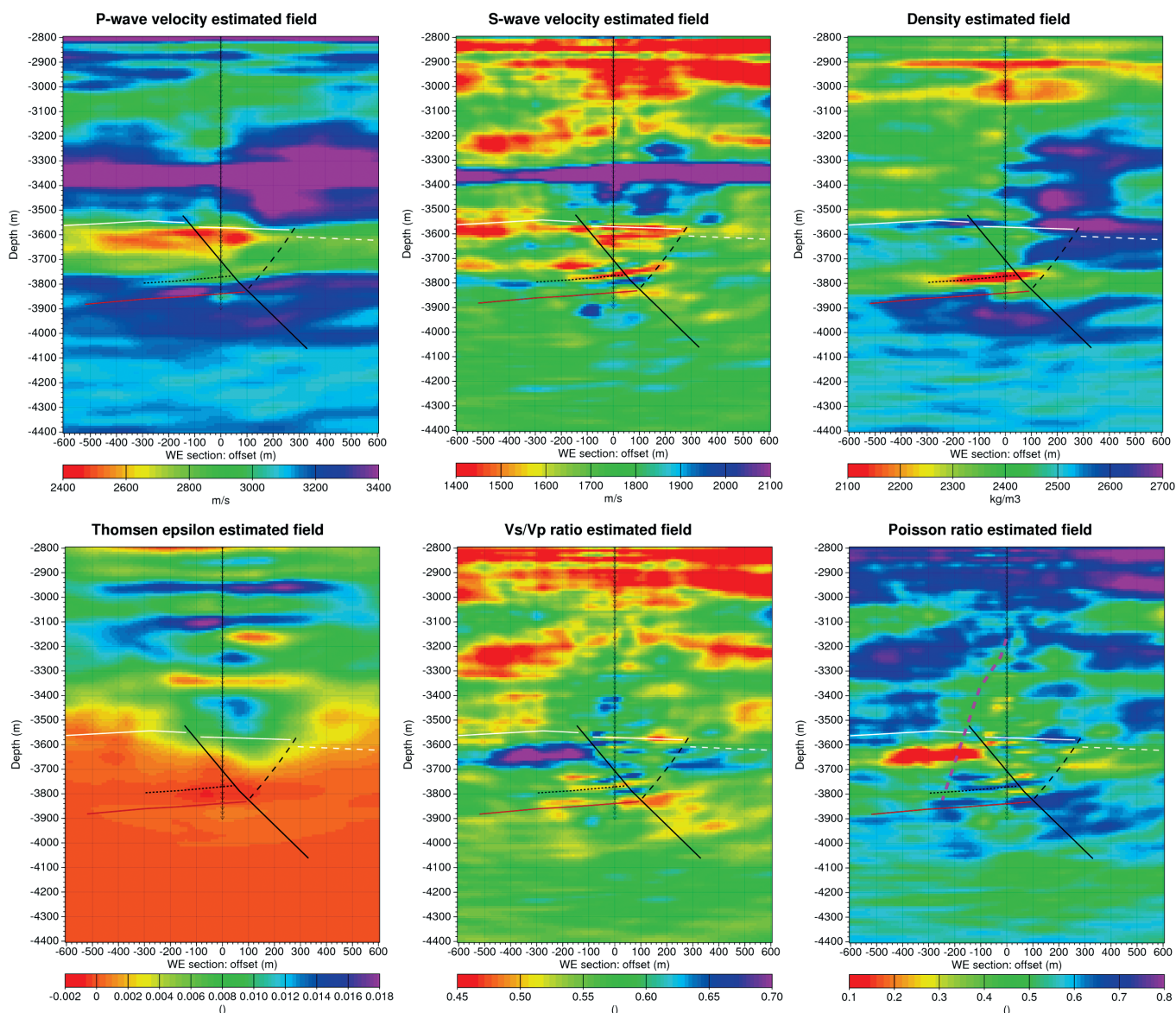


Рис. 4. Изображения оцененных полей параметров упругости в окрестностях скважины и ниже. Треугольник, смотрящий вниз, обозначает приемники. Боковой ствол обозначен пунктирной линией толстого фиолетового цвета на изображении коэффициента Пуассона. Геологическая интерпретация (Minsaas et al., 1994; Mittet et al., 1997) обозначена тонкими линиями: черная линия обозначает основной нормальный разлом, пересекающий формацию Brent, пунктирная черная линия является вероятной противоположным разломом, белая линия представляет собой BCU (базовое меловое несогласие), пунктирная черная линия - это угольный сейсмический маркер в нижней части формации Brent, а темно-красная сплошная линия – подошва формации Brent. Оцененные поля предоставляют дополнительную информацию о структуре, например поле плотности позволяет точно локализовать угольный маркер, в то время как короткая длина поперечных волн помогает идентифицировать основную ошибку. Отношение V_s/V_p или коэффициент Пуассона являются хорошими показателями наличия газа в резервуаре. Согласно этим полям, газоносная область соответствует верхней части формации Brent (фиолетовым для отношения V_s/V_p и красным для коэффициента Пуассона, слева от разлома). Структуру ниже скважины трудно интерпретировать. Наконец, анизотропные параметры, такие как ϵ Томсена, недостаточно хорошо разрешены (узкий угол падения), надежны только зоны, освещенные нисходящими волнами, например, анизотропные слои, расположенные вблизи 2980 м и 3100 м.

затухания и, наконец, предоставить карту последующего разрешения для каждого из оценочных полей параметров.

Выводы

Одновременная инверсия упругих VTI параметров Томсена и сдвигового Q-фактора позволяет нам извлекать больше информации из данных. Используя соответствующие свойства Земли, она уменьшает «шум» моделирования в процессе инверсии, даже если ограничения по некоторым параметрам слабы (и, следовательно, обеспечивают низкое разрешение). Сложность записанного волнового поля довольно справедливо воспроизводится синтетическими данными. В разрешенных частях модели результаты

согласуются с принятой в настоящее время структурной интерпретацией, причем части с хорошо извлекаемой структурой. Представленная анизотропная вязкоупругая инверсия полного волнового пакета данных непродолжного ВСП из Северного моря иллюстрирует влияние многопараметрической инверсии при использовании соответствующих свойств Земли; это показывает реализуемость и преимущество нашего предлагаемого метода.

Благодарность

Мы выражаем благодарность компании Total и их партнерам по месторождению Лилль-Фриг за предоставление данных НВСП.

Литература

- Barnes C. and M. Charara (2009). Viscoelastic full waveform inversion of North Sea offset VSP data. *SEG Expanded Abstracts*, pp. 2278-2282.
- Barnes C., Charara M. and Tsuchiya T. (2008). Feasibility study for an anisotropic full waveform inversion of cross-well data. *Geophysical Prospecting*, 56, pp. 897-906.
- Barnes C., Charara M., Tsuchiya T. (2004). Borehole seismic data inversion for attenuating media. *66th Conf. and Exhib., EAGE, Extend. Abstr.*, P012.
- Carcione J.M. (1990). Wave propagation in anisotropic linear viscoelastic media: Theory and simulated wavefields. *Geophysical Journal International*, 101, pp. 739-750.
- Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (1996). Constrained waveform inversion of seismic well data, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 63, pp. 98-112.
- Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (2000). Full waveform inversion of seismic data for a viscoelastic medium, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 92, pp. 68-81.
- Charara M., Barnes C. and Tsuchiya T. (2004). Crosswell seismic data tomography for heterogeneous viscoelastic media. *74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 23, pp. 1822-1825.
- Igel H., Djikpéssé H. and Tarantola A. (1996). Waveform inversion of marine reflection seismograms for P impedance and Poisson's ratio. *Geophysical Journal International*, 124, pp. 363-371.
- Minsaas O., Kravik K. and Haller D. (1994). Integration of exploration and reservoir approaches through geophysical and geological technologies in

- mature area. *Proceedings of the 14th World Petroleum Congress*, 77.
- Mittet R., Hokstad K., Helgesen J. and Canadas G. (1997). Imaging of offset VSP data with an elastic iterative migration scheme, *Geophysical Prospecting*, 45, pp. 247-267
- Muller J. and Ediriweera K. (1993), Walkaway VSP or fixed offset VSP? A case history on the Lille Frigg field. *EAGE, Expanded Abstracts*, C040.
- Tarantola A. (1986). A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics*, 51, pp. 1983-1903.
- Tarantola A. (1987). Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation: Elsevier.
- Virieux J. and Operto S. (2009). An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics. *Geophysics*, 74, WCC1-WCC26

Сведения об авторах

Кристоф Барнс – профессор
Университет Сержи-Понтуаэ
Boul. du Port 33, F 95510, Сержи-Понтуаэ, Франция

Марван Чарара – профессор
Сколковский институт науки и технологий
Ул. Нобеля, 3, Москва, 143026, Россия

Статья поступила в редакцию 17.07.2018;
Принята к публикации 01.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Anisotropic anelastic seismic full waveform modeling and inversion: Application to North Sea offset VSP data

C. Barnes¹, M. Charara^{2*}

¹Cergy-Pontoise University, Cergy-Pontoise, France

²Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Marwan Charara, e-mail: M.Charara@skoltech.ru

Abstract. In sedimentary basin, elastic anisotropy can be described by a transverse isotropic medium and the attenuation in the seismic bandwidth can be approximated by a quasi-constant quality factor. Very few full waveform inversions were conducted for such realistic media to show the feasibility and the benefit of this approach. For illustration, we have chosen two offset VSP datasets from the North Sea displaying attenuated phases and where the medium is known to be transverse isotropic. By inverting elastic parameters, anisotropy, shear attenuation and source functions, we have been able to find an Earth model reproducing fairly the real data. By exploiting all the information in the seismograms, full waveform inversion allows us to localize and characterize the Brent gas reservoir target.

Keywords: modeling, anisotropy, full waveform inversions, VSP

Recommended citation: Barnes Ch., Charara M. (2018). Anisotropic anelastic seismic full waveform modeling and inversion: Application to North Sea offset VSP data. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 149-153. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.149-153>

Acknowledgments. We thank Total and their partners on Lille-Frigg for providing the OVSP datasets.

References

- Barnes C. and M. Charara (2009). Viscoelastic full waveform inversion of North Sea offset VSP data. *SEG Expanded Abstracts*, pp. 2278-2282.
- Barnes C., Charara M. and Tsuchiya T. (2008). Feasibility study for an anisotropic full waveform inversion of cross-well data. *Geophysical Prospecting*, 56, pp. 897-906.
- Barnes C., Charara M. and Tsuchiya T. (2004). Borehole seismic data inversion for attenuating media. *66th Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, P012.
- Carcione J.M. (1990). Wave propagation in anisotropic linear viscoelastic media: Theory and simulated wavefields. *Geophysical Journal International*, 101, pp. 739-750.
- Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (1996). Constrained waveform

inversion of seismic well data, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 63, pp. 98-112.

Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (2000). Full waveform inversion of seismic data for a viscoelastic medium, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 92, pp. 68-81.

Charara M., Barnes C. and Tsuchiya T. (2004). Crosswell seismic data tomography for heterogeneous viscoelastic media. *74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 23, pp. 1822-1825.

Igel H., Djikpéssé H. and Tarantola A. (1996). Waveform inversion of marine reflection seismograms for P impedance and Poisson's ratio. *Geophysical Journal International*, 124, pp. 363-371.

Minsaas O., Kravik K. and Haller D. (1994). Integration of exploration and reservoir approaches through geophysical and geological technologies in mature area. *Proceedings of the 14th World Petroleum Congress*, 77.

Mittet R., Hokstad K., Helgesen J. and Canadas G. (1997). Imaging of offset VSP data with an elastic iterative migration scheme, *Geophysical Prospecting*, 45, pp. 247-267

Muller J. and Ediriweera K. (1993), Walkaway VSP or fixed offset VSP? A case history on the Lille Frigg field. *EAGE, Expanded Abstracts*, C040.

Tarantola A. (1986). A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics*, 51, pp. 1983-1903.

Tarantola A. (1987). Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation: Elsevier.

Virieux J. and Operto S. (2009). An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics. *Geophysics*, 74, WCC1-WCC26

About the Authors

Christophe Barnes – Professor, Cergy-Pontoise University
Boul. du Port 33, F 95510 Cergy-Pontoise cedex, France

Marwan Charara – Associate Professor, Center for Hydrocarbon Recovery
Skolkovo Institute of Science and Technology
Nobel st., 3, Moscow, 143026, Russian Federation

Manuscript received 17 July 2018;
Accepted 01 August 2018; Published 30 August 2018