

Новая технология оценки временных сдвигов при сейсмическом мониторинге эксплуатации нефтегазовых месторождений и подземных газовых хранилищ

© Ю. К. Тяпкин¹, Е. Ю. Тяпкина², 2018

¹ООО "Юг-Нефтегазгеология", Киев, Украина

²Компания Weatherford, Осло, Норвегия

Поступила 4 декабря 2017 г.

Процес експлуатації нафтогазових родовищ і підземних сховищ природного газу і CO_2 супроводжується змінами в часі фізичних властивостей як самого резервуара, так і товщі, що його перекриває. Вивчення цих змін за допомогою повторних (4D) сейсмічних спостережень дає змогу контролювати ефективність експлуатації нафтогазових родовищ і підземних газових сховищ. Широкий клас методів використовує як проміжну інформацію часові зсуви, що виникають у повторних сейсмічних записах, при вивченні зміни геомеханічних властивостей продуктивного резервуара. У статті сформульовано умови, за яких величини коефіцієнтів відбиття меж у процесі зміни властивостей середовища зберігаються, але зміщуються в нове положення уздовж осі подвійного часу пробігу хвиль. Для оцінювання часових зсувів, що виникають, розроблено нову технологію. Вона заснована на статистичних властивостях функції взаємної кореляції двох обмежених у часі випадкових процесів, один з яких є зрушеним і розтягнутим або стисненим у часі варіантом другого. Запропонована технологія дає змогу одночасно визначити постійну і лінійну складові часових зсувів за достатньої кількості накопичених функцій взаємної кореляції таких процесів. Справедливість теоретичних основ методу підтверджено двома чисельними експериментами. Як джерело вхідних даних, необхідних для застосування даної технології на практиці, запропоновано використовувати випадкову компоненту сейсмічних зображень, породжену хаотичними флуктуаціями акустичного імпедансу в нижньому півпросторі. Описано деякі методи апроксимації регулярної компоненти сейсмічних записів, віднімання якої із записів дасть змогу отримати їх випадкову компоненту, необхідну для функціонування запропонованої технології.

Ключові слова: сейсмічний моніторинг, повторні сейсмічні спостереження, часовий зсув, взаємна кореляція, взаємний спектр.

Введение. Сейсмический мониторинг процесса эксплуатации нефтегазовых месторождений, называемый в англоязычной литературе seismic time-lapse (4D) monitoring, основан на сопоставлении сейсмических данных, полученных на одной и той же площади с интервалом от нескольких месяцев до нескольких лет [Nguyen

et al., 2015]. Эта технология предназначена решать множество разнообразных задач. Среди них, в первую очередь, следует назвать контроль степени истощения запасов углеводородов и сопровождающих этот процесс изменений внутрипорового давления, состава флюидов и положения контакта флюидов в резер-

вуаре, обнаружение и оконтуривание незатронутых добычей участков залежи (целиков), изучение перемещения газа в вышележащие слои, контроль нагнетания воды, газов и пара для интенсификации процесса добычи. Не менее важной задачей является анализ процесса эксплуатации подземных хранилищ природного газа и CO_2 . Необходимо отметить, что зарегистрированные в разное время данные требуют специальной обработки, предназначенной устранить все искажения, не связанные непосредственно с изменением физических свойств изучаемого объекта, а вызванные, в первую очередь, разницей в условиях повторных наблюдений [Dinh et al., 2015; Nguyen et al., 2015].

Методы, используемые для оценки изменения свойств интересующего исследователя интервала разреза и перекрывающей толщи, можно условно разделить на два разных класса. Первый из них основан на изучении характеристик временных сдвигов сейсмических записей [Guilbot, Smith, 2002; Hatchell, Bourne, 2005; Rickett et al., 2007; Dybvik et al., 2009; Grandi et al., 2010; Grude et al., 2012; Avseth et al., 2013; Røste et al., 2015]. Второй использует разницы в оценках поглощения волн, динамических характеристик записи, а также петрофизических и геомеханических параметров, полученных в результате сейсмической инверсии [Skov et al., 2002; Buland, El Ouair, 2006; Schutjens et al., 2007; Blanchard et al., 2009; Davis, Benson, 2009; Chadwick et al., 2010; Chen et al., 2010; Grude et al., 2012; Dupuy et al., 2014; Grana, Mukerji, 2015].

Данная статья относится к первому классу. Она посвящена совершенствованию технологии оценки характеристик временных сдвигов, возникающих в сейсмических записях при повторных наблюдениях вследствие изменения физических свойств продуктивного интервала и перекрывающей толщи в процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений и подземных газовых хранилищ.

Модель сейсмической трассы при повторных наблюдениях. Рассмотрим раз-

ницу между двумя трассами, соответствующими повторным наблюдениям. Для этого воспользуемся следующими тремя формулами [Røste et al., 2006, 2007]:

$$\frac{\Delta t}{t} = \frac{\Delta z}{z} - \frac{\Delta v}{v}, \quad (1)$$

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = -\frac{\Delta z}{z}, \quad (2)$$

$$\frac{\Delta v}{v} = \alpha \frac{\Delta z}{z}, \quad (3)$$

где t и v — соответственно двойное время пробега и скорость волн в произвольном выбранном слое с мощностью z и плотностью ρ , знак Δ обозначает изменение соответствующих величин, а $\alpha < 0$ — параметр расширения, зависящий от свойств породы в выбранном слое.

Другая форма относительного изменения скорости (3) предложена в работе [Hatchell, Bourne, 2005]:

$$\frac{\Delta v}{v} = -R \varepsilon_{zz},$$

где ε_{zz} — вертикальное растяжение (деформация), а $R > 0$ — безразмерный параметр. В этом случае (1) и (2) могут быть представлены так:

$$\frac{\Delta t}{t} = (1 + R) \varepsilon_{zz}, \quad \frac{\Delta \rho}{\rho} = -\varepsilon_{zz}.$$

Предположим, что параметр R изменяется с глубиной достаточно плавно, т. е. он почти постоянен в пределах скользящего во времени интервала анализа. Естественно, такое основополагающее условие требует дополнительных исследований. Кроме того, необходимо отметить, что величина ε_{zz} непрерывна на любой границе. По этим двум причинам

$$\frac{\Delta \rho_1}{\rho_1} = \frac{\Delta \rho_2}{\rho_2} = c_1, \quad \frac{\Delta v_1}{v_1} = \frac{\Delta v_2}{v_2} = c_2,$$

где $\frac{\Delta \rho_1}{\rho_1}$ и $\frac{\Delta \rho_2}{\rho_2}$ — соответственно отно-

сительные изменения плотности над и под произвольной границей, а $\frac{\Delta v_1}{v_1}$ и $\frac{\Delta v_2}{v_2}$ — соответственно относительные изменения скорости над и под этой же границей.

При таких условиях коэффициент отражения от границы до изменения свойств среды, равный

$$k_{\text{before}} = \frac{\rho_1 v_1 - \rho_2 v_2}{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2},$$

совпадает с коэффициентом отражения от этой же границы после изменения свойств среды:

$$\begin{aligned} k_{\text{after}} &= \\ &= \frac{\rho_1 (1 + c_1) v_1 (1 + c_2) - \rho_2 (1 + c_1) v_2 (1 + c_2)}{\rho_1 (1 + c_1) v_1 (1 + c_2) + \rho_2 (1 + c_1) v_2 (1 + c_2)} = \\ &= \frac{\rho_1 v_1 - \rho_2 v_2}{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2}. \end{aligned}$$

Таким образом, при указанных условиях величины коэффициентов отражения границ в процессе изменения свойств среды сохраняются, но смещаются в новое положение вдоль оси двойного времени пробега волн. Формально это можно представить так:

$$s_1(t) = s_2[t - \Delta(t)], \quad (4)$$

где $s_1(t)$ и $s_2(t)$ — соответственно отражательные способности среды до и после изменения ее свойств, а $\Delta(t)$ — зависящий от двойного времени пробега временной сдвиг между ними.

Модель временного сдвига. Обычно предполагается, что величина $s_1(t)$ изменяется достаточно плавно вдоль оси времени, и поэтому предполагается правомочным считать сдвиг между $s_1(t)$ и $s_2(t)$ постоянным в пределах окна анализа. Отсюда следует простейший метод оценки временного сдвига между $s_1(t)$ и $s_2(t)$ по поведению максимума их функции взаимной корреляции [Rickett et al., 2007]. Однако такой метод обладает очень низкой

устойчивостью, для повышения которой предлагается осреднение этой функции по нескольким соседним трассам. С этой же целью разработаны и используются более сложные алгоритмы, основанные на оптимизированных решениях обратных задач с ограничениями [Rickett et al., 2007; Lie, 2011], на оценках бикогерентности с использованием кумулянтных функций третьего порядка [Yung, Ikelle, 1997; Naeini, Hoesber, 2008] и на сочетании разложения Тейлора с методом наименьших квадратов [Hatchell et al., 2003; Naeini, Hoesber, 2008].

Если временные сдвиги в перекрывающей толще действительно могут быть плавно изменяющимися функциями времени, то в районе верхней границы эксплуатируемого интервала они обычно изменяются достаточно резко [Avseth et al., 2013; Nguyen et al., 2015; Røste et al., 2015]. В такой ситуации модель постоянного временного сдвига между $s_1(t)$ и $s_2(t)$ и вытекающий из нее метод оценки, основанный на функции взаимной корреляции, неправомочны. Поэтому имеет смысл добавить в аппроксимацию временного сдвига в пределах окна анализа линейную составляющую, соответствующую второму члену разложения $\Delta(t)$ в ряд Тейлора:

$$\Delta(t) = \tau_0 + \dot{\tau}(t - t_0), \quad (5)$$

где $\tau_0 = \Delta(t)|_{t=t_0}$. Таким образом, в этом случае временной сдвиг $\Delta(t)$ между $s_1(t)$ и $s_2(t)$ характеризуется двумя параметрами — τ_0 и $\dot{\tau}$. Первый из них имеет интегральный характер, поскольку отражает суммарное влияние всей вышележащей толщи. По этой причине он представляет меньший интерес для исследователей по сравнению с $\dot{\tau}$, который лучше характеризует и позволяет проинтерпретировать локальный временной сдвиг между $s_1(t)$ и $s_2(t)$ [Rickett et al., 2007].

Из-за отсутствия возможности прямо оценить параметр $\dot{\tau}$ [Rickett et al., 2007] предлагают сначала оценить $\Delta(t)$ с использованием традиционного метода, основанного на использовании функции взаимной корреляции, а затем выполнить диф-

ференцирование результата по времени. Но, как было отмечено, этот традиционный метод не только неустойчив, но и вряд ли может быть успешно применен в условиях резкой изменчивости поведения $\Delta(t)$ в пределах анализируемого интервала. Дополнительное сочетание этого метода с неустойчивой процедурой дифференцирования еще больше понижает устойчивость всей технологической схемы в целом. Учитывая присутствие сильных искажений в оценках $\Delta(t)$, в работе [Rickett et al., 2007] предлагается перед дифференцированием выполнить тщательную обработку материала, включающую устранение выбросов и последующее сглаживание. Однако такая процедура впоследствии может привести к потере важных деталей в интерпретации общей картины изменения геомеханических свойств среды.

В работе [Fomel, Jin, 2007] предложено предварительно растягивать или сжимать $s_1(t)$ и затем выбирать такое значение параметра $\hat{\tau}$, которое обеспечивает максимальное локальное подобие видоизмененной во времени трассы $s_1(t)$ и трассы $s_2(t)$.

Ниже описан предлагаемый авторами принципиально новый подход к оценке величин τ_0 и $\hat{\tau}$.

Теория метода. Пусть на вход процедуры взаимной корреляции (в дальнейшем — коррелятора) поступают два случайных процесса, каждый из которых представляет собой сумму сигнала и шума:

$$u_1(t) = s_1(t) + n_1(t),$$

$$u_2(t) = s_2(t) + n_2(t).$$

Предположим, что, во-первых, оба шума не коррелируются между собой и с сигналами, во-вторых, каждая составляющая имеет нулевое математическое ожидание и, в-третьих, мощности сигналов равны. Условимся также, что сигналы $s_1(t)$ и $s_2(t)$, как это представлено в уравнении (4), отличаются между собой мгновенной временной задержкой $\Delta(t)$, которая на некотором небольшом интервале времени является линейной функцией времени, опи-

сываемой уравнением (5). При этом $|t - t_0| \leq (T + \tau_{\max})/2$, где T — время интегрирования коррелятора, а τ_{\max} — максимальное изменение задержки.

В общем случае результат на выходе коррелятора изменяется во времени, поскольку от времени зависит задержка $\Delta(t)$. Однако можно считать, что в момент $t = t_0$ функция взаимной корреляции не зависит от времени и определяется так:

$$R(\tau) = \frac{1}{T} \int_{t_0 - \frac{1}{2}T}^{t_0 + \frac{1}{2}T} u_2(t) u_1(t + \tau) dt. \quad (6)$$

Ввиду конечного времени интегрирования T функция $R(\tau)$ носит случайный характер и поэтому должна быть оценена статистически. С этой целью имеет смысл определить ее математическое ожидание, т. е. выполнить осреднение этой функции по бесконечному ансамблю независимых реализаций, полученных в одинаковых условиях. При этом вследствие начального предположения о некоррелируемости обоих шумов между собой и с сигналами выражение (6) сводится к взаимной корреляции между сигналами $s_1(t)$ и $s_2(t)$:

$$E\{R(\tau)\} = \frac{1}{T} \int_{t_0 - \frac{1}{2}T}^{t_0 + \frac{1}{2}T} E\{s_2(t) s_1(t + \tau)\} dt,$$

где E — оператор взятия математического ожидания. Выполнение этой операции и последующий переход в спектральную область позволили получить следующее выражение взаимного спектра мощности двух сигналов [Remley, 1963]:

$$R(\omega) = \quad (7)$$

$$= P(\omega) \frac{\sin\{\omega\hat{\tau}T/[2(1-\hat{\tau})]\}}{\omega\hat{\tau}T/[2(1-\hat{\tau})]} \exp\left(-\frac{i\omega\tau_0}{1-\hat{\tau}}\right),$$

где $P(\omega)$ — спектр мощности недеформированного во времени сигнала $s_1(t)$.

Когда скорость изменения временной задержки равна нулю ($\dot{\tau} = 0$), взаимный спектр (7) приобретает традиционный вид:

$$R(\omega) = P(\omega) \exp(-i\omega\tau_0).$$

Если параметры τ_0 и $\dot{\tau}$ являются искомыми, они могут быть оценены по методу наименьших квадратов с использованием отношения спектров на выходе коррелятора:

$$\frac{R(\omega)}{P(\omega)} = \quad (8)$$

$$= \frac{\sin\{\omega\dot{\tau}T/[2(1-\dot{\tau})]\}}{\omega\dot{\tau}T/[2(1-\dot{\tau})]} \exp\left(-\frac{i\omega\tau_0}{1-\dot{\tau}}\right).$$

Модельный эксперимент. Он выполнялся по схеме, изображенной на рис. 1, и был предназначен показать зависимость отношения взаимного спектра мощности трасс $s_1(t)$ и $s_2(t)$ к спектру мощности трассы $s_1(t)$ от количества используемых независимых реализаций случайного процесса. При этом для моделирования очередной реализации трассы $s_1(t)$ использовался один из генераторов псевдослучайных чисел (подпрограмма RNUM/DRNUM из библиотеки Math Library IMSL для Microsoft Fortran Power Station). Для получения из трассы $s_1(t)$ трассы $s_2(t)$ с линейно изменяющейся во времени задержкой $\Delta(t)$ применялась интерполяционная формула Уиттекера—Шеннона (Котельникова) [Franks, 1969].

На рис. 2 представлен нормированный взаимный спектр мощности $R(\omega)/P(\omega)$ для $T=1$ с, $\tau_0=0$, произвольно выбранной величины $\dot{\tau}=0,01771$ и разного количества использованных независимых реализаций псевдослучайного процесса, имитирующих трассу $s_1(t)$. Рисунок демонстрирует полное отсутствие какой-либо закономерности в поведении взаимного спектра при использовании только одной реализации, что еще раз свидетельствует о неустойчивости процедуры оценки временных сдвигов с использованием функции взаимной корреляции. Этот недостаток, несомненно, дополнительно усугубляется по мере роста $\dot{\tau}$. С увеличением



Рис. 1. Блок-схема модельного эксперимента, предназначенного показать зависимость отношения взаимного спектра мощности трасс $s_1(t)$ и $s_2(t)$ к спектру мощности трассы $s_1(t)$ от количества используемых реализаций случайного процесса.

количества использованных реализаций псевдослучайного процесса дисперсия получаемой оценки нормированного взаимного спектра мощности монотонно уменьшается и оценка стремится к предельному аналитическому виду, описываемому уравнением (8).

Влияние десятикратного увеличения скорости изменения временной задержки ($\dot{\tau}=0,1771$) при прочих равных условиях на поведение нормированного взаимного спектра мощности показано на рис. 3.

Здесь в целом наблюдается та же закономерность, что на рис. 2. Однако при этом кривая (8) значительно быстрее уменьшается по амплитуде в выбранном диапазоне частот 0—250 Гц и, следовательно, значительно хуже проявляется на высоких частотах при той же дисперсии оценок взаимного спектра мощности. Поэтому в данном случае для более надежной оценки взаимного спектра во всем

диапазоне частот требуется значительно большее количество независимых реализаций псевдослучайного процесса.

Источник входных данных для реализации предлагаемой технологии на практике. Описанный метод предполагает использование достаточно большого количества независимых реализаций случайного процесса для получения надежных оценок нормированного взаимного спек-

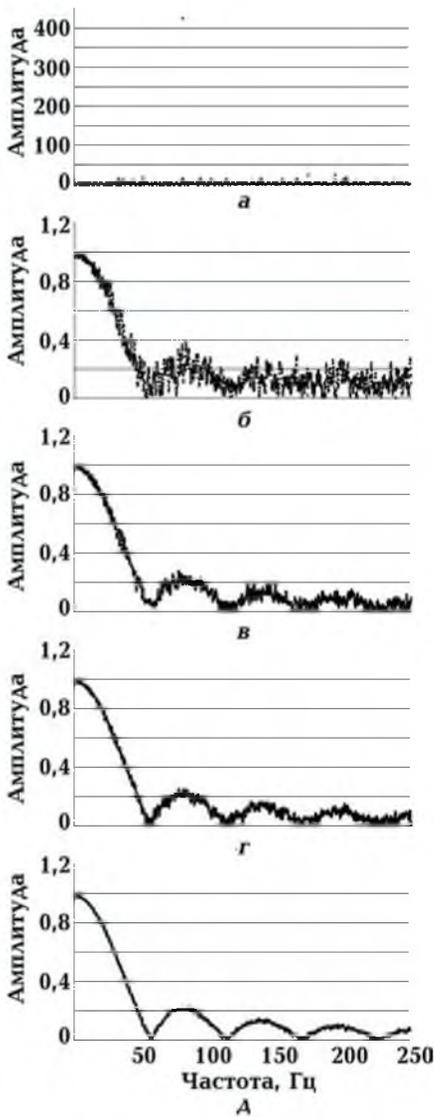


Рис. 2. Зависимость нормированного взаимного спектра мощности $R(\omega) / P(\omega)$ при $T = 1$ с, $\tau_0 = 0$ и $\hat{\tau} = 0,01771$ от количества использованных независимых реализаций псевдослучайного процесса, имитирующих трассу $s_1(t)$: а — 1, б — 100, в — 500, г — 1000, д — 10 000.

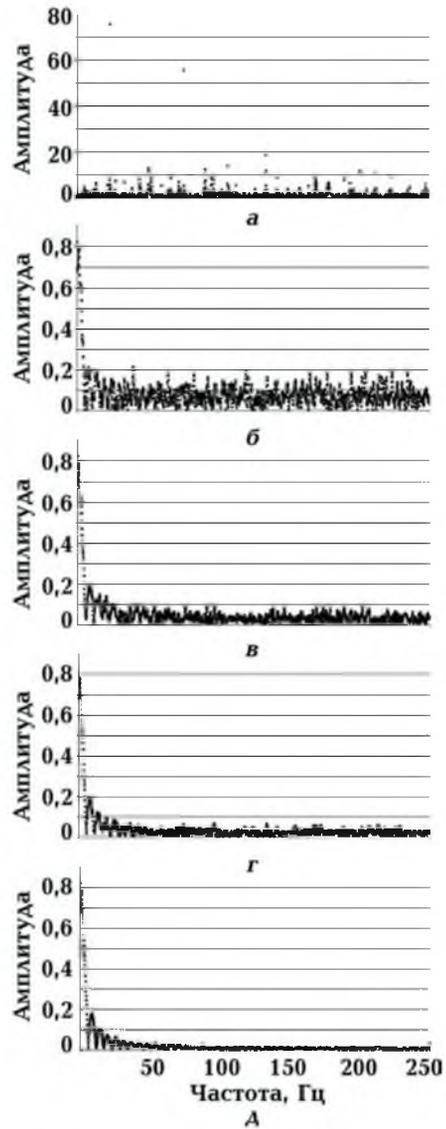


Рис. 3. Зависимость нормированного взаимного спектра мощности $R(\omega) / P(\omega)$ при $T = 1$ с, $\tau_0 = 0$ и $\hat{\tau} = 0,1771$ от количества использованных независимых реализаций псевдослучайного процесса, имитирующих трассу $s_1(t)$: а — 1, б — 100, в — 500, г — 1000, д — 10 000.

ра соответствующих трасс повторных сейсмических наблюдений. Только в таком случае возможна надежная оценка интересующих нас параметров τ_0 и $\dot{\tau}$. Однако для этой цели не могут быть использованы наборы смежных трасс обычных сейсмических изображений, поскольку они в значительной степени статистически зависимы. Поэтому для предлагаемой технологии имеет смысл вместо самих сейсмических изображений использовать их случайные компоненты, порожденные хаотическими флуктуациями акустического импеданса в нижнем полупространстве.

Если отражающие границы в пределах изучаемого интервала локально параллельны, i -я трасса сейсмической записи может быть аппроксимирована моделью

$$u_i(t) = a_i s(t) + \xi_i(t) + n_i(t). \quad (9)$$

Здесь сигнальная компонента, представленная первым членом в правой части уравнения (9), имеет постоянную форму $s(t)$ и произвольную амплитуду a_i на разных каналах, $\xi_i(t)$ — независимая от сигнальной компоненты случайная составляющая записи, вызванная пространственными вариациями акустического импеданса и подверженная, как и сигнал, временным деформациям на повторных наблюдениях, а $n_i(t)$ — случайный аддитивный шум, не зависящий от $s(t)$ и $\xi_i(t)$. Если $\xi_i(t)$ и $n_i(t)$ имеют независимые от номера трассы i дисперсии, они могут быть получены в результате вычитания из записи ее регулярной компоненты $a_i s(t)$ аппроксимацией наиболее энергетически выраженным членом сингулярного разложения. Этот метод предложен в работе [Туаркин et al., 2004] для аппроксимации и вычитания регулярных поверхностных волн. При умеренной несогласованности в поведении отражающих границ изображение может быть предварительно локально "кондиционировано" для приведения в соответствие с требованиями такого метода, например, применением технологии, описанной в работах [Туаркин et al., 2004; Туаркина et al., 2013].

Если есть подозрение, что сейсмичес-

кое изображение недостаточно эффективно мигрировано и поэтому в нем присутствуют остаточные (недофокусированные) дифрагированные волны, для вычитания регулярной компоненты может быть использована технология, описанная в работе [Fomel et al., 2006]. Она базируется на разрушающих плоские волны пространственных фильтрах и одновременно позволяет оптимизировать скорость миграции для получения более эффективно-го сейсмического изображения.

Анализ рис. 2 позволяет сделать вывод, что уже при использовании 500—1000 реализаций оценка нормированного взаимного спектра обладает весьма низкой относительной дисперсией и хорошо аппроксимирует предельный случай, описываемый уравнением (8). Для получения такого количества реализаций при уже ставших традиционными 3D наблюдениях может быть использован куб сейсмического изображения, содержащий 23—32 смежные трассы по каждому из ортогональных направлений. При достаточно плотной сети наблюдений это может существенно снизить разрешающую способность технологии по латерали.

Поскольку трассы $s_1(t)$ и $s_2(t)$ предполагаются удовлетворяющими уравнению (4), перед расчетами путем деконволюции они должны быть максимально приближены к соответствующим последовательностям коэффициентов отражения.

Выводы. Разработана новая технология оценки временных сдвигов, возникающих в сейсмических записях при повторных наблюдениях вследствие изменения физических свойств продуктивного интервала и перекрывающей толщи, сопровождающего процесс эксплуатации нефтегазовых месторождений и подземных газовых хранилищ. Она основана на статистических свойствах функции взаимной корреляции двух ограниченных во времени случайных процессов, один из которых представляет собой сдвинутый и растянутый или сжатый во времени вариант второго. Предлагаемая технология позволяет одновременно определить по-

стоянную и линейную составляющие временных сдвигов при достаточном количестве накопленных функций взаимной корреляции таких процессов. Справедливость теоретических основ метода подтверждена двумя численными экспериментами. В качестве источника входных данных, необходимых для применения данной технологии на практике, предложено использовать случайную компонен-

ту сейсмических изображений, порожденную хаотическими флуктуациями акустического импеданса в нижнем полупространстве. Описаны некоторые методы аппроксимации регулярной компоненты сейсмических записей, вычитание которой из записей позволяет получить их случайную компоненту, необходимую для функционирования предлагаемой технологии.

Список литературы

- Avseth P., Skjei N., Skålnes Å., 2013. Rock physics modelling of 4D time-shifts and time-shift derivatives using well log data — a North Sea demonstration. *Geophys. Prosp.* 61 (2), 380—390. doi: 10.1111/j.1365-2478.2012.01134.x.
- Blanchard T. D., Clark R. A., van der Baan M., Laws E., 2009. Time-lapse attenuation as a tool for monitoring pore fluid changes in hydrocarbon reservoirs. *71st EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper PO52. doi: 10.3997/2214-4609-201400042.
- Buland A., El Ouair Y., 2006. Bayesian time-lapse inversion. *Geophysics*, 71 (3), R43—R48. doi: 10.1190/1.2196874.
- Chadwick A., Williams G., Delepine N., Clochard V., Labat K., Sturton S., Buddensiek M., Dillen M., Nickel M., Lima A. L., Arts R., Neele F., Rossi G., 2010. Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation. *The Leading Edge*, 29 (2), 170—177. doi: 10.1190/1.3304820.
- Chen S.-Q., Chadwick A., Li X.-Y., 2010. CO₂ injection induced dispersion and attenuation. *80th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 2527—2531. doi: 10.1190/1.3513363.
- Davis T. L., Benson R. D., 2009. Tight-gas seismic monitoring, Rulison Field, Colorado. *The Leading Edge*, 28 (4), 408—411. doi: 10.1190/1.3112753.
- Dinh H., van der Baan M., Landrø M., 2015. Time-lapse processing strategies for detecting 4D attenuation changes and shallow gas movement. *77th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper Th N101 08. doi: 10.3997/2214-4609-201413165.
- Dupuy B., Balhareth H. M., Landrø M., Stovas A., 2014. Estimation of rock physics properties and gas saturation from time-lapse full waveform inversion data. *76th EAGE Conference, Extended Abstracts*. Paper Tu P11 11. doi: 10.3997/2214-4609.20140932.
- Dybvik O. P., Gemmer L., Theune U., Østmo S., 2009. Establishing a geomechanical workflow for time-lapse modeling of an HPHT field. *71st EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper P343. doi: 10.3997/2214-4609.201400229.
- Fomel S., Jin L., 2007. Time-lapse image registration using the local similarity attribute. *77th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 2979—2983. doi: 10.1190/1.2793090.
- Fomel S., Landa E., Taner M., 2006. Post-stack velocity analysis by separation and imaging of seismic diffractions. *76th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 2559—2563. doi: 10.1190/1.2370052.
- Franks L. E., 1969. *Signal theory*. Englewood Cliffs. New York: Prentice-Hall, 317 p.
- Grana D., Mukerji T., 2015. Bayesian inversion of time-lapse seismic data for the estimation of static reservoir properties and dynamic property changes. *Geophys. Prosp.* 63 (3), 637—655. doi: 10.1111/1365-2478.12203.
- Grandi A., Rahmanov O., Neillo V., Bourgeois F., Deplante C., Ben-Brahim L., 2010. Time-lapse

- monitoring of the Elgin HPHT Field. *72nd EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper B040. doi: 10.3997/2214-4609.201400648.
- Grude S., Landrø M., Osdal B., 2012. Time-lapse pressure-saturation discrimination for CO₂ storage at the Snohvit field. *82nd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1—5. doi: 10.1190/segam2012-0841.1.
- Guilbot J., Smith B., 2002. 4D constrained depth conversion for reservoir compaction estimation: Application to Ekofisk Field. *The Leading Edge* 21(3), 302—308. doi: 10.1190/1.1463782.
- Hatchell P.J., van den Beukel A., Molenaar M.M., Maron K.P., Kenter C.J., Stammeijer J.G.F., van der Velde J.J., Sayers C.M., 2003. Whole earth 4D: Reservoir monitoring geomechanics. *73rd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1330—1333. doi: 10.1190/1.1817532.
- Hatchell P., Bourne S., 2005. Rocks under strain: Strain-induced time-lapse time-shifts are observed for depleting reservoirs. *The Leading Edge* 24(12), 1222—1225. doi: 10.1190/1.2149624.
- Lie E. O., 2011. Constrained time-shift estimation. *73rd EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper G038. doi: 10.3997/2214-4609.20149239.
- Naeini E. Z., Hoesber H., 2008. Improved time delay estimation. *70th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper B068. doi: 10.3997/2214-4609.20147879.
- Nguyen P.K.T., Nam M.J., Park C., 2015. A review on time-lapse seismic data processing and interpretation. *Geosci. J.* 19(2), 375—392. doi: 10.1007/s12303-014-0054-2.
- Remley W., 1963. Correlation of signals having a linear delay. *J. Acoust. Soc. Am.* 35(1), 65—69. doi: 10.1121/1.1918415.
- Rickett J., Duranti L., Hudson T., Regel B., Hodgson N., 2007. 4D time strain and the seismic signature of geomechanical compaction at Genesis. *The Leading Edge* 26(5), 644—647. doi: 10.1190/1.2737103.
- Røste T., Stovas A., Landrø M., 2006. Estimation of layer thickness and velocity changes using 4D pres-tack seismic data. *Geophysics* 71(6), S219—S234. doi: 10.1190/1.2335657.
- Røste T., Landrø M., Hatchell P., 2007. Monitoring overburden layer changes and fault movements from time-lapse seismic data. *69th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper HO19. doi: 10.3997/2214-4609.201401685.
- Røste T., Dybvik O.P., Søreide O.K., 2015. Overburden 4D time-shifts induced by reservoir compaction at Snorre field. *The Leading Edge* 34(11), 1366—1374. doi: 10.1190/1.2737121.
- Schutjens P.M.T.M., Burrell R., Fehmers G., Hindriks K., Collins C., van der Horst J., 2007. On the stress change in overburden resulting from reservoir compaction: Observations from two computer models and implications for 4D seismic. *The Leading Edge* 26(5), 628—634. doi: 10.1190/1.2737121.
- Skov T., Borgos H.G., Halvorsen K.E., Randen T., Sunneland L., Arts R., Chadwick A., 2002. Monitoring and characterization of a CO₂ storage site. *72nd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1669—1672. doi: 10.1190/1.1816997.
- Tiapkina O., Landrø M., Tyapkin Y., 2013. Ground-roll subtraction from common-shot gathers with significant trace-to-trace variations in the energy of random noise. *J. Geophys. Eng.* 10(6). doi: 10.1088/1742-2132/10/6/065001.
- Tyapkin Y.K., Marmalyevskyy N.Y., Gornyak Z.V., 2004. Suppression of source-generated noise using the singular value decomposition. *66th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper D028.
- Yung S.R., Ikelle L.T., 1997. An example of seismic time picking by third-order bicoherence. *Geophysics* 62(6), 1947—1951. doi: 10.1190/1.1444295.

A new technology for estimating time-shifts in seismic monitoring of the exploitation of oil and gas fields and underground gas storage sites

© Yu. K. Tyapkin, O. Yu. Tyapkina, 2018

The process of exploitation of oil and gas fields and underground natural gas and CO₂ storage facilities is accompanied by time-dependent changes in the physical properties of both the reservoir itself and the overburden. The study of these changes via time-lapse (4D) seismic allows controlling the efficiency of operation of oil and gas fields and underground gas storage facilities. A wide class of methods uses, as intermediate information, time-shifts arising in time-lapse seismic data when studying the changes in the geomechanical properties of a reservoir. In this paper, conditions are formulated under which the values of the reflection coefficients of boundaries when changing the properties of a medium are preserved, but shifted to a new position along the two-way travelttime axis. To assess the time-shifts that arise in this way, a new technology is developed. It is based on the statistical properties of the cross-correlation function of two time-limited random processes one of which is a shifted and stretched or compressed in time variant of the other. The proposed technology allows the constant and linear components of the time-shifts to be determined simultaneously when the number of accumulated cross-correlation functions of such processes is sufficient. The validity of the theoretical foundations of the method is confirmed by two numerical experiments. As a source of input data required for the application of this technology in practice, it is suggested to use a random component of seismic images generated by chaotic fluctuations in the acoustic impedance in the lower half-space. Some methods for approximating the regular component of seismic records are described. Subtracting this component from the record allows its random component, which is necessary for the implementation of the proposed technology in practice, to be obtained.

Key words: seismic monitoring, time-lapse seismic, time-shift, cross-correlation, cross-spectrum.

References

- Avseth P., Skjei N., Skålnes Å., 2013. Rock physics modelling of 4D time-shifts and time-shift derivatives using well log data — a North Sea demonstration. *Geophys. Prosp.* 61 (2), 380—390. doi: 10.1111/j.1365-2478.2012.01134.x.
- Blanchard T. D., Clark R. A., van der Baan M., Laws E., 2009. Time-lapse attenuation as a tool for monitoring pore fluid changes in hydrocarbon reservoirs. *71st EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper PO52. doi: 10.3997/2214-4609-201400042.
- Buland A., El Ouair Y., 2006. Bayesian time-lapse inversion. *Geophysics*, 71 (3), R43—R48. doi: 10.1190/1.2196874.
- Chadwick A., Williams G., Delepine N., Clochard V., Labat K., Sturton S., Buddensiek M., Dillen M., Nickel M., Lima A. L., Arts R., Nelele F., Rossi G., 2010. Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation. *The Leading Edge*, 29 (2), 170—177. doi: 10.1190/1.3304820.
- Chen S.-Q., Chadwick A., Li X.-Y., 2010. CO₂ injection induced dispersion and attenuation. *80th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 2527—2531. doi: 10.1190/1.3513363.
- Davis T. L., Benson R. D., 2009. Tight-gas seismic monitoring, Rulison Field, Colorado. *The Leading Edge*, 28 (4), 408—411. doi: 10.1190/1.3112753.
- Chadwick A., Williams G., Delepine N., Clochard V., Labat K., Sturton S., Buddensiek M., Dillen M., Nickel M., Lima A. L., Arts R., Nelele F., Rossi G., 2010. Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation. *The Leading Edge*, 29 (2), 170—177. doi: 10.1190/1.3304820.
- Dinh H., van der Baan M., Landrø M., 2015.

- Time-lapse processing strategies for detecting 4D attenuation changes and shallow gas movement. *77th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper Th N101 08. doi: 10.3997/2214-4609-201413165.
- Dupuy B., Balhareth H. M., Landrø M., Stovas A., 2014. Estimation of rock physics properties and gas saturation from time-lapse full waveform inversion data. *76th EAGE Conference, Extended Abstracts*. Paper Tu P11 11. doi: 10.3997/2214-4609.20140932.
- Dybvik O. P., Gemmer L., Theune U., Østmo S., 2009. Establishing a geomechanical workflow for time-lapse modeling of an HPHT field. *71st EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper P343. doi: 10.3997/2214-4609.201400229.
- Fomel S., Jin L., 2007. Time-lapse image registration using the local similarity attribute. *77th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 2979—2983. doi: 10.1190/1.2793090.
- Fomel S., Landa E., Taner M., 2006. Post-stack velocity analysis by separation and imaging of seismic diffractions. *76th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 2559—2563. doi: 10.1190/1.2370052.
- Franks L. E., 1969. *Signal theory*. Englewood Cliffs. New York: Prentice-Hall, 317 p.
- Grana D., Mukerji T., 2015. Bayesian inversion of time-lapse seismic data for the estimation of static reservoir properties and dynamic property changes. *Geophys. Prosp.* 63(3), 637—655. doi: 10.1111/1365-2478.12203.
- Grandi A., Rahmanov O., Neillo V., Bourgeois F., Deplante C., Ben-Brahim L., 2010. Time-lapse monitoring of the Elgin HPHT Field. *72nd EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper B040. doi: 10.3997/2214-4609.201400648.
- Grude S., Landrø M., Osdal B., 2012. Time-lapse pressure-saturation discrimination for CO₂ storage at the Snohvit field. *82nd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1—5. doi: 10.1190/segam2012-0841.1.
- Guilbot J., Smith B., 2002. 4D constrained depth conversion for reservoir compaction estimation: Application to Ekofisk Field. *The Leading Edge* 21(3), 302—308. doi: 10.1190/1.1463782.
- Hatchell P. J., van den Beukel A., Molenaar M. M., Maron K. P., Kenter C. J., Stammeijer J. G. F., van der Velde J. J., Sayers C. M., 2003. Whole earth 4D: Reservoir monitoring geomechanics. *73rd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1330—1333. doi: 10.1190/1.1817532.
- Hatchell P., Bourne S., 2005. Rocks under strain: Strain-induced time-lapse time-shifts are observed for depleting reservoirs. *The Leading Edge* 24(12), 1222—1225. doi: 10.1190/1.2149624.
- Lie E. O., 2011. Constrained time-shift estimation. *73rd EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper G038. doi: 10.3997/2214-4609.20149239.
- Naeini E. Z., Hoerber H., 2008. Improved time delay estimation. *70th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper B068. doi: 10.3997/2214-4609.20147879.
- Nguyen P. K. T., Nam M. J., Park C., 2015. A review on time-lapse seismic data processing and interpretation. *Geosci. J.* 19(2), 375—392. doi: 10.1007/s12303-014-0054-2.
- Remley W., 1963. Correlation of signals having a linear delay. *J. Acoust. Soc. Am.* 35(1), 65—69. doi: 10.1121/1.1918415.
- Rickett J., Duranti L., Hudson T., Regel B., Hodgson N., 2007. 4D time strain and the seismic signature of geomechanical compaction at Genesis. *The Leading Edge* 26(5), 644—647. doi: 10.1190/1.2737103.
- Røste T., Stovas A., Landrø M., 2006. Estimation of layer thickness and velocity changes using 4D pre-stack seismic data. *Geophysics* 71(6), S219—S234. doi: 10.1190/1.2335657.
- Røste T., Landrø M., Hatchell P., 2007. Monitoring overburden layer changes and fault movements from time-lapse seismic data. *69th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper HO 19. doi: 10.3997/2214-4609.201401685.
- Røste T., Dybvik O. P., Søreide O. K., 2015. Overburden 4D time-shifts induced by reservoir compaction at Snorre field. *The Leading Edge* 34(11), 1366—1374. doi: 10.1190/1.1463782.
- Schutjens P. M. T. M., Burrell R., Fehmers G.,

- Hindriks K., Collins C., van der Horst J., 2007.* On the stress change in overburden resulting from reservoir compaction: Observations from two computer models and implications for 4D seismic. *The Leading Edge* 26(5), 628—634. doi: 10.1190/1.2737121.
- Skov T., Borgos H.G., Halvorsen K.E., Randen T., Sunneland L., Arts R., Chadwick A., 2002.* Monitoring and characterization of a CO₂ storage site. *72nd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 1669—1672. doi: 10.1190/1.1816997.
- Tiapkina O., Landrø M., Tyapkin Y., 2013.* Gro-und-roll subtraction from common-shot gathers with significant trace-to-trace variations in the energy of random noise. *J. Geophys. Eng.* 10(6). doi: 10.1088/1742-2132/10/6/065001.
- Tyapkin Y.K., Marmalyevskyy N.Y., Gornyak Z.V., 2004.* Suppression of source-generated noise using the singular value decomposition. *66th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper D028.
- Yung S.R., Ikelle L.T., 1997.* An example of seismic time picking by third-order bicoherence. *Geophysics* 62(6), 1947—1951. doi: 10.1190/1.1444295.