

Применение межскважинной сейсморазведки для изучения высоконеоднородных плотных коллекторов газа. Crosswell seismic applications to highly heterogeneous tight gas reservoirs

Peter C. Leary^{1*} и Larry A. Walter¹

Природу геологической неоднородности можно хорошо изучить вблизи скважины, но в латеральном направлении дискретизация точек наблюдения весьма редкая. Неоднородность не только сложно предсказать, но и трудно закартировать при использовании наземной сейсморазведки МОВ, а высокопродуктивные направления в плотных коллекторах газа могут быть эффективно выделены с использованием высокоточных межскважинных сейсмических мониторинговых данных кинематики.

Геофизическая и геологическая неоднородность

Хорошо известно, что точные геологические модели коллекторов не часто приводят к точным предсказаниям потока флюида, ни вблизи, ни вдали от скважин. Невозможность точного предсказания потока флюида коллектора на основе геологических моделей коллектора вызвана общим, но необоснованным предположением о том, что геологические фации имеют однородную пористость и проницаемость, которая зафиксирована путем пробоотбора в масштабе скважины. Подобный апскейлинг скважинных данных с редкой дискретизацией особенно необоснован в свете изменения плотности трещин, которые систематически влияют на пористость и проницаемость в масштабе расстояний от мм (зерна) до км (сам коллектор). Низкопористые, слабопроницаемые плотные газовые коллектора, пути дренажа которых сложены преимущественно трещинами, особенно чувствительны к пространственной неравномерности трещин.

Эффективной добыче газа из плотных коллекторов способствует забуривание уплотняющей сетки скважин в коллекторах, богатом трещинами, а не в коллекторах обедненных трещинами. Традиционные построения сейсмических изображений методом МОВ неспособны различать два этих типа. Имея целью идентификацию трендов, богатых трещинами в плотных месторождениях газа, мы моделируем кинематические данные межскважинных периодических наблюдений для получения реалистичных моделей неоднородности трещин на основе исследований явлений образования трещин, которые в неявном виде содержатся в каротажных данных.

Неоднородность трещин *In situ*

Каротажные данные и данные керны дают нам устойчивые картины неоднородности, близко связанные с трещинами *in situ*. В качестве обобщения основных моментов скважинных каротажных данных и данных керны: (i) Пространственные флуктуации спектра мощности каротажной кривой имеют обратный масштаб с пространственной частотой k , $S(k) \propto 1/k$, в масштабах длин от мм до км. (ii) Спектральный тренд $S(k) \propto 1/k$ большинства геофизических каротажных кривых (скорость звука, массовая плотность, пористость по данным НК, гамма активность, химическая распространенность, электрическое сопротивление)

возможно вызваны пространственными флуктуациями плотности в перколяционных трещинах в масштабе зерен.

- (iii) Спектральный тренд $S(k) \propto 1/k$ показывает, что геофизические флуктуации пространственно коррелированы на всех масштабах с мм по км (пространственно некоррелированные флуктуации, обозначаемые плоским спектром мощности $S(k) \propto const$, необходимы для надежного предсказания свойств в масштабе коллектора по свойствам образцов из скважин).
- (iv) Пористость обломочных коллекторов по керну и пространственные флуктуации каротажа (проницаемость) имеют корреляцию 80-85%, $\delta\phi \approx \delta \log(k)$.
- (v) Уравнение флуктуации ФЕС керны $\delta\phi \approx \delta \log(k)$ математически связывает трещины в масштабе зерен и просачивание флюида благодаря плотности расположения трещин гидроразрыва если $\delta\phi \propto \delta n$, n = число трещин на объем, а проницаемость пропорциональна комбинаторике каналов просачивания, $k \propto n!$; формула Стерлинга приводит $\delta \log(n!)$ к математическому соотношению $\delta\phi \approx \delta \log(k)$.

Пространственная корреляция геофизических флуктуаций, идентифицированная по спектру каротажных кривых $S(k) \propto 1/k$ формально считает несостоятельным практику построения предсказывающих геологических моделей коллектора с использованием квазиоднородной пористости и проницаемости по скважинным данным. Эта формальная несостоятельность, ведет, прежде всего, к тому, что типичные предсказания модели течения коллектора не работают ввиду некорректной статистической оценки геофизической неоднородности. Если скважинные данные по керну недостаточны для построения точных предсказывающих моделей коллектора, требуются новые данные. Нефтепромысловая деятельность все больше признает этот аргумент де факто, инвестируя в наблюдения структур течения в масштабе коллектора, используя периодические сейсмические изображения коллектора. Мы применяем детальную форму этого общего аргумента к добыче газа из плотных пород путем (1) описания в явном виде коллектора в терминах *in situ* флуктуации плотности трещин (2) построения неоднородностей трещин в масштабе коллектора, путем применения моделирования межскважинного сейсмомониторинга кинематических характеристик в целях выявления зон где происходит быстрое уменьшение давления газа.

Модель плотного коллектора газа

На рисунке 1 иллюстрируется типичная модель разреза коллектора 2D на основе пространственно коррелированных флуктуации свойств *in situ*, наблюдаемых на каротажных кривых и в керне. Пространственные флуктуации на рисунке 1 воплощают вышеозначенные физические характеристики (i)-(v) с некоторыми дополнительными предположениями. Каждая точка представляет собой плотность трещин

¹ Geospace Engineering Resources International, 7007 Pinemont Drive Houston TX 77040, USA. ' Corresponding author, E-mail: pcleary1@blueyonder.co.uk.

Газ в плотных породах

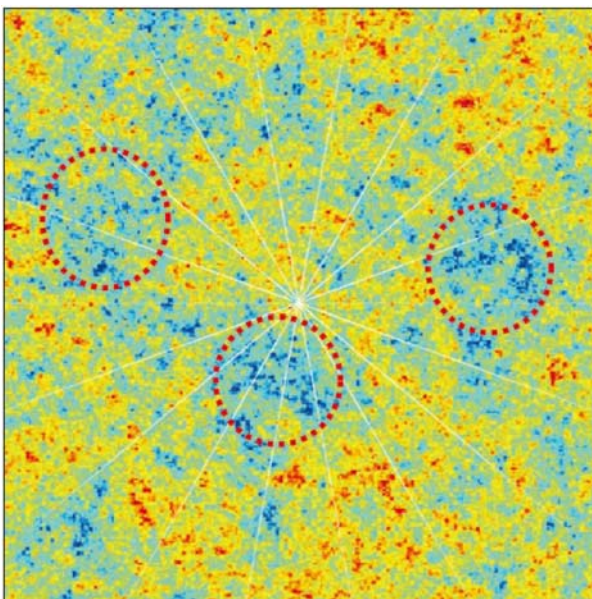


Рисунок 1 Пространственно коррелированный случайный шум распределения плотности трещин с частотно-зависимым спектром мощности $S(k) = 1/k$. Холодные цвета = более высокая плотность трещин, теплые цвета = более низкая плотность трещин. Белые линии обозначают азимутальные сектора центральной скважины. Красные кружки обозначают зоны быстрого уменьшения давления в скважинах, вызванного высокой плотностью и связностью трещин.

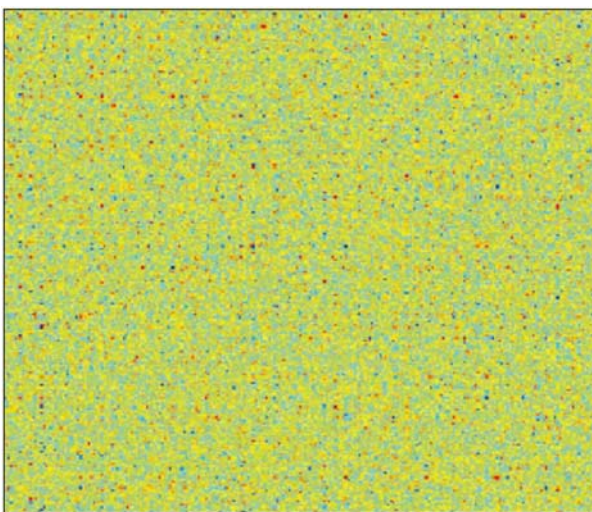


Рисунок 2 Пространственно некоррелированный случайный шум с частотно независимым спектром мощности $S(k) = const$. Отклонение флуктуаций на Рис 2 такое же, как отклонение флуктуаций на Рис 1.

n = число трещин масштаба зерен на объем, с флуктуациями плотности трещин δn , коррелированных пространственно в соответствии со спектром мощности $S(k) \propto 1/k$, и проницаемости коллектора, связанной с плотностью трещин соотношением $\delta n \approx \delta \log(n!)$.
Дополнительные предположения:

1. Разрез коллектора 2D является слайсом куба 3D; 3D флуктуации, однако можно пренебречь на малых расстояниях по нормали к разрезу.
2. Флуктуации плотности трещин физически/пространственно коррелированы с флуктуациями скорости звуковых волн, $\delta a \propto -\delta n$.
3. Коллектор имеет одну фазу флюида.
4. Вариация акустической скорости связана с вариацией давления флюида как $\delta a \approx G \delta P$, где G эмпирически задается в виде $(\delta a/a)/\delta P \approx 1/6 \text{ ГПа}$.

В противовес пространственно неравномерному разрезу коллектора на Рис 1, Рис 2 иллюстрирует разрез коллектора, основанный на некоррелированных пространственных флуктуациях. Все другие особенности модели коллектора на Рис 2 остаются такими же, как в модели на Рис 1. Визуальный осмотр Рис 1 и 2 говорят о наличии принципиальных статистических различий между коррелированными и некоррелированными пространственными флуктуациями. Хотя визуально можно подумать, что мало-масштабные отсчеты на пространственно некоррелированном разрезе Рис 2 отражают флуктуации во всех других масштабах (т.е. $S(k) \propto const$), мало-масштабные отсчеты на пространственно коррелированном разрезе рис 1 не ограничивают пространственные флуктуации на каком-либо участке разреза.

Плотность трещин как основа неоднородности потока в коллекторах коры

Рис 3 и 4 иллюстрируют спектральные данные каротажа и данные ФЕС кластических кернов Северного моря, которые подтверждают модель пространственной неоднородности на Рис 1. На рис 5 и 6 произведена калибровка моделей неоднородности рис 1 и 2 путем сравнения статистики неоднородности потока, наблюдаемого по данным газодобывающих скважин в плотных породах из западного Колорадо (рис 5) со статистикой моделирования потока флюида для пространственно коррелированных и пространственно некоррелированных неоднородностей пористости (рис 6).

На рис 3 приведен спектр каротажных кривых в билогарифмической форме для трех геологических обстановок. Степенные флуктуации для каждого спектра соответствуют прямой линии в билогарифмической области для получения экспоненты β как в спектральной форме $S(k) \propto 1/k^\beta$. Среднее значение спектра отсчетов на рис 1 равно 1.08 ± 0.17 . Среднее значение отсчетов по нескольким сотням экспоненциальных спектров имеет 1.02 ± 0.1 (Leary 2002; cf. Goff & Holliger 2002).

Место	Скважины	Образцы	Общее Z (м)	Среднее AZ (см)	Среднее χ (%)
Германия	13	2459	421	17	88±8
Северное море	16	2334	880	37	85±5

Таблица 1 Данные ФЕС по керну, соответствующие данным, иллюстрированным на Рис 4. Положение коллекторов, соответственно относятся к наземным и морским месторождениям газа. Каждая из 13+16 разрезов керна скважин дает последовательность пористости и кривые (проницаемость); из каждой последовательности исключалось среднее, последовательность была нормализована на отклонение, и для получаемой пары последовательности находилась взаимная корреляция для получения коэффициента $-100\% < \chi < 100\%$. В таблице приведены среднее и стандартное отклонение отдельных коэффициентов. На рис 4 наложены пористость и кривые (проницаемость) образцов. Данные любезно предоставлены Roberto Peveraro.

Газ в плотных породах

Спектр, который определяется степенной зависимостью $S(k) \propto 1/k^\beta$, $\beta \sim 1$, указывает на физический процесс без длины первичной шкалы. Такие процессы хорошо известны в некоторых термодинамических системах, близких к фазовому переходу через критическое состояние. Пространственные корреляции большого радиуса действия и спектры степенной зависимости пространственной флуктуации характеризуют постоянный магнит, воду на стыке трех фаз, и критически опалесцирующие бинарные флюиды. Если мы возьмем плотность трещин в масштабе зерен в качестве термодинамической переменной, термодинамическое критическое состояние служит в качестве опорной системы для пород земной коры. Связывая плотность трещин с просачиванием флюида, мы можем использовать феномен сети просачивания в критическом состоянии *in situ* как физический аналог критического состояния термодинамической системы (Binney et al. 1995; Stauffer and Aharony 1994; Leary 1997).

Эмпирическая связь $\delta\varphi \approx \delta \log(k)$ между плотностью трещин и проницаемостью дополняет физическую модель путем связывания напрямую плотности трещин с сетью просачивания. Пространственная корреляция 80% для соотношения ФЕС $\delta\varphi \approx \delta \log(k)$ была отмечена Leary и Al-Kindy (2002) для образцов 1600 с керна длиной 750 м с четырех нефтяных месторождений Северного моря. Связь подкрепляется данными, проиллюстрированными на Рис 4 и обобщенными в Таблице 1. Пространственная корреляция $87 \pm 6\%$ для $\delta\varphi \approx \delta \log(k)$ зарегистрирована для образцов из 4800 цилиндров керна по 1300 м керна кластического коллектора для 29 скважин на двух газовых месторождениях.

На рис 4 каждая последовательность пористости для керна скважины отображается в виде ряда нулевого среднего единичной дисперсии. Та же поправка, выполненная на логарифмической последовательности (проницаемость) затем накладывается на ряд последовательности пористости. Пары редуцированных последовательностей имеют взаимную корреляцию $>80\%$, $\delta\varphi \approx \delta \log(k)$. Высокая корреляция пространственных флуктуаций пористости и логарифмической (проницаемости) подразумевает близкую физическую зависимость между плотностью трещин, прокоррелированной с пористостью, и связностью трещин, прокоррелированной с проницаемостью.

Выражение $\delta\varphi \approx \delta \log(k)$ можно получить из плотности трещин просачивания, выраженной в виде числа n трещин в масштабе зерен на объем. Пусть связность трещин будет комбинаторным выражением, которое включает такие члены как $n! = n \cdot (n-1) \cdot (n-2) \cdot \dots \cdot 1$. Тогда $\delta \log(k) \propto \delta \log(n!)$ приводят флуктуации проницаемости к масштабу флуктуаций плотности трещин δn . Для флуктуаций плотности трещин $\delta n \ll n$, флуктуации логарифмической проницаемости имеют порядок $\delta \log(k) \propto \log((n+\delta n)! / n!) = \log(n!)$, и по формуле Стирлинга, $\log(n!) \approx (n+1/2)\log(n) - n$ для $n \gg 1$, искажения проницаемости равны $\delta \log(k) \approx \delta n \log(n)$. Поскольку $\log(n)$ в большей степени постоянно, устранение его путем нормировки последовательностей флуктуации на единичную дисперсию, дает $\delta \log(k) \approx \delta n$ как на Рис 4 и в таблице 1.

Неоднородность потока в плотных коллекторах газа

Считается, что в потоках газа в плотных породах решающую роль играют сети трещин, тогда как геологические границы в формациях газа в плотных породах обычно представляют собой границы между схожими комплексами песков/сланцев, а не между комплексами с большим геологическим контрастом. Мы можем протестировать модель Рис 1 геофизической неоднородности путем сравнения пространственной флуктуации в продуктивности скважины, наблюдаемой в месторождениях газа в плотных породах с флуктуациями модельной продуктивности скважины на основе Рис 1 и 2.

Степень неоднородности потока, наблюдаемой на газовых месторождениях западного Колорадо можно увидеть на кроссплоте Рис 5 между протяженностью интервалов газовых песков в каждой скважине (Эффективная мощность залежи) и наблюдаемой продуктивностью скважины (EUR).

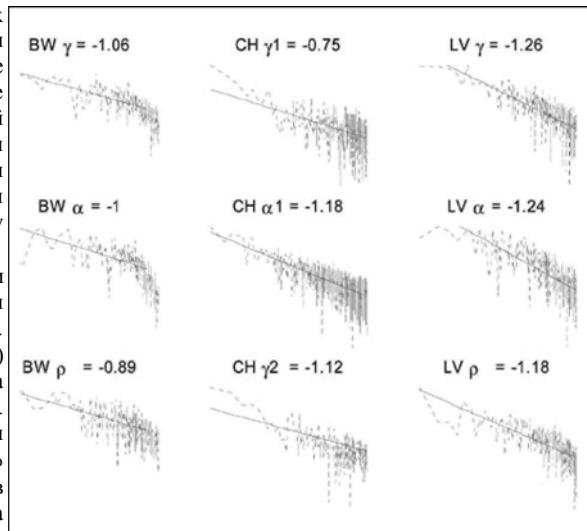


Рисунок 3 Спектр мощности каротажной кривой по 3 участкам (BW=газовое месторождение, Германия; CH=плотные газовые пески, Колорадо; LV=подстилающие породы, Калифорния); γ = гамма активность; α = акустическая скорость; ρ = массовая плотность). Горизонтальные оси для каждого спектра представляют собой пространственную частоту; минимальная пространственная частота - $1/L(m)$, $L(m)$ = длина каротажной колонки в метрах; максимальная пространственная частота обычно от 1/2 м до 1/3 м, таким образом, учитывается конечная длина скважинного зонда. Вертикальные оси для каждого спектра – это мощность флуктуации во внесистемных единицах. Выборочная средняя экспонента - 1.08 ± 0.17 ; Leary (2002) произвел обзор нескольких сотен спектральных экспонент каротажных кривых со средним значением 1.02 ± 0.1 . В серии каротажа CH, было развернуто два датчика гамма активности, тогда как не было получено кривой акустической скорости.

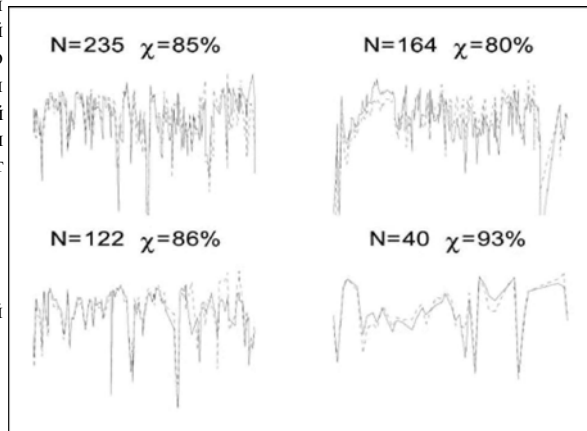


Рисунок 4 Наложение значения нулевого среднего, и последовательности единичной дисперсии по ФЕС керна в кластических газовых месторождениях Северного моря; N=число точек в последовательности измерений ФЕС керна; χ =коэффициент взаимной корреляции. Горизонтальные оси на каждом графике – это глубины образцов керна. Вертикальные оси – амплитуда пространственной флуктуации, нормированная на единичную дисперсию. Данные любезно предоставлены Roberto Pevararo.

Газ в плотных породах

Согласно изображению на Рис 2 пространственно некоррелированной неоднородности коллектора, газовая добыча в скважине (EUR=оценочная суммарная добыча), предсказываемая путем комбинации протяженности пород-коллекторов газа, разбуренных скважиной (эффективная толщина пласта) с проницаемостью, оцененной по керну скважины или данным каротажа. На рис 5 показано, что ожидаемая корреляция EUR/ эффективная толщина пласта, отсутствует.

Рис 1, 3, и 4 подразумевают, что большое рассеяние данных на Рис 5 возникает ввиду того, что Рис 2 не является физически обоснованной моделью пространственной корреляции трещин *in situ*. Вместо этого, скорее всего производительность скважин с газом в плотных породах подвержена пространственным флуктуациям на Рис 1 как в рамках хранения, так и проницаемости во всех масштабах, в особенности в масштабах, превышающих объем отдельных геологических пород-коллекторов.

Мы можем подсчитать влияние на производительность скважины на рис 1 пространственно коррелированной неоднородности трещин-плотности и связанной с этим проницаемости коллектора посредством уравнения диффузии для неоднородных сред, $dP \propto \nabla \cdot (k \nabla P)$. Можно предположить количество скважин, которые будут пробурены на разрезах коллектора 2D Рис 1-2. Пусть разрез коллектора первоначально находится под постоянным давлением газа, газ течет от коллектора в скважину пропорционально локальной плотности трещин и структурам связности трещин в неоднородной среде. Чем ниже давление газа в фиксированном временном промежутке, тем более продуктивна скважина.

Рис 6 суммирует результаты моделирования потока для пространственно коррелированной неоднородности на Рис 1 и пространственно некоррелированной неоднородности на Рис 2. На верхнем графике распределение 'x' демонстрирует рассеяние добычи скважины, которая предполагает неоднородность на Рис 1, согласуется с рассеянием, наблюдаемым на Рис 5.

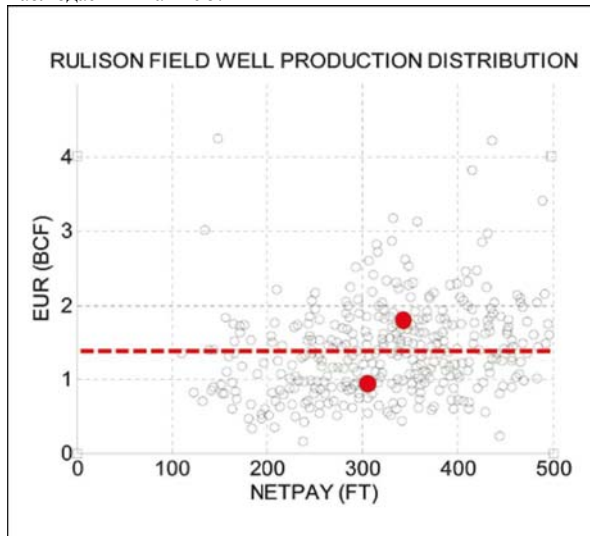


Рисунок 5 Кроссплот ожидаемой добычи на скважинах (эффективная толщина пласта, измеренная в футах, газовых песков, разбуренных скважиной) и настоящая производительность скважины (EUR = оцененная суммарная добыча в млрд. куб. футов газа, на основе краткосрочной производительности каждой скважины). Красная линия обозначает медиану, которая разделяет высокопродуктивные и низкопродуктивные скважины; кратные точки отмечают медианные значения, популяций, которые разделяются красной линией. Данные получены на газовом месторождении Rulison, в западном Колорадо, любезно предоставлены Steve Cumella.

И напротив, распределение 'o' на верхнем графике говорит о традиционно ожидаемой корреляции данных по добыче в скважине и имеет мало соответствия с наблюдаемыми данными.

На нижнем графике Рис 6 дается другое статистическое сравнение данных Рис 5 и типы пространственной корреляции с Рис 1-2. Добыча скважин на Рис 5 и Рис 1 имеет более широкое рассеяние относительно среднего, в частности имеются хвосты в сторону больших значений (стандартное отклонение 50% от среднего), тогда как рассеяние добычи из скважины на рис 2 остается относительно близким к среднему (стандартное отклонение 25% от среднего). Более высокая степень флуктуации относительно среднего и более длинные статистические хвосты являются диагностическим признаком пространственно коррелированной неоднородности трещин.

Многokrатное межскважинное сейсмическое профилирование в режиме мониторинга

На основании данных рисунков 5 и 6, Рисунок 1 может представлять собой горизонтальный разрез плотного коллектора газа, имеющий некую физическую размерность. Пусть эта размерность будет 2 км, на рис 7 приведена сетка добывающих скважин по 40 акрам. Скважины могут

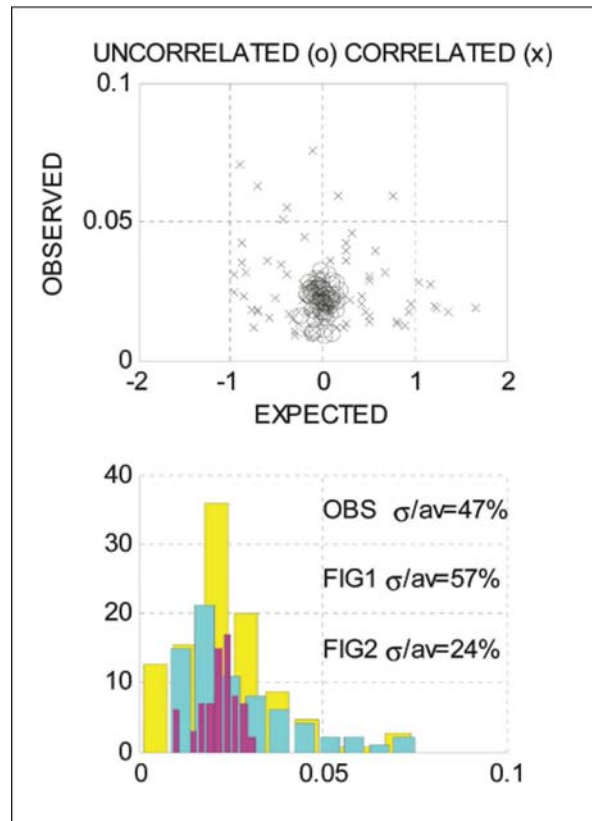


Рисунок 6 (Сверху) Синтетические кроссплоты ожидаемой и наблюдаемой добычи в скважинах: ожидаемая добыча в скважинах определяется пористостью и проницаемостью в непосредственной близости от скважины; наблюдаемая добыча в скважине задается давлением в скважине после фиксированного интервала диффузии флюида; 'x' обозначает течение неоднородности на Рис 1; 'o' означает течение неоднородности на Рис 2. (Внизу) Распределение относительно средней наблюдаемой добычи в скважине (желтым), моделирования продуктивности скважины по неоднородности на Рис 1 (голубой), и моделирование продуктивности скважины по неоднородности Рис 2 (лиловый); наблюдаемые распределения и распределения для Рис 1 имеют более длинные хвосты, чем распределения для Рис 2, как это можно видеть в отношении стандартного отклонения к средним.

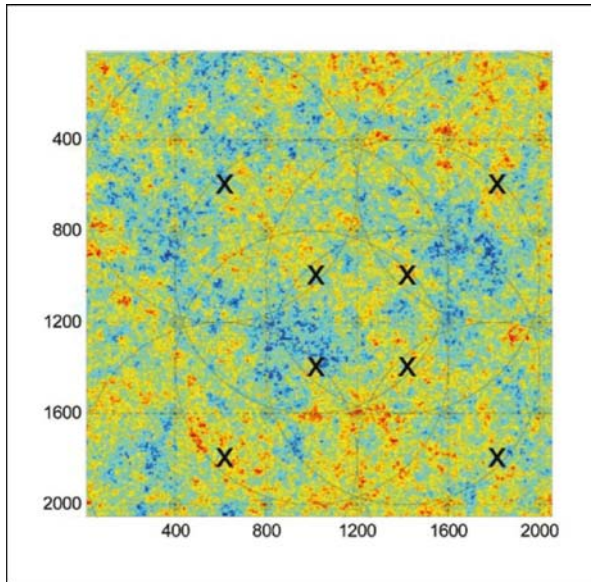


Рисунок 7 Пространственно коррелированный шум Рис 1, который интерпретируется как карта плотностей трещин с горизонтальными размерами разреза 2 км x 2 км формации газового коллектора плотных пород на глубине. Сетка в 40 акров (400 м) из добывающих скважин обозначенная сплошными токами, оснащена датчиками смещения почвы. Скважины, в которых расположены источники, обозначенные X, испускают сейсмические волны, которые регистрируются в приемных скважинах с разрешением порядка 50 мкс. Времена пробега волн в межскважинном секторе, богатом трещинами, демонстрируют заметные изменения при мониторинге, тогда как времена пробега в секторах, бедных трещинами, остаются без изменений.

пересекать небольшие зоны с высокой плотностью трещин с хорошей продуктивностью скважин (холодные цвета) или небольшие зоны с низкой плотностью трещин с плохой продуктивностью скважин (теплые цвета). Принципиально, программа уплотняющего бурения с интервалом между скважинами 20 акров и 10 акров может основываться только на маломасштабных данных продуктивности скважины (надо бурить уплотняющие скважины вблизи с хорошо продуктивными скважинами), но Рис 5 указывает, что этот принцип не лучше, чем, скажем, обычная практика случайного уплотняющего бурения. Рис 7 демонстрирует причину этого. Первоначально хорошая продуктивная скважина может пересечь только относительно небольшую трещиноватую зону, но не быть хорошей продуктивной скважиной в долгосрочном периоде. Лучшая стратегия по уплотнительному бурению в явном виде признает, что распределение пространственного шума на Рис 1 пространственно коррелировано на шкалах всех длин и маломасштабные данные нельзя надежно экстраполировать на более крупный масштаб. Требуется более широкие исследования структуры коллектора области вокруг каждой скважины.

Ни статические, ни мониторинговые сейсмические наблюдения МОВ не дадут требуемой экономической рентабельной пространственной информации по слою коллектора, как приведено на Рис 1. Отображения данных МОВ идентифицируют пространственно однородные геологические границы, а не пространственные неритмичные флуктуации в плотности трещин слоя. Сейсмомониторинг на основе МОВ уделяет основное внимание временным изменениям в свойствах слоя, но чувствительность изображения обычно ограничивается из-за нестабильности импульсов поверхностных источников и нестабильности откликов на развертываемых поверхностных датчиках. Сейсмомониторинговые съемки МОВ также чрезмерно дороги.

© 2008 EAGE www.firstbreak.org

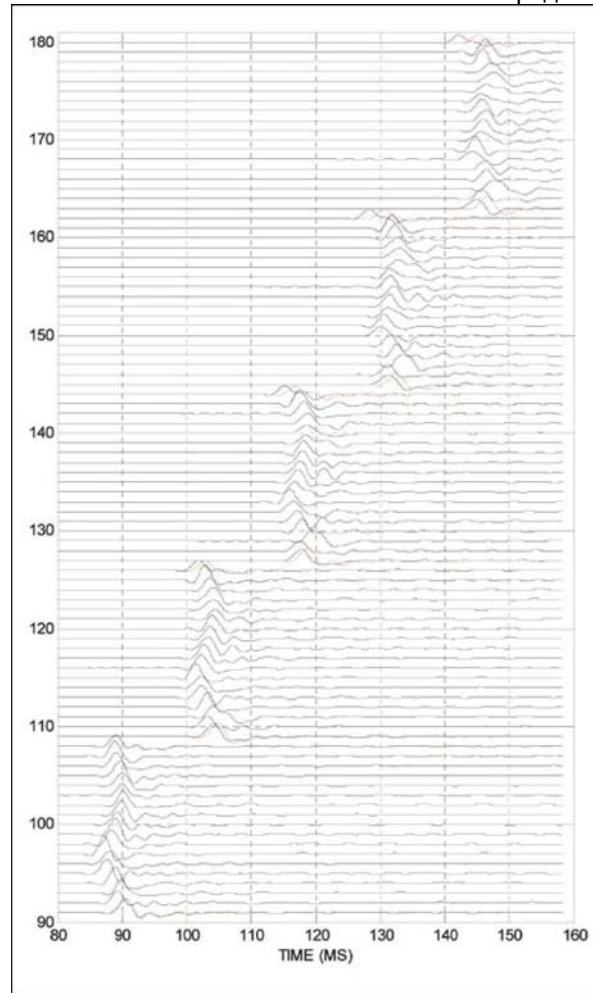


Рисунок 8 Пример многоазимутальных мониторинговых данных времен прихода волн на пяти радиальных удалениях для межскважинной геометрии Рис 1 центральной скважины в пределах сетки приемных скважин с шагом 10 акров (в четыре раза более густым, чем на Рис 7). Красные трассы указывают визуально очевидные изменения на данных мониторинга относительно черных трасс. Повторная дискретизация трасс через 100 позволяет произвести взаимную корреляцию трасс для коррекции кинематических отличий до точности 3 мс (ниже зрительного обнаружения на этом графике). Стабильность формы импульса источника позволяет достигать существенного разрешения полевых данных времен прихода = 100 мс на удалении в 1 км. В продемонстрированных данных, очевидны большие мониторинговые изменения в двух секторах, соответствующих верхней и нижней трассам каждого радиального удаления; эти азимуты соответствуют красным кружкам на 7 мс на Рис 1.

Высокоточные многоазимутальные сейсмомониторинговые межскважинные съемки - гораздо менее затратное средство идентификации участков коллектора, которые отвечают за выпуск присутствующего газа посредством крупномасштабной высокоплотной сети трещин и таким образом, становятся целью для уплотняющего бурения. На рис 7 показан участок неоднородного коллектора с Рис 1 с начальным набором добывающих скважин с шагом между скважинами 40 акров (400 м). Каждая скважина (черная точка) оборудована сейсмоматчиками в заколонном пространстве на глубине коллектора. Источник для межскважинных работ помещается в выбранные скважины, обозначенные X в центре сетки датчиков. Каждая скважина с источником расположена в центре радиуса окружности 600 м, что демонстрирует, что скважина-источник может обеспечить дискретизацию времен прихода при мониторинге для 12 окружающих радиально-азимутальных секторов (четыре

Газ в плотных породах

азимута с радиусом 400 м и восемь азимутов с радиусом 565 м). В диапазоне 1 км, скважинный сейсмический источник удваивает количество радиально/азимутальных датчиков. Используя в качестве скважинного сейсмического источника, скважинный вибратор, испускающий свип (DOV), с диапазоном 1 км в крепком коллекторе и достаточной стабильностью импульса источника для получения разрешения времен пробега 50-100 мкс для путей пробега свыше 300 мс (Leary and Walter 2005a,b; Leary et al. 2005).

Рис 8 и 9 иллюстрируют процедуру инверсии кинематических межскважинных сейсмических данных мониторинга для простейшего случая размещения одного источника в скважине, как показано на Рис 1, с сигналами, записанными

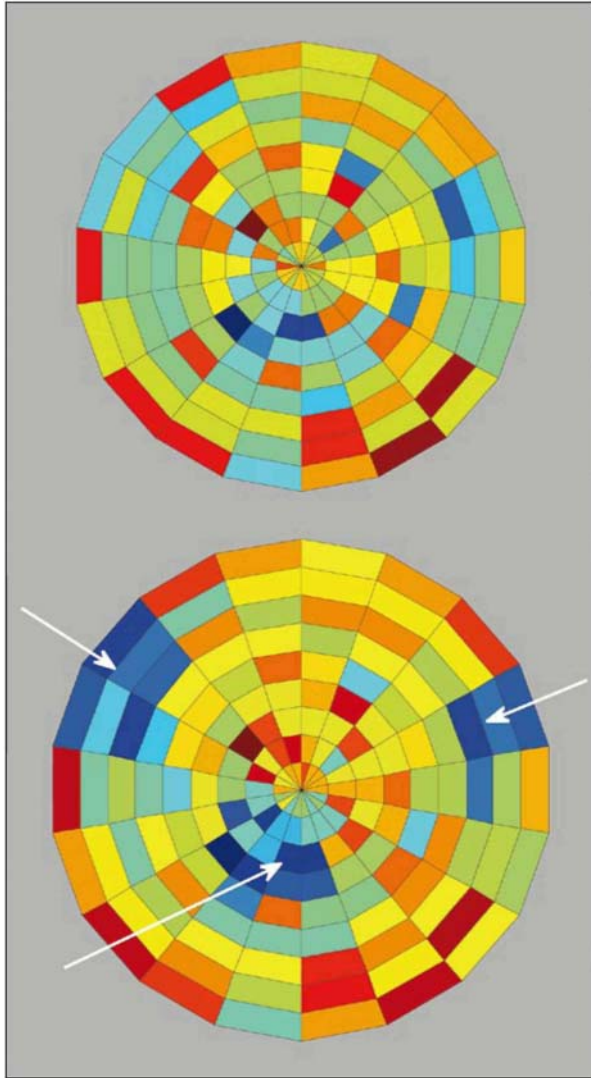


Рисунок 9 Радиально-азимутальное изображение о различий времен пробега на основе мониторинга, для участка коллектора на Рис 1 по сетке добывающих скважин 10 акров. Целевые зоны высокой плотности давлений, обозначены красным на Рис 1 и отмечены стрелками на нижнем изображении секторов. Два изображения секторов одинаковы повсюду за исключением участков, отмеченных стрелками, на которых как продемонстрировано на Рис 1, участки высокой проницаемости подвержены самому быстрому изменению ввиду быстрой потери давления, вызванной интенсивной добычей газа.

на удалениях до 1 км. Для того чтобы более точно проиллюстрировать процедуру инверсии данных, в качестве сетки скважин, окружающих один источник, берется интервал 10 акров (200 м) (в четыре раза больше, чем показано на Рис 7). Каждая приемная скважина извлекает газ из окружающей формации. В диапазоне 1 км, времена пробега между скважинами ≈ 300 мс, наблюдаемые при мониторинге с разрешением 50-100 мкс, дают чувствительность мониторинга до $\approx 3/10^4$ для 150 радиально-азимутальных секторов (18 азимутов с равномерным интервалом для восьми радиусов, взятых с примерно равным шагом). 150 секторов, показанных на Рис 9, дискретизируются посредством кинематических данных мониторинга, записанных по ≈ 100 скважинам. Деление сетки приемных скважин на радиально-азимутальные сектора позволяет получать более стабильную схему линейной инверсии, поэтому ее проще применять, чем более стандартную прямоугольную сетку. Чувствительность скорости к давлению $(da/a)/dP = 1/6$ ГПа по мониторинговым наблюдениям на Северном море (Landro et al., 2005; Barkved and Kristiansen, 2005; Eiken and Tondel, 2005; Hofmann et al., 2005) дает значения изменений давления/скорости, зависящих от времени и пространства для модели коллектора на распределении плотности трещин с Рис 1. Конечно-разностное распространение акустической волны по системе сетки плотности трещин/медленности на Рис 1 дает мониторинговые межскважинные данные по кинематике для ≈ 100 приемных скважин. На рис 8 показаны сейсмограммы периодических наблюдений для пяти радиальных удалений по более, чем 18 азимутальным секторам. Красные линии обозначают визуально обнаруживаемые изменения времен пробега импульсов для волн, проходящих через сектора, которые наибольшим образом затронуты локальным извлечением газа (два наиболее затронутых азимута обозначены красными кружками на 7 рт на Рис 1).

Изображения радиально-азимутальных секторов на Рис 9 обобщают решение обратной кинематической задачи для модельного межскважинного сейсмомониторинга, пример данных приведен на Рис 8. На верхнем изображении секторов демонстрируются начальные времена пробега для 144 траекторий пробега от источника и приемнику по полю медленности коллектора на Рис 1. На нижнем изображении секторов показано уменьшение давления, вызванное добычей газа, которое можно обнаружить по временам пробега по 10-акровой сетке добывающих скважин, окружающих одну скважину-источник. Сравнение двух изображений говорит о том, что на нижнем графике имеются три темно-синих сектора, выделенных стрелками. Эти позиции соответствуют областям с высокой плотностью трещин на Рис 1 поля плотности трещин (области холодного цвета обведены красным).

Изображения данных мониторинга на радиально-азимутальных секторах на Рис 9 получают путем использования стандартной кинематической томографии, применяемой в полярных координатах. Томография осуществляет расчет значений медленности по сетке путем обращения линеаризованного выражения времен пробега $W_s = t$, где t – вектор времен пробега $N_{rad} * N_{az}$, рассчитанный по методу конечной разности между центральным источником и датчиками по N_{az} азимутам для N_{rad} радиусов вокруг источника по сетке медленности на Рис 1, s – вектор радиально-азимутальной медленности $N_{rad} * N_{az}$ (неизвестный) секторов на Рис 1, а W – матрица геометрических весов, которая дает долю каждой прямолинейной траектории луча, которая приходится на каждый радиально-азимутальный сектор. Здесь для единственной скважины-источника $N_{rad} = 8$ внешний радиус, а $N_{az} = 18$. В отличие от эквивалентной матрицы

Газ в плотных породах

Для стандартной межскважинной кинематической томографии по прямоугольной сетке, весовая матрица по траектории прямолинейного луча W для радиально-азимутальных секторов имеет стабильную обратную матрицу W^{-1} , что дает вектор медленности сектора $s \approx W^{-1}t$ без усложнений сингулярного разложения W . Простота и стабильность инверсии радиально-азимутального сектора следует из геометрии системы наблюдения. Инверсии радиально-азимутального сектора при использовании, скажем, расстояния между приемниками 40 акров на сетке, можно выполнить для нескольких скважин-источников. Данные по наложенным областям между приемными скважинами можно инвертировать при помощи обобщенной версии $W_s = t$ для нескольких скважин-источников или локально увязать на основе весового осреднения нескольких оценок по нескольким перекрывающимся отдельным скважинам для секторов медленности с интервалом в 40 акров.

Заключение и выводы

На рис 1-9 обобщается (1) задача, поставленная для достижения эффективной добычи газа из плотных пород ввиду случайной и непредсказуемой природы неоднородности трещин *in situ*, и (2) решение, которое использует геометрию расположения скважин на месторождении газа в плотных породах, число, и стабильность возбуждения и получения скважинных сейсмических данных в целях регистрации высокочувствительных объемных данных сейсмомониторинга, направленных на получение характеристик коллектора. Обращение систематически получаемых данных мониторинга может привести к рационализации точек расположения загущающих скважин в секторах, наиболее богатых трещинами, а следовательно, наиболее продуктивных коллекторах. Применение межскважинной сейсморазведки к проблеме неоднородности трещин в плотных коллекторах газа предполагает (1) что каждая скважина оборудована (возможно при заканчивании) сейсмическими датчиками по всей глубине коллектора, и (2) что $\approx 10\%$ скважин позволяют осуществлять временный ввод сейсмоисточника на зонде для скважин малого размера (такого как DOV) с подходящими временными интервалами при разработке и добыче из коллектора. Также в неявном виде предполагается, что регистрация данных 2D, которые моделируются здесь для одного глубинного разреза, экстраполируется до 3D покрытия коллектора путем использования шага по глубине 30-50 м.

Если подобная программа межскважинного сейсмомониторинга систематически выполняется на всех глубинах в плотном коллекторе газа, и если неоднородность на Рис 1 является физически реалистичной моделью рассеяния данных по добыче из скважины на Рис 5, наше моделирование указывает на то, что при выборе мест загущающих скважин можно проводить различия между участками, скажем, 50% наиболее газоносных скважин и 50% наименее газоносных скважин. Данные на Рис 5 указывают на то, что среднее значение добычи со скважин с низкой производительностью на $\frac{1}{2}$ млрд. куб. футов ниже среднего, тогда как медианная добыча со скважин, которые являются высокогазоносными выше на $\frac{1}{2}$ млрд. куб. футов. При идеальном сценарии межскважинного сейсмомониторинга на основе данных по добыче на Рис 5, оцененная прибыль на скважину от загущающего разбуривания только высокопродуктивных пород - 1 млрд. куб. футов. Прибыль от такой улучшенной продуктивности коллектора, скорее всего, будет

значительно выше, чем средняя величина стоимости проведения межскважинного сейсмомониторинга на скважину.

Благодарности

Данные по ФЕС ядра, полученного для обломочных коллекторов на Рис 4 и Табл 1 были предоставлены Roberto Peveraro, Petrocomp Consulting, Linlithgow, Шотландия. Steve Cumella из Bill Barrett Corp в Денвере, Колорадо, дал разрешение на использование данных по добыче на газовой скважине, Рис 5. Закон распространения акустической волны с использованием конечно-разностного подхода Matlab 2D был предоставлен Heiner Igel, из Технического Университета Мюнхена. Расчет давления флюида для неоднородной среды был произведен с помощью аппарата Matlab PDE. Для расчета кинематической инверсии использовались алгоритмы сингулярного разложения и другие алгоритмы матриц Matlab. Академическая лицензия на Matlab принадлежит Andrew Curtis, Эдинбургский Университет. Мы признательны всем коллегам за сотрудничество.

Литература

- Barkved, O. and Kristiansen, T. [2005] Seismic time-lapse effects and stress changes: Examples from a compacting reservoir. *The Leading Edge*, 24, 1244-1248.
- Binney, J.J., Dowrick, N.J., Fisher, A.J., and Newman, M.E.J. [1995] *The Theory of Critical Phenomena*. Clarendon Press, Oxford.
- Eiken, O. and Tondel, R. [2005] Sensitivity of time-lapse seismic data to pore pressure changes: is quantification possible? *The Leading Edge*, 24, 1250-1254.
- Hofmann, R., Xu, X.X, Batzle, M., Prasad, M., Furre, A.K., and Pillitteri, A. [2005] Effective pressure or what is the effect of pressure. *The Leading Edge*, 24, 1256-1260.
- Goff, J.A. and Holliger, K. (Eds.) [2002] *Heterogeneity of the Crust and Upper Mantle — Nature, Scaling and Seismic Properties*. Kluwer Academic/Plenum Publishers, New York.
- Landro, M., Digranes, P., and Stronen, L. K. [2005] Pressure depletion measured by time-lapse VSP. *The Leading Edge*, 24, 1226-1232.
- Leary, P.C. [1997] Rock as critical-point system and the inherent implausibility of reliable earthquake prediction. *Geophysical Journal International*, 131, 451-466.
- Leary, P.C. [2002] In: J.A. Goff & K. Holliger (Eds.) *Heterogeneity of the Crust and Upper Mantle - Nature, Scaling and Seismic Properties*, Kluwer Academic/Plenum Publishers, New York, 155-186.
- Leary, P.C. and Al-Kindy, F. [2002] Power-law scaling of spatially correlated porosity and log(permeability) sequences from north-central North Sea Brae oilfield well core. *Geophysical Journal International*, 148, 426-442.
- Leary, P.C. and Walter, L.A. [2005a] Physical model for the downhole orbital vibrator (DOV) - I. Acoustic and borehole seismic radiation. *Geophysical Journal International*, 163, 647-662.
- Leary, P.C. and Walter, L.A. [2005b] Physical model for the downhole orbital vibrator (DOV) - II. Rotary correlation wavelets and time-lapse seismics. *Geophysical Journal International*, 163, 663-688.
- Leary, P.C., Ayres, W., Yang, W.J., and Chang, X.F. [2005] Crosswell seismic waveguide phenomenology of reservoir sands & shales at offsets >600 m, Liaohe Oil Field, NE China. *Geophysical Journal International*, 163, 285-307.
- Stauffer, D. and Aharony, A. [1994] *Introduction to Percolation Theory*. Taylor & Francis, London.