

Локализация и оценка барьеров на пути флюидов с помощью 4D сейсморазведки

Location and evaluation of flow barriers with 4D seismic

Yahya Almaskeri and Colin MacBeth *

Введение

Один из основных наборов неопределенностей в понимании резервуара для целей моделирования потока включает в себя локализацию, конфигурацию и свойства внутренних границ раздела для жидкости или давления. Барьеры могут быть обусловлены разломами, сцементированными трещинами, сменой литологии или границами между отдельными типами потоков. Описание и оценка этих особенностей необходимы для точного понимания динамического режима резервуара, который влияет на предварительную оценку проницаемых продуктивных поясов нефтяной залежи, неработающих продуктивных пластов, и, следовательно, на добычу. Кроме того, пропущенные, неправильно локализованные или неправильно отображенные барьеры могут привести к неадекватным предварительным оценкам свойств коллектора и, следовательно, к неоптимальному управлению резервуаром и добыче углеводорода.

Пространственное разделение и наличие барьеров могут, до некоторой степени, проявляться по ходу добычи необычно низкими давлениями, ранним выделением природного газа, растворенного в нефти, и слабым повышением давления после закачивания, среди областей высокого давления. Кроме того, как только построена имитационная модель, она может использоваться для локализации и количественной оценки ожидаемых барьеров подбором их параметров, согласованных с добытыми объемами и выявленными давлениями. В этом процессе помогают результаты трехмерной сейсмической и геологической интерпретации, которые дают информацию о вероятных положениях потенциально важных структурных разрывов, хотя эти данные не могут помочь в прямом определении динамических характеристик потока. В таком процессе часто теряются тонкие связи между каналами песка и невозможна точная количественная оценка локальных направлений высокой проницаемости. Степень непроницаемости разлома может быть оценена, принимая во внимание неоднородности зоны разлома через сопоставление резервуара и концентрации сланца в заполнении разлома, калиброванную лабораторными испытаниями (Manzocchi и др., 1999). Дальнейшая методика для определения степени сообщения через барьеры для целей разработки — тестирование на передачу из одной скважины в другую (Stewart и др., 1984). Связность пласта и наличие границ потока в объеме пласта могут также быть оценены, обрабатывая расчеты переходных процессов и имитацией дополнительных скважинных тестов в комбинации с данными начального давления, полученными опробователем пластов многократного действия (например, Richardson и др., 1997).

Методы, основанные на скважинных данных, для получения данных о давлении также требуют покрытие территории съемкой с воздуха и повышение разрешения и, в принципе, это требование может устранить 4D сейсморазведка, которая может дать дополнительные

детальные данные, необходимые для общей оценки связности резервуара в разрешении основных ячеек модели. Предыдущие практические примеры применения технологии выдвинули на первый план эту особенность. Например, Sonneland и др. (2000) использовали подход на основе насыщения для оценки покрышки вдоль сети разломов с использованием данных 4D сейсморазведки по месторождению Gullfaks. Barkved и др. (2003) показали, что уплотненный блок, ограниченный разломами, ранее не выявленный по данным трехмерной сейсморазведки, может быть обнаружен после снижения давления в результате истощения пласта на Valhall. Parr и Marsh (2000) дали примеры визуальной локализации барьеров, выделенных по перемещению аномалии в 4D данных в результате добычи через горизонтальную скважину, а также дополнительную информацию относительно пробоя барьера в процессе добычи на западной части Шетландских данных. Наконец, Almaskeri и MacBeth (2004) показали, как разрывы в 4D сейсмических аномалиях могут быть использованы в качестве мелкомасштабного признака для локализации барьеров. Основываясь на этой последней работе, цель данной статьи состоит в обеспечении дальнейшей оценки барьеров, применяя недавно разработанный метод для оценки горизонтальной проницаемости (MacBeth и Almaskeri, 2005). Определенно, модифицируя путь реализации методики оценки, можно сосредоточиться на элементах низкой амплитуды, связанных с проницаемостью, и в основном являющихся причиной воздействия барьера, а затем использовать величину перепада проницаемости для оценки величины давления, пропускаемого барьером. Этот метод дает сейсмическую карту барьеров и, следовательно, оценку степени связности.

Рассматриваемый метод

Оценка связности барьера

Наш сейсмический метод оценки барьера использует численное устройство умножителя проницаемости для отображения степени локальной связности резервуара, как и в обычной практике моделирования потока при регулировке сообщения флюида и давления. Показания множителя колеблются от 0 до 1, и определяют масштаб проницаемости (проницаемость, умноженная на площадь и деленная на расстояние) между общими гранями смежных ячеек сети/ сейсмических ячеек системы суммирования, и, следовательно, изменяют среднюю проницаемость поперек этих ячеек. С ракурса моделирования такие устройства обычно эффективны в случае, если барьеры характеризуются наибольшим внутренним (поровым) объемом, и, таким образом, они должны быть полезными также и для сейсморазведки.

За подробным описанием работы данной технологии при попытке обнаружить и количественно охарактеризовать барьер, обратитесь к одномерному примеру на рис. 1.

* colin.macbeth@pet.hw.ac.uk

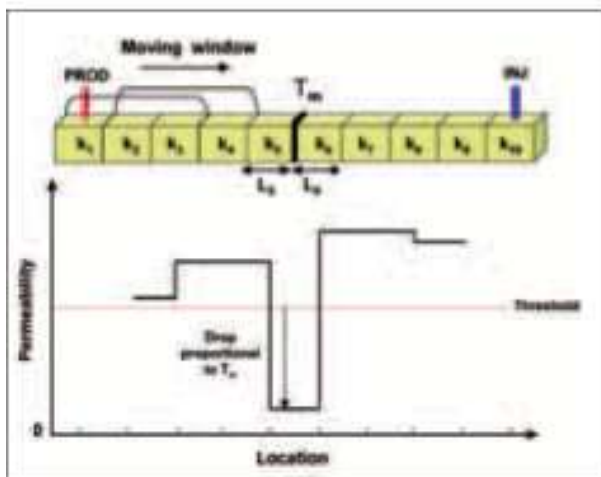


Рис. 1. Одномерный срез ячеек и центральный барьер, через который определен градиент давления. Результирующая проницаемость измерялась в скользящем окне. На месте барьера замечено понижение значения.

Здесь можно увидеть ряд ячеек с некоторой вариацией в проницаемости и пористости. Добывающая и нагнетательная скважины размещены в противоположных концах ряда для создания градиента давления потока. Барьер вставлен между двумя центральными ячейками 5 и 6 умножением проницаемости между этими ячейками на коэффициент T_m . Проницаемость затем была измерена вдоль ряда, используя скользящее окно шириной в три ячейки (рис. 1). В данном примере проницаемость, оцененная в окне из N ячеек в положении j , в общем смысле задается средним гармоническим значений проницаемости k_i отдельных ячеек:

$$k_{\text{avg}} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N L_i}{\sum_{i=1}^N L_i / k_i} \right)^{-1} \quad (1)$$

где L_i — длина i -ой ячейки в окне. Однако, когда окно достигает область барьера, измеряемые значения проницаемости снижаются на уровень, зависящий от T_m (рис. 1). Это понижение не зависит от положения окна вдоль барьера, хотя конечный результат действительно зависит от значений проницаемости ячеек, вносящих вклад в среднее значение:

$$k_{\text{avg}} = T_m \left(\frac{\sum_{i=1}^N L_i}{\sum_{i=1}^N L_i / k_i} \right)^{-1} \quad (2)$$

Затем, теоретически, T_m может быть вычислен, если известен результат измерений без сведений о барьере:

$$T_m = k_{\text{avg}}^{\text{(with)}} / k_{\text{avg}}^{\text{(without)}} \quad (3)$$

Прямым сравнением величин снижения проницаемости при достижении области барьера с фоновым уровнем, который соответствует случаю отсутствия барьера, можно вычислить относительную проницаемость. Таким образом, измерение требует локальной оценки проницаемости для получения качественного пространственного определения, а для менее точных определений берется более глобальный средний фоновый уровень. Практически, заданная фоновая проницаемость может также быть получена в результате анализа значений проницаемости либо на стороне барьера, либо альтернативно, сглаживанием полученной в окне кривой проницаемости для эффективного устранения импульсных

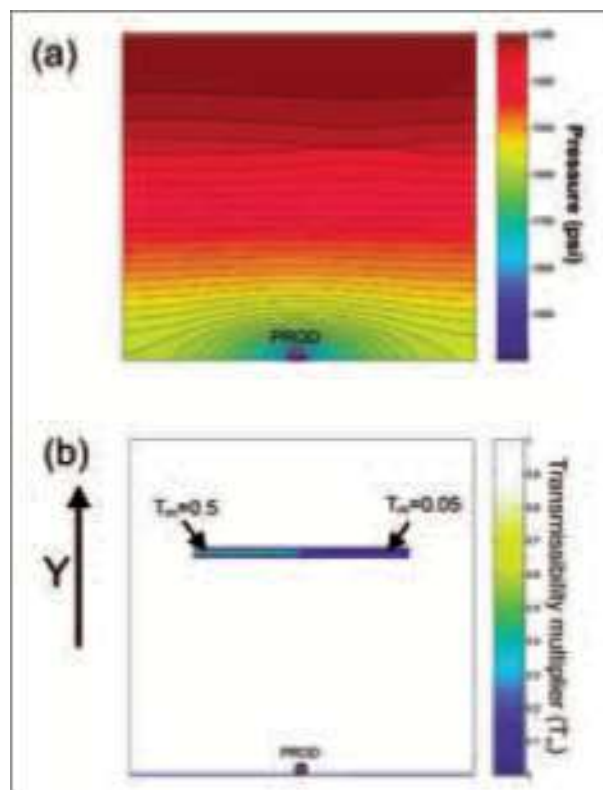


Рис. 2. (a) Вид в плане, отображающий изменение давления вследствие наличия полупроницаемого барьера в случае однородной имитационной модели. Заметьте искажение контуров вокруг барьера. (b) Тот же вид, с оценкой T_m умножителя проницаемости барьера, полученной только для направления Y (север).

выбросов кривой проницаемости (рис. 1).

Теперь давайте рассмотрим, как это работает на данных сейсморазведки. Во-первых, для целей текущей работы предположим, что 4D сейсмические аномалии ΔA в основном зависят от давления. С этим предположением горизонтальная проницаемость, полученная для карт 4D аномалий, вычисляемых в каждом положении (x, y) , определяется соответствующей зависимостью MacBeth и Almaskeri (2005).

$$k_{\text{eff}}(x, y) = \frac{c_f \mu}{\Delta T} \phi(x, y) \left[\frac{|\Delta A(x, y)|}{\left[\frac{\partial^2 (\Delta A(x, y))}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 (\Delta A(x, y))}{\partial y^2} \right]} \right] \quad (4)$$

где ΔT — промежуток времени между двумя сейсмическими съемками, c_f — сжимаемость флюида, μ — вязкость флюида и f — эффективная пористость (соотношение общих и эффективных толщин, умноженное на пористость песка). Как c_f , так и μ зависят от давления, и это должно учитываться в уравнении. Для получения оценок проницаемости песка это уравнение было первоначально оценено, используя глобально гладкие численные приближения для аномалий Лапласиана и приращения, и поэтому они сглаживают данные по барьеру. Здесь очевидно, что более локальное численное приближение дает более точную информацию о пространственной частоте и доступ к низкоамплитудным аномалиям, связанным с проницаемостью, которая для нас является искомой информацией. Комбинируя результаты локальных и глобальных подходов, можно извлечь величину проницаемости, как показано выше. На

практике это достигается выбором отдельных минимумов в локально полученных оценках проницаемости, используя алгоритм пороговой обработки, а затем преобразованием в коэффициенты делением на сглаженные значения фоновой проницаемости. Двусторонняя оценка обеспечивается скользящим двумерным окном, которое скользит вдоль оси X или Y. При наличии шума, устойчивость и разрешение оценок должны быть сбалансированы размером окна. Это может препятствовать крайне локальной аппроксимации из-за присутствия шума в данных, а, увеличивая размер окна, мы будем терять определение низких значений проницаемости и пространственного разрешения.

Приложение к модельным образцам данных

Метод, описанный выше, проверен на данных сейсмического мониторинга, полученных в результате сейсмического моделирования по результатам двухфазного трехмерного численного моделирования, используя программное обеспечение Eclipse black oil. Используется физическая модель породы и флюида, соответствующая палеооленовым турбидитовым пескам (MacBeth и др., 2005), насыщение не учитывается, поэтому амплитуды сейсмической волны связаны только с давлением. Первоначально рассматривалась однородная модель с одиночной скважиной на краю, добывающей 8000 баррелей в сутки в течение 800 дней (рис. 2 (а)). Предварительное пластовое давление установлено в 3247 psi (фунт на квадратный дюйм), а средняя проницаемость, пористость и соотношение средних и эффективных мощностей — 500 mD (миллиДарси), 24 %, и 70 % соответственно. Барьер расположен в центре модели, используя множитель с различными значениями, применяемыми к каждой половине — $T_m=0.5$ для левой половины и $T_m=0.05$ для правой. На рис. 2 (а) показана результирующая карта давлений и преобразования изолиний давления после 800 дней, полученные снижением уровня нефти в скважине, и слабые преобразования более гладких градиентов вследствие наличия барьера. Именно эти малые искажения изолиний и выявляются рассматриваемой методикой. Метод применен к картам сейсмической среднеквадратической амплитуды, построенным по отражению от кровли пласта, а результаты 800-дневного сейсмического мониторинга сравнивались с предварительными данными.

Проницаемость вычислялась с использованием локального двумерного оператора размером 3x3 ячейки для оценки Лапласиана, с окном, скользящим вдоль оси Y, ортогональной к барьеру (рис. 2 (b)). Затем была получена другая оценка дальнейшим перемещением окна вдоль оси X (рис. 2 (c)). После этого карты сглаживались для получения желаемой фоновой информации, а для определения коэффициентов проницаемости, лежащих в пределах от 0 до 1, применялось уравнение (3). Этот синтетический пример выделил проблему вычисления коэффициентов. Это случилось по причине усредняющего эффекта оператора, и для решения данной задачи необходимо добавить в модель новый ряд коэффициентов для создания по существу толстого барьера из одной ячейки. Теперь можно определить боковые лепестки, связанные с численным усреднением (рис. 3 (а)), а также метод выбирает центральное ядро с требуемыми значениями. Данное исследование показывает, что высокая разрешающая способность требует, чтобы барьер был толще одной ячейки системы суммирования. Однако длина барьера хорошо разрешена величиной меньшей, чем размер одной ячейки, а также выявлены абсолютные величины коэффициентов (рис. 3 (b)). На результатах, полученных при проходе вдоль оси x, параллельно барьеру, видны только края барьера. Если коэффициенты

не включаются для поверхностей, ортогональных этому направлению, получается ложный сигнал, который может привести к вводящей в заблуждение интерпретации при применении данных. Это является ограничением метода, и для избежания проблем при применении, необходимо учитывать несколько направлений прохода окна для гарантии, что учтены все ориентации барьера.

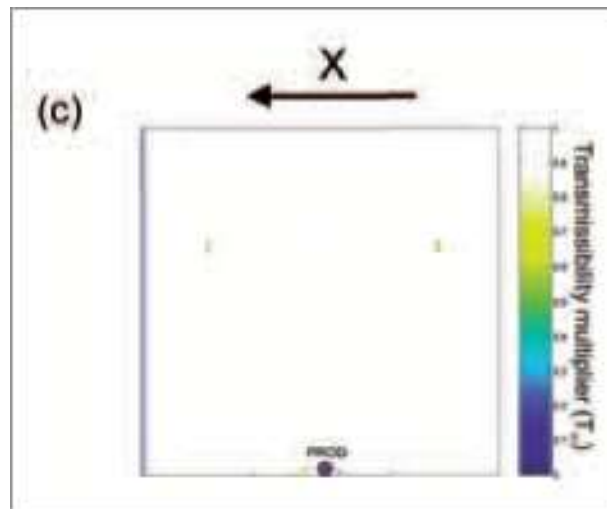


Рис. 2. (c) Расчеты коэффициентов T_m проницаемости барьера, полученные скользящим оператором только вдоль оси X (запад).

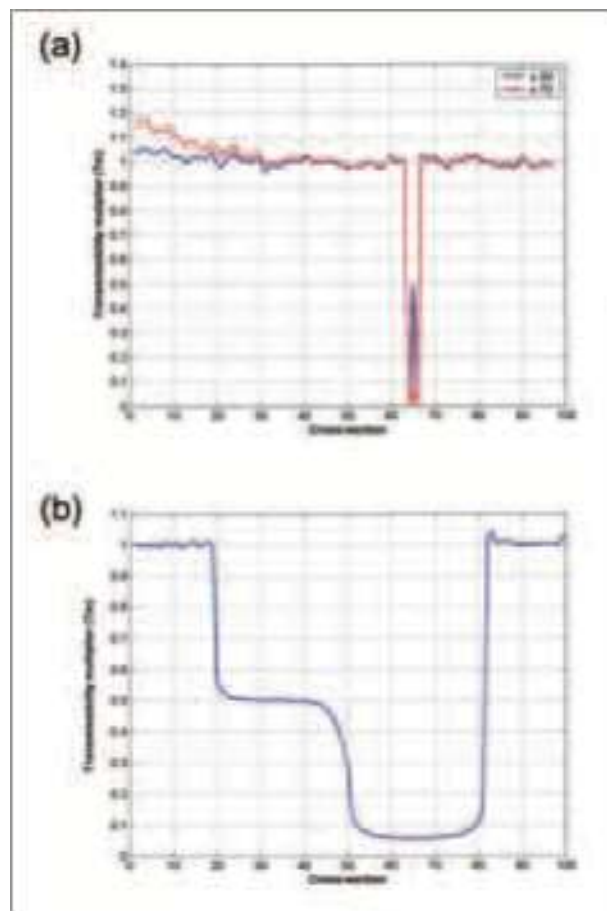


Рис. 3. Значения коэффициентов, полученные: (а) по вертикальному профилю вдоль направления Y (запад-восток) на рис. 2 (b), взятому через центральную линию барьера; (b) по вертикальному профилю вдоль направления X, параллельно барьеру.

Далее метод был протестирован на модели с неоднородной фоновой моделью. Такая модель конструируется вставкой первого горизонтального слоя ячеек поперек кровли пласта трехмерной модели, используемой для моделирования канальных турбидитовых песков (Stephan и др., 2004). Эффективная проницаемость колеблется в пределах от 0 до 900 mD, как показано на рис. 4 (а), пористость — от 22 до 30 %, и соотношение эффективных и общих толщин от 0 до 100%, в то время как сжимаемость и вязкость флюида — константы. Одиночная скважина, добывающая 8000 баррелей в день в течение 800 дней, была смоделирована еще раз. Рис. 4 (b) отображает положение барьеров, образованных каналами песка, отложением сланцев и разломами в резервуаре. Рис. 4 (с) отображает результаты процедуры оценки с использованием того же окна размером 3x3 для численного приближения и глобального фона, полученного сглаживанием. Результаты показывают, что, несмотря на изменчивость фона проницаемости, главные эффекты проявления барьеров могут быть выявлены. Большинство барьеров правильно отображено, хотя значения проницаемости не очень точны.

Применение метода на резервуаре UKCS

Метод был также применен к набору 4D данных UKCS. Тестируемая область площадью 15 км² является частью сегмента 4 месторождения Schiehallion, где пробурены две нагнетательные и две добывающие скважины: W1 и W2, P1 и P2, соответственно. Резервуар сегментирован множеством крупных разломов. Резервуары, заполненные канальными турбидитовыми песками, сложны, и дополнительные скважинные тесты действительно выявили обширную раздробленность резервуара (Dobbyn и Marsh, 2001).

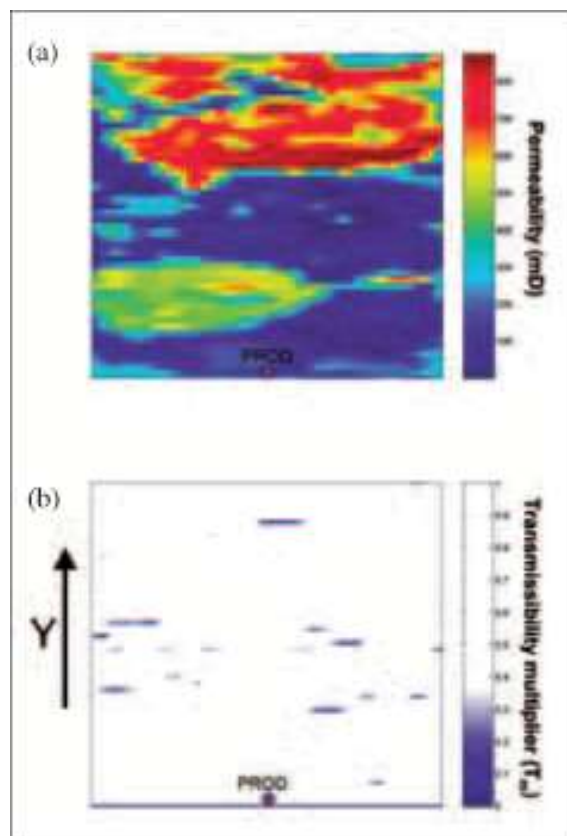


Рис. 4. Вид в плане: (а) поле проницаемости в случае неоднородной модели; (b) имеющиеся барьеры и коэффициенты для неоднородной модели (только направление Y (север)).

Однако точная природа этих барьеров неизвестна, поскольку они могли быть следствием смены фаций или образования разломов. Результаты подбора параметров динамических моделей резервуара, построенных по сейсмическим данным и согласованным с историей разработки данного месторождения, показывают, что 4D аномалии главным образом связаны с давлением (Stephan и др., 2004), и, таким образом, эти данные являются полезной отправной точкой для тестирования нашей методики оценки барьеров. Оцененная эффективная проницаемость по данным 4D сейсморазведки показана на рис. 5 (а) и сравнивалась с существующей имитационной моделью, приведенной на рис. 5 (b). Наблюдается согласованность в общих направлениях простираения, однако есть различия в деталях, которые могут помочь в обновлении имитационной модели, как обсуждали Almaskeri и MacBeth (2005). Метод оценки проницаемости теперь применен как в направлении X, так и в направлении Y. Положения особенностей, которые могли быть связаны с покрышками или частично непроницаемыми разломами и барьерами, были впоследствии выявлены (рис. 6 (а) и 6 (b) соответственно).

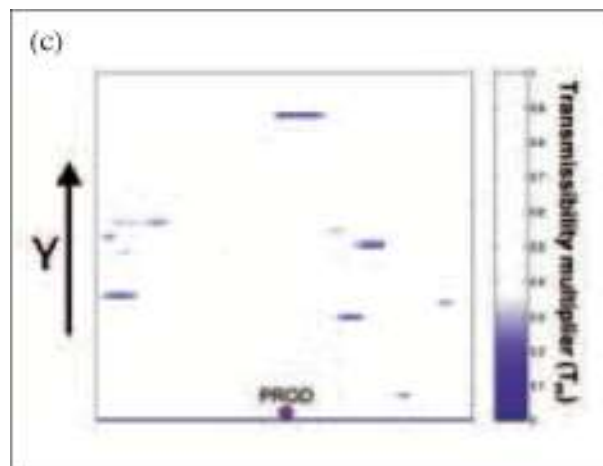


Рис. 4 (с). Оцененные барьеры и значения проницаемости для неоднородной модели (только направление Y (север)).

Необходимо сделать сравнение рис. 6 и рис. 7, отображающей коэффициенты, которые были использованы для согласованной с историей разработки имитационной модели данной области (Stephan и др., 2004). Общая ориентация и взаимные положения сейсмических результатов и результатов моделирования кажутся схожими. Сейсмика, как ожидалось, различает барьеры в одном направлении лучше, чем в другом, поэтому в конечной интерпретации необходимо использовать комбинацию обоих результатов. Имеются некоторые области согласования длины барьера по направлению скольжения окна, перпендикулярному оси X. В других областях, мелкомасштабные скопления формируют общую схему возможных больших барьеров. Особенности согласуются с направлениями многих главных разломов. Интересно, что по данным сейсморазведки, эксплуатационные скважины P1 и P2 расположены в пределах одного связанного блока, что согласуется с имитационной моделью и опытом разработчика в данной области. Однако одним из расхождений с имитационной моделью является то, что эксплуатационная скважина P1, кажется, пересекает барьер, что делит блок на две части. При добыче по всей длине скважины в контакте с песком можно вскрыть и этот дополнительный блок. Обе эксплуатационные скважины P1 и P2 связаны, но не связаны с нагнетающими скважинами.

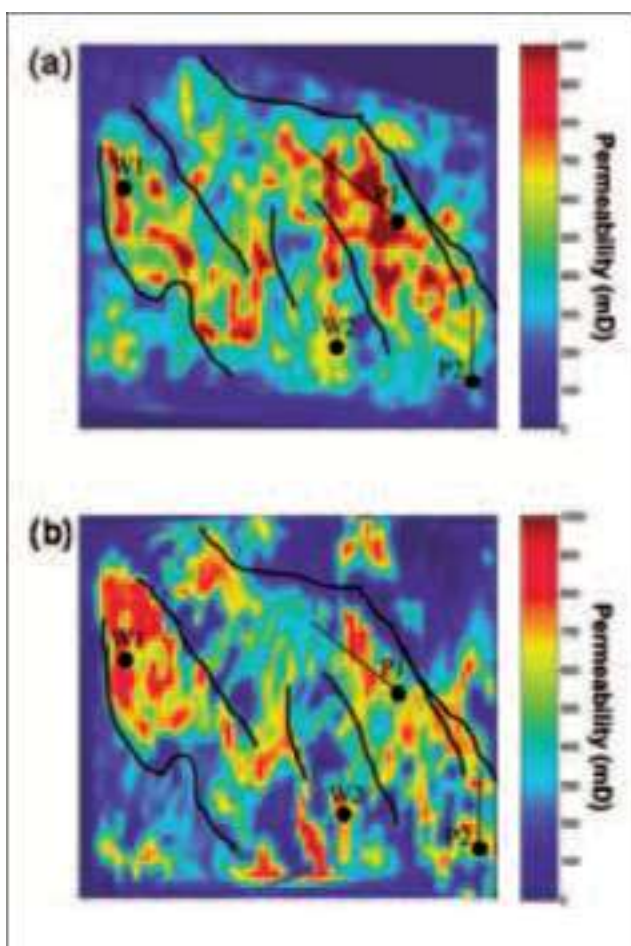


Рис. 5 (а). Карта вычисленных значений эффективной проницаемости по данным 4D сейсморазведки. (б) Карта усредненных по глубине эффективных значений проницаемости месторождения по данным модели.

Действительно, нагнетающие скважины не идеально размещены для повышения давления в эксплуатационных скважинах, и эта интерпретация показывает, как 4D сейсморазведка помогла выявить, что нагнетающая скважина «раздувает» южный сегмент месторождения.

Выводы и заключения

Методика разработана для отображения и количественной характеристики барьеров на пути потока по данным сейсмического мониторинга. Тесты на синтетических данных показали потенциал данного метода. Методика особенно полезна при отдалении от нагнетающих скважин, и при небольшом изменении в насыщении между скважинами. Это потому что на расстоянии от напорного фронта основным фактором будет давление. В этом случае, достаточно применить только одно уравнение давления прямо к сейсмическим амплитудам. Методика предназначена для дополнения имеющегося набора данных 4D сейсморазведки и позволяет прямо ограничивать количество допустимых моделей. Достаточно хорошее сравнение со значениями коэффициентов имитационной модели показывает, что 4D анализ такого рода мог, в конечном счете, быть использован для обновления модели. Карты коэффициентов проницаемости, построенные по данным сейсморазведки, повышают ценность методики, предоставляя отображение барьеров потока в более высоком разрешении. Это дает прямой способ обновления имитационной модели, избегая дорогостоящего подбора

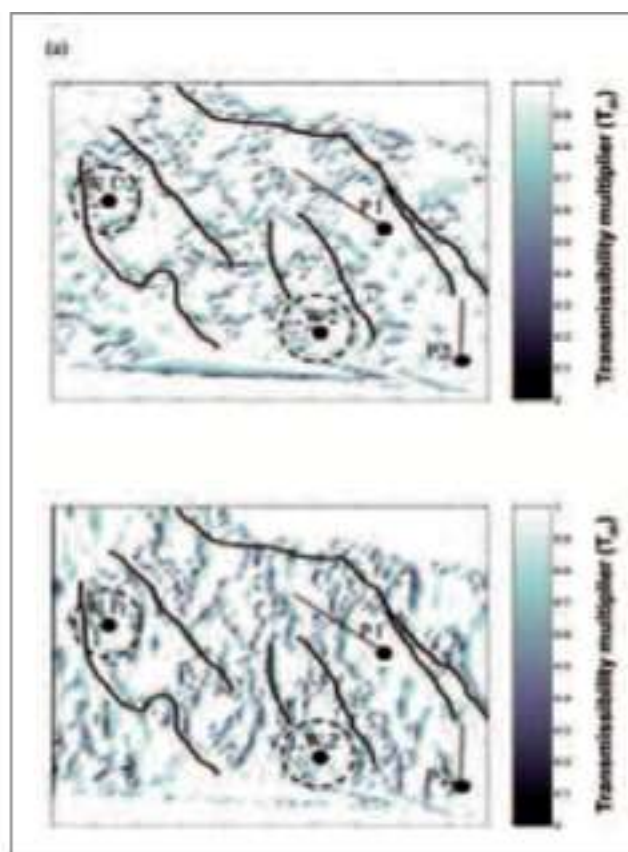


Рис. 6. (а) Карта барьеров и значения проницаемости, вычисленные по аномалиям данных 4D сейсморазведки. Оценки получены в окне, скользящем по направлению Y. (б) Карта барьеров и значения проницаемости, вычисленные по аномалиям данных 4D сейсморазведки. Оценки получены в окне, скользящем по направлению X. Приводятся главные разломы, отмеченные на сейсмическом кубе.

параметров динамической модели резервуара, построенного по сейсмическим данным и согласованного с историей разработки месторождения. Предложенная методика становится более надежной с повышением качества данных, высоким отношением сигнал-шум и подключением динамических данных. Ожидается, что точность локализации барьера и значений коэффициентов проницаемости может быть увеличена в результате совмещения данных, таких как результаты различных 4D съемок, история разработки, измерения давления и скважинные тестирования. Новое поколение высокоточных съемок с использованием буксируемых кос и стационарные установки могут иметь достаточную повторяемость для получения достоверных результатов с помощью данной методики.

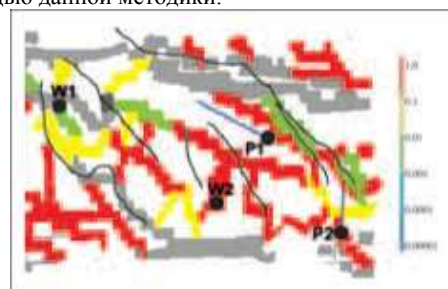


Рис. 7. Карта коэффициентов проницаемости по имитационной модели (после Stephen и др., 2004) Eclipse.

Благодарности

Авторы хотели бы поблагодарить спонсоров второй фазы проекта «Edinburgh Time-Lapse Project», за их поддержку (BP, BG Group, ChevronTexaco, ConocoPhillips, ExxonMobil, Fairfield, Landmark, Maersk, Norsk-Hydro, Shell, Statoil и Total), а также Schlumberger за предоставление программных продуктов Eclipse и Petrel. Мы также благодарим Karl Stephen за полезные обсуждения по этой работе. YAM благодарит PDO за финансирование его учебы в аспирантуре. Мы благодарим партнеров по месторождению Schiehallion (BP, Shell, Amerada Hess, Statoil, Murphy Oil и OMV) за разрешение издать результаты, полученные по их данным.

Ссылки на литературу

- Almaskeri, Y., and MacBeth, C. [2004] Quantitative assessment of fault connectivity across a fault using 4D seismic. *EAGE Annual Conference*, Expanded abstract A037.
- Barkved, O.K., Buer, K., Halleland, K.B., Kjelstadli, R., Klep-pan, T., and Kristiansen, T. [2003] 4D Seismic Response Of Primary Production And Waste Injection At The Vallhall Field. *65th Conference & Exhibition, EAGE, Stavanger*, Expanded abstract A22.
- Dobbyn, A. and Marsh, M. [2001] Material Balance: A Powerful Tool for Understanding The Early Performance of The Schiehallion Field. *Offshore Europe Conference, Aberdeen, Scotland*. SPE 71819.
- MacBeth, C. and Almaskeri, Y. [2006] Extraction of permeability from time-lapse seismic data. *Geophysical Prospecting*, 54, 333-349.
- MacBeth, C., Stephen, K.D., and McNally, A. [2005] The 4D seismic signature of oil-water contact movement due to natural production in a stacked turbidite reservoir. *Geophysical Prospecting*, 53, 183-203.
- Manzocchi, T., Walsh, J.J., Nell, P., and Yielding, G. [1999] Fault transmissibility multipliers for flow simulation models. *Petroleum Geoscience*, 5, 53-63.
- Parr, R. and Marsh, M. [2000] Development of 4-D reservoir management West of Shetland. *World Oil*, 221, 9, 39-47.
- Richardson, S.M., Herbert, N., and Leach, H.M. [1997] How well connected is the Schiehallion reservoir? *Offshore Europe Conference, Aberdeen*, SPE 38560.
- Sonneland, L., Signer, C., Veir, H., Saeter, T., and Schlaf, J. [2000] Detecting flow-barriers with 4-D seismic. *70th Ann. Internat. Mtg. Soc. Of Expl. Geophys.* Expanded Abstract, 1477-1480.
- Stephen, K., Soldo, J., MacBeth, C., and Christie, M. [2004] A multiple Model Approach to History Matching and Uncertainty Analysis Using Time-Lapse Seismic. *EAGE Annual Conference*, Expanded abstract A005.
- Stewart, G., Gupta, A., and Westaway, P. [1984] The interpretation of interference tests in a reservoir with sealing and partially communicating faults. *European Petroleum Conference, London*, SPE 12967