

## Визуализация и интерпретация

### Интерпретация данных сейсморазведки с использованием моделирования

#### течения жидкости

#### Seismic interpretation with fluid flow simulation

Дэйв Хейл (Dave Hale)\*, Джон Киллоу (John Killough) и Джефф Эмануэл (Jeff Emanuel) из компании Landmark Graphics показывают, как расчет течения жидкости параллельно с интерпретацией данных сейсморазведки позволяет быстро оценивать влияние разных сейсмических моделей на итоги гидродинамических расчетов.

**Т**щательное планирование разработки месторождений нефти и газа требует всесторонне анализировать эксплуатируемые коллекторы и пути миграции жидкости. Расчет течения требует

значительных вычислительных затрат и многократных расчетов для разных моделей, от простых (грубых) до более сложных (детальных). Авторы показали, что моделирование течения жидкости одновременно с интерпретацией данных электроразведки позволяет быстро оценивать влияние разных сейсмических моделей на течение жидкости.

Чтобы провести такой анализ, рассмотрим простую модель залежи с небольшим числом объектов, влияющих на движение жидкости – геологических слоев и разломных зон. Назовем эти объекты «баками» и соединим их «трубами». Такой подход известен при исследовании залежей, где применяется для оценки основных параметров залежи перед использованием более детальных моделей. В контексте одновременной интерпретации данных сейсморазведки и моделирования течения простота таких моделей позволяет менять свойства коллекторов (т. е. пористость баков и пропускную способность труб) в интерактивном режиме и оценивать их влияние на течение жидкости.

Такой подход – использование результатов грубого моделирования как ограничения для детального – может дать значительные преимущества при планировании

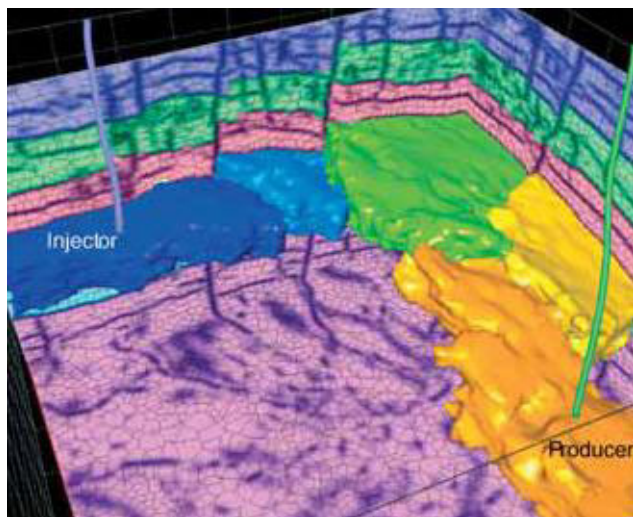
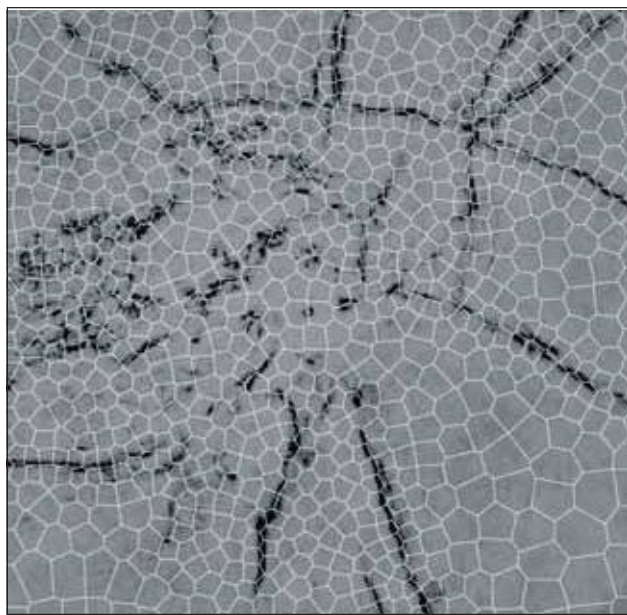
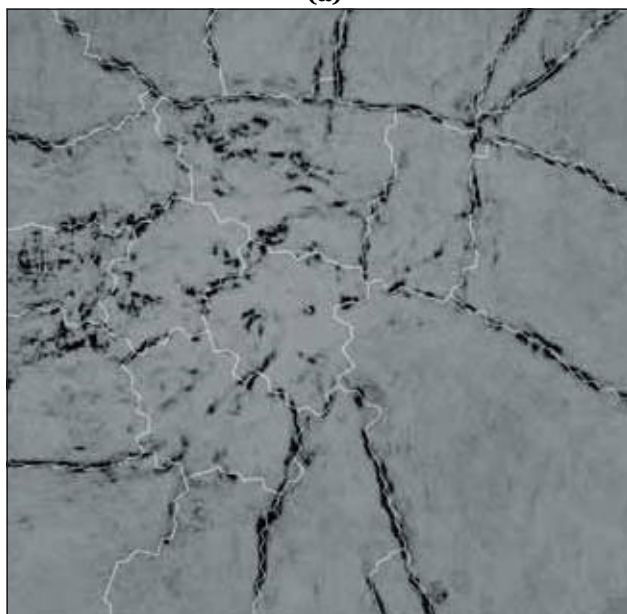


Рис. 1. Моделирование течения жидкости методом баков и труб при интерпретации 3D (6.4 x 6.4 x 0.8 км) сейсмического разреза. Цвет баков соответствует их водонасыщенности, которая выше (темно-синий) вблизи нагнетательной скважины и ниже (оранжевый) – вблизи эксплуатационной.



(a)

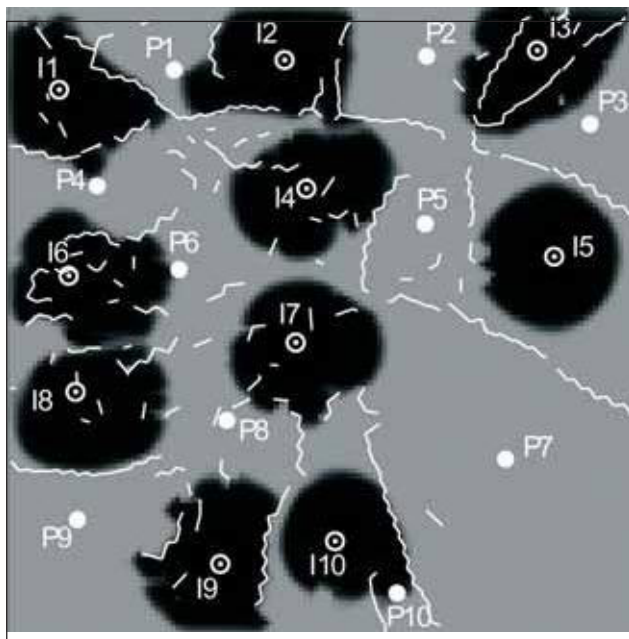


(b)

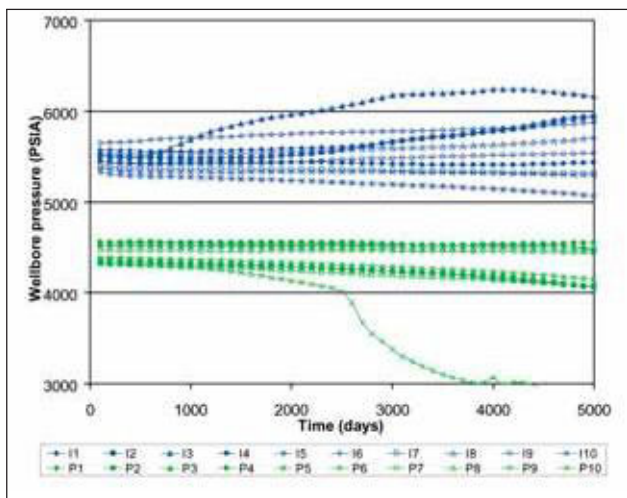
Рис. 2 Горизонтальный срез (6.4 x 6.4 км) 3D сейсмического изображения разломов после автоматического создания сети (a) и районирования (b). Каждый сегмент (b) точно составлен из многоугольников (a).

## Визуализация и интерпретация

разработки месторождений за счет снижения общих вычислительных затрат и возможности проводить более тщательный анализ за более короткое время. В этой работе описывается модель баков и труб для модели залежи, проводится ее анализ параллельно с интерпретацией данных сейсморазведки, а также дано сопоставление с результатами работы с теми же данными в рамках более детальных моделей.



(a)



(b)

Рис. 3. Водонасыщенность через 5000 дней (a) и графики давления в скважинах (b), рассчитанные по детальной сетке из 16,384 (128 x 128) ячеек. Нагнетательные скважины I1-I10, эксплуатационные - P1-P10; темп закачки и добычи постоянный. На (a) темно-серым показана высокая водонасыщенность (мало нефти), светло-серым – низкая (много нефти). Белые линии (границы сегментов) соответствуют разломам рис. 2; здесь пропускная способность минимальна.

### Построение модели и расчеты

#### Модель баков и труб

Пример моделирования течения жидкости в рамках модели баков и труб параллельно с интерпретацией данных сейсморазведки приведен на рис. 1. Каждый бак составлен из заполняющих все пространство многогранников, грани которых соответствуют разломам и границам на сейсмическом разрезе. Разлом в этой модели не запечатывают коллекторы; пропускная способность труб, соединяющих соседние баки не равна нулю. Таким образом, вода, нагнетаемая через скважину в одном из баков, вытесняет нефть так, что нефть и вода выходят через скважину в другом баке.

В ходе интерпретации сейсмического разреза меняются объемы баков или положение их границ. Поскольку модель из нескольких баков и труб проста, расчет течения жидкости можно делать по ходу этих изменений. Возможно также интерактивное изменение параметров модели – пористости баков и пропускной способности труб, например, чтобы добиться соответствия фактической истории добычи.

#### Описание и разбиение сейсмических границ

Интерпретация 3D сейсмического разреза ведется путем построения набора многогранников, заполняющих пространство. Грани автоматически связываются с границами и разломами сейсмического разреза по алгоритму «атомарного построения сети» (atomic meshing; см Hale and Emanuel, 2002). На рис. 2a приведен 2D пример. Увязывая элементы сети по деталям разреза (в данном случае – по разломам), можно аккуратно смоделировать соответствующие перепады свойств. Возможно также использовать эту сеть для автоматического районирования соответствующего сейсмического разреза (Hale and Emanuel, 2003). Пример приведен на рис. 2b, где каждый сегмент является объединением элементов сети с рис. 2a.

Как и составление сети, районирование производится автоматически. На практике автоматически выполняется объединение большинства элементов сети, а затем в интерактивном режиме (вручную) сегменты объединяются в более крупные геологические тела. В данном случае сегменты (ограниченные разломами) получены автоматически, без ручной корректировки.

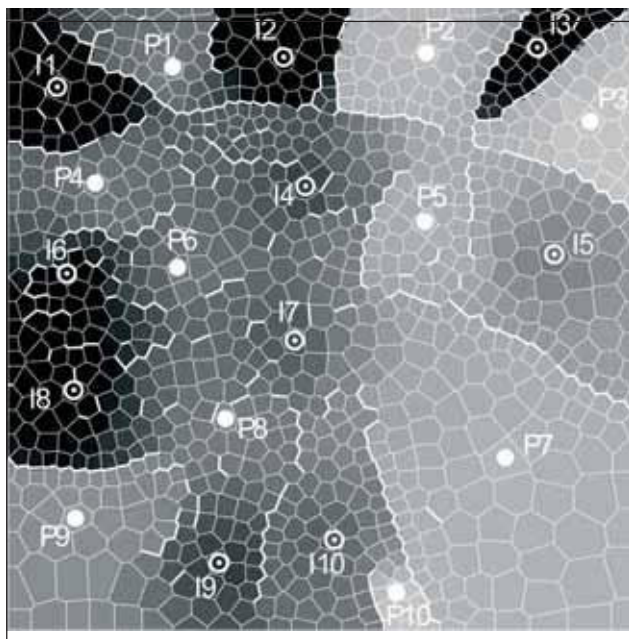
#### Моделирование течения жидкости на сегментированных сетях

Для проверки расчетов параметров модели в разных масштабах прежде всего была смоделирована история добычи на некотором гипотетическом месторождении, соответствующем рис. 2. На рис. 3a показаны положения 20 гипотетических скважин: 10 нагнетательных и 10 эксплуатационных. Графики давления в скважинах на рис 3b представляют историю добычи и могут быть получены по измерениям на реальных месторождениях.

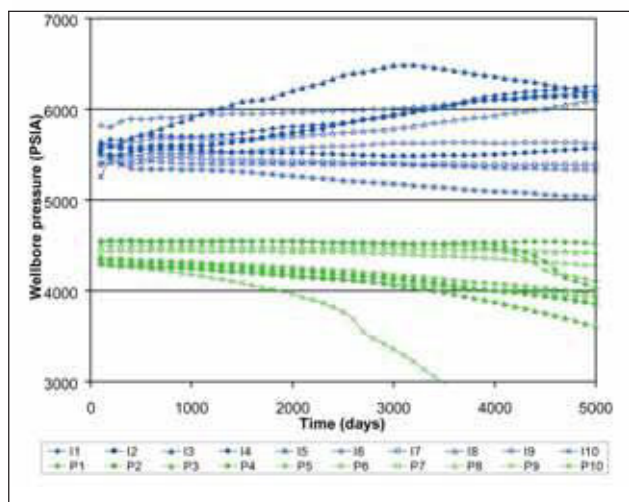
Модель представляет собой густую однородную сетку из 16,384 (128 x 128) ячеек. Свойства пород, нефти и воды выбраны так, что нефть как правило, более подвижна, чем вода, что полезно (хотя и не обязательно) при нагнетании воды. Пористость в модели постоянна (0.1); проницаемость - тоже (200 мД), кроме разломов.



## Визуализация и интерпретация



(a)

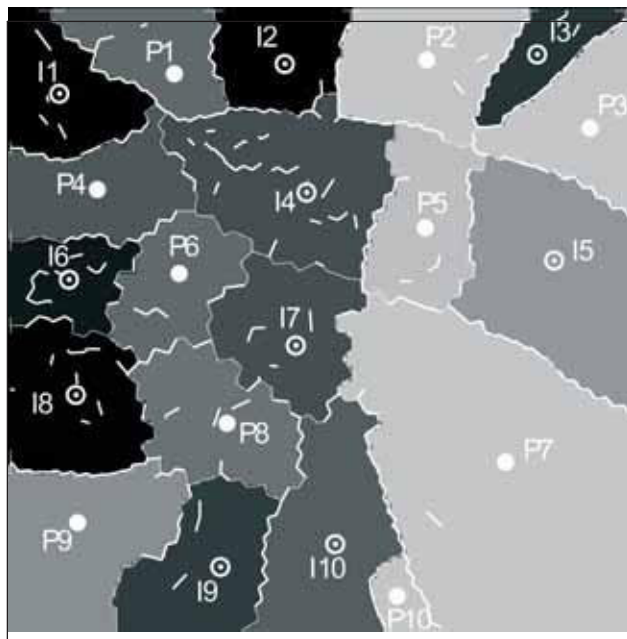


(b)

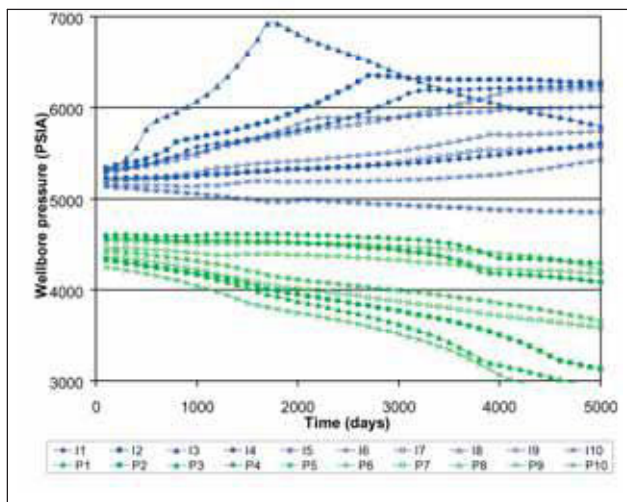
Рис. 4. Давление в залежи через 5000 дней (a) и давление в скважинах за это время (b), рассчитанные по среднемасштабной сети из 957 многоугольников. Каждый бак в виде прямоугольника соединен трубами с соседними. На (a) темно-серым показаны высокие давления (вблизи нагнетательных скважин), светло-серым – низкие давления (вблизи эксплуатационных скважин); на рис. 5. та же шкала.

Пропускная способность между ячейками частой сетки приведена к масштабу с помощью множителей, рассчитанных по схеме разломов на рис. 2. Масштабные множители меняются в пределах от 0.01 в местах, где разломы выделяются хорошо, до 1 там, где разломов не видно. На рис. 3а показаны ожидаемые искажения фронтов водонасыщения, связанные с разломами.

На рис. 3б показаны графики давления во всех скважинах модели. В эксплуатационной скважине P10 давление существенно убывает со временем. Этот



(a)



(b)

Рис. 5. Давление в залежи через 5000 дней (a) и давление в скважинах за это время (b), рассчитанные по грубой сети из 20 многоугольников. Каждый бак в виде прямоугольника соединен трубами с соседними. На (a) темно-серым показаны высокие давления (вблизи нагнетательных скважин), светло-серым – низкие давления (вблизи эксплуатационных скважин).

спад давления максимален, когда ее достигает вода из нагнетательной скважины I10, и вызван меньшей подвижностью воды по сравнению с нефтью. Отметим также существенный рост давления в нагнетательной скважине I3. Этот рост вызван близлежащими разломами с крайне низкой пропускной способностью. Вода, закачиваемая в I3, с трудом попадает в соседние блоки.

## Визуализация и интерпретация

Смоделировав данные по добыче, показанные на рис. 3b, перейдем к моделированию течения жидкости на двух более грубых моделях. На рис. 4 показано поле давлений через 5000 дней эксплуатации графики давлений, рассчитанные в среднемасштабной модели баков и труб из 957 баков, по одному на элемент сети. На рис. 5 показаны результаты таких же расчетов в модели всего из 20 баков, по одному на скважину.

В обеих моделях соседние баки соединены трубами с пропускной способностью, согласующейся с детальной моделью рис. 3. Расчет пропускной способности в среднемасштабной модели рис. 4a проводится непосредственно (Heinemann et al., 1991).

В грубой модели рис. 5a расчет пропускной способности несколько сложнее. И этот расчет очень важен. При детализации модели мы хотим использовать пропускную способность грубой модели как ограничение для более детальных. Если связь пропускной способности средней (и детальной) модели с пропускной способностью в грубой модели слишком сложна, то использование таких ограничений может оказаться непрактичным с точки зрения вычислительных затрат. Поэтому при увязывании пропускной способности в разных масштабах мы старались не использовать затратные численные методы, подобные описанным в (Durlafsky, 2003). Вместо этого применялась простая аппроксимация. Для каждой трубы, соединяющей соседние баки, рассчитывалась площадь (A) пересечения баков и расстояние (L) между центрами баков. Тогда, если баки не ограничены разломами пропускная способность трубы будет  $T_n = KA/L$ , где K – абсолютная проницаемость в баках (изменения, необходимые в случае различной проницаемости в смежных баках, очевидны). Для учета влияния разломов на границах баков грубой модели возьмем суммарную пропускную способность всех соответствующих труб в модели среднего масштаба ( $T_f$ ). Тогда пропускная способность в грубой модели (T) определяется из  $1/T = 1/T_n + 1/T_f$  (Aziz and Settari (1979)).

Чтобы вычислить давление в скважине по давлению в баке, на котором она поставлена, нужно ввести еще одну аппроксимацию. Использование затратных численных методов, таких как метод, приведенный в (Peaceman, 2003), позволяющий точно вычислять показатели скважин, вновь будем избегать. Воспользуемся простой оценкой эквивалентного радиуса скважины  $r_e = 0.2\sqrt{V/h}$ , V и h – объем и мощность бака соответственно.

### Анализ

Мы отметили сходства и различия детальных, среднемасштабных и грубых моделей. Существенные различия графиков давления в скважинах связаны с различной водонасыщенностью в моделях разного масштаба. Например, в грубой модели рис. 5a, вода, закачанная в скважину I5, достигнет скважины P7 всего за 10 дней, поскольку баки, в которых они поставлены,

связаны единственной трубой. В детальной модели рис. 3a, вода из скважины I5 не доходит ни до одной эксплуатационной скважины даже за 5000 дней.

Тем не менее, при небольшом (20) числе баков, пользуясь очень простыми уравнениями для расчета пористости баков, пропускной способности труб и показателей скважин, грубая модель позволяет оценить тенденции поля давлений для модели среднего масштаба (рис. 4a и 5a).

### Выводы

При одновременном проведении интерпретации данных сейсморазведки и моделирования течения жидкости использование грубых моделей и простых уравнений позволяет получить результаты, которые можно использовать как ограничения при расчетах в детальных моделях. При планировании эксплуатации месторождения грубые модели могут быстрее дать более точный результат.

### Благодарности

Авторы благодарны Майку Кингу (Mike King), Глину Уильямсу (Glyn Williams) и Майку Бушу (Mike Bush) за вдохновение и доблесть при выполнении этой работы.

### Литература

- Aziz, K. and Settari, A. [1979] *Petroleum Reservoir Simulation*. SPE.  
Durlafsky, L. J. [2003] Upscaling of geocellular models for reservoir flow simulation: a review of recent progress. *Presented at the 7th International Forum on Reservoir Simulation*, Buhl/Baden-Baden, Germany.  
Hale, D., and Emanuel, J. [2002] Atomic meshes of seismic images. *72nd Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists*, Expanded Abstract, 2126-2129.  
Hale, D., and Emanuel, J. [2003] Seismic interpretation using global image segmentation. *73rd Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists*, Expanded Abstract, 2410-2413.  
Heinemann, Z.E., Brand, C.W., Munka, M., and Chen, Y.M. [1991] *Modeling reservoir geometry with irregular grids*. SPE Reservoir Engineering, 225-232.  
Peaceman, D.W. [2003] A new method for calculating well indexes for multiple wellblocks with arbitrary rates in numerical reservoir simulation. *Presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium*, SPE paper 79687.

Посетите сайт  
[www.firstbreak.org](http://www.firstbreak.org)