

## Развернутый прогноз пластового давления по миграции в глубинной области до суммирования глубин в Каспийском море. Large-scale pore pressure prediction after pre-stack depth migration in the Caspian Sea

Norbert van de Coevering,<sup>1</sup> \* Hazim Hameed Al-Dabagh,<sup>2</sup> Liau Min Hoe,<sup>3</sup> и Tony Jolly<sup>4</sup>

### Введение

Для планирования буровых скважин крайне необходимо иметь оценку ожидаемого режима давления, которое может быть в нижних горизонтах. Непосредственный интерес обуславливается обеспечением безопасности сотрудников и оборудования, особенно сводящим к минимуму степень общего риска. Более того, это способствует более эффективному планированию и размещению необходимого материального оборудования. Что касается резервуара, то важна правильная плотность бурого раствора. Если она слишком маленькая, может иметь место фонтанирование и наоборот, если она слишком большая, породы могут быть повреждены, или даже разрушены проникновением бурого раствора.

В последние годы прогнозирование пластового давления подверглось разнообразным усовершенствованиям. Геофизики (резервуарные геофизики и геофизики-обрабочники) всё более вовлечены в разработку прикладных задач для составления прогноза по сейсмическим 3D данным. Исторически, прогноз составлялся только по одномерным данным. Прогресс в обработке сейсмических данных позволяет получать всё более и более точные оценки скоростей. Сочетание знаний инженеров и геофизиков является в высшей степени полезным в попытках прогнозирования объемного давления. Кроме извлечения из этих массивов профилей с прогнозным давлением в местах заложения будущих буровых скважин, они имеют интерпретированную оценку. Прогнозирование позволяет проводить развернутый просмотр (сканирование), чтобы иметь в запасе альтернативные места заложения скважин; распределение режима давления по отношению к структуре и геологической ситуации, и выявляет экранирующие и не экранирующие разломы. Эта последняя задача еще более облегчается, когда решается в комбинации с другими в настоящее время стандартными кубами сейсмических признаков, помогающих выявить жидкие или газообразные среды и песчанистые пласти-коллекторы, такими как, AVO (зависимость амплитуды отражения от удаления) и инверсия с помощью волнового уравнения упругих волн.

Такая интерпретация является процессом получения по возможности точных скоростей в результате сейсмической обработки, являющимся одним из решающих факторов при достоверном прогнозировании давлений. Безусловно, этот процесс возможен там, где в обработку включены геофизики. С другой стороны, процесс должен быть объединен с тщательным анализом квалифицированными специалистами такими, как петрофизики и инженеры механики, скважинных данных, данных давления и бурения. Роль резервуарных геофизиков (геофизиков-нефтяников) заключается в объединении информации по глубинным горизонтам с обуславливающими их сейсмическими данными, чтобы получить самые достоверные результаты.

В этой статье мы представляем обширный прогноз пластового давления (PPP), обрабатывая 3D морские сейсмические данные, полученные над массивами 01 и AB в Каспийском море, Туркменистан. Он непосредственно следует за исходной (до суммирования) глубинной миграцией (PSDM), предпринятой на первом этапе проекта полной обработки. Это делает прогнозирование своеобразным целевым, но существенно важным исследованием (Dutta et al., 2002). Совместно с заказчиком (Petronas Carigali), группа геофизиков-обрабочников и резервуарных геофизиков (CGGVeritas) и специалистов по бурению (Knowledge Systems - система сбора, хранения и обработки знаний) обеспечивают необходимые вводные данные по их дисциплинам. Мы хотели бы подчеркнуть, что объяснение понятия пластового давления не является целью авторов, ибо по этому вопросу существует обширная литература, например, Bell (1998), Bowers (1999, 2001, 2002), Bruse и Bowers (2002), Sayers (2006), и Terzaghi (1943).

Исходные данные состоят из двух разных по возрасту съемок. Съемка массива 01 расположена на Ливановском месторождении приблизительно в 210 км к юго-востоку от Баку, покрывая площадь 1089 км<sup>2</sup> с кратностью 80. Для массива AB потребовалось провести две отдельные съемки: 1A и 1B с теми же самыми параметрами обнаружения, но с различным направлением простреливания. Данные массива AB расположены к юго-востоку от съемки массива 01. Съемка массива 1A покрывает (с полной кратностью) площадь 388 км<sup>2</sup>. Съемка массива 1B занимает площадь 272 км<sup>2</sup> с кратностью 54. После объединения двух съемок площадь покрытия составляет приблизительно 1500 км<sup>2</sup>.

### Предварительный Анализ Давления по Скважинным Данным

Было предпринято предварительное прогнозирование пластового давления. Оно базируется исключительно на скважинных данных и данных давления и может дать понимание о режиме и разнообразных характеристиках: влияют ли вообще они на изменение пластового давления? Во-первых, чтобы получить отфильтрованные петрофизические измерения в глинистых сланцах (прогноз делается в глинистых сланцах, а измерения проводятся в песчанистых пластах), использовались диаграммы гамма-каротажа. Затем по различным зависимостям давление-скорость прогнозируют пластовое давление, которое улучшается по калибровочным данным таким, как плотность бурого раствора, измерения давления и результаты бурения. Второй прогноз выполняется на основании диаграмм удельного сопротивления.

Прежде всего, необходимо вычислить вертикальное давление перекрывающих пород, т. е. градиент горного давления (OBG), посредством создания комбинированной плотностной функции. Большая часть этой комбинированной плотностной функции берется по скважине A, которая должна быть надежно согласована с размерами каверн покрышки. Причина создания комбинированной плотностной функции обусловлена отсутствием каротажных разрезов в различных скважинах,

<sup>1</sup> CGG AP (a CGGVeritas company), Kuala Lumpur, Malaysia.

<sup>2</sup> Panee Petronas Carigali, в наст. вр. Lukoil Overseas, London, UK.

<sup>3</sup> Petronas Carigali, Kuala Lumpur, Malaysia.

<sup>4</sup> Knowledge Systems, Houston, USA. norbert.coevering@cggyeritas.com

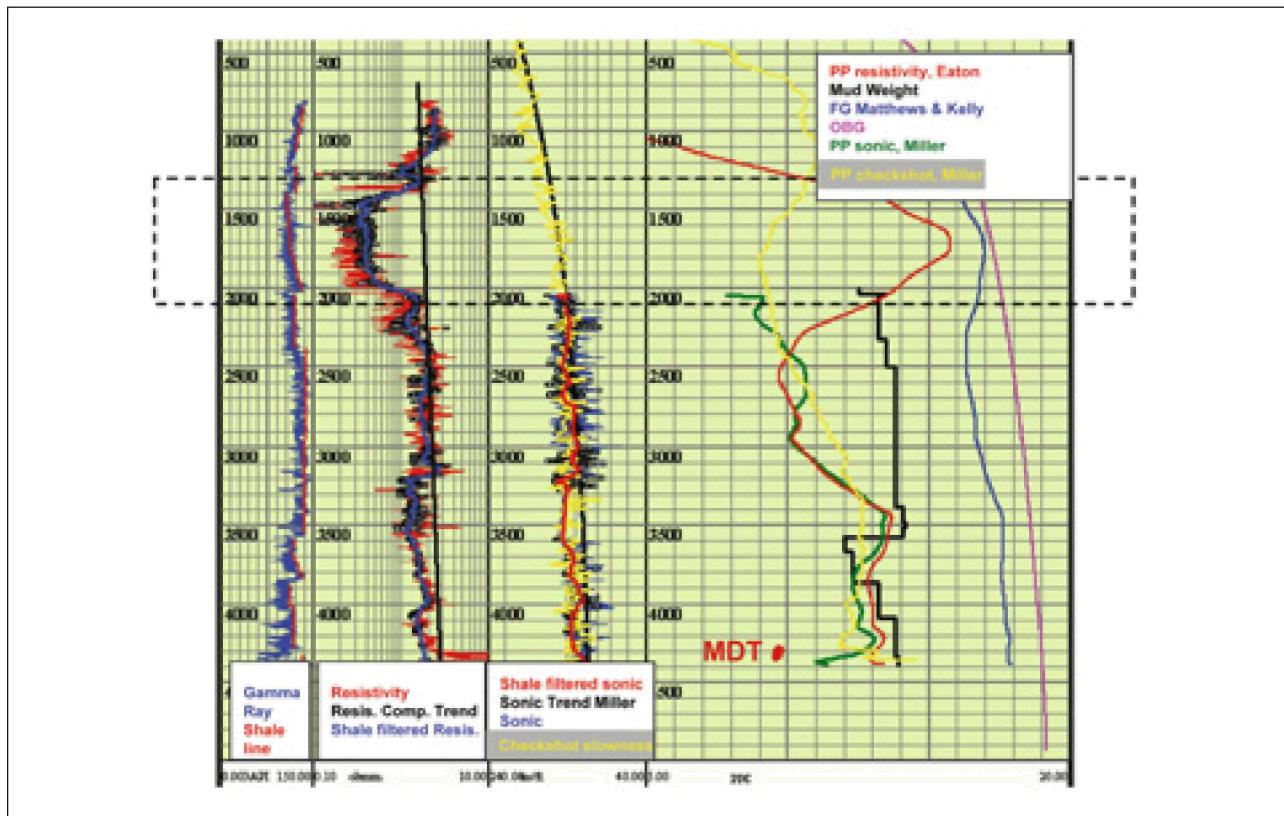


Рис. 1 Скважина С с низкими значениями удельных сопротивлений на глубине ~1200 м.

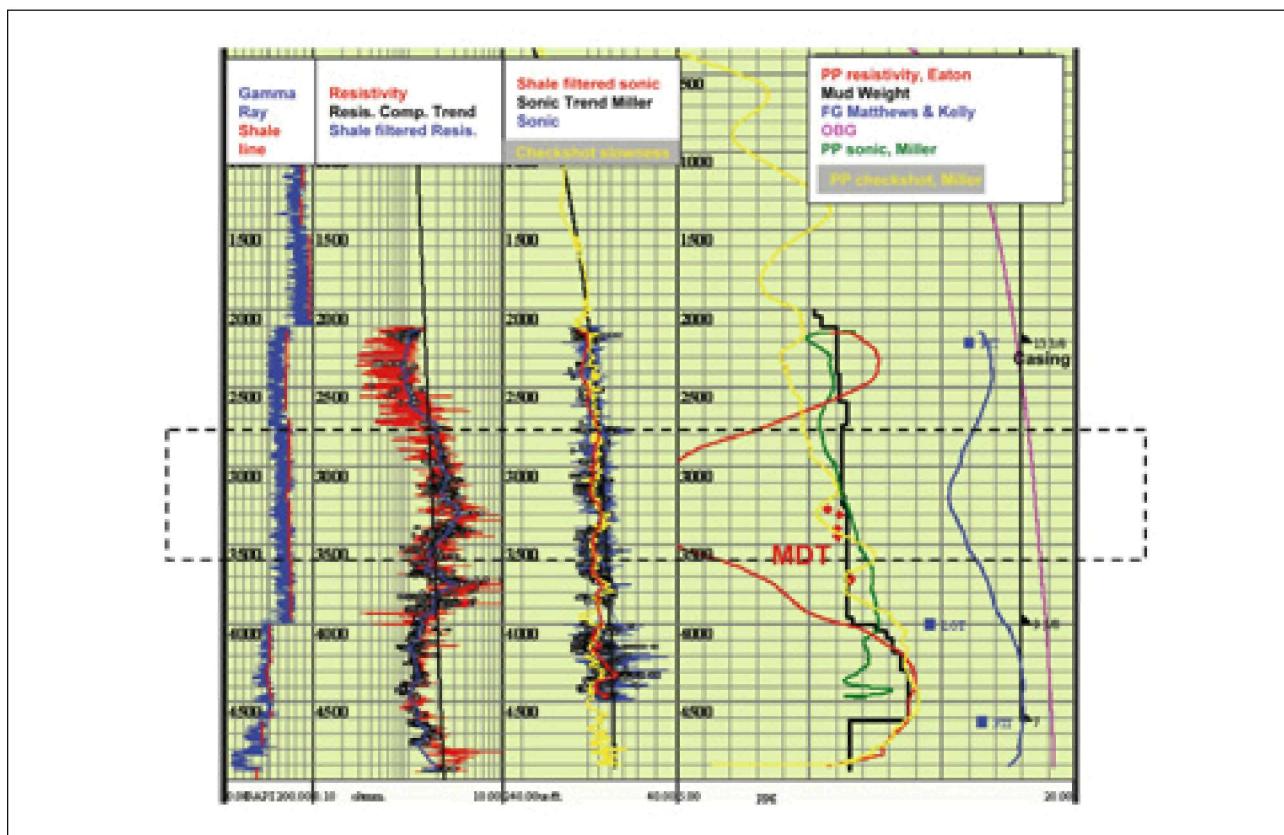


Рис. 2 Скважина D с высокими значениями удельных сопротивлений на глубине ~2700 м.

а также ошибками измерений, связанными с увеличением диаметра скважины. Так как Gardner (Gardner и др., 1974) переоценил плотности в поверхностной зоне (первые ~500 м), использовалась зависимость Миллера, которая основана исключительно на измерениях Ostermeier и др. (2001). В этом разрезе нет измеренных плотностей, что довольноично.

Основной градиент пластового давления (PP) прогнозируется для первоначально отобранных скважин, используя калибровочные модели давления Miller (2002) и Bowers (1994). Оба этих метода используют диаграмму акустического каротажа и не представляют ничего более чем зависимость скорость-эффективное давление. Можно видеть, что для всех этих скважин имеет место некоторое пересечение кривых PP с MW (плотность бурого раствора). Также иногда наблюдается не очень хорошее сопоставление с измерениями MDT (модульный динамический пластоиспытатель). Необходимо отметить, однако, что давление прогнозируется в глинистых сланцах, а измеряется в песчанистом пласте. Некоторые кривые плотности бурого раствора не надежны. В скважине В скорость звука оценена приблизительно, что делает непосредственное качественное сопоставление менее достоверным. Необходимы параметры модели давления, чтобы обеспечить прогнозы выше гидростатического давления (~9 ppg). Из анализа оказывается, что диаграммы акустического каротажа фиксируют избыточное давление, следовательно, имеет смысл использовать скорости для прогноза пластового давления.

Метод прогнозирования давления Eaton (1972, 1975) использует диаграммы каротажа сопротивления (электрокаротажа). По этому типу диаграмм не всегда возможен достоверный прогноз. Наблюдались некоторые подозрительно низкие или высокие значения по сравнению с нормальным трендом давления (NCT). Для скважины С (рис. 1), например, значения удельного сопротивления на глубине около 1200 м являются очень низкими, давая аномально высокое значение пластового давления. В скважине D (рис. 2) мы наблюдаем очень высокие значения, дающие экстремально низкое прогнозное давление. Для скважины А (рис. 3) наблюдается резкое фактическое увеличение давления на конечной глубине TD, вероятно, обусловленное высоким давлением воды. Наблюдается ступенчатое увеличение MW. Отметим, что значительные

расхождения между измеренными давлениями MDT и акустически предсказанными давлениями (рис. 1-3) получат объяснения позже за счет использования тренда давления. Анализ также объясняет, почему могут оставаться ошибки. Для сравнения на рис. 4 представлены слаженные, предсказанные в отдельной скважине давления, определенные по акустическим диаграммам (Miller и Bowers) и диаграммам каротажа сопротивления. Исходя из этого решено, что основной упор должен быть сделан на акустические прогнозы давления, а удельное сопротивление, лежащее в основе прогнозного давления, не является достаточно достоверным.

Для прогнозирования градиента давления гидравлического разрыва пласта (FG) отношение напряжений по разным направлениям для вмещающих пород обычно определяется по измерениям LOT (leak off test – признак стекания). Пригодными для использования данными были только значения LOT или FIT (испытания на гидроразрыв породы), но не график зависимости давления от времени. Это делает калибровку более трудной (Postler, 1997). Поскольку некоторые из скважин имели данные скоростей волн сдвига, это могло быть использовано при определении отношения эффективного напряжения  $K_0 = PR/(1-PR)$  вычислением коэффициента Пуассона (PR) непосредственно по данным акустических скоростей и скорости волн сдвига. Среднее значение  $K_0$  по фактическим диаграммам PR получилось равным 0.795 (близкое к общепринятому самому лучшему экспериментальному значению 0.8), которое и было использовано для предсказания FG по методу Matthews и Kelly (Matthews & Kelly, 1967). FG может также быть непосредственно вычислен, используя диаграммы PR (Eaton, 1968, 1997). В дальнейшем может быть проведено сопоставление с выбранными точечными данными LOT и FIT. Для сравнения прогнозов FG по отдельной скважине смотри рис. 5 (метод Matthews и Kelly голубым цветом, использование PR диаграммы желтым цветом, «точно определенный» пик зеленого цвета интерпретирован специалистом по геомеханике).

По ранее представленным рисункам оказывается, что один простой NCT (нормальный компактный тренд) вероятнее всего не является достаточным. Представляется, что во времени и в пространстве должны существовать

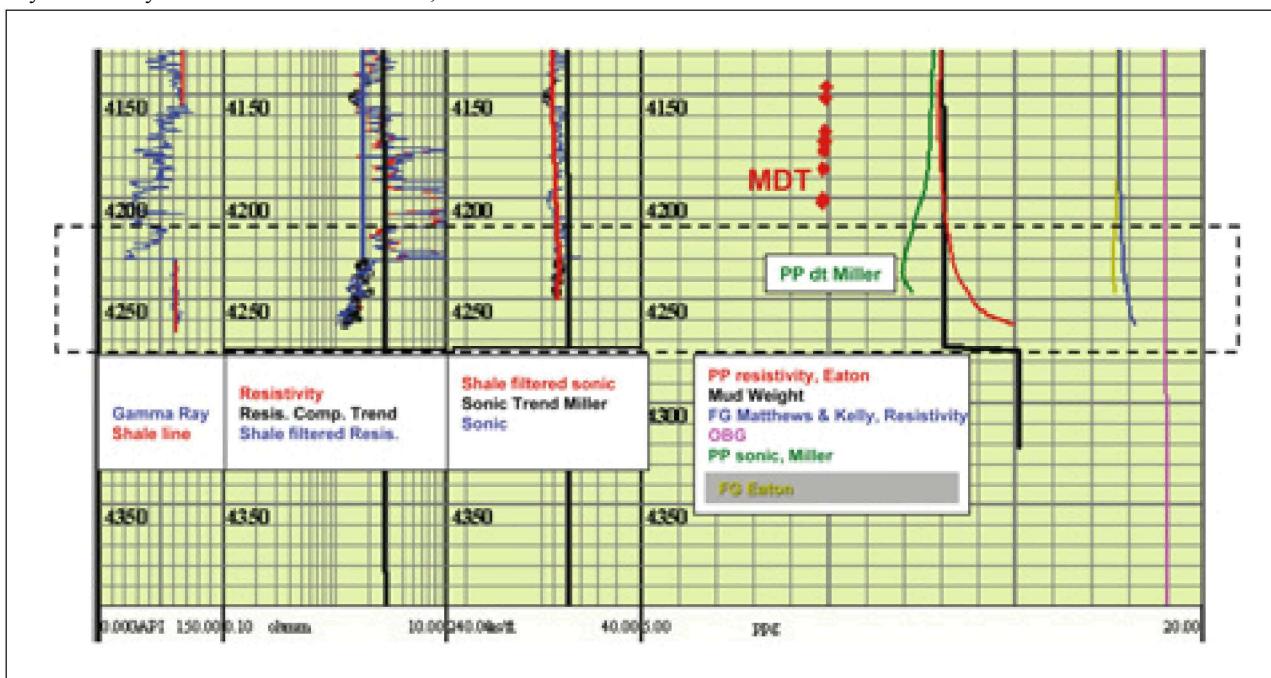
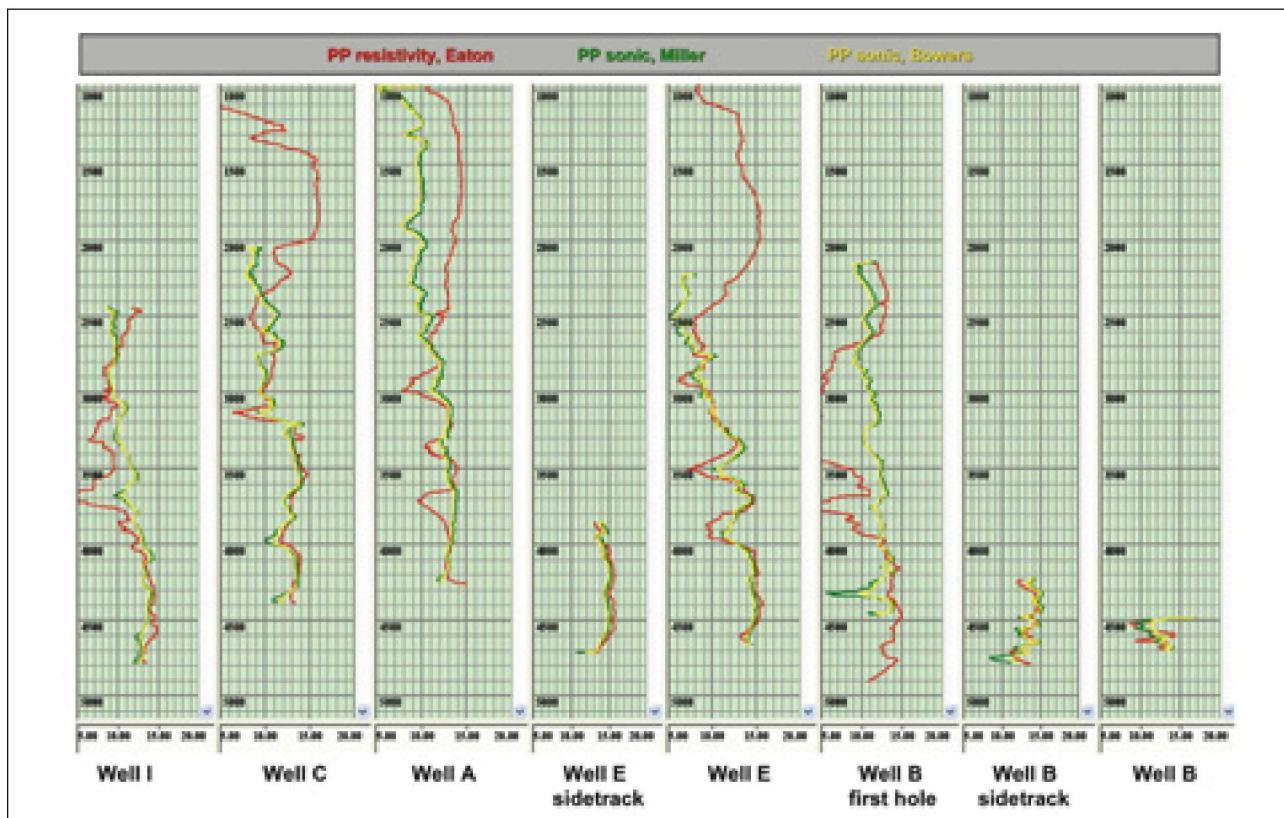
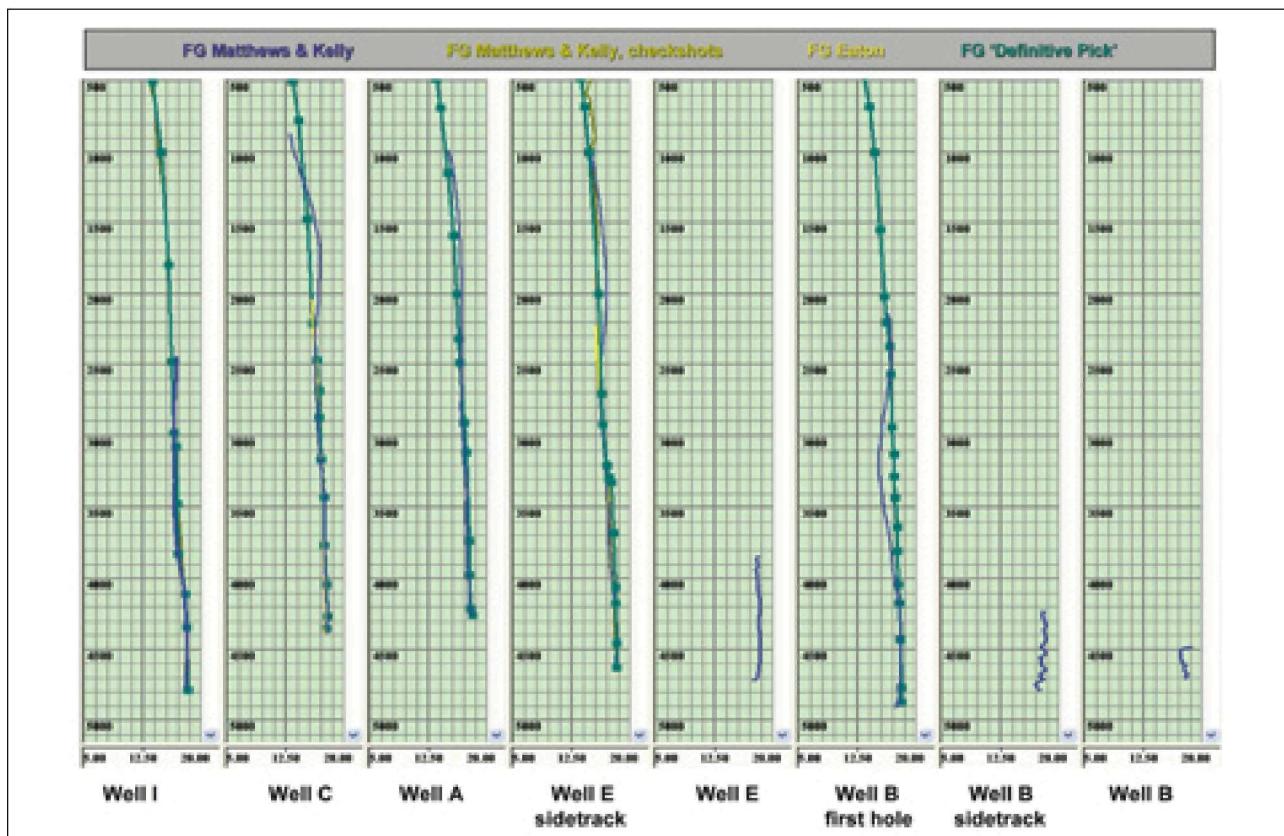


Рис. 3 Скважина А, демонстрирующая реальное резкое увеличение давления на TD.



**Рис. 4** Предварительные результаты, отфильтрованные с помощью данных акустики (Bowers, Miller) и сопротивления.



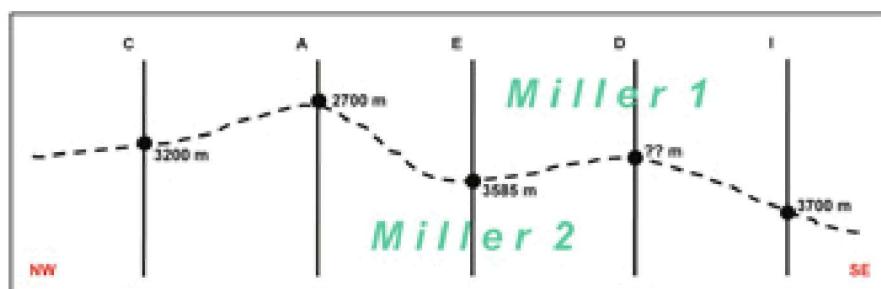
**Рис. 5** Избранные сопоставления FG

- Miller 1:**

Mudline sonic: 660.0000 us/m  
 Matrix sonic: 230.0000 us/m (=4348 m/s)  
 Normal PPG: 8.9000 ppg  
**Lambda:** 0.000250

- Miller 2:**

Mudline sonic: 660.0000 us/m  
 Matrix sonic: 230.0000 us/m (=4348 m/s)  
 Normal PPG: 8.9000 ppg  
**Lambda:** 0.000190



**Рис. 6** Предварительные параметры модели пластового давления, использующей разнообразные NCT по глубине.

значительные вариации тренда давления. Причина вариаций может быть различна, например, фрагментарность или тектоническое поднятие на площади. На этом этапе анализируются глубины, на которых имеют место самые большие вариации тренда давления в каждой из скважин. Эти глубины в значительной степени согласуются с глубиной маркера RS4. Для описания двух моделей Миллера смотри рис. 6, одна модель (Миллер1) над, а другая (Миллер2) под горизонтом RS4. На рис. 7 можно видеть, что прогноз PP, основанный на этом множестве NCT, дает лучшие результаты по отношению к кривым MW и измерениям MDT. Здесь существует опасность в субъективности определения NCT для прогноза благоприятных давлений, но полный анализ показал существование вариаций давления.

#### Обработка сейсмических данных и скорости

Поскольку PPP предшествует PSDM, мы имеем набор входных данных по CRP и соответствующие им конечные скорости. Эти конечные скорости RMO вручную наносятся на разреженную сетку для проведения окончательной коррекции RMO. Скоростная модель, получающаяся в результате последней итерации из PSDM, используется как исходная для анализа RMO. Смотри таблицу 1 для краткого изложения процесса обработки PSDM.

Методика высоко-плотного совместного скоростного анализа отбирает высокую плотность VRMS и  $\eta$ -поле (эффективное  $\eta$  – параметрическое представление для анизотропии слоистых пород, т.е. вариации скоростей в зависимости от направления) (Siliqi и др., 2003a).

Это позволяет значениям выравниваться (сглаживаться) на более высоких углах падения, чем в случае коррекции скоростей 2-ого порядка. Такой автоматизированный скоростной анализ был выполнен с использованием сети 8 продольных (вдоль линии наблюдения) линий (inline) x 8 секущих линий (crossline) (100 м x 100 м) и углового мьютинга при 50° на выборках трасс, используя скоростной анализ RMO как источник входных данных.

Процесс автоматизированного отбора скоростей, как правило, является более зашумленным, и требуется некоторая геостатическая фильтрация для глубинного преобразования и прогнозирования пластового давления. Чтобы исключить шум в скоростном кубе, скоростной анализ был проведен с внутренним фильтрующим звеном.

#### Объединение массивов съемок 01 и АВ

#### Подавление высоков

#### Построение модели первого приближения

#### Итерация 1 - глобальная томографическая инверсия

#### Итерация 2 - глобальная томографическая инверсия

#### Итерация 3 - глобальная томографическая инверсия

Досуммированный перенос глубин по методу Кирхгоффа, смещение=55 (массив АВ) и 81 (массив 01), окно 5 x 5 км, максимальный наклон=70°

#### Конечный скоростной анализ

Ручная выборка по сети 500 X 500 м.

Использование поля VRMS (преобразованное из мигрированных интервальных скоростей) в качестве направляющей функции

**Таблица 1** Сводка последовательности обработки PSDM

Улучшенный геостатический алгоритм, созданный в пакете программ, предусматривал фильтрацию факторным кригингом (Silqi и др., 2003b). Сначала скоростной куб разбивается на трендовый куб, содержащий в себе структурную компоненту скорости, и остаточный куб, содержащий в себе мелкомасштабные вариации и шум. Такое разбиение имеет преимущество остаточного куба, являющегося стационарным, что является условием для проведения факторного кригинга, а структурная компонента скорости сохраняется.

Факторный кригинг затем был выполнен на остаточном кубе в целях удаления шума. Конечный фильтрованный скоростной куб является суммой фильтрованного остаточного куба и трендового куба. Сначала фильтрация была применена к RMS (среднеквадратическому) скоростному кубу со следующими параметрами:

*Сглаживающее окно для вычисления тренда:  
11 трасс x 11 трасс x 300 мс  
Сглаживающее окно в высокочастотной части:  
6 трасс x 6 трасс x 20 мс*

Чтобы задействовать использование сейсмического скоростного поля для прогноза пластового давления, оно должно быть конвертировано из RMS в интервальные скорости. Обычно скоростное поле, заданное на регулярной сети, (во времени) конвертируется, используя аппроксимацию Дикса (Dix, 1955), но это может привести к некоторой нестабильности. Более того, мы хотим сохранить как можно больше информации, поэтому должна быть использована большая частота выборки. Чтобы выполнить эту задачу высокочастотной стабильной скоростной конверсии, был использован следующий новаторский подход:

Выборки трасс после удаления RMO являются более высокого порядка NMO (нормальное приращение годографа отраженной волны), исправленного с помощью новой компактной скорости и  $\eta$ -поля. Эти выборки суммируются, чтобы создать самую высоко-качественную сумму (стек) в качестве входной информации. Основанная на заданной пользователем амплитуде порогового сигнала, сумма используется для образования «каркаса» значений из 1 (в другом случае значения равны 0) вдоль согласованных осей синфазности, или там, где существует достаточный сигнал. Скоростное поле RMS в сейсмической выборке усиливается этим «каркасом»; а, чтобы получить окончательный интервальный скоростной параметр, была проведена конверсия RMS в интервальные скорости с использованием нерегулярно представленного скоростного поля RMS. Так как эта операция произведена в соответствии с геологией и вдоль согласованных осей синфазности, вертикальное разрешение (дискретность) подобно сейсмическому разрешению. Точность интервальной скорости в этом разрешении зависит от уровня сейсмического шума, который обычно увеличивается с глубиной. Непосредственно трудно оценить точность, но она должна быть выше, чем при стандартной конверсии Дикса. Пример каркаса см. на рис. 8. Чтобы быть согласованной с глубинным преобразованием, которое проводилось на стадии PSDM, объем новых конечных интервальных скоростных параметров во времени был конвертирован на глубину, используя строго то же самое среднее скоростное поле, что и для конверсии сейсмического массива PSDM.

## ДАЛЬНЕЙШАЯ КАЛИБРОВКА И ТРЕНД УПЛОТНЕНИЯ

График (кросссплот) новых сейсмических интервальных скоростей вдоль скважинных треков рядом со скважинными акустическими скоростями на рис. 9 (слева)

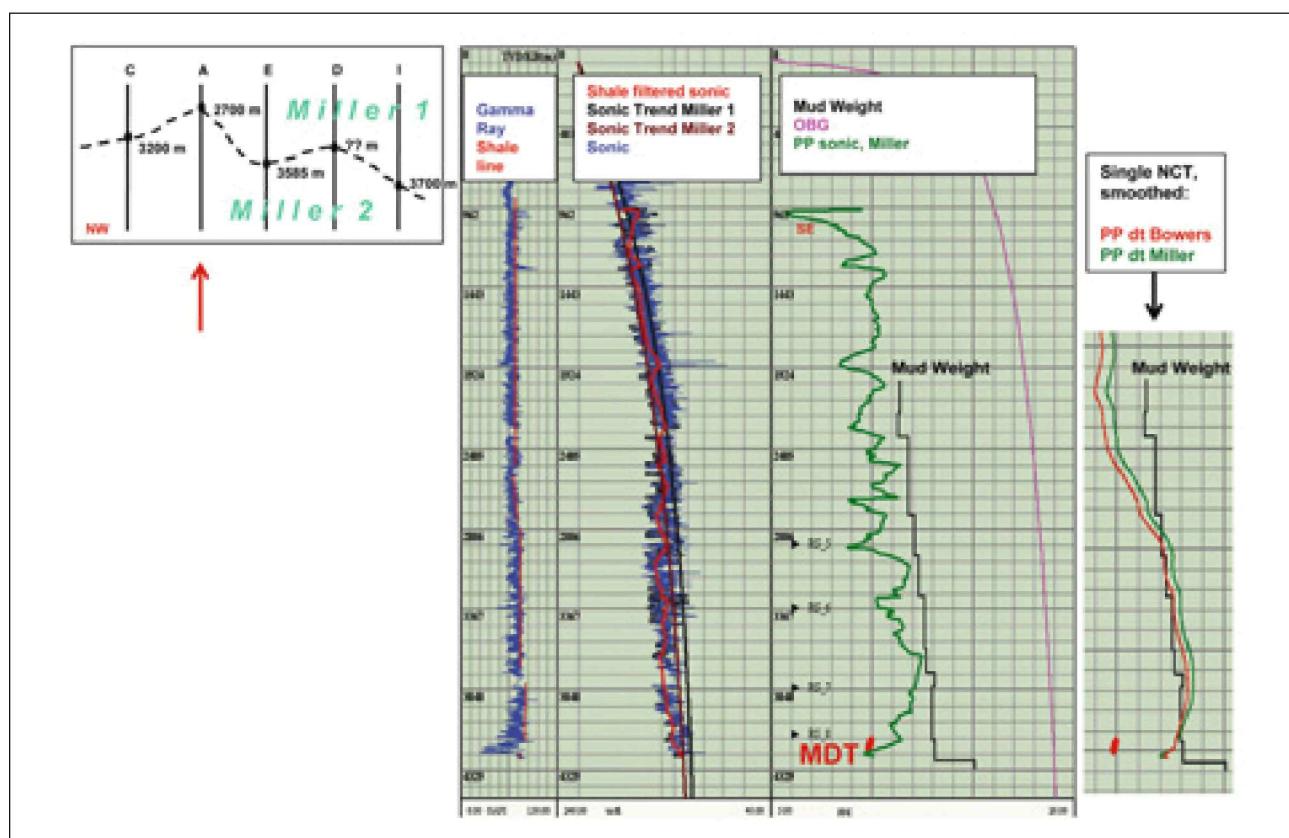


Рис. 7 Сводные результаты PP с использованием нескольких NCT.

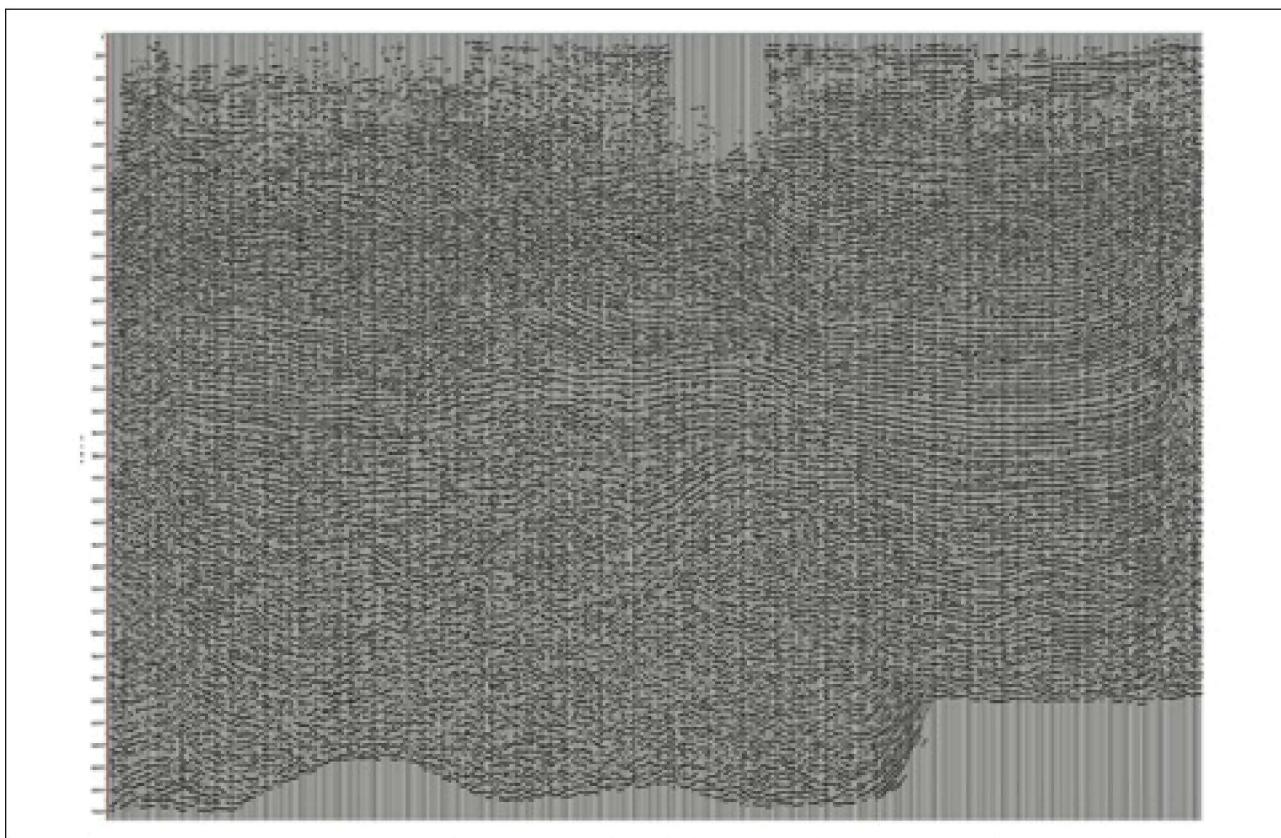
показывает, что частично еще существует разброс значений. Ситуация легко улучшается, когда мы не учитываем скважины Е и D справа. Хотя корреляция вполне хорошая, было решено испытать калибровку поля сейсмических интервальных скоростей с использованием скважинных акустических скоростей с надеждой возможного дальнейшего улучшения входных данных для прогнозирования пластового давления. Для этого должны быть вычислены разности между сейсмическими и скважинными скоростями и затем гридирированы методом кригинга в 3D. Эти разности затем будут добавлены в первичное сейсмическое скоростное поле. Этот метод был проведен, используя радиусы кригинга 5 км и 10 км. Скважина А, первоначально не была использована в кригинге, чтобы служить «слепой скважиной» («blind well») для контроля достоверности параметров кригинга. Результат по этой скважине может быть виден на рис. 10. На основании этого результата было решено применять в кригинге шаг с радиусом 5 км.

Ранее, чтобы оценить плотность по скорости продольных волн, было получено по скважинным данным калибровочное отношение Gardner (Gardner и др., 1974). Это отношение применено к кубу вновь калиброванных интервальных скоростей. Вдоль стволов скважин эта полученная по сейсмическим данным плотность может быть нанесена на графике рядом с диаграммами скважинного плотностного каротажа (рис. 11), где цвет указывает скважинные данные.

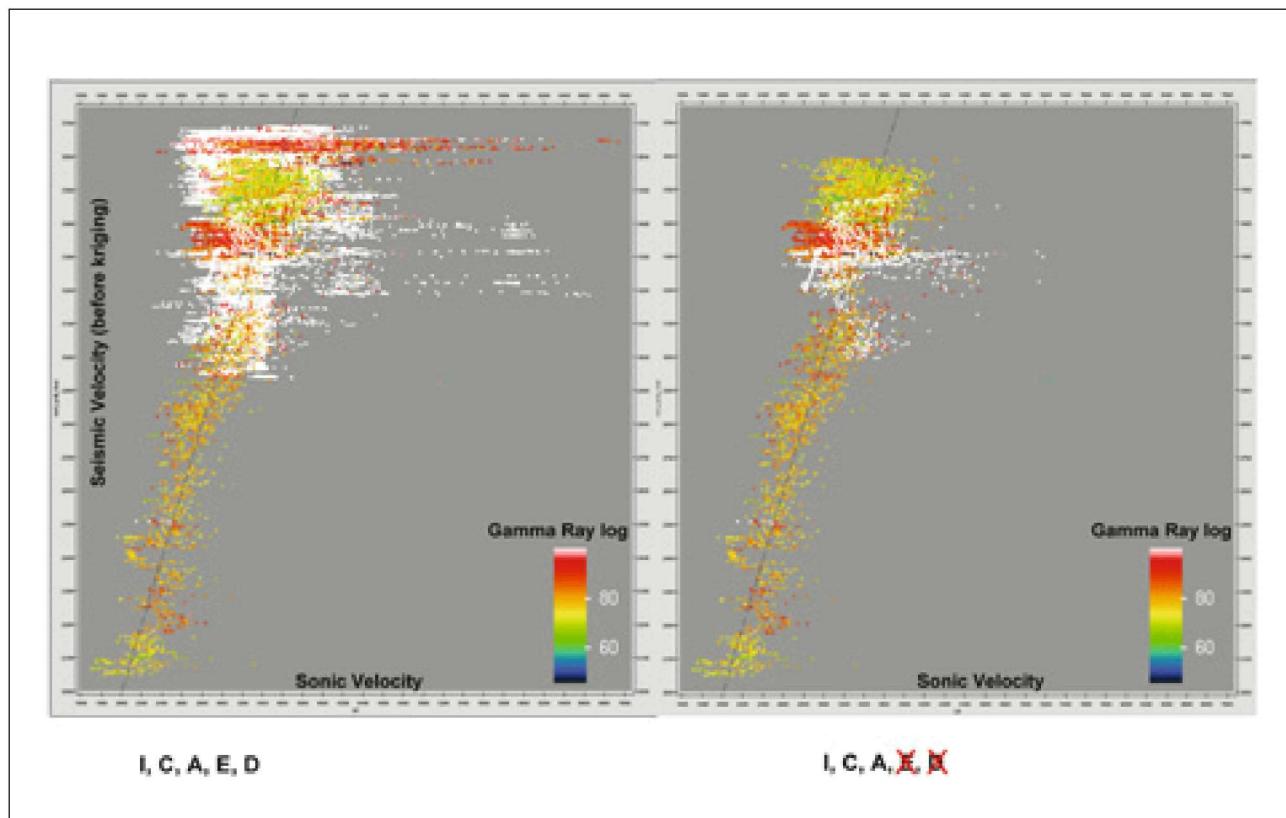
Разброс приписывался качеству скважинных данных, так как калибровочное отношение Gardner, основанное

исключительно на скважинном каротаже, дает очень высокую корреляцию между плотностью и скоростью. Многие наблюдаемые значительные различия между размером долота и диаметром буровой скважины подтверждают этот аргумент. Это должно влиять на оба скважинных измерения. Если существует безупречный прогноз, все точки будут располагаться вдоль красной линии. В результате получена регрессия первого порядка в пределах серого полигона (исключая контуры) с самым лучшим соответствием, представленная черной линией. Полученное в результате уравнение, приведенное на том же рисунке, может быть применено к кубу «сейсмических» плотностей для выполнения остаточной калибровки. Впоследствии может быть вычислен градиент горного давления OBG.

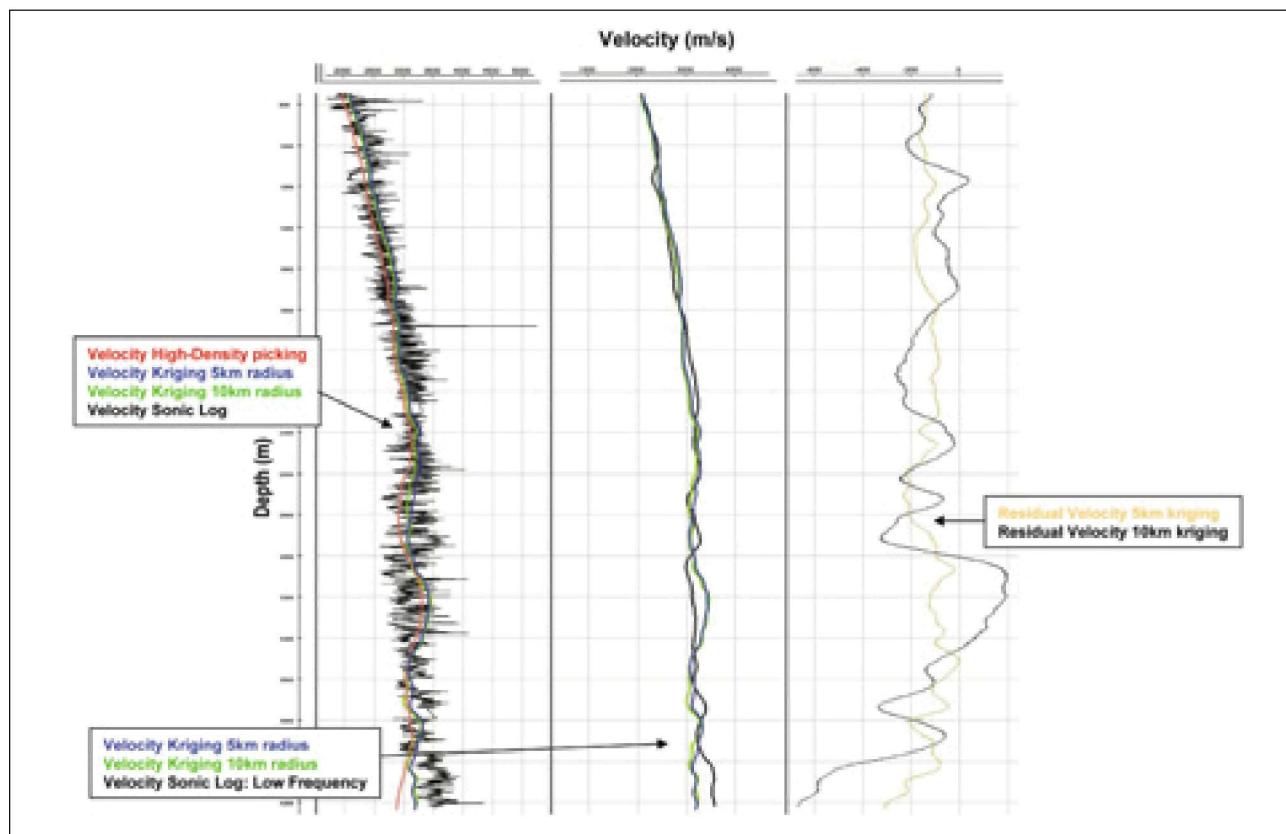
Рисунок 12 показывает корреляцию OBG: голубые линии представляют значения OBG по калиброванной сейсмической плотности в скважинах; линии фиолетового цвета представляют кривые OBG по сейсмическим плотностям в скважинах до калибровки. Можно видеть, что конечная остаточная калибровка улучшает согласованность с OBG по исходным скважинным плотностям (красный цвет). Скважина D была сопоставлена с OBG, полученными по комбинированной плотностной функции из-за дефектов скважины. Значения OBG, вычисленные с помощью плотностей, полученных по значениям калиброванных интервальных скоростей (посредством кригинга) с дополнительной калибровкой остаточных плотностей, были использованы в вычислении окончательных значений давления.



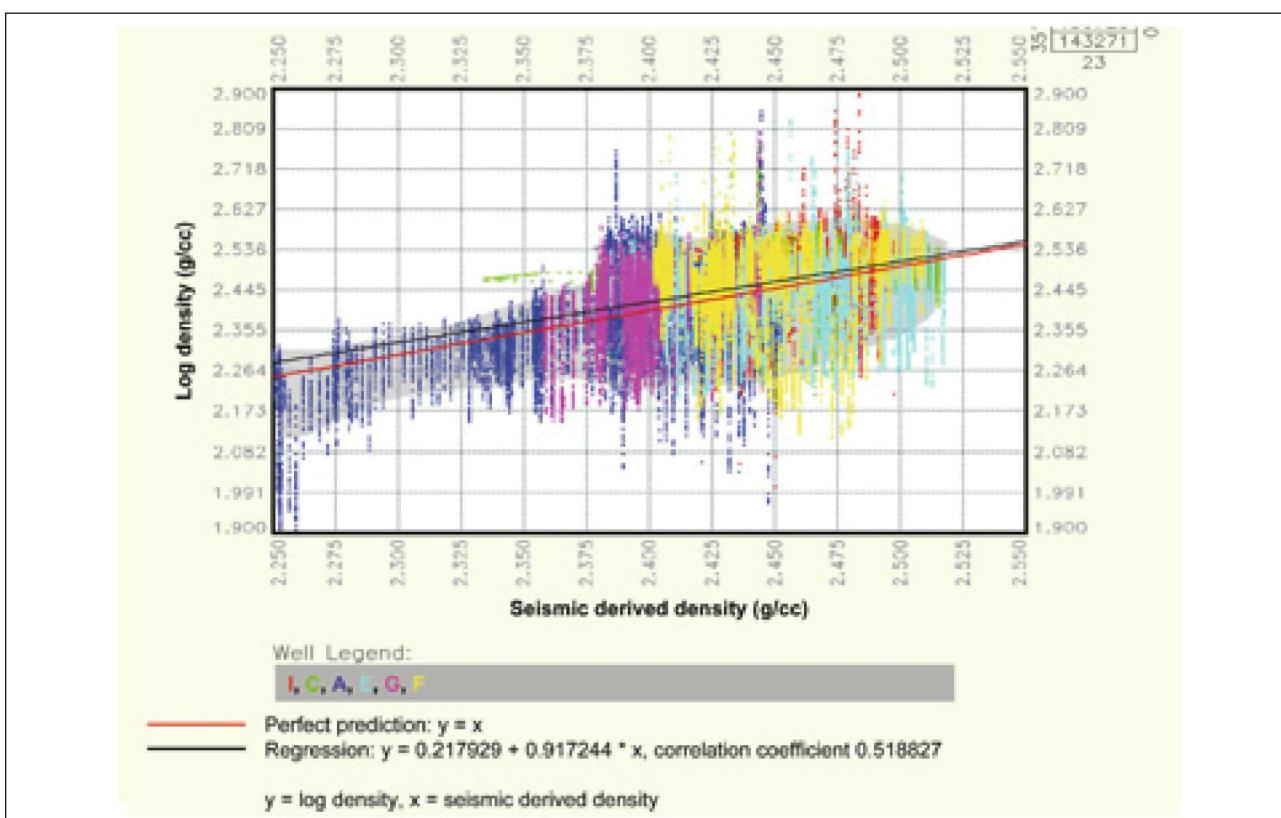
**Рис. 8** Пример полученного каркаса для конверсии RMS в интервальные скорости.



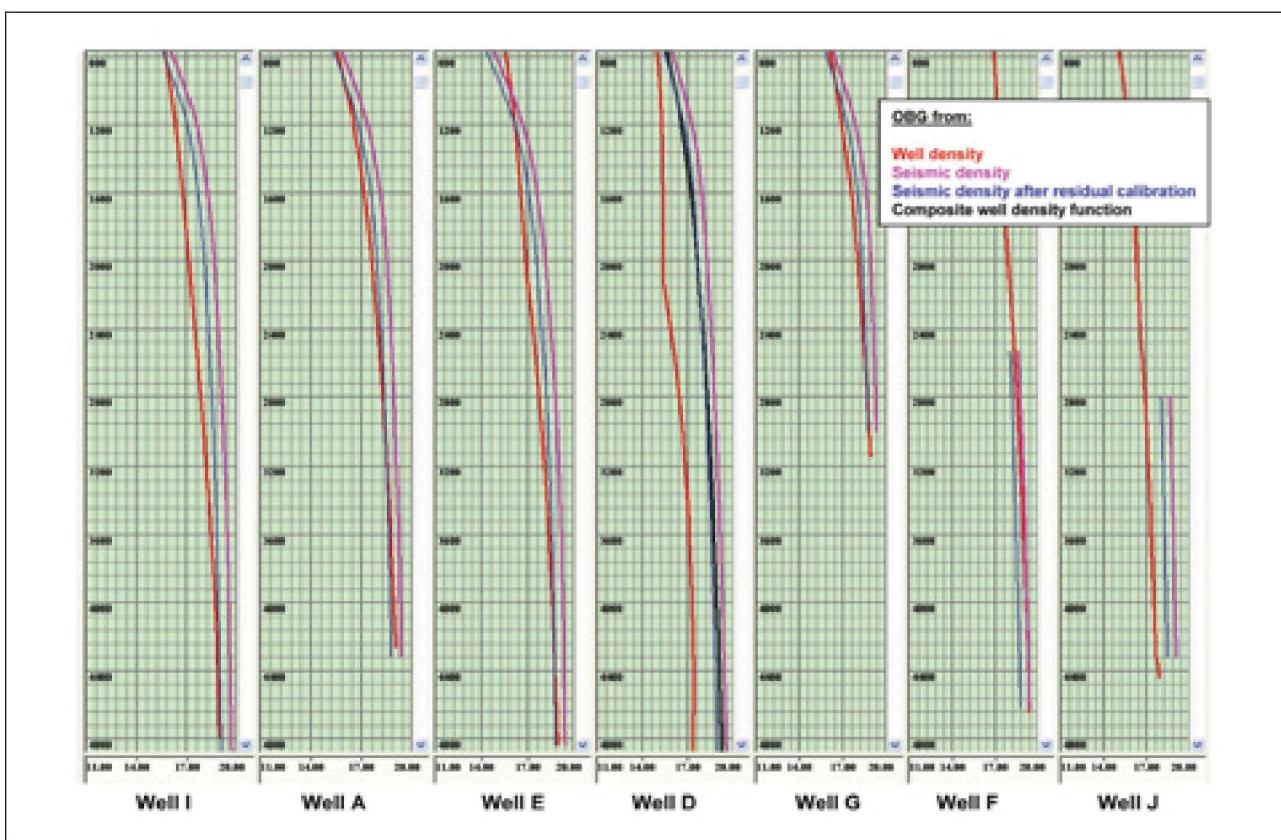
**Рис. 9** График для контроля качества соответствия сейсмических и скважинных скоростей.



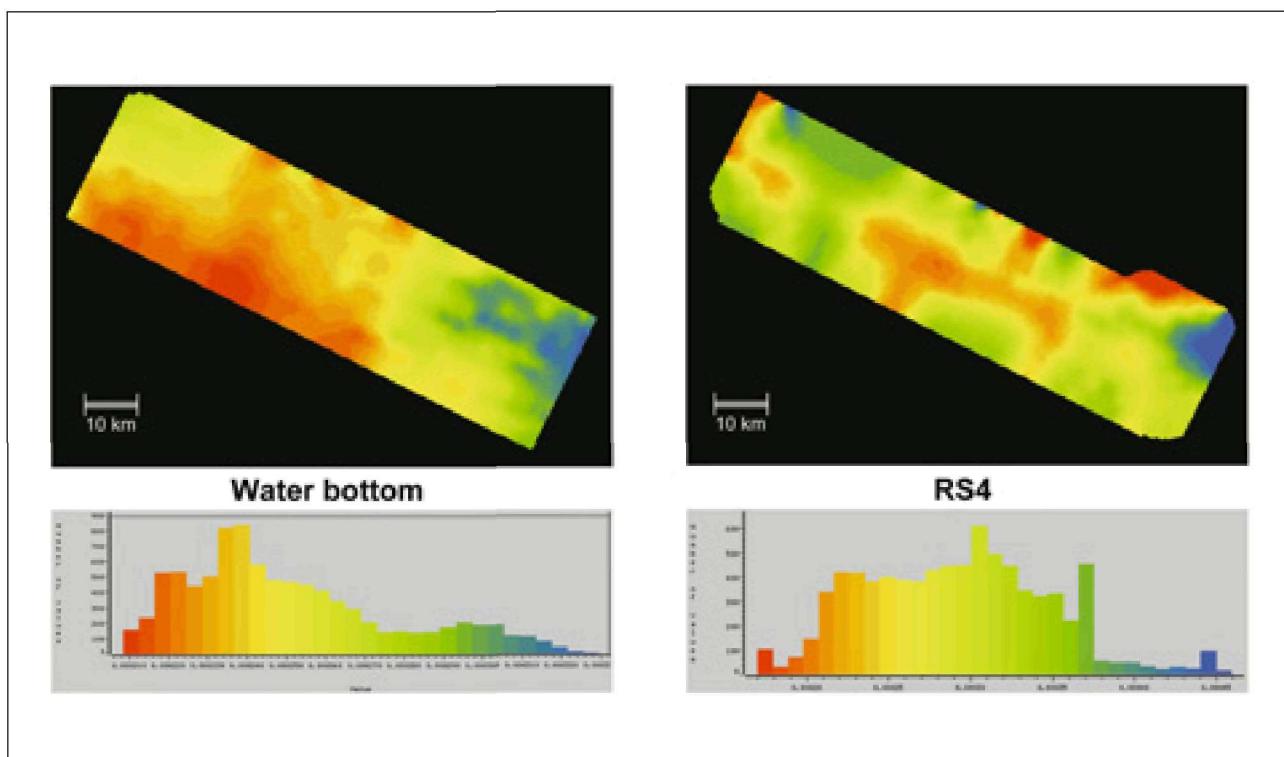
**Рис. 10** Скоростной кригинг – результаты проверки по скважине А.



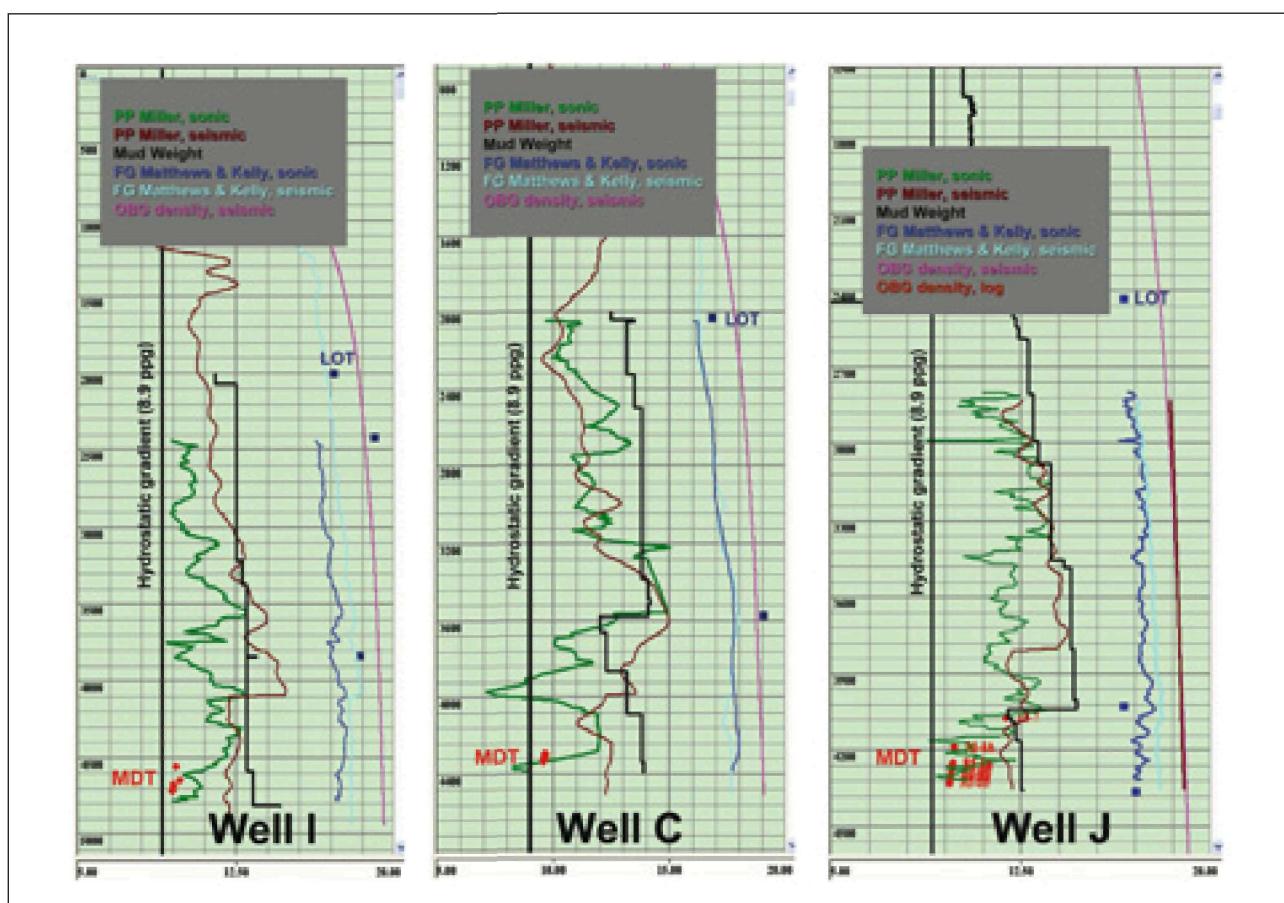
**Рис. 11** Контроль качества по сопоставлению скважинной плотности с сейсмической плотностью (калиброванной по методу Gardner).



**Рис. 12** Сопоставление OBG: скважинные, сейсмические и сейсмические калиброванные.



**Рис. 13** Карта полученных NCT параметров на подошве водонасыщенного слоя и RS4.



**Рис. 14** Скважинные и основанные на сейсмических данных прогнозные давления для старых скважин.

В результате анализа первичных скважинных данных был сделан вывод, что должен быть использован варьирующий NCT (нормальный компактный тренд), близповерхностная зона от линии бурового раствора (mud-line) до RS4 и вторая зона под RS4. Чтобы проанализировать латеральные вариации, был рассмотрен массив показателей интервальных скоростей для выявления пространственной вариации кривых NCT на заданной сети 1 км × 1 км. Для вычисления массива NCT, точки сети были проинтерполированы, чтобы покрыть конечную сейсмическую сеть. Такое рассмотрение содержит извлечение трасс скорости в выбранных местах и определение наилучшего параметра (лямбда)  $\lambda$  для уравнения Миллера с тем, чтобы кривая NCT совпадала с соответствующей скоростной трассой. Это проделано для скоростных трасс между подошвой водонасыщенного слоя и горизонтом RS4 и под горизонтом RS4. Карты результативных параметров  $\lambda$  NCT для подошвы водонасыщенного слоя и горизонта RS4 приведены на рис. 13. Для обеих зон существует четкое различие сейсмических данных в более высокой в структурном отношении восточной области. Для RS4 можно четко видеть куполообразную структуру вблизи ее центра.

### АНАЛИЗ И ВЫВОДЫ

Теперь, когда OBG и NCT определены, градиенты PP и FG могут быть легко получены с помощью модели давления Миллера. На рис. 14 и 15 результаты сейсмического прогноза и прогноза давления по скважинам отображаются для нескольких отобранных старых и новых скважин (последние не были использованы в петрофизической калибровке, они стали доступными для использования в конце проекта). Хорошие качественные скважинные связи получены между самыми новыми скважинами F и G для сейсмического и акустического прогнозирования пластового давления. Для других скважин в целом связи достаточны или приемлемы, – по крайней мере, представлены те же самые тренды в акустическом и сейсмическом PP. Это является подтверждением того, что массив скоростных

характеристик является точным для оценки давления, получены хорошие результаты в двух отдельных сегментах Массива 01 и Массива АВ.

Для получения представления о погрешности созданы массивы OBG, PP, и FG, а также куб стандартных отклонений PP. В качестве примера глубинного среза смотри рис. 16, а примера профиля вблизи местоположения скважины H смотри рис. 17. Здесь можно видеть влияние структур на давление, а также детальные локальные вариации. Резкое изменение от высоких (красный цвет) до низких (зелено-голубой цвет) давлений на глубинном срезе связано с изменением компактного тренда на глубине горизонта RS4 и с антиклинальной структурой. Представленная скважина H, например, проходит только через зону более высокого давления. Резкие изменения здесь могут быть обусловлены кавернами, а также структурой.

Ручной анализ RMO на PSDM стадии проекта не содержит достаточно высоких частот, чтобы можно было успешно использовать его в прогнозировании пластового давления. RMO, однако, обеспечил хорошую исходную скоростную модель для компактной автоматизированной скорости и  $\eta$ -анализа. Более того, по петрофизической модели можно сделать вывод, что для прогнозирования пластового давления требуются латеральные и вертикальные изменения NCT. И данные удельного сопротивления, и акустические данные согласуются с пластовым давлением, при котором сейсмические скорости показывали бы изменение давления в глинистых сланцах. На диаграммах каротажа сопротивлений существуют эффекты, не связанные с давлением. Участки скважины с нормальным давлением, оси синфазности и каротажные диаграммы MW использованы главным образом для калибровки давления. Для совместного применения с сейсмическими данными акустические данные по преобразованиям Gardner из скорости в плотность и преобразованиям Миллера из скоростей в эффективные напряжения были калиброваны, используя скважинные данные.

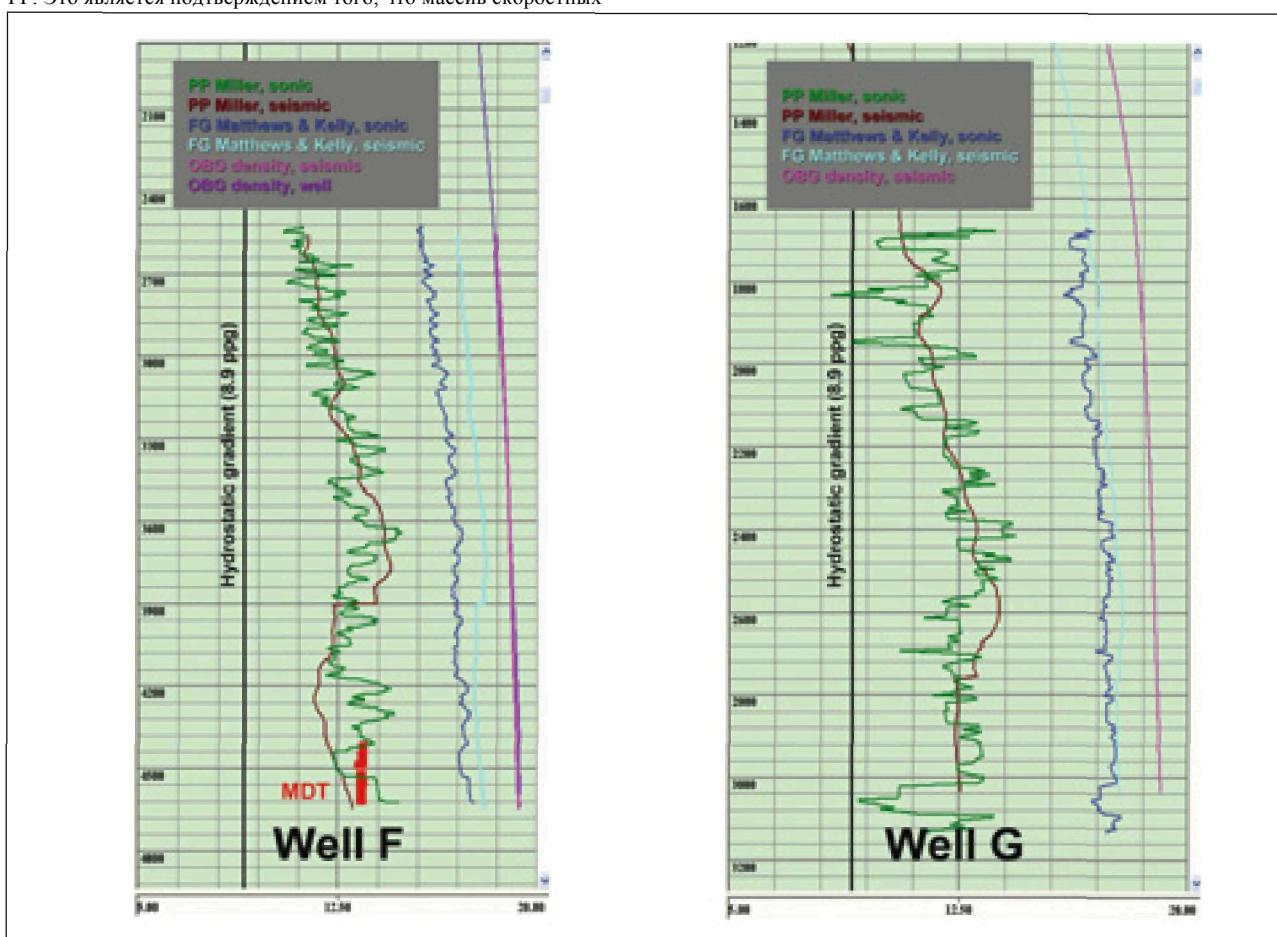


Рис. 15 Скважинные и основанные на сейсмических данных прогнозные давления для новых скважин.

## ОБСУЖДЕНИЕ

В калибровке модели пластового давления для этой области важно отметить, что петрофизические модели действуют в глинистых сланцах, а давление измерялось в песчанистом пласте. Давление для этих пород не находится в равновесном состоянии в исследуемой области (вывод сделан по исчерпывающим исследованиям всех доступных скважинных данных и отчетам по геомеханике), которое требуется для калибровки модели (в глинистых сланцах) по измеренным давлениям (в песчанистом пласте). Также сами измеренные давления сильно варьируют: структура, плавучесть и истощение запасов месторождения по мере выработки могут оказывать влияние на давление в песчанистом пласте. Предполагается, что разница температур в Каспийском море должна оказывать минимальное влияние на давление. В результате оси синфазности и каротажные диаграммы MW, по-видимому, обеспечивают самые надежные калибровочные данные.

Тот факт, что давление не находится в равновесном состоянии и существует высокая неустойчивость давления, может быть

связан с разделением на зоны. Неравновесное состояние означает, что увеличивается погрешность в прогнозируемых давлениях. Заслуживает внимание результат наблюдений, где две новейших скважины, F и G, дают хорошие связи. Поскольку эти скважины не использовались в калибровке петрофизической модели (так как они стали доступны для исследования только в конце проекта), они служат так называемым «скрытыми» тестовыми скважинами. Эти скважины являются первыми скважинами, пробуренными с использованием синтетического, основанного на нефти, бурowego раствора, и поэтому существует неопределенность в качестве и происхождении более старых скважинных данных. По отношению к сейсмической скоростной модели можно констатировать, что существует высокая погрешность в скоростях на глубинных участках разреза ( $\sim 5$  км), обусловленная ограниченным расстоянием между источником и приемником. В поверхностной зоне (до  $\sim 1$  с, чуть более 1 км), в силу ограниченных расстояний между источником и приемником, невозможна достоверная выборка скоростей.

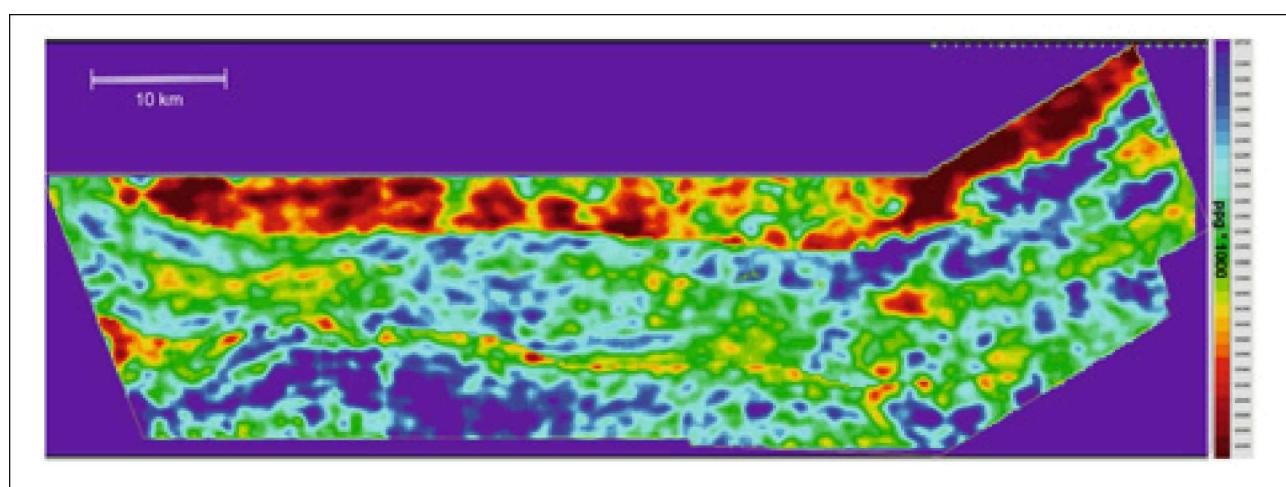


Рис. 16 Пример глубинного среза (4500 м) массива оцененных PP.

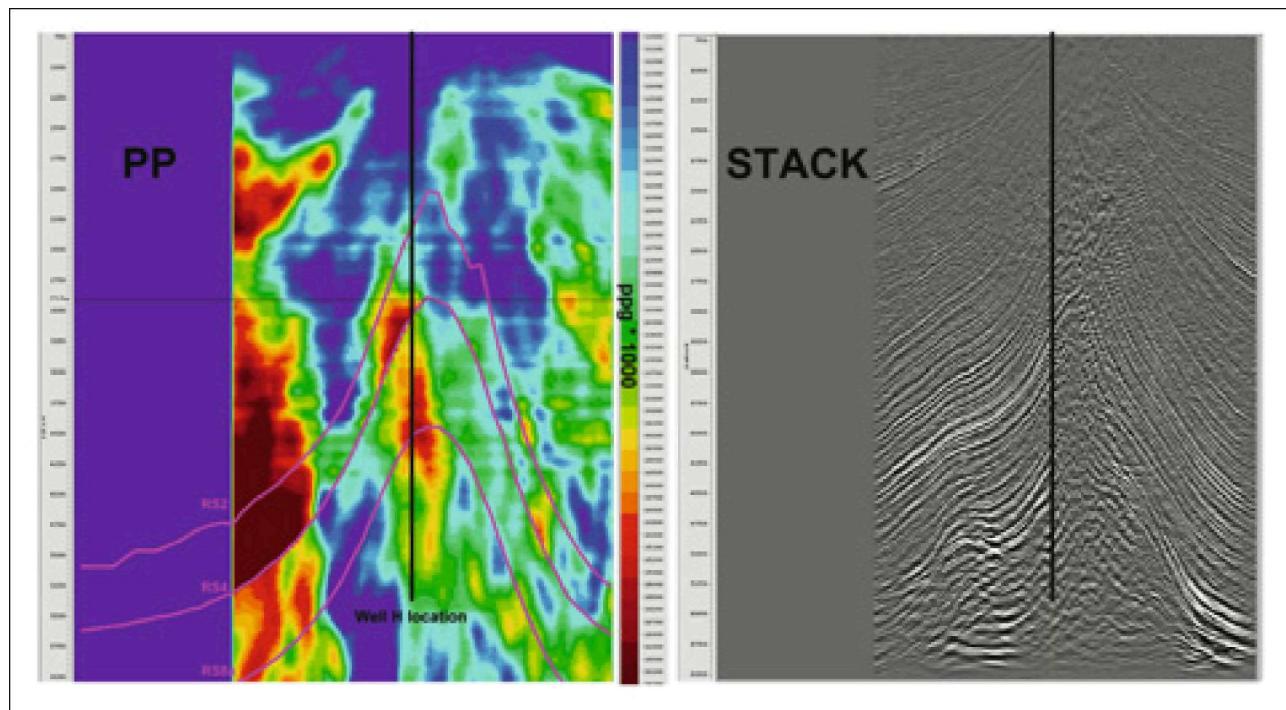


Рис. 17 Пример разреза PP через предлагаемое местоположение скважины H.

Несмотря на все трудности, по-видимому, была проведена успешная попытка прогнозирования давления в этой сложной области. Основные выводы следующие: (1) давление раздelenо на зоны, (2) существуют эффекты, не связанные с давлением, оказывающие влияние на каротажные диаграммы сопротивления, (3) давление переменно, (4) песчанистые породы и глинистые сланцы часто не дают равновесного состояния давления, (5) присутствует чрезвычайно сложная окружающая среда, как в скоростном отношении, так и для визуализации сейсмических изображений. Требуется также ввести реальное время в прогнозирование пластового давления на период бурения. Настоящие значения могут быть использованы как относительные. В силу перечисленных выводов и сейсмических ограничений всегда могут присутствовать соответствующие неопределенности и ошибки относительно прогнозного давления. Но предпринята наилучшая попытка, точность PSDM и достоверность скоростной модели возросла. Модель давления, которая использовалась, может быть усовершенствована, когда станут доступны новые скважинные данные. Основная важность и ценность работы заключается в комбинации технических и практических знаний и опыта специалистов по сейсмической обработке.

## БЛАГОДАРНОСТИ

Мы хотели бы поблагодарить Petronas и Petronas Carigali за сотрудничество и разрешение представить нам эти результаты. Особая признательность Nashrol Ariff Hussain и Peter Majid в Petronas Carigali, Туркменистан, за их сотрудничество. Благодарим также CGGVeritas и KSI за поддержку. Norbert Chris лично благодарит Chris Manuel за поддержку и помошь в течение работы над проектом.

## Ссылки и предлагаемая литература

Bell, D. [1998] Velocity Estimation for Pore Pressure Prediction, Pressure Regimes. In Huffman, A. and Bowers, G. (Eds). Sedimentary Basins and Their Prediction. AAPG Memoir 76, Bowers, G.L. [1999] State of the Art in Pore Pressure Estimation. *DEA-119*.  
 Bowers, G.L. [1994] Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction. *IADC/SPE 27488*.  
 Bowers, G.L. [2001] Determining an Appropriate Pore-Pressure Estimation Strategy. *OTC 13042*. Bowers, G.L. [2002] Detecting high overpressure. *The Leading Edge*, 21, 174-177.

- Bruce, B., Bowers, G.L. [2002] Pore pressure terminology. *The Leading Edge*, 21, 170-173.  
 Dix, C.H. [1955] Seismic Velocities from Surface Measurements. *Geophysics*, 20, 68-66.  
 Dutta, N., Mukerji, T., Prasad, M., and Dvorkin, J. [2002] Seismic Detection and Estimation of Overpressures Part II: Field Applications. *CSEG Recorder*, September, 58-73.  
 Eaton, B.A. [1968] Fracture Gradient Prediction Techniques and Their Application in Drilling, Stimulation and Secondary Recovery Operations. *SPE 2163*.  
 Eaton, B.A. [1972] Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide. *World Oil*, May, 51-56.  
 Eaton, B.A. [1975] The equation for geopressure prediction from well logs. *SPE 5544*.  
 Eaton, B.A., Eaton, T.L. [1997] Fracture Gradient Prediction for the New Generation. *World Oil*, October, 93-100.  
 Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., and Gregory, A.R. [1974] Formation Velocity and Density - the Diagnostic Basis for Stratigraphic Traps. *Geophysics*, 39, 6, 2085-2095.  
 Matthews, W.R. and Kelly, J. [1967] How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient. *Oil and Gas Journal*, 20 February, 92-106.  
 Miller, T.W. [2002] A Velocity/Effective Stress Methodology that Predicts Finite Sediment Velocities at Infinite Effective Stresses. *EAGE/SEG Summer Research Workshop, Galveston, Texas*.  
 Postler, D.P. [1997] Pressure Integrity Test Interpretation. *SPE/IADC 37589*.  
 Ostermeier, R.M., Pelletier, J.H., Winkler, C.D., and Nicholson, J.W. [2001] Trends in shallow sediment pore pressures - Deepwater Gulf of Mexico. *SPE/IADC 67772*.  
 Sayers, C.M. [2006] An introduction to velocity-based pore-pressure estimation. *The Leading Edge*, 25, 1496-1500.  
 Siliqi, R., Le Meur, D., Gamar, F., Smith, L., Toue, J-P., Herrmann, P. [2003a] High density moveout parameter fields V and r|. Part one: Simultaneous automatic picking, 73<sup>rd</sup> Ann. Internat. Mtg., SEG Expanded Abstracts.  
 Siliqi, R., Le Meur, D., Gamar, F., Smith, L., Toue, J-P., Herrmann, P. [2003b] High-density moveout parameter fields V and r|. Part Two: Simultaneous geostatistical filtering, 73<sup>rd</sup> nn. Internat. Mtg., SEG Expanded Abstracts.  
 Terzaghi, K. [1943] Theoretical Soil Mechanics, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1943.