

Прогноз пластового давления по согласованным со скважинными данными сейсмическим скоростям

Pore pressure prediction using well-conditioned seismic velocities

Lennert D. den Boer,¹ Colin M. Sayers,¹ Zsolt R. Nagy,¹ Patrick J. Hooyman,¹ и Marta J. Woodward²

Введение

Аномальные пластовые давления проявляются повсеместно, часто вызывая такие проблемы с бурением как неустойчивость ствола скважины, застревание буровых труб, поглощение бурового раствора, резкие изменения давления бурового раствора и выбросы из скважины (Dutta, 1997). Для оптимизации выбора обсадной трубы и плотности бурового раствора при бурении формаций под аномально высоким давлением необходим прогноз пластового давления до бурения. Прогнозирование пластового давления до бурения скважины может быть сделано на основе сейсмических скоростей, используя преобразование скоростей в пластовые давления, калиброванные по данным соседней скважины. Однако, скорости, полученные после обработки данных сейсмической разведки методом отражённых волн, часто имеют низкое пространственное разрешение, необходимое для точного прогноза пластового давления, что обусловлено горизонтально-слоистой моделью среды и гиперболическим приращением времени. Кроме того, точности скоростей

часто не определяются количественно. В этом примере из Мексиканского залива, сейсмические скорости, полученные с использованием томографии на отраженных волнах, комбинированы со скважинными данными, чтобы получить уточненное поле скоростей, которое согласуется с имеющимися скважинными данными. Уточненное скоростное поле затем используется для прогноза пластового давления.

Сейсмический прогноз пластового давления

Скорости упругих волн в горных породах с погрузкой растут благодаря снижению пористости и повышению контакта на границах зерен. Так как любое превышение пластового давления над нормальным гидростатическим градиентом снижает уплотнение, скорости упругих волн могут использоваться для прогноза пластового давления (Sayers и др., 2002).

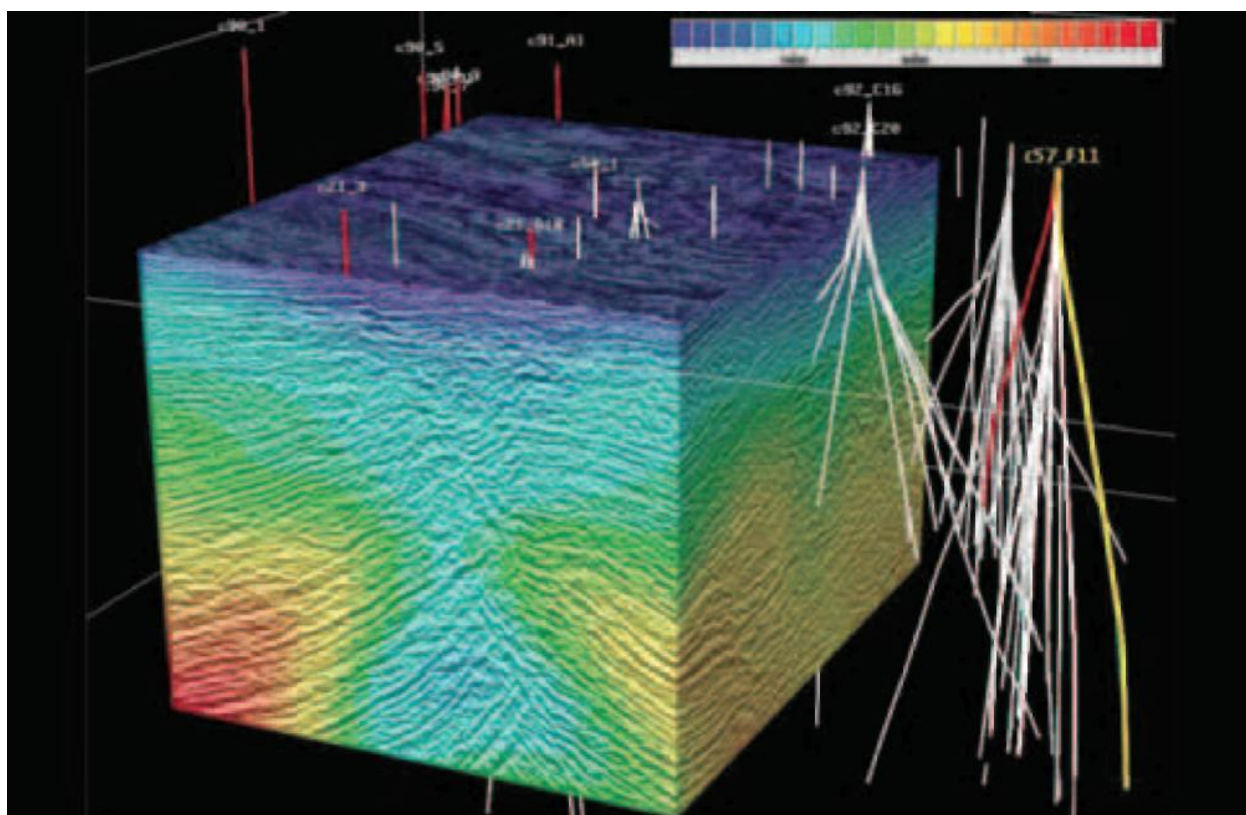


Рис. 1. Скважины в области, для которой имеются данные вместе с сейсмическими скоростями, наложенными на куб, вырезанный из располагаемого сейсмического куба. Масштабная шкала в фут/с (делить на 0.3048 для получения м/с). Инвертированные данные сейсмического каротажа в красных скважинах использовались для получения тренда сейсмических скоростей. Желтая скважина (c57_F11) — скважина без выхода бурового раствора на поверхность, которая использовалась для проверки результатов прогноза порового давления.

¹Schlumberger Data and Consulting Services, 1325 South Dairy Ashford Road, Houston, TX 77077, USA ²WesternGeco, 10001 Richmond Avenue, Houston, TX 77042, USA

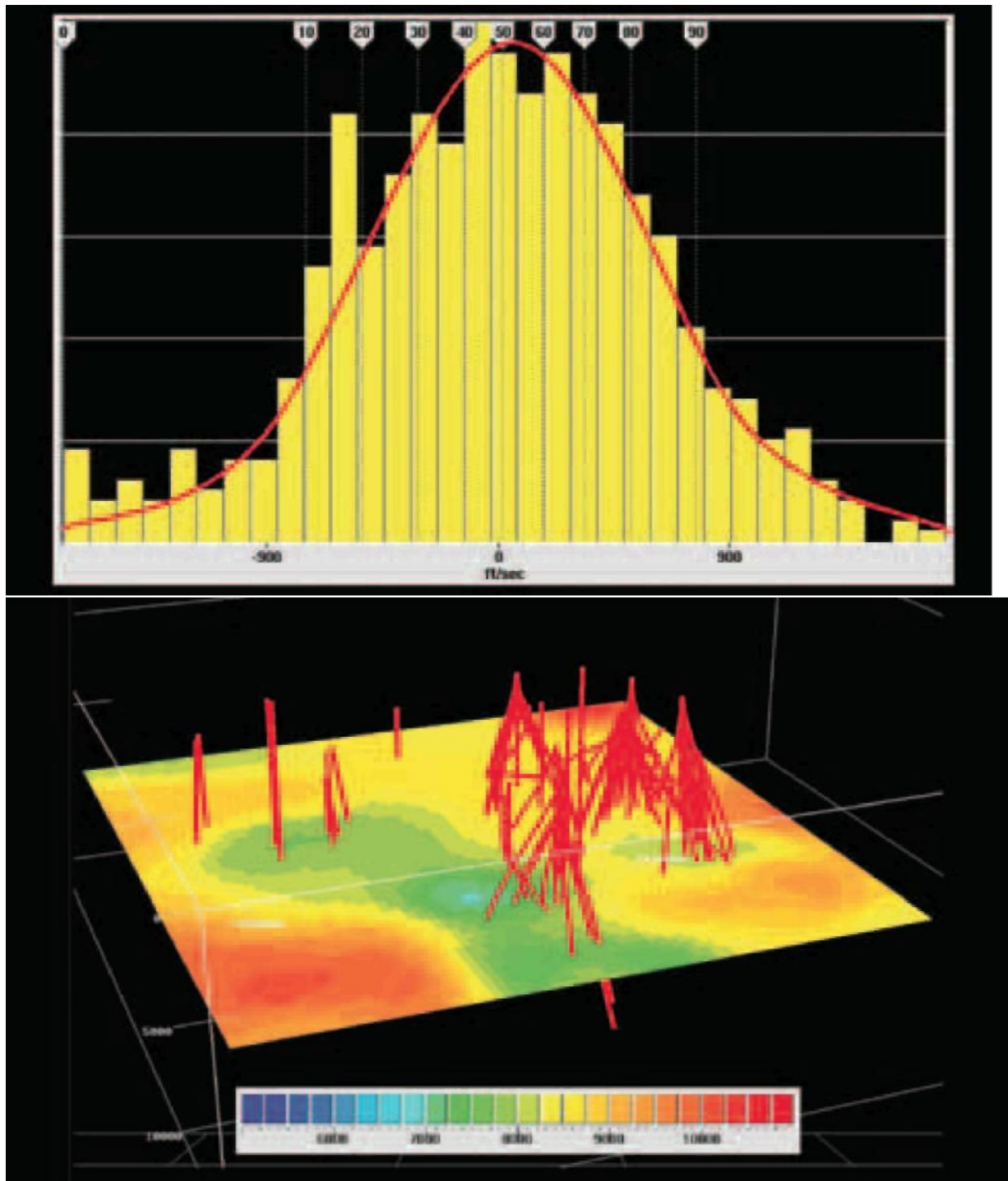


Рис. 3. Гистограмма инвертированных скоростных разностей сейсмического каротажа (сейсмический каротаж минус сейсмика), отметки даны через 10, приведено после удаления постоянного сейсмического сдвига на 335 фут/с (102 м/с), приблизительно +5 %. Среднеквадратичное отклонение ± 620 фут/с (189 м/с) соответствует средней сейсмической погрешности порядка ± 9 % на 10 000 фут (3 048 м) под водой. Приблизительная гауссова форма распределения позволяет использование метода кригинга для трехмерного картирования.

Впервые это показали Hottman и Johnson (1965) с использованием звуковых скоростей, и Pennebaker (1968) с использованием сейсмических скоростей. В этой работе, предполагается, что изменение скорости упругой волны с пластовым давлением и напряжением происходит согласно правилу действующего напряжения, впервые сформулированному Terzaghi (1943). Правило утверждает, что все измеримые изменения напряжения, такие как уплотнения и вариации скоростей упругих волн, являются

функцией только тензора действующего напряжения σ_{ij} , которая полагается равной разности между полным тензором напряжений S_{ij} и пластовым давлением p :

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - p \delta_{ij} \quad (1)$$

где дельта-функция $\delta_{ij} = 1$, если $i=j$ и 0, если иначе. Обозначая вертикальную составляющую тензора действующего напряжения σ_{ij} через σ_V и вертикальной компоненты полного тензора напряжений S_{ij} через S_V , вертикальная составляющая уравнения (1) может быть записана как:

$$\sigma_V = S_V - p \quad (2)$$

Далее предполагается, что скорость упругой волны — функция только вертикального действующего напряжения σ_V . Полагается, что вертикальная составляющая полного напряжения S_V в любой точке обеспечена суммарным весом скелета пород и жидкостей в поровом пространстве перекрывающих интересующий интервал слоев:

уравнению (2), используя уравнение (3) для вычисления полного вертикального напряжения. Примеры использования вертикального действующего напряжения для прогноза пластового давления включают методы Eaton (1975) и Bowers (1995).

В этой статье используется метод Eaton. Этот метод широко используется в промышленности и позволяет оценить вертикальную составляющую действующего напряжения σ по сейсмической скорости v через соотношение:

$$\sigma = \sigma_{\text{Normal}} (v / v_{\text{Normal}})^n \quad (4)$$

σ_{Normal} и v_{Normal} в уравнении (4) — вертикальное действующее давление и сейсмическая скорость для осадков под нормальным давлением, и n — показатель степени, который показывает чувствительность скорости к действующему напряжению. По Eaton, n , вообще полагается равной 3 в Мексиканском заливе. Затем пластовое давление вычисляется по уравнениям (2) и (4) по формуле:

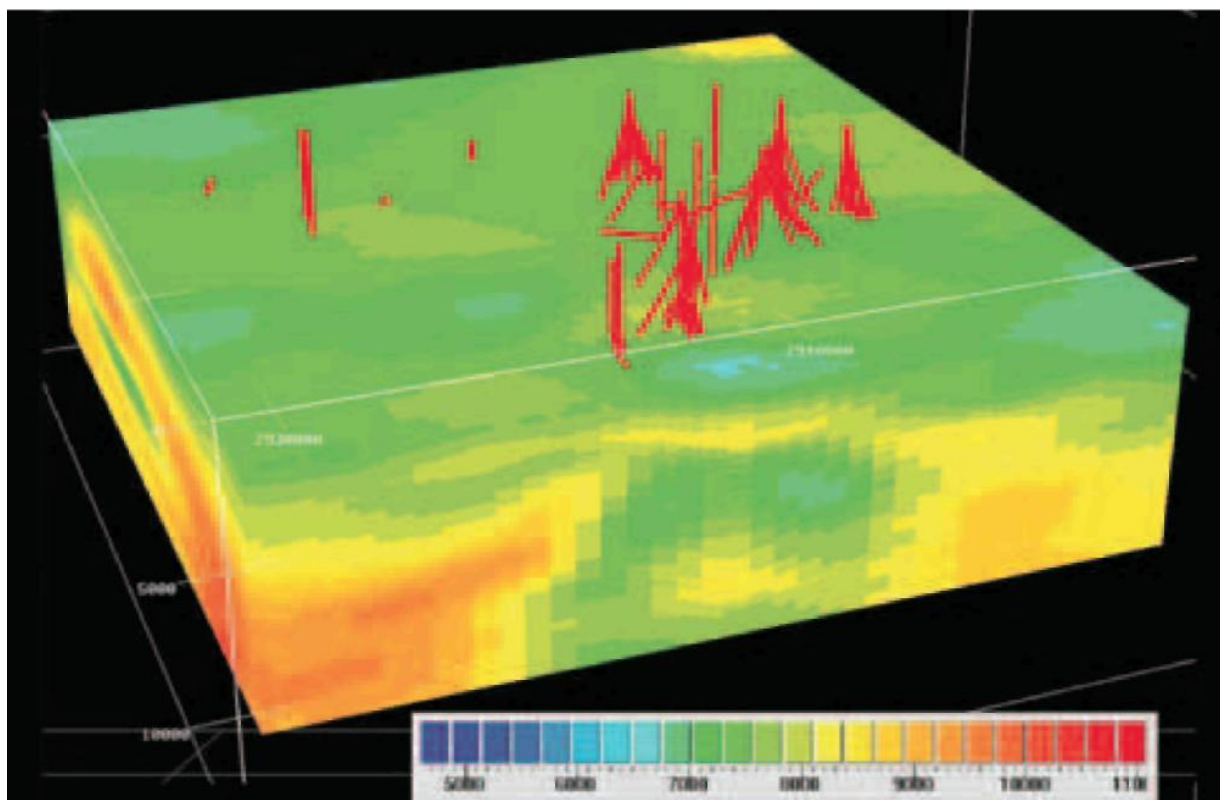


Рис. 4. Трехмерная скоростная модель, полученная трендовым кригингом инвертированных скоростных разностей сейсмического каротажа, используя сейсмический скоростной куб как трехмерный тренд. Масштабная шкала в фут/с (делить на 0.3048 для получения м/с).

$$S_V(z) = g \int_0^z \rho(z) dz \quad (3)$$

где $p(z)$ — плотность на глубине z ниже поверхности и g — ускорение силы тяжести.

Если соотношение между скоростью упругой волны и вертикальным действующим напряжением известно, то пластовое давление p может быть вычислено по

$$p = S_V - (S_V - p_{\text{Normal}})(v / v_{\text{Normal}})^n$$

- (5) наложенными на куб, вырезанный из располагаемого сейсмического куба. Глубинный срез сейсмических скоростей, полученных с использованием томографии на

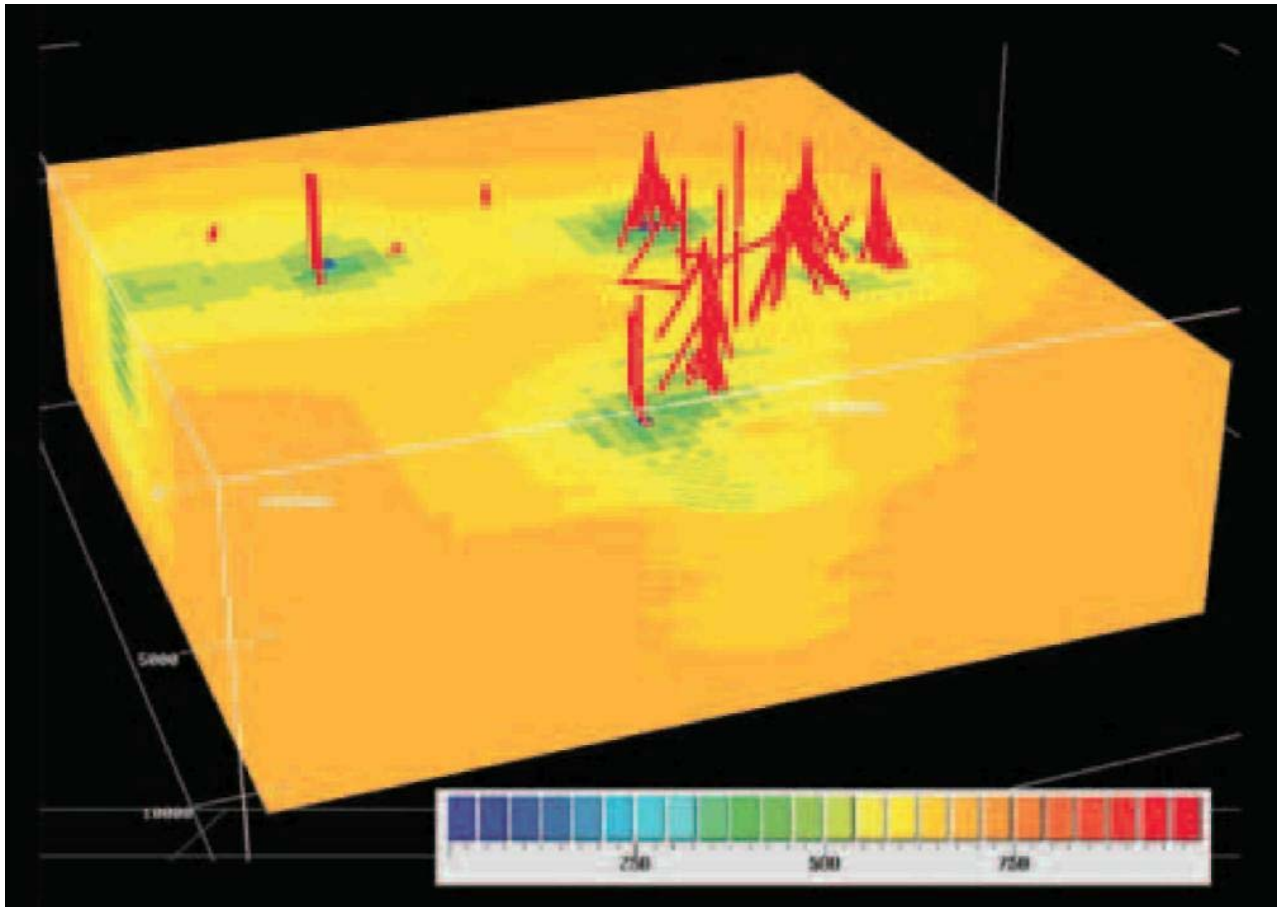


Рис. 5. Трехмерная скоростная модель неопределенности, полученная трендовым кригингом инвертированных скоростных разностей сейсмического каротажа, используя сейсмический скоростной куб как трехмерный тренд. Масштабная шкала в фут/с (делить на 0.3048 для получения м/с).

Для применения метода Eaton, отклонение измеренной скорости от скорости в отложениях под нормальным давлением (v_{Normal}) с глубиной вычисляется по формуле:

$$v_{\text{Normal}}(z) = v_0 + kz \quad (6)$$

где z вычислено от морского дна и v_0 — скорость в донных отложениях. Типичные значения вертикального градиента скорости k лежат в диапазоне $0.6 - 1.0 \text{ c}^{-1}$ (Ху и др., 1993).

Для определения пластового давления по сейсмическим скоростям преобразование скорости в пластовое давление должно быть калибровано с использованием имеющихся измерений давления, и плотностной каротаж должен быть интегрирован для определения изменения вертикального напряжения с глубиной. В следующем примере используются сведения о плотности бурового раствора, полученные в соседних скважинах, для преобразования скоростей в пластовые давления, как описано ниже.

Пример Мексиканского залива

Набор данных, описанный ниже, получен для области Мексиканского залива с аномально высоким пластовым давлением. На рис. 1 показаны скважины для области, где имеются данные вместе с сейсмическими скоростями,

отраженных волнах (Woodward и др., 1998), приведен на рис. 2, вместе со скважинами, для которых имеются сведения о плотности бурового раствора. Для прогноза пластового давления во всех точках интересующей области была построена многослойная трехмерная структурная модель до глубины 16 000 футов (4 877 м) ниже морской поверхности, выполнена интерполяция сплайнами между донной поверхностью и другими горизонтами на других глубинах, полученными после интерпретации 3D сейсмике. Каждая ячейка модели примерно имеет размеры 850 фут \times 900 фут (259 м \times 274 м) по площади и примерно до 30 футов (9.1 м) по мощности. Вся трехмерная сетка включает более пяти миллионов отдельных ячеек.

Трехмерная модель глубинной объемной плотности (ρ) была построена на основе эмпирического соотношения между плотностью и глубиной ниже профиля дна, которое было специально приспособлено к характерным данным о плотности в районе Мексиканского залива (Traugott, 1997):

$$\rho(z) = a + bz^c \quad (7)$$

где z - глубина ниже профиля дна и a , b и c были определены, используя располагаемые для области данные о плотности. Вертикальное (перекрывающие породы) давление было затем получено интегрированием этой плотностной функции от профиля дна до

интересующей глубины и прибавлением вертикального давления водяного столба. Неточность вертикального давления была оценена численно, интегрированием множества стохастических плотностных моделей, полагая постоянную погрешность плотности $\pm 3\%$. Средняя неточность вертикального давления получилась порядка $\pm 1\%$. По сравнению с погрешностью сейсмических скоростей погрешность вертикального давления представляет малое соотношение соответствующей погрешности пластового давления (Doyen и др., 2003).

Информация о скоростях в местах расположения скважин была получена инвертацией имеющихся для данной области пар время-глубина, полученных с помощью сейсмокаротажа, как описано выше (Sayers и др., 2005). Погрешность сейсмических скоростей, полученных из томографии, была оценена с помощью анализа инвертированных разностей скоростей сейсмического каротажа (сейсмический каротаж минус сейсмика). После вычитания из сейсмических скоростей постоянного систематического отклонения 335 фут/с (102 м/с) или приблизительно 5 %, что наиболее вероятно вызвано анизотропией, распределение скоростной погрешности (рис. 3) является приблизительно гауссовым, со среднеквадратичным отклонением ± 620 фут/с (189 м/с). На глубине 10 000 футов (3 048 м) под водой средняя скорость порядка 6 500 фут/с (1 981 м/с). Среднеквадратичное отклонение, таким образом, соответствует средней сейсмической скоростной погрешности порядка $\pm 9\%$. Этот несколько высокий уровень скоростной погрешности, вероятно, обусловлен полномасштабной длиной, которая полагалась при выполнении томографии на отраженных волнах (1998). Разности, полученные с использованием самых последних томографических алгоритмов должны быть значительно меньше.

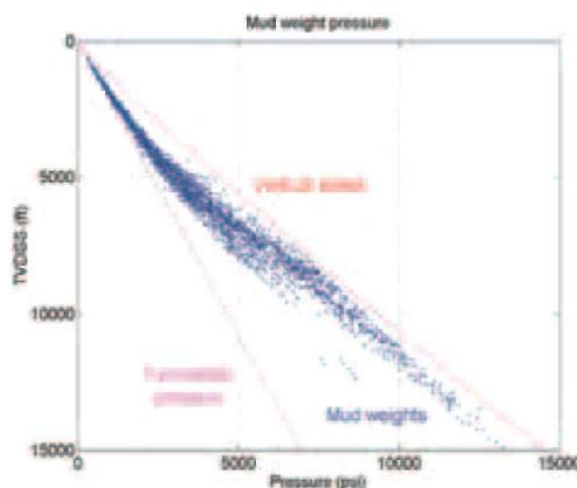


Рис. 6. Давления в стволе скважины, вычисленные для глубин, на которых имеются значения плотности бурового раствора. Также показаны вариации гидростатического давления и вертикального давления. (15 000 psi эквивалентно 103.4 МПа; 15 000 футов эквивалентны 4 572 м.)

Детализированные трехмерные скоростные модели и соответствующие погрешности были получены трендовым крингом инвертированных скоростных разностей сейсмического каротажа, используя сейсмический скоростной куб как трехмерный тренд, и полагая экспоненциальную пространственную корреляционную (вариограмма) модель размером по латерали 6 миль (9.66 км) и вертикали приблизительно 500 футов (152 м).

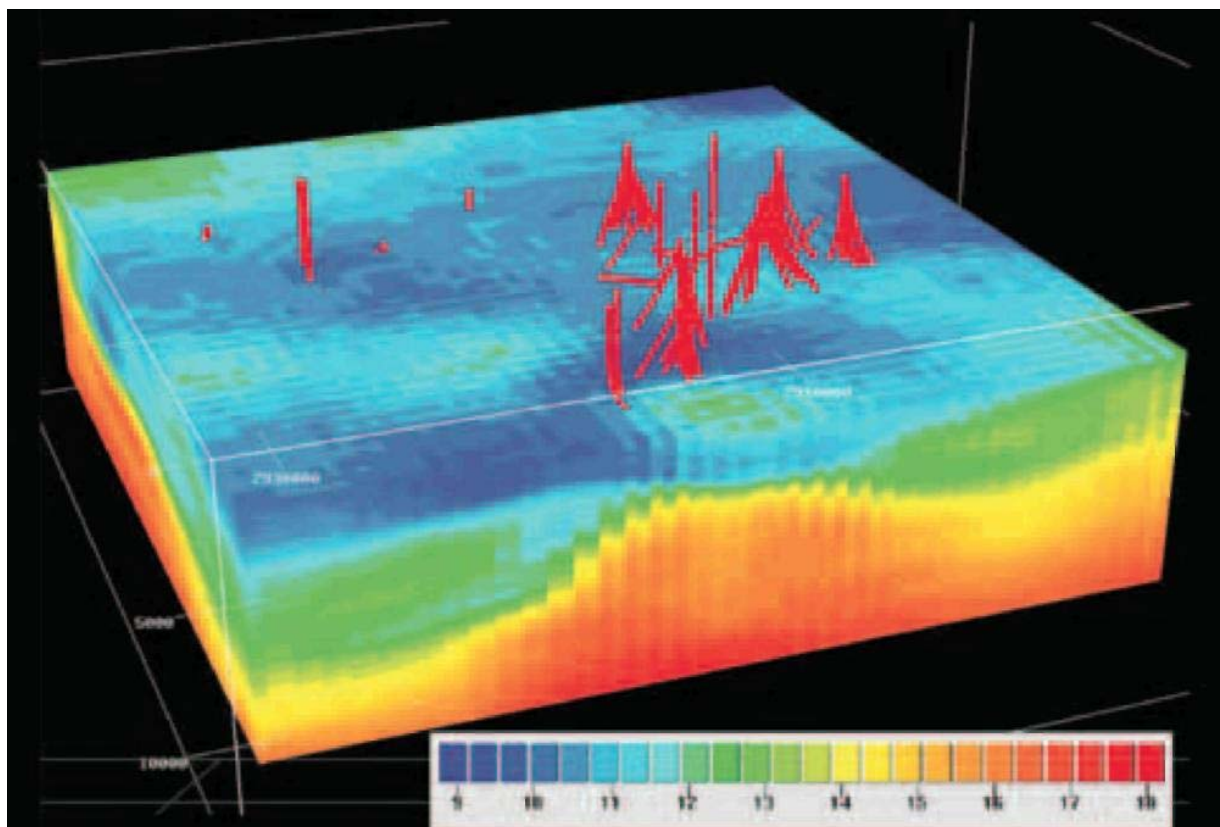


Рис. 7. Лучшая трехмерная оценка пластовых давлений, полученная по финальному скоростному полю. Масштабная шкала в фунт/галлон (делить на 120 для получения кг/м^3).

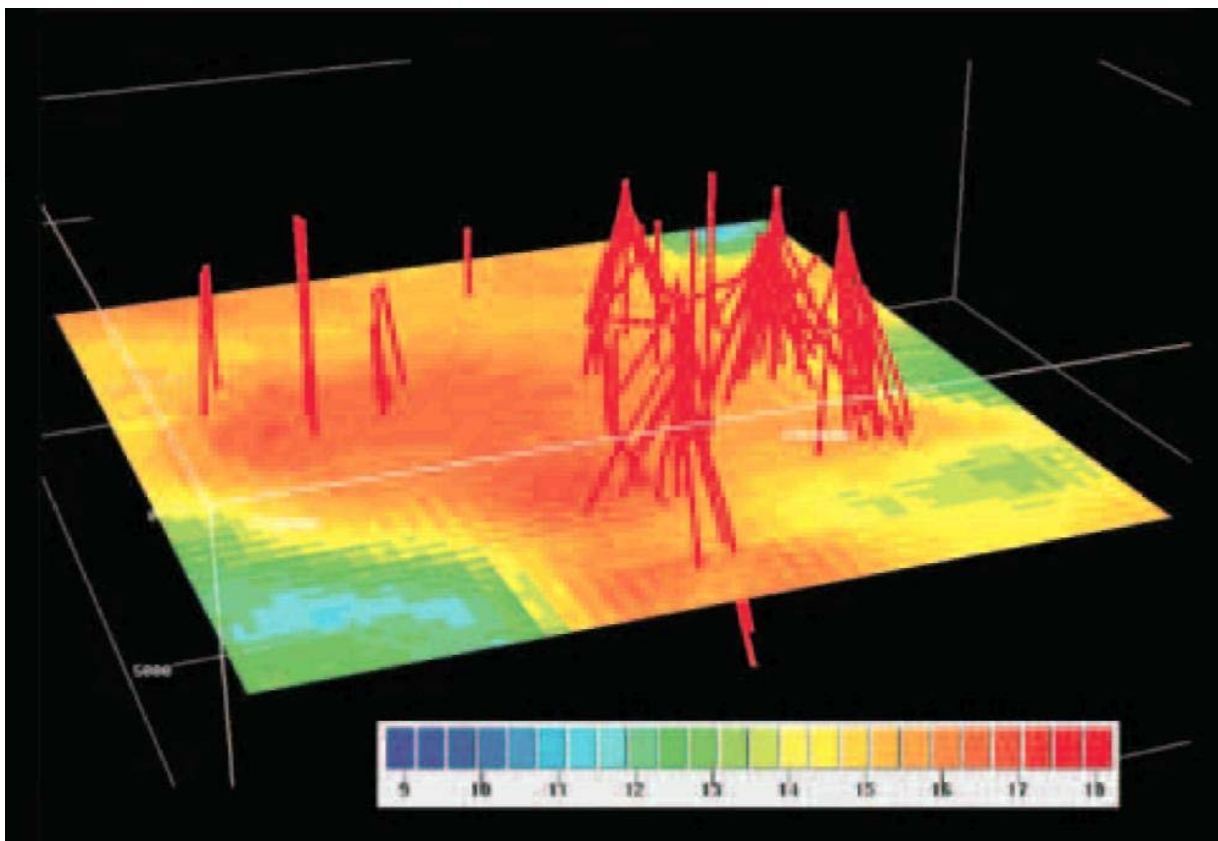
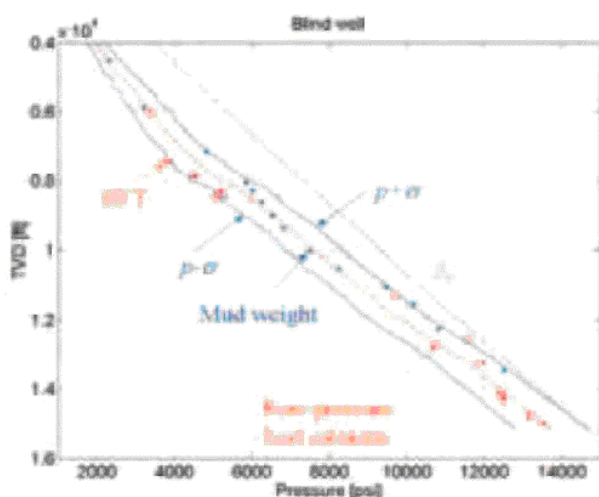


Рис. 8. Лучшая трехмерная оценка пластовых давлений на глубине 10 000 фут (3 048 м) ниже поверхности моря. Масштабная шкала в фунт/галлон (делить на 120 для получения кг/м^3).

Уменьшение влияния скважин с увеличением расстояния до них обусловлено увеличивающейся неопределенностью, как видно из кригинга погрешности, см. рис. 5.



Результирующая оценка скорости после трендового кригинга (рис. 4) согласуется со скоростями сейсмического каротажа в скважинах, но плавно переходит к томографической сейсмической скорости по мере того, как расстояние от скважин растет не в соответствии с диапазоном принятой пространственной корреляции.

Рисунок 9. Наилучшая оценка пластового давления, p , с неопределенностью для скважины без выхода бурового раствора на поверхность в фунт/галлон (делить на 120 для кг/м^3). σ - среднее квадратичное отклонение пластового давления, вероятностная функция распределения.

Прогноз пластового давления

Давления промывочной жидкости (плотность бурового раствора) имелись для скважин, показанных на рисунке 2. На рис. 6 показаны давления ствола скважины, вычисленные для глубин, для которых имеются значения плотности бурового раствора. Следует отметить, что плотность бурового раствора представляет несовершенную оценку пластового давления. Плотность бурового раствора является самой достоверной, когда из буровых журналов ясно, что плотность бурового раствора была увеличена в ответ на увеличение газовых уровней на данной глубине, так, чтобы пластовое давление могло быть выведено из плотности бурового раствора, что требуется для предотвращения внедрению газа в ствол скважины. Плотность бурового раствора обычно более высока, чем пластовое давление, однако может быть меньше в интервалах сланца, где скважина может быть пробурена без компенсации пластовых флюидов, входящих в ствол скважины.

Используя трехмерные оценки скорости (v) и вертикального напряжения (S_v), плюс соответствующие неопределенности, распределение пластового давления было определено отдельно для каждой ячейки модели через стохастическое моделирование соотношения Eaton, уравнение (5).

Нормальное пластовое давление p_{Normal} как и полагалось, будет следовать за гидростатическими градиентами 0.455 psi/фут (0.103 бар/м.) выше профиля дна и 0.465 psi/фут (0.105 бар/м) ниже, согласуется с

другими опубликованными исследованиями Мексиканского залива (Lupa и др. 2002). Показатель степени Eaton n , как предполагали, лежит между 3 и 5, в то время как скорость, связанная с отложениями под нормальным давлением V_{Normal} , как предполагали, была получена из уравнения (6). Вертикальный градиент скорости k , как предполагали, лежит между 0.5 и 0.7 с^{-1} , в то время как начальная скорость v_0 , как предполагали, лежит между 4 800-5 600 фут/с (1 463-1 707 м/с).

Численные значения параметров v_0 , k и n были определены из детального анализа всех данных, имеющихся в пределах исследуемой области, включая инвертированные скорости сейсмокаротажа и плотность бурового раствора, через трехмерную процедуру оптимизации на основе сетки. Используя эти данные, был определен дискретный список выполнимых комбинаций с тройкой v_0 , k и n . Этот список соответствует объему параметрического пространства v_0 , k и n , неявно составляя комплексные взаимокорреляции между этими параметрами.

Используя эффективную реализацию метода последовательного гауссового моделирования (SGS) (Le Ravalec и др., 2000) — быстрое скользящее среднее преобразование Фурье (FFT-MA), было получено 500 пространственно-коррелированных моделей как для скорости, так и для вертикального напряжения. Для каждой пары пространственно-коррелированных моделей был вычислен набор пластовых давлений по уравнению Eaton, используя каждую тройку v_0 , k , n в списке выполнимых комбинаций. Наконец по набору из 30 500 реализаций пластового давления, была получена итоговая статистика для каждой ячейки трехмерной модели, включая среднее значение (наилучшая оценка), отклонение (ожидаемая неопределенность) и стандартные процентиля (P_{10} , P_{50} , P_{90}). На рис. 7 показана наилучшая полученная трехмерная оценка пластового давления, в то время как на рис. 8 показан горизонтальный слой, извлеченный из этого трехмерного куба на глубине 10 000 футов (3 048 м) под водой. Наконец, предсказанные пластовые давления в скважине без выхода бурового раствора на поверхность (с57_F11), для которой использовались численные данные, показаны на рисунке 9.

Заключение

Оценка пластового давления формации до бурения скважины может быть получено по сейсмическим интервальным скоростям, используя преобразование скорости в пластовое давление. Однако сейсмические скорости должны быть получены, используя метод, который снабжает достаточным пространственным разрешением для надежного планирования бурения. Комбинируя сейсмические интервальные скорости со скважинными скоростями, может быть вычислено уточненное поле скоростей вместе с погрешностями, которое будет соответствовать скважинным скоростям и таким образом может использоваться для прогноза пластового давления в интересующей области. Метод включает идентификацию области параметрического пространства, совместимого с располагаемыми данными и выполнением стохастического моделирования, чтобы оценить локальное распределение пластового давления в пределах каждой ячейки модели. Данные, полученные во время бурения, могут использоваться для уточнения приемлемой области параметрического пространства, чтобы можно было сделать насколько возможно лучший прогноз пластового давления до начала работы долота, основанный на скважинных и сейсмических скоростях.

Ссылки на литературу

- Bowers, G.L. [1995] Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for pore pressure mechanisms besides undercompaction: *SPE Drilling and Completion*, **10**, 89-95.
- Doyen, P.M., Malinverno, A., Prioul, R., den Boer, L.D., Psaila, D., Sayers, C.M., Noeth, S., Hooyman, P., Smit, T.J.H., van Eden, C., and Wervelman, R. [2003] Seismic pore-pressure prediction with uncertainty using a probabilistic mechanical Earth model. *73rd Meeting, Society of Exploration Geophysicists*, Expanded Abstracts, 1366-1369.
- Dutta, N.C. [1997] Pressure prediction from seismic data: Implication for seal distribution and hydrocarbon exploration and exploitation in deepwater Gulf of Mexico. In: *Hydrocarbon Seals*, Norwegian Petroleum Society Special Publication No. 7, 187-199, Elsevier.
- Eaton, B.A. [1975] The equation for geopressure prediction from well logs. *SPE* 5544.
- Hottman, C.E. and Johnson, R.K. [1965] Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. *Journal of Petroleum Technology*, **17**, 717-722.
- Le Ravalec, M., Noetinger, B., and Hu, L.Y. [2000] The FFT Moving Average (FFT-MA) generator: an efficient numerical method for generating and conditioning Gaussian simulations. *Mathematical Geology*, **32**, 701-723.
- Lupa, J., Flemings, P., and Tennant, S. [2002] Pressure and trap integrity in the deepwater Gulf of Mexico. *The Leading Edge*, **21**, 184-187.
- Pennebaker, E.S. [1968] Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressure. *World Oil*, **166**, 73-78.
- Sayers, C.M., Johnson, G.M., and Denyer, G. [2002] Predrill pore pressure prediction using seismic data. *Geophysics*, **67**, 1286-1292.
- Sayers, C.M., den Boer, L.D., Nagy, Z.R., Hooyman, P.J., and Ward, V. [2005] Regional trends in undercompaction and overpressure in the Gulf of Mexico. *75th Meeting, Society of Exploration Geophysicists*, Expanded Abstracts 1219-1222.
- Terzaghi, K. [1943] *Theoretical soil mechanics*. John Wiley and Sons, New York.
- Traugott, M. [1997] Pore/fracture pressure determinations in deep water. *World Oil, Deepwater Technology Special Supplement*, August 1997, 68-70.
- Woodward, M., Farmer, P., Nichols, D., and Charles, S. [1998] Automated 3D tomographic velocity analysis of residual moveout in prestack depth migrated common image point gathers. *68th Meeting, Society of Exploration Geophysicists*, Expanded Abstracts, 1218-1221.
- Xu, Y., Gardner, G.H.F., and MacDonald, J.A. [1993] Some effects of velocity variation on AV O and its interpretation. *Geophysics*, **58**, 1297-1300.