

## Параметры пород и коллектора по результатам инверсии данных наземной сейсморазведки до суммирования

Rock and reservoir parameters from pre-stack inversion of surface seismic data

**Hiiseyin Ozdemir,<sup>1</sup> Jesper Wissendorf Hansen<sup>2</sup> и Emma Tyler<sup>1</sup> рассматривают пример картирования водонефтяных контактов, в котором определение петрофизических свойств среды до суммирования путем изучения зависимости амплитуды отражения от удаления обеспечило улучшенное оконтуривание, тогда как процедуры инверсии после суммирования, включая упругую инверсию, дали неубедительные результаты.**

**П**алеоценовое месторождение было открыто в 2000 году в датской части Северного моря на крыле соляного купола. После этого месторождение изучалось по данным бокового ствола скважины, открывшей месторождение, и двух вертикальных скважин, последовательно пробуренных в период с 2000 до 2001 г. Был проведен полный комплекс каротажных работ во всех скважинах, включая акустический каротаж на поперечных волнах. Данные ВСП были получены по трем вертикальным скважинам.

Скважины проектировались с использованием трехмерного набора сейсмических данных, который не подвергался специальной обработке для выявления Палеоценовых структур, также не проводилась AVO обработка. Поэтому было решено переобработать данные для AVO анализа и, как часть этого, для дальнейшего моделирования и замещения флюида для калибровки сейсмических аномалий по результатам дальнейшего моделирования скважинных данных и использования результатов в качестве инструмента для исследования/оценки. Основной задачей разведки и разработки является выявление сейсмического атрибута, который позволит разделить зоны углеводорода и воды.

Также был проведен традиционный анализ и анализ до суммирования зависимости амплитуды отражения от угла падения для расчетов, связанных с литологией и поровым флюидом. Последний анализ выявил такие параметры породы-коллектора, как коэффициент Пуассона ( $\sigma$ ),  $\lambda$  и  $\mu$ .  $\lambda$  и  $\mu$  постоянные Ламе и  $\rho$  — плотность. Также были рассчитаны и другие объединенные и взвешенные атрибуты для более точного определения порового наполнения. Данная статья написана на основе нашей EAGE презентации (Ozdemir, Hansen и Robinson/Tyler, 2003), которая также содержит краткое обсуждение обращения данных до суммирования в акустический импеданс (АИ), импеданс поперечных волн (ИАВ) и плотность, используя полные уравнения Aki-Richards (Aki и Richards, 1980; Stewart 1990; Fatti, Smith, Vail, Strauss и Levitt, 1994; Larsen, Margrave и Lu, 1999). Этот метод инверсии был впервые предложен Ozdemir, Ronen, Olofsson, Goodway и Young (2001) для совместной инверсии многокомпонентной сейсмической Р-волны и данных обменной волны.

<sup>1</sup>Schlumberger House, Buckingham Gate, Gatwick, West Sussex, RH6 0NZ, England.

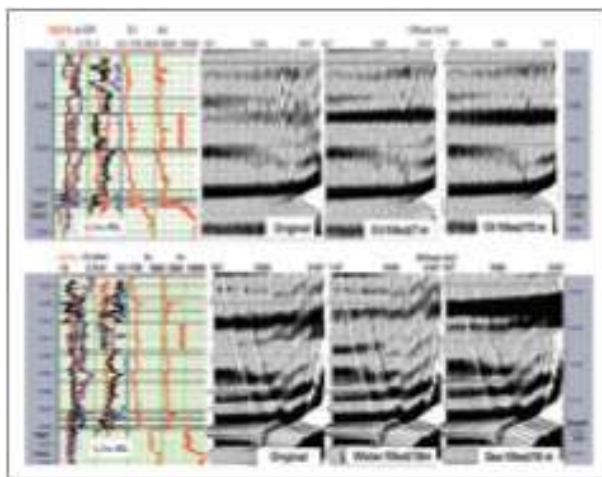
<sup>2</sup>DONG E&P AS, Agern Alle 24-26, DK-2970 Horsholm, Denmark.

### Традиционный анализ данных

Набор трехмерных сейсмических данных был переобработан для получения истинных амплитуд, а также расширения частотного спектра сигнала, как для низких, так и высоких частот. Для расчета АИ была запущена инверсия после суммирования по методу максимального правдоподобия разреженного импульса. Входная модель была разработана по трем вертикальным скважинам, без учета бокового ствола (Скважина-1А на рисунках), который был пропущен из-за невозможности проведения в нем проверки результатов инверсии. Для избежания просачивания скважинных данных в фоновую модель, для инверсии АИ также использовались фоновые скоростные модели с 2 и 3 слоями. Для получения ИАВ также независимо были обращены суммарные разрезы по близким и дальним удалениям. Как будет обсуждаться в следующем разделе, эти исследования не были заключительными при картировании углеводородных поясов.

По четырем скважинам было проведено AVO моделирование. Для получения эффективных упругих постоянных композитных слоев применялось осреднение Бэкуса. Синтетические сейсмические трассы (сейсмограммы ОСТ) были рассчитаны по этим блочным каротажным кривым, используя полное моделирование по волновому уравнению упругой волны. Кривые AVO по смоделированным сейсмограммам хорошо согласуются с реальными данными, обработанными с относительным сохранением истинных амплитуд.

К целевым зонам в каждой скважине применялось флюидозамещение. По имеющимся скважинам установили мощность до крыла 18 м и определили пояса песчаника, заполненные стратиграфической нефтью, мощностью 8 м. При оценке сейсмического отклика при замещении воды, заполняющей зоны, нефтью и газом, и наоборот был выбран ряд сценариев. На рис. 1 (сверху) приведена модель AVO сейсмограмм ОСТ по скважине 1 (гидрофильная). Сейсмограмма, отмеченная как оригинал, была модифицирована по исходным каротажным данным. Сейсмограммы, обозначенные как заполненный нефтью/7 м и заполненный нефтью/15 м. — модели после замещения воды нефтью (80 %) для проверки соответственно разрешения и картирования водонефтяного контакта. Амплитудные аномалии, подобные отражениям на отметках приблизительно 1630 мс и 1645 мс, были подтверждены в скважинах 3 и 1 А, соответственно, где были открыты нефтеносные зоны мощностью 8 м и 18 м после разбуривания объектов



**Рис. 1.** Модели AVO по скважине 1 (вверху) и 1 А (внизу). Масштабы шкал водонасыщенности ( $S_w$ ) и объема глины ( $VCL$ ) — от 0 до 1.0. Для коэффициента Пуассона ( $\sigma$ ), пористости по гамма каротажу ( $GR$ ) и нейтронному каротажу ( $NPHI$ ): 0.2-0.45, 0-150 API и 0-0.4, соответственно. АИ и ИАВ представлены в  $(м/с) \cdot (г/см^3)$ . Показаны исходные сейсмограммы ОСТ после введения кинематических поправок, рассчитанных по входным каротажным диаграммам. Вверху: сейсмограммы ОСТ, обозначенные «заполнено нефтью» рассчитаны после замещения воды, заполняющей зоны мощностью 7 м (1706-1713 м) и 15 м (1706-1721 м), нефтью (80 %) для проверки разрешения и картирования водонефтяных контактов, соответственно. Остальные интервалы пористого песка заполнены водой. Вертикальная стрелка указывает на заполненный водой пористый песчаник (~25%). Внизу: нефтеносная зона скважины 1 А замещена водой и газом. Вертикальная стрелка указывает на нефтяной коллектор мощностью 18 м.

с высокими амплитудами. Внизу рис. 1 показана нефтяная зона мощностью 18 м в скважине 1 А, заполненная водой, а затем газом для исследования амплитудной мощности вверху и внизу потенциальных углеводородных поясов. Как ожидалось, замещенные газом зоны проявляют более сильные аномалии (1562 мс и 1580 мс), чем заполненные нефтью.

Для анализа изменений сейсмического отклика в зависимости от мощности зон были построены модели выклинивания пласта мощностью от 0 до 27.5 м, используя смоделированные по AVO сейсмограммы ОСТ. Эти модели также показали, что увеличение амплитуды с удалением было главным образом связано с углеводородным насыщением, и это согласуется с результатами интерпретации переобработанных сейсмических данных, как обсуждалось выше. Это также подтвердилось после недавнего бурения скважины в изолированную залежь. Кровля коллекторов, заполненных углеводородом, всегда характеризуется более высоким коэффициентом отражения, чем кровля тех, которые заполнены водой.

AVO моделирование выклинивания и флюидонасыщения также выявило, что для картирования зон коллектора по данным сейсмических амплитуд требуются определенные мощности (около 7-8 м) песка и нефти по колонне. Однако на практике использование только сейсмических амплитуд в качестве прямого

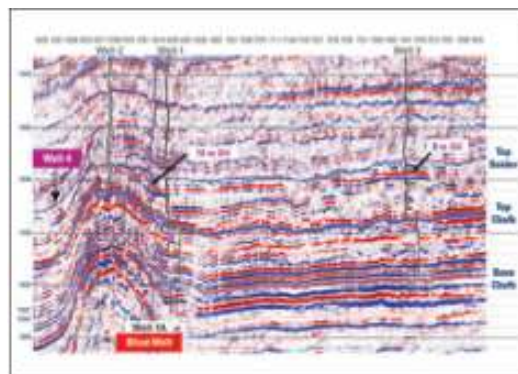
индикатора углеводородов будет трудным и рискованным, возможно за исключением случая газа.

### Инверсия сейсмических данных до суммирования

Пример, приведенный здесь, соответствует произвольному профилю, взятому по трехмерным сейсмическим данным. На рис. 2 приведен сейсмический разрез после суммирования по этому произвольному профилю, проходящему через имеющиеся на момент исследования четыре скважины. Как обсуждалось выше, отражения от нефтеносных зон (обозначены стрелками в скважинах 1 А и 3) относительно мощнее, чем от зон, заполненных водой. Однако амплитудные изменения и результаты инверсии после суммирования не обеспечивают достаточной количественной информации для разработки проекта расположения скважин. Мы сначала инвертировали угловые разрезы в «коэффициенты отражения» р-волн, s-волн и плотности или контрасты, используя полные уравнения Aki-Richards. Данная статья основана на нашей EAGE презентации (Ozdemir, Hansen и Robinson/Tyler, 2003), которая содержит краткое обсуждение инверсии до суммирования в абсолютные значения АИ, ИПВ и плотности.

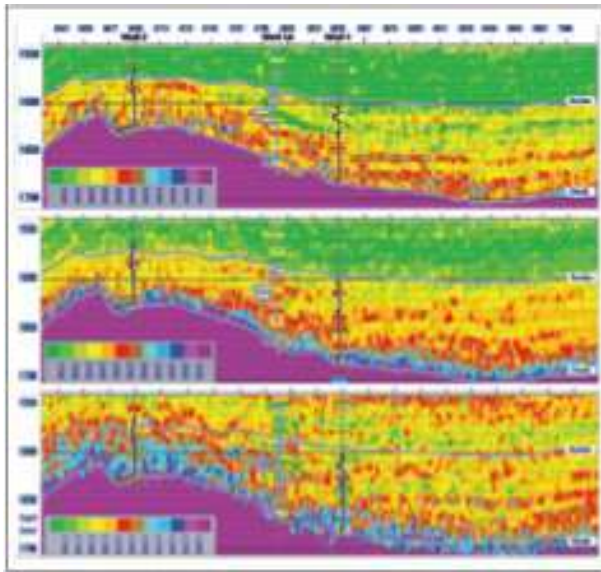
Мы использовали сглаженную по времени и пространственную-переменную фоновую модель  $V_s/V_p$ , построенную по каротажным данным и пикированным горизонтам. При инверсии до суммирования мы использовали угловые разрезы с углами падения от  $2^\circ$  до  $34^\circ$ . Растяжение сейсмических сигналов после ввода кинематических поправок на больших удалениях не позволило использование данных с углами больше  $34^\circ$ .

Разрезы абсолютных значений АИ, ИПВ и плотности, инвертированные по «коэффициентам отражения», приведены на рис. 3. Фоновые модели  $V_p/V_s$ , АИ, ИПВ и плотности, используемые при инверсиях до и после суммирования, были построены по каротажным данным скважин 1, 2 и 3, и пикированным горизонтам, включая кровлю Balder и кровлю мела. Боковой ствол скважины 1А не рассматривался, поскольку данные по ней не могли быть использованы для моделирования. Заметьте, что последняя скважина — нефтяная и расположена между двумя непродуктивными сводовыми и краевыми скважинами.



**Рис. 2.** Сейсмические данные после суммирования, по профилю, проходящему через имеющиеся скважины. Скважина 1А является боковым стволом скважины 1. Скважина 4, пробуренная после данного исследования, расположена близко, но не на данном сейсмическом профиле. Заметьте относительно большие амплитуды для нефтяных зон скважин 1А и 3. Показаны кривые АИ.





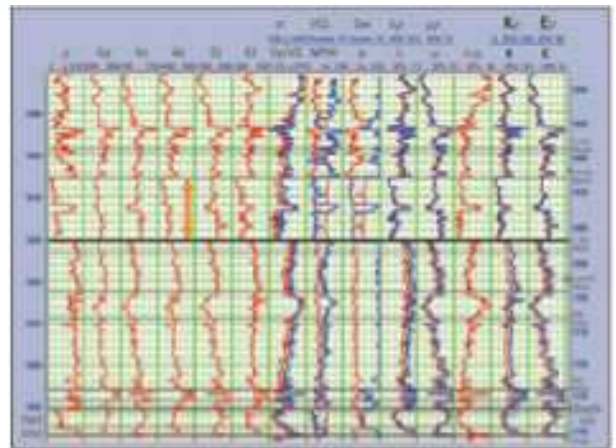
**Рис. 3.** Инвертированные абсолютные значения акустического импеданса (вверху), импеданса акустических волн (в середине) и плотности (внизу). Импедансы и плотность соответственно в  $(\text{м/с}) \cdot (\text{г/см}^3)$  и  $\text{г/см}^3$ . Отклоненная скважина 1А (боковой ствол скважины 1), проектированная по произвольному профилю для контроля качества, не использовалась при построении фоновой модели («слепая» скважина). Скважина 1 на торце и скважина 2 на своде — непродуктивные. Показанные у скважин кривые водонасыщенности указывают нефтеносные зоны.

Ожидается, что оценка плотности будет плохой из-за ограничения углов падения на дальних удалениях при инверсии до суммирования. Однако инвертированная плотность по «слепой» скважине (1А) хорошо согласуется со скважинными данными.

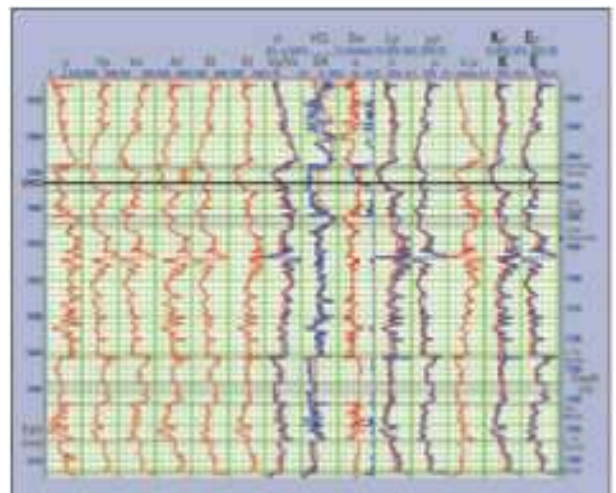
### Индикаторы углеводородов

Инвертированные абсолютные значения параметров пород на рис. 3 указывают пористые и нефтеносные зоны в имеющихся скважинах. Однако наряду с тем, что импедансы АИ и ИПВ не имеют достаточно сильных контрастов для достоверного выделения углеводородов в удалении от скважин, плотность также не может использоваться как прямой углеводородный индикатор.

Наличие диаграмм акустического каротажа на поперечных волнах по коллекторским зонам и вне этих зон позволяет делать достоверные расчеты параметров пород для оценки индикаторов насыщенности пор и литологии помимо AVO моделирования. Рис. 4 и 5 отображают полученные диаграммы, интерпретированные подсчетные параметры и вычисленные диаграммы параметров пород по скважинам 1А и 3 соответственно с мощностями нефтяных интервалов в 8 м и 18 м. Контрасты АИ и ИПВ на границах коллектора слабые, в то время как контраст плотности высокий. Однако контраст плотности главным образом обуслован пористостью (и литологией) и не может быть использован для разделения нефтяных и водяных зон. Водонефтяной контакт совпадает с отметками высокой пористости и границей разделения чистого и глинистого песков. Для обеих скважин, инвертированные параметры пород, такие как  $V_p/V_s$  (и  $\sigma$ ),  $\lambda/\rho$ ,  $\lambda$  и объемный модуль упругости являются относительно лучшими индикаторами насыщения пор.



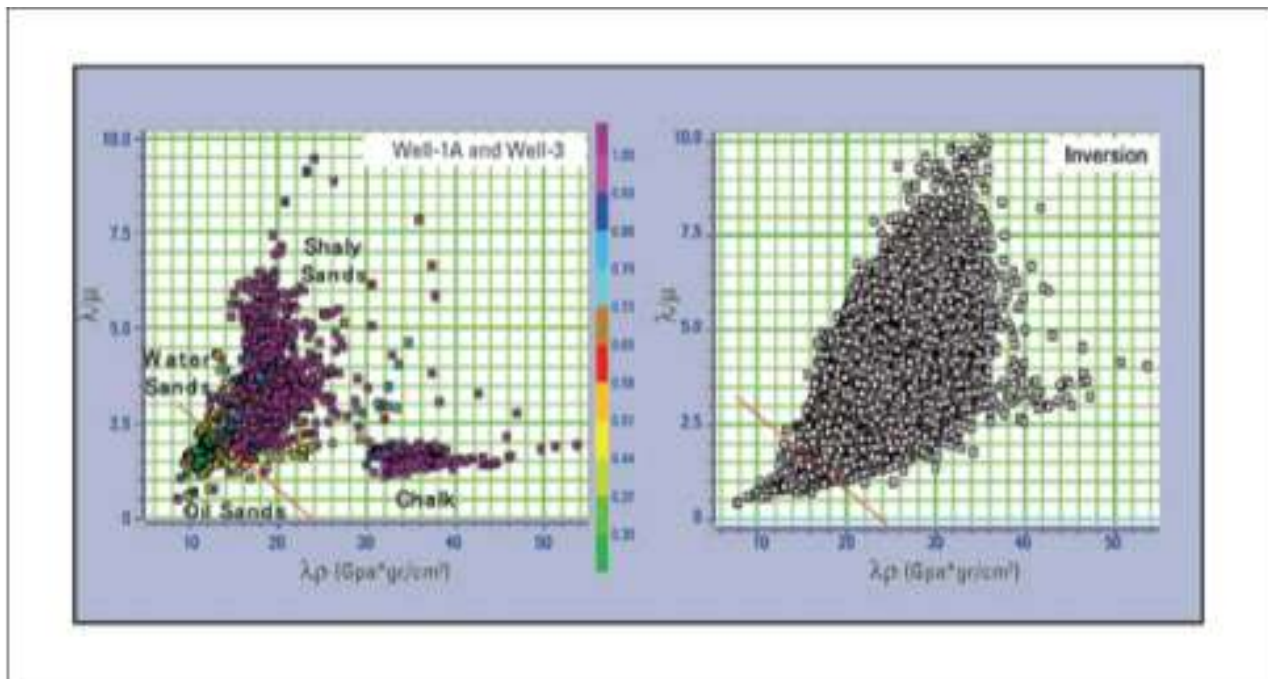
**Рис. 4.** Каротажные диаграммы, объемные интерпретации и вычисленные параметры пород по скважине 1А. Вертикальная стрелка указывает нефтеносную зону. Литологические границы (Аргиллит/Песчаник) и границы пористости совпадают, что делает трудным пикировку прямых индикаторов углеводорода. Заметьте водонефтяной контакт на кровле аргиллитов формации Lower Sele.



**Рис. 5.** Каротажные диаграммы, объемные интерпретации и вычисленные параметры пород по скважине 3. Вертикальная стрелка указывает нефтеносную зону.  $V_p/V_s$ , коэффициент Пуассона,  $\lambda/\mu$  и особенно объемный модуль упругости ( $K$ ), BulkRho ( $K\rho$ ),  $\lambda$  и  $\lambda\rho$  — все являются хорошими индикаторами насыщения пор (нефтью).

Как только по сейсмическим данным оценены абсолютные значения АИ и ИПВ, можно вычислить, такие петрофизические параметры, как  $\lambda\rho = \text{АИ}^2 - 2\text{ИПВ}^2$ ,  $\mu\rho = \text{ИПВ}^2$  и  $\sigma$  [из  $V_p/V_s = \text{АИ}/\text{ИПВ}$  или  $\sigma = \lambda\rho/(2(\lambda\rho + \mu\rho))$ ]. Это предпочтительные параметры пород, так как они вычислены по АИ и ИПВ, в то время как мы должны знать плотность для вычисления других параметров, типа  $\lambda$  и объемного модуля упругости [ $K = \rho(V_p^2 - 4V_s^2/3)$  и  $\lambda = 3K(\sigma/(1-2\sigma))$ ], (см. Mavko, Mukerji и Dvorkin, 1998).

Постоянные атрибуты пород, такие как объемный модуль упругости, умноженный на плотность ( $K\rho$ ), и модуль Юнга, умноженный на плотность ( $E\rho$ ), могут также быть вычислены по АИ и ИПВ, т. к.  $K\rho = \lambda\rho + (2\mu\rho)/3$  и  $E\rho = 2\mu\rho(1+\sigma)$ . Подобно обозначениям у



**Рис. 6.** Кросс-плот зависимости  $\lambda\rho$  от  $\lambda/\mu$  по каротажным данным (слева) и по инвертированным сейсмическим данным (справа). Кросс-плоты по скважинам — по поясам, для которых вычислены подсчётные параметры (скважина 1А: 1821-1962 м; скважина 3: 1624-1788 м), которые включают меловой интервал с высоким АИ. Кросс-плот по инвертированным данным — только по Balder (через все ОСТу). Шаг дискретизации для каротажных данных и инвертированных данных соответственно составлял 0.1524 м и 2 мс. На каротажных диаграммах цветом закодирована водонасыщенность. Скопление нефтеносного песка близко к началу. Профиль взвешенного суммированного разреза (ВСР) на кросс-плоте по инвертированным данным перенесен с кросс-плота по скважинным данным.  $ВСР = (4.743 - 0.199 \lambda\rho) - \lambda/\mu$ .

Goodway, Chen и Downton (1999), мы можем обозначать  $K\rho$  и  $E\rho$  соответственно через BulkRho и YoungRho. Здесь  $K$  и  $K\rho$  — одинаково хорошие индикаторы насыщения пор, в то время как  $E$ ,  $E\rho$ ,  $\mu$  и  $\mu\rho$  не являются таковыми (рис. 5). Фактически, результаты инверсии показали, что  $K\rho$  столь же хорош как  $\lambda\rho$ , если не лучше, при определении насыщения пор. Заметьте, что упругий импеданс (УИ), вычисленный на 25 градусах, используя приближение Connolly (1999) также указывает нефтеносную зону.

Анализ кросс-плотов по двум скважинам с нефтяными коллекторами показал, что углеводородные (нефтяные) зоны могли быть более точно откартированы с использованием комплекса петрофизических параметров вместо отдельных параметров, так же как и АИ, ИПВ плотности. На рис. 6 приведен график зависимости  $\lambda\rho$  от  $\lambda/\mu$  для комбинированных скважин 1А и 3, и тот же график для инвертированных данных. Кросс-плот по инвертированным данным построен по Balder (от Balder до мела). То есть, он не включает никакого интервала мела, как в случае кросс-плотов по каротажным данным. Скопление нефтеносного песка около начала не локализовано также, как на каротажных данных, из-за большого шага дискретизации (2 мс) инвертированных данных по сравнению с каротажными данными (0.1524 м), то есть имеется меньше выборки по нефтеносным зонам и водонефтяной контакт более гладкий на инвертированных разрезах.

Картирование насыщенности пор или углеводорода с использованием параметров пород, вычисленных после инверсии до суммирования хорошо согласуется с параметрами пород, рассчитанными по скважинным данным. Разрезы  $\sigma$ ,  $\lambda\rho$  и  $K\rho$  представлены на рис. 7. Все они указывают нефтеносные зоны в скважине 3 и «слепой» скважине (1А).

Взвешенный суммированный разрез был вычислен с использованием зависимости  $\lambda\rho$  от  $\lambda/\mu$ , представленной на рис. 6: Взвешенный суммированный разрез =  $(4.743 - 0.199\lambda\rho) - \lambda/\mu$ . Здесь функция взвешенного суммированного разреза была выбрана так, чтобы нефтенасыщенные пески соответствовали положительным значениям, а водонасыщенные пески, сланцы и мел — отрицательным. Взвешенный суммированный разрез также приведен на рис. 7. По сравнению с отдельными оценками параметров пород, взвешенный суммированный разрез относительно лучше в указании нефтеносных зон. Заметьте, что линия проекции, выбранная для вычисления взвешенного суммированного разреза, не единственная, однако использование линий с разными падениями, дает схожие результаты, так как скопления нефтеносных песков на кросс-плотах достаточно хорошо отделены от других, то есть скоплений породы, не являющихся коллекторскими.



## Заключение

AVO моделирование по четырем скважинам показало, что увеличение амплитуды с удалением при большинстве обстоятельств было связано с насыщением углеводородами и это согласуется с интерпретацией переработанных данных. Затем это было подтверждено пробуренной скважиной, вскрывшей изолированную залежь. Кроме того, кровля песчанистого коллектора, насыщенная углеводородом, характеризовалась более высоким коэффициентом отражения, чем кровли заполненных водой коллекторов. AVO моделирование выклинивания и флюидозамещения выявило, что для картирования коллекторских зон по сейсмическим данным необходима мощность песка и нефти по колонне в 8 м.

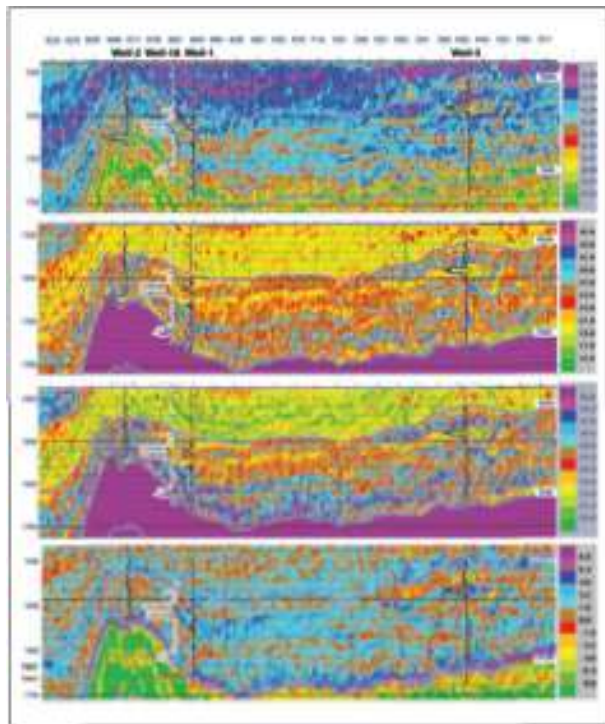
Полное использование уравнений Aki-Richards в переменной во времени и пространстве модели  $V_s/V_p$  дает хорошие оценки ИПВ и плотности, помимо АИ по сейсмическим данным. Такие петрофизические параметры, как коэффициент Пуассона,  $K_r$  и  $\lambda_r$ , могут быть прямо вычислены по абсолютным оценкам насыщения пор и литологии. Атрибуты взвешенного суммированного разреза, вычисленные с использованием зависимостей инвертированных параметров пород, указывают углеводородные зоны (нефть) лучше, чем отдельные параметры пород.

## Благодарности

Мы благодарны DONG E&P и партнерам по лицензии Denegco Oil и RWE Dea за постоянное плотное взаимодействие в данном проекте и разрешение на публикацию скважинных и сейсмических данных.

## Ссылки на литературу

- Aki, K. and Richards, P. G. [1980] *Quantitative Seismology: theory and methods*. W.H. Freeman & Co. Connolly, P. [1999] Elastic impedance. *The Leading Edge*, 18, 4, 438-452.  
Fatti J. L., Vail P.J., Smith G.C., Strauss P.J., and Levitt P.R. [1994] Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, 59, 1362-1376.  
Goodway W., Chen T., and Downton, J. [1999] Rock parameterization and AVO fluid detection using Lamé petrophysical factors -  $X$ ,  $\lambda$ , and  $X_p$ ,  $\lambda_p$ . *61<sup>st</sup> EAGE Meeting, Helsinki, Extended Abstracts*, Session 6051.  
Larsen, J., Margrave, G., and Lu, H. [1999] AVO by simultaneous P-P and P-S weighted stacking applied to 3-C-3D seismic data. *69<sup>th</sup> SEG Annual Meeting*, Expanded Abstracts, 721-724. Mavko G., Mukerji, T. and Dvorkin, J. [1998] *The Rock Physics Handbook*. Cambridge Univ. Press.  
Ozdemir, H., Ronen, S., Olofsson, B., Goodway, W., and Young, P. [2001] Simultaneous multicomponent AVO inversion. *71<sup>st</sup> SEG Annual Meeting, San Antonio*, Expanded Abstracts, 269-272.  
Ozdemir H., Hansen, J.W., and Robinson (Tyler), E. [2003] Seismic estimation of rock parameters-A Case Study. *65<sup>th</sup> EAGE meeting, Stavanger, Norway*. Extended Abstracts, D40.  
Stewart R.R. [1990] Joint P and P-SV Inversion. *The CREWS Research Report*, 3, 112-115.



**Рис. 7.** Углеводородные индикаторы сверху вниз: разрезы коэффициента Пуассона,  $\lambda_r$ ,  $K_r$  и ВСП. Кривые водонасыщения, изображены на скважинах для указания углеводородных (нефтяных) зон. Нефтеносные зоны в скважинах 1А и 3 так же как и возможные наиболее благоприятные пятна около трассы 7265 на уровне отметки 1608 мс и между трассами 7480 и 7644 на уровне около 1660 мс выше мела относительно лучше отображены на разрезе  $K_r$  и ВСП.