

Многоазимутальные сейсмические исследования на месторождении Hild

Hild structure multi-azimuth seismic experiment

Iain Riou¹, Karl Kravik², Paul Sexton³, Laurent Lemaistre¹, Vincent Aubin¹ и Florent Bertini²

Введение

Освещение сложных структур всегда было предметом дискуссий. В то время как раньше было предпочтительно проведение сейсмической съемки в направлении падения основного структурного тренда, недавние продвижения в обработке ориентируют нас на съемку в самом «экономичном» направлении. Последнее продвижение технологии регистрации с использованием донной сейсморазведочной косы (ОВС) обеспечило нас многоазимутальными данными высокой кратности и продемонстрировало серьезные усовершенствования в качестве изображения.

Уже в 1996 году компания Elf (в Габоне) провела опробование данной технологии: были проведены четыре съемки с различными азимутами поперек соляного тела (Houllevigue, H., Delesalle, H., и De Bazelaire, E., 1999). Результат этого исследования дал неполную, но дополнительную информацию, извлеченную из данных различных направлений наблюдения. PGS провели такое же исследование на месторождении Norwegian Varg, где они провели две съемки под углом 60° к направлению старой съемки (Hegna, S. и Gaus, D., 2003). Опубликованные результаты показали улучшенное отображение в области резервуара.

Обстановка

Месторождение Hild, разработкой которого занимается Total, охватывает четыре блока и расположено на границе Великобритании и Норвегии в норвежском секторе. Ближайшие месторождения — Dunbar/Alwyn на британской стороне и Oseberg на норвежской стороне (рис. 1).

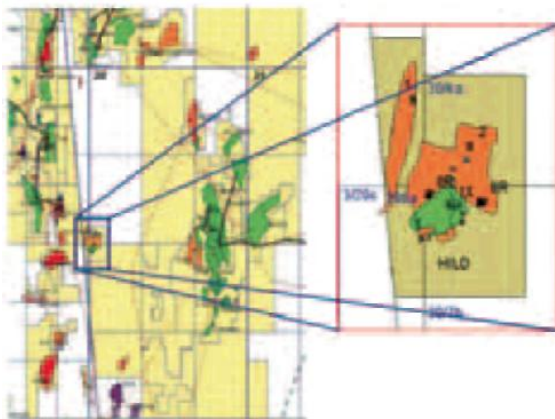


Рис. 1. Карта расположения месторождения Hild.

Основная структура расположена на западной стороне грабена Viking и имеет форму горста, простирающегося в направлении ССЗ-ЮЮВ, который ограничен нормальными сбросами в направлении С-Ю. Поперечные сбросы в направлении В-З делят резервуар на блоки. Главный резервуар — среднеюрская группа Brent, покрышкой для которой являются верхнеюрские сланцы. Песчаники эоцена (элемент Frigg) составляют второй неглубокий резервуар. Структура, которая оставалась неисследованной в течение примерно 10 лет, покрывает одну из самых больших неразработанных месторождений Северного моря. Нефть и газ были обнаружены в эоценовом резервуаре, однако основные открытия были сделаны для группы Brent, где флюиды представлены газом и газовым конденсатом под высоким давлением. Пробуренные скважины проникли в области с различными режимами давления и межфлюидными контактами, что подтвердило раздробленность резервуара.

Раздробленность сечения резервуара и наличие газовой миграции в покрывающие меловые толщи делает сейсмическое отображение юрских резервуаров очень трудным, и два имеющихся трехмерных набора данных (1982 и 1991) не позволили нам построить надежную модель резервуара (рис. 2). Кратные волны, появившиеся за счет высокого коэффициента отражения сейсмического маркирующего горизонта BCU, также интерферируют с отражениями в области резервуара.

Для выбора пути улучшения геофизического отображения резервуара был проведен ряд тестов. Он включал переработку «старых» 3D данных TO9101, трехмерную съемку большой плотности с помощью сейсморазведочной косы и обработку полученных данных, а также 2D наблюдения с помощью донной косы.

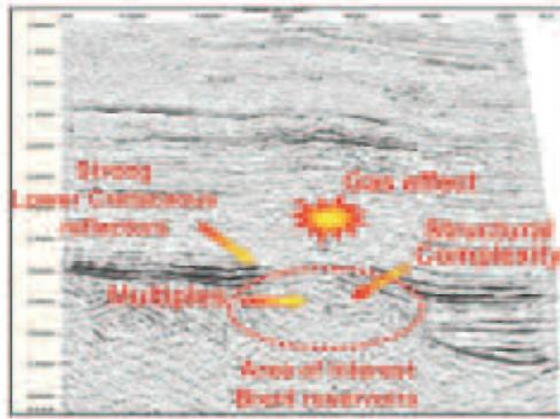


Рис. 2. Области, для которых необходимо улучшение геофизических данных

¹ Total E&P, Seismic Processing Department, Avenue Larribau, 64018 Pau Cedex, France.

² Total E&P Norge, Geosciences Division, PO Box 168, 4001 Stavanger, Norway.

³ ELF Petroleum Nigeria, Geosciences Division, Box 696, Port Harcourt, Nigeria.

После анализа результатов этих исследований стало ясно, что наиболее оптимальными являются наблюдения с использованием донной сейсморазведочной косы. Для улучшения результатов главным образом необходима регистрация данных большой кратности, многоазимутальное распределение удалений и более эффективное подавление кратных волн за счет суммирования записей, полученных на дне моря. Проблема заключалась в том, что наблюдения с использованием донной сейсморазведочной косы на столь большой площади были бы очень дорогими и, поэтому, используя в своих интересах уже запланированное Total E&P UK трехмерное наблюдение с помощью буксируемой косы, было решено запустить многоазимутальный проект. Эта съемка была расширена для покрытия структуры Hild.

Многоазимутальный метод

Новые сейсморазведочные данные

Для максимизации вероятности успеха, планирование съемки, обработка и интерпретация велись с большой аккуратностью. Было выполнено технико-экономическое

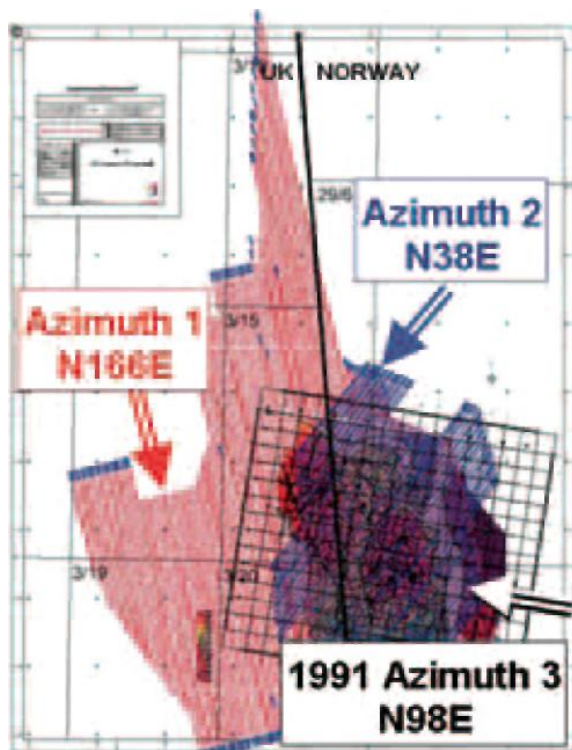


Рис. 3а. План многоазимутальных наблюдений.



Рис. 3б. Перспективная область регистрации данных.

обоснование (в техническом центре Total во Франции) для оптимизации параметров наблюдения. Также было проведено исследование освещения среды, чтобы сделать эффективным насколько возможно различные направления новых сейсмических наблюдений по сравнению с направлением уже сделанной съемки. Данные съемки 1982 г. не были использованы, поскольку качество данных было признано недостаточно хорошим.

Летом 2003 г. область была покрыта двумя трехмерными съемками высокой плотности и высокой кратности, которые были спроектированы так, чтобы два набора данных, вместе с имеющимися данными 1991 г., относились к направлениям, которые находятся под углом 60° друг относительно друга.

Система наблюдений состояла из 14 кос длиной 4.5 км, расстояние между которыми 37.5 м. Использовался один источник, который обеспечил номинальную кратность 120.

Многоазимутальные наблюдения также позволили нам продолжить съемку при плохих метеорологических условиях. Часто, когда погода ограничивала наблюдения в одном направлении, принималось решение о смене направления наблюдений.

Граф обработки

Предварительная обработка данных производилась, прежде всего, для проверки согласованности данных по трем сделанным сейсмометрическим съемкам. Основными шагами были ослабление случайного шума, деконволюция до суммирования в области Тау-Р, компенсация следа системы наблюдений, подавление кратных волн преобразованием Радона и интерполяция трасс. Для глубинной миграции было решено построить одну скоростную модель на основе данных, полученных по азимуту 1, а затем мигрировать все три набора данных с этой скоростной моделью.

Граф обработки выглядел следующим образом:

- Построение начальной скоростной модели для изотропных слоев на основе скоростей суммирования.
- Коррекция этой изотропной скоростной модели, используя несколько итераций томографии до суммирования. Это позволяло нам точно оценить вариации скорости по латерали.
- Повторное выполнение томографической инверсии после добавления глубин маркирующего горизонта по скважинным данным в качестве дополнительных входных данных. Эта инверсия вычисляет анизотропные параметры в дополнение к вертикальной скоростной модели (Sexton, P., 1998).
- Проведение для целых 3D кубов трех независимых анизотропных глубинных миграций до суммирования на трех различных сейсмических наборах данных.

Полностью было осознано, что эта скоростная модель оптимально годится только для данных по азимуту 1. Однако этот подход показал, что три набора данных относились к близким удалениям. В последующей обработке были получены остаточные кинематические поправки, обоснованные азимутальными вариациями.

Последующая обработка

Полный граф последующей обработки может быть приведен в виде следующих основных шагов:

- Коррекция кинематических поправок до суммирования.
- Коррекция статических поправок.

- Ослабление случайного шума для каждого удаления.
- Суммирование.
- Подавление кратных волн после суммирования: деконволюция после суммирования и подавление кратных волн по методу распознавания образов.

Этот граф последующей обработки был применен к каждому набору данных, полученному для отдельного азимута.

Комбинация многоазимутальных данных

Для получения многоазимутального изображения мы к графу последующей обработки добавили два шага до суммирования (рис. 4):

- Составление общих сейсмограмм трасс по различным азимутам.
- Фокусировка трасс до суммирования: введение остаточных кинематических и статических поправок. И кинематические, и статические поправки до суммирования помогают компенсировать азимутальную анизотропию, которая не учитывалась при построении скоростной модели.

Качество конечных разрезов для каждого азимута и многоазимутальный разрез по существу основаны на введении в трассы остаточных кинематических поправок до суммирования. Этот шаг фокусировки был выполнен с использованием RMOC — собственной программы Total (Lemaistre, L., Hanitzsch, C. и Lehes, A., 2001). Она представляет собой полуавтоматический инструмент, предназначенный для улучшения фокусировки осей синфазности после миграции до суммирования (временной или глубинной). Она применялась на сейсмограммах ОПП после миграции и дала лучший разрез. Метод основан на предположении, что точная скоростная модель приводит к точному горизонтальному выравниванию всех осей синфазности по всему разрезу, после глубинной миграции до суммирования (PSDM). Как следствие, остаточные кинематические поправки, вычисленные для осей синфазности, рассматриваются как индикаторы локального слишком высокого или слишком низкого значения скорости. Парабола является приближением первого порядка для остаточных кинематических поправок. С RMOC можно автоматически проводить высокоразрешенное и непрерывное пикирование (гиперболическое или параболическое) остаточной кинематики для любой сейсмограммы, от 2D до 3D глубинной миграции до суммирования или временной миграции Кирхгофа до суммирования. Процесс RMOC использует программное обеспечение Deltastack.

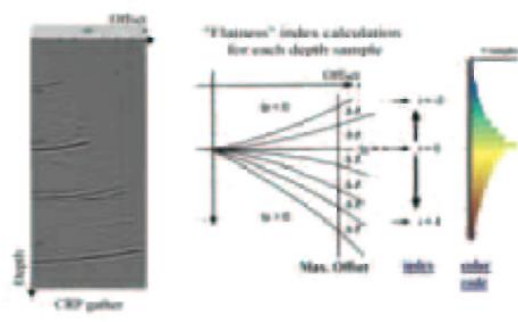


Рис. 5а. Расчет коэффициента прямолинейности в RMOC.

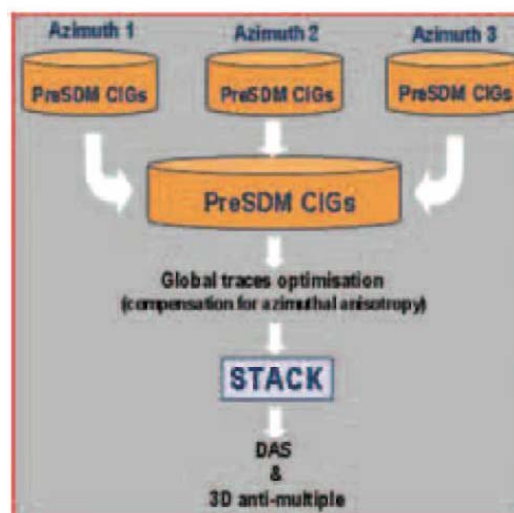


Рис. 4. Граф последующей обработки многоазимутальных данных.

Наш метод заключается в непрерывном измерении коэффициента прямолинейности оси синфазности на соответствующем удалении, полагая кривую глубина-удаление параболой, определенной двумя параметрами z_0 и t . Погрешность p вычисления данного коэффициента количественно определяется «индексом прямолинейности» (рис. 5а). Для каждой сейсмограммы для получения остаточных кинематических поправок вычисляется «коэффициент прямолинейности» по заданному диапазону.

Следующий шаг — автоматическое пикирование максимальных отметок энергии в панели остаточной кинематики программы Deltastack (рис. 5б). Это пикирование, выполняемое для каждой глубинной отметки, контролируется срезом отношения сигнал/помеха для данного отражения. В течение данного процесса проверяется латеральная согласованность пикирования (2D или 3D).

Среди других результатов, данный процесс дает «оптимизированные» сейсмограммы общего изображения.

Результаты

В результате данного проекта получаем трехмерную анизотропную скоростную модель, сейсмические кубы для трех азимутов после глубинной миграции и суммарный глубинный разрез по трем азимутам.

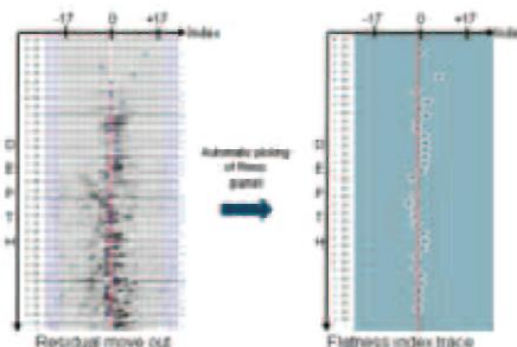


Рис. 5б. Автоматическая пикировка коэффициента прямолинейности в RMOC.

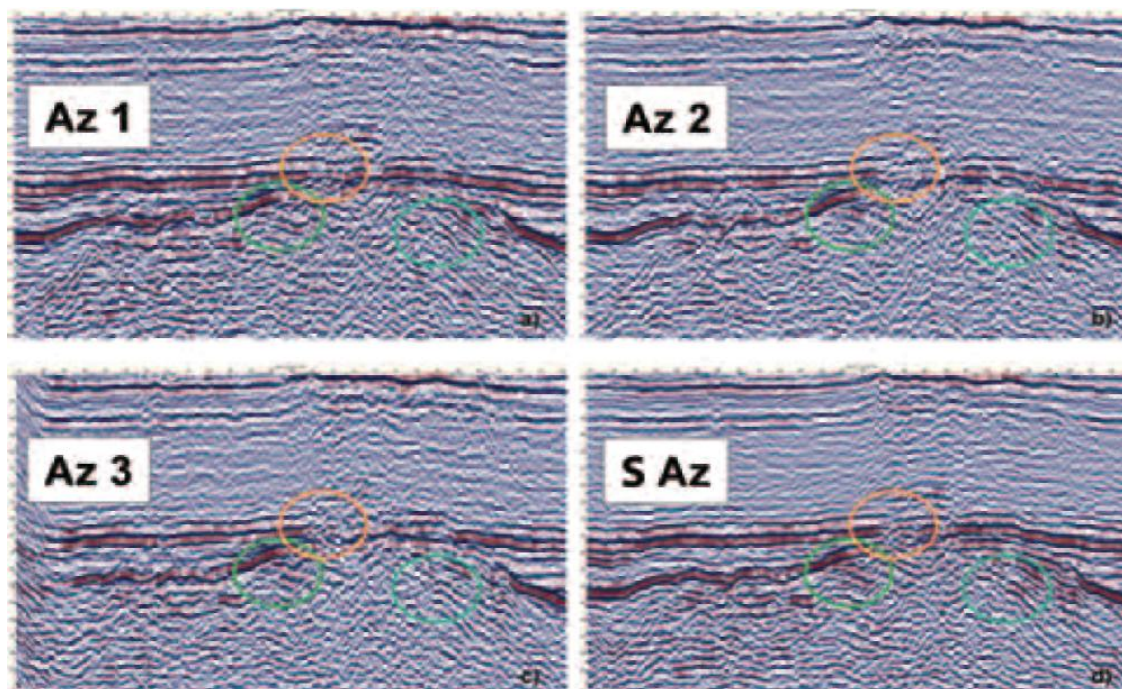


Рис. 6. Сравнение разрезов по одним азимутам с многоазимутальным финальным разрезом после глубинной миграции. Демонстрация различного освещения в зависимости от азимута наблюдения с помощью буксируемой косы и преимущество суммарного разреза.

Результатом является определенно улучшенное сейсмическое изображение целевой области. Уменьшение амплитуд и низкие значения отношения сигнал-шум вызваны наличием газового ореола. Непрерывность осей синфазности в пределах резервуара улучшена в значительной степени. Полная обработка для ослабления кратных волн подавила большинство доминирующих кратных волн. Если внимательно посмотреть на разрезы по одним азимутам (рис. 6а, б и в), можно выявить разности для наиболее интенсивного отражения, обусловленные различным освещением. Затем, сравнивая эти области с композитным разрезом (рис. 6 г), можно оценить преимущества многоазимутальной идеи.

Эти результаты привели к более уверенному отображению структуры Hild. Например, мы можем также сравнить карты когерентности между кубом по одному азимуту и композитным кубом, как показано на рис. 7а и 7б. Сравнивая различные продукты этого проекта можно подвести итог следующим образом:

- Данные по Az3 (TO9101), обработанные в 2004 г., по сравнению с предыдущей обработкой по Az3 (рис. 8а) показывает улучшенное изображение с уменьшенным количеством несогласованных падений на уровне резервуара, более сфокусированная ось в VCU и улучшено подавление кратных волн.

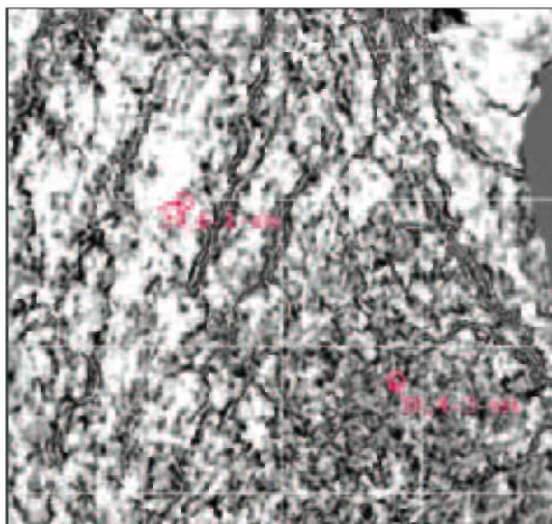


Рис. 7а. Карта когерентности для основного резервуара по кубу для одного азимута.

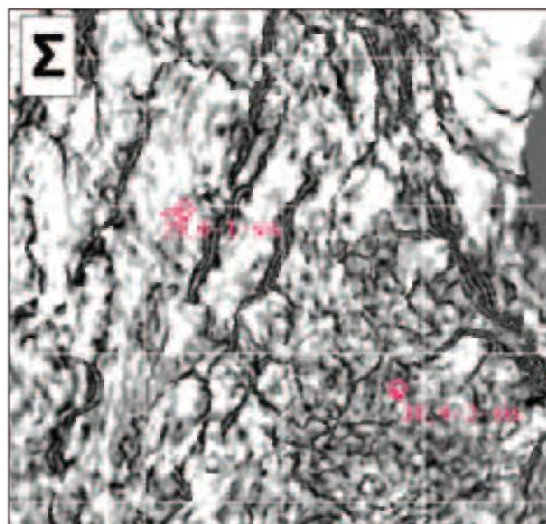


Рис. 7б. Карта когерентности для основного резервуара по композитному кубу.

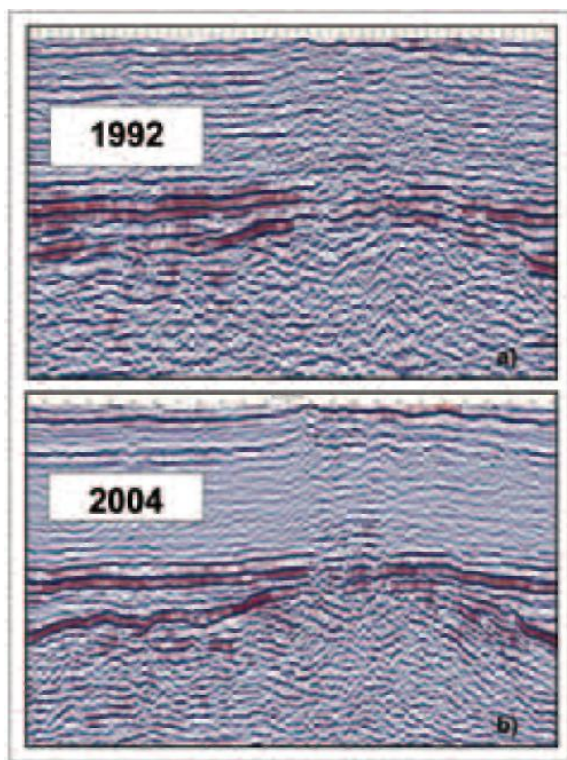


Рис. 8. а) предыдущая обработка (1992) по Az3 по сравнению с б) конечным разрезом TAz после глубинной миграции, растянутым по времени (2004). Этот профиль пересекает область, где содержится газ. Наклонные границы комплекса Brent, ожидаемые на разрезе 1992 г., были выявлены на разрезе 2004 г.

- Сравнение данных по Az1 и Az2 2003 г. с переобработанными данными 1991 г. по Az3 показало, что новые параметры наблюдения улучшили качество и непрерывность отражений от толщи Brent.
- Конечная комбинация (рис. 8б) трех различных азимутов показывает большое продвижение в соотношении сигнал-шум по сравнению с отдельными азимутами.

Заключение

Улучшение сейсмического отображения «старого» месторождения Hild приводит к улучшенному пониманию этого сложного месторождения. Многоазимутальные сейсмические наблюдения с высокой плотностью в будущем станут экономически эффективным методом, который может конкурировать с более дорогим методом наблюдений — с помощью донной сейсмической косы.

Благодарности

Авторы хотели бы поблагодарить Total и партнеров PL 040/043, Statoil и Petoro за разрешение публикации данной статьи.

Ссылки на литературу

Hegna, S. and Gaus, D. [2003] Improved imaging by pre-stack depth migration of multi-azimuth towed streamer seismic data. *EAGE Conference and Exhibition, Stavanger*, Abstract.

Houllevigue, H., Delesalle, H., and De Bazelaire, E. [1999] Enhanced composite 3D cube derived from multi-azimuth 3D marine acquisitions. *EAGE Conference and Exhibition*,

Helsinki, Abstract.

Lemaistre, L., Hanitzsch, C., and Lehec, A. [2001] Automatic and continuous image gather analysis after pre-stack depth migration. *EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam*, Abstract.

Sexton, P. [1998] *3D velocity-depth model building using surface seismic and well data*. PhD Thesis, University of Durham, UK.

Sexton, P and Williamson, P.R. [1998] 3D anisotropic velocity estimation by model-based inversion of pre-stack travel times.

SEG Annual Meeting, Expanded abstracts.