

# Сейсморазведочный мониторинг месторождения Хейдрун в 2001-2004 г.: применение геофизики при эксплуатации месторождения

Анна-Кари Фурре (Anne-Kari Furre),<sup>1</sup> Эйвинд Баккен (Eivind Bakken),<sup>2</sup> Трюгве Клов (Trygve Klov),<sup>2</sup> и Ларс Хакон Нордби (Lars Haakon Nordby)<sup>2</sup>

## Введение

За последние 10 лет сейсморазведочный мониторинг (4D сейсморазведка) стал ценным инструментом для углубленного изучения геологического строения и выработки улучшенных схем эксплуатации на многих месторождений в Северном море (Landro and Stronen 2003, Calvert 2005). В этой работе говорится о вкладе 4D сейсморазведки в улучшение схем эксплуатации месторождения Хейдрун (Heidrun) и о возможностях интегрированных рабочих групп по более полному использованию возможностей этой методики. Рассмотрено также улучшение качества интерпретации данных по истории эксплуатации при использовании процедур инверсии данных 4D сейсморазведки, разработанных в компании Statoil.

Месторождение Хейдрун, расположенное у берегов средней части Норвегии (рис. 1), открыто в 1985 г. Разведанные запасы составляют 180 млн. куб. м нефти и 41.6 млрд. куб. м газа. За время эксплуатации, с 1995 г., добыто около 107 млн. куб. м. нефти. Сейсморазведочный мониторинг проводился при подготовке к добыче оставшихся запасов в рамках кампании по повышению извлекаемости (IOR, improved oil recovery).

Повторные сейсморазведочные работы проводились в южной части месторождения Хейдрун (рис. 1) в 2001 и 2004 гг. (Furre et al., 2003 и Furre et al., 2005 соответственно) с опорой на результаты полученные с 1986 г. Работы 2004 г. проведены на несколько большей площади с целью получить сведения об участке западнее добывающей

платформы, на котором планировалось поставить дополнительную добывающую скважину. Проведение работ позволило не только уточнить представления о геологическом строении месторождения, но и значительно модернизировать схему эксплуатации.

Месторождение Хейдрун сложено (рис. 2) русловыми, дельтовыми и мелководными морскими песчаниками формации Аре (Are) и верхов формации Тилье (Tilje) позднеэоценового – ранне- и среднеюрского возраста, залегающими на отложениях группы Фангст (Fangst). Залежь представляет собой сильно разбитый разломами горст, поэтому при эксплуатации требуется отдельно разбуривать каждый участок. Задачей повторных работ 2004 г. являлось уточнение геологического строения месторождения и улучшение схемы добычи из отложений Фангста и верхнего Тилье, расположение и свойства которых позволяли успешно применить 4D сейсморазведку. Полевые работы проводились в сентябре 2001 г. и в июне 2004 г., с интервалом менее, чем в три года (то есть вдвое меньшим, чем шестилетний период эксплуатации между опорными работами 1986 г. и повторными работами 2001 г.).

Технология эксплуатации месторождения в целом состоит в поддержании давления путем закачки газа в приподнятые части и воды – в опущенные, с соответствующим размещением первого ряда добывающих скважин. Повторные сейсморазведочные работы ставились с целью уточнения положения новых объектов эксплуатации в приподнятой части месторождения, где отмечался выход воды из скважин. Остаточные запасы в

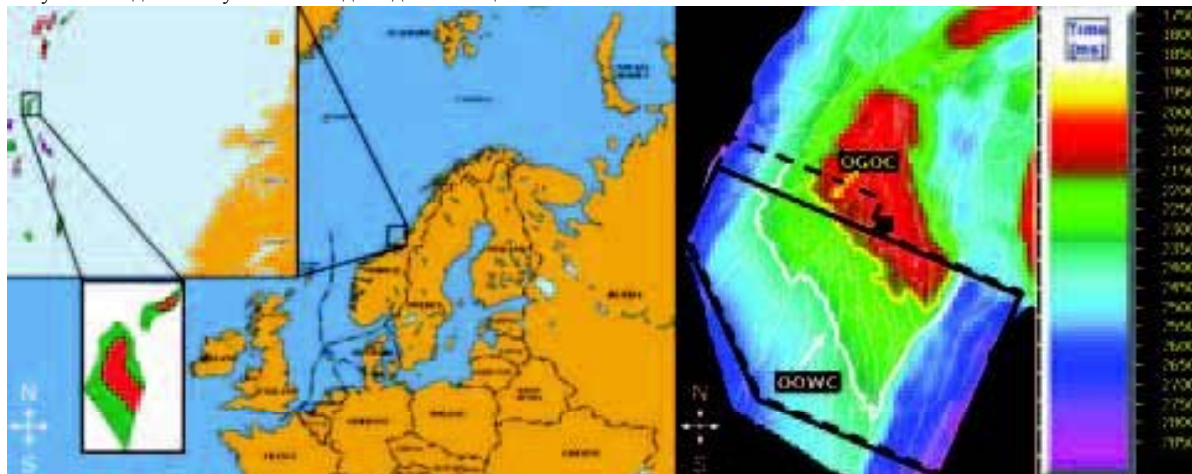


Рис. 1. Месторождение Хейдрун расположено на уступе Хальтен у берегов средней части Норвегии (слева). Справа дана карта времен прихода от кровли группы Фангст (рис. 2) на месторождении Хейдрун. Для справки приведены контуры участков повторных сейсморазведочных работ 2001 г. (сплошная черная линия) и 2004 г. (штриховая черная линия). Желтым и белым показаны, соответственно, исходные положения пересечений газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов с кровлей группы Фангст. Положение добывающей платформы дано черным прямоугольником.

<sup>1</sup>Statoil ASA, Trondheim, Norway

<sup>2</sup>Statoil ASA, Stjoldal, Norway





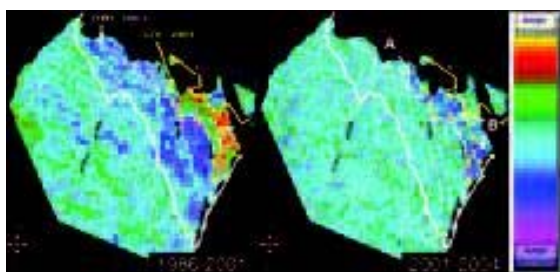


Рис. 4. Разностные карты формации Гарн. Слева: разностная карта по данным 1986-2001 гг. Справа: разностная карта по данным 2001-2004 гг. Исходные положения контактов показаны сплошными линиями: ВНК – белой, ГНК – желтой. Положение ВНК и ГНК по данным 2001 г. показано штриховыми линиями. Возрастание амплитуд соответствует замещению нефти газом, понижение амплитуд – как правило, замещению нефти водой (например область А на разностной карте 2001-2004 гг.). Изменения в областях с пометкой В могут быть связаны как просто с оттоком газа, так и с оттоком газа с одновременной закачкой воды.

Основные отражающие горизонты в отложениях Фангста и верхнего Тиле представлены границами песчаников и сланцев. Поэтому считается, что изменения в основных отражающих горизонтах связаны только с воздействием процесса добычи на песчаные отложения. Это значит, что при изучении основных отражающих границ инверсия не дает значительной дополнительной информации. Изменения же в отражающих границах, расположенных внутри залежи, могут быть связаны с изменениями в процессе добычи, происходящими как выше, так и ниже границы. Эти изменения внутри залежи легче интерпретировать с привлечением результатов инверсии. Пример приведен на рис. 5, на котором показаны изменения в интервале 4-6 формации Верхний Иль (Ие).

Мощность формации Верхний Иль составляет около 20 м. От формации Гарн она отделена несколькими метрами глинистых сланцев. Отражающие свойства на поднятиях и в понижениях различны, поэтому разностный разрез интерпретировать трудно. Чтобы надежно проинтерпретировать отражение в середине разреза

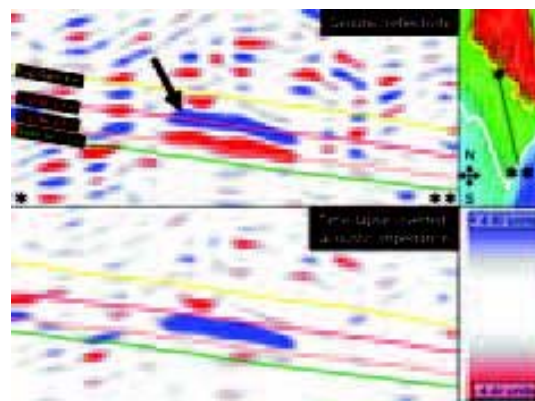


Рис. 5. Разрезы 2001-2004 гг. по одному из профилей (см. рис. 4, правая карта). Вверху – разностный разрез. Максимумы даны синим, минимумы – красным. Черной стрелкой дано изменение сигнала, связанное с добычей. Внизу – разностный разрез акустического импеданса по результатам инверсии. Синяя аномалия соответствует замещению нефти водой в формации Верхний Иль. (показано черной стрелкой), пришлось отдельно рассматривать кубы данных 2001 г. и 2004 г. На отражение может влиять добыча из формаций Гарн или Нижний Иль. На рис. 5 видно, что при инверсии отражение становится на нужное место – внутрь интервала Верхнего Иля – и соответствует возрастанию импеданса при вытеснении нефти водой.

### Ход работы

Чтобы полностью использовать возможности 4D сейсморазведки, необходимо участие специалистов в разных областях, хотя трудно найти время, чтобы сосредоточиться на анализе данных в целом, не говоря о самом анализе 4D данных, и при этом решать текущие задачи управления месторождением. В идеале включение данных 4D сейсморазведки в модель месторождения может быть обычным делом, если только модель предусматривает использование всего объема данных по месторождению (и достаточно удобна, чтобы ей мог пользоваться даже геофизик!). Пока же такое счастье недоступно, можно



Рис. 6. Пример интерактивной таблицы для группы Фангст. Время откладывается по горизонтальной оси, скважины – по вертикальной. Щелчок на синюю гиперссылку тут же открывает доступ к нужным данным; например, графики добычи, на которых выделяются прорывы воды (WBT), профили притоков в скважину (PL), результаты интерпретации данных 4D сейсморазведки (4D). Тип скважины обозначен цветом: газонагнетательные – красным, добывающие – зеленым, водонагнетательные – голубым, период простоя – белым.

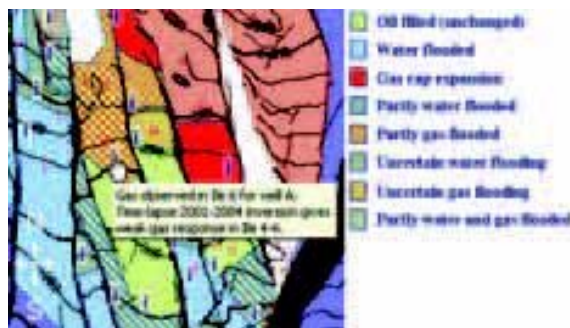


Рис. 7. Фрагмент карты обводненности формации Иль 6 с наложенным комментарием

использовать одно из двух средств, разработанных авторами, а именно интерактивные итоговые таблицы и карты обводненности.

#### Интерактивные итоговые таблицы

Интерактивные итоговые таблицы, применяемые при составлении карт обводненности, оказались также полезны при постановке новых скважин и при обучении новых работников месторождения. Эти таблицы дают простой доступ ко всей важной информации. Они создаются для каждого блока месторождения, как в примере (рис. 6) для группы Фангст.

По горизонтальной оси откладывается время важных событий по месторождению в целом и по отдельным скважинам, а по вертикальной – группы скважин в каждом из блоков. Такое представление позволяет работникам быстро получить сведения о функционировании месторождения. Данные по каждой скважине содержат обычно начальную и повторные диаграммы насыщенности, добычи, сведения по откачке и закачке, информацию о реперах. С помощью гиперссылок пользователь получает все более детальную информацию, в том числе по результатам интерпретации данных 4D сейсморазведки, ссылка на которые идет отдельно от ссылок на «другие наблюдения». Хотя при составлении карт обводненности этими таблицами пользуются все, они особенно полезны геофизикам, которым, как правило, не хватает детальных сведений об эксплуатации месторождения.

#### Карты обводненности

Как отмечалось ранее, карты обводненности составлялись из-за невозможности включить в модель месторождения все имеющиеся данные. Составление карт обводненности широко применялось в течение периода эксплуатации месторождения Хейдрун: первые три карты (по группе Фангст) были составлены после пробных повторных работ 2001 г.; шесть карт (три по группе Фангст и три по формации Верхний Тилье) были составлены перед началом работ 2004 г.; в настоящее время имеется девять карт – шесть по группе Фангст и три по формации Верхний Тилье. Мощность коллекторов, представленных на этих картах, составляет, как правило, от 5 м до 30 м. Данные сейсморазведки не могут быть использованы для выделения интервалов самой малой мощности, но оказались весьма полезны при составлении пяти карт, и косвенно – всех остальных, поскольку позволили лучше понять картину движения жидкости.

Карты были построены группой геологов при активнейшем участии геофизиков и инженеров по эксплуатации. Выбор изолиний для каждой карты проводился с учетом данных других карт, раскраска карт проводилась вручную. Такой подход является качественным. Количественные оценки погрешности не проводились.

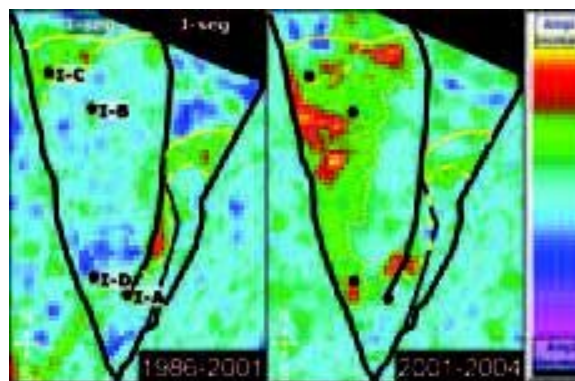


Рис. 8. Расширение газовой шапки в формации Верхний Тилье. Слева: разностная карта подошвы формации Тилье 3.2 по данным 1986-2001 гг. Справа: соответствующая разностная карта по данным 2001-2004 гг. Черными линиями показаны разломы; сплошной желтой линией дано исходное положение пересечения ГНК с подошвой формации Тилье 3.2, штриховой желтой линией – положение ГНК по результатам интерпретации данных 4D сейсморазведки 2001 г. I-A – I-D – скважины, упомянутые в тексте.

Цветовая шкала карт разработана компанией и будет принята в качестве внутреннего стандарта. Решено также дополнить карту текстовыми комментариями по интерпретации, которые на карте отмечаются ссылками (значками i) и содержат всю существенную информацию об области, закрашенной определенным цветом. Ссылки раскрываются, когда на них останавливается указатель мыши, поэтому в каждый момент времени доступна только одна из них. Хотя между составлением карт перед работами 2004 г. и после них прошло всего три месяца, наличие таких комментариев было очень важным, чтоб успешно обновить карты. Память тем короче, чем больше нужно запомнить в интересах дела!

#### Результаты 4D сейсморазведки

##### Расширение газовой шапки в формации Верхний Тилье

4D сейсморазведка оказалась полезной при изучении движения жидкости по отложениям формации Верхний Тилье в сегменте I (северо-восточный угол южной части). Начальные запасы нефти оценивались в 13 млн куб. м, а схема добычи изначально опиралась на расширение газовой шапки (при небольшой поддержке путем нагнетания газа) по поперечным разломам в выше лежащих коллекторах

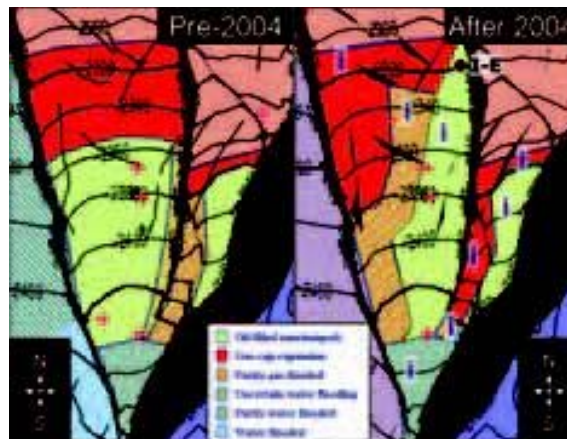


Рис. 9. Карты обводненности формации Верхний Тилье 3.2 без учета (слева) и с учетом (справа) результатов 4D работ 2004 г. I-E – положение планируемой скважины, рекомендованное на основе анализа данных 4D сейсморазведки



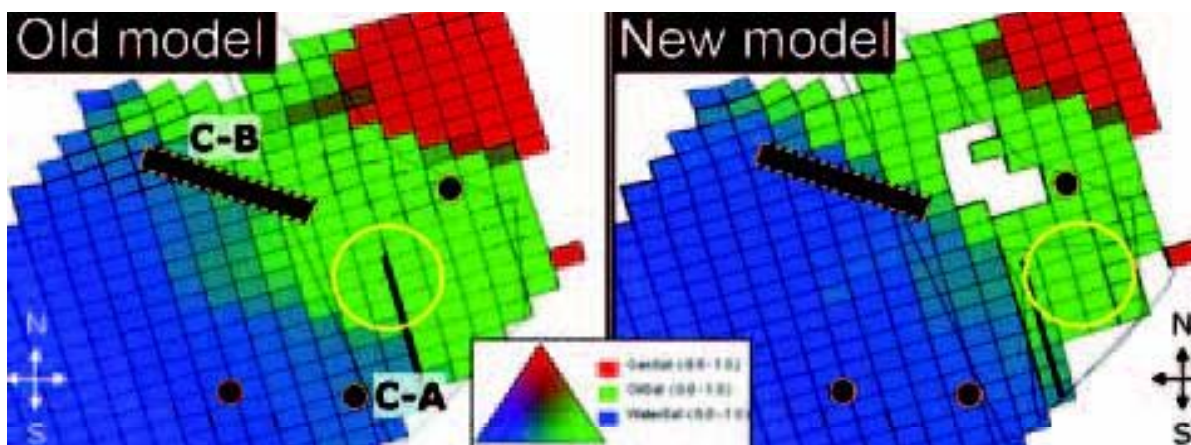


Рис. 10. Старая (слева) и новая (справа) модели коллектора. Скважины C-A и C-B упоминаются в тексте. Желтыми кругами показаны рекомендуемые места скважин в соответствии с каждой из моделей.

Добыча началась в 1999 г. в опущенной части месторождения (I-A, рис. 8); практически сразу произошел выброс газа. Анализ данных 4D сейсморазведки 2001 г. (рис. 8, слева) показал, что газ пришел, скорее всего, из соседнего сегмента J. По красным, желтым и зеленым областям разностной карты видно, что газ движется по малоамплитудным разломам, связанным, возможно с валами. Этот результат оказался неожиданным, поскольку в то время считалось, что основным механизмом движения является расширение газовой шапки в сегменте I. На рис. 8 видно также расширение газовой шапки в пределах сегмента I, на него указывает прогнозируемое положение контакта.

В 2003 г. в сегменте I пробурено две новых скважины до более глубоких объектов, но коротажи в них проведен также и в пределах формации Верхний Тилье. Скважина I-B пробурена в первом квартале 2003 и обнаружила газ в интервале Тилье 3.2, что говорит о некотором расширении, по сравнению с 2001 г., газовой шапки по этому маломощному слою. Модель месторождения не исключает такой возможности, а пробуренная позднее скважина I-C подтвердила выводы по данным 4D сейсморазведки.

В последней добывающей скважине в опущенной части месторождения (I-D), пробуренной в конце 2003 г., выброс газа произошел лишь через три месяца после начала добычи. В 2004 г. по профилю притоков в скважину было установлено, что большая часть газа пришла из интервала Тилье 3.2. Это может быть связано с двумя причинами: с одной стороны, газ может по-прежнему поступать из сегмента J; с другой стороны, газ может поступать сверху, из газовой шапки сегмента I.

Ситуация прояснилась, когда появились данные 4D сейсморазведки по 2001-2004 гг (рис. 8, справа). В западной части сегмента (где отмечается небольшое падение на восток) газовая шапка расширилась, а в восточной части остались неизвлеченные запасы.

По обновленной карте обводненности (рис. 9, слева), составленной перед началом работ 2004 г., получалось, что большая часть газа поступает в скважину I-D из сегмента J при незначительном притоке из газовой шапки сегмента I. После интерпретации 4D данных 2004 г. карта была перестроена (рис. 9, справа); разница между двумя вариантами весьма заметна. По этим результатам внесены изменения в схему добычи: нагнетательная скважина (I-E), которую планировалось поставить в приподнятой части в середине сегмента, была смещена к востоку, что обеспечило лучший доступ к этой части.

Как уже отмечалось, полная модель месторождения весьма сложна и, поэтому, не применяется при учете

истории добычи в масштабах месторождения. Но при уточнении локальных моделей, например, для сегмента C (северо-западный угол южного крыла), данные 4D сейсморазведки были использованы. Это позволило достичь большей достоверности при согласовании локальной модели формации Иль 2 с историей добычи. Две нагнетательных скважины на опущенном крыле обеспечивают давление в направлении добывающих скважин C-A и C-B (рис.10). В период с 1996 по май 2002 скважина C-A дала около 1.8 млн. куб. м из отложений Иль 2. Скважина C-B с января 2000 г. дала 1.76 млн. куб. м из отложений Иль 2. В настоящее время обе скважины законсервированы, поскольку из них пошла вода.

Для добычи оставшихся в формации Иль 2 запасов (которые в 2004 г. оценивались в 1.6 млн. куб. м) планировалось поставить новую добывающую скважину. Поскольку в северной части сегмента эти отложения размыты, выбор для размещения этой скважины был невелик. Поэтому потребовалось уточнить модель строения формации, которая была недостаточно полной. Кроме того, исходная модель проницаемости была слишком грубой и основывалась в основном на соответствии с историей добычи в масштабах месторождения, а не на знании конкретной геологической ситуации. В результате модель плохо согласовывалась с историей добычи из данной скважины, как по притокам нефти, так и по притокам воды.

Геологи и инженеры по эксплуатации смогли обновить модель, задав более близкие к действительности значения проницаемости и геометрию, при этом рекомендуемое место закладки скважины значительно сместилось (рис. 10, желтый кружок). В старой модели новая скважина должна была идти с северо-востока на юго-запад (пересекая разлом), вскрывая оставшиеся запасы. Новая модель показала, что вдоль разлома идет движение воды. Если бы, как планировалось, скважину поставили юго-западнее разлома, ее забой вошел бы в воду, и в ней изначально установился бы высокий уровень воды.

Иначе говоря, данные 4D сейсморазведки появились как раз вовремя и позволили повысить достоверность локальной модели. Поскольку сегмент C лишь частично закрыт работами 2001 г., для интерпретации привлекались различия как данных 1986-2004 гг., так и 2001-2004 гг. Данные 4D сейсморазведки были, однако, неполны (рис. 11). Разностная карта формации Иль 2 по данным 1986-2004 гг. показала, что к 2004 г. опущенное крыло сегмента было вскрыто, но оставшиеся запасы находились к юго-западу от разлома. При этом анализ различий в данных 2001-2004 гг. показал, что вода находится близко от разлома и, возможно, пресекает его (рис. 11, желтая стрелка).

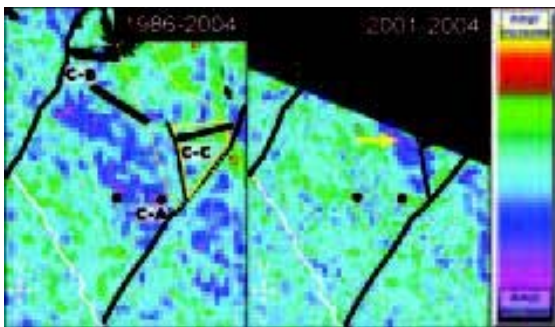


Рис. 11. Разностные карты подошвы формации Иль 2 по данным 1986-2004 гг. (слева) и 2001-2004 гг. (справа). Черными линиями обозначены разломы. Исходное положение ВНК показано сплошной белой линией. Газовая шапка изначально располагалась севернее, чем показано на рисунке. Скважины С-А – С-С упомянуты в тексте. Сплошной желтой линией показан контур области с пессимистическим прогнозом извлекаемости, пунктирной желтой линией – с оптимистическим. Желтой стрелкой показано движение воды через разлом внутри залежи.

Этот вывод подтверждается наличием признаков обводнения, выявленных при анализе различий данных 1986-2004 гг. по кровле формации Иль 2 (здесь не показан). Стало также ясно, что кровля формации Иль 2 может находиться под воздействием вышележащих коллекторов. При выборе места для скважины результатов инверсии данных 4D сейсморазведки еще не было, поэтому уверенная интерпретация разностных данных была затруднена. Позднее анализ этих результатов показал, что все события действительно происходят в формации Иль 2, причем без влияния со стороны вышележащих отложений.

Даже в отсутствие результатов инверсии удалось выделить две области, где сосредоточены оставшиеся запасы. По одной из областей (сплошная желтая линия) прогноз извлекаемости был пессимистичным, по другой (пунктирная желтая линия) – оптимистичным. Первая область соответствовала обновленной модели, поэтому новую скважину поставили так, чтобы ее ствол не пересекал разлом. При бурении поступления воды не было, и скважина дала 340000 куб. м. нефти. Впрочем, через месяц все равно случился прорыв воды, и добыча упала на 70%. Этот факт оправдывает решение не ставить добывающие скважины к западу от разлома, который, возможно, изначально приводил к затоплению добывающих скважин.

### Заключение

1. 4D сейсморазведка оказалась полезной при уточнении модели движения жидкостей на месторождении Хейдрун и выработке эффективной схемы добычи. На основе данных повторных наблюдений 2001 и 2004 гг. обнаружено или точнее локализовано несколько объектов для бурения.
2. Важнейшим условием для успешного использования данных 4D сейсморазведки является взаимодействия между различными областями знания в нефтяной отрасли.
3. Сложное строение месторождения Хейдрун не позволяет создать полную модель с детальной, достаточной для повседневного управления скважинами. Создание интерактивных таблиц и построения карт обводненности полезно при организации междисциплинарной кооперации при

работах по планированию размещения скважин.

4. Использование данных 4D сейсморазведки на месторождении Хейдрун стало возможным благодаря хорошей воспроизводимости результатов. Хотя при анализе данных по различиям 1986-2004 гг. инверсию применить не удалось, она оказалась весьма полезной при интерпретации отражений внутри залежи по разностным данным 2001-2004 гг.

Основной задачей считалось отслеживание движения фронта жидкости при поддержании уровня давления в ходе добычи. Есть также признаки того, что в более глубоких частях формации Аре (в северной части месторождения) давление значительно падает из-за наличия зон утечки.

Поскольку использование 4D сейсморазведки для мониторинга оказалось успешным, на 2006 г. планируется проведение повторных работ по методике Q-Marine на всей территории месторождения. Основной целью работ будет сбор данных о динамике процессов в группе Фангст в северо-восточной и северо-западной частях месторождения, а также в южной его части, обследованной на предыдущих этапах 4D сейсморазведочных работ. Дополнительно будут рассмотрены результаты 4D сейсморазведки для формаций Тилье и Аре.

### Благодарности

Авторы благодарят Юнеса Эль-Уайра (Youness El Ouair) за проведение инверсии данных 4D сейсморазведки и значительный вклад в интерпретацию результатов и Гийома Лескофи (Guillaume Lescoffit) за предоставленные карты проницаемости. В подготовке рукописи нам помогали Энтони Баллер (Antony Buller), Альфхильд Лиен Эйде (Alfild Lien Eide), Анита Смало Мён (Anita Smalo Moen), Эйвинд Сморграв (Eivind Smorggrav), Ричард Тодел (Richard Tondel) и Свенд Остмо (Svend Ostmo). Благодарим также компанию Statoil и ее партнеров компании Petoro, ConocoPhillips и ENI Norge за разрешение опубликовать эти результаты

### Литература

- Calvert, R. [2005] 4D technology: where are we, and where are we going? Geophysical Prospecting, 53, 161-171.
- Curtis, T., Smith, P. Combee, L., and Olafsen, W. [2002] Acquisition of highly repeatable seismic data using active streamer steering. SEG Annual Meeting, Extended Abstract, 81-84.
- Eiken, O., Aronsen, H., Furre, A. K., Klefstad, L., Nordby, L. H., Osdal, B. and Skaar, M. [2003] Seismic Monitoring of the Heidrun, Norne and Midgard Fields Using Steerable Streamers. 65th EAGE Meeting.
- El Ouair, Y., Buland, A., Osdal, B. and Furre, A.-K. [2005] Improving drainage interpretation using a new Bayesian time-lapse inversion. 67th EAGE Meeting.
- Furre, A.-K., Bakken, E., and Nordby, L. H. [2005] Heidrun time-lapse 2001-2004: further improvement of reservoir understanding. 67th EAGE Meeting.
- Furre, A.-K., unkvold, F. R., and Nordby, L. H. [2003] Improving Reservoir Understanding Using Time-Lapse Seismic at the Heidrun Field. 65th EAGE Meeting
- Landro, M. and Stronen, L. K. [2003] 4D study of fluid effects on seismic data in the Gullfaks Field, North Sea. Geofluids, 3, 233-244.

