

# Интеграция данных 4D сейсморазведки в динамическую модель: месторождение Girassol, глубоководная часть шельфа Анголы

(Integration of 4D seismic into the dynamic model: Girassol, deep offshore Angola)

Jean-Marie Jourdan и Frederic Lefeuvre (*Total CSTJF, г. По, Франция*) и Dominique Dubucq (*Total ANGOLA, Luanda, Ангола*)

## Введение

В глубоководной среде Западной Африки, трехмерная сейсмическая информация - главный критерий для поисково-разведочных работ, оценки, разработки и управления углеводородных месторождений. Для лучшего понимания коллектора, выполняется моделирование и симуляция, которое показывает, что высокоразрешенные (HR) сейсмические данные дают более точное изображение коллектора. Результаты этой HR съемки (Beydoun и др., 2002) дали существенный вклад в определение модели коллектора Girassol, позволяя провести уверенное выделение наложенных друг на друга турбидитных каналов (Navarre и др., 2002).

Коллектор Girassol был обнаружен в 1996 на шельфе Анголы, на глубинах воды до 1400 м. Месторождение изначально было под давлением, близким к давлению насыщения нефти газом, т.е. без газовой шапки. После трех разведочных скважин, было принято решение о начале быстрой разработки месторождения. Сейсморазведочная съемка HR 4D была запланирована как инструмент для мониторинга коллектора.

4D HR данные в настоящее время включают базовую высокоразрешающую трехмерную сейсмическую съемку от 1999 и мониторинговую трехмерную высокоразрешающую съемку, сделанную в течение двух последних недель 2002. Множество людей обычно думает о технологии 4D под конец срока полевых работ, как о способе выделения вероятно пропущенных нефтяных зон. Однако теперь эта методика часто применяется в начале сезона полевых работы для решения задач мониторинга (Goto и др. 2004). В случае месторождения Girassol, было решено сделать повторенную трехмерную высокоразрешающую съемку после только одного года добычи и спустя приблизительно шесть месяцев после начала нагнетания газа в залежь. Первая причина была в мониторинге эффекта нагнетания газа в залежь в чрезвычайно неоднородной турбидитной среде. Вторая причина была том, что в такой глубокой шельфовой области, мониторинг состояния по данным повторного каротажа является очень дорогим мероприятием.

Первые результаты подтверждали способность данных 4D внести свой вклад в мониторинг (Dubucq и др., 2003) лишь спустя четыре недели после того, как была сделана последняя съемка (Lefeuvre и др., 2003). Поэтому, на основании превосходного качества 4D сигнала и на основании дальнейшей обработки, было решено включить информацию, полученную по данным 4D, в обновленную модель коллектора. Это было сделано качественно на первом этапе, который описан в этой статье. Однако окончательная задача использовать значения насыщения и распределения изменения давления, получены по сейсмическим данным, чтобы ограничить модель коллектора в процессе подбора параметров динамической модели (Gosselin и др., 2003) в этой статье не изложена.

## Методика измерений

Базовая трехмерная съемка с высокой разрешающей способностью была сделана в 1999. Она была выполнена с восьмью морскими косами длиной 2550 м и двойным источником колебаний. Размер бина съемки - 6.25 м x 12.5 м и интервал дискретизации по времени - 2 мс. Результирующая пиковая частота - приблизительно 50 Гц. Во время мониторинговой съемки, этой базовой съемке было только три года, и никаких эксплуатационных установок тогда не было на большей части месторождения. Несмотря на начало добычи в декабре 2001 и присутствия плавучей установки для добычи, хранения и отгрузки нефти, короткий период между съемками позволил нам точно воспроизвести начальные параметры измерения с тем же самым судном и теми же самыми конфигурациями сейсмоисточников и приемных кос. Направление и курс съемки были также такими же, как и для базовой съемки. Площадь, покрытая контрольной съемкой, была ограничена продуктивной зоной.

Однако, поскольку месторождение уже эксплуатировалось и разрабатывается в настоящее время, на мониторинговую съемку влияли текущие работы. Учитывалась промышленная выгрузка материалов, для исключения присутствия танкеров в окрестности площади 4D съемки. Для проведения мониторинговой съемки было выделено временное окно в 15 дней. Благодаря аккуратному планированию, съемка, сделанная компанией CGG, была закончена в срок (Lefeuvre и др., 2003). Повторяемость оказалась хорошей: NRMS 0.17, точность 0.83.

## Обработка

Одна из главных критических проблем 4D сейсморазведки – это время, требуемое для обработки данных. Временные потребности для 4D обработки и интерпретации могут привести к таким выводам, что результирующие данные 4D будут бесполезными тогда, когда они будут готовы. Чтобы решить эту проблему, базовая съемка заблаговременно была подвергнута повторной обработке для определения графа обработки данных мониторинговой съемки в быстром режиме (FT).

Обработка FT амплитудных данных заняла приблизительно 11 недель. Тогда были начаты дополнительные работы для подготовки данных к качественному и количественному анализу. В частности были созданы две подсуммы для инверсии импеданса Р и S волн.

Однако, поскольку результаты были необходимы для промышленных работ и для управления моделью предсказания потока, мы также обработали данные, используя граф очень быстрой обработки (VFT), при использовании которого была получена мигрированная сумма по данным приблизительно первой половины сейсмической косы (Lefeuvre и др., 2003). В этой последовательности процедур

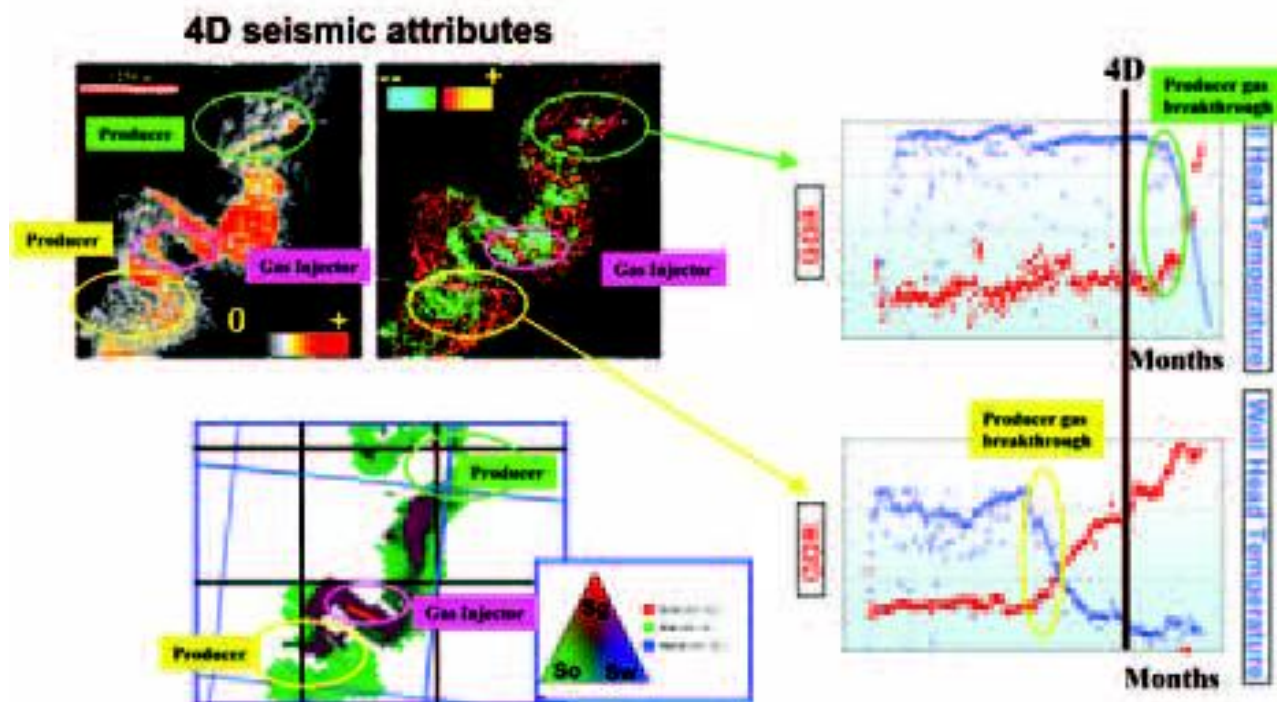


Рис. 1. Слева показаны два сейсмических атрибута 4D разности, иллюстрирующие протяженность области газа, нагнетаемого в пласт после шести месяцев от начала закачки. Левый атрибут соответствует RMS амплитудной разности, а правый атрибут соответствует разности RMS амплитуд на интервале кровли коллекторов. Газовая область на правом атрибуте хорошо отображается зеленым цветом. Поведение нагнетенного в пласт газа соответствует тому, что было предсказано в результате моделирования потока в коллекторе (левая нижняя часть) и очень хорошо соответствует непрерывным наблюдениям газового фактора и температуры на устье скважины (правая сторона). Газовая область уже достигла южной добывающей скважины во время выполнения съемки 4D (желтый). Она прошла недалеко от северной добывающей скважины (зеленый), которая начала давать газ через 4 месяца после проведения 4D съемки. Это изображение показывает согласованность 4D информации со скважинными данными, в плане газа, нагнетаемого в пласт. Она также демонстрирует, что по 4D данным можно сделать краткосрочный прогноз.

обработки DMO, подавление кратных волны и линейная интерполяция перед миграцией не делались. Обработка VFT была также применена к базовой съемке для сравнения. Куб разности между двумя VFT кубами, мониторинговым и базовым, был вычислен после процедуры взаимного выравнивания сейсмических сигналов после суммирования, и миграция была выполнена на данных после суммирования вместо данных до суммирования. Для завершения VFT обработки потребовалось около 4 недель.

Полный граф обработки была выполнен. Это затребовало приблизительно шесть месяцев и подтвердило правильность выбора графа для быстрой обработки. Кроме того, в результате обработки были найдены усовершенствования, которые можно сделать в последующих 4D съемках.

#### Комплексирование данных VFT интерпретации

Сейсмические разрезы, обработанные по графу VFT, демонстрируют очень хороший уровень повторяемости. Только маленькая потеря разрешающей способности была замечена. Эта потеря разрешающей способности вызвана грубой последовательностью процедур обработки VFT. Использование одинаковых параметров и схемы наблюдений для базовой и мониторинговой съемок подтверждает свою эффективность при решении распространенных проблем подбора параметров, возникающих при сравнении имеющихся в наличии сейсмических данных.

Качество VFT позволило нам подготовить и оптимизировать процедуры анализа данных FT (спустя 11

недель после завершения съемки). Данные VFT дают очень быстрый и рентабельный способ получить ценное количество качественной информации о нагнетенной газовой шапке (Рис. 1). Особенно, боковые размеры нагнетенного в пласт газа, были более или менее сравнимы с результатами предсказания модели потока.

#### Комплексирование данных FT интерпретации

Усовершенствованная FT обработка позволила нам запустить более точный рабочий поток с расчетом кубов импеданса для Р и S волн для базовой и мониторинговой съемки. В качественном подходе, используемом для ограничения модели коллектора было пять шагов:

- Сравнение 4D данных с существующей моделью потока
- Идентификация несоответствий
- Интерпретация несоответствий
- Проверка правильности несоответствий
- Исправление основных несоответствий в новой модели

#### Сравнение с существующей моделью потока

Данные моделирования потока и сейсмические данные нельзя сопоставить напрямую. Должны быть вычислены некие общие параметры (значения импеданса в этом случае). Вычисления должны быть сделаны с приемлемой достоверностью значений параметра и их пространственного местоположения.

### **Характеристика 3D сетки модели потока**

Построение модели потока включает три основных шага:

#### **Построение сетки геологической модели**

Структурная интерпретация временных разрезов базовой сейсмической съемки преобразуется в глубину. Полученная глубинная модель разбивается на ячейки в соответствии с литологической и стратиграфической слоистостью по данным ГИС.

#### **Построение сетки модели потока**

Сетка заполняется петрофизическими параметрами по результатам анализа фации по данным керна и ГИС. Определенные фации связываются с сейсмическими единицами через архитектурные элементы (Raisson и др. 2004), интерпретируемые геологами и геофизиками. Сейсмическая стратиграфическая интерпретация позволяет выполнить интерполяцию между скважинами. Для месторождения Girassol, геологическая модель и модель коллектора построены в одинаковом масштабе. Общее количество ячеек - 4 700 000 со средним размером ячейки 100 м x 100 м x 4 м.

#### **Подбор параметров динамической модели**

Для итоговой модели коллектора подбираются параметры, для обеспечения её соответствия имеющимся данным мониторинга коллектора и данным добычи. Подбор параметров приводит к изменению ключевых параметров: проницаемости, отношения эффективных толщин к общим, проницаемости зон разрывных нарушений, и т.д. После подбора параметров, значения насыщения и давления вычисляются для времен проведения базовой и мониторинговой съемок.

#### **Выбор параметров для сравнения**

Прогноз модели потока и сейсмические данные сравниваются в смысле временных изменений значений импеданса Р и S волн. Параметры, внесенные в модель потока, являются объемными. С другой стороны, данные амплитуд сейсмических волн дают значения контрастов отражающих границ, делая прямое сравнение трудным. Это - одна из главных причин для инверсии амплитуды в импедансы. Другая причина для выполнения инверсии базового и мониторингового сейсмических кубов в значения импеданса Р и S волн заключается в улучшенном разделении литологии коллектора и не коллектора в области значений импеданса Р и S волн. Инверсия была выполнена компанией Fugro- Jason с ее программным обеспечением Rock Trase.

Петро-упругая модель (РЕМ) была создана на основе каротажных данных и данных анализа керна. РЕМ - это система уравнений, которая задает скорость Р и S волн и плотность как функцию входных петрофизических параметров из модели потока. На месторождении Girassol, РЕМ имеет восемь входных параметров (глубина, глубина морского дна, нефтенасыщенность, газонасыщенность, начальное давление, текущее давление, пористость, объемная глинистость). Используя полученный РЕМ, параметры модели потока могут быть преобразованы в импеданс многократных сейсмических наблюдений для его сравнения с импедансом, полученным в результате инверсии сейсмических данных. До настоящего времени это сравнение было основано на разности значений импеданса Р волны (дельта PI). Считалось, что разность значений импеданса S волны недостаточно устойчива.

#### **Геометрия сетки сравнения**

Модель потока определена по глубине с помощью сетки угловых точек с переменными размерами ячейки.

Горизонтальные размеры ячейки - приблизительно 100 м на 100 м и вертикальный диапазон мощности изменяется от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров (в среднем 4 м). С другой стороны, сейсмические данные определены следующей декартовой сетью: по времени 6.25 м на 6.25 м на 2 мс и по глубине 6.25 м на 6.25 м на 2 м. Преобразование временного разреза в глубинный выполнено с использованием трехмерного куба скоростей, откалиброванного по скважинным данным (Turpin и др., 2003).

Сравнение сделано по регулярной декартовой глубинной сетке с шагом по горизонтали 6.25 м на 6.25 м и с шагом по глубине 2 м. Все параметры модели потока были повторно дискретизированы на эту сетку. Эта повторная дискретизация оказалась достаточной для совместной визуализации на разрезах.

#### **Выделение различий**

Выделение несоответствий выполнено группой из геофизика, геолога и инженера - промысловика. В идеале, эта операция должна быть сделана послойно по всему коллектору, но некоторые слои модели потока оказались меньше сейсмической разрешающей способности. Чтобы решить эту проблему, был выполнен анализ на подсеточных картах. Подсетка представляет собой совокупность слоев между двумя выбранными сейсмическими горизонтами. Модель коллектора Girassol содержит 21 подсетку (20 в пределах интервала коллектора и одна выше коллектора). Отображение несоответствий основано на разности между значениями импеданса Р волны, полученными из модели и из сейсмических данных.

Отображение сделано с сейсмическим размером ячейки сетки (6.25 м на 6.25 м). Выравнивание масштабов между картами подсеток для сейсмических данных и модели потока было сделано, используя среднее арифметическое в направлении глубины и скользящее среднее в горизонтальном направлении (радиус 200 м). Кроме того, по причине изменения 'основания карты' и соответствующей фильтрации, как сейсмических данных, так и модели, процесс отображения включает нормализацию. Следовательно, количественный аспект был потерян, и было сделано только качественное сравнение.

#### **Интерпретация различий**

Каждая подсеточная карта разности значений импеданса Р волн была проанализирована геофизиком, геологом и инженером - промысловиком, которые хорошо осведомлены о каждом шаге процесса. Главное различие кроется и интерпретируется в рамках присутствия невязок величин давления и насыщения (Рис. 2). Менее значительные или более плавные несоответствия были также каталогизированы.

Предварительная выборка несоответствий выполнялась на основе следующих принципов:

- Когда 4D данные отличаются от модели потока, сначала должен быть найден тип согласования. Например, множество различий вызвано присутствием малых ловушек обедненного газа, который не может быть отображен в масштабе модели (Рис. 2).
- 4D интерпретация в терминах давления и насыщения должна быть динамически и геологически реалистичной, перед тем, как делать любые выводы по данному несоответствию.
- Модель потока накапливает информацию. Поэтому, крупные несоответствия с наибольшей амплитудой являются значительными.



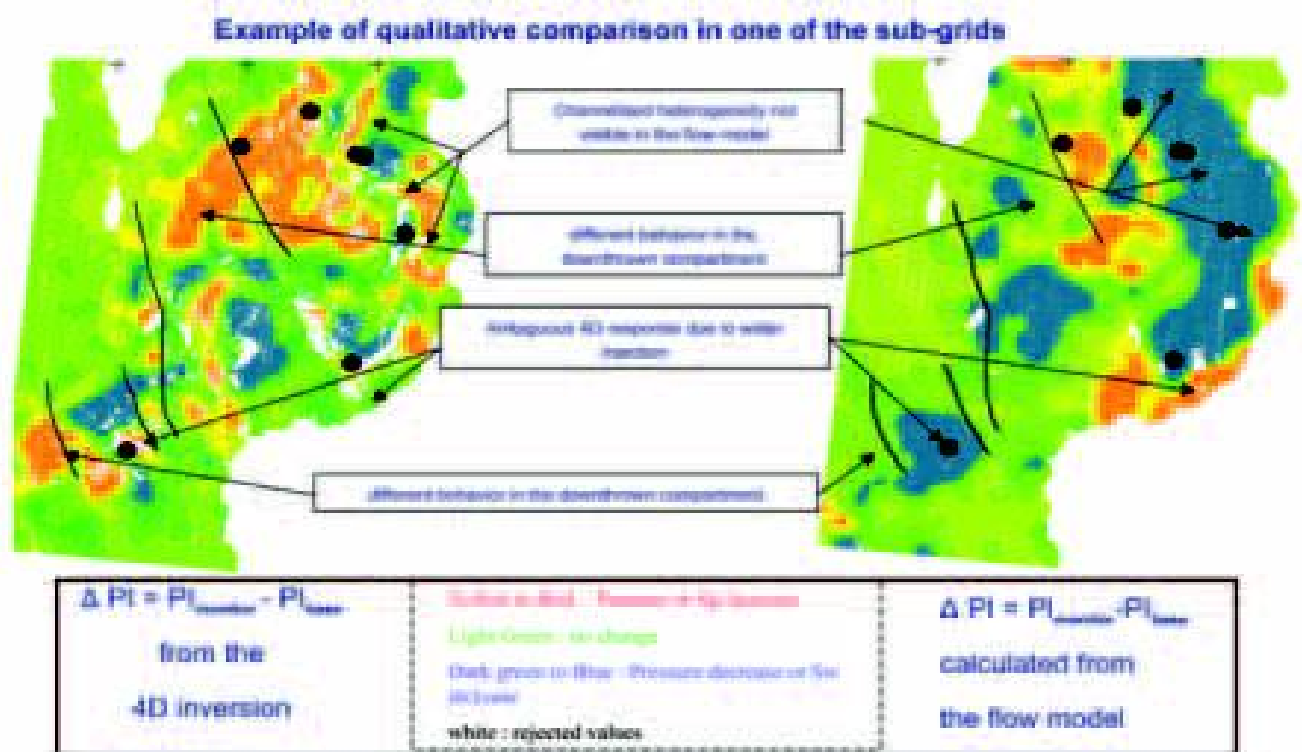


Рис. 2. На левом рисунке показаны различия между инвертированными значениями импеданса  $P$  волн для мониторинговой и базовой съемок. На правом рисунке показаны различия между значениями импеданса, вычисленными по данным модели потока во время мониторинговой и базовой съемки. Разность - это среднее значение по группе слоев (подсетка). Карты отфильтрованы и имеют одинаковую 'основу'. Они масштабированы и цветовые условные обозначения указывают только на статистическое распределение диапазона значений (именно поэтому, значения  $\Delta PI$  не приводятся). Интервал 'без изменений' получен путем определения доверительного интервала, который является мерой повторяемости сейсмических данных выше коллектора. Остатки (белый цвет) отбрасываются: их рассматривают как не правильно повторенные трассы.

- 4D кубы разности значений импеданса могут содержать артефакты (см. обсуждение ниже).

Задача этих карт - визуально выделить основные различия. Может заметить, что 4D карта более сложна и имеет более высокий контраст, главным образом из-за увеличения масштаба сетки перед моделированием. Например, неоднородность в виде каналов невидима со стороны модели соответствует малым скоплениям обедненного газа, не соответствующим на тех же самых уровнях в подсетке. Они возникают в виде очень ярких пятен на сейсмических данных. Эти скопления, вероятно, появились благодаря маломощным глинистым прослоям с малыми размерами и способным удерживать газ. Они не присутствуют в масштабе модели потока.

#### Подтверждение различий и изменение модели потока

Эта работа была выполнена для ограничения параметров новой модели с помощью выбранных 4D данных. Впредь мы будем обсуждать результаты 4D (и другие средства мониторинга) при решении задачи обнаружения шапки газа, нагнетаемого в пласт. Эта газовая шапка обозначена на кубе  $\Delta PI$  большими непрерывными отрицательными значениями, которые могут быть легко выделены путем пикирования точек по трехмерному массиву данных (Рис. 3).

#### Подтверждение различий в окрестности газовой шапки

Карты модельных и измеренных значений дельта  $PI$  по двум верхним группам слоев (подсетка), названные LAM и LOSC, отображают различия в окрестности места нагнетания газа в залежь (Рис. 4). Чтобы получить более объективный критерий, к разности между двумя картами дельта  $PI$  было применено пороговое значение. Это помогло выделить различия более эффективно.

Эти разности были проанализированы по произвольным сечениям через различные кубы. Оценка разности показана для одной из этих произвольных сечений. Произвольное сечение было сделано в пределах старых кубов модели потока (Рис. 5). Фон отображает пористость, а передний план газонасыщенность. Газ, нагнетаемый в пласт, заполняет первую группу слоев, заполненных слоистым песком (LAM).

После этого, то же самое произвольное сечение было сделано по заднему плану, но его передний план - это 4D отрицательные значения дельта  $PI$ , превышающие порог шума. Это показывает, что сигнал от газа (большие отрицательные значения дельта  $PI$ ) не достигает верхней LAM группы слоев. Он остается в пределах ниже залегающей группы. Эта группа заполнена песками, организованными в горизонтальные каналы (LOSC). Этот вид различия должен был быть учтен в новой модели.

Для объяснения этого различия необходимо принять два главных предположения:

- Присутствие вертикального барьера между LAM и LOSC

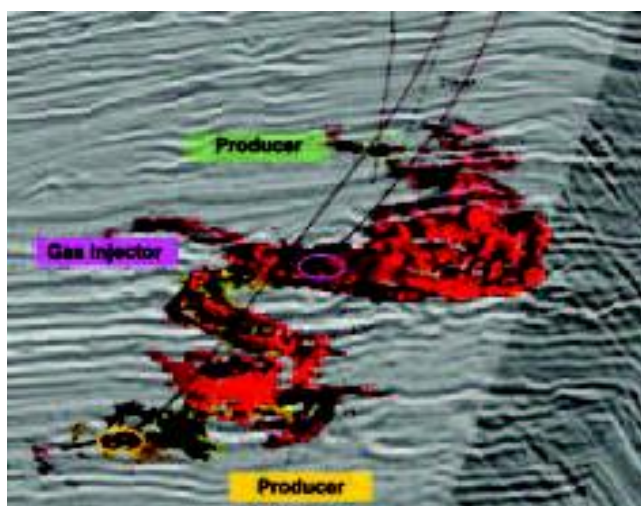


Рис. 3. Трехмерное представление – цветной передний план состоит из трех связанных тел (оранжевого, желтого, красного) по данным пикировок дельта PI в 4D кубе. Они интерпретируются как главный путь нагнетания газа в залежь. Отображение во времени. Серый фон составлен из инлайнов и кросслайнов основного куба амплитуд. Это представление – трехмерный эквивалент Рис. 1. Оно показывает непрерывность ‘отрицательных аномалий дельта PI’ от нагнетательной скважины к двум добывающим скважинам. Этот путь проходит через большой сброс и несколько раз изменяет стратиграфические уровни. Его влияние на южную добывающую скважину согласуется с уровнем прорыва газа в скважину.

- Локальная переоценка значений отношения эффективной и общей толщин и пористости отложений LAM.

#### Поправки в новой модели

Литофациальное заполнение двух групп слоев пересматривалось при создании новой модели. Использовались новые скважины, новая литологическая классификация была установлена на основе вероятностного разбиения в области значений импеданса для P и S волн (Hindlet и др. 2002).

Первые калибровочные испытания новой модели показали, что газовая область более совместима с 4D, что подтверждено тем же самым произвольным сечением в новых модельных кубах (Рис. 7). Теперь оно было сделано в пределах группы LOSC.

Литофациальные характеристики были заполнены, принимая во внимание, обновленное вероятностное трехмерное отображение присутствия песчаника, показанное на заднем плане произвольного сечения (Рис. 8).

#### Обсуждение

Пример приведенный выше демонстрирует проблемы интерпретации 4D данных и их комплексирования в модель потока. Они могут быть группированы в три категории:

- Контроль достоверности (неопределенности)
- Переменное понижение количества и выбор наиболее подходящих переменных
- Обновление модели

#### Контроль достоверности

Основная неопределенность на сейсмических данных вызвана следующими факторами:

- Шум:

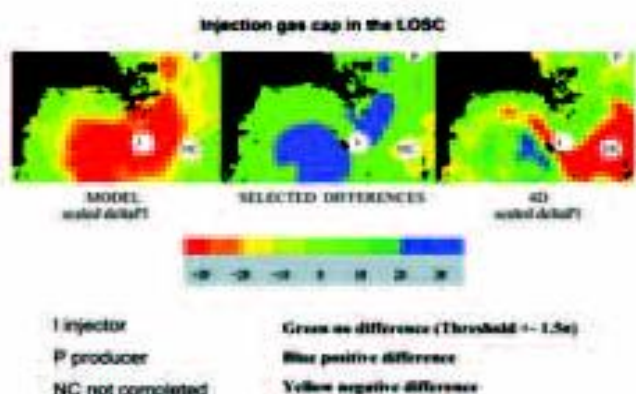


Рис. 4. Справа показаны разности между инвертированным импедансом P волн для мониторинговой и базовой съемки. Слева показаны разности между импедансом, вычисленным по данным модели потока по мониторинговой и базовой съемке. Карты отфильтрованы и усреднены. Они имеют одинаковую геостатистическую ‘основу’. Значения 4D карты приводятся к значениям модельной карты. Газ дает большие отрицательные значения дельта PI (красный цвет). В центре изображен результат вычитания двух карт, который показывает ‘выбранные различия’ относительно порогового значения: данный доверительный интервал установлен на 1.5 сигмы (среднеквадратичное отклонение) разностного распределения. Задача этих карт состоит в том, чтобы выбрать пространственно согласующиеся области, в которых нужно сделать исправления.

- Куб дельта PI является ‘шумным’. Шум грубо оценивается в изолированной области модели, где не ожидается никаких изменений. В примере выше, была сделана оценка, что на разрезах дельта PI шум меньше 100 г/см<sup>3</sup>\*м/с не был существенен, и он был убран путем изменения цветовой палитры. Пороговое значение для параметра дельта SI было очень высоким, и поэтому параметр дельта SI не использовался.
- Нежелательная информация:
- Несмотря на применение порогового значения, некоторые отрицательные ‘удлиненные аномалии’ дельта PI все еще имеют место в местах, где они не должны появляться. При осмотре этих аномалий, они более или менее организованы согласно стратиграфии и демонстрируют скорее высокие пространственные частоты. Перед вычислением разности они интерпретируются как артефакты, связанные по существу с локальными несовпадениями между базовым и мониторинговым кубами дельта PI.

Важность правильного выравнивания (‘деформации’) базового и мониторингового кубов – одна из главных проблем 4D интерпретации.

- Ограничение полосы частот сейсмического сигнала:
- Ограниченная полоса частот результата сейсмической инверсии создает артефакты, главным образом в форме боковых лепестков. Интерпретатор должен выбрать, какой тип (или куб) поверхности дельта PI является правильным и должен приниматься как достоверный. В случае газа, отрицательные значения дельта PI являются сильным признаком (положительные значения дельта PI не отображены на рисунках). Кроме того, мощность, относящуюся к отрицательной аномалии дельта PI,

оценивается с помощью ширины антиклинали. Результаты сейсмического моделирования показывают, что в некоторых случаях эта ширина может сильно отличаться от истинной мощности изменения газонасыщенности.

Основные неопределенности на модели вызваны следующими факторами:

- *РЕМ:*
- РЕМ рассчитывает значения импеданса Р и S волн по набору петрофизических параметров, используя наиболее подходящие петрофизические уравнения. Неопределенность в этом случае оценивается через способность процедуры воссоздавать каротажные данные.

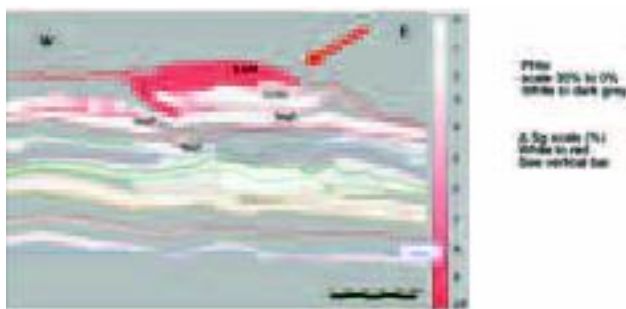


Рис. 5. Произвольное сечение старой модели потока - вертикальный масштаб в единицах глубины - в цвете границы подсеток.

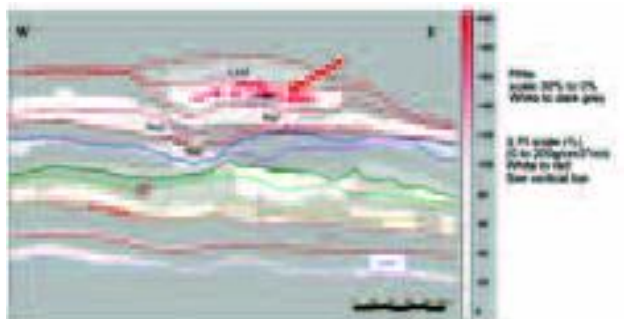


Рис. 6. Произвольное сечение кубов литологических параметров по данным сейсморазведки и отрицательных значений дельта PI - вертикальный масштаб в единицах глубины - в цвете границы подсеток.

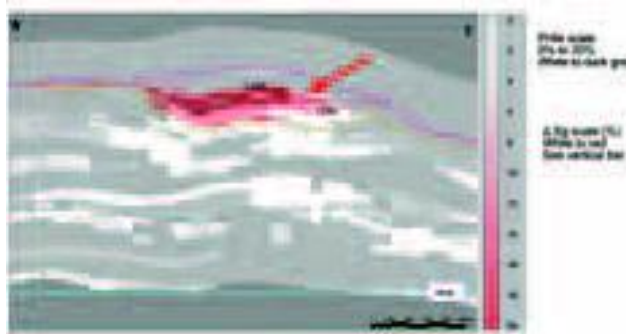


Рис. 7. Произвольное сечение новой модели потока - вертикальный масштаб в единицах глубины. Для новой модели также делался анализ слоистости, в частности для кровли отложений LOSC. Ради простоты отображаются только старые границы подсеток.

- *Изменение масштаба свойств:*
- В модели, свойства горных пород претерпели изменение масштаба. Это изменение учитывается при сравнении отличий модельного импеданса от импеданса по 4D данным.
- *Геометрия:*
- Модельная геометрия сглажена и в общем случае основана на сейсмических кубах, обработанных по другому графу, отличному от графа обработки 4D кубов. Поэтому, чтобы согласовать все данные от различных источников, интерпретатор должен оценить и минимизировать геометрические несоответствия между моделью и 4D, особенно по глубине.

#### **Переменное понижение количества и выбор наиболее подходящих переменных**

Анализ нагнетания газа в залежь мог быть выполнен, потому что предполагалось, что газонасыщенность – это главный параметр, который статистически объясняет изменения импеданса Р волн. Это предположение подтверждает РЕМ, которая ясно показывает ограниченное влияние давления и других параметров. В данном случае было возможно понизить число петро-упругих переменных до одной подходящей переменной.

#### **Обновление модели**

Интерпретатор должен проверить полноценность и новизну информации с геологом и инженером - промысловиком. В нашем случае, положение газа, нагнетаемого в пласт, не было точно установлено, потому что начальное стратиграфическое заполнение модели было неправильным. Первоначальное заполнение было основано на скважинных данных, полученных во время существования старой модели. Вклад данных 4D состоял в подтверждении того, что географические размеры неправильного заполнения были достаточно большими для того, чтобы существенно изменить геометрию газовой области, и того, что эти данные надо было пересмотреть с новыми скважинными данными.

Очевидно, что этот вид информации, полученной по данным 4D, является полезным и инновационным.

С другой стороны, тот факт, что 4D данные не выделяют отрицательные значения дельта PI выше порога шума в отложениях LAM, не обязательно означает, что газа там нет. Так или иначе, емкость слоев LAM является предельной и не имеет влияния на модель потока. Поэтому, в этом случае, выделение газонасыщенности не является полезным.

В окрестности южной добывающей скважины, 4D изображения газа, проходящего через большой сброс и несколько стратиграфических единиц, до скважин (Рис. 3), к сожалению, не дали новой информации. Принимая во внимание неопределенность, обсуждавшуюся ранее, можно сказать, что модель уже была правильной. Фактически, южная добывающая скважина подверглась прорыву газа перед 4D съемкой. С этой информацией и опытом работы с месторождением Girassol, инженер - промысловик откалибровал газовую область в этой точке с хорошим согласием с данными 4D.

#### **Замечание**

При работе на месторождении Girassol используются более сложные механизмы моделирования, в которых на изменение импеданса Р волн влияют несколько параметров (давление, изменения насыщенности флюидом). Все они дают такие же 4D эффекты, которые были проанализированы. В этих случаях, метод вычислений должен быть в состоянии распределить эффект по каждому параметру. На Рис. 9



показан пример эксплуатационной скважины, в которой случился прорыв воды из водоносного горизонта.

Вторая мониторинговая съемка была проведена в 2004 для более детального исследования перемещения воды. Эта 4D съемка показала, что новые прогнозы модели потока способствуют более правильному распространению нагнетенного газа.

### Выводы

В статье было показано, что комплексирование 4D сейсмических данных в модель потока выполнимо, однако это требует большого количества времени и усилий от геофизиков, геологов, и инженеров - промысловиков. Компьютеризированный подбор параметров динамической модели позволяет количественно использовать 4D сейсмические данные и обновлять модели коллектора (O. Gosselin и др. 2003, Jansen и др. 2005, M. Lygren и др. 2005). Их использование все ещё требует большого опыта и методологии. Мы полагаем, что высокое качество сейсмических данных с месторождения Girassol позволит проводить количественный анализ ситуации в ближайшем будущем. Количественная оценка будет выражена в терминах пространственных распределений насыщения и давления и будет мощным инструментом для ограничения модели коллектора в процессе подбора параметров.

### Благодарности

Авторы хотели бы поблагодарить компании SONANGOL, Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola, Esso Exploration Angola (Блок 17), BP Exploration (Angola), Statoil Angola Блок 17, Norsk Hydro и Total за разрешение на публикацию данной статьи.

### Ссылки на литературу

Beydoun, W., Kerdraon, Y., Lefeuvre, F., Bancelin, J.P., Medina, S., and Bleines, B., [2002] Benefits of a 3DHR survey for Girassol Field appraisal and development, Angola. *The Leading Edge*, **21**, 11, 1152-1155.

Dubucq, D., Lefeuvre, F., and Bertini, F. [2003], Deep off-shore seismic monitoring: the Girassol field, a West Africa textbook example. *73rd SEG Annual International Meeting, Dallas. Expanded Abstracts*

Gosselin, O., Aanonsen, S.I., Aavatsmark, I., Cominelli, A., Gonard, R., Kolasinski, M., Ferdinandi, F., Kovacic, and L., Neylon, K. [2003] History matching Using Time-lapse Seismic (HUTS). *SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Denver*.

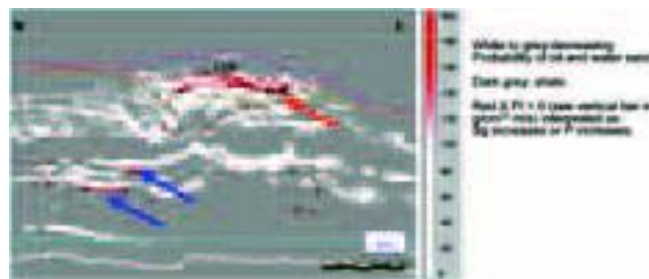
Hindlet F., Brechet E., D'Aboville O., Neumann C., Perruchot M.P., and Larrouquet F. 2004, Facies Lithocube Creation for use in reservoir Model Uncertainties. *74th SEG Annual International Meeting, Denver. Expanded Abstracts*.

Goto, R., Lowden, D., Paulsen, J.O., Osdal, B., and Aronsen, H. [2004] Norne steered streamer 4D case study. *EAGE 66th Conference and Exhibition, Paris. Expanded Abstract, H021*,

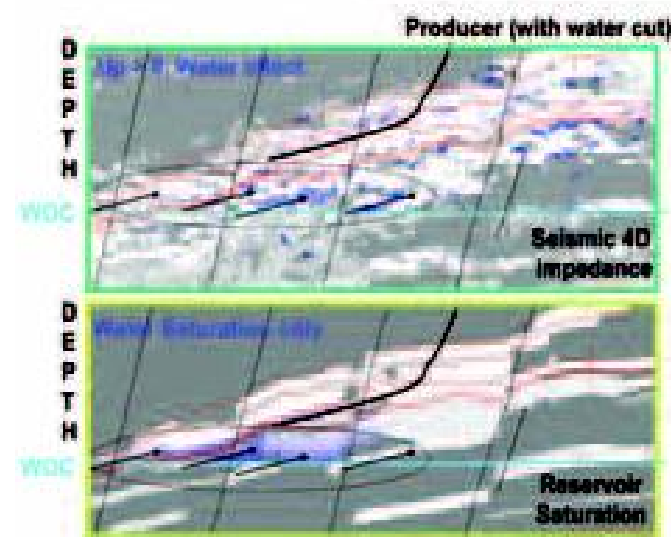
Jansen, J.D., Brouwer, D.R., Naevdal, G., van Kruijsdijk, C.P.J.W., and Neumann, C. [2005] Closed-loop reservoir management. *First Break*, **23**, 1.

Lefeuvre, F., Kerdraon, Y., Peliganga J., Medina, S., Charrier, P., L'Houtellier, R., and Dubucq D. [2003] Improved Reservoir Understanding through Rapid and Effective 4D: Girassol field, West Africa, Angola. *73rd SEG Annual International Meeting, Dallas. Expanded Abstracts*

Lygren, M., Husby, O., Osdal, B., El Ouair, Y., and Springer, M., [2005] History Matching using 4D seismic and pressure data on the Norne field. *EAGE 67th Conference & Exhibition, Madrid. Expanded Abstracts, C003*



**Рис. 8.** Произвольное сечение кубов вероятности для песчаника по сейсмическим данным и отрицательных значений дельта PI - вертикальный масштаб в единицах глубины. Отрицательная аномалия дельта PI теперь расположена в песчаниках LOSC, но кто-то может сделать утверждение, что аномалия точно не следует кровле 'максимальной вероятности для песчаника' (белый цвет на заднем фоне). Главная причина сдвига - это то, что сейсмические кубы, используемые для классификации, не были кубами данных 4D. Кроме того, классификация и 4D данные содержат другие типы недостоверностей (см. Обсуждение), которые должны учитываться при интерпретации. Удлиненные аномалии, замеченные под отложениями LOSC (синие стрелки) интерпретируются как артефакты, связанные с локальным несовершенным масштабированием. Они залегают в подошве слоев песчаника с большой вероятностью, близко к исходным сейсмическим отражающим границам и в аномальном месте для возникновения эффекта флюида, связанного с отрицательным значением дельта PI.



**Рис. 9.** Произвольное сечение следует по пути от добывающей скважины, в которой произошел прорыв воды из водоносного горизонта. В верхней части показан сейсмический литологический куб (песчаник = белый, глина = темно-серый цвет) с наложенными положительными значениями дельта PI (синий цвет). Внизу изображена пористость модели потока с наложенным изменением (синий цвет) водонасыщенности. Как перепад давления, так и увеличение водонасыщенности создают положительные изменения импеданса Р волны. Знание о прорыве воды в добывающую скважину помогает откалибровать значения дельта PI для характеристики отклика от воды. Интерпретация 4D не говорит в пользу образования конуса обводнения, а скорее о том, что фронт воды проходит выше маломощного слоя глины (черная стрелка). Это решение было реализовано в модели потока.

Navarre, J.Cl., Claude, D., Liberelle, E., Safa, Ph., Vallon, G., and Keskes, N. [2002] Deepwater turbidite system analysis, West Africa: Sedimentary model and implications for reservoir model construction. *The Leading Edge*, **21**, 11, 1132.

Raisson, F.H., Temple, F.M. [2004] Impact of sedimentary heterogeneity on the reservoir monitoring in a turbiditic channel complex (Angolan deep offshore Girassol field case). *EAGE 66th Conference & Exhibition, Paris*.

Turpin P., Gonzalez-Carballo A., Bertini. F., Lefeuvre, F. [2003] Velocity volume and Time/Depth conversion approach during Girassol field development. *73rd SEG Annual International Meeting, Dallas*. Expanded Abstracts.