

Инверсия данных сейсмомониторинга и геомеханическое моделирование месторождения South Arne

Christian Rau Schiøtt,¹ Valerie Bertrand-Biran,^{2*} Henrik Juhl Hansen,³ Nick Koutsabeloulis⁴ и Kjetil Westeng²

Технология сейсмомониторинга регулярно используется для отслеживания изменений в разрабатываемом резервуаре. Действительно, анализ наблюдаемых сейсмических 4D явлений и оценка соответствующих параметров упругости дают ценную информацию о динамике резервуара (содержание предельных углеводородов, поровое давление), особенно в стороне от существующих скважин, в областях, где данные динамики добычи «неясны».

Однако интерпретация данных сейсмомониторинга может быть сложной, так как различные изменения коллекторских свойств могут приводить к одинаковым изменениям в рассматриваемом параметре упругости. Это особенно верно для меловых (карбонатных) месторождений, претерпевающих сокращение пористости дополнительно к изменениям флюида и ослаблению порового давления.

В подобных случаях выполнение геомеханических исследований месторождения может быть очень важным. Действительно, добыча и закачивание различных флюидов в резервуар оказывают влияние на режим напряжений продуктивной зоны и вмещающих пород, так как давление вышележащих слоёв передается от поровых флюидов к структурам горных пород. 4D геомеханическое моделирование поможет прогнозировать отдельные физические процессы, которым резервуар и окружающие породы, вероятно, подвергаются и в упругой и пластической областях.

В этой статье мы представляем результаты 4D одновременной AVO инверсии, выполненной на подвергшемся уплотнению меловом месторождении в Северном море. Затем мы описываем, как 4D геомеханическое моделирование помогает исследовать напряжения и деформации на месторождении, которые предположительно могут быть проявлены. Последний раздел подчеркивает, что дает каждый метод и как они совместно способствуют улучшению понимания динамики месторождения.

Взаимосвязь между акустическими и механическими параметрами

Добыча углеводородов приводит к изменениям распределения флюида резервуара и давления. Они, в свою очередь, приводят к изменениям скоростей продольных и поперечных волн и объёмной плотности, которые могут быть измерены сейсмикой. Изменения давления и содержания предельных углеводородов также влияют на распределение напряжения, так как давление вышележащих слоёв, испытываемое поровыми флюидами, передается постепенно структурам горных пород. Акустические параметры могут быть связаны механическими параметрами упругости, как детально описывается ниже.

Измеренные скорости продольных и поперечных волн задаются формулами:

$$V_p = \sqrt{\frac{\kappa + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad V_p = \sqrt{\frac{\kappa + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

где:

- κ – модуль объёмной деформации (в Па, паскалях)
- μ – модуль поперечной упругости (в Па, паскалях)
- ρ – объёмная плотность (в кг/м³)

Модули объёмной деформации и поперечной упругости связываются модулем Юнга E (который является отношением одноосного давления к нормальному напряжению) и коэффициентом Пуассона ν (отношение латеральной деформации к осевой):

$$\kappa = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad \mu = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

Хотя 4D AVO инверсия предназначена для вычисления изменений V_p , V_s , и ρ по сейсмическим данным, полученным в разное время, геомеханическое моделирование осуществляет другой путь и использует смоделированный резервуар и свойства вмещающих пород (такие как поровое давление, напряжение поля в дальней зоне и т.д.) для прогноза изменений напряжения и деформации со временем, по которым могут быть получены обновленные κ , μ и объёмная плотность. Изменения деформации также помогают прогнозировать уменьшение пористости для месторождений, претерпевших уплотнение.

Месторождение South Arne

Управляемое Hess месторождение South Arne расположено в Датском секторе Центрального грабена в Северном море (рис. 1). Добыча из Ekofisk и Tor комплексов мелового резервуара началась в 1999 г. Добыча поддерживается закачиванием воды, которое началось в 2000 г. Дебит неодинаково распределяется между скважинами, при небольшом количестве скважин, обеспечивающих большую часть всей добычи. Такие показатели добычи указывают на сложность резервуара с неоднородным распределением пористости и проницаемости. Программа уплотняющего бурения на месторождении запланирована в 2006 г.

¹ Hess Denmark.

² Schlumberger DCS, Norway.

³ Schlumberger DCS, Denmark.

⁴ Schlumberger DCS, VIPs, UK.

Corresponding author, email: vbiran@slb.com.

4D сейсморазведка



Рис. 1 Положение месторождения South

Arne

4D одновременная AVO инверсия

Одновременная инверсия данных сейсмического мониторинга (4D) предназначена для описания и количественного определения эффектов от добычи углеводородов на месторождении South Arne, используя традиционные базисные исследования 1995 г. и Q-морской мониторинг, проведенный в 2005 г. (Schiott et al., 2008). Инверсия направлена не только на меловой интервал, но также и на вмещающие породы.

Амплитудные изменения при мониторинге были инвертированы для изменений (определенных как отношение мониторинговых к базисным) акустического импеданса (AI) и коэффициента Пуассона (PR), используя собственную технологию IS (Rasmussen et al., 2004). Эти параметры связаны с изменениями свойств в резервуаре, таких как нефтенасыщенность, поровое давление и пористость (Hansen et al., 2005).

Эффективность метода 4D одновременной AVO инверсии по следующим характеристикам сопоставлена с многочисленными традиционными алгоритмами 4D инверсии и обрабатываемыми процедурами:

- Независимые оценки вейвлета для каждого отдельного суммирования и каждой группы. Так как данные сейсмического мониторинга получены с высокой степенью повторяемости и тщательно обработаны совместно с данными базисной сейсмической съемки, вейвлеты, использованные в 4D одновременной AVO инверсии, меняются только между отдельными результатами суммирования. Другими словами, набор вейвлетов устанавливается для двух групп.
- Инверсия непосредственно для определенных свойств пород, таких как акустический импеданс, импеданс поперечных волн, коэффициент Пуассона V_p/V_s , и плотность, и соответствующие изменения в определенных свойствах пород. Так как она проводится непосредственно ради изменений в свойствах пород, она предусматривает введение предшествующих моделей для изменения свойств пород.

- Метод абсолютной (глобальной) оптимизации, при которой все результаты отдельных суммирований по всем группам и все выборки в каждом отдельном суммировании используются одновременно посредством алгоритма инверсии. Так как все объемы сейсмических данных инвертируются одновременно, алгоритм инверсии находит модель геологической среды с параметрами пород и соответствующими изменениями, которые оптимально соответствуют всем результатам отдельных суммирований по всем группам.

Важным ключом к пониманию изменений пористости и водонасыщенности по результатам сейсмической инверсии является адаптивная физическая модель пород месторождения, которая использует на месте считывание каротажных диаграмм и измерений керна резервуара.

Физическая модель пород, использованная для этой цели, является особой параметризованной моделью зависимости модуля упругости от пористости, минеральной раздробленности и эффективных показателей флюида. Она в определенных рамках может быть адаптирована к любому типу пород, как, например, меловой резервуар месторождения South Arne. Модель обеспечивает точную калибровку каротажных диаграмм и керновых измерений и надежную экстраполяцию от места с данными, подтвержденными измерениями. Она учитывает все минералогические и флюидные аспекты, а также удовлетворяет уравнению Gassmann (распространение на мультиминеральный случай). В нашем исследовании была выбрана модель для одного минерала, обусловленная низким содержанием глинистого материала в меловых породах South Arne.

Рис. 2 демонстрирует, как физическая модель пород учитывает акустический импеданс и коэффициент Пуассона по данным каротажных диаграмм. Акустический импеданс коррелируется с пористостью, в то время как коэффициент Пуассона сильно зависит от водонасыщенности. В дополнение к мониторинговому амплитудному сигналу наблюдается значительное смещение по времени при мониторинговой съемке (рис. 3). С 1995 г. до 2005 г. перекрывающие глинистые сланцы стали иметь меньшую скорость в областях, где велась добыча, к тому же произошло смещение поверхности резервуара на более глубокие уровни. Оба явления указывают на уплотнение резервуара в результате добычи нефти (Herwanger et al., 2007). По существу смещение по времени в мониторинговых съемках обеспечивает независимый и эффективный показатель деформации в вертикальном направлении внутри и около резервуара.

Одновременная AVO инверсия, выполненная для базисного акустического импеданса и коэффициента Пуассона, сопоставляется с каротажными измерениями в скважине для качественного контроля. Наблюдается хорошее соответствие между результатами абсолютной инверсии и каротажными диаграммами (рис. 4). Для калибровки полученной в результате инверсии динамики (рис. 5) изменения акустического импеданса и коэффициента Пуассона по одновременной 4D AVO инверсии были сопоставлены с откликом от модели резервуара. Эти изменения представлены отношением мониторинговой съемки к базисной.

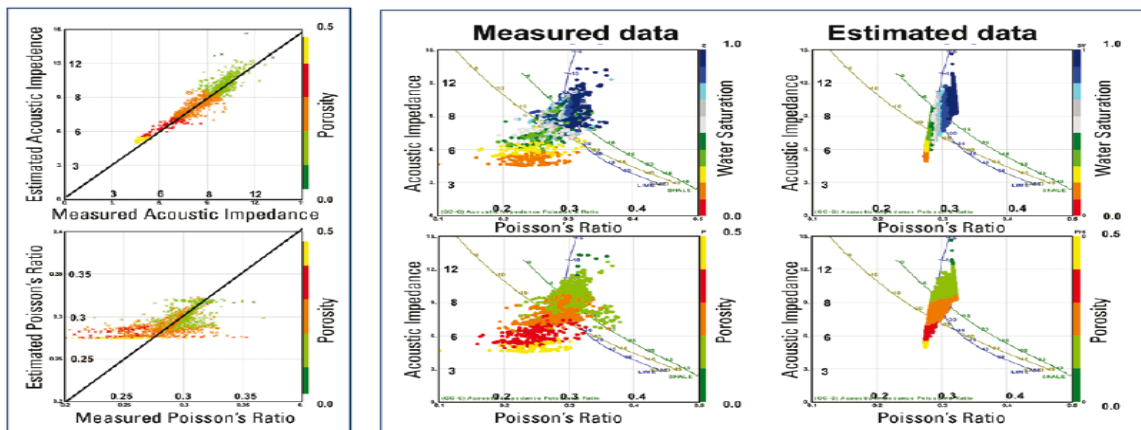


Рис. 2 Левая панель: графики зависимости рассчитанного акустического импеданса от измеренного (верхний) и рассчитанного коэффициента Пуассона от измеренного (нижний). Правая панель: графики зависимости измеренных AI от PR с цветовой характеристикой водонасыщенности и пористости (левая колонка). Графики зависимости вычисленных AI от PR с цветовой характеристикой водонасыщенности и пористости (правая колонка).

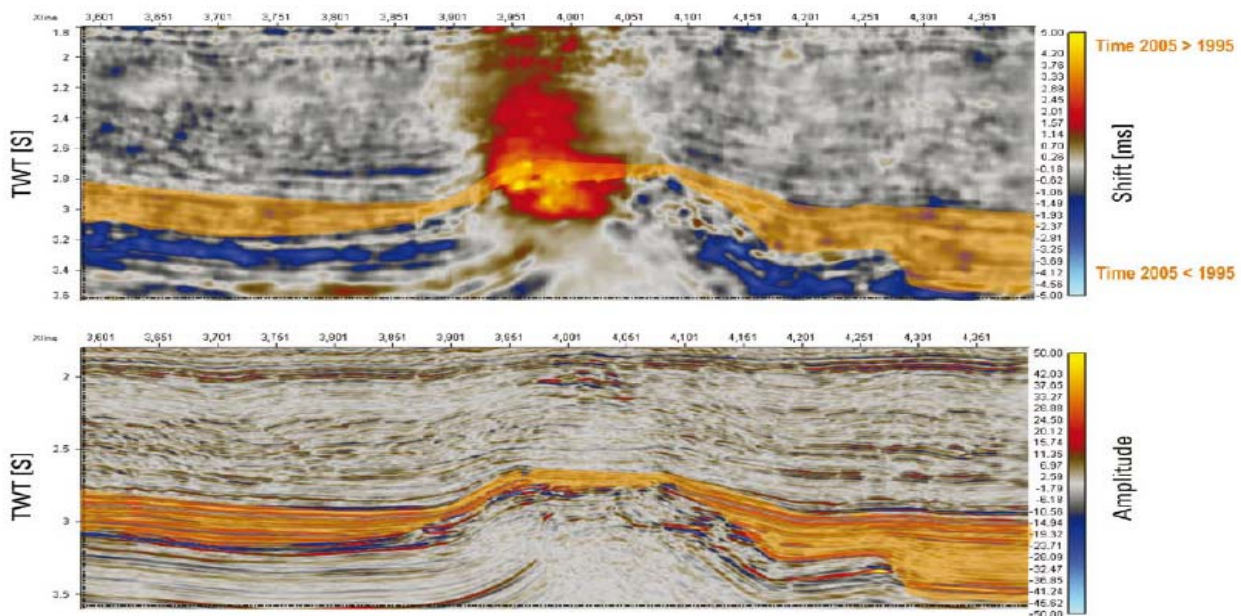


Рис. 3 Сейсмический полный суммированный разрез через основную область добычи (нижний) и смещения по времени по сейсмическому мониторингу (верхний). Меловой пласт выделен оранжевым цветом. Более красные цвета соответствуют уменьшению сейсмической скорости в перекрывающих породах вместе с уплотнением резервуара (по Herwanger et al., 2007).

4D сейсморазведка

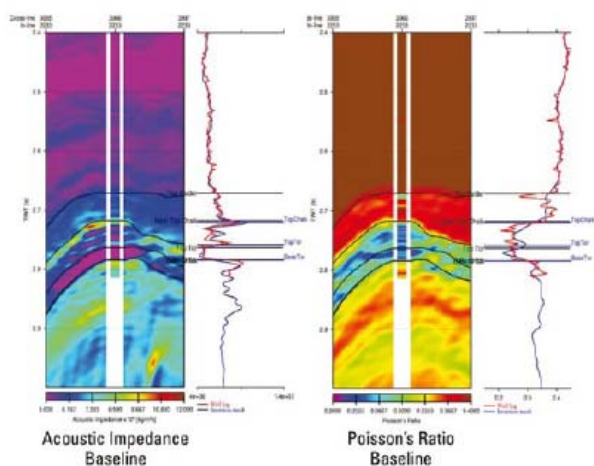


Рис. 4 Абсолютный AI (слева) и абсолютный PR (справа) по базисной съемке. Кривая красного цвета – запись каротажной диаграммы, а голубого цвета – данные результата инверсии.

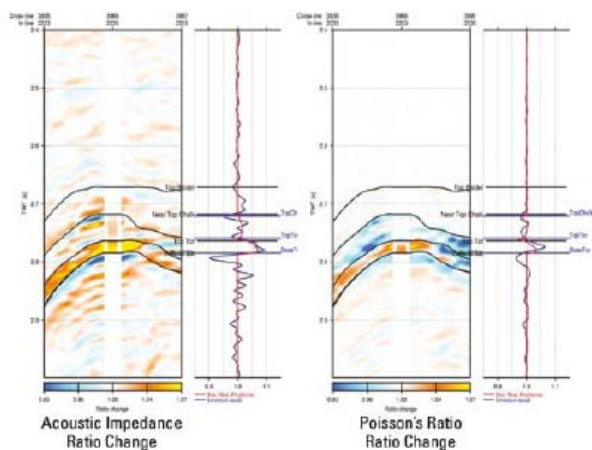


Рис. 5 Изменение отношений (мониторинговая съемка к базисной) AI (слева) и PR (справа). Кривая красного цвета – прогноз по данным резервуарного моделирования, а голубого цвета – по результатам инверсии.

Изменения акустического импеданса и коэффициента Пуассона, полученные по амплитудам смещений по времени, затем могут быть интерпретированы как изменения пористости, насыщенности и порового давления с учетом генеральных трендов, наблюдаемых в созданной физической модели пород. Действительно, рост акустического импеданса вместе с увеличением коэффициента Пуассона указывает на возрастание водонасыщенности и возможное уплотнение (т. е. рост эффективного напряжения), в то время как изменение акустического импеданса и отсутствие или небольшие изменения коэффициента Пуассона указывают на уплотнение, как основной результат.

Зоны низкого абсолютного акустического импеданса и низкого коэффициента Пуассона формации Тор Тог в основном связаны с высокопористыми породами резервуара с низкой водонасыщенностью (красный кружок на рис. 6).

Результаты мониторинга (рис. 7) за период с 1995 г. по 2005 г. показали, что пласт Тор выделяется по увеличению AI в северной части месторождения (красный кружок), а

также в южной части западного фланга (голубой кружок). Это, вероятно, вызвано тем, что водонасыщенность увеличивается в результате закачивания воды и/или уплотнения. Увеличение PR в той же самой северной области, как и AI, подтверждает, что эти изменения наряду с уплотнением связаны с закачиванием воды. Области, испытавшие значительное падение давления, с наличием газа, выходящего из раствора, могут быть установлены по значительному уменьшению коэффициента Пуассона. Газ будет уменьшать AI, в то время как падение давления с соответствующим уплотнением будет увеличивать AI. Совместный результат заключается в относительном увеличении AI и заметном уменьшении PR (например, южная часть западного фланга). Так как пласт Тор очень тонкий в некоторых местах (менее 10 мсек), анализ карт должен быть выполнен с большой осторожностью. К тому же, так как различные физические изменения (насыщенность, поровое давление и уплотнение, в комбинации или поодиночке) могут привести к аналогичным изменениям упругих свойств, интерпретация инвертированных упругих свойств может быть неоднозначной.

В таких случаях, выполнение геомеханического исследования месторождения может быть очень важно, как показано в следующем разделе.

Геомеханическое моделирование

Режим напряжений на данном месторождении диктуется многими факторами, такими как региональная тектоника, которой подчинена область исследования, условия осадконакопления, а также тип пород, который установлен в резервуаре и его окружении. К тому же, распределение напряжения подвержено влиянию бурения, добычи нефти и закачивания (например, давление вышележащих пород передается от поровых флюидов к породам на месте выработки) (Olden et al., 2001). Изменения порового давления могут привести к чередованию напряжений, реактивации нарушений, уплотнению, погружению поверхности, ослаблению герметичности резервуара, ослаблению целостности скважины и т. д. (Koutsabeloulis et al., 2007). Если напряжения достигают предела упругости материала, они могут привести к необратимым деформациям пород резервуара, а также окружающих пород, и повлиять на пористость и проницаемость. Таким образом, любая активность генерирует напряжения и деформации, которые могут быть короткими или продолжительными, обратимыми или устойчивыми. В результате, важно охарактеризовать напряжения и деформации во время добычи. Цель 4D геомеханического моделирования, проведенного на месторождении South Arne, заключается в том, чтобы оценить сохранность месторождения и в частности:

- Рассмотреть отклик резервуара в отношении деформации и уменьшения пористости, обусловленных режимом добычи и закачивания.
- Количественно определить изменения напряжения и по магнитуде, и по ориентировке.
- Оценить вероятность реактивации нарушений.
- Определить, может ли моделирование выявить проблемы скважинной устойчивости, вызванные добычей/закачиванием.
- Оценить воздействие механики горных пород на параметры потока, такие как проницаемость.

Геомеханическое моделирование состоит из четырех этапов: (1) моделирование сети для резервуара, под-, над- и сбоку от нагрузки, (2) инициализация напряжения, (3) Вычисление существующего напряжения

4D сейсморазведка

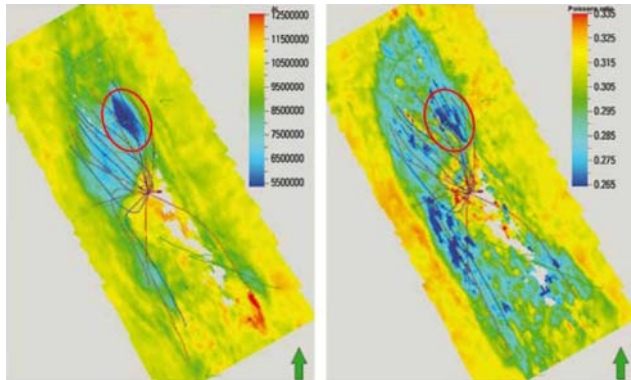


Рис. 6 Карты абсолютного AI (слева) и абсолютного PR (справа) формации Tor

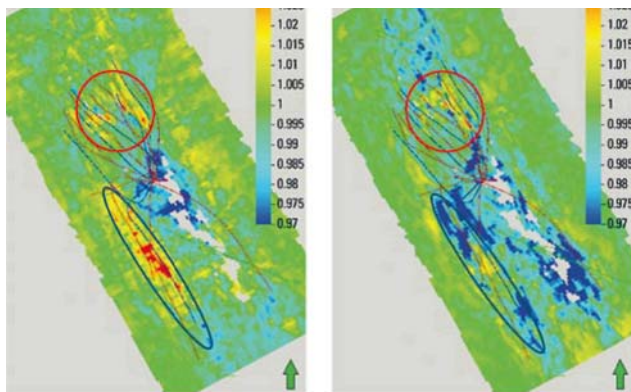


Рис. 7 Карта изменений отношения AI (слева) и PR (справа) формации Tor Tor (увеличение со временем дано красным цветом, уменьшение – голубым).

и деформации посредством совместного имитирующего поток-напряжения устройства, (4) прогнозирование изменений напряжения с прогнозом добычи.

1. **Моделирование сети для резервуара и вмещающих пород.** Первичная модель резервуара создается (монтируется) верхними боковыми и нижними объемами нагрузки (рис. 8). Эти объемы устанавливаются с использованием конвертированных в глубины временных горизонталей. Полный окончательный объем включает множество поверхностей нарушения, отредактированных и распространяющихся из резервуара во все стороны по мере необходимости. Цель такой компоновки модели заключается в том, чтобы минимизировать краевые эффекты, когда моделирование месторождения на больших расстояниях ограничивается на резервуаре, а также для учета добычи, вызывающей геомеханические изменения, которые могут распространяться на вмещающие породы. В результате, исходная сеть модели резервуара расширена от 185 000 ячеек до более 700 000 ячеек.

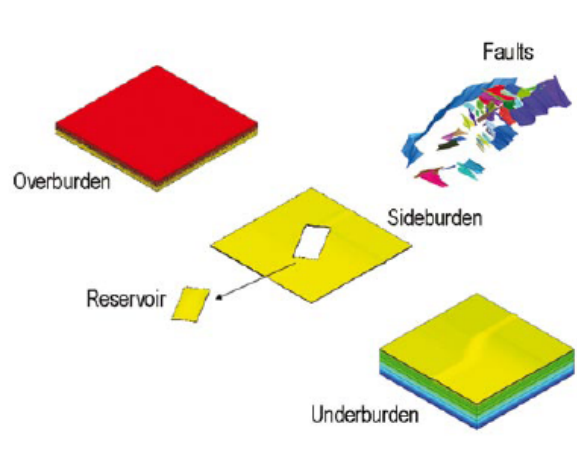
2. **Инициализация напряжения до добычи.** Этот этап заключается в вычислении исходного напряжения до добычи:

- Определение механических характеристик для формаций и разломов/трещин внутри и снаружи резервуара, используя различные соотношения, градиент глубин и соответствующие режимы.
 - Оценка граничных условий для объема: напряжение по вертикали в основном контролируется гравитационной нагрузкой и может быть получено по диаграммам плотностного каротажа, в то время как горизонтальные напряжения находятся под влиянием тектоники и литологии. Их амплитуды могут быть оценены по скважинным данным (тесты стекания, минитрещиноватость), а их основные направления получены по региональному напряжению (карта напряжений Земли).
 - Определение начального флюидного (или порового) давления, которое непосредственно контролирует эффективное напряжение, используя любые самые современные имитационные модели или профили порового давления.
- Напряжения затем приводят в состояние равновесия относительно модели, чтобы получить распределение режима исходного напряжения по всей сети.

3. **Вычисление существующих напряжений и деформаций.** Используя VISAGE, собственное геомеханическое имитирующее устройство, разработанное Schlumberger-VIPS, мы можем рассчитать изменения напряжения и деформации при каждом изменении давления ячейки сети вплоть до существующего, используя хронологически согласованные данные имитационного моделирования. Этот этап осуществляется при совместном имитационном моделировании потока и напряжения.

Полученные в результате изменения напряжения по всей 3D структуре после шести лет добычи и закачивания, определяют влияние моделируемого напряжения и геомеханических явлений на рабочие характеристики резервуара и целостность скважин. В течение этого процесса калибруется сжимаемость перекрывающих пород по скважинным данным, стволу скважин и геологической информации. Результаты вычислений подкрепляются хорошо известными задачами, связанными с добычей, при данном положении и времени.

Рис. 8 Геомеханическое моделирование: компоновка резервуарной модели.



4D сейсморазведка

При исходных условиях (рис. 9, левый) существенные изменения магнитуды и направления максимального горизонтального эффективного напряжения могут наблюдаться особенно около нарушений, которые больше поддаются деформации. Внизу левого угла рисунка направление максимального горизонтального напряжения постоянно, так как породы однородны. Однако, при продвижении ближе к нарушениям, направление максимальных горизонтальных напряжений имеет тенденцию к выравниванию с направлением нарушений. Так как месторождение разрабатывается (рис. 9, правый), напряжения становятся сдвигающими, и начинают закручиваться (завихряться) около нарушений.

4. Прогнозирование напряжения с прогнозом добычи. Совместная имитационная модель потока-напряжения затем используется, чтобы рассчитать изменения напряжения и деформации, связанные с разработкой месторождения, и их воздействие на режим деформации (реактивация нарушений). Проницаемость имитационной модели может быть доработана,

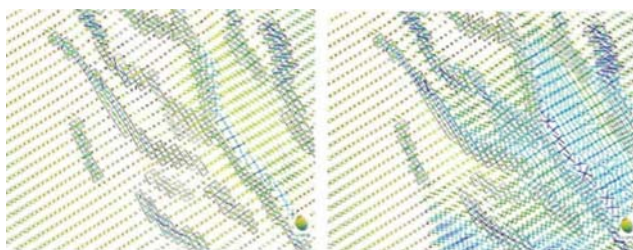


Рис. 9 Направление и магнитуда исходного горизонтального эффективного напряжения (левый) и после шести лет добычи (правый) в формации Ekofisk. Черные квадраты соответствуют нарушениям, стрелки представляют направления максимальных и минимальных горизонтальных напряжений и магнитуд.

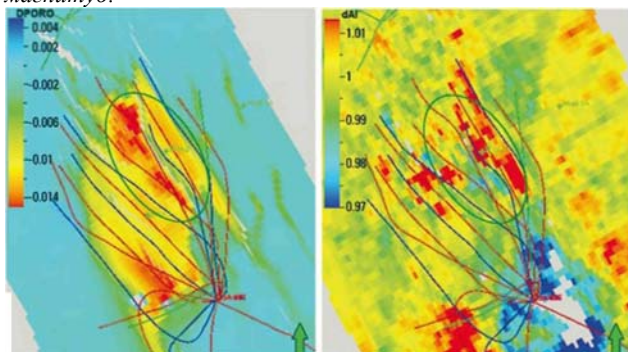


Рис. 10 Левый: рассчитанные изменения пористости по вычисленным объемным деформациям в пласте Tor. Правый: изменение AI по 4D одновременной AVO инверсии в пласте Tor.

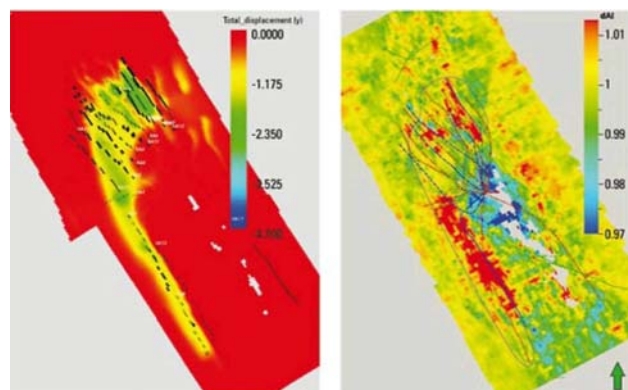


Рис. 11 Рассчитанное вертикальное смещение Тор Тор (левый) и инвертированный AI по данным смещений по времени (правый).

используя геомеханические принципы. По полученному распределению напряжения вдоль траектории вероятной скважины в пределах определенного участка, через который должна быть пробурена скважина, становится возможным оценить целостность ствола скважины и покрывающих пород в соответствии с запланированными бурением и добычей.

Сопоставление геомеханического моделирования с 4D одновременной AVO инверсией

Так как результаты 4D одновременной AVO инверсии и 4D геомеханического моделирования чувствительны к одним и тем же физическим процессам, анализ прогнозируемых изменений уплотнения по геомеханическому моделированию на тот же самый период, что и проведение сейсмического мониторинга (т.е. с 1995 по 2005 г.), может способствовать интерпретации соответствующих изменений акустического импеданса, рассчитанного по инверсии.

Две карты Тор пласта (рис. 10) показали сопоставимые тренды с уплотнением, предполагаемым вдоль нескольких нефтяных добывающих скважин, где также наблюдалось увеличение акустического импеданса (и не было, или были слабые изменения коэффициента Пуассона). Однако, более детальное рассмотрение также выявило и отличия. С одной стороны, изменение акустического импеданса по инверсии получено по данным измерений (сейсмический мониторинг) и отражает не только уплотнение, а также эффекты насыщения и давления. С другой стороны, геомеханическое моделирование дает возможность выделить эффект уплотнения на основании описания модели резервуара.

В итоге, различия между двумя результатами можно объяснить любым уплотнением, связанным с добычей, не фиксированным в достаточной мере в исходной модели резервуара, и/или другими физическими процессами, влияющими на изменение акустического импеданса (шум, изменения распределения флюида), не учтенными при геомеханическом моделировании.

Прогнозирование уплотнения в формации Тор по геомеханическому моделированию (рис. 11) отмечает области, установленные по мониторинговым изменениям AI и PR, даже если прогнозируемое геомеханическое уплотнение распространяется дальше, чем измеренное сейсмикой. И наоборот, сейсмика отмечает изменения, обусловленные распределением флюида, которые не отмечены геомеханической моделью.

В отношении магнитуды для всего месторождения геомеханическим моделированием прогнозируется максимальное уплотнение в 1.5 м, в то время как оценка уплотнения, полученная по данным сейсмического мониторинга (Hatchell and Bourne, 2005), составляет 1 м. Это значит, что резервуар не настолько уплотнен, как предполагается по моделированию резервуара, но оба результата вполне близки.

Заключение

4D одновременная AVO инверсия является важным способом для понимания динамики месторождений углеводородов, особенно в случае неоднородных резервуаров (пористость и проницаемость), разрабатываемых по прогрессивным планам развития.



Инвертированные параметры дают важную пространственную информацию в стороне от скважин, где достоверность параметров модельного резервуара относительно низкая. Исследуя различия между численным прогнозированием и инвертированными параметрами упругости, AVO инверсия может способствовать обновлению динамического режима резервуара. Изменения акустического импеданса и коэффициента Пуассона отражают эффект уплотнения, а также замещение флюида и изменения давления.

4D геомеханическое моделирование отчасти опирается на описание имитационной модели резервуара и использует ее погрешности и предположения. Однако, геомеханическое моделирование оказывает большую помощь в понимании изменений, которые претерпевают породы, когда закачиваются флюиды или производится добыча; бурятся, комплектуются и ликвидируются скважины. Воздействие, которое сильно усложняет планирование решений по разработке резервуара, имеет более высокий уровень напряжения на месторождении, который можно прогнозировать количественно и как функцию времени, уменьшая риск, например, обрушения ствола скважины, внезапного проседания поверхности, или сокращения добычи из-за влияния уплотнения.

Хотя два метода различаются по их подходу, один, реализующий инверсию физических измерений, а другой – численное моделирование деформации и напряжения, связанные с изменениями, они показали высокую степень сходства на некоторых участках месторождения South Arne. Это обнадеживает и открывает дверь для дальнейшей интеграции этих двух методов. Совместная деятельность обоих методов в конечном итоге приведет к улучшению возможности более точно прогнозировать режим резервуара.

Благодарности

Авторы хотели бы поблагодарить South Arne partnership Hess, DONG Energy, Noreco, и Danoil за разрешение на публикацию данной работы. Также мы признательны Frederic Bourgeois и James Minton за их геомеханические исследования South Arne и Robert Newman за его вклад в другие аспекты, связанные с геомеханикой.

Литература

- Hansen, H.J., Gommessen, L., Rasmussen, K.B. and Strønen L.K. [2005] 4D Quantitative Estimation of Dynamic Reservoir Properties for the Gullfaks Field. *66th EAGE Conference & Exhibition*, C044.
- Hatchell, P. and Bourne, S. [2005] Rocks under strain: Strain-induced time-lapse time shifts are observed for depleting reservoirs. *The leading Edge*, 24(12), 1222-1225.
- Hervanger J., Palmer, E. and Schiott, C. R. [2007] Field Observations and Modeling Production-Induced Time-Shifts in 4D сейсморазведка Data at South Arne, Danish North Sea. *69th EAGE, Conference & Exhibition*, Extended Abstracts IO16.
- Koutsabeloulis, N., Marsden, R., Frederiksen R., Hasbo K. and Gjetting Stage M. [2007] Coupled Geomechanics predicts well failures. *Hart's E&P*, November, 93-94.
- Olden, P., Corbett, P., Westerman, R., Sommerville, J., Smart, B. and Koutsabeloulis, N. [2001] Modeling combined fluid and stress change effects in the seismic response of a producing hydrocarbon reservoir. *The Leading Edge*, 20(10), 1154-1163.
- Rasmussen, K.B., Bruun A. and Pedersen J.M. [2004] Simultaneous Seismic Inversion. *66th EAGE Conference & Exhibition*, P165.
- Schiott, C.R., Bruun, A., Hansen, H.J. and Palmer, E. [2008] Geophysics to Geomechanics - an integrated approach. *Hart's E&F*, April.