

## Изучение и разработка коллекторов

# Инверсия данных многократных сейсмических наблюдений на месторождении Foinaven на востоке графства Шетланд с целью получения информации о давлении и насыщении (Time-lapse seismic inversion for pressure and saturation in Foinaven field, west of Shetland)

Christophe Ribeiro<sup>1</sup> и Colin MacBeth<sup>2</sup> представляют новый подход на основе упругой модели горных пород для независимой оценки пластового давления и насыщения по данным 4D сейсморазведки, полученным на месторождении Foinaven на западе графства Шетланд.

В последние десять лет, сильно возросло использование сейсмического мониторинга (4D), и нефтяные компании демонстрируют свою симпатию к этой технологии (Marsh и др., 2003; De Waal и Calvert, 2003), что подтверждается её более систематическим приложением. Многократные сейсмические наблюдения в настоящее время являются составной частью стратегии управления коллектором, и они доказали свою способность улучшать понимание строения и свойств коллектора. В прошлом приложения сейсмического мониторинга были по большей части сфокусированы на прослеживании межфлюидных контактов и перемещений (то есть расширение газовой шапки, обводнение); разделении влияния литологии и влияния жидкости; и идентификации зон аномального давления и обеспечения связи внутри коллектора. Рост использования сейсмического мониторинга коллектора поставил новые технические задачи перед промышленностью по улучшению и увеличению эффективности существующего варианта этой технологии. Фактически, усовершенствования в получении данных (то есть управляемые стримеры, широкополосные полевые регистрирующие устройства, постоянные сейсмические датчики), в планировании системы наблюдений (то есть специализированная система наблюдений 4D), в обработке сейсмических данных (то есть специальный рабочий поток 4D) и в интеграции между подрядчиками и нефтяными компаниями (то есть обработка данных внутри компании и группы R&D) повысили повторяемость и качество данных, что проложило путь к новым приложениям данной технологии.

Исследования теперь двигались к более количественным аспектам технологии 4D, пытаясь оценить изменения связанные с углеводородом напрямую из сейсмических данных. Однако, в

большинстве случаев, изменения амплитуды сейсмической волны возникали не только вследствие изменения насыщения флюидом, порового давления, или даже уплотнения пород, но также вследствие действия совокупности этих факторов. Задача разделения влияния порового давления и влияния насыщения флюидом – это задача количественной интерпретации данных многократных сейсмических наблюдений, что являлось темой многих статей. Разделением влияния давления и влияния насыщения главным образом занялись с помощью методик на основе физики горных пород (петрофизики) (Brevik, 1999; Tura и Lumley, 1999; Landro, 2001), и совсем недавно были разработаны технические подходы, использующие данные добычи, давления и данные PVT (He и др., 2004; MacBeth и др., 2004). Независимая оценка порового давления и насыщения флюидом, которые являются также двумя результатами моделирования потока в коллекторе, позволяет проводить прямое сравнение между сейсмическими атрибутами и параметрами разработки коллектора. Эти атрибуты разработки могли использоваться в рабочем потоке при подборе параметров динамических моделей нефтегазоносных пластов, согласованных с историей их разработки по данным 4D сейсморазведки для явного ограничения прогнозных значений симулятора потока жидкости наряду с динамическими свойствами, полученными по сейсмическим данным (Gosselin и Menezes, 2006; Stephen и MacBeth, 2006). Изменения модели коллектора могли быть также сделаны для улучшения согласованности между результатами моделирования потока и оценками параметров разработки, полученных по данным сейсморазведки, и в конечном счете для увеличения производительности пласта и

1 Compagnie Generale de Geophysique, Vantage West, Great West Road, Brentford, TW8 9GG, UK.  
2 Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh, EH14 4AS.

## Изучение и разработка коллекторов

нефтеотдачи.

После разработки методик разделения эффектов давления и насыщения, также появляются последующие приложения этих методик, например оценка свойств потока флюидов (Vasco, 2004; MacBeth и Al-Maskeri, 2006). Общее направление этой технологии увеличивает потребность в получении очень достоверного разделения эффектов насыщения и давления. В этом контексте, эта статья описывает новую методологию на основе упругой модели горных пород, для инверсии изменений пластового давления и насыщения, которая была успешно применена к Палеоценовому турбидитному песчаному коллектору на месторождении Foinaven на западе графства Шетланд.

### Методология на основе упругой модели горных пород

Ribeiro и MacBeth (2004) воспользовались нечувствительностью модуля сдвига к замещению флюида на кроссплоте  $K/\mu$ , и показали что, на эффект насыщения влияет только свободный член линейной корреляции, в то время как наклон линии остается постоянным (рис. 1). Рассматривая насыщенность однофазным флюидом, можно показать, что линейная линия тренда, имеющая тот же самый угол наклона, может быть одинаково хорошо экстраполирована для каждого состояния насыщения. Однако, линии трендов были проведены до дифференциального давления 30 МПа, так как при более высоком дифференциальном давлении наблюдается снижение корреляции (рис. 1 - заштрихованная

область). В таблице 1 показано, что это максимальное предельное давление является реальным для большинства песчаных коллекторов. Из этого упрощенного примера, можно вывести зависимость (уравнения 1 и 2) разделяющую эффекты насыщения и давления на два независимых атрибута: модуль насыщения ( $\chi$ ) и модуль сдвига ( $f_{id}$ ):

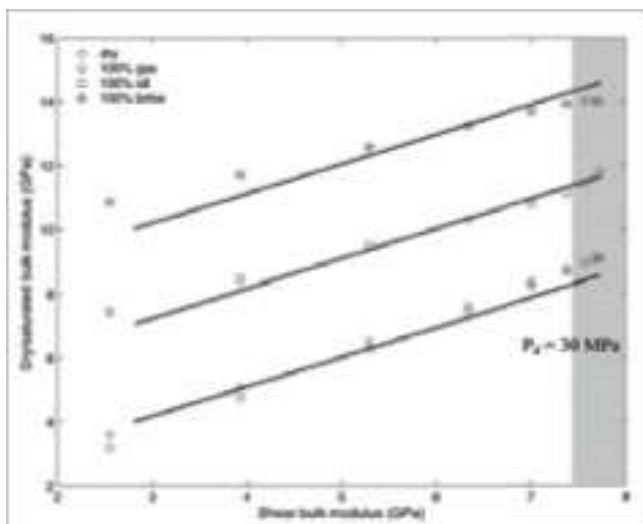
$$\begin{aligned} \chi_s &= \chi_s + \Delta\chi_s \\ \chi_s &= \chi_s + \Delta\chi_s \end{aligned} \quad (2)$$

Эта упрощенная упругая модель горной породы также основана на обширном петроупругом анализе нефтеносных песчаников из Серовного моря и Мексиканского залива. При этом были использованы результаты ультразвуковых измерений по литературным источникам и материалы из базы петрофизических данных нефтяного института Heriot-Watt.

Эффективное  
давление (МПа)

Nelson Foinaven Magnus	16.7
Fulmar	
GOM	17.5
(Tura и др., 1999)	4.8
GOM	15.6
(Lumley и др., 1997)	19.2
Indonesia	26-32
(Lumley и др., 1997)	1-3
West Africa (Lumley и др., 1997)	12-26
Gullfaks	5-6

**Табл. 1.** Эффективные значения давления для рассматриваемых песчаных коллекторов. Все значения меньше 30 МПа.



**Рис. 1.** График значений модуля всестороннего сжатия и значений модуля сдвига для песчаника Forties. Показаны четыре различных состояния насыщения (сухой, полностью водонасыщенный, полностью газонасыщенный и полностью насыщенный нефтью). Линейные линии тренда с одинаковым углом наклона показаны для каждого случая.

Два независимых упругих параметра были выбраны для описания эффектов давления и насыщения в породе: модуль сдвига, который зависит только от изменений давления, и вновь выведенный параметр (названный модулем насыщения), который зависит только от изменения насыщающих породу флюидов. Благодаря уравнению 2, теперь возможно вывести две зависимости для оценки динамики давления и изменений флюида. В данном исследовании, модуль всестороннего сжатия флюида является предпочтительным атрибутом для оценки изменения насыщения, потому что это не требует никакого предположения о степени неоднородности коллектора. Начиная с аппроксимации формулы Гассмана, представленной Mavko и Mukerji (1995),

## Изучение и разработка коллекторов

и уравнения 2, можно показать, что изменение модуля всестороннего сжатия флюида ( $\Delta K_f$ ) может быть выражено как:

$$\Delta K_f = \frac{\phi_c}{\phi} \Delta \chi, \quad (3)$$

Где  $\phi_c$ , 0 – критическое значение пористости и нормальное значение пористости, соответственно. Чтобы извлечь поровое давление из модулей сдвига, используется согласованная модель давление по MacBeth (2004). В результате изменения давления во времени приобретают следующую форму:

$$\Delta P_e = -P_e \ln \left[ \frac{\mu_{eff} (\mu_e - \mu_{eff})}{\mu_e (\mu_e - \mu_{eff})} \right] \quad (4)$$

где  $\mu_e$  и  $\mu_{eff}$  обозначают значения модуля сдвига в времена I и II соответственно.  $P_e$  и  $j_e$  – это параметры чувствительности к напряжению. Необходимо заметить, что в производной уравнения 4, нет различия между дифференциальным и эффективным давлением, поэтому коэффициент эффективного напряжения можно приравнять к единице.

Следуя из уравнения (1) можно записать новую

форму упругого импеданса (сопротивления), которая явно зависит от влияния добычи. Эта форма была названа упругим импедансом флюида (FEI) (Ribeiro и MacBeth, 2004).

$$FEI(\psi) = \chi^* \mu^2 \rho^2 \quad (5)$$

Коэффициенты экспоненты  $\alpha$ ,  $j\delta$  и  $\gamma$  являются функциями углов падения и отношения скоростей  $V / V_s$ . Используя эту формулировку упругого импеданса, оценки давления и оценки насыщения (уравнения 3 и 4) теперь можно инвертировать с помощью сумм импеданса для различных углов, полученных в различные временные промежутки. Это новое приближение хорошо сравнивается с существующими приближениями, однако, кроме этого, дает больше понимания при интерпретации эффектов давления и насыщения по данным амплитуд сейсмической волны и значений упругого импеданса, полученным в различное время. Использование традиционно принятых сейсмических атрибутов для оценки давления и насыщения приводит к перекрестному влиянию между оценками. Однако, инверсия для модуля сдвига и модуля насыщения должна дать возможность оптимально понизить взаимовлияние между оценками, благодаря их относительно большей независимости друг от друга в области

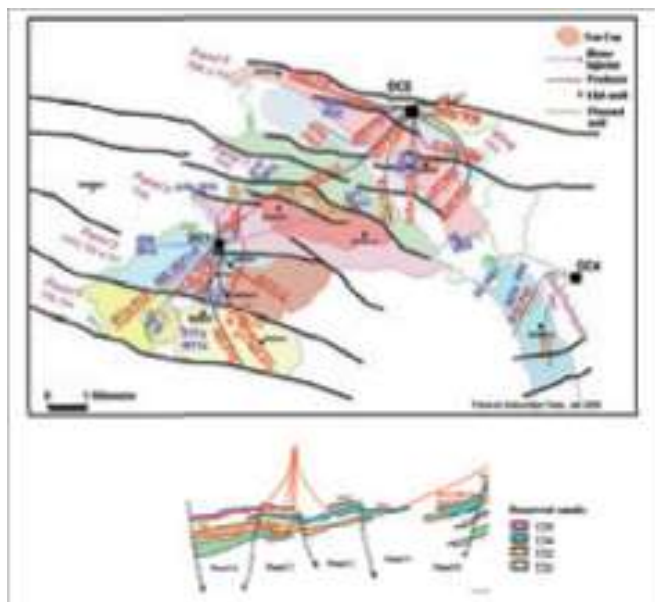


Рис. 2. Схема разбиения месторождения Foinaven и распределения Палеоценовых турбидитных песчаников в пределах этих пяти фрагментов (панелей). На карте (сверху) показано местоположения нагнетательных и добывающих скважин на месторождении. На разрезе показано подробно распределение различных песчаников (Благодарность компании BP).

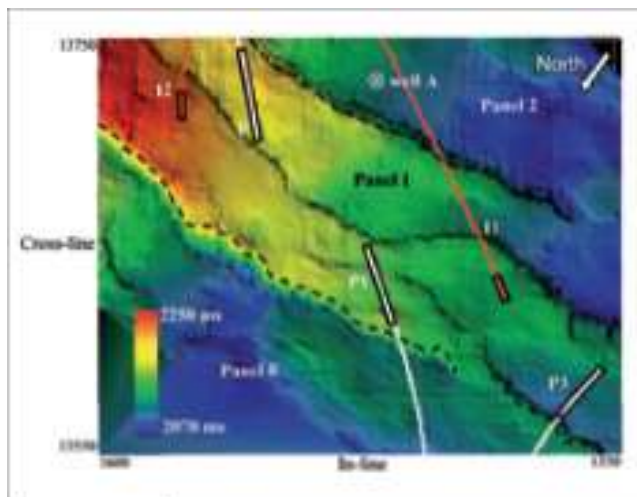
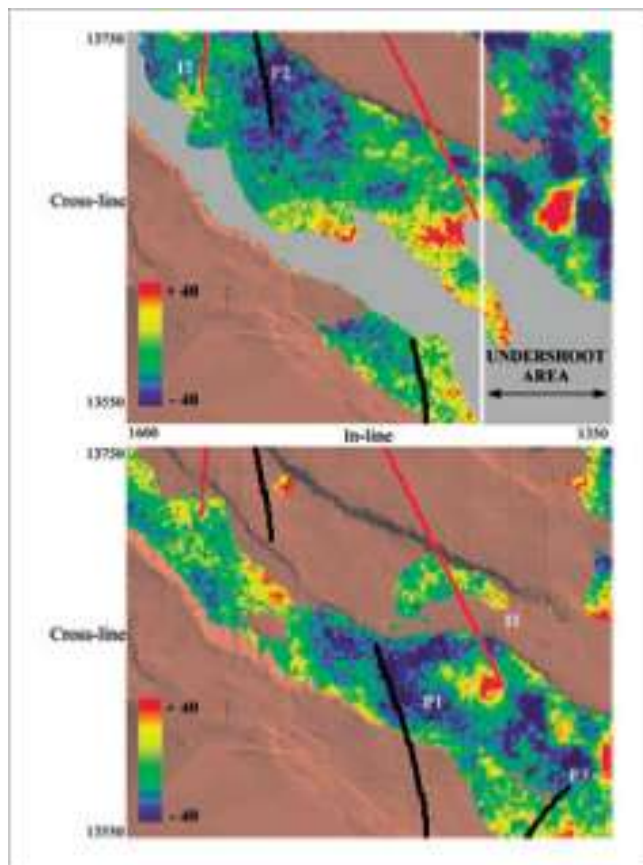


Рис. 3. Структурная карта основного коллектора с цветовым обозначением как функцией времени двустороннего вертикального пробега сейсмической волны. Показаны добывающие скважины P1, P2, и P3 (белые траектории) на нагнетательные скважины I1 и I2 (красные траектории). Скважина A является вертикальной скважиной, данные из которой использовались для упругой инверсии. Главные разрывные нарушения (черные пунктирные линии), разделяющие площадь на три различных фрагмента (панели) (Фрагменты 0, 1, и 2), и места заканчивания скважин (черные прямоугольники) также показаны на карте.



## Изучение и разработка коллекторов



**Рис. 4. Разность упругого импеданса на больших углах падения для слоя 18 (кровля) и слоя 23 (подошва) сетки стратиграфической инверсии. Увеличение импеданса, связанное с нагнетанием воды, наблюдается в окрестности нагнетательных скважины I1 и I2, в то время как уменьшение импеданса произошло в окрестности всех добывающих скважин (P1, P2 и P3) по причине выделения газа из раствора. Поверхности коричневого и серого цвета соответствуют подошве и кровле коллектора. Также показано местоположение различных нагнетательных (красные траектории) и добывающих (черные траектории) скважин, расположенных в районе исследований.**

давления и насыщения (Ribeiro, 2006).

### Многочисленные сейсмические наблюдения на месторождении Foinaven

Месторождение Foinaven располагается в 190 км к востоку от Шетландских островов, при глубине воды 500 м. Месторождением управляет компания BP и оно было первым нефтяным открытием в 1992, которое было разработано в глубоководной части шельфа на западе Шетланда. Структурно, месторождение Foinaven подразделено на пять фрагментов (панелей), определенных характером сбросовых тектонических нарушений (рис. 2). Песчаники коллектора имеют поздний Палеоценовый возраст и далее разделены на три комплекса (T31, T32, T34), которые образуют основные нефтенасыщенные части коллектора

(Cooper и др., 1999). Впервые трехмерная сейсморазведка была сделана на месторождении в 1993 г. Эта съемка использовалась для изучения геометрии комплекса турбидитных каналов, а также для выявления местоположения водонефтяного контакта.

До настоящего времени, на месторождении Foinaven были сделаны четыре сейсмических съемки с помощью буксируемых кос (1999, 2000, 2002, и 2004). Съемка в 1993 г. (перед получением первой нефти) и повторная съемка в 2002 г. рассматривались в качестве базового и повторного набора данных для инверсии изменений насыщения и давления. Обработка данных 4D до суммирования была выполнена компанией CGG (Compagnie Generale de Geophysique) в специальном центре обработки данных разведки компании BP в Абердине, в то время как граф обработки данных после суммирования был изменен для решения задач данной работы. Цель 4D параллельной обработки данных состоит в том, чтобы улучшить повторяемость набора данных и усилить постоянный во времени сигнал по сравнению с предыдущей подобной обработкой. Необходимо заметить, что вследствие установки плавучей станции для добычи, хранения и отгрузки нефти в области Фрагмента 1, эта область не могла быть подвергнута съемке, однако вместо неё была взята соответствующая часть съемки 2002 г.

Данное исследование будет сосредоточено на Фрагменте 1 месторождения Foinaven, в котором не было газа до добычи. Углеводороды добывались через пять горизонтальных скважин, три из которых добывающие, а две нагнетательные. Эти скважины поддерживают поровое давление в коллекторе близким или выше давления насыщения газом (21-22 МПа). Все скважины закончены в песчаник T34, который также подразделен на верхнюю и нижнюю часть. Однако, в некоторых областях, с виду трудно различить нижние и верхние части песчаника по сейсмическим данным. На рис. 3 приведена структурная карта основного коллектора с цветовым обозначением как функцией времени двустороннего вертикального пробега. На карте показан сброс, разграничивающий региональное простирание Фрагмента 1. Коллектор имеет падение с востока на запад и его мощность может достигать приблизительно 40 м. Добывающая скважина P1 закончена в верхней части песчаника, в то время как добывающие скважины P2 и P3 добывают углеводороды от более низелегающей части песчаника. Две скважины, I1 и I2, нагнетают воду в как верхние, так и в нижние части песчаника. Так как данные акустического каротажа на поперечных волнах, необходимые для упругой инверсии, отсутствовали по Фрагменту 1, то вместе с ними брались данные ГИС (см. рис. 3) по смежному Фрагменту 2. Оба набора данных были предварительно подготовлены с целью оптимизации повторяемости

## Изучение и разработка коллекторов

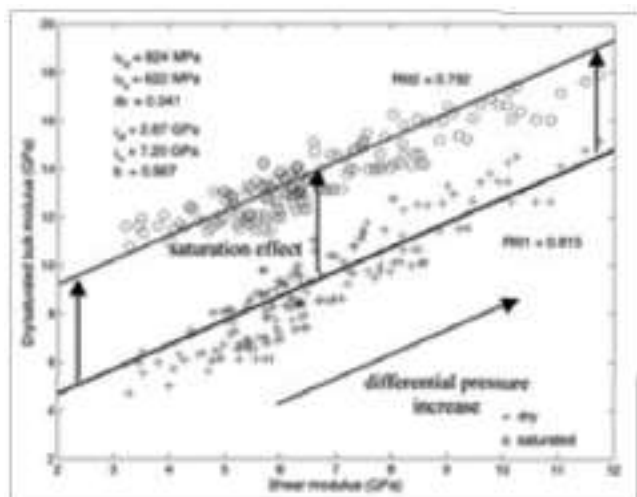


Рис. 5. График зависимости модуля всестороннего сжатия сухой/насыщенной породы от модуля сдвига для базы данных месторождения Foinaven. Рассматривается диапазон дифференциального давления 5 - 30 МПа. Обозначения Rfit1 и Rfit2 соответствуют корреляционным коэффициентам для сухого и насыщенного случая соответственно. Параметры %d, %s, и b, с их соответствующими стандартными отклонениями, также показаны на рисунке. Давление и эффекты насыщения также показаны.

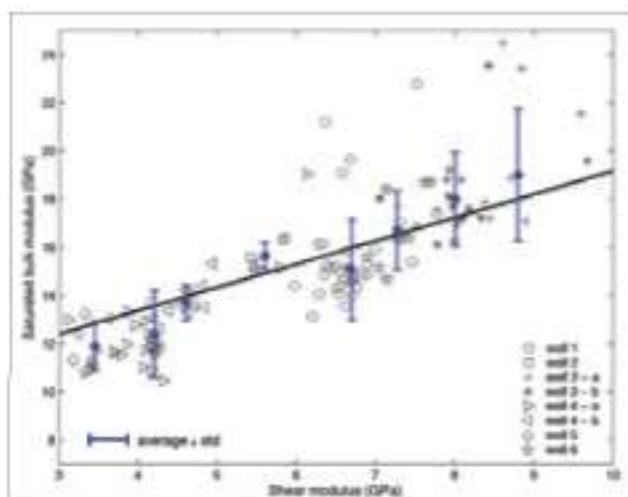


Рис. 6. График зависимости модуля всестороннего сжатия насыщенной породы от модуля сдвига для выборки скважин с месторождения Foinaven. Значения модуля всестороннего сжатия и модуля сдвига были получены по данным ультразвуковых измерений, а на рисунке показаны результаты для песчаников, насыщенных минерализованным раствором. Средние значения модулей (синие точки) показаны с их стандартными отклонениями. Наблюдаются хорошая корреляция между ультразвуковыми измерениями и линейной зависимостью (рис. 5), полученной из базы петрофизических данных.

между съемками в разные временные промежутки, до инверсии, чтобы получить высокое качество разности упругого импеданса по данным 4D (Kirstetter и др., 2004).

На рис. 4 представлена разность упругого импеданса для больших углов падения после спаренной стратиграфической инверсии данных многократным сейсмическим наблюдениям. Для достижения этой цели, конечная модель импеданса базовой съемки используется как начальная модель для повторной съемки. Были выбраны два микрослоя из сетки стратиграфической инверсии, которые представляют общий характер восточной части (слой 23) и западной части (слой 18) месторождения. Оба этих микрослоя будут использованы для создания дальнейших рисунков. Можно видеть увеличение импеданса в окрестности водных нагнетательных скважины, в то время как уменьшение импеданса наблюдается в окрестности добывающих скважины. Область с недостаточной кратностью сейсмических наблюдений, изображенная на рис. 4 (кровля - Слой 18) могла бы быть причиной появления больших аномалий, наблюдаемых на данных многократных сейсмических наблюдений. Так как данные по большим углам падения главным образом чувствительны к смене флюида, положительные аномалии в окрестности

нагнетательных скважины интерпретируются как влияние минерализованного раствора, заменяющего нефть, в то время как отрицательные аномалии связаны с областями высвобождения газа из раствора. Можно также обратить внимание, что малые изменения имеют место в области скважины I2, а не I1. Они могли возникнуть вследствие более низкого количества нагнетаемой воды или большей чувствительности пород к давлению. Качественная интерпретация изменений насыщения возможна по изменениям упругого импеданса, особенно на больших углах падения. Полагается, что качество данных адекватно для дальнейшего анализа с целью разделения эффектов насыщения и эффектов давления.

### Анализ упругих характеристик

В этом исследовании, были доступны результаты ультразвуковых измерений скорости продольных и поперечных волн как функции горного давления для 25 высушенных при комнатной температуре образцов керна Палеоценового турбидитного песчаника с месторождения Foinaven. Осредненная модель чувствительности к давлению была создана на основе этих данных и итоговых параметров чувствительности к давлению, которые перечислены в таблице 2. Нужно заметить, что для асимптот высокого давления значения  $\lambda/\mu$  и  $\kappa/\mu$

## Изучение и разработка коллекторов

были получены с помощью линейных зависимостей между  $\lambda/\kappa$ ,  $\kappa^2$  и пористостью, принимая постоянное значение пористости 24 %. Эта пористость соответствует средней пористости коллектора в Фрагменте 1, которая приблизительно равна средней пористости, полученной из модели коллектора и базы данных по месторождению Foinaven. Влиянием глины на асимптоты высокого давления исследователи пренебрегают, так как единственная зависимость наблюдалась на образцах с низкой пористостью, которые не являются представителями пористости данного месторождения. Более подробный петрофизический анализ потребовался для учета влияния пористости и глинистости на чувствительность к напряжению коллекторской породы. По этим параметрам чувствительности к напряжению были вычислены упругие свойства сухого скелета ( $\kappa_d$  и  $i_d$ ), а также был произведен расчет замещения флюида с использованием соотношения Гассмана и свойств флюида, представляющего характеристику этой части месторождения. Для вывода зависимостей, подобных уравнениям 1 и 2, смесь минерализованного раствора (90 %) и подвижной нефти (10 %) была взята для замещения флюида. Предполагалось, что эта смесь обеспечивала остаточное насыщение нефтью 10 %, что дает самое большое изменение модуля всестороннего

сжатия из-за изменения насыщения. В результате этот сценарий насыщения представляет собой верхнюю границу кроссплота модуль всестороннего сжатия – модуль сдвига (рис. 5). Общий градиент  $b$  равен 0.967 и был получен из сухих и насыщенных случаев. Корреляционные коэффициенты приблизительно равны 0.8 для обоих случаев и демонстрируют устойчивость разделяющих зависимостей (уравнения 1 и 2). Изменение в насыщении соответствует изменению в модуле насыщения (то есть вертикальный сдвиг между двумя линиями аппроксимации), в то время как изменение дифференциального давления происходит вдоль линий аппроксимации от низкого (то есть малого значения  $i_d$ ) к высокому (то есть большого значения  $f_j$ ,  $d$ ) давлению. Необходимо заметить, что изменения вдоль линий аппроксимации также происходят вследствие изменения пористости от малой (то есть большого значения  $i_d$ ) к высокой (то есть малого значения  $i_d$ ).

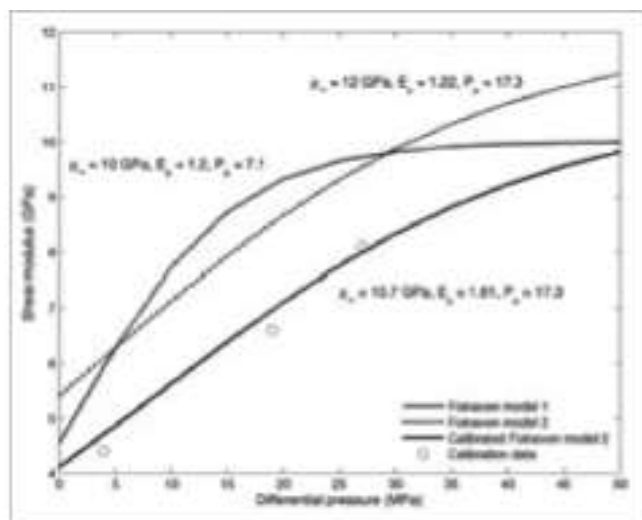


Рис. 7. Зависимость модуля сдвига от давления по данным из базы данных месторождения Foinaven. Показаны исходная (их таблицы 2: точечная кривая), исправленная (пунктирная кривая) и калиброванная (сплошная кривая) модели чувствительности к давлению. Кружки соответствуют калибровочным точкам, полученным из инвертированного модуля сдвига и порового давления в результате моделирования потока в местах расположения нагнетательной скважины I1 и добывающей скважины P1. Калиброванная модель хорошо соответствует данным калибровки.

	Песчаник
$P_K$ (МПа)	5.81
$P_p$ (МПа)	7.11
$\mathcal{E}$	1.08
$K$	1.17
$\mathcal{E}$	10.05
$ft$ (ГПа)	12.40

Табл. 2. Параметры чувствительности к напряжению для Палеоценового песчаника с месторождения Foinaven. Эти параметры представляют собой средние значения давления из базы данных месторождения Foinaven.

Значение градиента  $b$  хорошо согласуется с результатами ультразвуковых измерений. Фактически, плотность, скорости Р-волны и S-волны были взяты по данным каротажа скважин с месторождения Foinaven, расположенных вне Фрагмента 1, так как для этой области имелся только один набор данных акустического каротажа на поперечных волнах. На рис. 6 показан кроссплот модуль всестороннего сжатия – модуль сдвига, на котором отображены только насыщенные минерализованным раствором песчаники с целью минимизации вертикального изменения по оси модуля всестороннего сжатия, которое имеет место вследствие влияния насыщения. Средние значения модуля всестороннего сжатия и модуля сдвига для каждой скважины также отображены с соответствующим им стандартным отклонением. Можно видеть, что линейное приближение, определенное по лабораторным данным, также верно и в ультразвуковом масштабе измерений.



## Изучение и разработка коллекторов

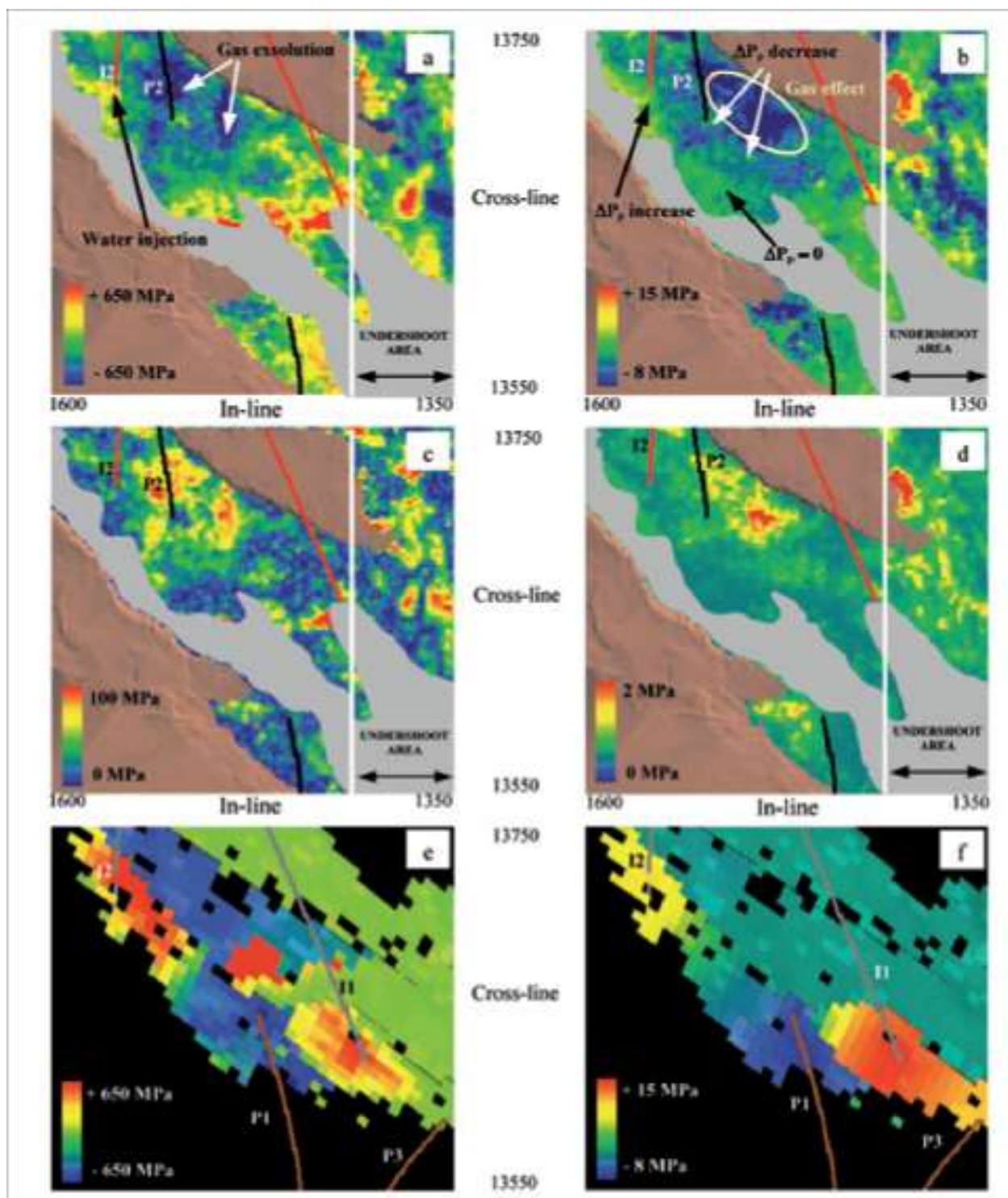


Рис. 8. Изменения инвертированных значений модуля всестороннего сжатия флюида (а), инвертированных значений порового давления (б), оцененная неопределенность изменений модуля всестороннего сжатия флюида (с), и оцененная неопределенность изменений порового давления (д) для слоя 18 из сетки стратиграфической инверсии. Предсказанные изменения модуля всестороннего сжатия однородного флюида (е) и изменения порового давления (ф) в кровле песчаника. Поверхности коричневого и серого цвета соответствуют подошве и кровле коллектора. Также показано местоположение различных нагнетательных (красные траектории) и добывающих (черные траектории) скважин, расположенных в районе исследований.

Теперь это приближение может уверенно для инверсии изменений насыщения и давления. использоваться вместе с моделями упругого импеданса, полученными в предыдущем разделе,

## Изучение и разработка коллекторов

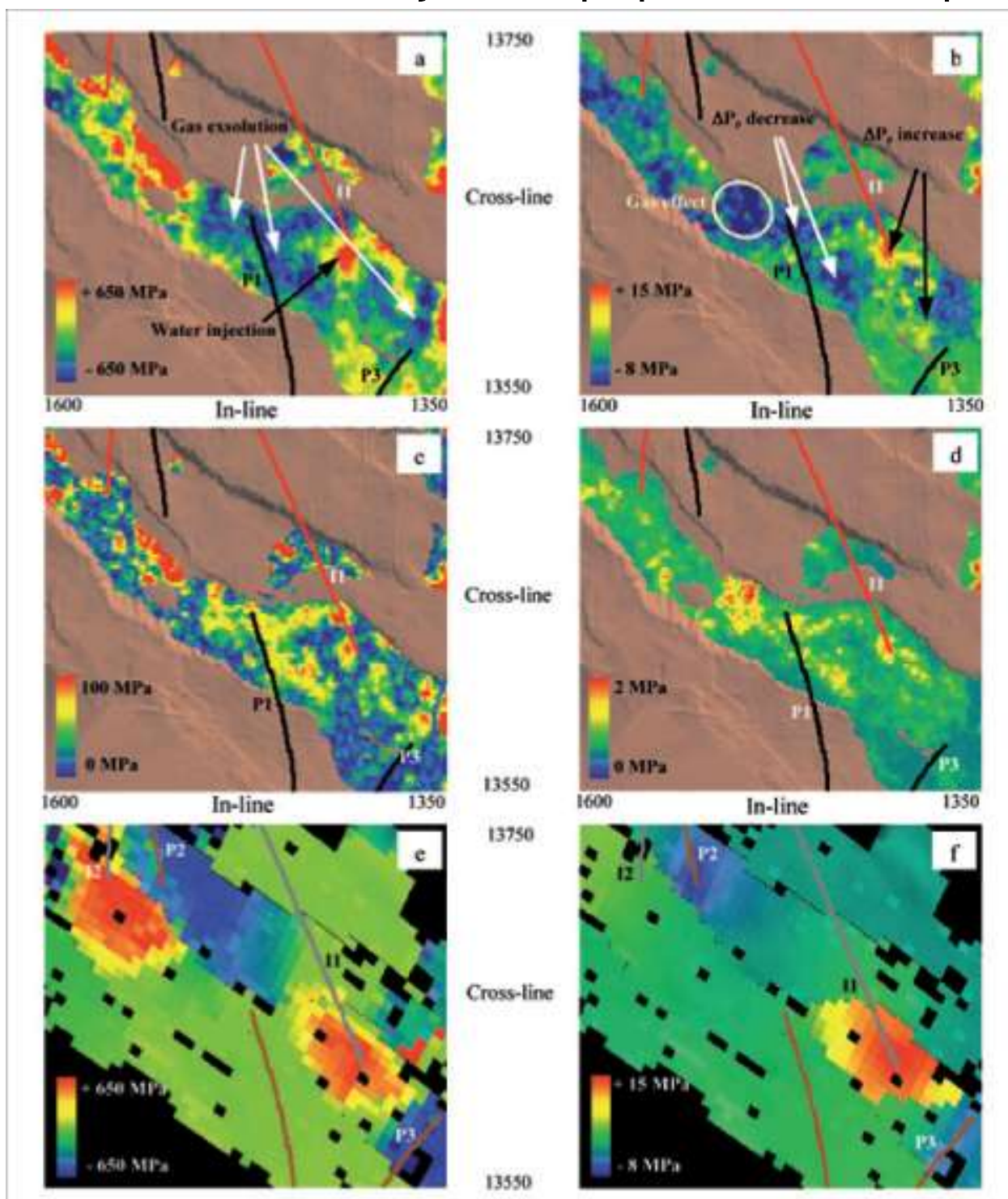


Рис. 9. Изменения инвертированных значений модуля всестороннего сжатия флюида (а), инвертированных значений порового давления (б), оцененная неопределенность изменений модуля всестороннего сжатия флюида (с), и оцененная неопределенность изменений порового давления (д) для слоя 23 из сетки стратиграфической инверсии. Предсказанные изменения модуля всестороннего сжатия однородного флюида (е) и изменения порового давления (ф) в подошве песчаника. Поверхности коричневого и серого цвета соответствуют подошве и кровле коллектора. Также показано местоположение различных нагнетательных (красные траектории) и добывающих (черные траектории) скважин, расположенных в районе исследований.

#### Инверсия давления и насыщения

Угловые суммы упругого импеданса — это входные данные для алгоритма инверсии модуля насыщения и модуля сдвига. Данные акустического

каротажа на продольных и поперечных волнах имеющиеся для скважины на месторождении были использованы ограничения процесса инверсии и выбора оптимальных параметров алгоритма.



## Изучение и разработка коллекторов

Выходные данные из алгоритма оптимизации представляют собой модули сдвига и насыщения для каждой съемки. Эти инвертированные результаты используются в уравнениях 3 и 4, для нахождения порового давления и изменений модуля всестороннего сжатия флюида. Так как уравнение 3 получено в результате приближения соотношения Гассмана, которое выполняется на сейсмических частотах, изменения модуля всестороннего сжатия флюида не требуют калибровки. В качестве средней пористости коллектора бралось значение 24 %, а в качестве критической пористости использовалось значение 33 %. Однако, уравнение 4, которое основано на ультразвуковых измерениях, потребовало процедуры калибровки. Кроме того, предварительное испытание инверсии продемонстрировало завышенную оценку изменений порового давления на основе модели чувствительности к давлению, описанной в таблице 2. Эта переоценка приписана к повреждению образцов керн, что повысило чувствительность породы к напряжению при низком дифференциальном давлении вследствие закрывания внутренних трещин, сделанных процессе отбора керн из пласта.

Чтобы учесть влияния повреждения керн до калибровки по сейсмическим данным, была выведена новая модель чувствительности к давлению путем применения лабораторных данных для дифференциального давления, превышающего 15 МПа. Было бы предпочтительно выбрать порог давления, соответствующий начальному дифференциальному давлению в коллекторе (с.23 МПа), но отсутствие результатов ультразвуковых измерений при высоком давлении оправдывает существующий выбор. Итоговая модель чувствительности к напряжению модуля сдвига представлена на рисунке 7, и характеризуется более плавным увеличением модуля сдвига с ростом дифференциального давления. Обновленные параметры чувствительности к напряжению выглядят следующим образом:  $f_{ix} = 12$  ГПа,  $E = 1.22$  и  $P = 17.3$  МПа. Нужно заметить, что некоторые образцы нужно исключить из исследования, потому что они не были испытаны при достаточном горном давлении. Это объясняет различие между исходной и исправленной моделями повреждения керн. Для калибровки этой модели были выбраны инвертированные изменения модуля сдвига в окрестности нагнетающей скважины I1 и добывающей скважины P1 с изменениями порового давления, предсказанными в результате моделирования потока, предоставленными компаниями-операторами. Предсказанные изменения порового давления, как предполагается, являются довольно точными в окрестности скважин, так как процесс моделирования был откалиброван по данным добычи. Эти калибровки изображены на рис. 7, вместе с калиброванной

моделью чувствительности к давлению. Калиброванные параметры чувствительности к напряжению выглядят следующим образом:  $u = 10.7$  ГПа,  $E = 1.61$  и  $P = 17.3$  МПа. Калиброванная модель используется для оценки изменения порового давления.

На рис. 8а и 9а представлены инвертированные изменения модуля всестороннего сжатия флюида для двух микрослоев, показанных на рисунке 4. Увеличение изменений модуля всестороннего сжатия флюида заметны в районе нагнетательных скважин I1 и I2. Изменения достигают + 650 МПа в скважине I1, в то время как меньшие изменения еще раз наблюдаются в скважине I2 (+ 500 МПа). Большие изменения до - 650 МПа присутствуют вокруг добывающих скважин. Эти большие вариации вызваны высокой чувствительностью модуля всестороннего сжатия флюида к малой степени газонасыщенности. Газ, видимо, выходит из раствора вблизи добывающих скважин, что подтверждено измерениями, а также и в окрестности нагнетательной скважины I1, где начальное поровое давление (23 МПа) по-видимому не поддерживалось выше давления выхода газа из раствора.

Для сравнения этих результатов с результатами моделирования потока, были вычислены изменения модуля всестороннего сжатия флюида для однородных смесей в масштабе резервуара на основании предсказанного насыщения флюидом. Размерность имитационной модели потока – 100 x 100 м по горизонтали и приблизительно 5 м по вертикали. На рис. 8е и 9е представлены изменения параметра  $k_f$  для однородной среды. Показан представитель слоев с общим характером строения кровли и основания отложений песчаника. Известно, что инвертированное значение  $A_k$  хорошо сравнивается с предсказанными результатами в окрестности скважины I1, даже если площадное распределение изменений насыщения флюидом является большим. Однако, кажется, что полученная оценка значения  $Lk_f$  слишком завышена в окрестности нагнетательной скважины I2. Наблюдаются сильные уменьшения того же порядка, что и в инвертированных результатах (синие аномалии) и они могут интерпретироваться как однородно распределенная газовая фаза, выходящая из раствора. Кроме того, площадное распределение раствора с выделяющимся газом находится в хорошем согласии по инвертированным и предсказанным данным. Интерпретация изменений параметра  $k_f$  демонстрирует то, что флюид, вероятно, будет однородно распределен даже при наличии газа. Этот вывод согласуется с результатами (Sengupta и Mavko, 2003), которые показали, что однородная модель насыщения – это допустимое приближение для большинства сценариев заводнения и первичной добычи с

## Изучение и разработка коллекторов

выделением газа из раствора.

На рис. 8b и 9b видны увеличения инвертированных изменений порового давления в нагнетательной скважине I1 (до 15 МПа) и нагнетательной скважине I2 (4-5 МПа). Эти результаты подтверждают предсказанные в процессе моделирования потока изменения порового давления (рис. 8f и 9f). Также имеет место хорошее соответствие между уменьшениями порового давления в окрестности добывающих скважин: большие изменения наблюдаются в окрестности скважины P1 (- 8 МПа) по сравнению со скважиной P2 (- 5 МПа). Однако, кажется что в некоторых местах (желтый круг на рис. 8b и 9b), изменения порового давления были оценены слишком высоко. Эта переоценка вызвана возможной газонасыщенностью, которая ослабляет корреляцию петрофизических параметров (уравнение 2), и, в результате вносит большую неопределенность в карты изменения порового давления. Ниже скважины P2, пластовое давление остается выше или чуть ниже давления выделения газа из раствора и только ограниченное количество газа покидает раствор (рис. 8a).

Интересно заметить, что режим порового давления и областей насыщенности флюидом описывается оцененными результатами, в которых изменения модуля всестороннего сжатия флюида более резкие и располагаются вокруг скважин (рис. 8a и 9a, скважины I1 и I2), в то время как изменения порового давления имеют небольшой градиент (рис. 8b и 9b, скважины I1 и I2). Процедура инверсии, представленная в данной статье использовала упругий импеданс флюида (FEI) для инверсии оценок насыщения и давления. Однако, альтернативный метод получения этих оценок состоит в использовании атрибутов  $A_p$  и  $f_{ir}$  с петрофизической зависимостью (уравнение 2), и члена с постоянной плотностью, как предполагалось ранее, для нахождения модулей насыщения и сдвига. Оценки показателей добычи, полученные по этому методу не являются достоверными, так как они сильно подвержены влиянию взаимной зависимости между параметрами  $A_p$  и  $f_{ir}$ . Поэтому рекомендуется использование параметра FEI для независимой оценки эффектов давления и насыщения.

### Анализ неопределенности

Анализ неопределенности нужен для оценки точности расчетов, которая также называется стандартным отклонением оценок с учетом всех источников погрешностей. В этом исследовании погрешности возникают из петрофизических приближений (неопределенность в процессе аппроксимации), а также из сейсмических атрибутов (модули сдвига и насыщения). Погрешности в сейсмических атрибутах сопоставимы с величиной погрешностей определения импеданса, полученных после инверсии упругого импеданса. Эти погрешности

относятся к процессу инверсии (изменчивость свойств раствора), оценки углов и, конечно, к неопределенности в сейсмических единицах измерения. Для оценки совокупной неопределенности атрибутов насыщения и давления, необходимо оценить погрешности, названные ранее.

Стохастический подход, например анализ Монте-Карло, может использоваться для нахождения среднего значения стандартного отклонения и распределение оценок, при условии, что распределения каждого параметра известны. Этот подход используется Lumley и др. (2003), для построения карт неопределенности давления и насыщения. Детерминированный подход может также использоваться для вычисления совокупной неопределенности. В этом случае, модель распространения получается путем дифференцирования соотношений насыщения и давления. Предполагая, что все параметры являются независимыми друг от друга, Landro (2002) применял этот подход для изучения распространения погрешности в его оценках давления и насыщения. В данной работе, анализ неопределенности выполнен с использованием детерминированного подхода и его расширения с учетом зависимости и независимости параметров в соотношениях для насыщения и давления. Стандартные отклонения изменений порового давления и изменений модуля всестороннего сжатия флюида были вычислены с учетом корреляции между параметрами модели (Ribeiro, 2006). Стандартные отклонения параметров и коэффициентов корреляции были взяты из базы данных месторождения Foinaven и были оценены для сейсмических данных. На рис. 8c, d и 9c, d показаны неопределенности оценок модуля всестороннего сжатия флюида и порового давления. Стандартное отклонение параметр  $L_{K_1}$  достигает 100 МПа при величине изменения параметра  $K_1 \pm 650$  МПа в окрестности скважин I1, P2, и P3. Более малые стандартные отклонения наблюдаются в районе скважин I2 ( $\pm 50$  МПа) и P1 (ниже 100 МПа). Относительно неопределенности изменений порового давления можно заметить, что величина среднего стандартного отклонения равна 1 МПа в областях, где изменение давления есть малая величина. Большие стандартные отклонения (до 2 МПа и более) наблюдаются в окрестности нагнетательной скважины I1, а также в области, где изменения порового давления, вероятно, были оценены слишком высоко. Фактически, нужно заметить, что в этом анализе неопределенности, стандартные отклонения параметров модели являются постоянными величинами и не зависят от типа насыщающего флюида. Однако, ранее было показано, что газонасыщенность в системе может создать интерференцию между параметрами насыщения и давления. Для полного учета этого эффекта, стандартное отклонение должно функций

## Изучение и разработка коллекторов

насыщения флюидом. В результате в данном исследовании, стандартные отклонения, вероятнее всего, недооценены в газоносных районах.

### Выводы

В статье был представлен новый упругий подход для независимой оценки пластового давления и насыщения по данным 4D сейсморазведки. Главные выводы, сделанные в результате проделанной работы, можно выразить следующим образом:

Корреляция петрофизических свойств, наблюдаемая между модулем сдвига и модулем всестороннего сжатия для сухой/насыщенной породы, составляет базис для определения нового упругого свойства, названного модулем насыщения. Эффекты давления и насыщения флюидом могут быть изолированы в два петрофизических атрибута. Один из них зависит от эффекта давления (модуль сдвига), а другой зависит от эффекта насыщенности флюидом (модуль насыщения). Это разделение промышленных эффектов представляет собой общий результат, пригодный для множества различных нефтеносных песчаников.

Эта новая петрофизическая корреляция, как было показано, является точной для системы нефть—минерализованный раствор. При наличии газа наблюдается увеличение неопределенности модуля всестороннего сжатия флюида вследствие нарушения петрофизической зависимости. Однако для уменьшения взаимного влияния промышленных оценок можно учесть зависимость изменений модуля всестороннего сжатия от давления в случае частично газонасыщенной породы.

Эффект повреждения керна также рассматривается как возможный фактор, влияющий на качество соотношений для изменения давления. Даже если будет предложена методика внесения поправок в данные для исключения этого эффекта путем учета результатов ультразвуковых измерений на образцах при давлении, превышающем эффективное давление на месторождении Foinaven, все равно остается потребность в альтернативных методах, особенно в области высокого эффективного давления, где поправки такого вида неприменимы. Ультразвуковые измерения, выполненные на различных стадиях добычи из коллектора, могли бы дать возможность использовать коллектор как лабораторию и составлять петрофизическую модель коллектора на основе данных ГИС.

Количественный аспект новой методологии может быть разработан далее путем внедрения данной методики в одновременную схему инверсии, для получения прямой оценки модуля сдвига, модуля насыщения и плотности.

Дополнительные факторы, воздействующие на надежность этой новой петрофизической

корреляции — это пористость и глинистость. В данном исследовании, бралось среднее значение пористости коллектора, а влиянием глинистости авторы вовсе пренебрегли. Если доступна достоверная петрофизическая модель, то пористость и отношение эффективной толщины к общей толщине песчаного пласта-коллектора из модели коллекторских свойств может использоваться, для ограничения параметров инверсии давления и насыщения. Однако, интеграция информации об отношении эффективной толщины к общей толщине песчаного пласта-коллектора в инверсию посредством петрофизической модели не является прямой. Фактически, можно получить различные петрофизические модели в зависимости от распределения глины в породе. При этом только отношение эффективной толщины к общей толщине песчаного пласта-коллектора является величиной, не зависящей от распределения глины.

### Благодарности

Авторы хотели бы поблагодарить Compagnie Generale de Geophysique (CGG) и спонсоров второй фазы проекта многократных сейсмических наблюдений в Университете Heriot-Watt: BG, BP, ChevronTexaco, ConocoPhillips, ExxonMobil, Fairfield, Landmark, Shell Exploration, Statoil, Total. CR благодарит Martin Towns и Trevor Ricketts за помощь при работе с базой данных месторождения Foinaven и команду SRCS в CGG Лондон за их помощь при выполнении инверсии упругого импеданса. В конце, авторы благодарят компании BP, Marubeni North Sea Limited и Marathon Oil за разрешение на публикацию данной статьи.

### Ссылки на литературу

Brevik, I. [1999] Rock model-based inversion of saturation and pressure changes from time-lapse seismic data. *SEG International Exposition and 69<sup>th</sup> Annual Meeting, Houston, USA*.

Cooper, M. M., Evans, A. C., Lynch, D. J., Neville, G., and Newley, T. [1999a] The Foinaven field: managing reservoir development uncertainty prior to start-up. In Fleet, A.J. and Boldy, S.A.R. (Eds). *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 5<sup>th</sup> conference. London, Geological Society, 675-682*.

Gosselin, O. and Menezes, C. [2006] From logs scale to reservoir scale: upscaling of the petroelastic model. (SPE100233). *EAGE 68<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Vienna, Austria*. De Waal, H. and Calvert, R. [2003] Overview of global 4D seismic implementation strategy. *Petroleum Geoscience, 9, 1-6*. He, N., Inderwiesen, P., and Condon, P. [2004] Pressure and saturation inversion from 4D seismic constrained by production data. *EAGE 66<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Paris, France*. Kirstetter, O. H., Reiser, C., Lecerf, D., McNally, A., Conway, P., and Flanagan, K. [2004] Data pre-conditioning for 4D strati-graphic inversion, a case study: the Gryphon



## Изучение и разработка коллекторов

field. *EAGE 66<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Paris, France.*

Landro, M. [2001] Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data. *Geophysics*, 66, 836-844.

Landro, M. [2002] Uncertainties in quantitative time-lapse seismic analysis. *Geophysical Prospecting*, 50, 527-538. Lumley, D., Adams, D., Meadows, M., Cole, S., and Ergas, R. [2003] 4D seismic pressure-saturation inversion at Gullfaks field, Norway. *First Break*, 21, 49-56.

Lumley, D., Behrens, R. A., and Wang, Z. [1997] Assessing the technical risk of a 4-D seismic project. *The Leading Edge*, 16, 1287-1291.

MacBeth, C. [2004] A classification for the pressure-sensitivity of a sandstone rock frame. *Geophysics*, 69, 497-510. MacBeth, C and Al-Maskeri Y. [2006] Extraction of permeability from time-lapse seismic data. *Geophysical Prospecting*, 54, 333-350.

MacBeth, C., Soldo, J., and Floricich, M. [2004] Going quantitative with 4D seismic analysis. *EAGE 66<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Paris, France.*

Marsh, M. J., Whitcombe, D. N., Raikes, S. A., Parr, R. S., and Nash, T. [2003] BP's increasing systematic use of time-lapse seismic strategy. *Petroleum Geoscience*, 9, 7-13. Mavko, G., and Mukerji, T. [1998] Bounds on low-frequency seismic velocities in partially saturated rocks. *Geophysics*, 63, 918-924.

Ribeiro, C. [2006] Time-lapse inversion for pressure and saturation in clastic reservoirs. *PhD thesis, Heriot-Watt University.*

Ribeiro, C., and MacBeth, C. [2004] A petroelastic-based approach to pressure and saturation estimation using 4D seismic. *EAGE 66<sup>th</sup> Conference and Exhibition, Paris, France.* Ribeiro, C., and MacBeth, C. [2005] Inversion for reservoir pressure and saturation changes in the Foinaven field, UK. *SEG International Exposition and 75<sup>th</sup> Annual Meeting, Houston, USA.*

Sengupta, M., and Mavko, G. [2003] Impact of flow-simulation parameters on saturation scales and seismic velocity. *Geophysics*, 68, 1267-1280.

Stephen, K., and MacBeth, C. [2006] Seismic history matching in the UKCS Schiehallion Field. *First Break*, 24, 43-49. Tura, A. and Lumley, D. E. [1999] Estimating pressure and saturation changes from time lapse AVO data. *EAGE 61<sup>st</sup> Conference and Exhibition.*

Vasco, D. W. [2004] Seismic imaging of reservoir flow properties: Time-lapse pressure changes. *Geophysics*, 69, 511-521.