

4D сейсмическая инверсия как метод уточнения интерпретации для последующего количественного анализа данных 4D сейсморазведки на объекте Sleipner B

■ Лекомцев А.В.

Аннотация. В статье раскрываются методика и результаты инверсии данных 4D сейсмомониторинга на одном из морских месторождений у северо-восточного побережья Норвегии. Основой послужили последовательные 3D съемки, выполненные в режиме 4D в период с 1994 по 2010 год за время его промышленной эксплуатации. Отмечается, что результаты чувствительны к насыщению CO₂ даже на уровне разности амплитуд. Однако автор считает, что можно получить дополнительную информацию, посредством выполнения сейсмической инверсии.

Ключевые слова: 4D сейсморазведка, 4D сейсмомониторинг, 4D инверсия.

Введение

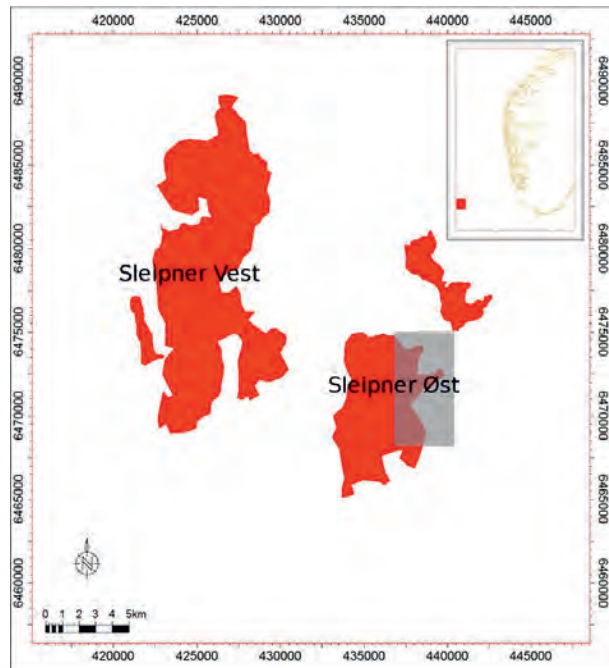
Проекты освоения морских месторождений углеводородов известны с конца XIX века [1]. Их основной особенностью, является более высокая стоимость бурения скважин в сравнении со сходными наземными операциями. Современная сейсморазведка 3D впервые была применена в середине 70-х годов прошлого века в США [3]. По мере развития метода 3D сейсморазведки, компаниями нефтедобытчиками, было предложено использовать данный метод на морских месторождениях в режиме 4D, для контроля разработки залежи и экономии средств на бурении наблюдательных скважин. Широкое коммерческое использование методика 4D сейсмомониторинга получила в 90-х годах прошлого века и впервые была применена на шельфе Северного моря, компанией StatOil Hydro совместно с Exxon. Особо обсуждаемым в 2000-х годах стал пример месторождения Валхал в Северном море, где повторные съемки проводились ежеквартально [4, 12] со значимым результатом. К 2012 году в мире насчитывалось более 50 морских месторождений, где была использован 4D сейсмомониторинг разработки [10]

Помимо добычи углеводородов,

породы коллекторы могут применяться и для утилизации различных бытовых отходов платформ и промышленных отходов производственных объектов, например, газа CO₂, побочного продукта, объектов металлургии и т.п.

К проектам где выполняется сейсмомониторинг относится и объект Sleipner, который является газовым месторождением, открытым в 1974 году в Норвежском секторе Северного Моря в 100 км от Ставангера (Рис. 1). Добыча газа осуществляется из более древних и глубоких пород, исследуемая же формация приурочена к терригенным отложениям миоцена - плиоцена Североморского нефтегазоносного бассейна. По своему геологическому строению объект многопластовый, с наличием зон литологических замещений и значительной литофациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу, Закачка CO₂, была начата в 1996 а завершена в 2015 году. Общий объем закачки составил 15.5 млн тонн.

Объект исследования полностью покрыт сейсмической съёмкой 3D МОГТ объёмом в 300 км² в 1994 г. Эти данные получены до начала разработки и являются базовыми для последующих мониторинговых съёмок 4D, которые выполнялись в 1997, 2001, 2006, 2010 г.



▲ Рис. 1. Проект "Sleipner".

Разработка объекта выполняется с морской платформы в рамках проекта по утилизации CO₂ (см. Рис. 1). В 1996 году была начата закачка газа в пласты коллекторы, через единственную эксплуатационную скважину – 15/9 A16, которая, была завершена в 2015г. 4Д сейсмомониторинг позволяет оценить как целостность удерживающей покрышки, так и остаточную емкость пород коллекторов.

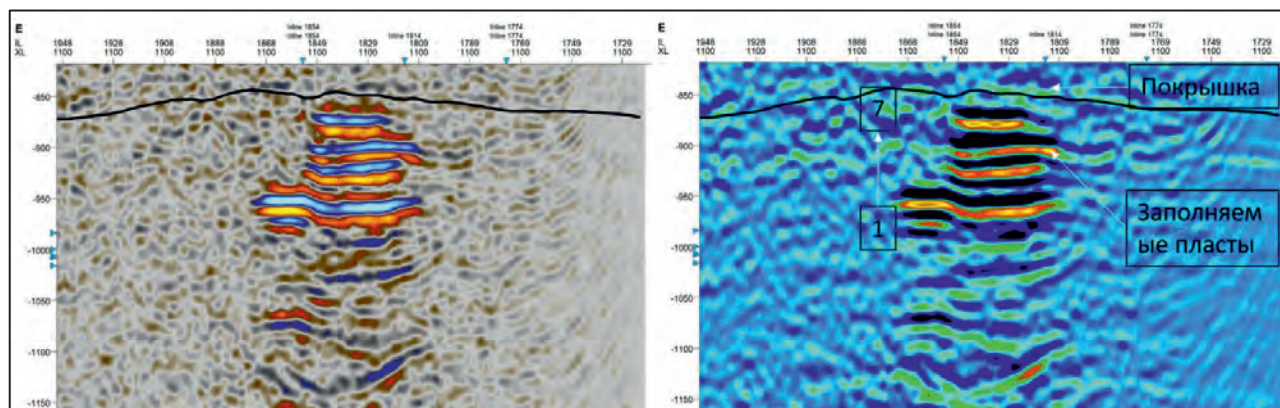
Методы исследований и результаты

Особенностью 3D и 4D сейсмических исследований является необходимость работы с данными в поле амплитуд, то есть, простым сейсмическим сигналом, свернутым с коэффициентами отражения через преобразование Фурье. Интерпретатор при этом вынужден иметь дело с относительно сложной волновой картиной. Сейсмическая инверсия, выполняет процедуру обратную свертке, что позволяет получать «более разрешенные» данные. Сама процедура инверсии при этом может быть различной, начиная от простой акустической и заканчивая различными вариантами стохастической инверсии [2, 3, 7, 8, 9, 13, 14].

При процедуре синхронной инверсии, восстанавливаются разрезы или кубы Р, S импеданса и куб плотностей [5]. В случае инверсии данных в 4D режиме синхронной инверсии, она выполняется минимум 2 раза, например, для базовой и съемки монитора. При этом в результате синхронной 4D инверсии, будут получены кубы Р, S импеданса для базовой и съемки монитора, кубы плотностей для базовой съемки и съемки монитора.

Наибольшую сложность при этом представляет получение кубов плотностей. Как известно, изменения в плотностях, отражаются в амплитудах с угловым диапазоном более 30°. Угловым диапазоном, при этом, как правило, ограничен 40° - 45°. Эта ограниченность неизбежно сказывается на качестве получаемых результатов. Данное обстоятельство налагает повышенные требования к качеству обработки сейсмических данных. В том случае, если породы нечувствительны к изменению давлений, задача упрощается и можно ограничиться расчетом акустической инверсии, качество которой, для 4Д случая может быть выше, чем для 3Д, в силу различных амплитудно-частотных характеристик разновременных наборов угловых сумм. Однако чувствительность пород к изменению в давлениях нужно тестировать при изучении керна или использовать региональные зависимости, если они существуют.

При этом, следует помнить, что в том случае, если соотношение сигнал помеха низкое и изменение давления в резервуаре, связанное с разработкой не отражается в сейсмическом отклике, то в таком случае можно применять кубы акустического импеданса. Они дадут схожую с кубом плотностей картину, но будут более устойчивы к остаточному фону помех.



▲ Рис. 2. Сравнение разницы амплитуд (слева) и импедансов (справа) 94 и 10 гг.

В представленной к вниманию читателя, работе, выполнялась акустическая, инверсия по на основе съемки 4D по, Объекту Sleipner. Массивы данных были получены на основе съемки 1994 г. и 2010 г.

В процессе обработки данных полученных в 2010 году выполнялась и переобработка данных 1994 года. Был выполнен широкий спектр процедур обработки, что позволило ослабить фон кратных волн.

Для выполнения процедуры акустической инверсии применялся суммированный куб данных 1994 года и куб полученный в 2010 году. Для построения низкочастотной модели использовались 2 скважины. Низкочастотная модель была одной и той же для двух наборов данных. Значимых расхождений в форме

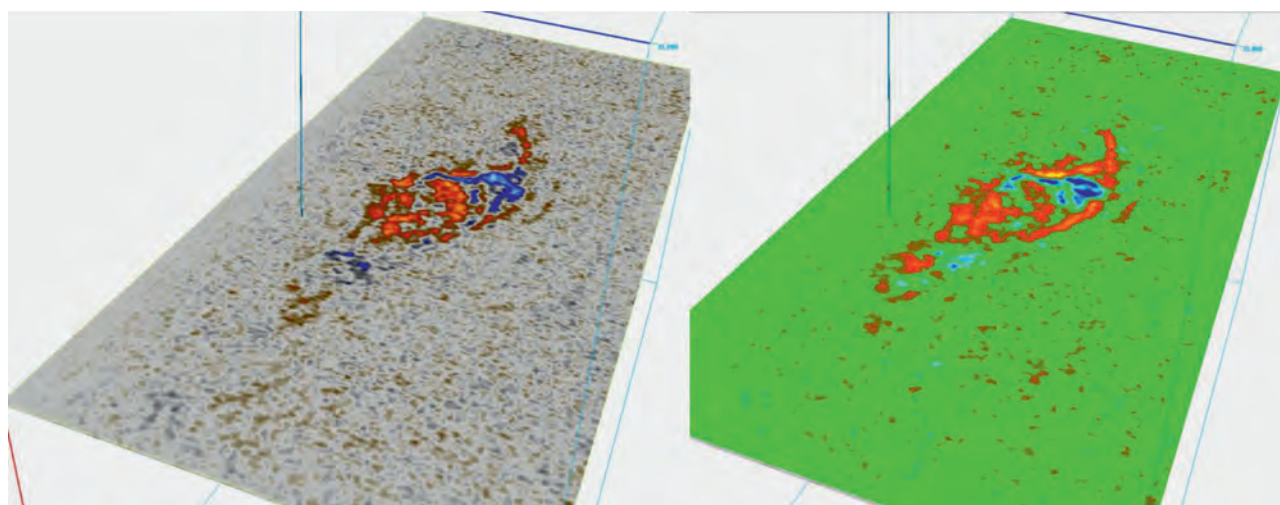
импульса между съемками разных лет не наблюдалось.

После процедуры инверсии были получены кубы акустического импеданса для данных 1994 и 2010 года, а затем выполнено сравнение данных дельта амплитуд и дельта импедансов.

При сравнении разницы амплитуд и разницы импедансов по разрезу на Рис. 2, на визуальном уровне, можно отметить, что инверсия, дает отличную от импедансов картину. В лучшую сторону, меняется разрешающая способность данных. Сигнал выглядит более сжатым.

Сравнение срезов кубов в одном и том же времени, показывает, что акустическая 4Д инверсия имеет несколько более высокую, разрешающую способность, чем данные амплитуд.

▼ Рис. 3. Сравнение дельта амплитуд (слева) и дельта импедансов (справа) для среза кубов в одном интервале времени. Отмечается более высокая разрешающая способность инверсии.



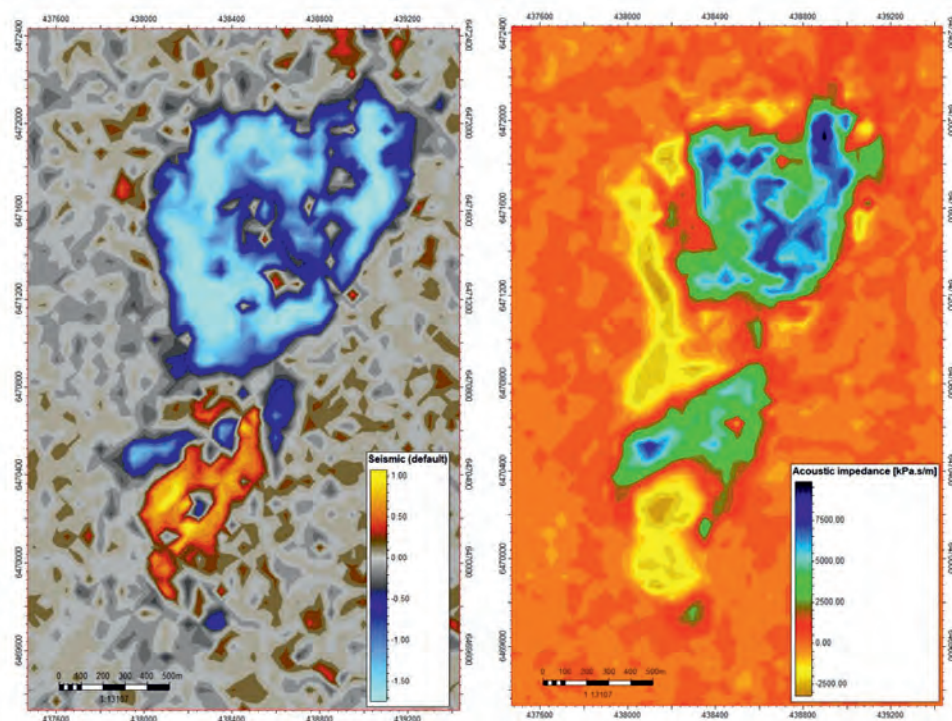


Рис. 4. Сравнение дельта амплитуд (слева) и дельта импедансов (справа) для кровли пласта Utsira для разницы амплитуд 94 и 10 гг. и разницы импедансов 94 и 10 гг.

Отмечено, что геологическое строение в процессе заполнения сжиженным CO₂ по данным инверсии выглядит более разрешенным, чем по данным амплитуд.

Анализ интервального среднего по кровле покрывки показывает отличия в наблюдаемой картине- большую расчленённость по данным импедансов. В дальнейшем это должно позволить снизить неопределенность оценки остаточной емкости заполняемых пластов.

Выводы

- 4D инверсия выполнена на данных объекта Sleipner. Полученные данные, демонстрируют существенное улучшение разрешающей способности инверсии в сравнении с анализом данных 4D амплитуд, который применяется традиционно, что объясняется уходом от сложной волновой картины и переходом к импедансам [4, 6, 9, 11].

- В дальнейшем планируется оценить влияние размещаемого флюида и связанного с ним роста давления на AVO

сейсмограммы, а также предельную емкость вмещающих пород. Сопоставить полученные данные с геологической и гидродинамической моделью. [7, 9].

- Полученные данные при благоприятных условиях могут позволить перейти к оценке остаточной емкости напрямую, используя импеданс, или в случае синхронной инверсии кубы плотности, избегая влияния сложной волновой картины сейсмических 4D амплитуд [15,16,17].

- Полученный на объекте Sleipner опыт будет применен к объектам на территории РФ где в данный момент применяется 4Д сейсмомониторинг с выполнением не только акустической но и синхронной инверсии и последующим количественным анализом а так же интеграцией в гидродинамическую модель.

Литература

1. Мовсумзаде Э.М., Сеидбейли М.Г., Мастобаев Б.Н., Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш. Морская нефтедобыча в XIX начале XX века. М. История и Педагогика естес-

твознания 2015. №2, С. 3-5.

2. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы. Т. 1. Пер. сангл. – М.: Мир, 1983. – 520 с., ил.

3. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 2008, 385 с.

4. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе/ Offshore, 2015, № 2, с. 26-33

5. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 3–16.

6. Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. Сейсморазведка 4Д в России: Опыт, Проблемы, Перспективы // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2025. DOI: 10.15372/GiG2025112

7. Ампилов Ю.П., Вершинин А. В., Левин В. А., Петровский К.А., Приезжев И.И., Штейн Я.И. Полное моделирование в сейсморазведке на основе цифровой геологической модели с использованием метода спектральных элементов. // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2024. DOI: 10.15372/GiG2024115

8. Ампилов Ю.П., Владов М.Л., Токарев М.Ю. Технологии морской сейсморазведки в широком частотном диапазоне: проблемы и возможности // Сейсмические приборы. 2018. Т. 54. №4. С. 42-65

9. Воскресенский Ю.Н., Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов // Российский Государственный Университет Нефти и Газа им. И.М. Губкина. 2001

10. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть // Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С.5–15.

11. Ampilov, Yu.P From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. // EAGE Publ., 2010, pp. 1–274, doi: 10.3997/9789073781825

12. Ampilov Yu.P., Baturin D.G. Latest Marine Geophysical Technologies for Comprehensive Study of Natural Hydrocarbon Reservoirs and Monitoring of Production // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012. С. 2056-2063

13. Barkved O.I. Seismic Surveillance for Reservoir Delivery//EAGE Publication bv. 2012.

14. Foreste K., Robertson J., Boekholt M. Опыт и результаты первых в России морских сейсморазведочных работ 4D на шельфе Сахалина // Материалы 7-й конф. “Шельф России 2012”. М. 2012.

15. Van Gestel J.P., Kommedal J., Barkved O., Mundal I., Bakke R., Best K. Continuous Seismic Surveillance of Valhall Field // The Leading Edge. 2008. P. 8–14

16. Р.Ю. Дашков, Т.Н. Гафаров, Р.Г. Облеков, А.В. Хабаров, О.В.Тимофеева., 4D-Сейсморазведка как инструмент эффективного мониторинга разработки морских месторождений. // Газовая Промышленность №7 835 2022.

17. Т.Н. Гафаров, Р.Г. Облеков, А.В. Хабаров, О.В.Тимофеева, И.В. Воробьев, Д.В. Глущенко, А.П. Рыков, А.В. Лекомцев, А.В. Теплоухов., Опыт использования результатов акустической и синхронной (упругой) AVA – инверсии при разработке месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина (на примере месторождений проекта «Сахалин-2»). // Газовая Промышленность №1 843 2023.