

4D синхронная инверсия как метод количественного анализа данных 4D сейсморазведки

■ Лекомцев А.В., Подбережный М.Ю.

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 CO_2 даже на уровне разности амплитуд. Однако авторы считают, 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. 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 Валхала 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].

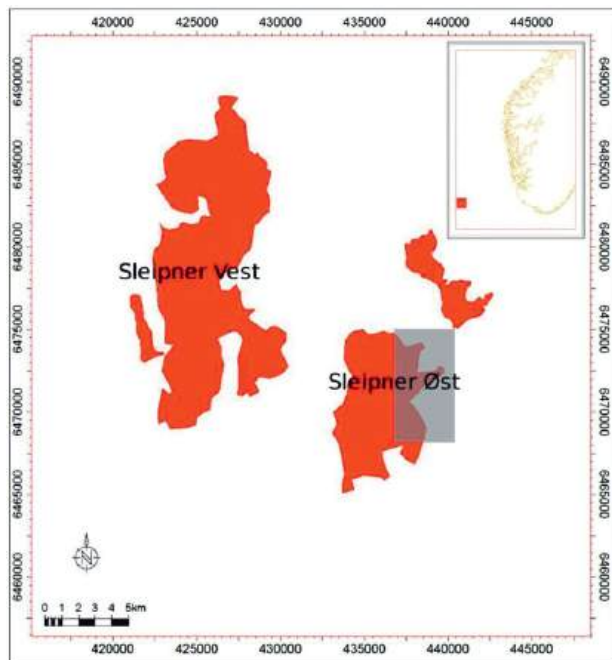
Помимо добычи углеводородов, породы коллекторы могут применяться и

для утилизации различных бытовых отходов платформ и промышленных отходов производственных объектов, например, газа CO_2 , 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 Утсир (Utsira) приурочена к терригенным отложениям миоцена - плиоцена Североморского нефтегазового бассейна. По своему геологическому строению объект многопластовый, с наличием зон литологических замещений и значительной литофациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу. Закачка CO_2 , была начата в 1996 г. а завершена в 2015 году. Общий объем закачки составил 15.5 млн тонн.

Объект исследования полностью покрыт сейсмической съёмкой 3D МОГТ объёмом в 300 км^2 в 1994 г. Эти данные получены до начала разработки и являются базовыми для последующих мониторинговых съёмок 4D, которые выполнялись в 1997, 2001, 2006, 2010 гг.



▲ 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. 4D сейсмомониторинг позволяет оценить, как целостность удерживающей крыши, 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 [1, 2, 3, 6, 7, 8, 12, 13].

При процедуре синхронной инверсии, восстанавливаются разрезы или кубы P, 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 P, 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 не чувствительны к изменению давлений, задача упрощается и можно ограничиться расчетом акустической инверсии, качество которой, для 4D случая может быть выше, чем для 3D, в силу различных амплитудно-частотных характеристик разновременных наборов угловых сумм. Однако чувствительность пород к изменению в давлениях нужно тестировать при изучении керна, использовать региональные зависимости, или результаты предыдущих работ, 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.

В представленной к вниманию читателя, работе, выполнялась синхронная, инверсия по на основе съемки 4D по объекту Sleipner. Массивы данных были получены на основе съемки 1994 г. и 2010 г. Угловой диапазон, разделен на три части, диапазон угловых сумм достигает 45°.

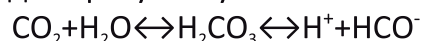
В процессе обработки данных полученных в 2010 году выполнялась и переобработка данных 1994 года. Был выполнен широкий спектр процедур обработки, что позволило ослабить фон кратных волн. Целью данного исследования, является восстановление кубов плотностей и их увязка с данными по объему выполненной закачки в целевые пласты.

Химические процессы при закачке газа в пласты, подходы к петрофизическому моделированию

Закачка CO₂ производится в водоносный песчаный пласт формации Утсира залегающий на глубине 800-1000 м от поверхности морского дна. Толщина коллектора в среднем составляет 200 м. Средняя пористость составляет 40%, абсолютная проницаемость - 3 Дарси, минералогический состав песчаника и фотография полноразмерного керна в дневном свете представлены в табл. 1.

Закачка CO₂ в терригенные породы помимо растворения в пластовой воде и соответственно уменьшении плотности флюида и упругих модулей породы в целом, дополнительно вызывает нарушение химического равновесия и активирует различные химические реакции, приводящие как к растворению минералов (увеличению пористости, уменьшению упругих модулей скелета), так и к осаждению солей в виде вторичных карбонатных минералов (уменьшению пористости, увеличению упругих модулей скелета). Концентрации основных ионов в пластовой вода формации Утсира составляют: Na-0.5 моль/л, Cl-0.5 моль/л, C-0.02 моль/л, K-0.002 моль/л, Ca-0.0004 моль/л.

При растворении CO₂ в пластовой воде образуется углекислота:



Углекислота растворяет-кальцит, содержащийся в скелете и цементе песчаника:



Например, при прокачке через песчаник 150 поровых объемов воды с растворенным CO₂ динамический модуль объемной упругости породы может уменьшиться на 25%, проницаемость вырасти на 200%, а пористость увеличиться всего на 5%. Однако существует

Табл. 1. Минеральный состав песчаника Утсира.

Минерал	Хим. формула	Об. %	Фото ДС
Кварц	SiO ₂	0.76	
Кальцит	CaCO ₃	0.07	
Плагиоклаз	NaAl ₃ Si ₃ O ₈	0.03	
Хлорит	Fe _{2.5} Mg _{2.5} Al ₂ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₈	0.02	
Мусковит	KAl ₃ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂	0.05	
КПШ	AlSi ₃ O ₈	0.07	

обратная реакция – осаждение растворенного кальцита, которая происходит при снижении pH на границах контакта песчаных и глинистых пропластков, увеличивая кажущуюся плотность глинистых перемычек.

Ниже представлены возможные реакции преобразования минералов исходя из минералогического состава песчаника Утсира.

$\text{NaAl}_3\text{Si}_3\text{O}_8 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{NaAlCO}_3(\text{OH})_2 + 3\text{SiO}_2$ (плагиоклаз преобразуется в давсонит и халцедон).

$\text{Fe}_{2.5}\text{Mg}_{2.5}\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_8 + 2.5\text{CaCO}_3 + 5\text{CO}_2 \leftrightarrow 2.5\text{FeCO}_3 + 2.5\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2 + \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + \text{SiO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$ (хлорит и кальцит преобразуются в сидерит, доломит, каолинит и халцедон) – данная реакция характеризует столб прорыва закачиваемого CO_2 вверх над точкой закачки, растворение флюидоупоров и осаждение минералов на границах глинистых перемычек и пластов коллекторов, что приводит к увеличению кажущейся плотности и акустической контрастности глинистых перемычек).

Дополнительным ключевым эффектом изменения фильтрационно-емкостных и упругих характеристик формации является уменьшение эффективного давления при замещении воды на закачиваемый CO_2 . Лабораторные исследования продемонстрировали высокие значения поровой сжимаемости песчаника Утсира $1 \cdot 10^{-10}$ – $4 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, поэтому механическая нагрузка создаваемая вышележащей толщей в большей степени будет приводить к уменьшению пористости при уменьшении порового давления нежели процессы растворения твердого скелета породы.

Наиболее чувствительной характеристикой изменений упругих характеристик пористой среды служит продольный импеданс Z_p , представляющей собой

произведение объемной плотности и скорости упругих волн.

Объемная плотность (ρ) – функция пористости (m) и плотностей скелета ($\rho_{\text{ск}}$), газа (ρ_r), воды (ρ_v) и водонасыщенности порового пространства (n).

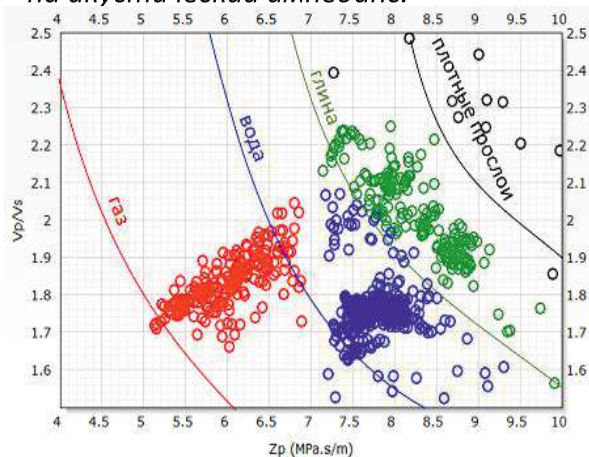
$$\rho = (1-m) \cdot \rho_{\text{ск}} + m \cdot (\rho_r \cdot (1-n) + \rho_v \cdot n)$$

Квадрат скорости продольной волны (V_p) прямо пропорционален модулю объемной упругости насыщенной пористой среды (K) и обратно пропорционален объемной плотности (ρ). В свою очередь модуль объемной упругости насыщенной пористой среды обратно пропорционален $m/K_{\text{фл}}$, где $K_{\text{фл}}$ – объемный модуль насыщающего флюида представляет собой среднее гармоническое объемных модулей газа и воды $K_{\text{фл}} = 1 / ((1-n)/K_r + n/K_v)$.

Скорость поперечной волны менее чувствительно к типу флюида т.к. квадрат скорости поперечной волны прямо пропорционален модулю сдвига породы и обратно пропорционален объемной плотности (ρ).

В качестве подтверждения вышесказанного на рис. 2 представлен пример разделения пород по типу насыщения и литологии в координатах V_p/V_s и Z_p для одного газового месторождения, глубина залегания которого в 2.5 раза больше месторождения Слейпнир.

Рис. 2. Пример влияния насыщения на акустический импеданс.



Влияние химического растворения и консолидации моделируются путем изменения объемного модуля скелета породы ($K_{ск}$) на основании теории Ф. Гассмана:

$$K = K_{ск} + (1 - K_{ск}/K_m) / (m/K_{фл} + (1 - m)/K_m - K_{ск}/K_m^2),$$

где K_m - объемным модулем минеральных зерен, слагающих породу. K_m рассчитывается на основании данных табл.1 и соответствующих физических параметров. Подход применения теории Ф. Гассмана к описанию физико-химических процессов в пористых средах изложен авторами в [17].

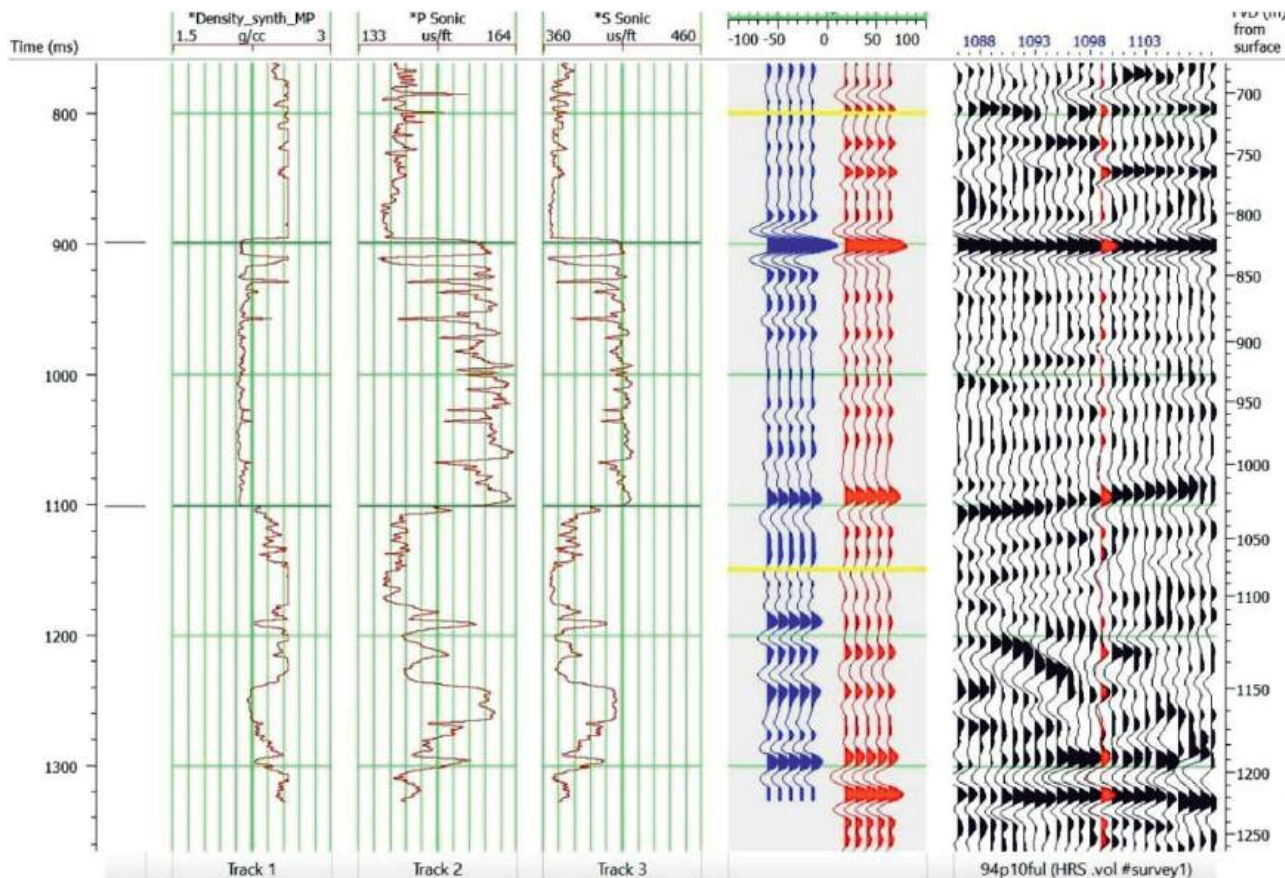
Таким образом, основное влияние на упругие характеристики среды оказывает уменьшение плотности флюида при закачке CO_2 в пласт, пористость коллекторов при химических реакциях изменяется несущественно, эффект уменьшения пористости связан в большей степени с просадкой пластового давления. Основ-

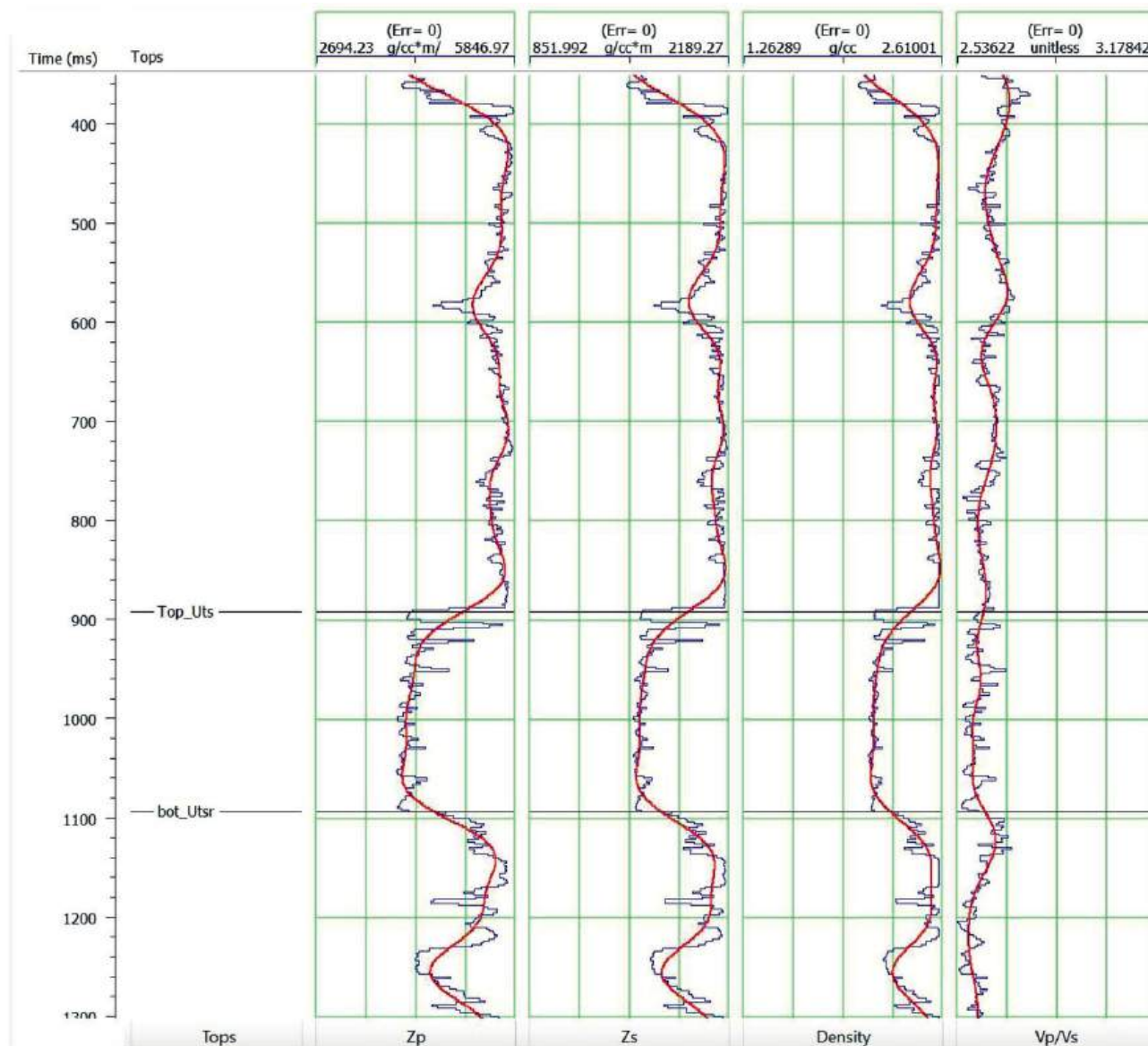
ные изменения, связанные с химическими реакциями, происходят в глинистых пропластках и флюидоупорах, в центральной части происходит разрушение перемычек и прорыв газа, а в периферийных наоборот консолидация и увеличение упругих характеристик на границах глинистых пропластков и коллекторов.

Результаты сейсмической инверсии

Для выполнения процедуры синхронной инверсии применялись угловые суммы данных 1994 и 2010 гг. 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. При выполнении исследования, каротаж, полученный из открытых источников был скорректирован существенным образом, с использованием соседних скважин и

Рис. 3. Сейсмостратиграфическая привязка.





▲ Рис. 4. Сравнение начальных и инвертированных кривых. Отмечается их хорошее схождение в целевом интервале.

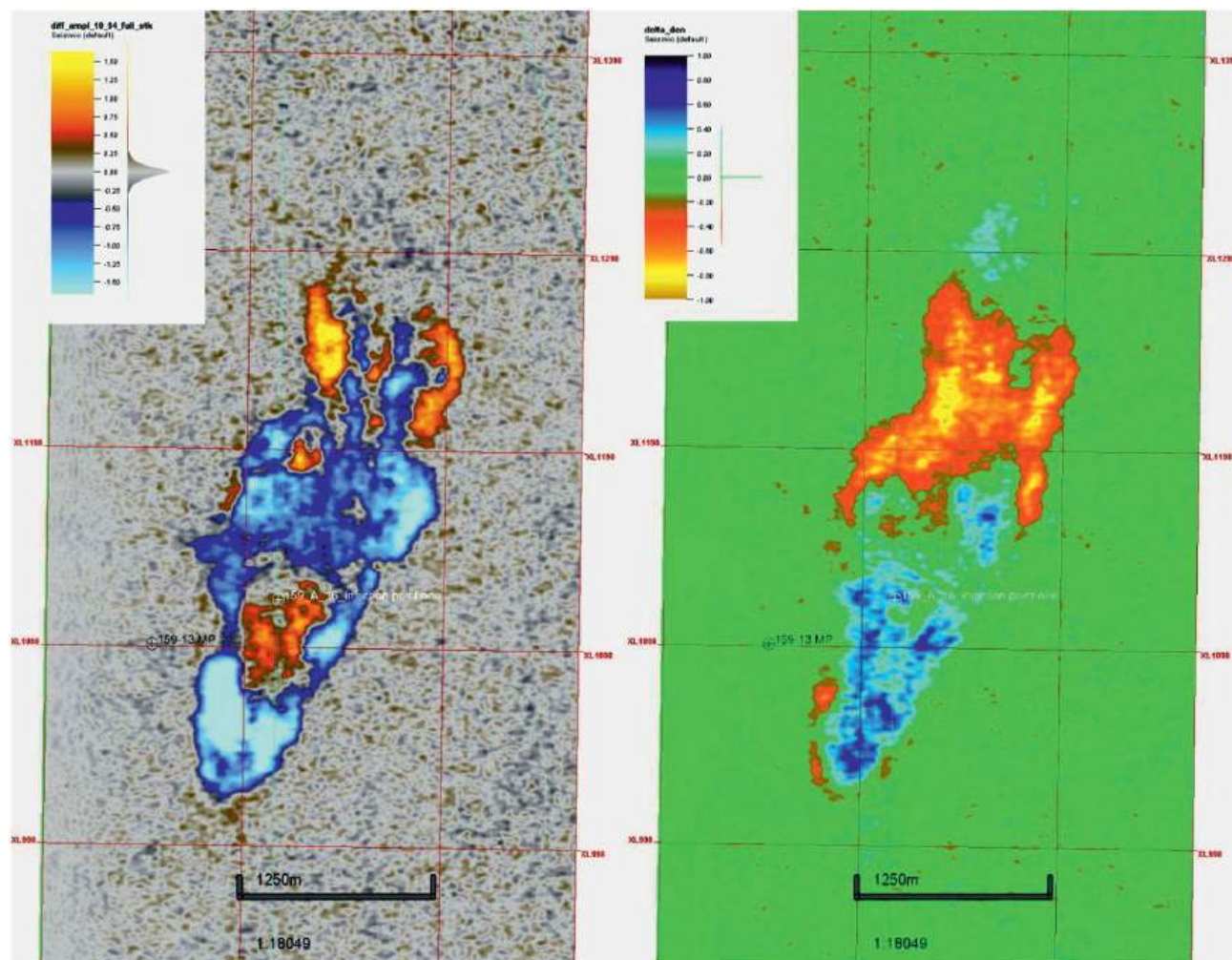
региональных зависимостей, что позволило повысить качество сейсмостратиграфической привязки и как следствие повысить разрешающую способность итоговых данных.

После процедуры инверсии были получены кубы продольного и поперечного импеданса, а так же кубы плотностей для данных 1994 и 2010 года. Затем выполнено сравнение данных дельта амплитуд и дельта продольных/поперечных импедансов, кубов плотностей, а так же дельта акустических импедансов, о которых, авторы писали в предыдущей статье. [18].

Данные привязки показывают хорошую корреляцию синтетических и скважинных данных, что позволяет перейти к процедуре синхронной инверсии сейсмических данных.

При сравнении разницы амплитуд и разницы импедансов на рис. 5., на визуальном уровне, можно отметить, что инверсия, дает отличную от импедансов картину. В лучшую сторону, меняется разрешающая способность данных. Сигнал выглядит более сжатым.

На количественном уровне, появляется возможность анализа дельта плотностей напрямую - путем сопоставления



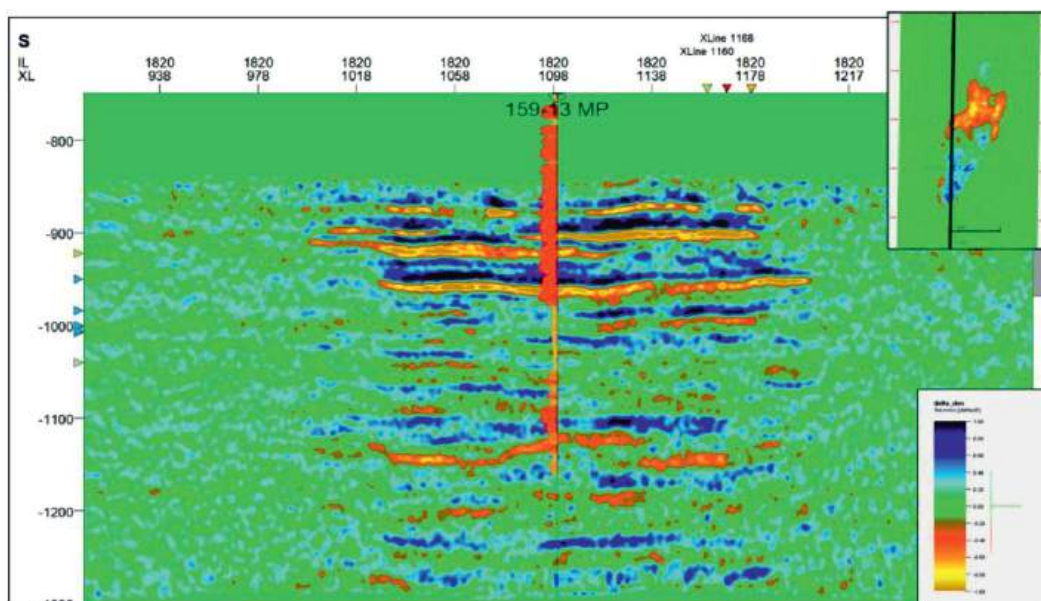
▲ Рис. 5. Сравнение результатов дельты 4Д амплитуд и 4Д инверсии – куба дельта плотностей разницы 2010 и 1994 гг.

данных разработки и инвертированных плотностных данных.

Сравнение разрезов уточняет границы распространения закачанного газа, а

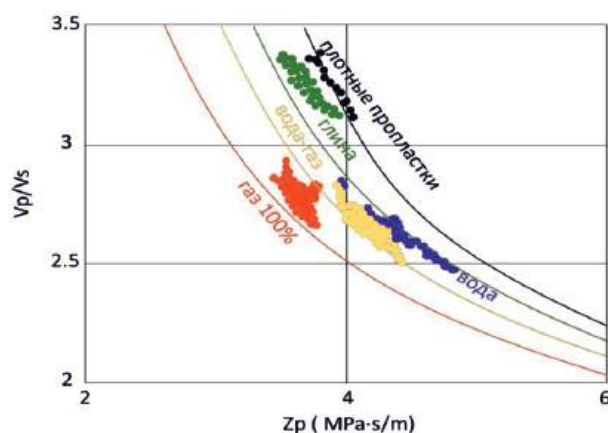
также указывает на то что со временем газ начал проникать в породы, слагающие покрывку залежи, что привело к остановке его закачки.

► Рис. 6. Куб дельта плотностей.



Отмечено, что геологическое строение в процессе заполнения сжиженным CO_2 по данным инверсии выглядит более разрешенным, чем по данным амплитуд. Полученные данные требуют дополнительного анализа. Однако, даже в текущем виде, кубы плотностей пригодны для количественного анализа. Кубы импедансов 4D подходят для такого анализа гораздо меньше, т.к. в них меняется два параметра – V_p и ρ .

На основе вышеизложенного возможно оценить тип насыщения на объекте Sleipner для района скважины 159-13 и сейсмических данных 2010 г. (рис. 7).



▲ Рис. 7. Влияния насыщения на акустический импеданс на объекте Sleipner.

Выводы

- Рассмотрены химические процессы, влияющие на упругие характеристики пористой среды при закачке диоксида углерода в пласт.
- Рассмотрены подходы к петрофизическому моделированию
- Выполнена корректировка имеющегося каротажа, на основе соседних скважин.
- Выполнена синхронная 4D инверсия а на данных объекта Sleipner, оценена возможность оценки степени насыщения. Полученные данные, позволяют

приступить к количественному анализу остаточной емкости объекта и сопоставлением с имеющийся гидродинамической моделью [4, 6, 9, 11].

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

Литература

1. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы. Т. 1. Пер. сангл. – М.: Мир, 1983. – 520 с., ил.
2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 2008, 385 с. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе/Offshore, 2015, № 2, С. 26-33
3. 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.
4. Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. Сейсморазведка 4D в России: Опыт, Проблемы, Перспективы // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2025. DOI: 10.15372/GiG2025112
5. 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
6. 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

7. 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

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

9. 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

10. 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

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

12. 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”, 2012.

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

14. 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, 2022, №7, С. 40-45.

15. 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. 2023, №1, С.46-51.

16. Лекомцев А.В., 4D сейсмическая инверсия как метод уточнения интерпретации для последующего количественного анализа данных 4D сейсморазведки на объекте Sleipner B // Приборы и системы разведочной геофизики. 2025, №1, С. 128-135

17. Подбережный М.Ю. Особенности взаимодействия многофазных микроструктурированных сред с акустическими и электрическими полями //Диссертация кандидата физико-математических наук - Новосибирск, 2009.- 177 с.

Подробнее об авторах



Лекомцев
Андрей Валерьевич



Подбережный
Максим Юрьевич