

Хранилище CO₂ на газовом месторождении Aztzbach-Schwanenstadt: исследование возможности сейсмического мониторинга. CO₂ storage at the Aztzbach-Schwanenstadt gas field: a seismic monitoring feasibility study

Giuliana Rossi,¹ * Davide Gei,¹ Stefano Picotti,¹ и Jose M. Carcione¹

Геологическое хранение углекислого газа (CO₂), т. е. его закачивание в подповерхностные горизонты, является одним из вариантов уменьшения эмиссии возможно самого вредного парникового газа. Хранение на существующих нефтяных и газовых месторождениях или в невозможных для разработки угольных пропластах, закачанного CO₂ дает дополнительную экономическую выгоду посредством увеличенного улавливания нефти/газа (EOR/EGR), или извлечения метана из угольных пластов (e.g. Barnes and Worden, 2004). Хотя EOR (вторичный метод добычи нефти) является хорошо разработанной технологией, возможность EGR (рециркуляция отработавших газов), обусловленная эффектом выталкивания подушки CO₂, все еще не является доказанной несмотря на отдельные исследования по этой проблеме (например, Oldenburg, 2003; Oldenburg et al., 2004).

Закачивание уже активно осуществляется на газовых месторождениях K12-B, морская акватория Нидерландов, тогда как другие месторождения в Японии, Соединенных штатах, Австралии и Европе являются объектами изучения возможной пригодности и прединъекционных исследований (например, Riddiford et al., 2004; Krefit et al., 2006). Среди них газовое месторождение Atzbach-Schwanenstadt является одним из четырех опытных местоположений финансируемого Европейским союзом (EU) проекта CASTOR (CO₂ от улавливания до сохранения – CO₂ from Capture to STORage) для испытания и проверки технологии. Atzbach-Schwanenstadt, фактически полностью выработанное газовое месторождение, расположено в центральном районе северной Австрии (рис. 1), в бассейне Molasse во фронтальной части Альпийской горной цепи, вне области, подверженной деформациям сжатия. Участки песчаного резервуара приблизительно на глубине около 1600 м под поверхностью были образованы в бассейне Puchkirchen, глубоководной впадине, параллельной альпийскому фронту.

Разрабатывающее это месторождение Rohoel-Aufsuchungs AG рассматривает его преобразование в хранилище CO₂ и проверяет пригодность закачивания CO₂ при EGR. Возможные источники CO₂ – это бумажная фабрика (производит около 200000 тонн ежегодно) и завод по производству удобрений (производит около 100000 тонн CO₂ ежегодно), между тем как транспортировка CO₂ может

производиться в автоцистернах. Геофизика, геохимия, геомеханика и разработка газовых месторождений являются дисциплинами, которые в пределах проекта CASTOR проводят исследования возможности повышенного улавливания газа (Enhanced Gas Recovery), а также влияния закачивания CO₂ на механическую прочность ловушки. Более того, исследования оценивают опасность миграции CO₂ в грунтовые воды или атмосферу (Polak et al., 2006). Ключевая позиция, в частности, когда место ловушки находится на суше, заключается в обеспечении уверенности в предварительных оценках долговременного хранения CO₂ под поверхностью земли и в установлении и измерении любых потенциально опасных утечек к поверхности, что требует эффективную программу мониторинга хранилищ CO₂.

Выбор из числа широкого ранга доступных методов мониторинга зависит от характеристик ловушки, технических требований и бюджета (например, Benson et al., 2004; Arts and Winthae-gen, 2005). Обычно, 3D наземная сейсмика, со временем дополненная многокомпонентной сейсмической съемкой, межскважинная сейсмика и ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование) могут быть главными методами для контроля оценки поведения CO₂ в течение стадий до закачивания, закачивания и после закачивания, как демонстрируется на месторождении Sleipner (e.g. Arts et al., 2004). В этом конкретном случае, однако, из-за присутствия остаточного метана условия для сейсмического картирования пласта CO₂ менее благоприятны, чем в случае выработанного нефтяного резервуара или засоленного водоносного горизонта. В целом, чувствительность сейсмической съемки 4D при определении изменчивости флюидонасыщенности зависит 1) от геологических характеристик резервуара и покрывающих его пород и 2) от сейсмических параметров, которые будут приняты для испытаний. Сейсмическое моделирование является задачей, предназначенной для изображения конкретной геологической ситуации и воспроизведения различных сценариев изоляции CO₂, но его успех зависит от корректного описания физических свойств пород, содержащих CO₂. Настоящая работа исследует чувствительность сейсмических характеристик к небольшим вариациям CO₂ и CH₄ внутри резервуара как изучение возможности для последующих сейсмических мониторинговых съемок.

Метод комплексного сейсмического моделирования

На рис. 2 показана схема наших работ комплексным методом для оценки и проектирования по сейсмическому мониторингу. Изучение физических свойств пород и флюидов лежит в основе понимания чувствительности сейсмических характеристик к небольшим вариациям содержания флюида в горных породах. Более того, физические свойства пород используются при численном моделировании, для расчета модельных сейсмограмм. Томографический анализ материалов моделирования помогает нам тестировать осуществимость мониторинга мест хранения CO₂ и настраивать оптимальные параметры съемки.



Рисунок 1 Положение газового месторождения Atzbach-Schwanenstadt.

¹ Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica (OGS), Borgo Grotta 'Corresponding author: Giuliana Rossi, E-mail: grossi@inogs.it. nte 42/C, Sgonico 34010, Italy.

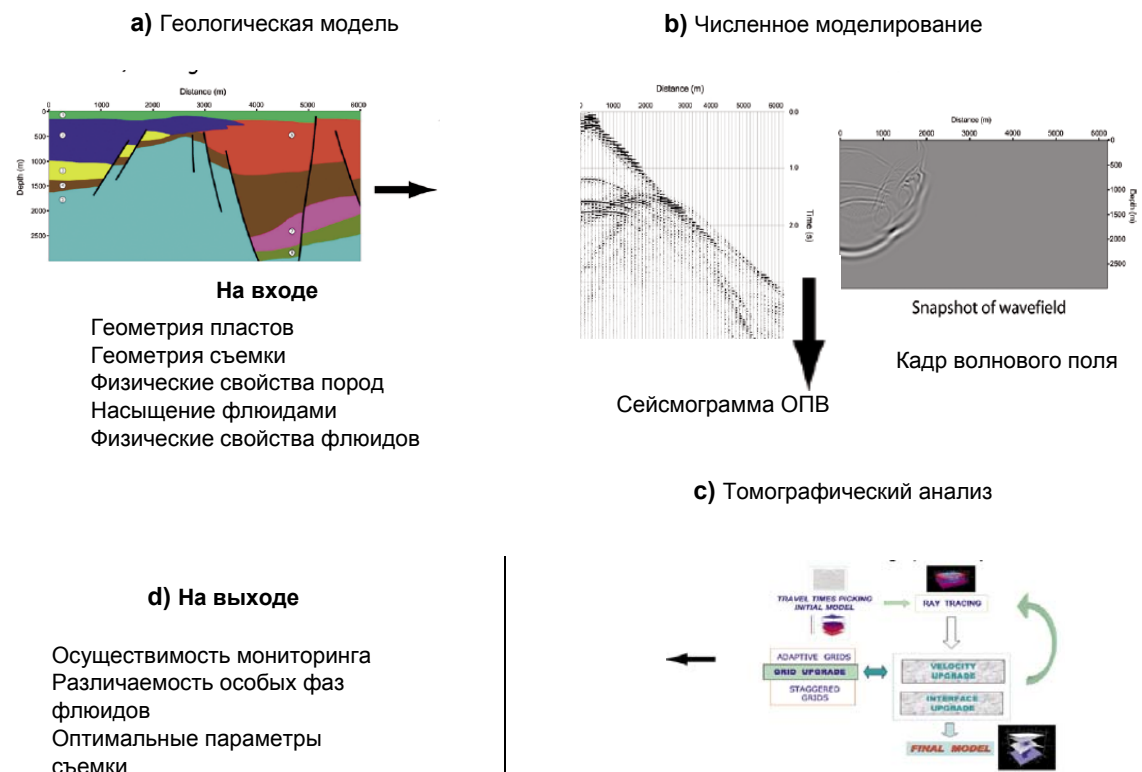
CO₂ секвестрация

Рисунок 2 Комплексный метод, теоретические исследования сейсмических свойств пород и флюидов, численное моделирование, томографический анализ и обратное моделирование.

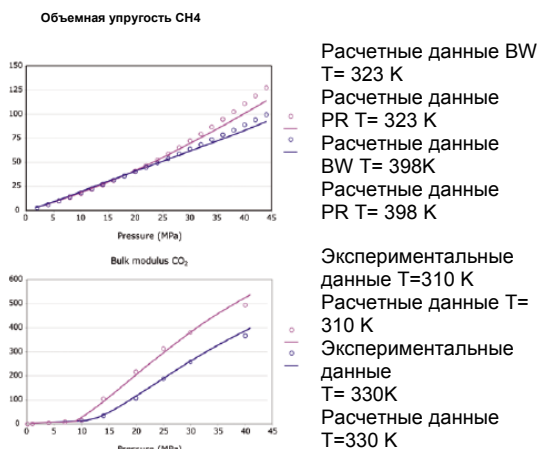


Рисунок 3 - а)

Сравнение экспериментальной и вычисленной объемной упругости для двуокиси углерода (экспериментальные данные Wang and Nur (1989)). б) Сравнение объемной упругости метана вычисленной по уравнениям состояния Peng-Robinson (PR) и по полуэмпирическим формулам Batzle и Wang (1992) (BW).

Модели для получения сейсмических характеристик основаны на поро-вязкоупругой теории для глинистых песчаников. Уравнения поро-вязкоупругости, которые составляют ядро алгоритма моделирования, решаются по дискретизированной по времени схеме четвертого порядка Runge-Kutta и скользящему методу Fourier для вычисления пространственных производных. Входные параметры – это, в основном, пористость, насыщенность, вязкость, модуль сухой породы, состав глины, факторы качества, температура, поровое давление и напряжение, создаваемое горным давлением. Дифференциальные уравнения движения задаются, и метод использует модули Gassmann, обычно применяемые для флюидного метасоматического выполнения. Моделирование дает полное волновое поле для произвольных геометрии пластов и основных физических характеристик (Carcione and Helle, 1999; Carcione et al., 2003a, b).

Наш запатентованный томографический пакет программ CAT-3D позволяет решать прямые и обратные задачи. Могут быть вычислены поля скоростей волн P и S, а также геометрия отражений. Программное обеспечение включает совместные задачи для точной оценки достоверности томографической системы и качественного контроля результатов. Программное обеспечение позволяет совместное

CO₂ секвестрация

	Формация	Средн глуб.	Давлени е (МПа)	Темпе- ратура (°C)	Твердые вещества	Насыщенные флюиды	Sw	Cc	ρ_s (кг/м ³)	Ks (ГПа)	Φ	Km (ГПа)	μ_m (ГПа)
0	Покрывающ.	106	1.17	17.7	Глина+песок	Соляной раствор+воздух	0.3	0.5	2625	24.3	0.30	0.82	0.31
1	HSCHT	590	6.06	29.8	Глина+песок	Соляной раствор	1.0	0.3	2635	29.2	0.26	3.90	3.75
1.1	HSCHT	590	6.06	29.8	Глина+песок	Соляной раствор+CH ₄	0.4	0.3	2635	29.2	0.26	3.90	3.75
1.2	HSCHT- утечка	900	9.20	37.5	Глина+песок	Соляной p-p+CO ₂ +CH ₄	0.4	0.3	2635	29.2	0.26	3.90	3.75
2	Найл (высокоскоростной- A2(A3 верхний)	1008	1.10	42.2	Глина+песок	Соляной раствор	1.0	0.7	2615	19.1	0.20	18.38	4.79
3	A2(A3 верхний)	1283	13.12	42.2	Глина+песок	Соляной раствор	1.0	0.8	2610	16.9	0.15	15.31	4.56
4	A3(A4основ.)	1588	16.15	54.7	Глина+песок	Соляной p-p+CO ₂ (90%)+ CH ₄ (10%)	1.0	0.5	2625	24.3	0.17	14.63	7.90
4.1	A3(A4основ.)	1588	16.15	54.7	Глина+песок	Соляной p-p+CO ₂ (90%)+ CH ₄ (10%)	1.0	0.5	2625	24.3	0.17	14.63	7.90
5.0	A4(A4основ.)	1788	18.7	54.7	Глина+песок	Соляной p-p	1.0	0.3	2635	29.2	0.17	16.7	10.58
5.1	A4(A4основ.)	1788	18.7	54.7	Глина+песок	Соляной p-p+CH ₄ (100%)	0.4	0.3	2635	29.2	0.17	16.7	10.58
5.2	A4(A4основ.)	1788	18.7	59.7	Глина+песок	Соляной p-p+CO ₂ (50%)+ CH ₄ (50%)	0.4	0.3	2635	29.2	0.17	16.7	10.58
5.3	A4(A4основ.)	1788	18.7	59.7	Глина+песок	Соляной p-p+CO ₂ (90%)+ CH ₄ (10%)	0.4	0.3	2635	29.2	0.17	16.7	10.58
6	Канал	1888	19.18	62.2	Глина+песок	Соляной p-p	1.0	0.4	2630	26.8	0.15	16.7	11.05
7	SST(вер.эоцен)	1988	20.19	64.7	Глина+песок	Соляной p-p	1.0	0.5	2625	24.3	0.15	9.63	7.38
8	Эоцен	2208	23.22	72.7	Глина+песок	Соляной p-p	1.0	0.5	2680	57.2	0.15	42.41	22.06

σ_m	T	η_f (cP)	K (мДарси)	ρ_f (кг/м ³)	Kf (ГПа)	Q	Vp(км/с)	Vs(км/с)	Vp/Vs	ρ (кг/м ³)	Акуст. Импед. контраст	Ksat (GPa)	η_{sat} (GPa)	σ_{sat}
0.33	2.17	0.006	40.00	319.64	0.00	6.90	800	400	2.00	1933	0.471	0.82	0.31	0.33
0.14	2.42	0.926	42.60	1032.55	2.54	72.76	2600	1300	2.00	2218	0.132	9.99	3.75	0.33
0.14	2.42	0.078	42.60	464.80	0.02	46.50	2078	1346	1.54	2071	0.272	3.95	3.75	0.14
0.14	2.42	0.092	42.60	521.16	0.02	46.28	2073	1341	1.55	2085	0.002	3.97	3.75	0.14
0.38	3.00	0.760	112.80	1030.06	2.63	115.52	3276	1428	2.29	2298	-0.020	18.41	4.69	0.38
0.37	3.83	0.704	14.96	1029.02	2.66	99.67	3043	1386	2.19	2373	0.050	15.90	4.56	0.37
0.27	3.44	0.632	33.50	1027.16	2.70	125.09	3409	1832	1.86	2353	0.028	16.82	7.90	0.30
0.27	3.44	0.164	33.50	776.75	0.09	117.61	3305	1849	1.79	2311	0.025	14.71	7.90	0.27
0.24	3.44	0.590	24.50	1025.72	2.72	152.04	3758	2116	1.78	2361	0.005	19.25	10.58	0.27
0.24	3.44	0.083	24.50	519.52	0.06	145.93	3682	2156	1.71	2275	0.034	16.74	10.58	0.24
0.24	3.44	0.138	24.50	757.68	0.11	143.63	3653	2137	1.71	2316	0.029	16.80	10.58	0.24
0.24	3.44	0.153	24.50	820.02	0.14	143.09	3646	2132	1.71	2326	0.028	16.82	10.58	0.24
0.23	3.83	0.571	14.96	1024.95	2.7	151.53	3752	2150	1.74	2389	-0.080	18.90	11.05	0.26
0.19	3.83	0.553	14.96	1024.13	2.7	110.22	3200	1759	1.82	2385	0.296	14.58	7.38	0.28
0.28	3.83	0.502	14.96	1021.48	2.7	291.06	5200	2858	1.82	2700		43.60	22.06	0.28

Sw	водное насыщение (%)
Cc	состав глин (%)
ρ_s (кг/м ³)	плотность твердых зерен (смесь кварца и глины)
Ks (ГПа)	объемные модули материала, образующего твердые зерна
Φ	пористость
Km (ГПа)	объемные модули твердых скелетов (объемные модули сухих пород)
μ_m (ГПа)	модули сдвига твердых скелетов (модули сдвига твердых пород)
σ_m	отношение Пуассона твердых скелетов
T	кривизна
η_f (CP)	вязкость флюида (вязкость жидкостно-газовой смеси)
K(мДарси)	проницаемость
ρ_f (кг/м ³)	плотность флюидной фазы (плотность жидкостно-газовой смеси)
Kf (ГПа)	объемные модули флюидной фазы (объемные модули жидкостно-газовой смеси)
Q	фактор качества
Vp (км/с)	скорость P-волн
Vs (км/с)	скорость S-волн
ρ (кг/м ³)	Объемная плотность
Ksat (ГПа)	объемные модули влажных пород
μ_{sat} (ГПа)	Сдвиговые модули влажных пород
σ_{sat}	Отношение Пуассона влажных пород

Таблица 1. Характеристики и физические свойства различных формаций по литературным источникам, теории и информации партнеров. Символы разъяснены на третьей панели.

использование волн различного типа (отраженные, преломленные, прямые и обменные) для любой произвольной геометрии источника и приемника (Bohm et al., 1999). Более того, совместное использование неравномерных сеток и метод неравномерной сети дают изображение скоростного поля с высоким разрешением без потери устойчивости инверсии (Vesnaver et al., 1999; Vesnaver and Bohm, 2000). Томография со смещением частоты вместе с более общей томографией времен пробега обеспечивает затухающую модель в дополнение к сейсмической скорости (e.g. Rossi et al., 2007).

Акустические свойства флюидов.

Чтобы промоделировать сейсмический сигнал на месте хранилища, необходимо рассчитать физические свойства различных флюидов (соляной раствор, нефть, природный газ и двуокись углерода), воспроизвести различные сценарии процесса закачивания (e.g. Carcione et al., 2006). Большинство традиционных методов, применяемых для вычисления плотности чистых беспримесных компонент или смесей флюидов при сверхкритических условиях, используют уравнения состояния (EoS). Мы используем Peng-Robinson EoS

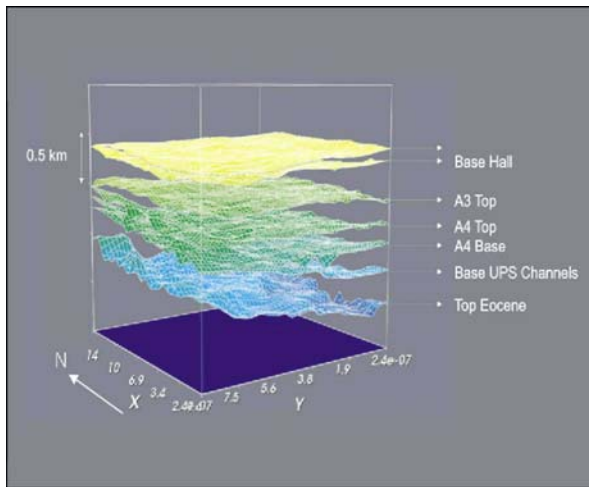


Рисунок 4 Геологическая модель Atzbach-Schwanenstadt: цвет связан с глубиной поверхности.

(Peng and Robinson, 1976), кубическое уравнение, полученное из уравнения состояния van der Waals. Изотермическая сжимаемость c_T газов может быть получена из EoS, рассматривая формулу, $c_T = -1/V(\partial V/\partial P)$, где V это объем, а P это давление (Morse and Ingard, 1986).

Объемные модули газа K_G определяются как инверсия адиабатической сжимаемости c_s , которая связана с изотермической сжимаемостью c_T через показатель адиабаты $\gamma: c_s = c_T/\gamma$. Отсюда K_G задается:

$$K_G = \gamma V \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)$$

Показатель адиабаты для метана дается Batzle and Wang (1992). Мы получили показатель адиабаты для CO₂ из регрессии экспериментальных данных. Вязкость чистых газовых компонент и газовых смесей как функция давления и температуры определяется, исходя из теории Lohrenz-Bray-Clark (Lohrenz et al., 1964). Эта модель использует понятие остаточной вязкости, которая определяется как разница между вязкостью при господствующих условиях и вязкостью при низком давлении, когда вязкость зависит только от тепловой энергии. Это может быть связано с плотностью флюида, тогда как вязкость газов при низком давлении может быть определена из кинетической теории газов.

Акустические свойства соляного раствора зависят от температуры, давления и солёности. Batzle and Wang (1992) дают серию полезных эмпирических соотношений между изменчивостью состояния и скоростью и плотностью. Вязкость соляного раствора может быть рассчитана как функция солёности воды и температуры (Batzle and Wang, 1992). Уравнения, данные Batzle and Wang (1992), ограничены давлениями и температурами экспериментов (около 60 МПа и 100°C). На рис. 3 приведено сопоставление между объемными модулями диоксида карбона и метана соответственно, рассчитанными по различным формулам и полученных экспериментальным путем (где это возможно).

Физическая модель Atzbach-Schwanenstadt

Геологическая модель построена на основании интерпретации сейсмических данных, геологических сведений и данных скважинного каротажа (Polak et al., 2006), включая топографию и один слой низкой скорости для зоны малых скоростей (рис. 4).

Модель была затем наполнена физическими свойствами, полученными частично от коллег, частично по литературным данным, тогда как свойства флюида были рассчитаны, как изложено выше. В таблице 1 приведены различные слои, их геологический состав, условия давления и температуры и физические свойства при разной флюидной насыщенности. Предполагается, что CO₂ закачан в формацию A4, сланцевый песчаник внутри осадочной последовательности (5 слой в нашей модели). Мы рассчитали различные процентные отношения метана и соответственно двуокиси углерода, чтобы оценить чувствительность сейсмических характеристик как скорость волны к небольшим вариациям процентного отношения: относительные величины указаны в соответствии с рядами слоя 5.1 (соляной раствор+CH₄) и 5.2 (соляной раствор+50%CO₂ и 50%CH₄) и т.д. Мы рассчитали физические свойства в случае миграции CO₂ в один из малоглубинных слоев, например, через заброшенную скважину: результативные свойства представлены рядами 1.2 и 4.1.

Как ожидалось, изменение в физических свойствах значительно, когда существует закачивание газовой смеси в слой, содержащий только соляной раствор, тогда как изменения намного меньше в присутствии метана, поскольку физические свойства

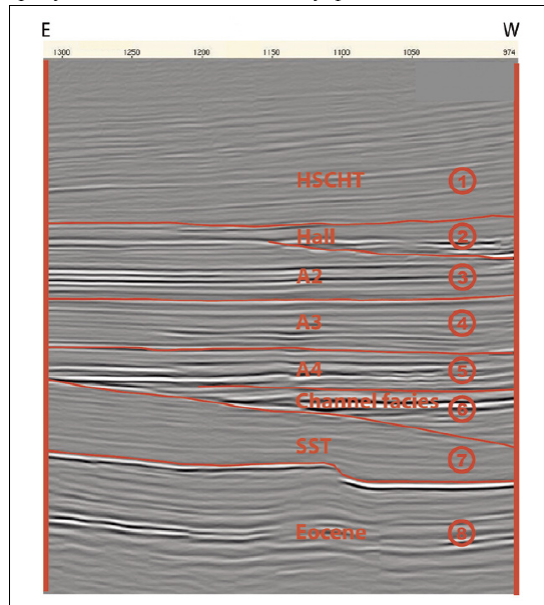


Рисунок 5 Сейсмический разрез, соответствующий геологической модели. Нанесена геологическая интерпретация. Каждая формация идентифицируется числом, чтобы помочь распознаванию.

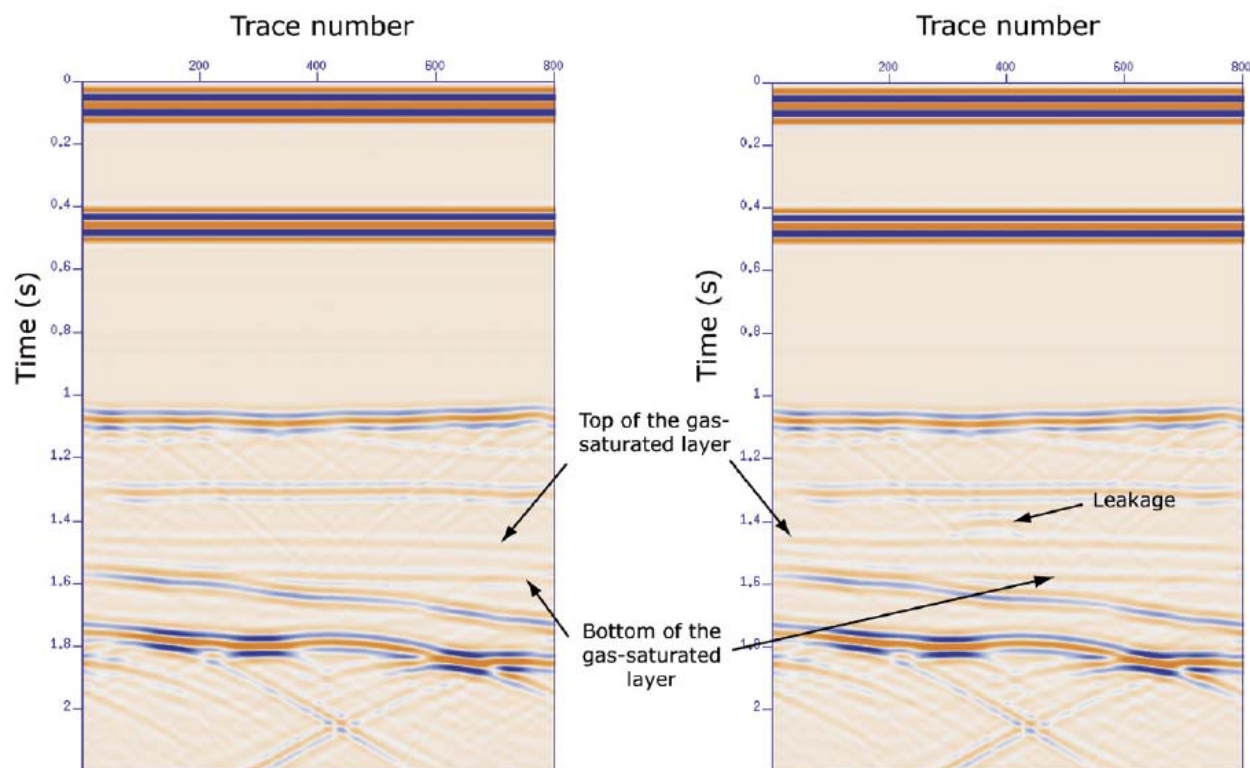


Рисунок 6 Синтетический сейсмический разрез (ближних трасс), соответствующий оригиналу на рис. 5. а) до закачивания CO_2 ; б) после того, как был закачан CO_2 . Утечка в формацию A3 над резервуаром вдоль заброшенной скважины (1-1.2 с).

очень похожи. Заслуживает внимания замечание относительно того, почему изменение процентного отношения CO_2 от 50% до 90% уменьшает скорость сейсмических Р волн только на ~20 м/с, между тем как плотность падает на 26 кг/м^3 , и, соответственно, акустический импеданс изменяется на 0.003 (около 9%). Существуют также слабые изменения фактора добротности (Q) Р волн, и следовательно, амплитуды и частоты сейсмических сигналов. Это значит, что изменения, которые могут быть ожидаемы в сейсмическом эксперименте, действительно едва различимы, если задача состоит в том, чтобы определить количественное изменение концентрации флюида в пределах резервуара.

Моделирование сейсмических данных и инверсия

Мы воспроизвели обработку сейсмического профиля по линии, совпадающей с профилем съемки 2D, с имеющимся сейсмическим разрезом после миграции (рис. 5). Неравномерная сеть со скользящим окном, связанная с геологической моделью, имеет 800×720 точек, а источник это импульс Ricker с преобладающей частотой 20 Hz. Использование описанной методологии позволяет нам иметь прямой контроль характеристик резервуара, таких как модули сухой породы, пористость, проницаемость, и свойства флюидов и условия в пласте, такие как поровое давление и температура. Мы рассчитали синтетические данные перед закачиванием CO_2 (метан + соляной раствор в резервуаре с газовым насыщением 66%) и после закачивания (метан + двуокись карбона + соляной раствор в

резервуаре; газовая насыщенность 66%, а объемное содержание CO_2 по отношению к CH_4 90%). Поровязкоупругие сейсмограммы до и после закачивания CO_2 показали ожидаемое различие (рис. 6). Утечка, которую мы гипотетически предположили связанной с заброшенной скважиной над резервуаром, легко поддается выявлению. Установление различия между метаном и двуокисью карбона в резервуаре возможно по синтетическим данным. Тем не менее, различие трудно уловимо и может быть замаскировано шумами, или неповторяющимися акустическими импульсами. Обычная процедура при оценивании подобия двух массивов данных мониторинга состоит в использовании повторяемости метрик (систем показателей), таких как стандартный rms (NRMS), когда

$$NMRS = 100 \frac{RMS(repeat - base)}{0.5(RMS(repeat) - RMS(base))} \quad (\text{напр. Kragh and Chistie, 2002})$$

На рис. 7 приведено сопоставление между двумя записями: а) NRMS в случае 90% CO_2 и 10% C_4 , и б) то же самое, но в присутствии утечки в формации A3. Различие составляет более 15%, по сравнению с данными реальных измерений (Kragh and Christie, 2002). Следовательно, несмотря на трудности повторных сейсмических съемок на суше, не может быть обнаружена возможная миграция CO_2 .

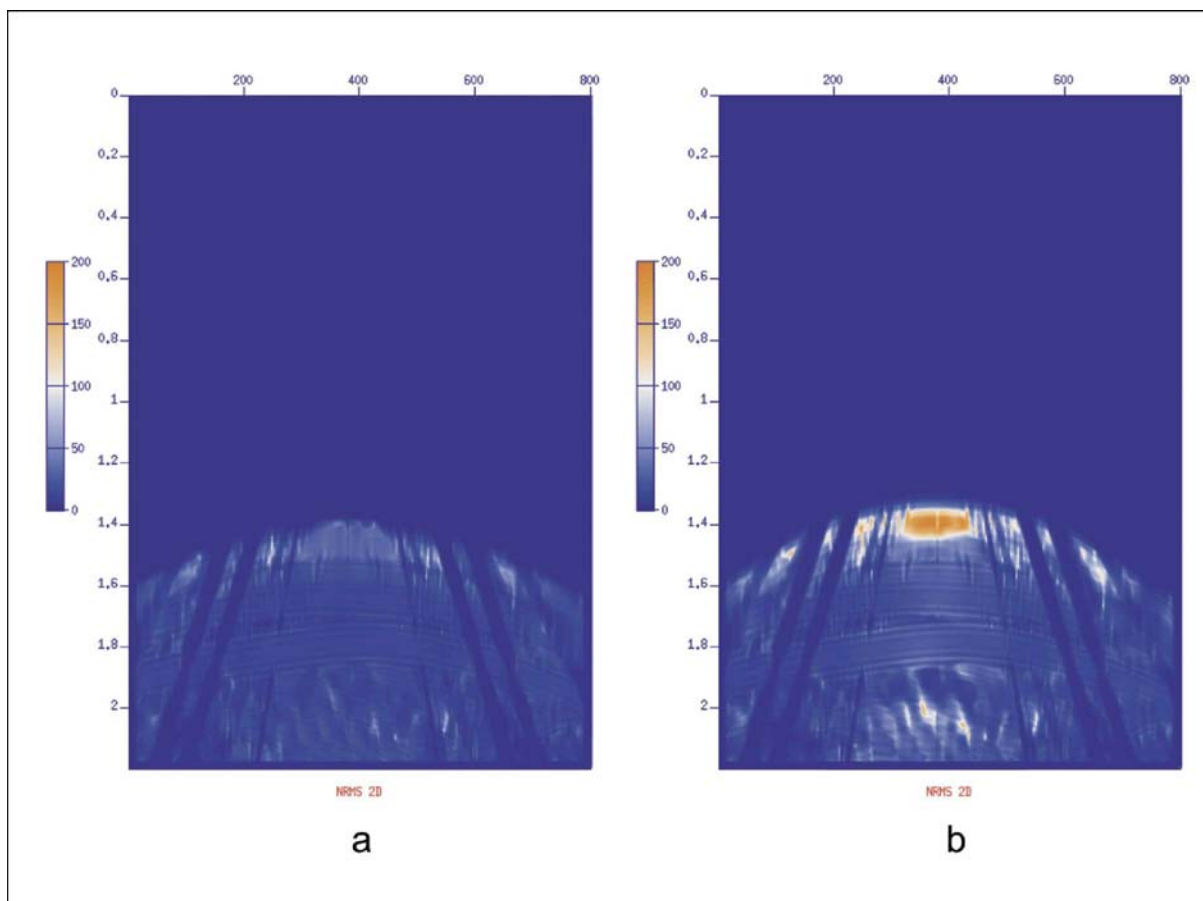


Рисунок 7 Разрезы NRMS для а) 90% CO₂ и 10% CH₄; б) 90% CO₂ и 10% CH₄ плюс утечка некоторой смеси в формацию A3 выше.

Выводы

Несмотря на сложный пример, описанный в этой работе, а именно – газовый резервуар, расположенный на суше, сейсмический метод мониторинга способен фиксировать миграции CO₂ из резервуара, например, через ликвидированные скважины. Что касается картирования плюма CO₂, а именно, определения изменений концентрации газа, чувствительность наземной сейсмической съемки низкая, но не ничтожная. При совмещении ее со скважинными датчиками и другими наземными и скважинными исследованиями, например, гравиразведкой (Sherlock et al., 2006), прослеживание шлейфов миграции CO₂ из резервуаров можно осуществлять более уверенно.

Благодарности

Работа является частью проекта CASTOR, финансируемого Европейским союзом. Мы признательны партнерам из WP3.2 за полезные дискуссии, обмен данными и рекомендации. Мы хотим поблагодарить Rohoel AG за сотрудничество и поддержку и разрешение представить эти результаты. В заключении мы благодарим Rob Art за рецензирование рукописи и полезные замечания.

Литература

- Arts, R. and Winthaege, P. [2005]. In: Benson, S. (Ed.). *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO₂ Capture Project: Vol. 2*, Elsevier Oxford, 1001-1013.
- Arts, R., Eiken, O., Chadwick, A., Zweigel, P., Van der Meer, B., and Kirby, G. [2004] In: Baines S and Worden R.H. (Eds). *Geological storage of carbon dioxide*, Geological Society London, Special Publications, 233, 181-191.
- Baines, S. J. and Worden, R.H. [2004] In: Baines S and Worden R.H. (Eds). *Geological storage of carbon dioxide*, Geological Society London, Special Publications, 233, 1-6.
- Benson, S., Hoversten, E., and Gasperikova, E. [2004] Overview of monitoring techniques and protocols for geologic storage projects. *IE A Greenhouse Gas R&D Programme Report PH4/35*, 108pp.
- Carcione, J.M. and Helle, H.B. [1999] Numerical solution of the poro-

CO₂ секвестрация

- viscoelastic wave equation on a staggered mesh. *J. Comput. Phys.* 154(2), 520-527.
- Carcione, J.M., Helle, H.B., and Pham, N.H. [2003a]. White's model for wave propagation in partially saturated rocks: Comparison with poroelastic numerical experiments, *Geophysics*, 68, 1389—1398.
- Carcione, J.M., Seriani, G., and Gei, D. [2003b] Acoustic and electromagnetic properties of soils saturated with salt water and NAPL, *J. Appl. Geophys.* 52, 177-191.
- Carcione, J.M., Picotti, S., Gei, D. and Rossi, G. [2006] Physics and modelling for monitoring CO₂ Storage. *Pure Appl. Geophys.*, 163, 175-207.
- Kikuta, K., Hongo, S., Tanase, D., and Ohsumi T. [2004] Field test of CO₂ injection in Nagaoka, Japan. In: M. Wilson, Morris, T., Gale, J., and Thambimuthu, K. (Eds.) *7th international conference Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7) Vancouver, Canada*, Proceedings, 1367—1372.
- Kragh, E. and Christie, P. [2002]. Seismic repeatability, normalized rms and predictability. *The Leading Edge*, 21, 642-647.
- Kreft, E. et al. [2006] Results of the second test program in K12-B, a site for CO₂ Storage and Enhanced Gas Recovery. *68th EAGE Conference, Vienna* (Expanded abstracts). D011.
- Morse, P.M. and Ingard, K.U. [1986]. *Theoretical acoustics*. Princeton University Press.
- Oldenburg, CM. [2003]. Carbon Dioxide as Cushion Gas for Natural Gas Storage, *Energy & Fuels*, 17, 240-246.
- Oldenburg, CM., Stevens, S.H., and Benson, S.M. [2004]. Economic feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR). *Energy*, 29, 1413-1422.
- Polak, S. et al. [2006] The Atzbach-Schwanenstadt gas field - a potential site for onshore CO₂ storage and EGR. *The Leading Edge*, 25, 1270-1275.
- Riddiford, F. I., Wight, C Bishop, T., Espie, and Tourqui, A. [2004] Monitoring Geological Storage in the In Salah Gas CO₂ Storage Project. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, Vancouver, Canada.
- Rossi, G., Gei, D., Bdhm, G., Madrussani, G., and Carcione, J.M. [2007] Attenuation tomography: an application to gas-hydrate and free-gas detection, *Geophysical Prospecting*, 55, 655-669.
- Sherlock, D., Toomey, A., Hoversten, M. Gasperikova, E., and Dodds, K. [2006] Gravity modelling of CO₂ storage in a depleted gas field: a sensitivity study. *Exploration Geophysics*, 37, 37-43.
- Vesnaver, A. and Bdhm, G. [2000] Staggered or adapted grids for seismic tomography? *The Leading Edge*, 19, 944-950.
- Vesnaver, A., Bdhm, G., Madrussani, G., Petersen, S., and Rossi, G. [1999] Tomographic imaging by reflected and refracted arrivals at the North Sea. *Geophysics*, 64, 1852-1862.