



Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy

ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa, tel. 22 45 92 000, fax 22 45 92 001, sekretariat@pgi.gov.pl
Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy KRS, Nr 0000122099; NIP PL 5250008040

www.pgi.gov.pl

państwowa służba
geologiczna
państwowa służba
hydrogeologiczna



ROZPOZNANIE FORMACJI I STRUKTUR DO BEZPIECZNEGO GEOLOGICZNEGO SKŁADOWANIA CO₂ WRAZ Z ICH PROGRAMEM MONITOROWANIA *RAPORT KOŃCOWY - SEGMENT I (REGIONALNY)*

Koordynator PIG-PIB:

dr inż. Adam Wójcicki

Dyrektor

ds. Państwowej Służby Geologicznej PIG-PIB

mgr inż. Andrzej Przybycin



MINISTERSTWO
ŚRODOWISKA

**WYKONANO NA ZAMÓWIENIE MINISTRA ŚRODOWISKA ZA
ŚRODKI FINANSOWE WYPŁACONE PRZEZ NARODOWY
FUNDUSZ OCHRONY ŚRODOWISKA I GOSPODARKI WODNEJ**

Warszawa, listopad 2013

WYKONAWCY (Komitet Programowy)

Imię i nazwisko	Instytucja	Imię i nazwisko	Instytucja	Imię i nazwisko	Instytucja	Imię i nazwisko	Instytucja
<u>dr inż. Adam Wójcicki</u>	PIG-PIB	dr Aleksandra Kozłowska	PIG-PIB	inż. Jacek Chelmiński	PIG-PIB	Tadeusz Grudzień	PIG-PIB
dr hab. Marek Jarosiński, prof. nzw.	PIG-PIB	mgr Małgorzata Polońska	PIG-PIB	dr Ewa Szykaruk	PIG-PIB	Małgorzata Kielan	PIG-PIB
mgr Katarzyna Sobień	PIG-PIB	dr Marta Kuberska	PIG-PIB	dr inż. Marcin Słodkowski	PIG-PIB	mgr Janusz Jureczka	PIG-PIB
dr hab. Grzegorz Pieńkowski, prof. nzw.	PIG-PIB	dr Leszek Krzemiński	PIG-PIB	mgr Maciej Tomaszczyk	PIG-PIB	mgr Włodzimierz Krieger	PIG-PIB
dr Anna Feldman-Olszewska	PIG-PIB	dr hab. Katarzyna Jarmołowicz-Szulc, prof. nzw.	PIG-PIB	mgr Łukasz Nowacki	PIG-PIB	mgr inż. Michał Rolka	PIG-PIB
mgr Hubert Kiersnowski	PIG-PIB	dr Magdalena Pańczyk	PIG-PIB	mgr Krzysztof Czuryłowicz	PIG-PIB	mgr inż. Marek Gałka	PIG-PIB
dr Anna Becker	PIG-PIB	Leszek Giro	PIG-PIB	dr Lidia Razowska-Jaworek	PIG-PIB	mgr inż. Sławomir Wilk	PIG-PIB
dr Maria Waksmundzka	PIG-PIB	dr Grzegorz Zieliński	PIG-PIB	dr inż. Jadwiga Wagner	PIG-PIB	mgr Jan Kwarciński	PIG-PIB
dr hab. Jolanta Paczeńska	PIG-PIB	mgr Joanna Roszkowska-Remin	PIG-PIB	mgr inż. Zbigniew Kaczorowski	PIG-PIB	dr inż. Zbigniew Buła	PIG-PIB
dr Krzysztof Leszczyński	PIG-PIB	Piotr Lampart	PIG-PIB	prof. dr hab. Jacek Motyka	PIG-PIB	mgr Ryszard Habryn	PIG-PIB
mgr Leszek Skowroński	PIG-PIB	mgr inż. Grzegorz Wróbel	PIG-PIB	mgr Anna Chmura	PIG-PIB	mgr Andrzej Piotrowski	PIG-PIB
mgr inż. Teresa Adamczak-Biały	PIG-PIB	mgr inż. Sylwia Kijewska	PIG-PIB	Jolanta Kublik	PIG-PIB	mgr Rafał Sikora	PIG-PIB
dr Jan Szewczyk	PIG-PIB	mgr Katarzyna Pisaniec	PIG-PIB	mgr inż. Piotr Matyjasik	PIG-PIB	dr hab. inż. Józef Chowaniec	PIG-PIB
mgr inż. Michał Wojtowicz	PIG-PIB	mgr inż. Paweł Poprawa	PIG-PIB	mgr inż. Marta Wróblewska	PIG-PIB	dr inż. Anna Tomasz	PIG-PIB
dr hab. Magdalena Sikorska-Jaworowska, prof. nzw.	PIG-PIB	dr Zdzisław Petecki	PIG-PIB	mgr Iwona Duliban	PIG-PIB	dr inż. Adam Tomasz	PIG-PIB
dr inż. Wojciech Ryłko	PIG-PIB	dr inż. Czesław Rybicki	AGH	mgr inż. Aurelia	AGH	mgr inż. Bartłomiej Jura	GIG

				Zajęc			
dr inż. Leszek Jankowski	PIG-PIB	mgr inż. Łukasz Klimkowski	AGH	mgr inż. Marzena Garncarz	AGH	<u>dr hab. inż. Jan Lubaś, prof. nzw.</u>	INiG
dr inż. Robert Kopciowski	PIG-PIB	dr inż. Jacek Blicharski	AGH	mgr inż. Wojciech Machowski	AGH	dr hab. Piotr Such	INiG
dr Małgorzata Jugowiec-Nazarkiewicz	PIG-PIB	mgr inż. Rafał Sedlaczek	AGH	mgr inż. Michał Michna	AGH	dr inż. Grzegorz Leśniak	INiG
mgr inż. Piotr Freiwald	PIG-PIB	mgr inż. Dorota Polak	AGH	<u>dr hab. inż. Grzegorz Mutke, prof. nzw.</u>	GIG	dr inż. Irena Matyasik	INiG
mgr inż. Tomasz Koziara	PIG-PIB	mgr inż. Tomasz Włodek	AGH	dr Joanna Martyka	GIG	dr Wiesław Szott	INiG
mgr inż. Piotr Owsiak	PIG-PIB	mgr inż. Krzysztof Polański	AGH	dr inż. Jarosław Chećko	GIG	dr inż. Tadeusz Szpunar	INiG
mgr inż. Robert Patorski	PIG-PIB	<u>prof. dr hab. inż. Wojciech Górecki</u>	AGH	dr inż. Magdalena Głogowska	GIG	mgr inż. Józef Such	INiG
<u>dr hab. inż. Stanisław Nagy, prof. nzw.</u>	AGH	dr inż. Bartosz Papiernik	AGH	mgr inż. Karol Kura	GIG	mgr Barbara Darlak	INiG
prof. dr hab. inż. Jakub Siemek	AGH	dr inż. Anna Sowizdzał	AGH	mgr inż. Robert Warzecha	GIG	mgr inż. Sławomir Szuflika	INiG
prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet	AGH	mgr inż. Marek Hajto	AGH	dr Eleonora Solik-Heliasz	GIG	mgr inż. Lidia Dudek	INiG
prof. dr hab. inż. Stanisław Stryczek	AGH	mgr inż. Michał Maruta	AGH	dr inż. Tadeusz Bromek	GIG	mgr inż. Małgorzata Słota	INiG
dr hab. inż. Rafał Wiśniowski	AGH	mgr inż. Andrzej Pasternacki	AGH	mgr inż. Tomasz Urych	GIG	mgr inż. Małgorzata Włodarczyk	INiG
dr hab. inż. Ludwik Zawisza, prof. nzw.	AGH	mgr inż. Grzegorz Pełka	AGH	mgr inż. Michał Gut	GIG	mgr inż. Krzysztof Sowizdzał	INiG
dr inż. Rafał Smulski	AGH	mgr inż. Wojciech Luboń	AGH	mgr inż. Jacek Skiba	GIG	mgr inż. Marcin Warnecki	INiG

mgr inż. Jerzy Kuśnierczyk	INiG	<u>dr hab. inż.</u> <u>Radosław Tarkowski,</u> <u>prof. nzw.</u>	IGSMiE PAN	<u>mgr Tomasz Bąk</u>	PBG		
mgr inż. Andrzej Gołąbek	INiG	dr hab. inż. Barbara Uliasz-Misiak	IGSMiE PAN	mgr Agnieszka Dziasek	PBG		
mgr Konrad Ziemianin	INiG	prof. dr hab. inż. Sylwester Marek	IGSMiE PAN	Zdzisław Żuk	PBG		
mgr inż. Paweł Budak	INiG	dr Lidia Dziewińska	IGSMiE PAN				
inż. Andrzej Szwagrzyk	INiG	dr inż. Magdalena Wdowin	IGSMiE PAN				
Marta Kyś	INiG	mgr inż. Katarzyna Batkiewicz	IGSMiE PAN				
Stanisław Biały	INiG	mgr inż. Bogusław Liszka	IGSMiE PAN				
Władysław Socha	INiG						

Spis treści

Spis treści.....	4
WSTĘP.....	5
Zakres prac	7
Zarys metodyki postępowania	12
Geologiczne składowanie dwutlenku węgla	16

WSTĘP

Cele przedsięwzięcia odnosiły się do strategii państwa odnośnie Technologii Czystego Węgla w części nawiązującej do Dyrektywy unijnej o geologicznym składowaniu CO₂ („Wniosek dotyczący DYREKTYWY PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywy Rady 85/337/EWG, dyrektywy 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006”; przedstawiony przez Komisję, Bruksela 23 stycznia 2008 r; Dyrektywa przyjęta przez Radę Europejską 12 grudnia 2008, zatwierdzona przez Parlament Europejski w dniu 17 grudnia 2008) oraz zobowiązań naszego kraju wynikających z realizacji protokołu z Kioto i dalszych kroków podjętych przez UE w tym kierunku, jak limity przydzielone w ramach unijnego mechanizmu handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Cele te dotyczyły w pierwszej kolejności rozpoznawania i udokumentowania formacji i struktur geologicznych odpowiednich do geologicznego składowania CO₂ pochodzącego z dużych, przemysłowych źródeł emisji, w związku z rozwojem energetyki zeroemisyjnej w ramach Programu Flagowego UE, zainicjowanego przez Zeroemisyjną Platformę Technologiczną UE (ZEP ETP). Wyniki prac miały być wykorzystane na potrzeby projektów demonstracyjnych elektrowni zeroemisyjnych w horyzoncie czasowym do 2015 roku (w momencie rozpoczęcia prac były to dwa takie projekty – PGE Bełchatów i PKE & ZAK Kędzierzyn; realizowany był tylko projekt PGE), do opracowania projektów w pełni komercyjnych elektrowni zeroemisyjnych planowanych do budowy po roku 2020 oraz przez jednostki naukowo - badawcze.

Przedmiotem planowanego przedsięwzięcia są następujące analizy i raporty :

- Podsumowanie dotychczasowego stanu wiedzy dotyczącego geologicznej sekwestracji CO₂
- Podsumowanie dotychczasowych prac i badań dotyczących geologicznej sekwestracji CO₂ (w Polsce i Europie);
- Określenie obecnych uwarunkowań prawnych, zmian w obowiązujących aktach prawnych i normach potrzebnych do realizacji Dyrektywy UE w sprawie geologicznego składowania CO₂;
- Rozpoznawanie formacji i struktur geologicznych odpowiednich do geologicznego składowania CO₂ pochodzącego z przemysłowych źródeł emisji;
- Oszacowanie krajowych potrzeb i możliwości geologicznego składowania CO₂, związanych z realizacją Dyrektywy UE oraz planami rozwoju gospodarczego Polski;
- Integracja wyników oraz planów badań i prac w zakresie geologicznej sekwestracji CO₂ prowadzonych w Polsce oraz współpraca z europejskimi służbami geologicznymi (Niemcy – BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Wielka Brytania - BGS - British Geological Survey, Francja - BRGM - Bureau de recherches géologiques et minières, Holandia – TNO – Holenderska Służba Geologiczna, Dania – GEUS – Służba Geologiczna Danii i Grenlandii, etc.) oraz innymi instytucjami w Europie - Niemcy – RWTH - Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen i świecie - Australia - CSIRO - Australia's

Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation, USA – DOE - US Department of Energy, USGS – Służba Geologiczna Stanów Zjednoczonych), liczącymi się w tej dziedzinie;

- Opracowanie wielowariantowych (alternatywnych) scenariuszy geologicznej sekwestracji CO₂ na potrzeby projektów demonstracyjnych elektrowni o obniżonej emisji CO₂;
- Opracowanie programu monitoringu dla wytypowanych struktur geologicznych.

Zakres prac

Zakres prac przewidzianych umową zasadniczo jest złożony z dwóch wzajemnie ząębających się segmentów (I – regionalnego i II - szczegółowego) – patrz też Fig. I 0_2.

Segment I objął prace dla całego obszaru Polski (Fig. I 0_1), w szczególności analizy dla poziomów wodonośnych solankowych w ośmiu rejonach kraju (formacje (permo-)mezozoiczne w czterech rejonach: Bełchatowa, Warszawy, Wielkopolski-Kujaw i NW Polski; formacje paleozoiku GZW i jego otoczenia; formacje paleozoiku Lubelszczyzny; formacje paleozoiku wyniesienia Łęby wraz z sąsiednim obszarem polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku; formacje mezozoiku i paleozoiku podłoża brzeżnej strefy Karpat i Zapadliska Przedkarpackiego) oraz dwóch pozostałych opcji geologicznego składowania CO₂ (szczerpane i nieekonomiczne złoża węglowodorów, głównie w zachodniej i SE Polsce; głębokie nieeksploatowane pokłady węgla, głównie w GZW, w mniejszym stopniu w DZW i LZW).

Objął on realizację następujących zadań dla poszczególnych obszarów:

1) Charakterystyka formacji i struktur odpowiednich do geologicznego składowania CO₂ (pkt 1.1.1), na podstawie m. in. dotychczasowego stanu wiedzy nt. budowy geologicznej obszaru Polski oraz prac i badań dotyczących geologicznej sekwestracji dwutlenku węgla (w szczególności tych prowadzonych w Polsce i Europie); na bazie i jako rozwinięcie pracy "Interaktywny atlas prezentujący możliwości geologicznej sekwestracji dwutlenku węgla w Polsce w skali 1:500 000".

W skład tego punktu wchodzi ponadto następujące zagadnienia:

Opracowanie wstępnej oceny potencjału wspomaganego wydobycia ropy naftowej (EOR), gazu ziemnego (EGR) i metanu pokładów węgla (ECBM) poprzez zatłaczanie dwutlenku węgla do wybranych złóż;

Sukcesywne wprowadzanie informacji uzyskanych w trakcie realizacji segmentu I do bazy danych aplikacji 3-D dostępnej na serwerze PIG oraz archiwizowanie na DVD;

Charakterystyka znanych struktur mezozoicznych (pkt 1.1.19) (analizy dla formacji mezozoicznych kraju), realizowane przez IGSMiE;

Charakterystyka GZW i pokładów węgla (pkt 1.1.20), realizowane przez GIG;

Charakterystyka kolektorów P1 (tzn. dolnopermskich; pkt 1.1.22), realizowane przez INiG;

Charakterystyka parametrów złożowych (pkt. 1.1.21) (3 rejony, tzn. brzeżnej strefy Karpat i Zapadliska Przedkarpackiego, Wyniesienia Łęby i Lubelszczyzny, realizowane przez AGH.

2) Określenie (aktualizacja) bilansu sekwestracyjnego dla Polski (pkt 1.1.2), dla formacji i struktur scharakteryzowanych w punkcie 1.

W skład tego punktu wchodzi ponadto następujące zagadnienia:

Metodyka i określenie pojemności składowania dla znanych struktur (pkt 1.1.23), realizowane przez IGSMiE;

Potencjał składowania dla GZW i pokładów węgla (pkt. 1.1.24), realizowane przez GIG.

Warunki złożowe dla struktur naftowych – potencjał składowania (pkt 1.1.26), realizowane przez INiG.

3) Wykonanie przestrzennych, komputerowych modeli facjalnych potencjalnych poziomów zbiornikowych i poziomów ekranujących (pkt **1.1.3**), z uwzględnieniem charakterystyki litofacjalno-sedymologicznej poziomów zbiornikowych i uszczelniających poziomów ilastych w skali basenów sedymencyjnych, oraz wyników interpretacji danych sejsmicznych, łącznie z analizami atrybutów sejsmicznych pod kątem bezpośredniej detekcji zmian facjalnych.

W ramach punktu 3) przewidziano wykonanie przez GIG zadania: Opracowanie przestrzennych modeli facjalnych dla GZW (pkt 1.1.27).

Punkt 3) obejmuje również Prace techniczne realizowane przez PBG - Opracowanie materiałów archiwalnych, zwłaszcza otworowych (pkt .1.4.2).

4) Analiza stref tektonicznych (pkt **1.1.4**), w oparciu o wyniki interpretacji danych sejsmicznych oraz innych danych geofizycznych i geologicznych oraz teledetekcyjnych wraz z ilościową analizą potencjału uszczelniającego wytypowanych stref uskokowych dla ośmiu obszarów kraju.

W ramach punktu 4) przewidziano realizację zadań:

Weryfikacja modeli stref uskokowych i ich potencjału uszczelniającego (pkt 1.1.28), realizowane przez AGH.

Strefy uskokowe i sieć tektoniczna GZW (pkt 1.1.29), realizowane przez GIG

Punkt 4) obejmuje również Prace techniczne realizowane przez PBG - Opracowanie materiałów archiwalnych (pkt 1.4.2).

5) Analizy parametrów petrologicznych (zawartość węglanów i minerałów ilastych w próbkach rdzeni – w tym cementów węglanowych) i petrofizycznych (w tym zintegrowana analiza parametrów filtracyjnych, np. badania wypierania solanki oraz gazu na fizycznym modelu złoża – zadanie 1.3.2) dla skał zbiornikowych i uszczelniających (pkt **1.1.5**) skał ilastych oraz skał ewaporatowych dla ośmiu obszarów kraju – opracowanie tekstowe wyników badań laboratoryjnych (kilkadziesiąt analiz przypadających na jeden rejon objęty badaniami):

W skład tego punktu wchodzi także wykonanie przez PIG Prac terenowych Pobranie próbek skał zbiornikowych i uszczelniających z magazynów rdzeni (dla 221 otworów z 8 obszarów, nie licząc wykorzystanych archiwalnych prób z wcześniejszych opracowań - pkt 1.2.1) i

Prac laboratoryjnych: Oznaczenia parametrów petrologicznych próbek skał zbiornikowych i uszczelniających (400-500 analiz, po kilkadziesiąt analiz dla każdego z 8 wybranych obszarów - pkt. 1.3.1), realizowanych przez PIG; Oznaczenia parametrów petrofizycznych próbek skał zbiornikowych i

uszczelniających (450-550 analiz, po kilkadziesiąt analiz dla każdego z 8 wybranych obszarów oraz dla 1 struktury naftowej - pkt 1.3.2), realizowanych przez INiG.

6) Charakterystyka hydrogeologiczna formacji wodonośnych i geochemiczna płynów złożowych, w tym: reakcji dwutlenku węgla ze skałami i solankami oraz innych zjawisk fizyko-chemicznych; modeli hydrogeologicznych i hydrogeochemicznych (pkt 1.1.6) – ocena przydatności do bezpiecznego podziemnego składowania dwutlenku węgla i zagrożeń dla zdrowia ludzi i środowiska związanych z geologiczną sekwestracją tego gazu.

W skład punktu 6) wchodzi ponadto następujące zagadnienia:

d) Parametry zbiornikowe i symulacje złożowe – potencjał składowania (pkt. 1.1.25) (zaawansowane symulacje komputerowe i laboratoryjne, w tym reaktywności CO₂ ze skałami, realizowane przez AGH;

e) Charakterystyka hydrogeochemiczna płynów złożowych (pkt 1.1.30) (formacje i struktury wodonośne Niżu i SE Polski oraz struktury naftowe), realizowane przez INiG;

f) Charakterystyka formacji wodonośnych GZW i chemizmu płynów złożowych w pokładach węgla (pkt 1.1.31), realizowane przez GIG.

7) Wyznaczenie stref wyłączonych z sekwestracji CO₂ (pkt 1.1.7) oraz Zagadnienia stanu technicznego i szczelności otworów - realizowane przez AGH.

W skład punktu 7) wchodzi ponadto następujące zagadnienia:

a) Przedstawienie modeli układów sekwestracyjnych w Polsce; modele parametryczne – dynamiczne (pkt 1.1.32), realizowane przez AGH;

b) Przedstawienie modeli układów sekwestracyjnych w Polsce; modele dla rejonu GZW i pokładów węgla (pkt 1.1.33), realizowane przez GIG.

8) Przedstawienie modeli układów sekwestracyjnych w Polsce i wskazanie stref oraz wybranych struktur o własnościach szczególnie korzystnych dla geologicznego składowania CO₂ (pkt 1.1.8).

9) Ocena rozprzestrzeniania się zatłoczonego CO₂ w mediach złożowych dla wytypowanych obszarów (pkt 1.1.9) (modele wstępne – wypieranie w kierunku pionowym, zasięg migracji w zależności od warunków petrofizycznych i termodynamicznych, możliwe drogi migracji, szacunkowe wydajności zatłaczania, rodzaj i ilość otworów zatłaczających).

Ponadto w ramach punktu 9) wybrane realizowane były przez GIG.

Natomiast AGH realizował prace: Ocena rozprzestrzeniania się zatłoczonego CO₂ w oparciu o komputerowe symulacje zatłaczania (pkt 1.1.34) (zaawansowane symulacje komputerowe i laboratoryjne, w tym przepuszczalności pionowej skał uszczelniających i ciśnienia progowego).

10) Budowa wielodostępnej bazy danych (pkt 1.1.10) na potrzeby przedsięwzięcia oraz aplikacji GIS/WebGIS.

Ponadto punktu 10) dotyczy pozycja Prac technicznych: Utrzymywanie bazy danych (pkt 1.4.1).

11) Określenie obszarów, na których można będzie lokalizować składowiska CO₂ (pkt 1.1.11 - podsumowujący I segment), w oparciu o wyniki niniejszych prac i wcześniejszych opracowań oraz w nawiązaniu do wytycznych projektowanej aktualnie dyrektywy w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla („Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniającej dyrektywy Rady 85/337/EWG, 96/61/WE, dyrektywy 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006”):

- a) podstawy do decyzji koncesyjnych na rozpoznawanie składowisk, zgodnie z wymogami projektowanej dyrektywy w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla;
- b) bezpieczeństwo składowania CO₂ dla zdrowia ludzi i środowiska;
- c) dostępność emitentów dwutlenku węgla do obiektu podziemnego składowiska;
- d) transport strumienia dwutlenku węgla do składowiska;
- e) wykonalność projektów prac geologicznych w celu określenia warunków geologicznych związku z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla;
- f) oszacowanie pojemności geologicznych składowisk dwutlenku węgla.

W ramach punktu 11) przewidziano ponadto realizację następujących zadań:

Określenie obszarów, na których można będzie lokalizować składowiska CO₂ – rejon GZW i pokłady węgla (pkt 1.1.35), realizowane przez GIG;

Określenie obszarów, na których można będzie lokalizować składowiska CO₂ – struktury naftowe, konflikty interesów (pkt 1.1.36), realizowane przez INiG.

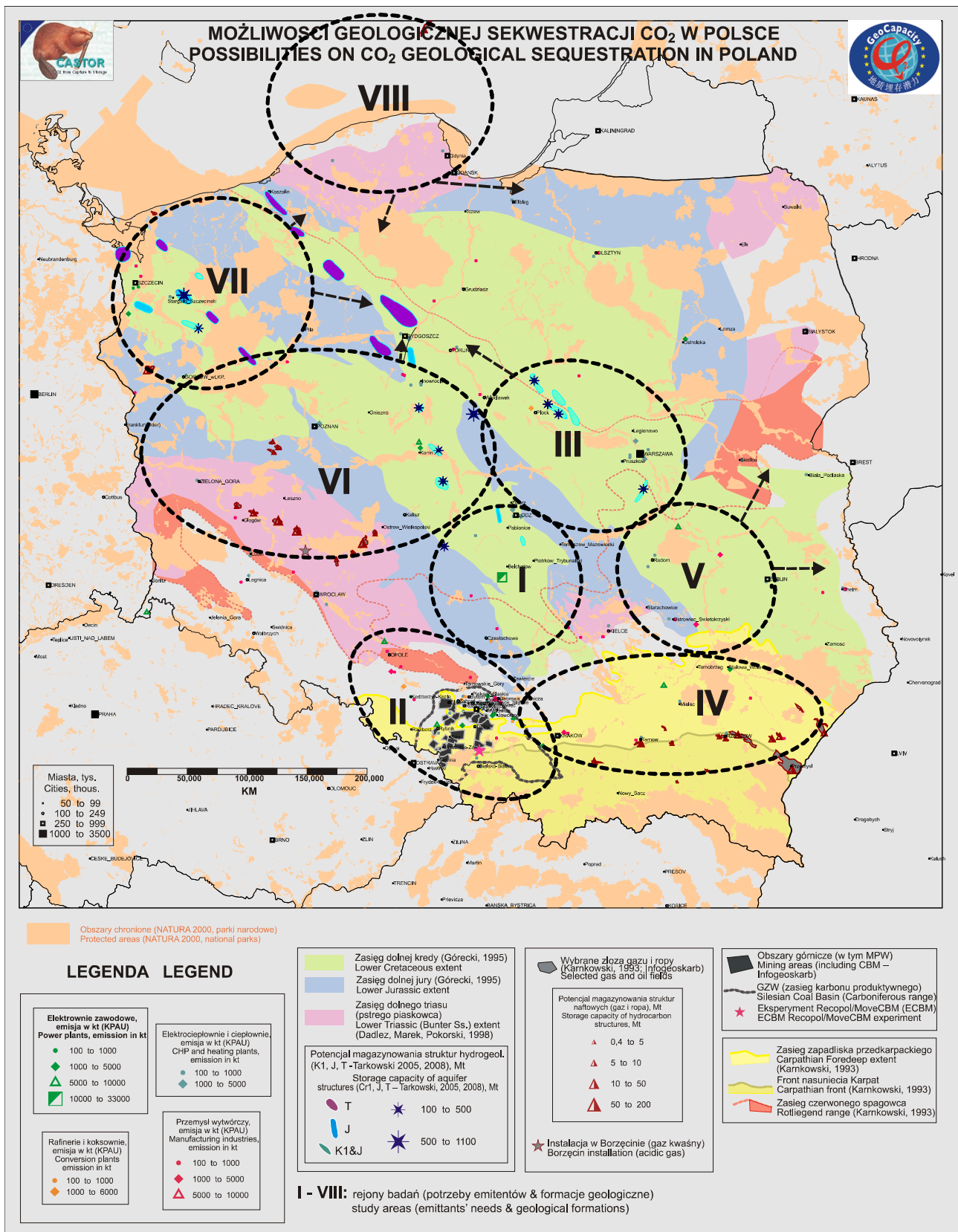


Fig. 10_1 Stan wiedzy na temat możliwości geologicznego składowania CO₂ w Polsce w momencie rozpoczęcia prac.

Zarys metodyki postępowania

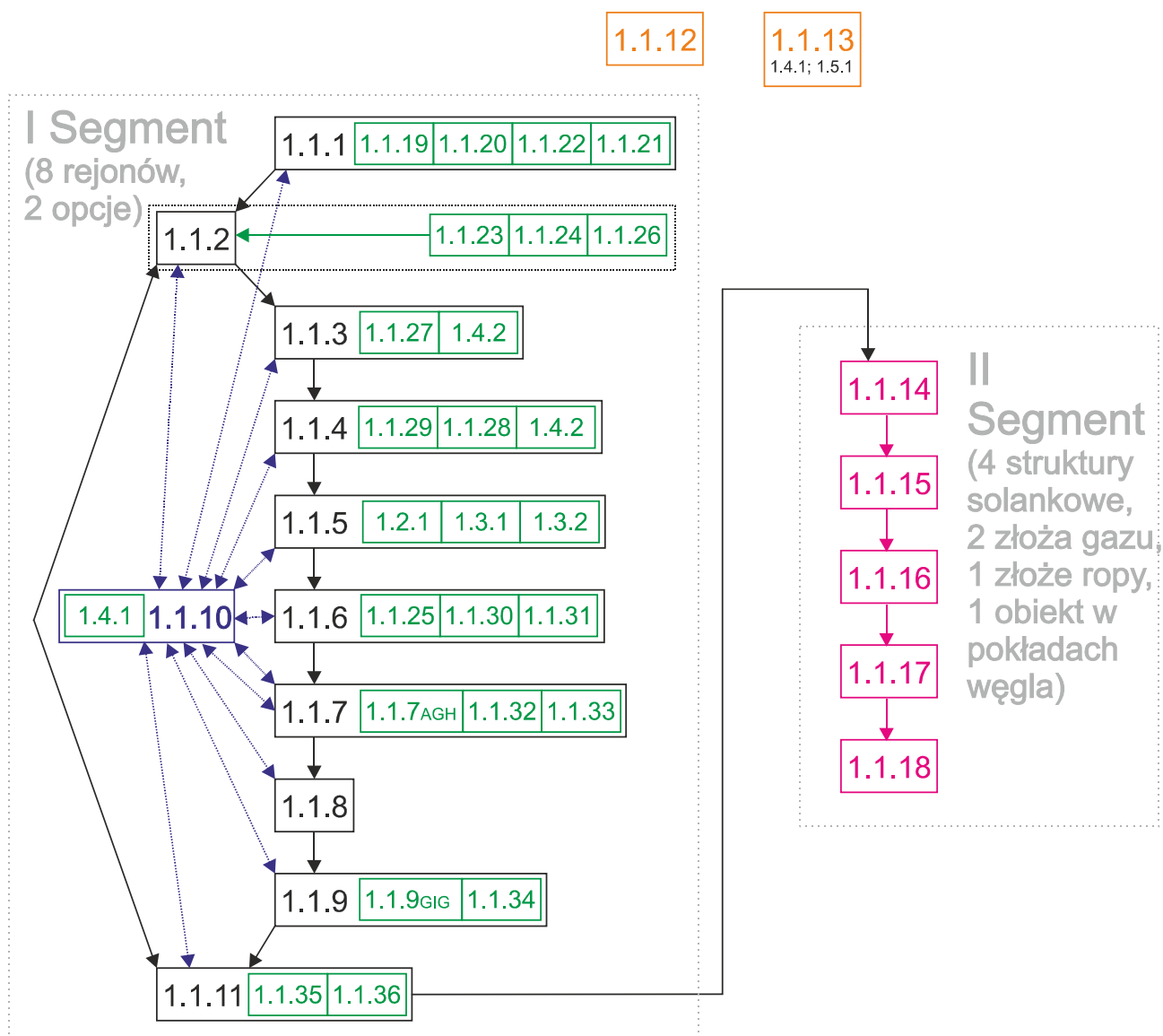


Fig. IO_2 Struktura przedsięwzięcia.

Segment regionalny (I) obejmuje 11 bloków (rozdziałów – 1.1.1 – 1.1.11), stanowiących „ciąg technologiczny”, w których skład wchodziły zadania zaznaczone kolorem zielonym, mające charakter uzupełniający, względnie stanowiące punkt startowy do rozważań (np. 1.1.23). Baza (1.1.10) zbierała i dostarczała dane dla poszczególnych bloków, natomiast bilans sekwestracyjny (1.1.2) był otrzymywał ostateczną formę po wykonaniu bloku 1.1.11, stanowiącego podsumowanie prac I Segmentu. Jednocześnie blok wynikowy (1.1.11) dostarczał rekomendacji struktur, spośród których wybierano obiekty do II segmentu.

Z uwagi na wielkość, cele, stopień skomplikowania i udział w nim szeregu podmiotów reprezentujących rozmaite środowiska, mających jako nieliczni w naszym kraju, pewne doświadczenia odnośnie zagadnień geologicznego składowania CO₂ i pokrewnych, niniejsze przedsięwzięcie było przedmiotem długotrwałych konsultacji Zamawiającego (Ministerstwa Środowiska; przy czym jego realizacją były też zainteresowane firmy energetyczne, związane z Ministerstwem Gospodarki). Jego koncepcja ulegała kilkakrotnym zmianom, w związku z ówczesnymi potrzebami dwóch projektów demonstracyjnych (PGE Bełchatów i PKE-ZAK Kędzierzyn) wspieranych wtedy przez rząd Polski. Stąd jego struktura (**Fig. I 0_2**) jak i harmonogram (**Fig. I 0_3**) wydają się niezwykle skomplikowane.

Niniejszy wstęp dotyczy zasadniczo I segmentu, tzn. zadań wymienionych wyżej w punktach 1-11 zakresu prac umowy oraz punktach 1.1.1 – 1.1.11 na **Fig. I 0_2**.

Zgodnie z orientacyjnym harmonogramem (**Fig. I 0_3**) realizowano rejon po rejonie i opcję po opcji dla I Segmentu. W pierwszej połowie realizacji przedsięwzięcia wymagane były, z uwagi na ówczesne potrzeby krajowych projektów demo (Bełchatów, Kędzierzyn), raporty merytoryczne możliwe do wykorzystania przez wspomniane projekty, które ubiegały się, bądź zamierzały się ubiegać o środki unijne, stąd potrzebny był im „wsad do wniosków”. Projekt demo CCS PGE Bełchatów był realizowany do końca niniejszego przedsięwzięcia (ale z uwagi na raczej problemy finansowe niż brak akceptacji społecznej dla CCS, zarząd PGE próbował na wszelkie sposoby wycofać się z projektu) i na podstawie umowy o współpracy dostarczano PGE wszelkie potrzebne im informacje i materiały.

Ale oczywiście rozpoznanie formacji i struktur odpowiednich dla geologicznego składowania CO₂ w Polsce nie ograniczało się do prac na potrzeby projektów PGE i PKE-ZAK, lecz objęło wszystkie perspektywiczne regiony kraju oraz znane i możliwe do zastosowania w warunkach naszego kraju opcje geologicznego składowania dwutlenku węgla (**Fig. I 0_2**), których wstępne typowanie było przedmiotem konsultacji z Zamawiającym jeszcze przed podpisaniem umowy (**Fig. I 0_1**).

Rok / rejon(opcja)	2008	2009	2010	2011	2012
I (Bełchatów)		■ ★	■ ★		
II (GZW/otoczenie)		■ ★	■ ★		
III (Mazowsze)			■		■
IV (front Karpat/Zapadlisko)			■	■	
V (Lubelszczyzna)			■	■	
VI (Wielkopolska)				■	■
VII (NW Polska)				■	■
VIII (Łeba i Bałtyk)				■	■
węglowodory		■	■	■	
pokłady węgla			■	■	

Tabela 1 Orientacyjny harmonogram prac (kolor **jasnozielony** oznacza pierwszy segment, **brązowy** drugi segment a **fioletowy** – drugi segment do wyboru)
★ raporty merytoryczne

Fig. I 0_3 Orientacyjny harmonogram przedsięwzięcia.

Wracając do struktury przedsięwzięcia (**Fig. I 0_2**), można scharakteryzować ogólne zasady metodyki postępowania w odniesieniu do poszczególnych bloków, względnie punktów w sposób następujący:

- 1.1.1 Inwentaryzacja aktualnego stanu wiedzy odnośnie formacji i struktur możliwych do wykorzystania do sekwestracji CO₂, wstępna weryfikacja (dla poziomów solankowych - kryteria CO₂STORE podane na końcu poniższego podrozdziału). W przypadku poziomów solankowych punktem startowym były tu i w następnym punkcie, prace IGSMiE, „zasłużonego” na tym polu od szeregu lat (1.11.9, 1.1.23)
- 1.1.2 Bilans sekwestracyjny dla Polski (aktualizacja/weryfikacja stanu początkowego – 1.1.1 w miarę gromadzenia nowych informacji, pochodzących z analiz wykonanych w ramach niniejszego przedsięwzięcia, z tym że dopiero zakończenie I segmentu dla danego rejonu/opcji nadawało mu ostateczny kształt).
- 1.1.3 Facje – zbiorniki i uszczelnienia. Objęło to korelacje otworów dla perspektywicznych formacji i struktur (wybranych w 1.1.1), interpretację danych sejsmicznych – z tym że z uwagi na jakość przeważającej części danych sejsmicznych, w stosunku do wymogów programów do konstrukcji modeli facjalnych (Petrel, Gocad), zrezygnowano z prezentacji atrybutów sejsmicznych w ramach niniejszego segmentu (ale wspomniane programy i tak wykorzystują atrybuty w procesie interpretacji, co było zresztą przedmiotem prac przy konstrukcji modeli).
- 1.1.4 Strefy uskokowe – analiza szczelności, tzn. odpowiedź na pytanie czy strefy uskokowe mogą być drogą ucieczki CO₂ poza dany kompleks składowania.
- 1.1.5 Parametry petrologiczne (skład mineralogiczny, w tym cementów/matrycy skalnej) i petrofizyczne (porowatości, przepuszczalności oraz analizy zintegrowane – lepkości, wypierania solanki z modelu złoża). Wykonano dość obszerne analizy laboratoryjne na dostępnych próbkach rdzeni i zebrano przydatne materiały archiwalne (ale np. nie wszystkie informacje na temat składu mineralogicznego rdzeni z wszelkich rozpatrywanych otworów, bo z punktu widzenia sekwestracji interesuje nas kilka minerałów reagujących z CO₂ rozpuszczonym w solance, nie tylko kalcyt). Nie wszystkie te informacje okazały się przydatne na potrzeby szczegółowych analiz (II segment), ale należy założyć że niniejsze przedsięwzięcie będzie stanowić podstawę do dalszych badań nad geologicznym składowaniem dwutlenku węgla, na potrzeby przyszłych projektów CCS. Ponadto pozostaje sprawa przydatności wyników analiz laboratoryjnych dla określania modeli parametrycznych formacji i struktur geologicznych – na pewno brak takich danych stanowi problem¹.
- 1.1.6 Parametry hydrogeologiczne, w tym skład wód złożowych – np. udział poszczególnych jonów jako wskaźnik co do możliwości kontaktu solanek w wodami słodkimi (np. czy miało to miejsce współcześnie, czy wiele tysięcy lat temu, albo w ramach przepływów w regionalnym zbiorniku, trwających wie tysięcy lat), zwłaszcza w przypadku GZWP, mineralizacja wód złożowych, etc.
- 1.1.7 Jest to pewnego rodzaju podsumowanie, gdzie analizuje się informacje czy z takiego czy innego powodu istnieją przeciwwskazania co do wykorzystania formacji czy struktury do sekwestracji (warunki geologiczno-złożowe, obszary chronione, koncesje i eksploatacja zasobów górotworu, sieć

¹ Uwaga Koreferenta o ich nieprzydatności jest jakby zwierciadlanym odbiciem wątpliwości co do przydatności danych karotażowych do określania parametrów złożowych – w obu przypadkach zależy o jakie dane chodzi, jaka jest ich jakość i wiarygodność, jak je potrafimy i chcemy wykorzystać.

osadnicza) albo i nie. Występowanie starych otworów wymaga z kolei oceny, czy konieczne będzie ich ponowne zacementowanie (ale jak nie mamy żadnych otworów na strukturze to niewiele o niej wiemy).

- 1.1.8 Modele strukturalno-parametryczne formacji dla poszczególnych rejonów – zależnie od dostępnych danych, ich jakości i zasobów ludzkich (tak, mimo że zespół wykonawców był ogromny, ciągle np. brakowało specjalistów od interpretacji geofizyki wiertniczej) konstruowano modele o różnym stopniu złożoności.
- 1.1.9 Modele hydrogeologiczne/regionalnego rozptywu CO₂ - zależnie od dostępnych danych, ich jakości i zasobów ludzkich (jak w poprzednim punkcie) konstruowano modele o różnym stopniu złożoności (albo i nie). Dla przykładu, na obszarze Polski północnej (pogranicze rejonu VII i VIII) ograniczono się do konstrukcji modelu triasu dolnego, zaś zbiornik kambryjski na łądzie był dotychczas bardzo słabo rozpoznany sejsmiką, co powoli zmienia się w związku z poszukiwaniami za węglowodorami niekonwencjonalnymi.
- 1.1.10 Baza danych oraz aplikacja GIS/WebGIS (ostatnia na stronie projektu). Baza była wykorzystywana na potrzeby wykonawców przedsięwzięcia, trafiały do niej najistotniejsze gromadzone informacje i była źródłem takich informacji.
- 1.1.11 Podsumowanie – które struktury nadawałyby się na potencjalne składowiska (w świetle aktualnej wiedzy) i dlaczego. Punkt ten zawiera też podsumowanie całego I Segmentu

Geologiczne składowanie dwutlenku węgla

Zatłaczanie CO₂ do górotworu nie jest niczym nowym. Technologię tę stosuje się to od dziesiątków lat w przemyśle naftowym, np. w zabiegach wspomagania wydobycia ropy naftowej lub gazu ziemnego.

Dwutlenek węgla występuje w "złożach" albo naturalnych „składowiskach” liczących sobie, podobnie jak złoża ropy i gazu, miliony lat, które mogą zawierać dziesiątki a nawet setki milionów ton CO₂ i są niekiedy eksploatowane dla celów komercyjnych (np. na potrzeby przemysłu spożywczego). Jako przykłady z Europy można podać złoża Vichy, St. Parize i Montmiral we Francji, Vorrderhoehn w Niemczech, Florina w Grecji, Latera we Włoszech i Mihalyi na Węgrzech. Największe takie złoża, zawierające setki milionów ton dwutlenku węgla, występują w Stanach Zjednoczonych: McElmoDome, Sheep Mt., BravoDome, Jackson Dome, Labarge i StJohns-Springville (raport IPCC SRCCS, 2007). Świadczy to o trwałości naturalnych "składowisk" dwutlenku węgla, które istnieją od milionów lat.

Dzięki obecnemu stanowi wiedzy w zakresie geologii złożowej wiemy jakie struktury geologiczne mogą być odpowiednie do składowania antropogenicznego dwutlenku węgla. Przede wszystkim muszą to być naturalne pułapki, co oznacza układ warstw geologicznych uniemożliwiający ucieczkę zatłoczonego medium – najczęściej są to podniesienia strukturalne, tzw. antykliny. Raport IPCC SRCCS, 2007 przedstawia trzy zasadnicze typy struktur geologicznych odpowiednich do tego celu, w kolejności ich potencjału geologicznego składowania CO₂ (sytuacja ta dotyczy także naszego kraju – Wójcicki, 2008):

- Głębokie poziomy wodonośne-solankowe (głębokość > 800-1000 m), gdzie kolektorami (skałami zbiornikowymi, zbiornikami) są przeważnie piaskowce². Duże struktury tego typu występują także w Polsce, a ich potencjał składowania jest ogromny, wystarczający do "pomieszczenia" emisji największych elektrowni przez cały okres życia instalacji (sięgający nawet setek milionów ton dla pojedynczych struktur). Niestety, ponieważ nie były one przedmiotem poszukiwań za ropą, gazem czy innymi surowcami, często są one słabo rozpoznane. Ponadto praktycznie nie ma dla nich innego zastosowania, a ewentualne konflikty interesów w związku z ich wykorzystaniem mogą zachodzić praktycznie jedynie w przypadku planowanego w tym samym miejscu co geologiczne składowanie CO₂ zakładu geotermalnego.
- Wyeksploatowane i częściowo wyeksploatowane złoża ropy i gazu. Struktury te są generalnie dobrze rozpoznane i uważane za bezpieczne zbiorniki do składowania dwutlenku węgla, ponieważ utrzymały one ropę, gaz, a niekiedy i towarzyszący im CO₂ przez miliony lat. W przypadku ropy standardowe techniki wydobycia pozostawiają większość zasobów w złożu i stąd zatłaczanie dwutlenku węgla jest stosowane celem wspomagania wydobycia ropy (EOR – EnhancedOilRecovery), albo gazu (EGR – EnhancedGasRecovery) co daje wymierny efekt ekonomiczny. Technologia ta jest szczególnie rozwinięta w USA, gdzie ok. 3000 km rurociągów jest wykorzystywanych do przesyłania CO₂ celem wspomagania procesów wydobycia ropy naftowej. W Polsce takie złoża są przeważnie zbyt małe jak na potrzeby elektrowni i innych dużych emitentów, natomiast niektóre złoża mogą być odpowiednie na potrzeby emitentów średniej wielkości.

² Nie wyklucza to definitywnie skał węglanowych - szereg złóż węglowodorów, sprawdzonych pułapek posiada kolektory węglanowe, poza tym rozpatrywano obiekty solankowe w brzeżnej strefie Karpat, na wschód od Krakowa, z kolektorami węglanowymi (pod miąższym przykryciem kompleksów mioceńskich oraz fliszu). Jednak są to raczej wyjątki niż reguła, ponieważ w przypadku poziomów solankowych w węglanach zatłaczanie CO₂ wiąże się z większym ryzykiem niekontrolowanego rozplywu.

- Głębokie, nieeksploatowane pokłady węgla, zawierające metan. Dwutlenek węgla zatłoczony do tych pokładów jest absorbowany lepiej przez węgiel niż metan i w rezultacie uwalniany jest naturalny gaz wysokometanowy. Efektywność tego sposobu produkcji metanu z pokładów węgla jest znacznie wyższa niż w przypadku klasycznych sposobów i stąd mówimy o intensyfikacji wydobycia (ECBM), która ma istotne znaczenie ekonomiczne. Szczególnie korzystne warunki geologiczno-złożowe występują w basenie węglowym San Juan w Nowym Meksyku, USA, gdzie technologia ta została wdrożona w skali projektów demonstracyjnych. W Polsce można praktycznie brać pod uwagę jedynie pokłady na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, lecz w naszych warunkach geologicznych (odmiennych od tych w USA) technologia ta jest obecnie zbyt niedojrzała z punktu widzenia komercyjnego zastosowania i wiąże się z nią konflikty interesów (możliwość wydobycia/gazyfikacji głębokich, aktualnie nieeksploatowanych pokładów węgla).

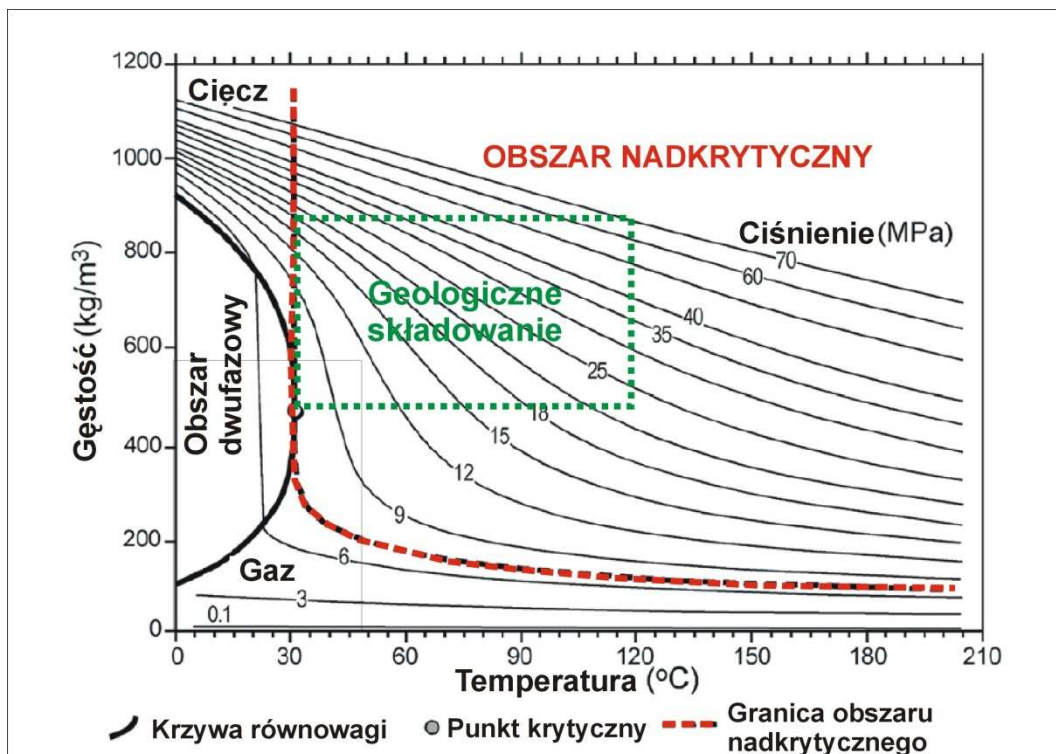


Fig. I 0_4 Właściwości fizyczne dwutlenku węgla ważne dla geologicznego składowania (na podstawie raportu IPCC SRCCS, 2007).

Dla temperatury 31.1 °C i ciśnienia 7.38 MPa wyróżniamy na diagramie tzw. punkt krytyczny, gdzie spotykają się cztery stany skupienia CO₂.

Dwutlenek węgla w warunkach normalnych jest gazem o gęstości około 2 kg/m³. W głębszych warstwach geologicznych jego właściwości ulegają znacznym zmianom, zależnie od panującego tam ciśnienia i temperatury. Z dotychczasowych doświadczeń wiadomo, że dla geologicznego składowania najkorzystniejsza jest wysokogęstościowa faza nadkrytyczna (**Fig. I 0_4**), ewentualnie cieczą (ciecz w warunkach ciśnienia nadkrytycznego > 7.38 MPa), ale w żadnym wypadku nie może być to obszar

dwufazowy czy faza gazowa, gdyż wtedy dwutlenek węgla charakteryzuje się znacznie większą lotnością i mobilnością.

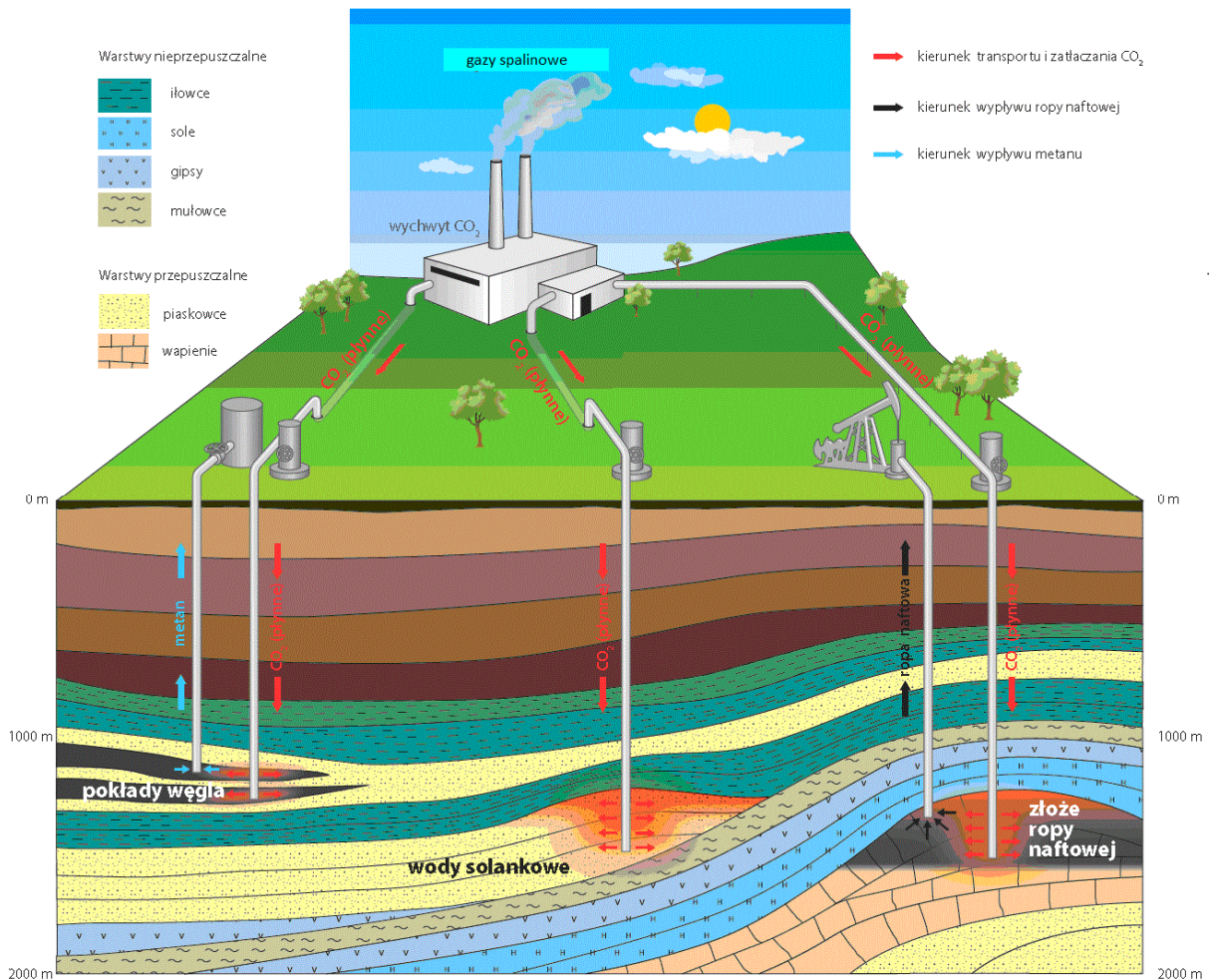


Fig. 1 0_5 Opcje geologicznego składowania CO₂ – najważniejsza opcja to poziomy wodonośny solankowy, druga to złoża węglowodorów (ropa naftowa i/lub gaz ziemny), trzecia – głębokie pokłady węgla zawierające metan (PIG-PIB, 2009 – wystawa „Klimat a węgiel”).

Zależnie od temperatury i ciśnienia złożowego jakie występują w kolektorze (zbiorniku) przyjmuje się że minimalna głębokość występowania poziomu wodonośnego albo złoża węglowodorów, odpowiednich do geologicznego składowania CO₂ wynosi 800-1000 metrów, gdyż na takiej głębokości gęstość zatłoczonego dwutlenku węgla jest setki razy większa niż w warunkach normalnych (tzn. występuje on w fazie nadkrytycznej, albo ewentualnie ciekłej, jeśli lokalny gradient geotermiczny jest niski, z tym że preferujemy fazę nadkrytyczną). W przypadku pokładów węgla kryterium to może być też stosowane, choć rozpatruje się też pokłady nieco płytsze, dla których eksploatacja górnicza jest nieoptyczalna (Chiny). Głębokość maksymalna związana jest z własnościami zbiornikowymi kolektora – na ogół przyjmuje się, że dla

głębokości większych niż 3000 metrów zatłaczanie jest nieopłacalne (w przypadku szcerpanych złóż gazu, dla których możemy wykorzystać istniejące otwory, dolną granicę geologicznego składowania określają jedynie własności zbiornikowe – w niektórych przypadkach głębokość ta może być nawet większa od 3000 metrów). Oczywiście przy gorszych własnościach zbiornikowych (w tym przepuszczalności) głębokość ta będzie odpowiednio mniejsza, nawet do 2000 metrów.

Dla typowych wartości gradientu geotermicznego (tj. wzrostu temperatury w głębi Ziemi wraz z głębokością), omawiany przedział głębokości odpowiada z grubsza temperaturom w kolektorze od 30 do 120 °C (**Fig. I 0_4**). Gęstość dwutlenku węgla wynosi w takim przypadku od 500 do 900 kg/m³, zależnie od ciśnienia złożowego. Należy przy tym zauważyć prostokąt odpowiadający tym przedziałom obu parametrów fizycznych, zaznaczony na **Fig. I 0_4**, ma charakter czysto orientacyjny, często z uwagi na znaczące rozbieżności ciśnienia w złożu i temperatury w obrębie struktur złożowych występujących na podobnych głębokościach.

Podsumowując, struktury złożowe obejmujące albo poziomy wodonośne solankowe albo szcerpane złoża węglowodorów, a także głębokie, nieeksploatowane pokłady węgla zawierające metan (w naszych warunkach w mniejszym stopniu), mogą być odpowiednie do geologicznego składowania antropogenicznego dwutlenku węgla (**Fig. I 0_5**), jeśli kolektory występują w orientacyjnym przedziale głębokości od 800-1000 metrów do 2000-3000 metrów (zależnie od warunków geologiczno-złożowych). Oczywiście nie jest to jedyne kryterium. Bardzo istotne są parametry zbiornikowe kolektora (miąższość, przepuszczalność, porowatość albo szczelinowatość) a także - jakość uszczelnienia, tzn. integralność i miąższość nadkładu.

W Podręczniku Najlepszych Praktyk dla geologicznego składowania CO₂ w poziomach wodonośnych-solankowych (projekt CO2STORE – Chadwick et al., 2006) są podane następujące kryteria optymalne jakie powinny spełniać te struktury geologiczne – potencjalne składowiska dla dużych projektów CCS, tzn. o strumieniu zatłaczanego CO₂ rzędu milionów ton rocznie:

1. Pojemność składowania struktury wyraźnie większa od całkowitej emisji zakładu przemysłowego;
2. Głębokość występowania kolektora; głębokość minimalna to 800 metrów (płycej CO₂ nie występuje w fazie nadkrytycznej), maksymalna zależna od własności zbiornikowych – do 2500-3000 metrów.
3. Miąższość kolektora(ów); minimalna 20 metrów, najlepiej 50 metrów i więcej.
4. Porowatość kolektora; minimalna 10%, idealna 20%.
5. Przepuszczalność kolektora; minimalna 10-100 mD, najlepiej, co najmniej 300 mD.
6. Zasolenie (mineralizacja); minimum 30 g/l (=brak kontaktu z użytkowymi wodami słodkimi; jeśli wiemy z innych przesłanek że taki kontakt nie ma miejsca, wartość minimalna może być niższa).
7. Nadkład/uszczelnienie pozbawiony uskoków, nieprzepuszczalny, o miąższości minimum 20-50 metrów, a najlepiej 100 metrów (bezpieczna jest wartość 50 metrów, bardzo ważna jest integralność uszczelnienia).

W przypadku szcerp(yw)anych złóż węglowodorów większość z tych kryteriów jest z definicji spełnionych, gdyż, aby była możliwa eksploatacja złoża to musi ono mieć lokalnie dobre własności zbiornikowe, w tym porowatość, przepuszczalność i miąższość kolektora. Węglowodorom na ogół towarzyszy solanka (wody podścielające), a obecność i jakość nadkładu uszczelniającego jest w ogóle warunkiem istnienia złoża. Natomiast w warunkach polskich nie występują złoża na tyle duże, aby można było lokować w pojedynczym złożu węglowodorów emisje największych elektrowni – jest to możliwe jedynie dla mniejszych zakładów przemysłowych i ewentualnie (nie dużych) pojedynczych bloków największych elektrowni.

Składowanie dwutlenku węgla w poziomach wodonośnych i szcerpanych złożach węglowodorów wiąże się z następującymi mechanizmami fizykochemicznymi (raport SRCCS IPCC, 2007):

- przepływ CO₂ wskutek wzrostu ciśnienia w kolektorze spowodowanego zatłaczaniem,
- przepływ CO₂ wskutek naturalnego gradientu hydraulicznego w kolektorze,
- wyporność wskutek różnicy gęstości CO₂ i wód złożowych (prawo Archimedes),
- rozpuszczanie CO₂ w wodach złożowych,
- uwięzienie CO₂ na ziarnach skały wewnątrz porów,
- dyfuzja i dyspersja CO₂,
- wiązanie chemiczne CO₂ z substancjami mineralnymi.

W praktyce przy obliczaniu pojemności składowania CO₂ najczęściej bierze się tylko pod uwagę kombinację trzech pierwszych zjawisk, z uwagi na fakt, że pozostałe zachodzą w ciągu znacznie dłuższego okresu czasu i ich udział jest znacznie niższy. W okresie funkcjonowania elektrowni wykorzystującej CCS, czyli przez dziesiątki lat, jedynie czwarte zjawisko - rozpuszczanie w wodach złożowych może podnieść zauważalnie efektywność sekwestracji. Szacuje się, że mechanizm ten daje około 5 – 20 % więcej pojemności składowania w poziomach wodonośnych-solankowych (dla wód złożowych o dużym zasoleniu, tzn. o zawartości soli sięgającej setek g/l, daje mniej niż dla wód mniej zasolonych, tzn. o zawartości soli sięgającej dziesiątków g/l). Pozostałe mechanizmy (wiązanie na ziarnach skały, dyfuzja i dyspersja, wiązanie z substancjami mineralnymi) dają przyczynki o kolejny rząd wielkości mniejsze.