



Państwowy Instytut Geologiczny  
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna  
Państwowa służba hydrogeologiczna

## **ZADANIE KAPS CO<sub>2</sub>: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)**



**Warszawa 2017**

# **ZADANIE KAPS CO2: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)**

## **WYKONAWCY**

dr inż. Adam Wójcicki (główny wykonawca, koordynator)  
mgr inż. Teresa Adamczak-Biały  
mgr Jolanta Duczmańska-Kłonowska  
dr Anna Feldman-Olszewska  
dr Maciej Kłonowski  
dr inż. Marcin Słodkowski

**WARSZAWA 2017**

## Zadanie 3 - Ocena bezpieczeństwa stosowania technologii CCS dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska

### 3.1 Sprawozdanie

Przeanalizowano, w oparciu o wytyczne odnośnie wdrażania dyrektywy w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla (Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#)), warunki geologiczne składowania CO<sub>2</sub> oraz główne czynniki ryzyka i/lub sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania dla (w sumie) **59** projektów. Znajdowały się one na różnych etapach realizacji. Bazowano na dostępnych informacjach (gromadzonych i/lub aktualizowanych na bieżąco), w tym informacjach i publikacjach Global CCS Institute dostępnych na stronie tej organizacji (tzn. punktem startowym do analiz była strona [www.Global CCS Institute](#) oraz zamieszczone tam raporty roczne – ostatnio za rok 2017 – [The Global Status of CCS, 2017](#)).

**W oparciu o analizę** Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **można podać następujące zagrożenia dotyczące warunków geologicznych składowania CO<sub>2</sub>:**

- opcje składowania (w naszym przypadku poziomy solankowe i złoża węglowodorów);
- (wstępny) wybór miejsc składowania (dostępność danych, budowa geologiczna i ryzyka geologiczne, możliwe konflikty interesów oraz dostępność strumienia CO<sub>2</sub>);
- modele geologiczne kompleksu składowania umożliwiające ocenę wykonalności i bezpieczeństwa składowania.

**Z analizy** Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **oraz dostępnych materiałów dotyczących projektów CCS można też podać następujące czynniki ryzyka:**

- możliwości wycieku CO<sub>2</sub> (i ew. solanki bądź węglowodorów) poza kompleks składowania, do wód użytkowych i na powierzchnię terenu (naturalne drogi ucieczki, odwierty);
- jakość uszczelnienia (parametry: miąższość, integralność, skład, ciśnienie przebicia);

- zagrożenie sejsmicznością (mogące ewentualnie doprowadzić do powstania nowych dróg ucieczki CO<sub>2</sub>).

**Natomiast jeśli chodzi o kryteria klasyfikacji ryzyka to można określić następujące kryteria:**

- charakterystyka możliwych zagrożeń (w szczególności, jakie istnieją możliwości wycieku CO<sub>2</sub> i ew. solanki czy węglowodorów poza kompleks składowania; jak wpływa na to jakość uszczelnienia czy ew. zagrożenie sejsmicznością);

- ocena narażenia (w jakim stopniu narażone mogą być skupiska ludzkie, czy wody użytkowe, czy ekosystemy);

- ocena skutków (jakie mogą być skutki omawianych wyżej zagrożeń dla skupisk ludzkich, wód użytkowych czy ekosystemów).

W ramach tych prac zgromadzono więc m.in. informacje na temat wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, jak również informacje dotyczące analiz ryzyka wiążącego się ze składowaniem CO<sub>2</sub> w rozpatrywanych strukturach geologicznych. Podstawowe informacje dotyczące tych projektów zawarte są w bazie (**Załącznik A**; pola "KRÓTKI OPIS PROJEKTU", "KONFLIKTY INTERESÓW" i "UWAGI"), natomiast bardziej szczegółowe informacje, dotyczące zagadnień bezpieczeństwa składowania CO<sub>2</sub> zamieszczone są w **Załączniku B**. Informacje te były, w zależności od projektu, mniej lub bardziej fragmentaryczne.

W analizach tych skupiono się w szczególności na projektach, w których wykorzystuje się (przewiduje do wykorzystania) składowanie w poziomach solankowych. Dostępne informacje na temat projektów ze składowaniem w szcerpanych złożach węglowodorów (w tym do złóż ropy, gdzie dopiero po zakończeniu procesów wspomaganego wydobycia ropy przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) mamy permanentne składowanie dwutlenku węgla) są na ogół bardzo ogólnikowe.

Priorytetowe rozpatrywanie ryzyk składowania w poziomach solankowych i niski priorytet dla złóż węglowodorów wynikają z faktu, że szcerpane złoża węglowodorów to struktury dobrze rozpoznane i bezpieczne - sam fakt istnienia złoża węglowodorów świadczy o dobrej jakości pułapki złożowej. Poza tym, jak wspomniano wyżej, zatłaczanie CO<sub>2</sub>, pochodzącego z naturalnych "składowisk", do szcerpanych złóż węglowodorów prowadzi się celem

wspomagania wydobycia ropy naftowej od 1972 roku. Ponadto, zatłaczanie dwutlenku węgla do szczypanego złoża węglowodorów pozwala przywrócić ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu i tym samym np. zapobiec osiadaniu górotworu (osiadanie górotworu ma miejsce zwłaszcza po intensywnej eksploatacji dużych złóż gazu - np. Groningen w Holandii, gdzie występują związane z tym zjawiskiem wstrząsy sejsmiczne - van der Voort & Vanclay, 2015).

W związku z powyższym przeanalizowano w szczególności **dostępne informacje dla projektów, w których wykorzystuje się (przewiduje wykorzystanie) składowania w poziomach solankowych**: **7** projektów funkcjonujących i w trakcie uruchamiania (Sleipner CO2 Storage, Norwegia; Snøhvit CO2 Storage, Norwegia; In Salah CO2 Storage, Algieria; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; Quest, Kanada; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA; Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia), **5** projektów w budowie/realizacji (Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Don Valley Power Project, Wielka Brytania; White Rose CCS Project, Wielka Brytania; CarbonNet, Australia; Norway Full Chain CCS, Norwegia), **10** projektów na etapie prac studialnych (C.GEN North Killingholme Power Project, Wielka Brytania; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; Korea-CCS 1, Republika Korei; Korea-CCS 2, Republika Korei; Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3), Chiny; Caledonia Clean Energy (d. Captain Clean Energy Project), Wielka Brytania; China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny; Teesside Collective Project, Wielka Brytania; Shenhua Ningxia CTL, Chiny; South West Hub, Australia), **3** projektów w fazie koncepcji (Datang Daqing CCS Project, Chiny; Nord CCS, Francja; NORCEM Cement, Norwegia), jak również **3** projekty planowane (YiHe Coal plant, Chiny; Saline Joinche, Włochy; CO2 solutions and EERC, USA). W sumie **28 projektów**, w których wybrano składowanie w poziomach solankowych jako jedyną opcję składowania, albo jedną z opcji (obok składowania w szczypanych złożach węglowodorów), albo jest ono rozpatrywane jako jedna z możliwości.

W miarę dostępności danych przeanalizowano dla tych projektów warunki geologiczne - tzn. jakie formacje geologiczne są zbiornikiem (najczęściej piaskowce o wysokiej porowatości i przepuszczalności – np. Sleipner CO2 Storage, Norwegia; Aquistore w ramach Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; rzadziej skały węglanowe – np. Nord CCS, Francja), jakie są typy pułapek (na ogół pułapki strukturalne), a w szczególności co stanowi uszczelnienie dla zbiornika - jaki typ skał jest uszczelnieniem, jaka jest jego miąższość oraz czy występują obok podstawowego, dodatkowe kompleksy uszczelniające. Jakość uszczelnienia stanowi główny czynnik ryzyka, i stąd była ona najważniejszym przedmiotem analiz warunków geologicznych. Trudno jest na podstawie zebranych informacji (**Załącznik**

**B)** podać jaka średnia miąższość uszczelnienia dla składowiska może stanowić ryzyko, a jaka jest bezpieczna. W projekcie „Rozpoznanie formacji i struktur dla bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania” realizowanym dla Ministerstwa Środowiska (Wójcicki, red, 2013) przyjęto, za literaturą przedmiotu, jako bezpieczną wartość minimum 50 metrów dla podstawowego kompleksu uszczelniającego, a z drugorzędnymi kompleksami uszczelniającymi w sumie (minimum) 100 metrów. Jednakże było to tylko jedno z szeregu kryteriów. To kryterium jest stosowane na całym świecie przy wyborze składowisk i jak można zauważyć w charakterystyce warunków geologicznych podanej w bazie (Załączniku **B**) jest ono spełnione przynajmniej w przypadku tych projektów, dla których podane są miąższości uszczelnienia (podobnie jak, zgodnie z zasadami sztuki, przy wyborze składowisk stosowane jest kryterium głębokości – odrzucane są struktury geologiczne, w których formacje zbiornikowe występują płycej niż 800 metrów, ponieważ w takich warunkach dwutlenek węgla występuje w stanie skupienia definitywnie uniemożliwiającym bezpieczne składowanie). Jednakże jakość uszczelnienia zależy od stopnia zuskokowania, wielkości zrzutów uskoków (jeśli dotyczy), rozkładu przestrzennego miąższości i składu formacji uszczelniających (jaki jest udział soli, łupków, iłowców, mułowców – w pierwszym przypadku mogą wystarczyć dziesiątki, w ostatnim potrzebne jest wiele setek metrów uszczelnienia; czy występują w istotnych ilościach minerały reagujące z CO<sub>2</sub> rozpuszczonym w solance), od tego czy ponad głównym kompleksem uszczelniającym mamy dodatkowe uszczelnienia i ile ich mamy oraz, co bardzo istotne, ile chcemy zatłoczyć w pojedynczym odwiercie i jak to wpłynie na podniesienie ciśnienia w kompleksie składowania i czy to ciśnienie nie przekracza ciśnienia dopuszczalnego dla rozpatrywanego uszczelnienia (następuje wtedy przebicie i migracja CO<sub>2</sub>). Stąd przy wyborze struktur wykonuje się w miarę możliwości modelowanie wykonalności i bezpieczeństwa składowania, zaś modelowanie te kontynuuje się w miarę dopływu nowych danych pochodzących z coraz bardziej dokładniejszego rozpoznawania struktury. Jak wspomniano wcześniej, dostępne na ten temat informacje pochodzące z poszczególnych projektów są na ogół fragmentaryczne, zwłaszcza w przypadku projektów znajdujących się na wczesnych etapach realizacji, gdzie nie wybrano jeszcze definitywnie lokalizacji miejsc zatłoczenia CO<sub>2</sub>. Istotnym czynnikiem jest ponadto fakt czy składowanie odbywa się na lądzie czy pod dnem morza (w ostatnim przypadku dotyczy to np. projektów norweskich i brytyjskich). W przypadku składowania na lądzie podstawowe ryzyko dotyczy możliwości migracji zatłoczonego dwutlenku węgla do podziemnych wód użytkowych i ewentualnie na powierzchnię terenu (występowania naturalnych dróg migracji bądź nieszczelnych odwiertów). Naturalne drogi migracji CO<sub>2</sub> mogą stanowić strefy uskokowe, co jest w pierwszej kolejności analizowane przy typowaniu lokalizacji składowiska (np. Indiana Gasification, USA), ponadto istotna jest ilość zatłoczonego CO<sub>2</sub> i geometria formacji zbiornikowych i uszczelniających – przy zatłoczeniu

dwutlenku węgla w ilościach przekraczających pojemność struktury może on dalej migrować w obrębie formacji zbiornikowej aż natrafi na miejsca o niedostatecznej jakości uszczelnienia, co może skutkować wyciekami do formacji gdzie występują wody użytkowe (np. Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA; Datang Daqing CCS Project, Chiny). Drugorzędne ryzyko wiąże się z występowaniem na obszarze składowiska CO<sub>2</sub> starych odwiertów – znaczna część z nich będzie prawdopodobnie wymagała ponownego zacementowania (np. CarboNet, Australia). Natomiast przy składowaniu pod dnem morza zasadnicze ryzyko dotyczy migracji CO<sub>2</sub> z kompleksu składowania ponad dno morza i oddziaływania na znajdujące się tam ekosystemy. Ponadto, możliwe są konflikty interesów odnośnie ewentualnego wykorzystania poziomów solankowych do celów geotermii (np. projekt Nord CCS, Francja) lub występowania ponad poziomem solankowym nieszczerpanych złóż węglowodorów (np. Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada, Kanada; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny) albo pokładów węgla (South West Hub, Australia).

Jeśli chodzi o klasyfikację ryzyka dla powyższych projektów to generalnie można stwierdzić, w oparciu o dostępne informacje, że możliwa jest ona jedynie w przypadku projektów funkcjonujących (np. Sleipner CO<sub>2</sub> Storage; długoletni monitoring i modelowania stwierdziły brak wycieków i wpływu na ekosystemy na dnie morza) i w trakcie uruchamiania gdzie są wybrane i przygotowane (np. Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia; modelowania wskazują raczej na ewentualny konflikt interesów związany z możliwością zanieczyszczenia pobliskich złóż gazu ziemnego przez CO<sub>2</sub> rozprzestrzeniające się w poziomach solankowych, niż „typowe” ryzyka) oraz ew. niegdyś funkcjonujących (In Salah, Algieria; możliwy był wyciek do poziomu wód użytkowych wykorzystywanych przez personel firmy naftowej eksploatującej złoża węglowodorów w tym rejonie - stwierdzono nieszczelność 2 otworów zatłaczających CO<sub>2</sub> i lokalne zanieczyszczenie gazu ziemnego dwutlenkiem węgla).

Poza tym zgromadzono i przeanalizowano dostępne informacje (mniej lub bardziej szczegółowe, najczęściej dość ogólnikowe – głównie dotyczące wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, w nielicznych przypadkach dotyczące analiz ryzyka składowania) dla **31 dużych projektów, dla których wybrano opcję składowania w szcerpanych złożach węglowodorów/wspomaganie wydobywania**. W ramach tych prac zgromadzono informacje dla: **12** projektów aktualnie funkcjonujących (Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada; Terrell Natural Gas Processing Plant, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Enid Fertilizer, USA; Century Plant, USA; Air Products Steam Methane Reformer, USA; Lost Cabin Gas Plant,

USA; Coffeyville Gasification Plant, USA; Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia; Uthmaniyah CO<sub>2</sub>-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska, Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA; Petra Nova Carbon Capture, USA), 4 projektów w trakcie uruchamiania (Kemper County Energy Facility, USA; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny), 8 projektów w budowie/realizacji (PetroChina Jilin Oil Field EOR Project (Phase 2), Chiny; Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny; The Medicine Bow Project, USA; Texas Clean Energy Project, USA; Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject ("ROAD"), Holandia; Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania; Hydrogen Energy California Project ("HECA"), USA; Lake Charles Methanol, USA), 7 projektów na etapie prac studialnych (Bow City Power Plant CO<sub>2</sub> Capture, Kanada; Indiana Gasification, USA; Quintana South Heart Project, USA; Riley Ridge Gas Plant, USA; Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny; Sinopec Eastern China CCS, Chiny; Dongguan Taiyangzhou IGCC with CCS Project, Chiny).

Złoża węglowodorów wykorzystywane (lub przewidziane do wykorzystania) w przypadku dużych projektów CCS/CCUS występują zarówno w skałach węglanowych jak i piaskowcach, rzadziej mułowcach, Kompleksy uszczelniające, na ogół kilkuset metrowej miąższości, obejmują, zależnie od projektu, warstwy soli (np. Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia), anhydrytów (np. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada), łupków (np. Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania) i mułowców (np. Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny). Głównym czynnikiem ryzyka może tu być występowanie starych odwiertów, z których znaczna część wymagałaby (w przypadku nieszczelności) ponownego zacementowania (np. Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania). Nieszczelność odwiertu na lądzie mogłaby spowodować lokalny wyciek CO<sub>2</sub> do użytkowych poziomów wodonośnych, względnie na powierzchnię terenu (podwyższenie koncentracji CO<sub>2</sub> w powietrzu wokół odwiertu, w zależności od wielkości i czasu trwania wycieku) natomiast na dnie morza byłby to lokalny wpływ na występujący przy odwiercie ekosystem, w zależności od wielkości i czasu trwania wycieku

W przypadku projektów pilotażowych (Total Lacq CCS Project, Francja; Jingbian CCS Project, Chiny; Wuqi Yougou pilot test, Chiny) mamy odpowiednio szcerpane złoża gazu ziemnego w skałach węglanowych oraz złoża ropy naftowej w piaskowcach; o słabych lub przeciętnych własnościach zbiornikowych. Z uwagi na ilości zatłaczanego CO<sub>2</sub> (tysiące to rocznie a nie miliony czy setki tysięcy jak w przypadku dużych projektów – demonstracyjnych i komercyjnych) ryzyka związane z ich funkcjonowaniem są nieistotne.



**Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania** odnoszą się do monitoringu składowisk (przed, w trakcie i po zakończeniu składowania) jak również zapisów prawnych regulujących te kwestie.

W związku z powyższym przeanalizowano **dostępne informacje na temat monitoringu składowisk** dla powyższych projektów (**Załącznik A** i **Załącznik B**; strona GCCSI, syntetyczny raport projektu unijnego CGS Europe - Rütters i in., 2013 oraz szereg publikacji odnoszących się do poszczególnych projektów CCS/CCUS). W zasadzie w miarę szczegółowe informacje na ten temat były dostępne jedynie w przypadku (9) projektów aktualnie funkcjonujących, (3) projektów w trakcie uruchamiania, (1) projektu w budowie/realizacji i (1) projektu na etapie prac studialnych. Z tego 3 projekty obejmują zatłaczanie pod dnem morza (Sleipner CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia – Alnes i in., 2011 oraz Rabben & Ursin, 2011; Snøhvit CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia – Eiken i in., 2011; Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania) a kolejne 3 na obszarach niezamieszkałych (In Salah CO<sub>2</sub> Storage, Algieria – Eiken i in., 2011 oraz Ringrose i in., 2013; Uthmaniyah CO<sub>2</sub>-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska; Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia – Flett i in. 2009). Natomiast (8) projektów zlokalizowanych jest na lądzie w bliższym lub dalszym sąsiedztwie skupisk ludzkich (Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; Air Products Steam Methane Reformer, USA; Lost Cabin Gas Plant, USA; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada – raport PTRC, 2015, dotyczący części „solankowej” projektu; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada – Whittaker, 2010; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA – Greenberg, 2015; Quest, Kanada – Brydie i in., 2014 oraz raport Shell, 2010; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny – raport Shaanxi Yanchang Petroleum, 2017). Składowiska pod dnem morza monitorowane są metodami geofizycznymi (detekcja "chmury" CO<sub>2</sub>), prowadzi się też monitoring szczelności odwiertów. Natomiast przy składowaniu na lądzie z oczywistych względów istotne jest ponadto monitorowanie nadkładu składowiska, w szczególności ośrodka gruntowo-wodnego, gdzie występują wody użytkowe narażone na zanieczyszczenie płynami złożowymi w przypadku nieszczelności składowiska.

**Zapisy prawne odnoszące się do nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla** w krajach członkowskich i stowarzyszonych Unii Europejskiej są zasadniczo wynikiem wdrożenia do prawa krajowego zapisów Dyrektywy UE 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Ponadto Komisja Europejska (Dyrekcja Generalna ds. Działań w dziedzinie Klimatu) przygotowała szereg dokumentów pomocniczych (strony www

- Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#), [GD3](#), [GD4](#)), które miały w założeniu wspomóc wdrożenie Dyrektywy w zakresie zagadnień szczegółowych dotyczących pełnego łańcucha CCS. Dokument GD1 dotyczy zagadnień oceny ryzyka dla (całego cyklu życia) projektów CCS, GD2 – szczegółowego rozpoznania geologicznego składowiska, składu transportowanego i zatłaczanego strumienia CO<sub>2</sub> oraz monitoringu i działań naprawczych, GD3 – przekazania odpowiedzialności za składowisko po jego zamknięciu, a GD4 – zagadnień finansowych, w tym zabezpieczenia finansowego, do którego zobligowany jest operator składowiska. Analogiczne zapisy były i są wdrażane na szczeblu federalnym i stanowym w USA (w przypadku projektów w poziomach solankowych; do projektów EOR mają zastosowanie regulacje dotyczące węglowodorów – prawo federalne [Safe Drinking Water Act, 1974](#), z późniejszymi zmianami, do którego Federalna Agencja Ochrony Środowiska wydała w roku 1980 szereg rozporządzeń dotyczących projektów EOR i związanych z tym zagadnień ochrony użytkowych wód podziemnych, natomiast w roku 2010 wydała rozporządzenia dedykowane permanentnemu składowaniu CO<sub>2</sub>, dla całości cyklu życia tychże projektów; Korre i in., 2014), w Kanadzie i Australii (raport IEA - McCoy, 2014; syntetyczny raport projektu unijnego CGS Europe - Korre i in., 2014). Zagadnienia techniczne nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla w USA przedstawione są w corocznym raporcie DOE/NETL (najnowsza edycja – NETL, 2017; obejmują zalecenia odnośnie opracowania planu monitoringu, wymogi prawne i rekomendacje odnośnie technik monitoringu atmosferycznego, przypowierzchniowego i wgłębego oraz przykłady zastosowań). W przypadku Kanady najbardziej kompleksowe regulacje w przedmiotowym zakresie zostały opracowane przez stan Alberta, gdzie zlokalizowanych jest większość kanadyjskich projektów CCS/CCUS (Alberta Government, 2013; obejmuje krótką charakterystykę technologii CCS i znaczenia jej wdrożenia dla gospodarki stanu Alberta, cyklu życia projektów CCS, zalecenia odnośnie wyboru składowisk, ubiegania się o koncesje na rozpoznanie i składowanie, zagospodarowania składowiska i monitoringu stanu początkowego, zatłaczania CO<sub>2</sub> i monitoringu w trakcie zatłaczania, zabezpieczenia finansowego na potrzeby monitoringu po zakończeniu zatłaczania, zabezpieczenia finansowego na potrzeby monitoringu po zakończeniu zatłaczania i nieprzewidzianych zdarzeń, zamknięcia składowiska i działań prowadzonych po zamknięciu). Status legislacji i problematyka monitoringu składowisk CO<sub>2</sub> w Australii omówione są w raporcie Parsons Brinckerdorff (2012; obejmuje przegląd literatury na temat technik i wymogów dla monitoringu na wszystkich etapach życia projektu CCS, jak również obowiązujących regulacji w tym przedmiocie w Australii; ponadto obejmuje rezultaty dyskusji z interesariuszami w tym zakresie). Nie udało się znaleźć informacji dotyczących zagadnień

nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla dla Chin, Brazylii i Arabii Saudyjskiej, przynajmniej jeśli chodzi o materiały w języku angielskim.

Generalny wniosek z przedstawionych powyżej informacji jest taki, że nadzór i kontrola w przypadku projektów realizowanych w Europie, Ameryce Północnej i Australii jest najprawdopodobniej wystarczający w świetle ocen ryzyka dla poszczególnych projektów. Nie jest to wyłączniwniosek wynikający z analizy dostępnych, najczęściej ogólnikowych i fragmentarycznych informacji dotyczących analiz ryzyka składowania, zestawionych z kolumnie „Ocena ryzyka składowania” w **Załączniku B**. Wynika to raczej z faktu, że w przypadku projektów realizowanych w Europie, Ameryce Północnej i Australii muszą być przestrzegane wymogi prawne i są sformułowane wytyczne odnośnie wdrażania tych wymogów (w tym odnoszące się do monitoringu składowisk) dla całego okresu życia poszczególnych projektów. Ich realizacja wymusza rzetelną ocenę ryzyka składowania w ramach poszczególnych projektów. Jak wspomniano wcześniej, informacje dotyczące analiz ryzyka zgromadzone są w bazie (Załącznik B) i można stwierdzić (w miarę dostępności informacji), że np. zakres monitoringu wymagany obowiązującymi w poszczególnych krajach regulacjami, zastosowany w przypadku realizowanych tam projektów jest wystarczający do wiarygodnej oceny ryzyka.

Z uwagi na fakt, że w rozdziale 1.1 zinventaryzowano podstawowe informacje na temat **projektów CO<sub>2</sub>-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż)**, dla porównania przeanalizowano dla nich informacje odnośnie warunków geologicznych, czynników ryzyka oraz sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania. Warunki geologiczne omawianych „naturalnych” składowisk (złóż) zostały scharakteryzowane w szczególności w raporcie DOE/NETL (Eppink, 2014) oraz w szeregu innych publikacji (e.g. Brock, 2014; Melzer, 2012; White i in., 2001; Zhou i in., 2012). Eksploatowane złoża występują przeważnie na znacznych głębokościach (nawet kilku km – analogicznej lub większej niż w przypadku antropogenicznych składowisk CO<sub>2</sub>). Wyjątkiem jest tu złożo Bravo Dome, którego szczyt zalega na głębokości mniejszej niż 800 m, gdzie dwutlenek węgla może występować w fazie ciekłej a nie nadkrytycznej, preferowanej z uwagi na bezpieczeństwo składowania. Złoża te występują w szczelnych pułapkach strukturalnych, analogicznie jak w przypadku złóż węglowodorów (z tym, że na ogół są to struktury większe niż typowe złoża węglowodorów). Nie stosuje się dla nich innych sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania (odnośnie „naturalnych” składowisk/złóż oraz złóż ropy naftowej, do których zatłacza się dwutlenek węgla, pozyskany z tych pierwszych, celem wspomagania wydobycia węglowodorów) niż przyjęte w przypadku eksploatacji złóż węglowodorów (Melzer, 2012). W USA działalność w zakresie produkcji

węglowodorów (oraz produkcji dwutlenku węgla ze złóż, jak również CO<sub>2</sub>-EOR) jest regulowana na szczeblu federalnym przez Safe Drinking Water Act, 1974 (z późniejszymi zmianami), i pozostaje w jurysdykcji EPA (Federalnej Agencji Ochrony Środowiska; Korre i in., 2014). Poszczególne stany zaadaptowały to prawo federalne do warunków lokalnych wydając/korygując odpowiednie regulacje (rozporządzenia) o charakterze technicznym (McCoy, 2014).