



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna
Państwowa służba hydrogeologiczna

ZADANIE KAPS CO₂: 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 2 - Ocena skuteczności i przydatności stosowania technologii CCS w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla

2.1 Sprawozdanie

W ramach zadania zebrano dostępne informacje na temat ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO₂ dla **60** dużych projektów, tzn. tych wymienionych w Zadaniu 1 (1.1; 17 aktualnie funkcjonujących plus 1 zamknięty, 4 w trakcie uruchamiania i 1 o niejasnym statusie, 7 w budowie/realizacji oraz 8 aktualnie nierealizowanych, 11 na etapie prac studialnych oraz 10 projektów na etapie prac studialnych i w fazie koncepcji – prawdopodobnie zarzuconych i 1 z dużymi szansami na realizację); informacje te są zamieszczone w bazie - **Załącznik A (zakładka „Projekty demo i kom CCS”**, pola "ILOŚĆ WYCHWYTYWANEGO CO₂ (MT/rok)".). Wyjątkiem był tu jeden z projektów w fazie koncepcji, dla którego brak było szczegółowych danych (NORD CCS, Francja). Ponadto w przypadku 10 projektów planowanych takie (szczełowe) dane również nie były dostępne.

Dla części projektów zebrano informacje na temat udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji oraz udziału CO₂ i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu (**Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS”**, pola "% WYCHWYTYWANEAJ EMISJI CO₂" i "UDZIAŁ% CO₂ I INNYCH GAZÓW W STRUMIENIU")

Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO₂ w przypadku wspomnianych dużych projektów zawierają się w zakresie od 0,4 mln ton/rok (projekt Yanchang Integrated CCS Demonstration Project - w trakcie uruchamiania) do 8,4 mln ton (aktualnie funkcjonujący (od 2010 roku) projekt Century Plant, USA). Najczęściej są to ilości rzędu 1-2 mln ton CO₂/rok. Sumarycznie daje to około 100 mln ton wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO₂ rocznie. Natomiast w ramach 17 aktualnie funkcjonujących projektów (patrz rozdział 1.1) zatłacza się około **31 mln ton** CO₂ rocznie.

Jak wspomniano we wstępie, przedmiotem niniejszego przedsięwzięcia jest monitorowanie statusu projektów wychwytu i geologicznego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych. Stąd powyższa wartość 31 mln ton CO₂ zatłaczanego rocznie na świecie nie obejmuje projektów EOR,

wykorzystujących od 1972 roku dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych "składowisk" (co zostało omówione na końcu niniejszego rozdziału).

W przypadku **20** dużych projektów udało się (lata 2015-2017) zgromadzić informacje odnośnie udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji (NORCEM Cement, Norwegia; Caledonia Clean Energy, Wielka Brytania; Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny; White Rose CCS Project, Wielka Brytania; Hydrogen Energy California Project (HECA), USA; Texas Clean Energy Project, USA; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO₂ Stream, Kanada; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO₂ Stream, Kanada; Gorgon Carbon Dioxide Injection (Australia); Kemper County Energy Facility, USA; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (USA); Petra Nova Carbon Capture, USA; Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA; Quest, Kanada; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; Air Products Steam Methane Reformer, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada) a **20** - udziału CO₂ w wychwytywanym strumieniu (Teesside Collective Project, Wielka Brytania; Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny; Hydrogen Energy California Project (HECA), USA; Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO₂ Stream, Kanada; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO₂ Stream, Kanada; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA; Petra Nova Carbon Capture, USA; Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA; Quest, Kanada; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; Coffeyville Gasification Plant, USA; Air Products Steam Methane Reformer, USA; In Salah CO₂ Storage, Algieria; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Sleipner CO₂ Storage, Norwegia; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada).

Natomiast dostępne informacje na temat składu wychwytywanego strumienia dla tychże projektów, tzn. zawartości substancji innych niż CO₂, były bardzo nieliczne i fragmentaryczne. Informacje te odnosiły się jedynie do kilku projektów: Teesside Collective Project (Wielka Brytania), Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project (Kanada), Shute Creek Gas Processing Plant (USA), Lost Cabin Gas Plant (USA), Terrell Natural Gas Processing Plant (USA), Sleipner CO₂ Storage (Norwegia) i Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale (Kanada).

Z zebranych informacji wynika, że udział procentowy wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji elektrowni (np. Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada) jest najczęściej rzędu **90-95%** (w jednym przypadku „80% lub więcej” – Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny), natomiast w przypadku instalacji przemysłowych, w tym do produkcji gazu syntezowego/wodoru/gazu syntetycznego (np. Kemper County Energy Facility, USA) udział ten zawiera się zasadniczo w zakresie **35-75%**, tzn. istotna część wychwytywanego dwutlenku węgla jest utylizowana w instalacji przemysłowej a reszta zatłaczana jest do podziemnych struktur geologicznych, najczęściej szcerpanych złóż węglowodorów. W instalacjach do oczyszczania gazu ziemnego może być wychwytywane do 100% CO₂ (Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada).

Udział dwutlenku węgla w składzie wychwytywanego strumienia zawiera się natomiast najczęściej w przedziale od **96%** (Weyburn-Midale Storage Project, Kanada) do blisko **100%** (Boundary Dam CCS Project, Kanada). Wyjątkiem jest projekt Shute Creek Gas Processing Plant (USA), gdzie zatłaczany jest (do złoża gazu ziemnego) gaz kwaśny, składający się w 60% z siarkowodoru i metanu oraz 40% dwutlenku węgla, będący produktem ubocznym instalacji oczyszczania, pochodzącego z tego samego złoża, gazu ziemnego z domieszek (oraz produkcji CO₂ i helu).

Jeśli chodzi o informacje na temat składu wychwytywanego strumienia dla tychże projektów, tzn. zawartości substancji innych niż CO₂, to powyżej omówiono to zagadnienie dla instalacji na złożu gazu ziemnego Shute Creek Gas Processing Plant (USA). W instalacjach przemysłowych Teeside Collective Project (Wielka Brytania) strumień ma zawierać ponad 95% CO₂ oraz do 4% N₂ i innych gazów (O₂, Ar, CH₄ i H₂), natomiast w instalacji do oczyszczania gazu ziemnego Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project (Kanada) wychwytywany strumień miał składać się głównie z CO₂ (około 98%) i H₂S (około 2%), a w instalacjach do oczyszczania gazu ziemnego Sleipner CO₂ Storage (Norwegia) i Lost Cabin Gas Plant (USA) udział CO₂ w strumieniu wynosi też 98%, reszta to zasadniczo węglowodory gazowe i nieznaczna domieszka H₂S. W instalacji do oczyszczania gazu ziemnego Terrell Natural Gas Processing Plant (USA), w zależności od podanego strumienia gazu ziemnego zawierającego CO₂ i inne domieszki, wychwytywany strumień zawiera 85-98% CO₂, 2-15% węglowodorów gazowych oraz nieznaczne ilości azotu i siarkowodoru. Z kolei w instalacji do produkcji paliw syntetycznych, w tym gazu syntetycznego, z węgla brunatnego, Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale wychwytywany strumień zawiera około 96% CO₂, 0.9% H₂S, 3% węglowodorów gazowych i nieznaczne ilości tlenu węgla i azotu.

Z uwagi na przedstawione powyżej, nieliczne i na ogół fragmentaryczne informacje, trudno jest dokonać kompleksowej analizy składu wychwytywanego strumienia CO₂ dla rozpatrywanych projektów CCS. Generalnie można stwierdzić, że skład wychwytywanego strumienia CO₂ zależy od tego jakiego rodzaju instalacja jest źródłem CO₂ i jaka jest stosowana technologia wychwyty. Oznacza to, że analizowane informacje (dotyczące 7 wymienionych wyżej projektów) mogą być reprezentatywne dla podobnych instalacji, gdzie zastosowano analogiczne technologie wychwyty (i dla których nie dysponujemy tego rodzaju danymi). Stąd można powiedzieć, że w przypadku instalacji do oczyszczania gazu ziemnego, w zależności od składu oczyszczanego gazu (domieszek), wychwytywany strumień składa się w różnych proporcjach z dwutlenku węgla, siarkowodoru i/lub azotu oraz węglowodorów gazowych. Natomiast w instalacji przemysłowej z gazyfikacją węgla w wychwytywanym strumieniu przeważa dwutlenek węgla, a domieszki stanowią głównie metan i siarkowodor. W przypadku instalacji przemysłowych i energetycznych (wychwytywanie przed i po spalaniu) przeważa dwutlenek węgla, a główną domieszkę stanowi azot.

Dla porównania zebrano dostępne informacje na temat planowanych kilka lat temu w Polsce 2 projektów demonstracyjnych: (PGE Bełchatów i PKE/ZAK Kędzierzyn; anulowane odpowiednio w 2013 i 2011 roku) oraz 1 planowanego projektu „CCS ready” (PGE Opole).

W przypadku projektu demonstracyjnego PGE Bełchatów planowano (prezentacja PGE z 2011 roku: dostępna na stronie [www.Procesy Inwestycyjne](#)) wychwytywanie (po spalaniu z wykorzystaniem zaawansowanej technologii amin; ang. *post-combustion with advanced amine technology*) i składowanie w strukturach geologicznych **1,66 mln ton** CO₂ rocznie, czyli około **30%** emisji z nowego bloku 858 MW (opalanego węglem brunatnym, uruchomionego w 2011 r.). Udział CO₂ w składzie wychwytywanego strumienia miał wynosić **99,7%**, reszta to głównie azot oraz para wodna i tlen.

W projekcie PKE-ZAK Kędzierzyn planowano budowę elektrowni poligeneracyjnej z usuwaniem CO₂ (Sutor & Tchorz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010), w skład której miały wchodzić elektrociepłownia opalana węglem kamiennym ze współspalaniem gazu ziemnego i biomasy (o mocy 300 MWe i 125 MWt) oraz instalacja do produkcji metanolu z gazu syntezowego (514 tys. ton metanolu rocznie). Planowano wychwytywanie (przed spalaniem – gazyfikacja węgla; ang. *pre-combustion – coal gasification*) **3,21 mln ton** CO₂ (udział CO₂ w składzie wychwytywanego strumienia ponad **99,5%**, reszta to głównie azot i tlenek węgla), tzn. około **93%** emisji elektrowni poligeneracyjnej, z czego docelowo około **2,5 mln ton** CO₂ przewidziano do składowania w strukturach geologicznych, a resztę (0,71 mln ton) do produkcji gazu syntezowego.

Dla nowych bloków 5 i 6 elektrowni Opole (budowanych od 2014 roku), o planowanej mocy 800-900 MW każdy, przewidziano wychwytywanie **90%** emisji CO₂ w (100% strumienia, 90% sprawności), czyli **8,3-9,3 mln ton** CO₂ rocznie ([Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przebieg ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#)). Planowano zastosowanie analogicznej technologii wychwytywania CO₂ jak w przypadku nowego bloku 858 MW PGE Bełchatów, tzn. udział CO₂ w składzie wychwytywanego strumienia **99,7%** (i analogiczny skład strumienia).

W rozdziale 1.1 wspomniano o **projektach CO₂-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż).**

Większość tych naturalnych „składowisk” występuje w środkowo-zachodniej części USA (**Rys. 1.1**). Największy udział ma tu, eksploatowane na potrzeby wspomaganie wydobycia ropy naftowej od 1983 roku, złoża McElmo Dome (SW Colorado, USA), produkujące około **22,7 mln ton** CO₂ rocznie, o aktualnych (na rok 2014) zasobach wydobywalnych wynoszących około 400 mld Nm³ gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014), tzn. prawie 800 mln ton CO₂ (występujący w złożu gaz zawiera głównie dwutlenek węgla). Sąsiadujące z nim złoża Doe Canyon produkuje rocznie około **2,0 mln ton** CO₂, a jego aktualne (na rok 2014) zasoby wydobywalne szacowane były na około 76 mld Nm³ gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014). Najdłużej dotychczas eksploatowane złoża Bravo Dome (NE New Mexico, USA) według stanu na rok 2014 zawierało około 400 mld Nm³ zasobów wydobywalnych gazu, a jego roczna produkcja CO₂ wynosiła około **8,2 mln ton** (Eppink i in., 2014). Złoża Sheep Mountain (Colorado, USA) produkuje rocznie około **0,9 mln ton** CO₂ rocznie, a jego zasoby wydobywalne są rzędu 45 mld Nm³ gazu (Eppink i in., 2014). Złoża Big Piney – LaBarge oraz Madden (Wyoming, USA) produkowały około **3,6 mln ton** (czystego) CO₂ rocznie (właściwie to produkcja miała miejsce w instalacjach przemysłowych CCS/CCUS, gdzie wydzielano ze strumienia gazu dwutlenek węgla, metan i siarkowodór), a ich zasoby wydobywalne (w większości niezagospodarowane) szacowane są na ponad 2 600 mld Nm³ gazu. Kilka mniejszych złóż na obszarze basenu Val Verde (Texas, USA) dało produkcję około **1,4 mln ton** (czystego) CO₂ rocznie (instalacja przemysłowa CCS/CCUS oddzielała dwutlenek węgla i metan), a ich zasoby wydobywalne są szacowane na około 206 mld Nm³ gazu (Eppink i in., 2014). Dwutlenek węgla pozyskiwany w ww. złożach (w sumie około **38,8 mln ton** czystego CO₂ rocznie) jest wykorzystywany do wspomaganie wydobycia w ponad 100 złożach ropy naftowej, o różnej wielkości, położonych na obszarze stanów: Teksas, Nowy Meksyk i Wyoming w USA. Udział CO₂ w składzie wydobywanego gazu wynosi w przypadku złoża McElmo Dome ponad **98%**, reszta to azot i, śladowo, hel i metan (White i

in., 2001; Eppink i in., 2014). Dla złóż Doe Canyon, Sheep Mountain i Bravo Dome, udział ten wynosi odpowiednio **95%**, **97%** i **99%**. Złóża Big Piney – LaBarge zawierają 74-85% CO₂, reszta to metan. Złóże Madden oraz złoża w basenie Val Verde to zasadniczo złoża gazu ziemnego z domieszką dwutlenku węgla – złóże Madden zawiera tylko **20%** CO₂ (reszta to metan oraz niewielkie ilości siarkowodoru) a złoża w basenie Val Verde około **42%** CO₂ (reszta to metan i śladowej ilości helu; Eppink i in., 2014).

Położone na północ od Zatoki Meksykańskiej (poza „głównym” obszarem, scharakteryzowanym powyżej – patrz **Rys. 1.1**), złóże Jackson Dome (Missisipi, USA), o zasobach wydobywalnych rzędu 450 mld Nm³ gazu, produkuje rocznie około **18,8 mln ton** (czystego) CO₂ (Eppink i in., 2014; dane za rok 2013), wykorzystywanego do wspomaganie wydobywania w 9 złóżach ropy, położonych nad Zatoką Meksykańską (Louisiana, USA; Wallace i in., 2015). Udział CO₂ w składzie wydobywanego gazu wynosi średnio **90%** (Eppink i in., 2014), gaz wydobywany w stropowych partiach struktury zawiera do 99% CO₂ (Zhou i in., 2012), reszta to metan oraz azot i siarkowodór.

Podsumowując, w projektach CO₂-EOR w Ameryce Północnej wykorzystuje się do wspomaganie wydobywania ropy naftowej około **52,6 mln ton** czystego CO₂ (plus nieznaczące domieszki w zatłaczanym strumieniu; 1-10% innych gazów, zależnie od złoża) wydobytego ze złóż i transportowanego bezpośrednio rurociągami. Ponadto, w wielu instalacjach przemysłowych CCS/CCUS prowadzi się rozdzielanie strumienia gazu wydobywanego ze złóż gazu ziemnego/CO₂, co daje kolejne **5 mln ton** czystego CO₂ rocznie (plus nieznaczące domieszki, zależnie od złoża), pochodzącego z naturalnych „składowisk”, zatłaczanego do złóż ropy naftowej.

Natomiast jeśli chodzi o skuteczność i przydatność technologii CCS w zakresie ograniczania antropogenicznych emisji dwutlenku węgla na świecie to, jak wspomniano wyżej, w ramach wszystkich projektów CCS na świecie, znajdujących na różnych etapach realizacji, wychwytywane jest lub przewidziane do wychwytywania około 100 mln ton CO₂ rocznie. Według najnowszego raportu Global CCS Institute - [The Global Status of CCS, 2017](#), aktualna emisja antropogeniczna dwutlenku węgla na świecie wynosi **35 mld ton**. Oznacza to, że wszystkie te projekty mogą przyczynić się do redukcji antropogenicznych emisji CO₂ na świecie o wielkość najwyżej **0,3%**, a więc ich przydatność i skuteczność w zakresie ograniczenia emisji CO₂ wydaje się w tej chwili znikoma. Aby ten udział był znaczący, niezbędne byłoby funkcjonowanie na świecie nie dziesiątek, ale setek lub tysięcy dużych instalacji CCS/CCUS. Przykładowo, zakładając, że typowy duży projekt CCS/CCUS pozwala na ograniczenie antropogenicznej emisji dwutlenku węgla o około 2 mln ton CO₂/rok, 100 takich projektów daje 200 mln ton CO₂/rok, 1000 - 2 mld ton CO₂/rok a 10000 projektów - 20

mld ton CO₂/rok. Funkcjonowanie na świecie w najbliższym czasie 100 dużych projektów CCS/CCUS (odpowiada to około 0,6% światowej emisji antropogenicznej) wydaje się realistyczne (zwłaszcza w przypadku projektów EOR), natomiast budowa tysięcy takich projektów była by już poważnym problemem techniczno-ekonomicznym. Teoretycznie funkcjonowanie 100 takich projektów w Polsce zapewniłoby redukcję antropogenicznych emisji CO₂ o wartość odpowiadającą aktualnej emisji wszystkich krajowych instalacji energetycznych i przemysłowych objętych systemem ETS (około 200 mln ton CO₂/rok; strona [www Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](http://www.KrajowegoOśrodkaBilansowaniaiZarządzaniaEmisjami)).

W instalacjach CCS i CCUS jest na ogół wychwytywana, względnie utylizowana, niemal całość emisji rozpatrywanej instalacji energetycznej lub przemysłowej, a więc skuteczność technologii w skali lokalnej jest tu wysoka.

Skład strumienia zależy generalnie od typu instalacji i stosowanej technologii, jednakże takie informacje były dostępne w przypadku jedynie kilku projektów aktualnie realizowanych na świecie.

Projekty CO₂-EOR wykorzystujące dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż) nie przyczyniają się bezpośrednio do ograniczania emisji dwutlenku węgla na świecie – zostały scharakteryzowane z uwagi na fakt, że doświadczenia wpływające z ich realizacji i częściowo także wybudowana dla nich infrastruktura przesyłowa (w Ameryce Północnej) zostały wykorzystane w projektach CCS/CCUS.