

Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY*, Adam TATARCZUK**, Aleksander KRÓTKI**,
Marcin STEC**

Postęp prac w badaniach technologicznych aminowego usuwania CO₂ ze spalin

STRESZCZENIE. Procesy wychwytu transportu i składowania CO₂ (CCS – *Carbon Capture and Sequestration*) są uznane przez KE za główne narzędzie w procesie redukcji emisji ditlenku węgla z dużych źródeł np. procesów generacji energii elektrycznej. Ze względu na spowolnienie gospodarki UE, tempo rozwoju i implementacji technologii CCS jest niewystarczające i wymaga zintensyfikowania działań mających na celu komercjalizację technologii CCS w sektorze energetycznym. Uruchomione przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla stanowisko badawcze oraz Instalacja pilotowa stanowią unikatową na skalę kraju infrastrukturę, pozwalającą na kompleksowe badania procesu wychwytu CO₂ z gazów procesowych. W artykule przedstawiono postęp prac w ramach realizacji Programu Strategicznego w obszarze procesów usuwania CO₂ ze spalin bloków węglowych – wyniki pierwszych w kraju testów wychwytu CO₂ z rzeczywistych spalin, potwierdzające możliwość pracy instalacji z wysoką sprawnością separacji CO₂ powyżej 85%.

SŁOWA KLUCZOWE: CCS, absorpcja aminowa, MEA, redukcja emisji CO₂

Wprowadzenie

W UE średni udział węgla w produkcji energii elektrycznej wynosił w 2010 r. około 25%, podczas gdy sektory energetyczne krajów członkowskich, takich jak Polska, Wielka

* Dr inż., ** Mgr inż. – Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze; e-mail: lwieclaw@ichpw.zabrze.pl

Brytania, Niemcy są w dużej mierze uzależnione od węgla (Communication 2013) i nie istnieje możliwość szybkiej zmiany tej sytuacji z uwagi na kapitało- i czasochłonność inwestycji w tym sektorze.

Obserwując światowe zachowanie na rynku paliwowym należy stwierdzić wzrost zużycia paliw kopalnych, wynikający głównie z rosnącego zapotrzebowania krajów rozwijających się, jak Chiny czy Indie (Communication 2013; Olkuski 2013). W konsekwencji od 1990 roku światowa produkcja węgla prawie się podwoiła i w 2011 roku osiągnęła wartość bliską 8 000 milionów ton. W UE zużycie węgla brunatnego i kamiennego (głównie w sektorze energetycznym) wzrosło z 712,8 Mt w 2010 r do 753,2 Mt w 2011 r., co odpowiada około 16% całkowitego zużycia energii. Sytuacji tej sprzyjają niskie ceny węgla, jak również niskie ceny uprawnień do emisji i ich nadwyżka na rynku. Wzrost udziału gazu łupkowego w portfelu paliw Stanów Zjednoczonych spowodował spadek konkurencyjności węgla na amerykańskim rynku, zmuszając sektor wydobywczy do poszukiwania nowych rynków zbytu poprzez wzrost eksportu między innymi do krajów UE. Zauważalny wzrost zużycia paliw kopalnych znalazł odzwierciedlenie w prognozach światowego zużycia i produkcji energii prezentowanych przez Międzynarodową Agencję Energii (*International Energy Agency*), z których wynika, że węgiel będzie głównym nośnikiem energii w sektorze energetycznym w nadchodzących dekadach (Communication 2013). W związku z powyższym dla zapewnienia redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂, konieczny jest intensywny rozwój technologii CCS, uwzględniając możliwości utylizacji odseparowanego CO₂ bądź jego bezpiecznego śladowania (Tarkowski 2005).

Polityka klimatyczno-energetyczna UE od kilku lat usilnie dąży do dekarbonizacji procesów wytwarzania energii. Pomimo panującego światowego kryzysu ekonomicznego i zawirowań w strefie euro, obniżenie emisji gazów cieplarnianych pozostało priorytetowym celem działań KE. Zmieniające się otoczenie ekonomiczne, spowolnienie gospodarki UE spowodowały co prawda wyhamowanie tempa inwestycji w technologie niskoemisyjne (w tym również w CCS), jednak w dalszym ciągu technologie CCS stanowią według KE jedno z głównych narzędzi w walce ze zmianami klimatu i dekarbonizacji wysokoemisyjnych sektorów gospodarki. Z uwagi na spadek cen pozwoleń do emisji CO₂ – EUA, znacznie obniżył się budżet Programu NER 300, którego źródło finansowania stanowi dochód ze sprzedaży części EUA, a którego celem jest finansowanie instalacji demonstracyjnych CCS. Niekorzystne warunki gospodarcze, niepewność finansowa, wysokie ryzyko inwestycji, brak wsparcia jednostek rządowych wielu krajów sprawiły, że inwestorzy projektów demonstracyjnych CCS zgłoszonych w NER 300 wycofali lub zawiesili ich realizację.

Zgodnie z projektem planu implementacji technologii CCS na lata 2013–2015 (European... 2012), należy dołożyć wszelkich starań dla podjęcia inicjatyw związanych z rozwojem technologii CCS, wsparcia dla inwestycji w instalacje demonstracyjne CCS, tak aby od 2030 r mogły pracować na szeroką skalę sprawdzone rozwiązania komercyjnych technologii CCS, zapewniające realizację celów redukcji emisji CO₂ z dużych źródeł.

Kontynuacja i intensyfikacja działań badawczo rozwojowych w zakresie CCS, jak również coraz intensywniej propagowana idea przemysłowego wykorzystania wydzielonego ditlenku węgla (CCU – *Carbon Capture and Utilisation*), ma na celu obniżenie

kosztów technologii CCS, podniesienie konkurencyjności tych technologii oraz podniesienie poziomu społecznej akceptacji stanowiące jedne z głównych barier komercjalizacji technologii CCS.

W Polsce realizowane od 2010 roku zadanie Strategicznego Programu Badawczego – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin, obejmuje badania procesu wychwytu CO₂ ze spalin. Współpraca Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla – ICHPW z partnerami przemysłowymi projektu Tauron Polska Energia S.A. oraz Tauron Wytwarzanie S.A. zaowocowała uruchomieniem pierwszej w kraju instalacji pilotowej wychwytu CO₂ ze spalin komercyjnego bloku węglowego Elektrowni Łaziska. Możliwość prowadzenia badań technologicznych procesów wychwytu CO₂ ze spalin bloków węglowych mają strategiczne znaczenie dla krajowego sektora energetycznego, dla którego bloki węglowe pozostaną ważnymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej w najbliższych kilku dziesięcioleciach (Chmielniak, Łukowicz 2012).

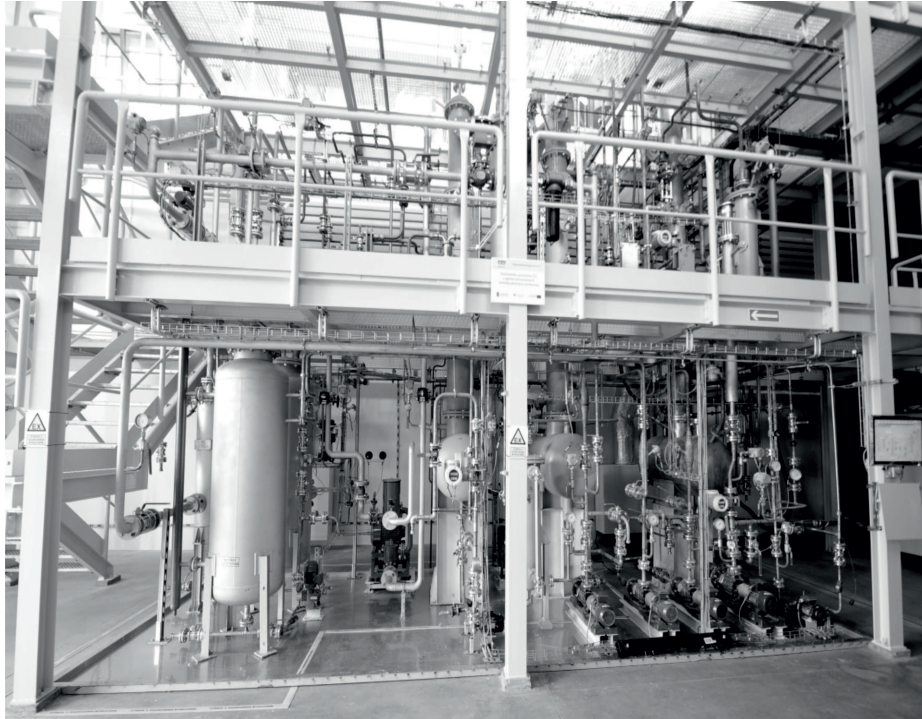
1. Badania procesu usuwania CO₂ ze spalin prowadzone w ramach Programu Strategicznego

W ramach Programu Strategicznego, ICHPW prowadzi kompleksowe badania dotyczące usuwania CO₂ ze spalin metodą aminową. Badania mają na celu opracowanie technologii usuwania CO₂ ze spalin, która będzie optymalnym rozwiązaniem do zastosowania w elektrowniach węglowych. Instytut prowadzi badania nad:

- 1) poszukiwaniem nowych sorbentów charakteryzujących się dużą pojemnością sorpcyjną, dużą szybkością absorpcji i niskim ciepłem regeneracji roztworu,
- 2) wyborem optymalnych warunków prowadzenia procesu usuwania CO₂ ze spalin,
- 3) wyborem optymalnego układu technologicznego instalacji, zapewniającego wysoką sprawność usuwania CO₂,
- 4) kompleksowym testowaniem procesu usuwania CO₂ w skali półtechnicznej na rzeczywistych spalinach z elektrowni węglowej – instalacja pilotowa usuwania CO₂.

W celu przeprowadzenia powyższych badań wykorzystano rozwiniętą infrastrukturę badawczą Instytutu. Począwszy od szklanego reaktora do badania kinetyki i równowagi reakcji absorpcji CO₂, w którym analizowane są nowe roztwory amin (Wilk i in. 2013), poprzez laboratoryjną szklaną instalację do badania procesu usuwania CO₂ o wydajności gazu do 6 m³_n/h (Krótki i in. 2012), a skończywszy na instalacjach umożliwiających badania procesu usuwania CO₂ ze spalin w skali półtechnicznej.

Pierwsza z nich, to stanowisko testowe do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad usuwaniem ditlenku węgla w reaktorze absorpcyjnym o wydajności 100 m³_n/h spalin zlokalizowane na terenie Centrum Czystych Technologii Węglowych (rys. 1) Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze.



Rys. 1. Stanowiska testowe do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad usuwaniem ditlenku węgla w reaktorze absorpcyjnym na terenie Centrum Czystych Technologii Węglowych w Zabrzu

Fig. 1. Semi technical installation for CO₂ capture process testing – Clean Coal Center of ICPC in Zabrze

Stanowisko umożliwia badanie procesu usuwania ditlenku węgla z komponowanej mieszanki gazów technicznych jak i wykorzystanie prawdziwych spalin z innych instalacji badawczych CCTW. Doprowadzono do niej spaliny m.in. z instalacji doświadczalnej do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad zgazowaniem i oxy-spalaniem ciśnieniowym paliw stałych w cyrkulującym złożu fluidalnym (Chmielniak i in. 2012) oraz ze stanowiska testowego do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad procesem spalania objętościowego w komorze o wzburzonej turbulencji (Lajnert, Latkowska 2013).

Ostatnią, największą instalacją badawczą jest kontenerowa Instalacja Pilotowa, powstała przy współpracy z partnerami przemysłowymi: Tauron Polska Energia S.A i Tauron Wytwarzanie S.A. Instalacja Pilotowa umożliwia testowanie procesu usuwania CO₂ ze spalin z istniejących elektrowni węglowych z wydajnością 200 m³_n/h spalin (rys. 2). W chwili obecnej prowadzone są badania procesu usuwania CO₂ ze spalin z kotła pyłowego Elektrowni Łaziska (Tatarczuk i in. 2013).

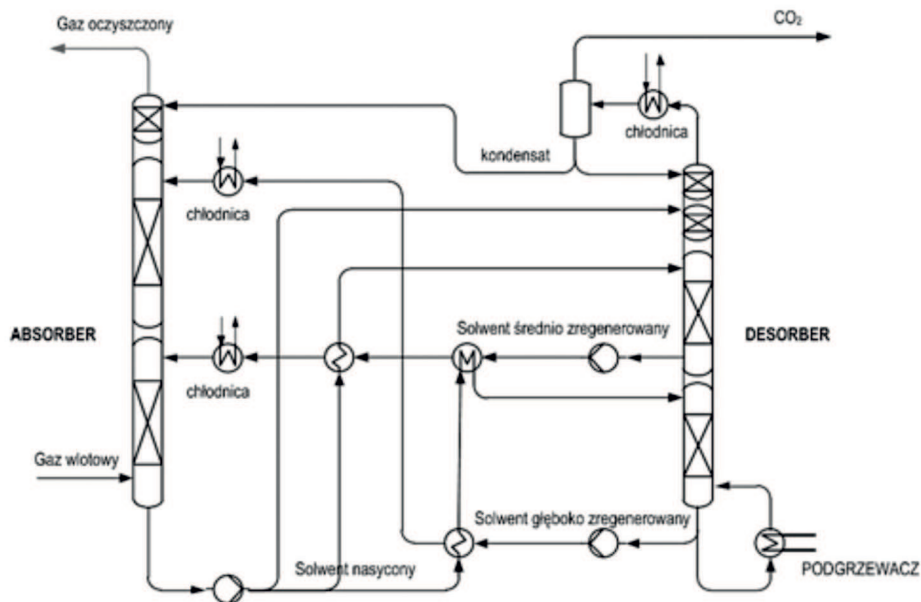


Rys. 2. Widok Instalacji Pilotowej absorpcyjnego usuwania CO₂ ze spalin w Elektrowni Łaziska w trakcie całodobowych testów technologicznych

Fig. 2. The Carbon Capture Mobile Pilot Plant at Łaziska Power Plant

2. Stanowisko testowe do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad usuwaniem ditlenku węgla w reaktorze absorpcyjnym

Zagadnienie energochłonności procesu usuwania ditlenku węgla ze spalin ma kluczowe znaczenie w analizie potencjalnych rozwiązań, stąd w instalacji usuwania CO₂ Centrum Czystych Technologii Węglowych zastosowano układ technologiczny o rozdzielonych strumieniach roztworu (rys. 3). Układ ten charakteryzuje się wysoką sprawnością usuwania ditlenku węgla, przy obniżonym zużyciu energii. Wymagane jest jednak zwiększenie przepływu roztworu (zwiększenie stosunku L/G), w stosunku do klasycznego układu technologicznego (Polasek i in. 1983).



Rys. 3. Układ technologiczny instalacji usuwania CO₂ z rozdzielonymi strumieniami

Fig. 3. Process diagram of CO₂ capture system with slip streams

Opis procesu

Stanowisko testowe do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad usuwaniem ditlenku węgla w reaktorze absorpcyjnym składa się z czterech głównych sekcji:

- 1) przygotowania gazu,
- 2) absorpcji,
- 3) wymiany ciepła,
- 4) regeneracji roztworu.

Spaliny, przeznaczone do badań, trafiają do sekcji przygotowania gazu, gdzie zostają schłodzone do około 30°C w wymienniku ciepła, a oddzielony kondensat wodny zostaje odebrany w separatorze. Następnie spaliny zostają sprężone do ciśnienia około 150 kPa_{abs} i przesłane do kolumny mycia wodnego. Kolumna mycia wodnego o wysokości około 5 m zawiera złoża usypane z siodełek Berla i pierścieni cylindrycznych. W kolumnie mycia wodnego spaliny zostają nasycone wodą, schłodzone do około 30°C oraz oczyszczone z cząstek stałych.

Tak przygotowane spaliny trafiają do sekcji absorpcji. Absorpcja ditlenku węgla zachodzi w kolumnie o wysokości około 7 m i średnicy 273 mm. W dolnej części kolumny znajduje się zbiornik, w którym zbierany jest nasycony roztwór aminy. Sama kolumna wypełniona jest złożami usypanymi z siodełek Berla, siodełek Novalox i pierścieniami cylindrycznymi.

Spaliny wtłaczane do absorbera w dolnej części kolumny kierują się ku górze i kontaktują z płynącym w przeciwnym kierunku roztworem aminy. W wyniku reakcji chemicznej, ditlenek węgla zostaje zaabsorbowany przez roztwór. W dolnej części kolumny, gdzie

ciśnienie cząstkowe ditlenku węgla jest wysokie, podawany jest roztwór średnio zregenerowany (stopień karbonizacji roztworu $\alpha = 0,35$ mol CO₂/mol aminy). W górnej części kolumny, gdzie ciśnienie cząstkowe ditlenku węgla jest niższe, strumień gazu kontaktuje się z roztworem głęboko zregenerowanym ($\alpha = 0,2$ mol CO₂/mol aminy). Układ strumieni roztworu o różnym stopniu regeneracji umożliwia zachowanie optymalnego modułu napędowego dla procesu absorpcji. Absorber pracuje pod ciśnieniem 130–150 kPa_{abs}, utrzymywany za pomocą zaworu regulacyjnego na szczycie kolumny.

Roztwór nasycony ($\alpha = 0,57$ mol CO₂/mol aminy) z kolumny absorpcyjnej, poprzez układ wymiany ciepła, trafia do regeneratora. Zastosowany układ rozdzielonych strumieni roztworu wymusza zastosowanie kilku wymienników ciepła, tak by odebrać ciepło od roztworu głęboko i średnio zregenerowanego. Dzięki tej rozbudowie układu wymiany ciepła możliwy jest zoptymalizowany odbiór ciepła od gorącego roztworu pochodzącego z regeneratora i w konsekwencji pozwala zmniejszyć energię dostarczaną na potrzeby regeneracji roztworu.

Ostatnią sekcją instalacji jest układ regeneracji roztworu. Regenerator o wysokości około 7 m zawiera wypełnienia strukturalne firmy Koch-Glitsch. W dolnej części kolumny znajduje się zbiornik regeneratora. Ciepło potrzebne do procesu regeneracji sorbentu dostarczane jest za pomocą grzałki elektrycznej.

Pary wrzącego roztworu unoszą się w regeneratorze, ogrzewając spływający przez kolumnę roztwór nasycony. W wyniku ogrzania następuje desorpcja ditlenku węgla, który odbierany jest ze szczytu kolumny. Z regeneratora roztwór odbierany jest z dwóch poziomów: w środkowej części kolumny odbierany jest roztwór częściowo zregenerowany, a ze zbiornika kolumny, roztwór głęboko zregenerowany.

Regenerator pracuje pod ciśnieniem 130–150 kPa_{abs}, temperatura w dolnej części kolumny wynosi około 120°C, a w górnej spada do 90–95°C.

Ostatecznie z regeneratora odbiera się mieszaninę gazowo-parową, którą schładza się w wymienniku ciepła do 30°C, dzięki czemu większość pary wodnej zostaje wykroplona i odebrana w separatorze. Separator opuszcza w zasadzie czyste CO₂. Kondensat z separatora przetłaczany jest na szczyt absorbera i regeneratora, celem uzupełnienia strat wody.

3. Kontrola procesu

Stanowisko testowe do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad usuwaniem ditlenku węgla w reaktorze absorpcyjnym wyposażone jest w system sterowania oparty na sterowniku programowalnym, dzięki czemu liczba operacji wykonywanych ręcznie jest ograniczona do niezbędnego minimum. System sterowania pobiera sygnały z urządzeń pomiarowych (pomiaru temperatury, ciśnienia, różnicy ciśnień, przepływu, położenia itd.) i wyświetla je na pulpicie operatorskim oraz wypracowuje sygnały sterujące dla urządzeń wykonawczych – siłowników zaworów, napędów. Ważnym elementem prowadzenia procesu jest analiza składu gazu *online*, dzięki układowi analizatorów gazu, co umożliwia

optymalizowanie przebiegu procesu już w trakcie jego trwania. Dodatkowo, ze względu na badawczy charakter instalacji, wyposażono ją w liczne króćce do poboru próbek do analiz laboratoryjnych.

4. Pierwsze testy absorpcyjnego usuwania CO₂ ze spalin (CCTW)

Działania Instytutu pozwoliły na przeprowadzenie w Centrum Czystych Technologii Węglowych w Zabrze pierwszych testów usuwania CO₂ z rzeczywistych spalin w skali półtechnicznej w grudniu 2012 r. Spaliny pochodziły ze stanowiska testowego do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad procesem spalania objętościowego w komorze o wzburzonej turbulencji.

Instalacja spalania objętościowego służy do badań procesu spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych w powietrzu lub w mieszaninie ditlenku węgla i tlenu. Dodatkowo możliwe jest wprowadzenie do komory substancji wspomagających spalanie i obniżających emisję NO_x oraz SO₂. Możliwość wykorzystania różnych paliw na stanowisku spalania objętościowego zaowocowała przeprowadzeniem testów usuwania ditlenku węgla ze spalin o różnym składzie. Ditlenek węgla ze spalin usuwano w kolumnie absorpcyjnej za pomocą 20% roztworu monoetanolaminy.

W tabeli 1 przedstawiono wyniki testu usuwania CO₂ ze spalin (z procesu spalania gazu ziemnego), natomiast w tabeli 2 wyniki testu dla gazów komponowanych.

Jak wynika z przedstawionych danych udało się uzyskać wysoką sprawność wychwytu CO₂ z gazów 91,8% i 86,3% przy zużyciu energii na regenerację sorbentu 7,78 i 6,80 MJ/kg_{usuniętego} CO₂ odpowiednio w przypadku spalin jak i gazów komponowanych o składzie zbliżonym do analizowanych spalin ze spalania gazu ziemnego.

Dla testów na gazach technicznych komponowanych istnieje możliwość pracy na dowolnych strumieniach gazu wlotowego, w przypadku spalin pochodzących z innych instalacji wielkość i skład strumieni gazowych są determinowane wydajnościami tych instalacji, stąd różnice w ilościach gazów kierowanych do procesów absorpcji w prezentowanych przypadkach.

Przeprowadzono również testy usuwania CO₂ ze spalin pochodzących ze spalania ropy naftowej. Z uwagi na dużo mniejszy przepływ strumienia spalin (przy zbliżonym stężeniu CO₂ 9,3% obj.) i pozostałych niezmiennych parametrach, jak moc grzałki, ilość i stężenie sorbentu w obiegu, moc potrzebna na regenerację sorbentu w przeliczeniu na jednostkę usuniętego ditlenku węgla przekroczyła wartość 10 MJ/kg CO₂; należy jednak zaznaczyć, że sprawność procesu wychwytu przekroczyła 98%. Zakłada się, że dobierając odpowiednie warunki prowadzenia procesu (ilość sorbentu w obiegu, stosunek L/g, moc grzałki w regeneracji) uzyska się znaczne obniżenie zużycia ciepła na jednostkę usuniętego ditlenku węgla.

TABELA 1. Bilans przeprowadzonego testu na spalinach ze spalania gazu ziemnego

TABLE 1. Data of CO₂ removal from flue gas test – natural gas combustion

Warunki testu	Strumień gazu		84,53	[m ³ /h]				
	Gaz - skład		Spaliny z gazu ziemnego					
	Roztwór - skład		20,42% MEA, woda do 100%					
	Strumień cieczy do absorber		505	[dm ³ /h]				
	Moc grzałki wyparki		33000	[W]				
WEJŚCIE								
	Gaz wilgotny				Gazy suche			
	m ³ /h	kmol/h	kg/h	% obj.	m ³ /h	kmol/h	kg/h	% obj.
WEJŚCIE								
STRUMIEN WLOTOWY	84,5	3,27	96,80	100,00	83,56	3,22	95,88	100
CO ₂	7,69	0,32	14,16	9,1	7,688	0,32	14,16	9,20
N ₂	72,4	2,75	77,14	85,7	72,4	2,75	77,1	86,7
O ₂	3,44	0,14	4,58	4,1	3,44	0,14	4,58	4,12
SO ₂	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
Para wodna	0,92	0,05	0,92	1,08				
Wejście całość	84,5	3,27	96,8	100	83,6	3,22	95,9	100
WYJŚCIE								
STRUMIEN OCZYSZCZONY	79,2	3,06	85,6	100	77,3	2,95	83,7	100
CO ₂	0,63	0,03	1,17	0,80	0,63	0,026	1,17	0,8
N ₂	73,2	2,78	78,0	92,4	73,2	2,783	78,0	94,7
O ₂	3,46	0,14	4,61	4,37	3,46	0,144	4,61	4,5
SO ₂	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,0
Para wodna	1,90	0,11	1,90	2,40				
STRUMIEN CO ₂ WYLOTOWY	5,89	0,25	10,8	100	5,81	0,243	10,7	100
CO ₂	5,81	0,243	10,69	98,5	5,81	0,24	10,69	100
Para wodna	0,09	0,005	0,09	1,48				
Wyjście całość	85,1	3,31	96,4		83,1	3,20	94,4	100
RÓŻNICA BILANSOWA CAŁKOWITA		GAZ MOKRY	-0,38%			GAZ SUCHY	1,502%	
SPRAWNOŚĆ USUWANIA CO₂			91,8%					
Zużycie energii		2160						[Wh/kgCO ₂]
Zużycie energii		7,78						[MJ/kgCO₂]

5. Pierwsze testy absorpcyjnego usuwania CO₂ ze spalin – instalacja pilotowa

Aktualnie prowadzone są testy technologiczne procesu wychwytu CO₂ ze spalin komercyjnego bloku węglowego Elektrowni Łaziska na Instalacji Pilotowej (Tatarczuk i in. 2013). Jest to kolejny i najważniejszy etap realizacji zadania badawczego 1. Projektu Strategicznego w obszarze procesów separacji CO₂. Zasady działania Instalacji Pilotowej

TABELA 2. Bilans przeprowadzonego testu na gazach komponowanych

TABLE 2. Data of CO₂ removal tests from component technical gases

Warunki testu	Strumień gazu		114,80	[m ³ /h]				
	Gaz - skład		gaz komponowany					
	Roztwór - skład		20% MEA, woda do 100%					
	Strumień cieczy do absorber		506	[dm ³ /h]				
	Moc grzałki wyparki		33000	[W]				
WEJŚCIE								
	Gaz wilgotny				Gazy suche			
	m ³ /h	kmol/h	kg/h	% obj.	m ³ /h	kmol/h	kg/h	% obj.
WEJŚCIE								
STRUMIEN WLOTOWY	115	4,43	130	100,00	113	4,34	128	100
CO ₂	10,21	0,43	18,80	8,9	10,21	0,43	18,80	9,03
N ₂	103	3,91	110	89,6	103	3,91	110	91,0
O ₂	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
SO ₂	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
Para wodna	1,70	0,09	1,70	1,48				
Wejście całość	115	4,43	130	100	113	4,34	128	100
WYJŚCIE								
STRUMIEN OCZYSZCZONY	109	4,21	117	100	106	4,03	114	100
CO ₂	1,40	0,06	2,57	1,28	1,40	0,058	2,57	1,3
N ₂	104	3,97	111	95,72	104	3,968	111	98,7
O ₂	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,0
SO ₂	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,0
Para wodna	3,27	0,18	3,27	3,00				
STRUMIEN CO ₂ WYLOTOWY	6,78	0,29	12,4	100	6,64	0,278	12,2	100
CO ₂	6,64	0,278	12,22	97,9	6,64	0,28	12,22	100
Para wodna	0,14	0,008	0,14	2,12				
Wyjście całość	116	4,49	129		112	4,30	126	100
RÓŻNICA BILANSOWA CAŁKOWITA		GAZ MOKRY	-0,51 %		GAZ SUCHY	1,844 %		
SPRAWNOŚĆ USUWANIA CO₂			86,3 %					
Zużycie energii	1889,77		[Wh/kgCO ₂]					
Zużycie energii	6,80		[MJ/kgCO ₂]					

są podobne jak wcześniej opisywanego stanowiska badawczego. W tabeli 3 przedstawiono zestawienie sprawności i zapotrzebowania energetycznego procesu regeneracji sorbentu aminowego – roztworu MEA. Uzyskane wstępne wyniki pierwszych testów na Instalacji Pilotowej potwierdzają możliwość uzyskania wysokich sprawności wychwytu ditlenku węgla, a zużycie energii na jednostkę masy usuniętego CO₂ jest jeszcze niższe niż w przypadku testów na stanowisku badawczym CCTW. Mniejsze zużycie ciepła jest konsekwencją zastosowania m.in. nowatorskiego rozwiązania konstrukcyjnego kolumny regeneracyjnej, pozwalającego na optymalizację cieplną układu. Odnotowane na Instalacji Pilotowej zapotrzebowanie cieplne procesu jest porównywalne do stanu oferowanych technologii usuwania CO₂ ze strumieni gazowych, np. Kerr-McGee Chemical Corp. i ABB Lummus Crest Inc., dla których zapotrzebowanie mieści się w zakresie 4,2–6,5 MJ/kg CO₂ (Bailey, Feron 2005).

TABELA 3. Wstępne zestawienie wyników testów prowadzonych na Instalacji Pilotowej

TABLE 3. The results of tests carried out on a pilot plant

Nr testu	Zawartość CO ₂ w spalinach na wlocie	Sprawność usuwania CO ₂	Energia do desorpcji CO ₂	Uwagi
	% vol	%	MJ/kgCO ₂	
1	9,07	99,99	5,7	parametry bilansowe instalacji. Pełna moc grzałki
2	10,5	91,18	4,85	obniżona moc grzałki I
3	9,6	93,59	4,88	obniżona moc grzałki II
4	9,31	85,29	4,82	obniżona moc grzałki III
5	9,43	96,49	5,24	obniżona moc grzałki I
6	9,37	98,8	5,33	zwiększone ciśnienie absorbera. Obniżona moc grzałki I

Podsumowanie

Pierwsze testy przeprowadzone na stanowisku testowym do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad usuwaniem ditlenku węgla w reaktorze absorpcyjnym w Centrum Czystych Technologii Węglowych oraz Instalacji Pilotowej potwierdzają poprawność pracy instalacji i możliwość osiągnięcia wysokiej sprawności usuwania CO₂ ze spalin powyżej 85%, przy zapotrzebowaniu cieplnym procesu regeneracji na poziomie oferowanych technologii z zastosowaniem roztworów MEA (20%).

Planuje się kolejne testy, mające na celu określenie wpływu parametrów procesowych, zastosowanych nowatorskich rozwiązań procesowych i konstrukcyjnych uruchomionych instalacji. W celu dalszego obniżenia zapotrzebowania cieplnego procesu wychwytu ditlenku węgla zostaną przeprowadzone testy z zastosowaniem nowych roztworów sorpcyjnych.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Literatura

BAILEY D.W., FERON P.H.M., 2005 – Post-combustion decarbonisation processes, Oil&Gas Science Technology 60 (3), s. 461–474.

- CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., 2012 – Wysoko sprawne „zero-emisyjne” bloki węglowe zintegrowane z wychwytem CO₂ ze spalin, *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 3, s. 91–106.
- CHMIELNIAK T., ŚCIAŻKO M., SOBOLEWSKI A., TOMASZEWICZ G., POPOWICZ J., 2012 – Zgazowanie węgla przy zastosowaniu CO₂ sposobem na poprawę wskaźników emisji i efektywności procesu. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4, s. 125–138.
- KRÓTKI A., WIĘCŁAW-SOLNY L., TATARCZUK A., WILK A., ŚPIEWAK D., 2012 – Badania laboratoryjne procesu absorpcji CO₂ z zastosowaniem 30% roztworu monoetanolaminy. *Archiwum Spalania*, 12, s. 195–203.
- LAJNERT R., LATKOWSKA B., 2013 – Potencjał badawczy instalacji technologicznych Centrum Czystych Technologii Węglowych (CCTW) w Zabrze. *Przemysł Chemiczny*, 92(2), s. 215.
- OLKUSKI T., 2013 – Analiza trendów wydobywania węgla energetycznego u czołowych producentów na świecie oraz w Polsce. *Polityka Energetyczna* t. 16, z. 2, s. 53–66.
- POLASEK J., BULLIN J., DONNELLY S., 1983 – How to Reduce Costs in Amine Sweetening Units. *Chemical Engineering Progress*, 79, s. 63–67.
- TARKOWSKI R., 2005 – Industrial sources of CO₂ emissions in Poland in the light of underground storage possibilities. *Comptes Rendus Geoscience*, vol. 337/9, s. 799–805.
- TATARCZUK A., ŚCIAŻKO M., STEC M., TOKARSKI S., 2013 – Zastosowanie absorpcji aminowej do usuwania CO₂ ze spalin w skali pilotowej. *Chemik* 67(5), s. 407–414.
- WILK A., WIĘCŁAW-SOLNY L., TATARCZUK A., ŚPIEWAK D., KRÓTKI A., 2013 – Wpływ zmiany składu roztworu absorpcyjnego na efektywność procesu usuwania CO₂ z gazów spalinowych. *Przemysł Chemiczny*, 92(1), s. 120–125.
- European Industrial Initiative on CO₂ Capture and Storage (CCS), Implementation Plan 2013–2015, draft (2012).
- Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the Future of Carbon Capture and Storage in Europe (2013).

Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY, Adam TATARCZUK, Aleksander KRÓTKI, Marcin STEC

The technological research progress of amine-based CO₂ capture

Abstract

Carbon Capture and Storage (CCS) technology is one of the key ways to reconcile the rising demand for fossil fuels with the need to reduce CO₂ emissions. Globally, CCS is likely to be a necessity in order to meet the European Union's greenhouse gas reduction targets. Post-combustion processes like amine-based chemical absorption of CO₂ are ideally suitable for conventional power plants. However, there still are only a few facilities worldwide in which this technology is actively

employed, and the demonstration phase of CCS technology requires more extensive implementation under practical conditions.

The Institute for Chemical Processing of Coal in Zabrze started post-combustion CO₂ capture R&D in 2007. The first pilot tests of CO₂ capture from coal-fired flue gas in Poland are carried out in cooperation with TAURON Polska Energia and Tauron Wytwarzanie as a result of the Strategic Research Programme “Development of a technology for highly efficient zero-emission coal-fired power units integrated with CO₂ capture”. This paper presents bench-scale and pilot testing data of CO₂ removal by MEA-based chemical solvents. The achieved efficiency of CO₂ separation in this analysis was above 85%, and energy demand of the sorbent regeneration process was in the range of 4.8–7.5 MJ/kg CO₂, as with other available first generation Carbon Capture Technologies.

KEY WORDS: CCS, amine absorption, MEA, CO₂ emission reduction

