

Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY*, Adam TATARCZUK**, Aleksander KRÓTKI**,
Andrzej WILK**, Dariusz ŚPIEWAK**

Dotrzymać kroku polityce energetyczno-klimatycznej UE – postęp badań procesów usuwania CO₂ z gazów spalinowych

STRESZCZENIE. Konsekwencją przyjętej polityki „klimatycznej” UE (Pakiet klimatyczny – 3*20), mającej na celu obniżenie emisji gazów cieplarnianych szczególnie z dużych źródeł energetyki zawodowej będzie wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej obciążonej dodatkowymi kosztami zakupu pozwoleń do emisji CO₂ – EUA oraz wprowadzania technologii niskoemisyjnych w tym CCS (*Carbon Capture and Storage*). Kluczowym elementem dla sektora energetycznego staje się rozwój wysokosprawnych niskoemisyjnych technologii węglowych do zastosowania w energetyce zawodowej w najbliższej perspektywie czasowej oraz poznanie stopnia rozwoju technologii pozwalających na redukcję emisji CO₂ ze spalin. W artykule przedstawiono krótki przegląd informacji na temat stopnia rozwoju technologii pozwalających na redukcję emisji CO₂ z procesów generacji energii elektrycznej w klasycznych blokach węglowych oraz postępu badań nad procesami usuwania CO₂ ze spalin na świecie. W opracowaniu przedstawiono również wstępne wyniki badań procesu usuwania CO₂ z gazów metodą absorpcji chemicznej w wodnym roztworze 30% monoetanolaminy MEA – wpływ wybranych parametrów procesowych (stosunek L/G) na sprawność usuwania CO₂. Badania realizowane są w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze, w ramach Zadania nr 1: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin, Strategicznego Programu Badawczego – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii.

SŁOWA KLUCZOWE: emisja CO₂, usuwanie CO₂, CCS – *Carbon Capture and Storage*, monoetanolamina – MEA, pakiet klimatyczny, Strategiczny Program Badawczy

* Dr inż., ** Mgr inż. – Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Wprowadzenie

Polityka UE i przyjęty w 2008 roku pakiet energetyczno-klimatyczny obliguje kraje członkowskie do realizacji zamierzonych celów, jakimi są (Frączek 2010; Malko 2012):

- ❖ rozwój wysoko sprawnych i niskoemisyjnych technologii energetycznych,
- ❖ ograniczenie zużycia surowców energetycznych,
- ❖ zwiększenie efektywności energetycznej.

Wprowadzone mechanizmy, w tym system handlu emisjami (ETS), faworyzują niskoemisyjne procesy energetyczne oparte na gazie i odnawialnych źródłach energii natomiast dyskryminują konwencjonalną energetykę opartą na „brudnym” węglu (Żmijewski 2011). Stąd w ostatnich latach zaobserwować można zmianę struktury paliwowej w krajach UE. Ogólnie zaobserwować można wycofywanie się wielu krajów z energetyki węglowej na rzecz gazu ziemnego, charakteryzującego się o połowę niższą emisją CO₂ na jednostkę generowanej energii elektrycznej. Istnieją jednak kraje w UE takie jak Polska, gdzie węgiel pełni rolę gwaranta bezpieczeństwa energetycznego. Obserwując prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię, pomijając obserwowane w krajach UE trendy sterowane unijną polityką energetyczno-klimatyczną można stwierdzić, że węgiel jako nośnik energii pierwotnej nie straci swojej pozycji w świecie, a w krajach rozwijających się zużycie węgla znacząco wzrośnie. Zgodnie z prognozami w 2035 roku Chiny utrzymają pozycję lidera w światowym zużyciu węgla, Indie zajmą drugą pozycję wyprzedzając Stany Zjednoczone, a na czwartym miejscu uplasuje się Indonezja (Lorenz 2011).

W przypadku specyfiki krajowego sektora energetycznego opartego na węglu, pomimo inwestycji w OZE i w bloki gazowo-parowe, nie należy spodziewać się drastycznej zmiany struktury paliwowej w najbliższej perspektywie czasowej. Oznacza to, że dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, przy równoczesnym spełnieniu wymagań polityki klimatycznej UE, krajowy sektor energetyczny zmuszony jest w inwestowanie w wysoko sprawne niskoemisyjne technologie węglowe. Zgodnie z prognozą zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 r. niezbędne będzie zwiększenie mocy zainstalowanej do około 45 GW, co odpowiada konieczności wybudowania dodatkowo około 10 GW nowych mocy w elektrowniach, poza elektrowniami wiatrowymi (Maciejewski 2011). Obowiązujący system handlu emisjami (obowiązek zakupu EUA) i konieczność inwestycji w nowe technologie obniżające emisję ditlenku węgla znacząco wpływa na działalność krajowego sektora energetycznego, istotnie podnosząc jego koszty. Dla sprostania wymaganiom klimatycznym jednym z rozwiązań proponowanych przez Komisję Europejską dla energetyki węglowej jest zastosowanie technologii CCS (*Carbon Capture and Transport*), pozwalających na redukcję emisji CO₂ z klasycznych bloków węglowych, zakładając oczywiście uzyskanie odpowiedniego poziomu dojrzałości komercyjnej proponowanych technologii. W prezentowanym artykule skupiono się na procesach wychwytu ditlenku węgla z gazów spalinowych jako bezpośrednio związanych z procesem wytwarzania energii elektrycznej i wymagających pewnej integracji z blokiem energetycznym (Żmijewski 2011).

1. Stopień rozwoju technologii usuwania CO₂ z gazów spalinowych

W przypadku klasycznych bloków energetycznych, w których paliwo poddawane jest spaleniowi a emisja CO₂ odbywa się poprzez emisję spalin do atmosfery, w celu jej redukcji możemy zastosować metody *Post-Combustion Capture* – wychwytu CO₂ ze spalin. Z uwagi na specyfikę spalin (ciśnienie atmosferyczne, stężenie CO₂ do 15%, zawartość zanieczyszczeń w postaci SO_x, NO_x, pyły), na obecnym etapie rozwoju procesów wychwytu CO₂ do zastosowania w blokach węglowych może znaleźć proces absorpcji ditlenku węgla, realizowany przede wszystkim za pomocą roztworów amin. Proces absorpcji wykorzystujący absorbenty aminowe, opracowany został do usuwania H₂S i CO₂, z gazu ziemnego, a następnie przystosowano go do pozyskiwania ditlenku węgla, w celu uwęglania solanek, produkcji suchego lodu, zastosowań spożywczych oraz intensyfikacji wydobycia ropy naftowej. Istniejące instalacje wychwytu CO₂ metodą aminową są z reguły znacznie mniejsze, niż wymagałaby tego skala energetyki. Obecnie minimalna wielkość budowanych bloków węglowych wynosi 500 MW_e, co odpowiada emisji około 3,5 mln ton CO₂ rocznie, a dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne w przemyśle chemicznym nie przekraczają skali pojedynczego ciągu 500 t CO₂/d.

Dow Chemical Co. (proces przejęty później przez Fluor Daniel Inc.), Kerr-McGee Chemical Corp. i ABB Lummus Crest Inc. odegrały kluczową rolę w rozwoju technologii usuwania CO₂ z gazów przy zastosowaniu sorbentów aminowych. Technologia ta pozwala na usunięcie około 75–96% CO₂ i uzyskanie prawie czystego strumienia CO₂ (>99%). Do komercyjnie dostępnych technologii separacji CO₂, stosowanych głównie w instalacjach chemicznych i petrochemicznych należą: Econamine FG/Econamine FG plus oferowane przez Fluor, ABB Lummus Crest MEA, Mitsubishi Heavy Industries i Kansai Electric Power (tab. 1).

Analizując dostępne informacje na temat prowadzonych i planowanych projektów badawczych procesów usuwania CO₂ ze strumieni gazowych – w tym również ze spalin – wnioskować można, że do grona potencjalnych przyszłych dostawców technologii separacji CO₂ można zaliczyć: Alstom (oferujący wraz z Dow Chemical Company proces Advanced Amine Process, oraz Chilled Ammonia Process-ACAP), Aker Clean Carbon, Linde, Doosan Babcock Energy wraz z HTC Purenergy, Siemens Energy (z procesem POSTCAP Amino Acid Salt), Hitachi, Powerspan Corporation (z procesem „ECO2™”).

Zgodnie z tabelą 1 roztwory absorbentów oparte na MEA wymagają energii regeneracji na poziomie 3–6 MJ/kg CO₂. Celem badań jest redukcja tej wartości poniżej 3 MJ/kg CO₂. W literaturze tematu dostępne są wyniki badań pilotowych (w skali do 25 MW), w których uzyskano redukcję zapotrzebowania energii do regeneracji specjalnie komponowanych sorbentów aminowych, do poziomu 2,8–2,44 MJ /kg CO₂, a nawet mniej (Raport Global CCS Institute 2012; Svendsena i in. 2011; Imijia 2011).

TABELA 1. Zestawienie komercyjnie dostępnych technologii usuwania CO₂ wraz ze wskaźnikami zużycia mediów

TABLE 1. Performance of processes for CO₂-separation from flue gas

	Kerr-McGee/ABB Lummus Crest Process	Econamine™	Mitsubishi KS-1
Licensor	ABB Lummus	Fluor Daniel	Kansai Electric Power and Mitsubishi Heavy Industries. Ltd.
Para do regeneracji rozpuszczalnika (3 Bar. G.)	2,3–3,0 t/CO ₂ (5,0–6,5 GJ/tCO ₂)	1,94 t/CO ₂ (4,2 GJ/tCO ₂)	1,50 t/CO ₂ (3,2 GJ/tCO ₂)
Szybkość przepływu rozpuszczalnika	25 m ³ /t CO ₂	17 m ³ /t CO ₂	1 m ³ /t CO ₂
Zużycie energii	100–300 kWh/t CO ₂	110 kWh/t CO ₂ (GTCC) 110 kWh/t CO ₂ (PCF)	11 kWh/t CO ₂ (PCF)
Woda chłodząca	75–150 m ³ /t CO ₂	165 m ³ /t CO ₂ (ΔT = 10°C)	150 m ³ /t CO ₂
Zużycie rozpuszczalnika	0,45 kg/t CO ₂	1,50–2,00 kg/t CO ₂	0,35 kg/t CO ₂
Tolerancja wobec SO ₂	<100ppm	<10ppm	<10ppm

Źródło: Bailey, Feron 2005

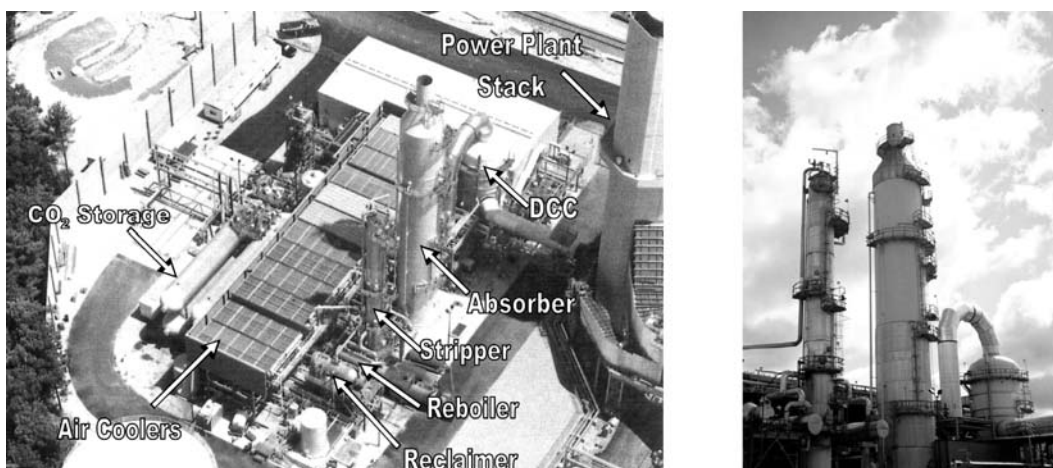
Kerr-McGee/ ABB Lummus

Kerr-McGee uruchomił pierwszą instalację wylapującą CO₂ o wydajności 800 t/d w roku 1978. Była ona częścią elektrowni o nazwie Trona, produkującej energię ze spalania gazu ziemnego, węgla i koks. Opisany proces był wielokrotnie udoskonalany pod względem niezawodności i opłacalności. Pod koniec lat dziewięćdziesiątych Kerr-McGee i Lummus Global podpisali umowę, na mocy której Lummus otrzymał na wyłączność prawa do opracowanej przez Kerr-McGee's technologii wychwytu CO₂ i komercyjnych projektów bazowych, natomiast Kerr-McGee pozostawił sobie prawa do transferu technologii, doskonalenia procesu, kontroli jakości, szkoleń operatorów i licencjonowania. Proces aminowy będący własnością Kerr-McGee/ABB Lummus wykorzystuje wodny (15–20%) roztwór MEA bez żadnych inhibitorów. Technologia ta pozwala na wychwyt ponad 96% CO₂ ze strumienia spalin. Niska koncentracja sorbentu pociąga za sobą wysokie koszty inwestycyjne spowodowane dużymi gabarytami aparatury, wysokimi kosztami ruchowymi oraz dużą energochłonnością procesu.

Econamine FG (Fluor)

Dow Chemical i Union Carbide stworzyli na przełomie lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych technologię absorpcyjnego usuwania CO₂ opartą na 30% roztworze MEA,

zawierającym inhibitory, wykorzystywanym głównie do uzyskiwania CO₂ na potrzeby procesów EOR. W latach 1982–1986 uruchomiono w Zachodnim Teksasie kilka instalacji, które zostały zamknięte w 1986 na skutek dramatycznego spadku cen ropy naftowej. Technologia ta została sprzedana w 1989 roku firmie Fluor Daniel, a nowy właściciel zmienił nazwę z GAS/SPEC FT-1TM na Econamine FGSM. Uruchomiono kilkanaście komercyjnych instalacji (320 t CO₂/d w Bellingham (rys. 1), Massachusetts dla Northeast Energy Associates, 150 t CO₂/d dla Sumitomo Chemical w Chiba, Japonia i 90 t CO₂/d dla Prosint Produtos Sintéticos w Rio de Janeiro, Brazylia). Większość tych wielkoskalowych instalacji służy do dzisiaj do wychwytywania CO₂ ze strumienia pochodzącego ze spalania gazu ziemnego. Wyjątek stanowi fabryka Sumitomo, w której spala się różnego typu paliwa, w tym również ciężki olej opałowy. Firma Fluor zaprojektowała również instalację wykorzystującą omawianą technologię dla Warrior Run Power Plant w stanie Maryland, uruchomioną w lutym 2000 r. W instalacji tej ditlenek węgla wychwytywany jest z części strumienia spalin pochodzących z kotła fluidalnego elektrowni o mocy 180 MWe. Uzyskiwany w ten sposób CO₂ jest wykorzystywany m. in. w przetwórstwie żywności. Obecnie Fluor jest w posiadaniu ulepszonej wersji technologii o nazwie Fluor Econamine FG Plus.



Rys. 1. Widok instalacji Econamine FGSM – Bellingham (Reddy, Gilmartin 2008)

Fig. 1. View of Econamine FGSM plant in Bellingham (Reddy, Gilmartin 2008)

Advanced Amine Process (AAP)

Dow Chemical opracował również technologię opartą na rozpuszczalniku UCARSOL (mieszanie amin z dodatkami), wykorzystywaną do usuwania CO₂ z gazów spalinowych. Rozpuszczalnik został przebadany na instalacjach pilotowych usuwających CO₂ ze spalin w elektrowni (*The AAP South Charleston Pilot Plant*). Obecnie technologia AAP w zoptymalizowanej postaci jest oferowana na rynku wspólnie z firmą Alstom (firmą projektowo-wykonawczą) pod nazwą *Advanced Amine Process (AAP)*. W procesie AAP stosuje się rozpuszczalnik aminowy – *advanced amine solvent*, UCARSOLTM FGC, firmy Dow



Rys. 3. Widok instalacji demonstracyjnej usuwania CO₂ o wydajności 500 ton/dobę, z zastosowaniem procesu KM-CDR Improved Process™

www.southerncompany.com/planetpower/demonstration_carboncapture.aspx

Fig. 3. The 500 tpd demonstration CCS plant view, KM-CDR Improved Process™

Process™. Widok instalacji przedstawiono na rysunku 3 – jej rozruch nastąpił w czerwcu 2011 r.

W procesie tym wykorzystywany jest opatentowany rozpuszczalnik KS-1™. Tylko do końca sierpnia 2011 instalacja przepracowała 1612 godzin, wychwycono 28 680 ton CO₂, a odnotowane zużycie pary wyniosło 0,98 ton/ tonę CO₂ (wcześniej 1,3 ton/ tonę CO₂). Należy zaznaczyć, że projekt w Alabama Power oparty na technologii MHI – KM-CDR Improved Process™ jest największą instalacją CCS pracującą na bloku węglowym na świecie, a wydajność instalacji CCS odpowiada mocy jedynie 25 MW.

Dotychczasowe doświadczenia oraz rozwój procesów opartych na rozpuszczalniku MHI znanym pod nazwą KS-1 pozwoliły na odniesienie uzyskanych wyników do procesu opartego na MEA (tab. 2) (Prezentacja MHI, 2011, www.mhi.co.jp). Przedstawione

TABELA 2. Porównanie procesów z zastosowaniem rozpuszczalników MEA oraz KS-1

TABLE 2. Process comparison MEA vs KS-1 Solvent

	MEA*	Konwencjonalny proces MHI **
Prędkość cyrkulacji roztworu	1	0,6
Energia regeneracji	1	0,8
Degradacja rozpuszczalnika	1	0,1
Utrata rozpuszczalnika	1	0,1
Inhibitor korozji	tak	nie

* Oparte na danych z testowej instalacji w Nanko.

** Zastosowane i sprawdzone w komercyjnych instalacjach MHI wychwytywania CO₂.

porównanie wskazuje na możliwe oszczędności zarówno w zużyciach mediów jak i kosztów eksploatacyjnych instalacji opartych na rozpuszczalniku KS1 w porównaniu do klasycznej MEA. Przy zastosowaniu konwencjonalnego procesu MHI możemy zaoszczędzić 15% energii potrzebnej do regeneracji sorbentu, co oznacza znacznie mniejsze zapotrzebowanie na parę pochodzącą z upustu turbiny. Dane wskazują również na mniejsze zużycie energii elektrycznej do napędu pomp roztworu. Ważną zaletą tego procesu jest również mniejsza strata rozpuszczalnika. Dostępne informacje wskazują na dalsze możliwości rozwoju tej technologii, szczególnie w kierunku zmniejszenia zużycia mediów energetycznych.

Zgodnie z danymi uzyskanymi na instalacji pilotowej w Nanko Power Plant, odnotowano zużycie energii cieplnej na potrzeby regeneracji sorbentu na poziomie 2,44 MJ/kg CO₂ (Iijima i in.2011).

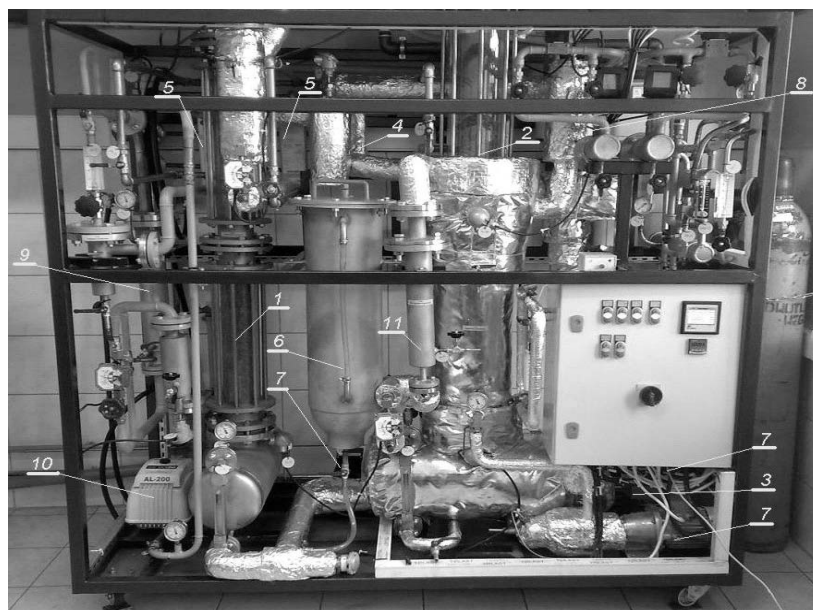
Badania procesu wychwytu CO₂ ze spalin prowadzone w ramach Programu Strategicznego

Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze od kilku lat intensywnie zajmuje się zagadnieniami usuwania ditlenku węgla z gazów przemysłowych. Posiadając odpowiednie zaplecze kadrowe i aparaturowe ICHPW podjął się – w ramach realizacji Programu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii – badań procesu wychwytu CO₂ na drodze absorpcji chemicznej w roztworach amin. W instytucie prowadzone są badania sorbentów aminowych (Wilk i in. 2012), jak również badania samego procesu usuwania CO₂ z gazów. Do tej pory przebadano pod kątem kinetyk i równowag absorpcyjnych układy mieszanin aminowych o następujących składach:

- ✧ 30% MEA – jako roztwór referencyjny,
 - ✧ MEA/MDEA/ciecz organiczna/aktywator/H₂O,
 - ✧ amina pierwszorzędowa/amina z zawadą steryczną/ciecz organiczna/aktywator/H₂O,
 - ✧ amina z zawadą steryczną/amina trzeciorzędowa/ciecz organiczna/aktywator/H₂O,
 - ✧ MEA, ciecz jonowa,
- co odpowiada obserwowanym trendom badawczym w świecie.

Badania procesu wychwytu CO₂ prowadzone są na stanowisku laboratoryjnym (rys. 4), pozwalając na prowadzenie badań procesu absorpcji CO₂ z mieszanin gazowych komponowanych w warunkach laboratoryjnych z czystych gazów, bądź też ze spalin pochodzących z procesów spalania dowolnych paliw po podłączeniu instalacji do emitera spalin.

Na szczyt kolumny absorpcyjnej (1) podawany jest zregenerowany roztwór absorbentu, natomiast z dołu kolumny odbierany jest nasycony roztwór absorbentu. Roztwór nasycony jest tłoczony pompą (7) poprzez filtr (11) do wymiennika ciepła (4) i jest wprowadzany na szczyt desorbera (2). W desorberze następuje desorpcja CO₂ na skutek ogrzewania roztworu nasyconego oparami z dołu kolumny. Roztwór w desorberze (2) ogrzewany jest przy użyciu podgrzewacza elektrycznego, następnie przepływa przez chłodnicę (5) i wpływa na szczyt kolumny absorpcyjnej. Natomiast ogrzany w wymienniku (4) strumień nasyconego roztworu trafia na szczyt desorbera (2). Mieszanina parowo-gazowa CO₂ i H₂O, ze szczytu desorbera (2) kierowana jest do skraplacza (8), a następnie do separatora. Kondensat jest odprowadzany na dół desorbera (2) poprzez zamknięcie barometryczne.



Rys. 4. Stanowisko laboratoryjne do badań procesu usuwania CO₂

Fig. 4. Lab scale installation for testing the CO₂ removal process

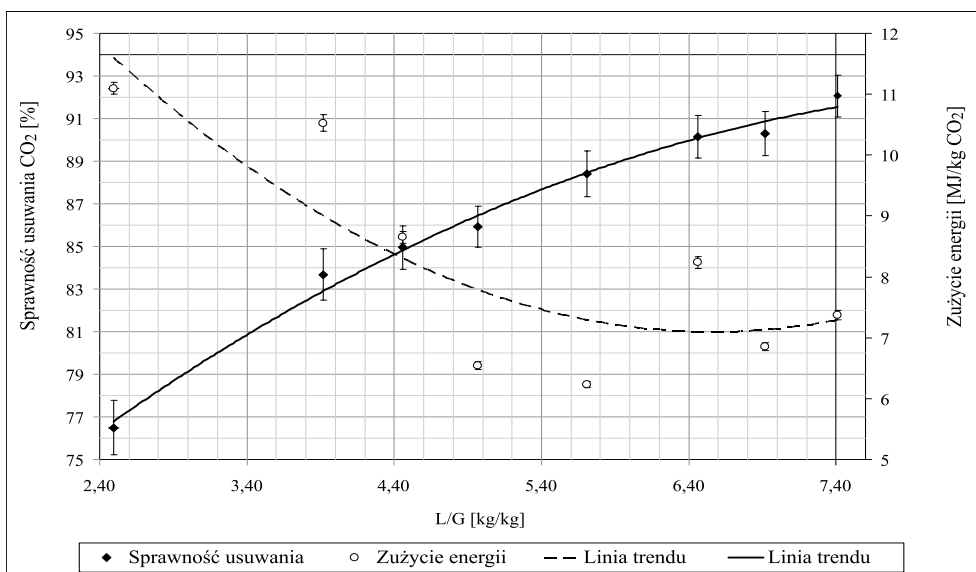
Wydzielony CO₂ przepływa przez licznik gazu i odprowadzany jest do wyciągu. Ubytki sorbentu uzupełnia się okresowo ze zbiornika roztworu absorpcyjnego (6).

W ramach przeprowadzonych testów badaniom poddano strumień doprowadzanego gazu na poziomie 6 i 5 m_n³/h, o stężeniu CO₂ 12 – 15% vol, natężenie przepływu roztworu absorpcyjnego – wodny roztwór 30% MEA, zmieniano w zakresie 20 – 60 dm³/h, natomiast moc grzałki elektrycznej kolumny desorpcyjnej w zakresie 1,5 – 3 kW.

Na rysunkach 5–7 przedstawiono wykresy uzyskanych zależności sprawności usuwania CO₂ i zużycia energii w procesie desorpcji od stosunku L/G [kg ciekłego sorbentu/kg gazu]. Dane dla testów prowadzonych dla natężenia przepływu gazu na poziomie 6 m_n³/h, przy zmiennym przepływie cieczy zraszającej i nastawie grzałki 3 kW i 2 kW, przedstawiono odpowiednio na rysunkach 5 i 6. Dla mocy grzałki na poziomie 3 kW (rys. 5) w badanym zakresie, wraz ze wzrostem L/G rośnie sprawność, maleje natomiast zużycie energii. Najbardziej interesującym zagadnieniem jest zużycie energii na regenerację sorbentu, która jest główną przyczyną spadku sprawności bloku energetycznego z CCS, co odpowiada na wykresie punktom charakteryzującym się najniższym zużyciem ciepła w procesie desorpcji przy sprawności procesu separacji CO₂ powyżej 85%.

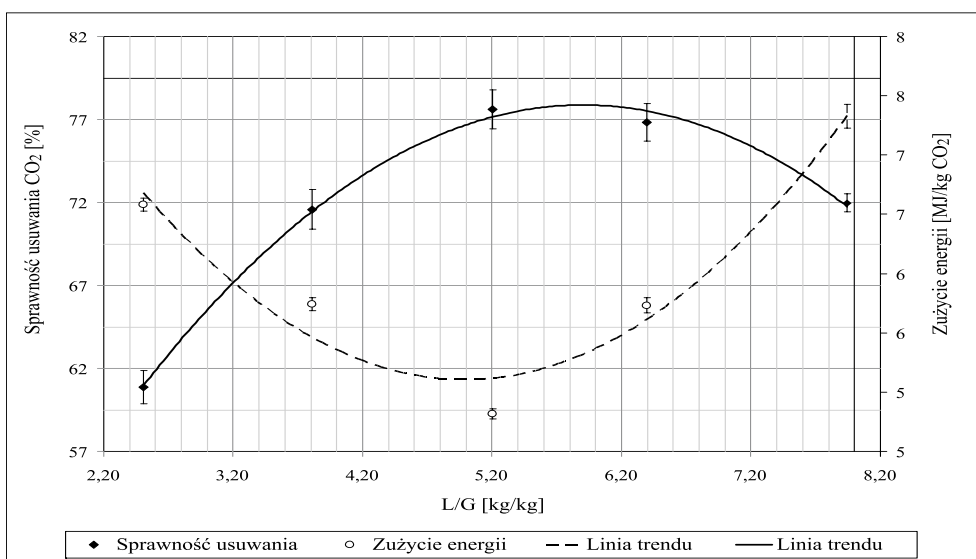
Dla L/G = 5,7 [kg/kg] – zużycie energii wynosiło 6,24 MJ/kg CO₂, a sprawność usuwania wynosiła 88,4 %. Dalszemu wzrostowi sprawności towarzyszył wzrost zużycia energii.

Dla wartości 2 kW nastawy grzałki (rys. 6) obserwujemy najniższe zużycie energii na poziomie 4,82 MJ/kg CO₂, dla L/G = 5,2 [kg/kg] i sprawności 77,6%. Dla natężenia przepływu gazu 6 m_n³/h i nastawy grzałki 2 kW, w badanym zakresie L/G nie udało się



Rys. 5. Zależność sprawności usuwania CO₂ i zużycia energii w procesie regeneracji, od stosunku L/G dla nastawy mocy grzałki 3 kW, natężeniu przepływu gazu 6 m_n³/h

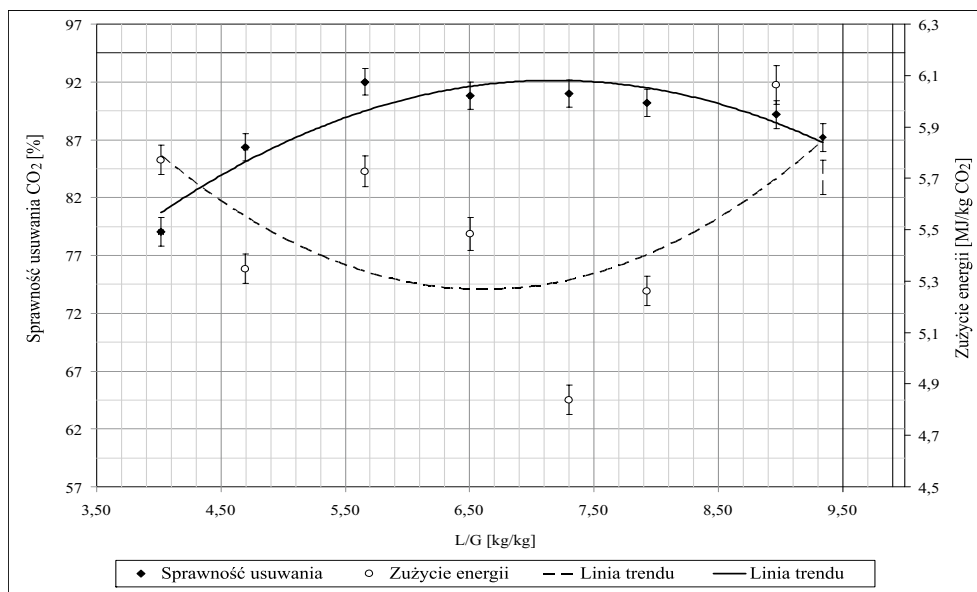
Fig 5. The relationship between CO₂ capture efficiency and specific energy consumption and Ratio L/G, for setting the heater 3 kW, gas flow rate of 6 m_n³/h



Rys. 6. Zależność sprawności usuwania CO₂ i zużycia energii w procesie regeneracji, od stosunku L/G dla nastawy mocy grzałki 2 kW, natężeniu przepływu gazu 6 m_n³/h

Fig 6. The relationship between CO₂ capture efficiency and specific energy consumption and Ratio L/G, for setting the heater 2 kW, gas flow rate of 6 m_n³/h

uzyskać sprawność powyżej 85%. Jednak dla natężenia gazu $5 \text{ m}_n^3/\text{h}$ i nastawy grzałki 2 kW, przy zmiennym natężeniu przepływu ciekłego sorbentu udało się uzyskać sprawności wychwytu w zakresie 79–92%, a najniższe zużycie energii na poziomie 4,84 MJ/kg CO₂, uzyskano dla L/G = 7,3 [kg/kg] przy sprawności separacji CO₂ powyżej 90% (rys. 7).



Rys. 7. Zależność sprawności usuwania CO₂ i zużycia energii w procesie regeneracji, od stosunku L/G dla nastawy mocy grzałki 2 kW, natężenie przepływu gazu $5 \text{ m}_n^3/\text{h}$

Fig 7. The relationship between CO₂ capture efficiency and specific energy consumption and Ratio L/G, for setting the heater 2 kW, gas flow rate of $5 \text{ m}_n^3/\text{h}$

Zapotrzebowanie ciepłe w procesie regeneracji sorbentu CO₂ zależy od rodzaju zastosowanej aminy oraz parametrów pracy instalacji. Analiza wyników, wykazała, że dla określonego roztworu sorpcyjnego zużycie energii w procesie desorpcji CO₂ z roztworu zależy w szczególności od obciążenia kolumny absorpcyjnej i desorpcyjnej wyrażonej stosunkiem L/G.

Na dalszym etapie badań wyniki zostaną poddane weryfikacji na stanowisku testowym o skali przerobu $100 \text{ m}_n^3/\text{h}$ (IHPW, uruchomienie IX 2012) oraz instalacji pilotowej o skali przerobu $200 \text{ m}_n^3/\text{h}$ budowanej ze środków Tauron Polska Energia S.A i Tauron Wytwarzanie S.A. Uruchomienie pierwszej w Polsce instalacji pilotowej wychwytu CO₂ ze spalin kotła węglowego Elektrowni Łaziska, planowane jest w marcu 2013.

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 wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin

Literatura

- BAILEY D., FERON P., 2005 – Post-combustion decarbonisation processes, *Oil&Gas Science Technology* 60.
- FRĄCZEK P., 2010 – Rola gazu ziemnego w polityce energetycznej Polski: stan obecny i perspektywy, *Polityka Energetyczna* t. 13.
- IJIMA M. i in., 2011 – MHI's Energy Efficient Flue Gas CO₂ Capture Technology and Large Scale CCS (...), *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review* Vol. 48 No. 1.
- MALKO J., 2012 – Efektywność energetyczna i strategia ograniczania zmian klimatycznych, *Polityka Energetyczna* t. 15.
- MACIEJEWSKI Z., – 2011, Stan krajowego systemu elektroenergetycznego, *Polityka Energetyczna* t. 14.
- LORENZ U., 2011 – Prognozy dla rynków węgla energetycznego na świecie, *Polityka Energetyczna* t. 14.
- Prezentacja MHI 2011 – Commercial Application Mitsubishi Post Combustion Technology, 2-nd Conference on Exchange of Experiences between Poland and Japan in the Field of Clean Coal Technology.
- Raport Global CCS Institute 2012 – CO₂ Capture Technologies Post Combustion Capture.
- REDDY S., GILMARTIN J., 2008 – Fluor's Econamine FG PlusSM Technology for Post Combustion CO₂ Capture.
- SVENDSENA H. i in., 2011 – Carbon dioxide capture by absorption, challenges and possibilities, *Chemical Engineering Journal* 171.
- WILK A. i in., 2012 – Wpływ dodatków aktywujących na zdolności sorpcyjne mieszanin aminowych opartych na N-metylodietanoloaminie – MDEA, *Karbo* 2.
- ŻMIJEWSKI K., 2011 – Innowacyjne rozwiązania w energetyce – wyciąg propozycji zawartych w Białej Księdze, *Polityka Energetyczna* t. 14.

Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY, Adam TATARCZUK, Aleksander KRÓTKI,
Andrzej WILK, Dariusz ŚPIEWAK

Keep up EU energy policy – the progress of research process to remove CO₂ from flue gas

Abstract

The consequence of the adopted EU climate policy aimed at reducing greenhouse gas emissions especially from large power plants would increase electricity generation costs burdened with additional costs for the purchase of CO₂ emission permits – EUA and the introduction of low carbon technologies including CCS (Carbon Capture and Storage). A key element for the energy sector is the development of high-low-emission coal technologies for use in the power industry in the near term.

A very important issue is to know the degree of development of technologies to reduce CO₂ emissions for use in the power sector in the near term. This article presents a brief overview of information about CO₂ removal technologies development to reduce CO₂ emissions from electricity generation processes in coal power plants. The preliminary results of the process of removing CO₂ from the gas by chemical absorption in an aqueous solution of 30% monoethanolamine MEA – the influence of process parameters (the L/G ratio) for CO₂ removal efficiency. Tests are performed at the Institute for Chemical Processing of Coal in Zabrze, as part of Strategic Research Programme – Advanced technologies for energy generation: Development of a technology for highly efficient zero-emission coal-fired power units integrated with CO₂ capture.

KEY WORDS: CO₂ emission, CO₂ removal, CCS – Carbon Capture and Storage, MEA