

Andrzej WILK*, Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY**, Dariusz ŚPIEWAK*, Tomasz SPIETZ*

Badania laboratoryjne nad doborem optymalnych warunków pracy instalacji separacji CO₂ ze spalin o podwyższonej zawartości CO₂

STRESZCZENIE. Zapewnienie dostaw energii elektrycznej i ciepła na potrzeby gospodarki i społeczeństwa jest warunkiem dla utrzymania odpowiedniego tempa rozwoju polskiej gospodarki. Niestety, z klasycznymi procesami wytwarzania energii związana jest emisja gazów cieplarnianych, m.in. CO₂. Dostępne metody ograniczania emisji CO₂ z procesów produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych możemy podzielić na trzy główne grupy: separacja ditlenku węgla przed procesem spalania, spalanie w atmosferze tlenowej bądź separacja ditlenku węgla po procesie spalania. Podczas spalania w atmosferze tlenowej (tzw. oxyspalanie) powstają spaliny składające się w głównej mierze z CO₂ i pary wodnej oraz niewielkich ilości tlenu i azotu. W okresie przejściowym przed opracowaniem i wprowadzeniem komercyjnych rozwiązań technologii oxyspalania należy brać pod uwagę również możliwość spalania w powietrzu wzbogaconym w tlen w wyniku czego otrzymujemy spaliny o podwyższonej zawartości CO₂ i konieczne staje się jego odseparowanie od reszty gazów jedną z metod *post-combustion*.

W artykule przedstawiono wyniki badań prowadzonych nad doborem optymalnych warunków pracy instalacji separacji CO₂ ze spalin o podwyższonym stężeniu ditlenku węgla w porównaniu ze składem spalin z klasycznych procesów spalania. W ramach prowadzonych badań wykonane zostały testy nad doborem jak najlepszego sorbentu do wychwytu ditlenku węgla oraz testy nad określeniem wpływu parametrów procesowych na sprawność oraz energochłonność procesu. Dla określenia przydatności poszczególnych sorbentów przeprowadzono badania szybkości oraz wyznaczono izotermy absorpcji CO₂ w roztworach aminowych. W ramach tych testów przebadano roztwory MDEA ze zmienną zawartością aktywatora,

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

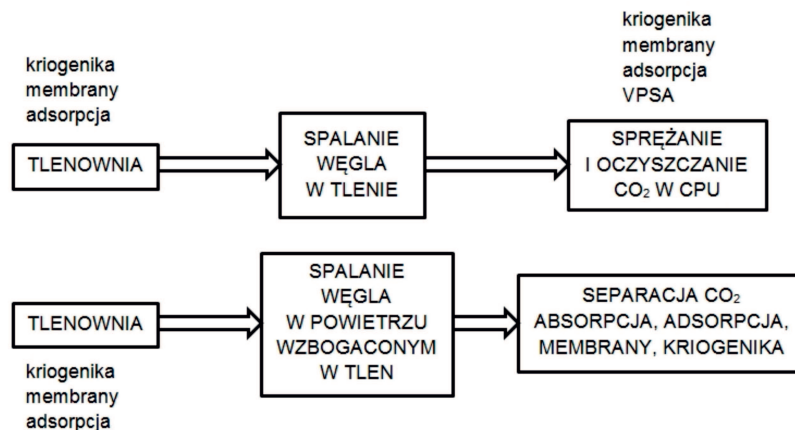
roztwory poliamin oraz roztwory amin z zawadą steryczną. Badania procesowe obejmowały testy nad wpływem natężenia przepływu sorbentu, natężenia przepływu spalin oraz ilości energii dostarczonej do regeneratora na sprawność usuwania CO₂ oraz ilość energii zużytej na separację 1 kg CO₂. Badania te zostały przeprowadzone na roztworach 30%MEA oraz 30%MDEA + 6%PZ.

SŁOWA KLUCZOWE: CCS, absorpcja aminowa, MEA, MDEA

Wprowadzenie

Proces spalania tlenowego jest perspektywiczną metodą produkcji energii w kotłach opalanych węglem. Jest to technologia, którą oprócz budowy nowych instalacji można zastosować do przebudowy istniejących bloków (Rakowski 2008). Podczas procesu spalania tlenowego węgla powstają spaliny składające się z głównie z CO₂, pary wodnej, tlenu pozostałego po spalaniu oraz niewielkich ilości azotu i argonu z powietrza zasasanego do wnętrza kotła. Po wykropleniu w skraplaczu stężenie CO₂ w spalinach wynosi powyżej 95%, co eliminuje potrzebę zastosowania technologii wychwytu ditlenku węgla. Niemniej jednak, w okresie przejściowym przed opracowaniem i wprowadzeniem komercyjnych rozwiązań technologii oxyspalania oraz w sytuacjach okresowych braków tlenu, należy rozpatrzyć przypadki spalania w atmosferze wzbogaconej w tlen. W takim rozwiązaniu otrzymujemy spaliny o stężeniu CO₂ wyższym niż w przypadku zastosowania do spalania powietrza (powyżej 15%), a niższym niż w przypadku oksyspalania (95%). W tej sytuacji możliwe jest zastosowanie technik separacji, takich jak absorpcja chemiczna, absorpcja fizyczna, adsorpcja, techniki membranowe czy kriogenika. Zasadniczo techniki te w pewnym stopniu mogą zostać również zastosowane w przypadku oczyszczania gazów odlotowych z jednostki sprężania i oczyszczania ditlenku węgla (ang. *compression and purification unit*, CPU). W jednostce tej ditlenek węgla przygotowywany jest do transportu gazociągami i podziemnej sekwestracji. Gazy odlotowe z CPU zawierają do 40% ditlenku węgla, który należy usunąć i zawrócić do głównego strumienia doczyszczonych, suchych spalin kierowanych do układu sprężania i podawania do gazociągów. Miejsca możliwego zastosowania technik wychwytu CO₂ w procesie oksyspalania prezentuje rysunek 1.

W przemyśle wyróżnia się wiele technologii usuwania ditlenku węgla z gazów syntezowych i spalin. Najczęściej stosowane są one w procesach przeróbki gazów rafineryjnych, gazu ziemnego lub gazów procesowych, gdzie zawartość ditlenku węgla w gazach jest zbliżona do zawartości CO₂ w spalinach powstałych podczas spalania węgla w powietrzu wzbogaconym w tlen oraz w gazach odlotowych z instalacji kriogenicznej, przygotowującej ditlenek węgla do transportu i składowania. Spośród dostępnych technik jedną z najszerzej już stosowanych, a tym samym najlepiej poznaną i potencjalnie najłatwiejszą do zaimplementowania wydaje się być metoda wychwytu CO₂ na drodze absorpcji. Może ona przebiegać zarówno przy zastosowaniu sorbentów fizycznych, np. sulfolanu, N-metylopirolidonu czy węglanu propylenu, lub przy zastosowaniu sorbentów chemicznych, takich



Rys. 1. Zastosowanie technik separacji CO₂ w łańcuchu technologii spalania tlenowego oraz spalania w powietrzu wzbogaconym w tlen (Nowak, Czakiert, red. 2012)

Fig. 1. Application of CO₂ separation techniques in oxygen combustion technology and in oxygen enriched air combustion (Nowak, Czakiert ed. 2012)

jak m. in. alkanoloaminy czy amoniak. Absorpcja fizyczna stosowana jest głównie podczas wychwytu CO₂ z gazu ziemnego oraz gazów syntezowych. Procesy bazują na rozpuszczalności CO₂ w rozpuszczalnikach organicznych w zakresie wysokich ciśnień. Stosowanie technologii absorpcji chemicznej opłacalne jest natomiast dla niskich i średnich wartości ciśnień parcyjnych CO₂ w oczyszczanych gazach. Najpowszechniej stosowaną metodą usuwania CO₂ z gazów na drodze absorpcji chemicznej, głównie w zakresie oczyszczania gazów odlotowych z zakładów petrochemicznych, jest technologia tzw. „mycia aminowego” w roztworach alkanoloamin.

Obecnie głównym trendem w badaniach absorpcji CO₂ ze spalin przy użyciu alkanoloamin jest minimalizacja ciepła zużywanego do procesu przy jednoczesnym zachowaniu nominalnej sprawności usuwania CO₂ (wg wymagań Komisji Europejskiej sprawność powinna być wyższa niż 85%) (Commission... 2010). Można tego dokonać poprzez odpowiednią konfigurację układu technologicznego (Szczypiński i in. 2013), integrację węzła wychwytu CO₂ z systemem elektrowni (Chmielniak, Łukowicz 2012) bądź dobór optymalnego sorbentu. Celem prowadzonych w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla badań było poszukiwanie optymalnych parametrów pracy instalacji do wychwytu ditlenku węgla z mieszaniny gazowej o podwyższonej zawartości CO₂, dzięki czemu można ograniczyć zużycie energii na proces separacji CO₂ o około 10% (Wang i in. 2011), oraz poszukiwanie jak najlepszego sorbentu do wychwytu CO₂, dzięki czemu zużycie energii można zmniejszyć nawet o ponad 30% (Wang i in. 2011).

Dobór odpowiedniego sorbentu do procesu wychwytu CO₂ jest skomplikowaną kwestią ze względu na dużą ilość parametrów, jakimi powinny się cechować roztwory absorpcyjne. Istotne są tu główne parametry, takie jak szybkość absorpcji, pojemność absorpcyjna oraz ciepło absorpcji, jak również parametry takie jak ciepło właściwe, korozyjność, podatność na degradację termiczną i oksydacyjną czy lepkość. Każda z poszczególnych grup amin

stosowanych w procesach oczyszczania gazów różni się pod kątem swoich korzystnych właściwości. Aminy pierwszorzędowe, takie jak np. monoetanolamina (MEA) stosowana w procesach Econamine FG czy Kerr-McGee/ABB Lummus Crest (Więclaw-Solny i in. 2012) cechują się wysoką szybkością absorpcji, ale równocześnie dużym ciepłem desorpcji oraz małą odpornością na degradację. Aminy drugorzędowe, np. dietanolamina (DEA) stosowana w procesie SNEA-DEA (Szczypiński i in. 2013), cechują się w przeważającej większości przypadków nieco niższą szybkością absorpcji CO₂, ale niższym ciepłem absorpcji oraz wyższą odpornością na degradację niż aminy pierwszorzędowe. Trzeciorzędowe aminy, takie jak np. N-metylodietanolamina (MDEA) stosowana w procesie BASF aMDEA, charakteryzują się najniższym ciepłem absorpcji i wysoką odpornością na degradację (Closmann i in. 2009), lecz równocześnie chłoną CO₂ bardzo wolno. Ostatnia grupa amin – aminy z zawadą steryczną, łączy w sobie korzystne cechy amin pierwszo- i trzeciorzędowych. Aminy tego typu stosowane np. w KM-CDR Process (Mitchell 2008) wykazują stosunkowo wysoką szybkość absorpcji przy niskim ciepłe absorpcji oraz odporność na degradację porównywalną z aminami trzeciorzędowymi.

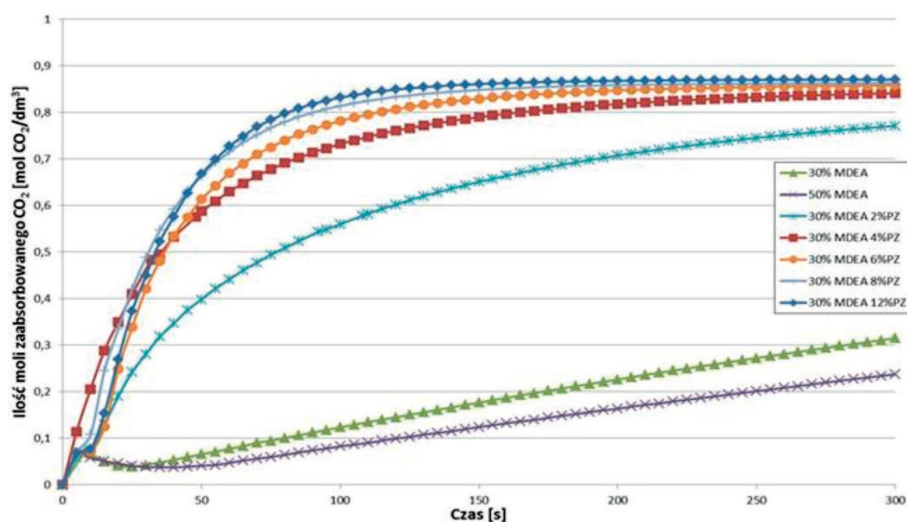
Ze względu na tak różne właściwości korzystne jest stosowanie mieszanin różnego typu amin, dzięki czemu otrzymujemy sorbenty cechujące się korzystnymi parametrami poszczególnych roztworów. Poza mieszaninami różnego typu amin, korzystne jest stosowanie również mieszanin amin i cieczy organicznych (Pohorecki, Możejński 1998). Tego typu roztwory mogą stanowić alternatywę dla najczęściej stosowanego obecnie sorbentu, jakim jest 30% wodny roztwór monoetanolaminy (Duan i in. 2012; Moser i in. 2011; Notz i in. 2012), którego główną zaletą jest stosunkowo wysoka szybkość absorpcji, jednakże cechuje się wysokim ciepłem absorpcji, co przekłada się na energię potrzebną do regeneracji.

1. Badania potencjalnych sorbentów do wychwytu CO₂

Badania potencjalnych sorbentów przeprowadzono na układach aminy trzeciorzędowej (MDEA) ze zmienną ilością aktywatora (0–20% wag. piperazyny) w celu określenia optymalnej ilości aktywatora w układach amin trzeciorzędowych, niezbędnego dla poprawy szybkości absorpcji CO₂. Dane uzyskane dla poszczególnych roztworów pokazują, że zarówno pojemności absorpcyjne jak i szybkości absorpcji silnie zależą od temperatury procesu. Wzrost temperatury był korzystny w przypadku kinetyk absorpcji, gdyż szybkość tego procesu wzrastała wraz ze zwiększaniem temperatury w układzie reakcyjnym. W przypadku równowag absorpcji efekt był odwrotny – wraz ze wzrostem temperatury procesu malała ilość ditlenku węgla absorbowanego w układzie. Dodatkowo zaobserwowano, że dużo większy wpływ temperatury na szybkość absorpcji występował w przypadku roztworów z dodatkiem aktywatora (PZ). Szybkość absorpcji w roztworach N-metylodietanolaminy (MDEA) ulegała niewielkim zmianom wraz ze wzrostem temperatury prowadzenia procesu.

Zgodnie z przewidywaniami, uzyskane dane doświadczalne pokazały również, iż zastosowanie aktywatora w roztworach amin trzeciorzędowych poprawia zarówno szybkość absorpcji CO₂ jak i równowagowe pojemności absorpcyjne. Wartości równowagowych pojemności absorpcyjnych zależą od ilości aktywatora. Im większa jest ilość aktywatora tym lepsze uzyskujemy parametry równowagowe dla danego roztworu. Szybkość absorpcji również zależy od ilości aktywatora w roztworze. Jednakże największą dynamikę wzrostu szybkości obserwujemy pomiędzy roztworem bez aktywatora a roztworem o zawartości 2–4% aktywatora. Znaczący wzrost szybkości absorpcji CO₂ jest widoczny już w przypadku dwuprocentowego dodatku aktywatora, zwiększanie stężenia do 4% powoduje również dość wyraźny wzrost szybkości absorpcji.

Jednakże dalsze zwiększanie stężenia aktywatora w roztworze nie powoduje już znacznych zmian wartości parametrów kinetycznych w porównaniu do roztworu o 4% zawartości aktywatora. Roztwory zawierające zarówno 4 jak i 12% mas. dodatek aktywatora cechują się zbliżonymi szybkościami pochłaniania CO₂. Istotnym czynnikiem przemawiającym za możliwie najmniejszym stężeniem aktywatora jest w tym przypadku również ograniczona rozpuszczalność piperazyny w mieszaninach wodno-aminowych. Przy stężeniu piperazyny w roztworze sorpcyjnym powyżej 20% mas. już przy ochłodzeniu go do temperatury około 30°C następowało wykrystalizowanie części aktywatora. Porównanie szybkości absorpcji CO₂ w badanych układach prezentuje rysunek 2.

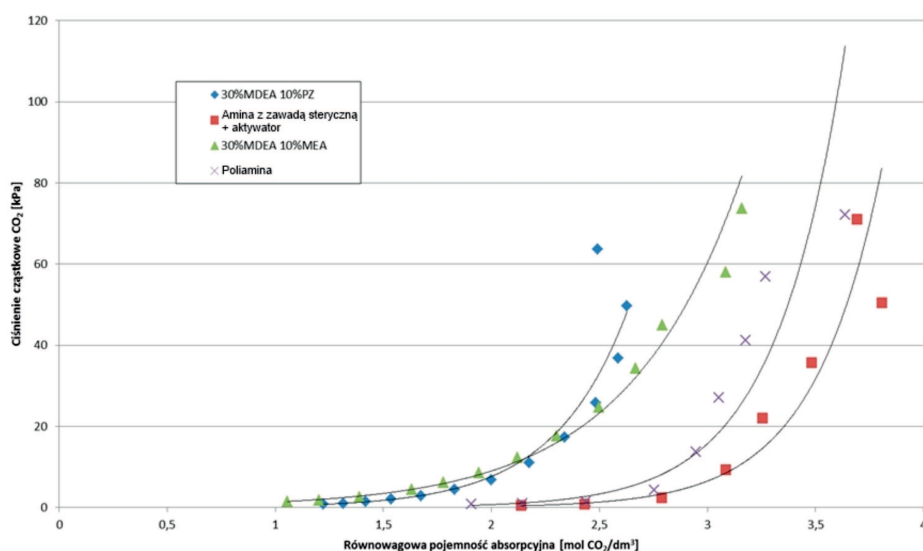


Rys. 2. Porównanie zależności ilości pochłoniętego CO₂ od czasu prowadzenia procesu w temperaturze 30°C

Fig. 2. Dependence of absorbed CO₂ amount on reaction time at 30°C

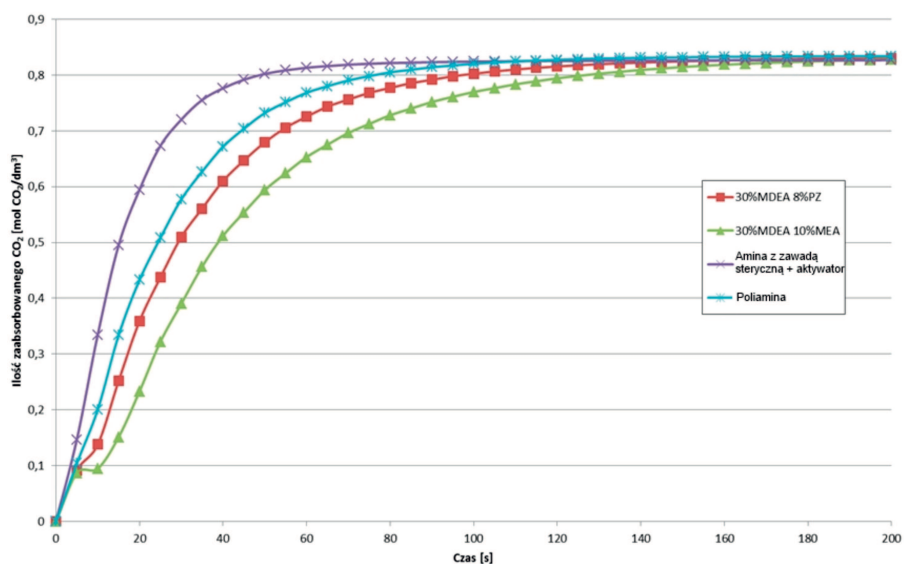
Przeprowadzone zostały również badania na układach opartych na poliaminach, aminach z zawadą steryczną oraz aminach trzeciorzędowych aktywowanych monoetanolaminą. Pierwszy z roztworów stanowi układ aminy trzeciorzędowej z dodatkiem ciekłego aktywatora, drugi stanowi układ szybciej reagującej od amin trzeciorzędowych aminy z zawadą steryczną wraz z dodatkiem aktywatora. Ostatni roztwór bazuje na poliaminie, która zawiera

w cząsteczce grupy aminowe zarówno pierwszo- jak i drugorzędowe, dzięki czemu cechuje się niższym ciepłem desorpcji i nieznacznie gorszą szybkością absorpcji niż monoetanolamina. Uzyskane wyniki równowag i kinetyki absorpcji zaprezentowano graficznie na rysunkach 3 i 4.



Rys. 3. Porównanie równowagowych pojemności absorpcyjnych badanych roztworów w temperaturze 30°C

Fig. 3. Comparison of equilibrium absorption capacities of tested solutions at 30°C



Rys. 4. Porównanie zależności ilości pochłoniętego CO₂ od czasu prowadzenia procesu w temperaturze 40°C

Fig. 4. Dependence of absorbed CO₂ amount on reaction time at 40°C

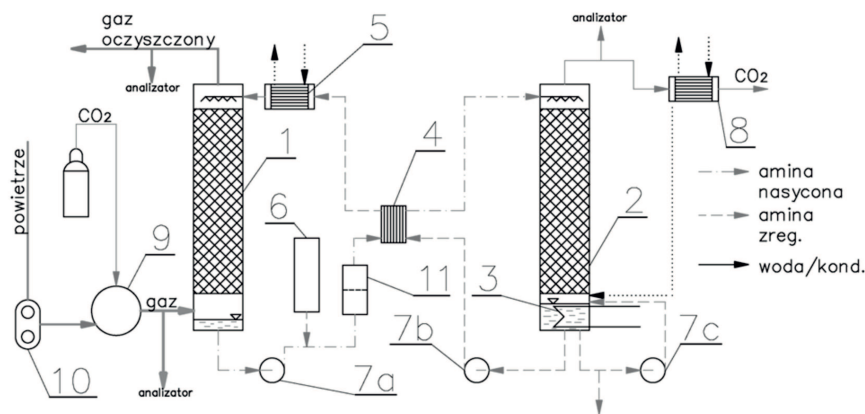
Uzyskane w badaniach dane pokazały, iż dużo korzystniejsze jest stosowanie amin z zawadą steryczną z dodatkiem aktywatora zamiast amin trzeciorzędowych. Aminy z zawadą steryczną wykazały dużo korzystniejsze właściwości zarówno pod kątem równowagowej pojemności absorpcyjnej jak i szybkości absorpcji niż amina trzeciorzędowa. Również poliamina wykazała pod tym względem lepsze właściwości od aminy trzeciorzędowej z dodatkiem aktywatorów, lecz nieznacznie gorsze od aminy z zawadą steryczną. Zastosowanie monoetanolaminy jako aktywatora do układów amin trzeciorzędowych spowodowało uzyskiwanie gorszych parametrów kinetycznych jak i równowagowych niż w przypadku stosowania aktywatora w postaci piperazyny, nawet w przypadku większych udziałów procentowych aktywatora w roztworze. Świadczy to o lepszych właściwościach aktywujących drugorzędowej piperazyny niż pierwszorzędowej monoetanolaminy.

2. Badania optymalnych parametrów pracy instalacji separacji CO₂

W ramach badań optymalnych warunków pracy instalacji separacji CO₂ przeprowadzono szereg testów nad wpływem współczynnika L/G (stosunek ilości roztworu do ilości gazu wchodzących do kolumny absorpcyjnej, kilogram cieczy/kg gazu) oraz ilości energii doprowadzonej do regeneratora na sprawność i zużycie energii na kilogram wychwyconego CO₂. Testy były prowadzone na roztworze 30%MEA, następnie na układzie 30%MDEA+6%PZ. Badania przeprowadzono dla zmiennych przepływów spalin, zmiennych natężeń przepływu roztworu absorpcyjnego oraz zmiennej mocy grzałki regeneratora. Wszystkie testy prowadzone były na stanowisku laboratoryjnym do badań procesu usuwania CO₂ ze spalin. Stanowisko to działa w klasycznym układzie absorber-desorber. W skład stanowiska wchodzi kolumny, absorpcyjna i desorpcyjna, o wysokości 2 m i średnicy 100 mm, system wymienników stosowany w celu odzysku ciepła, system kompozycji mieszaniny gazowej oraz grzałka z regulacją mocy umieszczona w kubie kolumny desorpcyjnej. Schemat stanowiska przedstawiony jest na rysunku 5.

Stanowisko charakteryzuje się zakresem parametrów pracy przedstawionym w tabeli 1.

Uzyskane dane przedstawia w formie zależności sprawności usuwania CO₂ i energii zużytej na wychwycenie 1 kg CO₂ od współczynnika L/G rysunek 6 i 7. Wyniki pokazały, iż dla każdej mocy dostarczonej do regeneratora oraz dla danego przepływu gazu, istnieje taki zakres L/G, w którym uzyskuje się optimum sprawności procesu separacji CO₂ i zużycia ciepła na kilogram usuniętego ditlenku węgla. Dla niższych zakresów L/G spadek sprawności wynikał ze zbyt małego przepływu cieczy przez absorber. Roztwór nasycał się do maksymalnego możliwego w danych warunkach poziomu, lecz było go zbyt mało do usunięcia takiej ilości CO₂ jaka znajdowała się w gazie. Dla wyższego zakresu współczynnika L/G spadek sprawności wynikał z przeciążenia kolumny desorpcyjnej, nadmierną ilością cieczy przy niedostatecznej ilości dostarczanego ciepła w procesie desorpcji, co nie pozwala na



Rys. 5. Schemat stanowiska laboratoryjnego do badania procesu usuwania CO₂
 1 – kolumna absorpcyjna, 2 – kolumna desprcyjna, 3 – grzałka elektryczna, 4 – wymiennik ciepła,
 5 – chłodnica roztworu, 6 – zbiornik absorbentu, 7a – pompa aminy nasyconej, 7b – pompa aminy
 zregenerowanej, 7c – pompa obiegu wyparki, 8 – chłodnica gazu, 9 – komora mieszania gazów,
 10 – dmuchawa powietrza, 11 – filtr roztworu

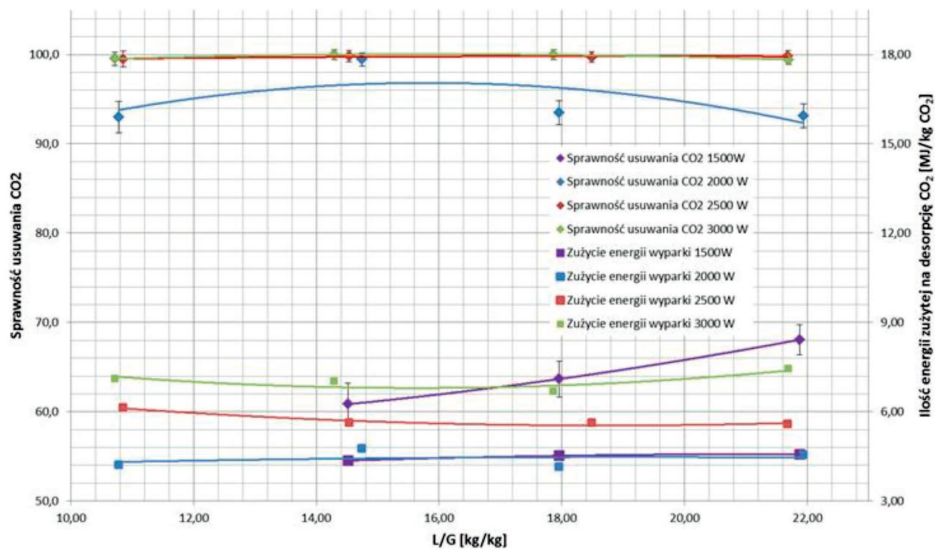
Fig. 5. Scheme of laboratory set-up for CO₂ removal

TABELA 1. Parametry pracy stanowiska laboratoryjnego do badania procesu usuwania CO₂

TABLE 1. Process Parameters of laboratory set-up for CO₂ removal

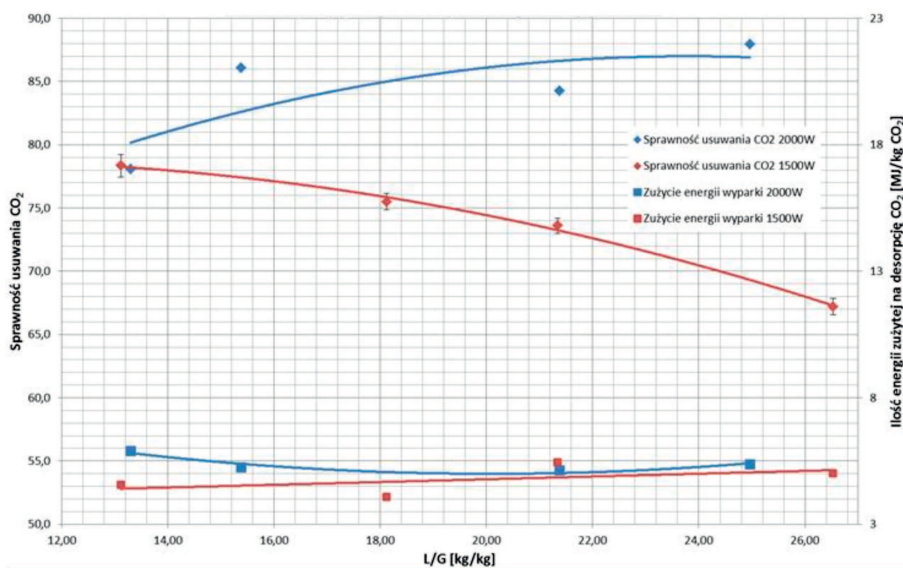
Zakres natężenia przepływu mieszaniny gazowej	1–5 [m _N ³ /h]
Zakres natężenia przepływu sorbentu	20–60 [dm ³ /h]
Zakres mocy grzałki regeneratora	1,5–3 [kW]

pełną regenerację sorbentu i skutkuje zmniejszeniem pojemności sorbentu. Analiza zawartości CO₂ w roztworach nasyconych pokazała, że roztwór MDEA/PZ wykazywał gorsze właściwości absorpcyjne od roztworu MEA. Dla tych samych parametrów natężenia przepływu gazu, cieczy oraz dostarczonej mocy ilość CO₂ w nasyconym roztworze MEA wynosiła 1,75 mmol CO₂/g roztworu, natomiast dla MDEA/PZ 0,75mmol CO₂/g. Z drugiej strony jednak nasycenie roztworu zregenerowanego MEA wynosiło 1,32 mmol CO₂/g roztworu, a MDEA/PZ 0,19 mmol CO₂/g roztworu, co świadczy o dużo lepszej desorpcji CO₂ z roztworu MDEA/PZ. Dla testów o najwyższych wartościach sprawności dla MDEA-PZ nasycenie w roztworze po absorpcji wynosiło około 40% pojemności równowagowej dla stężenia CO₂ w gazie wynoszącego 30%, natomiast dla MEA było bliskie wartości 70% pojemności równowagowej. Można założyć więc, że rozwiązanie zapewniające dłuższy czas kontaktu gaz–ciecz np. poprzez zwiększenie wysokości kolumny absorpcyjnej pozwalałoby sorbentowi MDEA/PZ na osiągnięcie lepszych sprawności wychwytu CO₂. Biorąc pod uwagę dobre właściwości desorpcyjne roztworu MDEA/PZ w porównaniu do 30%MEA zmalałoby także zużycie energii potrzebnej do procesu desorpcji, które oscylowało w granicach 4–5 MJ/kg CO₂ dla optymalnych warunków prowadzenia procesu absorpcji.



Rys. 6. Zestawienie wyników dla roztworu 30% MEA dla zmiennych mocy grzałki i natężenia gazu około 2 m_N³/h

Fig. 6. Summary of process tests on 30% MEA results



Rys. 7. Zestawienie wyników dla roztworu 30% MDEA + 6% PZ dla zmiennych mocy grzałki i natężenia gazu około 2 m_N³/h

Fig. 7. Summary of process tests on 30%MDEA + 6%PZ results

Podsumowanie

Uzyskane wyniki świadczą o tym jak ważny jest dobór optymalnych warunków pracy instalacji do wychwytu CO₂ oraz sorbentów o odpowiednich właściwościach. Analizując otrzymane dane można zauważyć, że przy pewnych parametrach instalacja pracowała z największą możliwą wydajnością przy jednocześnie najniższej energii zużywanej na desorpcję, w odniesieniu do masy usuniętego CO₂. Dla roztworu MEA optymalne warunki pracy instalacji otrzymano przy natężeniu przepływu gazu około 2 m_N³/h oraz mocy dostarczonej do układu równej 2000W. Natomiast dla roztworu MDEA-PZ zakres optymalny pracy uzyskano dla natężenia przepływu gazu około 2 m_N³/h oraz mocy dostarczonej do układu równej 1500W, co świadczy o niższym zapotrzebowaniu na energię do procesu desorpcji w przypadku roztworu MDEA/PZ. Przeprowadzone badania pokazały możliwość zastosowania roztworów absorpcyjnych innych niż roztwór 30% MEA – sorbenty, które wydają się mniej atrakcyjne ze względu na szybkość absorpcji posiadają cechy, pozwalające na ograniczenie ilości energii potrzebnej do procesu regeneracji. Cechuje je również zwiększona żywotność oraz mniejsza agresywność chemiczna. Na podstawie badań potencjalnych sorbentów wytypowano do dalszych badań roztwór bazujący na aminach z zawadą steryczną, który posiada właściwości pośrednie (pod kątem równowag i kinetyki absorpcji) pomiędzy roztworem 30%MEA a roztworem 30%MDEA+6%PZ. Cechuje się on szybkością absorpcji wyższą niż roztwory amin trzeciorzędowych (np. MDEA), przy potencjalnie niższym cieple absorpcji CO₂ niż w przypadku amin pierwszorzędowych.

Literatura

- Commission Decision of 3.11.2010, Bruksela, 2010.
- 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.
- CLOSMANN F., NGUYEN T., ROCHELLE G.T., 2009 – MDEA/Piperazine as a solvent for CO₂ capture. *Energy Procedia*, t. 1, s. 1351–1357.
- DUAN L., ZHAO M., YANG Y., 2012 – Integration and optimization study on the coal-fired power plant with CO₂ capture using MEA. *Energy*, t. 45, z. 1, s. 107–116.
- MITCHELL R., 2008 – Mitsubishi Heavy Industries carbon capture technology. *Carbon Capture Journal*, t. 1, s. 3–5.
- MOSER P., SCHMIDT S., SIEDER G., GARCIA H., STOFFREGEN T., 2011 – Performance of MEA in a long-term test at the post-combustion capture pilot plant in Niederaussem. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, t. 5, z. 4, s. 620–627.
- NOTZ R., MANGALAPALLY H.P., HASSE H., 2012 – Post combustion CO₂ capture by reactive absorption: Pilot plant description and results of systematic studies with MEA. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. t. 6, s. 84–112.
- NOWAK W., CZAKIERT T., 2012 – Spalanie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa.

- POHORECKI R., MOŻEŃSKI C., 1998 – A new absorbent for carbon dioxide and hydrogen sulphide absorption process. *Chemical Engineering and Processing* t. 37, s. 69–78.
- RAKOWSKI J., 2008 – Obecne możliwości technologiczne ograniczania emisji CO₂ z elektrowni węglowych. *Energetyka*, t. 6, s. 395–408.
- SZCZUPIŃSKI T., TATARCZUK A., GRUDNIK K., 2013 – Optymalizacja procesu aminowego wychwytu CO₂ ze spalin poprzez zmianę konfiguracji układu technologicznego. *Przemysł Chemiczny* t. 92, z. 1, s. 106–110.
- WANG M., LAWAL A., STEPHENSON P., SIDDEERS J., RAMSHAW C., YEUNG H., 2011 – Post-combustion CO₂ Capture with Chemical Absorption: A State-of-the-art Review. *Chemical Engineering Research and Design*. t. 89, z.9, s. 1609–1624.
- WIĘCŁAW-SOLNY L., TATARCZUK A., KRÓTKI A., WILK A., ŚPIEWAK D., 2012 – Dotrzymać kroku polityce energetyczno-klimatycznej UE – postęp badań procesów usuwania CO₂ z gazów spalinowych. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4, s. 111–123.

Andrzej WILK, Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY, Dariusz ŚPIEWAK, Tomasz SPIETZ

Laboratory research on optimal operating conditions of CO₂ separation plant treating flue gases with high CO₂ content

Abstract

Available methods for reducing CO₂ emissions resulting from the production of electricity from fossil fuels can be divided into three main groups the separation of carbon dioxide before combustion, combustion in an oxygen atmosphere, and separation of carbon dioxide after combustion. During combustion in an oxygen atmosphere, the flue gases consist mainly of CO₂, water vapor, and small amounts of oxygen and nitrogen. However, the possibility of burning in air enriched in oxygen should also be taken into account, as it then becomes necessary to separate the CO₂ gas from the rest of the gases via one of the post-combustion methods.

This paper presents the results of research conducted for the selection of the optimum operating conditions of a CO₂ separation plant. In this study, tests were performed for the selection of the best sorbent for carbon dioxide capture and for determination of the influence of process parameters on energy consumption and carbon dioxide capture efficiency. To test the usefulness of various sorbents, research was conducted to determine CO₂ absorption speed and CO₂ absorption isotherms in different amine solutions. MDEA solutions were tested containing differing activator amounts, polyamines solutions, and sterically amine solutions. The process research included tests on the influence of sorbent flow rate, gas flow rate, and the amount of energy supplied to the regenerator on CO₂ removal efficiency and the amount of energy used for the separation of 1 kg of CO₂. These tests were carried out on a 30% MEA solution and a 30% MDEA + 6% PZ solution.

KEY WORDS: CCS, amine absorption, MEA, MDEA

