

# Modyfikacje technologiczne w badaniach pilotowych procesu wychwytu CO<sub>2</sub>

Tomasz SPIETZ\*, Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY, Adam TATARCZUK, Aleksander KRÓTKI, Marcin STEC  
– Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze.

Prosimy cytować jako: CHEMIK 2014, **68**, 10, 884–892

## Wstęp

Od kilku lat, wraz ze wprowadzeniem przez Unię Europejską w 2008 r. pakietu energetyczno-klimatycznego, mającego na celu ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> z obiektów energetycznych, obserwuje się wzrost zainteresowania badaniami dotyczącymi usuwania CO<sub>2</sub> [1]. Obecnie publikowane prace przedstawiają m.in.: badania nowych sorbentów aminowych [2, 3], dane fizykochemiczne roztworów amin [4], metody analityczne wyznaczania stopnia karbonizacji ( $\alpha$ ) oraz stężenia sorbentu [5], badania modelowe [6], a także dane eksperymentalne z instalacji badawczych [7].

Na całym świecie funkcjonuje wiele instalacji pilotowych wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalin, w tym również i w Polsce – przewoźna Instalacja Pilotowa usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin Grupy TAURON, uruchomiona w 2010 r. i eksploatowana przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla (IChPW) [8, 9].

Instalacje pilotowe pracujące na rzeczywistych spalinach pozwalają na dokładne badanie procesu, umożliwiając w ten sposób dobór optymalnych parametrów pracy instalacji. Na instalacji pilotowej można również badać zjawiska, których nie można zaobserwować w skali laboratoryjnej, na przykład korozja czy wpływ innych kwaśnych składników spalin na pracę sorbentu.

Przeszkodą w zastosowaniu metod absorpcji chemicznej do usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin w skali przemysłowej jest energochłonność procesu, wynikająca przede wszystkim z potrzeby dostarczenia dużej ilości energii na regenerację sorbentu. Dla uzyskania sprawności 90% wychwyconego CO<sub>2</sub>, energia dostarczona do pracy instalacji jest równoważna zmniejszeniu sprawności elektrowni o ok. 20% [10]. Zmniejszenia zużycia energii można dokonać nie tylko poprzez zmianę sorbentu, ale także dzięki różnego rodzaju modyfikacjom technologicznym [11].

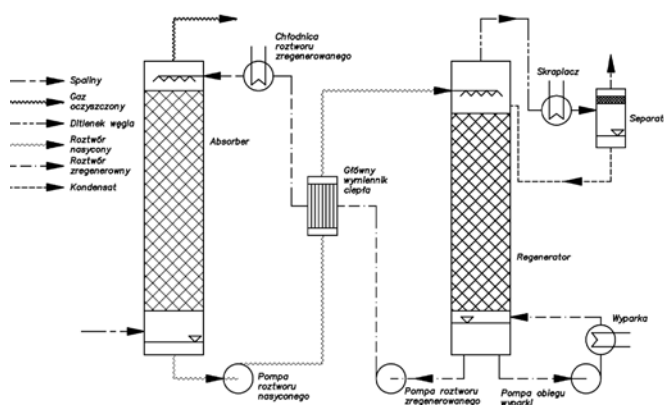
## Układ klasyczny aminowego usuwania CO<sub>2</sub>

Schemat procesowy instalacji aminowego usuwania CO<sub>2</sub>, przedstawiający klasyczny układ technologiczny przedstawiono na Rysunku 1; przedstawia on tylko część dotyczącą absorpcji CO<sub>2</sub>, bez uwzględnienia modułu wstępnego oczyszczania i odsiarczania spalin. Jednak w każdym przypadku, spaliny (gaz wlotowy) wchodzące do absorbera są wstępnie schładzane i odpylane w kolumnach z natryskiem wodnym, a następnie oczyszczane z nadmiaru SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>. Najczęściej stosowane są w tym celu kolumny absorpcyjne, w których przepływający gaz kontaktuje się z roztworem alkalicznym [8, 12].

Proces usuwania CO<sub>2</sub> w klasycznym układzie aparatów odbywa się w następujący sposób. Wstępnie oczyszczony gaz kierowany jest do absorbera, gdzie kontaktuje się przeciwprądowo ze schłodzonym i zregenerowanym roztworem aminowym. W kolumnie tej zachodzi reakcja chemiczna aminy z zawartym w spalinach CO<sub>2</sub>, a gaz oczyszczony z ditlenku węgla, opuszcza kolumnę.

Następnie roztwór aminowy, nasycony CO<sub>2</sub>, jest kierowany na szczyt kolumny desorpcyjnej (regenerator), gdzie kontaktuje się z gorącymi oparami, pochodzącymi z podgrzewania roztworu w dolnej części kolumny, i ulega procesowi desorpcji. Uwolniony CO<sub>2</sub> z nasyco-

negu roztworu opuszcza kolumnę desorpcyjną. Nasycony parą wodną CO<sub>2</sub> zostaje schłodzony, a znajdująca się w gazie para wodna zostaje wykoploną w chłodnicy i zawrócona z powrotem do regeneratora.



Rys. 1. Schemat procesowy przedstawiający klasyczny układ instalacji aminowego usuwania CO<sub>2</sub>

Gorący zregenerowany roztwór aminy kierowany jest wpiery w wymiennik ciepła, gdzie ulega częściowemu schłodzeniu, oddając tym samym ciepło do roztworu nasyconego, a następnie ochładzany jest do temp. 40°C w chłodnicy końcowej, po czym z powrotem trafia do kolumny absorpcyjnej. W ten sposób cykl absorpcji-desorpcji przebiega w sposób ciągły.

W celu usprawnienia procesu wychwytu CO<sub>2</sub>, wprowadza się liczne modyfikacje technologiczne. Stosowane są dodatkowe aparaty (desorbery), których zadaniem jest lepsza regeneracja roztworu, a poza głównymi strumieniami aminy – zregenerowanym i nasyconym – z kolumn wyodrębnić się często dodatkowe dwa strumienie lub tylko jeden (częściowo-zregenerowany). Wykorzystuje się również ciepło kondensacji oparów powstałych w regeneratorze – poprzez wyprowadzenie pary z aparatu i jej rozprężenie, a następnie sprężanie i ponowne skierowanie do kolumny.

Ze względu na obszerność omawianego tematu, dalej opisano tylko wybrane modyfikacje. Pozostałe rozwiązania można znaleźć w literaturze opisującej instalacje CCS [10, 12, 13].

## Modyfikacja temperatury w kolumnie absorpcyjnej

Modyfikacje, które pozwalają na zmianę temperatury wewnątrz kolumny absorpcyjnej, mogą zwiększać skuteczność procesu absorpcji. Jedną z takich modyfikacji technologicznych jest zastosowanie dodatkowego układu chłodzenia sorbentu w kolumnie absorpcyjnej.

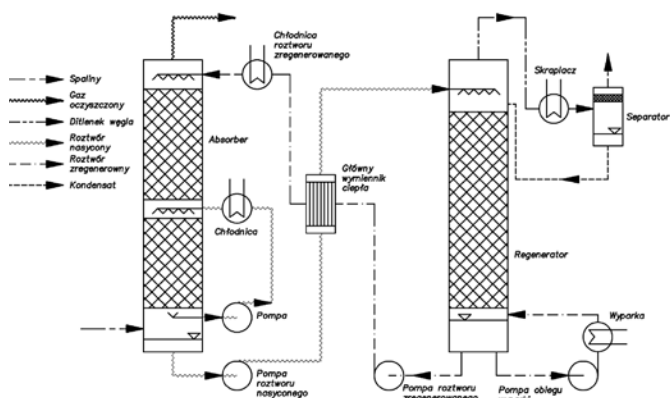
Roztwór z dolnej części kolumny przepompowywany jest przez chłodnicę, a następnie z powrotem zawracany do aparatu. Zbadano, że ochłodzenie roztworu pobranego z dolnej części kolumny do 40°C daje najlepsze rezultaty, w porównaniu do ogrzewania lub chłodzenia roztworu z innych części aparatu [10].

Zmodyfikowaną instalację przedstawia Rysunek 2.

Modułem napędowym procesu absorpcji jest różnica pomiędzy ciśnieniem cząstkowym CO<sub>2</sub> występującym na danej wysokości kolumny (tzw. linia operacyjna), a ciśnieniem cząstkowym CO<sub>2</sub>, jakie ustali się w wyniku równowagi (w tych samych warunkach pracy kolumny).

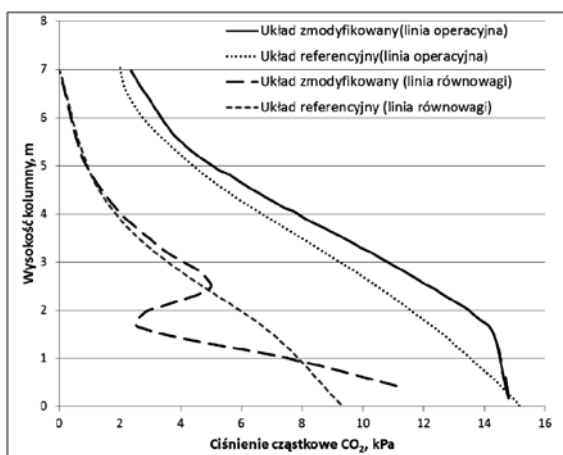
Autor do korespondencji:  
Mgr inż. Tomasz SPIETZ, e-mail: tpietz@ichwp.zabrze.pl

Efekt schłodzenia roztworu powoduje zmniejszenie równowagowego ciśnienia cząstkowego CO<sub>2</sub> na wysokości kolumny, w którym zastosowano wlot schłodzonego sorbentu, co równoznaczne jest ze zwiększeniem modułu napędowego procesu absorpcji.



**Rys. 2. Modyfikacja klasycznego układu instalacji poprzez chłodzenie roztworu w kolumnie absorpcyjnej**

Na wykresie (Rys. 3) przedstawiającym spadek ciśnienia cząstkowego CO<sub>2</sub> wraz ze wzrostem wysokości kolumny, można zauważyć, że w miejscu zastosowania dodatkowego chłodzenia sorbentu (1,78 m) krzywa równowagi przesuwa się, a tym samym moduł napędowy ulega zwiększeniu. W ramach porównania, na wykresie zaznaczono również linię równowagi dla układu referencyjnego (tj. układ klasyczny instalacji) [10].



**Rys. 3. Linia operacyjna i linia równowagi dla instalacji z dodatkową chłodnicą sorbentu wewnątrz kolumny absorpcyjnej**

Zastosowanie dodatkowego chłodzenia powoduje również zwiększenie pojemności absorpcyjnej sorbentu, a co za tym idzie, stopień karbonizacji roztworu aminy nasyconej osiąga większe wartości, niż w przypadku instalacji bez chłodzenia.

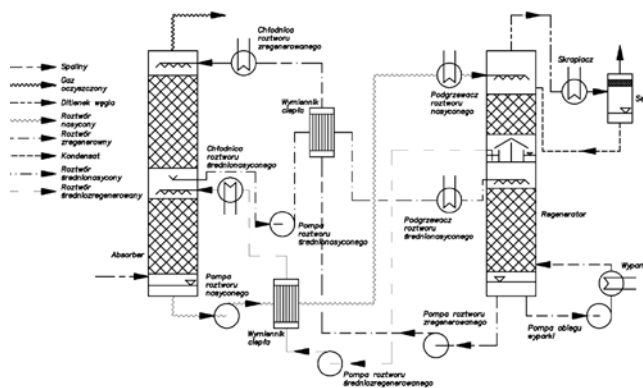
Modyfikacja ta powoduje zmniejszenie ilości ciepła potrzebnego na regenerację sorbentu o ok. 6,4%, w porównaniu do układu klasycznego, co spowodowane jest tym, iż w celu osiągnięcia tej samej sprawności, co w instalacji z układem klasycznym, stosuje się mniejszą cyrkulację roztworu. A dłuższy czas przebywania roztworu w kolumnie desorpcyjnej sprzyja lepszej regeneracji sorbentu.

### Strumienie rozdzielone

Kolejną modyfikacją szeroko stosowaną w instalacjach wychwytu CO<sub>2</sub> jest podział kolumn (absorbera i desorbera) na sekcje i wyodrębnienie dodatkowych strumieni sorbentu.

Pierwszą koncepcję rozdzielonych strumieni zasugerował Shoeld w 1934 r. (Rys. 4). Podzielił on absorber oraz desorber na dwie sekcje,

z których wyodrębnił odpowiednio strumienie: aminy częściowo-nasyconej – z górnej części absorbera, oraz strumień aminy częściowo-zregenerowanej – z dolnej części regeneratora [14].



**Rys. 4. Modyfikacja układu instalacji dokonana przez Shoelda**

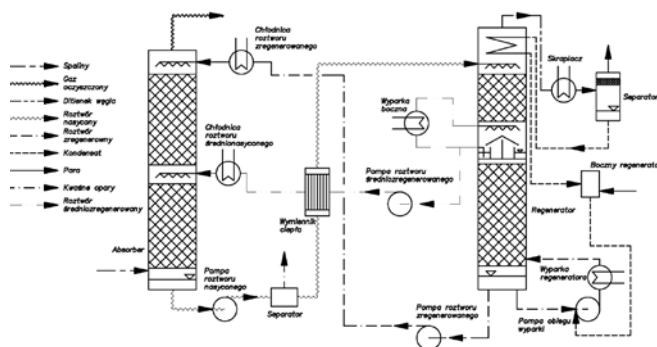
Strumienie aminy częściowo-zregenerowanej oraz częściowo-nasyconej krążą w cyrkulacji pomiędzy środkowymi sekcjami aparatów, natomiast strumienie aminy nasyconej oraz zregenerowanej pozostają w klasycznym obiegu.

Modyfikacja ta ma zapewnić optymalny profil temperatur w kolumnie absorpcyjnej i poprawić skuteczność absorpcji. Shoeld zapewnia zmniejszenie zużycia pary grzewczej o 50% (w porównaniu do układu z klasycznym podziałem strumieni). Analiza ta jest jednak oparta na absorpcji kwaśnych gazów za pomocą sorbentu zawierającego fenolan sodu, a układ bazowo był przeznaczony do oczyszczania gazów pochodzących z procesów wysokociśnieniowych [14].

Idea pracy rozdzielonych strumieni polega na tym, iż roztwór aminy częściowo-zregenerowanej, kierowany na dolną część absorbera, kontaktuje się z gazem o wysokim stężeniu (ciśnieniu cząstkowym) składnika kwaśnego. Na tym etapie większość gazu kwaśnego jest wychwytywana, i w górnej części absorbera strumień aminy zregenerowanej oczyszcza gaz z pozostałej ilości składnika, którego ciśnienie cząstkowe jest już niewielkie. Zastosowanie dwóch roztworów wyrównuje moduł napędowy stężen.

Podobne rozwiązanie zastosowano w oddanym do użytku w 2012 r. stanowisku doświadczalnym do badania procesu usuwania CO<sub>2</sub> z wydajnością 100 m<sup>3</sup>/h, w Centrum Czystych Technologii Węglowych w IChPW w Zabrze [15, 16].

Towler [17] na podstawie badań modelowych stwierdził, iż w wyniku kondensacji pary wodnej w regeneratorze, głównie na półce kolumny poniżej wlotu strumienia aminy nasyconej, dochodzi do rozcieńczania roztworu. Badacz zmodyfikował wcześniej opisany proces, usunął strumień aminy częściowo-nasyconej i dodał grzałkę na rurociągu aminy częściowo-zregenerowanej, która ma na celu utrzymywać stałe stężenie roztworu. Zaproponował także kierowanie wykroplonego kondensatu z separatora, do najniższego punktu kolumny (zbiornik regeneratora). Całość przedstawiono na Rysunku 5.



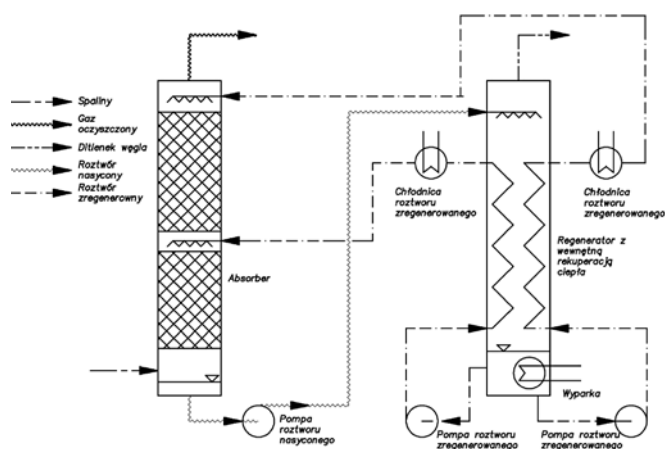
**Rys. 5. Modyfikacja instalacji dokonana przez Towler'a.**

Układ zaproponowany przez Towlera był przeznaczony do selektywnego usuwania  $H_2S$  z układów wysokociśnieniowych, jednakże Aroonwilas [12] przeprowadził badania modelowe tego układu dla procesu usuwania  $CO_2$  ze spalin, za pomocą 30% roztworu MEA i dla sprawności usuwania  $CO_2$  wynoszącej 95%. Zbadał on, że ciepło potrzebne na regenerację sorbentu zmniejsza się od 17–62% (w zależności od badanego przypadku), w porównaniu do układu bez rozdzielonych strumieni. Rozmiar regeneratora różnie jednak 2 ÷ 4-krotnie.

### Kolumna desorpcyjna z wewnętrzną wymianą ciepła

Kolejną modyfikacją instalacji, która ma na celu zmniejszenie zużycia energii w procesie usuwania  $CO_2$ , jest zastosowanie układu wewnętrznej wymiany ciepła w kolumnie desorpcyjnej (rekuperacja ciepła) [12]. Schemat zmodyfikowanej instalacji przedstawiono na Rysunku 6.

W tym przypadku gorący roztwór aminy średniozregenerowanej, jak i aminy głęboko zregenerowanej, jest zawracany do kolumny desorpcyjnej, gdzie przepływając przez część aparatu, spiralnym rurociągiem, oddaje bezprzeponowo ciepło, a następnie opuszczając kolumnę jest kierowany dalej do absorbera.



Rys. 6. Modyfikacja układu instalacji poprzez zastosowanie układu wewnętrznej wymiany ciepła w desorberze

Modyfikacja ta sprawia, że ciepło gorącego roztworu jest oddawane do wnętrza kolumny regeneratora, zamiast być wymieniane w wymiennikach poza kolumną, jak w instalacji z klasycznym układem. Wymiana ciepła poza kolumną wiąże się z większymi stratami do otoczenia.

Ciepło oddawane we wnętrzu kolumny desorpcyjnej powoduje wzrost temperatury wnętrza aparatu i poprawia regenerację roztworu. W odniesieniu do instalacji o klasycznym układzie aparatu, w tym przypadku zużycie energii na regenerację roztworu jest mniejsze [12]. Według Oyenekana [18] całkowity wydatek energetyczny kolumny (wliczając w to sprężenie  $CO_2$ ), jest o 17% niższy aniżeli w przypadku kolumny desorpcyjnej bez wewnętrznej wymiany ciepła.

### Część eksperymentalna

W celu sprawdzenia wpływu konfiguracji technologicznych na proces usuwania  $CO_2$  ze spalin rzeczywistych, przeprowadzono szereg kampanii badawczych na Instalacji Pilotowej w Elektrowni Łaziska – TAURON WYTWARZANIE SA [19].

Instalacja Pilotowa wykorzystuje zmodyfikowaną technologię absorpcji aminowej. Jednymi z kluczowych modyfikacji technologicznych w przedstawionej instalacji badawczej jest podział kolumny desorpcyjnej i wyodrębnienie dodatkowego strumienia aminy średniozregenerowanej (ASR) oraz układ wymienników ciepła wewnątrz regeneratora, tzw. rekuperatorów, analogicznie jak w przedstawionych wcześniej rozwiązaniach.

Szczegółowy opis i działanie Instalacji Pilotowej zaprezentowano w CHEMIK 10/2013 [20].

Poniżej przedstawiono wyniki jakie uzyskano przy pracy układu z przepływem roztworu aminy głębokozregenerowanej (kierowanej na szczyt oraz na środek kolumny absorpcyjnej) wraz z działającymi rekuperatorami oraz bez wykorzystania rekuperatorów – test referencyjny. Średnia zawartość  $CO_2$  w spalinach, dla obu testów, wynosiła 11,2 %obj.; jako sorbent zastosowano 30% wodny roztwór etanoloaminy. Najważniejsze dane dla testu referencyjnego przedstawiono w Tabelcy 1.

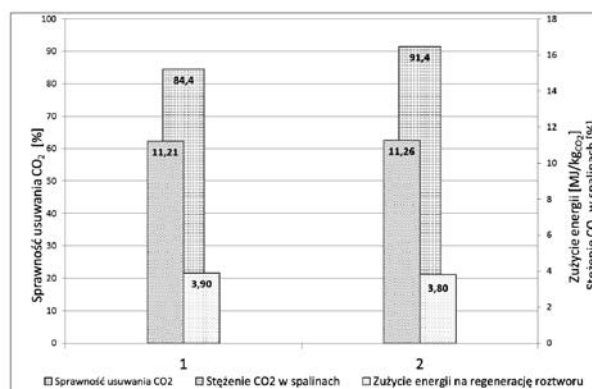
Tabelca 1

### Parametry testu referencyjnego (bez użycia rekuperatorów) prowadzonego na Instalacji Pilotowej w Elektrowni Łaziska

Parametr	Wartość	Jednostka
Przepływ spalin doprowadzanych do absorbera	217	m <sup>3</sup> /h
Stężenie $CO_2$ w spalinach	11,21	%obj.
Stężenie $CO_2$ w spalinach oczyszczonych	2,08	%obj.
Sprawność usuwania $CO_2$	84,4	%
Strumień wychwyconego $CO_2$	37,1	kg/h
Zużycie energii na regenerację roztworu	3,90	MJ/kg $CO_2$
Moc dostarczona do regeneratora	50,4	kW
Natężenie przepływu roztworu aminy	1400	kg/h
Ciśnienie w kolumnie absorpcji	130	kPa (abs)
Ciśnienie w kolumnie desorpcji	130	kPa (abs)
Stosunek przepływu gazu do cieczy (L/G)	4,63	kg/kg
Stopień karbonizacji roztworu zregenerowanego	0,320	mol/mol
Stopień karbonizacji roztworu nasyconego	0,438	mol/mol
Zużycie wody chłodzącej	1402	kg/h

Z wyników przedstawionych w Tabelcy 1 wynika, że sprawność procesu jest wysoka; prawie 85%  $CO_2$  jest usuwane ze strumienia spalin, przy zużyciu energii na regenerację roztworu równą 3,9 MJ/kg  $CO_2$ . Wynik ten jest w pełni akceptowalny i zbliżony do wyników osiągniętych w innych instalacjach pracujących na świecie [21].

Zastosowanie jako modyfikacji wewnętrznej wymiany ciepła w regeneratorze pozwala na znaczne poprawienie osiąganych parametrów, co przedstawiono na wykresie (Rys. 7).



Rys. 7. Wpływ działania wewnętrznej rekuperacji ciepła w regeneratorze na skuteczność procesu usuwania  $CO_2$  ze spalin. 1 – układ bez użycia rekuperatorów (referencyjny), 2 – układ z użyciem rekuperatorów

Na podstawie danych doświadczalnych widać, iż zastosowanie dodatkowej wymiany ciepła wewnątrz regeneratora pozwala na zwiększenie sprawności procesu usuwania  $CO_2$  z 84,4% do 91,4%, przy jednoczesnym zmniejszeniu zużycia energii o ok. 2,5%.

Gorący i zregenerowany roztwór, przepływając przez rekuperatory wymienia ciepło w kolumnie desorpcyjnej, dogrzewając ją i podnosząc temperaturę cieczy, zwłaszcza w górnej części kolumny. Przyczynia się to do lepszej regeneracji roztworu nasyconego wpływającego do kolumny, zaś lepiej zregenerowany roztwór skuteczniej chłonie  $CO_2$  i sprawność usuwania ditlenku węgla poprawia się.

Potwierdzają to wartości stopni karbonizacji roztworów: aminy nasyconej ( $\alpha_{AN}$ ) oraz głębokozregenerowanej ( $\alpha_{AGR}$ ) dla przeprowadzonych testów (Tab. 2).

**Tablica 2**

**Porównanie stopni karbonizacji roztworów dla testu z użyciem rekuperatorów i bez zastosowania wewnętrznej wymiany ciepła**

Test	$\alpha_{AN}^*$ mol CO <sub>2</sub> /mol aminy	$\alpha_{AGR}^*$ mol CO <sub>2</sub> /mol aminy
Bez użycia rekuperatorów	0,438	0,320
Z użyciem rekuperatorów	0,441	0,298

Lepsza desorpcja (zmniejszenie stopnia nasycenia  $\alpha_{AGR}$  o 6,9%) oznacza większy strumień usuwanego CO<sub>2</sub> – wzrost strumienia usuwanego CO<sub>2</sub> o 8,97%. Przy tej samej mocy dostarczanej do regeneratora usuwa się więcej ditlenku węgla.

**Tablica 3**

**Wybrane parametry pracy Instalacji Pilotowej w 2013 r.**

Parametr	Wartość
Liczba kampanii badawczych	10
Liczba przeprowadzonych testów	118
Łączny czas pracy instalacji	550 godzin
Ilość usuniętego CO <sub>2</sub>	około 20 000 kg

**Podsumowanie**

W pracy przedstawiono wybrane modyfikacje technologiczne instalacji usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin, których celem jest usprawnienie tego procesu. Niestety wiele z opisanych wariantów zostało sprawdzonych tylko za pomocą badań modelowych. W celu weryfikacji przedstawionych rozwiązań, przeprowadzono badania doświadczalnie z wykorzystaniem Instalacji Pilotowej, która dzięki elastycznej strukturze technologicznej, umożliwia sprawdzenie wpływu wewnętrznej wymiany ciepła w regeneratorze i rozdzielonych strumieni na proces usuwania CO<sub>2</sub>.

Wyniki badań pokazują (Rys. 7), iż zastosowana rekuperacja ciepła w kolumnie desorpcyjnej przyczyniła się do lepszej regeneracji sorbentu – stopień karbonizacji roztworu aminy zregenerowanej zmniejszył się o 0,022 mol CO<sub>2</sub>/mol aminy. Roztwór lepiej zregenerowany wpłynął na poprawę sprawności usuniętego CO<sub>2</sub> o 7% i zmniejszenie zużycia energii o 2,6%, w stosunku do testu referencyjnego. Otrzymane wyniki okazały się zgodne z badaniami modelowymi.

Poprawę sprawności, a także zmniejszenie energii regeneracji, można dokonać dzięki modyfikacjom technologicznym instalacji oraz poprzez zastosowanie innego sorbentu. Złożona konstrukcja Instalacji Pilotowej umożliwiła przetestowanie licznych wariantów technologicznych procesu (m.in. wykorzystanie rekuperatorów ciepła w regeneratorze, rozdzielanie strumieni roztworu absorpcyjnego). Setki godzin pracy na instalacji pilotowej (Tab. 3) dowiodły skuteczności wybranej technologii w warunkach rzeczywistego obiektu przemysłowego.

Obecnie prowadzone są testy z użyciem nowych sorbentów, które oprócz wcześniej przebadanych konfiguracji technologicznych, również przyczynią się do zwiększenia skuteczności wychwytu CO<sub>2</sub>.

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 „zerowiskopowych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO<sub>2</sub> ze spalin.

**Literatura**

- The European Commission, Commission Decision of 3.11.2010. Bruksela, 2010.
- Dubois L., Thomas D.: Postcombustion CO<sub>2</sub> capture by chemical absorption: screening of aqueous amines(s)-based solvents. *Energy Procedia* **37**, 2013, 1648-1657.
- Wilk A., Więclaw-Solny L., Tatarczuk A., Śpiwak D., Krótki A.: Wpływ zmiany składu roztworu absorpcyjnego na efektywność procesu usuwania CO<sub>2</sub> z gazów spalinowych. *Przem. Chem.* 2013, **92**, 1, 120.
- Jayarathna S. A., Weerasooriya A., Dayarathna S., Eimer D. A., Melaen C., A.: *Densities and surface tensions of CO<sub>2</sub> loaded aqueous monoethanolamine solutions with r = (0.2 to 0.7) at T = (303.15 to 333.15) K.* *J. Chem. Eng. Data* 2013, **58**, 986-992.
- Einbu A., Ciftja A. F., Grimstedt A., Zakeri A., Svendsen H. F.: *Online analysis of ami-*

*ne concentration and CO<sub>2</sub> loading in MEA solutions by ATR-FTIR spectroscopy.* *Energy Procedia* **23**, 2012, 55-63.

- Stec M., Tatarczuk A., Wilk A.: *Modeling of CO<sub>2</sub> solubility in aqueous amine solutions using hybrid neural network.* *Power Engineering and Environment, Ostravice 2012, VŠB-TU Ostrava*, pp. 157-160.
- Śpiwak D., Krótki A., Tatarczuk A., Więclaw-Solny L., Wilk A.: *Badania procesu usuwania CO<sub>2</sub> za pomocą wieloskładnikowych sorbentów aminowych.* *Inżynieria i Aparatura Chemiczna*, 2014, **53**, 3, 182-184.
- Tatarczuk A., Więclaw-Solny L., Stec M., Krótki A., Zdeb J., Janikowski J.: *Mobile Pilot Plant for CO<sub>2</sub> capture from flue gases.* *Clean Coal Technologies, Thessaloniki, Greece*, 05/2013.
- Artanto Y., Jansen J., Pearson P., Puxty G., Cottrell A., Meuleman E., Feron P. M.: *Pilot-scale evaluation of AMP/PZ to capture CO<sub>2</sub> from flue gas of Australian brown coal-fired power station.* *Int. Journal of Greenhouse Gas Control* 2014, **20**, 189-195.
- Cousins A., Wardhaugh L. T., Feron P. M.: *Preliminary analysis of process flow sheet modifications for energy efficient CO<sub>2</sub> capture from flue gases using chemical absorption.* *Chem. Eng. Research and Design*, 2011, **89**, 1237-1251.
- Szczyński T., Tatarczuk A., Grudnik K.: *Optymalizacja procesu aminowego wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalin poprzez zmianę konfiguracji układu technologicznego.* *Przemysł Chemiczny* 2013, **92**, 1, 106-110.
- Cousins A., Wardhaugh L. T., Feron P. M.: *A survey of process flow sheet modifications for energy efficient CO<sub>2</sub> capture from flue gases using chemical absorption.* *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, **5**, 605-619.
- Le Moulllec Y., Kanniche M.: *Screening of flowsheet modifications for an efficient monoethanolamine (MEA) based post-combustion CO<sub>2</sub> capture.* *Int. Journal Greenhouse Gas Control*, 2011, **5**, 727-740.
- Shoeld M.: *Purification and separation of gaseous mixtures.* Patent No.US 1971798, The Koppers Co. 1934.
- Krótki A., Śpiwak D., Więclaw-Solny L., Spietz T., Tatarczuk A.: *Badanie procesu usuwania CO<sub>2</sub> metodą absorpcji aminowej w skali półtechnicznej.* *Inżynieria i Aparatura Chemiczna*, 2014, **53**, 4.
- Lajner R., Latkowska B.: *Potencjał badawczy instalacji technologicznych Centrum Czystych Technologii Węglowych (CCTW) w Zabrze.* *Przemysł Chemiczny* 2013, **92**, 215-221.
- Towler G.P., Shethna H.K., Cole B., Hajdik B.: *Improved absorber-stripper technology of gas sweetening to ultra-low H<sub>2</sub>S concentrations.* *Proceedings of the 76<sup>th</sup> GPA Annual Convention*, 1997, Tulsa, OK, 93-100.
- Oyekan B. A., Rochelle G. T.: *Alternative stripper configurations to minimize energy for CO<sub>2</sub> capture.* *Proceedings of the 8<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.* Trondheim, 2006, Norwegia.
- Tatarczuk A., Ściążko M., Stec M., Tokarski S.: *Zastosowanie absorpcji aminowej do usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin w skali pilotowej.* *Chemik* 2013, **67**, 407-414
- Tatarczuk A., Ściążko M., Stec M., Tokarski S., Janikowski J.: *Carbon capture, wiedzieć jak najwięcej – nasz wspólny cel.* *CHEMIK* 2013, **67**, 10, 897-902.
- Moser P., Schmidt S., Sieder G., Garcia H., Stoffregen T.: *Performance of MEA in a long-term test at the post-combustion capture pilot plant in Niederhausen.* *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, **5**, 620-627.

Dr inż. Lucyna WIĘCLAW-SOLNY ukończyła studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej (1998). Pracę doktorską pt.: "Otrzymywanie powłok katalitycznych na metalicznych podłożach" obroniła w 2004 r. Jest specjalistą w zakresie inżynierii chemicznej i procesowej. W Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu pełni funkcję zastępcy dyrektora Centrum Badań Procesowych.

Mgr inż. Adam TATARCZUK ukończył studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2002). Jest starszym specjalistą w Centrum Badań Procesowych Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla. Specjalność – inżynieria chemiczna i procesowa.

Mgr inż. Marcin STEC ukończył studia na Wydziale Automatyki, Elektroniki i Informatyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2003). Jest pracownikiem Centrum Badań Procesowych w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu. Specjalność – komputerowe systemy sterowania.

\*Mgr inż. Tomasz SPIETZ ukończył studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (inżynieria chemiczna i procesowa) (2012). Pracuje na stanowisku inżyniera w Centrum Badań Procesowych Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla.  
e-mail: tpietz@ichwp.zabrze.pl tel. 32 6216410

Mgr inż. Aleksander KRÓTKI ukończył studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2010). Obecnie pracuje na stanowisku Specjalisty inżynierijno – technicznego w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu. Specjalność – technologie usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin, aparatura przemysłu chemicznego i ochrony środowiska.