

# ***CO<sub>2</sub> amine absorption as an opportunity to reduce emissions from domestic coal-fired power plants*** **Absorpcja CO<sub>2</sub> w roztworach amin szansą obniżenia emisji krajowych elektrowni węglowych**

DOI: [dx.medra.org/10.12916/przemchem.2014.2241](http://dx.medra.org/10.12916/przemchem.2014.2241)

***A process for absorption of CO<sub>2</sub> in aq. solns. of NH<sub>2</sub>C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>OH (20 or 30% by mass) was developed and checked under lab. and semi-tech. scale conditions. The knowledge and experience about the process allowed to design and build the CO<sub>2</sub> capture mobile pilot plant. Some operational problems (corrosion, sepn. of residues) were also dissolved.***

**Przedstawiono najbardziej zaawansowaną pod względem technologicznym metodę absorpcji chemicznej CO<sub>2</sub> w procesach PCC (post combustion capture). Program badawczy w obszarze technologii CCS obejmujący kompleksowe badanie sorbentów aminowych oraz procesów absorpcji i desorpcji został zrealizowany w skali laboratoryjnej, półtechnicznej i pilotowej przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla we współpracy z Tauron Polska Energia SA i Tauron Wytwarzanie SA. Przedstawiono niektóre zagadnienia projektowe pierwszej w Polsce przewoźnej instalacji pilotowej aminowego usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin. Zaprezentowano wybrane problemy operacyjne i wstępne wyniki badań sprawności procesu i zapotrzebowania cieplnego procesu desorpcji.**

Celem realizowanego od maja 2010 r. strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii” jest opracowanie rozwiązań technologicznych,

których wdrożenie przyczyni się do osiągnięcia założeń pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20. Jednym z priorytetowych zadań programu jest opracowanie technologii dla wysokosprawnych zero-emisyjnych bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO<sub>2</sub> ze spalin. Obszar przyjęty do realizacji przez IChPW oraz Grupę Tauron, drugiego największego producenta energii elektrycznej w Polsce, obejmuje m.in. opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesu wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalin oraz znalezienie rozwiązań technologicznych ograniczających spadek sprawności bloków, wskutek integracji bloku z instalacją usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin.

Absorpcja chemiczna CO<sub>2</sub> w roztworze aminowym charakteryzuje się dojrzałością techniczną i w najbliższej perspektywie czasowej wydaje się być optymalnym rozwiązaniem w przypadku procesów usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin klasycznych bloków węglowych, z uwagi na właściwości spalin (stężenie CO<sub>2</sub> na poziomie 9–15% obj., ciśnienie spalin bliskie atmosferycznemu).

Prace prowadzone przez zespół IChPW obejmują kompleksowe badania sorbentów ciekłych<sup>1-5)</sup> (charakterystyka fizykochemicznych właściwości sorbentów, badania prężności par, pojemności sorpcyjnych, kinetyki absorpcji i gęstości dla różnych roztworów) oraz samego procesu absorpcji i desorpcji w skali laboratoryjnej i półtechnicznej (rys. 1). W latach 2010–2012 w IChPW uruchomiono stanowisko laboratoryjne usuwania CO<sub>2</sub> o natężeniu przepływu gazów na wejściu 5 Nm<sup>3</sup>/h oraz stanowisko usuwania CO<sub>2</sub> metodą absorpcji aminowej o natężeniu przepływu 100 Nm<sup>3</sup>/h, będące jednym z kluczowych elementów instalacji oddanego w 2012 r. Centrum Czystych Technologii Węglowych w części technologicznej w Zabrzu<sup>6)</sup>. Ponadto uzyskana wiedza i doświadczenie pozwoliły IChPW oraz partnerom przemysłowym z Grupy Tauron na podjęcie zadania budowy instalacji pilotowej i przeprowadzenie testów na rzeczywistym obiekcie energetycznym.

Mgr inż. Aleksander KRÓTKI – notkę biograficzną i fotografię Autora wydrukowaliśmy w nr 8/2014, str. 1362.

\* Autor do korespondencji:

Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, ul. Zamkowa 1, 44-803 Zabrze, tel.: (32) 621-64-17, fax: (32) 271-08-09, e-mail: [akrotki@ichpw.zabrze.pl](mailto:akrotki@ichpw.zabrze.pl)



Mgr inż. Adam TATARCZUK w roku 2002 ukończył studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Jest starszym specjalistą w Centrum Badań Procesowych Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla. Specjalność – technologie usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin, inżynieria chemiczna i procesowa.

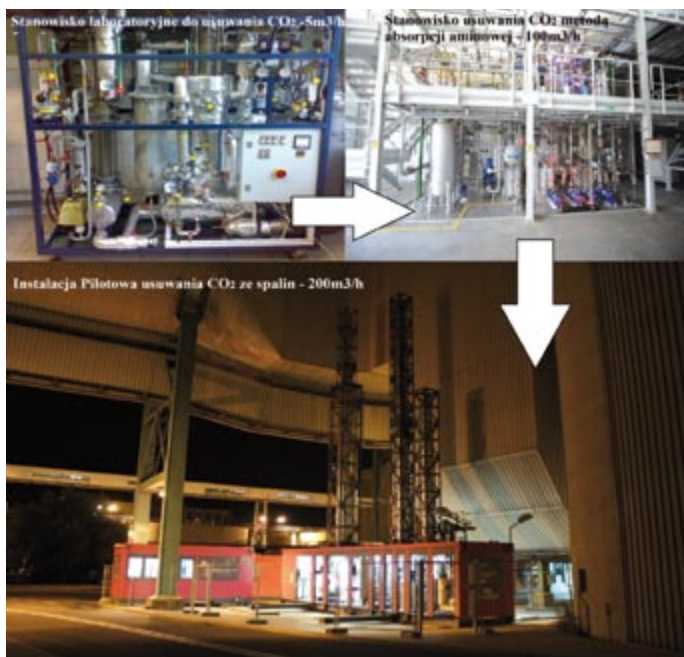


Fig. 1. IChPW carbon capture absorption plant (scale up scheme)

Rys. 1. Instalacje absorpcji aminowej w IChPW (powiększanie skali)

Skala instalacji pilotowej (pobór spalin 200 Nm<sup>3</sup>/h, zawierających 9–15% obj. CO<sub>2</sub>, z klasycznego bloku węglowego) pozwala na usunięcie CO<sub>2</sub> w ilości ok. 50 kg/h, co daje ok. 1,2 t wydzielanego CO<sub>2</sub> na dobę.

Najczęściej stosowanym roztworem w instalacjach aminowych jest wodny roztwór monoetanolaminy (MEA), charakteryzujący się wysoką reaktywnością, stabilnością, możliwością regeneracji i niską ceną. Wadą roztworu MEA jest duże ciepło absorpcji. Do rozerwania tworzącego się w reakcji chemicznej kompleksu MEA-CO<sub>2</sub> potrzebna jest duża ilość energii w procesie desorpcji. Roztwór MEA ma też wysoką prężność par, a ponadto ulega procesowi degradacji w wyniku reakcji z O<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub>. Zalecane bezpieczne stężenie SO<sub>2</sub> w strumieniu doprowadzanego gazu do instalacji to ok. 10 ppm, co stanowi dodatkowe wyzwanie, ponieważ obowiązujące limity emisji SO<sub>2</sub> w spalinach są znacznie wyższe. Zagadnienie to stanowi kolejny element optymalizacji i dostosowania technologii usuwania CO<sub>2</sub> do istniejących układów energetycznych.

W celu uniknięcia nadmiernej korozji elementów instalacji usuwania CO<sub>2</sub>, wynikającej

z zastosowania amin tworzących korozyjne środowisko, w procesie separacji CO<sub>2</sub> stosuje się roztwory wodne o stężeniu do 30% MEA. Z drugiej jednak strony, woda jest czynnikiem, który stawia dodatkowe wymagania w zakresie wydajności instalacji i zużycia energii. Dlatego wzrost stężenia amin wraz z zastosowaniem inhibitorów korozji, czy też stosowanie złożonych amin, stanowią podstawowe elementy licencji procesowych.

## Zagadnienia projektowe

Zaprojektowanie, wybudowanie i uruchomienie instalacji pilotowej aminowego usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin oprócz znajomości procesu absorpcji i desorpcji CO<sub>2</sub> wymagało od zespołu realizatorskiego również znajomości procesów oczyszczania (odpylanie, odsiarczenie) i schładzania gazów (*quenching*). Ponadto z uwagi na korozyjność spalin (kwaśne) i samego środowiska, w którym prowadzi się proces absorpcji CO<sub>2</sub> (zasadowe), budowa takiej instalacji i jej poszczególnych modułów wymaga zastosowania odpowiednich materiałów, szczególnie w miejscach narażonych na korozję<sup>7-9</sup>.

Na rys. 2 przedstawiono uproszczony schemat instalacji usuwania CO<sub>2</sub> metodą absorpcji chemicznej z zalecanymi materiałami do budowy poszczególnych elementów instalacji<sup>7)</sup>. Do najbardziej zagrożonych korozją elementów w module absorpcji CO<sub>2</sub> należą regenerator, wypar-

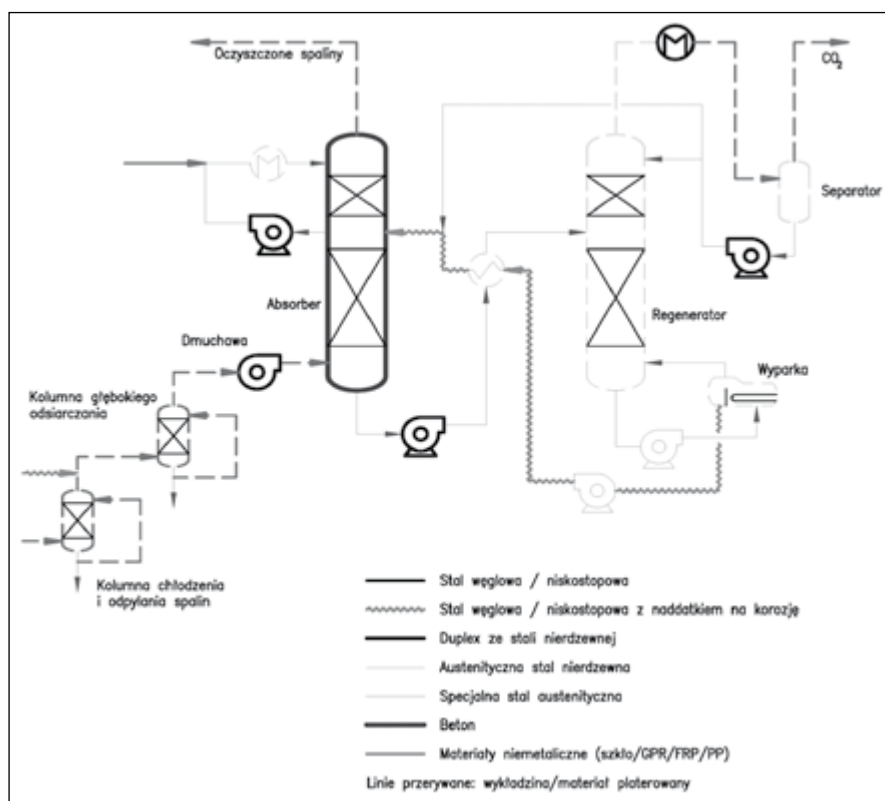


Fig. 2. Flow sheet of CO<sub>2</sub> absorption in amine solutions with recommended materials<sup>7)</sup>

Rys. 2. Schemat instalacji absorpcji chemicznej CO<sub>2</sub> w roztworze MEA wraz z zaznaczonymi zalecanymi materiałami wykonania elementów instalacji<sup>7)</sup>

Dr inż. Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY – notkę biograficzną i fotografię Autorki wydrukowaliśmy w nr 8/2014, str. 1363.

Mgr inż. Marcin STEC – notkę biograficzną i fotografię Autora wydrukowaliśmy w nr 8/2014, str. 1363.

Dr inż. Aleksander SOBOLEWSKI – notkę biograficzną i fotografię Autora drukujemy w bieżącym numerze na str. 2096.



Mgr inż. Stanisław TOKARSKI w roku 1983 ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obecnie pełni funkcję wiceprezesa zarządu ds. strategii i rozwoju TAURON Polska Energia SA. Specjalność – modele do ekonomicznych analiz skuteczności eliminacji CO<sub>2</sub> w produkcji energii elektrycznej w celu porównania kosztów eliminacji CO<sub>2</sub> różnymi metodami i dla różnych inwestycji.

ka regeneratora oraz rurociągi w węźle regeneracji sorbentu, w których znajduje się podgrzany do temp. ok. 120°C roztwór MEA i CO<sub>2</sub>. W elementach tych procesy korozyjne przyspieszane są poprzez oddziaływanie wysokiej temperatury, co potwierdzają wyniki badań<sup>8)</sup> zobrazowane na rys. 3. Elementy te wymagają zastosowania specjalistycznej stali odpornej na korozję, co znacznie podnosi koszty inwestycyjne.

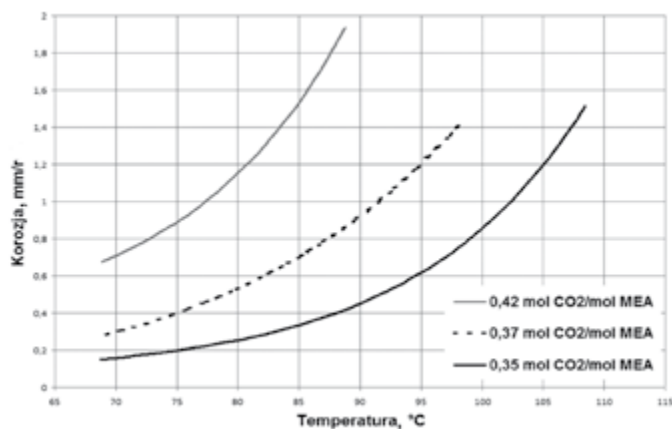


Fig. 3. The effect of temperature on corrosion rate at different loadings<sup>9)</sup>

Rys. 3. Zależność tempa korozji od temperatury oraz stopnia obciążenia sorbentu<sup>9)</sup>



Fig. 4. Corrosion of carbon capture plant elements

Rys. 4. Elementy instalacji absorpcji chemicznej z widocznymi oznakami korozji

Celem zmniejszenia tempa korozji instalacji i związanej z tym zjawiskiem degradacji sorbentu, w procesie stosowane są również inhibitory korozji oraz dodatki antyutleniające i wzmacniające ochronę antykorozyjną instalacji. Na rys. 4 przedstawiono elementy instalacji usuwania CO<sub>2</sub>, zbudowanej ze zwykłej stali kotłowej po 3 latach eksploatacji, z widocznymi oznakami korozji.

Innym problemem występującym w trakcie pracy takiej instalacji jest tworzenie się termicznie stabilnych soli będących produktem m.in. reakcji ubocznych MEA z SO<sub>2</sub> oraz wielkocząsteczkowych produktów degradacji sorbentu. W celu usunięcia termicznie stabilnych soli w układach przemysłowych (w sektorze chemicznym i petrochemicznym) stosuje się proces reclaimingu<sup>8)</sup>. Skutecznym rozwiązaniem dla usunięcia produktów degradacji sorbentu o charakterze żywic jest

zastosowanie układu filtrów, co pozwala na uniknięcie problemu narastania produktów degradacji w instalacji, jak też zapobiega procesom pienienia w kolumnie absorpcyjnej. Jako wypełnienia filtrów roztworu używa się diatomitu lub granulowanego węgla aktywnego<sup>9)</sup>.

Kolejnym problemem występującym w instalacjach aminowych jest szybkość procesu absorpcji chemicznej. Projektując kolumnę absorpcyjną, należy tak dobrać wymiary kolumny, aby zapewnić wymagany czas kontaktu gaz-ciekły sorbent potrzebny do przeprowadzenia reakcji chemicznej. Kinetyka procesu wymaga intensyfikacji wymiany ciepła i masy w absorberze poprzez zastosowanie odpowiednich wypełnień w kolumnie, zapewniających jak największą powierzchnię kontaktu gaz-ciecz przy jak najmniejszych oporach przepływu przez wypełnienie. Zastosowanie wypełnienia kolumny absorpcyjnej wykazującego mały spadek ciśnienia pozwala obniżyć wydatek energetyczny całej instalacji poprzez optymalny dobór urządzenia doprowadzającego gaz lub spaliny<sup>10)</sup>.



Fig. 5. Column structure packing and filters (activated carbon)

Rys. 5. Elementy wypełnienia kolumny absorpcyjnej oraz wypełnienia filtrów węglem aktywnym

Na rys. 5 przedstawiono zastosowane w instalacji pilotowej wypełnienie strukturalne Mellapak 750Y firmy Sulzer. Wysokość kolumny absorbera instalacji pilotowej wynosi 14 m, przy średnicy 0,3 m. Szacuje się<sup>7)</sup>, że dla obiektu pełnoskalowego wysokość absorbera osiągnie wartości 50 m, zaś średnica 15–20 m. Oznacza to, że dla uzyskania wysokiej sprawności procesu absorpcji należy zapewnić stosowny rozpył zarówno gazu, jak i cieczy na wypełnieniu kolumny. Wymaga to sprawnego układu dystrybucji i redystrybucji cieczy i gazu, a także zastosowania podziału wypełnienia kolumny na sekcje.

Rozwiązania te pozwalają uniknąć niepożądanych zjawisk, takich jak akumulacja cieczy na ściankach kolumny, które niekorzystnie wpływają na proces absorpcji i radykalnie obniżają sprawność procesu rozdzielania gazu. Na rys. 6 przedstawiono elementy instalacji pilotowej służące do dystrybucji gazu i cieczy w absorberze.

## Badania pilotowe procesu usuwania CO<sub>2</sub> ze spalin

Kluczowym etapem realizowanego przez zespół programu badawczego były testy technologiczne usuwania CO<sub>2</sub> z rzeczywistych spalin przemysłowych, prowadzone w instalacji pilotowej.

Kontenerowa zabudowa instalacji pilotowej (rys. 7), wyposażonej dodatkowo w moduły schładzania, odpylania i odsiarczania spalin, pozwala na jej przewożenie, umożliwiając prowadzenie badań usuwania CO<sub>2</sub> z zastosowaniem spalin pochodzących z różnych źródeł energetycznych. Przeprowadzone w latach 2013–2014 badania w obiektach Grupy Tauron, w Elektrowni Łaziska (kocioł pyłowy) i Elektrowni Jaworzno (kocioł fluidalny) pozwoliły ocenić możliwości sorpcyjne



Fig. 6. Gas and liquid distributors in the absorption column

Rys. 6. Elementy dystrybucji gazu i cieczy w kolumnie absorpcyjnej



Fig. 7. Carbon capture mobile pilot plant during tests at the Łaziska Power Plant in Łaziska Górne, Poland

Rys. 7. Widok instalacji pilotowej w obiekcie energetycznym „Elektrownia Łaziska”, Łaziska Górne

kilku z wytypowanych sorbentów, a także zoptymalizować proces usuwania CO<sub>2</sub>. Ponadto mnogość zaprojektowanych konfiguracji technologicznych oraz rozwiązań aparaturowych instalacji pilotowej stworzyła możliwości prowadzenia badań nad obniżeniem wydatku energetycznego na regenerację sorbentu, przy utrzymanej wysokiej sprawności procesu usuwania CO<sub>2</sub>. Zgodnie z wymaganiami stawianymi przez Komisję Europejską<sup>11, 12)</sup> sprawność instalacji usuwania CO<sub>2</sub> powinna przekraczać 85%.

W tabeli przedstawiono wybrane wyniki testów kampanii badawczych, prowadzonych w instalacji pilotowej w Elektrowni Łaziska z wykorzystaniem 20 i 30% mas. MEA (Brenntag Polska Sp. z o.o.) z dodatkiem środka antypieniowego, którym był Silpian W3 (Silikony Polskie Sp. z o.o.). Stosowanym roztworem w węźle odsiarczania spalin był roztwór wodny zawierający w swoim składzie węglan sodu (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) i wodorowęglan sodu (NaHCO<sub>3</sub>), dostarczone przez firmę Avantor Performance Materials.

Każda kampania badawcza trwała ok. 100 h nieprzerwanej pracy instalacji pilotowej. Kampanie podzielone były na testy, w których badano wpływ różnych parametrów procesowych na absorpcję CO<sub>2</sub> pod względem sprawności oraz energochłonności procesu (wydatek energetyczny).

Dla zadanych parametrów procesowych testy rejestrowano za pomocą systemu SCADA (*supervisory control and data acquisition*). Testy uznawano za wartościowe po osiągnięciu co najmniej jednogodzinnego stanu ustalonego kluczowych parametrów procesowych. Podczas wyboru stanu ustalonego szczególną uwagę zwracano, by fluktuacje stężenia CO<sub>2</sub> w spalinach doprowadzanych do instalacji, nie przekraczały 10% wartości rejestrowanej. Dla wybranego stanu usta-

Table. Pilot plant test results summary at Łaziska Power Plant (Poland)

Tabela. Zestawienie wyników testów prowadzonych w instalacji pilotowej w Elektrowni Łaziska

Nr testu	Zawartość MEA, % mas.	Zawartość CO <sub>2</sub> w spalinach, % obj.	Sprawność usuwania CO <sub>2</sub> , %	Wydatek energetyczny netto procesu desorpcji CO <sub>2</sub> , MJ/kg <sub>CO2</sub>
1	20	9,0	99	5,70
2	20	10,5	91	4,85
3	20	9,6	94	4,88
4	20	9,3	85	4,82
5	20	9,4	96	5,25
6	20	9,4	99	5,33
7	30	8,1	97	5,32
8	30	10,4	91	3,99
9	30	9,9	93	4,50
10	30	12,4	86	3,80

lonego parametrów dokonano obliczeń bilansowych po stronie gazu i cieczy. Energochłonność procesu desorpcji CO<sub>2</sub> obliczano, bazując na ilości energii elektrycznej zasilającej wyparkę kolumny regeneracyjnej i masy usuniętego CO<sub>2</sub> ze spalin. W obliczeniach uwzględniono straty ciepłe do otoczenia.

Otrzymane wyniki badań pilotowych (tabela) potwierdzają możliwość uzyskania wysokich sprawności usuwania CO<sub>2</sub> przy zapotrzebowaniu energetycznym procesu na poziomie innych oferowanych technologii (Kerr-McGee/ABB Lummus, Econamine FG), mieszczących się w zakresie 4,2–6,5 MJ/kg CO<sub>2</sub><sup>13)</sup>.

W kolejnym etapie realizacji strategicznego programu badawczego opracowana zostanie koncepcja instalacji demonstracyjnej o wydajności ditlenku węgla na poziomie 160 t/h, co odpowiada emisji CO<sub>2</sub> z bloku węglowego o mocy 250 MW.

### Wybrane problemy operacyjne

Ze względu na prototypowy charakter i wielowariantowy układ technologiczny przewoźnej instalacji pilotowej, zarówno na etapie rozruchów, jak i podczas prowadzenia badań, zespół badawczy był zmuszony sprostać kilku problemom operacyjnym, aby zapewnić prawidłową pracę instalacji.

Jednym z problemów była stabilność pracy dmuchawy spalin kierowanych do modułu głębokiego odsiarczania, pozwalającego obniżyć stężenie SO<sub>2</sub> w spalinach. Zła praca dmuchawy (ciśnienie, przepływ) znajdującej się w ciągu technologicznym za skruberm schładzającym i odpylającym spalinę spowodowana była korozją elementów metalowych stopnia sprężania dmuchawy (rys. 8). Bezpośrednią przyczyną skorodowania elementów sprężających dmuchawy było niedostateczne odkroplenie nasyconego strumienia spalin w skruberze.

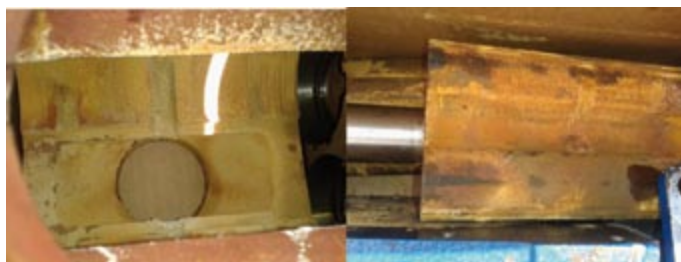


Fig. 8. Corroded compression blower back cover (left) and rotor (right)

Rys. 8. Widok skorodowanej obudowy (po lewej) i wirnika (po prawej) stopnia sprężania dmuchawy

Zaproponowano rozwiązanie poprawy skuteczności odemglania, obejmujące zastosowanie dodatkowego odemglacza o mniejszej średnicy i mniejszym oczku zastosowanej siatki typu *mesh*. Dodatkowy odemglacz poprawił usuwanie kropel o mniejszej średnicy. Podniesiono również część odemglającą skrubera o 250 mm, co pozwoliło wyeliminować negatywne zjawisko zalewania siatki demistera. Dmuchawę wyremontowano i zastosowano specjalną powłokę antykorozyjną obudowy oraz wirników stopnia sprężania (rys. 9). Po zastosowaniu tych rozwiązań problem niestabilności pracy dmuchawy w dalszych pracach badawczych już nie wystąpił.



Fig. 9. Blower rotor (left) and compression module (right) after repairs

**Rys. 9. Widok wirników (po lewej) i stopnia sprężania (po prawej) dmuchawy spalin po remoncie**

W czasie prowadzenia badań zaobserwowano również znaczne zmiany stężenia  $\text{CO}_2$  w strumieniu spalin doprowadzanych do instalacji (rys. 10 i 11). Część zmian stężenia  $\text{CO}_2$  zależna była od sposobu prowadzenia bloku i miała charakter chwilowy, przez kilka minut sięgała 1,5% (rys. 10). Fluktuacje te powodowały głównie utrudnienia operacyjne przy realizacji programu badań i jednoznacznie wskazały na potrzebę stosowania analizatorów spalin pracujących w trybie *on line*, aby na bieżąco oceniać przydatność pozyskiwanych danych. Pozostałe zmiany miały charakter długo-

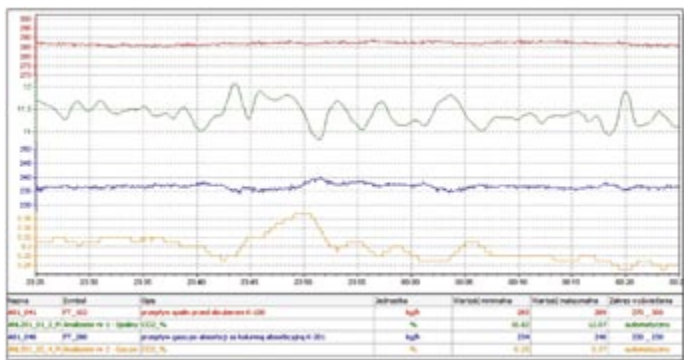


Fig. 10.  $\text{CO}_2$  concentration fluctuations in flue gas and cleaned pilot plant stream (1h)

**Rys. 10. Trendy przedstawiające zmienność stężenia  $\text{CO}_2$  w strumieniu spalin doprowadzanych i oczyszczonych w instalacji pilotowej przez 1 h**



Fig. 11.  $\text{CO}_2$  concentration fluctuations in the pilot plant flue gases (several hours)

**Rys. 11. Trendy przedstawiające zmienność stężenia  $\text{CO}_2$  w strumieniu spalin doprowadzanych do instalacji pilotowej przez kilkanaście godzin**

terminowy i były spowodowane głównie zmianą obciążenia pracy bloku, zmiany te sięgały czasem nawet do 3%, zwłaszcza w cyklu dobowym dzień-noc (rys. 11).

Fluktuacje stężenia  $\text{CO}_2$  w strumieniu spalin istotnie utrudniały długofalowe planowanie cyklu badań, jak i wpływały na kontynuację już rozpoczętych serii testów. Zjawisko ujawniło potrzebę opracowania specjalnych procedur reagowania na zmienne parametry spalin wlotowych, w celu minimalizowania kosztów operacyjnych, co może mieć istotne znaczenie dla instalacji pełnoskalowych, gdzie wydatek energetyczny na wychwyty  $\text{CO}_2$  ma istotny wpływ na obniżenie sprawności całego bloku.

## Podsumowanie

Projektowanie, budowa, uruchomienie i eksploatacja instalacji usuwania  $\text{CO}_2$  metodą absorpcji chemicznej w skali energetyki zawodowej wymaga interdyscyplinarnej wiedzy z zakresu inżynierii chemicznej i materiałowej oraz technologii chemicznej, bowiem wiąże się z kompleksowymi rozwiązaniami wynikającymi z rodzaju zastosowanego sorbentu (aminy) i układu procesowego instalacji. W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia związane z projektowaniem i eksploatacją instalacji pilotowej.

W przypadku integracji instalacji usuwania  $\text{CO}_2$  z blokami energetycznymi o mocy 500–1000 MW, możliwość przewidzenia problemów związanych z pracą układu i umiejętność zapobiegania im wystąpieniu już na etapie projektowania znacznie poprawia warunki eksploatacji obiektu, jak również obniża koszty procesu separacji  $\text{CO}_2$  ze strumienia spalin.

Przeprowadzone przez zespół IChPW badania pilotowe absorpcji chemicznej w roztworze amin (ponad 1400 h pracy instalacji) potwierdziły możliwość jej zastosowania w procesach usuwania  $\text{CO}_2$  ze spalin bloków węglowych, a otrzymane wyniki są zbliżone do wyników oferowanych komercyjnie technologii usuwania składników kwaśnych z gazów procesowych.

Grupa Tauron dzięki udziałowi w projekcie badawczym uzyskała wiele narzędzi pozwalających ocenić przydatność oraz skuteczność technologii aminowego usuwania  $\text{CO}_2$  ze spalin i oszacować ryzyko jej wdrożenia we własnych jednostkach.

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  $\text{CO}_2$  ze spalin.

Otrzymano: 17-10-2014

## LITERATURA

1. A. Wilk, L. Więclaw-Solny, A. Tatarczuk, D. Śpiewak, A. Krótki, *Przem. Chem.* 2013, **92**, 120.
2. M. Stec, A. Tatarczuk, D. Śpiewak, A. Wilk, *J. Sol. Chem.* 2014, **43**, 959.
3. A. Krótki, L. Więclaw-Solny, A. Tatarczuk, A. Wilk, D. Śpiewak, *Arch. Spal.* 2012, **12**, 195.
4. A. Krótki, D. Śpiewak, L. Więclaw-Solny, A. Wilk, A. Tatarczuk, *Inż. Ap. Chem.* 2014, **53**, 23.
5. A. Krótki, D. Śpiewak, L. Więclaw-Solny, T. Spietz, A. Tatarczuk, *Inż. Ap. Chem.* 2014, **53**, 265.
6. R. Lajnert, B. Latkowska, *Przem. Chem.* 2013, **92**, 215.
7. M.A. Billingham, C.-H. Lee, L. Smith, M. Haines, S.R. James, B.K.W. Goh, K. Dvorak, L. Robinson, C.J. Davis, D. Peralta-Solorio, *Energy Procedia* 2011, **4**, 2020.
8. A.L. Kohl, *Gas purification*, Gulf Professional Publishing, 1997.
9. M.S. Islam, B.S. Yousoff, B.S. Ali, M.N. Islam, M.H. Chakrabarti, *Int. J. Phys. Sci.* 2011, **6**, 5883.
10. A. Krótki, D. Śpiewak, M. Stec, L. Więclaw-Solny, A. Wilk, *Przem. Chem.* 2014, **93**, 1362.
11. The European Commission, Directive 2003/87/EC, 2003.
12. The European Commission, Commission Decision of 3.11.2010.
13. D. Bailey, P. Feron, *Oil Gas Sci. Technol.* 2005, **60**, 3, 461.