POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL
2014 ✧ Tom 17 ✧ Zeszyt 3 ✧ 393–404
ISSN 1429-6675

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

# Doświadczenia operacyjne instalacji aminowego usuwania $CO_2$ ze spalin – od skali laboratoryjnej do pilotowej

STRESZCZENIE. Polityka klimatyczna UE ukierunkowana jest na obniżenie emisji szkodliwych związków do środowiska. W przypadku sektora energetycznego, od lat kładzie się duży nacisk na obniżenie emisji tlenków siarki SOx, tlenków azotu NOx, pyłów oraz $CO_2$. W związku z wprowadzeniem systemu handlu emisjami $CO_2$, coraz większego znaczenia nabierają technologie obniżające emisje gazów cieplarnianych, w tym technologie wychwytu i składowania $CO_2$ (CCS – *Carbon Capture and Sequestration*). W artykule przedstawiono postęp prac nad procesem usuwania $CO_2$ ze spalin bloków węglowych, realizowanych w ramach Strategicznego Programu Badawczego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem $CO_2$ ze spalin". Przedstawiono doświadczenia zespołu realizującego badania procesu wychwytu $CO_2$ na instalacjach w skali laboratoryjnej, półtechnicznej i pilotowej. Zaprezentowano wyniki testów procesu wychwytu $CO_2$ ze spalin z zastosowaniem instalacji pilotowej aminowego usuwania $CO_2$ o wydajności 1 t $CO_2$/d. W ramach realizowanych badań pilotowych prowadzonych w Elektrowni Łaziska w 2013 r., wykonano ponad 80 testów, w ramach których udało się wydzielić 20 ton dwutlenku węgla ze spalin kotłowych. Przeanalizowano wpływ innowacyjnych rozwiązań konstrukcyjnych instalacji pilotowej. Potwierdzono wysoką sprawność procesu wychwytu $CO_2$ z zastosowaniem absorpcji chemicznej w roztworze MEA przekraczającą 90% oraz możliwość obniżenia zużycia ciepła w procesie regeneracji sorbentu poprzez integrację cieplną obiegów w obszarze instalacji wychwytu $CO_2$.

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

SŁOWA KLUCZOWE: emisja $CO_2$, usuwanie $CO_2$, CCS – *Carbon Capture and Storage*, monoetanoloamina-MEA, Strategiczny Program Badawczy

# Wprowadzenie

Polityka klimatyczna UE od lat ukierunkowana jest na obniżenie emisji szkodliwych związków do środowiska. Wyrazem dotychczasowych dążeń są m.in. dokumenty wchodzące w skład tzw. Pakietu klimatycznego, dyrektywy UE (np. Dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego tzw LCP (*Large Combustion Plants*), Dyrektywa 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych tzw. IED (*Industrial Emissions Directive*)), czy szeroko omawiany dokument w postaci tzw Road Map to 2050 (Bednorz 2013). Zaostrzające się wymagania środowiskowe wymagają podjęcia odpowiednich modyfikacji bloków wytwórczych i związane z tym inwestycje oraz koszty operacyjne znajdują odzwierciedlenie w kosztach wytwarzania, a te przekładają się na wzrost cen energii i ciepła dla odbiorców indywidualnych i przemysłowych. Wspomniany wzrost cen ma niestety negatywny wpływ na gospodarkę krajową, kondycję firm, w szczególności sektorów najbardziej energochłonnych (Swora i in. 2014). Dla sektora energetycznego, spalanie węgla pociąga za sobą konieczność ponoszenia opłat środowiskowych, związanych z poziomem emisji $SO_2$, $NO_2$, CO, $CO_2$ i składowania odpadów. Dla zaprezentowanych w opracowaniu (Grudziński 2013) wyników obliczeń dla węgla o średnich parametrach (22/22/08) struktura kosztów środowiskowych (nie wliczając kosztów emisji $CO_2$) przedstawia się następująco: 45,4% (koszty emisji $SO_2$), 42,7% (koszty emisji pyłów i składowania odpadów), 11,9% (emisja NOx, CO).

Zgodnie z szacunkami autora (Grudziński 2013), przyjmując cenę uprawnień do emisji $CO_2$ na poziomie 7–15 EUR/t $CO_2$, koszt opłat związanych tylko z emisją $CO_2$ wyniesie w granicach 8–18 zł/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej (przy założeniu emisji na poziomie 0,94 t$CO_2$/MWh i kursie 1 EUR = 4,2 zł). W tym miejscu należy również zaznaczyć, że średni wskaźnik emisji $CO_2$ w przeliczeniu na 1 MWh wyprodukowanej energii w Polsce, wynoszący około 0,7 t $CO_2$/MWh (dla krajowej struktury paliwowej zasilających bloki energetyczne) należy do jednych z wyższych w UE, gdyż dla Francji współczynnik ten wynosi zaledwie 0,09 t $CO_2$/MWh , a dla krajów UE 27 osiąga wartość 0,36 t $CO_2$/MWh (Boba i in. 2012).

W tabeli 1 przedstawiono szacunek kosztów jednostkowych usuwania zanieczyszczeń ze spalin w zależności od stężenia danego składnika (Wilcox 2012). Z tabeli wynika jednoznacznie, że koszty jednostkowe usunięcia kilograma danej substancji rosną ze spadkiem jego stężenia w oczyszczanym gazie. Koszt jednostkowy usunięcia $CO_2$ ze spalin jest najniższy (najwyższym kosztem jednostkowym usunięcia charakteryzuje się rtęć). Niestety ostatecznie koszt usunięcia $CO_2$ ze względu na ilości masowe tego składnika w spalinach są najwyższe, stąd będą w znaczący sposób rzutować na składową cenę – opłat środowiskowych, ceny energii elektrycznej i ciepła produkowanych z węgla.

W związku z niekorzystnymi uwarunkowaniami energetyki węglowej, w krajowym sektorze energetycznym w ostatnich latach zaobserwować można istotne zmiany, dążące do zmiany

TABELA 1. Zależność kosztów usuwania składników w zależności o ich stężenia w spalinach

TABLE 1. Relationship between separation cost and concentration of different species in the flue gas

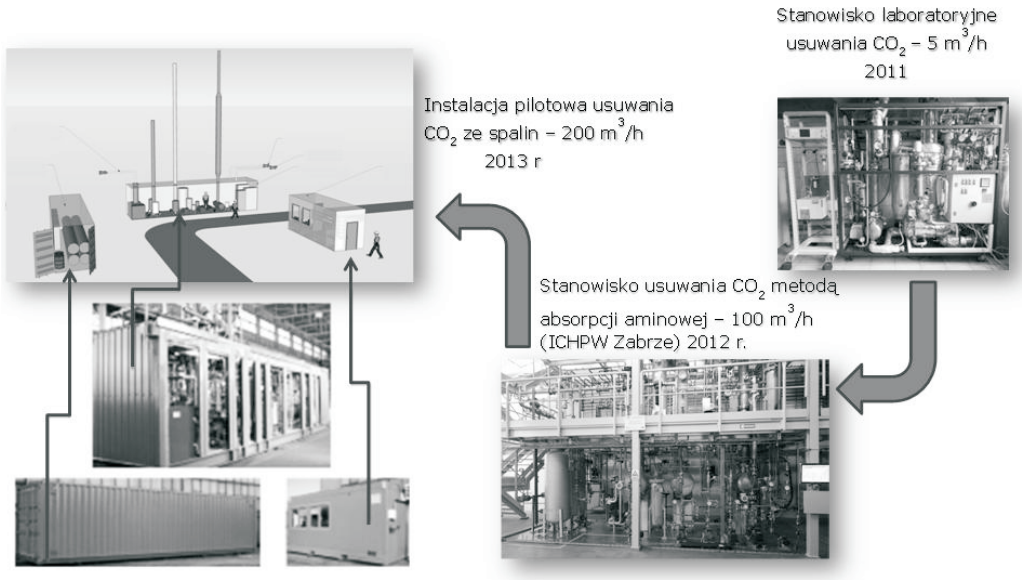
| Proces | Cena jednostkowa [$/kg] | Stężenie (udział obj.) | Emisja [kg/d] | Koszt [1000s $/d] |
|---|---|---|---|---|
| $CO_2$-PCC | 0,045 | 0,121 | $8,59 \cdot 10^6$ | 392 |
| $CO_2$-NGCC | 0,059 | 0,0373 | $3,01 \cdot 10^6$ | 178 |
| $SO_x$ (MS) | 0,66 | 0,00127 | $8,94 \cdot 10^4$ | 59,6 |
| $SO_x$ (LS) | 2,1 | 0,000399(399 ppm) | $2,32 \cdot 10^4$ | 50,4 |
| $NO_x$ | 1,1 | 0,000387(387 ppm) | $1,11 \cdot 10^4$ | 12,5 |
| Hg | 22 000 | $5 \cdot 10^{-9}$ (5 ppb) | 0,951 | 21,6 |

udziału poszczególnych źródeł, tzw. mix energetyczny (Szczerbowski 2013; Paska i Surma 2013; Malko i Lis 2014; Koszyński i in. 2013). Podobnie jak w całej UE obserwujemy wzrost udziału produkcji energii z odnawialnych źródeł, tzw. OZE. W 2012 roku w UE uruchomiono 44,6 GW nowych źródeł wytwórczych, z czego 70% stanowiły źródła odnawialne, w Polsce w tym czasie zainstalowano około 1300 MW opartych na OZE (Paska i Surma 2013). Pod koniec 2012 roku, moc zainstalowanych elektrowni krajowych wynosiła 38046 MW, z czego 30721 MW stanowiły elektrownie i elektrociepłownie zawodowe (Strategia... 2014). Około 4700 MW (Paska i Surma 2013) pochodzące z OZE (biomasa, wiatr, woda, biogaz) stanowiło 11% udział w produkcji energii elektrycznej w kraju. Zgodnie z (Strategia.. 2014), w 2012 r udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosił odpowiednio 50,6% i 33,5%. W tym samym dokumencie pada również stwierdzenie, że krajowa energetyka będzie oparta na węglu w okresie obejmującym strategię, tzn. do roku 2020, gwarantując bezpieczeństwo energetyczne. Zgodnie z przyjętym scenariuszem w 2030, w strukturze produkcji energii udział elektrowni systemowych zasilanych węglem wyniesie około 49% (spadek z 77% w 2010 r.), udział energii produkowanej z OZE wyniesie 19%; zakłada się również 12% udział energii generowanej w elektrowniach jądrowych (Strategia... 2014). Osiągnięcie wskazanych wartości tzw. „mixu" energetycznego w 2050 roku (oznaczającego podział produkcji i konsumpcji energii wedle jej nośników lub sposobów wytwarzania (Bukowski i Śniegocki 2011)), wymaga wielkich zmian krajowego sektora energetycznego, konieczność modernizacji istniejących bloków i inwestycji w nowe moce wytwórcze. Strategicznego znaczenia dla energetyki węglowej nabierają technologie czystego węgla, w tym również technologie CCS – *Carbon Capture and Sequestration*, pozwalające na znaczną obniżkę emisji $CO_2$ na MWh wytworzonej energii.

# 1. Badania procesu wychwytu $CO_2$ metodą absorpcji chemicznej w roztworach amin

Zadanie 1 – Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem $CO_2$ ze spalin, Strategicznego Programu Badawczego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" obejmuje badania procesu wychwytu $CO_2$ ze spalin bloków węglowych. W Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu od lat rozwija się procesy wychwytu $CO_2$ na drodze absorpcji chemicznej w roztworach amin, które mogą w najbliższej przyszłości znaleźć zastosowanie w klasycznych blokach węglowych energetyki zawodowej. Do tej pory brak jest jednak doświadczeń z pracy takich układów w dużych blokach węglowych, a w Europie największa instalacja wychwytu $CO_2$ w technologii mycia aminowego o wydajności 280 t $CO_2$/d, znajduje się w Mongstad (Technology Center Mongstad) w Norwegii i ma charakter badawczy.

W ramach realizowanego Programu strategicznego wybudowano i uruchomiono trzy instalacje usuwania $CO_2$ ze spalin. Pierwszą instalację w skali laboratoryjnej uruchomiono w 2011 roku, drugą – w skali półtechnicznej uruchomiono w 2012 roku, a pilotową instalację aminowego usuwania $CO_2$ uruchomiono wiosną 2013 r. (rys. 1). Szczegóły dotyczące konstrukcji instalacji zostały opisane już wcześniej na łamach niniejszego czasopisma (Więcław-Solny 2013; Wilk 2013), natomiast rodzaje badań prowadzonych przez zespół opisano również w (Tatarczuk i in. 2013; Wilk i in. 2013; Więcław-Solny i in. 2012).

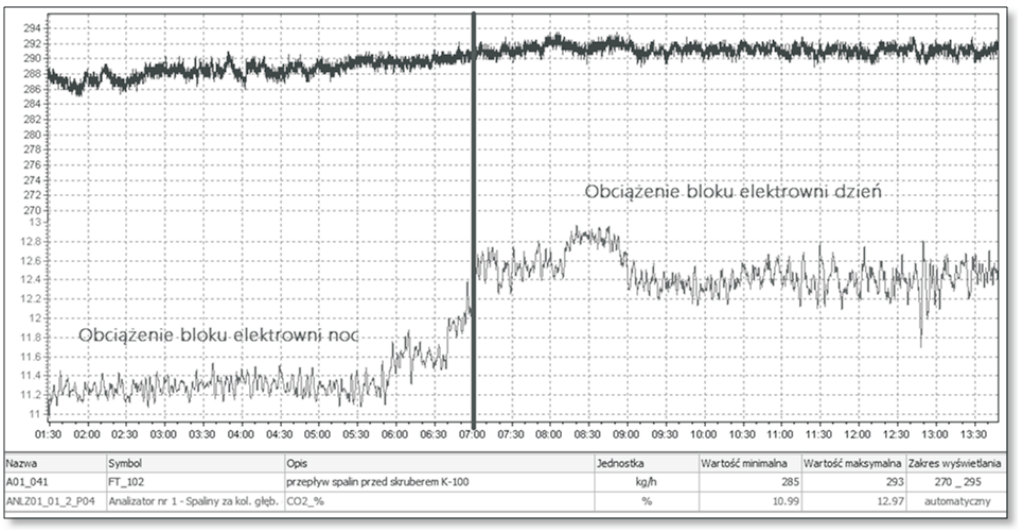



Rys. 1. Schemat powiększania skali instalacji aminowego usuwania $CO_2$ w ramach badań prowadzonych w Programie Strategicznym

Fig 1. Scale-up of $CO_2$ Capture Plant during Strategic Programme

Dotychczasowe doświadczenia zespołu badawczego w obszarze technologii wychwytu $CO_2$ pozwalają na określenie optymalnych warunków pracy każdej z instalacji dla różnych stężeń $CO_2$ w spalinach wlotowych do instalacji i różnych obciążeń kolumny absorpcyjnej – dobór ilości cieczy zraszającej w zależności od parametrów gazu na wlocie do instalacji. Praca w obszarze optymalnych obciążeń kolumny skutkuje zmniejszeniem nakładów energetycznych w procesie regeneracji sorbentu i wysoką sprawnością procesu wychwytu $CO_2$.

Badania wychwytu $CO_2$ ze spalin realizowane na instalacji pilotowej zasilanej rzeczywistymi spalinami w realnym czasie pracy bloku węglowego pokazały, jak dużą elastycznością powinny się charakteryzować instalacje wychwytu dwutlenku węgla, z uwagi na zmiany składu spalin kierowanych do instalacji. Zmienność składu spalin jest rzeczą normalną i wynika z warunków pracy kotła, stąd można zauważyć istotne zmiany składu spalin pomiędzy systemem pracy nocnej i dziennej (rys. 2). Na rysunku 3 widać, że stężenie $CO_2$ w spalinach kierowanych do instalacji pilotowej dla przedstawionych testów zmieniało się w zakresie 8,14–12,67%. Ważnym jest, aby zespół operatorów instalacji umiał odpowiednio zareagować na zmianę składu spalin, dobierając tak natężenia przepływu cieczy i mocy dostarczanej do regeneratora, aby zapewnić wysoki stopień wychwytu i optymalne zużycie ciepła w procesie regeneracji sorbentu.

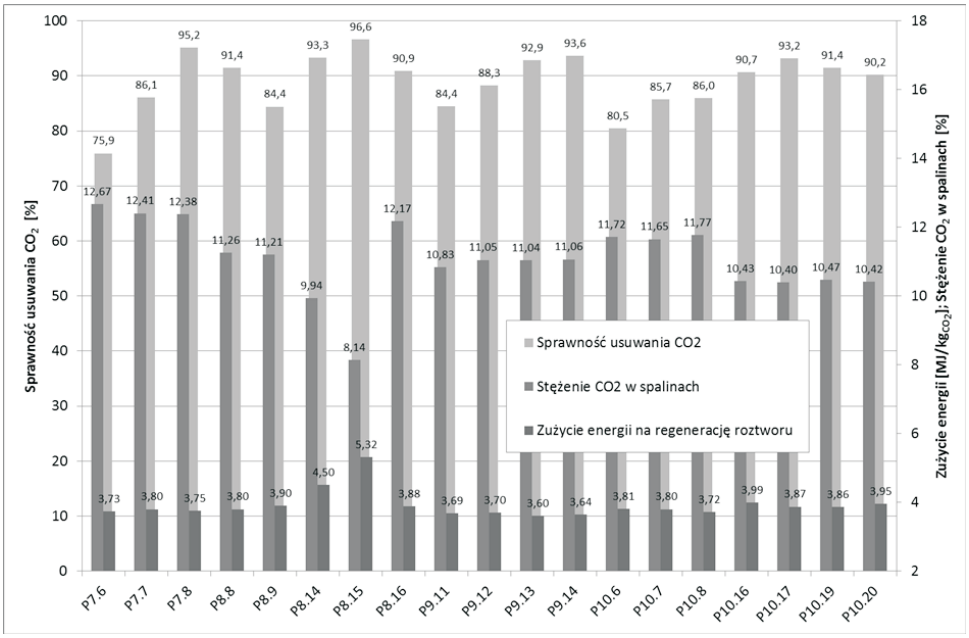



| Nazwa | Symbol | Opis | Jednostka | Wartość minimalna | Wartość maksymalna | Zakres wyświetlania |
|---|---|---|---|---|---|---|
| A01_041 | FT_102 | przepływ spalin przed skruberem K-100 | kg/h | 285 | 293 | 270 _ 295 |
| ANL201_01_2_P04 | Analizator nr 1 - Spaliny za kol. głęb. | CO2_% | % | 10.99 | 12.97 | automatyczny |

Rys. 2. Zmienność $CO_2$ w strumieniu spalin doprowadzanych do Instalacji Pilotowej podczas kilkunastu godzin trwania testów

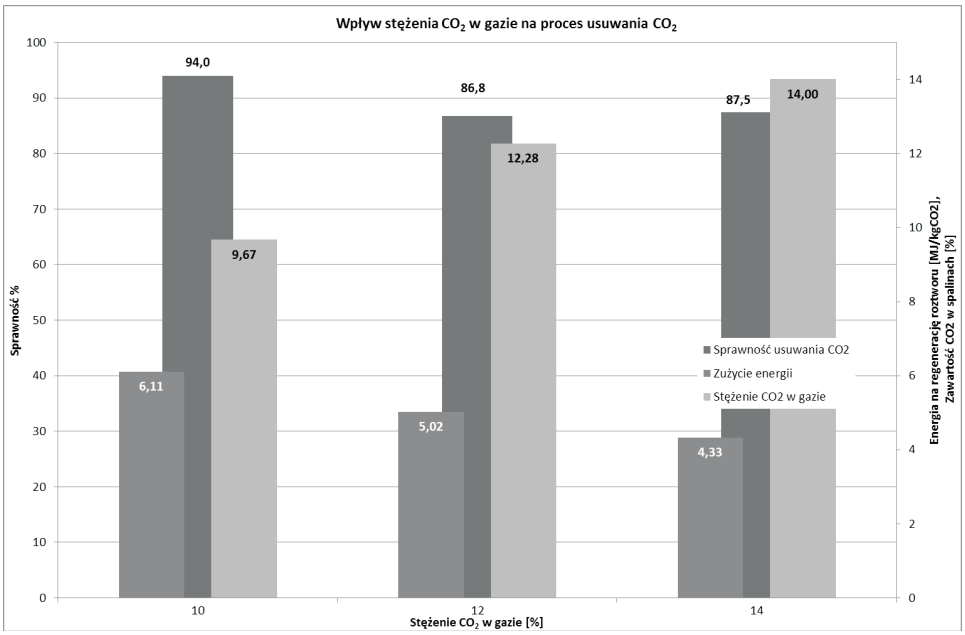
Fig. 2. Fluctuation of the of $CO_2$ concentration in the flue gas fed to the Pilot Plant during tests

Na rysunku 4 przedstawiono zależność zapotrzebowania cieplnego procesu regeneracji sorbentu w zależności od stężenia $CO_2$ w spalinach dla określonego stałego obciążenia kolumny L/G. Wraz ze wzrostem stężenia $CO_2$ w gazie wyraźnie maleje zużycie energii, ponieważ rośnie ilość absorbowanego $CO_2$, a zużycie energii odnosi się wprost do masy usuniętego dwutlenku węgla. Pogarsza się natomiast sprawność procesu, ponieważ dla tych samych warunków pracy




Rys. 3. Zestawienie zbiorcze najważniejszych parametrów procesowych dla wybranych testów badawczych instalacji pilotowej

Fig. 3. Summary of the most important parameters of process performance data for the selected tests of Pilot Plant




Rys. 4. Wpływ stężenia $CO_2$ w mieszaninie gazowej na proces usuwania $CO_2$

Fig. 4. The influence of the $CO_2$ concentration in the flue gas on $CO_2$ capture process

kolumny w mieszaninie gazowej zwiększa się ilość $CO_2$, która musi zostać zaabsorbowana w roztworze.

Ważnym jest aby zespół operatorów instalacji umiał odpowiednio zareagować na zmianę składu spalin, dobierając tak natężenia przepływu cieczy i mocy dostarczanej do regeneratora, aby zapewnić wysoki stopień wychwytu i optymalne zużycie ciepła w procesie regeneracji.

Na rysunku 5 przedstawiono pozytywny efekt optymalizacji cieplnej procesu wychwytu $CO_2$ ze spalin w instalacji pilotowej. Okazuje się, że dla MEA charakteryzującej się zużyciem ciepła w klasycznym układzie absorpcji–desorpcji na poziomie 4 MJ/kg $CO_2$, w zaproponowanym w instalacji pilotowej układzie z rekuperacją ciepła osiągnięto wartość 3,6 MJ/kg wychwyconego dwutlenku węgla – rys. 1 test P9.13. Aktualnie prowadzone testy instalacji pilotowej w elektrowni Jaworzno z zastosowaniem innych sorbentów niż MEA, pozwalają na dalsze obniżenie zapotrzebowania cieplnego procesu desorpcji.




Rys. 5. Wpływ rekuperatorów na skuteczność procesu wychwytu $CO_2$ w instalacji pilotowej

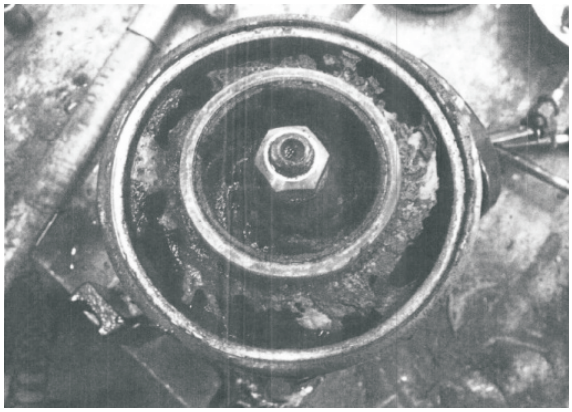
Fig. 5. $CO_2$ capture efficiency of the Pilot Plant without or with heat recovery reign (recuperation)

## 2. Problemy operacyjne instalacji wychwytu $CO_2$ ze spalin

W trakcie pracy instalacji wychwytu na drodze chemisorpcji w roztworach amin stwierdzono kilka ważnych zagadnień, na które należy szczególnie zwrócić uwagę w trakcie projektowania takich instalacji i ich pracy. Do zagadnień tych należy przede wszystkim dobór

odpowiednich materiałów zastosowanych w instalacji. Problemy z korozją instalacji absorpcji $CO_2$ odnotowano już w skali laboratoryjnej, stąd instalacje w skali półtechnicznej i pilotowej zostały wybudowane z wysokogatunkowej stali kwasoodpornej. Niestety, w przypadku oprzyrządowania instalacji wykonanych ze zwykłej stali, nastąpiły procesy korozji.

Stwierdzono awarię pompy obiegowej kolumny głębokiego odsiarczania. Po rewizji pompy zdiagnozowano korozję członów wirnika (rys. 6). Przyczyną powstałej korozji elementów wewnętrznych pompy było niskie pH podczas jej użytkowania na etapie rozruchu technologicznego – zawarty w spalinach dwutlenek siarki, rozpuszczając się w wodzie, tworzy kwas siarkowy, który przyspiesza korozję. Dodatkowym elementem przyspieszającym korozję był fakt, że pompa była jedynym elementem obiegu kwaśnego roztworu, której materiał był mniej szlachetny od pozostałych (żeliwo), co doprowadziło do przyspieszonej korozji galwanicznej.

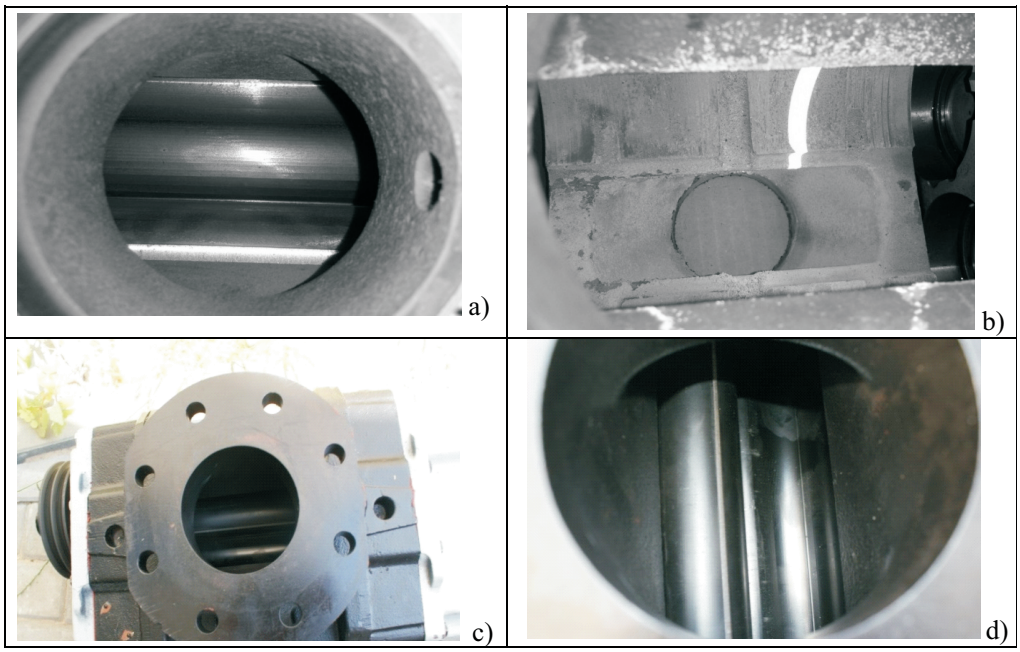


Rys. 6. Widok skorodowanej pompy instalacji pilotowej

Fig. 6. View of the corroded pump – Pilot Plant

W czasie badań powstały problemy ze stabilnością pracy dmuchawy spalin kierowanych do modułu głębokiego odsiarczania. Niestabilność pracy dmuchawy, znajdującej się w ciągu technologicznym za skruberem spalin (skruber ten ma za zadanie schłodzenie i odpylenie spalin kierowanych do procesu głębokiego odsiarczania i dalej do absorbera $CO_2$), spowodowana była korozją elementów metalowych stopnia sprężania dmuchawy. Bezpośrednią przyczyną skorodowania elementów sprężających dmuchawy było niedostateczne odkroplenie nasyconego strumienia spalin w skruberze.

Po przeprowadzonej analizie problemu zaproponowano rozwiązanie poprawy skuteczności odemglania, obejmujące zastosowanie dodatkowego demistera o mniejszej średnicy i mniejszym oczku zastosowanej siatki typu „mesh", a także podniesienia części odemglającej skrubera o 250 mm. Dodatkowy demister poprawił odemglanie kropel o mniejszej średnicy, podniesienie części odemglającej skrubera natomiast pozwoliło na zredukowanie negatywnego zjawiska zalewania siatki demistera lustrem cieczy obiegowej, występujące szczególnie podczas zatrzymania / uruchomienia obiegu wody skrubera. Dmuchawę wyremontowano i zastosowano specjalne malowanie antykorozyjne obudowy oraz wirników stopnia sprężania, co ma zapobiec występowaniu podobnych problemów w trakcie dalszych prac badawczych.




Rys. 7. Widok obudowy wirnika I stopnia sprężania dmuchawy instalacji pilotowej
a) przed zamontowaniem na obiekcie, b) skorodowanej obudowy dmuchawy na skutek pracy na rzeczywistych spalinach kotłowych, c) i d) elementy dmuchawy po remoncie

Fig. 7. View of the rotor cover and the compression blowers of the Pilot Plant:
a) at beginning of the work, b) corroded blower cover of the impact, c) and d) elements of the blower after repairs

## Podsumowanie

Realizacja prac w obszarze wychwytu $CO_2$ ze spalin w ramach Strategicznego Programu Badawczego ma bardzo duże znaczenie dla krajowego sektora energetycznego opartego na spalaniu paliw kopalnych. Szczególnie ważne, z punktu widzenia technicznych i technologicznych aspektów procesu usuwania dwutlenku węgla ze spalin, jest pozyskanie doświadczeń eksploatacyjnych w warunkach jak najbardziej zbliżonych do pracy rzeczywistych bloków energetycznych. Współpraca z Partnerami przemysłowymi – Tauron Polska Energia S.A. i Tauron Wytwarzanie S.A., którzy sfinansowali budowę instalacji pilotowej, umożliwiła realizację testów instalacji pilotowej współpracującej z komercyjnym blokiem węglowym w czasie rzeczywistym. Wykonane w latach 2010–2013 badania pozwalają już na stwierdzenie technicznej możliwości wychwytu $CO_2$ ze spalin bloków węglowych. Uzyskano znaczne obniżenie zapotrzebowania cieplnego w procesie regeneracji poprzez zastosowanie rekuperacji ciepła i tak dla MEA uzyskano spadek zapotrzebowania cieplnego z poziomu 4 MJ/kg $CO_2$ do 3,6 MJ/kg $CO_2$. Aktualnie prowadzone badania z zastosowaniem nowych sorbentów, innych niż MEA, wskazują na dalszą możliwość obniżenia zapotrzebowania cieplnego procesu, które

odpowiada za około 50–60% kosztów operacyjnych instalacji wychwytu $CO_2$. Zgodnie z (Folger 2014) badania nad zaawansowanymi roztworami amin (*Advenced Amine Blends*) znajdują się na etapie badań pilotowych i wymagają dalszych zaawansowanych prac, aby stwierdzić technologiczną i komercyjną dojrzałość technologii z ich zastosowaniem.

Zaistniałe w trakcie badań problemy techniczne i eksploatacyjne potwierdziły fakt, jak bardzo ważny jest właściwy dobór materiałów i oprzyrządowania instalacji, szczególnie na odcinkach gdzie mamy do czynienia z zasiarczonymi spalinami i możliwością wystąpienia wzmożonej korozji.

Współpraca instalacji pilotowej z rzeczywistym blokiem węglowym potwierdziła konieczność elastycznej pracy instalacji wychwytu $CO_2$, adekwatnie do warunków pracy kotła – fluktuacje składu spalin.

Otwarta pozostaje kwestia ekonomicznych kosztów zastosowania tej technologii w procesach obniżenia emisji dwutlenku węgla z instalacji energetyki zawodowej, ponieważ dotychczasowe obliczenia kosztów oparte są na wielu założeniach oraz wynikach badań w skali dużo mniejszej niż wymaga tego sektor energetyki. Aby stwierdzić, że technologie CCS są w pełni gotowe do implementacji w sektorze elektroenergetycznym, muszą być sprawdzone i potwierdzone możliwości transportu i bezpiecznego składowania wydzielonego $CO_2$ ze spalin kotłowych, które aktualnie również podlegają intensywnym badaniom (Panowski, Zarzycki 2013). Najważniejsze jednak z punktu widzenia socjologicznego jest uzyskanie akceptacji społecznej technologii CCS, jako skutecznego narzędzia obniżenia emisji $CO_2$ z sektora energetycznego (Tarkowski i in. 2014). Upowszechnianie wyników prac realizowanych w Strategicznym Programie Badań „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii", powinno również przyczynić się do pogłębienia wiedzy społeczeństwa na temat technologii CCS.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem $CO_2$ ze spalin.

## Literatura

[1] BEDNORZ, J. 2013. Wpływ „Energy Road Map 2050" na rozwój społeczno-gospodarczy Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 3, s. 115–128.

[2] BOBA, J., JURKA, T. i PASSIA, H. 2012. System handlu uprawnieniami do emisji jako narzędzie w walce z globalnym ociepleniem. *Prace Naukowe GIG Górnictwo i Środowisko* 42, s. 45–59.

[3] FOLGER, P. 2014. Carbon Capture and Sequestration: Research, Development, and Demonstration at the U.S. Department of Energy. CRS Report.

[4] GRUDZIŃSKI, Z. 2013. Koszty środowiskowe wynikające z użytkowania węgla kamiennego w energetyce zawodowej. Rocznik Ochrona Środowiska t. 15, s. 2249–2266.

[5] KOSZYŃSKI, P., KAMIŃSKI, J., MIROWSKI, T. i SZURLEJ, A. 2013. Rozwój energetyki przemysłowej w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 3, s. 35–46.

[6] MALKO, J. i LIS, R. 2014. Kluczowe problemy współczesnego sektora energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 1, s. 19–25.

[7] BUKOWSKI, M. i ŚNIEGOCKI, B. 2011. Mix energetyczny 2050 – Analiza scenariuszy dla Polski, Raport opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki.
[8] OLKUSKI, T. 2013. Analiza trendów wydobycia węgla energetycznego u czołowych producentów na świecie oraz w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 2, s. 53–65.
[9] PANOWSKI, M. i ZARZYCKI, R. 2013. Analiza procesowa przygotowania wyseparowanego ze spalin dwutlenku węgla do transportu i składowania. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, s. 2143–256.
[10] PASKA, J. i SURMA, T. 2013. Rozwój energetyki odnawialnej a gospodarka. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, s. 21–34.
[11] Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko perspektywa do 2020 r. Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2014.
[12] SWORA, M., MURAS, Z. i KAMIŃSKI, J. 2014. Prawno-ekonomiczne przesłanki wyodrębnienia przemysłu energochłonnego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 1, s. 53–68.
[13] SZCZERBOWSKI, R. 2013. Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, s. 35–47.
[14] TARKOWSKI, R., LUBOŃ, K. i TARKOWSKI, S. 2014 – Postrzeganie zmian klimatu oraz CCS – wyniki badań ankietowanej społeczności lokalnej na przykładzie okolic Tarnowa. *Polityka Energetycz- na – Energy Policy Journal* t. 17, z. 1, s. 85–98.
[15] TATARCZUK, A., ŚCIĄŻKO, M., STEC, M. i TOKARSKI, S. 2013. Zastosowanie absorpcji aminowej do usuwania $CO_2$ ze spalin w skali pilotowej. Chemik 67 (5), s. 407–414.
[16] WIĘCŁAW-SOLNY, L., TATARCZUK, A., KRÓTKI, A., WILK, A. i ŚPIEWAK, D. 2012. Dotrzymać kroku polityce energetyczno-klimatycznej UE – postęp badań procesów usuwania $CO_2$ ze spalin. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 4, s. 111–123.
[17] WIĘCŁAW-SOLNY, L., TATARCZUK, A., KRÓTKI, A. i STEC, M. 2013. Postęp prac w badaniach technologicznych aminowego usuwania $CO_2$ ze spalin. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, s. 229–241.
[18] WILCOX, J. 2012. Carbon Capture. Springer Science.
[19] WILK, A., WIĘCŁAW-SOLNY, L., TATARCZUK, A., ŚPIEWAK, D. i KRÓTKI, A. 2013. Wpływ zmiany składu roztworu absorpcyjnego na efektywność procesu usuwania $CO_2$ z gazów spalinowych. Przemysł Chemiczny 92 (1), s. 120–125.
[20] WILK, A., WIĘCŁAW-SOLNY, L., ŚPIEWAK, D. i SPIETZ, T. 2013. Badania laboratoryjne nad doborem optymalnych warunków pracy instalacji separacji $CO_2$ ze spalin o podwyższonej zawartości $CO_2$. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4, s. 217–227.
[21] WOŹNIAK, J. 2012. Wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję $CO_2$ na wzrost cen energii elektrycznej w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 4, s. 139–149.

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

# Operational experiences of different scale Carbon Capture plants

## Abstract

EU's climate policy is focused on the reduction of harmful emissions. The energy sector put a great emphasis on the reductionof emissions of sulfur oxides $SO_x$, nitrogen oxides $NO_x$, carbon monoxide CO, particulates and carbon dioxide $CO_2$. Mitigation of $CO_2$ emissions is the challenge of the power sector, because just under 80% of the electricity generated in Poland is powered by coal-fired power plants. Technologies reducing greenhouse gas emissions, including technologies, $CO_2$ capture and storage (CCS – Carbon Capture and Sequestration), are becoming increasingly important, according to the introduction of $CO_2$ emissions trading system – EU ETS. The Carbon Capture and Storage (CCS) technology is one of the key ways to reconcile the rising demand for fossil fuels, with the need to reduce $CO_2$ emissions. Globally CCS is likely to be a necessity in order to meet the Union's greenhouse gas reduction targets Post-combustion process like amine based chemical absorption $CO_2$ is ideally suitable for conventional power plants. There are still only a few facilities worldwide in which this technology is actively being practiced and the demonstration phase of CCS technology needs more activity – the biggest one in Europe have 280 t $CO_2$/d yield and is located in Mongstad in Norway.

This paper presents the progress of the $CO_2$ capture from the flue gas research implemented within the framework of the Strategic Research Programme " Advanced technologies for energy generation: Development of a technology for highly efficient zero-emission coal-fired power units with integrated $CO_2$ capture".

Some of the experience of the researchers performing $CO_2$ capture plants on a laboratory, semi-technical and pilot scale are presented. First pilot tests of $CO_2$ capture from coal- fired flue gas in Poland were carried out in cooperation with TAURON Polska Energia and Tauron Wytwarzanie, at Laziska Power Plant for six months of 2013 year. The Pilot Plant was connected to the hard coal-fired boiler. The plant is able to receive about 200 $m^3$/h of real flue gas that contains different types of pollutants such as $SO_x$, $NO_x$ and particles.

The Pilot Plant consists of flue gas pre-treatment unit – deep desulfurization, and $CO_2$ capture unit – consist of absorber and desorber columns. The Pilot Plant operates 24 h per day, 5 days per week. Because the $CO_2$ concentration in flue gas to be treated consequently fluctuates round the clock operation allows for extended evaluation of the solvent, and capture process efficiency on real work parameters of the boiler. Over 500 h, 81 tests and more than 20 t of separated $CO_2$ were achieved during the operation with 30 wt% MEA (monoethanolamine). The unique design of the Pilot Plant allowed for the evaluation of various process modifications. Process modifications such as split stream and heat recuperation had been evaluated with the plant. The effect of heat recovery – recuperation can easily be seen in Fig.5. Achieved efficiency of $CO_2$ separation was above 85% and the lowest noticed energy demand of sorbent regeneration was 3,6 MJ/kg $CO_2$ – for MEA as a sorbent, and heat recuperation evaluated – Fig. 3. Those power required for regeneration comprise the energy requirements of the process subsequently determining the operating and maintenance costs – about 50–60% of OPEX.

The main noticed operational problem of the $CO_2$ capture plants was corrosion of the some devices, that means how important is the right material choosing during plant designing stage.

KEY WORDS: $CO_2$ emission reduction $CO_2$, absorption, MEA – monoethanolamine, CCS – Carbon Capture and Sequestration, Strategic Research Programm