

Karol SZTEKLER\*, Wojciech KALAWA\*\*, Marcin PANOWSKI\*\*\*

## Analiza integracji jednostki separacji CO<sub>2</sub> z obiegiem cieplnym bloku energetycznego

**STRESZCZENIE.** Światowe tendencje w ochronie środowiska wskazują na konieczność ograniczenia emisji dwutlenku węgla, który wpływa na rozwój efektu cieplarnianego. Ponieważ podstawowym paliwem wykorzystywanym w energetyce zawodowej jest węgiel, sektor przemysłu jest największym emitorem CO<sub>2</sub>; zatem prace nad redukcją dwutlenku węgla w tej branży są w pełni uzasadnione.

W chwili obecnej adsorpcyjne technologie wychwytu CO<sub>2</sub> nie są jeszcze zastosowane w skali przemysłowej, tym samym nie posiadamy w pełni udokumentowanych informacji dotyczących ich wpływu na bloki energetyczne. Przy wykorzystaniu oprogramowania IPSEpro zamodelowano obieg referencyjny bloku o mocy 833MWe oraz układ separacji CO<sub>2</sub> ze spalin, który bazuje na metodach adsorpcyjnych. Analizowano technologię PTSA (*Pressure Temperature Swing Adsorption*) stanowiącą połączenie dwóch technologii separacji PSA (*Pressure Swing Adsorption*) i TSA (*Temperature Swing Adsorption*). Po opracowaniu układów zintegrowano jednostkę wychwytu dwutlenku węgla i innych urządzeń technologicznych z obiegiem parowo-wodnym elektrowni. Integracja w tym wypadku polega na jak najbardziej optymalnym rozmieszczeniu wszystkich urządzeń niezbędnych separacji i transportu CO<sub>2</sub>. Dane uzyskane z obliczeń modelowych pozwoliły na dokładną analizę wpływu układu separacji CO<sub>2</sub> oraz innych niezbędnych urządzeń potrzebnych do realizacji samego procesu wychwytu CO<sub>2</sub> i jego przygotowania do transportu w postaci ciekłej na moc bloku oraz sprawność obiegu. Przeprowadzona analiza pozwoliła na oszacowanie ilości dwutlenku

---

\* Dr inż., \*\* Mgr inż. – AGH Akademia Górniczo Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Katedra Maszyn Ciepłych i Przepływowych, Kraków; e-mail: sztekler@agh.edu.pl, kalawa@agh.edu.pl

\*\*\* Dr inż. – Politechnika Częstochowska, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Częstochowa; email: mpanowski@is.pcz.czest.pl

węgla, który nie zostanie wyemitowany do atmosfery, co niewątpliwie może zmniejszyć uciążliwość instalacji energetycznych dla środowiska.

SŁOWA KLUCZOWE: CO<sub>2</sub>, separacja, sekwestracja CO<sub>2</sub>, modelowanie

## Wprowadzenie

Gazy, które ograniczają wypromieniowanie ciepła emitowanego przez Ziemię, a w następstwie zwiększają temperaturę jej powierzchni, zwane są gazami cieplarnianymi GHG (*Green House Gases*). Należą do nich para wodna (H<sub>2</sub>O), dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>), podtlenek azotu (N<sub>2</sub>O), metan (CH<sub>4</sub>), ozon (O<sub>3</sub>), freony i halony. W tabeli 1 przedstawiono wpływ poszczególnych składników GHG na efekt cieplarniany (Szczygieł red. 2007).

TABELA 1. Wpływ poszczególnych gazów na efekt cieplarniany

TABLE 1. Impact of individual gases on the greenhouse effect

Składniki gazu cieplarnianego	Odpowiedzialność za efekt cieplarniany [%]
Para wodna H <sub>2</sub> O	36–66
Para wodna + chmury	66–85
Dwutlenek węgla CO <sub>2</sub>	9–26
Ozon O <sub>3</sub>	3–7
Metan CH <sub>4</sub>	4–9

Źródło: (Szczygieł red. 2007)

W wyniku spalania paliw kopalnych do atmosfery emitowane są znaczne ilości CO<sub>2</sub>, według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) emisja światowa dwutlenku węgla w 2012 roku wynosiła 31,6 miliardów ton co odpowiada wzrostowi emisji o 1,4% w porównaniu do roku 2011. Głównym paliwem wykorzystywanym w energetyce zawodowej jest węgiel, dlatego też ten sektor jest odpowiedzialny za ponad 30% światową emisję dwutlenku węgla, co pokazano na rysunku 1.

Przewiduje się, że w krajach rozwiniętych zużycie energii elektrycznej do roku 2020 wzrośnie trzykrotnie w porównaniu z rokiem 1970. Natomiast w krajach rozwijających się, gdzie liczba ludności może ulec podwojeniu do roku 2020 w odniesieniu do roku 1970, może nawet nastąpić 20-krotny wzrost zużycia energii elektrycznej (Czakiert i in. 2005). Aby sprostać temu rosnącemu zapotrzebowaniu poszukuje się coraz bardziej wysokich technologii produkcji energii elektrycznej. Jednakże według światowych prognoz długoterminowych to jednak węgiel jako paliwo kopalne ze względu na jego duże zasoby będzie miał największy udział w energetyce zawodowej, powodując tym samym zwiększony



Rys. 1. Źródła emisji gazów cieplarnianych  
 Źródło: (www.ziemianarozdrozu.pl)

Fig. 1. Sources of greenhouse gas emissions

wzrost emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. W Polsce około 90% energii elektrycznej pochodzi ze spalania paliw kopalnych, w tym 55% ze spalania węgla kamiennego oraz około 45% z węgla brunatnego (Dreszer i in. 2008). Rada Ministrów dnia 10 listopada 2009 r. przyjęła dokument „Polityka energetyczna Polski do roku 2030”, w którym stwierdza się, że aby zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne kraju należy wykorzystać węgiel jako główne paliwo dla elektroenergetyki (Ministerstwo... 2010). Prognozowane niskie limity emisyjne CO<sub>2</sub>, oraz coraz bardziej restrykcyjne prawodawstwo Komisji Europejskiej, mogą spowodować, że w przyszłości większość elektrowni w Polsce oraz w innych krajach będzie borykała się z problemem CO<sub>2</sub>. Dlatego, aby energia pozyskiwana z węgla była jak najmniej uciążliwa dla środowiska naturalnego, należy wdrażać technologie ograniczające emisję CO<sub>2</sub>.

## 1. Technologiczne możliwości zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery

Technologie, które mogą przyczynić się do ograniczanie emisji dwutlenku węgla do atmosfery ogólnie nazywane są *Carbon Dioxide Capture and Storage* (CCS) lub inaczej procesem separacji i sekwestracji CO<sub>2</sub>. Międzynarodowa Agencja Energetyki przepro-

wadziła rozpoznanie, mające na celu zbadanie wpływu technologii CCS na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>. I tak zastosowanie tej technologii pozwoli na redukcję emisji CO<sub>2</sub> na świecie o około 20–28% do roku 2050. Według prognozy w Unii Europejskiej z tytułu zastosowania CCS można się spodziewać w 2030 roku redukcji CO<sub>2</sub> na poziomie 160 Mt CO<sub>2</sub>, a w roku 2050 może ona wynieść 800–850 Mt CO<sub>2</sub> (Commission... 2008).

Technologie te są zatem na tyle obiecujące, że pozwolą na ograniczenie zmian klimatu wywołanych emisją dwutlenku węgla, wpływając jednocześnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz innych krajów, w których węgiel stanowi dominujące paliwo w produkcji energii elektrycznej.

**Badania nad wychwytywaniem CO<sub>2</sub> prowadzone są w następujących kierunkach:**

- ❖ *pre combustion* – separacja przed spalaniem paliw,
- ❖ *post combustion* – separacja po procesie spalania paliw,
- ❖ *oxy fuel combustion* – spalanie paliw w czystym tlenie.

Technologie separacji CO<sub>2</sub> po procesie spalania charakteryzują się tym, że dwutlenek węgla wychwytywany jest z gazów spalinowych. W tym przypadku paliwo nie musi być wstępnie przygotowywane (zgazowane), jak to miało miejsce w technologiach separacji CO<sub>2</sub> przed spalaniem, lecz jest spalane konwencjonalnie. Układy do separacji dwutlenku węgla po procesie spalania stanowią oddzielną jednostkę konstrukcyjną, która może być włączona do istniejących bloków energetycznych. W Polsce energetyka zawodowa oparta jest na już istniejących blokach energetycznych, dlatego wszelkie działania, które wpłyną na ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery mogą być oparte na technologiach *post combustion*. Wychwytywanie dwutlenku węgla po procesie spalania może być wykonane przy wykorzystaniu metod: adsorpcyjnych, absorpcyjnych, kriogenicznych, membranowych (Kotowicz i in. 2007). W niniejszej pracy rozważono technologie *pre combustion* oparte na metodach adsorpcyjnych. W metodach tych następuje pochłonięcie cząsteczek gazu na powierzchni i w porach adsorbentu, którym może być między innymi zeolit naturalny, zeolity syntezowane z popiołów lotnych pochodzących ze spalania węgla, węgiel aktywny i inne (Suchecki 2005; Ciciszwili i in. 1990). Wyróżniamy następujące metody wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalin, bazujące na procesach adsorpcyjnych (Chmielniak i in. 2010); adsorpcja zmiennociśnieniowa *Pressure Swing Adsorption* – PSA; adsorpcja zmiennotemperaturowa *Temperature Swing Adsorption* – TSA; połączenie adsorpcji zmiennociśnieniowej ze zmiennotemperaturową *Pressure Temperature Swing Adsorption* – PTSA; adsorpcja zmiennociśnieniowa gdzie desorpcja prowadzona jest w próżni *Vacuum Swing Adsorption* – VSA lub *Vacuum Pressure Swing Adsorption* – VPSA; adsorpcja z zastosowaniem niskonapięciowego prądu elektrycznego przepuszczanego przez złożę podczas realizacji desorpcji – ESA *Electrical Swing Adsorption* lub ETSA *Electrical Thermal Swing Adsorption*; szybka adsorpcja zmiennociśnieniowa *Rapid Pressure Swing Adsorption* – RPSA; ultraszybka adsorpcja zmiennociśnieniowa *Ultra Rapid Pressure Swing Adsorption* – URPSA. Wszystkie te metody bazują na zmieniającej się pojemności sorpcyjnej zeolitów względem CO<sub>2</sub> wraz ze zmianą ciśnienia i temperatury realizowanego procesu adsorpcji i desorpcji. W artykule rozważono wychwytywanie dwutlenku węgla ze spalin przy wykorzystaniu metody stanowiącej połączenie adsorpcji zmiennociśnieniowej ze zmiennotemperaturową *Pressure Temperature Swing Adsorption* – PTSA.

## 2. Opracowanie modeli symulacyjnych

Obecnie instalacje do wychwytu dwutlenku węgla, bazujące na procesach adsorpcyjnych, nie pracują w pełnej skali w układach rzeczywistych z blokiem energetycznym. Dlatego nie posiadamy w pełni udokumentowanych danych, które pozwoliłyby na ocenę ich wpływu na prace bloku energetycznego. Stosując program IPSEpro firmy SimTech możemy opracować model:

- ✧ obiegu bloku energetycznego,
- ✧ procesu wychwytu dwutlenku węgla, bazując na metodzie PTSA,
- ✧ całego układu technologicznego do separacji i sekwestracji CO<sub>2</sub>.

Oprogramowanie to pozwala na przeprowadzenie eksperymentów symulacyjnych mających na celu optymalne zintegrowanie (jak najmniejsza energochłonność) wszystkich urządzeń niezbędnych do realizacji CCS z blokiem energetycznym oraz określenie ich wpływu na moc bloku oraz sprawność obiegu. Uzyskane w ten sposób dane będą stanowiły pełne uzupełnienie do wyników prac realizowanych w skali laboratoryjnej i pilotażowej.

### 2.1. Obieg cieplny referencyjnego bloku energetycznego

Na podstawie danych zawartych w Projekcie budowlanym bloku energetycznego 833MW w BOT Elektrownia Bełchatów SA (Z-398 TOM 3 raport o oddziaływaniu na środowisko), wykonanym przez Energoprojekt Katowice S.A, opracowano model obiegu cieplnego bloku energetycznego zwany dalej obiegiem referencyjnym. Podstawowe parametry obiegu cieplnego referencyjnego przedstawiono w tabeli poniżej.

TABELA 2. Podstawowe parametry obiegu referencyjnego

TABLE 2. The basic parameters of the reference power cycle

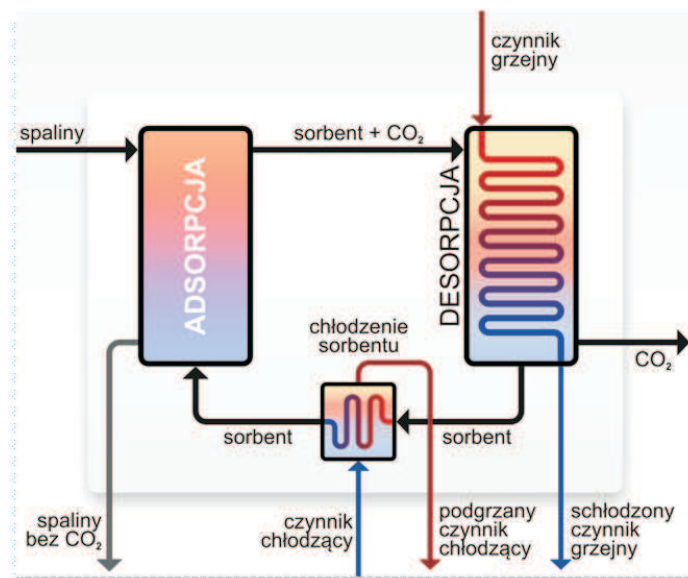
Moc elektryczna	833	MW
Ciśnienie pary świeżej	266	bar
Temperatura pary świeżej	554	°C
Strumień masy pary świeżej	625	kg/s
Sprawność obiegu referencyjnego	45,1	%
Masowy strumień spalin kotłowych	1016	kg/s
Masowy strumień CO <sub>2</sub>	189,6	kg/s

## 2.2. Model jednostki separacji PTSA

Oprogramowanie IPSEpro pozwala na budowanie modeli symulacyjnych układów energetycznych za pośrednictwem interfejsu graficznego. Budowa modelu polega na złożeniu układu z komponentów (modeli poszczególnych urządzeń zawartych w standardowej bibliotece programu) i określeniu połączeń między nimi. Model każdego z urządzeń składowych układu bloku energetycznego sformułowany jest w postaci równań bilansów strumieni masy i energii. W bibliotece programu IPSEpro nie ma układu odwzorowującego proces wychwytu CO<sub>2</sub> bazującego na metodach adsorpcyjnych (PTSA), dlatego też należało taki model opracować. Aby zaimplementować układ do wychwytu CO<sub>2</sub> metodą PTSA do programu należało przyjąć następujące założenia:

1. Przed wprowadzeniem spalin do układu wychwytu CO<sub>2</sub> muszą być one osuszone, pozbawione zanieczyszczeń gazowych (SO<sub>2</sub>,NO<sub>x</sub>) i stałych.
2. Ciepło wydzielone w procesie adsorpcji CO<sub>2</sub> jest pochłaniane przez sorbent i oczyszczone z CO<sub>2</sub> spaliny.
3. W procesie desorpcji ciepło doprowadzone przez czynnik grzewczy wykorzystywane jest do: podgrzania sorbentu z dużą zawartością CO<sub>2</sub>, podgrzania uwolnionego czystego CO<sub>2</sub>.
4. Do analiz wybrano sorbent 5A syntezowany z popiołów lotnych, którego charakterystyka jest znana, a w szczególności (Majchrzak-Kucęba 2001): entalpia właściwa sorbentu, chłonność sorpcyjna sorbentu względem CO<sub>2</sub>, ciepło adsorpcji i desorpcji.
5. Jednostka separacji CO<sub>2</sub> pracuje w stanie ustalonym.

Na rysunku 2 przedstawiono zasadę działania układu do wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalin.



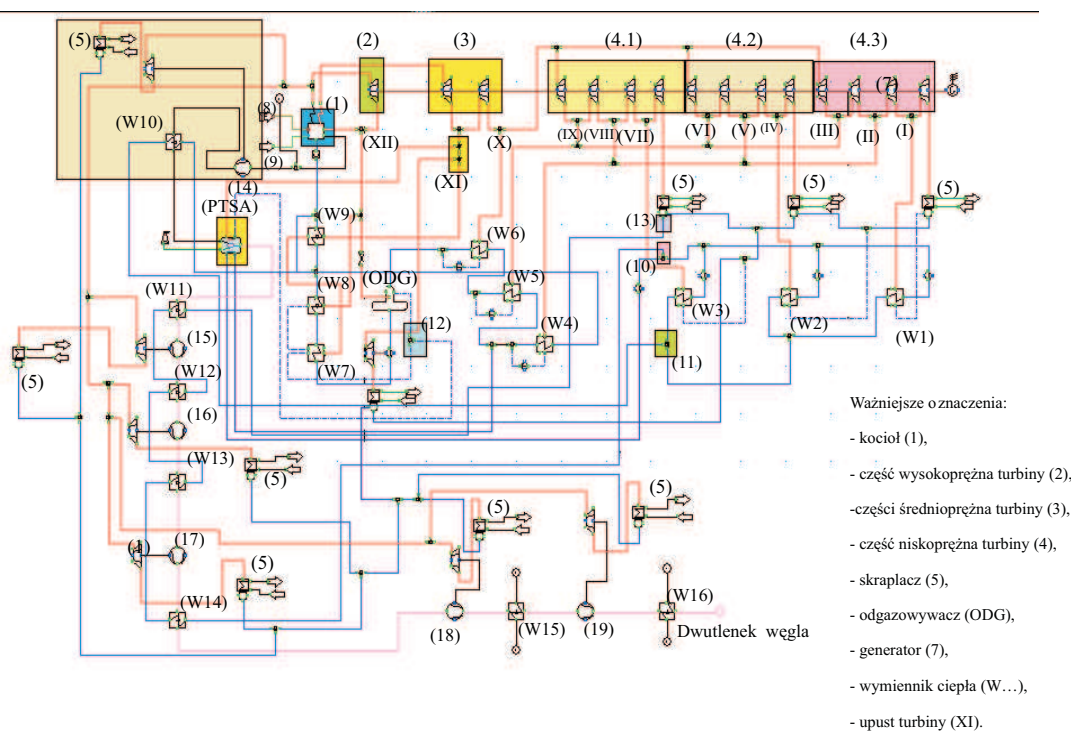
Rys. 2. Schemat działania jednostki separacji CO<sub>2</sub>

Fig. 2. Diagram of the CO<sub>2</sub> separation unit

Wychwył CO<sub>2</sub> ze spalin metodą PTSA składa się z dwóch etapów:

- ✧ adsorpcji, który jest realizowany przy wyższym ciśnieniu i niższej temperaturze w porównaniu do parametrów spalin wyprowadzonych z bloku energetycznego,
- ✧ desorpcji (regeneracji sorbentu), prowadzony przy niższym ciśnieniu i wyższej temperaturze w porównaniu do parametrów, jakie występują w procesie adsorpcji.

Proces wychwyłu przebiega zgodnie ze schematem przedstawionym na rysunku 3, gdzie spaliny (1) wprowadzone są do kolumny adsorpcyjnej i następuje proces pochłaniania dwutlenku węgla przez zeolit 5A; oczyszczone spaliny (2) wyprowadzone są z układu wychwyłu. Sorbent z pochłoniętym dwutlenkiem węgla (3) podlega procesowi desorpcji, a następnie czysty uwolniony gaz (4) wyprowadzony jest poza jednostkę celem przygotowania go do transportu w postaci ciekłej. Aby mógł być w pełni zrealizowany proces regeneracji sorbentu należy doprowadzić czynnik grzewczy w postaci pary pobieranej z upustu turbiny. Sorbent po procesie desorpcji ma bardzo wysoką temperaturę; aby można było go powtórnie wykorzystać w procesie (7) wychwyłu CO<sub>2</sub> należy go schłodzić do temperatury porównywalnej do temperatury procesu adsorpcji.



Rys. 3. Schemat obiegu referencyjnego ze zintegrowaną jednostką PTSA wraz z układem przygotowania CO<sub>2</sub> do postaci ciekłej

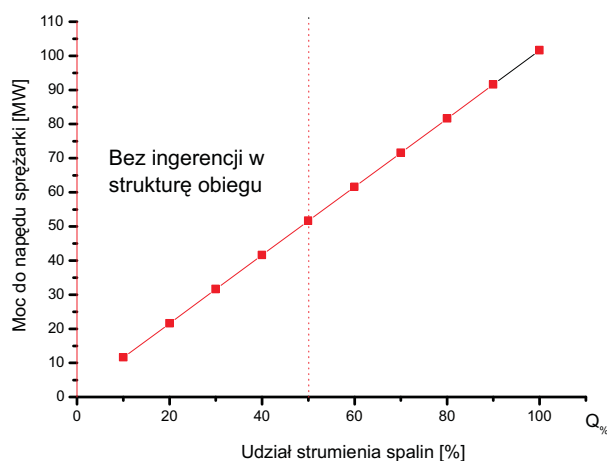
Fig. 3. Modeled a reference cycle with integrated PTSA unit including CO<sub>2</sub> preparation system to liquid form

### 3. Wyniki symulacji

Analiza integracji układu wychwytu CO<sub>2</sub> z obiegiem referencyjnym prowadzona była dla zeolitu 5A. Przyjęcie takiego sorbentu wynikało z wcześniej prowadzonych prac modelowych (Sztekler i in. 2009), gdzie na podstawie wyników analiz komputerowych określono, że adsorbent 5A ma największą pojemność sorpcyjną w porównaniu do zeolitów syntetycznych 4A, 13X, naturalnych (klinoptilolit, sodalit) oraz syntezywanego z popiołów lotnych Na-A. W poniższych rozważaniach przedstawiono szczegółowe wyniki z analizy integracji jednostki PTSA dla zeolitu 5A z uwzględnieniem wszystkich urządzeń niezbędnych do realizacji procesu wychwytu i składowania CO<sub>2</sub>. Na rysunku 3 przedstawiono schemat obiegu referencyjnego ze zintegrowaną jednostką PTSA wraz z układem przygotowania CO<sub>2</sub> do postaci ciekłej. Na podstawie badań modelowych ustalono optymalne parametry procesu adsorpcji  $p = 2,0$  bar, temperatura  $t = 110^{\circ}\text{C}$  dla desorpcji  $p = 0,15$  bar, temperatura regeneracji uzależniona jest od parametrów czynnika grzejjego jakim jest para w optymalnym zakresie jej parametrów  $p = 17$  bar,  $t = 205\text{--}550^{\circ}\text{C}$  dla zeolitu 5A.

#### 3.1. Sprężanie i schładzanie spalin przed wprowadzeniem do jednostki separacji

Przed wprowadzeniem spalin do układu wychwytu dwutlenku węgla należy podnieść ich ciśnienie z 1,1 bar (ciśnienie spalin wylotowych z bloku energetycznego) do optymalnego dla zeolitu 5A ciśnienia 2,0 bar. Do sprężania wykorzystana jest sprężarka (14) (rys. 4), która dla pełnego wychwytu CO<sub>2</sub> i dla całkowitego strumienia spalin musi być napędzana turbiną zasilaną parą świeżą o parametrach  $p = 266$  bar i  $t = 554^{\circ}\text{C}$ . Na rysunku 4



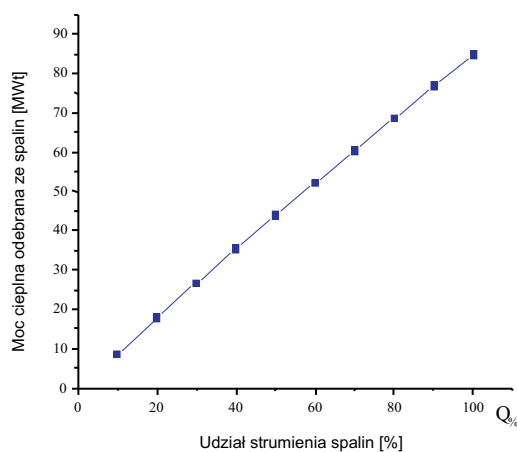
Rys. 4. Zapotrzebowanie na moc do sprężania spalin

Fig. 4. The demand for power to compress the exhaust gas



przedstawiono zapotrzebowanie na energię do podniesienia ciśnienia spalin w zależności od wielkości strumienia spalin kierowanych do układu wychwytu dwutlenku węgla.

Aby sprężyć nominalny (całkowity) strumień spalin  $\dot{Q}_{spal} = 1016 \text{ kg/s}$  (100% strumienia głównego) do ustalonego ciśnienia 2,0 bar, należy doprowadzić do napędu sprężarki około 110 MW mocy, natomiast dla 10% strumienia całkowitego zapotrzebowanie to wynosi tylko około 11 MW. Wraz ze zwiększaniem ciśnienia spalin z 1,1 bar obserwowany jest wzrost ich temperatury do wartości  $t = 185^\circ\text{C}$ . Ponieważ założona optymalna temperatura adsorpcji to  $110^\circ\text{C}$ , należy zatem schłodzić spaliny do tej temperatury przy wykorzystaniu wymiennika ciepła (W10). Na rysunku 5 przedstawiono dane dotyczące ilości mocy cieplnej odebranej spalinom podczas procesu chłodzenia w zależności od udziału strumienia spalin. Dla całkowitego strumienia spalin ilość ciepła odebrana spalinom wynosi około 84 MWt, natomiast dla 10% strumienia spalin moc cieplna przekazana czynnikowi chłodniczemu wynosi około 8,4 MWt. W tym przypadku czynnikiem chłodzącym spaliny w wymienniku (W10) jest kondensat o ciśnieniu  $p = 13 \text{ bar}$ , temperaturze  $t = 53^\circ\text{C}$  i strumieniu około 400 kg/s, pobierana z obiegu głównego (11) za wymiennikami (W1), (W2), (W3) (rys. 3). Po schłodzeniu spalin w wymienniku (W10), strumień wody o podwyższonej temperaturze zwracany jest do obiegu i wprowadzany do wymiennika (W4). Zastosowanie takiego rozwiązania – bez ingerencji w strukturę obiegu cieplnego – możliwe jest dla strumienia spalin spełniającego relację  $Q_{spal\%} \leq 50\%$ , dla których moc cieplna przekazana czynnikowi chłodniczemu jest mniejsza niż około 43 MWt (rys. 5). Dla strumienia spalin  $Q_{spal\%} \leq 50\%$  ich chłodzenie przy wykorzystaniu kondensatu wymagałoby całkowitego usunięcia układu wymienników (W4), (W5), (W6) i zastąpienie ich jednym wymiennikiem ciepła (W10). Jednakże w tym przypadku ingerencja w konstrukcję bloku jest zbyt radykalna i możliwa do realizacji jedynie w nowo projektowanych układach energetycznych. Aby proces separacji mógł być prowadzony dla strumienia spalin większego niż 50% strumienia nominalnego, należy do wymiennika (W10) doprowadzić zewnętrzny czynnik chłodniczy.



Rys. 5. Moc cieplna odebrana spalinom podczas ich chłodzenia

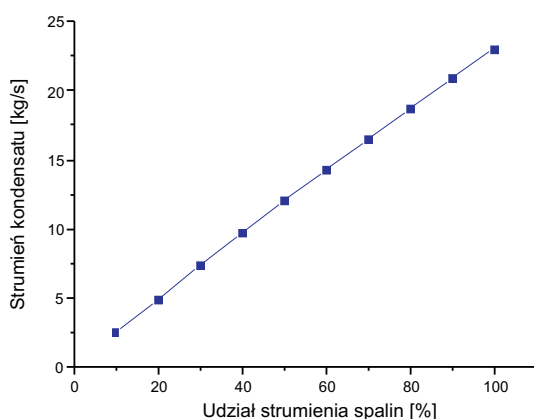
Fig. 5. Thermal power received during the cooling exhaust gases

### 3.2. Separacja dwutlenku węgla ze spalin w jednostce PTSA

Proces adsorpcji CO<sub>2</sub> prowadzony jest przy wykorzystaniu zeolitu 5A w optymalnych warunkach zdeterminowanych temperaturą i ciśnieniem spalin wprowadzonych do układu separacji. Po wyseparowaniu dwutlenku węgla ze spalin sorbent poddawany jest procesowi regeneracji, w trakcie którego otrzymywany jest czysty CO<sub>2</sub>. Do przeprowadzenia regeneracji sorbentu potrzebny jest czynnik grzejny, którym może być para upustowa. W rozważanym obiegu referencyjnym istnieje możliwość pobierania pary z 12 upustów turbiny (rys. 3). Para z upustu (XI) ( $p = 20$  bar  $t = 414^{\circ}\text{C}$ ) ma zbliżone wartości parametrów do ustalonych wcześniej wartości optymalnych dla zeolitu 5A, tzn. ciśnienie  $p = 17$  bar oraz temperatury w zakresie  $205\text{--}550^{\circ}\text{C}$ . Przyjęto zatem, że para będzie pobierana z upustu (XI) i wykorzystywana jako źródło energii do procesu regeneracji sorbentu 5A. Temperatura kondensacji, a tym samym temperatura desorpcji dla tych parametrów pary wynosi  $212^{\circ}\text{C}$ . Skropliny natomiast kierowane będą z powrotem do obiegu głównego jako strumień recykulacyjny do odgazowywacza (12) wraz ze skroplinami pochodzącymi z wymiennika regeneracyjnego wysokoprężnego (W7).

### 3.3. Chłodzenie sorbentu

Po procesie desorpcji sorbent posiada temperaturę około  $t = 207^{\circ}\text{C}$ ; aby mógł on być ponownie wykorzystany w procesie adsorpcji należy go schłodzić do temperatury bliskiej temperaturze adsorpcji ( $t = 110^{\circ}\text{C}$ ). Z przeprowadzonych analiz wynika, że najlepszym czynnikiem wykorzystywanym do procesu chłodzenia jest kondensat o ciśnieniu  $p = 13$  bar i temperaturze  $30^{\circ}\text{C}$  pobierany ze strumienia głównego wody obiegowej (10) za skraplaczami (5). Na rysunku 6 przedstawiono strumień kondensatu wykorzystywanego do chłodzenia sorbentu w zależności od strumienia spalin kierowanych do jednostki PTSA (przy 100% stopniu separacji).



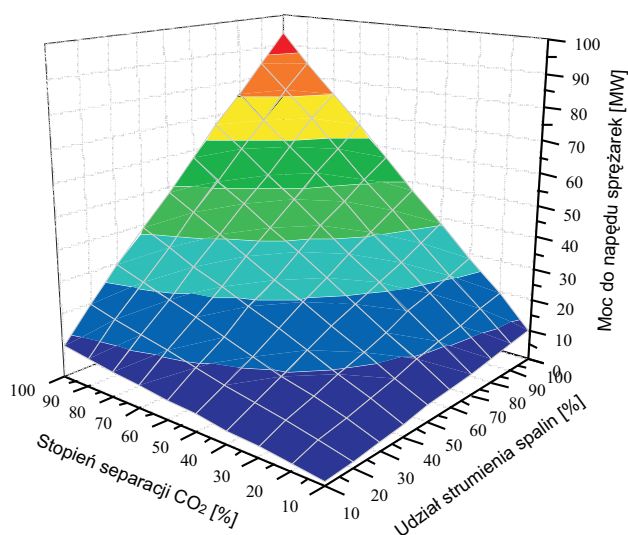
Rys. 6. Ilość kondensatu wykorzystywanego do chłodzenia sorbentu 5A w zależności od strumienia spalin

Fig. 6. Condensate used to cool the sorbent according 5A exhaust stream

Do schłodzenia sorbentu wykorzystywanego do adsorpcji całego  $\text{CO}_2$  z całkowitego strumienia spalin potrzebne jest około 24 kg/s strumienia kondensatu, natomiast dla 10% strumienia spalin ze strumienia głównego potrzeba około 2,4 kg/s strumienia skroplin. Po podgrzaniu do temperatury  $t = 88^\circ\text{C}$  woda wprowadzana jest ponownie do obiegu głównego pomiędzy wymiennikami ciepła (W4) i (W5).

### 3.4. Sprężanie i schładzanie $\text{CO}_2$

Uwolniony dwutlenek węgla z sorbentu po procesie regeneracji w stanie gazowym o temperaturze  $t = 207^\circ\text{C}$  i ciśnieniu  $p = 0,15$  bar wyprowadzany jest poza jednostkę PTSA. Jednakże, aby mógł on być wykorzystany w innych gałęziach przemysłu lub też magazynowany, należy go przetransportować do miejsca docelowego w stanie ciekłym. Odseparowany dwutlenek węgla może być przygotowywany do transportu poprzez sprężanie wielostopniowe (rys. 4) do 100 bar przy wykorzystaniu pięciu sprężarek napędzanych turbiną zasilaną parą świeżą (15), (16), (17), (18), (19). Przed pierwszym stopniem sprężania (15) dwutlenek węgla o temperaturze  $207^\circ\text{C}$  (temperatura  $\text{CO}_2$  opuszczającego jednostkę wychwytu) schładzany jest w wymienniku (W11) do temperatury  $35^\circ\text{C}$ , następnie po każdym stopniu sprężania  $\text{CO}_2$  jest chłodzony w wymiennikach (W12), (W13), (W14) do temperatury  $35^\circ\text{C}$ , a w końcowym etapie w wymiennikach (W15), (W16) do temperatury  $25^\circ$ . Na rysunku 7 przedstawiono zapotrzebowanie na energię do napędu sprężarek w zależności od strumienia spalin wprowadzonych do jednostki separacji i od stopnia separacji  $\text{CO}_2$ .



Rys. 7. Zapotrzebowanie na moc do sprężania dwutlenku węgla

Fig. 7. The demand for power to compress carbon dioxide

Aby sprężyć cały dwutlenek węgla, który został wyseparowany z całego strumienia spalin należy dostarczyć około 93 MW mocy do napędu sprężarek, gdy tymczasem dla 10% strumienia spalin, z którego usunięto cały dwutlenek węgla należy dostarczyć do sprężarek zaledwie 9,3 MW mocy. Do chłodzenia dwutlenku węgla można zastosować kondensat (13) pobierany za skraplaczami (5) o ciśnieniu 13 bar, temperaturze 30°C i o strumieniu około 400 kg/s. W tym przypadku czynnik chłodniczy wprowadzany jest najpierw do wymiennika (W11), a po odebraniu ciepła z CO<sub>2</sub> kierowany jest do wymienników (W12), (W13), (W14), a następnie zwracany do obiegu cieplnego (10). W wymiennikach (W15) i (W16) czynnik chłodzący dwutlenek węgla pobierany jest z układu zewnętrznego, spoza układu obiegu cieplnego. Tak zintegrowany układ chłodzenia i sprężania CO<sub>2</sub> i spalin z obiegiem cieplnym może być realizowany jedynie dla strumienia CO<sub>2</sub> nie większego niż 31 kg/s, pochodzącego ze strumienia spalin  $Q_{spal\%} \leq 50\%$ . Taka integracja nie wymaga znaczącej zmiany konstrukcji bloku energetycznego. W tabeli 3 zaprezentowano strumień odzyskanego CO<sub>2</sub> w zależności od strumienia spalin.

TABELA 3. Strumień odzyskanego CO<sub>2</sub> w zależności od strumienia spalin

TABELA 3. The stream of recovered CO<sub>2</sub> depending on exhaust gas stream

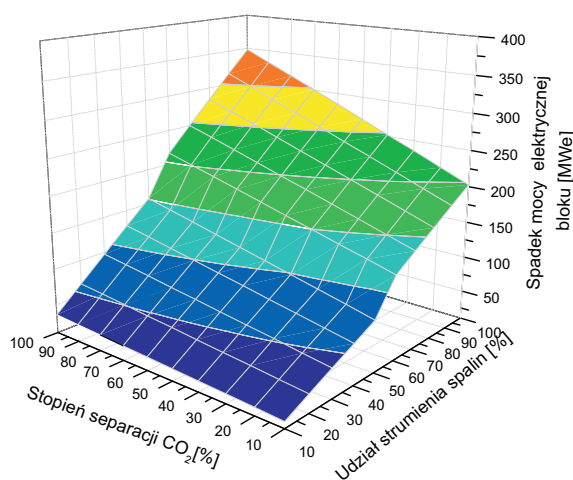
Stopień separacji CO <sub>2</sub> [%]	Udział strumienia głównego spalin [%]									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10	<b>1,89</b>	<b>3,79</b>	<b>5,68</b>	<b>7,58</b>	<b>9,47</b>	11,37	13,27	15,16	17,06	18,95
20	<b>3,79</b>	<b>7,58</b>	<b>11,37</b>	<b>15,16</b>	<b>18,95</b>	22,75	26,54	30,33	34,12	37,91
30	<b>5,68</b>	<b>11,37</b>	<b>17,06</b>	<b>22,75</b>	<b>28,43</b>	34,12	39,81	45,50	51,19	56,87
40	<b>7,58</b>	<b>15,16</b>	<b>22,75</b>	<b>30,33</b>	37,91	45,50	53,08	60,67	68,25	75,83
50	<b>9,47</b>	<b>18,95</b>	<b>28,43</b>	37,91	47,39	56,87	66,35	75,83	85,31	94,79
60	<b>11,37</b>	<b>22,75</b>	34,12	45,50	56,87	68,25	79,63	91,00	102,38	113,75
70	<b>13,27</b>	<b>26,54</b>	39,81	53,08	66,35	79,63	92,90	106,17	119,44	132,71
80	<b>15,16</b>	<b>30,33</b>	45,50	60,67	75,83	91,00	106,17	121,34	136,51	151,67
90	17,06	34,12	51,19	68,25	85,31	102,38	119,44	136,51	153,51	170,63
100	18,95	37,91	56,87	75,83	94,79	113,75	132,71	151,67	170,63	189,59
	Strumień wyseparowanego CO <sub>2</sub> [kg/s]									

Aby proces chłodzenia dwutlenku węgla mógł być realizowany dla strumienia dwutlenku węgla większego od 31 kg/s przy strumieniu spalin  $Q_{spal\%} \leq 50\%$  (bez ingerencji w strukturę bloku), należy do dwóch wymienników (W11), (W12) doprowadzić główny strumień kondensatu, a następnie zwrócić go do obiegu głównego (10). W wymiennikach

(W13), (W14), (W15), (W16) czynnik chłodniczy pobierany będzie z zewnętrznego źródła, tzn. poza obiegiem cieplnym. Dla realizacji procesu wychwytu CO<sub>2</sub> ze spalin dla strumienia spalin większego niż  $Q_{spal\%} > 50\%$  bez ingerencji w strukturę bloku należy do wszystkich urządzeń chłodniczych CO<sub>2</sub> i spalin doprowadzić czynnik chłodniczy spoza obiegu bloku referencyjnego.

### 3.5. Wpływ układu wychwytu dwutlenku węgla oraz urządzeń do technicznej realizacji procesu na moc bloku oraz sprawność obiegu referencyjnego

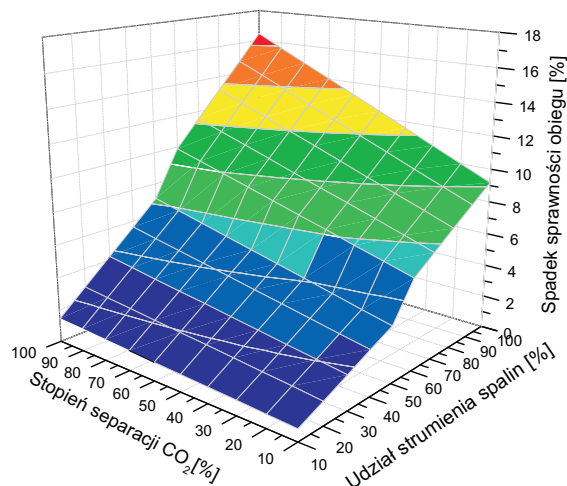
Chłodzenie spalin przed wprowadzeniem ich do jednostki separacji może odbywać się przy wykorzystaniu wymiennika (W10), a czynnikiem chłodniczym może być woda pobierana z obiegu ciepłego bloku o parametrach  $p = 13 \text{ bar}$  i  $t = 53^\circ\text{C}$ . Zastosowanie takiego układu chłodzenia jest możliwe dla udziału strumienia spalin spełniającego warunek  $Q_{\%} \leq 50\%$  strumienia głównego. Wskutek zastosowania wymiennika ciepła (W10) obserwowane jest zmniejszenie spadku sprawności obiegu referencyjnego oraz jego mocy (rys. 8–9) w porównaniu do obiegu ciepłego, w którym nie występuje chłodnica spalin z czynnikiem chłodzącym pobieranym z obiegu bloku energetycznego.



Rys. 8. Wpływ ilości odseparowanego CO<sub>2</sub> oraz strumienia spalin na moc bloku (z układem schładzania spalin)

Fig. 8. Influence of the amount CO<sub>2</sub> separated and the exhaust stream to the power block (with gas cooling system)

Przy zastosowaniu wymiennika (W10) do schładzania spalin można uzyskać średnio około 15MW<sub>e</sub> wzrostu mocy bloku (rys. 8) w porównaniu do obiegu ciepłego bez układu schładzania wykorzystującego jako czynnik chłodniczy wodę pobieraną z obiegu ciepłego. Daje to średnio o około 0,7% (rys. 9) poprawy sprawności obiegu w porównaniu do obiegu



Rys. 9. Spadek sprawności obiegu bloku w funkcji stopnia separacji CO<sub>2</sub> oraz strumienia spalin (z układem chłodzenia spalin)

Fig. 9. Decrease in cycle efficiency as a function of the degree of block separation of CO<sub>2</sub> and exhaust stream (the cooling system)

bloku energetycznego, w którym do chłodzenia nie jest wykorzystywany kondensat z obiegu. Wyniki z obliczeń symulacyjnych wskazują, że przy 100% separacji CO<sub>2</sub> dla całkowitego strumienia spalin – uwzględniając jednostkę PTSA oraz inne urządzenia wykorzystywane do realizacji procesu separacji i sekwestracji – obserwowany jest aż 350 MWe spadek mocy bloku oraz 16% spadek sprawności obiegu referencyjnego.

## Wnioski

Układ wychwytu, w którym realizowana jest 100% separacja dwutlenku węgla z całkowitego strumienia spalin wytwarzanych przez blok energetyczny o mocy nominalnej 833 MWe (blok referencyjny wzorowany na bloku w Elektrowni Bełchatów), wraz z urządzeniami do technicznej realizacji procesu adsorpcji, desorpcji, sprężania i skraplania CO<sub>2</sub>, powoduje 16% spadek sprawności obiegu cieplnego oraz 350MWe zapotrzebowania na energię elektryczną konieczną dla całkowitej sekwestracji dwutlenku węgla, co odpowiada emisji około 6 mln ton CO<sub>2</sub> na rok. Jednakże optymalne umiejscowienie wszystkich niezbędnych urządzeń do realizacji procesu wychwytu skutkuje zmniejszeniem uciążliwości instalacji przy założeniu, że nie ingerujemy znacząco w obieg wodno-parowy układu bloku energetycznego, uzyskując tym samym wzrost sprawności obiegu o 0,7% w porównaniu z układem, w którym integracja nie jest realizowana. Można wnosić, że przemysłowa praca instalacji do wychwytu dwutlenku węgla ze spalin jest wprawdzie możliwa do zrealizowania

w warunkach rzeczywistych, lecz nie dla całkowitej eliminacji CO<sub>2</sub> ze spalin. Włączenie takiego układu wychwytu CO<sub>2</sub> do pracującego bloku energetycznego, np. do bloku 380 MWe w Elektrowni Bełchatów, skutkowałoby redukcją CO<sub>2</sub> w skali rocznej o około 1,2 mln ton, co spowodowałoby, że nie nastąpiłoby przekroczenie przyznanego elektrowni limitu emisyjnego w 2005 roku i tym samym pozytywnie wpłynęło na środowisko naturalne (Oficjalny... 2007). Zgodnie z wytycznymi Unii Europejskiej najważniejszym proekologicznym zadaniem energetyki zawodowej w niedalekiej przyszłości jest skuteczne i bardzo znaczące ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery, co niewątpliwie wpłynie na ograniczenie rozwoju efektu cieplarnianego. Dlatego też celowy jest rozwój technologii ograniczających emisje CO<sub>2</sub> do atmosfery.

## Literatura

- SZCZYGIEL, L. 2007. Dwutlenek węgla – wróg czy przyjaciel? *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki* nr 5.
- CZAKIERT i in. 2005 – CZAKIERT, T., BIS, Z., MUSKAŁA, W. i NOWAK, W. 2005. Badania doświadczalne fluidalnego spalania węgla brunatnego w atmosferze wzbogaconej tlenem. *Inżynieria Chemiczna i Procesowa* t. 26, z. 4, s. 831–845.
- DRESZER i in. 2008 – DRESZER, K. i SOLNY, L.W. 2008. Obniżenie emisji CO<sub>2</sub> z sektora energetycznego możliwe ścieżki wyboru technologii. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 11, z. 1.
- Ministerstwo Gospodarki 2010 – Kierunki Rozwoju Czystych Technologii Węglowych, Warszawa.
- Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Supporting early demonstration of sustainable power generation from fossil fuels – COM(2008) 30 final.
- KOTOWICZ i in. 2007 – KOTOWICZ, J. i JANUSZ, K. 2007. Sposoby redukcji emisji CO<sub>2</sub> z procesów energetycznych. *Rynek Energii* nr 1.
- SUCHECKI, T.T. 2005. *Zeolity z popiołów lotnych*. Wrocław.
- CICISZWILI i in. 1990 – CICISZWILI, G.W., ANDRONIKASZWIL, T.G., KIROW, G.N. i FILZOW, L.D. 1990. *Zeolity naturalne*. Warszawa, WNT.
- CHMIELNIAK i in. 2010 – CHMIELNIAK, T. i ZIĘBIK A. 2010. *Obiegi cieplne nadkrytycznych bloków węglowych*. Monografia, Gliwice.
- MAJCHRZAK-KUCEBA, I. 2001. *Badania usuwania i zagospodarowania dwutlenku węgla ze spalin kotłowych przy użyciu zeolitów*. Rozprawa doktorska.
- SZTEKLER i in. 2009 – SZTEKLER, K., PANOWSKI, M. i KLAJNY, R. 2009. Analiza rozwiązań konfiguracyjnych integracji technologii wychwytu CO<sub>2</sub> z konwencjonalną siłownią ciepłą. *Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej* z. 26, s. 317–324.
- Oficjalny biuletyn informacyjny wydany przez Elektrownie Bełchatów, 2007 – Działalność BOT Elektrowni Bełchatów S.A. w Dziedzinie Ochrony Środowiska, Bełchatów.  
[www.ziemiannarozdrozu.pl](http://www.ziemiannarozdrozu.pl)

Karol SZTEKLER, Wojciech KALAWA, Marcin PANOWSKI

## Analysis of CO<sub>2</sub> separation unit integration with the thermal-steam cycle of the power unit

### Abstract

Global trends in environmental protection point to the need to reduce emissions of carbon dioxide contributing to the greenhouse effect. Since the primary fuel used in the power industry is coal, the power industry is the largest emitter of CO<sub>2</sub>, justifying a particular focus on reducing the emissions from this source. At present, adsorption technologies for CO<sub>2</sub> capture are not yet used on a commercial scale, and there is a lack of adequate information concerning their effects on energy units. IPSEpro software was used for modeling a reference thermal-steam cycle power unit with an 833MWe load, and CO<sub>2</sub> separation from the flue gas unit (which is based on adsorption methods). This study analyzed PTSA (Temperature Pressure Swing Adsorption) technology, which represents a combination of two separation technologies – PSA (Pressure Swing Adsorption) and TSA (Temperature Swing Adsorption). After the development of the systems of the power unit, the carbon dioxide capture unit and other technological installations were integrated into the thermal-steam cycle of the power unit. Integration in this case relied on the optimal arrangement of all the equipment necessary to carry out the task of reducing emissions of carbon dioxide in the steam cycle of the power unit.

The data obtained from the model's calculations allowed for accurate analysis of the impact of the separation of CO<sub>2</sub>. It was also possible to evaluate other devices needed for the implementation of the process of CO<sub>2</sub> capture and preparation for transport in liquid form, considering the unit load and the cycle efficiency. The analysis made it possible to estimate the carbon dioxide amount not emitted into the atmosphere, a key factor in measuring the impact of power plants on the environment.

KEY WORDS: CO<sub>2</sub>, separation, CO<sub>2</sub> sequestration, modeling