ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1989

Seria: ENERGETYKA z. 106 Nr kol. 998

Janusz WANDRASZ

Katedra Aparatury Cieplnej
i Utylizacji Odpadów
Politechniki Śląskiej

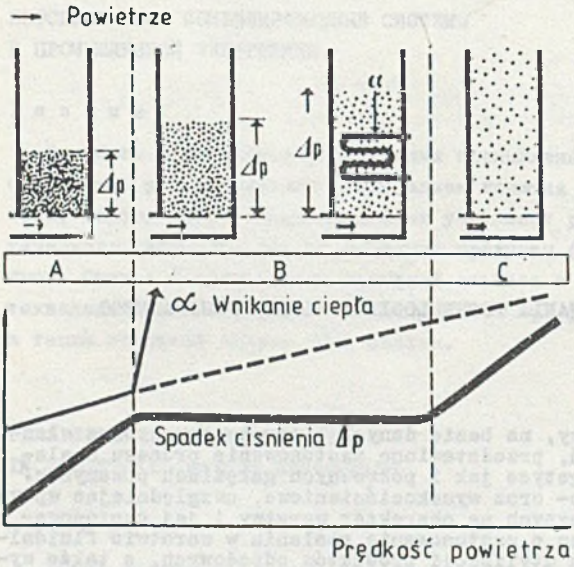
ROZWÓJ I PERSPEKTYWY ZASTOSOWANIA TECHNOLOGII SPALANIA FLUIDALNEGO W PROCESACH ENERGETYCZNYCH

Streszczenie. W pracy, na bazie danych literaturowych oraz własnych badań i przemyśleń, przedstawiono zastosowania procesu spalania fluidalnego w energetyce jak i pokrewnych gałęziach przemysłu. Rozważono procesy nisko- oraz wysokociśnieniowe, uwzględniając wpływ parametrów fizykochemicznych na charakter warstwy i jej zastosowanie. Problem rozszerzono o zastosowanie spalania w warstwie fluidalnej dla degradacji oraz utylizacji produktów odpadowych, a także wykorzystanie warstwy fluidalnej i jej własności w zagadnieniach ochrony środowiska.

1. WPROWADZENIE

Możliwości stosowania techniki spalania substancji stałych, ciekłych i gazowych w komorach fluidyzacyjnych w świetle licznych danych literaturowych, jak również badań własnych, są szerokie i dają w określonych warunkach znaczne korzyści zarówno technologiczne, jak i ekonomiczne. Użycie sformułowania "w określonych warunkach" dobitnie podkreśla, że fluidyzacyjne spalanie nie jest i nie może być panaceum na wszelkie dolegliwości techniczno-ekonomiczne. W rozpowszechnianiu tej technologii w Polsce jest wiele niedopowiedzeń i niejasności, a także utraconych szans. Początki techniki fluidyzacji sięgają lat dwudziestych obecnego stulecia, kiedy Winkler w zakładach BASF AG (Badische Anilin & Soda - Fabrik AG) zastosował ją do zgazowania węgla. Dalsze lata, do czterdziestych, to powolny rozwój tych technik, które dopiero w ostatnim pięćdziesięcioleciu znalazły szerokie pole zastosowań. Charakterystyki procesu fluidalnego zarówno w znaczeniu procesów fizycznych, jak i chemicznych pozwoliły przejść z badań laboratoryjnych poprzez półtechnikę do pełnych zastosowań technicznych, szeroko w świecie propagowanych.

Opierając się na danych H.D. Schilinga [1] można na wykresie (rys. 1) przedstawić charakterystykę spalania w warstwie i jej techniczne zaszeregowanie w znanych technikach spalania. Wzrostowi prędkości przepływu po-



Rys. 1. Zasada powstawania i uszeregowania procesów spalania w warstwie

A - warstwa nieruchoma - spalanie rusztowe,
B - warstwa fluidalna - spalanie fluidalne,
C - transport pneumatyczny - spalanie pyłu w strudze gazu

Fig. 1. Principle of generation and systematics of combustion process in fluidized-bed

A - motionless bed - grate combustion,
B - fluidized bed - fluidized-bed combustion,
C - pneumatic conveying - dust combustion in gas stream

wietrza przez warstwę materiału rozdrobnionego w zakresie prędkości niższej od minimalnej dla początku fluidyzacji jak i prędkości większej od przejścia w stan transportu pneumatycznego oraz procesom spalania odpowiadają: spalanie rusztowe, w warstwie fluidalnej i w strudze pyłu. W istotny sposób zmienia się również współczynnik wnikania ciepła α. Zamieszczony schemat prezentuje również spadek ciśnienia w zależności od realizowanego procesu spalania, a wielkość tego spadku zależna jest od wielu parametrów fizycznych i konstrukcyjnych aparatu.

Warstwa fluidalna materiału w procesie spalania składa się w głównej mierze z popiołu i kamienia wapiennego dodawanego celem procesu chemisorpcji, a udział substancji palnej stanowić może zaledwie kilka procent całości.

W przypadku zanurzonego w warstwie wymiennika ciepła intensywny kontakt z cząstkami ciała stałego i gazu bardzo wyraźnie poprawia wymianę ciepła i przyczynia się do znacznego zmniejszenia jej powierzchni, a tym samym do zmniejszenia wymiennika, co w konsekwencji obniża koszty inwestycyjne. Ze względu na ograniczenia związane z temperaturą topliwości popiołu lub jego składników proces spalania prowadzi się w niższych temperaturach od stosowanych w urządzeniach tradycyjnych, co daje dodatkowe korzyści zmniejszenia tworzenia się tlenków azotu. Zastosowanie atmosfery utleniającej w warstwie w obecności kamienia wapiennego lub dolomitu prowadzi do reakcji wiązania tlenków siarki, którą w sposób uproszczony zapisać można równaniem:

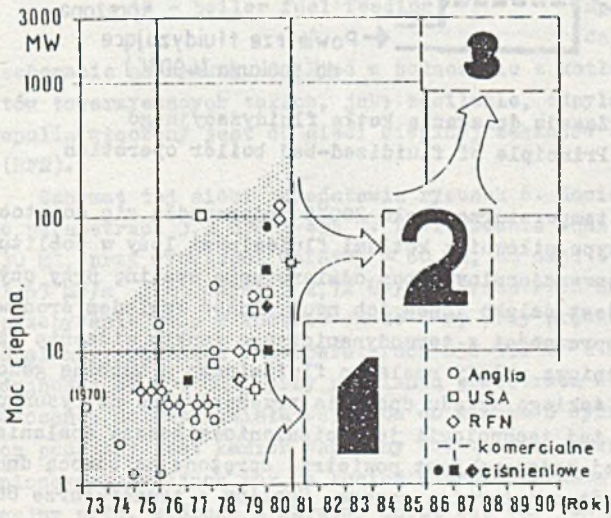
$$CaCO_3 + 1/2\ O_2 + SO_2 = CaSO_4 + CO_2 \quad (1)$$

Wiązanie siarki w warstwie fluidalnej pozwala na spalanie węgli niskoenergetycznych o dużej zawartości siarki, a powstający gips i jego własności wiążące można wykorzystać w procesie magazynowania popiołu. Nowe badania prowadzone w RFN [1] pokazały, że popioły uzyskane w niskich temperaturach spalania posiadają właściwości izolacyjne i mogą być stosowane jako płyty izolacyjne w budownictwie. Praktyczne temperatury procesu spalania w warstwie fluidalnej wynoszą 800 ÷ 950°C. Zawartość substancji palnej - czystego węgla w warstwie może być nawet mniejsza od 1% udziału masowego. Daje to możliwość spalania węgli o dużej zawartości popiołu i niskiej wartości opałowej.

Proces spalania fluidalnego można prowadzić również przy podwyższonym ciśnieniu. Ciśnieniowe spalanie fluidalne w procesach kotłowych prowadzi do dalszego zmniejszenia wymiarów kotła parowego przez ograniczenie jego przestrzeni spalania, a kinetyka reakcji chemicznych w warstwie działa w kierunku ograniczenia emisji substancji toksycznych i szkodliwych. Zastosowanie turbiny gazowej podnosi sprawność całkowitą procesu.

Paleniska fluidalne można budować jako relatywnie małe jednostki, co ze względu na ich niewielką szkodliwość dla otoczenia pozwala na stosowanie w pobliżu gęsto zaludnionych skupisk ludzkich, a zarazem w znaczny sposób przyczynia się do zmniejszenia kosztów dowozu paliwa i transportu ciepła.

Stan i perspektywy dalszego rozwoju technologii spalania fluidalnego, ocenione na podstawie danych angielskich, amerykańskich i RFN-owskich, opartych na pracujących instalacjach, przedstawiono na rys. 2, zaczerpniętym z pracy [1]. Od palenisk przemysłowych o mocy cieplnej ≃ 10 MW, poprzez ciepłownie i elektrociepłownie przewiduje się, po zastosowaniu budownictwa modułowego, dojść do siłowni o mocy cieplnej 1000÷3000 MW.



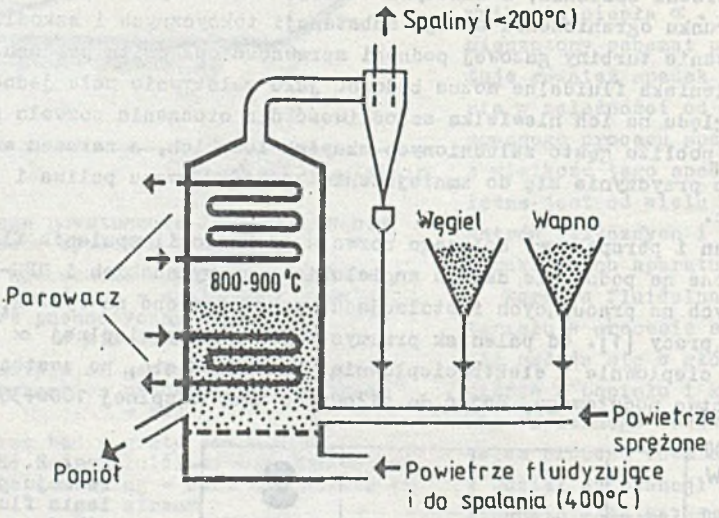
Rys. 2. Perspektywy rozwoju procesów spalania fluidalnego wynikające z danych angielskich, amerykańskich i RFN-owskich

1 - paleniska na skalę przemysłową oraz małe paleniska, 2 - ciepłownie, siłownie cieplne, 3 - budownictwo modułowe dużych siłowni

Fig. 2. Prospects of fluidized-bed combustion development based on British, USA and West Germany data

2. SIŁOWNIE CIEPLNE Z KOTŁAMI FLUIDALNYMI

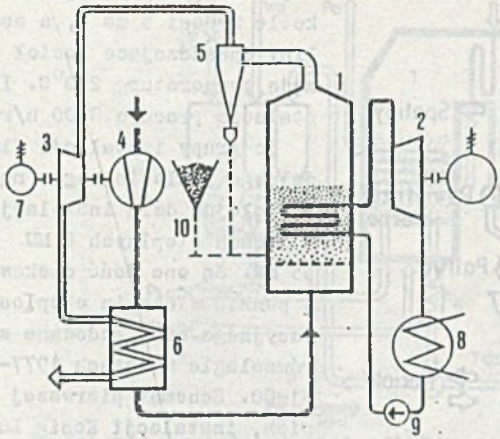
Koncepcję kotła z warstwą fluidalną wchodzącego w skład siłowni przedstawiono za [1] na rys. 3. Mieszaninę węgla i kamienia wapiennego wprowadza się za pomocą strugi powietrza do warstwy fluidalnej, w której przebiega proces spalania w temperaturze 800÷900°C. Proces odparowania wody realizowany jest w wymiennikach zanurzonych bezpośrednio w warstwie oraz ponad warstwą w przestrzeni separacyjnej. Powstająca para wykorzystywana jest w tradycyjnym obiegu parowym, a spaliny po przejściu przez układ odpylania, z którego pył zawracany jest do warstwy, oddają ciepło w wymiennikach rekuperacyjnych, podgrzewając powietrze do spalania i fluidyzacji do około 400°C.



Rys. 3. Zasada działania kotła fluidyzacyjnego
Fig. 3. Principle of fluidized-bed boiler operation

Schłodzone spaliny o temperaturze około 200°C odprowadza się do otoczenia. Sprawność tego typu siłowni z kotłami fluidalnymi leży w pobliżu sprawności siłowni konwencjonalnych bez odsiarczania spalin, przy czym dodatkowym aspektem jest daleko idąca ich neutralność względem środowiska. Dalsze podwyższenie sprawności z termodynamicznego punktu widzenia uzyskać można stosując ciśnieniowe układy spalania fluidalnego z turbiną gazową. Podstawową koncepcję takiego układu spalania przedstawiono na rysunku 4.

Głównym elementem tej technologii jest ciśnieniowa komora spalania fluidalnego, do której podawane jest powietrze sprężone za pomocą dmuchawy lub sprężarki napędzanej turbiną gazową. Spaliny o temperaturze 800÷÷900°C, oczyszczane w separatorze pyłu, przepływają przez turbinę gazową.



Rys. 4. Koncepcja siłowni gazowo-parowej na bazie kotła fluidyzacyjnego

1 - kocioł fluidyzacyjny, 2 - turbina parowa, 3 - turbina gazowa, 4 - sprężarka powietrza do spalania, 5 - separator pyłu, 6 - rekuperacyjny wymiennik ciepła, 7 - generator elektryczny, 8 - kondensator, 9 - pompa wody zasilającej kocioł, 10 - zasilanie kotła paliwem

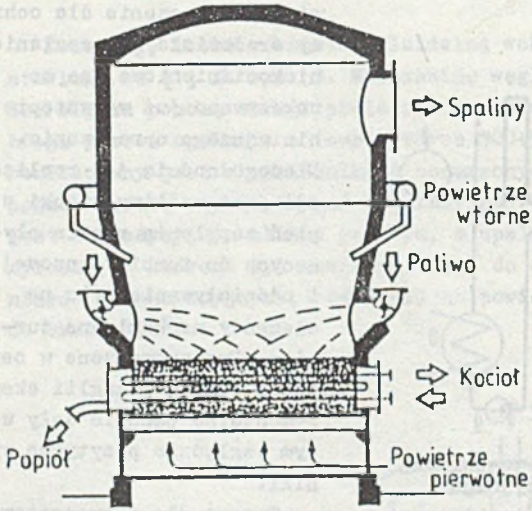
Fig. 4. The idea gas-steam power station with fluidized-bed boiler

1 - fluidized-bed boiler, 2 - steam turbine, 3 - gas turbine, 4 - combustion air compressor, 5 - dust separator, 6 - heat recuperator, 7 - generator, 8 - steam condenser, 9 - boiler feed water pump, 10 - boiler fuel feeding

Koncepcja ta ma znacznie większe znaczenie dla ochrony środowiska niż spalanie niskociśnieniowe, na co wskazywano już we wstępie niniejszego opracowania. Niedogodnością jej realizacji jest możliwy wysoki stopień zapylenia spalin płynących do turbiny gazowej i oddziaływanie pyłu na elementy mechaniczne turbiny. Przeprowadzone w ostatnich latach w Anglii eksperymentalne badania dały w tym względzie pozytywne wyniki.

Typowa dla zaprezentowanych technologii jest przede wszystkim instalacja spalania odpadów poflotacyjnych [2]. Substancja palna o wartości opałowej ≃13000 kJ/kg i zawartości części palnych 29,2%, 39,9% popiołu; 30% wilgoci i 0,9% siarki w ilości 13600 kg/h spalana jest w piecu fluidalnym, przedstawionym na schemacie na rysunku 5. Piec w połączeniu z kotłem oraz z zespołem elementów towarzyszących takich, jak: zasilanie, odpylanie i układ ewakuacji spalin włączony jest do sieci cieplnej zakładów energetycznych Gneisenau (RFN).

Schemat tej sieci przedstawia rysunek 6. Kocioł produkuje 30 t/h pary o parametrach 3,3 MPa i 425°C. Powierzchnia rusztu pieca wynosi około 30 m^2, przy wysokości warstwy ≃ 60 cm, co daje obciążenie cieplne rusztu 1,63 MW/m^2 lub warstwy 2,72 MW/m^3. Przestrzeń nadrusztowa pozwala na przebywanie gazu w komorze około 7 s, przy prędkości przepływu 1,2 ms^{-1}. Spalanie przebiega w temperaturach 850-950°C z możliwością regulacji wydajności od 60÷100%, przy zasilaniu powietrzem w ilości 38000÷40000 $m_n^3\ h^{-1}$. Stosunek molowy udziału wapna Ca do siarki S wynosi 4÷1, przy czym do pieca podawany jest kamień wapienny $CaCO_3$. Piec połączony jest z kotłem o pionowych sekcjach rur, a kocioł stanowi zarazem wstępny element separacyjny pyłu, którego z warstwy unosi się ok. 70% całej masy popiołu.

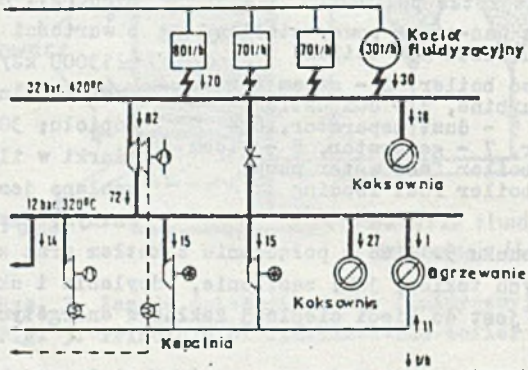


Rys. 5. Schemat kotła fluidyzacyjnego niskociśnieniowego

Fig. 5. Flow sheet of low-pressure fluidized-bed boiler

Prędkość przepływu gazu w kotle wynosi 5 ms^{-1}, a spaliny opuszczające kocioł mają temperaturę 250°C. Instalacja pracuje 8000 h/rok.

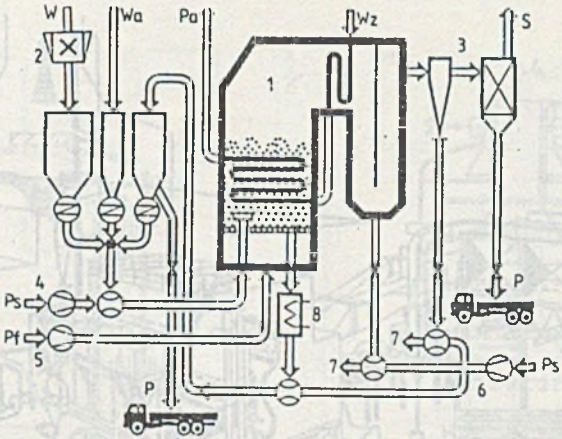
Do grupy instalacji fluidalnego spalania węgla należą kolejne dwie instalacje o mocach cieplnych 6 MW i 35 MW. Są one dość ciekawe z punktu widzenia eksploatacyjnego oraz budowane są równolegle w latach 1977--1980. Schemat pierwszej z nich, instalacji König Ludwig [3] w Essen (RFN), przedstawia rys. 7. Strumień spalanego węgla wynosi $\simeq 1*10^3$ kg h^{-1}, przy wydajności $8*10^3$ kg h^{-1} pary nasyconej suchej i ciśnie-



Rys. 6. Schemat obiegu cieplnego siłowni Gneisenau (RFN) napędzającej maszyny wyciągowe kopalni, zasilającej koksownię i dającej ciepło na cele grzewcze

Fig. 6. Flow sheet of heat circulation in Gneisenau power station (West Germany) which drives winding machines supplies coking plants and generates heat for domestic heating

niu 1,6 MPa. Z kotła odpływa $9*10^3$ m^3h^{-1} spalin ($t_{sp} \simeq 800°C$), a proces spalania przebiega przy $\lambda = 1,3 \div 1,5$. Kocioł posiada warstwę fluidalną o powierzchni 5 m^2 oraz wysokości 1 m. Prędkość fluidyzacji wynosi $1 \div 2$ ms^{-1}, a komorę paleniskową zasilają 3 podajniki ślimakowe.

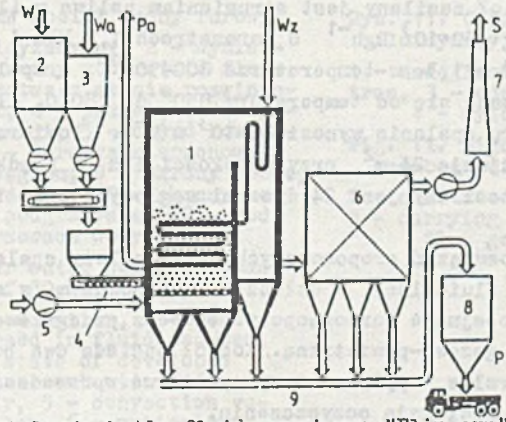


Rys. 7. Schemat instalacji kotła fluidyzacyjnego Konig Ludwig o mocy cieplnej 6 MW

1 - kocioł fluidyzacyjny, 2 - młyn suszący, 3 - system odpylenia, 4 - system zasilania transportu pneumatycznego węgla i dodatkowo do spalania, 5 - zasilanie powietrzem fluidyzującym, 6 - system pneumatycznego transportu popiołu, 7 - odprowadzenie do filtra popiołu, 8 - wymiennik ciepła, P - popiół, Ps - powietrze do transportu pneumatycznego, S - spaliny, W - węgiel, Wa - kamień wapienny, Wz - woda zasilająca

Fig. 7. Flow sheet of 6 MW fluidized-bed boiler "Konig Ludwig"

1 - fluidized-bed boiler, 2 - drying mill, 3 - dedusting system, 4 - feeding system of pneumatic conveying of coal, 5 - fluidizing air feeding, 6 - pneumatic conveying of ash, 7 - ash carrying away to filter, 8 - heat exchanger, P - ash, Ps - compressed air for pneumatic conveying, S - flue gases, W - coal, Wa - limestone, Wz - feeding water

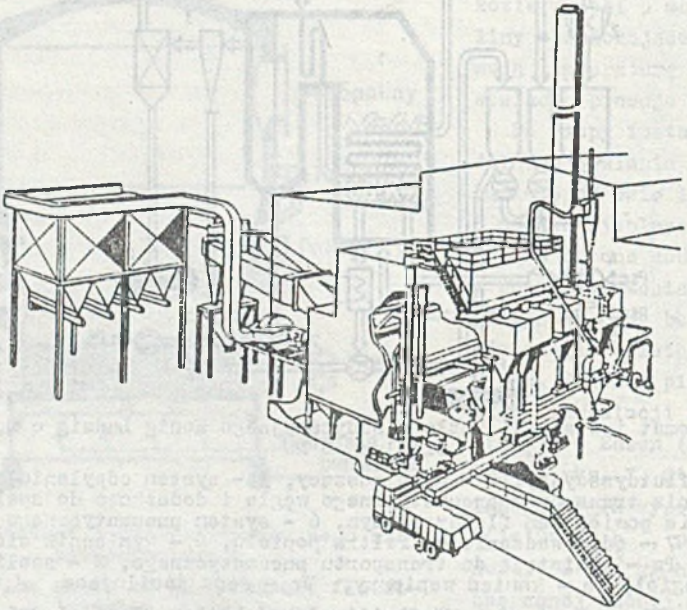


Rys. 8. Instalacja kotła fluidyzacyjnego "Flingern" o mocy cieplnej 35 MW

1 - kocioł fluidyzacyjny, 2 - zbiornik węgla, 3 - zbiornik kamienia wapiennego, 4 - podajnik węgla, 5 - dmuchawa powietrza, 6 - filtr workowy, 7 - komin, 8 - zbiornik popiołu, 9 - transporter popiołu, P - popiół, Pa - para, S - spaliny, W - węgiel, Wa - kamień wapienny, Wz - woda zasilająca kocioł

Fig. 8. Instalation of fluidized-bed boiler "Flingern" - power of 35 MW

1 - fluidized-bed, 2 - coal container, 3 - limestone container, 4 - coal feeder, 5 - air blower, 6 - bag filter, 7 - chimney, 8 - ash receiver, 9 - ash conveyor, P - ash, Pa - steam, S - flue gases, W - coal, Wa - limestone, Wz - boiler feeding water

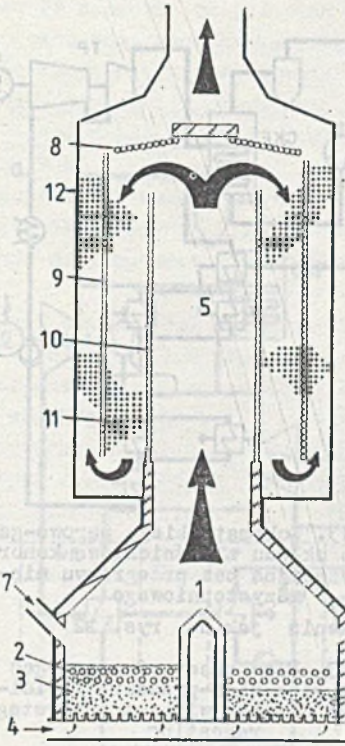


Rys. 9. Widok rozmieszczenia elementów w kotłowni "Flingern"
Fig. 9. Arrangement of units in "Flingern" boiler station

Instalację 35 MW Flingern [3] przedstawia rysunek 8, a jego poglądowy widok - rys. 9. Kocioł zasilany jest strumieniem paliwa w ilości $6*10^3 kgh^{-1}$ przy wydajności pary $50*10^3 kgh^{-1}$ o parametrach 1,7 MPa i 400°C. Spalanie przebiega przy $\lambda = 1,3$ w temperaturze 800÷900°C, a spaliny w części konwekcyjnej schładzają się od temperatury 850° do 180°C. Ilość spalin opuszczających komorę spalania wynosi $60*10^3 m^3h^{-1}$. Powierzchnia warstwy fluidalnej kotła obejmuje 24 m^2 przy wysokości 1 m i prędkości fluidyzacji 2,6 ms^{-1}. Piec zasilany jest 24 dyszami węglowymi oraz 1500 dyszami powietrznymi.

Do ciekawszych rozwiązań proponowanych w RFN należy spalanie węgla kamiennego w warstwie fluidalnej, w układzie kombinowanym, w siłowni Volklingen [4]. Układ ten obejmuje turbozespoły parowe z przegrzewem międzystopniowym oraz turbinę gazowo-powietrzną. Kocioł posiada dwa boczne paleniska fluidalne oraz centralne - pyłowe. Gazy spalinowe wprowadzane są do chłodni kominowej, gdzie podlegają oczyszczeniu.

Rozwiązania amerykańskie [5] przedstawionej problematyki są równie ciekawe i oryginalne. Można tu wymienić cały zestaw kotłów wodnych o różnej wydajności cieplnej, od 22 kW do 2 MW, piece 1÷5 MW i kotły lokomotyw parowych o mocy 10 MW. Na rysunku 10 przykładowo zaprezentowano 30 MW-owy kocioł rurowy z warstwą fluidalną.

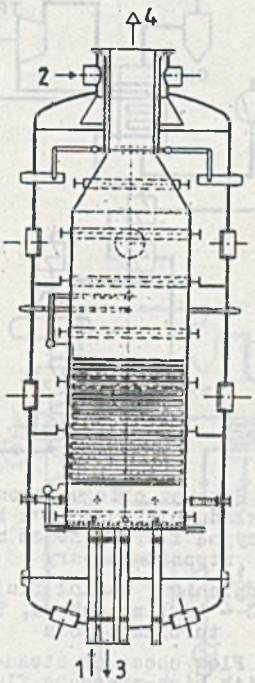


Rys. 10. 30 MW kocioł wodny rurowy

1 - kocioł fluidyzacyjny, 2 - wymiennik ciepła zanurzony w warstwie fluidalnej, 3 - warstwa w stanie rozwiniętej fluidyzacji, 4 - powietrze do spalania i fluidyzacji, 5 - część konwekcyjna kotła, 6 - warstwa nieruchoma, 7 - zasilanie węglem, 8 - ekrany górne, 9 - ekrany pośrednie, 10 - ekrany wewnętrzne, 11 - podgrzewacz, 12 - podgrzewacz wody

Fig. 10. Tubular water heater - power of 30 MW

1 - fluidized-bed boiler, 2 - heat exchanger immersed in fluidized-bed, 3 - the bed in state of developed fluidization, 4 - combustion and fluidization air, 5 - convection volume of the boiler, 6 - motionless bed, 7 - coal feeding, 8 - top water-wall, 9 - central water-wall, 10 - internal water-walls, 11 - preheater, 12 - water preheater

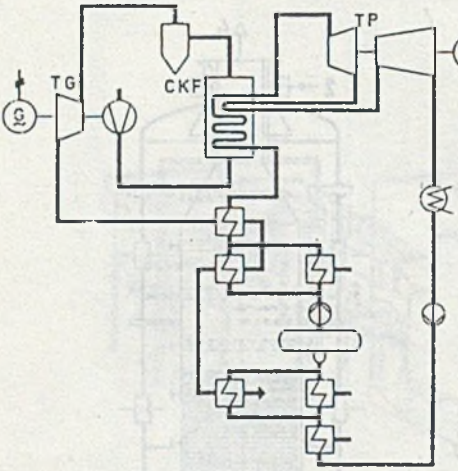


Rys. 11. Ciśnieniowy kocioł fluidyzacyjny typu BENSON

1 - nawęglanie, 2 - wlot powietrza, 3 - odprowadzanie popiołu, 4 - wylot spalin

Fig. 11. High-pressure fluidized-bed boiler BENSON

1 - coal feeding, 2 - air inlet, 3 - carrying out of ashes, 4 - flue geses outlet

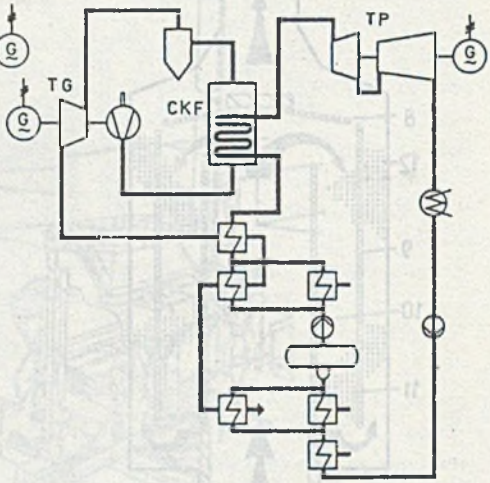


Rys. 12. Schemat obiegu parowo-gazowego układu z ciśnieniową komorą fluidyzacyjną i przegrzewem międzystopniowym pary

CKF - ciśnieniowy kocioł fluidyzacyjny, TG - turbina gazowa, TP - turbina parowa

Fig. 12. Flow sheet of steam-gas system with high-pressure fluidized-bed chamber and steam interstage reheating

CKF - high-pressure fluidized-bed boiler, TG - gas turbine, TP - steam turbine



Rys. 13. Schemat obiegu parowo-gazowego układu z ciśnieniową komorą fluidyzacyjną bez przegrzewu międzystopniowego

Oznaczenia jak na rys. 12

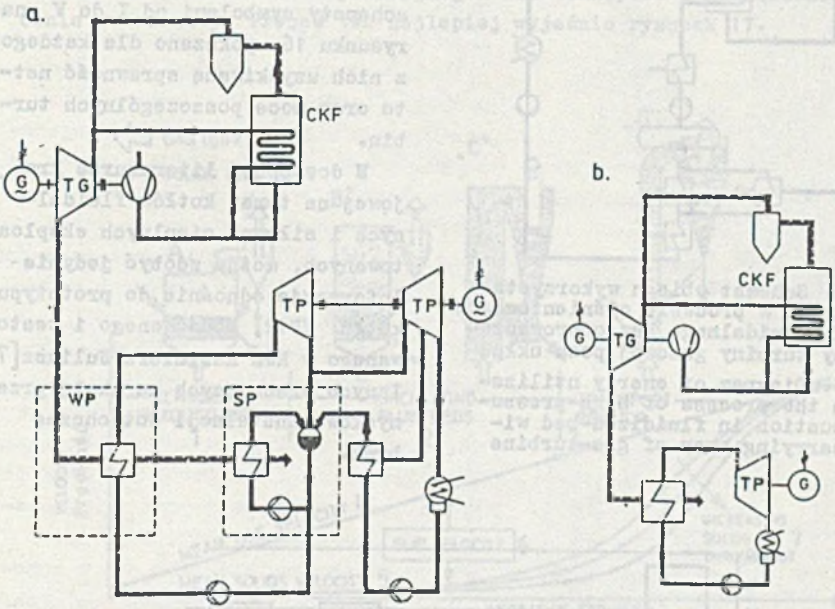
Fig. 13. Flow sheet of steam-gas system with high-pressure fluidized-bed chamber without interstage reheating

Denotations as in Fig. 12

Koncepcje dotyczące instalacji ciśnieniowego spalania węgla są również liczne i zawierają szereg różnych wariantów rozwiązań. Przykładowo na rysunku 11 pokazano ciśnieniową wytwornicę pary typu BENSON [6] z paleniskiem fluidalnym, o sprawności spalania 98%. Proces spalania przebiega w temperaturze 850°C, przy nadmiarze powietrza $\lambda = 1,2$ i przy ciśnieniu 1,0 MPa. Przy spalaniu węgla o wartości opałowej 23×10^3 kJ kg^{-1}, zawartości wilgoci 1% i popiołu 30% osiąga się moc cieplną 150÷250 MW. Średnica zbiornika kotła wynosi 5×10^3 mm.

Przedstawiony kocioł ciśnieniowy-wytwornicę pary (BENSON - Dampferzeuger) zastosować można w różnych wariantach rozwiązania obiegu termodynamicznego procesu. Schemat pierwszy na rys. 12 przedstawia układ kombinowany z międzystopniowym podgrzewem pary [6]. Układ ten, o mocy 369 MW, ma sprawność netto 39,1%, z czego moc turbiny gazowej wynosi 65 MW. Spaliny odprowadzane do komina mają temperaturę 120°C.

W układzie bez przegrzewu międzystopniowego (rys. 13) produkuje się parę o ciśnieniu 12,5 MPa/530°C. Gazy spalinowe schładza się podobnie



Rys. 14. Schemat obiegu wykorzystania energii w procesie spalania fluidalnego w podwyższonym ciśnieniu. Gazy odlotowe z turbiny gazowej wykorzystuje układ siłowni parowej

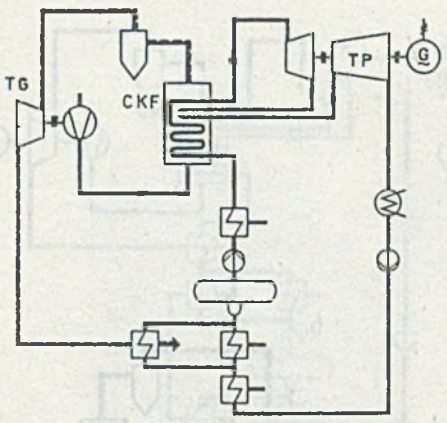
Oznaczenia jak na rys. 12. WP - część wysokoprężna, SP - część średnioprężna

Fig. 14. Diagram of energy disposal in fluidized-bed combustion process under increased pressure. The system of steam power station utilizes flue gases from gas turbine

Denotations as in Fig. 12. WP - high-pressure unit, SP - mean pressure unit

do temperatury 120°C, uzyskując moc turbiny gazowej wynoszącą 65 MW i 274 MW mocy turbiny parowej, przy sprawności obiegu netto 35,8%.

Inną koncepcję rozwiązania przedstawia rysunek 14. Obieg parowy jest tu procesem wtórnym, odzyskującym energię gazu, przy czym temperatura gazu za turbiną, w zależności od ilości powietrza wprowadzonego przed turbiną gazową, zmienia się w zakresie 418°C (udział powietrza podgrzanego 0) do 387°C (50%). Spaliny do komina odpływają z temperaturą 165°C. W rozwiąza-

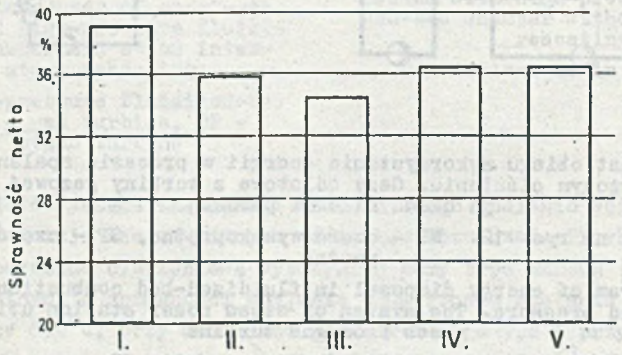


Rys. 15. Schemat obiegu wykorzystania energii w procesie ciśnieniowego spalania fluidalnego bez odprowadzenia mocy turbiny gazowej poza układ

Fig. 15. Diagram of energy utilization in the process of high-pressure combustion in fluidized-bed without carrying away of gas-turbine

niu 14b strumień wody chłodzącej jest najmniejszy. Rysunek 15 pokazuje jeszcze inną koncepcję rozwiązania obiegu bez produkcji mocy dodatkowej w turbinie gazowej. Oznaczając za [6] kolejne schematy symbolami od I do V na rysunku 16 pokazano dla każdego z nich uzyskiwaną sprawność netto oraz moce poszczególnych turbin.

W dostępnej literaturze krajowej na temat kotłów fluidalnych i siłowni cieplnych eksploatowanych, można zdobyć jedynie informacje odnośnie do prototypu kotła WF12, zbudowanego i testowanego w KWK Kazimierz-Juliusz[7]. Innych pracujących na skalę przemysłową instalacji dotychczas brak.



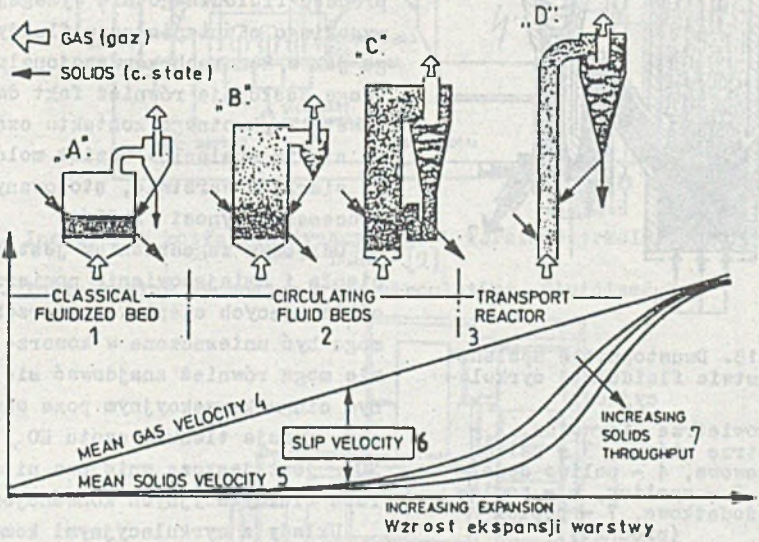
	I.	II.	III.	IV.	V.
TG	65 MW	65 MW	4×58 MW	–	–
TP	304 MW	274 MW	112 MW	344 MW	350 MW
Σ	369 MW	339 MW	344 MW	344 MW	350 MW

Rys. 16. Zestawienie wyników obliczeń mocy i sprawności netto poszczególnych obiegów według [6]

Fig. 16. Combustion of power calculations results and efficiencies of particular system, by [6]

3. WARSTWA FLUIDALNA CYRKULACYJNA I JEJ ZASTOSOWANIE

W zakresie rozwiniętej fluidyzacji zachodzić mogą różne bardzo istotne dla pracy aparatu zjawiska fizyczne. Zmiana prędkości cząstek w stosunku do gazu dla określonego zakresu relatywnej prędkości powoduje wyniesienie cząstek do przestrzeni separacyjnej i ich transport z możliwością zawrócenia do warstwy. Proces ten najlepiej wyjaśnia rysunek 17.



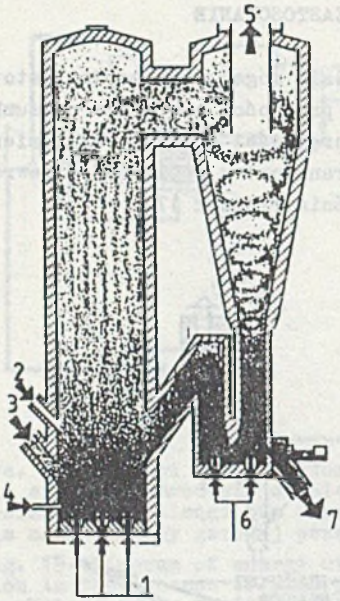
Rys. 17. Charakterystyka warstwy fluidalnej cyrkulacyjnej

1 - warstwa fluidalna klasyczna, 2 - warstwa fluidalna cyrkulacyjna, 3 - transport pneumatyczny, 4 - prędkość gazu, 5 - prędkość ciała stałego, 6 - relatywna różnica prędkości gazu i ciała stałego, 7 - rosnące obciążenie materiałem stałym

Fig. 17. Characteristic of circulating fluidized-bed

1 - typical fluidized-bed, 2 - circulating fluidized-bed, 3 - pneumatic conveying, 4 - gas velocity, 5 - solid particle velocity, 6 - relative difference between velocities of solid particles and gas, 7 - increasing loading by solid matter

Widać wyraźną różnicę pomiędzy procesem spalania w warstwie fluidalnej A w warstwie cyrkulacyjnej B, C oraz w strudze transportu pneumatycznego D. Zastosowanie takiego rozwiązania daje możliwość dwustopniowego spalania substancji, bowiem cząstki wyniesione z warstwy głównej są transportowane w górę reaktora w strudze płonących cząstek, a jeśli i ten okres jest niewystarczający dla zakończenia procesu spalania, powtórne ich zawrócenie gwarantuje dokładne wypalenie substancji palnej. Rysunek 18 pokazuje schemat cyrkulacyjnej komory fluidyzacyjnej [8].



Rys. 18. Dwustopniowe spalanie w warstwie fluidalnej cyrkulacyjnej

1 - powietrze pierwotne, 2 - powietrze wtórne, 3 - paliwo podstawowe, 4 - paliwo dodatkowe, 5 - spaliny, 6 - powietrze dodatkowe, 7 - popiół (produkt)

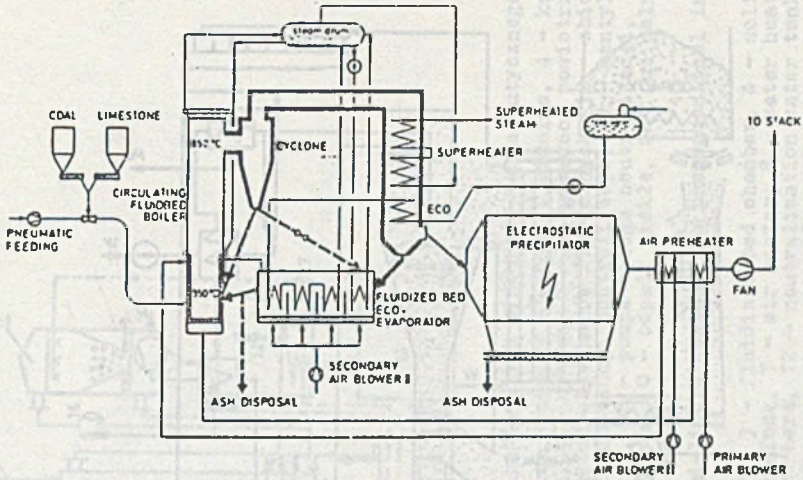
Rys. 18. Two-stage combustion in circulating fluidized-bed

1 - primary air, 2 - secondary air, 3 - main fuel, 4 - additional fuel, 5 - flue gases, 6 - additional air, 7 - ash (product)

Zastosowanie cyrkulacyjnych komór fluidyzacyjnych daje możliwość podniesienia obciążenia cieplnego warstwy z rzędu 2,5 MWm^{-2} dla konwencjonalnych warstw, do rzędu 6,3 MWm^{-2}. Prędkości fluidyzacji są tam większe od 3 ms^{-1}. Dobre warunki mieszania w komorze pozwalają na zmniejszenie liczby punktów zasilania warstwy, a warunki realizacji procesu fluidalnego nie wymagają tak wysokiego ciśnienia gazu fluidyzującego jak w komorach konwencjonalnych. Na uwagę zasługuje również fakt dwu-, a nawet trzykrotnego kontaktu cząstki ze strefą spalania. Udział molowy wapna do siarki w warstwie, stosowany w tych procesach, wynosi 2,25/1.

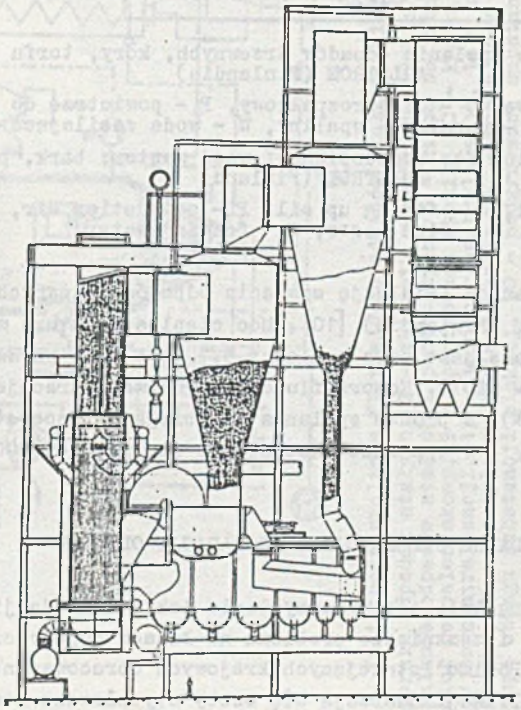
Odrębnym zagadnieniem jest wymiana ciepła i umiejscowienie powierzchni odbierających ciepło. Powierzchnie te mogą być umieszczone w komorze spalania, ale mogą również znajdować się w odrębnym ciągu konwekcyjnym poza samym piecem. Emisja tlenków azotu NO_x jak i SO_x jest jeszcze mniejsza niż w komorach fluidyzacyjnych konwencjonalnych.

Układy z cyrkulacyjnymi komorami fluidyzacyjnymi (CKF) znajdują na zachodzie zastosowanie w przemyśle chemicznym [9] oraz w energetyce. Na rysunku 19 zaprezentowano schemat obiegu kotła fluidyzacyjnego z cyrkulacyjną warstwą fluidalną, a na rysunku 20 schemat 200 MW (ciepła) instalacji kotła fluidalnego typu Lurgi z warstwą cyrkulacyjną. W porównaniu z fluidalnym kotłem konwencjonalnym (FKK) można za [8] podać podstawowe dane porównawcze. Długość drogi kontaktu gazu z warstwą wynosi od 0,5÷2 m dla FKK przy odpowiedniej 20-30,5 m dla CKF. FKK wymaga stosunku nadmiaru powietrza 1,2÷1,4, podczas gdy CKF pracuje przy λ = 1,1. Uzyskano również ciekawe wskaźniki porównawcze emisji SO_2 dla obu kotłów. Przy stosunku Ca/S $\geqslant$ 3 w FKK wiązano 90% powstającego SO_2, podczas gdy CKF przy Ca/S = 1,5÷2 dawał prawie niezauważalne ilości SO_2 w spalinach. Udział NO_x wynosił odpowiednio 300÷400 ppm dla FKK i 100÷200 ppm dla CKF.



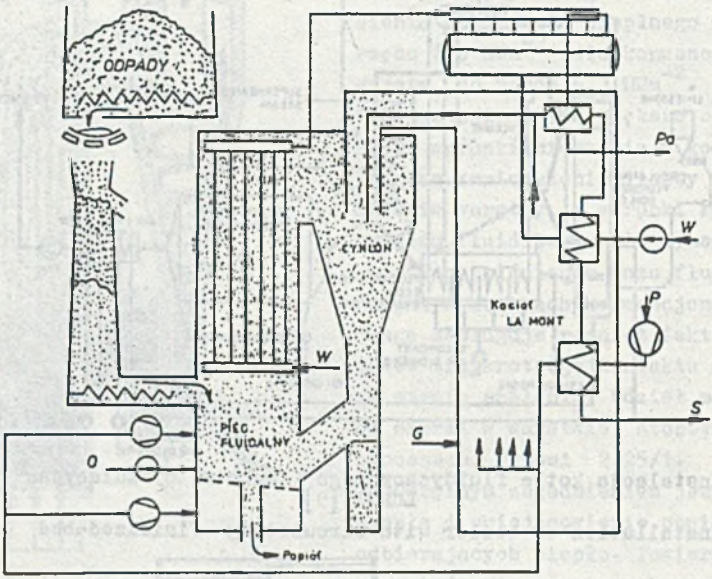
Rys. 19. Instalacja kotła fluidyzacyjnego z warstwą cyrkulacyjną Typ LURGI [9]

Fig. 19. Installation of boiler with circulating fluidized-bed



Rys. 20. Schematyczny przekrój kotła fluidyzacyjnego typu LURGI o mocy cieplnej 200 MW z warstwą cyrkulacyjną [9]

Fig. 20. Schematic cross-section of the boiler LURGI - heating power of 200 MW - with circulating fluidized-bed [9]



Rys. 21. Instalacja spalania odpadów drzewnych, kory, torfu itp. firmy AHLSTROM (Finlandia)

G - paliwo dodatkowe, O - olej rozpałkowy, P - powietrze do spalania, Pa - para, S - spaliny, W - woda zasilająca

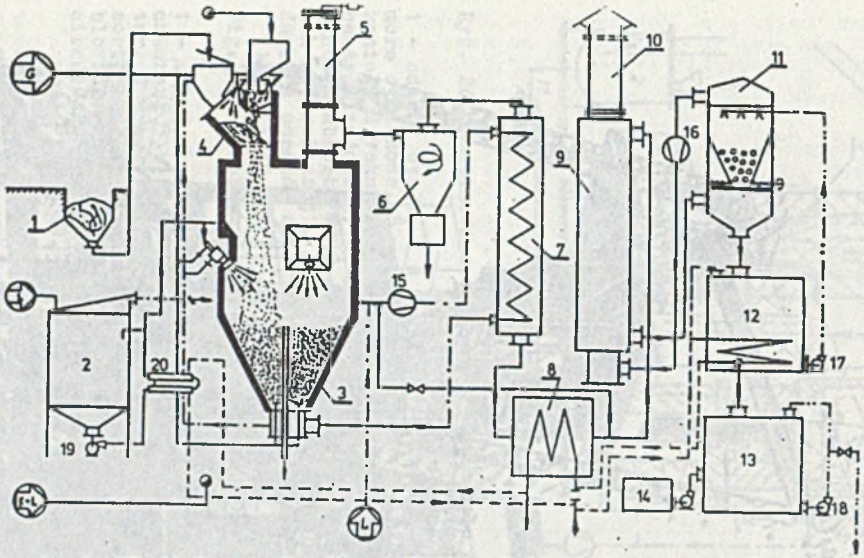
Fig. 21. Installation for combustion of wood wastes; bark, peat etc, AHLSTROM (Finland)

G - additional fuel, O - firing up oil, P - combustion air, Pa - steam, S - flue gases, W - feeding water

Rysunek 21 pokazuje istalację spalania odpadów drzewnych, kory, torfu itp. firmy AHLSTROM (Finlandia) [10]. Moc cieplna reaktora wynosi 15 MW, przy czym produkowana jest para w ilości 5,7 kg s^{-1} o parametrach p = 8,4 MPa i t = 520°C. Komora fluidyzacyjna współpracuje z kotłem wodnym La Monta (8 MW), a proces spalania przebiega w temperaturach 700÷÷1000°C. Udział NO_x w spalinach kształtuje się poniżej 200 ppm.

4. PROCESY FLUIDALNE UTYLIZACJI I DEGRADACJI ODPADÓW

Zagadnienie energetycznego wykorzystania jak i degradacji odpadów jest niezwykle szerokie i zamknięcie problemu na łamach pojedynczego artykułu jest niemożliwe. Pomimo istniejących krajowych opracowań naukowych [11, 12] i licznych publikacji zdarzają się osoby utytułowane stwierdzające publicznie, że w kraju stan rozwoju techniki w tym względzie jest zerowy. Świadczy to o daleko idącej ignorancji osiągnięć innych poza własną wszechwiedzą.

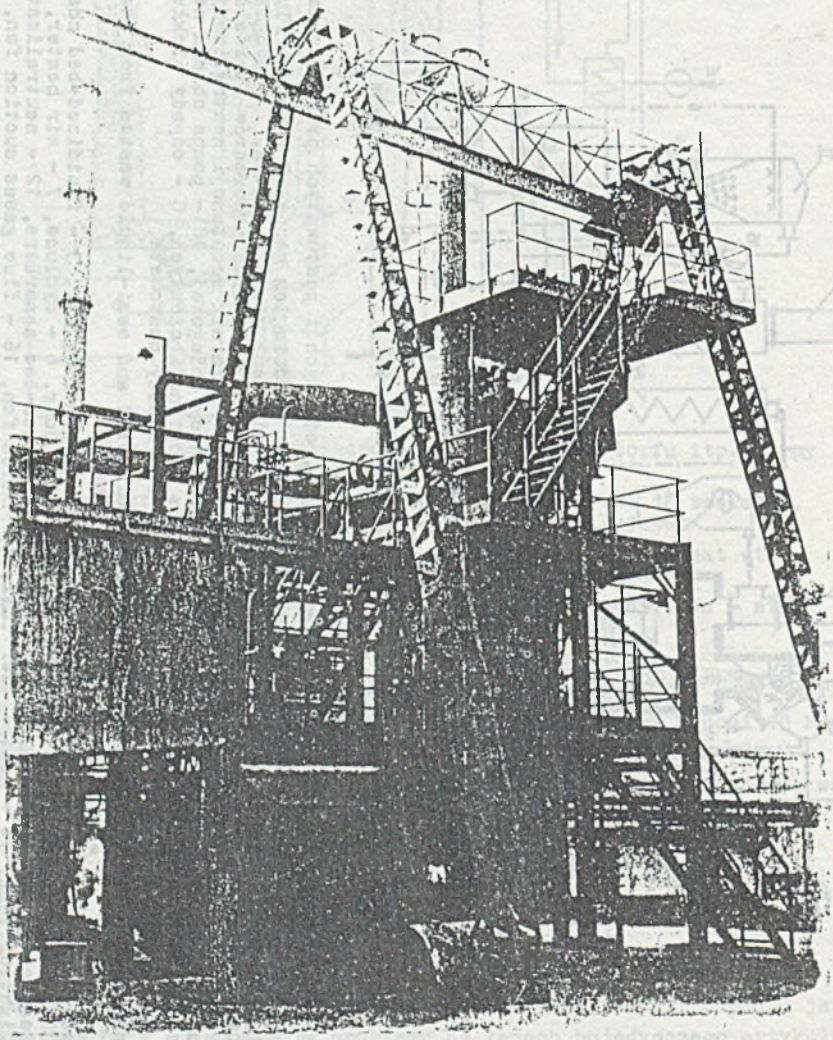


Rys. 22. Instalacja spalania fluidalnego odpadów stałych, ciekłych i pastowatych przemysłu farmaceutycznego

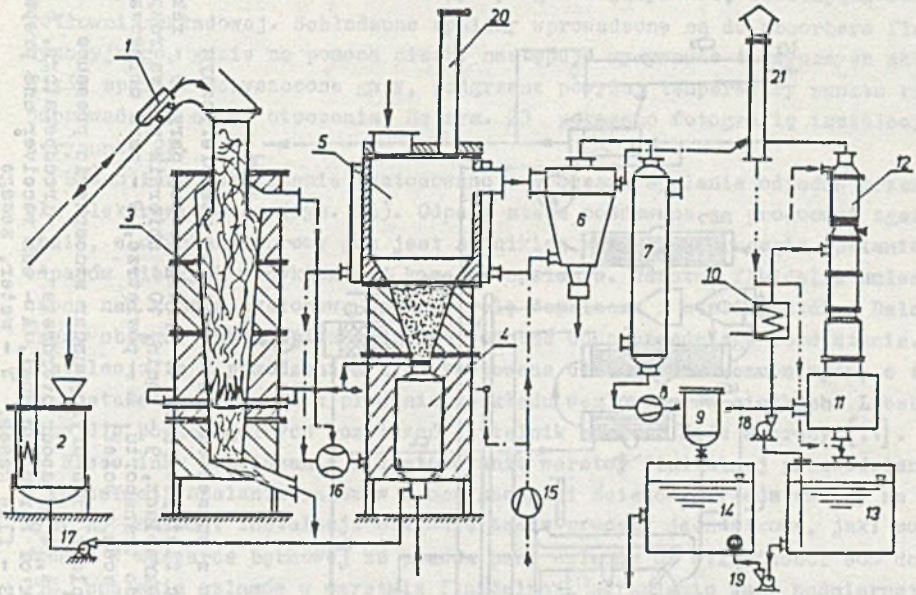
1 - zbiornik odpadów stałych, 2 - zbiornik odpadów ciekłych z odciągiem gazów, 3 - komora fluidalna, 4 - komora spalania odpadów stałych i pastowatych, 5 - klapa bezpieczeństwa, 6 - cyklon, 7 - podgrzewacz powietrza, 8 - kocioł bezpaleniskowy, 9 - podgrzewacz spalin, 10 - komin, 11 - układ absorberów fluidalnych, 12 - zbiornik wody do neutralizacji, 13 - zbiornik neutralizacji, 14 - zbiornik substancji neutralizacji, 15 - wentylator podmuchu, 16 - wentylator odciągu spalin, 17 - pompa wody obiegowej, 18 - pompa obiegu neutralizacji, 19 - pompa obiegu substancji ciekłej, 20 - podgrzewacz substancji ciekłych, C - odpady ciekłe, G - gaz palny, L - powietrze, P - odpady pastowate

Fig. 22. Installation for fluidized-bed incineration of solid and semi-liquid wastes from pharmaceutical industry

1 - solid wastes container, 2 - liquid waste tank with gas sucking off, 3 - fluidized-bed chamber, 4 - solid and semiliquid wastes incineration chamber, 5 - explosion door, 6 - cyclone, 7 - air heater, 8 - water heater, 9 - flue gases heater, 10 - chimney, 11 - system of fluidized-bed absorbers, 12 - neutralization water tank, 13 - neutralization tank, 14 - neutralizer tank, 15 - blow fan, 16 - flue gases suction fan, 17 - circulating water pump, 18 - neutralization system pump, 19 - liquids pump, 20 - liquids heater, C - liquid waste, Ct - gas fuel, L - air, P - semiliquid waste



Rys. 23. Fotografia instalacji spalania odpadów przemysłu farmaceutycznego
Fig. 23. Photography of the pharmaceutical wastes incineration plant



Rys. 24. Kombinowana instalacja zgazowania i spalania fluidalnego odpadów przemysłu elektronicznego

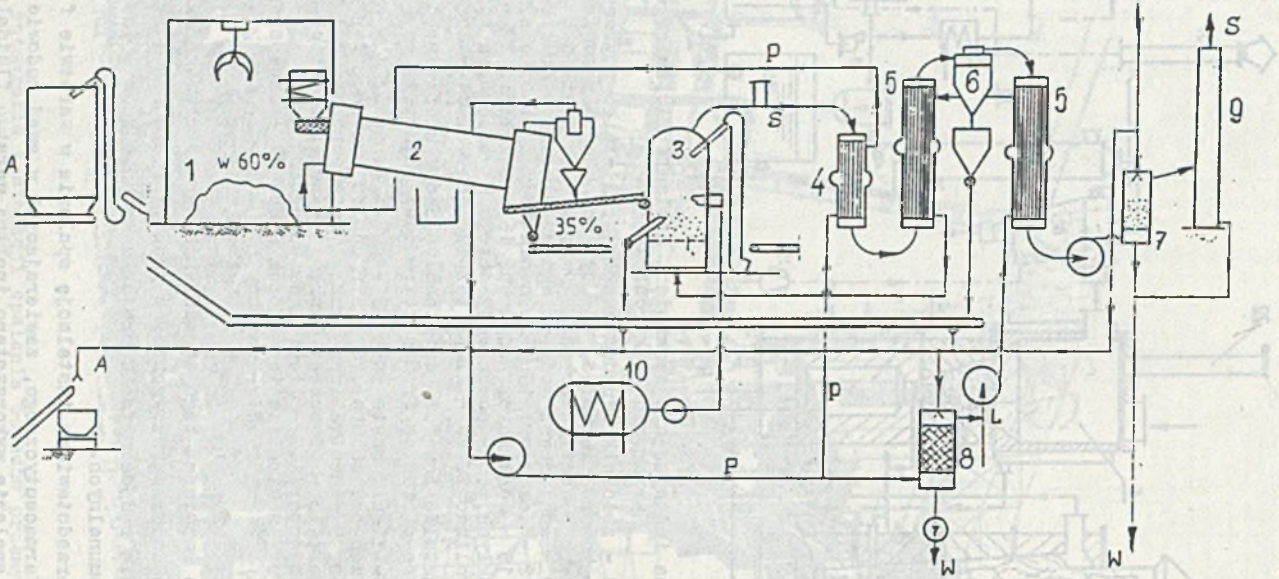
1 - odpady stałe, 2 - zbiornik odpadów ciekłych, 3 - piec szybowy, 4 - komora cyklonowa, 5 - komora fluidalna, 6 - cyklon chłodzony powietrza, 7 - kocioł odzysknicowy, 8 - wentylator odciągowy, 9 - zbiornik substancji neutralizującej, 10 - schładzacz wody obiegowej płuczki - absorbera, 11 - płuczka absorber, 12 - demister, 13 - zbiornik wody z absorbera, 14 - zbiornik neutralizacji, 15 - wentylator podmuchu, 16 - inżektor, 17 - pompa podawania odpadów ciekłych, 18 - pompa wody obiegowej absorbera, 19 - pompa obiegu neutralizacji, 20 - klapa bezpieczeństwa, 21 - komin

Fig. 24. Complex installation for gasification and fluidized-bed incineration of wastes from electronical industry

1 - solid waste, 2 - liquid waste tank, 3 - shaft furnace, 4 - cyclone chamber, 5 - fluidized-bed chamber, 6 - air cooled cyclone, 7 - water heater, 8 - suction fan, 9 - neutralizer tank, 10 - absorbent cooler, 11 - absorber, 12 - demister, 13 - absorbent tank, 14 - neutralization tank, 15 - blowing fan, 16 - injector, 17 - liquid waste feeding pump, 18 - absorbent circulating pump, 19 - neutralization system pump, 20 - explosion door, 21 - chimney

Spośród licznych rozwiązań tego zagadnienia zaprezentowano trzy, z czego dwa dotyczą odpadów przemysłowych oraz jedno, przebadane w skali półtechnicznej i obecnie będące w fazie projektu technicznego - instalacja spalania szlamów komunalnych.

Na rysunku 22 przedstawiono instalację spalania w warstwie fluidalnej odpadów przemysłu farmaceutycznego, zawierających w swej budowie cząstkę chloru. W procesie spalania wykorzystano inertną warstwę fluidalną, na którą rozpylana jest ciecz - pogony oraz wprowadzane są częściowo zdegradowane odpady stałe. Gazy po odpyleniu oddają ciepło w rekuperatorze pod-



Rys. 25. Schemat instalacji spalania szlamów komunalnych z suszeniem pod ciśnieniem atmosferycznym

1 - magazyn odpadów surowych, 2 - suszarka bębnowa, 3 - piec fluidyzacyjny, 4 - przegrzewacz pary, 5 - rekuperacyjne wymienniki ciepła, 6 - cyklon, 7 - absorber, 8 - skraplacz, 9 - komin, 10 - zbiornik paliwa rozpałkowego. A - popiół i jego magazynowanie oraz przygotowanie do transportu, L - powietrze, P - para obiegowa, S - spaliny, W - woda - ścieki

Fig. 25. Flow sheet of the sewage sludges incineration plant with drying under atmospheric pressure

1 - raw waste tank, 2 - drum drier, 3 - fluidized-bed fornace, 4 - vapour overheater, 5 - recuperators, 6 - cyclone, 7 - absorber, 8 - condenser, 9 - chimney, 10 - tank of firing-up fuel, A - ash receiver and preparation for carrying away, L - air, P - circulating vapour, S - flue gases, W - water, sewage

grzewu powietrza oraz w kotle wodnym podgrzewającym wodę zasilającą kotły kotłowni zakładowej. Schłodzone spaliny wprowadzone są do absorbera fluidyzacyjnego, gdzie za pomocą cieczy następuje wymywanie toksycznych składników spalin. Oczyszczone gazy, podgrzane powyżej temperatury punktu rosy, odprowadzane są do otoczenia. Na rys. 23 pokazano fotografię instalacji z rysunku 22.

Nieco inne rozwiązanie zastosowano w procesie spalania odpadów przemysłu elektronicznego (rys. 24). Odpady stałe poddawane są procesowi zgazowania, a uzyskany surowy gaz jest nośnikiem energii w procesie spalania odpadów ciekłych w cyklonowej komorze spalania. Warstwa fluidalna umieszczona nad komorą cyklonową spełnia rolę dopalacza i stabilizatora. Dalsza część obiegu technologicznego jest podobna do poprzedniego rozwiązania. Instalacja ta z powodzeniem była testowana dla odpadów komunalnych, a także została zastosowana w procesie rozkładu węglowodorów ciężkich. Liczbowe dane dla poszczególnych rozwiązań czytelnik znaleźć może w pracy [11].

Nieco inne rozwiązanie i zastosowanie warstwy fluidalnej przewidziano w instalacji spalania szlamów z oczyszczalni ścieków. Przedstawiony na rys. 25 schemat instalacji obejmuje takie procesy jednostkowe, jak: suszenie w suszarce bębnowej za pomocą pary szlamów od wilgotności 60% do 35%, spalanie szlamów w warstwie fluidalnej, skraplanie pary nadmiernej oraz odzysk ciepła w wymiennikach rekuperacyjnych. Podobnie jak w rozwiązaniach poprzednich dla zabezpieczenia środowiska przed ewentualnymi substancjami toksycznymi zastosowano proces ich absorpcyjnego usuwania ze spalin. Wydajność spalania projektowanego węzła wynosi 30,6 kgs^{-1} substancji wilgotnej.

5. WNIOSKI

W przedstawionym opracowaniu w sposób szczegółowy omówiono te zagadnienia, które dotyczą technologii rozwijanych za granicą i do których czytelnik może mieć dostęp utrudniony. Nie analizowano dogłębnie zagadnień emisji toksycznych substancji, których występowanie jest mocno zróżnicowane w zależności od rodzaju substancji poddawanych procesowi spalania. Poza SO_x i NO_x istnieje możliwość powstawania dioksyn i furanów, a w instalacjach spalania odpadów dodatkowo innych powiązań chloru. Są to zagadnienia bardzo istotne z punktu widzenia ochrony środowiska, lecz wymagające odrębnego omówienia.

LITERATURA

[1] Schilling H.D.: Die Wirbelschichtfeuerung - Einsatzmöglichkeiten fur die Strom - und Warbeerzeugung aus Kohle. VDI - Berichte Nr 3222 1978.

[2] Asche V.: Beseltigung von Flotationsbergen durch Wirbelschichtverbrennung - Projekt Gneisenau. VDI - Berichte nr 322, 1978.

[3] Stroppel K.G., Langhoff J.: Demonstrationsanlagen König Ludwig und Flingern der Ruhrkohle AG, Essen. VDI - Berichte Nr 322, 1978.

[4] Meyer W.: Ein Kombiblock auf Steinkohlenbasis mit Wirbelschichtfeuerung. VDI - Berichte Nr 322, 1978.

[5] Gibson J., Highley J.: FBC for industrial applications. VDI - Berichte Nr 322 1978.

[6] Wittchow E., Schreckenberg H., Wied E.: Konzeption von Gas/Dampfturbinenanlagen mit druckbetriebener Wirbelschichtfeuerung. VDI - Berichte Nr 322, 1978.

[7] Sutkowski Z., Kik B. i inni: Kocioł WF 12 z paleniskiem fluidalnym budowa i doświadczenia eksploatacyjne. Zbiór materiałów Termofluid 85, Częstochowa 1985.

[8] Roeck D.R.: Circulating fluidized-bed combustion. Draft Final Report. GCA Corporation Bedford, Massachusetts 1981.

[9] Ren L. Plass L. Hirsch M.: Nutzung von Energie und Rohstoffinhalt Kohlenstoffhaltiger Mineralien. VDI - Berichte Nr 322, 1978.

[10] Materiały: Referatssammlung zum 3 abfallwirtschaftlichen Fachkoloqium, Saarbrücken 1983.

[11] Wandrasz J., Zieliński J.: Procesy fluidalne utylizacji odpadów, cz. 1 i 2, Ossolineum 1984.

[12] Zesz. Nauk. Pol. Śl. s. Energetyka z. 97, Gliwice 1983. Materiały konferencyjne.

Literatura uzupełniająca:

13 VDI - Berichte Nr 211 1973
Nr 250 1975
Nr 286 1977
Nr 346 1979
Nr 349 1978
Nr 363 1980

РАЗВИТИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПСЕВДООЖИЖЕННОГО ГОРЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

Р е з ю м е

На основе литературных информаций а также собственных исследований и анализов показано применение процессов псевдоожиженного горения в энергатике и других близких промышленных отрослях. Показана систематика процессов горения в зависимости от скорости псевдоожиженного газа и различных физико-химических факторов, имеющих влияние на характер псевдоожижения и его применение.

По литературным данным показано применение этих процессов в котлах работающих при нормальном и повышенном давлении, а также перспективы развития этих установок.

Собственный анализ и решения внедрены в польской промышленности позволили показать применение некоторых установок с псевдоожиженным слоем в процессах деградации и утилизации промышленных и других отходов. Приведенные информации дополнены данными из эмисии токсических и вредных веществ.

DEVELOPMENT AND PERSPECTIVES OF FLUID-BED COMBUSTION ENGINEERING IN POWER INDUSTRY PROCESSES

S u m m a r y

Fluid-bed combustion processes in power industry and in similar branches of industry, based on references data and on own research works are presented. Systematics of combustion processes depending on gas velocity, on the type of grained material feeding as well as the influence of some physical and chemical parameters on the fluidized-bed characteristic and its application are presented. Some applications of coal combustion processes in fluidized-bed boilers as well low-pressure as high-pressure ones based on references data are shown and perspectives of their development are presented. Solutions used in Polish industry made possible to show the few applications of fluid-bed in processes of waste degradation and utilization. Data acquired are completed with informations about emission of toxic compounds in particular processes.