

Paliwa sektora energetycznego i odpady chemii organicznej jako paliwo alternatywne a ochrona środowiska w Polsce w świetle przepisów Unii Europejskiej

Część I. Paliwa sektora energetycznego

Anna Weiner
Politechnika Koszalińska

1. Wstęp

Polska należy w Europie do krajów średnio zasobnych w kopalne surowce energetyczne. Po II wojnie światowej, w wyniku prowadzonych na dużą skalę prac poszukiwawczych, odkryto duże zasoby węgla kamiennego, znaczne zasoby węgla brunatnego, umiarkowane zasoby gazu ziemnego i małe zasoby ropy naftowej. Część złóż odkryto w znanych już zagłębiach, jak np. węgiel kamienny w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, czy ropa naftowa i gaz ziemny we wschodniej części Karpat, ale zasadnicze przyrosty zasobów udokumentowano w nowych obszarach: węgiel energetyczny w Lubelskim Zagłębiu Węglowym, węgiel koksowy w rejonie Jastrzębia Zdroju, węgiel brunatny w Polsce Środkowej i Zachodniej, gaz ziemny i ropę naftową na Przedgórzu Karpat, na Monoklinie Przedsubdeckiej oraz w Zachodniej Polsce i na Pomorzu. Odkryto również złoża węglowodorów na Bałtyku w polskiej strefie ekonomicznej [1].

Węgiel kamienny jest bez wątpienia głównym bogactwem mineralnym naszego kraju i przez wiele lat po II światowej stanowił bazę dla polskiej gospodarki, głównie dla przemysłu ciężkiego (przemysłu hutniczego, przemysłu chemicznego, szeroko rozumianego energetycznego). Stanowił on o prawie pełnej niezależności Polski od dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej, głównie ze wschodu, wówczas Związku Radzieckiego a dzisiejszej Rosji [2].

Od 1945 roku zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny jest pokrywane w pełni, natomiast na gaz ziemny tylko w części, a w zaledwie kilku procentach na ropę naftową. Importuje się niewielkie ilości (1÷2 mln ton) wysokogatunkowego węgla koksowego dla uszlachetnienia produkcji koksu.

Stan ten jest konsekwencją ilości udokumentowanych zasobów w odniesieniu do poszczególnych surowców energetycznych. Szczyt rozwoju górnictwa węglowego w Polsce przypada na lata 70., kiedy wydobyte węgla kamiennego sięgało rzędu miliona ton rocznie. Funkcjonowało około 80 kopalń węgla kamiennego, a w odniesieniu do ówczesnej struktury administracyjnej kraju w województwie wałbrzyskim, województwie krakowskim, a przede wszystkim w województwie katowickim a potem także w województwie lubelskim (kopalnia Bogdanka). Oczywiście potęgą górnictwa było województwo katowickie (Górny Śląsk), na którym w gęsto zaludnionym terenie śląskim, funkcjonowała większość kopalń węgla.

Do 1978 roku Polska miała saldo dodatnie w handlu zagranicznym w zakresie surowców energetycznych. W 1979 roku, pomimo eksportu 40 mln ton węgla kamiennego, po raz pierwszy saldo wymiany było ujemne ze względu na wzrost importu ropy naftowej wymuszony rozwojem motoryzacji. Polska praktycznie aż do 1989 r., była nastawiona na tzw. system odgórny, czyli planowania centralnego, co pejoratywnie było nazwane sterowaniem ręcznym.

Ceny węgla były wówczas opłacalne dla kopalń, a rangę górnictwa węglowego determinował fakt istnienia w tamtym okresie Ministerstwa Górnictwa i Energetyki. Co więcej, było to zasadniczo największe i najważniejsze ministerstwo w Polsce.

Węgiel kamienny wydobywany w Polsce można podzielić na dwie grupy:

- energetyczny,
- koksujący.

Zależnie od lokalizacji kopalni w kraju, węgiel koksujący [3], który według bardziej precyzyjnej systematyki, zapisywany jest w literaturze technicznej jako grupa C 34 i kolejno do grupy C 39 był wydobywany w kopalniach Dolnego Śląska, w kopalniach wałbrzyskich i na Górnym Śląsku.

Natomiast węgle energetyczne, a więc praktycznie przeznaczone na opał, to węgle według ścisłej klasyfikacji, podawanej w literaturze systematyki, oznaczone są liczbami C 31, C 33. Za ekonomię handlu węglem w scentralizowanej gospodarce odpowiedzialne, a mianowicie:

- Centrala Zbytu w Katowicach (obecny WĘGLOZBYT), poprzez który poszczególne kopalnie sprzedawały swój węgiel na rynki krajowe,
- WĘGLOKOKS Katowice, który był centralą zbytu polskich węgli na rynki zagraniczne.

Polskie kopalnie nie miały prawa zbywania swoich produktów w sposób bezpośredni i niezależny na rynki zewnętrzne. Mogły to robić wyłącznie poprzez zagraniczną centralę zbytu węgla (WĘGŁOKOKS).

WĘGŁOKOKS posiada własny pion do kontroli technicznej, a więc tam były kierowane ewentualne reklamacje kontrahentów zagranicznych.

W realiach gospodarki centralnie sterowanej, zbyt naszego węgla na rynki zagraniczne był utrudniony. Węgłe energetyczne nie były konkurencyjne na rynku międzynarodowym, co do łącznego kosztu ich wydobywania i kosztu przeróbki węgla [4, 5].

Aby wyjść na rynki zagraniczne (w tamtych latach dotyczyło to głównie Danii, Holandii, Szwecji, Norwegii, Finlandii oraz Czech a także Brazylii, Indii) [4, 5], resort górnictwa musiał sprzedawać ten węgiel po cenach zaniżonych. Trzeba jednak pamiętać, iż w czasach PRL miał miejsce ograniczony dostęp do tzw. „żywej” gotówki dolarowej, a eksport węgla na Zachód, pomimo zaniżonych cen, gwarantował dostęp do obcej waluty, za którą, można było kupować wybrane surowce, niezbędne do funkcjonowania polskiej gospodarki. Sytuacja ta, stwarzała również możliwości do zakupu nowych technologii (np. fabryka samochodów Fiat 125p i 126).

Mając powyższe fakty na uwadze, można odnieść się do cen węgla, które były permanentnie korygowane, w odniesieniu do kosztów własnych produkcji, oraz do możliwości zbytu węgla na rynek własny i na rynki zewnętrzne. Niezależnie od wyżej opisanej sytuacji, w obydwu wymienionych instytucjach (tzw. WĘGŁOZBYCIE i WĘGŁOKOKSIE), pracowały odrębnie zespoły, tworzące każdego roku cenniki węglowe, gdzie projektowano ceny zbytu 1 tony węgla w interakcji pomiędzy wartością opałową węgla, a zawartością popiołu po jego spalaniu, oczywiście także w odniesieniu do typu węgla, w grupie węgla energetycznego (czyli typu C 31 lub C 32) [4, 5].

W wyniku przemian społeczno-politycznych, a w ślad za nimi gospodarczych, po 1989 roku w polskich władzach (tj. rządzie i parlamencie), przewijał się coraz częściej pogląd, że skala wydobywania węgla w Polsce jest zbyt duża wobec potrzeb. Gdyby przyjąć rachunek kosztów eksploatacji i przeróbki węgla, przemysł węglowy w Polsce wobec międzynarodowych cen węgla jest nieefektywny i nieekonomiczny. Uznano więc, że większość kopalń nadaje się do zamknięcia lub częściowej likwidacji [4, 5].

W konsekwencji, wytworzyło się w Polsce dosyć silne i wpływowe lobby polityczno-gospodarcze (sieć zawiłych powiązań klasy politycznej z establishmentem sektorowym), które wylansowało hasło: „Restrukturyzacja górnictwa węglowego”. Przełożyło się to w praktyce na likwidację kopalń lub likwidację poprzez łączenie (tzw. konsolidację) mniejszych i starszych kopalń w jedną kopalnię redukując przy okazji tego procesu zatrudnienie i globalne wydobywanie.

To parlamentarno-rządowe lobby, zmierzające ku likwidacji znacznej części górnictwa węglowego, wykorzystało jeszcze jeden argument w postaci dużego zasiarczenia znacznej części polskich węgla energetycznych rejonu Jaworznicko-Mikołowskiego [6÷10]. W skale węglowej, w pokładach występują drobne (od kilku do kilkunastu milimetrów) wprysnięcia pirytu, tzw. siarki pirytowej, czyli siarczku żelaza, co powoduje, że w procesie spalania, uwalniają się do atmosfery znaczne ilości SO_2 [15].

Polska pod koniec lat 70. była rekordzistą świata w odniesieniu do emisji siarki do atmosfery, zarówno w skali globalnej, jak i w skali względnej. Łączna produkcja do atmosfery tego związku wynosiła około 4,0 mln ton/rok, przy czym w:

- energetyce – 1,6 mln ton/rok,
- hutnictwie – 0,18 mln ton/rok,
- chemii – 0,15 mln ton/rok,
- komunalce i transporcie ~ 2,0 mln ton/rok [12].

Ujemne saldo wymiany towarowej w zakresie surowców energetycznych wykazuje systematyczną tendencję wzrostową. W 1999 r. w cenach transakcyjnych saldo to wynosiło – 7,9 mld złotych. Jest to rezultat wzrastającego importu węglowodorów, a zwłaszcza ropy naftowej i zmniejszającego się w ostatnich latach eksportu węgla kamiennego. W 2000 roku eksport węgla kamiennego wyniósł 23,0 mln ton, a krajowe zużycie 78,0 mln ton. Należy wspomnieć, że w latach osiemdziesiątych krajowe zużycie węgla kamiennego wynosiło nieco poniżej 160 mln ton (w 1988 r. – 159,4 mln ton).

Lobby antywęgłowe, które lokowało się w polskim rządzie i parlamencie po 1989 roku, doprowadziło do zamknięcia wielu kopalń i ograniczeniu produkcji węgla w bardzo dużym stopniu. Produkcja węgla w Polsce wynosi obecnie około 100 mln ton. Po 1989 roku zaostrzono znacznie normy dotyczące jakości produkowanego węgla kamiennego dla celów energetycznych.

Normy te dotyczą wielkości emitowanych zanieczyszczeń:

- tlenku węgla (CO), poniżej 1200 g/GJ,
- tlenku azotu poniżej (NO_x), 200 g/GJ,
- dwutlenku siarki (SO_2), poniżej 400 g/GJ,
- substancji organicznej smolistej poniżej 50 g/GJ,
- węglowodorów aromatycznych poniżej 0,08 g/GJ,
- benz(a)piranu, poniżej 0,05 g/GJ [13].

Oczywiście powyższe jeszcze bardziej utrudniło sprzedaż węgla na polskim rynku, bowiem powyższe normy wymusiły bardzo dokładne wzbogacanie urobku węglowego, wydobytego z podziemia kopalń, w zakładach przeróbki

węgla, wzrosły więc koszty wzbogacania, co spowodowało, że promowany został gaz ziemny i ropa naftowa, a to z kolei spowodowało spadek popytu na węgiel [11].

Lobby węglowe, które generalnie jest reprezentowane przez górników, w tym również ludzie związani od lat z polskim węglem, skupieni głównie na Górnym Śląsku oraz w Uczelniach na Wydziale Górniczym Politechniki Śląskiej oraz na Wydziale Górniczym Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, przeciwstawiali się gwałtownej redukcji polskiego sektora górniczego, głównie węglowego [11].

Po roku 1989, koronnym argumentem lobby węglowego jest fakt, że Polska może tracić samodzielność i bezpieczeństwo energetyczne w strategicznym dla kraju sektorze, będąc, w wyniku likwidacji górnictwa węgla kamiennego, uzależniona od dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej z zagranicy, w tym głównie od Rosji (dotyczy głównie gazu ziemnego).

Dopiero wydarzenia ostatnich miesięcy między Rosją a Ukrainą (w tym także groźba odcięcia przez Rosję dostaw gazu dla Polski, wynikająca z niekorzystnych od dłuższego czasu, stosunków politycznych pomiędzy rządami Polski i Rosji, a także konflikt świata arabskiego z cywilizacją Zachodnią, przekładający się na chaos i liczne zakłócenia na światowym rynku ropy naftowej), spowodowały, że gwałtownie zaczyna powracać popyt na węgiel (co wynika ze statystyk ostatnich miesięcy). Rosną również ceny węgla kamiennego.

Oczywiście, ceny węgla są płynne, zależne od jakości koncentratu węglowego, typu węgla, a przede wszystkim od sytuacji na rynku paliw. Powyższa zależność pozwala odpowiedzieć na pytanie, czy taka sprzedaż węgla pokryła koszty utrzymania struktury resortu węgla, jaki musi być zbyt, po jakiej cenie węgiel powinien być zbywany, aby koszty produkcji zostały zbilansowane przynajmniej na zerowym poziomie bez doliczania zysku.

Aktualnie węgiel kamienny jest eksploatowany w dwóch zagłębiach w Polsce : Górnos Śląskim i Lubelskim. Jednakże Zagłębie Dolnos Śląskie zostało już praktycznie wyeksploatowane i aktualnie trwają tam prace likwidacji kopalń i restytucji obszaru. Proces likwidacji kopalń w tym zagłębiu wynika też z prowadzonej polityki państwa dostosowującej wielkość wydobywania węgla do jego popytu na rynku krajowym i z trudności konkurowania polskiego węgla na rynkach światowych [11].

Zagłębie Górnos Śląskie zostało dobrze rozpoznane, zarówno co do ilości i jakości znajdującego się tam węgla, jak i geologiczno-górnicznych warunków złożowych. Zasoby węgla w tym zagłębiu określone są na 38 458 mln ton zasobów bilansowych. Ponadto udokumentowano w polach czynnych kopalń 8002 mln ton zasobów przemysłowych. Znaczna część obszaru Górnos Śląskiego Zagłębia Węglowego (GZW) jest gęsto zabudowana z rozwiniętą infrastrukturą

przemysłową i komunikacyjną. Automatycznie ogranicza to możliwość eksploatacji węgla. W GZW są również strefy tektoniczne, w których eksploatacja węgla jest znacznie utrudniona albo wręcz niemożliwa. Zgodnie z przyjętymi obecnie kryteriami bilansowości eksploatację węgla kamiennego ograniczono do głębokości 1000 m. W południowej i zachodniej części GZW występują węgle koksujące, a na przeważającym obszarze zagłębia – węgle energetyczne. W niektórych kopalniach, głównie we wschodniej części zagłębia, węgle są silnie zasiarcone.

W GZW węgiel wydobywa obecnie 41 kopalń, ponadto 23 kopalnie znajdują się w różnej fazie likwidacji, zarówno ze względu na kończące się zasoby, jak i ze względu na złą jakość węgla i trudne warunki ekonomiczne jego eksploatacji.

Rozpoznanie geologiczno-złożowe GZW wskazuje, że udokumentowanie w nim nowych zasobów bilansowych będzie trudne, natomiast drogą uszczegółowienia prac geologicznych i robót górniczych można będzie przekwalifikować część zasobów bilansowych do zasobów przemysłowych.

Z załączonej tabeli I wynika, że w latach 1990÷2000, to znaczy w okresie trwającej transformacji polskiej gospodarki, maleje zużycie węgla, a zwłaszcza węgla kamiennego, natomiast umiarkowanie wzrasta zużycie bituminów, a zwłaszcza ropy naftowej.

Tabela 1. Zużycie kopalnych surowców energetycznych w Polsce w latach 1999÷2000 [1]

Table 1. Use of fossil fuels in Poland in the years 1999÷2000 [1]

Surowce	Jednostka	Lata		
		1990	1995	2000
Węgiel kamienny	mln ton	116,5	99,1	78,0
Węgiel brunatny	mln ton	67,4	63,2	59,3
Ropa naftowa	mln ton	15,4	15,3	18,6
Gaz ziemny	mln m ³	9,93	9,99	12,0

Drugim czynnym obszarem wydobywczym jest Lubelskie Zagłębie Węglowe z udokumentowanymi zasobami bilansowymi w ilości 8 295 mln ton. W zagłębiu tym obecnie czynna jest tylko jedna kopalnia „Bogdanka”, w której udokumentowane zasoby przemysłowe wynoszą 348 mln ton.

Lubelskie Zagłębie Węglowe jest dotychczas stosunkowo słabo rozpoznane pod względem geologiczno-złożowym. Jest to zagłębie przyszłościowe dla górnictwa węgla kamiennego.

Należy podkreślić, że obszar Lubelskiego Zagłębia Węglowego jest stosunkowo słabo zabudowany. W zdecydowanej większości są to tereny rol-

nicze. Natomiast na części obszaru znajdują się tereny chronione o znaczeniu przyrodniczym.

Udokumentowane zasoby bilansowe w tych dwóch Zagłębiach wynoszą 46 846 mln ton. Ponad 2/3 zasobów to węgle energetyczne, nieco poniżej 1/3 to węgle koksowe. Inne typy węgla występują w ilości śladowej poniżej 0,8%.

Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią blisko 40% zasobów bilansowych.

Straty węgla, który jest wydobywany w kopalniach głębinowych są znaczne, ponieważ nawet z zasobów przemysłowych zaliczanych do ekonomicznych po rozcięciu złoża i w czasie jego eksploatacji wyodrębnione są duże ilości zasobów, których wydobywanie uznaje się za nieopłacalne lub niemożliwe ekonomicznie [1].

Wpływają na to m.in.:

- mała grubość pokładów,
- skomplikowane warunki zalegania części złoża,
- duże zagrożenia naturalne,
- złożone warunki ekologiczne i szkody górnicze,
- zabudowa powierzchni przez budownictwo i infrastrukturę.

W sytuacji nie zrestrukturyzowanej lub źle zrestrukturyzowanej kopalni generowane są duże koszty eksploatacji pokładów cienkich i pokładów występujących w trudnych warunkach, dlatego wybiera się tylko pokłady łatwiejsze do eksploatacji.

Tabela 2. Projekcja transformacji zasobów bilansowych węgla kamiennego w Polsce [1]

Table 2. Transformation projection of hard coal resources balance in Poland [1]

46 846 mln ton	(Wsp. 0,45)	zasoby bilansowe
21 087 mln ton	(Wsp. 0,70)	zasoby przemysłowe
14 760 mln ton	(Wsp. 0,77)	zasoby operatywne
11 365 mln ton		wydobyty węgiel

Z tego też względu z 8 354 mln ton zasobów przemysłowych węgla kamiennego udokumentowanych obecnie w GZW do efektywnej eksploatacji może być przeznaczone jedynie około 70% to jest 5847 mln ton. W trakcie eksploatacji tych zasobów, zwanych operatywnymi, powstają jeszcze tak zwane starty eksploatacyjne rzędu 22÷25%, tak więc realnie mogą być wydobyte zasoby węgla rzędu 4 385 mln ton (Ney R., 2001). Natomiast z 46 mld ton stwierdzonych zasobów bilansowych w obydwu zagłębiach można będzie udokumen-

tować zasoby przemysłowe rzędu 14 mld ton. Możliwy do wydobycia urobek węgla wyniesie około 11 mld ton.

Główne ograniczenia zasobów w poszczególnych kategoriach:

- warunki złożowe,
- koszty wydobycia,
- ekologia,
- przestrzenne zagospodarowanie,
- szkody górnicze.

Według badań, które zostały przeprowadzone w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, przy racjonalnej eksploatacji węgla z poszanowaniem jego zasobów można będzie pokryć krajowe potrzeby na ten surowiec przez około 70 lat, natomiast pokrycie potrzeb krajowych z czynnych obecnie poziomów kopalń przy obecnej, nie w pełni racjonalnej, gospodarce zasobami wystarczy na około 28 lat.

Po udostępnieniu nowych poziomów wydobywczych i nowych partii złóż w tych kopalniach okres ten można przedłużyć do około 50 lat.

Jeżeli potrzeby w zakresie węgla kamiennego utrzymają się na obecnym poziomie to już w roku 2025 wystąpi konieczność budowy nowych kopalń.

2. Węgiel brunatny

Istniejące w Polsce zasoby węgla brunatnego w zdecydowanej większości zostały udokumentowane w rezultacie prac geologiczno-poszukiwawczych po 1945 r. Złóża węgla brunatnych znajdują się w Polsce Zachodniej i Środkowej w kilku zagłębiach.

Kopalnie zlokalizowane są w Zagłębiu Turoszowskim, Konińskim i Bełchatowskim. Oprócz tego wydobywa się niewielkie ilości tego surowca w innych miejscach.

Duże złoża tego surowca zostały odkryte między innymi w rejonie Legnicy, Trzcianki, Złoczewa, a także cały zespół złóż w tak zwanym rowie poznańskim. Złoża te to Czempin, Krzywín i Gostyń o łącznych zasobach 3 690 mln ton nie będą mogły być eksploatowane ze względów ekologicznych. Leżą one w strefie wysokiej klasy gruntów rolnych i częściowo w obszarze chronionego krajobrazu.

Łączne zasoby geologiczne w złożach dotychczas udokumentowanych wynoszą 14 050 mln ton, w tym zasoby złóż obecnie eksploatowanych wynoszą 2 145 mln ton, z tego 1 877 mln ton to zasoby przemysłowe.

Z rozpoznania geologicznego Polski wynika, że w przyszłości można będzie udokumentować nowe złoża węgla brunatnego o zasobach około 15÷20 mld ton.

Węgiel brunatny wykorzystywany jest do wytwarzania energii elektrycznej. Udział energii elektrycznej wytwarzanej obecnie z węgla brunatnego w całej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych wynosi około 37%. Energia elektryczna wytwarzana z węgla brunatnego jest około 30% tańsza od energii produkowanej na bazie węgla kamiennego.

Ze względu na wyczerpywanie się zasobów węgla brunatnego w obecnie eksploatowanych złożach, po 2015 roku znacznie maleć jego wydobywanie. Aktualnie planowana jest budowa kopalni w nowym zagłębiu legnickim, z wykorzystaniem potencjału zanikającej w tym czasie eksploatacji złóż miedzi w rejonie Lubina.

Reasumując można przewidywać, że złoża węgla brunatnego, te już udokumentowane i te, które zostaną odkryte, będą stanowiły znaczącą część bazy dla wytwarzania energii elektrycznej w XXI wieku.

3. Gospodarka gazem ziemnym

Gaz ziemny występuje w Karpatach, Zapadlisku Przedkarpackim, na Monoklinie Przesudeckiej oraz w Polsce Zachodniej i Północno-Zachodniej. Złoża gazu zostały również udokumentowane na Bałtyku.

Gaz ziemny występujący na Monoklinie Przesudeckiej i w niektórych obszarach Polski Zachodniej jest zaazotowany, a w strefie Gorzów - Zielona Góra ma nawet w swoim składzie siarkowodor.

W Polsce odkryto około 250 złóż gazu ziemnego. Ich łączne zasoby bilansowe wynoszą obecnie 148 mldm³, a zasoby przemysłowe 77mldm³. Są to więc złoża bardzo małe, jak na warunki światowe. Obecnie w Polsce mamy tylko 14 złóż o zasobach przemysłowych przekraczających 1 mld m³ gazu. Największym złożem jest złożo Przemysł - Jaksmanice o zasobach przemysłowych wynoszących ponad 13 mld m³. Początkowe zasoby tego złoża wynosiły około 79 mld m³ ale zostały w większości już wyczerpane.

Ostatnie lata nie przyniosły odkrycia i udokumentowania dużych złóż gazu, co w warunkach polskich oznacza złoża powyżej 25 mld m³.

Przewiduje się jednak możliwość odkrycia i udokumentowania nowych złóż o znaczących zasobach. Według ostatniej oceny geologicznej, perspektywiczne zasoby gazu ziemnego oceniane są w Polsce na około 600 mld m³. Według autora jest to wielkość zawyżona. Dotychczasowe wyniki prac poszukiwawczych nie potwierdzają tej prognozy.

W ostatnich latach udokumentowano metan w pokładach węgla w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym w ilości 89 mld m³, jako zasoby bilansowe i 2,7 mld m³ w kategorii przemysłowej. Jednakże poza stosunkowo niewielką ilością metanu pozyskiwanego z kopalni

Perspektywiczne zasoby metanu w GZW, oceniane są na 350 mld m³. Wymagania techniczne dotyczące paliw gazowych pochodzenia naturalnego i wytwarzanych sztucznie oraz ich mieszanin podaje norma PN-87/C-96001 „Paliwa gazowe rozprowadzane wspólną siecią i przeznaczone dla gospodarki komunalnej”.

W zależności od sposobu uzyskiwania, paliwa gazowe stosowane w gospodarce komunalnej dzieli się na następujące grupy:

- grupa I (GS) – gazy sztuczne z przetworzenia paliw stałych i ciekłych oraz ich mieszaniny z gazami ziemnymi i propanobutanowymi; grupa obejmuje trzy podgrupy: 25, 30 i 35,
- grupa II (GZ) – gazy ziemne pochodzenia naturalnego, których głównym składnikiem jest metan (gazy wysokometanowe, zaazotowane, kopalniane); grupa obejmuje pięć podgrup: 25, 30, 35, 41 i 50,
- grupa V (GPB) – propanobutan techniczny (gazy węglowodorowe płynne C₃–C₄, wg PN-82/C-9600),
- grupa IV (GP) – mieszaniny propanobutanu technicznego z powietrzem, będące w warunkach normalnych gazami, o symbolu 25.

Gazem ziemnym nazywa się mieszaninę gazów i par wydobywających się z ziemi, zawierającą głównie znaczne ilości metanu. Gaz ziemny może występować w złożach ropno-gazowych lub w złożach czysto gazowych będących naturalnymi zbiornikami. Zbiornik taki, zwany kolektorem, składa się z warstwy porowatej lub silnie spękanej (piaski, piaskowce, wapienie, dolomity), zalegającej między warstwami nieprzepuszczalnymi, jak łupki ilaste, anhydryt lub sole. Budowa złoża ropno-gazowego pokazana jest na rysunku 1, a złoża czysto gazowego na rysunku 2.

Tabela 3. Podział paliw gazowych w odniesieniu do liczby Wobbego (wg PN-89/ C-960001) [22]

Table 3. Division of gas fuels according to Woble number (PN-89/ C-960001) [22]

Podgrupa	Liczba Wobbego paliwa [MJ/m ³]	
	dopuszczalny zakres zmian	wartość nominalna
25	23,0÷27,0	25,0
30	27,0÷32,5	30,0
35	32,5÷37,5	35,0
41	37,5÷45,0	41,0
50	45,0÷54,0	50,0

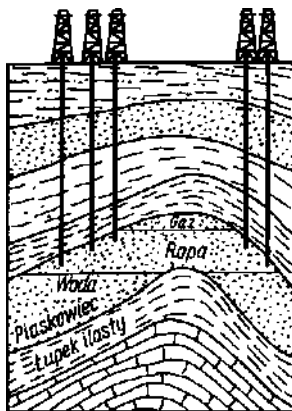
W złożu, według wartości ciężaru właściwego, układu się najpierw gaz, potem ropa, a najniżej woda wypełniająca resztę przestrzeni migracyjnej.

W celu pobierania ropy i gazu ze złóż ropno-gazowych oraz gazu ze złóż czysto gazowych wykonuje się odwierty eksploatacyjne. Gaz z odwiertu dostaje się do separatora, gdzie następuje oddzielenie kondensatów. Po stronie wylotowej separatorów zainstalowana jest, zwężka pomiarowa do kontroli ilości gazu pobieranego z odwiertu. Produkcję wszystkich odwiertów zbiera się do pierścieniowego kolektora. Gaz ziemny po oczyszczeniu, osuszeniu i zmierzeniu jest wprowadzany do gazociągu dalekosiężnego.

Gaz ziemny wysokometanowy GZ 50 może mieć następujący skład: metan CH_4 – 90%, etan, propan, butan i wyższe – 3%, azot N_2 – 6%, dwutlenek węgla CO_2 – 1%.

Gaz ziemny zaazotowany jest gazem zawierającym znaczne ilości azotu: 30÷40%, a nawet 60%. Największe nagromadzenie tego gazu jest w okolicy Ostrowa Wielkopolskiego, zawiera on 42% azotu i 55% metanu. Pod względem użytkowym gaz ten ma odmienne cechy od gazów węglowych, gazów ziemnych typowych i gazów płynnych. Charakteryzuje się małą szybkością spalania, liczbą Wobbego podobną, jak dla gazów węglowych.

Urządzenia do spalania tych gazów muszą mieć odpowiednią konstrukcję. Gaz ziemny zaazotowany może służyć do zasilania odbiorców komunalnych, a także znajduje zastosowanie w przemyśle. Gaz płynny propanowy należy do grupy gazów płynnych węglowodorowych, których cechą charakterystyczną jest zdolność przechodzenia z fazy gazowej do płynnej pod ciśnieniem nie przekraczającym 2,5 MPa (25 bar) w temperaturze pokojowej.



Rys. 1. Gazy palne – właściwości i zagrożenia związane z ich stosowaniem [22]

Fig. 1. Fuel gases – properties and threats connected with their application [22]

Gaz propanowy otrzymuje się przy, przeróbce ropy naftowej, procesach uwodorniania i syntezy.

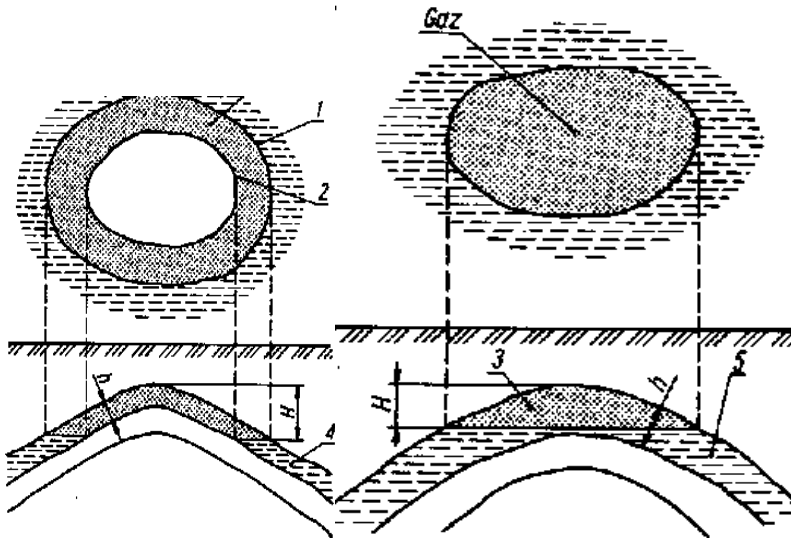
Według standardów europejskich, propan techniczny powinien zawierać co najmniej 95% propanu i propenu. Na pozostałość składają się etan, butan,

buten i izomery. Ze względu na stosunkowo wysoką prężność par (dla czystego propanu w temp. 20°C wynosi ona 8,3 bar (abs), a w temp. – 30°C odpowiednio 1,7 bar (abs)).

Gaz ten znajduje coraz szersze zastosowanie przy gazyfikacji odbiorców komunalnych i przemysłowych położonych poza zasięgiem sieci gazociągów gazu ziemnego.

Parametry gazu propanowego są następujące:

- wartość opałowa: faza gazowa – 93,56 MJ/m³, faza ciekła – 46,43 MJ/kg,
- ciepło spalania: faza gazowa – 101,80 MJ/m³, faza ciekła – 50,34 MJ/kg.



Rys. 2. Formy złóż gazowych [22]: a) pełnowarstwowe, b) niepełnowarstwowe; 1 – zewnętrzny kontur gazonośny, 2 – wewnętrzny kontur gazonośny, 3 – warstwa gazonośna, kolektor gazu, 4 – woda okalająca, 5 – woda podchodząca, H – wysokość złoża, h – głębokość warstwy

Fig. 2. Gas deposits forms [22]: a) fully layered, b) not fully layered; 1 – outer contour of gas deposit, 2 – inner contour of gas deposit, 3 – gas layer, gas collector, 4 – surrounding water, 5 – incoming water, H – deposit height, h – layer depth

Ciśnienie parowania gazu płynnego w danej temperaturze jest to ciśnienie, przy którym następuje zmiana fazy gazowej w ciekłą i odwrotnie, a zależy jedynie od temperatury, pod warunkiem istnienia w zbiorniku dostatecznej objętości umożliwiającej termiczne rozszerzanie się gazu płynnego.

Przy stałej temperaturze ciśnienie gazu jest niezmiennie, aż do wyczerpania zapasu gazu. Ciepło parowania jest to ilość ciepła jaką należy doprowa-

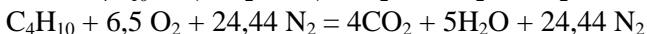
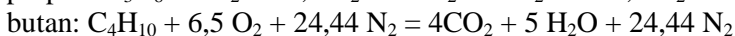
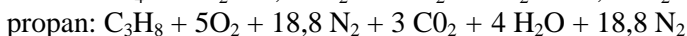
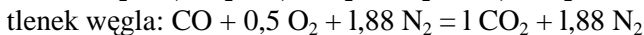
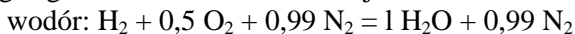
dzić w celu przejścia fazy ciekłej do fazy gazowej w danej temperaturze. Dla propanu w temp. 15°C wartość ta wynosi 355,5 kJ/kg. Chcąc odparować określoną ilość gazu trzeba doprowadzić ciepło z zewnątrz. Jeżeli nie spełni się tego warunku nastąpi obniżenie temperatury gazu płynnego, a co za tym idzie obniżenie ciśnienia parowania. Część potrzebnego ciepła jest pobierana od ścianek zbiornika.

Spalanie gazu jest złożonym procesem fizykochemicznym, w którym zachodzą jednocześnie egzotermiczne reakcje utlenienia składników paliwa, zjawiska wymiany ciepła, dyfuzji, mieszania i krążenia zarówno składników jak i produktów reakcji.

Spalanie ustabilizowane jest to spalanie ze stałą prędkością, przy czym ciśnienie gazów spalinowych utrzymuje się na stałym poziomie w wyniku przekazywania ciepła wskutek przewodnictwa i promieniowania od warstwy palącej się do warstwy nie objętej reakcją spalania. Tego rodzaju forma spalania występuje między innymi w palnikach gazowych.

Prędkość przesuwania się płomienia u wylotu palnika waha się zwykle w granicach 0,3÷5 m/s w zależności od właściwości gazu palnego, ilości powietrza w mieszaninie, powierzchni przekroju rury i innych czynników.

Spalanie składników gazów palnych w mieszaninie z powietrzem (m³) przebiega zgodnie z równaniami reakcji



Spalanie jest możliwe dopiero wtedy, gdy mieszanina gazu palnego z powietrzem zostanie podgrzana do temperatury zapłonu.

Głównymi składnikami spalin są: azot z powietrza, dwutlenek węgla i para wodna.

W spalinach, w zależności od konstrukcji palników i przebiegu procesu spalania, występują w mniejszym lub większym stopniu takie zanieczyszczenia, jak: tlenek węgla (CO), tlenki azotu (NO_x) oraz nie spalone węglowodory (C_xH_x).

Dwutlenek węgla charakteryzuje się dużą zdolnością pochłaniania ciepła. Stąd stały wzrost ilości CO₂ w atmosferze ziemskiej jest jedną z przyczyn tzw. efektu cieplarnianego.

Tlenek węgla powstaje na skutek niecałkowitego spalania spowodowanego niedostatecznym dopływem powietrza, złym wymieszaniem gazu z powietrzem lub

wadliwą konstrukcją komory spalania. Przyczyną zwiększonej emisji CO, może być złe wyregulowanie palnika lub niedostateczna wentylacja kotłowni.

Tlenki azotu (NO_x) występujące w spalinach to NO i NO_2 . W procesie spalania w I fazie w strefie reakcji płomienia powstaje NO. W palenisku 5÷10% NO ulega utlenieniu do NO_2 . Pozostała część NO ulega utlenieniu do NO_2 już w atmosferze. Na powstawanie NO_x największy wpływ ma temperatura płomienia. W temperaturze do 1200°C powstają niewielkie ilości NO_x , które wzrastają do temp. 1400°C i osiągają maksimum w granicach 1800÷2000°C. Nowoczesne urządzenia gazowe (w szczególności kotły) są tak skonstruowane, aby temperatura płomienia była jak najniższa.

Dla osiągnięcia tego celu stosuje się następujące rozwiązania:

- właściwy kształt geometryczny i dużą pojemność komory spalania,
- bezpośrednie odprowadzenie wytwarzanego ciepła w postaci promieniowania podczerwonego,
- spalanie bezpłomieniowe dzięki całkowitemu wstępnemu zmieszaniu gazu z powietrzem,
- krótkie czasy przebywania produktów spalania w strefach wysokiej temperatury,
- zmniejszenie ciśnienia cząstkowego O_2 dzięki niewielkiemu nadmiarowi powietrza,
- ochłodzenie płomienia dzięki wbudowaniu elementów odbierających ciepło w strefie gorącego płomienia, np. prętów kantalowych (system Renox),
- regulację mocy dla obciążenia częściowego przez stopniową lub modułową regulację spalania.

4. Konsekwencje ekologiczne gospodarowania ropą naftową w Polsce

Górnictwo ropy naftowej ma w Polsce swoją tradycję, ale nie odkryto ani dawniej, ani obecnie złóż, liczących się w skali światowej czy nawet europejskiej.

Początek historii odkryć związanych z ropą naftową, przyjmuje się na rok 1853, kiedy to I. Łukasiewicz zastosował przedestylowaną ropę naftową jako paliwo do lampy naftowej. Organizowano wówczas prace poszukiwawcze w Karpatach, gdzie obserwowano od dawna wycieki ropy naftowej na powierzchnię. Tam dokonano pierwszych odkryć złóż opisanych przez Karnikowskiego, m.in. w okolicach Bóbrki, gdzie wydobywano ropę za pomocą studni kopanych.

Systematycznie zwiększająca się ilość ropy naftowej wydobywanej na obszarze polskich Karpat w 1909 r. przekroczyła 2 mln t, co stanowiło wówczas 5 procentowy udział w produkcji światowej i stawiało Polskę na trzecim miejscu pod względem wielkości wydobycia.

W okresie międzywojennym kontynuowano eksploatację znanych od dawna złóż ropy naftowej, z których decydujące znaczenie miało nadal złożo Borysław. Pod koniec lat trzydziestych rozszerzono front poszukiwań na obszar zapadliska przedkarpackiego.

Lata powojenne, okres 1945÷1955, były okresem odbudowy i organizacji polskiego przemysłu naftowego. Głównym obszarem poszukiwań były wówczas Karpaty fliszowe. Kontynuowane były prace w zapadlisku przedkarpackim.

Intensywny rozwój poszukiwań w Polsce nastąpił w drugiej połowie lat 60. i latach 70. W rezultacie, uzyskano sześciokrotny wzrost średniego przyrostu dokumentowanych zasobów ropy naftowej. W okresie tym przesunięto poszukiwania z Karpat na północ, obejmując intensywnym rozpoznaniem obszar zapadliska przedkarpackiego.

Momentem przełomowym było odkrycie w utworach miocenu na tym obszarze złoża gazu ziemnego Przemysł-Jaksmanice. Równoczesne odkrycie pierwszego złoża gazu ziemnego (Lubaczów) i ropy naftowej (Partynia-Podborze) w podłożu zapadliska otworzyło nowy kierunek poszukiwań w głębszym piętrze strukturalnym tego regionu. W okresie tym, front poszukiwań przesunął się dalej na północny zachód, na obszar przedpola Sudetów, co przyniosło kilka lat później odkrycie złóż ropy naftowej (m. in. Rybaki) i gazu ziemnego (m. in. złożo Bogdaj-Uciechów). Odkrycia te potwierdziły słuszność strategii, opartej na poszukiwaniach w osadach piaszczystych czerwonego spągowca i w utworach węglanowych dolomitu głównego. Rozpoczęto poszukiwania na obszarze lubelskim, odkrywając kilka akumulacji gazu ziemnego w utworach dewonu i karbonu. Przeprowadzono także penetrację utworów kambryjskich starej platformy, odkrywając złoża ropy w piaskowcach, w okolicach Żarnowca, Dębek i Białogóry. Na obszarze szelfu bałtyckiego odkryto 6 złóż ropy naftowej i gazo-kondensatu. Intensywne poszukiwania prowadzono w synklinorium i antyklinorium pomorskim. Perspektywiczność tych obszarów, potwierdzona została odkryciem kilkunastu złóż w utworach piaszczystych karbonu i węglanowych cechsztynu.

Dynamika poszukiwań naftowych w Polsce uległa wyraźnemu zahamowaniu w latach 1981÷1989. Niedoinwestowanie materiałowo-techniczne, luka technologiczna i nierealne ceny nośników energii spowodowały spadek efektywności poszukiwań, który przyczynił się do drastycznego obniżenia się średniego rocznego przyrostu zasobów ropy naftowej.

Inny system rurociągów zaopatruje w produkty naftowe, będące podstawowym paliwem dla gospodarki, m.in. dla transportu, samochodowego, lotniczego, żeglugi, a uzupełniającym dla transportu kolejowego. Olej opałowy służy zaś do ogrzewania infrastruktury mieszkaniowej i jest paliwem w niektórych elektrociepłowniach. Wyróżniamy dwa rodzaje rurociągów naftowych:

- rurociągi do przesyłania surowej ropy naftowej z miejsc wydobycia lub wyładunku (portów) do rafinerii,
- rurociągi dystrybucyjne służące do ekspedycji gotowych rodzajów paliwa z rafinerii do ośrodków zbytu lub stacji przeładunkowych.

Rozróżnienie pomiędzy przesyłaniem, a dystrybucją paliw płynnych jest konsekwencją konieczności dokonywania zmian ich parametrów jakościowych na odcinku pomiędzy producentem a odbiorcą finalnym, a także uwarunkowane jest przesłankami natury organizacyjnej (wówczas gdy, funkcje w zakresie wytwarzania, przesyłania, przetwarzania oraz dostarczania paliw płynnych są rozdzielane między różnych przedsiębiorców).

Przesyłanie ropy naftowej rozpoczęło się w Polsce, w drugiej połowie XIX w., w Krośnieńsko – Jasielskim Zagłębiu Naftowym. Zbierano ropę z poszczególnych szybów i rurociągami doprowadzano do rafinerii, zbiorników lub stacji kolejowych, gdzie była przepompowywana do cystern kolejowych. Lokalne sieci rurociągów istnieją do dzisiaj, powstały one także w innych zagłębiach naftowych. Obecnie ropę naftową z poszczególnych szybów zabierają nieraz samochody – cysterny.

Kluczowe znaczenie dla zaopatrzenia Polski w ropę naftową, w latach 90 miał międzynarodowy rurociąg „Przyjaźń”, zbudowany w latach 60, biegnący z Zagłębia Nadwołżańskiego w Rosji i rozwidlający się, w Morzu na Białorusi na dwie odnogi: północna zaopatruje Polskę i wschodnie Niemcy, południowa – Czechy, Słowację i Węgry. Przez Polskę rurociąg „Przyjaźń” przebiega równoleżnikowo na długości 670 km – od okolic Siemiatycz, na północ od Warszawy, przez Płock, na północ od Poznania, do Schwedt nad Odrą w Niemczech. Na terenie Rosji, rurociąg ten uzyskał połączenie z bogatymi złożami roponośnymi zachodniej Syberii.

W Płocku, gdzie rurociąg „Przyjaźń” przekracza Wisłę, zbudowano największą rafinerię naftową w Polsce o zdolności przetwórczej ok. 13 mln ton rocznie. Na odcinku polskim rurociąg jest wyposażony w 6 stacji pomp ze zbiornikami. Uruchomienie rurociągu i rafinerii płockiej nastąpiło w 1964 r.

Płock jest położony przy drugorzędnej, jednotorowej linii kolejowej Kutno – Sierpc, którą wywiezienie wielkiej ilości produktów naftowych było niemożliwe. Dlatego z rafinerii płockiej poprowadzono rurociągi dystrybucyjne w kilku kierunkach do baz paliw płynnych zlokalizowanych, w pobliżu wielkich ośrodków zbytu do Warszawy, Koluszek koło Łodzi, Bydgoszczy, Poznania i Boronowa. W Koluszkach znajduje się największa stacja przeładunkowa paliw z rurociągu. W fazach projektu jest także rurociąg do Blachowni Śląskiej, gdzie ma powstać następna rafineria naftowa.

W latach 1989÷1992 w wyniku zmiany ustroju politycznego i systemu ekonomicznego, Polska włączyła się w sieć światowych powiązań rynkowych. Przedsiębiorstwo Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo otrzymało kredyty na zakup nowoczesnego sprzętu, urządzeń, aparatury i technologii. Zakłady naftowe wyposażone zostały w centrale interpretacyjne, komputery i specjalistyczne oprogramowanie. Specjaliści z różnych dziedzin są intensywnie szkoleni w największych kompaniach naftowych świata. Doświadczonej kadrze inżynierów, korzystających z najnowszej generacji sprzętu do badań sejsmicznych i metodami geofizyki wiertniczej, z nowoczesnych urządzeń wiertniczych, próbników złożowych i aparatury laboratoryjnej stworzono warunki do efektywnego prowadzenia poszukiwań.

Głównym celem zachodzącej przebudowy organizacyjnej, ekonomicznej, technicznej i technologicznej Przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo jest zwiększenie wydobycia gazu ziemnego ze złóż krajowych do kilkunastu mld m³ w 2010 r. Równocześnie istnieją realne szanse na udokumentowanie znaczących zasobów ropy naftowej.

Po 1945 r., liczące się złoża ropy pozostały w Karpatach za wschodnią granicą Polski. Od tego czasu, pomimo rozwoju poszukiwań naftowych, nie odkryto w Polsce złóż ropy o zasobach, które by pozwoliły wydatnie zwiększyć jej pozyskanie.

Złoża ropy naftowej poza Karpatami zostały odkryte w Zapadlisku Przedkarpackim, na Monoklinie Przesudeckiej, w Polsce Zachodniej, na Pomorzu oraz na Bałtyku.

Zasoby przemysłowe ropy naftowej w 2000 r. wynosiły zaledwie 10,9 mln ton, a zasoby bilansowe 14 mln ton. Zdecydowana większość zasobów ropy występuje na Niżu.

Polskie złoża ropy naftowej są złożami bardzo małymi o zasobach rzędu od kilkunastu do kilkudziesięciu tys. ton. Powyżej 1 mln ton ropy znajduje się tylko w trzech złożach, w tym w złożu na Bałtyku, które z niewiadomych przyczyn nie figuruje w Bilansie Zasobów. Wydobycie ropy naftowej w Polsce pokrywa nasze potrzeby na ten surowiec obecnie w około 3%.

Największe złożo BMB znajduje się w powiecie gorzowskim, którego zasoby oceniane są na ponad 10 mln ton. W świetle ostatnich badań zdają się być znacznie większe. Fakt ten rzuca nowe światło na możliwość perspektyw, poszukiwań ropy w Polsce. Przy racjonalnie prowadzonych poszukiwaniach naftowych można będzie odkryć następne złoża o zasobach ropy zbliżonych do złoża BMB, a wtedy wydobycie jej może przekroczyć nawet 1 mln ton rocznie. Jednak i tak podstawowa część zużywanej ropy będzie musiała pochodzić z importu.

Szansę na odkrycie w przyszłości znacznych zasobów ropy naftowej są w Polsce raczej małe. Najważniejszym zadaniem, jakie stawia przemysłowi współczesna ekologia, jest prowadzenie aktywnej polityki zapobiegania skażeniom środowiska. Prawo ekologiczne wymaga w związku z tym sporządzania ocen oddziaływania na środowisko dla wszystkich inwestycji, które traktowane są jako szczególnie szkodliwe, lub które mogą pogorszyć stan środowiska.

Poszukiwawcze prace wiertnicze, zaliczane są do działań antropogenicznych, które mogą pogorszyć stan środowiska. Rozważając ich wpływ na środowisko, trzeba brać głównie pod uwagę możliwość skażenia gleby i wód zanieczyszczeniami, zawartymi w odpadzie wiertniczym, co wiąże się z umiejętnością przewidywania potencjalnej szkodliwości odpadu dla środowiska w okresie, gdy nie ma możliwości przeprowadzenia badań, gdyż odpad nie został jeszcze wytworzony.

Proces głębiania otworów, podobnie jak każdy proces produkcyjny, posiada własną specyficzną technologię. Technologia wiercenia metodą obrotową, polega na doborze świdra, jego obrotów i nacisku na świder oraz hydrauliki otworowej. Jakkolwiek teoretyczne zasady doboru wyżej wymienionych elementów technologii, były już w latach 60. XX w. znane i lasowane przez polskich wiertników, w praktyce nie były one powszechnie w pełni stosowane.

Poziom technologii, określa zespół wskaźników techniczno-ekonomicznych, będących syntetycznym wyrazem takich elementów działalności, jak technika wiertnicza, organizacja pracy, kwalifikacje załóg, oddziaływanie bodźców ekonomicznych, itp.

Za podstawowe wskaźniki odzwierciedlające poziom procesu głębiania przyjęto:

- przemysłowy postęp wiercenia wyrażający się liczbą metrów odwierconych jednym urządzeniem w ciągu jednego miesiąca,
- prędkość mechaniczną wiercenia, wyrażającą się liczbą metrów odwierconych w czasie jednej godziny,
- prędkość marszową, tj. liczbę metrów odwierconych w czasie jednego marszu, tzn. w czasie liczonym od początku zapuszczania do momentu wyciągnięcia przewodu,
- średnią głębokość otworów,
- średni uwiert na świder,
- bilans czasu prac wiertniczych,
- koszt jednego metra otworu wierconego.

Zagadnienie oceny poziomu techniki i technologii wierceń w Polsce w porównaniu z innymi krajami było przedmiotem wielu opracowań i konferencji naukowo-technicznych. Omawiane i oceniane były zarówno kierunki

rozwoju wiertnictwa w kraju, jak też możliwości poprawy techniki wiertniczej i modernizacji wiertnictwa. Prace wiertnicze składają się z trzech cykli:

- prace budowlano-montażowe,
- głębienie otworu,
- opróbowanie skał zbiornikowych.

W trakcie tych prac na terenie wiertni magazynowane są środki chemiczne, niezbędne dla sporządzenia płuczki wiertniczej i regulacji jej właściwości, pobierana jest woda do celów technologicznych i tworzą się odpady wiertnicze, stanowiące głównie mieszaninę zwiercin i zużytej płuczki wiertniczej.

Prowadzenie działalności wiertniczej związanej z poszukiwaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego może stwarzać zagrożenia dla elementów środowiska przyrodniczego głównie na skutek składowania wytwarzanych podczas wiercenia ścieków i odpadów o specyficznych właściwościach.

Odpady wiertnicze, nie są wymieniane bezpośrednio na liście odpadów niebezpiecznych. Ich szkodliwość dla środowiska określa się w sposób pośredni. Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów w sprawie opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska, płuczka wiertnicza zaliczana jest do III grupy odpadów. Zaznaczyć jednak należy, że zasadniczą częścią odpadu wiertniczego są zwierciny; a płuczka wiertnicza stanowi tylko jego część (25÷50%).

Zarządzenie Ministra Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 5 listopada 1991r., w sprawie klasyfikacji wód oraz warunków, jakim powinny odpowiadać ścieki wprowadzane do wód i do ziemi, trudno jest zastosować w sposób bezpośredni do odpadów wiertniczych, gdyż najwyższe dopuszczalne wskaźniki zanieczyszczeń wprowadzane do wód i do ziemi ustalono, przy świadomości, że w tym przypadku brak jest barier do migracji zanieczyszczeń w środowisku gleby i brak ograniczeń związanych z bliskością zalegania wód podziemnych od miejsca rzutu. Odpad wiertniczy składowany w dole urobkowym nie powinien być traktowany jak ściek wprowadzany do gleby, gdyż zawsze stosowany jest jakiś sposób izolacji od elementów środowiska uniemożliwiający swobodną migrację zanieczyszczeń, a ponadto dół lokalizowany jest w taki sposób, by uniemożliwić bezpośrednie przedostanie się czynników szkodliwych z odpadów do wód podziemnych.

Dokładne rozróżnienie między odpadem i ściekiem wiertniczym jest z reguły trudne, gdyż zużyta płuczka i zwierciny wprowadzane są wspólnie do dołu urobkowego lub zbiornika, gdzie stopniowo ulegają rozwarstwieniu na fazę półstałą (odpad) oraz ciekłą (ściek wiertniczy).

Odpady wiertnicze pozostające w środowisku w formie skoncentrowanej stanowią istotne źródło skażenia wód. Wiąże się to z zawartym w odpadach ładunkiem zanieczyszczeń chemicznych, takich jak:

- jony metali ciężkich (Pb, Cr, Cd, Cu, Zn, Mn, Fe) pochodzące z minerałów lub dodatków chemicznych stosowanych do sporządzania płuczki, z materiałów stosowanych do cementowania otworów, z elementów orurowania otworów lub zwierconych materiałów skalnych,
- sole pochodzące z przewiercanych interwałów oraz dodawane do płuczki, by zapobiec kawernowaniu ścian otworów wierconych w formacjach solnych,
- tłuszcze, oleje i smary, które muszą być stosowane w procesie wiercenia dla zapewnienia prawidłowej pracy urządzeń,
- substancje ropopochodne ze złóż,
- biocydy, czyli środki zapobiegające procesom fermentacyjnym, którym łatwo podlegają w wysokiej temperaturze niektóre składniki płuczki,
- silne alkalia,
- związki organiczne o dużym potencjale redukcyjnym,
- środki powierzchniowo czynne,
- trudne do zidentyfikowania produkty rozpadu licznych składników chemicznych płuczek.
- Ścieki wiertnicze odprowadzane często do wód powierzchniowych lub do ziemi:
 - mają silne właściwości redukcyjne,
 - charakteryzują się wysoką zawartością drobno zdyspergowanej zawiesiny.

Zawartość jonów chlorkowych w ścieku jest wysoka lub bardzo wysoka, ale na ogół nie przekracza wartości granicznej stanowiącej barierę dla zrzutu ścieków do płynących wód powierzchniowych; jedynie ścieki pochodzące z wierceń na obszarach Niżu Polskiego, gdzie przewiercane były interwały soli cechsztyńskich są ściekami tak wysoko zasolonymi, że w żadnym przypadku nie mogą być odprowadzane do wód, ani do ziemi. Przetrzymanywane są one na ogół w zbiorczych sekcyjnych składowiskach odpadów wiertniczych, wykładanych obecnie geomembranami.

Należy jednak pamiętać, że prowadzenie działalności wiertniczej związanej z poszukiwaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego może stwarzać zagrożenia dla elementów środowiska przyrodniczego głównie na skutek składowania wytwarzanych podczas wiercenia ścieków i odpadów o specyficznych właściwościach.

Fuels of the Energy Sector and Organic Chemistry Waste as an Alternative Fuel and Environment Protection in Poland in the Light of Regulations of the European Union

Part I. Fuels of the Energy Sector

Abstract

Poland belongs to countries in Europe on average rich in fossil fuels. After the 2nd world war, as a result of search works conducted in the big scale, large deposits of hard coal, considerable reserves of lignite coal, moderate reserves of natural gas and small reserves of petroleum were discovered. The part of deposits was discovered in mining regions already known, like e.g. hard coal in upper-Silesian coal basin, or petroleum and natural gas in the eastern part of Carpatian, but fundamental growth of resources was substantiated in new areas: Lublin coal basin, Jastrzębie Zdrój, central and western Poland, Foreland of Carpatian, Sudety monocline as well as Pomerania and the Baltic Sea [1].

Hard coal is without a doubt main mineral resource of our country and through many years after 2nd world war was the base for the Polish economy, mainly for the heavy industry (smelting industry, chemical industry, energy understood widely). It decided about almost full independence of Poland from supplies of natural gas and petroleum, mainly from the east, then Soviet Union and today Russia [2].

According to examinations which were carried out in the Institute of Mineral Resources and Energy Economy PAoS, at the rational exploitation of coal with the respect of its stores, it will be possible to cover domestic needs for this raw material through about 70 years, however covering domestic needs from active at present levels of mines, at present not fully rational economy of resources, it will be enough for about 28 years. It is possible to lengthen this period to about 50 years after making new mining levels available and new deposits in those mines. If needs for hard coal will stay on the present level a necessity of construction of new mines will occur in year 2025.

On account of running out of reserves of the lignite coal in deposits exploited at present, after year 2015 its extraction will start to decrease. Construction of mines will become current in the new Legnica basin, with using the potential of copper deposits exploitation fading out at that time in Lubin area.

It is possible to predict, that deposits of the lignite coal, the ones substantiated already and the ones which will be discovered will make part of the base for manufacturing electric energy in the 21st century.

About 250 deposits of the natural gas were discovered in Poland. Total their balance stores are at present 148 mld m³ and industrial 77 mld m³. When considering worldwide conditions, these deposits are small ones.

Carrying drill activity connected with the search of petroleum and natural gas deposits may create risks for elements of the natural environment mainly as a result storing drilling wastewater and waste with unique properties.