

Odkrycia węglowodorów w ostatnim dziesięcioleciu i stan bazy zasobowej

Witold Weil*, Wojciech Górecki**, Józef Kruczek***, Piotr Karnkowski*

Polska jak również kraje ościennie nie należy do zasobnych w ropę i gaz ziemny, chociaż to Karpaty stały się pierwszym obszarem, gdzie rozwinął się przemysł naftowy. Z obszaru Karpat, prace poszukiwawcze stopniowo przenieśli się na ich Przedgórze, a następnie na Niż Polski (ryc. 1). Prace te przyniosły wymierne korzyści w postaci wydobycia w okresie lat 1945–1996 — 13,3 mln t ropy oraz 167,8 mld m³ gazu ziemnego i uzyskania przyrostu zasobów wydobywalnych: ropy naftowej 28,74 mln t i 318,3 mld m³ gazu. Wielkości te ilustruje tab 1.

Tab. 1. Zasoby i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w latach 1945–1996

	Zasoby udokumentowane w latach 1945-1996	Wydobycie w latach 1945-1996	Stan zasobów udokumentowanych na styczeń 1997
Ropa naftowa w mln ton	28.74	13.27	15.47
Gaz wysokometanowy Karpaty i Przedgórze w mld.m ³	164.00	97.30	66.70
Gaz zaazotowany Niż Polski w mld. m ³	154.30	70.50	83.80
Gaz razem w mld m ³	318.30	167.80	150.50

Zasoby wydobywalne na początku 1997 r. wynosiły dla ropy naftowej 15,47 mln t i gazu 150,5 mld m³.

Obecne zasoby gazu dla rejonu Karpat i Przedgórze wynoszą 66,7 mld m³ i dla Niżu 83,8 mld m³ gazu zaazotowanego (Weil i in., 1996).

Złóża ropy naftowej w Polsce

Na obszarze Polski w obecnych granicach od początku działalności poszukiwawczej, tj. od połowy XIX w. do końca 1996 r. odkryto:

- ogółem 133 złoża ropy naftowej, w tym:
 - w Karpatach — 69 złóż ropy naftowej,
 - na Przedgórzu — 13 złóż ropy naftowej,
 - na Niżu Polskim — 51 złóż ropy naftowej.

Ze złóż tych od początku eksploatacji do końca 1996 r. wydobyto:

- ogółem 19,1 mln t ropy (w tym w latach 1945–1996 — 13,27 mln t) w tym:
 - z Karpat — 12,0 mln t
 - z Przedgórze — 3,6 mln t
 - z Niżu Polskiego — 3,5 mln t

W Polsce ze względu na odmienny rozwój basenów sedymentacyjnych na południu i północy, z którymi jest

związana także odmienna geneza ropy i gazu, wyróżnia się głównie 2 rodzaje rop naftowych i tyle samo gazu ziemnego.

1. Ropy karpackie występujące w utworach fliszu wieku dolna kreda–oligocen — należą do rop typu alifatycznego. Są to ropy lekkie i średnie, beziarkowe, o gęstości od 0,750 do 0,93 g/cm³ i zawartości parafiny od 3,5–7%.

Podobnie na Przedgórzu Karpat ropa występuje głównie w piaskowcach wieku górnej kredy i wapieniach jurajskich oraz pod nasuniętymi Karpatami w karbonie. Należą do rop lekkich i średnich o gęstości od 0,810–0,860 g/cm³ i zawartości parafiny od 2,32 do 9,37%, a siarki średnio 0,45–0,85 %.

2. Na Niżu Polskim występują ropy również typu alifatycznego z nieznaczną domieszką węglowodorów aromatycznych są to ropy zasiarczone występujące w utworach permu, oraz beziarkowe w utworach karbonu i w kambrze. Są to ropy średnio ciężkie od 0,857–0,870 g/cm³. Zawierają parafinę od 4,3–7,4%, natomiast H₂S i siarki jest poniżej 1%.

Złóża ropy naftowej w Polsce należą do małych i b. małych. Tylko 8 złóż ropy naftowej miało zasoby większe od 1 mln t. Należą do nich: Wańkowa (1,5 mln t), Węglówka (1,1 mln t), Bóbrka–Równe–Rogi (1,3 mln t), Grabownica (1,3 mln t), Dominikowice–Kryg–Lipinki (1,7 mln t). Złóża te stanowiły 52% zasobów z całego regionu Karpat.

Na Przedgórzu Karpat do większych złóż należy Grobla–Pławowice o zasobach ok. 3,4 mln t, co stanowi 70% zasobów złóż Przedgórze (Jawor, 1997).

Na Niżu Polskim do większych złóż zalicza się Kamień Pomorski o zasobach 1,9 mln t i ostatnio odkryte złożo ropno-gazowe Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) o zasobach 10 mln t (Mamczur i in., 1997).

Ocenia się, że obecnie eksploatowane złoża ropy naftowej mają jeszcze następujące ilości zasobów do wydobycia: w Karpatach 1,0 mln t, na Przedgórzu 2,1 mln t i na Niżu Polskim 12,4 mln t.

W 1996 r. ze wszystkich polskich złóż ropy naftowej wydobyto 176 tys. t. W eksploatacji znajdowało się 84 złoża, na których było 2070 odwiertów wydobywczych. W 1996 r. na jeden odwiert w roku przypadało 85 t wydobytej ropy, a średnio dziennie na jeden odwiert 280 kg.

Złóża gazu ziemnego

Około 90% zasobów gazu ziemnego jest związane z utworami miocenu i permu. Reszta (ryc. 1) przypada na serie fliszu karpackiego, utwory podłoża fliszu i miocenu oraz na utwory dewonu i karbonu na Niżu Polskim (Górecki i in., 1995).

W Karpatach (ryc. 2) gaz ziemny jest wysokometanowy, często z pewną zawartością gazoliny, która jest odzyskiwana na złożu Roztoki. Tylko złożo Zabłotce zawiera 10% azotu, a złożo Sanok 28%. Gazy karpackie nie zawierają żadnych toksycznych związków.

Na Przedgórzu Karpat (ryc. 2), złoża gazu ziemnego występują w utworach piaszczystych miocenu, węglanowych jury i piaszczystych górnej kredy. Jest to gaz wysokometanowy do 98% (i niekiedy powyżej) CH₄. Gaz zawiera żadnych toksycznych domieszek (oprócz nieznacznych ilości w jurze).

*Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., ul. Krucza 6/14, 00-921 Warszawa,

**Akademia Górniczo-Hutnicza, Zakład Surowców Energetycznych, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

***Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków

Liczba złóż i odwiertów wydobywczych

W 1996 r. w eksploatacji było czynnych 102 złoża gazowe (a nie eksploatowanych 74), na których znajdowało się 1297 odwiertów produkcyjnych, a 326 oczekiwało na podłączenie do eksploatacji. Niepodłączone otwory w większości charakteryzują się niską wydajnością, bądź dalekim położeniem od magistrali gazowniczych lub posiadają gaz zbyt azotowany i zasiarczony.

Na Przedgórzu Karpat i w Karpatach na 848 odwiertów wydobywczych, 644 było podłączonych do eksploatacji o wydajności 4,8 mln m³/d, a 204 przewiduje się podłączyć w latach 1997–1999, z których produkcja dopuszczalna będzie wynosić 3,2 mln m³/24 h.

Na Nizinie Polskiej na 44 złożach, było 449 odwiertów wydobywczych, w tym 327 podłączonych do eksploatacji, których sumaryczna wielkość dopuszczalnej produkcji wynosiła ok. 8,6 mln m³/d. Niepodłączonych do produkcji było 122 odwiertów, których sumaryczna wielkość wydobycia wynosi 5,18 mln m³/d. W latach 1998–1999 przewiduje się zagospodarować i włączyć do eksploatacji 97 odwiertów o wydajności 4,62 mln m³/d (w tym złożo BMB 1,18 mln m³/d). Dla pozostałych 25 odwiertów o dopuszczalnym wydobyciu 0,56 mln m³/d, podłączenie nastąpi w okresie późniejszym (Weil, 1996).

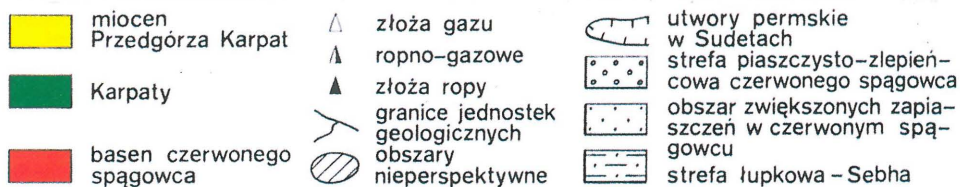
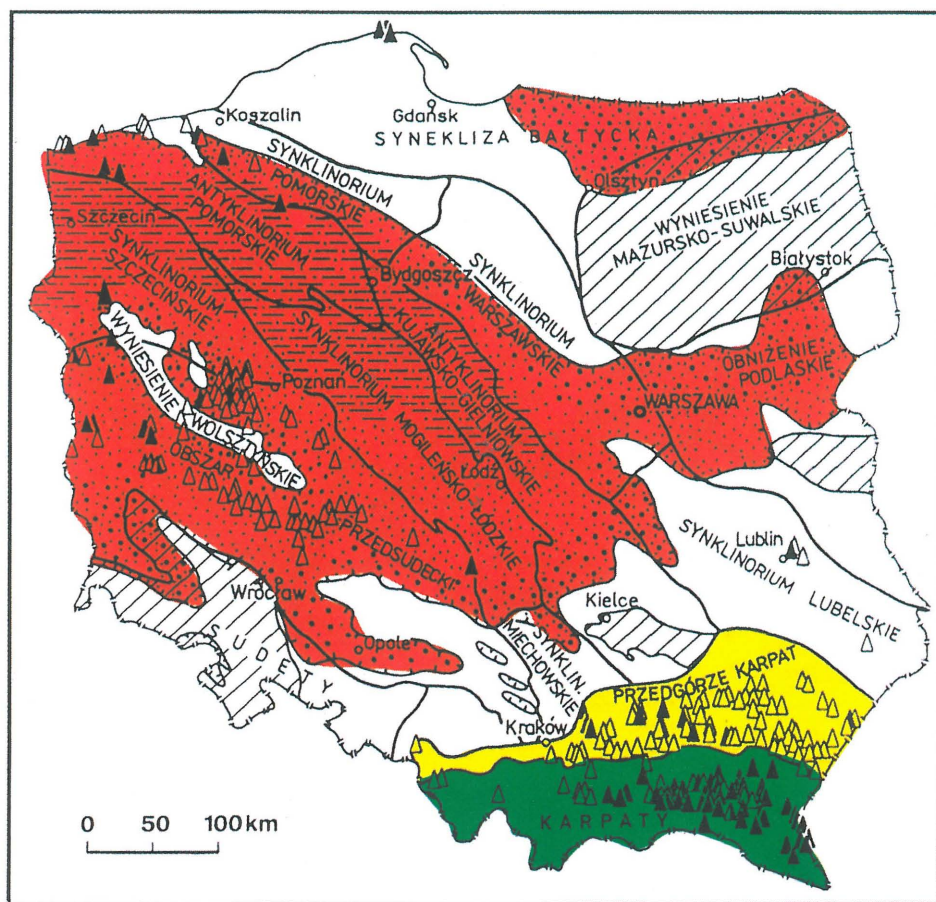
Uwzględniając ilość dotychczas wydobytego gazu (167,8 mld m³) stan zasobów w złożach na początek 1997 r. wynosił 150,5 mld m³ w tym: dla Karpat i Przedgórza 66,7 mld m³ (w tym w złożach eksploatowanych 55,9 mld m³), w rejonie Niziny Polskiej 83,8 mld m³ (w tym w złożach eksploatowanych 59,6 mld m³).

Zasoby przemysłowe gazu ziemnego zwane inaczej wydobywalne ekonomicznie, w wyniku analiz wykonywanych dla Karpat i Przedgórza przez Zespół zadaniowy Oddziału Sanockiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu, są o 45% niższe od udokumentowanych.

Przez zasoby wydobywalne ekonomicznie rozumiemy tę część zasobów określanych w dokumentacjach jako wydobywalne, która może być wydobyta ze złóż do systemu przesyłowego, przy obecnych sposobach eksploatacji, tj. bez dodatkowych inwestycji (takich jak: dodatkowe wiercenia, zabiegi stymulacyjne, budowa nowych tłoczni itp.).

Ocenie poddano zasoby złóż eksploatowanych, mających co najmniej kilkuletnią dokumentację wydobycia i znaczne spadki ciśnienia. Ze złóż tych, na południu Polski wydobywa się 96% gazu.

Szczegółowa analiza zasobów złóż wykazała, że zasoby



Ryc. 1. Mapa występowania złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce

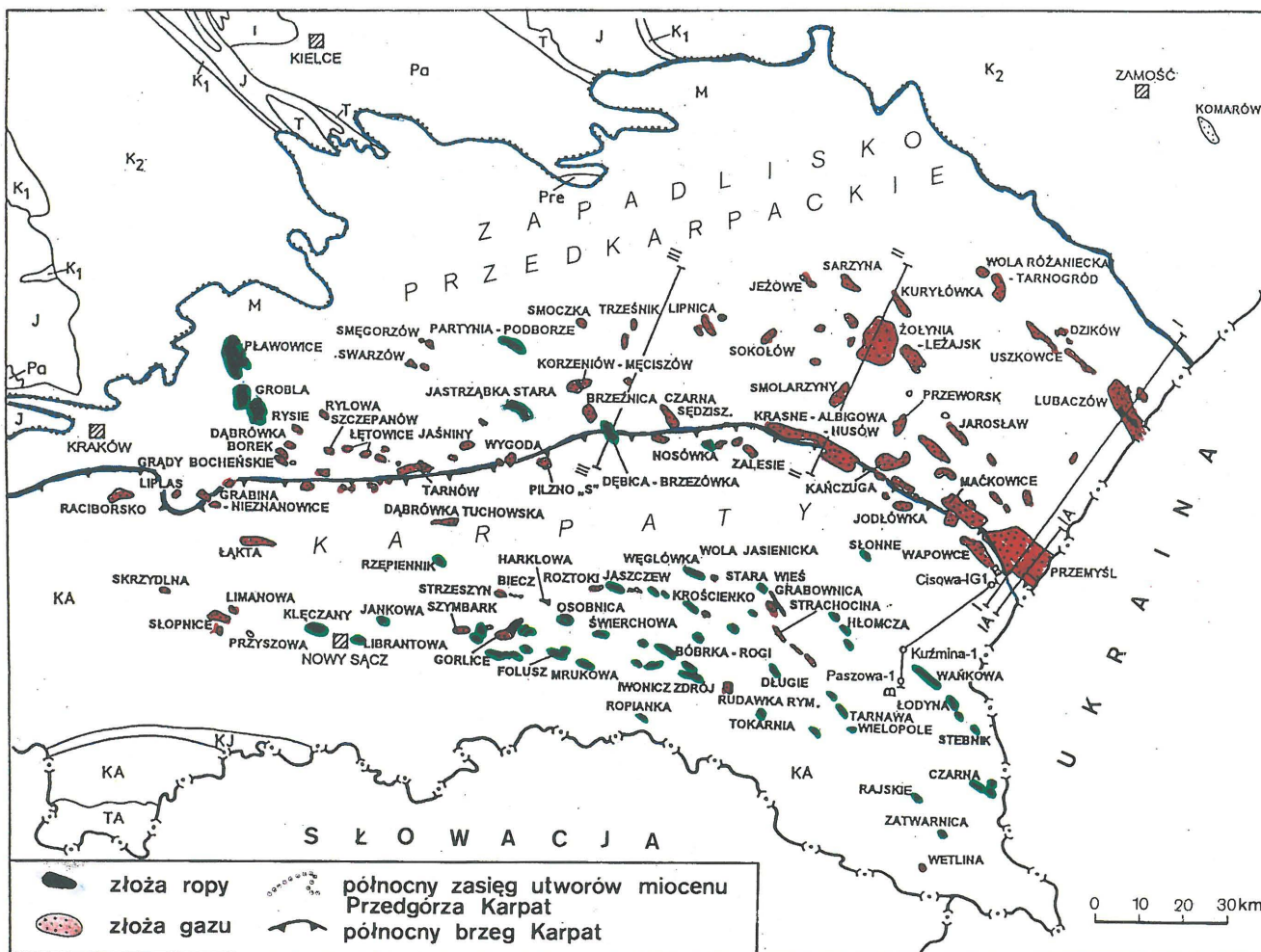
Na Nizinie Polskiej (ryc. 3) złoża gazu ziemnego występują głównie w utworach wieku permskiego i karbońskiego. Tylko w rejonie Lubelszczyzny gaz występuje w utworach dewonu i częściowo karbonu górnego.

W basenie permskim gaz zarówno w utworach dolomitu głównego, wapienia cechsztyńskiego i czerwonego spągowca zawiera domieszki azotu od 15 do ok. 80%, a często w seriach węglanowych także H₂S.

Najwięcej metanu w gazie do 85%, a nawet i więcej zawierają złoża w północnej części monokliny przedsudeckiej w rejonie Poznania. Zawartość metanu obniża się w kierunku zachodnim i północnym. Największe złoża gazu jak Bogdaj-Uciechów, Załęcze i Żuchłów zawierają ok. 65–75% metanu, a resztę stanowi azot (Weil i in., 1994a).

W południowej części monokliny przedsudeckiej w 16 złożach gazu ziemnego występuje hel w wielkości od 0,2–0,4%, który jest odzyskiwany w Kriogenicznych Zakładach w Odolanowie i w całości eksportowany do krajów EWG i do USA.

Stopień szczypania wydobywalnych zasobów gazu w poszczególnych złożach jest bardzo zróżnicowany, zależny od czasu ich eksploatacji i rocznego tempa wydobycia. Dla obszaru Karpat i Przedgórza stopień szczypania wynosi 63,5%, a dla Niziny Polskiej 51,2%.



Ryc. 2. Mapa złóż ropy i gazu na obszarze Karpat i Przedgórze

by, które można będzie wydobyć bez dodatkowych nakładów inwestycyjnych z poddanych ocenie złóż, są niższe i stanowią dla Karpat i Przedgórze 52%, a dla Niżu Polski 78% zasobów określonych w bilansie jako wydobywalnych. Istnieje możliwość podniesienia wydobywania z tych zasobów o 20% w Karpatach i na Przedgórzu oraz na Niżu o 10%, na co jednak będą potrzebne dodatkowe nakłady inwestycyjne.

Odkrycia złóż i przyrosty zasobów ropy i gazu w ostatnim dziesięcioleciu 1987–1996

Dotychczas rozpatrywaliśmy przyrosty zasobów i wydobycie ropy i gazu w przyjętym i stosowanym przedziale na Karpaty, Przedgórze i Niż Polski. Przyrosty te w okresie 10 lat ilustruje nam tab. 2.

Trzeba tutaj zaznaczyć, że w ostatnich latach nastąpiło znaczne zwiększenie przyrostu zasobów wydobywalnych, co jest efektem zastosowania w poszukiwaniach nowoczesnego sprzętu i technologii.

Z tab. 2 wynika, że w okresie tym największe przyrosty zasobów ropy naftowej uzyskano na Niżu Polskim, gdyż w ilości 12,1 mln t, podczas, gdy w Karpatach i na Przedgórzu razem tylko 872 tys. t.

Największy przyrost zasobów gazu ziemnego nastąpił też na Niżu Polskim w ilości 29,08 mld m³, drugie miejsce zajmuje Przedgórze Karpat w ilości 21,2 mld m³. Na obszarze Karpat udokumentowano stosunkowo małe ilości gazu — 1,3 mld m³ (tab. 2).

Trzeba jednakże podkreślić, że na geografii przyrostu zasobów ropy i gazu miały zasadnicze znaczenie odkrycia na Niżu Polskim, a zwłaszcza w 1996 r., gdzie nowo odkryte i udokumentowane złoża Bamówko-Mostno-Buszewo (BMB) na monoklinie przedsudeckiej zdecydowanie zaważyły na pozytywnym wyniku (ryc. 4, 5) (Radecki, 1997; Karnkowski, 1997).

Tabela 2 ilustruje nam również jak kształtowały się przyrosty ropy naftowej i gazu ziemnego w Karpatach, które przez wiele lat były zerowe.

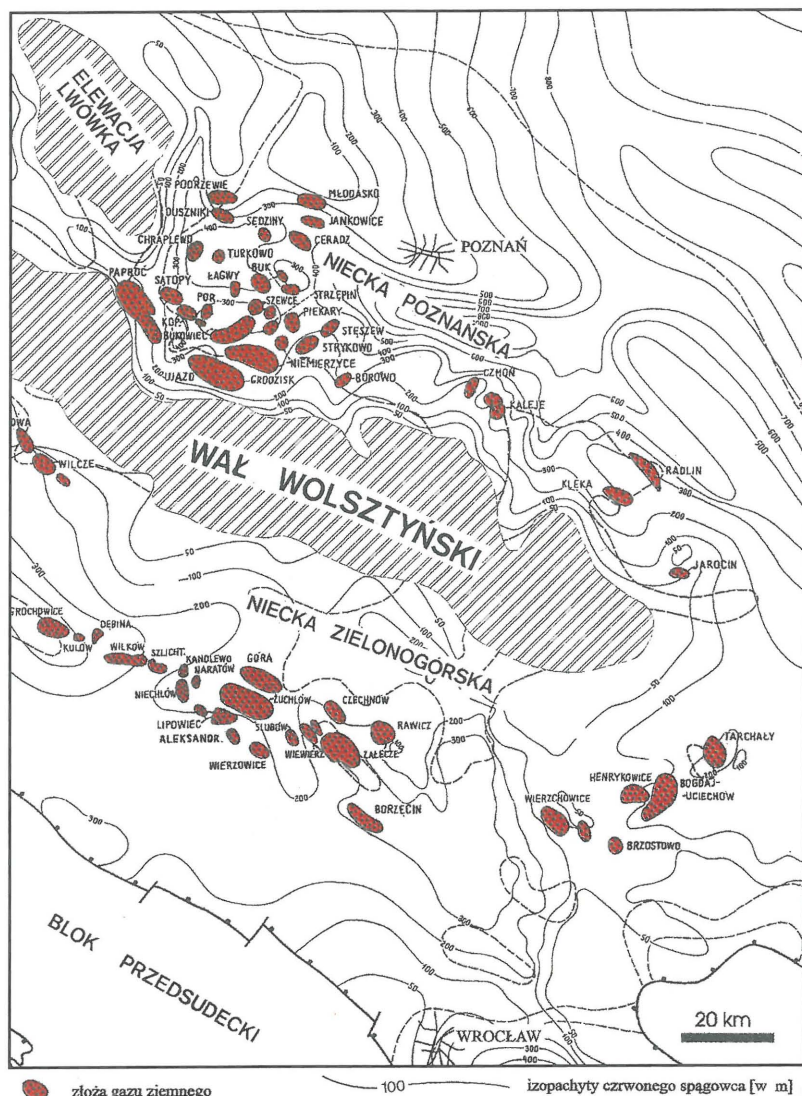
Podobnie było też w zakresie ropy na Niżu, lecz sytuacja uległa gwałtownej zmianie na skutek jednego większego odkrycia złoża BMB, w dolomicie głównym, którego zasoby wydoby-

Tab. 2. Przyrosty zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej w latach 1987–1996 według regionów geologicznych (gaz w mln m³, ropa w tys. t)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	razem	
Karpaty	gaz	290	0	91	116	0	0	108	305	242	1336	
	ropa	0	0	34	0	0	4	0	14	0	164	
Przedgórze	gaz	5070	120	1102	5718	1904	645	5090	0	1249	21210	
	ropa	0	0	0	384	29	250	0	39	0	708	
Niż Polski	gaz	1725	3630	1526	2238	2723	18	785	629	266	9882	29083
	ropa	419	0	0	992	27	113	0	190	255	10189	12185
Razem	gaz	7085	3750	2719	8072	4627	663	5875	6398	1822	10618	51629
	ropa	419	0	34	1376	56	367	0	343	255	10207	13057

opracował A. Nowakowski

opracował A. Nowakowski



Ryc. 3. Złóża gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i w węglanach celesztynu, na obszarze monokliny przedsudeckiej i Wielkopolski

walne określono: ropy 10 mln t i gazu 10 mld m³, przy przyjęciu bardzo niskiego współczynnika szczypania zasobów geologicznych, które wynoszą 64,4 mln t ropy naftowej i 29 mld m³ gazu ziemnego. Szacowane już obecnie zasoby w wyniku następnych wierceń ocenia się na 20–25 mln t ropy naftowej i ok. 15 mld m³ gazu. Prace sejsmiczne prowadzone w kierunku zachodnim od złoża BMB wykazują dalsze jakby przedłużenie się tej struktury rafowej w okolicy Dzieduszyca (Mamczur i in., 1997).

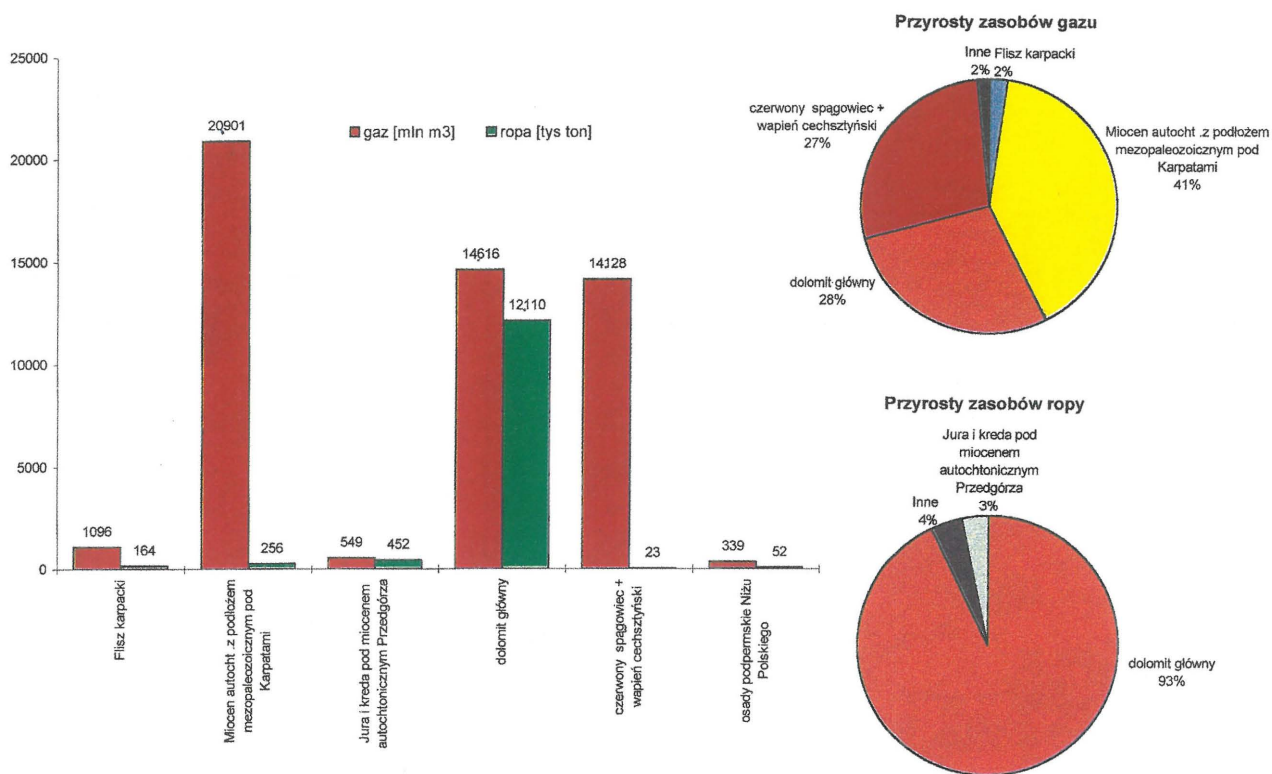
Łącznie w dziesięciolecie 1987–1996 uzyskano w przyroście zasobów: ropy 13,06 mln t i w gazie 51,6 mld m³ (ryc. 5).

Rozpatrując przyrosty zasobów regionami naftowymi Polski, warto przyjrzeć się w jakich seriach geologicznych potwierdzono te zasoby. Zanim jednak przejdziemy do tych zagadnień trzeba zauważyć, że przyrosty zasobów w okresie lat nie narastały na jednakowym poziomie, lecz w kształcie sinusoidy (ryc. 6). Świadczy to, że są lata lepsze i gorsze pod względem przyrostów. Z prac poszukiwawczych wynika, że niektóre serie geologiczne uz-

nawane jako charakteryzujące się niską perspektywnością, mogą okazać się wysoko zasobnymi. Dzieje się zwłaszcza wtedy, kiedy dana formacja geologiczna jest jeszcze zbyt słabo rozpoznana,



Ryc. 4. Lokalizacja złoża B–M–B w rejonie Górzowa Wlk.



Ryc. 5. Przyrosty zasobów gazu i ropy wg. serii geologicznych w latach 1987–1996

jak np. w wapieniu cechsztyńskim na monoklinie przedsudeckiej (Dyjażyński i in., 1997).

Za okres lat 1987–1996 ogólny przyrost zasobów gazu wyniósł 51,6 mld m³ i 13,0 mln t ropy. Średnia roczna za ten czas wynosi 5,1 mld m³ gazu i 600 tys. t ropy naftowej, co potwierdza średnią za cały czasookres od 1945 do 1996 r., który wyniósł dla gazu ok. 6 mld m³ gazu i ropy 260 tys. t.

Badania i analizy serii perspektywicznych wykazały, że do najbardziej zasobnych należą utwory miocenu na Przedgórzu, w których w latach 1945–1996 udokumentowano 164 mld m³ gazu, a następnie permu i karbonu w basenie permskim, gdzie udokumentowano 154 mld m³ zasobów wydobywalnych gazu ziemnego (tab. 1).

Również w okresie ostatnich 10 lat 1987–1996 najwięcej zasobów udokumentowano w utworach miocenu 20,9 mld m³, a na drugim miejscu w utworach czerwonego spagowca i wapienia podstawowego cechsztyńskiego 14,1 mld m³, oraz dolomitu głównego 14,6 mld m³.

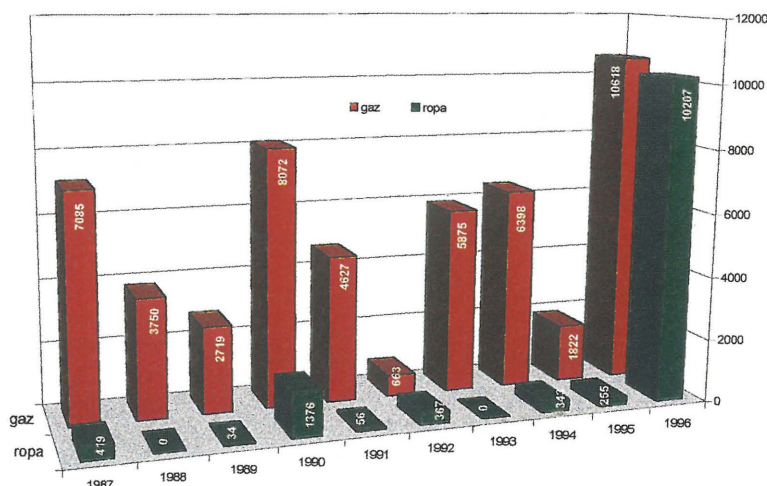
Gazy cechsztyńskie jak wiadomo mają jednak znaczną domieszkę azotu (od 15–80%), a gaz z dolomitu głównego zawiera jeszcze w różnych wielkościach domieszkę H₂S. Na dalszych miejscach układają się przyrosty gazu z rejonu fliszu karpackiego wraz z ich podłożem (Lachowice–Stryszawa) 1,1 mld m³, następnie utwór jurajskie na Przedgórzu Karpat 549 mln m³ (rejon Tarnowa). Najmniej zasobów udokumentowano z osadów podpermskich na Nizu Polskim, gdyż tylko 339 mln m³.

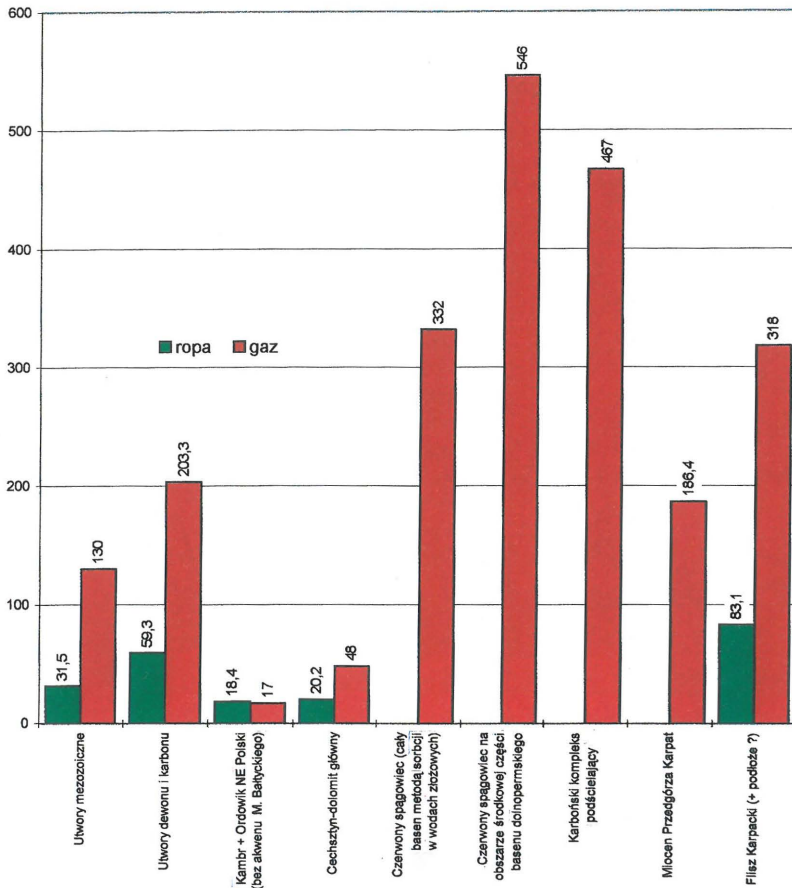
Należy więc zastanowić się nad tymi wielkościami użytymi z prac poszukiwawczych, aby wyciągnąć wnioski na przyszłość.

W tym względzie pomocne wydają się być także zasoby prognostyczne, które bliżej rozpatrują tę problematykę od

głowca i wapienia podstawowego cechsztyńskiego 14,1 mld m³, oraz dolomitu głównego 14,6 mld m³.

Rys. 6. Przyrosty zasobów gazu ziemnego w mln m³ oraz ropy naftowej (w tys. t) w latach 1987–1996





Ryc. 7. Wielkości zasobów prognostycznych (gazu w mld m³) i ropy w mln t

strony rozwoju basenu sedymentacyjnego i genezy węglowodorów. Przykładem może tu być analiza basenów sedymentacyjnych Nizy Polskiego wykonana przez Państwowy Instytut Geologiczny, przy udziale AGH, PGNiG S.A. oraz Instytut Górnictwa Nafty i Gazu.

Zasoby prognostyczne

Zasoby wydobywalne ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią bazę do bieżącego zagospodarowania i prowadzenia eksploatacji złóż oraz do planowania wydobycia w przyszłości. Dla prognozowania odkryć i udokumentowania nowych zasobów wydobywalnych zasadnicze znaczenie mają zasoby prognostyczne zwane też na zachodzie nieodkrytym potencjałem węglowodorowym. Służą one do prognozowania wydobycia w przyszłości i określenia polityki poszukiwawczej.

Zasoby prognostyczne były w Polsce do 1989 r., obliczane metodą objętościową. Według tych danych zasoby te na styczeń 1990 r. wynosiły dla gazu ok. 640 mld m³ w kategoriach D₁ i D₂ (Depowski, 1976; Skarbek, 1992).

W kat. D₁ = 370,7 mld m³ gazu ziemnego,

D₂ = 268,7 mld m³ gazu ziemnego, razem 639,4 mld m³.

Dla ropy naftowej zasoby prognostyczne obliczono tą metodą na 72 mln t.

W intervale głębokościowym od 0–3000 m zasobów tych obliczono ok. 40%, od 3000–5000 m — 59%, poniżej 5000 m głębokości ok. 1%.

Najwięcej zasobów prognostycznych występuje na dużych głębokościach, od 3000–5000 m. Mały procent zasobów

poniżej 5000 m wynika stąd, że głęboko leżące utwory perspektywne są słabo geologicznie rozpoznane i brakuje danych niezbędnych do obliczenia zasobów perspektywicznych metodą objętościową (Depowski, 1976; Skarbek, 1992).

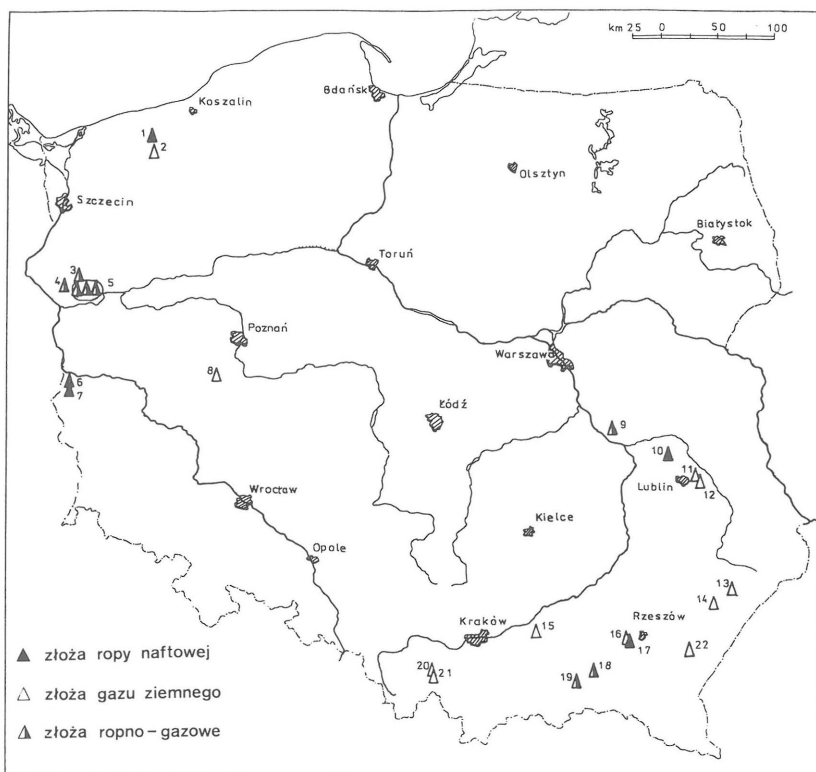
Obecnie w Polsce od 1992 r. Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Krakowie, przy współpracy z AGH kontynuuje obliczanie zasobów perspektywicznych metodą genetyczną.

Dla rozwiązania tego problemu zastosowano geodynamiczną analizę basenów sedymentacyjno-strukturalnych, która jest podstawową metodą oceny zasobów węglowodorowych w kategorii nieodkrytego potencjału wydobywalnego. Analiza ta wiąże w ujedlicionym układzie fizycznym geodynamiczne warunki powstawania formacji naftowej, czyli układu skał macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających z termodynamicznymi warunkami tworzenia faz węglowodorowych i ich ruchu na drodze do akumulacji.

Na tej zasadzie został ugruntowany warunek zachowań masy organicznej w przestrzeni basenowej i przez to uzasadniony rachunek bilansu węglowodorowego według ogólnej formuły, która rozwiązuje jednostkowy potencjał węglowodorowy badań profili basenu w Mg HC (km² powierzchni lub 1 km³ SM).

Iloczyn jednostkowego potencjału węglowodorowego i czynnej genetycznie powierzchni basenu daje wielkość zasobów prognostycznych czyli nieodkrytego potencjału wydobywczego.

Powyższa metoda mogła być zastosowana w Polsce po wyposażeniu ośrodków badawczych górnictwa naftowego w odpowiednią aparaturę jak Rock-Eval i in. do pirolizy mate-



Ryc. 8. Ważniejsze nowoodkryte lub zwiększone zasoby złóż ropy i gazu w latach 1987–1996

1 — Ślepece, 2 — Ciechowo, 3 — Różańsko, 3 — Zelin, 4 — Baranówko–Mostno–Buszewo, 6 — Kosarzyn N, 7 — Kosarzyn S i E, 8 — Kościan, 9 — Steżyca, 10 — Glinnik–Nasutów, 11 — Ciecierzyn, 12 — Melgiew, 13 — Biszczka, 14 — Kuryłówka, 15 — Rajsco, 16 — Nosówka, 18 — Jaszczew–Potok, 19 — Osobnica, 20 — Lachowice, 21 — Stryszawa, 22 — Jodłówka

riału rdzeniowego, w celu określenia jakości i ilości materiału wyjściowego substancji organicznej, jak też do określenia paleotemperatur oraz do badań pojemnościowych i filtracyjnych właściwości skał.

W 1996 r. zakończono w IGNiG, przy udziale AGH–ZSE opracowanie zasobów prognostycznych ropy i gazu metodą genetyczną dla kompleksów stratygraficznych: kambriu i ordowiku, dewonu, karbonu, permu, mezozoiku, a także fliszu karpackiego i miocenu.

Ze względu na niejednorodność, a przy tym niekompletny stan informacji geologicznej i geochemicznej analizowanych jednostek stratygraficznych, spowodowany różnym stopniem rozpoznania geologicznego, a zwłaszcza geochemicznego, przeprowadzona ocena zasobów określa tylko warunek wstępny, mimo iż zastosowany program analityczny spełnia wymogi analizy generacyjnej węglowodorów basenów naftowych.

W świetle przeprowadzonej analizy zasoby prognostyczne obliczone metodą genetyczną przedstawia tab. 3.

Z opracowania Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa wynika (ryc. 7), że wielkość zasobów prognostycznych obliczona metodą genetyczną uległa znacznemu zwiększeniu, gdyż dla ropy naftowej wynoszą dla Polski 212,5 mln t i 2,247 bln m³ gazu. Przy przyjęciu zgodnie z praktyką zachodnią przedziału ufności +/-50% zasoby te w niższym przedziale -50% wynoszą: ropa 106,2 mln t, gaz: 1,124 bln m³, w przedziale najwyższym (+50%) 319 mln t ropy i gazu 3,092 bln m³.

Jak wynika z tab. 3 wielkości zasobów prognostycznych z 1997 r. — zasadniczo różnią się w stosunku do zasobów IGNiG z 1995r., oraz w stosunku do obliczonych metodą objętościową przez Górnictwo Naftowe z 1990 r. Nastąpiło tu bowiem ogólnie zwiększenie zasobów ropy i gazu (tab. 3).

W tab. 3 przedstawiono ogółem zasoby prognostyczne w różnych wariantach. O ile jednak wielkości zasobów mogą być przyjmowane bez zastrzeżeń, to wątpliwości bu-

Tab. 3. Geologiczne zasoby prognostyczne ropy naftowej i gazu ziemnego w wybranych obszarach Polski, opracowane metodą genetyczną w Instytucie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Krakowie przy współpracy z AGH w latach 1993–1996; stan na 1.01.1997

		Ropa x 10 ⁶ t	Gaz x 10 ⁹ m ³	
1.	Niż Polski	utwory mezozoiczne	31,5	130,0
		utwory dewonu i karbonu	59,3	203,3
		kambr + ordowik NE Polski (bez akwenu M. Bałtyckiego)	18,4	17,0
		perm	20,2	48,0
		- dolomit główny	-	332,0
		cały basen metodą sorbcji w wodach złożowych	-	546,0
		- czerwony spągowiec na obszarze środkowej części basenu dolnopermskiego	-	467,0
		karbonski kompleks podścielający	-	467,0
		Razem Niż Polski	129,4	1743,3
		2.	Przedgórze i Karpaty	miocen Przedgórze Karpat
flisz karpacki ? + podłoże?	83,1			318,0
Razem Przedgórze i Karpaty		83,1	504,4	
Ogółem zasoby prognostyczne dla Polski		212,5	2247,7	
Zasoby prognostyczne dla Polski przy zmniejszeniu o współczynnik ufności -50%		106,2	1123,8	
w przedziale najwyższym +50%		319,0	3092,0	

*Zestawiono na podstawie opracowania J. Strzetelskiego w Zakładzie Geologii i geochemii IGNiG.

dzi wielkość 20,2 mln t zasobów prognostycznych dla dolomitu głównego, która, to wielkość wydaje się, że jest zaniżona, gdyż tylko w 1996 r. na złożu BMB, udokumentowano zasobów geologicznych wydobywalnych ropy naftowej 64 mln t i gazu 39 mld m³, czyli samej ropy 3 razy więcej niż obliczone zasoby prognostyczne dla dolomitu głównego cechsztynu.

Natomiast zasoby gazu ziemnego wydają się być zbyt optymistyczne.

Dla czerwonego spągowca i karbonu łącznie zamykają się liczbą ponad 1 bln m³, przy współczynniku ufności –50%.

Oczywiście takich wielkości zasobów można się spodziewać w tym basenie związanych z utworami karbonu i czerwonego spągowca, jednak dotychczasowa praktyka poszukiwawcza nie wykazała tak znacznego przyrostu w zasobach wydobywalnych.

Ogółem zasoby prognostyczne gazu ziemnego, czyli nieodkrytego potencjału węglowodorowego przy założeniu współczynnika ufności ±50%, wynoszą od 1031 do 3092 bln m³ (tab. 3).

Należy jednak podkreślić, że analizy zasobów prognostycznych basenu dokonano zgodnie z przyjętym programem, stosowanym też na Zachodzie.

Wątpliwości budzi jednak fakt powolnego przyrostu zasobów wydobywalnych przy stosunkowo dużych nakładach na prace poszukiwawcze, tj. na badania sejsmiczne i głębokie wiercenia.

Jeżeli spojrzymy na przyrosty gazu za ostatnie 10 lat (ryc. 8), które wynosiły 51 mld m³, czyli średnio 5,1 mld m³ rocznie, jak też za lata 1945–1995 po ok. 6 mld m³ rocznie, to aby przy takim postępie przekształcić zasoby prognostyczne ok. 1 bln m³ gazu na wydobywalne, przy współczynniku efektywności 30%, potrzeba ok. 70 lat.

Ostatnie obliczenia zasobów prognostycznych metodą genetyczną dały nowe spojrzenie na wielkości nieodkrytego potencjału akumulacyjnego węglowodorów w kraju, które są w świetle przedstawionych liczb korzystne.

W celu lepszego wykorzystania zasobów w pracach geologiczno-poszukiwawczych należałoby dokonać:

1) bardziej ścisłego określenia obszarów perspektywicznych w basenach sedimentacyjnych z podaniem nieodkrytych wielkości węglowodorów w przedziałach głębokościowych, np. od 0 do 3000, od 3000 do 5000 i poniżej 5000 m.

2) określić przynależność stratygraficzną, do której zostały zaliczone zasoby prognostyczne, podając wielkość zakumulowanych węglowodorów.

Przy takim podejściu powstałyby mapy prognoz dla poszczególnych serii geologicznych w basenach sedimentacyjnych z określeniem obszaru, głębokości występowania i wielkości zasobów prognostycznych. Byłyby tu więc dokonany w pewnym sensie ranking zasobów prognostycznych ułatwiający Górnictwu Naftowemu dokonywania wyboru przy prowadzeniu polityki poszukiwawczej. Pozwoliłoby to w większym stopniu wykorzystać praktycznie zasoby prognostyczne obliczone metodą genetyczną.

Podsumowanie

Na przykładzie poszukiwań węglowodorów w okresie ostatnich 10 lat należy zauważyć, że:

1) do najbardziej efektywnych serii geologicznych w

kraju należą na południu Polski utwory miocenu Przedgórze Karpat i permu w basenie polskim, a szczególnie czerwony spągowiec, dolomit główny i wapień cechsztyński.

2) dokonana modernizacja wyposażenia technicznego oraz nowe technologie przy wdrażaniu od roku 1993 — szybko zaowocowały odkryciem nowych złóż w tym dużego złoża ropno-gazowego BMB o zasobach wydobywalnych szacowanych na 20–25 mln t ropy naftowej i ok. 15 mld m³ gazu;

3) zasoby perspektywiczne obliczone metodą genetyczną powinny być przeanalizowane, a zwłaszcza w odniesieniu do istniejących zasobów wydobywalnych oraz ich przyrostów za ostatnie lata. Powinno się też bliżej określić obszary oraz zasięgi głębokościowe ich występowania;

4) na podstawie wykonanych ostatnio analiz basenów sedimentacyjnych ziem polskich (Narkiewicz, 1997), w nawiązaniu do wykonanych prac geofizycznych, geochemicznych i geologicznych warto podjąć w specjalistycznych zespołach próbę bardziej szczegółowego opracowania regionów naftowych;

5) rozwój prac poszukiwawczych daje podstawy do ich kontynuowania, które zabezpieczą wydobycie do 2010 r. — gazu na poziomie 5,5–6 mld m³ gazu rocznie oraz do 600 tys. t ropy naftowej w 2000 r. W kilka lat później wydobycie to może przekroczyć barierę 1 mln t. Jest to więc duży progres jaki zaznacza się w wydobyciu ropy w okresie po II wojnie światowej.

Literatura

- DEPOWSKI S. 1976 — Mapa prognoz ropo- i gazonośności Polski. CAG.
- DYJACZYŃSKI K., MAMCZUR S., RADECKI S. 1997 — Nowe perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach wapienia cechsztyńskiego na monoklinie przedsudeckiej. *Prz. Geol.*, 12: 1248–1256.
- GORECKI W., KARNKOWSKI P. & WEIL W. 1995 — Natural Gas deposits reservoired in the Rotliegend strata of the Foresudetic Monocline and Western Pomerania the Polish Lowlands. *Oil and Gas News from Poland*: 11–23.
- JASTRZĄB M. & RADECKI S. 1995 — Results of the petroleum exploration and development projects of the Polish Oil and Gas Co. *Oil and Gas News from Poland*: 7–11.
- JAWOR E. 1997 — Rozpoznanie geologiczno-złożowe i kierunki dalszych prac w środkowej i zachodniej części Karpat i zapadliska przedkarpackiego. *Nafta-Gaz*, 3: 95–105.
- KARNKOWSKI P.H. 1996 — Komputerowa analiza potencjalnych możliwości akumulacji gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca w polskim basenie permskim. *Prz. Geol.*, 44: 159–164.
- KARNKOWSKI P. 1997 — Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) — nowe złożo ropno-gazowe. *Technika Naftowa i Gazownictwo*, 2: 11–16.
- MAMCZUR S., RADECKI S. & WOJTKOWIAK Z. 1997 — O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB). *Prz. Geol.*, 45: 582–588.
- NARKIEWICZ M. 1997 — Analiza basenów sedimentacyjnych Niżu Polskiego. Komunikat o zakończeniu projektu zamawianego. *Prz. Geol.*, 45: 679–684.
- RADECKI S. 1997 — Barnówko–Mostno–Buszewo Największe złożo ropy naftowej w Polsce. *Polski Gaz i Nafta*, 1: 11–12.
- SKARBEK K. 1992 — Zasoby prognostyczne ropy i gazu w Polsce. *Arch. BG Geonafta*. Nr opr. 6/1643.
- WEIL W. 1996 — Role of Polish Oil and Gas Company in advancement of geological and exploration work in Poland. *Oil and Gas News from Poland*, 5: 18–23.
- WEIL W., RADECKI S., KARNKOWSKI P. & JASTRZĄB M. 1994a — Poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego w 1993 r. i zamierzenia na przyszłość. *Nafta i Gaz*, 6: 227–233.
- WEIL W., RADECKI S., KARNKOWSKI P. & JASTRZĄB M. 1994b — Nowe wyniki prac poszukiwawczych. *Technika Naftowa i Gazownictwo*, 21: 1–4.