

## PROBLEMY POSZUKIWAŃ ZŁOŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO W PRL

UKD 553.981/982.041 : 550.822.7 + 550.83 : 551.73/782.1(438)''1945/1983...''

Z całego obszaru Polski, wynoszącego 312 000 km<sup>2</sup>, za perspektywiczną dla poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego uważa się powierzchnię 257 000 km<sup>2</sup>, czyli ok. 80%. Na Karpaty fliszowe przypada 13 000 km<sup>2</sup>, przedgórze Karpat 17 000 i Niż Polski 227 000. Do końca 1981 r. wykonano 210 000 km profilów sejsmicznych, z tego ok. 11 000 w Karpatach, 18 000 na przedgórzu i 177 000 na Niżu Polskim. Pozostała część profilów została wykonana w ramach prac Instytutu Geologicznego – jako profile regionalne.

We wspomnianych regionach odwiercono ok. 6000 otworów wiertniczych w poszukiwaniu węglowodorów, na co złożyło się wykonanie 8,2 mln m, w tym 7,5 mln zrealizowanych przez górnictwo naftowe, reszta przez Instytut Geologiczny. Z powyższego metrażu wierceń na Karpaty przypada 1,5 mln m, przedgórze 2,1 mln i na Niż Polski 3,9 mln. Pozostały metraż został wykonany w ramach badawczych Instytutu Geologicznego. Wskaźnik nasycenia perspektywicznej powierzchni kraju metrażem wierceń geologiczno-poszukiwawczych wynosi 32 m/km<sup>2</sup>. Najwyższy jest na przedgórzu Karpat 124,2 m/km<sup>2</sup>, następnie w Karpatach 78,3 i na niżu 17,8. Wskaźnik ten poniżej głębokości 3000 m jest stosunkowo niski i wynosi 2 m/km<sup>2</sup>. Obecnie wykonuje się rocznie ok. 360 000 m wierceń w poszukiwaniu oraz eksploatacji ropy i gazu. Przewiduje się wzrost wierceń do ok. 450 000 m w 1985 r.

W latach 1945–1981 odkryto 185 złóż ropy i gazu, w większości małych. W okresie tym wydobyto 10,6 mln t ropy i ok. 90 mld m<sup>3</sup> gazu\*, w tym z Karpat 6,7 mld m<sup>3</sup>, przedgórza Karpat 61,5 mld m<sup>3</sup> oraz z Niżu Polskiego 21,8 mld m<sup>3</sup>. Koszt odkrycia i udokumentowania 1 t zasobów ropy lub 1000 m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego w okresie 1961–81 wyniósł 331 zł (wg poziomu cen z 1980 r.). Najniższa kosztocłonność przypada na odkrycie złóż na przedgórzu Karpat 208 zł oraz na monoklinie przed-sudeckiej 242 zł.

Zasoby prognostyczne ropy i gazu w największej ilości przypadają na Niż Polski, gdyż ok. 75%, reszta na przedgórze i Karpaty (3,4). Największe prognozy wiążą się z utworami permu, a zwłaszcza czerwonego spągowca

(ok. 60%), następnie z utworami miocenu i fliszu karpac-kiego, a na utwory mezozoiczne niżu przypada ok. 10%. Przedział głębokościowy do 5000 m ocenia się jako zawierający największe perspektywy zarówno na niżu, jak i w Karpatach, w których również pewne prognozy w przedziale głęb. 5000–7000 m związane są z możliwością występowania tzw. fałdów wglębnych typu Borysławia-Doliny.

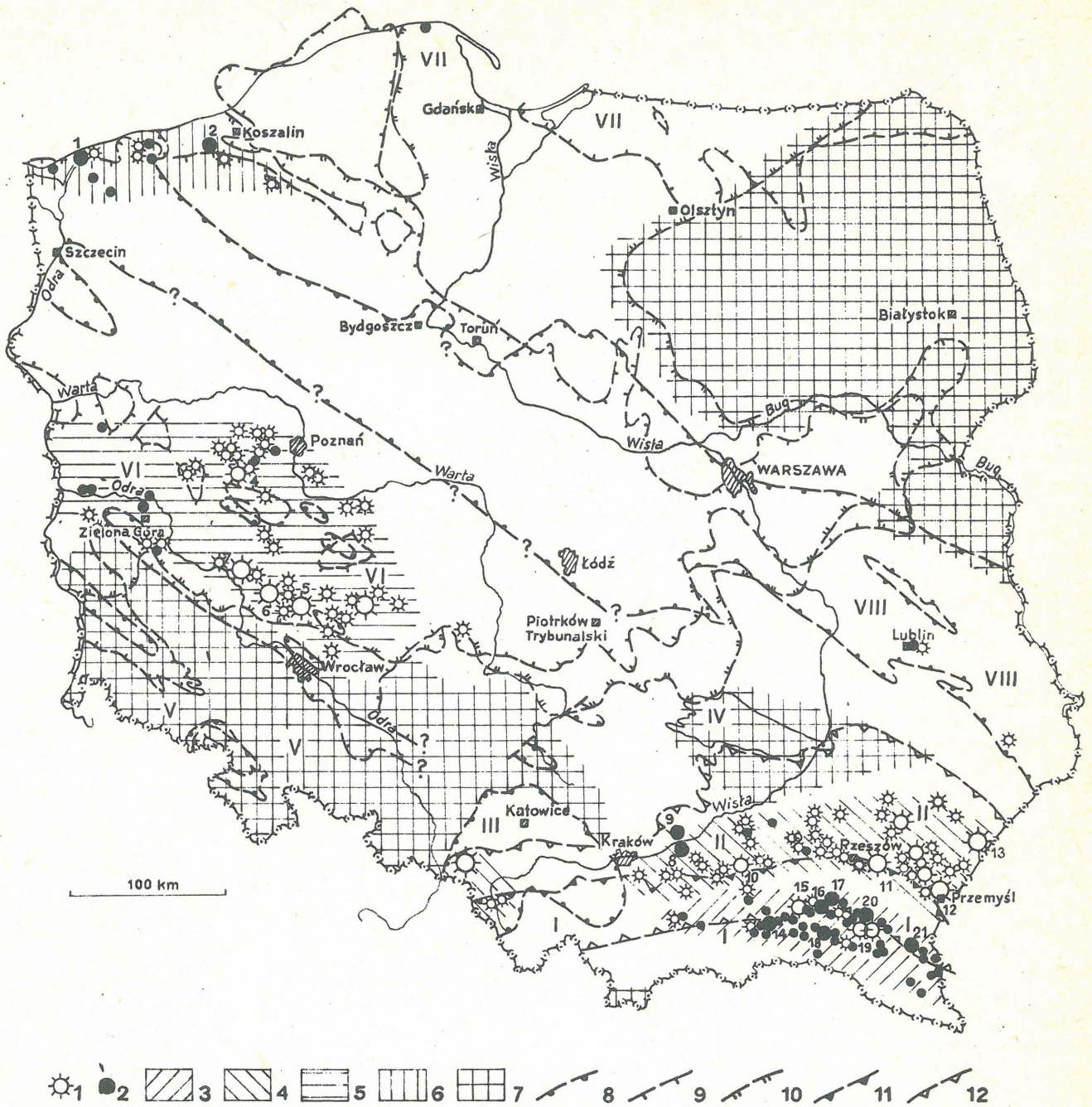
Dotychczas udokumentowane złoża gazu ziemnego, z których eksploatuje się gaz, znajdują się przeciętnie na głęb. 1400 m (południowa monoklina przedsudecka), natomiast w znacznie mniejszej części w rejonie północnej monokliny przedsudeckiej (rejon Poznania) na głęb. ok. 2700 m. Podobna sytuacja w zasobach przemysłowych gazu odnośnie do głębokości ich zalegania zaznacza się na obszarze przedgórza Karpat. Natomiast prognostyczne zasoby związane są z utworami różnego wieku, lecz występującymi głównie na głębokości w granicach 3000–5000 m.

Istnieje więc brak bezpośredniej korelacji pomiędzy głębokością dotychczas odkrytych złóż gazu ziemnego, a przewidywanymi w przyszłości do odkrycia. To zjawisko wymaga odrębnej analizy i prawdopodobnie wpłynie ono na bliższe zajęcie się utworami zalegającymi do głęb. 3000 m, a maksymalnie 4500 m.

W celu przygotowania niezbędnej ilości struktur pod wiercenia poszukiwawcze konieczne jest wykonanie nowoczesnymi metodami geofizycznymi nie mniej niż 4000 km profilów sejsmicznych rocznie, a dla utrzymania w latach 1981–85 wydobywania gazu na poziomie 5 mld m<sup>3</sup> – odkrycie i edokumentowanie w tym okresie nowych zasobów gazu w wysokości co najmniej 40 mld m<sup>3</sup>. W najbliższych latach koniecznością stanie się rozpoznawanie przez sejsmikę pułapek litologiczno-stratygraficznych w utworach permu, mezozoiku i miocenu, jak też prowadzenie badań w karbonie i dewonie pod ekranem soli cechsztyńskich. Ponownie powrócić również trzeba do badania utworów kambru na obszarze syneklizy bałtyckiej.

W pracach poszukiwań sejsmicznych wynika konieczność dalszej modernizacji sprzętu, jak i metod interpretacji z uwzględnieniem doświadczeń produkującej techniki geofizycznej w świecie.

\* Do końca 1983 r. wydobyto 100 mld m<sup>3</sup> gazu i 11 mln t ropy.

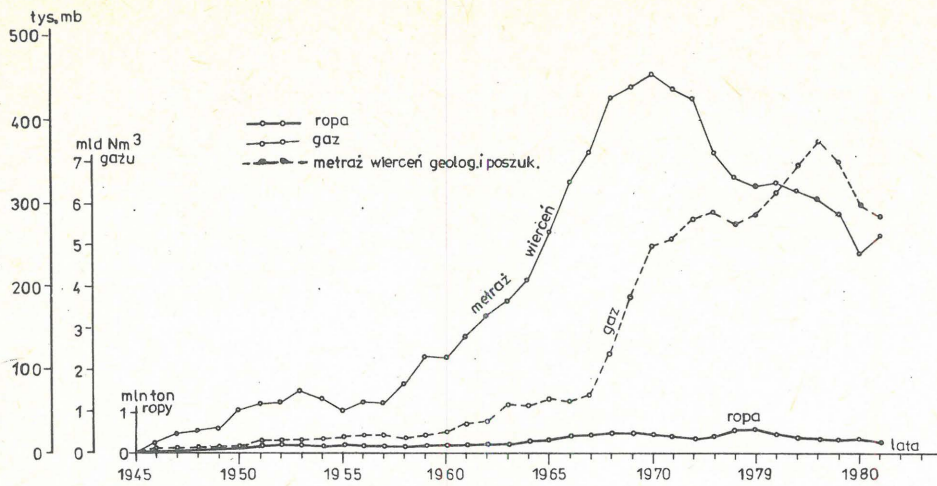


Ryc. 1. Obszary ropo- i gazonośne Polski według S. Depowskiego.

1 – ważniejsze złoża gazu ziemnego, 2 – ważniejsze złoża ropy naftowej, 3 – karpaccy obszar ropo- i gazonośny, 4 – przedkarpaccy obszar gazo- i roponośny, 5 – przed-sudecko-wielkopolski obszar gazo- i roponośny, 6 – zachodniopomorski obszar ropo- i gazonośny, 7 – obszary nieperspektywiczne, 8 – zasięg współczesny utworów karbonu górnego, 9 – zasięg współczesny utworów czerwonego spągowca, 10 – zasięg współczesny cech-sztyńskiego dolomitu głównego, 11 – północny brzeg Karpat, 12 – zasięg współczesny utworów morskiego miocenu. I – Karpaty, II – zapadlisko przedkarpaccy, III – Górnośląskie Zagłębie Węglowe, IV – Góry Świętokrzyskie, V – Sudety, VI – monoklina przedsudecka, VII – synekliza perybaltycka, VIII – niecka lubelska. 1 – Kamień Pomorski, 2 – Daszewo, 3 – Unisław, 4 – Ujazd, 5 – Uciechów-Bogdaj, 6 – Złęcze, 7 – Żuchłów, 8-9 – Grobla-Pławowice, 10 – Tarnów, 11 – Husów, 12 – Przemyśl, 13 – Lubaczów, 14 – Kryg-Lipinki, 15 – Roztoki, 16 – Potok-Turaszówka, 17 – Węglówka, 18 – Bóbrka, 19 – Strachocina, 20 – Grabownica, 21 – Wańkowa.

Fig. 1. Oil- and gas-bearing areas in Poland (after S. Depowski).

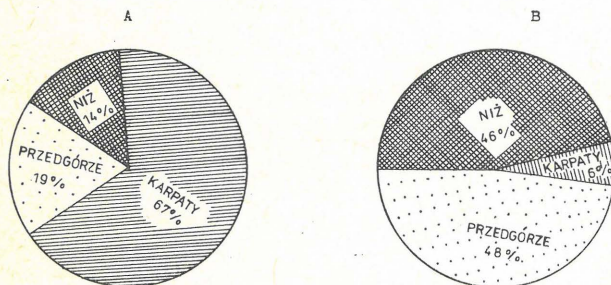
1 – major gas deposits, 2 – major oil deposits, 3 – Carpathian oil- and gas-bearing area, 4 – Fore-Carpathian gas- and oil-bearing area, 5 – Fore-Sudetic – Wielkopolska oil- and gas-bearing area, 6 – Western Pomeranian oil- and gas-bearing area, 7 – unperspective areas, 8 – present extent of Upper Carboniferous deposits, 9 – present extent of Rotliegendes rocks, 10 – present extent of Zechstein Main Dolomite, 11 – northern margin of Carpathians, 12 – present extent of marine Miocene rocks. I – Carpathians, II – Carpathian Foredeep, III – Upper Silesian Coal Basin, IV – Holy Cross Mts, V – Sudety Mts, VI – Fore-Sudetic Monocline, VII – Peribaltic Syncline, VIII – Lublin Basin. 1 – Kamień Pomorski, 2 – Daszewo, 3 – Unisław, 4 – Ujazd, 5 – Uciechów-Bogdaj, 6 – Złęcze, 7 – Żuchłów, 8-9 – Grobla-Pławowice, 10 – Tarnów, 11 – Husów, 12 – Przemyśl, 13 – Lubaczów, 14 – Kryg-Lipinki, 15 – Roztoki, 16 – Potok-Turaszówka, 17 – Węglówka, 18 – Bóbrka, 19 – Strachocina, 20 – Grabownica, 21 – Wańkowa.



Uwaga: krzywa wydobycia gazu uwzględnia gaz ziemny + gaz towarzyszący.

Ryc. 2. Wykres wierceń geologiczno-poszukiwawczych, wydobycia ropy i gazu w Polsce w latach 1945–1981.

Fig. 2. Developments in geological-prospecting drillings and exploitation of oil and gas in Poland in the years 1945–1981.



Ryc. 3. Zasoby: A – ropy, B – gazu (1982 r.).

Fig. 3. Resources of oil (A) and gas (B) for 1982.

## AKTUALNY STAN POSZUKIWAŃ I MOŻLIWOŚCI ODKRYCIA ZŁÓŻ

### A. Niż Polski K a m b r

Utwory kambru zostały wstępnie zbadane za pomocą badań sejsmicznych i wierceń na obszarach: syneklizy bałtyckiej, wyniesienia Łęby i na NE skłonie rowu lubelskiego. Uzyskane materiały z wierceń potwierdziły występowanie korzystnych cech zbiornikowych w utworach środkowego kambru, a na Podlasiu także i dolnego, w którym stwierdzono występowanie solanek często z przejawami gazu i ropy. Natomiast na wyniesieniu Łęby, gdzie cechy zbiornikowe są niskie uzyskano niewielką produkcję ropy z otworów Dąbki o wydajności ok. 1 t/d.

Badań sejsmicznych, które pośrednio określały formy strukturalne w kambrze przez ustalenie przebiegu refleksyjnych poziomów wapieni w ordowiku, nie uważa się w pełni za miarodajne, gdyż poniżej występuje znaczna dyskordancja. Stąd też ponownie przystąpiono do re-interpretacji materiałów wykonanych w ubiegłych latach i rozpoczęto na nowo badania kambru na syneklizie bałtyckiej i w NE części Lubelszczyzny.

Dane z sąsiednich rejonów – z obszarów ZSRR (kalinigradzkiego), jak też z Morza Bałtyckiego, przemawiają na korzyść aktywizacji poszukiwań w utworach kambru.

### D e w o n

Poszukiwania w utworach dewonu na Niżu Polskim mają długoletnią tradycję. Prace te pozwoliły rozpoznać

budowę geologiczną tych osadów na Pomorzu, Lubelszczyźnie i w niecce miechowskiej. Uzyskane liczne objawy ropy i gazu z serii węglanowej dewonu górnego, jak również z serii piaskowcowej w dewonie środkowym (złoże gazu Komarów w Lubelskiem) dowodzą nie tylko o procesach generacji i migracji, lecz też i o akumulacji węglowodorów.

Główną trudnością w uformowaniu się złóż zarówno w Lubelskiem, jak i na Pomorzu jest brak cech zbiornikowych skał, w których węglowodory mogłyby się zakumulować. Pracami sejsmicznymi wydzielono wiele stosunkowo dobrze określonych struktur lokalnych, jak: Bystrzyca, Minkowice i inne, lecz ze względu na wspomniane niskie cechy zbiornikowe nie uzyskano przemysłowych przepływów ropy ani gazu. Stąd też w dalszym ciągu trwają prace analityczne, sejsmiczne i wiercenia w celu odkrycia stref i struktur, w których (być może) będzie występowała większa porowatość i przepuszczalność. Prace te zachęcają na obecnym etapie rozpoznania do kontynuowania wierceń w rejonie zachodnim ku Wildze, następnie w rejonie Hrubieszowa, na Pomorzu (szczególnie w strefie Chełmży-Uniśławia), a w północnej części niecki miechowskiej, w rejonie Milianowa (A. Witkowski, 1979).

### K a r b o n

Z utworów karbonu górnego produkcję gazu ziemnego uzyskano w rejonie: Gorzysławia, Trzebusza, Wrzosowa i Białogardu na Pomorzu i Minkowicach w Lubelskiem. Z karbonu dolnego produkcję gazu uzyskano w synklinorium pomorskim na złożu Wierzchowo. Na obszarze monokliny przedsudeckiej uzyskano niewielką produkcję gazu z otworu Kościan, a w 1982 r. z otworu Paproć 1.

Przejawy gazu na obszarze monokliny przedsudeckiej i synklinorium szczecińskiego uzyskano w wielu otworach: np. w Rokietnicy, Brudzewku, Międzychodziu, co może świadczyć o regionalnym występowaniu gazu w tych utworach. Potwierdza to także otwór Sierpc 2 po przeciwległej stronie basenu. Utwory karbonu zwłaszcza górnego, częściowo węglonośnego stwierdzono na NW przedłużeniu Lubelszczyzny, np. w otworach Ursynów 1 i Sochaczew 2. W przypadku dalszego rozprzestrzeniania tych utworów w kierunku NW jak się ogólnie przyjmuje, byłaby duża większa szansa do wygenerowania znacznej ilości węglowodorów. Stwierdzenie w westfalu węgla kamiennego w otworze Strzeżewo 1, w rejonie nadbałtyckim, potwier-



Ryc. 4. Mapa miąższościowo-facjalna utworów czerwonego spągowca.

1 – piaskowce pochodzenia fluwialno-rzecznego i częściowo eolicznego, 2 – piaskowce i zlepionce, 3 – mułowce – facja zbiornika zastojowego (sebha), 4 – karbon górny, 5 – karbon dolny, 6a – ważniejsze złoża gazu, 6b – ważniejsze złoża ropy w dolomicie glównym, 7 – ważniejsze wiercenia badawcze.

dza tę tezę. Ponadto jak wykazały badania stratygraficzne Grocholskiej-Krawczyńskiej (1978) karbon górny o niewielkich miąższościach występuje również na monoklinie przedsudeckiej, gdzie prawdopodobnie uległ częściowej erozji w fazie saalskiej, poprzedzającej osadzenie się utworów czerwonego spągowca (ryc. 4).

Przytoczone dane dają podstawę do postawienia tezy o szerokim rozprzestrzenieniu karbonu górnego na Nizinie Polskiej pod utworami permu, mogącego być źródłem generowania węglowodorów.

Na obszarze lubelskim stwierdzono występowanie niewielkich złóż gazu i ropy w utworach namuru. Jest to więc dowód, że skoro przy stosunkowo niewielkim zanurzeniu na obszarze rowu lubelskiego doszło do generacji węglowodorów, to tym bardziej sprzyjające warunki mogły zaistnieć w basenie permskim. Geologowie polscy: S. Depowski (3, 4), J. Sokołowski (21), R. Ney (20), podobnie jak też i z Europy Zachodniej – D.H. Van Wijhe (23) i P.A. Ziegler (25), uważają, że gaz ziemny występujący w utworach czerwonego spągowca generował z podściela-

Fig. 4. Thickness-facies map of Rotliegendes rocks.

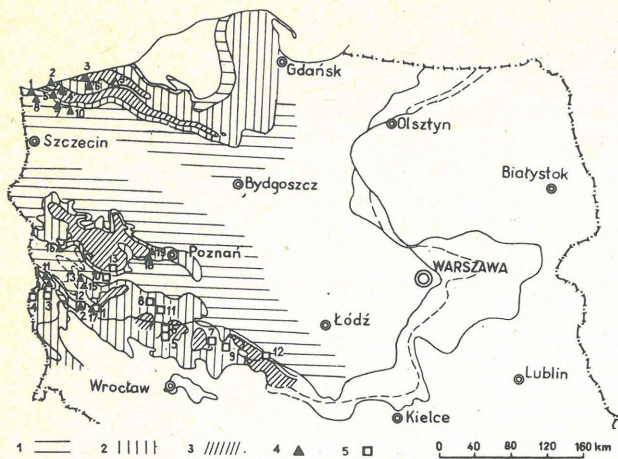
1 – sandstones of fluvial-river and, partly, eolian origin, 2 – sandstones and conglomerates, 3 – mudstones of stagnant basin (sabkha) facies, 4 – Upper Carboniferous, 5 – Lower Carboniferous, 6a – major gas deposits, 6b – major oil deposits in Main Dolomite, 7 – major exploratory drillings.

jących go utworów karbonu. Teza ta jest więc podstawą do kontynuowania prac poszukiwawczych w karbonie, ale tylko tam, gdzie  $R_0$  nie przekracza 3,2% (24). Szczególnie zachęcająco pod tym względem, w świetle wyniku otworu Sierpc 2, zapowiada się skłon platformy wschodnio-europejskiej, gdzie utwory karbonu mogą akumulować w strefach wyklinowań migrujące z głębi węglowodory. Obszar pomiędzy Sochaczewem a Sierpcem należy uznać w tym świetle za perspektywiczny.

#### Perm

Gazoność czerwonego spągowca w Polsce została stwierdzona tylko w obrębie stropowej części saksonu. Nie wyklucza się możliwości występowania gazu w niższych jego częściach bądź też w autunie, na co szczególnie zwraca się uwagę w pracach poszukiwawczych (21).

Złoża gazu ziemnego w czerwonym spągowcu głównie występują wokół wyniesienia, jakie tworzy wał wolsztynski (ryc. 1–4). Strefa saksonu zarówno w kierunku SE



Ryc. 5. Mapa litologiczno-facjalna dolomitu głównego cechsztynu według E. Głowackiego.

Fig. 5. Lithological-facies map of the Main Dolomite (Zechstein) (after E. Głowacki).

i na W od wału wolsztyńskiego, jak też na NE (rejon Poznań – Jarocina) posiada najlepsze własności zbiornikowe. Występują tam piaskowce pochodzenia aluwialnego (powstałe w środowisku wodnym), naniesione przez rzeki okresowo lub stale płynące, jak też utwory pochodzenia eolicznego. Pracami sejsmicznymi udokumentowano wiele lokalnych podniesień strukturalnych, jednak poza kilkoma, nie wykryto większych struktur. Do najbogatszych złóż gazu zaliczyć tu należy: Bogdaj-Uciechów, Załęcze, Wierzchowice, Zuchłów oraz Bukowiec i Grodzisk (ryc. 1).

Złoża po południowej stronie wału wolsztyńskiego, występujące w tzw. niecce rawicko-ostrzeszowskiej zalegają na głębokości ok. 1400 m. Gaz ziemny zawiera tu znaczną ilość azotu (30–40%), ponadto w kilku złożach stwierdzono hel (ok. 0,4%; 22).

Po północnej stronie wału wolsztyńskiego głębokość występowania złóż wzrasta do 2700–3500 m. Gaz ziemny zawiera tu znacznie mniej azotu, gdyż ok. 13–17%. Gaz z rejonu poznańskiego w złożach: Grodzisk, Bukowiec, Stęszew, Ujazd ma charakterystykę zbliżoną do gazu z Groningen w Holandii (25). Wszędzie pod czerwonym spągowcem stwierdzono występowanie utworów karbonu dolnego, a miejscami górnego, które mogłyby być źródłem generacji węglowodorów. Wnioskuje się też, iż węglowodory te przemieszczają się od centrum do basenu ku strefom brzeżnym. Wraz z oddalaniem się od centrum zmniejsza się w gazie zawartość metanu.

Ostatnie lata przyniosły wiele nowych danych o występowaniu gazu w utworach saksonu. Jeżeli dotychczas gaz ziemny w czerwonym spągowcu był odkryty i udokumentowany w rejonie monokliny przedsudeckiej i Międzyzdrojów, to obecnie stwierdzono go na przeciwległym brzegu basenu w rejonie Unisławia koło Torunia oraz w Białogardzie na Pomorzu Zachodnim. Dane te, jak też z wcześniej wykonanych wierceń (Zabartowo, Bielica), w których stwierdzono objawy gazu w solankach w obrębie saksonu, pozwalają postawić tezę, że gaz w saksonie występuje w NE i W obrzeżeniu basenu permiego. Wyniki te pozwoliły ukierunkować badania sejsmiczne, a w ślad za tym i wiercenia na NE brzegu basenu permiego.

Pod względem litologiczno-facjalnym, jak też możliwości występowania złóż, najbardziej nierozpoznana jest centralna część basenu permiego. Dla tych celów na podstawie przeprowadzonych badań geofizycznych, a zwłaszcza sejsmiki zlokalizowano głębokie wiercenie pro-

wadzone przez Górnictwo Naftowe i Instytut Geologiczny. Wymienić tu należy takie otwory, jak: Szubin IG 1 (5156 m), Czaplinek IG-1 (6005 m), Czaplinek IG-2 (5020 m), Budziszewice IG-1 (5601 m), Kutno 1, Byczyna 1, Piła 1 i in.

Zadaniem tych wierceń jest prześledzenie profilu geologicznego, a zwłaszcza utworów czerwonego spągowca i jego podłoża – karbonu. Wstępne dane wskazują, że w najgłębszej części basenu permiego czerwony spągowiec wykształcony jest w facji jeziornej, mułowcowo-piaszczystej. Cechy zbiornikowe, jak się przypuszcza, mogą się poprawić w kierunku brzegu basenu. Sądzi się również, iż z powodu wysokiej temperatury część węglowodorów w centrum basenu mogła ulec destrukcji. Są to jednak na razie dane oparte na sporadycznych wierceniach i pogląd ten może ulec zmianie. Jednak to, czym w obecnej chwili dysponuje się, skłania do stwierdzenia, że większą uwagę należy poświęcić utworom czerwonego spągowca zalegającym na głębokościach do 3500–4000 m, w których powinny występować lepsze cechy zbiornikowe. W tym świetle dużego znaczenia nabiera obszar monokliny Warty, Pomorza Zachodniego (strefa Białogard-Szczecinek-Bielica-Unisław), NE część basenu (strefa wyklinowania się utworów czerwonego spągowca na platformie wschodnioeuropejskiej) oraz obrzeżenia Gór Świętokrzyskich.

W centralnej części basenu pracami sejsmicznymi wykryto w strefie antyklinorium środkowopolskiego wyraźne lokalne struktury ciągnące się od Kutna po Inowrocław (wiercenie Kutno, Byczyna). Występuje tu w głębi jakby grzbiet strukturalny mający przebieg od Gór Świętokrzyskich w kierunku NW. Wspomniane wiercenia i prace geofizyczne mają m.in. na celu wyjaśnić i ten problem. Wiercenia te zlokalizowano na najwyraźniej zaznaczających się strukturach w podłożu podcechsztynu.

#### Cechsztyński wapień podstawowy i dolomit główny

Wapień podstawowy cechsztynu  $Ca_1$ , znany z produkcji gazu na obszarze monokliny przedsudeckiej (m.in. złoża Wierzchowice i Brzostowo), odgrywa ważną rolę jako poziom poszukiwawczy. Seria ta zbudowana z wapieni, niekiedy organicznego pochodzenia o charakterze rafowym, jest przedmiotem dalszych analiz i studiów.

Dolomit główny ( $Ca_2$ ) jak dotychczas dostarczył niewiele złóż ropy (Rybaki, Sulęcín, Kamień Pomorski i in.) oraz gazu z zawartością cięższych węglowodorów. Są to jednak złoża na ogół silnie zasiarczone od 1 do 17% objętościowo  $H_2S$  z dużą zawartością azotu. Z tych też względów często odkrywano złoża, uwzględniając jeszcze ich niewielkie zasoby, nie kwalifikując się do ekonomicznego wykorzystania. Pomimo to nadal prowadzi się prace studialne nad sposobami ich wykorzystania.

Złoża gazu występujące w dolomicie głównym na obszarze monokliny przedsudeckiej, jak też na Pomorzu Zachodnim, oprócz wyżej wymienionych cech, charakteryzują się jeszcze wysokim gradientem ciśnienia, który często jest 2,2 razy większy od hydrostatycznego (Kamień Pomorski, Gaj, Obrzycko, Kobylnica i in. – 22).

Struktury sejsmiczne wykryte zarówno w strefach barierowych, przedbarierowych, jak i lagunowych są obiektem poszukiwań (13). Z reguły odkrywa się jednak złoża małych rozmiarów. W wypadku dobrych cech zbiornikowych dolomitu głównego złoża charakteryzuje się samoczynnym silnym wpływem gazu lub ropy, który ze względu na ograniczoną pojemność zbiornika szybko maleje. Stąd też poszukiwania złóż w dolomicie głównym, ze względu na ich złożoną budowę geologiczną, toksyczność gazu,

wysoki gradient ciśnienia oraz małe zasoby, napotykają na duże trudności. Niemniej jednak dolomit główny jest na Niżu Polskim głównym poziomem dostarczającym ropę. Dlatego też nie przewiduje się ograniczenia zakresu prac na ten poziom. Prowadzi się prace studialne związane z poprawką metodyki poszukiwań, umożliwiającą wzrost efektywności tych prac.

Ocenia się również, iż istnieją szanse odkrycia złóż gazu zasiarczonego w dolomicie głównym na obszarze monokliny przedsudeckiej, zwłaszcza w jej zachodniej części oraz w synklinorium szczecińskim w dużych strukturach, jak: Cychry, Hartów, Jeniniec, Ośno, Krobielewko i in. Struktury te dotychczas słabo rozpoznane wiertniczo lub w ogóle nie badane przewiduje się rozpoznać w nadchodzących latach. Spodziewać tu się jednak należy występowania gazu zasiarczonego z zawartością kondensatów lub ropy. Również ważny jest rejon Szczecinka, gdzie stwierdzono występowanie gazu z  $H_2S$  oraz rejon Grudziądz, w którym gaz nie zawierał siarkowodoru i gradient jest znacznie niższy, dlatego obszar ten pretenduje do bardziej interesujących. Przejawy gazu w dolomicie głównym stwierdzono także w NE części basenu permskiego na SW od Warszawy, w otworze Szwejki 1 na głębokości ok. 3300 m. Ta część basenu może okazać się bardzo perspektywiczna dla występowania złóż gazu w dolomicie głównym.

### Mezozoik

Na Niżu Polskim objawy ropy i gazu w mezozoiku stwierdzono w ponad 100 otworach wiertniczych. Trzeba tu podkreślić, że stosunkowo mała ilość otworów była zlokalizowana na specjalnie przygotowanych geologicznie i sejsmicznie obiektach. Do ujemnych zjawisk tektonicznych należy tu paleogeńska inwersja związana z tzw. fazą laramijską. Doprowadziła ona do wydzwignięcia w okresie paleogenu antyklinorium środkowopolskiego i obszaru przedsudeckiego oraz ogromnej erozji utworów kredowych i jurajskich, a tym samym ułatwiła migrację węglowodorów na powierzchnię. Jednak strefy po obu stronach wyniesienia antyklinorium kujawsko-pomorskiego, które nie uległy inwersji, należy uznać za perspektywiczne dla możliwości powstania ropy i jej zachowania w utworach jury (zwłaszcza doggeru), a być może malmu i dolnej kredy. W triasie istnieją większe możliwości występowania węglowodorów zarówno w utworach pstrego piaskowca, jak i kajpru. Potwierdziły to silne objawy m.in. w otworach Radziątków, Uniejów, Buków 1 i in.

Na podstawie danych litologiczno-facjalnych, tektonicznych, geochemicznych i hydrogeologicznych dokonuje się analizy utworów mezozoicznych niżu i przystępuje się do prac poszukiwawczych zarówno sejsmicznych, jak i pojedynczych wierceń. Utwory mezozoiku przy projektowaniu i wykonywaniu prac sejsmicznych wymagają odrębnej metodyki badań, wyłącznie nastawionej na ten kompleks. W takim samym aspekcie powinny być prowadzone prace wiertniczo-poszukiwawcze. Metodyczne podejście do poszukiwań w mezozoiku powinno dać pozytywne wyniki. Przewiduje się program badań utworów mezozoiku kontynuować w bieżącej pięciolatce, jak też w latach następnych. Przemawiają za tym dane geologiczne, wynikające z analizy rozwoju osadów mezozoicznych, a także jego podłoża.

Na Niżu Polskim genezy węglowodorów należy głównie szukać w osadach jurajskich. Wśród tych utworów w centralnej, najbardziej pogrążonej części basenu, wy-

stępują osady, w których nagromadziła się odpowiednia ilość substancji organicznej, jak np. wkładki morskie w liasie, skały mułowcowo-ilaste doggeru oraz wapienno-marglisto-ilaste malmu. Na szczególną uwagę zasługuje stopień katagenetycznego przeobrażenia tej substancji oraz czas wejścia osadów w poszczególne fazy możliwości tworzenia się ropy i gazu. W tym celu wykorzystano nie tylko wyniki badań kerogenu i refleksyjności wityrytu, ale także obliczenia wskaźnika temperaturowo-czasowego przeobrażenia substancji organicznej wg metody N. Łopatina i T. Wilczka (24).

Kompleksowa ocena wyników skłania do stwierdzenia, że jurajskie skały macierzyste w centralnej części basenu, począwszy od kredy dolnej, podlegały warunkom termodynamicznym odpowiadającym początkowym etapom głównej fazy powstawania ropy. Ze względu na możliwość jednoczesnego uruchomienia migracji węglowodorów pierwszoplanowe znaczenie dla ich akumulacji przypisuje się pułąkom starszym, powstałym przed fazą ruchów laramijskich, zlokalizowanych na zewnętrznych skłonach niecek, otaczających wał kujawsko-gielniowski (15, 16, 6). Wstępny program prac poszukiwawczych w utworach mezozoicznych będzie realizowany w latach 1983–85 poprzez prace sejsmiczne i wiercenia badawcze.

### B. Przedgórze Karpat

Przedgórze Karpat należy do najbardziej wydajnych obszarów w Polsce. W latach powojennych odkryto tu i wydobyto najwięcej gazu ziemnego, który nadal ma podstawowe znaczenie gospodarcze. Do najważniejszych obiektów poszukiwawczych należą tu piaszczyste horyzonty miocenu zalegające na głębokości od 500 do 3000 m. Utwory podłoża miocenu (kredy i jury) są również perspektywiczne. Pomimo odkrycia tu dużej ilości złóż oraz wydobycia znacznych ilości gazu nadal istnieją duże szanse odkrycia nowych zasobów gazu, szczególnie w piaskowcach sarmatu, pochodzenia deltowo-rzecznego. Opracowana nowa metodyka poszukiwań na podstawie analizy litologiczno-facjalnej, sejsmicznej i karotażowej pozwala wydzielać nowe formy uszczelnień pułapek litologicznych, rokujących możliwości dalszych odkryć złóż węglowodorów. Stąd obszar ten przeżywa nowy etap rozwoju poszukiwawczego, a wyniki będą zależne od umiejętności zastosowania i wykorzystania tej metodyki.

Do złóż gazu ziemnego wykrytych wspomnianymi metodami zaliczyć należy: Husów, Jaśniny, Dąbrówkę, Wygodę, Tarnogród, Tuligłowy, a ostatnio i Tarnów-Południe. Obszar przedgórze Karpat należy nadal do najważniejszych pod względem poszukiwań.

### C. Karpaty

Ok. 40% metrażu wierceń poszukiwawczych i znaczna część prac geofizycznych przeznaczona jest na poszukiwanie złóż ropy i gazu na obszarze Karpat i ich przedgórze. Karpaty fliszowe, z których wydobywa się ropę już od przeszło 130 lat, nie zostały jeszcze dokładnie spenetrowane w płytszym piętrze poszukiwawczym, w przedziale głębokości od 500 do 2200 m, a tym bardziej do 3000 m i poniżej. Do głębokości ponad 5000 m wykonano tylko 3 otwory. Stąd też górnictwo naftowe realizuje wiercenia dla wglębnego zbadania fliszu pod kątem występowania skał zbiornikowych, elementów strukturalnych, a w nich akumulacji ropy i gazu.

Wiercenia te realizowane są w całych Karpatach, od ich zachodniej granicy po wschodnią. Najgłębsze wiercenia zlokalizowano we wschodniej części Karpat, są to: Kuźmina projektowana do głęb. 7000 m i Paszowa – 6200 m, mające na celu rozpoznanie możliwości występowania fałdów wglębnych typu Borysławia-Doliny. Dla badania wglębnych fałdów jednostki śląskiej realizowane są wiercenia: Wetlina, Lutowska, Bzianka, Gorlice i in.

W celu zbadania ropogazoności piaskowców jednostki podśląskiej kontynuuje się głębokie wiercenia w rejonie Frysztaka do głęb. 3500 m. Nawiercone tu piaskowce kłiwskie z objawami ropy, należące do jednostki skolskiej, po raz pierwszy wskazują na możliwość odkrycia złóż w tej części Karpat. Rozpoczęty problem będzie nadal kontynuowany. Interesujące jest również stwierdzenie objawów węglowodorów w piaskowcach kłiwskich w otworze Paszowa 1, na głęb. 4700 m, jak też w piaskowcach czarnorzeczkich oraz w dolnej kredzie (jednostka śląska) w otworze Gorlice 13 na głęb. 5000 m i poniżej.

Dalej na W kontynuuje się prace poszukiwawcze w rejonie Limanowej, gdzie w opróbowaniu znajduje się ropogazonośna seria grybowska na głęb. od 4500 do 3500 m w otworze Słopnice 1 oraz wiercenie głębokiego otworu Leśniówka 2. W Karpatach zachodnich rozpoczęto poszukiwania zarówno we fliszu karpackim, jak też w jego podłożu karbońsko-dewońskim (głębokie wiercenie Lachowice).

Na obszarze Karpat fliszowych realizuje się obecnie 10 głębokich wierceń o zasięgu od 4000 do 7000 m. Jest to więc stosunkowo duży program, który powinien wnieść do 1985 r. nowe dane o ropo- i gazoności głębokich serii tego rejonu.

Niezależnie od głębokiego programu poszukiwawczego realizowany jest także program tzw. płytkich i średnich głębokości wierceń, wykonywanych na obszarze centralnej depresji karpackiej. Niektóre z nich dały już dobre rezultaty w postaci odkrycia złóż gazu i ropy. Wymienić tu należy Jurowce i Wołę Jasienicką. Ciekawe wyniki dają nowo rozpoczęte wiercenia w rejonie Gorlic (Bystra 4) nawiercając roponośne piaskowce magdaleńskie, a być może ciężkowickie na stosunkowo niedużych głębokościach od 500 do 1200 m. Wierci się również otwory w rejonie Biecza, a na N od Harkłowej (Podlas) w depresji strzyżowskiej – Zyznów i in. Prace te mają na celu podtrzymać wydobycie i stworzyć nowe rezerwy zasobowe.

## WNIOSKI

1. Dotychczasowe wyniki prac geologiczno-poszukiwawczych wykonanych w PRL w ciągu 38 lat, jak też uzyskane przyrosty zasobów ropy i gazu oraz wydobycie, dają podstawę do dalszej intensyfikacji prac.

2. Na podstawie analiz geologicznych za konieczne uważa się kontynuowanie prac sejsmicznych i kompleksowych badań geofizycznych, w tym także systemu Wega, w celu wykrywania struktur antyklinalnych oraz form typu niestrukturalnego. Badaniami tymi należy objąć wszystkie perspektywiczne serie w kraju – od kambru po miocen włącznie.

3. Do głównych obiektów poszukiwawczych zalicza się utwory permu i karbonu na Niżu Polskim, a następnie utwory miocenu przedgórzia Karpat. Serie te dostarczają najwięcej przyrostów zasobów gazu i ropy.

4. Rozpoczęte na Niżu Polskim i w Karpatach głębokie wiercenia badawcze powinny dać podstawę do kontynuowania poszukiwań w przyszłej pięciolatce, jak również po 1990 r.

5. Utwory mezozoiczne Niżu Polskiego jako stosunkowo słabo dotychczas zbadane, a z punktu widzenia geochemicznego predysponowane jako formacje generujące i akumulujące węglowodory, powinny stać się obiektem ścisłej penetracji w najbliższych latach.

6. Istnieje potrzeba kontynuowania wierceń wyprzedzających typu badawczego, w celu przygotowania nowych obszarów do poszukiwań, dotyczy to tak paleozoiku, jak i mezozoiku.

7. Ze względu na stały rozwój naukowo-techniczny należy szkolić kadry geofizyków i geologów w celu trafniejszego rozwiązywania zadań poszukiwawczych.

8. Ze względu na wyniki badań geochemicznych i litologicznych, wskazujące na możliwość generacji węglowodorów na Niżu Polskim w stosunkowo mniejszych głębokościach, nasilić należy prace poszukiwawcze, zwłaszcza do głęb. 3500–4000 m, a głębokie wiercenia ograniczać tylko do wybranych zagadnień.

## LITERATURA

1. Bukowiecki J., Knieszner L., Konarski S. – Efektywność badań sejsmicznych utworów permskich na przykładzie rejonu Pniewy-Kościan. *Nafta* 1982 nr 11–12.
2. Czogała R. – Górnictwo nafty i gazu w minionym 35-leciu PRL oraz kierunki rozwoju. *Ibidem* 1979 nr 12.
3. Depowski S. – Obszary gazonośne i roponośne Polski. *Prz. Geol.* 1981 nr 5.
4. Depowski S. – Podstawowe problemy geologicznych badań obszarów gazonośnych i roponośnych Polski. *Biul. Geol. UW* 1982 t. 25.
5. Dźwiniel J. – Bezpośrednie poszukiwania złóż węglowodorów w oparciu o powierzchniowe pomiary elektro-termiczne. *Nafta* 1975 nr 7.
6. Fomkin K., Karnkowski P., Korab Z., Wilczek T. – Możliwości powstawania węglowodorów w utworach mezozoicznych Niżu Polskiego. *Prz. Geol.* 1983 nr 8–9.
7. Karnkowski P. – Geologia naftowa Niżu Polskiego. *Pr. Inst. Górn. Naft. i Gaz.* 1980 nr 31.
8. Karnkowski P. – Geologiczne aspekty poszukiwań naftowych w Polsce. *Techn. Posz. Geol.* 1978 z. 4.
9. Karnkowski P., Maksimow S.P., Fomkin K.W., Ancupow P.W., Korab Z., Bakun N.N., Naumowicz I.M. – Riezultaty geologorazwiedocznych rabot na nieft' i gaz za 1976–1980 goda w PNR i dalniejszije zadaczi. *Gieol. Niefti i Gaza* 1982 nr 6.
10. Kostecki A., Pieprzak W. – Rezultaty modelowania holosejsmiki. *Nafta* 1976 nr 10.
11. Król L., Brzezański A., Orlik J. – System cyfrowej interpretacji danych geofizyki wiertniczej „Geofwiert”. *Ibidem* 1979 nr 10.
12. Kozikowski H. – Zagadnienia poszukiwawcze w mezozoiku synklinorium szczecińskiego w świetle analizy możliwości tworzenia się węglowodorów w jurze. *Ibidem* 1972 nr 11.
13. Kruczek J. + zespoły branżowe pod kierunkiem: Burzewski W., Czarnecka A., Głogoczowski J.J., Gumińska J., Heller J., Karaśkiewicz J., Krupiński T., Krakowski J., Król L., Mitura F., Petrykowski K., Sikorski B., Sokołowski J., Tarnowski H. – Kompleksowe badania geologiczne możliwości występowania skał zbiornikowych i ich nasycenia bituminami w barierowych przybrzeżnych lagunowych strefach basenu cechszyńskiego w strefie Wolin–Kamień Po-

- morski – Wrzosowo. Arch. Geonafta, Warszawa 1978.
14. Kruczek J. – Przemysł naftowy jako podstawa funkcjonowania i rozwoju gospodarki kraju (oprac. zbiorowe pod kier. J. Kruczka). Stowarzyszenie Inż. i Techn. Przem. Naft. Kraków 1980.
  15. Kutek J. – Geologiczne warunki powstawania złóż ropy w utworach mezozoiku. Arch. Geonafta, Warszawa 1978–80.
  16. Olewicz L. R. i in. – Kompleksowe opracowanie strukturalno-facjalne i hydro-chemiczne mezozoiku synklinorium mogileńsko-łódzkiego dla oceny dotychczasowych prac poszukiwawczych i ustalenia prognoz. Arch. IGNiG Kraków 1968.
  17. Ołtuszyk S. – Materiały statystyczne Górnictwa Naftowego. Arch. Geonafta, Warszawa 1982.
  18. Pożaryski W. – Pierwszy etap badań Niżu Polskiego. Prz. Geol. 1967 nr 11.
  19. Ney R. – Raporty i opinie. Zeszyt nr 5. Możliwości intensyfikacji wydobywania ropy naftowej w Karpatach i na ich przedgórzu. Oprac. pod kier. R. Neya. PAN Oddz. Kraków 1980.
  20. Ney R. – Kierunki badań związane z poszukiwaniami ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Nauka Polska 1981 nr 11–12.
  21. Sokołowski J. – Złoże gazu w paleodolinach czerwonego spągowca i geosynklyna utworów pochodnych permu w Polsce. Biul. Geol. UW 1982 t. 25.
  22. Solak M., Żołątowski T. – Some regularities of the distribution oil and gas deposits in the Permian (Polish Lowland). Intern. Symposium – Warsaw 1981.
  23. Van Wijhe D. H., Lutz M., Kaasschietter P. H. – The Rotliegend in the Netherlands and its gas accumulations. Geol. Mijnbouw 59: 3–24. Vol. 59 (1). Haga 1980.
  24. Wilczek T. – Określenie termiczne czasowych przemian substancji organicznej na podstawie wskaź-

- nika TTI. Arch. Geonafta, Warszawa 1979.
25. Ziegler P. A. – Geology and Hydrocarbon Provinces of the North Sea. Geol. J., Haag 1977.
  26. Znosko J. – Czy w Polsce odkryjemy wielką ropę. Prz. Geol. 1981 nr 1.

## S U M M A R Y

The paper presents results of geological-prospecting works carried out in Poland in the last 38 years as well as the achieved increase in proven resources and exploitation of oil and gas. At that background there are outlined premises for further intensification of these works.

Perspective areas in the Polish Lowlands, Carpathian foreland and the Carpathians are discussed with reference to the results of geological analyses and complex geophysical surveys. The Author emphasizes the necessity to continue exploratory drillings in order to delineate new areas for search for oil and gas in both the Paleozoic and Mesozoic.

## Р Е З Ю М Е

В статье представлены полученные до сих пор результаты геологических работ проведенных в Польше за последние 38 лет, а также достигнутые приращения запасов нефти и газа и их добыча. На этом фоне рассмотрены основы дальнейшей интенсификации работ.

На основании геологических анализов и комплексных геофизических исследований выделены перспективные районы на Польской Низменности, предгорье Карпат и в Карпатах. Автор приходит к выводу, что необходимо дальнейшее ведение бурения исследовательских скважин для выделения новых районов для поисков как в палеозойских, так и в мезозойских отложениях.