

OBSZARY GAZONOŚNE I ROPONOŚNE POLSKI

UKD 553.981/982.04:551.732/.782.1.022(091.2)(438)

Na terytorium Polski aktualnie wydziela się 4 obszary gazo- i roponośne (ryc. 1): karpacki, przedkarpacki, przedśudecko-wielkopolski i zachodniopomorski. Ponadto eksploatuje się nagromadzenia gazu ziemnego w południowej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego i w niecce lubelskiej oraz złożę ropy naftowej w syneklizie perybałtyckiej.

Karpacki obszar ropo- i gazonośny (32, 33, 34) leży w obrębie tak zwanego karpackiego basenu ropo- i gazonośnego. Polska część tego basenu obejmuje zewnętrzne, północne Karpaty fliszowe, ograniczone od południa strefą pienińską oraz Pieniny, Podhale i Tatry, należące do Karpat wewnętrznych. W obszarze polskich Karpat zewnętrznych występowanie ropy naftowej i gazu ziemnego znane było od dawna (22, 23, 33, 35), ale eksploatację ropy naftowej na większą skalę rozpoczęto w 1854 r. z chwilą uruchomienia kopalni ropy naftowej w Bóbrce koło Krosna nad Wisłokiem. Złoża gazu ziemnego zaczęto eksploatować w 1921 r. (6, 32).

Dotychczas odkryto 63 złoża ropy naftowej i 14 złóż gazu ziemnego, przy czym złoża te charakteryzują na ogół małe rozmiary i zasoby. Łączna powierzchnia złóż ropy naftowej wynosi 27 km², a złóż gazu ziemnego 16,5 km². Największe karpackie złoża ropy naftowej mają powierzchnie rzędu 1–2 km², a gazu ziemnego 3–3,5 km². W złożach jest zwykle szereg poziomów produktywnych, co przy na ogół stromym ułożeniu poziomów daje stosunkowo duże wydajności z jednostki powierzchni. Podhale uważane jest za obszar perspektywiczny, natomiast Pieniny i Tatry są nieperspektywicznymi jednostkami geologicznymi.

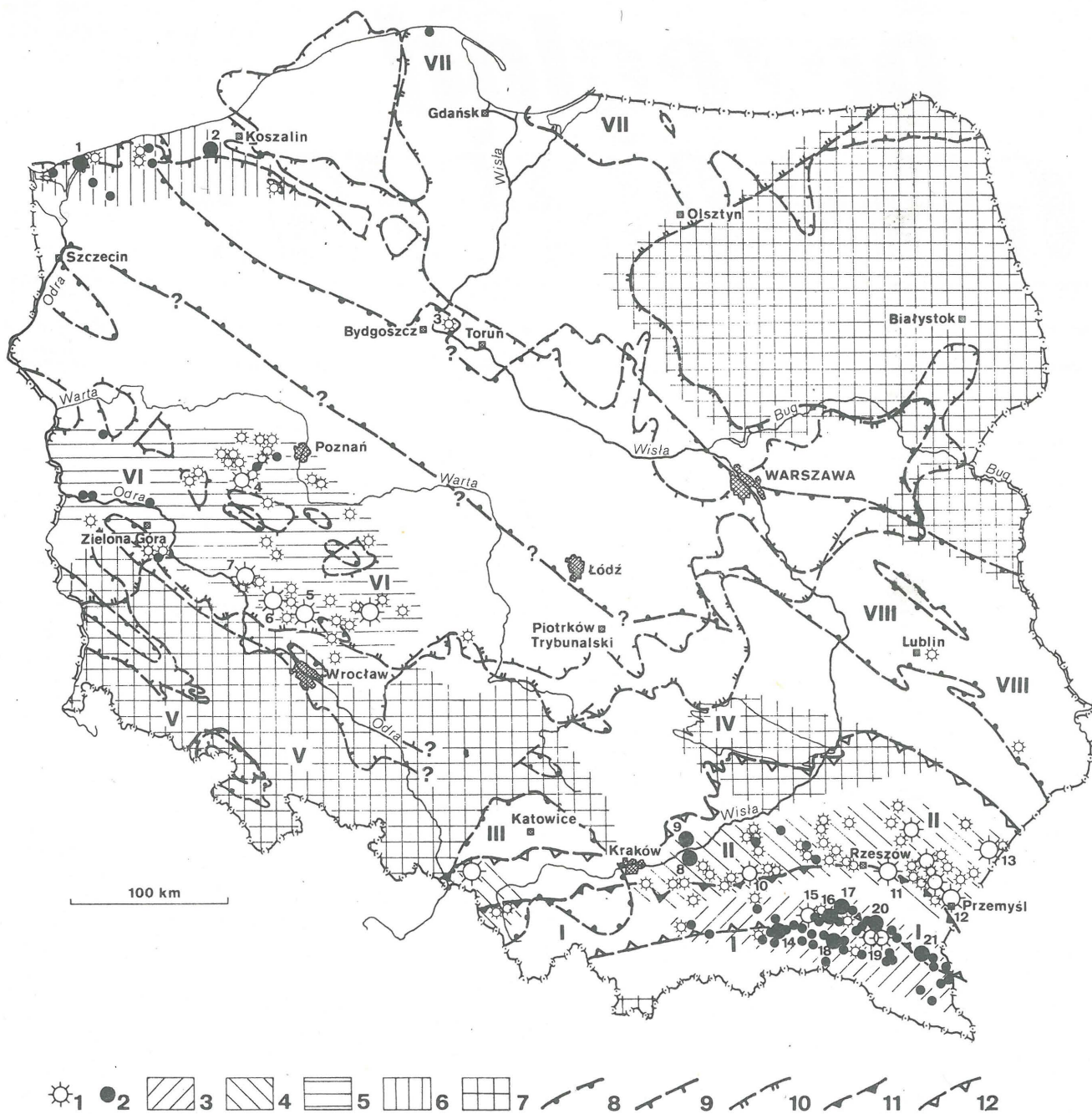
Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze karpackim są związane z utworami fliszowymi wieku kreda – paleogen. Można je zaliczyć do złóż typu strukturalnego, ale odkrywa się także złoża związane z pułapkami typu strukturalno-litologicznego. O wielkości złóż decyduje charakter pułapek i w mniejszym już stopniu typ skał zbiornikowych. Struktury lokalne, z którymi związane są zło-

ża węglowodorów mają wybitnie zróżnicowany charakter: od normalnych antyklin, poprzez formy o dysharmonijnym sfałdowaniu i zdyslokowaniu jądrowych części, fałdy spiętrzone i fałdy przykryte od góry nasunięciem, aż do różnego typu pułapek strukturalno-litologicznych na skrzydłach fałdów (33). Skałami zbiornikowymi są piaskowce o zmiennym wykształceniu litologicznym i bardzo zmiennych, ale na ogół małych porowatościach i przepuszczalnościach, przy czym mają one częściowo charakter kolektorów typu porowo-szczelinowego. Zasadnicze znaczenie przypada ropo- i gazonośnym górnokredowym piaskowcom istebniańskim i paleoceńsko-eoceńskim piaskowcom ciężkowickim.

Karpackie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego należą do warstwowych z wodą okalającą. Obecności czap gazowych w złożach ropy naftowej nie stwierdzono. Ciśnienia złożowe pierwotne zbliżone są do ciśnień hydrostatycznych, a na dużych głębokościach stwierdza się obecność ciśnień złożowych wyższych od hydrostatycznych. Złoża ropy naftowej produkują początkowo w warunkach ekspansji rozpuszczonego w ropie gazu, a w późnym stadium eksploatacji złóż dominują warunki grawitacyjne dające małą wprawdzie, ale długotrwałą produkcję. Złoża gazu ziemnego charakteryzują warunki produkowania gazowo-ekspansyjne.

Ropy naftowe fliszu karpackiego należą do metanowych, beziarkowych o c.wł. 0,768–0,943 G/cm³, przeważnie 0,820–0,850 G/cm³. Zasadniczym składnikiem gazów ziemnych jest metan, któremu towarzyszą cięższe węglowodory w ilościach dochodzących do kilku procent. Azotu jest zwykle do 5%, a tylko w górnokredowym złożu Sanok zawartość jego dochodzi do 30%. W minimalnych ilościach występują gazy szlachetne i CO₂. Obecności H₂S nie stwierdzono.

Dotychczasowa produkcja ropy naftowej i gazu ziemnego pochodzi prawie wyłącznie z poziomów położonych na głębokościach od 300 do 2000 metrów. Początkowe wydajności otworów eksploatacyjnych wahają się zazwy-



Ryc. 1. Obszary gazo- i roponośne Polski.

1 – najważniejsze złoża gazu ziemnego, 2 – najważniejsze złoża ropy naftowej, 3 – karpaccy obszar ropo- i gazonośny, 4 – przedkarpaccy obszar gazo- i roponośny, 5 – przedsudecko-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 cechsztyńskiego 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 – Załęcze, 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. Gas- and oil-bearing areas in Poland.

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 gas- and oil-bearing area, 6 – West-Pomeranian gas- and oil-bearing area, 7 – unperspective areas, 8 – present extent of Upper Carboniferous rocks, 9 – present extent of Rotliegendes rocks, 10 – present extent of Rotliegendes rocks, 10 – present extent of Main Dolomite (Zechstein) rocks, 11 – northern margin of the 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 – Załęcze, 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.

czaj w granicach od kilku do kilkunastu t/d, z tym że wydajniejsze otwory charakteryzuje szybszy spadek produkcji. Rekordowy wypływ ropy naftowej, ponad 600 t/d uzyskano z otworu Bóbrka – Rogi 4 (33). Potencjalne wydajności otworów gazowych wynoszą od kilkudziesięciu tys. m³/d do 1,0–1,5 mln m³/d (złoża Strachocina i Roztoki). Karpackie złoża wyróżniają się długotrwałością produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego, przy czym niektóre złoża ropne eksploatowane są od ponad 100 lat.

Najlepsze warunki geologiczne do powstania i zachowania się nagromadzeń gazu ziemnego i ropy naftowej są według S. Wdowiarza (33) na wschodnim odcinku polskich Karpat fliszowych, gdzie na wschód od rzeki Białej (w związku z obniżaniem się podłoża do głębokości kilku tysięcy metrów) pojawiają się wąskie i długie struktury antyklinalne w jednostce śląskiej, a zwłaszcza w jej obniżonej części, zwanej centralnym karpackim synklinorium, jednostce podśląskiej i odwodowej części jednostki skolskiej, a także w fałdach dukielsko-użockich. Istnieją tam szanse odkrycia dalszych złóż i nowych głębokich poziomów produktywnych. Perspektywiczne są także struktury ekranowane przez płaszczowinę magurską (30), co potwierdzają wyniki poszukiwań, przy czym istnieją możliwości odkrycia tego rodzaju złóż na obszarze położonym na zachód od rzeki Białej (16, 33).

Za najważniejszy problem poszukiwawczy w polskich Karpatach, wymagający jednak wielu wierceń do głębokości 6–8 tys. m, uważa się zachodnie przedłużenie tak zwanych karpackich fałdów wgłębnych typu borysławskiego (16, 32). Badana jest ich obecność i występowanie w nich nagromadzeń węglowodorów w strefie położonej na północ od Ustrzyk Dolnych i Sanoka. Zaistniało zasadnicze opóźnienie w realizacji głębokich wierceń badawczych.

W zapadlisku przedkarpackim należącym do przedkarpackiego basenu gazo- i roponośnego, które utworzyło się w neogenie i ma charakter typowego dla alpidów zapadliska przedgórskiego (25), poszukiwanie gazu ziemnego w utworach miocenu rozpoczęto przez II wojnę światową. Złoża gazu i ropy odkryto jednak dopiero po II wojnie światowej, a decydujące znaczenie dla rozwoju poszukiwań miał postęp w jakości refleksyjnych badań sejsmicznych.

W budowie geologicznej tego zapadliska wydziela się dwa zasadnicze kompleksy strukturalne, a więc górny utworzony z osadów miocenu – głównie badenu i sarmatu o miąższości dochodzącej maksymalnie do 3–3,5 tys. m oraz dolny, stanowiący podłoże zapadliska, zbudowany z utworów reprezentujących ogromny interwał czasowy od prekambriu po kredę górną włącznie (20, 21, 25). Nagromadzenia węglowodorów występują w obu kompleksach strukturalnych. W miocenie, a ściślej w badenie i sarmacie, odkryto ponad 40 złóż gazu ziemnego i złoża ropy naftowej w sarmacie na kontakcie z jurą górną. W mezozoiku pod miocenem odkryto 8 złóż gazu ziemnego i 1 złożo gazo-kondensatowe oraz 6 złóż ropy naftowej. Ogólna powierzchnia miocенских złóż gazu wynosi około 550 km² i mezozoicznych 49 km², natomiast mezozoicznych złóż ropy 24 km². Duże miocенские złoża gazu mają powierzchnie dochodzące do kilkudziesięciu km², a największe ma 160 km². Powierzchnie mezozoicznych złóż gazu nie przekraczają na ogół kilku km², a tylko jedno złożo ma 17 km². Natomiast powierzchnie mezozoicznych złóż ropy dochodzą do kilku km², maksymalnie do 7–7,5 km².

W badenie i sarmacie złoża są związane zwykle ze strukturami brachyantyklinalnymi o małej amplitudzie i wykliniowaniami piaszczowców, a wzdłuż brzegu Karpat

fliszowych i pod nasunięciem karpackim odkryto także złoża ekranowane nasunięciem karpackim względnie stebnickim. Złoża miocенские należą do typu strukturalnego lub strukturalno-litologicznego. Nagromadzenia węglowodorów w triasie górnym, jurze środkowej i cenomanie związane są z wychodniami bądź wykliniowaniami piaszczowców na lokalnych podniesieniach pod nieznacznie leżącymi, ekranującymi utworami miocenu. W węglanowej jurze górnej pułapkami są różne formy erozyjne ekranowane utworami miocenu.

Mającymi zasadnicze znaczenie gazonośnymi poziomami badenu i sarmatu (15, 21) są piaszczowce o porowatości dochodzącej do 20–30% i przepuszczalności do kilkuset mdcy, a nawet kilku dcy. W większości złóż obserwuje się jednak dużą zmienność ich wykształcenia. Niewiele gorsze własności kolektorskie mają także piaszczowce jury środkowej i cenomanu. Piaszczowce triasu górnego, w których odkryto 1 małe złożo gazu ziemnego, charakteryzuje mała porowatość i przepuszczalność. Wapienie jury górnej są skałami zbiornikowymi kawernisto-szczelinowatymi lub szczelinowatymi i mają bardzo zmienne porowatości oraz przepuszczalności.

Skałami macierzystymi gazów miocенских były najprawdopodobniej skały ilaste bogate w materiał organiczny, jakie napotyka się w miocenie. Ropy naftowe i gazy ziemne złóż mezozoicznych wiązać należy zapewne z paleozoicznymi skałami macierzystymi, gdyż w osadach mezozoicznych są raczej zbyt małe ilości substancji organicznej, by mogła generować większe ilości węglowodorów.

Złoża miocенские można zaliczyć do warstwowych z wodą okalającą. Złoża mezozoiczne z poziomami piaszczowców należą także do warstwowych, a w skałach węglanowych jury górnej do masywowych z wodą podścielającą. W pojedynczych przypadkach stwierdzono w górnourajskich złożach obecność czap gazowych. Ciśnienia złożowe pierwotne zbliżone są do hydrostatycznych. Złoża ropy i gazu produkują w warunkach gazo-ekspansyjnych.

Gazy miocенские zawierają do 97–99% metanu oraz małe ilości cięższych węglowodorów i azotu. Głównym składnikiem gazów mezozoicznych jest metan, ale gazy te zawierają do kilku % cięższych węglowodorów, kilka do kilkunastu % azotu i niekiedy małe ilości H₂S i CO₂ oraz gazów szlachetnych. Ropy naftowe należą do metanowych, niskosiarkowych. Wody złożowe, zwłaszcza w badanych z zachodniej części zapadliska, zawierają do 80–140 mg/l jodu, który w ubiegłych latach był z tego rodzaju solanek produkowany.

Oceny prognoz gazo- i roponośności zapadliska przedkarpackiego wykazują, że odkryta i częściowo już wyeksploatowana jest większość zasobów gazu w utworach badenu i sarmatu oraz gazu i ropy w mezozoiku.

Najbardziej perspektywiczna pod względem możliwości odkrycia dalszych, dość zasobnych złóż gazu ziemnego, nadal jest strefa pomiędzy Przemyślem a Rzeszowem. Istnieją tam bardzo dobre warunki strukturalne oraz korzystne wykształcenie litologiczne serii gazonośnej (5, 15), a zwłaszcza utworów dolnego sarmatu. Na odkrycie nowych złóż można liczyć zarówno w rejonie położonym na północ od brzegu Karpat, jak też pod nasunięciem karpackim (14, 16, 21). Perspektywiczne jest także przedłużenie tej strefy gazonośnej ku zachodowi poprzez okolice Dębicy i Tarnowa aż po rejon Bochni (14, 20), chociaż zasobność poszczególnych złóż z głównymi poziomami gazonośnymi w badenie jest tu mniejsza. W środkowej i północnej części zapadliska pozytywnie są oceniane

perspektywy strefy ze złożami w badanie i sarmacie od rejonu Lubaczowa poprzez okolice Leżajska aż po Dąbrowę Tarnowską. Kontynuacja poszukiwań w tej strefie nadal umożliwia uzyskiwanie nowych odkryć. Istnieją ponadto perspektywy odkrycia nowych złóż gazu i ropy w utworach cenomanu i jury pomiędzy Dębicą a rejonem położonym na południe od złóż Grobla – Pławowice (ryc. 1), w tym także pod nasunięciem karpackim (14). Znacznie mniejsze są szanse odkrycia złóż gazu w miocenie zachodniej części zapadliska przedkarpackiego oraz leżącym pod nim karbonie górnym.

Podobnie ocenia się możliwość występowania nagromadzeń węglowodorów w karbonie dolnym i dewonie zapadliska przedkarpackiego, Górnośląskiego Zagłębia Węglowego i niecki miechowskiej.

Na obszarach platformowych Niżu Polskiego, leżących w obrębie środkowoeuropejskiego basenu gazo- i ropo-nośnego, możliwości odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego badali polscy geolodzy od lat trzydziestych bieżącego stulecia (2, 4, 32). Początkowo ograniczano się do niewielkiego zakresu badań geofizycznych i pojedynczych wierceń badawczych (7), a od połowy lat pięćdziesiątych nastąpiła intensyfikacja badań geofizycznych i wierceń. W latach 1957–1962 zespół geologów i geofizyków Instytutu Geologicznego przy współpracy górnictwa naftowego zrealizował pod kierunkiem W. Pożaryskiego tzw. I etap badań podstawowych Niżu Polskiego (10, 26, 27). Efektem tych prac było podsumowanie stanu znajomości budowy geologicznej i ocena prognoz ropo- i gazonośności Niżu Polskiego oraz określenie kierunków i zakresów dalszych badań i poszukiwań.

Równolegle do tych prac rozwijano także poszukiwania, które umożliwiły w 1961 r. odkrycie w cechsztyńskim dolomiecie głównym pierwszego na Niżu Polskim złoża ropy naftowej Rybaki koło Krosna Odrzańskiego (24). W latach następnych odkryto na obszarze przedśudeckim dalsze złoża ropy w cechsztyńskim dolomiecie głównym oraz liczne złoża gazu w czerwonym spągowcu, wapieniu cechsztyńskim i cechsztyńskim dolomiecie głównym (8, 17). Poszukiwaniami objęto także południową część obszaru wielkopolskiego. Do 1980 r. odkryto na obszarze przedśudecko-wielkopolskim w utworach permu 50 złóż gazu ziemnego i 9 złóż ropy naftowej. Ponadto odkryto 1 złożę gazu ziemnego w utworach karbonu dolnego. Złoża gazu ziemnego mają łączną powierzchnię ponad 350 km², przy czym powierzchnie największych złóż dochodzą do 20–40 km². Łączna powierzchnia złóż ropy wynosi około 11 km², a powierzchnie poszczególnych złóż dochodzą do 3 km².

Największe nagromadzenia gazu ziemnego występują w czerwonym spągowcu. Złoża są głównie skupione na peryferiach wschodniej i środkowej części wolsztyńskiej strefy paleowyniesień (12, 17), którą charakteryzuje brak osadów czerwonego spągowca na poszczególnych wyniesieniach (ryc. 1). Występowanie nagromadzeń gazu ziemnego związane jest z facją piaszczystą, a na dystrybucję i wielkość nagromadzeń gazów zasadniczy wpływ mają: charakter i wielkość pułapek, własności kolektorskie piaszczystości, procesy migracji i akumulacji gazów ziemnych decydujące o stopniu zapełnienia pułapek.

Piaszczystość gazonośna saksonu mają na ogół porowatość od 10 do 20% oraz przepuszczalności od 10 do 200 mdcy. W głębszej, centralnej części basenu są osady bardziej drobnoklastyczne i własności kolektorskie są znacznie gorsze. Zaznacza się ponadto pogarszanie porowatości, a zwłaszcza przepuszczalności wraz z głębokością. W strefach gazonośnych na południowym obrze-

zeniu paleowyniesienia wolsztyńskiego poziomy produktowne leżą na głębokościach 1500–2000 m, na północnym obrzeżeniu 2500–3500 m, a ku centrum basenu (ryc. 1) na głębokościach większych i tam stwierdza się obecność porowatości poniżej 10% oraz przepuszczalności nie przekraczających kilku mdcy.

Złoża są związane z pułapkami różnych typów: od struktur brachyantyklinalnych do złóż typu litologicznego związanych z wyklinowaniami piaszczystymi na paleowyniesieniach. Wielkość złóż w obszarze położonym na S i SE od paleowyniesienia wolsztyńskiego waha się na ogół od kilku do kilkudziesięciu km², a na N i NE od niego nie przekracza zazwyczaj kilku km², chociaż istnieją tam możliwości odkrycia także większych złóż (17).

Struktury brachyantyklinalne mają niekiedy budowę skomplikowaną obecnością uskoków. Złoża z nimi związane należą do masywowych z pasywną wodą podścielającą. Ciśnienia złożowe są zbliżone do hydrostatycznych, a warunki produkowania można określić jako gazowo-ekspansyjne.

Gazy ziemne czerwonego spągowca charakteryzuje bardzo duże zróżnicowanie składów chemicznych, w południowym obszarze środkowej i wschodniej części wolsztyńskiej strefy paleowyniesień zawierają przeciętnie (obj.): 52–72% metanu, do 1% etanu, minimalne ilości propanu, śladowe ilości butanu i wodoru, małe ilości gazów szlachetnych – w tym do 0,3–0,4% helu, 26–47% azotu. W rejonie Poznania zaznacza się wzrost zawartości metanu do 80–85%, natomiast w zachodniej części monokliny przedśudeckiej występują w czerwonym spągowcu gazy ziemne składające się głównie z azotu. Z badań geochemicznych czerwonego spągowca i utworów podperm-skich wynika, że gazy ziemne nagromadzone w utworach czerwonego spągowca są pochodzenia górnokarbońskiego (3, 12, 17). Azot wydaje się mieć częściowo głębinowe pochodzenie.

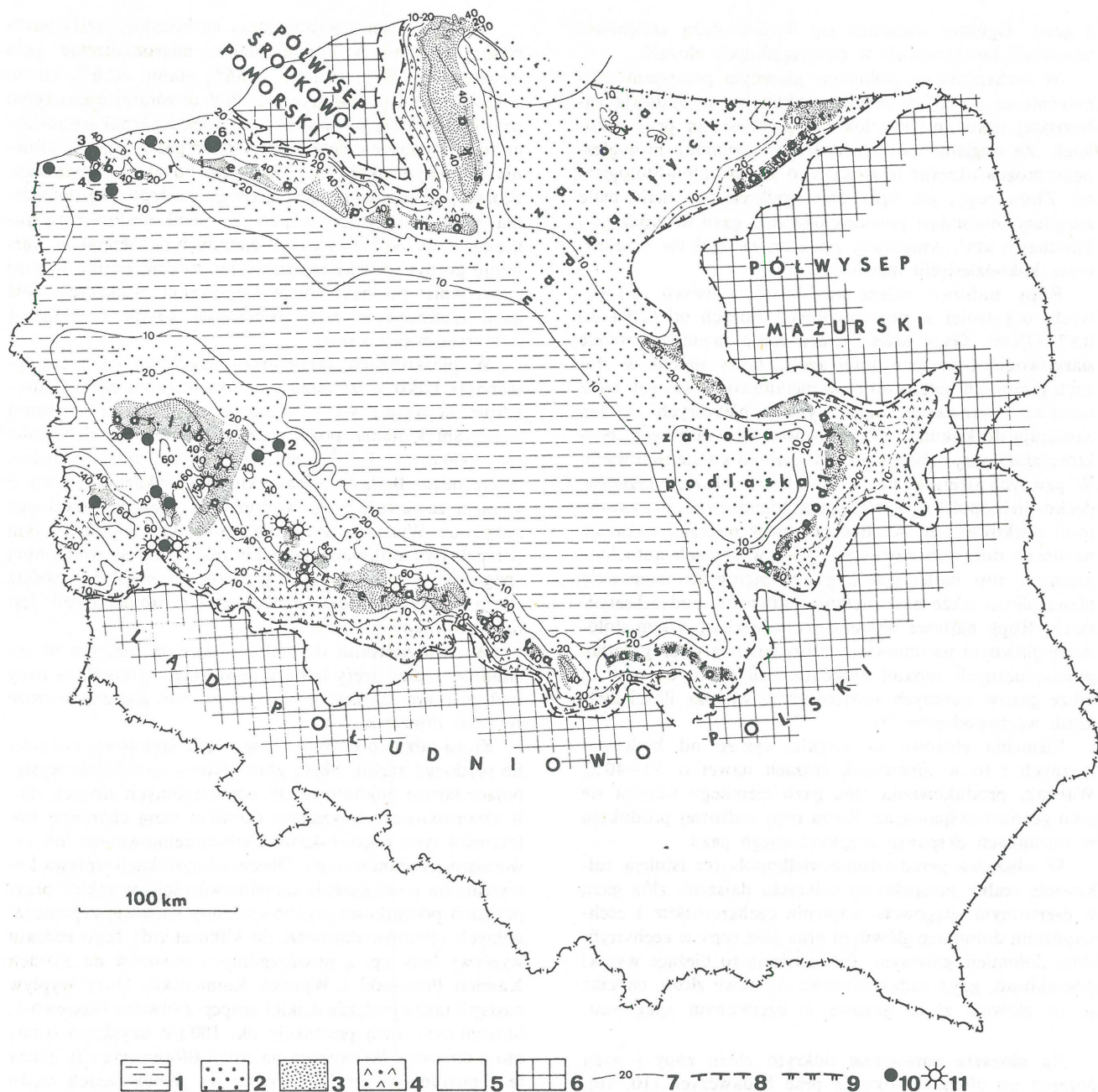
W wapieniu cechsztyńskim odkryto złożę gazu ziemnego w strefie bariery śląskiej oraz w przyległych do niej częściach strefy lagunowej i szelfowej (1, 12). W niektórych złożach gaz występuje w piaszczystości czerwonego spągowca i w wapieniu cechsztyńskim Ca 1, przykładem jest złożo Uciechów–Bogdaj (ryc. 1).

Miąższość wapienia cechsztyńskiego w rejonie odkrytych złóż dochodzi do 40 m. Własności kolektorskie zależą od zróżnicowania litologicznego, przy czym najkorzystniejsze własności zbiornikowe związane są z dominacją mikrofacji organicznych (onkolity, biolityty i biomikryty bogate). Porowatości wahają się na ogół od 6 do 13%, a przepuszczalności od 30 do 100 mdcy. Są też wapienie o niekorzystnych mikrofacjach względnie partie skał, których porowatość i przepuszczalność zmniejszyła się w wyniku procesów anhydryzacji. Dość istotne znaczenie mają także procesy dolomityzacji i dedolomityzacji.

W omawianej strefie złoża gazu leżą na głębokości 1500–1800 m, a związane są ze strukturami brachyantyklinalnymi o powierzchniach od kilku do kilkunastu km².

W południowej części strefy złoża gazu występują tylko w wapieniu cechsztyńskim, natomiast w północnej w wapieniu cechsztyńskim i w stropowej części czerwonego spągowca. Gazy ziemne i warunki złożowe są podobne w wapieniu cechsztyńskim, jak i w czerwonym spągowcu. Istnieją perspektywy odkrycia dalszych złóż tego typu we wschodniej części bariery śląskiej.

Poziom cechsztyńskiego dolomitu głównego charakteryzuje występowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie bariery lubuskiej oraz złóż gazu ze zwykle dużą zawartością kondensatów w strefie bariery śląskiej (ryc. 2).



Ryc. 2. Rozmieszczenie nagromadzeń węglowodorów na tle mapy paleogeograficznej cechsztyńskiego dolomitu głównego, wg R. Wagnera, T. M. Peryta, T.S. Piątkowskiego, E. Czajor (1978), wersja uproszczona.

1 – głębsza część szelfu, 2 – płytsza część szelfu, 3 – bariera, 4 – laguna, 5 – obszary bez osadów dolomitu głównego w wyniku erozji postgenetycznej, 6 – lądy, 7 – izopachyty skał węglanowych w m, 8 – zasięg pierwotny osadów, 9 – współczesny zasięg erozyjny osadów dolomitu głównego, 10 – złoża ropy naftowej (1 – Rybaki, 2 – Buk, 3 – Gaj, 4 – Kamień Pomorski, 4 – Wysoka Kamieńska, 5 – Błotno, 6 – Daszewo), 11 – złoża gazu ziemnego.

Z analizy wyników geologicznych mających zasadniczy wpływ na powstanie i zachowanie się nagromadzeń węglowodorów w cechsztyńskim dolomicie głównym na szczególne podkreślenie zasługuje obecność w strefie barierowej, a także na lokalnych paleowyniesieniach w strefie lagunowej, podbarierowej i płytkiego szelfu, ławic onkolitowych i oolitowych o dobrych inicjalnych porowatościach

Fig. 2. Distribution of hydrocarbon accumulations at the background of paleogeographic map of the Main Dolomite (Zechstein), after R. Wagner, T.M. Peryt, T.S. Piątkowski, E. Czajor (1978), simplified.

1 – deep part of shelf, 2 – shallow part of shelf, 3 – barrier, 4 – lagoon, 5 – areas with Main Dolomite rocks missing due to post-genetic erosion, 6 – land areas, 7 – isopachs of carbonate rocks in meters, 8 – original extent of rocks, 9 – present, erosional extent of Main Dolomite rocks, 10 – oil deposits (1 – Rybaki, 2 – Buk, 3 – Gaj, 4 – Kamień Pomorski, 4 – Wysoka Kamieńska, 5 – Błotno, 6 – Daszewo), 11 – gas deposits.

dochodzących do 20–25% i stosunkowo dużych przepuszczalnościach, które często ulegają zmniejszaniu wskutek takich procesów, jak np. anhydrytyzacji i halityzacji (11). W wielu złożach zaznacza się polepszenie porowatości i przepuszczalności w strefach uskoków, dzięki powstawaniu systemów szczelin. W tych strefach uzyskuje się z otworów wiertniczych największe produkcje ropy

i gazu. Ogólnie stwierdza się bardzo dużą zmienność własności kolektorskich w poszczególnych złożach.

W cechsztyńskim dolomicie głównym pułapkami złożowymi są struktury brachyantyklinalne o budowie zaburzonej uskøkami lub lokalne podniesienia przy uskøkach. Ze względu na duże znaczenie czynnika litologicznego można określić te złoża jako strukturalno-litologiczne. Złoża ropy, jak uprzednio podkreślono, mają małe rozmiary, natomiast powierzchnie złóż gazu dochodzą do kilkunastu km². Amplitudy struktur na ogół nie przekraczają kilkudziesięciu metrów.

Ropy naftowe należą tu do metanowych, siarkowych, o gęstości w poszczególnych złożach od 0,794 do 0,872 G/cm³. Gazy towarzyszące ropie zawierają zwykle siarkowodor i znaczne ilości azotu. Gazy ziemne w złożach gazowych należą do typu metanowo-azotowych bądź azotowo-metanowych, przy czym w niektórych złożach zawierają do kilkunastu % węglowodorów cięższych. Niektóre złoża mają charakter złóż gazowo-kondensatowych. W pewnych strefach, np. w NW części obszaru przedśudecko-wielkopolskiego, występują ponadto znaczne zawartości siarkowodoru. Analiza procesów migracji wskazuje na dosyć dużą ich złożoność, gdyż w złożach autochtonicznych rop naftowych i gazów ziemnych migrowały niewątpliwie także gazy ziemne z utworów podcechsztyńskich. Ropy naftowe występujące w cechsztyńskim dolomicie głównym na omawianym obszarze są według badań geochemicznych ropami autochtonicznymi, a dotyczy to także gazów ziemnych zawierających większe ilości cięższych węglowodorów (3).

Ciśnienia złożowe są zwykle wyższe od hydrostatycznych i to w niektórych złożach nawet o 30–40%. Warunki produkowania złóż gazu ziemnego określa się jako gazowo-ekspansyjne. Złoża ropy naftowej produkują w warunkach ekspansji rozpuszczonego gazu.

W obszarze przedśudecko-wielkopolskim istnieją całkowicie realne perspektywy odkrycia dalszych złóż gazu w czerwonym spągowcu, wapieniu cechsztyńskim i cechsztyńskim dolomicie głównym oraz złóż ropy w cechsztyńskim dolomicie głównym. Potwierdzają to bieżące wyniki poszukiwań, gdyż nadal odkrywa się nowe złoża, chociaż są to głównie złoża gazowe w czerwonym spągowcu.

Na obszarze pomorskim odkryto złoża ropy i gazu dopiero po dłuższym okresie prac badawczych (10, 16). Ogółem w latach 1970–1980 odkryto tu: 1 złożo gazu w karbonie dolnym, 4 w karbonie górnym i 1 w czerwonym spągowcu oraz 6 złóż ropy w cechsztyńskim dolomicie głównym i 1 w cechsztyńskim dolomicie płytowym. Złoża te charakteryzują małe rozmiary, gdyż powierzchnie ich dochodzą najwyżej do kilku km².

Złoża karbońskie związane są z lokalnymi strukturami brachyantyklinalnymi o budowie skomplikowanej uskøkami. Ekranują je leżące niezgodnie na różnych ogniwach karbonu utwory cechsztynu. Są to więc złoża typu strukturalno-stratygraficznego. W złożu dolnokarbońskim skałami zbiornikowymi są piaskowce i wapień, a w złożach górnokarbońskich piaskowce. Skały te charakteryzują na ogół małe porowatości i przepuszczalności. Gazy ziemne zawierają 60–40% metanu, do 2–3% cięższych węglowodorów, 38–57% azotu, 0,1–0,2% helu. Poziomy gazonośne leżą na głębokościach 2600–3200 m. Ciśnienia złożowe są nieco wyższe od ciśnień hydrostatycznych. Istnieją perspektywy odkrycia dalszych złóż tego typu w strefie podcechsztyńskich wychodni karbonu, przy czym ku SE wzrasta w gazach ziemnych zawartość węglowodorów.

W przedłużeniu wymienionej karbońskiej strefy gazonośnej odkryto w końcu 1980 r. nagromadzenie gazu ziemnego (53,93% metanu, 2,86% etanu, 42,6% azotu, 0,02% helu) Unisław (ryc. 1). Pod utworami cechsztynu, prawdopodobnie w piaskowcach wieku górnokarbońskiego, nawiercono na głębokości 4550 m gaz ziemny o ciśnieniu złożowym około 80% wyższym od hydrostatycznego. Biorąc pod uwagę pozycję geologiczną tego nagromadzenia gazu związanego z pułapką strukturalno-stratygraficzną, a także objawy gazów ziemnych nawiercone w karbonie górnym niecki warszawskiej, można ocenić wysoce pozytywnie perspektywy występowania większych złóż gazu ziemnego w całej gazonośnej strefie karbońskiej pomorsko-warszawskiej.

W piaskowcach czerwonego spągowca odkryto dotychczas tylko złożo gazu azotowo-metanowego Międzyzdroje na wyspie Wolin. Związane jest ono ze strukturą brachyantyklinalną, poziom gazonośny leży na głębokości ok. 3000 m, a ciśnienie złożowe jest zbliżone do hydrostatycznego. Badania i poszukiwania wykazują, że ku E wzrasta zawartość węglowodorów w gazach czerwonego spągowca. Wysoce pozytywnie ocenia się w związku z tym perspektywy odkrycia dalszych złóż gazu w czerwonym spągowcu w całej strefie pomorsko-warszawskiej, chociaż strefa korzystniejszego wykształcenia litofacjalnego jest tam stosunkowo wąska (12).

W cechsztyńskim dolomicie głównym odkryto w zachodniej części strefy bariery pomorskiej tylko złoża ropy naftowej (ryc. 2), z których największym jest znane złożo Kamień Pomorski.

Złoża odkryto dotychczas w strefie lagunowej i w strefie płytkiego szelfu. Skałą zbiornikową są lokalnie występujące ławice onkolitowe. W poszczególnych złożach skały zbiornikowe o miąższości do 40 m mają charakter kolektorów typu porowo-kawernisto-szczelinowatego lub kawernisto-szczelinowatego. Obecność dyslokacji wpływa korzystnie na powiększenie szczelinowatości i w takich przypadkach początkowe wydobycie ropy naftowej z poszczególnych otworów dochodzi do kilkuset t/d. Tego rodzaju wypływy były np. z poszczególnych otworów na złożach Kamień Pomorski i Wysoka Kamieńska. Duży wpływ nastąpił także podczas dzikiej erupcji z otworu Daszewo-1. Stosunkowo dużą produkcję ok. 100 t/d uzyskano ostatnio z otworu odkrywczego na złożu Błotno (ryc. 2). Złoża te z poziomami produktywnymi na głębokościach rzędu 2250–3050 m, charakteryzuje obecność anomalnie wysokich ciśnień złożowych, około dwukrotnie wyższych od hydrostatycznych. Ropy naftowe, wyjąwszy złożo Daszewo, należą do średnich i ciężkich, o stosunkowo wysokich zawartościach parafiny i siarki, przy czym gazy towarzyszące zawierają znaczne ilości siarkowodoru. Wysoce pozytywnie ocenione są możliwości odkrycia dalszych złóż tego typu w zachodniej części strefy bariery pomorskiej. Natomiast NE część bariery pomorskiej jest mało perspektywiczna, a bariery mazurska i podlaska nieperspektywiczne, ze względu na niekorzystne warunki geologiczne dla zachowania się nagromadzeń węglowodorów. Pewne perspektywy rokuje tylko bariera świętokrzyska.

Ponadto odkryto w obszarze pomorskim małe złożo ropy naftowej w cechsztyńskim dolomicie płytowym w rejonie Gorzysławia.

W niecce lubelskiej odkryto w rejonie Zamościa środkowodewońskie złożo gazu ziemnego Komarów, a w rejonie Lublina niewielkie nagromadzenie gazu ziemnego w utworach karbonu górnego. Pozytywnie ocenia się prognozy odkrycia w tej strefie dalszych złóż tego typu (16), a istnieją także możliwości występowania tam nagro-

madzeń ropy naftowej (13). Ponadto w syneklizie perybaltyckiej odkryto małe złoża lekkiej ropy naftowej Żarnowiec–Dębki w utworach kambru środkowego. W rejonie tym (9), a także w północnej części regionu olsztyńskiego, istnieją możliwości odkrycia następnych złóż ropy tego typu.

Dalszym obiektem perspektywicznym są utwory mezozoiczne (ryc. 3). W świetle przeprowadzonych badań, potwierdzonych napotkaniem objawów rop i gazów, pozytywnie ocenia się możliwości odkrycia nagromadzeń gazów ziemnych w utworach triasu dolnego i kajpru, a ropy i gazu w jurze środkowej oraz górnej i być może w morskich utworach kredy dolnej.

WNIOSKI OGÓLNE

Na obszarach gazo- i roponośnych oraz perspektywicznych Polski do 1980 r. wykonano pod kątem poszukiwań złóż gazu ziemnego i ropy naftowej 7,9 mln mb. głębokich wierceń, a w tym 1,7 mln mb. na obszarze Karpat i 1,9 mln mb. w zapadlisku przedkarpackim oraz 4,3 mln mb. na obszarach platformowych Niżu Polskiego. Zrealizowano także duże zakresy badań geofizycznych, a zwłaszcza sejsmicznych refleksyjnych. O tempie poszukiwań w ostatnich pięciolatkach świadczy wykonanie 3,4 mln mb. głębokich wierceń poszukiwawczych w latach 1971–1980. Aktualnie wykonuje się około 0,3 mln mb. wierceń poszukiwawczych i badawczych łącznie, przy czym zaznacza się stały wzrost średniej głębokości otworów poszukiwawczych. Niekorzystnym zjawiskiem jest zmniejszenie się ilości wierceń badawczych.

Te znaczne zakresy wierceń i badań geofizycznych umożliwiły osiągnięcie stosunkowo dobrego stopnia rozpoznania budowy geologicznej oraz ropo- i gazonośności obszarów perspektywicznych naszego kraju do głębokości rzędu 3,5–4 tys. m. Wskaźniki rozpoznania głębokimi badawczymi i poszukiwawczymi wierceniami wynoszą na -kondensatowych w karpackich fałdach wglębnych. W in-

31.12.1980 r.: Karpaty 91 mb/km², zapadlisko przedkarpackie 115 mb/km², Niż Polski 20 mb/km². Dla obszarów przedsudecko-wielkopolskiego i zachodniopomorskiego na Niżu Polskim wskaźniki te wynoszą 50 mb/km² i około 40 mb/km².

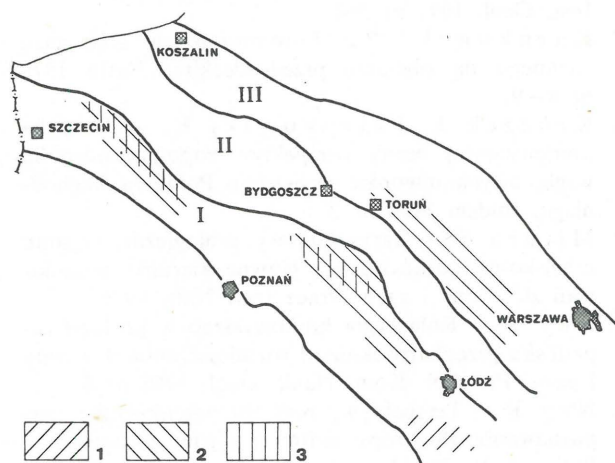
Podstawowe znaczenie dla rozwoju poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej w Polsce miał okres po II wojnie światowej, który przede wszystkim charakteryzuje odkrycie nowych obszarów gazo- i roponośnych w zapadlisku przedkarpackim i na Niżu Polskim oraz wielu nowych złóż gazu i ropy w Karpatach. W latach 1945–1980 odkryto ponad 120 złóż gazu i ponad 20 złóż ropy. O ile od początku rozwoju górnictwa naftowego w Polsce wydobyto ponad 88 mld m³ gazu ziemnego i ponad 16 mln t ropy naftowej oraz około 2,5 mld m³ gazu towarzyszącego ropie, to w latach 1945–1980 wyeksploatowano ponad 85 mld m³ gazu, ponad 10 mln t ropy i około 2 mld m³ gazu towarzyszącego ropie naftowej. Najwięcej gazu – 7,6 mld m³ wydobyto w 1978 r., a ropy – 0,55 mln t w 1975 r.

Aktualnie wydobywa się rocznie ponad 50% gazu ziemnego ze złóż permskich, przede wszystkim ze złóż czerwonego spągowca, a około 40% ze złóż miocenijskich w zapadlisku przedkarpackim. Wydobycie ropy naftowej pochodzi głównie ze złóż w cechsztyńskim dolomicie głównym na obszarze zachodniopomorskim, złóż Grobla–Pławowice w zapadlisku przedkarpackim i grupy większych złóż karpackich.

Z obszaru lądowego Polski wynoszącego 312 000 km² przypada 50 000 km² na obszary gazo- i roponośne z odkrytymi i eksploatowanymi złożami, a około 150 000 km² uznawanych jest za obszary w różnym stopniu perspektywiczne pod względem możliwości występowania nagromadzeń węglowodorów. Z tych obszarów perspektywicznych 70–80 tys. km² rokuje szanse odkrycia stosunkowo znaczniejszych nagromadzeń węglowodorów, głównie gazu ziemnego. Wyniki badań i poszukiwań, a w tym także badań geochemicznych wykazują, że ilościowo prognozy odkrycia nowych zasobów gazu ziemnego w obrębie obszarów gazo- i roponośnych oraz perspektywicznych naszego kraju należy oceniać w przybliżeniu jako dziesięciokrotnie wyższe niż ropy naftowej. Na dużych głębokościach można przy tym oczekiwać, zgodnie z prawidłowościami rozmieszczenia głębokościowego złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz złóż gazowo-kondensatowych, występowania złóż gazu ziemnego i gazowo-kondensatowych.

Ilościowa ocena prognoz gazo- i roponośności lądowego obszaru naszego kraju wykazuje, że około 20% tak zwanych zasobów prognostycznych przypada na Karpaty i zapadlisko przedkarpackie oraz 80% na Niż Polski, gdzie oceniono mezozoik na 9%, perm 79% (głównie gaz ziemny w czerwonym spągowcu), karbon i dewon 9%, kambr 3%.

Badania i poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze naszego kraju wykazują jednak, że możliwości występowania dużych nagromadzeń węglowodorów są ograniczone. W warunkach skomplikowanej budowy geologicznej polskich obszarów gazo- i roponośnych oraz perspektywicznych do takich złóż zaliczyć można tylko pojedyncze złoża gazu ziemnego odkryte w miocenie zapadliska przedkarpackiego i czerwonym spągowcu na platformie paleozoicznej. Można oczekiwać odkrycia dalszych złóż tego typu, zwłaszcza w czerwonym spągowcu. Poważniejsze nagromadzenia gazu ziemnego mogą być odkryte w karbonie górnym północnej i wschodniej strefy basenu permskiego. Ponadto istnieją szanse odkrycia dużych złóż ropy naftowej lub gazowo-



Ryc. 3. Obszary perspektywiczne w utworach mezozoiku.

1 – ważniejsze strefy perspektywiczne w utworach triasu, 2 – jury, 3 – kredy dolnej. I – niecka szczecińsko-mogileńsko-łódzka, II – wał pomorsko-kujawski, III – niecka pomorsko-warszawska.

Fig. 3. Perspective areas in the case of Mesozoic rocks.

1 – major perspective zones in Triassic rocks, 2 – major perspective zones in Jurassic rocks, 3 – major perspective zones in Lower Cretaceous rocks, I – Szczecin–Mogilno–Łódź Basin, II – Pomeranian-Kuiavian Swell, III – Pomeranian-Warsaw Basin.

Pomimo tych trudności poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w naszym kraju charakteryzuje dobra efektywność. W świetle faktów geologicznych nie można liczyć co prawda na tak zwaną „wielką ropę w Polsce”, bo takich złóż nie ma zresztą w całej Europie Środkowej, ale istnieją całkowicie realne szanse na odkrycie dalszych większych złóż gazu ziemnego oraz znaczących dla naszej gospodarki złóż ropy naftowej. Będzie możliwe więc utrzymanie i w przyszłości nawet pewne zwiększenie obecnego wydobycia gazu ziemnego wynoszącego około 6 mld m³ oraz zwiększenia wydobycia ropy z 0,33 mln t do 0,5–0,6 mln t rocznie. Powiększenie obecnych nakładów na badania i poszukiwania złóż gazu i ropy jest całkowicie uzasadnione potrzebami naszej gospodarki narodowej i efektami gospodarczymi. Koszt krajowego gazu ziemnego wynosi bowiem 320 zł/1000 Nm³ – gazu o wartości opałowej 8200 kcal Nm³ (34178 kJ/Nm³), ropy naftowej – zależnie od gatunku 2–3 tys. zł/t. Ceny te są bardzo niskie w stosunku do stale rosnących cen na rynku światowym.

26. Pożaryski W. — Badania podstawowe Niżu Polskiego w poszukiwaniach ropy i gazu ziemnego. Prz. Geol. 1960 nr 11.
27. Pożaryski W. — Pierwszy etap badań geologicznych Niżu Polskiego. Ibidem 1962 nr 11.
28. Sokołowski J. — Tektonika i charakterystyka strukturalno-złożowa obszaru przedśudeckiego. Ibidem 1966 nr 5–6.
29. Sokołowski J., Deczkowski Z. — Zmiany układów strukturalnych głównych formacji strukturalnych obszaru przedśudeckiego jako zasadniczy czynnik decydujący o migracji i akumulacji węglowodorów. Nafta 1977 nr 6.
30. Tokarski A. — Bieżący stan geologicznego rozpoznania możliwości ropno-gazowych Polski i warunki postępu prac. Nafta 1966 nr 9.
31. Tołwiński K. — Nowe perspektywy kopalnictwa naftowego w Polsce. Centr. Zarz. Przem. Paliw Płynnych. Kraków 1947.
32. Wdowiarz S. — Badania złóż ropy naftowej i gazu. Pr. Inst. Geol. 1960 t. 30 cz. 1.
33. Wdowiarz S. — Ropa naftowa i gaz ziemny na tle geologii Karpat. Biul. Inst. Geol. 1960.
34. Znosko J. red. — Atlas geologiczny Polski. Wyd. Geol. 1968.
35. Zuber R. — Flisz i nafta. Pr. Nauk. TN Dz. II 2. Lwów 1918.
36. Żytka J. — Badania podstawowe w poszukiwaniach naftowych. Geof. i Geol. Naft. 1966 nr 9–10.

SUMMARY

The Polish gas- and oil-bearing areas — Carpathian, Fore-Carpathian, Fore-Sudetic-Wielkopolska and western-Pomeranian — are discussed. In these areas, over 130 gas deposits and over 70 oil deposits have been discovered.

In the Polish Carpathians, oil and gas deposits occur in flysch rocks of the Cretaceous-Paleogene age. The former have been exploited since the middle of the XIX c. whereas exploitation of the latter did not begin until the end of the I w.w.

The Fore-Carpathian area is situated within the Carpathian Foredeep and gas deposits are there related to the Miocene and gas and oil deposits — to Jurassic and Cretaceous rocks of the foredeep basement. Small gas deposits have been also discovered in the Triassic.

The Fore-Sudetic-Wielkopolska area has been discovered in the sixties and the western-Pomeranian — in the seventies. These areas are situated in the Central European Permian Basin. In the former, gas deposits occur in the Rotliegendes and Zechstein Limestone and gas and oil deposits — in the Main Dolomite (Zechstein) and in the latter, gas deposits are related to the Carboniferous and oil deposits — to the Main Dolomite and Platy Dolomite (Zechstein) and there are real perspectives of further discoveries of gas deposits in the Rotliegendes, Main Dolomite and Platy Dolomite.

Gas accumulations are also exploited in the Coal Measures in southern part of the Upper Silesian Coal Basin, Middle Devonian and Upper Carboniferous in the Lublin Basin, and oil deposit — in Cambrian of the Peribaltic Syncline.

Production of gas was ranging from 6.0 to 7.6 billions m³ in the years 1975–1980, being mainly connected with exploitation of deposits newly discovered in the Miocene of the Carpathian Foredeep and the Rotliegendes of the

Permian Basin. At that time, the production of oil was equal 0.30–0.55 million t, being mainly connected with exploitation of deposits in the Main Dolomite (Zechstein) in the western-Pomeranian area, Cretaceous and Jurassic of the Carpathian Foredeep and Cretaceous and Paleogene of the Flysch Carpathians. The intensification of search should lead to further discoveries, especially in the Permian and Carboniferous in the western and central parts of the Permian Basin as well as the Carpathian Foredeep and the Carpathians. The available data suggest mainly discoveries of gas deposits.

РЕЗЮМЕ

Приведена характеристика газоносных и нефтеносных районов Польши: карпатского, предкарпатского, предсудетско-велькопольского и западнопоморского. В этих районах открыто свыше 130 месторождений природного газа и свыше 70 месторождений нефти.

В польских Карпатах месторождения нефти и газа находятся во флишевых отложениях возраста мел—палеоген. Эксплуатация нефти и газа в этом районе начинается с половины XIX века, а природного газа — после первой мировой войны.

Предкарпатский район расположен в пределах предгорного прогиба; месторождения природного газа в этом районе приурочены к миоцену, а месторождения нефти и газа — к юрскому и меловому периодам. Небольшое месторождение природного газа было открыто также в триасовых отложениях.

Предсудетско-велькопольский район был открыт после 1960 г, а западнопоморский — после 1970 г. Оба эти района расположены в центральноевропейском пермском бассейне. В предсудетском районе месторождения природного газа находятся в красном лже и известняке цехштейна, а месторождения природного газа и нефти — в основном доломите цехштейна. Поморский район характеризуется нахождением месторождений природного газа в карбоне и нефти — в основном доломите цехштейна и плитовом доломите. Существуют также реальные перспективы открытия месторождений природного газа в красном лже, основном доломите и плитовом доломите.

Эксплуатируются также накопления природного газа в продуктивном карбоне южной части Верхнесилезского угольного бассейна, в среднем девоне и верхнем карбоне любельской мульды, а также месторождения нефти в кембрийских отложениях перибалтийского синеклиза. За период 1975–1980 добыча природного газа складывалась на уровне 6,0–7,6 млрд м³ и нефти 0,30–0,55 млн т. В добыче природного газа основную роль играют месторождения открытые в миоцене предкарпатского прогиба и в красном лже пермского бассейна. Большая часть нефти добывается из месторождений в основном доломите цехштейна западнопоморского района, в меле и юре предкарпатского прогиба, а также в меле и палеогене флишевых Карпат. В результате интенсификации поисков ожидаются дальнейшие открытия месторождений, прежде всего в перме и карбоне западной и центральной части пермского бассейна, предкарпатском прогибе и флишевых Карпатах. Результаты исследований указывают на возможность открытия месторождений прежде всего природного газа.