

Przegląd problematyki poszukiwawczej złóż gazu ziemnego i ropy naftowej

Piotr Karnkowski*

Outline of oil and gas exploration problems in Poland

S u m m a r y. In the territory of Poland, three oil and gas bearing provinces are distinguished: the Flysch Carpathians, the Carpathian Foredeep and the Polish Lowlands (Figs. 14). Of the whole country area equal to 312,677 km², prospective areas for new oil and gas discoveries cover 257,000 km², that is 82,5%. In the three petroleum provinces, 70 oil fields and 180 gas fields were discovered.

Natural gas and crude oil are produced in fields situated in the Carpathian and Forecarpathian regions (high methane gas) and Polish Lowland (gas containing nitrogen). 85 fields and about 1100 wells are operated including 40 high methane gas fields (630 wells) and 45 fields of gas containing nitrogen (380 wells). Nowadays – 45 oil fields are operating and oil is produced in 2300 wells, of which 2250 are located in Carpathian or Carpathian Foredeep, and 50 in the Polish Lowland.

The paper deals also with prospective formations for oil and gas exploration in Poland (Fig. 3). In the end is informations on concession and first and second licencing round area (Fig. 5).

Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej występują w Polsce głównie w trzech obszarach: w Karpatach fliszowych, na przedgórzu Karpat i na Niziu Polskim (ryc. 1). Dotychczas odkryto w Polsce 180 złóż gazu ziemnego i 70 złóż ropy naftowej. W przeważającej większości są to małe złoża, a na Niziu Polskim często zawierają sporą domieszkę azotu i siarkowodoru. Mimo że dotychczas nie udało się odkryć znaczących zasobów złóż gazu ziemnego, które zaspokajałyby potrzeby krajowe, to jednak uzyskane przesłanki geologiczno-złożowe nie wykluczają nadal tych możliwości.

Poziom wydobycia gazu ziemnego w kraju wynosi ok. 4,5 mld m³ i ropy naftowej ok. 200 tys. t. Wydajność eksploatowanych złóż gazu w sposób naturalny maleje, więc utrzymanie obecnego wydobycia, jak również jego zwiększenie, wymagają odkrywania i zagospodarowania nowych złóż. Udokumentowane wydobywalne zasoby gazu ziemnego w ilości 155 mld m³ oraz zasoby prognostyczne w ilości 605 mld m³ gazu i 72 mln t ropy pozwalają przyjąć, że istnieje możliwość zwiększenia wydobycia gazu ziemnego ze złóż krajowych, z obecnego poziomu 4,5 mld m³ do 5,4 mld m³ w 2000 r., i ropy naftowej ok. 200 tys. t rocznie. Realizację tych zamierzeń umożliwi uzyskany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo kredyt z Banku Światowego i Europejskiego Banku Inwestycyjnego oraz środki własne.

Podstawą do prowadzenia prac poszukiwawczych są tzw. zasoby prognostyczne, które określają możliwości wygenerowania i zachowania węglowodorów. Wielkość i rozmieszczenie zasobów prognostycznych decyduje o zakresie i rozmieszczeniu prac geologiczno-poszukiwawczych.

Największe perspektywy na Niziu Polskim (58% zasobów prognostycznych) są związane z utworami permu. Pozostałe przypadają na utwory kambru, dewonu, karbonu, triasu i jury (ryc. 2 i 3).

Na obszarze Karpat i przedgórza 85% zasobów prognostycznych przypada na utwory miocenu i jego podłoża (jura,

krede, dewon–karbon), a reszta na utwory fliszu karpackiego. Przeważająca część zasobów węglowodorów występuje na głębokości poniżej 3000 m.

Krótka charakterystyka i rozmieszczenie odkrytych zasobów złóż gazu ziemnego i ropy naftowej

N i ż P o l s k i

W ostatnich latach nastąpił znaczny postęp w metodyce poszukiwań, na skutek nowoczesnych badań sejsmicznych, laboratoryjnych i litologicznych. Dzięki tym pracom, jak też wynikiem z wierceń, można ponownie bardziej wnikliwie spojrzeć na poszczególne baseny i związane z nimi perspektywy. Krótki przegląd rozpoczął od starej platformy.

Kambr. Na obszarze platformy wschodnioeuropejskiej za najbardziej perspektywiczne uważa się piaskowce środkowego i dolnego kambru.

Z utworów piaszczystych środkowego i dolnego kambru uzyskano w ostatnich dwóch latach przyplwy ropy naftowej i kondensatu w otworach Żarnowiec i Białogóra na głębokości około 2900 m. Akumulacja ropy naftowej występuje w pułapkach piaszczystych typu litologicznego oraz częściowo strukturalnego. W związku z regionalnym występowaniem ropy naftowej i gazu ziemnego na wyniesieniu Łeby i Morzu Bałtyckim, utwory kambru należy uznać za przyszłościowo ważne i obiecujące dla poszukiwań (Górecki i in., 1992; Stolarczyk, 1995). Istnieje potrzeba kontynuowania badań litologiczno-facjalnych i sejsmicznych, w celu określenia struktur lub innych zamknięć złożowych. Rozpoczęte badania geochemiczne, w tym również izotopowe — jako podstawowy czynnik i wskaźnik do dalszych poszukiwań — powinny być nadal kontynuowane.

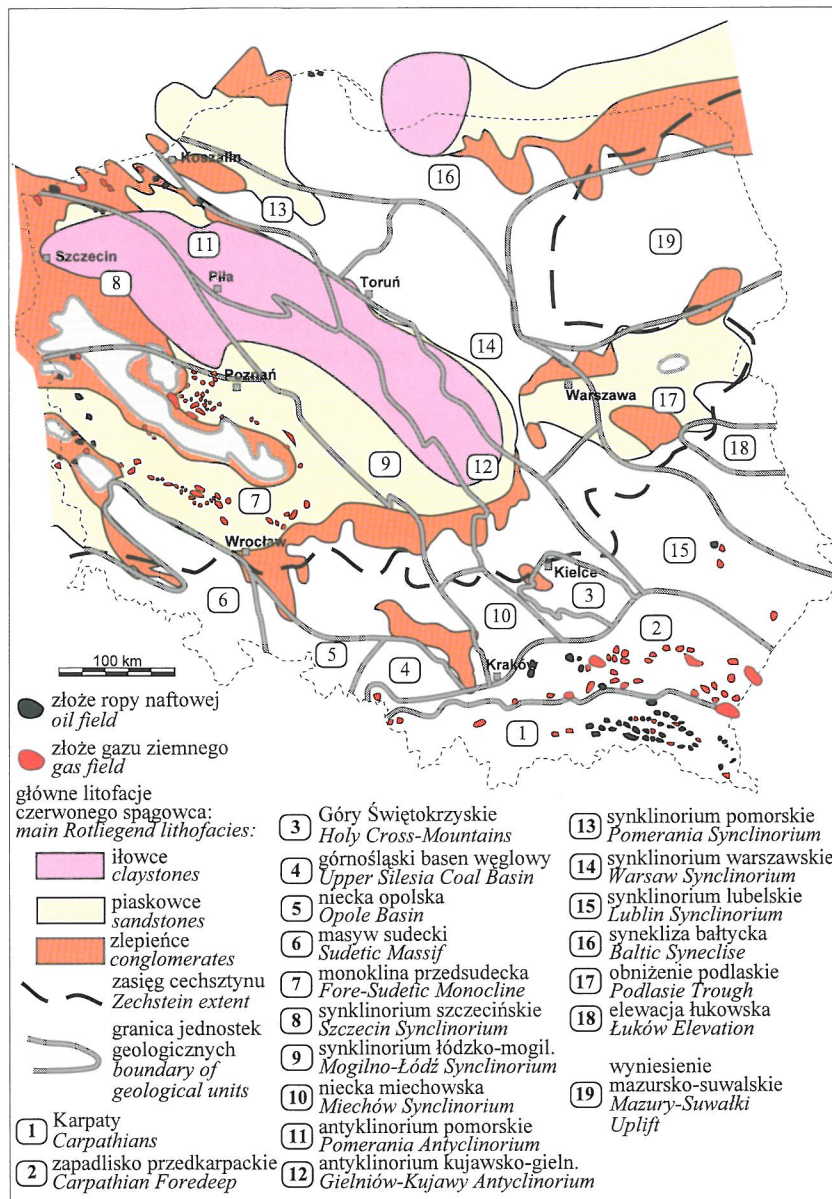
Obszar wyniesienia Łeby może przynieść wymierne korzyści ekonomiczne, co pozwoli na rozszerzenie prac poszukiwawczych na sąsiednie obszary, jak np. północnej syneklizy bałtyckiej (Reicher i in., 1992).

Drugim regionem-podbasenem, na który położono akcent, to niecka podlaska. Podobnie jak i na wyniesieniu Łeby, również i tutaj perspektywicznymi osadami są piaskowce środkowego i dolnego kambru.

Wykonane wiercenia, jak: Tuszcz IG 1, Radzymin IG 1, Urle 1, dostarczyły dowodów w postaci objawów ropy i gazu, świadczących o ropogazoności tego rejonu. Jednakże na całym obszarze niecki podlaskiej brak było formy strukturalnej, na której można by zlokalizować wiercenie poszukiwawcze. Wykonane ponownie prace sejsmiczne pozwoliły na zaprojektowanie otworu Kałuszyn 1. W wykonanym otworze stwierdzono na głębokości ok. 2525 m piaszczyste utwory środkowego kambru, w których występowała silnie zmineralizowana solanka (230 g/l) z dużą zawartością gazu ziemnego i cięższych węglowodorów oraz domieszką helu. Może to świadczyć o występowaniu kulminacji struktury w niedalekiej odległości od otworu.

Trzecim obszarem jest synekliza bałtycka, gdzie w latach 60. stwierdzono w utworach kambru środkowego skały zbiornikowe i przejawy węglowodorów (rejon Pieszkowo-Zareby oraz Płońsk). Problem ten wymaga jednak nowych badań.

*Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, BG Geonafta, ul. Jagiellońska 76, 03-301 Warszawa



Ryc. 1. Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce na tle basenu permskiego i głównych jednostek geologicznych
Fig. 1. Oil and gas fields in Poland on the background of Permian Basin and main structural units

Ryc. 2. Mapa perspektyw utworów mezozoicznych
Fig. 2. Map of Mesozoic prospective area in the Polish Lowland

Dewon-karbon-perm. Utwory dewonu na Niżu Polskim są badane głównie w dwóch podbasenach: lubelskim i pomorskim. W podbasenie lubelskim, który jest już znany z odkrytych złóż gazu Ciecierzyn i Mełgiew w utworach węglanowych franu i famenu, są prowadzone wiercenia poszukiwawcze.

Na Pomorzu pracami sejsmicznymi przewiduje się zbadać ułożenie warstw karbonu i dewonu głównie na obszarze Chojnic-Tucholi-Przechlewa i Dobrzyicy.

W nawiązaniu do stwierdzonych objawów ropy i gazu w utworach piaskowcowych i węglanowych dewonu (Chojnice 3, Gozd 1, 2, 3 i Unisław IG 1) prowadzi się badania sejsmiczne w celu uzyskania głębokiego rozpoznania geologicznego (Górecki, 1994; Górecki i in., 1992).

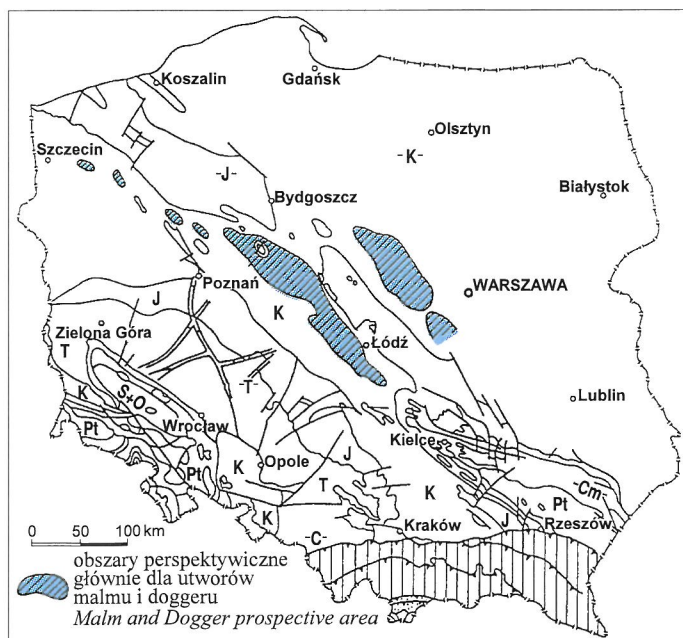
Niekorzystnymi zjawiskami zarówno na Pomorzu, jak też na Lubelszczyźnie jest brak występowania skał o dobrych cechach zbiornikowych.

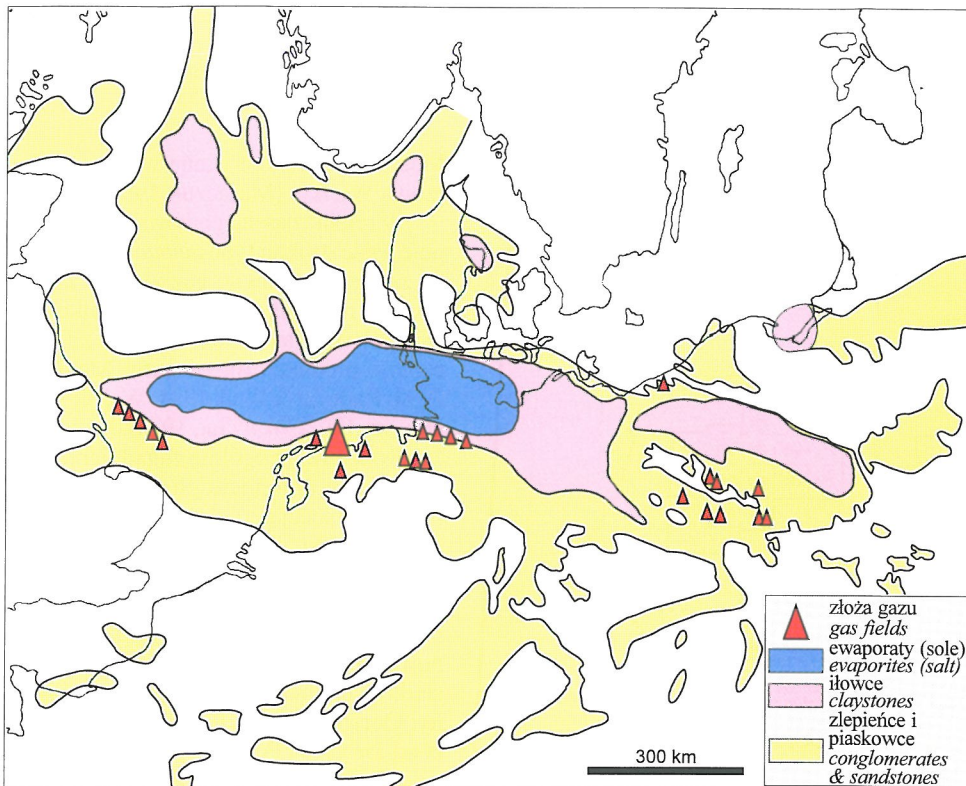
Utwory karbonu na Niżu Polskim zawierają znaczną ilość rozproszonej substancji organicznej typu humusowego i są uważane za podstawową serię macierzystą, z której mogły generować węglowodory zarówno do utworów karbonu, jak i (zwłaszcza) do czerwonego spągowca.

Generacja węglowodorów następowała w kilku etapach. Pierwszy był związany z diagenetą osadów karbonu, końcowy — z termokatalitycznymi przeobrażeniami w podłożu skał aulakogenu środkowopolskiego.

Do najbardziej perspektywicznych rejonów, gdzie już odkryto złoża w utworach karbonu i nadal zarysowują się perspektywy, należy NE obrzeżenie wału wolsztyńskiego z odkrytym złożem Paproć, obszar pomorski z odkrytymi złożami: Wierzchowo, Gorzysław-Trzebusz i Strzeżowo, jak też obszar lubelsko-warszawski. W tych rejonach o potwierdzonej już gazoności — podstawową sprawą jest wykrycie odpowiednich pułpek, jak np. w utworach karbonu górnego, gdzie odkryto ostatnio złoża (ropy i gazu) Stężyca na przedłużeniu struktury Dębina.

Utwory permu — do najbardziej zasobnych w węglowodory na Niżu Polskim należą utwory permu (ryc. 1, 3 i 4). Czerwony spągowiec i wapień cechsztyński jako potencjalny zbiornik, zawierający akumulację gazu ziemnego oraz dolomit główny — ropę naftową i gaz z kondensatem (Głowacki, 1994; Karnkowski, 1992; Radecki & Weil, 1994; Weil & Radecki, 1994; Żołnierczuk, 1992).





Ryc. 3. Ważniejsze złoza gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca w Europie Środkowej i Zachodniej na tle basenów czerwonego spągowca

Fig. 3. Important Rotliegend gas fields in Western and Central Europe on the background of the Rotliegend Basins

Ryc. 4. Złoza gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca na obszarze monokliny przedsudeckiej (izopachyty wg J. Bojarskiej i E. Głowackiego)

Fig. 4. Rotliegend gas fields in the Fore-Sudetic Monocline (izopachyts after J. Bojarska & E. Głowacki)

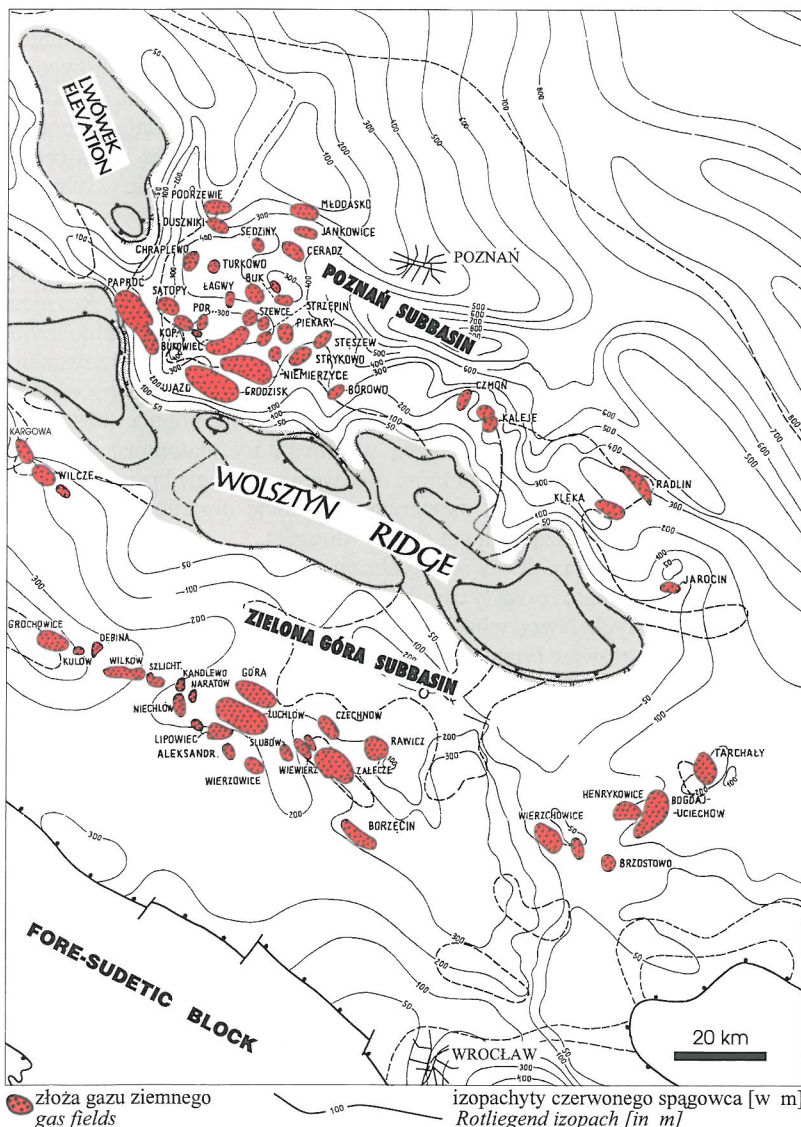
Biorąc pod uwagę odkryte złoza gazu w czerwonym spągowcu, zwłaszcza w rejonie monokliny przedsudeckiej i Pomorza — w świetle wyników eksploatacji tych złoź (Bogdaj-

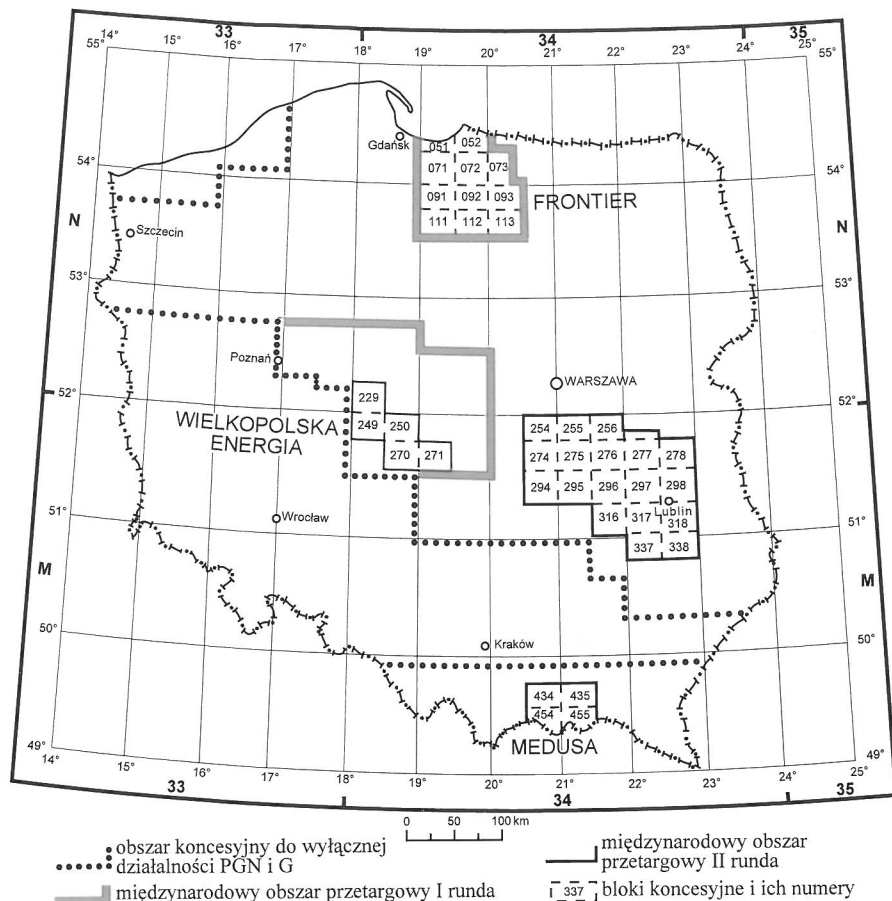
Uciechów, Załęcze, Zuchlów, Ujazd-Bukowiec, Radlin i inne), jak również badań analitycznych: geochemicznych i litologiczno-facialnych i geofizycznych — wyłania się nowe podejście do poszukiwań (Górecki, 1994; Guterch i in., 1986).

Przeprowadzone badania geochemiczne gazów ziemnych z podcechsztyńskiego podłoża (Strzetelski, 1994; Żoźniarczyk, 1992), polegające na badaniach izotopowych węgla i wodoru, zawartych w metanie oraz węgla i azotu w etanie pozwalają na określenie pierwotnych procesów generowania gazu, typu macierzystej substancji organicznej i stopnia jej przeobrażenia. Zdaniem Strzetelskiego (1994) gaz ziemny czerwonego spągowca jest migracyjnego pochodzenia, związany ze skałami macierzystymi pochodzenia morskiego w 60% i ok. 40% ze źródeł mieszanych. W tym świetle gaz z czerwonego spągowca i karbonu w Polsce, według badań trwałych izotopów węgla i wodoru, pochodzi z wysoko przeobrażonej substancji organicznej ze starszych utworów podpermskich, np. karbonu. Strzetelski (1994) nie wyklucza też, że gazy te są związane z generacjami naftowymi węglowodorów, tzn. z macierzystymi skałami ropnymi, które przeszły termiczny kraking. Pochodzą one też z dalszej lub głębokiej migracji. Wszystkie te gazy na ogół cechuje wysoka dojrzałość termokatalityczna.

Migracje i akumulacje gazów, zachodzące w początkowych stadiach rozwoju poszczególnych basenów sedymentacyjnych, zostały prawdopodobnie przebudowane i uformowane w okresie trzeciorzędu. Dzisiejszy stan złoź jest zatem wynikiem tej przebudowy.

Jeśli się uwzględni wyniki badań geoche-





Ryc. 5. Mapa obszarów koncesyjnych (wg Balcerzak, *Prz. Geol.*, 44: 530–532)

Fig. 5. Map of concession area (after Balcerzak, *Prz. Geol.*, 44: 530–532)

Mostno, Barnówko i inne w rejonie Gorzowa Wielkp. (Mamczur, 1994).

W rejonie basenu gorzowskiego występuje wiele struktur typu *pinnacle*, które mogą zawierać zarówno gaz ziemny z H_2S , jak też i ropę naftową. Odkrycie kilku złóż w takich obiektach może wpłynąć na opłacalność produkcji ropy i gazu (Mamczur, 1994; Radecki & Weil, 1994; Weil & Karnkowski, 1992; Weil i in., 1994).

Rozpatrując ogólnie zagadnienie perspektyw w dolomicie głównym, za najbardziej obiecujące należy uznać strefy barrier i ich skłonu, występujące w obrębie basenu i laguny.

Ważne są też obszary lagun, gdzie istnieje kilka odkrytych już złóż i odkrywa się nowe, np. Kosarzyn. Do przyszłych analiz i studiów basenów można wytypować rejon: Gorzowa Wlkp., Gubina, Poznania, na N od Jarocina i Pomorza Zachodniego.

Mezozoik. Na utworach cechsztynu bezpośrednio kontynuują się utwory triasu. Są to utwory typu kontynentalnego, zbudowane z piaskowców, mułowców, łupków, wapieni z podrzędnymi wkładkami anhydrytu, a nawet soli (w kajprze). Układają się one w różne formy strukturalne, związane z tektoniką solną cechsztynu. Na Niżu Polskim utwory triasu są ubogie w substancję organiczną lub wcale jej nie zawierają.

Utwory jurajskie na Niżu Polskim wykształceniem litologicznym znacznie się różnią od analogicznych osadów basenu Morza Północnego i Niemiec Zachodnich. Różnice polegają głównie na tym, że utwory na Morzu Północnym (poczynając od liasu do malmu włącznie) są przeważnie wykształcone jako morskie ciemne osady łupkowe z wkładkami piaskowców. Łupki te zawierają bogatą substancję organiczną generującą węglowodory, natomiast na Niżu Polskim tylko niektóre ogniwa liasu (węgle brunatne), doggeru i malmu zawierają substancję organiczną, niekiedy dochodzącą nawet do 8% (dogger).

Na podstawie dotychczasowych badań geochemicznych widać, że osady triasu dolnego nie zawierają skał macierzystych. Nieco większe nagromadzenie substancji organicznej, głównie typu humusowego, występuje w wapieniu muszlowym i kajprze. W osadach jury i kredy dolnej występują wkładki iłowców, mułowców, margli, i wapieni o średniej potencjalnej macierzystości, wyrażającej się między innymi zawartością C org. powyżej 0,5% wag. i współczynnikiem zawartości węglowodorów powyżej 100 ppm. Utwory jury osiągnęły pod koniec kredy główną fazę katagenety, odpowiadającą współczynnikiowi refleksyjności wityrynytu R_0 powyżej 0,65% w najbardziej pogrążonych częściach basenu, tj. na głębokości poniżej 2500 m (Wilczek, 1994).

Powyższe dane wykazują, że utwory mezozoiku reprezentują pewien potencjał generacyjny węglowodorów. Za najbardziej perspektywiczny rejon spełniający warunki geochemiczne należy uznać synklinorium mogileńsko-łódzkie na odcinku o długości około 120 km i szerokości 30–40 km (ryc. 2). Jest to duży rejon, który powinien być na nowo

micznych trwałych izotopów, można postawić pytanie: które rejonu mają najbardziej korzystną charakterystykę poszukiwawczą? Biorąc pod uwagę występowanie azotu w gazie ziemnym, który być może jest związany z odległą drogą migracji do centrum generacyjnego z substancji organicznej lub abiogenicznego pochodzenia, nasuwa się wniosek, że najbardziej perspektywicznym obszarem akumulacji gazu w czerwonym spągowcu jest rejon północnego skłonu monokliny przedsudeckiej między Kaliszem–Radlinem–Wrzesnią i Poznaniem z przejściem ku centrum basenu oraz południowa część — rejonu niecki zielonogórskiej (Karnkowski, 1985, 1994).

Drugi region — to obszar między Piłą a Koninem; trzeci — pomorski, począwszy od Świdwina w kierunku Białogardu, Debrzyna; czwarty — to północne obrzeżenie basenu permskiego w sąsiedztwie skłonu platformy wschodnioeuropejskiej (Karnkowski, 1992; Weil & Karnkowski, 1992; Weil & Radecki, 1994). We wspomnianych regionach może występować akumulacja gazu nie tylko w stropowych partiach saksonu, ale również w niższych dobrze uszczelnionych poziomach (Depowski i in., 1978; Jucha, 1995).

Zostały już potwierdzone wierceniami niższe horyzonty w Piaskach, Resku, Zabartowie i Siekierkach. Należy też zbadać paleodoliny w czerwonym spągowcu, rozwijające się przy ujściach paleorzek do basenu.

Wapień cechsztyński (Głowacki, 1994), a zwłaszcza **dolomit główny** — to skały zbiornikowe i generujące, które jeszcze nie osiągnęły apogeum swojej dojrzałości. Mimo że w odkrytych złóżach gazu i ropy w dolomicie głównym, jak: Kamień Pomorski, Buk, Gaj, Babimost, Zbąszyń, Osno, Tychowo, Górzycy, występują domieszki siarkowodoru, to jednak złoża te okazały się dotychczas ekonomicznie opłacalne.

Pewnym zwiastunem dalszego rozwoju poszukiwań w dolomicie są nowo odkryte złoża ropno-gazowe Różańsko,

opracowany pod względem geologiczno-strukturalnym przy uwzględnieniu badań litologicznych. Dane te oraz nowoczesna sejsmika mogą przyczynić się do odkrycia złóż. Stwierdzone wyraźne objawy ropy w takich otworach, jak: Mogilno 21, Koło 3 i 4, Dobrów IG 1, Ponętów 1, Przybyłów 1, są dowodem, że węglowodory zostały tutaj nie tylko wygenerowane, lecz i częściowo zachowane.

Niemniej ważnym problemem jest zbadanie możliwości występowania akumulacji ropy i gazu wokół wysadów solnych pod przewieszkami oraz między wysadami na drugorzędnych podniesieniach. Zagadnienie to zasługuje również na bliższe rozpracowanie.

K a r p a t y

Prace poszukiwawcze w Karpatach wniosły nowe spojrzenie na budowę fliszu, jak też jego podłoża. W Karpatach Zachodnich stwierdzono pod utworami fliszu — osady miocenu autochtonicznego, zalegającego na starszym podłożu paleozoicznym i prekambryjskim (Jawor, 1992). W kierunku wschodnim w rejonie Bochni i Tarnowa pod flisz i utwory miocenu zanurzają się utwory mezoziczne, będące przedłużeniem niecki niżniańskiej. Dalej ku wschodowi zaznaczają się ponownie w podłożu starsze utwory paleozoiczne, głównie wieku karbońsko-dewońskiego, łącznie z pokrywą mezozoiczną.

Wykonane badania geochemiczne wykazały, że utwory paleozoiczne, głównie łupkowe facje utworów karbonu, zawierają substancję organiczną, która mogła wygenerować węglowodory (Jawor, 1992; Czernicki & Moryc, 1990; Jawor & Kotarba, 1991).

Z geochemicznego punktu widzenia zarówno utwory podłoża, jak też fliszu karpackiego są częściowo skałami generującymi węglowodory.

Akumulacja ropy naftowej i gazu ziemnego, znana z licznych złóż w Karpatach, jest dowodem ich wspólnego źródła pochodzenia (Jawor & Kotarba, 1991).

Odkryte w ostatnich latach złoża gazu w podłożu fliszu: Lachowice-Stryżawa (Jawor, 1992) — w węglanowych osadach górnego dewonu, Łąka — w wapieniach górnej jury i cenomanu, Tarnów — w malmie, Nosówka — złoża ropy naftowej w utworach węglanowych wizenu (Czernicki & Moryc, 1990; Baran i in., 1995; Jawor, 1992; Karnkowski, 1992; Moryc, 1987) — świadczą o ropo- i gazoności podłoża Karpat. Są to zapewne pierwsze odkrycia i w miarę prac poszukiwawczych można się spodziewać, że nastąpią dalsze (Jawor, 1992). W tym też celu wykonuje się badania sejsmiczne nowoczesną aparaturą sejsmiczną i przetwarza wyniki prac polowych w centrach obliczeniowych oraz systematycznie poszerza ich zakres. Zwiększa się też liczba analiz laboratoryjnych i prowadzi studia nad rozwojem basenów sedymentacyjnych (IGNiG oraz BG Geonafta). Wdraża się nowe technologie poszukiwań, łącznie z pomiarami geofizyki wiertniczej wraz z opróbowaniem.

Jako obszary o ważnym znaczeniu dla dalszych poszukiwań uważa się:

— rejon Karpat Zachodnich — Lachowice-Stryżawa, gdzie ostatnio Zakład Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie dwoma otworami — Lachowice 1 i 7 stwierdził gaz ziemny (Jawor, 1992; Jawor & Kotarba, 1991; Baran i in., 1995);

— rejon niecki mezozoicznej pod fliszem na południe od Tarnowa (Jawor & Kotarba, 1991)

— rejon Nosówki-Pilzna (Czernicki & Moryc, 1990).

W podłożu Karpat głównymi poziomami, gdzie można się spodziewać akumulacji ropy i gazu, są utwory karbonu

i dewonu oraz mezozoiku — głównie doggeru, cenomanu i górnej jury (Jawor, 1992).

We fliszu karpackim nowym ogniwem poszukiwawczym są warstwy górnej kredy, szczególnie bliżej poznane w wyniku wiercenia otworów na fałdzie Potoka-Jaszczwi-Roztok-Sobniowa. Horyzonty te, zalegające stosunkowo na niedużych głębokościach ok. 2000 m, mogą być korzystne, sądząc po wynikach wierceń na fałdzie Potoka w Sobniowie i Osobnicy.

Przedgórze Karpat

Obszar przedgórza Karpat, pomimo odkrycia wielu takich złóż, jak: Przemyśl-Jaksmanice, Jarosław, Miocin, Żołyńca i innych oraz ropy, jak Grobla-Pławowice, nadal zasługuje na uwagę, gdyż ciągle wyłaniają się nowe perspektywy. Najbardziej predysponowana do poszukiwań jest strefa biegnąca w pobliżu brzegu Karpat, tuż pod Karpatami i w pewnej odległości na północ od ich brzegu. Utwory miocenu, w których udokumentowano dotychczas najwięcej zasobów, nadal przedstawiają się jako najważniejszy zbiornik poszukiwawczy.

Ostatnie wyniki badań geologicznych i sejsmicznych złoża Jodłówka (Borys & Gąsior, 1994) pomogły wydzielić utwory deltowe, które (przy obecnym rozpoznaniu) rokują duże możliwości zasobowe. Przede wszystkim ważne są tu zamknięcia litologiczne i strukturalne pod nasunięciem Karpat (Baran & Jawor, 1990; Jucha, 1995).

Oprócz zamknięć w utworach sarmatu dolnego i badenu, zaznaczają się formy antyklinalne w utworach podłoża — jury i triasu, a nawet karbonu. Podobna sytuacja rysuje się na przekroju sejsmicznym Kielanówka-Świlcza. Tego typu form strukturalnych można się spodziewać na większym obszarze we wspomnianej strefie miocenu pod nasuniętym fliszem karpackim. Na północ od brzegu Karpat, są obserwowane paleodoliny o ogólnym kierunku NW-SE, wypełnione przeważnie utworami piaszczystymi, których bliższe zbadanie może dać pozytywne wyniki. Takich przykładów można spodziewać się więcej. Problem staje się o tyle ciekawszy, że w związku z odkryciem ropy w Nosówce (Czernicki & Moryc, 1990), istnieją poglądy o możliwości akumulacji ropy naftowej na większym obszarze przedgórza, w rejonie Pilzna-Tarnowa, Szczucina. Z ogólniejszych przesłanek można przypomnieć, że ropa naftowa zarówno z fliszu karpackiego, jak i przedgórza należy do tego samego typu — głównie węglowodorów parafinowych i bezsiarkowych. Prawdopodobnie pochodzą one z jednego źródła.

Istnieje duże prawdopodobieństwo, że utwory miocenu — zalegające pod fliszem karpackim w strefie nasunięcia — stanowią też uszczelnienie dla węglowodorów w niżej zalegających utworach podłoża. Dlatego też w brzeżnej części Karpat, w jednostce skolskiej prawie nie spotykamy złóż, gdyż migracje z głębi zostały tutaj skutecznie zatrzymane przez utwory miocenu. Natomiast w strefie położonej bardziej na południe od granicy zasięgu miocenu pod Karpatami, migracja węglowodorów z podłoża miała swobodny przepływ poprzez system szczelin i dyslokacji zarówno do fliszu, jak też w kierunku NW — na obszar przedgórza Karpat. Tam też, w pobliżu przebiegu stref dyslokacyjnych, obserwujemy dzisiaj akumulacje ropy i gazu.

Z powyższego, bardzo krótkiego przeglądu poszukiwań wynika, że w Polsce istnieją nadal perspektywiczne obszary zachowania się złóż ropy i gazu ziemnego. Nowoczesna sejsmika, w tym 3D, geofizyka wiertnicza, jak też zmodernizowane wiertnictwo, pozwoli zapewne na dokonanie postępu w odkrywaniu złóż (Betlej & Zagórski, 1992).

Do 1992 r. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo miało koncesje na poszukiwanie węglowodorów na całym obszarze lądowym Polski. W wyniku nowelizacji prawa geologicznego i górniczego, w 1992 r. został wprowadzony nowy system uzyskiwania koncesji geologicznych na prace poszukiwawcze. W myśl nowego prawa, odpowiedzialność za politykę poszukiwań w kraju oraz przyznawanie koncesji powierzono ministrowi ochrony środowiska, zasobów naturalnych i leśnictwa poprzez głównego geologa kraju i Biuro Koncesji Geologicznych (Radecki & Weil, 1994).

W wyniku zaistniałych zmian, kraj podzielono na obszary przeznaczone do poszukiwań przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz obszary, na których koncesje są przyznawane w drodze przetargu, z udziałem firm zagranicznych. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo może ubiegać się o koncesje bez przetargów na obszarze przedgórza Karpat wraz z brzeżną strefą nasunięcia Karpat fliszowych na utwory miocenu, na obszarze monokliny przedsudeckiej i zachodniej części Pomorza. Ponadto z uwagi na wcześniejsze znaczne zaangażowanie prac (sejsmika, wiercenia) PGNiG uzyskało koncesje poszukiwawcze dla wybranych rejonów na obszarze Karpat fliszowych, w południowej części synklinorium szczecińskiego, na antyklinoorium i synklinorium pomorskim, wyniesieniu Łeby, synklinorium lubelskim, warszawskim i w niecce podlaskiej.

Udział firm zagranicznych w poszukiwaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce

Po wprowadzeniu nowych zasad uzyskiwania koncesji poszukiwawczych, Biuro Koncesji Geologicznych ogłosiło 2 rundy przetargowe z udziałem firm zagranicznych. W wyniku tych przetargów chęć poszukiwań w Polsce zgłosiły firmy *AMOCO*, *British Gas*, *Shell* i *Exxon*, *Texaco*, *Medusa Oil* oraz *Frontier* (ryc. 5).

W wyniku przetargów podpisano umowy z firmami: *Frontier Poland* na obszar w rejonie na południe od Elbląga, z przedsiębiorstwem Wielkopolska Energia S.A. — reprezentującym w Polsce jeden z największych koncernów naftowych — *Texaco* — na obszar w rejonie Wielkopolski. W grudniu 1995 r., Biuro Koncesji Geologicznych podpisało umowę z *Medusa Oli and Gas (Poland)* na poszukiwania w Karpatach.

Trwają rozmowy z firmami *Exxon-Shell* oraz *British Gas*, dotyczące niektórych obszarów objętych pierwszą rundą przetargową. Ponadto PGNiG prowadzi prace studialne pod kątem przyszłych poszukiwań z *AMOCO Poland* i *Frontier* w Karpatach Wschodnich oraz z *British Gas* i *Conoco* na Niżu Polskim.

Wnioski

1. Na Niżu Polskim pierwszoplanowym obszarem badań jest basen permski, a więc utwory czerwonego spągowca, wapienia cechsztyńskiego i dolomitu głównego. Za najbardziej perspektywiczne rejonu (ryc. 1) uważa się obszar monokliny przedsudeckiej, rejon Radlina i Solca oraz okolice Poznania-Wrześni, jak też niecki gorzowskiej. Na obszarze Pomorza Zachodniego — rejonu Ciechnowa-Słepców. Z wymienionych rejonów przyrosty zasobów gazu ziemnego są związane z utworami czerwonego spągowca, wapienia i dolomitu cechsztyńskiego, a ropy naftowej z dolomitami głównymi cechsztynu. W obszarach tych koncentruje się prace sejsmiczne 2D i 3D (Radlin, Różańsko, Paproć W., Mostno-Barnówko-Buszewo-Lubiszyn i inne) oraz wiercenia poszukiwawcze i rozpoznawcze.

2. Problematyka poszukiwawcza na przedgórzu i w Karpatach jest związana z badaniami osadów fliszowych, jak też utworów podłoża typu Lachowic i Nosówki oraz miocenu, szczególnie w strefie brzeżnej nasunięcia karpackiego. Utwory miocenu w strefie brzeżnej nasunięcia karpackiego od Przemyśla do Bochni są wysoce perspektywiczne dla odkrycia dalszych złóż wysokometanowego gazu ziemnego. Z tych też względów w tej strefie są realizowane prace sejsmiczne (w tym również 3D) i wiertnicze.

3. Problematyka poszukiwawcza w utworach dewonu i karbonu jest prowadzona w obszarze lubelsko-warszawskim Mełgiew-Stężycy-Bielsk (ryc. 3) i pomorskim. Odkrycie złóż o znaczeniu przemysłowym na strukturach Stężycy i Mełgwi może wpłynąć na zwiększenie zakresu tych prac, szczególnie w obszarze lubelskim.

4. Nowymi strefami, dotychczas zupełnie pozbawionymi rozpoznania geologiczno-sejsmicznego, są: niecka opolska oraz niecka śródsudecka. W celu oceny perspektywiczności tych obszarów podjęto wykonanie regionalnych badań sejsmicznych oraz kompleksowych analiz geologicznych.

5. Przystąpiono do prac sejsmicznych na S od Przemyśla, w celu zbadania możliwości występowania akumulacji gazu ziemnego w utworach miocenu autochtonicznego na większej głębokości oraz ewentualnego przedłużenia się tzw. fałdów wglębnych Borysławia-Doliny na obszar Polski. Problem ten, ze względu na możliwości odkrycia ropy naftowej, wciąż zasługuje na uwagę.

L i t e r a t u r a

- BARAN U. & JAWOR W. 1990 — Nafta, 1-3: 8-12.
 BARAN U., JAWOR E. & JAWOR W. 1995 — Oil and Gas News from Poland. Bull. Warsaw-Cracow, (5): 105-129.
 BETLEJ K. & ZAGÓRSKI J. 1992 — Nafta-Gaz, 47:105-109.
 BORYS Z. & GAŚSIOR S. 1994 — Oil and Gas News from Poland. Bull. Warsaw-Cracow, (4): 75-79.
 CZERNICKI J., MORYC W. 1990 — Nafta-Gaz, 45: 49-54.
 DEPOWSKI S., POKORSKI J. & WAGNER R. 1978 — Prz. Geol., 26: 697-703.
 GŁOWACKI E. 1994 — Oil and Gas News from Poland. Bull. Warsaw-Cracow, (4): 55-67.
 GÓRECKI W. 1994 — Ibidem, (4): 47-55.
 GÓRECKI W., LAPINSKAS P., LASHKOVA ?, LASKHOR E., GUTERCH A., GRAD M., MATERZOK R. & PERCHUĆ E. 1986 — Tectonophysics, 128: 251-279.
 JAWOR E. 1992 — Oil and Gas News from Poland. Bull. Warsaw-Cracow, (1): 89-97.
 JAWOR E. & KOTARBA M. 1991 — Nafta-Gaz, 46: 12.
 JUCHA S. 1995 — Geologia naftowa Polski. AGH, Kraków
 KARNKOWSKI P. 1992 — Ibidem, 47: 82-92.
 KARNKOWSKI P.H. 1985 — Kwart. Geol., 29: 355-368.
 KARNKOWSKI P.H. 1994 — Arch. BG Geonafta 14.
 MAMCZUR S. 1994 — Oil and Gas News from Poland. Bull. Warsaw-Cracow, (4): 69-73.
 MORYC W. 1987 — Kwart. Geol., 31: 357-364.
 RADECKI S. & WEIL W. 1994 — Oil and Gas News from Poland. Bull. Warsaw-Cracow, (4): 25-33.
 REICHER B. & SAKALANSKAS K. 1992 — Ibidem, (1): 65-89.
 STOLARCZYK F. 1995 — Nafta-Gaz, 50: 81-87.
 STRZETELSKI J.A. 1994 — Aktualny pogląd na genetyczną ocenę zasobów prognostycznych węglowodorów. Inst. Górnictwa Nafty i Gazu. Sympozjum Balice.
 WEIL W. & KARNKOWSKI P. 1992 — Pol. J. Min. Res. Geosynoptics Society Geos., 1: 33-43.
 WEIL W., RADECKI S. & KARNKOWSKI P. 1994 — Nafta-Gaz, 49: 227-223.
 WILCZEK T. 1994 — Ibidem, 49: 109-115.
 ŻOŁNIERCZUK T. 1992 — Ibidem, 47: 89-97.