

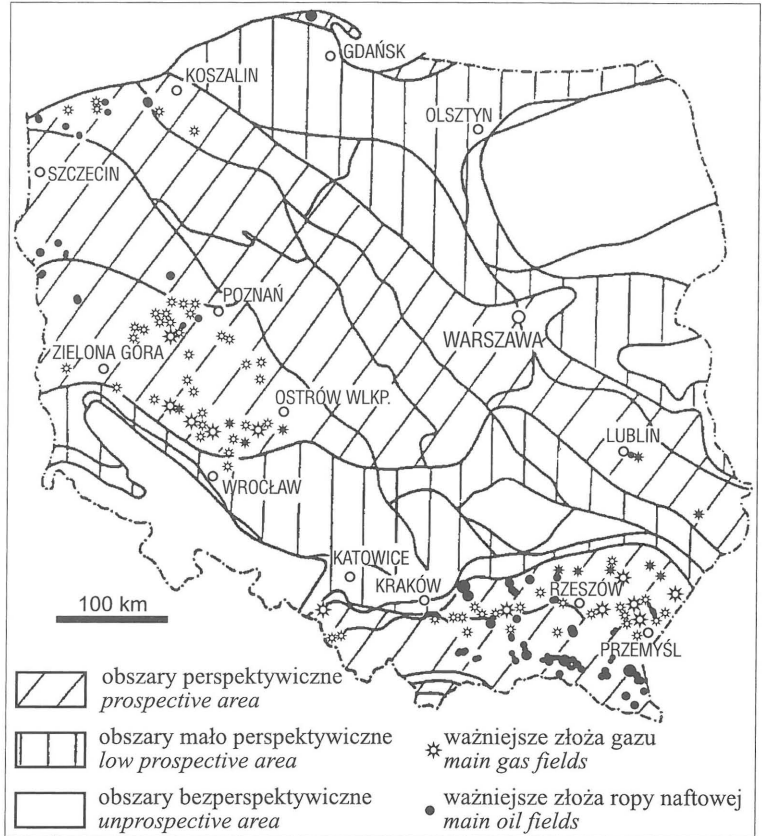
Baseny sedymentacyjne a prowincje naftowe Polski — zarys problematyki*

Paweł Henryk Karnkowski**, ***

Sedimentary basins and petroleum provinces in Poland: an overview

S u m m a r y. At present, forecasting of hydrocarbon-bearing zones is elaborated by methodology named basin analysis. Principles of this procedure are to integrate multidisciplinary geological and geophysical data into the petroleum play concept. The results of drilling and play procedures allow to predict boundaries of petroleum provinces. Hitherto, in Poland was used the scheme where the Carpathians, Carpathian Foredeep and Polish Lowland are distinguished as hydrocarbon prospective zones (Fig. 1). Good geological diagnosis of Poland enables to discriminate between petroleum provinces in terms of basin analysis methodology. In the case of Polish Basin the author used mainly own works and in the other geological units the published data were only completed. Results of this analysis with regards to the stratigraphy of hydrocarbon-bearing areas are presented in Figs 2–10. All these prospective areas (Fig. 11) match into five independent units (Fig. 12) which could be define as petroleum provinces: Pomerania, Wielkopolska, Małopolska, Lublin and Gdańsk. These petroleum provinces are only the parts of sedimentary basins which individual development enabled generation, migration and preservation of hydrocarbons.

35-rocznica działalności Biura Geologicznego GEONAFTA to okazja do przedstawienia osiągnięć w poszukiwaniach złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce oraz do zaprezentowania bieżących zagadnień badawczych i metodycznych, realizowanych przez różne zespoły specjalistów ze wszystkich ośrodków regionalnych. Dotychczasowe wyniki są efektem konsekwentnej, wieloletniej pracy geologów naftowych, geofizyków i wiertników oraz geologów z Państwowego Instytutu Geologicznego, wyższych uczelni i Polskiej Akademii Nauk. Dziś, kiedy rozpoznanie geologiczne Polski jest nieporównanie większe niż kilkadziesiąt lat wcześniej, kiedy metody badawcze umożliwiają penetrację w głębszej budowy geologicznej z rozdzielczością do kilku metrów, trzeba stwierdzić, że jeszcze wiele pytań pozostało bez odpowiedzi, a wciąż napływające wyniki stwarzają nowe wyzwania. Poszukując złóż węglowodorów poruszamy się w problematyce basenów sedymentacyjnych. Już w latach pięćdziesiątych, gdy rodziły się koncepcje rozpoczęcia eksploracji geologicznej Polski na dużą skalę, doskonale zdawano sobie sprawę ze znaczenia badania basenów sedymentacyjnych. Olewicz (1959) pisał: *Wnioskom wynikającym z rozważań nad rozwojem basenów*



Ryc. 1. Mapa perspektyw ropy i gazu w Polsce (według Weila i in., 1994)

Fig. 1. Map of oil and gas prospective area in Poland (after Weil et al., 1994)

sedymentacyjnych okazał już zainteresowanie przemysł naftowy, wykorzystując je w planie prac poszukiwawczych na rok 1957, jak również Instytut Geologiczny, rozkładając głębokie wiercenia rozpoznawcze w latach 1956–1960 według dawnego planu przemysłu naftowego. Zachęcało to do dalszego rozważania schematu i genezy budowy całego niżowego zbiornika sedymentacyjnego leżącego w granicach Polski, a także zbiornika karpackiego. Obszerna praca Olewicza (1959) jest nie tylko podsumowaniem ówczesnego stanu wiedzy o wglębnej budowie geologicznej Polski, ale przede wszystkim świadectwem zrozumienia związku występowania obszarów ropo- i gazonośnych z rozwojem odpowiednich skał osadowych (s. 3). Olewicz odnosi się kolejno do mezozoicznych i paleozoicznych zbiorników osadowych, w których wskazuje na konkretne przykłady wiążące się z możliwością występowania bituminów. Szczególnie uderzająca jest poprawność map paleomiąższościowych i regionalnych przekrojów geologicznych, pomimo skąpych danych wiertniczych i geofizycznych. W pracy tej jest już używany, powszechnie znany dziś, podział geologiczno-strukturalny Polski Pożaryskiego (1956). Cytowane są również poglądy wielu autorów. Omawiając baseny sedymentacyjne wyróż-

*Referat wygłoszony 29 kwietnia 1997 r. podczas konferencji z okazji 35-lecia B. G. GEONAFTA

**Wydział Geologii, Uniwersytet Warszawski, ul. Żwirki i Wigury 93, 02-089 Warszawa, e-mail: phkarnk@geo.uw.edu.pl

***PGNiG S. A., Biuro Geologiczne — GEONAFTA, ul. Jagiellońska 76, 03-301 Warszawa, e-mail: phkarnk@pgnig.com.pl

niano basen wielkopolski (w dzisiejszym rozumieniu basen epiwaryscyjski Polski niżowej), basen bałtycki (czyli basen staropaleozoiczny kratonu wschodnioeuropejskiego) oraz basen karpacki wraz z jego przedgórzem. Dopelnieniem ówczesnego stanu wiedzy o basenach sedymentacyjnych Polski był *Atlas geologiczny Polski, Zagadnienia stratygraficzno-facjalne, 1 : 3 000 000* (Pajchel & Tyska, red., 1961–1965).

Pod koniec lat pięćdziesiątych dokonano znacznych odkryć na przedgórzu Karpat: Lubaczów — 1957, Jaksmanice — 1958, Przemyśl — 1960 (najzasobniejsze pole w kraju). W 1961 r. odkryto pierwsze złoża ropy naftowej na Niżu Polskim, w Rybakach k. Krosna Odrzańskiego (w cech-szyńskim dolomicie głównym).

Taki był klimat polskiej geologii początku lat sześćdziesiątych, kiedy powstawała GEONAFTA.

Odkrycie złoża gazu ziemnego (w czerwonym spągowcu) otworem Bogdaj–Uciechów 1 k. Ostrowia Wielkopolskiego w 1964 r. spowodowało koncentrację sił i środków w rozpoznanie basenu wielkopolskiego. Okres 1965–1975 to najistotniejsze lata w dopływie informacji o budowie Niżu Polskiego. Dowodem na to było ukazanie się wielu opracowań kartograficznych (Sokołowski, 1964; Znosko, 1968; Czermiński & Pajchłowa, 1974–1975; Depowski, 1978; Karnkowski, 1980; Dadlez, 1980; Pożaryski & Karnkowski, 1992). W innych regionach (szczególnie ważnych surowcowo) też było prowadzone intensywne rozpoznanie geologiczne, czego wyrazem są m.in. opracowania Żelichowskiego & Kozłowskiego (1983), Karnkowskiego & Ołtuszyka (1968).

Zagadnienia prognoz poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce zostało m.in. przedstawione w pracach: Depowskiego (1976); Góreckiego i in. (1995); Karnkowskiego (1973); Karnkowskiego i in. (1991); Kuśmierka (1990); Skarbka (1990); Sokołowskiego & Tomaszewskiego (1988); Strzetelskiego (1993); Strzetelskiego & Kruczkę (1993); Weila i in. (1994).

Najnowszym opracowaniem geologiczno-kartograficznym dotyczącym obszaru całej Polski są *Mapy ścięcia poziomego na głębokościach –500 m, –1000 m, –2000 m, –3000 m, –4000 m, –5000 m, 1 : 500 000*, Kotański, (red.), 1997. Mapy te, jako mapy planisekcyjne, w swoim wyrazie są takie same jak obrazy sejsmiki 3D, gdzie obrazem struktur, poza przekrojami, jest zestaw ścięć poziomych na różnych głębokościach. Jest to swoista geologiczna tomografia komputerowa. Taki jest najnowocześniejszy sposób przedstawiania budowy strukturalnej, bez względu na skalę obiektu.

Prognozowanie stref ropo- i gazonośnych opiera się na wielu przesłankach. Są to aspekty: strukturalne, sedymentologiczne, cech skał zbiornikowych, cech skał macierzystych, paleogeograficzne czy paleotektoniczne. Ogromna liczba danych geofizycznych i geologicznych, jaka została już zgromadzona przez kompanie naftowe jest obecnie opracowywana metodyką określaną jako analiza basenów sedymentacyjnych (por. Allen & Allen, 1990). Podstawowym założeniem tej metodyki jest jak najszersza integracja różnych dziedzin badawczych uprawianych na obszarze współczesnych i kopalnych basenów sedymentacyjnych. W Polsce problematykę tę podjęto m.in. w Państwowym Instytucie Geologicznym w Warszawie (por. Narkiewicz, 1995). Ostatecznym celem analizy basenów jest wytypowanie stref najbardziej perspektywicznych do poszukiwań węglowodorów. Oprócz czynników geologicznych dużą rolę odgrywają również przesłanki ekonomiczne (koszty poszukiwań, koszty koncesji, koszty eksploatacji, oddalenie od rynków zbytu, itp.). Odkrycie złoża ropy naftowej lub gazu ziemne-

go jest potwierdzeniem przyjętych założeń poszukiwawczych w odniesieniu do prognozowanych stref. Strefy te nigdy nie obejmują całego obszaru basenu sedymentacyjnego, a tylko tę jego część, która spełnia warunki **układu naftowego** (*petroleum play*). Jeżeli się weźmie pod uwagę, że na danym obszarze może występować kilka formacji spełniających warunki układu naftowego, a formacje te mają regionalnie ograniczony zasięg, to w sposób naturalny rysują się granice wyznaczające obszar poszukiwań do **provincji naftowych**.

Dotychczas w Polskim Górnictwie Naftowym używa się schematu, w którym terytorium Polski dzieli się na trzy duże jednostki ropo- gazonośne: Karpaty (19 000 km²), przedgórze Karpat (17 000 km²) i Niż Polski (221 000 km²). Sumaryczna powierzchnia obszarów pespektywicznych wynosi więc 257 000 km², co stanowi 82% powierzchni kraju (ryc. 1). Dobrze rozpoznanie geologiczne Polski upoważnia do podjęcia próby wyznaczenia prowincji naftowych Polski na podstawie zintegrowanej metodyki analizy basenów sedymentacyjnych, a w szczególności algorytmu układu naftowego. W odniesieniu do basenu polskiego (basen permsko-mezozoiczny Niżu Polskiego) autor wykorzystał swoje wyniki (m.in. Karnkowski 1996a, b), a w pozostałych przypadkach ograniczył się tylko do analizy obszernych materiałów publikowanych (Dadlez, 1989; Jaworowski, 1979, 1982; Karnkowski 1993a, b; Kutek & Głazek, 1972; Pokorski, 1988; Wagner, 1988).

Przegląd kompleksów stratygraficzno-poszukiwawczych Kambr

Na obszarze syneklizy perybałtyckiej i Podlasia wykonano ponad 70 otworów w poszukiwaniu złóż ropy w utworach kambru. W wielu z nich stwierdzono objawy ropy i silnie zmineralizowane solanki. Nieznaczną produkcję uzyskano z otworów: Dębki 2 i Żarnowiec IG 4 (na wyniesieniu Łeby) (ok. 1t/d) i in. Poziomem produkcyjnym są piaskowce środkowego kambru (Weil & Łabęcki, 1987). Wyniki wierceń potwierdziły występowanie korzystnych cech zbiornikowych w kambrze środkowym na obszarze syneklizy perybałtyckiej, na Podlasiu i północnym skłonie rowu lubelskiego (Stolarczyk i in., 1997). Głównym typem pułpek są struktury przydyslokacyjne, które zostały uformowane na etapie ruchów eryjskich (dolny zigen). Wraz z głębokością pogarszają się własności zbiornikowe. Do wydzielenia potencjalnego obszaru ropo/gazonośnego przyjęto obecną głębokość występowania osadów kambru środkowego i dolnego w przedziale nie płytszym niż 1000 m i nie głębszym niż 3000 m (ryc. 2). W ten sposób ograniczony obszar rozciąga się od wyniesienia Łeby na północy, poprzez rejon Elbląga–Olsztyna w kierunku na Lublin. Ponieważ złoża ropy naftowej udokumentowano w utworach środkowego kambru nie tylko na wyniesieniu Łeby, ale również na Bałtyku i w południowej części obwodu kalininogradzkiego (wzdłuż północnej granicy polskiej), należy sądzić, że ta strefa występowania utworów kambru powinna być w pierwszym rzędzie poddana powtórnej analizie. Głównym celem poszukiwawczym są nie tylko pułapki strukturalne, ale również pułapki litofacjalne (stratygraficzne). Podlasko-lubelska część pespektywicznych osadów kambru jest potwierdzona licznymi objawami węglowodorów w wielu otworach (np. Kałuszyn 1). Śledzone zmiany miąższościowo-facjalne na przekrojach sejsmicznych stwarzają przesłanki do poszukiwań pułapek stratygraficznych lub strukturalno-stratygraficznych. Utwory kambru są przy-

kryte z reguły kilkudziesięciometrowym kompleksem łupków ordowickich i kilkusetmetrowym kompleksem łupków sylurskich.

Dewon

Dewoński basen sedymentacyjny na obszarze Polski charakteryzował się trzema głównymi strefami sedymentacji: strefą brzeżną basenu — głównie litofacje piaszczyste i węglanowe płytkiego szelfu, strefą sedymentacji głębokiego szelfu — litofacje ilasto-piaszczyste i strefą sedymentacji głębokomorskiej (Miłaczewski, 1981, 1987). Korzystna dla układu naftowego jest tylko strefa płytkiego szelfu, która rozciągała się od Pomorza, wzdłuż krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego na Lubelszczyznę i dalej na obszar małopolski, w tym i podkarpacki. Historia pogrzebania utworów dewońskich oraz ich współczesne rozmieszczenie pozwalają wyróżnić tylko trzy regiony ropo/gazonośno perspektywiczne (ryc. 3): wąski obszar na Pomorzu, dewon w rowie lubelskim (włączając w to słabo rozpoznany obszar radomski) i dewon podkarpacki (występujący lokalnie, wskutek intensywnej paleotektoniki blokowej). Na obszarze lubelskim wierceniami potwierdzającymi tę perspektywiczność są: Ciecierzyn i Mełgiew, a pod Karpatami — Lachowice. Na Pomorzu w utworach dewońskich stwierdzono tylko poważne objawy węglowodorów. Najlepszymi skałami zbiornikowymi są rafowe osady górnego dewonu. Problemem pozostaje jednak wyjaśnienie występowania korzystnych skał macierzystych (Merta, 1993).

K a r b o n

Ramy basenu wczesnkarbońskiego w pewnym stopniu nawiązują do zarysu basenu późnodewońskiego. Wyjątkiem jest tu obszar Lubelszczyzny, który we wczesnym karbonie stanowił obszar wyniesiony, podlegający erozji i krasowień. Podobnie było we wschodniej Małopolsce. Obszar zachodniej małopolski ulegał wpływom basenu górnośląskiego, gdzie jest ciągłe przejście (lub z małą luką i niewielką niezgodnością kątową) od dewonu do karbonu. Transgresja późnowizeńska zalała znaczne obszary lądowe, w tym i Lubelszczyznę, rozpoczynając tam cykl sedymentacyjny trwający aż do późnego westfalu. Podobna ciągłość sedymentacyjna obserwowana jest w basenie górnośląskim. Ruchy tektoniczne fazy sudeckiej spowodowały na Lubelszczyźnie pojawienie się facji paralicznych, które z czasem zostały zastąpione przez facje limniczne. Podobnie było w basenie górnośląskim. Na pozostałym obszarze Polski niżowej sedymentacja została przerwana w namurze A. Na Pomorzu osady westfalu w facji lądowej leżą, czasami z niewielką niezgodnością kątową, na utworach dolnego karbonu lub dewonu (Lech, 1985; Żelichowski, 1964, 1987). Złóża gazu (Gorzysław, Trzebusz, Wrzosowo, Daszewo) występujące w tych utworach są potwierdzeniem ich perspektywiczności. Stąd na ryc. 4, na Pomorzu, obszar perspektywiczny kompleksu karbońskiego występuje między czołem waryscydów, a północno-wschodnim zasięgiem osadów karbońskich. Na obszarze waryscydów są znane złoża częściowo występujące w utworach karbonu (złoża Kościan i Paproć, Gregosiewicz i in.; 1985, Kotarba i in., 1992). Są one równocześnie związane z budowlami rafowymi wapienia cechsztyńskiego. Można powiedzieć więc, że tam, gdzie były warunki do tworzenia się raf cyklotemu werry musiały istnieć wpływy tektoniki synsedymenacyjnej sprzyjającej rozwojowi budowlę węglanowych. Silnie spękane skały kar-

bońskie są podraflowym kolektorem dla gazu ziemnego. Poszukiwanie złóż bezpośrednio pod cechsztynem w skałach karbońskich sprowadza się do poszukiwania raf wapienia cechsztyńskiego. Stąd brak na obszarze waryscydów zaznaczonych stref perspektywicznych, gdyż nie występują tam skały zbiornikowe o porowatości dającej się systemowo określić.

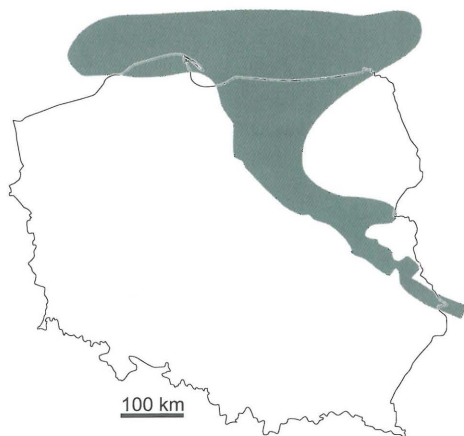
Na Lubelszczyźnie jako skały macierzyste dla ropy naftowej dają się wyróżnić ilaste osady deltowe (morskie) westfalu (formacja dęblińska), a skały zbiornikowe to paraliczne poziomy piaszczyste. Oprócz rozpoznawanie pułapek strukturalnych ogromną rolę będą odgrywały badania sedymentologiczne, które powinny określić zasięgi poszczególnych litofacji i ich wpływu na zmienność parametrów petrofizycznych pułapek strukturalno-litofacyjnych. Dobrym przykładem jest tu złożo Stężycza. Wyróżnienie karbonu perspektywicznego na Lubelszczyźnie ograniczyło się do rowu lubelskiego i to tylko w jego północno-zachodniej części, czyli tam, gdzie obecnie strop karbonu znajduje się poniżej 1000 m.

Karbon podkarpacki i przedkarpacki to przede wszystkim dwa rejony (ryc. 4): rzeszowski (złożo Nosówka) i zachodniokarpacki. Niewielkie obszary zaznaczone tutaj strefy perspektywiczne mają zasygnalizować z jednej strony fragmentaryczność występowania osadów karbonu (podobnie jak i dewonu), ale z drugiej strony zwrócić uwagę na dalsze możliwości poszukiwania tych kompleksów jako potencjalnych obszarów złożowych. Dotyczy to przede wszystkim obszaru znajdującego się na przedłużeniu pod Karpaty niecki miechowskiej, w której podmezozoicznym podłożu wyróżnia się bogaty zestaw formacji dewońsko-karbońskich.

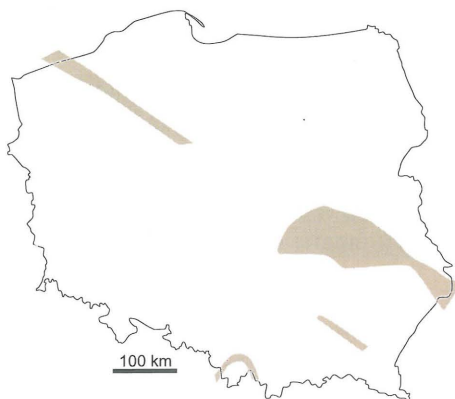
C z e r w o n y s p a g o w i e c

Utwory czerwonego spągowca (podobnie jak i cechsztynu) występują w polskim basenie permskim, który był wschodnią częścią wielkiego permskiego basenu sedymentacyjnego rozciągającego się od Anglii, poprzez Holandię, Danię i Niemcy, aż do Polski (Kiersnowski i in., 1995). Złoża gazu ziemnego występują w przystropowej, piaszczystej części profilu czerwonego spągowca uszczelnionej osadami cechsztynu. Jeżeli na piaskowcach występują odpowiednio mięzsze i porowate węgla wapienia cechsztyńskiego to najczęściej one także wchodzi w skład pułapki złożowej (np. Wierzchowice, Bogdaj-Uciechów). Przy określeniu obszarów perspektywicznych w czerwonym spągowcu, posłużono się wynikami komputerowej analizy potencjalnych możliwości akumulacji gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca, w polskim basenie permskim (Karkowski, 1996a). Wyznaczony obszar ogranicza się do stref o podwyższonej wartości nasycenia węglowodorami. Dodatkowym kryterium jest położenie powierzchni stropowej czerwonego spągowca; im większe potencjalne nasycenie tym większa głębokość możliwych poszukiwań, i na odwrót. Rezultatem takich założeń jest obszar przedstawiony na ryc. 5. Wykorzystane do analizy założenia nie brały pod uwagę pułapek litofacyjnych (stratygraficznych). Część złóż gazu ma taką genezę, ale znajdują się one przede wszystkim wokół wału wolsztyńskiego. W przypadku zażebiania się facji ilastej i piaszczystej mogły powstać klasyczne pułapki litofacyjne. Potwierdzeniem tego typu możliwości są przeważnie objawy gazu w wierceniach Piaski IG 2, Zabartowo 1. Nie zaznaczona tutaj wschodnia flanką basenu czerwonego spągowca może być obszarem występowania tego typu pułapek (Bojarska & Głowacki, 1990; Głowacki i in. 1993;

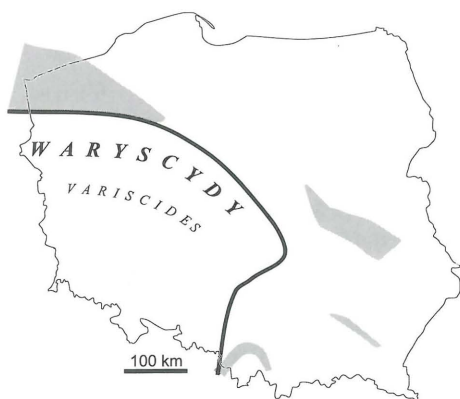
Cechsztyń



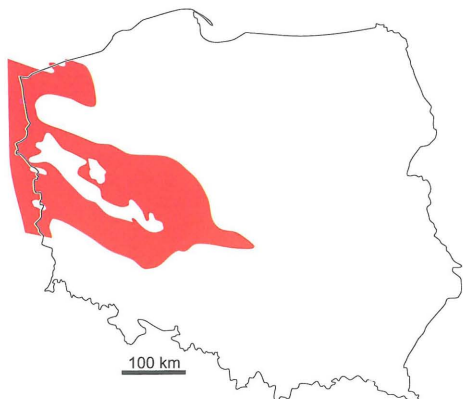
Ryc. 2. Kambryjski obszar ropo- i gazonośny
Fig. 2. Cambrian hydrocarbon-bearing area



Ryc. 3. Dewoński obszar ropo- i gazonośny
Fig. 3. Devonian hydrocarbon-bearing area



Ryc. 4. Karboński obszar ropo- i gazonośny
Fig. 4. Carboniferous hydrocarbon-bearing area



Ryc. 5. Czerwonospagowcowy obszar ropo- i gazonośny
Fig. 5. Rotliegend hydrocarbon-bearing area

Karnkowski i in., 1996; Muszyński & Oziębłowski, 1991; Rydzewska, 1987). Zagadnienie jednak jest trudne do rozpoznania. Wydaje się, że obecnie największe szanse na nowe duże odkrycia są we wschodniej Wielkopolsce i na Pomorzu Zachodnim.

W cechsztyńskie tylko utwory węglanowe mają odpowiednią porowatość, aby być potencjalnymi skałami zbiornikowymi. W cyklotemie werra jest to wapień cechsztyński, a w cyklotemie stasfurt — dolomit główny (Antonowicz & Knieszner, 1984; Głowacki, 1986; Knieszner & Protas, 1996; Peryt, 1978). Wapień cechsztyński jako skała zbiornikowa z reguły powiązany jest z podścielającymi go utworami czerwonego spągowca lub starszego podłoża. Natomiast dolomit główny stanowi zamknięty układ naftowy, gdzie skały macierzyste i zbiornikowe występują w jednym miejscu lub w niedalekim oddaleniu. W tej sytuacji wyznaczenie zasięgu porowatych skał zbiornikowych i zasięgu występowania stref dojrzałości materii organicznej ogranicza obszar poszukiwań do strefy najbardziej perspektywicznej. W przypadku określenia okna roponośnego dla dolomitu głównego posłużono się programem PetroMod i na podstawie wyników modelowania wzdłuż kilkunastu profili przecinających basen polski zestawiono mapę dla stropu i spągu cechsztyńskie z zakresem przedziałów charakterystycznych dla generacji ropy naftowej i gazu ziemnego (ryc. 6). Dla określenia zasięgów korzystnych skał zbiornikowych posłużono się mapą miąższości dolomitu głównego, gdzie izopachytę 10 m przyjęto jako skraj platformy węglanowej, którą uznano za obszar o potencjalnie korzystnych parametrach skał zbiornikowych. W ten sposób wyznaczone obszary przedstawiono na ryc. 7. Tak ograniczony teren pozwala na dalszą detalizację w postaci dokładniejszego rozpoznania litofacjalnego i strukturalnego.

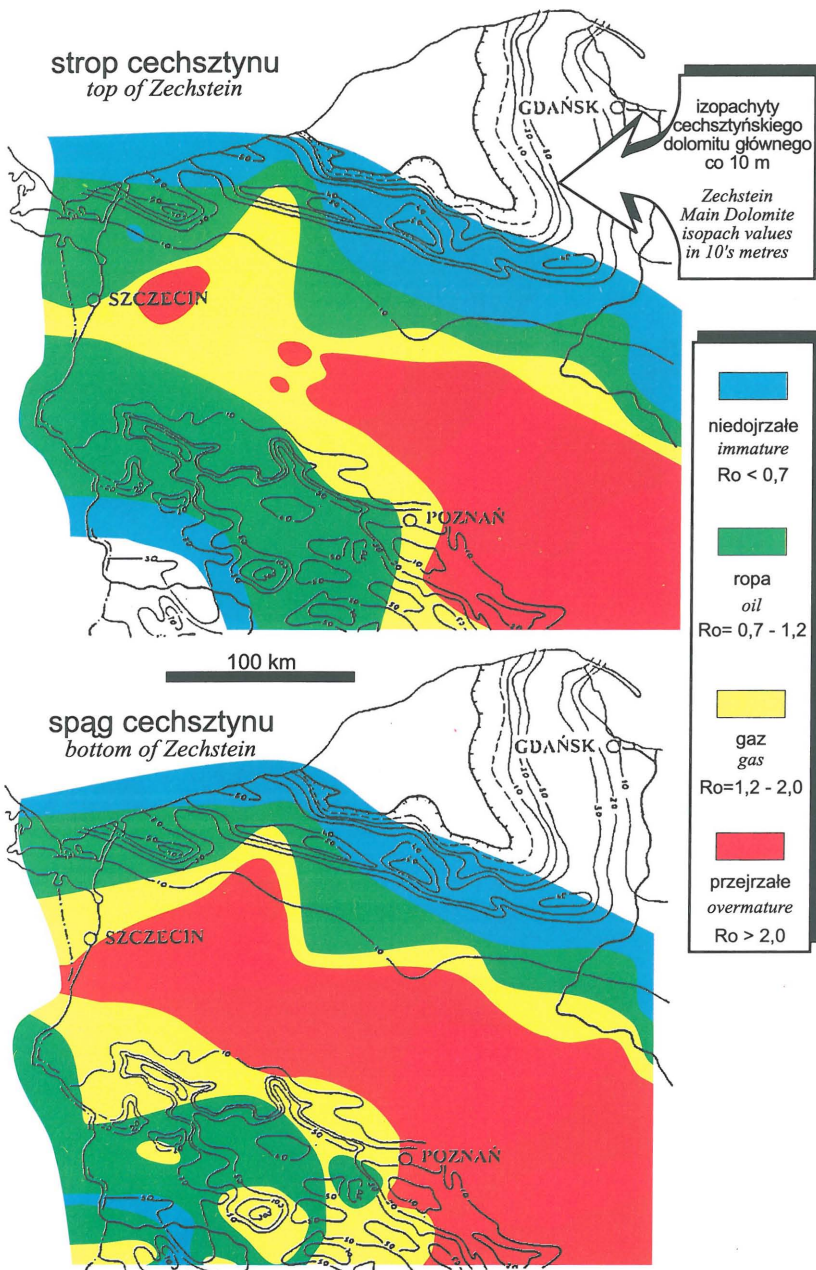
Mezozoik

Historia poszukiwań w utworach mezozoicznych na Niżu Polski sięga jeszcze czasów przedwojennych. Szczególne nasilenie prac nastąpiło w latach 1947–1970. Rozpoznano dobrze w tym czasie niecki kredowe wraz z ich jurajskim podłożem (Marek & Znosko, 1972). Pozytywne wyniki w postaci odkrytych złóż uzyskano tylko w południowym przedłużeniu niecki miechowskiej kryjącej się pod utworami miocenu i Karpatami. Ropa naftowa i gaz ziemny w mezozoiku przed- i podkarpackim może mieć swe źródło w utworach paleozoicznych.

W wyniku przeprowadzonej symulacji komputerowej dla basenu polskiego uzyskano m.in. zakres okna roponośnego dla utworów doggeru, przedstawiony na ryc. 8. Osady jury środkowej zawierają średnio 2–5% materii organicznej w większości typu humusowego. Przedstawiony tutaj obszar częściowo pokrywa się z wcześniej już sugerowanymi strefami dojrzałości materii organicznej jury środkowej (Wilczek, 1986). Stwierdzone objawy ropy w wierceniach Mogilno 21, Koło 3 i 4, Dobrów IG 1 i Przybyłów 1 są dowodem na możliwość generacji i zachowania się węglowodorów w niektórych strefach utworów mezozoicznych.

Karpaty

Dotychczas w Karpatach odkryto 63 złoża ropy naftowej i 14 złóż gazu, przy czym w większości były to złoża małe i obecnie są w znacznym stopniu wyeksploatowane. Na obszarze Karpat nadal są prowadzone prace geologiczno-poszukiwawcze zarówno w płytkich poziomach (1000–2500 m), jak i supergłębokich (7000 m, Paszowa 1, Kuźmina 1). Celem tych wierceń i badań geofizycznych jest odkrycie złóż węglowodorów w strukturach typu Borysławia–Doli-



Ryc. 6. Mapa miąższości dolomitu głównego na tle stref dojrzałości materii organicznej w spągu i stopie cechsztynu w północno-zachodniej Polsce

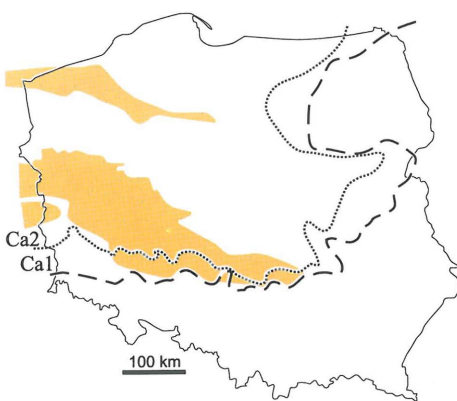
Fig. 6. Isopach map of the Main Dolomite and the map of organic matter maturity in the bottom and top of Zechstein (NW Poland)

problemów poszukiwawczych do wyjaśnienia w Karpatach. Rozpoznanie geologiczno-złożowe w Karpatach w interwale 3000–5000 m jest bardzo słabe, a poniżej 5000 m wykonano tylko 7 otworów. Na mapie perspektywicznych obszarów ropo- i gazonośnych w Karpatach (ryc. 9) zaznaczono jednak prawie cały obszar płaszczowinowy z wyjątkiem Pienin i Tatr. Z pewnością cały obszar Karpat fliszowych jest obszarem perspektywicznym.

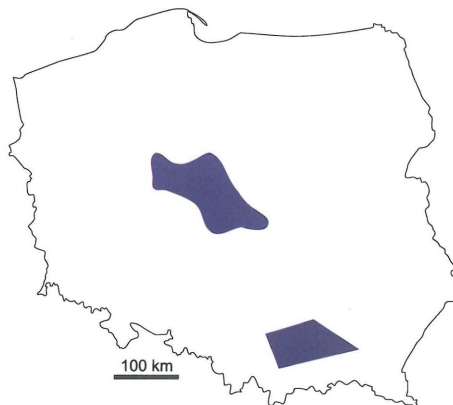
Przedgórze Karpat

Obszar ten należy do najbardziej wydajnych i perspektywicznych w Polsce. Utworami gazonośnymi są piaskowce mioceniśkie, utwory piaszczyste kredy dolnej i węglanowe jury. Do najbardziej wydajnych poziomów należą piaszczyste utwory sarmatu leżące na głębokości 500–3000 m (Kotarba & Jawor, 1993). Najbardziej perspektywicznym obszarem jest nadal strefa Przemysł–Rzeszów–Tarnów–Bochnia. Na mapie obszarów gazonośnych (ryc. 10) zaznaczono północny zasięg osadów miocenu przedkarpackiego i południowy zasięg miocenu podkarpackiego do głębokości 4000 m. Wszystkie te osady to wypełnienie basenu mioceniśkiego tworzącego się wskutek obciążenia wywołanego masą nasuwających się Karpat (Kamkowski, 1978). Rozważając

zmienność miąższościową i litofacjalną osadów badenu i sarmatu trzeba brać pod uwagę zarówno prawidłowości rozwoju samego basenu mioceniśkiego jak i wpływ podłoża mezozoicznego, jego paleomorfologii i tektoniki synsedymacyjnej, jak również efekty procesów sedimentacyjnych u czoła powstającego orogenu karpackiego. Mając na względzie powyższe uwagi do najważniejszych zadań poszukiwawczych zaliczyć należy: a) rozpoznawanie złóż gazu w utworach piaszczystych miocenu w pułapkach litofacjalnych (stratygraficznych) i strukturalno-litofacjalnych (Jawor, 1983), b) poszukiwanie złóż w utworach miocenu i jego podłoża u czoła i pod nasunięciem karpackim (stożki deltowe), c) poszukiwanie złóż w utwo-



Ryc. 7. Cechsztyński obszar ropo- i gazonośny
Fig. 7. Zechstein hydrocarbon-bearing area



Ryc. 8. Mezozoiczny obszar ropo- i gazonośny
Fig. 8. Mesozoic hydrocarbon-bearing area

ny, znanych z produkcji ropy po stronie ukraińskiej. Zagadnienie fałdów wglębnych jest jednym z najważniejszych

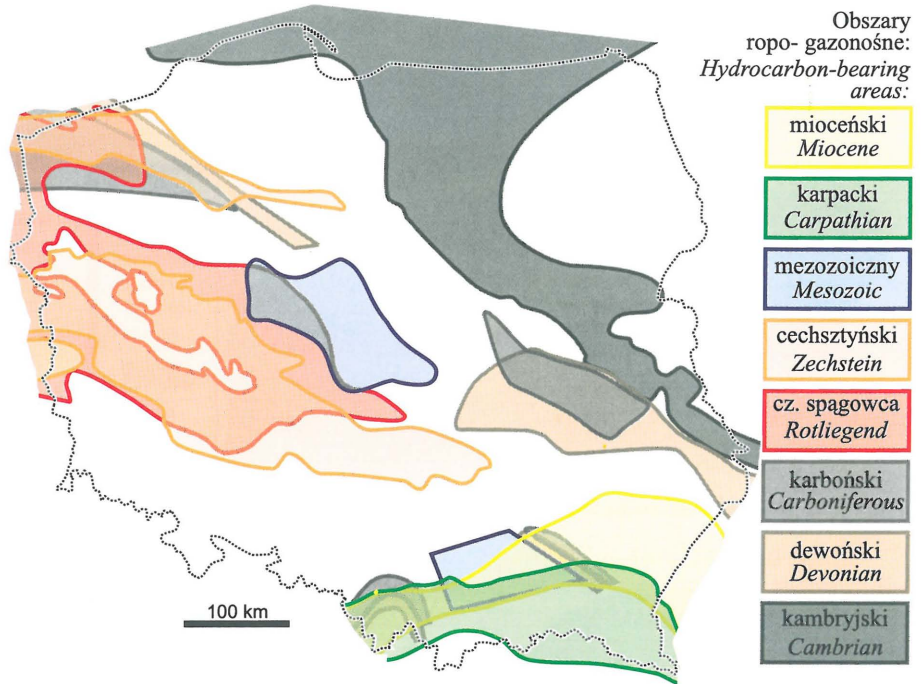
karpackim (stożki deltowe), c) poszukiwanie złóż w utwo-

rach paleozoiczno-mezozoicznych podłoża miocenu i podłoża Karpat.

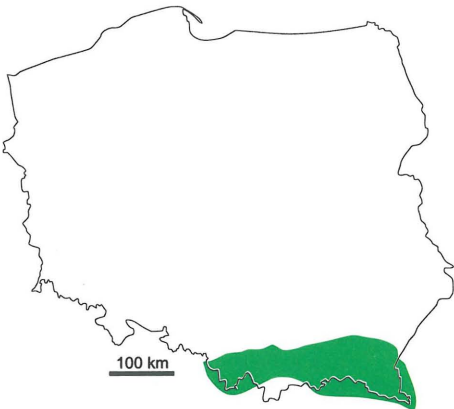
wielkopolska, małopolska, lubelska i gdańska są częściami basenów sedimentacyjnych, których indywidualny rozwój umożliwił stworzenie warunków do sedimentacji osadów o odpowiedniej ilości i jakości skał macierzystych i zbiorniko-

Prowincje naftowe Polski

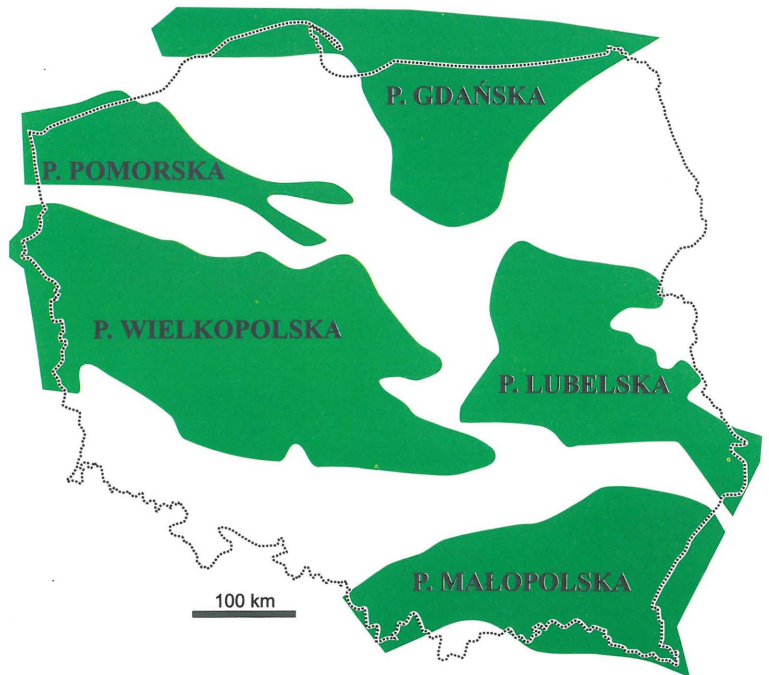
Zaznaczone na ryc. 2–10 zasięgi obszarów ropo- i gazonośnych w rozbiciu na poszczególne kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze zestawiono na mapie sumarycznej (ryc. 11). Poszczególne pola nie mają jednakowej rangi, np. kambr podlasko-lubelski, czy dewon Pomorza Zachodniego nie mają jeszcze potwierdzenia w konkretnych odkryciach złóż węgłowodorów. Każdy z tutaj zaznaczonych obszarów można w jakiś sposób wartościować. Wyraźnie jednak widać, że układają się one w pięć niezależnych jednostek, które można określić jako prowincje naftowe (ryc. 12). Granice takich prowincji wyznaczone są przez maksymalny zasięg poszczególnych stref ropo- i gazonośnych w danym regionie. Obszar każdego takiego pola może się zmieniać w zależności od dopływu nowych informacji lub zmiany kryteriów ich wyróżniania. Zaproponowane prowincje naftowe: pomorska,



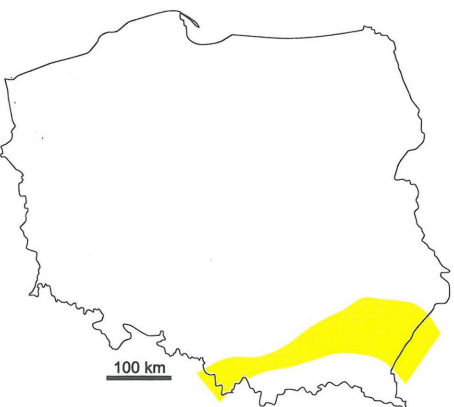
Ryc. 11. Sumaryczne zestawienie obszarów ropo- i gazonośnych (por. z ryc. 2-10)
 Fig. 11. Summarized hydrocarbon-bearing areas (comp. Figs 2–10)



Ryc. 9. Karpacki obszar ropo- i gazonośny
 Fig. 9. Carpathian hydrocarbon-bearing area



Ryc. 12. Prowincje naftowe Polski
 Fig. 12. Petroleum provinces in Poland: Pomerania P. P., Wielkopolska P. P., Małopolska P. P., Lublin P. P., Gdańsk P. P.



Ryc. 10. Mioceniński obszar ropo- i gazonośny
 Fig. 10. Miocene hydrocarbon-bearing area

wych, a historia subsydencji połączona z odpowiednim polem cieplnym oraz zmiana układów strukturalnych umożliwiły generację, migrację i zachowanie węglowodorów w pułapkach złożowych.

L i t e r a t u r a

- ALLEN P. A. & ALLEN J. R. 1990 — Basin analysis — principles and applications. Blackwell, Oxford.
- ANTONOWICZ L. & KNIESZNER L. 1984 — Acta Geol. Pol., 34: 81–94.
- BOJARSKA J. & GŁOWACKI E. 1990 — Korelacja saksonu w głębszej części basenu czerwonego spągowca. Arch. Geonafta. Warszawa.
- CZERMIŃSKI J. & PAJCHŁOWA M. (red.) 1974–1975 — Atlas litologiczno-paleogeograficzny obszarów platformowych Polski, 1 : 2 000 000. Wyd. Geol.
- DADLEZ R. (red.) 1980 — Mapa tektoniczna cechsztyńsko-mezozoicznego kompleksu strukturalnego na Niżu Polskim, 1 : 500 000. Wyd. Geol.
- DADLEZ R. 1989 — Kwart. Geol., 33: 175–198.
- DEPOWSKI S. 1976 — Mapa prognoz ropo- i gazonośności Polski. Arch. Geonafta. Warszawa.
- DEPOWSKI S. (red.) 1978 — Atlas litofacjalno-paleogeograficzny permu obszarów platformowych Polski. Wyd. Geol.
- GŁOWACKI E. 1986 — Nafta, 42: 304–309.
- GŁOWACKI E., RYDZEWSKA K., ŻURAWEK E. & OZIEMBŁOWSKI P. 1993 — Analiza litologiczno-sedymentacyjna i własności zbiornikowe utworów saksonu na obszarze Obrzycko-Pniewy-Poznań. Arch. Geonafta. Warszawa.
- GÓRECKI W., WEIL W. & WOLNOWSKI T. 1995 — Abstracts of Conference on Modern Exploration and Improved Oil and Gas Recovery Methods, Kraków.
- GREGOSIEWICZ Z., MUSZYŃSKI M., RYDZEWSKA W. & ŻURAWEK E. 1985 — Charakterystyka petrograficzna utworów czerwonego spągowca i karbonu w otworach Paproć 1, 2, 4, 6, 7. Arch. Geonafta. Warszawa.
- JAWOR E. 1983 — Nafta, 39: 161–166.
- JAWOROWSKI K. 1979 — Pr. Inst. Geol., 94: 5–80.
- JAWOROWSKI K. 1982 — Prz. Geol., 30: 220–224.
- KARNKOWSKI P. 1973 — Biul. Inst. Geol., 264: 311–336.
- KARNKOWSKI P. 1978 — Prz. Geol., 25: 625–629.
- KARNKOWSKI P. 1980 — Przekroje geologiczne przez Niż Polski. Wyd. Geol. Warszawa.
- KARNKOWSKI P. 1993a — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce, T.1. Niż Polski, Wyd. GEOS, Kraków.
- KARNKOWSKI P. 1993b — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce, T. 2. Karpaty i Zapadlisko Przedkarpackie. Ibidem.
- KARNKOWSKI P. & OŁTUSZYK S. 1968 — Atlas geologiczny przedgórze Karpat Polskich. Wyd. Geol.
- KARNKOWSKI P., SOLAK M. & ŻOŁNIERCZUK T. 1991 — Przew. 62 Zjazdu Pol. Tow. Geol., 24–31. Poznań.
- KARNKOWSKI P. H. 1996a — Prz. Geol., 44: 159–164.
- KARNKOWSKI P. H. 1996b — Ibidem, 44: 349–357.
- KARNKOWSKI P. H., KIERSNOWSKI H. & CZAPOWSKI G. 1996 — Oil and Gas News from Poland, 6: 81–98. Kraków.
- KNIESZNER L. & PROTAS A. 1996 — Konf. Nauk.-Techn. Rozwój poszukiwań węglowodorów w północno-zachodniej Polsce w okresie 40-lecia działalności Zakładu Poszukiwania Nafty i Gazu w Pile (1956–1996) oraz pespektywy dalszych odkryć. Piła, 17–18 kwietnia 1996. Arch. Geonafta. Warszawa.
- KIERSNOWSKI H., PAUL J., PERYT T. M. & SMITH D. B. 1995 — [In:] The Permian of Northern Pangea, Scholle P. A., Peryt T. M. & Ulmer-Scholle D. S., eds, 2: Sedimentary Basins and Economic Resources: 119–136. Springer-Verlag.
- KOTAŃSKI Z. 1997 — Prz. Geol., 45: 605–618.
- KOTARBA M., PIELA J. & ŻOŁNIERCZUK T. 1992 — Ibidem, 40: 260–263.
- KOTARBA M. & JAWOR E. 1993 — [In:] Generation, accumulation and production of Europes hydrocarbons, 3: 295–301.
- KUŚMIEREK J. 1990 — Pr. Geol. PAN, 135: .
- KUTEK J. & GŁAZEK J. 1972 — Acta Geol. Pol., 22: 603–653.
- LECH S. 1985 — Analiza litologiczno-stratygraficzna utworów karbonu synklinorium pomorskiego. Arch. Geonafta. Warszawa.
- MAREK S. & ZNOSKO J. 1972 — Kwart. Geol., 16: 1–18.
- MERTA H. 1993 — Geochemiczna charakterystyka utworów dewonu, karbonu i permu w strefie Debrzno-Zabartowo. Arch. Geonafta. Warszawa.
- MIŁACZEWSKI L. 1981 — Pr. Inst. Geol., 101: 1–40.
- MIŁACZEWSKI L. 1987 — Ibidem, 119: 16–21.
- MUSZYŃSKI M. & OZIEMBŁOWSKI P. 1991 — Zmiany litologiczno-facjalne utworów czerwonego spągowca w strefie Walczy-Bydgoszcz-Konin-Poznań. Arch. Geonafta. Warszawa.
- NARKIEWICZ M. 1995 — Prz. Geol., 43: 381–384.
- OLEWICZ Z. R. 1959 — Pr. Inst. Naft., 63: 1–44.
- PAJCHEL M. & TYSKA M. (red.) 1961–1965. Atlas Geologiczny Polski. Zagadnienia stratygraficzno-facjalne, 1 : 3 000 000. Wyd. Geol.
- PERYT T. 1978 — Stud. Geol. Pol., 54: 1–88.
- POKORSKI J. 1988 — Kwart. Geol., 32: 15–32.
- POŻARYSKI W. 1956 — Prz. Geol., 4: 237–241.
- POŻARYSKI W. & KARNKOWSKI P. 1992 — Mapa geologiczna Polski w epoce waryscyjskiej, 1 : 1 000 000. Wyd. Geol.
- RYDZEWSKA K. 1987 — Analiza procesów dia- i epigenetycznych oraz ich wpływ na własności zbiornikowe utworów czerwonego spągowca (saksonu) w płn. części polskiego basenu permiego. Arch. Geonafta. Warszawa.
- SKARBK K. 1990 — Tech. Poszuk. Geol., 3–4: 83–112.
- SOKOŁOWSKI J. (red.) 1964 — Mapa geologiczno-strukturalna Polski, 1 : 500 000. Wyd. Geol.
- SOKOŁOWSKI J. & TOMASZEWSKI A. 1988 — Atlas geosynoptyki naftowej Polski 1 : 2 500 000, 1 : 1 000 000, 1 : 500 000. Wyd. Geol.
- STOLARCZYK F., STOLARCZYK J., WYSOCKA H. & BUCHELT M. 1997 — Prz. Geol., 45: 171–175.
- STRZETELSKI J. 1993 — Ocena zasobów prognostycznych ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Etap IV — Ocena zasobów prognostycznych basenu czerwonego spągowca i cechsztynu. Arch. Geonafta. Warszawa.
- STRZETELSKI Z. & KRUCZEK J. 1993 — Ocena zasobów prognostycznych ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Etap III — Ocena zasobów prognostycznych ropy naftowej i gazu ziemnego dewonu i karbonu. Arch. Geonafta. Warszawa.
- WAGNER R. 1988 — Kwart. Geol., 32: 32–52.
- WEIL W. & ŁABĘCKI J. 1987 — Analiza regionalnego rozkładu własności zbiornikowych utworów kambru środkowego w strefie Łeba-Żarnowiec. Konf. Nauk.-Techn. Wszechstronna analiza materiałów geologicznych drogą podniesienia efektywności poszukiwań naftowych. Jadwisin, 5–6 maja 1987. Arch. Geonafta. Warszawa.
- WEIL W., RADECKI S., KARNKOWSKI P. & JASTRZĄB M. 1994 — Nafta-Gaz, 50: 227–233.
- WILCZEK T. 1986 — Prz. Geol., 34: 496–502.
- ZNOSKO J. (red.) 1968 — Atlas geologiczny Polski. Wyd. Geol. Warszawa.
- ŻELICHOWSKI A. M. 1964 — Kwart. Geol., 8: 524–541.
- ŻELICHOWSKI A. M. 1987 — Prz. Geol., 35: 230–237.
- ŻELICHOWSKI A. M. & KOZŁOWSKI S. (red.) 1983 — Atlas geologiczno-surowcowy obszaru lubelskiego. Wyd. Geol.