

Rozwój prac poszukiwawczych w utworach cechsztynu na Niżu Polskim w latach 1945–2000

Piotr Karnkowski*

Prace geologiczno-poszukiwawcze rozpoznające osady cechsztynu w basenie polskim trwają już ponad 50 lat. W tym czasie odkryto w utworach cechsztyńskich ok. 80 złóż węglowodorów. Dotychczasowy stan rozpoznania zachęca do prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych w utworach permskich Niżu Polskiego.

Słowa kluczowe: złoża węglowodorów, analiza basenów sedymentacyjnych, basen cechsztyński, basen polski, cechsztyńskie, wapień cechsztyński, dolomit główny, czerwony spągowiec

Piotr Karnkowski — **Development of the exploration in the Zechstein deposits on the Polish Lowlands in the years 1945–2000 — a review.** *Prz. Geol.*, 48: 423–428.

S u m m a r y. Exploration of the Zechstein deposits within the Polish Basin has been continued for more than 50 years and finalized with almost 80 discovered hydrocarbon deposits within the Zechstein succession. Actual effects of hydrocarbons exploration imply intensification of further geological prospecting.

Key words: hydrocarbon deposits, basin analysis, Zechstein Basin, Polish Basin, Zechstein Limestone, Main Dolomite, Rotliegend

Nasilenie prac poszukiwawczych w utworach cechsztynu na Niżu Polskim datuje się od 1956 r. Pierwsze wiercenia były jednak już wykonane w 1946 r. (otwór Kłodawa 1) wg projektu Z. R. Olewicza, w którym przewiercono cechsztyńskie sole kamienne, magnezowe i potasowe na głębokości od 325 do 680 m. W tym roku jeszcze rozpoczęto wiercenie następnych otworów w okolicach Kłodawy, Inowrocławia i Aleksandrowa Kujawskiego. Badania geofizyczne, głównie sejsmiczne, w 1952 r. rozpoczęły Przedsiębiorstwo Badań Geofizycznych z siedzibą w Warszawie.

W wyniku tych prac, przy udziale Instytutu Geologicznego, dokonano wyboru regionów do kontynuowania badań. Największy potencjał poszukiwawczy skierowano na obszar monokliny przedsudeckiej, gdzie z inicjatywy Tokarskiego (1955–1956) wykonano dwa pierwsze otwory: Wschowa 1 i Ostrzeszów 1, przewiercając utwory permu. W następnych latach, na znacznym obszarze kraju wiercenia badawcze były kontynuowane, zwłaszcza przez Instytut Geologiczny.

W listopadzie 1961 r. doszło do odkrycia pierwszego złoża ropy naftowej w Rybakach, w utworach dolomitu głównego cechsztynu (Obuchowicz, 1962), a w 1964 r. pierwszego złoża gazu ziemnego Bogdaj–Uciechów, w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego (Karnkowski i in., 1966).

W pierwszym powojennym okresie (1950–1960) prace poszukiwawcze w górnictwie naftowym były prowadzone pod kierunkiem S. Wdowiarza, A. Tokarskiego, Z. R. Olewicza, Z. Obuchowicza i J. Stemulaka. W następnych latach (1960–1970) przez Z. Korabę, L. Cimaszewskiego, J. Sokołowskiego, M. Solaka, C. Kruczka, E. Jawora i P. Karnkowskiego. Z geologów Instytutu Geologicznego w pracach tych aktywny udział wzięli: W. Pożaryski, R. Dądz, S. Marek, S. Depowski, R. Wagner, M. Podemski, J. Pokorski.

W przygotowywaniu projektów badań geologicznych uczestniczyli geolodzy z Przedsiębiorstwa Poszukiwań

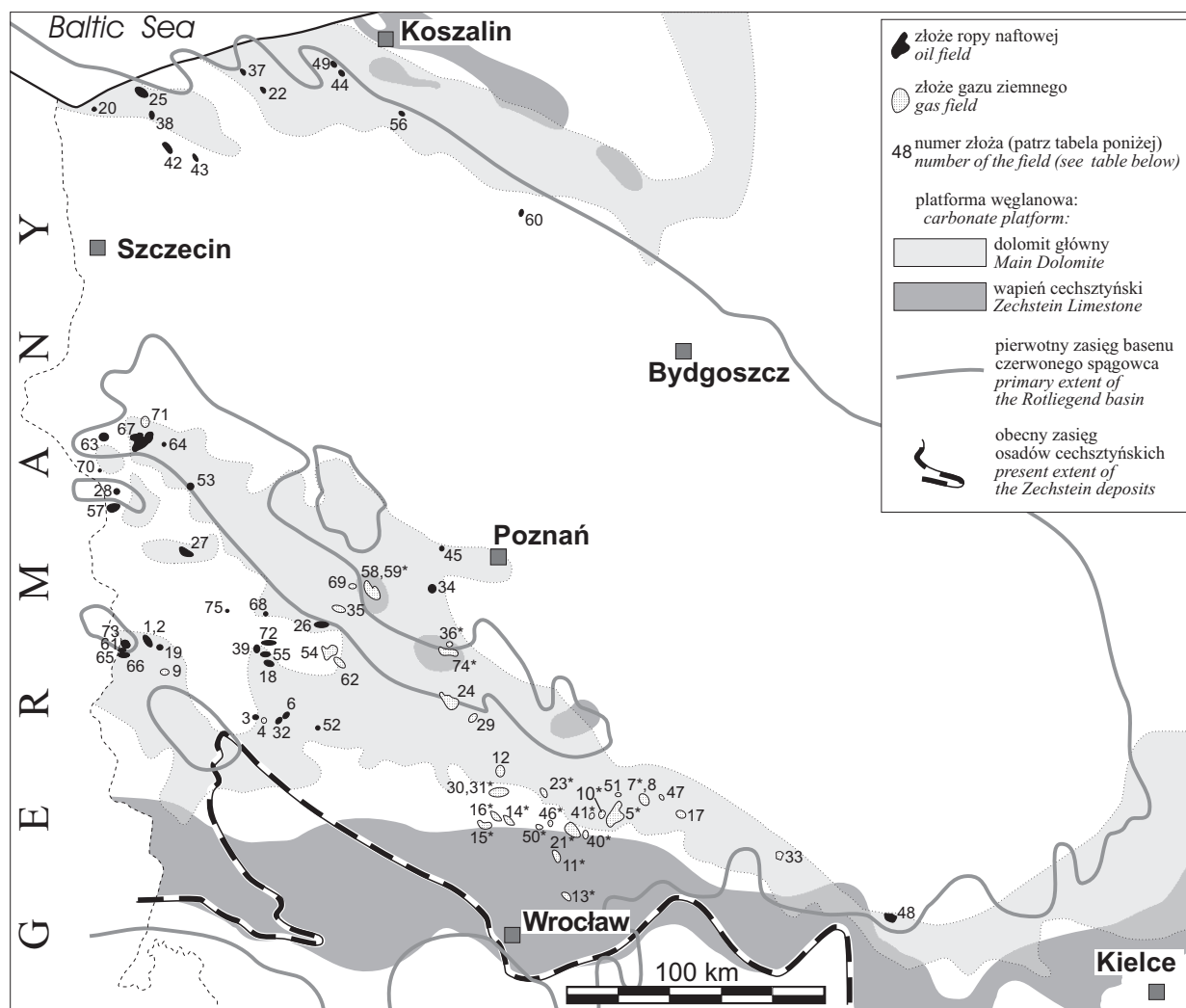
Naftowych w Pile (Z. Korab, J. Sokołowski, L. Cimaszewski, J. Wróbel, B. Sikorski, Z. Krzysztofowicz, J. Kuchciński, a z Zakładu w Zielonej Górze: J. Rażny, T. Żołnierczuk, A. Żołnierczuk, W. Surmiak, K. Dyjaczynski i R. Urbański oraz z Zakładu Opracowań Geologicznych *Geonafła* w Warszawie: Z. Śliwiński, J. Sokołowski, J. Bojarska, E. Głowacki, E. Senkowicz, H. Tarnowski i Z. Makojnik.

W wyniku realizacji projektów badań geologicznych, na podstawie prac głównie sejsmicznych Geofizyki Kraków i Geofizyki Toruń, następowały kolejne odkrycia złóż na monoklinie przedsudeckiej, a w następnych latach także w rejonie Wielkopolski, zwłaszcza między Wolsztynem, Poznaniem a Jarocinem (ryc. 1).

Badanie sejsmiczne i prace wiertnicze w rejonie Gorzowa Wlkp., ukierunkowane na utwory cechsztynu i jego podłoże, rozpoczęto w latach 1957–1959. Wykonano tu regionalne profile sejsmiczne, a Instytut Geologiczny odwiercił badawczy otwór Gorzów IG 1. W wierceniu tym stwierdzono dolomit główny w facji głębokowodnej — bez objawów węglowodorów. Dalszy etap prac, po dłuższej przerwie, kontynuowano w latach 1968–1969. Wykonano profile sejsmiczne w układzie regionalnym. Na podstawie wyników tych prac zaprojektowano i wykonano wiercenia Cychry 1, Dębno 1 i Myślibórz 1. W otworze Cychry 1 realizowanym na przełomie lat 1972–1973 natrafiono 3 m dolomitu głównego, z którego nastąpiła nieopanowana erupcja gazu, o zawartości 9,55%, węglowodorów oraz znacznej ilości kondensatu z H₂S (0,34% obj.), a resztę gazu stanowił azot. Gradient ciśnienia oceniono na 2 razy wyższy od hydrostatycznego. Ze względu na zaistniałe trudności wiertnicze i dużą zawartość siarkowodoru w gazie ziemnym, jak też wysokie ciśnienie złożowe, prace wiertnicze zostały wstrzymane na kilka lat.

Prowadzone nadal badania sejsmiczne i wiertnicze zaowocowały odkryciem złoża ropy naftowej Sulęcín (1972–1973). Zasoby wydobywalne oceniono na ok. 77 tys. t ropy. Wykonane wiercenia w szczytowej partii tej struktury uzyskały jednak przyływ azotu z niewielką ilością węglowodorów (ok. 6%), przy wysokim gradientcie ciśnienia.

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



Nr No.	Nazwa złoża Name of the field	Rok Year of Odkrycia discovery
1	RYBAKI	1961
2	RYBAKI (POŁĘCKO)	1961
3	KSIAŻ ŚLAŃSKI	1963
4	NOWA SÓL	1963
5*	BOGDAJ-UCIECHÓW ⁽¹⁾	1964
6	OTYŃ	1964
7*	TARCHAŁY ⁽¹⁾	1965
8	TARCHAŁY	1965
9	CZEKLIN	1965
10*	HENRYKOWICE E ⁽¹⁾	1967
11*	CZESZÓW	1967
12	ZAKRZEWO	1967
13*	DOBRZEŃ	1969
14*	RADZIADZ	1969
15*	BORZĘCIN ⁽¹⁾	1969
16*	RADZIADZ W	1969
17	ANTONIN	1969
18	CZERWIĘŃSK	1969
19	MASZEWO	1970
20	MIEDZYZDROJE	1971
21*	WIERZCHOWICE ⁽¹⁾	1971
22	PETRYKOZY	1971
23*	JANOWO	1972
24	ŻAKOWO	1972
25	KAMIEN POMORSKI	1972
26	BABIMOST	1972
27	SULECIN	1973
28	CYCHRY	1973
29	KĄKOLEWO	1973
30	RAWICZ	1974
31*	RAWICZ ⁽¹⁾	1974
32	LELECHÓW	1974
33	UNIKÓW	1974
34	BUK	1974
35	ZBĄSZYN	1975
36*	KOŚCIAN	1975
37	GORZYŚLAW	1975
38	REKOWO	1975
39	POMORSKO	1976
40*	BRZOSTOWO ⁽¹⁾	1976
41*	HENRYKOWICE W	1978
42	WYSOKA KAMIENSKA	1978
43	BŁOTNO	1980
44	DASZEWO	1980
45	GAJ	1981
46*	GRABÓWKA E	1983
47	WYSOCKO	1983
48	GOMUNICE	1983
49	DASZEWO N	1985
50*	GRABÓWKA W	1985
51	BARTNIKI	1985
52	BOROWIEC	1985
53	JENINIEC	1986
54	KARGOWA	1986
55	KIJE	1986
56	TYCHOWA	1988
57	GÓRZYCA	1989
58	PAPROC W	1990
59*	PAPROC W	1990
60	BRZOZÓWKA	1990
61	KOSARZYN-BRESLACK	1991
62	WILCZE	1992
63	ZIELIN	1992
64	LUBISZYN	1992
65	KOSARZYN E	1992
66	KOSARZYN S	1992
67	BARNÓWKO-MOSTNO-BUSZEWO	1993
68	RADOSZYN	1993
69	JASTRZĘBSKO	1993
70	NAMYŚLIN	1994
71	RÓŻANSKO	1994
72	KIJE NE	1994
73	KOSARZYN N	1995
74*	KOŚCIAN S	1995
75	GRZYŻYNA	1997

Ryc. 1. Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego odkryte w utworach cechsztyńskich basenu polskiego: * — w utworach wapienia cechsztyńskiego, ⁽¹⁾ — również w piaskowcach czerwonego spągowca bezpośrednio podścielających wapień cechsztyński, bez żadnych oznaczeń — w utworach dolomitu głównego

Fig. 1. Oil and gas fields discovered in the Zechstein reservoirs of the Polish Basin: * — within the Zechstein Limestone unit, ⁽¹⁾ — also in the Rotliegend sandstones (underlying directly) below the Zechstein beds, without any marks — within the Main Dolomite deposits

W latach 1975–1980 prowadzono prace sejsmiczne w rejonie dużego obiektu Cychry. Zasygnalizowano po raz pierwszy kilka podniesień w dolomicie głównym, jak: Zielin, Dębno, Różańsko, Barnówko, Lubiszyn, Dzieduszyce, Namyslin, Chartów, Jeniniec i Krobielewko. Jak się później okazało, były to bardzo korzystne struktury. Górnictwo naftowe rozpoczęło w 1979 r. głębinie otworu Gorzów 2, w którym z dolomitu głównego uzyskano przyływ zgazowanej solanki. Na wschód od Gorzowa, otworem Krobielewko 1 natrafiono w dolomicie głównym gaz ziemny, o zbliżonym składzie chemicznym jak w Cychrach 1, tj. zawierający 9,5% obj. węglowodorów i 7 g/cm³ kondensatu oraz znaczną ilość H₂S (3,6% obj.), a resztę stanowił azot. Nasycenie strefy złożowej w dolomicie głównym było wysokie i wyniosło 63,5 m o dobrych cechach zbiornikowych dolomitu wykształconego w facji barierowej. Ze względu na wysoką zawartość H₂S i duże ciśnienie złożowe, dalsze prace zostały wstrzymane.

Ponownie przystąpiono do prac poszukiwawczych na dużym elemencie strukturalnym Chartów–Mały Kamień o powierzchni ok. 150 km². W otworze Chartów 1 uzyskano przyływ gazu ziemnego z dolomitu głównego w facji lagunowej w ilości 31 m³/min, zawierającego 19,5% obj. węglowodorów.

Następny otwór, który uzyskał przemysłowy samoczynny przyływ ropy z dolomitu głównego, był Jeniniec 1, wykonany w 1986 r. na strukturze wieżyczkowej. Zasoby ropy wydobywalne obliczono na 90 tys. t. Odkrycie to spowodowało zwiększenie zainteresowania się regionem. Przyspieszono wykonanie analiz geologicznych i reinterpretację starszych profili sejsmicznych z lat 1969–1979. Wyniki okazały się bardzo owocne. Potwierdziły się struktury Cychry, Lubiszyn, Brzozowa, Zielin, Różańsko, Barnówko., Dzieduszyce, Namyslin. Obiekty te postanowiono jeszcze uszczegółwić nowymi terenowymi pracami sejsmicznymi. Zrealizowano je w latach 1988–1990.

W 1989 r. doszło do odkrycia nowego złoża ropno-gazowego Górzycza w dolomicie głównym, znajdującego się tuż przy granicy polsko-niemieckiej (ryc. 1). Złoże to o zasobach wydobywalnych, ok. 0,5 mln t ropy i ok. 1,0 mld m³ gazu jest przewidziane do zagospodarowania. Ważnym wynikiem było uzyskanie produkcji gazu i ropy otworem Zielin 1, usytuowanym w strefie głębokowodnej dolomitu głównego (ryc. 1; Peryt & Dyjaczynski, 1991). Zasoby złoża obliczono na 230 tys. t ropy i 220 mln m³ gazu zasiarzonego i zaazotowanego.

Odkrycie tych złóż przyspieszyły prace poszukiwawcze na wcześniej przygotowanych (1978–1990) w tym rejonie strukturach. Zachęcające wyniki pozwoliły geologom z Zakładu w Zielonej Górze, jak też z Przedsiębiorstwa Poszukiwań w Pile przystąpić do opracowania nowych projektów badań geologicznych.

Pierwsza strukturą objęta rozwiercaniem w 1992 r. było Różańsko. Z dolomitu głównego uzyskano tu przyływ gazu ziemnego o zawartości 58,4% obj. węglowodorów i 31,3% obj. azotu oraz 9,5% obj. siarkowodoru. W nawiązaniu do korzystnych wyników złożowych, przystąpiono w 1993 r. do wiercenia otworów na następnych obiektach: Barnówko, Mostno, Buszewo (ryc. 1).

Z otworu Barnówko 1, położonego na terenie gminy Dębno w woj. gorzowskim, podczas opróbowania dolomitu głównego, na głęb. 3051–3061 m uzyskano przyływ gazu ziemnego, a pomiary geofizyki wiertniczej wykazały, że cały interwał dolomitu na głęb. 3051 do 3105 m jest gazonośny. Analizy gazu potwierdziły zawartość w gazie

49% obj. węglowodorów, 0,8% obj. H₂S, a resztę stanowił azot.

Z otworu Mostno 1 uzyskano również przyływ gazu z dolomitu głównego z głęb. 3096,5–3106,5 m. Interwał produktywny leży na głęb. 3032–3112 m. Gaz ziemny zawiera 45% węglowodorów, 0,2% obj. H₂S i resztę zajmuje azot.

Na sąsiedniej strukturze Buszewo w utworach dolomitu głównego, na głęb. 3107–3146 m uzyskano przyływ ropy naftowej po perforacji rur na głęb. 3110–3125 m. W dniach 27. 01.–22. 02. 1994 r. wykonano test produkcyjny, który określił ciśnienie głowicowe na 36,4 MPa, a wydajność na ok. 100 t ropy/d, przy wykładniku gazowym 200 m³/t. Gaz ziemny towarzyszący ropie naftowej zawiera w swoim składzie ok. 20% H₂S.

Odkryte w 1993 r. złoża Barnówko, Mostno, Buszewo (Weil i in., 1994) uznano, że stanowią one 3 oddzielne struktury w dolomicie głównym. W celu dokładniejszego rozpoznania złożowego w latach 1994–1995 wykonano przez Geofizykę Toruń sejsmiczne zdjęcie trójwymiarowe (3D), analogicznie jak na wcześniej wykonanym już obiekcie Różańsko. Powierzchnia łączna tych zdjęć sejsmicznych 3D wyniosła 172 km². Jest to największy jak dotychczas obszar w Polsce objęty sejsmiką 3D. Korzystna rozdzielczość pionowa sygnału sejsmicznego umożliwiła — oprócz dotychczasowego śledzenia horyzontu Z2 (strop anhidrytu podstawowego) — rejestrowanie powierzchni odbijających, związanych ze stropem i spągami dolomitu głównego. Wysoka rozdzielczość pozioma natomiast pozwoliła na wyznaczenie zasięgu występowania strefy barierowej dolomitu głównego (Górski, 1996; Górski & Trela, 1997). Szczegółowe analizy zdjęcia 3D z tego rejonu pozwoliły na wykreślenie mapy stropu, spągu i miąższości oraz porowatości dolomitu głównego. Wyniki badań sejsmicznych trójwymiarowej, jak też pomiary geofizyki wiertniczej wykazały, że jest to jedno złożo ropno-gazowe, a nie trzy jak to przyjmowano pierwotnie. Łączna powierzchnia złoża wynosi 32 km². Posiada ono trzy kulminacje Barnówko–Mostno–Buszewo oddzielone od siebie niewielkimi przegłębieniami. Od głęb. 2990 do 3047, 5 m występuje w złożu akumulacja gazu, tzw., czapa gazowa, a poniżej od głęb. 3047,5 do 3107 m ropa naftowa. Skałę zbiornikową stanowią węglany dolomitu głównego, którego miąższość waha się od 33 do 83,5 m. Na kulminacji Barnówko i Mostna są to utwory barierowe, a na kulminacji Buszewa — lagunowe. Obydwa typy dolomitu charakteryzują się dobrymi właściwościami zbiornikowymi o porowatości od 8–14% (Depowska & Drop, 1997; Mamczur i in., 1997; Pikulski, 1998; Pikulski & Protas, 1997; Radecki, 1997a).

W dniu 13.12.1996 r. Komisja Zasobów Kopalni zatwierdziła dokumentację geologiczną złoża ropno-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (w skrócie BMB), wykonaną przez geologów z Zielonej Góry i geofizyków z Torunia (Wojtkowiak i in., 1996). Zasoby geologiczne obliczono dla ropy na 64,4 mln t, a dla gazu ziemnego na 29,4 mld m³. Wydobywalne zasoby ropy wynoszą z tego 10,14 mln t, a gazu 9,87 mld m³. Na obecnym etapie rozpoznania złoża przyjęto niski współczynnik wydobywania zasobów: 0,2, w kat. B i 0,1 dla kat. C.

Autorzy dokumentacji złożowej uważają, że w okresie 1–2 letniej eksploatacji dokonana zostanie ewentualna weryfikacja współczynników złoża. Autorami dokumentacji złoża BMB są zespoły geologów i geofizyków z Zielonej Góry, Piły i Torunia, a wiodącymi dokumentatorami geolodzy Z. Wojtkowiak i R. Urbański oraz geofizycy M. Górski i M. Trela.

Bezpośrednio prace poszukiwawcze na wyżej opisywanych obiektach w latach 1993–1995 prowadzili geolodzy z Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu pod kierunkiem S. Mamczura (Barmówko, Mostno), z Zakładu Poszukiwań Nafty i Gazu w Pile pod kierunkiem T. Wolnowskiego (Buszewo) oraz z Geofizyki Toruń pod kierunkiem L. Króla, który jako pierwszy zauważył na podstawie zdjęcia sejsmicznego 3D, że BMB tworzy jedno złożo. Kierownictwo nad całością prac poszukiwawczych z ramienia PGNiG S.A. i B.G. *Geonafta* jako zleceniodawcy prac sejsmicznych i wiertniczych sprawowali P. Karnowski (do 1995 r.), S. Radecki i W. Weil.

Analizując historię prac poszukiwawczych prowadzących do odkrycia złoża BMB, należy wspomnieć, że jest ona analogiczna do przedsięwzięć dotyczących niektórych wcześniej odkrytych złóż, jak np. Kamienia Pomorskiego. Struktura sejsmiczna Kamienia Pomorskiego, jako największego złoża do czasu odkrycia BMB, o zasobach ok. 2 mln t ropy, zarysowała się w poziomie pstrego piaskowca już w pracach prowadzonych w 1960 r. przez Przedsiębiorstwo Badań Geofizycznych w Warszawie. Projekt badań geologicznych w rejonie Koszalina–Kołobrzegu–Kamienia Pomorskiego został opracowany w Instytucie Geologicznym w 1961 r., przez zespół pod kierownictwem R. Dadleza. W wyniku realizacji projektu w 1964 r. wykonano otwór Kamień Pomorski IG 1, a opróbowano w 1965 r., stwierdzając objawy ropy w stropie dolomitu głównego. Następnym otwór Zastań 1, założony na materiałach sejsmicznych górnictwa naftowego, wykonany w 1971 r. wykazał również objawy ropy w stropie dolomitu głównego. Prowadzono nadal prace sejsmiczne, na podstawie których opracowano projekt badań geologicznych wykonany przez geologów z PPN w Pile pod kierunkiem L. Cimaszewskiego: otwory Kamień Pomorski 2 i Kamień Pomorski 4. Wiercenia zostały zlokalizowane w centrum struktury. Okazały się produktywnymi uzyskując w 1972 r., z dolomitu głównego w facji lagunowej, intensywny przyływ ropy (200–300 t/d).

Od pierwszych prac sejsmicznych rozpoczynających proces poszukiwawczy w rejonie Kamienia Pomorskiego do uzyskania produkcji upłynęło lat 12. Podobnych przykładów dostarczają dane z odkrycia złoża gazu Żuchłowa. Złożo Barnówko–Mostno–Buszewo zostało odkryte dopiero po przeszło 30 latach eksploracji basenu permskiego. Dostarcza to niezbitych dowodów na to, że nie wszystkie odkrycia złóż przyszły łatwo. Wiele to kosztowało trudów, zanim uzyskano efekt.

Na obszarze Pomorza Zachodniego oprócz Kamienia Pomorskiego odkryto w latach 60. i 70. kilka złóż ropy naftowej w utworach dolomitu głównego, w tym największego — Wysoka Kamińska, o zasobach ok. 500 tys. t, Gorzysław, Międzyzdroje, Brzozówka, Błotno i Daszewo–Karlino. To ostatnie złożo zostało odkryte w 1980 r. również w utworach dolomitu głównego na głębokości 2842–2930 m. Przy dowiercaniu się do złoża, 8 grudnia 1980 r. nastąpił wybuch ropy i gazu oraz pożar szybu. Wielka, nieopanowana erupcja trwała ok. 1 miesiąca. W trudnych warunkach działali ratownicy, którzy ostatecznie opanowali erupcję 16 stycznia 1981 r. W trakcie akcji gaszenia pożaru kilkakrotnie wiertnia Daszewo1 była odwiedzana przez najwyższe osobistości w kraju (przedstawicieli rządu i kierownictwa politycznego) oraz przewodniczącego NSZZ „Solidarność” Lecha Wałęsę. Udokumentowane zasoby (już po pożarze) zostały wstępnie ocenione na ok. 400 tys. t ropy. W czasie erupcji wg

niektórych ocen mogło ulec spaleniowi od 30 do 100 tys. t ropy i od 30–100 mln m³ gazu.

Poszukiwania złóż ropy i gazu, zarówno w dolomicie głównym jak i w czerwonym spągowcu w ubiegłych latach, z braku odpowiedniego wyposażenia technicznego wiertnictwa, napotykały na ogromne trudności, a to ze względu na wysoki gradient ciśnienia złożowego, 2,2 razy przekraczającego ciśnienie hydrostatyczne. Z tej przyczyny w latach 1960–1990 dochodziło czasami do erupcji gazu i ropy lub gazu i solanek z zawartością H₂S, w wyniku czego następowała przeważnie likwidacja nie tylko otworów, ale i danego tematu poszukiwawczego. Przykładem są tutaj wiercenia Barczewa i Mierzyna w okolicach Sieradza, Kobylnica na E od Poznania, Obrzycko na W od Poznania. Otwór Obrzycko 3 zasługuje na szczególną uwagę, gdyż gaz z dolomitu głównego z głęb. 3947 m zawierał: CH₄ — 75%, H₂S — 12% i N₂ — 3%, przy ciśnieniu 86 MPa (849 atm.). Erupcje gazu z dolomitu głównego wystąpiły także w otworach: Cychry 1 k. Gorzowa Wlkp. i w otworze Szczecinek IG 1. Rozpoczęta problematyka poszukiwawcza wymienionymi wyżej otworami stanowi nadal interesujący temat geologiczny zasługujący na rozwiązanie.

Pierwszy wynik złożowy w postaci przyływu gazu uzyskano z wapienia cechsztyńskiego na monoklinie przedsudeckiej w 1964 r. z otworu Bogdaj–Uciechów 1, wykonanego przez Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Pile. Było to zarazem pierwsze odkrycie złoża gazu ziemnego w utworach piaszczystych czerwonego spągowca, który wraz z wapieniem cechsztyńskim tworzą jeden zbiornik masywowy. Złożo o powierzchni ok. 40 km² znajduje się na SE skłonie wału wolsztyńskiego, w odległości 9 km na SE od Ostrowa Wlkp. Akumulacja gazu w piaszczystych seriach czerwonego spągowca występuje na głęb. 1418–1520 m (102 m miąższości serii złożowej). Gaz zawiera 57% obj. metanu. W gazie tym występują też pary rtęci. w ilości od 1–10 ppm oraz hel w ilości średnio 0,4% obj. Zasoby złoża obliczono na 16 mld m³ gazu. Utwory wapienia cechsztyńskiego o miąższości 14 m są wykształcone jako wapienie dolomityczne, szarobeżowe; niekiedy zbite i silnie spękane. Porowatość skały waha się od 0,4 do 20% (średnio 6,2%), przepuszczalność od 0,01 do 40,5 mD (średnio 4 mD). Nasycenie skały zbiornikowej gazem dla wapienia wynosi 0,67, a dla czerwonego spągowca 0,76. Wydajności potencjalne poszczególnych otworów wahały się od 20 do 1500 m³/min.

Następne odkrycia złóż gazu w wapieniu cechsztyńskim następowały w miarę prowadzenia prac poszukiwawczych. W sumie odkryto ich ponad 10. Z ważniejszych wyliczyć należy: Czeszów (1967) o zasobach gazu 2 mld m³, Borzęcin (1969) o zasobach wydobywalnych ok. 4;9 mld m³; Wierzchowice (1971, ok. 12 mld m³), Brzostowo (1976, ok. 1,5 mld m³) oraz Kościan (1975) o zasobach bardzo małych, z których wydobyto 22 mln m³ gazu.

Wszystkie odkryte złoża oprócz Kościana znajdowały się w południowej części monokliny przedsudeckiej w strefie Rawicza–Ostrowa Wielkopolskiego, gdzie miąższość wapienia cechsztyńskiego waha się od 10 do 50 m, a w obrębie bariery dochodzi do 90 m.

Facja barierowa wapienia cechsztyńskiego występuje też sporadycznie po północnej stronie wału wolsztyńskiego, gdzie prace poszukiwawcze prowadzono już od lat siedemdziesiątych. W poszczególnych otworach stwierdzono miąższość wapienia cechsztyńskiego w granicach 1–5 m (Peryt, 1978, 1984; Peryt & Protas, 1978). Jedynie w otworach Kościan 1 i 3 (1975) napotkano 6,5 do 10 m miąższo-

ści wapienia nasyconego gazem ziemnym. Były też przypuszczenia, że gaz może pochodzić z podścielających je utworów karbonu. Również w otworze Ujazd 15 (1978) stwierdzono 9,2 m wapienia cechsztyńskiego nasyconego gazem. Wapien cechsztyński w otworze Ujazd 15, dzięki licznie występującym mszywiolom, został określony jako mini rafa

Dużo światła na sprawę rozwoju wapienia cechsztyńskiego w tej strefie wniosły wiercenia na złożu Paproć. W 1990 r. w czasie dalszego rozpoznawania złoża, gdzie znana już była akumulacja gazu w utworach karbonu, czerwonego spagowca i dolomitu głównego, nawiercono utwory wapienia cechsztyńskiego o miąższości 50 m. Stało się to punktem zwrotnym w dalszych badaniach, choć początkowo nie było zachęcających wyników. Przełom nastąpił po zastosowaniu nowych technologii i techniki w zakresie sprzętu sejsmicznego i systemów przetwarzania danych, w celu wykrywania utworów rafowych w wapieniu cechsztyńskim (Dyjaczyński i in., 1997).

Ponownie przetworzono stare profile sejsmiczne przy ściślejszej współpracy geologów z Zakładu w Zielonej Górze i geofizyków z Torunia. Ta współpraca przyniosła owocne wyniki. W głównej mierze zawdzięczać to należy inicjatywie K. Dyjaczyńskiego, działającego pod kierunkiem głównego geologa Stanisława Mamczura, a ze strony Geofizyki Toruń A. Klecana i J. Bukowickiego.

W wyniku swoich prac K. Dyjaczyński przedstawił dwa miejsca, gdzie mogą występować utwory rafowe. W 1995 r. na ich podstawie wykonano dwa otwory Kościan 6 i 7. Obydwa potwierdziły występowanie utworów rafowych w wapieniu cechsztyńskim o miąższości 43,5 m i 53,5 m, nasyconych gazem ziemnym, zawierającym ok. 87% obj. metanu bez H₂S.

W ten sposób doszło do odkrycia nie tylko nowego złoża Kościan S (ryc. 1), ale i nowego rejonu poszukiwawczego, rozciągającego się na południe oraz na wschód i zachód od starego otworu Kościan 1. Wykonane nowe zdjęcia sejsmiczne 3D w 1996 r. pozwoliło następnie udokumentować zasięg struktury rafowej Kościan S o powierzchni ok. 17 km². Prowadzone dalsze prace wiertnicze (Kościan 9) pozwoliły ponadto odkryć jeszcze nowy horyzont gazonośny w poziomie dolomitu głównego cechsztynu o amplitudzie 75 m. Według wstępnej oceny geologów z Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu w Zielonej Górze, odkryte zasoby wydobywalne ocenia się na ok. 14 mld m³. Prowadzone prace poszukiwawcze, zdaniem S. Radeckiego (1997) dają szansę na odkrycie na tej strukturze nawet 30 mld m³ gazu ziemnego o zawartości ok. 80% węglowodorów bez domieszki H₂S, a ponadto dodatkowe ilości gazu w dolomicie głównym ok. kilku mld m³ zawierającym H₂S i azot.

Odkrycie złóż BMB i Kościan S ma duże znaczenie nie tylko dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., ale dla całej gospodarki krajowej. Będą one w niedalekiej przyszłości dodatnio rzutować na wzrost wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Jest to — jednym słowem — duże osiągnięcie geologiczno-złożowe i ekonomiczne, powstałe dzięki wnikliwej pracy geologów i geofizyków oraz nowoczesnego wyposażenia zakładów poszukiwawczych i eksploatacyjnych w sprzęt wiertniczy, aparaturę geofizyczną oraz technologię uzdatniania gazu ziemnego. Dalszym krokiem w dobrym kierunku, wg Radeckiego (1997b), jest zwiększenie możliwości poszukiwawczych gazu w strefie pomiędzy Kościanem a Paprocią na przestrzeni ok. 50 km² oraz w kierunku wschodnim od Kościana.

Obecnie postępujące prace poszukiwawcze w tym rejonie potwierdzają słuszność przyjętych koncepcji. Realizowane wiercenia, jak: Kościan 18H, Racot 1, Wielichowo 1, które uzyskały przemysłowy przyływ gazu z poziomu wapienia cechsztyńskiego, potwierdzają tę koncepcję.

Na obecnym etapie rozpoznania basenu wapienia cechsztyńskiego (Dyjaczyński i in., 1993, 1997; Głowacki, 1993, 1994; Górski i in., 2000; Karnkowski, 1992; Klecan & Łomnicki, 1998; Peryt, 1984; Weil i in., 1994) można już w miarę precyzyjnie wyznaczyć zasięg platformy węglanowej, stoku platformy i równi basenowej. Trzeba tutaj podkreślić, że jest to wiele trudniejsze niż w przypadku osadów dolomitu głównego.

We wszystkich węglanowych seriach cechsztynu, tj. w wapieniu cechsztyńskim, dolomicie głównym i płytowym stwierdzono dominację morsko-algowego, ropotwórczego typu kerogenu. Szczegółowe badania geochemiczne, w tym izotopowe wskazują, że węglowodory nagromadzone w obrębie dolomitu głównego obszaru pomorskiego (Wysoka Kamińska, Kamień Pomorski, Błotno i Petrykozy) zostały wytworzone w początkowej fazie etapu termogenicznego z macierzystej substancji organicznej związanej z tym samym poziomem stratygraficznym.

Rozpatrując możliwości nagromadzenia się węglowodorów w utworach cechsztynu trzeba brać pod uwagę nie tylko fację, miąższość utworów, czy też strukturę i uszczelnienie, ale pośilkować się przesłankami generacji węglowodorów (Karnkowski, 1999). Badania geochemiczne oparte o izotopowe analizy metanu i propanu, występującego w utworach karbonu, czerwonego spagowca i wapienia cechsztyńskiego na Niżu. Polskim (Kotarba, 1997) wykazały, że węglowodory te zostały wytworzone podczas wysokotemperaturowego procesu przeobrażenia lądowej substancji organicznej. Badanie trwałych izotopów azotu w gazie ziemnym złoża Paproć w utworach karbonu, czerwonego spagowca i wapienia podstawowego dowiodły, że azot prawdopodobnie jest pochodzenia abiogenicznego i dopłynął z płaszcza Ziemi (Dąbrowska-Żurawik i in., 1993). Natomiast gaz zakumulowany w utworach dolomitu głównego jest genetycznie związany z niskotemperaturowym etapem termogenicznego procesu przeobrażenia sapropelowej substancji organicznej. Poglądy oparte o najnowsze badania geochemiczne mogą więc pomóc geologom w wyborze optymalnych obiektów.

W końcu, wypada też wspomnieć, że od początku poszukiwań naftowych po II wojnie światowej, kierunki prac były przedmiotem licznych obrad i wspólnych podsumowań. Odbywały się one w różnych gremiach naukowych, przy udziale także ekspertów zagranicznych. Istniała też stała wymiana poglądów na tematy poszukiwawcze ze służbami geologicznymi krajów ościennych, co dawało możliwość dokonywania ocen i porównań własnych prac. Na ogół były to korzystne doświadczenia. Jako duży postęp w tej dziedzinie należy uznać międzynarodową konferencję (symposium), zorganizowaną w Jabłonnej k. Warszawy w 1978 r. przez Instytut Geologiczny, a poświęconą problematyce permskiej w Europie Centralnej.

Warto też przypomnieć, że w 1974 i 1978 r. odbyły się dwie ekspertyzy geologiczno-geofizyczno-złożowe na temat kierunków prac poszukiwawczych w Polsce. Pierwsza z nich zorganizowana przez resort Ministerstwa Górnictwa pod auspicjami firmy AMOCO z USA miała miejsce w sierpniu 1974 r. w Warszawie, Toruniu i w Karpatach, pod przewodnictwem dr W. Humphreya, a druga

zorganizowana przez CUG z udziałem specjalistów z firmy ELF i z Francuskiego Instytutu Naftowego. Konkluzję tych obrad wyraził wówczas dr W. Humphrey, słowami, *...że gdybyśmy dysponowali taką techniką jak Polskie Górnictwo Naftowe, to prawdopodobnie nic więcej nie zrobilibyśmy*. Niestety żadne materiały z tych posiedzeń nie zachowały się. Została tylko jedna bardzo słabo czytelna kopia jednego raportu — w Archiwum B.G. *Geonafta* w Warszawie i w Muzeum Przemysłu Naftowego w Bóbrce.

Postęp, który się ostatnio dokonał w Polsce w postaci odkryć nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, jest niewątpliwie zasługą zarówno fachowej kadry geologów i geofizyków oraz nowoczesnego wyposażenia w sprzęt i systemy komputerowe (Mamczur, 2000; Wolnowski, 1997). Wypada tylko życzyć wszystkim geologom i geofizykom zaangażowanym w prace poszukiwawcze w polskim basenie permskim dalszych sukcesów.

Literatura

- ANTONOWICZ L. & KNIESZNER L. 1975 — O rafach dolomitu głównego w Polsce. *Nafta*, 31: 111–117.
- ANTONOWICZ L. & KNIESZNER L. 1981 — Reef zones of the Main Dolomite, set out on the basis of paleogeomorphologic analysis and the results of modern seismic techniques. *Proceed. Symp. Central Europ. Permian, Jabłonna*, 1978: 356–368.
- ANTONOWICZ L. & KNIESZNER L. 1984 — Zechstein reefs of the Main Dolomite in Poland. *Acta Geol. Pol.*, 34: 81–94.
- CIMASZEWSKI L. 1976 — Akumulacja węglowodorów pochodną naturalnej termodynamiki. *Nafta*, 32: 37–41.
- DĄBROWSKA-ŻURAWIK E., KOTARBA M., PIELA J. & ŻOŁNIERCZUK T. 1993 — O wynikach badań izotopowych węglowodorów na obszarze przedśudeckim. *Prz. Geol.*, 41: 721–741.
- DEPOWSKI S. 1981 — Geological factors of Hydrocarbon Accumulations in the Permian Polish Lowland. *Proceed. Symp. Central Europ. Permian, Jabłonna*, 1978: 547–567.
- DEPOWSKA A. & DROP K. 1997 — Dolomit główny w rejonie złoża BMB. *Mat. Konf. „Rozwój polskiej myśli w poszukiwaniach naftowych, AGH, 25–26 września 1997, Kraków*: 286–288.
- DYJACZYŃSKI K. 1993 — Analiza geologiczno-geofizyczna w celu określenia miejsc możliwego występowania raf w wapieniu cechstyńskim w rejonie Zbąszyń–Nowy Tomyśl–Grodzisk Wlkp.–Wolsztyn. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- DYJACZYŃSKI K. & PIELA C. 1974 — Uwagi o akumulacji ropy naftowej na złożu Sulęcín. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- DYJACZYŃSKI K., KNIESZNER L., PERYT T.M. 1993 — Analiza geologiczno-geofizyczna w celu określenia raf w wapieniu cechstyńskim w rejonie Zbąszyń–Nowy Tomyśl–Grodzisk Wlkp. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- DYJACZYŃSKI K., MAMCZUR S. & RADECKI S. 1997 — Nowe perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach wapienia cechstyńskiego na monoklinie przedśudeckiej. *Prz. Geol.*, 45: 1248–1256.
- GŁOWACKI E. 1975 — Mapa litofacyjna dolomitu głównego w Polsce na podstawie badań petrograficznych, skala 1: 500 000. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- GŁOWACKI E. 1986 — Uwagi dotyczące rozwoju dolomitu głównego i jego znaczenie dla poszukiwań naftowych w rejonie Poznania. *Nafta*, 42: 304–309.
- GŁOWACKI E. 1993 — Wykształcenie i gazonośność wapienia cechstyńskiego (Ca1) na wale wolsztyńskim (monoklina przedśudecka). *Nafta–Gaz*, 12: 447–457.
- GŁOWACKI E. 1994 — Mapa miąższości i litofacji wapienia cechstyńskiego /Ca1 / wraz z łupkami miedzyonośnym w obszarze monokliny przedśudeckiej, skala 1:200000. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- GÓRSKI M. 1996 — Opracowanie badań sejsmicznych 3D w rejonie Barnówko–Lubiszyn. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- GÓRSKI M. & TRELA M. 1997 — Układ geometryczny i ocena właściwości zbiornikowych złoża Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) — największego złoża ropy naftowej w Polsce, na podstawie zdjęć sejsmicznego 3D. *Prz. Geol.*, 45: 685–692.
- GÓRSKI M., GIERSZEWSKA D., KRÓL E., URBAŃSKA H., WILK W. 2000 — Interpretacja litofacyjna danych sejsmiki 3D kluczem do sukcesu w detekcji ciał rafowych w poziomie wapienia cechstyńskiego w basenie permskim (na przykładzie rafy Kościan). *Prz. Geol.*, 48: 137–150.
- KARNKOWSKI P. 1970 — Perspektywy występowania węglowodorów naftowych w Polsce. *Prz. Geol.*, 18: 119–125.
- KARNKOWSKI P. 1971 — Perspektywy odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w południowo-zachodniej Polsce. *Prz. Geol.*, 19: 175–179.
- KARNKOWSKI P. 1973 — Przegląd perspektyw poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. *Biul. Inst. Geol., Z badań geologicznych regionu dolnośląskiego*, 264: 311–336.
- KARNKOWSKI P. 1975 — Basen permski Nizy Polskiego — potencjalny obszar poszukiwań naftowych. *Nafta*, 31: 108–111.
- KARNKOWSKI P. 1980 — Geologia naftowa Nizy Polskiego. *Pr. IGNiG*, 31, Kraków.
- KARNKOWSKI P. 1981 — Geological conditions of occurrence of hydrocarbons in the Permian of the Polish Lowland. *Proceed. Symp. Central Europ. Permian, Jabłonna*, 1978. *Warszawa*: 568–673.
- KARNKOWSKI P. 1992 — Nowe możliwości poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. *Nafta–Gaz*, 5–6: 82–91.
- KARNKOWSKI P., SOKOŁOWSKI J., STEMULAK J. 1966 — Odkrycie pierwszego w Polsce złoża gazu w utworach czerwonego spagowca. *Geol. Geofiz. Naft.*, 1–2: 1–6.
- KARNKOWSKI P., SOLAK M., ŻOŁNIERCZUK T. 1991 — Rozwój basenów ropo- i gazonośnych Wielkopolski. *Przew. 62 Zjazdu Pol. Tow. Geol.*: 24–31. *Poznań*.
- KARNKOWSKI P. H. 1999 — Modelowanie procesów generowania i ekspulsji węglowodorów w osadach cechstyńskich basenu polskiego. *Mat. Konf. „Geologia–geofizyka–geochemia: techniki integracji dla poszukiwań naftowych” Arch. Geonafta, Warszawa*: 93–103.
- KLECAN A. & ŁOMNICKI R. 1998 — Poszukiwania cechstyńskiej rafy (Ca1) metodą sejsmiczną na monoklinie przedśudeckiej. *Arch. Geonafta, Warszawa*.
- KOTARBA M. 1997 — Rozwój poglądów na warunki generowania i ekspulsji węglowodorów na obszarze Polski. *Mat. Konf. „Rozwój polskiej myśli w poszukiwaniach naftowych”, AGH, 25–26 września 1997, Kraków*: 181–189.
- MAMCZUR S. 2000 — Tam gdzie były białe plamy. *Magazyn Polski Gaz i Nafta*, 60: 19–20.
- MAMCZUR S., RADECKI S. & WOJTKOWIAK Z. 1997 — O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB). *Prz. Geol.*, 45: 582–588.
- OLEWICZ Z. R. 1959 — Baseny sedymentacyjne i strukturalne ziem polskich. *Pr. Inst. Naft.*, 63: 1–44.
- OBUCHOWICZ Z. 1962 — Odkrycie złóż ropy naftowej na monoklinie przedśudeckiej i dalsze perspektywy poszukiwawcze. *Prz. Geol.*, 10: 1–6.
- PERYT T. 1978 — Charakterystyka mikrofacjalna cechstyńskich osadów węglanowych cyklotemu pierwszego i drugiego na obszarze monokliny przedśudeckiej. *Stud. Geol. Pol.*, 54: 1–88.
- PERYT T. M. 1984 — Sedymentacja i wczesna diagenaza utworów wapienia cechstyńskiego w Polsce zachodniej. *Pr. Inst. Geol.*, 109.
- PERYT T. M. & PROTAS A. 1978 — Wapień cechstyński w rejonie Pogorzeli na monoklinie przedśudeckiej. *Prz. Geol.*, 26: 185–186.
- PERYT T. M. & DYJACZYŃSKI K. 1991 — An isolated carbonate bank in the Zechstein Main Dolomite Basin, western Poland. *J. Petrol. Geol.*, 39: 445–458.
- PIKULSKI L. 1998 — Sedymentacja oraz rozwój litofacyjny utworów dolomitu głównego (Ca2) w rejonie złoża Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB), zachodnia Polska. *Prz. Geol.*, 46: 426–435.
- PIKULSKI L. & PROTAS A. 1997 — Warunki sedymentacji oraz rozwój litofacyjny utworów dolomitu głównego w rejonie bloku Gorzowa. *Nafta–Gaz*, 9: 400–406.
- RADECKI S. 1997a — Barnówko–Mostno–Buszewo — największe złożo ropy w Polsce. *Magazyn Polski Gaz i Nafta*, 26: 11–12.
- RADECKI S. 1997b — Rejon Kościana nowym obszarem gazonośnym Polski. *Polski Gaz i Nafta*, 31: 29–30.
- SOKOŁOWSKI J. 1967 — Charakterystyka geologiczna i strukturalna obszaru przedśudeckiego. *Geol. Sudet.*, 3: 191–367.
- STEMULAK J. 1963 — Wpływ facji dolomitu głównego na jego roponośność. *Prz. Geol.*, 11: 196–200.
- WEIL W., RADECKI S., KARNKOWSKI P., JASTRZĄB M. 1994 — Poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego w 1993 r. i zamierzenia na przyszłość. *Nafta–Gaz*, 50: 227–233.
- WOJTKOWIAK Z. (z Zespołem) 1996 — Dokumentacja geologiczna złoża ropo-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB). *Arch. ZZNiG — Zielona Góra*.
- WOLNOWSKI T. 1997 — Perspektywy poszukiwań węglowodorów w zachodniej części Nizy Polskiego. *Mat. Konf. „Rozwój polskiej myśli w poszukiwaniach naftowych: 110–133. AGH, 25–26 września 1997, Kraków*