

**POSZUKIWANIA ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO  
W PÓLNO-CNO-ZACHODNIEJ POLSCE W LATACH 1955–1985\***

UKD 550.822.7''1955–1985'':553.98(438–16)

Niedawno minęło 30 lat od momentu rozpoczęcia przez przemysł naftowy i Instytut Geologiczny pierwszych głębokich wierceń w północno-zachodniej Polsce. Jest więc niejako jubileuszowa okazja do refleksji nad drogami jakimi przebiegało wglębne rozpoznawanie i poszukiwanie węglowodorów na tym terenie, jak powstawały i zmieniały się koncepcje badań i poszukiwań i jak je realizowano.

Startowaliśmy podówczas z bardzo niskiego poziomu rozpoznania (22). Stare dane ponemieckie (w tym także kilka wierceń średniej głębokości), pierwsze płytkie otwory Instytutu Geologicznego, kartujące podłoże kenozoiku na dwóch krańcach obszaru (8), regionalne zdjęcie grawimetryczne, pierwsze, słabe przekroje sejsmiczne – oto zbiór ówczesnych informacji. Pozwalały one jedynie na bardzo powierzchowne odtworzenie budowy mezozoicznego podłoża. Wyróżniano wtedy: wypiętrzoną jednostkę wału pomorskiego, rozwidlającą się nad Bałtykiem na dwie antykliny, kamieńską i kołobrzeską; wąską strefę antyklinalną ciągnącą się od Koszalina do Chojnic; wreszcie dzielące je obniżenie, wypełnione osadami kredy. O wewnętrznej budowie kompleksów mezozoicznych, o tektonice solnej cechsztynu, a tym więcej o jego podłożu nie wiadomo nic.

W tych warunkach jakiegokolwiek logiczne sterowanie wglębnym rozpoznaniem obszaru było bardzo trudne. W pierwszych 10 latach rozwój badań był powolny i nieuporządkowany (ryc. 1 i 2). Na początku – w pięcioleciu 1956–1960 – pionierskie głębsze otwory lokowano na antyklinach mezozoicznych, bez ich trójwymiarowego rozpoznania, licząc na klasyczne, strukturalne zamknięcia złożowe. Niemniej już wówczas uzyskano w wierceniach przemysłu naftowego pierwsze dane o cechsztynie i jego podłożu okolic Chojnic (25), Świdwina (24) i Bobolic (21). W kolejnym pięcioleciu (1961–1965), przy bardzo nieznacznym wzroście liczby wierceń, badania zostały już nieco uporządkowane. Odkrycie złóż ropy naftowej w cechsztynie, w Rybakach na monoklinie przedsudeckiej i w Reinkenhausen niedaleko za polską granicą w NRD, stanowiło powód do wzmożonego zainteresowania się tą formacją. Dlatego w Instytucie Geologicznym zaprojektowano i wykonano trzy głębokie otwory z tym właśnie zadaniem. Dostarczyły one reperowych profilów cechsztynu w pasie nadbałtyckim, a także pierwszych profilów jego podłoża. Zainicjowane wtedy systematyczne badania sejsmiczne o wzbogaconej metodyce pozwoliły już – mimo stosowanego nadal zapisu oscylograficznego – na drobne odwzorowanie powierzchni cechsztyńskich (3). Jednocześnie przemysł naftowy kontynuował głębsze wiercenia od okolic Kołobrzegu i Świdwina po rejon Chojnic. Dopiero pod koniec pierwszego dziesięciolecia zaczynał się zarysowywać skomplikowany obraz podłoża cechsztynu, ujawniły się problemy poszukiwawcze – poza mezozoikiem

i cechsztynem – również w czerwonym spągowcu, karbonie i dewonie.

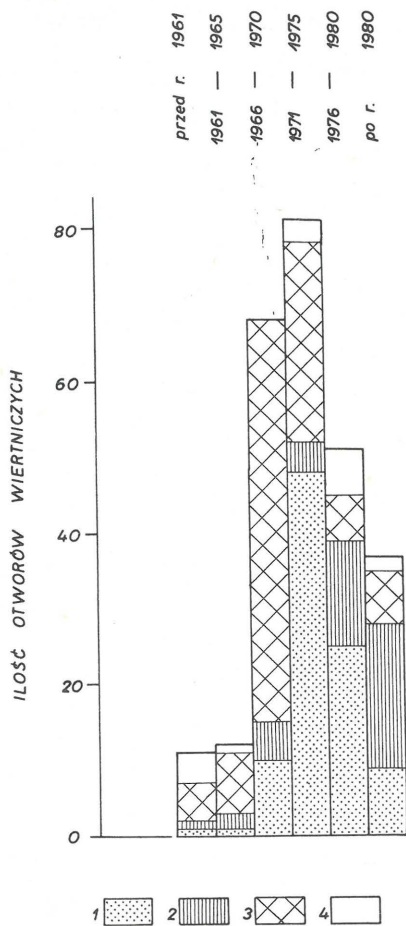
Na progu następnego okresu (1966–1970) dokonał się wyraźny skok ilościowy wierceń. Zgłębiono ich w tym czasie trzykrotnie więcej niż w całym poprzednim dziesięcioleciu (ryc. 1 i 2). Przy tym nastąpiła koncentracja badań w strefie Koszalina–Chojnic (78% otworów – ryc. 1) – terenie działań przemysłu naftowego, wierzącego otwory na podstawie kilku regionalnych projektów z lat 1965–1968 i kilku mniejszych projektów. Instytut prowadził nadal swe prace w regionie nadbałtyckim (4, 5, 11, 26). W połowie tego okresu zaszła istotna zmiana w metodyce badań sejsmicznych, które przeszły na zapis analogowy. Doprowadziło to do poprawy jakości wyników do cechsztynu włącznie, nadal jednak brakowało danych o budowie jego podłoża. Otwory wiertnicze, w większości (56% – ryc. 2) nastawione na rozpoznanie podłoża permu, były lokowane na podniesionych elementach strukturalnych, wykrywanych w cechsztynie. W związku ze złożoną, mozaikową budową tego podłoża, działalność ta miała wszelkie znamiona kartowania powierzchni leżącej na głębokości kilku tysięcy metrów. Ekstrapolacja profilów wierceń była bardzo trudna i pozwalała na wielowariantowe interpretacje tektoniki podcechsztyńskiej.

Równoległe, jeszcze w dość sporym wymiarze (29% wierceń – ryc. 2), czyniono poszukiwania w mezozoiku (głównie w górnej jurze), w nawiązaniu do słabych objawów bitumicznych koło Bobolic, Przechlewa i Tucholi, po części na podstawie koncepcji problematycznych wyklinowań stratygraficznych. Z jednej strony, z powodu braku efektów przemysłowych, poszukiwania w mezozoiku w następnych latach ograniczono i wreszcie zaniechano ich zupełnie (ryc. 2). Z drugiej strony, niespodziewane uzyskanie produkcji gazu w rejonie Wierzchowa spod cechsztynu, z piaskowców, które początkowo uważano za dolnopermskie, a okazały się dolnokarbońskimi, ujawniło nowy problem poszukiwawczy i spowodowało intensywne rozwiercanie tego obszaru w latach 1966–1974. Eksploracja ta uwidoczniła znaczenie stratygrafii w pracach poszukiwawczych. Spory wokół kwestii, czy jest tu jeden czy dwa poziomy gazonośne wpływały nie tylko na tok poszukiwań, ale i na odwzorowania tektoniki.

Schyłek okresu 1966–1970 i początek następnego charakteryzują się najściślejszą współpracą geologów przemysłu naftowego i Instytutu Geologicznego, co znalazło wyraz w dwóch wspólnych projektach badań, jednym zrealizowanym w pełni, drugim – dotyczącym mezozoiku – tylko w części.

Pod koniec lat sześćdziesiątych i w pięcioleciu 1971–1975, przy dalszym ogólnym wzroście liczby wierceń (do 81) ciężar badań przesunął się na blok Kamienia Pomorskiego (59% otworów – ryc. 1). Impulsem po temu było znowu odkrycie pokaźnego złoża ropy naftowej w dolomicie głównym po stronie NRD (Görmitz–Lüttow), jak również uzyskanie poważnych objawów z tegoż poziomu w otworach Instytutu Geologicznego (Wolin IG 1). Koncepcja poszukiwań, dzięki wcześniejszym doświad-

\* Rozszerzony tekst referatu, wygłoszonego w czerwcu br. na konferencji naukowo-technicznej „Poszukiwania naftowe w północno-zachodniej Polsce”, zorganizowanej przez PGNiG Zakład w Pile



Ryc. 1. Liczba głębokich otworów wiertniczych w podziale na regiony i etapy badań

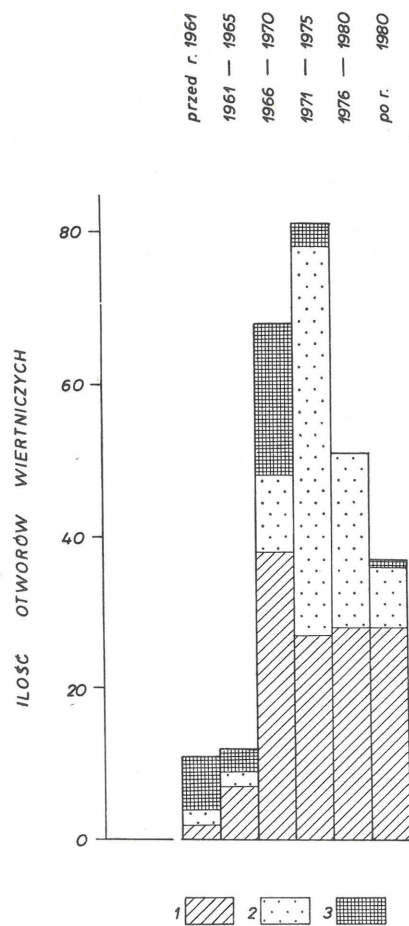
1 – blok Kamienia Pomorskiego, 2 – blok Kołobrzegu, 3 – strefa Koszalina–Chojnic, 4 – część centralna wału pomorskiego

Fig. 1. Number of deep boreholes subdivided according to the exploration areas and exploration stages

1 – Kamień Pomorski Block, 2 – Kołobrzeg Block, 3 – Koszalin–Chojnice Zone, 5 – central part of the Pomeranian Swell

czeniu z innych terenów polskich i z NRD (20), była od początku klarowna: występowanie złóż powinno być funkcją pozycji facjalnej (ziarniste węglany strefy barierowej) i pozycji tektonicznej (podniesienia strukturalne, szczególnie silnie potrzaskane). Obydwa czynniki wpływały korzystnie na – skądinąd słabe – własności zbiornikowe dolomitu głównego. Od początku zatem dyskusje nad koncepcjami poszukiwawczymi koncentrowały się wokół przebiegu bariery węglanowej (zwanej nieraz niesłusznie „rafą”) oraz wokół wiarygodności odwzorowań strukturalnych sejsmicznych poziomów śródczechszyńskich i roli uskoku w ich konfiguracji.

Paradoksem jest, że w tym samym czasie, a specjalnie po wprowadzeniu – w połowie omawianego okresu – zapisu cyfrowego do sejsmiki, pojawiły się tendencje do wygładzania obrazu sejsmicznego i kwestionowania w ogóle obecności uskoku, wbrew wielu danym wiertniczym. Na szczęście, tendencje te zostały po kilku latach przewyżnione i powrócono do realiów budowy geologicznej. Danych sejsmicznych używano także – z różny-



Ryc. 2. Liczba głębokich otworów wiertniczych w podziale na zadania badawczo-poszukiwawcze i etapy badań

1 – perm i jego podłoże, 2 – perm, 3 – mezozoik

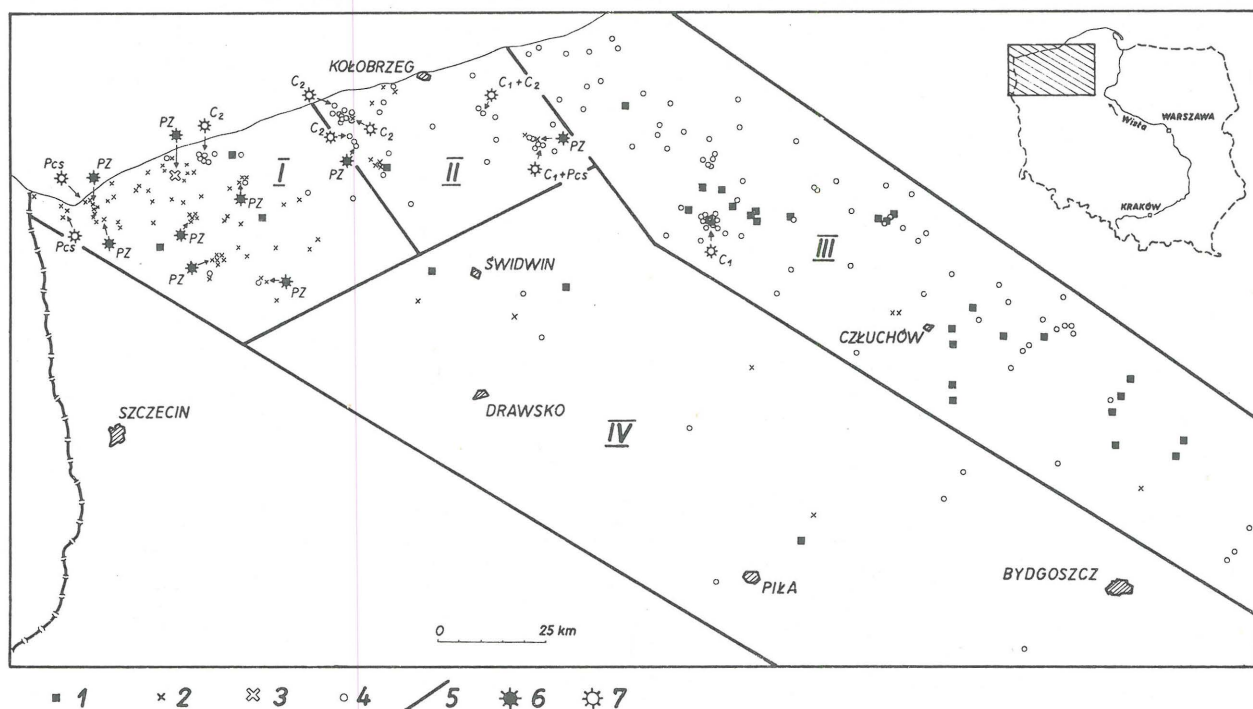
Fig. 2. Number of deep boreholes subdivided according to the exploration goals and exploration stages

1 – Permian and sub-Permian, 2 – Permian, 3 – Mesozoic

mi rezultatami – do prób precyzowania przebiegu bariery węglanowej (1). Zyskały wreszcie na znaczeniu badania mikrofacjalne skał węglanowych cechsztynu, jako niezbędne narzędzie przy rozwiązywaniu dość delikatnego problemu układów facjalnych (10).

W wyniku intensyfikacji wierceń w rozpatrywanym obszarze osiągnięto w 1972 r. znaczny sukces w postaci odkrycia złoża ropy naftowej Kamień Pomorski w dolomicie głównym, dotychczas najzasobniejszego złoża na Niziu Polskim. Oprócz niego na uwagę zasługuje mniejsze wystąpienie koło Międzyzdrojów (15), a także w tej samej okolicy – przemysłowy przypływ gazu ziemnego (wprawdzie z wysoką zawartością azotu) z osadów czerwonego spągowca, otwierający nowy problem poszukiwawczy. Taki sam inicjujący charakter miało pod koniec tego okresu wykonane dalej ku wschodowi – w trakcie dalszych poszukiwań w permie – wiercenie we Wrzosowej, które niespodziewanie wykryło pierwsze przemysłowe wystąpienie gazu ziemnego w piaskowcach karbonu górnego. Jak z tego widać, lata 1971–1975 można uznać za bardzo owocne pod względem poszukiwawczym.

W tych samych latach tempo prac w strefie Koszalina –



Ryc. 3. Rozmieszczenie głębokich otworów wiertniczych w podziale na zadania badawczo-poszukiwawcze

1 – mezozoik, 2 – perm, 3 – perm: 10 otworów na złożu Kamień Pomorski, 4 – perm i jego podłoże, 5 – granice obszarów badawczych: I – blok Kamienia Pomorskiego, II – blok Kołobrzegu, III – strefa Koszalina–Chojnic, IV – część centralna wału pomorskiego; 6 – złożo ropy naftowej, 7 – złożo gazu ziemnego. C<sub>1</sub> – dolny karbon, C<sub>2</sub> – górny karbon, P<sub>cs</sub> – czerwony spągowiec, PZ – cechsztyń

Fig. 3. Distribution of deep boreholes subdivided according to the exploration goals

1 – Mesozoic, 2 – Permian, 3 – Permian: 10 boreholes within the Kamień Pomorski oil field, 4 – Permian and sub-Permian, 5 – boundaries of the exploration areas: I – Kamień Pomorski Block, II – Kołobrzeg Block, III – Koszalin–Chojnice Zone, IV – central part of the Pomeranian Swell; 6 – oil field, 7 – gas field. C<sub>1</sub> – Lower Carboniferous, C<sub>2</sub> – Upper Carboniferous, P<sub>cs</sub> – Rotliegendes, PZ – Zechstein

Chojnic nieco osłabło (32% otworów – ryc. 1), trwała nadal rozpoznawanie złoża w Wierzchowie (23), a także wgłębne regionalne kartowanie podłoża cechsztynu, głównie w celu określenia północno-wschodniej granicy dewonu i karbonu. Prace wiertnicze, jak i w poprzednim okresie, prowadzi przede wszystkim przemysł naftowy, przy nieznanym współdziałaniu Instytutu Geologicznego. W instytucie dokonano wówczas podsumowania badań stratygraficznych, paleogeograficznych i tektonicznych permu i mezozoiku tego obszaru (6).

W kolejnym pięcioleciu (1976–1980) zarysował się ogólny spadek liczby wierceń głębokich, do 51 (ryc. 1). Odkrycie drugiego już złoża gazu ziemnego w karbonie okolic Gorzysławia (16) skierowało przy tym uwagę przemysłu naftowego na blok Kołobrzegu (27% otworów – ryc. 1). Wiercenia były tu skupione na rozpoznawaniu wąskiej, lecz najwyższej dźwigniętej strefy bloku: Gorzysław–Gosław–Petrykozy. Rozwój poszukiwań był tu zresztą dość znamienity. Pierwsze otwory, nastawione na poziomy permskie, stwierdziły przyprływy ropy z dolomitu płytowego i gazu z czerwonego spągowca. Dalsze rozpoznanie nie dało jednak efektów w tych poziomach, otrzymano natomiast najpierw niewielką produkcję ropy z dolomitu głównego, później zaś odkryto złoża gazu w górnym karbonie. W krótkim więc czasie górnictwo naftowe stanęło w obliczu poszukiwań w czterech poziomach, z których w końcu poważniejsze znaczenie zyskał tylko gaz karboński.

W tym okresie blok Kamienia Pomorskiego utrzymał jeszcze prymat w liczbie zgłębionych wierceń (49% – ryc. 1). Stało się tak dzięki dalszemu rozwiercaniu złoża

Wzrosowa i penetrowaniu lokalnych podniesień na linii bariery węglanowej dolomitu głównego między Warnowem a Barkowem, ale także dzięki temu, że pod koniec okresu wyłonił się nowy problem poszukiwawczy. Mianowicie na południe od strefy barierowej, na dwóch małych podniesieniach wewnątrz silnie potrząskanych rowów tektonicznych (19) odkryto w dolomicie głównym złoża ropy naftowej Wysoka Kamińska i Błotno. Ożywiło to na nowo dyskusje o znaczeniu tektoniki uskokuwej i stosunkach facjalnych, a także o wpływie zmian epigenetycznych na własności zbiornikowe. Oba wystąpienia są związane z pasem osadów, będących produktem podwodnego rozmywania bariery na stoku platformy węglanowej. Szczególnie istotne dla poszukiwań było stwierdzenie możliwości utworzenia się w tej strefie wtórnej porowatości. Porowatość ta powstała w wyniku rozpuszczenia dolomitu przez wody, nasycone dwutlenkiem węgla, który był generowany w głębszej części basenu w trakcie termicznego rozkładu materii organicznej w procesie tworzenia się węglowodorów (2, 13). Stwierdzenie to wskazuje na dużą rolę badań petrograficznych i paleogeograficznych przy poszukiwaniach ropy i gazu w węglanowych poziomach cechsztyńskich (12). W ten sposób zagadnienie perspektywiczności bariery zostało rozszerzone na strefy do niej przylegające, tym więcej że osady samej bariery, wskutek epigenetycznego zablężnienia por, nie mają na ogół dobrych własności zbiornikowych.

Niemal zupełnie zahamowano prace w strefie Koszalina–Chojnic. Zrównały się one ilościowo z wierceniami, podjętymi na nowo w środkowej części wału pomorskiego,

głównie przez Instytut Geologiczny. Te ostatnie miały wyłącznie aspekt podstawowy, zmierzając do uzyskania profili czerwonego spągowca i jego podłoża, całkowicie w tych okolicach nie zbadanych.

W ostatnim okresie (1981–1985) ogólna liczba głębokich wierceń spadła do 37. Sukcesy złożowe w rejonie Gorzysławia inspirowały górnictwo naftowe do poszerzenia poszukiwań w podłożu permu dalej ku wschodowi i przyczyniły się do koncentracji wierceń na bloku kołobrzesckim (51% – ryc. 1). Niespodziewany i spektakularny wypływ i pożar ropy naftowej z dolomitu głównego w pierwszym otworze (17) zakłóciły tok poszukiwań, ale w dalszym ich przebiegu perspektywiczność osadów karbońskich została potwierdzona odkryciem dwóch złóż gazu: Daszewo i Białogard. Na tle tych poczynań wyłoniła się z całą wyrazistością – aktualna już od czasów pierwszego wiercenia koło Wrzosowej – kwestia sejsmicznych odwzorowań strukturalnych poziomów podcechsztyńskich i rozszyfrowania budowy podłoża permu. Różne, czynione w tym kierunku próby, także i publikowane (18), niekiedy poparte wtórnymi przetworzeniami zdjęcia grawimetrycznego, są dyskusyjne i nie wytrzymują „próby prawdy” w konfrontacji z późniejszymi wierceniami.

W ostatnim pięcioleciu badania w strefie Koszalina – Chojnic wzmogły się nieco tylko na jej południowo-wschodnim skraju (rejon Unisławia). Instytut Geologiczny prowadził też dwa wiercenia rozpoznawcze w środkowej części wału pomorskiego. Wzrosła ogólnie liczba otworów, rozpoznających podłoże cechsztynu, osiągając 76% ich ogólnej liczby. Powrócono jednak także, po 12 latach przerwy – choć w bardzo małym zakresie i z tradycyjnym podejściem metodycznym – do poszukiwań w mezozoiku (ryc. 2).

\*

Chronologiczny przegląd rozwoju badań i poszukiwań, a także konfrontacja programów i projektów badań z ich realizacją, uprawniają do następujących uogólnień.

1. Efektywność ekonomiczna poszukiwań w rozpatrywanym obszarze jest dobra. W wyniku wykonania 269 otworów wykryto 14 złóż ropy naftowej lub gazu ziemnego i 4 ich mniejsze wystąpienia (ryc. 3). Około 15% otworów było trafnych.

2. Obszar charakteryzuje się mnogością potencjalnych obiektów poszukiwawczych: piaskowce dolnego i środkowego dewonu, skały węglanowe środkowego i górnego dewonu, piaskowce i wapień oolitowe dolnego karbonu, piaskowce górnego karbonu i czerwonego spągowca, dolomit główny i płytowy cechsztynu, wreszcie osady klastyczne i węglanowe kilku poziomów mezozoiku. Stopień rozpoznania tych obiektów jest różny, najlepiej pod tym względem prezentuje się cechsztyń.

3. Na tle dużego zaangażowania środków w badaniach podłoża cechsztynu (ok. połowy otworów), szczególnie dotkliwy jest brak możliwości jednoznacznego rozpoznania tektoniki tego podłoża metodami geofizycznymi. Otrzymywane wyniki są dalekie od pełnej wiarygodności i dopuszczają dużą dowolność interpretacji. Zamknięcia złożowe odkrytych dotychczas w tych utworach złóż są najpewniej uwarunkowane konfiguracją uszczelniającej powierzchni spągu cechsztynu i/lub uskokami odmłodzonymi, a nie wewnętrzną tektoniką kompleksów podcechsztyńskich. Znamość tej tektoniki niewątpliwie podniosłaby jeszcze efektywność poszukiwań.

4. Pozostaje otwarte wiele problemów stratygraficzno-facjalnych dewonu i karbonu (7), mających implikacje poszukiwawcze. Należy tu wymienić: kwestię istnienia

i ewentualnego zasięgu budowy rafowych w żywiecu i franie i ich stosunku do innych facji; wyjaśnienie w skali regionalnej charakteru przejścia i rozmiarów luk sedimentacyjnych na granicy dewonu i karbonu oraz dolnego i górnego karbonu; sprawę relacji między facjami piaszczystymi, ilastymi i węglanowymi w dolnym karbonie

5. Nieco zaniedbana jest kwestia oceny perspektyw czerwonego spągowca: określenia jego regionalnej granicy zasięgu, prześledzenia przebiegu najbardziej korzystnej litofacji piaszczystej, a także – na podstawie badań sedimentologiczno-petrograficznych – sprecyzowania roli matrix w piaskowcach i jej wpływu na własności zbiornikowe.

6. Możliwości poszukiwawcze w cechsztyńskie części zachodniej obszaru są już, jak się zdaje, dosyć ograniczone. Nie jest natomiast wyjaśniona kwestia przebiegu pasa barierowego dolomitu głównego wzdłuż strefy Koszalina – Chojnic, jak również pasa przedbarierowego o podwyższonych miąższościach i wtórnie polepszonych własnościach zbiornikowych.

7. Badania mezozoiku, na wiele lat niesłusznie przerwane, nie mogą nadal znaleźć swego właściwego wyrazu. Zachodzi tu konieczność uwzględnienia wielu czynników, które prowadziły do powstania ewentualnych złóż (9), a szczególnie datowania procesów generacji i migracji węglowodorów. Ten ostatni aspekt może poważnie ograniczać perspektywy młodszych formacji kompleksu mezozoicznego w rozpatrywanym obszarze (14). Z zagadnień regionalnych oczekuje na rozwiązanie problem stosunku facji węglanowych i klastycznych w oksfordzie.

8. Pomimo dobrej efektywności poszukiwań nie można pominąć – rozpatrując tok realizacji projektów badawczo-poszukiwawczych – następujących okoliczności o wydźwięku ujemnym:

a) Uplywał niekiedy zbyt długi czas od chwili uzyskania pierwszych objawów węglowodorów do podjęcia właściwych poszukiwań; przykładem mogą tu być poszukiwania w cechsztyńskie na blokach Kamienia i Kołobrzegu, gdzie przerwa ta wynosiła 7–9 lat.

b) Odkrycie ropy lub gazu w utworach, które w danym projekcie były uważane za drugorzędne, powodowało koncentrację poszukiwań na tym nowym obiekcie, z jednoczesnym ich wstrzymaniem pod kątem obiektu głównego. Te nowe poszukiwania nie zawsze w kolejności dawały spodziewany efekt złożowy. Działo się to ze szkodą dla prawidłowej koncepcji i rytmiczności prac, doprowadziło do zarzucenia i dezaktualizacji pierwotnie zatwierdzonych otworów, zawężając w rezultacie front poszukiwań. Przykładem tego jest rozwój eksploracji w rejonach Gorzysławia i Daszewa – Białogardu. Postępowanie takie jest, co prawda, zrozumiałe w warunkach działania przedsiębiorstw poszukiwawczych, należałoby jednak dążyć do minimalizacji jego skutków.

c) Koncentracja prac na obiektach złożowych leży także u podstaw stosunkowo powolnego postępu w rozwiązywaniu niektórych ogólniejszych problemów poszukiwawczych. Przykładem niech będą: poszukiwania w czerwonym spągowcu, precyzowanie bariery dolomitu głównego we wschodniej części obszaru, a także realizacja poszukiwań w dolnym karbonie strefy Koszalina – Chojnic wg bardzo prawdopodobnego modelu zamknięć stratygraficznych na wychodniach dolnego karbonu pod uszczelniającymi skałami cechsztyńskimi.

d) Otwory na podniesieniach śródcechsztyńskich projektowano niekiedy na tymczasowych materiałach sejsmicznych. Po uzupełnieniu lub dopracowaniu tych materiałów okazywało się, że otwory te nie zawsze były lokowane w optymalnych pozycjach strukturalnych.

e) W czasie prowadzenia kolejnych serii wierceń zbyt szybko rozrzedzono rdzeniowanie (często poniżej projektowanego), co powodowało nieodwracalne straty w rozpoznaniu stratygrafii i litologii i odtwarzaniu historii sedymentacji serii skalnych, a tym samym w ocenie ich perspektywiczności. Przykładem może być niski stopień rdzeniowania cechsztynu już w pierwszej serii wierceń rozpoznawczych w strefie Koszalin–Chojnic, a także niektórych reperowych profilów kompleksów podcechsztyńskich w okresach późniejszych.

#### LITERATURA

1. Antonowicz L., Knieszner L. – Reef zones of the Main Dolomite, set out on the basis of palaeogeomorphologic analysis and the results of modern seismic techniques. [In:] Int. Symp. Centr. Europ. Permian, Proc. Geol. Inst. 1981.
2. Clark D.N. – The sedimentology of the Zechstein 2 carbonate formation of eastern Drenthe, the Netherlands. Contr. Sedim. 1980 no. 9.
3. Dadlez R. – Stan znajomości pokrywy permomezozoicznej na Pomorzu Zachodnim i obszarach sąsiednich. Prz. Geol. 1965 nr 1.
4. Dadlez R. – Najnowsze profile podłoża cechsztynu w północno-zachodniej Polsce (Komunikat wstępny) – Kwart. Geol. 1967 nr 3.
5. Dadlez R. (red.) – Ropo- i gazoność obszaru nadbałtyckiego między Świnoujściem a Darłowem na tle budowy geologicznej. Część I – Budowa geologiczna. Prace geostrukturalne. Inst. Geol. 1971.
6. Dadlez R. (red.) – Perm i mezozoik niecki pomorskiej. Pr. Inst. Geol. 1976 t. 79.
7. Dadlez R. – Podpermie kompleksy skalne w strefie Koszalin–Chojnice. Kwart. Geol. 1978 nr 2.
8. Dadlez R., Dembowska J. – Przebieg i wyniki badań podłoża mezozoicznego w antyklinorium pomorskim w latach 1953–1958. Prz. Geol. 1959 nr 6.
9. Dadlez R., Marek S. – Podstawy geologiczne metodyki badań utworów mezozoicznych na Niżu Polskim pod kątem poszukiwań bituminów. Ibidem 1972 nr 10.
10. Depowski S. (red.) – Atlas litofacjalno-paleogeograficzny permu obszarów platformowych Polski. Inst. Geol. 1978.
11. Depowski S., Wagner R. – Perspektywy odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach paleozoiku i triasu dolnego obszaru kołobrzeskiego. Geofiz. i Geol. Naft., 1969, nr 8–9.
12. Depowski S., Peryt T.M., Piątkowski T.S., Wagner R. – Palaeogeography versus oil and gas potential of the Zechstein Main Dolomite in the Polish Lowlands. [In:] Int. Symp. Central Europ. Permian, Proc. Geol. Inst. 1981.
13. Depowski S., Peryt T.M. – Carbonate petroleum reservoirs in the Permian dolomites of the Zechstein Fore-Sudetic areas. Western Poland. [In:] Carbonate Petroleum Reservoirs (ed. P.O. Roehl, P.W. Choquette). Springer Verlag New York 1985.
14. Fomkin K., Karnkowski P., Korab Z., Wilczek T. – Możliwości powstawania węglowodorów w utworach mezozoicznych Niżu Polskiego. Prz. Geol. 1983 nr 8–9.
15. Karnkowski P. – Nowe złożo ropy naftowej na wyspie Wolin. Ibidem 1971 nr 11.
16. Karnkowski P., Lech I., Solak M. –

- Złożo gazu ziemnego Gorzysław (woj. szczecińskie). Ibidem 1979 nr 10.
17. Karnkowski P., Sikorski B., Solak M. – Nowe złożo ropy naftowej pod Karlinem. Ibidem 1981 nr 5.
  18. Knieszner L., Solawa W. – Kartowanie sejsmiczne młodszego paleozoiku w północno-zachodniej Polsce. Ibidem 1980 nr 3.
  19. Knieszner L., Połkanowa L.P., Czuliński A. – Geneza struktur rowowych w kompleksie mezozoiczno-kenozoicznym Niżu Polskiego. Ibidem 1983 nr 7.
  20. Münzberger M., Rost K., Wirth J. – Vergleichende Darstellung der Sedimentationsverhältnisse des Zechsteins von Thüringen mit denen des Nordostdeutschen Flachlandes. Ber. Deutsch. Ges. Geol. Wiss. A. Geol. Paläont. 1966 Bd 11 H. 1–2.
  21. Poborski J., Cimaszewski L. – Z paleogeografii permu na Pomorzu. Prz. Geol. 1961 nr 11.
  22. Pożaryski W. – Południowo-zachodnia krawędź Fennosarmacji. Kwart. Geol. 1957 nr 3–4.
  23. Sikorski B. – Gazoność struktury Wierchowo na tle jej budowy geologicznej. Konf. Nauk-Techn. NOT Tuczno 1979.
  24. Tokarski A. – Penetracja wiertnicza cechsztynu wyżu Czaplinka. Acta Geol. Pol. 1959 nr 1.
  25. Tokarski A. – Chojnicki profil cechsztynu. Roczn. Pol. Tow. Geol. 1959 z. 2.
  26. Wagner R. (red.) – Ropo- i gazoność obszaru nadbałtyckiego między Świnoujściem a Darłowem na tle budowy geologicznej. Część II – Warunki występowania bituminów. Prace geostrukturalne. Inst. Geol. 1974.

#### SUMMARY

The paper presents a short review of the exploration for hydrocarbons carried on in northwestern Poland during the period 1956–1985. There are several exploration targets in the area: Lower Devonian clastics, Middle and Upper Devonian carbonates, Lower Carboniferous sandstones and oolitic limestones, Upper Carboniferous and Rotliegendes sandstones, and Zechstein carbonates (mainly Hauptdolomit). So far oil fields in the Hauptdolomit have been discovered, as well as gas fields in the Lower and Upper Carboniferous horizons, and minor gas pools in the Rotliegendes sandstones. About 260 boreholes have been drilled, c. 15% of which have been successful (Fig. 3).

The progress of works in the first ten years was slow (Figs. 1 and 2). They were accelerated only in the period 1966–1970 and concentrated on the investigations of the sub-Permian sequences in the Koszalin–Chojnice tectonic zone. During the next five years (1971–1975), because of oil findings in the Hauptdolomit of the adjacent areas, the exploration was aimed at this horizon within the Kamień Pomorski Block. It resulted in the discovery of the most prolific oil field in the Polish Lowlands. Later on (1975–1985) the search for oil was shifted southwards, to the carbonate barrier of the Hauptdolomit and to the fore-barrier zone, and the search for gas was focused on the Carboniferous of the Kołobrzeg Block.

In spite of the relatively high effectiveness of exploration some disadvantages should be stressed. Lack of distinct seismic reflectors from beneath the Zechstein greatly hampers the exploration in the Devonian and Carboniferous strata. The tectonics of this complex remains un-

known — the so far revealed gas traps are located at the erosional sub-Permian surface and are sealed either by the impermeable Zechstein rocks or by the rejuvenated faults. Secondly, the deficiencies result sometimes from the excessive concentration of works on the immediate economic goals with neglect of more general geologic research.

Unsolved problems in the sub-Permian are: the existence and possible extent of the Devonian carbonate buildups, the character of the gaps at the Devonian—Carboniferous boundary and the relations between shaly, sandy and carbonate facies in the Lower Carboniferous. In the Permian succession they are: the mapping of the most favorable sandstone facies of the Rotliegendes, the role of matrix in these sandstones for the reservoir parameters, the extent of the Zechstein carbonate barrier in the eastern part of the area and the problem of the epigenetic improvement of the reservoir characteristics in the basinal slope of the carbonate platform due to migration of waters enriched in  $\text{CO}_2$ .

*Translated by the Authors*

## РЕЗЮМЕ

В статье представлен краткий обзор поисков углеводородов проводимых в северо-западной Польше за период 1956—1985. В этом районе существует несколько поисковых горизонтов: обломочные породы нижнего девона, карбонатные породы среднего и верхнего девона, песчаники и оолитные известняки нижнего карбона, песчаники верхнего карбона и красного лежня, а также карбонатные породы цехштейна (прежде всего главный доломит). До сих пор были обнаружены месторождения нефти в главном доломите, а также месторождения газа в нижнем и верхнем карбоне и малые находения газа в песчаниках красного лежня. Пробурено около 260 скважин, из которых 15% было удачных (фиг. 3). За первых 10 лет прогресс

работ был медленный (фиг. 1 и 2). За период 1966—1970 наблюдается ускорение работ и их концентрация на исследованиях подпермских разрезов в тектонической зоне Кошалин—Хойнице. За следующие 5 лет (1971—1975), из-за открытия нефти в главном доломите прилегающих районов, поиски велись в этом горизонте в пределах блока Камея Поморского. В результате было открыто самое большое месторождение на Польской Низменности. За период 1975—1985 поиски передвинулись к югу, на карбонатный барьер основного доломита и на предбарьерную зону, а поиски газа проводились в карбоне блока Колобжега.

Несмотря на высокую эффективность поисков, следует обратить внимание на их неблагоприятные черты. Недостаток сейсмических горизонтов под цехштейном значительно задерживает поиски в девонских и карбонских горизонтах. Тектоника этого комплекса остаётся неразведанной — обнаруженные до сих пор ловушки месторождений связаны с допермской поверхностью эрозии и изолированы непроницаемыми цехштейновыми породами или же омоложенными сбросами. Кроме того причиной недостатков является иногда слишком большая концентрация работ на временных экономических целях, невыгодная для общей геологической разведки. До сих пор не решены следующие вопросы в основании перма: существование и возможная дальность девонских карбонатных осадков, характер пробелов на границе девона и карбона, а также отношения между фациями: глинистой, песчанистой и карбонатной в нижнем карбоне. В сукцессии перма самыми важными вопросами являются: картирование самой выгодной песчанистой фации красного лежня, роль матрикс этих песчаников для коллекторских свойств, дальность карбонатного цехштейнового барьера в восточной части района, вопрос эпигенетического улучшения характеристики коллектора на отбассейновом склоне карбонатной платформы в результате миграции вод обогащенных  $\text{CO}_2$ .