

*zobacz
też konwencje
weg*

**PERSPEKTYWY POSZUKIWAŃ ZŁOŻ WĘGLOWODORÓW
W PÓLNOCNEJ CZĘŚCI STREFY TEISSEYRE'A-TORNQUISTA**

(Strefa Tuchola – Płock)

UKD 553.981/982.041:551.734/.735.02:551.243+551.242.5:550.834.5(438-191.2)

Niniejszy artykuł dotyczy perspektyw poszukiwania złóż węglowodorów w utworach podcechsztyńskich, w których dotychczas odkryto w niecce pomorskiej złoża gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca, karbonu dolnego, karbonu górnego oraz stwierdzono ślady ropy naftowej w dewonie w Brdzie, Tucholi i Unisławiu. Temat ten podjęto, ponieważ uzyskane w ostatnim czasie wyniki w rejonie Unisławia (33, 35) pozwalają z optymizmem oceniać możliwość odkrycia przemysłowych złóż węglowodorów w strefie Teisseyre'a-Tornquista, która wg J. Znoski (51) jest niekorzystna dla poszukiwań naftowych, ze względu na swą destrukcyjną rolę, jaką odegrała w przeszłości paleozoicznej tej części krawędzi platformy prekambryjskiej.

Badania geologiczne i poszukiwania złóż węglowodorów w utworach permo-mezozoiku i podłożu podpermiskim rejonu Koszalin-Chojnice i jego południowo-wschodniego przedłużenia Tuchola-Toruń-Płock, rozpoczęte w końcu lat pięćdziesiątych, są ze zmiennym natężeniem kontynuowane do chwili obecnej (15, 17, 20, 33, 47).

ZARYS WGLĘBNEJ BUDOWY GEOLOGICZNEJ

Rozważany fragment Nizu Polskiego jest ściśle związany z północną częścią strefy kontaktowej platformy paleozoicznej i prekambryjskiej położoną w obrębie strefy Teisseyre'a-Tornquista.

Strefa ta, pierwotnie określona mianem linii T-T, jest prowadzona od Koszalina do Torunia i dalej w kierunku na Radom. Szczegółowy rys historyczny i rozwój poglądów na jej kształtowanie przedstawili ostatnio W. Pożaryski i in. (31). Nie rozwijając szerzej zagadnień strefy T-T, rozumianej jako zespół wglębnych rozłamów ograniczających zachodnią krawędź platformy prekambryjskiej (14), należy zwrócić uwagę na jej różne interpretacje genetyczne. W. Pożaryski i in. (31) uważają, że jest ona związana z wielką strefą przesuwczą założoną w starszym paleozoiku (ordowik-sylur), ukształtowaną w sylurze - dolnym dewonie oraz regenerowaną i deformowaną w okresie karbon-perm. Autorzy ci przyjmują, że istniejący w tym miejscu rów w powierzchni Moho utworzył się we wczesnych fazach ruchów waryscyjskich.

Odmienne poglądy prezentuje J. Znosko (50) stwierdzając, że geneza strefy T-T jest związana z „zapadliwym pulsacyjnym” rozwinięciem w obrębie skorupy ziemskiej i nie może być uważana za pogrzebany ryft intra-kontynentalny lub aulakogen.

PALEOZOIK PODPERMSKI

Najstarszymi poznanymi w tej strefie osadami starszego paleozoiku są platformowe, klastyczne utwory kambru środkowego nawiercone w SE płockiej części obszaru (Bodzanów IG-1); brak danych o utworach tego wieku z części północnej; są one znane dopiero z rejonu Słupska.

Utwory ordowiku i syluru platformowego (o miąższości 762 m i 63 m) w Bodzanowie są wykształcone w facji ilasto-węglanowej (ordowik) i mułowcowo-ilastej (sylur). W profilu brak osadów kambru górnego, tremadoku, arenigu i piętra podlaskiego oraz zaznacza się silna redukcja osadów lanwirnu i landoweru (25).

Sfałdowane osady ordowiku i syluru zbadano w różnie interpretowanym otworze Toruń 1 (43, 19, 11, 31, 32) oraz lożnymi otworami we wschodniej części niecki pomorskiej.

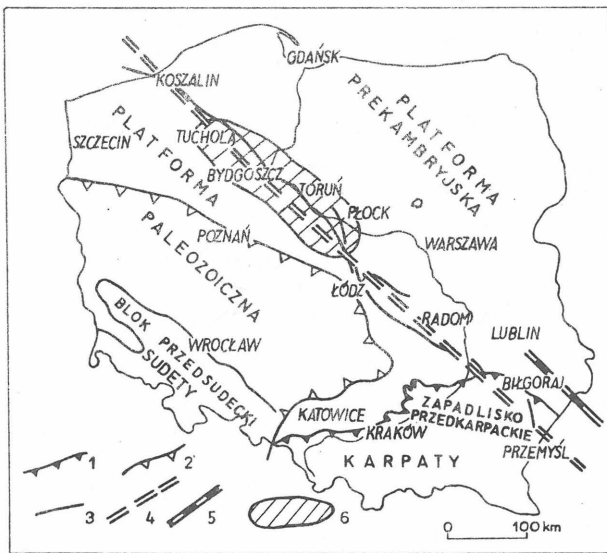
Utwory dewońsko-karbońskiego piętra strukturalnego są znane z wielu wierceń górnictwa naftowego i Instytutu Geologicznego - licznych w części północnej w rejonie Chojnic i pojedynczych w części południowej (Bodzanów, Szubin, Zabartowo, Unisław, Wudzyń).

L. Miłaczewski (26, 27) zalicza do dewonu dolnego mułowce i piaskowce czerwone z Miastka 1 (kompleks ze Studnicy), które nie są znane z pozostałych otworów. Utwory dewonu środkowego i górnego podzielono (8) na wiele kompleksów litostratygraficznych. Dewon środkowy jest wykształcony głównie w facji ilasto-mułowcowo-piaszczystej, z podrzędnymi węglanami (kompleksy z Janna, Tucholi, Silna, Wyszczorza, Chojnic). Niepełna miąższość tych utworów wynosi w otworze Tuchola IG-1 ponad 600 m, a w otworze Unisław zostały one tylko nawiercone na głęb. od 5315,5 do 5342, 0 m.

Dewon górny jest reprezentowany przez osady franu i famenu (kompleksy z Koczały i Człuchowa), wykształcone w dole w facji terygeniczno-węglanowej, a w górze w facji marglisto-ilastej oraz wapieni gruzłowych. Miąższość tych utworów w Człuchowie IG-1 wynosi ponad 2000 m, a w Unisławiu ponad 700 m.

Utwory karbonu są znane z wierceń w niecce pomorskiej (Wierzchowo, Bielica, Rzeczynica, Brda), Zabartowa, Szubina i Bodzanowa; w części północnej - należą do dinantu (turnej-wizen), w części zachodniej - są znane osady silezu i dinantu (52, 54); a w otworze Bodzanów występują tylko osady silezu (westfal).

Osady turneju-wizenu są wykształcone w facji ilasto-marglistej wapieni gruzłowych oraz piaszczysto-węglanowej. Wyróżniono w ich obrębie (8) kompleksy z Człuchowa (stanowiącego kontynuację sedimentacji dewońskiej), Wierzchowa i Kurowa. A.M. Żelichowski (54) wyróżnił tu inne kompleksy litostratygraficzne - kompleks z Sępólna, Łobzanki, Nadażyc, Chmielna, Drzewina. Autor ten przeprowadził również rewizję profiliw stratygraficznych Zabartowa, wyróżniając w nich osady silezu; są to głównie osady klastyczne - mułowce, ilowce i piaskowce o miąższości ponad 180 m. W Szubinie najniższą część profilu poniżej 5125 m zaliczono do utworów dinantu. W Bodzanowie występują osady mułowcowo-ilasto-piaszczyste westfalu o miąższości 427 m. Zdaniem A.M. Żelichowskiego w obrębie rozpatrywanej strefy następowało przejście między znaną z niecki warszawsko-lubelskiej asocjacją węglonośnego silezu i występującą na Pomorzu asocjacją skał czerwonych (54).



Ryc. 1. Położenie obszaru badań na tle głównych jednostek tektonicznych Polski.

1 – zasięg miocenu morskiego, 2 – przypuszczalny zasięg Waryscydów, 3 – linie maksymalnych średnich wartości bezwzględnych zmian poziomych składowej pionowej pola magnetycznego (11), 4 – linia Tornquista (24), 5 – linia Teisseyre'a (24), 6 – strefa Tuchola–Płock.

Fig. 1. Location of the studied area at the background of major tectonics units of Poland.

1 – extent of marine Miocene, 2 – inferred extent of Variscides, 3 – line of maximum mean absolute values of horizontal changes of vertical component of the magnetic field (11), 4 – Tornquist Line (24), 5 – Teisseyre Line (24), 6 – Tuchola–Płock zone.

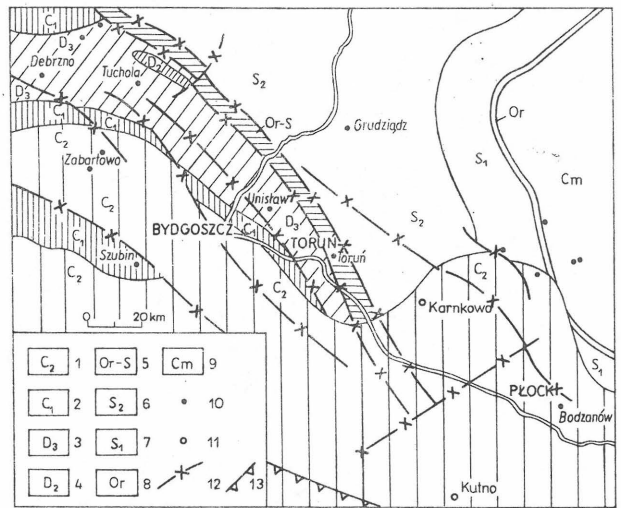
PERMO-MEZOZOIK

Utwory czerwonego spągowca w typowym wykształceniu należą wg J. Pokorskiego (30) do grupy Warty (górnego czerwonego spągowca) – formacji noteckiej. Miąższość ich jest zmienna – większa na zachodzie w kierunku środkowej części zbiornika (Szubin – ok. 800 m), zmniejszając się do pojedynczych metrów na wschodzie (Wudzyn – 8 m); w Unisławiu IG-1 miąższość piaszczystych osadów czerwonego spągowca wynosi 53 m (Bodzanów IG-1 – 18,5 m). Cechsztyń jest reprezentowany przez cztery cyklotemy w typowym wykształceniu litostratygicznym; w otworze Unisław IG 1 miąższość jego wynosi 886 m, a w Bodzanowie – 456 m.

Osady mezozoiku o łącznej miąższości 3500–4000 m są reprezentowane przez utwory wszystkich okresów, podobnie jak cechsztyń, w typowym wykształceniu litostratygicznym dla Niziny Polskiej.

UWAGI STRUKTURALNO-TEKTONICZNE

Charakterystyka strukturalno-tektoniczna kompleksu permsko-mezozoicznego została szczegółowo przedstawiona w pracach R. Dadleza (9, 10, 12) oraz S. Marka (24); kompleks ten stanowi nadkład maskujący wgłębną budowę geologiczną paleozoiku podpermskiego będącego przedmiotem rozważań. Układ strukturalny heterogenicznej powierzchni paleozoicznej w obszarze występowania utworów czerwonego spągowca jest nie związany z śledzącym się sejsmicznie najważniejszym horyzontem przewodnim



Ryc. 2. Mapa geologiczna strefy Tuchola–Płock bez utworów młodszych od karbonu.

1 – karbon górny (siles), 2 – karbon dolny (dinant), 3 – dewon górny, 4 – dewon środkowy, 5 – sfałdowane utwory ordowiku–syluru, 6 – sylur górny, 7 – sylur dolny, 8 – ordowik, 9 – kambr, 10 – otwory wiertnicze rozpoznające utwory podpermskie, 11 – otwory wiertnicze w trakcie głębenia, 12 – dyslokacje, 13 – przypuszczalny zasięg waryscydów.

Fig. 2. Geological map of the Tuchola–Płock zone, without strata younger than the Carboniferous.

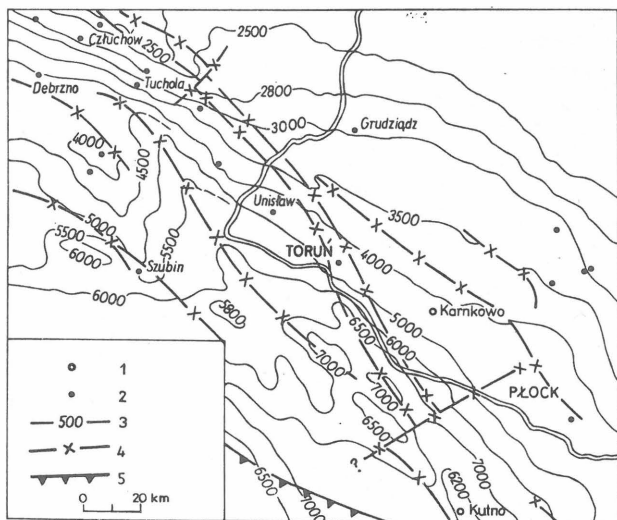
1 – Upper Carboniferous (Silesian), 2 – Lower Carboniferous (Dinantian), 3 – Upper Devonian, 4 – Middle Devonian, 5 – folded Ordovician–Silurian rocks, 6 – Upper Silurian, 7 – Lower Silurian, 8 – Ordovician, 9 – Cambrian, 10 – boreholes entering sub-Permian rocks, 11 – drillings in progress, 12 – dislocations, 13 – inferred extent of Variscides.

Z₁ wiązany ze spągami osadów cechsztyńskich, dlatego interpretacja układu tej powierzchni musiała być dokonana drogą pośrednią, tj. przez superpozycję mapy strukturalnej spągu cechsztyńskiego i mapy miąższości czerwonego spągowca.

Sejsmiczne badania refleksyjne nie dostarczają jeszcze jednoznacznych wyników z utworów dewonu i karbonu, śledzone horyzonty trudno nazwać przewodnimi, śledzą się fragmentarycznie i brak dowiadań stratygraficznych umożliwiających ich identyfikację. Ponadto, ze względu na brak pomiarów, nie rozwiązano problemów prędkości rozchodzenia się fal, co powoduje, że przedstawione wstępne wersje strukturalne mogą się znacznie różnić od obiektywnego modelu głębokościowego. Tym niemniej, w ostatnich latach uzyskano znaczny postęp w tym zakresie, co umożliwiło zespołowi geofizyków i górnictwa naftowego (23) opracować szkic wychodni utworów przedpermskich rejonu Unisław–Toruń, na którym zaprezentowano oryginalną koncepcję budowy geologicznej. Zespół ten przyjął tu występowanie wydłużonej antykliny dewońskiej z jądrem sylurskim w rejonie Torunia, otoczonej utworami karbonu.

Zagadnienia strukturalno-tektoniczne tej strefy były dyskutowane w pracach R. Dadleza (8, 11) i S. Marka (24) oraz W. Pożaryskiego i in. (32), którzy przedstawili swoje wersje budowy paleozoiku.

Z analizy istniejących materiałów wynika, że dominującym stylem budowy podpermskiej jest układ blokowy determinowany strefami nieciągłości o kierunku zbliżonym do NW–SE. System uskoków jest trudny do roz-



Ryc. 3. Szkic strukturalny powierzchni prepermjskiej strefy Tuchola – Płock.

1 – otwory wiertnicze zaprojektowane do podłoża podpermjskiego w trakcie głębinienia, 2 – otwory wiertnicze osiągające podłoże podpermjskie, 3 – izohipsy stropu powierzchni podłoża podpermjskiego, 4 – dyslokacje, 5 – przypuszczalny zasięg waryscydów.

Fig. 3. Structural sketch map of the sub-Permian surface in the Tuchola – Plock zone.

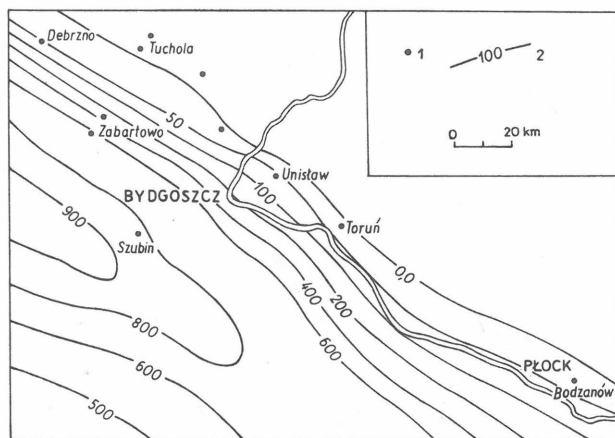
1 – drillings designed to encounter sub-Permian basement, 2 – boreholes encountering sub-Permian basement, 3 – isohypses of top surface of sub-Permian basement, 4 – dislocations, 5 – inferred extent of Variscides.

sztyfowania i może być traktowany jedynie jako pewien schemat ideowy, gdyż brak wystarczającej dokumentacji wiertniczej i geofizycznej. Poszczególne bloki są obecnie niejednokrotnie zbudowane z różnych ogniw utworów paleozoicznych, gdyż występuje tu typowy przykład „tektoniki klawiszowej” spowodowanej różnym stopniem ruchliwości poszczególnych stref. Ogólnie dominującym elementem tej strefy na odcinku Tuchola – Unisław jest blok zbudowany z utworów dewonu, przylegających od NE bezpośrednio do strefy sfałdowanych osadów ordowiku i syluru. Od SW blok ten graniczy z utworami karbonu dolnego i górnego. Autor przypuszcza, że ten styl budowy kontynuuje się dalej ku SW aż po okolice Cieclocinka na południe od Torunia (ryc. 2), a być może również dalej w podłożu wału środkowopolskiego aż po regionalną strefę przesuwczą, znajdującą się być może w rejonie Kutna.

Obecny podpermjski układ strukturalny został ukształtowany ostatecznie w okresie górnego karbonu – permu dolnego, lecz początek przebudowy datuje się zapewne na okres wczesnych ruchów waryscyjskich. Przebudowa ta była kontynuowana aż do cechsztynu i odbywała się na – być może – starszych, regenerowanych założeniach staropaleozoicznego kompleksu strukturalnego, którego geneza jest kontrowersyjnie interpretowana (49, 32, 33, 1, 11).

PERSPEKTYWY POSZUKIWAWCZE

Wyniki dotychczasowych badań prowadzonych w strefie Tucholi – Unisławia – Torunia potwierdzają regionalną, pozytywną ocenę perspektywiczności utworów młod-



Ryc. 4. Szkic miąższości utworów czerwonego spagowca w strefie Tuchola – Płock.

1 – otwory wiertnicze, 2 – izopachyty w m.

Fig. 4. Thickness distribution of Rotliegendes rocks in the Tuchola – Plock zone.

1 – boreholes, 2 – isopachytes in m.

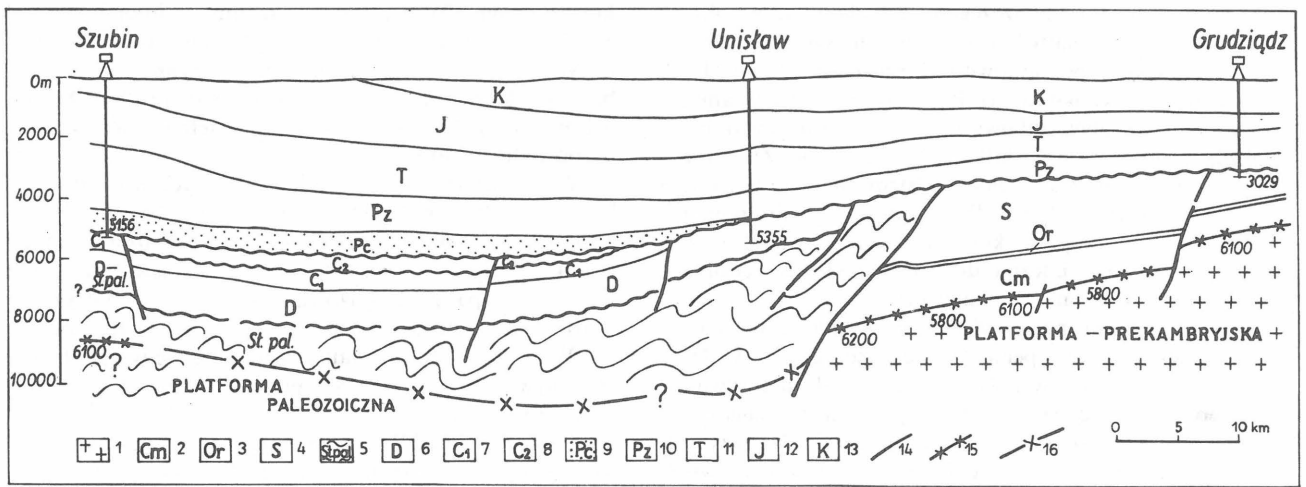
szego paleozoiku tej części Niżu Polskiego dla poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (15, 17, 18, 21, 40).

Osady paleozoiku starszego należy uznać za nieperspektywiczne. Dotyczy to zarówno strefy sfałdowanego kompleksu ordowicko-sylurskiego w części północnej, jak i platformowych utworów kambru, ordowiku i syluru części południowej (rejon Płocka – otwór Bodzanów IG-1).

Dewon. Perspektywiczność utworów dewonu dla poszukiwań złóż węglowodorów została określona głównie w obszarze lubelskim, gdzie liczne bezpośrednie objawy ropy naftowej i gazu ziemnego (oraz jedno złożo gazu ziemnego Komarów) w utworach dewonu środkowego i górnego charakteryzują się niskimi ciśnieniami złożowymi równymi lub niższymi od ciśnienia hydrostatycznego.

W obszarze pomorskim objawy ropo-gazoności utworów dewonu są znacznie mniej liczne (Brda, Gozd, Cieluchów, Tuchola, Unisław); do czasu wyników uzyskanych w Unisławiu IG-1 w 1982 r. nie osiągnięto tu przypliwów węglowodorów w trakcie opróbowania, w związku z czym utwory te traktowano jako drugoplanowy obiekt badań, mimo zgodności większości geologów w pozytywnej ocenie tej formacji jako potencjalnie ropo-gazonośnej.

Najpoważniejsze objawy roponośności (poza Unisławiem) stwierdzono w otworze Tuchola IG-1 w osadach piaszczystych franu-żywetu, gdzie w interwale 100 m występowały w profilu liczne plamy i wysięki ropy naftowej. Natomiast nie stwierdzono objawów w fameńskiej serii mułowcowo-marglistej wapieni gruzłowych (kompleks z Cieluchowa), który jest roponośny na lubelszczyźnie i w Unisławiu. Badania geochemiczne (4) bituminów i substancji kerogenowej z osadów dewonu występujących w otworze Tuchola IG-1 wykazały, że można je uznać za macierzyste dla ropy naftowej, mimo że obecnie ilość SO jest niewielka. Jednakże analiza dystrybucji węglowodorów izoprenoidowych zawartej w tych osadach ropy naftowej stwierdziła skład odmienny niż dla bituminów syngenetycznych, zbliżony do składu węglowodorów izoprenoidowych z osadów ordowiku, co może świadczyć, że ropa ta jest pochodzenia ordowickiego i została zaku-



Ryc. 5. Schematyczny przekrój geologiczny wzdłuż linii Szubin – Unisław – Grudziądz.

Fig. 5. Sketch geological cross-section along the line Szubin – Unisław – Grudziądz.

1 – podłoże krystaliczne, 2 – kambr, 3 – ordowik, 4 – sylur, 5 – starszy paleozoik nierozdzielony, sfałdowany, 6 – dewon, 7 – dinant, 8 – silez, 9 – czerwony spągowiec, 10 – cechsztyń, 11 – trias, 12 – jura, 13 – kreda, 14 – dyslokacje.

1 – crystalline basement, 2 – Cambrian, 3 – Ordovician, 4 – Silurian, 5 – unsubdivided, folded Lower Paleozoic, 6 – Devonian, 7 – Dinantian, 8 – Silesian, 9 – Rotliegendes, 10 – Zechstein, 11 – Triassic, 12 – Jurassic, 13 – Cretaceous, 14 – dislocations.

mulowana w dewonie w wyniku późniejszych procesów migracji.

Właściwości zbiornikowe powyższych skał piaszczystych, przeważnie dość silnie zdiagenezowanych, są zróżnicowane – przy dobrej porowatości całkowitej osiągającej niekiedy ponad 12% (średnio 2–4%) przepuszczalność jest słaba, dochodząca maksymalnie do 2,6 mdcy. W wyniku opróbowania tych utworów w 3 horyzontach – tylko w jednym wypadku uzyskano niewielki (0,11 m³/h) dopływ solanki zgazowanej gazem palnym, zawierającym 55,6% CH₄ i 1,84% węglowodorów ciężkich.

Właściwości zbiornikowe utworów mułowcowo-marglistych (wapieni gruzłowych) kompleksu z Człuchowa są znacznie gorsze, porowatość całkowita waha się od 0,0 do 6,8% przy przepuszczalności poniżej 0,1 mdcy.

Również wapienie i margle eiflu – żywetu, leżące poniżej roponośnej serii mułowcowo-piaszczystej, mają słabe właściwości zbiornikowe – porowatość waha się od 1,8 do 6,0%, a przepuszczalność mierzona laboratoryjnie jest mniejsza od 0,9 mdcy.

W otworze Unisław IG-1, nawiercony 26-metrowy odcinek utworów mułowcowo-piaszczystych żywetu (kompleks Chojnic – Wyszborza) jest przesycony ropą naftową. Porowatość tych utworów wynosi 0,76–2,68%, a przepuszczalność jest mniejsza od 0,1 mdcy.

Osady franu (kompleks z Koczały, miąższość 339 m) złożone głównie z wapieni miejscami koralowcowych, dolomitów z przewarstwieniami piaszczystych, mułowców i iłowców noszą liczne ślady ropy naftowej, miejscami wapienie przesycone są ropą:

wapienie	2,5–6,82% porowatości
margle	do 4,72% porowatości
piaskowce	1,5–6,4% porowatości
mułowce	2,5% porowatości
przepuszczalność	poniżej 0,1 mdcy.

Osady famenu (kompleks z Człuchowa, miąższość 380 m) złożone z iłowców, mułowców marglistych i wapieni charakteryzują się następującymi wskaźnikami porowatości:

wapienie	0,74–2,98%
margle	1,10–6,49%
iłowce	0,85–8,38%

mułowce 5,18–9,82%

przepuszczalność poniżej 0,1 mdcy.

Analizując właściwości zbiornikowe utworów dewonu, należy brać pod uwagę możliwość ich znacznego polepszenia w strefach zluźnień tektonicznych, w związku z czym obraz uzyskany na podstawie wyników badań laboratoryjnych może nie odzwierciedlać rzeczywistych, szczelinowych zbiorników dewońskich.

Po zakończeniu głębinienia otworu, próbnikiem złożowym KII opróbowano interwał 5190–5355 m, obejmujący dolną część utworów wapieni koralowcowych franu i serię piaszczysto-mułowcową żywetu z licznymi śladami ropy naftowej. Nie uzyskano przyływu medium złożowego.

Przyływ ropy (35) uzyskano z następnego interwału, opróbowanego po zakończeniu wiercenia w serii wapieni gruzłowych famenu (głęb. 4760–4808 m). Opróbowanie wykonano przez hydroperforację rur 4 1/2" i badanie próbnikiem złoża KII, uzyskując przyływ ok. 250 l ropy na dobę. W celu zintensyfikowania przyływu, przeprowadzono dwustopniowe kwasowanie, w wyniku którego zwiększył się przyływ średnio do ok. 0,58 m³/dobę. Ciśnienie złożowe wynosiło 853 atm. Szerszy interwał (4772–4837 m) był badany próbnikiem złoża w trakcie głębinienia otworu, po stwierdzeniu zgazowania płuczki i plam ropy na płuczce; uzyskano jedynie śladowy przyływ ropy naftowej, lecz ciśnienie złożowe wynosiło 1000 atm, a jego gradient 2,09!

Ropa naftowa ma gęstość 0,827 Mg/cm³, zawiera 27% frakcji benzynowej, ma zawartość siarki 0,05%, parafin 1,4%, popiołu 0,11%, wody 1,4%, temp. krzepnięcia –26°C, temp. zapłonu +10°C (wyniki analizy OBR Przemysłu Rafineryjnego w Płocku). Według badań wykonanych w Pracowni Geochemii Organicznej Zakładu Geochemii i Chemii Analitycznej IG, zawartość węglowodorów nasyconych wynosi 67%, a węglowodorów aromatycznych 33%. Oleje stanowią w ropie 95%, żywice 2,5% i asfalteny 2,5%. Wstępne wyniki badań geochemicznych (Z. Rzepkowska, inf. ustna) wykazują, że jest to ropa typu mieszanego – występują w niej węglowodory syngenetyczne, dewońskie oraz węglowodory starsze – prawdopodobnie ordowickie, analogiczne do poznanych w

otworze Tuchola IG-1. Szczegółowe badania są w toku.

Przyływ ropy naftowej do otworu systematycznie ulega zmniejszaniu, początkowo wynosił nawet 12,7 m³/dobę (po I stopniu kwasowania). Po II stopniu kwasowania, maksymalny przyływ dobowy wyniósł tylko 6,2 m³/dobę, a następnie obniżył się do kilkudziesięciu litrów. Znacznie obniżyło się również ciśnienie rejestrowane na głowicy, które początkowo szybko odbudowywało się do ponad 120 at. w ciągu doby, w końcowym okresie pomiarów spadło poniżej 60 at. Łącznie do 1 VIII 1983 r. w otworze wydobyto ponad 62 m³ ropy naftowej.

Powyższe wyniki mają podstawowe znaczenie dla dalszej pozytywnej oceny perspektywności utworów dewonu; po raz pierwszy w Polsce uzyskano tak intensywny przyływ ropy naftowej – i to ropy mającej znaczne ciśnienie złożowe, co różni ją zdecydowanie od znanych dotychczas objawów z dewonu Lubelszczyzny (Niedrzwi-ca, Kock, Świdnik). Ponadto przyływ ten uzyskano z serii wapieni, których własności zbiornikowe (patrz wyżej) wg pomiarów laboratoryjnych są niekorzystne – a więc teza autora o istnieniu zbiorników szczelinowych w dewonie pomorskim uzyskała pełne potwierdzenie.

Rozpoznane otworem Unisław IG-1 osady dewonu środkowego i górnego występują w południowym przedłużeniu bloku Tuchola-Wudzyń w strefie, gdzie interpretacja węgłębnej budowy geologicznej pozostaje głównie w sferze hipotez. Stwierdzone przykłady ropy wskazują jednak jednocześnie na możliwość istnienia w tym rejonie złóż ropy naftowej lub gazu ziemnego, niemniej pozostaje do wyjaśnienia wiele problemów regionalnych, bez znajomości których nie można przystąpić do fazy poszukiwania złóż:

- znajomość zasięgu utworów dewonu pod permem,
- stopień wypiętrzenia bloku (bloków?) dewonu i stopień erozji przedpermowej,
- rozwój paleotektoniczny utworów dewonu i wiarygodne rekonstrukcje paleogeograficzne,
- stopień znajomości facjalnej, charakterystyka własności zbiornikowych (w tym również szczelinowatości) oraz charakter mediów nasycających.

Po uzyskaniu przynajmniej części powyższych informacji (w tym celu zaprojektowano w Instytucie Geologicznym i uzyskano zatwierdzenie przez CUG dwóch dalszych otworów badawczych – Unisław IG-2 i Unisław IG-3), będzie można dokładniej określić kierunek dalszych prac poszukiwawczych, które będą jednak bardzo trudne ze względu na znaczną (ok. 5000 m i poniżej) głębokość występowania horyzontów perspektywicznych.

Karbonek. Osady karbonu nie zostały dotychczas rozpoznane między Zabartowem a Płockiem w SW obrzeżeniu bloku dewońskiego, gdzie obecność ich wynika z przesłanek regionalnych. Być może, istnieją one również w NE strefie Unisławia-Torunia, lecz obecnie raczej trudno zgodzić się z tą hipotezą, wysnuwaną na podstawie interpretacji nie zidentyfikowanych podcechsztyńskich reflektów sejsmicznych.

W obszarze pomorskim, w utworach karbonu odkryto kilka złóż gazu ziemnego – są to złoża związane z utworami karbonu dolnego (Wierzchowo, Gorzysław) i górnego (Wrzosowo, Trzebusz). W znajdujących się najbliższej – przewidzianej do badań strefie – otworach Zabartowo 1 i 2 wykonanych w latach 1973–1976 rozpoznano kilkusetmetrowe odcinki profilu utworów karbońskich, różnie dotychczas interpretowanych pod względem stratygraficznym.

Ogólnie biorąc, część utworów karbonu należąca do dinantu (turne – wizen) stanowią iłowce, mułowce i pias-

kwce drobnziarniste oraz wapienie i dolomity często z oolitami. Wyżej leżące serie piaszczystych drobnziarnistych, niekiedy ze zlepieńcami, zaliczane przez część badaczy do permu dolnego, uważane są przez A.M. Żelichowskiego (54) za osady silezu – stefanu, na co brak bezpośrednich dowodów.

Własności zbiornikowe tak określonych utworów karbonu są słabe, porowatość waha się w granicach 0,36–13,9%, lecz przepuszczalność z reguły jest poniżej 0,1 mdcy, rzadko osiągając 1,3 mdcy. W czasie przewiercania tych utworów, aparatura gazowa rejestrowała podwyższone wartości zawartości CH₄ w płucze do 6% (Zabartowo 2).

W trakcie opróbowania uzyskano jedynie śladowy przyływ gazu ziemnego do próbnika złoża. Gaz zawiera 55,5–68,6% CH₄ oraz 1,06–2,82% węglowodorów ciężkich. Z serii zaliczanej poprzednio do czerwonego spągowca (otwór Zabartowo 1, głęb. 4253–4278 m) uzyskano przyływ solanki 4,7 m³/h i gradientu ciśnienia około 1,3.

Osady karbonu należące do innego typu facjalnego występują w obszarze południowo-wschodnim, gdzie są znane z wierceń Bodzanów i Sierpc (19). Są to mułowcowo-ilaste, podrzędnie piaszczyste lądowe osady silezu o niekiedy bardzo dobrych własnościach zbiornikowych osiągających porowatość do 15,4% i przepuszczalność do 11,3 mdcy. Być może, w szeroko pojętym rejonie badań jako pogranicze niecki pomorskiej i warszawskiej następuje ząbienie się powyższych facji i uzupełnianie profilu stratygraficznego (54). Podobnie jak w utworach dewońskich, znaczne polepszenie własności zbiornikowych może nastąpić w strefach złuzień i spękań tektonicznych zwiększając wielokrotnie wskaźniki określane metodą laboratoryjną.

Powyższe materiały wykazują słusność pozytywnej regionalnej oceny perspektywności utworów karbońskich i wytyczają kierunki dalszych badań – umożliwiając wyjaśnienie problemów podstawowych dla rozwoju dalszych poszukiwań i odkrycia złóż węglowodorów. Problemy te przedstawiono dla utworów dewonu i są one aktualne również w odniesieniu do utworów karbonu. Będą one rozwiązywane zatwierdzonymi już otworami w strefie zachodnio-północnej (Bydgoszcz, Wilcze, Wyrzysk) i być może otworem Unisław IG-2 (35).

Czerwony spągowiec. Osady czerwonego spągowca stanowią na Niżu Polskim główną formację gazonośną, w której już odkryto kilkadziesiąt złóż przemysłowych, niektóre z nich o znacznych zasobach. Przeważająca większość tych złóż znajduje się w południowo-zachodniej części basenu na obszarze monokliny przedsudeckiej i w jej strefie zewnętrznej (15, 17, 18, 38, 40). Na obszarze Pomorza Zachodniego są znane złoża gazu azotowego (Świnoujście, Międzyzdroje) oraz złoża gazu metanowego z domieszką azotu (Petrykozy) (15, 17).

W analizowanej części wschodniego zbocza basenu permiejskiego, gdzie utwory czerwonego spągowca ulegają sedymentacyjnemu wyklinowaniu podkreślonym blokową budową podłoża, wykonano kilka wierceń umożliwiających regionalną interpretację rozwoju tej formacji. Dane te w połączeniu ze szczegółowymi wynikami badań własności zbiornikowych metodami laboratoryjnymi i rezultatami opracowań wskazują na wysoką perspektywność strefy Torunia – Unisławia – Tucholi dla poszukiwania złóż gazu w osadach saksynu.

Przyjmując w niniejszych rozważaniach o perspektywności utworów czerwonego spągowca umownie, że należą tu piaszczyste osady leżące pod łupkiem miedziowym cechsztynu, utwory te znane są z Wudzynia 1

(ok. 8 m), Torunia 1 (1,5 m), Unisławia IG-1 (53 m) i Bodzanowa IG-1 (18 m). Są to przeważnie osady piaszczysto-mułowcowe, w południowej części zlepieńcowe.

Własności zbiornikowe tych utworów miejscami są korzystne i niekiedy (Unisław) osiągają porowatość 19,1–21,6% i przepuszczalność do 29 mdcy, co umożliwia akumulowanie gazu ziemnego w złoża analogiczne do złóż monokliny przedsudeckiej, lecz występujące na znacznie większych głębokościach (poniżej 4500 m). Ulegają one pogorszeniu ku SE w związku z zmianą facji; w Bodzanowie porowatość sięga 3,0–8,9%, a przepuszczalność jedynie 2,3 mdcy.

Należy podkreślić, że wg oceny wyników badań próbnikami złoża, przepuszczalność dolnej części utworów czerwonego spągowca w otworze Unisław IG-1 określono na 63 mdcy. Wykonane kilkakrotne badania próbnikiem KII tych osadów, po nawierzeniu których nastąpiło zgazowanie płuczki gazem palnym i znaczny wzrost ciśnienia na głowicy do 135 at, mimo korzystnych wskaźników, nie doprowadziło do uzyskania przemysłowego przyływu.

W pierwszym badaniu wykonanym w 1980 r. (2) stwierdzono przyływ gazu ziemnego z głęb. 4545–4561 m ok. 1 m³/min. o zawartości węglowodorów 56,9%, znajdującego się pod ciśnieniem 823 at – a więc o gradientie 1,83. Wznowione po zakończeniu wiercenia opróbowanie (po upływie 18 miesięcy) dało przyływ solanki zgazowanej gazem palnym o ciśnieniu dennym 826,7 at. Solanka jest wysokozmetamorfizowana, mineralizacja wynosi 248,2 g/l, gaz zawiera 59% węglowodorów (w tym 56,9% metanu). Należy podkreślić, że podobnie znaczne ciśnienie złożowe w czerwonym spągowcu zostało stwierdzone po raz pierwszy w Polsce otworem Szubin IG-1 (ok. 50 km na SW od Unisławia), gdzie uzyskano przyływ solanki zgazowanej gazem o zawartości 35,4% metanu, mineralizacji 310 g/l. Ciśnienie złożowe jest tu dwukrotnie wyższe od ciśnienia hydrostatycznego (47).

Powyższe dane stanowią bezpośredni dowód możliwości odkrycia znacznych złóż gazu ziemnego w rozpatrywanej strefie. Jest to jednak w znacznym stopniu uwarunkowane wykryciem realnych pułapek strukturalnych na podstawie metod sejsmiki refleksyjnej. W strefie tej można również liczyć na występowanie złóż ekranowanych litologicznie w strefach zmienności facjalnej, lub pułapek kombinowanych typu litologiczno-stratygraficznego.

Biorąc pod uwagę dobre warunki zbiornikowe, znaczną głębokość występowania oraz bardzo wysokie ciśnienie złożowe, w sprzyjających warunkach strukturalnych lub litologicznych w rejonie Tucholi–Torunia–Płocka możemy się liczyć z odkryciem złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca o zasobach rzędu kilkudziesięciu mld m³.

Na razie zbyt mało jest danych, aby ilościowo oceniać prognozy ropo-gazoności utworów dewonu i karbonu, jednak wnioskując ze stwierdzonych dotychczas odkryć i objawów ropo-gazoności utworów podpermских Niżu Polskiego, można się liczyć z możliwością odkrycia złóż o zasobach kilku mln t ropy i kilkunastu mld m³ gazu ziemnego.

Bardzo ważnym wynikiem otworu Unisław IG-1 jest udowodnienie ropo-gazoności utworów paleozoicznych poniżej głębokości 4500 m, w tym uzyskanie przyływu ropy z gł. 4800 m i stwierdzenie ich objawów do gł. 5300 m, co jednoznacznie przekreśla lansowaną niekiedy tezę o nieperspektywiczności tych utworów na dużych głębokościach.

Obecnie w rejonie Unisławia–Torunia trwają intensywne badania sejsmiczne oraz jest głębiony otwór gór-

nictwa naftowego Unisław 2 dla zbadania gazoności utworów czerwonego spągowca w korzystniejszych warunkach strukturalnych. Na SE od Torunia jest wiercony otwór badawczy Karnkowo 1/IG-1 i są przewidziane do wykonania w latach 1984–1985 dalsze zatwierdzone otwory badawcze – Unisław IG-2, U – IG-3, Kamionki 3 o głęb. 5000–5500 m.

UWAGI OGÓLNE

Problematyka poszukiwań złóż węglowodorów stanowi jeden z najważniejszych działów polskiej geologii; ze względu na łatwość zagospodarowania odkrytych złóż i możliwość szybkiego uzyskania efektów ekonomicznych i gospodarczych przy niewielkich dalszych nakładach inwestycyjnych otwory badawcze i poszukiwawcze często stają się odwiertami eksploatacyjnymi.

Zainteresowanie społeczne tymi sprawami jest znacznie większe niż badaniami i odkryciami z zakresu surowców stałych, w związku z czym dyskusje na temat używanego przez laików terminu „wielkiej ropy” wywołują posmak sensacji (*vide* Karłino!) szkodliwej dla tych zagadnień, tym bardziej gdy są one prowadzone na łamach fachowych czasopism. Uważam, że w dyskusjach tych należy skończyć z operowaniem pojęciami „wielka ropa” lub „wielki gaz”, gdyż od wielu lat jest oczywiste, że ani złoża-giganty, ani złoża unikatowe na obszarze Polski nie występują. Jednak zupełnie realne jest odkrycie złóż węglowodorów, które znacznie poprawią nasz bilans energetyczny (15, 17, 20, 28, 39, 40); nie należy przy tym oczekiwać, że pokryjemy nasze zapotrzebowanie na ropę naftową, lecz każda tona krajowej ropy naftowej jest na wagę dewiz – którymi nieprędko będziemy mogli dowolnie dysponować. Zagadnienia te zostały w bardzo wyważony sposób przedstawione przez S. Depowskiego (15); zgadzając się w pełni z tym autorem uważam, że przy odpowiednim zapewnieniu wyposażenia materiałowo-technicznego stać polską geologię na dostarczenie danych, które pozwolą nie tylko na zahamowanie istniejącej spadkowej tendencji w wydobyciu ropy naftowej i gazu ziemnego, ale stworzą przesłanki do znacznego wzrostu wydobycia, zwłaszcza gazu ziemnego, którego niedoborów – jeśli nie powstrzymamy tego spadku – nie będziemy w stanie pokryć importem. Również podobne wnioski przedstawił J. Sokółowski (40), analizując perspektywy poszukiwań złóż węglowodorów w Polsce na tle basenu europejskiego i innych basenów ropo-gazonośnych.

Opublikowany w 1982 r. przez J. Znoskę (51) artykuł polemiczny, oceniający jako niewielkie perspektywy poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Karpatach i na ich przedpolu oraz na Niżu Polskim, dotychczas nie doczekał się w publikacjach odzewu ze strony geologów naftowych. Autor ten (51) czyni odpowiedzialne za brak dużych złóż węglowodorów na przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim dwie podstawowe ruchliwe strefy strukturalne: strefę „wału metakarpackiego” i strefę Teisseyre’a-Tornquista. Nie dyskutując zagadnień Karpat i ich przedgórza, uważam za celowe przedstawić odmienny pogląd, jeśli idzie o możliwości odkrycia znaczących złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Niżu Polskim.

Największy sprzeciw musi wywołać zaliczenie całego obszaru Niżu Polskiego do rejonu, gdzie mogą występować tylko niewielkie złoża reliktowe, a więc obszaru o niewielkich perspektywach poszukiwawczych. Jak wynika z tekstu (51), dotyczy to kompleksu osadowego do cechsztynu włącznie, mimo że w utworach tych na monoklinie przedsudeckiej odkryto złoża gazu ziemnego o zasobach kilkudziesięciu mld m³, a na Pomorzu złoża ropy

naftowej o pierwotnych zasobach geologicznych rzędu kilkunastu mln t. Pominięcie w powyższym artykule ustosunkowania się do zagadnień perspektywiczności utworów mezozoiku, badanie których jest ponownie nasilane przez Instytut Geologiczny i górnictwo naftowe, jest dodatkowym aspektem uniemożliwiającym przyjęcie tezy J. Znoski.

Przedstawione dane z rejonu Tucholi–Płocka, a więc z rejonu leżącego bezpośrednio w północnej części strefy T–T, jednoznacznie wskazują na perspektywiczność utworów paleozoiku i zasadność prowadzenia dalszych badań regionalnych i poszukiwań węglowodorów. Jeśli więc perspektywiczna jest sama strefa T–T, to tym bardziej perspektywiczne dla poszukiwań są przyległe obszary Niżu Polskiego oddalone od strefy bezpośredniej aktywności tektonicznej. Nawiązując do szczegółowych uwag przedstawionych przez J. Znoskę (51) o niekorzystnym dla zachowania się złóż wpływie rozłamów i dyslokacji wzdłuż zachodniej krawędzi starej platformy oraz zachodzących w okresie przedcechsztyńskim w tym rejonie ruchów pionowych, to nie uważam powyższych zjawisk za czynniki jednoznacznie destrukcyjne.

Powyższe rozumowanie byłoby słuszne, gdyby jednoznacznie udowodnić wiek generowania i akumulowania węglowodorów w utworach precechsztyńskich (a głównie w osadach dewonu i karbonu) jako wcześniejszy od głównych faz ruchów synwaryscyjskich na platformie. Dotychczas brak takich dowodów, wprost przeciwnie, niektórzy badacze – np. K. Słupczyński (37) główną fazę generowania gazu w utworach karbonu – na podstawie analizy geodynamicznej – przyjmuje dla szeroko pojętego regionu monokliny przed-sudeckiej na okres cechsztyń–trias, a J. Sokołowski (58) oraz J. Sokołowski i Z. Deczkowski (41) przedział generowania i akumulowania węglowodorów z utworów podpermских w złoża czerwonego spągowca rozszerza na cechsztyń–mezozoik. Również J. Rakowska (36), badając rozkład paleotemperatur utworów młodszego paleozoiku niecki pomorskiej na podstawie analizy geodynamicznej, dochodzi do wniosku, że węglowodory w tych utworach tworzyły się dopiero w okresie triasu górnego – jury górnej.

Powoływanie się w tym kontekście na niewielkie złoża Żarnowca i Kamienia Pomorskiego jako „...relikty pierwotnie znacznie większych i poważniejszych złóż na omawianym obszarze” (51) nie jest argumentem wspierającym tezę tego autora. Złoże Dębki–Żarnowiec (pułapka litologiczno-szczelinowa w utworach kambry środkowego) zostało zakumulowane w okresie starszego i młodszego paleozoiku i nie podlegało późniejszej destrukcji mając nad sobą ponad 1900 m miąższości kompleks uszczelniający węglanowo-mułowcowo-ilastych osadów ordowicko-sylurskich. Złoże Kamień Pomorski, związane z utworami dolomitu głównego cechsztynu, mogło pochodzić z węglowodorów generowanych w okresie trias–jura i zostało zapewne zakumulowane w okresie jura–kreda dolna, a być może nawet później. Jest więc oczywiste, że tworzenie jego nie może mieć związku ze starszymi ruchami, na co niekonsekwentnie zresztą wskazuje sam autor: „Dopiero niezgodne i przekraczające nakrycie obu skrzydeł strefy tektonicznej T–T przez izolujące utwory cechsztynu i młodsze (podkr. A.W.) zahamowały ucieczkę resztkowych bituminów” (51).

Badania geochemiczne cechsztyńskich rop naftowych Pomorza (3–7, 16, 42) wykazały, że występują tu zarówno ropy syngenetyczne, generowane z łupków cechsztyńskich, jak i ropy starsze. Świadczy to o nie zakończonym w okresie cechsztynu procesie migracji rop staro-

paleozoicznych – procesie, który umożliwił ich akumulację w złoża dużo młodsze od głównych faz ruchów tektonicznych w rejonie strefy T–T.

Zresztą w 1971 r. sam J. Znosko (6) we wspólnym artykule z J. Calikowskim i S. Markiem przedstawił diametralnie odmienny pogląd na zagadnienia możliwości generacji, migracji i akumulacji węglowodorów na Niżu Polskim. Autorzy ci stwierdzili, że migracja bituminów z utworów... „panwi kambro-sylurskiej i nałożonej na nią panwi waryscyjskiego rowu przed-sudeckiego” uruchomiona została z **końcem karbonu**, a we wnioskach wręcz podają, że: 1 – „Starsza migracja bituminów, dla których macierzystymi są kompleksy sylurskie i starsze sukcesywnie dojrzała do **końca permu**”. 3 – „Intensywny impuls migracyjny węglowodorów związany był z nasilonymi ruchami tektonicznymi pod koniec środkowego triasu, a szczególnie między kajprem a retykiem. Tektonika dysjunktywna wzmogła wtedy drożność migracyjną poprzez kompleksy młodopaleozoiczne i triasowe”. 4 – „Młodsze generacje bituminów, dla których macierzystymi są kompleksy górnopaleozoiczne sukcesywnie dojrzała do **końca mezozoiku**”. 13 – „Największe perspektywy odkrycia złóż węglowodorów na Niżu zdają się być związane ze strefami długowiecznych i głęboko zakorzonych dyslokacji” (podkreślenia A.W.).

Powyższe wnioski w moim przekonaniu nic nie straciły na aktualności, wręcz przeciwnie, wiele z nich zyskało poparcie w wyniku dokonanych po 1971 r. badań geochemicznych i odkryć złożowych. Szkoda, że w ostatniej polemicznej pracy J. Znoski (51) zabrakło krytycznego ustosunkowania się do poprzednich tez (6), co umożliwiłoby lepsze zrozumienie ewolucji Jego poglądów.

Na marginesie powyższej dyskusji należy wspomnieć, że podobny pogląd (tj. o destrukcyjnej roli ruchów wynoszących dla zachowania się złóż ropy naftowej i gazu ziemnego) wyraził w odniesieniu do monokliny przed-sudeckiej J. Oberc (29), mimo że w obszarze tym odkryto złoża gazu ziemnego o kilkudziesięciomiliardowej zasobności.

W zakończeniu warto przypomnieć, że już w pierwszym stadium badań geologicznych Niżu Polskiego, prowadzonym w latach pięćdziesiątych, S. Wdowiarz (46) wskazywał na perspektywiczność strefy zachodniego obrzeżenia platformy prekambryjskiej, nie precyzując jakich formacji ona dotyczy. Zagadnienie to uściłili S. Tyski (44) i J. Znosko (48), ograniczając proponowane badania do pokrywy cechsztyńsko-mezozoicznej, co było słuszne na ówczesnym etapie znajomości (a raczej nieznamomości) głębszej budowy geologicznej niżu. Pamiętajmy, że wówczas nie było żadnych przesłanek do wnioskowania, że możemy odkryć znaczne złoża gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca, problem ten wyłonił się później po odkryciu złoża Uciechów – Bogdaj na monoklinie przed-sudeckiej, negatywnie ocenionej pod względem perspektyw roponośności przez J. Znoskę (48).

Powyższe dane świadczą, że rozwój koncepcji badawczych i poszukiwawczych jest uzależniony od faz rozpoznania geologicznego i znajduje się z nimi w sprzeczności zwrotna. Decydujące słowo ma jednak „Profesor Świder”; wszyscy jesteśmy żywotnie zainteresowani, aby jego dane pochodziły ze stref, skąd informacje mogą upoważniać do nowego jakościowo formułowania tych koncepcji.

Dotychczasowe osiągnięcia górnictwa naftowego, odkrycie wielomiliardowych złóż gazu w czerwonym spągowcu i kilku złóż gazu w utworach karbonu oraz uzyskane ostatnio wyniki z utworów dewonu Unisławia jednoznacznie wskazują na możliwość istnienia nie znanych obecnie

akumulacji węglowodorów w utworach podcechsztyńskich.

Należy przy tym podkreślić, że nie neguję możliwości destrukcji złóż z utworów prepermjskich wskutek późniejszej ruchliwości bloków podłoża (w tym również ruchliwości pocechsztyńskiej). Rozumiem ją jednak, podobnie jak J. Sokołowski (40), jako źródło akumulacji dla złóż czerwonego spągowca lub pałapek stratygraficznych na podcechsztyńskiej powierzchni niezgodności. Ponadto mogło to dotyczyć tylko złóż, w których bituminy zostały zgenerowane i zakumulowane przed głównym cyklem przebudowy waryscyjskiej, co mogło dotyczyć tylko złóż starszego paleozoiku, a nie złóż dewońsko-karbońskiego kompleksu strukturalnego.

Wiele jednak złóż zostało „zakonserwowanych” w poszczególnych blokach podłoża podpermskiego i odkrycie ich jest tylko kwestią unowocześnienia metodyki badań, zabezpieczenia techniczno-materiałowego i czasu.

Ostatnia uwaga dotyczy poruszonych przez J. Znoskę (51) spraw ogólnych dotyczących efektywności poszukiwań. Trudno wnioskować, co autor miał na myśli pisząc: „i wreszcie dążyć trzeba za wszelką cenę do wspólnej, uzgodnionej polityki naukowej badań geologicznych i poszukiwań – zainteresowanych jednostek”. Sprawy polityki proponuję zostawić kompetentnym czynnikom, natomiast zagadnienia współpracy w zakresie badań regionalnych prowadzonych przez Instytut Geologiczny i poszukiwań złóż węglowodorów prowadzonych przez górnictwo naftowe są od wielu lat uzgadniane i pisanie (51) o braku koordynacji w tym zakresie i „nieuporządkowanym współzawodnictwie” wynika z niedoinformowania tego autora. (Na marginesie, niestety również brak „współzawodnictwa uporządkowanego”, które być może przyniosłoby lepsze niż dotychczas wyniki w zakresie odkryć złożowych...).

Odrębnym zagadnieniem jest sprawa optymalnego lokalizowania wierceń poszukiwawczych, lecz to już wykracza poza ramy niniejszego artykułu.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

1. Rejon Tuchola–Płock położony w obrębie strefy kontaktowej platformy prekambryjskiej i paleozoicznej w północnej części strefy Teisseyre’a-Tornquista charakteryzuje się skomplikowaną podcechsztyńską budową geologiczno-strukturalną. Rozpoznanie układu strukturalnego utworów kompleksu dewońsko-karbońskiego metodami sejsmiki refleksyjnej znajduje się w początkowym stadium badań, co wraz z pojedynczymi wierceniami umożliwiłoby jedynie ramowe określenie modelu głębszej budowy geologicznej (ryc. 2–5).

Podpermska budowa geologiczna została ukształtowana synwaryscyjskimi ruchami tektonicznymi w okresie karbon górny – perm dolny, a zasięg i rozwój miąższościowo-facjalny pokrywowego kompleksu utworów czerwonego spągowca zapewne determinowany jest starszymi założeniami tektonicznymi regenerowanymi w okresie sedimentacji tych osadów.

2. Stwierdzone wykształcenie litologiczno-facjalne oraz objawy roponośności – w tym kilkudziesięciotonowy przyływ ropy naftowej z otworu Unisław IG–1, jak również wysokie ciśnienia złożowe – potwierdzają pozytywną ocenę perspektyw poszukiwania złóż ropy w osadach dewonu, w tym również w utworach znajdujących się na dużych głębokościach (poniżej 4500 m).

Odkryte złoża gazu ziemnego, charakter osadów oraz pozytywne wskaźniki hydro- i geochemiczne wskazują na regionalną gazonośność i perspektywiczność utworów

karbonu i możliwość odkrycia większych niż dotychczas złóż gazu ziemnego.

Osady czerwonego spągowca w tej strefie zawierają gaz ziemny o przeciętnym składzie chemicznym, lecz o wysokim ciśnieniu, w związku z czym można tu oczekiwać odkryć znacznych złóż gazu o zasobności analogicznej do dużych złóż monokliny przedsudeckiej.

3. Nie można się zgodzić z tezą J. Znoski (51), że na Niżu Polskim w utworach podcechsztyńskich występują jedynie niewielkie reliktywne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, ponieważ nie udowodniono, że procesy generowania, migracji i akumulacji bituminów odbywały się tylko w okresie precechsztyńskim. Założenie to może być słuszne częściowo w odniesieniu do węglowodorów starszego paleozoiku, a nie osadów dewonu, karbonu i czerwonego spągowca.

„Ruchliwość” strefy T–T, którą charakteryzował się głównie okres synwaryscyjskich ruchów tektonicznych, nie mogła być przyczyną destrukcji złóż młodszego paleozoiku, ponieważ tworzyły się one w tej formacji w okresie późniejszym (4–6, 37, 38).

Częściowemu zniszczeniu mogły ulec jedynie złoża znajdujące się w utworach starszego paleozoiku na platformie paleozoicznej lub węglowodory staropaleozoiczne reakumulowane w obrębie osadów dewonu–karbonu.

4. Wyniki badań geochemicznych (4–6, 16, 37) wykazują, że nawet w ropach cechsztyńskich (i młodszych) znajdują się węglowodory różnowiekowe świadczące o długotrwałości procesów generowania, migrowania i akumulacji rop naftowych i gazów ziemnych, w związku z czym przyjmowanie dla tych procesów tylko pojedynczych faz rozwoju jest zbyt daleko idącym uproszczeniem.

5. Biorąc pod uwagę dotychczasowe odkrycia złożowe oraz pozytywne wskaźniki ropo-gazonośności należy pozytywnie oceniać perspektywy poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach podcechsztyńskich Niżu Polskiego (w tym również w obrębie strefy T–T).

6. Regionalne badania geofizyczno-geologiczne są prowadzone dla określenia perspektyw poszukiwania złóż węglowodorów przez Instytut Geologiczny i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo zgodnie z wspólnymi uzgodnieniami uściślonymi w planach obu instytucji na naradach koordynacyjnych odbywających się dwukrotnie w ciągu każdego roku.

LITERATURA

1. Brochwicz-Lewiński W., Pożaryski W., Tomczyk H. – Wielkoskalowe ruchy przesuwcze wzdłuż SW brzegu platformy wschodnioeuropejskiej we wczesnym paleozoiku. *Prz. Geol.* 1981 nr 8.
2. Bojarski L., Marek S., Raczyńska A. – Gaz ziemny o największym w Polsce ciśnieniu złożowym. *Ibidem* nr 5.
3. Calikowski J. – Geochemia bituminów podłoża podpermskiego. [W:] *Opracowanie geologiczno-geofizyczne strefy kontaktu platformy prekambryjskiej i paleozoicznej między Koszalinem a Bydgoszczą. Oprac. zbior. pod red. Z. Modlińskiego. Arch. Inst. Geol.* 1981.
4. Calikowski J. – Ogólna charakterystyka geochemiczna bituminów i substancji organicznej. [W:] *Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. Oprac. zbior. pod red. A. Raczyńskiej (w druku).*
5. Calikowski J. – Wyniki badań geochemicznych bituminów rozproszonych i rop naftowych. [W:] *Ropo- i gazonośność obszaru nadbałtyckiego między Świno-*

- ujściem a Darłowem na tle budowy geologicznej. Cz. II red. R. Wagner. Inst. Geol. Pr. Geostruktu-
ralne 1974.
6. Calikowski J., Marek S., Znosko J. – Rozważania o ewolucji i migracji bituminów na Niżu Polskim. Kwart. Geol. 1971 nr 2.
 7. Calikowski J., Rzepkowska Z. – Wstępna charakterystyka geochemiczna ropy naftowej z otworu Daszewo 1. Prz. Geol. 1981 nr 5.
 8. Dadlez R. – Podpermie kompleksy skalne w strefie Koszalin–Chojnice. Kwart. Geol. 1978 nr 2.
 9. Dadlez R. – Tektonika permio-mezozoiku a głębokie rozłamy strefy Teisseyre'a-Tornquista na terenie Polski. Kwart. Geol. 1982 nr 2.
 10. Dadlez R. – Tektonika wału pomorskiego. Ibidem 1980 nr 4.
 11. Dadlez R. – W sprawie interpretacji profilu starszego paleozoiku w otworze Toruń 1. Prz. Geol. 1982 nr 6.
 12. Dadlez R. (red.) – Mapa tektoniczna cechsztyńsko-mezozoicznego kompleksu strukturalnego na Niżu Polskim. Wyd. Geol. 1980.
 13. Dąbrowski A. – Strefa Koszalin–Chojnice w obrazie grawimetrycznym. Prz. Geol. 1982 nr 1.
 14. Dąbrowski A., Karaczun K., Karaczun M. – Południowo-zachodni brzeg platformy wschodnioeuropejskiej w świetle wyników badań magnetycznych. Ibidem 1981 nr 8.
 15. Depowski S. – Obszary gazonośne i roponośne Polski. Ibidem 1981 nr 5.
 16. Gondek B. – Badania struktur węglowodorów aromatycznych w ropach naftowych i bituminach rozproszonych. Biul. Inst. Geol. nr 315.
 17. Karnkowski P. – Przegląd perspektyw poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Ibidem 1973 nr 264.
 18. Karnkowski P. – Geologiczne aspekty poszukiwań naftowych w Polsce. Tech. Poszuk. Geol. 1978 nr 4.
 19. Karnkowski P., Jastrząb M., Kaczyński J. – Głębokie wiercenie badawcze Toruń–1. Prz. Geol. 1980 nr 12.
 20. Karnkowski P., Korab Z., Skarbek K., Śliwiński Z. – Wyniki prac geologiczno-poszukiwawczych w latach 1976–1980 oraz program na bieżące 5-lecie. Ibidem 1983 nr 1.
 21. Karnkowski P., Krzysztofowicz Z., Solak M. – Podcechsztyńska budowa geologiczna basenu permiego. Kwart. Geol. 1978 nr 4.
 22. Kmjecik H., Żelichowski A. – Profil osadów karbonu w podłożu brzeżnej niecki między Toruniem a Warszawą. Prz. Geol. 1980 nr 1.
 23. Knieszner L., Jurek J., Nowotarski C. – Szkic wychodni utworów podpermich Unisław–Toruń (opracowanie tymczasowe). Arch. PGLiM Toruń 1982.
 24. Marek S. – Uwagi o budowie geologicznej niecki płockiej (warszawskiej). Prz. Geol. 1982 nr 9.
 25. Marek S. (red.) – Geologiczna dokumentacja wynikowa głębokiego wiercenia badawczego Bodzanów IG–1. Arch. Inst. Geol. 1982.
 26. Miłaczewski L. – Litologia i stratygrafia dewonu na Pomorzu. Mat. Konf. Nauk.-Techn. Tuczno 1979. Wyd. PPNiG Piła 1979.
 27. Miłaczewski L. – Dewon. [W:] Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. Oprac. zbior. pod red. A. Raczyńskiej (w druku).
 28. Ney R. – Kierunki badań związane z poszukiwaniami ropy i gazu. Nauka Polska 1981 nr 11–12.
 29. Oberc J. – Dlaczego utwory dolnopermie wielkiej monokliny SW Polski nie zawierają bogatych złóż węglowodorów? Nafta 1978 nr 8.
 30. Pokorski J. – Perm dolny. [W:] Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. Oprac. zbior. pod red. A. Raczyńskiej (w druku).
 31. Pożaryski W., Brochwicz-Lewiński W., Tomczyk H. – O heterochroniczności linii Teisseyre'a-Tornquista. Prz. Geol. 1982 nr 11.
 32. Pożaryski W., Tomczyk H., Brochwicz-Lewiński W. – Tektonika i ewolucja paleotektoniczna paleozoiku podpermiego między Koszalinem a Toruniem (Pomorze). Ibidem nr 12.
 33. Raczyńska A. (red.) – Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża (w druku).
 34. Raczyńska A. (red.) – Geologiczna dokumentacja wynikowa głębokiego otworu badawczego Unisław IG–1. Arch. Inst. Geol. 1983.
 35. Raczyńska A., Depowski S. – Kierunki badań regionalnych wału pomorskiego i przyległych niecek pomorskiej i szczecińskiej w aspekcie poszukiwań złóż węglowodorów. Prz. Geol. 1983 nr 3.
 36. Rakowska J. – Charakterystyka geofizyczna i paleotemperatury. [W:] Opracowanie geologiczno-geofizyczne strefy kontaktu platformy prekambryjskiej i paleozoicznej między Koszalinem a Bydgoszczą. Oprac. zbior. pod red. Z. Modlińskiego. Arch. Inst. Geol. 1981.
 37. Słupczyński K. – Warunki występowania gazu ziemnego w utworach dolnego permu monokliny przed-sudeckiej. Pr. Geol. Komis. Nauk. Geol. PAN Krak. 1979 nr 118.
 38. Sokołowski J. – Geodynamika rozwoju oraz prawidłowości rozmieszczenia węglowodorów obszaru przed-sudeckiego. Acta Geol. Pol. 1974 nr 4.
 39. Sokołowski J. – Zagadnienia strategii i taktyki poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Tech. Poszuk. Geol. 1976 nr 6.
 40. Sokołowski J. – Perspektywy poszukiwań węglowodorów i kierunki badań geologicznych utworów podpermich w Polsce na tle naftowej sytuacji świata. Mat. Konf. Nauk.-Techn. Tuczno 1979. Wyd. PPNiG Piła 1979.
 41. Sokołowski J., Deczkowski Z. – Zmiany układów strukturalnych głównych formacji perspektywicznych obszaru przed-sudeckiego jako zasadniczy czynnik decydujący o migracji i akumulacji węglowodorów. Nafta 1977 nr 6.
 42. Szpanier K. – Ustalenie związków genetycznych rop naftowych i bituminów na podstawie badania budowy strukturalnej asfaltenów ze szczególnym uwzględnieniem pirochromatografii gazowej. Biul. Inst. Geol. 1979 nr 315.
 43. Tomczyk H. – Sylur w brzeżnej części platformy prekambryjskiej na tle wyników wiercenia Toruń 1. Kwart. Geol. 1980 nr 2.
 44. Tyski S. – Uwagi o kierunkach badań naftowych na niżu na tle współpracy Instytutu Geologicznego z przemysłem naftowym. Prz. Geol. 1957 nr 10.
 45. Wagner R. (red.) – Ropo- i gazonośność obszaru nadbałtyckiego między Świnoujściem a Darłowem na tle budowy geologicznej. Cz. II. Inst. Geol. Pr. Geostruktu-
ralne 1974.
 46. Wdowiarz S. – Problematyka ropy naftowej w Polsce północnej i środkowej. Prz. Geol. 1956 nr 12.

47. Witkowski A. — Regionalne badania Instytutu Geologicznego na Niziu Polskim (1969–1978). Kwart. Geol. 1979 nr 1.
48. Znosko J. — Zależność koncepcji poszukiwawczych ropy na niżu od stopnia znajomości tektoniki i paleogeografii. Prz. Geol. 1957 nr 10.
49. Znosko J. — Zarys tektoniki Polski oraz problemy Vistulikum i Variscicum na tle tektoniki Europy. Biul. Inst. Geol. 1974 nr 274.
50. Znosko J. — The Teisseyre-Tornquist Tectonic Zone in the light of geological and geophysical investigations. Bull. Acad. Pol. Sc. Sér. Sc Terre 1979 vol. 27 no. 1–2.
51. Znosko J. — Czy w Polsce odkryjemy wielką ropę? Prz. Geol. 1982 nr 1.
52. Żelichowski A.M. — Szkic paleogeografii karbonu na Pomorzu. Mat. Konf. Nauk.-Techn. Tuczno 1979. Wyd. PPNiG Piła 1979.
53. Żelichowski A.M. — Profil karbonu Ziemi Dobrzyńskiej w nawiązaniu do karbonu pomorskiego i warszawsko-lubelskiego. Kwart. Geol. 1980 nr 2.
54. Żelichowski A.M. — Karbon. [W:] Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. Oprac. pod red. A. Raczyńskiej (w druku).

SUMMARY

The results of regional studies and search for hydrocarbons showed that Tuchola-Płock area, situated in contact zone of the Paleozoic and Precambrian platforms, northern part of the Teisseyre-Tornquist Zone, is highly perspective. In that area, series perspective from the point of view of search for oil and gas include upper sub-Zechstein strata: Rotliegendes, Carboniferous and Devonian. Older strata of both the folded and platform Paleozoic may be regarded as barren. The question of perspectives of strata belonging to the Zechstein-Mesozoic complex is beyond the scope of this paper.

The perspectives of search for oil and gas in the above mentioned strata are presented at the background of deep geological structure of this area as well as lithostratigraphic and facies characteristics and thickness distribution of the Lower Paleozoic, Devonian, Carboniferous and Permo-Mesozoic.

The sub-Permian geological structure is mainly characterized by a pattern of blocks elongated in NW–SE direction and bounded by still poorly controlled faults (the Z_1' reflector, interpreted as related to the base of the Zechstein, still remains to be the lowermost of the reliable ones as reflection seismic surveys just started to supply some data on sub-Zechstein strata). The major tectonic element in this area is an elongate Devonian block which contacts folded Silurian strata in NE and Carboniferous ones in SW. Erosional upper surface of the strata is discordantly overlain by the Rotliegendes. This pattern, formed in times of syn-Variscan movements (Late Carboniferous–Early Permian), may extend as far as regional strike-slip zone in the Kutno area (central Poland).

Borehole data show that traces of oil (spots and oil seepages) are quite common in the Devonian (Givetian, Frasnian and Famennian). The oil inflow from the Famennian knobby limestones in the borehole Unisław IG 1 (depth 4760–4808 m) is the first discovery in the Devonian in Poland which occurred. Under conditions of very high (853 at.) pressure, in well tests over 62 m³ of oil have been hitherto obtained. Moreover, a uneconomic accumulation of gas (56.9% of hydrocarbons) with deposit

pressure of 823 at. has been found in Rotliegendes rocks in the same borehole. A few gas deposits have been found in the Carboniferous in the Pomeranian Basin and traces of gas — at western margin of the studied area (Zabartowo).

The paper presents critical analysis of the thesis put forward by J. Znosko (51). According to that author, there are no large oil and gas deposits in the Polish Lowlands as those existing in the past became destroyed due to mobility of the Teisseyre-Tornquist Zone, along which the Old Platform was uplifted in Early Permian.

It is emphasized that processes of generation and migration of hydrocarbons from Devonian-Carboniferous structural complex were taking place in post-Permian times (4, 36–42). It follows that syngenetic deposit accumulations still did not exist in Devonian-Carboniferous strata in area of the Paleozoic Platform in times of major syn-Variscan movements. Therefore, any destructive processes could not affect them but deposits related to the Lower Paleozoic only.

The presented positive indices for oil-and gas-bearing of sub-Zechstein Paleozoic make it possible to state that both the Teisseyre-Tornquist zone and adjoining part of the Polish Lowlands are perspective from the point of view of search for hydrocarbons.

In the Tuchola–Płock area, there are some perspectives for discovery of gas deposits with resources of the order of some dozens milliards m³ in the Rotliegendes and Carboniferous, and oil deposits with resources of some millions tons in the Devonian.

РЕЗЮМЕ

Результаты региональных исследований и поисков углеводородов в районе Тухоля—Плоцк, находящимся в контактной зоне палеозойской и докембрийской платформ, которая составляет собой северную часть зоны Тейссера-Торнквиста — указывают на большую перспективность этого района. Перспективными для поисков нефти и природного газа являются осадки младшего подцехштейнового палеозоя — красного лежня, карбона и девона. Осадки старшего палеозоя — как складчатого так и платформенного — являются неперспективными для поисков нефти и газа. В статье упущены вопросы перспективности осадков цехштейно-мезозойского комплекса.

Вопросы поисковых перспектив представлены на фоне глубинного геологического строения; приведены литостратиграфическая, фаціальная и мощностная характеристика отложений старшего палеозоя, девона, карбона и пермомезозоя. В подпермском геологическом строении доминирует система продолговатых блоков с простиранием близким к СЗ—ЮВ, детерминированных трудными для расшифрования сбросами. Результаты исследований рефлексивной сейсмоки только начинают доставлять предварительные данные из под цехштейна, последним реперным сейсмическим горизонтом является горизонт Z_1' связанный с подошвой цехштейна. Основным тектоническим элементом является продолговатый девонский блок, прилегающий с СВ к складчатым отложениям силура, а с ЮЗ к осадкам карбона. На эрозионно сформированной поверхности этих отложений несогласно расположены осадки красного лежня. Эта система образовалась в период синварисцийских движений в верхнем карбоне — нижней перми. Возможно, что она продолжается к региональной перемещающей зоне в районе Кутна (центральная Польша).