

PERSPEKTYWY ODKRYCIA ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU W POŁUDNIOWO-ZACHODNIEJ POLSCE

UKD 553.961/982"313":551/736+551.761:552.543+552.541+552.513:551.243.3(438-14)

Obszar południowo-zachodniej Polski dzięki nowoczesnemu rozpoznaniu geologicznemu nabiera nowego znaczenia (1, 4, 7, 10, 11, 12). Systematyczne prace Instytutu Geologicznego zamykające się tzw. pierwszym etapem badań Niżu Polskiego (2, 3, 15, 16, 17) oraz prace górnictwa naftowego (5, 6, 7, 13) przyczyniły się nie tylko do głębszego rozpoznania geologicznego tych obszarów, lecz także do odkrycia już pierwszych złóż ropy i gazu ziemnego. Stąd też zarysowują się dalsze przesłanki co do perspektywy występowania węglowodorów (2, 13, 14, ryc. 1).

Bieżące prace geologiczno-poszukiwawcze obu wspomnianych instytucji przynoszą z każdym rokiem nowe dane zarówno w zakresie rozpoznawczym, jak też złożowym. Krótka charakterystyka tego obszaru, obejmującego monoklinę przedsudecką i jej obrzeżenie, dokonana zostanie od przeglądu wyników złożowych.

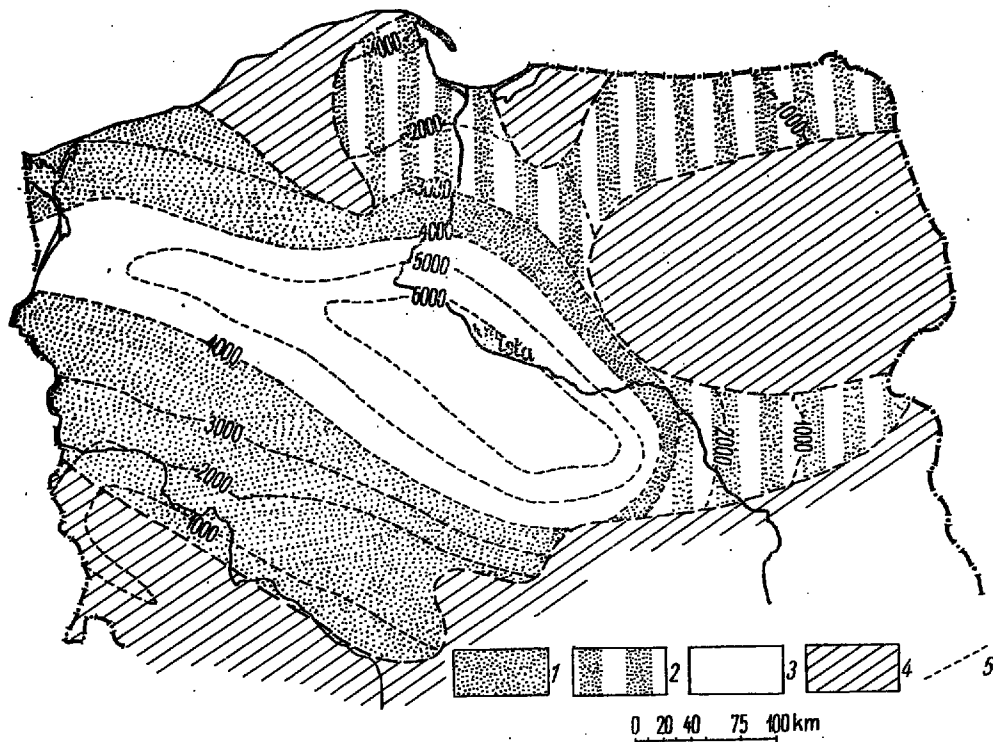
Znaczna część obszaru Polski południowo-zachodniej obejmuje jednostkę geologiczną wyższego rzędu, jaką jest monoklina przedsudecka. W budowie geologicznej podłoża tej jednostki jako najstarsze skały wyróżniamy sfałdowane utwory eokambryjskie stwierdzone w otworach wiertniczych Święciechowa — 1 i Brenna-Borzęcin. Należą one zapewne do assyntyjskiego piętra tektonicznego (8, 9). Na utworach tych zalegają również zaburzone utwory wieku karbońsko-dewońskiego. Podłoże podpermskie jest silnie urzeźbione i zdyslokowane. Na utworach starszego paleozoiku bądź eokambru zalegają utwory

czerwonego spągowca, a wyżej cechsztynu. Penakordantnie na cechsztynie zalegają osady triasu, a dalej na NE obrzeżeniu — jury i kredy.

Miażdżość utworów mezozoicznych na monoklinie waha się od 500 do 1200 m, cechsztynu około 600—900 m i czerwonego spągowca 100—300 m. Podłoże waryscyjskie zalega na głębokości od około 1000 m w pobliżu bloku przedsudeckiego do około 4500 m w rejonie Nowego Tomysła, Śremu-Kalisza. Perspektywicznymi horyzontami są tu przede wszystkim stropowe partie piaskowców czerwonego spągowca, wapień podstawowy cechsztynu (Z_1) oraz dolomit główny cyklotemu Z_2 . Oprócz utworów paleozoicznych do perspektywicznych zalicza się utwory pstrego piaskowca i piaskowce kajru.

Pierwsze złożo ropy naftowej na monoklinie przedsudeckiej zostało odkryte w 1961 r. na strukturze Rybaki w pow. Krosno Odrzańskie, a następnie w Pomorsku koło Sulechowa. Ostatnio w Maszewie w rejonie Zielonej Góry, w jednym otworze stwierdzono samoczynny przypływ ropy. Niewielkie ilości ropy wydobywa się też z otworów w rejonie Nowej Soli.

W rejonie Ostrowa Wielkopolskiego odkryto w 1964 r. duże ilości gazu ziemnego w piaskowcach dolnego permu i w wapieniach zdolomityzowanych, spągowej części cechsztynu. Gazy te zawierają od 53 do 62% metanu, azot i śladowe ilości cięższych węglowodorów, oraz wodoru i CO_2 .



Ryc. 1. Mapa perspektyw poszukiwawczych w utworach czerwonego spągowca w Polsce wg J. Sokołowskiego (nieco zmienione).

1 — obszary perspektywiczne zawierające znaczne miąższości utworów czerwonego spągowca i dobre warunki strukturalne na głębokościach do 4000 m, 2 — obszary perspektywiczne o małych miąższościach utworów czerwonego spągowca i słabym rozpoznaniu strukturalnym, 3 — obszary perspektywiczne na głębokościach poniżej 4000 m, 4 — obszary nieperspektywiczne (nie zawierające utworów czerwonego spągowca), 5 — izobary stropu czerwonego spągowca.

Złoża gazu, ale już znacznie mniejsze, odkryto wcześniej w dolomicie głównym cechsztynu w rejonie Zielonej Góry (Nowa Sól, Otyń).

Aby lepiej nakreślić perspektywy występowania węglowodorów w SW Polsce scharakteryzowane zostaną pokrótce najważniejsze struktury ropo i gazonośne, gdyż są one bazą wyjściową do planowania dalszych prac.

STRUKTURA RYBAKI-POŁĘCKO

W rejonie struktury Rybaki dowiercono do pierwszej ropy naftowej w 1961 r. Kolektorem jest dolomit główny. Poziom ten zbudowany jest z dolomitów i wapieni dolomitycznych ciemnych, szarych i beżowych. Posiadają one nieznaczną porowatość pierwotną, występują w nim również szczeliny i mikroszczeliny. Miąższość kolektora jest zmienna, w granicach 38—50 m. Porowatość wynosi średnio 0,04—8,9%. Badania i wiercenia wykazały, że w rejonie struktury Rybaki występują dwie formy blokowo-faldowe z produkcją ropy naftowej. Są to pola Rybaki i Połęcko.

Struktura Rybaki-Połęcko od strony zachodniej zamknięta jest dyslokacją podłużną, natomiast granicą południową są uskoki poprzeczne. Z innych stron złożo ograniczone jest konturem wody okalającej. Kolektor tego złoża, tj. dolomit główny ekranowany jest od stropu i spągu utworami nieprzepuszczalnymi w postaci anhydrytów i soli kamiennych. Systemem energetycznym złoża jest rozpuszczony w ropie gaz oraz woda podścielająca. Ze względu na ten system energetyczny, pomimo słabych włas-

Fig. 1. Map of perspectives in search for mineral deposits in the Rotliegendes formations in Poland according to J. Sokołowski (slightly changed).

1 — perspective areas characterized by considerable thickness of Rotliegendes deposits and by well structural conditions at the depths to 4000 m, 2 — perspective areas characterized by small thicknesses of the Rotliegendes and by a slight reconnaissance of structure, 3 — perspective areas at the depths below 4000 m, 4 — non-perspective areas (without Rotliegendes deposits), 5 — isobaths of the top of the Rotliegendes deposits.

ności kolektorskich przez dłuższy okres czasu produkcję ropy uzyskiwano samoczynnie.

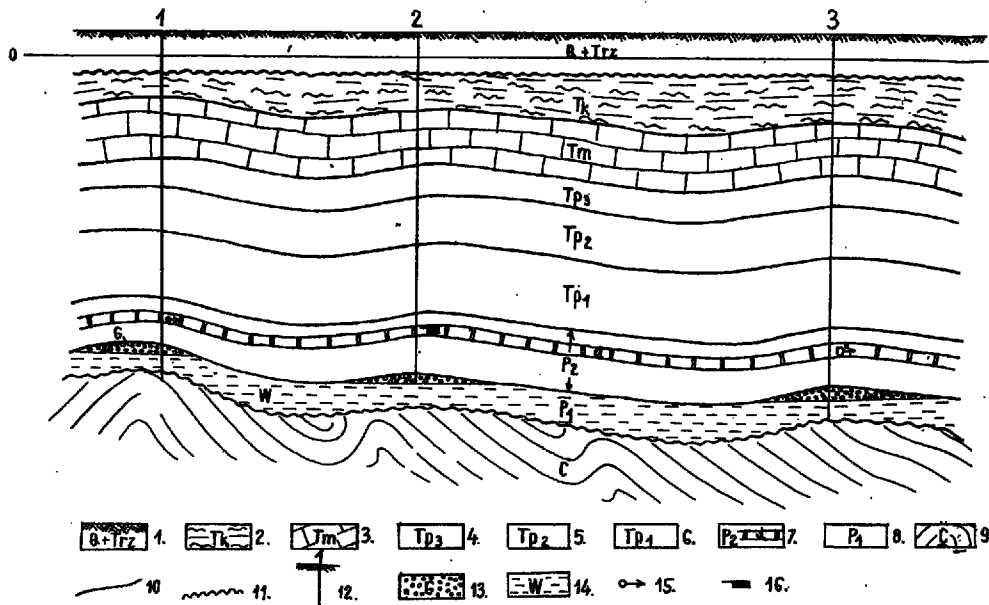
Początkowo produkcja ropy z otworów wynosiła 70—100 t na dobę. Ropa ze złoża Rybaki-Połęcko należy do rop średniociężkich, a jej ciężar właściwy wynosi około 0,86 G/cm³. Ropa jest typu parafinowego, zawiera około 3% parafiny. W ropie otworu R₁ stwierdzono 1,3% siarki. Ropa ma zabarwienie ciemnobrunatne, rozpuszczona jest w niej duża ilość gazu ziemnego wysoko gazolinowego. Zawartość gazu ziemnego na 1 t produkowanej ropy naftowej wynosi od 100 do 120 m³.

Ostatnio w rejonie Zielonej Góry odkryto nieduże struktury ropne Pomorsko i Maszewo. Stwierdzono też liczne przejawy gazu ziemnego, np. w Sękowicach, Czeklinie i innych. Do ważniejszych należą:

STRUKTURA NOWA SÓL-OTYŃ

W rejonie Nowej Soli odkryto w 1963 r. strukturę gazonośną. Rejon ten charakteryzuje się silnym pościem dyslokacjami różnokierunkowymi w poziomie dolomitu głównego. Złożo gazu znajduje się na izolowanym bloku tektonicznym Książka Śląskiego, obcięty z trzech stron dyslokacjami. Kolektor stanowią dolomity szare, beżowe oraz ciemne. Miąższość dolomitu waha się w granicach 40—60 m.

W tymże roku uzyskano z otworu Otyń IG-1 wysoką wydajność gazu ziemnego z cechsztyńskiego dolomitu głównego. Kolektor ekranowany jest od stropu i spągu anhydrytami oraz solami kamiennymi, jak w złożu Rybaki-Połęcko, jest porowaty, posiada zarówno makroszczeliny, jak i mikroszczeliny. Złożo należy do grupy warstwowych. Porowatość kolektora



Ryc. 2. Przekrój geologiczny przez peryklinalną część struktury na linii Uciechów — Tarchały wg J. Sokolowskiego.

Fig. 2. Geological section through the periclinal part of the structure along the line Uciechów — Tarchały, according to J. Sokolowski.

1 — czwartorzęd i trzeciorzęd, 2 — kajper, 3 — wapień muszlowy, 4 — pstry piaskowiec górny (ret), 5 — pstry piaskowiec środkowy, 6 — pstry piaskowiec dolny, 7 — cechsztyn z wydzielonym dolomitom głównym (d), 8 — czerwony spągowiec, 9 — karbon przefaldowany i zerodowany, 10 — granice stratygraficzne, 11 — przypowierzchnie niezgodności stratygraficznych, 12 — otwory wiertnicze, 13 — gaz, 14 — woda, 15 — stwierdzone objawy bitumiczne w rdzeniach, 16 — przypływ solanek.

1 — Quaternary and Tertiary, 2 — Keuper, 3 — Muschelkalk, 4 — Upper Buntsandstein (Roethian), 5 — Middle Buntsandstein, 6 — Lower Buntsandstein, 7 — Zechstein with the Main Dolomite distinguished (d), 8 — Rotliegendes, 9 — refolded and eroded Carboniferous strata, 10 — stratigraphical boundaries, 11 — surfaces of stratigraphical discontinuities, 12 — bore holes, 13 — gas, 14 — water, 15 — bitumen shows ascertained in drill cores, 16 — inflows of brines.

wynosi średnio 2,2%. Wydobywany gaz ziemny jest gazolinowy. Zawiera 36% metanu, 13,1% etanu i 32,9% azotu. Ciężar właściwy tego gazu wynosi 0,83 G/cm³. Ciśnienie głowicowe początkowe rzędu 107,5 atm. Oprócz gazu ziemnego z niektórych otworów w rejonie Nowej Soli — wydobywa się ostatnio pewne ilości ropy.

Gaz ziemny Uciechowa jest bezgazolinowy, suchy. Charakterystyczną jego cechą jest nadmierna zawartość azotu (około 47,00%). Gaz nadaje się do wykorzystania przez przemysł. Ciężar właściwy gazu wynosi około 0,752 G/cm³. Porowatość utworów czerwonego i białego spągowca, w których występuje gaz, jest ok. 20%.

STRUKTURA UCIECHÓW-TARCHAŁY-BOGDAJ

STRUKTURA CZESZÓW KOŁO TRZEBNICY

Uwieńczeniem wieloletniej pracy prowadzonej na obszarze SW Polski było odkrycie w 1964 r. w rejonie Ostrowa Wielkopolskiego (wschodnia część monokliny przedsudeckiej) pierwszego złoża gazu ziemnego w czerwonym spągowcu i wapieniu Z₁, a w 1967 r. struktury gazonośnej w Czeszowie koło Trzebnicy (6). W następnych latach dokonano dalszych odkryć.

Gaz występuje w stropowych piaskowcach czerwonego spągowca i wapieniu podstawowym. Jest to złożo typu masywowego. Gaz zawiera nieznaczne ilości węglowodorów ciężkich oraz około 48% azotu.

Struktura Uciechowa (ryc. 2) jest złożem typu masywowego, a kolektorem jest tak wapień podstawowy, jak i czerwony spągowiec. Złożo ekranowane jest od stropu anhydrytem podstawowym cyklotemu Werra, o miąższości od około 60 m, natomiast od spagu podścielone jest ilasto-mułkowymi utworami karbonu o niskiej porowatości i przepuszczalności. Złożo leży na dwóch blokach obciążonych z trzech stron dyslokacjami. Trzeci blok znajduje się na zachodzie. Gaz występujący tu zawiera około 56% węglowodorów i 46% azotu. Powierzchnia dotychczas rozpoznanej strefy gazonośnej wynosi około 20 km². W wyniku prób złożowych w otworze Uciechów-1 odwierconym w 1964 r. potwierdzono możliwości występowania bituminów w utworach czerwonego spągowca i cyklotemie Z₁.

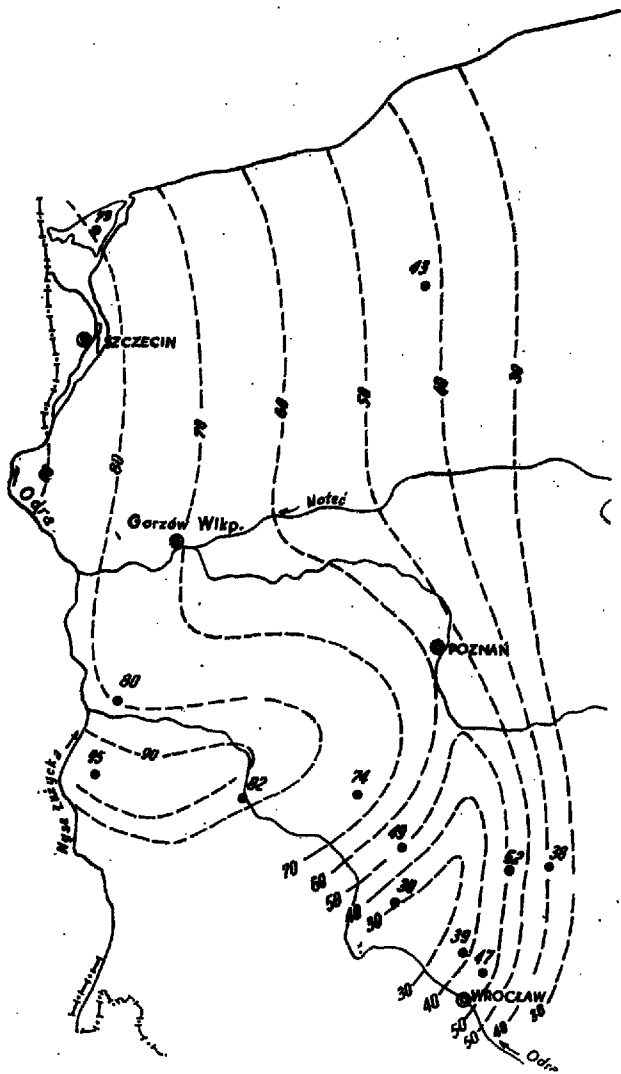
STRUKTURA ANTONIN

Złożo odkryte zostało w 1969 r. na strukturze wykrytej sejsmicznie w pstrym piaskowcu i dolomicie głównym. Horyzontem produktywnym są porowate i splekane dolomity. Złożo od stropu uszczelnia poziom anhydrytowy i solny cechsztynu, od spagu woda podścielająca. Struktura Antonin ma kształt nieregularnej brachyantykliny. Złożo zalicza się do typu masywowego. Od strony zachodniej ograniczone jest dyslokacją. Gaz ziemny jest gazolinowy o zawartości węglowodorów cięższych C₃₊ — 393 G/Nm³. Zawiera on w swym składzie 40,90% azotu. Ciśnienie złożowe 152 atm.

Na strukturze Bogdaj, znajdującej się na S od złoża Uciechów, miąższość kolektora piaszczystego wynosi 50—200 m. Ciśnienie złożowe zbliżone jest do ciśnienia hydrostatycznego i wynosi około 150 atm na głowicy.

STRUKTURA BORZĘCIN KOŁO ZMIGRODU

Odkryta została w 1969 r. Akumulacja gazu występuje w wapieniu podstawowym cechsztynu. Analizowany gaz jest gazolinowy o zawartości C₃₊ — 27,2 G/Nm³. Oprócz węglowodorów szeregu parafinowego, zawiera 22,4% obj. azotu.



Ryc. 3. Mapka hipotetycznej zawartości azotu w gazie ziemnym w utworach czerwonego spągowca i wapień podstawowego cechsztynu w północno-zachodniej Polsce wg autora. Czarne punkty z liczbami oznaczają pomiary zawartości azotu w gazie ziemnym. Izolinie i wartości azotu w gazie ziemnym.

Fig. 3. Map of hypothetical content of nitrogen in natural gas in the Rotliegendes and Main Limestone deposits of the Zechstein within the north-western area of Poland, according to the present author. Black points with numbers determine the measurements of nitrogen content in natural gas. Contour lines and nitrogen values in natural gas.

STRUKTURA DOBRZEŃ

Znajduje się ona na ciągu strukturalnym Trzebnica-Czeszów-Dobrzeń. Strefa ta charakteryzuje się budową blokową. Zbiornikiem gazu ziemnego jest wapień podstawowy cechsztynu. Serią ekranującą złoże od stropu jest anhydryt cyklotemu Werra, od spągu złoże podściela woda. Wapień podstawowy ma miąższość 48 m i jest silnie zróżnicowany litologicz-

nie. Stąd też zbiornik gazonośny jest w wielu miejscach przepuszczalny. Produkcję gazu uzyskano przy ciśnieniu 148 atm. Analizowany gaz jest bezgazolinowy o zawartości C_3+ — 3,4 G/Nm³. Zawiera on w swym składzie 44,7% obj. azotu.

STRUKTURA ZAKÓWO

Gas występuje w dolomicie głównym cyklotemu Z_2 . Zawiera on oprócz węglowodorów gazowych dużą domieszkę azotu.

Na podstawie przedstawionego materiału perspektywiczność formacji cechsztyńskiej, szczególnie w poziomie dolomitu głównego, wapienia podstawowego i czerwonego spągowca, głównie w jego stropowej partii, przedstawia się dla poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego bardzo korzystnie. Świadczą o tym liczne objawy bituminów i już odkryte złoża gazu oraz ropy w obszarze SW Polski, jak i w krajach zachodniej Europy.

W świetle dotychczasowych wyników wierceń za korzystne uznać należy te obszary poziomu dolomitu głównego, gdzie miąższość osadów węglanowych omawianego horyzontu przekracza 25 m. Z badań laboratoryjnych bowiem wynika, iż porowatość skał węglanowych poziomu dolomitu głównego jest bardzo mała i zwykle nie przekracza kilku procent, a tylko sporadyczne próbki wykazują porowatość do kilkunastu procent. Ponadto porowatość szczelinowa skał węglanowych, która według obserwacji petrograficznych i makroskopowych rdzeni odgrywa również pewną rolę we własnościach zbiornikowych poziomu dolomitu głównego, nie przekracza zwykle 1%. Zatem przy tego typu własnościach zbiornikowych poziomu dolomitu głównego korzystnymi dla występowania złóż ropy lub gazu będą tylko te strefy, gdzie miąższość omawianego poziomu jest dostatecznie duża i osiąga powyżej 25 m.

Pod względem własności zbiornikowych i szczelinowatości skały węglanowe poziomu wapienia podstawowego charakteryzują się podobnymi danymi, jak i poziomu dolomitu głównego. Ponadto lokalnie stwierdzono, że nawet przy małych miąższościach (do 10 m) zaznacza się większy rozwój porowatości w profilu poziomu wapienia podstawowego niż w poziomie dolomitu głównego, czego przykładem może być strefa złoża Uciechów-Bogdaj. Za poziom wapienia podstawowego uznaje się kompleks skał węglanowych cyklotemu Z_1 (Werra), reprezentowany przez dolomity, wapień dolomityczny i wapień z przewarstwieniami mułowców szarych, a w spągowej partii czarnych łupków, zwykle miedzionośnych.

Piaskowce czerwonego spągowca, podścielające poziom wapienia podstawowego, stanowią wraz z nimi, skałę zbiornikową w odkrytych dotychczas złożach gazu ziemnego z rejonu Ostrowa Wielkopolskiego i Trzebnicy. Takiej sytuacji możemy się zatem spodziewać i w innych strukturach, bliżej udokumentowanych pracami sejsmicznymi. Warstwy izolujące dla tego poziomu, podobnie jak dla poziomu wapienia podstawowego, stanowią osady anhydrytów i soli kamiennych cyklotemu Z_1 (Werra). Pod względem parametrów złożowych piaskowce czerwonego spągowca, zalegające w stropowej partii tegoż piętra, charakteryzują się własnościami znacznie korzystniejszymi od perspektywicznych poziomów węglanowych piętra cechsztyńskiego. Tak np. w strefie złoża Uciechów-Bogdaj porowatość w pobranych próbkach wynosi od 5 do 18,4%, a ich przepuszczalność od 0,85 do 212 mdcy, a w strefie złoża Tarchały porowatość od 6 do 22%, przy przepuszczalności od 0 do 10 mdcy. W innych obszarach regionu przedśudeckiego wartości te są podobne lub nieco niższe.

Poza wymienionymi permскими horyzontami ropy i gazonośnymi w obszarze SW Polski spodziewać się

można również horyzontów w pstrym piaskowcu oraz w niższym profilu warstw piaszczystych czerwonego spagowca, jak również w utworach paleozoicznych podścielających utwory czerwonego spagowca. Trudno jest obecnie bliżej określić formy strukturalne dla prowadzenia w nich poszukiwań, w utworach karbońskich i starszych, gdyż w materiałach sejsmicznych informacje o ułożeniu tych warstw są bardzo skąpe, a dane z wierceń również nieliczne. Trzeba zaznaczyć, że badania zawartości gazu w rdzeniach tych formacji wykazały śladową zawartość węglowodorów, co dowodzi możliwości istnienia złóż ropno-gazowych w tych utworach.

W osadach pstręgo piaskowca za skały zbiornikowe złóż ropno-gazowych można uważać serie piaszczowo-łaste w dolnym pstrym piaskowcu oraz serie piaskowcowe i ewentualnie wapienie oolitowe w środkowym pstrym piaskowcu, występujące pod przykryciem serii dolomitowo-anhydritowo-solnej dolnego retu. W dolnym pstrym piaskowcu bezpośrednio przejawy gazu stwierdzono w otworze Broniszów IG-1, Klenica 1, Ostrzeszów 1. W środkowym pstrym piaskowcu zgazowanie piuczki wystąpiło w otworach Sulechów IG, Klenica 1, Wschowa 1, a ślady bituminów stwierdzono w wielu otworach. Poważnym argumentem przemawiającym za występowaniem zbiorników ropno-gazowych w pstrym piaskowcu jest fakt istnienia złóż gazowych na terenie Niemiec oraz liczne przejawy stwierdzenia bituminów w tych utworach prawie na całej monoklinie przedsudeckiej.

Przedstawione serie perspektywiczne permu i triasu dają podstawy do wnioskowania, że zarówno na obszarze monokliny przedsudeckiej, jak również w rejonie sąsiednim, tj. w synklinorium szczecińskomogileńsko-łódzkim oraz na antyklinorium pomorskim, gdzie występują wspomniane utwory, mogły nagromadzić się węglowodory naftowe. Objawy bituminów stwierdzone w tych seriach w niecce łódzkiej, w synklinorium pomorsko-warszawskim świadczą dodatkowo o ich regionalnym występowaniu. Stąd też istnieją podstawy do określenia wspomnianych jednostek geologicznych za perspektywiczne.

Dodatkową argumentacją na korzyść akumulacji wysoko kalorycznych węglowodorów w tych seriach jest również fakt, że zawartość azotu w gazie ziemnym maleje w miarę przechodzenia od W na E (ryc. 3). Jest to bardzo istotne, gdyż w kilku otworach wiertniczych w pobliżu zachodniej granicy kraju stwierdzono gaz o dużej zawartości azotu, który nie tylko, że posiadał niską wartość kaloryczną, lecz niekiedy był wręcz niepalny.

W świetle powyższych danych perspektywnym obszarem dla akumulacji złóż węglowodorów wydaje się zwłaszcza SW i NE część monokliny przedsudeckiej, synklinorium szczecińsko-łódzkie i antyklinorium pomorskie.

SUMMARY

The paper deals with the so far discovered oil and gas shows in the south-western area of Poland in the Permian and Triassic series of the Fore-Sudetic monocline. Here belong: Rybaki, Połęczko, Nowa Sól-Otyń and Antonin deposits in the Main Dolomite, Uciechów-Tarchały-Bogdaj Żakowo and Czeszów deposits in the Rotliegendes and in the Z₁ limestone, as well as Bożęcín deposit — in the top sandstones of the Rotliegendes. Moreover, the author is of an opinion that the Palaeozoic series below the Rotliegendes, the sandstones of the Lower Buntsandstein, and sandstones and probably oolite limestones in the Middle Buntsandstein below the Roethian, found to occur within the Fore-Sudetic monocline, in the Mogilno-Szczecin-Łódź synclinorium and anticlinorium, are of industrial importance, too.

LITERATURA

1. Birecki T. — Problem ropogazowości czerwonego spagowca i cechsztynu na tle wyników wierceń i badań geofizycznych. ZOG GN „GEO-NAFTA”, Warszawa, 1969.
2. Depowski S., Pożaryski W. — Główne kierunki prac poszukiwawczych. Prognozy ropy i gazoności Niżu Polskiego. Pr. Inst. Geol. 1962.
3. Depowski S. — Geologiczne warunki występowania węglowodorów na Niżu Polskim. Ibidem, 1968.
4. Depowski S., Królicka J., Kühn D. — Perspektywy odkrycia złóż gazu ziemnego w utworach triasu monokliny przedsudeckiej w świetle wyników wiercenia strukturalnego Sulechów IG-1. Prz. geol., 1962, nr 6.
5. Kasprzak T., Sokołowski J. — Zarys budowy geologicznej obszaru przedsudeckiego. Geofiz. i Geol. naft. 1964, nr 3—5.
6. Karnkowski P., Sokołowski J., Stemulak J. — Odkrycie pierwszego w Polsce złoża gazu ziemnego w utworach czerwonego spagowca. Ibidem, 1966, nr 1—2.
7. Korab Z. — Cechsztyński poziom bitumiczny na monoklinie przedsudeckiej. Z geologii Ziemi Zachodnich, Wrocław, 1966.
8. Oberc J. — Monoklina wrocławska i jej stosunek do jednostek sąsiednich. Prz. geol. 1962, nr 11.
9. Oberc J. — Górny Górotwór staroassyntyjski na Dolnym Śląsku. Z geologii Ziemi Zachodnich, Wrocław, 1966.
10. Obuchowicz Z. — Wyniki poszukiwań złóż ropy i gazu oraz perspektywy nowych odkryć na obszarze Polski. Prz. geol., 1960, nr 10.
11. Obuchowicz Z., Olewicz Z., Tokarski A. — Obecny stan rozpoznania geologicznego, możliwości odkrycia nowych złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce. Nafta, 1958.
12. Sokołowski J. — Charakterystyka strukturalna obszaru przedsudeckiego. Geol. Sudet. 1967, Vol. III.
13. Sokołowski J., Sokołowska J. — Perspektywy odkrycia złóż gazu w utworach czerwonego spagowca w Polsce. Geofiz. i geol. naft., 1965, nr 10—12.
14. Stemulak J. — Obecny stan i kierunki prac poszukiwawczych w Polskim Przemysle Naftowym. Ibidem, 1964, nr 1—2.
15. Tokarski A. — Bieżący stan geologicznego rozpoznania możliwości ropno-gazowych Polski i warunki postępu prac. Nafta, 1966, nr 9.
16. Wdowiak S. — Problematyka ropy naftowej w Polsce północnej i środkowej. Prz. geol., 1956, nr 12.
17. Znosko J. — Zależność koncepcji poszukiwawczych ropy na niżu od stopnia znajomości tektoniki i paleogeografii. Ibidem, 1957, nr 10.
18. Zytka J. — Badania podstawowe w poszukiwaniach naftowych. Geofiz. i Geol. naft., 1966, nr 9—10.

РЕЗЮМЕ

В работе описываются выявленные до сих пор проявления нефти и газа в пермских и триасовых породах Предсудетской моноклинали в югозападной Польше. К ним относятся залежи Рыбаки, Поленско, Нова-Сулль — Отынь и Антонин в главном доломите, Уцехув — Тархалы — Богдай, Жаково и Чапув, приуроченные к красному лежню и известняку и залежь Боженцин в кровельных песчаниках красного лежня. Кроме того, к перспективным толщам Предсудетской моноклинали. Могильновско-Щецинско-Лодзинского синклинория и антиклинория автор относит палеозойские свиты, залегающие под красным лежнем, песчаники нижнего пестрого песчаника, а также песчаники и, возможно, оолитовые известняки в среднем пестром песчанике, выше ретского яруса.