GEOLOGIA • 2008 • Tom 34 • Zeszyt 3 • 405–421

PRODUKTYWNOŚĆ KARPACKICH SKAŁ ZBIORNIKOWYCH W ŚWIETLE HISTORII WYDOBYCIA WĘGLOWODORÓW

Productivity of Carpathian reservoir rocks in the light of hydrocarbon production history

Artur MARCINKOWSKI & Elżbieta SZEWCZYK

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, Oddział Sanok;
ul. Sienkiewicza 12, 38-500 Sanok;
e-mail: A.Marcinkowski@nafta-gaz.sanok.pl, E.Szewczyk@nafta-gaz.sanok.pl

Treść: Celem publikacji jest charakterystyka produktywności ropo- i gazonośnych piaskowców karpackich w obszarze położonym na wschód od doliny Wisłoka, gdzie perspektywy dla odkrycia nowych złóż węglowodorów są najbardziej obiecujące. Opracowano ją na podstawie materiałów archiwalnych PGNiG SA, zawierających pełną dokumentację wydobycia ropy naftowej, gazu ziemnego i wody złożowej z poszczególnych złóż oraz otworów eksploatacyjnych. Wykresy wydobycia wymienionych mediów złożowych, sporządzone dla jednostki śląskiej i skolskiej, ilustrują trendy spadku wydobycia w okresie 1955–2007. Najbardziej istotne przesłanki dla oceny perspektyw odkrycia nowych pól naftowych wynikają z diagramów dokumentujących produktywność poszczególnych horyzontów ropo- i gazonośnych, a także interwały głębokościowe występowania przypływów, objawów i śladów węglowodorów. Interpretacja danych wskazuje, że w jednostce śląskiej największe wydobycie ropy naftowej uzyskano z piaskowców lgockich oraz krośnieńskich, a gazu ziemnego – z piaskowców czarnorzeckich. Natomiast w jednostce skolskiej dominującą serią produktywną są piaskowce kliwskie warstw menilitowych, cechujące się najlepszymi własnościami zbiornikowymi na analizowanym obszarze.

Słowa kluczowe: Karpaty, jednostka śląska, jednostka skolska, skały zbiornikowe, złoża ropy i gazu, historia eksploatacji

Abstract: The paper intends to characterize productivity of oil- and gas-bearing Carpathian sandstones in the area situated to the east of the Wisłok river valley where prospects for new hydrocarbon discoveries are best. It was based on materials from the POGC's files, which contain full documentation of oil, gas and reservoir water production from particular fields and wells. Graphs of the media production, constructed for the Silesian and Skole units, illustrate trends of the production decline in the years 1955–2007. The most fundamental premises for assessment of prospects for new oil-field discoveries result from diagrams that document the productivity of individual oil- and gas-bearing horizons, as well as depth intervals of occurrence of hydrocarbon inflows, shows and traces. Interpretation of the presented data indicates that in the Silesian Unit the greatest oil production was achieved from the Lgota and Krosno sandstones, whereas gas production – from the Istebna Sandstones. In the Silesian Unit, the Kliwa Sandstones of the Menilite Beds represent a predominating productive series; the sandstones are characterized by the best reservoir properties over the whole analyzed area.

Key words: Carpathians, Silesian Unit, Skole Unit, reservoir rocks, oil and gas fields, hydrocarbon production history

WSTĘP

W artykule przedstawiono wyniki dotychczasowej eksploatacji karpackich złóż ropy naftowej i gazu ziemnego występujących na obszarze jednostki śląskiej i skolskiej, na wschód od doliny rzeki Wisłok po granicę państwa. Na podstawie materiałów archiwalnych zgromadzonych w PGNiG SA Oddział Sanok, zawierających obszerną statystykę wydobycia ropy naftowej, gazu ziemnego i wody złożowej oraz występowania śladów i objawów węglowodorów w otworach, sporządzono wykresy wydobycia wymienionych płynów złożowych w okresie 1955–2007 oraz diagramy ilustrujące produktywność poszczególnych skał zbiornikowych.

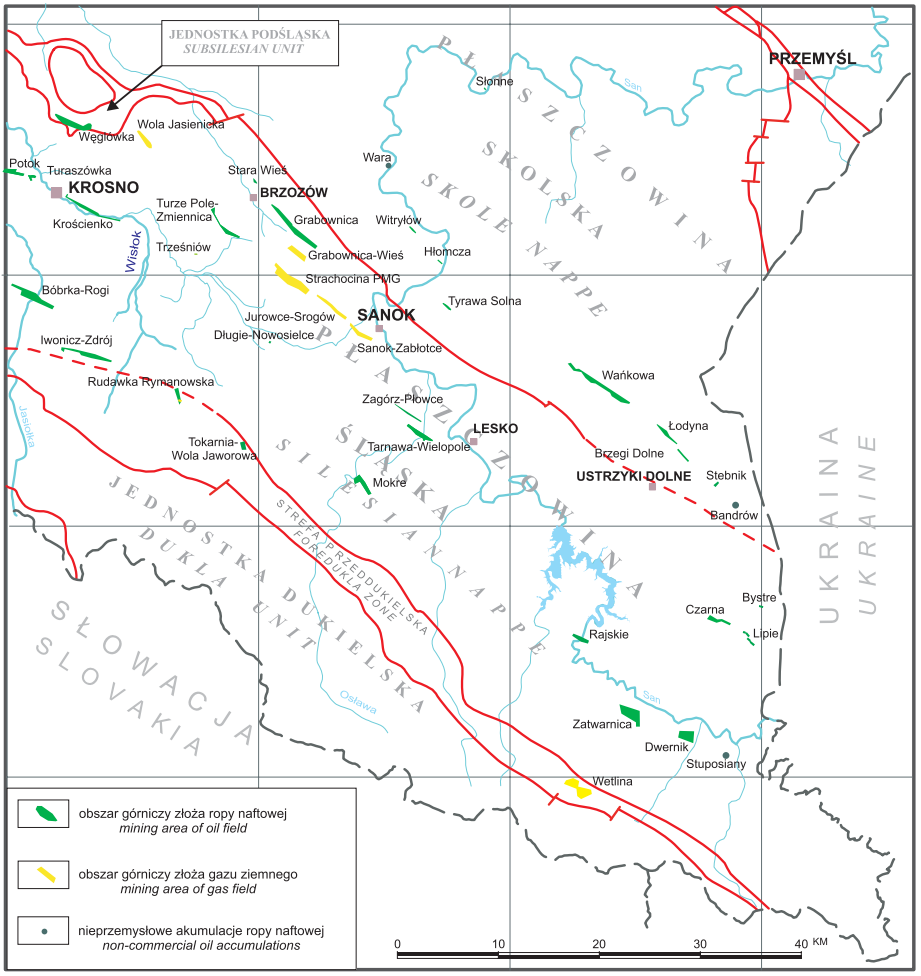

Fig. 1. Mapa lokalizacji złóż węglowodorów na tle głównych jednostek strukturalnych

Fig. 1. Location of oil and gas fields against the background of major structural units

Wykonano również diagramy występowania śladów, objawów oraz przemysłowych przypływów węglowodorów w obrębie złóż w tym rejonie. Do oceny produktywności skał zbiornikowych wykorzystano także informacje z geologicznych dokumentacji złóż, dotyczące parametrów zbiornikowych oraz złożowych (ciśnień), jednak ilość i jakość tych danych jest niewystarczająca do ich kompleksowej oceny. Z uwagi na czas odkrycia i rozwiercania większości złóż (koniec XIX – początek XX wieku) odwierty wykonywane były metodą udarową, w związku z tym nie było możliwości poboru rdzeni do badań laboratoryjnych. W zdecydowanej większości przypadków nie wykonywano też profilowań geofizyki wiertniczej, poza nielicznymi przypadkami (złoża: Strachocina, Grabownica, Łodyna), gdzie część nowszych otworów eksploatacyjnych wykonywana była metodą obrotową.

Lokalizację złóż przedstawiono na mapie obejmującej omawiany obszar (Fig. 1). Wynika z niej, że zdecydowana większość dotychczas odkrytych złóż węglowodorów położona jest w granicach jednostki śląskiej (18 złóż ropy naftowe i 7 złóż gazu ziemnego), natomiast w jednostce skolskiej odkryto 11 złóż ropy naftowej, i jak dotychczas, nie stwierdzono występowania złóż gazu ziemnego. Poza tym można zaobserwować, że odkryte złoża zgrupowane są generalnie w dwóch rejonach: północno-zachodnim oraz południowo-wschodnim, co może wskazywać na nierównomierny stopień rozpoznania geologiczno-wiertniczego tego rejonu, szczególnie w zakresie głębokich wierceń poszukiwawczych.

W tabelach 1 i 2 zestawiono udokumentowane w tym rejonie złoża wraz z informacją o nazwie poziomu produktywnego, roku odkrycia oraz dotychczasowym wydobyciu. Część z wymienionych złóż o najniższym wydobyciu i zasobach (Stuposiany, Bandrów, Słonne), według aktualnie obowiązujących kryteriów bilansowości, nie ma charakteru akumulacji przemysłowych.

Charakterystykę rezultatów dotychczasowej eksploracji naftowej jednostki śląskiej i skolskiej w omawianym obszarze oraz zwięzły opis horyzontów produktywnych w złożach o największej zasobności, a także przebieg ich eksploatacji przedstawiono poniżej.

CHARAKTERYSTYKA PRODUKTYWNOŚCI PIASKOWCÓW W OBSZARZE WSCHODNIEJ CZĘŚCI JEDNOSTKI ŚLĄSKIEJ

Jednostka śląska zajmuje największy obszar w polskich Karpatach Zewnętrznych. Dotychczas odkryto w niej 46 złóż ropy naftowej oraz 14 złóż gazu ziemnego (Karnkowski 1993). Cechą charakterystyczną tej jednostki jest rozwój pełnego profilu litostratygraficznego osadów fliszowych, od kredy dolnej do oligocenu włącznie. W omawianym obszarze skałami zbiornikowymi o udokumentowanej produktywności są piaskowce: lgockie, czarnorzeckie, ciężkowickie, hieroglifowe, przejściowe i krośnieńskie (Wdowiarz 1960).

Ocenę roponośności powyższych serii piaskowcowych oparto na analizie historii eksploatacji największych pod względem wydobycia złóż ropnych: Grabownica, Turze Pole – Zmiennica, Czarna, Tarnawa – Wielopole i Mokre oraz złóż gazowych: Strachocina, Sanok – Zabłotce i Jurowce (Tab. 1). Pominięto w niej, pozostałe złoża tej jednostki o znikomych zasobach.

Tabela (Table) 1

Zestawienie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obrębie jednostki śląskiej

Compilation of oil and gas fields within the Silesian Unit

Nazwa złoża *Field name*	Poziom produktywny *Productive horizon*	Rok odkrycia *Year of discovery*	Sumaryczne wydobycie ropy [tys. ton], gazu ziemnego [mln m^3] *Total oil production [thousand ton] and gas production [milion m^3]*
ZŁOŻA ROPNE / *OIL FIELDS*			
Grabownica	w-wy lgockie – wczesna kreda *Lgota Beds – Early Cretaceous*	1898	1017.4
Turze Pole – Zmiennica	w-wy hieroglifowe, p-ce ciężkowickie – eocen *Hieroglyphic Beds, Ciężkowice Sandstones – Eocene*	1897	273.5
	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*		
Turze Pole – Zmiennica	w-wy lgockie – wczesna kreda *Lgota Beds – Early Cretaceous*	1897	273.5
Czarna	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1936	264.9
Tarnawa – Wielopole	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1900	221.7
Mokre	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1913	86.5
Stara Wieś	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*	1896	33.8
Rajskie	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1880	27.3
Tokarnia – Wola Jaworowa	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1893	9.5
Zatwarnica	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1962	9.2
Zagórz – Płowce	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1885	8.6
Rudawka Rymanowska	w-wy krośnieńskie, w-wy przejściowe – oligocen *Krosno Beds, Transition Beds – Oligocene*	1889	5.9
	w-wy hieroglifowe – eocen *Hieroglyphic Beds – Eocene*		
	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*		

Tabela (Table) 1 cd.

Dwernik	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1984	5.8
Lipie	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1936	4.0
Grabownica Wieś	w-wy lgockie – wczesna kreda *Lgota Beds – Early Cretaceous*	1983	2.5
Bystre	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1934	1.6
Długie – Nowosielce	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1938	1.2
Stuposiany	w-wy krośnieńskie – oligocen *Krosno Beds – Oligocene*	1990	0.4
ZŁOŻA GAZOWE / *GAS FIELDS*			
Strachocina	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*	1895	4350.3
Sanok – Zabłotce	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*	1933	876.1
Jurowce – Srogów	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*	1921	80.5
Grabownica Wieś	w-wy czarnorzeckie – późna kreda – paleocen *Czarnorzeki Beds – Late Cretaceous – Paleocene*	1963	31.3
Turze Pole – Zmiennica element „wysadu Lasu”	w-wy lgockie – wczesna kreda *Lgota Beds – Early Cretaceous*	1936	11.4
Rudawka Rymanowska	p-ce ciężkowickie – eocen *Ciężkowice Sandstones – Eocene*	1953	4.1
Wetlina	w-wy hieroglifowe – eocen, *Hieroglyphic Beds – Eocene*	1967	nieeksploatowane *non-exploited*
	w-wy menilitowe, w-wy przejściowe – oligocen *Menilite Beds, Transition Beds – Oligocene*		

Złoże Grabownica występuje w północno-zachodniej części omawianego obszaru, którą cechuje bardziej zróżnicowany typ skał zbiornikowych w porównaniu z częścią południowo-wschodnią. Zbiornikiem ropy naftowej są warstwy dolnej kredy, w których profilu wydzielono pięć kompleksów warstw: grodziskie, wierzowskie, lgockie dolne, środkowe i górne. Produktywnym poziomem ropogazonośnym są warstwy lgockie (Wdowiarz 1953) reprezentowane przez jasnoszare piaskowce przeławicane wkładkami łupków.

Według dokumentacji geologicznej porowatość efektywna piaskowców lgockich jest zróżnicowana i wynosi od 5–15%, przepuszczalność – od kilku do kilkudziesięciu mD.

Złoże Grabownica zostało odkryte w 1898 r. i jego eksploatacja trwa do chwili obecnej. Największy rozwój prac poszukiwawczych na tym złożu miał miejsce po zakończeniu II wojny światowej i ostatecznie został zakończony w 1987 r. W całej historii eksploatacji złoża największe wydobycie, ponad 42 tys. ton ropy, uzyskano w 1951 r. z 136 odwiertów produkcyjnych. Ale już w następnym roku wydobycie spadło do 30 tys. ton. W latach 1955–2007 naturalny spadek wydobycia ropy był rzędu 4% rocznie. Nie zanotowano w tym okresie zwiększonego dopływu wód złożowych, a średni wykładnik wodny z podanego wyżej przedziału czasowego wynosił 0.6 t/t. Brak jest danych dotyczących początkowego ciśnienia złożowego. Pomiar ciśnienia złożowego przeprowadzono tylko w kilku odwiertach, a jego wartość nie przekraczała 9 MPa. W jednym odwiercie produktywnym (HB-7), położonym w północno-zachodniej części złoża, stwierdzono w warstwach lgockich występowanie horyzontu gazonośnego w głębokości 838–895 m. Jest to o tyle interesujące, że horyzont ten zaliczony został przez autorów dokumentacji do profilu geologicznego zalegającej poniżej jednostki podśląskiej.

Warstwy lgockie są najbardziej wydajnym poziomem roponośnym w profilu starszej kredy wschodniej części jednostki śląskiej (Fig. 2), z którego wydobyto ponad 1 mln ton ropy naftowej, pochodzącej prawie wyłącznie ze złoża Grabownica.

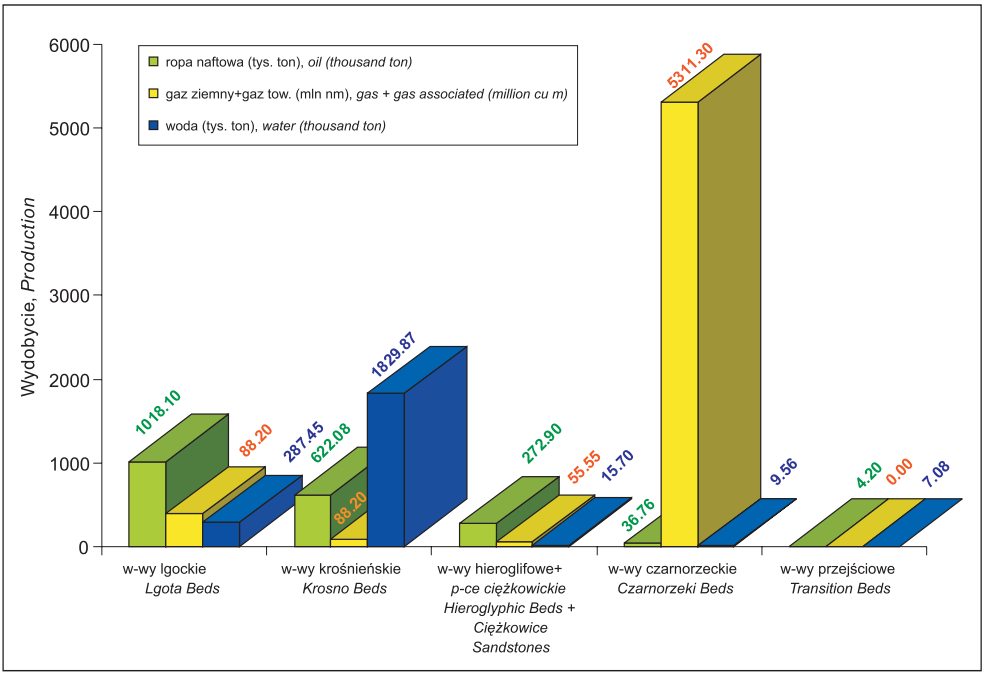

Fig. 2. Udział poziomów produktywnych jednostki śląskiej w sumarycznym wydobyciu ropy naftowej, gazu ziemnego i wody złożowej

Fig. 2. Contribution of productive horizons in the Silesian Unit to total production of oil, gas and reservoir water

Drugim poziomem zbiornikowym pod względem wysokości wydobycia ropy naftowej w omawianym obszarze są warstwy krośnieńskie. Występujące w ich profilu gruboławicowe piaskowce krośnieńskie są skałą zbiornikową w kilkunastu złożach ropy naftowej, z których najbardziej wydajne to: Czarna, Tarnawa – Wielopole i Mokre. Piaskowce te charakteryzują się niskimi wartościami porowatości i przepuszczalności, a niekiedy zupełnym brakiem przepuszczalności. Według dokumentacji geologicznych porowatość piaskowców w poszczególnych złożach charakteryzują następujące wartości: Tarnawa – Wielopole – średnia 6.6%, Czarna – od 0.5 do 15%, Dwernik – od 1 do 10%, a Zatwarnica – ok. 4%. Biorąc pod uwagę powyższe wyniki, należy stwierdzić, że piaskowców krośnieńskich na omawianym obszarze nie można zakwalifikować do dobrych skał zbiornikowych.

Ich produktywność uwarunkowana jest przede wszystkim występowaniem systemów makro- i mikrospękań, które kwalifikują piaskowce krośnieńskie do skał zbiornikowych typu mikroporowo-szczelinowego. Ponieważ jednak stwierdzono w nich akumulacje węglowodorów, można wnioskować, że zbiornik ma charakter porowo-szczelinowy, warunkujący uzyskanie przemysłowych przypływów ropy naftowej. Słabe cechy zbiornikowe piaskowców krośnieńskich oraz ich porowo-szczelinowy charakter opisywane były w wielu publikacjach (m.in. Kuśmierek & Semyrka 2003, Machowski & Kuśmierek 2008), jak również w materiałach archiwalnych (np. opisy eksploatacji ropy z rejonu Polany k. Czarnej).

Występujące, najczęściej w zwięzłych litofacjach piaskowców krośnieńskich, systemy szczelin i spękań umożliwiały uzyskiwanie przypływu płynów złożowych do odwiertów – ropy, wody z ropą lub wody, a cechą charakterystyczną tego typu zbiorników jest wysoka początkowa produkcja, a następnie szybki spadek wydobycia; ze względu na zazwyczaj niską pojemność zbiornikową szczelin przy wysokiej ich przepuszczalności. Uwidacznia się to w przebiegu krzywych wydobycia (Fig. 3). W latach 50. ubiegłego wieku na wielu złożach prowadzono intensywne prace wiertnicze. W ich efekcie uzyskiwano wzrost produkcji ropy, która następnie – po kilku pierwszych latach eksploatacji – spadała o ok. 50% w porównaniu z wielkością początkową, np.: produkcja ze złoża Czarna w 1950 r. wynosiła 30 tys. ton, podczas gdy w 1953 r. wydobycie spadło do 14 tys. ton.

Szybkiemu spadkowi wydobycia ropy, zwłaszcza z piaskowców krośnieńskich, towarzyszyło wzrastające zawodnienie złóż, częściowo związane również z wynikami prac rekonstrukcyjnych czy też intensyfikacyjnych prowadzonych w latach 1963–75 (Fig. 3). Średni wykładnik wodny z całego okresu eksploatacji złóż Tarnawa – Wielopole i Czarna był w granicach 20 t/t. Złoża ropy naftowej Tarnawa – Wielopole, Mokre i Czarna należą do największych zarówno pod względem wydobycia, jak i zajmowanej powierzchni oraz ilości odwiertów będących w eksploatacji. Z wymienionych złóż pochodzi ponad 90% dotychczasowego wydobycia ropy naftowej z warstw krośnieńskich (Tab. 1, Fig. 2), ale i 95% wydobytej wody złożowej.

Położone w południowo-wschodniej części jednostki śląskiej złoża Dwernik i Zatwarnica należą do dużo mniejszych pod względem uzyskanego wydobycia. Na obu złożach zaobserwowano podobnie szybki spadek wydobycia ropy w początkowym okresie, ale jednocześnie nie stwierdzono dopływu wody złożowej do odwiertów (złoże Dwernik) lub też dopływ utrzymywał się na stałym, niewysokim poziomie (złoże Zatwarnica).

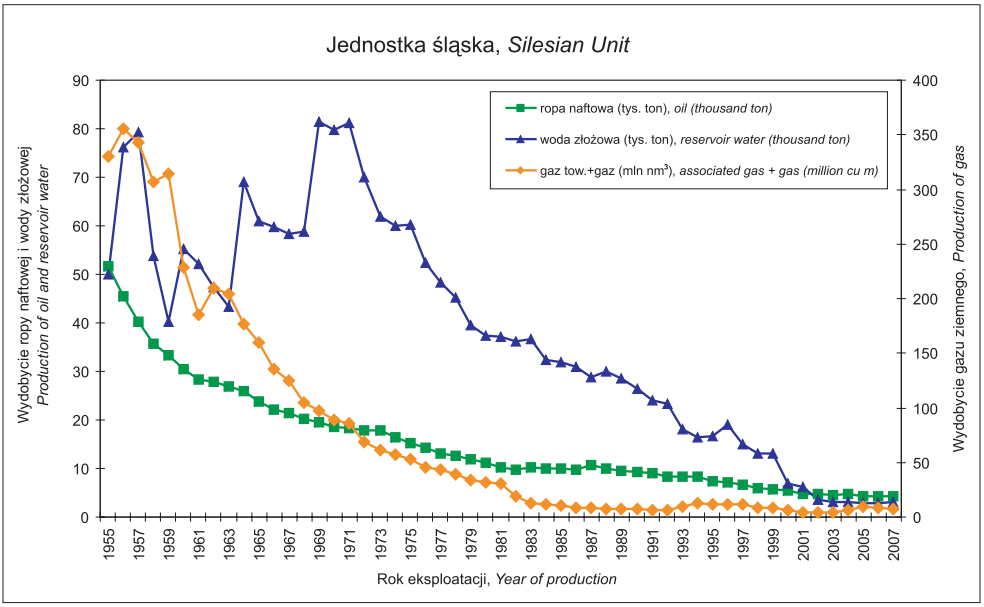

Fig. 3. Wydobycie płynów złożowych w jednostce śląskiej w latach 1955–2007

Fig. 3. Reservoir fluid production from the Silesian Unit in the years 1955–2007

W wypadku większości złóż eksploatujących ropę naftową z warstw krośnieńskich brak jest danych dotyczących pierwotnych ciśnień złożowych. Jedynie w odniesieniu do złóż Tarnawa – Wielopole i Dwernik ciśnienia zostały określone. Na złożu Tarnawa – Wielopole większość odwiertów początkowo produkowała ropę samoczynnie. Ciśnienie złożowe wahało się od 2 do 9 MPa. Podobnie samoczynną eksploatację prowadzono z odwiertów na złożu Dwernik. Początkowe ciśnienie złożowe oszacowano na 8.5 MPa.

Trzecim pod względem wydajności ropy poziomem zbiornikowym na omawianym obszarze jednostki śląskiej są piaskowce ciężkowickie i warstwy hieroglifowe. Roponośność tych utworów stwierdzono w obrębie fałdu Sanok – Strachocina – Zmiennica – Czarnorzeki, w którym odkryto złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Turze Pole – Zmiennica. Złoże ropy naftowej związane jest przede wszystkim z poziomami eoceńskich piaskowców ciężkowickich i hieroglifowych, z których wydobyto dotychczas 272 tys. ton ropy. Kredowe poziomy zbiornikowe w profilu tego złoża mają znaczenie marginalne.

Parametry złożowe horyzontów eoceńskich: porowatość, przepuszczalność i nasycenie ropą nie zostały określone ze względu na udarowy system wykonywanych wierceń. Od zakończenia rozwiercania złoża spadek wydobycia ropy naftowej utrzymuje się na podobnym poziomie (ok. 3% rocznie). Nie stwierdzono znacznego wzrostu wydobycia wody złożowej. Średni wykładnik wodny z lat 1955–2007 wyniósł 0.2 t/t.

W północno-zachodniej części złoża Turze Pole – Zmiennica stwierdzono w utworach dolnej kredy niewielką akumulację gazu ziemnego tzw. element „wysadu Lasu". Eksploatacja tego horyzontu, zalegającego na głębokości ok. 200 m, prowadzona jest tylko jednym odwiertem, którego ciśnienie głowicowe wynosi ok. 1.5 MPa.

Na omawianym obszarze jednostki ślaskiej rozpoznano i udokumentowano dotychczas siedem przemysłowych nagromadzeń gazu ziemnego (Fig. 1). Jedno, w południowo-wschodniej części w tzw. strefie przeddukielskiej (złoże Wetlina), natomiast pozostałe w jej części północno-zachodniej (Desowski 1963). Największe zasoby zakumulowane są w następujących złożach: Strachocina, Sanok – Zabłotce i Jurowce – Srogów (Tab. 1). Złoża te występują w obrębie fałdu Sanok – Strachocina – Czarnorzeki. Skałą zbiornikową są gruboławicowe piaskowce czarnorzeckie (kreda górna – paleocen).

W złożu Strachocina wydzielono trzy piaskowcowe kompleksy gazonośne (I, II, III), charakteryzujące się dobrymi cechami zbiornikowymi. Według dokumentacji geologicznej porowatość (określona metodami laboratoryjnymi oraz na podstawie profilowań geofizyki otworowej) wynosi dla horyzontów: I – od 10 do 13.5%, II – od 9.4 do 12.3% i III – 10.4%. Wartości przepuszczalności w tych poziomach oscylują od 13.5 do 26.2 mD.

Złoże Strachocina jest największym dotąd odkrytym nagromadzeniem gazu ziemnego w polskich Karpatach fliszowych. W okresie od 1895 do 1982 r. wyeksploatowano ze złoża 4.4 mld nm^3 gazu ziemnego, co stanowi 82% sumarycznego wydobycia gazu ziemnego z warstw czarnorzeckich omawianego obszaru. Po zakończeniu eksploatacji złoże zostało zaadaptowane na podziemny magazyn gazu ziemnego i taką rolę pełni do dziś. Wspomniane wcześniej złoże gazu ziemnego Wetlina występuje w utworach piaskowcowych warstw hieroglifowych, przejściowych i menilitowych. Złoże ma udokumentowane zasoby gazu ziemnego oszacowane na 147 mln nm^3, jednak ze względu na brak możliwości jego zagospodarowania odwierty udostępniające złoże zostały zlikwidowane.

Z przedstawionej oceny przebiegu eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w omawianej części jednostki śląskiej wynika, że najbardziej roponośne są warstwy lgockie kredy dolnej (Fig. 2), a następnie warstwy krośnieńskie oraz hieroglifowe i ciężkowickie. Z utworów tych wydobyto dotychczas następujące ilości ropy naftowej: warstwy lgockie – 1.02 mln ton, piaskowce krośnieńskie – 622 tys. ton, warstwy hieroglifowe i ciężkowickie eocenu – 272 tys. ton. Można stwierdzić, że uzyskana wielkość wydobycia z warstw lgockich w dużym stopniu wynika z ich korzystniejszych własności zbiornikowych w porównaniu z pozostałymi seriami ropogazonośnymi.

Dla oceny produktywności poziomów ropogazonośnych w jednostce śląskiej istotne są również interwały głębokościowe, w których stwierdzono ślady, objawy i przypływy węglowodorów. Wyniki tych analiz przedstawiono na diagramach, które sporządzono odrębnie dla jednostki śląskiej (Fig. 4, 5 na wklejce) i skolskiej (Fig. 8). Zestawiono na nich głębokości występowania: zaobserwowanych śladów, objawów i przypływów w obrębie poszczególnych złóż, wraz z zaznaczeniem interwału eksploatacji i wielkością początkowego przypływu.

Interpretacja wykresów wskazuje, że w jednostce śląskiej roponośne poziomy produkcyjne występują już od głębokości 100 m p.p.t. i sięgają do ok. 1350 m; z wyjątkiem złoża Mokre, gdzie eksploatację prowadzono do głębokości ok. 1900 m (Fig. 4, 5). Również pierwsze objawy i ślady węglowodorów stwierdzono już od głębokości 80–100 m i sięgają one zazwyczaj do końcowych głębokości odwiertów. Wyjątek stanowią głębokie otwory Dwernik-3 oraz Zatwarnica IG-1, które zostały odwiercone do głębokości odpowiednio: 4300 m i 2800 m. Ślady i objawy węglowodorów w tych odwiertach występowały tylko do głębokości ok. 2800 m w odwiercie Dwernik-3 i ok. 1135 m w odwiercie Zatwarnica IG-1.

Może to wskazywać, że ze wzrostem głębokości pogarszają się własności zbiornikowe piaskowców krośnieńskich w wyniku procesów kompakcji i cementacji osadów (Kuśmierek *et al*. 2001).

W złożach zlokalizowanych w południowo-wschodniej części obszaru (Fig. 4) początkowe przypływy z interwałów złożowych wynosiły od kilkuset kilogramów do kilkunastu ton na dobę. W kilkunastu zaledwie przypadkach (złoża Mokre, Czarna, Rajskie) początkowe przypływy ropy przekroczyły 10 t/dobę. Wysokie początkowe wydobycia z tych odwiertów miały charakter krótkotrwały i występowały zazwyczaj przez kilka pierwszych dni eksploatacji, po czym następował znaczny spadek wydobycia. Można to interpretować niewielkim zasięgiem strefy roponośnej, szczelinowym charakterem skały zbiornikowej, jak również często gwałtownym dopływem wody złożowej ograniczającym przypływ ropy naftowej do odwiertu.

Objawy gazu ziemnego stwierdzano już od głębokości ok. 1200 m (złoże Wetlina), natomiast udokumentowane przypływy w ilości od 7 do 40 nm^3/min miały miejsce w przedziale głębokości od 1847 do 2847 m.

W północno-zachodniej części omawianego rejonu gazonośność skał zbiornikowych występujących w utworach kredy dolnej, górnej i eocenu została stwierdzona w zakresie od kilkudziesięciu m do ok. 1600 m (Fig. 5). Zasadnicze poziomy eksploatacyjne (piaskowce czarnorzeckie) znajdowały się w przedziale głębokości od 840 do 1450 m.

W złożach ropy naftowej tego rejonu objawy węglowodorów obserwowane były od głębokości ok. 40 m do końcowych głębokości otworów, natomiast poziomy eksploatacyjne występowały w przedziale od 40 m (złoże Stara Wieś) do prawie 1400 m (złoże Tarnawa – Wielopole). Początkowe przypływy ropy naftowej z odwiertów nie przekraczały zazwyczaj kilku ton/dobę, natomiast w kilku przypadkach osiągały wyższe wartości (Grabownica – 40 ton, Stara Wieś – 20 ton). Najwyższe początkowe wydobycie w ilości 120 t/dobę uzyskano z odwiertu Włodzimierz-2 położonym na złożu Tarnawa – Wielopole.

ROPONOŚNOŚĆ PIASKOWCÓW JEDNOSTKI SKOLSKIEJ

Jednostka skolska zbudowana jest z utworów od dolnej kredy do oligocenu – wczesnego miocenu. Akumulacje ropy naftowej w tym rejonie związane są z warstwami: inoceramowymi (kreda górna – paleocen), hieroglifowymi (eocen) oraz menilitowymi (oligocen) (Tab. 2, Fig. 6). Na obszarze jednostki skolskiej nie stwierdzono złóż gazu ziemnego. Produktywność tego rejonu przedstawiono na podstawie przebiegu eksploatacji dwóch największych złóż Wańkowa i Łodyna. Skałą zbiornikową w tych złożach są piaskowce kliwskie warstw menilitowych; główny zbiornik jednostki skolskiej (Fig. 6). Miąższość serii produktywnych w tych złożach wynosi około 300 m.

Parametry zbiornikowe kolektora zostały określone na podstawie badań rdzeni pobranych z kilku odwiertów ze złoża Łodyna, które wiercone były obrotowo. Piaskowce kliwskie wykazują dobre własności zbiornikowe, ich porowatość wynosi od 2 do 23%, a przepuszczalność oscyluje w zakresie od 0–115 mD. Przebieg wydobycia ropy naftowej ze złóż Łodyna i Wańkowa jest w miarę regularny, co uwidacznia się w ogólnym trendzie krzywej spadku wydobycia ropy dla całej jednostki skolskiej (Fig. 7).

Tabela (Table) 2

Zestawienie złóż ropy naftowej w obrębie jednostki skolskiej

Compilation of oil fields within the Skole Unit

Nazwa złoża *Field name*	Poziom produktywny *Productive horizon*	Rok odkrycia *Year of discovery*	Sumaryczne wydobycie ropy [tys. ton] *Total oil production [thousand ton]*
Wańkowa	w-wy menilitowe – oligocen *Menilite Beds – Oligocene*	1885	1468.4
Łodyna Nowa	w-wy menilitowe – oligocen *Menilite Beds – Oligocene*	1944	291.3
Tyrawa Solna	w-wy menilitowe – oligocen *Menilite Beds – Oligocene*	1930	53.9
Łodyna Stara	w-wy hieroglifowe – eocen *Hieroglyphic Beds – Eocene*	1880	26.2
Witryłów	w-wy hieroglifowe – eocen *Hieroglyphic Beds – Eocene*	1886	20.3
	w-wy inoceramowe – późna kreda *Inoceramian Beds – Late Cretaceous*		
Brzegi Dolne	w-wy menilitowe – oligocen *Menilite Beds – Oligocene*	1881	14.0
Wara	w-wy inoceramowe – późna kreda *Inoceramian Beds – Late Cretaceous*	1951	4.0
Hłomcza	w-wy inoceramowe – późna kreda *Inoceramian Beds – Late Cretaceous*	1890	3.0
Stebnik	w-wy hieroglifowe – eocen *Hieroglyphic Beds – Eocene*	1951	1.8
Słonne	w-wy inoceramowe – późna kreda *Inoceramian Beds – Late Cretaceous*	1954	0.4
Bandrów	w-wy hieroglifowe – eocen *Hieroglyphic Beds – Eocene*	1969	0.04

Niewielkie wahania wydobycia ropy spowodowane były w głównej mierze pozytywnymi wynikami zabiegów szczelinowania w odwiertach złoża Łodyna. Średni wykładnik wodny w analizowanym okresie (1955–2007) wynosił 0.4 t/t, a spadkowi wydobycia ropy w początkowym okresie eksploatacji nie towarzyszył gwałtowny wzrost zawodnienia (odmiennie niż w jednostce śląskiej). Ze złoża Wańkowa wydobyto dotychczas prawie 1.5 mln ton ropy, co stanowi 80% całkowitej produkcji z warstw menilitowych jednostki skolskiej. Z pewnością na uzyskanie tak dużego sumarycznego wydobycia ropy miała wpływ liczba wykonanych odwiertów (440) oraz czas eksploatacji złoża (ponad 120 lat).

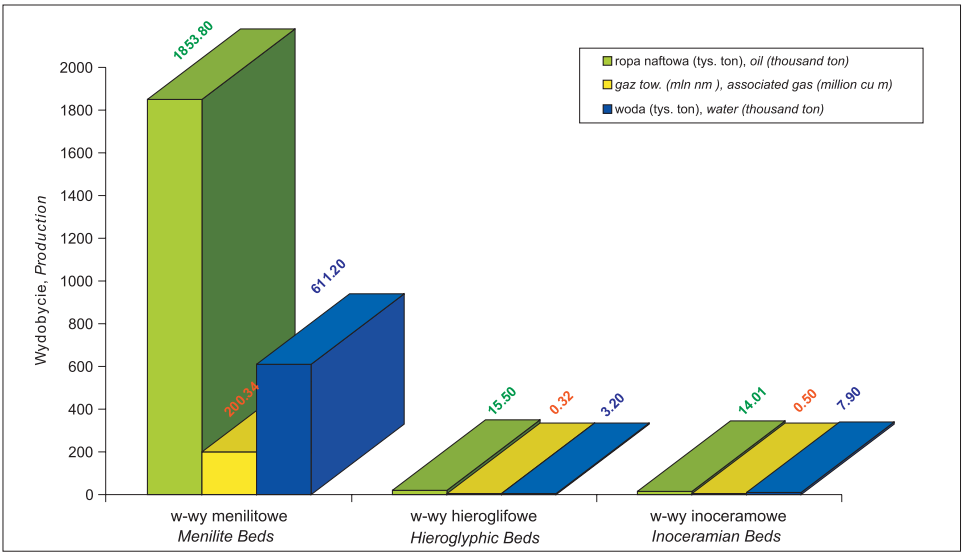

Fig. 6. Udział poziomów produktywnych jednostki skolskiej w sumarycznym wydobyciu ropy naftowej, gazu ziemnego i wody złożowej

Fig. 6. Contribution of productive horizons in the Skole Unit to total production of oil, gas and reservoir water

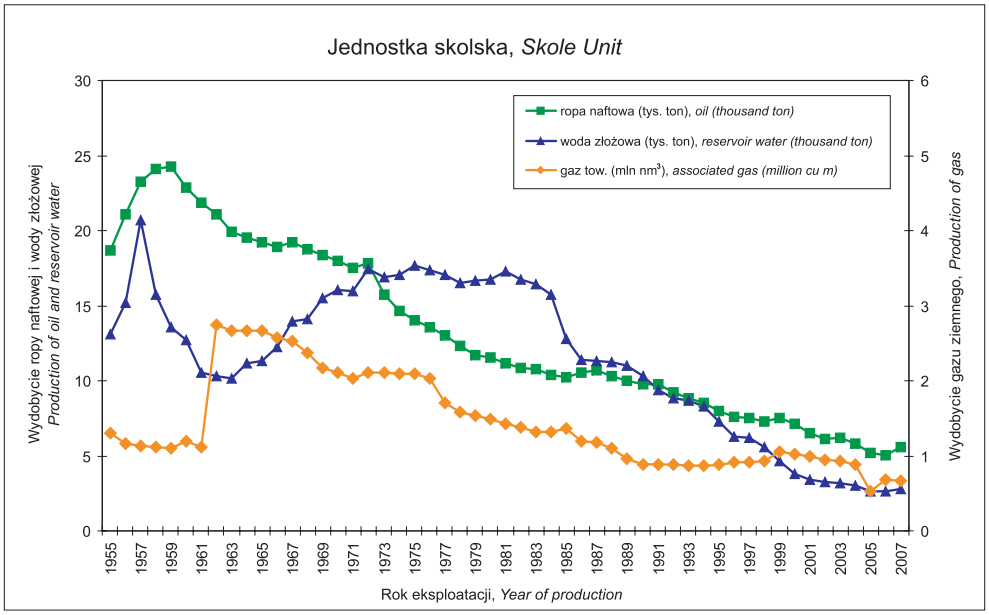

Fig. 7. Wydobycie płynów złożowych w jednostce skolskiej w latach 1955–2007

Fig. 7. Reservoir fluid production from the Skole Unit in the years 1955–2007

Spośród tej ogromnej liczby odwiertów ropnych tylko w jednym, Brelików – Jajko I/II, na głębokości ok. 900 m (poniżej serii roponośnej) uzyskano przemysłowy przypływ gazu ziemnego. W okresie od 1968 do 2007 r. z odwiertu tego wydobyto 773.1 tys. nm^3 gazu ziemnego, co stanowi 5% całkowitego wydobycia gazu z pozostałych ponad 400 otworów. Według opisu litologicznego z lat 30. ubiegłego wieku wydobycie to pochodzi przypuszczalnie z warstw inoceramowych kredy górnej, a nie z warstw menilitowych.

Podsumowując, należy stwierdzić, że w jednostce skolskiej głównym poziomem roponośnym są piaskowce kliwskie warstw menilitowych (Fig. 6), z których wydobyto dotychczas ponad 1.8 mln ton ropy. Wydobycie z pozostałych skał zbiornikowych (warstw inoceramowych i hieroglifowych) jest znikome. Stwierdzone w warstwach menilitowych ślady i objawy węglowodorów występowały w zakresie głębokości od 50 do 1200 m (Fig. 8), natomiast eksploatacja prowadzona była w przedziale głębokości od ok. 100 m do 750 m.

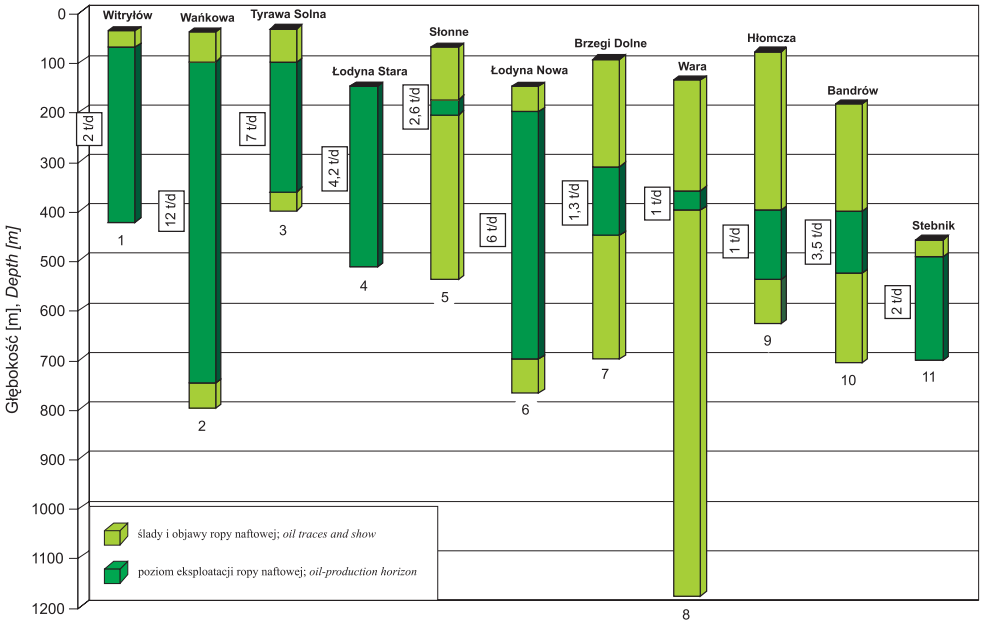

Fig. 8. Zakres głębokościowy występowania śladów, objawów i przypływów węglowodorów w jednostce skolskiej: 1 – poziom zbiornikowy: warstwy inoceramowe, warstwy hieroglifowe, 2, 3, 6, 7 – poziom zbiornikowy: warstwy menilitowe; 4, 10, 11 – poziom zbiornikowy: warstwy hieroglifowe, 5, 8, 9 – poziom zbiornikowy: warstwy inoceramowe

Fig. 8. Depth range of occurrence of hydrocarbon traces, shows and inflows in the Skole Unit. Explanations: 1 – reservoir horizon: Inoceramian Beds, Hieroglyphic Beds; 2, 3, 6, 7 – reservoir horizon: Menilite Beds; 4, 10, 11 – reservoir horizon: Hieroglyphic Beds; 5, 8, 9 – reservoir horizon: Inoceramian Beds

Rozkład początkowych przypływów ropy naftowej uzyskanych z odwiertów produktywnych złóż Wańkowa i Łodyna, w funkcji głębokości ich występowania, przedstawiono na wykresie punktowym (Fig. 9).

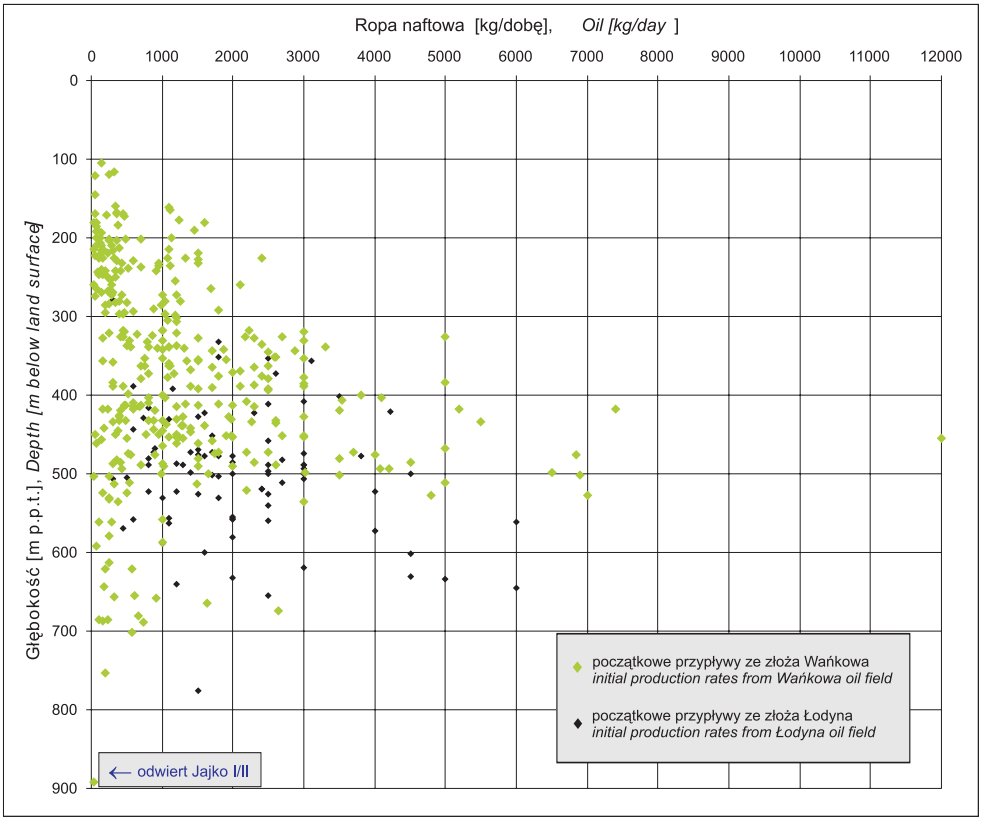

Fig. 9. Początkowe przypływy ropy naftowej z warstw menilitowych złóż Łodyna i Wańkowa

Fig. 9. Initial oil production rates from the Menilite Beds in the Łodyna and Wańkowa oil fields

Można zaobserwować, że przypływy grupują się w trójkącie, którego podstawa obejmuje przedział głębokościowy od 100 do 750 m, a wierzchołek stanowi maksymalny przypływ ropy naftowej (12 t/dobę). Największą liczebność stanowi grupa punktów, która reprezentuje wartości przypływu ropy od kilkudziesięciu kilogtamów do ok. 3 ton nadobę. Znacznie mniej liczne są przypływy powyżej 3 t/dobę, które występują w przedziale głębokości od ok. 400 do 550 m, natomiast ze złoża Łodyna początkową wielkość wydobycia powyżej 3 ton/dobę uzyskiwano z głębokości od 400 do 650 m, czyli ok. 100 m głębiej.

PODSUMOWANIE

Ocena produktywności karpackich skał zbiornikowych w utworach fliszowych jednostki śląskiej i skolskiej na wschód od doliny Wisłoka opracowana została na podstawie wyników dotychczasowej eksploatacji złóż w tym rejonie (Tab. 1, 2). Zebrany materiał był podstawą sporządzenia wykresów wydobycia płynów złożowych w przedziale czasowym 1955–2007, które zestawiono odrębnie dla jednostki śląskiej (Fig. 3) i jednostki skolskiej (Fig. 7).

Produktywność poszczególnych serii oraz zakresy głębokościowe występowania śladów, objawów i przypływów węglowodorów w obrębie poszczególnych złóż zilustrowano na diagramach (Fig. 2, 4–6, 8, 9).

Interpretacja danych pozwala wyciągnąć następujące wnioski:

- Na obszarze wschodniej części jednostki śląskiej odkryto dotychczas 18 złóż ropy naftowej i 7 złóż gazu ziemnego (Fig. 1), natomiast w jednostce skolskiej nie stwierdzono w istocie występowania złóż gazowych.
- Różnice w przebiegu wydobycia płynów złożowych z piaskowców krośnieńskich w stosunku do innych zbiorników wynikają z porowo-szczelinowego charakteru ich pojemności zbiornikowej, który przejawiał się wysokimi wydajnościami początkowymi, a następnie szybkim spadkiem ciśnienia złożowego i wydobycia wraz ze wzrostem zawodnienia.
- Z dotychczasowej historii eksploatacji wynika, że w jednostce śląskiej największe wydobycie ropy naftowej uzyskano z piaskowców lgockich oraz krośnieńskich, a gazu ziemnego – z piaskowców czarnorzeckich (Fig. 2). W jednostce skolskiej dominującą serią produktywną są piaskowce kliwskie warstw menilitowych (Fig. 6) cechujące się najlepszymi własnościami zbiornikowymi na analizowanym obszarze.
- Wykresy ilustrujące zakresy głębokościowe występowania śladów, objawów i przypływów węglowodorów (Fig. 4, 5, 8, 9) wskazują, że poziomy eksploatacyjne ropy naftowej znajdują się przeważnie w przedziale głębokości od ok. 100 do 1350 m p.p.t., a gazu ziemnego – od 200 do 1450 m. Nasuwa się stąd wniosek, że w strefie przypowierzchniowej (0–100 m) wskutek braku uszczelnienia węglowodory uległy rozproszeniu, natomiast poniżej głębokości 1900 m istnieją mniej korzystne warunki dla akumulacji, co spowodowane jest prawdopodobnie zaawansowanymi procesami kompakcji i cementacji serii piaskowcowych. Zależność tę potwierdzają wyniki uzyskane z głębokich otworów wiertniczych, gdzie ślady i objawy węglowodorów występowały tylko do głębokości: 1135 m (Zatwarnica IG-1) i 2800 m (Dwernik-3).

W artykule wykorzystano materiały archiwalne PGNiG SA Oddział w Sanoku (dokumentacje geologiczne złóż, dokumentacje wynikowe otworów, statystykę wydobycia, książki odwiertów, karty rejestracyjne złóż, wyniki opróbowań i pomiarów w odwiertach).

Publikację przygotowano w ramach realizacji polsko-ukraińskiego projektu badawczego nr DWM/1818-1/2N 2005 pt. „Badania transgraniczne wgłębnych struktur geologicznych brzeżnej strefy Karpat w aspekcie odkryć i udostępnienia nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego”.

Autorzy serdecznie dziękują mgr. inż. Julianowi Krachowi za tłumaczenia anglojęzyczne i uwagi edytorskie.

LITERATURA

Depowski S., 1963. Warunki akumulacji w Karpatach polskich. *Kwartalnik Geologiczny*, 7, 2, 353–366.

Karnkowski P., 1993. *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2: Karpaty i zapadlisko przedkarpackie*. Towarzystwo Geosynoptyków GEOS, Kraków, 1–254.

Kuśmierek J. (red)., 2001. Charakterystyka parametrów petrofizycznych fliszowych serii ropogazonośnych Karpat polskich. *Polish Journal of Mineral Resources*, 4, 1–165.

Kuśmierek J. & Semyrka R. 2003. Zmienność cech zbiornikowych przestrzeni porowo-szczelinowej piaskowców karpackich i ich kwalifikacja naftowa. *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 732–743.

Machowski G. & Kuśmierek J., 2008. Wpływ zeszczelinowania na ropogazonośność mikroporowych piaskowców fliszowych. *Geologia* (kwartalnik AGH), 34, 3, 385–403.

Wdowiarz S., 1953. Geology of the Grabownica Fold. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, 120, 1–94.

Wdowiarz S., 1960. Ropa naftowa i gaz ziemny na tle geologii Karpat. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, Warszawa, 1–67.

Summary

The productivity assessment of Carpathian reservoir rocks in flysch deposits of the Silesian and Skole units to the east of the Wisłok river valley was carried out on the grounds of results of past exploitation of oil and gas fields discovered in this area (Tabs 1, 2). Collected materials constituted the basis for construction of reservoir-fluid production diagrams for the years 1955–2007, which were made separately for the Silesian Unit (Fig. 3) and the Skole Unit (Fig. 7). The productivity of individual oil- and gas-bearing series and depth intervals of occurrence of hydrocarbon traces, shows and inflows within particular oil and gas fields are illustrated by diagrams (Figs 2, 4–6, 8, 9). Interpretation of the gathered data allowed the authors to draw the following conclusions:

– In the eastern part of the Silesian Unit, 18 oil fields and 7 oil fields have been hitherto discovered (Fig. 1), whereas in the Skole Unit, in essence, no gas field has been documented.
– Differences between the course of the reservoir-fluid production from the Krosno Sandstones and other reservoirs result from the porous-fractured character of the reservoir capacity of the Krosno Sandstones, which was manifested by high initial production rates and subsequent rapid decline of reservoir pressure and production rates together with progressive water encroachment.
– It results from the past production history that within the Silesian Unit the greatest oil production was obtained from the Lgota Sandstones and Krosno Sandstones and gas production – from the Czarnorzeki Sandstones (Fig. 2). In the Skole Unit, the Kliwa Sandstones from the Menilite Beds are the predominating productive series (Fig. 6) which are characterized by the best reservoir properties in the whole analyzed area.
– The diagrams illustrating depth intervals of occurrence of hydrocarbon traces, shows and inflows indicate (Fig. 4, 5, 8, 9) that oil-production horizons occur mostly from approximately 100 m down to 1350 m below land surface and gas-production horizons – from 200 down to 1450 m bls. From this a conclusion stems that in the near-surface zone hydrocarbons were dispersed due to absence of the seal, whereas at depths greater than 1900 m less favourable accumulation conditions exist, which results probably from advanced processes of compaction and cementation within sandstone series. This relationship is confirmed by results of deep wells where hydrocarbon traces and shows were found only down to 1135 m (Zatwarnica IG-1) and 2800 m (Dwernik-3).

To prepare this paper, archival materials from the Polish Oil and Gas Company, Sanok Branch, were used (geological ducumentation of oil and gas fields, final documentation of individual wells, production statistics, drilling reports, registration charts for oil and gas fields, and results of tests and measurements in the wells).

The paper was prepared within the framework of realization of the Polish-Ukrainian research project No. DWM/1818-1/2N 2005 entitled "Transfrontier studies of deep-seated geologic structures in the marginal zone of the Carpathians from the point of view of potential discovery and development of new oil and gas fields".

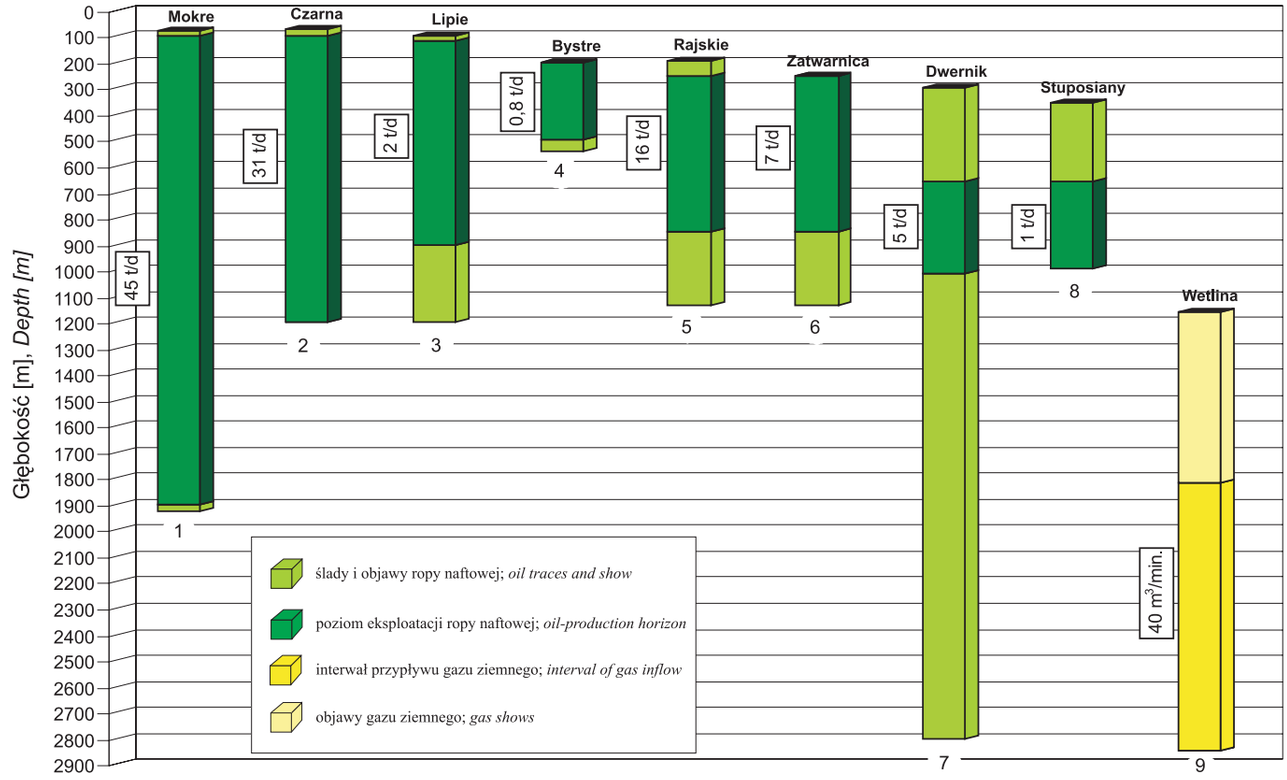

Fig. 4. Zakres głębokościowy występowania śladów, objawów i przypływów węglowodorów w jednostce śląskiej (część południowo-wschodnia). Objaśnienia: 1–8 – poziom zbiornikowy: warstwy krośnieńskie, 9 – poziom zbiornikowy: warstwy hieroglifowe, warstwy przejściowe, warstwy menilitowe

Fig. 4. Depth range of occurrence of hydrocarbon traces, shows and inflows in the Silesian Unit (southeastern part). Explanations: 1–8 – reservoir horizon: Krosno Beds, 9 – reservoir horizon: Hieroglyphic Beds, Transition Beds, Menilite Beds

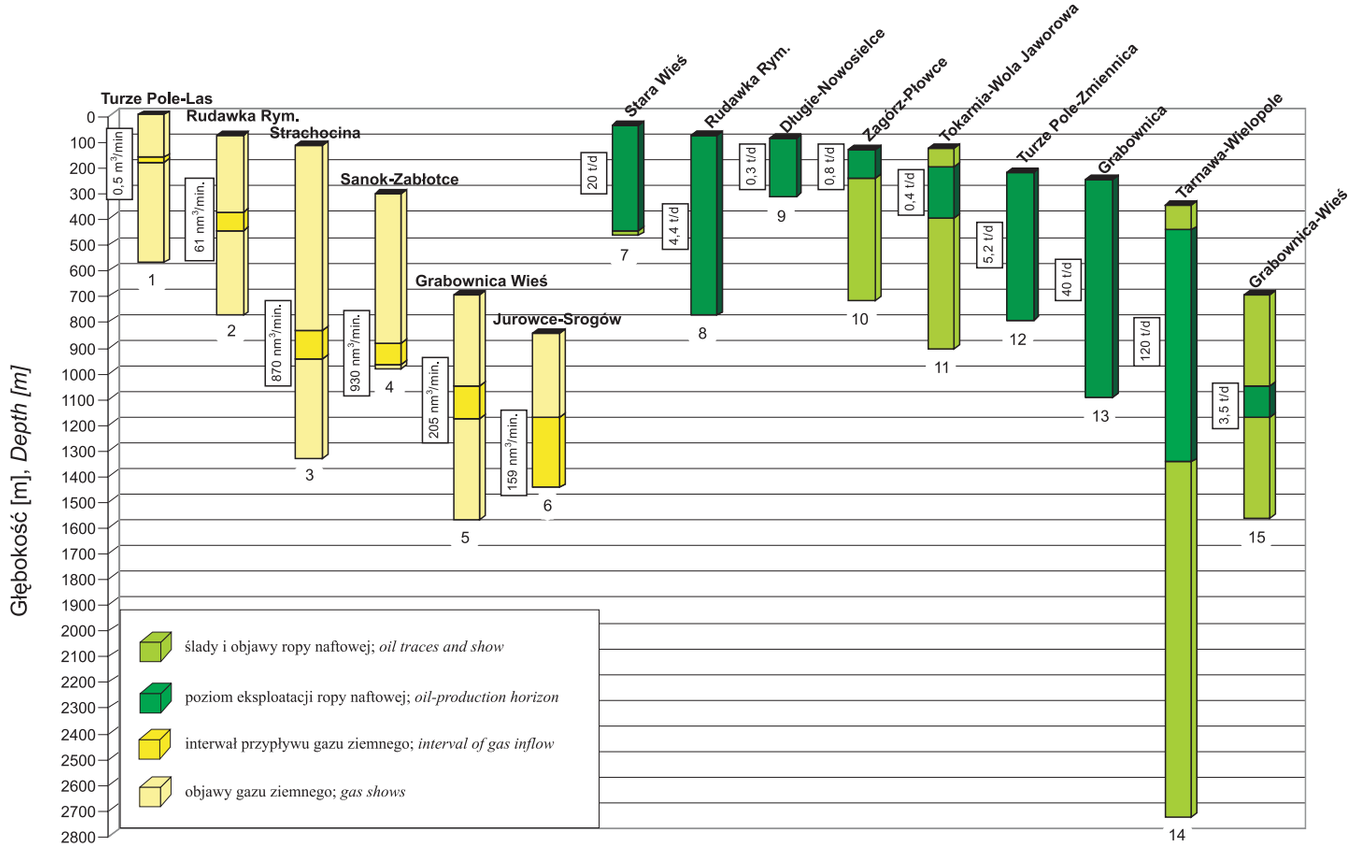

Fig. 5. Zakres głębokościowy występowania śladów, objawów i przypływów węglowodorów w jednostce śląskiej (część północno-zachodnia): 1, 13, 15 – poziom zbiornikowy: warstwy lgockie; 2 – poziom zbiornikowy: piaskowce ciężkowickie; 3 – 7 – poziom zbiornikowy: warstwy czarnorzeckie; 8 – poziom zbiornikowy: warstwy czarnorzeckie, warstwy hieroglifowe, warstwy krośnieńskie, warstwy przejściowe; 9, 11, 14 – poziom zbiornikowy: warstwy krośnieńskie; 12 – poziom zbiornikowy: warstwy lgockie, piaskowce ciężkowickie, warstwy hieroglifowe

Fig. 5. Depth range of occurrence of hydrocarbon traces, shows and inflows in the Silesian Unit (northwestern part). Explanations: 1, 13, 15 – reservoir horizon: Lgota Beds; 2 – reservoir horizon: Ciężkowice Sandstones; 3 – 7 –reservoir horizon: Czarnorzeki Beds; 8 – reservoir horizon: Czarnorzeki Beds, Hieroglyphic Beds, Krosno Beds, Transition Beds; 9, 11, 14 – reservoir horizon: Krosno Beds; 12 – reservoir horizon: Lgota Beds, Ciężkowice Sandstones, Hieroglyphic Beds