

Irena Matyasik

Institut Nafty i Gazu, Kraków

System naftowy jednostki śląskiej i dukielskiej w rejonie Jasło-Krosno-Sanok

Na bazie wielokierunkowych badań geochemii organicznej, badań powierzchniowych i interpretacji danych sejsmicznych próbowano określić w sposób wiarygodny nowe obszary do poszukiwań węglowodorów, uwzględniając trzy podstawowe elementy systemu naftowego: ładunek naftowy, skały zbiornikowe i obecność pułapek. Te trzy elementy muszą być umiejscowione w czasie geologicznym i to w sposób spełniający wymogi systemu naftowego. Krytyczne zdarzenia muszą być poprzedzone procesami generacji i ekspulsji węglowodorów. W analizie karpacciego systemu naftowego w jednostce śląskiej i dukielskiej rozpatrywano dwie „kuchnie generacyjne” i blokowy układ powierzchni drenażu węglowodorów. W oparciu o wyniki obliczeń ilości węglowodorów wygenerowanych w poszczególnych blokach tektonicznych sporządzono ranking stref poszukiwawczych oraz określono hipotetyczne drogi migracji do potencjalnych pułapek złożowych.

Petroleum System of Silesian and Dukla Units in Jaslo-Krosno-Sanok area

Multidisciplinary researches of organic geochemistry, investigations on outcrops samples and interpretation of seismic data have been the base to reliably determine new areas for hydrocarbons exploration. This definition has included three essential elements of petroleum system: charge, reservoir rocks and presence of traps. These three elements must be placed in geological time in a way to fulfill the petroleum system's conditions. Critical incidents have to be preceded by processes of generation and expulsion of hydrocarbons. During analyzing the Carpathian petroleum system in Silesia and Dukla Units two kitchens of hydrocarbon generation and restricted to particular tectonic blocks drainage of hydrocarbon have been taken into consideration. Basing of the calculations' results of quantity of hydrocarbons generated in particular tectonic blocks the ranking of exploration areas has been created. Moreover, hypothetical ways of migrations to the potential traps have been determined.

Wstęp

Podstawowym warunkiem poprawnej interpretacji geologiczno-geochemicznej jest odwzorowanie pierwotnego potencjału generacyjnego i warunków paleotermicznych, a także przebudowy tektonicznej. Na bazie wielokierunkowych badań geochemii organicznej, badań powierzchniowych i interpretacji danych sejsmicznych próbowano określić w sposób wiarygodny nowe obszary do poszukiwań węglowodorów, uwzględniając trzy podstawowe elementy systemu naftowego: ładunek naftowy, skały zbiornikowe i obecność pułapek. Te trzy elementy muszą być umiejscowione w czasie geologicznym i to w sposób spełniający wymogi systemu naftowego. Krytyczne zdarzenia muszą być poprzedzone procesami generacji i ekspulsji węglowodorów.

W analizie karpacciego systemu naftowego w jednostce śląskiej i dukielskiej rozpatrywano dwie „kuchnie generacyjne” i blokowy układ powierzchni drenażu węglowodorów.

Rozwiązanie problematyki genezy i akumulacji węglowodorów basenu strukturalnego Karpat, o złożonej

historii geologiczno-termicznej skał macierzystych, które mogły przynajmniej dwukrotnie wchodzić w strefy generacji w oknie ropnym, jest trudnym zadaniem. Kolejne rozwiązania oparte są na założeniach, z których najistotniejsze są te, dotyczące rozkładu przestrzennego miąższości efektywnych skał macierzystych i rozkładu paleotemperatur.

Dla analizowanego wycinka Karpat przyjęto efektywne miąższości skał macierzystych: wśród warstw menilitowych maksymalnie do 30 m i istebniańskich do 300 m. Są to wartości oszacowane na podstawie karytaży z przewierconych profili odwiertów.

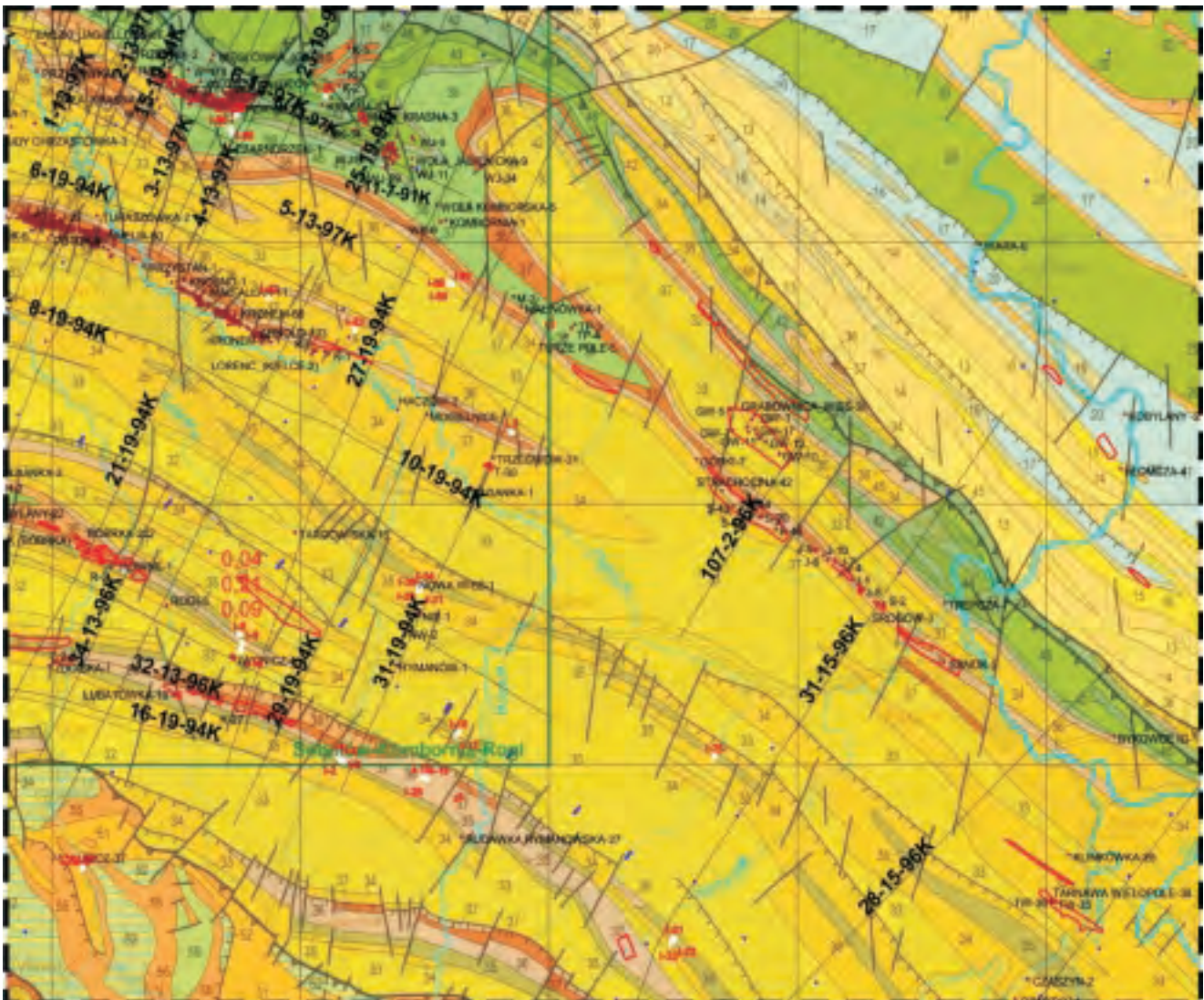
Analizując przekroje geologiczne wyinterpretowane przez Jaromira Probulskiego w ramach zrealizowanego projektu SPO-WKP należy sądzić, że ropy wygenerowane z pierwszej generacji menilitowej i częściowo istebniańskiej, akumulowane w płytkich horyzontach, zostały już w większości odkryte. Należy jednak oczekiwać, że pułapki strukturalne wśród warstw istebniańskich na głębokościach ok. 2500-4000 m mogą zawierać spore akumulacje węglowodorów.

Charakterystyka elementów strukturalnych na obszarze badań

W budowie geologicznej omawianego rejonu (rysunek 1) wyróżnia się trzy jednostki (płaszczowiny): od południowego zachodu jest to jednostka magurska, nasunięta na jednostkę dukielską, która kolejno nasunięta jest na jednostkę śląską.

Zasadnicze znaczenie dla generacji węglowodorów mają dwie jednostki stratygraficzno-tektoniczne: dukielska i śląska. Niektórzy geolodzy pomiędzy wspomnianymi jednostkami wydzielają również strefę przeddukielską, przejściową lub tzw. fałdów przeddukielskich [np. 3, 7, 8]. Jest to w rzeczywistości strefa przejściowa między jeszcze „typowo” wykształconą jednostką dukielską, a „typową” jednostką śląską. Generalnie jednak dla prac poszukiwawczych nie ma to znaczenia, gdzie zostanie postawiona granica między wspomnianymi jednostkami i czy będzie wydzielana

strefa przejściowa, czy też nie. Z punktu widzenia wyników badań geochemicznych skał wyraźnie różnicuje się dojrzałość substancji organicznej w badanych utworach jednostki dukielskiej (włączając strefę fałdów przeddukielskich) w stosunku do jednostki śląskiej, oczywiście z pewnymi wyjątkami. Szczegółowo w budowie geologicznej wyróżnić można szereg stref o charakterze antyklin (fałdów), rozdzielanych strefami synklijalnymi. Formy antyklinalne, które wyraźnie różnicują się na mapie geologicznej, zbudowane są z utworów wieku od górnokredowo-paleoceńskich (występujących na fałdzie Bóbrki) do dolno oligoceńskich w strefach jąder antyklin na pozostałych fałdach (od południa: Iwli, zwanym też Dukli-Mrukowej, Bukowicy, Iwonicza, Bóbrki, czy łusek: Kopytowej, Rogów-Rymanowa i Targowisk). Formy synklijalne, rozdzielające te fałdy, zbudowane



Rys. 1. Obszar badań systemu naftowego (zaznaczony zielonym kolorem) na tle mapy geologicznej PIG [2]

są z warstw krośnieńskich wieku oligoceńskiego. Jak wspomniano najstarszymi skałami odsłaniającymi się na powierzchni w antyklinie Bóbrki są warstwy istebniańskie. Młodsze warstwy istebniańskie posiadają znaczną miąższość (przekraczającą 800 m w rejonie Bóbrki i ok. 200 m w Rejonie Rudawki Rymanowskiej) oraz dwudzielny charakter, podobnie jak na całym obszarze jednostki śląskiej.

Najbardziej południowymi elementami strukturalnymi jednostki śląskiej jest ciąg antyklinalny o nazwie fałd Dukli-Mrukowej na W i Bukowicy na E – zaliczany do tzw. fałdów przeddukielskich. Struktura ta nie jest poznana, a w szczególności nie jest rozpoznana jej budowa wglębna. Jest ona interesująca z kilku powodów. Przede wszystkim w jej obrębie występują skały zbiornikowe (znane zarówno w obrębie jednostki śląskiej, jak i dukielskiej) o nie zbadanych tam dotychczas parametrach zbiornikowych. Są to warstwy istebniańskie, piaskowce ciężkowickie (przybyszowskie) i zarówno piaskowce z Mszanki, jak i piaskowce cergowskie.

Kolejnym elementem o potwierdzonej zasobności w węglowodory jest fałd Iwonicza Zdroju. Na złożu Iwonicz Zdrój jest to forma tektoniczna o charakterze odkłutego i nasuniętego fałdu, być może związana z propagacją uskoku. Zjawisko to powoduje, że strefa północna – przyuskokowa jest stromo ugięta i ścięta przez uskoki nasuwczy. Wzdłuż tego uskoku w rejonie Iwonicza Zdroju następuje stopniowe nasuwanie się omawianej struktury na warstwy krośnieńskie południowego skrzydła fałdu Bóbrki.

Pałapki dla węglowodorów występują w obrębie III i IV piaskowca ciężkowickiego i w warstwach istebniańskich. Istnieje możliwość występowania

głębszego elementu strukturalnego (pogrzebanego pod fałdem iwoniczkim fałdu Bóbrki), który po rozpoznaniu sejsmicznym może stanowić cel przyszłych prac wiertniczych. We wschodniej części omawianego fałdu występuje złożo ropy naftowej i gazu ziemnego Rudawka Rymanowska. Złożo to występuje w warstwach krośnieńskich (złożo ropy i gazu) i w I piaskowcu ciężkowickim (złożo gazu).

Jest to silnie obalona ku północy struktura, przypominająca w strefie przypowierzchniowej fałd. W części wglębnej natomiast ma charakter struktury związanej z uskokiem nasuwczym. Struktura ta nasunięta jest na południowe skrzydło fałdu Bóbrki-Rogów.

Dalej na północy występuje fałd Bóbrki. W jego wschodniej części, w obrębie złożonej tektonicznie formy antyklinalnej, o charakterze mocno wewnętrznie zaburzonego fałdu, występuje złożo ropy naftowej. W obszarze występowania złoża obserwuje się zmianę stylu tektonicznego z NW na SE. W części NW występuje szereg wewnętrznych nasunięć. Ich obecność powoduje rozdzielenie dużej antyformy na mniejsze jednostki tektoniczne, zwane łuskami. Złożo występuje w I, II, III, IV piaskowcu ciężkowickim i w górnych warstwach istebniańskich.

Na północ od fałdu Bóbrki występuje słabo poznana strefa łusek tektonicznych. W zachodniej części występuje łuska Kopytowej, w części wschodniej łuska Rogi-Rymanów, a dalej na północ – łuska Targowisk.

Wszystkie wspomniane łuski rozwinięte są w obrębie warstw krośnieńskich i zapewne warstw menilitowych, co rozpoznane zostało np. odwiertem Rymaków-1 i zlokalizowanymi dalej na północ otworami Nowa Wieś-1 i 2.

Korelacja genetyczna rop naftowych i skał macierzystych

Kompleksowa interpretacja danych otrzymanych z analiz geochemicznych oraz izotopowych, badanych rop naftowych i ekstraktów bitumicznych z potencjalnych skał macierzystych, pozwoliła na wykonanie prac korelacyjnych i ustalenie związków genetycznych rop ze skałami macierzystymi [5].

Badane ropy naftowe jednostki śląskiej (akumulowane na fałdzie Potoka, Iwonicza, Bóbrki oraz w złożu Osobnica) pod względem charakteru biogenetycznego wykazują wiele cech wspólnych. Materiałem źródłowym są osady pochodzenia morskiego, z niezaprzeczanym dopływem substancji lądowej, deponowanej w środowisku tlenowym. Wartości wskaź-

ników $1 < Pr/Ph < 3$ sugerują tlenowe środowisko sedymentacji osadów morskich. Obecność oleananu we wszystkich analizowanych próbkach rop wskazuje na dopływ do osadów materii pochodzącej z wyższych roślin typu angiosperm, a więc określających również wiek geologiczny – kreda lub młodsze osady.

Rozpatrując jednak szczegółowo rozkład oraz skład poszczególnych biomarkerów frakcji nasyconej i aromatycznej, dają się zauważyć pewne cechy charakterystyczne dla poszczególnych złóż, wynikające zarówno z obecności specyficznych biomarkerów, zróżnicowania w stopniu dojrzałości termicznej oraz z procesów wtórnych zachodzących po akumulacji rop

w zbiorniku [4]. Ropy zbiodegradowane, występujące w środkowej części fałdu Potoka (złoże Potok-Turaszówka oraz Krościenko), na fałdzie Iwonicza oraz Bóbrki, po akumulacji w zbiorniku zostały dopełnione świeżą porcją węglowodorów ciekłych (co przejawia się wzbogaceniem rop zbiodegradowanych w lekkie węglowodory z zakresu gazolinowego) i wskazuje na nieszczelności zbiornika. Zjawisko to najbardziej widoczne jest w przypadku rop złoża Potok-Turaszówka.

Z dużą dozą prawdopodobieństwa należy wnioskować, że materia źródłową badanych rop były zarówno poziomy warstw istebniańskich, charakteryzujące się stosunkowo wysokim poziomem generacyjnym, jak i utwory warstw menilitowych. Udział poszczególnych utworów w generacji rop jest zmienny w poszczególnych złożach i zależy od głębokości ich akumulacji. Ma to swoje odbicie w obecności i zawartości specyficznych biomarkerów (tetracykliczny terpan, oleanan, reten, tetracykliczny oleanan, C₂₈ norhopan), jak i całych grup biomarkerów (tricykliczne terpany, steryny). Najprawdopodobniej najwyższy udział warstw istebniańskich w generacji rop naftowych miał miejsce w przypadku rop niezbiodegradowanych, o wysokich parametrach dojrzałościowych, akumulowanych w zachodniej i centralnej części fałdu Potoka. W centralnej części fałdu Potoka występują ropy o stopniu dojrzałości odpowiadającej 0,7-0,8% w skali refleksyjności wityryny, a więc w głównej fazie okna ropnego. Do takiego poziomu dojrzałe są w tym bloku tektonicznym łupki istebniańskie, pogrążone poniżej 2400 m. Przebadane w tym rejonie próbki rdzeniowe warstw istebniańskich w profilach odwiertów Moderówka-6,

Jaszczew-35 i J-36 wykazują wysoką zdolność kerogenu do generacji ropy naftowej. Wnioski korelacyjne dotyczą w szczególności ropy z odwiertu Moderówka-6, która wykazała cechy ropy rezydualnej i w której obserwuje się znaczną obecność tricyklicznych terpanów, świadczących o dopływie morskiej materii organicznej. Należy również zaznaczyć, że wśród samych warstw istebniańskich można stwierdzić pewne zróżnicowanie facjalne (zróżnicowanie w udziale substancji lądowej), co wykazały także badania biomarkerów i badania izotopowe w odwiertach Równie-1 i Równie-2.

Ropy naftowe akumulowane w złożach fałdu Iwonicza i fałdu Bóbrki są jednorodne pod względem określonego dla danego fałdu stopnia dojrzałości termicznej, a różnice w składzie izotopowym wynikają najprawdopodobniej z różnego stopnia zaawansowania procesu biodegradacji. Ropy akumulowane w złożu Iwonicz wykazują nieco wyższy stopień biodegradacji (pozbawione całkowicie n- i izoalkanów) w porównaniu do rop Bóbrki. Na podstawie badań biomarkerów wykazują również nieco wyższy stopień dojrzałości. W ropach naftowych złoża Bóbrka (Alma-18, 27, a zwłaszcza Łęki-8) występują biomarkery charakterystyczne dla łupków menilitowych jednostki śląskiej, rozpoznane m.in. w odwiercie Draganowa-1 (reten, C₂₈ norhopan) i fałdów przeddukielskich rozpoznanych na bazie pobranych próbek z odsłoneń powierzchniowych. Ropa z odwiertu Łęki-8 charakteryzuje się odmiennym składem i rozkładem biomarkerów, wskazującym na najniższy stopień dojrzałości termicznej materii źródłowej. Podobnym rozkładem biomarkerów charakteryzują się dwie inne ropy: Folsz-76 i Folsz-54.

Genetyczny model ropotwórczości jednostki śląskiej Karpat fliszowych

Jako rozpoznane osady macierzyste w obszarze badań należy uznać kompleks warstw kredowych dolno-istebniańskich, o miąższości ok. 1000 m i zasobności organicznej średnio od 0,8 do 3%. Drugi, późniejszy cykl obejmował serię osadów eoceńsko-oligocieńskich, w tym łupki menilitowe o miąższości ok. 200 m, o zasobności w substancję organiczną od 2 do 10%. Lokalnie skały macierzyste mogły osiągnąć warunki termiczne odpowiadające poziomowi generacji dopiero na głębokości rzędu ponad 2500 m, przy paleogradientie termicznym w zakresie 29-35°C. Było to pierwsze stadium dojrzałości generacyjnej utworów fliszowych Karpat na etapie sedymentogenezy oligocieńsko-eoceńskiej. Drugie stadium dojrzałości generacyjnej góro-

tworu karpackiego nastąpiło po oligocenie i związane było z ruchami fałdowymi i deformacją tektoniczną.

Basen ten niewątpliwie należy do kategorii basenów strukturalnych, o złożonej historii ewolucyjnej.

Lokalnie skały macierzyste mogły osiągnąć termiczne warunki dla konwersji kerogenu w węglowodory na głębokościach rzędu ponad 2000 metrów, jeżeli przyjąć paleogradient 39°C, czyli nieznacznie wyższy od średniej. Duży wpływ na warunki generacji węglowodorów ma oszacowanie wielkości erozji w jednostkach tektonicznych Karpat fliszowych. Różni autorzy podają różne wielkości erozji, zazwyczaj mieszczące się w zakresie 0,3-0,5 mm (maksymalnie do 1 mm) na rok, co daje redukcję utworów fliszowych o ok. 2000-3000 m. Takie

wielkości zostały przyjęte do modelowania generacji i ekspulsji dla wybranych profili odwiertów w badanym rejonie. W modelowaniu, generacji i ekspulsji węglowodorów uwzględniono dwa poziomy macierzyste: warstwy istebniańskie dolne i warstwy menilitowe, jako potencjalne źródła dla zasilania pułapek złożowych rozpoznanych wierceniami na fałdzie Bóbrki, Iwonicza i Potoka. Wykonana korelacja genetyczna potencjalnych skał macierzystych z ropami naftowymi nie wyklucza dwóch źródeł zasilania. W tym rejonie utwory menilitowe rozpoznane na fałdzie Iwonicza w Draganowej wykazują pozytywną korelację z ropą ze złoża Folsz. Z kolei ropa na fałdzie Bóbrki (Łęki-8) może być pozytywnie skorelowana zarówno z menilitami takimi jak w Draganowej, jak i z facją warstw istebniańskich rozpoznanych na fałdzie Bóbrki w profilu odwiertu Równie-2 na głębokości 2400 m. Ropa ta wygenerowana została w pierwszej fazie generacji, co potwierdzają niskie wskaźniki dojrzałości termicznej. Jest to ropa, która nie uległa degradacji.

Analizując przekroje geologiczne wyinterpretowane przez Jaromira Probulskiego w ramach zrealizowanego projektu SPO-WKP należy sądzić, że ropy wygenerowane z pierwszej generacji menilitowej i części-

wo istebniańskiej, akumulowane w płytkich horyzontach, zostały już w większości odkryte. Należy jednak oczekiwać, że pułapki strukturalne wśród warstw istebniańskich na głębokościach ok. 2500-4000 m mogą zawierać spore akumulacje węglowodorów.

Karpacki system naftowy nasuwczo-fałdowy, zaliczany jest do zbiornika o wertykalnym drenażu, o zmiennej impedancji. Ropo- i gazonośność wertykalnego systemu drenażu cechuje to, że akumulacje węglowodorów występują przeważnie nad regionalną „kuchnią generacyjną” lub są do niej przyległe.

Dla omawianego rejonu, poza fałdem Potoka nie dysponowano zbyt wielką ilością profili odwiertów, co sprawia trudność w rekonstrukcji historii napełniania pułapek złożowych. Profile sejsmiczne obejmowały także tylko mały wycinek jednostki śląskiej, co nie pozwoliło na scharakteryzowanie rozwoju miąższości warstw istebniańskich w całym badanym obszarze. Obliczenia potencjału węglowodorowego i ilości wygenerowanych węglowodorów wykonano według procedury obliczeniowej podanej przez Cooleasa i Schmokerera [1, 6], biorąc pod uwagę tylko rozpoznane parametry geochemiczne, które obecnie stanowią bardzo bogaty zbiór danych.

Tablica 1. Obliczone ilości wygenerowanych węglowodorów ze skał macierzystych jednostki śląskiej w badanym rejonie

Obszar (podzielony na 4 kategorie)	Wersja minimum [mln ton]	Wersja maksimum [mln ton]	Wersja minimum [mln ton]	Wersja maksimum [mln ton]
Skała macierzysta	Warstwy istebniańskie		Warstwy menilitowe	
A	2,91	16,02	0,16	0,88
B	2,95	16,23	0,16	0,89
C	2,51	13,81	0,14	0,76
D	1,22	6,72	0,07	0,37

System naftowy

Przeprowadzona analiza czynników warunkujących powstanie pułapek i ich napełnienia pozwala na scharakteryzowanie systemu naftowego badanego obszaru. Obejmuje on dwie, przesunięte w czasie generacje węglowodorów: pierwszą z warstw istebniańskich, a następnie generację z warstw menilitowych. Drogi migracji to grawitacyjne, wertykalne napełnianie strukturalnych pułapek istebniańskich i dopełnianie ich oboczne z warstw menilitowych. Akumulacje o przemysłowym znaczeniu będą związane wyłącznie z warstwami istebniańskimi. Poszczególne elementy

systemu naftowego w ujęciu czasowym zaprezentowano na rysunku 2. Jako zdarzenie krytyczne przyjęto zmianę reżimu ekstensywnego na nasuwczy.

Uwzględniając wszystkie czynniki generacyjne, korelacyjne, i w nawiązaniu do budowy i przebudowy tektonicznej jednostki śląskiej i dukielskiej można przedstawić następujące wnioski:

1. Perspektywność analizowanego obszaru związana jest z generacją z warstw istebniańskich. Warstwy menilitowe stanowią jedynie niewielkie uzupełnienie dla generacji istebniańskiej.

2. Analiza zinterpretowanych przekrojów pozwoliła na wyznaczenie obszarów perspektywnych, wyliczenie ich potencjalnych zasobów w wersji minimum/maksimum/średnia.
3. Kluczem do istnienia pułapek w piaskowcach istebniańskich na głębokościach powyżej 2000 m była wczesna generacja i migracja węglowodorów, która mogła zabezpieczyć parametry zbiornikowe piaskowców.
4. Przeprowadzona analiza pozwoliła na sporządzenie rankingu wyznaczonych stref perspektywnych, z podziałem na:
 - obszary o pierwszorzędym znaczeniu, ze względu na wielkość potencjalnej akumulacji oraz potencjalne parametry skał zbiornikowych, są to bowiem płytko zalegające struktury,
 - obszary o drugorzędym znaczeniu, głównie ze względu na głębokość zalegania (4000 m i niżej), co potencjalnie zwiększa koszt wierceń oraz pogarsza parametry zbiornikowe piaskowców,
 - obszary o trzeciorzędym znaczeniu, ze względu na niewielką potencjalną akumulację oraz głębokość zalegania.

Kreda górna		Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen	Pliocen	Czas geologiczny skała
cenoman (wkl. dolne)	Warstwy istebniańskie dolne	Warstwy istebniańskie górne	pastre	Meniłty	Krosznieńskie	Erozja	
							Zdarzenia systemu naftowego
							Skala macierzysta
							Skala zbiornikowa
							Skala uszczelniająca
							Nadkład
							Formowanie pułapki
							Generacja/Migracja
							Czas zachowania
							Zdarzenia krytyczne

Rys. 2. Zależności czasowe pomiędzy istotnymi elementami karpackiego systemu naftowego dla jednostki śląskiej

Recenzent: prof. dr hab. inż. Andrzej Kostecki

Literatura

[1] Cooles G.P., Mackenzie A.S., Quigley T.M.: *Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks*. Advances in Org. Geoch., vol. 10, pp. 235-245, 1986.

[2] Jankowski L., Kopicowski R., Ryłko W.: *Geological Map of the Outer Carpathians: Borderlands of Poland, Ukraine and Slovakia, 1:200 000*. Polish Geological Institute, Warsaw 2004.

[3] Książkiewicz M.: *Budowa geologiczna Polski*. T. IV. Tektonika, cz. 3. Karpaty. Wyd. Geol., 228 s., Warszawa 1972.

[4] Matyasik I.: *Application of Biomarkers to Petroleum Exploration*. Special issue of VSB Mining and Geological Series-Monograph 15, s. 187-193, Ostrava 2005.

[5] Matyasik I., Steczko A.: *Stopień dojrzałości termicznej rop naftowych i skał macierzystych jednostki śląskiej wschodniej części polskich Karpat fliszowych na podstawie składu biomarkerów*. Problemy Naftogazowej Promyslowosci. Zbrynik naukowik prac, Wypusk 3, s. 134-148, Kijów 2006.

[6] Schmoker James W.: *Volumetric Calculation of Hydrocarbons Generated in AAPG Memoir 60 The petroleum System – from source to trap*, 1984.

[7] Ślącza A.: *O możliwości występowania złóż bituminów w zachodniej części jednostki dukielskiej w polskich Karpatach Wschodnich*. Kwart. Geol., 14, 2, p. 344-349, 1970.

[8] Ślącza A., Kaminski M.A.: *A Guidebook to Excursions in the Polish Flysch Carpathians*. Field trips for geoscientists: Grzybowski Foundation. Spec. Publ., no. 6, pp. 1-171, Kraków 1998.



Dr inż. Irena MATYASIK – adiunkt, kierownik Laboratorium Nafty i Gazu w Zakładzie Geologii i Geochemii INiG. Ukończyła Wydział Chemiczny Politechniki Krakowskiej. Specjalizuje się w badaniach geochemii organicznej skał macierzystych i mediów złożowych, korelacją rop naftowych i skał macierzystych w parciu o wyniki analiz biomarkerów.