

Lidia Dudek, Marek Stadtmüller
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Wykorzystanie modelowania 3D w programie PetroCharge do określania zasobów ilościowych ropy naftowej i gazu ziemnego, z uwzględnieniem profilowań geofizyki wiertniczej

Wprowadzenie

Modelowanie procesów generowania węglowodorów traktowane jest obecnie jako podstawowa metoda prognostyczna, dzięki której można podejmować optymalne decyzje poszukiwawcze. Zmieniają się tylko możliwości programów obliczeniowych i ich nazwy, ale nie zmienia się prawidłowy dobór parametrów gwarantujących poprawność modelu. W niniejszej pracy wykonano modelowanie 3D przy użyciu oprogramowania PetroCharge. Dzięki tego typu modelowaniom możemy rozwiązać zależności: korelacja skała macierzysta-kolektor-uszczelnienie. Można również uzyskać dokładniejsze informacje o tym, w jakim czasie geologicznym węglowodory mogły powstawać, uzyskać dane na temat lokalizacji generacji węglowodorów, ekspulsji i procesu migracji, wraz z wyznaczeniem ścieżek migracji i możliwych miejsc akumulacji. W pracy przedstawiono modelowanie 3D z rejonu Tarnów-Pilzno-Dębica, z uwzględnieniem procesów migracji, wykonane na podstawie map geolo-

giczno-strukturalnych paleozoicznego podłoża Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego pod redakcją Zbigniewa Buły i Ryszarda Habryna. Wykorzystano również profilowania geofizyki wiertniczej, w celu przyporządkowania odpowiednich facji dla skał potencjalnie macierzystych i zbiornikowych, wyznaczenia rzeczywistej miąższości warstw oraz ilościowego oszacowania zailenia, aby otrzymać jak najbardziej wiarygodne wyniki modelowań, kierując się zasadą: prawidłowy dobór parametrów gwarantuje poprawność modelu.

W artykule przedstawiono także metodyczne podejście do wykorzystania danych geofizyki wiertniczej – powiązanych z wynikami badań geochemicznych w profilu paleozoicznych utworów odwiertów: Pilzno-40 i Tarnawa-1. W tym celu wykorzystano model katagenety basenu sedymentacyjnego w kryteriach temperatura-czas oraz wynikającej z niego zależności wskaźnika LOM z refleksyjnością witrynytu R_o .

Skala metamorfizmu organicznego i generacja węglowodorów

Skala, która jest określana jako LOM (*Level of Organic Matamorphism*), opisuje jak daleko metamorfizm termiczny osadowej materii organicznej przekształcał się podczas procesu pograżania. Przedstawia on pojedynczą, ciągłą skalę numeryczną, która jest odpowiednia dla całego termicznego zakresu odniesienia w generowaniu i destrukcji ropy naftowej. Bazuje on na stopniu uwęglenia

materii organicznej, co jest użyteczne dla innych współzależnych skali metamorfizmu organicznego. Zależność temperatury w czasie dla generacji węglowodorów opiera się na wartościach LOM dla skał osadowych w zakresie wartości 9÷16 LOM, przy wiarygodnych temperaturach maksymalnych i efektywnych czasach ogrzewania. Ta zależność jest prawie równoważna z podwojeniem tempa

reakcji dla każdych dodatkowych 10°C; gdy LOM wzrasta od 9 do 16, to wówczas energia aktywacji wzrasta od 18 do 33 kcal/mol.

Generalnie geneza ropy naftowej może być opisana przez następujące cztery etapy:

1. tworzenie się bogatych w organikę, drobnoziarnistych sedimentów, będących wynikiem procesów fotosyntezy oraz depozycji, z zachowaniem znacznych ilości materii organicznej,

2. termiczna degradacja materii organicznej podczas pograżania do głębokości, w których temperatura formacji umożliwia zapoczątkowanie procesu tworzenia się ropy naftowej,
3. ekspulsja ropy i gazu ze skały źródłowej i ich migracja oraz gromadzenie się w porowatych, przepuszczalnych skałach zbiornikowych,
4. fizyczne, termiczne i/lub biologiczne zmiany ropy naftowej w skałach zbiornikowych.

Ciągła numeryczna skala metamorfizmu organicznego

Wymagane charakterystyki

Skala stopnia uwęglenia była używana do porównania etapów metamorfizmu organicznego w skałach macierzystych [3, 25, 29, 31]. Żadna z różnych klasyfikacji węgla, takich jak: wartość kaloryczna, zawartość wilgoci, lotność materii (zawarty węgiel), zawartość wodoru czy refleksyjność wityrnytu – nie była na tyle satysfakcjonująca, aby tylko ona mogła być zastosowana do określenia możliwości generacji ropy. Dlatego też skala stopnia uwęglenia omówiona w kolejnych rozdziałach nie jest pojedynczą, numeryczną skalą, ale reprezentuje serie dwóch lub większej ilości częściowo nachodzących na siebie skal numerycznych. Główna, nowa charakterystyka, która jest niezbędna w określeniu stopnia metamorfizmu organicznego, jest zatem ciągłą skalą numeryczną, rozciągającą się poprzez cały zakres generacji i destrukcji związków węglowodorowych. Inną wymaganą charakterystyką tej skali jest również to, aby mogła być ona odnośzona także do innych obecnie stosowanych skal metamorfizmu organicznego.

Rozwój skali LOM

W wyniku powyższych charakterystyk [10] rozwinięta została skala, która została nazwana poziomem metamorfizmu organicznego (LOM).

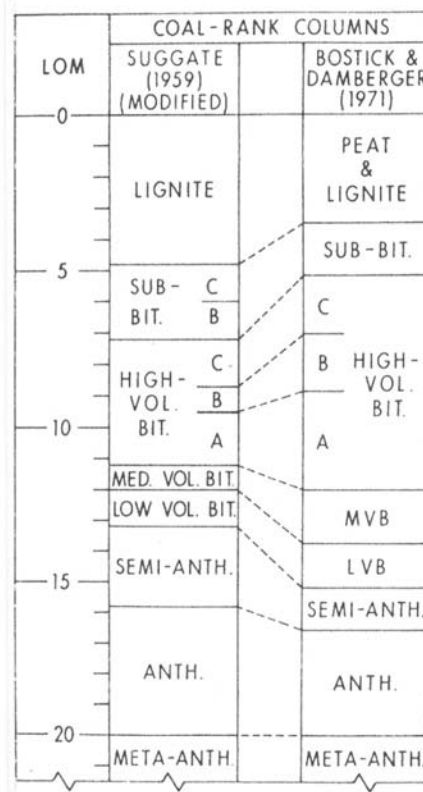
Dla konstrukcji tej skali konieczne było:

- pojedynczy przekrój głębokościowy sedimentów bogatych w organikę, w którym poszczególne warstwy były „pogrzebane”, przy prawie stałym stopniu pogrzebania i stałym gradiencie temperatury,
- skala liniowa (0÷20), aby zastąpić skalę głębokościową dla tego wyidealizowanego przekroju. Sedyment został zagrzebywany o taką samą głębokość w określonym czasie, czyli stopień pogrzebania jest stały.

Z przekrojów głębokościowych wydawało się, że kolumna (rysunek 1) stopnia uwęglenia Nowej Zelandii

(trzeciorzęd-kreda) wykazana przez Suggate [27] była najbardziej odpowiednia. Została ona następnie użyta i zmodyfikowana [10].

Suggate zawarł w swym opracowaniu skalę numeryczną (numer stopnia uwęglenia), która była liniowa, z maksymalną głębokością zagrzebania dla kolumny węglowej (rysunek 1). Jego skala była maksymalną głębokością wyrażoną w stopach i podzieloną przez 1000. Aby uniknąć pomyłki absolutnie maksymalnej głębokości w skali LOM – Hood A. et al. [10] użyli skali numerycznej; od 0 przy powierzchni, do 20 przy granicy antracytu z meta-antracytem (rysunek 1). Inni autorzy pokazali kolumnę (rysunek 1) relatywnej głębokości, która jest złożona z badań uwęglenia z kilku terenów



Rys. 1. Zdefiniowanie skali LOM na podstawie modyfikacji szeregu uwęglenia Suggate'a [27]

geograficznych nakładających się stopni uwęglania. Ta wynikowa skala stopni uwęglania, w której [10] zdefiniowali granicę pomiędzy antracytem i meta-antracytem jako LOM 20, dla ułatwienia porównania przedstawiona jest razem z kolumną Suggate'a na rysunku 1.

Te dwie skale głębokościowe odbiegają nieco od siebie, co może być spowodowane przez:

- trudności we właściwej rekonstrukcji geologicznej przekrojów,

- różnice wieku sedimentów węglowych i nieregularny stopień pogrzebienia oraz gradienty temperatury w wybranym przekroju.

Trudno jest więc wybrać, która z tych skali stopnia uwęglania jest lepsza od drugiej. Do przyjęcia standardu głębokościowego należałoby używać skali LOM – jak oryginalnie zostało to zdefiniowane w skali Suggate'a (rysunek 1) – ale jednocześnie brać pod uwagę możliwe ograniczenia tego standardu.

Korelacja LOM z innymi skalami

Innymi użytecznymi skalami metamorfizmu organicznego, podanymi w literaturze, są skale porównywalne z LOM (rysunek 2). Uwzględniają one stopień uwęglania materii organicznej, refleksyjność wityrynitów oraz współczynnik zmienności termicznej.

Refleksyjność wityrynitów jest prawdopodobnie jedną z najbardziej użytecznych miar metamorfizmu organicznego [16, 25]. Wityrynit jest znajdowany nie tylko w węglach humusowych, ale i we wtrąceniach węglowych w wielu

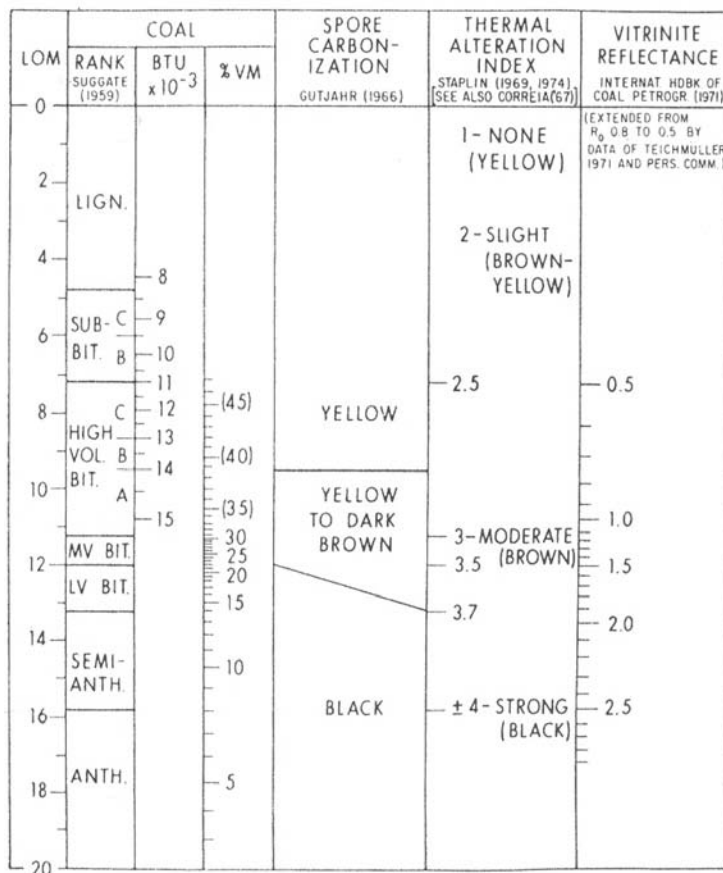
łupkach, w związku z czym wityrynit jest bezpośrednio stosowany do badań historii temperaturowych ropośnych skał źródłowych [5, 29]. Dodatkowo daje on też ciągłą numeryczną skalę od LOM 7 lub 8 (wysokolotne węglowe bituminy), do LOM 17 lub 18 (ze stopniem uwęglania antracytowym).

Związek między temperaturą a czasem

Na rysunku 2 pokazano korelację kilku użytecznych skali metamorfizmu organicznego względem LOM, ale nie jest w nim zawarta skala temperaturowa. Powodem tego – jak pokazało wiele publikacji (m.in.: [6, 11, 13, 28]) – jest to, że zarówno temperatura jak i czas są ważnymi czynnikami metamorfizmu organicznego. W związku z tym, ani temperatura ani czas – jako pojedyncze wskaźniki – nie są odpowiednim pojedynczym pomiarem poziomu obecnego metamorfizmu organicznego. Z powodu konieczności zastosowania zaobserwowanych historii pogrzebienia, aby oszacować etapy procesu metamorficznego dla źródłowych skał ropnych oraz węgla, względne efekty temperatury i czasu były studiowane i opisane przez wielu badaczy (m.in. przez Łopatina [13]).

Podwajanie współczynnika reakcji dla każdego wzrostu temperatury o 10°C

Łopatin [13], Laplante [12] i Momper [20] doszli do wniosku, że podwojenie współczynnika reakcji ze wzrostem temperatury o 10°C daje odpowiedni model dla określenia związku temperatury i czasu w organicznym metamorfizmie wglębnym. Łopatin [13] opisał indeks temperaturowo-czasowy τ , który reprezentuje zintegrowaną historię pogrążania – sumę (skorygowanej o temperaturę) długości czasu zagrzebienia – opartą na podwajaniu

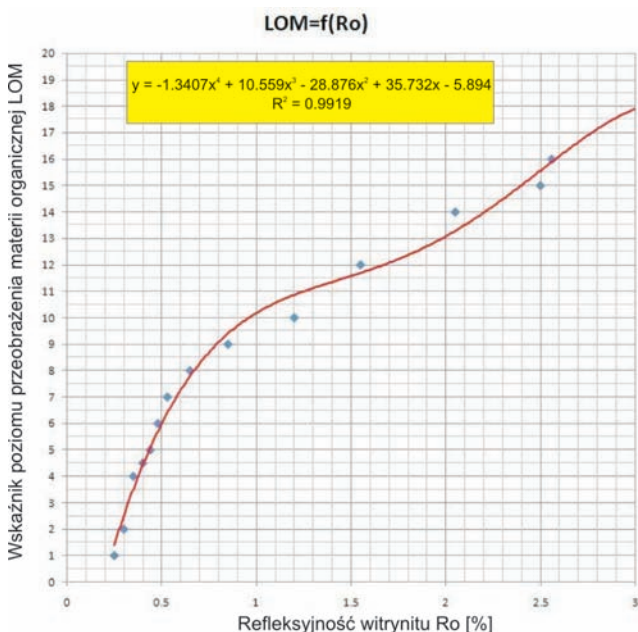


Rys. 2. Skale metamorfizmu organicznego, z uwzględnieniem wartości kalorycznych (BTU), materii lotnej (VM), refleksyjności wityrynitów (R_o), współczynnika zmienności termicznej (TAI) oraz stopnia uwęglania materii organicznej

współczynnika reakcji dla każdego wzrostu temperatury o 10°C.

Przykład wykorzystania profilowań geofizyki wiertniczej w metodach badań geochemicznych

W niniejszej pracy przedstawiono metodyczne podejście do wykorzystania danych geofizyki wiertniczej i do wyników badań geochemicznych w profilach odwiertów Tarnawa-1 oraz Pilzno-40; obejmujących mezozoiczne i paleozoiczne, klastyczne utwory podłoża Karpat. Metodyka ta pozwala na identyfikację stref bogatych w organikę poprzez ciągłe obliczenie TOC wzdłuż profilu odwiertu wiertniczego. Bazując na wynikach punktowych badań laboratoryjnych, przeprowadzana jest ich ekstrapolacja w procesie kalibracji anomalii krzywych geofizyki wiertniczej. Podstawowym założeniem metodycznym niniejszej pracy było wykorzystanie znanego z literatury i opisanego szczegółowo we wcześniejszych rozdziałach wskaźnika LOM, związanego z refleksyjnością wityrnytu – R_o .



Rys. 3. Zależność LOM od R_o (według danych literaturowych [23])

Parametr LOM można bezpośrednio powiązać z TOC poprzez analizę pomiarów oporności i porowatości uzyskanych wzdłuż odwiertu, używając zmodyfikowanego wzoru Passey’a [23]

$$TOC = \Delta \log R \times 10^{(LOM)}$$

gdzie:

$\Delta \log R$ – rozejście się znormalizowanych krzywych,
LOM – poziom przeobrażenia materii organicznej.

Wartości $\Delta \log R$ uzyskuje się poprzez normalizację krzywych porowatości i oporności, wyrażoną w skali logarytmicznej według wzoru:

$$\Delta \log R = \log_{10} R_T / R_{BL} + K \times (P - P_{BL})$$

gdzie:

R_T – oporność rzeczywista skały,

R_{BL} – oporność skał płonych,

P – profilowanie porowatości,

P_{BL} – porowatość skał płonych,

K – stała, zależna od typu profilowania porowatości.

W skałach nasyconych wodą, ubogich w organikę, te dwie krzywe mogą być na siebie nałożone, ponieważ obydwie odpowiadają na zmiany w porowatości formacji (tzw. linia bazowa). Anomalny efekt rozejścia się analizowanych krzywych może być obserwowany zarówno w przypadkach poziomów zbiornikowych nasyconych węglowodorami, jak i w poziomach zailonych, bogatych w organikę. Przypadki te mogą być rozróżnione przy użyciu profilowania naturalnej promieniotwórczości gamma PG, a zidentyfikowane kolektory mogą zostać wyeliminowane z dalszej analizy. Obserwowane rozejście się krzywych w interwałach zailonych, bogatych w materię organiczną, wynika z dwóch efektów: krzywa porowatości reaguje na obecność kerogenu o niskiej gęstości i niskiej prędkości rozchodzenia się fal akustycznych, natomiast krzywa opornościowa reaguje na obecność wypełniających przestrzeń porową mediów złożowych. W skale bogatej w organikę, w której kerogen nie jest dojrzały i gdzie nie doszło do procesu generacji węglowodorów, obserwowany efekt jest wyłącznie odpowiedzią krzywej porowatości. W dojrzałych skałach potencjalnie macierzystych obserwuje się wzrost oporności, będący wynikiem obecności wygenerowanych węglowodorów. Wielkość obserwowanego rozejścia się analizowanych krzywych jest kalibrowana danymi laboratoryjnymi TOC z uwzględnieniem informacji o dojrzałości kerogenu, co pozwala na prześledzenie zmienności potencjalnej macierzystości skał wzdłuż profilu odwiertu. Metodę tą można zastosować zarówno dla szerokiego spektrum litologii (również dla skał węglanowych), jak i własności zbiornikowych oraz petrofizycznych formacji skalnych.

Koncepcyjny model skały macierzystej

Za skały potencjalnie macierzyste uważa się powszechnie łupki i wapień typu *mudstone*, które zawierają znaczne ilości materii organicznej. Skały niemacierzyste również zawierają materię organiczną, ale jej ilość nie jest znacząca

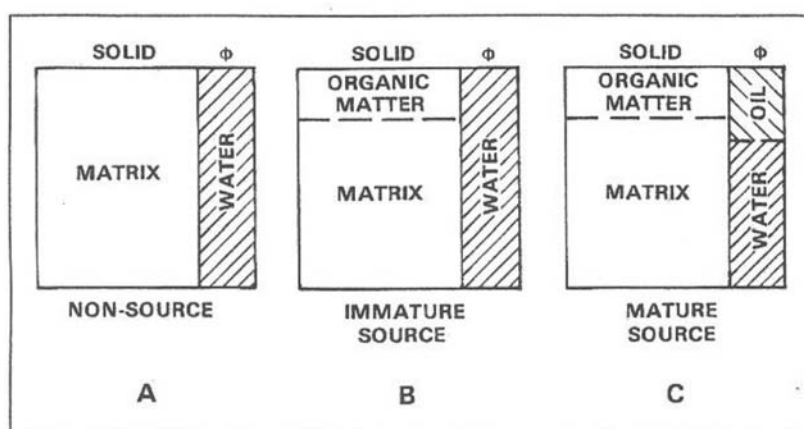
(tj. $< 0,5\%$ wagowo). Powszechnie stosowana metoda określania macierzystości danej formacji skalnej oparta jest o analizy laboratoryjne (tj. analiza TOC, piroliza Rock Eval, analiza elementarna, refleksyjność witrinitu, indeks zmian termicznych, chromatografia gazowa oraz wizualny opis kerogenu). Przedmiotowa metoda oparta jest na obserwacji zachowania się krzywych geofizyki wiertniczej w przypadku obecności w skale materii organicznej.

Jednak aby określić ilościowo odpowiedź sond geofizycznych na zawartą w skałach organikę, konieczne jest określenie koncepcyjnego modelu fizycznego analizowanego materiału.

Dla skał bogatych w organikę można przyjąć model składający się z 3 komponentów:

- matryca skalna,
- materia organiczna w postaci stałej,
- płyny wypełniające przestrzeń porową.

Skały niemacierzyste składają się głównie z dwóch komponentów: tj. matrycy skalnej i płynu wypełniającego przestrzeń porową (rysunek 4A). W skałach z niedojrzałą materią organiczną, materia organiczna w stanie stałym oraz matryca skalna stanowią składową część stałą, a woda z tej formacji wypełnia przestrzeń porową (rysunek 4B). Proces generacji powoduje transformację części materii organicznej do postaci płynnej (lub gazowej), powodując wypieranie wody złożowej z przestrzeni porowej skały (rysunek 4C). Jest to model opisany przez Nixona [21] oraz Meissnera [17], a użyty przez Meyera i Nederlofa [19] oraz Mendelsoona i Toksoza [18].



Rys. 4. Schematyczny model skały macierzystej

Zastosowanie krzywych geofizyki wiertniczej do analiz geochemicznych

Na przestrzeni lat, metody wykorzystania danych geofizyki wiertniczej dla analiz geochemicznych zmieniały swój zakres i różnorodność zastosowań. Poczynając od

badania prostych stosunków oporności wyznaczanych dla skał macierzystych i skał płynnych; do badania złożonych związków profilowań oporności, porowatości i naturalnego promieniowania gamma z własnościami zawartej w skale materii organicznej OM (*Organic Matter*). W 1983 r. Flower [8] zademonstrował metodę szybkiej analizy, stosowanej do identyfikacji interwałów występowania skał potencjalnie macierzystych, opartą na normalizacji krzywej oporności indukcyjnej z akustycznym, pełnym obrazem falowym przedstawionym w wersji VDL. Porównanie zmian oporności skały z pierwszym wstąpieniem fali P pozwalało na określenie stref braku pokrywania się analizowanych krzywych, utożsamianych z obecnością skał macierzystych. Podobne podejście do zagadnienia poszukiwania skał potencjalnie macierzystych można znaleźć w kolejnych pracach [2, 19]. Również Smagała et al. [26] zauważył, że w kredowych formacjach Niobrary, w basenie Denver, istnieje dobry związek pomiędzy dojrzałością kerogenu (określaną poprzez refleksyjność witrinitu), a zmierzoną opornością profilu odwiertu.

Po raz pierwszy metodę opartą na kompleksowej analizie profilowań oporności, gęstości oraz prędkości wprowadzili Meyer i Nederhof [19]. Ta jakościowa metoda rozróżnia skały macierzyste od płynnych, bez próby określenia ilości zawartej organiki. Poprzez analizę crossplotu gęstościowo-opornościowego lub akustyczno-opornościowego, autorzy wyznaczyli strefy charakteryzujące się wysoką opornością, wysokim czasem interwałowym oraz niską gęstością objętościową – utożsamiane ze strefami podwyższonej zawartości TOC (*Total Organic Carbon*).

Mendelson i Toksöz [18], aby scharakteryzować właściwości skał macierzystych zastosowali wielowymiarową analizę wariacji. Przytoczone prace opisały model określający odpowiedzi profilowań na zmienność fizycznych właściwości skał macierzystych. Autorzy pokazali jak konkretne profilowania oporności, prędkości i gęstości reagują na specyficzne, fizyczne właściwości materii organicznej zawartej w skałach. Podążając za hipotezą Meissnera [17], traktowali oni profilowanie opornościowe jako jakościowy wskaźnik dojrzałości kerogenu, a nie wskaźnik TOC. W oparciu o jedno i wielowymiarową analizę regresji, opracowali oni związki pomiędzy analizowanymi profilowaniami a pomiarami laboratoryjnymi różnych parametrów geochemicznych. Regresyjny charakter otrzymanych za-

leżności powodował jednak lokalność ich zastosowań i konieczność powtarzania procedur kalibracyjnych dla każdego rejonu przy użyciu reprezentatywnych prób laboratoryjnych. Przedstawione podejście do rozwiązania identyfikacji stref występowania skał macierzystych było zastosowane z powodzeniem w wielu rejonach świata – między innymi dla identyfikacji kredowych skał macierzystych w basenie Campos w Brazylii [1] oraz w eksploatacji ilastych formacji Toarcian Posidonia Shale w północnych Niemczech [14, 15].

Technika $\Delta\log R$

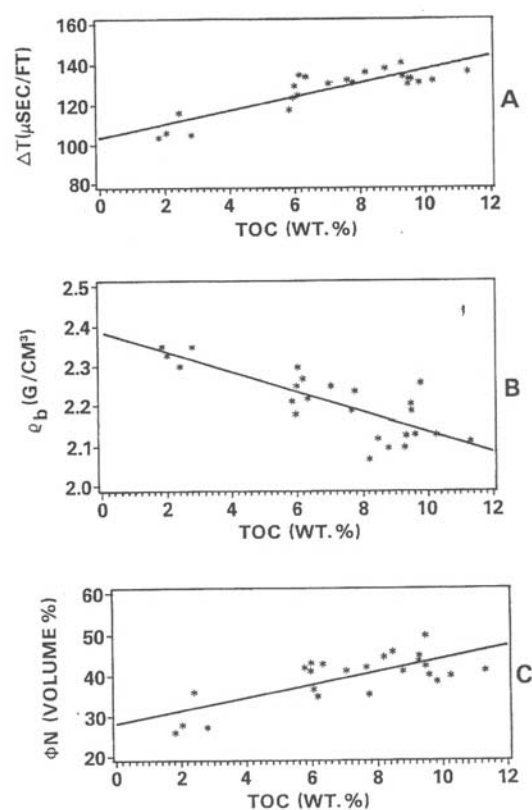
Główną zaletą opisywanego w niniejszej pracy narzędzia interpretacji ilościowej zawartości TOC w formacjach zailonych, nazwanego przez autorów techniką $\Delta\log R$ [23], jest niezależność wyników od typu formacji skalnej i zestawu danych wejściowych geofizyki wiertniczej oraz możliwość stosowania tej techniki w rejonach, w których brak jest dostatecznie reprezentatywnej próby badań laboratoryjnych. Wiąże ona technikę ilościowej normalizacji krzywych geofizyki wiertniczej z fizycznymi zależnościami pomiędzy parametrami geochemicznymi TOC, R_o i S_2 oraz poziomem przeobrażenia materii organicznej LOM. Takie ilościowe podejście było rozwijane przez firmę Exxon/Esso już na początku lat 80. ubiegłego stulecia i od tego czasu została ono skutecznie zastosowane do wielu odwiertów na całym świecie. Sprawdzone, że technika przedstawiona poniżej działa poprawnie zarówno w węglanowych, jak i w klastycznych skałach macierzystych i może być ona dokładna w przewidywaniu TOC w szerokim zakresie dojrzałości [23].

Odpowiedź profilowania porowatości na zawartość materii organicznej

Analizując dostępne w literaturze dane można wysnuć ogólny wniosek, że odpowiedź krzywych porowatości na zawartość w skale materii organicznej jest podobna do wpływu jaki wywiera obecność porowatości. Ilustruje to rysunek 5, zaczerpnięty z oryginalnej pracy [23].

Ilościowa analiza zawartości TOC z uwzględnieniem stopnia przeobrażenia OM

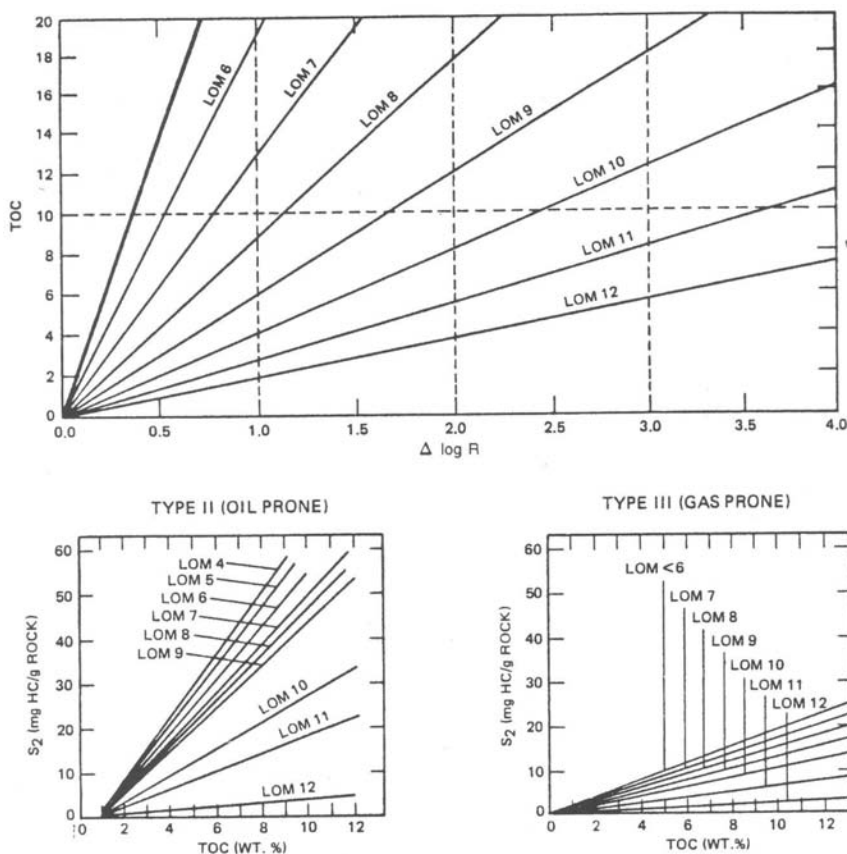
Praktyczne zastosowanie techniki $\Delta\log R$ wymaga określenia w analizowanym interwale tzw. „lini bazowej”, odpowiadającej interwałowi skał płonnych i definiującej warunki normalizacji (krzywe pokrywają się). W przypadku profilowania akustycznego, opracowana skala względna wynosi -50 us/ft lub -164 μ s/m na każdy cykl opornościowy (logarytmiczna skala oporności),



Rys. 5. Związki pomiędzy laboratoryjnymi pomiarami TOC, a anomaliami geofizycznymi [według 23]

a separacja pomiędzy krzywymi wyznacza wartość $\Delta\log R$. Wartość $\Delta\log R$ liniowo powiązana jest z TOC i jest funkcją dojrzałości OM. Stosując wykres zamieszczony na rysunku 6A, $\Delta\log R$ może być bezpośrednio transformowana do TOC jeżeli tylko dojrzałość (wyrażona w jednostkach metamorfizmu organicznego – LOM; [10]) jest znana. W praktyce LOM jest szacowane z analiz geochemicznych wykonywanych na próbkach skalnych (tj. refleksyjność wityritu, indeks zmian termicznych lub T_{max}), lub też określana jest z historii termicznej, bądź historii pogrzebienia badanej części górotworu. Jeżeli dojrzałość LOM będzie oceniona błędnie, wówczas bezwzględne wartości TOC podane będą z pewnym błędem, ale względna pionowa zmienność wartości TOC będzie poprawna. W przypadku znajomości typu kerogenu OMT (*Organic Matter Type*) możliwa jest również transformacja TOC na – przewidywaną z pirolizy Rock Eval – wartość S_2 [7], jak pokazano to na rysunkach 6B i 6C.

Podwyższone wartości $\Delta\log R$ występują zarówno w bogatych w MO skałach macierzystych, jak i w obrębie skał zbiornikowych nasyconych węglowodorami. Przypadki te rozróżniamy poprzez analizę krzywych PG lub PS, odrzucając z dalszej analizy niezailone, czyste kolektory.



Rys. 6. Diagram liniowej zależności TOC od $\Delta \log R$ (dla różnych wartości wskaźnika poziomu przeobrażenia materii organicznej LOM) oraz związek z typem kerogenu [według 23]

Główne korzyści ze stosowania techniki $\Delta \log R$ oraz ograniczenia metody

1. Technika $\Delta \log R$ wykorzystuje powszechnie dostępne profilowania geofizyki wiertniczej, w celu identyfikacji bogatych w MO skał macierzystych i obliczenia zawartości TOC.
2. Funkcja $\Delta \log R$, uzyskana poprzez normalizację profilowania czasu interwałowego PA i oporności, może być zastosowana do dokładnego określenia zawartości TOC – z pionową rozdzielczością około 1 m. Inne krzywe porowatości (tj. gęstościowa i neutronowa) mogą być użyte w zastępstwie krzywej PA, jednak wpływ odwiertu na profilowanie gęstości PGG i profilowanie gęstości neutronowej PN jest znaczny, co powoduje obniżenie stopnia dokładności wyników.
3. Cienkowarstwowe skały macierzyste ($H < 0,5$ m miąższości) mogą zostać wykryte przy użyciu techniki $\Delta \log R$, lecz obliczone wartości TOC będą prawdopodobnie niższe od wartości zmierzonych laboratoryjnie, w oparciu o rutynowe badania rdzenia wiertniczego.
4. Dla skał o niskiej dojrzałości termicznej związek pomiędzy $\Delta \log R$ a TOC manifestuje się głównie poprzez skła-

downą porowatościową. Gdy dojrzałość zwiększa się, wówczas wpływ składowej opornościowej zaczyna dominować. Dokładność określenia TOC jest różna w różnych zakresach stopnia dojrzałości LOM. Przedstawiona metoda najlepiej działa dla skał pomiędzy LOM 7 (początek generacji ropnej) a LOM 12 (początek przejrzalności). Dla dojrzałości poniżej LOM 6 i powyżej LOM 12 również można zastosować związek dla wartości LOM 6 i LOM 12, lecz kalibracja dla tych ekstremalnych wartości nie jest już tak dokładna.

5. Empiryczny związek pomiędzy separacją $\Delta \log R$ a TOC jest związkiem fizycznym pierwotnym, podczas gdy związek $\Delta \log R$ ze związkiem typu materii organicznej (S_2) jest zależnością wtórną.
6. Separacja $\Delta \log R$ pojawia się również dla kilku przypadków skał niemacie-rzystych – nie związana z organicznie bogatymi skałami źródłowymi, lecz w większości przypadków takie anomalie mogą być łatwo rozpo-

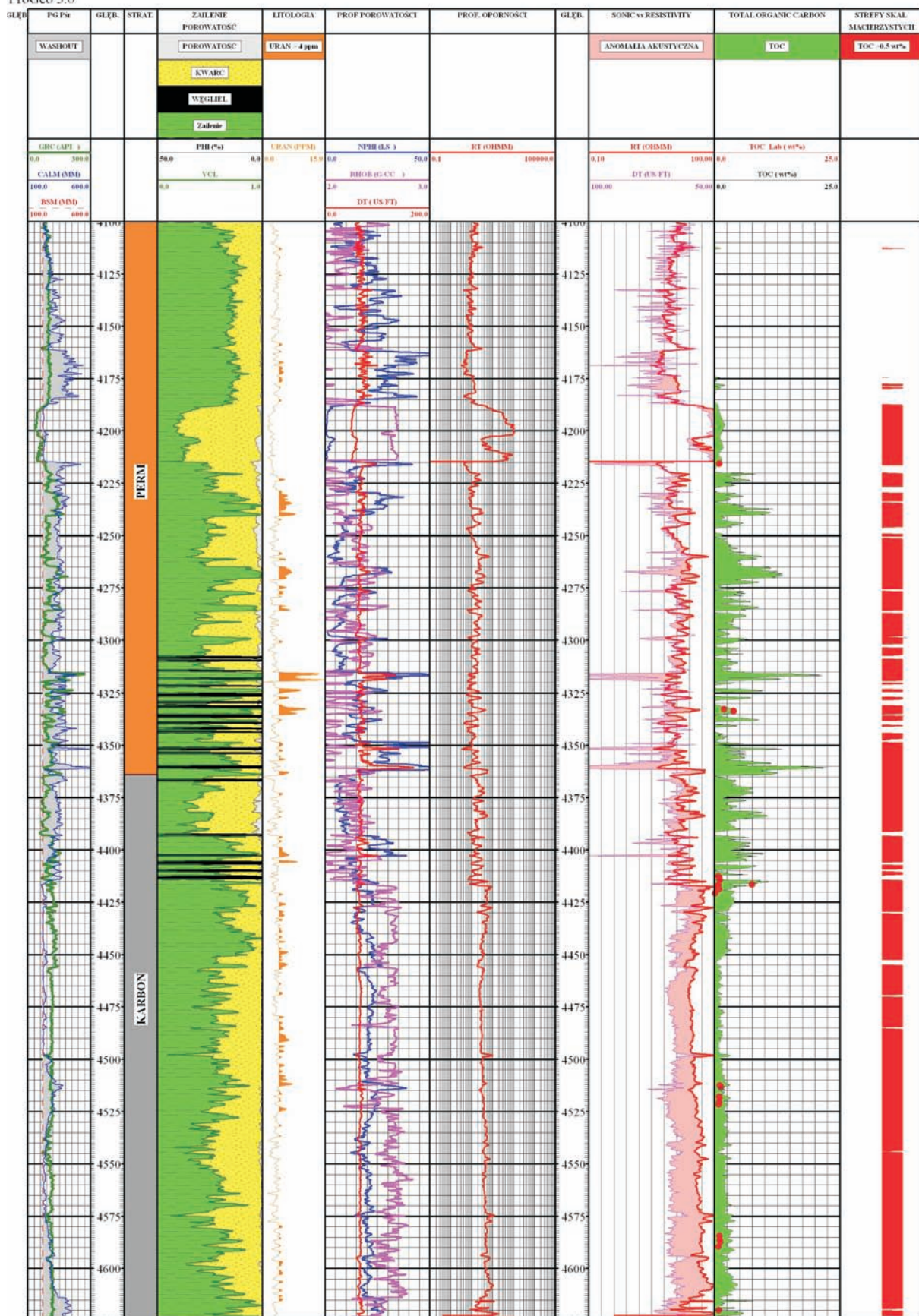
znane i odrzucone. Główne przypadki występowania anomalii $\Delta \log R$:

- zbiorniki węglowodorowe,
- słaby stan techniczny odwiertu,
- formacje luźne i nieskompaktowane,
- formacje nieporowate,
- skały magmowe,
- formacje ewaporatowe.

Przetwarzanie danych geofizyki wiertniczej i dyskusja wyników

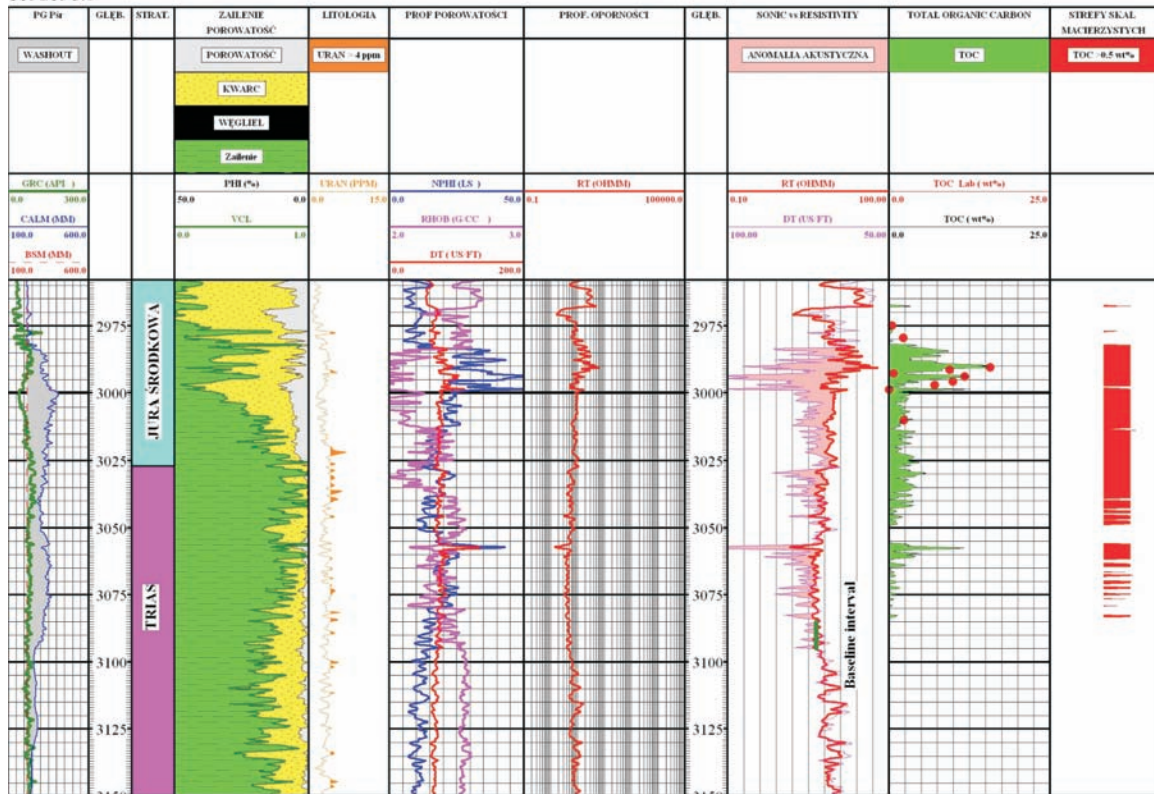
W ramach przedmiotowej pracy podjęto próbę oszacowania zawartości TOC dla piaszczysto-ilastych formacji podłoża zapadliska przedkarpackiego w odwiertach Tarnawa-1 i Pilzno-40. Stosując wyżej opisaną technikę $\Delta \log R$, poddano normalizacji krzywe: oporności RT, czasu interwałowego DT, gęstości RHOB i porowatości neutronowej NPHI, przeprowadzając wcześniej procedurę korekty na wpływ odwiertu dla krzywych RHOB i NPHI oraz eliminacji tzw. efektu zaników cykli na krzywej DT. Dane wejściowe i wyniki interpretacji zebrano na zbiorczych rysunkach 7, 8 i 9 – zawierających m.in.: ilościową

ProGeo 5.0



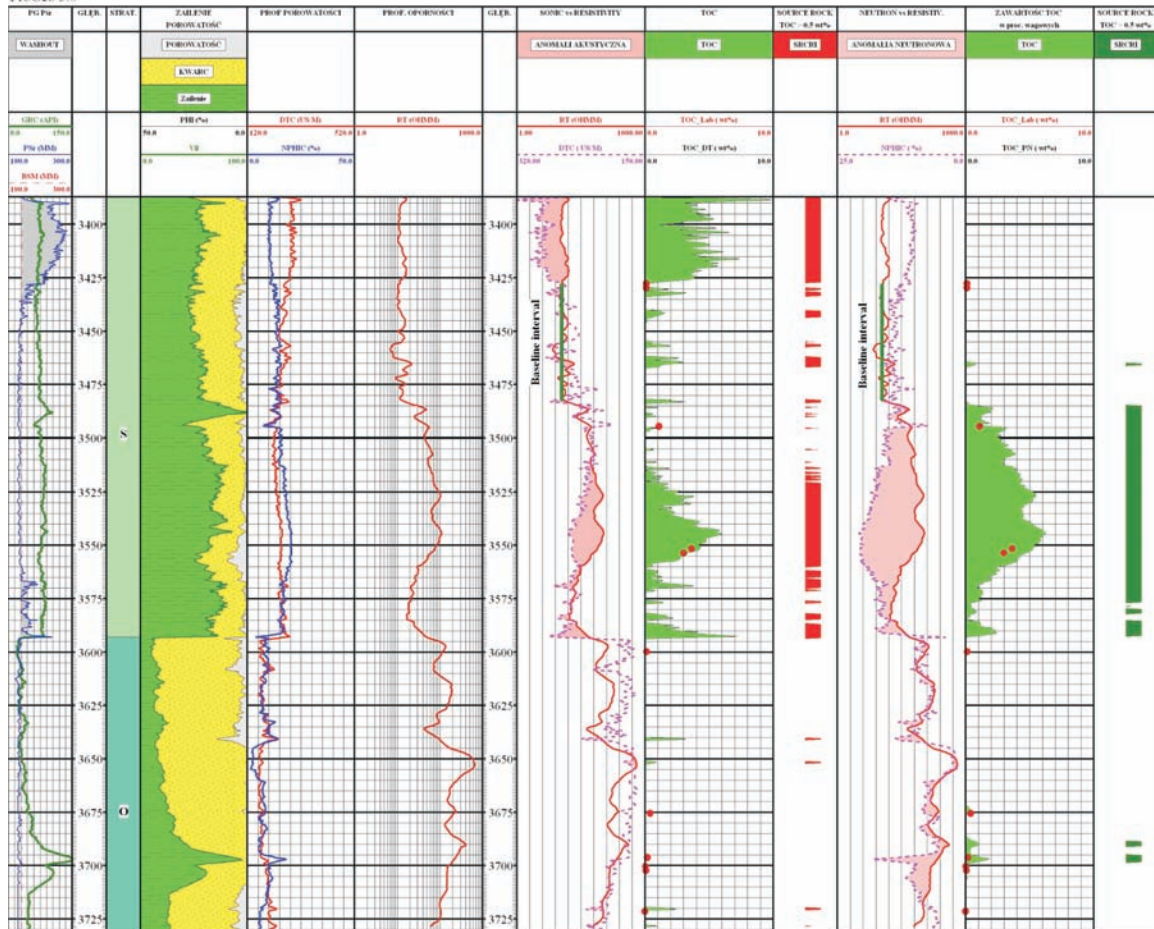
Rys. 7. Przykład estymacji zawartości TOC w paleozoicznych utworach podłoża Karpat (odwiert Tarnawa-1)

ProGeo 5.0



Rys. 8. Przykład estymacji zawartości TOC w mezozoicznych utworach podłoża Karpat (odwiert Tarnawa-1)

ProGeo 5.0



Rys. 9. Przykład estymacji TOC w utworach syluru i ordowiku podłoża Karpat (odwiert Pilzno-40)

analizę składu mineralnego i porowatości (wykonaną programem ULTRA przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.), krzywą zawartości URANU (będącą składową naturalnego promieniowania gamma, związaną z podwyższoną zawartością MO), a w ostatniej kolumnie zaznaczono interwały, w obrębie których zawartość TOC przekracza 0,5% wagowych (skały potencjalnie macierzyste).

Na podstawie uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- zastosowana dla oceny potencjalnej macierzystości skał technika $\Delta\log R$ jest w pełni jednoznaczna i sprawdza się w warunkach paleozoicznych oraz mezozoicznych klastycznych skał podłoża Karpat,
- uzyskane wyniki w zadowalającym stopniu potwierdzają obserwowaną w badaniach laboratoryjnych

zmienność parametru TOC oraz wskazują na istnienie miększych kompleksów o podwyższonej zawartości materii organicznej (skały potencjalnie macierzyste); zarówno w paleozoicznych utworach karbonu i permu, jak i w mezozoicznych kompleksach jury i triasu,

- jakkolwiek uzyskane wyniki należy traktować jako wstępne, uzyskane przy okazji testowania narzędzia interpretacyjnego (technika $\Delta\log R$), to można przypuszczać, że systematyczna analiza odwiertów pod kątem estymacji zawartości TOC oraz sprawdzenie metody na węglanowych kompleksach macierzystych rzuciłoby nowe światło na faktyczne rozmieszczenie i ilość kompleksów skał potencjalnie macierzystych – w znacznym stopniu przyczyniając się do rozpoznania systemu naftowego zapadliska przedkarpackiego i Karpat.

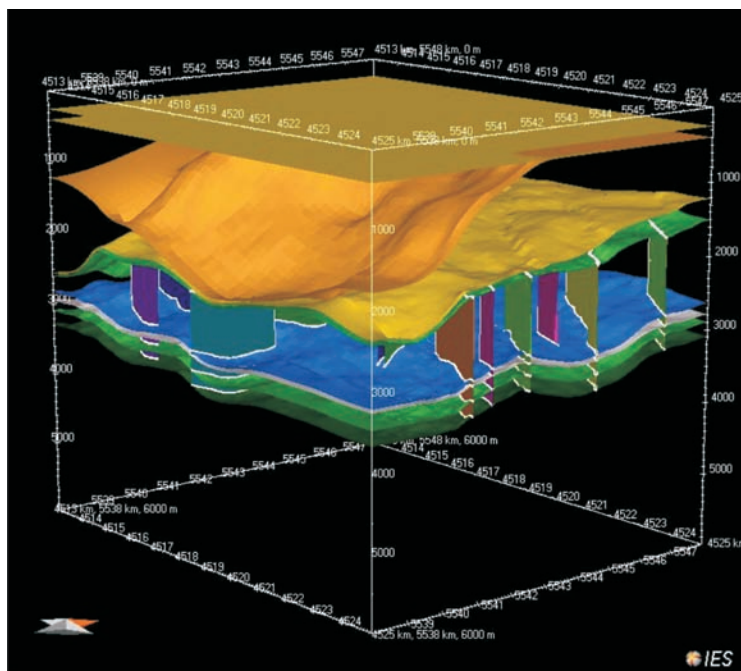
Podsumowanie

W niniejszym artykule przedstawiono modelowanie 3D z rejonu Tarnów-Pilzno-Dębica, z uwzględnieniem procesów migracji, wykonane na podstawie map geologiczno-strukturalnych paleozoicznego podłoża Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego pod redakcją Zbigniewa Buły i Ryszarda Habryna. Posłużono się:

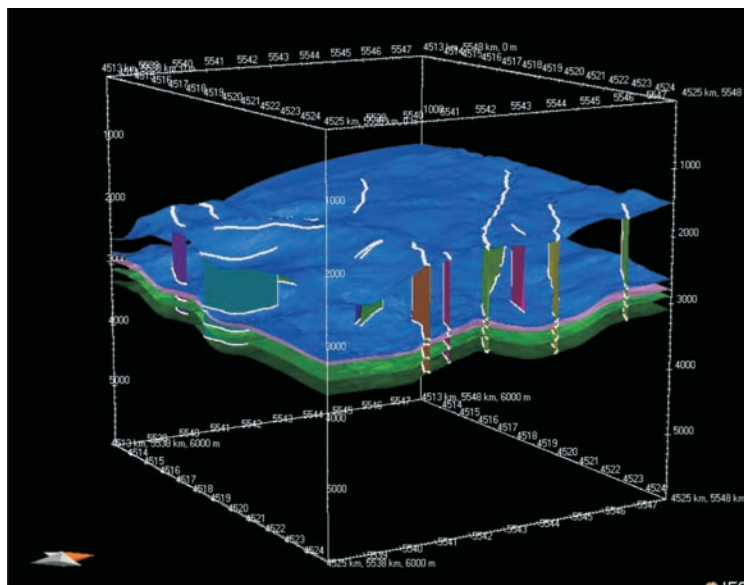
- mapą geologiczno-strukturalną stropu paleozoiku (bez permu) i prekambriu, przedstawiającą:
 - rzeźbę powierzchni paleozoiku i prekambriu,
 - występowanie utworów nadkładu na stropie paleozoiku i prekambriu,
- mapą strukturalną spągu kompleksu karbońskich skał klastycznych (kulmu) na bloku górnośląskim i małopolskim,
- mapą strukturalną spągu kompleksu dewońsko-karbońskich skał węglanowych na bloku górnośląskim i małopolskim,
- mapą strukturalną spągu syluru na bloku małopolskim,
- mapą strukturalną spągu ordowiku na bloku małopolskim,
- mapą geologiczną odkrytą po karbon, na bloku górnośląskim i małopolskim.

Pełny model 3D tworzony był z uwzględnieniem powyższych, zcyfrowanych map i przetwarzał ciśnienie, temperaturę i symulację migracji używając różnych modelowych rozwiązań. Przydzielono mu tzw. „warunki brzegowe”: przepływ cieplny (HF – *Heat Flow*), głębokość paleowody (PWD – *PaleoWater Depth*) oraz temperaturę granicy sedyment-woda (SWIT – *Sediment Water*

Interface Temperature). W procesie tym ważne jest aby zrozumieć mechanizm przepływu ciepła w facjach geologicznych, gdzie proces opiera się na przenoszeniu energii cieplnej przy użyciu fononów. Parametr SWIT został wybrany z precyzyjnej mapy zmiany temperatury powierzchni na poziomie morza przez ostatnie 360 milionów lat [32] oraz towarzyszącej jej zmianom w szerokości geograficznej lokalizacji Pilzno. Warunki brzegowe określają temperaturę i głębokość pogrążania skały źródłowej, a w rezultacie – macierzystość materii organicznej w czasie.



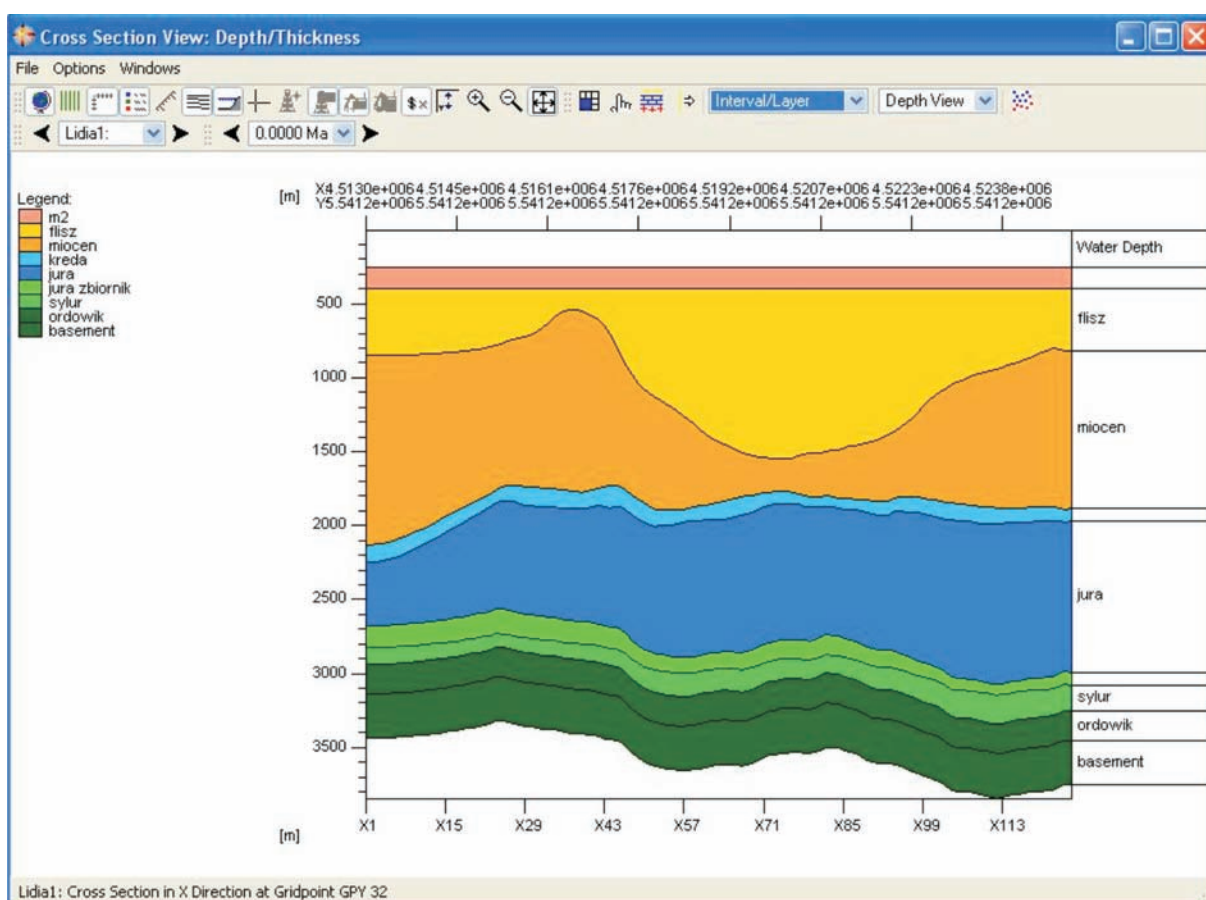
Rys. 10. Mapy horyzontów i warstw ordowiku, syluru, jury, fliszu, miocenu oraz uskoków i ich powierzchni



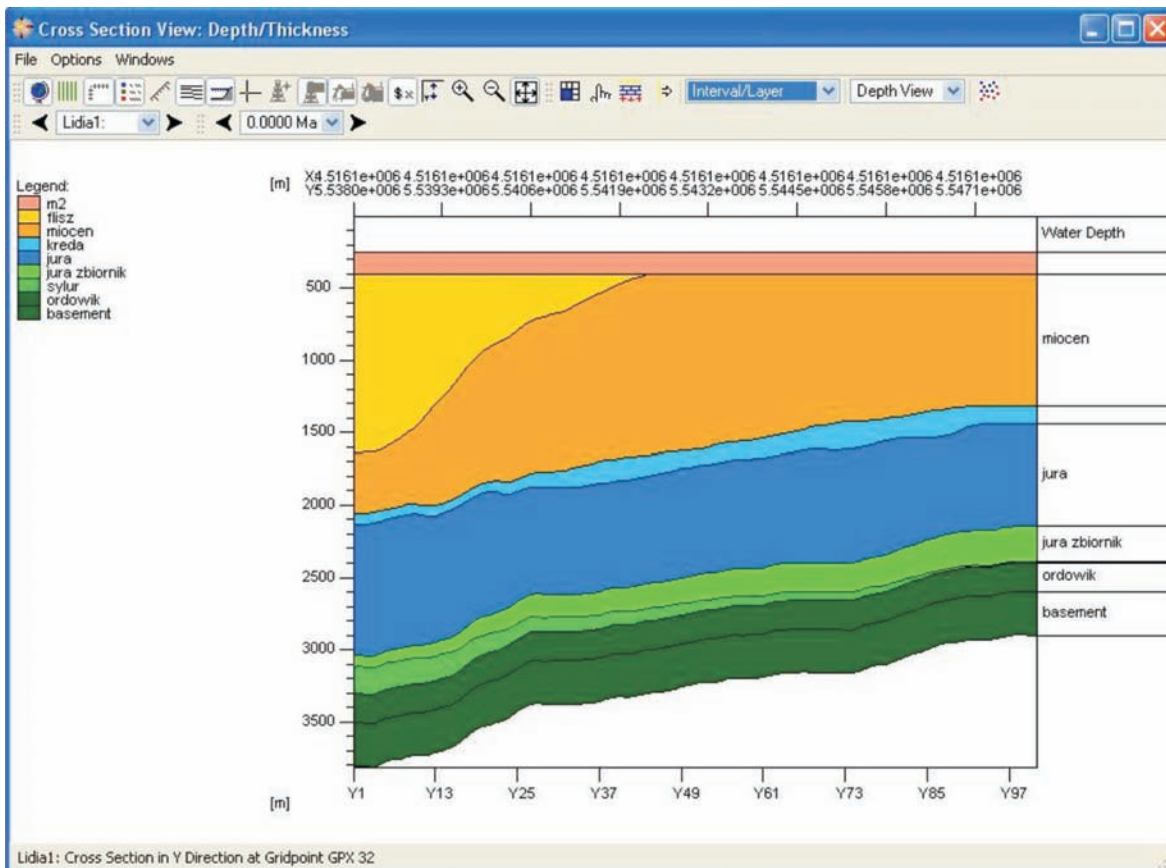
Rys. 11. Mapy horyzontów i warstw ordowiku, syluru i jury, z widocznymi liniami uskoków i przechodzącymi przez nie płaszczyznami

Wykonano geometryczne modelowanie ścieżek przepływów. Stworzono mapy topograficzne, wykonując analizę systemów drenażu i symulując migrację węglowodorów w stosunku do zdefiniowanej skały źródłowej. Wykorzystano również profilowania geofizyki wiertniczej, w celu przyporządkowania odpowiednich facji dla skał potencjalnie macierzystych i zbiornikowych, aby otrzymać jak najbardziej wiarygodne wyniki modelowań – kierując się zasadą: prawidłowy dobór parametrów gwarantuje poprawność modelu.

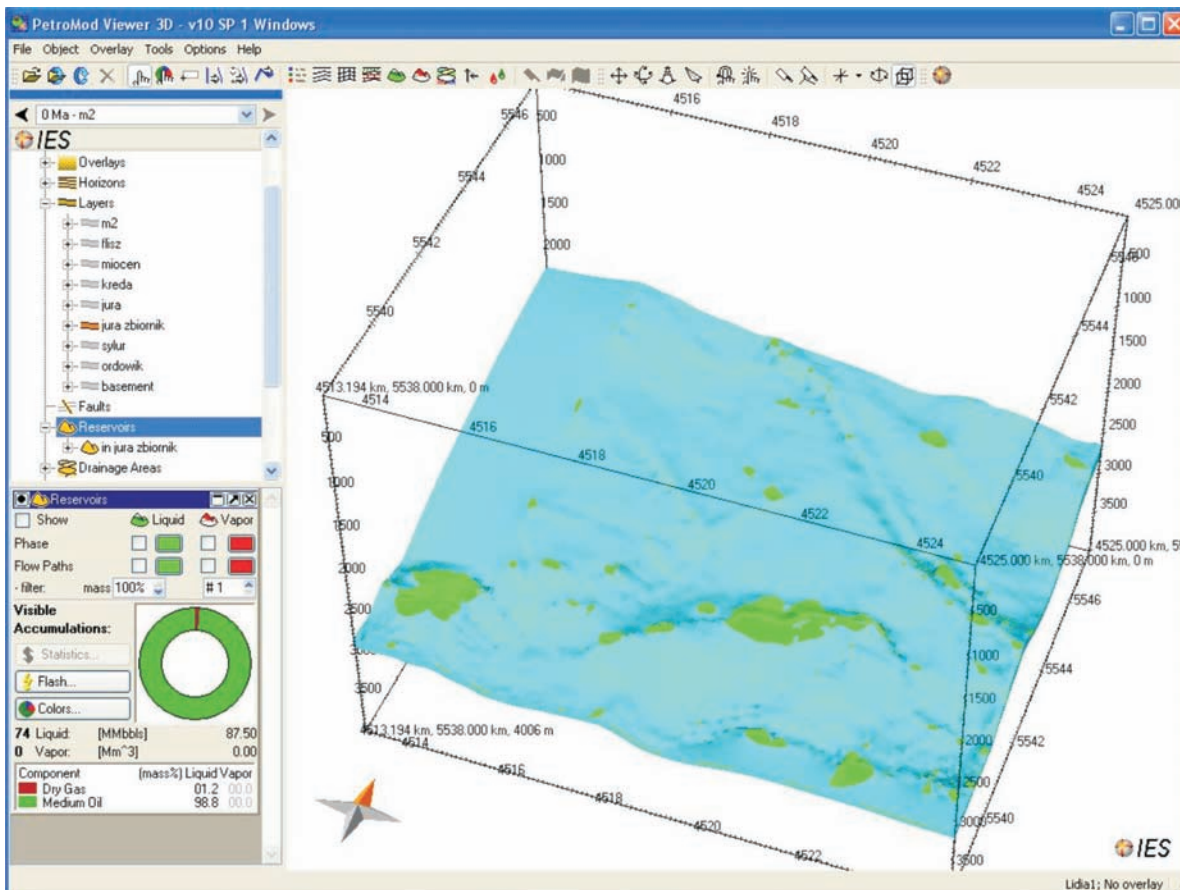
Wyniki modelowania 3D z rejonu Tarnów-Pilzno-Dębica przedstawione zostały na rysunkach 10, 11, 12, 13, 14 i 15.



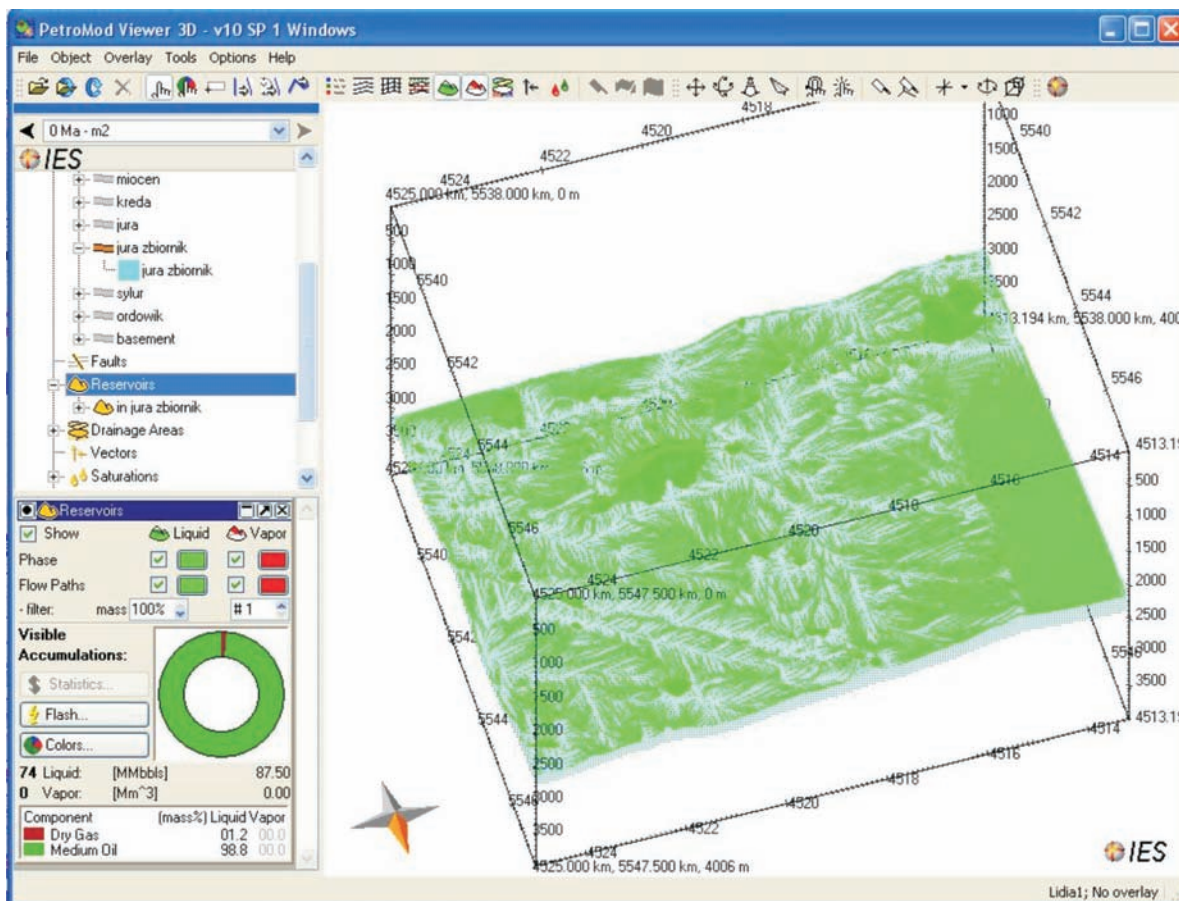
Rys. 12. Przekrój poprzeczny w kierunku osi X przez poszczególne warstwy



Rys. 13. Przekrój poprzeczny w kierunku osi Y przez poszczególne warstwy



Rys. 14. Wyniki modelowania 3D (wygenerowało ono 87,45 miliona baryłek ropy – zakładając warstwy ordowiku i syluru jako potencjalnie macierzyste)



Rys. 15. Wyniki modelowania 3D z uwzględnieniem ścieżek migracji

Autorzy publikacji dziękują firmie PGNiG S.A. za udostępnienie danych geofizycznych i wyników interpretacji (pozwolenie NK/NG/14/09 z dnia 04.03.2009 r.). Niniejsza publikacja powstała w ramach prac statutowych Instytutu Nafty i Gazu.

Artykuł nadesłano do Redakcji 2.09.2010 r. Przyjęto do druku 11.10.2010 r.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Andrzej Kostecki

Literatura

- [1] Abrahao D.: *Well log evaluation of lacustrine source rocks of the Lagoa Feia Formation, Lower Cretaceous, Campos basin, offshore Brazil*. Transactions of the Thirteenth SPWLA Annual Logging Symposium, paper I, 1989.
- [2] Autric A., Dumesnil P.: *Les diagraphies de resistivite, radioactivite et temps de transit (Ts) evaluernt le contenu en matieres organiques des roches a faible permeabilite*. Societe pour l'Avancement de l'Interpretation des Diagraphies. 9th International Formation Evaluation Transactions, paper 40, 1984.
- [3] Brooks J.D.: *The use of coals as indicators of oil and gas*. APEA jour., vol. 10, pt. 2, p. 35–40, 1970.
- [4] Buła Z., Habryn R.: *Atlas geologiczno-strukturalny paleozoicznego podłoża Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpacciego*. Warszawa 2008.
- [5] Castano J.R.: *Application of coal petrographic methods in relating level of organic metamorphism to generation of petroleum (abs.)*. AAPG Bull., vol. 57, p. 772–773, 1973.
- [6] Demaison G.J.: *Relationships of coal rank to paleotemperatures in sedimentary rocks*. Journees Internat. Petrographie Matiere Organique Dispersee Sediments Comptes Rendus, 1974.
- [7] Espitalie J., Madec M., Tissot B.: *Source rock characterization method for petroleum exploration*. 9th Annual Offshore Technology Conference, p. 439–448, 1977.
- [8] Flower J.G.: *Use of sonic-shear – wave/resistivity overlay as a quick look method for identifying potential pay zones in the Ohio (Devonian) Shale*. Journal of Petroleum Technology, March, p. 638–642, 1983.
- [9] Gutjar C.C.M.: *Carbonization of pollen grains and spores and their application*. Leidse Geol. Meded., vol. 38, p. 1–30, 1966.
- [10] Hood A., Gutjahr C.M., Heacock R.L.: *Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum*, 1975.
- [11] Huck G., Karweil J.: *Physikalisch-chemische probleme der inkohlung*. Brennstoff-Chemie, vol. 36, no. 1/2, p. 1–1, 1955.
- [12] Laplante R.E.: *Petroleum generation in Gulf Coast Tertiary sediments (abs)*. AAPG Bull., vol. 56, p. 635, 1972.
- [13] Lopatin N.V.: *Temperature and geologic time as factor in coalification*. Akademia Nauk SSSR Izv. Ser. Geol., no 3, p. 95–106, 1971 (in Russian).
- [14] Mann U., Leythaeuser D., Muller P.J.: *Relation between*

en source rock properties and wireline log parameters. An example from Lower Jurassic Posidonia Shale, NW Germany. Advances in Organic Geochemistry, vol. 10, p. 1105–1112, 1985.

- [15] Mann U., Muller P.J.: *Source rock evaluation by well log analysis (Lower Toarcian, Hils Syncline).* Advances in Organic Geochemistry, vol. 13 p. 109–119, 1987.
- [16] McCartney J.T., Teichmuller M.: *Classification of coals according to degree of coalification by reflectance of the vitrinite component.* Fuel, vol. 51, p. 64–68, 1972.
- [17] Meissner F.F.: *Petroleum geology of Bakken Formation Williston basin, North Dakota and Montana, in The economic geology of the Williston basin.* Montana Geological Society, 1978 Williston Basin Symposium, p. 207–227, 1978.
- [18] Mendelson J.D., Toksöz M.N.: *Source rock characterization using multivariate analysis of log data.* Transactions of the Twenty-Sixth SPWLA Annual Logging Symposium, paper UU, 1985.
- [19] Meyer B.L., Nederlof M.H.: *Identification of source rock on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity crossplots.* AAPG Bulletin, vol. 68, p. 121–129, 1984.
- [20] Momper J.A.: *Evaluating source beds for petroleum (abs).* AAPG Bull., vol. 56, p. 640, 1972.
- [21] Nixon R.P.: *Oil source beds on Cretaceous Mowry Shale of north-western interior US.* AAPG Bulletin, vol. 57, p. 136–161, 1973.
- [22] Passey Q.R., Creaney S., Kulla B., Moretti F.J., Stroud J.D.: *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs,* 1990.
- [23] Passey Q.R., Creaney S., Kulla B., Moretti F.J., Stroud J.D.: *Well log evaluation of organic-rich rocks.* 14th International Meeting on Organic Geochemistry, Paris, abstract 75, 1989.
- [24] Pusey W.C.: *The ESR method: A new technique of estimating the organic maturity of sedimentary rocks.* Petroleum Times, January 12, p. 21–24, 32, 1973 a.
- [25] Shibaoka M., Bennett A.J.R., Gould K.W.: *Diagenesis of organic matter and occurrence of hydrocarbons in some Australian sedimentary basins.* APEA Jour., p. 73–80, 1973.
- [26] Smagala T.M., Brown C.A., Nydegger G.L.: *Log-derived indicator of thermal maturity Niobrara Formation, Denver Basin, Colorado, Nebraska, Wyoming,* in J. Woodward, F.F. Meissner and J.L. Clayton eds. Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Rocky Mountain Association of Geologists, p. 355–363, 1984.
- [27] Suggate R.P.: *New Zealand coals, their geological setting and its influence on their properties.* New Zealand Dept Sci. Industry Research, Bull., p. 134, 113, 1959,
- [28] Teichmuller M., Teichmuller R.: *Geological causes of coalification in Coal science, advances in chemistry, ser. 55.* Am. Chem. Soc., p. 133–155, 1966.
- [29] Teichmuller M.: *Anwendung kohlenpetrographischer methoden bei der erdol-und erdgasprospektion.* Erdol u Kohle, vol. 24, p. 69–76, 1971.
- [30] van Krevelen D.W.: *Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal.* Fuel, vol. 29, p. 269–284, 1950.
- [31] Vassoyevich N.B., Korchagina Yu I., Lopatin N.V., Chernyshev V.V.: *Principal phase of oil formation: Moscov.* Univ. Vestnik, no. 6, p. 3–27, 1970 (in Russian).
- [32] Wygrala B.: *PetroMod Informations IES Integrated Exploration System.* Materiały informacyjne, 2005.



Mgr inż. Lidia DUDEK – absolwentka Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Pracownik Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie na stanowisku: Starszy Specjalista badawczo-techniczny, wykonująca prace w zakresie modelowania, generacji i eksploatacji węglowodorów.

Mgr inż. Marek STADTMÜLLER – absolwent Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego AGH, specjalność: geolog-górnicy. W latach 2006-2008 kierownik Ośrodka Interpretacji i Metodyki Geofizyki Wiertniczej Geofizyka Kraków Sp. z o.o. Od 2008 roku główny specjalista w Zakładzie Geologii i Geochemii INiG w Krakowie. Specjalista z zakresu analiz danych geofizyki wiertniczej i petrofizyki.