

Krzysztof Sowizdzał, Tomasz Słoczyński
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Dynamiczne modelowanie systemów naftowych 4D w wybranych strefach basenu bałtyckiego w rozpoznawaniu złóż węglowodorów w formacjach łupkowych

W artykule przedstawiono wyniki dynamicznego modelowania systemów naftowych zrealizowanego w wybranych strefach basenu bałtyckiego w kontekście rozpoznawania perspektyw poszukiwawczych w formacjach łupków sylurskich, ordowickich i górnokambryjskich. W ramach prac zintegrowano wyniki interpretacji otworowych oraz sejsmicznych, odtwarzając przestrzenne modele strukturalne i modele 3D zawartości materii organicznej (TOC). Wykorzystując informacje strukturalne, litologiczne oraz wyniki geochemicznych i petrofizycznych analiz laboratoryjnych jako dane kalibracyjne, przeprowadzono rekonstrukcję ewolucji basenu sedymentacyjnego (w sensie zmian strukturalnych oraz ewolucji parametrów formacji geologicznych) oraz symulację przebiegu procesów naftowych. Analizie poddano efekty ewolucji basenu sedymentacyjnego i rozwoju procesów systemu naftowego w postaci: stopnia przeobrażenia substancji organicznej, czasu i intensywności procesów generacji i ekspulsji węglowodorów, jak również warunków dla retencji gazu lub ropy w przestrzeni porowej łupków oraz w postaci HC adsorbowanych przez kerogen obecny w formacjach łupkowych.

Słowa kluczowe: systemy naftowe, basen bałtycki, formacje łupkowe, zasoby prognostyczne węglowodorów w niekonwencjonalnych złożach łupkowych.

Dynamic 4D petroleum systems modeling in selected areas of the Baltic basin for exploration of unconventional shale formations

The paper presents the results of dynamic petroleum systems modeling carried out for selected areas within the Baltic basin for the detection of exploration prospectiveness of Silurian, Ordovician and Upper Cambrian shale formations. The results of well logs and seismic data interpretation were integrated into 3D structural model and quantitative 3D model of organic content (TOC) distribution. Using structural, lithological, geochemical and petrophysical data as calibration constraints, the evolution of sedimentary basin (in the sense of structural changes and the evolution of the parameters of geological formations) was reconstructed and the simulation of petroleum processes carried out. The effects of the petroleum systems development were analyzed with respect to: organic matter transformation ratio (TR), time and intensity of generation and expulsion of hydrocarbons, the conditions for its retention in pore space of oil/gas shales, as well as in the form of hydrocarbons adsorbed by the kerogen present in the shale formations.

Key words: petroleum systems, Baltic basin, shale formations, unconventional resources in shale formations.

Wprowadzenie

W opracowaniach z zakresu modelowania systemów naftowych wnioskowanie na temat perspektywiczności analizowanych obszarów dokonywane jest na podstawie wyników numerycznych symulacji przebiegu procesów zachodzących

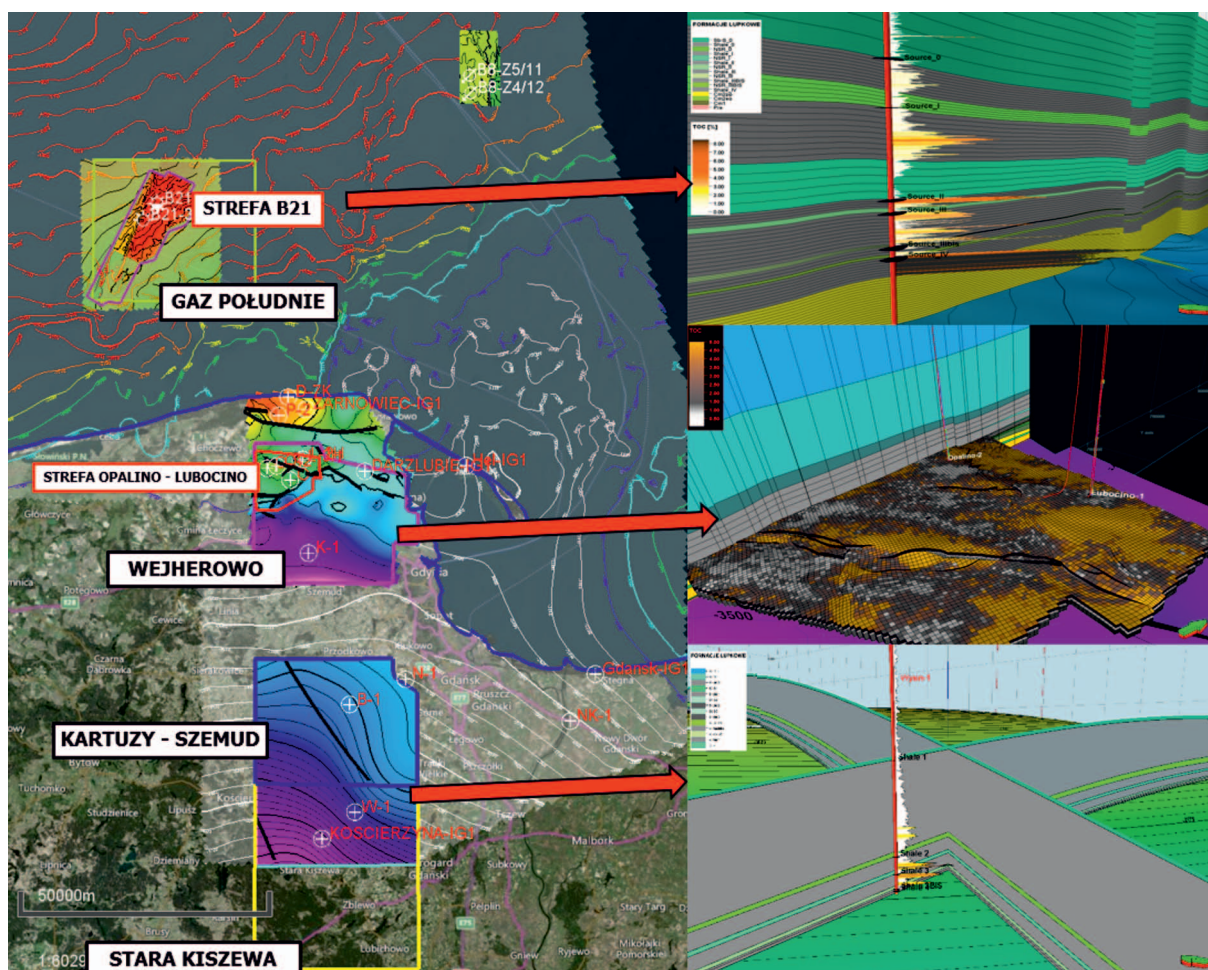
w skali czasu geologicznego (takich jak m.in.: ewolucja strukturalna basenu, procesy kompaktacji, zmiany warunków termicznych, procesy generacji, ekspulsji, migracji i retencji oraz akumulacji i rozpraszania węglowodorów). Analizowa-

ne są skutki procesów geologicznych i naftowych w postaci: ilości węglowodorów wygenerowanych, HC, które uległy ekspulsji lub retencji w poziomach macierzystych lub wskutek migracji zostały zakumulowane w interwałach zbiornikowych bądź też uległy rozproszeniu do atmosfery [1, 5, 6].

W ramach projektów badawczych realizowanych w ostatnich latach w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym prowadzone są prace z zakresu dynamicznego, przestrzennego modelowania systemów naftowych w strefach poszukiwania niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych. Obszar analiz stanowią trzy strefy basenu bałtyckiego, w których w ostatnich latach odwiercono kilkanaście otworów z poborem rdzenia i szerokim programem badań laboratoryjnych, mających na celu rozpoznanie perspektywiczności formacji łupków syluru, ordowiku i kambry górnego, tj.: strefa koncesji Wejherowo, obszar koncesji Kartuzy–Szemud i Stara Kiszewa oraz zlokalizowa-

ny na Morzu Bałtyckim rejon struktury B21 na koncesji Gaz Południe (rysunek 1) [3, 4]. Dobór rejonów poddawanych modelowaniu systemów naftowych umożliwia odtworzenie warunkowań geologiczno-złożowych w strefach basenu bałtyckiego zróżnicowanych pod względem: głębokości zalegania, warunków termicznych i stopnia przeobrażenia materii organicznej, zaawansowania procesów kompaktacji i warunków dla retencji węglowodorów w interwałach łupkowych.

Dla omawianych w pracy obszarów poszukiwawczych opracowano szczegółowe modele geologiczne (strukturalne oraz parametryczne), w ramach których zintegrowano całością danych otworowych (geofizyki wiertniczej i laboratoryjnych) oraz sejsmicznych. Dokładniejszy opis tych modeli oraz analizę porównawczą zaprezentowano w odrębnym artykule [4], który opublikowany został w numerze 11/2016 czasopisma „Nafta-Gaz”, w związku z czym w niniejszej pracy zagadnienia te zostały pominięte.



Rys. 1. Analizowane strefy basenu bałtyckiego, dla których opracowano modele geologiczne oraz modele systemów naftowych

Modelowanie systemów naftowych w zagadnieniach oceny perspektywiczności formacji łupkowych

Główna różnica pomiędzy konwencjonalnymi złożami węglowodorów a złożami niekonwencjonalnymi typu *gas/oil*

shales wynika z faktu, że te pierwsze tworzone są przez węglowodory, które po wygenerowaniu przez skały macierzy-

ste uległy ekspulsji, migracji i akumulacji w skałach zbiornikowych, natomiast niekonwencjonalne nagromadzenia stanowią węglowodory, które nie uległy ekspulsji, lecz wypełniają przestrzeń porową skał macierzystych oraz występują w postaci adsorbowanej przez substancję kerogenową [1].

W konsekwencji zastosowanie metod modelowania systemów naftowych w łupkowych formacjach ropo- i gazonowych wymaga zmodyfikowanego rozłożenia akcentów: analiza w głównej mierze dotyczyć będzie formacji macierzystych, jako że zawarte są w nich wszystkie elementy systemów naftowych (stanowią jednocześnie poziomy macierzyste, zbiornikowe i uszczelniające) [2].

Analizie poddawane są czas i intensywność procesów naftowych (generacji HC, ekspulsji, rozwoju porowatości wtórnej) oraz ich skutki dla obecnego stanu akumulacji węglowodorów w macierzystych poziomach mułowcowo-łupkowych. Interpretacja perspektywiczności obejmuje analizę charakterystycznych dla akumulacji typu *oil/gas shales* parametrów: zawartości substancji kerogenowej, stopnia transformacji kerogenu, wielkości porowatości organicznej (wtórnej), ilości węglowodorów adsorbowanych. Parametry te, obok pojemności przestrzeni porowej skał łupkowych, determinują pojemność akumulacyjną formacji łupkowych, dlatego gruntowna analiza ich rozkładu przestrzennego jest pomocna w wyznaczaniu korzystnych stref dla prowadzenia prac poszukiwawczych.

Prace prowadzone były w kilku etapach: wykorzystując wyniki laboratoryjnych oznaczeń TOC oraz profilowania geofizyki otworowej wydzielono interwały cechujące się podwyższoną koncentracją materii organicznej oraz przeprowadzono ilościową interpretację tego parametru wzdłuż profili otworów wiertniczych. Posługując się narzędziami geostatystycznego modelowania geologicznego odtworzono przestrzenne modele strukturalne analizowanych obiektów z uwzględnieniem wydzielonych interwałów łupkowych oraz opracowano rozkłady 3D współczesnych zawartości materii organicznej (TOC) w skale, a następnie zrekonstruowano ich wartości, uzyskując warunki pierwotne.

Modele geologiczne analizowanych stref basenu bałtyckiego, stanowiące geometryczne osnowy modeli systemów naftowych o odpowiednio zdefiniowanych cechach formacji budujących basen, poddane zostały integracji z opracowanymi modelami termicznymi (obrazującymi ewolucję pola temperatur danej strefy w historii rozwoju basenu) oraz modelami kinetycznymi (determinującym proces konwersji kerogenu do postaci węglowodorów w krakingu pierwotnym i wtórnym). Model kalibrowano pod kątem właściwego odzwierciedlenia wartości ciśnień porowych, temperatury, porowatości oraz dojrzałości materii organicznej.

Modele geologiczny i termiczny stanowią integralne i nierozłączne części ogólnie pojętego modelu systemu naftowe-

go, a poszczególne ich elementy składowe determinują rozkład paleotemperatur w modelu basenu sedymentacyjnego.

Przepływ ciepła wymuszany jest różnicą temperatur, a jego efektywność kontrolowana przez parametry termiczne ośrodka, przez który następuje przepływ.

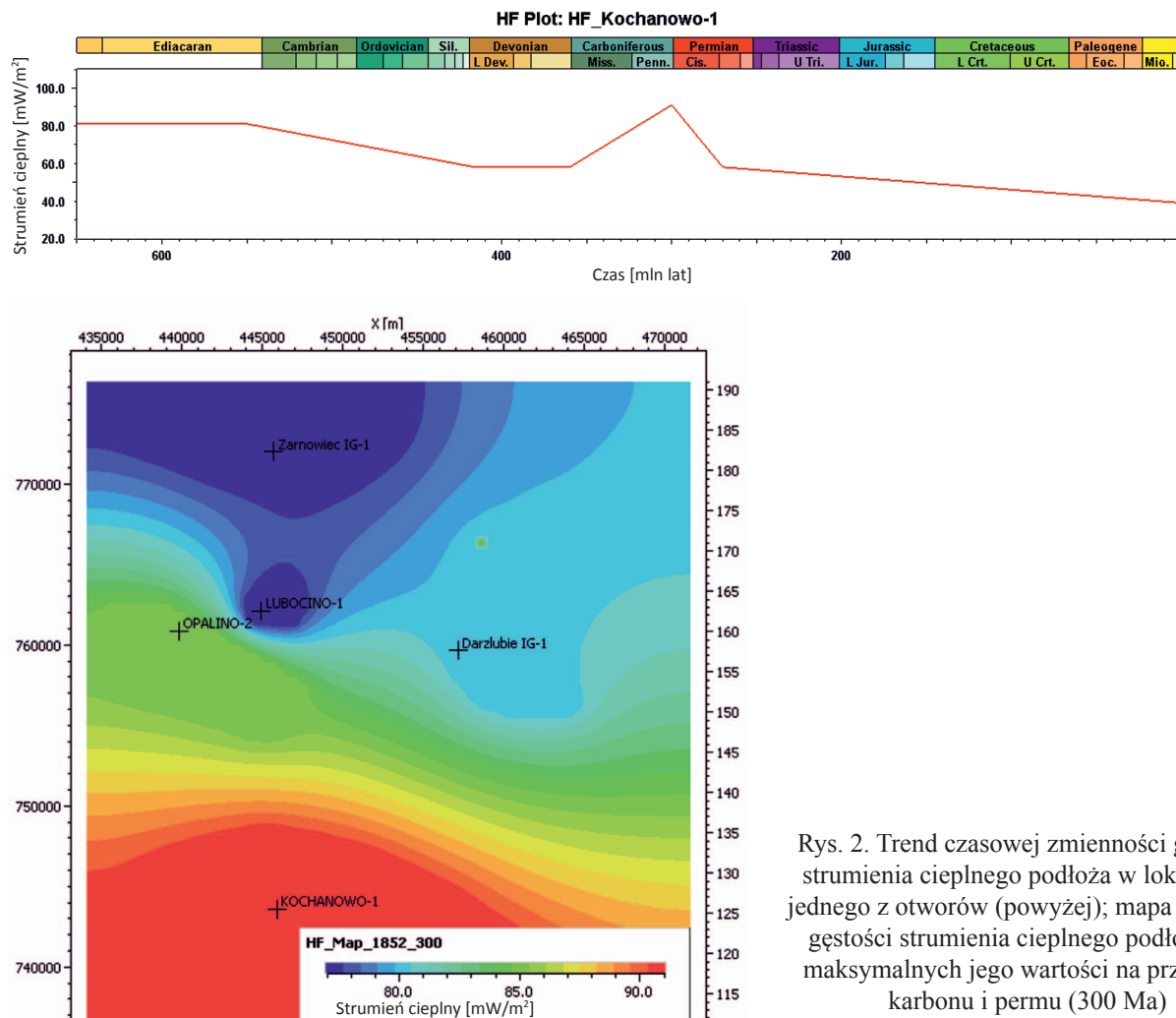
W modelu termicznym zewnętrznej strefy skorupy ziemskiej warunki brzegowe definiowane są przez zmienne w czasie geologicznym wartości gęstości strumienia ciepłego podłoża (HF – *heat flow*) oraz wartości paleotemperatur kontaktu woda-osad (zależne od średnich rocznych paleotemperatur oraz paleobatymetrii basenu), natomiast przepływ ciepła i rozkład temperatur kontrolowany jest przez parametry termiczne skał, które określane są na etapie budowy modelu geologicznego, w procedurze definiowania modeli litologicznych dla poszczególnych facji.

Ten sam efekt termiczny (rozkład paleotemperatur), który kalibrowany jest parametrami określającymi stopień transformacji materii organicznej (R_o , T_{max}), może być osiągnięty zarówno poprzez zmianę wartości gęstości strumienia ciepłego, jak i przez zmianę głębokości pogrzebania. Wielkość maksymalnego pograżenia można z kolei oszacować w sposób pośredni, na podstawie pomierzonych obecnych porowatości efektywnych, ukształtowanych w procesie kompaktacji mechanicznej w wyniku maksymalnych efektywnych naprężeń będących funkcją maksymalnego pograżenia. Maksymalne pograżenia utworów dolnopaleozoicznych w analizowanym obszarze determinowane jest wielkością erozji podewońskiej, którą szacowano na podstawie analizy kompaktacji poszczególnych wydzieleni litostratygraficznych i lateralnej zmienności jej trendu. Ostatecznie przyjęte wielkości zaimplementowane do modelu w postaci mapy nie odbiegały od ogólnie panujących poglądów i były spójne z przyjętym modelem termicznym (1300÷1800 m).

Wartości gęstości strumienia ciepłego przyjmowano na podstawie obliczeń jego obecnych wartości i korygowano do takich, które w efekcie doprowadzą do obecnego przeobrażenia termicznego skał macierzystych (pomiaru R_o , T_{max}). Na procesy prowadzące do powstawania złóż wpływ mają nie tylko wartości maksymalnych temperatur, ale również czas ich występowania, a zwłaszcza koincydencja czasowa z innymi procesami geologicznymi zachodzącymi w ewoluującym basenie. Ustalenie interwału czasowego maksymalnych wartości temperatur realizowane jest na podstawie przesłanek wynikających z określonego typu basenu sedymentacyjnego oraz przebiegu jego ewolucji tektonicznej (subsydencji). Jest to zadanie nietrywialne i może być obciążone dużym błędem. Dla analizowanego obszaru granice interwału czasowego maksymalnych temperatur przyjęte zostały na okres pomiędzy osadzeniem się utworów sylurskich, przed sedymentacją ewaporatów cechsztyńskich. Generalnie

sposób zdefiniowania zmienności przestrzennej i czasowej wartości gęstości strumienia ciepłego podłoża był następujący: dla każdego otworu wyznaczono trend zmian wartości HF w czasie, a następnie dla wszystkich kroków czasowych modelu przeprowadzono interpolację wartości w każ-

dym z otworów, w efekcie czego w przestrzennym modelu systemu naftowego parametr gęstości strumienia ciepłego podłoża definiowany był przez zestaw map, których ilość odpowiada liczbie kroków czasowych rozpatrywanych w modelu (rysunek 2).



Rys. 2. Trend czasowej zmienności gęstości strumienia ciepłego podłoża w lokalizacji jednego z otworów (powyżej); mapa wartości gęstości strumienia ciepłego podłoża dla maksymalnych jego wartości na przełomie karbonu i permu (300 Ma)

Wyniki modelowania

W badanej części basenu bałtyckiego analizowano 4 poziomy litostratygraficzne o podwyższonej zawartości kerogenu, które w sprzyjających warunkach geologicznych mogłyby generować i gromadzić w sobie znaczne ilości węglowodorów w akumulacjach niekonwencjonalnych w skałach łupkowych. Należą do nich: górnokambryjskie łupki formacji z Piaśnicy, karadockie łupki bitumiczne formacji z Sasina, landowerskie ogniwo iłowców bitumicznych z Jantaru oraz wenlockie łupki formacji z Kociewia.

Przebieg procesów generowania węglowodorów uzależniony jest od ewolucji rozkładu paleotemperatur w basenie sedymentacyjnym oraz jakości skał macierzystych, rozumianej w sensie ilościowej zawartości TOC, potencjału węglowodorowego (HI) oraz energii aktywacji kerogenu [1]. Pro-

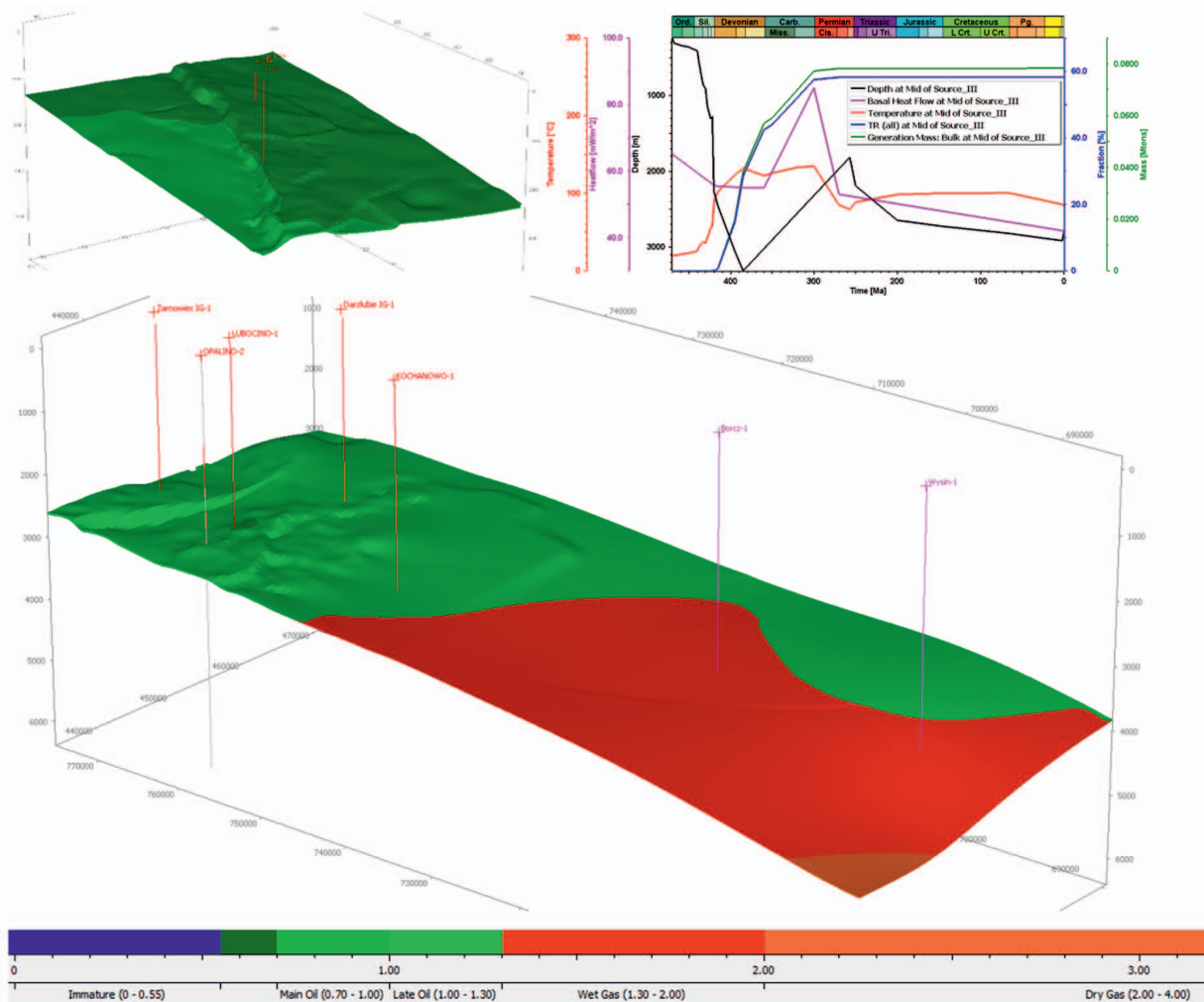
cesy generowania węglowodorów na analizowanym obszarze najwcześniej rozpoczęły się na południowych jego krańcach. W dewonie dolnym uważane za potencjalnie perspektywiczne utwory kambru górnego, a także młodsze – należące do ordowiku oraz syluru, pograżone zostały na głębokość większą niż 2000 m, co spowodowało ich podgrzanie do temperatury powyżej 100°C i inicjację procesów naftowych, które osiągnęły wstępną fazę generowania węglowodorów ciekłych. Na przełomie dewonu dolnego i środkowego na całym obszarze procesy naftowe zachodzące w utworach macierzystych osiągnęły główną fazę generowania węglowodorów ciekłych, a w południowej jego części nawet fazę końcową. Z początkiem karbonu w południowym najbardziej pograżonym fragmencie obszaru utwory macierzy-

ste weszły w fazę generowania mokrego gazu. Do końca karbonu panował podwyższony reżim termiczny, spowodowany wzrostem gęstości strumienia ciepłego związanego z przebudową tektoniczną basenu, w wyniku którego skały macierzyste podgrzane zostały – w zależności od głębokości zalegania – do temperatur 130÷160°C, powodując przesunięcie w kierunku północnym wszystkich granic faz generowania węglowodorów. W północnej morskiej części analizowanego obszaru, gdzie perspektywiczne formacje łupkowe zalegały płycej, kolejne fazy generowania węglowodorów inicjowane były z pewnym opóźnieniem w stosunku do części południowej, a procesy naftowe zostały w nich zakończone pod koniec permu, osiągając tylko główną fazę generowania węglowodorów ciekłych.

W permie temperatury w basenie zaczęły się obniżać i skały macierzyste, poza najgłębiej zalegającym i niedostatecznie rozpoznanym poziomem skał macierzystych kam-

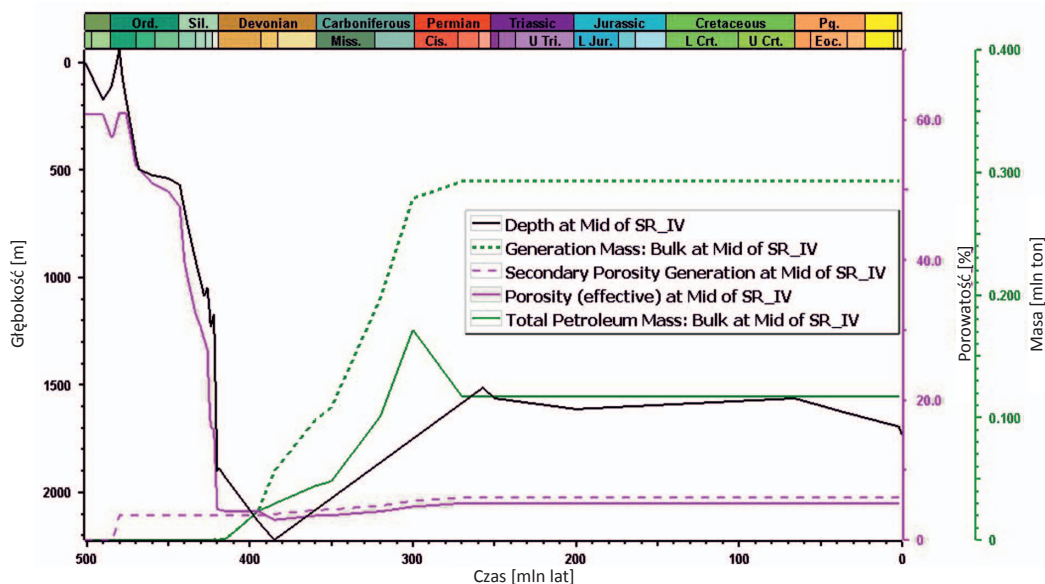
bru środkowego Cm2eo, nie zdołały już wygenerować znaczących ilości węglowodorów. Środkowodeńskie maksymalne pograżenie osadów oraz wzrost strumienia ciepłego w karbonie miały decydujący wpływ na ostateczny stopień transformacji termicznej kerogenu oraz ilości węglowodorów wygenerowanych w analizowanym fragmencie basenu bałtyckiego (rysunek 3).

Przedmiotem szczególnego zainteresowania w pracach z zakresu modelowania systemów naftowych pod kątem prognozy w formacjach łupkowych jest ta część węglowodorów, która po wygenerowaniu nie została wydalona ze skał macierzystych w procesie ekspulsji, lecz tworzy w ich obrębie niekonwencjonalne akumulacje węglowodorów. Ropa i gaz mogą być w nich magazynowane pod dwiema postaciami: węglowodorów wypełniających przestrzeń porową skał mułowcowo-łupkowych lub też w formie węglowodorów adsorbowanych na powierzchni kerogenu [1, 2, 5].



Rys. 3. Mapy dojrzałości termicznej formacji z Sasina: u góry po lewej – w strefie struktury B21 (główna i późna faza ropna), na dole – w obszarze Opalino–Lubocino–Kochanowo–Borcz–Wysin (późne okno ropne na północy i faza generowania mokrego gazu na południu). W prawym górnym narożniku – przebieg ewolucji podstawowych parametrów basenu sedimentacyjnego i systemu naftowego w formacji z Sasina dla strefy Opalina); opis krzywych: czarna – głębokość pograżenia, różowa – gęstość strumienia ciepłego podłoża, czerwona – temperatura formacji łupkowej, granatowa – stopień transformacji kerogenu, zielona – skumulowana generacja węglowodorów

Dynamiczne, przestrzenne modelowanie systemów naftowych pozwala śledzić w skali czasu geologicznego zmiany oraz obecne ilości węglowodorów nasycających przestrzeń porową, rozwój wtórnej porowatości wraz z procesem konwersji kerogenu do postaci węglowodorów, jak również zmiany i aktualne ilości węglowodorów adsorbowanych przez kerogen. Dynamikę tych procesów w wybranym punkcie basenu przedstawiono na rysunku 4 (przestrzenna forma konstruowanego modelu umożliwia prowadzenie tego typu analiz dla każdego fragmentu obszaru poddawanego modelowaniu). Można zauważyć, że wraz z pograżaniem się osadów następuje redukcja porowatości wskutek procesów kompaktacji, natomiast wraz z inicjacją procesów transformacji kerogenu i generowania węglowodorów obserwuje się rozwój porowatości wtórnej. Zmiany warunków pograżenia analizowanej formacji z Piaśnicy odzwierciedlają się też w ilości węglowodorów akumulowanych w interwale łupkowym.



Rys. 4. Ewolucja parametrów determinujących wielkości akumulacji przypadających na jednostkę powierzchni obszaru badań w formacji z Piaśnicy dla wybranej lokalizacji basenu bałtyckiego; opis krzywych: czarna – głębokość zalegania analizowanego interwału, różowa ciągła – porowatość efektywna, różowa przerywana – porowatość wtórna (kerogenowa), zielona przerywana – masa węglowodorów wygenerowanych w jednostce powierzchni obszaru badań, zielona ciągła – masa zakumulowanych węglowodorów w jednostce powierzchni obszaru badań

Z punktu widzenia celów prospekcji naftowej największe znaczenia ma obecny stan analizowanych formacji łupkowych, w tym nasycenie interwału perspektywicznego węglowodorami (ropą naftową i/lub gazem ziemnym), a w szczególności masa (objętość) zakumulowanych węglowodorów przypadająca na jednostkę powierzchni analizowanego obszaru. Rozmieszczenie akumulacji węglowodorów we wszystkich uznawanych za potencjalnie perspektywiczne formacjach łupkowych basenu bałtyckiego jest nierównomierne. Duże różnice występują zarówno pomiędzy poszczegól-

mi formacjami macierzystymi, jak również w obrębie każdej z nich. Średnie nasycenia węglowodorami nie są zbyt obiecujące, ale w obrębie każdego z czterech prezentowanych i najbardziej perspektywicznych poziomów występują lokalizacje z nasyceniami kilkukrotnie przewyższającymi wartości średnie. Wielkości nasycenia wynikają z potencjałów generacyjnych poszczególnych warstw, a zwłaszcza z zasobności poszczególnych warstw w kerogen.

Na rysunku 5 przedstawiono zmienność parametrów determinujących występowanie stref perspektywicznych oraz optymalnych lokalizacji w kontekście poszukiwań akumulacji węglowodorów w formacji łupków z Sasina na obszarze koncesji Wejherowo, Kartuzy–Szemud i północnego fragmentu koncesji Stara Kiszewa.

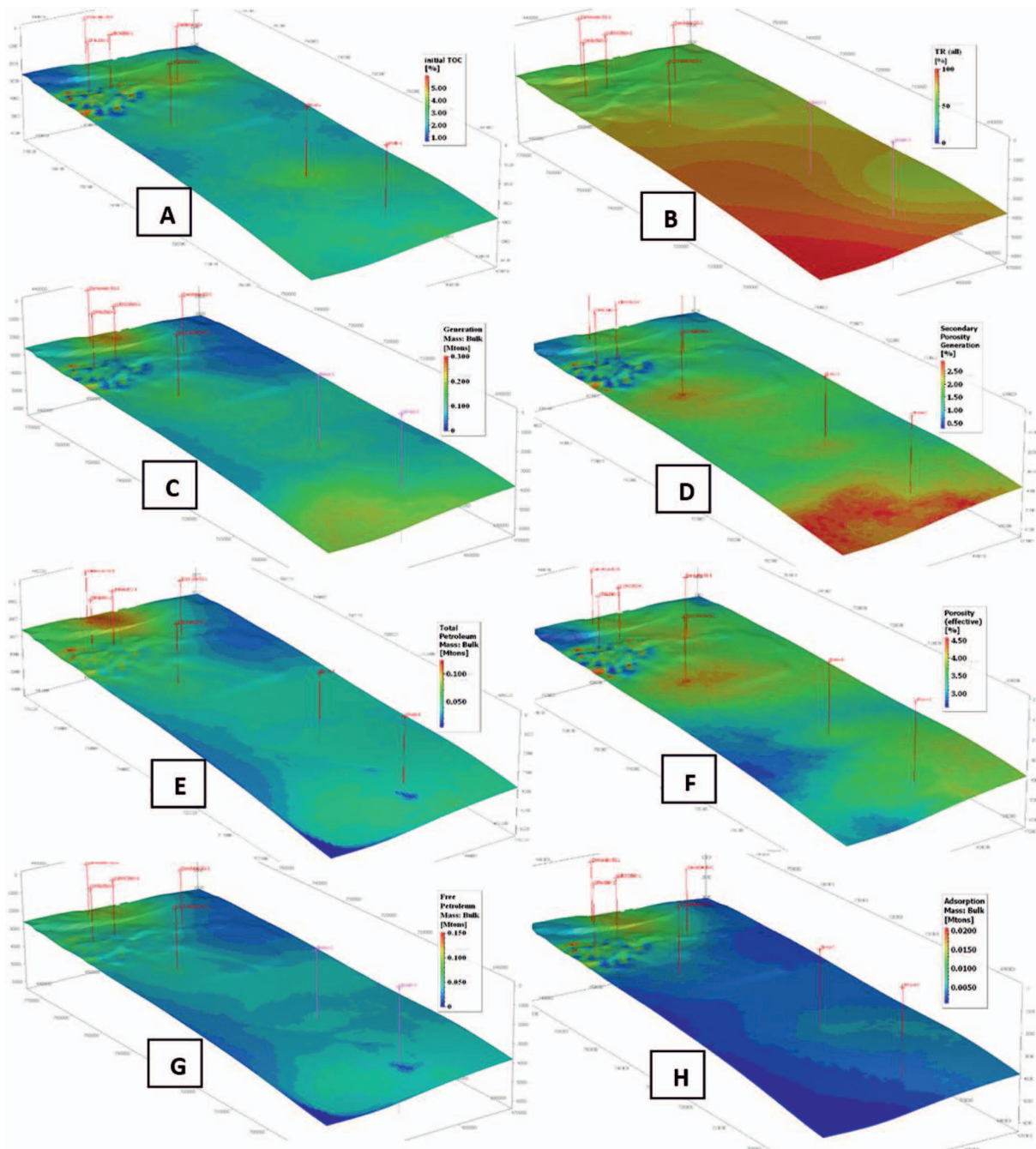
Wyniki modelowania wskazują, że rozmieszczenie lokalizacji o najwyższych jednostkowych (przypadających na jednostkę powierzchni) zawartościach węglowodorów

(rysunek 5E) odpowiada w znacznym stopniu rozmieszczeniu stref o najwyższej wydajności generowania węglowodorów (rysunek 5C), przy czym zauważyć można zgodny z logiką, rosnący z kierunku południa ku północy, stosunek jednostkowych ilości węglowodorów zakumulowanych do wygenerowanych.

Jednostkowe ilości wygenerowanych węglowodorów zależą od miąższości poziomów macierzystych, inicjalnych zawartości substancji kerogenowej (rysunek 5A), jej jakości oraz stopnia transformacji kerogenu – w dużej mierze determinowanego przez reżim termiczny, któremu podda-

wana jest skała macierzysta. W południowej i południowo-zachodniej części analizowanego obszaru poziomy macierzyste pograżone były najgłębiej i poddane zostały najwyższym temperaturom, dlatego zawarty w nich kerogen uległ termicznej transformacji w najwyższym stopniu (rysunek 5B), co również miało odzwierciedlenie w wydajności procesu generacji węglowodorów (rysunek 5C).

Jednostkowe całkowite ilości zakumulowanych w skałach węglowodorów determinowane są przede wszystkim pojemnością akumulacyjną skał, która z kolei zależna jest



Rys. 5. Zmienność parametrów determinujących perspektywiczność formacji z Sasina: A – inicjalna zawartość TOC, B – stopień transformacji kerogenu, C – ilości wygenerowanych węglowodorów; D – porowatość wtórna (kerogenowa), E – sumaryczna zawartość węglowodorów ciekłych i gazowych, F – porowatość efektywna, G – całkowite ilości węglowodorów wolnych, H – zawartość węglowodorów adsorbowanych

od wielu czynników takich jak: miąższość formacji, jej porowatość efektywna, zdolność sorpcyjna, a także ciśnienia porowe i temperatura. Głębokość pogrzebienia formacji łupkowych rośnie w kierunku południowym, co skutkuje wzrostem mechanicznej kompaktacji skał łupkowych i w konsekwencji – redukcją ich porowatości. Zgodnie z tym trendem rosną również ciśnienia porowe wewnątrz formacji łupkowych, wymuszając migrację mediów w kierunku północnym. Co prawda wzrost porowatości kerogenowej (rysunek 5D), powstałej w wyniku transformacji termicznej kerogenu i jego

konwersji do węglowodorów, ma zwrot przeciwny (z północy w kierunku południowym), ale jej wielkość nie kompensuje w pełni redukcji porowatości efektywnej (rysunek 5F) będącej efektem kompaktacji mechanicznej.

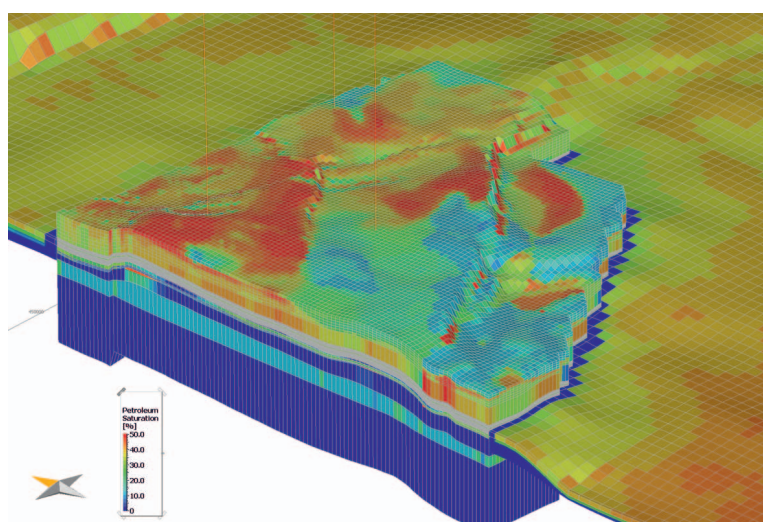
Zakumulowane węglowodory w głównej mierze (średnio około 90%) stanowią węglowodory wolne, dlatego ich rozmieszczenie (rysunek 5G) niemal całkowicie odpowiada rozłożeniu jednostkowych całkowitych ilości zakumulowanych węglowodorów. Pozostała część to węglowodory zaadsorbowane na powierzchni mikroporów kerogenu. Ich relatywny

wzrost w stosunku do węglowodorów wolnych obserwowany w części północnej oraz lokalnie, w miejscach o wysokiej zawartości kerogenu, wynika ze wzrostu pojemności sorpcyjnej skał, która rośnie wraz ze wzrostem zawartości węgla organicznego w skale oraz spadkiem temperatury (rysunek 5H).

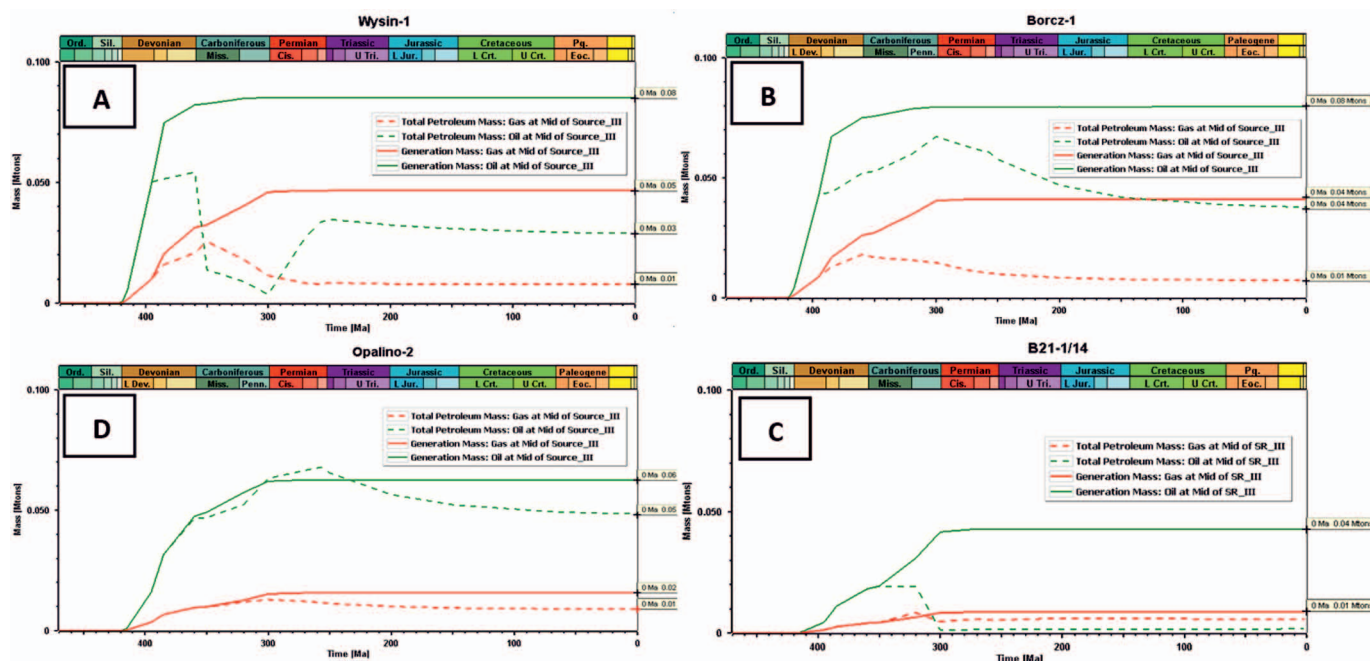
Implikacja przedstawionych powyżej faktów determinuje rozmieszczenie optymalnych stref akumulacji węglowodorów. Generalnie można stwierdzić, iż we wszystkich poziomach macierzystych najwyższe nasycenia węglowodorami występują w południowej części koncepcji Wejherowo – w rejonie odwiertu Kochanowo-1, a także w północnej jego części – w rejonie odwiertu Żarnowiec IG-1 i na wschód od niego. W tych rejonach obserwuje się również najmniejszą zmienność tego parametru. Największe jego dodatnie anomalie występują w rejonie odwiertów Lubocino-1, Opalino-2, gdzie dzięki dostępności wyników zdjęcia sejsmicznego – Opalino 3D, możliwe było podniesienie rozdzielczości horyzontalnej i pionowej modelu oraz odtworzenie zmienności nasycenia węglowodorami w szerszym zakresie (rysunek 6), a tym samym precyzyjniejsze wskazania najkorzystniejszych stref poszukiwawczych.

W skali poddawanego analizom fragmentu basenu bałtyckiego (regionalnej) obserwuje się występowanie zróżnicowania składu generowanych węglowodorów. W południowej jego części (Borcz, Wysin),

w stosunku do pozostałej, zauważa się wyższy (dochodzący do 40%) udział węglowodorów gazowych w ogólnej masie generowanych węglowodorów, który to maleje w kierunku północnym, osiągając w strefie Opalina wartości około 20%, a w najdalej wysuniętej na północ morskiej części basenu (struktura B21) zaledwie około 15%. Relacje te odzwierciedlają różnice w dojrzałości materii organicznej i fazach generowania węglowodorów w pograżonych i wyniesionych



Rys. 6. Nasycenie węglowodorami (ropa i gaz) formacji z Sasina w lądowym fragmencie basenu bałtyckiego (strefa Opalino–Lubocino); w celu dokładniejszego zobrazowania zmienności nasycenia formacji łupkowych węglowodorami zastosowano lokalne zagęszczenie siatki interpolacyjnej w obszarze dostępności danych sejsmicznych 3D

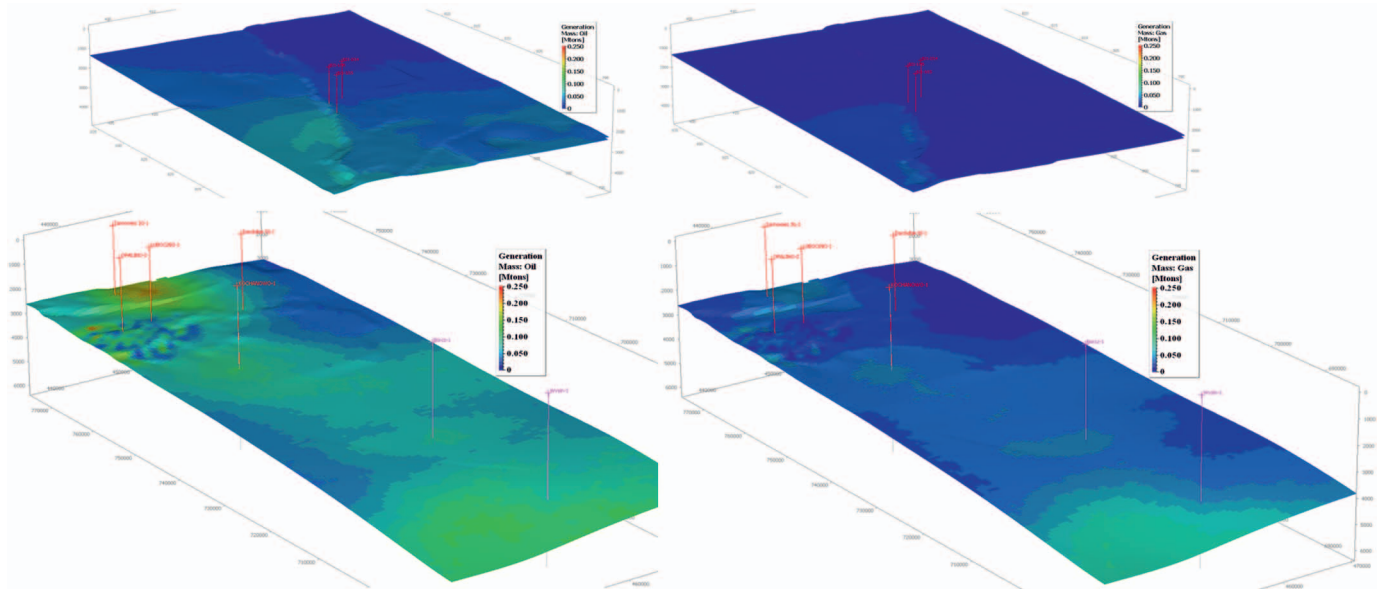


Rys. 7. Kumulatywne ilości węglowodorów (ciekłych – kolor zielony, gazowych – kolor czerwony) przypadających na jednostkę powierzchni: linie ciągłe – HC wygenerowane, linie przerywane – HC zakumulowane. Wyniki dla formacji z Sasina w wybranych strefach basenu bałtyckiego: A – koncesja Stara Kiszewa, B – koncesja Kartuzy–Szemud, C – strefa Opalino–Lubocino, D – strefa struktury B21

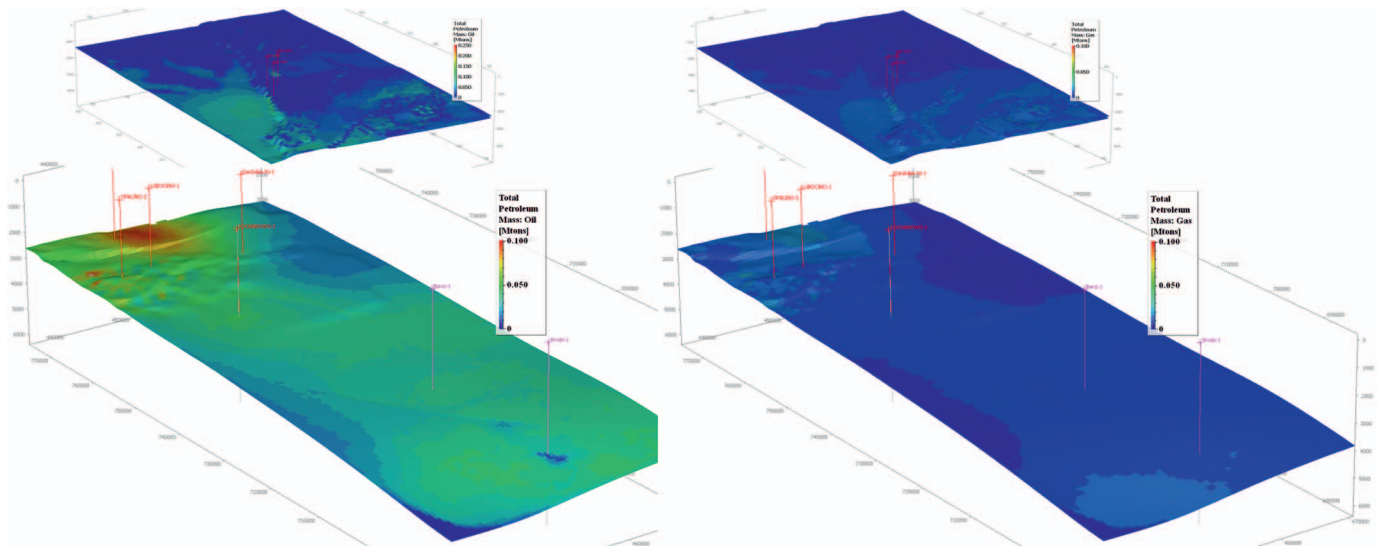
strefach basenu. W części południowej obszaru, gdzie na skutek wejścia procesów generacyjnych w fazę generowania mokrego gazu (spowodowanego wyższymi temperaturami), jednostkowa wydajność generacji gazu była kilkakrotnie wyższa niż w części północnej (rysunki 7 i 8).

Skład akumulowanych węglowodorów nie znajduje pełnego odzwierciedlenia w koncentracji węglowodorów wy-

generowanych, a skala zróżnicowania składu akumulacji jest znacznie mniejsza od skali zróżnicowania koncentracji generowanych węglowodorów. Akumulacje tworzone są głównie przez węglowodory ciekłe (rysunek 9). Wynikać to może z preferencyjnej adsorpcji ropy oraz większej mobilności gazu ułatwiającej jego rozpraszanie (ekspulsja i migracja w kierunku północnym oraz ku powierzchni).



Rys. 8. Mapy wydajności generowania węglowodorów ciekłych (po lewej) i gazowych (po prawej) w morskim (górny wiersz) i lądowym (dolny wiersz) fragmencie basenu w formacji z Sasina



Rys. 9. Mapy ilości węglowodorów zakumulowanych w łupkowej formacji z Sasina: ciekłych (po lewej) i gazowych (po prawej), w morskim (górny wiersz) i lądowym (dolny wiersz) fragmencie basenu

Podsumowanie

Wyniki uzyskiwane w pracach z zakresu dynamicznego, przestrzennego modelowania systemów naftowych pozwalają na ocenę perspektywiczności niekonwencjonalnych akumula-

cji węglowodorów w formacjach łupkowych. W odróżnieniu od zastosowań tej metody w poszukiwaniach złóż konwencjonalnych, gdzie analizowane są wszystkie elementy i procesy

systemu naftowego, ocena złóż łupkowych wymaga przeprowadzenia poszerzonej analizy, lecz tylko skał macierzystych i procesów zachodzących w nich w skali czasu geologicznego. Za pomocą metody modelowania systemów naftowych obliczane są: porowatość wtórna (kerogenowa), wielkość i czas generacji i ekspulsji węglowodorów, zasoby węglowodorów zakumulowanych w poziomach łupkowych, z podziałem na węglowodory nasycające przestrzeń porową i adsorbowane na powierzchni kerogenu [1, 5, 6]. Przestrzenna forma uzyskiwanych wyników pozwala na śledzenie trendów zmian parametrów determinujących zasobność formacji łupkowych i typowanie optymalnych stref dla prowadzenia prac poszukiwaw-

czych. Wyniki przeprowadzonych modelowań dla analizowanych stref basenu bałtyckiego wskazują na znacznie większy potencjał dla poszukiwania w formacjach łupkowych ropy naftowej niż gazu ziemnego. Jednocześnie na podstawie samego tylko oszacowania zasobów geologicznych trudno o ocenę ekonomicznej zasadności tych przedsięwzięć, gdyż kluczowe znaczenie będzie mieć możliwy do uzyskania stopień szczypania złoża łupkowego (do tej pory brak sukcesów w basenie bałtyckim) w kontekście koniecznych do poniesienia nakładów finansowych (koszty otworów, zabiegów stymulacyjnych, infrastruktury powierzchniowej) i możliwych do uzyskania korzyści ekonomicznych (cena węglowodorów).

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2016, nr 12, s. 1018–1027, DOI: 10.18668/NG.2016.12.02

Artykuł nadesłano do Redakcji 28.10.2016 r. Zatwierdzono do druku 10.12.2016 r.

Artykuł powstał na podstawie badań zrealizowanych w ramach projektu pt. *Metodologia wyznaczania sweet spot'ów na podstawie własności geochemicznych, petrofizycznych, geomechanicznych w oparciu o korelację wyników badań laboratoryjnych z pomiarami geofizycznymi i model generacyjny 3D* – dofinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu Blue Gas – Polski Gaz Łupkowy; nr umowy: BG1/MWSSSG/13.

Literatura

- [1] Hantschel T., Kauerauf A.I.: *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Springer, 2009.
- [2] Klent T.R., Charpentier R.R., Cook T.A.: *Overview of Assessment methodologies of continuous gas accumulations*. AAPG Geosciences Technology Workshop: Assessment of unconventional gas resources, Istanbul 24–26.05.2010.
- [3] Sowizdzał K., Stadtmüller M., Lis-Śledziona A., Kaczmarczyk W.: *3D geological modelling for prospectiveness evaluation of shale formations*. Nafta-Gaz 2015, nr 12, s. 963-975, DOI: 10.18668/NG2015.12.04.
- [4] Sowizdzał K., Stadtmüller M., Lis-Śledziona A., Kaczmarczyk W.: *Analiza porównawcza formacji łupkowych w wybranych strefach basenu bałtyckiego na podstawie interpretacji danych otworowych i wyników modelowania geologicznego 3D*. Nafta-Gaz 2016, nr 11, s. 100–109, DOI: 10.18668/NG.2016.11.01.
- [5] Uffman A.K., Littke R., Gensterblum Y.: *Paleozoic petroleum systems of the Munsterland Basin, Western Germany: a 3D basin modeling study. Part 2: Petroleum Generation and storage with special emphasis on shale gas resources*. Oil Gas European Magazine 2014, vol. 40, nr 2, s. 98–103.
- [6] Wygrala B.: *Unconventional gas exploration and petroleum systems modeling*. Polish Shale Gas Forum, Warsaw 27.01.2011.



Dr inż. Krzysztof SOWIŹDŻAŁ
Adiunkt w Zakładzie Geologii i Geochemii.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: krzysztof.sowizdzal@inig.pl



Mgr inż. Tomasz SŁOCZYŃSKI
Główny specjalista inżynierjno-techniczny
w Zakładzie Geologii i Geochemii.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: tomasz.sloczynski@inig.pl