

Niekonwencjonalne złoża ropy i gazu – efektywne schematy przetwarzania danych w oprogramowaniu Petrel/PetroMod w celu oceny ryzyka poszukiwań i oceny zasobów prognostycznych

Bjorn Wygrala¹



Unconventional Oil and Gas – Efficient Petrel/PetroMod Workflows for Exploration Risk and Resource Assessments. *Prz. Geol.*, 62: 825–841.

Abstract. This paper provides a basic introduction to workflows for shale oil/gas exploration risk and resource assessments. It starts with definitions of conventional and unconventional petroleum systems and brief descriptions of several North American unconventional plays. The core of the paper is a short description of workflows based on industry-standard Petrel and PetroMod software tools which enable rapid, auditable and geology based assessments of petroleum resources. The main steps of the iterative Exploration Risk Assessment workflow and its extension to include Petroleum Resource Assessments are described. The successful utilization these workflows is illustrated using a 3D Petroleum Systems Model of the Alaska North Slope which was used to delineate the areas

with the highest chance of success for shale oil.

Keywords: petroleum systems modelling, shale gas, shale oil, PetroMod, Petrel

Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, określanych zazwyczaj mianem *shale gas* i *shale oil*, wzrosło gwałtownie w ostatniej dekadzie i zasoby te są obecnie uznawane za jedno z kluczowych źródeł energii. Wzrost ten uwidacznia się szczególnie na rynku amerykańskim, gdzie jest on efektem połączenia korzystnych warunków geologicznych oraz rozwoju współczesnych technologii wiertniczych. Potencjalne zasoby tego rodzaju wzbudziły duże zainteresowanie nawet wśród państw, posiadających ogromne zasoby konwencjonalnych złóż węglowodorów, dla których gaz, pochodzący z akumulacji niekonwencjonalnych, mógłby być uzupełnieniem wydobycia konwencjonalnego, używanym do specyficznych zastosowań, na przykład lokalnej produkcji energii. Dlatego właśnie agendy rządowe oraz koncerny naftowe są zainteresowane oszacowaniem potencjału węglowodorowego akumulacji niekonwencjonalnych.

W większości przypadków rozpoznawanie potencjału złożowego rozpoczyna się z użyciem nielicznych lub nawet bezilościowych danych wejściowych. Wymusza to konieczność zastosowania specyficznych schematów przetwarzania danych, dostosowanych do zbiorów danych o małej liczbie i wysokim poziomie niepewności. W takim przypadku nasuwają się pytania: „Jak rozpocząć pracę?”, a następnie: „W jaki sposób można przeprowadzić obiektywne i podlegające kontroli szacowanie zasobów?”, „Jakie czynniki kontrolują zjawiska, a zatem jakie dane są nam niezbędne?”. Jak zawsze, szacowanie zasobów ma sens tylko i wyłącznie wtedy, gdy bierze się pod uwagę czynniki geologiczne, warunkujące zasoby. Zasadnicze znaczenie ma także możliwość kontroli wszystkich podstawowych danych wejściowych oraz powtarzalność procesu szacowania zasobów, w tym możliwość poddania go krytycznej ocenie.

Poniższy artykuł stanowi opis głównych założeń procesu szacowania zasobów gazu i ropy z łupków, przedstawiający przede wszystkim efektywne schematy prze-

tworzenia danych, które umożliwiają wykonanie szybkich, podlegających kontroli, geologicznie znaczących szacunków tego rodzaju zasobów, z użyciem powszechnie stosowanych narzędzi komputerowych i schematów przetwarzania. Należy zwrócić uwagę, iż artykuł odnosi się tylko do genezy i rodzaju zasobów (np. zagadnienia, czy na danym obszarze mogą występować złoża gazu i ropy w łupkach) oraz tego, w jaki sposób rozpoczniemy analizę ryzyka poszukiwań lub szacowania zasobów. Nie zawiera on jednak opisu ostatecznej kombinacji czynników geologicznych i technicznych, wpływających na ocenę zasobów.

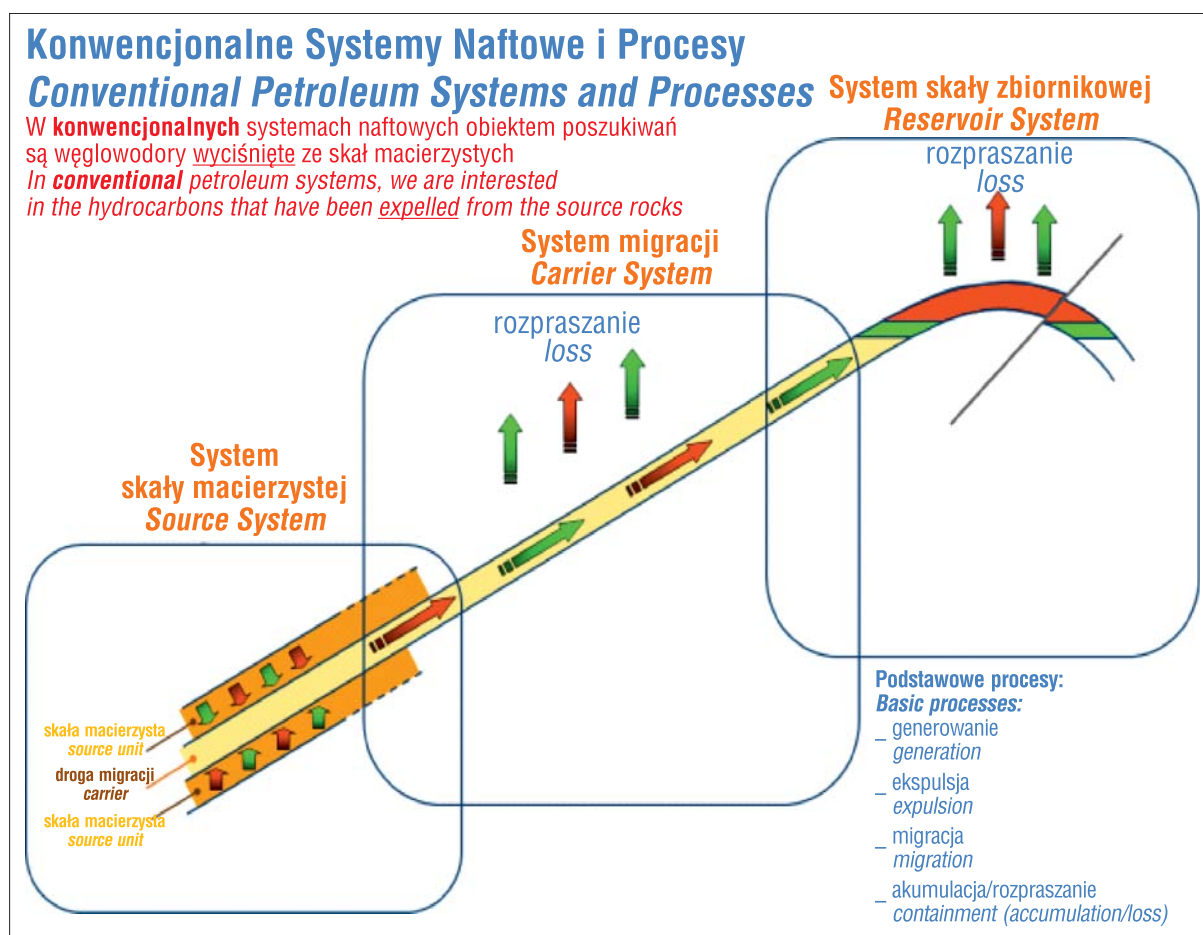
KONWENCJONALNE I NIEKONWENCJONALNE SYSTEMY NAFTOWE

Termin „system naftowy” jest używany w prospekcji naftowej w celu opisanie elementów geologicznych oraz zachodzących między nimi procesów, niezbędnych do powstania akumulacji węglowodorów. Te kluczowe elementy to skała macierzysta (*source rock*), zbiornikowa (*reservoir*), uszczelniająca (*seal*), nadkład (*overburden*). Natomiast do niezbędnych procesów złożotwórczych zaliczamy generowanie węglowodorów (*generation*), ich migrację (*migration*) i akumulację (*accumulation*), a także relacje czasowe pomiędzy ewolucją strukturalną pałapki złożowej a jej własnościami.

W konwencjonalnych systemach naftowych, zarówno ropa naftowa, jak i gaz ziemny występują w postaci wyodrębnionych przestrzennie nagromadzeń (ryc. 1), podczas gdy nagromadzenia niekonwencjonalne często są opisywane jako „ciągłe” (*continuous*, np. USGS), gdyż tworzące je węglowodory występują w postaci przestrzennie ciągłych nagromadzeń.

Porównanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych systemów naftowych wykazuje jasno, że ich parametry geologiczne oraz procesy w nich zachodzące są identyczne. Jediną różnicą jest fakt, iż w tych pierwszych

¹ Schlumberger, Aachen Technology Center (AaTC) Aachen; bwygrala@slb.com.



Ryc. 1. Procesy zachodzące w konwencjonalnym systemie naftowym
 Fig. 1. Conventional Petroleum Systems and Processes

jesteśmy zainteresowani węglowodarami po ekspulsji (*expelled*) (ryc. 1), zaś w drugich nie przekazanych do migracji, czyli zatrzymanymi w skale macierzystej (ryc. 2). W tym przypadku skała macierzysta jest skałą zbiornikową. Oczywiście istnieją mieszane systemy naftowe, w których mogą występować ekonomicznie opłacalne nagromadzenia węglowodorów, podlegających i nie podlegających ekspulsji (ryc. 3), a także formacje mieszane, takie jak formacja Bakken (górnym dewon, niższym missisipi), przedstawione na rycinie 4, które będą szerzej opisane w dalszej części artykułu.

Zaprezentowane przykłady pokazują, że modelowanie systemów naftowych, którego pierwotnym przeznaczeniem było zrozumienie warunków powstawania i przewidywanie zasobów konwencjonalnych nagromadzeń węglowodorów, równie dobrze może zostać zastosowane do szacowania zasobów prognostycznych (*resources*) systemów niekonwencjonalnych. Osnowa geologiczna oraz zachodzące w nich procesy są takie same. Ponieważ czynnikami kontrolującymi powstawanie złóż gazu i ropy w łupkach są historia termiczna oraz typ wejściowej materii organicznej, modelowanie systemów naftowych jest zasadniczą częścią procedury szacowania zasobów.

KARTOWANIE I MODELOWANIE

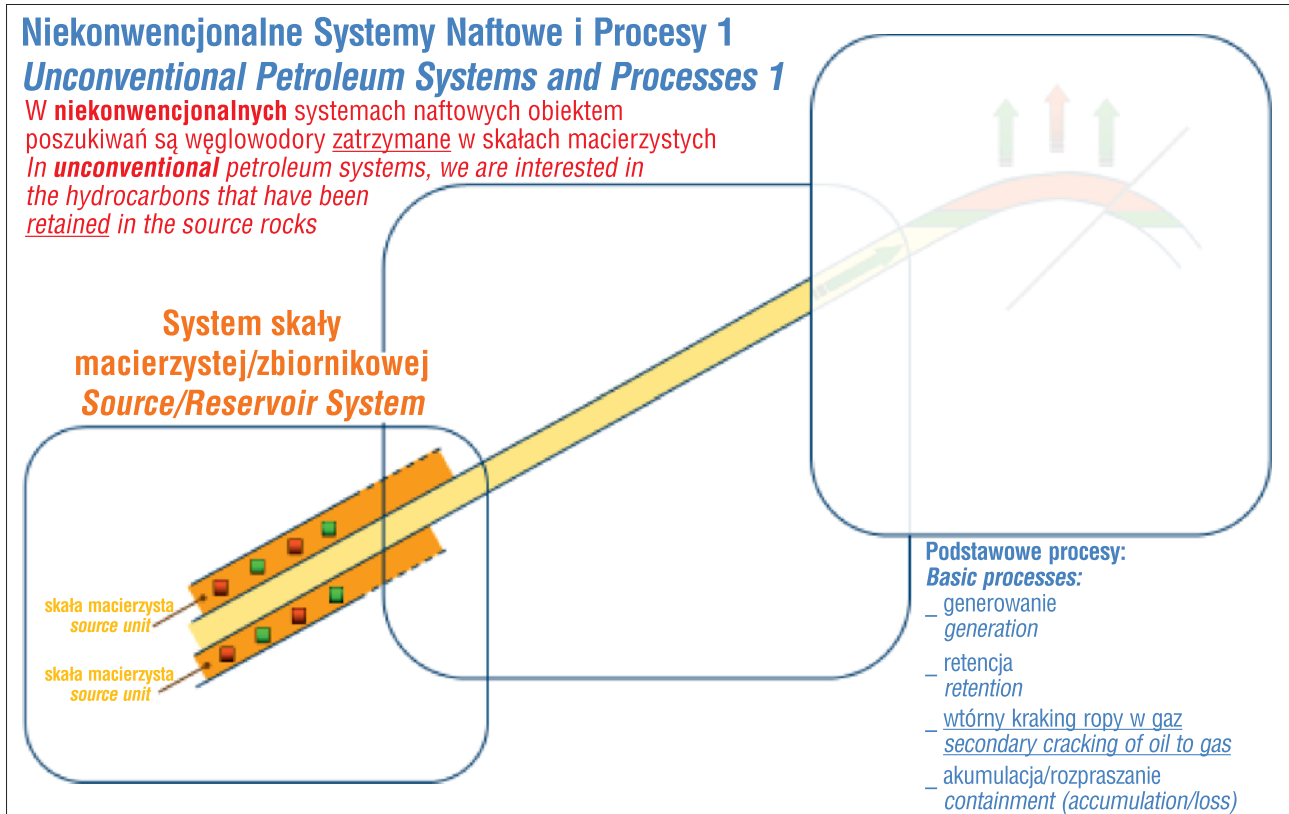
Wszystkie wykorzystywane w poszukiwaniach naftowych dane geologiczne są odniesione do powierzchni Ziemi,

a tym samym odwzorowane w formie map. Mapy są pierwszym i kluczowym krokiem organizacji danych, nawet w przypadkach, gdy są to tylko dane koncepcyjne. W początkowym okresie eksploracji pierwszorzędym celem jest poprawne wykartowanie rozkładu odpowiednich parametrów i informacji. Niemniej jednak, mapa przedstawia tylko powierzchnię dystrybucji parametrów, natomiast zmienność geologiczna jest „trójwymiarowa” i do jej odwzorowania potrzebujemy trójwymiarowego modelu. Należy tu jednak odnotować, że termin „modelowanie” nie jest tak jednoznaczny i jest używany w dwóch odmiennych znaczeniach:

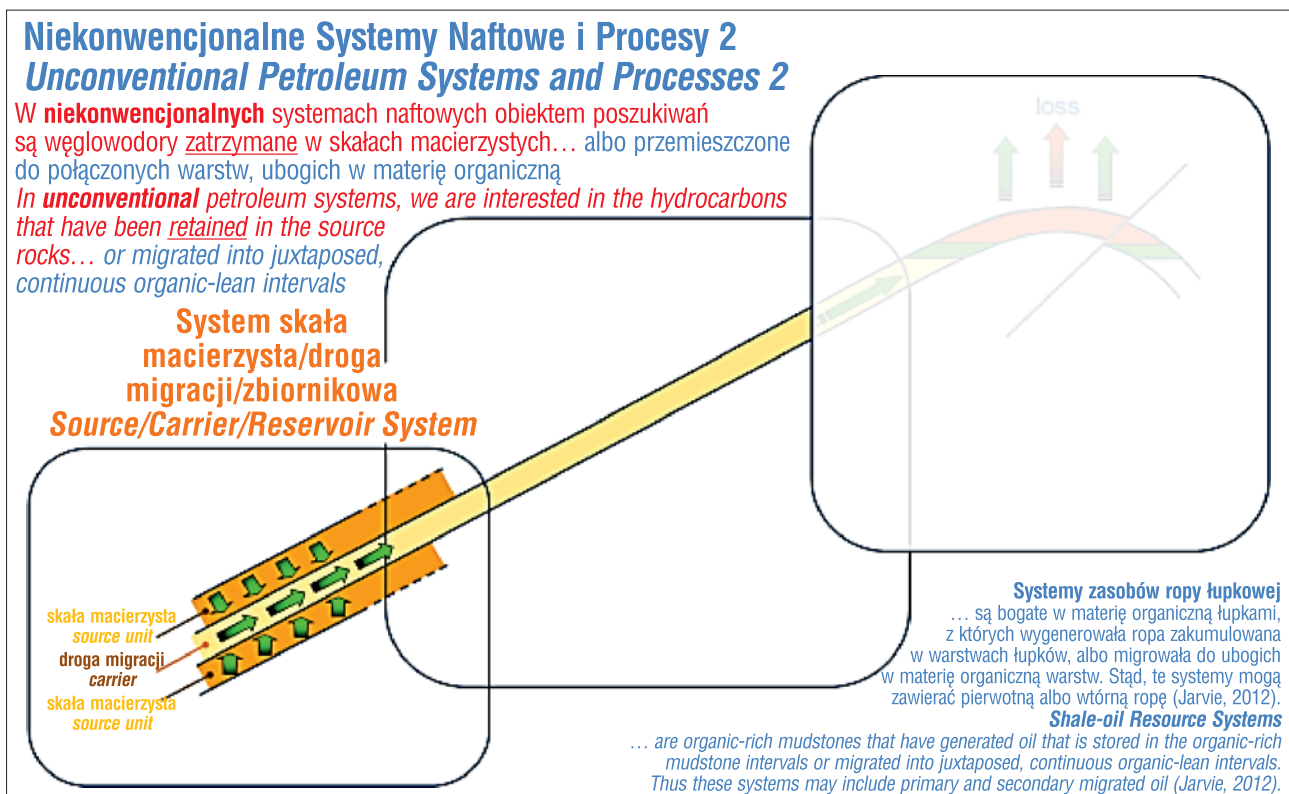
a) aby zdefiniować konstrukcję modelu statycznego, który może być wykonany w dowolnej skali, począwszy od modelu zbiornikowego złoża ropy lub gazu ziemnego, skończywszy na regionalnym modelu w skali basenu sedymentacyjnego, stanowiącego ramy „modelu systemu naftowego”;

b) aby opisać dynamiczne modelowanie procesów, np. przepływ płynów w skale zbiornikowej lub generowanie i migrację węglowodorów w modelu systemu naftowego. Procesy te występują w czasie, więc do modelu dodawana jest kolejna składowa – czas, który w przypadku modeli złożowych jest wyrażony w miesiącach lub latach, a dla modeli basenów sedymentacyjnych i systemów naftowych – w czasie geologicznym.

Przytoczone definicje podkreślają fundamentalną różnicę pomiędzy kartowaniem (*mapping*) a modelowaniem.



Ryc. 2. Procesy zachodzące w niekonwencjonalnym systemie naftowym – część 1
 Fig. 2. Unconventional Petroleum Systems and Processes – part 1



Ryc. 3. Procesy zachodzące w niekonwencjonalnym systemie naftowym – część 2
 Fig. 3. Unconventional Petroleum Systems and Processes – part 2

Kartowanie jest statycznym sposobem wizualizacji danych, zaś modelowanie dynamiczne umożliwia wykorzystanie danych w sposób, pozwalający zrozumieć i przewidzieć

wyniki procesów, np. działania procesów generowania i akumulacji węglowodorów – zarówno w konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych systemach naftowych.

Przedstawione w artykule schematy przetwarzania (*workflows*) mają na celu konstruowanie modeli geologicznych oraz modelowanie w nich procesów, umożliwiając tym samym zrozumienie i prognozowanie m.in. czynników kontrolujących występowanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

SYSTEMY NIEKONWENCJONALNE W USA

Przemysł naftowy w USA jest jednym z najbardziej zaawansowanych na świecie w wydobywaniu ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych (ryc. 5). Jest to także jedyny kraj, gdzie opublikowane informacje są na tyle kompletne, że można je wykorzystać jako wzorzec do wypracowania schematów przetwarzania do szacowania zasobów. Baseny, w których dominuje produkcja gazu niekonwencjonalnego, przedstawiono na rycinie 5. Trzeba jednak zaznaczyć, że rysunek ten nie pokazuje stref perspektywicznych dla ropy z łupków (np. Bakken) czy połączonej formacji ropy i gazu z łupków Eagle Ford w Teksasie.

Przedstawione dalej przykłady wykazują, że podział na baseny gazu lub ropy w łupkach może być arbitralny, gdyż wiele basenów zawiera nie tylko nagromadzenia gazu i/lub ropy w łupkach, ale również współwystępujące konwencjonalne i niekonwencjonalne systemy naftowe. Rozpoczynając zatem badania na nowym obszarze poszukiwań, badacze zazwyczaj nie dysponują wiedzą, czy w danym basenie sedymentacyjnym mogą występować nagromadzenia *shale oil* i *shale gas*. Jednym z pierwszych celów będzie więc oszacowanie możliwości występowania węglowodorów tego typu na danym obszarze. Poniżej, na trzech przykładach pokazane zostaną kluczowe czynniki lub zagadnienia, istotne przy opracowywaniu schematów przetwarzania

STREFA ZŁOŻOWA EAGLE FORD (PLAY)

Położony w Teksasie system naftowy Eagle Ford (ryc. 6) stanowi szczególnie dobry przykład znaczenia czynników geologicznych dla powstawania i rozkładu przestrzennego złóż węglowodorów. W basenie zaznacza się wyraźny, regionalny, strefowy trend występowania złóż gazu, kondensatu i ropy (ryc. 6). Przedstawiony na tym rysunku trend oparto na analizach z 392 otworów. Wykazały one, że otwory ropne, posiadające wykładnik gazowy GOR (*Gas Oil Ratio*) ≤ 1000 scf/bbl, oraz otwory gazowe, w których GOR ≥ 10000 scf/bbl, układają się w łatwo zauważalne strefy. Wyżej wymienione zmiany wykładnika gazowego pozostają w ścisłym związku z rosnącą głębokością pograżenia, temperaturą i rosnącą dojrzałością skały macierzystej. Pozwala to okonturować występowania stref przejścia ropy naftowej poprzez gazokondensat do gazu suchego (ryc. 7).

Powyższe spostrzeżenia oraz ogólna charakterystyka systemu naftowego basenu Eagle Ford, przedstawiona na koncepcyjnym przekroju geologicznym (ryc. 8), pozwalają na dokonanie następującej charakterystyki formacji:

- system naftowy zawiera zarówno konwencjonalne, jak i niekonwencjonalne obszary gazonośne;
- trendy dystrybucji węglowodorów są wyraźnie uwarunkowane stopniem dojrzałości materii organicznej, tj.

historię termiczną determinowaną przez głębokość (maksymalną) i historię pograżania;

- jakość zasobów może być bezpośrednio korelowana z miąższościami skały zbiornikowej/macierzystej;
- niezbędna jest ocena obecności mechanizmów pułapkujących w basenie, związanych z występowaniem uskoków, szczelin i sekwencji stratygraficznych;
- migracja węglowodorów może mieć wpływ na występowanie złóż niekonwencjonalnych.

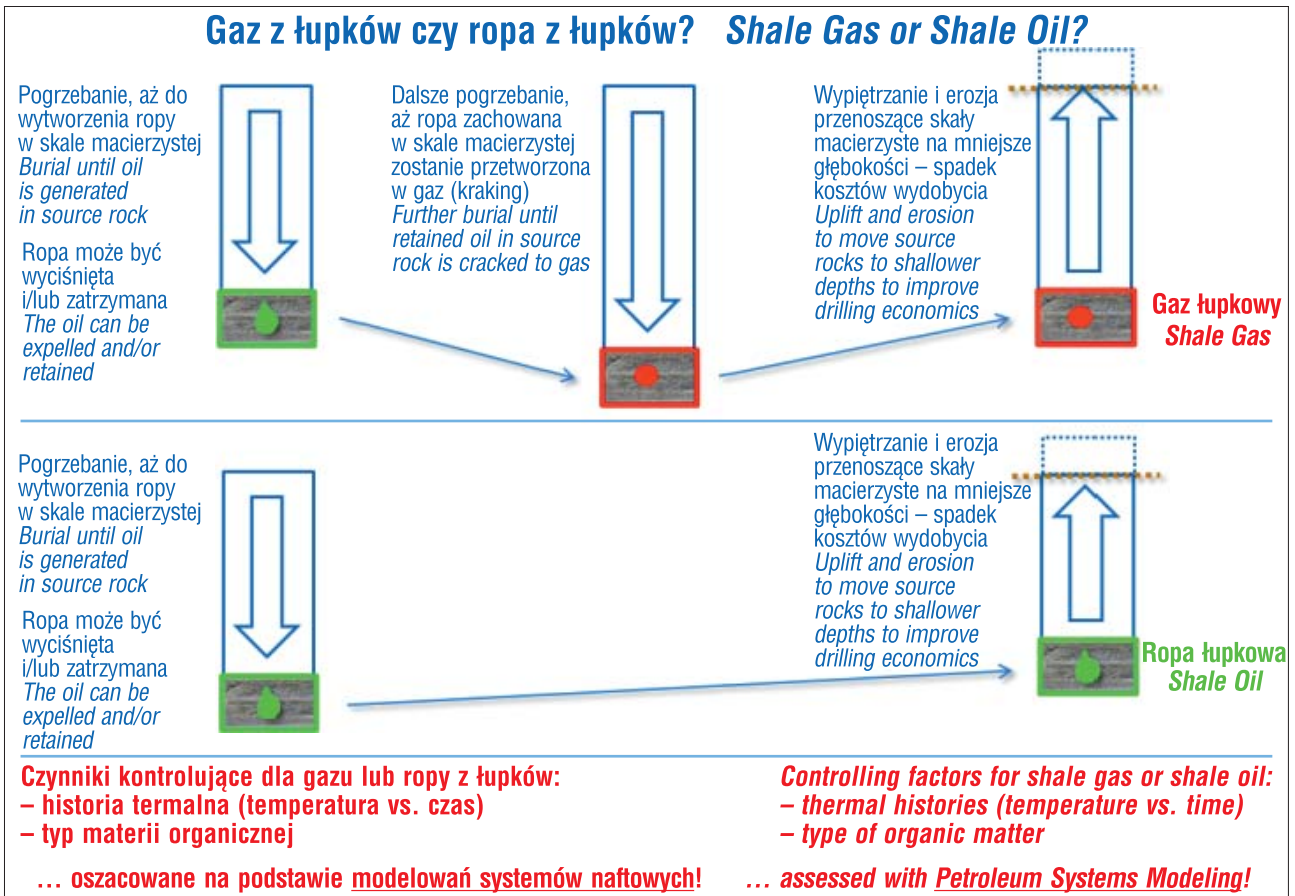
Przykład formacji Eagle Ford pokazuje, w jaki sposób w procesie szacowania zasobów na nowo eksplorowanych obszarach trzeba wziąć pod uwagę całą historię geologiczną rejonu. Jest to niezbędne do zrozumienia relacji pomiędzy konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi systemami naftowymi i w związku z tym przewidzenia własności i dystrybucji węglowodorów w akumulacjach niekonwencjonalnych. Ostatecznie, tego rodzaju analiza geologiczna pozwala wskazać reguły przestrzennego rozkładu typów węglowodorów i przewidywania odnośnie lokalizacji akumulacji (*sweet spot*).

BASEN HAYNESVILLE

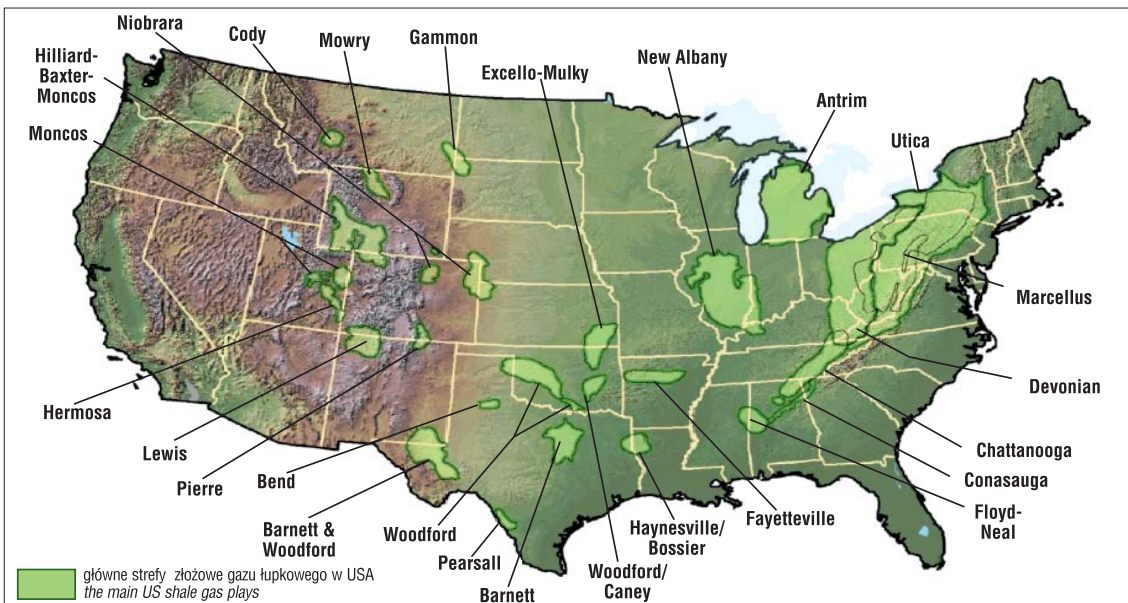
Na rycinie 9 przedstawiono tabelaryczne (US Department of Energy, 2009) porównanie niektórych podstawowych własności amerykańskich formacji łupkowych z gazem. Pokazano m.in., że na tle innych porównywanych basenów naftowych formacja Haynesville jest położona poniżej średniej głębokości występowania formacji łupkowych z gazem, jej miąższość jest stosunkowo jednolita, zawartość gazu jest ponad średnią, a całkowite zasoby – wysokie. Dane te pozwalają odnieść wrażenie, że w przypadku Haynesville czynniki negatywne (głębokość) są kompensowane przez czynniki pozytywne (wyższa miąższość i zawartość gazu). W rezultacie zasoby prognostyczne gazu w łupkach są tu większe. Pozwala to sformułować pytanie, odnoszące się do nowych obszarów szacunkowych: „W jaki sposób można przełożyć względne znaczenie negatywnych i pozytywnych czynników na obszary słabo lub w ogóle nie kontrolowane danymi wejściowymi?”

By odpowiedzieć na to pytanie, stworzono spełniający standardy przemysłowe trójwymiarowy (3D) model geologiczny obszaru występowania formacji Haynesville Shale. Model statyczny opracowano z wykorzystaniem pakietu programów Petrel, a następnie użyto go w zaawansowanych modelowaniach systemów naftowych z użyciem programu PetroMod (ryc. 10). Dzięki temu można było odpowiedzieć na następujące pytania:

- W jaki sposób powinien być skonstruowany ilościowo istotny model geologiczny, pozwalający na szacowanie zasobów gazu w łupkach?
- Jakie dane wejściowe i modele parametryczne są niezbędne?
- Jakie schematy przetwarzania są zalecane?
- Które z parametrów powinny podlegać oszacowaniu?
- Jaka jest rola niepewności danych i jak będą one szacowane?
- Co można zrozumieć i przewidzieć odnośnie akumulacji gazu w łupkach, wykorzystując modele?



Ryc. 4. Czynniki determinujące powstanie gazu lub ropy z łupków
Fig. 4. Factors determining shale gas and oil generation

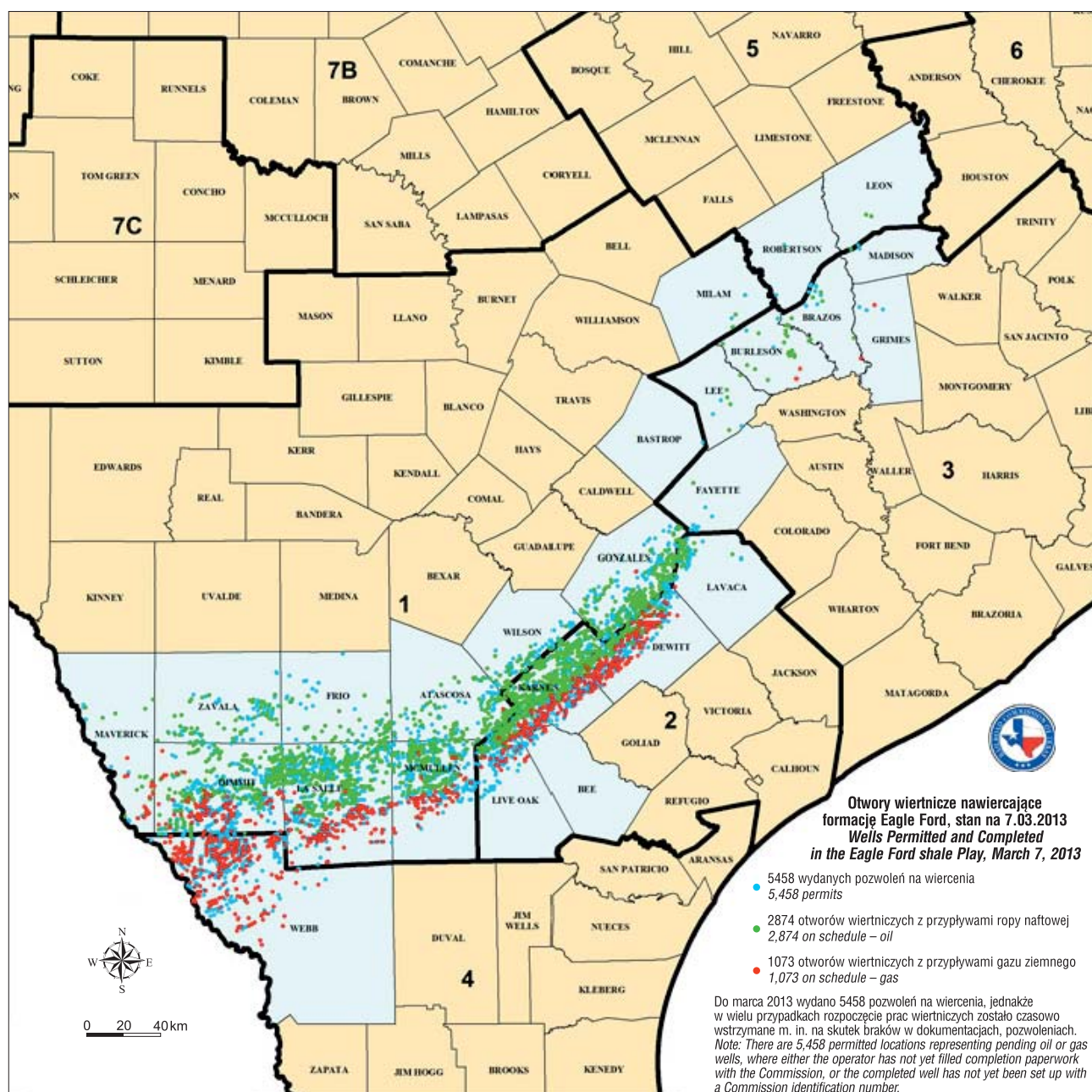


Ryc. 5. Główne strefy złożowe gazu z łupków w USA (US Department of Energy, 2009)
Fig. 5. The main US shale gas plays (US Department of Energy, 2009)

– Jak można najefektywniej używać modeli w procesie zrozumienia i przewidywania występowania zasobów złóż gazu w łupkach?

Niepewność metody można zilustrować na przykładzie obliczenia zawartości gazu w skałach macierzystych/zbiornikowych w funkcji gęstości przestrzennego

rozmoszczenia danych i ich jakości (ryc. 11). W tym szczególnym przypadku osiągnięto dopasowanie pomiędzy wartościami pomierzonymi a prognozowanymi. Uzyskanie zadowalających wyników modelowania dla poszczególnych czynników/procesów, oddziałujących na system naftowy w strefach dobrze rozpoznanych, może



Ryc. 6. Lokalizacja stref poszukiwania w strefie złożowej Eagle Ford
 Fig. 6. Location of prospecting zones in the Eagle Ford play

umożliwić bardziej adekwatne prognozy dla części basenu z nielicznymi danymi.

BAKKEN SHALE – BASEN WILLISTONE

Formacja ilasta (górnym dewon, niższym missisip) Bakken Shale, występująca w basenie sedymentacyjnym Williston, stała się najlepiej rokującym obszarem występowania ropy w łupkach oraz odnośnikiem dla prowadzenia procesów rozpoznania i wydobycia ropy z łupków w innych rejonach. Szczegółowy opis budowy geologicznej podał m.in. Kuhn (Kuhn i in., 2012). Na rycinach 12 i 13 przedstawiono w syntetycznej formie podstawowe fakty, dotyczące potencjału naftowej formacji.

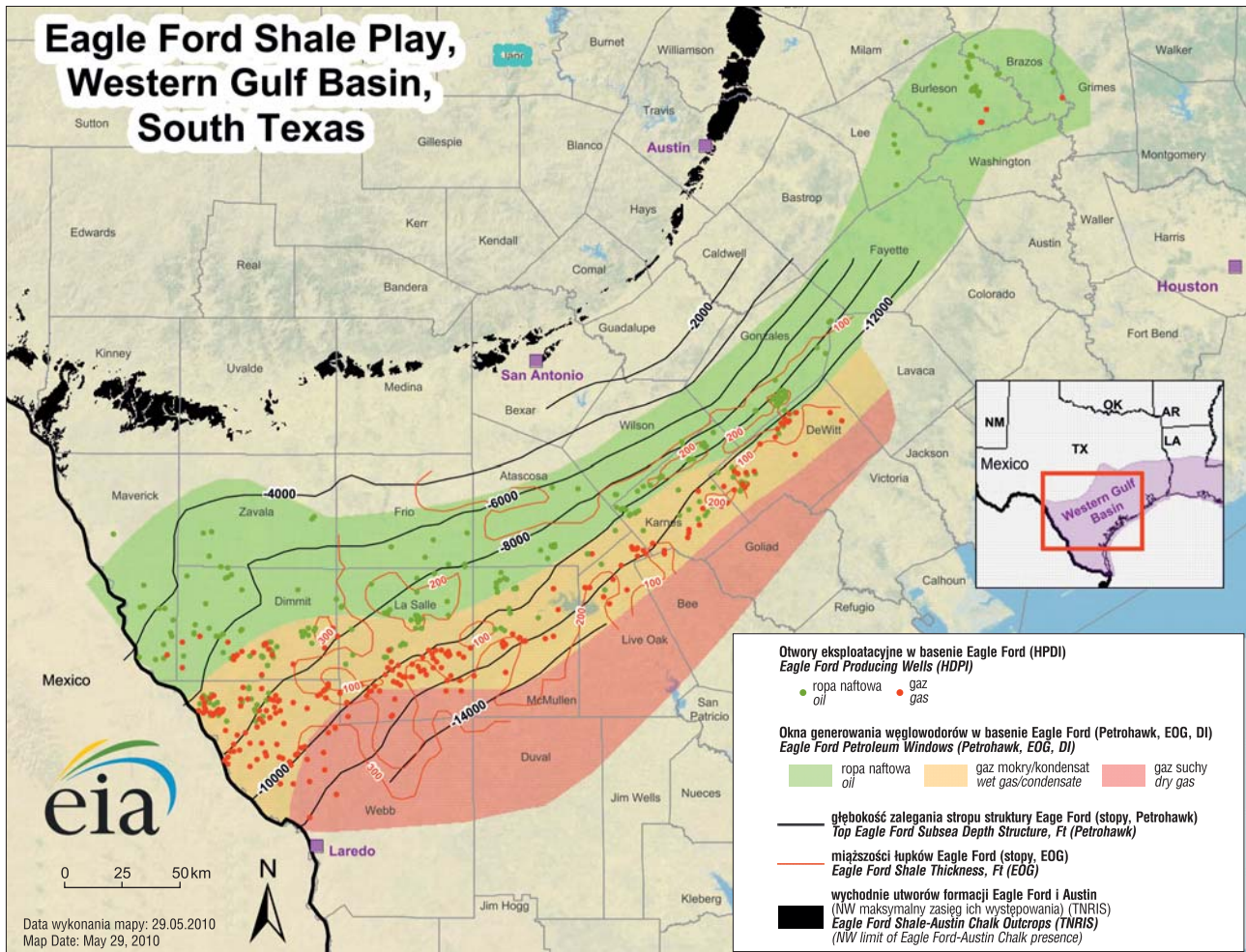
Zrozumienie dystrybucji nagromadzeń ropy w łupkach i idąca za tym intensyfikacja poszukiwań i produkcji (ryc. 12 i 13) były następstwem opracowania przestrzennych

modeli statycznych i dynamicznych modeli generacyjnych z użyciem programów Petrel i PetroMod w skali basenu. Precyzyjnie skalibrowane modele pomogły rozpoznać potencjał węglowodorowy basenu i wskazać strefy potencjalnego występowania akumulacji w basenie (ryc. 14).

DANE WEJŚCIOWE I SCHEMATY PRZETWARZANIA

Minimalny zestaw danych wejściowych

Szacowanie zasobów niekonwencjonalnych często musi być wykonane dla obszarów kontrolowanych niewielką ilością danych, bądź nawet niekontrolowanych żadnymi danymi ilościowymi, dotyczącymi macierzystości czy dojrzałości termicznej. Najczęściej pojawiające się w tej sytuacji pytanie brzmi: „Jaki rodzaj danych wejściowych



Ryc. 7. Okonturowane strefy występowania różnych typów węglowodorów w odniesieniu do głębokości zalegania, temperatury, wzrostu dojrzałości skały macierzystej i wynikającej z nich transformacji od ropy przez gaz kondensatowy po gaz – basen Eagle Ford
Fig. 7. Relationship between increasing depth and temperature, increasing maturation of the source rock, and the resulting transition from oil to gas condensate to dry gas – Eagle Ford basin

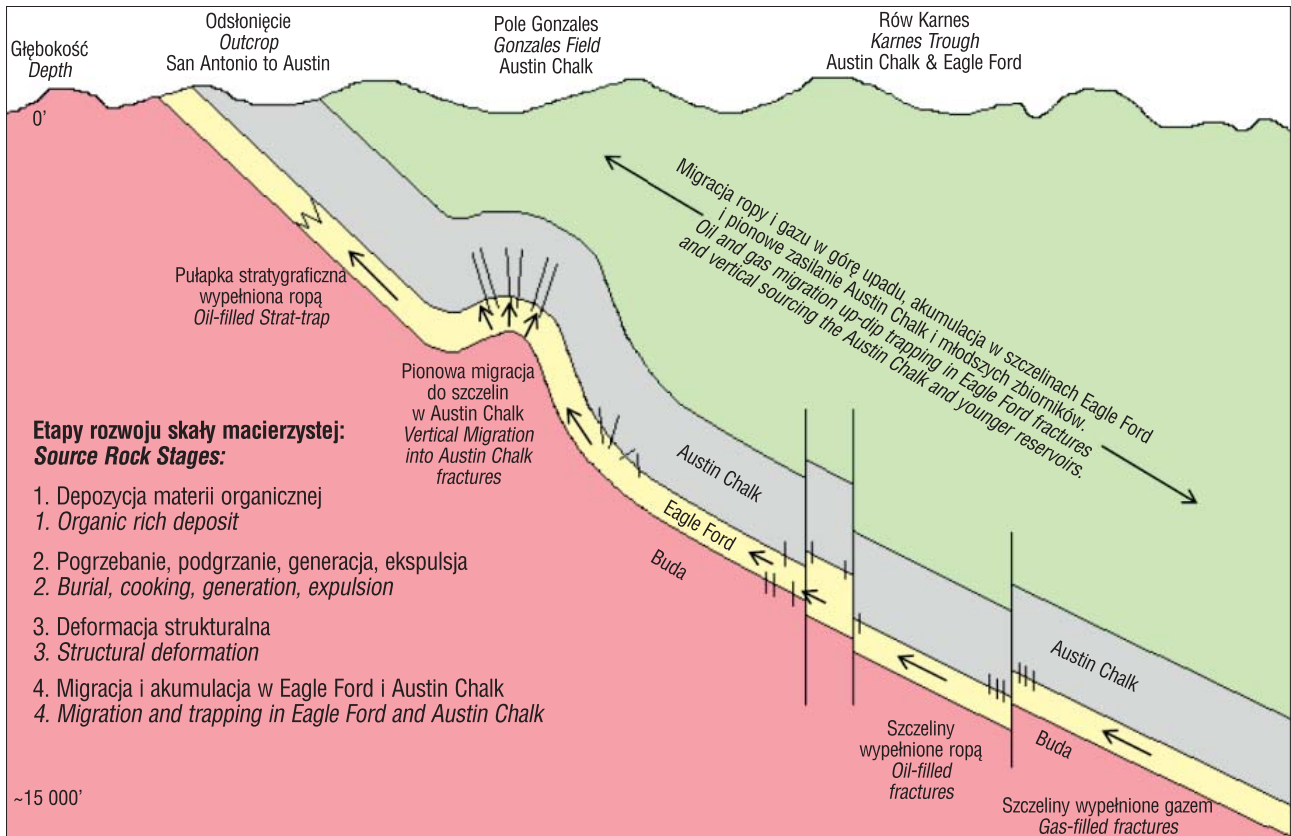
wych jest nam niezbędny do stworzenia modelu?” Przedstawione wyżej rozważania pozwalają stwierdzić, że trójwymiarowy model geologiczny jest najlepszym punktem wyjścia, ponieważ celem badań jest zawsze stworzenie zestawu map prospekcyjnych. W tym kontekście niezwykle istotne jest znalezienie sposobu konstruowania wiarygodnych, ilościowych, trójwymiarowych modeli geologicznych, dla których będzie można wykonać modelowania dynamiczne.

W regionalnych studiach basenowych możliwe jest zintegrowanie w modelu 3D wyników kartowania topografii i analiz geomorfologicznych, powierzchniowego kartowania geologicznego, zdjęć satelitarnych (optyczne, radarowe i grawimetryczne), grawimetrycznych i magnetycznych zdjęć lotniczych, a także wyników wstępnego rozpoznania sejsmicznego. Przykład takich badań widać na rycinie 15, gdzie przedstawiono basenowy model statyczny, wykorzystany do modelowania systemu naftowego w programie PetroMod w celu uzyskania wstępnych szacunków podstawowych parametrów, takich jak ocena relacji czasoprzestrzennych procesów generowania węglowodorów i formowania pułapki złożowej oraz pierwsza ocena prawdopodobieństwa sukcesu poszukiwań, bazująca na przyjętych kryteriach.

Informacja ta jest często używana do ukierunkowania dalszych prac poszukiwawczych, np. lokalizacji prac sejsmicznych w strefach cechujących się wyższym prawdopodobieństwem sukcesu. Takie podejście może być zastosowane we wstępnych fazach poszukiwania węglowodorów niekonwencjonalnych we wszystkich perspektywicznych basenach lądowych, np. w basenach sedymentacyjnych Afryki Północnej.

ZALECANA METODYKA PRACY (SCHEMATY PRZETWARZANIA)

Przedstawiony na rycinach 15 i 16 przykład wykazuje, że statyczne modele geologiczne można opracować nawet dla obszarów, gdzie dostępne są tylko dane powierzchniowe. Co więcej, jest to możliwe nawet w przypadkach, gdy dostępne są jedynie koncepcyjne modele geologiczne, bazujące na analogiach. Minimalnym wymaganiem dla geologa, pracującego w nowym obszarze, jest rozwinięcie koncepcyjnego modelu potencjalnego systemu naftowego, czyli rozważenie, gdzie w profilu stratygraficznym i w jakich obszarach zlokalizowane są potencjalne skały macierzyste, zbiornikowe oraz pułapki złożowe. Te koncepcyjne modele mogą zostać naszkicowane w formie



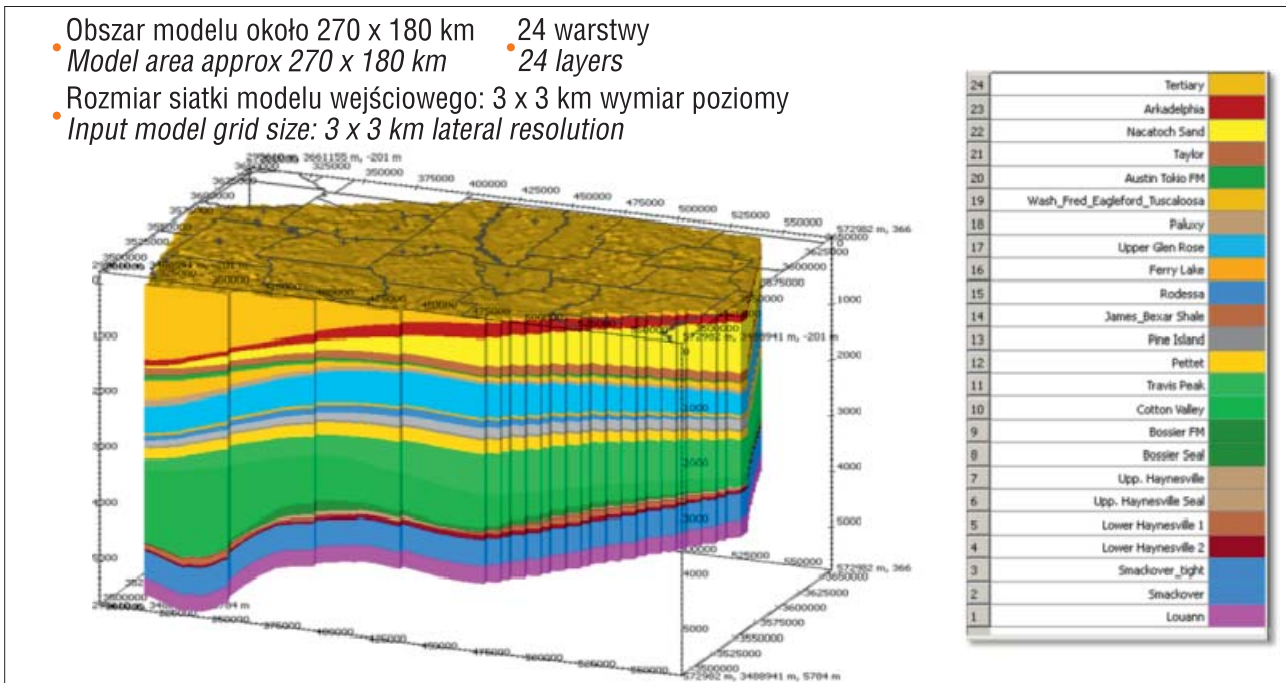
Ryc. 8. Rozmieszczenie kluczowych elementów systemu naftowego na koncepcyjnym przekroju przez strefę złożową Eagle Ford (orientacja N-S)
Fig. 8. Conceptual north-south section illustrating some of the key geological features of the Eagle Ford play

Gas Shale Basin	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Estimated Basin Area, square miles	5,000	9,000	9,000			12,000	43,500
Depth, ft	6,500 - 8,500 ⁸²	1,000 - 7,000 ⁸⁵	10,500 - 13,500 ⁸⁴	8,500 ⁸³	11,000 ⁸⁶	600 - 2,200 ⁸⁷	500 - 2,000 ⁸⁸
Net Thickness, ft	100 - 600 ⁸⁹	20 - 200 ⁹⁰	200 ⁹¹ - 300 ⁹²	50 - 200 ⁹³	120 - 220 ⁹⁴	70 - 120 ⁹⁵	50 - 100 ⁹⁶
Depth to Base of Treatable Water ⁹ , ft	~1200	~500 ⁹⁷	~400				~400
Rock Column Thickness between Top of Pay and Bottom of Treatable Water, ft	5,300 - 7,300	500 - 6,500	10,100 - 13,100	2,125 - 7650	5,600 - 10,600	300 - 1,900	100 - 1,600
Total Organic Carbon, %	4.5 ⁹⁸	4.0 - 9.8 ⁹⁹	0.5 - 4.0 ¹⁰⁰	3			1 - 25 ¹⁰⁴
Total Porosity, %	4 - 5 ¹⁰⁵	2 - 8 ¹⁰⁶	8 - 9 ¹⁰⁷				10 - 14 ¹¹¹
Gas Content, scf/ton	300 - 350 ¹¹²	60 - 220 ¹¹³	100 - 330 ¹¹⁴	60 - 100 ¹¹⁵	200 - 300 ¹¹⁶	40 - 100 ¹¹⁷	40 - 80 ¹¹⁸
Water Production, Barrels water/day	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	5 - 500 ¹¹⁹	5 - 500 ¹²⁰
Well spacing, acres	60 - 160 ¹²¹	80 - 160	40 - 560 ¹²²	40			80 ¹²⁶
Original Gas-In-Place, tcf ¹²⁷	327	52	717				160
Technically Recoverable Resources, tcf ¹²⁸	44	41.6	251	262	11.4	20	19.2

Annotations:

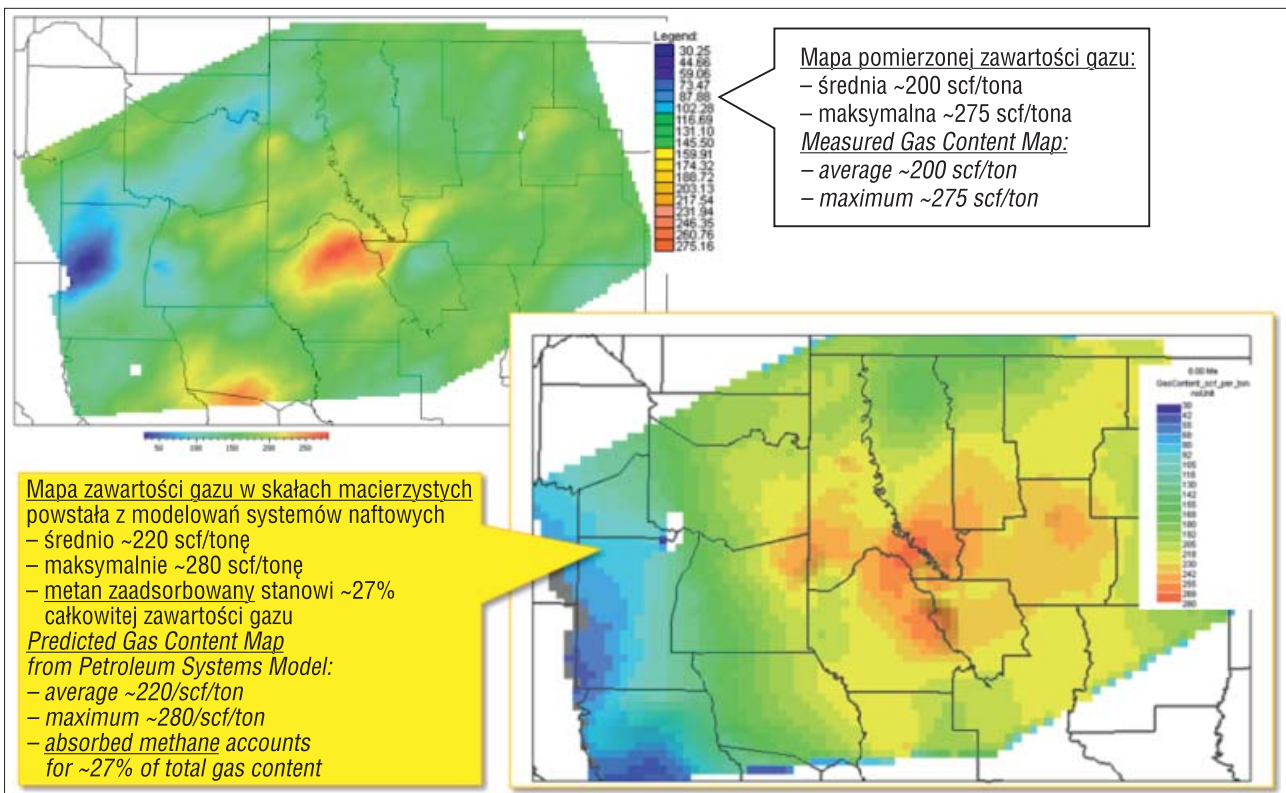
- Głębokość: głęboko! / Depth: deep!
- Mięższkość: jednolita / Thickness: even distribution
- Zawartość gazu: powyżej średniej / Gas content: above average
- Zasoby całkowite: dobre! / Total resources: good!

Ryc. 9. Porównanie parametrów siedmiu basenów naftowych, produkujących gaz z łupków (US Department of Energy, 2009)
Fig. 9. Comparison of basic parameters of seven petroleum basins containing shale gas plays (US Department of Energy, 2009)



Ryc. 10. Przykład modelu opracowanego z wykorzystaniem programów Petrel. Model stanowi osnowę geologiczną dla symulacji z użyciem programu PetroMod

Fig. 10. An example of 3D geological model constructed for the study using Petrel and then used for simulation with PetroMod



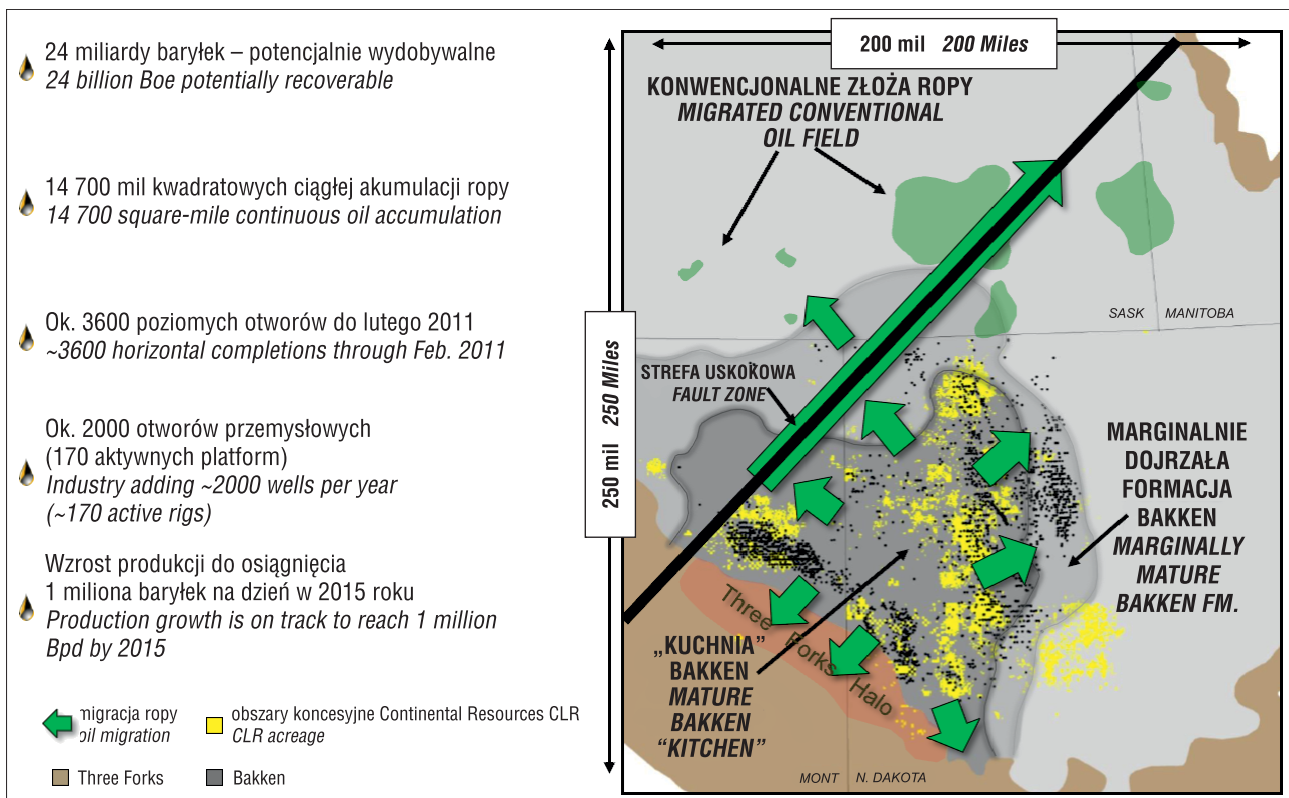
Ryc. 11. Wyniki testu czułości, pokazującego wyniki obliczenia zawartości gazu w skałach macierzystych/zbiornikowych w funkcji gęstości przestrzennego rozmieszczenia danych i ich jakości

Fig. 11. An example of a sensitivity test to show gas content calculations in a source/reservoir rock as a function of data density and quality

przekrojów (ryc. 15, 16), ilustrujących budowę różnych stref obszaru badań.

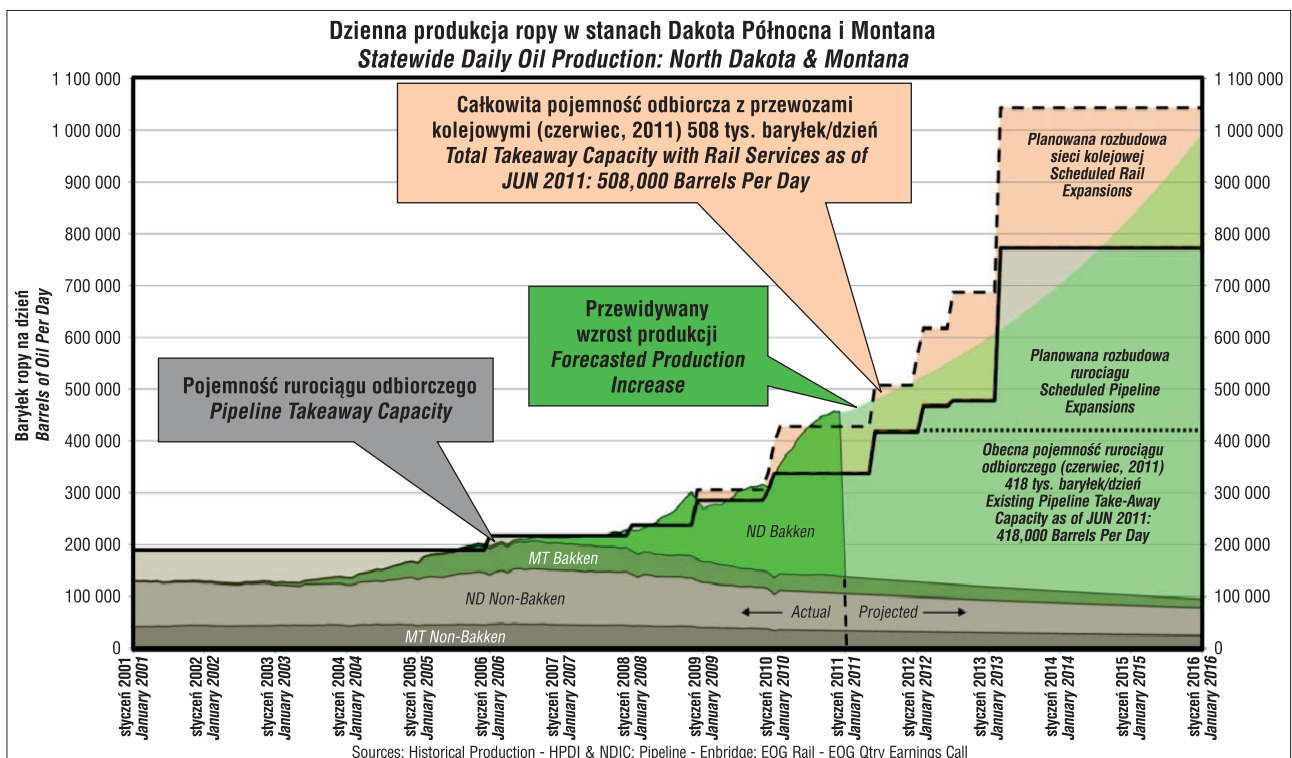
Przekroje, nawet gdy są narysowane tylko na papierze, mogą zostać łatwo zeskanowane, skalibrowane przestrzennie (georeferowane) i załadowane do zintegrowanych

narzędzi interpretacyjnych (G&G), takich jak Petrel, stanowiąc punkt wyjścia do opracowania map w formie modeli numerycznych i w konsekwencji koncepcyjnego modelu 3D, stanowiącego punkt wyjścia do dalszych badań.



Ryc. 12. Mapa poglądowa obrazująca dystrybucję konwencjonalnych i niekonwencjonalnych nagromadzeń węglowodorów w formacji Bakken (rysunek opublikowany przez Continental Resources, 2011 – www.contres.com)

Fig. 12. Overview map of conventional and unconventional resources in the Bakken Shale (image published by Continental Resources, 2011 – www.contres.com)

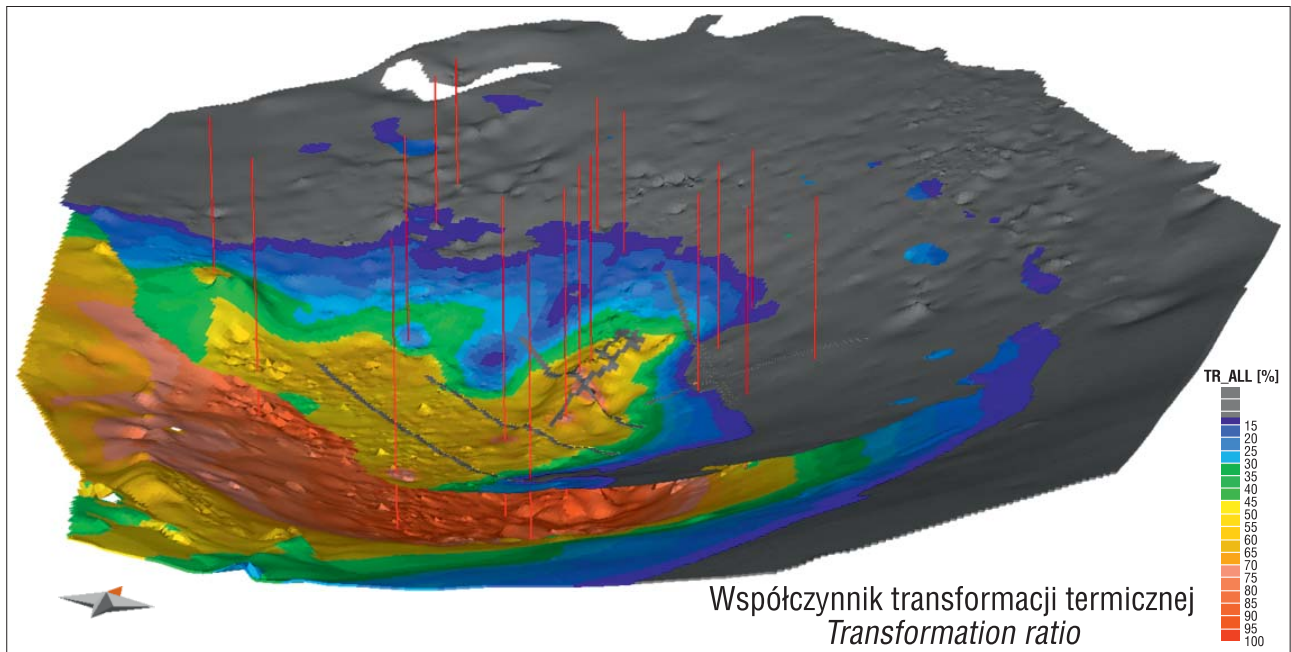


Ryc. 13. Produkcja aktualna historia oraz przewidywany wzrost produkcji niekonwencjonalnej ropy z formacji Bakken Shale (rysunek opublikowany przez Continental Resources, 2011 – www.contres.com)

Fig. 13. Recent production history and forecasted growth of unconventional oil production from the Bakken Shale (image published by Continental Resources, 2011 – www.contres.com)

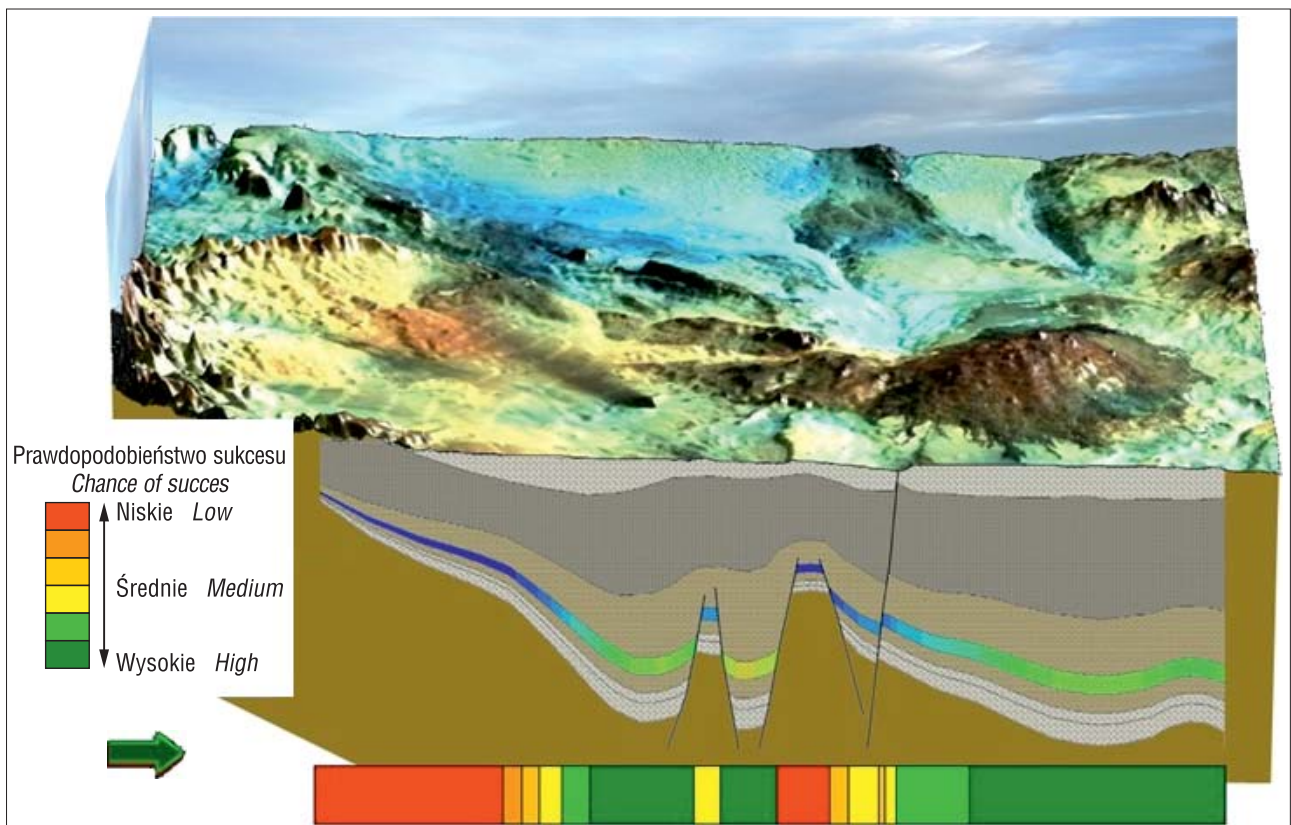
Na rycinie 16 pokazano, w jaki sposób zestaw zeskanowanych przekrojów geologicznych można wykorzystać

w programie Petrel do efektywnego odwzorowania kluczowych powierzchni strukturalnych i uskoków. Rozszerzone



Ryc. 14. Zmienność modelowanego współczynnika transformacji termicznej (TR) precyzyjnie skalibrowanego systemu naftowego, który zastosowano do poszukiwań akumulacji gazu z łupków w basenie Williston

Fig. 14. Modelled transformation ratio distributions from an accurately calibrated petroleum systems model which was used to define exploration sweet spots. The Willistonbasin model

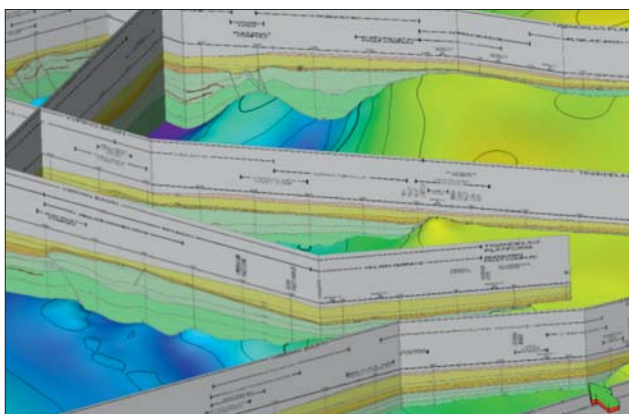


Ryc. 15. Przykład w skali basenu – integracja modelu topograficznego, mapy geologicznej oraz zdjęć satelitarnych, lotniczych i innych w modelu 3D, wykonanym w programie Petrel oraz wyników symulacji z PetroMod

Fig. 15. Basin – scale example of integration of surface geomorphology, surface geological mapping, satellite and airborne data, merged into preliminary 3D Petrel model, and some results of PetroMod simulations

funkcjonalności tego programu umożliwiają też konwertowanie przekrojów w postaci profili sejsmicznych, zgodnych z formatem SGY, a następnie zastosowanie funkcji autotrackingu do tworzenia powierzchni.

Takie modele powierzchni mogą być przeniesione do programu PetroMod, umożliwiając skonstruowanie kompletnego trójwymiarowego modelu systemu naftowego oraz przeprowadzenie symulacji (ryc. 17). W początko-



Ryc. 16. Wykorzystanie koncepcyjnych przekrojów geologicznych do opracowania statycznego modelu 3D

Fig. 16. Application of conceptual geological cross sections as input data for 3D static modeling

wych fazach badań możliwe jest uproszczone modelowanie z wykorzystaniem wtyczki programu Petrel, Quicklook. Jednakże w przypadku wielu niekonwencjonalnych systemów naftowych wyniesienie i erozja są kluczowymi czynnikami, kontrolującymi rozwój systemu naftowego. Wykorzystanie kompletnego modelu 3D jest więc zalecane w celu uniknięcia fałszywych wniosków z wyników wykonanych analiz.

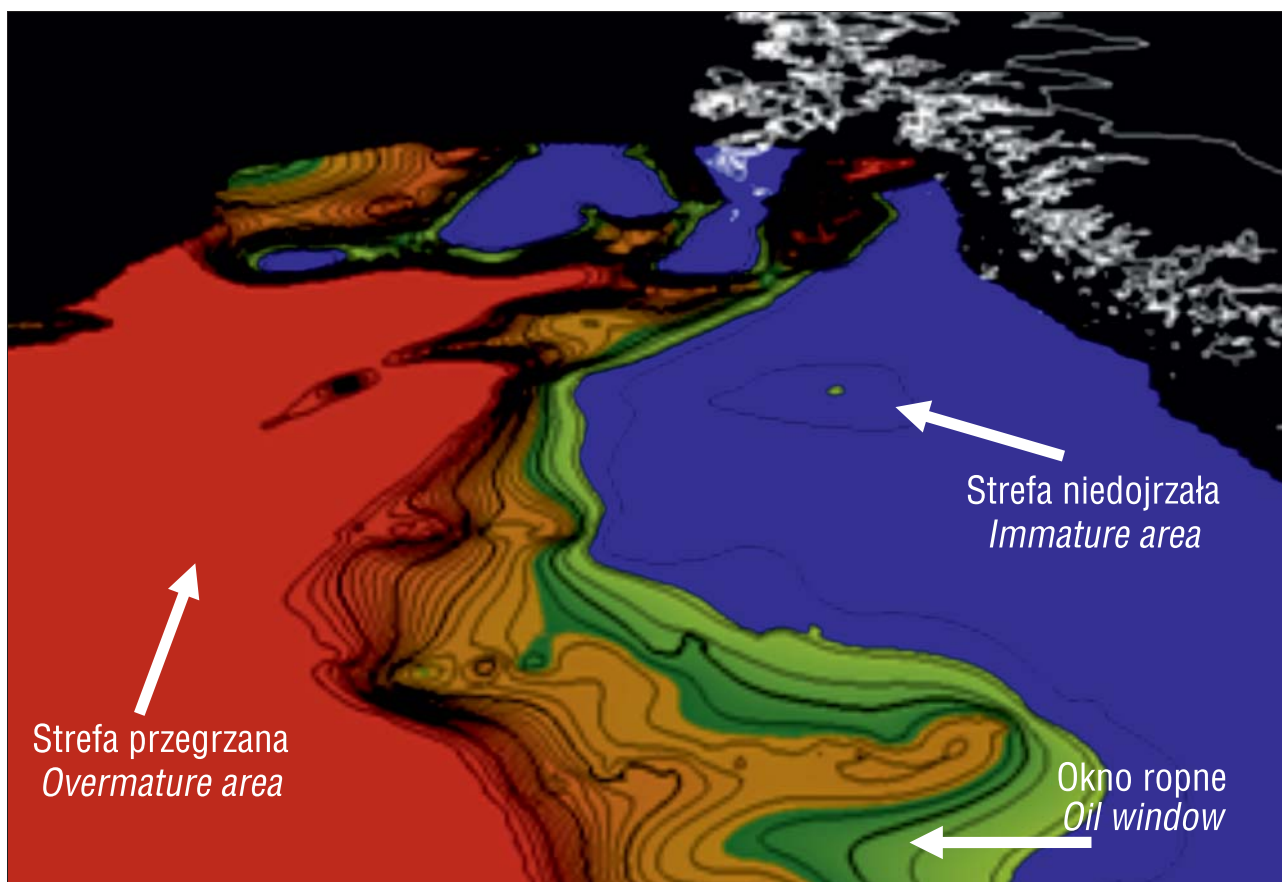
Podsumowując, powyższe rozważania pokazują, że dostępne narzędzia i schematy przetwarzania danych pozwalają w łatwy sposób skonstruować i przeanalizować

geologiczne modele 3D basenu sedymentacyjnego, nawet gdy obszar kontrolowany jest niewielką bądź zerową ilością danych wejściowych. Istotnym jest fakt, iż w analizach mogą być zastosowane schematy przetwarzania, umożliwiające szacowania wpływu niejednoznaczności danych na proces konstruowania modelu, jak i wyniki modelowania systemu naftowego. Są to schematy oznaczania tzw. niepewności (*uncertainty workflows*).

ITERACYJNE SCHEMATY POSZUKIWAŃ NAFTOWYCH

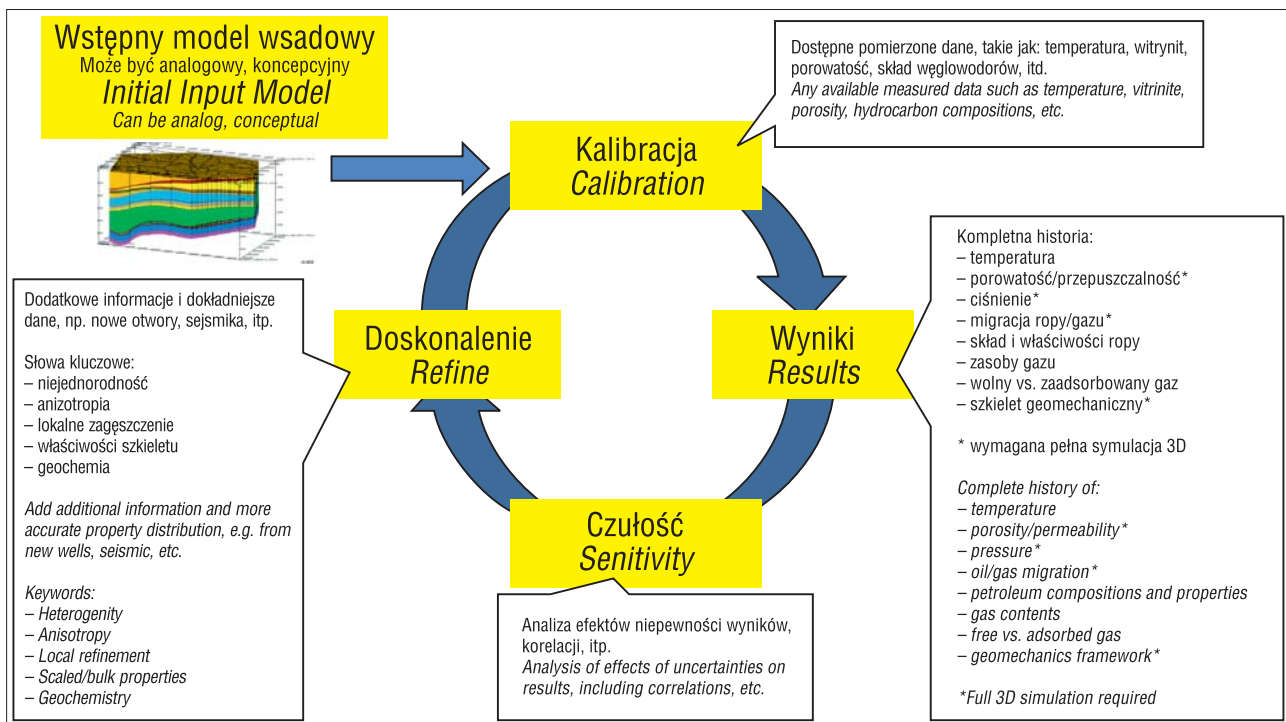
Wszystkie schematy poszukiwań naftowych muszą być iteracyjne. Oznacza to, że wszystkie narzędzia oraz cały schemat pozyskiwania i przetwarzania danych muszą być zaprojektowane w sposób umożliwiający powtarzalną i efektywną aktualizację modelu i jego wyników (ryc. 18). A zatem jakie powinny być w tej sytuacji kolejne kroki po skonstruowaniu i analizie koncepcyjnego modelu systemu naftowego?

Do podstawowych kroków procedury trzeba zaliczyć analizę zaawansowanych profilowań geofizyki otworowej, wraz z badaniami zwiercin lub (lepiej) fragmentów rdzeni wiertniczych. Kroki te znacząco podnoszą dokładność szacowania zasobów niekonwencjonalnych akumulacji złóż. Specyficzne typy analiz petrofizycznych powinny zostać przeprowadzone w laboratoriach, mających doświadczenie w wykonywaniu analiz dla złóż niekonwencjonalnych. Konieczne jest wykonanie pomiarów parametrów, które mogą być bezpośrednio zastosowane w modelowaniu sys-



Ryc. 17. Przedstawione w formie mapy wyniki modelowania procesów generowania

Fig. 17. Mapped results of petroleum generation modeling



Ryc. 18. Diagram iteratywnego schematu przetwarzania dla system naftowego w obszarach występowania gazu z łupków
Fig. 18. Iterative workflow chart for petroleum systems modelling in shale resource plays

temów naftowych, takich jak porowatość – przepuszczalność, zawartość węgla organicznego (TOC), parametry Langmuira. Zwłaszcza zawartość węgla organicznego jest parametrem krytycznym. Najnowsze narzędzia do pomiarów otworowych, takie jak Litho Scanner, pozwalają na pomiary zawartości objętościowej TOC i ocenę jej dystrybucji w profilu otworu, które są dokładniejsze i mniej podatne na systematyczne błędy pomiaru, niż analizy próbek i rdzeni.

Analiza historii diagenety osadu pozwala na zrozumienie, jaką rolę w rozwoju akumulacji gazu w łupkach odegrały poszczególne typy minerałów (np. ilaste, węglanowe, krzemionkowe).

Należy też wspomnieć o nowych technologiach, będących aktualnie w fazie rozwoju, w których skład wchodzi metody rozpoznawania facji ilastych, obejmujące badania fragmentów rdzeni wiertniczych w celu wydzielenia litofacji perspektywicznych dla występowania gazu w łupkach, a następnie dowiązywanie ich do facji sejsmicznych. Może to potencjalnie umożliwić definiowanie dystrybucji przestrzennej poszczególnych facji z wykorzystaniem sejsmiki w obszarach, gdzie brak jest rozpoznania otworowego. Wyniki te można bezpośrednio wykorzystać do podniesienia dokładności map facjalnych w modelach systemów naftowych.

KORZYŚCI I UZYSKIWANE WYNIKI

Tworzenie trójwymiarowego modelu geologicznego w zintegrowanym środowisku oprogramowania geologicznego i geofizycznego (G&G) daje fundamentalne korzyści nawet wtedy, gdy modele są tylko modelami koncepcyjnymi. Model 3D gwarantuje, że dane geofizyczne i geologiczne będą interpretowane w tym samym środowisku, w którym zostaną zastosowane iteracyjne schematy przetwarzania

danych w skalach od systemu naftowego do złoża, a wykorzystywane w nich dane wejściowe są integrowane zgodnie z zasadami geologii, umożliwiając rygorystyczną kontrolę jakości (QC). Model pozwala również na efektywną analizę niepewności, której wyniki można przedstawić w formie map. Nie mniej ważnym aspektem jest możliwość wykorzystania modelu do efektywnej symulacji systemu naftowego w skali regionalnej do wstępnej oceny zasobów, a następnie do wytypowanych obiektów lokalnych.

Korzyści płynące z modelowania systemów naftowych w procesie szacowania zasobów przedstawiono w raportach USGS Open-File. Są to: a) ilościowe rozszerzenie koncepcji całkowitego systemu naftowego (*Total Petroleum System*), wykorzystywanej globalnie w procedurze szacowania zasobów; b) możliwość pełnego włączenia wszystkich niezbędnych danych, obejmująca ich wizualną i numeryczną kontrolę; c) zrozumienie i przewidywanie procesów generowania węglowodorów i ich akumulacji z uwzględnieniem czasu geologicznego. Modelowanie systemów naftowych zapewnia spójność, która jest niezbędna do szacowania zasobów.

Dla wczesnych etapów poszukiwania zasobów niekonwencjonalnych wstępnych informacji dostarcza modelowanie systemów naftowych. Modele systemów naftowych są modelami dynamicznymi, które ewoluują w czasie geologicznym, dlatego też umożliwiają one określenie parametrów systemu jako funkcji procesów, które mogą być odniesione do ewolucji strukturalnej. Modelowane elementy systemu naftowego to m.in.:

- rozkład stopnia dojrzałości materii organicznej, który jest podstawowym czynnikiem wpływającym na występowanie złóż typu *shale gas* oraz *shale oil*; musi ona uwzględniać efekt wynoszenia i erozji;
- przewidywanie zasięgu występowania formacji nasyconej węglowodorami oraz ich rodzaju – wyłącznie mode-

lowanie systemów naftowych pozwala oszacować prawdopodobieństwo możliwości występowania akumulacji danego typu w nowym obszarze, np. akumulacji gazu w łupkach, ropy w łupkach i mieszanych akumulacji konwencjonalnych/niekonwencjonalnych;

– analizy wolumetryczne – mogą być wykonane z większą precyzją, niż przy zastosowaniu jakiegokolwiek innej metody, gdyż są włączone i bezpośrednio kontrolowane przez trójwymiarową strukturę geologiczną. Można je wykonywać w różnych skalach – od szacowania nieodkrytego potencjału węglowodorowego basenu naftowego po zasoby nagromadzenia w zespole złóż (*prospect*);

– szacowanie zawartości gazu ziemnego – wkrótce po pozyskaniu rdzeni wiertniczych można określić z większą precyzją zawartość gazu w strefach złożowych (*plays*), a także stosunek zawartości gazu zaadsorbowanego i wolnego. W rezultacie, w następnym etapie iteracji można uwzględnić heterogeniczność tych parametrów.

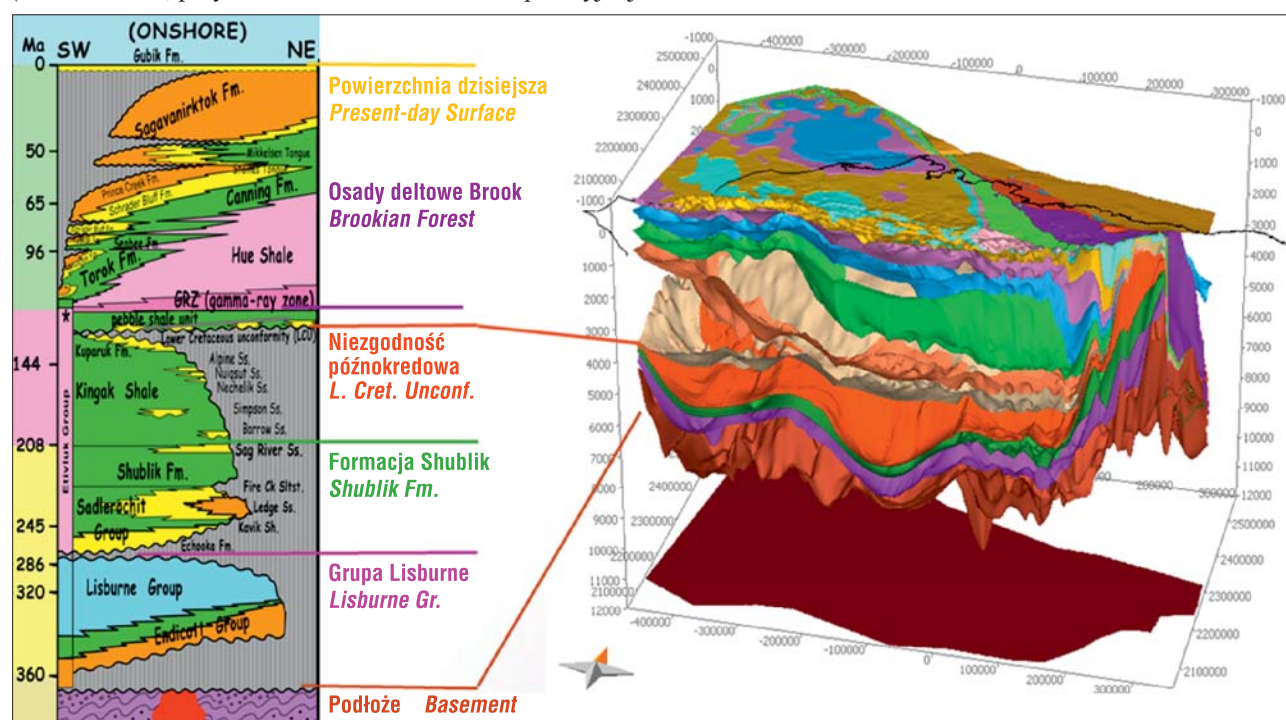
Są to informacje kluczowe dla szacowania niekonwencjonalnych zasobów i mogą być pozyskane nawet na podstawie nielicznych danych, analizowanych z użyciem efektywnych schematów przetwarzania.

PRZYKŁAD WYKORZYSTANIA: PROWINGA – NOWA STREFA WYSTĘPOWANIA AKUMULACJI ROPY Z ŁUPKÓW – PÓŁNOCNY SKŁÓN ALASKI

We wrześniu 2012 r. potwierdzone zostały techniczne możliwości udostępnienia nowo odkrytej akumulacji ropy w łupkach na północnym skłonie Alaski. Było to możliwe dzięki wykorzystaniu projektu „3D model systemów naftowych północnego skłonu Alaski” do wyznaczenia obszarów o najwyższym prawdopodobieństwie występowania złóż typu *shale oil* (ryc. 19). Model pokrywa obszar 275 000 km² (832 × 520 km, przy wielkości oczka siatki interpolacyjnej

1 km) i obejmuje platformę Czukocką, szelf kontynentalny Morza Beauforta i przedgórze Gór Brooksa. Model bazuje na nowych interpretacjach sejsmiki 2D (sumaryczna długość > 48 000 km) i w pełni skontrolowanej jakościowo bazie danych otworowych, obejmującej ponad 400 skalibrowanych otworów wiertniczych, zawierających dane geochemiczne. Model ten pozwolił odtworzyć, skwantyfikować i oszacować ilościowo poszczególne systemy naftowe, historię ich pograżania, ewolucję termiczną, migrację, akumulację oraz zachowanie się węglowodorów (Schenk i in., 2012). Osnowa geologiczna i rezultaty symulacji pozwoliły na podniesienie dokładności analizy ryzyka poszukiwania węglowodorów konwencjonalnych, a także na dokładniejszą ocenę pozostałych potencjalnych zasobów węglowodorów. W tym nowym zastosowaniu model został wykorzystany do zbadania zasobów niekonwencjonalnych w celu przewidywania rodzaju i ilości węglowodorów, zatrzymanych w skałach ilastych.

Model systemów naftowych północnego skłonu Alaski stanowi przykład studium szacowania zasobów węglowodorów konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych. Jest on w pełni skalowalny – w skali od mega regionalnej po zespół złóż. Model jest owocem współpracy służby Geologicznej USA – USGS (wiodąca w skali światowej agencja zajmująca się szacowaniem zasobów) oraz specjalistów z firmy Schlumberger. Złożona geologicznie ewolucja prowincji naftowej północnej Alaski obejmowała fazy tektoniczne strefy krawędzi pasywnej (*passive margin*), ryftu, basenu przedgórskiego oraz przedgórskiego pasa fałdowo-nasunięciowego. Węglowodory były generowane w kilku kompleksach skał macierzystych, a w wielu poziomach zbiornikowych stwierdzono mieszanie się węglowodorów, pochodzących z różnych typów skał macierzystych. Struktury związane z fazą ryftową oraz regionalna niezgodność kątowna, występująca w fazie postryftowej, są kluczowymi



Ryc. 19. Wykonany w programie PetroMod „3D model systemów naftowych północnego skłonu Alaski”
Fig. 19. PetroMod "3D petroleum systems model of the Alaska North Slope"

czynnikami, kontrolującymi tworzenie się pułapek złożowych i migrację węglowodorów, tworzących największe akumulacje. Dodatkowo, pułapki stratygraficzne rozwijające się w ekstensyjnych i kompresyjnych reżimach tektonicznych wykazują znaczący potencjał węglowodorowy w jurajsko-kenozoicznych utworach szelfowych, a także w sekwencjach turbidytowych. Przykrywająca obszar badań sekwencja depozycyjna Brooka (Brookian Sequence) wykazuje miąższość całkowitą do 8000 m. Była ona deponowana w okresie od kredy do kenozoiku w basenie przedgórskim, wypełnionym osadami o południkowej progadacji z WSW na ENE (Bird, 2001). Rekonstrukcja jej paleogeometrii, obejmująca odtworzenie diachronicznej depozycji, zmienności facjalnej, rozkładu miąższości, a także rekonstrukcja zmienności paleogeometrii basenu są kluczowymi elementami badań. W procesie modelowania uwzględniono również oddziaływanie wielokrotnych wydarzeń erozyjnych w kenozoiku.

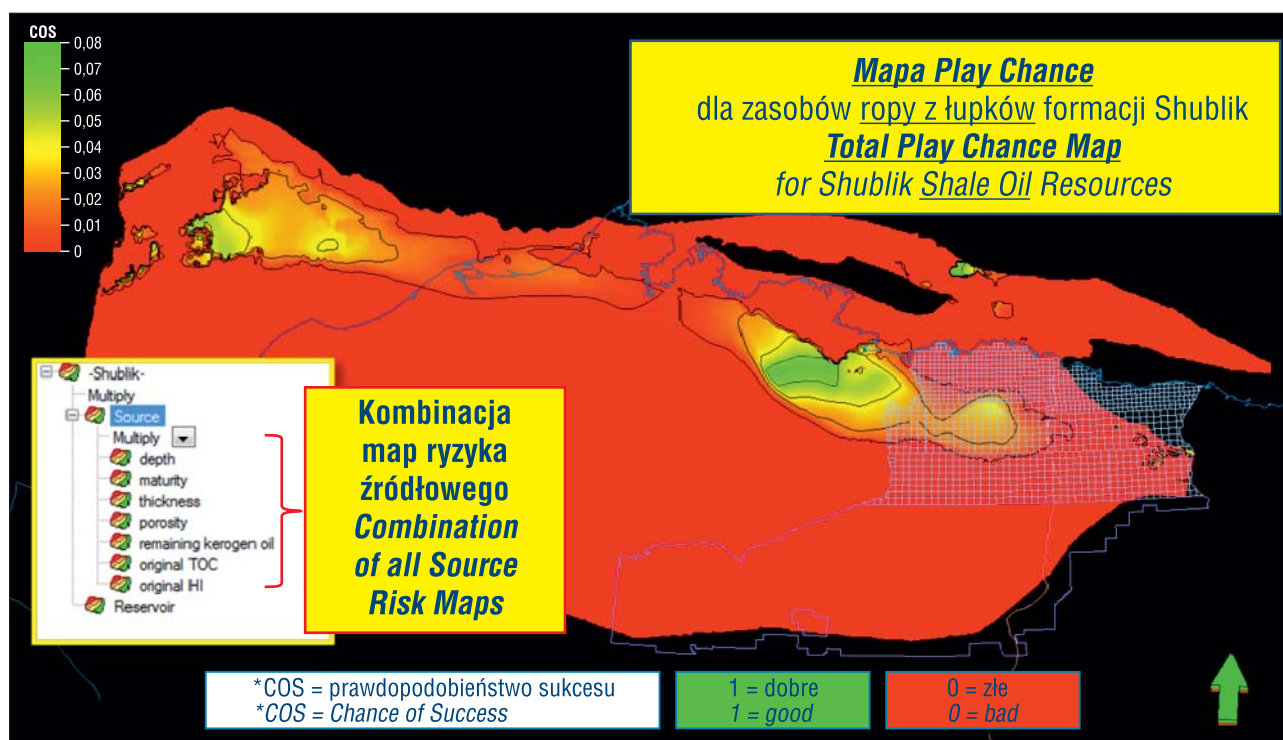
Wyniki uzyskane w projekcie wykazują, że dane geologiczne i geofizyczne G&G wraz z modelem 3D systemu naftowego mogą być analizowane za pomocą nowej metodologii eksploracji, dostosowanej do konkretnej strefy złożowej (*play-based*). Jej celem jest bardziej efektywna i systematyczna analiza stref konwencjonalnych i niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów. Mapy kryteriów, obejmujące własności wyprowadzone z modeli systemów naftowych, są przekształcane w mapy prawdopodobieństwa sukcesu dla wielkości generowania węglowodorów, ich retencji i objętości przestrzeni porowej. Można je połączyć z czynnikami niegeologicznymi, takimi jak dostępność i głębokość odwiertów niezbędna do udostępnienia znanych poziomów zbiornikowych. Mapy te są skalowane w jednostkach prawdopodobieństwa, a nastę-

nie łączone w celu stworzenia map całkowitego prawdopodobieństwa sukcesu (ryc. 20). Podkreślają one lepiej obszary występowania akumulacji (*sweet spots*) na terenie strefy złożowej (*play*) i mogą być używane w celu bardziej dokładnego zdefiniowania jednostek szacowania (*assessment units*) zasobów ropy i gazu, zarówno w złożach konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych.

W ostatnich pracach eksploracyjnych na Alasce trójwymiarowy model systemu naftowego północnego skłonu Alaski został użyty w celu wyznaczenia obszarów predestynowanych do występowania niekonwencjonalnych złóż typu *shale oil*, tj. obszarów, gdzie ropa naftowa została zatrzymana i zachowana w skale macierzystej. Na jego podstawie podjęto decyzję o wyborze koncesji dla poszukiwań w formacji Shublik. Wartość modelu udowodniło odkrycie technicznie potwierdzonego złoża ropy w łupkach (Bailey, 2012). Opisywany model pozwolił na określenie, jakie czynniki wpływają na wybór obszaru i posadowienie otworów wiertniczych w celu przewidywania lokalizacji dróg migracji płynów w skale macierzystej.

Podsumowując, do poszukiwań w warunkach podobnych do przedstawionego studium przypadku można zastosować iteracyjny schemat przetwarzania danych, określony jako Exploration Risk Assessment (ocena ryzyka poszukiwań). Schemat ten składa się z następujących, podstawowych elementów:

1. Obsługa danych G&G, obejmująca: zarządzanie wszystkimi danymi G&G, kontrolę jakości, kompilację i interpretację w ramach projektu szacowania zasobów, wykonywane z użyciem jednej platformy (Petrel). Opracowanie modelu geologicznego w skali basenu sedimentacyjnego dla obszaru zainteresowania.



Ryc. 20. Przykład mapy całkowitego prawdopodobieństwa występowania ropy łupkowej w strefie skłonu północnej Alaski – oparta na danych wygenerowanych w programie PetroMod i wizualizacji z wykorzystaniem wtyczki Play to ProspectRisk w programie Petrel
Fig. 20. Example of Total Play Chance map for Shale Oil on the Alaska North Slope using PetroMod data and Play to Prospect Risk mapping in Petrel

2. Modelowanie Systemów Naftowych (MSN), obejmujące: zarządzanie wszystkimi procesami modelowania w skalach od basenu do złoża, wykorzystujące zaawansowane technologie zintegrowane z platformą (G&G; PetroMod). W opisywanym przypadku MSN pozwala jednoznacznie zdefiniować obszary, w których skała macierzysta zawiera ropę.

3. Kartowanie kluczowych danych naftowych G&G i MSN w obrębie jednej platformy, obejmujące wykorzystanie wtyczki programu Petrel – Play Chance Mapping, w celu stworzenia map obszarów o korzystnych kombinacjach własności.

OCENA ZASOBÓW PROGNOSTYCZNYCH WĘGLOWODORÓW NIEKONWENCJONALNYCH

W odróżnieniu od zasobów dyspozycyjnych złóż węglowodorów, które muszą być odkryte wierceniami, a następnie oszacowane w nawiązaniu do jasno określonych i powszechnie akceptowanych standardów (np. SPE), metody szacowania zasobów prognostycznych węglowodorów nie są tak dobrze zdefiniowane. Mają one pewne niedociągnięcia, związane z brakiem rygorystycznie stosowanej metodologii, brakiem bezpośredniego powiązania pomiędzy wykorzystywanymi danymi z zakresu nauk o Ziemi, niekompletną oceną kluczowych elementów niepewności, brakiem weryfikowalności. Z tego powodu wartość uzyskiwanych wyników jest ograniczona i nie powinien stanowić zaskoczenia fakt występowania znaczących różnic szacunków, opartych na tych samych danych wejściowych oraz to, że zasadniczo nie jest możliwe znalezienie głównych przyczyn tych różnic. Metody i narzędzia stosowane do szacowania zasobów prognostycznych powinny więc bazować na uzasadnionych naukowo oraz sprawdzonych standardami przemysłowymi analizach i stosować całkowicie udokumentowane procedury postępowania, które zapewnią, że szacowanie jest na tyle pełne i wiarygodne, aby mogło wspomagać działalność eksploatacyjną.

Szacowanie prognostycznych zasobów węglowodorów jest stosowane do ilościowego określenia zasobów rozpoznanych i nierozpoznanych złóż węglowodorów, które są technicznie i ekonomicznie wydobywalne w zadanych ramach czasowych (np. 30 lat). Szacowanie zasobów prognostycznych ma szczególne znaczenie dla rządów i agencji rządowych, odpowiedzialnych za udzielanie koncesji na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów. Zasoby, będące własnością skarbu państwa, nie mogą być rozdysponowane wśród jednostek zagranicznych bez znajomości ich relatywnej i potencjalnej wartości. Zrozumiałym jest fakt, że wyróżnienie zasobów technicznie wydobywalnych może się szybko zmienić w konsekwencji rozwoju technologicznego. Oszacowanie zasobów pod względem opłacalności wydobycia również może ulegać szybkim zmianom w wyniku wahań cen na rynku ropy i gazu. Gwałtowne zmiany cen są także możliwe w związku z rozwojem nowych typów zasobów, np. niekonwencjonalne akumulacje węglowodorów w formacjach ilastych, metan w pokładach węgla, hydraty metanu. Wyżej wymienione dynamiczne atrybuty szacowania zasobów powinny być wzięte pod uwagę wraz z całkowicie sprzężonymi schematami przetwarzania danych, które pozwalają na skuteczną aktualizację produktu wyjściowego za każdym razem, gdy zmienią się dane wejściowe bądź metody ana-

liz. Wspólna platforma, która obejmuje wszystkie kroki szacowania zasobów, przynosi tu oczywiście korzyści.

Niektóre ze specyficznych wymagań, które powinny być spełnione przez metodykę i schematy przetwarzania wykorzystywane do szacowania zasobów węglowodorów, to:

- bezpośrednie sprzężenie stosowanych schematów przetwarzania z danymi od poziomu krajowych baz danych do poziomu zestawów danych, sprzedawanych w pakietach koncesyjnych i w rundach ofert, wykorzystujące narzędzia odpowiadające przemysłowym standardom obsługi danych G&G;

- możliwość zastosowania szeroko zróżnicowanych typów i jakości dostępnych danych, pochodzących z różnych basenów sedymentacyjnych, od obszarów nierozpoznanych, aż po dobrze rozpoznane;

- zapewnienie rygorystycznej, obiektywnej kontroli stosowanej metodologii, opartej na osiągnięciach nauki;

- włączenie do procedur analizy wszystkich kluczowych elementów ryzyka geologicznego, umożliwiających przeprowadzenie pełnego zakresu szacunków w różnej skali, począwszy od skali basenu sedymentacyjnego po skalę obszaru złożowego;

- pełna integracja analiz niepewności i analizy ryzyka geologicznego oraz dostarczenie rezultatów prac w standardowych danych, używanych w przemyśle naftowym;

- stosowanie metod do wspierania procesów szacowania zasobów węglowodorów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych.

Szacowanie zasobów prognostycznych jest wykonywane zazwyczaj dla obszarów o dużej powierzchni, zarówno dla państw, basenów sedymentacyjnych, regionów lub potencjalnych obszarów koncesyjnych. Proces ten jest zależny od dostępności danych oraz celów realizującej go firmy. Szacowanie zasobów jest często przeprowadzane na obszarach słabo lub nierozpoznanych wiertniczo, z wykorzystaniem metod stworzonych i używanych przez USGS oraz duże firmy naftowe. Wraz ze wzrostem ilości dostępnych danych mogą być wdrażane kolejne metody, podnoszące dokładność szacowania. Nawet z niewielką ilością danych modelowanie systemu naftowego może zostać zastosowane do bardziej precyzyjnego określenia typu węglowodorów potencjalnie występujących na danym terenie. Szacunki i zarządzanie modelem są aktualizowane wraz z pojawieniem się nowych danych. Zapewnia to zatem możliwość regularnej oceny potencjału węglowodorowego jednostki szacowania (*Assessment Unit*), czego przykładem jest model północnego skłonu Alaski.

W związku z koniecznością spełnienia wymienionych wyżej wymagań, a w szczególności wprowadzenia efektywnej i weryfikowalnej metodyki pracy bazującej na założeniach geologicznych, zaproponowano rozwiązanie poszerzające opisany w poprzednich akapitach proces analizy ryzyka eksploracji. Ma ono umożliwić szacowanie zasobów w uporządkowany sposób, z wykorzystaniem iteracyjnych schematów przetwarzania, pozwalających na zarządzanie danymi i zadaniami na jednej standardowej platformie przemysłowej. Wypracowany przez specjalistów SLB schemat szacowania zasobów prognostycznych węglowodorów (*Petroleum Resource Assessment*), stosowany m.in. do szacowania zasobów prognostycznych stref złożowych w łupkach, jest rozszerzeniem (kolejnym eta-

pem) schematu oceny ryzyka poszukiwań (Exploration Risk Assessment), opisanego w poprzednim rozdziale. Uzupełniono go o dwa etapy:

1. Analiza ryzyka/niepewności (*Risk/Uncertainty Analysis*) dla zdefiniowania zmiennych: szacowanie zasobów jest podejściem statystycznym, w którym zdefiniowane są zakres niepewności oraz rozkłady zmienności analizowanych parametrów. Można to zrobić zarówno dla danych G&G, jak i dla danych wejściowych do MSN. Można chociażby przeprowadzić analizy wpływu niepewności modelu prędkościowego na mapy głębokościowe, czy porowatości na zasoby złoża. Można również wykonać analizę niepewności warunków granicznych modeli systemów naftowych, takich jak historia strumienia cieplnego. Wyniki te, zapisane jako kontrolowane rozkłady danych, zostaną wykorzystane w kolejnych etapach prac.

2. Statystyczne szacowanie zasobów: ten końcowy krok w procesie szacowania zasobów jest statystyczną analizą potencjalnych zasobów, z użyciem różnych metod, np. przedstawionych przez USGS (Carpenter & Cook, 2010). Może on dotyczyć ilości węglowodorów wygenerowanych, zasobów prognostycznych (*in place*) oraz zasobów wydobywalnych.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W przypadku złóż niekonwencjonalnych do wymagań technicznych, niezbędnych dla wydajnego przeprowadzenia opisanych w tym artykule prac i analiz, można zaliczyć:

1. Jednolite środowisko danych G&G, wykorzystywane do interpretacji i budowania modelu, które zezwala wszystkim użytkownikom na użycie tego samego języka. Umożliwia ono łączenie domen, jest w pełni skalowalne i ułatwia gromadzenie danych (również sejsmicznych) dla całych basenów sedymentacyjnych oraz pozwala włączać schematy przetwarzania, obejmujące ocenę niepewności (*uncertainty*) i najszerszy możliwy zakres funkcji. Wszystkie te funkcjonalności powinny być dostępne na jednej platformie programowej, umożliwiającej wykonanie pełnego procesu budowania modelu, jego przetwarzanie oraz kartowanie wyników.

2. Schematy przetwarzania używane do poszukiwania na obszarach o niewielkiej ilości danych, bazujące na kombinacjach różnorodnych typów danych od teledetekcji po kartowanie powierzchni. Są one zintegrowane w zunifikowanym środowisku pracy, dedykowanym dla danych G&G.

3. Modelowanie systemów naftowych powinno być w pełni skalowalne (włączając w to procedury Local Grid Refinement, obejmujące w pełni 3D modelowania ciśnienia i temperatury), zapewniając użycie pełnej gamy symulatorów przepływu, które mogą wykorzystywać wszystkie rodzaje danych wejściowych i aplikacji oraz muszą być w pełni sprzężone ze środowiskiem pracy G&G dla osiągnięcia maksymalnej wydajności.

Wykonanie pełnego schematu przetwarzania, obejmującego analizę ryzyka poszukiwań oraz szacowania zasobów dla złóż niekonwencjonalnych, można przeprowadzić, stosując zaproponowane przez firmę Schlumberger iteratywne schematy przetwarzania (*Workflows*), oparte na wykorzystaniu programów Petrel i Schlumberger, *Exploration Risk Assessment* lub w wersji rozszerzonej *Petroleum Resource Assessment*.

Opisane wyżej kroki pozwalają na zastosowanie schematów przetwarzania danych bazujących na geologii, efektywnych i weryfikowalnych. Wszystkie zaprezentowane w artykule narzędzia, schematy przetwarzania oraz usługi są produktami i usługami firmy Schlumberger i mogą być przedstawiane jako gotowe rozwiązania lub można z nich skorzystać za pośrednictwem programu transferu technologii.

Zaprezentowany w artykule model geologiczny formacji Hainesville (Petrel/PetroMod) jest wykorzystywany przez firmę Schlumberger jako demonstracyjny i szkoleniowy dla klientów zainteresowanych zrozumieniem i predykcją potencjału gazu z łupków.

Przedstawiony model geologiczny formacji Williston (dwa horyzonty macierzyste) jest przykładem całkowicie zintegrowanego projektu analizy złóż niekonwencjonalnych węglowodorów, który został wykonany przez firmę Schlumberger wraz z klientem.

Produkty Petrel i PetroMod są własnością firmy Schlumberger. Nazwy produktów i usług innych firm należą do ich właścicieli.

Tłumaczenie i redakcję tekstu wykonał Bartosz Papiernik, we współpracy z Justyną Nosal, w ramach prac statutowych KSE WGGiOŚ AGH nr 11.11.140.322.

LITERATURA

- BAILEY A. 2012 – The Oil's There. *Petroleum News*, 17 (39): 1, 15.
 BIRD K.J. 2001 – Alaska: A twenty-first century petroleum province. [W]: M.W. Downey, J.C. Threet and W. A. Morgan (red.), *Petroleum Provinces of the Twenty-first Century: AAPG Memoir 74*: 137–165.
 BISHOP A., BREMNER C., LAAKE A., STROBBIA C., PARNO P. & UTSKOT G. 2011 – Petroleum Potential of the Arctic-Challenges and Solutions: *Oilfield Review*, Winter 2010/2011, 22 (4): 36–49.
 GAUTIER D.L., BIRD K.J., CHARPENTIER R.R., GRANTZ A., HOUSEKNECHT D.W., KLETT D.R., MOORE T.E., PITMAN J.K., SCHENK C.J., SCHUENEMEYER J.H., SOERENSEN K., TENNYSON M.E., VALIN Z.C. & WANDREY C.J. 2009 – Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic: *Science*, 324: 1175–1179.
 HANTSCH T. & KAUERAUF A.I. 2009 – *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*: Springer Verlag Berlin, s. 476.
 HOUSEKNECHT D.W. 2012 – Assessment of Potential Oil and Gas Resources in Source Rocks of the Alaska North Slope, 2012: USGS Fact Sheet 2012–2013, February 2012.
 MAGOON L.B. & DOW W.G. (red.) 1994 – *The Petroleum System – From Source to Trap*: AAPG Memoir 60, s. 655.
 PETERS K.E., RAMOS L.D., ZUMBERGE J.E., VALIN Z.C. & BIRD K.J. 2008 – De-convoluting Mixed Crude Oil in Prudhoe Bay Field, North Slope, Alaska: *Organic Geochem.*, 39: 623–645.
 PETERS K.E. (red.) 2009 – *Basin and Petroleum System Modeling: AAPG Getting Started Series No. 16*, AAPG/Datapage, Tulsa, OK.
 PETERS K.E., SCHENK O. & WYGRALA B. 2009 – Exploration Paradigm Shift: The Dynamic Petroleum System Concept: *Swiss Bulletin fuer Angewandte Geologie*, 14/1+2: 65–71.
 SCHENK O., BIRD K.J., MAGOON L.B. & PETERS K.E. 2012 – *Petroleum System Modeling of Northern Alaska*. [W]: Peters K.E., Curry D. & Kacwicz M. (red.), *Basin and Petroleum System Modeling: 2009 Napa Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series*, 4: 317–338.