

Paweł Brzuszek  
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

## Modelowanie numeryczne procesów kompaktacji i cementacji piaskowców w głębszej części basenu czerwonego spągowca

W artykule przedstawiono modelowanie numeryczne procesów kompaktacji mechanicznej i cementacji kwarcem przeprowadzone w trzech otworach zlokalizowanych w centralnej części basenu czerwonego spągowca w strefie Piła–Czaplinek–Września. W celu estymacji porowatości w głębokiej, słabo rozpoznanej wiertniczo strefie basenu czerwonego spągowca opracowano krzywe kompaktacji mechanicznej, bazując na modelach Athy'ego oraz Schneidera, które dopasowano do regionalnych trendów redukcji porowatości z głębokością maksymalnego pograżenia osadów w historii geologicznej. Przeprowadzono i opisano uproszczone modelowanie procesu cementacji kwarcem w piaskowcach eolicznych oraz fluwialnych za pomocą dostępnego w programie PetroMod 2011.1 modelu Walderhauga. Projekt ten był częścią grantu naukowego nr 72.72.140.8425/6 realizowanego przez Katedrę Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

### Numerical modeling of compaction and cementation processes of sandstones from the deeper parts of the Rotliegend basin

The article presents numerical simulation of mechanical compaction and quartz cementation processes during basin modeling conducted for three wells, situated in the central part of the Rotliegend basin in the Piła–Czaplinek–Września zone. Based on Athy's and Schneider's models, mechanical compaction curves have been suited to regional porosity – maximum burial depth trend for estimating porosity in deep non – drilled part of Rotliegend basin. Simplified simulation of quartz cementation in eolian and fluvial sandstones have been conducted using the Walderhaug model which is available in the PetroMod 2011.1 software. This project was a part of research grant No. 72.72.140.8425/6 conducted by the Department of Fossil Fuels in the AGH University of Science and Technology Cracow.

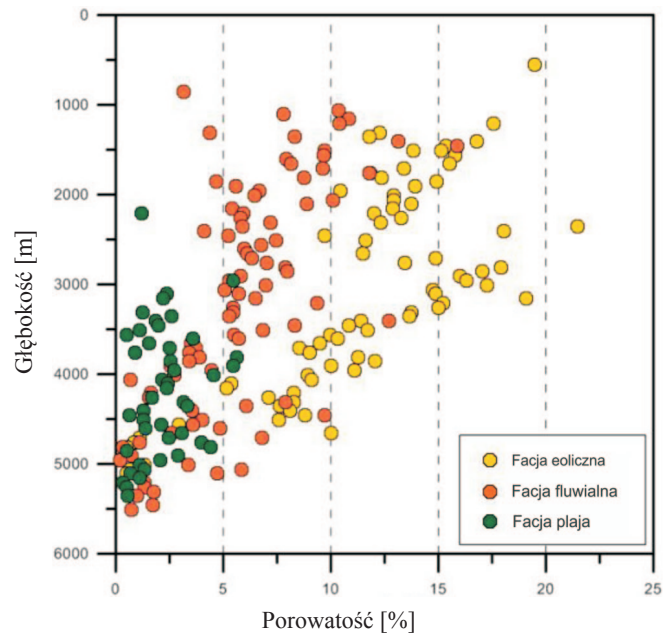
#### Wprowadzenie

Prace wiertnicze w obrębie utworów basenu czerwonego spągowca koncentrują się głównie w obszarach, gdzie głębokość zalegania skał zbiornikowych nie przekracza 4000 m: w strefie ergu południowego, wschodniego oraz w części pomorskiej basenu. Istnieje szansa na obecność złóż konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych w głębszej, słabo rozpoznanej, centralnej części basenu. Jednym z warunków obecności ekonomicznych akumulacji w głębokiej strefie jest obecność piaskowców o odpowiedniej porowatości. Ekstrapolacja parametrów zbiornikowych na teren nierozpoznany wiertniczo bez uwzględnienia historii pograżania osadów

może być obarczona dużym błędem. Parametry zbiornikowe piaskowców zlokalizowanych w głębokiej części basenu są kumulatywnym wynikiem wpływu procesów depozycyjnych oraz procesów diagenetycznych. Środowisko sedymentacji, litologia, rodzaj transportu determinują inicjalne parametry zbiornikowe osadu. Parametry te ulegają zmianie wraz z pograżeniem, a więc wraz z postępem procesów kompaktacji mechanicznej i cementacji chemicznej [1]. Procesy kompaktacji mechanicznej, a także cementacji kwarcem mogą być symulowane z użyciem specjalistycznego oprogramowania PetroMod 2011.1.

**Wykształcenie facjalne i właściwości zbiornikowe skał czerwonego spągowca**

Basen polski czerwonego spągowca został zainicjowany w późnym permie w wyniku silnego impulsu subsydencji tektonicznej, najprawdopodobniej subsydencji termicznej. Utwory czerwonego spągowca wypełniające basen południowopermijski osadziły się w kontynentalnym basenie aluwialnym, który w polskiej części jest rozległym ekstensyjnym zapadliskiem, mającym cechy półrowu tektonicznego [14]. W dolnym permie panował skrajnie suchy klimat, który wpływał na warunki sedymentacji. Piaszczysto-mułowcowo-ilaste osady wypełniające basen należą do trzech głównych pustynnych systemów depozycyjnych [13]. Podział środowiskowy osadów wydaje się mieć kluczowe znaczenie w prospekcji naftowej, ponieważ podział ten różnicuje osady ze względu na parametry zbiornikowe (rysunek 1). Najlepszymi skałami zbiornikowymi w basenie czerwonego spągowca są piaskowce facji eolicznej. W tych utworach najpowszechniej występują złoża konwencjonalne gazu ziemnego. Rysunek 1 wskazuje na możliwość zachowania dobrej porowatości skał facji eolicznej na głębokościach poniżej 4000 m. Z punktu prospekcji istotne jest stwierdzenie, do jakiej głębokości należy spodziewać się piaskowców o odpowiednich parametrach zbiornikowych. Parametry te będą zróżnicowane w obrębie całego basenu ze względu na



Rys. 1. Porowatość średnia w funkcji głębokości

różne historie pogrążania osadów i nieregularną dystrybucję cementów. Odtworzenie tej historii może być kluczowe w analizie rozwoju porowatości skał zbiornikowych w czasie geologicznym.

**Procesy diagenetyczne i rodzaje cementów w skałach czerwonego spągowca**

**Kompakcja mechaniczna**

Cechy pierwotne osadów klastycznych są efektem nagromadzenia materiału detrytycznego w określonych systemach depozycyjnych, zależą od składu mineralnego i od sposobu ich transportu. Na samym początku występuje kompaktacja mechaniczna, a następnie cementacja i kompaktacja chemiczna. W zależności od środowiska sedymentacji, historii pogrążania basenu, a w szczególności od chemizmu mediów złożowych procesy cementacji mogą pojawiać się równocześnie z kompaktacją mechaniczną, a nawet ją wyprzedzać. Kompaktacja mechaniczna wpływa na zmianę objętości osadu, która maleje w wyniku czterech głównych procesów: reorientacji ziaren, deformacji plastycznych, rozpuszczania i deformacji kruchych [3]. Dochodzi do redukcji miąższości warstw, wzrostu ciężaru właściwego skał, zagęszczenia i upakowania materiału detrytycznego. Miarą kompaktacji jest wielkość przestrzeni międzyziarnowej w badanej skale. Przestrzeń międzyziarnowa obejmuje sumaryczną objętość wolnej przestrzeni między ziarnami oraz przestrzeń zajmowaną przez wtórnie utworzone cementy powstałe w późniejszych procesach diagenetycznych. Zmiany porowatości piasków w pierwszym stadium konsolidacji w wyniku grawitacyjnego zagęszczania

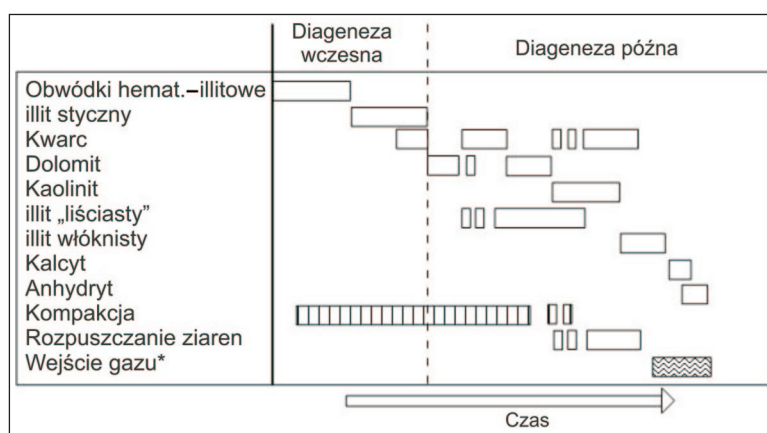
w istotny sposób zależne są od ich wysortowania, które ściśle wiąże się ze sposobem transportu materiału. Piasek źle wysortowany początkowo jest mniej porowaty, zaś jego redukcja porowatości z głębokością jest szybsza niż w przypadku piasków dobrze wysortowanych [18]. Dowodem na działanie kompaktacji mechanicznej w osadach czerwonego spągowca jest znaczące upakowanie ziaren, ich spękanie oraz wyginanie blaszek łuszczyków [11].

**Cementacja chemiczna**

Cementacja, a więc wytrącanie składników ortochemicznych z roztworów porowych, jest ważnym procesem zachodzącym w osadach czerwonego spągowca [11]. Kolejność wytrącania się cementów w osadzie określa sekwencja paragenetyczna (rysunek 2). Jako pierwsze pojawiają się obwódki hematytowo-illitowe. Są one szeroko rozpowszechnione w osadach czerwonego spągowca i to one nadają skałom specyficzną czerwoną barwę. Do najpospolitszych cementów zalicza się cementy węglanowe, reprezentowane przez kalcyt oraz dolomit. Zawartość cementów węglanowych wynosi zazwyczaj kilkanaście procent, a ich udział w przestrzeni porowej skał maleje w kierunku centrum basenu.

Roztwory, z których wytrącały się cementy węglanowe, były związane z działaniem gorących wód powulkanicznych bądź pochodziły ze zstępujących solanek cechsztyńskich, a wysoka temperatura ich powstania mogła być skutkiem znacznego pogrzebienia osadów [11]. Dla osadów typu plaża charakterystyczne są osady siarczanowe. Analizując mapę rozmieszczenia cementów w piaskowcach i zlepieńcach [12], widać strefę podwyższonej cementacji siarczanami w rejonie Czaplinka, gdzie zawartość tego cementu przekracza 5% objętości skał. W czystych piaskowcach eolicznych z rejonu ergu wschodniego zawartość tego cementu zazwyczaj nie przekracza 2%. Cement kwarcowy w osadach czerwonego spągowca nie odgrywa znaczącej roli w kształtowaniu przestrzeni porowej, aczkolwiek istnieją rejon o podwyższonej zawartości tego cementu. Lokalnie na obszarze ergu wschodniego, w rejonie Bydgoszczy oraz w części północno-zachodniej basenu, jego zawartość przekracza 3%. Jako źródło cementu kwarcowego niekiedy podaje się kwaśne wody karbońskie, aczkolwiek istnieje podejście zakładające, że źródło tego cementu stanowi rozpuszczany kwarc obecny w osadzie. Jako że cementacja kwarcem zależy ściśle od warunków temperaturowych, możliwe jest modelowanie tego procesu np. za pomocą formuły Walderhauga, co zostanie omówione w dalszej części pracy. Innym ważnym cementem występującym w skałach zbiornikowych czerwonego spągowca

jest illit. Już niewielka jego zawartość w przestrzeni porowej może diametralnie obniżyć przepuszczalność skały zbiornikowej. Prawdopodobnie procesy illityzacji mogą prowadzić do powstania potwierdzonych w polskim basenie czerwonego spągowca złóż typu *tight* [10]. Zawartość tego cementu maleje w basenie w kierunku północnym na rzecz kaolinitu i chlorytu. Jedno z podejść teoretycznych do genezy tego cementu zakłada powstawanie illitu właśnie w wyniku reakcji kaolinitu oraz potasu pochodzącego z rozpuszczenia skaleni. Proces rozpuszczania skaleni może również wpływać na powstanie porowości moldycznej i poprawienie właściwości zbiornikowych. Proces ten również zależy ściśle od historii temperaturowej osadu.



Rys. 2. Sekwencja paragenetyczna w piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca monokliny przedsudeckiej [3]

### Modelowanie procesu cementacji mechanicznej w programie PetroMod 2011.1

Program PetroMod 2011.1 służy do modelowania procesów zachodzących w basenach sedymentacyjnych, w obrębie systemu naftowego. Pierwszym krokiem do stworzenia jednowymiarowego modelu jest zbudowanie modelu strukturalnego, poprzez wprowadzenie do programu profilu litostratygraficznego i podzielenie go na etapy rozwoju basenowego, a więc wydzielenie etapów sedymentacji, erozji i hiatusu oraz przypisanie wydarzeniom odpowiedniego czasu ich trwania. Procedura ta pozwala na wygenerowanie krzywej pograżania dla analizowanego profilu (otworu). Kolejnym krokiem jest stworzenie modelu historii termicznej, poprzez założenie określonych warunków brzegowych historii paleotemperaturowej w analizowanym profilu. Należy określić model paleoklimatyczny oraz model zmienności paleostrumienia cieplnego w czasie. Poprawność modelu termicznego musi zostać sprawdzona danymi pomiarowymi przeobrażenia termicznego (np. refleksyjnością wityrnytu). Modelowanie historii termicznej jest niezbędne do modelowania procesów zachodzących w obrębie systemu naftowego, a więc procesów genero-

wania i migracji węglowodorów ze skały macierzystej, ale również procesów cementacji zachodzącej w obrębie skał zbiornikowych. Możliwe jest także modelowanie straty porowatości skał zbiornikowych w czasie geologicznym w wyniku oddziaływania procesu kompaktacji mechanicznej. Program posiada możliwość integracji modeli kompaktacji mechanicznej typu Terzaghięgo. Modele te bazują na uproszczonym pojęciu ciśnienia litostatycznego i były szeroko używane w jednowymiarowym modelowaniu procesów w basenach sedymentacyjnych od wczesnych lat 90. ub. wieku. Założenia te są następujące:

1. Pojęcie „ciśnienie litostatyczne” bierze pod uwagę jedynie pionową składową tensora ciśnień, jako maksymalne najważniejsze ciśnienie. Ciśnienie litostatyczne równe jest ciężarowi nadkładu. Ciśnienie poziome jest w stałym stosunku z ciśnieniem litostatycznym. Dodatkowe ciśnienie tektoniczne powodowane siłami kompresji i ekstensji jest pomijane.
2. Formowanie się ciśnienia porowego powodowane jest przez proces „przybywania” nadkładu. Przepływ pły-



nów i kompaktacja determinują, w jaki sposób ciśnienie jest formowane i rozmieszczane w basenie. Kompaktacja wiąże się z wyciskaniem płynów i spadkiem nadciśnienia. W skale całkowicie nasyconej brany jest pod uwagę jeden etap przepływu płynu, który kontrolowany jest przez przepuszczalność ośrodka. Założona jest komunikacja ciśnienia wewnątrz przestrzeni porowej.

3. Kompaktacja mechaniczna wpływa na reorientację ziaren i powstawanie bardziej skompaktowanych bloków. Cały proces kompaktacji powiązany jest z redukcją porowatości, powodowaną przez wyciskanie płynów porowych. Redukcja porowatości kontrolowana jest przez wartość ciśnienia efektywnego Terzagiego, które jest równe różnicy pomiędzy wartością ciśnienia litostatycznego i wartością ciśnienia porowego:  $\sigma' = \sigma_z - p$ . Zależność pomiędzy maksymalnym ciśnieniem efektywnym a porowatością jest hipotetyczna.
4. Woda jest traktowana jako nieściśliwa [7].

Założono ponadto, że kompaktacja jest procesem nieodwracalnym, tj. procesy inwersji, erozji nie będą mieć wpływu na zmianę porowatości, czyli to nie średnie ciśnienie efektywne oddziałujące na osad w danym czasie będzie formować porowatość, a ciśnienie efektywne maksymalne. Athy [2] zaproponował prosty eksponencjalny spadek porowatości wraz ze wzrostem ciśnienia efektywnego:

$$\phi = \phi_0 e^{-k\sigma'_z}$$

- $\phi$  – porowatość inicjalna osadu [%],
- $k$  – parametr kompaktacji [ $\text{MPa}^{-1}$ ],
- $\sigma'_z$  – ciśnienie efektywne w kierunku pionowym [MPa].

Rozszerzeniem modelu Athy'ego jest model Schneidera, który zakłada superpozycję dwóch eksponencjalnych funkcji o dwóch różnych parametrach kompaktacji założonych osobno dla zakresu wysokich i niskich porowatości:

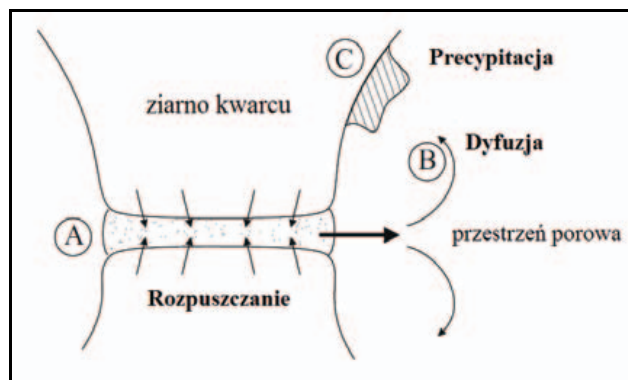
$$\phi = \phi_1 + \phi_a \exp(-k_1 \sigma'_z) + \phi_b \exp(-k_b \sigma'_z)$$

Inicjalna porowatość jest równa sumie trzech parametrów porowatości:  $\phi_1 + \phi_a + \phi_b$ . Obie wartości porowatości  $\phi_a$  oraz  $\phi_b$  równe są zazwyczaj połowie pierwotnej porowatości  $\phi_0$ .

Modelowanie zmiany porowatości w oparciu o zmianę ciśnienia możliwe jest w przypadku posiadania wartości ciśnień porowych, jako danych kalibracyjnych. Wartość ciśnienia porowego można odczytać wprost z testów MDT (ang. *modular formation dynamics tester*), DST (ang. *drill stem testing*), RFT (ang. *repeat formation tester*) i z tzw. testów przyływu (ang. *flow tests*) [8]. Ze względu na posiadaną bazę pomiarów laboratoryjnych porowatości i przepuszczalności wykonanych przez PGNiG w utworach czerwonego spągowca, wykorzystano dostępny w programie model zmiany porowatości wraz z głębokością pogrzebania.

### Modelowanie procesu cementacji kwarcem w programie PetroMod 2011.1

W programie dostępne są dwa modele cementacji kwarcem: Walderhauga i Schneidera. Oba modele zakładają ścisłą zależność cementacji kwarcem od warunków temperaturowo-pogrążeniowych. Do przeprowadzenia symulacji wykorzystano bardziej rozbudowany model Walderhauga, którego użycie opisane zostało w literaturze [16, 17, 19]. Model zakłada, że źródłem cementu kwarcowego jest sam szkielet skalny, drogą dyfuzji krzemionki są przestrzenie międzyziarnowe, a sam cement precypituje wyłącznie na dostępnych powierzchniach ziaren kwarcu. Założono, że moment wytrącenia jest najwolniejszy z całego procesu cementacji i dlatego jest on momentem kontrolującym cały proces oraz że ciśnienie nie wywiera znaczącego wpływu na proces cementacji. Takie założenia wpływają na duże uproszczenie formuły matematycznej, jeśli potrzebne jest jedynie modelowanie precypitacji [7]. Według Walderhauga na większych głębokościach zawsze istnieje dostateczne ciśnienie efektywne, które doprowadza do rozpuszczania krzemionki. Model zakłada również, że każdy procent obj. wytrącającego się cementu precypituje w wolnej przestrzeni międzyziarnowej, tak więc 1% modelowej wartości cementu będzie zmniejszał o 1% porowatość skały.



Rys. 3. Schemat trzech procesów prowadzących do utworzenia cementu kwarcowego [7]

Walderhaug zaproponował formułę straty porowatości w czasie geologicznym (wytrącenia cementu kwarcowego w czasie) bazującą na relacji temperaturowej Arrheniusa:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = - \frac{M_q}{\rho_q} \frac{6(1-f_q)f_v}{d_q} \frac{\phi}{\phi_0} A e^{-E/RT}$$

gdzie:  $R$  to stała gazowa (8,31447 Ws/mol/K),  $f_q$  to stopień powleczenia ziaren kwarcu (część powierzchni ziaren kwarcu, która jest pokryta i przez to nienadająca się do precypitacji

cementu kwarcowego),  $f_v$  jest częścią objętości skały, jaką zajmują ziarna kwarcu przed momentem wytrącenia (frakcja kwarcowych ziaren detrytycznych),  $d_q$  jest średnią wielkością ziaren kwarcu,  $A$  oraz  $E$  to współczynnik częstości i energia aktywacji dla precypitacji kwarcu. Stałymi parametrami równania są:  $M_q = 0,06009 \text{ kg/mol}$  oraz  $\rho_q = 2650 \text{ kg/m}^3$ , masa molowa kwarcu oraz gęstość. Domyślne wartości to  $A = 10^{-11} \text{ mol/cm}^2/\text{s}$ ,  $E = 61 \text{ kJ/mol}$  [7].

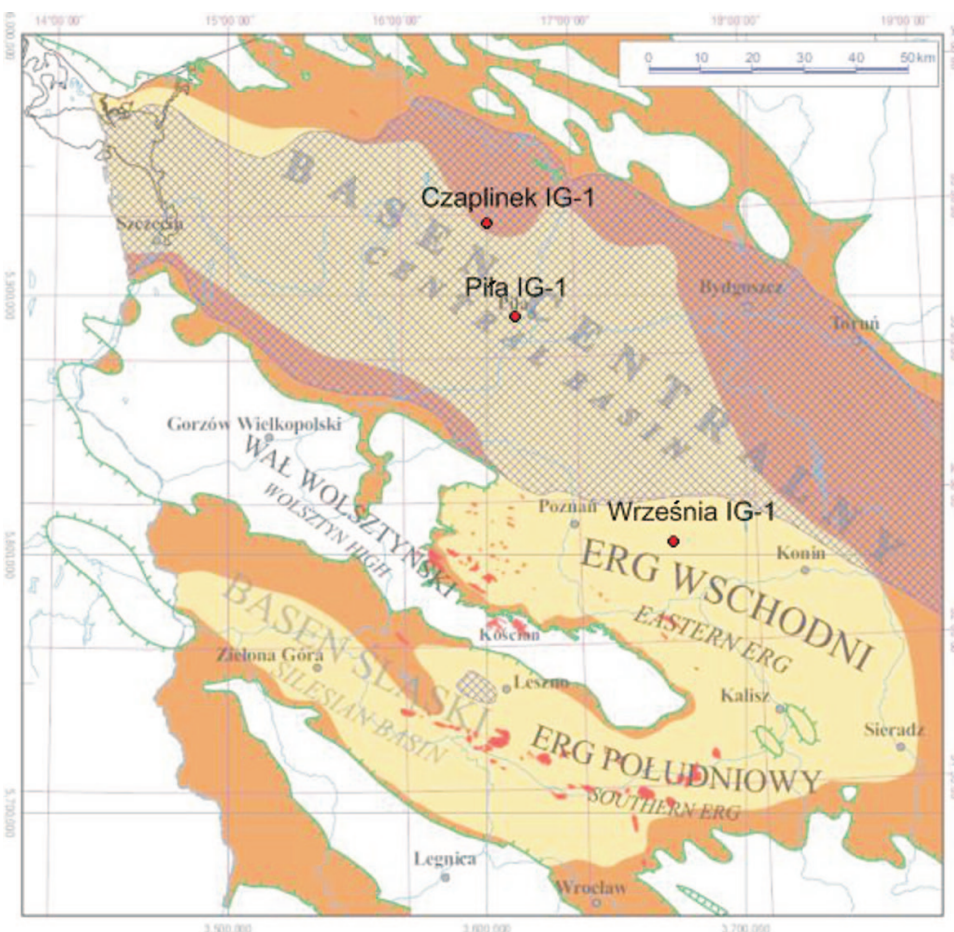
Do modelowania niezbędne jest więc posiadanie szczegółowych danych petrograficznych (tj. zawartości cementu kwarcowego w analizowanych interwałach, stopnia pokrycia

otoczkami elastycznymi ziaren kwarcu i średnicy jego ziaren) oraz powinien być określony wpływ innych cementów na proces blokowania cementacji kwarcem. Ilość wytrącanego cementu będzie obliczana dla każdego interwału czasowego, w którym panują zmienne, określone przez użytkownika warunki temperaturowe.

Sumaryczna zawartość cementu obliczona we wszystkich interwałach czasowych obrazować powinna współczesną modelowaną zawartość cementu. W trakcie symulacji porowatość określona w oparciu o założony model kompaktacji mechanicznej pomniejszana będzie o porowatość traconą w wyniku cementacji kwarcem.

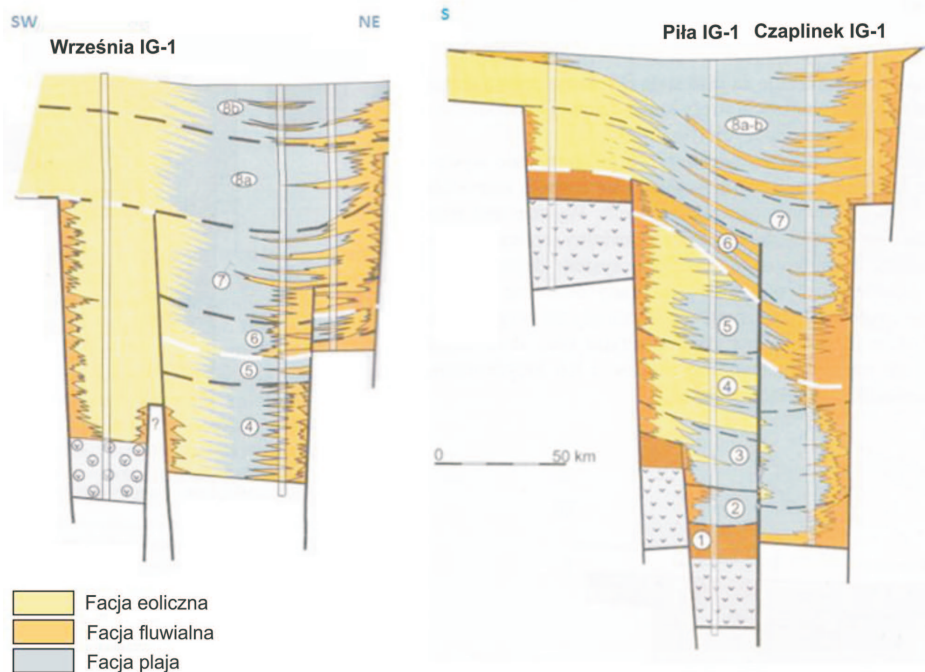
### Rejon badań

W pracy dokonano modelowania w trzech otworach zlokalizowanych w centralnej części basenu czerwonego spągowca: Września IG-1, Piła IG-1 oraz Czaplinek IG-1. Otwór Września IG-1 zlokalizowany jest na terenie monokliny przedsudeckiej, w północnej części ergu wschodniego – rozległego pola piaszczystego zlokalizowanego po północnej stronie wału wolsztyńskiego. W tym otworze strop osadów czerwonego spągowca znajduje się na głębokości 4026 m, a osady wykształcone są w postaci jednolitych piaskowców eolicznych o miąższości 736 m. Otwory Piła IG-1 oraz Czaplinek IG-1 zlokalizowane są w północnej części bruzdy środkowopolskiej. Osady czerwonego spągowca w tej strefie zdominowane są przez osady facji fluwialnej oraz facji typu plaża. Strop utworów czerwonego spągowca w otworze Piła IG-1 zalega na głębokości 4380 m. Miąższość tych osadów w profilu wynosi 955 m. W stropie osady te wykształcone są w facji typu plaża. W profilu widoczne są również przewarstwienia osadów facji fluwialnej oraz eolicznej (rysunek 5). Na szczególną uwagę zwracają dwie wkładki, prawdopodobnie piaskowców eolicznych oraz fluwialnych, które według badań geofizyki otworowej wykazują porowatość dochodzącą do 15% (rysunek 6). W tym interwale nie została oznaczona porowatość za pomocą metod laboratoryjnych. Strop czerwonego spągowca w otworze Czaplinek IG-1 znajduje się na głębokości 4106 m. Miąższość osadów wynosi 940 m. Czerwony spągowiec w profilu wykształcony jest głównie jako osady facji plaża, a także osady fluwialne.

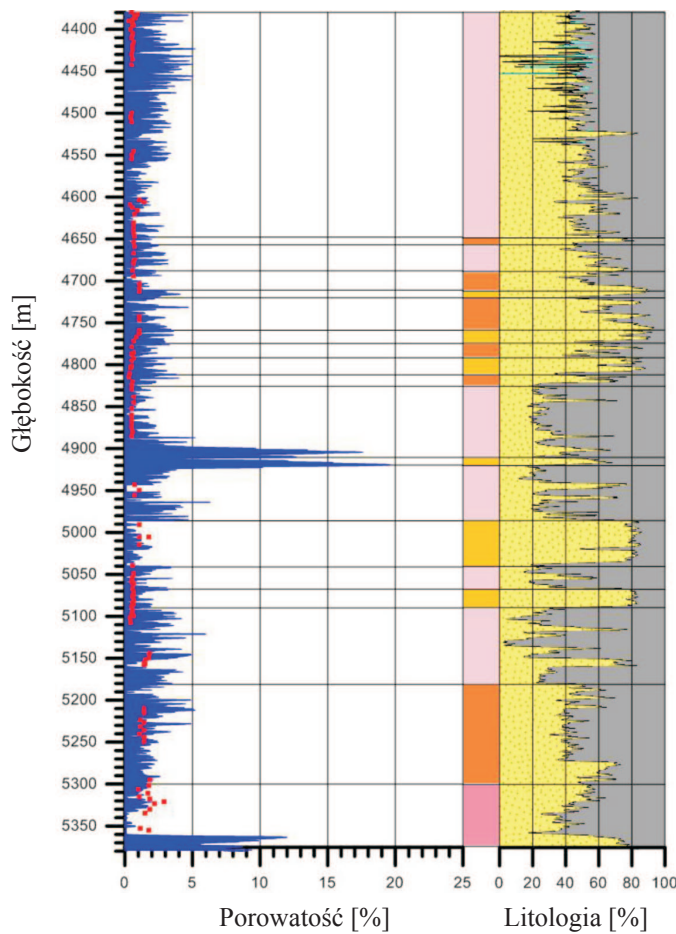


Rys. 4. Przestrzenny rozkład głównych systemów depozycyjnych górnego czerwonego spągowca [4]





Rys. 5. Architektura depozycyjna utworów czerwonego spągowca przed transgresją morza cechsztyńskiego [9]



Rys. 6. Porowatość oznaczona w otworze Piła IG-1 dla utworów czerwonego spągowca na podstawie geofizyki otworowej oraz pomiarów laboratoryjnych. Analiza facjalna dokonana została na podstawie opisu rdzeni według Arkadiusza Buniaka: kolor jasnoróżowy – facja plaża, kolor pomarańczowy – facja fluwialna, kolor żółty – facja eoliczna

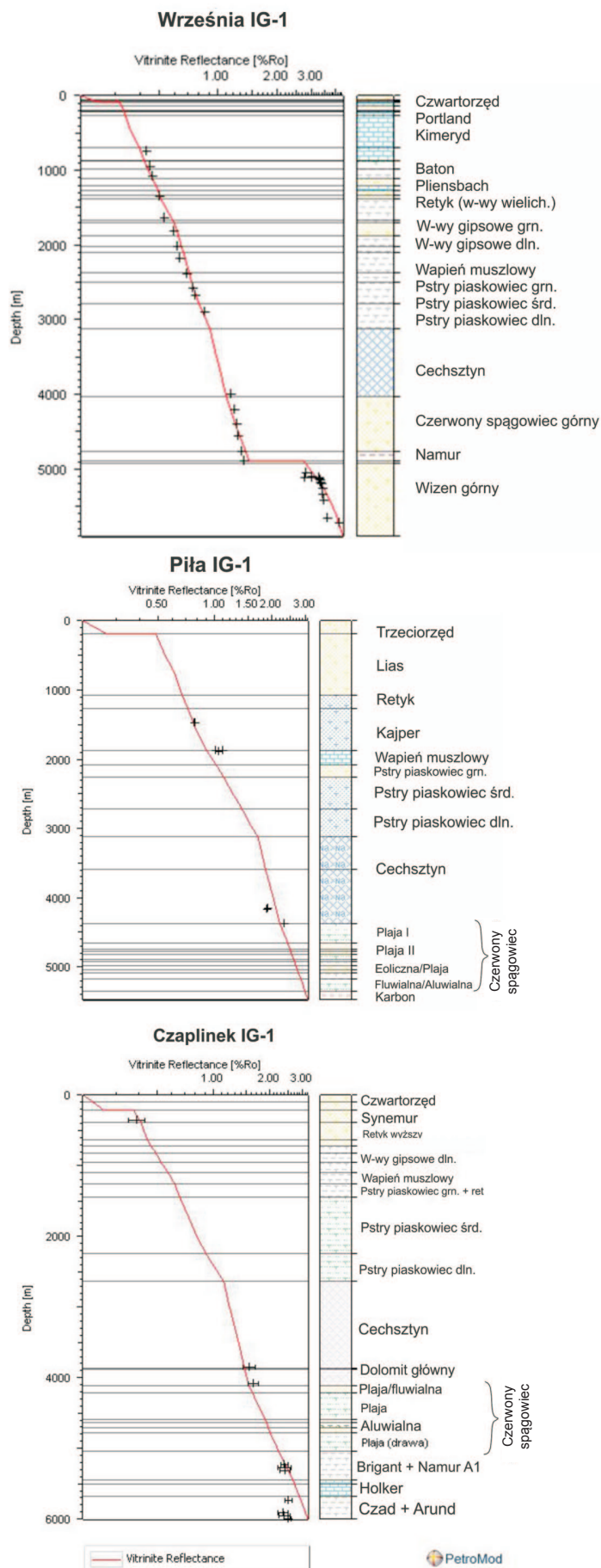
**Wyniki modelowania**

Na podstawie danych litostratygraficznych pochodzących z bazy Państwowego Instytutu Geologicznego udostępnionych przez Katedrę Surowców Energetycznych AGH zbudowano

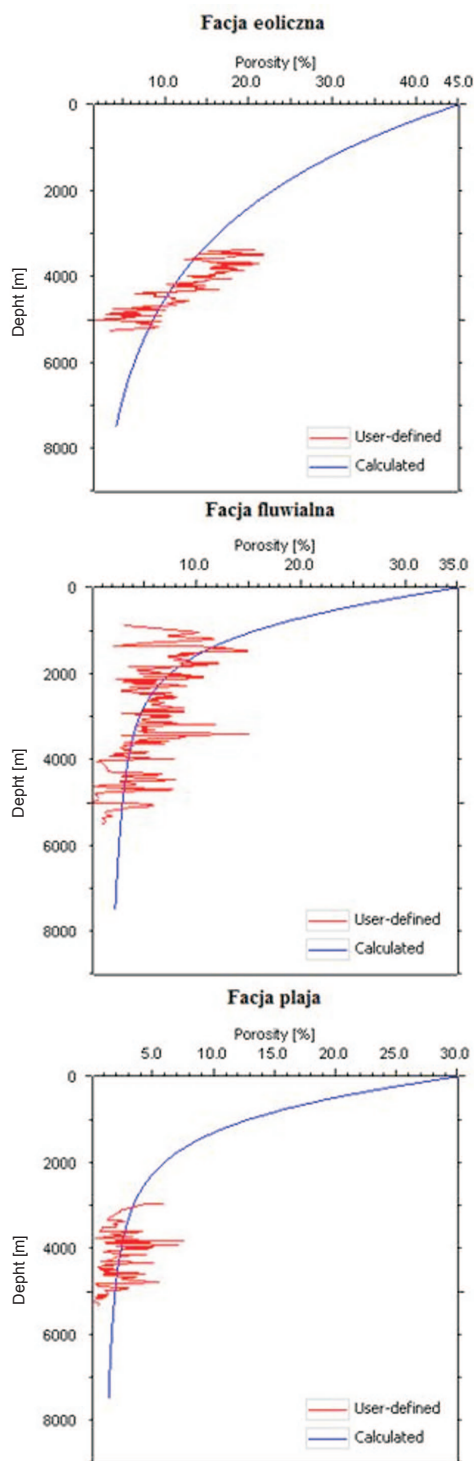
trzy jednowymiarowe modele geologiczne rozwoju basenu w otworach: Września IG-1, Piła IG-1, Czaplinek IG-1. W oparciu o analizę rdzeni wiertniczych wykonaną przez

Arkadiusza Buniaka dokonano ogólnego podziału facjalnego w otworach Piła IG-1 oraz Czaplonek IG-1. Stworzono modele historii termicznej, które dopasowano do danych pomiarowych refleksyjności wityrytu. Dane te zostały udostępnione przez Katedrę Surowców Energetycznych AGH. Do obliczeń trendu  $R_o$  (%) użyto standardowego modelu Sweeneya i Burnhama. Uzyskano wysokie dopasowanie modelu z danymi pomiarowymi (rysunek 7). Dodatkowo model termiczny skalibrowano współczesnymi temperaturami pomierzonymi w stropie utworów czerwonego spągowca. Wartości te pochodziły z mapy temperatur w stropie utworów permu dolnego na Niżu Polskim [6]. W trzech otworach zaznaczyła się podkenozoiczna erozja. Związana jest ona z laramijską inwersją basenową. Oszacowana wielkość erozji jest więc przybliżoną wielkością maksymalnego pograżenia, jakiemu uległy osady czerwonego spągowca. W otworze Września IG-1 wartość erozji wyniosła 700 m, w otworze Piła IG-1 – 1800 m, w otworze Czaplonek IG-1 – ok. 1000 m. Wyniki te wskazują, że osady znajdujące się w centralnej części basenu były pograżane w przeszłości geologicznej do głębokości rzędu 7000 m. Prawdopodobnie mniejszy stopień inwersji występował w częściach brzeżnych basenu. Tak skalibrowany model termiczny uznano za poprawny.

Kolejnym krokiem w tworzeniu modelu zmiany porowatości było zdefiniowanie modelu kompaktacji mechanicznej. W tym celu zaimportowano do programu dane pomiarowe porowatości wykonane dla skał trzech różnych facji: eolicznej (próbki pochodzące z otworów zlokalizowanych na obszarze ergu wschodniego), fluwialnej oraz facji plaża (próbki pochodzące z całego basenu). W przypadku facji eolicznej zestawiono porowatości z głębokością powiększoną o wielkość podkenozoicznej erozji oszacowanej w otworze Września IG-1 (700 m). Następnie dokonano dopasowania krzywej kompaktacji do danych zestawionych w funkcji głębokości osobno dla każdej z facji. W przypadku facji eolicznej wykorzystano model Athy'ego, zakładający eksponencyjny spadek porowatości z głębokością pogrzebienia osadów. W przypadku facji fluwialnej i facji plaża wykorzystano model Schneidera. Model ten wykazał lepsze zastosowanie dla tych facji, ponieważ cechują się one szybkim tempem straty porowatości wraz z głębokością pograżania. Rysunek 8 przedstawia dopasowanie modeli zmiany porowatości do danych pomiarowych. Czerwona linia oznacza dane pomiarowe, niebieska linia – dopasowany model kompaktacji. Dla skał facji eolicznej wykorzystano model Athy'ego o parametrach: porowatość inicjalna – 45%, parametr  $k = 0,35$ ; dla skał facji fluwialnej wykorzystano model Schneidera o parametrach: porowatość inicjalna – 35%, parametr  $ka = 80,0$ , parametr



Rys. 7. Dopasowanie obliczonego trendu  $R_o$  (%) do danych pomiarowych



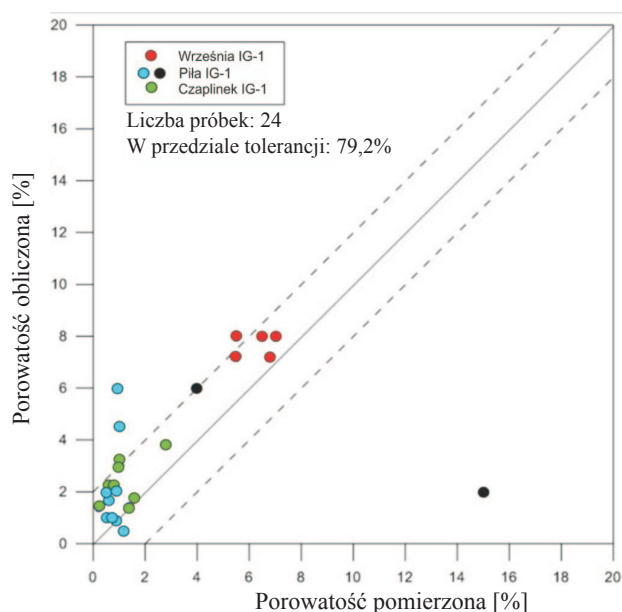
Rys. 8. Dopasowanie modelu zmiany porowatości z maksymalnym pograżeniem osadu

$kb = 10,0$ , parametr  $\phi$  (%) = 30,0; dla skał facji plaża: porowatość inicjalna – 30%, parametr  $ka = 80,0$ , parametr  $kb = 20,0$ , parametr  $\phi$  (%) = 25,0.

Podczas włączenia modelu straty porowatości w wyniku oddziaływania procesu kompaktacji mechanicznej program PetroMod oblicza tę stratę wraz z pograżaniem dla każdego określonego przedziału czasowego. Wymodelowana współczesna wartość porowatości jest więc sumarycznym

efektem oddziaływania procesów kompaktacji w każdym etapie pograżania osadu. Modele kompaktacji powinny być określone poprzez kalibrację o dane pomiarowe przestrzeni międzyziarnowej, która jest faktycznym wskaźnikiem kompaktacji mechanicznej. Modele stworzone w oparciu o dane pomiarowe porowatości w rzeczywistości odzwierciedlają spadek porowatości skał w wyniku oddziaływania procesów kompaktacji mechanicznej oraz cementacji chemicznej.

Każdej zdefiniowanej litologii w obrębie utworów czerwonego spągowca przypisano model zależny od wykształcenia facjalnego. W trakcie symulacji osiągnięto wysoką zgodność wartości modelowych z danymi pomiarowymi, które były średnimi wartościami porowatości otrzymanymi w wyniku badań laboratoryjnych (rysunek 9).



Rys. 9. Wyniki modelowania porowatości. Za granicę tolerancji przyjęto  $\pm 2\%$ . Czarne punkty to wyniki interpretacji geofizyki otworowej w otworze Piła IG-1

Dodatkowo porównano wyniki modelowe z wartościami porowatości otrzymanymi z interpretacji geofizycznej (czarne punkty) dla dwóch wkładek piaskowców eolicznych i fluwialnych z otworu Piła IG-1. Wkładka posiadająca porowatość 15% znacząco odbiega od założonego trendu kompaktacji. Interwał ten nie jest przebadany laboratoryjnie, co mogłoby potwierdzić tę wartość.

Porowatość tego rzędu osiągnięta może być więc poprzez procesy zatrzymujące kompaktację mechaniczną (wczesne napełnienie gazem) bądź poprzez obecność szczelin lub pseudoszczelin występujących w tego typu głęboko pogrzebanych piaskowcach [15].

Model zawyża wartości porowatości dla wkładek piaskowców eolicznych obecnych w otworze Piła IG-1 (2 punkty poza przedziałem tolerancji). Prawdopodobnie wkładki te,



zalegające poniżej osadów plaży, posiadają podwyższone zawartości cementów.

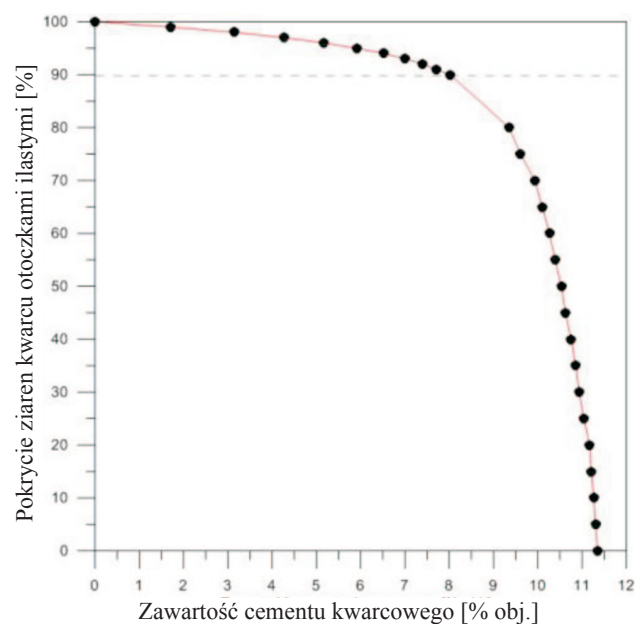
Modelowanie wykazało, że porowatość skał eolicznych została ukształtowana głównie w wyniku kompaktacji mechanicznej, która działała intensywnie do triasu środkowego.

Następnym krokiem było włączenie modelu cementacji kwarcem. Użyty model Walderhauga wymaga kilku niezbędnych parametrów wejściowych (rysunek 10). Zawartość kwarcu w skale określona została na podstawie posiadanych danych geologicznych osobno dla każdej określonej w modelu warstwy. Za parametr rozmiaru ziaren kwarcu przyjęto średnie wartości określone dla skał czerwonego spągowca pochodzących z monokliny przedsudeckiej. Wartości te udostępnione zostały przez Instytut Nafty i Gazu w Krakowie. W pierwszym kroku iteracyjnym współczynnik częstości oraz energię aktywacji przyjęto jako domyślne.

Stopień pokrycia ziaren otoczkami ilastymi [%]	99
Zawartość kwarcu w skale [%]	80
Rozmiar ziaren kwarcu [mm]	0,12
Współczynnik częstości [mol/cm <sup>2</sup> /s]	9,00 <sup>-12</sup>
Energia aktywacji [J/mol]	60 500

Rys. 10. Parametry wejściowe modelu cementacji kwarcem według Walderhauga

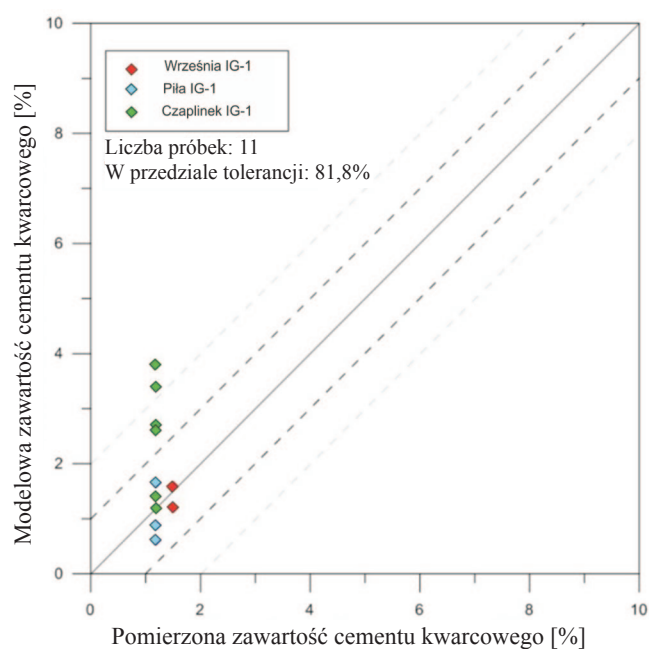
Analizy czułości modelu, tj. analizy zmiany wyniku obliczeń przy zmianie parametrów wejściowych, wykazały krytyczny wpływ parametru pokrycia ziaren kwarcu otoczkami ilastymi na proces cementacji (rysunek 11). Jako że nie posiadano danych pomiarowych tego parametru, przyjęto 99-proc. stopień pokrycia. Przyjęcie mniejszych wartości powodowało znaczną rozbieżność modelowanej zawartości cementu z danymi pochodzącymi z mapy rozmieszczenia cementów. Otoczki hematytowo-ilaste występują bardzo powszechnie w osadach czerwonego spągowca. Zgodnie z tak określonym modelem stanowią one główną blokadę procesu cementacji, gdyż według Walderhauga cement kwarcowy ma tendencje do wytrącania się na niepowleczonych częściach ziaren kwarcu. Przyjęcie 99-proc. stopnia pokrycia ziaren kwarcu przez otoczki ilaste w piaskowcach facji eolicznej i fluwialnej było konieczne do uzyskania przybliżonych wartości modelowych do wartości określonych w pracy Maliszewskiej i Kuberskiej [12], ale z teoretycznego punktu widzenia takie podejście jest błędne. Obecność tych otoczek zależy silnie od środowiska sedymentacji, a konkretnie od jego wilgotności. W środowiskach suchych można spodziewać się ich mniejszej zawartości ze względu na procesy ścierania. Będzie ono zróżnicowane w piaskowcach facji eolicznej oraz facji fluwialnej. Konieczność określania wysokiej zawartości otoczek potwierdza obecność czyn-



Rys. 11. Wpływ stopnia pokrycia ziaren kwarcu otoczkami ilastymi na zawartość cementu kwarcowego

nika hamującego proces cementacji kwarcem w skałach zbiornikowych.

Na podstawie analizy mapy rozmieszczenia cementu kwarcowego stwierdzono duży wpływ blokowania procesu cementacji kwarcem w skali basenowej, ponieważ zawartość tego cementu nie przekracza z reguły 3%, pomimo znacznego pogrążenia osadów. Istnieje prawdopodobnie jeszcze jeden, inny czynnik blokowania cementacji kwarcem: wpływ cechsztyńskiego nadkładu mógł prowadzić do mniejszego podgrzania skał czerwonego spągowca ze względu na wysoki stopień przewodnictwa cieplnego nadległych warstw solonośnych.



Rys. 12. Wyniki modelowania cementacji kwarcem. Za granicę tolerancji przyjęto  $\pm 2\%$

Efekt ten został udokumentowany w głęboko pogrzebanych piaskowcach mioceńskich w Zatoce Meksykańskiej zalegających pod grubymi warstwami solnymi [5]. W trakcie integracji modelu cementacji z określonym wcześniej modelem historii termicznej przy użyciu parametrów wejściowych modelu Walderhauga (przedstawionych na rysunku 10) osiągnięto bardzo wysokie dopasowanie wartości modelowych do wartości średniej określonej przez Maliszewską i Kuberską (rysunek 12). Zawartość cementu obliczano jedynie w obrębie piaskowców eolicznych oraz fluwialnych. Modelowany proces cementacji kwarcem może mieć charakter wyłącznie

poglądowy, ze względu na słabej jakości dane kalibracyjne. Do profesjonalnych modelowań powinny być użyte szczegółowe dane petrograficzne określające zawartość tego cementu w konkretnych interwałach głębokościowych.

Okres rozpoczęcia cementacji kwarcem został obliczony jako koniec triasu / początek jury. Niedostępne są dane umożliwiające określenie wieku cementu kwarcowego dla analizowanych otworów. Analiza inkluzji fluidalnych może podać przedział temperaturowy, w jakich wytrącały się dane cementy, zatem przy określonym modelu termicznym otworu można oszacować ich wiek powstania.

### Podsumowanie

Symulacja procesów zachodzących w obrębie systemu naftowego może przyczynić się do przewidywania parametrów zbiornikowych skał. Jakość modelowania zależeć będzie w głównej mierze od jakości parametrów wejściowych oraz kalibracyjnych. Na podstawie przeprowadzonych modelowań procesów kompaktacji mechanicznej oraz cementacji kwarcem można wysnuć następujące wnioski:

- Porowatość skał eolicznych została ukształtowana głównie w wyniku kompaktacji mechanicznej, która działała intensywnie do triasu środkowego.
- Porowatość skał facji fluwialnej oraz facji plaży została szybko zredukowana w czasie geologicznym i do opisu tego procesu dobre zastosowanie znajduje model kompaktacji Schneidera.
- Model cementacji kwarcem Walderhauga znajduje zastosowanie w modelowaniu tego procesu w skałach czerwonego spągowca.
- Istnieją prawdopodobnie dwa procesy blokowania cementacji kwarcem w basenie czerwonego spągowca:

powszechna obecność otoczek ilastych na ziarnach kwarcu oraz zaleganie skał zbiornikowych poniżej warstw solonośnych, które mogą obniżać podgrzanie osadów ze względu na wysoką przewodność cieplną soli.

- Piaskowce facji eolicznej zalegające pod osadami plaży w centralnej części basenu posiadają prawdopodobnie odmienny trend kompaktacji niż piaskowce pochodzące z obszaru ergu wschodniego.
- Piaskowce zalegające na obszarze ergu wschodniego mogą posiadać zachowaną porowatość około 5% do głębokości rzędu 5500 m.

Modelowanie procesu cementacji kwarcem może być istotne na obszarach, gdzie zawartość tego cementu jest podwyższona. W basenie czerwonego spągowca bardzo ważną rolę odgrywa proces illityzacji. W literaturze zagranicznej opisane zostały teoretyczne podstawy modelowania tego procesu, który może być przeprowadzony z wykorzystaniem formuły Walderhauga w trakcie modelowań procesów zachodzących w obrębie systemu naftowego.

### Literatura

- [1] Ajdukiewicz J. M., Lander R. H.: *Sandstone reservoir quality prediction: The state of the art*. AAPG 2010, vol. 94, no. 8, s. 1083–1091.
- [2] Athy L. F.: *Density, porosity and compaction of sedimentary rocks*. „AAPG Bulletin” 1930, vol. 14, s. 1–24.
- [3] Biernacka J., Leśniak G., Buniak A.: *Wpływ kompaktacji i cementacji na właściwości zbiornikowe piaskowców eolicznych czerwonego spągowca z obszaru monokliny przedsudeckiej*. Prace Instytutu Nafty i Gazu 2006, nr 134.
- [4] Buniak A., Kiersnowski H.: *Analiza skał zbiornikowych – potencjalnych akumulacji gazu ziemnego w strefach perspektywicznych [w:] Nowa strategia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca*. Arch. ZSE-AGH. Kraków 2006.
- [5] Eickhoff D., Blythe N.: *Compaction and quartz cementation modeling for reservoir quality prediction in sub-salt reservoirs of the Deepwater Gulf of Mexico*. Search and Discovery, November 2010.
- [6] Górecki W. (red.): *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW, ZSE-AGH, PIG, 2006.
- [7] Hantschel T., Kauerauf A. I.: *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Springer 2009.
- [8] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Słota-Valim M.: *Mechaniczny model Ziemi jako nowy i konieczny warunek sukcesu w poszukiwaniach i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*. „Nafta-Gaz” 2012, nr 6, s. 329–340.
- [9] Kiersnowski H.: *Architektura depozycyjna basenu czerwonego spągowca w Polsce [w:] Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego*. Pr. Państw. Inst. Geol. 1998, t. 165, s. 113–128.
- [10] Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M., Srokowska-

- Okońska A.: *Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski*. Przegląd Geologiczny 2010, vol. 58, nr 4, s. 335–346.
- [11] Maliszewska A., Kuberska M., Such P., Leśniak G.: *Ewolucja przestrzeni porowej utworów czerwonego spągowca*. Pr. Państw. Inst. Geol. 1998, t. 165, s. 177–194.
- [12] Maliszewska A., Kuberska M.: *Mapy rozmieszczenia cementów w piaskowcach i zlepieńcach [w:] Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce*. Arch. ZSE-AGH Kraków 2006.
- [13] Papiernik B., Górecki W., Pasternacki A.: *Wstępne wyniki modelowań przestrzennych (3D) parametrów petrofizycznych skał podczas poszukiwań stref występowania gazu zamkniętego w polskim basenie czerwonego spągowca*. Przegląd Geologiczny 2010, vol. 58, nr 4, s. 352–364.
- [14] Pokorski J.: *Perspektywy występowania złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca [w:] Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego*. Pr. Państw. Inst. Geol. 1998, t. 165, s. 293–298.
- [15] Such P., Leśniak G., Słota M.: *Ilościowa charakterystyka porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spągowca potencjalnie zawierających gaz ziemny zamknięty*. Przegląd Geologiczny 2010, vol. 58, nr 4.
- [16] Šlaupa S.: *Predicting porosity through simulating quartz cementation of Middle Cambrian sandstones, West Lithuania*. Kwart. Geol. 2006, vol. 50, no. 2, s. 247–256.
- [17] Tobin R. C., McClain T., Lieber R. B., Ozkan A., Banfield L. A., Marchand A. M. E., McRae L. E.: *Reservoir quality modeling of tight gas sands in Wamsutter field: Integration of diagenesis, petroleum systems and production data*. AAPG Bulletin 2010, vol. 94, s. 1229–1266.
- [18] Twardowski K., Traple J.: *O kompaktacji utworów geologicznych*. Wiertnictwo, Nafta, Gaz 2008, t. 25, z. 1.
- [19] Walderhaug O.: *Modeling quartz cementation and porosity loss in Middle Jurassic Brent Group sandstones of the Kvitebjorn field, Northern North Sea*. AAPG Bulletin 2000, vol. 84, s. 1325–1339.



Mgr inż. Paweł BRZUSZEK – absolwent Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, kierunku: geologia naftowa. Pracuje w Laboratorium Petrofizyki w Zakładzie Geologii i Geochemii Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Interesuje się modelowaniem systemów naftowych oraz symulacją procesów kompaktacji i cementacji skał zbiornikowych.

## ZAKŁAD GEOLOGII I GEOCHEMII

Zakres działania:

- analiza systemów naftowych (badania skał macierzystych, modelowanie generacji, ekspulsji i migracji węglowodorów, analiza dróg migracji, analiza parametrów zbiornikowych pułapek złożowych);
- badania prospekcyjne (trendy przestrzennego rozwoju parametrów zbiornikowych i filtracyjnych, analiza macierzystości, ranking stref zbiornikowych);
- konstrukcja statycznych modeli geologiczno-złożowych 3D;
- analiza procesów diagenetycznych i ich wpływu na parametry zbiornikowe skał;
- genetyczna korelacja płynów złożowych ze skałami macierzystymi;
- obliczanie zasobów złóż węglowodorów z analizą niepewności;
- modele przepływu płynów złożowych w skałach zbiornikowych;
- badania ekshalacji gazu;
- badania złóż typu *tight/shale gas*;
- specjalistyczne analizy: przestrzeni porowej, petrograficzne, geochemiczne RSO, płynów złożowych, analizy biomarkerów, analizy chromatograficzne, analiza GC/MS, GC/MS/MS;
- interpretacja danych geofizyki wiertniczej.

**Kierownik:** dr inż. Grzegorz Leśniak

**Adres:** ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków

**Telefon:** 12 421-00-33 w. 262

**Faks:** 12 430-38-85

**E-mail:** grzegorz.lesniak@inig.pl