



państwowa służba
geologiczna

państwowa służba
hydrogeologiczna

Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy

ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa, tel. 22 45 92 000, fax 22 45 92 001, sekretariat@pgi.gov.pl
Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy KRS, Nr 0000122099; NIP PL 5250008040

www.pgi.gov.pl

PROGNOSTYCZNE ZASOBY GAZU ZIEMNEGO W WYBRANYCH ZWIĘZŁYCH SKAŁACH ZBIORNIKOWYCH POLSKI

Warszawa 2014

PROGNOSTYCZNE ZASOBY GAZU ZIEMNEGO W WYBRANYCH ZWIĘZŁYCH SKAŁACH ZBIORNIKOWYCH POLSKI¹

WYKONAWCY

dr inż. Adam Wójcicki (główny wykonawca, koordynator)
mgr Hubert Kiersnowski (główny wykonawca)
mgr inż. Ireneusz Dyrka (główny wykonawca)
mgr inż. Teresa Adamczak-Biały
dr Anna Becker
dr Andrzej Głuszyński
mgr inż. Marcin Janas
dr Aleksandra Kozłowska
dr Leszek Krzemiński
dr Marta Kuberska
dr hab. Jolanta Paczeńska
dr hab. Teresa Podhalańska
mgr inż. Michał Roman
inż. Leszek Skowroński
dr Maria I. Waksmundzka

WARSZAWA 2014

¹Sugerowane cytowanie: Wójcicki A., Kiersnowski H., Dyrka I., Adamczak-Biały T., Becker A., Głuszyński A., Janas M., Kozłowska A., Krzemiński L., Kuberska M., Paczeńska J., Podhalańska T., Roman M., Skowroński L., Waksmundzka M.I., 2014: Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. PIG-PIB, Warszawa.

Spis treści

1. Wstęp.....	5
Kryteria oceny potencjału występowania nagromadzeń gazu zamkniętego	9
2. Charakterystyka wybranych zwięzłych skał zbiornikowych w Polsce	12
3. Metodyka obliczania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu	14
Metoda wolumetryczna	15
Symulacja Monte Carlo.....	16
Przygotowanie danych wejściowych do obliczeń	17
4. Założenia geologiczne do szacowania zasobów	18
Permskie piaskowce czerwonego spągowca strefy poznańsko-kaliskiej (I).....	18
Piaskowce karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II)	25
Potencjał naftowy piaskowców i łupków karbonu dolnego strefy wielkopolsko-śląskiej...	32
Piaskowce kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III)	38
Potencjał naftowy skał kambru górnego z zachodniej części basenu bałtyckiego.....	45
5. Obliczenia zasobów.....	48
Permskie piaskowce czerwonego spągowca strefy poznańsko-kaliskiej (I).....	48
Piaskowce karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II)	53
Piaskowce kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III)	56
6. Podsumowanie	58
Literatura	59
Spis ilustracji	62
Spis tabel	65

1. Wstęp

Niniejszy raport dotyczy prognostycznych zasobów geologicznych (nieodkrytego potencjału) gazu ziemnego w wybranych, najbardziej perspektywicznych związanych kompleksach zbiornikowych Polski. Są to kompleksy geologiczne, głównie piaskowce, gdzie może występować gaz zamknięty (*tight gas*)²; używa się też określeń „gaz związany”, „gaz uwięziony” lub „gaz zaciśnięty” – patrz Fig. 1), który ma pochodzenie takie samo jak w przypadku konwencjonalnych złóż gazu, natomiast znajduje się w niekonwencjonalnej pułapce złożowej (Poprawa i Kiersnowski, 2010). W towarzyszących piaskowcom warstwach łupków również może występować gaz. Złoża gazu zamkniętego mogą występować w tych samych skałach zbiornikowych co konwencjonalne złoża gazu, jednakże na większych głębokościach i w pułapkach złożowych o gorszych parametrach zbiornikowych, dlatego ich eksploatacja wymaga stosowania technologii wydobywczych analogicznych do tych wykorzystywanych przy wydobywaniu gazu z łupków (szczelinowania hydraulicznego).

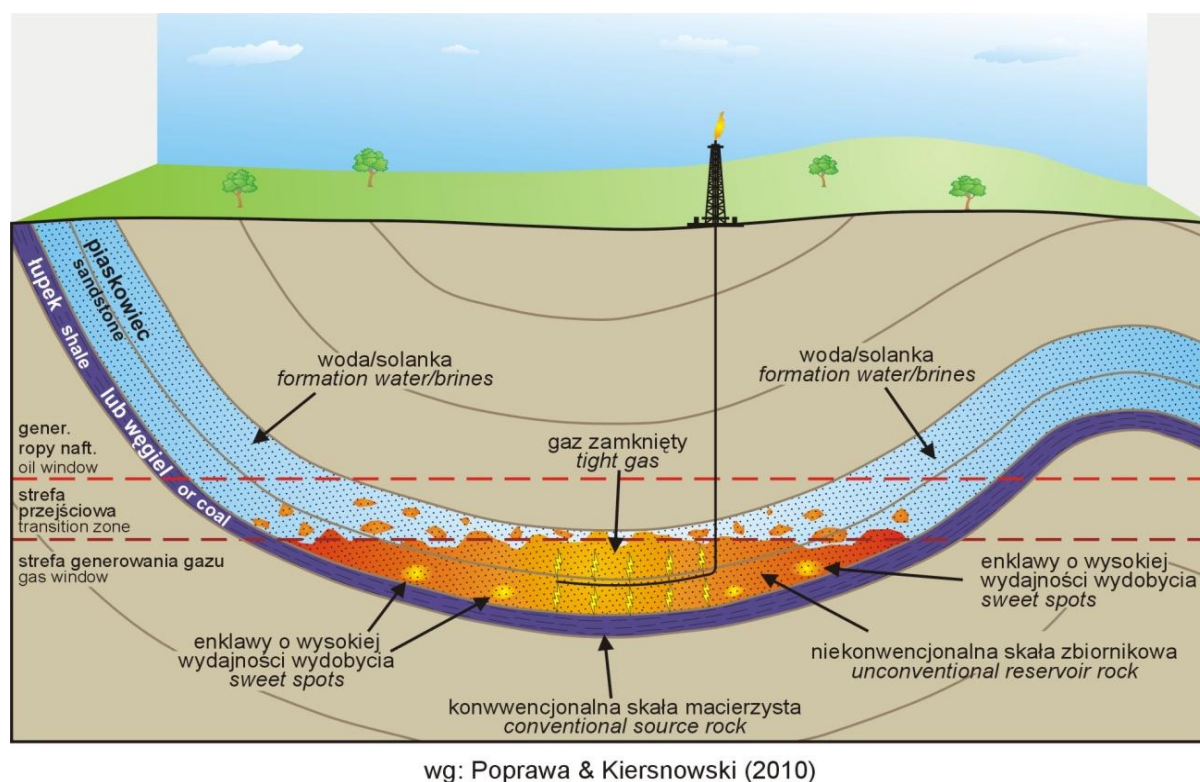


Fig. 1. Blokdiagram– niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego zamkniętego, określanego mianem *tight gas* w systemie złóż w centrum basenów sedymentacyjnych (*Basin Centered Gas System – BCGS*).

Istotny w przypadku złóż gazu zamkniętego jest fakt, że rozkład przestrzeni porowej w obrębie skały zbiornikowej jest bardzo nieregularny. W wyniku procesów diagenetycznych

²Dalej w tekście używa się zamiennie pojęć „*tight gas*” i „gaz zamknięty”

poszczególne pory mogą być słabo połączone, co utrudnia eksploatację gazu i ogranicza samoczynny przyływ gazu do otworu wiertniczego (Fig. 2). Niska przepuszczalność, powodująca bardzo niskie tempo przyływu gazu do otworu, a także jego szybki spadek w czasie eksploatacji, wiąże się zazwyczaj z droбноziarnistym charakterem skały zbiornikowej, jej kompaktacją oraz cementacją. Istotnym elementem wpływającym na możliwość eksploatacji gazu zamkniętego jest występowanie naturalnych spękań skały zbiornikowej. Komercyjnie eksploatowane skały zawierające gaz zamknięty posiadają zazwyczaj znacznie większą miąższość niż ma to miejsce w złożach konwencjonalnych (nawet rzędu kilometra).

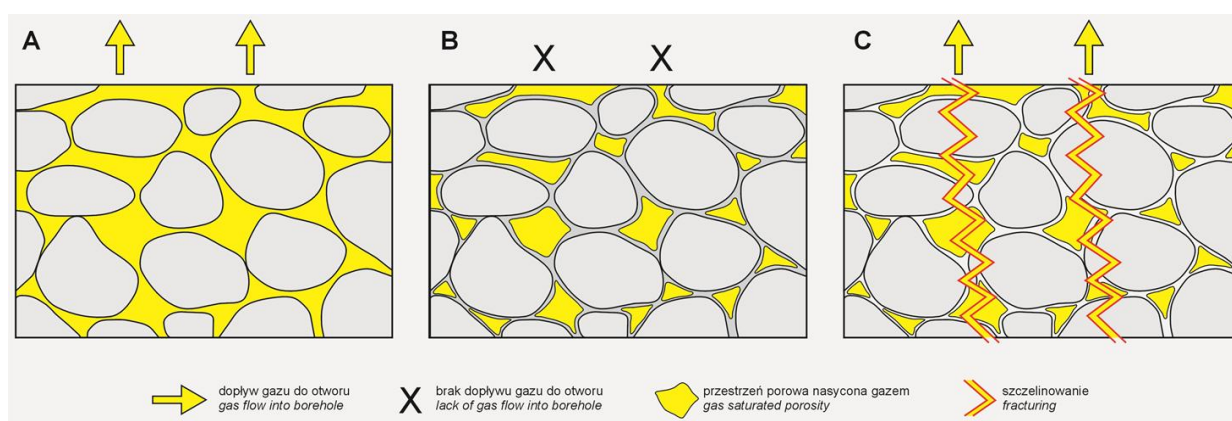


Fig. 2. Schemat – różnice między konwencjonalną skałą zbiornikową (po lewej), a skałą zbiornikową typu zamkniętego (tight) (po prawej i w środku). Gaz ziemny występuje w izolowanych porach skalnych (kolor żółty), zaś mechanizmem ograniczania przepuszczalności jest zazwyczaj powstawanie minerałów diagenetycznych (ciemnoszare). Dla produkcji gazu konieczne jest przeprowadzenie szczelinowania, tak aby połączyć systemem spękań jak największą ilość porów skalnych (wg Poprawy i Kiersnowskiego, 2010).

Zakres raportu

Raport został wykonany w ramach realizacji tematu Państwowej Służby Geologicznej „Szacowanie zasobów złóż węglowodorów – zadanie ciągłe PSG” (I etap 2014-2017). Do jego opracowania wykorzystano wyniki tematu „Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu”, realizowanego przez PIG-PIB na zamówienie Ministerstwa Środowiska i finansowanego ze środków NFOŚiGW (Kiersnowski i Poprawa, 2010), jak również innych projektów (archiwalnych i realizowanych aktualnie), dotyczących problematyki poszukiwań węglowodorów, finansowanych ze środków NFOŚiGW oraz rezultatów prac prowadzonych przez firmy naftowe (San Leon Energy, PGNiG S.A.,

archiwalne dane LOTOS Petrobaltic). W szczególności raport powstał dzięki możliwości wykorzystania najnowszych danych udostępnionych przez San Leon Energy i PGNiG S.A.

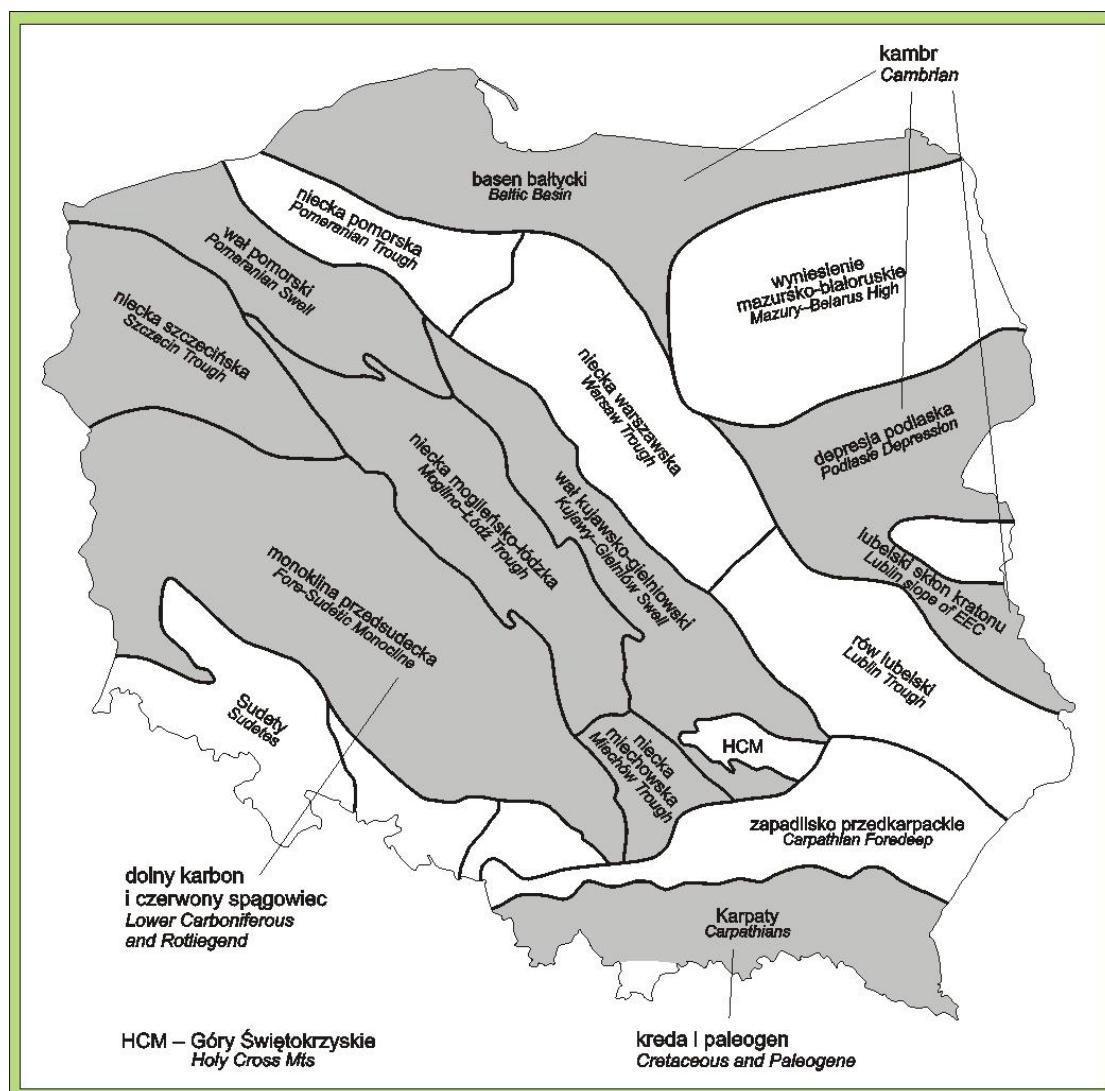


Fig. 3. Jednostki geologiczne Polski z zaznaczonymi kolorem szarym strefami potencjalnego występowania gazu zamkniętego (Poprawa i Kiersnowski, 2008, zmienione)

Wykorzystano informacje geologiczne z ponad 500 otworów, przy czym przeanalizowano dostępne dane archiwalne geologiczno-żłóżkowe z około 30 otworów, w tym nowe dane pozyskane przez firmy PGNiG S.A. i SAN LEON ENERGY (otwór Siciny 2). Na podstawie materiałów archiwalnych (patrz rozdział 3) wytypowano do dokumentowania 3 kompleksy geologiczne najbardziej perspektywiczne i/lub relatywnie lepiej rozpoznane, niebędące przedmiotem Raportu PIG-PIB z 2012 roku (dotyczącego oceny zasobów wydobywalnych węglowodorów w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce). Wybrano do właściwej oceny zasobów geologicznych (patrz Fig. 3 i 4 oraz rozdział 3) najbardziej perspektywiczne zwarte skały zbiornikowe – permskie piaskowce czerwonego

spągowca strefy poznańsko-kaliskiej (I) oraz skały o średnim i niskim potencjale, tzn. piaskowce karbonu dolnego³ strefy wielkopolsko-śląskiej (II) (podłoże utworów monokliny przedsudeckiej) i piaskowce kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III).

Piaskowcom karbonu dolnego strefy wielkopolsko-śląskiej towarzyszą łupki (iłowce i mułowce), które mogą zawierać gaz oraz być źródłem gazu akumulowanego w piaskowcach typu *tight*. Dla łupków nie została wykonana ocena zasobów gazu, ponieważ raport dotyczy wyłącznie prognostycznych zasobów geologicznych (nieodkrytego potencjału) gazu ziemnego w zwięzłych skałach zbiornikowych typu *tight sand*.

Jest to pierwszy raport dotyczący prognostycznych zasobów geologicznych gazu ziemnego w zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. Z uwagi na jego pionierski charakter, ograniczoną informację geologiczną, brak danych eksploatacyjnych (brak eksploatacji gazu ze złóż typu „*tight gas*” w Polsce) i relatywnie krótki okres realizacji, raport ma charakter wstępny. Prace te będą kontynuowane w ramach kolejnych etapów zadania ciągłego Państwowej Służby Geologicznej.

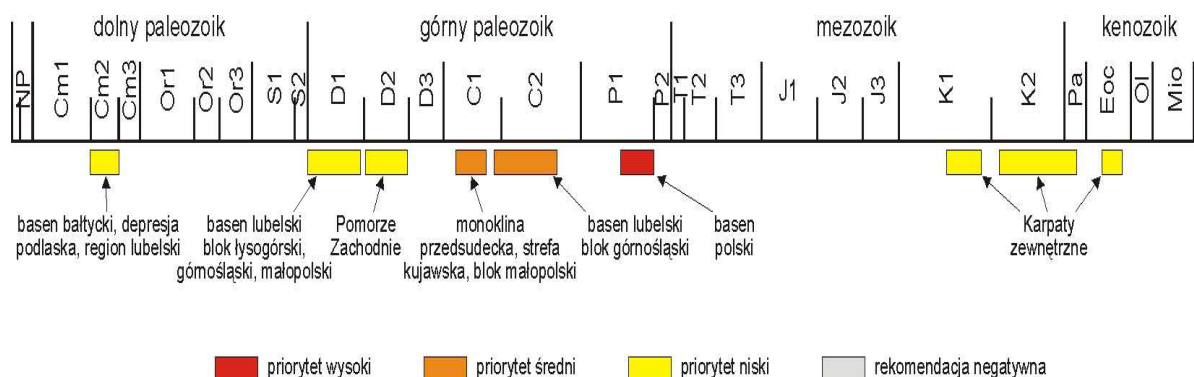


Fig. 4. Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji potencjalnie zbiornikowych dla węglowodorów w Polsce, analizowanych pod kątem możliwości powstania w nich akumulacji gazu ziemnego zamkniętego (wg Poprawy i Kiersnowskiego, 2010).

Uwagi metodyczne

W ocenie prognostycznych zasobów gazu ziemnego zamkniętego należy brać pod uwagę trzy główne możliwości jego występowania, tj.:

(1) Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego zamkniętego określanego mianem *tight gas* w systemie złóż w centrum basenów sedymentacyjnych (*Basin Centered Gas System* – BCGS)

³W raporcie stosowane są starsze nazwy jednostek stratygraficznych, gdyż występują one powszechnie w materiałach archiwalnych, na podstawie których wykonano niniejszy raport.

(Fig. 1 i 4), dla których charakterystyczne jest występowanie w obrębie danej skały zbiornikowej strefy nasyconej gazem poniżej strefy nasyconej wodą. Przesłanki geologiczno-interpretacyjne wskazują na możliwość występowania takich złóż w Polsce (Kiersnowski i in. 2010), a ich zasoby gazu mogą być bardzo duże.

(2) Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego zamkniętego określanego mianem *tight gas* w systemie złóż będących konwencjonalnymi pułapkami gazu. Złoża takie zostały odkryte w Polsce w rejonie Poznania. Ich potencjał zasobowy jest nieduży, związany z wielkościami strukturalnych pułapek gazu, a współczynniki wydobycia gazu nie zostały dotąd określone.

(3) Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego zamkniętego określanego mianem *tight gas* w systemie złóż szczelinowych (mikroszczelinowych). Przesłanki świadczące o istnieniu takich złóż występują w piaskowcach permu, karbonu, dewonu lub kambru oraz w skałach węglanowych. Ich potencjał zasobowy jest nieznany.

Zasadnicza ocena prognostycznych zasobów gazu zamkniętego dotyczy złóż typu BCGS, jako najbardziej zasobnych (Kiersnowski i Górecki, 2010). Zasoby złóż innych typów nie wpływają znacząco na ogólną prognozę. Immanentną, wspólną cechą wymienionych złóż jest brak naturalnej przepuszczalności. Wszystkie wymienione rodzaje złóż gazu ziemnego zamkniętego, aby zostać udostępnione muszą być poddane zabiegom szczelinowania hydraulicznego.

Kryteria oceny potencjału występowania nagromadzeń gazu zamkniętego

Przyjęto, na podstawie wyników analogicznych prac prowadzonych w innych basenach naftowych na świecie (np. Koehrer i in., 2014, dla górnokarbońskich „*tight sands*” z rejonu północno-zachodnich Niemiec; Lee, 2013, dla jednego z basenów mezozoicznych w USA) oraz informacji z otworu Siciny 2 (San Leon Energy, 2013) i, w mniejszym stopniu, danych ze struktury Siekierki-Trzek (Kiersnowski i in., 2010), następujące kryteria oceny potencjału występowania nagromadzeń gazu zamkniętego:

I. Występowanie skał (zwłaszcza piaskowców) o poniższych własnościach:

(1) niska, poniżej 0,1 mD, ale niezerowa przepuszczalność;

- (2) obniżona, aczkolwiek wciąż zachowana porowatość całkowita, nie mniejsza niż 3% (efektywna nie mniejsza niż 2%)⁴;
- (3) nasycenie wodą złożową nie większe niż 60%;
- (4) zailenie nie większe niż 55%;
- (5) zwięzłość i skonsolidowanie;

II. Występowanie w rejonie skalnego kompleksu perspektywicznego:

- (1) homogenicznego, o dużej kubaturze i znacznej regionalnej rozciągłości;
- (2) położonego na specyficznej głębokości (zależnej od położenia okna gazowego i innych czynników; minimalna dla BCGS to 4000-5000 m, dla innych typów złóż może być mniejsza, zależnie od ciśnienia złożowego; maksymalna 6000 m; dla większych głębokości parametry zbiornikowe będą prawdopodobnie nieodpowiednie, a eksploatacja nieopłacalna);
- (3) w obrębie, którego obserwowane są anomalne ciśnienia złożowe;
- (4) w pobliżu, którego występuje odpowiednio dojrzała skała macierzysta;
- (5) położonego w obrębie szybko pogrzebanego i podgrzanego, a następnie wypiętrzonego basenu naftowego;
- (6) związanego z objawami gazu oraz konwencjonalnymi złożami gazu w tym samym basenie.

Za najistotniejsze spośród powyższych kryteriów, głównie ze względu na dostępność danych, uznano przepuszczalność i porowatość skał oraz miąższość i głębokość występowania kompleksów skalnych. Dla głównych basenów sedymentacyjnych w Polsce dane dotyczące w/w najistotniejszych kryteriów są zwykle dostępne, aczkolwiek ograniczone dla dużych głębokości. Pozostałe kryteria dotyczące kompleksów skalnych zastosowano wspomagająco przy wyborze rejonów objętych niniejszym raportem. Do obliczenia zasobów geologicznych wykorzystano dostępne dane z 5 otworów spełniających założone kryteria.

Powyższe kryteria są nieco zmienione w stosunku do kryteriów perspektywiczności zastosowanych w temacie „Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań

⁴ Za Koehrer i in., 2014 oraz dokumentacją otworu Siciny 2 (San Leon Energy, 2013).

niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego” (Kiersnowski i Poprawa, 2010). Wynika to z faktu, że w trakcie jego realizacji szereg informacji, na podstawie których przyjęto powyższe kryteria, nie było jeszcze dostępnych. W temacie tym dla próbek rdzenia z potencjalnych kompleksów z gazem zamkniętym w analizowanych otworach przyjęto następujące wartości parametrów petrofizycznych (przez analogię do najważniejszych, udokumentowanych złóż amerykańskich): porowatość > 5%, przepuszczalność z przedziału: 0,001-0,1 mD.

Istotne z punktu widzenia niniejszego raportu są pozytywne wyniki z otworu poszukiwawczego Siciny 2, odwierconego w 2012 r. przez firmę San Leon Energy (San Leon Energy, 2013). Otwór ten jest zlokalizowany w rejonie występowania piaskowców karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II) (podłoże utworów monokliny przedsudeckiej).

W ramach analiz własności zbiornikowych dla każdego z rozpatrywanych w Raporcie kompleksów (czerwonego spągowca, karbonu dolnego i kambru) wykonano następujące prace :

- dla poszczególnych rejonów wykonano przegląd otworów wiertniczych posiadających wyniki analiz laboratoryjnych (porowatość, przepuszczalność) na rdzeniach z interesującego kompleksu i ich rezultaty odniesiono do przyjętych powyżej kryteriów perspektywiczności;
- wyniki analiz laboratoryjnych zestawiono z krzywymi profilowań geofizycznych dla poszczególnych otworów;
- przeanalizowano rezultaty interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej z dostępnych, stosunkowo nowych otworów oraz wyniki pomiarów na próbkach rdzenia;
- wskazano kompleksy potencjalnie spełniające przyjęte kryteria dla obecności złóż gazu zamkniętego.

Należy przy tym zauważyć, że archiwalne wyniki interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej nie były, za wyjątkiem otworu Siciny 2, opracowywane pod kątem poszukiwań gazu zamkniętego (w ramach niniejszego raportu nie prowadzono pełnej interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej, co najwyżej wykonywano oszacowania przepuszczalności na bazie innych wyników archiwalnych).

2. Charakterystyka wybranych związłych skał zbiornikowych w Polsce

W oparciu o wyniki wcześniejszych prac – tematu „Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu” (Kiersnowski i Poprawa, 2010) oraz publikacje (np. Poprawa i Kiersnowski, 2010) scharakteryzowano potencjalne, wybrane związane skały zbiornikowe (*tight reservoirs*) w Polsce, w których mogą występować niekonwencjonalne złoża gazu (patrz też Fig. 3 i 4), jak również wskazano kompleksy i obszary najbardziej perspektywiczne, w świetle obecnego stanu wiedzy.

Piaskowce czerwonego spągowca basenu permskiego

Piaskowce czerwonego spągowca w basenie permskim są najważniejszymi skałami potencjalnie zbiornikowymi dla złóż zamkniętego gazu ziemnego w Polsce. Wysoka pierwotna porowatość eolicznych piaskowców czerwonego spągowca powoduje, że nawet w strefach o zaawansowanej diagenecie, gdzie przepuszczalność tych utworów jest silnie zredukowana, ich porowatość pozostaje częściowo zachowana. Karbońskie utwory macierzyste znajdują się w zakresie dojrzałości termicznej odpowiadającej oknu gazowemu bądź utworom przejrzalym. W basenie stwierdzono obecność konwencjonalnych złóż gazu ziemnego oraz jego licznych objawów. Utwory o podwyższonym potencjale występowania gazu ziemnego zamkniętego znajdują się głównie na obszarze na południowy wschód, północ i północny zachód od Poznania. Głębokość zalegania stropu czerwonego spągowca na tym obszarze wynosi od 3500 do 5000 m p.p.m., zaś miąższość kompleksu w stropowej części profilu czerwonego spągowca, o petrofizycznych właściwościach sprzyjających występowaniu gazu zamkniętego – około 100-200 m.

Największe perspektywy dla poszukiwania złóż gazu ziemnego zamkniętego związane są z eolicznymi i fluwialnymi piaskowcami czerwonego spągowca, głównie w strefie poznańsko-kaliskiej. Zagadnieniem kluczowym w tym przypadku jest określenie zasięgów występowania głęboko pogrzebanych piaskowców i ich parametrów petrofizycznych oraz nasycenia węglowodorami.

Piaskowce karbonu dolnego strefy wielkopolsko-śląskiej oraz skały towarzyszące

Piaskowce karbonu dolnego, występujące w strefie wielkopolsko-śląskiej w podłożu monokliny przedsudeckiej, stanowią element kompleksu fliszowych osadów wizen i dolnego namuru, zbudowanego z naprzemianległych iłowców, mułowców, piaskowców oraz zlepieńców, o łącznej miąższości od kilkuset do kilku tysięcy m. Skałą macierzystą dla gazu są tu iłowce i mułowce, o zawartości substancji organicznej średnio 1-2% TOC i więcej oraz bardzo wysokiej dojrzałości termicznej, odpowiadającej oknu generowania gazu suchego (np. w południowo- i północno-zachodniej części podłoża monokliny przedsudeckiej) lub też zakresu utworów przejrzalnych (np. we wschodniej części podłoża monokliny przedsudeckiej). Strefy perspektywiczne dla występowania gazu zamkniętego znajdują się w południowej i południowo-zachodniej części strefy wielkopolsko-śląskiej, gdzie głębokość występowania stropu utworów karbonu dolnego występuje na głębokości rzędu 1000-3000 m. W rejonie tym stwierdzono w otworze Siciny2, na obszarze koncesji firmy San Leon (Góra), występowanie w obrębie utworów karbonu dolnego o miąższości około 1000 m dwóch horyzontów piaskowcowych (gaz zamknięty) i trzech z gazem w łupkach.

W pozostałej części perspektywiczność jest prawdopodobnie wykluczona przez zbyt wysoki stopień diagenezy skał zbiornikowych oraz przegrzanie skał macierzystych, przy czym problemem jest również wysoki stopień deformacji tektonicznych.

Piaskowce kambru środkowego basenu bałtyckiego

W obrębie kompleksu utworów dolnopaleozoicznych w basenie bałtyckim główną konwencjonalną skałą zbiornikową dla złóż węglowodorów są piaskowce kambru środkowego. We wschodniej i północnej części basenu bałtyckiego dojrzałość termiczna górnoordowicko-dolnosylurskich oraz górnokambryjsko-tremadockich skał macierzystych jest zbyt niska dla generowania węglowodorów. Dojrzałość tych skał systematycznie wzrasta ku południowemu zachodowi, osiągając zakres okna generowania gazu ziemnego mokrego. W tym samym kierunku pogarszają się właściwości zbiornikowe piaskowców kambru środkowego, co wiąże się z silną cementacją kwarcową, redukującą porowatość i przepuszczalność. Powoduje to, że potencjał dla występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego jest ograniczony do lokalnych stref o wysokiej dojrzałości termicznej i dobrej porowatości.

3. Metodyka obliczania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu

Gaz zamknięty, który jest przedmiotem analiz w ramach niniejszego raportu, może występować w zwięzłych skałach piaskowcowych (ewentualnie węglanowych) w fazie wolnej, w porach i ewentualnie w naturalnych pęknięciach skały (Poprawa i Kiersnowski, 2010).

W przypadku niekonwencjonalnych złóż gazu, o zasadniczo nieodkrytym potencjale, dokonuje się szacowania dwóch różnych kategorii zasobów (Kiersnowski i Dyrka, 2013).

Pierwsza kategoria to prognostyczne zasoby geologiczne ((*risked*) GIP – ang. (*risked*) *Gas In Place*) dla określonego obszaru – „złoża” (w przypadku złóż niekonwencjonalnych odpowiada to raczej basenowi naftowemu lub jego części, niż pojedynczej strukturze naftowej), gdzie rozpatrywany kompleks geologiczny charakteryzuje się odpowiednimi parametrami złożowymi. Szacunki te wykonuje się metodą wolumetryczną (Ladage i Berner, 2012; Andrews, 2013).

Druga kategoria to prognostyczne zasoby technicznie wydobywalne (TRR – ang. *Technically Recoverable Resources*), które podają szacunki możliwej produkcji gazu przy zastosowaniu obecnych technik wydobywczych, jednakże bez wnikania w stronę ekonomiczną zagadnienia (Kiersnowski i Dyrka, 2013). Zasoby wydobywalne są podzbiorem zasobów geologicznych całkowitych „złoża” i mogą być określone dwiema metodami. Pierwsza oparta jest na metodzie wolumetrycznej (Ladage i Berner, 2012; Andrews, 2013) i zasoby wydobywalne otrzymywane są tu przez przemnożenie GIP przez współczynnik wydobywania, określony na podstawie historii produkcji danego „złoża” (lub innych, podobnych „złóż”, jeśli dotąd nie było produkcji – takie szacunki wykonano m.in. w raportach EIA&ARI dotyczących zasobów wydobywalnych gazu w łupkach w Polsce – przyjmowano współczynniki wydobywania 10-30%, 5-10%). Druga metoda, stosowana przez USGS i wykorzystana w Raporcie PIG-PIB (2012) dla oszacowania zasobów gazu w łupkach dla basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego, to metoda szacowanego całkowitego wydobywania (EUR/SCW – ang. *Estimated Ultimate Recovery*; metoda szacunkowego całkowitego wydobywania).

W ramach niniejszego raportu ograniczono się do obliczeń zasobów gazu zamkniętego wyłącznie metodą wolumetryczną. Wynika to z faktu, że dla metody EUR/SCW brak jest w

przypadku gazu zamkniętego na tyle bogatych i wiarygodnych danych z analogicznych basenów naftowych na świecie, jak w przypadku gazu z łupków.

Metoda wolumetryczna

Na całkowitą ilość gazu ziemnego w skałach (GIP całkowity) składa się suma gazu adsorbowanego i wolnego:

$$GIP_{całkowity} = GIP_{adsorbowany} + GIP_{wolny} \quad (4.1)$$

Gaz w łupkach obejmuje obydwie powyższe składniki, natomiast gaz związany (piaskowce, rzadziej skały węglanowe) występuje praktycznie tylko jako gaz wolny. Ilość gazu wolnego (GIP_{wolny}) zależy od matrycy porowatości (rozkładu przestrzeni porowej), objętości naturalnych szczelin w skale i stosunku gaz-woda (na który ma też wpływ nieredukowalne nasycenie wodą), a w szczególności od tego jaka część porów i szczelin, występujących w objętości V „złoża” (patrz wyżej), jest nasycona gazem.

$$GIP_{wolny} = V \times \Phi_{gaz} \times B_g \quad (4.2)$$

V oznacza objętość skały, Φ_{gaz} jest częścią przestrzeni porowych (porowatości całkowitej) wypełnioną gazem ziemnym

$$\Phi_{gaz} = \Phi_{całk} \times (1 - S_w) \quad (4.3)$$

gdzie

$\Phi_{całk}$ – porowatość całkowita,

S_w – nasycenie wodą (współczynnik zawodnienia),

B_g – współczynnik ekspansji gazu.

Współczynnik B_g jest wykorzystywany do przeliczania ilości wolnego gazu w warunkach złożowych (P_{norm} , T_{norm}) na ilość w warunkach ciśnienia atmosferycznego ($P_{norm} = 101,325$ kPa) i temperaturze pokojowej ($T_{norm} = 288$ K) i może być wyliczony zgodnie z poniższym wzorem (Ladage i Berner, 2012):

$$B_g = (P_{złożowe} \times T_{norm}) / (P_{norm} \times T_{złożowa}) \quad (4.4)$$

Dla każdego z trzech rejonów, z uwagi na dostępne dane i przyjęte założenia geologiczne, objętość skały V była liczona w inny sposób. Generalnie był to iloczyn powierzchni obszaru perspektywicznego S i szacowanej miąższości interwałów perspektywicznych z , z uwzględnieniem współczynnika korygującego k (uwzględniającego udział stref o szczególnie korzystnych własnościach oraz realistyczne możliwości generacji gazu dla rozpatrywanego zbiornika), zaś założenia i informacje przyjęte do szacowania obu tych wielkości podano poniżej.

$$V = S \times z \times k \quad (4.5)$$

Podsumowując, do obliczeń prognostycznych zasobów geologicznych zastosowano następującą zależność;

$$GIP_{wolny} = S \times z \times k \times \Phi_{całk} \times (1 - S_w) \times (P_{złożowe} \times T_{norm}) / (P_{norm} \times T_{złożowa}) \quad (4.6)$$

Stąd do oszacowania zasobów gazu zamkniętego wymagane są następujące dane wejściowe: zasięg występowania warstw perspektywicznych, ich miąższość, rozkład porowatości całkowitej, stosunek gaz/woda, w tym nieredukowalne nasycenie porów wodą złożową, ciśnienie i temperatura złożowa. Istotne są przy tym dane geofizyki wiertniczej i wyniki analiz laboratoryjnych na próbkach rdzeni z otworów, pozwalające odpowiedzieć na pytanie jaka część porowatości całkowitej jest wypełniona gazem.

Symulacja Monte Carlo

Z uwagi na fakt znacznej niepewności wartości szeregu parametrów wejściowych służących do szacowania zasobów prognostycznych niekonwencjonalnych złóż gazu oraz założeń wejściowych, aby oszacować zakresy wartości tychże zasobów, wykonywane były symulacje metodą Monte Carlo. Dla symulacji tych przyjęto podstawowe założenia metodyczne, dotyczące rozkładów zmienności parametrów wejściowych, analogiczne do tych jakie zastosowano w przypadku raportów Brytyjskiej (BGS) i Niemieckiej Federalnej Służby Geologicznej (BGR) dotyczących szacowania zasobów gazu w łupkach (Andrews, 2013; Ladage i Berner, 2012), w części odnoszącej się do obliczeń zasobów gazu wolnego.

Symulacja Monte Carlo polega na obliczaniu prawdopodobieństwa występowania danej wartości wynikowej (np. wielkości zasobów prognostycznych niekonwencjonalnych złóż gazu) na podstawie ilościowej analizy dużej liczby (np. 100000) losowych prób dla

poszczególnych parametrów wejściowych (w naszym przypadku są to parametry służące do obliczania/szacowania zasobów, omówione w poprzednim podrozdziale). Zwykle oblicza się trzy wartości zmiennej losowej (kwantyle): P10, P50, P90 i takie też przyjęto do obliczeń. Odpowiadają one prawdopodobieństwu 10%, 50% i 90%, że wartość wynikowa jest większa od wyliczonej, zaś P50 określana jest także jako mediana. W oparciu o założenia z raportów BGS i BGR (Andrews, 2013; Ladage i Berner, 2012) zdefiniowano rozkłady prawdopodobieństwa (rozkład normalny lub lognormalny – ten ostatni założono w przypadku rozkładu porowatości, gdzie dla rozpatrywanych warunków geologicznych wartości niższe od średniej są bardziej prawdopodobne od wyższych) dla poszczególnych parametrów wejściowych oraz oszacowano ich zakresy zmienności, określone jako podwójne odchylenie standardowe w każdą stronę. Do obliczeń wykorzystano oprogramowanie OpenSource GNUMERIC.

Przygotowanie danych wejściowych do obliczeń

Dla permskich piaskowców czerwonego spągowca (I) przyjęto dwa warianty modelu (Ia i Ib) niekonwencjonalnej pułapki złożowej w centrum basenu (BCGS), zaś dla wszystkich trzech analizowanych kompleksów przeprowadzono analizy statystyczne metodą Monte Carlo, otrzymując najbardziej prawdopodobny zakres zmienności zasobów geologicznych, w oparciu o możliwe zakresy niepewności wartości parametrów wejściowych, wynikające ze sposobu w jaki zostały oszacowane te parametry, ilości i jakości dostępnych danych. Powierzchnie obszarów perspektywicznych określano na podstawie map strukturalnych, ograniczając obszar docelowy zgodnie z założeniami geologicznymi. Miąższości przyjmowano na podstawie dostępnych danych geofizyki wiertniczej (ewentualnie innych danych geologicznych) i/lub przyjętych założeń (jeśli podstawą do określenia miąższości były tylko założenia – jak w przypadku kompleksu I – to wtedy zakres niepewności tego parametru nie był możliwy do szacowania i nie mógł być uwzględniony w obliczeniach metodą Monte Carlo). Porowatości i nasycenie przestrzeni porowych wodą szacowano na podstawie dostępnych danych geofizyki wiertniczej, wyników analiz laboratoryjnych oraz informacji z literatury. Dla ciśnienia złożowego przyjęto wartości o 10-12% większe od ciśnienia hydrostatycznego, natomiast temperaturę w obrębie zbiornika szacowano na podstawie map temperatur w stropie poszczególnych zbiorników z atlasu geotermalnego (Górecki (red.), 2006).

4. Założenia geologiczne do szacowania zasobów

Permskie piaskowce czerwonego spągowca strefy poznańsko-kaliskiej (I)

Piaskowce w basenie permskim (czerwonego spągowca górnego), zajmują znaczne obszary. Są to w przewadze piaskowce eoliczne, podrzędnie fluwialne i koncentrują się w południowo-zachodniej części basenu (Kiersnowski, 1997). Występują one pod przykryciem osadów cechsztynu, które stanowią uszczelnienie dla licznych konwencjonalnych pułapek gazu (Fig. 5). Część piaskowców znajduje się pod przykryciem ilastych osadów plaji, która w pewnych przypadkach może mieć również znaczenie uszczelniające. Piaskowce, które mogą zawierać gaz zamknięty znajdują się w stropie bezpośrednio pod osadami cechsztynu, jak i prawdopodobnie w głębszej części basenu pod osadami plaji. Piaskowce eoliczne dzięki swojej homogeniczności i często znacznej miąższości są idealną skałą zbiornikową zarówno dla konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu.

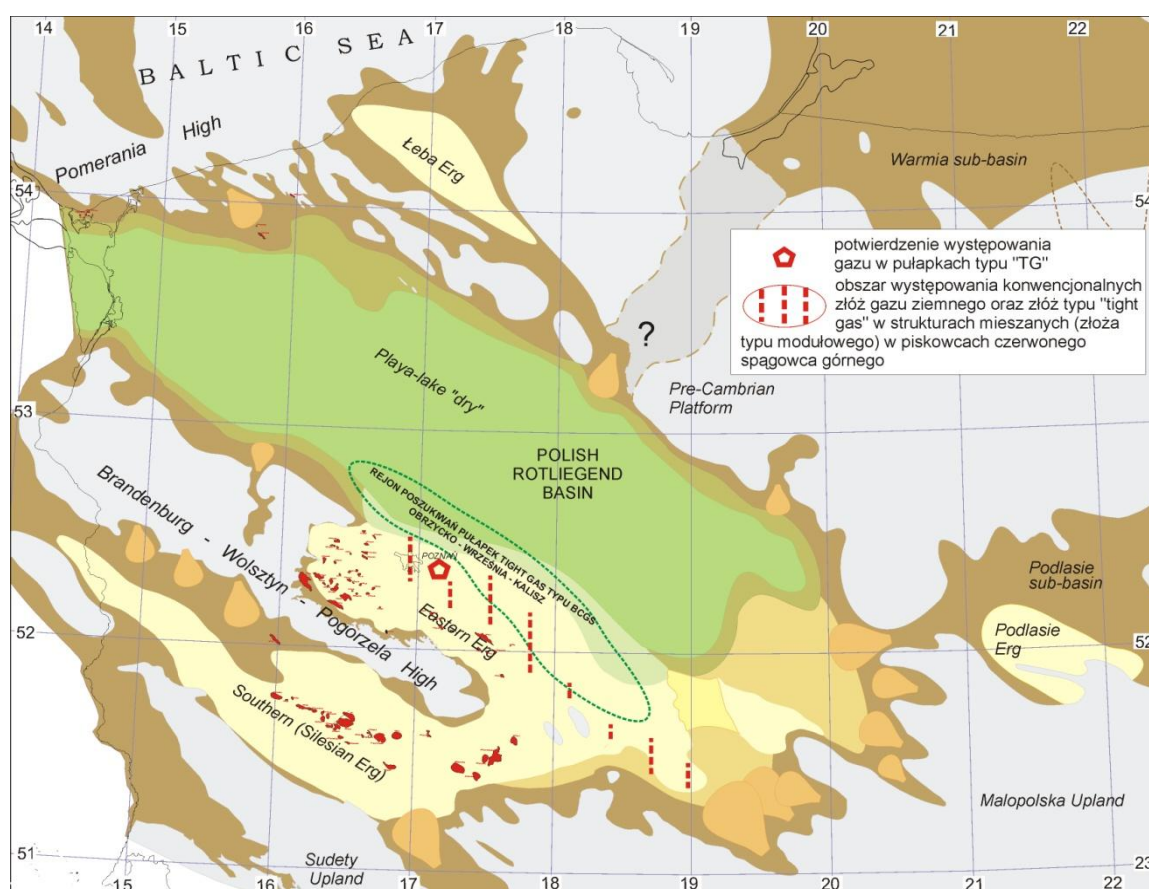


Fig. 5. Obszar potencjalnego występowania złóż gazu typu tight gas w piaskowcach czerwonego spągowca basenu permskiego; na podstawie Kiersnowskiego i Góreckiego, 2010, zmienione.

Produkcyjne złoża typu *tight gas* zostały udokumentowane w zachodniej części europejskiego basenu czerwonego spągowca (Leer i Soehlingen w Niemczech). Podobne obiecujące złożo, zlokalizowane na wschód od Poznania (struktura Siekierki-Trzek) jest obecnie w stadium rozpoznawania, podobnie jak odkryte niedawno złożo Pniewy (informacja prasowa). W obu przypadkach są to złoża niekonwencjonalne *tight gas*, o relatywnie niedużych zasobach, znajdujące się jednocześnie w konwencjonalnych pułapkach strukturalnych (Kiersnowski i in., 2010).

Postuluje się również występowanie piaskowców i złóż typu *tight gas* na częściowo rozpoznanym rejonie o osi wyznaczonej wierceniami Pławce-Komorze-Malanów (Buniak i in., 2008). Dotyczy to obszaru występowania piaskowców tzw. głębokiego czerwonego spągowca (*deep tight sands*), zalegających na głębokościach 4000-5000 m i większych, w systemie BCGS (Fig. 1, 5).

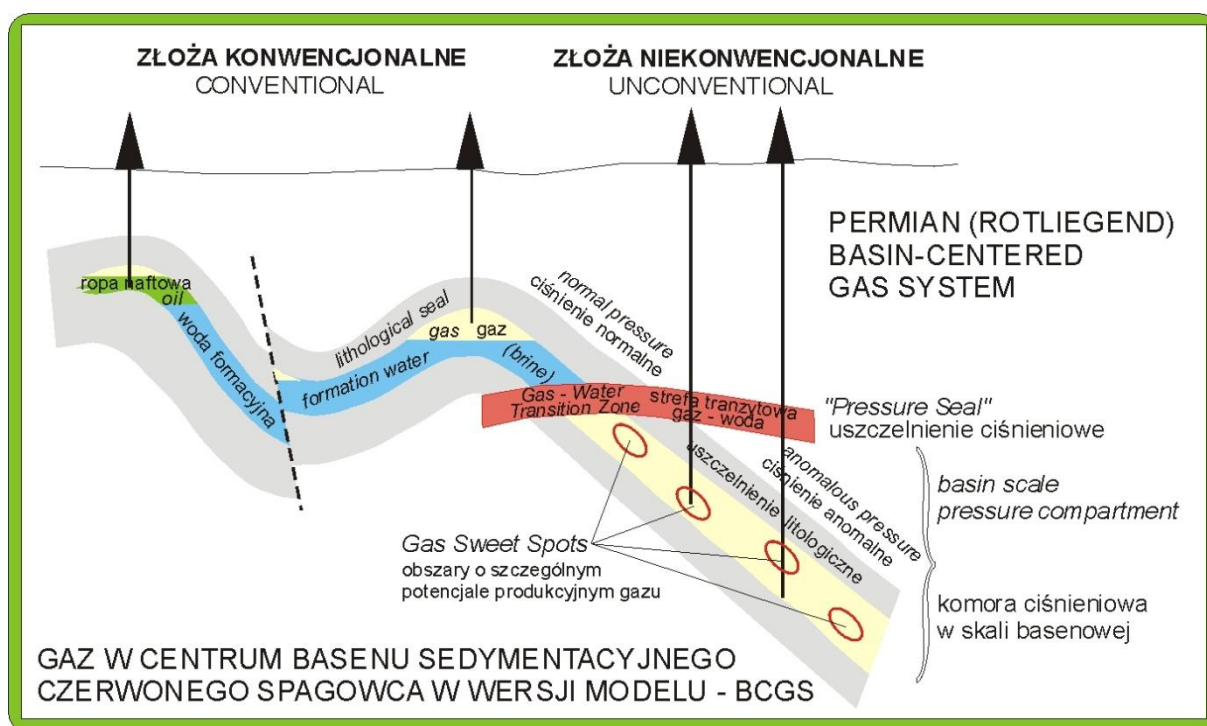


Fig. 6. Model przedstawiający zasadę akumulacji i uszczelnienia gazu w bezpośrednim systemie BCGS. Na schemacie zostały zaznaczone strefy nasycone wodą pod normalnym ciśnieniem, strefy przejściowe (tranzytowe) pomiędzy strefami nasyconymi wodą i gazem oraz strefa nasycona gazem o ciśnieniu anomalnym. Uszczelnienie zbiornika jest oparte na możliwości lub braku możliwości dyfuzji gazu zależnej od ciśnienia kapilarnego. Jest to wystarczające do wyjaśnienia akumulacji gazu typu bezpośredniego w systemie BCGS (wg Kiersnowskiego i in., 2010).

Ponieważ na tym obszarze nie stwierdzono śladów ropy w czerwonym spągowcu, zakładamy w rozpatrywanym systemie BCGS (Fig. 6) występowanie w obrębie danej skały zbiornikowej strefy nasyconej gazem poniżej strefy nasyconej wodą.

Z uwagi na fakt, że nieznany jest potencjał generacyjny znajdujących się pod permem skał karbonu (najprawdopodobniej westfalu – stanowiącego główne źródło gazu w czerwonym spągowcu basenu niemieckiego), zostało dalej przyjęte ostrożnościowe założenie, że zbiornik nie został całkowicie nasycony. W takiej sytuacji może wystąpić brak nadciśnień, a tym samym brak występowania obszarów określanych jako *sweet spots* w systemie BCGS.

Konsekwencją założenia braku wystarczającej generacji jest znaczne zmniejszenie przedstawionych prognostycznych zasobów gazu (*gas in place*) w piaskowcach czerwonego spągowca.

Analiza własności zbiornikowych piaskowców czerwonego spągowca

Analizy parametrów petrofizycznych utworów czerwonego spągowca przeanalizowano dla następujących, wybranych otworów PGNiG S.A.: Grundy 2, Komorze 3K, Pławce 2, Łuszczanów 1, Miłosław 2 i Solec 8.

W otworze Grundy 2 (2008 r.) kompleks czerwonego spągowca nawiercono w zakresie głębokości: 4240-5000 m. W ramach niniejszego raportu obliczono wartości przepuszczalności, w oparciu o wyniki pomiarów geofizyki wiertniczej i analiz laboratoryjnych na próbkach rdzenia. Pozostałe wyniki pomiarów parametrów zbiornikowych pochodzą z dostępnych materiałów archiwalnych. Stwierdzono występowanie nielicznych, kilkumetrowych warstw o własnościach zbiornikowych korzystnych dla *tight gas*, ale generalnie profil otworu Grundy 2 charakteryzuje się wysokim współczynnikiem nasycenia wodą.

Otwór Komorze 3K (2012 r.) nawierca niezbyt miąższy przedział piaskowców czerwonego spągowca (3972,2-4075 m). W jego stropie występują warunki geologiczne odpowiednie raczej dla złóż gazu konwencjonalnego. Poniżej głębokości 4008 m obserwuje się porowatości skał odpowiednie dla *tight sands*, lecz nasycenie wodą tego kompleksu jest zbyt duże.

W otworze Łuszczanów 1 (1993 r.; 3204-3592 m) na podstawie wyników analiz laboratoryjnych na próbkach rdzenia i krzywych geofizyki wiertniczej wydzielono jeden kompleks perspektywiczny o miąższości rzędu 10 m.

W otworze Miłosław 2 (1994 r.) utwory czerwonego spągowca nawiercono w przedziale głębokości 3697-4240 m. Nie stwierdzono w ich profilu obecności kompleksów perspektywicznych dla występowania gazu zamkniętego.

Podobne wnioski otrzymano dla otworu Solec 8 (1998 r.; 3031,4-3103 m) jak również dla otworu Pławce 2 (2011 r.; 3716-4202 m). W przypadku tego drugiego otworu w obrębie czerwonego spągowca obserwuje się własności zbiornikowe, które mogą być korzystne raczej dla występowania konwencjonalnych złóż gazu niż gazu zamkniętego.

W obrębie piaskowców czerwonego spągowca określono szacunkowy udział kompleksów perspektywicznych dla *tight gas* wynoszący 1-2%. Jednakże sytuacja geologiczna dla wspomnianych kompleksów i otworów odpowiada przedziałowi głębokości powyżej systemu BCGS przedstawionego na Fig. 6 (ponad regionalnym poziomem wodonośnym zamykającym system BCGS od góry), odpowiadającemu strefie występowania konwencjonalnych złóż gazu. Brak jest otworów nawiercających system BCGS, gdzie byłyby dostępne odpowiednie dane.

Obszar perspektywiczny dla złóż gazu typu *tight gas* w utworach czerwonego spągowca

Do analizy wykorzystano materiały z projektu „Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – etap I” (Kiersnowski i Poprawa, 2010) oraz inne materiały archiwalne. Przeprowadzona analiza wykazała, że piaskowce eoliczne o założonych parametrach typu *tight sands* – piaskowców zbiornikowych, w których możliwe jest występowanie gazu zamkniętego (patrz rozdział 1–kryteria wyboru) dość często występują w analizowanych profilach wielu otworów. Obecność piaskowców o gorszych własnościach zbiornikowych w analizowanych interwałach wiąże się z ich środowiskiem sedymentacji w obszarach międzywydmowych (Kiersnowski, 1997). Na pozostałe wyniki miały wpływ procesy diagenetyczne w piaskowcach, tj. cementacja i kompakcja, które doprowadziły do zmniejszenia pierwotnej porowatości i przepuszczalności.

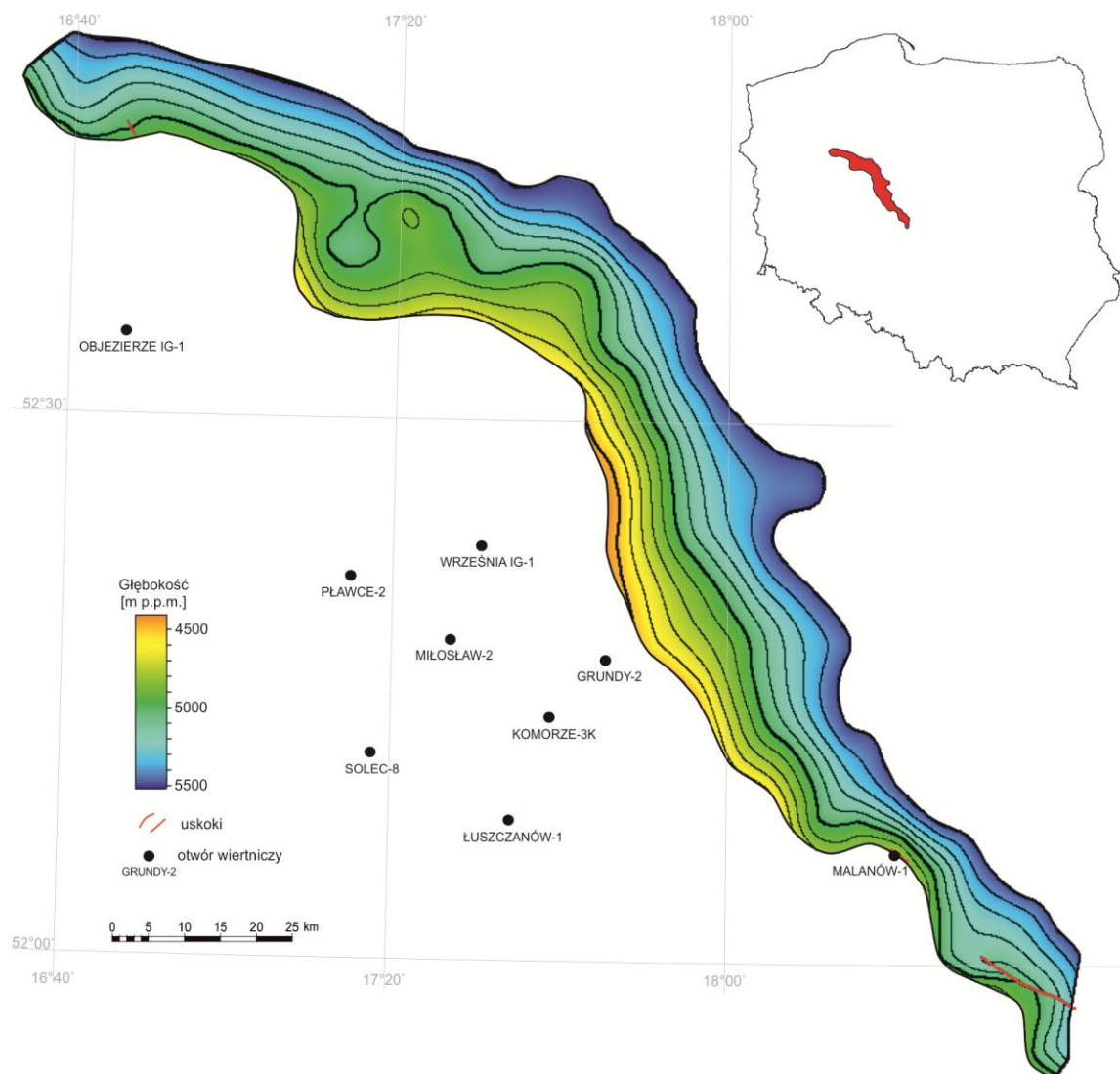


Fig. 7. Mapa stropu obszaru perspektywnego dla gazu zamkniętego (*tight gas*) w systemie BCGS (założono, że strop utworów eolicznych - piaskowców czerwonego spągowca jest analizowany do głębokości 5500 m p.p.m.).

Wyniki te pokazują, że piaskowce (głównie arenity i waki) o odpowiednich parametrach zbiornikowych dla systemu BCGS występują w strefie Poznań – Kalisz, w pasie rozciągającym się od Obrzycka, Pniew poprzez Młodawsko, Siekierki, Pławce, Miłosław po Grundy i Malanów (Fig. 5). W szczególności przeanalizowano informacje z otworów Objezierze IG 1, Września IG 1, Grundy 2, Malanów 1 oraz pomocniczo Pławce 2 i Komorze 3k. W podłożu tego obszaru występuje czoło frontu deformacji waryscyjskich i jego przedpole(rejon od otworu Objezierze IG 1 do Malanów 1). Ze względu na brak głębokich wierceń pozwalających na rozpoznanie potencjału *tight gas* w utworach czerwonego

spągowca jego strop analizowano do głębokości 5500 m p.p.m. (Fig. 7). Głębokość ta wyznaczyła jednocześnie północno-wschodnią granicę obszaru, poza którą piaskowce są przypuszczalnie zastępowane przez ilaste osady środowiska plaży (Fig. 5). Natomiast południowo zachodnia granica obszaru związana jest ze strefą występowania konwencjonalnych złóż gazu.

Przyjęto ponadto, że maksymalna głębokość występowania piaskowców eolicznych czerwonego spągowca, dla których własności zbiornikowe mogą być wystarczające dla występowania i eksploatacji złóż gazu związanego wynosi 6000 m (w oparciu o niepublikowany raport BGS z 1996 roku, dotyczący najgłębszej części polskiego basenu czerwonego spągowca – Seedhouse i in., 1996 oraz analizy porowatości wtórnej, związanej z przeobrażaniem i/lub rozpuszczaniem skał – Buniaki in., 2008) i taką głębokość końcową założono dla modelu geologicznego.

Gaz w analizowanym modelu BCGS pochodzi prawdopodobnie w całości lub w przewadze z utworów górnego karbonu, co jest bardzo istotne gdyż utwory te cechuje duży potencjał generacyjny, wpływający na możliwość powstawania nadciśnień w skałach zbiornikowych. Skład gazu stwierdzonego w pobliskich złożach konwencjonalnych jest odpowiedni dla eksploatacji.

Piaskowce eoliczne czerwonego spągowca występujące na tym obszarze osiągają według danych z otworów wiertniczych zaznaczonych na Fig. 7, miąższości rzędu 200-700 m (najbardziej miąższe są w otworze Września IG 1), zaś ku centrum basenu (gdzie brak jest danych z wierceń) miąższości te mogą sięgać 1000 m i więcej. Rzeczywista głębokość pogrzebienia spągu serii piaskowcowej oraz jej miąższość nie jest znana i w związku z tym przyjęto uproszczone założenia dla modelu przedstawionego na Fig. 6 (pomijając strefę tranzytową gaz/woda) i następujące dwa warianty (pomijając mało prawdopodobny przypadek braku nasycenia gazem na skutek jego przemigrowania) do dalszych analiz i obliczeń, tj.:

A. Nasycenie gazem niskie (resztkowe) – system dojrzały w fazie zawodnienia (gaz od głębokości 5100-5500 do 6000 m);

B. Nasycenie gazem znaczące – system dojrzały (gaz od głębokości 5100-5500 m do 6000 m i poniżej).

Ostatecznie przyjęto do obliczeń dwa kompleksy (Tab. 3):

Ia. 5500 do 6000 = 500 m;

Ib. 5100 do 6000 = 900 m

poędzy, którymi piaskowce czerwonego spągowca mogą zawierać gaz.

Natomiast czas potencjalnej generacji gazu związany z historią pogrzebienia (trias-jura) przyjęto za pracą Batora i in. (2013).

Wpływ deformacji tektonicznych na poziom piaskowców czerwonego spągowca nie jest znany i stąd w modelu został pominięty. Jednak fakt, że analizowany obszar znajduje się w rejonie zakładanego czoła deformacji waryscyjskich upoważnia do przypuszczeń o silnym zaangażowaniu tektonicznym utworów starszego podłoża (karbonu). Przesłanką za faktyczną segmentacją tektoniczną analizowanego obszaru jest fakt zróżnicowania proporcji gazu palnego do azotu, będącego najprawdopodobniej efektem istnienia barier diagenetycznych związanych ze strefami uskokowymi. Bardzo silne zaangażowanie tektonicznie utworów czerwonego spągowca może być niekorzystne dla procesu powstawania potencjalnych złóż typu *tight gas*, jak również sprzyja możliwej ucieczce gazu w przypadku jego wcześniejszego nagromadzenia. Istotne jest znaczenie szczelin i spękań dla możliwej migracji gazu oraz mikroszczelin dla możliwej akumulacji gazu. Przekroczenie granicznej wartości nadciśnień w zbiorniku gazu typu *tight*, czyli o znikomej przepuszczalności, może powodować powstawanie mikroszczelin i stopniową migrację gazu. Dodatkowo, ta część basenu czerwonego spągowca znajduje się w rejonie mezozoicznej inwersji, która miała wpływ na dekompakcję piaskowców i powstawanie dodatkowych dróg migracji i możliwej ucieczki gazu z systemu BCGS.

Piaskowce karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II)

Warunki dla występowania gazu zamkniętego spełniają piaszczyste kompleksy w obrębie utworów karbońskich (wizen-namur A) w strefie wielkopolsko-śląskiej w podłożu monokliny przedsudeckiej (Fig. 8) (Poprawa i Kiersnowski, 2008). Ponadto, dla określenia potencjału utworów karbońskich dla występowania gazu zamkniętego konieczne jest określenie skały macierzystej dla gazu, którą mogą być łupki (iłowce i mułowce), zawierające materię organiczną, w obrębie utworów dolnokarbońskich, których dojrzałość termiczna jest zazwyczaj bardzo duża (1,5-5% R_o). Charakteryzują się one również skomplikowaną budową tektoniczną o charakterze deformacji nasuwczo-fałdowych (Mazur i in., 2003), utrudniającą rozpoznanie prawidłowości rządzących ich naturalnym spękaniami. W szczególności uniemożliwia to założenie prostej siatki otworów eksploatacyjnych.

Ze względu na generalnie trudny problem rozpoznania potencjału *tight gas* w strefie wielkopolsko-śląskiej, związany z brakiem głębokich otworów rozpoznających w dostatecznym stopniu utwory karbonu założono, że będą one analizowane do głębokości 4000 m p.p.m.

Obszar perspektywiczny dla złóż gazu typu *tight gas* w utworach dolnego karbonu

Przy wyznaczaniu obszaru perspektywicznego w obrębie monokliny przedsudeckiej (Fig. 8) uwzględniono typy piaskowców i ich zdolność do tworzenia skały zbiornikowej, a w szczególności ich udział miąższościowy. Istotne jest również bardzo silnie zaangażowanie tektoniczne utworów karbonu (nachylenia warstw ponad 60°), które może być niekorzystne dla procesu powstawania potencjalnych złóż typu *tight gas*, jak również może być powodem ucieczki gazu w przypadku jego wcześniejszego nagromadzenia.

W rozpatrywanym basenie duże znaczenie ma również występowanie szczelin i spękań (względnie generacji zabiśnień szczelin; Lee, 2013) dla możliwej migracji gazu oraz mikroszczelin dla możliwej akumulacji gazu. Przeanalizowano również występowanie płytko w podłożu karbonu skał metamorficznych, tj. gnejsów i fyllitów oraz uwzględniono anhimetamorfizm skał karbonu, na podstawie czego wykluczono niektóre obszary jako nieperspektywiczne dla formowania się złóż typu *tight gas*. Przy wyznaczaniu obszaru wzięto

także pod uwagę dane dotyczące dojrzałości termicznej utworów kompleksu dolnokarbońskiego (Papiernik i in., 2008 w: Kiersnowski i Poprawa, 2010), jak również niepewność wynikającą z niedoszacowania lub przeszacowania potencjału generacyjnego łożyców karbonu w oparciu o prace Batora i in. (2013) oraz Burzewskiego i in. (2009) (Fig. 8).

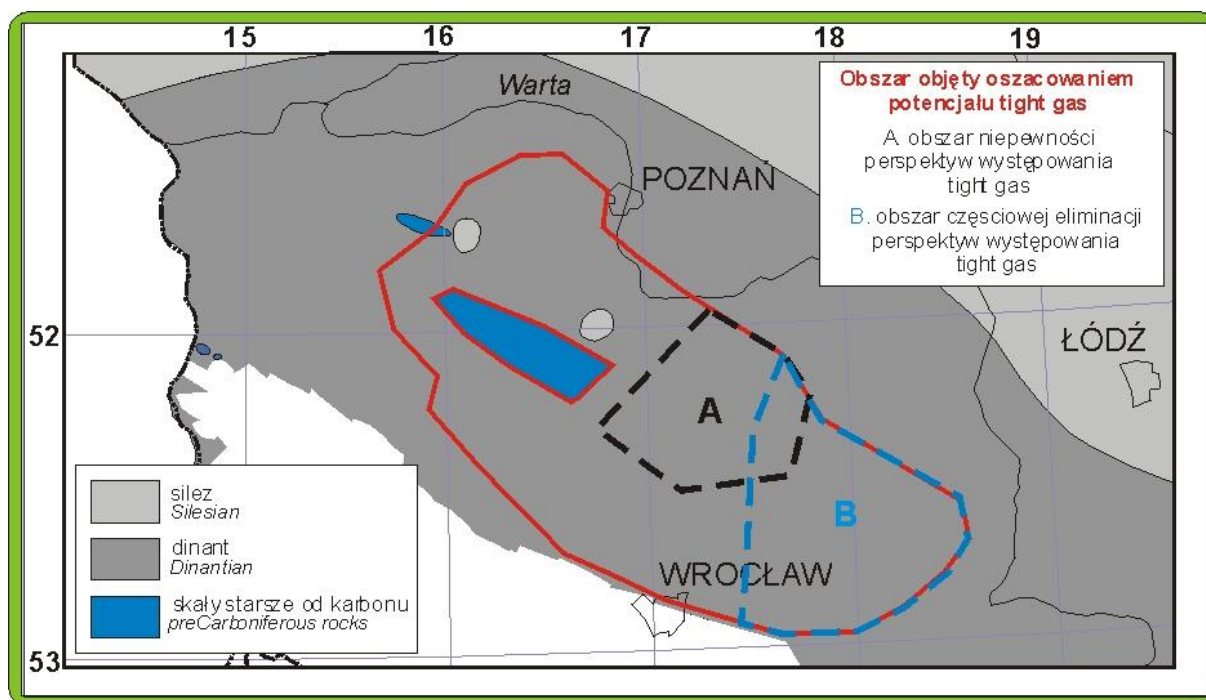


Fig. 8. Mapa geologiczna stropu karbonu wg Wąskomundzkiej, 2010 (zmodyfikowana na podstawie map innych autorów), na której zaznaczono obszar analizy potencjału występowania gazu zamkniętego (tight gas) w piaskowcach karbonu dolnego. Zaznaczono również obszary niepewności A i B uwzględnione w całościowym oszacowaniu analizowanego regionu.

Ostatnim z uwzględnionych kryteriów był skład gazu pochodzącego z karbonu w pułapkach złożowych czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego. W zachodniej części tzw. monokliny przedsudeckiej brak jest złóż gazu lub występują złoża ze znaczną przewagą udziału azotu nad węglowodorami, stąd strefa ta została wydzielona jako nieperspektywiczna dla występowania i ew. eksploatacji gazu zamkniętego.

Udział piaskowców mogących tworzyć potencjał zbiornikowy zależy od przestrzennej budowy litofacjalnej utworów karbonu oraz stopnia deformacji tektonicznych. Dla potrzeb raportu przyjęto założenie, że udział miąższościowy piaskowców karbonu największy jest na południu i zmniejsza się ku północy i północnemu wschodowi, co wiąże się z rozwojem depozycji litofacji w basenie fliszowym w wizenie i namurze A. Założenie to przyjęto

poprzez analogię do rozwoju depozycji fliszowej karbonu na obszarze Niemiec (Schwarzer i Littke, 2007; Vackiner i in., 2011).

Ten generalny model obarczony jest niepewnością co do rozmieszczenia zasadniczych stref transportu a tym samym udziału piaskowców w poszczególnych rejonach basenu. Dodatkowo występuje znaczna zmienność wielkości ziaren, kompozycji mineralogicznej, jak i miąższości poszczególnych ławic piaskowców. Skutkuje to zmiennym potencjałem zbiornikowym (własnościami petrofizycznymi) dla nagromadzeń gazu ziemnego (Fig. 9).

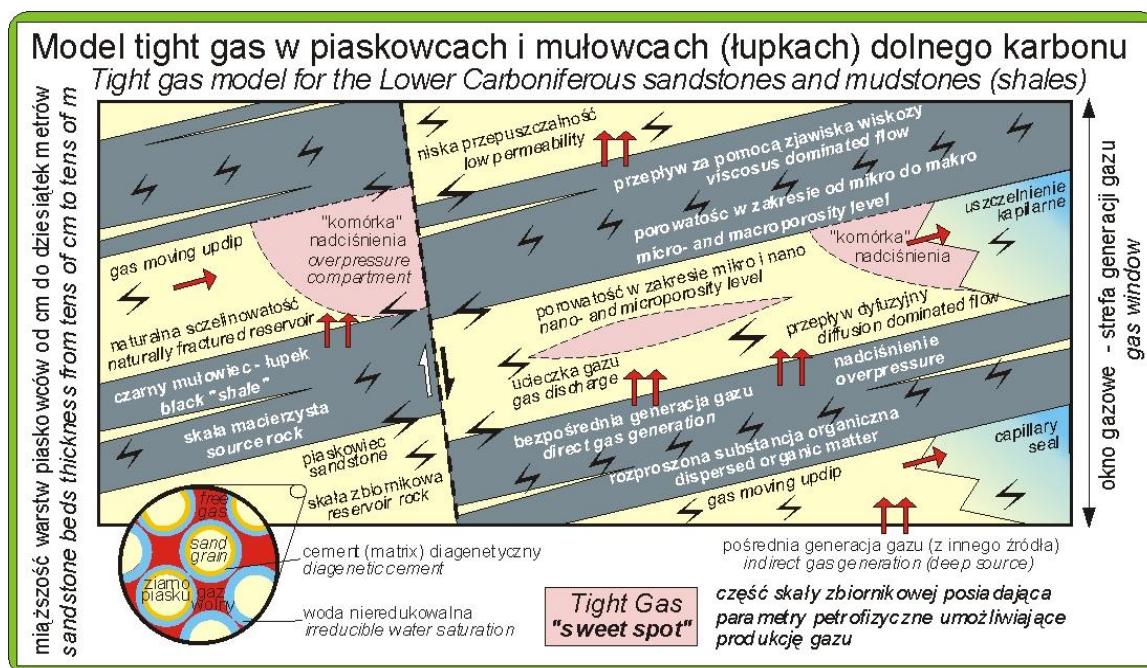


Fig. 9. Model przedstawiający zasadę akumulacji i uszczelnienia gazu zamkniętego (tight gas) w rozpatrywanym kompleksie osadów karbonu dolnego (wg koncepcji Kiersnowskiego, 2014).

Diagenetyzacja piaskowców karbonu dolnego strefy wielkopolsko-śląskiej (wstępne wyniki badań)

Wstępne wyniki badań diagenetyzacji przedstawiono na podstawie publikacji Krzemińskiego (2005). Piaskowce najczęściej charakteryzują się strukturą drobno- i bardzo drobnoziarnistą, sporadycznie z niewielką domieszką frakcji zwirowej. W profilu otworu Marcinki IG 1 przeważają piaskowce średnio- i gruboziarniste oraz drobnoziarniste zlepienie. Są to głównie waki, rzadziej arenity, arkozowe i lityczne. W profilach Siciny IG 1 i Siciny 2 występują waki i arenity lityczne, miejscami wulkanoklastyczne.

W analizowanych piaskowcach zauważono efekty działania następujących procesów diagenetycznych: kompaktacji, cementacji, zastępowania i przeobrażania oraz rozpuszczania. Kompakcja mechaniczna w piaskowcach widoczna jest w postaci upakowania szkieletu ziarnowego, w którym dominują kontakty proste oraz wygięcie blaszek łyszczyków, czy plastycznych okruchów skał. Cementacja jest zdominowana przez diagenetyczne krzemiany warstwowe. Zastępowanie jest powszechnym procesem diagenetycznym, który dotyczy wypierania detrytycznych ziaren skaleni i okruchów skał oraz matriksu głównie przez węglany, miejscami przez anhydryt. Do procesów przeobrażania należy albityzacja większości ziaren skaleni oraz ich serycytyzacja i chlorytyzacja oraz rekrytalizacja illitu do muskowitu. Rozpuszczanie ziaren skaleni poprzedzało ich albityzację, dlatego też efekty tego procesu są słabo widoczne w piaskowcach.

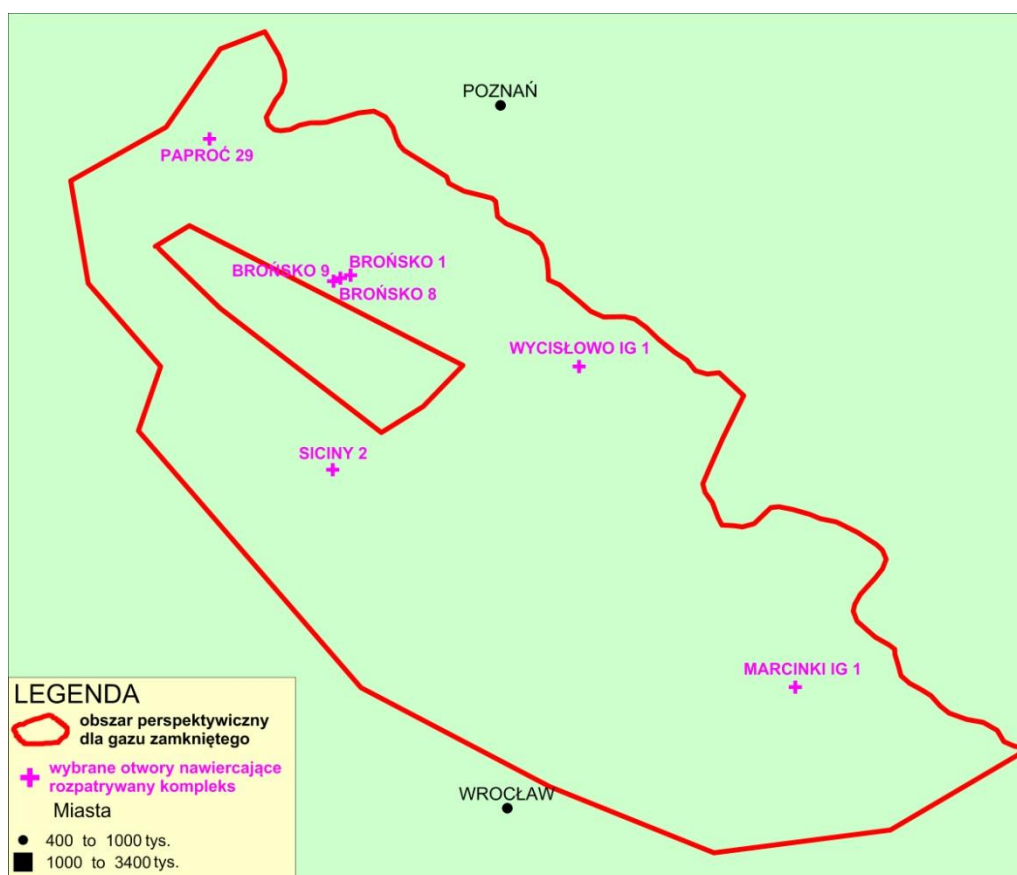


Fig. 10. Lokalizacja wybranych otworów nawiercających kompleks piaskowców karbonu, będących przedmiotem analiz i modelowań, na tle obszaru perspektywicznego dla występowania złóż gazu zamkniętego.

Analiza własności zbiornikowych utworów karbonu dolnego

Przeanalizowano wyniki analiz parametrów zbiornikowych utworów karbonu dolnego z otworu Siciny 2 (San Leon Energy, 2013) i otworu Marcinki IG 1 oraz wykonano analizy własności zbiornikowych rozpatrywanego kompleksu, przy zastosowaniu analogicznej metodyki jak w przypadku piaskowców czerwonego spągowca, dla wybranych otworów PGNiG S.A. (Fig. 10).

W otworze Siciny 2 (San Leon Energy, 2013) stwierdzono warunki korzystne dla występowania akumulacji gazu zamkniętego. W otworze nawiercono stosunkowo miąższy kompleks dolnokarboński (dolny namur, wizen) w zakresie głębokościowym: 1935,0-3520,0 m, w którego obrębie wytypowano dwa kompleksy z piaskowcami gdzie potencjalnie może występować gaz zamknięty (Fig. 11): nieprzewiercony „Tight sandstone A” (3200,0 - 3520,0 m) i kompleks „Tight sandstone B” (2870,0-3110,0 m). Ponad nimi stwierdzono trzy kompleksy perspektywiczne dla występowania gazu w łupkach. Na podstawie interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej określono, że kompleks „Tight sandstone B” charakteryzuje się następującymi parametrami: porowatość efektywna: 3-9% (średnia 3,58%), przepuszczalność: 20-300 nD (średnia 115 nD), średnie nasycenie gazem 62%, zailenie: 32-49% (średnie 37%). Dla „Tight sandstone A” parametry te przyjmują wartości: porowatość efektywna: 3-7% (średnia 3,86%), przepuszczalność: 20-200 nD (średnia 100 nD), średnie nasycenie gazem: 74%, zailenie: 24-51% (średnie 32%). Ponadto dla kompleksu „A” wykonano pomiary laboratoryjne na próbce rdzenia z głębokości 3212,5 m. Jej porowatość efektywna wynosi 2,44%, porowatość całkowita 3,5%, przepuszczalność 55 nD, a zailenie 27%. W obrębie wspomnianych dwóch kompleksów piaskowcowych o sumarycznej miąższości 560 m⁵ około 60%, tzn. 300 m, stanowią potencjalne poziomy gazonośne *tight gas*, tzn. spełniające ściśle założone kryteria złożowe, podane w rozdziale 1. W obu kompleksach stwierdzono objawy występowania gazu ziemnego.

W otworze Marcinki IG 1 piaskowce dolnego karbonu charakteryzują się relatywnie niską porowatością całkowitą i efektywną, najczęściej 1-2%, i słabą przepuszczalnością (poniżej 0,001 mD).

W otworze Brońsko 1(1999 r.) nawiercono 69 m utworów karbońskich (2249,0-2318,0 m). Wyniki archiwalnych analiz laboratoryjnych na próbkach rdzeni i analizy krzywych

⁵Udział piaskowców w nawierconym profilu karbonu jest większy, wartość 560 m odnosi się do interwałów wyróżnionych przez SAN LEON ENERGY – Tight sandstone A, Tight sandstone B .

geofizyki wiertniczej wskazują na zbyt niskie porowatości (średnio 1,2%). W otworze Brońsko 8 (2001r.) nawiercono czterdziestometrowy profil utworów karbonu (2204-2244 m). Archiwalne wyniki analiz laboratoryjnych na próbkach rdzenia z tego otworu dostarczają perspektywicznych wyników. Niestety, archiwalne wyniki interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej sugerują, że własności zbiornikowe piaskowców w tym otworze są nieodpowiednie dla występowania złóż gazu zamkniętego. W otworze Brońsko 9 (2002 r.) nawiercono stosunkowo mięszszy kompleks utworów karbonu w interwale 2170,5-2605,0 m, w którym przewagę mają mułowce. Na podstawie profilowań geofizyki wiertniczej obliczono dla tego otworu wartości przepuszczalności (pozostałe parametry zbiornikowe uzyskano z dostępnych materiałów archiwalnych). W otworze tym stwierdzono występowanie szeregu kilkumetrowej miąższości interwałów o odpowiedniej porowatości. Jednak, ze względu na wyinterpretowaną wysoką wartość współczynnika zawodnienia, utwory karbonu w tym otworze należy ocenić negatywnie pod kątem możliwości akumulacji gazu zamkniętego.

Najkorzystniejsze warunki dla występowania gazu zamkniętego stwierdzono w otworze Siciny 2. W otworze Marcinki IG 1 kompleksy piaskowcowe, prawdopodobnie analogiczne dla tych z otworu Siciny 2, mają nieco gorsze własności zbiornikowe. Dostępne informacje z otworów Brońsko 1, 8 i 9 nie odnoszą się do facji piaskowców *tight sands*, ponadto udział piaskowców dla otworu Brońsko 9, gdzie nawiercono stosunkowo mięszszy interwał karbonu, jest minimalny. Prawdopodobnie kompleksy *tight sands*, analogiczne do tych stwierdzonych w otworze Siciny 2, występują znacznie poniżej końcowych głębokości otworów Brońsko 1, 8 i 9. W związku z tym, że obszar Brońska znajduje się na wyniesieniu wolsztyńskim, perspektywiczne piaskowce mogły być tam częściowo zerodowane.

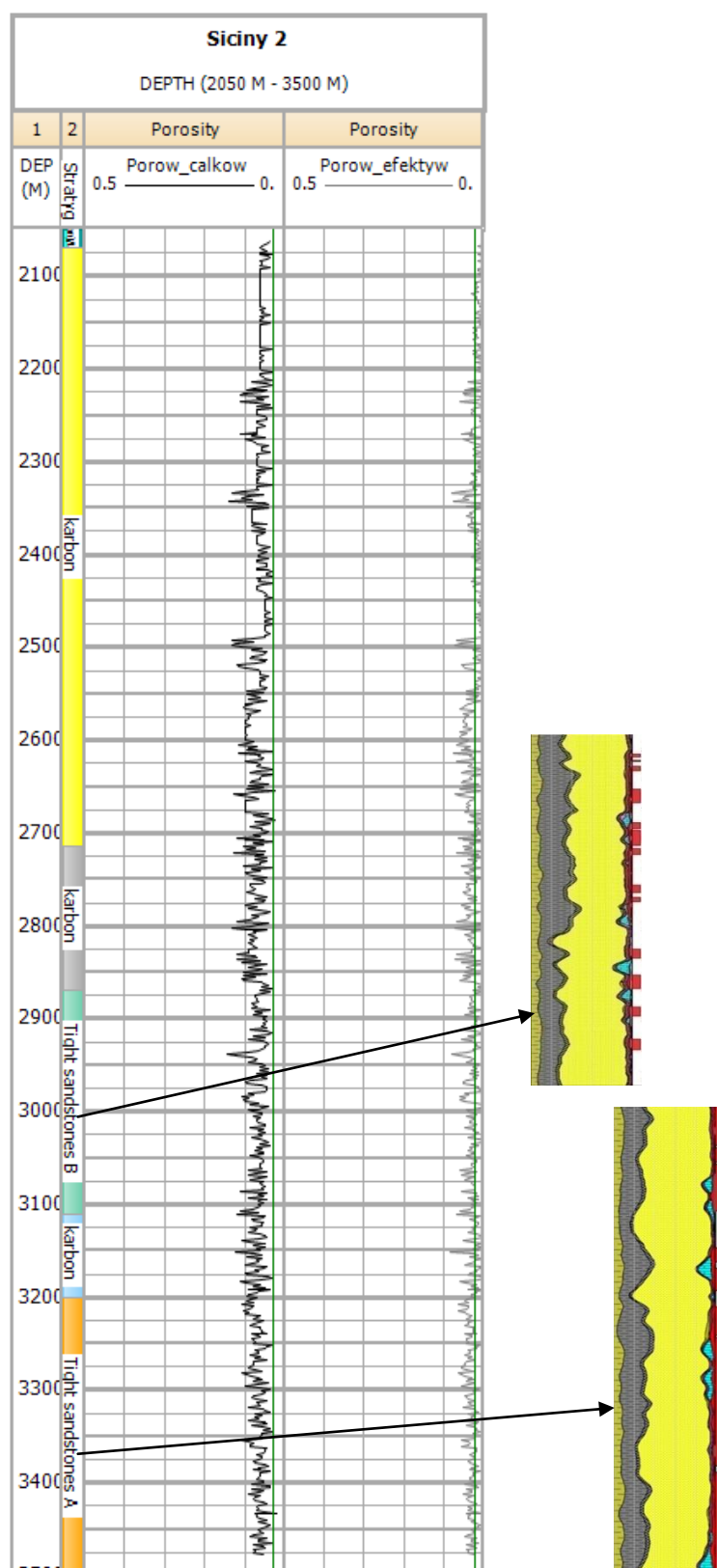


Fig. 11. Zestawienie wybranych wyników interpretacji danych geofizyki wiertniczej dla otworu Siciny 2 (porowatość całkowita i efektywna) oraz wyników interpretacji z niepublikowanej prezentacji San Leon Energy (2013), pokazujących potencjalne poziomy gazonośne (kolor czerwony) w obrębie interwałów Tight sandstone A i Tight sandstone B.

Potencjał naftowy piaskowców i łupków karbonu dolnego strefy wielkopolsko-śląskiej

W celu wykonania prostych modelowań generacji węglowodorów mających na celu potwierdzenie zdolności generacyjnych skał macierzystych (łupków) karbonu dolnego dla gazu ziemnego niezbędna była selekcja otworów pod kątem dostępności danych, t.j.: stratygrafia, litologia, zawartość materii organicznej (% TOC), równomierność rozmieszczenia w profilu pomiarów dojrzałości termicznej materii organicznej (% R_o), strumienia cieplnego, parametrów petrofizycznych oraz ewentualnych pomiarów temperatur w otworach. Zagadnienia te są omawiane w następnym podrozdziale.

Otwory wybrane do modelowań procesów naftowych, t.j.: Marcinki IG 1, Paproć 29, Siciny 2 oraz Wycisłowo IG 1 są zlokalizowane na obszarze wytypowanym do obliczeń zasobów gazu zamkniętego w skałach karbonu dolnego. Wykonano modelowania w celu potwierdzenia przebiegu złożonych i powiązanych ze sobą procesów fizyko-chemicznych i geologicznych, które doprowadziły do powstania gazu ziemnego z łupków.

Modelowania w wariancie jednowymiarowym (1-D) wykonano za pomocą programu PetroMod 1-D firmy Schlumberger. Każdej jednostce stratygraficznej zostały przypisane wieki liczbowe na podstawie danych w opracowaniu Gradstein'a i in. (2012). Modelowania przeprowadzono metodą wprost (ang. *forward modelling*) tj. zakładano stan wyjściowy systemu oraz określony proces, a następnie wyliczano jego skutek dla współczesnego rozkładu stopnia dojrzałości termicznej w profilu otworu. W przypadku niezgodności modelu, bazując na dojrzałości termicznej obliczonej i pomierzonej w profilu otworu, procedura była powtarzana, aż do optymalnej kalibracji modelu. Analizowano również alternatywne modele o podobnej kalibracji. Dojrzałość termiczną materii organicznej obliczono za pomocą algorytmu opracowanego przez Sweeney'a i Burnham'a (1990). W rekonstrukcji historii pograżania zastosowano poprawkę na dekompakcję. W procedurze dekompakcji uwzględniono takie parametry petrofizyczne skał jak: współczynniki kompaktacji i porowatości pierwotne utworów. Parametry te były przyjmowane dla poszczególnych typów litologicznych w miarę dostępnych danych publikowanych lub z biblioteki programu. W procedurze odtwarzania historii termicznej i warunków pogrzebania rekonstruowano miąższości zerodowanych fragmentów profili. Dotyczyło to zwłaszcza erozji (postwaryscyjskiej) utworów karbonu górnego (pensylwanu), jak również erozji (laramijskiej)

utworów jury i kredy. Miąższości zerodowanych utworów były określone na podstawie ekstrapolacji miąższości z obszarów o pełniej zachowanych profilach, poprzez kalibrację profili dojrzałości termicznej pomierzonej i obliczonej oraz na podstawie danych z opublikowanych Prac PIG pt. „Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce” (Marek i Pajchłowa, red., 1997). Kalibrację modeli historii termicznej przeprowadzono przede wszystkim na podstawie wyników badań średniej wartości refleksyjności witrynu i macerałów witrzynopodobnych. W modelowaniach zostały uwzględnione dane, charakteryzujące współczesny reżim cieplny (Plewa, 1994, Karwasiecka i Bruszevska, 1997, Szewczyk i Gientka, 2009) tj. pomiary temperatury w odwiertach i przewodności cieplne szkieletu ziarnowego. Ponadto, w modelowaniach uwzględniono zmiany średniej temperatury powierzchniowej w historii geologicznej basenu (Wygrala, 1989), której wartości znajdowały się w bibliotece programu. Parametry kinetyczne skał macierzystych (% TOC, HI) karbonu przyjęto na podstawie wyników badań laboratoryjnych materii organicznej z otworu Siciny 2 (San Leon Energy 2012-14).

Wyniki modelowania

Modelowania systemów naftowych pozwalają na śledzenie w czasie geologicznym procesów prowadzących do generacji, migracji i akumulacji złóż węglowodorów. Modelowania przeprowadzono dla otworów Siciny 2, Marcinki IG 1, Paproć 29, oraz Wycisłowo IG 1 (Fig. 10). Parametry wejściowe dla utworów (łupków, piaskowców) karbońskich scharakteryzowano w Tab. 1. Należy przy tym podkreślić, że utwory karbonu mają zdolność generowania jedynie gazu ziemnego, dlatego widoczne na modelach okno generowania ropy naftowej ma jedynie charakter ukazujący dojrzałość termiczną.

Tab. 1 Parametry wejściowe dla modelowania procesów generacji węglowodorów w utworach karbonu.

Otwór	Miąższość kompleksu (namur A - wizen górny) [m]	Kalibracja historii termicznej - ilość pomiarów R_o	Kalibracja modeli kompaktacji - ilość pomiarów porowatości	Wielkość erozji postwarwyscyskiej [m]	Karboński strumień cieplny [mW/m ²]	Postpermski strumień cieplny [mW/m ²]
Siciny2	1460	12	42	1000	90	77 (65 obecnie)
Marcinki IG1	2522	16	12	2800	131	90
Paproć 29	1011	10	-*	3000	90	65
Wycisłowo IG1	613	5	-*	2400	95	85

* Z pozostałych otworów będących przedmiotem modelowania

Otwór Siciny2

Modelowanie warunków generacyjnych (Fig. 12, 13) wykazało, że poziomy macierzyste skał karbonu osiągnęły cały przedział dojrzałości generacyjnej od wczesnej fazy generowania ropy naftowej ($R_o = 0,5-1,1\%$) do wysokotemperaturowej fazy generowania gazu ziemnego ($R_o = 1,3-3,5\%$). Skały karbońskie weszły we wstępną fazę generowania gazu ziemnego z końcem triasu (200 mln lat) i do tej pory nie wykorzystały swojego potencjału generacyjnego. Potencjalna strefa występowania gazu ziemnego w utworach karbonu w otworze Siciny 2 znajduje się na głębokości od 2830 m do dna otworu występującego na głębokości 3520 m.

Otwór Marcinki IG1

Modelowanie warunków generacyjnych wykazało, że poziomy macierzyste skał karbonu osiągnęły cały przedział dojrzałości generacyjnej od wczesnej fazy generowania ropy naftowej ($R_o = 0,5-1,1\%$) do wysokotemperaturowej fazy generowania gazu ziemnego ($R_o = 1,3-3,5\%$) a ostatecznie fazy przejrzalej – wyczerpania potencjału generowania węglowodorów ($R_o \geq 3,5\%$). Skały karbońskie weszły we wstępną fazę generowania gazu ziemnego w namurze (315 mln lat) i wykorzystały swój potencjał generacyjny już w westfalu (311 mln lat). Potencjalna strefa występowania gazu ziemnego w utworach karbonu w otworze Marcinki IG 1 znajduje się w przedziale głębokości 1715 m (strop karbonu) - 3073 m.

Otwór Paproć29

Modelowanie warunków generacyjnych wykazało, że poziomy macierzyste skał karbonu osiągnęły cały przedział dojrzałości generacyjnej od wczesnej fazy generowania ropy naftowej ($R_o = 0,5-1,1\%$) do wysokotemperaturowej fazy generowania gazu ziemnego ($R_o = 1,3-3,5\%$). Skały karbońskie weszły we wstępną fazę generowania gazu ziemnego w westfalu (308 mln lat) i do tej pory nie wykorzystały swojego potencjału generacyjnego. Potencjalna strefa występowania gazu ziemnego w utworach karbonu w otworze Paproć 29 znajduje się na głębokości od 3140 m do końca otworu czyli głębokości 3522 m.

Otwór Wycisłowo IG1

Modelowanie warunków generacyjnych wykazało, że poziomy macierzyste skał karbonu osiągnęły cały przedział dojrzałości od wczesnej fazy generowania ropy naftowej (R_o

= 0,5-1,1%) do wysokotemperaturowej fazy generowania gazu ziemnego ($R_o = 1,3-3,5\%$). Skały karbońskie weszły we wstępną fazę generowania gazu ziemnego z końcem triasu (202 mln lat) i do tej pory nie wykorzystały swojego potencjału generacyjnego. Potencjalna strefa występowania gazu ziemnego w utworach karbonu w otworze Wycisłowo IG 1 znajduje się w przedziale głębokości od 2547 m (strop karbonu) do dna otworu na głębokości 3160 m.

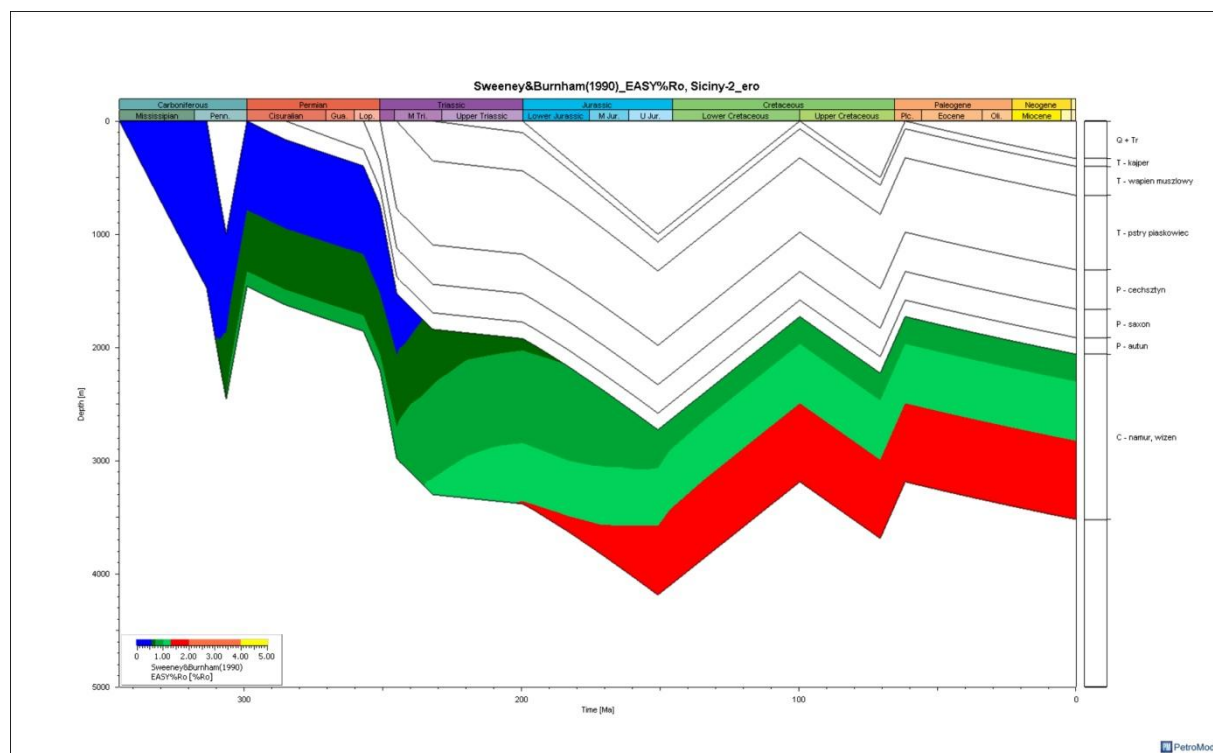


Fig. 12. Przykładowy model dojrzałości termicznej w warunkach pogrążenia z zaznaczonymi strefami generowania węglowodorów dla otworu Siciny 2.

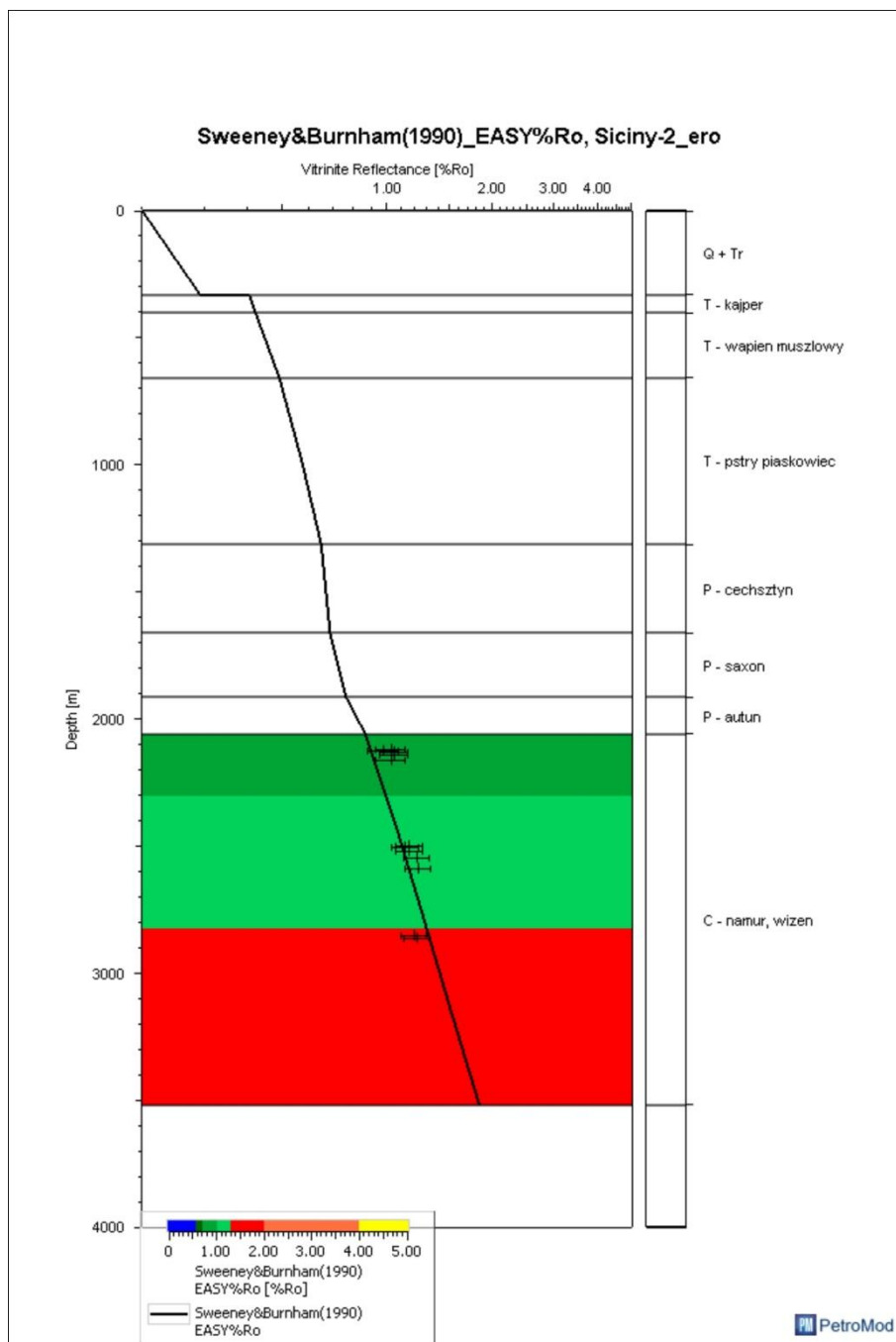


Fig. 13. Przykładowa kalibracja modelu historii termicznej pomiarami refleksyjności wityrynytu dla otworu Siciny 2.

Podsumowanie

Wyniki modelowań przeprowadzone dla utworów karbonu w otworach Siciny 2, Marcinki IG 1, Paproć 29 oraz Wycisłowo IG 1 jednoznacznie potwierdzają potencjalne zdolności generacyjno-akumulacyjne łupków oraz akumulacyjne piaskowców. Należy jednak

stwierdzić, że przeprowadzone modelowania charakteryzują się możliwym dużym błędem wynikającym m. in. z braku pomiarów dojrzałości termicznej oraz porowatości dla utworów mezozoicznych, braku szczegółowych analiz geochemicznych skał macierzystych, a przede wszystkim ze zbyt małej liczby otworów przewiercających reprezentatywne profile karbonu.

Uzyskane wyniki analizy dojrzałości termicznej utworów karbonu wykazują, że w rejonie otworów Marcinki IG1 i Paproć29 generowanie gazu ziemnego nastąpiło w okresie westfalu, natomiast w przypadku otworów Siciny2 i Wycisłowo IG 1 z końcem triasu. Węglowodory wygenerowane w karbonie przed utworzeniem regionalnego uszczelnienia w postaci ewaporatów cechsztynu mogły nie zostać zatrzymane jako konwencjonalne akumulacje gazowe, natomiast te wygenerowane w triasie mogły napełnić pułapki konwencjonalne już uszczelnione ewaporatami cechsztynu. Pułapki niekonwencjonalne typu *tight sands* mogły zatrzymać gaz we wcześniejszej fazie, przed utworzeniem regionalnego uszczelnienia. Istotne są dla tego zagadnienia analizy tłumaczące czas generacji gazu oraz potencjał generacyjny skał macierzystych (Botor i in., 2014; Burzewski i in., 2009). Wg pracy Batora i in., (2014) w analizowanym obszarze występują strefy o niskim R_o – słabo dojrzałe i o wysokim R_o – przejrzale, co może eliminować je jako nieperspektywiczne lub ograniczyć interwał głębokościowy dla możliwego występowania gazu zamkniętego.

Wynikiem modelowań przeprowadzonych dla celów szacowania perspektywicznych zasobów gazu ziemnego w piaskowcach karbonu było potwierdzenie generacji gazu ziemnego w analizowanym obszarze oraz wyznaczenie stref (przedziałów głębokości) możliwego występowania gazu ziemnego (Tab. 2).

Tab. 2. Potencjalne strefy występowania gazu ziemnego w profilach analizowanych otworów.

Otwór	Głębokość dna otworu [m]	Strop karbonu [m]	Głębokość strefy gazowej			Wiek początku generowania gazu [mln lat]
			od [m]	do [m]	miąższość [m]	
Siciny2	3520	2060	2830	3520	720	200 (górny trias)
Marcinki IG1	4237	1715	1715	3073	1358	315 (namur)
Paproć 29	3522	2511	3140	3522	382	308 (westfal)
Wycisłowo IG1	3160	2547	2547	3160	613	202 (górny trias)

Piaskowce kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III)

W oparciu o materiały z projektu „Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu” (Kiersnowski i Poprawa, 2010) oraz inne materiały archiwalne na obszarze zachodniej części kambryjskiego basenu bałtyckiego (Fig. 14) zidentyfikowano dwa podobszary potencjalnego występowania *tight sands*, perspektywiczne dla gazu zamkniętego i ropy zamkniętej, w piaskowcach kambru środkowego oraz ewentualnie w najniższej części kambru górnego i najwyższej części kambru dolnego.

Piaskowcowe utwory dolnego kambru (wraz z nierozdzielonym ediakarem), występujące w zachodniej części rozpatrywanego obszaru basenu bałtyckiego, na linii otworów Kościerzyna IG 1 – Słupsk IG 1 (Fig. 14) mimo, że spełniają kryteria petrofizyczne dla występowania gazu zamkniętego, nie mogą być uznane za potencjalnie zbiornikowe ze względu na brak skał macierzystych w nadkładzie.

Na podstawie przesłanek geologicznych jako **pierwszy podobszar (1)** potencjalnego występowania nagromadzeń gazu zamkniętego w utworach kambru wytypowano teren, rozciągający się między otworami wiertniczymi B16-1/85 na północnym zachodzie, B2-1/80 na wschodzie, zlokalizowanymi na Morzu Bałtyckim, a otworami znajdującymi się na lądzie, t.j.: Łeba 8 na zachodzie podobszaru, Białogóra 1 i Białogóra 2, Dębki 3 i Dębki 4, Żarnowiec 5, Mieroszyno 8 w części centralnej podobszaru oraz otworami Władysławowo 4 i Darżlubie IG 1 w jego wschodniej części (Fig. 14).

Wymienione wyżej otwory zlokalizowane są w południowej części wyniesienia Łeby (struktury blokowej Łeba). Pierwszy podobszar potencjalnego występowania gazu jest ograniczony uskokami tektonicznymi. Od zachodu i południowego zachodu ogranicza go uskok Białogóry, a od północy uskok Łeby. Strop utworów kambryjskich zalega na głębokości od 1800,0 do 3100,0 m i zapada w kierunku na południe i południowy zachód. Utwory kambru wyniesienia Łeby uległy pograżeniu w sylurze i ponownemu wyniesieniu na przełomie dewonu i karbonu. Jest to jedną z przesłanek geologiczno-regionalnych, wskazujących na możliwość wystąpienia nagromadzeń gazu zamkniętego.

Rozpoznane otworami wiertniczymi utwory kambru środkowego są reprezentowane przez skały klastyczne, głównie piaskowce w stropowej części profili środkowokambryjskich oraz mułowce i iłowce w ich dolnej części.

Potencjalnymi skałami zbiornikowymi dla gazu zamkniętego są zwięzłe piaskowce, występujące w wyższych częściach profili środkowokambryjskich (Fig. 15). Piaskowce te były deponowane w płytkich, przybrzeżnych strefach regresywnego zbiornika morskiego. Są to drobnoziarniste piaskowce kwarcowe scementowane regeneracyjnym spoiwem kwarcowym typu porowego z dodatkiem spoiwa węglanowego. Piaskowce wykazują mikroporowy typ struktury oraz cechuje je intensywna szczelinowatość (Karczeńska, Żurawski, 1998). Charakteryzują się one bardzo dobrymi dla występowania złóż typu *tight gas* wartościami wskaźników petrofizycznych, zawartymi poniżej 0,1 mD dla przepuszczalności i powyżej 2% dla porowatości efektywnej, i odpowiednio większej całkowitej. Wartości przepuszczalności i porowatości piaskowców wskazują, że mógł nagromadzić się w nich gaz zamknięty. We wszystkich wymienionych wcześniej otworach, w których występuje kambr środkowy stwierdzono podobne, znajdujące się w wymienionym przedziale wartości przepuszczalności i porowatości.

W piaskowcowych utworach kambru środkowego występują bardzo liczne objawy gazu ziemnego, t.j.: obecność gazu w płuczce, przyпіływy gazu palnego i solanki ze śladami gazu palnego. Stwierdzono również objawy w rdzeniach, t.j.: wydzielanie się gazu z mikroszczelin, pojedyncze pęcherzyki gazu i punktowe odgazowania w spękaniach. Obok objawów gazowych występują bardzo liczne objawy ropy naftowej.

Wyniesienie Łeby jest obszarem występowania konwencjonalnych złóż węglowodorów, zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego oraz kondensatu o znaczeniu przemysłowym. Występują one zarówno na lądzie, jak i na morzu, również na wytypowanym obszarze. Obecność złóż konwencjonalnych węglowodorów jest jedną z najważniejszych przesłanek wskazujących na możliwość występowania również nagromadzeń gazu zamkniętego. Skałami zbiornikowymi dla konwencjonalnej ropy naftowej i gazu ziemnego są piaskowce górnej części profili środkowego kambru. Skałami macierzystymi i jednocześnie uszczelniającymi złoża, są łupki ałunowe kambru górnego o bardzo wysokiej, ale zmiennej w profilach, zawartości substancji organicznej oraz iłowce i mułowce najniższego ordowiku i syluru. Wartości TOC zawierają się w granicach 3-7,5%, natomiast stopień dojrzałości

termicznej materii organicznej (R_o) zawartej w utworach iłowcowych kambru górnego, ordowiku i syluru wskazuje na fazę gazu mokrego.

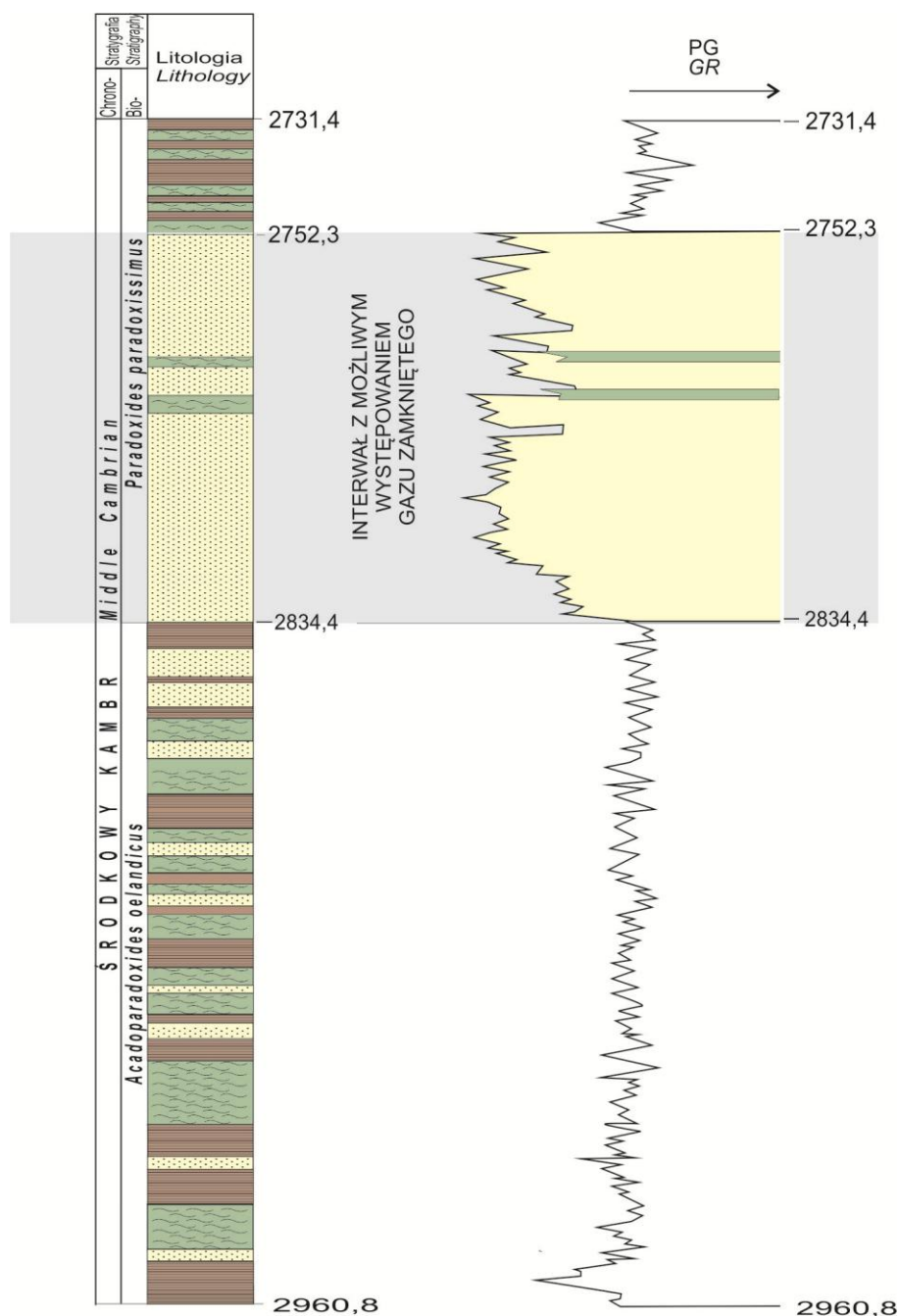


Fig. 15. Reprezentatywny dla południowej części wyniesienia Łeby (bloku Łeby) litologiczno-stratygraficzny profil z zaznaczoną kolorem szarym strefą potencjalnego występowania poziomów gazonośnych (tight gas) (na podstawie archiwalnych dokumentacji ww. otworów wiertniczych).

Złoża konwencjonalnych węglowodorów występują przy uskokach, w pułapkach strukturalnych i są to złoża typu szczelinowego. Złoża typu porowego i porowo-szczelinowego, występują w północnych strefach bloku Łeby. Własności zbiornikowe

piaskowców środkowokambryjskich oraz macierzystość skał iłowcowych górnego kambru, ordowiku i syluru dla węglowodorów konwencjonalnych polepszają się w kierunku północnym (Królicka, 1998).

Przesłanki geologiczne i złożowe oraz fakt istnienia mikroporowej struktury piaskowców dopuszczają konkluzję o prawdopodobnym nagromadzeniu się gazu zamkniętego w mikroporach, znajdujących się w piaskowcach środkowego kambru.

Drugim podobszarem (2) potencjalnego występowania węglowodorów w zwięzłych piaskowcach kambru jest rejon otworów wiertniczych, zlokalizowanych na wschód od pierwszego podobszaru. Jest to obszar zawarty między otworami Krynica Morska 1, Żelazna Góra 1, Głębock 1, Młynary 3 i Gładysze 1. Piaskowce środkowego kambru w tym podobszarze prawdopodobnie występują w oknie ropnym i należy się tu spodziewać raczej występowania ropy zamkniętej niż gazu zamkniętego. Stąd podobszar ten nie był przedmiotem dalszych analiz w ramach niniejszego raportu.

Analiza własności zbiornikowych utworów kambru (wraz z nierozdzielonym ediakarem)

Wykonano analizę własności zbiornikowych utworów kambru (wraz z nierozdzielonym ediakarem), według analogicznej metodyki (jak w przypadku piaskowców czerwonego spągowca) dla szeregu wybranych otworów PGNiG S.A. i jednego archiwalnego otworu PIG.

Dla otworu Kościerzyna IG 1 (1972 r.) dostępne są wyniki pomiarów laboratoryjnych porowatości i przepuszczalności na próbkach rdzenia z utworów kambru oraz opublikowane są wyniki interpretacji profilowań geofizycznych (Modliński, 1982). Kilka próbek pochodzących z ediakaru (5088 m, 5084 m, 5060 m) oraz kambru dolnego (4986 m, 4872,8 m) charakteryzuje się własnościami zbiornikowymi korzystnymi dla występowania gazu zamkniętego (przepuszczalności poniżej 0,1 mD, porowatości całkowite w przedziale 3,4-6,66%). Wyniki interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej wskazują na występowanie odcinków o korzystnych własnościach zbiornikowych w obrębie piaskowców ediakaru (5065-5096 m), piaskowcowo-iłowcowych utworów kambru dolnego (4742-4758,5 m) oraz kambru środkowego i górnego (4445-4452 m), który jednak jest zbudowany głównie z mułowców i iłowców.

W otworze Wysin 1 (2013 r.), odwierconym dla oceny możliwości nasycenia gazem/ropą utworów dolnopaleozoicznych (w szczególności syluru dolnego i ordowiku), utwory kambru środkowego stwierdzono w zakresie głębokości 3992-4040 m, zaś kambru górnego – 3981,6-3992 m. Wyniki interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej wskazują, że kambr górny wykształcony jest w postaci wapieni zailonych, iłowców wapnistych i iłowców z udziałem piaskowców. Niewielkie porowatości całkowite (do ok. 5%) i efektywne (do ok. 3,2%), spełniające kryteria przyjęte dla potencjalnej obecności *tight gas*, wyinterpretowano w interwale 3985-3987 m. Utwory kambru środkowego, wykształcone w postaci piaskowców, iłowców i mułowców, posiadają raczej słabe własności zbiornikowe. Porowatości spełniające kryteria postawione dla stref potencjalnej obecności gazu zamkniętego (całkowite maksymalnie 5,35%, efektywne maksymalnie ok. 5%) obserwuje się w 1-2 metrowej miąższości warstwach piaskowców kambru środkowego, np. w interwałach głębokościowych: 3999-4000 m, 4007-4009 m.

W otworze Lubocino 1 (2011 r.) utwory kambru górnego obecne są w interwale 2970-2980,6 m, zaś kambru środkowego – 2980,6-3051 m. Spośród 16 próbek rdzenia z utworów kambru 6 charakteryzuje się własnościami zbiornikowymi spełniającymi warunek przyjęty dla potencjalnej obecności gazu zamkniętego. Wyniki interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej sugerują, że utwory kambru górnego nie spełniają kryterium ustalonego dla wartości porowatości, gdyż są one zbyt niskie. W obrębie interwału związanego ze skałami kambru środkowego można natomiast wydzielić niewielkiej miąższości strefy o wartościach porowatości, zailenia i nasycenia wodą, spełniających kryteria przyjęte dla utworów z potencjałem do akumulacji gazu zamkniętego. Są to jednak warstwy o niewielkiej, 1-2 m miąższości (np. 3028-3030 m, 3040,9-3042,3 m).

W otworze Opalino 2 (2012 r.) kambr górny (2947-2950 m) wykształcony jest w postaci iłowców i mułowców z udziałem wapieni. W kambrze środkowym dominują piaskowce obok piaskowców zailonych poprzewarstwianych iłowcami. Nawiercono go w interwale 2950-3050 m. Archiwalne wyniki interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej pokazują, że profil otworu związany z utworami kambru środkowego charakteryzuje się korzystnymi wartościami porowatości efektywnej i zailenia z punktu widzenia możliwości akumulacji gazu zamkniętego. Na podstawie wyinterpretowanych wartości porowatości efektywnej, nasycenia wodą, zailenia i przepuszczalności można wydzielić warstwy spełniające warunki przyjęte dla potencjalnych stref akumulacji *tight gas* (np. warstwy z interwałów: 2953,8-2956,8 m, 2980-2982,5 m, 3036,2-3037,9 m).

Otwór Kościerzyna IG 1 leży poza wytypowanym podobszarem i występują też w nim kompleksy uznane za nieperspektywiczne dla występowania złóż gazu zamkniętego.

Analizowane nowe otwory PGNiG S.A. Lubocino 1 i Opalino 2 (Fig. 16) zlokalizowane są w obszarze występowania perspektywnego kompleksu piaskowców kambru środkowego ale miąższość potencjalnych poziomów gazonośnych *tight gas* w ich obrębie wynosi najwyżej 10% miąższości tego kompleksu. Należy jednak zaznaczyć, że żaden z tych otworów nie przewiercił całego profilu kambru środkowego, tak więc jego pełny profil i właściwości nie są do końca znane.

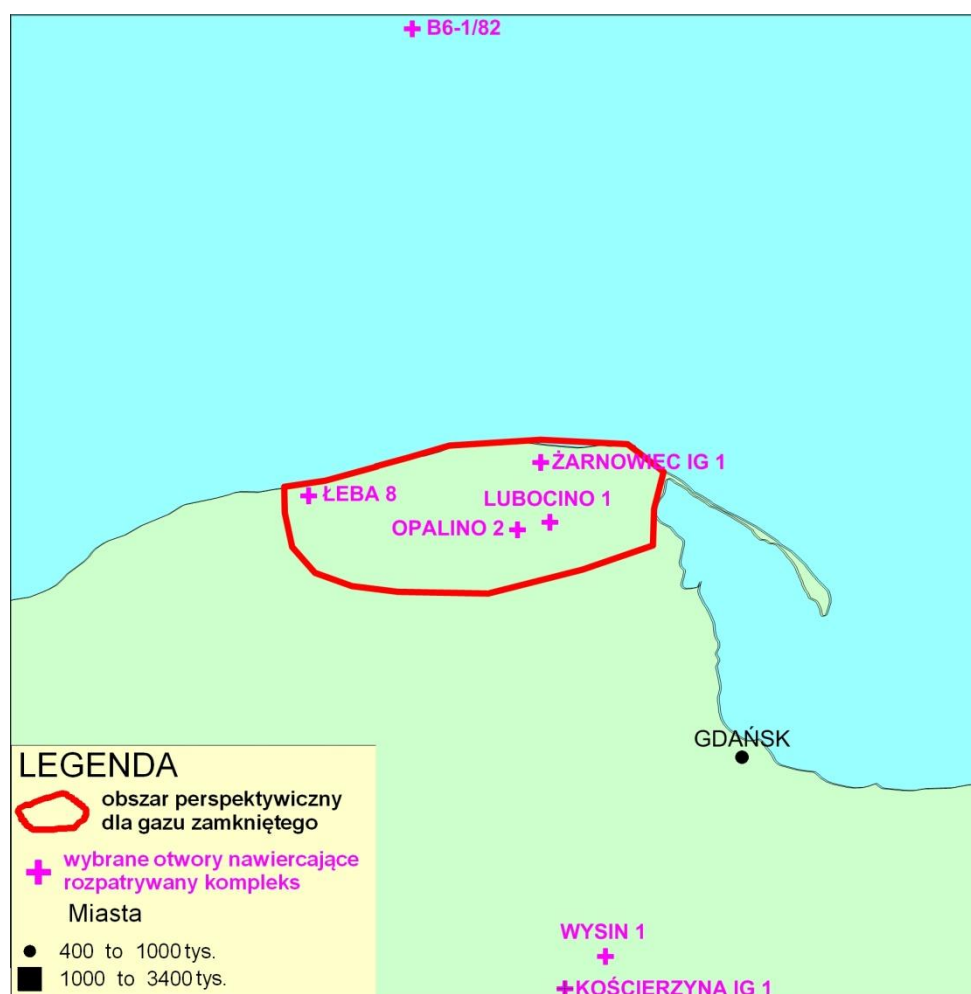


Fig. 16. Lokalizacja wybranych otworów nawiercających kompleks piaskowców kambru, będących przedmiotem analiz, na tle obszaru perspektywnego dla występowania złóż gazu zamkniętego.

Potencjał naftowy skał kambru górnego z zachodniej części basenu bałtyckiego

Przedstawione w pracach: Poprawy i in. (2010), Kosakowskiego i in. (2010) oraz Więclawa i in. (2010) wyniki przeprowadzonych analiz i modelowania historii pogrążania, historii termicznej oraz generowania węglowodorów, charakteryzują potencjał naftowy skał kambru m. in. w podobszarze (1) przyjętym do określenia zasobów gazu zamkniętego w piaskowcach kambru (Fig. 14, 16). Utwory kambru górnego będące skałą macierzystą dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych w kambrze środkowym występują na większej części podobszaru (1) na granicy dojrzałości dla okna generowania ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kondensatu i gazu (Fig. 17). W kierunku lądowej części podobszaru wzrasta prawdopodobieństwo występowania gazu ziemnego, co potwierdzają modelowania przeprowadzone dla otworów Żarnowiec IG 1 oraz Łeba 8 (Fig. 18B i C). Mimo, że w tych otworach utwory kambru górnego osiągnęły wczesną dojrzałość na granicy generowania gazu ziemnego i ropy naftowej, to wraz ze wzrastającą dojrzałością wynikającą z pogrążania skał kambru w kierunku południowo-zachodnim, wydaje się, że w kambrze środkowym bardziej prawdopodobne jest występowanie tylko gazu ziemnego. Należy podkreślić, że również w tym kierunku zmniejsza się do kilku metrów miąższość skał macierzystych kambru górnego, co obniża perspektywiczność występowania złóż gazu ziemnego w kambrze środkowym. W morskiej części podobszaru (1) (Fig. 14), mimo że miąższość utworów kambru górnego wzrasta ku północnemu zachodowi do około 20 metrów (Modliński, 2010), tworząc dobry kompleks skał macierzystych, którego dojrzałość znajduje się w fazie generowania ropy naftowej, jak np. w otworze B6-1/82 (Fig. 18A). Jednakże obecność konwencjonalnych złóż gazu ziemnego towarzyszącemu ropie naftowej w otworach B16 i B21 leżących w bliskim sąsiedztwie podobszaru szacowania, wskazuje na możliwość występowania gazu zamkniętego w piaskowcach kambru środkowego.

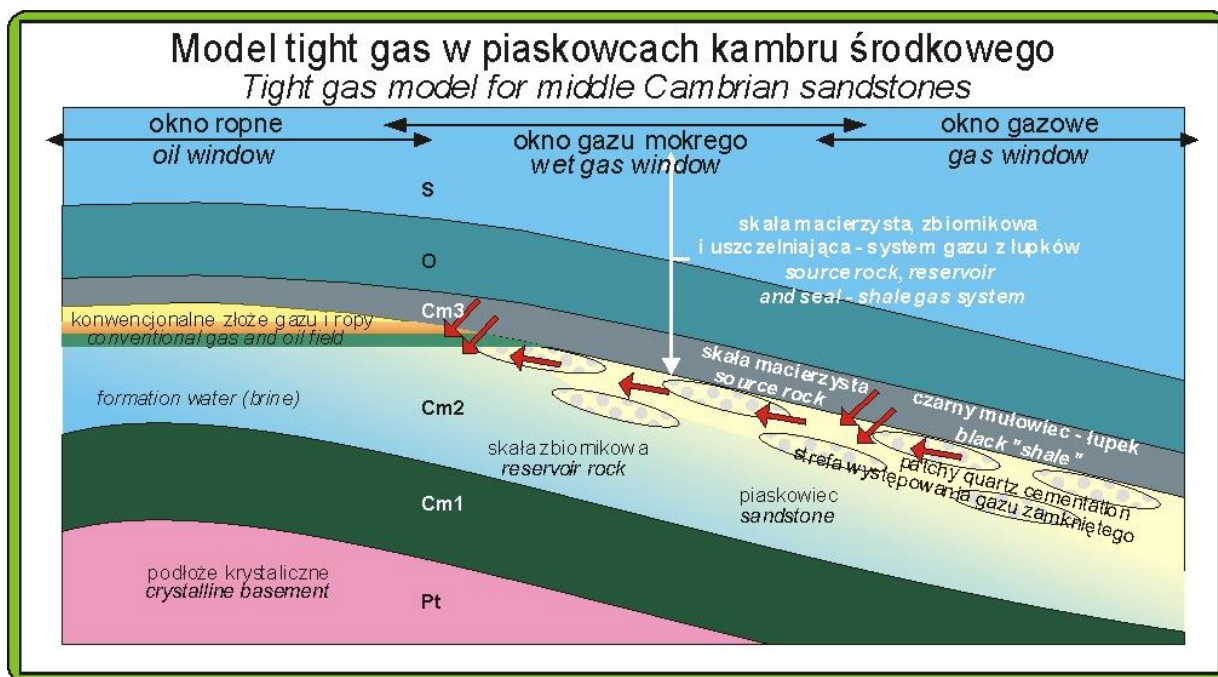


Fig. 17. Model tight gas w piaskowcach kambru środkowego strefy pomorskiej. Model wg koncepcji Dyrki i Kiersnowskiego (2014). Można się tu spodziewać występowania gazu w złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (tight) oraz hybrydowych.

Szacowanie zasobów gazu zamkniętego w utworach kambru środkowego wykonano tylko dla lądowej części podobszaru (1) (Fig. 17). Pominięcie szacowania zasobów w morskiej części podobszaru związane jest z większym prawdopodobieństwem występowania tam ropy naftowej, która, jako *tight oil*, może również towarzyszyć gazowi zamkniętemu. Z tego względu do szacowania przyjęto, że przestrzeń porowa nasycona jest po połowie ropą naftową i gazem ziemnym.

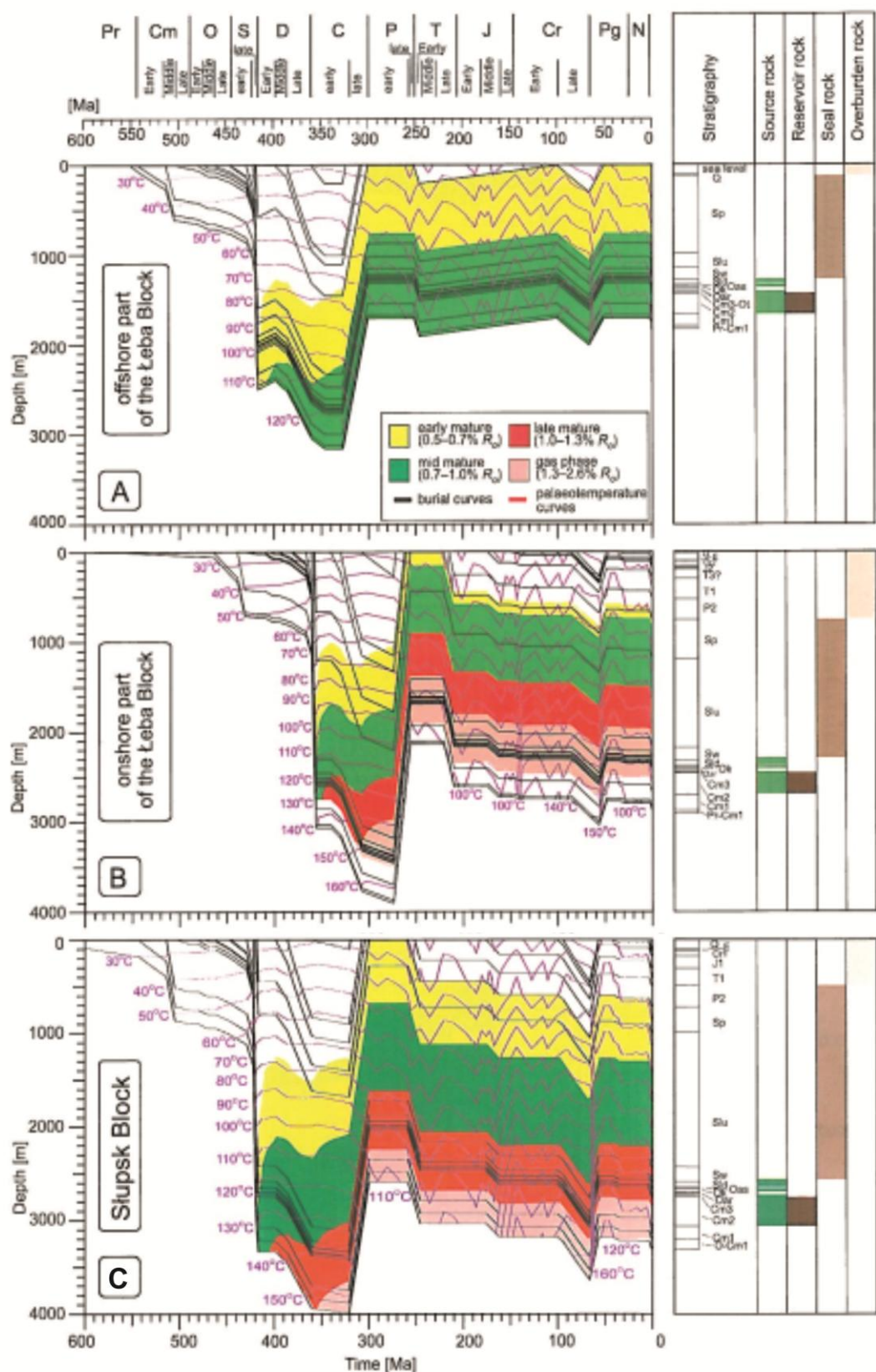


Fig. 18. Historia pograżania dla wybranych profili otworów wiertniczych ze wskazaniem stref dojrzałości termicznej dla generowania węglowodorów. A – otwór B6-1/82, B – otwór Żarnowiec IG1, C – otwór Łeba 8 (Kosakowski i in., 2010).

5. Obliczenia zasobów

Zasoby oszacowano dla permskich piaskowców czerwonego spągowca strefy poznańsko-kaliskiej (I), piaskowców karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II) i piaskowców kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III).

Do obliczeń prognostycznych zasobów geologicznych wykorzystano metodę wolumetryczną, określając dla kompleksu skalnego objętość przestrzeni porowych prawdopodobnie wypełnionych wolnym gazem (rozdział 4).

Oszacowanie zasobów technicznie wydobywalnych (TRR) można podać hipotetycznie, przyjmując współczynnik wydobycia rzędu 5-15% dla każdego z rejonów.

Permskie piaskowce czerwonego spągowca strefy poznańsko-kaliskiej (I)

Geometria modeli piaskowców czerwonego spągowca (Fig. 19) została określona na podstawie mapy strukturalnej stropu czerwonego spągowca i mapy sumarycznej miąższości piaskowców, zamieszczonych w opracowaniu Kiersnowskiego i Poprawy (2010), zweryfikowanych w oparciu o informacje z Centralnej Bazy Danych Geologicznych PIG-PIB dla wybranych otworów.

Dla piaskowców czerwonego spągowca przyjęto dwa modele, dla których wyznaczono wstępny i finalny zasięg perspektywicznej strefy BCGS (Fig. 7), przyjęte na głębokości 5500 m (pierwszy wariant –Fig. 19A) i 5100 m (drugi wariant –Fig. 19B), za głębokość końcową przyjęto 6000 m. Jako najbardziej realistyczną, średnią porowatość całkowitą przyjęto wartość 5%, ale możliwe jest, że piaskowce te charakteryzują się porowatościami całkowitymi w przedziale 3-10% (wg Sweeney'a i Burnham'a, 1990; Buniak i in., 2008). Założono, że cała przestrzeń porowa dwóch wariantów perspektywicznego systemu BCGS jest wypełniona gazem. Ponieważ nie dysponowano żadnymi informacjami odnośnie współczynnika zawodnienia przestrzeni porowych w obrębie systemu BCGS z basenu czerwonego spągowca w Polsce, do oszacowania tego parametru wykorzystano informacje z basenów w Ameryce Północnej (Shanley i in., 2007), przyjmując jego wartość dla porowatości całkowitej wynoszącą średnio 40%. Do obliczeń współczynnika ekspansji

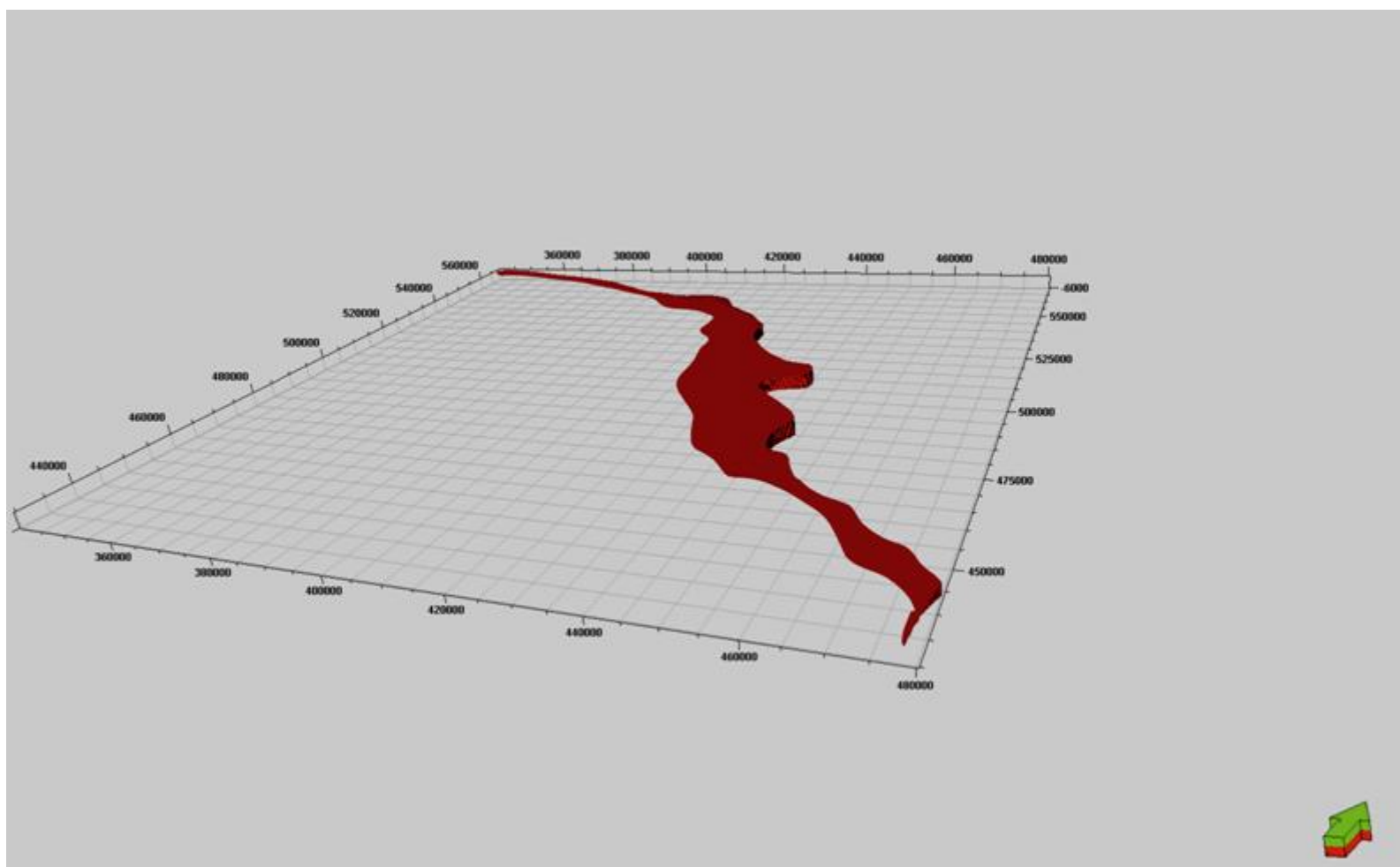


Fig. 19A. Model piaskowców czerwonego spągowca dla przedziału głębokości (BCGS) 5500-6000 m (kompleks Ia). Górna powierzchnia bryły jest płaszczyzną poziomą.

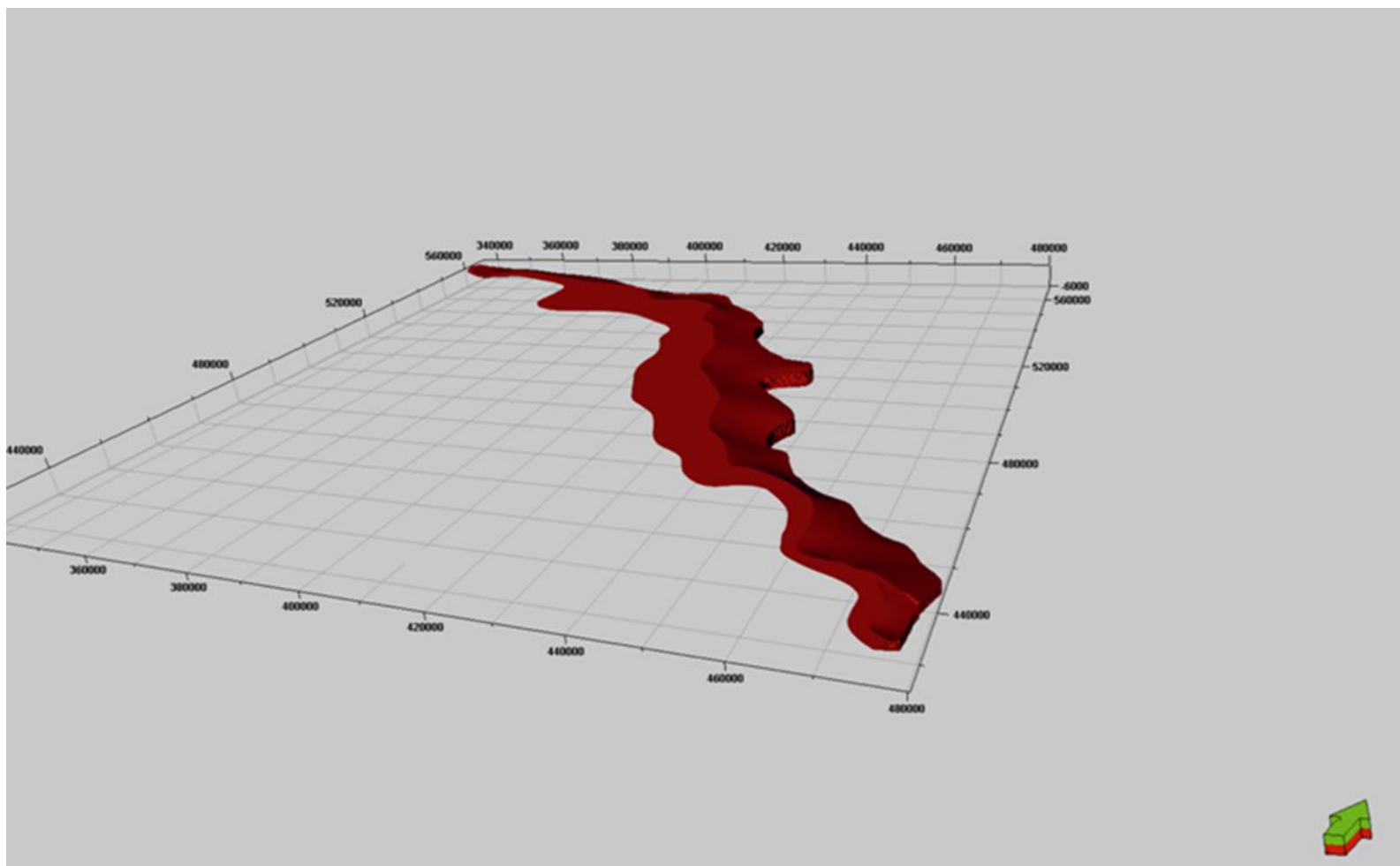


Fig. 19B. Model piaskowców czerwonego spągowca dla przedziału głębokości (BCGS) 5100-6000 m (kompleks Ib). Górna powierzchnia bryły jest płaszczyzną poziomą.

gazu przyjęto dla uproszczenia ciśnienie złożowe w rozpatrywanym przedziale (np. 5100-6000 m dla piaskowców czerwonego spągowca) o 10-12% wyższe od hydrostatycznego, zaś temperaturę złożową oszacowano na podstawie informacji z atlasu geotermalnego formacji paleozoiku (Górecki (red.), 2006). Oszacowano średni współczynnik ekspansji dla pierwszego wariantu wynoszący 405, a dla drugiego 425.

Przyjęto zakres niepewności określenia wartości powierzchni kompleksu na $\pm 10\%$ (miąższość strefy perspektywicznej założono jako ustaloną, na 900 lub 500 m), zakres dla współczynnika porowatości 3-10% (rozkład lognormalny z medianą 5%), dla współczynnika zawodnienia 30-50%, zakres niepewności określenia współczynnika ekspansji (będącego funkcją temperatury przy założonym ciśnieniu złożowym) $\pm 10\%$.

Ponadto przyjęto udział stref o szczególnie korzystnych właściwościach zbiornikowych (*sweet spots*) wynoszący do 50% oraz realistyczne możliwości generacji gazu w rozpatrywanych piaskowcach czerwonego spągowca w zakresie 10-20% możliwych do wypełnienia przestrzeni porowych (Burzewski i in., 2009; Botor i in., 2013).

Tab. 3. Obliczenia prognostycznych zasobów geologicznych (kwantyle P90, P50 i P10) dla obu wariantów modelu BCGS.

KOMPLEKS	P90 (MINIMUM) [MLD M ³]	P50 (MEDIANA) [MLD M ³]	P10 (MAXIMUM) [MLD M ³]
Ia – piaskowce permu (czerwonego spągowca) BCGS dla 5500-6000 m p.p.m.	101	345	884
Ib – piaskowce permu (czerwonego spągowca) BCGS dla 5100-6000 m p.p.m.	216	812	2308

W pracy Burzewskiego i in. (2009) obliczono sumaryczny generacyjny potencjał węglowodorowy karbonu dolnego i górnego w obrębie basenu czerwonego spągowca. Dla rozpatrywanego obszaru autorzy podają średni potencjał wynoszący około 255,9 kgHC/m², co odpowiada, przy założeniu gęstości gazu ziemnego w warunkach normalnych około 1 kg/m³,

potencjałowi dla obszaru perspektywicznego przedstawionego na Fig. 7 i 19A (BCGS 5100-6000) wynoszącemu około 923 mld m³. Wartość ta jest zbliżona do najbardziej prawdopodobnego oszacowania (P50) dla wariantu BCGS 5100-6000 w Tabeli 3. Jednakże w pracy Burzewskiego i in. (2009) autorzy sugerują, że utwory czerwonego spągowca mogły zatrzymać najwyżej 60% gazu wygenerowanego w karbonie, co daje potencjał wynoszący około 554 mld m³. Wielkość ta sytuuje się pomiędzy najbardziej prawdopodobnymi (P50) wartościami prognostycznych zasobów geologicznych dla obu wariantów (Tab. 3)

Oszacowanie zasobów technicznie wydobywalnych (TRR) można podać hipotetycznie, przyjmując współczynnik wydobywania rzędu 5-15% prognostycznych zasobów geologicznych.

Piaskowce karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II)

Dla utworów karbonu podstawą do konstrukcji modelu (Fig. 20) była mapa stropu karbonu z opracowania archiwalnego (Papiernik i in., 2008 w: Kiersnowski i Poprawa, 2010), która została zweryfikowana w oparciu o informacje z Centralnej Bazy Danych Geologicznych PIG-PIB dla wybranych otworów.

Przyjęto do obliczeń sumaryczne miąższości piaskowców w obrębie potencjalnej strefy gazowej (okna gazowego) dla poszczególnych otworów z Tab. 1 i 2, definiując w ten sposób bryłę (Fig. 20). Model podzielono na trzy części, charakteryzujące się różnym udziałem piaskowców. Dla części południowej, obejmującej otwory Siciny 2 i Marcinki IG 1, przyjęto 60% udział piaskowców, dla części centralnej (otwór Wycisłowo IG 1) 40% i dla części północnej, gdzie rozpatrywany kompleks jest częściowo zawodniony, przyjęto udział 20% piaskowców. Dla otworu Siciny 2 stwierdzono występowanie około 300 m poziomów potencjalnie gazonośnych, spełniających kryteria złożowe, co daje udział około 40% możliwych poziomów *tight gas* w obrębie piaskowców (tzn. udział poziomów *tight gas* w przedziale głębokości okna gazowego wynosi 24%). Otwór Siciny 2 prawdopodobnie leży w obrębie strefy o szczególnie korzystnych własnościach zbiornikowych (*sweet spot*) utworów karbonu dolnego. Analogicznie jak dla złóż gazu w łupkach przyjęto szacunkowy udział stref o szczególnie korzystnych własnościach zbiornikowych, potencjalnie gazonośnych, wynoszący 10% wartości otrzymanej dla otworu Siciny 2 (tzn. założono w modelu, że udział poziomów *tight gas* wynosi 4% sumarycznej miąższości piaskowców).

Założono ponadto zakresy niepewności określenia wartości objętości na $\pm 25\%$ (uwzględnia to zakres niepewności określenia wartości powierzchni i miąższości), dla współczynnika porowatości 3-5% (średnio 4%), współczynnika zawodnienia 30-50%, niepewności określenia współczynnika ekspansji $\pm 15\%$ (który oszacowano podobnie jak w przypadku piaskowców czerwonego spągowca).

Dla obszaru szacowania Burzewski i in. (2009) podają generacyjny potencjał węglowodorowy karbonu wynoszący 288,1-360,8 kgHC/m². Odpowiada to, przy założeniu gęstości gazu ziemnego w warunkach normalnych około 1 kg/m³, nieodkrytemu potencjałowi gazu ziemnego dla obszaru szacowania wynoszącemu około 4 666 mld m³. Jednakże w pracy Burzewskiego i in. (2009) autorzy sugerują, że utwory karbonu mogły zatrzymać około 40% wygenerowanego gazu, co daje nieodkryty potencjał wynoszący około 1 886 mld m³,

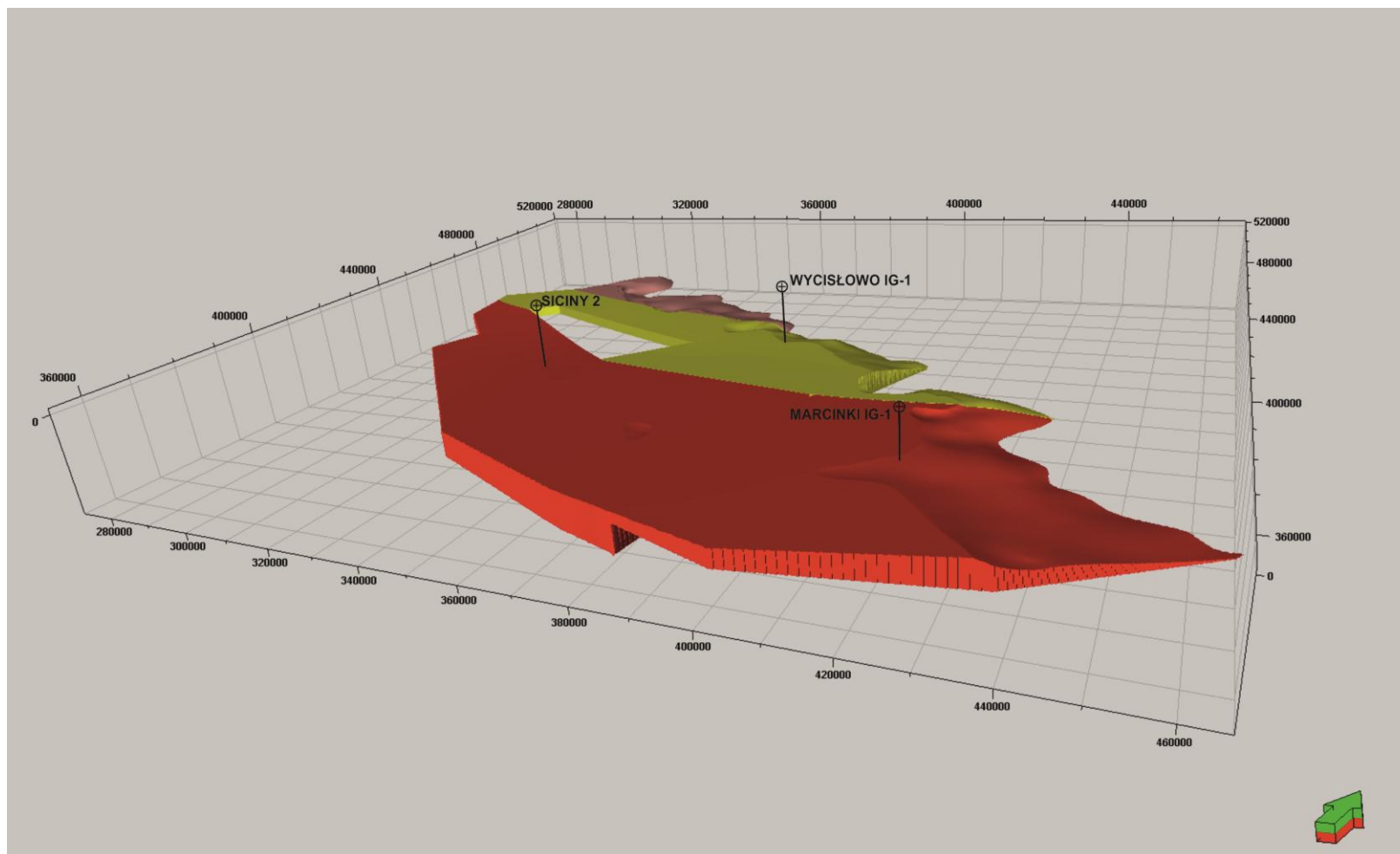


Fig. 20. Model kompleksu utworów karbonu dolnego (trzy części, charakteryzujące się przyjętym różnym udziałem piaskowców w obrębie rozpatrywanego kompleksu - kolor czerwony - 60%, żółty - 40% i różowy - 20%).

mieszczący się pomiędzy wartością najbardziej prawdopodobną (P50) a maksymalną (P10) oszacowanych prognostycznych zasobów geologicznych dla karbonu (Tab. 4). Wartości oszacowanych prognostycznych zasobów geologicznych podane w Tab. 4 odpowiadają około 10% (minimum), 25% (najbardziej prawdopodobna) i 60% całkowitego potencjału gazu ziemnego wygenerowanego w karbonie, podanego przez Burzewskiego i in. (2009).

Tab. 4. Obliczenia prognostycznych zasobów geologicznych (kwantyle P90, P50 i P10) dla piaskowców karbonu (model na Fig. 20).

CZĘŚCI MODELU PIASKOWCÓW KARBONU	P90 (MINIMUM) [MLD M ³]	P50 (MEDIANA) [MLD M ³]	P10 (MAXIMUM) [MLD M ³]
60% piaskowców	367	918	2218
40% piaskowców	80	207	559
20% piaskowców	6	20	45
Razem – karbon	453	1145	2822

Zasoby technicznie wydobywalne (TRR) można hipotetycznie oszacować, przyjmując współczynnik wydobywania rzędu 5-15% prognostycznych zasobów geologicznych.

Piaskowce kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III)

Do konstrukcji modelu piaskowców kambru wykorzystano mapę stropu kambru z opracowania archiwalnego (Dadlez i Modliński, 1998). Mapę tę zweryfikowano w oparciu o informacje z Centralnej Bazy Danych Geologicznych PIG-PIB dla wybranych otworów.

Mięszkości kompleksu piaskowców kambru na obszarze szacowania otrzymano na podstawie danych geofizyki wiertniczej i profili otworów, definiując w ten sposób bryłę (Fig. 21). Ponadto założono, w oparciu o wyniki analiz danych geofizyki wiertniczej omawiane w rozdziale 5 dla karbonu, udział około 10% poziomów (potencjalnie) gazonośnych w obrębie piaskowców kambru oraz orientacyjny udział nasycenia przestrzeni porowej ropą naftową i gazem ziemnym po połowie.

Założono ponadto zakres niepewności określenia objętości na $\pm 20\%$ (uwzględniający powierzchnię i miąższość), dla współczynnika porowatości 3-5% (średnio 4%), współczynnika zawodnienia 30-50%, współczynnika ekspansji $\pm 10\%$ (który oszacowano podobnie jak w przypadku piaskowców czerwonego spągowca).

Tab. 5. Obliczenia prognostycznych zasobów geologicznych (kwantyle P90, P50 i P10) dla piaskowców kambru.

KOMPLEKS	P90 (MINIMUM) [MLD M ³]	P50 (MEDIANA) [MLD M ³]	P10 (MAXIMUM) [MLD M ³]
Piaskowce kambru	17	38	80

Zasoby technicznie wydobywalne (TRR) można hipotetycznie oszacować, przyjmując współczynnik wydobywania rzędu 5-15% prognostycznych zasobów geologicznych.

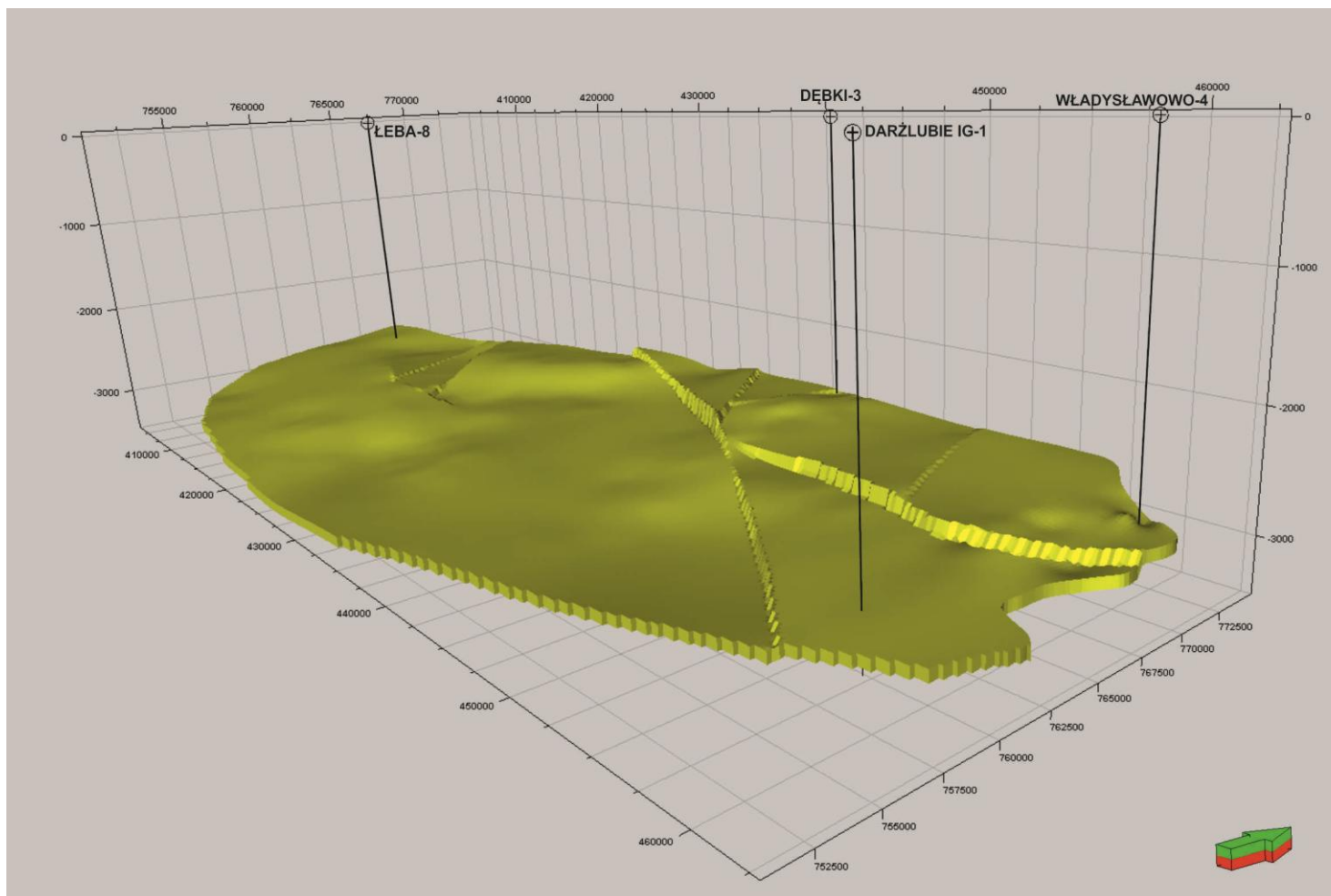


Fig. 21. Model kompleksu piaskowców kambru objętych analiza możliwości występowania gazu zamkniętego.

6. Podsumowanie

Niniejszy raport, wykonany w ramach realizacji tematu Państwowej Służby Geologicznej „Szacowanie zasobów złóż węglowodorów – zadanie ciągłe PSG” (I etap 2014-2017), dotyczy oceny prognostycznych zasobów geologicznych (nieodkrytego potencjału) gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski.

W ramach raportu dokonano oceny prognostycznych zasobów geologicznych dla 3 najbardziej perspektywicznych kompleksów geologicznych, niebędących przedmiotem Raportu PIG-PIB z 2012 roku. Są to: permskie piaskowce czerwonego spągowca strefy poznańsko- kaliskiej (I), piaskowce karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej (II) i piaskowce kambru w zachodniej części basenu bałtyckiego (III).

Stwierdzono, że najbardziej prawdopodobne wartości dla prognostycznych zasobów geologicznych gazu zamkniętego w Polsce są rzędu **1528+1995** mld m³. W wartościach tych największy udział ma potencjał piaskowców karbonu (57-75%), następnie czerwonego spągowca (23-41%), natomiast najmniejszy jest potencjał piaskowców kambru (2%).

Zasoby technicznie wydobywalne (TRR) można hipotetycznie oszacować na 5-15% (średnio **10%**) wartości prognostycznych zasobów geologicznych.

Jest to pierwszy raport dotyczący prognostycznych zasobów geologicznych gazu ziemnego w zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. Z uwagi na jego pionierski charakter, ograniczoną informację geologiczną, brak danych eksploatacyjnych (brak eksploatacji gazu ze złóż typu *tight gas* w Polsce, jakkolwiek zostały one odkryte w pułapkach konwencjonalnych) i relatywnie krótki okres realizacji, raport ma charakter wstępny. Prace te będą kontynuowane w ramach kolejnych etapów zadania ciągłego Państwowej Służby Geologicznej.

Literatura

Andrews I.J. 2013. The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK.

Botor D., Papiernik B., Maćkowski T., Reicher B., Kosakowski P., Marzowski G., Górecki W. 2013. Gas generation in Carboniferous source rocks of the Variscan foreland basin: implications for a charge history of Rotliegend deposits with natural gases. *Annales Societatis Geologorum Poloniae* 83, pp. 353-383.

Buniak A., Kwolek K., Kiersnowski H., Kuberska M., 2008. Perspektywy odkrycia złóż gazu ziemnego (typu tight gas) w piaskowcach eolicznych w basenie górnego czerwonego spągowca. *Geopetrol* 2008, Sekcja geologia i geofizyka, str. 61-66.

Burzewski W., Górecki W., Maćkowski T., Papiernik B., Reicher B., 2009. Zasoby prognostyczne - nieodkryty potencjał gazu ziemnego w polskim basenie czerwonego spągowca. *Geologia* 2009, tom 35, Zeszyt 2/1, pp. 123-128.

Dadlez R., Modliński Z., 1998. Ocena perspektyw poszukiwawczych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach kambru syneklizy bałtyckiej na podstawie analizy basenów sedymentacyjnych starszego paleozoiku. Dokumentacja niepublikowana, NAG PIG W-wa.

Górecki W. (red.), 2006. Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. Kraków. 240s.

Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M., Ogg G., 2012. The Geologic Time Scale 2012. Elsevier. ISBN: 9780444594259.

Karczewska A., Żurawski E., 1998. Złóża obszaru morskiego. W: Ocena perspektyw poszukiwawczych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach kambru syneklizy bałtyckiej na podstawie analizy basenów sedymentacyjnych starszego paleozoiku. Opracowanie archiwalne. NAG Warszawa.

Królicka J., 1998. Złóża obszaru lądowego. W: Ocena perspektyw poszukiwawczych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach kambru syneklizy bałtyckiej na podstawie analizy basenów sedymentacyjnych starszego paleozoiku. Opracowanie archiwalne (niepublikowane). NAG Warszawa.

Ladage S., Berner U. (red.), 2012. Abschätzung des Erdgaspotenzials ausdichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. Raport BGR, Hannover, maj 2012.

Karwasiecka M., Bruszewska B., 1997. Pole cieplne na obszarze Polski. NAG. PIG-PIB, Warszawa.

Kiersnowski H. 1997. Depositional development of the Polish Upper Rotliegend Basin and evolution of its sediment source areas. *Geol. Quart.*, 41, 4: 433-456.

Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M., Srokowska-Okońska A., 2010. Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski. *Przegląd Geologiczny*, vol. 58, nr 4, str. 335-346.

Kiersnowski H., Dyrka I., 2013. Potencjał złożowy ordowicko-sylurskich łupków gazonośnych w Polsce: omówienie dotychczasowych raportów i propozycje udoskonalenia metodyki oceny zasobów gazu w raporcie w 2014 r. *Przegląd Geologiczny* vol. 61, nr 6, pp. 353-373.

Kiersnowski H., Górecki W., 2010. Tight gas w Polsce: czy realne zwiększenie zasobów?. *Przegląd Gazowniczy. Magazyn Izby Gospodarczej Gazownictwa*, nr 2 (26), strony: 29 i 48-49.

Kiersnowski H., Poprawa P., 2010. Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego - etap I. *Archiwum CAG (NAG) PIG Warszawa*.

Koehrer B., Wimmers K., Strobel J., 2014. Understanding Net Pay in Tight Gas Sands - A Case Study from Lower Saxony Basin, NW - Germany. 76th EAGE Conference & Exhibition 2014. Amsterdam RAI. The Netherlands.

Kosakowski P., Wróbel M., Poprawa P., 2010. Hydrocarbon generation and expulsion modelling of the lower Paleozoic source rocks in the Polish part of the Baltic region. *Geol. Quart.*, 54 (2): 241-256. Warszawa.

Krzemiński L., 2005. Proweniencja materiału okrucowego piaskowców karbońskich z waryscyjskich basenów przedpola w południowo-zachodniej Polsce i na Morawach. *Biuletyn PIB*, 417: 27-108.

Lee E. C., 2013. Natural fracture analysis related to depositional environment and strain variability in the middle and upper Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado. M.Sc. thesis, Colorado School of Mines.

Marek S., Pajchłowa M. (red.), 1997. Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 153.

Mazur S., Kurowski L., Aleksandrowski P., Żelaźniewicz A., 2003. Variscan Fold-Thrust Belt of Wielkopolska (W Poland): new structural and sedimentological data. *Geolines* v. 16, pp. 71-73.

Modliński Z. (red. naukowa), 1982. Kościerzyna IG 1. Profile Głębokich Otworów Wiertniczych Instytutu Geologicznego. Zeszyt 54. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa.

Plewa F., 1994. Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski. Wyd. PAN CPPZiE, Kraków.

Modliński Z., (red.) 2010. Atlas paleogeologiczny podpermskiego paleozoiku kratonu wschodnioeuropejskiego w Polsce i na obszarach sąsiednich. PIG-PIB, Warszawa.

Poprawa P., Kiersnowski H., 2008. Perspektywy poszukiwań gazu ziemnego w skałach ilastych (*shale gas*) oraz gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w Polsce. *Biuletyn PIG*, v. 429, pp. 145-152.

Poprawa P., Kiersnowski H., 2010. Zwięzłe formacje zbiornikowe (*tight reservoir*) dla gazu w Polsce. Biuletyn PIG, v. 439, pp. 173-180.

Poprawa P., Kosakowski P., Wróbel M., 2010. Burial and thermal history of the Polish part of the Baltic region. Geol. Quart., 54 (2): 131-142. Warszawa.

Raport PIG-PIB, 2012. Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski), Raport pierwszy, 2012.

Schwarzer D., Littke R., 2007. Petroleum generation and migration in the 'Tight Gas' area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modelling study. Petroleum Geoscience 2007, v.13; p37-62.

Seedhouse J., Burley S., Wakefield M., 1996. Porosity evolution in aeolian Rotliegend sandstones from the Polish Central Trough. British Gas.

Shanley K.W., Cluff R.M., Robinson J.W., 2007. Prolific Gas Production from Low-Permeability Sandstone Reservoirs - Part II: Reconciling Basin History, Fluid Saturations, Gas Shows and Capillary Pressure. "Searching for Success," AAPG 2007 Annual Convention, Long Beach, California, April 1-4, 2007.

Sweeney J.J., Burnham A.K., 1990. Evaluation of simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. AAPG Bulletin, v. 74, p. 1559-1570.

Szewczyk J., Gientka D., 2009. Terrestrial heat flow density In Poland – a New approach. Geol. Quart., 53, 1:125-140.

Waksmundzka M.I., 2010. Chapter 6: Carboniferous. In: Hans Doornenbal and Alan Stevenson (editors), Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area., p. 81 - 99. TNO, The Netherlands.

Więclaw D., Kotarba M. J., Kosakowski P., Kowalski A., Grotek I., 2010. Habitat and hydrocarbon potential of the lower Paleozoic source rocks in the Polish part of the Baltic region. Geol. Quart., 54 (2): 159-182. Warszawa.

Wygrala B. P., 1989. Integrated study of an oil field In the southern Po Basin, northern Italy. Berichte der Kernforschungsanlage Julich, 2313, 217.

Vackiner A.A., Antrett P., Stollhofen H., Back S., Kukla P.A. and Bärle C., 2001. Syndepositional tectonic controls and palaeo-topography of a Permian tight gas reservoir in Germany. Journal of Petroleum Geology, Vol. 34(4), October 2011, pp 411 - 428.

Spis ilustracji

Fig. 1. Blokdiagram – niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego zamkniętego, określanego mianem tight gas w systemie złóż w centrum basenów sedymentacyjnych (Basin Centered Gas System – BCGS).

Fig. 2. Schemat – różnice między konwencjonalną skałą zbiornikową (po lewej), a skałą zbiornikową typu zamkniętego (tight) (po prawej i w środku). Gaz ziemny występuje w izolowanych porach skalnych (kolor żółty), zaś mechanizmem ograniczania przepuszczalności jest zazwyczaj powstawanie minerałów diagenetycznych (ciemnoszare). Dla produkcji gazu konieczne jest przeprowadzenie szczelinowania, tak aby połączyć systemem spękań jak największą ilość porów skalnych (wg Poprawy i Kiersnowskiego, 2010).

Fig. 3. Jednostki geologiczne Polski z zaznaczonymi kolorem szarym strefami potencjalnego występowania gazu zamkniętego (Poprawa i Kiersnowski, 2008, zmienione).

Fig. 4. Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji potencjalnie zbiornikowych dla węglowodorów w Polsce, analizowanych pod kątem możliwości powstania w nich akumulacji gazu ziemnego zamkniętego (wg Poprawy i Kiersnowskiego, 2010).

Fig. 5. Obszar potencjalnego występowania złóż gazu typu tight gas w piaskowcach czerwonego spągowca basenu permkiego; na podstawie Kiersnowskiego i Góreckiego, 2010, zmienione.

Fig. 6. Model przedstawiający zasadę akumulacji i uszczelnienia gazu w bezpośrednim systemie BCGS. Na schemacie zostały zaznaczone strefy nasycone wodą pod normalnym ciśnieniem, strefy przejściowe (tranzytowe) pomiędzy strefami nasyconymi wodą i gazem oraz strefa nasycona gazem o ciśnieniu anomalnym. Uszczelnienie zbiornika jest oparte na możliwości lub braku możliwości dyfuzji gazu zależnej od ciśnienia kapilarnego. Jest to wystarczające do wyjaśnienia akumulacji gazu typu bezpośredniego w systemie BCGS (wg Kiersnowskiego i in., 2010).

Fig. 7. Mapa stropu obszaru perspektywicznego dla gazu zamkniętego (tight gas) w systemie BCGS (założono, że strop utworów eolicznych - piaskowców czerwonego spągowca jest analizowany do głębokości 5500 m p.p.m.).

Fig.8. Mapa geologiczna stropu karbonu wg Waksmundzkiej, 2010 (zmodyfikowana na podstawie map innych autorów), na której zaznaczono obszar analizy potencjału występowania gazu zamkniętego (tight gas) w piaskowcach karbonu dolnego. Zaznaczono również obszary niepewności A i B uwzględnione w całościowym oszacowaniu analizowanego regionu.

Fig. 9. Model przedstawiający zasadę akumulacji i uszczelnienia gazu zamkniętego (tight gas) w rozpatrywanym kompleksie osadów karbonu dolnego (wg koncepcji Kiersnowskiego, 2014).

Fig. 10. Lokalizacja wybranych otworów nawiercających kompleks piaskowców karbonu, będących przedmiotem analiz i modelowań, na tle obszaru perspektywicznego dla występowania złóż gazu zamkniętego.

Fig. 11. Zestawienie wybranych wyników interpretacji danych geofizyki wiertniczej dla otworu Siciny 2 (porowatość całkowita i efektywna) oraz wyników interpretacji z niepublikowanej prezentacji San Leon Energy (2013), pokazujących potencjalne poziomy gazonośne (kolor czerwony) w obrębie interwałów Tight sandstone A i Tight sandstone B.

Fig. 12. Przykładowy model dojrzałości termicznej w warunkach pograżenia z zaznaczonymi strefami generowania węglowodorów dla otworu Siciny 2.

Fig. 13. Przykładowa kalibracja modelu historii termicznej pomiarami refleksyjności witrynitów dla otworu Siciny 2.

Fig. 14. Podobszary potencjalnego występowania tight sands w piaskowcach kambru środkowego, na tle mapy strukturalnej z opracowania archiwalnego (Dadlez i Modliński, 1998), oznaczone kolorem czerwonym; linia kropkowana – podobszary perspektywiczne, linia ciągła – strefa najbardziej prawdopodobnego występowania akumulacji gazu zamkniętego w obrębie podobszaru 1.

Fig. 15. Reprezentatywny dla południowej części wyniesienia Łeby (bloku Łeby) litologiczno-stratygraficzny profil z zaznaczoną kolorem szarym strefą potencjalnego

występowania poziomów gazonośnych (tight gas) (na podstawie archiwalnych dokumentacji ww. otworów wiertniczych).

Fig. 16. Lokalizacja wybranych otworów nawiercających kompleks piaskowców kambru, będących przedmiotem analiz, na tle obszaru perspektywicznego dla występowania złóż gazu zamkniętego.

Fig. 17. Model tight gas w piaskowcach kambru środkowego strefy pomorskiej. Model wg koncepcji Dyrki i Kiersnowskiego (2014). Można się tu spodziewać występowania gazu w złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (tight) oraz hybrydowych.

Fig. 18. Historia pogrążania dla wybranych profili otworów wiertniczych ze wskazaniem stref dojrzałości termicznej dla generowania węglowodorów. A – otwór B6-1/82, B – otwór Żarnowiec IG 1, C – otwór Łeba 8 (Kosakowski i in., 2010).

Fig. 19A. Model piaskowców czerwonego spągowca dla przedziału głębokości (BCGS) 5500-6000 m (kompleks Ia). Górna powierzchnia bryły jest płaszczyzną poziomą.

Fig. 19B. Model piaskowców czerwonego spągowca dla przedziału głębokości (BCGS) 5100-6000 m (kompleks Ib). Górna powierzchnia bryły jest płaszczyzną poziomą.

Fig. 20. Model kompleksu utworów karbonu dolnego (trzy części, charakteryzujące się przyjętym różnym udziałem piaskowców w obrębie rozpatrywanego kompleksu - kolor czerwony - 60%, żółty - 40% i różowy - 20%)

Fig. 21. Model kompleksu piaskowców kambru objętych analiza możliwości występowania gazu zamkniętego.

Spis tabel

Tab. 1. Parametry wejściowe dla modelowania procesów generacji węglowodorów w utworach karbonu.

Tab. 2. Potencjalne strefy występowania gazu ziemnego w profilach analizowanych otworów.

Tab. 3. Obliczenia prognostycznych zasobów geologicznych (kwantyle P90, P50 i P10) dla obu wariantów modelu BCGS.

Tab. 4. Obliczenia prognostycznych zasobów geologicznych (kwantyle P90, P50 i P10) dla piaskowców karbonu (model na Fig. 20).

Tab. 5. Obliczenia prognostycznych zasobów geologicznych (kwantyle P90, P50 i P10) dla piaskowców kambru.