

Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski

Hubert Kiersnowski¹, Arkadiusz Buniak², Marta Kuberska¹, Anna Srokowska-Okońska³



H. Kiersnowski A. Buniak M. Kuberska A. Srokowska-Okońska

Tight gas accumulations in Rotliegend sandstones of Poland. *Prz. Geol.*, 58: 335–346.

Abstract. The paper presents the first unconventional tight gas field discovered in tight low permeability ($K > 0.1$ mD) eolian sandstones in the Polish Upper Rotliegend Basin. The tight gas field has been found in area east of Poznań (Siekierki zone). In that area, reservoir eolian sandstones lost almost all permeability and partly porosity due to compaction and illitization processes. The origin of the gas trap was analyzed in many variants, from which one was selected as the most probable. It is assumed that main source for illite crystallization were Zechstein hypersaline brines rich in Ca, Na, K and SO_4 , which infil-

trated the Rotliegend sandstones on tectonically uplifted block. The gas generation and migration were taking place at the same time as processes responsible for decrease in sandstone permeability have been ceasing. As a result, tight gas field from the Siekierki zone can be defined as an unconventional gas field occurring in conventional structural trap. It is expected that tight gas fields could also originate in deeper parts of the Polish Rotliegend Basin but under conditions of BCGS (Basin-Centered Gas System). Gas fields originating under this system are without classic seal and its capacity can be significantly bigger than those of conventional gas fields. The type of organic matter occurring in mature Carboniferous rocks was determining composition of gas formed at gas generation phase. It also affected the chemical content of infiltrating fluids and, in this way, had significant influence on the course of diagenetic processes. In the fault zones, diagenetic cements formed impermeable barriers which separate conventional and unconventional gas fields, as well as barriers separating individual parts of these fields. Such compartmentalization was surely important for origin of the tight gas reservoirs in the Polish Upper Rotliegend Basin.

Keywords: Rotliegend sandstones, tight gas, unconventional gas fields

Niekonwencjonalne złoża gazu⁴ obejmują wszystkie przypadki nagromadzeń gazu ziemnego nie mieszczące się w standardowym modelu złóż konwencjonalnych, opartym na zasadzie stratyfikacji: woda podścielająca, gaz lub ropa naftowa i gaz, uszczelnienie strukturalne lub litologiczne.

Gaz ziemny w złożach niekonwencjonalnych może występować w czterech odmianach: 1) jako hydraty gazu, 2) w zwięzłych piaskach gazonośnych (*tight gas sands*) lub podrzędnie w węglanach, 3) w łupkach gazonośnych i 4) jako gaz w pokładach węgla (Law, 2002). W każdym z tych przypadków sposób występowania gazu w złożu jest odmienny. Gaz pochodzi z materii organicznej występującej w skałach osadowych i jest generowany przez bakterie (gaz biogeniczny) lub w efekcie wzrostu temperatury towarzyszącej pogrzebaniu osadów (gaz termogeniczny).

Kluczowym modelem, który zdeterminował sposoby eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu, jest opracowany przez amerykańskich geologów naftowych system generowania i akumulacji gazu w centralnych, najgłębiej pogrzebanych częściach basenów sedymentacyjnych,

nazwany *basin-centered gas system* (BCGS). System ten dotyczy przede wszystkim akumulacji gazu w zwięzłych piaskowcach (*tight gas sands*).

W konwencjonalnych złożach gazu i ropy naftowej dobre warunki zbiornikowe, a więc wysoka porowatość i przepuszczalność skały zbiornikowej, są niezbędne do akumulacji i późniejszego szczypania węglowodorów.

Paradoksalnie zwięzłość (słabe warunki zbiornikowe) piaskowców jest warunkiem istnienia niekonwencjonalnych złóż gazu typu *tight gas*. Dodatkowo niekonwencjonalne zbiorniki gazu w systemie BCGS nie występują w tradycyjnych pułapkach strukturalnych lub stratygraficznych i w związku z tym mogą zajmować ogromną przestrzeń, co powoduje, że zazwyczaj mają bardzo duże zasoby w przeliczeniu na kilometr kwadratowy.

Piaskowce gazonośne zawierają skompresowany gaz w porach i są pod tym względem podobne do konwencjonalnych złóż. Zasadniczą różnicą jest fakt, że sposobem na zatrzymanie gazu jest niska przepuszczalność zbiornika oraz brak klasycznego, wyraźnego uszczelnienia, co powoduje, że utworzona kolumna gazu może być znacznych

¹Państwowy Instytut Geologiczny — Państwowy Instytut Badawczy ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; hubert.kiersnowski@pgi.gov.pl, marta.kuberska@pgi.gov.pl

²Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, Oddział w Zielonej Górze, ul. Boh. Westerplatte 15, 65-034 Zielona Góra; arkadiusz.buniak@pgnig.pl

³Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o., ul. Śniadeckich 17, 00-654 Warszawa

⁴Artykuł jest rozwinięciem tez przedstawionych w referacie pt. *Potencjał dla poszukiwań gazu ziemnego zamkniętego w utworach czerwonego spągowca Polski na tle poszukiwań w Europejskim basenie permskim*, wygłoszonym 27.01.2010 na konferencji: *Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego w Polsce — gaz w łupkach (shale gas) i gaz zamknięty (tight gas)*, która odbyła się w siedzibie FIG-PIB w Warszawie. Stanowi on również kontynuację prowadzonych analiz, dotyczących możliwości występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu w Polsce (Poprawa & Kiersnowski, 2008).

rozmiarów (może mieć wiele setek albo tysięcy metrów) (Burnie i in., 2008). Gaz jest rozproszony w izolowanych porach i jego eksploatacja jest zasadniczo różna i trudniejsza od tej, jaką stosuje się w złożach konwencjonalnych. Do wydobycia gazu z takiego zbiornika jest konieczne stosowanie stymulacji, polegającej na szczelinowaniu hydraulicznym, oraz podtrzymywanie drożności przepływu gazu do otworu eksploatacyjnego, jednak ogromne postępy w technikach wierceń horyzontalnych przynoszą coraz lepsze efekty wydobywcze.

W basenach amerykańskich akumulacje gazu w zwięzłych piaskowcach mają postać od pojedynczych, izolowanych, kilkumetrowej miąższości zbiorników do wielokrotnych, złożonych zbiorników o miąższości sięgającej tysięcy metrów (Meckel & Thomasson, 2008).

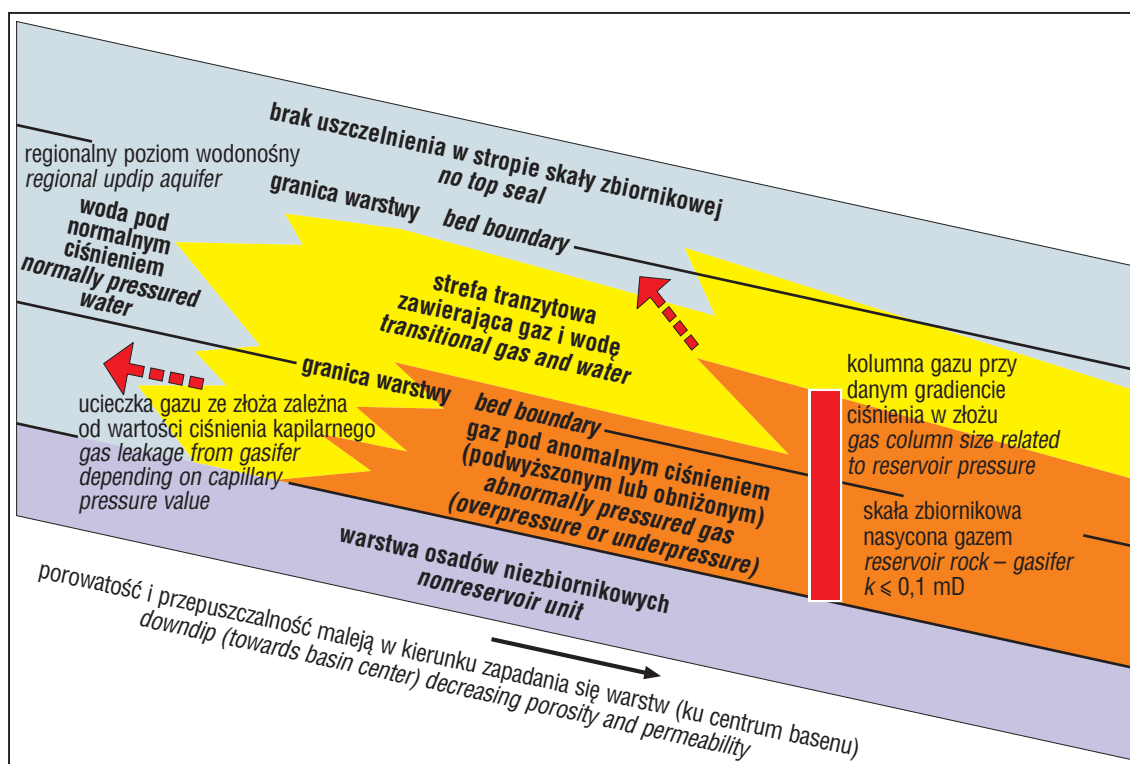
Akumulacje gazu w systemie BCGS charakteryzują się anomalnym, przeważnie podwyższonym ciśnieniem, w większości przypadków brakiem wody podścielającej (obecnej w konwencjonalnych złożach gazu) oraz słabo przepuszczalnym kolektorem (Law, 2002). Istotnym elementem systemu jest obecność piaskowców odznaczających się niską przepuszczalnością już przed migracją gazu do kolektora. Zwięzłe piaskowce, występujące w większości basenów amerykańskich, mają przepuszczalność w granicach 0,1–0,001 mD.

Bardzo istotnym elementem systemów BCGS jest woda występująca w skale zbiornikowej w postaci

związanej lub swobodnej. W trakcie generowania gazu woda jest wypierana w całości lub w części. Jednocześnie, w przypadku istnienia w obrębie zbiornika nasyconego gazem strefy o pogarszającej się przepuszczalności, woda stanowi uszczelnienie, określane według Lawa (2002) jako *capillary pressure seals* (ryc. 1). W systemie mogą również odgrywać rolę konwencjonalne uszczelnienia w postaci nieprzepuszczalnych barier litologicznych oraz diagenetycznych. Meckel i Thomasson (2008) twierdzą, że system BCGS jest dynamiczny i zmienia się w czasie. W początkowej fazie dominacji procesu generowania i nasykania gazem powstaje nadciśnienie i następuje dehydratacja zbiornika. W późniejszej fazie przeważa utrata gazu na skutek jego remigracji i dyfuzji. Może to spowodować powstanie podciśnienia i powtórna migrację wody (określaną czasem jako zasysanie) do skały zbiornikowej.

Law (2002) wyróżnił dwa typy BCGS: najbardziej rozpowszechniony typ — bezpośredni, charakteryzujący się występowaniem skał macierzystych generujących gaz, i rzadziej spotykany typ pośredni — odznaczający się obecnością skał macierzystych generujących ropę naftową, a dopiero w dalszej kolejności gaz.

Założenia paradygmatu BCGS zostały wykorzystane w przedstawionej w artykule dyskusji nad wystąpieniami zwięzłych, słabo przepuszczalnych piaskowców w basenie czerwonego spągowca w kontekście ich możliwego nasylenia gazem.



Ryc. 1. Model przedstawiający zasadę akumulacji i uszczelnienia gazu w bezpośrednim systemie BCGS (wg Campa, 2008, zmieniona na podstawie Lawa, 2002; Burnie'ego i in., 2008). 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

Fig. 1. Schematic reservoir model explaining principles of gas accumulation and sealing in direct BCGS (after Camp, 2008, modified after Law, 2002, Burnie et al., 2008). The figure shows normally pressured water zone, transitional gas and water zone and reservoir rock — gasifer with abnormally pressured gas (overpressure or underpressure). The reservoir seal is based on gas diffuse possibility related to capillary pressure value. It explains direct type gas accumulation in the Basin Centered Gas System (BCGS)

Badania i charakterystyka petrofizyczna piaskowców czerwonego spągowca z rejonu Poznań-Kalisz

Szczegółowe cechy petrofizyczne (porowatość, przepuszczalność i mikroszczelinowatość) charakterystyczne dla zbiorników typu *tight gas* zostały opisane na przykładzie piaskowców czerwonego spągowca w artykule Sucha i in. (2010) w tym numerze *Przeglądu Geologicznego* (str. 347).

W niniejszym artykule zostały przedstawione tylko zasadnicze uwagi dotyczące charakterystyki petrofizycznej piaskowców górnego czerwonego spągowca, w szczególności z rejonu Poznań-Kalisz, w którym dokonano pierwszego w Polsce odkrycia złóż typu *tight gas* (ryc. 2).

Piaskowce eoliczne mają przeważnie wysokie wartości porowatości. Uzależnione są one częściowo od stopnia wysortowania i domieszki frakcji mułowcowej i ilastej (matriks). Według Buniaka i in. (2008a) decydujący wpływ na ograniczenie porowatości piaskowców eolicznych miała kompaktacja, związana z pogrzebaniem, oraz w mniejszym stopniu cementacja. Analizy porowatości piaskowców czerwonego spągowca występujących na największej głębokości (w przedziale 4000–5000 m) były wykonywane wielokrotnie. Pokazały one zakres porowatości od wartości bliskich zera do ok. 14% (Maliszewska i in., 1998).

Zróznicowanie porowatości na maksymalnej głębokości pogrzebania w piaskowcach eolicznych zostało zobrażowane na rycinie 3A (Buniak i in., 2008a). Początkową porowatość zaczerpnięto z pomiarów eksperymentalnych, prowadzonych w nieskonsolidowanych piaskach (Beard & Weyl, 1973). Istnieje ogólna prawidłowość, że porowatość maleje systematycznie wraz z głębokością. Krzywa z lewej strony obrazuje niewysortowane piaskowce eoliczne, a krzywa z prawej strony — bardzo dobrze wysortowane. Obie krzywe na rycinie 3 określają zmianę zakresu przewidywanej międzyziarnowej porowatości wraz z głębokością maksymalnego pogrzebania. Przedstawione pomiary porowatości grupują się pomiędzy 3,6–5,1 km maksymalnego pograżenia (ryc. 3A). Niewysortowane piaskowce eoliczne tracą porowatość na głębokości ok. 4,5 km. Na głębokości do 5 km porowatość w bardzo dobrze wysortowanych piaskowcach dochodzi do 15%. W kilku próbkach porowatość piaskowców jest znacząco wyższa, dochodzi do 20–25%, mimo że maksymalna głębokość ich pogrzebania wynosi ok. 5 km. Prawdopodobnie jest to wynikiem częściowego rozpuszczania cementów węglanowych i siarczanowych oraz niższego stopnia kompaktacji. Do powstania wtórnej porowatości istotnie przyczynia się też rozpuszczanie ziaren skaleni, jakkolwiek proces ten słabnie wraz ze wzrostem głębokości pogrzebania osadu (ryc. 3B).

Według Seedhouse'a i in. (1996) w bardzo dobrze wysortowanych piaskowcach eolicznych, znajdujących się na głębokości ok. 5–6 km (prawdopodobny strop górnego czerwonego spągowca w centralnej części synklinorium mogileńsko-łódzkiego), możemy się spodziewać, obiegającej złożowo, porowatości do 10%.

W piaskowcach, w których występują złoża typu *tight gas*, zasadnicze znaczenie ma przepuszczalność. W piaskowcach eolicznych górnego czerwonego spągowca (Buniak i in., 2008a) występuje prosta zależność wzrostu przepuszczalności wraz ze wzrostem porowatości. Są jednak obszary, gdzie zaobserwowano odmienny trend. Przepuszczalność na skutek procesów diagenetycznych zmniejsza się drastycznie pomimo zachowania umiarkowanej lub nawet wysokiej porowatości, głównie w efekcie występowania nadciśnienia w skale zbiornikowej. W pia-

skowcach eolicznych położonych w płytszej części analizowanej strefy (otwory zlokalizowane na monoklinie przed-sudeckiej — od Poznania w kierunku południowo-wschodnim) istnieje widoczna zależność wzrostu przepuszczalności od wzrostu porowatości (ryc. 4 — czerwone punkty). Przepuszczalność piaskowców z tego obszaru jest na ogół umiarkowana lub wysoka. Znaczna część próbek wykazuje przepuszczalność powyżej 1 mD (porowatość powyżej 10%). Istnieje spora populacja pomiarów, gdzie przekracza ona 10 mD, a nawet 100 mD (porowatość 10–25%).

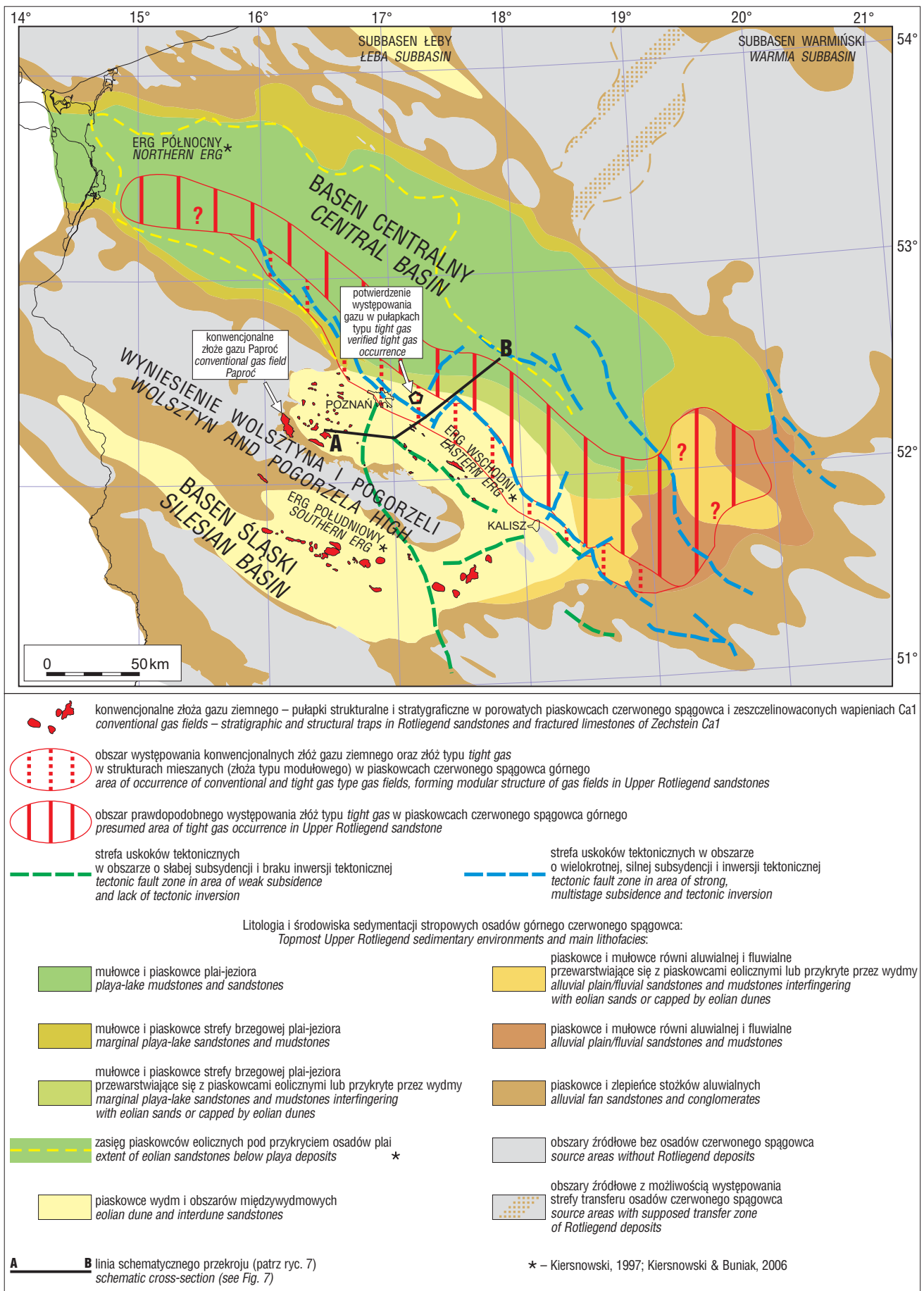
W piaskowcach z otworów zlokalizowanych na skraju monokliny przed-sudeckiej oraz w synklinorium mogileńsko-łódzkiem można zaobserwować odmienny trend w zależności przepuszczalności od porowatości (ryc. 4 — zielone punkty). Generalnie jest tu widoczna mniejsza porowatość oraz przepuszczalność nieprzekraczająca na ogół 10 mD. Zdecydowana większość wyników pomiarów przepuszczalności wynosi od 0,001 mD do ok. 8 mD. Na załączonym diagramie, charakteryzującym właściwości zbiornikowe piaskowców czerwonego spągowca w strefie basenu Poznania, wydzielono wartości pomiarów odnoszące się do strefy Siekierki (ryc. 4 — żółte punkty), gdzie wierceniem Trzek-1 (firma *Aurelian Oil and Gas*) odkryto złożo gazu typu *tight gas*.

Zasadniczym powodem obniżenia przepuszczalności w piaskowcach eolicznych w grupie otworów z basenu Poznania jest obecność autigenicznych minerałów ilastych (Buniak i in., 2009). Podstawowym minerałem ograniczającym przepuszczalność jest illit. Często jest to illit włóknisty, tworzący pomosty pomiędzy ziarnami detrytycznymi i drastycznie redukujący przepuszczalność. W piaskowcach z najgłębszej części analizowanej strefy zawartość illitu przekracza kilka procent, a w wielu próbach dochodzi do 10% obj. skały.

Głównym źródłem roztworów, z których krystalizował illit, były infiltrujące solanki cechsztyńskie bogate w Ca, Na, K oraz SO₄. Drugim źródłem, z którego mógł krystalizować illit, były kwaśne roztwory ubogie w potas pochodzące z podłoża karbońskiego. Podstawową drogą infiltracji solanek i kwaśnych roztworów były dyslokacje w podłożu podpermskim oraz w stropie czerwonego spągowca.

Procesy cementacyjne, szczególnie tworzenie spoiw porowych, zachodziły w piaskowcach czerwonego spągowca kilkuetapowo. Wynikiem procesów cementacji była częściowa zabudowa przestrzeni międzyziarnowej. Spośród różnych cementów autigenicznych najistotniejsza wydaje się cementacja węglanowa (kalcyt i dolomit), a poza tym siarczanowa, kwarcowa i ilasta. W strefie od struktury Siekierki do struktury Komorze obserwuje się zwiększony wpływ cementacji na redukcję porowatości. Większa procentowa ilość cementów, przekraczająca często 20% obj. skały, była związana ze strefami dyslokacyjnymi. Strefy te stanowiły drogi migracji roztworów cechsztyńskich oraz karbońskich, co ułatwiało rozwój cementacji w ich obrębie. Istotny był chemizm tych roztworów oraz obecność węglowodorów generowanych w utworach dolnego i górnego karbonu. Jako przykład takiej cementacji może posłużyć infiltracja roztworów w strefach uskokowych powstałych w utworach czerwonego spągowca na Morzu Północnym (złożo gazu Ganymede, zob. Leveille i in., 1997a, b), doprowadzająca w konsekwencji do powstania barier diagenetycznych i segmentacji złoża.

Sekwencje diagenetyczne, konstruowane do tej pory dla osadów czerwonego spągowca, uwzględniają następstwo procesów, ale niestety nie odnoszą się do czasu wydarzeń



Ryc. 2. Mapa występowania obszarów o potencjale *tight gas* w basenie górnego czerwonego spągowca
 Fig. 2. Map of areas of tight gas potential in the Polish Upper Rotliegend Basin

— kluczowych do ich powiązania z głównymi etapami ruchów tektonicznych i związanych z nimi faz generacji gazu (Maliszewska i in., 1998). Analizy łączące konkretne zmiany diagenetyczne z ich datowaniem i czasem generacji gazu były przeprowadzone w centralnej części północno-niemieckiego basenu czerwonego spągowca w rejonie występowania największych konwencjonalnych złóż gazu oraz złóż typu *tight gas* (złożo Soehlingen) (Schwarzer & Littke, 2007). Złożo Soehlingen znajduje się na głębokości powyżej 4700 m, jest ono usytuowane w masywnym piaskowcu o miąższości całkowitej 85,34 m, porowatości 10–12% i bardzo niskiej przepuszczalności w zakresie 0,01–0,02 mD, będącej wynikiem rozwoju późnodiagenetycznego illitu w przestrzeni porowej. Przykład tego złoża świadczy o możliwości odkrycia podobnych złóż — znajdujących się na znacznej głębokości — w polskim basenie czerwonego spągowca.

Złoża typu *tight gas* w polskim basenie czerwonego spągowca

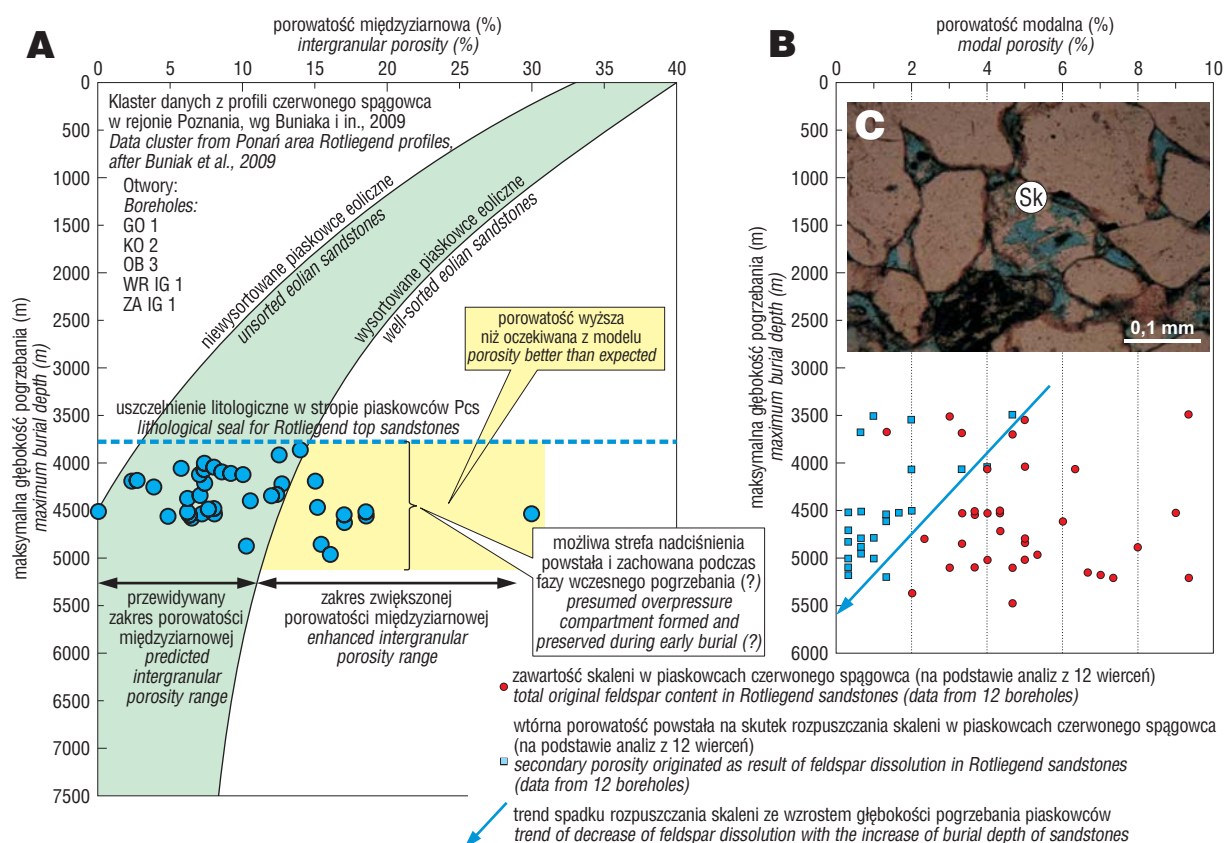
Odkrycie złóż gazu zamkniętego w polskim basenie czerwonego spągowca rozbudziło nadzieję na istnienie wielu tego typu złóż gazu w Polsce. Przykład wiercenia Trzek-1 (*Aurelian Oil and Gas*) w rejonie Siekierki, tylko

w części wiąże się z modelem BCGS. Gaz w rozwiercanym w najbliższej przyszłości złożu występuje w kolumnie o miąższości prawie 90 m w obrębie piaskowców eolicznych o bardzo niskiej przepuszczalności oraz stosunkowo słabej porowatości, znajdujących się obecnie na głębokości 3600–3700 m.

Przykładem występowania niskich wartości przepuszczalności w stropie piaskowców eolicznych w rejonie Siekierki-Trzek są piaskowce z otworu Siekierki Wielkie-1, co obrazuje załączony diagram przepuszczalności poziomej (ryc. 5). Na rycinie został również pokazany przykład słabo przepuszczalnego piaskowca eolicznego z rejonu basenu Poznania.

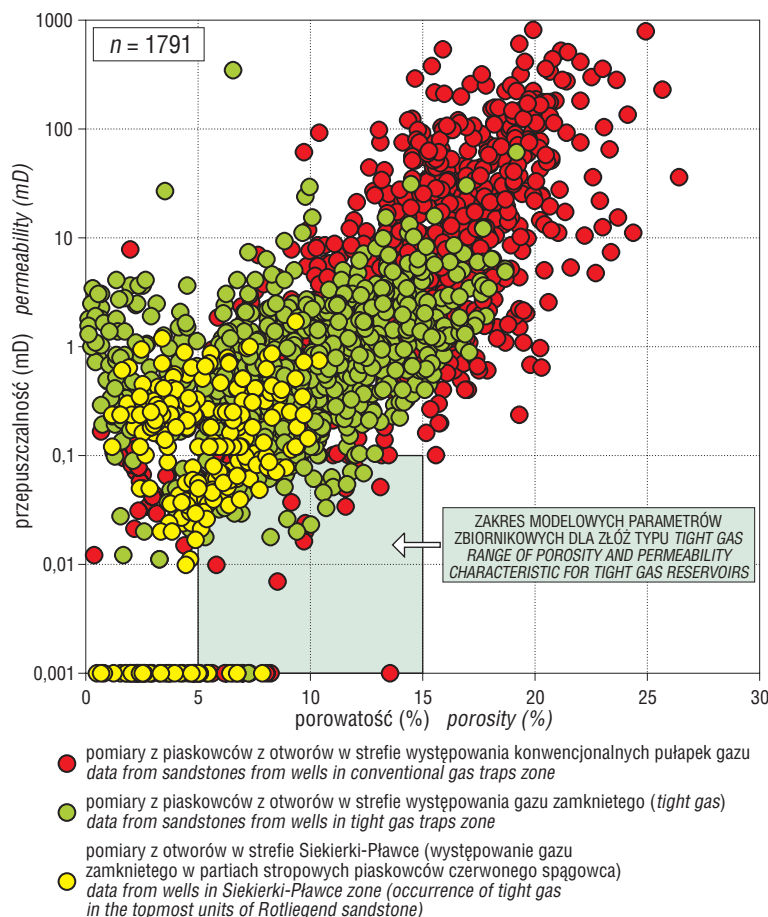
Do wyjaśnienia powstania akumulacji gazu w słabo przepuszczalnych piaskowcach mogą być rozważane dwa scenariusze.

W pierwszym (ryc. 6 — wariant 1) pierwotnie gaz mógł się koncentrować w konwencjonalnym złożu o dobrych właściwościach zbiornikowych, najprawdopodobniej typu strukturalnego, uszczelnionym ewaporatami cechsztynu i podścielonym wodą. Prawdopodobnie przed nasyceniem gazem i w jego trakcie procesy diagenetyczne (głównie strefowa illityzacja) mogły doprowadzić do drastycznego spadku przepuszczalności i ostatecznie uformowania złoża typu *tight gas*.



Ryc. 3. A — Zmiana porowatości międzyziarnowej wraz z głębokością pogrzebienia w piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca (wg Buniaka i in., 2008a); **B** — wpływ głębokości pogrzebienia na rozpuszczanie skaleni i powstawanie wtórnej porowatości w piaskowcach czerwonego spągowca (wg Seedhouse'a i in., 1996). Zwraca uwagę zmniejszenie się zakresu porowatości związanej z wzrostem głębokości maksymalnego pogrzebienia i brak takiego trendu w wartościach pokazujących całkowitą zawartość skaleni w piaskowcach; **C** — relikty skalenia potasowego (Sk) pozostałe jako efekt rozpuszczania diagenetycznego w piaskowcu, wiercenie G-2, głębokość 4257,05 m, preparat barwiony niebieską żywicą, bez analizatora

Fig. 3. A — Plot of burial depth against intergranular porosity of Rotliegend eolian sandstones (after Buniak et al., 2008a); **B** — plot of total original feldspar and feldspar dissolution porosity (originated as secondary porosity) against maximum burial depth for Polish Rotliegend sandstones (after Seedhouse et al., 1996). Note the decrease in feldspar dissolution porosity with increasing depth and the lack of any such trend in the total feldspar content in sandstones; **C** — sandstone with relicts of K-feldspar (Sk) left as result of diagenetic dissolution, borehole G-2, depth 4257.05 m, preparation coloured by blue resin, without analyser



Ryc. 4. Zależność przepuszczalności poziomej od porowatości w piaskowcach eolicznych górnego czerwonego spągowca w strefie Poznań-Konin-Kalisz. (zmodyfikowana wg Buniaka i in., 2008a)

Fig. 4. Plot of horizontal permeability against porosity for the Upper Rotliegend eolian sandstones from the Poznań-Konin-Kalisz zone (modified after Buniak et al., 2008)

Kluczowym zagadnieniem jest relacja czasu generacji gazu do okresu zaniku przepuszczalności skał zbiornikowych na skutek wzrostu cementów ilastych, głównie illitu. Jeżeli główna generacja gazu nastąpiła w środkowej jurze, przed zasadniczą fazą illityzacji ok. 164 mln lat temu (Maliszewska, 1997; Maliszewska & Kuberska, 2009), to gaz powinien wypierać wodę międzyziarnową w warunkach stopniowo pogarszającej się przepuszczalności, co mogłoby doprowadzić do powstania nadciśnienia w obrębie zbiornika. Wzrost nadciśnienia mógł z kolei doprowadzić do podtrzymania porowatości skały zbiornikowej (Seedhouse i in., 1996), wyższej niż to by wynikało ze standardowego modelu zmian kompaktacji wraz z głębokością pogrzebania osadów oraz związanej z głębokością wtórnego rozpuszczania cementów i niektórych ziaren detrytycznych (np. skaleni) (patrz ryc. 3).

W stropowych partiach profili górnego czerwonego spągowca (Buniak i in., 2008a) piaskowce eoliczne są reprezentowane przez wysortowane drobnoziarniste i średnioziarniste arenity oraz sporadycznie przez drobnoziarniste waki (głównie subarkozowe). W składzie szkieletu ziarnowego występuje kwarc (42,0–69,3% obj.). Drugim pod względem ilości składnikiem szkieletu ziarnowego są skaleni, których zawartość jest silnie zróżnicowana (0,5–16,3% obj.). W niektórych profilach zawartość fragmentów ziaren litycznych (wulkanicznych i osadowych) może być również znacząca i zmieniać się w zakresie

0,5–21,0% obj. Niekiedy znaczny udział ziaren skaleni może odegrać istotną rolę w zwiększeniu wtórnej porowatości (patrz również artykuł Sucha i in., 2010, w tym nr. *Przeglądu Geologicznego*). Z kolei inne dane dotyczące piaskowców czerwonego spągowca wskazują na wyraźny zanik rozpuszczania skaleni, jeśli pogrzebanie osiąga 5000 m (Seedhouse i in., 1996) (ryc. 3B). W tej sytuacji utrzymanie się podwyższonej porowatości piaskowców mogłoby być związane z występowaniem nadciśnienia fluidów międzyziarnowych, które redukuje nacisk wywołany przez obciążenie (nadkładu), a tym samym powoduje zmniejszenie skali kompaktacji. Podtrzymanie porowatości może być również związane z występowaniem wczesnego nasycenia przestrzeni porowych węglowodorami, co przeciwdziała procesom diagenetycznym zachodzącym w środowisku wodnym (Seedhouse i in., 1996).

W drugim scenariuszu (ryc. 6 — wariant 2) odniesiono się do niemieckiego modelu powstania złóż gazu w zwężonych piaskowcach czerwonego spągowca, występujących w centralnej części basenu północnoniemieckiego (blok Pompeckj) (Schwarzer & Littke, 2007), w którym zasadniczą rolę odgrywały bloki tektoniczne. Pionowe przemieszczenia spowodowały zróżnicowanie czasu generacji gazu w poszczególnych blokach oraz związane z pograżaniem zróżnicowanie wielofazowej diagenetyzacji piaskowców, polepszającej lub pogarszającej ich właściwości zbiornikowe. Na skutek tych procesów główne strefy tektoniczne, limitujące wielkość poszczególnych bloków tektonicznych, stanowiły jednocześnie uszczelniające bariery diagenetyczne. Uszczelnienia te, ze względu na zróżnicowaną aktywność tektoniczną poszczególnych bloków, mogły doprowadzić do spodziewanej segmentacji złóż. W sytuacji znacznej odmienności tektonicznej piaskowce w poszczególnych blokach mogły ulec zróżnicowanej w czasie illityzacji. Jednocześnie występujące poniżej skały macierzyste mogły się znaleźć w fazie okna gazowego w różnym czasie.

Obszar, w którym odkryto pierwsze złożo typu *tight gas* w polskim basenie czerwonego spągowca, znajduje się w środkowej części starej, wielokrotnie odnawianej tektonicznej strefy dyslokacyjnej, zakorzenionej w utworach karbonu lub nawet głębiej, złożonej z dwóch elementów: północno-zachodniego (Drawno-Szamotuły-Poznań) i południowo-wschodniego (Poznań-Kalisz). W tej strefie dochodziło prawdopodobnie do inwersji tektonicznej poszczególnych bloków (ryc. 2 i 7). Część pułapek strukturalnych (struktury półrzębowe) w czerwonym spągowcu w strefie dyslokacyjnej Poznań-Kalisz (P-K) powstała w efekcie aktywności uskoku zrzutowo-przesuwczego, rozwijających się w transtensyjno-transpresyjnym reżimie tektonicznym, szczególnie w późnym kajprze i wczesnej jurze (Kwolek, 2004). Są to konwencjonalne złoża gazu ziemnego w pułapkach strukturalnych czerwonego spągowca, takie jak Solec, Kłęka i Jarocin (Buniak i in., 2008b).

Strefa dyslokacyjna P-K jest reprezentowana przez system mezozoicznych, synsedymenacyjnych rowów i półrowów tektonicznych przebiegających generalnie z północnego zachodu na południowy wschód (Kwolek & Buniak, 2004). Rowy te tworzą dwa ciągi: południowo-zachodni

i słabiej zarysowany, fragmentaryczny ciąg północno-wschodni. W północno-wschodniej krawędzi strefy dyslokacyjnej P-K występują fragmentaryczne rowy mezozoiczne, takie jak rów Pławców i rów Grundy-Brudzewek-Gołuchów-Kalisz. W ich podłożu, w osadach czerwonego spągowca, stwierdzono również pałpki strukturalne związane prawdopodobnie z rozwojem tektonicznym tych rowów.

Strefa zakładanego występowania struktur z pałpkami typu *tight gas*, prawdopodobnie podobnej genezy tektonicznej, obejmuje obszar związany z północno-wschodnią częścią strefy dyslokacyjnej P-K. Rozciąga się ona w przybliżeniu wzdłuż linii Siekierki-Pławce-Komorze-Gołuchów-Malanów (obszar między Poznaniem a Kaliszem na ryc. 2).

Można domniemywać, że ruchy tektoniczne, które powodowały wynoszenie i obniżanie bloków tektonicznych w czerwonym spągowcu, były związane z modelem zrzutowo-przesuwczym (Kwolek, 2004). Brak odzwierciedlenia tych ruchów w osadach mezozoicznego nadkładu — w formie rowów kajprowo-jurajskich — mógł być spowodowany ich ekranowaniem miąższymi, plastycznymi osadami ewaporatów cechsztyńskich. Na podstawie tych założeń rozważono 4 warianty powstania tektonicznej struktury Siekierki i związanych z nią złóż typu *tight gas*. Warianty te zostały przedstawione na zamieszczonym schemacie (ryc. 6).

Wariant najprostszy (ryc. 6 — wariant 1A) polegał na uformowaniu się pałpki strukturalnej zbudowanej z porowatych i przepuszczalnych piaskowców eolicznych, ekranowanej ewaporatami cechsztyńskimi, i wypełnieniu tej pałpki gazem, a w rezultacie — na powstaniu konwencjonalnego złoża gazu z horyzontem wody podścielającej. Następnie rozwój procesów diagenetycznych spowodował pogorszenie się właściwości zbiornikowych, szczególnie spadek przepuszczalności, i w konsekwencji uformowało się złoże typu *tight gas*. Wariant ten wydaje się mało prawdopodobny ze względu na to, że procesy diagenetyczne związane z powstawaniem illitu (stwierzonego w piaskowcach z rejonu Siekierki), redukującego przepuszczalność w skale zbiornikowej, praktycznie nie zachodzą w warunkach wypełnienia zbiornika gazem.

Wariant następny (ryc. 6 — wariant 1B) zakłada również uformowanie się pałpki strukturalnej, zbudowanej z porowatych i przepuszczalnych piaskowców eolicznych, ekranowanej ewaporatami cechsztyńskimi, i po wypełnieniu tej pałpki gazem powstaniem konwencjonalnego złoża gazu z horyzontem wody podścielającej.

Założono, że następnie, w wyniku ruchów tektonicznych, nastąpiło obniżenie bloku tektonicznego z piaskowcami nasyconymi gazem. Przyjęto, że wzdłuż stref uskoków tektonicznych ograniczających blok powinny się uformować, na skutek cementacji związanych z infiltracją roztworów z karbonu lub cechsztynu, bariery diagenetyczne zapobiegające ucieczce gazu do sąsiadujących obocznie piaskowców. Jednocześnie powinien nastąpić rozwój procesów diagenetycznych pogarszających właściwości zbiornikowe, szczególnie przepuszczalność, i w konsekwencji mogło dojść do uformowania się złoża typu *tight gas*. Następnie blok ten został ponownie tektonicznie wyniesiony do obecnej pozycji strukturalnej.

W wariantie 1B utrata przepuszczalności musiałaby być związana głównie z migracją kwaśnych roztworów z karbonu, które stymulowały rozwój cementów ilastych i kwarcowych (Gaupp i in., 1993). Pozostałością po fazie

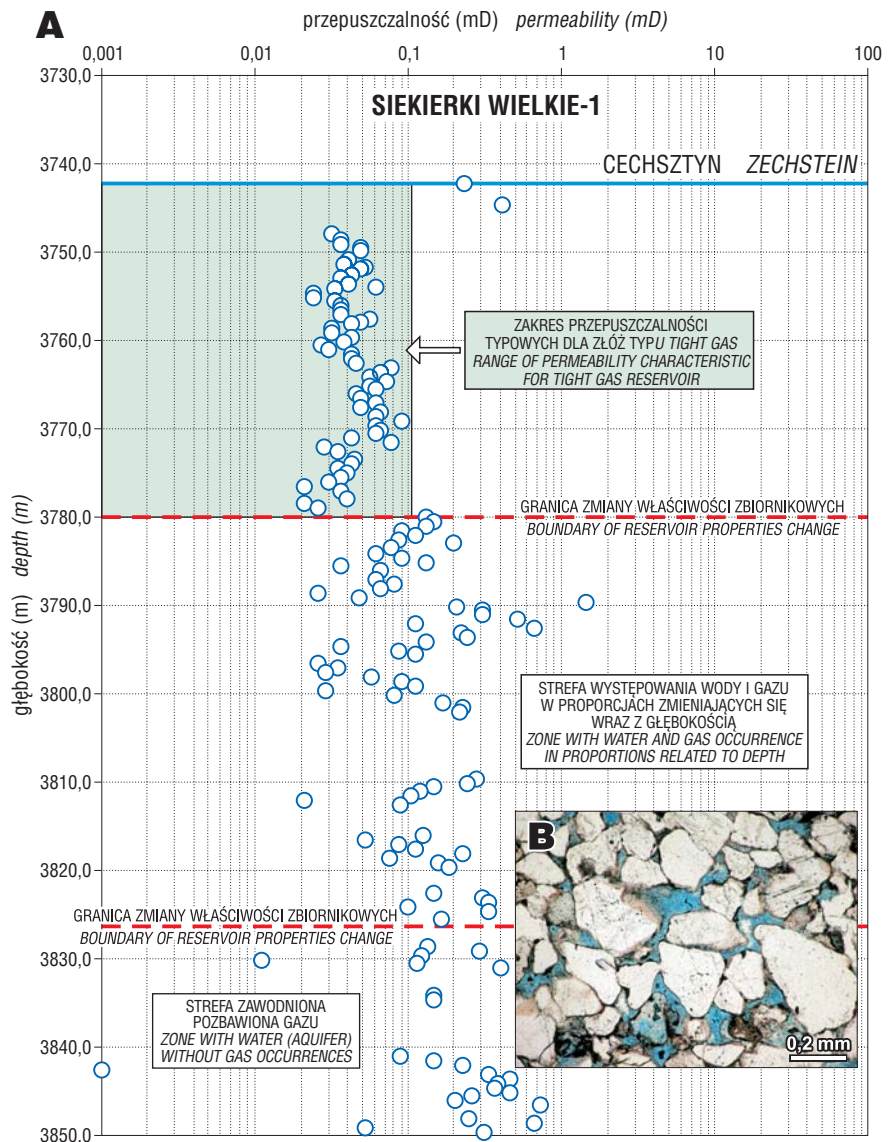
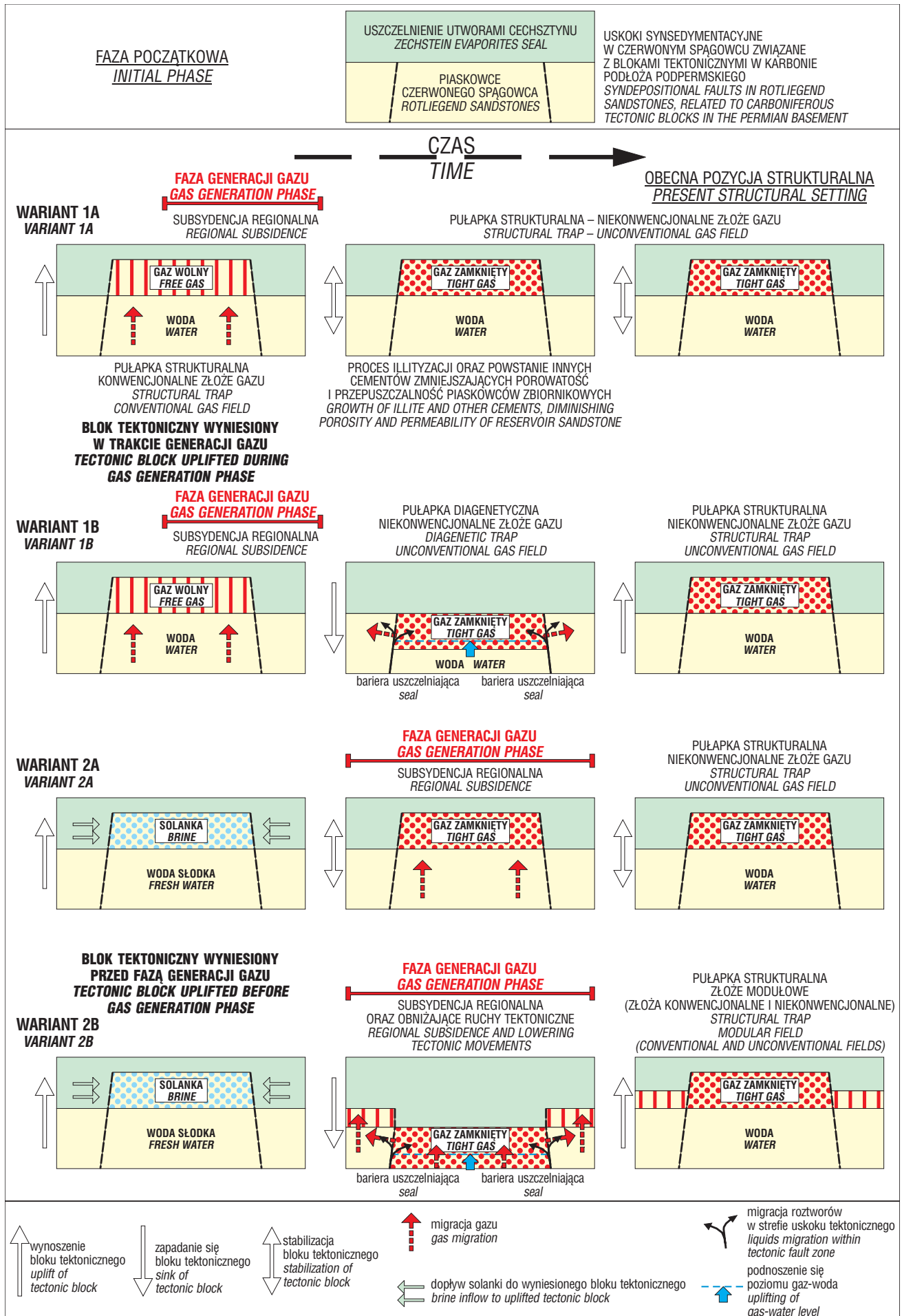


Fig. 5. A — Zmiana przepuszczalności poziomej w relacji do głębokości w piaskowcach eolicznych górnego czerwonego spągowca w wierceniu Siekierki Wielkie-1; **B** — eoliczny piaskowiec drobnoziarnisty — arenit sublityczny, próbka impregnowana niebiesko zabarwioną żywicą, otwór wiertniczy G-2, głębokość 4651,6 m, porowatość 12,5% (niebieska barwa), przepuszczalność 0,073 mD

Fig. 5. A — Plot of horizontal permeability against depth for the Upper Rotliegend eolian sandstones from Siekierki Wielkie-1 well; **B** — eolian, fine-grained sandstone — sublithic arenite, sample impregnated by blue stained resin, well G-2: depth 4651.6 m, porosity 12.5% (blue colour), permeability 0.073 mD



ewentualnej ucieczki gazu ze złoża byłby obserwowany w profilach wierceń z rejonu Siekierki dodatkowy poziom stanowiący granicę skokowej zmiany właściwości zbiornikowych piaskowców (porowatości i przepuszczalności), związany, być może, z pionowym przemieszczaniem się pierwotnego poziomu gaz-woda.

W obu opisanych wariantach (1A i B) założono, że nasycenie gazem poprzedziło fazę pogorszenia się właściwości zbiornikowych, w szczególności przepuszczalności.

W dwóch następnych wariantach (2A i B) rozważamy sytuację, kiedy generacja gazu nastąpiła w trakcie stopniowej utraty przepuszczalności lub już w czasie istnienia zwięzłych skał zbiornikowych, czyli po prawie całkowitej utracie przepuszczalności piaskowców.

Wariant bardziej prawdopodobny (2A) również zakłada uformowanie się pułapki strukturalnej zbudowanej z porowatych i przepuszczalnych piaskowców eolicznych i ekranowanej ewaporatami cechsztyńskimi. Pułapka ta była wypełniona pierwotnie wodą formacyjną (słodką). Przyjęto, że infiltrujące (obocznie i od stropu) solanki cechsztyńskie (*hypersaline brines*) jako cięższe wyparły słodką wodę z pułapki. W efekcie procesy cementacji były zróżnicowane w obu strefach. Silniejsza cementacja, rozwój illitu i związane z tym pogorszenie właściwości zbiornikowych mogły zachodzić w wyniesionym bloku nasyconym solanką, słabiej w niższej leżących piaskowcach, gdzie infiltracja wód cechsztyńskich była tylko powierzchniowa. Specyficzną cechą zasolonych wód cechsztyńskich był skład chemiczny — wysoka zawartość Ca, Na, K oraz SO₄, z których mógł krystalizować illit oraz cementy węglanowe i siarczanowe.

Obecność illitu, szczególnie włóknistego, wpływa bardzo niekorzystnie na przepuszczalność osadów. Występowanie illitu w omawianych piaskowcach jest związane z różnymi stadiami diagenety. Znane z literatury wyniki oznaczeń wieku krystalizacji włóknistego illitu pokazują, że zachodziła ona w piaskowcach czerwonego spągowca we wczesnej i środkowej jurze, a także w późnej jurze i wczesnej kredzie (Maliszewska, 1997). Wydaje się, że źródłem illitu były rozpuszczane ziarna skaleni potasowych, lecz mógł on również krystalizować z wód formacyjnych, co w osadach czerwonego spągowca Niemiec opisali Zwingmann i in. (1998). Istnieją również wyniki badań ze złóż gazu (Village Fields) w czerwonym spągowcu południowej części Morza Północnego, wspierające tezę o rozwoju cementów ilastych, zwłaszcza illitu, dzięki potasowi dostarczanemu z zewnątrz, z roztworów cechsztyńskich (Gluyas & Leonard, 1995). Badane tam kwarcowe piaskowce eoliczne, ubogie w kalcyt i ziarna lityczne, nie mogły być wystarczającym źródłem składników mineralnych do krystalizacji illitu. Podobna sytuacja ma miejsce w piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca basenu polskiego, reprezentowanych zwykle przez arenity kwarcowe, w których stwierdzono silny rozwój illitu ograniczającego przepuszczalność (Such i in., 2000).

Jeśli w wyniku generowania gazu wyparł on wodę ze skały zbiornikowej (przykład pułapki w wariantcie 2A) w trakcie utraty lub już po utracie dobrych właściwości

zbiornikowych, ostatecznie mogła zostać uformowana pułapka typu *tight gas*. Potwierdzeniem takiej tezy jest stwierdzenie w złożu Village wytrącanie się cementów ilastych w czasie migracji gazu do pułapki (Gluyas & Leonard, 1995).

Wariant 2B jest modyfikacją poprzedniego. Założono, że w trakcie generowania gazu uprzednio wyniesiony blok tektoniczny został z powrotem obniżony. Założono również istnienie uszczelnień diagenetycznych w strefach uskoków tektonicznych ograniczających omawiany blok, a także możliwą częściową ucieczkę gazu oraz jednoczesne formowanie się w obrębie piaskowców konwencjonalnych pułapek strukturalnych, które nie utraciły w tak znaczący sposób przepuszczalności.

Obserwowane w rejonie Siekierki-Pławców regionalne poziomy skokowe zmiany właściwości zbiornikowych w obrębie w miarę jednorodnych zbiornikowych piaskowców czerwonego spągowca wskazują najprawdopodobniej na pozostałość dawnych granic gaz-woda lub woda zasolona-woda słodka (ryc. 5).

Tak przedstawiona geneza powstania zwięzłych piaskowców (*tight gas sands*) rodzi jednak zasadnicze pytanie, czy występujące w basenie czerwonego spągowca zwięzłe piaskowce są elementem BCGS, czy też reprezentują specyficzną odmianę złóż konwencjonalnych? Dylemat ten pojawił się w przypadku niektórych złóż typu *tight gas* w Stanach Zjednoczonych (Camp, 2008), odbiegających od modelu BCGS.

Zasadniczą różnicą, w porównaniu z modelem BCGS, jest brak strefy transferowej (woda-gaz w stropie lub gaz-woda w spągu w przypadku powrotu wody na skutek podciśnienia w złożu), stopniowej zmiany warunków przepuszczalności i ciśnienia w złożu oraz brak uszczelnień typu dyfuzyjnego, zastąpionych przez tradycyjne uszczelnienia litologiczne (ryc. 5). Dodatkowo brak jest tutaj niezależności od pułapek strukturalnych, typowej dla złóż w systemie BCGS. Kolejną różnicą są konwencjonalne złoża gazu (strukturalne lub stratygraficzne) o normalnym ciśnieniu występujące na większej części rozpoznanego obszaru piaskowców. Zwięzłe piaskowce i złoża typu *tight gas* są związane ze specyficznymi warunkami częściowej utraty porowatości i przepuszczalności.

Niezbadaana pozostaje do tej pory możliwość występowania klasycznych pułapek, związanych z modelem BCGS, w głębszych częściach basenu czerwonego spągowca. Znajdujące się tam porowate piaskowce eoliczne, uszczelnione nieprzepuszczalnymi osadami plai ilastej, mogą zawierać nagromadzenia gazu zamkniętego (ewentualnie pod anomalnym ciśnieniem), który migrował z większej głębokości z utworów karbonu (najprawdopodobniej górnego) bezpośrednio do piaskowców albo pośrednio, wykonując spękania w strefach uskoków lub wywołaną wzrastającym ciśnieniem szczelinowatość (ryc. 7). Założenie oparto na takim właśnie przypadku migracji, pochodzącym z amerykańskiego basenu Mesaverde (Cumella & Scheevel, 2008), gdzie częściowo izolowane od siebie osadami ilastymi kompleksy piaskowców uzyskały połączenie na skutek wtórnej szczelinowatości wywołanej wzrostem ciśnienia gazu, generowanego z podłoża zawierającego warstwy

←

Ryc. 6. Możliwe schematy (warianty 1A, 1B i 2A, 2B) powstania złóż typu *tight gas* w piaskowcach czerwonego spągowca rejonu Siekierki

Fig. 6. Alternative schemes (variants 1A, 1B and 2A, 2B) for origin of tight gas field in the Rotliegend sandstones of Siekierki area

węglonośne. W efekcie rosnącego ciśnienia porowego zwiększył się udział zeszczenia skał, co umożliwiło przepływ gazu do znajdujących się powyżej piaskowców o niższym ciśnieniu oraz usunięcie z nich wody porowej. Po zaprzestaniu generacji i po spadku ciśnienia poszczególne kompleksy piaskowców nasyconych gazem pozostały ponownie izolowane, a dzisiejszy gradient ciśnienia może być pozostałością starszych procesów.

Przestawiony schematyczny przekrój geologiczny (ryc. 7) dotyczy potencjalnego modelu strefy przejściowej playa-piaskowce eoliczne oraz modelu systemu BCGS, gdzie w słabo przepuszczalnych piaskowcach uszczelnienie piaskowców nasyconych gazem stanowi strefa przejściowa gaz-woda.

Na przekroju (ryc. 7) zostały również pokazane przykłady występowania konwencjonalnych złóż gazu akumulowanego w pułapkach stratygraficznych (paleogeomorfologicznych) i strukturalnych w rejonie basenu Poznania (Kiersnowski & Wojtkowiak, 1993). W tym kontekście złoża typu *tight gas* w rejonie Siekierki można określić jako niekonwencjonalne złoża gazu w konwencjonalnej pułapce strukturalnej.

Zróźnicowanie źródeł gazu ziemnego jako jedna z przyczyn powstania złóż typu *tight gas*

Założono, że strefa występowania złóż typu *tight gas* w basenie czerwonego spągowca ma bezpośredni związek z rodzajem skał macierzystych w podłożu.

Wszystkie konwencjonalne pułapki gazu na zachód od ciągu struktur — od struktur Siekierki i Pławce przez struktury Miłosław i Komorze, do struktury Gołuchów — mają dobre właściwości zbiornikowe i zawierają gaz mieszany, głównie pochodzenia humusowego (Nowak, 2003), którego źródłem były utwory dolnego karbonu (obszar tzw. platformy waryscyjskiej). Występowanie gazu humusowego jest tłumaczone jako wynik znacznego udziału rozproszonej materii organicznej pochodzenia lądowego we fliszowych, morskich osadach dolnego karbonu.

Węglowodory ze złóż gazu w utworach karbonu, czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego z rejonu Paproci (ryc. 2) były generowane w dwóch fazach (Kotarba i in., 1992) — węglowodory zostały wytworzone z humusowo-sapropelowej substancji organicznej zawartej w utworach karbonu dolnego oraz, być może, dewonu, w proporcji ok. 80% humusu (kerogen typu III) i 20% sapropelu (kerogen typu I/II). Nie można jednak wykluczyć, że na obszarze północno-wschodniej monokliny przedsudeckiej oraz w głębiej pogrzebanych partiach jej przedpola wzrasta udział gazu z komponentu sapropelowego pochodzenia morskiego.

Na wschód od linii wymienionego wcześniej ciągu struktur (Siekierki-Pławce-Komorze-Gołuchów-Malanów) następuje znaczące obniżenie porowatości i drastyczna redukcja przepuszczalności piaskowców eolicznych (Kwolek & Buniak, 2004). Stwierdzone tam (rejon Siekierki) złoża typu *tight gas* zawierają prawdopodobnie głównie gaz pochodzący z humusowej materii organicznej z utworów karbonu górnego (głównie westfalu), występującego w strefie przedpola tzw. frontu deformacji waryscyjskich. Obecność utworów westfalu potwierdziły niepublikowane dane z wiercenia Malanów-1 z 1998 r. (firmy *Texaco*), zlokalizowanego na północny wschód od Kalisza.

Roztwory pochodzące z osadów górnego karbonu, zawierających zdecydowanie więcej zwęglonej materii

organicznej, jak również przewarstwień węgla (?), są bardziej kwaśne i jako takie mogły wspomagać rozwój uszczelniających barier diagenetycznych (Gaupp i in., 1993), istotnych podczas powstawania złóż typu *tight gas* oraz segmentacji zbiorników gazu (Leveille i in., 1997a, b). Według niepublikowanych badań H. Kiersnowskiego w rejonie Siekierki-Pławce istniały wczesne uskoki synsedymenacyjne (w trakcie sedimentacji osadów czerwonego spągowca), które mogły zostać odnowione w triasie lub jurze oraz mogły wpływać na powstawanie postulowanych barier diagenetycznych.

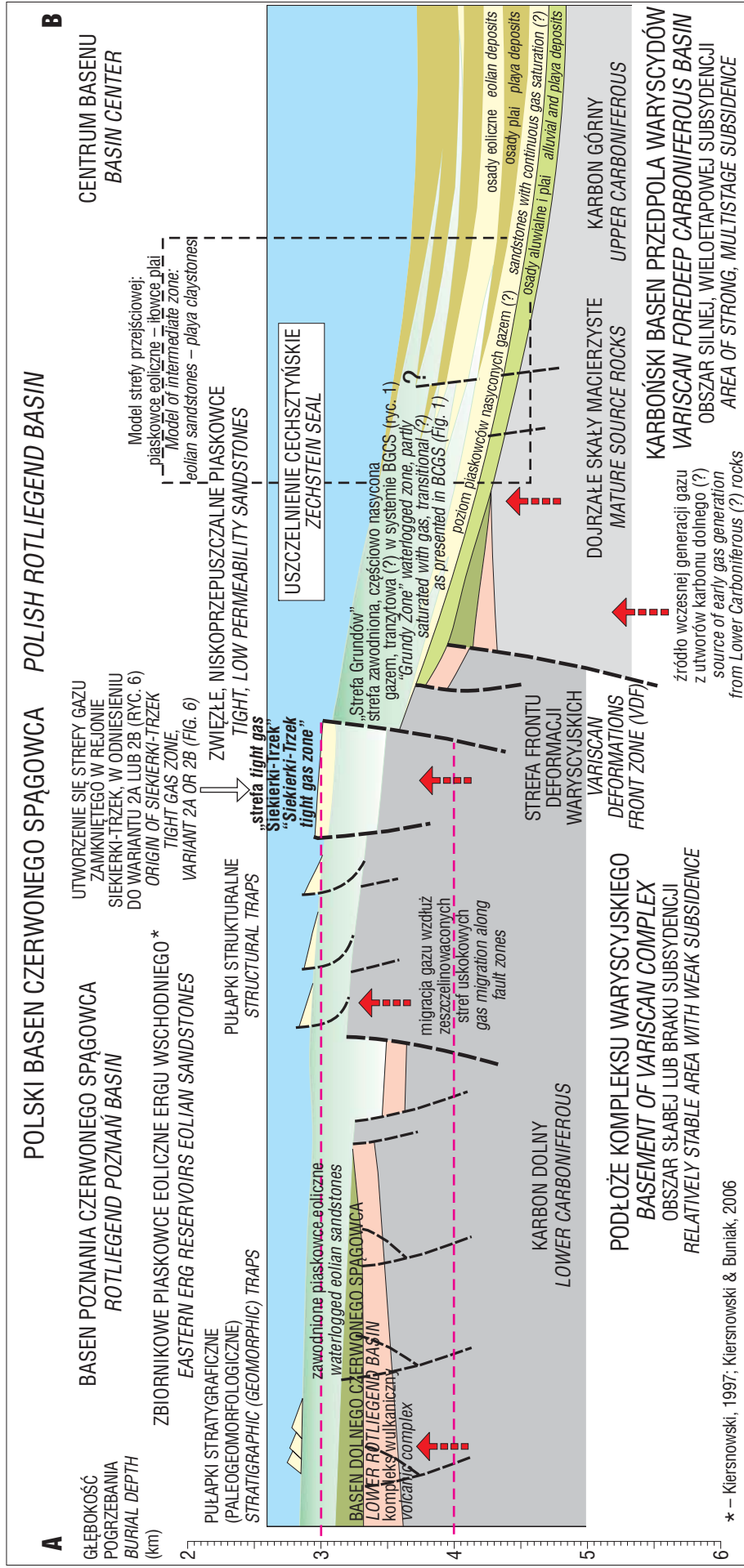
Obszar położony na północny wschód od strefy dyslokacji Poznań-Kalisz podlegał silniejszej subsyduencji w porównaniu z obszarem znajdującym się na południowy zachód od tej strefy. Z tej przyczyny we wczesnych etapach pogrzebienia jako pierwsza mogła nastąpić migracja gazu z utworów dolnego karbonu (prawdopodobnie o znacznej miąższości) znajdujących się na północny zachód od strefy dyslokacji Poznań-Kalisz. W późniejszym etapie pogrzebienia mogła nastąpić kolejna migracja gazu z utworów górnego karbonu (prawdopodobnie westfalu) (ryc. 7). Również Kotarba i in. (1992) uważają — na podstawie badań izotopowych składu gazu w rejonie złóż Paproć — że substancja organiczna dwukrotnie generowała węglowodory w procesach termogenicznych: pierwsza faza generacji nastąpiła w stosunkowo niskiej temperaturze (w środkowej części okna ropnego), a druga faza była związana z wysokotemperaturowym przeobrażeniem substancji organicznej (generacja gazów suchych).

Dwa etapy generacji i migracji gazu z utworów karbonu do utworów czerwonego spągowca, związane z silnym tektonicznym zróźnicowaniem podłoża, są również znane z rejonu bloku Pompeckj w basenie północnoniemieckim (Schwarzer & Littke, 2007).

Postulowana strefa tektoniczna, umiejscowiona wzdłuż linii Siekierki-Pławce-Komorze-Gołuchów-Malanów, mogła warunkować zasięg występowania osadów górnego i dolnego karbonu pod przykryciem osadów permu oraz stanowić strefę przejściową dla dwóch rodzajów generowanego gazu: pochodzącego ze skał dolnego karbonu z sapropelowej i humusowej substancji organicznej oraz pochodzącego z „czysto” humusowej substancji organicznej. Dodatkowo wczesna faza ropna, postulowana na obszarze centralnych waryscyjdów (Kotarba i in., 1992), mogła spowodować późniejszą wtórną generację gazu.

Możliwość istnienia zróźnicowanych źródeł substancji organicznej i dwukrotnej generacji gazu sprawia, że są szanse na odkrycie złóż typu *tight gas* w głębiej pograżonych piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca (ryc. 2 i 7).

Obszar i zasięg prawdopodobnego występowania złóż typu *tight gas* w piaskowcach czerwonego spągowca jest związany ze znanym lub potencjalnym występowaniem piaskowców eolicznych. Piaskowce te występują pod przykryciem osadów cechsztyńskich lub na większej głębokości pod przykryciem osadów plai (Kiersnowski, 1997). W części basenu czerwonego spągowca piaskowce eoliczne mogą przewarstwiać się wielokrotnie z ilastymi osadami plai (ryc. 2), co w sprzyjających warunkach może skutkować powstawaniem wielopoziomowych uszczelnień. W obszarze, gdzie występują dyslokacje tektoniczne w podłożu lub w obrębie piaskowców eolicznych, znajdują się konwencjonalne złoża gazu ziemnego oraz mogą występować złoża typu *tight gas* w strukturach mieszanych (konwencjonalnych i niekonwencjonalnych), określanych jako złoża modułowe.



Ryc. 7. Schematyczny przekrój przez rejon gazonośny w piaskowcach czerwonego spągowca od obszaru basenu Poznań na południowym zachodzie poprzez rejon Grundów w kierunku centrum basenu czerwonego spągowca na północnym wschodzie (lokalizacja przekroju na ryc. 2). Obecna głębokość pogrzebania dotyczy tylko lewej strony przekroju (patrz na linie głębokości 3 i 4 km). Obszar po prawej stronie schematycznego przekroju ulegał pograżaniu i wynoszeniu, stąd jego pograżenie w stosunku do skali głębokości jest umowne. Zostały zachowane przybliżone proporcje znanej i zakładanej miąższości osadów czerwonego spągowca

Fig. 7. Schematic cross-section through gas-bearing Rotliegend sandstone area in south-west Poznań Basin and the Grundy Zone, towards north-east Rotliegend Basin center (see Fig. 2 for location of cross-section). Broken red lines show present burial depth and thickness only to the left half of the cross-section (see reference levels for 3 and 4 km burial). Rock sequences from the right half of the cross-section were subjected to lowering and uplifting movements, therefore the scale of their burial is shown in arbitrary way. The proportion of the known and presumed thicknesses of Rotliegend strata are balanced

Wnioski

Poznane do tej pory związane gazonośne piaskowce (*tight gas sands*) w polskim i niemieckim basenie czerwonego spagowca tworzą specyficzne złoża niekonwencjonalne znajdujące się w pułapkach strukturalnych lub diagenetycznych. Pułapki te są związane z obszarami przebiegu stref tektonicznych, gdzie są możliwe wielokrotne ruchy blokowe, w tym o charakterze inwersyjnym.

Istniała możliwość powstania złóż typu *tight gas* w piaskowcach znajdujących się w głębszych, centralnych częściach basenu czerwonego spagowca. Złoża te, odmiennie od dotychczas poznanych, mogą stanowić elementy systemu BCGS na różnym etapie rozwoju.

Powstanie złóż konwencjonalnych i złóż typu *tight gas* jest związane przede wszystkim z procesami regionalnej subsydencji, w wyniku której dochodziło do generowania gazu z utworów karbonu. Zróznicowanie macierzystych skał karbońskich po obu stronach strefy dyslokacyjnej Poznań-Kalisz determinowało częściowo odmienny skład generowanego gazu oraz chemizm fluidów porowych.

Zwiększona cementacja, która znacznie ograniczyła przepuszczalność i porowatość, powstała w obszarach przebiegu stref tektonicznych. Istotny dla procesów cementacji był chemizm roztworów cechsztyńskich i karbońskich oraz obecność węglowodorów.

Głównym procesem powodującym drastyczne zmniejszenie przepuszczalności i powstanie zbiorników typu *tight sands* była illityzacja. Założono, że główną przyczyną rozwoju illitu była infiltracja silnie mineralizowanych solanek cechsztyńskich. Proces ten mógł w szczególności dotyczyć wyniesionych bloków z piaskowcami czerwonego spagowca.

Autorzy dziękują PGNiG SA oraz *Aurelian Oil and Gas Poland* za udostępnienie materiałów, które pomogły w przygotowaniu tego tekstu. Wyróżniają również wdzięczność prof. T.M. Perytowi za istotne uwagi, które wpłynęły na jaśniejsze sprecyzowanie przedstawionych tez. Dziękują również Janowi Turczynowiczowi z PIG-PIB za pomoc w przygotowaniu niektórych figur.

Literatura

BEARD D.C. & WEYL P.K. 1973 — Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *AAPG Bull.*, 57: 349–369.

BUNIAK A., KIERSNOWSKI H. & KUBERSKA M. 2008a — Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spagowca o słabych właściwościach zbiornikowych w strefie Poznań-Konin-Kalisz. [W:] IV Krajowy Zjazd Branży Górnictwa Naftowego. Materiały konferencyjne. Łągów Lubuski, 11–13.09.2008: 125–138. PGNiG SA w Warszawie, Oddział w Zielonej Górze.

BUNIAK A., KUBERSKA M. & KIERSNOWSKI H. 2009 — Petrograficzno-petrofizyczna charakterystyka piaskowców eolicznych strefy Siekierki-Winna Góra (koło Poznania) w aspekcie poszukiwań złóż gazu zamkniętego w osadach czerwonego spagowca. *Prz. Geol.*, 57, 4: 328–334.

BUNIAK A., KWOLEK K., KIERSNOWSKI H. & KUBERSKA M. 2008b — Perspektywy odkrycia złóż gazu ziemnego (typu *tight gas*) w piaskowcach eolicznych w basenie górnego czerwonego spagowca. [W:] Międzynarodowa Konf. Nauk.-Tech. Geopetrol 2008: Nauka i technologia w rozwoju poszukiwań i wydobycia węglowodorów w warunkach lądowych i morskich. Zakopane, 15–18.09.2008. *Pr. Inst. Naft. i Gazu*, 150: 61–66.

BURNIE sr S.W., MAINI B., PALMER B.R. & RAKHIT K. 2008 — Experimental and empirical observations supporting a capillary model involving gas generation, migration, and seal leakage for the origin and occurrence of regional gasifers. [In:] Cumella S.P., Stanley K.W. & Camp W.K. (eds.) Understanding, exploring, and developing tight-gas sands — 2005 Vail Hedberg Conference. *AAPG Hedberg Series*, 3: 29–48.

CAMP W.K. 2008 — Basin-centered gas or subtle conventional traps? [In:] Cumella S.P., Stanley K.W. & Camp W.K. (eds.) Understanding, exploring, and developing tight-gas sands — 2005 Vail Hedberg Conference. *AAPG Hedberg Series*, 3: 49–61.

CUMELLA S.P. & SCHEEVEL J. 2008 — The influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado. [In:] Cumella S.P., Stanley K.W. & Camp W.K. (eds.) Understanding, exploring, and developing tight-gas sands — 2005 Vail Hedberg Conference. *AAPG Hedberg Series*, 3: 137–155.

GAUPP R., MATTER A., PLATT J., RAMSEYER K. & WALZEBUCK J. 1993 — Diagenesis and fluid evolution of deeply buried Permian (Rotliegende) gas reservoirs, Northwest Germany. *AAPG Bull.*, 67: 280–312.

GLUYAS J. & LEONARD A. 1995 — Diagenesis of the Rotliegend sandstone: the answer ain't blowin' in the wind. *Mar. Petrol. Geol.*, 12, 5: 491–497.

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. 2006 — Evolution of the Rotliegend Basin of northwestern Poland. *Geol. Quart.*, 50, 1: 119–138.

KIERSNOWSKI H. & WOJTKOWIAK Z. 1993 — Geneza pułapek złożowych gazu ziemnego w czerwonym spagowcu rejonu Paproci-Cichej Góry (Wielkopolska). *Kwart. Geol.*, 37, 1: 41–58.

KOTARBA M., PIELA J. & ŻOLNIERCZUK T. 1992 — Geneza gazu ziemnego akumulowanego w permsko-karbońskich pułapkach litologicznych złoża „Paproć” w świetle badań izotopowych. *Prz. Geol.*, 4: 260–263.

KWOLEK K. 2004 — Strefa dyslokacyjna Poznań-Kalisz i jej związek z występowaniem złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spagowca. *Pr. Inst. Naft. i Gazu*, 130: 65–74.

KWOLEK K. & BUNIAK A. 2004 — Charakterystyka geologiczna i potencjał akumulacyjny utworów górnego czerwonego spagowca w rejonie Poznań-Ostrów Wielkopolski. [W:] Basen permski Niżu Polskiego, czerwony spagowiec, budowa i potencjał zasobowy. *Konf. Nauk.-Tech., Piła, 23.04.2004. Wyd. Nauk. Bogucki, Poznań: 47–60.*

LAW B.E. 2002 — Basin-centered gas systems. *AAPG Bull.*, 86, 11: 1891–1919.

LEVEILLE G.P., KNIPE R., MORE C., ELLIS D., DUDLEY G., JONES G., FISHER Q.J. & ALLINSON G.J. 1997a — Compartmentalization of Rotliegendes sandstones, Jupiter Field area, southern North Sea. [In:] Ziegler K., Turner P., Daines S.R. (eds.) *Petroleum Geology of the Southern North Sea: Future Potential. Geol. Soc. London Spec. Publ.*, 123: 87–104.

LEVEILLE G.P., PRIMMER T.J., DUDLEY G., ELLIS D. & ALLINSON G.J. 1997b — Diagenetic controls on reservoir quality in Permian Rotliegendes sandstones, Jupiter Fields area, southern North Sea. [In:] Ziegler K., Turner P., Daines S.R. (eds.) *Petroleum Geology of the Southern North Sea: Future Potential. Geol. Soc. London Spec. Publ.*, 123: 105–122.

MALISZEWSKA A. 1997 — Wiek K/Ar włóknistego illitu z piaskowców czerwonego spagowca Wielkopolski. [W:] Datowanie minerałów i skał. IV Ogólnopolska Sesja Naukowa, Lublin: 50–55.

MALISZEWSKA A. & KUBERSKA M. 2009 — O badaniach izotopowych diagenetycznego illitu z piaskowców Wielkopolski i Pomorza zachodniego. *Prz. Geol.*, 57, 4: 322–327.

MALISZEWSKA A., KUBERSKA M., SUCH P. & LEŚNIAK G. 1998 — Ewolucja przestrzeni porowej utworów czerwonego spagowca. [W:] Narkiewicz M. (red. nauk.) *Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego. Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 177–194.

MECKEL L.D. & THOMASSON M.R. 2008 — Pervasive tight-gas sandstone reservoir: An overview. [In:] Cumella S.P., Stanley K.W. & Camp W.K. (eds.) Understanding, exploring, and developing tight-gas sands — 2005 Vail Hedberg Conference. *AAPG Hedberg Series*, 3: 13–27.

NOWAK G.J. 2003 — Petrologia materii organicznej rozproszonej w późnopaleozoicznych skałach osadowych południowo-zachodniej Polski. *Cuprum*, 4 (29): 1–209.

POPRAWA P. & KIERSNOWSKI H. 2008 — Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w Polsce. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 429: 145–152.

SCHWARZER D. & LITTKER R. 2007 — Petroleum generation and migration in the “Tight Gas” area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modeling study. *Petrol. Geosci.*, 13, 1: 37–62.

SEEDHOUSE J., BURLEY S. & WAKEFIELD M. 1996 — Porosity evolution in aeolian Rotliegend sandstones from the Polish Central Trough. *British Gas. Research & Technology. CAG PIG, Warszawa.*

SUCH P., LEŚNIAK G. & SŁOTA M. 2010 — Ilościowa charakterystyka porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spagowca potencjalnie zawierających gaz ziemny zamknięty. *Prz. Geol.*, 58: 347–351.

SUCH P., MALISZEWSKA A. & LEŚNIAK G. 2000 — Właściwości filtracyjne utworów górnego czerwonego spagowca a jego wykształcenie facjalne. *Pr. Inst. Górn. Naft. i Gazow.*, 103.

ZWINGMANN H., CLAUER N. & GAUPP R. 1998 — Timing of fluid in a sandstone reservoir of the north German Rotliegend (Permian) by K-Ar dating of related hydrothermal illite. [In:] *Dating and duration of fluid flow and fluid rock interaction. Geol. Soc. London Spec. Publ.*, 144: 91–106.

Praca wpłynęła do redakcji 22.02.2010 r.

Po recenzji akceptowano do druku 22.03.2010 r.