

SYSTEM NAFTOWY KARBON–CZERWONY SPĄGOWIEC W NIEMIECKO-HOLENDERSKIEJ CZĘŚCI BASENU – IMPLIKACJE DLA POSZUKIWAŃ ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO W POLSKIEJ CZĘŚCI BASENU CZERWONEGO SPĄGOWCA

THE CARBONIFEROUS-ROTLIEGEND PETROLEUM SYSTEM IN THE GERMAN-DUTCH PART OF THE BASIN – IMPLICATIONS FOR NATURAL GAS EXPLORATION IN THE POLISH PART OF THE ROTLIEGEND BASIN

DARIUSZ BOTOR¹

Abstrakt. System naftowy karbon–czerwony spągowiec w niemiecko-holenderskiej części basenu wykazuje szereg podobieństw i różnic w stosunku do polskiej części basenu. Głębokości występowania złóż gazu w niemiecko-holenderskiej części basenu są większe (1000–5300 m) niż w polskiej (1000–3700 m) i do 4000 m w strefach gazu zamkniętego (*tight gas*). Gazy wykazują duże zróżnicowanie składu chemicznego, jak i parametrów fizycznych. Średnia zawartość metanu w niemiecko-holenderskiej części basenu waha się w przedziale 30–95%, rosnąc szybko w kierunku zachodnim, natomiast w polskiej części basenu wynosi od około kilkunastu do około 90%, wykazując jednak duże zróżnicowanie w poszczególnych strefach. Gazy zakumulowane głównie w czerwonym spągowcu były wygenerowane przez skały macierzyste karbonu górnego (głównie pokłady westfalskich węgla kamiennych) w niemiecko-holenderskiej części basenu, a pod rządnie jedynie przez dolnokarbońskie skały. Basen niemiecko-holenderski był rozcięty przez liczne mezozoiczne uskoki, które przyczyniły się do powstania szeregu zrębów i rowów tektonicznych. Spowodowało to w efekcie zróżnicowanie głębokości pograżenia i czasu występowania procesów generowania, migracji i akumulacji gazu, oraz zróżnicowanie szeregu pokarbońskich skał zbiornikowych i uszczelniających. Procesy generowania migracji i akumulacji gazów przebiegały wieloetapowo: od późnego karbonu aż do neogenu włącznie.

Słowa kluczowe: system naftowy, czerwony spągowiec, karbon, basen południowopermski.

Abstract. Carboniferous-Rotliegend Petroleum System in the German-Dutch part of the South Permian basin shows a number of similarities and differences in relation to the Polish part of the basin. Depth of occurrence of gas deposits in the German-Dutch part of the basin are larger (~1000–5300 m) than in Poland (~1000–3700 m) with the maximum of up to 4000 m in the tight gas zone. Gases show significant variation of chemical composition and physical parameters. The average methane content in the German-Dutch part of the basin ranges from 30 to 95% rising rapidly towards the west, whilst in the Polish part, the average methane content varies significantly in different areas of the basin (from several up to 90%). Gases that accumulated mainly in the Rotliegend, were generated predominantly by Westphalian source rocks (bituminous coals) in the German-Dutch part of the basin, and only subordinately by Lower Carboniferous source rocks. German-Dutch basin was dissected by numerous Mesozoic faults, associated with horsts, grabens, and platforms. It contributed to the differentiation of burial depth and timing of the generation processes, to the migration and accumulation of gas, and to the diversification of a number of post-Carboniferous reservoir rocks and seals. The processes of gas generation, migration and accumulation included several stages: from Late Carboniferous through Neogene.

Key words: petroleum system, Rotliegend, Carboniferous, Southern Permian Basin.

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: botor@agh.edu.pl

WSTĘP

Polski basen czerwonego spągowca, należy do systemu genetycznie powiązanych, permsko-mezozoicznych basenów sedymentacyjnych centralnej i północno-zachodniej Europy, spośród których wiele stanowi baseny naftowe o dużym znaczeniu ekonomicznym (Doornenball, Stevenson, red., 2010). System naftowy w poszczególnych częściach basenu wykazuje pewne różnice i podobieństwa, które niosą ze sobą implikacje w zakresie poszukiwania złóż węglowodorów (*op. cit.*).

W niemiecko-holenderskiej części basenu większość złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca występuje w pasie o szerokości około 50 kilometrów, który rozciąga się od rejonu złoża Groningen (północno-wschodnia Holandia, przy granicy niemiecko-holenderskiej) na zachodzie do złoża Salzwedel–Peckensen na wschodzie (na północny wschód od Hanoweru) (Pletsch i in., 2010) (fig. 1). Większość złóż gazu w utworach czerwonego spągowca w Polsce występuje

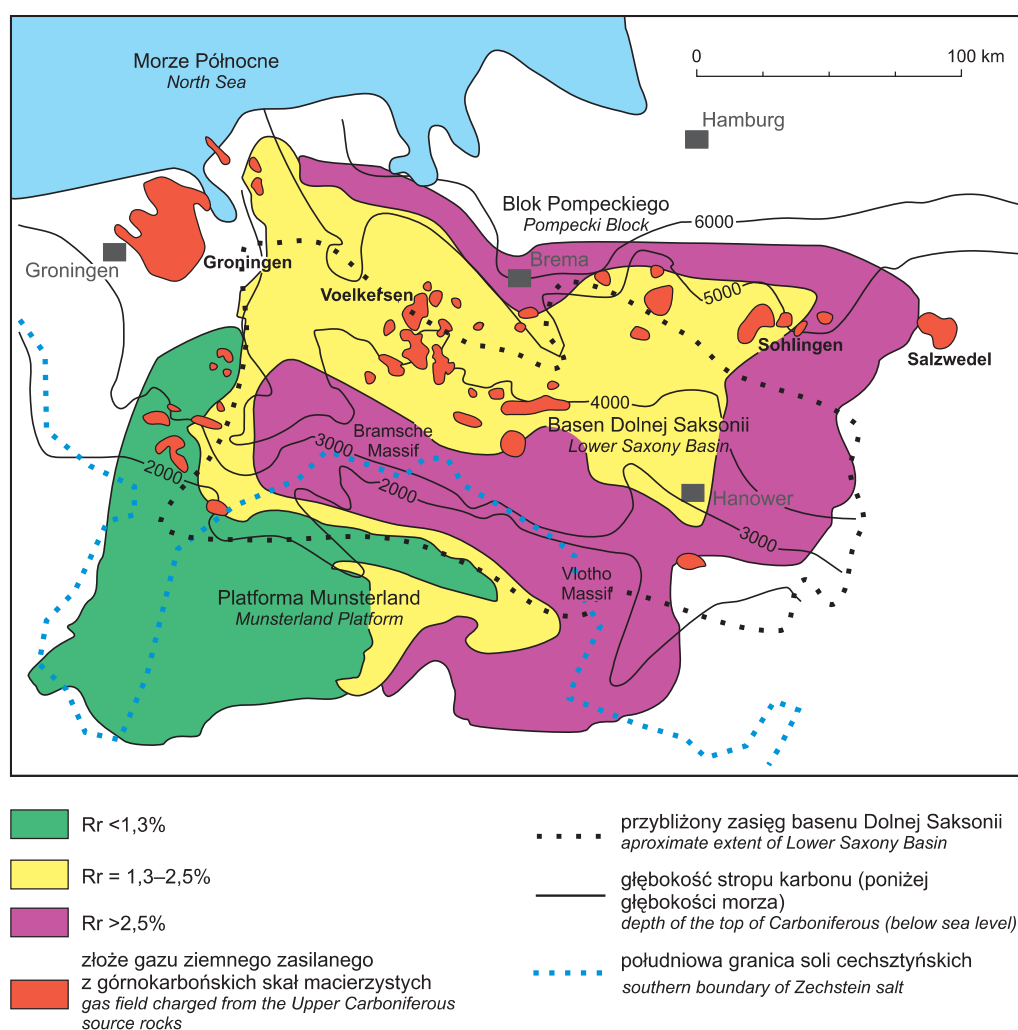


Fig. 1. Rozkład złóż gazu ziemnego w czerwonym spągowcu w basenie północniemieckim na tle głębokości stropu karbonu i dojrzałości termicznej substancji organicznej karbonu (zmodyfikowane na podstawie Teichmuller i in., 1984; Kus i in., 2005; Pletsch i in., 2010)

Distribution of Rotliegend gas fields in the North German Basin.
Depth to the top of the Carboniferous and thermal maturity of organic matter
in the Carboniferous are also shown (modified from Teichmuller *et al.*, 1984; Kus *et al.*, 2005; Pletsch *et al.*, 2010)

w przedziale głębokości od około 1000 do około 3700 m (Karnkowski, 1999, 2007) oraz powyżej tej głębokości nawet do 4000 m, w przypadku złóż gazu zamkniętego (*tight gas*) w rejonie bloku Siekierki–Trzek. Natomiast w niemiecko-holenderskiej części basenu od ponad 1000 do 5300 m (fig. 1) (Pletsch i in., 2010).

Gaz ziemny w basenie czerwonego spągowca wykazuje duże zróżnicowanie składu chemicznego, jak i parametrów fizycznych. Zawartość metanu w złożach gazu w basenie czerwonego spągowca waha się od około kilku do ponad 90%. Średnia zawartość metanu w złożach niemieckich zawiera się w przedziale 30–95%, rosnąc w kierunku zachodnim. W Holandii zawartości te wynoszą od 77 do 87% metanu (Pletsch i in., 2010). Najniższe zawartości charakteryzują wschodnią część basenu (polsko-niemiecką), gdzie wartości te często nie przekraczają 30%. Obejmuje to północno-wschodnie Niemcy oraz obszar Pomorza Zachodniego w Polsce (Karnkowski, 1999, 2007; Pletsch i in., 2010). Gaz ziemny z obszaru Pomorza Zachodniego zawiera od 22 do 58% metanu, oraz od 39 do 78% azotu, około 1% wyższych węglowodorów i minimalne ilości helu. Obszar wokół wału wolsztyńskiego wykazuje natomiast znaczne zróżnicowanie zawartości metanu w gazie ziemnym – od poniżej 30 do ponad 80%. Gaz ziemny w rejonie poznańskim (na północ od wału wolsztyńskiego) zawierają od około 70 do 90% metanu, poniżej 2%, wyższych węglowodorów oraz poniżej 25% azotu, a także poniżej 2% dwutlenku węgla i śladowe ilości helu. Na południe od wału wolsztyńskiego gazy zawierają

od około 16 do 80% metanu, poniżej 2% wyższych węglowodorów i dwutlenku węgla, oraz od 20 do 78% azotu i do 0,6% helu (Karnkowski, 1999, 2007; Pletsch i in., 2010).

Zawartość azotu w całym basenie czerwonego spągowca rośnie z zachodu ku wschodowi. Najniższe wartości wykazuje gaz ze złóż zlokalizowanych pod dnem Morza Północnego (1–8% N₂). Złoża holenderskie zawierają od 3 do 20% N₂. Obszar szczególnie wysokich koncentracji azotu w basenie czerwonego spągowca jest mniej więcej zbieżny z depocentrami basenu w północnych Niemczech (Gras, Clayton, 1998; Gerling i in., 1999). Gazy niewęglowodorowe (głównie azot i dwutlenek węgla, ale też siarkowodór, hel i inne) są obecne w całym basenie czerwonego spągowca. Najniższe ich zawartości są notowane przy południowej krawędzi basenu (poniżej 5%). Pośrednie wartości są notowane na zachodzie basenu, tj. w sektorze brytyjskim i holenderskim Morza Północnego oraz w północnej Holandii, a także w centralnej części basenu północnoniemieckiego (5–20%) (Pletsch i in., 2010). Wysokie zawartości składników niewęglowodorowych wykazują natomiast gazy w północnych i północno-wschodnich Niemczech oraz w basenie polskim, zwłaszcza w części pomorskiej (Karnkowski, 1999, 2007, Pletsch i in., 2010). Głównymi czynnikami kontrolującymi zawartości gazów niewęglowodorowych w basenie czerwonego spągowca są: (1) dojrzałość skał macierzystych, (2) czas tworzenia pułapek względem czasu generowania gazu oraz (3) litologia skał zbiornikowych (Gras, Clayton, 1998; Pletsch i in., 2010).

SKAŁY MACIERZYTE

Gaz ziemny, zakumulowany głównie w osadach czerwonego spągowca, był wygenerowany przez skały macierzyste karbonu zarówno w polskiej, jak i niemiecko-holenderskiej części basenu (Teichmüller i in., 1984; Kettel, 1989; Gerling i in., 1999; Kotarba i in., 2004; Pletsch i in., 2010). W niemiecko-holenderskiej części basenu dominującą rolę odgrywały utwory westfalskie (pokłady węgla kamiennego), a podrzędnie jedynie utwory namuru i karbonu dolnego (np. w rejonie Altmark, na północny wschód od Hanoweru). Na obszarze polskiej części basenu brak natomiast udokumentowanych, znaczących pokładów węgla, zatem większe znaczenie prawdopodobnie miała rozproszona substancja organiczna, zdeponowana w utworach karbonu dolnego i górnego. Gaz ziemny był generowany zarówno z kerogenu III typu (humusowego-gazotwórczego), jak i mieszanego II/III typu (zawartego zwłaszcza w utworach dolnokarbońskich). Ilość tej substancji organicznej jest znaczna, a główną kwestią prospekcyjną jest jej dojrzałość termiczna oraz czas ge-

nerowania i migracji węglowodorów w stosunku do rozwoju pułapek, uszczelnienia i procesów inwersji basenu. Całkowita zawartość węgla organicznego w skałach karbonu, zawierających rozproszoną materię organiczną, wynosi obecnie około 12%, natomiast w węglach około 76–95%. Większość złóż gazu w niemiecko-holenderskiej części basenu czerwonego spągowca znajduje się w obszarze o dojrzałościach materii organicznej w stropie podłoża przedpermskiego od około 1% (np. w rejonie Groningen 0,6–1,5% Rr) do 2,5% Rr (w rejonie Salzwedel–Peckensen) (Pletsch i in., 2010). Stopień uwęglenia rośnie z zachodu ku wschodowi. Lokalne anomalie dodatnie uwęglenia (powyżej 2,5% Rr) są zwykle związane z intruzjami magmatycznymi, chociaż anomalie wcześniej były uważane za związane z intruzjami magmowymi Bramsche i Vlotho (fig. 1). Obecnie, sugeruje się, że za ich uwęglenie jest odpowiedzialne duże pograżenie kredowe przed inwersją laramijską (Senglaub i in., 2006) (fig. 2).

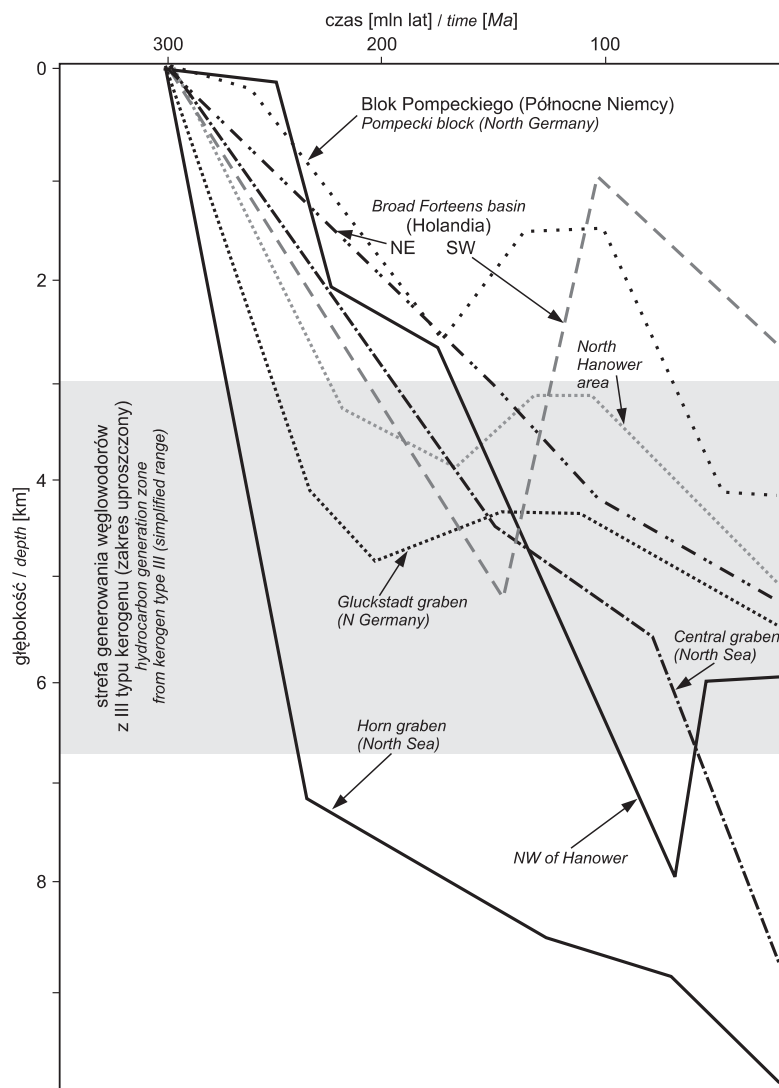


Fig. 2. Uprozczone krzywe pograżania stopu karbonu w wybranych rejonach basenu czerwonego spągowca (zmienione na podstawie: Cornford, 1998; Petmecky i in., 1999; Schwarzer, Littke, 2007)

Burial history curves of the top of the Carboniferous in some areas of the Rotliegend basin (modified from: Cornford, 1998; Petmecky *et al.*, 1999; Schwarzer, Littke, 2007)

W polskiej części basenu czerwonego spągowca strefa najbardziej dojrzała w utworach karbońskich (powyżej 2,0% Rr) obejmuje centralną część basenu. Natomiast w kierunku północno-wschodnim i południowo-zachodnim stopień dojrzałości termicznej materii organicznej maleje. W obszarach

występowania złóż gazu wartości dojrzałości wynoszą od 0,7 do 2,0% Rr, chociaż zaznacza się lokalna anomalia we wschodniej części monokliny przedsudeckiej, gdzie refleksyjności wityrnytu sięgają do około 5% (Karkowski, 1999; Grotek, 2005).

SKAŁY ZBIORNIKOWE

Większość wygenerowanego przez karbońskie skały macierzyste gazu, która została zakumulowana, występuje w utworach czerwonego spągowca, skupiających ponad $\frac{3}{4}$ zasobów gazu. Pozostała, prawie $\frac{1}{4}$ zasobów występuje

w karbońskich, cechsztyńskich i triasowych skałach zbiornikowych (Pletsch i in., 2010). Szereg złóż gazu pochodzącego z tych samych karbońskich skał macierzystych występuje przede wszystkim w utworach karbońskich (np. złoża Hsum,

Coevorden) i triasowych na głębokościach do około 3000 m (Pletsch i in., 2010). W Niemczech większość wydobycia gazu z czerwonego spągowca pochodzi z ogniwa Wustrow (odpowiednik górnej części formacji Slochteren w basenie holendersko-angielskim) (Gast i in., 2010). Jakość skał zbiornikowych w czerwonym spągowcu jest zdeterminowana w istotny sposób przez zróżnicowanie facjalne oraz procesy diagenety. Złoża gazu ziemnego w czerwonym spągowcu występują w osadach klastycznych pochodzenia kontynentalnego, tj. piaskowcach facji eolicznych, fluwialnych (wadi) oraz w piaskowcach facji brzeżnych wielkiego słonego jeziora (w sektorze brytyjskim i niemieckim) (Pletsch i in., 2010). Najlepsze właściwości kolektorskie wykazują piaskowce pochodzenia eolicznego, w górnej części czerwonego spągowca górnego (Müller, 1990; Gast i in., 2010). Z kolei najlepsze właściwości zbiornikowe w obrębie samych facji eolicznych wykazują odmiany wydmowe. Dlatego, najlepsze kolektory są znajdowane w środkowej części czerwonego spągowca górnego, w której dominują facje eoliczne (George, Berry, 1997). Chociaż znaczące zróżnicowanie istnieje także w obrębie samych facji eolicznych (Glennie i in., 1978).

W północnych Niemczech dobrymi poziomami zbiornikowymi są także piaskowce deponowane na wybrzeżach jeziora pustynnego (facji jeziornych) w lokalnych obniżeniach strukturalnych. W takich obniżeniach względnie gęste solanki wód formacyjnych czerwonego spągowca powodowały precypitację cementów chlorytowych o charakterze obwódek wokół ziarnowych. Cementy illitowe zmniejszające przepuszczalność rozwijały się natomiast głównie na wyniesieniach strukturalnych, do których docierały mniej zasolone formacyjne wody karbońskie (Gaupp i in., 1993, 2005).

W Polsce piaskowce zbiornikowe również występują przede wszystkim w profilu czerwonego spągowca górnego (Karnkowski, 1999). Porowatości efektywne piaskowców w basenie północnoniemieckim wynoszą od 5 do 23% (lokalnie do 29%), natomiast średnia przepuszczalność wynosi od 0,07 do 200,00 mD (lokalnie nawet do 1000,00 mD) (Müller, 1990; Gast i in., 2010; Pletsch i in., 2010). W złożach karbońskich głównymi horyzontami są piaskowce fluwialne (20–40 m miąższości). Ich średnia porowatość efektywna wynosi 9–12%, a przepuszczalność waha się do 0,10–100,00 mD. Gaz w złożach karbońskich składa się głównie z metanu (90–95%) (Kombrink i in., 2010, Pletsch i in., 2010).

SKAŁY USZCZELNIAJĄCE

Zasadniczo regionalne uszczelnienie dla większości złóż czerwonego spągowca stanowią ewaporaty cechsztyńskie (np. Glennie, 1990; Pletsch i in., 2010). Brak jest złóż w czerwonym spągowcu w strefach, gdzie nie ma uszczelnienia ewaporatami cechsztytnu. W niektórych strefach (np. rów Ems na pograniczu Niemiec i Holandii), przy braku uszczelnienia cechsztyńskiego lub przy nieefektywnym uszczelnieniu, gaz wygenerowany w utworach karbońskich migrował także do kolektorów w utworach triasowych (Pletsch i in., 2010).

Ponadto, zwłaszcza w północno-zachodniej części basenu niemieckiego oraz w basenie holenderskim uszczelnienie wielu złóż stanowią iłowce i sole wielkiego słonego jeziora (np. uszczelnienie piaskowców formacji Wustrow, lub uszczelnienie złoża Groningen przez iłowce *Ten Boer Member*, czy uszczelnienie przez *Upper Silverpit Member* pias-

kowców Leman (Müller, 1990; Bailey, Loyd, 2001; Gast i in., 2010; Pletsch i in., 2010).

Regionalne uszczelnienie ewaporatami cechsztyńskimi jest jedną z głównych przyczyn istnienia dużych złóż gazu w osadach czerwonego spągowca (Pletsch i in., 2010). Chociaż dla części złóż, głównie w basenie niemiecko-holenderskim, zwłaszcza znajdujących się w strefie osadów jeziornych, bezpośrednie uszczelnienie stanowią też iłowce czerwonego spągowca. Na przykład, złoża gazu Markham (Myers, 1995) i Windermere (Bailey, Loyd, 2001) (poza obszarem – fig. 1) występują w strefie, w której utwory czerwonego spągowca mają miąższości ponad 200 m i są wykształcone w postaci utworów eolicznych formacji Leman (*Leman Sandstone*, 20–40 m). Są one uszczelnione przez mułowcowe i iłowcowe osadów jeziornych formacji Silverpit (Bailey, Loyd, 2001).

PULAPKI

W basenie niemiecko-holenderskim złoża występują w większości w pułapkach strukturalnych oraz mniej licznych pułapkach strukturalno-stratygraficznych. W obszarze Altmarku, w strefach lokalnych wyniesień, znane są pułapki antyklinalne oraz kombinowane pułapki stratygraficzno-

-strukturalne. Biorąc pod uwagę wzajemną relacje pomiędzy skałami zbiornikowymi a rozkładem facjalnym, wydaje się, że wiele z tych pułapek ma charakter pułapek stratygraficznych, często w wiszących skrzydłach (Müller, 1990; Pletsch i in., 2010).

GENEROWANIE I MIGRACJA GAZU

Basen niemiecko-holenderski był rozcięty przez liczne mezozoiczne uskoki, które przyczyniły się do powstania szeregu zrębów i rowów tektonicznych. W efekcie, spowodowało to zróżnicowanie głębokości pograżenia (fig. 2) i czasu występowania procesów generowania, migracji i akumulacji gazu, oraz zróżnicowanie szeregu pokarbońskich skał zbiornikowych i uszczelniających. W centralnej części basenu niemieckiego duże miąższości osadów karbonu górnego i wysoki strumień cieplny w końcu okresu karbońskiego doprowadziły do procesów generowania i ekspulsji gazów ze skał macierzystych, która miała miejsce pomiędzy westfałem B a stefanem. Z uwagi na brak istotnych skał zbiornikowych (głównie czerwonego spągowca) i brak regionalnego uszczelnienia, większość tych węglowodorów migrowała ku powierzchni ziemi i została utracona. Druga faza generowania gazu miała miejsce w mezozoiku, w strefach o niewyczerpanym na etapie karbońskim potencjale generacyjnym. Zakończyła się ona – w znacznej części basenu – wraz z inwersją laramijską w późnej kredzie (Gerling i in., 1999; Schwarzer, Littke, 2007; Pletsch i in., 2010).

Po środkowej jurze wystąpiło znaczne zróżnicowanie generowania i migracji gazu pomiędzy ryftowymi basenami kimeryjskimi (np. basen Dolnej Saksonii) a platformami i strefami wyniesień (bloku Munsterland czy Pompeckiego) (Schwarzer, Littke 2007) (fig. 1). Podczas fazy ryftowania, pomiędzy późną jurą a wczesną kredą, generowanie zostało przyspieszone w subbasenach ryftowych (rowach tektonicznych) wskutek wzrostu subsydencji i strumienia cieplnego (Littke i in., 2005; Pletsch i in. 2010). W konsekwencji kerogen w obszarze rowów tektonicznych został prawie całkowicie przeobrażony w gaz. W basenach Dolnej Saksonii (Niemcy; fig. 1) i Broad Fourteens (zachodnia Holandia) generowanie gazu było najbardziej intensywne od jury do późnej kredy. Natomiast późnojurajsko-wczesnokredowe wyniesienie stref platformowych (horstów) doprowadziło do przerwania generowania gazu w tychże strefach (np. blok Pompeckiego) (Littke i in., 2005; Pletsch i in. 2010). Jedynie tam, gdzie nastąpiło dodatkowe pograżenie później (i wyższe temperatury) procesy generowania gazu uległy wznowieniu w paleogenie i/lub neogenie (Schwarzer, Littke, 2007). Ponadto, z uwagi na znaczne miąższości soli cechsztyńskich, istotne opóźnienie generowania występuje w wyniesionych zrębach na bloku pompeckiego (*op. cit.*). Występowanie znacznej miąższości soli (np. w formie diapirów) wpływa bowiem na powstanie anomalii termicznych. W spągu takiej serii solnej jest to anomalia ujemna, a w stropie jest to anomalia dodatnia (Mello i in., 1995). W efekcie, karbońskie skały macierzyste pod serią solną o dużej miąższości weszły w okno gazowe znacznie później, niż sąsiadujące części basenu, gdzie miąższości soli były stosunkowo małe (Schwarzer, Littke, 2007). Generowanie gazu w kenozoiku umożliwiło napełnianie nawet laramijskich pułapek inwersyjnych (np. Adriasola-Muñoz i in., 2007). Również w brzeżnych

częściach basenu, gdzie inwersja laramijska miała ograniczony zasięg, a w których następowała znacząca subsydencja kenozoiczna (np. południowo-zachodnia krawędź basenu zachodniolenderskiego) procesy generowania gazu rozwinęły się ponownie w kenozoiku. Podobnie, wzdłuż północnej przykrawędziowej części basenu niemieckiego generowanie węglowodorów w utworach karbońskich nastąpiło dopiero w paleogenie i neogenie (Littke i in., 2005; Pletsch i in., 2010). Spadek temperatury i ciśnienia hydrostatycznego, spowodowany późnokredową inwersją laramijską mógł ponadto spowodować dodatkową desorpcję gazu z karbońskich skał macierzystych, co doprowadziło do zwiększenia ilości wolnego gazu dostępnego do migracji (Schwarzer, Littke, 2007).

Inwersja późnokredowa basenu północnoniemieckiego była kształtowana przez obecność strefy uskokowej Łaby. W strefie tej skoncentrowało się odkształcenie podłoża basenu. W konsekwencji, podłoże centralnej partii basenu nie uległo wypiętrzeniu (Mazur i in., 2005). Podłoże basenu polskiego zostało natomiast wypiętrzone w osiowej części basenu (bruzda środkowopolska), tworząc elewację (wał środkowopolski) równoległą do strefy Teisseyre'a-Tornquista (Lamarche i in., 2003; Mazur i in., 2005). Spowodowało to najprawdopodobniej zniszczenie części złóż gazu oraz redystrybucję gazu w obrębie wielu pułapek, ale jednocześnie inwersja przyczyniła się do stworzenia nowej generacji pułapek. Niestety, brak jest znaczącego nadkładu kenozoicznego w basenie polskim, który natomiast występuje w części basenu północnoniemieckiego, umożliwiając dodatkowe pograżanie osadów oraz generowanie i migracje gazu w paleogenie i/lub neogenie, w niektórych strefach basenu północnoniemieckiego (fig. 2) (Müller, 1990; Schwarzer, Littke, 2007).

Znacznie mniejszego zasięgu inwersji późnokredowej doświadczył prawdopodobnie rejon centralny bruzdy środkowopolskiej (np. rejon Byczyna–Kutno) niż pomorski (Lamarche i in., 2003), co daje większe możliwości powstania i zachowania się złóż w tej strefie (Botor, 2011). Rejonem, który nie podlegał znacznej inwersji laramijskiej był przypuszczalnie obszar: Bełchatów–Konin–Poznań (?), gdzie ponadto występują lokalne rowy kenozoiczne wypełnione osadami (głównie miocenu). Powstanie tych rowów, powodujące dodatkowe pograżenie niżej leżących osadów, mogło prawdopodobnie umożliwić dodatkowe generowanie gazu w skałach macierzystych karbonu, o niewyczerpanym wcześniej potencjale generacyjnym (?).

W basenie niemiecko-holenderskim napełnianie większości pułapek zbiornikowych miało miejsce głównie w triasie i jurze (Littke i in., 2005; Pletsch i in., 2010). Gaz został utracony z niektórych złóż z powodu późnojurajskiej do późnokredowej tektonicznej destrukcji istniejących pułapek. Część tych pułapek została ponownie wypełniona gazem w wyniku neogénskiej fazy generowania i migracji (głównie na bloku

Pompeckiego). W efekcie, gaz wygenerowany z głębszych skał macierzystych został w znacznym stopniu zastąpiony gazem pochodzącym z westfalskich skał macierzystych, czemu towarzyszyła zmiana składu cząsteczkowego i izotopowego gazu (Gerling i in., 1999). Ten typ ewolucji systemu naftowego jest charakterystyczny dla północnych Niemiec i północno-wschodniej Holandii, gdzie niskie zawartości azotu są przypisywane młodszej fazie wypełnienia pułapek gazem z westfalskich pokładów węgla kamiennego (Kus i in., 2005).

Wieloletowość procesów generowania i migracji węglowodorów w północnych Niemczech jest nieco podobna do stwierdzonej w obszarze pomorskim, w którym wyróżniono pierwszy etap przy dojrzałości 0,6–0,8% Rr i drugi

etap od 1,4 do 1,8% Rr (Karnkowski, 1999; Kotarba i in., 2004). W obszarze pomorskim potwierdzają to także wyniki modelowań Karnkowskiego (1999), wskazujące na dwa zasadnicze etapy karbońsko-permski i triasowo-kredowy generowania i migracji gazu ziemnego, również w centralnym i południowym obszarze basenu polskiego.

Na uwagę ponadto zasługuje fakt występowania w obrębie basenu czerwonego spagowca, oprócz złóż konwencjonalnych, także, tzw. złóż niekonwencjonalnych, tj. głównie złóż gazu zamkniętego, zarówno w polskiej (Kiersnowski i in., 2010), jak i w niemieckiej w części basenu (Schulz, Horsfield, 2009).

PODSUMOWANIE

Basen polski w stosunku do basenu niemiecko-holenderskiego wyróżnia się względnie niewielkimi udokumentowanymi zasobami gazu, co wynika z odmiennego wykształcenia szeregu elementów systemu naftowego. W szczególności brak jest udokumentowanych znaczących pokładów węgla kamiennego wieku westfalskiego, stanowiących główną skałę macierzystą w zachodnioeuropejskiej części basenu. Istotne znaczenie w ograniczeniu gazonośności basenu polskiego ma odmienna ewolucja tektono-termiczna, która bezpośrednio miała wpływ na warunki generowania i migracji węglowodorów. Basen niemiecko-holenderski był rozcięty przez liczne mezozoiczne uskoki, które przyczyniły się do powstania szeregu zrębów i rowów tektonicznych. Spowodowało to w efekcie zróżnicowanie głębokości pograżenia i czasu występowania procesów generowania, migracji i akumulacji gazu, oraz zróżnicowanie szeregu pokarbońskich skał zbiornikowych i uszczelniających (Kettel, 1989; Müller, 1990; Littke i in., 2005, Schwartzer, Littke, 2007). Pro-

cesy generowania i migracji gazu ziemnego występowały wieloletowo: najpierw w karbonie i permie, a następnie w mezozoiku, a także w kenozoiku (np. na bloku pompeckiego i w rejonie Altmarku) w strefach kimeryjskich horsków (rejon Brema–Hannover).

Powyższe badania były dofinansowane w ramach projektu: „Poprawa efektywności badań sejsmicznych w poszukiwaniach i rozpoznawaniu złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spagowca” (Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego, program Innowacyjna Gospodarka, umowa AGH nr 72.72.140.8425).

Podziękowania. Autor pragnie podziękować prof. W. Góreckiemu (AGH) za inspiracje do podjęcia niniejszego tematu, dr T. Maćkowskiemu i dr B. Papiernikowi (AGH) za owocną dyskusję oraz recenzentowi dr H. Kiersnowskiemu (PIG Warszawa) za konstruktywną recenzję.

LITERATURA

- ADRIASOLA-MUÑOZ Y., LITCKE, R., BRIX, M. 2007 — Fluid systems and basin evolution of the western Lower Saxony Basin, Germany. *Geofluids*, 7: 335–355.
- BAILEY R.J., LLOYD D.A. 2001 — A log correlation of the Rotliegend of the northern Cleaver Bank High: the search for controls on reservoir sand distribution. *Petrol. Geosc.*, 7: 351–358.
- BOTOR D., 2011 — Modelowanie 1-D procesów generowania gazu ziemnego w utworach karbońskich w podłożu wybranych stref głębokiego basenu czerwonego spagowca. *Kwart. AGH. Geologia* (w druku).
- CORNFORD C., 1998 — Source rocks and hydrocarbons in the North Sea. *W: Petroleum Geology of North Sea. Basic concepts and recent advances* (red. K.W. Glennie): 137–173. London, Blackwell.
- DOORNENBAL J.C., STEVENSON A.G., red., 2010 — Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v., Houten, Holandia.
- GAST R.E., GAUPP R., BREIKRTZ H., SCHNEDER J., GULK C., KIERSNOWSKI H., GLENIE J., JONES I., 2010 — Rotliegend. *W: Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area* (red. J.C. Doornenbal, A.G. Stevenson): 101–121. EAGE Publications b.v., Houten, Holandia.
- GERLING P., GELUK M.C., KOCKE F., LOKHORST A., LOTT G.K., NICHOLSON R.A., 1999 — New implications for the Carboniferous gas plays in the western part of the Southern Permian Basin. *W: Petroleum Geology of Northwest Europe Proceedings of the 5th Conference the Geological Society, Londyn, Wlk. Brytania* (red. A.J. Fleet, S.A. Boldy): 799–808. Geological Society, Londyn, Wlk. Brytania.
- GAUPP R., MATTER A., PLATT J., RAMSEYER K., WALZBUCK J., 1993 — Diagenesis and fluid evolution of deeply buried Permian (Rotliegend) gas reservoirs, Northwest Germany. *Am. Ass. Petrol. Geol. Bull.*, 77: 1111–1128.

- GAUPP R., BAUNACK C., PUDLO D., SOLMS M., TRAPPE H., SCHUBART-ENGELSCHALL J., SAMIEE R., LITTKER R., SCHWARZER D., ONCKEN O., KRAWCZYK C.M., TANNER D., 2005 — Paleo oil- and gasfields in the Rotliegend of the North German Basin: effects upon hydrocarbon reservoir quality. *DGMK-Forschungsbericht*, **593**, 8:1–242.
- GEORGE G.T., BERRY J.K., 1997 — Upper Rotligend synsedimentary tectonics, basin development and paleogeography of the southern North Sea. *W: Petroleum geology of the southern North Sea: future potential* (red. K. Ziegler, P. Turner, S.R. Daines). *Geol. Soc. Sp. Publ.*, **123**: 31–61.
- GLENNIE K.W. 1990 Introduction to petroleum geology of the North Sea. Blackwell, London.
- GRAS R., CLAYTON C.J., 1998 — Non-hydrocarbon components of Carboniferous-sourced gas in the Southern Permian Basin. *Petrol. Geosc.*, **4**, 2: 147–156.
- GROTEK I., 2005 — Zmienność uwęglenia w utworach karbonu wzdłuż brzegu platformy wschodnioeuropejskiej. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **413**: 5–80.
- KARNKOWSKI P.H., 1999 — Origin and evolution of the Polish Rotliegend Basin. *Pol. Geol. Inst. Sp. Papers*, **3**.
- KARNKOWSKI P.H., 2007 — Permian Basin as a main exploration target in Poland. *Prz. Geol.*, **55**, 12/1, 1003–1015.
- KETTEL D., 1989 — Upper Carboniferous source rocks in the Variscan front. *Marine Petrol. Geol.*, **6**: 170–181.
- KIERSNOWSKI H., BUNIAK A., KUBERSKA M., SROKOWSKA-OKOŃSKA A., 2010 — Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski. *Prz. Geol.*, **58**, 4: 335–346.
- KOMBRINK H., BESLY, B.M., COLLINSON, J.D., DEN HARTOG JAGER, D.G., DROZDZEWSKI, G., DUSAR, M., HOTH, P., PAGNIER, H.J.M., STEMMERIK, L., WAKSMUNDZKA, M.I., WREDE, V., 2010 — Carboniferous. *W: Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area* (red. J.C. Doornenbal, A.G. Stevenson): 81–99. EAGE Publications b.v., Houten.
- KOTARBA M., KOSAKOWSKI P., GRELOWSKI C., MERTA H., 2004 — Potencjał węglowodorowy karbońskich skał macierzystych w pomorskim fragmencie bruzdy środkowopolskiej. *Prz. Geol.*, **52**: 1156–1165.
- KUS J., CRAMER B., KOCKEL F., 2005 — Effects of Cretaceous structural inversion and postulated high heat flow event on petroleum system of the western Lower Saxony Basin, and the charge history of the Apeldorn gas field. *Geol. Mijnbouw*, **82**: 71–90.
- LAMARCHE J., SCHECK M., LEWERENZ B., 2003 — Heterogeneous tectonic inversion of the Mid-Polish Trough related to crustal architecture, sedimentary patterns and structural inheritance. *Tectonophysics*, **373**: 75–92.
- LITTKER R., BAYER U., GAJEWSKI D., 2005 — Dynamics of sedimentary basins: the example of the Central European Basin system. *Int. J. Earth Sc.*, **94**: 779–991.
- MAZUR S., SCHECK-WENDEROTH M., KRZYWIEC P., 2005 — Different modes of the Late Cretaceous–Early Tertiary inversion in the North German and Polish basins. *Int. J. Earth Sc. (Geol. Rundsch.)*, **94**: 782–798.
- MCCANN T., 1998 — The Rotliegend of the NE German Basin: background and prospectivity. *Petrol. Geosc.*, **4**: 17–27.
- MELLO U., KARNER G.D., ANDERSON R.N., 1995 — Role of salt in restraining the maturation of subsalt source rocks. *Marine Petrol. Geol.*, **12**, 7: 697–716.
- MÜLLER E.P., 1990 — Gentiche Modelle der Bildung von Erdgaslagerstätten im Rotliegenden. *Niedersächsische Akad. Geowissenschaft. Veröffentlich.*, **4**: 77–99.
- MYERS N., 1995 — The Markham field. *Petrol. Geosc.*, **1**: 303–309.
- PETMECKY S., MEIER L., REISER H., LITTKER R., 1999 — High thermal maturity in the Lower Saxony Basin: intrusion or deep burial. *Tectonophysics*, **304**: 317–344.
- PLETSCH T., APPEL J., BOTOR D., CLAYTON C.J., DUIN E.J.T., FABER E., GÓRECKI W., KOMBRINK H., KOSAKOWSKI P., KUPER G., KUS J., LUTZ R., MATHIESEN A., OSTERTAG C., PAPIERNIK B., VAN BERGEN F., 2010 — Petroleum generation and migration. *W: Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian, Basin Area* (red. J.C. Doornenbal, A.G. Stevenson): 225–253. EAGE Publications b. v., Houten.
- SCHWARZER D., LITTKER R., 2007 — Petroleum generation and migration in the tight gas area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modelling study. *Petrol. Geosc.*, **13**: 37–62.
- SENGLAUB Y., LITTKER R., BRIX M., 2006 — Numerical modelling of burial and temperature history as an approach for an alternative interpretation of the Bramsche anomaly. *Int. J. Earth Sc. (Geol. Rundsch.)*, **95**: 204–224.
- SCHULZ H.-M., HORSFIELD B., 2009 — Shale Gas in Europa: Eine neue unkonventionelle Gasressource wie in Nordamerika? *Erdöl Erdgas Kohle*, **125**: 50–55.
- TEICHMÜLLER M., TEICHMÜLLER R., BARTENSTEIN H., 1984 — Inkohlung und Erdgas in Nordwestdeutschland. *Fortschritte Geol. Rheinland und Westfalen*, **32**: 11–34.

SUMMARY

The Rotliegend basin (Southern Permian Basin, Lower Permian), extending from the UK to Poland has a significant hydrocarbon potential, with not fully recognised hydrocarbon reserves, particularly in Poland. The petroleum system in the Polish part of the Rotliegend basin shows several differences comparing to the West European part, where gas-prone Westphalian coals are the main source rocks (Teichmüller *et al.*, 1984; Pletsch *et al.*, 2010). Lower Carboniferous source rocks containing mostly mixed II/III and II type kerogen are less common in this basin. Nevertheless, pre-Westphalian source rocks may have also contributed to local gas accumulations in the Rotliegend reservoirs (Gerling *et al.*,

1999; Kotarba *et al.*, 2004; Pletsch *et al.*, 2010). It is unknown, due to very deep burial, whether the coal-bearing rocks occur in western-central Poland (Mid-Polish Trough). Nevertheless, a significant amount of dispersed organic matter (2–6% TOC, Pletsch *et al.*, 2010), is also known from the Upper and Lower Carboniferous sediments in both the German-Dutch and Polish parts of the basin. Maturity of the Carboniferous source rocks varies greatly across the Southern Permian Basin. Organic matter in the North Sea and adjacent onshore areas of the Anglo-Dutch Basin is generally in the oil window. Organic matter in the Northwest German Basin and in the Polish-German Basin is mostly in

the gas window or it is overmature (Fig. 1) (Teichmüller *et al.*, 1984; Kotarba *et al.*, 2004; Grotek, 2005; Pletsch *et al.*, 2010).

The majority of gas fields (~80%) of the Anglo-Dutch and German Basins basins are in the Rotliegend sandstones. Rotliegend reservoirs have been found only at the southern North German Basin margin (Fig. 1). The most important factors controlling the reservoir quality are sedimentary environment and diagenetic history. In Germany, most of the recoverable reserves in Rotliegend strata are found in the Wustrow Member (upper Slochteren equivalent) of the Elbe Subgroup (Gast *et al.*, 2010). Reservoir quality can vary considerably across fields due to changes in the depositional and/or diagenetic environment. There are two main reservoir facies in the Rotliegend: aeolian sandstones and fluvial (wadi) sandstones and conglomerates. The aeolian sandstones form the best reservoirs regardless of the overall level of diagenesis (Gaupp *et al.*, 2005; Gast *et al.*, 2010) in an area with porosities ranging from 5 to 23% and permeabilities from 0.07 to 200.00 mD. Despite many diagenesis studies, there are several alternative models of diagenesis related to the reservoir evolution, and the reasons for contrasting diagenetic evolution in different compartments of the Rotliegend gas fields are still a matter of investigation (e.g. Gaupp *et al.*, 2005). Generally, the regional seal of the hydrocarbon system is the Zechstein evaporites (Pletsch *et al.*, 2010). Intra-Rotliegend seals (by shales) are also known in some parts of the basin, especially in the NW German and Dutch part (Myers *et al.*, 1995; Bailey, Loyd, 2001; Gast *et al.*, 2010).

Evolution of the petroleum system was controlled mainly by burial history (Fig. 2), temperature evolution and erosional events. In the North German Basin, Westphalian coals were buried to depths of more than 4–8 km with maturation histories different in each areas of the basin (Petmecky *et al.*, 1999; Senglaub *et al.*, 2006, Schwarzer, Littke, 2007). Probably about 60% of the German gas deposits are situated in basement structures affected by the Late Cretaceous inversion, re-structuring and uplift. During the Late Cretaceous inversion, the deep-seated basement became uplifted by several thousand meters particularly in the Lower Saxony Basin (Gerling *et al.*, 1999; Petmecky *et al.*, 1999). The inversion movements led among others to extensive degassing and release of hydrostatic free gas resulting in a fall in methane saturation in many reservoirs. A decrease in temperature and hydrostatic pressure resulting from Late Cretaceous inversion, may have led to gas desorption in the gas-prone coal-bearing deposits (Gerling *et al.*, 1999).

In general, an early phase of methane generation from base Westphalian took place during Late Paleozoic times,

followed in many cases by a secondary coalification during the Mesozoic. However, the main stage of an intensive methane generation began most probably in the Triassic and continued until the Late Triassic or alternatively Jurassic, although it was initiated in the forefront of the Variscan Orogeny during Late Westphalian times. The Dutch-German Basin was cross-cut by numerous Mesozoic faults, associated horsts, grabens and platforms, which resulted in differences in burial depth and timing of the gas generation and migration. Generation from the Westphalian coals was widespread until Mid-Jurassic times, followed by a differentiation into the Cimmerian rift basins and the zones of platforms and highs (Schwarzer, Littke, 2007). During Late Jurassic to Early Cretaceous rifting, hydrocarbon generation accelerated within the rift basins as a result of increased subsidence and heat flow. As a consequence, the kerogen in these graben areas was almost completely transformed.

In the Lower Saxony (Germany) and Broad Fourteens basins (western Holland) for instance, gas generation was most intense from Jurassic to Late Cretaceous times and left no generation potential. In contrast, the Jurassic uplift of the platforms and highs led to an interruption in hydrocarbon generation. In places like the Pompecki Block, where subsequent burial caused temperatures at the Westphalian source-rock levels to exceed the earlier maximum temperatures, gas generation resumed and eventually the gases filled the traps that formed after the uplift and inversion events. Hydrocarbon generation in the Jurassic graben areas stopped during the Late Cretaceous due to inversion-related uplift. At the basin margins, where inversion had been limited and was followed by significant Cenozoic subsidence (e.g. southwest margin of the West Netherlands Basin), charge from the Westphalian resumed during the Cenozoic and continued to the present day. Consequently, the gas generated from deeper sources was largely replaced by gas derived from the Westphalian sources with concurrent changes in gas composition (Gerling *et al.*, 1999). Natural gas sourced from the Upper Carboniferous coal-bearing successions migrated upwards vertically and sometimes also horizontally into the present reservoirs. The natural gas fields in the NW German Basin are located mostly in deep-seated anticlinal structures that structures which are often cut by faults into blocks with structural traps, but also in stratigraphic traps. The closures of traps were formed by Alpine orogenic transpression during Late Cretaceous and Tertiary inversion. However, in the Netherlands area, most traps formed during Late Jurassic rifting and survived later Alpine tectonic compression.