

ZASOBY PROGNOSTYCZNE – NIEODKRYTY POTENCJAŁ GAZU ZIEMNEGO W POLSKIM BASENIE CZERWONEGO SPĄGOWCA

**Prognostic gas reserves – undiscovered potential of gas
in the Polish Rotliegend basin**

**Wacław BURZEWSKI, Wojciech GÓRECKI,
Tomasz MAĆKOWSKI,
Bartosz PAPIERNIK & Beata REICHER**

*¹Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
Katedra Surowców Energetycznych;
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków*

Abstract: The paper presents results of estimation of natural gas prognostic resources in the Polish part of the Rotliegend basin and indicates zones of possible accumulation. Generation potential of Carboniferous source rocks was estimated using the genetic method. Quantity of the free gas introduced into the reservoir was calculated using the differential mass balance method. The final obtained value of the accumulation potential is equivalent to prognostic resources.

Key words: Rotliegend, prognostic gas resources, accumulation zones

Słowa kluczowe: czerwony spągowiec, zasoby prognostyczne gazu ziemnego, strefy akumulacji

WSTĘP

W polskim basenie czerwonego spągowca dotychczasowe obliczenia wielkości zasobów prognostycznych gazu wykonane w latach 1985–2006 zostały oszacowane w przedziale od $295 \times 10^9 \text{ m}^3$ do $546 \times 10^9 \text{ m}^3$. W tym, zasoby prognostyczne, liczone metodami strukturalno-objętościowymi określono w granicach od 317×10^9 (Żołnierczuk *et al.* 1985) do $372 \times 10^9 \text{ m}^3$ gazu (Wolnowski 2006). Zasoby liczone metodami genetycznymi – różnicowym bilansem masy węglowodorowej oszacowano na $332 \times 10^9 \text{ m}^3$ dla obszaru monokliny przedsudeckiej (Strzetelski & Burzewski 1993) oraz na $546 \times 10^9 \text{ m}^3$ dla basenu czerwonego spągowca bez strefy pomorskiej i przygranicznego obszaru Polski zachodniej (Strzetelski & Burzewski 1996). W 1992 roku zasoby obliczone metodą genetyczno-objętościową zostały ocenione na $295 \times 10^9 \text{ m}^3$ gazu (Depowski *et al.* 1992).

W artykule zaprezentowano wyniki obliczeń zasobów prognostycznych w basenie czerwonego spągowca. w zasięgu występowania w podłożu karbońskich skał macierzystych. Wiel-

kość potencjału generacyjnego karbońskich skał macierzystych wyznaczono metodą genetyczną. Regionalną wielkość wolnej fazy gazowej wprowadzonej do przestrzeni migracyjnej basenu czerwonego spagowca obliczono metodą różnicowego bilansu masy.

METODYKA OBLICZANIA ZASOBÓW PROGNOSTYCZNYCH – NIEODKRYTEGO POTENCJAŁU GAZU ZIEMNEGO

W zastosowanej metodzie obliczania zasobów **potencjał akumulacyjny** (jako ilość masy węglowodorowej podlegającej akumulacji w pułapkach złożowych po odjęciu strat migracji masowej i nasyceniowej w skale zbiornikowej wyrażony w m^3 gazu w odniesieniu do warunków normalnych) odpowiada **zasobom prognostycznym i kategorii E rozpoznania złóż** zdefiniowanej według „Zasad dokumentowania złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu w pokładach węgla” (Nieć *et al.* 2002). Natomiast **nieodkryty potencjał** węglowodorowy jest to potencjał akumulacyjny pomniejszony o wielkość udokumentowanych zasobów geologicznych gazu ziemnego w złożach.

Obliczenia zasobów prognostycznych przeprowadzono dla zachowanego od 75 do 90% potencjału genetycznego kerogenu w powaryscyjskim etapie generowania w udokumentowanym geochemicznie 750-metrowym profilu karbonu w strefie orogenicznej i do 1000 m w profilu strefy zapadliska przedorogenicznego oraz całego profilu karbonu w strefie platformowej. Z analizy gazotwórczości wykluczono jedynie strefę przegrzania waryscyjskiego w południowo-wschodniej części monokliny przedsudeckiej, gdzie według autorów cały potencjał węglowodorowy został stracony przed cechsztyńskim uszczelnieniem basenu czerwonego spagowca. Na podstawie modelowań karbońsko-dolnopermskiego systemu naftowego wykazano, że zasadniczy etap generowania i migracji węglowodorów zachodził w mezozoiku – od późnego triasu do późnej jury w depresji zielonogórskiej i poznańskiej oraz sukcesywnie od wczesnego triasu do późnej jury w obszarze głębokiego pograżenia profilu generacyjnego karbonu w granicach bruzdy śródpolskiej. W lokalnych strefach monokliny przedsudeckiej i niecki mogileńsko-łódzkiej proces generowania kontynuował się do końca kredy.

W oparciu o zintegrowaną analizę geologiczno-geofizyczno-naftową określono wejściowe parametry równań obliczania potencjału generacyjnego, jak: miąższość skał macierzystych – h_{sm} [m], zawartość C_{org} [% wag.], typ kerogenu i jego pierwotny potencjał węglowodorowy – HI_o [mgHC/gTOC] i stopień jego wyczerpania – HI_p [mgHC/gTOC].

Miaższość skał macierzystych uzyskano wybierając z profilu karbonu skały o zalewności większej niż 85% i zawartości $C_{org} > 0.5\%$ wag. Na tej podstawie ustalono realną miąższość skał macierzystych w poszczególnych stref obliczeniowych od 50 do 100 m z zawartością kerogenu III typu i C_{org} w granicach 1.0% wag. ponad tłem rozproszenia na poziomie 0.5% wag.

Wartość pierwotnego potencjału genetycznego dla dominującego kerogenu III typu ustalono na poziomie $HI_o = 210$ mgHC/gTOC, co jest zgodne z danymi literaturowymi zachodnioeuropejskich basenów karbońskich. Do tej wielkości odniesiono pomierzone i obliczone wielkości transformacji termicznej kerogenu – Tr_p w poszczególnych blokach obliczeniowych i skorelowano je ze stopniem dojrzałości termicznej materii organicznej w skali refleksyjności wityrnytu – $R_r\%$, określając stopień wygenerowania węglowodorów w przedziale okna ropnego lub gazowego.

W wyniku zastosowania powyższych wielkości wejściowych, równaniami **metody Schmokera (1994)**, obliczono **sumaryczny potencjał generacyjny karbonu dolnego i górnego** w obszarze basenu czerwonego spągowca w ilości $29.92 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu. Wyznaczono również jednostkowy generacyjny potencjał objętościowy w kgHC/m^3 skały macierzystej i jednostkowy generacyjny potencjał powierzchniowy w kgHC/m^2 powierzchni strukturalnej basenu (Fig. 1).

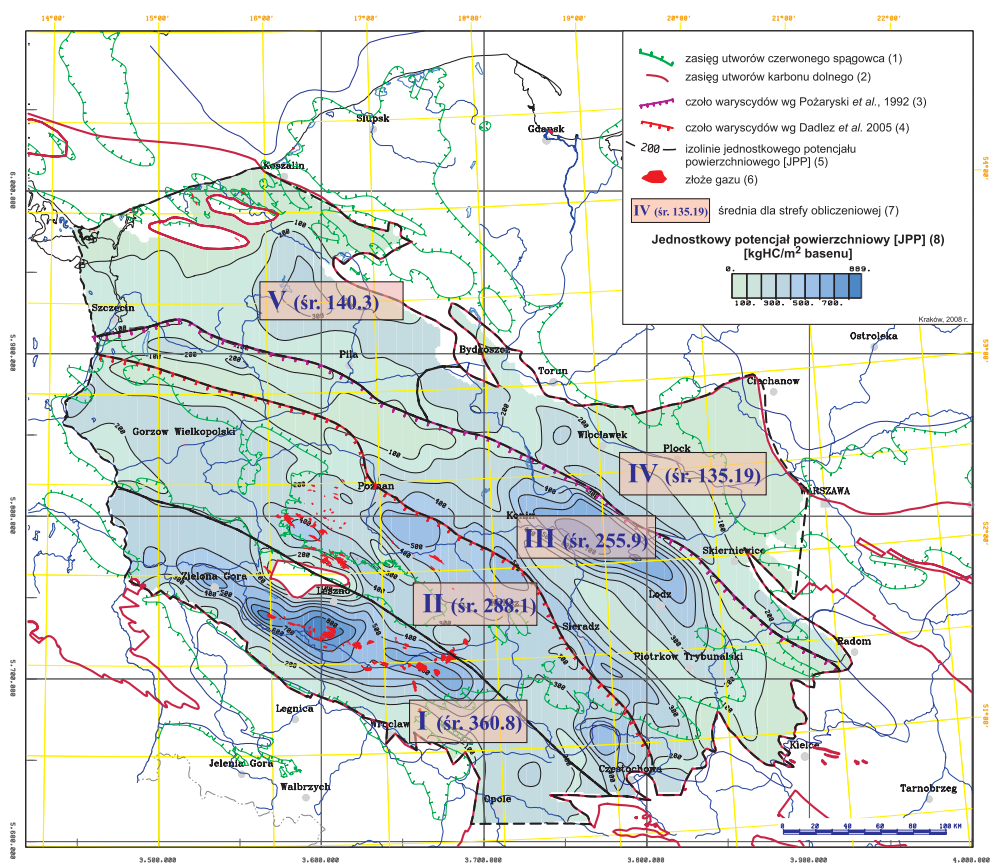


Fig. 1. Mapa jednostkowego potencjału powierzchniowego (JPP) utworów karbonu dolnego

Fig. 1. Map of unit surface potential [JPP] of Lower Carboniferous. Explanations: 1 – distribution of Rotliegend, 2 – distribution of Lower Carboniferous, 3 – Variscan orogen front (Pozaryski *et al.* 1992), 4 – Variscan orogen front (Pokorski 2008), 5 – contours of unit surface potential, 6 – gas fields, 7 – average for computation zone, 8 – unit surface potential [$\text{kg HC}/\text{m}^2$ basin]

Regionalną wielkość wolnej fazy węglowodorowej wprowadzonej do przestrzeni migracyjnej basenu czerwonego spągowca obliczono **metodą różnicowego bilansu masy**. Pomniejszając jednostkowy powierzchniowy potencjał generacyjny basenu o współczynnik strat migracji wewnętrznej w skały macierzystej $P=1 \text{ mgHC}/\text{gsm.}$, uzyskano regionalną wielkość masy węglowodorowej w ilości $17.65 \times 10^{12} \text{ m}^3$ podlegającej migracji w przestrzeni zbiornikowej.

kowej czerwonego spągowca. Ta masa węglowodorów podlegała stratom migracyjnym w dwóch wymiarach – nasyceniowym i regionalnym wyprowadzeniom dopowierzchniowym na obrzeżeniach basenu permskiego.

Straty z rozpuszczalności gazu w słonych wodach porowych są proporcjonalnie małe i z obliczenia dla warunków wgłębnych wynoszą $1.54 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu, natomiast straty sorpcji $0.001 \times 10^{12} \text{ m}^3$ są praktycznie do pominięcia. Stąd masa wolnej fazy gazowej podlegającej migracji wynosi $16.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

Przyjmując współczynnik akumulacji $W_A = 0.1$ w odniesieniu do masy migrującego gazu uzyskano wielkość potencjału akumulacyjnego w ilości $1.61 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu. Możliwość przyjęcia tak wysokiego wskaźnika akumulacji W_A wynika z regionalnej analizy rozwoju geologicznego obszaru i wyników analiz nasyceniowych, które wykazały, że:

- 1) basen akumulacyjny czerwonego spągowca jest dobrze uszczelniony w skali regionalnej;
- 2) system dyslokacyjny basenu nie rozprasza masy węglowodorowej do pokrywy mezozoicznej z wyjątkiem stref brzeżnych w otoczeniu Gór Świętokrzyskich, wału wolsztyńskiego i dyslokacyjnego systemu Odry;
- 3) rezydualne nasycenie gazowe skał zbiornikowych po przejściu wolnej strugi gazowej jest minimalne, z wyjątkiem przystropowych partii czerwonego spągowca w strefach zbioru akumulacyjnego.

Obliczona wielkość potencjału akumulacyjnego, równoważna zasobom prognostycznym w ilości $1.61 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu, w przeliczeniu na warunki normalne, pomniejszona o udokumentowane zasoby wydobywalne w utworach czerwonego spągowca rzędu $120 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0.12 \times 10^{12} \text{ m}^3$) określa **nieodkryty potencjał węglowodorowy**, który wynosi **$1.49 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu**.

Przeprowadzone obliczenia zasobów prognostycznych gazu wskazują, że istnieje wystarczająca ilość masy węglowodorowej, której akumulacja uwarunkowana jest typem i rozkładem pułapek złożowych w utworach czerwonego spągowca.

OBSZARY MOŻLIWEJ AKUMULACJI GAZU ZIEMNEGO

Argumentów do wskazania obszarów możliwej akumulacji gazu ziemnego w głębszych częściach basenu czerwonego spągowca dostarczają wyniki modelowania procesu migracji gazu, który miał charakter pulsacyjny i przebiegał z różnym nasileniem w basenie. Najwcześniej proces migracji gazu rozpoczął się u schyłku wczesnego triasu na odcinku kutnowskim bruzdy w depresji Krośniewic. W tym okresie gaz migrujący w kierunku NE mógł akumulować się w zrębowych strukturach antyklinalnych Szubin–Byczyna–Kutno. Z lokalnego centrum generowania na północ od Wrześni we wczesnym triasie gaz migrował skoncentrowaną strugą w kierunku południowo-zachodnim monokliny przedsudeckiej. Zasadniczy etap masowej migracji gazu w zbiorniku czerwonego spągowca przypada na okresy późnego triasu, wczesnej jury i późnej jury. Modelowania wykazały, że w późnym triasie doszło do powstania pierwszych akumulacji gazowych w niecce poznańskiej, w wyniku długodystansowej migracji gazu z centrum generowania na linii Piła–Konin oraz krótkodystansowej z podpermskiego podłoża niecki poznańskiej. Występująca bliżej centrum generowania Piła–Konin potencjalna strefa akumulacyjna Mężyk–Objezierze–Września mogła być efektywniej zasilana przez gaz migrujący w kierunku niecki poznańskiej.

W świetle wyników regionalnej analizy basenu za najbardziej perspektywiczne obszary możliwej akumulacji gazu można uznać 4 strefy:

- 1) Mężyk–Objezierze–Września – o głębokości zalegania stropu czerwonego spągowca w granicach od –4000 do –5000 m i możliwością występowania pułapek strukturalnych i stratygraficznych;
- 2) Konin–Malanów – głównie z pułapkami strukturalnymi w stropie czerwonego spągowca w interwale od –4500 do –5500 m;
- 3) Szubin–Byczyna–Kutno – o głębokości zalegania stropu czerwonego spągowca w granicach od –4500 m w rejonie Szubina do –6500 m w strefie Byczyna–Kutno;
- 4) północno-wschodnia krawędź wału wolsztyńskiego w niecce poznańskiej, która nadal pozostaje perspektywiczna dla akumulacji gazu, ale głównie w pułapkach stratygraficznych na głębokości od –2500 do –3000 m.

Powyższa analiza rozkładu potencjalnych stref akumulacji wykazała, że gazonośne utwory czerwonego spągowca na obszarze basenu polskiego pomimo wielu dotychczasowych odkryć złożowych są nadal perspektywiczne dla poszukiwań naftowych, ale już w głębszej części basenu na głębokości od –3500 do –5500 m w obszarach dotychczas niewystarczająco rozpoznanych badaniami sejsmicznymi i wierceniami. Zasadniczym problemem poszukiwawczym w basenie czerwonego spągowca pozostaje sejsmiczne kartowanie potencjalnych struktur złożowych. Lokalizacja pułapek w głębszej części basenu jest możliwa przede wszystkim poprzez udoskonalenie metod badań sejsmicznych przed rozpoznaniem wiertniczym.

Niniejszy artykuł stanowi część opracowania pt. „Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce” realizowanego w latach 2005–2008 w Katedrze Surowców Energetycznych na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie na zamówienie Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska (Usługa w zakresie badań naukowych nr 562/2005/Wn-06/SG-sm-tx/D) i finansowanego ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie.

PODSUMOWANIE

Obliczenia zasobów prognostycznych zostały wykonane na obszarze całego basenu czerwonego spągowca w zasięgu występowania w podłożu karbońskich skał macierzystych. Przeprowadzenie obliczeń wymagało określenia parametrów geochemicznych charakteryzujących skały macierzyste: miąższości, pierwotnej zawartości węgla organicznego, typu kerogenu, pierwotnego potencjału węglowodorowego i stopnia jego wyczerpania wyrażonego współczynnikiem transformacji termicznej kerogenu. W profilu karbonu wyróżniono poziomy macierzyste przyjmując jako wartości progowe zailenie $> 85\%$ oraz pierwotną zawartość $\text{TOC} > 0.5\%$ wagowego. Dla całego basenu przyjęto występowanie kerogenu III typu o pierwotnym potencjale genetycznym HI_0 nie przekraczającym $210 \text{ [mg HC /g TOC]}$. Metodą genetyczną obliczono sumaryczny potencjał generacyjny karbonu dolnego i górnego w ilości $29.92 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu.

Metodą różnicowego bilansu masy, uwzględniając straty wynikające z migracji pierwotnej w skały macierzystej oraz straty w migracji wtórnej w skałach zbiornikowych i wysoki współczynnik akumulacji $W_A = 0.1$ obliczono wielkość potencjału akumulacyjnego odpowiadającego zasobom prognostycznym w ilości $1.61 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu. Po uwzględnieniu udoku-

mentowanych zasobów rzędu $120 \times 10^9 \text{ m}^3$ gazu określono nieodkryty potencjał węglowodorowy na $1.49 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gazu.

Przeprowadzone ponadto czasowo-przestrzenne modelowania migracji gazu dostarczyły dodatkowych argumentów do wyznaczenia stref możliwej akumulacji w głębszej strefie basenu: Mężyk – Objezierze – Września, Konin – Małanów, Szubin – Bieczyna – Kutno, oraz przy NE krawędź wału wolsztyńskiego.

Opracowanie zrealizowano z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania geologiczno-geofizycznego firmy Landmark Graphics Corporation a Haliburton Company udostępnionego w ramach programu wspierania badań naukowych uniwersytetów (Agreement No. 2006-COM-038833).

Praca była prezentowana na Sesji Naukowej organizowanej przez Katedrę Mineralogii, Petrografii i Geochemii pt. „90 lat Katedry Mineralogii, Petrografii i Geochemii w AGH”.

LITERATURA

- Depowski S. *et al.*, 1992. *Analiza zasobności gazo- i roponośnych obszarów Polski*. PiG, Warszawa.
- Karnkowski P., 1993. *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 2. Niż Polski*. Wydawnictwo Towarzystwa Geosynoptyków Geos, Kraków.
- Karnkowski P., 1999. *Oil and gas deposits in Poland*. Towarzystwo Geosynoptyków Geos, Kraków.
- Karnkowski P., Solak M., Żołnierczuk T., 1993. Wielkopolski basen gazo-roponośny. *Nafta-Gaz*, 5.
- Pokorski J., 2008. Schematyczna mapa rozmieszczenia utworów karbonu dolnego i górnego z określeniem litofacji dominujących. W: Górecki W. *et al.* 2008, *Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce*, Temat realizowany na zlecenie MŚ, Archiwum CAG, Warszawa.
- Pożaryski W. & Karnkowski P., 1992. *Tectonic map of Poland during the variscan time. 1 : 1 000 000*. [tytuł również w języku polskim]: Mapa tektoniczna Polski w epoce waryscyjskiej. Wydawnictwo Geologiczne, Warszawa, 1992
- Schmoker J.W., 1994. Volumetric Calculation of Hydrocarbons Generated. W: Magoon L.B. & Dow W.G. (eds), *The Petroleum System – from Source to Trap*. AAPG Memoir, 60.
- Strzetelski J. & Burzewski W., 1993. *Ocena zasobów prognostycznych basenu czerwonego spągowca i cechsztynu*. IGNiG Kraków, AGH Kraków.
- Strzetelski J. & Burzewski W., 1996. *Ocena zasobów prognostycznych gazu naturalnego w megazbiorniku kompleksu czerwonego spągowca pomiędzy Górami Świętokrzyskimi a wschodnią granicą monokliny przedsudeckiej*. IGNiG Kraków, AGH Kraków.
- Wolnowski T., 2006. *Prognoza zasobności czerwonego spągowca w basenie permskim niżu polskiego*. PGNiG BG GEONAF TA Piła.
- Żołnierczuk T. *et al.*, 1985. *Zasoby węglowodorów basenu czerwonego spągowca*. PGNiG, Zielona Góra.