



Groningen — największe złożo gazu ziemnego w Europie

Marek Jasionowski¹

Latem ubiegłego roku minęła 50. rocznica odkrycia koło miasta Groningen w północno-wschodniej Holandii gigantycznego złoża gazu ziemnego; niewielka część złoża leży na terytorium Niemiec, pod estuarium rzeki Ems (ryc. 1). Pole gazowe Groningen jest największym lądowym złożem gazu ziemnego w Europie Zachodniej i jednym z największych złóż

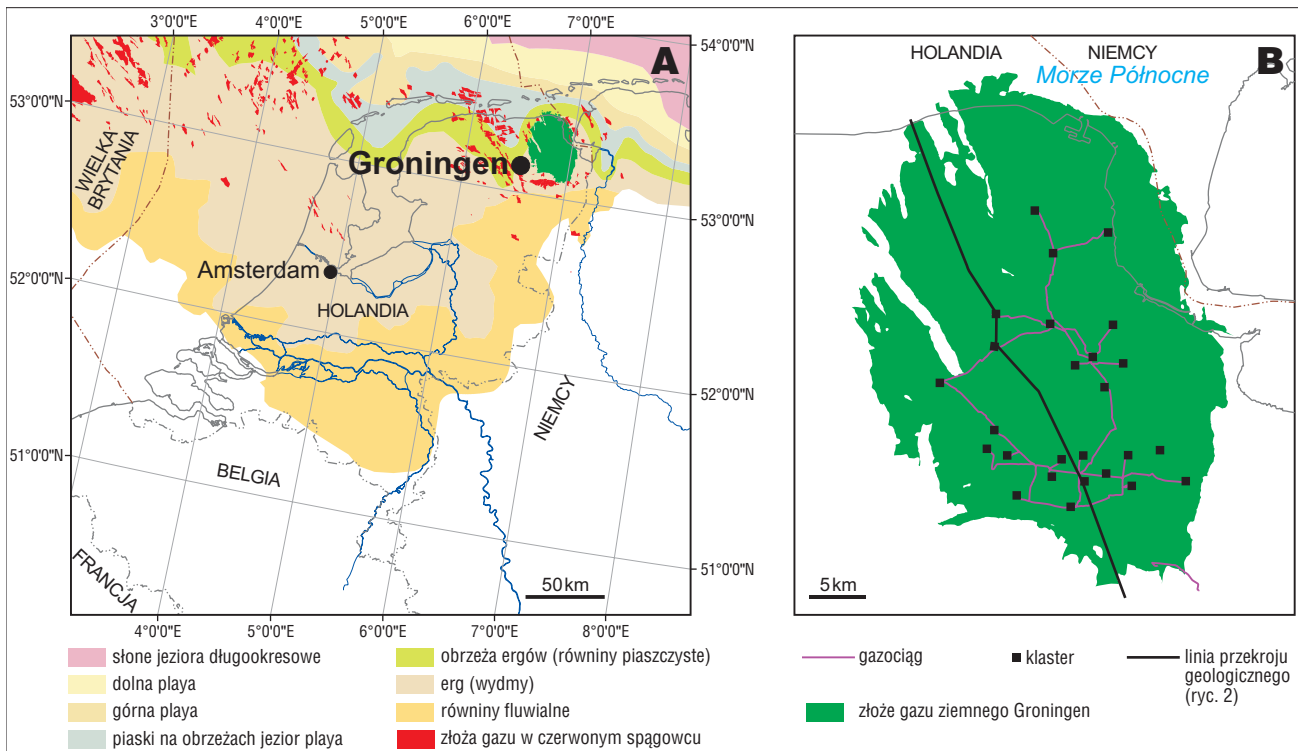
na świecie (około 10. miejsca). Jego powierzchnia liczy 862 km², a wydobywalne zasoby sięgały przed rozpoczęciem eksploatacji około 2800 mld m³ gazu.

Złożo zostało odkryte 22 lipca 1959 r. w wyniku odwiercenia otworu Slochteren-1. W miejscu tym spodziewano się uzyskać gaz z węglanów cechsztynu, okazało się jednak, że gaz zawierają spoczywające poniżej cechsztynu utwory czerwonego spągowca. Ciekawostką jest fakt, że już w 1955 roku w rejonie Groningen (w wierceniu Thesinge) stwierdzono przejawy gazu ziemnego pod solami cechsztyńskimi. Nie wywołało to wówczas wielkiego poruszenia, gdyż w tamtych czasach głównym zainteresowaniem cieszyła się ropa naftowa. Początkowo nie zdawano sobie sprawy z wielkości złoża. Dopiero wykonanie kolejnych

otworów pokazało, jakie są jego rzeczywiste rozmiary. Na początku zasoby złoża Groningen szacowano na 60 mld m³, później na 150 mld m³, w końcu po kilku kolejnych rewizjach określono jego rzeczywistą wielkość.

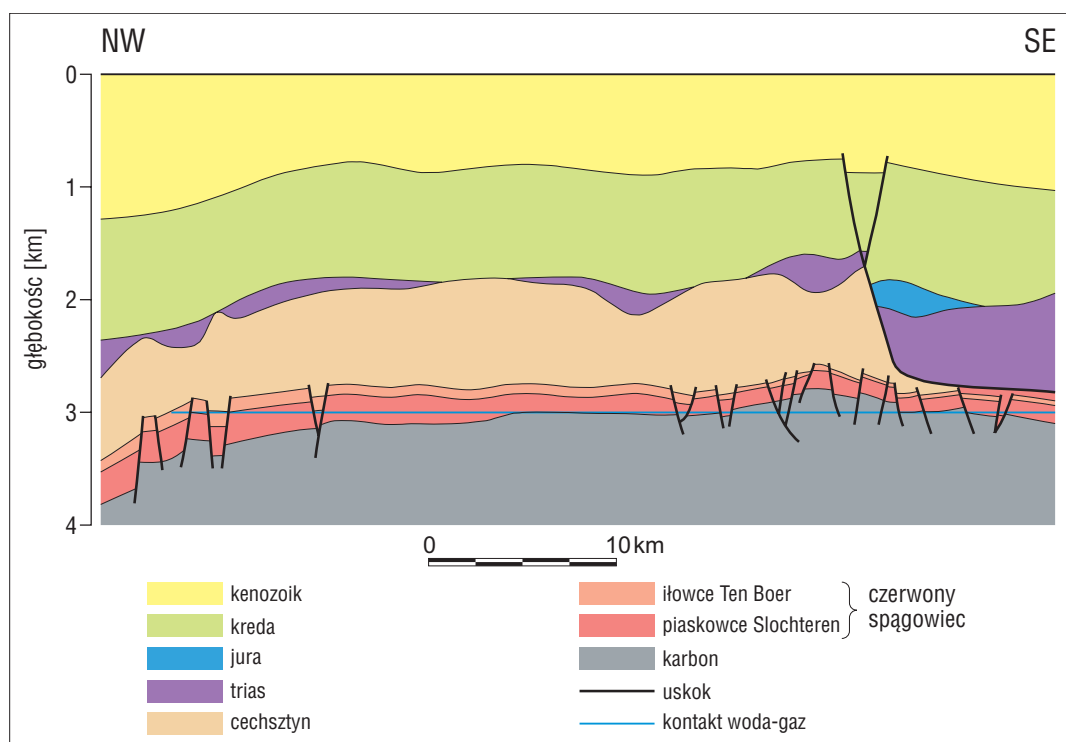
Budowa geologiczna w rejonie złoża jest stosunkowo prosta (ryc. 2). Złożo jest usytuowane na wyniesieniu Groningen — bloku tektonicznym, który powstał w karbonie, a ostatecznie został ukształtowany w jurze, w wyniku późnokimeryjskiej fazy tektonicznej. Od zachodu, południa i wschodu wyniesienie Groningen jest ograniczone stromymi strefami uskokowymi, o zrzutach dochodzących do 300 m, skrzydło północne zaś łagodnie opada. Budowa geologiczna samego złoża jest bardziej skomplikowana, gdyż jest ono podzielone uskokami na wiele części, charakteryzujących się nieznacznie odmienną głębokością występowania poziomu wody, a także innym ciśnieniem oraz składem gazu. Średnia głębokość kontaktu woda-gaz wynosi około 3000 m p.p.m. Kulminacja złoża (zlokalizowana w jego południowej części) osiąga ok. 2600 m p.p.m.

Główną skałą zbiornikową są fluwialne i eoliczne piaskowce formacji Slochteren, należącej do czerwonego spągowca. Miąższość skał zbiornikowych w obrębie złoża wynosi od 70 do 240 m, średnia porowatość — 17% (przy



Ryc. 1. **A** — Rozprzestrzenienie facji czerwonego spągowca odpowiadające górnej części formacji Slochteren i jej odpowiedników wraz lokalizacją złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca, w tym złożo Groningen (zaznaczone kolorem zielonym); **B** — kontur złoża Groningen

¹Państwowy Instytut Geologiczny — Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; marek.jasionowski@pgi.gov.pl



Ryc. 2. Schematyczny przekrój geologiczny przez złożo gazu Groningen. Lokalizacja na ryc. 1A

czym waha się ona w profilach różnych otworów w przedziale od 10 do 25%), a średnia przepuszczalność wynosi 260 mD. Skałą macierzystą gazu są zalegające poniżej złoża węgli karbońskich (westfal). Skład gazu jest dość jednolity — zawiera on 81,2% metanu, 2,8% etanu, 14,3% azotu i 0,9% dwutlenku węgla. Skałami uszczelniającymi złożo są: zalegające w stropie piaskowców Slochteren ogniwo iłowców Ten Boer, które należy do czerwonego spągowca (osiąga ono miąższość 25–75 m) oraz leżące powyżej utwory cechsztyń (sole, anhydryty i dolomity).

Wydobywanie gazu ze złoża Groningen rozpoczęto w roku 1963 i trwa ono do dzisiaj. Operatorem złoża jest firma *Nederlandse Aardolie Maatschappij* — NAM (<http://www.nam.nl>), będąca po połowie własnością koncernów *Shell* i *ExonMobil*, a dystrybutorem gazu jest firma *Gasunie* (<http://www.gasunie.nl>), specjalnie założona w tym samym 1963 r. Odkrycie złoża spowodowało w Holandii prawdziwą rewolucję energetyczną, prowadzącą do masowego wykorzystywania tego paliwa w przemyśle, rolnictwie (szklarnie !!!) oraz do ogrzewania domów.

Dotychczas wydobyto około 1750 mld m³ gazu (około 2/3 zasobów). Maksymalna dzienna produkcja wynosiła 324 mln m³ gazu, a roczna — 88 mld m³ (w 1976 r.). Obecnie, z powodów strategicznych, zasoby tego złoża są wykorzystywane głównie w okresach zwiększonego zapotrzebowania na gaz, np. w zimie — roczna produkcja sięga 27 mld m³. Od czasów kryzysu naftowego w latach 1973–1974 polityka holenderskiego rządu polegała na tym, by na ile to możliwe, utrzymywać złożo jako rezerwę i w pierwszej kolejności eksploatować małe złoża (tzw. polityka małych złożów). Dzięki takiemu podejściu odkryto bardzo wiele nowych małych złożów, o łącznych zasobach sięgających blisko połowy zasobów złoża Groningen, które w tej chwili dają 30% rocznej produkcji gazu w Holandii (pozostałe 70% — Groningen). Dzięki temu złożo Groningen zawiera jeszcze

około 40% pierwotnych zasobów, inaczej byłyby już wyeksploatowane.

Eksploatacja złoża jest prowadzona za pomocą prawie 300 otworów, zgrupowanych w 29 klastrów (ryc. 1B). Na terenie klastrów gaz jest oczyszczany, to znaczy usuwana jest z niego woda i kondensat, a następnie po nadaniu mu odpowiedniego ciśnienia jest on przesyłany systemem gazociągów NAM do sieci *Gasunie*. Z oczyszczenia 1 mln m³ gazu uzyskuje się 8 m³ płynu (7 m³ wody i 1 m³ kondensatu). Woda jest wtłaczana do złoża, a kondensat odprowadzany do rafinerii w Rotterdamie. Po prawie 50 latach eksploatacji ciśnienie w złożu spadło o około 50% (na początku wynosiło 350 barów). Aby zachować produkcję, w połowie lat 90. wdrożono plan modernizacji systemu produkcyjnego, który kosztem 2 mld euro zakończono w 2009 r. Wszystkie klastry zostały zmodernizowane, m.in. wyposażone w kompresory. Szacuje się, że dzięki tym zabiegom złożo będzie eksploatowane jeszcze przez ok. 40 lat.

Aby uświetnić 50. rocznicę odkrycia złoża Groningen, Holenderska Służba Geologiczna podjęła się wydania *Naftowego atlasu geologicznego południowego basenu permiankiego* (*Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*) — zob. <http://www.spb-atlas.org>. W jego realizacji brał udział również PIG-PIB (wraz ze służbami geologicznymi takich krajów, jak Wielka Brytania, Belgia, Niemcy i Dania). Przewidywany termin publikacji atlasu to czerwiec 2010 r.

Autor pragnie serdecznie podziękować doktorowi Hansowi Doornenbalowi, kierownikowi projektu SPBA, za zgodę na wykorzystanie materiałów z Atlasu SPBA.

Literatura

- DOORNENBAL J.C. & STEVENSON A.G. (eds) 2010 — *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*. EAGE Publications bv.
 Nederlandse Aardolie Maatschappij — <http://www.nam.nl>.