

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Wśród powodzi informacji o skutkach ocieplenia klimatu i wpływie emisji dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego i brunatnego w elektrowniach i paliw silnikowych, zupełnie niezauważony pozostaje udział CO₂ pochodzącego ze spalania gazu ziemnego w pochodniach przy eksploatacji ropy i gazu. Ilości gazu spalane na świecie podaje amerykańska agencja rządowa National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), która prowadzi statystykę (tab. 1). W tabeli zestawiono wyniki dla 15 krajów z największym spalaniem. Choć ilość spalane go gazu zmniejszyła się w porównaniu z 2000 r., nadal są to ogromne ilości – 133,9 mld m³, czyli 4,2% światowej produkcji gazu. Spalanie gazu w pochodniach oprócz emisji CO₂ i zagrożenia dla wiertni i instalacji wydobywczych jest bezproduktywną utratą cennego źródła energii. Najbardziej jaskrawym przykładem jest Nigeria, gdzie spalanie pochłania połowę wydobycia krajowego. Innym negatywnym przykładem jest Libia, w której spala się prawie 30% produkcji gazu. Na pierwszym miejscu jest Rosja, gdzie według danych NOAA w pochodniach spala się 35,2 mld m³ gazu ziemnego rocznie, co stanowi 6,8% wydobycia. Największy producent gazu, czyli USA, zajmuje piąte miejsce ze spalaniem wynoszącym 3,9 mld m³ gazu. Na uwagę zasługują osiągnięcia w dziedzinie ograniczania spalania u liczących się producentów gazu, takich jak Holandia, Norwegia czy Wielka Brytania. W Holandii jeszcze w 2007 r. spalano 19 mln m³, obecnie spalanie jest zerowe. W Norwegii spala się 0,3 mld m³ przy wydobyciu 103,7 mld m³, w Wielkiej Brytanii spalanie wynosi 0,9 mld m³ gazu.

Przyczyny tych strat gazu są bardzo zróżnicowane i niekiedy trudne do usunięcia. Należą do nich usytuowanie w basenach głębokowodnych, gdzie nie ma podmorskich gazociągów odbiorczych, odległość od lądu i brak lokalnego zapotrzebowania na gaz ziemny z powodu niskiego stopnia rozwoju gospodarczego. Złoża lądowe są często zlokalizowane w rejonach trudnych ze względu na warunki terenowe i klimatyczne, bez infrastruktury, skąd łatwiej jest wywieźć wydobytą ropę niż gaz. Z reguły ilość pochodni zmniejsza się dość szybko w miarę postępów w zagospodarowaniu złoża i powstawania instalacji odbioru i wstępnego oczyszczania. Nowym rozwiązaniem, stanowiącym odpowiedź na specyfikę złóż podmorskich, jak np. w Zatoce Gwinejskiej, są statki typu FONG (*Floating Oil and Natural Gas*), będące pływającymi przetwórcami ropy i gazu z możliwością magazynowania do czasu odbioru surowców przez tankowce. Najnowszą konstrukcją jest zamówiony

przez Shella w Korei Południowej statek Prelude. Statek o długości 488 m i szerokości 74 m będzie największą jednostką tego typu i w 2016 r. ma rozpocząć produkcję gazu skroplonego na morzu, 200 km od wybrzeży Australii. Innym sposobem jest wykorzystanie turbin gazowych – turbiny instalowane na platformach wiertniczych i eksploatacyjnych napędzają generatory, dostarczając niezbędną energię elektryczną. To podejście jest popularne na norweskich platformach na Morzu Północnym.

Polska. Krajowa produkcja ropy, która w 1983 r. wyniosła 209 tys. t, w następnych latach spadła poniżej 200 tys. t i dopiero rozpoczęcie wydobycia na Bałtyku zahamowało tę niekorzystną tendencję. Znaczne zwiększenie produkcji nastąpiło od 2000 r., po oddaniu do użytku kopalni Dębno, eksploatującej złoża Barnówko–Mostno–Buszewo. Teraz, po uruchomieniu ośrodka wydobycia ropy i gazu Lubiatów–Międzychód–Grotów, nastąpił kolejny etap rozwoju kopalnictwa naftowego na niżu Polski. Początkiem sukcesów złożowych w tym rejonie była interpretacja wyników zdjęcia sejsmicznego Międzychód–Sieraków, najpierw 2-D, później 3-D, i odwiercenie otworu Lubiatów-1. Odkryto złożo ropy naftowej typu strukturalno-litologicznego, gdzie skałą zbiornikową są porowate dolomity, lateralnie przechodzące w nieporowate dolomity i wapienie wykształcone w facji mułów węglanowych. Miąższość utworów dolomitu głównego zmienia się w granicach od 20 m do 80 m. W 2001 r. odkryto złożo gazowo-kondensatowe Międzychód i w 2003 r. złożo ropy Grotów. Udokumentowane wydobywalne zasoby ropy naftowej w rejonie Lubiatów–Międzychód–Grotów wynoszą 7,25 mln t, zasoby gazu ziemnego oceniono na 7,3 mld m³. Eksploatacja będzie prowadzona siedmioma odwiertami na złożu Lubiatów, trzema odwiertami na złożu Międzychód i czterema odwiertami na złożu Grotów. Docelowo z 14 otworów będzie wydobywane 400 tys. t ropy rocznie. Odbiór techniczny instalacji nastąpił 18 października 2012 r. Koszt inwestycji wyniósł 1,7 mld zł.

Na stronie internetowej FX Energy 30 października 2012 r. ukazała się wiadomość o zakończeniu i likwidacji wiercenia Kutno-2. Otwór Kutno-2 zaprojektowano do głębokości 6500 m z zadaniem zbadania gazonośności struktury w utworach czerwonego spągowca wyznaczonej na podstawie badań sejsmicznych 2-D. Według wcześniejszych szacunków FX Energy i PGNiG w tym rejonie można się spodziewać zasobów wielkości 100 mld m³ gazu. Głębinie otworu rozpoczęto 29 sierpnia 2011 r. i ostatecznie osiągnął on głębokość 6577 m. Operatorem koncesji Kutno jest FX Energy, dysponujące 50% udziałów. Pozostałe 50% posiada PGNiG. Profil przewierconych utworów

¹Ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl.

Tab. 1. Spalanie gazu ziemnego w pochodniach na świecie (dane wg National Oceanic and Atmospheric Administration)

Kraj	Spalanie gazu [mld m ³]			Wydobycie gazu w 2010 r. [mld m ³]
	2000 r.	2005 r.	2010 r.	
Rosja	40,1	58,2	35,2	515,1
Nigeria	27,2	21,2	15,1	30,3
Iran	10,3	11,6	11,3	137
Algieria	7,6	5,7	5,4	83,2
USA	2,4	2,8	3,9	638,6
Libia	4,4	4,6	3,8	12,7
Kazachstan	4,2	6,2	3,8	34,2
Arabia Saudyjska	3,0	3,2	3,1	71
Wenezuela	3,1	2,2	2,8	23,6
Meksyk	2,8	1,8	2,5	72,4
Indonezja	4,5	3,0	2,2	80
Chiny	2,5	2,9	2,1	93,7
Kanada	1,8	1,3	2,0	144,1
Uzbekistan	1,32	2,67	1,86	–
Katar	3,35	2,31	1,84	109,8
Razem świat	164,9	171,6	133,9	3179,1

górną część czerwonego spągowca składa się z naprzemianległych iłów, dolomitów, łupków i piaskowców pochodzenia rzecznoego. Porowatość tych osadów dochodzi do 6%, wykryto też słabe objawy gazu ziemnego, ale w próbach złożowych uzyskano tylko solankę. Spodziewano się występowania piasków wydmych, znanych z innych części basenu czerwonego spągowca. David Pierce, dyrektor wykonawczy FX Energy, omawiając wyniki wiercenia, powiedział, że parametry własności zbiornikowych były zbyt niskie, aby można było liczyć na przemysłowe wydobycie gazu, i otwór będzie zlikwidowany.

Zawarcie umowy o współpracy między LOTOS Petrobaltic i CalEnergy Resources Poland ma być początkiem wspólnych działań prowadzących do utworzeniu spółki celowej, która zajmie się zagospodarowaniem złóż gazu B4 i B6 na Bałtyku. W pierwszym etapie w latach 2013–2014 będą wykonane badania sejsmiczne, następnie zostanie opracowany projekt zagospodarowania i te koszty pokryje CalEnergy. Przewiduje się, że 51% udziałów w spółce obejmie LOTOS Petrobaltic, a 49% CalEnergy. Obecnie Petrobaltic eksploatuje złożo ropy naftowej B3 i przygotowuje do eksploatacji złożo B8. W 2011 r. na Morzu Bałtyckim wydobyto 149 tys. t ropy i 16 mln m³ gazu.

Węgry. Węgierski dziennik Népszabadság donosi o planowanych zmianach statusu prawnego krajowych zasobów gazu ziemnego i poddaniu ich kontroli państwowej. W ustawie przedłożonej przez rząd postanowiono, że wszystkie podziemne magazyny gazu ziemnego o znaczeniu strategicznym będą znajdowały się pod nadzorem rządu, z możliwością zakupu opcji każdej inwestycji realizowanej przez prywatne przedsiębiorstwa. Węgry obecnie mają jeden taki magazyn gazu, zbudowany i eksploatowany przez krajowy koncern MOL.

Mimo wcześniejszego zaangażowania w unijny projekt gazociągu Nabucco Węgry przystąpiły jednak do konkurencyjnej inwestycji South Stream. W kwietniu 2012 r. premier Węgier Viktor Orbán oświadczył w Brukseli, że koncern MOL wycofuje się z udziału w Nabucco (Prz. Geol., 6/2012, str. 312), a 31 października 2012 r. prezes MVM Csaba Baji podpisał z wiceprezesem Gazpromu Aleksiejem Miedwiediewem porozumienie o budowie 229-kilometrowego węgierskiego odcinka South Stream. MVM (Magyar Villamos Művek) jest państwowym koncernem energetycznym zarządzającym gazociągami przesyłowymi. Strona węgierska oznajmiła też, że projektowi nadano status inwestycji ważnej dla gospodarki narodowej.

Niemal równocześnie Gazprom uzyskał też dla South Stream aprobatę władz Serbii. W czasie wizyty delegacji Gazpromu 30 października 2012 r. przedstawiciele Srbija-gas podpisali finalną umowę o przystąpieniu do projektu South Stream.

Litwa. Chevron zakupił 50% udziałów litewskiej firmy inwestycyjnej LL Investicijos i zamierza nabyć również pozostałą część. Jest to przygotowanie do założenia spółki do poszukiwań ropy i gazu na Litwie. Komentując to wydarzenie, premier Litwy Andrius Kubilius powiedział, że rozważane są też możliwości rozpoznania zasobów węglowodorów w łupkach. Według szacunków Litwa posiada 480 mld m³ gazu w formacjach łupkowych, z czego zasoby wydobywalne stanowią 120 mld m³.

Rosja. Gazociąg Nord Stream otrzymał nowe, duże źródło zasilania. Na półwyspie Jamał rozpoczęto eksploatację złoża Bowanienkowo o zasobach 4,9 bln m³ gazu. Gazprom podaje, że w 2013 r. wydobycie z 60 otworów eksploatacyjnych osiągnie 46 mld m³, a pełną moc – 117 mld m³ rocznie – uzyska w 2030 r. Ta druga wielkość odpowiada 17% obecnego wydobycia gazu w Rosji. Udokumentowane i perspektywiczne zasoby gazu ziemnego w rejonie półwyspu Jamał szacuje się na 26,5 bln m³. Horyzonty gazonośne występują w utworach cenomanu, na głębokości 520–700 m, i utworach aptu–albu, na głębokości 1200–2000 m. Do inwestycji towarzyszących zagospodarowaniu złoża Bowanienkowo należą gazociąg Bowanienkowo–Uchta o długości 1240 km i linia kolejowa o długości 572 km. Trwa budowa połączenia Uchta–Griazowiec i modernizacja odcinka Griazowiec–Wyborg, stanowiącego łącznik z gazociągiem Nord Stream.

Wszczęcie przez Komisję Europejską postępowania antymonopolowego przeciwko Gazpromowi spowodowało przyspieszenie inwestycji umożliwiających zwiększenie eksportu gazu ziemnego w kierunku wschodnim, przede wszystkim do Chin i Japonii. Projekt nazwany Wschodnim Programem Gazowym oficjalnie ma zapewnić dostawy gazu na potrzeby krajowe i zintensyfikować rozwój gospodarczy Wschodniej Syberii, ale na spotkaniu z prezesem Gazpromu Aleksiejem Millerem prezydent Rosji Władimir Putin zaznaczył, że dzięki ogromnym zasobom można będzie również stworzyć ośrodki zorientowane na eksport gazu do regionu Azji i Pacyfiku. Najważniejszym źródłem surowca będzie złożo Czajandinskoje, położone na północ od Irkucka, w pobliżu ujścia rzeki Witim do Leny, o zasobach 36 mld m³ gazu.

Trasa nowej magistrali pobiegnie z Kowytky przez Czajandinskoje, Skoworodino, Błagowieszczeńsk, Chabarovsk do Władywostoku. Do 2017 r. nakłady na to zadanie wyniosą 38,4 mld USD, czyli ponad 1200 mld rubli.

USA. Służba geologiczna USA opublikowała szacunki zasobów węglowodorów w formacji łupków gazonośnych Utica (górnym ordowik) występującej w basenie Appalachów. Wynika z nich, że łupki Utica mogą zająć trzecie miejsce pod względem wielkości zasobów i rozprzestrzenienia, za formacjami Eagle Ford i Marcellus. Technicznie wydobywalne zasoby wynoszą ponad 1 bln m³ gazu, 128 mln t ropy i 28 mln t kondensatu (formacja Marcellus – 2,3 bln m³ gazu). Korzystnym czynnikiem jest przeciętna głębokość zalegania łupków Utica – ok. 1370 m, ich miąższość wynosi 42,6 m, porowatość 8% i współczynnik szczypania 5%, dla porównania głębokość i parametry łupków Eagle Ford to odpowiednio 1830 m, 30 m, 5–8% i 4%. Utwory formacji Utica znajdują się głównie w stanach Ohio, Zachodnia Wirginia, Wirginia, Pensylwania i Nowy Jork. Wydobywanie tych zasobów wymagać będzie odwiercenia ok. 110 000 otworów, które posłużą do udostępnienia interwałów gazonośnych i dodatkowo 17 500 otworów do udostępnienia interwałów roponośnych. Jest to ogromny zakres prac, bo do tej pory w Ohio wykonano tylko 144 wiercenia poziome, podczas gdy do rozpoznania zalegających wyżej łupków Marcellus wykonano 26 000 wierceń. Oceny służby geologicznej USA opracowano z założeniem, że eksploatacja będzie prowadzona z zastosowaniem obecnie dostępnej technologii, bez uwzględnienia czynników ekonomicznych i dostępności terenu. Już teraz wiele firm rozpoczęło poszukiwania; zaangażowane są Chesapeake Energy, Gulfport Energy, Hess, BP i Consol Energy. Najbardziej aktywny jest koncern Chesapeake Energy, który dysponuje 15 urządzeniami wiertniczymi i do końca 2012 r. odwierci 87 otworów. W otworze Buell wierconym przez Chesapeake uzyskano wydajność 141 t/d równoważnika ropy naftowej, w tym

268 tys. m³/d gazu, w otworze Wagner 1-28H (Gulfport Energy) uzyskano 396 tys. m³/d gazu i 58,7 t/d ropy. Planowane są też nowe rurociągi.

Po wykryciu w październiku br. przez straż przybrzeżną USA świecących plam w obrębie bloku 252 Mississippi Canyon i potwierdzeniu, że skład ropy z pobranych próbek jest zbliżony do ropy z otworu Macondo, przeprowadzono szczegółowe badania zdalnie sterowanym pojazdem podwodnym, aby wyjaśnić pochodzenie tych plam. Ponownie potwierdzono szczelność zlikwidowanego otworu, natomiast źródłem zanieczyszczeń okazała się stalowa konstrukcja używana podczas usuwania wycieku. W czasie pierwszych prób konstrukcję o wadze 86 t opuszczano i nakładano na uszkodzony przewód wiertniczy. Nagromadziła się tam pewna ilość ropy i gazohydratów, które wydobywają się teraz stopniowo przez otwory w obudowie, ale nie zagrażają środowisku.

Afganistan. Chiński koncern CNPC uzyskał w rundzie przetargowej w 2011 r. trzy koncesje eksploatacyjne w północno-zachodnim Afganistanie: Kashkari, Bazarkhami i Zamarudsay. W obrębie bloku Kashkari znajduje się złożo ropy Angot, na którym CNPC prowadzi eksploatację na warunkach 25-letniego kontraktu *production-sharing*. Wydobywanie z otworu AN-8 rozpoczęto 20 października 2012 r., uzyskano wydajność 265 t/d ropy. Ropa jest wstępnie oczyszczana w instalacji pilotażowej na miejscu i transportowana cysternami do rafinerii w Turkmenistanie. W przyszłości CNPC zamierza wybudować w Afganistanie nową rafinerię.

Złożo Angot w basenie Amu Darii zostało odkryte w 1967 r. i jest jedynym złożem w Afganistanie eksploatowanym bez przerwy.

Źródła: FX Energy, Gazprom, Hart's E&P, Lotos, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rigzone, RusEnergy, San Leon Energy, Statoil, Upstream, World Oil