

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. W ub. roku statystyki wydobycia gazu ziemnego na świecie wykazywały 6-procentowy spadek, dane tegoroczne wskazują na odwrócenie tendencji – w 2010 r. wydobycie wzrosło o 11% (tab. 1). W Europie jeden z dotychczasowych głównych producentów, tj. Wielka Brytania, w kolejnym roku wykazuje spadek, tym razem o 4,3%, przy czym

łączne wydobycie na Morzu Północnym praktycznie pozostaje na tym samym poziomie. Niewielki wzrost zawdzięczamy przyrostom produkcji gazu w Holandii i we Włoszech. Poprawiły się wyniki Europy Wschodniej, głównie dzięki wzrostowi wydobycia w Rosji o 21%. Jeszcze lepszy rezultat osiągnął Azerbejdżan, który informuje o przyroście produkcji rzędu 68%. Wzrosło wydobycie gazu na Bliskim Wschodzie, szczególnie w Omanie, Katarze i Iranie. Odmiennie przedstawia się sytuacja w Afryce, ważnej ze względu zaopatrzenia Europy. Jest to jedyny region, gdzie produkcja gazu nadal spada i nie zmienia tego 23-procentowy wzrost w Libii.

W Ameryce Północnej wzrost wydobycia w 2010 r. był niewielki i zdecydował o tym dodatni wskaźnik w USA, bo w Kanadzie i Meksyku nastąpił nieznaczny spadek. Jak zwykle wskaźniki dla poszczególnych regionów i krajów są zróżnicowane, przykładem jest Ameryka Południowa. Obok ustabilizowanego poziomu produkcji gazu w Wenezueli, Kolumbii i Boliwii mamy wydatny wzrost w Brazylii i spadek w Argentynie. W dalszym ciągu w statystykach występują trudne do wytłumaczenia skokowe zmiany, jak np. w Tajlandii, która podaje wzrost produkcji gazu aż o 162,7%, podczas gdy w 2009 r. odnotowano tam 17-procentowy spadek.

Opublikowany 5 kwietnia raport amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej (EIA – Energy Information Administration) dotyczący zasobów gazu z łupków (poza USA) wywołał wielkie zainteresowanie przede wszystkim w Polsce, z powodu zamieszczenia danych znacznie przewyższających dotychczasowe szacunki, jednak ma on o wiele większe znaczenie, ponieważ omawia 48 basenów w 32 krajach w różnych regionach świata. Nie obejmuje Rosji, Azji Środkowej, Bliskiego Wschodu, Azji Południowo-Wschodniej i Afryki Środkowej, częściowo z przyczyny braku informacji, częściowo zaś z powodu występowania w tych regionach znacznych zasobów konwencjonalnego gazu ziemnego, jednak stanowi potwierdzenie, że zainteresowanie nową kategorią złóż węglowodorów ma mocne podstawy. EIA ocenia wielkość technicznie wydobywalnych zasobów gazu z łupków na świecie na 163 bln m³ (w porównaniu z 24,4 bln m³ tego gazu w USA). Oznacza to, że całkowite światowe zasoby gazu ziemnego wzrastają do 640 bln m³. Trwają prace nad udoskonaleniem metod oceny

wielkości zasobów gazu z łupków i ich rozmieszczenia prowadzone w ramach porozumienia na rzecz badań gazu z łupków (*Global Gas Shale Initiative*), do którego należy również Polska. Na mapach załączonych do raportu zaznaczono kolorem czerwonym kraje, które mają największe szanse wykorzystania gazu z łupków i rozwinięcia eksploatacji. Szacowane zasoby tego surowca są w nich duże w porównaniu z obecnym zużyciem gazu, istnieje mniej lub bardziej rozwinięta infrastruktura produkcyjna, a jednocześnie są one mocno uzależnione od importu gazu. Te kraje to Polska, Francja, Turcja, Ukraina, Republika Południowej Afryki, Maroko i Chile. W Europie pierwsze miejsce zajmuje Polska z zasobami 5,3 bln m³, następnie Francja – 5 bln m³ i Ukraina – 1,1 bln m³. Jak już wspomniano, szacunkowe zasoby Polski określone przez EIA są znacznie wyższe niż podawane poprzednio oceny firm amerykańskich.

Tematykę gazu z łupków i jego znaczenia w przyszłym światowym bilansie zasobów gazu podejmuje też miesięcznik *E&P*. Podkreśla się perspektywy rozwoju ze względu na rosnące zapotrzebowanie na gaz oraz możliwość zmniejszenia zależności od dostaw z zewnątrz. Z drugiej strony, biorąc jako przykład Europę, gdzie poszukiwania gazu z łupków są najbardziej zaawansowane w porównaniu z innymi regionami świata, zwraca się uwagę na czynniki utrudniające powtórzenie sukcesu USA. Jednym z ważniejszych jest stosunkowo niewielka ilość dostępnych urzędów wiertniczych, a przecież rozpoznanie formacji łupkowych wymaga znacznie większego zagęszczenia wierceń. Innym czynnikiem jest odmienna struktura przedsiębiorstw branży naftowo-gazowniczej – w Europie nie ma dużej liczby niezależnych firm, gotowych do szybkiego wdrażania nowych technologii i elastycznie dostosowujących się do potrzeb operatorów koncesji. Dominują duże koncerny państwowe, mniej skłonne do zmiany profilu działania. Wiąże się z tym też niedostateczna, wynikająca z braku doświadczeń, liczba personelu technicznego przygotowanego do rozpoznawania nowych zadań związanych z rozpoznaniem gazonośnych formacji łupkowych, poszukiwaniami i eksploatacją. Przykładem problemów, jakie mogą napotykać poszukiwania naftowe, jest wstrzymanie wierceń – zarówno gazowych, jak i naftowych – we Francji. Firmy *Hess Oil* i *Toreador Resources* planowały w kwietniu rozpoczęcie wierceń w okolicy Château-Thierry w Pikardii. Wskutek protestów mieszkańców i ekologów premier Francji François Fillon zapowiedział moratorium na wiercenia do połowy czerwca br. Do tego czasu ministerstwa energii i środowiska mają przedłożyć opracowania określające ekonomiczne, społeczne i ekologiczne aspekty wierceń w poszukiwaniu gazu z łupków.

Sprawą, która teraz wydaje się odległą, ale będzie aktualna i bardzo ważna po udokumentowaniu znaczących zasobów gazu z łupków i po potwierdzeniu technicznych

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

Tab. 1. Wydobycie gazu na świecie w latach 2009–2010 w mld m³ (wg *Oil & Gas Journal*, 2011)

Kraj	Wydobycie [mld m ³]		Zmiana 2009:2010 [%]
	2009	2010	
Ameryka Północna	841,4	855,0	101,6
Kanada	145,3	144,1	99,2
Meksyk	72,6	72,4	99,6
USA	623,5	638,6	102,4
Ameryka Południowa	143,6	149,5	104,0
Argentyna	40,3	38,0	94,2
Brazylia	10,1	12,4	122,9
Trynidad	39,4	41,5	105,5
Wenezuela	23,5	23,5	100,0
Pozostałe	30,4	34,0	112,1
Europa Zachodnia	272,9	277,5	101,7
Dania	7,7	7,5	97,5
Holandia	74,4	80,5	108,2
Niemcy	14,4	12,6	88,0
Norwegia	103,7	106,3	102,5
Wielka Brytania	62,4	59,7	95,7
Włochy	7,5	8,1	107,8
Pozostałe	2,9	2,8	98,3
Europa Wschodnia + b. ZSRR	698,1	837,2	119,9
Azerbejdżan	14,6	24,5	167,8
Kazachstan	34,2	34,5	100,8
Inne kraje b. ZSRR	117,4	136,5	116,3
Rosja	515,1	624,3	121,2
Rumunia	6,3	6,3	100,5
Pozostałe w Europie Wschodniej	10,5	11,1	105,3
Afryka	174,7	172,1	98,5
Algieria	83,2	84,3	101,4
Egipt	40,9	39,7	97,2
Libia	12,7	15,6	123,5
Nigeria	30,3	23,8	78,4
Pozostałe	7,7	8,6	112,3
Bliski Wschód	344,6	429,7	124,7
Arabia Saudyjska	72,8	71,0	97,6
Iran	96,6	137,0	141,7
Katar	74,9	109,8	146,6
Oman	18,1	27,8	153,0
Zjednoczone Emiraty Arabskie	44,6	46,6	104,4
Pozostałe	37,5	37,6	100,1
Daleki Wschód	342,6	408,5	119,2
Chiny	84,9	93,7	110,4
Indie	36,7	50,3	137,2
Indonezja	67,6	80,0	118,3
Malezja	46,6	62,7	134,6
Pakistan	41,5	42,3	101,9
Tajlandia	11,6	30,6	262,7
Pozostałe	53,7	48,9	91,1
Australia + Oceania	46,8	49,6	106,0
Australia	42,3	45,2	106,9
Pozostałe	4,5	4,5	98,3
Razem świat	2864,8	3179,1	111,0
W tym OPEC	519,8	533,8	102,7
W tym Morze Północne	196,0	197,5	100,8

możliwości przemysłowej eksploatacji gazu i jej ekonomicznej opłacalności, są warunki zbytu surowca. Ograniczona liczba dystrybutorów gazu, kontrola państwowa, regulowane ceny gazu, kontrakty długoterminowe, dostęp do sieci przesyłowej – wszystkie te elementy nie będą ułatwiać w Europie sprzedaży gazu z łupków i szybkiego zwrotu nakładów kapitałowych.

Filia koncernu *Schlumberger*, *Schlumberger Business Consulting*, przygotowała raport omawiający zależności pomiędzy ilością i kwalifikacjami zatrudnianych specjalistów z dziedzin związanych z przemysłem naftowym a efektywnością przedsiębiorstw. Opierając się na danych pochodzących z 77 uniwersytetów, 11 państwowych firm naftowych, 5 wielkich koncernów, 12 firm niezależnych i 1 firmy serwisowej, autorzy opracowania stawiają tezę, że przedsiębiorstwa zatrudniające więcej specjalistów w przeliczeniu na jednostkę produkcji rozwijają się szybciej i osiągają lepsze wyniki. Należy podkreślić, że badane firmy mają 30-procentowy udział w światowej produkcji ropy naftowej. Jednocześnie raport ostrzega, że do 2014 r. specjalistyczny personel w sektorze naftowo-gazowniczym zmniejszy się o 5000 osób, co będzie bardzo poważnym problemem. Przypływ absolwentów geologii, geofizyki, wiertnictwa, inżynierii naftowej i innych pokrewnych specjalności według dostępnych szacunków ogółem zwiększy się co prawda w br. o 15%, ale 70% tych absolwentów ukończy uniwersytety rosyjskie i azjatyckie. Zdobyciem zawodu w wymienionych specjalnościach zainteresowanych jest stosunkowo niewiele kobiet, w Ameryce Północnej stanowią one tylko 20% studiujących.

Litwa. Po uchwaleniu przez rząd litewski podziału operatora gazowniczego *Lietuvos Dujos* na 2 spółki: transportową i handlową (Prz. Geol., 58: 1061) *Gazprom*, który posiada 37% udziałów *Lietuvos Dujos*, sprzeciwił się zmianom i jednocześnie podniósł cenę gazu dla Litwy. Jest ona wyższa o 15% od ceny, jaką płać Łotwa i Estonia. Protest *Gazpromu* popiera *E.ON Ruhrgas*, który dysponuje 38,9% udziałów. W marcu br. Litwa uznała to za naruszenie warunków umowy z *Lietuvos Dujos* i zapowiedziała skierowanie sprawy do międzynarodowego arbitrażu, jeśli strona rosyjska w ciągu 60 dni nie przystąpi do rozmów. To stanowisko odniosło skutek, bo pod koniec marca i w kwietniu odbyły się dwie tury negocjacji i komunikaty wskazują na możliwość porozumienia. Rząd litewski zwrócił się o pomoc również do Komisji Europejskiej, ale do tej pory nie zajęła ona wyraźnego stanowiska.

Norwegia. Wyniki złożowe wiercenia 7220/8-1 zlokalizowanego na obiekcie strukturalnym Skrugard na Morzu Barentsa są określane przez przedstawicieli *Statoilu* jako „jedne z najważniejszych w ostatniej dekadzie” lub jako „przełomowe w tym rejonie”. Interwał złożowy w postaci horyzontu gazonośnego o miąższości 33 m i horyzontu roponośnego o miąższości 90 m napotkano na głębokości ok. 1250 m. Obecne szacunki zasobów wydobywalnych wynoszą 20–34 mln t równoważnika ropy naftowej, z możliwością powiększenia do 68 mln t. Planowane jest wykonanie otworu rozpoznawczego, jak również rozwiercanie innego obiektu poszukiwawczego w obrębie tego samego bloku. Wiercenie znajduje się na wodzie o głębokości 370 m i jest oddalone o ok. 100 km na północ od złóż Snøhvit i Goliat i o 200 km od lądu. Operatorem na tym bloku jest *Statoil*, pozostałymi udziałowcami są *ENI* i *Petoro*.

Nieco wcześniej, w lutym br., *Statoil* informował o odkryciu dużego złoża gazowo-kondensatowego w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Gullfaks S. W otworze 34/10-53S przewiercono 300-metrowy interwał skał o dobrych własnościach zbiornikowych. Wiercenie zakończono na głębokości 3847 m w utworach dolnej jury. Gaz ziemny pochodzi z formacji Brent (jura środkowa). Zasoby wydobywalne tej akumulacji są szacowane na 2,6–10 mln t równoważnika ropy naftowej.

USA. Mimo że eksploatacja gazu z łupków w USA osiągnęła już poziom znaczący w bilansie energetycznym kraju i nadal się rozwija, to jednak nie można zapominać o ograniczeniach i przeszkodach w długofalowym programie wykorzystania tego surowca. Oprócz wyważenia proporcji między podażą i popytem na konwencjonalny gaz ziemny i na gaz z łupków na pierwszym miejscu znajduje się gospodarka wodna. Właśnie zagadnienia pozyskania odpowiednich ilości wody i utylizacja cieczy roboczych używanych w czasie szczelinowania, szczególnie na terenach zurbanizowanych i rolniczych, intensywnie użytkowanych, zwróciły uwagę opinii publicznej. Bardzo efektowna jest wielkość 132 mln m³ wody zużywanej rocznie podczas eksploatacji gazu z łupków przekładająca się na jeszcze bardziej przemawiające do wyobraźni porównanie, że jest to ilość wody zużywana przez milion gospodarstw domowych. Jednak zestawienia przygotowane przez amerykański rządowy Departament Energii i Radę Ochrony Wód Podziemnych (Ground Water Protection Council) przedstawiają ten problem w innym świetle. Jak wynika z tabeli 2, zużycie wody w wielu innych procesach produkcji nośników energii jest znacznie większe. Na marginesie warto zwrócić uwagę na olbrzymie zużycie wody w uprawie soi przeznaczonej do wytwarzania biopaliw. Bieżące i przewidywane wymagania dotyczące użycia wody w operacjach eksploatacji gazu z łupków nie są więc zagrożeniem dla przemysłu naftowego, lecz bodźcem do szybkiego dostosowania technologii eksploatacyjnych i jednocześnie rozszerzeniem frontu inwestycyjnego.

Władze federalne USA opublikowały dwutomowy raport *Det Norske Veritas* renomowanego norweskiego towarzystwa klasyfikacyjnego zawierający opinie biegłych na temat przyczyn ubiegłorocznej katastrofy w otworze Macondo w Zatoce Meksykańskiej. Norwescy specjaliści sprawdzali prewenter szczękowy oraz fragmenty rur płuczkowych i okładzinowych wydobyte z morza, za pomocą kamery wideo o wysokiej rozdzielczości badano również pozostałe pod wodą części przewodu wiertniczego. Stwierdzono, że ciśnienie spowodowało wygięcie przewodu wiertniczego, który znalazł się w pozycji mimośrodowej uniemożliwiającej pełne zamknięcie szczęk prewentera i całkowite uszczelnienie otworu. Doprowadziło to do niekontrolowanego wypływu ropy i gazu, a następnie do pożaru, kiedy gaz ziemny przedostał się z separatora do przedziału silnikowego i tam się zapalił. W raporcie znajdują się też zalecenia przeprowadzenia dodatkowych testów zachowania się elementów prewentera i zarurowania w przypadku znacznych zmian ciśnienia płynów wiertniczych, jak również efektów przychwycenia rur lub ograniczenia ruchu rur przez prewenter.

Wiertnictwo. Firma *Transocean Ltd.* donosi o ustanowieniu przez statek wiertniczy *Dhirubhai Deepwater KG2*

Tab. 2. Zużycie wody w produkcji energii (wg materiałów Departamentu Energii USA, 2009)

Rodzaj nośnika energii	Ilość wody zużywana na wyprodukowanie 1 MMBTU ² [l]
Gaz z łupków	2,2–6,8
Gaz ziemny	3,8–11,4
Węgiel (bez transportu mułu płuczkowego)	7,6–30,3
Węgiel (z transportem mułu płuczkowego)	49,2–121,1
Energia jądrowa (przetworzony uran gotowy do użycia w reaktorze)	30,3–52,9
Ropa naftowa	30,3–75,7
Gazyfikacja węgla (proces Synfuel)	41,6–98,4
Ropa z łupków	83,3–211,9
Ropa z piasków bitumicznych	102,2–257,4
Paliwo syntetyczne (metoda Fischera–Tropscha)	155,2–227,1
Ulepszona technologia wydobywania ropy (EOR – <i>Enhanced Oil Recovery</i>)	79,5–9463,5
Etanol (wyprodukowany ze zboża z nawadnianych upraw)	9501,4–110 155
Biodiesel (wyprodukowany z soi z nawadnianych upraw)	5299,6–283 905

nowego rekordu głębokości wody, na której prowadzono prace wiertnicze. Wiercenie wykonane na Oceanie Indyjskim dla indyjskiego operatora *Reliance Industries* było usytuowane na wodzie o głębokości 3107 m. Poprzedni rekord również należał do firmy *Transocean* i wynosił 3051 m.

Postęp w konstrukcji narzędzi wiertniczych spowodował znaczną poprawę takich podstawowych parametrów wiercenia jak trwałość świrdrów, prędkość i długość marszu. Dokumentują to najlepsze wyniki z lat 2009–2010. W Teksasie świrdrem diamentowym polikrystalicznym 8³/₄" *Halliburtona* przewiercono interwał 405 m ze średnią prędkością 270 m/h. Dobry wynik osiągnięto też świrdrem 7⁷/₈" (*Halliburton*) w Kanadzie – postęp wiercenia na odcinku 568 m wynosił 227 m/h. W kategorii świrdrów o większych średnicach świrdrem 11⁵/₈" firmy *ReedHycalog* uzyskano na złożu Koszilskoje w Rosji postęp 179,5 m/h w interwale 803 m. Na uwagę zasługują także długości marszu – dla świrdra 16¹/₂" firmy *Smith Bits* w Zatoce Meksykańskiej było to 3472,3 m z postępem 32 m/h, świrdrem 24" (*ReedHycalog*) wykonano marsz o długości 1415,8 m z przeciętną prędkością 32,6 m/h. Warto podkreślić również trwałość świrdrów umożliwiającą odwiercenie jednym narzędziem kilkunastokilometrowych odcinków. Taki wynik osiągnięto świrdrem 13¹/₂" (*Smith Bits*), którym w Teksasie przewiercono łącznie 19 873,2 m; podobne osiągi uzyskano świrdrem 5³/₄" (*Smith Bits*) – 16 906 m w Luizjanie i w Meksyku świrdrem 9¹/₂" (*Smith Bits*) – 10 356,8 m. Wszystkie wymienione rekordowe wyniki zostały uzyskane z zastosowaniem świrdrów diamentowych polikrystalicznych.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PAP, Rigzone, RusEnergy, Statoil, World Oil*

²MMBTU – milion BTU (British Thermal Unit – brytyjska jednostka energii).