



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. International Energy Agency – IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) ocenia, że w przybliżeniu w 2020 r. USA zajmą miejsce Arabii Saudyjskiej jako czołowy producent ropy naftowej, a do 2030 r. staną się eksporterem ropy netto. Agencja przewiduje, że popyt na ropę naftową na świecie wzrośnie z 11,8 mln t/d w 2011 r. do 13,5 mln t/d

w 2035 r., przy czym największy wzrost zapotrzebowania nastąpi w Chinach, Indiach i na Bliskim Wschodzie. Jednym z głównych powodów wzmożonego popytu będzie wzrost liczby samochodów. Źródłem dodatkowych dostaw ropy będą przede wszystkim państwa OPEC, ale ważną rolę odegra wydobywanie ropy ze złóż niekonwencjonalnych w USA i Kanadzie. Około 30% ogólnych nakładów inwestycyjnych na poszukiwania i wydobywanie na świecie, szacowanych na 15 bln USD w okresie do 2035 r., będzie wydatkowane w Ameryce Północnej.

Obecnie różnica między wynikami produkcyjnymi Arabii Saudyjskiej i USA jest spora i odległa od prognoz IEA (tab. 1). Według statystyk miesięcznika World Oil w 2011 r. Arabia Saudyjska wydobywała 1353,2 tys. t/d ropy, natomiast w USA było to 774,4 tys. t/d. Światowe wydobywanie zwiększyło się o 1%, nieco mniej niż w 2010 r., gdy wzrost wynosił 1,7%, więc jest to raczej stabilizacja. W ujęciu regionalnym największy wzrost nastąpił na Bliskim Wschodzie (8%), natomiast największy spadek dotknął Australię z Oceanią oraz Afrykę. Jest to częściowo spowodowane załamaniem produkcji ropy w Libii w czasie wojny domowej, ale spadki dotyczą również innych dużych producentów, jak Algieria i Angola. Zwiększenie wydobywania na Bliskim Wschodzie, szczególnie w Kuwejcie i Katarze, zrekompensowało ubytki dostaw na rynek. W tabeli po raz pierwszy występuje Sudan, ponieważ łączne wydobywanie ropy w obu częściach kraju, formalnie stanowiącego jedno państwo, sięga 65,3 tys. t/d, niemal tyle, ile wynosi produkcja Ekwadoru, członka OPEC. Sytuacja w Europie Zachodniej nie zmienia się, wydobywanie ropy na Morzu Północnym spada, co szczególnie zaznacza się w Wielkiej Brytanii, gdzie spadek wynosi 11,5%. Łączna produkcja w grupie państw OPEC zwiększyła się o 1,6% i stanowi 43,3% światowego wydobywania. Mankamentem statystyk World Oil jest nadal łączne traktowanie państw b. ZSRR (poza Rosją i Kazachstanem) – nie ma danych z Azerbejdżanu, Turkmenistanu czy Uzbekistanu.

Firma doradcza Deloitte zorganizowała w listopadzie ub.r. w Houston konferencję poświęconą problemom przemysłu naftowego, w tym w znacznym stopniu problemom

gazu z łupków. W dyskusji o transferze technologii wskazywano na potrzebę przybliżenia tych zagadnień agendum rządowym i społeczeństwu w celu uświadomienia korzyści, jakie przyniesie eksploatacja nowych zasobów. Chadwick C. Deaton z firmy Baker Hughes przytoczył przykład Arabii Saudyjskiej, która także zamierza wykorzystywać gaz niekonwencjonalny do zasilania elektrowni i zakładów odsalania wody morskiej. Ze względu na rosnące zapotrzebowanie na energię na świecie presja ze strony krajów znacznie uboższych pod względem posiadanych zasobów surowców energetycznych niż kraje Zatoki Perskiej na przyspieszenie udostępniania złóż niekonwencjonalnych będzie silna. Deaton poruszył też sprawę regulacji prawnych dotyczących wydobywania gazu z łupków. Wyniki sondażu przeprowadzonego wśród 250 dyrektorów amerykańskich firm naftowo-gazowniczych pokazały, że połowa z nich ocenia teraźniejszy stan przepisów jako właściwy i wystarczający, natomiast 40% uważa, że przepisów jest za dużo. Jednocześnie widzą oni potrzebę regulacji federalnych, ponieważ obecnie jest wiele różnic w poszczególnych stanach. Czynniki, które będą wpływać na wolniejsze tempo rozwoju wydobywania gazu z łupków poza USA, to brak doświadczenia w tej dziedzinie i niedostatecznie rozwinięta sieć gazociągów do odbioru surowca. Konsultant Deloitte, Peter J. Robertson, ocenia, że nawet za 10 lat produkcja niekonwencjonalna w Chinach nie będzie tak duża, aby stanowić istotną pozycję w bilansie energetycznym. W listopadzie ub.r. ogłoszono plan inwestycji na lata 2011–2015, jako czas przygotowań do wydobywania gazu z łupków na dużą skalę w okresie 2016–2020. Rząd chiński zakłada, że już w 2013 r. wydobywanie wyniesie 6,5 mld m³ gazu. Na początku grudnia w Chinach przyznano 19 koncesji na poszukiwanie gazu z łupków – w przetargu brały udział tylko firmy krajowe.

Polska. W obrębie koncesji Wejherowo zlokalizowano otwór Opalino wiercony przez PGNiG w celu zbadania perspektywiczności utworów łupkowych syluru, ordowiku i kambru. W połowie listopada ub.r. w utworach kambru, na głębokości ok. 3000 m, stwierdzono występowanie gazu ziemnego. Po wykonaniu opróbowania próbnikiem złoża uzyskano przemysłowy przypływ gazu. Głębinie otworu będzie kontynuowane aż do przewiercenia całego profilu osadowego. W obrębie tej samej koncesji znajduje się wiercenie Lubocino-1, w którym w 2012 r. odwiercono odcinek poziomy o długości ok. 1 km. W części odgałęzienia poziomego zaplanowano szczelinowanie hydrauliczne, które będzie wykonywane przez Halliburton Company.

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

List intencyjny w sprawie budowy transgranicznego gazociągu, podpisany 31 października ub.r. w Warszawie przez wicepremiera Waldemara Pawlaka i ministra gospodarki Słowacji Tomasa Malatinskigo, dotyczy elementu korytarza Północ-Południe, który ma połączyć terminal skroplonego gazu ziemnego na chorwackiej wyspie Krk na Adriatyku (Adria LPG) z terminalem w Świnoujściu. Gazociąg o długości 176 km będzie pierwszym połączeniem systemów gazowniczych Polski i Słowacji, a jego docelowa przepustowość wyniesie 5 mld m³ gazu rocznie. Koszt inwestycji to 1,3 mld zł. Partnerami projektu są Gaz-System i słowacki Eustream. Komisja Europejska przyznała dofinansowanie na opracowanie analizy wykonalności inwestycji w wysokości 210 tys. euro, z czego Gaz-System otrzyma 105 tys. euro.

Krajowy program rozwoju poszukiwań gazu z łupków jest promowany za pomocą folderu zatytułowanego „Blue Gas – Program Polski Gaz Łupkowy” wydanego wspólnie przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju i Agencję Rozwoju Przemysłu. Tytuł jest niefortunny i wprowadza odbiorców w błąd, bo *blue gas* to gaz wodny, w polskiej terminologii technicznej gaz uzyskiwany przez zgazowanie paliwa stałego, np. węgla kamiennego, który nie ma nic wspólnego z gazem ziemnym. Widocznie autorzy prospektu chcieli wykorzystać potocznie używane określenie „błękitne paliwo”, ale w odniesieniu do gazu ziemnego z łupków jest ono mylące.

Europa. Rada dyrektorów konsorcjum South Stream Transport AG na spotkaniu w Mediolanie podjęła ostateczną decyzję o budowie podmorskiego odcinka Gazociągu Południowego (South Stream). Początek prac zaplanowano na grudzień 2012 r. i rzeczywiście już 7 grudnia wykonano pierwszy spaw na początkowym odcinku rurociągu. Zakończenie budowy ma nastąpić w 2015 r., a docelowa zdolność przesyłowa powinna wynieść 63 mld m³ gazu rocznie. Trasa przez Morze Czarne biegnie od tłoczni Ruskaja w Kraju Krasnodarskim do Warny w Bułgarii i liczy ponad 900 km. Maksymalna głębokość, na której będzie układany gazociąg, wynosi 1200 m. Jako ostatnia do udziału w projekcie przystąpiła Bułgaria, wcześniej przyłączyły się Słowenia, Węgry i Serbia. Udziałowcami konsorcjum są: Gazprom (50%), ENI (20%) oraz Wintershall i EDF z udziałami po 15%. Uczestnictwo koncernów włoskich, niemieckich i francuskich w tej inwestycji przypuszczalnie zapewni przychylność organów Unii Europejskiej. Komisarz Komisji Europejskiej ds. energii Günther Öttinger początkowo był przeciwny projektowi South Stream, obecnie nie zajmuje w tej sprawie zdecydowanego stanowiska. Informacja o decyzji konsorcjum South Stream Transport AG oznacza definitywne fiasko wcześniejszego projektu Nabucco, formalnie popieranego przez Komisję Europejską. Znamiennym sygnałem są rozmowy rozpoczęte przez RWE w sprawie sprzedaży udziałów w konsorcjum Nabucco.

Francja. Doniesienia z września ub.r. o możliwości wycofania się francuskiego Totalu z udziału w konsorcjum Shtokman Development nie potwierdziły się. Prezes koncernu Christophe de Margerie oświadczył, że nie przewiduje sprzedaży posiadanych 25% udziałów w konsorcjum. Po zbyciu w lipcu ub.r. 24-procentowego pakietu akcji

Tab. 1. Wydobycie ropy naftowej na świecie w latach 2010–2011 (wg World Oil, 2012)

Kraj	2010 [t/d]	2011 [t/d]	Zmiana 2010:2011 [%]
Ameryka Północna	1 483 995	1 529 490	103,1
Kanada	384 754	398 887	103,7
Meksyk	344 080	346 800	100,8
USA	745 552	774 384	103,9
Ameryka Południowa	914 115	927 101	101,4
Argentyna	85 900	79 933	93,1
Brazylia	290 689	298 236	102,6
Ekwador	68 394	68 176	99,7
Kolumbia	106 760	124 440	116,6
Wenezuela	314 840	312 120	99,1
Pozostałe	47 533	44 196	93,0
Europa Zachodnia	512 159	476 737	93,1
Dania	33 320	30 056	90,2
Norwegia	280 296	266 696	95,1
Wielka Brytania	168 611	149 192	88,5
Włochy	12 929	13 452	104,0
Pozostałe	17 003	17 341	102,0
Europa Wschodnia	1 767 263	1 788 525	101,2
Inne kraje b. ZSRR	–	164 958	–
Kazachstan	–	217 600	–
Rosja	1 360 646	1 384 208	101,7
Rumunia	11 746	11 187	95,2
Pozostałe	–	10 572	–
Afryka	1 372 409	1 196 448	87,2
Algieria	241 400	235 960	97,7
Angola	259 352	240 176	92,6
Egipt	95 880	97 240	101,4
Libia	226 440	63 947	28,2
Nigeria	319 600	329 120	103,0
Sudan	68 680	65 280	95,0
Pozostałe	161 057	164 725	102,3
Bliski Wschód	3 151 839	3 404 788	108,0
Arabia Saudyjska	1 225 360	1 353 200	110,4
Irak	330 480	358 360	108,4
Iran	549 576	546 312	99,4
Katar	147 560	170 544	115,6
Kuwejt	279 480	348 636	124,7
Oman	117 586	120 999	102,9
Strefa Neutralna	74 120	80 240	108,3
Syria	49 640	42 840	86,3
Zjednoczone Emiraty Arabskie	325 040	336 600	103,6
Pozostałe	52 998	47 057	88,8
Daleki Wschód	959 045	956 703	99,8
Chiny	515 749	52 4591	101,7
Indie	101 891	105 992	104,0
Indonezja	129 744	124 957	96,3
Malezja	89 352	79 492	89,0
Tajlandia	42 800	43 547	101,7
Wietnam	40 392	41 439	102,6
Pozostałe	39 117	36 685	93,8
Australia i Oceania	85 915	74 293	86,5
Australia	66 640	56 576	84,9
Pozostałe	19 275	17 717	91,9
Ogółem świat	10 246 740	10 354 086	101,0
W tym OPEC	4 417 266	4 488 108	101,6

przez Statoil ze względu na wciąż rosnące koszty inwestycji, Gazprom poszukuje innych inwestorów.

USA. W komunikacie z 15 listopada 2012 r. poinformowano o zawarciu porozumienia między rządem USA i koncernem BP, w którym koncern uznaje, że jest winny przestępstw kryminalnych obejmujących katastrofę platformy Deep Horizon, śmierć 11 osób, wyciek ropy do Zatoki Meksykańskiej i jego następstwa. Częścią porozumienia jest zobowiązanie do zapłaty w ciągu 6 lat odszkodowania w wysokości 4,5 mld USD. Uгода podlega zatwierdzeniu przez sąd federalny USA. Dodatkową konsekwencją uznania winy BP jest odsunięcie firmy od udziału w kontraktach federalnych. Kilka dni później amerykańska Agencja Ochrony Środowiska ogłosiła okresowe zawieszenie przyszłych kontraktów rządowych, dopóki koncern nie wykaże „odpowiedzialnego podejścia” w prowadzeniu interesów z rządem USA.

W wyniku dwuletniego śledztwa do sądu okręgowego w Luizjanie 14 listopada ub.r. wpłynął akt oskarżenia przeciwko trzem pracownikom BP: zarządzającym wiertnią Robertowi Kaluzie i Donaldowi Vidrine'owi oraz byłemu wiceprezesowi BP ds. poszukiwań w Zatoce Meksykańskiej Davidowi Raineyowi. Oskarżeni są o nieumyślne spowodowanie śmierci 11 osób z załogi platformy Deep Horizon w czasie eksplozji i pożaru wiercenia Macondo. Zarzuty obejmują zaniedbania w kontroli ciśnienia w otworze, fałszowanie dokumentacji oraz utrudnianie dochodzenia po wypadku. Wymienione przestępstwa są w USA zagrożone karą 10 lat więzienia.

Azerbejdżan. Poszukiwania w Azerbejdżanie koncentrują się głównie na morzu, ale złoża ropy i gazu znajdują się również na lądzie, szczególnie na Półwyspie Apszerońskim, w strefie Quby i w depresji Kury. W opracowaniu „Szczegółowe badania grawimetryczne i magnetyczne pomocne przy rozpoznaniu obszarów lądowych Azerbejdżanu” (Gadirov & Eppelbaum, 2012, Detailed gravity, magnetics successful in exploring Azerbaijan onshore areas, *Oil & Gas Journal*, 110: 60–73) geofizycy z Instytutu Geofizycznego w Baku zwrócili uwagę na przydatność badań grawimetrycznych, magnetycznych i temperaturowych do konturowania struktur ropo- i gazonośnych, a także do bezpośredniego wykrywania akumulacji węglowodorów przez poszukiwanie zależności między obrazem anomalii resztkowych i lokalizacją złóż. Są one nie tylko znacznie szybsze w porównaniu z badaniami sejsmicznymi, ale także o wiele tańsze. Obecnie instrumenty zapewniają wysoką dokładność w mikrogalach (10^{-8} m/s²) i w pikoteslach (10^{-12} tesla), a interpretacja wyników wraz z modelowaniem 3-D umożliwia wyeliminowanie większości

zakłóceń i wykrywanie bardzo słabych anomalii, które poprzednio były nierozpoznawalne z powodu tła zakłóceń. Integracja z sejsmiką 2-D i 3-D zwiększa szanse na odkrycie złóż węglowodorów i daje dodatkowe wskazówki do optymalnej lokalizacji wierceń.

Budowa geologiczna regionu charakteryzuje się m.in. kontrastami gęstości skał osadowych oraz występowaniem w kompleksie górnourajskim utworów wulkanicznych o jeszcze większym kontraście w stosunku do otoczenia, co wpływa na pole siły ciężkości. Z kolei obecność silnie pobudliwych magnetycznie utworów wulkanicznych obok praktycznie niebudliwych skał osadowych sprzyja wykorzystaniu pomiarów magnetycznych.

W megasyklinorium Kury w regionie Quby na Półwyspie Apszerońskim przeważają anomalie ujemne. Wykryte anomalie II stopnia są związane z rozległymi pogrążonymi strukturami i oddzielnymi blokami skorupy. Liczne anomalie są też wywołane wyniesieniami i obniżeniami podłoża krystalicznego. W obrębie anomalii II stopnia wykryto wiele anomalii lokalnych wyższego rzędu, które są związane z obecnością struktur roponośnych. Migracja lekkich frakcji węglowodorów ze złoża ku powierzchni wpływa na zmianę parametrów fizycznych i w tej strefie występują anomalne zmiany pola siły ciężkości i pola magnetycznego. Potwierdzają to wyniki obserwacji na złożach Muradkhanly, Jafarly i Arabkubaly. Tak więc szczegółowa analiza parametrów fizycznych w strefie przypowierzchniowej jest podstawowym warunkiem i punktem wyjścia do wykorzystania pomiarów i wyników interpretacji badań grawimetrycznych i magnetycznych do poszukiwań złóż ropy i gazu. Po uzyskaniu pozytywnych wyników na złożu Bozgoby, gdzie obecność węglowodorów potwierdzono wierceniem, do rozpoznania wiertniczego wytypowano kilka następnych stref anomalnych w pobliżu już rozpoznanych złóż w depresji Kury i na Półwyspie Apszerońskim.

Meksyk. Odkrycie dużego złoża ropy Pozo Navegante w stanie Tabasco zostało uznane za fakt takiej wagi, że oznajmił o tym sam prezydent Meksyku Felipe Calderón. W otworze Pozo Navegante 1, na głębokości ok. 6500 m, przewiercono horyzont roponośny o miąższości 315 m. Według wstępnych szacunków zasoby wynoszą od 6,8 mln t do 68 mln t lekkiej ropy. Jest to jedno z najważniejszych odkryć na lądzie w ostatniej dekadzie. Wcześniej koncern Pemex donosił o dwóch odkryciach złóż w Zatoce Meksykańskiej, których zasoby określa się na 3,6 mld t ropy. Prezydent Calderón uczestniczył w uruchomieniu zakładów skraplania gazu ziemnego w Chicontepec.

Źródła: Deloitte, Gazprom, Gaz-System, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rigzone, RusEnergy, Total, World Oil