



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Na początku 2010 r. firmy zajmujące się budową rurociągów planowały budowę 107,8 tys. km nowych połączeń, z czego 18,6 tys. km miało być oddane do eksploatacji jeszcze w tym roku (tab. 1). Podobnie jak w nakładach na poszukiwania i wydobycie, zaznaczył się wpływ osłabienia gospodarki światowej i wielkość tych inwestycji jest o 24% mniejsza

niż w roku poprzednim. W 2009 r. powstało to 24,5 tys. km rurociągów. Jest to również drugi kolejny rok spadku. Jeśli chodzi o rodzaj transportowanego surowca, to dominują gazociągi, które stanowią połowę ogólnego kilometrażu. Rurociągi służące do przesyłu produktów naftowych są budowane głównie na Bliskim Wschodzie i USA.

Inwestycje rurociągowo-kapitałochłonne – w USA koszt rurociągu lądowego wynosi średnio 2,33 mln USD za kilometr, w przypadku rurociągu podmorskiego koszty wznoszą się do 3,35 mln USD za kilometr. Łączne nakłady na inwestycje rurociągowo realizowane w 2010 r. na świecie szacuje się na 44,3 mld USD, z czego 40,8 mld USD przypada na rurociągi lądowe i 3,5 mld USD na rurociągi podmorskie (7,9%). W podziale regionalnym najwięcej rurociągów buduje się w USA (30%), na Bliskim Wschodzie (20%), a także w regionie Azji i Pacyfiku (17%).

Sukcesy w poszukiwaniach gazu ziemnego z łupków, a przede wszystkim wzrost wydobycia gazu z tych formacji, początkowo dotyczyły USA, jednak zainteresowanie tym tematem rośnie i wszędzie tam, gdzie są sprzyjające warunki geologiczne, trwają próby zastosowania nowej technologii. Jak ocenia Krajowa Rada Naftowa USA, zasoby gazu w złożach niekonwencjonalnych na świecie mogą wynosić ok. 918 bln m³. Jeśli uwzględnić kryteria techniczne i ekonomiczne, to za wydobywalne można uznać tylko część tych złóż. Zasoby gazu z łupków przekraczają 452 bln m³, z czego ponad 75% znajduje się poza Ameryką Północną. Biorąc pod uwagę obecny stan technologii najbardziej sprzyjające warunki eksploatacji występują:

- w Kanadzie – w zachodniej części prowincji Alberta i w Kolumbii Brytyjskiej, a także w perspektywicznej formacji Utica (ordowik) w prowincji Quebec;
- w Europie, gdzie perspektywiczne formacje wstępnie rozpoznano w Austrii, Hiszpanii, Holandii, Niemczech, Polsce, Rumunii, Szwajcarii, Szwecji, Wielkiej Brytanii, na Węgrzech, we Włoszech i we Francji;
- w Chinach, gdzie zasoby gazu z łupków są porównywalne z zasobami w USA.

Inne potencjalne obszary występowania gazu niekonwencjonalnego to Afryka Południowa, Maroko, Rosja i Ukraina.

Początkowo największe koncerny naftowe nie angażowały się zbyt w przedsięwzięcia związane z wydobyciem gazu z łupków – największy udział miały średnie firmy niezależne – jednak ostatnio ta tendencja zmienia się, czego przykładem jest wykupienie firmy *XTO Energy* (specjalizującej się w rozpoznawaniu złóż niekonwencjonalnych) przez *ExxonMobil* (Prz. Geol., 58: 208). Osiągnięcia w produkcji gazu z łupków w Ameryce Północnej przyciągnęły również firmy zagraniczne, takie jak *Statoil* (łupki Marcellus), *Total* (łupki Barnett), *BP*, *ENI* i *British Gas*.

Inwestycje związane z łupkami gazonośnymi z racji wysokich nakładów kapitałowych wymagają określenia długofalowej perspektywy popytu i podaży gazu, a takie prognozy, zarówno dla USA, jak i dla reszty świata, są bardzo zróżnicowane. Prognoza Międzynarodowej Agencji Energetycznej jest bardzo ostrożna i na najbliższy okres przewiduje 1,5-procentowy wzrost zużycia gazu każdego roku. Z kolei biorąc pod uwagę tempo rozwoju gospodarczego państw azjatyckich, przede wszystkim Chin i Indii, zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie z pewnością znacznie większe. W Europie ważnym bodźcem może być dążenie Unii Europejskiej do zmniejszenia uzależnienia od dostaw gazu z Rosji – oprócz zwiększenia importu gazu z Bliskiego Wschodu i rozwoju infrastruktury transportowej w rejonie Morza Kaspijskiego ma on doprowadzić również do zwiększenia wydobycia krajowego. Zmniejszenie importu skroplonego gazu ziemnego do USA wpływa na plany *Gazpromu*, który opóźnia bardzo kosztowne inwestycje związane z zagospodarowaniem złoża Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa.

Perspektywy rozwoju produkcji gazu z łupków zależą w dużym stopniu od tego, jak technologie wypróbowane i stosowane w USA sprawdzą się w innych krajach. Wiele problemów wywołuje szczelinowanie hydrauliczne. Wielofazowe szczelinowanie wykonywane w otworach poziomych wymaga dostarczenia 110–150 tys. hl wody podczas każdego wiercenia. Trzeba więc liczyć się z zapewnieniem odpowiedniej ilości wody, zagospodarowaniem jej po zużyciu i wyeliminowaniem zagrożenia zanieczyszczenia środowiska stosowanymi chemikaliami. Wymaga to opracowania specjalnych rozwiązań dostosowanych do lokalnych warunków.

Oprócz zagadnień technicznych opłacalność inwestycji w gaz z łupków zależy od okresu ważności koncesji, uregulowań prawnych, dostępnej infrastruktury itp. Jednak pozytywne strony, tj. uruchomienie przyjaznych dla środowiska źródeł energii i powiększenie krajowej bazy energetycznej, zdecydowanie przeważają i będą sprzyjać rozwojowi tej gałęzi przemysłu naftowego.

USA. Po 3 miesiącach intensywnych prac prowadzonych w Zatoce Meksykańskiej w celu likwidacji wycieku

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

Tab. 1. Rurociągi w 2010 r. (w kilometrach) (wg *Oil and Gas Journal*, 2010)

	Średnica				Razem [km]
	100–250 mm	300–500 mm	560–760 mm	>800 mm	
Gaz					
Afryka	0	0	304	531	835
Ameryka Łacińska	8	174	928	407	1517
Azja i Pacyfik	0	26	130	2026	2182
Bliski Wschód	0	0	0	1495	1495
Europa	0	439	79	462	980
Kanada	0	0	409	600	1009
USA	48	362	552	528	1490
Ogółem gaz	56	1001	2402	6048	9508
Ropa					
Afryka	359	0	0	0	359
Ameryka Łacińska	0	26	0	0	26
Azja i Pacyfik	0	0	1012	0	1012
Bliski Wschód	0	0	0	64	64
Europa	0	0	0	549	549
Kanada	0	0	190	468	658
USA	0	124	848	1271	2243
Ogółem ropa	359	150	2050	2352	4911
Produkty					
Afryka	0	0	0	0	0
Ameryka Łacińska	0	0	0	0	0
Azja i Pacyfik	117	0	0	0	117
Bliski Wschód	0	2158	0	0	2158
Europa	0	0	0	0	0
Kanada	0	0	0	0	0
USA	0	1406	515	10	1931
Ogółem produkty	117	3564	515	10	4206
Razem świat	533	4714	4967	8410	18624

ropy z otworu Macondo sytuacja poprawia się. Po usunięciu tymczasowej instalacji do odbioru ropy, nazwanej LMRP (*Lower Marine Riser Package*), 13 lipca zamontowano nową pokrywę uszczelniającą, która zatrzymała wypływ. Następnie rozpoczęto testy szczelności i sprawdzanie, czy w pobliżu odwiertu nie pojawiły się nowe wycieki ropy. Wynik był pozytywny, ale na polecenie emerytowanego admirała Straży Przybrzeżnej USA Thada Allena, dowodzącego operacjami związanymi z wyciekami, testy zostały przedłużone do końca lipca. Jednocześnie monitorowano otoczenie otworu za pomocą kamer podwodnych, sonaru, metod sejsmicznych i kontrolowano ciśnienie. Stwierdzono odbudowę ciśnienia, które w ciągu 10 dni wzrosło z 461 atm. do 473 atm. W tym czasie trwały przygotowania do decydującej operacji zatłoczenia otworu ciężką płuczką (*static kill*). Proces rozpoczęto 3 sierpnia i w ciągu 8 godzin wtłoczono ok. 390 m³ płuczki, początkowo w ilości 170 l/min, stopniowo zwiększając objętość aż do 840 l/min. Końcową fazą było cementowanie, które

zakończono 5 sierpnia po zatłoczeniu 320 m³ cementu. Zarówno przedstawiciele BP, jak i nadzoru zewnętrznego, potwierdzili zatrzymanie wycieku ropy i szczelność korka cementowego. W następnych dniach wykonywano dodatkowe próby ciśnieniowe, które miały sprawdzić, czy cement związał się z rurami. Ciśnienie utrzymywało się w granicach 170–200 atm.

Po osiągnięciu głębokości 5459 m podczas wiercenia ratunkowego przeprowadzono oczyszczanie spodu otworu, zapuszczono ostatnią kolumnę rur i wykonano cementację. Otwór znajduje się w odległości 1,2 m w poziomie od otworu Macondo, w pionie do punktu przecięcia brakuje 30 m (otwór Macondo miał głębokość 5490 m). Głębokość drugiego otworu ratunkowego przekroczyła w połowie lipca 4870 m. Obecnie, w związku z powodzeniem operacji zamknięcia otworu Macondo, dalsze prace zostały zatrzymane. Wiercenia i zbieranie ropy zostały zakłócone przez kolejny sztorm tropikalny Bonnie, który uderzył 26 lipca.

Po uchynieniu przez sąd apelacyjny pierwszego moratorium na wiercenia głębokowodne w Zatoce Meksykańskiej sekretarz spraw wewnętrznych USA Ken Salazar wydał 13 lipca następane rozporządzenie wstrzymujące prace wiertnicze. Tym razem decydującym kryterium nie jest głębokość wody, lecz technologia i oprzyrządowanie wiercenia, a w szczególności parametry prewenterów podwodnych i powierzchniowych. Nowe ograniczenia mają obowiązywać do 30 listopada br. Nadzór nad przestrzeganiem rozporządzenia będzie sprawować Urząd Zarządzania i Nadzoru Energii Oceanów (*Bureau of Ocean Energy, Management, Regulation and Enforcement*).

Agencja NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), sprawująca kontrolę m.in. nad rybołówstwem, otworzyła dla połowów komercyjnych i rekreacyjnych akwen w Zatoce Meksykańskiej o powierzchni 68,3 tys. km², ponieważ nie stwierdzono skażenia ryb. Jednocześnie NOAA poinformowała, że plamy ropy nie dotarły do południowej Florydy i wschodniego wybrzeża. Podano też wyniki nowych szacunków ilości ropy, która przedostała się do zatoki. Grupa techniczna ds. wycieku ropy poinformowała, że początkowo było to ok. 8430 t/d ropy, później w związku z częściowym szczypaniem złoża ilość wypływającej ropy zmniejszyła się do 7200 t/d. Łącznie z otworu Macondo wyciekło 660 tys. t ropy, z czego 108 tys. t zostało zebrane i zmagazynowane.

Potwierdzają się doniesienia *Sunday Times* i agencji *Bloomberg* z 14 lipca br. o przygotowaniach do sprzedaży niektórych aktywów *BP*. Koszty likwidacji wycieku, odszkodowania, a przede wszystkim zobowiązanie do utworzenia funduszu depozytowego w wysokości 20 mld USD zmusiły koncern do sprzedaży złóż ropy i gazu o wartości 7 mld USD w basenie permskim w Teksasie i Nowym Meksyku, w Kanadzie oraz w Egipcie na Pustyni Zachodniej. Nabywcą została *Apache Corp.* Następną transakcją była sprzedaż oddziału *BP Exploration Co. (Colombia) Ltd.* eksploatującego 5 złóż o łącznym wydobyciu 3400 t/d ropy, który za kwotę 1,9 mld USD przeszedł w posiadanie konsorcjum kolumbijskiego *Ecopetrol S.A.* i kanadyjskiego *Talisman Energy Inc.* W konsekwencji katastrofy w Zatoce Meksykańskiej stanowisko utracił dyrektor generalny *BP*, Brytyjczyk Tony Hayward, który odszedł 1 października br. Zastąpił go Amerykanin Robert Dudley, obecny szef operacji w zatoce.

Polska. W czasie wizyty sekretarz stanu USA Hillary Clinton w Krakowie 10 lipca br. minister Radosław Sikorski podpisał dokumenty przystąpienia do globalnego programu badawczego ukierunkowanego na otwarcie niekonwencjonalnych zasobów gazu, głównie gazu z łupków. H. Clinton oceniła, że Polska ma bardzo dobre warunki, aby być liderem w szerokim zakresie problemów energii, łącznie z gazem łupkowym. Stwierdziła również, że chociaż metody eksploatacji tego typu złóż są droższe od metod konwencjonalnych, to jednak umożliwiły ograniczenie uzależnienia USA od importowanego gazu ziemnego. W 2000 r. gaz wydobywany z łupków stanowił tylko 1% ogólnej produkcji gazu w USA, obecnie wynosi 20% i osiągnie 50% w 2030 r. Zapowiedziano też polsko-amerykańskie rozmowy na temat rozwoju energii jądrowej.

Strategii działań i dyskusji nad zagadnieniami geologicznymi związanymi z łupkami gazonośnymi poświęcona

była międzynarodowa konferencja *Global Gas Shale Summit 2010*, która odbyła się w dniach 19–20 lipca br. w Warszawie. Współorganizatorem konferencji był Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, a jednemu z głównych referentów był Paweł Poprawa. Na spotkaniu omawiano ramy prawne i procedury regulacyjne z uwzględnieniem doświadczeń austriackich. W czasie sesji geologicznej porównywano perspektywy poszukiwawcze dotyczące łupków nie tylko z obszaru Polski, lecz także Francji, Holandii i Turcji. W trakcie konferencji poruszano również zagadnienia dotyczące problemów technologii wiercenia, opróbowania, dowiercania i eksploatacji gazu z formacji łupkowych.

Nadeszły informacje z *Lane Energy Poland* o zakończeniu prac w odwiercie Łebień LE-1 i osiągnięciu planowanej głębokości. Na przełomie września i października wykonano operację dowiercania. *Lane Energy* podkreśla, że prace wiertnicze przebiegały zgodnie z harmonogramem i kosztorysem. Pod koniec sierpnia br. rozpoczęto następane wiercenie – Łęgowo LE-1 w pobliżu Gdańska.

Europa. Rozstrzygnięty został przetarg na koncesje dotyczące poszukiwań gazu z łupków we Francji. Ogłoszenie wyników opóźniło się, gdyż Ministerstwo Środowiska podzieliło pierwotnie wyznaczone bloki na mniejsze jednostki. Przyznano 6 koncesji w Owernii i Langwedocji o powierzchni od ok. 200 km² do 4400 km² na okres od 3 do 5 lat. Koncesję Montelimar, jedną z największych, o powierzchni 4327 km² otrzymały *Total E&P France* i *Devon Energy Corp.* za kwotę 37,8 mln euro z zobowiązaniem do wykonania reprocessingu materiałów sejsmicznych, wykonania 30 kmb nowych profili sejsmicznych i odwiercenia jednego otworu. W przetargu brały udział firmy amerykańskie, brytyjskie, belgijskie i szwajcarskie.

Oprócz Francji, W. Brytanii, Niemiec, Austrii, Węgier i Polski poszukiwania łupków gazonośnych prowadzone są także w Szwecji. Koncern *Shell* rozpoczął w pobliżu miejscowości Sjöbo w Skanii wiercenie pierwszego z 4 otworów poszukiwawczych z zadaniem zbadania występowania gazu ziemnego w formacjach łupkowych. Prace wywołały protesty mieszkańców obawiających się zanieczyszczenia wód podziemnych. *Shell* argumentował, że w przypadku powodzenia poszukiwań w ciągu 10 lat Szwecja będzie samowystarczalna pod względem zaopatrzenia w gaz.

Włochy. Na wniosek ministra środowiska Stefanie Prestigiacomo Rada Ministrów wprowadziła zakaz wierceń poszukiwawczych w 5-milowym pasie przybrzeżnym. W niektórych szczególnie chronionych rejonach zakaz będzie rozszerzony do 12 mil, a wnioski o pozwolenie na wiercenia w pobliżu tych obszarów będą znacznie wnikliwiej badane. W ostatnich latach obszary koncesyjne na Adriatyku i na Morzu Jońskim, jak również na południe i na zachód od Sycylii, zwiększyły się o 23,4 tys. km². Zakaz będzie miał poważne konsekwencje dla wielu firm naftowych, szczególnie dla *Mediterranean Oil & Gas*, *Northern Petroleum* i *Petroceltic International*. *Northern Petroleum* otrzymało już wyniki zdjęcia sejsmicznego 3-D na zachód od Sycylii i zamierzało rozpocząć tam wiercenia. Z kolei *Petroceltic* przesunął w inną lokalizację urządzenie wiertnicze, które miało wykonać otwór rozpoznawczy na złożu o zasobach wydobywalnych 13,6 mln t.

Arabia Saudyjska. W czasie spotkania ze studentami arabskimi w Waszyngtonie padła zaskakująca wypowiedź króla Arabii Saudyjskiej Abdullaha na temat wstrzymania dalszych poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Król Abdullah oświadczył, że wydał takie polecenie Radzie Ministrów, ponieważ zasoby węglowodorów należy zachować dla przyszłych pokoleń. Taka decyzja najważniejszego członka OPEC mogłaby mieć dalekosiężne skutki, jednak późniejsze komentarze przedstawicieli ministerstwa ds. ropy naftowej są znacznie bardziej stonowane. Tłumaczą oni, że nie chodzi o całkowity zakaz poszukiwań, lecz o prowadzenie ich w sposób rozważny i przemyślany, z uwzględnieniem reguł racjonalnego wykorzystania posiadanych zasobów. Według informacji *Saudi Arabian Oil Co.* w ubiegłym roku odkryto dwa nowe złoża, jedno gazowe i jedno ropne. Obecnie państwowa firma *Arabian Geophysical and Surveying Co.* przygotowuje się do wykonania zdjęcia sejsmicznego w rejonie złoża Zuluf.

Ukraina. W czerwcu br. spółka *Kulczyk Oil Ventures* sfinalizowała transakcję zakupu 70% akcji *KUB-Gas LLC*, jednego z największych producentów gazu ziemnego na Ukrainie. Uzyskała tą drogą udziały w koncesjach Krutogorowskoje, Wiergunskoje, Makiejewskoje i Olgowskoje położonych w zapadlisku dniewprowsko-donieckim i rowie Prypeci. *Kulczyk Oil Ventures* posiada również koncesje w Brunei (bloki M i L) i w Syrii (blok 9 o powierzchni 10 tys. km²).

Kuba. Jak informują portale naftowe, najnowsza platforma wiertnicza Scarabeo 9 zamówiona przez włoski *Saipem* w chińskiej stoczni *Yantai* została już zakontraktowana przez hiszpański koncern *Repsol* na okres 1 roku do wierceń na wodach Kuby. *Repsol* ma być operatorem na bloku koncesyjnym, na którym rozpoczną się prace wiertnicze, a partnerami będą: kubański *Cupet*, *Statoil* i indyjski *ONGC Videsh Ltd.* *Repsol* nie potwierdza tych wiadomości, ponieważ w dalszym ciągu obowiązuje embargo handlowe nałożone przez USA na Kubę, a *Repsol* posiadając liczne koncesje również w Zatoce Meksykańskiej wolałby uniknąć zarzutów o naruszenie sankcji.

Półzanurzalna platforma VI generacji Scarabeo 9 została zaprojektowana przez firmę *Frigstad Offshore Engineering* z Oslo i może wiercić otwory do głębokości 15 000 m przy maksymalnej głębokości wody 3600 m. Przystosowana jest do pracy przy prędkości wiatru dochodzącej do 100 węzłów (180 km/h) i wysokości fal do 27 m. Rozmiary (pokład 80 × 77 m), wyporność (52 932 t) i moc silników (46 080 kW) pozwalają zaliczyć ją do największych platform wiertniczych. Przewidywalnie rozpocznie wiercenie na początku 2011 r., ponieważ obecnie trwają prace wyposażeniowe, a po ich ukończeniu potrzeba jeszcze ok. 2 miesięcy na holowanie na miejsce przeznaczenia.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, Bloomberg, Hart's E&P, KOV, Lane Energy Poland, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, PIG, Reuters, Rigzone, Upstream, World Oil*