



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski\*



**Świat.** W grudniu ub. roku firma konsultingowa *Lehman Bros. Inc.* oceniała wzrost nakładów na poszukiwania i wydobycie ropy naftowej i gazu na świecie — na 14,7%, natomiast w czerwcu br. skorygowano prognozę na 21,3%. Wynika to m. in. nie tylko ze wzrostu środków inwestycyjnych w USA o 27,7%, ale także zwiększonej aktywności dużych firm europejskich i azjatyckich. W porównaniu ze średnią światową, skromnie wypadają nakłady w Kanadzie, które wzrastają tylko o 14,6% z powodu wysokiego kursu dolara kanadyjskiego, ograniczonej liczby dostępnych urządzeń wiertniczych i projektów inwestycyjnych, gotowych do realizacji. Należy podkreślić, że plany wydatków na poszukiwania i wydobycie ropy naftowej i gazu były konstruowane przy założeniu ceny ropy na poziomie 55,7 USD za baryłkę, podczas gdy pod koniec czerwca br. cena przekroczyła 70 USD. Oznacza to zapowiedź jeszcze wyższego wzrostu nakładów w 2007 r.

Komunikaty z kolejnych konferencji OPEC, próbując wyjaśnić wzrost cen ropy, eksponują jako główne przyczyny spekulację i niedostatek mocy przerobowych rafinerii oraz wynikające stąd niedobory produktów naftowych na rynku. Te dwa zjawiska rzeczywiście występują, ale istotne znaczenie mają też ograniczone możliwości zwiększenia produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. Aby ocenić szanse pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię, *Oil & Gas Journal* przygotował listę najważniejszych bieżących projektów inwestycyjnych w dziedzinie wydobycia ropy i gazu na świecie. Lista obejmuje 238 projektów znajdujących się w różnych fazach realizacji, przy czym są na niej nawet projekty o docelowej wielkości wydobycia rzędu 700 t/d ropy. Do celów niniejszej publikacji zestawiono skróconą wersję listy, przedstawioną w tab. 1.

Zamieszczono w niej projekty z wydobyciem rzędu 20 tys. t/d ropy i więcej, chyba, że jest to złożo ropno-gazowe ze znaczącą produkcją gazu ziemnego. Kluczowe znaczenie ma druga rubryka, w której podano przewidywaną datę uzyskania maksymalnej zdolności produkcyjnej. Z reguły są to lata 2007–2009, niekiedy 2012 lub nawet 2015, tylko nieliczne złoża wejdą w okres intensywnego wydobycia w bieżącym roku. Oznacza to, że w najbliższej przyszłości podaż ropy będzie ograniczona. Spośród krajów członkowskich OPEC, w tabeli nie ma Wenezueli i Libii, ponieważ prowadzone tam inwestycje są stosunkowo niewielkich rozmiarów. Dla Europy istotna jest sytuacja na Morzu Północnym, ale tam tylko Norwegia może się spodziewać znaczącego przyrostu produkcji, natomiast w sektorze brytyjskim brakuje dużych projektów. Nie można też liczyć na zwiększone dostawy z Afryki Północnej ze względu na małe zaangażowanie Algierii, Libii i Egiptu. Skromne są plany udostępnienia nowych złóż w Rosji (poza Sachalinem, gdzie operatorami są *Shell* i *ExxonMobil*). Złożo Južno Ruskoje, kluczowe jako źródło zaopatrzenia dla Gazociągu Północnoeuropejskiego, wejdzie do produkcji dopiero w 2010 r. i w 2013 r. (II etap). Gazowe złożo-gigant Sztokmanowskoje na M. Barentsa nie ma jeszcze ustalonego harmonogramu zagospodarowania. W USA dają o sobie znać skutki moratorium na poszukiwania oraz wydobycie ropy naftowej i gazu — na Alasce i w obrębie atlantyckiego skłonu kontynentalnego. W rezultacie większość dużych inwestycji wydobywczych jest zlokalizowana w głębokowodnych blokach Zat. Meksykańskiej.

Omawiane projekty są bardzo zróżnicowane pod względem zastosowanych rozwiązań technologicznych — zwraca uwagę znaczny udział statków FPSO (Floating Production, Storage and Offloading — pływające instalacje do wydobycia, magazynowania i przeładunku ropy na tankowce), umożliwiających pokonanie trudności występujących w głębokowodnych akwenach. Szeroki jest też wachlarz produktów wyjściowych uzyskiwanych w instalacjach przeróbki — jest to nie tylko skroplony gaz ziemny nadający się do transportu, ale i gaz płynny (*LPG — Liquefied Petroleum Gas*) i etan. W Katarze gaz ziemny będzie przerabiany bezpośrednio na paliwa płynne. W Kanadzie dominującą rolę odgrywają piaski bitumiczne i ropa ciężka. Nowe metody grawitacyjnej ekstrakcji bituminów z piasków roponośnych ze wspomaganiami pary wodnej (*SAGD — Steam Assisted Gravity Drainage*), poprawiły opłacalność eksploatacji i ożywiły kilka projektów, zatrzymanych w ostatnim okresie. W USA rozwijane są metody eksploatacji gazu ziemnego ze zwięzłych skał zbiornikowych (zagłębnie węglowe Piceance w stanie Kolorado). Wszystkie te przykłady podkreślają znaczenie postępu technicznego zarówno w zagospodarowaniu trudno dostępnych zasobów, jak i w przedłużeniu okresu eksploatacji złóż już znajdujących się w produkcji.

**OPEC.** Najnowszy raport przygotowany przez sekretariat OPEC jest poświęcony działaniom, które mają minimalizować negatywne skutki powszechnego wykorzystania paliw kopalnych. Źródła odnawialne dostarczają obecnie ok. 2% energii, więc można przyjąć, że przynajmniej do połowy stulecia paliwa kopalne pozostaną głównym źródłem energii pierwotnej. Podstawowym problemem jest dwutlenek węgla, który musi być najpierw odzyskany, a następnie zneutralizowany. Dotychczas koncentrowano się na wydzielaniu CO<sub>2</sub> ze spalin i tego typu technologie są dobrze opanowane. Skuteczniejsze metody odzyskiwania CO<sub>2</sub>, przy spalaniu w komorze wstępnej i spalaniu tlenowo-paliwowym, są w fazie prób i doświadczeń. Zwykle instalacje wytwarzające duże ilości CO<sub>2</sub>, np. elektrownie, są daleko położone od miejsc magazynowania gazu — konieczny jest więc transport. Najkorzystniejszą jest przesyłać CO<sub>2</sub> w postaci skroplonej, co wymaga określonych warunków — ok. 5 barów ciśnienia i temperatury 30° C. Jeśli chodzi o neutralizację CO<sub>2</sub>, to metoda głównie polega na jego magazynowaniu. Realizowanych jest już kilka projektów w skali przemysłowej, polegających na zatłaczaniu CO<sub>2</sub> do wyczerpanych złóż ropy i gazu. Głębokie, zasolone formacje wodonośne i pokłady węgla kamiennego nie nadające się do eksploatacji — to propozy-

\*ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

cje innych miejsc magazynowania CO<sub>2</sub> — brakuje jednak praktycznych doświadczeń w tym zakresie. Raport OPEC proponuje jeszcze trzy inne opcje: przemianę gazowego CO<sub>2</sub> w węglany drogą reakcji chemicznej, wykorzystanie CO<sub>2</sub> w przemyśle jako surowca do produkcji substancji chemicznych zawierających węgiel i wreszcie wdmuchiwanie CO<sub>2</sub> do oceanu na głębokość poniżej 1000 m. Te ostatnie warianty są na razie pomysłami, bez konkretnych rozwiązań technologicznych. Jeszcze mniej wiarygodnych informacji zawierają szacunki kosztów związanych z eliminacją CO<sub>2</sub>. Wymienia się kwoty od 14 do 91 USD za tonę unieszkodliwionego CO<sub>2</sub>. Autorzy raportu sugerują, że przy udoskonaleniu technologii można się spodziewać znacznej redukcji wydatków, ale z drugiej strony liczba czynników wpływających na kalkulację kosztów jest tak duża, że mogą być one również niedoszacowane.

**Węgry.** W lutym br. zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Pusztaszer-1 w obrębie koncesji *Tisza* w południowo-wschodnich Węgrzech. Wiercenie zostało zlokalizowane w strukturze wyznaczonej na podstawie badań sejsmicznych 3-D i zakończone na głębokości 3900 m w utworach paleozoicznych. Pełny zestaw pomiarów geofizyki wiertniczej wykonano do głębokości 2843 m. Stwierdzono występowanie formacji perspektywicznych Szolnok i Endröd (miocen) o miąższości ponad 100 m. Będzie tam wykonany również pomiar pionowego profilowania sejsmicznego w celu określenia rozkładu prędkości sejsmicznych, niezbędnych do konwersji czasowo-głębokościowej przekrojów i map sejsmicznych.

Wiercenie następnego otworu — Szekktas-1 w obrębie koncesji *Mako* — zakończono na głębokości 3585 metrów, w zlepniach Békés (permokarbon). Stwierdzono występowanie serii gazonośnych w formacjach Algyő, Szolnok i Endröd (miocen); łącznie 900 metrów utworów łupkowo-piaskowcowych silnie nasyconych gazem. Dla opanowania ciśnienia w otworze, konieczne było zwiększenie ciśnienia płuczki i zarurowanie do głębokości 3200 metrów. Profilowanie geofizyczne wykazało niską porowatość i występowanie szczelinowości. Podobne warunki stwierdzono w otworze Mako-6, ale tam strop formacji Szolnok znajduje się o 800 metrów głębiej niż w otworze Szekktas-1. Wiercenie Mako-6 jest planowane do głębokości 6000 m., pod koniec maja br. osiągnęło głębokość 5146 m. Przewiercono 900 m formacji Szolnok i ponad 700 m formacji Endröd, nasyconych gazem w warunkach nadszcienienia.

Operatorem koncesji *Mako* i *Tisza* jest firma *Falcon Oil & Gas* z Kanady, która (oprócz prac na Węgrzech) jest obecna również w Rumunii, gdzie posiada koncesję na wydobywanie metanu z pokładów węgla w zagłębiu Jiu. Firma *Falcon* przygotowuje teraz program testów próbnego wydobycia gazu i intensyfikacji produkcji.

**Austria.** Koncern *ÖMV* utworzył nowy oddział *ÖMV Future Energy Fund (Energia Przyszłości)*, który zajmie się zagadnieniami odnawialnych źródeł energii. Jednostka o budżecie 100 mln € będzie koncentrować się na:

- technologii wytwarzania biopaliw i biogazu oraz zastosowania wodoru jako paliwa;
- technologii ograniczania emisji gazów cieplarnianych powstających przy spalaniu paliw kopalnych (eliminacja spalania gazu ziemnego w pochodniach, redukcja emisji spalin w elektrowniach, separacja i magazynowanie CO<sub>2</sub>);
- technologii zwiększania sprawności energetycznej urządzeń.

W opinii prezesa *ÖMV*, W. Ruttenstorfera stworzenie nowego pionu ma zapoczątkować przekształcenie firmy, zajmującej się dotychczas wyłącznie ropą naftową i gazem

ziemnym, w przedsiębiorstwo o zróżnicowanym profilu — obejmującym także badania i wdrożenia źródeł odnawialnych oraz opracowania projektów inwestycyjnych, spełniających kryteria opłacalności. Komitet doradczy, do którego zaproszono niezależnych ekspertów z uniwersytetów i renomowanych instytutów naukowych, będzie opiniował zarówno projekty własne *ÖMV*, jak i pochodzące z innych organizacji.

**Dania.** Rozszerza się lista państw bałtyckich włączających się do projektu Gazociągu Północnoeuropejskiego. Wiceprezes koncernu *DONG*, K. B. Pedersen i wiceprezes zarządu *Gazpromu*, A. Miedwiediew podpisali 16 czerwca br. 20-letnią umowę o dostawach gazu rosyjskiego do Danii. Jest to pierwszy duńsko-rosyjski kontrakt gazowy. Od roku 2011, za pośrednictwem Gazociągu Północnoeuropejskiego *Gazprom* będzie dostarczał 1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, z możliwością zwiększenia zakontraktowanych ilości.

Odrębne porozumienie reguluje warunki dostaw gazu duńskiego dla brytyjskiej filii *Gazpromu*, *Gazprom Marketing and Trading*. Ten kontrakt został zawarty na 15 lat. Gaz będzie przesyłany nowym gazociągiem *Langeled*, łączącym norweskie złoża Ormen Lange z Wielką Brytanią. K. Pedersen podkreślał znaczenie zawartych długoterminowych porozumień umacniających pozycję *DONG* jako dostawcy, dysponującego gazem ziemnym pochodzącym z 3 źródeł: Danii, Norwegii i Rosji.

**W. Brytania.** Statek do budowy rurociągów *Acergy Piper* ułożył na dzień M. Północnego ostatnie odcinki rur i 22 maja br. zostały wykonane ostatnie spawy na południowym segmencie gazociągu *Langeled*, od złoża Sleipner do brytyjskiego terminalu w Easington. Dzięki temu w październiku tego roku norweski gaz ziemny popłynie nową magistralą do W. Brytanii. Decyzja o budowie gazociągu *Langeled* (pierwotnie noszącym nazwę *Britpipe* — *Prz. Geol.*, vol. 52, nr 2, str.108), o długości 1200 km, zapadła w 2003 r. Najpierw został zbudowany odcinek południowy o długości 544 km i średnicy 1117 mm (44”), w przyszłym roku zostanie zakończony odcinek północny o długości 626 km i średnicy 1066 mm (42”). Budowa przebiega bardzo sprawnie, podkreśla się, że dzięki dokładności układania rur na dnie nie było konieczności stosowania dodatkowych łączników i można było bezpośrednio zespawać rury. Operację tę przeprowadziła ekipa nurków, pracujących w komorze kesonowej, na głębokości od 72 do 84 m.

**Kazachstan.** Rurociąg Baku-Tbilisi-Ceyhan miał służyć przede wszystkim do transportu ropy z Azerbejdżanu bez pośrednictwa rosyjskiej *Transnefti*, zarządzającej rurociągami przesyłowymi w rejonie Morza Kaspijskiego. Jednak ta nowa trasa eksportowa jest atrakcyjna również dla Kazachstanu i dlatego 16 czerwca br. prezydent Azerbejdżanu, İlham Alijew podpisał porozumienie z prezydentem Kazachstanu, Nursułtanem Nazarbajewem o wykorzystaniu rurociągu do przesyłania ropy kazachskiej. Obecnie ropa jest przewożona tankowcami z portu Aktau do Baku i tam tłoczona do ropociągu, ale umowa przewiduje też budowę połączenia podmorskiego. Docelowo Kazachstan chce przesyłać tą drogą 25 mln t ropy rocznie. Napełnianie rurociągu zostanie zakończone 13 lipca br., a pierwsze tankowce z ropą kaspijską odpłynęły z portu Ceyhan już na początku czerwca.

Włączenie Kazachstanu do eksploatacji zostało bardzo dobrze przyjęte przez Turcję. Minister spraw zagranicznych powiedział, że ta decyzja wzmacnia znaczenie korytarza energetycznego Wschód-Zachód, pomaga w dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w energię oraz zmniejsza ilość tankowców przepływających przez cieśninę Bosfor

Tab. 1. Najważniejsze projekty inwestycyjne dotyczące wydobycia ropy i gazu na świecie (wg Oil Gas Journal)

Nazwa projektu	Rok osiągnięcia maksymalnej produkcji	Wydobycie		Operator	Uwagi
		Ropa [tys. t/d]	Gaz [mln m <sup>3</sup> /d]		
<b>Algieria</b>					
Blok 208-EKT	2010	21,1		Anadarko	Ropa i kondensat
<b>Angola</b>					
Benguela, Belize, Lobito i Tomboco	2008	25,8		Chevron	
Kizomba C-Mondo, Saxi i Batuque	2007	34,0		ExxonMobil	FPSO
Dalia	2006	32,6		Total	FPSO
<b>Arabia Saudyjska</b>					
Haradh 3	2006	40,8		Aramco	
Abu Haddriya, Fadhili i Khursaniya	2007	68,0		Aramco	
Khursaniya NGL	2007	40,8		Aramco	Gaz ciekły
Shaybah	2008	51,0		Aramco	
Hawiyah	2008	50,3		Aramco	Gaz ciekły i etan
Khurais	2009	163,2		Aramco	
Manifa	2010	61,2		Aramco	
<b>Australia</b>					
Gorgon i Jansz	2009	0,0	41,0	Chevron	Skroplony gaz ziemny
Ichtys	2012	0,0	67,9	Inpex	Skroplony gaz ziemny
<b>Azerbejdżan</b>					
Azeri-Chirag-Guneszli faza 2	2006	63,2		BP	
Azeri-Chirag-Guneszli faza 2	2008	35,4		BP	
<b>Brazylia</b>					
Marlim Sul P-51	2008	24,5	5,9	Petrobras	
Mexilhao	2008	2,7	17,0	Petrobras	
Roncador P-52	2007	24,5	9,3	Petrobras	
Roncador P-54	2007	24,5	5,9	Petrobras	FPSO
<b>Chiny</b>					
Peng Lai	2008	25,8		ConocoPhillips	
<b>Indie</b>					
Dhirubhai	2009	0,0	34,0	Reliance	
<b>Indonezja</b>					
Tangguh	2007	0,0	39,6	BP	Skroplony gaz ziemny
Natuna D-Alpha	2009	0,0	31,1	ExxonMobil	
<b>Iran</b>					
Kushk-Hosseiniéh	2009	40,8		NIOC	Ciężka ropa
South Pars-Ahwaz	2006	34,7		NIOC	
Yadavaran	2011	40,8		NIOC	
South Pars fazy 6, 7 i 8	2007	16,3	73,6	Statoil	
<b>Kanada</b>					
Christina Lake faza 3	2015	31,6		EnCana	Ekstrakcja otworowa bituminów z piasków
Kearl	2009	27,2		ExxonMobil	Piaski bitumiczne
Sunrise	2009	27,2		Husky	Ekstrakcja otworowa bituminów z piasków
<b>Katar</b>					
Al. Khaleej	2009	9,5	32,3	ExxonMobil	
GTL	2009	22,4	40,8	ExxonMobil	Przeróbka gazu na paliwo płynne
Quatargas 2 linia 4	2008	10,9	35,4	ExxonMobil	Skroplony gaz ziemny
Quatargas 2 linia 6	2008	10,2	35,4	ExxonMobil	
Quatargas 2 linia 5	2009	10,9	35,4	ExxonMobil	
Rasgas linia 5	2007	6,1	20,9	ExxonMobil	
Rasgas linia 7	2009	10,2	35,4	ExxonMobil	

Al.-Shaheen	2009	30,6		<i>Maersk</i>	
<b>Kazachstan</b>					
Tengiz faza 1	2006	38,8	8,2	<i>Chevron</i>	
Tengiz etap 2	2009	29,9		<i>Chevron</i>	
Kaszagan faza 1	2009	29,9		<i>ENI</i>	
Kaszagan etap 2	2009	102,0		<i>ENI</i>	
<b>Kuwejt</b>					
Kuwait North	2010	61,2		<i>KPC</i>	
<b>Malezja</b>					
Guntong	2006	4,8	20,2	<i>NOC</i>	
<b>Meksyk</b>					
Ku-Maloob-Zaap	2008	61,2	4,2	<i>Pemex</i>	FPSO
<b>Nigeria</b>					
Agbami	2008	34,0	12,7	<i>Chevron</i>	FPSO
Brass	2010	0,0	36,8	<i>ENI</i>	Skroplony gaz ziemny
IPP	2009	0,0	25,5	<i>ExxonMobil</i>	Skroplony gaz ziemny
Akpo	2008	30,6		<i>Total</i>	
<b>Norwegia</b>					
Skarv-Idun	2009	11,6	14,2	<i>BP</i>	FPSO
Ormen Lange	2007	4,1	56,6	<i>Norsk Hydro</i>	
Snohvit	2007	0,0	22,6	<i>Statoil</i>	Skroplony gaz ziemny
<b>Oman</b>					
Mukhaizna	2008	20,4		<i>Occidental</i>	
<b>Papua-Nowa Gwinea</b>					
PNG	2009	2,7	16,1	<i>ExxonMobil</i>	
<b>Peru</b>					
Camisea	2009		36,8	<i>Hunt Oil</i>	
<b>Rosja</b>					
Sachalin 1	2009	0,0	22,6	<i>ExxonMobil</i>	
Južno-Ruskoje	2011	0,0	110,4	<i>Gazprom</i>	
Chwalinskoje	2011	0,0	28,3	<i>Lukoil</i>	
<b>Sudan</b>					
Palogue, Adar Yale i Agordeed	2007	40,8		<i>Petrodar</i>	
<b>USA</b>					
Independence	2007	0,7	28,3	<i>Anadarko</i>	
Thunder Horse	2006	34,0	5,7	<i>BP</i>	
Alaska Gas-Thomson	2012	9,5	127,4	<i>ExxonMobil</i>	
<b>Zjednoczone Emiraty Arabskie</b>					
Upper Zakum	2008	27,2		<i>ExxonMobil</i>	

i Dardanele. Od początku projekt rurociągu Baku-Tbilisi-Ceyhan był energicznie popierany przez rząd USA.

**Rosja.** Po raz pierwszy Chiny kupiły rosyjskie aktywa z branży naftowej. Państwowy koncern *Sinopec* odkupił od brytyjsko-rosyjskiego konsorcjum *TNK-BP* udziały firmy wydobywczej *Udmurnieft*, działającej w rejonie nadwożańskim i produkującej 16 300 t/d ropy. Nie podano wartości umowy ani szczegółowych warunków. Transakcja musi być zatwierdzona przez rosyjski urząd antymonopolowy.

**USA.** Departament obrony zakupił 378 500 l syntetycznego paliwa lotniczego w firmie *Syntroleum Corp.* w celu przeprowadzenia badań jego przydatności do napędu turbin samolotów wojskowych. Próby będą przeprowadzone w bombowcach B-52 w bazie lotniczej Edwards. Jeśli

wyniki testów będą pozytywne, rząd zamówi dalsze 750 mln l paliwa produkowanego w zakładach w Tulsa. Jest to duży sukces założonej w 1984 r. *Syntroleum Corp.* Firma specjalizuje się w technologii przeróbki węgla kamiennego i gazu ziemnego na paliwa płynne — ma 127 patentów z tej dziedziny. Paliwo zamówione dla lotnictwa jest produkowane z węgla metodą *Tropscha-Fischera*, znaną od lat 30. XX w. Po 4-letnich doświadczeniach uzyskano paliwo charakteryzujące się mniejszą emisją sadzy i pyłów niż konwencjonalne paliwo lotnicze. Prezes *Syntroleum* podkreśla, że wielkość zasobów węgla stwarza perspektywę rozwoju krajowej bazy produkcyjnej paliw — w skali umożliwiającej zmianę uzależnienia zaopatrzenia w energię z dotychczasowych źródeł, równoległe z tworzeniem nowych miejsc pracy.

Źródła: *BP, DONG, Nature, OPEC, ÖMV AG, Statoil, Hart's E&P, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil*