

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Ceny ropy naftowej od dłuższego czasu utrzymują się na wysokim poziomie, ale notowania z przełomu lipca i sierpnia są przykładem gwałtownych reakcji giełdy na wydarzenia dalekie od sfery gospodarki. W Arabii Saudyjskiej zmarł 1 sierpnia 82-letni król Fahd. Od 1995 r. z powodu choroby nie sprawował żadnych obowiązków, krajem rządził jego brat Abdullah, on też natychmiast przejął oficjalnie władzę. Mimo to ceny ropy podskoczyły niezwłocznie. Cena ropy *West Texas Intermediate*, która 28.07.2005 r. wynosiła 58,92 USD za baryłkę, w dniu 1.08.2005 r. podniosła się do 61,67 USD, 4.08 wynosiła 61,84 USD i aż 63,70 USD w dniu 8.08 br. W tych samych dniach cena ropy *Brent* wynosiła odpowiednio 58,23 USD, 60,62 USD, 60,75 USD i 63,03 USD za baryłkę. Taki 8-procentowy wzrost cen wykracza już poza normalne ruchy giełdowe i może mieć poważne konsekwencje.

Ukraina. List intencyjny, podpisany 24.07.2005 r. przez ukraińskie Ministerstwo Paliw i Energetyki i irańskie Ministerstwo ds. Ropy Naftowej, dotyczył współpracy obu stron w dostawach gazu ziemnego z Iranu do Europy Zachodniej via Ukraina. Gaz irański mógłby popłynąć dwoma trasami: przez Armenię, Gruzję, Morze Czarne i Ukrainę lub przez Armenię, Gruzję, Rosję i Ukrainę. Do końca września bieżącego roku zostanie zorganizowane spotkanie zainteresowanych stron celem wyboru jednego z wariantów. W liście tym jest również zapis o powołaniu grupy ekspertów przygotowujących realizację projektu i określeniu zakresu pełnomocnictw dla firm, które będą uczestniczyły w inwestycji. Określono także wielkość dostaw gazu, aczkolwiek w komunikacie nie podano konkretnych liczb. Źródła ukraińskie mówią o przesyłaniu 60 mld m³ gazu rocznie. Jest to rezultat wizyty prezesa zarządu *NAK Naftohaz* Ukrainy Aleksieja Iwczenki w Teheranie i rozmów z wiceministrem ds. ropy naftowej Sajedem Mohamadem Hadi Negadhosseinianem. Wybór trasy gazociągu z Iranu

przez Kaukaz jest motywowany istnieniem sieci gazociągów budowanych w latach 70. XX w. w celu transportu gazu irańskiego do Niemiec i Francji. Po wybuchu rewolucji w Iranie w 1979 r. projekt został zarzucony.

W. Brytania. Badania geologiczne na Morzu Północnym prowadzone są od 40 lat i nadal wykrywane są nowe obiekty strukturalne o dużych rozmiarach. Przykładem takiej struktury może być rów tektoniczny w południowej części M. Północnego na NE od Dover. Początkowo został on zasygnalizowany na mapie anomalii grawimetrycznych w postaci wyraźnej anomalii ujemnej (–20 mgal). Dane z wierceń na lądzie i z kopalń węgla kamiennego w hrabstwie Kent pozwoliły na zbudowanie modelu geologicznego. Rów jest wypełniony utworami dewonu, karbonu dolnego oraz jury i przykryty słabo zaburzonymi utworami kredy i eocenu. Od SW ograniczony jest uskokiem Colchester, a od NE antytetycznym uskokiem stanowiącym krawędź masywu Brabantu, rozciągającego się od Belgii do Walii. Otoczenie rowu stanowią łupki sylurskie, będące skałami macierzystymi. Źródłem bituminów są również łupki ilaste i mułowce franu, czarne wapienie dolnego turneju oraz kompleks węglonośny westfalu (łupki ilaste, mułowce i piaskowce z pokładami węgla kamiennego). Skałami zbiornikowymi są dolomity rafowe franu, dolomity i wapienie oolitowe wizenu oraz liczący ponad 800 m miąższości kompleks piaskowcowo-iłowcowy górnego westfalu. Uszczelnienie zapewniają łupki dolnej i górnej jury oraz łupki eoceńskie. Rozmiary nowo odkrytego rowu są okazałe: długość ponad 100 km, szerokość od 25 do 40 km, nic więc dziwnego, że obiekt ten wzbudził zainteresowanie firm naftowych. Dodatkowym atutem jest niewielka głębokość wody w tym rejonie — tylko 20–50 m. W trakcie 22. rundy przetargowej koncesja na poszukiwania w dwóch blokach uzyskała firma *Canuk Exploration Ltd*. Koncesja zobowiązuje do wykonania w ciągu 2 lat badań sejsmicznych i odwiercenia jednego otworu.

Turcja. Prace studialne nad realizacją projektu Południowo-europejskiego Pierścienia Gazowego (*Prz. Geol.*, vol. 53, nr 4, str. 283) wskazywały na potrzebę połączenia sieci gazowniczej Turcji i Grecji. Znalazło to swój finał w postaci projektu 300-kilometrowego gazociągu łączącego węzeł

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

Bursa nad morzem Marmara z miejscowością Komotini nad Morzem Trackim, transportującego rocznie 11,5 mld m³ gazu ziemnego. Umowa w tej sprawie została podpisana w dniu 23.02.2003 r. Inwestycja została uznana przez Komisję Europejską za priorytetową w ramach programu *Trans-European Energy Networks* i będzie dofinansowana ze środków przeznaczonych na ten program. Obecnie trwa procedura przetargowa, mająca wyłonić wykonawców gazociągu. Zgłosiło się 7 firm tureckich i rosyjski *Strojtransgaz*. Oddanie gazociągu do eksploatacji zaplanowano na rok 2006. W dalszej kolejności przewidziane jest przedłużenie połączenia przez cieśninę Otranto do Włoch.

Od 1991 r. Turcja uczestniczy również w planach utworzenia magistrali transportowej gazu ziemnego z Turkmenistanu do Europy, jednak ten projekt nie wyszedł poza fazę wstępnych uzgodnień. Co prawda, w październiku 1998 r. prezydenci Turcji i Turkmenistanu podpisali w Ankarze umowę o budowie takiego połączenia — określono nawet zdolność przesyłową gazociągu na 16 mld m³ rocznie i termin oddania do użytku w latach 2002–2004 — ale później przygotowania stanęły w miejscu. Były próby powołania konsorcjum z udziałem *General Electric* i *Bechtel*, lecz pełnomocnictwa wygasły na początku 2000 r. i nie zostały odnowione.

Pakistan. Projekt budowy gazociągu z Iranu do Pakistanu i Indii, zainicjowany w 1993 r., nadal jest w fazie dyskusji i sporów. Obecnie głównym tematem jest bezpieczeństwo rurociągu. Premier Indii Manmohan Singh w wywiadzie dla *Washington Post* wyraził obawę, że funkcjonowanie gazociągu może być zagrożone ze względu na sytuację w Iranie i kłopoty, jakie ma rząd pakistański z utrzymaniem spokoju w prowincji Beludżystan. Pakistan odpiera te zarzuty, zapewniając, że jest w stanie prowadzić bezpieczną eksploatację gazociągu. Wypowiadał się w tej sprawie minister ds. ropy naftowej Amanullah Jadoon. Głos zabrało również ministerstwo spraw zagranicznych, podkreślając chęć współpracy z Indiami i postęp osiągnięty w negocjacjach spornych kwestii, m.in. w sprawie Kaszmiru. Stwierdzono jednak, że gdyby Indie nie włączyły się do projektu, to Pakistan jest zdecydowany przystąpić do jego realizacji samodzielnie, z uwagi na znaczenie dla zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju.

Iran. Podczas gdy w stosunkach Iraku z Kuwejtem, mimo zmiany władz w Bagdadzie, nadal pojawiają się konflikty i napięcia, współpraca z Iranem rozwija się. W czasie wizyty premiera Iraku Ibrahima Jaafari w Teheranie w lipcu br. ogłoszono o planach budowy transgranicznych rurociągów do transportu ropy naftowej i produktów naftowych. Jednym połączeniem ma być transportowana ropa z zespołu złóż Basra do irańskiej rafinerii w Abadanie. Będzie to przesył 20 400 t/d ropy. Drugi rurociąg, funkcjonujący w odwrotnym kierunku, będzie zaopatrywał Irak w olej napędowy i naftę produkowane w Abadanie. Również trzeci rurociąg z irańskiego portu Bandar-e-Mahshahr będzie służył do importu produktów naftowych. Irański minister ds. ropy naftowej Bijan Namdar Zanganeh oświadczył, że budowę rurociągów sfinansuje strona irańska. Minister ds. ropy naftowej Iraku Ibrahim Bahr al-Ouloum poinformował o rychłym podpisaniu formalnej umowy. Oddanie do użytku projektowanych rurociągów mogłoby nastąpić za rok.

USA. Liczba czynnych urządzeń wiertniczych jest pilnie obserwowanym wskaźnikiem koniunktury w przemyśle naftowym i dlatego wiadomość z końca czerwca br., że przekroczony został poziom sprzed 19 lat, została natychmiast zauważona w czasopismach branżowych. W lutym 1986 r. w USA pracowało 1376 urządzeń, ale rok temu czynnych było tylko 1176 urządzeń. Korzystna tendencja utrzymuje się i 22.07.2005 r. statystyka firmy *Baker Hughes* Inc. odnotowała liczbę 1410 pracujących urządzeń wiertniczych (tab. 1). Analitycy uważają, że ten trend utrzyma się do końca dekady i w związku z tym w ciągu 5 lat potrzebne będzie 850 nowych urządzeń. W czerwcu na całym świecie pracowało 2555 urządzeń (statystyka nie obejmuje Rosji i Chin), z czego 2164 na lądzie i 391 na morzu. Rok wcześniej na świecie były czynne 2204 urządzenia.

W kwietniu br. koncern *ChevronTexaco Corp.* podał wiadomość o zamiarze kupna firmy *Unocal Corp.* Wartość przyszłej transakcji określono na 18 mld USD, uwzględniając w tym zadłużenie *Unocalu*. Proponowana początkowo cena zakupu akcji *Unocalu* wynosiła 62 USD. W trakcie negocjacji, w czerwcu pojawiła się oferta chińskiego państwowego koncernu naftowego *CNOOC (China National Offshore Oil Company Ltd.)*. Chińczycy zaproponowali cenę 67 USD za akcję. W odpowiedzi na to *Chevron* podwyższył swoją ofertę do 64 USD i ostatecznie wygrał rywalizację. Powoływano się na ekspertyzy instytucji finansowych zalecające przyjęcie oferty *Chevronu* i wskazujące na spodziewany długi okres finalizacji transakcji ze strony chińską (co najmniej 6 miesięcy) ze względu na przepisy amerykańskie. Obniżyłyby to realną cenę chińskiej oferty do 65,38 USD za akcję i tym samym zysk akcjonariuszy byłby znacznie mniejszy. Dużą rolę odegrały też czynniki polityczne — sprzeciw wobec przejęcia tak dużej firmy amerykańskiej przez Chińczyków. W 2002 r. *Unocal* był na 9 miejscu na liście 200 największych amerykańskich firm naftowych.

We wrześniu 2004 r. przez Zatokę Meksykańską i południowe stany USA przeszedł huragan Ivan. Prędkość wiatru dochodziła do 210 km/h, wysokość fal do 16 m. Były to największe fale zaobserwowane kiedykolwiek w Zatoce Meksykańskiej. Trasa huraganu zbliżającego się z południa przechodziła przez wschodnią część zatoki, na pograniczu stanów Missisipi i Alabama, gdzie zagęszczone

Tab. 1. Liczba czynnych urządzeń wiertniczych w USA i Kanadzie

Data	USA	Kanada	Razem
06.05.2005	1324	194	1518
13.05.2005	1308	255	1563
20.05.2005	1315	267	1582
27.05.2005	1331	271	1602
03.06.2005	1353	375	1728
10.06.2005	1339	319	1658
17.06.2005	1358	222	1580
24.06.2005	1370	257	1627
01.07.2005	1370	348	1718
08.07.2005	1394	367	1761
15.07.2005	1404	493	1897
22.07.2005	1410	521	1931

nie urządzeń naftowych jest mniejsze niż w części zachodniej. Dzięki ewakuacji załóg z większości platform wiertniczych i wydobywczych nie było strat w ludziach, ale ponad 70% instalacji do produkcji ropy i 60% instalacji produkujących gaz zostało unieruchomionych. Dopiero po upływie pół roku można było sporządzić pełny bilans strat. Dokonała tego rządowa Służba Zarządzania Zasobami Mineralnymi w raporcie specjalnym.

Zniszczeniu uległo 7 platform, poważnie uszkodzone zostały 24 platformy. Były to przeważnie skutki zerwania lin cumowniczych i kotwicznych i dotyczyły platform usytuowanych na wodach płytkich, od 24 do 145 m. Znacznie poważniejsze były skutki uszkodzenia platformy *Petronius*, znajdującej się na wodzie o głębokości 534 m. Wydobywanie z tej platformy wznowiono dopiero w marcu br. Jeszcze większe zagrożenie wystąpiło na platformie *Devils Tower*, zakotwiczonej na rekordowej głębokości wody — 1709 m. Na dorocznej konferencji poświęconej technice i technologii poszukiwań i wydobywania na morzu podkreślano, że platformy są projektowane zgodnie z normami Amerykańskiego Instytutu Naftowego, zalecającymi wytrzymałość konstrukcji większą o 20–30% niż nominalna. Dzięki temu skala zniszczeń była mniejsza. Huragan spowodował też 102 awarie rurociągów. Rurociągi i instalacje podwodne ucierpiały najbardziej wskutek osuwisk błotnych. Dopiero na początku czerwca br. wszystkie uszkodzenia zostały usunięte. Nic więc dziwnego, że skutki huraganu okazały się bardzo dotkliwe dla przemysłu naftowego. Zmniejszenie wydobywania ropy wyniosło przeszło 7% rocznego wydobywania z zatoki, wydobywanie gazu zmniejszyło się o 4%.

Morze Kaspijskie. Koncepcja „czwartego korytarza” dostaw gazu ziemnego dla Europy (oprócz dostaw z Morza Północnego, Rosji i Afryki Północnej) opiera się na wykorzystaniu ogromnych zasobów gazu w basenie Morza Kaspijskiego (ok. 6 bilionów m³ gazu) i Zatoki Perskiej (70 bilionów m³ gazu). Jeśli dodać do tego zasoby ropy naftowej (tab. 2), rejon ten stanowi ogromną bazę surowców energetycznych, położoną stosunkowo blisko odbiorców w Europie Zachodniej. Stąd liczne projekty udostępnienia tych zasobów z jednoczesnym stworzeniem szlaków transportowych dla ropy i gazu. Pierwszym takim przedsięwzięciem był rurociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan, który już znajduje się w fazie rozruchu. Jednak rachuby, że ropa z M. Kaspijskiego może wkrótce zmienić sytuację w podaży na rynku światowym, a szczególnie, że może obniżyć ceny, są mało

realne z kilku powodów. Pierwszym z nich jest nieuregulowana sytuacja prawna akwenu M. Kaspijskiego — w dalszym ciągu nie są uzgodnione granice sektorów państw położonych nad tym morzem. Największe różnice w rozszerezeniach terytorialnych występują na styku stref interesów Iranu, Turkmenistanu i Azerbejdżanu. Nieustępliwa postawa Iranu spowodowała nawet ograniczenie zakresu badań sejsmicznych wykonywanych w południowej części akwenu. Drugim czynnikiem jest brak infrastruktury umożliwiającej eksport ropy naftowej. Następnym powód to stosunek rządów państw tego regionu do międzynarodowych firm naftowych. Przykładem może być Kazachstan, który początkowo zachęcał zagranicznych inwestorów, a teraz podejmuje decyzje zniechęcające ich i odstrasżające potencjalnych następców. Jednak, ze względu na wielkość zasobów ropy i gazu i obecne zaangażowanie, Kazachstan pozostanie ważnym partnerem dla zewnętrznych firm naftowych. Konsorcjum z udziałem *ExxonMobil* i *ChevronTexaco* prowadzi wydobywanie ze złoża Tengiz. Produkcja wynosi 36 700 t/d ropy, docelowo w 2012 r. ma osiągnąć 136 tys. t/d. W 2008 r. wejdzie do eksploatacji ogromne złożo Kaszagan, z którego w 2016 r. można będzie pozyskiwać 160 tys. t/d ropy. Z kolei wzrost wydobywania w Azerbejdżanie opiera się na jednym złożu (ściśle biorąc, zespole złożów): Azeri–Chirag–Guneshli, bez zapewnienia kontynuacji produkcji po wyczerpaniu tego złoża. Osobnym zagadnieniem jest pozycja Rosji, Turkmenistanu i Iranu. Dla Rosji Morze Kaspijskie jest tylko jednym z regionów naftowych i w porównaniu z innymi rozpoznany w umiarkowanym stopniu. Dopiero w 2002 r. rozgraniczono sektory Rosji i Kazachstanu, co umożliwiło przyspieszenie zagospodarowania złóż Centralnoje i Chwalinskoje, ale rozpoczęcia wydobywania można się spodziewać nie wcześniej niż w 2010 r. Turkmenistan ze względu na stosunki polityczne jest krajem zdecydowanie najmniej przyjaznym dla zagranicznych inwestycji. Niemal wszystkie firmy, które próbowały działać w Turkmenistanie po roku 1990, wycofały się stamtąd, zniechęcone gigantyczną biurokracją i korupcją oraz niepewnością warunków funkcjonowania. Teraz pojawili się nowi inwestorzy, m.in. indonezyjski *Petronas* i duński *Maersk Oil*, którzy wspólnie z firmami rosyjskimi próbują włączyć się do zagospodarowania najważniejszych złóż Czeleken i Nebit Dag. Ich produkcja utrzymuje się obecnie na poziomie 5500 t/d ropy, a więc niezbyt wysokim. Również wielkość zasobów ropy nie zapewnia Turkmenistanowi znaczącego miejsca w regionie. Najmniej wiadomo o perspektywach roponośnych w sektorze irańskim. Dopiero w 2004 r. posadowiono pierwszą platformę wiertniczą. Ta część Morza Kaspijskiego jest najgłębsza, głębokość wody sięga 980 m, a Iran nie ma doświadczenia i sprzętu do poszukiwań głębokowodnych. Dążenie do zwiększenia eksportu ropy i związana z tym konieczność współpracy z sąsiadami złagodziła napięcia wynikające ze sporów granicznych i przybliżyła możliwość wejścia firm zagranicznych. Generalnie jednak Iran traktuje zasoby Morza Kaspijskiego jako rezerwę, która będzie wykorzystywana w miarę wyczerpywania się złóż w rejonie Zatoki Perskiej.

Jerzy Zagórski

Tab. 2. Szacunkowe zasoby ropy naftowej w basenie Morza Kaspijskiego (wg EIA)

Kraj	Zasoby udokumentowane w mln t*	
	Dolna granica szacunków	Górna granica szacunków
Azerbejdżan	952	1700
Iran**	13,6	13,6
Kazachstan	1224	2393,6
Rosja**	40,8	40,8
Turkmenistan	74,2	231,2
Razem	2304,6	4379,2

*zasoby wydobywalne — eksploatacja opłacalna w obecnych warunkach technicznych

**dotyczy tylko zasobów na M. Kaspijskim

Źródła: Biul. OPEC, Statoil, Hart's E&P, IRNA, Offshore, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil