

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Po okresie względnie stabilnych cen ropy, kształtujących się nieco powyżej 60 USD za baryłkę (Brent), który trwał 2,5 miesiąca, na początku lipca br. nastąpiły spadki. W Nowym Jorku ceny *futures* spadły o 7,7%, a w Londynie o 6,3%. Analitycy rynku jako główne czynniki powodujące zwiększenie ryzyka i zmniejszenie przewidywalności skutków trans-

akcji wymieniają Grecję, Chiny i Iran.

Przebieg negocjacji z rządem greckim, splot czynników ekonomicznych i politycznych oraz konsultacje na najwyższych szczeblach Unii Europejskiej pokazują brak przemyślanej taktyki i pomysłów na rozwiązanie problemu, co oczywiście nie rokuje pomyślnie dla sytuacji, nie tylko w Europie. Co więcej, należy się spodziewać, że stan niepewności będzie się utrzymywał przez dłuższy czas.

Jeszcze większe znaczenie ma sytuacja w Chinach. Osłabienie funduszu giełdowego Securities Association of China o wartości 120 mld juanów (19,3 mld USD), utworzonego przez grupę 21 brokerów, wywołało trwające przez 3 tygodnie spadki indeksów The Shanghai Composite na giełdzie w Szanghaju o 30%. Wzrost chińskiego PKB w I kwartale br. wyniósł 7% w porównaniu ze wzrostem 7,3% w takim samym okresie ub.r., co oznacza, że gospodarka zwalnia. Zaniepokoiło to rząd chiński i wywołało obawy o przeniesienie tych zaburzeń na inne rynki finansowe.

Trzecim elementem jest możliwość pojawienia się na rynku ropy z Iranu. Zakończenie negocjacji w sprawie irańskiego programu nuklearnego oznacza zniesienie sankcji Zachodu i możliwość wznowienia eksportu ropy. Nie będzie to jednak natychmiastowy efekt, bo stan techniczny wielu irańskich złóż ropy przed uruchomieniem wydobycia wymaga modernizacji i dodatkowych nakładów, co może zająć nawet pół roku. Niemniej jednak perspektywa pojawienia się na rynku 136 tys. t ropy dziennie nie może być pomijana w prognozach. Michael Lynch z Strategic Energy & Economic Research mówi, że wkrótce można się spodziewać ceny ropy WTI nieprzekraczającej 50 USD za baryłkę.

Polska. PGNiG SA rozpoczęło wiercenie osiemnastego, a pierwszego w tym roku, otworu w poszukiwaniu gazu z łupków. W 2013 r. w obrębie koncesji Stara Kiszewa (pow. Kościerzyna) odwiercono otwór Wysin-1 do głęb. 4040 m, teraz w tym samym rejonie zaprojektowano otwór kierunkowy Wysin-2H o głęb. pionowej 3955 m i głęb. pomiarowej 5450 m (wraz z odcinkiem poziomym). Wykonawcą wiercenia nie jest tym razem spółka zależna

PGNiG SA – Exalo Drilling lecz United Oilfield Services. W komunikacie z 18 czerwca br. podano, że prace wiertnicze potrwają 65 dni.

We współpracy z FX Energy w czerwcu br. PGNiG SA rozpoczęło wiercenie Miłosław-4K do głęb. 3660 m, kontynuując rozpoznanie utworów czerwonego spagowca. Geofizyka Kraków na zlecenie FX Energy wykonała w Wielkopolsce zdjęcie sejsmiczne 3D.

Firma San Leon Energy w raporcie kwartalnym podkreśla pomyślne wyniki wiercenia Rawicz-12, jak również wysoko ocenia rezultaty szczelinowania w pionowym otworze Lewino-1G 2. Zapowiada też wykonanie odcinka poziomego z wieloetapowym szczelinowaniem. Gorzej wypadły wiercenia poszukiwawcze w Karpatach – w otworach Kęty i Gierałtowiec nie uzyskano przemysłowych przyływów bituminów.

Norwegia. W obrębie koncesji Gina Krog na Morzu Północnym, na której operatorem jest Statoil, potwierdzono perspektywiczność obiektu strukturalnego East-3. Otwór poszukiwawczy z dwoma odgałęzieniami kierunkowymi odkrył akumulację ropy i gazu z zasobami wydobywalnymi szacowanymi na 855 tys. do 1,7 mln t równoważnika ropy naftowej. Wiercenie zostało wykonane przez PGNiG Upstream International, które ma 8% udziałów w tej koncesji. Złoże Gina Krog znajduje się w odległości 30 km od złoża Sleipner.

Niepomyślne wiadomości czekają pracowników Statoilu. Do końca 2016 r. koncern zamierza zwolnić 1500 stałych pracowników oraz ponad 500 konsultantów. Już wcześniej, od końca 2013 r. trwały redukcje i stan zatrudnienia zmniejszył się o 1340 pracowników i blisko 1000 konsultantów. Jak wyjaśnia zarząd Statoilu, wszystkie te decyzje, łącznie z selekcją projektów inwestycyjnych z zadaniem ograniczenia nakładów, wewnętrzne przesunięcia pracowników na inne stanowiska i wcześniejsze emerytury mają na celu zwiększenie konkurencyjności firmy. Ograniczone będzie przyjmowanie nowych pracowników, chociaż nie będzie to dotyczyło zatrudniania praktykantów i absolwentów.

Rosja. Projekt gazociągu Turkish Stream był przedstawiany w mediach rosyjskich jako uzasadniony technicznie, a także ekonomicznie, pożądany i popierany przez Turcję oraz Grecję, a nawet mający szansę na przychylną Komisję Europejską. Jeszcze w połowie czerwca br. napływały wiadomości o przygotowaniach do realizacji tego poważnego przedsięwzięcia, o rozbudowie gazociągów w ramach tzw. południowego korytarza w Rosji i o tym, że sta-

¹ Ul. Czerniakowska 28a, m. 4, 00-714 Warszawa; ostoja53@gmail.com.

tek do układania rur należący do włoskiej firmy Saipem SpA już wypłynął na Morze Czarne. Jednak kolejne doniesienia poddawały w wątpliwość realność pierwotnych założeń i zaawansowanie prac przygotowawczych. Najpierw poinformowano o zaniechaniu budowy południowego korytarza, co oznacza brak możliwości wysyłania dodatkowych ilości gazu z wybrzeża Morza Czarnego, a już 9 lipca br. Gazprom ogłosił, że anulowano kontrakt z Saipem o wartości 2,2 mld USD na układanie gazociągu na dnie morskim. W związku z tym włoski koncern zapowiedział wystąpienie o odszkodowanie za straty wynikające z 7-miesięcznego postoju statków w oczekiwaniu na rozpoczęcie prac. Jak widać, w tym przypadku bieg wydarzeń jest zbyt szybki, aby można było nadać z ich opisem w periodyku z miesięcznym cyklem wydawniczym, jakim jest „Przegląd Geologiczny”.

Gazprom powrócił do planów budowy trzeciej i czwartej nitki Nord Stream sprzed trzech lat. Poprzednio zamierzano nawet przedłużyć gazociąg do Wielkiej Brytanii z udziałem BP, ale brytyjski koncern nie podtrzymał propozycji (Prz. Geol., 60, 465–457). Nowa inicjatywa pojawiła się na Międzynarodowym Forum Ekonomicznym w Sankt Petersburgu. Szefowie Shella, E.ON i ÖMV podpisali 18 czerwca br. z prezesem Gazpromu Aleksiejem Millerem list intencyjny o współpracy w „projekcie budowy infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego do celów bezpośrednich dostaw gazu rosyjskiego do odbiorców w Europie”. W komunikacie Gazpromu mówi się o budowie dwóch nitek gazociągu z Rosji do bałtyckiego wybrzeża Niemiec, o zdolności przesyłowej 55 mld m³ gazu rocznie. Zapowiedziano powołanie niebawem wspólnej grupy projektowej, która wykorzysta doświadczenia zebrane w czasie realizacji Nord Stream.

USA. Fluktuacje cen ropy naftowej mocno wpływają na ceny paliw, co ilustruje zestawienie detalicznych cen benzyny w różnych częściach USA (tab. 1). Pod koniec czerwca ub.r., kiedy cena ropy WTI wynosiła 102,25 USD/baryłkę, przeciętna cena galona (3,78 l) benzyny kształtowała się na poziomie 3,69 USD. Późniejsze ruchy na rynku ropy znacznie obniżyły cenę benzyny i najkorzystniejsza dla kupujących sytuacja występowała na początku lutego br. W następnych miesiącach ceny rosły, ale nadal są znacznie niższe niż rok temu. Największa rozpiętość cen występuje między zachodnim wybrzeżem i stanami Oklahoma i Teksas. Warto może przypomnieć, ile płacili za benzynę kierowcy w USA w ostatnich 35 latach. W 1978 r. było to średnio 65,2 centa US za galon, w 1980 r. – 1,22 USD, w 1990 r. – 1,21 USD, w 2000 r. – 1,56 USD, w 2005 r. – 2,34 USD, w 2010 r. – 2,84 USD i obecnie 2,79 – USD za galon, co przy obecnym kursie USD odpowiada 2,82 PLN/litr. Tańsza benzyna sprzyja podróżom – przebiegi samochodów w ostatnich 15 latach rosły coraz szybciej. Zużycie benzyny w I połowie br. było wyższe o 2,1% w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Wzrosło także zużycie oleju napędowego w transporcie drogowym i kolejowym i jest to zmiana o 2,2%. Również ceny paliwa lotniczego, przełożone na obniżkę tarif przewozowych, zachęcają do korzystania z samolotów. Według prognozy Air Transport Association of America w okresie letnim będzie to 4,7-procentowy wzrost w stosunku do ub.r.

Tab. 1. Ceny Benzyny w USA w centach za galon US (wg Oil & Gas Journal, 2014, 2015)

Miasto	25.06.2014	4.02.2015	1.04.2015	24.06.2015
Chicago	412,1	237,5	265,6	310,3
Houston	348,1	176,2	218,3	254,5
Los Angeles	418,9	243,7	338,9	384,5
Norfolk	364,4	183,6	226,8	245,9
Nowy Jork	371,9	222,8	258,4	295,9
San Francisco	412,9	256,6	334,8	384,5
Seattle	380,9	244,3	291,1	266,2
Tulsa	340,8	178,7	221,2	256,7
Waszyngton	370,4	228,6	251,3	276,9
Średnia cena tygodniowa	369,1	204,3	243,8	279,5

Przemysł naftowy uzyskał poważne wsparcie w kampanii na rzecz utrzymania dopuszczalności stosowania szczelinowania hydraulicznego w postaci wstępnego raportu Agencji Ochrony Środowiska (EPA). Raport stwierdza, że szczelinowanie nie wpływa na większą skalę na zasoby wody pitnej. Dzieje się tak dzięki przepisom federalnym i stanowym oraz procedurom stosowanym obecnie w przemyśle. Badania trwały ponad pięć lat i potwierdziły poprzednią opinię EPA na ten temat. Jednocześnie następowały zmiany w zasadach eksploatacji ropy i gazu w odniesieniu do wód podziemnych – w okresie 2009–2013 wprowadzono 82 takie przepisy w wielu stanach. Dyrektor Amerykańskiego Instytutu Naftowego Erik Milito powiedział, że szczelinowanie jest wykonywane w sposób bezpieczny pod ścisłym nadzorem organów stanowych i współpracy przemysłu. Nieustanne doskonalenie standardów bezpieczeństwa jest od 65 lat częścią technologii szczelinowania hydraulicznego. Liczba odwiertów, w których je wykonano w tym czasie przekroczyła milion. Jednocześnie dzięki rosnącej produkcji gazu ziemnego emisja dwutlenku węgla w USA obniżyła się do poziomu najniższego od 20 lat.

Jednak nie wszędzie opinia EPA została uwzględniona. W stanie Nowy Jork na początku lipca br. ostatecznie wszedł w życie zakaz szczelinowania hydraulicznego, ogłoszony w grudniu ub. roku przez gubernatora Andrew Cuomo. Na podstawie badań trwających przez siedem lat gubernator uznał, że wyniki zawierają zbyt wiele ostrzeżeń i nie dają pełnej odpowiedzi na wątpliwości. Komisarz stanowego wydziału ochrony środowiska wyjaśnił, że w tej sytuacji jedynym rozwiązaniem pozwalającym uniknąć skażenia wód i utraty gleb uprawnych jest całkowite wstrzymanie wtlaczania dużych ilości płynów szczelinujących. W dyskusji nad konsekwencjami zakazu szczelinowania podnoszono argumenty ekonomiczne w postaci utraty korzyści z produkcji gazu z dewońskich czarnych łupków Marcellus eksploatowanych w sąsiednich stanach Ohio i Pensylwania. Sprzeciwy były najbardziej nasilone w szczególnie dotkniętej recesją gospodarczą południowej części stanu Nowy Jork przy granicy z Pensylwanią.

Jeśli opisane w informacji firmy MicroSeismic Inc. zalety technologii określania objętości produktywnych kompleksów skalnych (PSRV – Productive-stimulated rock volume) sprawdzą się w praktyce, to dzięki zastosowaniu mikrosejsmiki inżynieria złożowa wzbogaci się o nową,

użyteczną metodę prognozowania okresu eksploatacji złoża. W rozpoznawaniu niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów przy użyciu szczelinowania niezbędne są informacje o zmianach przepuszczalności ośrodka skalnego, na który oddziałuje szczelinowanie i o jego objętości. W procedurach PSRV jest wykorzystywany monitoring mikrosejsmiczny w czasie rzeczywistym, wykonywany na powierzchni lub w otworze wiertniczym. Uzyskany model jest kalibrowany według ilości płynu włączanego do otworu i zmian zapisu mikrosejsmicznego w miarę wypełniania spękań. Otrzymujemy informacje o gęstości spękań i ich orientacji, więc nie opieramy się na jednym, prostym modelu spękań, lecz na znajomości ich rozkładu na całej długości odwiertu, możliwe jest także odróżnianie impulsów mikrosejsmicznych lokalizujących spękania wypełnione proppantem od impulsów pochodzących od spękań niewypełnionych. Oznacza to, że można określić, jaki jest zasięg skutecznego szczelinowania, stopień wypełnienia szczelin, a tym samym objętość strefy drenażu złoża i przepuszczalność w tej strefie. To z kolei pozwala na ustalenie optymalnych parametrów eksploatacji, projektowanie następnych wierceń i prognozowanie produkcji w przyszłości. Na etapie wykonywania szczelinowania operator może też korygować parametry szczelinowania, m.in. wydajność pomp.

Chiny. Budowa rosyjskiego odcinka gazociągu Siła Syberii rozpoczęła się we wrześniu ub.r., teraz ruszyły prace na odcinku chińskim. Jak podaje CNPC, 29 czerwca br. w Heihe w prowincji Heilongjiang odbyła się inauguracja inwestycji z udziałem przedstawicieli Gazpromu. Trasa gazociągu biegnie z Heihe do Szanghaju i docelowo będzie

on dostarczał 38 mld m³ gazu rocznie. Gazprom zapowiada początek dostaw w 2018 r., jak zapisano w kontrakcie Gazprom–CNPC z maja 2014 r. (Prz. Geol., 62: 336–338).

Meksyk. Zmiany ustaw dokonane w ub.r., które umożliwiają dostęp prywatnych inwestorów do udziału w przetargach na koncesje poszukiwawcze i wydobywcze, a także likwidujące monopol państwowego Pemexu, otwierają nowe możliwości dla zagranicznych koncernów, przede wszystkim amerykańskich i kanadyjskich. Ministerstwo Energii planuje w ciągu najbliższych pięciu lat wystawienie na aukcję 914 lądowych i morskich bloków koncesyjnych, z czego 670 to koncesje poszukiwawcze, a 244 wydobywcze. Perspektywiczne zasoby w tych rejonach są szacowane na 14,5 mld t równoważnika ropy naftowej. Zasoby w obrębie koncesji produkcyjnych są oceniane na 9,3 mld t równoważnika ropy naftowej. Rząd meksykański spodziewa się, że nowe inwestycje zahamują trwający od 10 lat spadek krajowego wydobycia ropy. Główną rolę w tych planach odgrywa basen Chicontepepec, gdzie dominują paleoceanne osady turbidytowe i dotychczas odkryto 12 złóż. Zasoby tego basenu o powierzchni 3800 km² ministerstwo szacuje na 5,7 mld t równoważnika ropy naftowej. Zainteresowanie tym obszarem jest duże, chociaż przeważa tam ropa ciężka, o ciężarze właściwym powyżej 0,9340 g/cm³ (20° API).

Źródła: Bloomberg, FX Energy, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, San Leon Energy, Statoil, World Oil