

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Drony (w oficjalnej terminologii – bezzałogowe statki powietrzne) znalazły już bardzo wiele komercyjnych zastosowań, wykorzystują je np. firmy spedycyjne, takie jak DHL czy Amazon. Posługuje się nimi także amerykańska straż graniczna, odbierając sygnały od geofonów rozmieszczonych w pasie granicznym i rejestrujących ruch ludzi. Ta

funkcja jest bardzo przydatna w badaniach sejsmicznych. Jednym z kluczowych elementów systemu rejestracji sejsmicznych jest poprawne działanie rozstawu sejsmicznego – czy wszystkie geofony są czynne, czy znajdują się w odpowiednich odległościach i prawidłowo umieszczone w gruncie, czy nie ma potencjalnych źródeł zakłóceń itd. Rozległy obszar badań, trudno dostępny teren, roślinność, warunki atmosferyczne i inne czynniki utrudniają kontrolę rozstawu wykonywaną przez personel i tu pomocne są drony. Oprócz informacji wizualnej mogą w czasie rzeczywistym rejestrować stan geofonu, baterii, a także poziom zakłóceń oraz inne parametry i przysyłać je operatorowi. Firma Geospace Technologies, która opracowała system monitorowania linii sejsmicznej, jako przykład skali problemów logistycznych podaje zdjęcie sejsmiczne 3D o powierzchni 750 km³ w górzystym rejonie Huacaya w Boliwii, wykonane w 2014 r., gdzie obserwacją i kontrolą należało objąć 27 tys. modułów geofonowych. Korzyści, jakie przynosi zastosowanie dronów w sejsmice poszukiwawczej, nie ograniczają się do podwyższenia jakości rejestrowanych danych sejsmicznych i zmniejszenia liczby pracowników obsługujących rozstaw sejsmiczny, lecz także do ograniczenia zagrożeń dla personelu wynikających z pracy w trudnych warunkach.

Europa. Decyzja Komisji Europejskiej z 28 października 2016 r., zezwalająca na wykorzystanie przez Gazprom 80% przepustowości niemieckiego gazociągu OPAL oraz dająca rosyjskiemu operatorowi uprzywilejowaną pozycję, była wyłomem we wspólnej polityce energetycznej Unii i odstępstwem od postanowień III pakietu energetycznego. To rozstrzygnięcie uzasadniał wiceprzewodniczący Komisji ds. unii energetycznej Maroš Šefčovič, stwierdzając, że zmiana zwiększy zdolność przesyłową gazociągu Nord Stream w kierunku europejskim do wystarczającego poziomu. W wywiadzie z 5 listopada ub.r. M. Šefčovič powiedział też, że być może Nord Stream 2 nie będzie potrzebny. Komentatorzy sugerowali, że korzystna decyzja w sprawie OPAL i łagodne podejście do postępowania antymonopolowego przeciwko Gazpromowi to w istocie ustępstwa

Komisji Europejskiej w nadziei uzyskania rezygnacji z budowy Nord Stream 2. Wiadomość z 24 kwietnia br. jest zaprzeczeniem tych spekulacji i potwierdzeniem braku skuteczności organów wykonawczych UE w prowadzeniu polityki energetycznej. Mimo formalnej dezaprobaty dla projektu Nord Stream 2, którego realizacja pogłębi uzależnienie Europy do rosyjskiego gazu, pięć europejskich koncernów otworzyło drogę do rozpoczęcia tej inwestycji, gwarantując 50% jej finansowania. Gazociąg Nord Stream 2 o długości 1220 km i przepustowości 55 mld m³ gazu rocznie ma kosztować 9,5 mld EUR i zapewnienie finansowania było dotychczas dla Gazpromu najpoważniejszym elementem hamującym działalność powstałej w 2015 r. spółki Nord Stream 2 AG. Umowa podpisana w Paryżu przewiduje, że Shell, ENGIE, ÖMV, Wintershall i Uniper (spółka wydzielona z E.ON) udzielią po 950 mln EUR kredytu pomostowego do końca 2019 r. – łącznie 4,75 mld EUR, jednak Gazprom z udziałem 1,9 mld EUR nadal pozostaje wyłącznym właścicielem. Protesty i petycje państw członkowskich Unii z Europy Środkowej i Wschodniej, a także Ukrainy nie zostały uwzględnione i niemiecki urząd antymonopolowy Bundeskartellamt wydał zgodę na rejestrację Nord Stream 2 AG. Także przewodniczący komisji Bundestagu ds. gospodarki i energii Peter Ramsauer potwierdził, że koalicja rządowa CDU-SPD popiera projekt budowy gazociągu.

Polska. Podpisanie pierwszego kontraktu na dostawę skroplonego gazu ziemnego z USA do Polski jest ważnym elementem rozszerzania liczby dostawców LNG i realizacji dywersyfikacji dostaw. W połowie czerwca br. z zakładów Sabine Pass w Luizjanie, należących do Cheniere Energy, do terminalu w Świnoujściu zostanie dostarczony pierwszy transport gazu skroplonego. Jest to dostawa typu *spot* wynegocjowana przez biuro handlowe PGNiG w Londynie. Uzupełni ona import i pozwoli na lepsze wykorzystanie mocy produkcyjnej terminalu w Świnoujściu. Transakcja była określana przez media amerykańskie jako przełom w eksporcie gazu do Europy, ponieważ po raz pierwszy sprzedano gaz do kraju byłego bloku sowieckiego. Dotychczas transporty gazu z USA były kierowane do południowej Europy (Hiszpania, Portugalia).

Zakres prac poszukiwawczych wykonanych przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w 2016 r. jest mniejszy niż w latach ubiegłych, ale nadal stanowi przeważającą część poszukiwań krajowych. Etap poszukiwań wyprzedzający wiercenia, czyli badania geofizyczne, wykonywała Geofizyka Toruń, spółka PGNiG SA. Było to 172 km b. profili sejsmicznych 2D – zlokalizowanych w 3 rejonach,

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

i 7 zdjęć sejsmicznych 3D o łącznej powierzchni 691 km², zlokalizowanych przeważnie na przedgórzu Karpat. Jeśli chodzi o prace wiertnicze, to ogółem wykonano 30 otworów wiertniczych o łącznym metrażu 57 939 m b., w tym 12 otworów poszukiwawczych, 7 rozpoznawczych i 11 eksploatacyjnych. Najwięcej wierceń (20) wykonano na przedgórzu Karpat, co pozwoliło na rozpoznanie takich obiektów złożowych w utworach miocenu jak Siedlecza, Chodakówka, Kramarżówka i Przemysł. Na Niżu wykonano 7 otworów, przy czym najbardziej znaczącym sukcesem poszukiwawczym było odkrycie otworem Dargosław o głębokości 2878 m złoża gazu ziemnego w utworach karbońskich. Zasoby złoża Dargosław ocenia się na 0,5–1,0 mld m³ gazu. W Karpatach wykonano po jednym otworze rozpoznawczym i eksploatacyjnym. W sumie pozytywne wyniki złożowe uzyskano w 12 odwiertach poszukiwawczych i rozpoznawczych. Powyższe prace doprowadziły do przyrostu zasobów węglowodorów w ilości 11,4 mln t równoważnika ropy naftowej. Krajowe wydobycie ropy naftowej z koncesji PGNiG wyniosło w 2016 r. 719 tys. t, wydobycie gazu 3,9 mld m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

USA. Na fali spekulacji o odwilży w stosunkach USA z Rosją, po rozmowach telefonicznych prezydenta Donalda Trumpa z prezydentem Władimirem Putinem, ExxonMobil wystąpił z wnioskiem o uchylenie zakazu wierceń na Morzu Karskim wspólnie z Rosnieftią. Porozumienie zostało podpisane przez prezesa Rexa Tillersona, obecnie sekretarza stanu USA, w 2011 r. przed wprowadzeniem sankcji UE i USA. Jednak sekretarz skarbu Steve Mnuchin oświadczył, że komisja papierów wartościowych i giełd (U.S. Securities and Exchange Commission) nie wyda zgody na wznowienie wierceń, i dodał, że decyzja została uzgodniona z prezydentem. Zawieszenie prac przez Exxon w 2014 r. z powodu sankcji spowodowało zainteresowanie tymi projektami ze strony włoskiego koncernu ENI SPA.

Wyniki zakończonego w marcu br. wiercenia Horseshoe-1 i jego odgałęzienia Horseshoe-1A na Alasce są uważane przez operatora, którym jest Armstrong Energy i jego partner Repsol, za największe odkrycie w USA na lądzie od 30 lat. Zasięg złoża w formacji Nanushuk został poszerzony i przesunięty na południe o 32 km! W otworze Horseshoe-1, który osiągnął głębokość 1828 m, przewiercono wielowarstwowy horyzont roponośny o miąższości ponad 45 m netto. W bocznym otworze Horseshoe-1A na głębokości 2503,9 m miąższość horyzontu złożowego przekraczała 30 m. Repsol nie podaje szczegółów, ale testy produkcyjne w położonych w pobliżu odwiertach są bardzo obiecujące: przyływ ropy w Qugruk-8 wyniósł 293,7 t/d, w Qugruk-301 625,6 t/d. Jest to ropa średnia o ciężarze 0,8762 g/cm³ (30° API). Zasoby wydobywalne w tej strefie szacuje się na 163 mln t ropy. Wstępne plany mówią o rozpoczęciu eksploatacji w 2021 r. z możliwością osiągnięcia produkcji ropy 16 tys. t/d.

Inne ważne odkrycie na Alasce w rejonie północno-wschodniej części National Petroleum Reserve miało miejsce na początku br. Na strukturze Willow sukces przyniosły wiercenia 2 Tinmiaq i 6 Tinmiaq, w których stwierdzono horyzonty roponośne w formacji Brookian Nanushuk, odpowiednio o miąższości 21,5 i 12,8 m netto. W czasie 12-godzinnego testu produkcyjnego uzyskano przyływ

435 t/d lekkiej ropy o ciężarze właściwym 0,8063 g/cm³ (44° API). Jest to rejon koncesji Greater Mooses Tooth, gdzie poszukiwania prowadzi ConocoPhillips wspólnie z Anadarko Petroleum. Operator planuje wykonanie w pierwszej kolejności zdjęcia sejsmicznego 3D, a następnie otworu rozpoznawczego. Według wstępnych ocen zasoby wydobywalne przekraczają 40 mln t ropy. Przepuszczalne rozpoczęcie eksploatacji przemysłowej złoża Willow nastąpi w 2023 r., z przewidywaną wielkością produkcji 13,6 tys. t/d ropy.

Sudan Południowy. Wydobycie ropy naftowej w Sudanie rosło szybko do 2008 r., kiedy zostało zahamowane przez wojnę domową poprzedzającą rozpad kraju w 2011 r. i powstanie Republiki Sudanu Południowego. Później produkcja spadała, a od trzech lat jest ustabilizowana na poziomie ok. 35 tys. t/d. Znacznie mniej korzystnie przedstawia się sytuacja w Sudanie Południowym, gdzie do skutków działań wojennych, chaosu i niestabilności politycznej dołączyły konflikty o opłaty i korzystanie z rurociągów naftowych. Dwa jedyne rurociągi transportujące ropę do terminalu w Port Sudan na wybrzeżu Morza Czerwonego, a więc umożliwiające eksport surowca, znajdują się prawie w całości w północnej części Sudanu. Napięte stosunki między sąsiadami powodowały okresowo całkowite wstrzymanie eksportu z południa. Obecnie produkcja ropy w Sudanie Południowym wynosi ok. 17 tys. t/d, a główni producenci to China National Petroleum Corp., indonezyjski Petronas i indyjski ONGC Videsh. W styczniu br. rząd ogłosił plan zwiększenia produkcji w roku podatkowym 2017/2018 do 39 tys. t/d ropy. Wymaga to jednak uruchomienia nowych koncesji, tymczasem z negocjacji wycofał się Total, rozmowy toczą się jeszcze z Tullow Oil i Kuwait Foreign Petroleum Exploration Co., ponadto przedstawiciele Sudanu Południowego zamierzają pozyskać nowych kontrahentów na konferencji Africa Oil & Power w Cape Town w czerwcu br. Zasoby węglowodorów w Sudanie Południowym są znaczne, np. szacunkowe zasoby geologiczne bloku B3 o powierzchni 25 150 km² wynoszą ponad 400 mln t ropy, jednak trwające konflikty zewnętrzne i wewnętrzne oraz niepewność co do warunków działania mogą zniechęcić potencjalnych inwestorów.

Wiertnictwo. W maju br. firma Baker Hughes przedstawiła świder Dynamus o przedłużonej trwałości. Jest to świder PDC z elementami stabilizującymi umieszczonymi w korpusie, redukującymi wibracje boczne nawet o 90%, co zapobiega uszkodzeniom świdra oraz innych części przewodu wiertniczego. Zastosowany w nim nowy typ zębów wytwarza przy wierceniu 30% mniej ciepła niż standardowy świder, co skutkuje niższą ścieralnością. Wytrzymała konstrukcja umożliwia stosowanie większych obciążeń i prędkości obrotowej. Świder Dynamus był testowany w basenie Delaware, gdzie uzyskano zwiększenie mechanicznej prędkości wiercenia o 32% w porównaniu z prędkością uzyskaną w sąsiednich otworach, które wiercono w analogicznych utworach zwykłymi świderami. Większa trwałość świderów Dynamus pozwalała na przewiercenie całego badanego interwału w czasie jednego marszu, podczas gdy wykonanie tego samego odcinka zwykłym świderem wymagało więcej niż jednego marszu. Uszkodzenia z zużycia eksploatacyjnego były mniejsze

o 70%. Większa trwałość i wydłużenie długości marszu bez konieczności wymiany narzędzia przekłada się na obniżkę kosztów wiercenia.

Z kolei w marcu br. wprowadzono do użytku świder nazwany TerrAdapt, określony w prospekcie firmowym jako pierwszy samonastawny świder adaptacyjny dostosowujący głębokość skrawania do warunków na dnie otworu. Konstruktorzy Baker Hughes wzięli pod uwagę doświadczenia z pracy powszechnie stosowanych świderów polikrystalicznych. Większość wierceń jest wykonywana w formacjach geologicznych zbudowanych z różnych skał, natomiast świdry mają parametry wiercenia dostosowane do określonego rodzaju skały. Przy przejściu do innej warstwy skalnej zaczyna on pracować nierówno, powstają wibracje, drgania cienne i obciążenia udarowe. Następuje wtedy zatrzymanie obrotu świdra przy obracającym się przewodzie wiertniczym i niekontrolowane wirowanie, które zmniejsza postęp wiercenia i może wywołać mechaniczne czy elektryczne uszkodzenia narzędzi. Świder TerrAdapt eliminuje też niekorzystne zjawiska, zapewniając optymalną głębokość skrawania. W nim są wbudowane elementy absorbujące również nagłe uderzenia czołowej powierzchni świdra. Zalety TerrAdaptw zostały wykazane w basenie Delaware, gdzie postęp wiercenia w otworach wykonywanych tym świdrem był większy o 27% w porów-

naniu z postępem w sąsiednich otworach, wierconych w podobnych warunkach konwencjonalnymi świderami. Zredukowano także do 90% skręcający moment obrotowy. Baker Hughes zapowiada, że TerrAdapt będzie początkiem całej serii świderów adaptacyjnych.

Gazohydraty. Japońskie Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu w komunikacie z 10 kwietnia br. poinformowało o rozpoczęciu przygotowań do drugiego testu produkcyjnego eksploatacji gazohydratów na Oceanie Spokojnym. Jest to wstępny etap programu uruchomienia przemysłowej eksploatacji metanu z gazohydratów w okresie 2023–2027 r. Yuki Sadamitsu, dyrektor oddziału ropy i gazu w Agencji Zasobów Naturalnych i Energii, powiedział, że rząd przeznaczył na ten cel 20 mld jenów (ok. 180 mln USD). Poprzednio, w 2013 r. przeprowadzono 6-dniową próbę na morzu, początkowo przebiegającą pomyślnie, ale przerwana z powodu zapiaszczenia odwiertu (Prz. Geol., 61: 276). Firmy japońskie uczestniczyły również w doświadczalnym teście produkcji metanu z gazohydratów zalegających w wiecznej zmarzlinie na lądzie w Kanadzie w 2008 r.

Źródła: Baker Hughes, Bloomberg, Financial Times, Hart's E&P, Interfax, North Stream 2 AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, World Oil