

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Nie tylko spadająca liczba aktywnych urzędzeń wiertniczych świadczą o trudnej sytuacji przemysłu naftowego, ale także niewielka ilość nowych odkryć jest zapowiedzią poważnych kłopotów, jakie czekają branżę po powrocie koniunktury i zwiększeniu popytu na ropę naftową. W opracowaniach wykonanych przez IHS i Morgan Stanley podano, że w

2015 r. odkryto, poza USA, tylko 380 mln t zasobów ropy naftowej, co odpowiada całkowitemu zużyciu na świecie w ciągu miesiąca. Jeśli uwzględnić również USA, gdzie bilans poprawiają zasoby ropy i gazu z łupków, to wielkość odkryć wzrasta do 1,6 mln t ropy, jednak nadal jest to najmniejsza ilość od 1952 r. Jednocześnie należy przypomnieć, że przy znacznym wzroście nakładów na poszukiwania w minionej dekadzie, związanym z rosnącym popytem na ropę, bardzo niewiele było dużych odkryć, takich jak Johan Sverdrup na Morzu Północnym, czy złożę gazu Zohr na Morzu Śródziemnym. Analitycy IHS podkreślają, że jest to piąty rok, kiedy utrzymuje się zmniejszenie wielkości odkrytych zasobów, co zostało dodatkowo spotęgowane przez spadek ilości wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych. W ub.r. poza USA wykonano 4300 wierceń, w porównaniu z liczbą 5200 w 2014 r. i 5300 w 2012 r., czyli w szczytowym okresie koniunktury 2005–2015. Liczba głębokowodnych otworów poszukiwawczych i rozpoznawczych w 2015 r. zmniejszyła się o 20%, a wierceń ultragłębokowodnych – o 40%.

Nieco lepsza jest sytuacja w odkryciach konwencjonalnych złóż gazu ziemnego, ponieważ w 2015 r. odkryto zasoby rzędu 1,22 mld t równoważnika ropy naftowej. Niemniej jednak efekt ograniczenia poszukiwań będzie miał wpływ na podaż ropy i gazu w następnych latach. Obecne prognozy wskazują, że przeciwdziałanie globalnemu ociepleniu zmniejszy zużycie paliw w 2030 r. do 11,7 mln t/d, jednak tylko 2/3 tej ilości będzie mogło być pokryte z eksploatacji istniejących złóż. Aby zapewnić równowagę za 5–10 lat, bo przynajmniej tyle wynosi okres od odkrycia do początku eksploatacji, konieczne są ciągłe inwestycje. Postęp w udostępnianiu złóż niekonwencjonalnych i zwiększanie wydobywania w tej kategorii węglowodorów raczej nie wypełni luki w podaży.

Liczba czynnych grup sejsmicznych jest również istotnym wskaźnikiem stanu poszukiwań. Statystyka wykonana przez Seismic Crew Report (tab. 1) prezentuje stan ze stycznia 2015 r., a więc z okresu gdy ceny ropy jeszcze nie zahamowały prac przygotowawczych do rozpoznania obiektów złożowych, ponieważ badania sejsmiczne stanowią

**Tab. 1.** Liczba grup sejsmicznych na świecie – stan ze stycznia 2015 r. (wg Seismic Crew Report, 2015)

Region	Ląd	Morze	Razem	2014	Różnica
Afryka	39	21	60	51	+9
Ameryka Łacińska	15	3	18	25	-7
Azja i Oceania	90	20	110	118	-8
Bliski Wschód	19	7	26	22	+4
Europa	9	4	13	21	-8
Kanada	10	0	10	11	-1
Rosja i b. ZSRR	214	2	216	217	-1
USA	46	20	66	67	-1
Ogółem	442	77	519	532	-13

wczesny etap poszukiwań. Jak widać, spadek liczby grup w ciągu roku jest niewielki, a w niektórych regionach, przede wszystkim w Afryce, nastąpił nawet wzrost. Dostępne dane potwierdzają dominującą rolę wzbudzania vibratorowego w badaniach lądowych. Wzbudzanie dynamitowe stosuje 8 grup w Kanadzie, 6 – w USA, 5 – w Algierii i Indonezji oraz kilka w innych krajach, natomiast często są wykorzystywane systemy mieszane vibratorowo-dynamitowe. W Europie na początku 2015 r. pracowało 13 grup, dla porównania rok wcześniej było ich 21. Według danych Seismic Crew Report w tym okresie czynne były 4 polskie grupy sejsmiczne: dwie z Geofizyki Kraków, w tym jedna pracująca w południowej Polsce i druga w Austrii i dwie z Geofizyki Toruń pracujące w Niemczech. W podziale regionalnym, rubryka „Azja i Oceania” obejmuje także Australię z 8 grupami, Pakistan (6 grup), Indonezję (5) i Indie (4), ale zdecydowanie dominuje potencjał geofizyki chińskiej. Podobnie w rubryce „Rosja” znalazły się Kazachstan z 19 grupami, Ukraina (9 grup), Uzbekistan (7), Turkmenistan (5), Białoruś (4) i Azerbejdżan (3). W ujęciu procentowym na Rosję i kraje b. ZSRR przypada 42% potencjału, na USA z Kanadą – 15% i na Chiny – 12,5%.

**OPEC.** Po spotkaniu członków OPEC w Ad-Dauha 17 kwietnia br., zakończonym bez konkretnych rezultatów, nadzieje zwolenników ograniczenia wydobywania przeniosły się na kolejną konferencję organizacji zaplanowaną na 2 czerwca br. w Wiedniu. Uczestnicy spotkania zajmowali się zmianą na stanowisku sekretarza generalnego – ministra Abdalla Salem El-Badri z Kataru zastąpił Mohammed Sanusi Barkindo z Nigerii – i wnioskiem Gabonu o ponowne przyjęcie w poczet OPEC. Rozpatrzono też sprawozdania Sekretariatu Generalnego i Rady Komisji

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

Ekonomicznej zawierające ocenę sytuacji rynkowej. Zwrócono uwagę na dynamikę wzrostu dostaw ropy od producentów spoza OPEC, która w 2015 r. osiągnęła maksimum, a w tym roku zmniejsza się o 100 tys. t/d. Najnowsze dane pokazują, że stan zapasów ropy zarówno w OPEC, jak i poza OPEC utrzymuje się powyżej średniej z pięciu lat. W końcowym komunikacie 169. konferencji stwierdzono, że równowaga na rynku poprawia się, przy czym poziom cen można uznać za akceptowalny przez producentów i odbiorców. Jak widać, sprawa ewentualnego wprowadzenia limitów wydobycia i tym razem nie uzyskała poparcia. Następną zwyczajną konferencją OPEC odbędzie się 30 listopada br. w Wiedniu. Cena ropy w koszyku OPEC 26 maja wynosiła 45,43 USD za baryłkę, a w przeddzień konferencji 1 czerwca spadła do 45,19 i 2 czerwca wynosiła 45,58 USD/bar., zaś 6 czerwca osiągnęła 46 USD.

**Polska.** Plan inwestycyjny GAZ-SYSTEMU na lata 2015–2023 przewiduje znaczną rozbudowę krajowego systemu przesyłowego, ale też budowę połączeń transgranicznych, których brakuje. W zaktualizowanej strategii do roku 2025 zaplanowano:

- zwiększenie przepustowości polskiej sieci przesyłowej, która obecnie liczy 10 033 km,
- stworzenie technicznych możliwości transportu gazu z różnych źródeł i kierunków,
- integrację Krajowego Systemu Przesyłowego z systemem europejskim
- budowę podziemnych magazynów gazu.

W latach 2009–2015 zbudowano ponad 1200 km gazociągów w zachodniej, północnej i środkowej części kraju, związanych głównie z rozprowadzeniem gazu z terminalu w Świnoujściu. Inwestycje ostatnich lat zwiększyły możliwości importu gazu z kierunków innych niż wschodni do 90% (do 2011 r. było to 9%). Jest to rewers na gazociągu jamalskim 5,5 mld m<sup>3</sup>, 4,2 mld m<sup>3</sup> z Niemiec i 0,5 mld m<sup>3</sup> z Czech, razem 10,2 mld m<sup>3</sup>. Do roku 2025 ma powstać dalsze 2000 km gazociągów, w tym interkonektory na Ukrainę, do Czech i Słowacji oraz na Litwę. Połączenie ze Słowacją będzie elementem Korytarza Gazowego Północ–Południe – ze Świnoujścia przez południowo-zachodnią Polskę do Czech i Słowacji. W skład korytarza wejdą nowe magistrale: wschodnia (Jarosław–Wronów–Rembelszczyzna), południowa (Jarosław–Pogórska Wola–Tworzeń–Odolanów), zachodnia (Odolanów–Lwówek–Police) i północna (Gustorzyn–Gdańsk). Inne ważniejsze połączenia to Szczecin–Gdańsk (265 km), Szczecin–Lwówek (188 km), Gustorzyn–Odolanów (168 km) i Rembelszczyzna–Gustorzyn (176 km). W 2018 r. ma powstać gazociąg Zdzeszowice–Wrocław o średnicy 1000 mm i długości 130 km. Z projektem Baltic Pipe wiążą się plany rozbudowy terminalu w Świnoujściu do uzyskania zdolności odbioru i regazyfikacji do 7,5 mld m<sup>3</sup>, a nawet 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Gdyby budowa Baltic Pipe nie doszła do skutku, alternatywą będzie zacumowanie w Zatoce Gdańskiej pływającego terminalu do regazyfikacji LNG (Floating Storage and Regasification Unit – FSRU) o zdolności przetwarzania 10 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Połączenia transgraniczne to łącznik do granicy z Czechami o długości 60 km i średnicy 1000 mm w 2018 r. oraz planowane do 2023 r. gazociągi do Słowacji (64 km,

1000 mm) i na Litwę (357 km, 700 mm). Poza rozbudową węzła w Lasowie nie przewiduje się nowych połączeń z siecią gazowniczą Niemiec.

**Europa.** Komisja Europejska przekazała rządowi niemieckiemu wnioski z prawnej oceny projektu Nord Stream 2. Jak powiedział Maroš Šefčovič, wiceprzewodniczący Komisji ds. Unii Energetycznej, w wywiadzie dla RIA Novosti, komisja oczekuje od Federalnej Agencji ds. Sieci zająć stanowiska i propozycji rozwiązań zgodnych z postanowieniami antymonopolowymi trzeciego pakietu energetycznego. Ta formuła powinna nie dopuścić do ekspansji Gazpromu, przede wszystkim na niemieckim rynku gazu. M. Šefčovič przytoczył przykład międzyrządowego porozumienia Niemiec z Norwegią, które prawidłowo reguluje obszary podlegające prawu unijnemu.

Tymczasem toczą się intensywne przygotowania do rozbudowy odgałęzień Nord Stream 2 rozprowadzających gaz rosyjski i zintegrowanych z systemem niemieckim i krajów sąsiednich. Najważniejszym elementem ma być gazociąg EUGAL (Europäische Gas-Anbindungsleitung) o długości 485 km. Będzie on przebiegał równoległe do istniejącego gazociągu OPAL, od Greifswaldu do granicy czeskiej. Dwie nitki o średnicy 1400 mm zapewnią przepustowość do 51 mld m<sup>3</sup> rocznie. Budowa ma się rozpocząć w połowie 2018 r., zakończenie drugiej nitki przewidziano pod koniec 2020 r. Wykonawcą i operatorem będzie firma GASCADE. Porozumienie w tej sprawie podpisano w maju br. w Dreźnie. Oprócz dostaw dla Niemiec i Czech gazociąg ma też dostarczać 11 mld m<sup>3</sup> gazu do Polski.

**Norwegia.** Zakończyła się 23. runda przetargowa, w której oferowano 10 koncesji poszukiwawczo-wydobywczych. Uczestniczyło w niej PGNiG Upstream International i uzyskało koncesję PL 856 Måsøy na Morzu Barentsa. Koncesjodawca jest zobowiązany do wykonania reprocessingu badań sejsmicznych 3D oraz analiz geologicznych i geofizycznych, a także podjęcia decyzji o wierceniu w ciągu 2 lat. Na wykonanie wiercenia wyznaczono termin 4 lat. Operatorem koncesji PL 856 jest Capricorn Norge AS, który posiada 75% udziałów, PGNiG ma ich 25%.

**Grecja.** W Salonikach 17 maja br. odbyła się inauguracja budowy gazociągu TAP (Trans Adriatic Pipeline). W uroczystości, której przewodniczył premier Alexis Tsipras, udział wzięli przedstawiciele Albanii, Azerbejdżanu, Bułgarii, Gruzji, Szwajcarii, Turcji i Włoch oraz wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej M. Šefčovič. Gazociąg o długości 878 km i średnicy 1215 mm (w części podmorskiej 915 mm) zostanie połączony na granicy grecko-tureckiej z gazociągiem TANAP (Trans Anatolian Pipeline), który transportuje gaz ze złoża Szach Deniz II i przez Grecję, Albanie oraz Adriatyk dotrze do południowych Włoch. Od 2020 r. będzie dostarczał do Europy 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Akcjonariuszami tej inwestycji są: BP (20%), SOCAR (20%), SNAM (20%), belgijski Fluxys (19%), hiszpański Enagas (16%) i szwajcarska Axpo (5%). Jeśli nie wystąpią nieprzewidziane przeszkody, to projekt Południowego Korytarza Gazowego zostanie wreszcie zrealizowany.

**Rosja.** Na wybrzeżu Morza Karskiego w Zatoce Obskiej 25 maja br. uruchomiono terminal przeładunkowy ropy naftowej, który umożliwi transport surowca ze złoża Nowoportowskoje znajdującego się na lądzie w odległości 700 km od najbliższego rurociągu. Wybrano drogę morską, lokalizując nowy terminal w miejscowości Mys Kamiennyj na półwyspie Jamał. Ponieważ głębokość wody w zatoce wynosi tylko 11 m, pomost załadunkowy jest wysunięty 3,5 km w morze. Zdolność przeładunkowa wynosi 8,5 mln t ropy rocznie. Otwarcia terminalu nazwanego „Wrota Arktyki” dokonał prezes Gazpromu Aleksiej Miller wspólnie z dyrektorem generalnym Gazprom Nefiti Aleksandrem Diukowem. W komunikacie o tym wydarzeniu podkreśla się, że infrastruktura umożliwiła całoroczną eksploatację terminalu w ekstremalnych warunkach – w tym rejonie temperatura spada poniżej 50°C, a grubość pokrywy lodowej przekracza 2 m. Zasoby złoża ropy Nowoportowskoje są szacowane na 250 mln t, przy czym jest to ropa o zawartości siarki ok. 1%, a więc mniej niż ropa gatunku Urals. Ropa jest przesyłana do terminalu ropociągami o długości 100 km. Do końca 2018 r. planuje się osiągnięcie wydobywania 6,3 mln t ropy rocznie.

**USA.** Mimo niskich cen ropy w 2015 r. – cena ropy WTI w styczniu wynosiła przeciętnie 47 USD za baryłkę i spadła do 37 USD w grudniu – i spadku liczby czynnych urzędów wiertniczych o 60%, produkcja ropy w tym okresie wzrosła o 136 tys. t/d, a gazu o 104 mln m<sup>3</sup>/d. Jest to kolejny rok, w którym USA są największym producentem ropy i gazu na świecie, przy czym ropa i pozostałe węglowodory ciekłe stanowią 60% produkcji. Krótkoterminowa perspektywa wydobywania wg Agencji Informacji Energetycznej USA przewiduje spadek o 1,97 mln t/d w br. w porównaniu z rokiem 2015 i utrzymaniem się tego poziomu również w 2017 r. Obniżenie ma nastąpić także w Rosji i tam wydobywanie wyniesie 1,5 mln t/d. Na Bliskim Wschodzie będzie decydować stanowisko Arabii Saudyjskiej. Inaczej niż w poprzednich okresach wahań cen ropy, gdy Arabia Saudyjska współdziałała z OPEC i zmieniała limity wydobywania, teraz nie tylko nie ogranicza, ale nawet zwiększa produkcję.

Jak szacuje Służba Geologiczna USA, zagrożenie wstrząsami sejsmicznymi, które mogą być wywołane działalnością wiertniczą, dotyczy blisko 7 mln mieszkańców stanów Oklahoma, Teksas, Nowy Meksyk, Kansas, Arkansas i Kolorado. W odróżnieniu od zachodniej części USA, gdzie trzęsienia ziemi mają przyczyny naturalne, w części środkowej i wschodniej mogą to być wstrząsy wzbudzone. Jednym z powodów może być ponowne zatłaczanie znacznych ilości solanek do odwiertów, np. w 2014 r. w Oklahomie zatłoczono pod ziemię 305 tys. m<sup>3</sup> solanki. Dlatego też duże zainteresowanie zbudziło najnowsze wydanie „Mapy ryzyka sejsmicznego”, które ukazało się w marcu br. Geolodzy ze Służby Geologicznej badali czy wstrząsy sejsmiczne występowały w pobliżu otworów zatłaczających, a następnie, czy w okresie wystąpienia wstrząsów prowadzono operacje zatłaczania. Generalnie nawet najsilniejsze wstrząsy wzbudzone mają znacznie mniejszą magnitudę niż wstrząsy naturalne, jednak zwraca się uwagę na możliwość odmłodzenia istniejących w podłożu uskoku i wywołania silniejszych ruchów tektonicznych.

Administracja prezydenta Obamy w ramach promowania odnawialnych źródeł energii wprowadziła wiele zaleceń dotyczących inicjowania projektów badawczych i budowy instalacji wytwarzania energii odnawialnej. Obejmują one również siły zbrojne. Republikański kongresmen John Fleming z Luizjany zajął się zbadaniem efektywności i opłacalności tego rodzaju obligatoryjnych przedsięwzięć. W 2013 r. było to ponad 680 projektów, np. marynarka wydała 21 mln USD na budowę elektrowni słonecznej o powierzchni 4 ha, która miała zasilać bazę Norfolk, jednak uzyskana energia stanowiła tylko 2% zapotrzebowania bazy. Zakupiono też 1700 tys. l biopaliwa w cenie 6,13 USD/l, podczas gdy średnia cena benzyny w kraju wynosiła wtedy 93 centy za litr. Jeszcze droższe było paliwo zakupione dla lotnictwa – 41 600 l kosztowało po 15,6 USD/l. Również zakup przez Pentagon ponad 1000 samochodów elektrycznych Chevrolet Volt, subsydiowanych kwotą 40 tys. USD każdy, trudno uznać za racjonalny.

Rozpoczęte w 2014 r. negocjacje koncernu Halliburton z Baker Hughes w sprawie ich połączenia zakończyły się bez rezultatu. W komunikacie z 1 maja br. strony stwierdzają, że w okresie przygotowań do fuzji zmieniły się warunki działania firm serwisowych na rynku, a spełnienie wymagań w zakresie przepisów antymonopolowych zarówno w USA, jak i w innych krajach okazało się skomplikowane oraz trudniejsze niż oczekiwano. W tej sytuacji zarządy obu koncernów uznały, że najlepszym rozwiązaniem będzie kontynuowanie działalności w dotychczasowym kształcie.

Niepowodzenie Halliburtona nie zniechęciło dwóch innych potencjalnych partnerów w dziedzinie usług serwisowych, a mianowicie FMC z Houston i Technip z Paryża. Obie firmy 19 maja br. poinformowały o zamiarze połączenia. Jeśli transakcja dojdzie do skutku, powstanie spółka o wartości rynkowej w ok. 17 mld USD kontrolująca 27% rynku naziemnych i podwodnych systemów eksploatacyjnych i ich obsługi, a także zajmująca drugie miejsce po koncernie Schlumberger-Cameron.

**Wiertnictwo.** Postęp w konstrukcji narzędzi wiertniczych przynosi widoczne rezultaty pod względem wydajności wiercenia i ich trwałości. Coraz większa jest prędkość wiercenia, dłuższe są odcinki marszu wykonane bez zmiany świda. W okresie 2010–2016 najlepszy rezultat, jeśli chodzi o postęp wiercenia, uzyskano w 2012 r. w Rosji świdrem diamentowym polikrystalicznym 11 5/8" firmy Smith Bits, który przewiercił interwał 864,1 m ze średnią prędkością 210,7 m/h. Drugie miejsce zajął świder 12 1/4" (National Oilwell Varco) z postępem 195,8 m/h w interwale 1175 m w wierceniu w Teksasie, następne świder 8 5/8" (Smith Bits) z prędkością 149 m/h na odcinku 429,2 m w wierceniu w Rosji. Dwa ostatnie to również świdry polikrystaliczne. W kategorii świdrów o dużej średnicy rekord należy do świda 36" z zębami frezowanymi (Varel Int.) z postępem 91,4 m/h w interwale 54,9 m w Australii. W przebiegu wiercenia otworu ważna jest długość marszu jaki można wykonać jednym świdrem i tu pierwsze miejsce należy do świda 9 7/8" marki Halliburton DBS, którym na Alasce wykonano marsz o długości 5357,8 m. Niewiele gorszy wynik uzyskano w Kanadzie świdrem 8 3/4" (Smith Bits) w postaci odcinka o długości 5258,1 m. Trzeci w kolejności wynik osiągnięty w Rosji świdrem 17 1/2"



(Smith Bits) to 4757 m i wreszcie marsz o długości 4524,5 m wykonany świdrem 6" (Smith Bits) w Północnej Dakocie. Jeszcze jedną ważną kategorią rekordów są długości odcinków odwierconych jednym świdrem. I tak świder 8 5/8" odwiercił w Rosji łącznie w 13 marszach 15 419,2 m, świder 16" wykonał w Ekwadorze łącznie w 19 marszach 14 304,9 m, świder 11 5/8" przewiercił w Rosji w 14 marszach łącznie 12 392,3 m, z kolei w Zatoce Meksykańskiej świdrem 16 3/8" wykonano w 4 marszach odcinek 6529,7 m. We wszystkich przypadkach używano diamentowych świdrów polikrystalicznych firmy Smith Bits. Mimo że przytoczone przykłady dotyczą różnych świdrów i regionów o odmiennej budowie geologicznej, to jednak świadczą o stałej poprawie jakości i trwałości narzędzi wiertniczych.

Jednym z nowych rozwiązań zwiększających wydajność procesu wiercenia i zmniejszających możliwość awarii są samonastawne świdry diamentowe, w których głębokość skrawania może być dostosowana do zmieniającej się charakterystyki ośrodka skalnego. Chodzi o eliminowanie zjawiska *stick-slip* występującego przy przewiercaniu warstw

o różnej twardości i objawiającego się szybkimi zmianami w pochłanianiu energii świdra, co powoduje dodatkowe ruchy przewodu i możliwość powstania niszczących wibracji. W konstrukcji opracowanej przez Baker Hughes w świdrze zamontowano 3 wkładki z czujnikami ograniczającymi wibrację. W testach przy wierceniu świdrem bez wkładek z prędkością 10,4 m/h wystąpiły wibracje, natomiast w tych samych warunkach przy użyciu świdra samonastawnego wiercono z prędkością 27,4 m/h bez niekorzystnych drgań i wibracji.

Do sukcesów techniki wiertniczej, aczkolwiek niezwiązanych bezpośrednio z wierceniami naftowymi, należało też uwolnienie 33 górników uwięzionych w 2010 r. w kopalni w Chile na głębokości 631 m. Firma Center Rock wykonała otwór ratunkowy o średnicy 26", poszerzony w fazie końcowej do głębokości 457 m średnicą 28".

*Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Biznes Alert, Gazprom, Gaz-System, Halliburton, Hart's E&P, HIS, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, Rigzone, RusEnergy, Seismic Crew Report, World Oil*