

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Po autonomicznych samochodach nadchodzi era autonomicznych statków. Brytyjska firma Automated Ships Ltd. i norweska Kongsberg Maritime podpisały list intencyjny w sprawie budowy pierwszego bezzałogowego w pełni zautomatyzowanego statku dla przemysłu naftowego. W styczniu 2017 r. rozpoczną się prace projektowe statku Hrönn. Funkcjonujące do tej pory statki bezzałogowe są małymi jednostkami, natomiast Hrönn będzie statkiem średniej wielkości obsługującym poszukiwania naftowe, badania hydrograficzne i rybołówstwo. W skład wyposażenia, poza aparaturą pomiarową, wejdą zdalnie sterowane (ROV – *Remote Operated Vehicle*) i autonomiczne (AUW – *Autonomous Underwater Vehicle*) pojazdy podwodne oraz intermodalne urządzenia do przeładunku wyposażenia wierceń i instalacji podwodnych. Po zakotwiczeniu w pobliżu platform wiertniczych statek będzie mógł być również wykorzystywany jako jednostka gaśnicza współpracująca ze statkami załogowymi. Wstępnie Hrönn ma funkcjonować jako zdalnie pilotowany, stopniowo przechodząc w tryb całkowicie zautomatyzowany. Projekt będzie torować drogę do wytrzymałych i niskokosztowych konstrukcji o wielostronnych zastosowaniach.

Polska. W październiku br. nastąpiło uruchomienie wydobycia gazu ziemnego ze złoża Karmin położonego w obrębie koncesji Jarocin–Grabina. Wstępnie oczyszczony gaz będzie transportowany 13-kilometrowym rurociągiem do ośrodka Jarocin, gdzie nastąpi kolejny etap przeróbki, podczas którego parametry gazu zostaną dostosowane do wartości wymaganych w sieci dystrybucyjnej. Zasoby złoża Karmin odkrytego w 2014 r. wynoszą 403 mln m³ gazu, co pozwoli na eksploatację przez 20 lat. Prace poszukiwawcze i zagospodarowanie tego obiektu złożowego są prowadzone wspólnie przez PGNiG SA (51% udziałów) i PKN Orlen (49% udziałów).

LOTOS Petrobaltic rozpoczyna przygotowania do rozpoznania bloku koncesyjnego Młynary o powierzchni blisko 400 km². W pierwszym etapie będą wykonane badania sejsmiczne 2D. Ta część basenu bałtyckiego rokuje odkrycie zarówno złóż konwencjonalnych, jak również złóż ropy lub gazu zamkniętego. Petrobaltic prowadzi poszukiwania na lądzie w rejonie Kamienia Pomorskiego i Górowa Iławskiego wspólnie z PGNiG SA, ale koncesja Młynary jest pierwszą lądową, na której spółka będzie operatorem. Poszukiwania w tym rejonie rozpoczęto w 1967 r. po odkryciu złoża ropy Krasnoborskoje w obwodzie kalininogradzkim.

Po 6 latach przerwy PGNiG może powrócić do Iranu. Zapowiedzią tych działań jest podpisanie 5 listopada 2016 r. przez prezesa PGNiG SA Piotra Woźniaka i wicedyrektora zarządzającego National Iranian Oil Corp. Gholamreza Manouchehri listu intencyjnego dotyczącego współpracy na złożu Sumar. Ostateczna decyzja w sprawie udziału w inwestycji zostanie podjęta po wynikach studium geologiczno-złożowego zaplanowanego przez PGNiG na 6 miesięcy. Odkryte w 2009 r. złożo ropy Sumar ma zasoby geologiczne szacowane na 70 mln t ropy, zasoby wydobywalne 9,5 mln t. Znajduje się w prowincji Kermanszah przy granicy z iracką prowincją Dijala. PGNiG SA w latach 2008–2010 prowadziło współpracę z Iranian Offshore Oil Co. na złożu gazu Lavan.

Europa. Decyzja Komisji Europejskiej z 28 października 2016 r., którą zezwala się na wykorzystanie przez Gazprom 80% przepustowości niemieckiego gazociągu OPAL, jest kolejnym wyłomem we wspólnej polityce energetycznej Unii i odstępstwem od postanowień III pakietu energetycznego. Już poprzednio w 2011 r. po uruchomieniu gazociągu Nord Stream Komisja zgodziła się, żeby Gazprom mógł wykorzystywać 50% przepustowości, co dawało rosyjskiemu operatorowi uprzywilejowaną pozycję. W maju br. niemiecka Federalna Agencja ds. Sieci (Bundesnetzagentur) złożyła wnioski o udostępnienie pełnej przepustowości gazociągu OPAL. Decyzja została podjęta 28 października i chociaż ograniczono dostęp do 80% zdolności przesyłowych, to jednak realnie zwiększono możliwości eksportu rosyjskiego gazu do Unii z pominięciem Polski i Ukrainy. Znamienne są wypowiedzi wiceprzewodniczącego Komisji ds. Unii Energetycznej Maroša Šefčoviča uzasadniające to rozstrzygnięcie. Stwierdził on, że zmiana zwiększy zdolność przesyłową gazociągu Nord Stream w kierunku europejskim do wystarczającego poziomu. W wywiadzie z 5 listopada br. M. Šefčovič powiedział, że być może Nord Stream 2 nie będzie potrzebny. Głos zabrał też Günther Öttinger, b. komisarz KE ds. energii (obecnie komisarz ds. cyfryzacji), który wyraził opinię, że Nord Stream 2 nie zostanie zbudowany. Komentatorzy sugerują, że korzystna decyzja w sprawie OPAL i łagodne podejście do postępowania antymonopolowego przeciwko Gazpromowi to w istocie ustępstwa Komisji Europejskiej za cenę rezygnacji z budowy Nord Stream 2.

Morze Północne. Brytyjski organ koordynujący poszukiwania Oil and Gas Authority zwrócił uwagę na znaczenie małych złóż ropy i gazu, odkrytych, lecz nierozpoznanych w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie.

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

Jako małe uznaje się złoża o zasobach technicznie wydobywalnych mniejszych niż 6,8 mln t równoważnika ropy naftowej. Większość takich złóż znajduje się w pobliżu istniejących instalacji wydobywczych lub są one dostępne za dzięki wierceniom poziomym o wydłużonym zasięgu. Według studium wykonanego przy współpracy ośrodków badawczych i przemysłu, zasoby takich złóż oszacowano na 400 mln t równoważnika ropy naftowej. Szef pionu technologicznego Oil and Gas Authority podkreśla, że w redukcji kosztów wierceń eksploatacyjnych, projektowaniu optymalnej infrastruktury podwodnej i wydajnych urządzeń istotną rolę odgrywa technologia, ale użytkownicy nowych rozwiązań muszą zmienić swoje podejście do innowacji. Dzięki opracowaniom studialnym wiadomo gdzie są małe złoża i co jest wymagane do ich odblokowania, więc koncesje na Morzu Północnym mogą zostać ożywione. Rekomendacje Oil and Gas Authority dotyczą sektora brytyjskiego, ale także w norweskim występują mniejsze obiekty złożowe odkryte w okresie niskich cen ropy, których zagospodarowanie ze względu na koszty zostało odroczone. Można tu wymienić złoża Martin Linge, strefę Njord North Flank, rejon Vega na Morzu Norweskim oraz Cara, Tor 2, Tommeliten Alpha, Julius, King Lear i Trestakk na pozostałym obszarze szelfu.

Rosja. Wydobycie ropy naftowej w Rosji w październiku br. w porównaniu z wrześniem wzrosło o 0,1% i wyniosło 1,52 mln t/d. Jest to drugi kolejny rok gdy przekroczono rekordowy poziom produkcji z czasów ZSRR.

Łukoil zakończył pierwszy etap zagospodarowania złoża Władimir Filanowski na Morzu Kaspijskim, zlokalizowanego 220 km od Astrachania, i rozpoczął jego eksploatację. Wydobycie w ilości 6120 t/d ropy jest prowadzone dwoma odwiertami poziomymi, trzeci jest w wierceni. Odkrycie złoża Filanowski w 2005 r. było największym sukcesem poszukiwawczym w ciągu ostatnich 20 lat. Zasoby wydobywalne obliczane wg klasyfikacji rosyjskiej wynoszą 120 mln t ropy i 30 mld m³ gazu. Obecnie Łukoil przystępuje do realizacji następnego etapu obejmującego m.in. budowę drugiej platformy odpornej na zalodzenie. Głębokość morza w tym rejonie wynosi 7–11 m. Infrastruktura służy również do obsługi pobliskiego złoża Jurij Korczagin.

Norwegia. Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD) poinformował 26 października 2016 r. o wymianie danych sejsmicznych z rejonu Morza Barentsa z rosyjską Federalną Agencją ds. Wykorzystania Zasobów Naturalnych (Rosniedra). Jak powiedział Stig Morten Knutsen, dyrektor ds. poszukiwań NPD, znajomość regionalnej budowy geologicznej po obu stronach linii demarkacyjnej ma istotne znaczenie dla określenia zasobów węglowodorów. W maju br. w ramach 23. rundy przetargowej Norwegia przyznała 10 koncesji poszukiwawczych na Morzu Barentsa w strefie przylegającej do granicy sektorów. Rozgraniczenie sektorów norweskiego i rosyjskiego w tym akwenie nastąpiło dopiero w 2010 r. po wieloletnich negocjacjach.

Chiny. Jak informuje Ministerstwo Terenów i Zasobów, ilość gazu z łupków wydobytego w 2015 r. znacznie przekroczyła oczekiwania. Produkcja gazu na wyróżniającym się złożu Fuling w prowincji Syczuan wzrosła

o 107% w porównaniu z rokiem ubiegłym i w okresie od stycznia do września 2016 r. wyniosła 3,76 mld m³. Sinopec Ltd., który jest operatorem, zapowiada zwiększenie wydobycia do 10 mld m³ w 2017 r. Gaz jest eksploatowany z 21 odwiertów. Zasoby obliczane do głębokości 4500 m wynoszą 2,1 bln m³ gazu.

Drugie ważne złożo znajduje się w obrębie bloku Changning–Weiyuan, również w prowincji Syczuan, i do października 2016 r. uzyskano z niego 1,8 mld m³ gazu przy wydobyciu 107 odwiertami. China National Petroleum Corp. (CNPC) eksploatujące to złożo przewiduje osiągnięcie do końca 2016 r. produkcji w wysokości 2,1 mld m³ gazu. Całkowita produkcja gazu z łupków w 2015 r. wyniosła 4,47 mld m³, co stanowi z roku na rok wzrost o 258%. Według szacunków Agencji Informacji Energetycznej USA, Chiny posiadają największe technicznie wydobywalne zasoby gazu z łupków sięgające 31,5 bln m³.

USA. Informacje o trzęsieniu ziemi 6 listopada 2016 r. w pobliżu rozgałęzienia rurociągów w miejscowości Cushing spowodowały, że Oklahoma Corporation Commission Oil & Gas Division poleciła przerwanie odprowadzania wód odpadowych z wierceń naftowych do podłoża, uznając je za możliwą przyczynę wystąpienia wstrząsów. W czasie trzęsienia zostały wyłączone rurociągi przesyłowe, ale po sprawdzeniu ponownie rozpoczęły pracę. Skontrolowano też przydomowe zbiorniki gazu, nie stwierdzając uszkodzeń. Trzęsienie to miało magnitudę 5 i było trzecim kolejnym wstrząsem w tym rejonie stanu Oklahoma – poprzednie nastąpiły 3 września i 1 listopada br.

Słabe wyniki finansowe firm naftowych w ostatnim okresie sprzyjają fuzjom i przejęciom. Kryzys szczególnie dał się we znaki firmom serwisowym i stąd takie transakcje jak wykupienie firmy Cameron przez concern Schlumberger, czy kupno Trican Well Service przez Rosneft. Teraz ma powstać przedsiębiorstwo znacznie większe, o wartości 32 mld USD. Oddział General Electric Oil & Gas ma połączyć swoją działalność z Baker Hughes w dziedzinie usług dla przemysłu naftowego. Operacja połączenia w proporcji General Electric 62,5% i Baker Hughes 37,5% zostanie zakończona w połowie 2017 r. General Electric w ostatnich latach rozbudowało swój sektor ropy i gazu przez przejęcia wartości 10 mld USD i stało się czwartą co do wielkości firmą w tej branży. Szacuje się, że oszczędności wynikające z synergii działania przyniosą do 2020 r. 1,6 mld USD. Na wiadomość o porozumieniu giełda nowojorska zareagowała wzrostem ceny akcji Baker Hughes o 6,1% i General Electric o 1,3%. Potwierdzeniem tezy, że przejęcia mogą pomóc firmom w trudnym okresie, są wyniki Shella po przejęciu British Gas w lutym 2016 r. Zysk koncernu w III kwartale br. był wyższy o 17% niż w analogicznym okresie roku poprzedniego i przekroczył szacunki agencji Bloomberg. Inne koncerny, jak BP czy ConocoPhillips, zanotowały w tym czasie spadki.

Wiertnictwo. Rok 2015 był kolejnym okresem zmniejszenia aktywności wiertniczej na świecie, co więcej prawdopodobnie również ten rok nie przyniesie poprawy, na co wskazują prognozowane ilości wierconych otworów. We wszystkich regionach wierci się mniej, chociaż w niektórych spadek wynosi tylko parę procent (Bliski Wschód i Europa Wschodnia). Z kolei w Ameryce Północnej

Tab. 1. Wiercenia na świecie w latach 2014–2016 (wg World Oil, 2016)

Kraj	2014		2015		2016	
	liczba otworów	metraż [mb]	liczba otworów	metraż [mb]	liczba otworów	zmiana 2015:2016 [%]
Kanada	11 277	26 080 107,76	5486	14 657 444,6	3515	64,1
Meksyk	535	443 388	312	296 527	160	51,3
USA	47207	121 726 814,7	28 842	84 559 811	14 430	50,0
Pozostałe	18	78 550	16	65 350	12	75,0
Ameryka Północna	59 037	148 328 860,8	34 656	99 579 132	18 117	52,3
Argentyna	1437	3 293 652,036	1440	3 380 352	968	67,2
Brazylia	575	1 064 160	673	969 651	332	49,3
Ekwador	313	952 500	171	519 905	47	27,5
Kolumbia	113	237 653	67	141 624	21	31,3
Peru	113	193 050	87	149 029	23	26,4
Wenezuela	841	1 698 231	808	1 637 751	735	91,0
Pozostałe	255	353 056	202	314 188	186	92,1
Ameryka Południowa	3647	7 783 163	3448	7 112 500	2312	67,1
Holandia	53	181 422	35	119 855	18	51,4
Niemcy	29	53 425	11	28 141	18	163,6
Norwegia	218	867 627	249	992 330	215	86,3
Wielka Brytania	177	509 824	163	471 983	101	62,0
Pozostałe	73	211 061	58	162 927	59	101,7
Europa Zachodnia	550	1 823 359	516	1 775 235	411	79,7
Albania	160	320 000	62	124 346	56	90,3
Kraje b. ZSRR	726	1 576 389	582	1 276 114	450	77,3
Polska	26	55 077	39	82 616	29	74,4
Rosja	6955	20 733 426	7646	22 844 308,59	7595	99,3
Rumunia	183	532 739	107	313 091	70	65,4
Pozostałe	62	125 337	46	103 159	33	71,7
Europa Wschodnia	8112	23 342 968,4	8482	24 743 634	8233	97,1
Algieria	215	731 686	243	826 211	255	104,9
Angola	225	616 534	181	496 243	135	74,6
Egipt	526	1 215 262	426	986 820	302	70,9
Libia	124	247 559	89	177 683	14	15,7
Nigeria	104	284 500	89	242 788	57	64,0
Pozostałe	262	573 337	154	354 879	86	55,8
Afryka	1456	3 668 878	1182	3 084 625	849	71,8
Arabia Saudyjska	511	1 246 022	617	1 513 896	623	101,0
Irak	221	565 785	148	320 231	125	84,5
Iran	135	311 079	160	368 930	185	115,6
Jemen	86	238 536	14	40 112	7	50,0
Katar	95	269 725	76	215 433	65	85,5
Kuwejt	573	1 426 021	669	1 665 955	669	100,0
Oman	1047	3 255 081	1155	3 592 609	1145	99,1
Strefa Neutralna	57	114 666	25	50 292	6	24,0
Syria	8	18 361	4	9144	2	50,0
Turcja	242	435 193	177	310 210	170	96,0
ZEA	152	414 552	229	624 770	251	109,6
Pozostałe	147	1 400 384	89	94 702	77	86,5
Bliski Wschód	3274	8 449 384	3363	8 806 283	3325	98,9
Chiny	21 952	53 360 483	17 114	41 469 960	15 800	92,3
Indie	656	1 589 593	596	1 471 452	572	96,0
Indonezja	1309	1 564 014	576	704 015	393	68,2
Malezja	101	212 938	80	171 176	49	61,3
Pakistan	86	247 973	89	256 352	99	111,2
Tajlandia	825	1 937 560	904	2 128 265	652	72,1
Pozostałe	149	302 662	95	182 396	73	76,8
Daleki Wschód	25 078	59 215 223	19 454	46 383 616	17 638	90,7
Australia	243	578 829	187	449 084	109	58,3
Pozostałe	39	114 270	20	59511	14	70,0
Australia i Oceania	282	693 098	207	508 595	123	59,4
Razem świat	101 436	253 304 934,3	71 308	191 993 620,3	51 008	71,5

i Australii jest to tylko połowa wierceń wykonanych rok wcześniej. Ogółem w 2015 r. wykonano 71 308 wierceń o łącznym metrażu przekraczającym 191 mln mb (tab. 1). W październiku 2015 r. prognozowano wykonanie 74 776 wierceń do końca roku, co można uznać za dość dobre przybliżenie. Prognoza na 2016 r. przewiduje wykonanie 51 008 wierceń. Bardzo zmienna jest ich średnia głębokość – największa w Norwegii – 3985 m, nieco mniej w Algierii – 3400 m i w USA – 3150 m. Na drugim krańcu jest Indonezja ze średnią głębokością 1222 m.

Na tle innych regionów 20-procentowy spadek w Europie Zachodniej można uznać za dobry wynik, chociaż w Wielkiej Brytanii, która pod względem ilości wierceń zajmuje drugie miejsce, zanotowano spadek o 38%. Wyróżniają się Niemcy, ale wzrost o 163% oznacza zmianę z 11 na 18 odwiertów. W Polsce wg World Oil w 2015 r. wykonano 39 odwiertów, w 2016 r. ma ich być 29. Praktycznie nie zmieniło się wykorzystanie potencjału wiertniczego w Rosji. Na Bliskim Wschodzie, przy symbolicznym spadku ilości wierceń w całym regionie (-1,1%), występuje wyraźny przyrost w Iranie związany z intensyfikacją wydobycia ropy po zniesieniu sankcji, a także znaczne osłabienie w Strefie Neutralnej – tylko 24% stanu z 2015 r. Drugim przykładem jest Libia, gdzie w 2014 r. wykonano 124 wiercenia, w 2015 r. – 89, a w 2016 r. będzie to tylko 14. Kilka lat temu wśród znaczących producentów ropy w Afryce pojawił się Sudan, ale przedłużająca się wojna domowa spowodowała, że brak jest danych statystycznych doty-

czących zarówno wydobycia, jak i wierceń. W Azji niemal bez zmian aktywność poszukiwawczą utrzymują Chiny, co nie jest łatwe biorąc pod uwagę wielkość tej branży – ustępuje ona tylko USA. Jednym z nielicznych wyjątków wykazujących wzrost zamiast spadku jest Pakistan. Ameryka Południowa w trudnym dla poszukiwań okresie radzi sobie nieco lepiej niż Północna, chociaż zbiorczy wskaźnik dla regionu poprawia tylko Wenezuela. Bardzo wyraźne załamanie przechodzą Peru i Ekwador. W Ameryce Północnej w USA i w mniejszym stopniu w Kanadzie wiertnicy nadal przeżywają trudny okres i liczba czynnych urządzeń wiertniczych się zmniejsza. Poprawa może nastąpić, jeśli utrwali się tendencja zasygnalizowana w danych Baker Hughes z października br., które przedstawiają wzrost ilości wierceń. Nadal brak stabilizacji w Meksyku. Po nieoczekiwanym ożywieniu w 2014 r. następny rok przyniósł znaczny spadek, który wg prognozy pogłębi się w 2016 r.

Załączone zestawienie obejmuje 41 krajów, więc nie jest to pełna statystyka, ale ilustruje tendencje zmian w różnych regionach świata i basenach poszukiwawczych. Czy to są trwałe tendencje, czy też można się spodziewać jakiegoś zwrotu, to zależy od rozwoju sytuacji polityczno-gospodarczej na świecie.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Baker Hughes, CIRE, General Electric, Hart's E&P, LOTOS, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rigzone, Scandinavian Oil & Gas Magazine, Statoil, World Oil