

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. W porównaniu z 2014 r. wydobycie gazu ziemnego na świecie w roku 2015 wzrosło nieznacznie, bo tylko o 1,7% (tab. 1). Prawie we wszystkich regionach występuje stagnacja, jedynie Afryka i cała półkula zachodnia wykazują kilkuprocentowy wzrost. W Europie spadek wydobycia został zahamowany i stało się tak z powodu wzrostu produkcji gazu na

Morzu Północnym, na lądzie zaś występują spadki. Dotyczy to przede wszystkim tak ważnego producenta gazu jakim jest Holandia, która wskutek ograniczenia wydobycia ze złoża Groningen z eksporterem stała się importerem. W Afryce zwraca uwagę znaczny przyrost wydobycia w Egipcie (24,3%), natomiast skokowy wzrost w Libii (79%) jest tylko wynikiem odbudowy sektora naftowego po załamaniu w poprzednich latach. Nieco inaczej jest w Iraku, gdzie produkcja gazu w ostatnich latach wzrastała systematycznie, ale powoli. Wskaźnik 244% w 2015 r. można wiązać z bardzo dużym przyrostem produkcji ropy i ograniczeniem bezproduktywnego spalania w pochodniach w tym samym roku.

Wzrost wydobycia gazu w krajach OPEC traktowanych łącznie nie odbiega od średniej na świecie, natomiast kilku liczących się producentów, takich jak Indonezja, Katar czy Zjednoczone Emiraty Arabskie, raportuje spadki. Sytuację w kartelu poprawia wspomniany wzrost w Iraku, a także w Wenezueli, Libii i Kuwejcie.

Rosja utrzymała poziom wydobycia gazu z poprzedniego roku, ale w regionie obejmującym kraje b. ZSRR wydobycie nieznacznie się zmniejszyło. Poważny spadek nastąpił w Azerbejdżanie (32,4%), natomiast Kazachstan poprawił swój wynik o 4%.

Wzrost produkcji gazu w Chinach o 22% (najwyższy w Azji) jest dobrym sygnałem dla gospodarki tego kraju, ale nawet w warunkach obecnego spowolnienia nie zaspokoi zapotrzebowania i duże projekty importowe, jak gazociąg Siła Syberii, nadal będą potrzebne. W Indiach 2015 r. był kolejnym okresem znacznego spadku wydobycia gazu.

W Ameryce Południowej średni przyrost produkcji gazu wynosi 6%, jednak wynik Brazylii – niemal 40-procentowy wzrost – jest dużym osiągnięciem. Ameryka Północna dodatni 5-procentowy wskaźnik zawdzięcza zwiększonej produkcji w USA i Kanadzie, bo w Meksyku po dobrych wynikach w 2014 r. ponownie nastąpił spadek.

Cena gazu ziemnego w 2015 r. nie spadała tak bardzo jak cena ropy, niemniej jednak tendencja zniżkowa była wyraźna. Na giełdzie nowojorskiej 5 stycznia 2015 r. było to 3,7 USD za milion BTU, zaś 4 stycznia 2016 r. – 2 USD.

OPEC. Apele o ograniczenie wydobycia ropy i zahamowanie tą drogą spadku cen są ogłaszane od wielu miesięcy przez niektórych członków OPEC, ale także Rosję. Pierwsza wątpliwość co do powodzenia tej inicjatywy wynika z postawy Iranu. Stanowisko rządu jest wyraźne: należy dążyć do odzyskania pozycji liczącego się producenta i eksporterem ropy naftowej oraz zwiększać wydobycie, a co za tym idzie kraj nie będzie brał udziału w żadnych porozumieniach mających na celu zamrożenie obecnego poziomu produkcji. Drugą przeszkodą było dotychczasowe stanowisko Arabii Saudyjskiej, która była również przeciwna wprowadzeniu ograniczeń w produkcji ropy. Teraz jednak najważniejszy członek OPEC postanowił się przyłączyć do większości i zgodził uczestniczyć w negocjacjach. Początkowo miejscem rozmów miała być Moskwa lub Wiedeń – takie były propozycje Emmanuela Kachikwu, nigeryjskiego ministra ds. ropy naftowej, i Aleksandra Nowaka, ministra energii Rosji. Ostatecznie 17 marca br. Ministerstwo Ropy Naftowej Kataru poinformowało, że termin spotkania w stolicy kraju Ad-Dauha (Doha) został wyznaczony na 17 kwietnia. Oprócz Kataru i Arabii Saudyjskiej swój udział potwierdził Kuwejt, także 10 pozostałych członków OPEC, łącznie z Iranem, zapowiedziało uczestnictwo w konferencji. Iran nadal podtrzymywał swoje negatywne stanowisko w sprawie zamrożenia poziomu produkcji. Ponieważ spotkanie nie jest oficjalną konferencją OPEC, do grona uczestników włączono również Rosję.

Europa. Pierwszy sprzeciw wobec projektu gazociągu Nord Stream 2 skierowany do Komisji Europejskiej pojawił się w listopadzie ub.r. (Prz. Geol., 64: 11), później za pośrednictwem Wspólnoty Energetycznej skargę złożyła Ukraina. Ponieważ przygotowania do inwestycji są kontynuowane, przedstawiciele 16 państw Unii zebrani w Wilnie 7 marca br. wystosowali list do przewodniczącego Komisji Europejskiej Jean Claude Junckera, ostrzegając, że Nord Stream 2 prawdopodobnie wywoła destabilizujące konsekwencje geopolityczne. „Projekt, który jest obecnie w przygotowaniu, może stworzyć określone ryzyko dla bezpieczeństwa energetycznego w środkowej i wschodniej Europie. Byłoby to silne oddziaływanie na rozwój rynku gazowego i schemat tranzytowej sieci gazowej w regionie, szczególnie dla trasy przesyłowej przez Ukrainę.” Według agencji Reuters list został podpisany przez prezydenta Litwy i premierów Czech, Estonii, Łotwy, Polski, Rumunii, Słowacji i Węgier. Przypuszczalnie do tej inicjatywy dołączy się również Chorwacja. Sprawa Nord Stream 2 była przedmiotem żywej dyskusji na szczycie Unii w grudniu ub.r., ale wtedy nie wprowadzono projektowanego za-

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

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2014–2015 (wg Oil & Gas Journal, 2016)

Kraj	2014 [mld m ³]	2015 [mld m ³]	Zmiana 2014:2015 [%]
Ameryka Północna	981,5	1031,5	105,1
Kanada	145,0	149,1	102,8
Meksyk	67,7	66,1	97,7
USA	768,8	816,2	106,2
Ameryka Południowa	167,6	178,3	106,4
Argentyna	33,8	34,9	103,1
Boliwia	21,4	22,0	102,8
Brazylia	24,5	34,1	139,5
Trynidad	41,9	39,5	94,3
Wenezuela	21,1	23,2	109,9
Pozostałe	24,9	24,6	98,8
Europa	242,4	242,6	100,1
Dania	4,1	4,6	112,5
Holandia	64,8	53,2	82,1
Niemcy	10,1	8,3	82,0
Norwegia	108,2	119,2	110,1
Rumunia	11,2	11,5	102,2
W. Brytania	34,5	35,1	101,7
Włochy	7,1	6,8	95,0
Pozostałe	2,3	3,9	169,3
Rosja+b.ZSRR	888,8	872,9	98,2
Azerbejdżan	28,6	19,4	67,6
Kazachstan	42,7	44,4	104,0
Rosja	635,3	635,8	100,1
Inne kraje b. ZSRR	182,1	173,2	95,1
Afryka	155,2	168,7	108,7
Algieria	78,1	78,1	100,0
Egipt	35,7	44,3	124,3
Libia	8,5	15,2	179,1
Nigeria	23,8	23,8	100,0
Pozostałe	9,2	7,3	79,5
Bliski Wschód	579,4	581,1	100,3
Arabia Saudyjska	84,9	84,9	100,0
Bahrajn	10,9	10,9	100,0
Irak	9,5	23,2	244,0
Iran	157,9	157,9	100,0
Katar	204,2	188,2	92,2
Kuwejt	14,5	16,6	114,7
Oman	28,1	29,2	104,1
Zjedn. Emiraty Arab.	56,0	44,7	79,8
Pozostałe	13,4	25,5	189,6
Daleki Wschód	448,1	449,8	100,4
Brunei	12,1	12,4	102,9
Chiny	108,9	133,2	122,3
Indie	43,0	33,7	78,5
Indonezja	82,9	72,3	87,3
Malezja	60,4	63,5	105,1
Pakistan	44,7	41,0	91,8
Tajlandia	41,6	39,9	95,9
Wietnam	10,9	11,2	103,0
Pozostałe	43,7	42,6	97,5
Australia + Oceania	58,8	58,0	98,6
Australia	53,4	53,0	99,3
Pozostałe	5,4	5,0	91,8
Razem świat	3521,7	3582,8	101,7
W tym OPEC	660,2	668,8	101,3
W tym Europa – morze	166,6	174,0	104,4

pisu, że nowe gazociągi w UE muszą spełniać zasady Unii Energetycznej i Strategii Bezpieczeństwa Energetycznego. Media przypominają, że jednym z tematów wizyty niemieckiego wicekanclerza Sigmaro Gabriela w Polsce były rozmowy o zagrożeniach wynikających z budowy Nord Stream 2 i możliwym zamknięciu trasy dostaw gazu przez Ukrainę.

Polska. W komunikacie z 15 marca br., informującym o stanie przygotowań do budowy gazociągu Baltic Pipe, GAZ-SYSTEM SA podaje, że do końca 2016 r. zostanie wykonane wspólnie z operatorem duńskiego gazowego systemu przesyłowego Energinet.dk studium wykonalności inwestycji. Studium ma przedstawić zalecenia dotyczące optymalnego wariantu połączenia polskiej i duńskiej sieci gazowniczej oraz najkorzystniejsze procedury realizacji projektu od strony ekonomicznej i technicznej. Będzie ono następnie podstawą do opracowania projektu i oceny oddziaływania na środowisko. Do współpracy zaproszono firmę doradczą Rambøll Danmark A/S, Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT oraz Ernst & Young. Projekt Baltic Pipe znajduje się na przyjętej 18 listopada 2015 r. przez Komisję Europejską liście „Projektów Wspólnego Zainteresowania”. GAZ-SYSTEM i Energinet.dk zaproponują też udział w tym projekcie norweskiemu operatorowi Gassco AS.

Deklarację poparcia projektu Baltic Pipe ze strony rządu przekazał 21 marca br. pełnomocnik ds. infrastruktury energetycznej Piotr Naimski: „Rząd zdecydował, że będzie realizowany projekt Baltic Pipe, ponieważ potrzebujemy dwóch–trzech źródeł dostaw gazu do Polski”.

Rosja. W 2002 r. rząd wystąpił do ONZ z żądaniem powiększenia strefy ekonomicznej na Oceanie Arktycznym, ale wniosek został odrzucony. Powierzchnia rosyjskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Barentsa i Syberii, przy dotychczasowej szerokości 200 mil morskich, wynosi 4585,4 tys. km². W sierpniu ub.r. minister zasobów naturalnych i środowiska Siergiej Donskoj ponowił roszczenia, wnioskując o powiększenie rosyjskiego sektora. Uzasadnieniem mają być wyniki dziewięciu ekspedycji geologicznych i geofizycznych przeprowadzonych w okresie 2002–2014 w środkowej części basenu arktycznego, które dokumentują przedłużenie lądowych struktur geologicznych na morzu w postaci Grzbietu Łomonosowa i Płaskowyżu Czukockiego. Rosja utrzymuje, że powinny one być traktowane jako szelf kontynentalny, a wtedy szerokość strefy ekonomicznej wynosiłaby 350 mil (650 km), co oznacza powiększenie powierzchni strefy o 1190 tys. km². Te działania są częścią szerokiego programu umocnienia obecności Rosji w Arktyce, w skład którego wchodzi rozbudowa infrastruktury (zakłady skraplania gazu ziemnego Jamał u ujścia Obu, porty głębokowodne i nowe lotniska, zwiększenie floty lodolamaczy – w budowie jest 14 jednostek). Są to również decyzje militarne, takie jak rozbudowa baz wojskowych (wyspa Kotielnyj, wyspa Wrangla), przetrwanie na północ jednostek wojskowych i utworzenie w 2014 r. Dowództwa Strategicznego Północ z siedzibą w Siewieromorsku.

Roszczenia o rozszerzenie jurysdykcji na obszarach arktycznych zgłasza nie tylko Rosja. Rejon równi abysalnej Wrangla jest przedmiotem sporu między Rosją i Ka-

nadą, z kolei Dania uważa, że jej sektor powinien obejmować biegun północny, ponieważ jest to przedłużenie szelfu grenlandzkiego. Próby powiększenia stref ekonomicznych w Arktyce mają charakter długofalowych działań strategicznych, bo obecnie nawet już rozpoznane złoża ropy i gazu nie wchodzi w fazę zagospodarowania z uwagi na koszty i trudności techniczne. Przykładem może być gigantyczne złożo gazowe Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa, którego eksploatacja miała się rozpocząć w 2013 r., potem termin był kilkakrotnie przesuwany, a ostatnia informacja z 2011 r. mówiła o 2018 r. Także nadzieje związane z topnieniem lodu arktycznego i wykorzystaniem Przejścia Północno-Wschodniego, jako nowej dogodnej trasy transportowej nie sprawdziły się.

USA. Informacja z 18 marca br. w Oil & Gas Journal o tym, że liczba czynnych urządzeń wiertniczych w południowym Teksasie wzrosła o 2 sztuki i wynosi 217, została powtórzona przez inne portale naftowe i uznana za pierwszy sygnał poprawy w poszukiwaniach, bo spadek aktywności wiertniczej trwa od wielu miesięcy. Ostatnio najniższa liczba urządzeń w ruchu została odnotowana 23 kwietnia 1999 r. – było to 488, teraz ten wątpliwy rekord został pobity i 18 marca br. liczba urządzeń spadła do 476. Jednak zapowiedź poprawy, która nadeszła z Teksasu, okazała się przedwczesna i tydzień później 12 urządzeń wyłączono z eksploatacji, a ich łączna liczba zmniejszyła się do 464.

Te dotkliwe cięcia w wierceniach występują na całym świecie i w lutym br. było czynnych 1761 urządzeń (1507 – ląd i 254 – morze), podczas gdy rok wcześniej pracowało ich 2986 (2607 – ląd i 379 – morze).

Geofizyka. Mimo że wykonując otwór wiertniczy dysponujemy znaczną ilością danych sejsmicznych, profilowaniami geofizyki wiertniczej i wynikami prób złożowych, to jednak nawet po paru miesiącach trudno jest przewidywać wielkość wydobycia w dłuższym okresie. Dopiero po roku czy po dwóch latach można ocenić, czy inwestycja w udostępnienie złoża będzie uzasadniona. Firma MicroSeismic Inc. proponuje metodę wykorzystywania danych mikrosejsmicznych rejestrowanych w otworze. Pierwszą jej zaletą jest krótki czas rejestracji, bo wystarcza kilka dni lub tydzień. Monitoring mikrosejsmiczny dostarcza obserwacji w czasie rzeczywistym, jak zmienia się przepuszczalność w strefie odwiertu w trakcie dowiercania, a interpretacja tych pomiarów pozwala na dobór optymalnych metod intensyfikacji produkcji w konkretnym miejscu. Jak mówi Peter Duncan, szef MicroSeismic, możemy wcześniej uzyskać ocenę jakości horyzontu złożowego, skuteczności zabiegów w czasie dowiercania oraz wskazówki dotyczące odległości między następnymi otworami rozpoznawczymi i eksploatacyjnymi. W procesie oceny wiercenia na podstawie mikrosejsmiki otrzymujemy wskaźniki, które łącznie pozwalają lepiej planować dowiercanie. Takim wskaźnikiem jest mapa intensywności spękań, przekształcona w szacunkowy rozkład tensora przepuszczalności w obrębie przestrzeni

poddawanej stymulacji, która wskazuje jak polepszyła się przepuszczalność. Możliwość określenia, gdzie przepuszczalność jest większa, pozwala operatorowi lepiej przewidywać jaki otwór i z którego poziomu będzie miał większą wydajność. Ten wskaźnik (Permindex) będzie też pomocny w określeniu, która procedura dowiercania otworu jest najwłaściwsza w danym rejonie. Przyjmując krzywą ciśnienia szczypania i wartości ciśnienia, objętości i temperatury oraz wartości rozkładu porowatości i zawartości płynu w porach, możemy przygotować prognozę produkcji z otworu i porównać z innymi. Widząc jak zmienia się wydajność, jesteśmy w stanie obliczać stopę zwrotu z inwestycji, a nawet oszacować procedurę dowiercania w jednym rejonie w zestawieniu z innym rejonem i zdecydować, gdzie wiercić więcej otworów. Dodatkową korzyścią prognozowania jest mapa spadku ciśnienia, która zdaniem geofizyków z MicroSeismic jest bardzo pomocna przy ocenie interakcji otworu z sąsiednimi otworami i planowaniu przebiegu szczypania złoża. Decyzje, czy wiercić następny otwór, gdzie i kiedy, będą miały uzasadnienie ekonomiczne. W warunkach intensywnego szukania większej efektywności monitoring mikrosejsmiczny może być użytecznym narzędziem dla firm.

MicroSeismic Inc. w 2010 r. w Luizjanie na powierzchni 39 km² zainstalował rozstaw 99 geofonów, który z powodzeniem monitoruje przebieg dowiercania otworów w jurajskiej formacji Haynesville.

Innym nowym rozwiązaniem jest oprogramowanie Schlumbergera Active Q CT, które dotyczy diagnostyki zatłaczania płynów i jego skuteczności. W czasie rzeczywistym podczas zabiegów w otworze jest mierzone ciśnienie, temperatura i prędkość przepływu płynów. Umożliwia to śledzenie na bieżąco prędkości przepływu w każdym interwale i dostosowanie parametrów zatłaczania do zróżnicowanych wymagań na kolejnych etapach stymulacji. Ważne, że Active Q CT jest wykonywane w czasie jednego marszu zestawu pomiarowego, zamiast czasochłonnych i wymagających powtarzania pomiarów otworowych. Oprogramowanie było wykorzystywane i sprawdzone przez operatorów na złożach Bliskiego Wschodu, w Afryce Północnej i w Ameryce Środkowej. Przykładem może być złożo Sabriya, które jest eksploatowane przez Kuwait Oil Co. Otwór zatłaczający wodę wykazywał spadek tempa tłoczenia i wzrost ciśnienia na głowicy. Należało określić interwały wymagające stymulacji lub ominięcia bez dodatkowych marszów zestawu pomiarowego. Po zastosowaniu Active Q CT wytypowano dwa interwały budzące największą wątpliwość. W interwale, który nie przyjmował żadnych płynów, wykonano kwasowanie i po tym zabiegu ciśnienie zatłaczania na głowicy zmniejszyło się z 68 atm. do zera przy stałym tempie zatłaczania 1 t/min płynu.

Źródła: Baker Hughes, GAZ-SYSTEM, Hart's E&P, Micro Seismic, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, Rigzone, rp.pl, Schlumberger, World Oil