

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Miniony rok był okresem kolejnych wahań w wydobyciu gazu ziemnego na świecie. Zbiorcze dane zebrane przez *Oil & Gas Journal* (tab. 1) pokazują, że po stagnacji w 2007 r. (wzrost tylko o 0,8%) i ożywieniu w 2008 r. nastąpił regres i w 2009 r. wydobycie było niższe o 6,1%. Znaczny wzrost zanotowano w Australii, jednak jest ona dużym producentem gazu tylko w regionie Australii i Oceanii. Ważniejszy jest wzrost na Bliskim Wschodzie, gdzie z kolei mamy do czynienia zarówno ze sporymi przyrostami produkcji w Katarze (122%), jak i ze spadkami w Omanie i Iranie. Potwierdzają się wcześniejsze informacje o odzyskaniu przez USA czołowego miejsca wśród producentów gazu ziemnego na świecie dzięki zwiększeniu wydobycia o 2,7% w porównaniu z rokiem 2008. W połączeniu ze wzrostem o 1,3% w Meksyku, mimo spadku w Kanadzie, wynik dla Ameryki Północnej jest dodatni, chociaż jest to tylko 0,5%. W Europie Zachodniej wydobycie gazu spadło o 7,4%, w W. Brytanii aż o 15%, a jedynie w Norwegii wzrosło o 4,6%. Ponieważ jednak sektory brytyjski i norweski dostarczają większość produkcji gazu z Morza Północnego, również ten region wykazuje spadek. Bardzo zróżnicowana jest sytuacja w regionie określanym w statystykach *Oil & Gas Journal* jako „Europa Wschodnia i kraje b. ZSRR”. Obejmuje on zarówno małych producentów z Europy środkowo-wschodniej, jak też Rosję i potentatów azjatyckich, takich jak Kazachstan. Wskutek 10-procentowego zmniejszenia wydobycia w Rosji cały region ma ujemny wskaźnik przyrostu z jednoczesnym wzrostem wydobycia w Azerbejdżanie i Kazachstanie, przy czym w Kazachstanie jest to najwyższy wzrost produkcji występujący w tabeli – 32,7%. W Afryce zmniejszenie wydobycia gazu wystąpiło w Algierii, co jest istotne dla importerów z południowej Europy. Dane dotyczące Egiptu ponownie nasuwają wątpliwości co do rzetelności informacji statystycznych pochodzących z tego kraju, ponieważ z roku na rok podawane są wielkości zmieniające się w sposób zasadniczy. Obecnie dowiadujemy się o 10-procentowym spadku wydobycia, podczas gdy w roku ubiegłym był to wzrost o 226%. W Azji zwraca uwagę znaczny przyrost produkcji gazu w Indiach.

**Polska.** Dotychczas jedynym podmiotem krajowym prowadzącym poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego na lądzie było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. W 2009 r. do poszukiwań włączył się, chociaż w ograniczonym zakresie, PKN ORLEN, uzyskując koncesje

na 5 bloków w obszarze lubelskim (Bełżyce, Garwolin, Lublin, Lubartów i Wierzbica) i nawiązując współpracę z PGNiG S.A. w zakresie rekonstrukcji i intensyfikacji produkcji w otworze Sieraków-4. W rejonie Garwolina rozpoczęto wykonywanie badań sejsmicznych – w I etapie będzie to łącznie 220 km profili.

Nadal jednak dominującą rolę odgrywa PGNiG S.A., dysponujące największym potencjałem wykonawczym i największą liczbą koncesji. Przykładowo, spośród 224 koncesji na wydobycie ropy i gazu udzielonych przez Ministerstwo Środowiska, 216 jest w posiadaniu PGNiG S.A. Do PGNiG należy również 89 z 218 koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż ropy i gazu (wg stanu z dnia 23.04.2010 r.).

Jeśli chodzi o rozmieszczenie prac poszukiwawczych prowadzonych w 2009 r., to najwięcej wierceń (59,4%) i sejsmiki 3-D (51,4%) wykonano na przedgórzu Karpat. Na drugim miejscu był Niż Polski, gdzie zrealizowano 38,5% łącznego metrażu wierceń, 46,2% zdjęć sejsmicznych 3-D i 36,7% profili sejsmicznych 2-D. W Karpatach aktywność wiertnicza ograniczyła się do odwiercenia jednego otworu badawczo-poszukiwawczego Babica-2 z zadaniem sprawdzenia możliwości akumulacji węglowodorów w utworach karbonu i dewonu w strefie nasunięcia karpacko-stebnickiego. Do głębokości 3944 m wiercono w piaskowcach, mułowcach i łupkach należących do miocenu autochtonicznego, niżej napotkano utwory paleogenu o znacznej miąższości (ok. 350 m). Strop utworów karbońskich nawiercono znacznie niżej niż przewidywał projektowany profil. Tworzą go skały węglanowe o porowatości dochodzącej do 6% i niewielkiej zawartości węglowodorów. Po wykonaniu prób złożowych, mikroszczelinowania i kwasowania, uzyskano przyływ wody złożowej ze śladami gazu i ropy. Ponieważ w dwóch interwałach, w utworach paleozoiku, stwierdzono podwyższone zgazowanie i zarejestrowano korzystniejsze parametry zbiornikowe, zostały one także wytypowane do opróbowania, niestety wynik był negatywny. Wiercenie zakończono w utworach prekambriu na głębokości 4735 m. Otwór Babica-2 znajduje się blisko złoża ropy naftowej Nosówka, jednak nie uzyskano w nim przemysłowego przyływu bituminów, więc został zlikwidowany. Przygotowanie obiektów pod następne wiercenia w regionie karpackim zapewnią badania geofizyczne zlokalizowane w strefach Góra Ropczycka–Iwierzyce (3-D) i Wesołówka–Fredropol (2-D). Łącznie było to 654,7 kmb profili sejsmicznych 2-D i 11,9 km<sup>2</sup> zdjęć sejsmicznych 3-D.

Na przedgórzu Karpat w ub. roku odkryto jedno nowe złożo gazu ziemnego w utworach miocenu. Znajduje się

<sup>1</sup>ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

**Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2008–2009 w mld m<sup>3</sup> (wg *Oil & Gas Journal*, 2010)**

Kraj	Wydobycie [mld m <sup>3</sup> ]		Zmiana 2008/2009 [%]
	2008	2009	
<b>Ameryka Płn.</b>	<b>837,33</b>	<b>841,40</b>	<b>100,5</b>
Kanada	158,54	145,26	91,6
Meksyk	71,67	72,63	101,3
USA	607,12	623,51	102,7
<b>Ameryka Płd.</b>	<b>146,28</b>	<b>143,64</b>	<b>98,2</b>
Argentyna	42,20	40,33	95,6
Brazylia	12,48	10,07	80,7
Trynidad	39,05	39,38	100,9
Wenezuela	25,13	23,49	93,5
Pozostałe	27,43	30,37	110,7
<b>Europa Zach.</b>	<b>294,74</b>	<b>272,92</b>	<b>92,6</b>
Dania	9,34	7,72	82,6
Holandia	85,75	74,43	86,8
Niemcy	15,50	14,37	92,7
Norwegia	99,16	103,71	104,6
W. Brytania	73,41	62,36	84,9
Włochy	8,55	7,49	87,6
Pozostałe	3,03	2,85	94,0
<b>Europa Wsch. +b.ZSRR</b>	<b>862,53</b>	<b>698,12</b>	<b>80,9</b>
Azerbejdżan	10,98	14,57	132,7
Kazachstan	28,81	34,24	118,9
Inne kraje b. ZSRR	162,44	117,45	72,3
Rosja	643,83	515,06	80,0
Rumunia	6,08	6,28	103,3
Pozostałe Europa Wsch.	10,39	10,51	101,1
<b>Afryka</b>	<b>184,83</b>	<b>174,74</b>	<b>94,5</b>
Algieria	93,39	83,20	89,1
Egipt	45,56	40,89	89,8
Libia	11,74	12,65	107,7
Nigeria	27,08	30,31	111,9
Pozostałe	7,05	7,68	108,9
<b>Bliski Wschód</b>	<b>337,66</b>	<b>344,59</b>	<b>102,1</b>
Arabia Saud.	72,73	72,82	100,1
Iran	99,47	96,64	97,2
Katar	61,41	74,91	122,0
Oman	19,81	18,14	91,6
Zjedn. Emiraty Arab.	44,29	44,57	100,6
Pozostałe	39,94	37,50	93,9
<b>Daleki Wschód</b>	<b>343,99</b>	<b>342,62</b>	<b>99,6</b>
Chiny	80,05	84,85	106,0
Indie	29,12	36,67	126,0
Indonezja	77,26	67,64	87,5
Malezja	48,82	46,55	95,4
Pakistan	41,40	41,54	100,3
Tajlandia	14,04	11,64	83,0
Pozostałe	53,31	53,72	100,8
<b>Australia i Oceania</b>	<b>42,72</b>	<b>46,81</b>	<b>109,6</b>
Australia	38,23	42,27	110,6
Pozostałe	4,50	4,54	100,9
<b>Razem świat</b>	<b>3050,10</b>	<b>2864,83</b>	<b>93,9</b>
W tym OPEC	535,53	519,81	97,1
W tym M. Północne	207,54	196,04	94,5

ono w pobliżu znanego złoża gazu Czarna Sędziszowska, jego obecność została potwierdzona otworem Budy Dąbrowa-1K. Do prób wytypowano trzy horyzonty mioceńskie i jeden karboński o dobrych własnościach zbiornikowych, jednak tylko w jednym, najpłytszym, uzyskano przyływ gazu, ale za to o dobrej, przemysłowej wydajności. Wierceniem Budy Dąbrowa-1K rozpoznano terygeniczne twory turneju i węglanowe twory wizenu, a zakończono je w utworach prekambriu. Pozostałe otwory z pozytywnymi wynikami złożowymi w tym regionie to otwory gazowe, które udokumentowały nowe poziomy gazonośne w obrębie rozpoznanych złóż, bądź też poszerzyły zasięg występowania poziomów już wcześniej udostępnionych. Takim wierceniem był Mirocin-63, w którym wydzielono dwa nowe mioceńskie horyzonty gazonośne poniżej horyzontów znanych ze złoża Mirocin. Do eksploatacji zostały udostępnione dwa interwały do głębokości 1500 m. Podobnie było na złożu Markowice, gdzie kontynuowano rozpoznanie wierceniem Markowice-5. W wyniku interpretacji pomiarów geofizycznych wybrano do perforacji kilka pakietów piaskowców mioceńskich i z trzech, w tym jednego nowego, uzyskano przemysłowy przyływ gazu ziemnego o dobrej wydajności. Zbadano również twory jury i oligocenu, które mimo dobrych własności zbiornikowych wykazują niskie nasycenie węglowodorami i nie mają znaczenia złożowego. Następny otwór rozpoznawczy wiercony na tym złożu, Markowice-6, został zlikwidowany bez opróbowania, ponieważ z powodu niekorzystnej sytuacji strukturalnej nie rokował uzyskania przemysłowego przyływu gazu. Na złożu gazowym Pruchnik-Pantalowice odwiercono otwór rozpoznawczy Pruchnik-25, którym potwierdzono nasycenie gazem dziewięciu horyzontów mioceńskich. W próbach ze wszystkich uzyskano przyływ gazu, przy czym dwa przekazano do eksploatacji. W otworze Pruchnik-25 przewiercono cały profil miocenu o miąższości 1880 m i zakończono wiercenie na głębokości 1915 m w łupkach wieku prekambryjskiego. Z kolei w otworze Sędziszów-34 badacze mieli za zadanie określić zasięg horyzontów gazonośnych eksploatowanych na złożu Zagorzyce. Ponieważ wyznaczone na podstawie pomiarów geofizycznych własności zbiornikowe poziomów mioceńskich poniżej horyzontu VII były zbyt słabe, do prób wybrano odpowiedniki horyzontów III, IV, V i VI, których porowatość, przepuszczalność i nasycenie węglowodorami były znacznie lepsze. Najlepszy rezultat otrzymano w interwale będącym odpowiednikiem horyzontu V. Profil otworu Sędziszów-34 obejmuje twory czwartorzędowe, nasunięcie stebnicko-karpackie, miocen autochtoniczny i karbon wykształcony w postaci skał węglanowych. Te same horyzonty (na tym samym złożu) w otworze kierunkowym Sędziszów-33K miały gorsze nasycenie, uzyskano śladowe ilości gazu lub zgazowaną solankę i otwór został zlikwidowany. Największą wydajność spośród ubiegłorocznych wierceń uzyskano w otworze Zalesie-15K dzięki bardzo dobrym parametrom porowatości i przepuszczalności mioceńskich piaskowcowych kompleksów zbiornikowych. Po opróbowaniu próbnikiem złoża otrzymano przemysłowy przyływ gazu. Uzyskanie nieprzemysłowych przyływów gazu, bądź tylko zgazowanej solanki, negatywna ocena geofizyczna i niskie parametry zbiornikowe były przyczyną likwidacji otworów Chotowa-1, Jawornik-1K/1KA, Kamionka-2, Krzywa-2, Łękawka-1K i Rogoźnica 1K.

Rozpoznanie sejsmiczne obszaru przedgórze Karpat obejmowało 185 kmb profili sejsmicznych 2-D i 264 km<sup>2</sup> zdjęć sejsmicznych 3-D, prace te są kontynuowane w br.

Na Niżu Polskim odwiercono w ub. roku 9 otworów poszukiwawczych i jeden otwór rozpoznawczy, wykonano też 488,7 kmb profili sejsmicznych 2-D i 237,5 km<sup>2</sup> zdjęć sejsmicznych 3-D. Do sukcesów poszukiwawczych należy zaliczyć odkrycie dwóch nowych złóż: Kromolice S (gaz ziemny) i Kamień Mały (ropa naftowa). Złoże Kamień Mały, stwierdzone dzięki wykonaniu odwiertu Kamień Mały-1K, zakończono w utworach dolomitu głównego na głębokości 3369 m (rzeczywista głębokość pionowa 2813,5 m). Dolomit główny o miąższości ok. 70 m jest tu reprezentowany przez dolomity z wkładkami anhydrytu, z dobrą porowatością i spękaniem. Po kwasowaniu w teście produkcyjnym uzyskano przyływ ropy o średniej wydajności. Wykonany w tej samej strukturze otwór Kamień Mały-2 wymagał wykonania perforacji i zabiegów intensyfikujących produkcję w postaci kwasowania. Złoże Kromolice S występuje w utworach czerwonego spągowca, w niewielkiej odległości od odkrytego w 2008 r. złoża gazu Kromolice. Wiercenie Kromolice-2 osiągnęło głębokość 3660 m, przewiercono 115 m eolicznych piaskowców z domieszkami ilastymi, dolomitycznymi i żelazistymi, o dobrych własnościach zbiornikowych, należących do czerwonego spągowca. Badanie wydajności próbnikiem złoża przyniosło wynik o znaczeniu przemysłowym. W czasie przewiercania utworów dolomitu głównego, wykształconych w postaci węglanów, wykonano również próby złożowe i uzyskano przyływ gazu z siarkowodorem. Występowanie ropy naftowej w utworach dolomitu głównego na strukturze Połęcko było badane kolejnym otworem Połęcko-4K. W czasie przewiercania poziomu dolomitu głównego wystąpiły duże zaniki płuczki i dopiero po opanowaniu sytuacji można było przystąpić do prób złożowych poprzedzonych kwasowaniem i syfonowaniem oczyszczającym. Otrzymano przyływ kondensatu o wysokim wykładniku gazowym. Oznacza to, że odwiert Połęcko-4K trafił w czapę gazową złoża ropy Połęcko. Dolomit główny był również badany, wykonano otwór poszukiwawczy Chlebowo-11, zlokalizowany na strukturze o tej samej nazwie. Przewiercono 45 m utworów dolomitu głównego o zróżnicowanych własnościach zbiornikowych i potwierdzono nasycenie gazem uzyskując przyływ gazu ziemnego i kondensatu. Podobnie jak w przypadku poprzednio omawianych wierceń, jest to rejon monokliny przedsudeckiej. Możliwości akumulacji węglowodorów w kompleksie dolomitu głównego były też badane odwiertami Maszewo-6K i Wędrzyn-5, jednak z wynikiem negatywnym. Również pozostałe wiercenia wykonane na monoklinie, których zadaniem geologicznym było sprawdzenie perspektywiczności utworów wapienia cechsztyńskiego (Kokorzyn-2), czerwonego spągowca (Czarna Wieś-7) lub łącznie dolomitu i czerwonego spągowca (Ostrowiec-1, wiercony wspólnie z *FX Energy*) po zbadaniu nasycenia i parametrów zbiornikowych zostały zlikwidowane jako nierokujące uzyskania przemysłowych przyływów węglowodorów.

Ogółem w kraju na zlecenie PGNiG S.A. w 2009 r. wykonano 79 202 mb wierceń (otwory poszukiwawcze,

rozpoznawcze, eksploatacyjne i przygotowujące podziemne magazyny gazu), co stanowiło 33,5% metrażu wierceń wykonanego przez spółki Grupy PGNiG S.A. Jeśli chodzi o rozpoznanie sejsmiczne, to Geofizyka Kraków i Geofizyka Toruń wykonały łącznie dla PGNiG S.A. 1328,9 kmb profili 2-D i 513,6 km<sup>2</sup> zdjęć sejsmicznych 3-D.

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w 2009 r. wyosiło 665,7 tys. PPIEZRiG *Petrobaltic* S.A. wydobyło ze złóż B3 i B8 na Bałtyku 175,7 tys. t ropy, natomiast PGNiG S.A. wyprodukowało 490 tys. t. Wydobycie gazu ziemnego utrzymało się niemal na tym samym poziomie, co w roku poprzednim, i wyniosło 4,1 mld m<sup>3</sup> (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Gaz ten prawie w całości pochodził ze złóż lądowych. W bieżącym roku przewiduje się udokumentowanie zasobów wydobywalnych gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w ilości 3,68 mld m<sup>3</sup> i ropy naftowej w ilości 2,28 mln t.

**USA.** Eksploatacyjna platforma półzanurzalna *Deepwater Horizon*, należąca do firmy *Transocean Ltd.*, była posadowiona na bloku 252 w Zatoce Meksykańskiej, na powierzchni wody o głębokości 1521 m i wiercono z niej otwór Macondo, który miał osiągnąć głębokość 5500 m. Operatorem koncesji 252 jest *BP Exploration & Production Inc.* Komunikat o wybuchu i pożarze na platformie z 20 kwietnia br. był poważny, jednakże nie spodziewano się katastrofy o tak wielkich rozmiarach. Zginęło 11 pracowników, 17 osób odniosło obrażenia, pozostała 115-osobowa załoga platformy pomyślnie ewakuowana. Następnego dnia platforma zatonała i ogień zgasł, więc sądzono, że ropa wypaliła się samoistnie. Jednakże w pobliżu zaobserwowano plamę ropy, najpierw niezbyt wielką, później szybko się powiększającą. Eksplozja nastąpiła w czasie rurowania i wykonywania korka cementowego przez ekipę firmy *Halliburton*. Przypuszczalnie uszkodzeniu uległ prewenter i z nim związane jest źródło wycieku ropy. Miejsce katastrofy znajduje się w odległości 76 km od wybrzeża Luizjany.

W następnych dniach plama ropy przybierała coraz większe rozmiary i stało się oczywiste, że stanowi ogromne zagrożenie nie tylko dla akwenu Zatoki Meksykańskiej, lecz także dla wybrzeży, w szczególności Luizjany. Początkowo oszacowano wielkość wypływu ropy na 130–140 t/d, później na 680 t/d, obecnie przedstawiciele BP przyznają, że może to być znacznie więcej. Zawiodły próby wypalenia ropy, ponieważ warstwa mieszaniny lekkiej ropy z wodą morską jest cienka i trudno ją podpalić. Podjęto próby zamknięcia uszkodzonego prewentera przy użyciu zdalnie sterowanych pojazdów podwodnych, jednocześnie w rejon awarii sprowadzono platformę wiertniczą *Development Drilling*, aby odwiertować otwór ratunkowy i zatłaczając ciężką płuczką opanować wypływ ropy. Jednakże wiercenie rozpoczęte 2 maja zostanie ukończone nie wcześniej niż za 2–3 miesiące. Równocześnie 6 maja rozpoczęto operację opuszczenia specjalnie wykonanej 98-tonowej kopuły, która po nałożeniu na koniec rizeru miała zbierać ropę. Dotychczas nie wykonywano takiej operacji przy ciśnieniu 170 atm., jakie panuje na tej głębokości. Pierwsza próba nie powiodła się z powodu zatkania kopuły przez gazohydraty. Dopiero 16 maja

udało się osadzić drugą kopułę. Tym razem zastosowanie metanolu i gorącej wody zapobiegło powstaniu gazohydratów. Według doniesień z 20 maja urządzenie odbiera ok. 400 t/d ropy i 424 tys. m<sup>3</sup>/d gazu. Podjęto też ponowną próbę podpalenia ropy z nieco lepszym rezultatem niż na początku, bo jedna z plam paliła się przez 2 godziny.

Niezależnie od operacji wiertniczych, na szeroką skalę prowadzone są doraźne działania zapobiegawcze polegające na zbieraniu ropy, aplikacji środków dyspersyjnych i ustawianiu zapór. Zaangażowanych jest ponad 500 statków i innych jednostek pływających, samoloty i dziesiątki tysięcy ludzi. Jednak 30 kwietnia plama ropy zajmowała już powierzchnię 10 tys. km<sup>2</sup> i zbliżała się do Luizjany. Ze względów bezpieczeństwa 1 maja wstrzymano wydobycie gazu na 2 platformach produkcyjnych w Zatoce, wydano też zakaz połowów w strefie od ujścia Mississipi do zatoki Pensacola na Florydzie. Koszty tych

wszystkich doraźnych operacji są ogromne, oszacowano, że w połowie maja przekroczyły już 450 mln USD.

Wyciek w zatoce spowodował natychmiastową reakcję oponentów poszukiwań ropy naftowej na szelfie. Zgłaszane są wnioski wprowadzenia różnych ograniczeń i zakazów dotyczących wierceń morskich. Krytyka dotknęła też urząd nadzoru gospodarki surowcami mineralnymi (MMS – *Minerals Management Service*), podległy Departamentowi Energii USA i odpowiedzialny za wydawanie koncesji.

Katastrofa w Zatoce Meksykańskiej przypomina słynną katastrofę tankowca *Exxon Valdez* na Alasce w 1989 r., kiedy to do morza wylało się od 35 do 110 tys. t ropy. Koszty usuwania szkód, odszkodowań i kar, jakie zapłacił koncern *ExxonMobil*, wyniosły ponad 3,5 mld USD.

Źródła: *Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Petrobaltic, PGNiG, Rigzone, World Oil*