

Prognozy, które dotyczą wyczerpywania się zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie, są dość często publikowane i z reguły formułowane w tonie ostrzegawczym, co zresztą nie dziwi, jeśli wziąć pod uwagę znaczenie paliw kopalnych w gospodarce. Zamieszczony poniżej artykuł z *Oil & Gas Journal* (nr 108.41: 48–53) koncentruje się na wynikach badań złożowych, prowadzonych w morskich akwenach głębokowodnych, i na perspektywach odkrycia nowych złóż do 2030 r. Autorzy wskazują, że te nowe rejony poszukiwawcze mogą stać się czynnikiem, który zahamuje ogólny trend spadkowy w ilości zasobów węglowodorów rozpoznanych na świecie. Od pewnego czasu ma miejsce seria odkryć w Zatoce Gwinejskiej – niemal co tydzień na wodach Angoli, Nigerii czy Gabonu odkrywano nowe, pokaźne złoża. Teraz taka dobra passa w przemyśle naftowym nastąpiła w Brazylii, przy czym tamtejsze akumulacje są również położone znacznie poniżej umownej granicy strefy płytkowodnej, która wynosi 400 m. Obszerny i aktualny materiał statystyczny zwiększa wiarygodność ocen. Istotne jest też zwrócenie uwagi na problemy geologiczne i techniczne związane z dostępnością złóż głębokowodnych. Z tego względu publikację Rafaela Sandrei i Ivana Sandrei prezentujemy czytelnikom *Przeglądu Geologicznego*.

Jerzy Zagórski

Wydobycie ropy naftowej w akwenach głębokowodnych: czy nastąpi wzrost?

Rafael Sandrea¹, Ivan Sandrea²



R. Sandrea

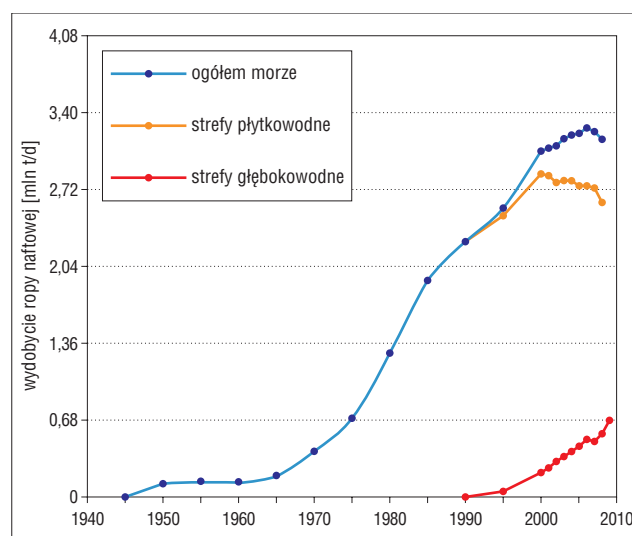


I. Sandrea

Wydobycie ropy naftowej na morzu rozpoczęło się w latach 40. XX w. i wzrosło ze skromnego poziomu 136 tys. t/d w latach 60. do ok. 3,3 mln t/d w 2009 r., a obecnie stanowi 1/3 światowego wydobycia ropy naftowej. W istocie wydobycie na morzu stało się w ostatnich latach głównym powodem wzrostu dostaw ropy naftowej na świecie, ponieważ eksploatacja na lądzie zasadniczo ustabilizowała się już w dwóch poprzednich dekadach (Sandrea & Sandrea, 2007). Również wydobycie ropy na morzu nie uległo zmianie od 2002 r., czego głównym powodem jest spadek produkcji na wodach płytkich (≤ 400 m) począwszy od 2000 r. Do lat 90. XX w., kiedy nastąpiły poważne odkrycia w akwenach głębokowodnych ($> 400 - \leq 1500$ m), niemal całe wydobycie na morzu pochodziło z akwenów płytkowodnych (ryc. 1). Obecnie produkcja z płytkich wód wynosi 2,6 mln t/d ropy, co stanowi ok. 80% ogólnego wydobycia ropy naftowej na morzu. Do 2009 r. na morzu wydobyto ogółem 31 mld t ropy, z czego 29,5 mld t pochodziło ze złóż na wodach płytkich.

Z drugiej strony wyniki poszukiwań, które przeprowadzono w ciągu ostatnich 15 lat na wodach głębokich i ultragłębokich (> 1500 m), są godne uwagi. Wydobycie ropy z akwenów głębokowodnych rozpoczęło się w latach 90. XX w. i do 2000 r. szybko osiągnęło poziom 200 tys. t/d

ropy, a następnie zwiększyło się niemal trzykrotnie, i obecnie dochodzi do ok. 550 tys. t/d. Eksploatację na wodach ultragłębokich rozpoczęto stosunkowo niedawno (zapoczątkowano ją w 2005 r. w Zatoce Meksykańskiej), aktualnie światowe wydobycie dochodzi do 135 tys. t/d ropy, z czego połowa pochodzi z Zatoki Meksykańskiej. Prawdopodobnie zarówno rejony głębokowodne, jak i ultragłębokowodne będą miały istotny udział w pokryciu zapotrzebowania na ropę naftową w następnych dekadach. Łączne wydobycie z tych złóż, wynoszące 680 tys. t/d ropy, stanowi już 1/5 globalnej produkcji na morzu; do tej pory wydobyto w ten sposób zaledwie 1,7 mld t ropy. Warto zauważyć, że zakresy głębokości akwenów płytkowodnych, głębokowodnych i ultragłębokowodnych stosowane w tej publikacji są zgodne z bazami danych koncernu IHS,



Ryc. 1. Wydobycie ropy naftowej na morzu na świecie (w mln t/d). Źródła: IHS, Wood Mackenzie, EIA

¹Prezes IPC Petroleum Consultants, Inc.

²Wiceprezes ds. strategii poszukiwań i wydobycia, Statoil.

ponieważ są one lepiej dopasowane do problemów technologii wierceń, które będą omawiane w dalszej części tego artykułu. Co więcej, termin „głębokowodny”, używany poniżej, obejmuje także strefy ultragłębokowodne, które często nie są wydzielane w międzynarodowych statystykach dotyczących wydobycia i zasobów.

W niniejszym artykule omówiono światowe tendencje w poszukiwaniach i wydobyciu ropy na morzu, szczególnie zaś dokonano przeglądu możliwości wydobycia ropy naftowej w perspektywie średnioterminowej, w podziale na strefy płytkowodne i głębokowodne. Z uwagi na to, że podstawą zdolności produkcyjnych są zasoby, w artykule przedstawiono również inne spojrzenie na szacunkowe całkowite zasoby (EUR – *estimate ultimate reserves*) ropy na morzu na świecie, których wielkość może być teraz dokładniej określona, ponieważ wykorzystano już połowę zasobów płytkowodnych. Oczywiście niedawna awaria w otworze Macondo, zagłowiczonym w wodach ultragłębokich (1600 m), w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej, będzie hamować amerykańskie operacje na morzu, jednak celem tego artykułu jest spojrzenie w przyszłość i przedstawienie globalnej oceny potencjału wydobywczego w akwenach głębokowodnych w perspektywie średnioterminowej.

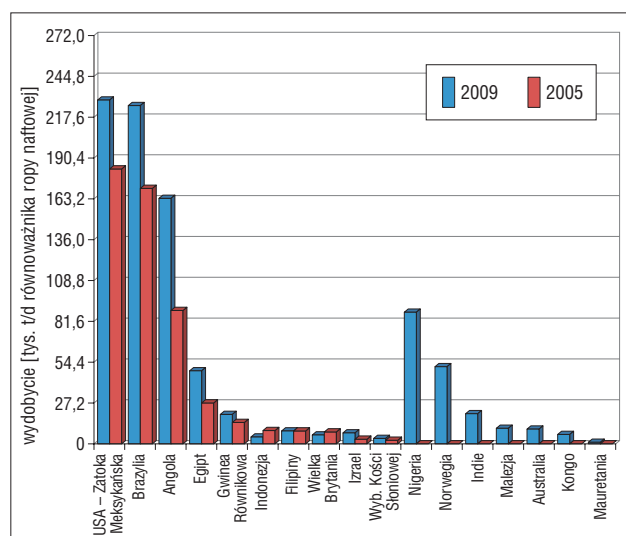
Trendy w poszukiwaniach i wydobyciu

W ostatniej dekadzie niemal 70% znaczących odkryć złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie dokonano na morzu, a amerykańska część Zatoki Meksykańskiej stała się najważniejszym głębokowodnym regionem z punktu widzenia wydobycia i inwestycji – pochłania 1/3 globalnych nakładów na złoża głębokowodne, które w 2009 r. wyniosły około 21 mld USD (*Exploration after...*, 2010). W ciągu ostatnich 5 lat odkrycia złóż ropy i gazu w strefach głębokowodnych stanowiły przeciętnie 748 mln t równoważnika ropy naftowej rocznie, a średnia wielkość złoża wynosiła ok. 20 mln t ropy, podczas gdy średnia wielkość złóż lądowych wynosiła 3,4 mln t ropy (Chakhmakhev & Rushworth, 2010; *IHS CERA*, 2010). Eksploatacja ropy w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej, stanowiąca blisko 1/3 całkowitego wydobycia tego surowca w USA, które w 2009 r. wyniosło 720 tys. t/d, była czynnikiem wzrostu wydobycia ropy w USA. W 2009 r. – po raz pierwszy od 1991 r. – odnotowano rekordowy wzrost wydobycia ropy w USA w porównaniu z rokiem poprzednim. Wzrosło ono o 54,3 tys. t/d ropy, które pochodziły głównie z pięciu złóż głębokowodnych: Tahiti, Dorado, King South, Thunder Hawk i Atlantis North Flank. Obecnie wydobycie ze złóż głębokowodnych stanowi 80% całkowitego wydobycia ropy w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej. Intensywne poszukiwania prowadzone w głębokowodnej strefie zatoki stały się bodźcem do rozwijania nowych technologii w wiertnictwie i sejsmice, które przyczyniły się do sukcesów poszukiwań w innych basenach na świecie (Dribus i in., 2008).

Obecnie z czterech wielkich głębokowodnych rejonów wydobycia – Zatoki Meksykańskiej, wybrzeży Brazylii, Angoli i Nigerii – pochodzi 3/4 ilości ropy wydobywanej w basenach głębokowodnych, reszta przypada na 13 innych krajów. Na ryc. 2 przedstawiono wzrost wydobycia ropy

naftowej i gazu ziemnego w okresie ostatnich 5 lat w wielu rozwijających się prowincjach głębokowodnych rozmieszczonych na całym świecie w zestawieniu z najaktywniejszymi lokalizacjami, tj. Zatoką Meksykańską oraz wybrzeżami Brazylii i Afryki Zachodniej. Od 2005 r. rozpoczęto wydobycie w siedmiu nowych obszarach głębokowodnych. Aktualnie poszukiwania prowadzone są w kilku perspektywicznych basenach głębokowodnych, niekiedy tak różnych i odległych od siebie jak Portugalia i Mozambik.

Przemysł naftowy rozpoczął także eksploatację złóż ultragłębokowodnych – charakteryzujących się bardzo wysokimi ciśnieniami – w których wiercenia osiągają głębokość 13 000 m. Wiąże się z tym wiele złożonych problemów technologicznych w sejsmice, wierceniach, projektowaniu otworów wiertniczych, profilowaniu otworowym, inżynierii złożowej i innych. Głębokości wody przekraczające 1600 m potęgują te problemy – zwiększają ryzyko, szczególnie podczas wiercenia, ze względu na konieczność dostosowania parametrów płuczki i konstrukcji otworu. W chwili obecnej te trudności ograniczają dostęp do zasobów znajdujących się w akwenach ultragłębokowodnych. Największe koszty i ryzyko podczas zagospodarowywania złóż głębokowodnych i ultragłębokowodnych są związane z ceną urządzenia wiertniczego i risera oraz z ewentualnością, że nie będzie można osiągnąć docelowego horyzontu złożowego ze średnicą otworu, która umożliwi eksploatację z wysoką wydajnością (1360–4080 t/d ropy), co stanowi podstawę ekonomicznej opłacalności (*Offshore Technology...*, 2000). Najnowsze osiągnięcia (Redden, 2010) w technologii Dual-Gradient (*Chevron*) i wierceń bez risera (*AGR Subsea Inc.*) sprawiają, że wykonywanie odwiercowań w strefach ultragłębokowodnych jest bezpieczniejsze, mniej szkodliwe dla środowiska naturalnego i tańsze. Są również inne praktyczne ograniczenia dla poszukiwań w strefach ultragłębokowodnych. W wielu miejscach na świecie głębokość wody wynosząca 4000 m wyznacza krawędź szelfu kontynentalnego i nie ma tam skał osadowych interesujących dla poszukiwań.

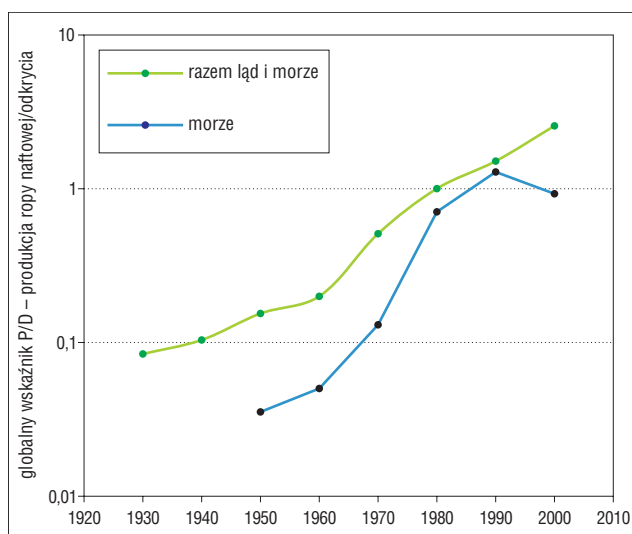


Ryc. 2. Kraje wydobywające ropę naftową i gaz ziemny z basenów głębokowodnych (wydobycie w tys. t/d równoważnika ropy naftowej). Źródła: Wood Mackenzie

Potencjał produkcji ropy naftowej ze złóż podmorskich

Ropa naftowa ze złóż podmorskich ma decydujące znaczenie w zrównoważeniu światowej podaży tego surowca, jednakże według statystyk wydobycie ustabilizowało się (ryc. 1) na poziomie ok. 3,1 mln t/d ropy (1,1 mld t ropy rocznie), co wynika ze zmniejszenia zarówno ilości, jak i wielkości nowych odkryć. Podmorskie złoża ropy naftowej odkryte w 5-letnim okresie do 2008 r. przynosiły przeciętnie 816 mln t ropy rocznie lub 12,2 mln t z jednego obiektu złożowego. Bardzo dobrym wskaźnikiem wydajności poszukiwań (lub jej braku) jest stosunek wydobycia do odkryć, czyli P/D (*production/discoveries*) (Sandrea, 2009). Jest to wyznacznik stopnia, w jakim wyeksploatowane zasoby są „zastępowane” nowymi odkryciami. Korzystny stosunek P/D powinien wynosić 1 lub mniej ($P/D \leq 1$). Stosunek równy 1 wskazuje na całkowite zastąpienie wyeksploatowanych zasobów, podczas gdy wartości utrzymujące się trwale powyżej tego progu będą sygnalizować początek spadku wydobycia.

Na ryc. 3 można prześledzić globalne zmiany wskaźnika P/D ropy naftowej wydobywanej ze złóż lądowych i podmorskich począwszy od 1930 r. Wartości stosunku P/D na wykresie odpowiadają wielkości wydobycia i ilości odkryć w każdej dekadzie. Łączny wskaźnik P/D złóż lądowych i morskich niemal potroił się od lat 80. XX w. i obecnie osiągnął niekorzystny poziom 2,6. Oznacza to, że zaledwie 1/3 wyeksploatowanych zasobów światowych została zastąpiona przez nowe odkrycia w czasie tej dekady. W latach 90. XX w. stosunek P/D zasobów podmorskich osiągnął poziom 1,3, ale później spadł poniżej progu 1 dzięki okresowi szybkiego zwiększenia zasobów głębokowodnych. Zasoby stref płytkowodnych były najważniejszym czynnikiem negatywnym, ponieważ w ciągu ostatnich 5 lat odkrycia w tych strefach przyniosły średnio tylko 38 mln t ropy na rok lub 2,6 mln t ropy na jeden obiekt. Wskutek tego wydobycie ropy na wodach płytkich spadło z maksymalnego poziomu 2,8 mln t/d ropy w 2000 r. do 2,6 mln t/d obecnie. Należało się tego spodziewać, ponieważ płytkowodne złoża ropy są w stadium dojrzałym, a nowe odkrycia w kilku prowincjach o niskim stopniu rozpoznania,



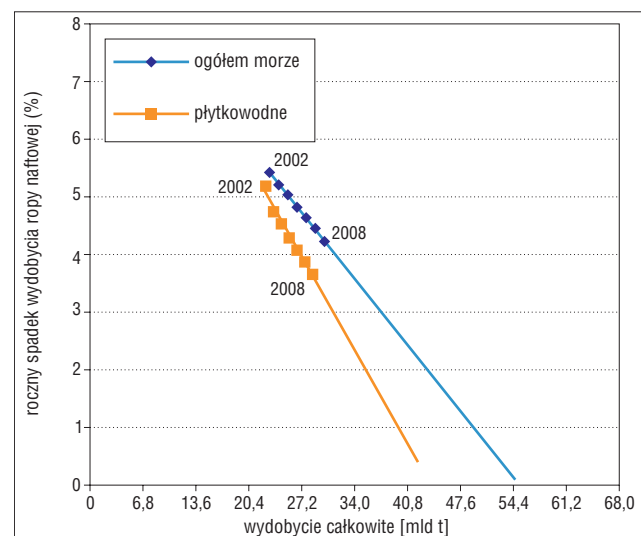
Ryc. 3. Globalny wskaźnik P/D – produkcja ropy/odkrycia. Źródła: IHS

łącznie z Chinami i Morzem Kaspijskim, nie dały jeszcze wyników złożowych w takim zakresie, który mógłby oznaczać, że zmniejszenie ilości zasobów w płytkich strefach Zatoki Meksykańskiej, Morza Północnego i ważnych złóż Zatoki Perskiej zostanie zrekompensovane.

Nadzieją poszukiwań na morzu stały się akweny głębokowodne. Wszystko zaczęło się w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej w latach 70. XX w. Od tego czasu zbadano ponad 80 różnych basenów na świecie, ale tzw. Wielka Czwórka, czyli głębokowodne prowincje ropooszczędne w Zatoce Meksykańskiej, u wybrzeży Brazylii, Angoli, Nigerii oraz Australii (gaz ziemny), obejmuje niemal wszystkie zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego, jakie odkryto do tej pory. Wydobycie ropy z akwenów głębokowodnych na świecie wzrastało w sposób ciągły (ryc. 1), aż do obecnego poziomu, który wynosi 680 tys. t/d. Eksploatacja koncentruje się wokół bogatych, turbidytowych skał piaszczystych i węglanowych o wysokiej porowatości (30–35%) i przepuszczalności (1–2 darcy). Wydajność otworów jest więc wysoka (w granicach 4–6,8 tys. t/d ropy). W przypadku złóż ultragłębokowodnych obraz tych skał jest maskowany (z punktu widzenia jakości obrazu sejsmicznego) przez plastyczne warstwy soli o dużej miąższości (do 2000 m), które dodatkowo komplikują wiercenie otworów poziomych. Mimo niedawnych sukcesów w Brazylii, dane geologiczne, które uzyskano dotychczas, wskazują, że perspektywiczność złóż głębokowodnych jest ograniczona w porównaniu do złóż lądowych, przede wszystkim z tego powodu, że najlepsze zbiorniki ropy są związane wyłącznie z turbidytami. Co więcej, odkryte w utworach podsolnych w Brazylii zbiorniki ropy stanowią nowy typ obiektów złożowych, wyjątkowych pod względem budowy, która nie jest znana w innych częściach świata. Ocena perspektywiczności turbidytów głębokowodnych jest wciąż trudnym zadaniem.

Analiza spadku

Głównym celem tego artykułu jest przedstawienie średnioterminowej prognozy możliwości wydobycia ropy naftowej ze złóż podmorskich – zarówno płytko-, jak i głębokowodnych. Ponieważ eksploatacja jest całkowicie



Ryc. 4. Spadek wydobycia ropy naftowej ze złóż podmorskich na świecie.

uzależniona od zasobów, rzetelne ich oszacowanie jest wstępnym warunkiem opracowania jakiegokolwiek prognozy wydobywania. Klasycznym sposobem określania szacunkowych zasobów całkowitych (EUR – *estimated ultimate recovery*) jest analiza spadku. Na ryc. 4 zilustrowano logistyczne trendy spadku wydobywania na morzu (ogółem i z akwenów płytkowodnych). Z tendencji spadkowej stref płytkowodnych można odczytać wielkość zasobów EUR, które wynoszą 43,5 mld t ropy, z czego 29,5 mld t, czyli 2/3, zostało wyeksploatowane do 2009 r. Oznacza to, że ponad połowa zasobów stref płytkowodnych została wyczerpana, a zatem ustabilizowanie się EUR na tym samym poziomie jest w 90% prawdopodobne.

Spadek całkowitego wydobywania ropy naftowej na morzu jest również stabilny i wskazuje, że EUR wynoszą 54,4 mld t ropy. Na tendencję tą wpływa jednak wydobywanie w strefach głębokowodnych, które wciąż jest na etapie zdecydowanego wzrostu (ryc. 1); tu łączna eksploatacja, wynosząca 1,7 mld t ropy, stanowi zaledwie 5% całkowitego wydobywania na morzu (31,3 mld t ropy). Ten fakt uniemożliwia zastosowanie analizy spadku do niezależnej oceny głębokowodnych EUR. Na podstawie wielkości obecnych szacunkowych zasobów całkowitych (54,4 mld t ropy) można sądzić, że zasoby głębokowodne wynoszą 10,9 mld t ropy ($54,4 - 43,5 = 10,9$), co z kolei, z przyczyn omówionych wcześniej, jest ilością zdecydowanie zbyt małą.

Zasoby ropy naftowej, które odkryto dotychczas w akwenach głębokowodnych, wynoszą ok. 13,6 mld t i występują w basenach Zatoki Meksykańskiej, u wybrzeży Brazylii i Afryki Zachodniej, z których każdy posiada zasoby rzędu 4 mld t ropy. Zasoby, których jeszcze nie odkryto, są określone na 10,8–13,6 mld t ropy i liczby te od pewnego czasu pozostają bez zmian (Sandrea, 2010).

Prognoza dotycząca stref głębokowodnych do 2030 r.

Prognoza zdolności produkcyjnych stref płytkowodnych może być teraz opracowana na podstawie modelu logistycznego opartego na wielkości szacunkowych zasobów całkowitych (EUR). Ponieważ ostateczne wielkości EUR nie są pewne, w odniesieniu do wszystkich obszarów morskich wybrano trzy scenariusze dotyczące ilości tych zasobów (54,4 mld t, 61,2 mld t i 68 mld t ropy), które mogą być uznane za dostępne w średnim terminie; prognoza została opracowana dla każdego z tych trzech przypadków. Prognozę, która dotyczy stref głębokowodnych, stworzono na podstawie różnicy pomiędzy przewidywaniami ustalonymi dla stref płytkowodnych i każdym z trzech scenariuszy wielkości całkowitych zasobów podmorskich.

Tabela 1 stanowi podsumowanie prognoz wydobywania ropy naftowej do 2030 r. z podziałem na strefy płytkowodne, głębokowodne i morskie ogółem. Przykładowo, spodziewamy się, że do 2015 r. wydobywanie ze stref płytkowodnych spadnie do 1,9 mln t/d, czyli będzie o 630 tys. t/d mniejsze w porównaniu z 2008 r. W scenariuszu zakładającym, że wielkość całkowitych zasobów podmorskich jest równa 54,4 mld t, ich zdolność produkcyjna również spadnie z obecnego poziomu, który wynosi 3,17 mln t/d, do 2,78 mln t/d w 2015 r. Inaczej będzie z zasobami głębokowodnymi, bo w ich przypadku zdolność produkcyjna wzrośnie z obecnego poziomu 680 tys. t/d do 856 tys. t/d w 2015 r.

Zgodnie z drugim scenariuszem, w którym założono, że całkowite szacunkowe zasoby podmorskie zwiększą się do 61,2 mld t ropy, zdolności produkcyjne stref głębokowodnych i podmorskich ogółem wzrosną odpowiednio do 1,4 mln t/d i 3,31 mln t/d do 2015 r. Zdolności produkcyjne stref płytkowodnych pozostaną na tym samym poziomie co w pierwszym scenariuszu (1,93 mln t/d), ponieważ nie zmieni się tendencja spadkowa. Zasadniczo wszelki wzrost całkowitych zasobów podmorskich związany jest z prowincjami głębokowodnymi. W trzecim scenariuszu założono, że wielkość całkowitych szacunkowych zasobów podmorskich wyniesie 68 mld t ropy; wiąże się to z godnymi uwagi prognozami zdolności produkcyjnych – 1,8 mln t/d w strefach głębokowodnych i 3,72 mln t/d w basenach morskich ogółem do 2015 r. Ten scenariusz oznacza w zasadzie, że w perspektywie średnioterminowej do istniejących zasobów podmorskich zostanie dodane 13,6 mld t ropy z nowych zasobów głębokowodnych. Scenariusz jest podobny do najnowszych prognoz opracowanych przez IHS CERA, Wood Mackenzie i CGES.

Uwagi końcowe

Wydobywanie ropy naftowej na morzu zasadniczo ustabilizowało się na poziomie ok. 3,1 mln t/d począwszy od 2002 r., mimo utrzymującego się wzrostu wydobywania w strefach głębokowodnych, które potroiło się od poziomu 200 tys. t/d w 2000 r. do 680 tys. t/d. Głównym powodem tej stabilizacji jest spadek wydobywania w strefach płytkowodnych, który zachodzi od 2000 r. Stosunek P/D wszystkich zasobów ropy na morzu osiągnął niekorzystny poziom 1,3 w latach 90. XX w., ale od tamtego czasu spadł poniżej krytycznej wartości 1 dzięki szybkiemu zagospodarowaniu złóż głębokowodnych.

Model spadkowy został zastosowany do określenia wiarygodnych prognoz zdolności produkcyjnych ropy naftowej.

Tab. 1. Prognozy zdolności produkcyjnych ropy naftowej ze złóż podmorskich do 2030 r.

	Płytkowodne	Ogółem podmorskie			Głębokowodne		
Szacunkowe zasoby całkowite (EUR) [mld t ropy]	43,5	54,4	61,2	68	10,9	17,7	24,5
Rok	Zdolność produkcyjna [mln t/d]						
2008	2,61	3,17	–	–	0,55	–	–
2010	2,46	3,20	–	–	0,74	–	–
2015	1,93	2,78	3,31	3,72	0,85	1,38	1,79
2025	0,99	1,68	2,20	2,72	0,69	1,21	1,72
2030	0,61	1,19	1,66	2,12	0,58	1,04	1,50

towej we wszystkich złożach podmorskich oraz w strefach płytkowodnych i głębokowodnych w perspektywie średnioterminowej. Na jego podstawie stwierdzono, że do 2015 r. – zgodnie z najbardziej obiecującym scenariuszem (odkrycie nowych zasobów liczących 68 mld t ropy) – zdolności produkcyjne złóż podmorskich ogółem wzrosłyby do poziomu 3,3 mln t/d, a samych stref głębokowodnych – do 1,3 mln t/d; zdolności produkcyjne stref płytkowodnych zmniejszyłyby się w tym samym roku do 1,9 mln t/d. Aby osiągnąć te cele, należy poradzić sobie z wieloma wyzwaniami technologicznymi dotyczącymi wydobywania w akwenach głębokowodnych, lecz przemysł nad tym pracuje.

Jeśli wziąć pod uwagę skutki katastrofy w otworze Macondo, należy mieć nadzieję, że odpowiednie rozwiązania zostaną wprowadzone niezwłocznie i przemysł będzie mógł wrócić do normalności tak szybko, jak to jest możliwe.

Autorzy

Rafael Andrea jest prezesem *IPC Petroleum Consultants, Inc.*, międzynarodowej naftowej firmy konsultingowej w Tulsa. Wcześniej był prezesem i dyrektorem naczelnym *ITS Servicios Tecnicos*, firmy inżynierskiej, którą założył w 1974 r. w Caracas. Uzyskał doktorat z inżynierii złożowej na Uniwersytecie Stanowym Pensylwanii.

Ivan Andrea jest wiceprezesem ds. strategii poszukiwań i wydobywania koncernu *Statoil*. Poprzednie stanowiska to: główny analityk ds. podaży ropy naftowej w *OPEC*, wiceprezes pionu badawczego ropy naftowej i gazu ziemnego w *Merrill Lynch* w Londynie, specjalista ds. poszuki-

wań w *British Petroleum International* w Wenezueli, Norwegii i Egipcie. Ivan Andrea jest członkiem zarządu programu energetycznego MBA (*Master of Business Administration*) na uniwersytecie w Wiedniu i doradcą ds. badań w Oxford Energy Institute. Uzyskał tytuł licencjata nauk ścisłych z geologii na uniwersytecie Baylor, magistra nauk ścisłych z geologii naftowej i magistra zarządzania na uniwersytecie w Edynburgu.

Literatura

- CHAKHMAKCHEV A. & RUSHWORTH P. 2010 – Global Overview of Offshore Oil & Gas Operations for 2005–2009. *Offshore*, 70 (5).
- DRIBUS J.R., JACKSON M.P.A. & KAPOOR J. 2008 – The Prize Beneath the Salt. *Schlumberger Oil Review*, jesień 2008.
- Exploration** after Macondo. Wood Mackenzie Exploration Service Insights, lipiec 2010.
- IHS CERA:** Production Capacity In Deepwater Has Tripled. *Petroleum*, sierpień 2010.
- Offshore** Technology Roadmap for the Ultra Deepwater Gulf of Mexico. US DOE, listopad 2000.
- REDDEN J. 2010 – Dual-Gradient drilling promises to change the face of deepwater. *Offshore*, maj 2010.
- SANDREA I. & SANDREA R. 2007 – Global Offshore Oil-Growth expected in global offshore crude oil supplies. *Oil & Gas Journal*, 5 marca 2007 (Part 1), 12 marca 2007 (Part 2).
- SANDREA R. 2009 – Oil, Gas Supply Trends Point to Tight Spots, Higher Prices. *Oil & Gas Journal*, 23 listopada 2009.
- SANDREA R. 2010 – An In-Depth View of Future World Oil & Gas Supply – A Production Capacity Model. Penn Energy Research.
- Artykuł pierwotnie został opublikowany w *Oil & Gas Journal* (nr 108.41: 48–53).
- Tytuł oryginału: *Deepwater Crude Oil Output: How Large Will The Uptick Be?*
- Tłumaczenie: Jerzy Zagórski.