

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Osiągnięcia w technice wiertniczej imponują już nie tylko głębokością i długością marszu wykonanego jednym świdrem, lecz także precyzją. Przykładem może być połączenie dwóch otworów kierunkowych, odległych od siebie o 3106 m. Kierunki otworów 6-33-L/93-I-9 i d61-L/93-I-9 w złożu Jedney w Kolumbii Brytyjskiej zostały odchyłone aż do

poziomu. Następnie ich trajektorie przecięły się na głębokości 1545 m, niemal dokładnie w połowie odległości między otworami na powierzchni ziemi. Głębokość pomiarowa otworów wynosi 5864 m. Wiercono gryzerem 8³/₄" , stosując sterowanie świdrem w czasie wiercenia. Wykonawcą była firma *Halliburton-Sperry Sun*. Pobity też został rekord najdłuższego odcinka odwierconego z platformy wiertniczej, ustanowiony poprzednio w otworze Visund (Prz. Geol., vol. 53, nr 9, str. 722–725). Otwór 30/9-B-47 w złożu Oseberg w sektorze norweskim M. Północnego osiągnął głębokość pomiarową 10 007 m (głębokość pionowa 2807 m) przy głębokości wody 109 m. Wykonawcą była firma *Norsk Hydro*. Z kolei w złożu Alpine, w rejonie North Slope na Alasce, w otworze DCI-07 uzyskano rekordowy marsz świdra diamentowego polikrystalicznego, który przewiercił interwał 3751 m ze średnią prędkością 5,9 m/h. Na uwagę zasługuje także sukces kotwiczenia platformy półzanurzalnej. W Zat. Meksykańskiej zakotwiczone platformę Marianas na głębokości 1911 m. Dokonała tego firma *Delmar Systems*, używając systemu łańcuchów i lin stabilizujących pozycję platformy pływającej na 8 podporach.

Wszystkie te osiągnięcia są skutkiem tego, że poszukiwania wkraczają w specyficzne, trudne rejony, wymagające sprzętu najwyższej jakości i zaawansowanej technologii. W miesięczniku *Hart's E&P* zwrócono uwagę na to, że klasyczne obszary poszukiwań naftowych na morzu, tj. szelf, zostały już spenetrowane i teraz należy się zająć takimi obszarami, jak strefa przejściowa między lądem a morzem i płytkie wody przybrzeżne, akweny głębokie (poniżej 500 m) oraz bardzo głębokie (poniżej 1500 m). Osobnym zagadnieniem są wiercenia na morzach arktycznych. Najwięcej doświadczeń zgromadzono w 3 rejonach: Nowej Funlandii, Nowej Szkocji i Labradoru; Sachalinu i na Morzu Barentsa. Są to obszary, gdzie w ciągu przeważającej części roku panują bardzo niskie temperatury, warunki pogodowe (falone, wiatry i gwałtowne opady) są skrajnie niekorzystne, a ponadto występuje zagrożenie lodowe. Wpływ tego ostatniego czynnika można prześledzić na przykładzie platformy Hibernia, usytuowanej w Basenie Labradorским. Jest to jednocześnie główny szlak gór lodowych, wpływających z Morza Baffina na Atlantyk. Ukończona w 1997 r. platforma eksploatacyjna Hibernia jest gigantyczną konstrukcją ze specjalnie wzmocnionego betonu, o wadze 450 000 t i

została zaprojektowana tak, aby wytrzymać bezpośrednie uderzenie góry lodowej o masie 6 mln t. Byłaby to jednak zaledwie kra o grubości 70 m i rozmiarach 300 x 300 m, a więc stosunkowo niewielka w porównaniu z kolosami, które płyną przez Cieśninę Davisa. Dodatkowym zabezpieczeniem jest system śledzenia dryfujących gór lodowych i w przypadkach możliwej kolizji próba zmiany ich kursu przez czuwające w pobliżu holowniki. Poza lodem pływającym niezwykle groźne może być oblodzenie platformy, powodujące zmianę wyporności i utratę stateczności. Również statki odbierające wydobytą ropę i służące jako stacje przeładunkowe (FPSO) muszą być przystosowane do szybkiego demontażu rurociągów odbiorczych w przypadku wyjątkowo silnego sztormu lub bliskości góry lodowej.

Podobne warunki i zagrożenia występują na Morzu Ochockim wokół Sachalinu. Na przykład podczas projektowania platform przeznaczonych do eksploatacji złóż Łunskoje i Piłtun-Astochskoje należało wziąć pod uwagę dodatkowe obciążenie platformy opadami śniegu, dochodzące do 2500 t (szczególnie pokładu helikopterowego). Występują tam też duże wahania temperatur, od –36° C w zimie do 36° C w lecie, co narzuca konieczność uwzględnienia w konstrukcji platformy kompensacji naprężeń występujących na styku betonowej podstawy platformy i części stalowej. Jeszcze trudniejszym zagadnieniem jest zabezpieczenie przed wstrząsami sejsmicznymi. Opracowano specjalny typ przegubowego połączenia części betonowej z nawodną konstrukcją platformy — rodzaj łożyska ślizgowego, umożliwiającego wahadłowe ruchy części górnej względem dolnej i redukującego obciążenie.

Poszukiwania i rozpoznanie złóż norweskich na Morzu Barentsa mają utorować drogę do zagospodarowania innych, już odkrytych złóż, przede wszystkim w sektorze rosyjskim. Jednak złoża Snøhvit, Albatross i Askeladd znajdują się w południowej części M. Barentsa, wolnej od lodów dzięki wpływowi Prądu Zatokowego, natomiast rosyjskie złoża Sztokmanowskoje, a szczególnie Prirazłomnoje są położone w środkowej i wschodniej części tego akwenu, gdzie surowe warunki zimowe trwają przez 230 dni w roku, a fale sztormowe osiągają 9 m. Zespół złóż Snøhvit wchodzi niebawem do eksploatacji i w 2006 r. rozpocznie się eksport skroplonego gazu ziemnego. Tymczasem złoża rosyjskie, odkryte w 1988 i 1999 r., nadal czekają na udostępnienie. Jest to jednak tylko kwestia czasu, bo wielkość zasobów węglowodorów jest potężnym magnesem, przyciągającym inwestorów. Zasoby zespołu złóż Snøhvit to 193 mld m³ gazu i 20 mld t kondensatu, natomiast złożo Sztokmanowskoje zawiera 3200 mld m³ gazu i 3 mld t kondensatu, a złożo Prirazłomnoje 82 mln t ropy.

Wody arktyczne są szczególnie wrażliwe na zanieczyszczenia, bo obce i szkodliwe substancje rozkładają się tu znacznie dłużej niż w ciepłym klimacie, ponadto występują w nich ekosystemy o wyjątkowym znaczeniu. Są to też bogate łowiska, wymagające zarówno ochrony, jak i

*ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa;
jz Zagorski@sasiedzi.pl

takiego montażu instalacji podwodnych, aby nie stanowiły przeszkody dla rybołówstwa. Rząd norweski kładzie duży nacisk na ochronę środowiska morskiego. Skutki operacji naftowych na M. Północnym i M. Norweskim są szczegółowo monitorowane. Rozpoczęcie poszukiwań naftowych na M. Barentsa zostało poprzedzone dodatkowymi badaniami stanu środowiska i obwarowane nowymi wymaganiami. Teraz konieczne jest rozszerzenie tych zasad na całe Morze Barentsa. Można się spodziewać, że porozumienie o współpracy — zawarte pomiędzy *Statoilem*, *Norsk Hydro* i *Gazpromem* w celu wykorzystania norweskiej technologii do zagospodarowania wspomnianych złóż rosyjskich — zapewni zachowanie wysokich standardów ochrony środowiska. Były dyrektor Norweskiego Instytutu Polarnego w Tromsø proponuje pilne powołanie norwesko-rosyjskiej organizacji, która opracuje wspólne założenia do naftowych projektów inwestycyjnych, uwzględniające najbardziej rygorystyczne normy ochrony środowiska.

Polska. Cezary Filipowicz, dyrektor generalny Międzynarodowego Przedsiębiorstwa Rurociągowego *Sarmatia*, podał do wiadomości, że we wrześniu rozpoczęła pracę grupa konsultantów, która przygotowuje studium wykonalności i biznesplan przedłużenia rurociągu Odessa–Brody do Płocka. Grupę tworzą firmy *SWECO PIC Oy* z Finlandii, *ILF GmbH* z Niemiec i *KANTOR* z Grecji. Opracowanie ma być gotowe w ciągu 6 miesięcy. Komisja Europejska przyznała na ten cel 2 mln €. Projekt będzie jednym z tematów obrad najbliższego Forum Ekonomicznego w Krynicy. Następny etap będzie najtrudniejszy — trzeba znaleźć inwestorów, którzy pokryją koszty budowy 490-kilometrowego odcinka ropociągu, szacowane na 500 mln €. Jako zainteresowane projektem wymienia się firmy *Chevron-Texaco*, *TNK-BP*, Europejski Bank Inwestycyjny i Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju.

Rosja. Informacje o projektach gazociągów z Azji Środkowej, a szczególnie o gazociągu *Nabucco*, wywołały natychmiastową reakcję w Rosji. Gazociąg *Nabucco*, o długości 3400 km, ma od 2011 r. dostarczać co roku od 4,5 do 13 mld m³ gazu ziemnego do Austrii przez Turcję. Docelowo może to być nawet 31 mld m³ gazu rocznie. W projekcie prócz Turcji i Austrii biorą udział Bułgaria, Rumunia i Węgry. Porozumienie w tej sprawie podpisano w Wiedniu w czerwcu bieżącego roku. Wkrótce w Rosji ukazały się publikacje stawiające pod znakiem zapytania realizację tej inwestycji, głównie ze względu na wielkość dostaw i możliwości dostawców. Jedną z nich ironicznie zatytułowano *Bilanse, które brzmią jak romanse*. Jednak władze w Moskwie potraktowały sprawę bardzo poważnie i w końcu sierpnia doprowadziły do spotkania z tureckim premierem R. Erdoganem. Prezydent Putin obiecał Turcji wielomiliardowe inwestycje w zamian za pomoc w eksporcie rosyjskiego gazu do Europy Południowej. Oświadczył, że zdolność przesyłowa gazociągu *Gołuboj Potok* (*Blue Stream*) pod M. Czarnym zostanie zwiększona z obecnych 4,7 mld m³ gazu rocznie do 16 mld m³ i nie wyklucza się budowy nowego gazociągu. Wspomniał także o możliwości budowy rurociągów naftowych i innych inwestycjach, w których uczestniczyłaby strona turecka. Jest to część najnowszej strategii rosyjskiej, polegającej na stworzeniu alternatywnych dróg dostaw rosyjskich surowców energetycznych, przede wszystkim gazu ziemnego i ropy naftowej, do Europy Zachodniej. Nowe trasy planuje się zarówno na północy,

jak i na południu, aby zmniejszyć znaczenie istniejących połączeń przez Ukrainę, Mołdawię i Białoruś. Analitycy rosyjscy przyznają, że stosunki z Ukrainą i Mołdawią pogarszają się i powstanie połączenia gazowego przez Turcję byłoby nowym środkiem nacisku na te kraje, zwiększającym jednocześnie gwarancję dotrzymania obecnych, długoterminowych kontraktów z odbiorcami w Europie Zachodniej. Taki sam cel ma projekt gazociągu północnoeuropejskiego. Udział prezydenta w negocjacjach na temat tych inwestycji podkreśla wagę, jaką przywiązuje się w Rosji do podtrzymania dominującej pozycji *Gazpromu* i zablokowania możliwości eksportu gazu z Azerbejdżanu i Iranu. Są to przede wszystkim cele polityczne, a nie gospodarcze. Świadczy o tym przykład gazociągu *Gołuboj Potok*, który nadal przynosi straty, a osiągnięcie projektowanej zdolności przepustowej, w świetle dotychczasowych doświadczeń z eksploatacji, jest nierealne. Podobnie jest z gazociągiem północnoeuropejskim, który będzie 3-krotnie droższy niż druga nitka gazociągu jamalskiego. Oznacza to również, że realizacja strategii rosyjskiej będzie niezwykle kosztowna.

USA. Rok temu huragan Ivan spowodował poważne szkody na platformach wiertniczych i wydobywczych w Zat. Meksykańskiej, ale skutki huraganu Katrina okazały się znacznie gorsze. Ewakuowano załogi z połowy platform pracujących w zatoce. W Raporcie Służby Zarządzania Zasobami Mineralnymi USA podano, że wstrzymanie wydobycia od 26 sierpnia do 6 września br. zmniejszyło dostawę ropy o 1,7 mln t, a dostawy gazu o 1,9 mld m³. Utrata bieżącej produkcji będzie jednak znacznie większa, gdyż wszystkie platformy eksploatacyjne i wiertnicze muszą być skontrolowane przed wznowieniem wydobycia. Huragan uszkodził 58 platform, z czego 30 zostało całkowicie zniszczonych. Wiele platform zostało zerwanych z kotwic i dryfowało wiele kilometrów. Jeszcze 6 września 219 platform, spośród 956 pracujących w zatoce, nie było ponownie obsadzonych po ewakuacji.

Dla nabywców paliw w USA o wiele większe znaczenie od zmniejszenia wydobycia ropy naftowej mają uszkodzenia instalacji rafinerii w Luizjanie i Missisipi. Dziewięć rafinerii całkowicie wstrzymało produkcję, a pięć ma poważnie zmniejszone zdolności produkcyjne.

Arabia Saudyjska. Znaczna część ropy naftowej importowanej do USA pochodzi z Arabii Saudyjskiej (obecnie jest to 15,5%) i wobec tego kwestia stabilności dostaw ropy naftowej z tego kraju jest przedmiotem zainteresowania nie tylko analityków z firm konsultingowych, lecz także Kongresu i Senatu. Optymistyczny obraz wielkości posiadanych zasobów, prezentowany przez wiceprezesa *Saudi Aramco* Mahmouda Abdul-Baqi (Prz. Geol., vol. 52, nr 9, str. 860–861), został krytycznie oceniony przez amerykańskiego konsultanta M. Simmonsa. Simmons analizował przede wszystkim dostępne materiały *Saudi Aramco* i na konferencji w Centrum Studiów Strategicznych i Międzynarodowych w Waszyngtonie przedstawił wyniki swoich badań nad stanem saudyjskich złóż ropy. Kwestionuje tezę, że zastosowanie nowych rozwiązań technicznych powstrzyma wyczerpywanie się złóż. Właśnie wdrożenie na szeroką skalę wierceń poziomych i wielopoziomowych zwiększyło wydobywanie z trudno dostępnych partii złóż, przez co wzrosło tempo ich szczypania. Produkcja Arabii Saudyjskiej w 90% pochodzi z 5 największych złóż: Ghawar, Abqaiq, Khurais, Safaniya i Zuluf. W każdym z nich występuje bardzo wiele problemów technicznych, z których naj-

ważniejsze jest postępujące zawodnienie horyzontów roponośnych. W profilu geologicznym basenów saudyjskich występuje ponad 300 poziomów zbiornikowych; jednak większość z nich nie ma dostatecznych parametrów porowatości i przepuszczalności, aby odegrać znaczącą rolę w produkcji ropy. Wobec tego horyzonty o dobrych właściwościach są intensywnie eksploatowane z zastosowaniem na szeroką skalę zatłaczania wody. W ciągu ostatnich 10 lat metoda ta pozwalała na utrzymanie poziomu wydobywania, ale teraz ujawniają się jej negatywne skutki. Otwory poziome zwiększyły dostęp do piaszczystych horyzontów roponośnych i jednocześnie przyspieszyły napływ wód podścielających i okalających. Przykładem jest złożo Yibal, gdzie — aby utrzymać wydobywanie w otworze eksploatacyjnym, z którego uzyskuje się 34 tys. t/d ropy — wykonano dodatkowe wiercenia poziome, co spowodowało obniżenie produkcji do 12 240 tys. t/d w 2001 r. i dalszy spadek w latach następnych. Obecnie otwór ten daje zaledwie ok. 6000 t/d ropy. Dlatego też największe złoża są w fazie spadku produkcji. Tak jest w przypadku złoża Ghawar, którego zasoby oszacowano w 1975 r. na 8 mld t ropy. Simmons uważa te obliczenia za poprawne, ale przypomina, że według danych *Saudi Aramco* dotychczas wydobyto z niego 7,5 mld t ropy. Co więcej, produkcja pochodzi z północnej części złoża Ghawar, natomiast część południowa była do tej pory pomijana ze względu na znacznie gorsze parametry złożowe. Studium udostępnienia skłonu południowego wykazało, że w celu uzyskania wydobywania ropy rzędu 40 tys. t/d należałoby zatłaczać 68 tys. t wody na dobę. Podobna sytuacja występuje w dwóch innych wielkich złożach, Abqaiq i Berri, w których do wyeksploatowania pozostały tylko niewielkie ilości węglowodorów, pominięte w poprzednich etapach rozpoznania. Potencjalni następcy to 85 odkrytych złóż, ale wymagają one jeszcze rozpoznania. Dotychczas *Saudi Aramco* koncentrowało się na złożach najłatwiej dostępnych i najtańszych w eksploatacji i nie widziało potrzeby przygotowania nowych złóż do eksploatacji, toteż nie wiadomo, ile z nich jest złożami przemysłowymi. Wszystkie wymienione wyżej czynniki świadczą o tym, że Arabia Saudyjska nie utrzyma pozycji decydena i arbitra na światowym rynku naftowym. Malejąca od 1981 r. produkcja ropy naftowej oznacza koniec saudyjskiego „cudu naftowego”, tym bardziej że ani *Saudi Aramco*, ani ministerstwo ds. ropy naftowej nie mają długofalowego planu działania na okres po całkowitym wyczerpaniu złóż-gigantów.

Angola. W głębokowodnej części Zatoki Gwinejskiej (1601 m), w odległości 60 km na SE od znanych złóż Pluto, Saturno, Marte i Venus i 10 km na NW od złoża Palas, odkryto nowe złożo ropy naftowej. Wiercenie było prowadzone ze statku wiertniczego *Jack Ryan*, należącego do firmy *GlobalSantaFe Corp.* Z otworu Juno-1, odwierconego do głębokości 3200 m, uzyskano przyływ 364 t/d ropy przez zwężkę 28/64". Operatorem bloku jest firma *British Petroleum*, posiadająca 26,67% udziałów, pozostali udziałowcy to *Esso*, *Sonangol EP*, *Statoil*, *Marathon Petroleum Ltd.* i *Total SA*. Wkrótce po pozytywnym wyniku wiercenia Juno nastąpiło ósme odkrycie w bloku 31. W tym samym rejonie, lecz na SE od złoża Palas, odwiercono do głębokości 3511 m otwór poszukiwawczy *Astraea-1* (przy głębokości wody 1496 m). W próbach uzyskano wydajność 885,7 t/d ropy. Otwór był wiercony ze statku wiertniczego *Jack Ryan*. Blok 31., o powierzchni 5349 km², określane jest, według obecnych kryteriów, jako zdecydowanie głębokowodny,

gdyż głębokość wody waha się od 1500 do 2500 m. Obecnie *BP Exploration Angola Ltd.* przygotowuje plan zagospodarowania złóż w SE części bloku 31.

Malta. Zniesienie sankcji amerykańskich wobec Libii miało wpływ nie tylko na większe zainteresowanie firm zagranicznych operacjami w tym kraju, lecz także na ożywienie poszukiwań w przylegającej do tego kraju części Morza Śródziemnego. Malta jest w uprzywilejowanej sytuacji, ponieważ dzięki zasadom wyznaczania granic stref ekonomicznych na morzu, dysponuje dużym obszarem koncesyjnym, podzielonym na 7 rejonów. Poszukiwania naftowe na Malcie rozpoczęły się w 1958 r. od odwiercenia lądowego otworu poszukiwawczego *Naxxar-2*. Wiercenie zakończono na głębokości 2999 m w wapieniach jurajskich i nie stwierdzono objawów węglowodorów. Pierwszy pozytywny otwór na morzu, *Home-1*, został odwiercony w 1971 r. i od tego czasu ministerstwo zasobów i infrastruktury przyznało kilkanaście koncesji poszukiwawczych i eksploatacyjnych. Największym zainteresowaniem cieszą się rejon 2., 3., 4., 5. i 7. Norweska firma *TGS-NOPEC Geophysical Co.* uzyskała koncesje w rejonach 2. i 7., w rejonie 5. koncesję ma australijska firma *Pancontinental Oil & Gas NL*. Teraz brytyjska firma *MedOil plc* uzyskała ważną przez rok koncesję na poszukiwania w 2 blokach o powierzchni 4000 km², w rejonie 3. blisko Sycylii. Znajdują się tam 3 duże obiekty poszukiwawcze, a ich perspektywiczność podnosi obecność złoża *Giant Vega* (już na wodach włoskich) o zasobach geologicznych 136 mln t ropy. Inny operator, *Mediterranean Oil & Gas Ltd*, uzyskał koncesję na eksploatację 4 bloków w rejonie 4., w części południowej. W sektorze tunezyjskim, na N od złoża gazu *Miskar* i złoża ropy *Isis*, *MedOil plc* wspólnie z *TGS-NOPEC Geophysical Co.* uzyskała koncesję na poszukiwania w bloku nazwanym *Louza*, o powierzchni 4100 km². Perspektywiczność tej strefy została potwierdzona wynikami otworu, w którym uzyskano przyływ z dwóch horyzontów: 163 t/d ropy o ciężarze 0,8550 g/cm³ z wyższego i 16 t/d ropy o ciężarze 0,9593 g/cm³ z głębszego. W pobliżu zlokalizowane są jeszcze 4 obiekty poszukiwawcze. Operator zamierza wykonać tam 600 km² zdjęć sejsmicznego 3-D.

W zatoce Mała Syrta rozpoczęła pracę pierwsza libijska platforma eksploatująca gaz i kondensat ze złoża *Sabratha*, ok. 110 km na N do Trypolisu. Gaz będzie przesyłany do zakładu oczyszczania w *Mellitah* na lądzie i stamtąd gazociągiem eksportowym na Sycylię.

Egipt. Po odwierceniu otworu *El Diyur-2X* na Pustyni Zachodniej stwierdzono objawy ropy i gazu w siedmiu interwałach w kredowych formacjach *Abu Roash* i *Bahariya*. Profilowanie geofizyczne wykazało, że sumaryczna miąższość horyzontów produkcyjnych wynosi 80 m. Po wykonaniu perforacji i szczelinowania hydraulicznego w 3-metrowym interwale najniższego z horyzontów próby złożowe dały wynik 136 t/d ropy o ciężarze 0,8984 g/cm³ (26° API). Wiercenie zakończono w utworach jurajskich na głębokości 2567,6 m. Egipskie ministerstwo ds. ropy naftowej zatwierdziło plan rozpoznania złoża, w tym odwiercenie otworów *El Diyur-3X* i *4X*. Operatorem koncesji jest *Apache Corp.*, drugim udziałowcem jest *Sipetrol International SA* z Chile.

Źródła: *Biul. Statoil*, *Energy Intelligence Group*, *Hart's E&P*, *Offshore*, *Oil&Gas Journal*, *RusEnergy*, *Upstream*, *World Oil*