



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>

**Polska.** Spółka *Gaz-system* poinformowała o zakończeniu układania podmorskiej części gazociągu *Baltic Pipe*. Ostatni spaw na odcinku łączącym wybrzeża Polski i Danii wykonano 18.11.2021 r. Ułożenie rur na dnie morza było – pod względem organizacyjnym i technicznym – najbardziej wymagającą częścią projektu. Prace zrealizowano zgodnie z wcześniejszymi deklaracjami i harmonogramem, toteż termin

rozpoczęcia komercyjnego przesyłu gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego do Polski, planowany na 1.10.2022 r., pozostaje niezagrożony. Budowa ok. 275-kilometrowego gazociągu o średnicy 900 mm na obszarach morskich Danii, Szwecji i Polski zobligowała *Gaz-system* do wykorzystania specjalnych jednostek pływających, wykonania i zabezpieczenia skrzyżowań z infrastrukturą podmorską stron trzecich oraz drążenia tuneli w miejscach wyjścia rurociągu na ląd. *Gaz-system* prowadzi również prace na lądzie. W celu wykonania najdłuższego przewiertu w lądowej części *Baltic Pipe*, pod dnem Warty, od listopada 2021 r. do stycznia 2022 r. będzie wykorzystywał technologię przewiertów bezwykopowych. Wiercenie znajduje się na odcinku gazociągu Goleniów–Lwówek, który wraz z odcinkiem Niechorze–Płoty i trzema tłoczniami będzie stanowił główny element rurociągu na terytorium Polski.

Komisja Europejska (KE) przełożyła termin przedstawienia środków zaradczych w sprawie fuzji PKN *Orlen* i *Lotosu*. Nową datą graniczną jest 14.01.2022 r., a zdaniem spółek zakończenie procesu ma nastąpić jeszcze w pierwszym półroczu. *Orlen* finalizuje obecnie umowy z partnerami ds. realizacji warunków zaradczych, którzy, zdaniem władz koncernu, zagwarantują dalszy rozwój biznesowy firm objętych postępowaniem. Warunkami konsolidacji, wyznaczonymi w lipcu 2020 r. przez KE, są m.in. zbycie 30% udziałów w rafinerii *Lotos* i sprzedaż ok. 80% krajowych stacji paliw *Lotos*. Równoległe do procesu łączenia z Grupą Kapitałową *Lotos* trwają prace związane z przejęciem *PGNiG* przez *Orlen*.

*PGNiG Upstream Norway* i *Aker BP* przeszły do finalnych prac projektowych związanych z zagospodarowaniem złoża *King Lear* na Morzu Północnym. Prognozując się, że za sprawą tej inwestycji Grupa Kapitałowa *PGNiG* o 0,33 mld m<sup>3</sup> zwiększy roczne wydobywanie gazu ziemnego z norweskiego szelfu kontynentalnego. Planowane wydobywanie z *King Lear* ruszy pod koniec 2027 r. i będzie prowadzone za pomocą czterech odwiertów obsługiwanych przez platformę bezzałogową. Zasoby złoża udokumentowanego na obszarze koncesji PL 146 i PL 333 Morza

Północnego wynoszą 11,0 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego oraz 9,6 mln m<sup>3</sup> ropy naftowej. Operatorem jest *Aker BP* (77,8% udziałów kupionych w 2018 r. od *Equinor*), a *PGNiG Upstream Norway* – konsorcjantem (22,2% udziałów kupionych w 2019 r. od *Total*). Na obszarze koncesji PL 146 rozpoznawanie jest prowadzone od 1988 r., a wydobywanie ruszyło w 1994 r. W granicach tej licencji znajdują się również struktury złożowe *Romeo* i *Espen*. Badania na obszarze koncesji PL 333 rozpoczęto w 2004 r., a wydobywanie w 2013 r.

Początek września 2021 r. przyniósł *PGNiG Upstream Norway* niekorzystne wieści z koncesji 937 na Morzu Norweskim. W odwiercie 6306/3-1S, liczącym 2533 m, nie udokumentowano objawów węglowodorów. Celem rozpoznania były wczesnokredowe piaskowce formacji *Lyr* oraz późnojurajskie piaskowce formacji *Rogn*. Okazało się, że piaskowce formacji *Lyr*, o miąższości 5 m, zawierają przeławiczenia ilów z cementem kalcytowym, przez co mają złe właściwości zbiornikowe, a formację *Rogn*, miąższości 27 m, tworzą piaskowce z cementem kalcytowym – również o słabych właściwościach zbiornikowych. Odwiert wykonano na obszarze, który *PGNiG* nabył na początku tego roku od *INEOS* za kwotę 323 mln USD.

**Zjednoczone Emiraty Arabskie.** Firma *Abu Dhabi National Oil Co.* ogłosiła zawarcie dwóch kontraktów o łącznej wartości 1,46 mld dolarów, mających na celu wydobywanie gazu ziemnego ze złoża *Dalma*. Złoże *Dalma* należy do koncesji *Ghasha*, która jest największym morskim źródłem kwaśnego gazu ziemnego na świecie i jednocześnie istotnym czynnikiem zapewniającym gazową samowystarczalność Zjednoczonych Emiratów Arabskich (ZEA). Szacuje się, że 70% wartości kontraktów zasili krajową gospodarkę, a głównymi beneficjentami będą *National Petroleum Construction Company* oraz spółka *joint venture Técnicas Reunidas i Target Engineering*. Główne prace zostaną skoncentrowane wokół pól naftowych *Hair Dalma*, *Satah* i *Bu Haseer*, a także instalacji umieszczonych na wyspie *Arzana*. Umożliwią one wydobywanie dziennie ponad 9,6 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Wydobywanie gazu z całego obszaru koncesyjnego *Ghasha* do końca dekady przekroczy 42 mln m<sup>3</sup>/d. Zakończenie kontraktów ma nastąpić w 2025 r. ZEA prowadzą również szeroko zakrojone badania środowiskowe i budują wiele sztucznych wysp, które mają zapewnić żywym organizmom morskim nowe siedliska (trzy zostały już ukończone).

Koncern *Inpex* – za sprawą wykonania przez spółkę zależną *Jodco Exploration* odwiertu poszukiwawczego na obszarze przybrzeżnym bloku 4 w środkowej części emira-

<sup>1</sup> Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00–975 Warszawa; rpac@pgi.gov.pl

tu Abu Zabi – odkrył wiele konwencjonalnych złóż ropy naftowej, kondensatu i gazu ziemnego. Prace prowadzono na podstawie oceny danych z badań sejsmicznych 3D, co poskutkowało pierwszym odkryciem ropy naftowej gatunku *Murban* na tym obszarze koncesyjnym. Firma zawiadomiła, że w nienawierczonej dotychczas jednostce geologicznej mogą się znajdować zasoby 1 mld boe. Odkrycie znajduje się w sąsiedztwie infrastruktury wydobywczej ropy naftowej i gazu ziemnego, co ma przyspieszyć realizację prac i termin rozpoczęcia wydobywania węglowodorów.

Działania w ZEA rozpoczął również tajski *PTTEP*, kupując od *Eni* 25% udziałów w lądowej koncesji Area C, w emiracie Sharjah przy granicy z Omanem. Po transakcji do włoskiego koncernu *Eni* będzie należeć 50% udziałów, a pozostałych 25% będzie własnością lokalnego koncernu *Sharjah National Oil Corporation*. Obecnie na obszarze koncesji są prowadzone szeroko zakrojone prace geofizyczne 3D. Współpraca włosko-tajska w emiratach jest silniej rozbudowana, ponieważ firmy są wspólnie zaangażowane również w trzy inne projekty – *Abu Dhabi Offshore 1 Project*, *Abu Dhabi Offshore 2 Project* i *Abu Dhabi Offshore 3 Project*.

**Argentyna.** W 2022 r. jest planowane otwarcie nowego korytarza węglowodorowego pomiędzy Argentyną a Chile, którym stanie się rurociąg tłoczący dziennie do 100 tys. baryłek ropy naftowej z basenu Neuquen. Zwiększenie eksportu ropy jest wyraźnym sygnałem do intensyfikacji wydobywania z łupków formacji *Vaca Muerta*, z których ma być dostarczany surowiec do sieci. Projekt nazywany Rurociągiem Transandyjskim, polega *de facto* na modernizacji infrastruktury nieużywanej od 2006 r. Jest to ropociąg wybudowany w latach 90. przez państwowe firmy naftowe Argentyny i Chile, *YPF* i *ENAP*, który zaopatrywał ze złóż w Neuquen rafinerię ropy naftowej *Bio Bio* zbudowaną na południe od Santiago. Wraz ze zmniejszeniem wydobywania z argentyńskich złóż, które w szczytowym okresie końca lat 90. osiągało ponad 840 tys. bbl dziennie, a w 2020 r. poniżej 450 tys. bbl, argentyńska państwowa spółka naftowo-gazowa *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima (YPF)* zdecydowała się zasilać surowcem z Neuquen jedynie wewnętrzną gospodarkę energetyczną. Gdy nastąpiło ożywienie produkcji, stymulowane przez rozwój *Vaca Muerta*, Argentyna stała się niemalże samowystarczalna i rozpoczęła poszukiwanie zagranicznych rynków zbytu, zwracając uwagę właśnie na Rurociąg Transandyjski. Obecnie dzienne wydobywanie ropy naftowej w regionie utrzymuje się na poziomie 214 tys. bbl, lecz wedle szacunków w 2022 r. ma wzrosnąć do ponad 285 tys. bbl. Nadwyżka mogłaby być przeznaczona na eksport do Chile. Zdaniem dyrektora generalnego *YPF*, Sergio Affrontiego, do połowy 2023 r. Argentyna stanie się samowystarczalna (obecnie kupuje mniej niż 20% ropy), a później, dzięki dalszym postępom prac na *Vaca Muerta*, będzie eksporterem ropy naftowej. Rozważając politykę eksportu prowadzoną przez *YPF*, warto także przypomnieć o planach rozwinięcia północno-wschodniego kierunku eksportu i zapowiadanej budowie rurociągu łączącego prowincję Neuquen z Brazylią.

Z końcem 2020 r. argentyńskie zasoby ropy naftowej były szacowane na 300 mln t, czyli porównywalne do zasobów np. Wielkiej Brytanii. Roczne wydobywanie oscylowało

w ciągu ostatniej dekady w granicach 30 mln t (27,6 mln t w 2020 r.). W raporcie *BP* z 2020 r. zakładano, że państwo to ma zasoby ok. 400 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, ale niekonwencjonalny potencjał wydobywczy basenu Neuquen zawiera dodatkowo ok. 16 mld bbl ropy naftowej z łupków i 8,7 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego z łupków. Właścicielem i operatorem koncesji wydobywczych jest spółka *YPF*, która chcąc w pełni wykorzystać potencjał węglowodorowy regionu, nawiązała współpracę z firmami zagranicznymi, w tym z *Total*, *Shell*, *Wintershall*, *Equinor*, *Petronas*, *Dow Argentina*, *Petrobras* i *ExxonMobil*.

**Angola.** W ramach realizacji projektu *Platina* koncern *BP* ogłosił rozpoczęcie wydobywania węglowodorów z bloku 18 w Angoli. Dzięki *Platinie* statek wiertniczy *Greater Plutonio* uzyska dostęp do ok. 44 mln bbl rezerwy ropy naftowej, a w szczytowym okresie ma zwiększyć wydobywanie z bloku o 30 tys. baryłek dziennie. *Platina* jest pierwszym nowym projektem w bloku 18 od czasu zwodowania statku *Greater Plutonio* w 2007 r. i jednocześnie pierwszym nowym projektem *BP* w Angoli od rozpoczęcia realizacji projektu *PSVM* (blok 31) w 2012 r. Zdaniem dyrekcji angolskiej Narodowej Agencji ds. Ropy, Gazu i Biopaliw, dzięki temu i innym aktualnie rozwijanym projektom można będzie zapobiec spadkom produkcji w kraju oraz zwiększyć zainteresowanie nowymi koncesjami. Miocenckie piaskowce Angoli już teraz przyciągają wiele zagranicznych koncernów, w tym m.in. *Eni*, które w ramach *Cabaca North* zaczęło w 2021 r. pozyskiwać surowiec z bloku 15. Ponadto Angola kilka miesięcy temu utworzyła wspólny komitet z Demokratyczną Republiką Kongo, który ma umożliwić poszukiwania i wydobywanie węglowodorów we wspólnej strefie morskiej. *BP Angola* ma 46% udziałów w bloku 18 i jest jego operatorem, a pozostałe udziały posiadają *Sinopec* (37,72%) i *Sonangol* (16,28%).

W Angoli znajdują się czwarte największe złoża ropy naftowej udokumentowane w Afryce (7,8 mld bbl) – po Libii (48,4 mld bbl), Nigerii (36,9 mld bbl) i Algierii (12,2 mld bbl). Dzielne wydobywanie jest niemalże identyczne jak w Algierii – kształtuje się na poziomie 1324 tys. bbl/d. Kraje te, wobec problemów polityczno-gospodarczych Libii, pod względem produkcji ustępują w Afryce jedynie Nigerii (1798 bbl/d). Afrykańscy liderzy wydobywania jako członkowie OPEC muszą się jednak liczyć z polityką kartelu i dostosowywać wydobywanie do obostrzeń nakładanych przez tę organizację.

**Malezja.** *PTT Exploration and Production* poinformowało o odkryciu złoża gazu ziemnego w odwiercie *Nangka-1* w bloku koncesyjnym *SK147* u wybrzeży malezyjskiego rejonu Sarawak na Borneo. Wiercenie wykonano do głębokości końcowej 3758 m, natrafiając na strefy gazonośne w zbiorniku piaskowcowym. Po złożu rozpoznany odwiertem *Dokong-1* jest to drugie odkrycie na eksplorowanym obszarze. *PTTEP* wraz ze swoim partnerem koncesyjnym – *Petronas* (20% udziałów) – prowadzą dodatkowe badania i estymację zasobów zbiornika. Koncern jest mocno zaangażowany w malezyjskie prace rozpoznawcze i posiada morskie koncesje *SK405B*, *SK410B*, *SK438*, *SK314A*, *PM407* i *PM415*, które znajdują się fazie wczesnej eksploracji.

Pod względem produkcji węglowodorów Malezja jest obecnie drugim krajem w Azji Południowo-Wschodniej,

a w 2019 r. była piątym eksporterem LNG na świecie. Wydobycie paliw płynnych w Malezji jest szacowane na 596 tys. baryłek dziennie. W większości jest to lekka i słodka ropa naftowa (czyli o małej zawartości siarki). Zasoby ropy naftowej wynoszą 2,7 mld baryłek. Głównym towarem eksportowym jest jednak gaz ziemny, którego zasoby szacuje się na ponad 0,9 bln m<sup>3</sup>. Rocznie wydobywa się 73,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z czego zaledwie 38,2 mld m<sup>3</sup> przeznacza się na potrzeby wewnętrzne. Niemalże połowa eksportu (14,8 mld m<sup>3</sup>) zaspokaja rynek japoński, znacząca ilość chiński (8,3 mld m<sup>3</sup>) i południowokoreański (6,7 mld m<sup>3</sup>), a w mniejszym stopniu tajwański czy tajski.

**Kolumbia.** Kanadyjska spółka *Canacol Energy* uzyskała komercyjny przypływ węglowodorów do odwiertu Siku-1 w Kolumbii. Głównym celem wiercenia, o końcowej głębokości 2690 m, były porowate (>20%) piaskowce formacji Cienaga de Oro. Koncern wyraził duże zadowolenie ze wstępnych wyników prac eksploracyjnych, ponieważ uzyskał znaczny przypływ gazu z formacji o miąższości ok. 10 m. Pozyskiwanie gazu z otworu Siku-1 zostanie uruchomione na początku 2022 r. Odwiert znajduje się na obszarze jednej z dziesięciu kolumbijskich koncesji na rozpoznanie i eksploatację złóż gazu ziemnego, których operatorem jest *Canacol*. Wszystkie są usytuowane w dolnym i środkowym basenie Magdalena. Po sukcesie Siku-1 firma postanowiła wykonać odwiert Clarinete-6, który do końca stycznia 2022 r. ma umożliwić pozyskanie gazu ziemnego z głównej formacji zbiornikowej złoża Clarinete – piaskowców zbiornika Cienaga de Oro.

Na koniec 2021 r. Kolumbia była czwartym krajem Ameryki Południowej pod względem udokumentowanych zasobów ropy naftowej (2 mld bbl) i drugim, za Brazylią, w wydobyciu czarnego złota (781 tys. bbl/d). Złóża gazu ziemnego stanowią zdecydowanie mniejszą część bogactwa kraju aniżeli ropa naftowa. Udokumentowano zasoby ok. 100 mld m<sup>3</sup> gazu, a roczne wydobycie oscyluje w granicach 13,3 mld m<sup>3</sup>, co nie wystarcza do zaspokojenia potrzeb kraju (13,9 mld m<sup>3</sup>).

**Trynidad i Tobago.** Firma *Touchstone Exploration* opublikowała wyniki trzech testów przeprowadzonych w odwiercie poszukiwawczym Royston-1 w lądowym bloku Ortoire. Potwierdziły one odkrycie ropy naftowej w trzech formacjach. Test wykonany na głębokości około 3180 m, w 30-metrowym interwale pośrednim formacji Herrera, umożliwił wypływ lekkiej, słodkiej ropy naftowej pod ciśnieniem złożowym ok. 50 MPa. Drugi test produkcyjny, prowadzony na perforowanym odcinku na głębokości 3010–3093 m, umożliwił wydobycie lekkiej, słodkiej ropy z nasunięć znajdujących się w górnej części formacji Herrera. Ciśnienie złożowe było niewiele niższe niż w pierwszym teście, ale oprócz ropy naftowej nastąpił znacznie większy przypływ wody. Trzeci test obejmował 25-metrowy, perforowany interwał w najwyższej części nasunięć należących do formacji Herrera. Parametry surowca były takie same, a dodatkowo zaobserwowano przypływ do odwiertu niemierzalnej ilości gazu ziemnego. Obecnie Royston-1 oczekuje na rozszerzony test produkcyjny, umożliwiający zaprojektowanie optymalnych warunków do maksymalizacji produkcji. Test ten ma być wykonany w

pierwszym kwartale 2022 r., a wydobycie planowo powinno się rozpocząć w pierwszej połowie roku.

Antyklina Penal–Barrackpore, znana również jako system naftowy Penal–Wilson–Barrackpore, skrywa jedno z największych złóż ropy naftowej odkrytych w południowym Trynidadzie. Według obecnego rozpoznania piaskowce Herrera, odkryte w 1939 r., mają umożliwić pozyskanie z kondensatu 129 mln bbl ropy naftowej i 17 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Złóża znajdują się głównie w nasunięciach związanych z górną częścią formacji Herrera, najczęściej na głębokości 1830–3050 m.

Zdaniem kierownictwa *Touchstone Exploration* Trynidad zapewnia firmie bogate możliwości pozyskiwania węglowodorów. W Royston unikalną szansą dla koncernu jest to, że może on zaprojektować profil produkcji od pierwszego dnia, włączając w to niski stopień emisji oraz ponowne zatłaczanie gazu i płynów złożowych celem podwyższenia współczynnika wydobywania ze zbiornika. Do zagospodarowania pozostało kilka stref wypełnionych węglowodorami, rozpoznanych przez Royston-1, ale firma widzi dodatkowe, znaczne możliwości w niżej zalegających utworach kredowych. Te zostaną zbadane i rozwiercone na dalszych etapach zagospodarowania obszaru.

Udokumentowane zasoby ropy naftowej Trynidadu i Tobago szacowano pod koniec 2020 r. na 0,2 mld bbl. Krajowa produkcja surowca wynosiła 76 tys. bbl dziennie, a zużycie ograniczało się do zaledwie 38 tys. bbl/d. Zasoby gazu ziemnego wynosiły ok. 0,3 bln m<sup>3</sup>, czyli kształtowały się na poziomie Brazylii i Peru. Państwo to może się pochwalić drugim po Argentynie (38,3 mld m<sup>3</sup>) wydobyciem gazu ziemnego w regionie Ameryki Południowej i Środkowej (wynosi ono 29,5 mld m<sup>3</sup>). Ponieważ krajowe zużycie balansuje na granicy 15 mld m<sup>3</sup>, gaz z Trynidadu jest transportowany w formie LNG do Hiszpanii (2,2 mld m<sup>3</sup>), Wielkiej Brytanii (1 mld m<sup>3</sup>), USA (1 mld m<sup>3</sup>), Kanady (0,8 mld m<sup>3</sup>) i wielu innych regionów świata, w tym Polski (dostawy do terminalu w Świnoujściu).

**Arabia Saudyjska.** Państwowy koncern naftowy *Saudi Aramco* ogłosił rozpoczęcie eksploatacji ogromnego, niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego Jafurah, największego tego typu pola gazowego w Królestwie Arabii Saudyjskiej. Firma zawarła ze współpracownikami kontrakty o wartości 10 mld USD, a wydatki inwestycyjne w Jafurah w ciągu pierwszych 10 lat rozwoju projektu mają osiągnąć 68 mld dolarów. Basen Jafurah rozciąga się na obszarze 17 tys. km<sup>2</sup> i skrywa największe na Bliskim Wschodzie złoża gazu z łupków, o zasobach ok. 5,7 bln m<sup>3</sup>. Już w 2025 r. dzienne wydobycie gazu ziemnego ma przekroczyć 5,5 mln m<sup>3</sup>, a 5 lat później jest spodziewane uzyskiwanie 11,8 mln m<sup>3</sup>/d etanu i ok. 630 tys. bbl/d ropy naftowej. Dzięki zagospodarowaniu tego złoża Arabia Saudyjska stanie się jednym z największych światowych producentów gazu ziemnego. Projekt zapewni komercjalizację eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, rozszerzy portfel gazowy *Aramco* i zapewni dodatkowy surowiec konieczny do rozwoju chemicznej gałęzi działalności firmy. Uzupełni też zapowiadaną koncentrację na niskoemisyjnej produkcji wodoru i pomoże zredukować emisje krajowego sektora energetycznego, wykorzystującego przede wszystkim paliwa płynne. Oczekuje się, że w szczytowym okresie wydobycie gazu w Jafurah zastąpi wykorzystywanie ponad 300 tys. baryłek ropy

naftowej dziennie. Projekt ten jest kluczowym elementem długoterminowej strategii *Aramco*, a kierownictwo firmy spodziewa się, że całkowite inwestycje w Jafurah przekroczą 100 mld USD. Warto zaznaczyć, że spółka będzie realizować dwa inne znaczące programy gazowe, które umożliwią zagospodarowanie złóż North Arabia i South Ghawar. Inwestycje te są elementem dążenia królestwa do osiągnięcia zerowych emisji netto gazów cieplarnianych w 2060 r.

Na koniec 2020 r. Arabia Saudyjska znalazła się na drugim miejscu na świecie pod względem zasobów ropy naftowej (297,5 mld bbl) – jedynie nieznacznie wyprzedziła ją Wenezuela (303,8 mld bbl). Pod względem wydobycia również jest wiceliderem (11 mln bbl dziennie), zajmując miejsce za Stanami Zjednoczonymi (16,5 mln bbl). Poprzez *Aramco* Arabia Saudyjska eksportuje dziennie ponad 8 mln bbl ropy naftowej, a warto zaznaczyć, że zarówno wydobycie, jak i eksport w czasie pandemii zostały ograniczone na mocy umów wewnątrz kartelu OPEC. W prawie 85 mln t surowca zaopatruje rynek chiński, w niemalże 50 mln t japoński, a w ok. 42 mln t europejski. Kolejne 37,6 mln t trafia do Indii, 24,9 mln t do Stanów Zjednoczonych, a pozostałe 110 mln t na niemalże wszystkie światowe rynki ropy naftowej. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego Arabii Saudyjskiej to 6 bln m<sup>3</sup> (po Iranie i Katarze trzecie miejsce na Bliskim Wschodzie), ale perspektywy są o wiele większe i w najbliższych latach, biorąc pod uwagę rozpoczęcie projektów gazowych, szacunki te powinny diametralnie wzrosnąć. Obecnie wydobycie gazu ziemnego wynosi ok. 112 mld m<sup>3</sup> i całkowicie zaspokaja krajowe zużycie.

**Stany Zjednoczone.** Służba Geologiczna Stanów Zjednoczonych (USGS) uaktualniła swoje szacunki z 2013 r. dotyczące nieodkrytych, technicznie możliwych do wydobycia zasobów węglowodorów w basenie Williston, jednym z najlepiej zagospodarowanych obszarów występowania złóż niekonwencjonalnych. USGS donosi, że niekonwencjonal-

ne złoża w formacjach Bakken i Three Forks w Williston (Montana i Północna Dakota) zawierają 4,3 mld baryłek ropy naftowej i 4,9 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Ewaluacja jest o tyle znacząca, że bazuje na danych z ponad 17,5 tys. odwiertów wykonanych do tej pory w formacjach Bakken i Three Forks, z których już teraz pozyskano ok. 4 mld baryłek ropy naftowej. Ocena USGS w największym stopniu koncentruje się na obszarach, na których wykonano mniej odwiertów i słabiej poznano ich potencjalne zasoby. Granice stref perspektywicznych określono na podstawie rozpoznania dojrzałości termicznej, cech strukturalnych, zasięgów formacji i trendów zmian miąższości, jak również zróżnicowania nasycenia wodą.

**Gujana.** Koncern *CGX Energy* udokumentował przyływ węglowodorów do otworu badawczego Kawa-1 w gujańskim bloku Corentyne. Odwiert Kawa-1 jest wiercony w odległości ok. 200 km od brzegu Georgetown, na wodzie o głębokości 355 m. Jego końcowa głębokość wyniesie 6685 m, a wiercenie jest podzielone na trzy fazy. W pierwszej z nich, w ramach rozpoznania horyzontu 19, na podstawie parametrów wiercenia oraz zwiercin stwierdzono obecność ropy naftowej i kondensatu w kilku formacjach kampanu i górnego santonu. Kolejnymi strefami docelowymi są głębsze formacje santonu – horyzont 23 i horyzont 25. Całkowite koszty prac otworowych wzrosły do ok. 125 mln USD, a koncern *CGX* może być zmuszony do poszukiwania partnera do dalszego finansowania projektu. Tym bardziej, że po zakończeniu wiercenia Kawa-1 zakontraktowany statek *Maersk Discoverer* ma wykonać dla *CGX* kolejny odwiert w nieodległym bloku Demerara – Makarapan-1. *CGX* jest operatorem obu bloków i posiada 66,67% udziałów, a pozostałe udziały (33,33%) należą do firmy *Frontera*.

*Źródła: ADNOC, BP, Canacol, CGX, Gaz-system, Inpex, Oil and Gas Journal, Orlen, PGNiG, PTTEP, S&P Global, Saudi Aramco, Touchstone, USGS*