

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel



**Polska.** *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo* poszerza portfel aktywów w Norwegii. Najpierw zapewniło sobie dodatkowe wolumeny gazu ziemnego ze złoża Gina Krog, a potem jego norweska spółka córka *PGNiG Upstream Norway* zawarła umowę z *A/S Norske Shell*, w wyniku której pozyska udziały w złożach produkcyjnych Kvitebjørn (6,45%) i Valemon (3,225%) na Morzu Północnym oraz w infrastrukturze służącej do transportu węglowodorów wydobywanych z tych złóż. Oba nowo pozyskane złoża znajdują się w północnej części Morza Północnego. Głębokość wody, na której jest prowadzone wydobywanie w Kvitebjørn i Valemon, wynosi odpowiednio 190 i 135 m. Złoża te są połączone rurociągiem i eksploatowane za pomocą stałych platform. Wydobyte węglowodory są transportowane rurociągiem podmorskim do terminalu przetwórczego w Mongstad. Jak informuje *PGNiG*, dzięki tej transakcji jego wydobywanie gazu w Norwegii wzrośnie w 2021 r. do 0,9 mld m<sup>3</sup>. Po uruchomieniu gazociągu *Baltic Pipe* surowiec pozyskiwany przez norweską spółkę *PGNiG* będzie przesyłany do Polski. Według szacunków koncernu w latach 2023–2028, a więc już po uruchomieniu gazociągu, oba złoża będą dostarczać spółce średnio ok. 0,2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Po akceptacji transakcji przez norweskie organy administracyjne *PGNiG Upstream Norway* powiększy swoje portfolio do 32 koncesji na norweskim szelfie kontynentalnym. Firma wydobywa już ropę naftową i gaz ziemny z 7 złóż: Skarv, Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Skogul i Aerfugl. Prace inwestycyjne i analityczne są prowadzone na obszarze pięciu kolejnych złóż: Duva, Tommeliten Alpha, King Lear, Aerfugl Outer oraz Shrek.

Równocześnie *PGNiG* wyraźnie intensyfikuje współpracę z ukraińskim koncernem *Energy Resources of Ukraine (ERU)*. W ramach kontraktu podpisanego z *ERU* polska spółka zrealizuje dostawy gazu ziemnego przeznaczone dla *Gas TSO of Ukraine*, który od 2020 r. jest certyfikowanym operatorem systemu przesyłowego w tym państwie. Zgodnie z warunkami przetargu przekazanie gazu nastąpi w okresie od 1 października 2020 r. do 1 maja 2021 r. Paliwo będzie przeznaczone na potrzeby techniczne. Ponadto *PGNiG* podpisało umowę inwestycyjną z *ERU* odnośnie wspólnego projektu poszukiwawczo-wydobywczego zlokalizowanego na Ukrainie, ale niedaleko granicy z Polską. Umowa ta reguluje ogólne warunki współpracy w zakresie przyszłej inwestycji oraz określa harmonogram dalszych prac nad projektem. Wyniki analiz prowadzonych przez *PGNiG* wskazują na korelację struktur geologicznych

badanego obszaru koncesji ze złożem Przemyśl. Rozpoczęcie prac jest planowane w pierwszym półroczu 2021 r., po uzyskaniu koniecznych zgód i pozwoleń.

Z końcem września 2020 r. Grupa Kapitałowa *Lotos* udostępniła internautom zintegrowany roczny raport dotyczący 2019 r. Jako kluczowy element działalności spółki przedstawiono finalizację projektu EFRA (efektywna rafinacja), skutkującego wybudowaniem instalacji opóźnionego koksowania (DCU) oraz wielu instalacji towarzyszących za kwotę ponad 2,3 mld zł. EFRA rozwiązała problem efektywnego zagospodarowania ciężkiej pozostałości z przerobu ropy, z której obecnie produkuje się paliwa, koks oraz asfalt. Na koniec zeszłego roku *Lotos* mógł się pochwalić 46 koncesjami na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów ze złóż morskich i lądowych, 10,7 mln t przerobionej ropy i średnim dziennym wydobywaniem węglowodorów na poziomie 20,7 tys. boe. Cały raport roczny jest dostępny na stronie internetowej koncernu *Lotos*. Znalazły się w nim również, rzecz jasna, informacje o inwestycjach w rozwój technologii wykorzystania paliw alternatywnych (głównie wodoru) i o wynikach działań środowiskowych. *A propos* wodoru, w połowie października *PGNiG*, jako jedno z ponad 250 przedsiębiorstw, przyłączył się do sojuszu *European Clean Hydrogen Alliance*, utworzonego przez Komisję Europejską, aby wspierać rozwój pozyskiwania energii metodą spalania czystego wodoru. Wygląda na to, że najłżejszy i najbardziej rozpowszechniony we Wszechświecie pierwiastek pozyskał spore grono interesantów, którzy widzą w nim ogromny potencjał na rynku energii.

**World Energy Outlook 2020.** W połowie października Międzynarodowa Agencja Energii (*IEA*) opublikowała swoje sztandarowe dzieło – *World Energy Outlook (WEO)*, koncentrujące się na wielu wyzwaniach energetycznych, przed którymi stoi obecnie świat, oraz na tym, jak wpływa na nie pandemia. Autorzy *WEO* odnieśli się do zakłóceń gospodarczych spowodowanych przez COVID-19, uzależniając przyszłą dotkliwość pandemii i jej skutki od możliwości opanowania kryzysu w 2021 r. lub ewentualnego przetrwania się go w głębszy spadek gospodarczy. Będzie to miało ogromne konsekwencje dla sektora energetycznego, zwłaszcza w krajach rozwijających się. Osłabione ożywienie gospodarcze skutkuje wolniejszym wzrostem emisji, ale nie jest odpowiedzią na zmiany klimatyczne. Pandemia i jej następstwa mogą ograniczyć emisję, ale niski wzrost gospodarczy nie może stanowić strategii niskoemisyjnej. Jedynie przyspieszenie zmian strukturalnych w sposobie, w jaki świat produkuje i zużywa energię, może na dobre

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

przełamać trend. Ponieważ COVID-19 wprowadził ogromną, krótkoterminową niepewność co do przyszłości energii, raport *WEO 2020* koncentruje się przede wszystkim na nadchodzących 10 latach, które będą decydującą dekadą pod względem możliwości przyspieszenia przejścia ku czystej energii i obniżenia poziomu emisji. Poszerzono w nim również analizę zerowej emisji netto, uwzględniając rosnącą liczbę krajów i przedsiębiorstw, które zobowiązały się do jej osiągnięcia w 2050 r. Ta zerowa emisja netto (inaczej osiągnięcie neutralności węglowej) oznacza stan, w którym dwutlenek węgla, wyemitowany przez dany kraj, zostaje w całości zrównoważony przez pochłanianie lub wychwytywanie CO<sub>2</sub>, np. poprzez CCS. W raporcie wyraźnie zasugerowano, iż ogromne sumy pieniędzy przeznaczone na pobudzenie ożywienia gospodarczego są historyczną okazją do znacznego przyspieszenia przejścia w kierunku czystszej i bardziej odpornej przyszłości energetycznej.

Według ocen *IEA* w 2020 r. globalne zapotrzebowanie na energię spadnie o 5%, emisje CO<sub>2</sub> związane z energią o 7%, a inwestycje energetyczne o 18%. Przewidywany spadek zapotrzebowania na ropę naftową (o 8%), zużycia węgla (o 7%) i gazu ziemnego (o 3%) kontrastuje z niewielkim wzrostem udziału w miksie energetycznym odnawialnych źródeł energii. Roczna emisja CO<sub>2</sub> spadnie do poziomu sprzed 10 lat, jednak pomimo zmniejszenia produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego nie nastąpi podobny spadek emisji metanu, który jest silnym gazem cieplarnianym. Przed kryzysem prognozowano, że w latach 2019–2030 zapotrzebowanie na energię wzrośnie o 12%, obecnie sugeruje się, że maksymalnie o 4–9%. Ponieważ popyt w gospodarkach rozwiniętych wykazuje tendencję spadkową, cały wzrost pochodzi z gospodarek wschodzących i rozwijających się, z Indiami na czele. Wolniejsze tempo wzrostu popytu na energię wywiera presję na spadek cen ropy i gazu. Duże zmniejszenie kwot inwestycji w 2020 r. zwiększa możliwość przyszłej zmienności rynku. We wszystkich przedstawionych w *WEO* scenariuszach rośnie w siłę energia odnawialna, przodują w niej projekty solarne, oferujące obecnie jedne z najniższych kosztów uzyskania energii elektrycznej. Za najsłabsze ogniwo transformacji sektora elektroenergetycznego *IEA* uznaje sieci elektryczne, których ilość i niezawodność jest kluczowa w przypadku szybszych przemian energetycznych.

Polityka wycofywania węgla z miksu energetycznego oraz wzrost udziału w nim odnawialnych źródeł energii, które konkurują z gazem ziemnym, do 2025 r. doprowadzą na całym świecie do zaprzestania produkcji 275 gigawatów (GW) mocy energii z węgla, w tym 100 GW w Stanach Zjednoczonych i 75 GW w Unii Europejskiej. Prognozowany wzrost popytu na węgiel w rozwijających się gospodarkach azjatyckich jest znacznie niższy niż szacowany w poprzednich edycjach *WEO* i niewystarcza on do zrównoważenia spadków w innych krajach. Do 2040 r. udział węgla w globalnym miksie energetycznym spadnie poniżej 20%. Era wzrostu światowego popytu na ropę zakończy się według *WEO* w ciągu dziesięciu lat, jednakże wobec braku większej zmiany w polityce jest jeszcze za wcześnie, aby można było przewidywać gwałtowny spadek zapotrzebowania na ten surowiec. Rosnące dochody na rynkach wschodzących i w gospodarkach rozwijających się tworzą silny popyt na mobilność, równoważąc ograniczenia zużycia ropy naftowej w innych krajach.

Szacunki *IEA* wskazują, że popyt na gaz ziemny w gospodarkach rozwiniętych nieznacznie spadnie do 2040 r., ale znacząco wzrośnie w południowej i wschodniej Azji. Priorytety polityczne w tych regionach, zwłaszcza dążenie do poprawy jakości powietrza i wspieranie wzrostu produkcji, w połączeniu z niższymi cenami gazu ziemnego stanowią podstawę rozbudowy infrastruktury gazowej. Wyzwaniem dla przemysłu naftowego na całym świecie jest przystosowanie się do innej przyszłości energetycznej. Może to nastąpić dzięki wyraźnemu postępowi w redukcji emisji metanu poprzez zastosowanie alternatywnych gazów, takich jak biometan i niskoemisyjny wodór, oraz technologii wychwytywania, utylizacji i składowania dwutlenku węgla. Obecnie fundamentalne wysiłki na rzecz dywersyfikacji i reformy gospodarek niektórych głównych eksporterów paliw naftowych, bardziej niż kiedykolwiek, wydają się nieuniknione. Amerykański przemysł łupkowy zaspokoił prawie 60% wzrostu światowego zapotrzebowania na ropę i gaz w ciągu ostatnich dziesięciu lat, ale wzrost ten był napędzany przez korzystne kredyty, których udzielanie zostało zakończone. Do tej pory w 2020 r. wiodące firmy naftowe i gazowe zmniejszyły raportowaną wartość swoich aktywów o ponad 50 mld dolarów, a inwestycje w dostawy węglowodorów spadły o jedną trzecią w porównaniu z 2019 r. Zasoby o niewielkich kosztach wydobycia, niska emisja i dywersyfikacja stają się strategicznymi hasłami wielu gospodarek, a zmniejszenie wydobycia z zagospodarowanych złóż stwarza potrzebę rozpoczęcia nowych projektów wydobywczych, nawet w dobie szybkich przemian energetycznych. Mimo to, ze względu na obawy o wyniki finansowe i zgodność strategii firmy z celami środowiskowymi, inwestorzy z większym sceptycyzmem patrzą na projekty naftowe i gazowe. Niektóre problemy finansowe mogą zostać zniwelowane, jeśli ceny węglowodorów wzrosną, a projekty zaczną oferować lepsze zwroty, ale pytania o wkład branży w redukcję emisji gazów cieplarnianych nie znikną.

**Azerbejdżan.** Nasilenie konfliktu zbrojnego pomiędzy Armenią i Azerbejdżanem w Górskim Karabachu może mieć znaczący wpływ na przemysł naftowy w tym regionie. Bliskie sąsiedztwo działań wojennych z azerską infrastrukturą naftowo-gazową oznacza, że kluczowe azerskie rurociągi eksportowe są zagrożone. Konflikt może osłabić zarówno import taniego gazu przez Turcję, jak i jej rolę jako ważnego węzła przesyłu ropy, jednocześnie przynosząc korzyści rosyjskiemu eksportowi gazu. Niektóre odcinki rurociągu naftowego Baku–Tbilisi–Ceyhan (BTC) i Gazociągu Południowokaukaskiego (Baku–Tbilisi–Erzurum) przebiegają w odległości zaledwie 40 km od wznowionych walk, zakopane 2 m pod ziemią. Każdy atak lub zajęcie terytorium rurociągu może mieć poważne konsekwencje dla operacji wydobywczych w Azerbejdżanie, a szczególnie poważne byłyby zakłócenia w gigantycznym projekcie Azeri–Chirag–Gunashli (ACG) na Morzu Kaspijskim.

Ze złóż ACG, obsługiwanych przez *BP*, wydobywa się dziennie ok. 485 tys. bbl ropy naftowej, co stanowi ok. 75% azerskiej produkcji. Większość ropy naftowej z tych pól (ok. 80%) jest eksportowana rurociągiem BTC, który pomimo nominalnej przepustowości 1,2 mln baryłek, pracuje z połową wydajności. Lekka ropa azerska jest transportowana przez Gruzję do portu Ceyhan w Turcji, a stamtąd

na rynki europejskie przez Morze Śródziemne. Niewielkie ilości azerskiej ropy są również eksportowane dwoma innymi rurociągami – Baku–Supsa i Baku–Noworosyjsk. Baku–Supsa, o przepustowości 150 tys. bbl dziennie, jest obsługiwany przez BP i umożliwia eksport surowca poprzez Gruzję i cieśninę Bosfor na rynki europejskie. Baku–Noworosyjsk, który transportuje ropę naftową ze złóż lądowych zarządzanych przez azerski SOCAR do portu czarnomorskiego w Noworosyjsku, ma zdolność przesyłową 100 tys. bbl dziennie. Część surowca jest również eksportowana koleją z Azerbejdżanu do terminali Batumi i Kulevi, zbudowanych na gruzińskim wybrzeżu Morza Czarnego.

Gazociąg Południowokaukaski przesyła gaz ze złoża Shah Deniz w azerskim sektorze Morza Kaspijskiego do granicy tureckiej, gdzie łączy się z Gazociągiem Transanatolijskim, który został uruchomiony w 2018 r. Ten z kolei wkrótce połączy się z nowym Rurociągiem Transadriatyckim, umożliwiającym przepływ azerskiego gazu do Europy południowo-wschodniej. Gazociąg Transadriatycki jest ukończony w ponad 95%, a pierwsze dostawy są planowane na koniec roku. Jakikolwiek uszkodzenie Gazociągu Południowokaukaskiego, powstałe na skutek konfliktu w Górskim Karabachu, mogłoby opóźnić uruchomienie Gazociągu Transadriatyckiego i zakłócić dostawy gazu ziemnego do Turcji. Kraje, które obecnie polegają na azerskim gazie, musiałyby w międzyczasie przychylnie spojrzeć na gaz rosyjski, a także import LNG. Prawdopodobnie najwięcej do stracenia ma Turcja, która w 2019 r. ograniczyła import rosyjskiego gazu do 15,5 mld m<sup>3</sup> (z 24 mld m<sup>3</sup> rok wcześniej) na rzecz azerskiego i amerykańskiego LNG.

**Stany Zjednoczone.** Koncern *ConocoPhillips* dokonał przejęcia firmy *Concho Resources* kosztem 9,7 mld USD oraz spłacenia długu netto *Concho* w wysokości 3,9 mld USD. Według wspólnego komunikatu firm kombinat osiągnie możliwość wydobycia 1,5 mld boe/d. Transakcja umożliwia połączenie sąsiadujących i uzupełniających się obszarów wydobywczych w basenach Delaware oraz Midland, a także obejmuje koncesje w Eagle Ford, Bakken i kanadyjskim Montney. Zakup wymaga zgody akcjonariuszy *ConocoPhillips* i *Concho*, a także akceptacji przez organa regulacyjne i dlatego zostanie sfinalizowany dopiero w pierwszym kwartale 2021 r.

Zajmująca się poszukiwaniem węglowodorów firma *Concho Resources Inc.* z siedzibą w Teksasie prowadzi działalność niemal wyłącznie w basenie permskim. Pod koniec 2019 r. posiadała ponad 1 mld boe potwierdzonych zasobów, z czego 63% stanowiły ropa naftowa i kondensat, a 37% – gaz ziemny. W basenie Delaware znajdowało się 55% z tych zasobów, a w basenie Midland – 45%. Zasoby połączonych firm wynoszą ok. 23 mld baryłek ropy naftowej, a ich wydobycie będzie opłacalne przy średnim koszcie dostaw poniżej 30 USD za baryłkę WTI. Spółki ogłosiły, że dzięki połączeniu w ciągu najbliższych dwóch lat spodziewają się uzyskać 500 milionów USD rocznych oszczędności kosztów, które będą pochodzić z niższych kosztów ogólnych i administracyjnych oraz redukcji w programie poszukiwania nowych globalnych przedsięwzięć *ConocoPhillips*. Należy podkreślić, że dodatkowe oszczędności, związane z łańcuchem dostaw, handlem czy też pracami wiertniczymi, nie zostały jeszcze uwzględnione w tych szacunkach. Fuzja ta stworzy platformę, która w przyszłości będzie przewodziła sektorowi węglowodorów

w procesie niskoemisyjnej transformacji energetycznej. Nowy koncern będzie pierwszym przedsiębiorstwem naftowo-gazowym z siedzibą w USA, które przyjmie paryską strategię klimatyczną i zobliguje się do uzyskania zerowej emisji netto do 2050 r.

Patrząc na wydarzenia w Stanach Zjednoczonych warto sobie uświadomić, jak dużą rolę w kształtowaniu eksploatacji węglowodorów odgrywają w wielu częściach świata żywy. Na początku października w wyniku ewakuacji platform wiertniczych z obawy przed huraganem Delta w rejonie Zatoki Meksykańskiej wstrzymano 91,5% wydobycia ropy naftowej i 61,8% wydobycia gazu ziemnego. Personel został ewakuowany z 42,3% platform, co znacząco odbije się na październikowych wynikach finansowych spółek prowadzących prace wydobywcze w tym rejonie.

**Niderlandy.** Energetyczna transformacja firmy *Royal Dutch Shell* i jej dążenie do zeroemisyjności wiążą się gruntownymi zmianami wprowadzanymi w celu uproszczenia struktury i obniżenia kosztów funkcjonowania firmy. Transformacje te przyczynią się do zwolnienia z pracy wielu osób. *Shell* spodziewa się, że takie działania pozwolą zaoszczędzić do 2,5 mld USD rocznie. Ponadto, zdaniem zarządu, koncern ten nie jest już spółką z branży naftowej, lecz firmą z obszaru transformacji energetycznej.

*Musimy być prostsza, sprawniejsza, bardziej konkurencyjną organizacją, która jest zwinniejsza i zdolniejsza do reagowania na potrzeby klientów. Przekształcenie to niezwykle trudny proces. Świadomość, że trzeba pożegnać się z kilkoma dobrymi ludźmi, jest bardzo bolesna. Robimy to, ponieważ musimy, ponieważ jest to słuszne dla przyszłości firmy. To ewolucja, która w taki czy inny sposób wpływa na dziesiątki tysięcy ludzi – stwierdził dyrektor generalny *Royal Dutch Shell* Ben van Beurden. Zdaniem dyrektora, koncern chce skierować swoją działalność głównie na produkcję biopaliw i opracować metodę wykorzystania wodoru w ciężkim transporcie drogowym.*

Jednocześnie projekty związane z węglowodorami będą z roku na rok wygaszane, a docelowo *Shell* pragnie mieć mniej niż 10 rafinerii (maksymalnie ich liczba sięgała 55). Przedsięwzięcia podejmowane w dziedzinie biopaliw sytuują pozycję koncernu w gronie największych na świecie producentów etanolu z trzciny cukrowej. Wygrane przetargi na budowę farm wiatrowych sugerują możliwość uzyskania dochodów z morskiej energetyki wiatrowej. Koncern wkroczył również na rynek jako deweloper energii słonecznej. *Shell* jest uważany za absolutnego lidera w dziedzinie zastosowania wodoru w transporcie. Firma ta stara się rozwijać również inne gałęzie działalności w obszarze energetyki odnawialnej, na przykład instalując w Niemczech największy na świecie elektrolizery wodoru. Zarząd *Royal Dutch Shell* stanowczo podkreśla, że odpowiedzialne finansowanie projektów związanych z produkcją energii odnawialnej jest zależne od... sukcesów projektów związanych z wydobyciem węglowodorów, bo to z nich ma pochodzić siła finansowa konieczna do inwestowania w produkty o niższej emisji dwutlenku węgla. Nie można się oprzeć wrażeniu, że każdy znaczący sukces działu wydobycia będzie tym samym stanowił solidną podstawę do wypisywania kolejnych zwolnień pracowników.

W czerwcu *Shell* obniżył prognozy cen ropy naftowej i zmniejszył wartość swoich aktywów o 22 mld USD. Na początku 2020 r., po raz pierwszy od zakończenia drugiej wojny światowej, obniżył dywidendę i ujawnił stratę netto w wysokości 18,3 mld USD za drugi kwartał 2020 r., kiedy

w odpowiedzi na wybuch pandemii światowe ceny ropy naftowej spadły do rekordowo niskiego poziomu. Według uaktualnionych prognoz trzeci kwartał miał być jeszcze gorszy, umożliwiając dzienne wydobycie ropy naftowej w granicach jedynie 2150–2250 tys. boe i gazu ziemnego w ilości 820–860 tys. boe. Cena akcji niderlandzkiego potentata spadła niemalże trzykrotnie względem początku 2020 r.

**Wielka Brytania.** Władze spółki *UK Oil & Gas PLC*, koncentrującej się głównie na aktywach naftowo-gazowych zlokalizowanych w basenie Weald (południowa Anglia), poinformowały o odkryciu znacznych zasobów gazu ziemnego w złożu Loxley Portland na obszarze lądowej koncesji PEDL234. Struktura geologiczna Loxley, o powierzchni 48 km<sup>2</sup>, może ich zdaniem dostarczać ok. 113–142 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie. W związku z odkryciem w drugiej połowie 2021 r. jest planowane odwiercenie otworu Loxley-1. Udostępniony raport uściśla, że sama struktura Loxley umożliwi wydobycie 963 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a zasoby wydobywalne całej koncesji PEDL234 wynoszą 1,529 mld m<sup>3</sup>.

Przedstawione dane stawiają Loxley na podium wśród największych lądowych nagromadzeń gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii, odkrytych i przetestowanych pod względem wydobycia. Jeśli zapowiadane wyniki zostaną potwierdzone przez przyszłą produkcję, średnie zasoby wydobywalne brutto usytuowałyby formację Loxley na drugim miejscu po złożu gazowym Saltfleetby, największym dotychczas złożu na lądzie w Wielkiej Brytanii, które umożliwiło wydobycie ponad 2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. *UK Oil & Gas PLC* jest operatorem koncesji PEDL234 i ma w niej 100% udziału. Ponadto spółka posiada udziały w sześciu innych obszarach koncesyjnych.

**Surinam i Gujana.** *Apache* i *Total* zaktualizowały ocenę odwiertu Kwaskwasi-1 i poinformowały o odkryciu

nowych złóż ropy naftowej na przybrzeżnych wodach Surinamu. W profilu tego otworu odkryto 278-metrowy interwał skalny z ropą naftową i kondensatem, które zostały uwięzione w wielu pułapkach górnokredowych (kampan i santon). W osadach kampanu przewiercono strefę występowania ropy naftowej o miąższości 63 m (API 34–43) oraz warstwę osadów wypełnionych kondensatem (86 m). W formacjach santonu są ulokowane warstwy nasycone kondensatem o łącznej miąższości 129 m. Poniżej interwałów santonu natrafiono na strefę wysokiego ciśnienia, przez co operator musiał opóźnić prace i dostosować odwiert do warunków złożowych. Udało się pobrać rdzenie boczne, ale dodatkowe cementowanie uniemożliwiło pobranie reprezentatywnych prób płynu złożowego. Tymczasem statek wiertniczy *Noble Sam Croft*, z którego wiercono Kwaskwasi-1, rozpoczął już wiercenie otworu Keskesi East-1, w odległości ok. 14 km na południowy wschód od znaczącego odkrycia w odwiercie Sapakara West-1. Celem tego wiercenia jest dokładniejsze przetestowanie perspektywicznych interwałów kampanu i santonu.

W sąsiedniej Gujanie koncern *Hess Guyana Exploration* ogłosił rozpoznanie kolejnego złoża ropy naftowej na morzu. Jest to już 18 odkrycie w bloku Stabroek (o powierzchni 27 000 km<sup>2</sup>), potwierdzone wynikami badań w otworze Redtail-1. Wydobywalne zasoby węglowodorów w tym bloku już wcześniej oszacowano na 8 mld baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. W profilu otworu Redtail-1, który odwiercono na wodach o głęb. 1878 m, występuje warstwa roponośnego piaskowca o miąższości 70 m. *Hess Guyana Exploration* posiada 30% udziałów w bloku Stabroek. Pozostałe udziały rozkładają się na *Esso Exploration and Production Guyana Limited* (45%) i *CNOOC Petroleum Guyana Limited* (25%).

*Źródła: Concho, ConocoPhillips, IEA, Lotos, Oil and gas journal, Orlen, PGNiG, Rystad Energy, Shell, UKOG PLC, WorldOil.*