



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. Quo vadis, Orlenie? Już nie tylko multienergetycznym, ale wielozadaniowym i całkowicie nieodgadnionym w poszerzaniu obszarów działania – takim koncernem staje się obecnie PKN Orlen. Zgodnie z komunikatami spółki, jej strategia do 2030 r. będzie realizowana m.in. poprzez rozwój nowoczesnych kanałów komunikacji, ekspansję sieci

punktów odbioru paczek, digitalizację formatów sprzedaży oraz budowę platformy e-commerce. Nowe cele Orlenu mają być osiągnięte za pośrednictwem przejętej sieci RUCH. Wzmocnienie sprzedaży, optymalizacja kosztów marketingowych i rozbudowa narzędzi *big data* mają nastąpić dzięki przejęciu spółki *Polska Press*, które zostało zaanonsowane w grudniu 2020 r. Należy jedynie wyglądać momentu, w którym członek PKN w nazwie koncernu, sugerujący zaszczość związaną głównie z naftową działalnością spółki, zajmie inny skrót, lepiej odzwierciedlający poczynania firmy. Dziś można się tylko zastanawiać, czy PKM, tj. Polski Koncern Multienergetyczny, nie będzie wkrótce sugerować zbyt wąskiego spektrum działania...

Gaz-system poinformował o zebraniu kompletu decyzji administracyjnych i pozwoleń na realizację projektu *Baltic Pipe*. Zakontraktowano już 40 kluczowych firm, które w ramach tego projektu będą świadczyć usługi z zakresu robót budowlanych, nadzoru, certyfikacji, dostaw sprzętu i materiałów. Obecnie rozpoczynają się pierwsze prace budowlane. Wyprodukowano już ponad 85% wszystkich rur potrzebnych do wykonania morskiego segmentu *Baltic Pipe*. Budowa podziemnych tuneli gazociągu na wybrzeżach Polski i Danii rozpocznie się na wiosnę 2021 r., a ich układanie na dnie Bałtyku ruszy latem. Dostawy rur, które zostaną zamontowane w części lądowej, rozpoczęto w ostatnim kwartale 2020 r. Zdaniem prezesa *Gaz-systemu* Tomasza Stępnia, harmonogram projektu nie jest zagrożony, a gaz z Norwegii popłynie przez *Baltic Pipe* w październiku 2022 r.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo zaanonsowało sukces odwiertu Grodzewo-1, z którego, według wstępnych szacunków, można będzie pozyskiwać około 20 mln m³ gazu ziemnego rocznie. Odwiert ten, wykonany we współpracy z *Orlen Upstream*, osiągnął głębokość 2940 m i natrafiono nim na utwory czerwonego spagowca zasobne w gaz ziemny. Jest on zlokalizowany w pobliżu miejscowości Dąbrowa, na obszarze koncesji łącznej nr 29/2001/Ł Śrem–Jarocin. Odwiert ten został zaprojektowany na podstawie danych z badań sejsmicznych 3D, zrea-

lizowanych przez *Geofizykę Toruń*. Na początku 2021 r. *PGNiG* planuje wiercenie kolejnego otworu, Bystrzek-1. Prace poszukiwawcze w tym rejonie są prowadzone od lat 70. ub. wieku i zaowocowały odkryciem wielu złóż gazu ziemnego, takich jak Kaleje (1974), Kaleje E (1996), Zaniemysł (2004) czy Miłosław E (2017).

Połowa grudnia przyniosła również pozytywne informacje o zagospodarowaniu złoża Gråsel na Morzu Norweskim. *PGNiG Upstream Norway* razem z partnerami koncesyjnymi (*Aker BP*, *Equinor* oraz *Wintershall DEA*) poinformował, że eksploatacja złoża ma ruszyć w czwartym kwartale 2021 r. Złoże Gråsel (tzn. foka szara) jest zlokalizowane w tej samej jednostce koncesyjnej, co eksploatowane już przez *PGNiG Upstream Norway* złoża Skarv i Aærfugl. Zawiera przede wszystkim ropę naftową, a jego zasobność oszacowano na 13 mln baryłek ekwiwalentu ropy (boe). Znajdująca się w pobliżu infrastruktura wydobywcza istotnie zmniejszy koszty zagospodarowania tego złoża i sprawi, że granica rentowności zostanie osiągnięta już przy cenie 15 USD za baryłkę ropy naftowej – czyli znacznie niższej od aktualnych notowań surowca.

Złoże Gråsel ma ponad 7 km długości i 2 km szerokości. Jest usytuowane nad złożem Skarv, w odległości ok. 210 km na zachód od Sandnessjøen. Do wydobycia ropy i gazu zostaną wykorzystane moce produkcyjne statku eksploatującego złożo Skarv. Całkowity koszt inwestycji w projekt Gråsel wynosi ok. 1,2 mld koron norweskich (ponad 0,5 mld zł). *Aker BP* twierdzi, że wczesna faza rozpoznania i udostępnienia złoża Gråsel będzie stanowić modelowy przykład, który firma chce stosować do zagospodarowania mniejszych złóż.

Złote zasady transformacji. W odpowiedzi na postępującą transformację energetyczną osiem dużych koncernów energetycznych – *BP*, *Eni*, *Equinor*, *Galp*, *Occidental*, *Repsol*, *Royal Dutch Shell* i *Total* – ogłosiło sześć zasad transformacji energetycznej, którą sami twórcy przyrzekli stosować. Oto one:

1) Wspierać cele porozumienia paryskiego, w tym współpracę międzynarodową jako narzędzie zapewniające osiągnięcie tych celów po najniższych kosztach dla gospodarki.

2) Zgodnie z indywidualną strategią, ambicjami i celami każdej firmy, wspólnie z klientami i społeczeństwem, dążyć do redukcji emisji pochodzących z własnej działalności, a także dążyć do zmniejszenia emisji pochodzących ze zużycia energii. Firmy mogą mierzyć swój wkład za pomocą intensywności emisji dwutlenku węgla

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

lub też wskaźników bezwzględnych w różnych punktach łańcucha działalności, zgodnie z określonym wcześniej podejściem.

3) Współpracować z zainteresowanymi stronami, w tym odbiorcami energii, inwestorami i rządami, w celu rozwijania i promowania podejść skutkujących redukcją emisji pochodzących z użytkowania energii, aby wspierać poszczególne kraje w realizacji celów porozumienia paryskiego.

4) Dalej wspierać i promować rozwój technologii przyczyniających się do redukcji emisji gazów cieplarnianych, inwestując w technologie wychwytywania, wykorzystywania i składowania dwutlenku węgla (CCUS) oraz pochłaniacze naturalne.

5) Informować o ryzyku i szansach związanych ze zmianą klimatu, zgodnie z zaleceniami grupy zadaniowej ds. przejrzystości finansowej działań związanych z klimatem (*Taskforce on Climate-related Financial Disclosures*).

6) Informować o członkostwie firm w głównych stowarzyszeniach branżowych i handlowych oraz o zgodności działalności tychże stowarzyszeń z kluczowymi aktywnościami firm w zakresie ochrony klimatu, a także kwestii politycznych.

Uznając, że każda firma ma swoją własną strategię, cele i ambicje w dążeniu do transformacji energetycznej, zrzeszenie firm współpracuje nad uściśleniem dwóch kluczowych aspektów. Pierwszy dotyczy zwiększenia przejrzystości i spójności definicji oraz zakresów wskaźników stosowanych do raportowania danych związanych z klimatem, a także stwierdzenia, gdzie występują różnice wynikające z różnorodności działalności i podejść firm. Drugim jest opracowanie spójnych ram metodologicznych do pomiaru intensywności emisji dwutlenku węgla netto z produktów energetycznych zrzeszonych firm i raportowania efektów działań związanych z redukcją emisji. Czytając te wzniosłe postanowienia, warto się zastanowić, jak na ich tle prezentują się np. prognozy środowiskowe BP dla rosyjskiego, arktycznego projektu *Vostok Oil*, w którym Brytyjczycy są głównym udziałowcem.

Norwegia. *Equinor*, działający we współpracy z *Petoro*, *Vår Energi*, *Idemitsu* i *Wintershall DEA*, poinformował, że 12 grudnia rozpoczęto realizację nowego projektu zagospodarowania złoża Snorre na Morzu Północnym. Zdaniem norweskiego koncernu ten duży projekt, bazujący na wykorzystaniu technologii do intensyfikacji eksploatacji ropy naftowej, doda do zasobów wydobywalnych pola Snorre prawie 200 mln baryłek i pomoże wydłużyć jego żywotność do 2040 r. Złoże jest eksploatowane od 1992 r., a jego formacje skalne wciąż kryją dużą część ze wstępnie rozpoznanych zasobów 2 mld bbl ropy naftowej. Pierwotnie miało być ono eksploatowane do 2014 r., ale jego żywotność została przedłużona, a w 2017 r. *Equinor* i konsorcjanci przedłożyli norweskim władzom nowy projekt zagospodarowania, dzięki któremu udział odzyskiwanego surowca wzrośnie z 46 do 51%. Akceptacja projektu wiąże się z zainwestowaniem ok. 19,5 mld koron norweskich (8,2 mld zł) i skutkuje odwierceniem 24 otworów wydobywczych. Istotnym składnikiem sukcesu ma być również projekt Hywind Tampen, obejmujący 11 pływających turbin wiatrowych, które w trzecim kwartale 2022 r. zasilać pola Snorre i Gullfaks w ponad 35% potrzebnej energii.

Snorre jest polem naftowym w rejonie Tampen w północnej części Morza Północnego, odkrytym w 1979 r. Zbiornik naftowy znajduje się na głębokości 2000–2700 m pod dnem morza, a wysokość słupa wody ponad nim wynosi 300–350 m. Złoże to ma skomplikowaną strukturę. Występuje ono w kilku dużych blokach skalnych przecięnianych seriami uskoków. Ropa naftowa wypełnia pory piaskowców triasowych i dolnojurajskich formacji Lunde oraz grupy Statfjord. Aby zwiększyć wydajność tego złoża, od wielu lat stosuje się metody wspomagające eksploatację, polegające głównie na zatłaczaniu wody i gazów. Do tej pory inwestycje w złoże Snorre przekroczyły 91 mld koron norweskich (38,2 mld zł) i umożliwiły eksploatację ponad 225 mln m³ ropy naftowej i 43 mld m³ gazu ziemnego. W piaskowcach roponośnych czeka wciąż ok. 90 mln m³ surowca.

Coraz większą popularnością cieszy się w Norwegii eksploatacja małych złóż. Od początku 2021 r. rolę operatora złoża Vette przejmie *OKEA ASA*, wykupując udziały od *Repsol Norge*. Odkrycie w bloku 17/12 znajduje się w południowo-wschodniej części Morza Północnego o głębokości 110 m. Firma oszacowała, że możliwe jest odzyskanie 30–50 mln boe ropy naftowej. Nie jest to pierwszy tego typu projekt w portfolio spółki. *OKEA* pracuje również nad planem zagospodarowania pola Grevling, podobnej wielkości, podlegającego licencji wydobywczej 038 D. W 2009 r. obecność pola Grevling została potwierdzona przez wyniki odwiertu 15/12-21. Pole to znajduje się w środkowej części Morza Północnego, 15 km na południe od pola Sleipner Øst, na wodach o głębokości 90 m. Pod nim występuje duża struktura solna, a skałami zbiornikowymi są piaskowce od późnego triasu do środkowej jury, które stanowią część formacji Skagerrak, Bryne, Sleipner i Hugin. Eksperci *OKEA* przypuszczają, że złoża Grevling i Vette mogą zajmować powiązane serie skał o podobnych parametrach złożowych.

Norwegowie starają się wprowadzać nowe, przyjazne środowisku, technologie eksploatacji złóż węglowodorów. Interesujące jest przekształcanie platform wiertniczych w obiekty niskoemisyjne. Taką drogę przeszła platforma *Maersk Intrepid*, pracująca obecnie dla *Equinor* na obszarze złoża Martin Linge. W listopadzie 2020 r. z użyciem tej platformy przeprowadzono pierwszą operację wiercenia w ekstremalnie trudnych warunkach środowiskowych – z pełnym pakietem niskoemisyjnym. Według operatora, pełen pakiet technologiczny zapewnił dwucyfrowy wynik w oszczędności energii. Pierwszy miesiąc testów na złożu Martin Linge dostarczył wstępnych danych dotyczących zmniejszenia zużycia paliwa i emisji CO₂ o ok. 25% w porównaniu z dotychczasową średnią bazową dla *Maersk Intrepid*. Natomiast emisje NO_x zmniejszono aż o 95%. System hybrydowych, niskoemisyjnych ulepszeń, zainstalowanych na *Maersk Intrepid*, został wsparty przez dotację z Norweskiego Funduszu NO_x oraz decyzję *Equinor* o wprowadzeniu rekompensat w celu stymulowania redukcji emisji. Pełen pakiet ulepszeń jest obecnie instalowany w bardzo trudnym środowisku działania platformy *Maersk Integrator* i, według zapowiedzi, znacznie pracować w pierwszym kwartale 2021 r. „*Maersk Drilling*” pokazuje, że modernizacja morskich platform wiertniczych z zastosowaniem rozwiązań niskoemisyjnych jest technicznie i finansowo wykonalna. Ważne jest również, aby

ambicje na tym się nie kończyły, ale, jak w tym przypadku, aby nowa technologia otwierała się na dalsze redukcje w kierunku przyszłości całkowicie bezemisyjnej. Jeśli Norwegia ma osiągnąć swoje krajowe cele w zakresie emisji, ważne jest, aby platformy wiertnicze na morzu wniosły swój wkład. Dzięki ulepszeniom statku „Maersk Intrepid” koncern wskazuje drogę, jaką powinny kroczyć inne firmy. Fundusz NOx jest gotowy na więcej zastosowań o podobnym profilu i ma nadzieję, że operatorzy platform wiertniczych i przedsiębiorcy wspólnie opracują nowe, interesujące projekty – powiedział Tommy Johnsen, dyrektor generalny funduszu NOx.

Rząd Norwegii zaakceptował też projekt wychwytywania i składowania dwutlenku węgla o nazwie *Northern Lights* (Zorza płarna). Partnerami w tym projekcie są koncerny *Total*, *Equinor* i *Royal Dutch Shell*. Dzień po wydaniu decyzji zarząd *Equinor* podpisał dwa kontrakty. Pierwszy umożliwi budowę lądowego zakładu odbioru i przechowywania ciekłego CO₂, zanim zostanie on wyeksportowany przez system pomp i rurociągów do zatłaczania na morzu, natomiast drugi opiewa na dostawę systemów wtrysku CO₂ do odwiertów. Pierwsza faza projektu *Northern Lights* obejmuje transport, wtryskiwanie i składowanie do 1,5 mln t CO₂ rocznie. Dwutlenek węgla po wychwyceniu na lądzie będzie transportowany przez nowo zaprojektowane statki, wtryskiwany do otworów wiertniczych i trwale składowany na głębokości 2600 m w północnej części Morza Norweskiego.

Rosja. Globalne trendy zawitały również na wschód Europy. *Rosneft* ogłosił swoje kluczowe cele klimatyczne do 2035 r. Są one następujące:

- 1) Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20 mln t ekwiwalentu CO₂;
- 2) Redukcja intensywności emisji w segmencie wydobywczym o 30%;
- 3) Spadek intensywności emisji metanu poniżej 0,25%;
- 4) Zero rutynowego spalania (flarowania) gazu współwystępującego z ropą naftową.

Rosneft, mając na uwadze realizację tego planu i wspomożenie Rosji w wypełnianiu porozumień paryskich, planuje zwiększyć udział gazu ziemnego w portfolio spółki do ponad 25%. Koncern ten przeprowadzi analizę możliwości zastąpienia mocy energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach konwencjonalnych energią uzyskiwaną z niskoemisyjnych i odnawialnych źródeł energii. Wzrośnie również znaczenie segmentu zatłaczania i składowania dwutlenku węgla.

Władze *Rosneftu* poinformowały także o kolejnym znaczącym odkryciu dokonanym w strukturze *Vikulovskaya* na obszarze koncesji *Vostochno-Prinovozemelskoye-1*, gdzie częścią kompleksowego programu spółki, mającego na celu rozwój potencjału naftowo-gazowego regionu Morza Karskiego, było wykonanie odwiertu o głębokości 1621 m. Według wstępnych szacunków zasoby gazu ziemnego uwięzionego w tej strukturze wynoszą ok. 800 mld m³, a złożo zostało nazwane imieniem marszałka Georgija Żukowa. Prowincja naftowa Morza Karskiego, w której prace prowadzi *Rosneft*, jest uznawana za jeden z największych rezerwuarów ropy naftowej i gazu ziemnego na

świecie. Po dokładnym rozpoznaniu zasobów może wyprzedzić takie prowincje, jak Zatoka Meksykańska, szelf brazylijski, szelf arktyczny Alaski i Kanady oraz główne prowincje Bliskiego Wschodu.

Inne dwa rosyjskie giganty, *Gazprom* i *Lukoil*, podpisały umowę dotyczącą warunków zagospodarowania złóż *Vaneyviskoye* i *Lavozskoye* w nienieckim obszarze autonomicznym. Dokument określa przygotowania niezbędne do rozpoczęcia wydobywania węglowodorów z obu złóż, m.in. procedurę tworzenia spółki *joint venture* w celu realizacji projektu. Na etapie przygotowawczym spółka ta będzie prowadzić prace projektowe i geodezyjne oraz sporządzać dokumentację wstępnego zagospodarowania złóż. *Lukoil* określi plan budowy infrastruktury umożliwiającej dostawę węglowodorów do stacji odbioru i przeróbki ropy naftowej oraz punktu wejścia do systemu przesyłowego gazu ziemnego, którego operatorem jest *Gazprom*. Dodatkowo zostaną wyłonieni potencjalni wykonawcy i dostawcy sprzętu oraz zostaną opracowane propozycje strategii kontraktu i warunków finansowania projektu. Szacuje się, że złoża *Vaneyviskoye* i *Lavozskoye* mają łącznie możliwe do wydobywania zasoby 27,4 mln t węglowodorów ciekłych i 225,3 mld m³ gazu ziemnego.

Mongolia. Australijska spółka *Elixir Energy* ogłosiła odkrycie złóż metanu w pokładach węgla w południowej Mongolii przy granicy z Chinami. Poprzez wykonywanie wielu wierceń poszukiwawczych i prac geofizycznych firma ta aktywnie realizuje projekt *Mongolia Nomgon IX*. W tym roku odwiertowała 7 otworów, które przecięły pokłady węgla rozciągające się na dystansie 43 km z zachodu na wschód. W subbasenie *Yangir* otwór *Yangir 1S* (o głębokości 347 m), zlokalizowany w odległości 24 km na W-NW od pierwotnego otworu poszukiwawczego *Nomgon-1* w subbasenie *Nomgon*, przeciął 27 m węgla gazonośnych. Firma planuje dalsze prace i pogłębienie tego odwiertu. Ponadto w otworze *Hutul 1S* (o głębokości 560 m), odwierconym w odległości 19 km na wschód od *Nomgon-1*, w celu oceny sektora basenu *Nomgon* najbardziej wysuniętego na wschód, natrafiono na gazonośny pokład węgla miąższości 6 m, co *Elixir Energy* uznaje za wynik zachęcający do kontynuacji poszukiwań we wschodniej części koncesji. Co ciekawe, firma donosi o intensywnym bulgotaniu wydobywającym się z odwiertu *Yangir 1S*, spowodowanym ucieczką metanu z węgla, w szczególności z pokładu na głębokości zaledwie 260 m. Ponadto w otworze tym obserwuje się niespotykane silne zgazowanie płuczki. Firma *Elixir* planuje kontynuację programu ewaluacji formacji perspektywicznych w 2021 r., poszerzając swoje działania o pełne rdzeniowanie i analizy desorpcji gazu.

W lutym 2020 r. koncern *Elixir Energy* ogłosił pierwsze odkrycie gazu ziemnego w mongolskich pokładach węgla w regionie Południowe Gobi. Koncesja, na obszarze której prowadzi prace, ma powierzchnię ok. 30 tys. km² i zasoby wydobywalne szacowane na 413 mld m³ gazu ziemnego. W realizacji projektu spółka *Elixir* stara się wykorzystać doświadczenie zdobyte na rodzimym gruncie. Australia jest światowym liderem w produkcji metanu wydobywanego z pokładów węgla Queensland i eksportuje go do różnych krajów azjatyckich, w tym do Chin,

Japonii i Korei Południowej. Oprócz rozwoju projektu wydobywczego, firma we współpracy z krajową *MT Group*, planuje budowę małej wytwórni LNG, mającej zaopatrzyć dużą flotę ciężarówek przewożących węgiel z ogromnej kopalni *Tavan Tolgoi* do Chin.

Republika Południowej Afryki. Podczas testu odwiertu Luiperd-1X u wybrzeży RPA francuski *Total* wraz z konsorcjantami (*Qatar Petroleum*, *CNRI* oraz *Main Street 1549 Proprietary Ltd.*) stwierdził dużą wydajność przyływu kondensatu i doskonałą łączność ze złożem węglowodorów w basenie Outeniqua. Jest to drugie ważne odkrycie w bloku 11B/12B, oddalonym o 175 km od linii brzegowej RPA, który na wodach o głębokości od 200 do 1800 m zajmuje obszar o powierzchni ok. 19000 km². W otworze wiertniczym Luiperd-1X, o głębokości 3400 m, natrafiono na warstwę piaskowców miąższości 85 m, w której 73 m były silnie nasycone węglowodorami. Po kilku testach otworowych osiągnięto maksymalną wydajność przyływu – 934 tys. m³/d gazu ziemnego i 4320 bbl/d kondensatu. W czasie testu konfiguracja dławika ograniczała przepływ, przez co firma oczekuje, że potencjał otwartego przepływu bezwzględny z odwiertu będzie znacznie wyższy niż wskaźniki testowe.

Złoże Luiperd może tworzyć jeden system naftowy wraz z odkrytym na początku 2019 r. złożem Brulpadda, co potwierdzają wcześniejsze obserwacje poczynione na podstawie analizy danych pochodzących z badań sejsmicznych 2D i 3D. Odwiert Brulpadda-1 przecina 57 m skał dolnokredowych nasyconych kondensatem ropno-gazowym. Kilka tygodni po odwierceniu tego otworu firma poinformowała o pogłębieniu go do 3633 m i sukcesie poszukiwawczym w głębszych warstwach zbiornika. Na wodach przybrzeżnych RPA *Total* rozwinął poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego w basenie Outeniqua, mając udziały operacyjne w dwóch blokach, 11B/12B i South Outeniqua.

Irak. Dawna kanadyjska firma *Oryx Petroleum Corp. Ltd.*, działająca pod nową nazwą *Forza Petroleum Ltd.*, przeznaczy aż 51 mln USD ze swojego budżetu na 2021 r. wyłącznie na badania obszaru licencji Hawler w irackim Kurdystanie. Planowany program prac obejmuje wykonanie pięciu nowych odwiertów w złożach produkcyjnych oraz w zbiornikach będących wciąż na etapie ewaluacji – Demir Dagh, Zey Gawra i Banan. Warto wspomnieć, że zawieszona wcześniej eksploatacja złoża Banan została wznowiona w lipcu 2020 r., po wzroście światowych cen ropy naftowej, natomiast prace mające na celu rozpoznanie kenozoicznych osadów Zey Gawra rozpoczną się w pierwszym kwartale 2021 r. Spółka chce również poddać dokładnym analizom odwiert na polu Ain al Safra. W listopadzie 2020 r. średnie wydobycie ropy naftowej z obszaru

koncesji Hawler wyniosło 11,1 tys. bbl/d. *Forza Petroleum* posiada 65% udziałów w tym przedsięwzięciu.

Trynidad i Tobago. Spółka *Bahamas Petroleum* ujawniła kompleksowy program prac w 2021 r., który zamierza realizować w północno-wschodnim rejonie przybrzeżnym Ameryki Południowej. Zgodnie z założeniami koncepcji w rejonie tym możliwe pozyskiwanie 2500 bbl ropy naftowej na dobę, a koszt jej wydobycia będzie się kształtować poniżej 20 USD. Program bazowy obejmuje wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych, dwóch rozpoznawczych i maksymalnie dwóch eksploatacyjnych. Odpowiednie środki finansowe przeznaczono także na dodatkowy odwiert poszukiwawczy i 11 odwiertów produkcyjnych, które zostaną odwiercone pod warunkiem uzyskania wymaganych pozwoleń. Wiercenie dwóch otworów rozpoznawczych, Saffron 2 na polu naftowym Saffron w Trynidadzie oraz otworu w bloku Weg Naar w Surinamie, rozpocznie się już w lutym 2021 r. W przypadku uzyskania zadowalających wyników testów otworowych do końca roku pole Saffron może się doczekać 7 odwiertów eksploatacyjnych, a Weg Naar 6. Również do końca roku ma być zakończone pełne przetwarzanie danych z badań sejsmicznych 3D, którymi pokryto obszar zainteresowania *Bahamas Petroleum*. Oczekuje się, że wydatki na podstawowy program prac wyniosą od 20 do 35 mln USD.

Surinam. Po odwierceniu otworu poszukiwawczego Sloanea-1 w bloku 52 *Total* ogłosił sukces odkrycia pierwszego złoża węglowodorów w Surinamie. W otworze Sloanea-1, o głębokości 4780 m, natrafiono na nasycone węglowodorami kampańskie formacje piaskowców o dobrych właściwościach zbiornikowych. Pozyskane dane dowodzą doskonałej oceny potencjału węglowodorowego bloku. Obecnie, w celu określenia wielkości odkrycia Sloanea-1, jest prowadzona ocena parametrów technologicznych.

Cieszymy się z pozytywnych wyników odwiertu. Zapewni to „Petronas” motywację do dalszych poszukiwań w Surinamie, który jest dla naszej firmy jednym z kluczowych basenów w obu Amerykach. Z niecierpliwością czekamy na dalszą udaną współpracę z naszym partnerem „ExxonMobil” i zacieśnianie relacji z rządem Republiki Surinamu jako partnerem w zakresie dostarczania na rynek czystej i niezawodnej energii – powiedziała Emeliana Rice-Oxley, wiceprezes Petronas ds. eksploracji. Blok 52 zajmuje obszar 4749 km². Znajduje się w basenie naftowym Surinamu i Gujany na północ od wybrzeża Paramaribo, gdzie w ciągu ostatnich kilkunastu miesięcy dokonano istotnych odkryć węglowodorów.

Źródła: Aker BP, Bahamas Petroleum, Drillingcontractor, Elixir Energy, Equinor, Forza Petroleum, Gaz System, NPD, Oil and Gas Journal, Orlen, PGNiG, Smallcaps, Total