



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachtyel<sup>1</sup>

**Polska.** W drugiej połowie lutego odbył się 21. Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy *Powerpol*. Podczas dwudniowych wystąpień i paneli dyskusyjnych, zorganizowanych w formie *on-line*, do rozmowy – m.in. o transformacji energetycznej, rynku energii oraz odnawialnych źródłach energii – zasiedli pełnomocnicy rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, odnawialnych źródeł energii, polityki surowcowej państwa, sekretarze i podsekretarze stanu, prezesi spółek energetycznych i inni zaproszeni goście. Przedstawiono wizję, w ramach której dalsza rozbudowa gazoportu w Świnoujściu, zwiększenie liczby jednostek skraplających gaz ziemny w Gdańsku i oddanie do użytku gazociągu *Baltic Pipe* będą stanowiły większość udziału w pozyskiwaniu gazu ziemnego, przyczyniając się do dywersyfikacji dostaw i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Podkreślono, że to nie dekarbonizacja i zeroemisyjność, ale bezpieczeństwo energetyczne Polaków będzie najważniejsze w polityce energetycznej, którą chce prowadzić rząd. Uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej do 2033 r. i rozwój rynku prosumentów (czyli konsumentów i zarazem producentów energii elektrycznej) ma dodatkowo odciążyć krajową energetykę, która odchodząc od węgla, nie będzie z niego całkowicie rezygnować. Jednocześnie właściciele przydomowych elektrowni mogą być zaniepokojeni stwierdzeniem ministra Naimskiego, że należy zbadać, czy system elektroenergetyczny Polski, będący magazynem energii dla prosumentów, za dostęp do którego płać, jest przez nich opłacany w sposób wystarczający. Paneliści podkreślili, że środki pomocowe dla transformacji, których nie możemy uzyskać od Unii Europejskiej ze względu na jej politykę finansowania projektów w zakresie energetyki, mogą zostać pozyskane ze środków wewnętrznych, takich jak np. finansowanie z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. NFOŚiGW będzie również wspierał rozwój technologii wodorowych. Zapewniono, że wycofywanie energetyki konwencjonalnej kosztem odnawialnej będzie się odbywać stopniowo i częściowo, aby nie doprowadzić do sytuacji, w której – podobnie jak w innych krajach Europy na początku tego roku – czynniki klimatyczne mogłyby wpłynąć na przerwy w dostawie energii elektrycznej. Zdymisjonowany 20 lutego minister Janusz Kowalski ujawnił, że dokument określający politykę energetyczną Polski do roku 2040 stał się nieaktualny jeszcze przed udostępnieniem go opinii publicznej, gdyż nie przewidziano w nim tak dużego wzrostu opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, jaki nastąpił w styczniu 2021 r.

Ciekawie jawi się również strategia firmy PERN, która zarządza siecią polskich rurociągów naftowych – zgodnie z wypowiedzią jej prezesa Igora Wasilewskiego rozbudowa Ropociągu Pomorskiego ma być wykonana po sfinalizowaniu fuzji *Orlenu* z *Lotosem*. Czy to oznacza, że od połączenia tych dwóch koncernów zależy przyszłe bezpieczeństwo dostaw ropy naftowej do Polski? Prezes PERN-u podkreślił również, że według szacunków przez najbliższą dekadę zużycie paliw kopalnych w Polsce będzie stabilne, a po tym czasie zacznie się zmniejszać.

Dyrektor Grupy *Lotos* Tomasz Grzela wzmiankował, że istotę zużycia gazu widzi w perspektywie średnioterminowej, kiedy w obszarze produkcji energii elektrycznej i ciepła gaz będzie zastępował węgiel. Jako jeden z elementów realizacji tej polityki planuje wkrótce w Gdańsku, w ramach konsorcjum polskich firm, budowę bloku gazowo-parowego. Zdaniem dyrektora w perspektywie długoterminowej sektor gazu ziemnego będzie słabł kosztem wodoru i biometanu. W okresie przejściowym paliwa gazowe będą miały duże znaczenie dla transportu, a najbliższe 2–3 lata przyniosą wzrost liczby stacji LNG i CNG. Polska może stać się węzłem gazowym, zapewniającym dostawy nie tylko na obszarze kraju, ale również do innych państw w regionie, głównie poprzez rozwój infrastruktury w Gdańsku, Gdyni i Świnoujściu.

Uczestnicy konferencji wysłuchali wielu ciekawych wypowiedzi, aczkolwiek widoczny był brak możliwości dialogu z inwestorami, stroną społeczną czy ekspertami, którzy mogliby zadać wiele szczegółowych pytań.

*Lotos Norge* uzyskał trzy nowe licencje poszukiwawczo-wydobywcze na Morzu Północnym: PL 1098 (udział 50%), PL 1099 (udział 30%), oraz PL 1091 (udział 20%). Zwiększą one portfel tej polskiej spółki do 31 obszarów w Norwegii. Koncesje PL 1098 oraz PL 1099 znajdują się w obszarze nowego projektu rozwojowego Noaka. Zgodnie z komunikatem *Lotosu*, finalna decyzja inwestycyjna dotycząca tego projektu ma być podjęta w 2022 r., a rozpoczęcie produkcji zostało zaplanowane na rok 2027. Operatorem złoża PL 1098 jest firma *Sval Energi AS* (50% udziałów), natomiast w obszarze PL 1099 funkcję tę będzie pełnił *Aker BP* (40% udziałów; pozostałe 30% posiada *Lundin Energy*). W połowie 2019 r. koncern *Aker BP* ogłosił odkrycie serii produktywnych w odwiercie Liatarnet na obszarze Noaka, gdzie udokumentował obecność złoża węglowodorów o zasobach wydobywalnych 80–200 boe. PL 1091 mieści się w obszarze złóż Sleipner, zlokalizowanych na Morzu Północnym, z których *Lotos* pozyskuje dziennie ok. 15 tys. boe ropy naftowej. Zarówno w złożu Sleipner Ost (odkrycia Sleipner Ost i Loke), jak i Sleipner Vest (odkrycia Sleipner Vest i B-1), których operatorem jest norweski *Equinor*, koncern ma 15% udziałów. Koncesje

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

znajdują się w bliskim sąsiedztwie złoża Gina Krog, w którym 11,3% udziałów posiada PGNiG *Upstream Norway*. Warto zaznaczyć, że wg norweskich szacunków w złożach Sleipner Ost i Vest z początkowych 323,2 mln m<sup>3</sup> ekwiwalentu ropy naftowej pozostało do wydobycia zaledwie 11,3 mln m<sup>3</sup>.

Na przełomie 2020 i 2021 r. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo wykonało sześć nowych odwiertów w południowo-wschodniej Polsce – Bratkowice-6K, Gnojnicca-6K, Ocieka-2, Mirocin-6, Mirocin-34 i Mirocin-52 – z których uzyskało przyływ gazu ziemnego o znaczeniu przemysłowym. Koncern szacuje, że łączne wydobycie gazu ziemnego z tych otworów wyniesie około 60 mln m<sup>3</sup>/rok. Lokalizacja odwiertów Bratkowice-6K i Ocieka-2 wynika z interpretacji budowy geologicznej tej części zapadliska przedkarpacciego i skutecznego wskazania potencjalnych struktur gazonośnych na podstawie zdjęć sejsmicznych 3D, wykonanych na zlecenie spółki w ostatnich latach. Odwiert Gnojnicca-6K stanowi kontynuację prac w obszarze złoża gazu ziemnego Gnojnicca, odkrytego w 2016 r. Prace wiertnicze na obszarze złoża Mirocin, którego eksploatacja trwa od 1962 r., miały na celu rewitalizację i pogłębienie istniejących już odwiertów. Zinterpretowano nieeksploatowane dotąd struktury gazonośne, które mają umożliwić spółce wydobycie ok. 1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

PKN *Orlen* negocjował w lutym z rosyjskim *Rosneftem* nowy kontrakt na dostawy ropy naftowej. Uzgadniając warunki umowy, władze spółek zdecydowały o zmniejszeniu dostaw w porównaniu z ustalonymi w poprzednim kontrakcie z ok. 500 do 300 tys. t ropy miesięcznie. Przyczyną takiej decyzji był wzrost ceny paliwa dostarczanego ropociągami *Przyjaźń*. Niższe koszty morskiego transportu flagowej rosyjskiej ropy *Urals* sprawiły, że w 2020 r. eksport rurociągiem stał się mniej opłacalny niż transport morski. *Rosneft* nalegał na wyższą cenę ropy w nowym kontrakcie, aby dostawy były równie opłacalne jak eksport drogą morską, dlatego *Orlen* zdecydował się na zmniejszenie ilości kupowanej ropy. Uzgodnienie nowego kontraktu spowoduje wznowienie dostaw ropy naftowej do Polski rurociągiem, wstrzymanych z końcem stycznia w związku z wygaśnięciem poprzedniego porozumienia.

*Orlen* przedstawił wyniki finansowe uzyskane w 2020 r. W tym czasie koncern osiągnął EBITDA LIFO (zysk operacyjny przedsiębiorstwa przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań + wycena zapasów – *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*) na poziomie 12,1 mld zł oraz zysk netto w wysokości 3,4 mld zł, uwzględniając zysk z nabycia akcji spółki *Energia*. Spółka poinformowała, że w 2020 r. rekordowe wyniki osiągnęły segment detaliczny i energetyki. Wśród kluczowych zeszłorocznych działań wymieniono przyjętą pod koniec listopada ubiegłego roku długoterminową strategię PKN *Orlen*, obowiązującą do roku 2030, oraz wrześnieową akceptację polityki klimatycznej *Orlenu*, która zakłada osiągnięcie neutralności emisyjnej w 2050 r.

**Rynek LNG.** Zgodnie z raportem *Rystad Energy* projekt *North Field Expansion*, na rozwój którego władze Kataru postanowiły przeznaczyć 30 mld USD, stawia ten kraj na drodze do powrotu na pierwsze miejsce wśród największych na świecie producentów LNG i to najpóźniej w 2030 r. Zdolność skraplania gazu ziemnego w katarskich zakładach wzrośnie do 110 mln t rocznie (a nawet 126 mln t, gdy zostanie uruchomiona druga faza projektu), czyli do 18% całkowitego globalnego potencjału, który pod koniec bieżącej dekady może wynieść 600 mln t. Stany Zjedno-

czone będą w tym czasie zdolne do wyprodukowania ok. 98 mln t LNG rocznie, natomiast Australia ok. 76 mln ton. Ocenia się, że popyt na LNG będzie rósł szybciej niż podaż, dlatego w najbliższych latach zostaną wdrożone kolejne duże projekty w tym segmencie.

W 2021 r. Bliski Wschód będzie głównym regionem intensyfikacji poszukiwań i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie. Rosnące ceny ropy naftowej przyczynią się do uruchomienia w tym roku projektów o wartości ok. 100 mld dolarów, z czego prawie 40% na Bliskim Wschodzie. W rejonie tym przygotowano do startu 26 inwestycji, jednak ich realizacja została przesunięta z powodu pandemii. Po zatwierdzeniu *North Field Expansion* kolejne istotne zobowiązania inwestycyjne zależą od rozwoju sytuacji w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, gdzie *ADNOC* dąży do zwiększenia (do 2025 r.) zdolności produkcyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach projektu o wartości 40 mld USD. W Arabii Saudyjskiej spadek cen ropy wpłynął na procesy przetargowe i aktualnie oczekuje się, że decyzja o zwiększeniu wydobycia zasobów gigantycznego złoża Zuluuf, o wartości przekraczającej 12 mld dolarów, zostanie usankcjonowana w 2023 r. Wzrost cen surowców prawdopodobnie pobudzi również inwestycje w innych częściach regionu, zwłaszcza w Omanie, Iraku i Iranie.

Liderem wśród producentów LNG jest obecnie Australia, posiadająca zdolność operacyjną na poziomie 88 mln t LNG na rok. Jednak w bieżącym roku planuje realizację zaledwie jednego nowego projektu – *Pluto Train 2* (prowadzonego przez firmę *Woodsite*) – który zwiększy tę zdolność o 4,5 mln t na rok. Stany Zjednoczone produkują rocznie 71 mln ton LNG, ale wdrażają już inwestycje, które wkrótce zapewnią zwiększenie tej produkcji o 36 mln t, takie jak Port Arthur LNG, Driftwood LNG, Plaquemines LNG i Freeport T4.

Przewiduje się, że do 2030 r. globalne zapotrzebowanie na LNG osiągnie ok. 580 mln ton. Wynika z tego, że aby wypełnić lukę między rzeczywistą podażą a popytem szacowanym na 2030 r., w ciągu najbliższych 5 lat konieczne będzie zatwierdzenie projektów skutkujących wprowadzeniem na rynek aż 104 mln ton LNG.

**Norwegia.** Koncern *Equinor*, działający wraz z partnerami *DNO Norge*, *Petoro* i *Wellesley Petroleum*, ogłosił odkrycie złoża węglowodorów Rover North na obszarze koncesji 923 na Morzu Północnym, gdzie uzyskano komercyjny przyływ gazu ziemnego i ropy naftowej. Złoże to znajduje się w okolicach pól naftowych Troll oraz Fram i jest to kolejne odkrycie w tym rejonie, po Echino (2019 r.) i Swisher (2020 r.).

Odwiert poszukiwawczy 31/1-2 S i rozpoznawczy 31/1-2 A na obszarze koncesji wydobywczej 923 wykonano w odległości ok. 10 km na północny zachód od pola Troll i 18 kilometrów na południowy zachód od pola Fram oraz 130 km na północny zachód od Bergen. Głębokość wody wynosi w tym miejscu 349 m. Prace prowadzono na platformie *West Herkules*. Podstawowym celem poszukiwań była ropa naftowa grupy *Brent* w utworach środkowej jury oraz wczesnojurskiej formacji Cooka. Otwór 31/1-2 A wiercono w celu potwierdzenia i uszczegółowienia zakresu odkrycia dokonanego w sąsiednim odwiercie. W obu odwiertach stwierdzono obecność węglowodorów w dwóch interwałach grupy *Brent*. W odwiercie 31/1-2 S (o gł. 3555 m) w formacjach Etive i Oseberg natrafiono na ok. 145-metrową kolumnę utworów zawierających gaz ziemny oraz 24-metrową strefę występowania ropy naftowej, w której

nie rozpoznano jej kontaktu z wodą. W strefie roponośnej opisano łącznie 50 m piaskowca, stanowiącego efektywny, dobrej jakości zbiornik naftowy. Ponadto w górnej części grupy Dunlin (formacja Drake) nawiercono 6 m piaskowca wypełnionego ropą, o średnich lub też słabych właściwościach zbiornikowych. Wiercenie rozpoznawcze 31/1-2 A (o gł. 3876 m) ujawniło obecność stref wypełnionych ropą naftową – w formacji Etive (o miąższości 12 m) i w formacji Oseberg (17 m). Szacuje się, że efektywny zbiornik naftowy stanowi łącznie 41 m piaskowca. W obu otworach formacja Cooka była zawodniona. Zasoby wydobywalne złoża Rover North szacuje się na 7–11 mln m<sup>3</sup> ekwiwalentu ropy naftowej, co odpowiada 44–69 mln boe.

Norweski koncern *Equinor* planuje wkrótce sprawdzić perspektywy złóżowe okolicznych struktur Blasto i Apodida. Ponieważ rozpoznanie jest prowadzone w rejonie, który od ponad 50 lat jest poddawany intensywnym zabiegom poszukiwawczym, wymaga ono od firmy przyjrzenia się starym problemom z nowej perspektywy, uwzględniającej postęp techniczny.

Wydobycie węglowodorów w Norwegii odbudowuje się po spadkach odnotowanych w pierwszym etapie pandemii. W styczniu 2021 r. wyniosło średnio 2,137 mln bbl na dobę, na co złożyło się 1,804 mln bbl ropy naftowej, 321 tys. bbl LNG i 12 tys. bbl kondensatu.

**Transformacja po holendersku.** *Shell* przedstawił strategię przyspieszenia transformacji firmy w dostawcę produktów i usług energetycznych o zerowej emisji dwutlenku węgla. Przy okazji pokazał wykresy, z których wynika, że szczyt całkowitej emisji CO<sub>2</sub> przez tę firmę osiągnięto w 2018 r. (1,7 mld ton), natomiast maksimum wydobywania ropy naftowej przypadło na rok 2019. *Shell* integruje swoją strategię, portfolio oraz ambicje środowiskowe i społeczne w ramach zadeklarowanych celów: generowania wartości dla akcjonariuszy, osiągnięcia zerowej emisji netto, wspierania życia i poszanowania przyrody. Zmieniony koncern planuje osiągnąć te cele poprzez zastosowanie trzech filarów biznesowych: wzrostu wartości (spółki, czyli m.in. wyceny giełdowej), transformacji (rozumianej jako zmiana struktury spółki) i modyfikacji segmentu wydobywania. Gwarantowane intencje wspierają najbardziej ambitny cel porozumienia paryskiego w sprawie zmian klimatycznych, jakim jest ograniczenie globalnego wzrostu temperatury do 1,5°C względem okresu sprzed rewolucji przemysłowej. Koszty operacyjne holenderskiego giganta nie będą przekraczać 35 mld USD rocznie, a firma dąży do zbycia inwestycji o wartości 4 mld USD. Idzie jej to całkiem nieźle – od początku roku spółka pozbyła się złóż w delcie Nigru i udziałów w wydobywaniu lekkiej ropy naftowej z kanadyjskich łupków Duvernay. Do 2035 r. zdolności magazynowania dwutlenku węgla w ramach CCS mają zostać zwiększone o 25 mln t, czego istotnym elementem będzie rozwój projektów *Quest* w Kanadzie, *Northern Lights* w Norwegii i *Porthos* w Holandii. Dodatkowe finansowanie mają uzyskać zastosowania rozwiązań proekologicznych, które mają odegrać kluczową rolę w rozwoju spółki.

**Rosja.** *Lukoil* wykazał, że pod koniec 2020 r. posiadał aktywa o zasobach wydobywalnych 15,385 mld baryłek ropy naftowej i 627 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. W wyniku prac poszukiwawczo-wydobywczych przeprowadzonych w roku 2020 koncern dodał do swoich rezerw 464 mln boe, w czym największy udział miały złoża na Syberii Zachodniej, Uralu, w basenie Timan–Peczora i rosyjskim sektorze

Morza Kaspijskiego. Optymalizacja metod prac eksploatacyjnych przyniosła dodatkowych 258 mln boe. Spośród wszystkich zasobów wydobywalnych ok. 9,26 mld boe znajduje się obecnie w złożach zagospodarowanych, natomiast ponad 6 mld boe w niezagospodarowanych.

W wynikach operacyjnych *Lukoil* wyraźnie zaznacza się wpływ porozumienia OPEC+ oraz negatywne skutki pandemii COVID-19. W 2020 r. średnie wydobycie węglowodorów wynosiło 2,064 mln boe dziennie, czyli było o 12,2% mniejsze niż w roku 2019. Dodatkową przyczyną spadku wydobywania było przejściowe zmniejszenie dostaw gazu z Uzbekistanu do Chin, będące wynikiem osłabionego popytu na węglowodory. Wydobycie ropy naftowej wyniosło 77,2 mln ton, czyli o 10,1% mniej rok do roku. Przy czym ok. 95% ropy naftowej wydobyto ze złóż zlokalizowanych na terenie Rosji. Tylko w maju 2020 r. na mocy porozumienia z OPEC+ wydobycie w kraju ograniczono o 310 tys. bbl/d (19% względem pierwszego kwartału), co znacząco wpłynęło na roczne wyniki. Pomimo gwałtownego spadku cen ropy naftowej w 2020 r. i zewnętrznych ograniczeń wielkości produkcji kontynuowano rozwój projektów priorytetowych, dzięki czemu wydobycie ropy naftowej i kondensatu gazowego z zachodniosyberyjskich pól V. Vinogradov, Imilorskoye, Sredne-Nazymkoye i Pyaklyakhinskoye wzrosło do 4,2 mln t, czyli o 20,4% względem 2019 r. Do 5,2 mln t, tj. o 6,2%, wzrosło również wydobycie ze złóż Yaregskoye i Usinskoye. W 2020 r. *Lukoil* pozyskał zaledwie 29 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, notując w ten sposób spadek wydobywania o 17,2%. Przerób w rafineriach wyniósł 58,6 mln t i był o 14,7% mniejszy niż w roku poprzednim.

**Mongolia.** Australijski koncern *Talon Petroleum*, działający dotychczas na Morzu Północnym i rodzimym gruncie, planuje pozyskiwanie metanu z pokładów węgla w południowej Mongolii. Zawarł on porozumienie z *Telmen Resource*, zobowiązując się do zainwestowania w projekt *Południowe Gobi*. Obszar koncesyjny, na którym firma *Telmen* prowadziła dotychczas prace rozpoznawcze, obejmuje 8400 km<sup>2</sup>. Znajduje się on w odległości ok. 20 km na północ od granicy mongolsko-chińskiej, w pobliżu sieci przesyłowo-dystrybucyjnej w północnych Chinach i na zachód od niedawnych odkryć złóż metanu w pokładach węgla w Nomgon (firmy *Elixir Energy*). Spółka *Talon Petroleum* szacuje, że na obszarze o długości 160 km występują pokłady wysokiej jakości węgla (duży udział wityritu, niski popiołów) o miąższości 80–100 m i dużym udziale (10–15 m<sup>3</sup>/t) wysokometanowego gazu ziemnego (>98% CH<sub>4</sub>). Teren, na którym będą prowadzone prace, jest nieurbanizowany i pozbawiony obszarów własności prywatnej. Zdaniem władz koncernu projekt *Południowe Gobi* jest obecnie jednym z najbardziej obiecujących programów pozyskiwania metanu z pokładów węgla na świecie. Prognozy te opracowano na podstawie szeroko zakrojonych prac kartograficznych, analizie ponad 2500 historycznych danych wiertniczych i pięciu odwiertów rozpoznawczych. Analiza desorpcji przyniosła 131 wyników, na podstawie których określono zawartość gazu. Izoterma sorpcji sugeruje pełne nasycenie skał gazem, natomiast ich przepuszczalność, której szczegółowe estymacje zostaną przeprowadzone w tym roku, jest obecnie szacowana na poniżej 20 mD. Tegoroczne prace wiertnicze będą prowadzone w okolicy kopalni *Ovoot Tolgoi*. Opcjonalnie firma rozważa również wykonanie badań sejsmicznych, aby przeprowadzić analizę strukturalną i sprawdzić ciągłość formacji gazonośnej.



**Argentyna.** „Martwa krowa” ożywa. Wydobycie ropy naftowej z argentyńskiej formacji Vaca Muerta przekroczyło poziom sprzed pandemii i w grudniu 2020 r. osiągnęło 124 tys. baryłek dziennie. Poprzedni rekord, ustanowiony w marcu 2020 r., był o 1000 bbl/d mniejszy. Analitycy *Rystad Energy* szacują, że utrzymanie obecnej aktywności pozwoli uzyskać do końca bieżącego roku 150 tys. bbl/d. W przeciwieństwie do ropy wydobycie gazu z Vaca Muerta, po raz pierwszy od października 2018 r., spadło poniżej 25,5 mln m<sup>3</sup>/d, ale w dużej mierze jest to związane z letnim spadkiem popytu na półkuli południowej. Spółka energetyczna *YPF*, która jeszcze 4 lata temu odpowiadała za wydobycie ok. 95% ropy łupkowej Vaca Muerta, obecnie dzieli ten rynek ze światowymi potentatami, takimi jak *Shell*, *Pan American*, *Vista*, *ExxonMobil* czy *PlusPetrol*. Największymi producentami gazu z łupków pozostają w Argentynie koncerny *YPF* i *TecPetrol*.

Chociaż w Vaca Muerta nie wdrożono jeszcze wielu metod zwiększenia wydobycia, basen ten już teraz może konkurować pod względem produktywności z najzasobniejszymi amerykańskimi formacjami łupkowymi w Teksasie i Nowym Meksyku. U podstaw wysokich wskaźników wydajności odwiertów, osiąganych w południowo-amerykańskiej rzeczywistości, stoi wdrażanie najlepszych praktyk i innowacyjnych technologii przetestowanych w warunkach amerykańskich. Na możliwość zwiększenia szczytowania ropy naftowej z łupków istotnie oddziałuje fakt, że stosunek ilości gazu do ropy w oknie ropnym formacji Vaca Muerta jest niezwykle niski – zatem złoża to ma nawet lepsze wskaźniki jakości niż formacja Bakken.

*Źródła: Equinor, Lotos, Norsk Petroleum, Oil and gas journal, Orlen, PGNiG, Powerpol, Reuters, Shell, Talon Petroleum, YPF*