GEOLOGIA GOSPODARCZA

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel[1]

Polska. *Orlen* jest już na ostatniej prostej do przejęcia Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Komisja Europejska (KE), która parę miesięcy temu mocno skomplikowała inkorporację *Lotosu*, tym razem postanowiła umyć ręce i zrzucić wszelką odpowiedzialność za ewentualne konsekwencje tych działań na Polskę. Decyzją KE wniosek PKN *Orlen* o zgodę na przejęcie PGNiG rozpatrzy prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK), który został uznany za organ najbardziej kompetentny do oceny skutków przejęcia na rynku krajowym. Zdaniem komisji: *planowana koncentracja nie wywrze istotnych skutków na konkurencji poza Polską*, co ma mało wzniosły wydźwięk w kontekście planów energetycznego podboju Europy Środkowowschodniej. Taka informacja cieszy dążących do konsolidacji, bo trudno przypuszczać, aby prezes UOKiK piętrzył jakiekolwiek przeszkody w budowie multienergetycznego *Orlenu*.

Spółka *Polskie LNG*, będąca dotychczas właścicielem i operatorem terminalu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, z końcem pierwszego kwartału 2021 r. została przejęta przez spółkę *Gaz-System* – odpowiedzialną za przesyłanie gazu ziemnego na terenie Polski. Według doniesień prasowych głównym celem integracji firm jest zwiększenie efektywności zarządzania procesami inwestycyjnymi. Połączenie spółek jest jednym z wielu procesów konsolidacyjnych, trwających lub zrealizowanych w ostatnich miesiącach przez strategiczne podmioty polskiej gospodarki.

Pierwszy kwartał 2021 r. PGNiG zakończyło podpisaniem listu intencyjnego z *Grupą Naftogaz*, który dotyczy współpracy w poszukiwaniu i eksploatacji ukraińskich zasobów węglowodorów. *Grupa Naftogaz* jest ukraińskim narodowym koncernem naftowo-gazowym, zajmującym się poszukiwaniem i zagospodarowaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, wykonywaniem prac wiertniczych, zapewnieniem przesyłu i magazynowania węglowodorów, a także dostarczaniem gazu ziemnego bezpośrednio do odbiorców. W ubiegłym roku spółka ta wydobyła 13,5 mld m^3 gazu ziemnego, co u naszych wschodnich sąsiadów stanowiło 73% całkowitego wydobycia tego paliwa. Według zarządu PGNiG Ukraina może być atrakcyjnym obszarem poszukiwawczym, a polska spółka jest szczególnie zainteresowana działalnością w zachodniej części kraju, graniczącej z polskim Podkarpaciem, na którym od kilkudziesięciu lat prowadzi wydobycie. Łącząc bogate doświadczenie PGNiG z danymi geologicznymi *Grupy Naftogaz* i stosując sprawdzone metody poszukiwawcze oraz zaawansowane procedury wydobywcze, koncerny pragną uruchomić duży potencjał złożowy regionu, bezpośrednio wpływając na wzrost wydobycia gazu ziemnego w zachodniej Ukrainie.

W tegoroczny *prima aprilis* Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo uczciło rok wyłącznego użytkowania stacji przeładunkowej LNG w Kłajpedzie. W pierwszym roku eksploatacji PGNiG załadowało w niej 327 autocystern o łącznej wadze do sprzedaży 5856 ton LNG. Do Polski dostarczono 92% gazu przeładowanego do cystern samochodowych, do odbiorców na Litwie – 6%, a na Łotwę – 2%. Na początku kwietnia PGNiG rozładowało ok. 3 tys. m^3 LNG pochodzącego od firmy *Gasum* z Norwegii.

Działalność PGNiG w Norwegii rozwija się stabilnie i cyklicznie. Zgodnie z informacjami przekazanymi przez spółkę, PGNiG *Upstream Norway* zawarło umowę na zakup wszystkich aktywów firmy *INEOS E&P Norge AS*, posiadającej udziały w 22 koncesjach na norweskim szelfie kontynentalnym. Łączne udokumentowane zasoby węglowodorów, które w wyniku transakcji nabędzie PGNiG, to 117 mln boe (wzrost obecnych zasobów o ponad 50%). Nowe aktywa obejmują złoża, z których jest już prowadzone wydobycie na poziomie 33 tys. boe dziennie – m.in. 30% w złożu Marulk, 15% w Alve i 14% w Ormen Lange, mającym perspektywy produkcji wykraczające poza 2045 r. Kluczowy jest fakt, że ok. 93% zasobów będących przedmiotem akwizycji stanowi właśnie gaz ziemny. W wyniku transakcji wydobycie gazu przez PGNiG na norweskim szelfie kontynentalnym wzrośnie o około 1,5 mld m^3 rocznie, a w roku 2027 ma planowo osiągnąć 4 mld m^3. PGNiG przejmie także portfel koncesji poszukiwawczych (w tym sześć jako operator), które mogą zapewnić dalszy rozwój działalności polskiej spółki na norweskim szelfie. Zgodnie z umową, PGNiG *Upstream Norway* stanie się również udziałowcem terminalu gazowego *Nyhamna* (8,2%) i zatrudni 52 pracowników norweskiej gałęzi *INEOS*. Cena zakupu to 615 mln USD (ok. 2,4 mld złotych) przy umownej dacie transakcji 1.01.2021 r. Zdaniem Briana Gilvary, członka zarządu *INEOS Energy*, umowa pozwala firmie spieniężyć po atrakcyjnej cenie nieobsługiwany portfel, głównie gazowy. To jeszcze bardziej zrównoważy portfel węglowodorowy spółki i otworzy nowe możliwości inwestowania w transformację energetyczną, wpisując się w zieloną strategię firmy.

Rozpoczęto rozwiercanie złoża gazowo-ropnego Duva, oddalonego o 14 km na północny wschód od złoża Gjoa. PGNiG posiada 30% udziałów w Duva, którego operatorem jest *Neptune Energy* (30%). Pozostali partnerzy to *Petroleum Norge* (30%) oraz *Sval Energi* (10%). Zainstalowano głowice eksploatacyjne i rozpoczęto wiercenie

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

czterech otworów wydobywczych w tej części Morza Północnego. Odwierty na morzu, o głębokości 360 m i długości 2500 m każdy, są wykonywane przy użyciu platformy półzanurzalnej, a ich oddanie do użytku i rozpoczęcie wydobycia nastąpi w trzecim kwartale br. Zasoby wydobywalne złoża Duva są szacowane na 88 mln boe (w tym ok. 8,4 mld m^3 gazu ziemnego), a maksymalna produkcja w początkowym okresie będzie wynosić ok. 30 tys. boe dziennie.

Rosja. *Gazprom* poinformował, że w wyniku rozpoznania geologicznego w roku 2020 dopisał do swojego portfolio aktywa o potencjale wydobycia ponad 480 mld m^3 gazu ziemnego. Dołączona ilość przewyższa roczne wydobycie, które oszacowano na 452,6 mld m^3. W tym czasie firma przeprowadziła prace obrazowania sejsmicznego 3D na terenie ponad 5000 km^2 i wykonała 57 tys. metrów bieżących wierceń. Większość prac prowadzono na Półwyspie Jamalskim oraz na rosyjskim szelfie kontynentalnym. *Gazprom* pochwalił się również wprowadzeniem w życie polityki proekologicznej. W 2020 r. spółce tej udało się zredukować emisję gazów cieplarnianych względem roku 2019 o 14% (16 mln t ekwiwalentu CO_2). Dzięki procedurom ograniczania zużycia energii koncern zaoszczędził ekwiwalent 3,27 mld m^3 gazu ziemnego, ponad 305 mln kWh energii elektrycznej i niemalże 252 tys. energii cieplnej. To wszystko przełożyło się na oszczędności finansowe rzędu 13,77 mld rubli (688 mln zł).

W innej części największego kraju świata, Czeczenii, otworzono nowy, ponad stukilometrowy gazociąg *Mozdok-Grozny*. Nie byłoby w tym nic zaskakującego, gdyby nie uczestniczący w ceremonii szef Republiki Czeczeńskiej Ramzan Kadyrow, który według doniesień ma mocniej zaangażować się w działania energetyczne *Gazpromu* w regionie.

Novatek, największy, niezależny producent gazu ziemnego w Rosji, zaanonsował otrzymanie licencji na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów w obszarze koncesji North-Gydanskiy, zlokalizowanej w jamalsko-nienieckim regionie autonomicznym. Pozwolenie zostało przyznane firmie *Arctic LNG 1*, będącej spółką zależną *Novateku*. Koncesja przyznana na okres 30 lat umożliwia eksploatację złoża ropy naftowej o zasobach szacowanych na 9,8 mln boe.

Spółka *Achim Development* rozpoczęła pozyskiwanie gazu ziemnego i kondensatu ropno-gazowego z formacji Achimov w bloku 5A pola Urengoyskoye na zachodniej Syberii. Wcześniej, w styczniu 2021 r., uruchomiono produkcję z odwiertów w bloku 4A. Pod względem technologicznym ten ogromny projekt wydobywczy, realizowany w niesłychanie trudnych warunkach naturalnych i klimatycznych, jest jednym z największych wyzwań *Gazpromu*. Złoża zalegające na głębokości przekraczającej 4000 m, pod ciśnieniem do 62 MPa, wymagają użycia nowoczesnych technik eksploatacyjnych i będą poligonem testowym dla innowacji wprowadzanych przez rosyjski koncern. Szacuje się, że wydobycie z Urengoyskoye osiągnie w 2027 r. zakładany poziom 14 mld m^3 gazu ziemnego i ponad 5 mln ton kondensatu.

Nie wszystkie rosyjskie inwestycje w poszukiwania złóż węglowodorów okazują się trafione. Na wschód od Wyżyny Nadwołżańskiej, w Republice Baszkortostanu, prace eksploracyjne wykonuje firma *Petrosibir.* Odwiert Orlinskaya w obszarze licencji Suyanovskoye, wiercony do głębokości 2422 m, miał stanowić punkt zwrotny w eksploracji i umożliwić spółce odkrycie nowego złoża ropy naftowej w regionie. Celem wiercenia było rozpoznanie czterech formacji perspektywiczych – Bobrikovsky, Domanikovsky, Orlovsky i Kyn-Pashiysky – uznawanych za doskonałe skały zbiornikowe. Analiza rdzeni potwierdziła niewielkie objawy obecności ropy naftowej tylko w formacjach Bobrikovsky i Orlovsky, co sprawiło, że firma zdecydowała o porzuceniu odwiertu. Ostatnią szansą dla koncesji jest odwiert Yanbayskaya-1, który przechodzi teraz fazę testów produkcyjnych.

Norwegia. *Equinor Energy* i jego partnerzy planują natychmiast rozpocząć wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w nowym sektorze złoża Tyrihans na obszarze koncesji wydobywczej 073 na Morzu Norweskim. Pole Tyrihans jest oddalone o 25 km na południowy wschód od pola Åsgard i 220 km na północny zachód od Trondheim, a jego zasoby wydobywalne szacuje się na 3,0–4,2 mln m^3 (19–26 mln boe). Ostatnie informacje pochodzą z odwiertu 6407/1-A-3 BH, szóstego na polu i piątego w obszarze koncesji, którego celem było poszukiwanie ropy naftowej w skałach zbiornikowych środkowej i dolnej jury (w formacjach Ile i Tilje). Otwór wiertniczy osiągnął głębokość 5332 m i został ukończony w dolnojurajskiej formacji Åre. W formacji Ile napotkano kolumnę gazową o długości ok. 43 m i kolumnę skał nasyconych ropą naftową o długości ok. 15 m (głównie piaskowce o dobrych lub też przeciętnych właściwościach złożowych). W formacji Tilje odnotowano dobrej jakości zbiornik wodonośny. Operatorem licencji jest *Equinor* (58,767% udziałów), a partnerują mu *Total Norge* (29,143%) i *Vår Energi* (12,09%).

Stany Zjednoczone. Analitycy *Rystad Energy* opublikowali ciekawy raport dotyczący nadchodzącego boomu na gaz ziemny w Stanach Zjednoczonych. Ich zdaniem wydobycie gazu ziemnego w USA ma wzrosnąć w 2022 r. do rekordowego poziomu 2,64 mld m^3 dziennie, a w 2024 r. przekroczyć 2,83 mld m^3 (100 bcfd). Zgodnie z analizą *Rystad Energy* wyniki wydobywcze uzyskiwane z głównych złóż gazowych w kraju przyciągną większe zainteresowanie inwestorów i rynków, w związku z tym intensywność emisji CO_2, a także efektywność kapitałowa będą przedmiotem częstych kontroli. W 2019 r. wydobycie gazu ziemnego w USA osiągnęło rekordowy poziom 2,61 mld m^3/d, ale na skutek pandemii COVID-19 spadło w 2020 r. do 2,57 mld m^3/d. Organizacja spodziewa się, że w 2021 r. zmniejszy się ono jeszcze bardziej, do 2,54 mld m^3/d, jednak ten trend szybko się zmieni, ponieważ efekt pandemii ustąpi i zwiększy się aktywność operatorów w głównych basenach gazowych.

Pod względem intensywności emisji CO_2 region Appalachów, który korzysta z dobrze rozwiniętej i stosunkowo nowoczesnej infrastruktury, charakteryzuje się najniższym poziomem w USA (7,1 kg CO_2/boe w 2020 r.). Dalsze pozycje w tej klasyfikacji zajmują ośrodki wydobywcze: Haynesville (7,5 kg CO_2/boe), Niobara (10,6 kg CO_2/boe), basen permski (10,9 kg CO_2/boe), Eagle Ford w południowym Teksasie (11 kg CO_2/boe) oraz Bakken (20,7 kg CO_2/boe). Z powodu ograniczonej przepustowości infrastruktury, niedawnych opóźnień w budowie rurociągów i anulowania projektów w wyniku zmian modeli biznesowych firm poszukiwawczych i wydobywczych całkowite wydobycie gazu ziemnego w regionie Appalachów nie osiągnęło jeszcze szczytu. W scenariuszu podstawowym *Rystad Energy* przewiduje 16-procentowy wzrost wydobycia gazu ziemnego przed osiągnięciem końcowego wyrównania, przy czym *Marcellus* i *Utica* prognozują, że w ciągu następnych

dwóch dekad zwiększą wydobycie gazu o 142 mln m^3/d. Większość wzrostu napędzają basen permski i Haynesville, niemniej jednak region Appalachów pozostanie dominującym dostawcą, utrzymując stały poziom 36% krajowych dostaw aż do 2035 r.

Największy wzrost wydobycia gazu ziemnego w USA ma nastąpić w Haynesville. Prognozuje się, że w latach 2020–2035 zwiększy się ono w tym regionie o 283 mln m^3/d (86%). W 2035 r. Haynesville ma dostarczać ok. 21% krajowej produkcji gazu, co oznacza duży wzrost w porównaniu z 13% osiągniętymi w 2020 r. Kluczowym czynnikiem, wpływającym na zdolność Haynesville do utrzymania przewagi inwestycyjnej nad regionem Appalachów, będzie infrastruktura transportowa, która pozwoli mniejszym kosztem terminowo przekazywać gaz ziemny, m.in. na rynki po drugiej stronie Atlantyku. Korzystając z dotychczasowej infrastruktury Haynesville ma zdolność utrzymania prognozowanego wzrostu produkcji do 2024 r. Ponadto *Rystad Energy* ogłosił, że na rynku jest spodziewane znaczne zwiększenie ilości gazu pochodzącego z eksploatacji złóż ropy naftowej typu zaciśniętego. Według prognoz także w permskich regionach Delaware i Midland nastąpi wzrost wydobycia gazu ziemnego – o 142 mln m^3/d w latach 2021–2035 (napędzany głównie przez Delaware). Szacuje się, że Stany Zjednoczone dostarczą prawie 80% objętości gazu wydobywanego w Ameryce Północnej.

W północnoamerykańskim sektorze łupkowym oczekuje się, że w 2021 r. wydatki na obsługę odwiertów wzrosną do 54 mld USD (w 2020 r. wyniosły one 50 mld USD). Duża liczba wierconych, ale nieukończonych do tej pory odwiertów powoduje znaczny wzrost zapotrzebowania na prace stymulacyjne i obecnie jest to najprężniej działający segment prac serwisowych. Oszacowano, że gdyby cena ropy naftowej utrzymywała się przez resztę roku powyżej 60 USD, operatorzy złóż węglowodorów w łupkach byliby zdolni do zwiększenia aktywności w drugiej połowie 2021 r. i w nadchodzącym 2022 r.

W przeciwieństwie do lat poprzednich, kiedy północnoamerykański sektor łupkowy był głównym motorem wzrostu produkcji, spodziewamy się, że to szelf lądowy i morski na Bliskim Wschodzie oraz rynek offshore w Ameryce Południowej będą głównymi motorami wzrostu w przyszłości. Aby odzyskać poziomy produkcji sprzed pandemii, operatorzy będą musieli rozpocząć nowe plany wierceń w połączeniu z programami konserwacji i ulepszeń istniejących odwiertów, otwierając znaczące możliwości dla dostawców usług wiertniczych w nadchodzących latach – powiedział Daniel Holmedal, analityk *Rystad Energy*.

Agencja informacyjna Stanów Zjednoczonych ds. energii prognozuje, że w ciągu najbliższych 2 lat wzrośnie wydobycie ropy naftowej w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej (GoM). Do końca 2022 r. wystartuje w tym regionie 13 nowych projektów, które będą odpowiadać za ok. 12% wydobycia ropy naftowej w GoM, czyli ok. 200 tys. baryłek dziennie. Z GoM pochodzi 15–16% amerykańskiej produkcji ropy naftowej. W 2020 r. wydobycie ropy naftowej w GoM wyniosło średnio 1,65 mln bbl/d. Prognozuje się, że w 2021 r. produkcja ta przekroczy poziom z 2020 r. i osiągnie 1,71 mln bbl/d, a w 2022 r. wzrośnie do 1,75 mln bbl/d. Liczba odwiertów *offshore* wykonanych na świecie w 2019 r. wyniosła zaledwie 2500. Popandemiczne otwarcie rynku spowoduje, że w 2021 r. nastąpi ożywienie w sektorze wykonywania odwiertów morskich, a jego kontynuacja w 2022 r. Kluczowym elementem prognozy dla GoM pozostają jednak nie czynniki ekonomiczno-gospodarcze, ale zjawiska naturalne – huragany. W zeszłym roku aktywny sezon huraganów na Atlantyku doprowadził do zmniejszenia wydobycia na czas kilku tygodni i wstrzymania go przez 15 dni.

Zatoka Perska. Bahrajn, Kuwejt, Oman, Katar, Arabia Saudyjska i Zjednoczone Emiraty Arabskie obwieściły rozpoczęcie w pierwszym kwartale 2021 r. nowych projektów naftowo-gazowych o wartości 10 mld USD. Największe inwestycje zapowiedział Katar, co jest bezpośrednio związane z ogłoszeniem projektu zwiększenia przetwarzania skroplonego gazu ziemnego (decyzja inwestycyjna o budowie *North Field East Project*).

Po drugiej stronie zatoki dotknięty amerykańskimi sankcjami Iran zdaje się mieć za sobą najniższy poziom eksportu notowany w 2020 r. Szacuje się, że od początku kwietnia 2020 r. eksport ropy naftowej z Iranu wynosił średnio około 500 tys. baryłek dziennie, choć poprawne obliczenie irańskiego eksportu ropy naftowej jest trudne ze względu na maskowanie ładunków i transfery między statkami, których Iran używa do obejścia amerykańskich obostrzeń. Jednak wraz ze zmianą przywództwa w USA i administracji w Waszyngtonie powróciły nadzieje Iranu, że Stany Zjednoczone mogą ponownie przystąpić do porozumienia nuklearnego i znieść sankcje. Na początku tego roku przedstawiciele Teheranu powiedzieli, że kraj zaczął zwiększać wydobycie ropy naftowej w oczekiwaniu na porozumienie z USA, które umożliwiłoby powrót na międzynarodowe rynki ropy irańskiej, tj. około 2–2,5 mln baryłek dziennie. Taka sytuacja nie jest na rękę niektórym członkom OPEC+, którzy ze złością patrzą, jak na rynek trafiają kolejne dostawy przecenionego, irańskiego surowca. Niedawny skok eksportu irańskiej ropy naftowej, zwłaszcza do Chin, osłabia wysiłki kartelu mające na celu ograniczenie podaży i świadome kształtowanie cen. Aktualnie to właśnie Chiny są zdecydowanie największym nabywcą irańskiej ropy. Jeśli wierzyć raportom agencji *Reuters*, ich marcowy import tej przecenionej ropy mógł osiągnąć nawet 1 mln baryłek dziennie.

BP. Brytyjski koncern naftowy *BP* zapowiedział pracę nad wyeliminowaniem z ciągu produkcyjnego prawdopodobnie jednego z najbardziej kontrowersyjnych pod względem ekologicznym procesów powiązanych z wydobywaniem węglowodorów – czyli flarowania. W dużym skrócie polega ono na eliminacji gazu ziemnego otrzymywanego podczas ekstrakcji ropy naftowej, którego nie opłaca się wykorzystywać, przetwarzać lub magazynować, poprzez spalanie. Flarowanie gazu ziemnego jest bardziej ekologiczne aniżeli bezpośrednie wypuszczanie do atmosfery niepotrzebnego metanu, ponieważ metan jest zdecydowanie bardziej inwazyjnym gazem cieplarnianym niż dostający się do atmosfery produkt jego spalania, czyli dwutlenek węgla. Tylko w 2019 r. na całym świecie bezproduktywnie spalono w ten sposób 150 mld m^3 gazu ziemnego, co stanowi ekwiwalent polskiego zapotrzebowania na błękitne paliwo przez ok. 7 lat. Z tego powodu *BP* zdecydowało się zainwestować 1,3 mld USD w budowę systemu, który będzie wychwytywał i zbierał gaz ziemny uwalniany podczas produkcji ropy naftowej w amerykańskim basenie permskim. Koncern *BP* rozpoczął już budowę i wdrażanie niezbędnej infrastruktury. Skutek jest taki, że w drugiej połowie 2019 r. spalano w Teksasie 13% gazu ziemnego towarzyszącego ropie naftowej, a rok później już tylko 3,5%. Firma *BP* mogłaby zarobić spore środki na swoją

dalszą, zieloną transformację, gdyby tylko udało się jej wypracować efektywny system zagospodarowania metanu uwalnianego w ten sposób. Trzeba jeszcze tylko wynaleźć odpowiednie struktury wyciszające wiertnie, systemy 100-procentowego recyklingu płynów wiertniczych i kilka innych innowacji, a wydobycie węglowodorów stanie się bardziej ekologiczne niż produkcja energii OZE, która kiedyś musi zostać obarczona np. kosztami recyklingu paneli fotowoltaicznych czy wiatraków, zanieczyszczeniami wibroakustycznymi, problemami z zaburzeniem dróg migracji i miejsc żerowania nietoperzy czy negatywnym wpływem na siedliska ryb w rzekach regulowanych dla potrzeb hydroelektrowni.

Gruzja. Spółka *Block Energy* ogłosiła tegoroczny program wierceń, obejmujący m.in. dalsze zwiększenie wydobycia z bloku West Rustavi. Firma planuje wykonanie dwóch odwiertów wydobywczych, przy czym zakłada, że osiągną one wydajność 600 boe dziennie, oraz odwiertu poszukiwawczego. Przełomowe ma być odwiercenie pierwszego w historii firmy otworu horyzontalnego, który został zaprojektowany z zastosowaniem sejsmiki 3D. Cel wierceń stanowią nasycone węglowodorami osady środkowego eocenu. Koncesja West Rustavi ma powierzchnię 36,5 km^2. Do tej pory ze złoża pozyskano 41 tys. baryłek lekkiej, słodkiej ropy naftowej, a pozostałe zasoby zbiorników środkowoeoceńskich wynoszą 0,9 mln bbl. Sumarycznie w skałach górnego, środkowego i dolnego eocenu udokumentowano (kat. 2C) zasoby 38 mln bbl kondensatu ropno-gazowego oraz 17 mld m^3 gazu ziemnego. Z pierwszego otworu horyzontalnego uzyskano w trakcie testów produkcyjnych przypływ ponad 1000 bbl/d węglowodorów. *Block Energy* chce skupić w tym rejonie swoją działalność poszukiwawczą, pomimo istotnych perspektyw na licencjach Norio i Sathenisi. Warto wspomnieć, że *Block Energy* w listopadzie 2020 r. nabyła od firmy *Schlumberger* jej spółkę zależną – *Schlumberger Rustaveli Company Limited*. W wyniku transakcji firma przejęła koncesję wydobywczą Blok XIB – najbardziej produktywną w Gruzji – oraz koncesję eksploracyjną Blok IX, dążąc do uzyskania pozycji wiodącego, niezależnego producenta ropy naftowej i gazu ziemnego.

Źródła: Achim Development, Block Energy, BP, EIA, Equinor Gazprom, Gaz-system, INEOS, Novatek, Oil and gas journal, Oilprice, Orlen, Petrosibir, PGNiG, Rystad, WorldOil