

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** PGNiG podpisało z *Gazpromem* aneks do kontraktu jamalskiego, który określa zasady stosowania formuły cenowej ustalonej wyrokiem Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie oraz warunki rozliczenia skutków finansowych wynikających z zastosowania nowych zapisów umowy. Zgodnie z komunikatem koncernu strony uzgodniły, że do 1 lipca br.

*Gazprom* wpłaci na konto PGNiG ok. 1,5 mld dolarów (ok. 6,2 mld zł) z tytułu nadpłaty za dostawy gazu w latach 2014–2020. Wysokość kwoty wskazuje, jak bardzo niekorzystne były dotychczasowe warunki kontraktu z rosyjską spółką. Odzyskane i zaoszczędzone środki mają być przeznaczone m.in. na nowe inwestycje i rozbudowę sieci gazowej.

Polski koncern kontynuuje ekspansję w krajach nadbałtyckich. Od początku kwietnia br. PGNiG pełni funkcję wyłącznego użytkownika nadbrzeżnej stacji przeładunkowej skroplonego gazu ziemnego w litewskiej Kłajpedzie. Pierwszą dostawę LNG, którą zrealizowała fińska firma *Gasum*, PGNiG odebrało 11.06.2020 r. Transport obejmował ok. 1500 t skroplonego gazu ziemnego z Norwegii. Zgodnie z informacjami przekazywanymi przez koncern, kłajpedzka stacja odbioru i przeładunku jest wyposażona w pięć zbiorników o łącznej pojemności 2250 t LNG. Ma dwa stanowiska do załadunku autocystern lub kontenerów, które mogą być używane jednocześnie. Infrastruktura nabrzeża stacji umożliwi nie tylko odbiór LNG z jednostek pływających, ale także jego załadunek.

Jednocześnie PGNiG nie zaniedbuje prac na terenie kraju. Na obszarze koncesji na wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Paproć w gminie Nowy Tomyśl k. Poznania wykonano i poddano testom odwiert Paproć-66H. Do wyboru odpowiedniego, efektywnego rozwiązania produkcyjnego i jego optymalizacji zastosowano system Cyfrowe Złoże. W wyniku analizy zmieniono pierwotny plan wiercenia – postanowiono, że zamiast trzech odwiertów wertykalnych zostanie wykonany jeden odwiert horyzontalny. Zdaniem specjalistów PGNiG takie rozwiązanie zwiększy stopień szczypania złoża i podniesie ekonomiczną efektywność projektu. Całkowita długość otworu wyniosła 3105 m, a jego głębokość 2612 m. Roczne wydobycie gazu ziemnego z odwiertu Paproć-66H jest planowane na ok. 45 mln m<sup>3</sup>. Szacuje się, że wydajność tego odwiertu będzie pięciokrotnie większa niż średnia wydajność innych odwiertów w tym złożu.

*Gaz-System* opublikował podsumowanie działalności w 2019 r., wskazujące na rekordowo dużą objętość przesyłanego gazu ziemnego – 20,5 mld m<sup>3</sup>. Zwiększenie transportu tego surowca wynika przede wszystkim z ogromnego zainteresowania eksportem gazu ziemnego na Ukrainę w

ubiegłym roku (ok. 1,3 mld m<sup>3</sup>). Dotychczasowym rekordem spółki, która jest obecna na rynku od 2004 r., było przesłanie 19,7 mld m<sup>3</sup> gazu w 2017 r.

**Świat.** *Rystad Energy* prognozuje, że w 2020 r. globalne wydatki na wydobywanie węglowodorów wyniosą 383 mld USD. Oznacza to, że będą mniejsze aż o 29% (156 mld USD) w porównaniu z 2019 r. i osiągną najniższy poziom od 15 lat. Dodatkowo w prognozach na 2021 r. nie jest zapowiadany gwałtowny wzrost inwestycji, a jedynie wydatki na poziomie 386 mld USD. Przed pandemią COVID-19 *Rystad Energy* spodziewał się w bieżącym i kolejnym roku utrzymania wydatków w sektorze na poziomie z 2019 r. Największe ograniczenie kosztów może dotyczyć inwestycji związanych z wydobywaniem ropy naftowej nagromadzonej w formacjach łupkowych i systemach typu *tight*, o ok. 52% (do 67,3 mld USD). Inwestycje w eksploatację piasków bitumicznych zanotują 44-procentowy spadek (do 5,1 mld USD). Pozostałe wydatki na projekty lądowe zmniejszą się w tym roku o 23,4% (do 182,4 mld USD). Skutki kryzysu będą najmniej odczuwalne przez sektor *offshore*, w którym projekty głębokomorskie zanotują cięcia na poziomie 15,6% (do 69 mld USD), natomiast wydobycie na szelfie ok. 14% (59,5 mld USD).

Firmy naftowe zmieniają strategię inwestycyjną, dążąc do bardziej konserwatywnego wydatkowania pieniędzy. Borykając się z niskimi cenami paliw, zmniejszonym popytem i znacznymi wahaniami kursów walut, zostały zmuszone do większych cięć wydatków niż o przewidywane na początku kryzysu 15–20%. Wobec ceny baryłki ropy na poziomie ok. 25–30 USD nawet państwowe firmy musiały mocniej zacisnąć pas i zaordynowały redukcję wydatków o 32 mld USD.

W dobie pandemii rozsądne dostosowanie strategii do sytuacji na rynku i minimalizacja ryzyka mogą mieć kluczowy wpływ na wykorzystanie pojawiających się szans i zapobieganie zagrożeniom, które będą czyhać na koncerny po kryzysie. Jedną z takich szans może być zakup nowych aktywów. Szacuje się, że koncerny zajmujące się wydobywaniem węglowodorów posiadają w aktywach wydobywalne zasoby ponad 5 mld baryłek ropy naftowej i 7,5 mld boe gazu ziemnego. W odpowiedzi na pandemię i jej następstwa większość z nich została przeznaczona na zbycie. Co ciekawe, większość złóż przeznaczonych na sprzedaż jest w fazie produkcji, a wiele innych w fazie inżynierijno-projektowej (FEED). Oznacza to, że z powodu niskiej ceny ropy naftowej firmy chcą skoncentrować swój kapitał na kluczowych projektach, unikając dodatkowych kosztów. Pozbywając się projektów w pełni dojrzałych, dają szansę na przejście gotowych do eksploatacji lub częściowo rozpoznanych złóż tym koncernom, które mają na to środki i nie boją się zaryzykować. Szczególnie

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

warte uwagi są obszary, które przez lata zostały rozpoznane przez średnie i mniejsze firmy, obecnie zmuszone do koncentracji wysiłków na wykorzystaniu tylko kilku najważniejszych złóż.

Nawet największe koncerny naftowe, które zdecydowały się przyjąć bezpieczną i wyczekującą postawę, poszukują nabywców aktywów. *ExxonMobil* pragnie pozbyć się części koncesji w Zatoce Meksykańskiej, brytyjskiej części Morza Północnego, Niemczech, Nigerii, Malezji, Indonezji, Rumunii, Azerbejdżanie, Wietnamie, Czadzie i Gwinei Równikowej. *Chevron* otwarcie dąży do zbycia udziałów w ośmiu nigeryjskich blokach i rozważa rezygnację z indonezyjskich projektów wydobycia gazu z basenów głębokomorskich. Podobne dążenia przejawia *Total*, który chce jak najszybciej sprzedać 12,5% swoich udziałów w nigeryjskim bloku OML 118. Wraz z *Tullow Oil* ten francuski potentat chciałby również wyzbyć się potężnego pakietu trzech bloków koncesyjnych w kenijskim basenie South Lokichar, którego eksploatacja stoi pod dużym znakiem zapytania. Z dużego projektu *Ichthys* LNG wycofuje się japoński *Inpex*, wprowadzając do sprzedaży wszystkie swoje australijskie aktywa o wartości 45 mld USD. W Cieśninie Bassa, pomiędzy południową Australią i Tasmanią, udziały sprzedają *ExxonMobil* i *BHP*. Obecnie posiadacze znacznych środków finansowych mogą zdobyć ponad 100 tys. km<sup>2</sup> obszarów poszukiwawczo-wydobywczych, z których 83% stanowią strefy morskie. Dobrze rozpoznane i stosunkowo tanie złoża będą stanowić łakomy kąsek dla największych graczy w branży. Być może okres ten jest doskonałą okazją, aby nabyć aktywa po niższej cenie i zaistnieć w branży eksploatacji złóż węglowodorów.

W biuletynie wyprzedzący światowych koncesji uwagę przykuwa trudna sytuacja państw afrykańskich, w szczególności Nigerii, która od niemal 50 lat jest zrzeszona w OPEC. Wydaje się, że państwo to stoi na skraju kryzysu wydobywczego. Nigeria, będąca najpotężniejszym krajem Afryki Zachodniej, pod względem populacji i zasobów, jako największy producent ropy naftowej w Afryce subsaharyjskiej, jest niewątpliwie mocarstwem w regionie. Jednak mocarstwem rozdartym wewnątrz i stanowiącym tykającą bombę. Pieniądze pozyskiwane z firm naftowych pozwalają utrzymywać względny spokój w południowej i środkowej części kraju. Mieszkańcy biedniejszej północy, niezadowoleni z nierównego uprzemysławiania i finansowania państwa, kultywują napięcia etniczno-religijne z osobami zamieszkującymi deltę Nigru. Wycofywanie się koncernów naftowych z tego kraju może podsycać działalność Ruchu na rzecz Wyzwolenia Delt Nigru, organizacji terrorystycznej, która szczególnie dała się we znaki pod koniec pierwszej dekady XXI w. Niszczycielską działalność może wznowić także islamski Boko Haram, stacjonujący głównie w górach Mandara, który chce utworzyć kalifat w północnej, muzuluńskiej części kraju. Kiedy ropa przestanie płynąć tankowcami do Stanów Zjednoczonych i Francji, militarna współpraca tych państw z Nigerią może osłabnąć, pozostawiając kraj w wyjątkowo trudnej sytuacji. Podobne problemy czyhają w innych krajach regionu, jak Gwinea Równikowa czy Angola.

Firmy i organizacje rządowe, które w najbliższym czasie zdecydują się zainwestować w przemysł wydobywczy krajów środkowoafrykańskich, ryzykują stosunkowo niewiele w porównaniu do możliwych zysków. Stopień owego ryzyka jest jednak bardzo wysoki, ponieważ nie można przewidzieć nastrojów społeczno-etnicznych, podejścia lokalnych władz i stabilności ich przekonań – nawet po

podpisaniu wieloletnich umów. Dotyczy to nie tylko węglowodorów, ale również innych surowców mineralnych. Czeka nas ciekawa batalia hazardzistów na kontynencie afrykańskim, a najsprytniejsi z nich mogą wiele zyskać.

**Raport BP.** W wielu raportach i analizach jest podsumowywany stan światowego przemysłu naftowego. Rokrocznie analitycy przyglądają się danym pochodzącym z amerykańskiej *ELA*, agencji *Rystad* i innych portali branżowych. Niewątpliwie jednym z najistotniejszych dokumentów tego typu jest coroczny raport brytyjskiego koncernu *BP*. Zawiera on rzetelne informacje o światowych zasobach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz skali ich wydobycia, ale również o zasobach węgla, kluczowych surowców mineralnych czy wielkości zużycia energii o różnej genezie. Raport *BP*, w którym podsumowano 2019 r., wydano 17.06.2020 r. Nie uwzględniono w nim trendów związanych z pandemią, jednak ekonomiści podkreślają, że chociaż globalne rynki zostały poważnie zakłócone, to jednak kluczowe trendy energetyczne pojawiające się przed COVID-19 mogą stanowić cenne źródło informacji, gdy świat zacznie wychodzić z kryzysu.

Według *BP* wydobycie gazu ziemnego wzrosło w 2019 r. o 3,4% (132 mld m<sup>3</sup>), a zużycie o 2% (78 mld m<sup>3</sup>). Za wzrost wydobycia były odpowiedzialne Stany Zjednoczone (85 mld m<sup>3</sup>), Australia (23 mld m<sup>3</sup>) i Chiny (16 mld m<sup>3</sup>). Zwiększenie popytu zanotowano w USA (27 mld m<sup>3</sup>) i Chinach (24 mld m<sup>3</sup>), podczas gdy w Rosji (10 mld m<sup>3</sup>) i Japonii (8 mld m<sup>3</sup>) jego znaczący spadek. Warto zwrócić uwagę na rekordowy eksport LNG, wynoszący 54 mld m<sup>3</sup>, w którym prym wiodły Stany Zjednoczone (18,9 mld m<sup>3</sup>) i Rosja (14,4 mld m<sup>3</sup>). Ciekły gaz ziemny importowały głównie państwa europejskie, zwiększając tym sposobem zaopatrzenie o ponad 49 mld m<sup>3</sup>. Światowe wydobywalne zasoby gazu ziemnego wynoszą ponad 198,8 bln m<sup>3</sup>. Największe udokumentowano w Rosji (38 bln m<sup>3</sup>), Iranie (32 bln m<sup>3</sup>), Katarze (24,7 bln m<sup>3</sup>), a także Turkmenistanie (19,5 bln m<sup>3</sup>) i Stanach Zjednoczonych (12,9 bln m<sup>3</sup>). Ceny gazu w Europie spadły do 50% wartości sprzed 7 lat.

Popyt na ropę naftową wzrósł o 0,9% w porównaniu do roku 2018, podczas gdy zapotrzebowanie na wszystkie paliwa płynne, wliczając biopaliwa, po raz pierwszy przekroczyło 100 mln bbl na dzień. Liderem we wzroście popytu stały się Chiny, które zaopatrywały się w blisko 680 tys. baryłek dziennie więcej, aniżeli w roku 2018. Wydobycie ropy naftowej nieznacznie spadło – o 60 tys. bbl/d. Struktura światowego wydobycia wyraźnie wskazuje na wzrosty w USA (o 1,7 mln bbl/d), Brazylii (0,2 mln bbl/d) i Kanadzie (0,15 mln bbl/d), natomiast wyraźny spadek w krajach OPEC (o 2 mln bbl/d), związany z sankcjami nakładanymi na Iran i Wenezuelę. Globalne zasoby wydobywalne ropy naftowej wynoszą ponad 1,7 bln bbl. Największe złoża znajdują się w Wenezueli (303,8 mld bbl), Arabii Saudyjskiej (297,6 mld bbl), Kanadzie (169,7 mld bbl), Iranie (155,6 mld bbl), Iraku (145 mld bbl), Rosji (107,2 mld bbl), Kuwejcie (101,5 mld bbl) i Zjednoczonych Emiratach Arabskich (97,8 mld bbl). W wytwarzaniu energii udział źródeł odnawialnych wyniósł 5%, po raz pierwszy wyprzedzając energię jądrową (4,3%). Udział energii wodnej od lat pozostaje na podobnym poziomie – ok. 6%. W tej statystyce przewodzi ropa naftowa (33,1%), przed węglem (27%) i gazem ziemnym (24,2%).

Niemal jednocześnie z wydaniem raportu *BP* przedstawiła swoją strategię na najbliższe lata, wprawiając w konsternację wielu obserwatorów rynku. Zapowiedziała wejście na drogę transformacji energetycznej i do 2050 r.

przekształcenie w firmę nieemitującą dwutlenku węgla. W odpowiedzi na prognozowane po pandemii zmniejszenie zapotrzebowania na energię koncern ograniczy koszty własne i zdywersyfikuje portfel aktywów.

**Stany Zjednoczone.** Spowolnienie aktywności firm serwisowych prowadzących zabiegi szczelinowania hydraulicznego w amerykańskich basenach łupkowych, w tym m.in. Bakken, Niobrara, Eagle Ford, Permian i Anadarko, spowodowało gwałtowny wzrost liczby otworów odwierconych, ale nie ukończonych (DUC – *drilled but uncompleted wells*), szacowany na ponad 750 sztuk. Zaległości te już teraz są równoważne ok. 2 latom szczelinowania w obecnym tempie, a prawdopodobnie wzrosną jeszcze w czerwcu i lipcu.

*Jeśli chodzi o regionalne trendy w zakresie liczby odwiertów oczekujących na usługi szczelinowania, widzimy szczególnie duże ich nagromadzenie w basenie permian, gdzie w ciągu ostatnich trzech miesięcy przybyło niemalże 500 takich odwiertów. W tym samym czasie we wszystkich innych dużych basenach łupkowych łącznie ich liczba wzrosła do ok. 270. Zwykle typowe nagromadzenie DUC następuje w miesiącach zimowych, a stopniowe zmniejszanie ich liczby w miesiącach wiosennych i letnich. W przeciwieństwie do normy w ciągu ostatnich 3 miesięcy wskaźnik ten skoczył do 15–25 miesięcy szczelinowania. Jednak w drugiej połowie 2020 r. będziemy mogli obserwować niewielki wzrost liczby prowadzonych zabiegów szczelinowania bez przyrostu liczby nowych odwiertów – powiedział analityk Rystad Energy Artem Abramov.*

Tak duża liczba otworów oczekujących na szczelinowanie stanowi pozytywny sygnał dla firm działających w branży, ponieważ wiele aktywów może zostać uruchomionych bez konieczności prowadzenia prac wiertniczych. Chociaż szczelinowanie nie należy do tanich zabiegów, to jednak lwią część nakładów na prace wiertnicze została już przez firmy poniesiona. Kluczowe znaczenie dla intensyfikacji wydobycia ropy naftowej z tych odwiertów będzie miało nie tyle ich obecne zaawansowanie, co cena baryłki.

**Rosja.** Pomimo trudności, z którymi borykają się firmy naftowe na całym świecie, swoją ofensywę nieprzerwanie kontynuuje *Gazprom*. Ten rosyjski potentat gazowy 12.06.2020 r. rozpoczął wiercenie pierwszego odwiertu wydobywczego w złożu Kharasaveyskoye na Półwyspie Jamalskim, a do końca roku planuje odwiercenie 16 otworów w tym rejonie. Eksploatacja złoża Kharasaveyskoye będzie prowadzona głównie na lądzie, ale część otworów została umiejscowiona na Morzu Karskim. Celem są formacje kredowe (apt–cenoman), których zasoby są szacowane na 2 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a jego wydobycie ma osiągnąć 32 mld m<sup>3</sup> rocznie. Po przeprowadzeniu prac związanych z udostępnieniem tego horyzontu firma planuje sięgnąć także po zasoby zalegające głębiej – w skałach dolnej kredy (berrias–barrem), również postrzeganych jako formacje perspektywiczne do wydobywania węglowodorów.

*Gazprom* w kooperacji z firmą *RusGazDobycha* kończy wiercenie pierwszego otworu horyzontalnego na polu gazowym Semakovskoye. Pole to obejmuje głównie wody Zatoki Tazowskiej (częściowo również Półwysp Tazowski), a wydobywalne zasoby gazu wynoszą przynajmniej 320 mld m<sup>3</sup>. Pierwszy z sześciu odwiertów wydobywczych, które mają zostać wykonane do końca pierwszego kwartału 2021 r., ma osiągnąć głębokość 830 m i długość 2700 m. Rozpoczęcie komercyjnego wydobycia ma

nastąpić w 2022 r., kiedy na obszarze koncesyjnym będzie funkcjonowało minimum 19 odwiertów.

*Gazprom Neft* we współpracy z *Bazhenov Technology Centre* rozwija poszukiwania i planuje efektywne zagospodarowanie bloku Salymsky-3 na zachodniej Syberii. Na początku czerwca spółki poinformowały, że zakończono prace związane z obrazowaniem geofizycznym obszaru o powierzchni 300 km<sup>2</sup> za pomocą tzw. zielonej sejsmiki. Interpretacja danych ma być wykonana do końca roku, a rozpoczęcie komercyjnego wydobycia jest planowane na 2025 r. Udostępnianie złóż ropy naftowej w formacji *Bazhenov* rozpoczęto w 2017 r. – jest to jeden z najważniejszych projektów dotyczących niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Rosji. Szacunki wskazują na zasoby ok. 170 mld t ropy naftowej, zalegającej na głębokości 2000–3000 m. Formacja złożowa ma miąższość 10–90 m, porowatość 4–7%, średnią przepuszczalność ok. 0,04 mD, zawartość materii organicznej do 15% wag., a nasycenie ropą naftową wynosi 74–95%. *Bazhenov Technology Centre* testuje rozwiązania, które umożliwią odpowiednią intensyfikację wydobycia i zmniejszą jego koszty do 8500 RUB za tonę (485 zł). Obecnie koszt ten wynosi ok. 16000 RUB (913 zł).

**Kanada.** *Applied Petroleum Technology (APT)*, norweska firma serwisowa oferująca rozpoznanie geochemiczne, biostratygraficzne i analizę systemów naftowych, przeprowadziła szczegółowe badania szelfu u południowych wybrzeży Nowej Fundlandii, zakończone identyfikacją dolnojurskich skał macierzystych oraz genetycznie powiązanych stref występowania objawów ropy naftowej. W celu oceny potencjału złożowego, generacyjnego i historii pograżenia dolnojurskiego systemu naftowego w północnoatlantyckim regionie Kanady firma *APT* przeanalizowała próbki zwiercin z 13 odwiertów zlokalizowanych na szelfie. Niektóre zwierciny pochodziły z otworów wykonanych niemalże 50 lat temu. Wyniki badań, obejmujących m.in. refleksyjność witryny, kolor spor i termochronologię apatytów, umożliwiły rozpoznanie modelu pograżenia i historii zmian temperatury w czasie. Informacje na temat skał wykazujących objawy występowania ropy naftowej porównano z danymi o skałach morskiego basenu sedymentacyjnego Jeanne D’Arc u wybrzeży Nowej Fundlandii i Labradoru, a także z dolnojurskimi skałami macierzystymi europejskich złóż ropy naftowej (Wielka Brytania, Irlandia, Hiszpania i Portugalia).

*W Europie baseny śródkontynentalne, w których znajdują się skały dolnojurskie, są dobrze znane w Niemczech, Holandii, Francji, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii. Jednak na południe i zachód od Europy ich występowanie jest znacznie gorzej rozpoznane. Badanie przeprowadzone przez naszą firmę po raz pierwszy wykazało ich kontynuację w rejonie północnoatlantyckim. Oczywiście, należy przejść długą drogę od zidentyfikowania nowej skały macierzystej i objawów ropy, a także prowadzenia analiz geochemicznych, do faktycznego rozpoznania złoża, ale mamy nadzieję, że nasze analizy mogą zainteresować firmy energetyczne, które badają możliwości na obszarach morskich w Kanadzie – stwierdził Martin Fowler, kierownik kanadyjskiej operacji *APT*.*

Zainteresowanie wynikami badań *APT* wyraził norweski gigant naftowy *Equinor*, który już wcześniej nawiązał współpracę z tą firmą.

*Źródła: Aptec, BP, Gaz-System, Gazprom, Oil & Gas Journal, Oilprice, PGNiG, Rystad Energy*