

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Innowacje. Papież Franciszek po raz kolejny wygłosił słowo do szefów koncernów naftowych. Skupił się na *zielonych cnotach* i przestrzegał przed zwiększaniem wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego w pogoni za zyskiem. Przypomniał o potrzebie redukcji emisji dwutlenku węgla i ograniczeniu globalnego

wzrostu temperatury zgodnie z porozumieniem klimatycznym podpisanym w Paryżu. By to osiągnąć, konieczne jest przejście na tak zwane czyste paliwa. Papież przestrzegał także przed zwiększaniem zużycia energii, które może doprowadzić do zniszczenia cywilizacji. Zachęcał zarazem, by energia pozyskiwana z kopalń służyła do zwalczania ubóstwa. W tegorocznym seminarium udział wzięli przedstawiciele *ExxonMobil, BP, ConocoPhillips, Eni* i *Equinor*.

Międzynarodowa Agencja Energii (MAE) poinformowała, że wsparciem dla wyzwań klimatycznych może być wodór. Podkreśliła jednak, że obecnie stosowane metody produkcji wodoru wiążą się z zanieczyszczaniem środowiska i wysokimi kosztami, ponadto w wyniku braku odpowiednich regulacji przemysł ten wciąż jest niszowy. By odwrócić ten trend, agencja zachęca rządy państw i firmy do rozwoju technologii z równoległym minimalizowaniem emisji gazów cieplarnianych, np. poprzez wychwytywanie i składowanie CO₂ – czyli *Carbon Capture Storage (CCS)*. Wodór może być produkowany ze źródeł odnawialnych, energii jądrowej, gazu, węgla i ropy. Obecnie jest on używany do rafinacji ropy naftowej. Globalna produkcja wodoru, osiągana głównie w procesie pozyskiwania go z gazu i węgla, odpowiada za emisję 830 mln t CO₂ rocznie. Innym rozwiązaniem jest przetwarzanie wody w wodór, a następnie w energię elektryczną. MAE szacuje, że do 2030 r. koszt produkcji wodoru z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) może spaść o 30%.

W kierunku wyznaczanym przez MAE zmierza holenderska firma *Neptune Energy*, która będzie pilotować pionierski program budowy pierwszej morskiej elektrowni wodorowej w holenderskim sektorze Morza Północnego. Realizację programu zleciło *NextStep* (holenderskie stowarzyszenie adaptujące obiekty naftowe i gazowe do ponownego wykorzystania) oraz instytucja naukowo-badawcza *Nederlandse Organisatie voor Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek (TNO)*. Nowy sprzęt zostanie zamontowany na platformie firmy *Neptune*, 13 km od *Scheveningen*. Wodór będzie transportowany rurociągami do kolejnej platformy (*Taq*), gdzie będzie używany do

produkcji energii elektrycznej niezbędnej do funkcjonowania tej platformy.

Firma *Allseas* z siedzibą w Szwajcarii przejęła firmę *Bluerise*, specjalizującą się w rozwoju konwersji energii pochodzącej z różnic temperatury wód oceanu (*Ocean Thermal Energy Conversion – OTEC*). *Allseas* chce wykorzystać swoje doświadczenie i rozwinąć projekt OTEC. Wody oceaniczne w głębiach są zimne (5°C), a przy powierzchni ciepłe (25°C). *Bluerise* od blisko 10 lat pracuje nad wykorzystaniem naturalnych różnic temperatury tych wód do wyprodukowania energii elektrycznej. W tym celu analizuje proces odparowania cieczy o niskiej temperaturze wrzenia (jak amoniak), w której dochodzi do wytworzenia pary napędzającej turbinę. Następnie skraplacz wylapuje parę, zamienia ją ponownie w ciecz i pompa przekazuje ją do parownika – wymiennika ciepła, a cykl się powtarza. *Allseas* zajmuje się głównie projektami morskimi, w tym kładzeniem rur na dnie morskim (m.in. *Nord Stream*).

Tymczasem brytyjskie *BP* zainwestuje 30 mln USD w technologię konwersji gazu ziemnego w białko do karmienia zwierząt, m.in. paszę dla ryb. W tym celu *BP* przejęło amerykańską firmę *Calysta*, która opracowała technologię polegającą na przetwarzaniu metanu w substancje białkowe przez bakterie. Szef firmy Bob Dudley twierdzi, że wszyscy muszą podjąć wzmoczony wysiłek, jeśli cele klimatyczne zawarte w paryskim porozumieniu mają być zrealizowane. Dodał, że polaryzacja dyskusji dotyczącej zmian klimatu nie ułatwia poszukiwania rozwiązania.

W pierwszej połowie 2019 r. globalne wydatki na tzw. odnawialne źródła energii spadły o 14% w porównaniu do 2018 r. i wyniosły 117 mld USD. Była to najmniejsza kwota od 5 lat. W Chinach wydatki na ten cel spadły o 39% (rok do roku), co jest wynikiem wycofania dopłat do fotowoltaiki i zmniejszenia dopłat do energii produkowanej przez wiatraki. W Europie i USA spadki wynoszą odpowiednio 4% i 6%, w Indiach 10%. W kwietniu br., po raz pierwszy w historii, w USA wyprodukowano więcej energii z wody, wiatru i słońca niż z węgla.

Według badań *Ipsos* aż 70% Amerykanów chce podjąć intensywniejsze działania na rzecz ograniczenia zmian klimatu, ale tylko 1/3 jest skłonna zapłacić na ten cel podatek w wysokości 100 USD rocznie. Tymczasem amerykański resort środowiska poinformował, że tylko ze złóż łupkowych w Teksasie dziennie do powietrza trafia ilość metanu porównywalna z emisją pochodzącą od 2 mln samochodów. Wartość tego metanu wynosi ok. 1 mln USD. Natomiast *Rystad Energy* donosi, że ilość gazu spalanego w basenie permskim dwukrotnie przewyższa wydobyć

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Karpacki w Krakowie, ul. Skrzatów 1, 31-560 Kraków; grzegorz.makuch@pgi.gov.pl

gazu z największego złoża w Zatoce Meksykańskiej, Mars–Ursa, z którego uzyskuje się 7,5 mln m³ gazu dziennie. W Baken (Północna Dakota) w pierwszym kwartale spalano dziennie 14 mln m³ gazu. Zgodnie z prawem, firmy mogą spalać w trakcie eksploatacji złoża 15% w ciągu pierwszych 45 dni od uruchomienia produkcji (od 2020 r. 10%), reszta gazowej mieszanki (metan, etan, propan, butan oraz izobutan) powinna być odseparowana od ropy. *Rystad* zauważa, że część firm nie przestrzega tych regulacji, gazociągi są często przepełnione, a firmy niechętnie inwestują w magazyny gazu. Ponadto 1/4 przychodów branży jest przeznaczana na spłatę kredytów i zamknięcie części wydobycia mogłoby skutkować perturbacjami dla gospodarki USA i podniesieniem cen ropy. Co nie oznacza, że amerykańskie firmy nie inwestują w innowacje.

ConocoPhillips ogłosiło, że zainstaluje wielkogabarytową baterię w terminalu LNG *Darwin* w Australii, by zredukować emisję dwutlenku węgla. Dzięki tej baterii firma będzie mogła wyłączyć jedną z trzech turbin gazowych.

Premier Japonii Shinzo Abe zatwierdził dokument zakładający redukcję emisji dwutlenku węgla o 80% do 2050 r. i zerową emisję po tej dacie. Tokio inwestuje w wodór, fotowoltaikę, energię wiatrową, jądrową, CCS i magazynowanie energii.

Wielka Brytania ogłosiła, że do 2050 r. osiągnie zerową emisję dwutlenku węgla. Kanclerz skarbu Phillip Hammond poinformował, że może to kosztować 1,3 bln USD. Od 2005 r. udało się zredukować 35% emisji, głównie poprzez odejście od węgla i rozwój energetyki wiatrowej. Pozostałych 65% emisji CO₂ pochodzi z aktywności w sektorach trudniejszych do zredukowania, jak transport, rolnictwo i mieszkalnictwo. Hammond przestrzega, że plany te mogą wymagać przekierowania środków ze szkolnictwa i służby zdrowia. Ponadto tak ambitny cel wymaga szeroko zakrojonych zmian, począwszy od nawyków żywieniowych aż po przełom technologiczny. Ministerstwo ds. Biznesu, Energii i Strategii Przemysłu (BEIS) ogłosiło już, że Wielka Brytania nie osiągnie tego celu z powodu porażki rządu w zakresie polityki efektywności energetycznej i braku postępu w redukcji ubóstwa energetycznego. Liczba wdrażanych izolacji domów spadła o 95% w stosunku do 2012 r. Jeśli cel zerowej emisji dwutlenku węgla w 2050 r. ma być osiągnięty, to należy podjąć działania. Brytyjski Narodowy Fundusz ogłosił, że do 2020 r. wycofa swoje aktywa pieniężne z firm produkujących węglowodory i uzyskujących powyżej 10% obrotu z wydobycia ropy, gazu i węgla. Fundusz ten dysponuje budżetem w wysokości 1 mld GBP i ok. 45 mln GBP ulokował w branży węglowodorowej.

Brytyjsko-holenderski *Royal Dutch Shell* w swojej nowej strategii do 2025 r. stawia w głównej mierze na ropę i gaz, w które zainwestuje 30 mld USD rocznie. Na OZE *Shell* będzie wydatkował 2–3 mld USD rocznie. Szef *Shell* Ban ven Burden powiedział, że firma jest gotowa do zmiany priorytetów i pójdzie do przodu wraz ze społeczeństwem. Dodał także, że rozumie przyczyny nasilających się kampanii społecznych przeciwko zmianom klimatu i z zadowoleniem przyjmuje fakt mobilizacji do redukcji emisji dwutlenku węgla, choć, jak dotąd, społeczeństwo nie było wystarczająco aktywne, by spełnić cele porozumienia paryskiego.

Hiszpania, która także podjęła ambitne cele redukcji emisji CO₂ do 2050 r., rozwija OZE. *Repsol* uruchomił dwie farmy, wiatrową i słoneczną, o łącznej mocy 800 MW.

Największą inwestycją może się pochwalić arabski *Saudi Aramco*, który posiada farmę słoneczną o mocy 1,18 GW, składającą się z 3,2 mln paneli. Ma ona dostarczać prąd do 90 tys. ludzi i zredukować emisję dwutlenku węgla o 1 mln t – równowartość 200 tys. samochodów. *Aramco* planuje kolejną farmę w Mekce, o mocy 2,6 GW.

Norwegia. *Biorąc pod uwagę światowe zasoby ropy naftowej, wskaźniki jej zużycia, zapewniające dostawy przez 50 lat, oraz rosnącą potrzebę ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – czy musimy poszukiwać więcej ropy naftowej i gazu ziemnego?* Tym prowokującym pytaniem *Tomlinson Geophysical Services* (TGS) rozpoczęło swoją konferencję w Oslo. W wystąpieniach prelegenci wielokrotnie podkreślali, że kraj potrzebuje nowych odkryć, jeśli chce utrzymać wielkość produkcji, a Norwegowie wysoki poziom życia. Sekretarz stanu w Ministerstwie Ropy Rikard Gaarder Knutsen powiedział, że część sceny politycznej akceptuje potrzebę przeciwdziałania zmianom klimatu, ale jest to trudne do osiągnięcia bez rezygnacji z wielu społecznych korzyści, jakie przynosi branża węglowodorowa. Z kolei szef TGS Kristian Johansen podkreślił, że w ciągu 30 lat liczba mieszkańców Ziemi może się zwiększyć o 2 mld i odnawialne źródła energii nie zapewnią tak szybkiego przyrostu jej mocy.

Wicedyrektor *Equinor* Bjørn Otto Sverdrup powiedział, że trzeba na nowo przemyśleć relacje ludzkości z przyrodą. W tym kontekście warto odnotować kolejną propozycję *Equinor*, by turbiny wiatrowe wytwarzały energię dla zakładu skraplania gazu *Hammerfest* na wyspie Melkøya w Arktyce. Wstępnie pod farmy wiatrowe wytypowano obszary Utsira North i Sandskallen–Sørøya North o płytkich i głębokich wodach. Oznacza to, że można na nim ulokować zarówno stałe, jak i pływające turbiny wiatrowe. Premier Erna Solberg powiedziała, że przez wzgląd na bliskość do wyspy Melkøya obszar ten jest bardzo atrakcyjną lokalizacją. *Equinor* analizuje możliwość przebudowy instalacji *Hammerfest* LNG w Norwegii, która emituje ok. 900 tys. t dwutlenku węgla. Rządowa agencja Enova ma zapewnić wsparcie finansowe. *Equinor* planuje również instalację pływających turbin *Hywind Tampen* na Morzu Północnym, by zredukować emisję dwutlenku węgla z pól Snorre i Gullfaks, które pozyskują energię z turbin gazowych. Z kolei *Vaar Energi* porzucił projekt montażu turbin wiatrowych na Morzu Barentsa, które miały dostarczać energię do złoża Goliat, z powodu wysokich kosztów i trudności z przesyłaniem energii na duże odległości. Mimo wprowadzonego w Norwegii obowiązku zasilania energią z ładu nowych projektów, w niektórych przypadkach – gdy istnieje przyczyna ekonomiczna lub techniczna – są przyznawane wyłączenia spod jurysdykcji tego prawa. W niedalekiej przyszłości pola Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Kiny Krog i Irar Aasen będą zasilane z ładu.

Międzynarodowa Agencja Energetyczna przedstawia mniej optymistyczne prognozy niż *TGS*. Poinformowała mianowicie, że wydobycie gazu ziemnego w Europie spadnie w 2024 r. do 202 mld m³ r., z 250 mld m³ w 2018 r. Spadek ten w 60% będzie konsekwencją zaprzestania eksploatacji złoża Groningen w Holandii. Import gazu do Europy wzrośnie natomiast do 336 mld m³, tj. o 50 mld m³.

W tym kontekście warto odnotować odkrycie przez *Aker BP* (90% udziałów) i *Lotos* (10%) nowego złoża Liataarnet. *BP* prowadzi rozmowy dotyczące zagospodarowania tego złoża z firmą *Equinor*, wspólnie z którą (50 : 50) eksploatuje złoża Alvheim–Krafla i Askja (projekt Noaka). Jednak *Equinor* chciałby powiązać te złoża z innym swoim złożem – Osberg. Zasoby złoża Liataarnet zostały wstępnie ocenione na 500–700 mln boe, wydobywalne zaś na 80–200 mln boe. Dyrektor *Aker BP* Karl Johnny Hersvik powiedział, że zostaną wykonane jeszcze dwa otwory, co poprawi rozpoznanie zasobów, ale zgodnie z dotychczasową wiedzą kwalifikuje się ono raczej do zagospodarowania jako część większego projektu niż do samodzielnej eksploatacji. Plan zagospodarowania złoża w powiązaniu z projektem Noaka wymaga zainstalowania nowej platformy w środkowej części obszaru, która będzie wspierana przez trzy bezzałogowe platformy – *Frig Gamma Delata*, *Langfjellet* i *Froy*.

Dania. Francuski *Total* zawarł umowę z *Shearwater GeoServices* w sprawie wykonania badań sejsmicznych 4D obszarów złóż Tyra i Roar. Jest to powiązane z przebudową infrastruktury złoża Tyra, a także oczekiwaniem, że zostaną udokumentowane nowe zasoby gazu ziemnego. Firma usunie dwie platformy – *Tyra East* i *Tyra West* – i zastąpi je jedną platformą do przetwarzania oraz jedną do magazynowania. Koszt planowanych prac wyniesie ok. 3,2 mld USD i będzie to największa w historii inwestycja w duńskiej strefie Morza Północnego. Prace mają być ukończone w 2022 r., a ich głównym wykonawcą będzie amerykański *McDermott International*. Stare platformy usunie firma *Allseas* przy użyciu statku *Pioneering Spirit*. 97% materiałów ze zdemontowanych platform ma być przetworzona i ponownie użyta. Przebudowa instalacji spowoduje redukcję zatrudnienia – *Total* już zlikwidował 200 stanowisk. Złóże jest eksploatowane od 1984 r. i od tego czasu poziom platform obniżył się o 5–6 m. *Total* nabył złożo Tyra od *Maersk Oil* w 2017 r. i zamierza przebudować instalację. W tym celu do końca 2019 r. chce zaprzestać wydobywania gazu ziemnego ze złoża. Po wykonaniu prac w 2022 r. żywotność złoża ma się wydłużyć o 25 lat i ma z niego pochodzić 90% wydobycia uzyskiwanego w duńskiej części Morza Północnego.

Firma *Norwegian Energy Company (Noreco)* uzyskała zgodę Kopenhagi na przejęcie aktywów koncernu *Royal Dutch Shell*, który opuszcza Danię. Jeśli transakcja ta – warta 1,9 mld USD – dojdzie do skutku, to norweska firma będzie drugim producentem ropy i gazu w Europie po francuskim *Totalu*. Porozumienie, uzyskawszy aprobatę Duńskiej Agencji Energetycznej, zakłada przejęcie przez *Noreco* spółki córki *Shell Olie-OG Gasudvinding Danmark*, która ma 36,8% udziałów w *Danish Underground Consortium (DUC)*. Francuski *Total* posiada 43,2% w *DUC*, które eksploatuje złoża Tyra, Dan, Gorm i Halfdan. W 2017 r. wydobywano z nich łącznie 67 tys. boe/d. Transakcja pomiędzy *Noreco* i *Royal Dutch Shell* dotyczy także 41,4% udziałów w gazociągu *Tyra West-F3*, 36,8% udziałów w bloku 8/06 Area oraz 18,4% w złożu Lulita i zostanie sfinansowana przy wsparciu *Deutsche Bank*, a częściowo ze środków własnych i pozyskanych z emisji obligacji.

Włochy. *Eni* wszczęło sprawę przed sądem w Mediolanie przeciwko byłemu dyrektorowi działu handlu ropą –

Alessandro Des Dorides, który mimo amerykańskich sankcji za pośrednictwem małej włoskiej firmy *Napag* miał sprowadzać ropę z Iranu. Dorides został zwolniony z pracy w maju br., dwaj inni pracownicy biorący udział w kupnie ropy z Iranu zostali zdegradowani i zawieszani. *Eni* operuje w Iraku, gdzie wydobywa ropę naftową i eksportuje ją. Irańska ropa miała trafić do rafinerii *Milazzo* na Sycylii jako ładunek z Iraku. Finalnie surowiec z tankowca *White Moon* nie został przyjęty, bo nie spełniał norm irackiej ropy typu *Basra Light*. Po trzech tygodniach pobytu na morzu tankowiec *White Moon* z ładunkiem miliona baryłek wrócił do Zatoki Perskiej. Szef senackiej komisji do spraw przemysłu zwrócił się do prezesa *Eni* Claudio Descalziego z prośbą o wyjaśnienie sytuacji. Ten w odpowiedzi tłumaczył, że *Eni* zamówiło ropę od nigeryjskiego *Oando*, który z kolei kupił ładunek na londyńskiej giełdzie od włoskiego *Napag*. Eksperti podkreślają jednak, że warunki oferty powinny budzić ostrożność, bo cena ropy była znacznie niższa od tych typowych w transakcjach z Irakiem. Ponadto umowa była rozliczana w euro, mimo że Irak transakcje sprzedaży ropy rozlicza w dolarach. Ropa naftowa znajdująca się na *White Moon* pochodziła z tankowca *New Prosperity*, który z kolei pozyskał ładunek z tankowca *Abyss*. Taka ścieżka utrudnia śledzenie pochodzenia ładunku, ponadto tankowiec *Abyss* często porusza się z wyłączonym przez kilka dni transponderem.

Morze Śródziemne. W czerwcu br. Ankara wysłała statek *Fatih* do wiercenia otworu na wodach okalających Cypr od zachodu. Departament stanu USA wyraził wówczas zaniepokojenie działaniami Turcji. UE wstrzymała natomiast rozmowy na temat umowy o transporcie lotniczym i programy wsparcia finansowego (4,45 mld USD na lata 2014–2020), które miały przygotować Turcję do ewentualnego członkostwa w UE, a ministrowie spraw zagranicznych państw UE zadeklarowali ograniczenie kontaktów dyplomatycznych z Ankarą. Europejski Bank Inwestycyjny został zobowiązany do przeglądu pożyczek udzielonych Turcji.

Niczym nie zrażona Ankara na początku lipca rozpoczęła kolejne wiercenia na północny wschód od wyspy – ze statku *Yavuz*. Szef MSZ Turcji Mevlüt Çavuşoğlu zaapelował, by obie strony, tj. Cypr ze stolicą w Nikozji i Turecka Republika Cypru Północnego – nieuznawana na arenie międzynarodowej – wspólnie prowadziły wydobycie. Propozycja ta padła po tym, jak w czerwcu br. premier Alexis Tsipras zapowiedział, że Grecja nie pozwoli na rozszerzenie obszaru eksploracji na grecką wyłączną strefę ekonomiczną, na co Recep Tayyip Erdoğan odpowiedział, że Ankara będzie się poruszać w tym obszarze, dopóki nie zostanie osiągnięty: *sprawiedliwy podział zasobów naturalnych*.

Warto przypomnieć, że Cypr jest podzielony od 1974 r., a zasoby węglowodorów odkryte na wodach po południowej stronie wyspy tylko pogłębiły podziały pomiędzy Grecją i Turcją. W ubiegłym roku Ankara wysyłała okręty wojskowe, gdy *Eni* chciało umieścić platformę wiertniczą w tej części wyspy. Również wówczas Departament Stanu USA wydał oświadczenie, że jest zaniepokojony działaniami Turcji.

Na początku br. amerykański sekretarz stanu Mike Pompeo spotkał się w Izraelu z przedstawicielami Grecji, Cypru i Egiptu w sprawie utworzenia węzła gazu ziemnego

we wschodnim regionie Morza Śródziemnego i budowy gazociągu łączącego złoża Cypru i Izraela z UE. Analitycy podkreślali, że pomijanie Ankary w tych uzgodnieniach może skutkować wzrostem napięcia w regionie. Ponadto Cypr ogłosił przetarg na dostarczenie instalacji do importu gazu skroplonego ze statku typu FSRU. Trzy konsorcja złożyły swoje propozycje. Są wśród nich *China Petroleum Pipeline Engineering* z greckimi *Aktor* i *Metron*, dwaj przedstawiciele z Korei Południowej – *Samsung C&T* i *Posco E&C*, a także japońskie *Mitsui OSK* i *Osaka Gas*. Szef *DEFA* potwierdził chęć uruchomienia pływającego terminalu w połowie 2021 r. Projekt uzyskał wsparcie finansowe UE.

Morze Czarne. Cztery firmy złożyły wnioski na koncesje wydobywcze w morskim obszarze Dolphin w ukraińskiej strefie Morza Czarnego. Są to: firma *Caspian Drilling International*, która w większości (92%) należy do azerskiego *Socar*; *Frontera Resources* (zarejestrowana w USA) oraz dwaj lokalni gracze – *Trident Black Sea* i *Ukrneftebureniye*. Komisja oceni te wnioski pod względem podziału zysków z produkcji i we wrześniu 2019 r. zwycięska firma uzyska zgodę na wydobycie. Minimalne warunki, jakie należy spełnić, by uzyskać zgodę na eksploatację tego bloku, obligują do zainwestowania 56 mln USD oraz odwiercenia 5 otworów w ciągu pięciu lat. Na podstawie wyników sejsmiki 2D, wykonanej w 2005 r., w bloku o powierzchni 10 tys. km² wytypowano wstępnie trzy potencjalne struktury węglowodorowe. Warta odnotowania jest także umowa (MoU) *Naftogazu* i *Ukrgazwydobycie* z *Halliburtonem*. Amerykańska firma zapewni pełny pakiet usług serwisowych (wiercenia, obróbka, cementowanie, szczelinowanie, stymulacja, modelowanie 3D oraz dostarczenie urządzeń i rozwiązań celem intensyfikacji wydobycia).

Spółka *Petrom*, zależna od austriackiego *OMV*, przygotowuje się do wykonania w tym roku dwóch odwiertów w złożu Istria w rumuńskiej strefie morskiej. *Petrom* odwierci otwory o długości 2 tys. m na głębokości wody 50 m. Ropa naftowa i gaz ziemny są wydobywane ze złoża Istria od 30 lat i firma oczekuje, że inwestycja 34 mln USD w wiercenia pozwoli uwolnić surowiec, który będzie stanowił dodatkowy uzysk ze złoża Lebada East. *Petrom* ma nadzieję na zmniejszenie spadków produktywności obu dojrzałych złóż. Ze złóż Lebada East, Lebada West, Sinoe, Pescarus i Deltaok, usytuowanych w rejonach płytkich wód Morza Czarnego, *Petrom* uzyskuje 25 tys. boe/d. W ub.r. stanowiło to 17% całego wydobycia firmy.

W rumuńskiej strefie Morza Czarnego amerykański *ExxonMobil* prawdopodobnie sprzeda swoje udziały w dużym morskim projekcie gazowym *Neptun Deep*. Nieoficjalnie *Exxon* przygotowuje już uzyskane do tej pory dane, by przyciągnąć zainteresowanie nabywców. Dyrektor oddziału firmy w Rumunii Richard Tasker spotkał się już nawet z premierem Vioricą Dancilą, by omówić dalsze kroki. Udziałami w złożu są ponoć zainteresowane *OMV Petrom* i rumuńska prywatna firma *Black Sea Oil&Gas*. Na początku br. *Black Sea Oil&Gas* rozpoczęła eksploatację sąsiedniego morskiego złoża Midia i zapowiedziała kontynuację prac wartych 400 mln USD, mimo zmiany otoczenia prawnego i nałożenia dodatkowych opłat przez Bukareszt. Także australijska firma *ADX* rozpoczyna prace poszukiwawcze w Rumunii. Wykona ona otwór o głębokości 2600 m na obszarze, gdzie prowadzono wydobycie gazu w latach 80. XX w.

W bułgarskiej części Morza Czarnego konsorcjum *Shell* i *Woodside* wykonało otwór poszukiwawczy Khan-Kubrat-1 do głębokości 3327 m. Jednak nie uzyskano komercyjnego przyływu gazu i odwiert zostanie zamknięty.

Zatoka Perska. Irak i Oman planują współpracę w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego. W tym celu podpisały umowę dotyczącą zbadania możliwości budowy wspólnej rafinerii w Omanie, która przerabiałaby także iracką ropę i eksportowała przetworzone produkty.

Kuwejt podpisał z firmą *Halliburton* kontrakt na wiercenia w Zatoce Perskiej. Firma *Kuwait Oil Company (KOC)* – należąca do państwa – podpisała umowę z *Halliburtonem* na prace warte 600 mln USD. Kontrakt obejmuje wywiercenie sześciu otworów, których lokalizacja została wyznaczona według metody *high-pressure high-temperature (HPHT)*. *Halliburton* w ramach umowy dostarczy zintegrowany pakiet usług, czyli będzie odpowiadać za odwierty, płyny, przewody, perforację, testowanie odwiertów, pobór rdzeni, cementowanie, logistykę i serwis. Umowa opiewa na trzy lata z możliwością wydłużenia o sześć miesięcy. Prace rozpoczną się w połowie 2020 r. i będą prowadzone z dwóch platform. Druga platforma wiertnicza zostanie uruchomiona w kolejnym roku. Szef *KOC* Emad Sultan szacuje, że złożo dostarczy ok. 100 tys. baryłek dziennie do całkowitej produkcji koncernu (4 mln b/d w 2020 r.). Jest to pierwsza w historii licencja w morskiej strefie Kuwejtu.

Bagdad ogłosił, że jest gotów podpisać z *ExxonMobil* i *PetroChina* umowę na realizację projektu infrastrukturalnego dostarczającego wodę morską do dużych złóż ropy naftowej w regionie Basra, a także na budowę ropociągów, zwiększając tym samym eksport przez Zatokę Perską. Umowa obejmuje również inwestycje w dwa pola naftowe i budowę instalacji do przetwarzania gazu (dotychczas spalane). Wartość projektu o nazwie Południowy Zintegrowany Irak ma wynosić 53 mld USD. Pytanie, czy amerykańska firma zechce się angażować w projekt, który ma być realizowany przez 30 lat, w sytuacji rosnących amerykańsko-irańskich napięć w tym regionie. *ExxonMobil* i *PetroChina* mają być splacone z wpływów z zagospodarowania złóż naftowych Nahr Bin Umar i Artawi, których produkcja ma wzrosnąć z 500 tys. b/d do 625 tys. b/d. Pola te są obsługiwane przez *Basra Oil Company*. Irak wydobywa obecnie ok. 5 mln b/d ropy naftowej, a w 2022 r. planuje uzyskać 6,5 mln b/d.

Amerykańskie firmy *Bechtel* i *Honeywell* są coraz bliższe uzyskaniu porozumienia z turecką firmą *Enka* w sprawie kontraktu dotyczącego wydobywania gazu z pól naftowych West Qurna 2 i Majnoon w południowej części Iraku. O kontrakt stara się także francusko-rosyjskie konsorcjum *Total* i *Lukoil*. Irak od 2003 r. zmaga się z niedoborem energii, spowodowanym zniszczeniami wojennymi po inwazji USA. Złożo naftowe West Qurna 2 jest eksploatowane przez *Lukoil* i dostarcza dziennie 400 tys. b/d ropy naftowej. Warto odnotować, że z postępowania przetargowego na koncesję została wykluczona brytyjska firma *Petrofac*, wobec której brytyjski urząd do spraw nadużyć finansowych prowadzi sprawę pod zarzutem 11 przypadków przekupstwa w Arabii Saudyjskiej i Iraku. *Petrofac* działa w południowym Iraku, świadcząc usługi na polach naftowych Majnoon, Rumaila, Halfaya i w oczyszczalni gazu *Nasiriy*.

Uzbekistan. Rząd opracowuje regulacje umożliwiające wystawienie w przetargu ponad 50 częściowo szczerpanych złóż ropy naftowej, które mają stanowić swego rodzaju rekompensatę dla inwestorów zagranicznych w związku z ryzykiem wynikającym ze zmiany prawa w kraju. W dokumentacji przetargowej zostanie indywidualnie określony poziom wydobycia ropy naftowej z danego złoża, po przekroczeniu którego firma podzieli się zyskiem z rządem. Inwestorzy mają stosować technologię intensyfikacji produkcji, gdyż jest to korzystne dla krajowej branży węglowodorowej.

Zgodnie z podpisanym w lipcu br. dekretem prezydenckim władze krajowe kontynuują proces wdrażania rozdziału właścicielskiego w narodowym *Uzbekneftegaz*. Z firmy tej zostanie wydzielona część odpowiedzialna za transport i dystrybucję, a docelowo 49% udziałów zostanie sprzedanych inwestorom międzynarodowym. *Uzbekneftegaz* wydobywa obecnie 35 mld m³ gazu rocznie, ale rząd oczekuje, że w ciągu 5 lat zwiększy wydobycie do 42 mld m³. Ponadto przed firmą postawiono zadanie intensyfikacji wydobycia ropy naftowej, by zmniejszyć jej import z Turkmistanu i Kazachstanu. *Uzbekneftegaz* ma także sprzedać udziały w gałęziach pozawęglowodorowych, jak rolnictwo, produkcja energooszczędnych żarówek czy makaronu.

Rosja. W latach 2020–2022 *Gazprom Neft* i *Novatek* planują wspólnie wykonać 90 odwiertów w formacji Achimow w Zachodniej Syberii. Do końca br. firma zakontraktowana do wykonania robót, *Arcticgaz*, odwierci 6 otworów o głębokości 3,5–4 tys. m, w 2020 r. – 32 otwory, w 2021 r. 29 i 31 odwiertów w 2022 r. *Arcticgaz* poinformował, że przeprowadzi poziome wiercenia ze szczelinowaniem w celu zwiększenia produkcji. Formacja Achimow sąsiaduje ze złożem Urengoj, od 60 lat eksploatowanym przez *Gazprom*. Jednak w związku z wyczerpywaniem się zasobów tego złoża wydobycie z płytkich poziomów spada, dlatego *Novatek*, *Arcticgaz*, *Rospan* i *Achimgaz* inwestują w złożo Achimow, celem przedłużenia wydobycia ze złóż usytuowanych blisko infrastruktury.

W czerwcu br. *JOGMEC* ogłosił, że zapewni finansowanie dla *Japan Arctic LNG BV*, spółki córki *Mitsui*, która kupiła od rosyjskiego *Novateku* udziały (10%) w projekcie budowy terminalu *Arctic LNG 2*. Tyle samo udziałów kupiła chińska *CNPC*, dołączając do konsorcjum *Total* (10%) i *CNOOC* (10%). Docelowa przepustowość *Arctic LNG 2* wyniesie 19,8 mln t gazu rocznie. Jednym z odbiorców skroplonego gazu będzie Japonia, kupująca rocznie 2 mln t. Podpisanie umowy odbyło się w Osace przy okazji szczytu G20 – w obecności premiera Shinzo Abe i prezydenta Władimira Putina. *Novatek* nie upublicznił wartości ostatnich transakcji, ale na początku roku sprzedał 10% francuskiemu *Totalowi* za 600 mln USD płatnych od razu, plus 700 mln USD płatnych do końca marca 2020 r. oraz 800 mln USD spłacanych w trzech transzach – równoległe z oddaniem do użytku trzech zakładów do produkcji LNG. Koszt budowy terminalu *Arctic LNG 2* na Półwyspie Gydańskim wyniesie 7,6 mld USD. Zakład ten będzie stopniowo uruchamiany w latach 2023–2025. Przetarg na konstrukcję terminalu wygrał brytyjski *TechnipFMC* – kontrakt będzie spłacany w ratach. Ta sama brytyjska firma budowała *Jamał LNG* dla *Novateku*. *TechnipFMC* zawarł już umowy z chińskimi stoczniami na konstrukcję mo-

dułów dla dwóch zakładów LNG. Zamówienia elementów, o łącznej wadze 250 tys. t, trafiły do *Penglai Jutal Offshore*, *Shipping Heavy Industry*, *Wilson Offshore Engineering* i *McDermott Wuchuan Offshore*. Infrastruktura trzeciego zakładu LNG zostanie wyprodukowana przez stocznie rosyjskie. Łączny koszt inwestycji w terminal *Arctic LNG 2* na Półwyspie Gydańskim i zagospodarowanie nowych złóż gazu wyniesie ok. 21–23 mld USD. Należy także uwzględnić kolejną inwestycję, bowiem *Novatek* ogłosił, że zainwestuje 950 mln USD w budowę 4 lodolamaczy o napędzie gazowym, które zimą będą asystować gazowcom w pokonywaniu morskiej trasy. Tym samym *Novatek* umocni swoją pozycję na globalnym rynku LNG. Statki mają być gotowe w 2023 r., gdy zostanie uruchomiony terminal *Arctic LNG 2*.

Premier Dmitrij Miedwiediew zlecił Ministerstwu Zasobów Naturalnych przeprowadzenie przetargu koncepcyjnego na złożo, które w przyszłości dostarczy surowiec do terminalu *Arctic LNG 2*. Podpisał także rezolucję zatwierdzającą państwowe inwestycje na Półwyspie Gydańskim na kwotę 1,65 mld USD. W ramach prac zostaną wykonane ochronne bariery przed lodem i będzie pogłębiana Zatoka Obska. Jako głównego wykonawcę tych prac Miedwiediew wskazał w rezolucji państwowy *Rosatom*. Prezes *Novateku* Leonid Michelson ma nadzieję, że rząd zatwierdzi także inwestycje w terminal przeladunkowy na Kamczatce i w pobliżu Murmańska, co pozwoli zoptymalizować logistykę dla terminali *Jamał LNG* i *Arctic LNG 2*.

Prezes *Rosnieftu* Igor Sieczin uzyskał wsparcie Władimira Putina odnośnie wprowadzenia ogromnych ulg podatkowych dla czterech dużych projektów we Wschodniej Syberii. Sprawa dotyczy pól Wankor, Lodocznoje, Tagulskoje i Pajakhshoje – to ostatnie pole należy do prywatnej firmy *Neftegazholding*, której prezesem jest były szef *Rosnieftu* Eduard Chudajnatow. W liście do prezydenta Sieczin zawarł propozycję zwolnienia z obowiązku płacenia podatków i wnoszenia opłat od produkcji z tych pól. Szacowana kwota ulg ma wynieść aż 40 mld USD, przy kosztach inwestycji wynoszących 80–120 mld USD. *Rosnieft*, kontrolujący 3 z 4 wymienionych pól, bierze pod uwagę możliwość ich eksploatacji we współpracy z brytyjskim *BP*. By do tego doszło, obie rosyjskie firmy potrzebują kredytów, a dostęp do nich jest utrudniony po rosyjskiej aneksji Krymu w 2014 r. Co się zaś tyczy samego wniosku Sieczina, to rzecznik Putina Dmitrij Pieskow powiedział, że ostateczna decyzja nie została jeszcze podjęta. Rosyjska prasa donosi jednak, że Putin przekazał list Sieczina do premiera Miedwiediewa z pisemnym poleceniem przedstawienia opinii rządu. Pracownik Ministerstwa Finansów potwierdził otrzymanie od urzędu premiera projektu ustawy wychodzącej naprzeciw oczekiwaniom Sieczina. Warto także odnotować, że dyrektor ds. finansowych *Novateku* Mark Gateway, obywatel USA, otrzymał z rąk Władimira Putina obywatelstwo rosyjskie. Gateway mieszka w Rosji od 1995 r., dla *Novateku* pracuje od 2003 r.

Źródło: *Bloomberg*, *BP*, *Equinor*, *ExxonMobil*, *Gazprom Neft*, *ICIS*, *JOGMEC*, *KOC*, *LNG World News*, *Lotos*, *Lukoil*, *MAE*, *Oil&Gas Journal*, *OilPrice*, *OSW*, *PetroChina*, *Petrom*, *PGNiG*, *Reuters*, *Rosneft*, *Rystad Energy*, *Rzeczpospolita*, *Shell*, *TGS*, *Total*, *Wood Mackenzie*, *WorldOil*