

Aktualia ropnej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Austria. Gazprom i austriacki OMV zawarły umowę ws. sprzedaży 24,89% udziałów w rosyjskim złożu gazu Urengoj i tym samym udziały austriackiej firmy wzrosły do 49,99% – pozostałe są w rękach Gazpromu. Pierwotnie zakładano wymianę rosyjskich aktywów na austriackie udziały w złożach norweskich, na co jednak nie zgodził się rząd Norwegii.

W ramach proponowanej uprzednio umowy Gazprom miał objąć 38,5% udziałów w OMV Norge, który posiada 39 koncesji w Norwegii. Ówczesny minister Terje Søviknes zapowiedział, że dla Europy ważne jest posiadanie stabilnego producenta gazu, a Gazprom może być przez niektórych kwestionowany. W ubiegłym roku rząd Norwegii wprowadził przepisy dające prawo odmówienia dostępu do norweskiego szelfu kontynentalnego ze względu na bezpieczeństwo narodowe. Rosyjskie złożo Urengoj ma być eksploatowane przez 50 lat. A Gazprom i OMV łączy długa historia kooperacji, w czerwcu br. obie firmy obchodziły 50-lecie współpracy gazowej i z tej okazji podpisały nową umowę, wydłużając kontrakt gazowy o 12 lat, tj. do 2040 r.

Niemcy. Minister gospodarki i energii Peter Altmaier powiedział, że Niemcy wybudują terminal LNG i jest to ukłon w stronę amerykańskich przyjaciół. Zapewnił, że decyzja ta nie ma nic wspólnego z Nord Stream 2, który jest już dalece bardziej zaawansowany. Dodał także, że Niemcy zwiększą zużycie gazu w związku z kończącymi się zasobami węgla i wycofaniem się z produkcji energii jądrowej. W ub.r. Berlin podjął decyzję o budowie terminalu do odbioru gazu skroplonego w Brunsbüttel. A po wizycie w Niemczech emira Tamim bin Hamad al Thani we wrześniu br. ogłoszono, że Katar zainwestuje w ciągu 5 lat 10 mld EUR w rozwój LNG w Niemczech. Qatar Petroleum prowadzi już rozmowy z Uniper i RWE dotyczące terminali LNG. RWE uprzednio zawarło umowę z German LNG Terminal na odbiór gazu i ta umowa może dotyczyć planowanego terminalu w Brunsbüttel, ok. 200 km od Wilhelmshaven, a zarazem blisko Hamburga. Ponad dekadę temu Berlin rozważał projekt budowy terminalu LNG w Wilhelmshaven – i z tym to projektem jest z kolei powiązany niemiecki Uniper. Nowy projekt terminalu LNG w Brunsbüttel (5 mld m³/rocznie) nie będzie realizowany w miejsce poprzedniego, w Wilhelmshaven (10 mld m³/rocznie), ale równolegle do niego. Terminal w Brunsbüttel ma być wyposażony w infrastrukturę do bunkrowania statków, magazynowania większej ilości surowca i ładowania gazu

do cystern. Warto także odnotować, że Wintershall kupił 10% udziałów w złożu gazowym Hail and Ghasha i tym samym niemiecka firma przystąpiła do konsorcjum, wraz z Abu Dhabi National Oil Company (65% udziałów) i Eni (25%). Niemiecka gospodarka zużywa rocznie ok. 85–90 mld m³ gazu ziemnego.

Thomas Bareiss, sekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki i Energii Niemiec, powiedział, że jest świadom obaw Waszyngtonu wobec projektu Nord Stream 2, ale Rosja zawsze była bezpiecznym i odpowiedzialnym dostawcą gazu dla Niemiec. Dodał też, że Nord Stream 2 jest ważny dla gazowego bezpieczeństwa Europy. Natomiast Andreas Michaelis, sekretarz stanu w Ministerstwie Spraw Zagranicznych Niemiec, zapewnił, że Rosja pozostanie kluczowym dostawcą energii dla Europy bez względu na presję USA. Powiedział, że *jest to rdzeń interesów UE. Ja nie chcę, by europejską politykę energetyczną definiował Waszyngton... Musimy skonsultować to z europejskimi partnerami. [...] Na pewno nie zaakceptuję tego, by to Waszyngton zdecydował, że nie powinniśmy polegać na rosyjskim gazie i dlatego nie powinniśmy kończyć projektu tej rury.*

W kontekście relacji amerykańsko-niemieckich, z LNG w tle, warto przypomnieć sierpniowe oświadczenie Donalda Trumpa, wygłoszone po spotkaniu z Jean-Claude Junckerem: *Rozmawiamy z UE o budowaniu od 9 do 11 terminali LNG, za które oni zapłacą, abyśmy mogli wysłać nasz gaz do różnych części Europy.* Zastępca sekretarza stanu ds. energii USA Dan Brouillette powiedział, że producenci LNG w USA będą eksportować skroplony gaz do Niemiec w ciągu najbliższych czterech lat i USA chcą Rosji stawić czoła na rynku gazu. W połowie listopada pojawił się jednak bardzo ciekawy komunikat rzeczniczki rosyjskiego MSZ, która poinformowała, że do USA dotarły już trzy ładunki skroplonego gazu z terminalu Jamał LNG. Dla przypomnienia, w styczniu br., zaledwie miesiąc po uruchomieniu terminalu, do Bostonu miał trafić tankowiec z rosyjskim gazem. Jeśli komunikat MSZ Rosji jest prawdziwy, to byłyby to już cztery ładunki LNG wysłane z Rosji do USA w tym roku. Zarazem Waszyngton dąży do zwiększenia eksportu swojego gazu do Europy. Rynek gazu, za sprawą udziału LNG, staje się coraz bardziej globalny.

Norwegia. Norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii 28 września br. poinformowało o zatwierdzeniu transakcji zbycia przez amerykański Chevron ostatnich aktywów na norweskim szelfie kontynentalnym (w złożu Korpjell) i tym samym zamknięciu biura i opuszczeniu

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

kraju przez tę firmę. Aktywa nabyła norweska firma DNO. Złoże Korpffjell znajduje się na Morzu Barentsa, w obszarze niegdyś spornym pomiędzy Norwegią i Rosją. Jednak we wrześniu br. kraje te zrealizowały zapisy porozumienia zawartego w 2010 r. i kwestia wydobycia węglowodorów została uregulowana. Do konsorcjum eksploatującego złoże Korpffjell należą Equinor (30%), Petoro (20%), DNO (20%), Lundin Norway (15%) i ConocoPhillips Skandinavia (15%).

27 września br. norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii zaakceptowało projekt rozbudowy infrastruktury złoża Nova na Morzu Norweskim, wcześniej znanego jako Skarfjell. Wydobywano z niego głównie ropę naftową. Wintershall zainwestuje w to złoże 1,1 mld EUR i ponownie uruchomi produkcję w 2021 r. *Nota bene* jest to pierwszy tego typu projekt zatwierdzony przez nowego ministra Kjell-Børge Freiberga. Operatorem złoża jest Wintershall (35%), pozostałe udziały należą do Capricon Norde (20%), Spirit Energy (20%), Edison Norde (15%) i DEA Norge (10%).

Pod koniec września niemiecki BASF i rosyjski LetterOne podpisały porozumienie o połączeniu spółek córek, tj. Wintershall i DEA, tworząc tym samym największą prywatną firmę poszukiwawczo-wydobywczą w Europie. W nowo powstałej firmie Wintershall DEA niemiecki BASF będzie posiadał 67% udziałów, a rosyjski LetterOne 33%. DEA Norge ma w Norwegii udziały w 53 koncesjach i na obszarze 3 jest operatorem, z kolei Wintershall Norge posiada udziały w 52 koncesjach i na terenie 26 jest operatorem.

Chorwacja. Do budowy pływającego terminalu (FSRU) państwowa firma LNG Hrvatska wybrała firmę Golar Power. Terminal ten zostanie ulokowany na wyspie Krk i ma być oddany do użytku w styczniu 2021 r. Jego roczna moc przerobowa wyniesie 2,6 mld m³. Koszt tej pływającej jednostki to 159,6 mln EUR. UE umieściła ten projekt na liście wspólnego zainteresowania (PCI) i wesprze go kwotą 101,4 mln EUR. W założeniu terminale na wyspie Krk i w Polsce (w Świnoujściu) mają tworzyć kluczowe elementy korytarza północ-południe, dywersyfikującego dostawy gazu do Europy środkowo-wschodniej. Trudno jednak dowieść, że wolumen 2,6 mld m³ gazu rocznie, zatłoczonego na południu, w znaczący sposób zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski, Czech, Słowacji, Węgier i Chorwacji. Szef MSZ Węgier Péter Szijjártó podczas wspólnej konferencji z sekretarzem energii USA Rickiem Perrym zaapelował, by Waszyngton wsparł starania Budapesztu o uzyskanie dostępu do skroplonego gazu z Chorwacji lub wydobywanego przez austriacko-amerykańskie konsorcjum (OMV i ExxonMobil) na rumuńskich wodach Morza Czarnego. Z kolei Rick Perry apelował, by Węgry i sąsiedzi zrezygnowali z rosyjskich gazociągów, w tym Nord Stream 2 i Turkish Stream, które – w opinii Perry’ego – służą umacnianiu rosyjskich wpływów w Europie.

Polska. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo kupiło od norweskiego Equinoru – za 220 mln USD – udziały w złożu węglowodorów Tommeliten Alpha (42,4%), pozostałe udziały należą do firmy ConocoPhillips, która jest operatorem złoża. Szacuje się, że złoże to

może zawierać 52 mln BOE (ekwiwalentu baryłek ropy naftowej).

W listopadzie PGNiG podpisało z amerykańską firmą Cheniere kontrakt na dostawy LNG do Polski. Zakłada on kupno 0,7 mld m³ gazu ziemnego w latach 2019–2022 i 39 mld m³ w latach 2023–2042. Kontrakt zawarto w formule *delivery ex ship*, czyli sprzedający dostarczy gaz do Świnoujścia. Cena LNG w umowie jest indeksowana do cen na stacji rozdzielczej gazu Henry Hub w Luizjanie. Podstawowymi terminalami ładunkowymi będą działający w Luizjanie Sabine Pass i w Teksasie Corpus Christi (w budowie, ale uzyskał już zgodę FERC na eksport). W uroczystym podpisaniu umów PGNiG i Cheniere wzięli udział prezydent Andrzej Duda i sekretarz ds. energii USA Rick Perry.

W październiku br. PGNiG podpisało dwie umowy na dostawy LNG z USA przez 20 lat – z terminalu Venture Global Calcasieu Pass LLC (od 2022 r.) oraz z Venture Global Plaquemines LNG LLC (od 2023 r.). Kontrakty zakładają kupno miliona ton gazu rocznie z każdego z terminali, co łącznie po regazyfikacji daje ok. 2,7 mld m³ gazu ziemnego. Transakcja będzie się odbywać w formule *free on board*, czyli kupujący będzie odpowiadać za transport. Cena także będzie zależeć od notowań na amerykańskim Henry Hub.

Ukraina. Notowana na giełdzie w Londynie Cadogan Petroleum Ltd. sprzedała 12 listopada udziały w projektach węglowodorowych na Ukrainie. Firma ta, posiadająca 15% udziałów w konsorcjum Westgasinvest LLC (WGI), w którym pozostałe udziały należą do Eni (50,01%) i Nadra Ukrainy (34,99%), zdecydowała się przekazać Nadrze swoje udziały za symboliczną opłatą. Zarazem włoskie Eni zapłaciło firmie Cadogan 1,715 mln USD, zastrzegając w umowie, że Cadogan nie skorzysta z prawa pierwokupu w momencie przeniesienia przez Eni udziałów WGI na rzecz Nadra Ukrainy. Z komunikatu wynika zatem, że po planowanej transakcji z Eni, które także opuści projekty w ukraińskiej formacji łupkowej, Nadra Ukrainy będzie docelowo jedynym właścicielem tych bloków koncesyjnych. Szef Cadogan Guido Michelotti powiedział, że jest to umowa satysfakcjonująca wszystkie strony i podkreślił, że jego firma musiała się wycofać z prac w związku z systemem opłat na poziomie 70%. WGI posiadało m.in. koncesję Debeslavetska i Cheremczewska–Strupkivska (produkcja zawieszona do czasu odnowienia licencji), a także poszukiwawcze koncesje Bitlyanska (odkryto ropę na głębokości 1000 m) i Monastyretska.

Rumunia. Bukareszt przyjął nowe regulacje dotyczące wydobycia gazu ziemnego na morzu. Prace nad projektem rozpoczęto w 2017 r. i pierwotnie zakładano, że opłaty licencyjne będą wynosić od 3 do 13,5% wartości produkcji plus podatek. Do tego dodano jednak specjalną opłatę, obejmującą od 15% do 70% liczonych od dochodów ze sprzedaży gazu. Przy czym firmom gazowym przysługuje prawo odliczenia do 30% kosztów poniesionych na rzecz inwestycji. I w ostatniej chwili przed głosowaniem w parlamencie dopisano do ustawy wymóg, by minimum 25% załogi firmy stanowili pracownicy pochodzenia rumuńskiego oraz obowiązek sprzedaży 50% gazu na rynku wewnętrznym. 170 parlamentarzystów głosowało za, 3 było przeciw, prezydent podpisał ustawę. W opinii Soffi nowe

prawo ma zwiększyć aktywność firm branży węglowodorowej działających na Morzu Czarnym. Z kolei stowarzyszenie firm działających w Rumunii – *The Association of Black Sea Titleholders* (ExxonMobil, OMV, Petrom, Lukoil, RomGaz, Petro Venture Resources, Black Sea Oil&Gas) – twierdzi, że zmiany w prawie będą mieć negatywny wpływ na przemysł naftowo-gazowy w Rumunii i zniechęcą inwestorów. OMV wspólnie z ExxonMobil eksploatują duże złoża gazu Neptun Deep. Firma austriacka poinformowała już o uruchomieniu projektu z opóźnieniem. Jest to konsekwencją przewlekłych prac nad zmianą ustawy. Z tego samego powodu firma Carlyle Group-Backed Black Sea Oil & Gas opóźnia uruchomienie eksploatacji złoża Midia. Z obliczeń wykonanych przez Deloitte wynika, że w latach 2018–2040 branża węglowodorowa wygeneruje dla budżetu państwa wpływy w wysokości 26 mld USD.

Rosja. W listopadzie Gazprom wyemitował 5-letnie euroobligacje, pozyskując tą drogą ok. 1,1 mld USD od międzynarodowych inwestorów. W transakcji pośredniczyli Gazprombank, JP Morgan i Unicredit. Obligacje są oprocentowane na 2,95% w skali roku. Firma poniesie w tym roku duże koszty rozwoju infrastruktury, szacowane na ok. 23 mld USD (Nord Stream 2, Turkish Stream, Siła Syberii). Ponadto, zgodnie z decyzją sądu arbitrażowego, Gazprom jest zobowiązany zapłacić ukraińskiemu Naftohazowi 2,6 mld USD. Kijów rozpoczął procedurę egzekwowania tego długu poprzez zajmowanie majątku i płatności Gazpromu. Eksperti podkreślają jednak, że Gazprom w łatwy sposób może w dalszym ciągu unikać spłaty na rzecz Naftohazu poprzez przekierowanie opłat za gaz do spółek-córek nie będących pod jurysdykcją Szwajcarii.

W Petersburgu odbyło się 8. Międzynarodowe Forum Gazowe. Przy tej okazji szef Gazpromu Aleksiej Miller spotkał się z dyrektorem fińskiego Fortum Pekka Lundmark. Warto przypomnieć, że w 2018 r. po długich staraniach Fortum kupiło 47,35% udziałów w niemieckim Uniper, który jest zaangażowany w projekt Nord Stream 2. I tym samym fiński Fortum dołączył do grona firm biorących udział w projekcie. Podczas petersburskiego forum A. Miller spotkał się także z szefem niemieckiej firmy Verbundnetz Gas (VNG) Ulfem Heitmüllerem. VNG zajmuje się importem i magazynowaniem gazu w landach wschodnich, jest trzecim co do wielkości importerem surowca w Niemczech i drugim we wschodniej części kraju.

Japonia i Chiny. Państwa te od lat 70. XX w. prowadzą spór o wyspy przez Japończyków nazywane Senkaku, a przez Chińczyków – Diaoyu. Konflikt rozgorzał po odkryciu w okolicy archipelagu złóż ropy naftowej. Ponadto wyspy leżą na szlaku handlowym po Morzu Wschodniochińskim, a kontrolowanie ich zapewnia bezpieczeństwo transportu surowców z Australii, Afryki i Bliskiego Wschodu. Spór o ten archipelag nasilił się w 2012 r., wraz z wykupieniem przez Japonię trzech z pięciu wysp od prywatnego, chińskiego właściciela. Tokio podjęło wówczas decyzję o umieszczeniu na nich 600 żołnierzy i 12 okrętów Japońskich Sił Samoobrony. Z kolei Chiny regularnie wysyłają w ten region samoloty, jednostki straży przybrzeżnej i okręty wojenne. Eskalacja sporu przerwała niedługo okres kooperacji, kiedy to Tokio i Pekin w 2008 r. osiągnęły porozumienie w sprawie wspólnej eksploracji

bloków naftowo-gazowych na południe od pola gazowego Asunaro (przez Chińczyków zwanego Longjing) i na północ od pola Chunxiao (przez Japończyków nazywanego Shirakaba). W tym czasie Pekin miał ponoć naciskać na zagospodarowanie pola gazowego Kashi (Tianwaitian – po chińsku). Nie osiągnięto także konsensusu co do złoża Duanqiao (przez Tokio nazywanego Kusunoki). Możliwe jednak, że jest kolejna szansa na odwilż w relacjach chińsko-japońskich. W listopadzie br. pojawiła się informacja, że obie strony mogą rozpocząć współpracę w celu zbadania możliwości zwiększenia wydobycia ropy. W tym celu premier Japonii Shinzo Abe złożył wizytę w Chinach, pierwszą od siedmiu lat, która – według słów premiera – stanowi *historyczny punkt zwrotny*.

Azerbejdżan. Prawdopodobnie zostanie podpisana umowa gazowa z Rosją na import miliarda metrów sześciennych gazu rocznie do 2020 r. Sytuacja jest zaskakująca, bo kraj ten posiada własne zasoby gazu, ponadto od 11 lat nie importował znaczących ilości surowca z Rosji. Aż do ubiegłego roku, kiedy to Baku zakontraktowało jednorazowo 1,6 mld m³ gazu. Jako przyczynę wznowienia importu wskazano niższe niż planowano wydobycie krajowe, spowodowane trudniejszymi warunkami geologicznymi. Równoległe wzrosły zapotrzebowanie na rynku wewnętrznym (w latach 2012–2017 o 20%) i eksport gazu do Gruzji. Władze Azerbejdżanu zapewniają, że import gazu z Rosji jest rozwiązaniem przejściowym – do czasu zwiększenia własnej produkcji.

Turkmenistan. Zgodnie z rozporządzeniem prezydenta Gurbanguly Berdymuhamedowa od 1 stycznia 2019 r. zostaną wprowadzone opłaty za gaz, prąd, wodę i sól. Decyzja ta zrodziła powszechne niezadowolenie w społeczeństwie, które od 1992 r. nie ponosiło opłat za media. Turkmenów zaskoczyła jeszcze jedna informacja, mianowicie w październiku prezes Gazpromu oświadczył, że spodziewa się ponownie uruchomić import gazu z Turkmenistanu. Prezes Aleksiej Miller po spotkaniu z prezydentem Berdymuhamedowem powiedział w państwowej telewizji w Aszchabadzie, że szczegóły zostaną dopiero uzgodnione. Rosja kupowała 10 mld m³ gazu rocznie w latach 2010–2014, ale w 2015 r. import został zredukowany do 4 mld m³ i głównym odbiorcą turkmeńskiego gazu pozostają Chiny.

Iran. Kontrolowana przez państwo China National Petroleum Company (CNPC) prawdopodobnie zastąpi francuską firmę Total w projekcie wydobycia gazu z gigantycznego złoża South Pars. Francuska firma opuściła Iran po tym, jak USA jednostronnie wycofały się z porozumienia nuklearnego z Iranem. Dotychczas złożem zarządzało konsorcjum, w skład którego wchodziły: Total (50,1%), CNPC (30%) i National Iranian Oil Company (19,9%). Przejęcie udziałów przez chińską firmę uwiarygadnia tezę eksperta ds. rynku energii Cyrila Widdershovena, który twierdzi, że plan UE, by utrzymać relacje handlowe z Iranem, jest skazany na porażkę, ponieważ żadne z państw nie chce być gospodarzem siedziby unijnej spółki celowej w obawie przed konsekwencjami ze strony USA. Usiłowano ulokować spółkę w Luksemburgu, ale i ten kraj nie zgodził się, pisze Widdershoven. Dodaje także, że potencjalne zyski z handlu z Iranem byłyby niewspółmierne wobec

strat poniesionych w wymianie z USA, na które naraziłyby się instytucje i państwa próbujące ominąć amerykańskie sankcje. Spółka specjalnego przeznaczenia, pierwotnie aranżowana przez ministrów finansów Francji, Niemiec i Wielkiej Brytanii, miała obsługiwać płatności w transakcjach z Teheranem. Szef MSZ Niemiec Heiko Maas powiedział nawet, że trwają już prace modernizacyjne kanałów płatniczych, mające na celu uniezależnienie ich od partnerów amerykańskich. Miała to być odpowiedź na wstrzymanie dostępu Iranowi do operatora komunikacji bankowej SWIFT. Teheran z kolei informował, że w płatnościach za ropę może odejść od dolara na rzecz euro.

Argentyna. W związku z sukcesem, jakim jest zwiększenie wydobycia węglowodorów z formacji łupkowej, zapowiedziano zamknięcie terminali do importu gazu ziemnego. Wydobycie z basenu Vaca Muerta pozwoli przejść Argentynie na pozycję eksportera błękitnego paliwa. Produkcja gazu z formacji łupkowej w sierpniu br. wyniosła 205 mln m³ dziennie, to ponad trzykrotnie więcej niż rok temu. Argentyna rozpoczęła już rozmowy z Boliwią, z którą ma umowę na dostawy gazu do 2026 r., celem redukcji wolumenu zakontraktowanego surowca. Z kolei umowa na dzierżawę statku regazyfikacyjnego od amerykańskiej firmy Excelsite Energy wygasa w październiku i nie będzie przedłużana. Zarazem argentyńska firma YPF zainwestuje 4–5 mld USD w rozwój terminali do eksportu LNG do roku 2023. Do tego czasu 18 wiertnic wykona 1700 otworów dla YPF. Te plany są wzmocnione przez spadające koszty produkcji, rosnącą efektywność i krótszy cykl rozwoju projektów łupkowych. YPF planuje podjąć ostateczną decyzję odnośnie trzech nowych projektów w basenie Vaca Muerta jeszcze w tym roku, by do 2020 r. zwiększyć produkcję błękitnego paliwa. Dyrektor YPF Daniel Gonzalez powie-

dział, że firma w ciągu trzech do pięciu lat odzyska status eksportera gazu. Dodał, że gaz będzie też odgrywał coraz większą rolę w polityce dekarbonizacji gospodarki. Podkreślił, że nowe projekty nie borykają się z wcześniej notowanymi trudnościami w przesyłaniu gazu. Ponadto formacja łupkowa jest już lepiej poznana, w związku z tym rozpoczynanie kolejnych projektów wydobywczych wymaga coraz mniejszych nakładów finansowych i krótszego czasu, podkreślił Gonzalez.

Kolumbia. Państwowa firma Exopetrol zamierza zwiększyć wydobycie ropy naftowej z formacji łupkowych. W tym celu wystąpiła o udzielenie licencji na pilotażowe wydobycie z zastosowaniem szczelinowania hydraulicznego na obszarze Magdalena Medio. Szef Exopetrol Felipe Bayon twierdzi, że ropa z łupków mogłaby potroić krajowe rezerwy. Prezydent Kolumbii Iwan Duque jest zwolennikiem wydobycia ropy i gazu z formacji łupkowych. Lokalna społeczność jest jednak przeciwna.

Nigeria. Francuska firma Total i włoska Eni podpisały wraz z nigeryjskim Sonatrachem umowę na prace eksploatacyjne w Nigerii. Eni objęło 49% udziałów w trzech lądowych blokach koncesyjnych, których zasoby są szacowane na 145 mln baryłek, pozostałe udziały należą do Sonatrachu. Produkcja ma się rozpocząć pod koniec 2020 r. Z kolei Total, po wyciszeniu sporu z Sonatrachem o zmianę warunków podziału zysków z wydobycia ropy i gazu, powraca do współpracy. Wspólnie z Eni i Sonatrachem przeprowadzi prace w trzech blokach morskich.

Źródło: Oil & Gas Journal, Oil and Gas Newsletter, Upstream online, Wintershall, DEA Norge, PGNiG, The Guardian, The Japan Times, Bloomberg, PR Newswire, London South East