

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



USA. Rystad Energy przedstawiło 3 kluczowe elementy rozwoju wydobycia ropy naftowej z formacji łupkowych w USA. 1) Produkcja w Nowym Meksyku będzie miała najszybszą stopę wzrostu, która wyraźnie zaznaczyła się, osiągając poziom 703 tys. b/d w ub.r. w stosunku do 419 tys. w 2017 r. Tym samym Nowy Meksyk, uzyskując 70-procentowy wzrost produkcji, ma najwyższy wskaźnik spośród wszystkich stanów. 2) Kluczowe dla rozwoju wydobycia będą duże firmy i prywatne. W 2018 r. największe firmy zapewniły wzrost produkcji o 64% w stosunku do roku poprzedniego, a na prywatne firmy przypadło 44% wzrostu. 3) Możliwy jest także szybki spadek produkcji, nawet o 62% (4,5 mln b/d), jeśli w latach 2019–2020 nie zostanie wykonana odpowiednia liczba nowych otworów.

Z kolei EIA opublikowała informacje o 7 nowych formacjach łupkowych, poszerzających możliwości produkcyjne USA. Aktualizacja dotyczy nowych szacunków zarówno w zagospodarowanych już obszarach produkcyjnych, jak i nowo odkrytych. EIA wymienia: formację Mississippi (Oklahoma), Burket, Geneseo (w Pensylwanii i Zachodniej Virginii), złożę suchego gazu nad znaną już formacją Marcellus, a także Uteland Butte (w basenie Uinta w stanie Utah) i nowe złoża (Turner, Frontier, Sussex-Shannon oraz Teapot-Parkman) w basenie Powder River (stan Wyoming).

Kanada. W wyniku wieloletnich zaniedbań i braków w infrastrukturze eksportowej w ub.r. doszło do nadprodukcji ropy naftowej i spadku ceny surowca. Różnica pomiędzy ceną baryłki ropy amerykańskiej (West Texas Intermediate – WTI) i kanadyjskiej (Western Canadian Select – WCS) wynosiła w listopadzie ub.r. 45,93 USD. W reakcji na ten stan rzeczy rząd prowincji Alberta podjął decyzję o redukcji wolumenu produkowanej ropy celem wyprzedania zapasów zgromadzonych w magazynach. Po tym, jak poziom zapasów spadł do 30 mln baryłek, a różnica w cenie pomiędzy WTI i WCS spadła do 11,5 USD, na początku lutego br. premier rządu prowincji Alberta Rachel Notley podjęła decyzję o złagodzeniu limitów produkcyjnych. Jednak nie można wykluczyć, że rząd ponownie zaostrzy limity produkcyjne, bo 11 lutego br. doszło do kolejnej awarii rurociągu Keystone. W wyniku wycieku, do którego doszło w St. Louis (Missouri), zamknięto odcinek przesyłający ropę do Patoka. Nie jest to pierwsza awaria Keystone, bowiem w listopadzie 2017 r. nastąpił wyciek w Południowej Dakocie, który unieruchomił wówczas ropociąg na dwa tygodnie. Keystone przesyła dziennie 590 tys. baryłek z roponośnej Alberty do USA.

Unia Europejska. Szacuje się, że zapotrzebowanie na gaz w UE będzie rosło, ponieważ jest ono uzależnione od wzrostu produkcji energii odnawialnej, technologii magazynowania energii oraz poziomu udziału energii jądrowej i z węgla w portfelach energetycznych państw UE. Wood Mackenzie donosi, że wszelkie prognozy dotyczące zużycia gazu przez UE kończą się jednak około 2030 r. Wiceprezes do spraw LNG Massimo Di Odoardo uważa, że gaz skroplony nie będzie pełnił kluczowej roli w koszyku dostaw UE, ale w skali światowej LNG zyska na znaczeniu i w ciągu najbliższych dwóch lat zapadną decyzje inwestycyjne umożliwiające zwiększenie importu gazu skroplonego o 100 mln t. By UE była perspektywicznym i długookresowym odbiorcą gazu skroplonego, ceny surowca musiałyby stać się bardziej konkurencyjne, uważa Odoardo. Andrew Seck z amerykańskiej firmy Anadarko, zaangażowanej w projekt LNG w Mozambiku, twierdzi, że import gazu skroplonego z tego kraju do Europy mógłby być ekonomicznie uzasadniony. Eksportować swój surowiec chciałaby także inna amerykańska firma – Cheniere. Z kolei Manfred Leitner z austriackiej OMV, zaangażowanej w Nord Stream 2, podnosi aspekt niezawodności dostaw przesyłanych gazociągami, a jego kolega z firmy, Reinhard Mitschek, podkreśla, że emisja dwutlenku węgla w trakcie transportu LNG jest o 80% wyższa niż uwalniana podczas przesyłania gazu rurociągiem. Według Wood Mackenzie zapotrzebowanie UE na gaz w ub.r. wyniosło 504 mld m³ (unijne źródła wskazują na 547 mld m³) i prognozuje, że dalszy wzrost do 2030 r. zostanie zaspokojony głównie przez Rosję. Murray Douglas nie spodziewa się znaczącego wzrostu produkcji gazu w Afryce Północnej, w przeciwieństwie do Rosji, która rozwija drugą nitkę Nord Stream i kolejny projekt na południu Europy – Turkish Stream. W kontekście tego ostatniego projektu warto odnotować rozpoczęcie procedury *open season* przez Gastrans (*joint venture* serbskiego Srbijgas i Gazpromu) na przepustowość serbskiego odcinka gazociągu od granicy z Bułgarią aż do Węgier (109 km). Na przełomie lutego i marca Gastrans ogłosił wyniki procedury rezerwowania mocy przesyłowych, powiedział minister energetyki Serbii Aleksander Antic. Budowa tego odcinka gazociągu rozpocznie się z końcem marca lub początkiem kwietnia i potrwa 7–8 miesięcy, zapowiedział dyrektor Srbijagas Dušan Bajatović. Dodał, że Gastrans zapewnił już 300 mln EUR na budowę (wkład Gazpromu to 230 mln EUR, a Srbijagas 70 mln EUR). Pod koniec stycznia Bultransgaz podjął decyzję o budowie bułgarskiego odcinka gazociągu (484 km od Turcji do Serbii, koszt 1,4 mld EUR). Surowiec z Turkish Stream ma docierać do Austrii (hub w Baumgarten). Dyrektor Gazprom Export Elena Burmistowa podkreśla, że w ub.r. firma dostarczyła ponad 200 mld m³ gazu do

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

Europy i Gazprom zamierza utrzymać pozycję lidera do 2040 r. Z kolei unijny komisarz Günther Oettinger, podczas swojej wizyty w Baku, stwierdził, że Azerbejdżan posiada odpowiednie zasoby, by eksportować do UE 20–25 mld m³ gazu rocznie. W opinii komisarza taki wzrost dostaw jest możliwy w ciągu dekady, dzięki współpracy Azerbejdżanu z Turkmenistanem. Oettinger przypomniał, że w maju ub.r. uruchomiono pierwszy etap Południowego Korytarza Gazowego, a do końca 2020 r. ma powstać odcinek Trans Adriatic Pipeline (TAP), przesyłający surowiec przez Grecję i Albanie do Włoch. Luca Schieppati, dyrektor TAP, poinformował, że gazociąg jest ukończony w 85%. Podczas wizyty Oettingera w Baku zorganizowano także konferencję z udziałem prezydenta Azerbejdżanu Illhama Alijewa, a także ministrów energetyki Gruzji, Turcji i Grecji – państw zaangażowanych w Południowy Korytarz Gazowy.

Rumunia. Austriacki OMV wraz z ExxonMobil poinformowały, że zeszłoroczne zmiany w prawie są powodem wstrzymania prac w obszarze złoża Neptun Deep na Morzu Czarnym. Przedstawiciel OMV Johann Pleininger powiedział, że firma prowadzi rozmowy z ExxonMobil i przedstawicielami rządu. Nieoficjalnie wiadomo, że problemem są nowe regulacje, zakładające m.in. podniesienie opłat licencyjnych i podatku, a także obowiązek sprzedaży 50% surowca na rynku wewnętrznym. Przedstawiciel OMV powiedział, że w obecnej sytuacji legislacyjnej niemożliwe jest przeprowadzenie miliardowej inwestycji. Dodał, że firma od 2012 r. zainwestowała już 1,5 mld USD w prace poszukiwawcze. Początkowo zakładano, że gaz z nowego złoża popłynie w 2021 r., ale wymagałoby to nakładu 1,1 mld USD. Z kolei Black Sea Oil & Gas (BSOG: Carlyle Group i Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju) wraz z rumuńskimi niezależnymi firmami Petro Ventures Resources i Gas Plus International w lutym br. podjęły decyzję o zainwestowaniu 400 mln USD w projekt Midia, mimo wprowadzonych w ub.r. zmian w opodatkowaniu. Projekt Midia zakłada wykonanie 5 odwiertów produkcyjnych i budowy 18 km gazociągu łączącego złożo z platformą Ana Wellhead oraz 126 km gazociągu łączącego platformę z lądem i oczyszczalnią gazu w mieście Corbu. Firmy poinformowały, że cała infrastruktura ma być gotowa w 2021 r. Zawarto już długoterminową umowę z francuską firmą Engie na sprzedaż całego wolumenu gazu z projektu Midia, pomniejszonego o ilość, którą firmy są zobowiązane sprzedać na rynku wewnętrznym. Firmy zawarły także umowę z Transgaz na podłączenie do krajowego systemu przesyłowego na okres 15 lat. Midia jest pierwszym projektem rozwijanym w rumuńskiej strefie morskiej od 1989 r.

Rosja. Gazprom wyemitował kolejną transzę 7-letnich obligacji oprocentowanych na 5,15%, na kwotę 1,25 mld USD. W listopadzie ub.r. Gazprom wyemitował 5-letnie euroobligacje, pozyskując tą drogą około 1,1 mld USD, ale wówczas oprocentowanie wynosiło 2,95% w skali roku. Tym niemniej wciąż jest to znacznie niższa stopa procentowa niż oferowana przez banki rosyjskie czy chińskie. Jednak emisja obligacji generuje ryzyko, bo ukraiński Nafothaz – powołując się na decyzję szwedzkiego sądu arbitrażowego – domaga się zwrotu 2,6 mld USD i w tym celu zajmuje aktywa Gazpromu w Europie. Z innego rodzaju trudnościami zmagają się naftowy gigant Rosneft. Jego szef, Igor Sieczin, w liście do prezydenta Władimira Putina napisał, że w wyniku polityki OPEC+ Rosja traci

udziały w światowym rynku ropy. Igor Sieczin uważa, że w 2018 r. udział rosyjskiej ropy zmniejszył się z 16,3% do 12%. Zarazem rośnie udział USA w światowym rynku ropy, co jest pokłosiem także niższych obciążeń sektora naftowego – wynoszących 35% w USA, w stosunku do 80% w Rosji. Szef Rosneftu informuje, że w latach 2019–2020 USA zyska nowe możliwości eksportu ropy, zatem trudne czasy dla branży naftowej w Rosji dopiero mogą nadejść. Jednocześnie Rosneft zwiększa wydatki inwestycyjne na ten rok do 18,5–20 mld USD, by utrzymać produkcję na dotychczasowym poziomie, tj. 4,67 mln b/d w 2018 r. Duża część tych środków zostanie zainwestowana w gazową gałąź firmy. Zeszłoroczna produkcja gazu wyniosła 67 mld m³, ale od 2020 r. Rosneft zamierza wydobywać 100 mld m³ rocznie. W tym celu rozwija produkcję w Syberii Zachodniej, ze złóż Wschodnie Urengoj-skoje, którego potencjał produkcyjny ocenił na 21 mld m³ rocznie i Karampurskoje, eksploatowanego wspólnie z brytyjskim BP, z potencjałem 11 mld m³ w pierwszej fazie zagospodarowania złoża i 25 mld m³ w drugiej fazie.

Iran. Kraj obchodzi 40-lecie rewolucji i jest to dla niego czas nietrywnych podsumowań. W ciągu czterech dekad nie zdołano przywrócić produkcji ropy do poziomu sprzed 1979 r. (6 mln b/d). Część ekspertów uważa, że Iran jest w stanie zwiększyć produkcję do 4 mln b/r, ale uzyskanie 6 mln jest trudne do osiągnięcia. Richard Mallinson, analityk z Energy Aspects Ltd. podkreśla, że powrót do produkcji sprzed 1979 r. wymagałoby dużych inwestycji zagranicznych i nowoczesnej technologii. Także w sektorze produkcji gazu Iran zmaga się z trudnościami. Zestawiając jednak sytuację na rynku gazu i ropy warto podkreślić, że w przypadku błękitnego paliwa wygląda ona lepiej. Produkcja od 2006 r. rośnie i podaża za rosnącym popytem wewnętrznym. Przy czym rynek krajowy jest już bliski nasycenia i do dalszego rozwoju potrzebne będą nowe, oprócz Iraku, rynki zbytu, jak Pakistan, Afganistan, Oman i ZEA. Dlatego też zagadnienie produkcji gazu znalazło się w agendzie cyklicznie organizowanych spotkań w Centrum Studiów Strategicznych (*Center for Strategic Studies – CSS*), afiliowanym przy prezydencie Iranu. Podczas spotkania 29.01.2019 r. przedstawiciele władz, opozycji, praktycy i naukowcy omawiali trudności w eksporcie i transzycie gazu i możliwe sposoby ich rozwiązania. W opinii Nersiego Ghorbana z teherańskiej izby handlowej powodem tego stanu rzeczy jest słabość dyplomacji energetycznej. Podkreślił on, że Iran posiada 18% światowych zasobów gazu i są one pięciokrotnie większe od rezerw USA, podczas gdy irańska produkcja gazu stanowi jedną trzecią amerykańskiej. W jego opinii Iran, zamiast poprawiać produktywność dojrzałych złóż poprzez zatłaczanie do nich gazu, mógłby rozwinąć produkcję energii elektrycznej na bazie błękitnego paliwa. Z kolei były sekretarz generalny Forum Państw Eksporterów Gazu, ambasador w Kanadzie i Japonii oraz szef banku centralnego Iranu Mohammad Hossein Adeli twierdzi, że Teheran musi podjąć kroki w kierunku produkcji LNG, bez względu na dotychczasowe zaniedbania i trudności w rozwoju tej branży. Gholam Hossein Hassantash stwierdził, że główną bolączką producentów gazu jest brak polityki energetycznej kraju. Wychodząc naprzeciw tym uwagom, minister do spraw ropy Bijan Namdar Zangeneh, podczas lutowej konferencji prasowej, jak sam stwierdził, postanowił oddzielić fakty od plotek i przedstawił bieżący stan kluczowych projektów. Przypomniał, że Total opuścił projekt gazowy Południowy Pars i jego miejsce miała zająć chińska firma,

ale Pekin zwleka z ostateczną decyzją. Negocjacje z China National Petroleum Corporation (CNPC) dotyczące złóż Południowy Azadegan i Jadavaran także przeciągają się w czasie i minister wyraził już wolę wyjścia poza formułę określoną w procesie przetargowym. Zangeneh dodał także, że chińska firma nie jest aktywna w projektach węglowodorowych, których jest udziałowcem, i nie zna powodu tego stanu rzeczy, ale podczas najbliższej wizyty w Pekinie sprawa ta będzie w agendzie rozmów. Do tej informacji odniosło się już chińskie MSZ i jego rzecznik zapewnił, że współpraca energetyczna Pekinu i Teheranu, jak i import ropy z Iranu będą utrzymane z poszanowaniem obowiązującego prawa międzynarodowego. Podczas lutego konferencji Zangeneh poinformował, że Teheran napotyka trudności także w kooperacji z firmami rosyjskimi i, jak powiedział minister, nie posiada on pełnomocnictwa, by zawierać umowy w imieniu Rosji czy Chin. Przypomniał, że nastąpiła jedna transakcja sprzedaży ropy rosyjskiej firmie, i – jak podkreślił – nie była to wymiana (swap). Dodał jednak, że wciąż nie jest realizowany gazociąg łączący Iran i Indie, a eksportem gazu w tym kierunku zainteresowana jest Rosja, która zaproponowała Teheranowi uczestnictwo w projekcie ze statusem kraju tranzytowego. Wspólne wydobywanie surowców na granicy z Irakiem (w tym w Khorramshahr i Naft Shahr) nie postępuje, zarazem Teheran wciąż eksportuje gaz i energię elektryczną do Iraku, mimo że płatności są zamrożone. Zangeneh potwierdził także decyzję o budowie terminalu do eksportu ropy w Zatoce Perskiej, który ma być gotowy do marca 2021 r. W połowie lutego irański parlament udzielił rządowi zgody na zaciągnięcie 5 mld USD pożyczki od Rosji. Kwota ta zostanie przeznaczona na rozwój infrastruktury złożowej i przesyłowej, energii jądrowej, a także linii kolejowej, autostrad i sieci irygacyjnej.

Iran zмага się także z rosnącymi konsekwencjami sankcji wprowadzonych przez USA w ub.r. Reuters informuje, że w 2018 r. eksport ropy naftowej spadł do poziomu najniższego od czterech lat i średnio wyniósł 1,31 mln b/d, co stanowi spadek o 21% w stosunku do poprzedniego roku. Głównymi odbiorcami tego surowca były Chiny, Indie, Japonia i Korea Południowa. Sumując informacje odnośnie produkcji i eksportu można wyliczyć, że w styczniu 2019 r. Indie sprowadzały 27,5 tys. b/d ropy naftowej, a Korea Południowa 53,6 tys. b/d. Chiński import do końca ub.r. wyniósł 2 mln t, a japoński Idemitsu Kosan zamierza wznowić import ropy, co potwierdził także japoński ambasador w Iranie Mitsugu Saito. Z kolei Teheran informuje, że eksport ropy naftowej w ciągu ostatniego roku irańskiego (tj. do marca 2019 r.) wyniósł 2,11 mln b/d i 430 tys. boe/d kondensatu, a wydobyte – 3,975 mln b/d ropy naftowej i 707 tys. boe/d kondensatu. Z końcem stycznia br. minister do spraw ropy Bijan Nandam Zangeneh poinformował, że Włochy i Grecja, mimo uzyskania czasowej zgody USA na import ropy z Iranu, wciąż nie sprowadzają irańskiego surowca. Podobne wyłączenia do maja br. uzyskały Chiny (na import 360 tys. b/d), Indie (300 tys. b/d) i Korea Południowa (200 tys. b/d). Amos Hochstein, były urzędnik departamentu stanu w administracji Baracka Obamy, obecnie zatrudniony w Tellurian, twierdzi jednak, że Teheran, mimo sankcji, i tak będzie w stanie sprzedawać dziennie 0,8–1 mln baryłek.

Teheran usiłuje rozwiązać problem spadającego wolumenu eksportu węglowodorów i z końcem stycznia br. zintensyfikował prace na rzecz przystąpienia kraju do Konwencji ONZ Przeciwno Międzynarodowej Przystępności Zorganizowanej (*UN Convention on Transnational Orga-*

nised Crime – UNTC), a także Konwencji o Zwalczaniu Finansowania Terroryzmu (*Combating the Financing of Terrorism* – CFT), jak i członkostwa w Specjalnej Grupie ds. Przeciwdziałania Praniu Pieniądzy (*Financial Action Task Force* – FATF). Sygnowanie tych umów przez Teheran jest warunkiem odblokowania płatności za ropę eksportowaną do państw, które uzyskały czasową zgodę amerykańskiej administracji na import. Zgodnie ze wskazaniami Waszyngtonu środki z eksportu surowca – obecnie zamrożone – będą przeznaczone na zakup sprzętu medycznego i lekarstw. Program ten pilotuje Szwajcaria.

Z kolei Niemcy, Francja i Wielka Brytania 31.01.2019 r. powołały do życia spółkę celową, a dokładnie to Instrument Wsparcia Wymiany Handlowej (*Instrument in Support of Trade Exchanges* – INSTEX). Ministrowie spraw zagranicznych – Heiko Maas, Jean-Yves Le Drian i Jeremy Hunt – na konferencji w Bukareszcie (Rumunia pełni prezydencję w Radzie UE) ogłosili oficjalnie uruchomienie tego mechanizmu finansowego. Umożliwi on prowadzenie handlu pomiędzy Iranem i europejskimi firmami na zasadzie barteru. Paryż, Berlin i Londyn chcą rozszerzyć ten mechanizm na firmy z pozostałych państw UE. Wspólnota stoi na stanowisku, że celem INSTEX jest wspieranie handlu z Iranem, zgodnie z prawem UE i międzynarodowym, i działania te nie są wymierzone w USA. Niemniej, Bruksela nie zgadza się z polityką sankcji Waszyngtonu. Prace nad powołaniem spółki celowej trwały kilka miesięcy, trudności wynikały także z obawy przed narażeniem się na amerykańskie sankcje. Finalnie państwa podzieliły się odpowiedzialnością i siedziba SPV zostanie otwarta we Francji, będzie zarządzana przez Niemca, a głównym inwestorem ma być Wielka Brytania. Dążenia do powołania INSTEX wspierała także Federica Mogherini. Na bazie programu INSTEX w połowie lutego portugalskie stowarzyszenie przedsiębiorców (Associação Empresarial de Portugal), w obecności ambasadora Portugalii João Côrte-Real, i irańska Izba Handlu, Przemysłu, Górnictwa i Rolnictwa podpisały porozumienie (*Memoandum of Understanding*). Z kolei irańsko-włoska izba handlowa rozważa możliwość powołania wspólnego banku obsługującego transakcje w euro, z pominięciem dolara amerykańskiego. Do unijno-irańskiej inicjatywy INSTEX odniósł się szef MSZ Turcji i ocenił powołanie INSTEX jako: *pozytywne posunięcie*. Także Rosja ogłosiła, że będzie współpracować z Europą nad rozwojem tego instrumentu. Poparcie ustanowienia spółki celowej wyraziły również Belgia i Chiny. W połowie lutego, podczas trójstronnego spotkania w Soczi, prezydent Turcji Recep Tayyip Erdoğan powiedział, że jest gotów powołać, na wzór INSTEX: *mechanizm umożliwiający handel dwóm sąsiadom pośród wrogich amerykańskich sankcji*.

Wenezuela. W drugiej połowie XX w. i na początku XXI w. branża węglowodorowa kilkakrotnie przechodziła przemiany zmierzające do zwiększenia zaangażowania państwa w kierowanie tym przemysłem, co negatywnie odbiło się na jego kondycji. W latach 70. XX w. rząd doprowadził do nacjonalizacji branży tej i powołał do życia firmę Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) – największego pracodawcę w Wenezueli, który ma duży (80–90%) udział w produkcji krajowym brutto. Po zmianie rządu w latach 90. Caracas podjęło próby liberalizacji przemysłu, ale w 1999 r., wraz z dojściem do władzy Hugo Cháveza, powrócono do polityki nacjonalizacji i zwiększania udziałów w kluczowych gałęziach przemysłu, w tym w przemyśle naftowym. Podniesiono podatki i daniny na rzecz państwa, a nowe

koncesje przyznawano – kontrolowanej przez państwo – PDVSA. Symbioza państwa i PDVSA trwała do 2002 r., kiedy doszło do konfliktu pomiędzy pracownikami firmy i rządem. W odpowiedzi Caracas zwolnił z pracy kilka tysięcy osób, w tym wielu kluczowych specjalistów. Negatywnie odbiło się to na produkcji ropy, której wielkość już nigdy nie powróciła do poziomu sprzed 2002 r. W 2006 r. H. Chávez wprowadził kolejny zapis nieprzychylny inwestycjom zagranicznym, mianowicie w każdym projekcie co najmniej 51% udziałów przypadało PDVSA. Warunek ten był o tyle problematyczny, że PDVSA uchodzi za firmę nietransparentną i mocno skorumpowaną. W efekcie ExxonMobil i ConocoPhillips opuściły Wenezuelę, pozostał Chevron. PDVSA ma jednak wciąż ważne umowy z firmami serwisowymi, w tym Halliburton, Weatherford, Schlumberger i Baker Hughes. Mimo nałożenia przez Waszyngton w ub.r. sankcji na PDVSA, firmy te mogą kontynuować współpracę do lipca br.

W przeszłości PDVSA, razem z ExxonMobil, posiadała także wspólne projekty w USA, w tym udziały (50:50) w rafinerii Louisiana Chalmette, ale w 2015 r. obie firmy podjęły decyzję o sprzedaży tej rafinerii firmie PBF Energy. W tym samym roku PDVSA utraciła swoje udziały w rafinerii Sweeney w Teksasie – decyzją sądu federalnego w Nowym Jorku ConocoPhillips przejęła całość aktywów. Wenezuelska firma jest jednak wciąż obecna w USA za pośrednictwem spółki córki CITGO. Posiada ona trzy rafinerie w USA (Lake Charles – Louisiana, Corpus Christi – Texas oraz Lemont – Illinois), o łącznej mocy 758 000 b/d. Administracja w Waszyngtonie wydała zgodę na dalsze dostawy wenezuelskiej ropy do tych rafinerii do lipca br., ale środki finansowe trafiają na wydzielone konto, do którego PDVSA ani rząd w Caracas nie mają dostępu. Sytuację komplikuje jednak fakt, że część udziałów w CITGO, w ramach spłaty 1,5 mld USD długu PDVSA, nabył rosyjski Rosnieft. Warto odnotowania jest także, że amerykańskie sankcje nałożone na handel wenezuelską ropą nie obowiązują transakcji swap, co pozostawia furtkę kluczowym odbiorcom. Nie koniecznie poprawi to jednak sytuację ekonomiczną PDVSA i kraju. Spośród czterech głównych importerów ropy Chiny i Rosja dostają surowiec w ramach spłaty kredytów, a USA lokują środki na osobnym koncie, więc jedynym znaczącym kontrahentem, który potencjalnie mógłby przynosić zyski, są Indie. Z początkiem lutego szef PDVSA odbył także podróż do Indii, z którymi Wenezuela chce wzmocnić relacje. W ub.r. Caracas wysyłało do Indii średnio 320 tys. b/d ropy naftowej.

PDVSA próbowała obejść amerykańskie sankcje poprzez przekierowanie płatności zagranicznych firm za ropę do Gazprombanku, ale ten zamroził konta wenezuelskiej firmy w obawie przed sankcjami USA. W połowie lutego br. także Bułgaria zablokowała kilkumilionowe przelewy bankowe na konto osoby posiadającej kilka obywatelstw, w tym bułgarskie. Główny prokurator Sotira Tsatsarowa powiedziała, że pieniądze pochodziły z kont PDVSA. W tym też czasie USA nałożyły sankcje na ministra przemysłu naftowego i prezesa PDVSA w jednej osobie, a także szefów wywiadów cywilnego i wojskowego oraz sił specjalnych. Daje to władzom USA możliwość przejęcia aktywów powiązanych z tymi osobami. Po wprowadzeniu sankcji PDVSA usiłowała wymóc na zagranicznych inwestorach, w tym firmach Chevron, Rosnieft, Equinor, Total i Repsol, publiczną

deklarację o kontynuowaniu prac w basenie Orinoco, bogatym w ciężką ropę. Chevron zobowiązał się do ścisłej współpracy z administracją Waszyngtonu, starając się zarazem utrzymać swoją pozycję w Wenezueli. Francuski Total ściągnął wszystkich pracowników z Wenezueli, ale prezes Patrick Pouyane, pod pewnymi warunkami, zapowiedział gotowość do dalszej współpracy z PDVSA. Najbardziej narażoną na konsekwencje amerykańskich sankcji zagraniczną firmą jest hiszpański Repsol, którego aż 7% produkcji ropy pochodzi z Wenezueli. Wszystkie firmy mają problem z przepływami środków pieniężnych, a Total poinformował, że jego konta bankowe obsługujące operacje w Wenezueli zostały zablokowane. Mimo to Rosnieft kontynuuje współpracę z PDVSA w ramach *joint venture* o nazwie Petromonagas. Equinor nie komentuje sytuacji i odsyła do przedstawiciela Petrocedeno, *joint venture* z wenezuelską firmą.

Tymczasowy prezydent Juan Guaido zapowiedział, że jego celem jest wzrost produkcji ropy, głównie poprzez inicjatywy prywatne. Dlatego będzie wspierał inwestycje zagraniczne w sektorze krajowym i odejdzie od wymogu udziału PDVSA w każdej inwestycji na poziomie minimum 51%. Większość zasobów ropy znajduje się w Orinoco Oil Belt (OOB) w centralnej Wenezueli. Basen ten dzieli się na 36 bloków, cztery obszary eksploatacyjne: Boyaca, Junin, Ayachucho i Carabobo, a w każdym z nich PDVSA posiada co najmniej 51% udziałów. Głównymi partnerami w produkcji są Chevron, China National Petroleum Corporation, Eni, Equinor, Total, Inpex, ONGC Videsh i Rosnieft. Surowiec jest wydobywany także w zachodniej części kraju, ze złoża Lake Maracaibo. Większość wenezuelskiej ropy, która jest ciężka i kwaśna, musi trafić do wyspecjalizowanych rafinerii, co zawęża grono odbiorców. Firma apelowała do rosyjskiego Rosnieftu i OPEC o pomoc w poszukiwaniu nowych rynków zbytu. PDVSA usiłuje także znaleźć nowych dostawców lżejszych frakcji ropy do mieszania z krajową ciężką ropą, celem produkcji benzyny.

Dzienna produkcja ropy w 2018 r. wyniosła 1,34 mln baryłek, co oznacza znaczący spadek w stosunku do 2,4 mln b w 2015 r. Według OPEC w styczniu br. Wenezuela wciąż produkowała 1,1 mln b/d. Rystad Energy i Wood Mackenzie prognozują dalszy spadek produkcji – poniżej 1 mln b/d. Norweska firma konsultingowa szacuje, że produkcja spadnie do 800 b/d w br. i 680 tys. b/d w 2020 r., jeśli zawirowania polityczne się utrzymają. Według Rystad dojście Juan Guaido do władzy i zniesienie przez USA sankcji spowodowałyby spadek produkcji do 1,11 mln b/d w tym roku i 1,06 mln b/d w przyszłym. PDVSA znalazła się w zapaści finansowej i nie wypłaca wynagrodzeń, w efekcie czego część pracowników odeszła, zabierając – na poczet niewypłaconych pensji – dobra przedstawiające jakąś wartość, jak miedziane kable, pompy, wyposażenia biur, samochody itp. Pogorszyło to i tak fatalny stan techniczny branży, która wymaga kolosalnych nakładów 200–250 mld USD, by powrócić do produkcji 3 mln b/d. W Wenezueli wydobywa się także gaz i 10 lutego br. PDVSA uruchomiła odwiert produkcyjny w złożu Javilla – z przybliżonym dziennym 14 tys. m³.

Źródła: *Oil & Gas Journal, Oil & Gas 360, Upstream Online, IranOilGas, Reuters, Rystad Energy, U.S. Energy Information Administration, Black Sea Oil & Gas, Gazprom, Rosnieft, Rzeczpospolita*