



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹**Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego.**

Rok 2022 obfitował w znaczące zmiany cen węglowodorów, spowodowane głównie przez istotne wydarzenia geopolityczne. Ceny ropy naftowej *Brent* rok do roku wzrosły nieznacznie ponad 8,5% (stan z 20.12.2022 r.), jednak wkrótce po rozpoczęciu rosyjskiej agresji na Ukrainę rynki zanotowały wzrost cen tego paliwa o 70% (ryc. 1). Pod koniec lutego 2022 r. baryłka ropy naftowej *Brent* kosztowała ok. 128 USD, co wielu analitykom przypomniało przebieg wydarzeń w 2008 r., gdy osiągnęła rekordową cenę 147 USD/bbl.

Marcowe negocjacje Ukrainy z Rosją w sprawie pokojowego rozwiązania konfliktu odzwierciedlił spadek cen ropy naftowej do ok. 100 USD/bbl. Wkrótce po fiasku rozmów pokojowych oraz ustanowieniu przez USA zakazu importu rosyjskiej ropy ustaliły się na poziomie 120 USD/bbl. Wojna na wschodzie szybko wymusiła zmianę prognoz popytu na surowiec, na co wyraźnie wskazywał OPEC. Kartel ten zmniejszony popyt na węglowodory ściśle wiązał nie tylko z agresją na Ukrainę, ale także z globalnym wzrostem inflacji i rozprzestrzenianiem się szczepu Omikron koronawirusa SARS-CoV-2. Kolejne sankcje nakładane przez zachodnie państwa na Rosję spowodowały jedynie przesunięcie rynku zbytu na wschód, w kierunku Chin i Indii, a częściowo również Ameryki Południowej.

Względna stabilizacja na rynku węglowodorów skończyła się na początku lipca 2022 r., gdy cena ropy naftowej *Brent*, po raz pierwszy od kwietnia, spadła poniżej 100 USD/bbl. W ten sposób ujawniły się obawy inwestorów o recesję w USA oraz o dalsze blokady covidowe w chińskiej gospodarce, które mocno ograniczyły popyt na ropę naftową. Zmiana perspektyw ekonomicznych krajów, które zużywają i importują najwięcej ropy naftowej, rozpoczęła kilkumiesięczny marsz jej cen w dół. OPEC wzmocnił ten trend, ogłaszając na początku października, w obliczu rosnącej na świecie inflacji, ograniczenie produkcji ropy naftowej o 2 mln baryłek dziennie. W grudniu 2022 r. widmo recesji w Stanach Zjednoczonych sprawiło, że notowania ropy *Brent* spadły poniżej 80 USD/bbl, a według wielu analityków indeks dąży ku cenom niższemu o 10 USD, ale trudno jednoznacznie przewidzieć najbliższe zmiany. Z jednej strony umocnił się dolar i banki centralne w Europie podniosły stopy procentowe, z drugiej przedłuża się przestój rurociągu *Keystone* w USA, który nastąpił po ogromnym wycieku. W związku z tym zostały wstrzymane dostawy ciężkiej, kanadyjskiej ropy naftowej do rafinerii

na środkowym zachodzie Stanów Zjednoczonych i wybrzeżu Zatoki Perskiej. Departament Energii USA w lutym 2023 r. planuje podpisać transakcje zasilające Strategiczne Rezerwy Ropy Naftowej, a Chiński popyt odbudowuje się wolniej niż przypuszczano, co w dużej mierze jest spowodowane nawrotami wzrostu liczby infekcji Covid-19.

Sytuacja w Państwie Środka pokazuje, jak rozwój lub stagnacja poszczególnych branż gospodarki oddziałują na ceny ropy naftowej. Po wybuchu pandemii zarówno lokalne, jak i (przede wszystkim) międzynarodowe podróże były ograniczane lub stały się niemożliwe, co bezpośrednio spowodowało spadek popytu na ropę naftową. Ograniczenia transportu publicznego i ruchu lotniczego umocniły ten trend. Wewnątrz krajowe usługi logistyczne i dostawcze odegrały mniejszą rolę, ponieważ transport produktów musiał być utrzymywany, a społeczeństwo rozpoczęło masowe zakupy z dostawą do domu. Magazyny i tankowce zaczęły się zapełniać czarnym złotem, a koncerny miały go więcej, niż wynosił światowy popyt na ten surowiec, ulegający diametralnemu zmniejszeniu. Konsekwencją takiej sytuacji było ograniczenie produkcji. Spółki naftowe spowalniały lub całkowicie zatrzymywały wydobycie z wielu złóż. Po złagodzeniu ograniczeń w przemieszczaniu się ludzi popyt na ropę naftową zaczął przewyższać podaż, a koncerny naftowe początkowo nie mogły za nim nadążyć. Notowania surowca wystrzeliły w górę i przyczyniły się do wzrostu inflacji.

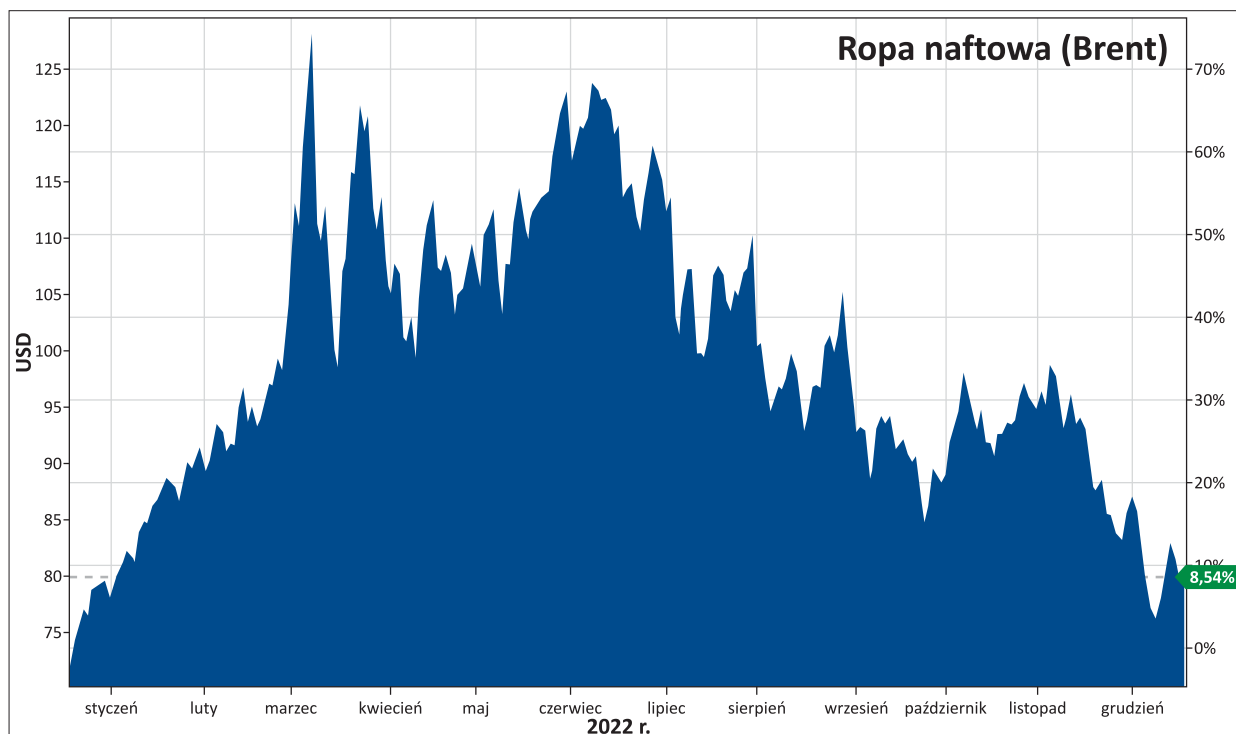
Rosja, która dotychczas dostarczała ponad 12% światowego wydobycia ropy naftowej, po napaści na Ukrainę została skreślona z wielu rynków, co zmieniło globalną sytuację, stabilizującą się po pandemii. Co przyniesie 2023 r.? Analitycy *Morgan Stanley* zapowiadają na początku roku wzrost cen ropy naftowej *Brent* do około 90 USD/bbl, a w jego połowie, kiedy może nastąpić zakończenie chińskiego *lockdownu*, do 110–120 USD/bbl. Kluczowymi czynnikami, kształtującymi ceny paliw, mogą być eskalacja bądź zakończenie wojny na Ukrainie, kolejne postanowienia OPEC+, ocieplające się stosunki USA i Wenezueli, powracający skrajny konserwatyzm w Afganistanie (który może przenieść się do sąsiedniego Pakistanu), napięcia wewnętrzne w Iranie i konflikt tajwański. Czynniki tych może być jednak o wiele więcej niż przewidują ekonomiści, bo któż pod koniec 2021 r. spodziewał się takiego rozwoju relacji ukraińsko-rosyjskich? Kraje, które do tej pory były zaznaczone na mapach jako światowi eksporterzy węglowodorów, utraciły status bezpiecznych przystani. Niemalże problemy mają też kraje północnego i wschodniego wybrzeża Ameryki Południowej. Brazylia,

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

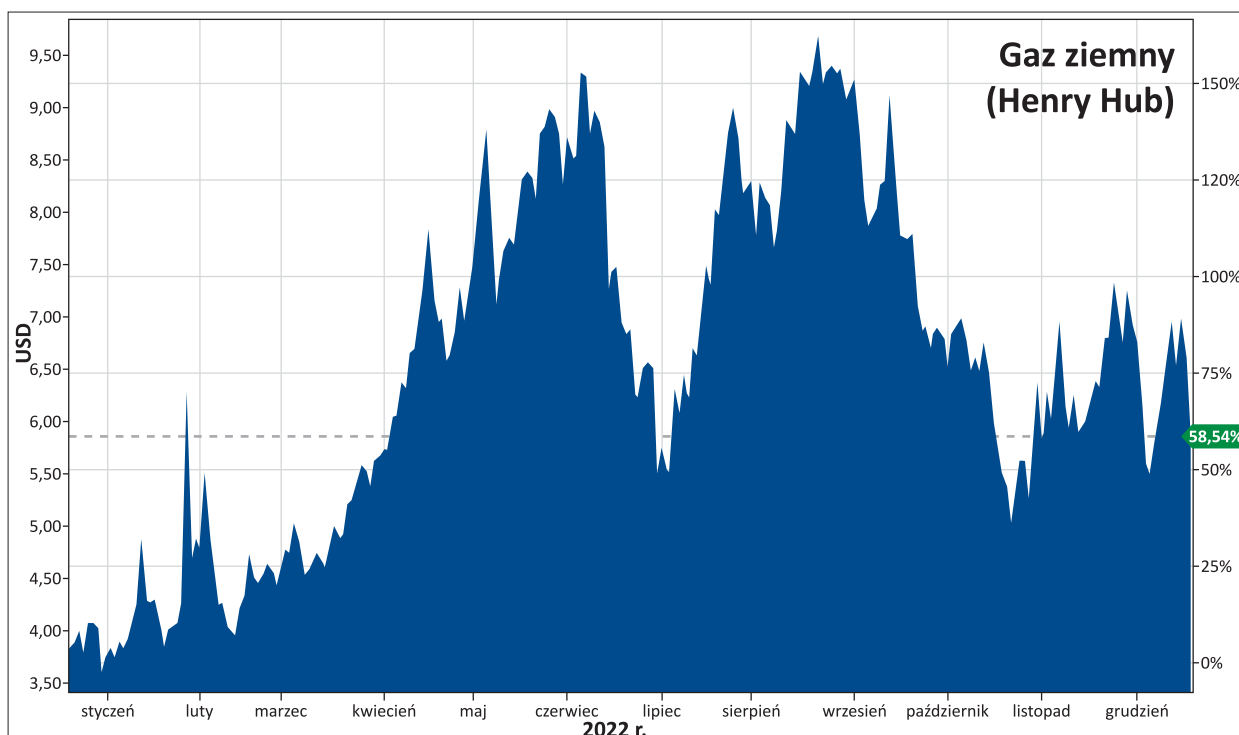
która posiada ogromne złoża ropy naftowej, jest wewnętrznie skłócona po wyborach prezydenckich, a częściowa prywatyzacja państwowych spółek powoduje wiele niepewności. Rankingi kredytowe *S&P*, *Moody's* i *Fitch* mogą być niepokojące dla osób chcących inwestować w tym kraju, ale brazylijskie problemy są niczym w porównaniu z sytuacją finansową ich południowego sąsiada, Argentyny. Bezpieczniejsze od inwestowania w Argentynie – państwie, które ma znaczące złoża ropy naftowej, m.in. w

basenie Golfo San Jorge, i jedne z największych na świecie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w prowincji Neuquen, są zdaniem światowych agencji, inwestycje w Demokratycznej Republice Konga, Mozambiku, Pakistanie, Iraku czy Salwadorze.

Wahania cen gazu ziemnego w 2022 r. podlegały odmiennemu trendowi niż ceny ropy naftowej, a ich zmiany były gwałtowne i większe (ryc. 2). Pod koniec sierpnia notowania błękitnego paliwa 2,5-krotnie przekroczyły



Ryc. 1. Ceny ropy naftowej (Brent) w 2022 r. (<https://oilprice.com/>)



Ryc. 2. Ceny gazu ziemnego (Henry Hub) w 2022 r. (<https://oilprice.com/>)

ceny z początku roku. Poza uwarunkowaniami geopolitycznymi i nowymi odkryciami najistotniejszymi czynnikami, mającymi wpływ na cenę tego surowca, były między innymi ekstrema pogodowe (chłodniejsze zimy = większe zapotrzebowanie grzewcze; gorętsze lata = dłuższy czas korzystania z klimatyzacji), wzrost cen energii, opóźnienia w realizacji nowych projektów LNG i budowie gazociągów czy postcovidowe odmrożenie poszczególnych sektorów gospodarki. Wzrosty cen gazu w Luizjańskim Henry Hub były pokłosiem wojny na Ukrainie, ponieważ Stany Zjednoczone rozpoczęły eksport rekordowych ilości skroplonego gazu ziemnego do Europy. Ważnym czynnikiem okazało się wstrzymanie dostaw gazu ziemnego do Polski, Bułgarii i innych krajów europejskich za pośrednictwem Gazociągu Jamalskiego. Istotny wpływ na ceny w terminalu miał też huragan Ian, który pod koniec września siał spustoszenie w południowo-wschodniej części USA. Na wykresach nie zarysował się natomiast moment zniszczenia infrastruktury gazociągu *Nord Stream*. Na względne uspokojenie sytuacji w Europie i stabilizowanie amerykańskich cen gazu ziemnego wpłynęły: przekierowanie znacznych dostaw LNG na Stary Kontynent (prowadzące do poważnych niedoborów paliwa w niektórych gospodarkach wschodzących i rozwijających się), wypełnianie dostępnych magazynów, szybka budowa niemieckiego terminalu gazowego, otwarcie *Baltic Pipe* czy wzmożone dostawy korytarzami południowymi. Jednak sytuacja na rynku w dużej mierze będzie zależeć od srogości tegorocznej zimy.

Rok 2023, biorąc pod uwagę zapowiadane inwestycje i ostatnie odkrycia złóż, pomimo utrzymującego się napięcia, powinien przynieść powrót zużycia gazu ziemnego na poziomie z 2021 r. Perspektywa średnioterminowa zastępowania gazem ziemnym paliw kopalnych o większej emisji jest kusząca dla wielu gospodarek i coraz więcej państw decyduje się na rozbudowę infrastruktury LNG, zarówno terminali, jak i jednostek FSRU. Pozostaje mieć nadzieję, że będzie postępować dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego, który jest kluczowym surowcem dla światowych systemów energetycznych.

Polska. Pod koniec listopada 2022 r. Gazociąg *Baltic Pipe* uzyskał pełną moc przesyłową w kierunku Polski, czyli 10 mld m³/rok. Stało się to możliwe po tym, jak duński operator systemu przesyłowego, czyli koncern *Energinet*, podłączył do infrastruktury rurociągu tłocznice w Zealand.

Projekt pływającego terminalu FSRU w rejonie Gdańska uzyskał (w ramach instrumentu Komisji Europejskiej o nazwie *Łącząc Europę*) dofinansowanie na opracowanie specyfikacji technicznej i przeprowadzenie prac projektowych. Maksymalna wysokość wsparcia wynosi około 19,6 mln euro.

Equinor Energy (operator) wraz z PGNiG *Upstream Norway* (0,8%) oraz pozostałymi konsorcjantami (*Petoro*, *Vår Energi* i *Aker BP*), planuje zainwestować w zagospodarowanie ropnogazowego złoża Verdande na Morzu Norweskim, którego zasoby wydobywalne są szacowane na 36,3 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Rozpoczęcie eksploatacji jest planowane na IV kwartał 2025 r. Jeśli norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii zatwierdzi plan prac, wiercenia rozpoczną się pod koniec 2024 r. Węglowodory będą wydobywane za pomocą 3 odwiertów, które zostaną podłączone do infrastruktury

pobliskiego złoża Norne. Złoże Verdande jest ulokowane na obszarze sześciu koncesji i składa się z dwóch nagromadzeń węglowodorów: Cape Vulture i Alve Nord East.

PKN *Orlen* zapowiada ekspansję działalności spółki na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie zamierza zagospodarować i eksploatować kolejne złoża gazu ziemnego, m.in.: Alve Nord, Ørn i Fenris. Jedną z największych inwestycji będzie zagospodarowanie, wspólnie z innymi koncernami, złoża NOAKA (o zasobach 600 mln boe), które znajduje się między Oseberg i Alvheim na Morzu Północnym. Przełomowe znaczenie dla tych działań będzie mieć rok 2027, w którym mają się rozpocząć dostawy węglowodorów z wszystkich czterech wymienionych złóż.

W ostatnim dniu listopada 2022 r. PKN *Orlen* sfinalizował transakcję z *Aramco*. Saudyjczycy, na mocy umowy ogłoszonej już w styczniu 2022 r., obejmą 30% udziałów w gdańskiej rafinerii, 100% biznesu hurtowego i 50% udziałów w obszarze paliwa *jet* w *BP Europa SE*, operującego na 7 lotniskach w Polsce. Oba koncerny zawarły także umowę, w ramach której *Aramco* zapewni dostawy ropy naftowej pokrywające 45% zapotrzebowania Grupy *Orlen*.

Orlen tworzy własną flotę do transportu skroplonego gazu ziemnego. W południowokoreańskim Ulsan odbyła się niedawno ceremonia nadania imion dwóm statkom do przewozu LNG, które zamówiła podległa mu firma PGNiG *Supply & Trading*. Jednostki otrzymały imiona *Lech Kaczyński* oraz *Grażyna Gęsicka*. Grupa *Orlen* podpisała już długoterminową umowę na czarter obu gazowców norweskiej spółce *Knutsen OAS Shipping*. Każdy z nich może przetransportować ok. 70 tys. ton LNG, co odpowiada ok. 100 mln m³ gazu ziemnego w stanie gazowym. Oba statki rozpoczną działalność przewozową w 2023 r. W umowie założono, że czarter ten będzie trwać 10 lat, lecz uwzględniono możliwość jego przedłużenia.

Europejscy operatorzy systemów przesyłowych gazu: *Gaz-System* (Polska), *Gasgrid Finland* (Finlandia), *Elering* (Estonia), *Conexus Baltic Grid* (Łotwa), *Amber Grid* (Litwa) i *ONTRAS* (Niemcy) podpisali umowę o współpracy na rzecz rozwoju Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego. Zatwierdzenie koncepcji tej inwestycji infrastrukturalnej jest dużym krokiem w kierunku wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego regionu, szczególnie istotnym w kontekście planów *Orlenu*, który chce rozwijać kolejne projekty wodorowe. Wkrótce korytarz ten może się stać kluczowym elementem transgranicznego systemu przesyłowego, a PKN *Orlen* już w najbliższych latach chce go zaopatrzyć w znaczne ilości surowca.

Norwegia. Władze *Equinor Energy* przedstawiły norweskiemu ministrowi ds. ropy naftowej i energii plan eksploatacji złoża gazu ziemnego Irpa w basenie Vøring na Morzu Norweskim, w ramach którego ma być ono rozwiercone trzema odwiertami i połączone 80-kilometrowym rurociągiem z platformą *Aasta Hansteen*. Gaz ma być wprowadzany do infrastruktury tej platformy i transportowany na ląd do zakładu przetwarzania w Nyhamnna za pośrednictwem gazociągu *Polarled*. Stamtąd będzie transportowany systemem rurociągów *Langeled* do klientów w Wielkiej Brytanii i kontynentalnej części Europy. Uruchomienie wydobycia jest planowane na czwarty kwartał 2026 r. Złoże Irpa ma być eksploatowane do 2039 r. Jego

zasoby wydobywalne szacuje się na minimum 20 mld m³ gazu ziemnego oraz ponad 124 mln boe kondensatu.

W środkowej części Morza Północnego koncern *Equinor* rozpoczął drugą fazę modernizacji infrastruktury złoża Johan Sverdrup, obejmującą m.in. budowę nowej platformy oraz instalacji do przesyłania energii z łądu do obszaru Utsira High, a także wykonanie 28 odwiertów. Celem tych prac jest zwiększenie wydobycia do 755 tys. bbl dziennie, co oznacza, że pole Johan Sverdrup będzie mogło zaspokoić 6–7% dziennego zapotrzebowania na ropę naftową całej Europy. Wydobywalne zasoby tego złoża szacuje się na minimum 2,7 mld boe. Ropa naftowa jest transportowana ze złoża rurociągiem do Mongstad, natomiast gaz ziemny jest przesyłany rurociągiem do Kårstø. Wydobycie pozostaje stabilne od ponad 3 lat.

Wielka Brytania. *Shell UK* rozpoczął prace wiertnicze w obszarze cechsztyńskiej rafy Pensacola w południowej części Morza Północnego, która znajduje się na północny zachód od pola gazowego Breagh. Struktura ta jest wyraźnie widoczna na zdjęciach sejsmicznych 2D i 3D. Ma 15 km długości, 6 km szerokości i wznosi się na wysokość 200 m ponad otaczającą ją platformę dolomitu głównego. Szacuje się, że zasoby rafy Pensacola wynoszą 8,7 mld m³ gazu ziemnego.

Ukraina. *Enwell Energy* wykonała odwiert GOL-107 na ukraińskim polu gazowo-kondensatowym Mekhediviska-Golotvshinska w basenie Dniepro-Donieckim. Zbiornik naftowy składa się tam z licznych warstw piaskowców wizeńskich o niewielkim upadzie, przewarstwionych łupkami. Skały te zalegają na głębokości ok. 4700 m i łącznie mają miąższość 800–1000 m. W lutym 2022 r. prace zostały wstrzymane z powodu rosyjskich działań wojennych w północno-wschodniej i wschodniej Ukrainie, ale już w marcu wydobycie zostało częściowo wznowione.

Cypr. Włoski koncern *ENI* odkrył złożę gazu ziemnego, wierząc odwiert Zeus-1 w bloku 6 u wybrzeża wyspy, na wodach o głębokości 2300 m. Jest to trzeci odwiert na tym obszarze, po Cronos-1 i Calypso-1. Natrafiono nim na 105 m skał węglanowych nasyconych gazem ziemnym. Zasoby złoża oszacowano na 57–85 mld m³ gazu ziemnego. Plan jego zagospodarowania zostanie przedstawiony po przeprowadzeniu dodatkowych analiz.

Turcja. Firma *Trillion Energy* rozpoczęła wydobywać gaz ziemny z odwiertu Akcakoca-3 na morskim polu gazowym SASB. Przyływ gazu do otworu (200 tys. m³/d) pochodzi z trzech stref piaskowców o miąższości 34 m. Do końca 2023 r. *Trillion* planuje wykonać pięć odwiertów na polu gazowym SASB. Obecnie są wiercone otwory West Akcakoca-1 i Guluc-2.

Egipt. Koncern *BP* kupił udziały w dwóch nowych blokach poszukiwawczych na Morzu Śródziemnym u wybrzeży Egiptu. Są to: obszar Northwest Abu Qir o powierzchni ok. 1038 km², w którym głębokość wody wynosi od 600 do 1600 m, oraz blok Bellatrix-Seti East o powierzchni ok. 3440 km², na wodach o głębokości od 100 do 1200 m. Partnerami *BP* w ich eksploatacji są: *Winteshall-Dea* (17,25% udziałów w bloku Northwest Abu Qir) oraz *ENI* (50% udziałów w bloku Bellatrix-Seti East).

Koncern *TAG Oil* wszedł w pierwszą fazę zagospodarowania niekonwencjonalnego złoża ropy naftowej Abu

Roash F na egipskiej Pustyni Zachodniej. Prace skupiają się na uruchomieniu przepływu z odwiertu BED 1-7, który ma rozpocząć wydobycie w czerwcu 2023 r. oraz wierceniu dodatkowego otworu eksploatacyjnego.

Sukcesy w Egipcie odnosi również koncern *Kuwait Energy*, który wykonuje odwiert ASW-1X, piąty i ostatni na obszarze koncesji Abu Sennan. Celuje on w formacje o zasobach 8 mln bbl ropy naftowej, potwierdzone przez wcześniejsze odkrycie w otworze HF36-5X i wyniki przetwarzania danych sejsmicznych.

Arabia Saudyjska. *Saudi Aramco* poinformowało o odkryciu dwóch niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – Awtad i Al Dahna. Oba znajdują się na południowy zachód od pola naftowego Ghawar. Łącznie z odwiertów Awtad-108001, Awtad-100921, Al Dahna-4 oraz Al Dahna-370100 pozyskuje się dziennie 1,5 mln m³ gazu ziemnego i 1267 bbl kondensatu.

Wenezuela. Administracja prezydenta Bidena utrzymuje zakaz handlu z państwową, wenezuelską firmą *Petroleos de Venezuela*, jednak Departament Skarbu USA upoważnił koncern *Chevron* do wznowienia ograniczonego wydobycia ropy naftowej w tym kraju. Amerykańskie Biuro Kontroli Aktywów Zagranicznych Skarbu Państwa potwierdziło pod koniec listopada 2022 r. licencję *Chevronu* na wydobycie węglowodorów w Wenezueli oraz eksport ropy naftowej i produktów ropopochodnych do Stanów Zjednoczonych. Sankcje USA od ponad 15 lat są wymierzone w antydemokratyczny rząd Wenezueli, wspierający handel narkotykami i działania terrorystyczne. Wenezuela posiada największe złoża ropy naftowej na świecie, ale w 2021 r. wydobywała zaledwie 636 tys. bbl/d.

Rosja. Koncern *Novatek* poinformował o odkryciu złoża kondensatu na obszarze koncesji Bukharinskiy w obwodzie Jamalsko-Nienieckim. Spółka *Arctic LNG 1*, zależna od rosyjskiego *Novateku*, przeprowadziła testy w tym odwiercie i oszacowała, że wydobywalne zasoby złoża wynoszą ok. 52 mld m³ gazu ziemnego i 2 mln ton kondensatu. W tym samym obwodzie *Gazprom* rozpoczął wydobywać gaz ziemny z pola naftowego Semakovskoye, którego zasoby są szacowane na 320 mld m³.

Chiny. Według danych *Sinopec* złożę w Chongqing w południowo-zachodniej części kraju (największe chińskie złożę gazu z łupków) osiągnęło szczyt wydajności. W pierwszych 11 miesiącach 2022 r. uzyskano z niego ok. 6,4 mld m³ gazu ziemnego. Dzielne wydobycie oscyluje w granicach 20 mln m³. Złożę to jest źródłem energii dla ponad 70 miast wzniesionych wzdłuż pasa ekonomicznego rzeki Jangcy. *Sinopec* ogłosił także, że w łupkowym basenie syczuańskim odkrył złożę gazu ziemnego Qijiang. Rozpoznano je w głębokich warstwach łupków, w skomplikowanej strefie tektonicznej na skraju basenu. Strefy perspektywiczne znajdują się na głębokości 1900–4500 m, większość z nich poniżej 3500 m. Pulę rozpoznanych zasobów zwiększyło ono o 146 mld m³ gazu ziemnego.

Źródła: BP, Business Insider, Chevron, CNBC, ENI, Enwell Energy, Equinor, Gaz-System, Gazprom, Karoon Energy, Kuwait Energy, Markets Insider, Morgan Stanley, Oil & Gas Journal, Orlen, PGNiG, Saudi Aramco, Shell, Sinopec, Trillion Energy.