

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Jeśli porównać statystykę budowy rurociągów z ostatnich lat, to wykazuje ona podobne wahania jak ilość czynnych urządzeń wiertniczych lub zamówień na statki i platformy wiertnicze. Po okresie największych inwestycji jakim był rok 2013, ogólny spadek koniunktury w branży naftowej zaznaczył się również zmniejszeniem ilości nowych rurociągów od 2014 r. (tab. 1). Pierwotnie plany na 2017 r. przewidywały budowę 55 520 km, jednak ostatecznie z bieżących informacji inwestorów wynika, że rok zamknie się znacznie mniejszą liczbą – 12 472 km. Najwięcej rurociągów jest zlokalizowanych w Azji – 3599 km i w Ameryce Łacińskiej – 3099 km, łącznie stanowi to 53,7% kilometrażu. W podziale na rodzaj przesyłanego medium najwięcej

było gazociągów. W 2017 r. stanowiły one 78,2%, w poprzednich latach przeważnie ponad 50%, jedynie w 2013 r. ten udział zmniejszył się do 40%. Koszt inwestycji przesyłowych w 2017 r. określa się na ponad 59 mld USD. Oil & Gas Journal podaje też przewidywaną łączną ilość rurociągów, które będą ukończone w br. i planowanych na lata następne. Na świecie będzie to 68 079 km: w Afryce – 3196, w Ameryce Łacińskiej – 6089, w Azji – 23 301, na Bliskim Wschodzie – 7043, w Europie – 7708, w Kanadzie – 8559 i w USA 12 180 km. Nadal największy udział w ogólnej puli (74,2%) stanowią gazociągi, ropociągi to 18,6%, a rurociągi do przesyłu produktów naftowych – 7%. Wzrastają też koszty budowy 1 km rurociągu z 2,75 mln USD w 2011 r. do 4,75 mln USD w 2017 r. (dotyczy rurociągów lądowych). Decyzje inwestycyjne są powiązane z zapotrzebowaniem na surowce, stąd tak duży zakres budowy

**Tab. 1.** Budowa rurociągów na świecie w latach 2010–2017 w kilometrach (wg Oil and Gas Journal)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Gazociągi</b>								
Afryka	835	0	0	42	531	159	0	692
Ameryka Łacińska	1518	682	748	249	1936	859	5402	3025
Azja i Pacyfik*	2182	2052	7346	4043	2718	2726	3080	3306
Bliski Wschód	1495	1337	0	916	317	533	0	85
Europa	980	3993	1571	663	473	1012	489	546
Kanada	1009	240	232	439	0	130	595	240
USA	1490	2382	1223	3566	2129	1089	1567	1860
<b>Ogółem gaz</b>	<b>9509</b>	<b>10 686</b>	<b>11 120</b>	<b>9918</b>	<b>8104</b>	<b>6510</b>	<b>11 135</b>	<b>9754</b>
<b>Ropociągi</b>								
Afryka	359	84	0	299	113	19	0	225
Ameryka Łacińska	26	0	721	208	0	100	0	0
Azja i Pacyfik*	1012	0	129	3417	0	101	187	293
Bliski Wschód	64	174	0	628	443	241	50	0
Europa	549	280	430	314	90	212	0	60
Kanada	658	190	140	452	0	566	0	766
USA	2243	124	1342	1875	4179	1794	3857	0
<b>Ogółem ropa</b>	<b>4912</b>	<b>851</b>	<b>2762</b>	<b>7192</b>	<b>4825</b>	<b>3035</b>	<b>4094</b>	<b>1344</b>
<b>Przesył produktów naftowych</b>								
Afryka	0	542	0	0	0	0	449	0
Ameryka Łacińska	0	0	0	1257	874	243	0	74
Azja i Pacyfik*	117	0	0	435	0	0	0	0
Bliski Wschód	2158	478	0	0	0	0	0	290
Europa	0	0	0	0	0	0	0	0
Kanada	0	190	420	1157	0	0	0	447
USA	1931	653	0	4757	1223	692	1500	563
<b>Ogółem produkty</b>	<b>4207</b>	<b>1864</b>	<b>420</b>	<b>7606</b>	<b>2097</b>	<b>935</b>	<b>1949</b>	<b>1374</b>
<b>Razem świat</b>	<b>18 628</b>	<b>13 401</b>	<b>14 302</b>	<b>24 716</b>	<b>15 026</b>	<b>10 480</b>	<b>17 178</b>	<b>12 472</b>

\* Azja obejmuje regiony na wschód od Uralu i na południe od Kaukazu

<sup>1</sup> Ul. Czerniakowska 28a m. 4, 00-714 Warszawa; ostoja53@gmail.com.

nowych linii przesyłowych w Azji. Wzrost zapotrzebowania na paliwa płynne w tym regionie dotyczy prawie wyłącznie krajów poza OECD, przede wszystkim Chin, Indii i Indonezji.

W Europie głównymi projektami są Nord Stream 2, Turk Stream oraz TANAP (*Trans Anatolian Pipeline*) i TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), których szanse realizacji nie są definitywnie rozstrzygnięte. Wspomina się też o połączeniu Polska–Litwa i o 2,5-letnim opóźnieniu przypisywanym stronie polskiej. Na Bliskim Wschodzie największą inwestycją są dwa rurociągi do transportu ropy i oleju opałowego z Iraku do Jordanii o długości 1678 km. W Afryce jedną z bardzo potrzebnych inicjatyw infrastrukturalnych jest ropociąg o długości 1496 km ze złóż w Ugandzie i zachodniej Kenii do portu Lamu na wybrzeżu Oceanu Indyjskiego. Podobny charakter ma 550-kilometrowy rurociąg do transportu produktów z Dżibuti do centrum magazynowego w Auasz w środkowej Etiopii. Skala inwestycji przesyłowych w Azji jest największa spośród wszystkich regionów, przy czym znaczną część stanowią projekty lokalne. Do projektów transgranicznych należy przede wszystkim wielki gazociąg z Rosji do Chin z terminem oddania do eksploatacji w 2019 r. Budowa gazociągu Iran–Pakistan–Indie postępuje, ale realne jest doprowadzenie go do Pakistanu, natomiast odcinek do Indii jest w zawieszaniu. Jeszcze bardziej skomplikowany jest stan projektu gazociągu Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie, gdzie oprócz problemów politycznych i organizacyjnych nie wiadomo, czy będzie wystarczający popyt na gaz np. w Afganistanie. W Ameryce Łacińskiej znaczny wzrost eksportu gazu z USA do Meksyku przyspieszył budowę zarówno połączeń transgranicznych, jak również krajowych w Meksyku. Wspólnie z TransCanada Corp. powstaje 800-kilometrowy gazociąg Sur de Texas–Tuxpan o średnicy 105 mm. W Brazylii głównym inwestorem jest Petrobras, który buduje połączenie złóż w atlantyckim basenie Santos z zakładami petrochemicznymi na lądzie. Istniejące plany budowy rurociągów w USA i w Kanadzie w roku 2017 i w latach następnych łącznie opiewają na 20 739 km, jednak zapowiedzi zmian zawarte w Pierwszym Planie Energetycznym prezydenta Trumpa ze stycznia br. mogą spowodować znaczne modyfikacje zarówno w zakresie inwestycji, jak i ich lokalizacji.

**Polska.** Od 1 marca br. PGNiG SA przystąpiło do International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), stowarzyszenia korporacji i firm narodowych, które wydobywają ropę naftową i gaz ziemny. Jest ono uważane za nieformalnego rzecznika branży wydobywczej. Producenci zrzeszeni w IOGP wydobywają ponad 1/3 światowej produkcji ropy i gazu. Działalność merytoryczna związku jest prowadzona w 14 komitetach zajmujących się oprócz zagadnień ściśle branżowych także ochroną środowiska i perspektywami udostępnienia zasobów Arktyki. Dla Polski istotny jest komitet monitorujący prawodawstwo UE. Założone w 1974 r. IOGP liczy obecnie 73 członków, w tym takie firmy jak ExxonMobil, Saudi Aramco, BP, Petrobras, Chevron, ConocoPhillips, Kuwait Oil Co., CNOOC, Total, ENI czy Statoil. Oprócz firm produkcyjnych należą do niego instytuty, organizacje branżowe oraz przedsiębiorstwa wiertnicze, geofizyczne i serwisowe.

Kolejnym etapem współpracy PGNiG SA i Orlen Upstream w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydoby-

wania węglowodorów w Polsce rozpoczętej w 2016 r. jest udostępnienie przez Orlen Upstream zdjęcia sejsmicznego 3D w rejonie Potycz–Garwolin, które wykonano w pierwszym kwartale 2016 r. Po zakończeniu interpretacji badań sejsmicznych zostanie dokonana ocena możliwości występowania akumulacji węglowodorów w utworach dewonu i karbonu w obrębie koncesji Garwolin, będącej częścią basenu lubelskiego, co będzie stanowiło dalszy etap współpracy. Perspektywiczność tego obszaru została potwierdzona odkryciem i eksploatacją złoża gazu Wilga.

W 1993 r. uruchomiono pierwszą stację benzynową Statoilu k. Zakroczymia, w następnych latach koncern rozbudował swoją sieć do 357 obiektów w 200 miejscowościach. Teraz marka Statoil zniknie z Polski, bo w kwietniu ub.r. Statoil Fuel & Retail Polska został wykupiony przez firmę AlimentationCouche-Tard, która posiada 15 tys. stacji w USA i Kanadzie. W maju br. logo Statoil na stacjach zastąpi Circle K. Statoil sprzedał też stacje w Norwegii, Rosji i krajach bałtyckich.

**Rosja.** Obecnie gaz dla obwodu kaliningradzkiego jest dostarczany gazociągiem Mińsk–Kowno–Wilno, ale po zamocowaniu w Kłajpedzie pływającego terminalu FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) i częściowym uniezależnieniu się od dostaw gazu rosyjskiego przez Litwę, rząd rosyjski postanowił zapewnić swojej enklawie dodatkowe źródło zaopatrzenia w energię. Gazprom otrzymał zadanie zbudowania w Kaliningradzie podobnej instalacji FSRU z wykorzystaniem istniejącego podziemnego magazynu gazu. Zdolność produkcyjna tego obiektu ma wynosić od 3,1 do 3,7 mld m<sup>3</sup> rocznie, a rozruch jest planowany w końcu br.

Na Bałtyku powstaje też nowy zakład skraplania gazu w Zatoce Fińskiej. Jest to również inwestycja Gazpromu, usytuowana w pobliżu tłoczni Portowaja, będącej końcowym elementem gazociągu Griazowiec–Wyborg. Wykonawcą kompleksu produkcyjno-magazynowo-wysyłkowego jest firma Linde Group. Zgodnie z kontraktem ma przekazać do eksploatacji gotową instalację produkującą 1,5 mln t gazu płynnego (ok. 2 mld m<sup>3</sup>) rocznie w grudniu 2018 r.

Przykład Litwy zachęcił Estonię, która zamierza zainstalować w porcie Pärnu jednostkę FSRU z zadaniem zasilania krajowej sieci gazowniczej.

**Morze Północne.** Ubiegły rok przyniósł kilkanaście odkryć złożowych na Morzu Północnym, Morzu Barentsa i Atlantyku, które mogą powstrzymać spadek wydobywania ropy i gazu w tym regionie. W grudniu 2016 r. w wierceniu na złożu Cara stwierdzono horyzont gazonośny o miąższości 59,7 m i horyzont roponośny o miąższości 51 m. Próby wydajności przebiegły pomyślnie i ENGIE E&P Norge AS, który jest operatorem koncesji, szacuje zasoby złoża na 3,4–9,5 mln t równoważnika ropy. Wcześniej Faroe Petroleum odwierteło otwór poszukiwawczy na strukturze Brasse o głębokości 2779,7 m, w którym stwierdzono występowanie interwału nasyconego gazem o miąższości 18,2 m oraz interwału ropnego o miąższości 21,3 m. Rdzenie, profilowania otworowe i pomiary ciśnienia wskazują na piaskowce o dobrych własnościach zbiornikowych. Kolejną akumulację węglowodorów odkryto na Morzu Norweskim w obrębie Njord North Flank. W otworze NF-2 o głębokości 4104,7 m przewiercono horyzont roponośny w piaskowcach jury dolnej i środkowej o miąższości 101,8 m

i horyzont gazonośny w piaskowcach dolnojurajskich o miąższości 156,9 m. Kontynuacją był otwór NF-3 na wschodnim bloku uskokowym zakończony na głębokości 4126,9 m, w którym stwierdzono dwa horyzonty gazonośne o miąższości 139,9 m i 194,7 m. Na tej podstawie oszacowano wielkość zasobów na 81 tys. do 2,5 mln t równoważnika ropy naftowej. Na południowy zachód od złoża Oseberg Sor wierceniem 30/11-11 wykryto akumulację gazowo-kondensatową i ropną, której zasoby wydobywalne wstępnie określono w granicach od 952 tys. t do 2,3 mln t równoważnika ropy. Następne dwa otwory w bezpośrednim sąsiedztwie również były pozytywne, zwiększając zasoby o 950 tys.–2,3 mln t równoważnika ropy dla 30/11-14 i o 476 tys.–950 tys. t równoważnika ropy dla 30/11-14B. Total E&P Norge odnotował w październiku 2016 r. sukces poszukiwawczy w postaci złoża gazowo-kondensatowego Martin Linge, z którego uzyskano maksymalną wydajność 2,37 mln m<sup>3</sup>/d gazu przez zwężkę 48/64". Złoże znajduje się w utworach jury dolnej, głębokość otworu wynosi 4133,7 m, głębokość wody 447 m. Przybliżona wielkość wydobywalnych zasobów waha się od 952 tys. do 5,16 mln t równoważnika ropy naftowej.

Już w br. nadeszły wiadomości o pomyślnym wyniku wiercenia Valemon West o głębokości 4337 m, przy głębokości wody 133 m. Jest to rejon złoża Valemon, którego eksploatację rozpoczęto dwa lata temu. Nowe złoże może zawierać od 2,7 mln do 6,8 mln t równoważnika ropy naftowej.

Na Morzu Barentsa w listopadzie 2016 r. z zadaniem zbadania piaszczystych serii perspektywicznych w triasie i permskich utworów węglanowych odwiercono otwór Neiden. Pozytywny wynik uzyskano w utworach permu, przewiercając serię złożową o miąższości 30 m, w tym 20-metrowy interwał ropny i 9,7-metrowy interwał gazowy. Operator (Lundin Norway AS) ocenia, że zasoby nowego złoża wynoszą od 3,4 do 8,1 mln t równoważnika ropy naftowej. Również na Morzu Barentsa, w lutym br., w sąsiedztwie znanego złoża Johan Castberg, które wchodzi w fazę udostępniania w wierceniu Filicudi, stwierdzono 129-metrowy profil piaskowców o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych w utworach triasowych i jurajskich. Obejmuje on 63-metrowy interwał ropny i 66-metrowy interwał gazowy.

Dwa ważne odkrycia nastąpiły we wrześniu i grudniu ub.r. na Atlantyku, na zachód od Szetlandów. W otworze 205/21a-7 na strukturze Lancaster nawiercono 620-metrowy interwał roponośny. W próbach złożowych uzyskano przyływ w warunkach naturalnych w ilości 897,6 t/ropy, a po zastosowaniu wspomaganie wydobywania, przy użyciu pompy zanurzalnej, przyływ wzrósł do 1496 t/d. Wstępne dane eksploatacyjne pozwalają sądzić, że złoże zawiera ponad 27,2 mln t ropy. Podobne wyniki przyniósł otwór Lincoln – w szczelinowatych utworach stwierdzono horyzont o miąższości 659,8 m o bardzo dobrym nasyceniu węglowodorami według danych chromatografii gazowej.

**Bulgaria.** W 2012 r. francuski Total uzyskał koncesję Chan Asparuch na Morzu Czarnym o pow. 14 220 km<sup>2</sup> i w ub.r. rozpoczął pierwsze wiercenie poszukiwawcze w obrębie bloku 1-21. Ze względu na głębokość wody – 2200 m – zakontraktowano statek wiertniczy „Noble Globetrotter”, który może wiercić otwory do głębokości 12 200 m przy maksymalnej głębokości wody 3050 m. Wiercenie Połszkow-1 zakończyło się sukcesem i odkryto złoże ropy,

o czym poinformował opinię publiczną Tomisław Donczew, wicepremier w poprzednim rządzie Bojko Borisowa. Operatorem koncesji Chan Asparuch jest Total posiadający 40% udziałów, pozostali udziałowcy to Repsol i ÖMV – po 30% udziałów. W opinii specjalistów z ÖMV zasoby w obrębie bloku 1-21 mogą wynosić 100 mld m<sup>3</sup> gazu. W bliskim sąsiedztwie, w sektorze rumuńskim, w obrębie bloku Neptun odkryto złoże gazu o zasobach 84 mld m<sup>3</sup>.

**Azerbejdżan.** W Baku 9 lutego br. zakończyło się trzecie posiedzenie Komitetu Doradczego Południowego Korytarza Gazowego (SGC – *Southern Gas Corridor*). Deklaracja końcowa została podpisana przez prezydenta Azerbejdżanu Ilhama Alijewa, przedstawiciela Unii Europejskiej ds. zagranicznych Federicę Mogherini, wiceprzewodniczącego komisji Europejskiej ds. unii energetycznej Maroša Šefčoviča i ministrów ds. energii (Albania, Azerbejdżan, Bułgaria, Chorwacja, Grecja, Gruzja, Turcja i Włochy). Podkreślono w niej zamiar rozwijania i pogłębiania długofalowych strategicznych relacji między producentami źródeł energii, krajami tranzytowymi i odbiorcami dla zapewnienia rynkom w Europie niezawodnych, bezpiecznych i nieprzerwanych dostaw surowców energetycznych z Azerbejdżanu. Zaaprobowano również wprowadzenie przez państwa uczestniczące w projekcie procedur i regulacji umożliwiających realizację Południowego Korytarza Gazowego. Stwierdzono też, że będą rozważone istniejące i przyszłe możliwości rozszerzenia projektu poza Unię, włącznie z Bałkanami. W tym zakresie szczególnie ważne są interkonektory Grecja–Bułgaria i Morze Jońskie–Adriatyk. Równocześnie dokument zawiera poparcie wzmocnienia współpracy z krajowymi i międzynarodowymi instytucjami finansowymi w dziedzinie finansowania projektu. W celu rozwiązania problemów, które mogą powstać w związku z zaangażowaniem nowych dostawców lub krajów tranzytowych, proponuje się kontynuację konsultacji na poziomie dwustronnych i wielostronnych grup roboczych. Na spotkaniu byli również obecni ambasadorowie Czech, Polski, Rumunii, Serbii i Ukrainy.

Projekt Południowego Korytarza Gazowego, chociaż bardzo ważny dla Unii i popierany oficjalnie przez Komisję Europejską, boryka się z wieloma przeszkodami. Obserwatorzy zwracają uwagę, że jest to ogromna (3500 km) inwestycja, bardzo kapitałochłonna, bo jej koszt szacuje się na 40–45 mld EUR (42,3–47,6 mld USD). W deklaracji Komitetu Doradczego nie było informacji, czy rok 2020 nadal jest planowanym terminem ukończenia projektu, ponieważ niektóre etapy mają już znaczne opóźnienia. Pojawiają się wątpliwości, czy złoże Azeri będzie w stanie dostarczyć oczekiwane ilości gazu. Nie bez znaczenia jest też konkurencja w postaci odnowionego projektu Turk Stream.

**Gazohydraty.** Informacje o badaniach gazohydratów w Indiach świadczą o znacznym postępie w rozpoznaniu miejsc występowania tych akumulacji, jak też w testowaniu możliwości komercyjnej eksploatacji gazohydratów. Przyczyniły się do tego ekspedycje 0-1 i 0-2 na Oceanie Indyjskim w latach 2006–2015, w ramach których wykonano kilkadziesiąt odwiertów penetrujących złoża gazohydratów pod dnem morskim (Prz. Geol., 64: 592). Najważniejsze lokalizacje to basen Kerala–Konkan na zachód od Półwyspu Indyjskiego, baseny Kriszna–Godavari i Maha-

nadi na wschód od Półwyspu i basen Andamanów. Zdefiniowano najkorzystniejsze warunki występowania akumulacji gazohydratów, do których należy obecność osadów piaszczystych, znaczny stopień kompaktacji tych osadów i występowanie wolnego gazu poniżej strefy stabilności gazohydratów. Określono też szereg parametrów warunkujących efektywną ekstrakcję metanu. Jednocześnie zwraca się uwagę na zagrożenia, jakie niesie za sobą uwalnianie metanu z gazohydratów. Może to być niekontrolowany wypływ metanu do atmosfery, zakwaszenie wód oceanicznych czy nasilenie ocieplenia, chociaż nowe badania wskazują na krążenie chłodnej wody przy dnie jako czynnik stabilizujący osady zawierające gazohydraty. Oprócz indyjskiego Ministerstwa ds. Ropy Naftowej i Gazu Ziem-

nego, Ministerstwa Nauk o Ziemi i Generalnego Dyrektoriatu ds. Węglowodorów, w programach badawczych uczestniczyła Służba Geologiczna USA oraz instytuty japońskie i niemieckie. Agencja konsultingowa Hydrate Energy International szacuje wielkość zasobów gazohydratów w Indiach na 26,4 bln m<sup>3</sup>. Jest to ilość, która mogłaby w zasadniczy sposób poprawić bilans surowców energetycznych w Indiach, jednak nawet przy optymistycznych ocenach możliwości rozpoczęcia przemysłowej eksploatacji metanu z gazohydratów, nie należy się spodziewać początku produkcji przed upływem 10–15 lat.

*Źródła: Azernews, Gazprom, Hart's E&P, Ingworld, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, PKN Orlen, Rigzone, Statoil, World Oil*