



Wydobycie i import – struktura pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową w Polsce w latach 1990–2017

Jarosław Kamyk¹, Alicja Kot-Niewiadomska¹

Extraction and import – structure of covering the oil demand in Poland during 1990–2017. Prz. Geol., 67: 891–898.

Abstract. From the beginning of the 20th century until the interwar period, Poland was at the forefront of crude oil producers in the world, and then in Europe. Poland, as a result of war damage, and first of all territorial changes that occurred after World War II, lost significant resources of this raw material. At the same time, the development of oil demand, related to the economic recovery of the country, contributed to the need to develop imports, which during 1990–2017 increased from 13.0 million tons to over 24.0 million tons of crude oil. Poland, due to the technical configuration of domestic refineries, as well as the availability of the “Przyjaźń” pipeline, imports crude oil mainly from Russia. However, Polish refineries have the opportunity to develop alternative sources of supply through the availability of Naftoport in Gdańsk. Thus, the progressive diversification of supplies, causes a decline in the share of Russian oil (from 95% during 2001–2005 to 74% in 2017), for the benefit of raw material from the Middle East, but also North America or other European countries. The extraction of crude oil from domestic deposits increased in the analyzed period from 0.15 million tons to 0.94 million tons in 2017, but in recent years it covers only 3–4% of domestic demand.

Keywords: oil crude, extraction, import, demand

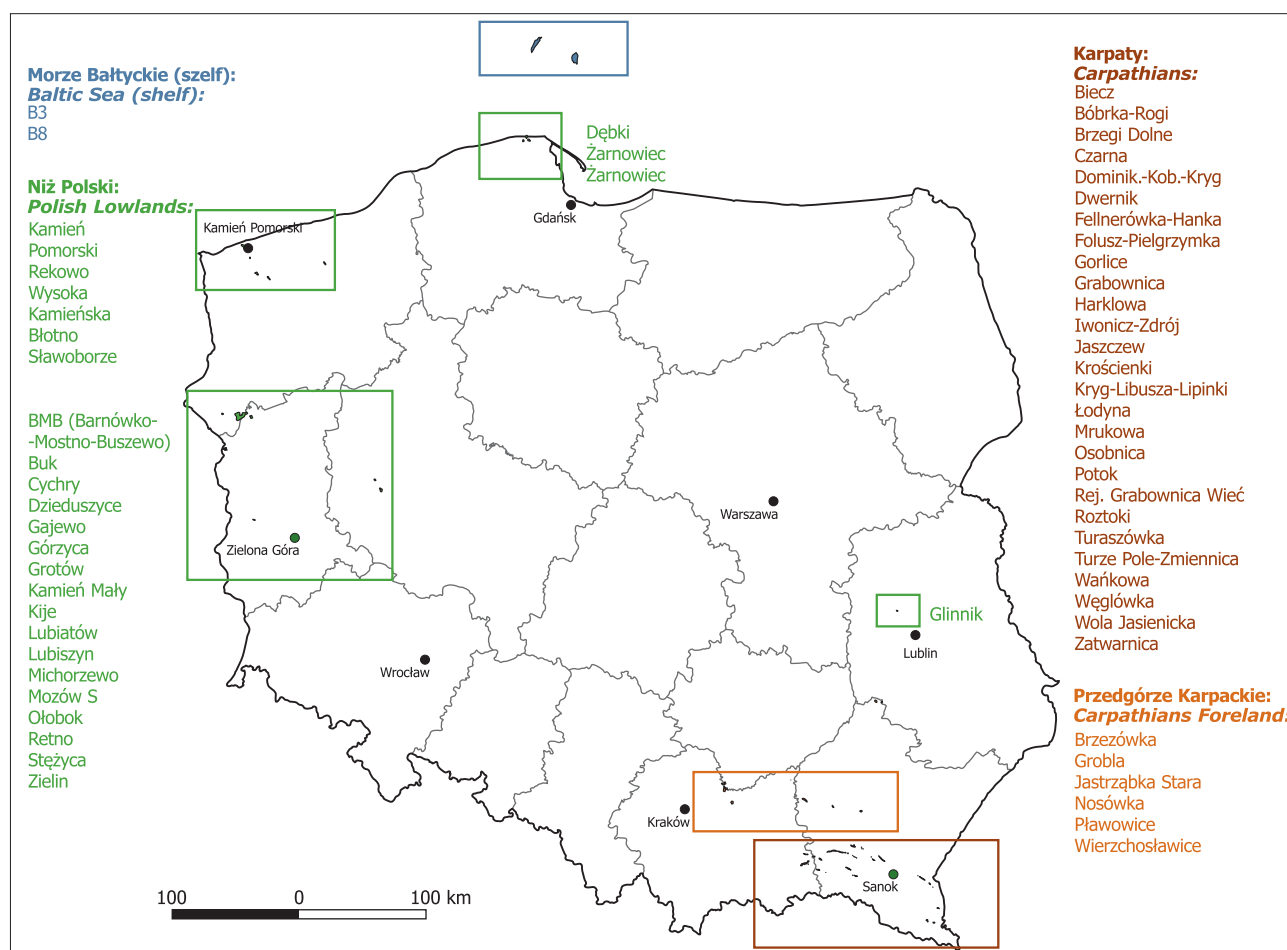
Na światowej liście producentów ropy naftowej Polska zajmuje odległe miejsce, ale to właśnie nasz kraj jest powszechnie uznawany za kolebkę przemysłu naftowego. Za jego początek przyjmuje się przeprowadzony z sukcesem przez Ignacego Łukasiewicza w 1853 r. proces destylacji ropy naftowej. Wydarzenie to zapoczątkowało również intensywny rozwój górnictwa naftowego na ziemiach polskich – w granicach ówczesnej Galicji Wschodniej. Ta część Polski na Podkarpaciu w latach 1772–1918 znajdowała się w granicach zaboru austriackiego i stanowiła jego prowincję nazwaną Królestwem Galicji i Lodomerii (potocznie Galicja). Tam też, w miejscowości Siary k. Gorlic powstał pierwszy (na ziemiach polskich), wykopany ręcznie szyb naftowy Stanisław. W 1854 r. uruchomiono pierwszą w Polsce i na świecie kopalnię ropy naftowej w Bóbrce k. Krosna, a w roku 1855 pierwszą rafinerię ropy (*destylarnię*, jak ją wówczas nazywano) w Klęczanach k. Grybowa (Lisowski, 2017). W rezultacie intensywnego rozwoju kopalnictwa ropy naftowej w kolejnych dekadach, na przełomie XIX i XX w. Galicja była jednym z największych ośrodków wydobycia i przetwórstwa ropy na świecie (Pawłowski, 1995). W 1909 r. osiągnięto rekordowy na owe czasy poziom wydobycia – 2 mln t/r. (Pawłowski, 1995; Lorenz i in., 2017), co plasowało ją na trzecim miejscu na świecie, po USA i Rosji (Szafran, 2003). Pożary szybów naftowych Borysławia (Pawłowski, 1995), zniszczenia związane z I wojną światową, wkroczenie Ukraińców na tereny województw lwowskiego, tarnopolskiego i stanisławowskiego (1918) oraz przejęcie przez nich kontroli nad szybami i rafineriami, wojna polsko-sowiecka (1920), jak również wyczerpywanie się złóż i znacznie mniejsze nakłady na prace poszukiwawcze spowodowały, iż wydobycie ropy naftowej w Karpatach polskich zmalało 3-krotnie do ok. 713 tys. t w 1922 r. (Kachlik, 1982). Dodatkowo Rzeczypospolitej Polskiej przypadło jedynie

dwadzieścia osiem pól naftowych w bardzo rozdrobnionej strukturze. Majątek firm austriackich i niemieckich został przekazany w ręce podmiotów zagranicznych. W konsekwencji 75% przemysłu naftowego ulokowanego na polskim terytorium stało się własnością kapitału francuskiego i amerykańskiego (Bochena, 2015). Wciąż jednak Polska była trzecim europejskim producentem ropy, po Związku Sowieckim i Rumunii.

Zniszczenia wywołane I i II wojną światową oraz związane z nimi zmiany terytorialne ograniczyły produkcję surowca do zaledwie 0,1 mln t w 1945 r. (Bochena, 2015). W kolejnych dekadach, w wyniku działań na rzecz intensyfikacji wydobycia, notowało ono powolną tendencję wzrostową, nie zaspokajając jednak stale rosnących wewnętrznych potrzeb kraju. Wzrost zapotrzebowania na ropę zrodził więc konieczność jej importu, a uwarunkowania geopolityczne sprawiły, że Polska stała się jednym z głównych odbiorców radzieckiej ropy naftowej (Wojcieszak, 2015).

Jednocześnie w kraju trwały poszukiwania nowych złóż, które oprócz Karpat i Przedgórze Karpackiego, objęły również okolice Kłodawy i Inowrocławia oraz obszar Niżu Polskiego, a w szczególności Monokliny Przesudeckiej (Protas, Skoczylas, 1993). Pozytywne rezultaty wieloletnich prac badawczych i dokumentacyjnych sprawiły, że od początku lat 90. XX w. ukształtowały się w Polsce cztery główne rejony wydobycia ropy naftowej: Karpaty, Przedgórze Karpackie, Niż Polski oraz Morze Bałtyckie (szelf) (ryc. 1). Według stanu na koniec 2017 r. w kraju eksploatowano 64 złoża ropy naftowej, w tym 27 złóż w rejonie Karpat, 6 złóż na Przedgórzu Karpackim, 29 złóż na Niżu Polskim oraz 2 złoża w polskiej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim (ryc. 1) (Bilans zasobów, 2018). W 2018 r. zaniechano łącznie eksploatacji 5 niewielkich złóż w rejonie Karpat (3 złoża) i na Niżu Polskim (2 złoża), co nie

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Pracownia Polityki Surowcowej, ul. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków; kamyk@min-pan.krakow.pl; a.kn@min-pan.krakow.pl



Ryc. 1. Rozmieszczenie eksploatowanych złóż ropy naftowej w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r. (na podstawie Centralnej Bazy Danych Geologicznych CBDG PIG-PIB)

wpłynęło w znaczący sposób na wielkość osiągniętego wydobycia (Bilans zasobów, 2019).

W poniższym artykule analizie poddano strukturę pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową w Polsce w latach 1990–2017. W tym celu scharakteryzowano rozwój wydobycia surowca ze złóż krajowych, wraz ze wskazaniem najważniejszych wydarzeń w dziedzinie poszukiwań naftowych na terenie Polski. Określono również strukturę importu surowca w analizowanym przedziale czasowym, ze szczególnym uwzględnieniem Rosji jako głównego kierunku importu ropy naftowej do kraju oraz postępującej w ostatnich latach dywersyfikacji źródeł dostaw. Z uwagi na niekompletne jeszcze szczegółowe dane dotyczące struktury importu w roku 2018 artykuł dotyczy lat 1990–2017, jedynie z zarysowaniem trendów zaobserwowanych w 2018 r.

ZARYS ROZWOJU ODKRYĆ NAFTOWYCH W POLSCE

Do 1992 r. całe krajowe wydobycie ropy naftowej pochodziło wyłącznie z obszaru lądowego, zwykle z małych złóż zlokalizowanych w Karpatach i na Przedgórzu Karpackim. Brak rozpoznania geologicznego i geofizycznego Niżu Polskiego do lat 60. XX w. spowodował, że wyeliminowano ten obszar ze szczegółowych poszukiwań. Dopiero odkrycie w 1961 r. złoża Rybaki k. Nowej Soli – pierwsze na terenie Niżu Polskiego – zredefiniowało kierunki poszukiwania ropy naftowej (i gazu ziemnego) w Polsce. W wyniku intensywnych prac, prowadzonych głównie

przez liczne przedsiębiorstwa poszukiwań naftowych, a także Państwowy Instytut Geologiczny (Wołkowicz, 2019), nawiercono i zagospodarowano nowe złoża na Monoklinie Przedśudeckiej i w rejonie Wału Kujawskiego. Szczęólnego znaczenia nabrały tereny roponośne w rejonie Maszawa, Sulęcina, Kamienia Pomorskiego i Żarnowca, Gorzysławia i na Wyspie Wolin, Daszewa–Karlina oraz Kostrzynia (Makiela, 2006; Wołkowicz, 2019).

Najważniejsze znaczenie dla tego regionu miało jednak odkrycie (w 1993 r.) i udokumentowanie (w 1996 r.) największego w Polsce złoża ropno-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (dalej BMB) na granicy obecnego województwa lubuskiego i zachodniopomorskiego. Wydarzenie to uznawane jest za jeden z największych sukcesów w historii poszukiwań naftowych w Polsce, który otworzył nowe możliwości rozwoju dla polskiego górnictwa naftowego (Chmielowiec-Stawska, Czekański, 2013). Według stanu na 31.12.2017 r. wielkość zasobów wydobywalnych złoża BMB wynosi 6,19 mln t (Bilans zasobów, 2018). Eksploatację złoża rozpoczęto w roku 1996, a w 2003 r. Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno, która eksploatuje złożo BMB, wydobyla już ponad 0,37 mln t surowca (Bilans zasobów, 2004). Włączane do eksploatacji kolejne partie zasobów przyczyniły się do osiągnięcia maksymalnego poziomu wydobycia w 2004 r. Odkrycie złoża BMB zostało poprzedzone szczegółowymi badaniami geologicznymi (w tym sejsmicznymi) rejonu Gorzowa Wielkopolskiego, które zaowocowały odkryciem wielu innych złóż,

takich jak: Górzycza, Cychry, Zielin czy Różańsko (Mamczur i in., 1997).

W latach 2001–2003 w wyniku prac poszukiwawczych prowadzonych na Niżu Polskim – pomiędzy Gorzowem Wielkopolskim a Poznaniem – odkryto dwa kolejne obiecujące złoża ropy naftowej – Grotów i Lubiaków (Kudela, Kowalski, 2013) oraz towarzyszące im złożo gazu ziemnego Międzychód (dalej LMG). Uruchomienie największej w Polsce Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiaków (KRNiGZ Lubiaków), eksploatującej oba złoża, miało miejsce w 2013 r. Zasoby bilansowe wydobywalne złóż Lubiaków i Grotów, należących do najzasobniejszych w Polsce, wynoszą łącznie 5,57 mln t (KRNiGZ Lubiaków, 2017; Bilans zasobów, 2018).

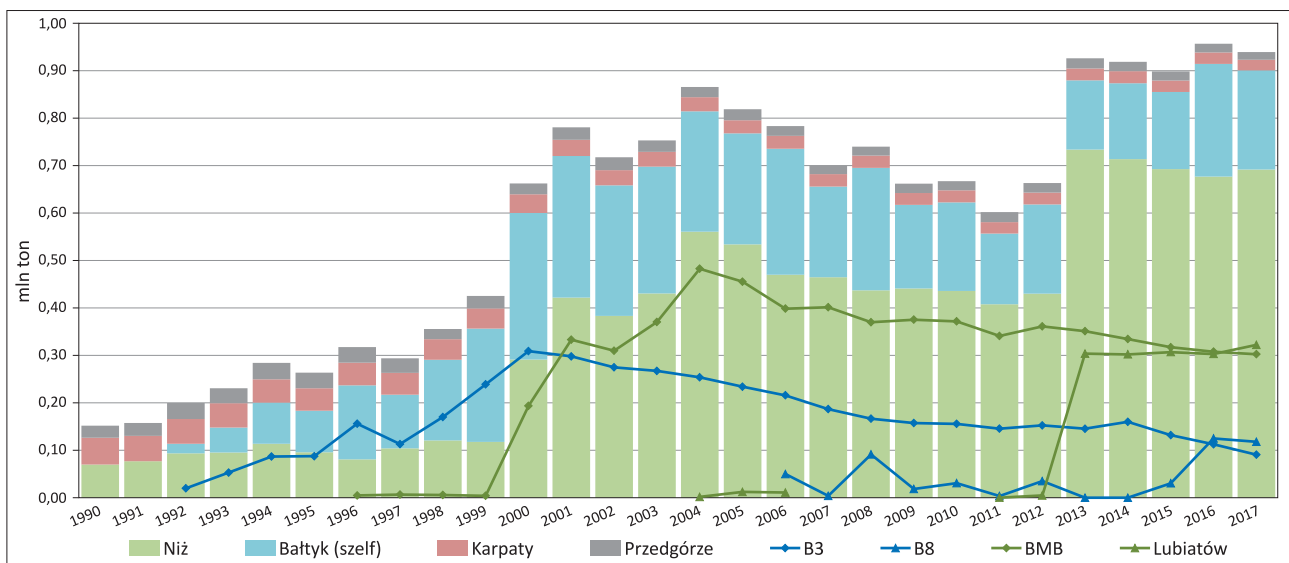
Pierwsze prace poszukiwawcze w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego prowadziło w latach 60. XX w. Przedsiębiorstwo Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu *Petrobaltic*. Wykonano wówczas rekonesansowe prace sejsmiczne, które przyczyniły się do rozpoznania budowy geologicznej południowego Bałtyku (Makiela, 2006). Poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego na szerszą skalę rozpoczęły się w 1975 r. i trwały do 1990 r. Prowadziła je już Wspólna Organizacja Poszukiwań Naftowych na Morzu Bałtyckim *Petrobaltic* (z Polską, ZSRR i NRD jako udziałowcami). W rezultacie we wschodnich rejonach polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej (ok. 70 km na północ od Rozewia) odkryto m.in. 3 złoża ropy naftowej, w tym złożo B3 i – oddalone od niego o 30 km na wschód – złożo B8. W 1990 r. powołano wyłącznie polskie Przedsiębiorstwo Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu *Petrobaltic*. Przejęło ono majątek produkcyjny stanowiący udział Polski w likwidowanej międzynarodowej firmie oraz otrzymało środki finansowe na wykup od strony niemieckiej i rosyjskiej urzędów oraz sprzętu niezbędnego do kontynuowania prac. W 1992 r. uzyskano pierwsze próbnego wydobywanie, a w 1995 r. rozpoczęto eksploatację złoża B3 – pierwszego polskiego *szelfowego* złoża ropy naftowej i towarzyszącego jej gazu ziemnego. Eksploatacja złoża B8 rozpoczęła się w 2015 r. Według stanu na 31.12.2017 r. łączna wielkość zasobów bilansowych wydobywalnych złóż B3 oraz B8 wynosi 6,76 mln t (Bilans zasobów, 2018).

ROZWÓJ WYDOBYCIA ROPY NAFTOWEJ W LATACH 1990–2017

Przytoczone powyżej najważniejsze w historii polskiego przemysłu naftowego odkrycia złóż ropy naftowej wyraźnie wpłynęły na kształtowanie się wielkości wydobywania tego surowca w latach 1990–2017.

Ostatnią dekadę XX w. charakteryzuje powolny wzrost wydobywania od 0,15 mln t w roku 1990 do ponad 0,42 mln t w roku 1999 (ryc. 2), z ponad 80 eksploatowanych złóż (Bilans zasobów, 2000; Minerals Yearbook, 2002). Poza stabilną eksploatacją złóż Karpat, Pogórza Karpackiego i Niżu Polskiego głównym czynnikiem wzrostu krajowej produkcji ropy naftowej w tych latach był rozwój wydobywania ze złoża B3 zlokalizowanego na szelfie Morza Bałtyckiego – od 0,02 mln t w 1992 r. do 0,24 mln t w 1999 r. W tym dziesięcioleciu udział wydobywania ropy naftowej z rejonu Morza Bałtyckiego wynosił maksymalnie 56% w 1999 r. i był najwyższy w całym analizowanym okresie. Z obszaru Niżu Polskiego na uwagę zasługują złoża Kamień Pomorski, Wysoka Kamieńska oraz Buk, a w latach 1997–1999 również Zielin. Łączna roczna produkcja z wymienionych złóż wzrosła z 0,029 mln t w roku 1990 do 0,044 mln t w roku 1999. Z rejonu Przedgórze wymienić należy złoża Grobla i Nosówka. Łączny maksymalny poziom wydobywania złoża te osiągnęły w roku 1994 i 1996 – 0,026 mln t (Bilans zasobów, 1995–1997).

Gwałtowny skok wydobywania surowca zanotowany w 2000 r. (do ponad 0,6 mln t) i kontynuowany w roku 2001 (do ponad 0,7 mln t) (ryc. 2) był w dużej mierze rezultatem rozpoczęcia na szeroką skalę eksploatacji złoża BMB na Niżu Polskim, która już w 2001 r. osiągnęła poziom 0,33 mln t (Bilans zasobów, 2002). Dodatkowo w 2000 r. maksymalny poziom wydobywania (0,31 mln t) został osiągnięty na wspomnianym już złożu B3. W tym okresie właściwie tylko te dwa złoża stanowiły o krajowej produkcji ropy naftowej. W 2004 r. łączna produkcja surowca przekroczyła 0,86 mln t i była najwyższa w pierwszej dekadzie XXI w. W tym właśnie roku maksymalny poziom produkcji uzyskano ze złoża BMB (0,48 mln t) i Lubiszyn (0,02 mln t) oraz rozpoczęto próbną eksploatację złoża Lubiaków. Dwa lata później do grupy złóż zagospodarowanych weszło



Ryc. 2. Regionalna struktura wydobywania ropy naftowej w Polsce w latach 1990–2017 z wyszczególnieniem wydobywania ze złóż B3, B8, BMB oraz Lubiaków (na podstawie: Bilans zasobów, wydania 1991–2018)

również złoża Grotów. Regularne wydobycie z tych dwóch ostatnich jest jednak prowadzone dopiero od roku 2013, co wyraźnie przełożyło się na znaczny wzrost produkcji ropy w tymże roku (ryc. 2). Roczne wydobycie ze złóż Grotów i Lubiatów w latach 2013–2017 oscyloowało na poziomie ok. 0,32 mln t rocznie, w tym ze złoża Lubiatów ponad 0,3 mln t/r. W analizowanym okresie (1990–2017) rekordowe wydobycie ropy naftowej zanotowano w roku 2016 – 0,96 mln t. Poza złożami Niżu Polskiego – BMB i Lubiatów, należy również wymienić złoża B8, w którym w tym właśnie roku osiągnięto rekordową wielkość wydobycia – niemal 0,12 mln t (Bilans zasobów, 2017).

Według stanu na 31.12.2017 r. w Polsce eksploatowano 64 złoża (z 86 udokumentowanych). Wydobycie w 2017 r. osiągnęło 0,94 mln t i na niemalże identycznym poziomie utrzymało się również w roku 2018 (Bilans zasobów, 2018). Stanowiło to zaledwie 3,6% krajowego zapotrzebowania na surowiec (tab. 1). Największe znaczenie w krajowej podaży surowca mają złoża zlokalizowane na Niżu Polskim. W analizowanym okresie znaczenie tego regionu wyraźnie wzrosło – na początku lat 90. XX w. udział ropy naftowej pochodzącej ze złóż Niżu Polskiego w krajowym wydobyciu wynosił niemal 50%, a w 2017 r. już 74%. Obecnie spośród 27 eksploatowanych tam złóż największe znaczenie mają: BMB, Lubiatów oraz Grotów. Wielkość wydobycia z nich stanowi obecnie ok. 68% produkcji krajowej (tab. 1). Drugim w kolejności rejonem wydobywczym jest szelf Morza Bałtyckiego, którego produkcja opiera się na dwóch złożach – B3 oraz B8 i stanowi 22% krajowej produkcji. Znaczenie Karpat oraz Przedgórze, w granicach których łącznie eksploatowane są 32 złoża, w chwili obec-

nej określić można jako marginalne, a łączne wydobycie z tych rejonów to zaledwie 4% produkcji krajowej. Na wyszczególnienie zasługują złoża: Grobla, Nosówka i Pławowice z obszaru Przedgórze. Złoża o największym poziomie wydobycia wraz ze wskazaniem ich udziału w krajowej produkcji i zapotrzebowaniu zostały zestawione w tabeli 1. Tabela zawiera 17 złóż, z których łączne wydobycie stanowi 91% produkcji krajowej, co z kolei zaspokaja zaledwie 3,5% krajowego zapotrzebowania.

ROZWÓJ IMPORTU ROPY NAFTOWEJ W LATACH 1990–2017

Potrzeba istotnego rozwoju importu ropy naftowej do Polski zaistniała po II wojnie światowej. W wyniku rabunkowej eksploatacji podczas okupacji, strat wywołanych działalnością wojenną oraz przede wszystkim zmiany granic (rejony południowo-wschodniej Polski od Przemysła na wschód do Drohobycza znalazły się w granicach Związku Sowieckiego) wydobycie ropy w Polsce spadło wówczas do ok. 0,1 mln t (Bochena, 2015). W kolejnych dekadach notowało ono wprawdzie powolną tendencją wzrostową (do 0,3–0,4 mln t/r.), ale jednak wciąż nie zaspokajało rosnącego zapotrzebowania kraju. Zrodziło to konieczność importu ropy naftowej, a po wybudowaniu w 1964 r. rurociągu *Przyjaźń* do drugiej połowy lat 80. XX w. prawie wyłącznym dostawcą surowca (tzw. ropy Urals lub REBCO) do Polski był Związek Sowiecki.

Łączna wielkość importu ropy naftowej do Polski w latach 1990–2000 sukcesywnie wzrastała, osiągając swój maksymalny poziom (18,0 mln t) w 2000 r. Należy jednak

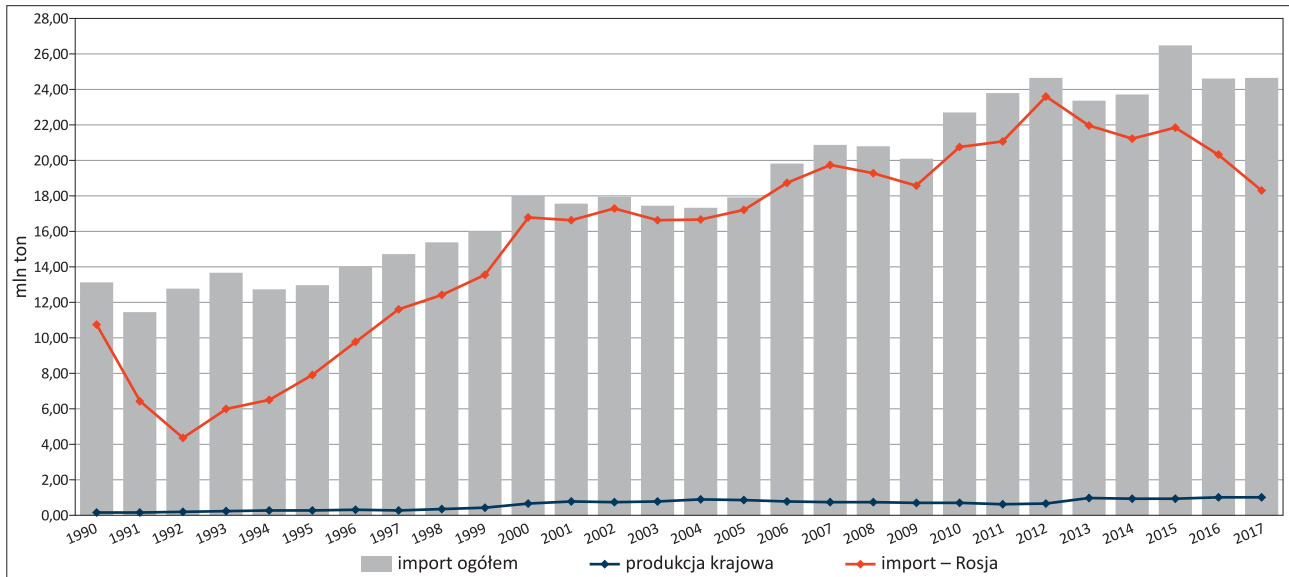
Tab. 1. Zestawienie wybranych złóż ropy naftowej o największym poziomie wydobycia, wg stanu na 31.12.2017 r.

Złoże (liczba złóż ogółem)	Liczba złóż eksploatowanych	Zasoby wydobywane złóż eksploatowanych [tys. t]	Wydobycie [tys. t]	% krajowej produkcji	% krajowego zapotrzebowania	
Bałtyk (2) w tym m.in.:	2	6 765,55	208,99	22,2	0,81	
B3		2145,32	90,89	9,7	0,81	
B8		4620,23	118,10	13,6		
Niż (43) w tym m.in.:	29	14 707,37	691,77	73,6	2,70	
BMB		6190,95	302,55	32,3	2,66	
Dzieduszyce		472,83	8,04	0,8		
Grajewo		36,51	8,87	0,9		
Grotów		1716,60	15,29	1,6		
Górzycza		186,81	4,07	0,4		
Lubiatów		3854,33	322,15	34,2		
Michorzewo		13,94	7,77	0,8		
Radoszyn		576,00	5,70	0,6		
Wysoka Kamieńska		16,09	3,73	0,4		
Przedgórze (12) w tym m.in.:	6	355,84	15,99	1,7		0,06
Grobla		35,89	3,71	0,4		0,04
Nosówka		44,05	3,24	0,3		
Pławowice		78,04	4,60	0,5		
Karpaty (29) w tym m.in.	27	677,89	22,49	2,4	0,09	
Grabownica		–	2,68	0,4	0,03	
Osobnica		81,54	2,37	0,3		
Wańkowa		79,34	3,08	0,5		
Łącznie (dla wszystkich złóż)	64	22 506,65	939,24	100	3,66	

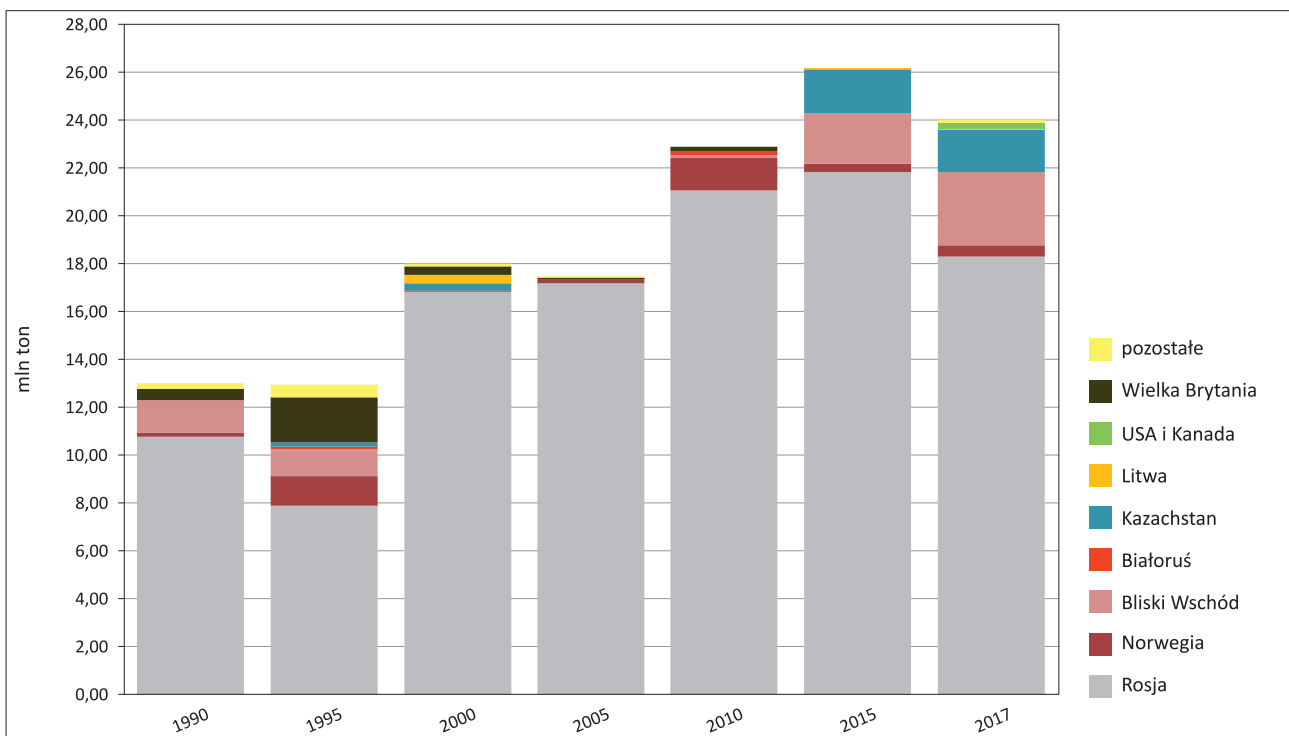
nadmienić, że w pierwszej połowie lat 90. XX w. doszło do gwałtownego ograniczenia dostaw z krajów byłego Związku Sowieckiego (po jego rozpadzie w 1991 r., ryc. 3), a udział importu ropy z tego kierunku zmalał do zaledwie 34% w 1992 r. (Bilans Gospodarki, 1996). Alternatywnym źródłem dostaw dla kraju w latach 1990–2000 stały się Iran, Norwegia, Wielka Brytania i Litwa, a podrzędnie również Arabia Saudyjska i Kazachstan (ryc. 4). Maksimum dostaw z tych państw przypada na rok 1992 – łącznie ponad 7,5 mln t (większość z Iranu i Wielkiej Brytanii), przy całkowitym imporcie wynoszącym 12,77 mln t. Spadek wydobycia ropy naftowej w Rosji i trudności z zakupem ropy Urals w latach 90. zmusiły Polskę do importu z kierunku bliskowschodniego. Ropa ta była jednak droż-

sza od rosyjskiej, co odbiło się negatywnie na zyskach rafinerii, które w tamtym czasie znalazły się na granicy opłacalności produkcji (Wojcieszak, 2015).

Pierwsza dekada XXI w. przyniosła wzrost importu surowca do 22,7 mln t w roku 2010 (ryc. 3). Zaprzestano wówczas na kilka lat importu ropy z Iranu i Arabii Saudyjskiej, a znaczenie odzyskała Rosja – 92% ropy naftowej pochodziło z tego kierunku. Niemniej jednak polskie rafinerie były wciąż zaopatrywane w surowiec sprowadzany z Kazachstanu, Norwegii i Wielkiej Brytanii, a okresowo również z Litwy, Białorusi i Niemiec. Maksimum importu z tych państw przypada na 2008 r. – 1,4 mln t ropy naftowej, przy całkowitej wielkości importu wynoszącej ponad 21,0 mln t (Minerals Yearbook, 2010).



Ryc. 3. Import ropy naftowej do Polski ogółem oraz z wyszczególnieniem Rosji, w latach 1990–2017 (na podstawie: Gospodarka Paliwowo-Energetyczna, GUS, 1991–2018)



Ryc. 4. Struktura importu ropy naftowej do Polski w latach 1990–2017 (na podstawie: Import-Eksport, GUS, 1990–2017); Bliski Wschód: Irak, Iran, Arabia Saudyjska (rok 2017), Irak, Arabia Saudyjska (rok 2015), Iran (rok 1995), Irak, Iran (rok 1990)

Na wyszczególnienie zasługuje rok 2014, w którym – po wielu latach dominacji – udział rosyjskiej ropy naftowej w imporcie ogółem spadł poniżej 90% i ta tendencja utrzymywała się również w kolejnych latach. Rekordową ilość ropy naftowej do Polski sprowadzono w 2015 r. – ponad 26,5 mln t (ryc. 3). Poza Rosją głównym źródłem dostaw ponownie stały się kraje Bliskiego Wschodu (Arabia Saudyjska i Irak) oraz Kazachstan (ryc. 4). W latach 2016–2017 import utrzymywał się na zbliżonym poziomie ok. 24,5 mln ton/r., przy wyraźnym spadku wielkości importu z Rosji do 18,0 mln t w 2017 r. (dane GUS). Największa liczba dostawców ropy naftowej w XXI w. została odnotowana w 2018 r. (9 państw, w tym jako nowe kierunki dostaw Nigeria i Zjednoczone Emiraty Arabskie) (POPiHN, 2019) nie objętym analizą w poniższym artykule, wraz z wyraźnym obniżaniem się udziału Rosji w imporcie ropy naftowej do Polski. Wskazuje to na zdecydowaną dywersyfikację kierunków dostaw tego kluczowego surowca. Jednocześnie widoczny jest wzrost znaczenia i wykorzystania gdańskiego Naftoportu w zakresie dostaw ropy naftowej do Polski.

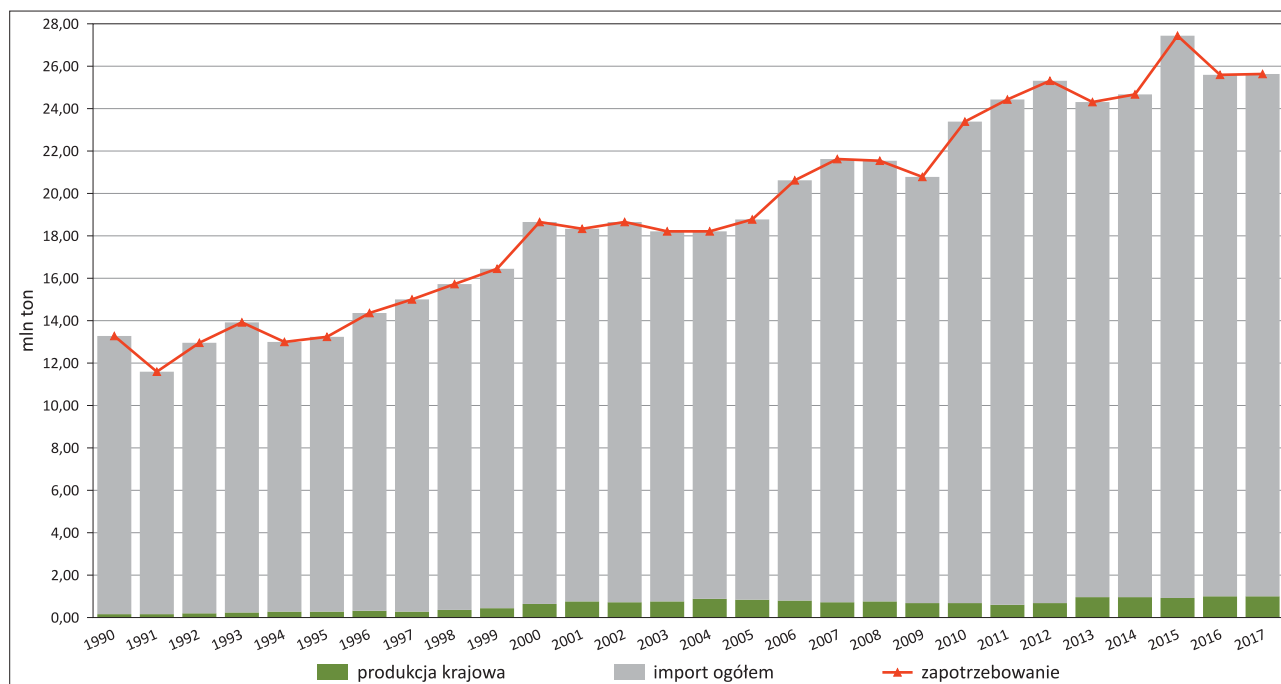
STRUKTURA POKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ROPĘ NAFTOWĄ W POLSCE W LATACH 1990–2017

Po 1990 r. w polskiej gospodarce zaszło wiele istotnych przekształceń. Z jednej strony spowodowały one znaczne zmniejszenie jej energochłonności, z drugiej jednak nastąpiła zmiana struktury zużycia nośników energii charakteryzująca się zmniejszeniem zużycia węgla przy jednoczesnym zwiększaniu udziału paliw węglowodorowych oraz energii ze źródeł odnawialnych. Podczas ostatnich 26 lat udział ropy naftowej w krajowej strukturze zużycia energii pierwotnej w Polsce wzrósł z 12,6% w 1990 r. do 24,9% w 2016 r. (Gospodarka Paliwowo-Energetyczna, 1990–2017). Praktycznie cała ropa jest przetwarzana w

krajowym przemyśle rafineryjnym na produkty naftowe: energetyczne (benzyny silnikowe, paliwa odrzutowe JET, oleje napędowe i opałowe, gaz ciekły) i nieenergetyczne (asfalty, oleje silnikowe, oleje smarowe i smary, parafiny, nafty, rozpuszczalniki). Produkcja paliw ciekłych w 2017 r. – benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu płynnego LPG, paliwa lotniczego oraz oleju opałowego lekkiego i ciężkiego – wyniosła 21,7 mln t (Gospodarka Paliwowo-Energetyczna, 2017), przy czym w Polsce podstawowymi produktami otrzymywanymi z ropy naftowej są paliwa silnikowe (olej napędowy, benzyny i paliwa lotnicze), które łącznie stanowią ponad 75% produktów z ropy naftowej.

W latach 1990–2017 zapotrzebowanie na ropę naftową w Polsce wykazywało wyraźną tendencję wzrostową, z niewielkimi tylko fluktuacjami. W roku 1990 wynosiło ono 13,3 mln t, ale w ciągu kolejnych 20 lat wzrosło do 24,4 mln t w 2011 r. Rekordowy pod tym względem był rok 2015, wspomniany już w artykule, kiedy to odnotowano najwyższe w historii kraju zapotrzebowanie na surowiec – niemal 27,4 mln t (ryc. 5). Zadowalające wyniki polskiej gospodarki w połączeniu z korzystnymi poziomami cen paliw oraz działaniami służb kontrolnych w stosunku do szarej i czarnej strefy ukształtowały poziom krajowej konsumpcji paliw ciekłych na poziomie ok. 5% wyższym niż w latach poprzednich (Konsumpcja, 2015). Dodatkowo bardzo dobre marże osiągnięte na produkcji rafineryjnej i petrochemicznej skłaniały do rekordowej produkcji produktów rafineryjnych, jakiej w tym okresie potrzebował rynek krajowy. Popyt na olej napędowy wzrósł o niemal 10%, a na benzyny silnikowe o 5% w stosunku do 2014 r. (POPiHN, 2016). W latach 2016–2017 poziom zapotrzebowania na ropę naftową utrzymywał się na zbliżonym poziomie 25,5 mln t (ryc. 5).

Jednocześnie w analizowanym okresie dominujące znaczenie w pokryciu krajowego zapotrzebowania na surowiec odgrywał jego import (ryc. 5), który notował stały wzrost od 13,1 mln t w 1990 r. do 24,6 mln t w 2017 r.,



Ryc. 5. Struktura pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową w Polsce w latach 1990–2017 (Gospodarka Paliwowo-Energetyczna, GUS, 1991–2018; opracowanie własne)

z maksimum wynoszącym 26,5 mln t w roku 2015. Importowany surowiec w 1990 r. pokrywał niemal 99% krajowego zapotrzebowania. Rozwój wydobycia ze złóż krajowych, szczególnie z obszaru Niżu Polskiego i Morza Bałtyckiego, ograniczył ten wysoki udział do 95% w roku 2004 i był to najniższy odsetek w całym analizowanym przedziale czasowym. W pozostałych latach udział ten oscylował pomiędzy 96 a 97%.

Pomimo widocznej dywersyfikacji kierunków dostaw surowca do Polski, Rosja od lat wielu niezmiennie pozostaje głównym krajem eksportowym. Decydujący wpływ na to ma wiele czynników geopolitycznych i ekonomicznych, w tym przebiegający przez Polskę rurociąg *Przyjaźń* (rurociągi wciąż pozostają najbardziej opłacalnym sposobem transportu) oraz stosunkowo niskie ceny surowca, wynikające m.in. z tzw. premii geograficznej – upustu cenowego związanego z bliskością źródła (Kaliski i in., 2007). Historyczna dominacja Rosji w zakresie dostaw ropy do Polski przyczyniła się również do tego, że polskie rafinerie technologicznie przystosowały się do przerobu ciężkiej ropy rosyjskiej, której parametry jakościowe znacznie odbiegają od ropy pochodzącej z innych rejonów świata. Zróżnicowanie dostaw, jakie miało miejsce w ostatnich latach, wiązało się z koniecznością dostosowania rafinerii do przerobu lekkich typów ropy, co wymagało znacznych inwestycji finansowych ze strony polskich koncernów naftowych.

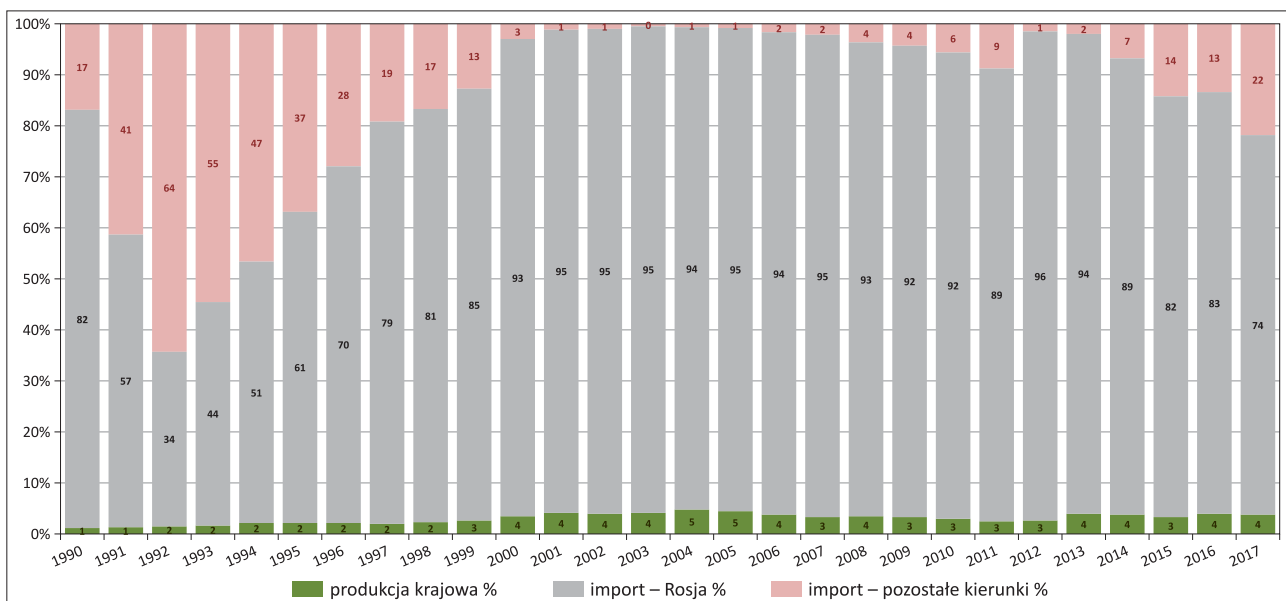
Udział Rosji w imporcie ropy naftowej do Polski zanotował na początku lat 90. spadek do zaledwie 34% całkowitego importu surowca do kraju w 1992 r. (ryc. 6). W następnych latach wykazywał szybką powrotną tendencję wzrostową do 95% w 2001 r. i na tak wysokim poziomie utrzymał się przez następnych kilka lat – do 2007 r. Po tym okresie nastąpił spadek do 89% w roku 2011, a po ponownym wzroście do 96–94% w latach 2012–2013 obecnie ponownie wykazuje on wyraźną tendencję spadkową (ryc. 6). W 2017 r. rosyjska ropa stanowiła już tylko 74% importowanego surowca, przy jednoczesnym wzroście udziału ropy z państw Bliskiego Wschodu i Kazachstanu. Pojawiły się również nowe kierunki, takie jak Kanada i Stany Zjednoczone, a w 2018 r. – Nigeria i Zjednoczone

Emiraty Arabskie. W związku z powyższym szacuje się, że w 2018 r. udział rosyjskiej ropy w strukturze dostaw surowca do Polski był jeszcze niższy.

W całym analizowanym okresie (1990–2017) udział ropy naftowej wydobywanej ze złóż krajowych w strukturze pokrycia zapotrzebowania na surowiec był marginalny. Na początku lat 90. XX w. wynosił on zaledwie 1%, co jest rzeczą oczywistą z uwagi na fakt, że wówczas eksploatowano tylko niewielkie złoża z obszaru Karpat i Przedgórze Karpackiego. Rozpoczęcie eksploatacji największych w kraju złóż ropy naftowej – BMB oraz B3 – wyraźnie wpłynęło na wzrost znaczenia produkcji krajowej, która w latach 2004–2005 osiągnęła poziom 5% i była najwyższa w całym analizowanym przedziale czasu. Gwałtowny wzrost wydobycia, jaki nastąpił w roku 2013, w tylko niewielkim stopniu wpłynął na udział produkcji krajowej we wciąż rosnącym zapotrzebowaniu na surowiec. Szacuje się, że w ostatnich latach wielkość dostaw ropy naftowej wydobywanej ze złóż krajowych byłaby w stanie zaspokoić zaledwie 5–6-dniowy przerób instalacji rafineryjnych krajowych koncernów paliwowych (wg POPiH).

PODSUMOWANIE

Ropa naftowa jest jednym z podstawowych nośników energetycznych pokrywających zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce i najważniejszym spośród nośników węglowodorowych. Polska nie posiada jednak znaczących zasobów tego surowca, które umożliwiłyby zaspokojenie stale wzrastającej konsumpcji krajowej. Dostawy ropy naftowej ze złóż krajowych od lat 60. XX w., po uruchomieniu rafinerii PKN ORLEN w Płocku, tylko w niewielkim stopniu pokrywają krajowe zapotrzebowanie na ten surowiec. W latach 1990–2017, wg Gospodarki Paliwowo-Energetycznej (GUS), wyprodukowano w Polsce zaledwie 17,2 mln t ropy naftowej. W celu zrównoważenia popytu i podaży Polska od ponad 50 lat jest istotnym importerem ropy naftowej. Ropa dostarczana jest do kraju za pomocą systemu rurociągów naftowych liczącego ponad 2,5 tys. km oraz Naftoportu. System ten umożliwia odbiór ropy naftowej



Ryc. 6. Struktura pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową w Polsce w latach 1990–2017 [%] z wyszczególnieniem importu z Rosji (na podstawie: Import-Eksport, GUS 1990–2017; opracowanie własne)

poprzez rurociąg *Przyjaźń*, ciągnący się od wschodniej granicy państwa przez Płock do nadgranicznej rafinerii Schwedt w Niemczech oraz do Portu Północnego (Naftoportu), umożliwiającego odbiór ropy transportowanej drogą morską, a następnie jej przesył rurociągiem pomorskim.

W latach 1990–2017 import ropy naftowej wykazywał wyraźną tendencję wzrostową z niewielkimi tylko fluktuacjami. Wielkość importu wzrosła z ok. 13 mln t w roku 1990 do ponad 24,5 mln t w 2017 r. W analizowanym przedziale czasowym maksymalny poziom importu osiągnięto w 2015 r. – 26,5 mln t ropy naftowej. Importowana ropa naftowa w ostatnich latach pokrywała 95–98% krajowego zapotrzebowania na ten surowiec.

Mimo postępującej w ostatnich latach dywersyfikacji o przewadze zakupów ropy od Rosji wciąż decydują zawarte kontrakty długoterminowe, atrakcyjna cena surowca oraz wykorzystanie rurociągów dalekosiężnych jako optymalnego środka transportu ropy. Niezwykle istotne jest również dostosowanie technologiczne instalacji rafineryjno-petrochemicznych w Polsce, które są przystosowane do przetwarzania gatunków ropy naftowej bogatej we frakcje ciężkie, czym charakteryzuje się ropa typu REBCO. Jednocześnie ekonomika przerobu tego gatunku ropy jest dla polskich podmiotów najbardziej korzystna (Bezpieczeństwo energetyczne, 2016). Niemniej jednak polskie rafinerie wykorzystują korzystne warunki zakupowe lub testują nowe gatunki ropy i sprowadzają jej coraz więcej z innych kierunków. Tym samym dywersyfikują swoje źródła zaopatrzenia, wykorzystując do tego instalacje Portu Północnego w Gdańsku. Wzrost znaczenia dostaw drogą morską zdecydował o tym, że Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągu Naftowego PERN S.A. (będącego krajowym liderem logistyki naftowej i właścicielem większości infrastruktury transportowej ropy naftowej na terenie Polski) zamierza wybudować drugi rurociąg surowcowy od portu Morza Bałtyckiego do centrum Polski. Termin realizacji tej kluczowej inwestycji został określony na 2025 r. Pozwoli on na pogłębienie dywersyfikacji oraz pełną separację jakościową nowych gatunków ropy. Stanowi to odpowiedź na trendy rynkowe i wyzwania stojące przed sektorem energetycznym, a także rządową polityką dla sektora naftowego, będącego elementem polityki energetycznej państwa (Polityka energetyczna – projekt, 2018).

Artykuł powstał w ramach prac statutowych Pracowni Polityki Surowcowej IGSMiE PAN.

LITERATURA

BEZPIECZEŃSTWO energetyczne 2016 – Bezpieczeństwo energetyczne RP – raport. Narodowe Centrum Studiów Strategicznych. Warszawa.
BILANS Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polski i Świata, edycje 1992–2015. Kraków.

BILANS Zasobów Kopalni i Wód Podziemnych w Polsce, edycje 1991–2011. Państw. Inst. Geol., Warszawa.

BILANS Zasobów Złóż Kopalni w Polsce, edycje 2012–2019. Państw. Inst. Geol., Warszawa.

BOCHENA A. (red.) 2015 – Narodziny i historia przemysłu naftowego. [W:] Nafta Polska, 10–21.

CBDG PIG-PIB – Centralna Baza Danych Geologicznych Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego, <http://baza.pgi.gov.pl> (dostęp listopad–grudzień 2018).

CHMIELOWIE-STAWSKA A., CZEKAŃSKI E. 2013 – Historia i przyszłość poszukiwań naftowych na Niżu Polskim. Szejka. Czasopismo PGNiG, 4 (110): 8–18.

GOSPODARKA Paliwowo-Energetyczna, edycje 1991–2018. GUS, Warszawa.

IMPORT-EKSPORT – informacje statystyczne za lata 1990–2017. GUS, Warszawa.

KACHLIK K. 1982 – Przemysł naftowy w Polsce przed II wojną światową. Nafta, 6: 66

KALISKI M., STAŚKO D., JEDYNAK Z. 2007 – Ropa naftowa i jej znaczenie dla gospodarki światowej na tle sytuacji energetycznej w Polsce – wybrane zagadnienia. Przemysł naftowy w Polsce.

KONSUMPCJA 2015 – Konsumpcja paliw ciekłych po 3 kwartałach 2015 roku. POPiHN.

KRNIGZ Lubiatów 2017 – Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lubiatów. Folder informacyjny. PGNiG S.A., Oddział w Zielonej Górze.

KUDELA S., KOWALSKI G. 2013 – Kopalnie Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lubiatów. PGNiG Hereditas Minariorum, 4: 201–207 (<http://emo.kylos.pl/lubuskaenergetyka.pl/images/lubuskaenergetyka/konferencja2013/prezentacje/10.grzegorz.kowalski-prezentacja-pl.pdf>) (dostęp 31.01.2019).

LISOWSKI R. 2017 – Wielkie dni polskiej nafty – rozwój przemysłu naftowego na Podkarpaciu i w II Rzeczypospolitej; www.samorzad.pap.pl (dostęp 31.01.2019).

LORENZ K., SZWED-LORENZ J., ŚLUSARCZYK S. 2017 – Rozwój i upadek przemysłu naftowego w Galicji. Hereditas Minariorum, 4: 201–207.

MAKIEŁA Z. 2006 – Funkcjonowanie Przedsiębiorstwa Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy Naftowej i Gazu Petrobaltic w okresie transformacji gospodarczej na tle rozwoju przemysłu naftowego. Prace Komisji Geografii Przemysłu, 8: 204–211.

MAMCZUR S., RADECKI S., WOJTKOWIAK Z. 1997 – O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB). Prz. Geol., 45 (6): 582–589.

MINERALS Yearbook of Poland, edycje 1997–2015. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Kraków

PAWŁOWSKI W. 1995 – Borysław – stolica polskiego zagłębia naftowego w Karpatach Wschodnich (do 1939 roku). Cz. 2, Rozwój górnictwa nafty i wosku ziemnego. Technika poszukiwań geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia, 4–5: 77–88.

POPiHN – Raporty roczne za okres od 2012 do 2018 roku. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego. Warszawa.

POLITYKA energetyczna – projekt, 2018 – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040). Projekt. Ministerstwo Energii. Warszawa.

PROTAS A., SKOCZYLAŚ J. 1994 – Rozwój poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Wielkopolsce. Zakł. Posz. Nafty i Gazu w Pile i UAM, Poznań: 5.

SZAFRAN S. 2003 – 150-lecie narodzin przemysłu naftowego i gazowniczego; (www.enumi.pl/pl/artykuly/324/150lecie_narozdin_przemyslu_naftowego_i_gazowniczego) (dostęp 31.01.2019).

WOJCIESZAK Ł. 2015 – Bezpieczeństwo naftowe Polski. Problem dywersyfikacji. Państwowa Wyższa Szkoła Wschodnioeuropejska w Przemysłu. Przemysł, s. 360.

WOŁKOWICZ S. 2019 – Ewolucja głównych kierunków działań PIG w latach 1919–2019. Prz. Geol., 67 (3): 139–145.

Praca wpłynęła do redakcji 19.07.2019 r.

Akceptowano do druku 28.08.2019 r.