

# **Ropa naftowa i gaz ziemny**

**Redaktor naukowy**

Krzysztof Galos

**Redaktor tomu**

Krzysztof Galos

**Recenzent**

Zbigniew Grudziński

**Autorzy:**

Krzysztof Galos

Lidia Gawlik

Jarosław Kamyk

Aleksandra Komorowska

Alicja Kot-Niewiadomska

Dominik Kryzia

Eugeniusz Mokrzycki

Marek Nieć

Monika Pełowska

Adam Zubrzycki

**Instytut Gospodarki Surowcami  
Mineralnymi i Energią  
Polskiej Akademii Nauk**

# **Surowce mineralne Polski**

## **Ropa naftowa i gaz ziemny**

Wydawnictwo Instytutu GSMiE PAN  
Kraków 2021

Opracowanie graficzne: Marek Pawłowski

Redaktor Wydawnictwa: Emilia Rydzewska-Smaza

Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz, Barbara Sudoł

Adres Redakcji:

31-261 Kraków, ul. J. Wybickiego 7A, IGSMiE PAN

tel. (0-12) 632-33-00, fax (0-12) 632-35-24

*Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN  
Kraków 2021*

*Printed in Poland*

ISBN 978-83-963280-5-2

eISBN 978-83-963280-6-9

DOI 10.24425/surminrg2021

# Spis treści

Słowo wstępne .....	7
Rozdział 1. Marek Nieć, Adam Zubrzycki ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW	
1.1. Kopaliny węglowodorowe .....	9
1.2. Złoża węglowodorów .....	12
1.3. Rozmieszczenie konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego .....	20
1.3.1. Prowincja Małopolska – Karpaty .....	21
1.3.2. Prowincja Małopolska – Zapadlisko przedkarpackie .....	28
1.3.3. Prowincja wielkopolska .....	34
1.3.4. Prowincja zachodniopomorska .....	43
1.3.5. Prowincja bałtycka .....	44
1.3.6. Prowincja lubelska .....	47
1.4. Niekonwencjonalne złoża węglowodorów .....	47
1.4.1. Występowanie gazu ziemnego w łupkach .....	47
1.4.2. Występowanie gazu zamkniętego ( <i>tight gas</i> ) .....	51
1.4.3. Złoża metanu w pokładach węgla .....	52
1.5. Jakość kopaliny .....	58
1.5.1. Ropy naftowe .....	59
1.5.2. Gazy ziemne .....	62
1.5.3. Metan pokładów węgla .....	66
1.6. Zasoby złóż węglowodorów .....	67
1.7. Niewęglowodorowe składniki użyteczne gazów ziemnych (składniki współwystępujące) .....	72
1.7.1. Hel .....	72
1.7.2. Siarka .....	73
1.7.3. Azot .....	74
Literatura .....	74
Rozdział 2. Jarosław Kamyk, Alicja Kot-Niewiadomska, Krzysztof Galos GOSPODARKA ROPĄ NAFTOWĄ W POLSCE	
Wprowadzenie .....	79
2.1. Wydobycie i produkcja krajowa .....	81
2.1.1. Okres do roku 1990 .....	81
2.1.2. Okres po roku 1990 .....	85
2.1.3. Podmioty prowadzące wydobycie ropy naftowej .....	95
2.2. Obroty międzynarodowe .....	96
2.3. Transport i magazynowanie .....	106
2.4. Struktura i trendy rozwoju zużycia .....	112
Literatura .....	122

Rozdział 3. Eugeniusz Mokrzycki, Lidia Gawlik, Aleksandra Komorowska, Dominik Kryzia, Monika Peplowska, Jarosław Kamyk  
GOSPODARKA GAZEM ZIEMNYM W POLSCE

Wprowadzenie .....	127
3.1. Krajowe wydobycie gazu ziemnego .....	128
3.2. Gospodarka gazem ziemnym (w tym obroty międzynarodowe) .....	142
3.3. Transport i magazynowanie .....	151
3.3.1. Transport gazu .....	151
3.3.2. Magazynowanie gazu ziemnego .....	170
3.4. Struktura i trendy rozwoju zużycia .....	187
3.5. Struktura organizacyjna sektora gazu .....	194
3.5.1. Pierwotne dostawy gazu (Poszukiwanie i Wydobycie) .....	195
3.5.2. Przesył (Operator Systemu Przesyłowego) .....	195
3.5.3. Dystrybucja (Operator Systemu Dystrybucyjnego) .....	197
3.5.4. Obrót .....	198
3.5.5. Magazynowanie .....	198
3.5.6. Wytwarzanie .....	198
3.5.7. Skraplanie gazu ziemnego .....	199
Literatura .....	199

## Słowo wstępne

W połowie lat 90. XX wieku profesor Roman Ney, ówczesny Dyrektor Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, podjął inicjatywę realizacji przez Instytut wielotomowej serii monograficznej „Surowce mineralne Polski”. W każdym tomie serii, który miał być poświęcony innemu surowcowi lub grupie surowcowej, analizowano przede wszystkim źródła produkcji tych surowców, technologie ich produkcji oraz podstawowe elementy krajowej gospodarki tymi surowcami.

W latach 1996–2009 zostało przygotowanych i wydanych kolejno 14 tomów tej serii monograficznej dotyczących najważniejszych w kraju surowców energetycznych, metalicznych, chemicznych i skalnych. Były to tomy dotyczące następujących surowców:

- Węgiel kamienny
- Węgiel brunatny
- Sól kamienna
- Siarka
- Miedź. Srebro
- Cynk. Ołów
- Surowce węglanowe
- Kamienie budowlane i drogowe
- Kruszywa naturalne i piaski przemysłowe
- Surowce ilaste
- Surowce krzemionkowe i skaleniowe
- Surowce siarczanowe
- Kruszywa mineralne
- Mineralne surowce odpadowe

Daje się zauważyć, że na tej obszernej liście surowców mineralnych ważnych czy wręcz kluczowych dla polskiej gospodarki

brakuje tych, które należą do najważniejszych – surowców węglowodorowych: ropy naftowej i gazu ziemnego. Są to surowce, które dla profesora Romana Neya na jego ścieżce naukowej były najważniejsze. Stąd pragnął On, by tomem poświęconym ropie naftowej i gazowi ziemnemu zakończyć realizację serii monograficznej „Surowce mineralne Polski”. Względy zdrowotne nie pozwoliły Mu już jednak zrealizować tego planu. Trud zamknięcia tej serii podjął zatem ostatecznie zespół autorski Instytutu bez udziału Profesora, ale częściowo składający się z jego wychowanków. Z drugiej strony tom ten poświęcamy pamięci Pana Profesora, który odszedł od nas w sierpniu 2020 roku.

Prezentowany tom składa się tylko z trzech rozdziałów, dotyczących źródeł i gospodarowania surowcami węglowodorowymi w Polsce. Wątki technologiczne nie zostały tu poruszone w formie odrębnych rozdziałów, tak jak to miało miejsce w poprzednich tomach, uznaliśmy bowiem, że są one szczegółowo i kompetentnie przedstawione w *Poradniku Górnika Naftowego*, przygotowanym i wydanym niedawno przez naszych kolegów z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej.

Autorami 15 tomów serii monograficznej „Surowce mineralne Polski” było niemal 40 osób reprezentujących głównie Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, ale w niektórych przypadkach także Akademię Górniczo-Hutniczą oraz Politechnikę Wrocławską. Chciałbym im w tym miejscu gorąco podziękować za ich wkład pracy w powstanie tego wielotomowego dzieła.

Biorąc pod uwagę fakt, iż od ukazania się pierwszego tomu serii minęło już 25 lat, być może warto byłoby podjąć w Instytucie prace nad nowymi edycjami tomów poświęconych głównym surowcom mineralnym Polski. Najbliższy czas pokaże, czy będzie to możliwe.

*Prof. dr hab. inż. Krzysztof Galos*  
*Redaktor tomu*  
*Dyrektor IGSMiE PAN*



# Rozdział 1

## ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW

### 1.1. Kopaliny węglowodorowe

Kopalinami węglowodorowymi są naturalne substancje organiczne występujące w skorupie ziemskiej, których podstawowymi składnikami chemicznymi są węgiel (C) oraz wodór (H), w różnej proporcji. Występują one w stanie gazowym, ciekłym lub stałym. Są to przede wszystkim węglowodory szeregu parafinowego  $C_nH_{2n+2}$  (metanowego – nasycone), naftenowego  $C_nH_{2n}$  (nienasycone) oraz w mniejszej ilości węglowodory szeregu benzenowego  $C_nH_{2n-6}$  (aromatyczne). Inne substancje organiczne, także w połączeniach z siarką S, azotem  $N_2$  i tlenem  $O_2$  towarzyszą im w podrzędnych ilościach.

Obecnie przyjmuje się powszechnie, że kopaliny węglowodorowe powstają w wyniku termicznych przeobrażeń materii organicznej, głównie phyto- i zooplanktonu (kerogenu), rozproszonej w osadach ilastych i niektórych węglanowych w trakcie ich pograżania w litosferze. Są to dla nich skały macierzyste<sup>1</sup>. W wyniku późniejszej migracji węglowodory tworzą wtórne

---

<sup>1</sup> Przedział głębokości i odpowiadających im temperatur od około 50 do 175°C, w jakim następuje generacja węglowodorów ciekłych, określane jest jako „okno ropne”, a odpowiednio temperatur od około 175 do 225°C, w jakim następuje generacja węglowodorów gazowych, jako „okno gazowe”.

nagromadzenia w skałach zbiornikowych. Wyjątkiem jest metan, który może także powstawać na drodze nieorganicznej i pojawia się w gazach wulkanicznych.

Ze względu na skład chemiczny warunkujący stan skupienia węglowodorów wyróżniane są:

- gazy ziemne („suche”), których podstawowym składnikiem jest metan ( $\text{CH}_4$ ), podrzędnym etan ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) i zwykle w niewielkiej ilości propan ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) i butan ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ );
- gazy ziemne gazolinowe („mokre”), zawierające ponad  $20 \text{ g/m}^3$  węglowodorów cięższych od  $\text{C}_{3+}$ ;
- ropy naftowe, ciekłe węglowodory szeregu parafinowego (alkany) od  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  (pentanu) do  $\text{C}_{18}\text{H}_{38}$  (oktadekanu) z różną zawartością węglowodorów nienasyconych (cykloalkany) i aromatycznych;
- asfalty, asfaltyt, ozokeryt – węglowodory (bituminy) stałe powyżej oktadekanu i produkty ich utleniania.

Wyróżniane są także kopaliny gazowo-kondensatowe, w których ilość węglowodorów cięższych od  $\text{C}_{3+}$  wynosi ponad  $150 \text{ g/m}^3$  i kondensaty ropne, bogate w lekkie węglowodory, głównie  $\text{C}_4\text{--C}_8$  i z zawartością gazu (wykładnikiem gazowym)  $> 890 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , których gęstość jest mniejsza od  $0,760 \text{ g/cm}^3$ .

Gaz ziemny jest mieszaniną węglowodorów szeregu parafinowego, naturalnie występującą w stanie gazowym w warunkach normalnego ciśnienia i temperatury, tj.  $0^\circ\text{C}$  ( $273,15\text{K}$ ) oraz  $1013,25 \text{ hPa}$  (1 atm). Z węglowodorami gazowymi współwystępują gazy nieorganiczne, niekiedy w znacznych ilościach: głównie  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  oraz podrzędnie hel (He) oraz związki metaloorganiczne w śladowych ilościach. Gaz ziemny zawierający ponad 85% metanu ( $\text{CH}_4$ ) zaliczany jest do gazów wysokometanowych.

Głównym składnikiem niepalnym gazu ziemnego jest azot i z uwagi na jego zróżnicowaną zawartość wyróżnia się gazy:

- niskoazotowe przy zawartościach  $\text{N}_2$  do 10%,
- zaazotowane:
  - średnioazotowe przy zawartościach  $\text{N}_2$  od 10 do 50%,
  - azotowo-węglowodorowe o zawartości  $\text{N}_2$  od 50 do 90%,
- azotowe o zawartości  $\text{N}_2$  ponad 90%.

W przypadku dużych zawartości  $\text{H}_2\text{S}$  lub  $\text{N}_2$  gazy ziemne stają się odpowiednio kopalinami siarkowymi lub azotowymi (gazy zasiarcone lub zaazotowane). Niektóre gazy ziemne zawierają

podwyższone zawartości helu (He), a także rtęci (Hg) wymagającej usunięcia ze względu na jej toksyczność.

Ropy naftowe mają bardzo zróżnicowany skład chemiczny i związane z tym właściwości fizyczne. Różnią się: barwą, przejrzystością, gęstością właściwą, zapachem, temperaturą wrzenia, krzepnięcia, wartością kaloryczną itd. Skład chemiczny typowej ropy naftowej obejmuje zwykle: 83–87% węgla (C), 11–14% wodoru (H), 0,04–5,0% siarki (S), 0,11–1,0% azotu (N) oraz 0,1–1,2% tlenu (O). Barwa i przejrzystość są zmienne: od jasnych (białych i mlecznych) przez słomkowe, zielonkawe do brązowych, ciemnobrązowych i czarnych.

W zależności od udziału węglowodorów nasyconych, nienasyconych i aromatycznych wyróżnia się ropy nasycone, naftenowe i aromatyczne (gdy udział węglowodorów aromatycznych wynosi ponad 50%). Zróżnicowanie składu chemicznego ropy naftowej znajduje wyraz w różnym udziale frakcji uzyskiwanych w czasie jej destylacji: benzynowej do 200°C, naftowej do 300°C i olejowej powyżej 300°C. Lekkie ropy benzynowe zawierają ponad 30% frakcji benzynowej. Cechą różnicującą ropy naftowe jest zawartość parafiny, tj. węglowodorów cięższych – ponad  $C_{16}H_{34}$  o temperaturze krzepnięcia ok. +15°C, które po wydobyciu ropy wydzielają się z niej w formie stałej. Z tego względu wyróżnia się:

- ropy bez parafinowe – o zawartości parafiny do 1,5%;
- ropy słabo parafinowe – o zawartości parafiny 1,5–2,0%;
- ropy parafinowe – o zawartości parafiny ponad 2,0%.

Istotną cechą ropy naftowej jest jej gęstość właściwa. Na tej podstawie wyróżniane są:

- ropy lekkie – 0,76–0,87 g/cm<sup>3</sup>,
- ropy średniej gęstości – 0,87–0,92 g/cm<sup>3</sup>,
- ropy ciężkie – 0,92–1,00 g/cm<sup>3</sup>,
- ropy bardzo ciężkie – ponad 1,00 g/cm<sup>3</sup> (maksymalnie do ok. 1,05 g/cm<sup>3</sup>).

Ze względu na zawartość różnych związków siarki (głównie H<sub>2</sub>S oraz merkaptany) w przeliczeniu na zawartość siarki wyróżniane są:

- ropy niskosiarkowe (umownie bezsiarkowe) – o zawartości siarki do 0,5%;
- ropy średniosiarkowe – o zawartości siarki: 0,5–2,0%;
- ropy wysokosiarkowe – o zawartości siarki ponad 2,0%.

## 1.2. Złoża węglowodorów

Złoże węglowodorów – stanowi naturalne nagromadzenie gazu ziemnego lub ropy naftowej w zespole warstw (horyzontów, poziomów), które występują w jednej strukturze geologicznej i których wydobycie jest lub może być ekonomicznie uzasadnione.

W zależności od sposobu występowania węglowodorów w skałach wyróżnia się złoża:

- konwencjonalne, w których nagromadzenie węglowodorów występuje w skałach zbiornikowych, porowatych lub szczelinowatych o przepuszczalności ponad 1 mD<sup>2</sup> w przypadku ropy naftowej lub 0,1 mD w przypadku gazu ziemnego, w których możliwy jest swobodny przepływ węglowodorów, w szczególności przy zmianie ciśnienia;
- niekonwencjonalne – naturalne nagromadzenie gazu ziemnego lub ropy naftowej występującego w formie sorbowanej lub/oraz w niedrożnych porach i spękaniach w skałach macierzystych lub skałach o bardzo niskiej przepuszczalności (odpowiednio poniżej 1 mD lub 0,1 mD), w których swobodne przemieszczanie się węglowodorów jest zazwyczaj ograniczone, a ich przepływ musi być wymuszony (stymulowany) na przykład przez zabiegi szczelinowania hydraulicznego;
- hybrydowe – konwencjonalne złoża węglowodorów z występującymi na ich peryferii lub w ich obrębie akumulacji niekonwencjonalnych.

Złoża konwencjonalne znajdują się zawsze w strukturach geologicznych określanych jako pułapki, w których pozycja hipsometryczna tworzących je skał zbiornikowych umożliwiła migrację i akumulację węglowodorów, a obecność skał nieprzepuszczalnych, uszczelniających, ich zachowanie. W złożach konwencjonalnych bardzo często współwystępuje ropa naftowa i gaz ziemny. W zależności od typu i rodzaju węglowodorów, ich wzajemnych relacji ilościowych oraz warunków termodynamicznych wyróżnia się:

Kozimor i in. 2017

---

<sup>2</sup> 1 D (darcy) – przepuszczalność, przy której przez 1cm<sup>3</sup> skały na długości 1 cm, przy różnicy ciśnień 1 at przepływa 1 cm<sup>3</sup> płynu o lepkości 1 cP.

- złoża gazu ziemnego;
- złoża gazowo-kondensatowe (gazolinowe);
- złoża ropy naftowej z czapą gazową w różnych proporcjach;
- złoża ropy naftowej z rozpuszczonym w niej gazem ziemnym;
- złoża ropy naftowej lub rzadziej występujące kondensatu.

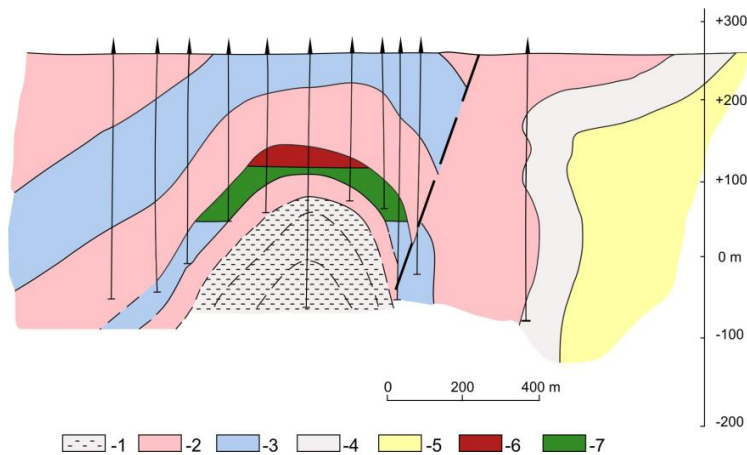
Skałami zbiornikowymi w złożach konwencjonalnych są, porowate lub szczelinowate, skały klastyczne, przede wszystkim piaskowce lub skały węglanowe, porowate, szczelinowate lub skrasowiałe: wapienie, wapienie dolomityczne i dolomity.

Cechą charakterystyczną wielu złóż konwencjonalnych jest występowanie ropy naftowej pod czapą gazową, a poniżej ropy, wody o zróżnicowanej mineralizacji (rys. 1.1). Obecność czapy gazowej zależy od ilości gazu oraz relacji ciśnienia złożowego do ciśnienia nasycenia gazu w ropie. W strefie przejściowej od gazu do ropy występuje ropa naftowa nasycona gazem ziemnym lub kondensat. Ilość gazu rozpuszczonego w ropie jest zależna od ciśnienia panującego w złożu (ciśnienia złożowego).

Rys. 1.1

Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Turaszówka, Karpaty (wg Jabczyńskiego 1973, [W:] Karnkowski 1999b)

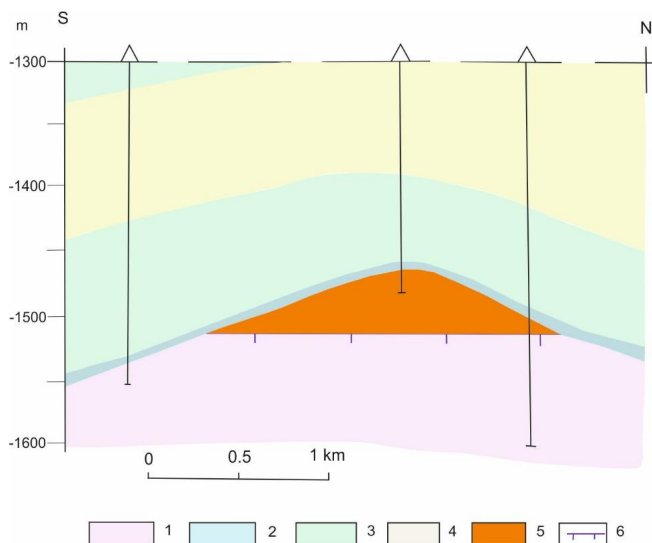
1 – łupki istebniańskie, 2 – łupki pstre, 3 – piaskowce ciężkowickie (zawodnione), 4 – łupki melilitowe, 5 – warstwy krośnieńskie, 6 – gaz ziemny, 7 – ropa naftowa



Formy złóż są zróżnicowane i zależą od sposobu występowania skał zbiornikowych i akumulacji w nich węglowodorów. Złoża tworzy jedna lub kilka warstw albo masyw (kompleks) skał zbiornikowych. Występują one w strukturach antyklinalnych (rys. 1.1), lub pogrzebanych strukturach masywowych, głównie, jako paleorafy lub paleowydmy (rys. 1.2). Rzadziej spotykane są złoża w izolowanych strukturach monoklinalnych, soczewach skał zbiornikowych lub w izolowanych ma-

sywach spękanych skał (najczęściej węglanowych), przyjmujących nieregularne formy. W kompleksach skał zbiornikowych o dużej miąższości akumulacja węglowodorów występuje często tylko w najwyższej położonej, wypiętrzonej ich części i w całości jest podścielona wodą złożową (rys. 1.2). Granica rozdziału fazy węglowodorowej i wodnej przyjmowana jest jako kontur złożowy, który w trakcie eksploatacji złoża ulega przemieszczaniu, zmieniając zarówno zasięg powierzchniowy, jak i miąższości złoża.

Rys. 1.2  
Złoże gazu ziemnego Wilków występujące w szczycie antykliny (wg Karnkowski 1993a)  
1 – piaskowce permskie,  
2 – wapień podstawowy (cechsztyński),  
3 – anhydryty, 4 – sole,  
5 – złoże gazu ziemnego, 6 – kontur wodny



Zubrzycki 2011

Z uwagi na warunki formowania wyróżnia się dwa zasadnicze rodzaje pułapek dla węglowodorów:

- strukturalne formowane przez procesy tektoniczne,
- litostratygraficzne kształtowane przez środowisko sedymentacji oraz zmiany facjalne skał zbiornikowych, które decydują o ich porowatości i przepuszczalności.

Złoża ropy naftowej lub/i gazu ziemnego występujące blisko obok siebie w wyraźnie wyodrębnionej jednostce strukturalnej lub litologiczno-facjalnej tworzą odpowiednio pola naftowe lub gazowe. W obrębie złoża, w zależności od potrzeb, na podstawie kryteriów geologicznych, eksploatacyjnych lub administracyjnych mogą być wydzielane pola eksploatacyjne (obejmujące dawniej wyróżniane rejony kopalń).

Złoża występują na różnej głębokości. O warunkach ich eksploatacji decydują właściwości skał zbiornikowych, ich porowatość i przepuszczalność, głębokość położenia, system energetyczny złoża. Porowatość i przepuszczalność skał mogą być bardzo zróżnicowane nawet w granicach złoża w zależności od zmian facjalnych i cech litologicznych skały zbiornikowej; uziarnienia i lepszczka piaskowców, skrasowienia lub stopnia spękania skał węglanowych. Znajduje to wyraz w zróżnicowaniu zasobności złoża i wydajności otworów eksploatacyjnych.

Pierwotne ciśnienia złożowe są zazwyczaj zbliżone do hydrostatycznych zależnych odpowiednio od głębokości. Wyjątkowo pojawiają się ciśnienia podwyższone (wyższe od hydrostatycznego). Ich powstanie tłumaczone jest jako efekt procesów tektonicznych oraz zmniejszenia przestrzeni porowej w wyniku kompaktacji osadów lub jej wypełniania przez substancje mineralne. W złożach warstwowych ograniczonych przez wody okalające, a w złożach masywowych przez wody podścielające, panują pierwotnie warunki wodnonaporowe. W złożach niezwiązanych z poziomami wodonośnymi występują zwykle warunki gazowonaporowe.

Bojarski i in 1977;  
Halama i in. 1978;  
Reicher 1989

Do niekonwencjonalnych złóż węglowodorów zaliczane są:

- złoża gazu lub ropy naftowej w łupkach („gazu łupkowego” lub „ropy łupkowej”) występujące w klastycznych skałach macierzystych ilasto-mułowcowych, ilasto-krzemionkowych lub ilasto-węglanowych (wapnistych, dolomitycznych), jako naturalne nagromadzenia gazu ziemnego w formie sorbowanej lub lekkiej ropy naftowej z kondensatem w niedrożnych porach i szczelinach;
- złoża gazu zamkniętego (*tight gas*), jako naturalne nagromadzenie gazu ziemnego w skałach o bardzo niskiej przepuszczalności (poniżej 0,1 mD) oraz izolowanych, niewielkich porach, skąd gaz może być eksploatowany dopiero po wykonaniu zabiegów stymulujących (udrażniających);
- złoża metanu w pokładach węgla – naturalne występowanie gazu ziemnego (prawie wyłącznie metanu) w formie sorbowanej w pokładach węgla;
- złoża łupków bitumicznych – w odróżnieniu od łupków gazonośnych wymagają silnego podgrzewania dla uzyskania ciężkich frakcji olejów; są eksploatowane przeważnie metodami górnictwa odkrywkowego;

- złoża piasków roponośnych będącymi nagromadzeniami różnej miąższości skał piaszczystych nasyconych ciężką i często zdegradowaną ropą naftową, której eksploatacja jest możliwa metodami górniczymi lub za pomocą wytłaczanej pary wodnej;
- złoża naturalnych gazohydratów, najczęściej w postaci warstw mułowych osadów morskich spojonych lodem, gdzie cząsteczki metanu zostały uwięzione w jego sieci krystalicznej. Metody pozyskania metanu z tego typu złóż są obecnie w stadium eksperymentalnym.

W obszarze Polski tylko złoża metanu w pokładach węgla mają znaczenie gospodarcze. Złoża gazu w łupkach i gazu zamkniętego mogą mieć znaczenie gospodarcze w przyszłości. Łupki bitumiczne występujące w utworach dewonu w Górach Świętokrzyskich oraz na znacznym obszarze w Karpatach (oligocenijskie łupki menilitowe) charakteryzują się zawartością bituminów 1–8,5%. Nie są aktualnie przedmiotem gospodarczego zainteresowania. Pozostałe typy złóż w Polsce nie występują.

Łyczewska 1967

Gucik 1980

W każdym przypadku złoża węglowodorów jest częścią górotworu, wyodrębnioną w nim na podstawie oceny możliwości ekonomicznie uzasadnionego ich wydobywania. Obszar złoża wyznaczają granice (rys. 1.3):

- naturalne:
  - samoistne,
  - umowne;
- sztuczne.

Za granice naturalne przyjmuje się:

- kontur woda – ropa lub gaz;
- nieciągłości tektoniczne (powierzchnie uskoku, nasunięcia);
- granicę zasięgu facji skał zbiornikowych;
- wyklinowanie skały zbiornikowej.

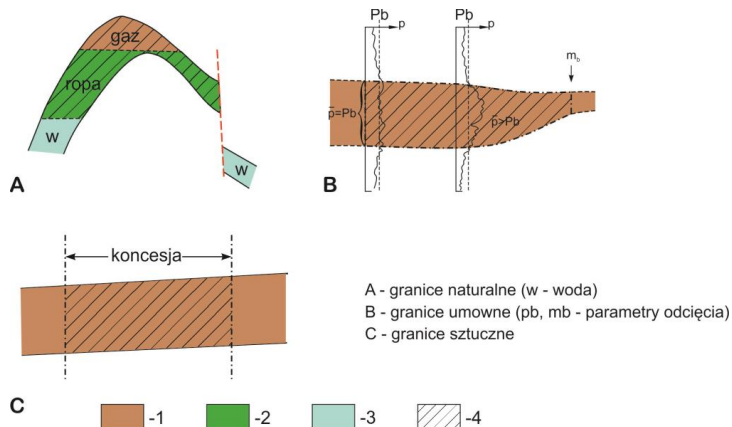
Granice umowne określone są przez arbitralnie przyjęte minimalne wartości parametrów charakteryzujących skałę zbiornikową lub akumulację węglowodorów, czyli tzw. parametry odcięcia. Są to zwykle:

- minimalna przepuszczalność skał zbiornikowych w złożach konwencjonalnych, hybrydowych i gazu zamkniętego [mD];
- minimalna gazonośność w złożach łupków gazonośnych, gazu zamkniętego i metanu w pokładach węgla [m<sup>3</sup>/t];



Rys. 1.3

Rodzaje granic złóż węglowodorów: A – granice naturalne (kontur woda-ropa), B – granice umowne ( $p_b$ ,  $m_b$  – parametry odcięcia), C – granice sztuczne 1 – gaz ziemny, 2 – ropa naftowa, 3 – woda, 4 – złożo



- minimalna miąższość skały zbiornikowej zawierającej akumulację węglowodorów [m];
- minimalna gazozasobność skały zbiornikowej [ $\text{m}^3/\text{m}^2$ ].

Granice sztuczne wyznaczone są w sposób administracyjny w złóżach o nieokreślonych granicach naturalnych lub umownych, jako np. granice obszaru, w którym wykonano badania lub granice obszaru udzielonej koncesji na rozpoznanie lub eksploatację złoża.

Granice naturalne są typowe dla złóż konwencjonalnych. W złóżach niekonwencjonalnych akumulacja węglowodorów występuje na znacznym obszarze, którego granice mogą wyznaczać zmiany facji skał zbiornikowych lub ich wyklinowanie. Złóża w granicach takich obszarów wyróżniane są albo w sposób umowny na podstawie przyjętych wartości minimalnych zawartości węglowodorów (ropy lub gazu ziemnego), miąższości skał gazo- lub roponośnych przyjmowanych jako graniczne parametry odcięcia. W złóżach takich, w razie konieczności, przyjmowane są także granice sztuczne w postaci granic administracyjnych, koncesyjnych itp.

Wyróżnione rodzaje granic mogą występować w różnych kombinacjach, w zależności od rodzaju akumulacji węglowodorów (tab. 1.1).

Za złożo węglowodorów, które może być przedmiotem eksploatacji w Polsce, uważa się odpowiednio nagromadzenie gazu ziemnego lub ropy naftowej, które spełnia przyjęte umownie kryteria definiujące złożo zestawione w tabelach 1.2 i 1.3. Kryteria te mogą być modyfikowane w przypadku specyficznych

warunków geologicznych lub właściwości skał zbiornikowych. Złoża i ich zasoby dokumentowane na podstawie takich kryteriów określa się umownie, jako „bilansowe”.

Nagromadzenia węglowodorów niespełniające przyjętych kryteriów definiujących złoża traktowane są jako ich wystąpienia. Te, które mogą ewentualnie być przedmiotem zainteresowania w przyszłości (po zmianie warunków ekonomicznych lub technologicznych), wykazywane są jako pozabilansowe.

Tab. 1.1  
*Możliwe granice złóż w zależności od rodzaju złóż węglowodorów*

Rodzaj złóż	Granice		
	naturalne	umowne	sztuczne
Konwencjonalne	tak	tak w złożach hybrydowych	nie
Hybrydowe	możliwe	tak	możliwe
W łupkach gazonośnych	możliwe	tak	tak
Gazu zamkniętego	możliwe	tak	możliwe
Metanu w pokładach węgla	możliwe	tak	tak

Tab. 1.2

*Kryteria definiujące złoża ropy naftowej ziemnego (Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej złóż węglowodorów, Dz.U. 2015, poz. 968)*

Parametr	Jednostka	Wartości brzeżne parametru		
		złoża konwencjonalne	złoża niekonwencjonalne	
			ropy zamkniętej	ropy w łupkach
Minimalna przepuszczalność skał zbiornikowych	mD	1		
Maksymalna przepuszczalność skał zbiornikowych	mD		0,1	
Minimalna średnia początkowa wydajność otworu w konturze złoża	t/d	2,0	1,0 po zabiegach stymulujących	
Maksymalna gęstość ropy naftowej	g/cm <sup>3</sup>	0,9		
Maksymalna zawartość rtęci	µg/m <sup>3</sup>		30	30
Minimalna średnia roponośność łupku	m <sup>3</sup> /t			0,002
Minimalna efektywna miąższość łupku roponośnego	m			15
Minimalna ropozasobność łupków	m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>			0,075
Maksymalna zawartość minerałów ilastych w łupku	%			60

1.2. Złoże węglowodorowe

Tab. 1.3

Parametry definiujące granice złoże gazu ziemnego (Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej złoże węglowodorów, Dz.U. 2015, poz. 968)

Parametr	Jednostka	Wartości brzeżne parametru					
		złoże konwencjonalne	złoże niekonwencjonalne			metanu w pokładach węgla	
			gazu zamkniętego	gazu w łupkach	złoże samodzielne	kopalina towarzysząca	
Maksymalna głębokość dokumentowania	m				1500	do głębokości dokumentowania złoże węgla	
Minimalna przepuszczalność skał zbiornikowych	mD	0,1					
Maksymalna przepuszczalność skał zbiornikowych	mD		0,1	0,1			
Maksymalna zawartość minerałów ilastych w łupku	%			60			
Minimalna średnia zawartość krzemionki lub węglanów w łupku	% obj.			10			
Minimalna początkowa średnia wydajność otworu w konturze złoże	m <sup>3</sup> /min	2	0,7 (po zabiegach stymulujących)				
Minimalna metanonośność wyznaczająca kontur strefy złożowej	m <sup>3</sup> /tcsw				4,5	ponad 2,5	
Minimalna średnia gazonośność	m <sup>3</sup> /t m <sup>3</sup> /tcsw			0,5	metanonośność większa od resztkowej	metanonośność większa od resztkowej	
Minimalna miąższość	m			10 efektywna łupku	0,6 węgla w pokładzie	0,1 węgla w pokładzie	
Minimalna gazozasobność	m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>			18			
Maksymalna zawartość rtęci	µg/m <sup>3</sup>	30	30	30			

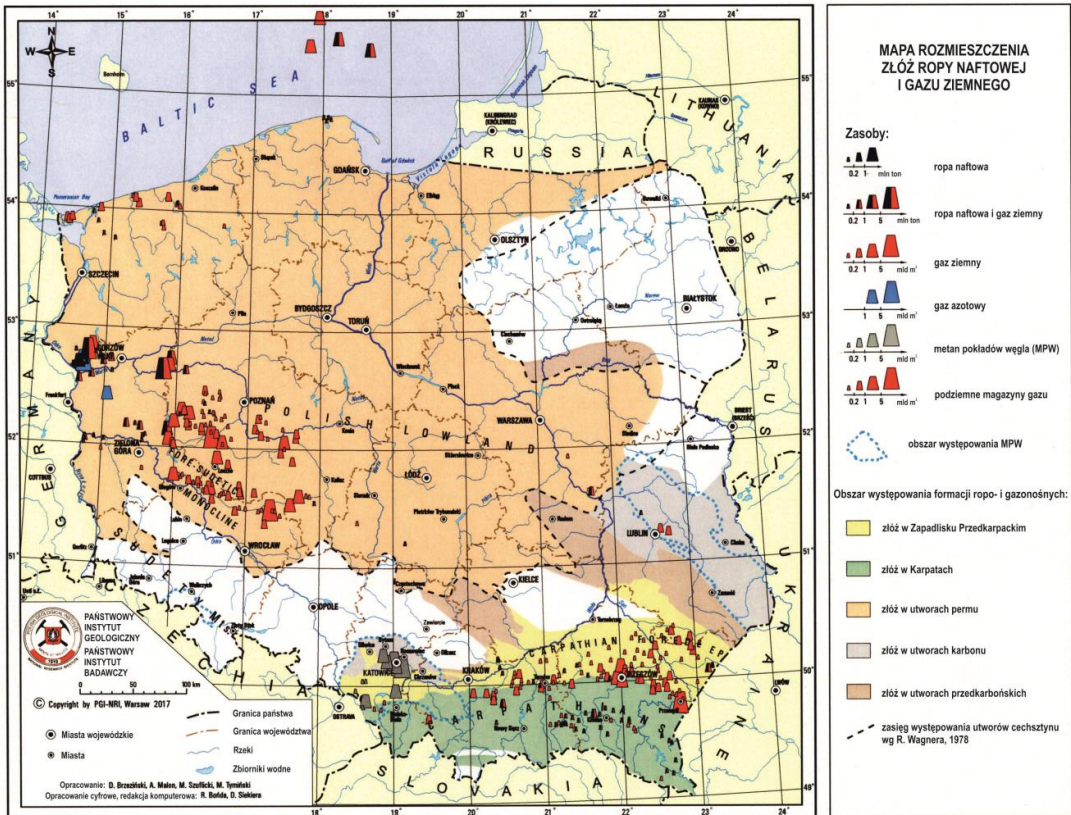
### 1.3. Rozmieszczenie konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego

Występowanie złóż węglowodorów związane jest z warunkami ich powstania: obecnością skał macierzystych zawierających nagromadzenia substancji organicznych, które w wyniku działania temperatury oraz ciśnienia przetworzone zostały w węglowodory. Skałami takimi są ciemne łupki, mułowce, margle i węgle. Pozostające w nich na miejscu węglowodory tworzą złoża niekonwencjonalne w łupkach i węglach, a te, które uległy ekspulsji i akumulacji poza miejscem ich powstania, w skałach o właściwościach zbiornikowych, tworzą złoża konwencjonalne. Warunkiem nieodzownym dla powstania pułapki dla węglowodorów jest odpowiednio wysokie położenie hipsometryczne skał zbiornikowych i ich przykrycie kompleksem skał nieprzepuszczalnych o miąższości zapewniającej ich izolację. Skały macierzyste, zbiornikowe i uszczelniające, oraz powiązane z nimi procesy, fizyczne, chemiczne i geologiczne, które prowadzą do uformowania złóż węglowodorów tworzą system naftowy. Efektem tych procesów jest występowanie złóż węglowodorów w obszarach wyróżnianych jako prowincje naftowe. Występujące w ich granicach złoża węglowodorów mają zróżnicowaną wielkość, ale zwykle zbliżone warunki geologiczne występowania i cechy budowy. Zróżnicowany bywa natomiast skład chemiczny i właściwości fizyczne ropy naftowej lub gazu ziemnego w zależności od rodzaju wyjściowej substancji organicznej oraz warunków ich generowania, migracji i akumulacji.

W granicach Polski złoża ropy naftowej i gazu ziemnego grupują się w kilku obszarach (rys. 1.4), co pozwala na wyróżnienie prowincji naftowych:

- małopolskiej – obejmującej Karpaty zewnętrzne oraz zapadlisko przedkarpackie wraz z ich podłożem paleo- i mezozoicznym;
- wielkopolskiej (przedsudecko-wielkopolskiej);
- zachodniopomorskiej;
- bałtyckiej (gdańskiej, łącznie z polską strefą ekonomiczną Bałtyku);
- lubelskiej.

### 1.3. Rozmieszczenie konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego



Rys. 1.4

Rozmieszczenie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce (Szamalek i in. red. 2017)

Złóża ropy naftowej i gazu ziemnego tych prowincjach występują w piaskowcach, wapieniach i dolomitach wieku od kambru do neogenu (tab. 1.4).

#### 1.3.1. Prowincja Małopolska – Karpaty

Karpaty zewnętrzne, w których występują złóża węglowodorów, tworzy silnie sfałdowana i nasunięta ku północy formacja fliszu kredowo-paleogeńskiego występująca w pięciu zasadniczych jednostkach tektonicznych, nasuniętych na siebie. Są to, idąc od południa jednostki: magurska, dukielska (przedmagurska), śląska, podśląska, i skolska (rys. 1.7a). W okresie od jury górnej-kredy dolnej do paleogenu, przed ostateczną fazą gó-







**ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY**  
**1. ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW**

Tab. 1.4

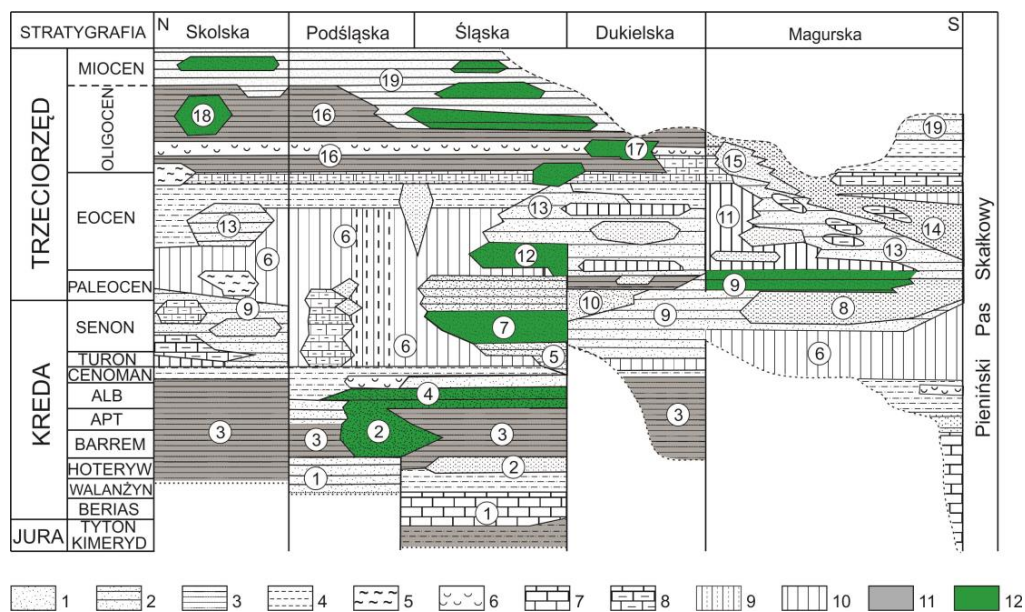
*Pozycja stratygraficzna utworów ropo- i gazonośnych w prowincjach naftowych Polski*

	Prowincja					
	Karpaty zewnętrzne	Zapadlisko Przedkarpackie	Wielkopolska	Zachodniopomorska	Bałtycka	Lubelska
Czwartorzęd						
Neogen						
Paleogen						
Kreda górna						
Kreda dolna						
Jura górna						
Jura środkowa						
Jura dolna						
Trias górny						
Trias środkowy						
Trias dolny						
Perm Górny						
Perm dolny						
Karbon Górny						
Karbon dolny						
Dewon górny						
Dewon środkowy						
Dewon dolny						
Sylur						
Ordowik						
Kambr						
Prekambr						

	ropa naftowa w piaskowcach		ropa naftowa w wapieniach i dolomitach		gaz ziemny w piaskowcach		gaz ziemny w wapieniach i dolomitach
	łupki gazonośne			metan w pokładach węgla			

rotwórczą stanowiły one okresowo odrębne baseny sedymentacyjne rozdzielone wypiętrzonymi kordylierami. Spowodowało to zróżnicowanie facjalne utworów fliszu wypełniających poszczególne baseny, jak też zróżnicowanie cech petrograficznych i fizycznych piaskowców, które stanowią skały zbiornikowe. Sfałdowane piaskowce przedzielane nieprzepuszczalnymi warstwami łupków ilastych i margli (rys. 1.5) tworzą liczne pułapki, najczęściej typu strukturalnego, zawierające złoża ropy naftowej i gazu ziemnego.



Rys. 1.5.

Pozycja stratygraficzna w Karpatach skał macierzystych i zbiornikowych dla węglowodorów (podział litostratygraficzny wg Oszczytko 1995)

1 – piaskowce gruboławicowe, 2 – piaskowce cienkoławicowe z przewarstwieniami łupków i serie łupkowo-piaskowcowe, 3 – łupki, 4 – łupki czarne, 5 – osady osuwisk podmorskich, 6 – osady krzemionkowe, 7 – wapienie, 8 – margle, 9 – margle pstre, 10 – łupki pstre, 11 – skały macierzyste dla węglowodorów, 12 – skały zbiornikowe (piaskowce)

Ważniejsze jednostki litostratygraficzne: 1 – warstwy cieszyńskie, 2 – warstwy grodziskie, 3 – warstwy wierzowskie i paskie, 4 – warstwy Igockie, 5 – warstwy godulskie, 6 – łupki i margle pstre, 7 – warstwy istebniańskie, 8 – piaskowce ze Szczawiny i formacja jarmucka, 9 – warstwy inoceramowe i łupkowskie oraz formacja szczawnicka, 10 – warstwy ciśnieńskie, 11 – formacja łupków pstrych z Łabowej, 12 – piaskowce ciężkowickie, 13 – warstwy hieroglify, zarzeckie, beloweskie, 14 – formacja magurska, 15 – piaskowce glaukonitowe z Wątkowej, 16 – warstwy menilitowe, 17 – piaskowce cergowskie, 18 – piaskowce kłivskie, 19 – warstwy krośnieńskie oraz formacja malcowska

Uważa się, że skałami macierzystymi dla węglowodorów były ciemne, brązowe i czarne łupki: głównie cieszyńskie, wierzowskie i spaskie dolnej kredy, zawierające 1,5–2,0% węgla organicznego (TOC), łupki istebniańskie i inoceramowe kredy górnej oraz bitumiczne łupki menilitowe oligocenu (zawierające do kilku procent TOC). Nie wyklucza się też występowania skał macierzystych w utworach paleozoicznych w starszym podłożu Karpat.

Skałami zbiornikowymi zawierającymi głównie akumulacje ropy naftowej są (rys. 1.5):

- piaskowce grodziskie i Igockie dolnej kredy w jednostce śląskiej (np. złożo Grabownica);

- piaskowce istebniańskie (lokalnie nazywane czrnorzeckimi) górnej kredy w jednostce śląskiej (np. złoża Strachocina) i podśląskiej (złoża Węglówka);
- paleoceńsko-eoceńskie piaskowce ciężkowickie w jednostce śląskiej (np. złoża: Bóbrka-Rogi, Osobnica, Roztoki, Potok, Turaszówka, Iwonicz);
- eoceńsko-oligocieńskie piaskowce cergowskie w jednostce dukielskiej (np. złoża Folsz);
- piaskowce kliwskie w obrębie serii warstw łupków menilitowych oligocenu w jednostce skolskiej (np. złoża: Wańkowa, Łodyna), oraz piaskowce magdaleńskie w jednostce śląskiej;
- oligocieńskie piaskowce krośnieńskie w jednostce śląskiej (np. złoża Zatwarnica);
- piaskowce w warstwach inoceramowych, późnokredowo-paleoceńskich (np. w złożach Męcina, Szymbark – wyeksploatowanych).

Najbardziej produktywnymi z nich są cztery poziomy piaskowców ciężkowickich przedzielone warstwami łupków pstrych. Skałami zbiornikowymi zawierającymi złoża gazu ziemnego są piaskowce istebniańskie, ciężkowickie i wyjątkowo cergowskie.

Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego grupują się przede wszystkim w utworach jednostki śląskiej, szczególnie w obszarze centralnego synklinorium karpackiego na wschód od doliny Dunajca. Mniej częste są w utworach jednostek skolskiej i magurskiej, a w jednostkach dukielskiej i podśląskiej pojawiają się wyjątkowo (tab. 1.5), ale zwykle w sąsiedztwie granic jednostki śląskiej.

Tab. 1.5  
Zarejestrowane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w Karpatach

Jednostka	Liczba złóż						
	ropy naftowej				gazu ziemnego (samodzielnych)		
	ogółem		w tym z towarzyszącym gazem ziemnym				
	eksploatowane	zaniechane i szcerpane	eksploatowane	zaniechane i szcerpane	eksploatowane	magazyn gazu	zaniechane i szcerpane
Skolska	3	7	7	3			
Podśląska	2		2				
Śląska	20	29	17	12	10	1	1
Dukielska	1	1	1				
Magurska		8		8			



Wdowiarcz 1960

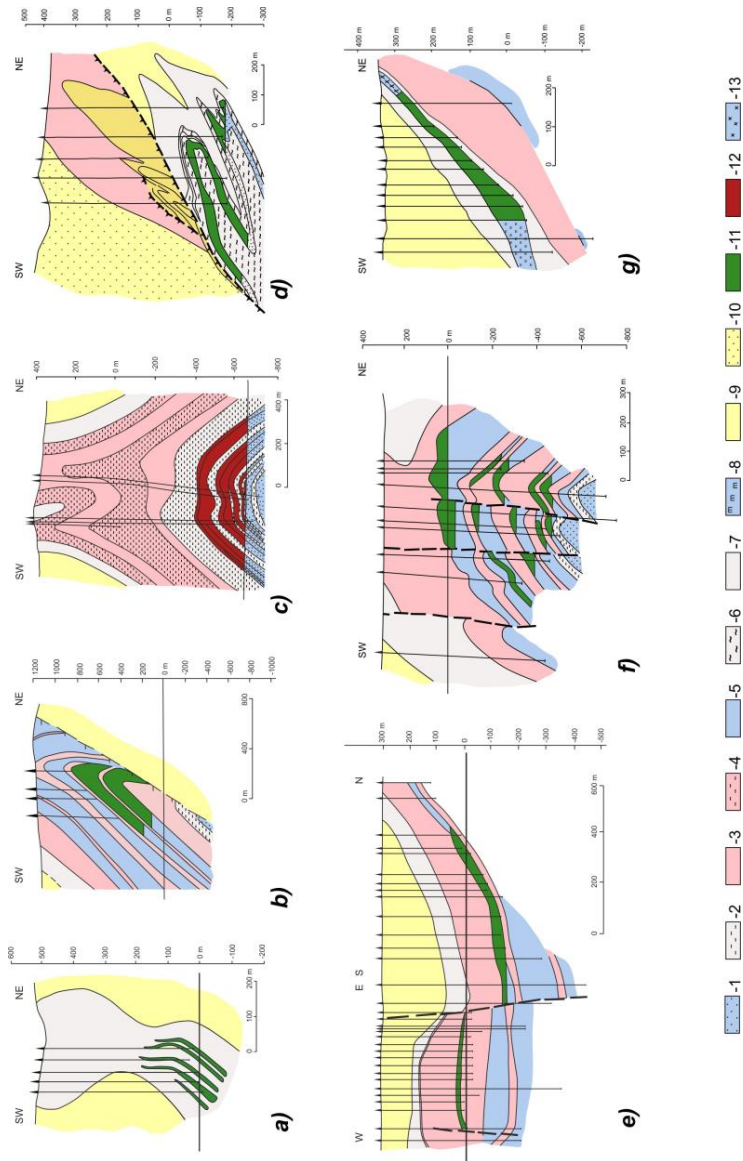
Warunki strukturalne akumulacji węglowodorów oraz zróżnicowanie właściwości skał zbiornikowych fliszu są przyczyną dużego zróżnicowania formy złóż (rys. 1.6). Złoża lokują się najczęściej w złożonych strukturach antyklinalnych w ich partiach szczytowych lub w ich skrzydłach zwykle przechylonych, w fałdach obalonych, w skrzydłach fałdów ekranowanych przez nasunięcia, lub w izolowanych soczewkach piaskowców. Często mają one budowę piętrową, tworzy je kilka poziomów piaskowców, różnowiekowych, albo rozdzielonych seriami łupkowymi, (np. złożo Bóbrka-Rogi w piaskowcach ciężkowickich i istebniańskich (rys. 1.6f), albo występujących w różnych blokach tektonicznych. Wyróżnić można złoża:

- w prostych strukturach antyklinalnych (np. złożo Turaszówka rys. 1.1, Iwonicz rys. 1.6b);
- w strukturach antyklinalnych złożonych, dysharmonijnych (np. złożo Strachocina rys. 1.6c);
- w zdyslokowanych, sąsiadujących strukturach antyklinalnych (np. złoża Bóbrka-Rogi rys. 1.6f);
- w skrzydłach struktur atyklinalnych (np. Łodyna rys. 1.6a, Kryg-Lipinki rys. 1.6e, Magdalena rys. 1.6g);
- w złożonych fałdach leżących znajdujących się pod nasunięciami (np. Folusz rys. 1.6d).

W wydłużonych strukturach antyklinalnych undulacje ich osi podłużnych i dyslokacje poprzeczne powodują, że akumulacje węglowodorów występujące w odrębnych ich segmentach dokumentowane są jako osobne złoża (np. Rزتoki-Potok-Turaszówka). Obszary poszczególnych złóż są zazwyczaj ograniczone tektonicznie dyslokacjami lub nasunięciami o różnych amplitudach, jak też wodami okalającymi. Rzadziej ich granice wyznaczają wkliniowania skał zbiornikowych lub zmiany ich facji, spowodowane wzrostem zawartości frakcji drobnoziarnistej i ilastej, co powoduje spadek ich porowatości i przepuszczalności.

Wody złożowe są zazwyczaj zmineralizowane, typu wodorowęglanowo-sodowego lub chlorkowo-wapniowego, z podwyższoną zawartością jodu. Niekiedy mają one właściwości lecznicze i zaliczane są do wód balneologicznych (np. Iwonicz Zdrój, Rymanów Zdrój) lub kwalifikują się do odzysku jodu (prowadzonego w przeszłości w Zabłociu).

Znane złoża węglowodorów występują na różnej głębokości: od powierzchni terenu aż do głębokości około 2000 m, ale najczę-



Rys. 1.6

Przykłady złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Karpatach (wg Karnkowskiego 1993a,b zmodyfikowane), kolejno:

a – złoża Łodyna (w piaskowcach klitoskich wg Raźnego 1973), b – złoża Iwonicz (w piaskowcach ciężkowickich, wg Głowackiego 1973), c – złoża Strachocina (w piaskowcach istebniańskich, wg Depowskiiego, f. Wdowiarsz 1960), d – złoża Folusz (w piaskowcach cergetowskich, wg Tokarskiego 1956), e – złoża Kryg-Lipinki (w piaskowcach ciężkowickich, wg Uryga 1965 ), f – złoża Bóbrka-Rogi (w piaskowcach ciężkowickich i istebniańskich, wg Krucza 1968), g – złoża Magdalena (w piaskowcach magdalenieckich (wg Uryga 1960)

1 – piaskowce cergetowskie, 2 – łupki istebniańskie, 3 – łupki pszte, 4 – łupki zielono-szare i piaskowce, warstwy hieroglifyowe, 5 – piaskowce ciężkowickie, 6 – łupki i piaskowce cergetowskie, 7 – łupki menilitowe, 8 – piaskowce magdalenieckie, 9 – warstwy krośnieńskie, 10 – piaskowce magurskie, 11 – ropa naftowa, 12 – gaz ziemny, 13 – piaskowce asfaltowe

Peszat 1988

ściej w przedziale pierwszych kilkuset metrów. Na wychodniach piaskowce stanowiące skały zbiornikowe są praktycznie pozbawione węglowodorów, słabo zwarte, rozsypliwie, przekształcone nawet w piaski, bądź izolowane od powierzchni przez asfaltowe produkty utleniania ropy naftowej (złoże Magdalena, rys. 1.6g). Skały zbiornikowe fliszu mają miąższość do kilkudziesięciu metrów. Ich porowatość wynosi od kilku do około 25% (w szczególności w piaskowcach ciężkowickich), a przepuszczalność jest bardzo zróżnicowana od kilku do około 500 mD.

Złożona budowa geologiczna Karpat powoduje, że złoża występujące w granicach polskiej ich części są na ogół małe lub bardzo małe (tab. 1.6). Zasoby wydobywalne, w ilości ponad 1 mln ton ropy naftowej, stwierdzono tylko w sześciu złożach (tab. 1.7), obecnie w znacznym stopniu już wyeksploatowanych.

Tab. 1.6  
Rozkład wydobywanych zasobów złóż stwierdzonych w Karpatach polskich (łącznie ze złożami wyeksploatowanymi)

Zasoby wydobywalne początkowe [tys. ton]	Liczba złóż	
	ogółem	wyeksploatowane
do 1	11	10
1–10	15	13
10–100	24	13
100–1000	14	2
ponad 1000	6	–

Tab. 1.7  
Największe złoża ropy naftowej w Karpatach polskich

Nazwa złoża	Zasoby wydobywalne ogółem		Zasoby przemysłowe w 2020 r. [tys. ton]
	początkowe [mln ton]	w 2020 r. [tys. ton]	
Dominikowice–Kryg–Lipinki	1,66	61,35	20,61
Turaszówka–Potok	1,44	22,37	12,02
Wańkowa	1,47	70,24	46,87
Bóbrka–Równe–Rogi	1,25	100,93	4,62
Grabownica	1,095	42,02	41,81
Węglówka	1,06	51,82	3,39

Bielawski 1994

Nycz 1994

Eksploracja ropy naftowej z naturalnych wycieków na powierzchni i z płytkich kopanek prowadzona była już w XVIII wieku. Wykorzystywano ją przede wszystkim jako smar do osi wozów. Wieloletnia eksploatacja ropy naftowej, rozpoczęta na skalę przemysłową w 1853 roku na złożu Bóbrka, a następnie podjęta przed I wojną światową również eksploatacja gazu

Karnkowski 1993a,b;  
Bilans 2021

ziemnego spowodowała, że większość złóż jest obecnie wyeksploatowanych lub bliskich zakończenia eksploatacji. Na podstawie danych o wielkości wydobycia i stanie ewidencjonowanych zasobów można oszacować, że łączne początkowe zasoby wydobywalne złóż ropy naftowej Karpatach polskich wynosiły 12,48 mln ton. Obecnie wg stanu na 31.12.2020 r., po ponad 165 latach eksploatacji wykazywanych jest jeszcze 626,47 tys. ton zasobów bilansowych łącznie w 23 złożach oraz 5,67 tys. ton pozabilansowych w pięciu złożach. W dotychczas eksploatowanych złożach dokumentowane są niewielkie przyrosty zasobów jako wynik lepszego rozpoznania (w latach 2016–2018 około 50 tys. ton, przy wydobyciu rocznym 22,5 tys. ton).

Karnkowski 1999

Ropy karpackie generalnie charakteryzują się dużą zawartością węglowodorów alifatycznych, niską zawartością siarki (ropy niskosiarkowe) oraz zawartością parafin do 7,0% wag., co kwalifikuje je do rop parafinowych. Gęstości rop mieszczą się w przedziale 0,750–0,943 g/cm<sup>3</sup>.

Złożom ropy naftowej towarzyszy często gaz ziemny w postaci rozpuszczonej w ropie, rzadziej jako zakumulowany w czapie gazowej lub w sąsiedztwie złoża ropy. Samodzielne złoża gazu są nieliczne. Są to na ogół gazy wysokometanowe (tab. 1.11). Zasoby początkowe gazu w złożach, w których towarzyszył on ropie, wynosiły od 0,03 do 472 mln m<sup>3</sup>. Ogółem rejestrowanych jest obecnie: 22 złoża ropy naftowej z towarzyszącym gazem ziemnym (w czapie gazowej i rozpuszczonym) oraz 6 samodzielnych złóż gazu ziemnego. W 2020 r. zasoby wydobywalne złóż samodzielnych wynosiły 716,48 mld m<sup>3</sup> (przemysłowe 243,28 mld m<sup>3</sup>). Jedno złożo, Strachocina, przeznaczone jest na podziemny magazyn gazu (w 2020 r. z 121,5 mln m<sup>3</sup>).

### 1.3.2. Prowincja Małopolska – Zapadlisko przedkarpackie

Zapadlisko przedkarpackie obejmuje obszar basenu miocenijskiego w rowie przedgórskim, który uformował się na przedpolu Karpat fliszowych w czasie ich fałdowania i nasuwania się ku północy. Wypełniają je osady neogenu (badenu i sarmatu dolnego), które występują także w podłożu nasuniętych na nie utworów fliszowych. W niektórych rejonach, bezpośrednio u czoła nasunięcia tych utworów osady neogenu są sfałdowane.

Miąższość niesfałdowanych osadów miocenu autochtonicznego zmienia się od kilkuset metrów na zachodzie zapadliska do prawie 3 tys. metrów na wschodzie, w strefie Przemyśl–Lubaczów. Podłoże osadów miocenijskich ma budowę złożoną. Tworzą je sfałdowane utwory prekambryjskie częściowo przykryte niezgodnie osadami paleozoicznymi i mezozoicznymi.

Złóża węglowodorów występują w utworach neogenu oraz w ich mezozoicznym i paleozoicznym podłożu. W utworach neogenu obecne są wyłącznie złóża gazu ziemnego, które grupują się przede wszystkim w trzech strefach (rys. 1.7):

Karnkowski 1999a

- wzdłuż brzegu nasunięcia karpackiego, częściowo pod nasuniętymi, sfałdowanymi utworami fliszowymi, w szczególności w strefie między Dębicą i Przemyślem,
- w centralnej części zapadliska między Mielcem i Leżajskiem,
- wzdłuż północno-wschodniej granicy zapadliska w rejonie Lubaczowa.



Rys. 1.7

Złóża ropy naftowej i gazu ziemnego w Karpatach i zapadlisku przedkarpackim (wg Karnkowskiego 2004). Przekrój A-B na rys. 1.8

A – jednostki geologiczne Karpat, B – rozmieszczenie złóż: 1 – złóża ropy naftowej, 2 – złóża gazu ziemnego, 3 – brzeg Karpat, 4 – zasięg utworów miocenu w zapadlisku przedkarpackim

Kotarba i in. 2017

Myśliwiec 2004

Skałami zbiornikowymi dla gazu ziemnego są piaskowce, które tworzą nieregularne przewarstwienia o miąższości od kilku do kilkunastu metrów wśród utworów ilastych neogenu, przede wszystkim w kompleksie iłów krakowieckich sarmatu, ale także piaskowce badenu (warstw baranowskich), oraz niekiedy w utworach starszych (np. kambryjskich w złożu Cetynia, kredowych w złożu Grobla). Piaskowce mają zróżnicowaną porowatość od kilku do kilkunastu % i bardzo zróżnicowaną przepuszczalność od kilku do kilkuset mD. Skałami ekranującymi i jednocześnie macierzystymi są warstwy i kompleksy skał ilastych. Występują tu pałapki złożowe:

- strukturalne w antyklinach kompakcyjnych, pod nasuniętymi utworami fliszowymi Karpat oraz ekranowane przez uskoki,
- stratygraficzne w formie wyklinowań warstw gazonośnych lub związane z powierzchniami niezgodności.

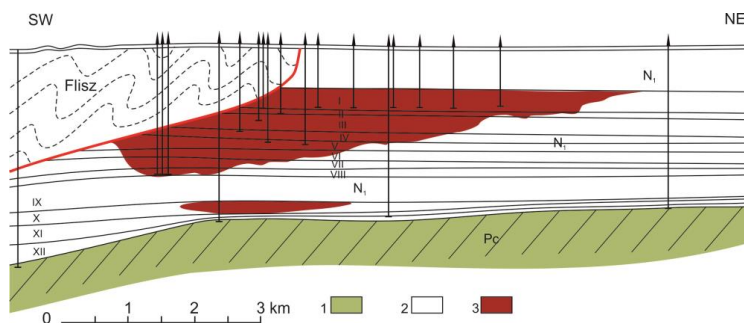
Złoża gazu ziemnego występują zatem w:

- monoklinach ekranowanych przez nasunięte utwory fliszowe (rys. 1.8) bądź ograniczonych przez wypiętrzenia skał podłoża utworów neogenu (rys. 1.9C),
- płaskich strukturach antyklinalnych, często kompakcyjnych nad garbami przedmiocenińskiego podłoża (rys. 1.9A,B),
- strukturach zrębowych (rys. 1.9D).

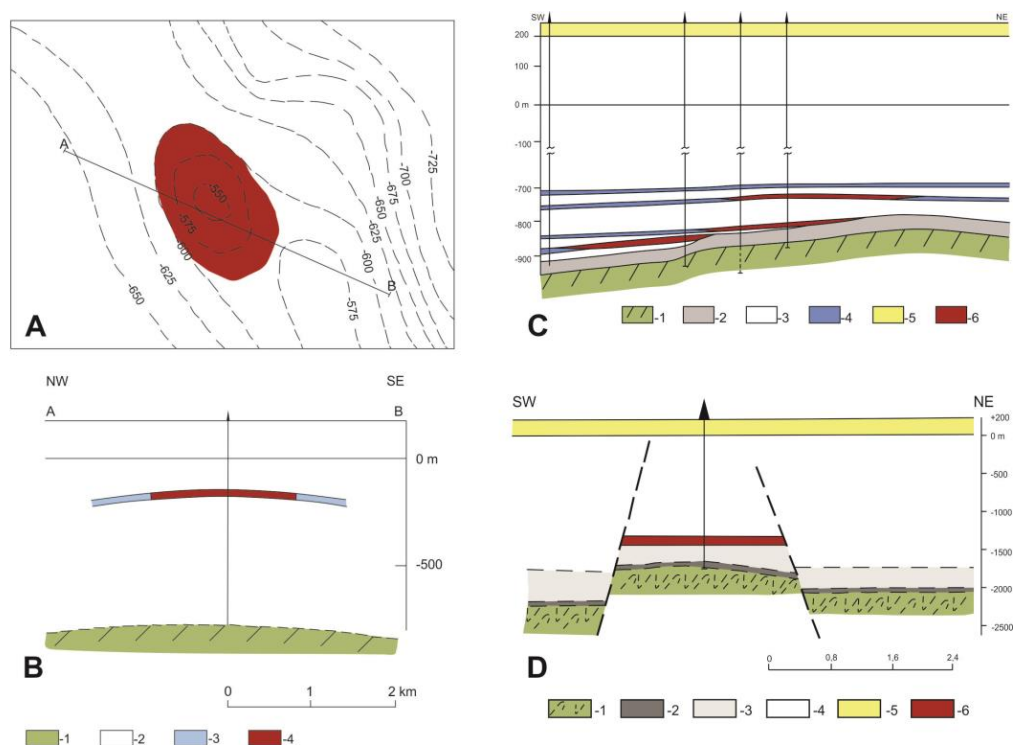
Rys. 1.8

Złoże gazu ziemnego Przemysł (wg Czernickiego 1977)

1 – utwory prekambru, 2 – osady miocenu (I–XII horyzonty gazowe) i sfałdowane paleogenu (flisz), 3 – złożo gazu ziemnego



Często są to złoża o nieostrych granicach litologiczno-facjalnych. i hybrydowe otoczone utworami o niskiej przepuszczalności zawierającymi akumulacje gazu zamkniętego, dawniej pomijane w dokumentowaniu złóż. Granice ich są często wyznaczone w sposób umowny na podstawie przyjętych wartości brzeżnych porowatości lub przepuszczalności skał zbiornikowych. Przewarstwienia piaskowców o zróżnicowanej przepuszczalności,



Rys. 1.9

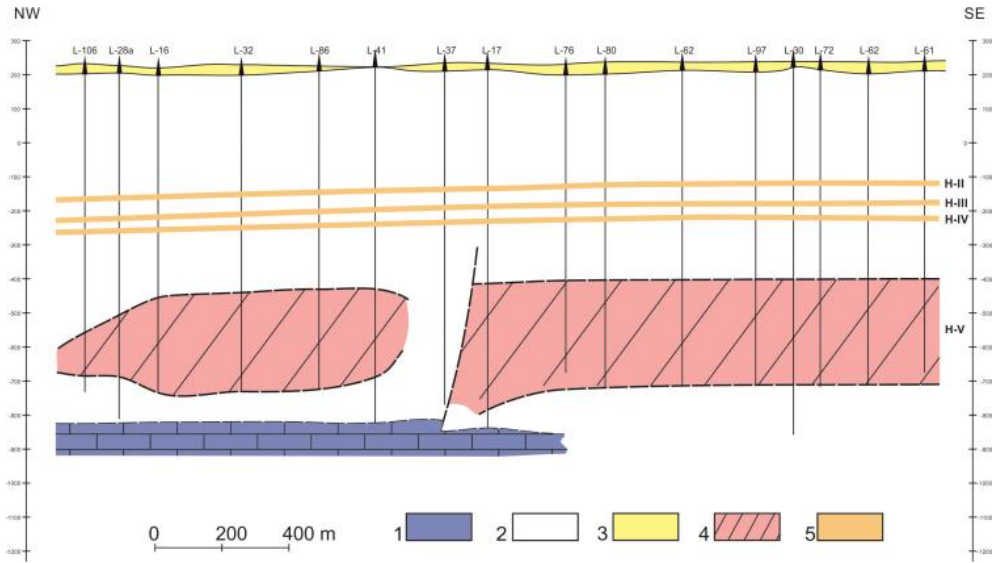
Złóża gazu ziemnego w utworach neogenu

A, B – Złóżo gazu ziemnego Jeżowe (wg Karnkowskiego 1969): A – mapa (izarytmy stropu piaskowców), B – przekrój: 1 – utwory prekambriu, 2 – utwory ilaste miocenu, 3 – piaskowce, 4 – złóżo gazu ziemnego; C – Złóżo gazu ziemnego Tarnogród-Wola Różaniecka (wg Kaczyńskiego i Modzelewskiego, f. Karnkowski 1999b, zmodyfikowany): 1 – utwory prekambryjskie (tępki), 2 – anhydryty i iłowce badenu, 3 – utwory ilaste sarmatu, 4 – piaskowce, 5 – utwory czwartorzędowe, 6 – złóżo gazu ziemnego; D – Złóżo gazu ziemnego Ryszkowa Wola (wg Karnkowskiego 1969, zmodyfikowany): 1 – utwory prekambriu (tępki), 2 – anhydryty, 3 – iłowce badenu, 4 – utwory ilaste sarmatu (iłły krakowieckie), 5 – utwory czwartorzędowe, 6 – złóżo gazu ziemnego

z nieostrymi granicami liologiczno-facjalnymi nasycone gazem bywają rozmieszczone bardzo blisko siebie w profilu. Traktowane są one wówczas łącznie jako jeden horyzont gazonośny o złożonej budowie. Miąższość efektywna takich horyzontów wynosi wówczas łącznie do kilkudziesięciu metrów. Przykładem jest złóżo Lubaczów (rys. 1.10).

Złóża występują w dużym przedziale głębokości od kilkuset do ok. 2600 m. Ich wielkość jest bardzo zróżnicowana: od drobnych o zasobach kilkunastu mln m<sup>3</sup> (Brzezówka, Wola Zarczycka)<sup>3</sup>

<sup>3</sup> W złóżach w znacznym stopniu wyeksploatowanych do kilku milionów m<sup>3</sup>.



Rys. 1.10

Złoże gazu ziemnego Lubaczów (wg Kozimora i in. 2017)

1 – wapienie jurajskie, 2 – utwory ilaste miocenu, 3 – utwory czwartorzędowe, 4 – seria utworów gazonośnych i wystąpień gazu zamkniętego, 5 – poziomy piaskowcowe, gazonośne

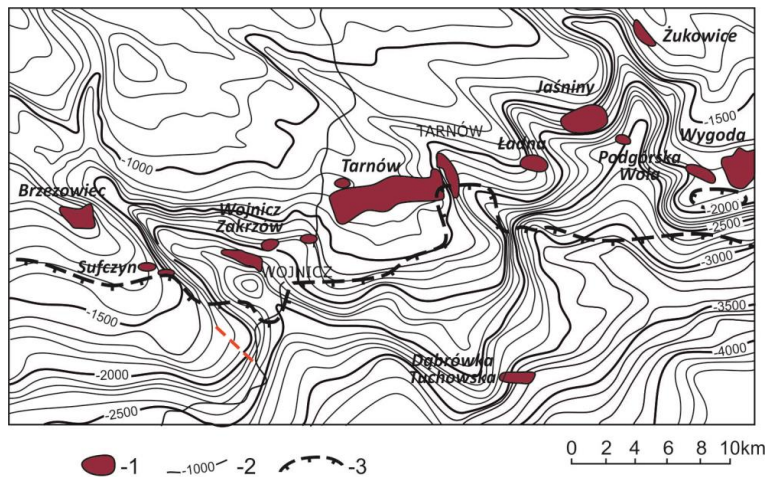
do bardzo dużych o początkowych zasobach wydobywalnych około 75 mld m<sup>3</sup> (złoże Jaksmanice-Przemysł, rys. 1.8). Często jest występowanie małych złóż blisko siebie położonych (rys. 1.11). Sumaryczne zasoby wydobywalne gazu ziemnego w złożach w zapadlisku przedkarpackim szacowane są obecnie na 29,36 mld m<sup>3</sup>, w tym 2,58 mld m<sup>3</sup> w złożach ropnych i kondensatu.

Bilans zasobów 2020

Rys. 1.11

Zróżnicowanie wielkości złóż na tle rzeźby podłoża osadów miocenu (wg Karnkowskiego 1993b, zmodyfik.)

1 – złoża gazu ziemnego, 2 – izobaty spągu utworów miocenu, 3 – brzeg Karpat



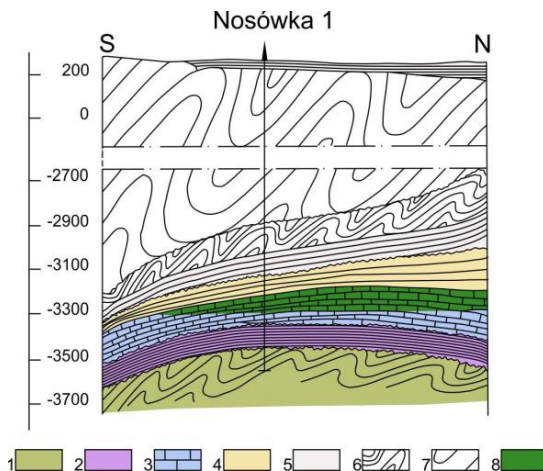


Początkowe ciśnienia złożowe są równe lub bardzo zbliżone do ciśnień hydrostatycznych. Gaz ziemny zapadliska przedkarpackiego jest gazem wysokometanowym, czasem zawierającym prawie czysty metan (tab. 1.12).

Złoża ropy naftowej występują wyłącznie w podłożu zapadliska w utworach paleo- i mezozoicznych, w złożach samodzielnych lub w towarzystwie gazu ziemnego. Skałami zbiornikowymi są spękane utwory wapienno-dolomityczne dewonu (rejon Lachowice–Stryszawa), wapień karbonu dolnego (złożenie ropy naftowej Nosówka k. Rzeszowa – rys. 1.12), wapień górnej jury (np. złożenie ropno-gazowe Partynia–Podborze) oraz piaskowce i zlepińce cenomanu wraz z podścielającymi je wapieniami jurajskimi (złożenia Grobla–Pławowice – rys. 1.13).

Rys. 1.12

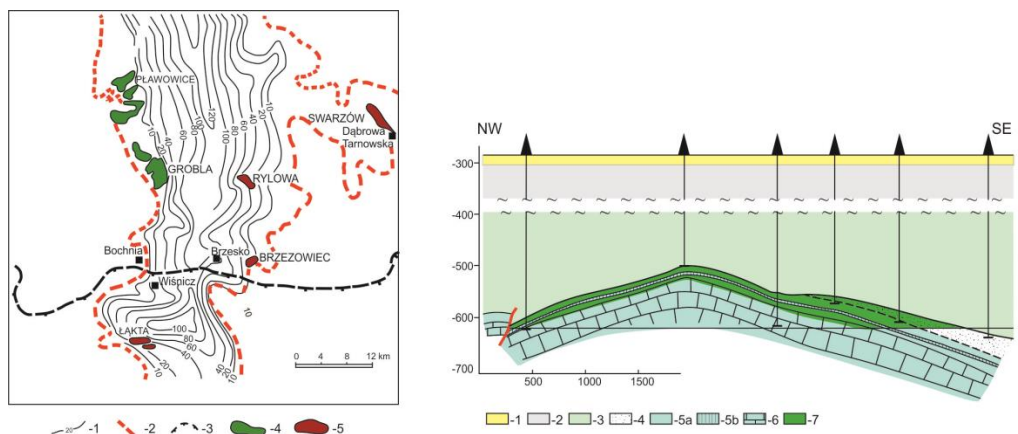
Przekrój schematyczny przez złożenie Nosówka (Czernicki 1977; Karnkowski 1990b, zmodyfikowany). 1 – utwory prekambry, 2 – ordowik i sylur, 3 – wapień dolnego karbonu, 4 – łupki i piaskowce karbonu dolnego (kulm), 5 – utwory miocenu (autochtonicznego), 6 – sfałdowane utwory neogenu jednostki stebnickiej, 7 – nasunięte sfałdowane utwory fliszowe zatoki rzeszowskiej, 8 – złożenie ropy naftowej



Złoża lokują się w płaskich strukturach antyklinalnych lub wypiętrzeniach podłoża otulonych przez utwory nieprzepuszczalne: ilaste neogeńskie lub margliste górnokredowe. Wyróżniają się wśród nich złożenia Pławowice i Grobla w zlepińcowatych piaskowcach cenomanu i leżących pod nimi skrasowiałych detrytycznych wapieniach jurajskich. Ich początkowe zasoby wydobywalne wynosiły łącznie około 4 mln ton ropy naftowej.

Złoża, zwłaszcza ropno-gazowe, mają często budowę piętrową. Charakteryzują się występowaniem akumulacji węglodorów w skałach zbiornikowych w przedmiocenijskim podłożu zapadliska (wapieniach górnourajskich, piaskowcach kredy górnej – cenomanu) oraz w nadległych horyzontach piaskowcowych miocenu.

Jawor 1973



Rys. 1.13

Złoża ropy naftowej w piaskowcach kredowych (cenomanu) i wapieniach jurajskich w obszarze Pławowice-Grobla  
A – Rozmieszczenie złóż (Jawor 1989 zmodyfikowane): 1 – izarytmy miąższości piaskowców zlepieńcowatych cenomanu, 2 – granica obszaru występowania utworów cenomanu, 3 – brzeg nasunięcia karpackiego, 4 – złoża ropy naftowej, 5 – złoża gazu ziemnego; B – Przekrój przez złożo Grobla (na podstawie Jawora i Kruczka 1965 zmodyfikowany): 1 – utwory czwartorzędowe, 2 – utwory miocenu, 3 – margle górnokredowe (senon, turon), 4 – piaskowce i zlepieńce cenomanu, 5a – wapień detrytyczno-gruzlowe, częściowo skrasowiałe, 5b – margle, 6 – wapień i margle rauraku, 7 – złożo ropy naftowej

### 1.3.3. Prowincja wielkopolska

Prowincja wielkopolska obejmuje południowo-zachodnią część basenu środkowopolskiego i monoklinę przedsudecką. Basen ten formował się w czasie od permu aż do kredy górnej i wypełniony jest osadami permsko-mezozoicznymi o dużej miąższości (do około 3 tys. metrów). Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej występują tu w utworach permskich, utworzonych w końcowym okresie wczesnego permu – czerwonego spągowca oraz w początkowym okresie późnego permu – cechsztynu<sup>4</sup>. Obszar występowania utworów wczesnego permu rozdzielony jest na dwie strefy, wałem wolsztyńskim o przebiegu NW–SE, utworzonym przez wypiętrzone, sfałdowane, utwory przedpermskie. Na obszarze wału wolsztyńskiego w jego części południowo-wschodniej brak osadów wczesnego permu (czerwonego spągowca), a w części północno zachodniej (bloku Gorzowa) brak tylko najwyższych jego ogniw

<sup>4</sup> Stosowany jest tu tradycyjny środkowo-europejski podział stratygraficzny.

Karnkowski 2010

(saksonu). Utwory permu na całym obszarze są ukryte pod grubym nadkładem osadów młodszych, triasowych, a w NW części wału wolsztyńskiego, na obszarze bloku Gorzowa, także jurajskich i kredowych.

We wczesnym permie miała miejsce intensywne działalność wulkaniczna, szczególnie w zachodniej części basenu środkowopolskiego. Jej produktem jest kompleks law ryolitowo-trachandezytowo-bazaltowych, tufów i ignimbrytów z przewartwieniami skał klastycznych, aluwialno-limnicznych. Ponadto na znacznym obszarze występują czerwono zabarwione osady pustynne: eoliczne piaski wydymowe o znacznej miąższości oraz w głębszej części basenu osady mułowcowo-ilaste strefy playa. Osady pustynne przechodzą w stropie profilu w szare i białoszare piaszczyste osady przybrzeżno-morskie (tak zwany biały spągowiec). Nadległy kompleks późnego permu – cechsztynu tworzą osady głównie ewaporatowe, w postaci sukcesji utworów węglanowych (wapieni i dolomitów), siarczanów (anhydrytu) i soli kamiennej, których depozycja miała miejsce naprzemiennie w czterech cyklotemach: Werra – Z1 (soli najstarszych), Stassfurt – Z2 (soli starszych), Leine – Z3 (soli młodszych) i Aller – Z4 (soli najmłodszych) oddzielonych od siebie poziomami ilów i anhydrytu (rys. 1.14). Wapienie i dolomity rozpoczynające pierwszy i drugi cykl sedymentacji, odpowiednio: „wapień podstawowy (cechsztyński)” i „dolomit główny” posiadają własności zbiornikowe, przede wszystkim na obszarze wału wolsztyńskiego, gdzie budują rozległe platformy węglanowe nad wypiętrzeniami skał przedpermskich lub nad pogrzebanymi wczesno-permskimi budowlami wulkanicznymi przykrytymi przez anhydryty o dużej miąższości.

Czekański i in. 2010

Złoża gazu ziemnego występują w:

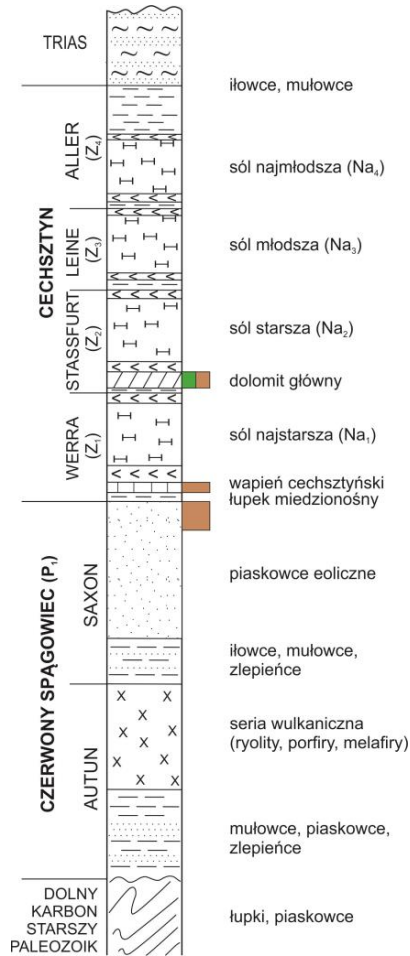
- górnej części osadów wczesnego permu, czerwonego spągowca (saksonie), przede wszystkim w piaskowcach eolicznych,
- wapieniach poziomu wapienia podstawowego (cechsztyńskiego),
- dolomitach poziomu dolomitu głównego.

Niektóre złoża mają budowę piętrową, występując w tym samym obszarze w kilku poziomach: w piaskowcach dolnego permu (saksone), wapieniu podstawowym (Ca1) i dolomicie głównym (Ca2) (rys. 1.17).

Złoża ropy naftowej obecne są tylko w dolomicie głównym.

Rys. 1.14

Pozycja skał zbiornikowych  
w profilu stratygraficznym  
osadów permu (bez skali).  
W stropie i spągu serii  
solnych – anhydryty



Złoża gazu ziemnego ulokowane w piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca grupują się w północnym i południowym obrzeżeniu wału wolsztyńskiego, w zapadlisku Zielona Góra-Rawicz i w niecce poznańskiej. Na obszarze wału wolsztyńskiego występują w poziomie wapienia podstawowe i dolomitu głównego (rys. 1.4, 1.15). O takim rozmieszczeniu złóż decydowały warunki hydrodynamiczne migracji i akumulacji węglowodorów.

Zawisza i in. 2010

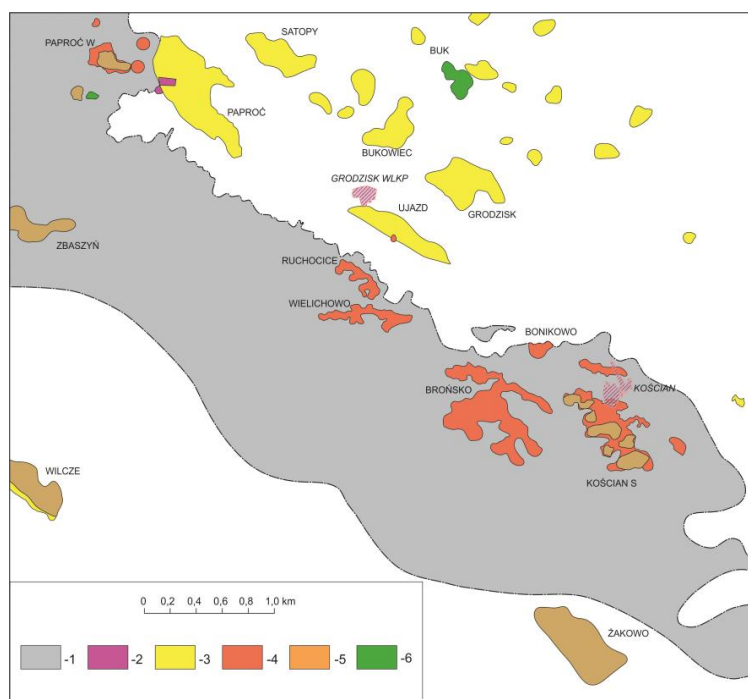
Skałami zbiornikowymi dla gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca są drobnoziarniste piaskowce kwarcowe o spoiwie ilasto-wapnisto-żelazistym facji eolicznej, rzadziej piaskowce fluwialne. Gazonośne bywają też wyżej leżące wapienie cechsztyńskie oddzielone od piaskowców cienką, zwykle

Maliszewska i in. 2016

Rys. 1.15

Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w południowo-wschodniej części wału wolsztyńskiego i w jego otoczeniu (Zawisza i in. 2010)

1 – wał wolsztyński, 2–5 – złóża gazu ziemnego: 2 – w piaskowcach karbonu, 3 – w piaskowcach czerwonego spągowca, 4 – w wapieniu podstawowym (cechsztyńskim), 5 – w dolomicie głównym, 6 – złóża ropy naftowej w dolomicie głównym



kilkudziesięciocentymetrową warstwą łupka miedzionośnego. Skałami izolującymi pułapki złożowe są wyżej leżące anhydryty i sole cyklotemu Werra (Z1). Złóża ulokowane są w płaskich strukturach antyklinalnych, izometrycznych (brachyantyklinalnych) lub nieregularnych, często wydłużonych niekiedy ograniczonych uskokami oraz w pogrzebanych paleowymach – rys. 1.2, 1.16, 1.17).

Piaskowce posiadają zazwyczaj dobre właściwości zbiornikowe: porowatość w przedziale 15–25%, a przepuszczalność przeciętnie do kilkudziesięciu mD, a niekiedy nawet do kilkuset mD. Charakteryzują się one zwykle dużą miąższością. Sprawia to, że akumulacja gazu ziemnego ma miejsce tylko w szczytowych partiach pogrzebanych wypiętrzeń i paleowym i tworzy złóża masywowe ograniczone od dołu wodami podścielającymi o wysokiej mineralizacji (do 270–320 g/dcm<sup>3</sup>). Na ogół są one zatem ograniczone konturem wodnym, rzadziej przez uskoki. Miąższość utworów gazonośnych jest bardzo zróżnicowana i zmienia się od kilku do ponad stu metrów (np. w złożu gazu ziemnego Bogdaj–Uciechów: 102 m piaskowców, 14,0 m wapienia podstawowego). Początkowe ciśnienia złożowe akumulacji

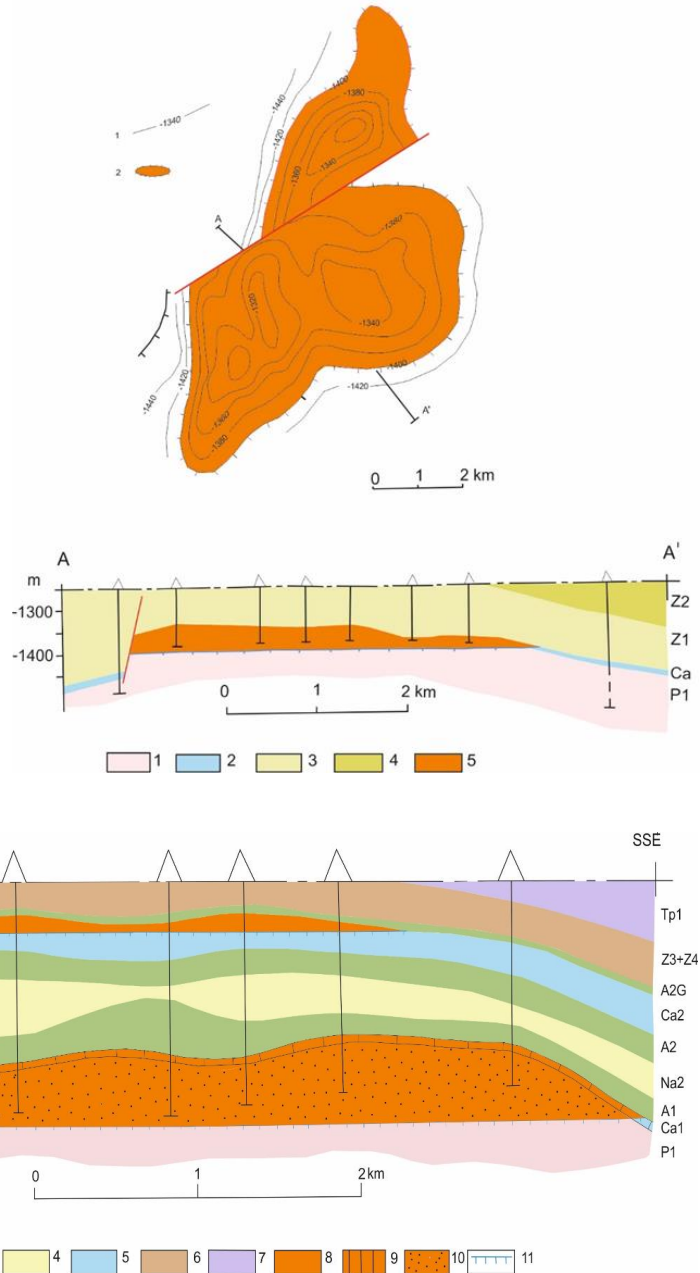
**ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY**  
**1. ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW**

Rys. 1.16

Złoże gazu ziemnego Bogdaj–Uciechów, mapa i przekrój bez utworów młodszymi od późno permjskich (wg Cimaszewskiego, f. Karnkowski 1993a, zmodyfik.),

Na mapie: 1 – izohipsy stropu wapienia cechsztyńskiego, 2 – złoże gazu ziemnego.

Na przekroju: 1 – piaskowce czerwonego spągowca, 2 – wapień podstawowy (cechsztyński), 3 – anhydryty i sole najstarsze (Werra), 4 – dolomity, anhydryty i sole starsze (Stassfurt), 5 – złoże gazu ziemnego



Rys. 1.17

Złoże gazu ziemnego Tarchały (wg Surmiaka i Wróbel, f. Karnkowski 1993a, zmodyfik.), przekrój bez nadkładu skał młodszymi od triasu

1 – piaskowce permjskie, 2 – wapień podstawowy (cechsztyński), 3 – anhydryty, 4 – sole, 5 – dolomit główny, 6 – utwory późnego cechsztynu (anhydryty, sole, iłowce), 7 – utwory wczesnego triasu, 8, 9, 10 – złoże gazu ziemnego (w dolomicie głównym, wapieniu podstawowym, piaskowcach), 11 – kontur wodny

gazu ziemnego w tych utworach są z reguły hydrostatyczne lub nieco wyższe.

Poziomy wapienia podstawowego i dolomitu głównego tworzą skały węglanowe, odpowiednio: wapień, często dolomityczne i dolomity. Utwory obu poziomów węglanowych charakteryzują się dużą zmiennością facjalną odzwierciedlającą warunki paleobatymetryczne ich sedymentacji. Złoża lokują się na obrzeżu platform węglanowych i u podnóża ich skłonu. Związane z tym jest zróżnicowanie cech litologicznych skał zbiornikowych oraz duże zróżnicowanie ich miąższości. Złoża gazu ziemnego w poziomie wapienia cechsztyńskiego występują w obrębie raf mszywiolowych, a w poziomie dolomitu głównego w strefie barier onkolitowo-oolitowych, otoczonych osadami lagunowymi. Skałami zbiornikowymi w poziomie wapienia cechsztyńskiego są wapień i dolomity organogeniczne, w poziomie dolomitu głównego, dolomity onkolitowe i oolitowe. W obu przypadkach zwykle mają one dużą miąższość do kilkudziesięciu metrów malejącą na peryferii złóż do kilku metrów wraz ze zmianą facji skał węglanowych (pojawianiem się skał drobnziarnistych marglistych w obszarach lagun i głębszego morza). Porowatość węglanowych skał zbiornikowych i ich przepuszczalność są bardzo zróżnicowane w zależności od ich cech petrograficznych i stopnia spękania: porowatość od bardzo niskiej poniżej 1%, aż do nawet około 40%; a przepuszczalność od poniżej 0,01 mD do nawet ponad 1000 mD. Jest to wynik wieloetapowego procesu formowania przestrzeni porowej i rozpuszczania węglanów przy udziale wód meteorycznych lub wzbogaconych w CO<sub>2</sub> wskutek utleniania substancji organicznych. W niektórych złożach, o cechach zbiornikowych dolomitu głównego, decydują zaburzenia tektoniczne i spękania związane z deformacjami halokinetycznymi soli podścielających. Skałami izolującymi pułapki złożowe są anhydryty, sole i ropy cechsztyńskie. Urozmaicona morfologia raf i barier węglanowych powoduje bardzo nieregularną konfigurację konturów złóż w rzucie poziomym, np. złóż Brońsko, Kościan (rys. 1.15).

Samodzielne złoża ropy naftowej oraz złoża ropno-gazowe obecne są tylko w węglanowych utworach poziomu dolomitu głównego, który występuje między solami najstarszymi (Na1) i anhydrytami górnymi (A1) cyklotemu Werra – Z1 i wyżej leżą-

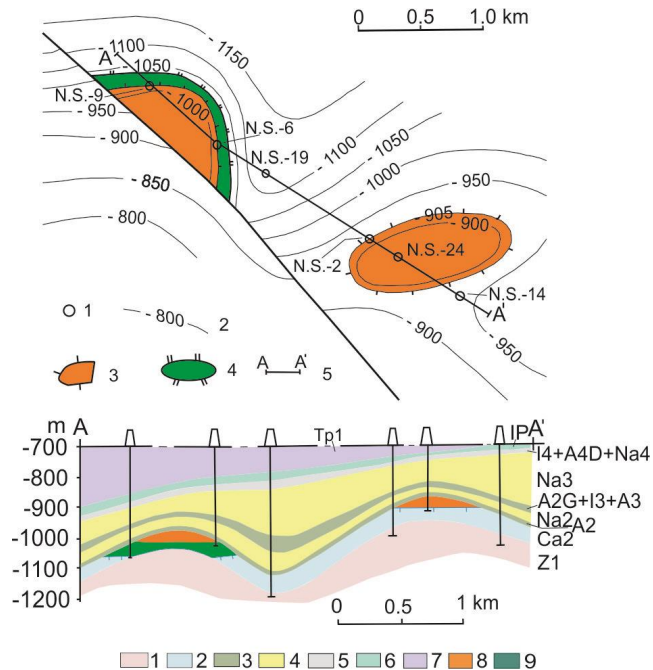
cymi anhydrytami (A2) i solami (Na2) cyklotemu Stassfurt – Z2. W obszarach płytkowodnych są to przeważnie dolomity organogeniczne, onkolitowe, oolitowe o miąższości zwykle 30–50 m, a w obszarach głębokowodnych wapienie i dolomity drobnoziarniste margliste o miąższości 10–20 m. Oba obszary oddzielone są barierą rafową o nieregularnym przebiegu, w której miąższość skał węglanowych dochodzi nawet do 200 m.

Depowski i in. 1978

Złoża ropy naftowej z towarzyszącą zwykle czapą gazową pojawiają się w płaskich strukturach antyklinalnych lub w obszarze barier węglanowych. Często tworzy je kilka blisko siebie położonych pułapek złożowych (rys. 1.18, 1.19). Zwykle są one ograniczone konturem wodnym, rzadziej uskokami lub zmianami facjalnymi parametrów skały zbiornikowej. Skałami uszczelniającymi pułapki złożowe są anhydryty i sole.

Rys. 1.18

Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Nowa Sól (wg Pieli, Urbańskiego i Żołnierczuka, f. Karnkowski 1993a, zmodyfik.)  
A – mapa: 1 – otwory wiertnicze, 2 – warstwiec stropu dolomitu głównego, 3 – gaz ziemny, 4 – ropa naftowa; B – przekrój (bez utworów młodszymi od triasu): 1 – anhydryty i sole najstarsze (Werra), 2 – dolomit główny, 3 – anhydryty, 4 – sole starsze (Stassfurt) i młodsze (Leine), 5, 6 – ilowce, anhydryty i sole najmłodsze, 7 – utwory triasu, 8 – gaz ziemny, 9 – ropa naftowa



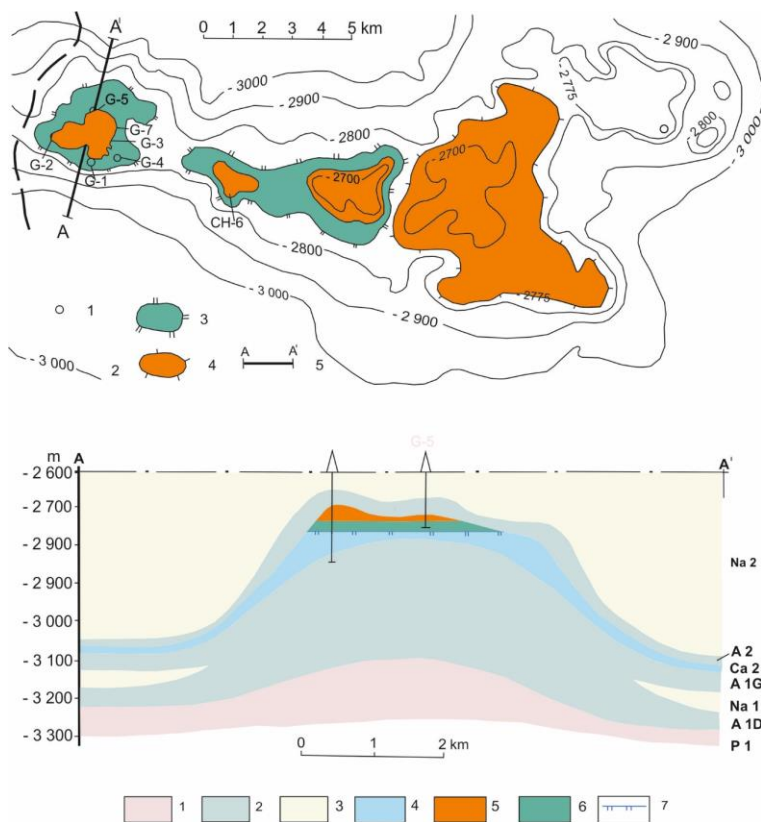
Złoża w prowincji wielkopolskiej położone są na różnej głębokości w basenie śląskim od ok. 1200 do 1650 m, a w poznańskim 2300 do ok. 4000 m. Początkowe ciśnienia złożowe w akumulacjach węglowodorów w dolomicie głównym (Ca2), niezależnie od głębokości, charakteryzują się z reguły anomalnie wysokimi



Rys. 1.19

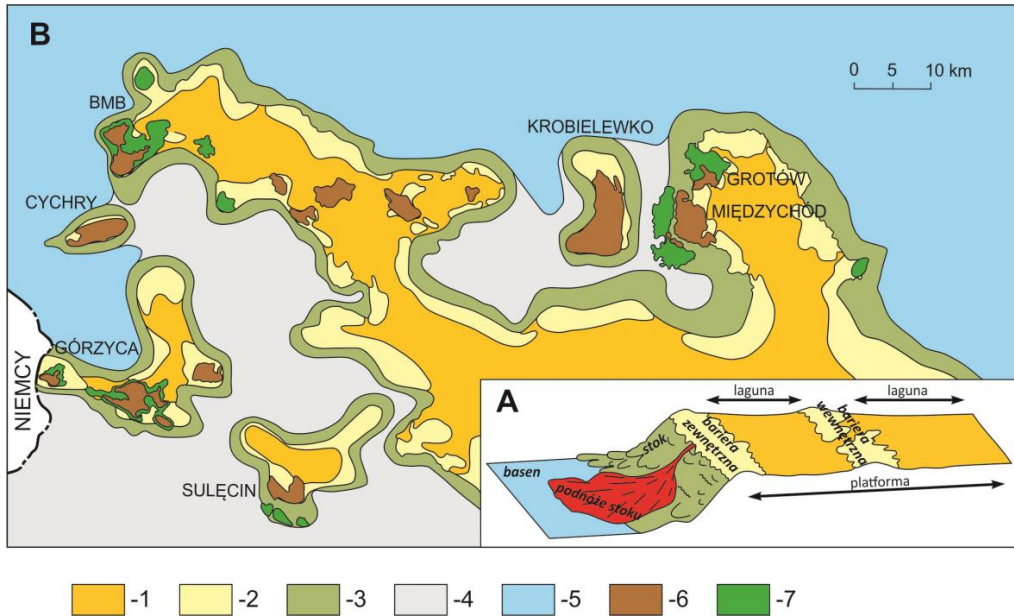
Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Górzycza (wg Żołnierczuka i Dyjaczynskiego, f. Karnkowski 1993a, zmodyfik.)

A – mapa: 1 – otwory wiertnicze, 2 – warstwy stropu dolomitu głównego, 3 – ropa naftowa, 4 – gaz ziemny; B – przekrój (bez utworów młodszych od triasu): 1 – utwory czerwonego spągowca, 2 – anhydryty, 3 – sole, 4 – dolomit główny, 5 – gaz ziemny, 6 – ropa naftowa, 7 – kontur wodny



wielkościami, przekraczającymi w różnym stopniu (10–30%) gradient ciśnienia hydrostatycznego.

Złoża mają zróżnicowane rozmiary i zasoby. Odkryto ogółem 103 samodzielne złoża gazu ziemnego i 36 złóż ropy naftowej, w tym 33 złoża z towarzyszącym gazem ziemnym. Pierwotne zasoby wydobywalne złóż gazu ziemnego wynosiły od kilkudziesięciu mln m<sup>3</sup> do ok. 25 mld m<sup>3</sup>. Wykazywane obecnie po wieloletniej eksploatacji wynoszą od kilku milionów do około 6 mld m<sup>3</sup> i wyjątkowo w złożu Brońsko 15 mld m<sup>3</sup>. Zasoby złóż ropy naftowej są zróżnicowane od kilku tysięcy ton do kilkunastu milionów ton. Duże złoża zlokalizowane są na obrzeżu rozległej platformy węglanowej i sąsiadujących mniejszych platform w bloku Gorzowa (rys. 20). Największym dotychczas odkrytym jest złożo BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo) z początkowymi zasobami wydobywalnymi 12,6 mln ton (rys. 1.21).



Rys. 1.20

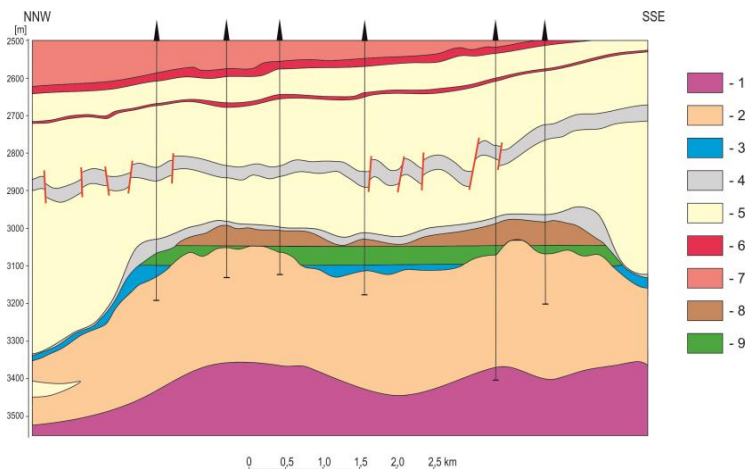
Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach dolomitu głównego na bloku Gorzowa

A – schemat budowy platformy węglanowej (wg Jaworowskiego i Mikołajewskiego 2007); B – Paleogeografia platformy węglanowej (wg Czekajńskiego i in. 2010): 1 – platforma węglanowa 2 – bariera onkolitowo-oolitowa, rafowa, 3 – stok platformy, 4 – laguny, 5 – równia basenowa morza głębokiego, 6 – złoża gazu ziemnego, 7 – złoża ropy naftowej

Rys. 1.21

Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego BMB – Barnówko-Mostno-Buszewo (wg Żurawik, f. Mundry, Dyjaczynski red. 2011, zmodyfik.)

1 – utwory wczesnego permu (wulkaniczne), 2 – anhydryty najstarsze, 3 – dolomit główny, 4 – anhydryty starsze, 5 – sole, 6 – iłowce, 7 – utwory triasu, 8 – ropa naftowa, 9 – gaz ziemny



W złożach występuje przeważnie gaz ziemny metanowo-azotowy z niską zawartością węglowodorów wyższych. Zawartość azotu wynosi zwykle od kilkunastu do około 50%. Spotyka-

ne są też złoża z dominującą zawartością azotu (ponad 90%), dokumentowane jako złoża azotowe (Sulęcín, Cychry). Gazy ziemne wielu złóż posiadają podwyższoną zawartość helu, dochodzącą niekiedy do 0,45%. Przy zawartości ponad 0,2% podlega on odzyskiwaniu na skalę przemysłową. Gaz z niektórych złóż charakteryzuje się wysoką zawartością rtęci. Wymaga to ciągłego stosowania procesów jego odrzęciowania. Obecne są także podwyższone zawartości metali: Cu, Pb, As i innych, które tworzą razem z rtęcią amalgamaty, wytrącające się w rurkach syfonowych odwiertów w czasie eksploatacji. Gazy ziemne w dolomicie głównym cechują się często podwyższoną zawartością siarkowodoru, który wymaga usunięcia. Uzyskiwana w wyniku tego procesu siarka stanowi użyteczny składnik towarzyszący.

#### 1.3.4. Prowincja zachodniopomorska

Prowincja zachodniopomorska obejmuje północno-zachodnią część antyklinorium pomorskiego (rys. 1.4). W podłożu osadów permskich obecne są tu fliszowe osady karbonu. Skalami zbiornikowymi są piaskowcowo-mułowcowe utwory karbonu górnego, piaskowce dolnopermskie oraz skały wapienno-dolomityczne poziomu dolomitu głównego (Ca<sub>2</sub>) chechsztynu.

W złoża gazu ziemnego występują:

- w utworach karbonu dolnego w przewarstwieniach piaskowcowych w wypiętrzeniach przedpermского podłoża pod nakładem izolujących utworów dolnopermskich (rys. 1.22),
- w stropowej części piaskowców permskich (czerwonego spągowca).

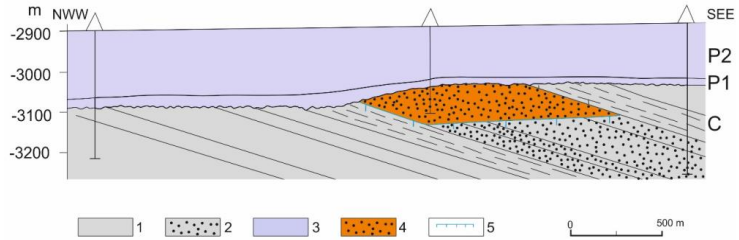
Złoża na ogół są małe o zasobach początkowych do kilkuset mln m<sup>3</sup> i wyjątkowo w utworach karbonu ponad 1 mld m<sup>3</sup> (Daszewo 1,79; Gorzysław N 1,68).

Złoża ropy naftowej zlokalizowane są w dolomicie głównym, w płaskich strukturach antyklinalnych (rys. 1.23), czasem ograniczonych tektonicznie dyslokacjami (np. złoża Międzyzdroje, Błotno). Wszystkie akumulacje złożowe położone na dużych głębokościach: 2–4 tys. metrów.

Do największych w tej strefie należy złożo ropy naftowej Kamień Pomorski (rys. 1.23) występujące w poziomie dolomitu

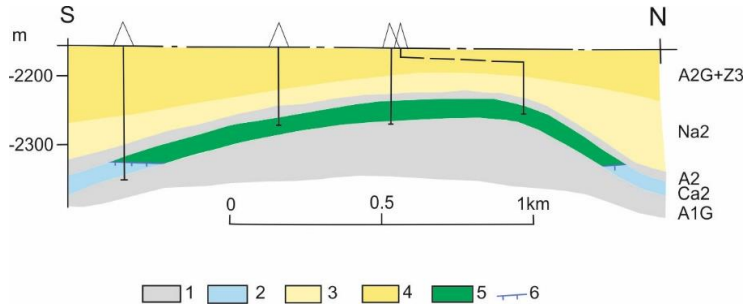
Rys. 1.22

Złoże gazu ziemnego Wrzosowo (wg Ryby, f. Karnkowski 1993a, zmodyfik.), bez utworów młodszych od cechsztynu 1 – ilowce, mułowce karbonu, 2 – piaskowce, 3 – utwory permu, 4 – gaz ziemny, 5 – kontur wodny



Rys. 1.23

Złoże ropy naftowej Kamień Pomorski (wg Cima-szewskiego, f. Karnkowski 1993a, zmodyfik.), bez nadkładu skał młodszych od późnego cechsztynu 1 – anhydryty, 2 – dolomit główny, 3 – sole starsze, 4 – anhydryty i utwory poziomu soli młodszych, 5 – złoże ropy naftowej, 6 – kontur wodny

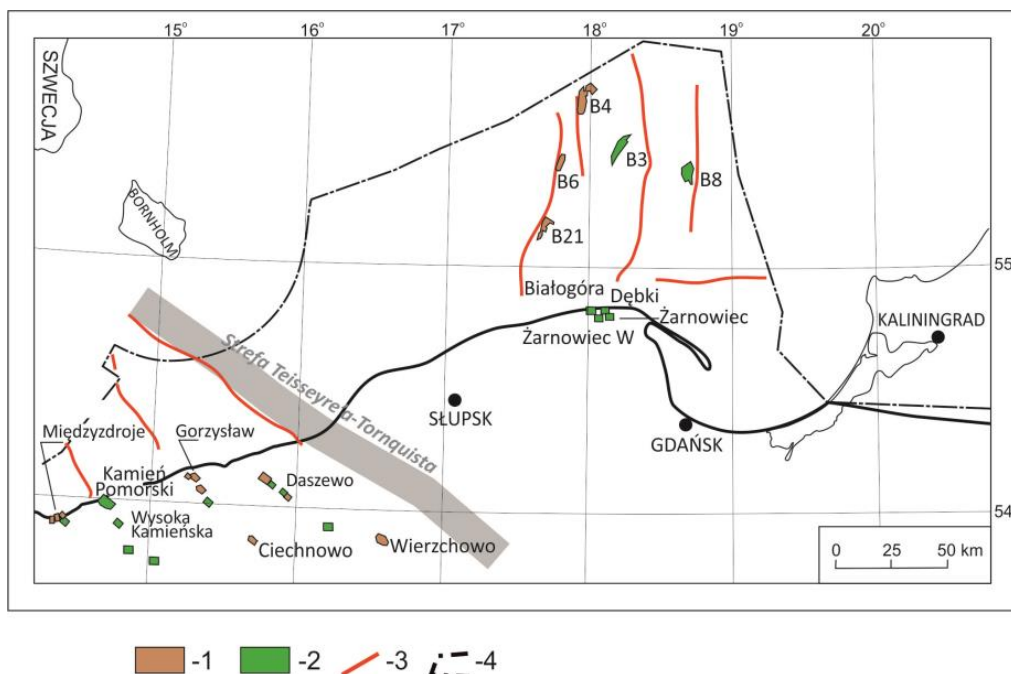


głównego cechsztynu na głębokości 2232,0–2315,0 m. Miąższość efektywna dolomitu wynosi 22 m. Pierwotne ciśnienie złożowe wynosiło 45,5 MPa, zasoby pierwotne ok. 1,9 mln ton ropy naftowej. Ropa jest barwy czarno-zielonej, o gęstości 0,878 g/cm<sup>3</sup>, zawierająca 5,8% parafiny i 1,18% siarki.

### 1.3.5. Prowincja bałtycka

Prowincja bałtycka położona jest na skraju platformy wschodnio-europejskiej, w NW części syneklizy perybałtyckiej. Obejmuje obszary wyniesienia Łeby oraz bloku Rozewia położone w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku, w obszarze szelfu w granicach wód terytorialnych. W głębokim podłożu występują tu prekambryjskie utwory metamorficzne i magmowe, przykryte przez osady klastyczne najmłodszego prekambru (ediakaru) i starszego paleozoiku. Skałami zbiornikowymi są w tym obszarze spękane piaskowce kwarcytowe środkowego kambru (poziomu *Paradoxides paradoxissimus*) o miąższości od kilku do kilkunastu metrów, a uszczelniającymi łupki górnego kambru, ordowiku i syluru. W nadległym kompleksie osadów paleozoicznych i mezozoicznych nie stwierdzono dotychczas złóż węglowodorów. Złoża ropy naftowej wraz z gazem towa-

rzyszącym i gazu ziemnego lokują się na obszarze wyniesienia Łeby, oraz na szelfie, w sąsiedztwie regionalnych stref uskoko-  
wych (rys. 1.24). Występują w płaskich strukturach antyklinal-  
nych, w pułapkach typu warstwowego, ograniczonych części-  
owo uskokami – rys. 1.25, 1.26a,b). Skałami uszczelniającymi są  
iłowce i mułowce kambru górnego, ordowiku i syluru.



Rys. 1.24

Złóża ropy naftowej i gazu ziemnego w prowincji zachodniopomorskiej i bałtyckiej w polskiej strefie ekonomicznej  
1 – złoża gazu ziemnego, 2 – złoża ropy naftowej, 3 – regionalne strefy uskoko-  
we, 4 – granica morskiej strefy ekonomicznej RP

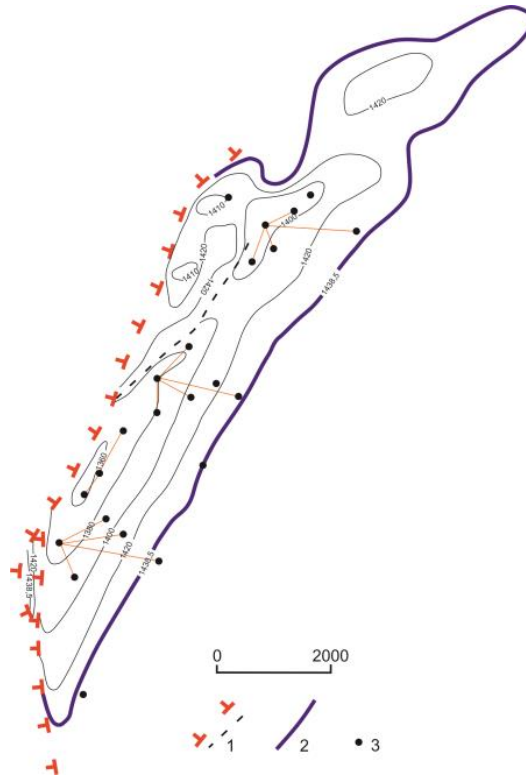
Złóża w części kontynentalnej obszaru znajdują się na głębokości ok. 2700–2750 m, a w polskim obszarze morskim Bałtyku położone są od ok. 1400 do 2200 m poniżej poziomu morza, którego dno znajduje się na głębokości 40–80 m.

W polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku udokumentowano dwa złoża ropy naftowej (B-3 i B-8) oraz 3 gazu ziemnego (B-4, B-6 i B-21). Ich łączne zasoby wydobywalne wynoszą: 6149 tys. ton ropy naftowej, 4464 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego w złożach samodzielnych oraz 714 mln m<sup>3</sup> gazu towarzyszącego ropie naftowej. Ropy naftowe są lekkie o gęstości 0,721–0,812 g/cm<sup>3</sup>, boga-

Rys. 1.25

Izarytmy stropu złoża ropy naftowej B-3, poniżej poziomu morza (wg Kurka i Mazurka 2001, zmodyfik.)

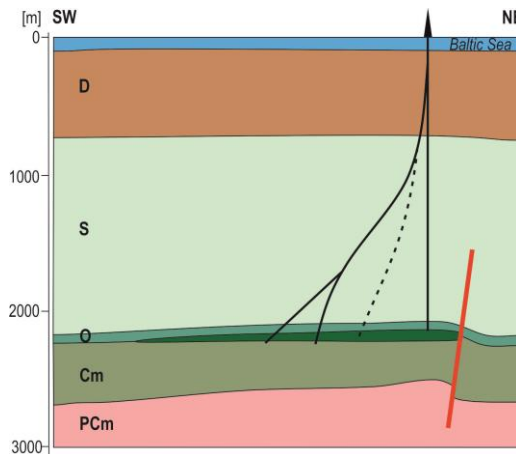
1 - uskoki, 2 - kontur wodny, 3 - otwory wiertnicze



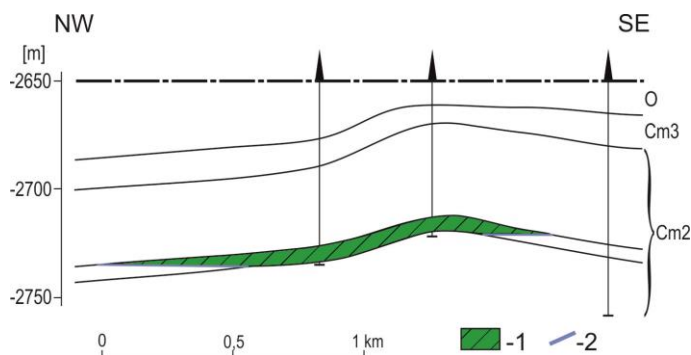
te we frakcję gazolinową (46–70%) i węglowodory aromatyczne (21–24%), parafinowe, zawierają 12–16% parafiny. Gaz ziemny w złożach samodzielnych zawiera 46–70% metanu, charakteryzuje się dużą zawartością etanu (16–26%) oraz wartością opałową 42–54 MJ/m<sup>3</sup>. W złożach lądowych wykazywane jest

Rys. 1.26a

Złoże ropy naftowej B-8 (wg Karnkowskiego i in. 2010)



Rys. 1.26b  
Złoże ropy naftowej (kondensatu) Żarnowiec  
1 – złoże ropy naftowej (kondensatu), 2 – kontur wodny



49 tys. ton ropy naftowej i 17,6 tys. ton lekkiej ropy na granicy kondensatu (w złożu Żarnowiec W) oraz 9,59 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego (rys. 1.26).

### 1.3.6. Prowincja lubelska

Prowincja lubelska obejmuje obszar niecki nadbużańskiej, utworzonej na brzegu platformy wschodnioeuropejskiej. Nieckę wypełniają utwory karbonu podścielone dewońskimi. Sfałdowane utwory paleozoiczne przykryte są przez płasko leżące osady jurajskie i kredowe o miąższości do około 1000 m.

Właściwości zbiornikowe posiadają piaskowce dewonu środkowego, wapień i dolomity dewonu górnego i piaskowce karbonu górnego. Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego występują w tych utworach w wydłużonych strukturach antyklinalnych (rys. 1.27) ograniczonych dyslokacjami podłużnymi.

## 1.4. Niekonwencjonalne złoża węglowodorów

### 1.4.1. Występowanie gazu ziemnego w łupkach

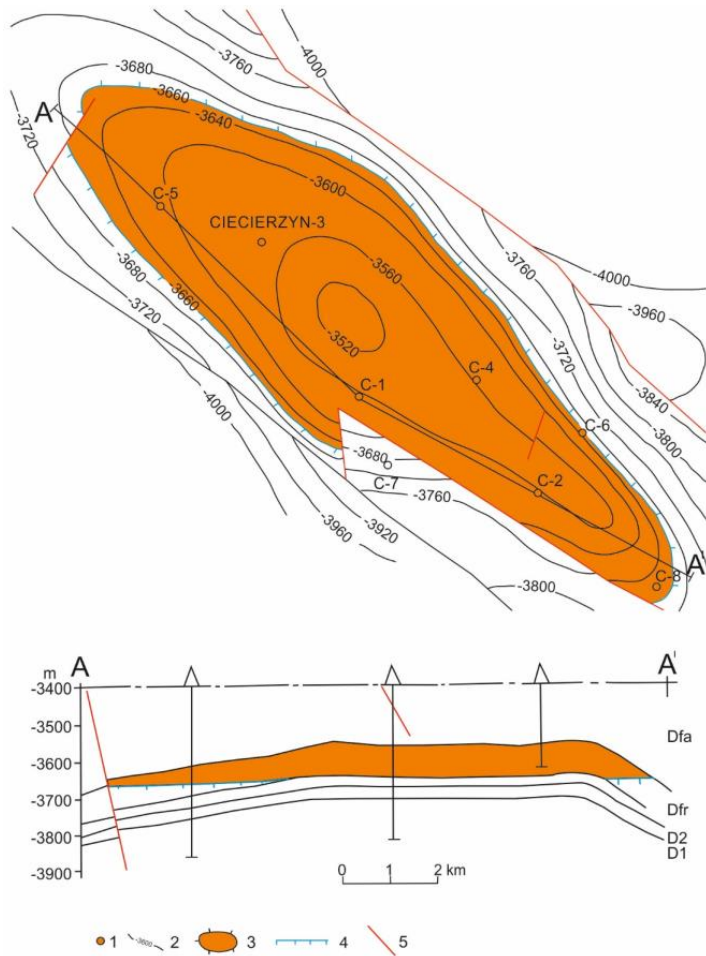
Dotychczas w granicach Polski nie udokumentowano złóż gazu ziemnego w kompleksach łupków. Obecność gazu ziemnego stwierdzana jest w łupkach dolnego paleozoiku: sylurskich – ogniwa Jantar oraz ordowickich – formacji ze Sasina (rys. 1.28). Obszar występowania tych łupków, który ciągnie się

Rys. 1.27

Złoże gazu ziemnego Ciecierzyn (wg Kaczyńskiego, f. Karnkowski 1993b zmodyfik.)

Mapa stropu utworów gazonośnych i przekrój bez utworów młodszych od późnego dewonu-fanenu)

1 – otwory wiertnicze, 2 – izohipsy stropu gazonośnej serii węglanowej franu, 3 – złoże gazu ziemnego, 4 – kontur wodny (na przekroju), 5 – linia przekroju



Szamałek i in. red.  
2020

wzdłuż brzegu platformy wschodnioeuropejskiej od Pomorza aż po Lubelszczyznę (rys. 1.28) na głębokości ok. 2000–4000 m uważany jest za perspektywiczny dla występowania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej.

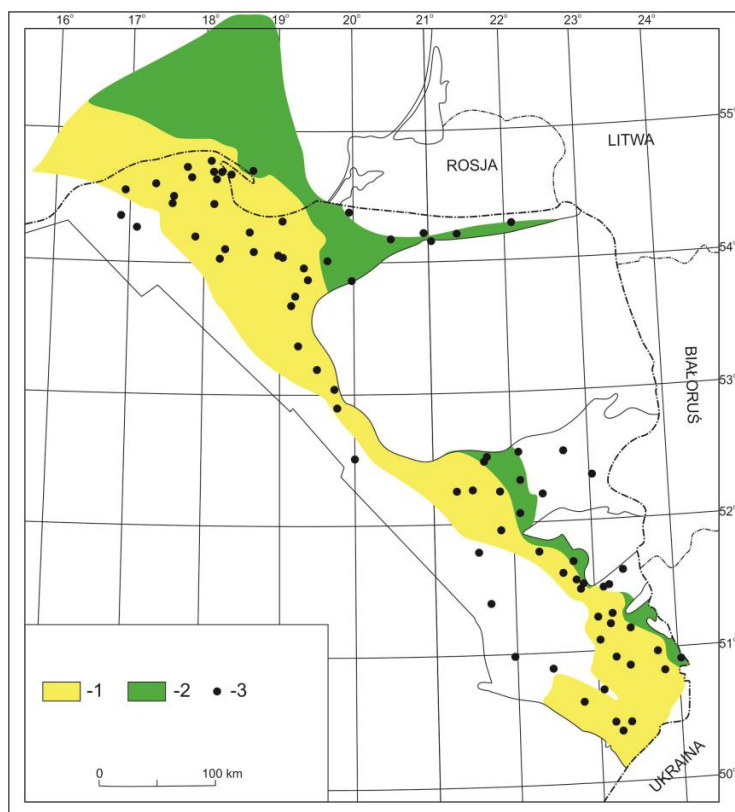
Potencjalnie gazonośne są łupki, wzbogacone w węgiel organiczny, zwykle ponad 2% TOC<sup>5</sup>. Tworzą one warstwy o miąższości do kilkunastu metrów. Uważane są za skały macierzyste dla węglowodorów. Gaz ziemny w nich zawarty pochodzi z końcowego etapu przeobrażeń substancji organicznej (katagenety) w temperaturze od około 175 do 225°C odpowiadającej głębokości „okna gazowego”. Lekka ropa naftowa, ewentualnie

<sup>5</sup> Total Organic Carbon.



Rys. 1.28

Obszar występowania staro paleozoicznych łupków gazo- i roponośnych (wg Poprawy 2010, zmodyfik.)  
 1 – łupki gazonośne, 2 – łupki roponośne, 3 – wykonane otwory badawcze



kondensat, jako tzw. ropa łupkowa, pochodzi z płytszej strefy „okna ropnego”. Gaz lub ropa naftowa występują w łupku w formie sorbowanej, przede wszystkim przez substancje organiczne, ale także w niedrożnej przestrzeni porowej lub w spękaniaach.

Przepuszczalność łupków wynosi poniżej 0,01 mD, a odzysk gazu jest możliwy tylko po ich sztucznym szczelinowaniu. Z tego powodu znaczenie złożowe mogą mieć tylko łupki krzemionkowe, margliste i mułowce o zawartości do około 40% minerałów ilastych, które posiadają odpowiednie właściwości mechaniczne (moduł Younga >10 GPa i współczynnik Poissona <0,40)<sup>6</sup>, dostatecznie kruche, które pozwalają na efektywne wykonanie szczelinowania udrażniającego. Łupki ogniwa Jantaru i formacji z Sasina zawierają około 30–50% minerałów ilastych.

Zou i in. 2017;  
 Jarzyna i in. 2017

<sup>6</sup> Jako wartości graniczne przyjmowane są także: moduł Younga > 25 GPa i współczynnik Poissona <0,3 (Gholami i in. 2016).

ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY  
1. ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW

OKRES	EPOKA	PROFIL LITOLOGICZNY	FORMACJA	LITOLOGIA	MIĄŻSZOŚĆ [m]
<b>GÓRNY PERM (LOPING)</b>					
<b>SYLUR</b>	przydol		łupków wapienistych z Pucka	szare i szarozielonkawe iłowce wapieniste	450-690
	ludlow		łupków z Pelplina	szare i szarozielonkawe iłowce i mulowce wapieniste z cienkimi przewarstwieniami wapieni marglistych	900-1200
	wenlok		łupków z Pasłęka	ciemnoszare i szarozielonkawe iłowce i mulowce brązowo-czerwonolaminowane	70-160
	landower		ogniwo łupków bitumicznych z Jantaru	czarne bitumiczne iłowce, gazonośne	15-60
<b>ORDOWIK</b>	późny		łupków marglistych z Prabuty	szare i ciemnoszare margle i pylaste, margliste iłowce	8-60
<b>KAMBR</b>	wczesny		łupków z Sasina	czarne bitumiczne iłowce i mulowce z przewarstwieniami zbehtonizowanych piroklastyków, gazonośne	25-40
			wapieni z Kopalina	szare i szarozielonkawe wapienie margliste	5-20
			łupków ze Słuchowa	ciemnoszare i czarne iłowce z domieszką pyłu z cienkim zlepieniem glaukonitowym w spągu	3-20

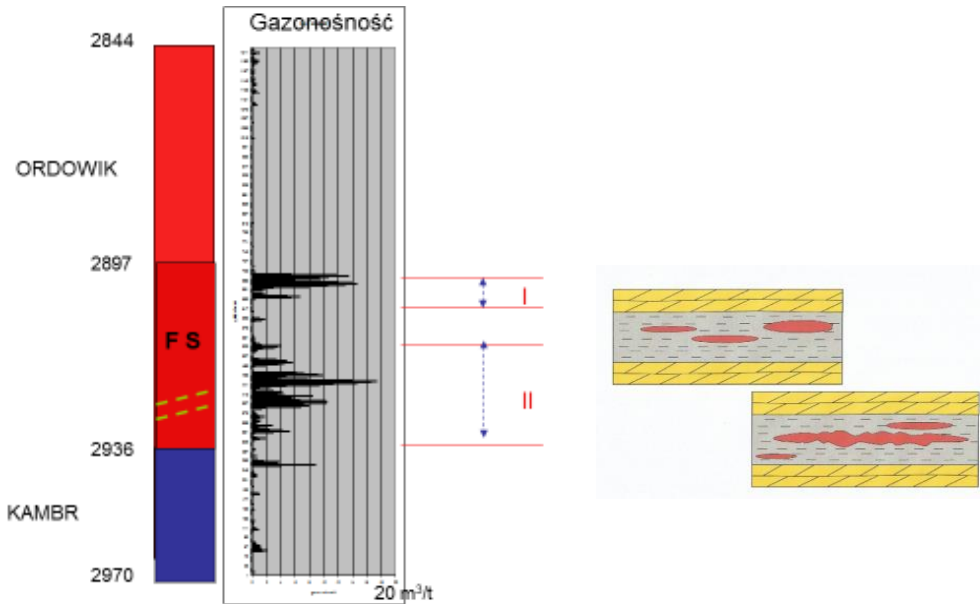
Rys. 1.29

Położenie łupków gazonośnych w profilu osadów syluru i ordowiku w obszarze pomorskim (Nieć i in. 2019)

Zawartości gazu w łupkach oznaczane różnymi metodami dochodzą lokalnie do kilkunastu m<sup>3</sup>/tonę skały, ale średnio w profilu poziomów gazonośnych wynoszą tylko kilka m<sup>3</sup>/tonę. Są one zróżnicowane w profilu serii łupkowych oraz w poziomie (rys. 1.29). Złoża mają przypuszczalnie formę pokładowo-soczewową (rys. 1.30). Strefy łupków o podwyższonej gazonośności określane są jako *sweet spots*. Bywają to strefy spękań towarzyszących zaburzeniom tektonicznym.

W badaniach i próbach testów złożowych rejestrowano występowanie gazu ziemnego, ale stwierdzone dotychczas miąższo-

ści łupków gazonośnych oraz ich gazonośność są zbyt niskie dla podjęcia ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji.



Rys. 1.30

Zróżnicowanie gazonośności łupków w profilu otworu formacji z Sasina (FS) w otworze L-1 i możliwe formy złoża (Nieć in. 2019)

Ogólnie gazy z łupków sylurskich charakteryzują się zawartością metanu w zakresie 65–73% obj., ok. 13% etanu, 2–3% azotu i 10–20% (średnio: 12%) węglowodorów  $C_{3+}$  (np. z odwiertu Lubocino-1 z głębokości 2894–2907 m uzyskano gaz ziemny o zawartości (w % obj.):  $CH_4$  – 73,61,  $C_2H_6$  – 13,16,  $C_3H_8$  – 6,48,  $N_2$  – 2,34,  $CO_2$  – 0,105, He – 0,178). Stwierdzano też obecność ropy naftowej lekkiej o gęstości  $0,81 \text{ g/cm}^3$  i zawartości parafiny ok. 0,6% wag.

#### 1.4.2. Występowanie gazu zamkniętego (*tight gas*)

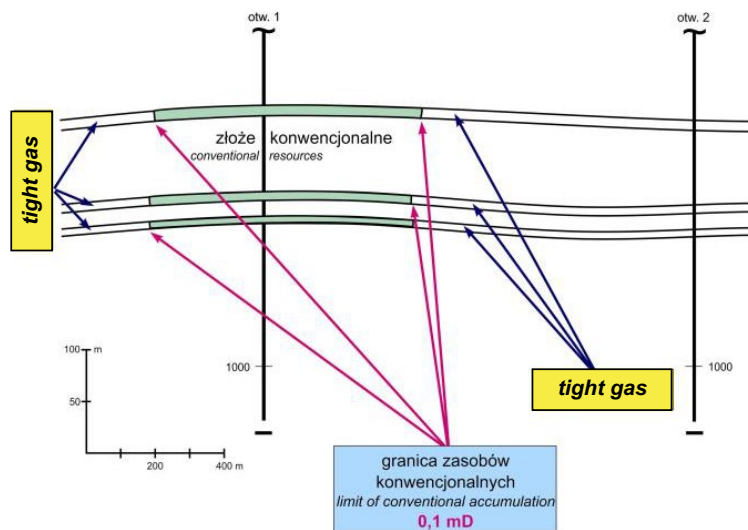
Cechą wyróżniającą gaz ziemny określany jako „zamknięty” jest jego występowanie w skałach klastycznych o niskiej porowatości i słabo przepuszczalnych. Występuje on często na peryferii złóż konwencjonalnych, których granice są wyznaczone w sposób umowny przez przyjęcie brzeżnych wartości

przepuszczalności skał zbiornikowych (tab. 1.3). Złoża konwencjonalne współwystępujące z akumulacją gazu zamkniętego określane są jako „hybrydowe”. Typowym ich przykładem jest wiele złóż gazu ziemnego w utworach miocenu w Zapadlisku Przedkarpackim (rys. 1.31).

Kozimor i in. 2017

Rys. 1.31

Złoże hybrydowe Potok w utworach neogenu z gazem zamkniętym na peryferii (wg Kozimora i in. 2017)



Obecność gazu zamkniętego niezwiązanego ze złożami konwencjonalnymi zostało stwierdzone w basenie środkowo-polskim. Uważa się, że perspektywiczne dla występowania jego złóż są piaskowce dolnego permu na dużej głębokości ponad 3000 m w strukturach ekranowanych litologicznie lub tektonicznie (np. zrębowych) oraz przez strefy epigenetycznej cementacji przestrzeni porowej piaskowców.

Kiersnowski i in. 2010

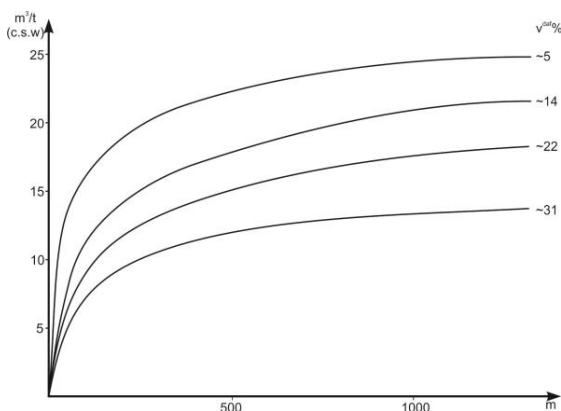
### 1.4.3. Złoża metanu w pokładach węgla

Węgle kamienne są skałą macierzystą dla metanu, który tworzy się w procesie uwęglania substancji roślinnych, w szczególności w procesach termochemicznych zachodzących na dużej głębokości w temperaturze 100–200°C. Zarazem dzięki właściwościom sorpcyjnym węgiel jest jego kolektorem. Pojemność sorpcyjna węgla zależy od stopnia uwęglania (przeobrażenia) substancji węglowej i wzrasta w miarę zmniejszania się w nim zawartości części lotnych oraz wilgotności,

Staniek 1987;  
Twardowski 1997

a także w miarę wzrostu ciśnienia, zależnego od głębokości (rys. 1.32), natomiast maleje wraz ze wzrostem temperatury. W związku z tym metanonośność węgla rośnie wraz z głębokością (w wyniku wzrostu ciśnienia), a następnie maleje z powodu wzrostu temperatury. Taka ogólna prawidłowość zmian metanonośności jest modyfikowana przez lokalne, nieraz znaczne, jej wahania spowodowane na przykład przez zróżnicowanie przepuszczalności skał otaczających pokłady węgla oraz w strefach zaburzeń tektonicznych.

Rys. 1.32  
Pojemność sorpcyjna węgla w zależności od stopnia uwęglenia – zawartości części lotnych i głębokości (Nieć 1993, wg Deckera i in. 1986)

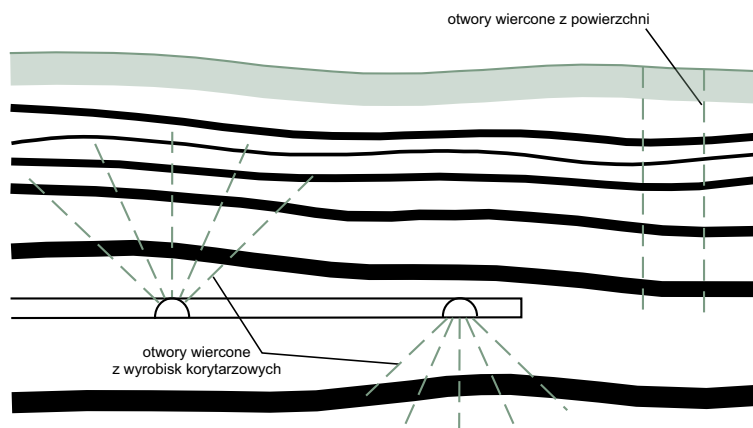


W serii węglonośnej metan występuje przede wszystkim w formie sorbowanej zarówno w pokładach węgla, jak i w substancji węglowej rozproszonej w skałach płonnych oraz w postaci wolnego gazu w spękaniach węgla i skał otaczających, szczególnie w piaskowcach.

Występowanie i zasoby metanu są dokumentowane w związku z zagrożeniem, jaki stwarza on dla eksploatacji węgla. W celu stworzenia warunków dla jej bezpiecznego prowadzenia wykonywane jest wyprzedzające odmetanowanie pokładów węgla i otaczającego górotworu. Metan traktowany jest jako kopalina towarzysząca i pozyskiwany za pomocą otworów wierconych z wyrobisk górniczych (rys. 1.33). W kopalniach zlikwidowanych w starych zrobach i pozostawionych wyrobiskach występują nagromadzenia metanu wolnego, które są traktowane jako odrębny rodzaj jego złóż. Metan może być też eksploatowany za pomocą wierceń, niezależnie od wydobywania węgla, poza obszarem czynnych kopalń.

Rys. 1.33

Odmetanowanie wyprzedzające pokładów węgla  
(wg Ślązaka i in. 2015)



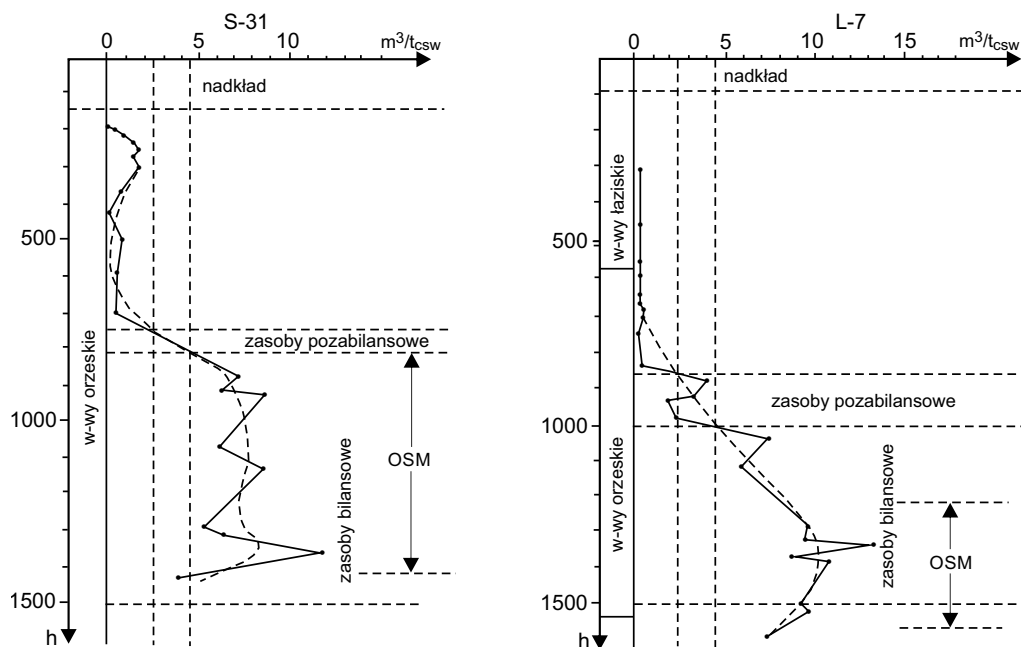
W związku z tym wyróżnia się trzy rodzaje zasobów metanu związanego ze złożami węgla:

- w samodzielnych złożach, poza obszarami eksploatacji węgla,
- jako kopaliny towarzyszącej,
- w opuszczonych kopalniach.

Zawartość metanu w węglu ponad  $4,5 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$  uważa się za kwalifikującą się do jego odzysku.

W polskich zagłębiach węglowych odsłonięcie utworów węglonośnych i ich erozja w ciągu długiego okresu czasu po karbonie spowodowało odgazowanie pokładów węgla do znacznej głębokości. W związku z tym metan pojawia się w pokładach dostatecznie izolowanych i głęboko położonych. Praktyczne znaczenie ma występowanie metanu tylko w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Zawartość metanu w pokładach węgla zmienia się tu wraz z głębokością od ilości śladowych do kilkunastu  $\text{m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$  (czystej substancji węglowej). Jest z reguły niższa od teoretycznie możliwej wynoszącej ponad  $20 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$ . Wyraźnie odmienne jest zróżnicowanie metanonośności pokładów węgla w profilu serii węglonośnej (rys. 1.34) w części południowej i północnej Zagłębia, to jest pod nadkładem miocenijskich utworów ilastych oraz gdy tego nadkładu brak.

W części północnej i wschodniej odsłonięcie utworów karbonu na powierzchni lub ich występowanie pod cienkim nadkładem skał na ogół przepuszczalnych (piaskowców, wapieni, dolomitów triasu, piasków czwartorzędowych) sprzyjało szczególnie



Rys. 1.34

Zmienność gazonośności w profilu utworów karbonu w wybranych otworach wiertniczych (S-31 kop. Krupiński pod nadkładem ilastych skał mioceńskich nieprzepuszczalnych) i L-7 kop. Ziemowit pod nadkładem skał przepuszczalnych) (Nieć 1993)

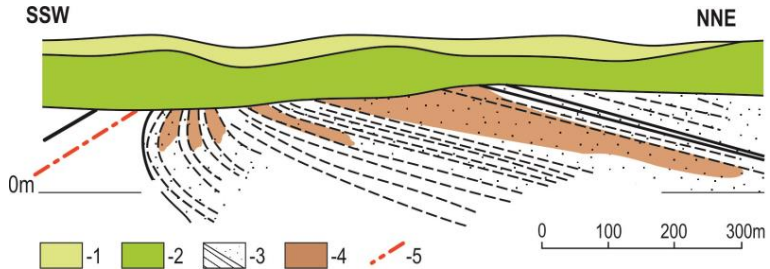
degazacji pokładów węgla do znacznej głębokości. Niegazonośne, całkowicie odgazowane, są pokłady w krakowskiej serii piaskowcowej (w warstwach libiązskich i łażyskich). Metan pojawia się dopiero w pokładach w obrębie serii mułowcowej, w warstwach załączkich zwykle dopiero od pokładu 328 w dół. Strop strefy metanonośnej (ponad  $4,5 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$ ) położony jest na różnej głębokości od kilkuset do ponad 1000 m.

W południowej części Zagłębia występują ilaste utwory mioceńskie o znacznej miąższości, które tworzą nadkład utworów karbonu i stanowią okrywę izolującą je od powierzchni. W tym obszarze, pod nadkładem skał nieprzepuszczalnych występuje z reguły podwyższona metanonośność najwyższej położonych pokładów w serii węglonośnej, a poniżej spadek i ponowny jej wzrost od pewnej głębokości (rys. 1.34). Nagromadzenie metanu w stropowej partii utworów karbonu jest związane z jego migracją ku powierzchni i jego akumulacją pod nadkładem mioceńskich skał nieprzepuszczalnych. Bezpośrednio pod nadkładem mioceńskich utworów ilastych pojawiają się

też nagromadzenia metanu wolnego w porowatych spękanych piaskowcach karbońskich w ilości umożliwiającej jego eksploatację (złoża Markłowice i Silesia, rys. 1.35). Nagromadzenia te, w przypadku gdy prowadzona jest ich eksploatacja, stanowią złoża odnawialne, których zasoby są uzupełniane przez metan migrujący z niżej występujących pokładów węgla. Metanonośne są też rumosze zwietrzelinowe w spągu utworów miocenu oraz piaszczysto-zlepieńcowe utwory warstw dębowieckich.

Kędzior, Wątor 2002

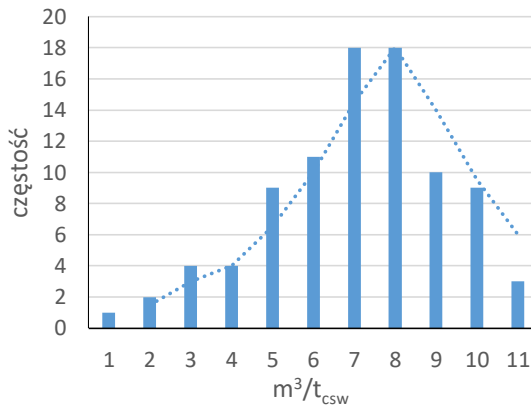
Rys. 1.35  
Złoże metanu Markłowice w utworach węglonośnych pod nakładem skał nieprzepuszczalnych (wg Mikuckiej-Regułowej, f. Obuchowicz 1963)  
1 – utwory czwartorzędowe, 2 – utwory ilaste miocenne, 3 – seria węglonośna z pokładami węgla, 4 – akumulacja metanu w piaskowcach, 5 – uskok



W części południowej Zagłębia między stropową i dolną strefą metanonośną, zawartość metanu w pokładach węgla bywa bardzo mała, a nawet niekiedy zanika. W dolnej, zasadniczej strefie metanonośnej zawartość metanu bywa często obniżona w pokładach w górnośląskiej serii piaskowcowej. Silnie gazonośne są strefy uskokowe i przyuskokowe strefy spękań, zwłaszcza w piaskowcach (np. strefa uskokowa Jawiszowicka w południowej części byłej kop. Krupiński). Duże zróżnicowanie warunków akumulacji i retencji metanu powoduje bardzo duże zróżnicowanie jego zawartości w pokładach (rys. 1.36) i na tej samej głębokości.

Kotas 1994

Rys. 1.36  
Przykład zróżnicowania metanonośności pokładu węgla. Pokł. 620 kop. Wieczorek

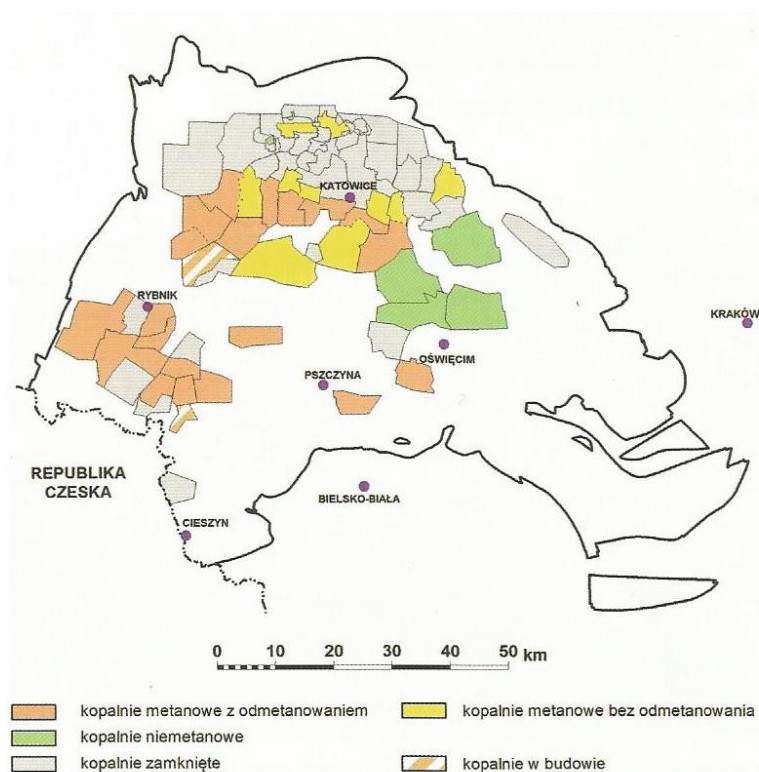




Złoża metanu w serii węglonośnej wyróżniane są w sposób sztuczny. W przypadku metanu jako kopaliny towarzyszącej stanowią je fragmenty tej serii w granicach poszczególnych kopalń węgla, a w przypadku złóż samodzielnych w granicach obszarów rozpoznanych otworami wiertniczymi, w których wykonano badania metanonośności węgla.

W granicach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego zasoby metanu jako kopaliny towarzyszącej udokumentowano w granicach 33 kopalń i 19 złóż nieeksploatowanych (rys. 1.37). Ponadto udokumentowanych jest 11 samodzielnych złóż metanu.

Rys. 1.37  
Metanonośność kopalń  
węgla kamiennego (wg  
Jureczki 2014)



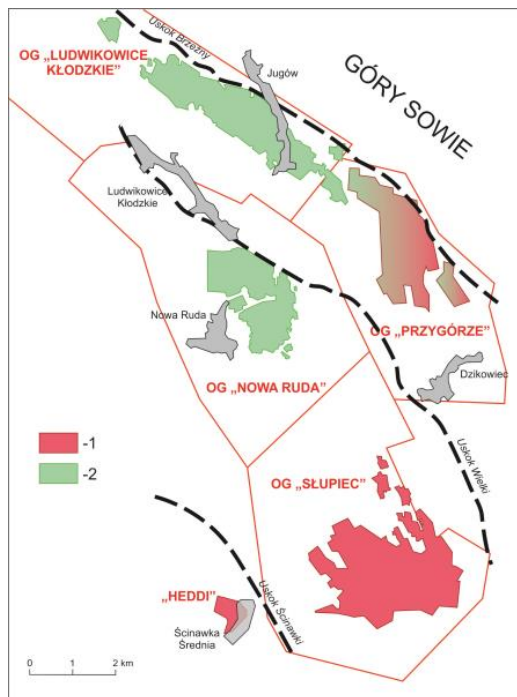
W opuszczonych, likwidowanych kopalniach metan gromadzi się w stanie wolnym w przestrzeni starych zrobów i niepodszadzonych wyrobisk. Pochodzi przede wszystkim z jego desorpcji z pokładów węgla w strefach wpływów eksploatacji. Możliwy jest też jego dopływ z większej odległości w strefach zaburzeń tektonicznych.

W Zagłębiu Dolnośląskim obok metanu występuje CO<sub>2</sub>, stanowiący produkt działalności wulkanicznej w tym regionie. Jest on dominującym gazem w niektórych rejonach Zagłębia (rys. 1.38). Zasoby metanu nie zostały tu udokumentowane.

Rys. 1.38

Gazoność pokładów węgla w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym w rejonie Noworudzkim (wg Gogolewskiej 2015, zmodyfik.)

1 – pola górnicze z wysoką zawartością metanu, 2 – pola górnicze z wysoką zawartością CO<sub>2</sub>



W Lubelskim Zagłębiu Węglowym metan pojawia się wyjątkowo w najgłębiej położonych partiach pokładów i nie ma na razie znaczenia praktycznego.

## 1.5. Jakość kopalin

Dane o jakości kopalin węglowodorowych należy traktować jako orientacyjne. Jest ona zwykle zróżnicowana w granicach złoża, a ponadto zmienia się w czasie jego eksploatacji w wyniku naruszenia równowagi faz tworzących je węglowodorów.

### 1.5.1. Ropy naftowe

Właściwości i jakość rop naftowych w poszczególnych złożach, jak i w ich granicach, są zróżnicowane (tab. 1.8, 1.9) w zależności od udziału poszczególnych węglowodorów nasyconych, nienasyconych i aromatycznych. Znajduje to wyraz w zróżnicowaniu ich gęstości właściwej i barwie oraz udziale frakcji uzyskiwanych w różnych temperaturach w czasie destylacji.

Gęstość właściwa rop naftowych w złożach polskich lokuje je w klasach od rop lekkich (poniżej  $0,87 \text{ g/cm}^3$ ) do ciężkich (ponad  $0,92 \text{ g/cm}^3$ ). Wyjątkowo ciężka jest ropa z utworów jurajskich w złożu Lubaczów o gęstości  $1,041 \text{ g/cm}^3$  zawierająca 17% asfaltów. W niektórych złożach występuje bardzo lekka ropa o cechach kondensatu lub kondensat ropny. Pojawia się on też w szczytowych częściach złóż poniżej gazu ziemnego. Gęstość ropy jest zatem zróżnicowana w granicach złoża. Przykładowo w złożu BMB pod czapą gazową wynosi  $0,798 \text{ g/cm}^3$ , w części złoża głębiej położonej wzrasta do  $0,842 \text{ g/cm}^3$ . Średnio wynosi  $0,82 \text{ g/cm}^3$ .

Mamczur i in. 1997;  
Kluk 2006

W złożach karpackich gęstość właściwa rop zależy od głębokości występowania, pozycji stratygraficznej i zaangażowania tektonicznego utworów roponośnych i zmienia się od  $0,81$  do  $0,94 \text{ g/cm}^3$ . Odpowiednio zmienia się zawartość węglowodorów stałych. Ze zróżnicowaniem gęstości ropy związana jest jej barwa od jasnożółtej lub zielonkawej rop lekkich do ciemnobrunatnej rop ciężkich. Zróżnicowanie gęstości ropy występuje także w granicach poszczególnych złóż (tab. 1.9). Wyjątkowo lekka, jasna ropa o gęstości  $0,75\text{--}0,79 \text{ g/cm}^3$ , występuje w złożu Stara Wieś.

Wdowiarz 1953

W złożach w prowincji wielkopolskiej występują ropy lekkie i normalne o gęstości  $0,809\text{--}0,891 \text{ g/cm}^3$ , a w złożach zachodniopomorskich ropy o wysokiej gęstości właściwej, na pograniczu rop normalnych i ciężkich  $0,877\text{--}0,943 \text{ g/cm}^3$ .

Dominują w ropach węglowodory nasycone. Udział poszczególnych frakcji ropy zróżnicowany jest w szerokich granicach (tab. 1.8). W ropach karpackich udział frakcji do  $200^\circ\text{C}$  wynosi zwykle  $25\text{--}46\%$ , a frakcji ponad  $300^\circ\text{C}$  od kilkunastu do ok.  $50\%$ , a w ropach ze złóż pozakarpackich odpowiednio kilkanaście do około  $30\%$  i od około  $50$  do  $60\%$ .

Tab. 1.8.  
Właściwości rop naftowych (wg Depotoskiego 1987)

Parametr	Prowincja i złoża									
	Prowincja karpacka					Prowincja przedkarpacka				
Skaly zbiornikowe	Grabownica	Osobnica	Bóbrka-Rogi	Wańkowa	Czarna	Partynia	Grobla	Plawowice	Brzeźówka	wapienie jurajskie piaskowce młodsze
	Głębokość [m]	300-1 050	815-1 350	300-900	150-560	100-1 200	770-830	684-780	600-700	
Gęstość [g/cm <sup>3</sup> ]	0,780-0,832	0,830-0,850	0,827-0,873	0,836-0,857	0,870-0,935	0,830-0,841	0,811-0,833	0,840	0,846	
Frakcje [%]	do 200°C	31-47	25-39	28-37	2-28	do 20	do 32	do 18	15	
	200-300°C	13-25	25-39	24-30	7-26	do 28	do 29	do 31	25	
ponad 300°C	27-55	16-49	35-46	46-52	43-72	52-59	36-50	46-50	60	
Parafina [%]	0,15-4,69	4,6-5,5	do 6,8	0,5-5,7	0,28-3,70	do 8,67	2,32-4,77	4,30-4,89	9,37	
Siarka	-	-	-	-	-	do 0,45	do 0,85	do 0,85	-	

Parametr	Prowincja i złoża									
	Prowincja wielkopolska					Prowincja zachodniopomorska				
Skaly zbiornikowe	Rybaki	Sulęcín	BMB*	Kamień Pomorski	Żarnowiec					
	Głębokość [m]	dolomit główny	dolomit główny	dolomit główny	dolomit główny	piaskowce kambryjskie				
Gęstość [g/cm <sup>3</sup> ]	166-1 860	2 780-2 826	3 047-3 107	2 243-2 260	2 722-2 788					
Frakcje [%]	0,876	0,832	0,798-0,841	0,867	0,815					
	do 200°C	25	44-83	23	30					
200-300°C	15	21	17-56	14	20					
ponad 300°C	60	54	3,4-6,7	63	50					
Parafina [%]	4,32	5,30	(0,96-1,72)	5,35	7,40					
Siarka % [g/dm <sup>3</sup> ]	1,22	-	-	1,17	-					

\* Wg Kluk 2006.

Tab. 1.9

Zmienność gęstości ropy naftowej w złożach karpaccich (wg Wdowiarza 1960)

Poziom produktywny		Gęstość właściwa ropy [g/cm <sup>3</sup> ] w złożach		
		Bóbrka-Rogi	Iwonicz	Krościenko
Piaskowiec ciężkowicki	I	0,813–0,827		0,853–0,859
	II	0,820–0,827		0,874–0,904
	III	0,836–0,854	0,847–0,891	
	IV	0,837–0,848	0,843–0,943	
Piaskowiec istebniański		0,841–0,856		

Ropy zwykle zawierają 3,5–7,5% parafiny. Niektóre ze złóż karpaccich są bezparafinowe (np. w złożu Grabownica). W złożach zachodniopomorskich występują ropy o wysokiej gęstości właściwej, wysokoparafinowe zawierające do 11,9% parafiny.

Ropy karpaccie są bezsiarkowe. W złożach w zapadlisku przedkarpaccim pojawia się siarkowodór, ale jego zawartość wynosi poniżej 1%. Wyższe zawartości siarkowodoru są cechą charakterystyczną rop w prowincji wielkopolskiej i zachodniopomorskiej (tab. 1.10). Szczególną jest ropa ze złoża Kamień Pomorski zawierająca 5,8% parafiny, 31,1% żywicy i asfaltów, 1,18% siarki (w tym H<sub>2</sub>S i merkaptany).

Tab. 1.10

Porównanie jakości ropy naftowej w prowincjach (na podstawie Karnkowskiego 1999b)

Prowincja	Parametry jakości ropy		
	gęstość właściwa [g/cm <sup>3</sup> ]	zawartość parafiny [%]	zawartość siarki [%]
Karpacka	0,750–0,943	3,5–7,0	–
Przedkarpacka	0,811–0,846	2,3–9,4	0,454–0,85
Wielkopolska i zachodniopomorska	0,809–0,891	4,3–7,5	ok. 1
Bałtycka	0,721*–0,812	12–16	–

\* Kondensat.

Ropa naftowa w warunkach złożowych zawiera rozpuszczony w niej gaz ziemny w ilości proporcjonalnej do ciśnienia złożowego. Określa to wykładnik gazowy zmieniający się w granicach złoża, np. w złożu ropy naftowej BMB od ok. 250 do 750 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

### 1.5.2. Gazy ziemne

Jakość gazu ziemnego określa jego wartość opałowa zależna od zawartości w nim składników niepalnych, przede wszystkim azotu i dwutlenku węgla, niekiedy także siarkowodoru. Podstawowym składnikiem palnym jest metan. Etan, propan, butan i pentan zwykle występują łącznie w ilości do kilku procent. Ich zawartości są przeważnie wyższe w czapach gazowych nad złożami ropy naftowej niż w samodzielnych złożach gazu ziemnego. Węglowodory cięższe w ilości ponad 20 g/m<sup>3</sup> występują w złożach gazowo-kondensatowych (gazolinowych) łącznie w ilości większej niż metan.

Gaz ziemny w złożach w prowincji małopolskiej w Karpatach i zapadlisku przedkarpaccim jest zwykle wysokometanowy, zawiera ponad 90% CH<sub>4</sub> (tab. 1.11a, 1.12).

Zawartość składników niepalnych w gazie ziemnym tej prowincji, przede wszystkim azotu, jest z reguły niewielka, co najwyżej do kilku procent. Praktycznie brak w nich siarkowodoru. W zapadlisku podkarpaccim siarkowodor pojawia się w poziomie ewaporatów (anhydrytów) dolnego Badenu (tab. 1.12). Gaz towarzyszący ropie naftowej w Karpatach zawiera często więcej azotu (tab. 1.11b).

W prowincji wielkopolskiej i zachodniopomorskiej skład gazu ziemnego jest bardzo zmienny z powodu często znacznej zawartości azotu (N<sub>2</sub>) od kilkunastu do kilkudziesięciu procent (tab. 1.13, rys. 1.39). Jest to gaz w różnym stopniu zaazotowany.

Tab. 1.11a

Skład chemiczny gazów ziemnych [% obj.] wybranych złóż Karpat fliszowych (wg Depowskiego 1987; \*Kruczka 1971)

Nazwa złoża	Poziom zbiornikowy	Głębokość [m]	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4+</sub>	N <sub>2</sub>	He	CO <sub>2</sub>
Dąbrówka Tuchowska	piaskowce ciężkowickie	280–310	98,34	1,25	0,31	–	–	–	–
Roztoki	piaskowce ciężkowickie	990–1 270	91,31 86,9*	2,47 3,4	0,96 2,8	1,38 0,13	3,80 5,4	–	0,20 0,6
Sanok	piaskowce istebniańskie	820–930	67,31	1,45	0,36	0,22	28,0	0,06	2,60
Strachocina	piaskowce istebniańskie	780–1 010	89,85 92,2*	4,21 1,4	1,49 0,6	1,35 1,20	3,00 4,2	–	0,10 0,30

Tab. 1.11b

Skład chemiczny gazów ziemnych towarzyszących ropie naftowej [% obj]. w wybranych złożach Karpat fliszowych (wg Kruczka 1971)

Nazwa złoża	Poziom zbiornikowy	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4+</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
Grabownica	piaskowce – kreda dolna	61,4	–	7,3	14,8	12,0	–	4,8
Iwonicz	piaskowce ciężkowickie	46,9	0,9	1,9	3,5	44,1	–	2,6
Bóbrka	piaskowce ciężkowickie	44,1	1,1	5,4	4,7	52,4	–	1,7
Osobnica	piaskowce ciężkowickie	73,0	2,5	10,6	8,3	5,1	–	0,4
Kryg	Piaskowce isytebniańskie	38,7	1,5	3,9	3,5	51,2	–	1,2

Tab. 1.12

Skład gazu ze złóż w utworach miocenu w obszarze między Rzeszowem a Przemysłem (wg Czernickiego 1977)

Składnik gazu	Zawartość [%] objętościowo		
	złoża w piaskowcach w serii ilastej		złoża w poziomiejewaporatów
	od–do	najczęstsza	
Metan	95,62–99,85	96,9–97,3	79,91
Etan	0,1–1,42	0,5–0,7	6,86
Węglowodory C <sub>3+</sub>	0,07–0,8	0,2–0,4	5,58
Azot	3–4	2	7
H <sub>2</sub> S	–	–	0,5
CO <sub>2</sub>	–	–	0,15

Stwierdzono tu też występowanie gazowych złóż azotu, w których jego zawartość w gazie wynosi ponad 90% (złoża Sulęcín i Cychry).

Gaz towarzyszący w ropie jest często gazolinowy z zawartością węglowodorów cięższych od C<sub>3+</sub> do kilkuset g/Nm<sup>3</sup> (tab. 1.13b).

W gazach w złożach w dolomicie głównym rejestrowana jest obecność siarkowodoru od 0,8 do ok. 12% (przeciętnie 1–3%). Wymagają one odsiarczania i stwarzają możliwość odzysku siarki. Niektóre złoża gazu ziemnego z dużą zawartością siarkowodoru mogą być zatem uważane także za gazowe złoża siarki (tab. 1.14).

W prowincji lubelskiej gaz ziemny cechuje się dużą zawartością metanu, niewielką zawartością węglowodorów cięższych, azotu, H<sub>2</sub>S i CO<sub>2</sub> (tab. 1.15).

**ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY**  
**1. ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW**

Tab. 1.13a

Skład chemiczny gazu ziemnego w złożach prowincji wielkopolskiej [% obj.] w złożach (wg Karnkowskiego 1999 uzup.)

Złoża		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3+</sub>	N <sub>2</sub>	He	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
W piaskowcach czerwonego spagowca i w wapieniu podstawowym	Bogdaj – Uciechów	54,66	0,42	0,02	44,43	0,41	0,00	0,06
	Borzęcin	65,11	2,19	0,22	32,13	0,17	0,00	0,07
	Brzostowo	64,25	0,67	0,03	34,59	0,32	0,00	0,08
	Rawicz	69,51	1,22	0,68	28,59	0,06	0,00	0,14
	Tarchały	54,70	0,17	0,02	44,30	0,37	0,00	0,30
	Wierzchowice	68,45	0,72	0,02	30,42	0,27	0,00	0,08
W piaskowcach czerwonego spagowca	Żuchłów	59,18	1,54	0,25	38,9	0,13	0,00	
	Góra	45,95	2,13	0,21	51,25	0,24	0,00	0,11
	Paproć	68,85	1,36	0,11	29,34	0,26	0,00	0,23
	Radlin	82,86	0,26	0,01	16,73	0,14	0,00	0,00
W wapieniu podstawowym	Paproć W	46,5	1,32		51,76	0,17		
	Kościan	80,54	0,69	0,05	18,06	0,13	0,00	0,5
W dolomicie głównym	Antonin	41,89	9,70	3,65	43,58	0,21	0,00	0,06
	Czeklin	13,27	1,38	1,29	84,00	0,00	0,00	0,06
	Kargowa	20,47	6,28	4,43	68,33	0,02	0,19	0,18
	Kąkolewo	10,29	5,23	3,41	75,13	0,04	1,25	4,63
	Rawicz	17,93	4,04	2,81	74,57	0,16	0,03	0,46
	Tarchały	52,61	0,39	0,04	46,47	0,39	0,00	0,06
	Wysocko	67,49	1,26	0,55	29,94	0,76	0,00	0,00
	Zakrzewo	26,79	8,14	7,16	58,40	0,05	0,00	0,46
	BMB	34,95	3,73	4,79	51,69	0,0	4,35	
	Różańsko	54,7	1,66	2,04	31,32		9,5	

Tab. 1.13b

Skład gazu gazolinowego w niektórych złożach ropno-gazowych prowincji wielkopolskiej (wg Karnkowskiego 1999)

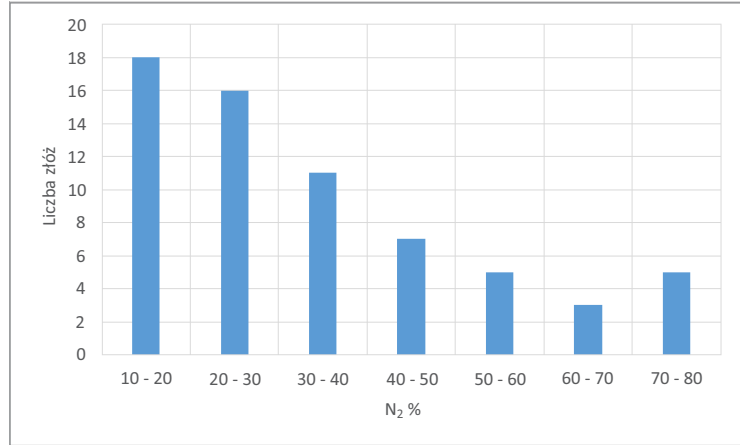
Złoża	Węglowodory C <sub>3+</sub> [g/cm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Maszewo	723	9,84	19,12	19,07	7,39	4,18	40,4	
Nowa Sól	148	47,51	13,12	3,36	2,71		32,9	0,4
Pomorsko	946,4	35,5	16,96	14,38	13,10	1,71	9,82	0,78

Cechą charakterystyczną gazów ziemnych prowincji wielkopolskiej i zachodniopomorskiej jest obecność w nich helu. Stanowi on składnik użyteczny gazu i jest odzyskiwany przy jego wartości ponad 0,2% (tab. 1.13).



Rys. 1.39

Rozkład zawartości azotu w złożach gazu w prowincji wielkopolskiej i zachodnio-pomorskiej (bez złóż azotu)



Tab. 1.14

Skład chemiczny gazów ziemnych [% obj.] towarzyszących ropie naftowej ze złóż w poziomie dolomitu głównego (Karnkowski 1999)

Nazwa złoża	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5+</sub>	C <sub>6+</sub>	N <sub>2</sub>	He	H <sub>2</sub> S
Kamień Pomorski*	35,11	16,19	17,94	12,64	3,64		2,45		12,75
Kamień Pomorski	43,10	14,5	13,0	8,80	3,00		5,0	0,15	12,0
Rekowo	53,22	12,26	12,01	8,07			5,0	-	-
Lubiszyn	19,63	28,80	27,01	15,67	2,07		2,95	-	1,92
Buk*	32,10	19,07	15,42	9,13	3,70	0,58	9,50		10,50

\* Wg Depowskiego i Królickiej 1977.

Tab. 1.15

Skład chemiczny gazu ziemnego [% obj.] ze złóż prowincji lubelskiej (Karnkowski 1993b)

Nazwa złoża	Poziom stratygraficzny	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3+</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub> i inne
Komarów	D2	80,49	10,91	4,47	3,17	-	1,28
Minkowice	C2	85,82	9,51	1,35	3,37	0,25	0,45
Ciecierzyn	D3	90,37	4,14	1,21	3,37	0,25	0,45

Lubaś 1986

Kucha i in. 1993

W gazach ziemnych stwierdzana jest też obecność rtęci (par lub związków metaloorganicznych). Jest ona niepożądanym, toksycznym składnikiem gazu, który wymaga usunięcia (odrtęcowania) przed jego użytkowaniem. W gazie ziemnym w złożach na obszarze basenu permskiego zawartość rtęci waha się od kilku (6–10) do kilkuset  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  (tab. 1.16), a wyjątkowo nawet do 2000  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . W Zapadlisku Przedkarpaccim wynosi 0,5–3,2  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . W gazach w prowincji wielkopolskiej i zachodnio-pomorskiej stwierdzana jest także obecność metali: Pb, Ag, Cu, As wytrącających się w czasie jego rozprężania lub spalania.

Tab. 1.16

Zawartość rtęci w gazach ziemnych w utworach dolnego permu (Słupczyński 1987; Lubaś 1986; Janocha 2011)

Złoże	Hg [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	He [%]	N <sub>2</sub> [%]
Czeszów	9	0,255	40,2
Grodzisk	440	0,120	17,2
Ujazd	570	0,125	16,6
Bukowiec	220	0,105	18,0
Janowo	11	0,345	49,5
Radziąc	7	0,140	31,2
Załęcze	75	0,150	46,1
Tarchały	12	0,345	46,5
Wierzchowo	10	0,230	31,2
Bogdaj-Uciechów	6	0,400	44,6
Żuchłów	75	0,169	40,2
Góra	7	0,320	57,8
Paproć	350	0,26	29,3
Kościan	226	0,10	17,35
Radlin	20	0,14	16,73

W granicach dużych złóż, jakość gazu bywa zmienna (tab. 1.17), co wynika ze zróżnicowanych, lokalnych warunków jego akumulacji.

Tab. 1.17

Przykład zróżnicowania jakości gazu ziemnego w dolomicie głównym w złożu Korbielewo (na podstawie Dokumentów geologicznych złoża)

Składnik	Jednostka	Od	Do	Średnio
Metan	%	5,8	20,6	13,70
Etan	%	1,08	2,83	1,96
Węglowodory C <sub>3+</sub>	%	1,19	3,9	2,43
Azot	%	64,49	91,52	76,48
Siarkowodór	%	0,46	8,73	4,77
CO <sub>2</sub>	%	0,05	1,18	0,50
Hel	%	0	0,028	0,013
Wartość opałowa	MJ/m <sup>3</sup>	4,2	15,55	10,75

### 1.5.3. Metan pokładów węgla

Gazy ziemne występujące w pokładach węgla charakteryzują się zmienną zawartością metanu w zależności od głębokości występowania pokładów oraz warunków akumulacji węglowodorów gazowych. W Zagłębiu Górnośląskim wyróżnia się strefę azotową przy zawartości CH<sub>4</sub> poniżej 2,5 m<sup>3</sup>/t<sub>CSW</sub>, azotowo-metanową, przy zawartości CH<sub>4</sub> 2,5–4,5 m<sup>3</sup>/t<sub>CSW</sub> i metanową

przy zawartości  $\text{CH}_4$  ponad  $4,5 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$ , w której metan jest składnikiem dominującym i stanowi 80–100% gazu. Etan i wyższe węglowodory występują w ilościach śladowych do około 1% i pojawiają się poniżej strefy maksymalnej metanonośności. Składnikami podrzędnymi w ilości do 20% są azot i dwutlenek węgla. W Zagłębiu Dolnośląskim gazy występujące w serii węglonośnej charakteryzują się znacznym udziałem  $\text{CO}_2$ , który często bywa podstawowym składnikiem gazu.

## 1.6. Zasoby złóż węglowodorów

Sposób występowania węglowodorów w skale zbiornikowej powoduje, że jedynie ich część może być wydobyta. W związku z tym wykazywane są tylko ich zasoby technicznie możliwe do wydobycia (wydobywalne), oraz ta ich część, której wydobycie może być ekonomicznie uzasadnione jako zasoby przemysłowe. Zasoby wydobywalne ropy naftowej w stosunku do całkowitej jej ilości w złożu stanowią zwykle od 20% w piaskowcach do 30–40% w skałach węglanowych (wapieniach i dolomitach). Zasoby wydobywalne gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych stanowią 70–80% zasobów całkowitych, a w złożach niekonwencjonalnych w łupkach około 20%. W pokładach węgla zasoby metanu zależą od wielkości ich nasycenia warunkującego stopień desorpcji. Są one wydobywalne przy zawartości metanu wyższej od jego ilości zaabsorbowanej w sposób trwały, nieodzyskiwalnej (metanonośności „resztkowej”), która wynosi ok.  $2 \text{ m}^3$  na tonę czystej substancji węglowej ( $\text{m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$ ), ale w sposób opłacalny, dopiero gdy jest ona wyższa od  $4,5 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{CSW}}$ .

W zależności od stopnia rozpoznania złoża zasoby złóż węglowodorów kwalifikuje się w kategoriach C, B i A (tab. 1.18).

Stan zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego zmieniał się w czasie w wyniku odkrywania kolejnych złóż, a także uściślenia danych o zasobach (weryfikacji ich oceny na podstawie wyników eksploatacji – metodami bilansu materiałowego, spadku wydobycia lub spadku ciśnienia) oraz w wyniku ich eksploatacji. Stan zasobów wykazywanych na koniec 2020 r. przedstawia tabela 1.19.

**ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY**  
**1. ZŁOŻA WĘGLOWODORÓW**

Tab. 1.18

Podstawowe kryteria kwalifikacji zasobów ze względu na stopień rozpoznania złoża

Kategoria zasobów	Podstawowe kryteria oceny stopnia rozpoznania	Możliwy błąd oszacowania zasobów [%]
C	Granice złoża określone w sposób przybliżony na podstawie danych geologicznych i geofizycznych. Stwierdzony przyływ kopaliny w ilości o znaczeniu gospodarczym, co najmniej w jednym otworze.	50
B	Granice złoża i jego budowa oraz parametry zbiornikowe i ich zróżnicowanie są określone na podstawie wykonanych badań geologicznych geofizycznych. Stwierdzony przyływ kopaliny w ilości o znaczeniu gospodarczym, co najmniej w jednym otworze.	35
A	Jak w kategorii B z uwzględnieniem danych z eksploatacji złoża.	20

Tab. 1.19

Stan zasobów wydobywalnych bilansowych ropy naftowej i gazu ziemnego wg stanu na 31.12.2020 (Bilans... 2021)

Prowincja	Zasoby						
	ropy naftowej [tys. ton]		Gazu ziemnego [mln m <sup>3</sup> ]		Metanu w pokładach węgla [mln m <sup>3</sup> ]		
	ropa	kondensat	złoża samodzielne	w złożach ropy	kopalina towarzysząca		złoża samodzielne
				w granicach kopalń	poza granicami kopalń		
Karpacka	656,84	1,50	1 016,54	199,38			
Przedkarpacka	430,13	4,58	28 379,93*	2 578,59			
Wielkopolska	12 256,03	2 184,57	79 487,59	13 756,34			
Zachodniopomorska	18,77		3 142,97	33,09			
Bałtycka	Łądowe	48,6	17,61	2,43	7,16		
	Morskie	6 149,06		4 464,50	714,49		
Lubelska	6,36		1 154,54	0,45			
Górnośląska					69 083,77	18 612,42	19 533,06
Ogółem	19 517,63	2 208,26	117 648,5	17 289,5	69 083,77	18 612,42	19 533,06

\* W tym 3 złoża w granicach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego z zasobami 133,11 mln m<sup>3</sup>.

Niewielka część wykazywanych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej występuje w złożach, których eksploatacja została zaniechana, często po wyczerpaniu zasobów przemysłowych (tab. 1.20).

1.6. Zasoby złóż węglowodorów

Tab. 1.20

Zasoby złóż, w których eksploatacja została zaniechana (Bilans... 2021)

Prowincja	Ropa naftowa i kondensat			Gaz ziemny		
	liczba złóż	zasoby [tys. ton]		liczba złóż	zasoby [mln m <sup>3</sup> ]	
		ropa	kondensat		złoża samodzielne	w złożach ropy
Karpacka	7	30,37	1,50	7	60,06	89,48
Przedkarpacka	3	4,58	–	12	–	620,03
Wielkopolska	12	82,28	5,74	32	1 333,07	76,27
Zachodniopomorska	1	1,37	–	2	0,27	–

Dodatkowo w 7 złożach gazu ziemnego przeznaczonych na magazyny gazu pozostaje jeszcze 6705,65 mln m<sup>3</sup> gazu nieprzewidywanych do wydobycia w okresie istnienia magazynu.

Większość udokumentowanych zasobów gazu ziemnego znajduje się w złożach zagospodarowanych (tab. 1.21), ale tylko ich część wykazywana jest jako zasoby przemysłowe, kwalifikujące się do ekonomicznie uzasadnionego wydobycia w ramach udzielonych koncesji na użytkowanie złoża.

Tab. 1.21

Zasoby w złożach zagospodarowanych (Bilans... 2021)

Rodzaj kopalin		Liczba złóż		Zasoby wydobywalne złóż zagospodarowanych			Wydobycie
		ogółem	zagospodarowanych	bilansowe		przemysłowe	
				A+B	C		
Ropa naftowa [mln ton]	złoża samodzielne	87 (23*)	57	12 959,6	6 153,31	11 343,56	908,83
	kondensat			–	1 323,44	53,90	2,60
Gaz ziemny [mln m <sup>3</sup> ]	złoża samodzielne	306 (52*)	200	49 365,99	26 668,90	41 226,31	4 036,15
	w złożach ropy i kondensatu			4 779,12	7 617,97	9 385,58	897,81
Metan w pokładach węgla [mln m <sup>3</sup> ]	kopalina towarzysząca	53	31	8 148,30	60 935,47	11 056,02	309,96 (451,52**)
	złoża samodzielne	11	2	513,58	19 019,48	192,09	5,13

\* Złoża, w których eksploatacja została zaniechana.

\*\* Emisja z wentylacją.

Jucha i in. 1987

Zagospodarowywane są złoża dostatecznie duże, w przypadku gazu ziemnego umożliwiające jego dostarczenie do sieci przesyłowej. Małe złoża, nieeksploatowane, niekiedy stwierdzone odosobnionymi otworami wiertniczymi, mogą kwalifikować się do wykorzystania na cele lokalne. W bilansie zasobów wykazywane są również zasoby pozabilansowe, które zostały stwierdzone, ale które nie spełniają kryteriów przyjętych jako definiujące złoża, które może być przedmiotem zagospodarowania (tab. 1.22). Zasoby te bywają także przedmiotem wydobywania w złożach, które znajdują się w końcowym stadium wykorzystania, w rejonach o długiej tradycji eksploatacji.

Tab. 1.22  
*Zasoby eksploatowanych złóż uznanych za pozabilansowe (Bilans... 2021)*

Rodzaj kopaliny	Liczba złóż	Zasoby złóż zagospodarowanych		
		pozabilansowe	przemysłowe	wydobyte
Ropa naftowa [tys. ton]	2	5,67	2,64	0,25
Gaz ziemny [mln m <sup>3</sup> ]	2	6,30	5,50	0,39

Zasadnicze znaczenie mają złoża gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca w regionie wielkopolskim oraz w utworach miocenu w zapadlisku przedkarpackim.

Złoża ropy naftowej występują przede wszystkim w utworach cechsztynu w prowincji wielkopolskiej i kambru w prowincji bałtyckiej.

Dominujące są złoża o aktualnych małych zasobach: gazu ziemnego 100–1000 mln m<sup>3</sup> i ropy naftowej 10–100 tys. ton (rys. 1.40). Złoża wyróżniające się dużymi zasobami są nieliczne: 19 złóż gazu ziemnego o zasobach ponad 1 mld m<sup>3</sup> i tylko 2 ponad 10 mld m<sup>3</sup>, oraz 6 złóż ropy naftowej o zasobach ponad 1 mln ton (tab. 1.23). Początkowe zasoby złóż eksploatowanych były większe od obecnie wykazywanych.

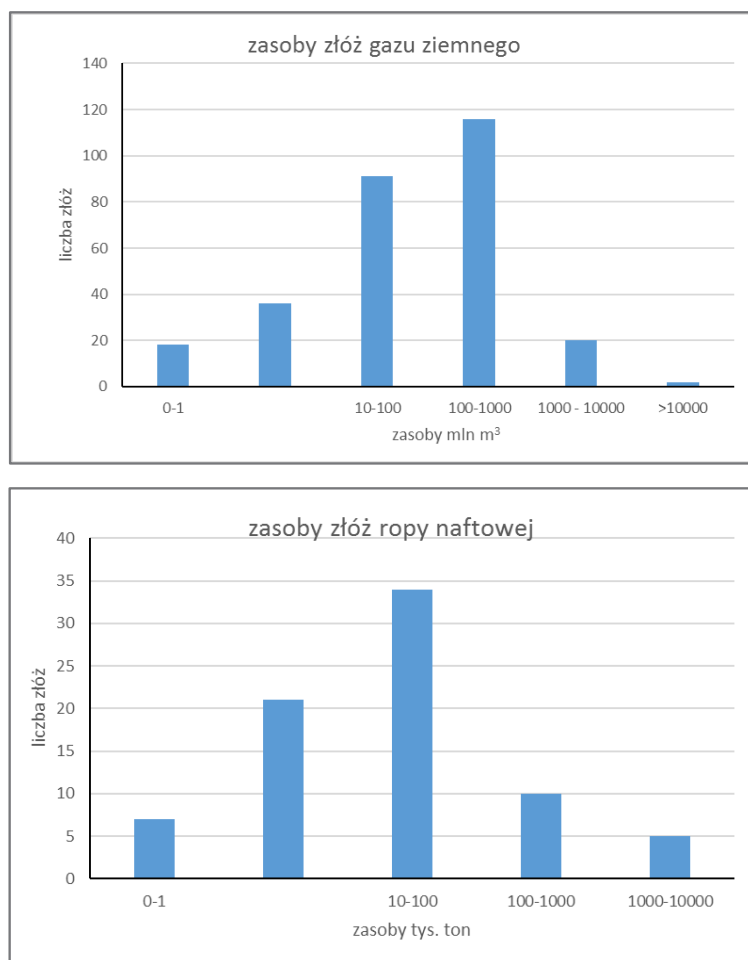
Do złóż o wyróżniających się zasobach należały:

- złoża ropy naftowej: Grobla i Pławowice w zapadlisku przedkarpackim, których zasoby początkowe wynosiły 4 mln ton. Obecnie po wieloletniej eksploatacji pozostaje w nich jeszcze 25,3 i 65,0 tys. ton oraz Kamień Pomorski z zasobami początkowymi 1,9 mln ton, w którym pozostaje jeszcze 2,76 tys. ton.

## 1.6. Zasoby złóż węglowodorów

Rys. 1.40

Zasoby złóż gazu ziemnego i ropy naftowej (wg stanu w 2020 r.)



Tab. 1.23

Złóża wyróżniające się zasobami (Bilans... 2021)

Kopalina	Złoże	Zasoby w 2020 r.	Uwagi	Zasoby początkowe
Gaz ziemny [mld m <sup>3</sup> ]	Brońsko	14,40	eksploatowane	23,0
	Krobielewko	25,89	nieeksploatowane	
Ropa naftowa [mln ton]	BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo)	5,28	eksploatowane	12,6
	Cychry	1,31	eksploatowane	1,4
	Grotów	1,68	eksploatowane	1,8
	Lubiatów	2,96	eksploatowane	5,4
	B 3	1,95	eksploatowane	5,3
	B 8	4,20	eksploatowane	3,7

- złoża gazu ziemnego: Jaksmanice-Przemysł w zapadlisku przedkarpackim z zasobami ok. 75 mld m<sup>3</sup> eksploatowane od 1958 r., którego zasoby wydobywalne wynoszą jeszcze 7,02 mld m<sup>3</sup>. W prowincji wielkopolskiej nadal eksploatowane są złoża gazu zaazotowanego: Bogdaj-Uciechów, Załęcze, Żuchłów, Radlin, Wierzchowice, BMB, których zasoby początkowe wynosiły 10–20 mld m<sup>3</sup>.

Zasoby metanu w pokładach węgla są dokumentowane przede wszystkim jako kopaliny towarzyszącej w kopalniach, w których prowadzone jest odmetanowanie (rys. 1.37). Znaczna ilość metanu jest tracona w powietrzu wentylacyjnym kopalń (tab. 1.20). Zasoby złóż metanu dokumentowane jako kopalina główna są w niewielkim stopniu wykorzystywane ze względu na trudności jego odzysku. Niewykazywane są zasoby metanu w kopalniach zlikwidowanych, w których występuje on w stanie wolnym w postaci nagromadzeń w pustkach poeksploatacyjnych.

## 1.7. Niewęglowodorowe składniki użyteczne gazów ziemnych (składniki współwystępujące)

### 1.7.1. Hel

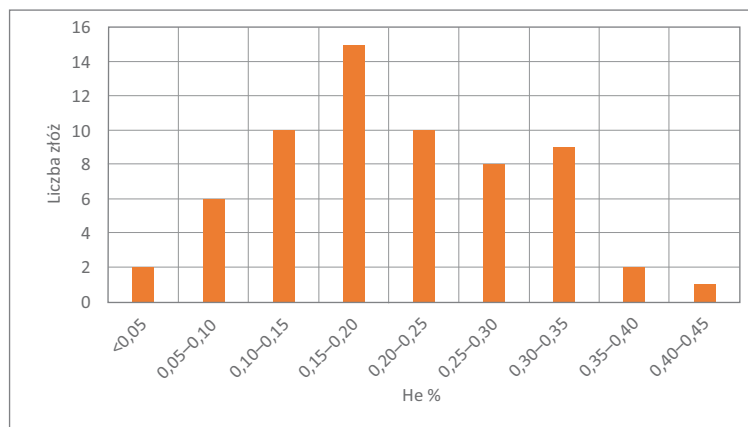
Obecność helu w gazie ziemnym jest cechą charakterystyczną złóż w prowincji wielkopolskiej i zachodniopomorskiej. Jego zawartość jest zróżnicowana od poniżej 0,05% do 0,45% (rys. 1.41). Przy zawartości He ponad 0,2% uważany jest on za składnik użyteczny i jest on odzyskiwany. Jego zasoby są wykazywane w 18 złożach i wynoszą łącznie (wg stanu na 31.12.2020) 24,3 mln m<sup>3</sup> (tab. 1.24).

Zasoby He w poszczególnych złożach są na ogół małe. W 11 złożach wynoszą od 0,01 do około 1 mln m<sup>3</sup>, w 5 złożach od 1,0 do 4,3 mln m<sup>3</sup> i tylko w jednym złożu, Bogdaj Uciechów, 10,89 mln m<sup>3</sup>. Wydobywane jest rocznie ok. 0,71 mln m<sup>3</sup> He ze złóż udokumentowanych i około 2,2 mln m<sup>3</sup> z gazu ziemnego ze złóż, w których zasoby helu formalnie nie są wykazywane.



Rys. 1.41

Rozkład zawartości helu w złożach gazu w prowincji wielkopolskiej i zachodnio-pomorskiej (na podstawie danych Karnkowskiego 1999b)



Tab. 1.24

Zasoby helu towarzyszącego gazom ziemnym [mln  $m^3$ ]. Stan na 31.12.2020 (Bilans... 2021)

Złoża	Liczba złóż	Zasoby bilansowe wydobywalne		
		razem	A+B	C
Zagospodarowane	10	19,98	18,50	1,48
Niezagospodarowane	8	4,31	3,23	1,08
Razem	18	24,29	21,73	2,56

### 1.7.2. Siarka

Gazy ziemne występujące w poziomie dolomitu głównego w złożach w prowincji wielkopolskiej i zachodniopomorskiej wyróżniają się obecnością siarkowodoru. Wysoką jego zawartością stwierdzono np. w złożu Buk 10–12,5% oraz w złożach na bloku Gorzowa: BMB 4,35%, Międzychód 3,87%, Różańsko 9,5%. W gazach ze złóż prowincji zachodniopomorskiej zawartości  $H_2S$  dochodzą do 10–12%. Wysokie jego zawartości nawet do 89,8% były rejestrowane w gazie w solankach w poziomie dolomitu głównego. Siarkowodor wymaga usunięcia przed oddaniem gazu do użytkowania. Uzyskiwana w tym procesie siarka stanowi składnik użyteczny gazu i jej zasoby są dokumentowane w niektórych złożach (tab. 1.25).

Depowski, Królicka  
1977

Tab. 1.25

Udokumentowane zasoby siarki w złożach gazu ziemnego wg stanu na 31.12.2020 r. (Bilans... 2021)

Złoże	Rodzaj kopaliny	Zasoby gazu [mln m <sup>3</sup> ]	Zasoby siarki [tys. ton]			Wydobycie [tys. ton]
			bilansowe		przemysłowe	
			A+B	C		
BMB	gaz ziemny	1 498,1	320,0	1	212,29	23,61
Cychry	gaz azotowy	11 420,88		38,85	2,11	0,08
Zielin	gaz ziemny	13,47	1,48		1,28	0,69
Górzycza	ropa naftowa	174,75	5,20		4,74	0,36

### 1.7.3. Azot

Gazy ziemne w złożach w zachodniej części prowincji wielkopolskiej i zachodniopomorskiej charakteryzują się dużą zawartością azotu (rys. 1.39), która w niektórych złożach przekracza 50%. W dwóch złożach Sulęcina i Cychry wynosi ona ponad 90% (tab. 1.26) i stanowią one samodzielne złoża gazu azotowego. Ich zasoby wynoszą odpowiednio 3,3 i 11,42 mld m<sup>3</sup>. Gaz azotowy występuje w dolomicie głównym. Eksploatowane jest jedynie złożo Cychry, z którego wydobyte jest ok. 33 mln m<sup>3</sup>.

Tab. 1.26

Skład gazu azotowego  
(Bilans... 2021)

Złoże	Zawartość [%]					
	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3+</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
Sulęcina	97,6	1,6	0,4	0,36	0,04	
Cychry	91,0	5,2	1,3		0,22	3,3 g/m <sup>3</sup>

## Literatura

BIELAWSKI R. 1994 – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. [W:] R. Wołowicz red. Historia polskiego przemysłu naftowego, t I, s. 249–295, Muzeum Regionalne PTTK w Brzozowie, Brzozów, Kraków.

Bilans zasobów złóż kopaliny w Polsce wg stanu na 31.XII.2020. PIG-PIB, Warszawa 2021.

BOJARSKI L., PAZDRO J., SOBOL K. 1977 – Anomalne ciśnienia złożowe na Niżu Polskim. Przegląd Geologiczny 6, s. 312–316.

CZEKAŃSKI E., KWOLEK K., MIKOŁAJEWSKI Z. 2010 – Złoża węglowodórów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca<sub>2</sub>) na bloku Gorzowa. Przegląd Geologiczny 58(8), s. 695–703.

CZERNICKI J. 1977 – Warunki geologiczno-strukturalne pułapek i parametry złóż gazu ziemnego w miocenie autochtonicznym w strefie nasunięcia Karpat między Rzeszowem a Przemyślem. Wyd. Geol., Warszawa.

DECKER A.D., SCHRRAUFNAGEL R., GRAVES S., BEAVERS W.M., COOPER J., LOGAN T., HOMER D.A., SEXTON T. 1986 – Coalbed methane. An old hazard becomes a new resource. *Petroleum Frontiers* 3(4).

DEPOWSKI S. 1987 – Ropa naftowa i gaz ziemny. [W:] Osika R. red. *Budowa geologiczna Polski*, t. VI, Złoża surowców mineralnych, s. 49–99.

DEPOWSKI S., KRÓLICKA J. 1977 – Występowanie siarkowodoru w gazach ziemnych cechsztyńskiego dolomitu głównego na Niżu Polskim. *Przegląd Geologiczny* 11, s. 577–579.

DEPOWSKI S., PERYT T.M., PIĄTKOWSKI T.S., WAGNER R. 1978 – Sedymentacja i paleogeografia cechsztyńskiego dolomitu głównego a jego ropo- i gazonośność. *Przegląd Geologiczny* 3, s. 141–146.

GHOLAMI R., RASSOULI V., SARMADIVALEH M., MINAEIAN V., FAKHARI N. 2016 – Brittleness of gas shale reservoirs: a case study from the North Perth basin, Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 33(7), s. 1244–1259.

GOGOLEWSKA A. 2015 – Gazonośność złoża węgla kamiennego w niecce noworudzkiej (Dolny Śląsk). III Polski Kongres Górniczy, s. 491–494.

GUCIK S. 1980 – Karpackie łupki bitumiczne – ich rozwój i perspektywy, jako surowca energetycznego. *Przegląd Geologiczny* 28(10), s. 552–559.

HADRO J., JURECZKA J. 2021 – Nowe spojrzenie na metodykę szacowania zasobów metanu z kopalń zamkniętych w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. XXX Konferencja Aktualia i Perspektywy Gospodarki Surowcami Mineralnymi, Wyd. IGSMiE PAN, s. 29–32.

HALAMA A., MOSKAL W., RYBA J. 1978 – Geneza anomalnych ciśnień złożowych w dolomicie głównym cechsztynu NW Polski. *Nafta* 34(11), s. 361–364.

JANOCHA A. 2011 – Badania procesów korozji w odwiertach o dużej zawartości rtęci. *Nafta-Gaz* 67(3), s. 171–174.

JARZYNA J.A., BAŁA M., STRZĘPOWICZ A., WAWRZYŃIAK-GUZ K., WIĘCŁAW D., ZIĘTEK J. 2017 – Shale gas in Poland. [W:] Al. Megren H., Altamini R.H. eds. *Advances in Natural Gas Emerging Technologies*. IntechOpen, s. 191–210, DOI: 10.5772/67301.

JAWOR E. 1973 – Warunki złożowe strefy Grobla-Pławowice na tle tektoniki wglębnej obszaru na wschód od Krakowa. *Prace Geologiczne PAN o. Kraków*, Komisja Nauk Geologicznych, Wyd. Geol., Warszawa.

JAWOR E., JAWOR W. 1989 – Perspektywy poszukiwawcze w piaskowcach cenomanu na przykładzie złoża gazu ziemnego Rylowa. *Nafta* 45(1–3), s. 3–9.

JAWOR E., KRUCZEK J. 1965 – Zarys tektoniki i stosunków złożowych pola ropnego w rejonie Bochni. *Geofizyka i Geologia Naftowa* 4(100), s. 97–108.

JAWOROWSKI K., MIKOŁAJEWSKI Z. 2007 – Oil and gas bearing sediments of the Main Dolomite (Ca<sub>2</sub>) in the Międzychód region: a depositional model and problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin. *Przegląd Geologiczny* 55(12/1), s. 1017–1024.

JUCHA S., NEY R., SŁUPCZYŃSKI K. 1987 – Warunki geologiczne małych złóż gazu ziemnego w Zapadlisku Przedkarpackim, Karpatach i na Niżu Polskim. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* 3(2), s. 373–428.

JURECZKA J. 2014 – Perspektywy przedeksploatacyjnego ujęcia metanu z pokładów węgla otworami kierunkowymi – w świetle wyników projektu badawczego Państwowego Instytutu Geologicznego. *Inżynieria Górnicza* 4, s. 24–27.

JURECZKA J. 2017 – Perspektywy przemysłowego wydobycia w metanu z pokładów węgla w Zagłębiu Górnśląskim. *Inżynieria Górnicza* 1–2, s. 72–75.

KARNKOWSKI P. 1969 – Formowanie się złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na tle geologii przedgórza Karpat polskich. *Prace Instytutu Geologicznego*, Warszawa.

KARNKOWSKI P. 1993a – Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 1, Niż polski. *Tow. Geosynoptyków Geos*, Kraków.

KARNKOWSKI P. 1993b – Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2, Karpaty i Zapadlisko Przedkarpackie. *Tow. Geosynoptyków Geos*, Kraków.

KARNKOWSKI P. 1996 – Oil and gas fields in Poland. [W:] *Oil and Gas in Alpine Thrustbelts and Basins of Central and Eastern Europe*. EAGE Spec. Pub. 5, s. 3–15.

KARNKOWSKI P. 1999a – Uwarunkowania akumulacji węglowodorów na obszarze przedgórza Karpat. *Nafta-Gaz* 55(11), s. 665–678.

KARNKOWSKI P. 1999b – Oil and gas deposits in Poland. *GEOS*, Kraków.

KARNKOWSKI P. 2004 – Przegląd historyczny odkryć złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. *Przegląd Geologiczny* 52(2), s. 120–128.

KARNKOWSKI P.H. 2010 – Budowa geologiczna oraz geneza i ewolucja bloku Gorzowa. *Przegląd Geologiczny* 58(8), s. 680–688.

KARNKOWSKI P.H., PIKULSKI L., WOLNOWSKI T. 2010 – Petroleum geology of the Polish part of the Baltic region an overview. *Geological Quarterly* 54(2), s. 143–158.

KĘDZIOR S. 2012 – Przystropowa strefa gazonośna w utworach karbonu południowej części Górnśląskiego Zagłębia Węglowego – występowania, parametry zbiornikowe węgla oraz możliwości pozyskania metanu. *Wyd. Uniwersytetu Śląskiego*. Katowice.

KĘDZIOR S., WĄTOR L. 2002 – Odnawialność zasobów gazu ziemnego na przykładzie złoża metanu wolnego KWK Silesia. *Górnictwo Odkrywkowe* 44(2/3), s. 73–78.

KIERSNOWSKI H. 2013 – Geological environment of gas-bearing shales. [W:] J. Nawrocki red. *Shale gas as seen by Polish Geological Survey*. PIG-PIB, Warszawa, s. 26–31.

KIERSNOWSKI H., BUNIAK A., KUBERSKA M., SROKOWSKA-OKOŃSKA A. 2010 – Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski. *Przegląd Geologiczny* 58(4), s. 335–346.

KLUK, D. 2006 – Zmienność właściwości i składu chemicznego wydobywanej ropy naftowej w trakcie eksploatacji złoża Buszewo-Mostno-Barnówko. *Przegląd Górniczy* 62(9), s. 40–46.

- KOTARBA M., WIĘCŁAW D., BILKIEWICZ E., DZIADZIO P., KOWALSKI A. 2017 – Genetic correlation of source rocks and natural gas in the Polish Outer Carpathians and Paleozoic-Mesozoic basement east of Kraków (Southern Poland). *Geological Quarterly* 61(4), s. 795–824.
- KOTAS A. red. 1994 – Coal-bed methane potential of the Upper Silesian Coal Basin. Poland. *Prace PIG* 142, Warszawa.
- KOZIMOR T., POTERA J., NIEĆ M. 2017 – Złoża węglowodorów z towarzyszącymi nagromadzeniami niekonwencjonalnymi (złoża hybrydowe) i ich dokumentowanie. *Przegląd Geologiczny* 65(10/1), s. 643–649.
- KRUCZEK J. 1968 – Strukturalne ramy akumulacji ropy w złożu Bóbrka-Rogi. *Biuletyn IG nr 215, Z badań geologicznych w Karpatach* 12, s. 79–156.
- KRUCZEK J. 1971 – Geologiczna obsługa wierceń. *Wyd. Geol., Warszawa*.
- KUCHA H., SŁUPCZYŃSKI K., PROCHASKA W. 1993 – Health risk and natural gas. *Nature* 363, 6431, s. 680.
- KUREK J., MAZUREK A. 2001 – Perspektywy rozwoju sektora naftowego na obszarze Morza Bałtyckiego i krajów ościennych. *Nafta i gaz 2001, Historia i przyszłość. Międzynarodowa Konf. Naukowo-Techniczna i Historyczna, Bóbrka*, s. 39–43.
- LUBAŚ J. 1986 – Rtęć w permsko-karbońskich gazach ziemnych Niżu Polskiego. *Prace IGIGN* 56, Kraków.
- ŁYCZEWSKA J. 1967. Przejawy bituminizacji i prognoza roponośności osadów w okolicy Łagowa. *Technika Poszukiwań Geologicznych* 24, s. 62–68.
- MALISZEWSKA A., JACKOWICZ E., KUBERSKA M., KIERSNOWSKI H. 2016 – Skąły permu dolnego (czerwonego spągowca) zachodniej Polski – monografia petrograficzna. *Prace PIG* 204, 115 s.
- MAMCZUR S., RADECKI S., WOJTKOWIAK Z. 1997 – O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB). *Przegląd Geologiczny* 45(6), s. 582–588.
- MUNDRY D., DYJACZYŃSKI K. red. 2011 – Milionami lat po Ziemi Lubuskiej i Wielkopolsce, czyli trochę geologii z najciekawszej strony. *Szejk, wyd. specj. PGNiG, Zielona Góra*.
- MYŚLIWIEC M. 2004 – Typy pułapek gazu ziemnego i strefowość występowania ich złóż w osadach miocenu wschodniej części Zapadliska Przedkarpackiego. *Przegląd Geologiczny* 52(8/1), s. 657–664.
- NIEĆ M. 1993 – Złoża metanu w formacjach węglonośnych. *Mat. Szkoły Eksploatacji Podziemnej* 93. Symp. i Konf. CPPGSMiE PAN 6(2), s. 281–301.
- NIEĆ M., SALAMON E. 2016 – Zmiany zasobów złóż paliw kopalnych („kopalin energetycznych”) w Polsce w ostatnim pięćdziesięcioleciu. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN* 96, s. 201–227.
- NIEĆ M., MUSIAŁ A., AUGUŚCIK J. 2019 – Shale gas deposit model and preliminary resources estimation based on mud logging data on gas content variation. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 35(4), s. 27–46.
- NYCZ K., 1994 – Powstanie i rozwój przemysłu gazu ziemnego. [W:] R. Wołowicz red. *Historia polskiego przemysłu naftowego*, t II, s. 9–56, Muzeum Regionalne PTTK w Brzozowie, Brzozów Kraków.

- OBUCHOWICZ Z. 1963 – Złoża ropy i gazu w Zapadlisku Przedkarpackim. Rocznik PTG 33(3), s. 397–411.
- OSZCZYPKO N. 1995 – Budowa geologiczna. [W:] Karpaty polskie. Przyroda, człowiek i jego działalność, Univ. Jagielloński, Kraków, s. 15–22.
- PESZAT C. 1988 – Znaczenie surowcowe rozsypliwych piaskowców istebniańskich i ciężkowickich województwa krośnieńskiego. Zeszyty Naukowe AGH, Geologia 14(2), s. 5–37.
- POPRAWA P. 2010 – Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Przegląd Geologiczny 58(3), s. 226–249.
- REICHER B. 1989 – Analiza genezy anomalnych ciśnień złożowych w poziomie dolomitu głównego cechsztynu w rejonie Poznania. Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management 5(2), s. 481–493.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej złoża węglowodorów, Dz.U. 2015, poz. 968.
- SŁUPCZYŃSKI K. 1987 – Problem genezy gazów ziemnych nagromadzonych w utworach dolnego permu. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej nr 865, Górnictwo 140, s. 39–48.
- STANIEK L. 1987 – Migracja metanu w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym dyslokacjami dysjunktywnymi. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej nr 865, Górnictwo 140, s. 49–54.
- SZAMAŁEK K., SZUFLICKI M., MALON A., TYMIŃSKI M. red. 2017 – Mineral resources of Poland. PJG-PJB, Warszawa.
- SZAMAŁEK K., SZUFLICKI M., MIZERSKI W. 2020 – Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski. Stanu na 31.12.2018. PiG, Warszawa.
- ŚLAZAK N., BOROWSKI M., OBRACAJ D., SWOLKIEŃ J., KORZEC M. 2015 – Odmetanowanie górotworu w kopalniach węgla kamiennego. Wyd. AGH, Kraków.
- TWARDOWSKI K. 1997 – O akumulacji metanu w pokładach węgla. Wiertnictwo Nafta Gaz 14, s. 97–109.
- WDOWIARZ S. 1953 – Geologia fałdu Grabownicy. Biul. IG 120, Wyd. Geol. Warszawa.
- WDOWIARZ S. 1960 – Ropa naftowa i gaz ziemny na tle geologii Karpat. Biul. IG (bez nr), Wyd. Geol., Warszawa.
- ZAWISZA L., PIESIK-BUS W., MARUTA M. 2010 – Rola wyniesienia wolsztyńskiego w rozmieszczeniu złóż węglowodorów w utworach czerwonego spągowca monokliny przedsudeckiej. Wiertnictwo Nafta Gaz 27(1–2), s. 485–493.
- ZOU C. i in. 2017 – Unconventional petroleum geology. Elsevier, Amsterdam.
- ZUBRZYCKI A. 2011 – Podstawy geologii naftowej. AGH, Kraków.

## Rozdział 2

# GOSPODARKA ROPĄ NAFTOWĄ W POLSCE

### Wprowadzenie

Bolewski red. 1993

BP 2020

Ptak, Jakóbiec 2016

Bilans gospodarki  
surowcami 2015

Ropa naftowa jest naturalną mieszaniną ciekłych węglowodorów, zawierającą rozpuszczone węglowodory stałe i gazowe oraz domieszki związków siarki, azotu i tlenu. Jest to pierwotny surowiec mineralny o podstawowym znaczeniu dla gospodarki światowej. Wraz z gazem ziemnym, węglem kamiennym i brunatnym od dziesięcioleci decyduje o gospodarce energetycznej świata. W 2020 roku udział ropy naftowej w zużyciu nośników energii pierwotnej na świecie wyniósł około 31%. Dominująca jej rola wynika z faktu, że wciąż jest ona obecnie niemal jedynym surowcem wykorzystywanym do produkcji paliw płynnych stosowanych do napędu środków transportu, będąc używaną także do otrzymywania innych produktów niezbędnych do zaspokajania potrzeb gospodarczych świata, choć produkowanych w znacznie mniejszych ilościach niż paliw. Wartość jej produkcji stanowi przeważającą część wartości produkcji wszystkich surowców mineralnych obrotu międzynarodowego na świecie.

Ropa naftowa poddawana jest procesowi destylacji z otrzymaniem poszczególnych frakcji naftowych (destylatów) na instalacjach destylacji rurowo-wieżowych w dużych rafineriach naftowych. W rezultacie powstają benzyny, nafta, olej napędowy oraz pozostałość (mazut), z której otrzymuje się następnie

Czerzożukow 1975;  
Gurewicz 1975

oleje lekkie, średnie i ciężkie. Wszystkie z wymienionych mogą być następnie zużywane bezpośrednio lub też jako półprodukt mogą być poddawane dalszej przeróbce w celu ich uszlachetnienia lub otrzymania kolejnych produktów. Obecnie ropa naftowa i jej pochodne znajdują zastosowanie przede wszystkim w sektorze paliwowo-energetycznym, a także w tzw. syntezie petrochemicznej, w wyniku której otrzymuje się szereg produktów syntetycznych, takich jak: włókna syntetyczne, kauczuk syntetyczny, masy plastyczne, rozpuszczalniki, farby i lakiery, środki piorące, nawozy, lekarstwa, perfumy, alkohol etylowy, inne chemikalia itp. Z ropy naftowej otrzymuje się ponad 600 różnych produktów i ich liczba systematycznie rośnie.

Hsu, Robinson red.  
2012

Znaczenie przemysłowe ropa naftowa zyskała w połowie XIX wieku, a za kolebkę przemysłu naftowego należy uznać ziemie polskie leżące wówczas w granicach tzw. Galicji (oficjalna nazwa – Królestwo Galicji i Lodomerii), które od 1772 roku były pod panowaniem monarchii austriackiej, a potem austro-węgierskiej. W 1852 r. powstał pierwszy, wykopany ręcznie szyb naftowy w miejscowości Siary koło Gorlic. W 1853 r. Ignacy Łukasiewicz po udanej próbie destylacji ropy wynalazł lampę naftową, która po raz pierwszy została wykorzystana podczas nocnej operacji w szpitalu we Lwowie 31 lipca 1853 r. Datę tę przyjmuje się powszechnie jako początek polskiego, ale i światowego przemysłu naftowego. W 1854 r. uruchomiono pierwszą na świecie kopalnię ropy naftowej w Bóbrce koło Krosna oraz pierwsze uliczne lampy naftowe w Gorlicach. Z kolei w 1856 r. w Ulaszowicach koło Gorlic uruchomiono pierwszą na świecie destylarnię ropy naftowej, a w 1857 r. w Kłęczanach koło Nowego Sącza pierwszą na świecie rafinerię ropy naftowej w ścisłym tego słowa znaczeniu, z otrzymywaniem m.in. nafty, asfaltu i olejów smarnych. Światowa kariera ropy naftowej jako najważniejszego surowca energetycznego zaczęła się pod koniec XIX wieku po wynalezieniu silnika spalinowego i skonstruowaniu pierwszych samochodów z takimi silnikami, a także po opanowaniu technologii jej wydobycia i przerobu. Międzynarodowy handel tym surowcem na szeroką skalę rozwinął się dopiero po II wojnie światowej, kiedy to zdołano rozwiązać problemy z jej transportem.

Mierzecki 1999

Zimowski 1997

Fracasso i in. 2018;  
Stern, Imsirovic 2018

Polska jest niewątpliwie jednym z pionierów wykorzystania ropy naftowej w przemyśle. Przeszła wyjątkową drogę od



Kamyk i in. 2021

kraju pokrywającego całe zapotrzebowanie wewnętrzne na ten surowiec produkcją własną do kraju obecnie niemal całkowicie uzależnionego od jej dostaw z zewnątrz. Sytuacja ta w nadchodzącym czasie nie ulegnie zmianie, ale dzięki rozbudowanej infrastrukturze Polska może dywersyfikować dostawy tego surowca, wykorzystując alternatywne szlaki transportowe, zmniejszając tym samym wieloletnią zależność od Federacji Rosyjskiej. Inwestycje w ostatnich latach pozwoliły także zbudować w Polsce znaczący potencjał w zakresie magazynowania ropy naftowej oraz paliw płynnych, co ułatwia elastyczność w zakresie ich obrotów. Działania te wpływają przede wszystkim na wzrost poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju, zgodnie z obowiązującą Polityką Energetyczną Polski do 2040 roku, przyjętą przez Radę Ministrów w lutym 2021 roku.

Polityka Energetyczna... 2009, 2021

## 2.1. Wydobycie i produkcja krajowa

### 2.1.1. Okres do roku 1990

Bonawentura-Książkiewicz 1995

Za kolebkę światowego górnictwa naftowego oraz – szerzej – przemysłu naftowego należy uznać Galicję, która w latach 1772–1918 znajdowała się w granicach zaboru austriackiego i stanowiła prowincję cesarstwa austriackiego nazwaną Królestwem Galicji i Lodomerii. Rząd austriacki przez lata wstrzymywał jednak wszelkie inwestycje w tej dziedzinie, głosząc pogląd, że zadaniem tej części monarchii jest produkcja rolna, a nie przemysłowa. Odsunęło to kwestię rozwoju wydobycia ropy w tym regionie na dalszy plan. Pomimo tego, że historyczne wzmianki o występowaniu ropy naftowej na tych ziemiach sięgają XVI wieku, to za początek przemysłowego jej wykorzystania przyjmuje się drugą połowę XIX wieku. Impulsem do prac poszukiwawczych oraz rozwoju wydobycia i użytkowania ropy naftowej były dokonania farmaceutów z lwowskiej apteki „Pod Złotą Gwiazdą”. W 1852 r. Jan Zeh (1817–1897) i Ignacy Łukasiewicz (1822–1882) jako pierwsi otrzymali chemicznie oczyszczoną ropę naftową. Ich celem było jednak uzyskanie farmaceutyku znanego pod nazwą *Oleum Petrae album* albo *Oleum Petrae Rectificatum*, który sprowadzany był dotychczas z Włoch i służył między innymi jako lek na reumatyzm.

- Brzozowski 1994
- Waciega 2016
- Brzozowski 1974–1977
- Bochena red. 2015
- Lisowski 2017
- Lisowski 2017
- Pawłowski 1995
- Olszewski 1929  
Pawłowski 1995;  
Lorenz i in. 2017;  
Szafran 2003;  
Pawłowski 1995
- Produkt nie znalazł jednak wystarczającej liczby odbiorców, dlatego też rozwiązaniem problemu braku popytu na destylat było zastosowanie nafty do celów oświetleniowych. Wcześniej jednak opracowano proces, który pozbawiał naftę właściwości wybuchowych i frakcji ciężkich, a odbyło się to podczas tzw. frakcjonowanej destylacji ropy naftowej prowadzonej w temperaturze do 250°.
- Wymyślona przez Ignacego Łukasiewicza lampa wykorzystująca odkrytą naftę, użyta została po raz pierwszy podczas nocnej operacji w szpitalu we Lwowie 31 lipca 1853 r. Datę tę przyjmuje się powszechnie jako początek polskiego (a *de facto* także i światowego) przemysłu naftowego. Pierwszy, wykopany ręcznie szyb naftowy „Stanisław”, powstał w miejscowości Siary koło Gorlic już w 1852 r. na polecenie księcia Stanisława Jabłonowskiego. W 1854 r. uruchomiono pierwszą w Polsce i na świecie kopalnię ropy naftowej w Bóbrce koło Krosna, a w roku 1855 pierwszą rafinerię ropy („destylarnię”, jak wówczas nazywano) w Kłęczanach k. Grybowa. W 1893 r. polscy poszukiwacze działający na zlecenie Kanadyjczyka W. McGarveya, rozpoczęli pierwsze głębokie wiercenia w Borysławiu (obwód lwowski), natrafiając w 1896 r. na największe złoża ropy w Galicji. Tym samym poszukiwanie i wydobycie ropy rozszerzyło się również na obszar Karpat Wschodnich. W rezultacie intensywnego rozwoju kopalnictwa ropy naftowej, na przełomie XIX i XX wieku Galicja była jednym z największych ośrodków wydobywania i przetwórstwa ropy na świecie. Ukształtowały się tam wówczas dwa główne rejony eksploatacji:
- wschodnie zagłębie naftowe – obszar leżący na południe od Lwowa (miejscowości Drohobycz, Borysław, Tustanowice, Mrażnica i Daszawa),
  - zachodnie zagłębie naftowe – region, którego osią jest linia Ustrzyki Dolne–Sanok–Krosno–Jasło–Gorlice–Limanowa.
- W ostatnich latach XIX wieku wydobycie ropy naftowej w Galicji przekraczało 330 tys. ton rocznie, w 1906 r. przekroczyło 760 tys. ton, a już w 1909 r. sięgnęło rekordowego poziomu 2 mln t/r. (tab. 2.1), co plasowało ten region na trzecim miejscu na świecie, po USA i Rosji. Pożary szybów naftowych Borysławia, zniszczenia związane z I wojną światową, wkroczenie Ukraińców na tereny województw lwowskiego, tarnopolskiego i stanisławowskiego (1918) i przejęcie przez nich kontroli nad

2.1. Wydobycie i produkcja krajowa

Tab. 2.1  
Wydobycie ropy naftowej na terenach Polski w latach 1881–1985

Rok	Wielkość wydobycia [tys. t]	Źródło danych
1881	40	Olszewski 1929; Bonawentura-Książkiewicz 1995
1885	65	Szafran 2003; PIG-PIB 2017
1890	92	
1892	132	
1896	340	
1901	452	
1906	727	
1909	2 077	
1912	1 187	Bonawentura-Książkiewicz 1995
1920	668	Kahlik 1982; Lisowski 2017
1922	713	
1928	725	
1937	501	Bilans zasobów kopaliny użytecznych w Polsce wg stanu na 01.01.1961
1938	586	Bochena red. 2015
1945	~100	Bilans zasobów kopaliny użytecznych w Polsce wg stanu na 01.01.1961
1946	117	
1950	162	
1955	180	
1958	200	Głodek 1961
1959	175	Bilans zasobów kopaliny użytecznych w Polsce wg stanu na 01.01.1960
1960	194	Bilans zasobów kopaliny użytecznych w Polsce wg stanu na 01.01.1961
1966	400	Bilans zasobów kopaliny użytecznych w Polsce 01.01.1967
1970	422	Bilans zasobów kopaliny użytecznych w Polsce wg stanu na 01.01.1971
1974	570	Bilans zasobów kopaliny w Polsce wg stanu na 01.01.1975
1975	563	Bilans zasobów kopaliny w Polsce wg stanu na 01.01.1976
1976	459	Bilans zasobów surowców mineralnych i wód podziemnych w Polsce wg stanu na 31.12.1976
1980	330	Bilans zasobów kopaliny i wód podziemnych w Polsce wg stanu na 31.12.1980
1985	194	Bilans zasobów kopaliny i wód podziemnych w Polsce wg stanu na 31.12.1985

- Kachlik 1982
- Bochena red. 2015
- Lorenz i in. 2017
- Bochena red. 2015
- Wojcieszak 2015
- Graniczny i in. 2015
- Bochena red. 2015
- Wojcieszak 2015
- szybami i rafineriami, wojna polsko-sowiecka (1920), jak również wyczerpywanie się złóż i znacznie mniejsze nakłady na prace poszukiwawcze, spowodowały, iż wydobywanie ropy naftowej w Karpatach polskich zmalało trzykrotnie do około 713 tys. t w 1922 r. Dodatkowo Rzeczypospolitej Polskiej przypadło jedynie dwadzieścia osiem pól naftowych w bardzo rozdrobnionej strukturze, natomiast majątek firm austriackich i niemieckich został przekazany w ręce podmiotów zagranicznych. W konsekwencji 75% przemysłu naftowego, ulokowanego na polskim terytorium, stało się własnością kapitału obcego, głównie francuskiego i amerykańskiego. Wciąż jednak Polska była trzecim europejskim producentem ropy, po Związku Sowieckim i Rumunii. Wówczas polski obszar naftowy, pod względem administracyjnym, został podzielony na cztery okręgi górnicze z okręgowymi urzędami górniczymi w Krakowie, Jaśle, Drohobyczu i Stanisławowie. W latach 30. XX wieku produkcja ropy była stosunkowo stabilna, z lekką tendencją spadkową, osiągając w 1938 r. 586 tys. ton. Najważniejszym wówczas regionem było zagłębie borysławsko-drohobyckie znajdujące się w woj. lwowskim. Znajdowały się tu rafinerie i tysiące małych szybów wiertniczych, dostarczających większość wytwarzanej w Polsce ropy. Przemysł naftowy w Polsce znajdował się wówczas w rękach 34 spółek akcyjnych. Kres świetności tego regionu wydobywczego nastąpił w 1939 r., kiedy to został zbombardowany przez niemieckie lotnictwo, a następnie trafił do sowieckiej strefy okupacyjnej.
- Po II wojnie światowej, w wyniku rabunkowej eksploatacji podczas okupacji, strat wywołanych działalnością wojenną oraz zmiany granic (rejon południowo-wschodniej Polski od Przemyśla na wschód do Drohobycza znalazły się w granicach Związku Sowieckiego), wydobywanie ropy naftowej w nowych granicach Polski spadło do zaledwie około 100 tys. t. W kolejnych dekadach, w wyniku działań na rzecz intensyfikacji wydobywania, notowało ono powolną tendencją wzrostową do 300–400 tys. t/r w latach 60. (tab. 2.1). Wzrost zapotrzebowania na ropę zrodził jednak konieczność jej importu, a uwarunkowania geopolityczne podporządkowały Polskę ZSRR, stawiając ją w roli odbiorcy radzieckiej (sowieckiej) ropy naftowej. Jednocześnie trwały poszukiwania nowych krajowych złóż. Oprócz Karpat i Przedgórze Karpackiego objęły one również okolice

Protas, Skoczylas 1993

Kłodawy i Inowrocławia oraz obszar Niżu Polskiego, w szczególności Monokliny Przedśudeckiej.

Skrzypek 2014

W latach 1945–1986 odkryto 47 złóż ropy naftowej, wśród nich największymi były złoża Grobla na Przedgórzu Karpackim i Kamień Pomorski na Niżu Polskim. W tym ostatnim regionie uruchomiono eksploatację 15 nowych złóż. W konsekwencji w połowie lat 70. wydobycie ropy naftowej ponownie przekroczyło poziom 500 tys. t/r (rekordowa wielkość: 570 tys. t w 1974 r., tab. 2.1), ciągle jednak koncentrując się tradycyjnie w Karpatach oraz na Przedgórzu Karpackim. Łącznie w latach 1945–1981 wydobyto około 11 mln t tego surowca. Szybkie wyczerpywanie się tych złóż spowodowało jednak ponowny spadek wydobycia do zaledwie 150–160 tys. t/r pod koniec lat 80. i na początku 90. XX wieku (tab. 2.2).

Karnkowski 1984

### 2.1.2. Okres po roku 1990

Bilans 2020

Od początku lat 90. XX wieku ukształtowały się w Polsce cztery główne rejony wydobycia ropy naftowej: Karpaty, Przedgórze Karpackie, Niż Polski oraz Morze Bałtyckie (szelf). Według stanu na koniec 2020 roku w kraju eksploatowanych było 56 złóż ropy naftowej, w tym 22 złoża w rejonie Karpat, 6 złóż na Przedgórzu Karpackim, 26 złóż na Niżu Polskim oraz 2 złoża w polskiej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim (rys. 2.1).

Do 1992 roku całe krajowe wydobycie ropy naftowej pochodziło wyłącznie z obszaru lądowego, zwykle z małych złóż zlokalizowanych w Karpatach i na Przedgórzu Karpackim, a w dalszej kolejności z tych zlokalizowanych na Niżu Polskim (głównie w północnej części Monokliny Przedśudeckiej i na Pomorzu). Wraz z rozwojem poszukiwań geologicznych na Niżu Polskim, odkrywaniem tam nowych złóż i ich udostępnianiem, stopniowo zwiększało się jego znaczenie. Na początku lat 90. XX wieku udział w krajowym wydobyciu ropy naftowej pochodzącej ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim wynosił niemal 50%, a w roku 2017 już 77%. W 2020 roku udział tego regionu spadł jednak do 71% na rzecz wzrostu znaczenia obszaru bałtyckiego (tab. 2.1, rys. 2.2). Wzrost znaczenia Niżu Polskiego miał związek z odkryciem w 1993 roku największego w Polsce złoża ropno-gazowego Barnówko-Mostno-Buszewo (dalej BMB) na

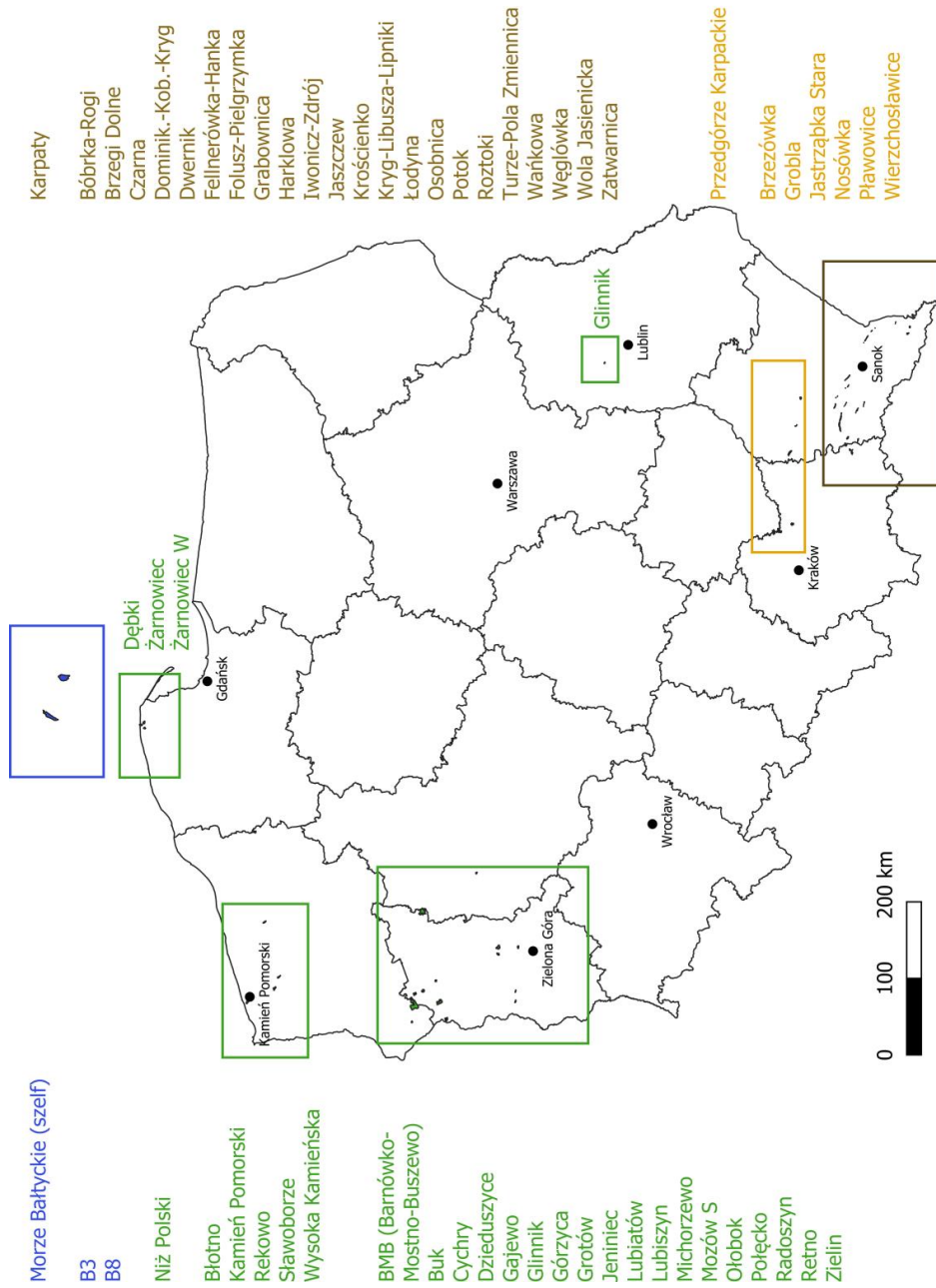
Tab. 2.2  
Wydobycie ropy naftowej w Polsce w latach 1990-2020 [tys. ton]

Region/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ogółem	152,16	157,66	199,93	230,98	284,36	263,57	317,69	294,03	355,85	425,55	662,40	780,80	717,65	753,26	865,81	818,70	783,63
- ropa naftowa	151,67	157,48	199,90	230,86	284,35	263,56	317,66	293,81	354,30	424,51	651,68	765,10	713,11	750,04	862,05	815,95	782,03
- kondensat ropny	0,49	0,18	0,03	0,12	0,01	0,01	0,03	0,22	1,55	1,04	10,72	15,70	4,54	3,22	3,76	2,75	1,60
w tym:																	
Bałtyk (szelf)	-	-	20,00	53,00	87,00	87,60	156,00	113,00	170,00	239,00	309,00	298,00	275,00	267,43	253,93	234,00	265,85
- ropa naftowa	-	-	20,00	53,00	87,00	87,60	156,00	113,00	170,00	239,00	309,00	298,00	275,00	267,43	253,93	234,00	265,85
- kondensat ropny	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Karpaty	56,30	53,84	52,29	51,15	49,12	47,42	47,89	46,39	43,50	42,20	39,40	34,26	32,12	30,84	29,72	27,45	26,77
- ropa naftowa	55,81	53,81	52,28	51,14	49,12	47,42	47,89	46,39	43,50	42,14	39,37	34,26	31,91	30,84	29,72	27,45	26,77
- kondensat ropny	0,49	0,03	0,01	0,01	-	-	-	-	-	0,06	0,03	-	0,21	-	-	-	-
Niż	70,10	76,85	93,72	95,26	113,78	95,73	81,00	104,07	120,85	117,81	291,35	422,12	383,39	430,64	560,62	534,22	470,00
- ropa naftowa	70,10	76,85	93,72	95,26	113,78	95,73	81,00	104,07	119,86	117,08	281,03	407,14	379,58	427,53	556,86	531,47	468,40
- kondensat ropny	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99	0,73	10,32	14,98	3,81	3,11	3,76	2,75	1,60
Przedgórze	25,76	26,97	33,92	31,57	34,46	32,82	32,80	30,57	21,49	26,54	22,65	26,42	27,14	24,35	21,54	23,03	21,01
- ropa naftowa	25,76	26,82	33,90	31,46	34,45	32,81	32,77	30,35	20,94	26,29	22,28	25,70	26,62	24,24	21,54	23,03	21,01
- kondensat ropny	-	0,15	0,02	0,11	0,01	0,01	0,03	0,22	0,55	0,25	0,37	0,72	0,52	0,11	-	-	-

Tab. 2.2 cd.

Region/Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	1990–2020
Ogółem	700,49	740,14	661,96	667,46	601,99	663,18	926,38	918,75	898,87	957,05	939,24	937,04	936,76	911,43	19 524,77
– ropa naftowa	699,14	739,31	661,38	667,00	601,60	662,84	925,51	917,93	898,13	956,44	938,83	936,32	934,99	908,83	19 466,31
– kondensat ropny	1,35	0,83	0,58	0,46	0,39	0,34	0,87	0,82	0,74	0,61	0,41	0,72	1,77	2,60	58,46
w tym:															
Bałtyk (szelf)	191,03	258,16	176,07	186,83	149,34	187,68	145,59	160,12	162,40	237,57	208,99	192,14	196,45	227,90	5 509,08
– ropa naftowa	191,03	258,16	176,07	186,83	149,34	187,68	145,59	160,12	162,40	237,57	208,99	192,14	196,45	227,90	5 509,08
– kondensat ropny	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Karpaty	26,26	25,78	25,08	25,09	23,80	25,18	25,30	25,25	24,22	23,94	22,49	21,20	20,73	20,29	1 045,27
– ropa naftowa	26,26	25,78	25,08	25,09	23,80	25,18	25,30	25,25	24,22	23,94	22,49	21,20	20,73	20,29	1 044,43
– kondensat ropny	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,84
Niż	464,82	437,33	441,28	435,95	407,68	430,44	734,10	713,55	692,84	677,00	691,77	708,53	705,75	650,60	12 253,15
– ropa naftowa	463,47	436,50	440,70	435,49	407,29	430,10	733,23	712,73	692,10	676,39	691,36	707,81	703,98	648,00	12 198,61
– kondensat ropny	1,35	0,83	0,58	0,46	0,39	0,34	0,87	0,82	0,74	0,61	0,41	0,72	1,77	2,60	54,54
Przedgórze	18,38	18,87	19,53	19,59	21,17	19,88	21,39	19,83	19,41	18,54	15,99	15,17	13,83	12,64	717,26
– ropa naftowa	18,38	18,87	19,53	19,59	21,17	19,88	21,39	19,83	19,41	18,54	15,99	15,17	13,83	12,64	714,19
– kondensat ropny	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,07

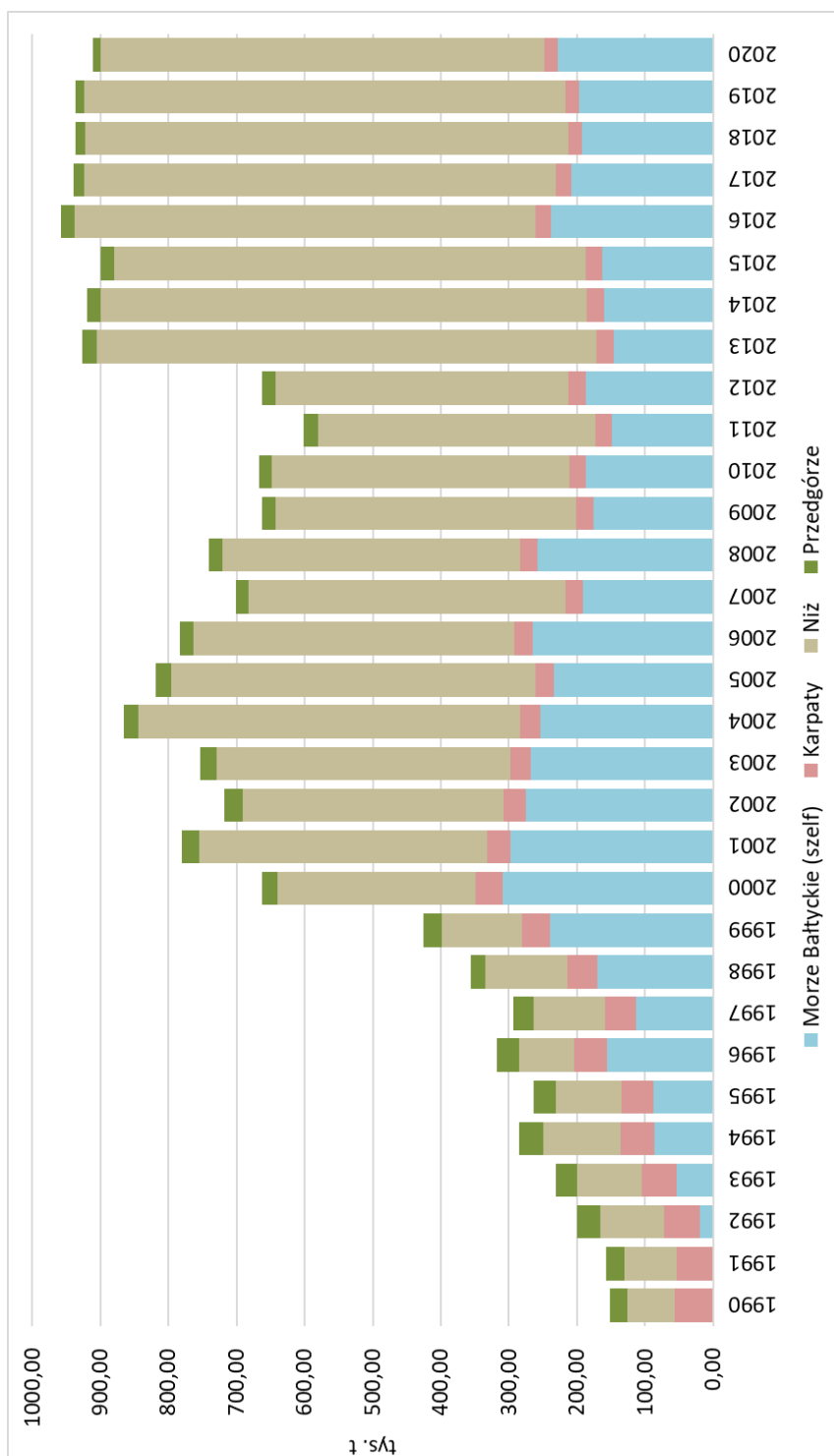
Źródło: Bilans Zasobów Złóż Kopalnin, wydania 1991–2021.



Rys. 2.1  
Rozmieszczenie eksploatowanych złóż ropy naftowej w Polsce (stan na 31.12.2020; na podstawie CBDG PIG-PIB)



2.1. Wydobycie i produkcja krajowa



Rys. 2.2 Regionalna struktura wydobycia ropy naftowej w Polsce w latach 1990–2020 (na podstawie BZZK, wydania 1990–2020)

Mamczur i in. 1997

Chmielowiec-Stawska,  
Czekański 2013

Bilans 2020

Bilans 2001, 2002

granicy województwa lubuskiego i zachodniopomorskiego. Poprzedzone to zostało szczegółowymi badaniami geologicznymi (w tym sejsmicznymi) rejonu Gorzowa Wielkopolskiego, które zaowocowały odkryciem szeregu innych złóż, takich jak: Górzycza, Cychry, Zielin czy Różańsko. Odkrycie i udokumentowanie złoża BMB to wydarzenie uznawane za jeden z największych sukcesów w historii poszukiwań naftowych w Polsce, który otworzył nowe możliwości rozwoju dla polskiego górnictwa naftowego. Według stanu na 31.12.2020 roku wielkość zasobów bilansowych złoża BMB wynosi 5276,5 tys. t. Eksploatację złoża rozpoczęto w roku 1996, ale do roku 1999 wielkość wydobywania nie przekraczała 7 tys. ton rocznie. Dopiero w roku 2000 Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno, która eksploatuje złożo BMB, wydobyla ponad 190 tys. ton surowca, a w roku 2001 ponad 330 tys. ton (tab. 2.3). Włączane do eksploatacji kolejne partie zasobów przyczyniły się do osiągnięcia maksymalnego poziomu wydobywania ze złoża BMB w roku 2004 – 482 tys. ton. W kolejnych latach następował stopniowy spadek wielkości wydobywania, aż do poziomu 311,4 tys. ton w 2020 roku (tab. 2.3).

Równocześnie, rozpoczęte w 1975 roku i prowadzone na szeroką skalę w latach 80. XX wieku, intensywne prace poszukiwawcze na szelfie Morza Bałtyckiego realizowane przez Wspólną Organizację Poszukiwań Naftowych na Morzu Bałtyckim „Petrobaltic” (z Polską, ZSRR i NRD jako udziałowcami) dały pozytywne rezultaty. We wschodnich rejonach polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej (około 70 km na północ od Rozewia) odkryto m.in. trzy 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 i sprzętu niezbędnego do kontynuowania prac. W 1992 roku uzyskano pierwsze próbné wydobywanie, a w 1995 r. rozpoczęto eksploatację złoża B3 (tab. 2.3), pierwszego polskiego „szelfowego” złoża ropy naftowej i towarzyszącego jej gazu ziemnego. W kolejnych latach wydobywanie ze złoża B3 stopniowo wzrastało, co było głównym czynnikiem wzrostu krajowej produkcji ropy naf-

towej w ostatniej dekadzie XX wieku. Maksimum wydobycia osiągnięto w 2000 roku – 309 tys. ton ropy naftowej. Począwszy od 2001 roku odnotowywany jest ciągły spadek wydobycia ze złoża B3, do zaledwie 70 tys. ton w 2020 roku (tab. 2.3).

Kudela, Kowalski 2013

KRNiGZ Lubiatów  
2017

W latach 2001–2003 w wyniku prowadzonych pomiędzy Gorzowem Wielkopolskim a Poznaniem prac poszukiwawczych odkryto dwa obiecujące złoża ropy naftowej – Grotów i Lubiatów oraz towarzyszące im złożo gazu ziemnego Międzychód (złoża LMG). Zasoby bilansowe złóż Lubiatów i Grotów wynoszą łącznie 40 mln ton, a wydobywalne – 7,3 mln ton ropy naftowej. Eksploatację złóż roponośnych rozpoczęto odpowiednio w roku 2004 – złożo Lubiatów i w 2006 – złożo Grotów. Regularne wydobycie prowadzone jest jednak dopiero od 2013 roku, kształtując się w latach 2013–2017 na poziomie około 325 tys. t rocznie, w tym ze złoża Lubiatów ponad 300 tys. t/r. W 2020 roku nastąpił spadek wydobycia do 270 tys. t przy zachowanej procentowej dominacji złoża Lubiatów (tab. 2.3).

Grupa LOTOS 2017  
[www.lotos.pl](http://www.lotos.pl)

W latach 2006–2012 LOTOS Petrobaltic prowadził próbną eksploatację ropy naftowej na zagospodarowywanym złożu B8 na Morzu Bałtyckim, a w 2015 roku rozpoczęto jego regularną eksploatację, osiągając wydobycie 30 tys. ton ropy naftowej. W 2017 r. sięgnęło ono już poziomu 118 tys. t. Pełne zagospodarowanie złoża nastąpiło w październiku 2018 roku, a w 2020 r. wydobyto z niego ponad 157 tys. t surowca (tab. 2.3).

Przytoczone powyżej, najważniejsze w historii polskiego przemysłu naftowego odkrycia złóż ropy naftowej, wyraźnie przełożyły się na fluktuację wielkości wydobycia tego surowca w latach 1990–2020. W pierwszej połowie lat 90. XX wieku odnotowano stopniowy, ale powolny wzrost wydobycia, aż do poziomu 425 tys. ton w 1999 roku (tab. 2.2, rys. 2.3). W roku 2000 wydobycie gwałtownie wzrosło do ponad 660 tys. ton, co należy wiązać z jednej strony z osiągnięciem maksymalnego wydobycia ze złoża B3 na Morzu Bałtyckim, z drugiej natomiast z rozpoczęciem na szeroką skalę eksploatacji złoża BMB na Niżu Polskim (tab. 2.3). Kolejny skokowy wzrost odnotowano w roku 2004, kiedy to łączna krajowa produkcja przekroczyła 860 tys. ton i była ona najwyższa w pierwszej dekadzie XXI wieku. W tym właśnie roku maksymalny poziom wydobycia uzyskano ze złoża BMB. W latach 2005–2012 przy stałym

Tab. 2.3  
Wydobycie ropy naftowej z najważniejszych złóż w latach 1990–2020 [tys. ton]

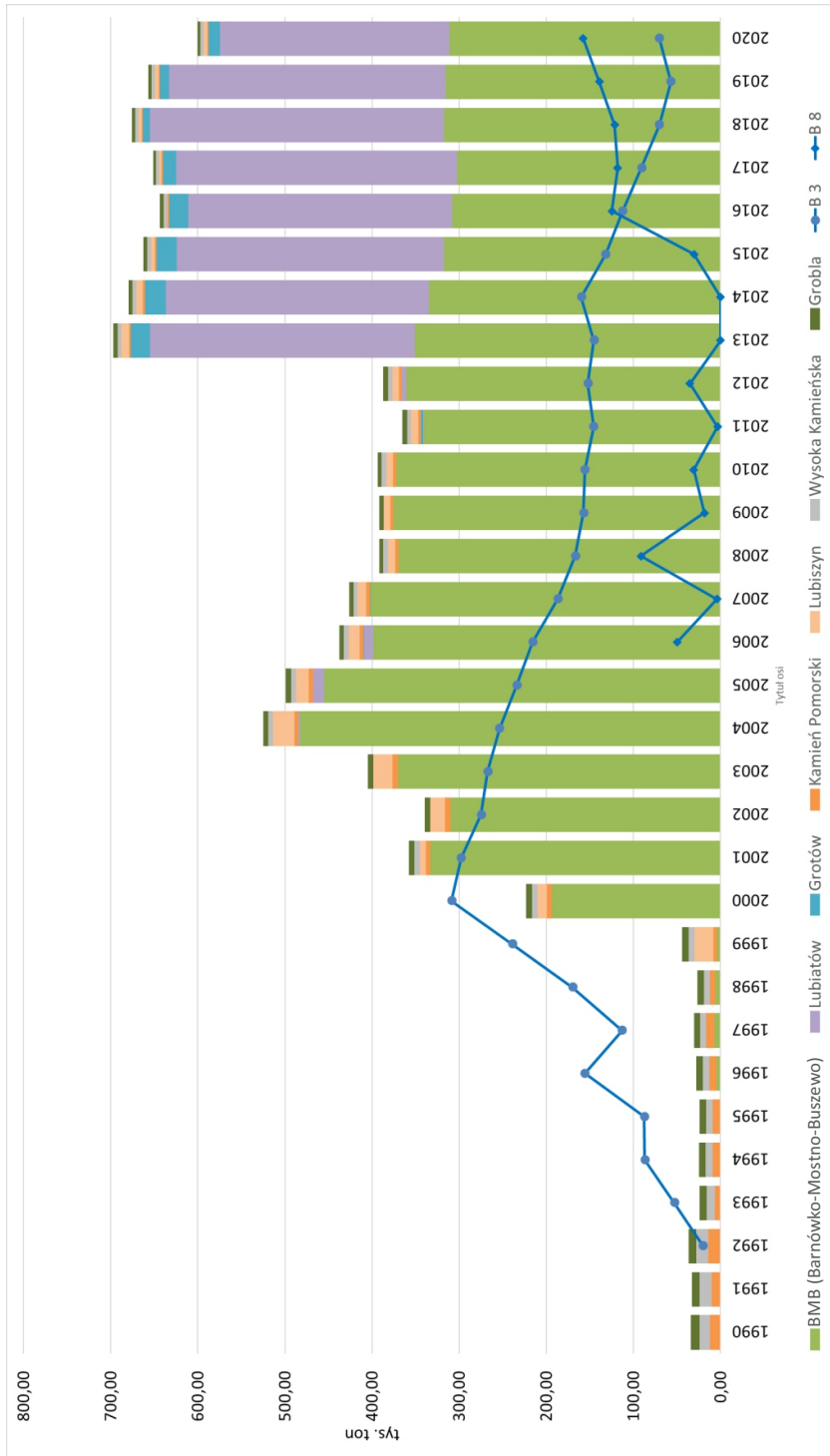
Złoże/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Bałtyk (szelf):</b>																		
B 3	n	n	20,00	53,00	87,00	87,60	156,00	113,00	170,00	239,00	309,00	298,00	275,00	267,43	253,93	234,00	215,95	186,96
B 8	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	-	-	49,90	4,07
<b>Niż:</b>																		
BMB (Barnówko– –Mostno–Buszewo)	n	n	n	n	n	n	4,89	6,89	5,99	4,16	193,55	333,15	309,88	370,36	482,78	455,25	398,67	401,65
Buk	4,74	7,17	10,05	7,43	20,29	19,55	17,85	14,41	16,59	17,53	15,02	11,74	0,47	-	5,48	7,67	5,64	7,48
Grotów	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	-	0,31	0,90
Kamień Pomorski	12,29	10,49	13,72	6,71	9,14	8,88	7,61	9,37	6,40	4,31	5,79	5,18	6,38	6,28	4,42	4,84	4,71	4,06
Lubiatów	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n	1,74	12,36	10,90	-
Lubiszyn	n	n	n	n	n	n	n	n	n	21,40	10,58	6,83	16,74	22,08	24,58	14,95	12,28	9,95
Wysoka Kamieńska	11,73	13,47	14,41	9,07	8,22	7,65	7,76	7,40	6,92	7,04	6,30	6,04	-	-	5,53	5,55	5,37	4,73
Zielin	n	n	n	n	n	0,12	0,00	13,92	9,96	19,05	15,30	14,53	12,42	10,22	8,93	5,98	5,73	6,15
<b>Przedgórze:</b>																		
Grobla	10,25	9,09	8,62	8,11	7,59	7,72	7,33	6,95	7,05	7,37	6,81	6,57	6,50	6,32	6,09	6,03	5,48	4,70
Nosówka	n	n	0,00	15,48	18,50	17,04	18,76	16,60	7,12	12,50	9,38	12,49	13,13	10,50	7,79	9,12	7,55	7,32

Tab. 2.3 cd.

Złoże/Rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	1990–2020
<b>Bałtyk (szelf):</b>														
B 3	166,83	157,48	155,87	145,76	152,55	145,59	160,06	131,93	112,65	90,89	70,48	57,30	70,26	45 83,52
B 8	91,33	18,59	30,96	3,58	35,13	-	0,06	30,47	124,92	118,10	121,66	139,15	157,64	925,56
<b>Niż:</b>														
BMB (Barnówko– –Mostno–Buszewo)	369,77	375,37	371,92	340,95	361,14	351,01	334,65	317,35	307,95	302,55	317,65	315,62	311,14	73 44,29
Buk	8,67	8,53	8,37	1,25	0,47	0,23	0,18	0,72	0,90	0,76	0,63	0,56	0,42	220,80
Grotów	-	-	0,49	2,88	-	21,79	24,01	22,76	21,77	15,29	7,92	10,81	13,13	142,06
Kamień Pomorski	3,66	3,45	3,27	3,00	2,86	2,36	2,13	1,87	2,06	1,69	1,58	1,25	1,48	161,24
Lubiatów	-	-	-	0,36	4,84	303,88	302,26	307,02	303,09	322,15	337,49	317,17	263,31	2 486,57
Lubiszyn	8,49	7,85	7,81	8,00	7,84	8,31	7,72	4,95	0,84	2,36	3,69	4,28	4,33	215,86
Wysoka Kamińska	5,30	-	5,38	4,28	5,13	4,98	4,13	4,09	3,83	3,73	3,81	3,90	3,64	179,39
Zielin	5,90	5,14	4,41	3,57	3,27	1,95	2,63	2,21	1,91	0,89	1,74	1,82	1,38	159,13
<b>Przedgórze:</b>														
Grobła	4,55	4,89	4,81	5,98	5,41	4,71	4,43	4,42	4,28	3,71	3,45	3,57	3,51	186,30
Nosówka	7,68	7,22	6,43	7,31	7,19	6,69	6,03	4,32	4,07	3,24	3,46	1,56	0,84	249,32

n – złoża nieeksploatowane.

Źródło: Bilans Zasobów Żłóż Kopalni, wydania 1991–2021.



Rys. 2.3  
Wydobyte ropy naftowej w latach 1990–2020 z największych polskich złóż (na podstawie: BZZK, wydania 1990–2021)

spadku wydobycia ze złoże B3 oraz – mniejszym – ze złoże BMB, krajowe wydobycie stopniowo malało, przy czym w tym okresie zagospodarowywano na Niżu Polskim złoże Lubiatów i Grotów, a także złoże B8 na szelfie Bałtyku. Włączone do eksploatacji w 2013 roku złoże Lubiatów i Grotów spowodowały ponowny skokowy wzrost krajowej produkcji ropy naftowej do ponad 920 tys. ton w roku 2013 (tab. 2.3, rys. 2.2). W latach 2013–2017 produkcja osiągnęła stabilny poziom, z rekordowo wysokim wydobyciem w roku 2016 – 957 tys. ton i niewielkim spadkiem w kolejnych latach (tab. 2.2). W Polsce nie ma perspektyw na znaczący wzrost wydobycia ropy naftowej. Oczekuje się, że pozostanie ono stabilne w najbliższych latach na poziomie nieprzekraczającym 1 mln ton rocznie.

### **2.1.3. Podmioty prowadzące wydobycie ropy naftowej**

Eksploatację złóż w obszarze lądowym do 1995 roku prowadziło Przedsiębiorstwo Państwowe Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w trzech analogicznych Zakładach: Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu prowadzącym działalność na Niżu Polskim, Krośnieńskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu prowadzącym działalność w Karpatach i Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu działającym na Przedgórzu Karpat. Pod koniec 1996 roku Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną ze 100% udziałem Skarbu Państwa i od tej pory funkcjonuje jako PGNiG SA. W 2002 roku doszło do likwidacji Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu w Krośnie poprzez jego włączenie do Sanockiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu, który od tego momentu prowadzi działalność w Karpatach i na Przedgórzu Karpat. W 2005 roku PGNiG SA zadebiutowało na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. W tym samym roku dotychczasowe Zakłady zostały przemianowane na Oddziały i od tej pory w strukturze PGNiG SA funkcjonują dwa Oddziały: w Zielonej Górze i Sanoku.

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze zajmuje się zagospodarowaniem i eksploatacją złóż ropy naftowej na terenie czterech województw północnej i zachodniej Polski: pomorskiego, zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego. W tym obszarze funkcjonuje jedna kopalnia ropy naftowej (KRN) – KRN

www.pgnig.pl;  
PGNiG 2017

Kamień Pomorski oraz siedem kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego (KRNiGZ): Karlino, Zielin, Dębno, Radoszyn, Lubiatów, Młodasko oraz Gorzysław.

www.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Sanoku jest kontynuatorem przeszło stuletniej tradycji wydobycia ropy naftowej w Karpatach i na Przedgórzu Karpat. Aktualnie eksploatacja ropy naftowej prowadzona jest na terenie trzech województw południowo-wschodniej Polski: małopolskiego, podkarpackiego i lubelskiego. W tym obszarze funkcjonuje sześć kopalń ropy naftowej (KRN): Grobla, Pławowice, Brzezówka, Petrol, Wańkowa, Łodyna-Brzegi oraz 14 kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego (KRNiGZ) – Lublin, Rzeszów, Tarnów I, Bóbrka-Równe, Folsz, Osobnica, Turaszówka, Węglówka I, Lipinki, Kobylanka, Lipinki, Grabownica, Jaszczew, Roztoki.

Makiela 2006

Działające od 1980 roku Przedsiębiorstwo Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu „Petrobaltic” w 1998 roku zostało skomercjalizowane i przekształcone w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, w której Skarb Państwa posiadał 100% udziałów. W lipcu 2003 roku doszło do przekształcenia w spółkę akcyjną, a na początku 2005 r. większościowy pakiet Przedsiębiorstwa Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu Petrobaltic SA został zakupiony przez Grupę LOTOS SA. Od tego momentu spółka funkcjonuje w Grupie Kapitałowej LOTOS SA, zmieniając w 2010 roku nazwę na LOTOS Petrobaltic SA. LOTOS Petrobaltic operuje w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego i obecnie eksploatuje złoża szelfowe ropy naftowej B3 oraz – poprzez spółkę zależną B8 sp. z o.o. BALTIC s.k.a. – złoża ropy naftowej B8.

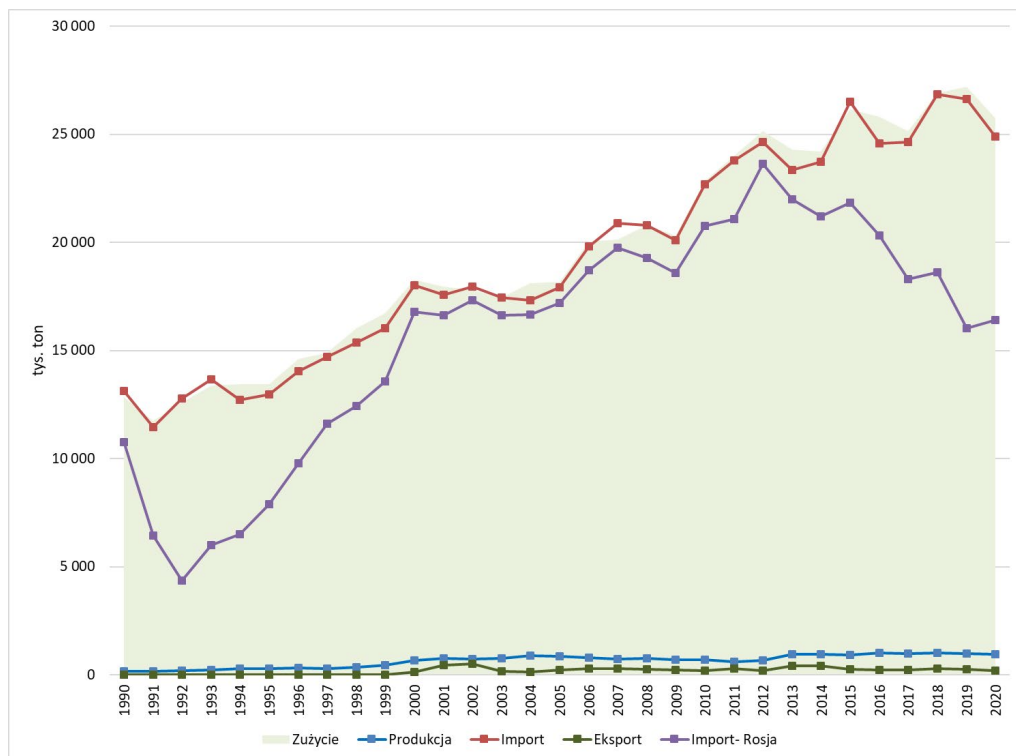
www.lotos.pl

## 2.2. Obroty międzynarodowe

Dostawy ropy naftowej ze złóż krajowych od lat 60. XX wieku, po uruchomieniu rafinerii PKN ORLEN w Płocku, tylko w niewielkim stopniu pokrywają krajowe zapotrzebowanie na ten surowiec. Dlatego też Polska od ponad 50 lat jest importerem ropy naftowej. W latach 1990–2018 import ropy naftowej wykazywał wyraźną tendencję wzrostową z niewielkimi tylko fluktuacjami (rys 2.4). Wielkość importu wzrosła z około 13,0 mln ton w roku 1990 do ponad 26,8 mln ton w roku 2018,



który jednocześnie był rekordowy pod tym względem (rys. 2.4, tab. 2.4). W latach 2019–2020 nastąpił niewielki spadek importu do 24,9 mln ton w ostatnim analizowanym roku. Importowana ropa naftowa w ostatnich latach pokrywała 95–98% krajowego zapotrzebowania na ten surowiec.



Rys. 2.4

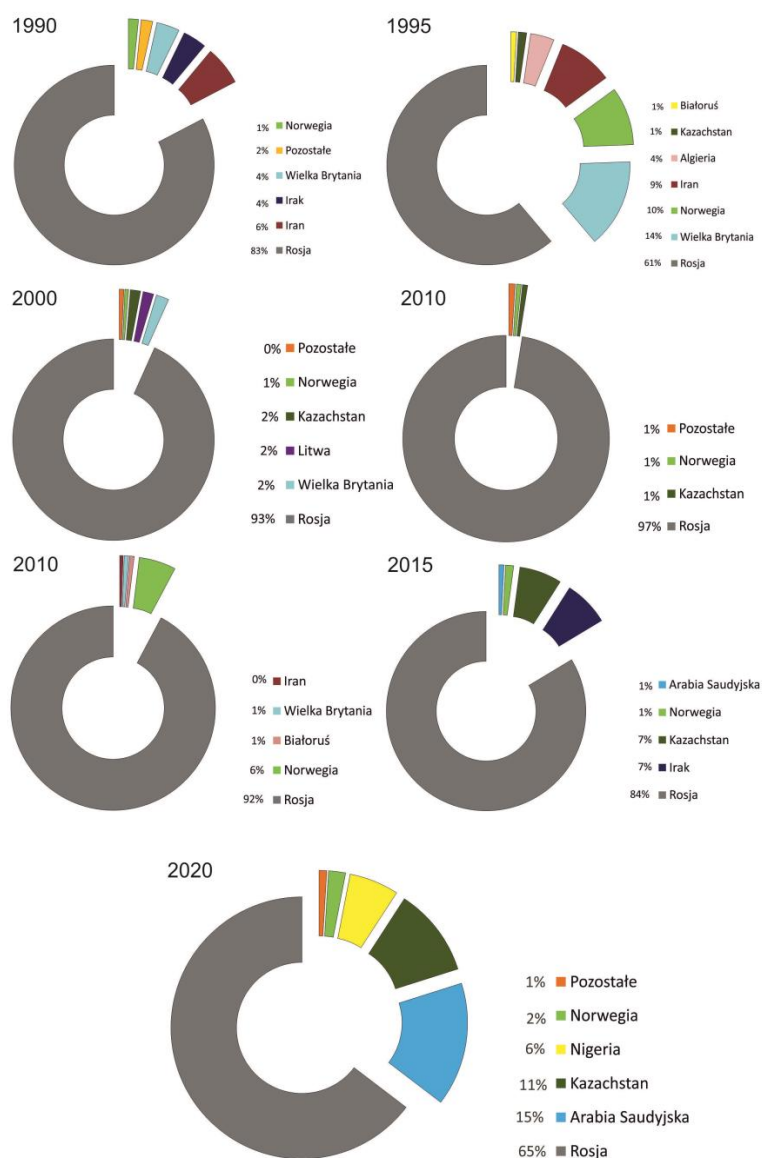
Gospodarka ropą naftową w Polsce w latach 1990–2020 (na podstawie: *Gospodarka Paliwowo-Energetyczna*, GUS)

Po wybudowaniu w 1964 roku rurociągu „Przyjaźń” aż do drugiej połowy lat 80. XX wieku prawie wyłącznym dostawcą ropy naftowej do Polski był Związek Sowiecki. W pierwszej połowie lat 90. wieku doszło jednak do gwałtownego ograniczenia dostaw ropy z krajów byłego Związku Sowieckiego (po jego rozpadzie w 1991 r., rys. 2.4), a udział importu ropy z tego kierunku zmalał do zaledwie 36,6% w 1992 roku. W latach 1994–2000 import ropy naftowej do Polski miał trend wzrostowy, osiągając około 18 mln ton w 2000 roku. W tym czasie Rosja odbudowywała swoją pozycję na rynku polskim – import z tego kierunku wzrastał i w 2000 roku ponownie stanowił już

93% łącznego importu surowca do Polski (rys. 2.5, tab. 2.5). W tym okresie praktycznie całość zakupów ropy rosyjskiej była realizowana przez pośredników ulokowanych głównie na Cyprze, w Szwajcarii i Brytyjskich Wyspach Dziewiczych. Tylko przez Firmę J&S Service & Investment Ltd. zarejestrowaną na Cyprze, zakupiono w 2000 roku około 11,5 mln t ropy pochodzącej z kierunku wschodniego, co stanowiło blisko 64% wolumenu zakupów. Z sygnałów płynących z rynku należało się spodziewać, że w kolejnych latach nastąpi dalszy wzrost dostaw z kierunku wschodniego, o czym świadczyły budowane nowe instalacje hydrodesiarczania ropy w rafineriach w Płocku i Gdańsku. Miało to umożliwić zwiększenie przerobu zasiarzonej ropy rosyjskiej typu REBCO. W latach 2000–2005 wolumen całkowitego importu ropy naftowej do Polski zmalał do 17,5–18,0 mln t/r., natomiast udział ropy pochodzącej z Rosji wzrósł aż do 97,5%. W kolejnym okresie obejmującym lat 2006–2012 import rosyjskiej ropy szybko wzrastał (z wyjątkiem 2009 roku), łącznie o blisko 40%, osiągając 24,6 mln t w roku 2012 (tab. 2.5). Stało się tak za sprawą rozwoju zdolności przerobowych rafinerii w Płocku i Gdańsku oraz rozwoju zapotrzebowania krajowej gospodarki (głównie transportu) na produkty ropopochodne. W omawianym okresie udział ropy naftowej pochodzącej z Rosji oscylował w granicach 92–96% łącznego importu. Charakterystyczny był również wyraźny wzrost zakupów drogą morską z Norwegii. Od 2015 roku obserwuje się ponowny spadek udziału Rosji w całkowitym imporcie ropy naftowej do Polski do około 85% w 2015 r., a następnie do 65% w 2020 r. (rys. 2.5).

Równoległe do zmiennych dostaw ropy naftowej z Rosji, rozwijał się import surowca z innych państw. W latach 1990–2000 były to głównie Iran, Norwegia i Wielka Brytania, a podrzędnie również Arabia Saudyjska i Kazachstan (tab. 2.5). W pierwszej dekadzie XXI wieku zaprzestano na kilka lat importu ropy z Iranu i Arabii Saudyjskiej, ale polskie rafinerie zaopatrywane były również w surowiec sprowadzany z Kazachstanu, Norwegii i Wielkiej Brytanii, jak również z Litwy i Białorusi (pośrednicy). Od roku 2014 najważniejszymi, poza Rosją, dostawcami ropy naftowej do Polski są: Irak, Kazachstan, Arabia Saudyjska, Norwegia, Iran, a także Nigeria. Dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej sprzyja niewątpliwie istniejąca infrastruktura Portu Północnego w Gdańsku (Naftoport), choć należy zauwa-

Rys. 2.5  
Struktura importu ropy  
naftowej do Polski w la-  
tach 1990–2020



żyć, że od 2014 roku kazachska ropa naftowa jest dostarczana do kraju rurociągiem „Przyjaźń”.

W konsekwencji, od 2015 roku ropę naftową sprowadzono do krajowych rafinerii – podobnie jak w latach poprzednich – głównie z kierunku wschodniego, ale jednocześnie zwiększono dywersyfikację źródeł zaopatrzenia. W 2017 roku pojawiły się nowe kierunki dostaw, np. z USA czy Kanady (tab. 2.5). Udział

Tab. 2.4  
Gospodarka ropą naftową w Polsce w latach 1990–2020 [tys. ton]

Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Produkcja	160	158	200	235	284	292	317	289	360	434	653	767	728	765	886	848	796
Import	13 126	11 454	12 769	13 674	12 721	12 957	14 026	14 713	15 367	16 022	18 002	17 558	17 942	17 448	17 316	17 912	19 813
Eksport	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	129	440	497	161	138	216	282
Zmiana zapasów	440	-114	106	543	-443	-194	-255	116	-298	-47	445	-227	295	592	-4	353	277
Straty i różnice bilansowe	0	0	283	0	0	0	0	0	0	-218	-194	150	92	0	-53	26	5
Zużycie	12 846	11 726	12 580	13 366	13 448	13 443	14 597	14 886	16 025	16 721	18 275	17 962	17 786	17 460	18 121	18 165	20 045

Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	1990–2020
Produkcja	721	755	687	686	618	678	961	951	928	1 001	996	1 010	973	937	20 075
Import	20 885	20 786	20 098	22 688	23 792	24 633	23 347	23 713	26 492	24 573	24 648	26 847	26 622	24 906	596 850
Eksport	288	247	226	211	292	211	403	420	254	223	220	296	243	199	5 597
Zmiana zapasów	1 294	258	277	325	-52	-52	-297	112	1 057	-426	280	554	76	37	5 028
Straty i różnice bilansowe	-89	233	-22	-4	168	0	-101	-64	-32	-13	5	108	95	-150	225
Zużycie	20 113	20 803	20 304	22 842	24 002	25 152	24 303	24 196	26 141	25 790	25 139	26 899	27 181	25 757	606 075

Źródło: Gospodarka Paliwowo-Energetyczna 1990–2020, GUS.

rosyjskiej ropy REBCO w krajowym zaopatrzeniu zmniejszył się z 81% w roku 2016 do 76% w roku 2017 i 65% w roku 2020, głównie za sprawą zwiększonych dostaw z Arabii Saudyjskiej i Nigerii (rys. 2.5).

POPiHN 2020

W strukturze zaopatrzenia PKN Orlen w 2020 roku ropa z innych źródeł niż rosyjskie stanowiła 42%, a w przypadku GK Lotos – 30%. Do przerobu wykorzystuje się również ropę z polskich złóż wydobywaną przez LOTOS Petrobaltic i PGNiG.

Bezpieczeństwo energetyczne RP 2016

Mimo postępującej w ostatnich latach dywersyfikacji o przewadze zakupów ropy od Rosji wciąż decydują zawarte kontrakty długoterminowe, atrakcyjna cena surowca oraz wykorzystanie rurociągów dalekosiężnych („Przyjaźń”) jako optymalnego środka transportu ropy. Niezwykle istotne jest również dostosowanie technologiczne instalacji rafinerijno-petrochemicznych w Polsce, które przystosowane są 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.

PKN ORLEN;  
Raport roczny 2020

W przypadku PKN ORLEN w zakresie dostaw ropy naftowej w 2020 roku obowiązywały dwie umowy długoterminowe na dostawy ropy naftowej drogą rurociągową dla rafinerii w Płocku zawarte z Rosneft Oil Company oraz Tatneft Europe AG (szwajcarskie przedstawicielstwo rosyjskiego koncernu), a także umowa długoterminowa na dostawy ropy drogą morską z Saudi Arabian Oil Company. Umowy te zapewniały PKN ORLEN około 83% dostaw ropy naftowej. Spółka zaopatrywana jest również w oparciu o dostawy spotowe (doraźne, na zamówienie) z Morza Północnego, Angoli czy Nigerii. Spółka notuje również, że w październiku 2017 r. do przerobu w jej rafinerii w Płocku trafiła amerykańska ropa WTI z pierwszego ładunku po zniesieniu przez USA wieloletniego embarga na eksport tego surowca. W ostatnim czasie PKN ORLEN po raz pierwszy w historii zabezpieczył również dostawy amerykańskiej ropy w ramach kontraktu terminowego. Umowa z Exxon Mobil, największą spółką paliwową na świecie, przewiduje dostawy łącznie ok. 1 mln ton surowca w ciągu roku obowiązywania umowy na potrzeby rafinerii Grupy ORLEN w Polsce, Czechach i Litwie. W 2020 roku ropa inna niż REBCO stanowiła w strukturze przerobu PKN ORLEN 42%.

ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY  
2. GOSPODARKA ROPĄ NAFTOWĄ W POLSCE

Tab. 2.5  
Struktura importu ropy naftowej do Polski w latach 1990–2020 [tys. ton]

Kraj/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Import łączny	13 008	11 573	11 926	13 673	12 720	12 957	13 351	14 713	15 367	15 272	18 040	17 558	17 942	17 448	17 316	17 641	19 476
w tym:																	
Algieria	-	-	-	79	187	496	335	130	376	-	-	-	-	-	-	-	-
Arabia Saudyjska	-	712	305	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-
Austria	-	78	0	0	0	-	-	-	-	0	-	-	0	-	0	0	0
Białoruś	-	-	-	25	50	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Cypr	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	61	-	-	-	-	-
Czechy	-	-	-	177	2	29	12	9	11	22	23	12	18	4	2	18	23
Dania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-
Estonia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Francja	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
Holandia	-	-	0	101	-	-	-	-	-	0	-	-	32	-	0	-	-
Indie	-	-	-	82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Irak	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iran	820	2 769	2 800	2 418	1 491	1 141	120	252	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Irlandia	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Kajmany	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-
Kamerun	-	-	-	123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kanada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	0	0
Kazachstan	-	-	325	227	375	172	-	63	70	233	293	273	147	173	185	143	54
Kongo	-	-	-	-	-	-	-	122	132	-	-	-	-	-	-	-	-
Kuwejt	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	269
Liberia	-	-	-	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Libia	-	-	-	-	-	-	124	-	-	69	-	-	-	-	-	-	-
Litwa	-	-	-	20	0	3	105	131	246	229	306	344	32	1	-	-	-
RFN	35	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tab. 2.5 cd.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Niemcy				0	0	0	0	0	0	0	0	126	116	112	0	0	0
Nigeria				123	121			118									
Norwegia	210	1 030	1 286	1 457	1 484	1 223	584	458	584	708	106		52		132	130	137
Rosja	10 752	6 444	4 370	5 986	6 507	7 895	9 789	11 598	12 439	13 554	16 797	16 624	17 310	16 641	16 670	17 199	18 719
Rumunia									1								
Słowacja						16	14	24	23	24	15	12	3	6			
Syria				84													
Szwajcaria	207		0	0		0					0						0
Szwecja			0	2				0	0	0			29	0		0	
Tunezja																	
Turcja					205												
Turkmenistan			6			3											
Ukraina								5		30	82	74	125	388	328	64	15
USA					0			0	0	0	0	0				0	0
Węgry			0														
Wielka Brytania	483	420	2 823	2 664	2 244	1 859	2 266	1 801	1 474	403	368		79	0		87	159
Włochy								1	0	0	0	0	0		0		0
Inne (np. Bunkier, Nieznany Kraj, Składy celne/WOC)					54						11	33		122			

Eksporтер/Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	1990–2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Import łączny	20 690	20 918	19 955	22 088	22 872	24 630	23 135	23 578	26 154	25 098	23 981	27 197	26 260	25 373	591 913
w tym:															
Algeria			424												2 027
Angola													513		513

ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY  
2. GOSPODARKA ROPĄ NAFTOWĄ W POLSCE

Tab. 2.5 cd.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Arabia Saudyjska	-	-	-	-	-	59	-	-	208	1 619	1 793	2 004	3 856	3 873	14 430
Austria	-	-	-	-	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	78
Azerbejdżan	-	212	-	-	-	-	-	0	-	84	-	-	-	0	296
Białoruś	100	109	372	0	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 036
Cypr	-	-	-	-	1	6	-	-	-	-	-	-	-	-	77
Czechy	0	0	0	0	1	-	-	-	-	0	0	-	-	-	364
Dania	-	-	0	85	-	-	0	0	-	0	85	-	-	-	170
Estonia	-	-	-	-	-	2	0	-	-	-	-	-	-	-	3
Francja	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Holandia	-	0	0	-	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	133
Indie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	82
Irak	-	-	-	-	-	120	-	-	1 931	1 474	1 131	526	-	-	5 683
Iran	-	-	-	-	124	-	-	-	-	286	130	254	-	-	12 606
Irlandia	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	1
Kajmany	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Kamerun	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123
Kanada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90
Kazachstan	73	24	7	-	0	0	105	1 705	1 797	1 087	1 761	3 121	2 729	2 778	17 919
Kolumbia	-	-	-	97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97
Kongo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254
Kuwejt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	269
Liberia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105
Libia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193
Litwa	-	-	-	-	4	0	45	64	49	49	39	46	44	37	1 793



Tab. 2.5 cd.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Niemcy	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	-	-	-	356
Nigeria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89	0	403	12 50	1 551	3 655
Norwegia	501	1194	275	1142	1336	716	756	517	340	88	474	741	542	532	18 736
Rosja	19 754	19 287	18 575	20 761	21 086	23 618	21 977	21 207	21 828	20 321	18 301	18 619	16 029	16 398	487 206
RPA	-	-	131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131
Rumunia	-	-	-	-	0	-	0	-	-	-	-	-	-	-	1
Słowacja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	137
Syria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84
Szwajcaria	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	207
Szwecja	-	-	-	-	-	0	-	-	0	0	-	-	-	-	31
Tunezja	-	-	-	-	-	103	-	-	-	-	-	-	-	-	103
Turcja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205
Turkmenistan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9
Ukraina	4	9	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 130
USA	0	-	0	-	0	-	0	0	0	-	167	773	642	81	1 663
Węgry	-	-	-	-	-	4	5	11	2	1	10	2	-	-	43
Wielka Brytania	258	83	163	0	158	0	246	74	-	0	0	588	-	-	18 701
Włochy	0	0	-	0	0	0	-	0	-	0	0	-	-	-	1
Zjednoczone Emiraty Arabskie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	-	-	120
Inne (np. Bunkier, Nieznany Kraj, Składy celne/WOC)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	657	122	999

Źródło: Obroty międzynarodowe, GUS dane za lata 1990–2020.

www.lotosp.pl

GK LOTOS zawarła podstawową umowę na dostawy ropy naftowej z Rosneft Oil Company w grudniu 2013 r. Pozostałe ujawnione umowy GK Lotos to: umowa z Tatneft Europe AG, Vitolem (holenderska spółka) i PGNiG. W 2013 roku zawarto dodatkowo umowę na czas nieokreślony z należąca do LOTOS Petrobaltic (obecnie LOTOS Upstream) spółką LOTOS Geonafta, która dostarcza ropę naftową wydobywaną w Litwie do gdańskiej rafinerii. Grupa LOTOS w 2017 roku podpisała również pierwszą umowę terminową na dostawy amerykańskiej ropy naftowej w 2018 r. Surowiec jest dostarczany drogą morską poprzez Naftoport. Jednocześnie była to pierwsza w historii Polski umowa terminowa na dostawy ropy naftowej ze Stanów Zjednoczonych. Druga taka umowa podpisana została w 2018 roku na dostawę surowca w roku 2019. GK Lotos korzysta także z własnego wydobycia na Morzu Bałtyckim. W rezultacie około 30% ropy naftowej przerabianej w gdańskiej rafinerii pochodzi z kierunku innego niż wschodni.

www.lotosp.pl

### 2.3. Transport i magazynowanie

Uchwała 2017

Krajowym liderem logistyki naftowej i właścicielem większości infrastruktury transportowej ropy naftowej na terenie Polski jest Grupa Kapitałowa (GK) PERN. Spółką dominującą GK jest PERN SA – Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych, której wyłącznym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Znaczna część aktywów logistycznych (m.in. rurociągi, magazyny podziemne i naziemne) należą do innych podmiotów, w szczególności należących do GK Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN SA i GK LOTOS SA, w których Skarb Państwa posiada odpowiednio 27,52 i 53,19% akcji.

Raport 2009

Sieć rurociągów do transportu ropy naftowej powstawała w Polsce od 1959 roku, na mocy umów rządowych pomiędzy ZSRR, Polską oraz NRD o dostawach i transporcie ropy naftowej. Gwałtowny wzrost zdolności transportowo-przeładunkowych kraju był możliwy dzięki budowie przez Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągu Naftowego „Przyjaźń” pierwszej nitki rurociągu „Przyjaźń” (Odcinek Wschodni) i oddania go do użytkowania w 1964 roku. Zwiększające się zapotrzebowanie

na ropę naftową w Polsce zdecydowało o budowie kolejnej nitki rurociągu „Przyjaźń” (Odcinek Zachodni), którego uruchomienie nastąpiło w roku 1973. W kolejnym etapie powstał dwukierunkowy Rurociąg Pomorski łączący Płock z Gdańskiem.

Odcinek Wschodni rurociągu „Przyjaźń” (trzy nitki), o przepustowości nominalnej 56 mln ton ropy rocznie, łączy Bazę Zbiornikową w Adamowie, zlokalizowaną przy granicy z Białorusią, z Bazą w Miszewku Strzałkowskim koło Płocka. Odcinkiem wschodnim transportowana jest ropa naftowa poprzez Bazę Miszewko Strzałkowskie do PKN ORLEN SA oraz pośrednio do pozostałych kontrahentów spółki – Grupy Lotos SA, rafinerii niemieckich oraz traderów eksportujących rosyjską ropę przez Gdańsk. Odcinek Zachodni (dwie nitki) łączy z kolei bazę w Miszewku Strzałkowskim z bazą zlokalizowaną w Schwedt (rys. 2.6). Tą częścią magistrali, o wydajności osiągniętej 27 mln ton ropy rocznie, płynie surowiec dla dwóch rafinerii na terenie Niemiec: PCK Raffinerie GmbH Schwedt oraz TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH w Spergau (Leuna) (rys. 2.6). Rurociąg Pomorski umożliwia rewersyjny transport ropy naftowej z bazy magazynowej w Miszewku Strzałkowskim pod Płockiem do bazy magazynowej w Gdańsku oraz w kierunku przeciwnym. Może transportować surowiec z Płocka do Gdańska w ilości 27 mln ton rocznie oraz z Gdańska do Płocka w ilości 30 mln ton w ciągu roku. Odcinek pomorski pozwala na przesył rosyjskiej ropy naftowej do gdańskiej rafinerii Grupy LOTOS SA oraz jej eksport przez NAFTOPORT.

POPiHN 2017

POPiHN 2017

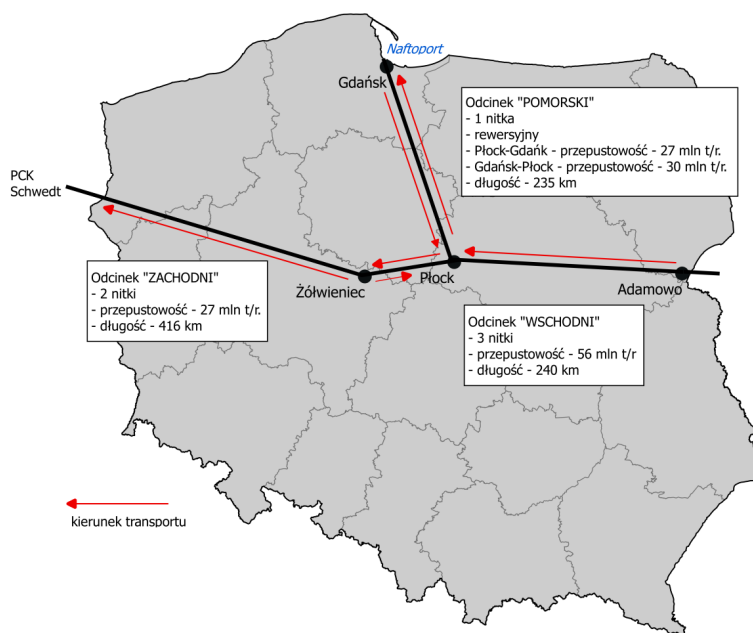
www.pern.com.pl

PKN ORLEN,  
Raport roczny 2020POPiHN 2016;  
Uchwała 2017

Dodatkowo na odcinku Miszewko Strzałkowskie–Żółwieniec (na północ od Konina) pierwsza nitka Odcinka Zachodniego rurociągu „Przyjaźń” pracuje w trybie rewersyjnym, umożliwiając tłoczenie ropy naftowej w kierunku Płocka z Podziemnego Magazynu Ropy i Paliw w Górze, należącego do PKN ORLEN. Ten fragment rurociągu o długości 43 km stanowi własność PKN ORLEN. Do Odcinka Zachodniego rurociągu „Przyjaźń” podłączone są również bazy magazynowe PGNiG, co umożliwia PERN transport na zachód polskiego surowca wydobywanego w okolicach Dębna i Wierzbna.

PERN jest również właścicielem i operatorem rurociągów produktowych służących do transportu paliw z rafinerii w Płocku,

Rys. 2.6  
Przebieg polskiej części  
rurociągu „Przyjaźń” (na  
podstawie: PERN SA)

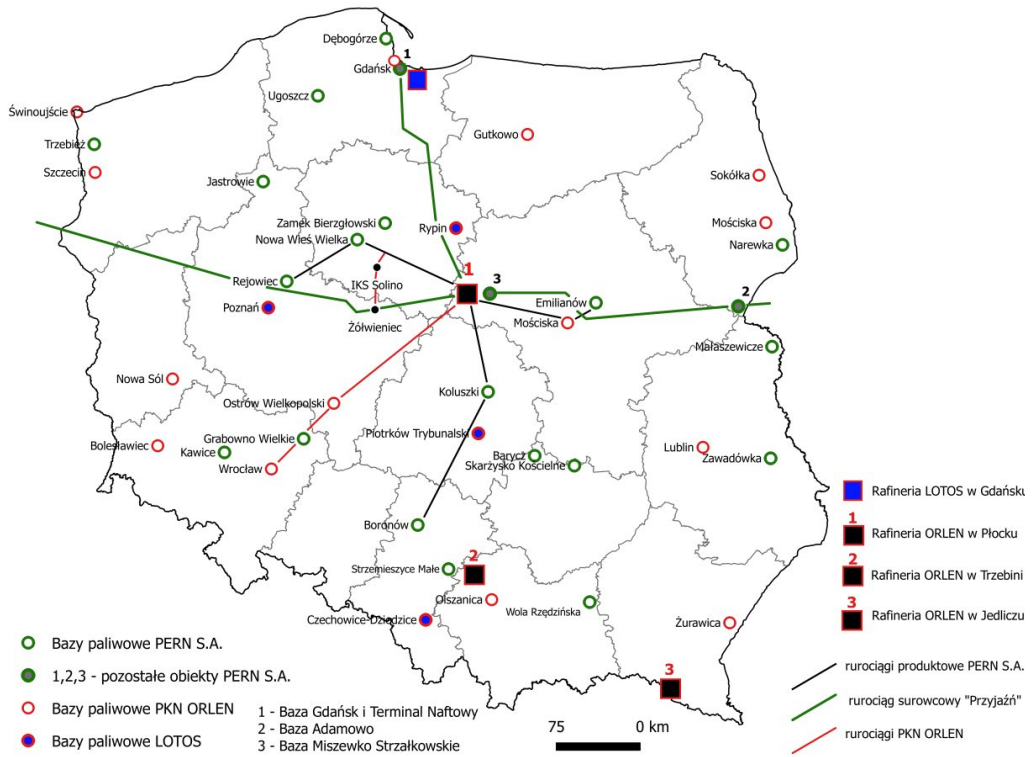


umożliwiających transport w kierunku Warszawy (Płock–Mościska–Emilianów), Poznania (Płock–Nowa Wieś Wielka–Rejowiec) i Śląska (Płock–Koluszki–Boronów). Łączna ich długość wynosi 616,3 km. PKN Orlen jest natomiast właścicielem rurociągu produktowego z Płocka do Wrocławia (przez Ostrów Wlk.) o długości 338 km (rys. 2.7).

Pozostała część paliw z rafinerii w Płocku, jak również paliwa z innych rafinerii, rozprowadzane są na terenie kraju cysternami kolejowymi oraz autocysternami. Transportem kolejowym ropy i produktów naftowych zajmują się głównie: GATX Rail Poland sp. z o.o. (dawne DEC sp. z o.o., od 2001 r. własność amerykańskiej firmy GATX Corp.), Orlen KolTrans sp. z o.o. (100% PKN ORLEN) i LOTOS Kolej sp. z o.o. (100% Grupa LOTOS).

Niezwykle istotnym elementem w strukturze transportu i magazynowania ropy naftowej i produktów ropopochodnych jest zlokalizowany w Porcie Północnym w Gdańsku – Naftoport. Decyzja o powstaniu Portu Północnego została podjęta pod koniec lat 60. XX w. Prace rozpoczęto w roku 1970, a już pięć lat później uruchomiono przeładunki ropy naftowej. O wyborze lokalizacji zadecydowała możliwość stworzenia portu głębo-

### 2.3. Transport i magazynowanie



Rys. 2.7

Infrastruktura transportowa i magazynowa (na podstawie: PERN SA, PKN Orlen, Raport Roczny 2013)

Szymichowski 2015

www.portgdansk.pl

Brzózka 2017

owodnego oraz korzystne położenie terminalu paliwowego. Naftoport to w chwili obecnej jedyny terminal morski w Polsce zdolny do przeładunku ropy naftowej – pozostałe istniejące przystosowane są do przeładowywania tylko produktów ropopochodnych. Roczna zdolność przeładunkowa bazy wynosi 40 mln ton i opiera się na pięciu stanowiskach do obsługi ropy, produktów ropopochodnych, olejów opałowych i napędowych. Tym samym Naftoport posiada potencjał przeładunkowy w pełni pokrywający obecne krajowe zapotrzebowanie na ropę naftową importowaną drogą morską oraz eksportowane i importowane morzem produkty rafinacji – paliwa płynne. Baza przeładunkowa w Porcie Północnym umożliwiła import/eksport ropy drogą morską i jej przeładunek, natomiast rurociąg „Pomorski” - transport ropy naftowej zarówno z portu do rafinerii w Gdańsku i w Płocku, jak i z rurociągu „Przyjaźń” do rafinerii w Gdańsku i dalej do Portu Północnego. Przeła-

dunkiem ropy i produktów naftowych w Bazie Paliw w Porcie Północnym w Gdańsku zajmuje się spółka PPS Port Północny sp. z o.o.

W związku z funkcjonowaniem gdańskiego Naftoportu zasadniczym elementem w systemie dostaw ropy naftowej do Polski są tankowce (zbiornikowce). W realiach polskiego rynku naftowego ich udział w dostawach w 2020 roku wyniósł około 24%. Udział ten w przeciągu ostatnich lat wyraźnie zwiększył się w związku ze wzrastającym udziałem importu surowca z kierunków innych niż wschodni. Głębokość toru wodnego w Gdańsku wynosi 17,5 m, szerokość – 350 m, a długość 7,2 km. Do Naftoportu mogą zatem zawijać tankowce wielkości do 300 tys. ton DWT oraz długości do 340 m i zanurzeniu 15 m, a więc największe statki, jakie mogą wpłynąć na Morze Bałtyckie. Baza przystosowana jest do obsługi potężnych oceanicznych tankowców typu Aframax, Suezmax oraz VLCC (*Very Large Crude Carrier*). Potencjał ten z powodzeniem wykorzystują polskie rafinerie, zarówno LOTOS, jak i Orlen. Przykładowo, w 2016 r. terminal przeładunkowy Naftoport obsłużył 313 zbiornikowców, w tym 84 jednostki o tonażu przekraczającym 80 tys. ton. Przeładowano 12,23 mln ton ładunków płynnych, z czego 76% stanowiła ropa naftowa, a 24% paliwa płynne.

www.gospodarkamorska.pl

Integralną częścią systemu przesyłowego ropy naftowej są bazy magazynowe (zarówno surowca, jak i paliw ciekłych). Największe możliwości w tym zakresie posiada PKN ORLEN (tab. 2.6). Aktywa logistyczne spółki obejmują: magazyn podziemny (Podziemny Magazyn Ropy i Paliw w Górze PMRiP „Góra”), 17 baz paliw na terenie całego kraju oraz niewielkie pojemnościowo magazyny na terenie rafinerii w Płocku. Należący do Inowrocławskich Kopalni Soli „Solino” SA, wchodzących w skład GK PKN ORLEN, kawernowy magazyn podziemny swoją docelową pojemność 6130 tys. m<sup>3</sup> osiągnął w 2014 roku i jest jedynym tego typu obiektem w Polsce i jednym z nielicznych w Europie. IKS „Solino” dysponuje 12 kawernami. W siedmiu kawernach o łącznej pojemności 4250 tys. m<sup>3</sup>, magazynowana jest ropa naftowa, w pozostałych pięciu o łącznej pojemności 1880 tys. m<sup>3</sup> – paliwa w postaci oleju napędowego i grzewczego. Tym samym pojemności magazynu stanowią około 51% krajowych pojemności na ropę i 34% pojemności na paliwa stałe.

PKN ORLEN,  
Raport roczny 2020;  
www.orlen.pl

NIK 2016  
Kunstman i in. 2009

NIK 2016;  
Uchwała 2017

Tab. 2.6  
*Pojemności magazynowe ropy naftowej i paliw dostępne w Polsce (stan na 31.12.2020)*

Podmiot	Ropa naftowa [łączna pojemność tys. m <sup>3</sup> ]	Paliwa ciekłe [łączna pojemność tys. m <sup>3</sup> ]
PKN ORLEN	4 445	2 424
w tym PMRiP „Góra”	4 250	1 880
PERN SA	4 200	2 200
w tym: Baza Adamowo	770	–
Baza Miszewko Strzałkowskie	1 464	–
Baza Gdańsk	1 100	–
Terminal Naftowy w Gdańsku	765	–
GK LOTOS	432	978
Pozostali	0	326
RAZEM	9 077	5 928

Na podstawie: NIK 2016; POPIHN 2020; Uchwała 2017; PERN SA.

Spółka PERN SA posiada łącznie cztery bazy magazynowe zbiorników ropy naftowej: Adamowo, Miszewko Strzałkowskie, Gdańsk oraz Terminal Naftowy w Gdańsku o łącznej pojemności 4200 tys. m<sup>3</sup> (tab. 2.6). Spółka dodatkowo dysponuje siecią 22 baz paliw o łącznej pojemności magazynowej przekraczającej 2,2 mln m<sup>3</sup>. PERN magazynuje benzyny, olej napędowy, lekki olej opałowy, biokomponenty oraz paliwo lotnicze przeznaczone do bieżącego zaopatrywania rynku, jak również utrzymywania zapasów interwencyjnych paliw. Pięć największych baz w: Kuluszkach, Nowej Wsi Wielkiej, Boronowie, Rejowcu oraz Emilianowie jest połączonych dalekosiężnym rurociągiem paliwowym z rafinerią w Płocku (rys. 4.7).

Infrastrukturę magazynową uzupełnia GK LOTOS, która poprzez spółkę Lotos Terminale SA dysponuje czterema bazami magazynowymi zlokalizowanymi w Poznaniu, Czechowicach-Dziedzicach, Piotrkowie Trybunalskim i Rypinie o łącznej pojemności magazynowej około 220 tys. m<sup>3</sup>. Dodatkowo GK LOTOS posiada pojemności magazynowe na terenie rafinerii w Gdańsku i Jaśle.

POPIHN 2020;  
 www.pern.pl

Uchwała 2017

## 2.4. Struktura i trendy rozwoju zużycia

Wiśniowski 1948

Do połowy XIX wieku ropa naftowa wykorzystywana była w wielu miejscach świata, lecz w symbolicznych ilościach, a prowadzone badania archeologiczne dowodzą, że przez wieki miała uniwersalne zastosowania. Naukowcy przyjmują, że także na ziemiach polskich do roku 1854 kopalinę tę wykorzystywano przede wszystkim w medycynie ludowej. Dlatego pierwsze wiadomości na ten temat pochodzą z XVI wieku i zapisane są w dziełach lekarskich. W tym czasie ropa była w Karpatach stosowana przede wszystkim na rany i choroby skórne, jako lekarstwo na motylicę u owiec, czy bakteryjne schorzenia nóg u koni. W niewielkich ilościach używano jej także w garbarstwie do zmiękczenia skór, a także do pokrywania drewnianych osi wozów czy młynów. Z kolei w Bieczu naczynia z palącą się ropą umieszczano na słupach na granicach miasta, by rozświetlały drogę przybywającym kupcom.

Żarnecka red. 1968

Bonawentura-  
-Książkiewicz 1995

Pierwsze próby destylacji ropy naftowej przeprowadził w Truskawcu w latach 1810–1817 lokalny inspektor sanitarny Józef Hecker. Sprzedawał wprawdzie uzyskaną wówczas naftę, lecz brak wykwalifikowanych robotników i pieniędzy uniemożliwił wówczas rozwój przemysłu naftowego. Przełomem w stosowaniu ropy naftowej na szerszą skalę były zakończone sukcesem eksperymenty związane z destylacją ropy naftowej prowadzone przez Ignacego Łukasiewicza i Jana Zeha w połowie XIX wieku. Zaowocowały one otrzymaniem kilku frakcji ropopochodnych, w tym nafty, benzyn, olejów technicznych i asfaltów. Pierwszym ważnym zastosowaniem nafty było skonstruowanie i wdrożenie do użytkowania lamp naftowych według pierwotnego projektu Ignacego Łukasiewicza. Użytkowanie nafty do lamp naftowych stało się głównym kierunkiem użytkowania produktów ropopochodnych w drugiej połowie XIX wieku.

Ropa naftowa stała się strategicznym surowcem energetycznym na przełomie XIX i XX wieku, po wynalezieniu silnika spalinowego oraz skonstruowaniu pierwszych samochodów z takimi silnikami. W kolejnych dekadach silniki spalinowe zaczęto także stosować do napędu lokomotyw czy – wreszcie –



w intensywnie rozwijających się technologiach lotniczych i raketowych. W drugiej połowie XX wieku, wobec powszechnego stosowania ropopochodnych do napędu silników samochodowych i lotniczych, ropa naftowa stała się bez wątpienia najważniejszym surowcem energetycznym współczesnej cywilizacji.

W Polsce (dokładnie rzecz ujmując: na ziemiach polskich) przemysłowe użytkowanie ropy naftowej rozpoczęto w połowie XIX wieku. W 1856 r. w Ulaszowicach koło Gorlic uruchomiono pierwszą na świecie destylarnię ropy naftowej. Po jej spalaniu kolejną wybudowano w Polance, która w krótkim czasie przynosić zaczęła znaczne zyski, a produkowaną w niej naftę eksportowano do Wiednia i Berlina. W 1857 r. w Kłęczanach koło Nowego Sącza uruchomiono pierwszą na świecie rafinerię ropy naftowej w ścisłym tego słowa znaczeniu. W kolejnych dekadach na ziemiach polskich uruchamiano liczne, niewielkie rafinerie ropy. Przykładowo w 1884 roku w Galicji było 57 przeważnie niewielkich rafinerii. Zaledwie kilka z nich zasługiwało na miano średnich, przerabiających od 400 do 2000 cystern ropy w ciągu roku (1 cysterna – 10 000 kg). Na początku XX wieku przemysł naftowy w Galicji przeżywał wyraźny kryzys za sprawą karteli reprezentujących austriacki kapitał. W konsekwencji likwidowano małe rafinerie, które wprawdzie nie były ekonomiczne, ale wypracowany zysk pozostawał na miejscu. Rafineriom tym płacono za zaprzestanie produkcji, a dobrej jakości parafinowaną ropę wywożono. Działania podejmowane na rzecz walki z austriacką biurokracją oraz mające na celu pobudzenie inicjatyw gospodarczych społeczeństwa galicyjskiego szybko pokonały wspomniany kryzys. Początek XX wieku to szczyt przemysłu naftowego w Galicji. W 1907 roku istniało tam 340 przedsiębiorstw naftowych, a czynnych było niemal 2000 szybów wydobywczych. W 1908 roku powstały wielkie (jak na ówczesne czasy) rafinerie w Drohobyczu, Limanowej i w okolicach Oświęcimia. Postęp techniczny i rosnące zapotrzebowanie na produkty ropopochodne sprawiły, że kolejne powstające rafinerie ropy były coraz większe, przy likwidacji wielu starszych, niewielkich instalacji.

I wojna światowa oraz określona polityka zaborców spowodowały zahamowanie i wyraźne ograniczenie potencjału produkcyjnego polskiego przemysłu naftowego. W okresie międzywojennym w Polsce czynnych było 12 rafinerii ropy naftowej

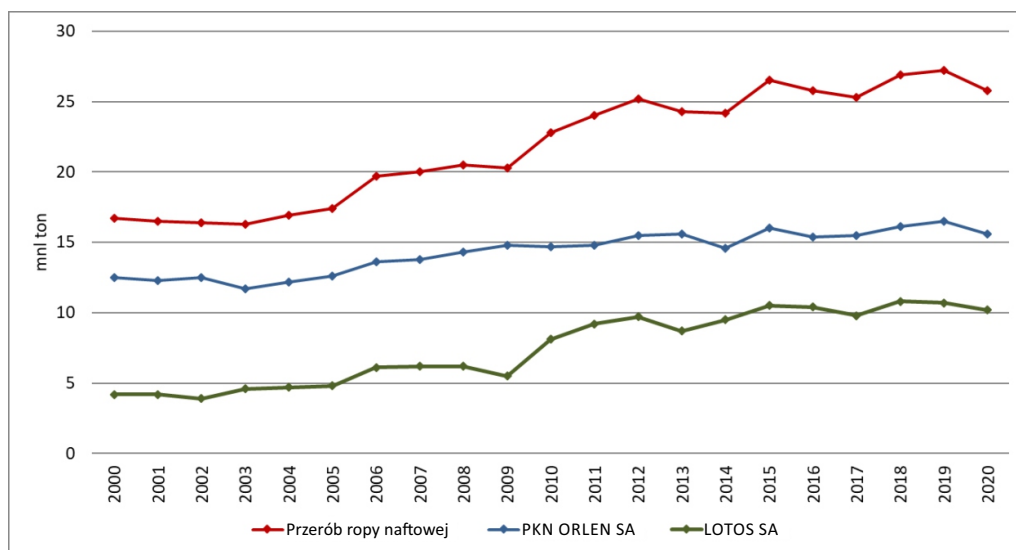
- Zimowski 1997 o zdolnościach przerobowych wynoszących około 500 tys. t/r. (502 tys. ton w roku 1938), zlokalizowanych głównie w rejonie Krosna, Jasła, Gorlic i Nowego Sącza, ale także w Skawinie, Czechowicach, Dziedzicach, Trzebini i Katowicach.
- Zimowski 1997 II wojna światowa skutkowałą odłączeniem znacznej części wschodnich terenów Polski i przejściem istniejącego tam potencjału produkcyjnego przez Związek Sowiecki. Rafinerie nafty na tamtym terenie zostały częściowo zniszczone, głównie poprzez szybki demontaż urządzeń produkcyjnych i wywożenie ich na tereny Rzeszy Niemieckiej. Na terenie Polski, w nowych granicach, pozostało osiem mocno zdewastowanych, zarówno przez Rzeszę Niemiecką, jak i Związek Sowiecki, rafinerii zlokalizowanych w: Jedliczach koło Krosna, Jasle, Gliniku koło Gorlic, Trzebini, Czechowicach, Limanowej, Libuszy i Ligocie. Pięć pierwszych postanowiono zmodernizować, a w kolejnych zorganizowano m.in. bazy magazynowe produktów naftowych. W rezultacie największą moc przerobową posiadała Rafineria Glinik Mariampolski (70 tys. ton rocznie), należąca jednocześnie do najstarszych rafinerii w kraju. W konsekwencji przerób ropy naftowej w Polsce spadł do zaledwie 200 tys. ton w latach 1947–1949. Szybko został jednak odbudowany do niemal 700 tys. ton w roku 1955 i 900 tys. ton w 1960, przy rosnącym udziale przerobu ropy pochodzącej z importu.
- Zimowski 1997 W 1960 roku zdecydowano o budowie pierwszych instalacji petrochemicznych w Zakładach Koksochemicznych w Blachowni Śląskiej. W 1964 r. uruchomiono Mazowieckie Zakłady Rafinerijne i Petrochemiczne w Płocku (obecnie PKN ORLEN), które już rok później przerobiły ponad 2 mln ton ropy naftowej. W 1971 roku podjęto również decyzję o budowie Rafinerii Nafty „Gdańsk” (obecnie LOTOS SA), dla której zdolności przerobowe ustalono na 3 mln ton rocznie, natomiast pierwsze produkty rafinerii otrzymano w 1975 roku. Dzięki tym działaniom przerób ropy naftowej w Polsce wzrósł w latach 60. i 70. XX wieku wielokrotnie, osiągając w 1980 r. ponad 16 mln t, by w kolejnych latach fluktuować w przedziale od 14 do 15 mln t/r. Jest rzeczą charakterystyczną, że rozwój przerobu ropy zaczął w tym okresie bazować w zdecydowanej większości na ropie naftowej pochodzącej z importu, głównie ze Związku Sowieckiego.
- Puchowicz 2014 Pod koniec lat 90. XX wieku dzięki modernizacji i rozbudowie rafinerii w Płocku (od 1993 roku jako Petrochemia Płock SA)
- Witkowski 1967
- Kijeński red. 2012
- Bolewski red 1993;  
Bilans Gospodarki  
Surowcami 1992

i Gdańsku łączne krajowe zdolności przerobowe ropy wzrosły do 19,3 mln t/r. Jednocześnie stały się one największymi zakładami w kraju o zdolności przerobowej odpowiednio 13,5 mln t/r. w rafinerii płockiej i 4,5 mln t/r. w rafinerii gdańskiej. Pozostałe małe rafinerie na południu Polski, tj. Czechowice SA (0,5 mln t/r.), Trzebinia SA (0,4 mln t/r.), Glimar SA w Gorlicach (0,17 mln t/r.), Jedlicze SA (0,14 mln t/r.) i Jasło SA (0,12 mln t/r.), uzupełniały asortyment wytwarzany w Płocku i Gdańsku.

W wyniku kontynuowanej przez pierwszą dekadę XXI wieku rozbudowy rafinerii w Płocku i Gdańsku, przy likwidacji przerobu ropy w zakładach w Czechowicach-Dziedzicach i Jaśle, łączne zdolności przerobowe ropy naftowej w Polsce osiągnęły w 2010 r. poziom około 27,4 mln t/r. Sama tylko Grupa LOTOS SA w latach 1991–2010 powiększyła swój potencjał produkcyjny niemal czterokrotnie, zwiększając zdolność przerobu ropy naftowej z 2,8 mln t w 1991 r. do 10,5 mln t w roku 2010.

Obecnie zakład w Płocku ma zdolności przerobowe wynoszące 16,3 mln t/r, a zakład w Gdańsku – 10,5 mln t/r. Pozostałe, wciąż czynne małe rafinerie na południu Polski w Trzebini i Jedliczu, aktualnie specjalizują się w produkcji biokomponentów, baz olejowych, olejów opałowych, parafin hydrotrefinowanych oraz prowadzą regenerację olejów przepracowanych. W rezultacie rosnącego zapotrzebowania krajowego na produkty ropopochodne łączny przerób ropy naftowej wzrósł z 16,7 mln ton w roku 2000 do rekordowej wielkości 27,2 mln ton w roku 2019, by nieco zmaleć w roku 2020 (rys. 2.8). Relatywnie tańszy niż w poprzednich latach surowiec oraz – dodatkowo – bardzo dobre marże osiągnięte na produkcji rafineryjnej i petrochemicznej skłaniały do rekordowej produkcji i taka też miała miejsce. Ustanowienie tego rekordu wspierały także wprowadzone zmiany konstrukcyjne i liczne inwestycje w zwiększenie przerobu w poszczególnych zakładach. Jednocześnie krajowy rynek wewnętrzny potrzebował coraz większej ilości produktów rafineryjnych, w tym głównie paliw silnikowych, zaś te ilości, których nie udało się ulokować w kraju, wysyłano za granicę.

W okresie ostatnich 25 lat udział ropy naftowej w krajowej strukturze zużycia energii pierwotnej w Polsce wzrósł do około 25%. Praktycznie cała ropa przetwarzana jest w krajowym przemyśle rafineryjnym na produkty naftowe: energetyczne (benzy-



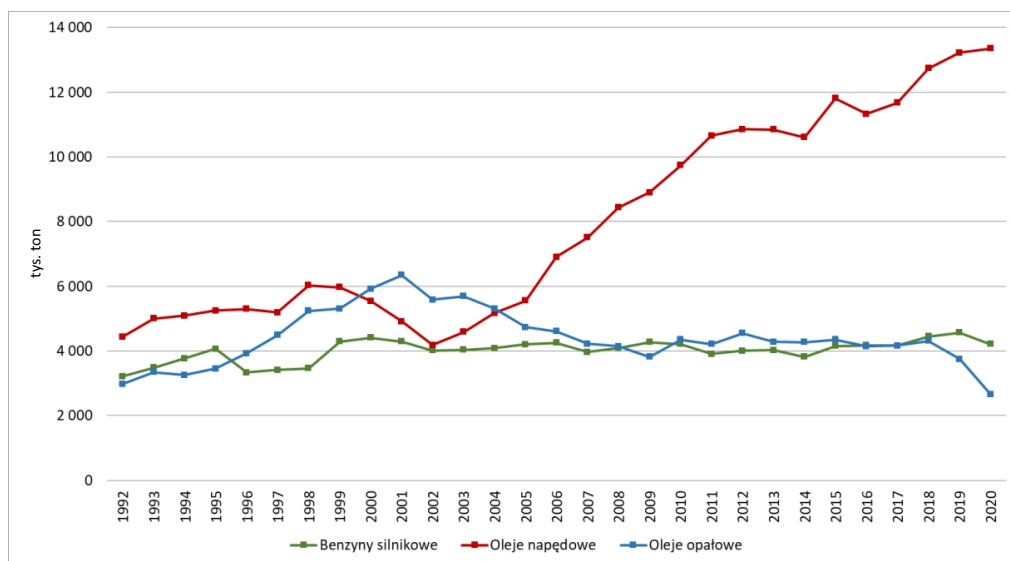
Rys. 2.8

Przerób ropy naftowej w Polsce w latach 2000–2020 (na podstawie: Grupa LOTOS SA – Raporty roczne 2000–2020; PKN ORLEN SA – Raporty roczne 2000–2020; POPiHN – Raporty roczne 2012–2020)

Gospodarka Paliwowo-  
-Energetyczna, GUS  
2020

Gospodarka Paliwowo-  
-Energetyczna, GUS  
2020

ny silnikowe, paliwa odrzutowe JET, oleje napędowe i opałowe, gaz ciekły i in.) i nieenergetyczne (asfalty, oleje silnikowe, oleje smarowe i smary, parafiny, nafty i rozpuszczalniki i in.). Produkcja paliw ciekłych – benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu płynnego LPG, paliwa lotniczego oraz oleju opałowego lekkiego i ciężkiego – w 2020 roku wyniosła 21,5 mln ton. W Polsce podstawowymi produktami otrzymywanymi z ropy naftowej są paliwa silnikowe (olej napędowy, benzyny i paliwa lotnicze), które łącznie stanowią ponad 65% produktów z ropy naftowej. W 2020 roku udział samego tylko oleju napędowego, w całkowitym spektrum produkcyjnym krajowych rafinerii, wyniósł 47%. Produkcja oleju napędowego, głównego produktu krajowych rafinerii, w latach 1992–2020 zwiększyła się niemal trzykrotnie. Poza wyraźnym spadkiem produkcji w roku 2002, odnotowywany jest ciągły jej wzrost z 4,4 mln t w roku 1992 do 13,3 mln t w roku 2020. Poziom produkcji benzyny i oleju opałowego w latach 2007–2018 utrzymywał się na zbliżonym poziomie, wykazując niewielkie tylko wahania. W latach 2019–2020 produkcja oleju opałowego gwałtownie zmalała poniżej poziomu produkcji w 1992 roku, natomiast spadek produkcji benzyn zanotowano w 2020 roku (rys. 2.9, tab. 2.7). Ważnym dodatkowym elementem działalności produkcyjnej



Rys. 2.9

Produkcja najważniejszych produktów naftowych w Polsce w latach 1992–2020 (na podstawie: Gospodarka Paliwowo-Energetyczna, GUS dane 1992–2020)

zakładu w Płocku jest produkcja petrochemiczna, pozwalająca na otrzymywanie szerokiego spektrum tworzyw sztucznych.

Podobnie jak w większości krajów rozwiniętych, podstawowa część zapotrzebowania na produkty naftowe była pokrywana produkcją krajową. Wyprodukowane w 2020 roku przez rodzimych producentów benzyny silnikowe i oleje napędowe zaspokoili zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw, odpowiednio w 91 i 76%. Niedostatek produktów na rynku wewnętrznym uzupełniany jest importem, co w największym stopniu dotyczy olejów napędowych, których Polska jest importerem netto pomimo zwiększającej się podaży. Wielkość tego importu w latach 1992–2020 ulegała silnym fluktuacjom, niemniej jednak od 2013 roku obserwuje się stały dynamiczny wzrost. Maksymalny poziom importu olejów napędowych osiągnięty został w 2017 roku – ponad 5 mln t (rys. 2.10). Był to prawdopodobnie efekt walki z tzw. szarą strefą – dzięki nowym przepisom regulującym rynek paliwowy (wprowadzonym w połowie 2016 roku) oraz działaniom służb kontrolnych większa część produktów wchodzących do kraju była oficjalnie zgłaszana i zarejestrowana. Po tym roku następuje powolny, ale sukcesywny spadek importu. W przypadku olejów opałowych

ure.gov.pl

Tab. 2.7  
Gospodarka ważniejszymi produktami naftowymi w Polsce w latach 1992–2020 [tys. ton]

Surowiec/Rok	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Benzyzny silnikowe</b>																
produkcja	3 213	3 486	3 773	4 062	3 337	3 413	3 465	4 287	4 408	4 294	4 019	4 038	4 081	4 203	4 255	3 962
import	1 554	1 083	982	1 158	1 327	1 725	1 662	1 670	898	780	627	536	601	606	602	749
eksport	13	0	3	0	0	0	0	0	75	362	386	416	444	696	636	418
zużycie pozorne	4 754	4 569	4 752	5 220	4 664	5 138	5 957	3 957	5 231	4 712	4 260	4 158	4 238	4 113	4 221	4 293
<b>Oleje napędowe</b>																
produkcja	4 437	4 998	5 088	5 253	5 294	5 190	6 031	5 971	5 547	4 914	4 182	4 592	5 171	5 559	6 909	7 511
import	677	575	695	760	1 327	1 097	408	861	707	975	1 055	1 355	2 047	2 520	2 511	2974
eksport	32	3	2	1	6	14	12	61	70	182	298	176	261	464	345	361
zużycie pozorne	5 082	5 570	5 781	6 012	6 615	6 273	6 427	6 771	6 184	5 707	4 939	5 771	6 957	7 615	9 075	10 124
<b>Oleje opałowe</b>																
produkcja	2 982	3 341	3 260	3 456	3 929	4 489	5 239	5 309	5 922	6 344	5 584	5 697	5 309	4 735	4 612	4 219
import	780	693	559	415	586	1 114	1 026	90	192	301	619	148	415	335	126	110
eksport	876	1 045	894	899	1 029	1 334	1 609	1 692	1 621	1 366	218	797	702	780	913	1 231
zużycie pozorne	2 886	2 989	2 925	2 972	3 486	4 269	4 656	3 707	4 493	5 279	5 985	5 048	5 022	4 290	3 825	3 098

Tab. 2.7 cd.

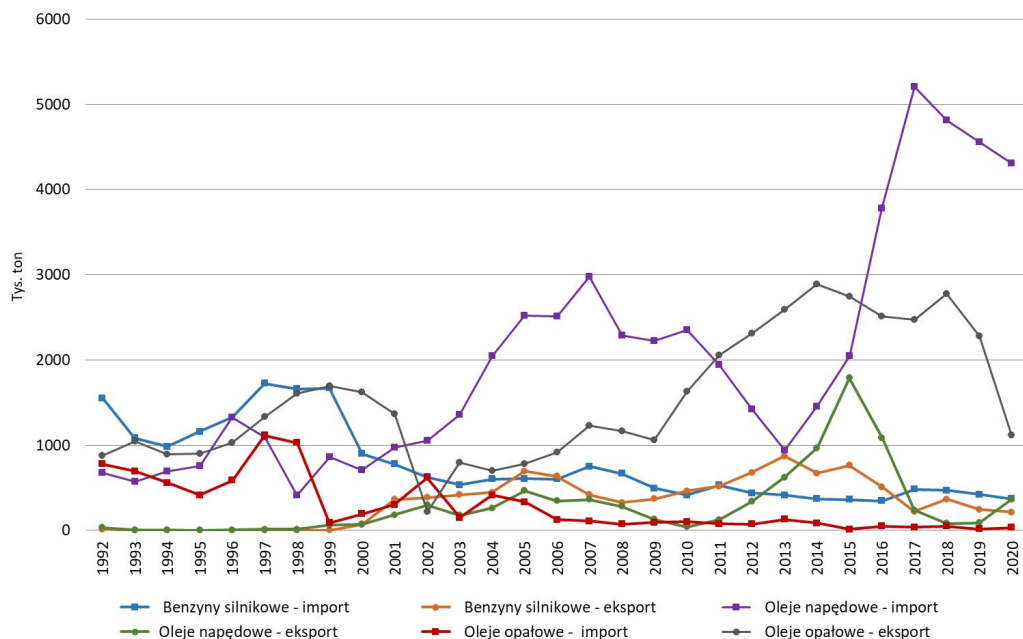
Surowiec/Rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	1990–2020
<b>Benzyny silnikowe</b>														
produkcja	4 081	4 271	4 210	3 904	4 009	4 021	3 823	4 155	4 178	4 159	4 447	4 570	4 213	116 337
import	665	492	415	530	4 37	414	371	363	345	481	468	423	368	22 332
eksport	327	369	463	518	678	872	672	762	509	221	367	246	212	9 665
zużycie pozorne	4 419	4 394	4 162	3 916	3 768	3 563	3 522	3 756	4 014	4 419	4 548	4 747	4 369	129 004
<b>Oleje napędowe</b>														
produkcja	8 433	8 901	9 742	10 652	10 854	10 840	10 612	11 814	11 325	11 678	12 742	13 225	13 354	230 819
import	2 284	2 227	2 355	1 942	1 419	941	1 451	2 050	3 780	5 209	4 810	4 553	4 308	57 873
eksport	282	128	43	127	337	624	968	1 790	1 087	239	82	88	364	8 447
zużycie pozorne	10 435	11 000	12 054	12 467	11 936	11 157	11 095	12 074	14 018	16 648	17 470	17 690	17 298	280 245
<b>Oleje opałowe</b>														
produkcja	4 145	3 818	4 354	4 212	4 546	4 285	4 273	4 355	4 145	4 162	4 312	3 753	2 662	127 449
import	75	93	102	77	73	129	86	13	48	38	48	16	31	8 338
eksport	1 165	1 059	1 633	2 054	2 310	2 592	2 892	2 743	2 514	2 471	2 774	2 283	1 114	44 610
zużycie pozorne	3 055	2 852	2 823	2 235	2 309	1 822	1 467	1 625	1 679	1 729	1 586	1 486	1 579	91 177

Źródło: Gospodarka Paliwowo Energetyczna za lata 1992–2020, GUS.

Bilans gospodarki  
surowcami 2015

POPiHN 2017

wych utrzymująca się wysoka podaż, przy malejącym popycie, pozwala na eksport znacznych ich ilości. Silnie zmienny poziom eksportu w latach 1992–2020 swoje maksimum osiągnął w 2014 roku – 4,2 mln ton (rys. 2.10, tab. 2.7), i od tamtego czasu notuje ciągły spadek. W ostatnich latach w obrotach międzynarodowych znaczenia nabrał również eksport oleju napędowego. Od maksymalnego poziomu jaki osiągnięty został w 2015 roku (1,7 mln ton) odnotowano jednak gwałtowny jego spadek do poziomu zaledwie 82 tys. t w roku 2008 roku i ponowny wzrost do 364 tys. ton w roku 2020. Efekt spadku wysyłek zagranicznych paliw spotęgowany został przez wprowadzenie pakietu energetycznego i transportowego.



Rys. 2.10

Obroty ważniejszymi produktami naftowymi w Polsce w latach 1992–2020 (na podstawie: *Gospodarka Paliwowo-Energetyczna*, GUS dane 1992–2020)

Proces restrukturyzacji i komercjalizacji sektora naftowego w Polsce, związanego z przerobem ropy naftowej, magazynowaniem i transportem ropy naftowej i produktów naftowych, oraz dystrybucją produktów naftowych, był prowadzony intensywnie od początku lat 90. XX wieku. Głównym jego celem była zmiana struktury organizacyjnej i własnościowej tego



sektora dla przygotowania go do wolnej konkurencji cenowej i jakościowej z koncernami zagranicznymi. W latach 1991–1995 nastąpił proces komercjalizacji głównych przedsiębiorstw państwowych działających w sektorze naftowym. Powstały jednoosobowe spółki akcyjne Skarbu Państwa obejmujące wszystkie krajowe rafinerie, Centralę Produktów Naftowych CPN SA zajmującą się magazynowaniem, transportem i dystrybucją produktów naftowych, oraz Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych PERN SA zajmujące się magazynowaniem i przesyłem ropy naftowej rurociągiem „Przyjaźń” i rurociągiem „Pomorskim”. W największej bazie przeładunkowej ropy i produktów naftowych w Porcie Północnym w Gdańsku utworzono dwie spółki, tj. Naftoport sp. z o.o. i Port Północny sp. z o.o. W 1996 r. CPN SA wydzielił ze swoich struktur Dyрекcję Eksploatacji Cystern DEC sp. z o.o. zajmującą się transportem kolejowym ropy i produktów naftowych, a w 1997 r. Naftobazy sp. z o.o. zajmującą się magazynowaniem i dystrybucją produktów naftowych.

W 1998 r. podjęto decyzję o połączeniu CPN SA z największą krajową rafinerią Petrochemią Płock SA, w wyniku czego w 1999 r. powstał Polski Koncern Naftowy Orlen SA. PKN Orlen stał się także większościowym udziałowcem Rafinerii Trzebinia SA i Rafinerii Nafty Jedlicze SA. Na przełomie roku 1999 i 2000 większość akcji PKN Orlen SA trafiło na giełdy w Warszawie i Londynie.

W 2003 r. na bazie majątku Rafinerii Gdańskiej SA i spółek z nią związanych powstała Grupa LOTOS SA. W 2005 r. Grupa LOTOS SA zakupiły większościowe pakiety akcji Rafinerii Czechowice, Rafinerii Jasło, Rafinerii Nafty Glimar, oraz Przedsiębiorstwa Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu Petrobaltic SA. Po przeprowadzeniu konsolidacji większościowy pakiet akcji Grupy Lotos SA trafił na giełdę w Warszawie.

Ogólnodostępna dystrybucja detaliczna paliw prowadzona jest w ponad 7700 stacjach paliw, przy czym największa ilość pozostaje w gestii PKN ORLEN SA (ok. 1811) i Grupy LOTOS SA (ok. 513). Reszta należy do prywatnych przedsiębiorców krajowych i koncernów zagranicznych, takich jak: British Petroleum (570), Shell (423), Circle K (dawniej Statoil, około 368), AMIC (dawniej Lukoil, 116), a także do hipermarketów (łącznie około 187) i in.

## Literatura

- BAŁDA W. 2012 – Klęczany – naftowa historia. *Wiek Nafty: Zeszyty Naukowo-Techniczne* 21(1), s. 13–15.
- Bezpieczeństwo energetyczne RP 2016 – Raport Bezpieczeństwo Energetyczne RP. Narodowe Centrum Studiów Strategicznych. Warszawa 2016.
- Bilans Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polski i Świata, 1992 do 2015. Kraków.
- Bilans Zasobów Złóż Kopalni i Wód Podziemnych w Polsce, edycje 2000–2020. Państwowy Instytut Geologiczny (PIG-PIB). Warszawa.
- BOCHENA A. red. 2015 – Narodziny i historia przemysłu naftowego. [W:] *Nafta Polska* 2015, s. 10–21.
- BOLEWSKI A. red. 1993 – Encyklopedia Surowców Mineralnych T. 3, P-S. Wydawnictwo CPPGSMiE PAN Kraków, s. 567.
- BONAWENTURA-KSIAŻKIEWICZ S. 1995 – Przemysł chemiczny na ziemiach polskich w latach 1815–1918. Tom I. [W:] *Karty z historii polskiego przemysłu chemicznego*. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Chemicznego. Gliwice 1997, s. 184.
- BP 2020 – Statistical Review of World Energy. 67<sup>th</sup> edition.
- BRZOWSKI S. 1974–1977 – Z początków przemysłu naftowego w Klęczanach. *Rocznik Sądecki*. Tom XV/XVI. Nowy Sącz 1974–1977.
- BRZOWSKI S., 1994 – Ignacy Łukasiewicz – twórca przemysłu naftowego. [W:] *Historia polskiego przemysłu naftowego T. 1*, red. R. Wolwicz, Brzozów–Kraków 1994, s. 17.
- BRZÓZKA A. 2017 – Bezpieczeństwo paliwowe kraju. Rządowe Centrum Bezpieczeństwa. [Online] <http://rcb.gov.pl/bezpieczenstwo-paliwowe-kraju-rozmowa-z-andrzejem-brzozka-prezesem-zarządu-przedsiębiorstwa-przeladunku-paliw-plynnych-naftoport/> [Dostęp: 06.02.2019].
- CHMIELOWIEC-STAWSKA A., CZEKAŃSKI E. 2013 – Historia i przyszłość poszukiwań naftowych na Niżu Polskim. *Szejk. Czasopismo PGNiG* 4(110), s. 8–18.
- CZERNOŻUKOW N.I. 1975 – Rafinacja produktów naftowych. WNT, Warszawa.
- FRACASSO A., NGUYEN H.T.T., SCHIAVO S. 2018 – The evolution of oil trade: A complex network approach. *Network Science* 6(4), s. 545–570, DOI: 10.1017/nws.2018.6.
- GAWLIK L., MOKRZYCKI E. 2021 – Changes in the Structure of Electricity Generation in Poland in View of the EU Climate Package. *Energies* 12(17), 3323, DOI: 10.3390/en12173323.
- GŁODEK J. 1961 – Ropa naftowa. *Zarys geograficzno-gospodarczy*, Warszawa, s. 111.
- Główny Urząd Statystyczny GUS.
- Gospodarka Paliwowo-Energetyczna 1990–2020, Główny Urząd Statystyczny GUS.

GRANICZNY M., WOŁKOWICZ S., URBAN H., WOŁKOWICZ K., ZDANOWSKI A. 2015 – Historia poszukiwań i wydobycia ropy naftowej na ziemiach polskich do 1939 roku. *Przegląd Górniczy* 12, s. 151–156.

Grupa LOTOS SA – Raporty roczne za okres od 2000 do 2020.

GUREWICZ I.L. 1975 – Własności i destylacja pierwotna ropy naftowej. WNT, Warszawa.

Historia Polski 1970 – Historia Polski. Praca zbiorowa T. 3, cz. 1. PWN, Warszawa.

HSU Chang S., ROBINSON P.R. red. 2012 – Petroleum advance in Petroleum Processing. Volume 1. Springer.

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

KAMYK J., KOT-NIEWIADOMSKA A., GALOS K. 2021 – The criticality of crude oil for energy security: A case of Poland. *Energy* 220, DOI: 10.1016/j.energy.2020.119707.

KARNKOWSKI P. 1984 – Problemy poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w PRL. *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo*. Warszawa.

KIJEŃSKI J. red. 2012 – Historia polskiego przemysłu chemicznego w latach 1980–2010. [W:] *Karty w historii polskiego przemysłu chemicznego*. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Chemicznego, Tom 20. Gliwice, s. 538.

KRNiGZ Lubiatów, 2017 – Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów. Folder informacyjny. PGNiG SA, Oddział w Zielonej Górze.

KUDELA S., KOWALSKI G. 2013 – Kopalnie Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów. PGNiG. [Online] <http://emo.kylos.pl/lubuskaenergetyka.pl/images/lubuskaenergetyka/konferencja2013/prezentacje/10.grzegorz.kowalski-prezentacja-pl.pdf> [Dostęp: 31.01.2019].

KUNSTMAN A., POBORSKA-MŁYNARSKA K., URBAŃCZYK K. 2009 – Geologiczne i górnicze aspekty budowy magazynowych kawern solnych. *Przegląd Geologiczny* 57(9), s. 819–828.

LISOWSKI R. 2017 – Wielkie dni polskiej nafty – rozwój przemysłu naftowego na Podkarpaciu i w II Rzeczypospolitej. [Online] [www.samorzad.pap.pl](http://www.samorzad.pap.pl) [Dostęp: 31.01.2019].

LORENZ K., SZWED-LOREZN J., ŚLUSARCZYK S. 2017 – Rozwój i upadek przemysłu naftowego w Galicji. *Hereditas Minariorum* 4, s. 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, Warszawa-Kraków 2006, s. 204–211.

MAMCZUR S., RADECKI S., WOJTKOWIAK Z. 1997 – O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB). *Przegląd Geologiczny* 45(6), s. 582–589.

MIERZECKI R. 1999 – Przemysł naftowy w Polsce w XIX i XX wieku. *Analecta* 8/2(16), s. 55–77.

NIK 2016 – Wystąpienie pokontrolne. Najwyższa Iza Kontroli. Warszawa 2016.

- OLSZEWSKI S. 1929 – Z dawnych lat przemysłu naftowego. Przemysł Naftowy IV(13). Lwów.
- PAWŁOWSKI W. 1995 – Borysław – stolica Polskiego Zagłębia Naftowego w Karpatach Wschodnich (do 1939 roku). Technika Poszukiwań Geologicznych 34(4–5).
- PGNiG 2017 – Ośrodek Kopalń Gorzów Wlkp.-Drezdenko. Folder informacyjny. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze.
- PIG-PIB 2017 – Ropa naftowa. Gaz ziemny. Crude Oil. Natural Gaz. Państwo-wa Służba Geologiczna o surowcach mineralnych Polski. PIG-PIB, Warszawa 2017.
- PKN ORLEN SA – Raporty roczne za okres od 2000 do 2020.
- Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa 2009.
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Warszawa 2021.
- POPiHN – Raporty roczne za okres od 2012 do 2020. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.
- PROTAS A., SKOCZYLAŚ J. – Rozwój poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Wielkopolsce. Piła-Poznań 1993, s. 5.
- PTAK S., JAKÓBIEC J. 2016 – Ropa naftowa jako główny surowiec energetyczno-przemysłowy. Nafta-Gaz LXXII(6), s. 451–461.
- PUCHOWICZ A. 2014 – Pół wieku polskiego przemysłu petrochemicznego. Przemysł Chemiczny 93(11), s. 1792–1801.
- Raport 2009 – Raport o wpływie uregulowań prawnych na warunki eksploatacji i rozwoju infrastruktury technicznej liniowej sektora paliwowo-energetycznego decydującej o bezpieczeństwie energetycznym kraju. Warszawa, luty 2009.
- SKRZYPEK B. 2014 – Przemysł naftowy i rafineryjne w PRL. [W:] red. Boryń M., Chodubski A., Duraj B., Historia polskiego przemysłu naftowego. Toruń.
- STERN J., IMSIROVIC A. 2018 – A Comparative History of Oil and Gas Markets and Prices: is 2020 just an extreme cyclical event or an acceleration of the energy transition? The Oxford Institute of Energy Study.
- SZAFRAN S. 2003 – 150-lecie narodzin przemysłu naftowego i gazowniczego. [Online] [www.enumi.pl/pl/artykuly/324/150lecie\\_narodzin\\_przemyslu\\_naftowego\\_i\\_gazowniczego](http://www.enumi.pl/pl/artykuly/324/150lecie_narodzin_przemyslu_naftowego_i_gazowniczego) [Dostęp: 31.01.2019].
- Uchwała 2017 – Uchwała nr 182/2017 Rady Ministrów z dnia 28 listopada 2017 r. w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym”.
- WACIĘGA S. 2016 – Galicyjscy pionierzy przemysłu naftowego w II połowie XIX wieku. Małopolski Instytut Kultury.
- WIŚNIEWSKI K. 1948 – Oley, który idzie z kamienia. Wrocław, s. 12.
- WITKOWSKI B. 1967 – Mazowieckie Zakłady Rafineryjne i Petrochemiczne w Płocku po pierwszym etapie. Notatki Płockie 12(1), s. 49–55.

WOJCIESZAK Ł. 2015 – Bezpieczeństwo naftowe Polski. Problem dywersyfikacji. Państwowa Wyższa Szkoła Wschodnioeuropejska w Przemyślu. Przemyśl.

ZIMOWSKI 1997 – Historia polskiego przemysłu wielkiej syntezy chemicznej. [W:] Karty historii polskiego przemysłu chemicznego. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Chemicznego, Tom V, Gliwice, s. 362.

ŻARNECKA red. 1968 – Nad rzeką Ropą. Szkice historyczne. Kraków, s. 515.

**Witryny internetowe:**

[www.lotos.pl](http://www.lotos.pl)

[www.orlen.pl](http://www.orlen.pl)

[www.pern.pl](http://www.pern.pl)

[www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)

[www.portgdansk.pl](http://www.portgdansk.pl)

[www.gospodarkamorska.pl](http://www.gospodarkamorska.pl)

[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)



**Eugeniusz Mokrzycki**  
**Lidia Gawlik**  
**Aleksandra Komorowska**  
**Dominik Kryzia**  
**Monika Pełowska**  
**Jarosław Kamyk**

## **Rozdział 3**

### **GOSPODARKA GAZEM ZIEMNYM W POLSCE**

#### **Wprowadzenie**

Gaz ziemny występuje w złożach łącznie z ropą naftową, w której jest rozpuszczony lub występuje jako samodzielna frakcja. Pozyskiwany jest ze złoża przez odwierty, natomiast sposób jego wydobycia i dalszej obróbki uzależniony jest od formy występowania w złożu. Gaz ziemny może występować w złożach konwencjonalnych (w skałach o dużej porowatości i przepuszczalności), jak również w złożach niekonwencjonalnych (w skałach o niskiej porowatości i przepuszczalności).

Większość złóż ropy naftowej i gazu ziemnego wydobywa się ze skał zbiornikowych, ale ich powstawanie następowało w skałach macierzystych, którymi najczęściej są ciemne łupki o dużej zawartości substancji organicznej. Następnie zachodził proces migracji węglowodorów w obrębie skorupy ziemskiej do leżących powyżej stref o niższym ciśnieniu, a więc porowatych skał zbiornikowych, którymi mogą być piaskowce, spękane dolomity lub wapienie. W skałach zbiornikowych następowa-

ło rozdzielanie się węglowodorów według gęstości na frakcję cięższą (ropę naftową) i lżejszą (gaz ziemny). Dalsza migracja ropy naftowej i gazu ziemnego zostaje zatrzymana przez warstwę skał nieprzepuszczalnych, która znajduje się powyżej skał zbiornikowych. W wyniku koncentracji tych węglowodorów powstają ich złoża.

Gaz ziemny mógł również być zatrzymywany w oddzielonych od siebie mikroporach i porach skał macierzystych (np. nieprzepuszczalne łupki). Złóża tego typu należą do złóż niekonwencjonalnych, mogą być bogate w gaz, ale szacowanie ich zasobów jest trudne, a wydobycie znacznie droższe niż ze złóż konwencjonalnych.

Innym niekonwencjonalnym źródłem gazu ziemnego jest metan ze złóż węgla kamiennego. Gaz ten powstaje w naturalny sposób, a jego obecność jest bardzo niebezpieczna dla pracowników wydobywających węgiel kamienny, dlatego musi być systematycznie usuwany. Czasem jest go na tyle dużo, że opłacalne staje się jego odzyskiwanie jako kopaliny towarzyszącej.

### 3.1. Krajowe wydobycie gazu ziemnego

Stopień rozpoznania zasobów i stan zagospodarowania, a także wielkość wydobycia gazu ziemnego w poszczególnych regionach geograficznych kraju w 2020 roku, jak również w formie metanu pokładów węgla, przedstawiono w tabeli 3.1.

Tab. 3.1  
*Gaz ziemny – liczba złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne bilansowe i przemysłowe (zasoby złóż zagospodarowanych) w poszczególnych regionach geograficznych kraju oraz wielkość wydobycia w 2020 roku*

Wyszczególnienie	Liczba złóż	Zasoby wydobywalne bilansowe [mln m <sup>3</sup> ]	Zasoby przemysłowe [mln m <sup>3</sup> ]	Wydobycie [mln m <sup>3</sup> ]
Ogółem gaz ziemny	265	95 137,63	50 825,91	4 933,98
Bałtyk	2	714,49	631,42	26,76
Karpaty	26	947,88	387,46	28,02
Niż Polski	89	64 112,47	37 543,69	3 549,24
Przedgórze Karpat	83	29 362,57	12 263,34	1 329,96
Metan pokładów węgla	65	107 229,25	11 352,90	315,09

Źródło: Bilans 2021.



Udokumentowana wielkość zasobów wydobywalnych bilansowych gazu w Polsce to 95,1 mld m<sup>3</sup>, z czego na Niż Polski przypada 67,4%, na Przedgórze Karpat – 30,9%, na Karpaty – 1,0%, a na szelf Bałtyku – 0,7%. W przypadku udokumentowanych zasobów przemysłowych struktura ta kształtuje się następująco: Niż Polski – 73,9%, Przedgórze Karpat – 24,1%, szelf Bałtyku – 1,2%, Karpaty – 0,8%.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce, jak również w poszczególnych jej regionach w latach 1990–2020 zamieszczono w tabeli 3.2 oraz zilustrowano na rysunku 3.1. W latach 1990–2009 wydobycie gazu ziemnego w Polsce wykazywało tendencję wzrostową. W 1990 r. wynosiło około 3,45 mld m<sup>3</sup>, a w 2009 r. osiągnęło wartość najwyższą w analizowanym okresie – 5,84 mld m<sup>3</sup>. W następnych latach obserwuje się powolny spadek wydobycia do poziomu około 5,21 mld m<sup>3</sup> w 2015 r. i 4,93 mld m<sup>3</sup> w 2020 roku (tab. 3.2).

Przeważająca ilość wydobycia gazu ziemnego w Polsce pochodzi z samodzielnych złóż gazowych, natomiast wydobycie gazu ze złóż ropy naftowej i kondensatu tylko w niewielkim stopniu przyczynia się do łącznego poziomu produkcji gazu, choć w ostatnich latach ich udział w wydobyciu ogółem rośnie. W 2020 roku krajowe wydobycie gazu ze złóż gazowych stanowiło niemal 82% ogółu wydobytego gazu, podczas gdy ze złóż ropy naftowej i ze złóż kondensatu i gazolinowych po około 9%.

Głównym regionem występowania zasobów konwencjonalnego gazu ziemnego w naszym kraju jest Niż Polski. Zasoby wydobywalne Niżu Polskiego stanowią 73,4% ogółu zasobów wydobywalnych gazu w kraju. Spośród udokumentowanych 157 złóż, 89 jest zagospodarowanych, w 32 złożach wydobycia zaniechano, a 36 złóż jest niezagospodarowanych.

Złoża gazu ziemnego udokumentowano również na Przedgórzu Karpat, niewielkie zasoby tej kopaliny występują również w małych złożach obszaru Karpat oraz w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku. Około 75% krajowych zasobów gazu znajduje się w utworach miocenu i czerwonego spągowca, a pozostałe w utworach kambriu, dewonu, karbonu, cechsztynu, jury i kredy. Wydobycie w poszczególnych regionach geograficznych odpowiada wielkości zasobów w tych obszarach.

ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY  
3. GOSPODARKA GAZEM ZIEMNYM W POLSCE

Tab. 3.2 (1)  
Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990–2005 [w mln m<sup>3</sup>]

Region/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ogółem	3 453,34	3 746,47	3 895,78	4 592,42	4 316,04	4 717,78	4 381,85	4 498,28	4 494,63	4 322,01	4 481,07	4 780,09	4 785,43	4 782,40	5 135,41	5 216,48
w tym:																
Bałtyk	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	22,84	31,27	25,45
- ze złóż ropy naftowej	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	22,84	31,27	25,45
- ze złóż kondensatu i gazolinowych	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd
Karpaty	51,03	36,34	40,99	46,71	48,35	46,97	44,50	45,48	46,23	44,70	40,61	35,19	37,07	36,05	36,31	36,98
- ze złóż gazowych	32,00	28,51	34,11	39,67	40,47	40,45	38,36	40,34	41,84	40,28	36,56	31,78	33,96	33,15	33,41	34,37
- ze złóż ropy naftowej	8,49	6,06	5,30	5,33	6,26	4,59	4,50	4,21	3,90	3,97	3,71	3,10	2,88	2,67	2,68	2,39
- ze złóż kondensatu	10,54	1,77	1,58	1,71	1,62	1,93	1,64	0,93	0,49	0,45	0,34	0,31	0,23	0,23	0,22	0,22
Niż Polski	2 619,97	2 502,14	2 756,89	2 816,38	2 634,54	3 075,59	2 768,44	2 844,39	2 735,54	2 607,61	2 762,61	3 017,60	3 095,92	3 164,34	3 345,74	3 463,71
- ze złóż gazowych	2 607,75	2 487,29	2 737,36	2 787,84	2 599,87	3 040,18	2 757,81	2 786,29	2 674,47	2 558,74	2 566,16	2 813,60	2 860,65	2 951,36	3 095,43	3 196,72
- ze złóż ropy naftowej	12,22	14,85	19,53	28,54	34,67	33,49	10,63	58,10	60,20	48,87	19,645	204,00	235,27	212,98	250,31	266,99
- ze złóż kondensatu	-	-	-	-	-	1,92	-	-	0,87	-	-	-	-	-	-	-
Przedgórze Karpat	782,34	1 207,99	1 097,90	1 729,33	1 633,15	1 595,22	1 568,91	1 608,41	1 712,86	1 669,70	1 677,85	1 727,30	1 652,44	1 559,17	1 722,09	1 690,34
- ze złóż gazowych	780,12	1 200,96	1 092,93	1 724,48	1 628,94	1 591,87	1 562,22	1 602,38	1 708,21	1 664,09	1 670,15	1 710,12	1 638,42	1 555,99	1 719,43	1 688,34
- ze złóż ropy naftowej	2,22	2,83	3,42	2,65	2,96	2,86	2,88	2,47	1,29	2,04	1,73	3,49	3,85	3,18	2,66	2,00
- ze złóż kondensatu	-	4,20	1,55	2,20	1,25	0,49	3,81	3,56	3,36	3,57	5,97	13,69	10,17	-	-	-

## 3.1. Krajowe wydobycie gazu ziemnego

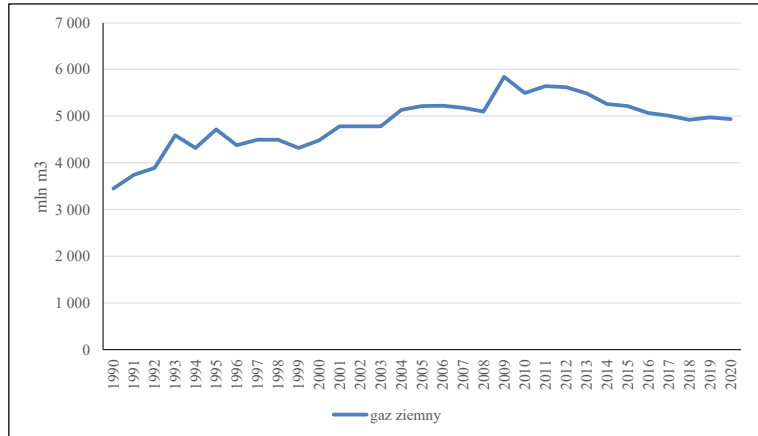
Tab. 3.2 (2)  
Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 2006–2020 [mln m<sup>3</sup>]

Region/Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Razem 1990–2020
Ogółem	5 225,36	5 183,47	5 096,42	5 839,15	5 495,55	5 645,75	5 619,68	5 488,77	5 258,34	5 213,52	5 073,17	5 009,12	4 926,01	4 976,46	4 933,98	19 984,76
w tym:																
Bałtyk	42,82	21,01	29,28	19,53	16,88	16,11	20,89	15,99	17,70	18,24	27,13	25,82	23,25	23,1	26,76	126,06
- ze złóż ropy naftowej	29,87	21,01	29,28	19,53	16,88	16,11	20,89	15,99	17,70	18,24	27,13	25,82	23,25	23,1	26,76	126,06
- ze złóż kondensatu i gazolinowych	12,95	bd	bd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Karpaty	33,88	30,33	33,04	32,49	33,81	34,54	30,21	31,91	33,29	32,84	32,31	31,34	31,45	30,62	28,02	153,74
- ze złóż gazowych	31,32	28,37	30,41	30,15	30,87	31,56	27,20	29,18	30,51	29,61	28,76	27,73	27,99	27,2	24,75	136,43
- ze złóż ropy naftowej	2,34	1,63	2,18	2,12	2,73	2,74	2,85	2,73	2,78	3,23	3,55	3,61	3,46	3,42	3,27	17,31
- ze złóż kondensatu	0,22	0,33	0,45	0,22	0,21	0,24	0,16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niż Polski	3 441,48	3 333,90	3 315,83	3 789,60	3 820,66	3 999,30	3 941,55	3 866,04	3 736,18	3 697,13	3 618,76	3 641,00	3 584,86	3 602,18	3 549,24	17 996,04
- ze złóż gazowych	3 119,76	2 936,59	2 951,55	3 372,31	3 329,41	3 512,36	3 436,61	3 216,59	3 065,10	3 019,09	2 907,94	2 903,19	2 808,63	2 753,68	2 744,55	11 309,36
- ze złóż ropy naftowej	259,50	378,38	358,27	36,72	84,48	92,85	96,02	649,45	280,37	287,59	297,93	306,69	349,16	373,64	358,42	1685,84
- ze złóż kondensatu	62,22	18,93	6,01	380,57	406,77	394,09	408,92		390,71	390,45	412,89	431,12	427,07	-	446,27	1717,35
Przedgórze Karpat	1 707,18	1 798,23	1 718,27	1 997,53	1 624,20	1 595,80	1 627,03	1 574,83	1 471,17	1 465,31	1 394,97	1 310,96	1 286,45	1 320,56	1 329,96	17 247,93
- ze złóż gazowych	1 705,39	1 796,33	1 716,70	1 996,00	1 551,51	1 530,07	1 560,72	1 501,10	1 406,24	1 407,21	1 342,28	1 261,77	1 237,31	1 263,88	1 266,85	6 372,09
- ze złóż ropy naftowej	1,79	1,90	1,57	1,53	72,69	65,73	66,31	69,27	64,87	58,08	52,67	49,18	49,13	56,67	63,1	270,75
- ze złóż kondensatu				-	-	-	-	-	0,06	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,06

Źródło: Bilans 1990–2021.

Rys. 3.1

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (Bilans 1990–2021)

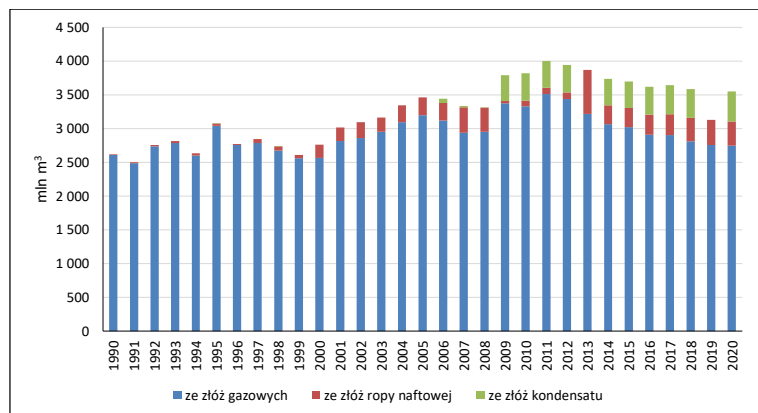


Najwięcej gazu ziemnego wydobywa się na Niżu Polskim. Na rysunku 3.2 przedstawiono kształtowanie się wydobycia gazu ziemnego w regionie Niżu Polskiego w latach 1990–2020. Złoża gazu ziemnego występują tam w regionie przedludeckim i wielkopolskim w utworach permu, a na Pomorzu zachodnim w utworach karbonu i permu. Gaz występuje w złożach typu masywowego i blokowego o wodno- lub gazowo-naporowych warunkach eksploatacji. W tym obszarze jedynie kilka złóż zawiera gaz wysokometanowy, a w pozostałych złożach dominuje gaz ziemny zaazotowany, zawierający od 30 do 80% CH<sub>4</sub>, a więc jest to mieszanina metanowo-azotowa lub azotowo-metanowa. W przypadku złóż, w których gaz zawiera ponad 90% azotu, mówimy o złożach azotowego gazu ziemnego.

Bilans 2021

Rys. 3.2

Wydobycie gazu ziemnego w regionie Niżu Polskiego w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (Bilans 1990–2021)



Wydobycie gazu ziemnego na Niżu Polskim miało tendencję wzrostową do 2011 roku. W 1990 roku wyniosło około 2,6 mld m<sup>3</sup>, co stanowiło 75,9% wydobycia ogółem, a w 2011 r. osiągnęło najwyższy poziom prawie 4,0 mld m<sup>3</sup>. Po 2011 r. następował powolny spadek wydobycia gazu do poziomu 3,55 mld m<sup>3</sup> w 2020 r., co stanowiło 71,9% łącznego krajowego wydobycia gazu.

Należy podkreślić, że w latach 1990–2008 prawie całość wydobycia w tym rejonie pochodziła ze złóż gazowych. Sytuacja zmieniła się nieco w kolejnych latach, jednakże dominującą rolę nadal odgrywało wydobycie ze złóż gazowych. W 2015 roku 81,7% gazu wydobyto tu ze złóż gazowych, 7,8% ze złóż ropy naftowej, a 10,6% ze złóż kondensatu, natomiast w 2020 r. 77,3% wydobyto ze złóż gazowych, 10,1% ze złóż ropy naftowej i 12,6% ze złóż kondensatu.

Złożami, z których wydobywano w tym rejonie ponad 40 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie, w 2020 roku były złoża [mln m<sup>3</sup>]: BMB (Baranówko–Mostno–Buszewo) – 422,39, Bogdaj-Uciechów – 72,82, Brońsko – 894,93, Grochowice – 42,27, Jabłonna – 49,29, Kościan S – 296,43, Lubiatów – 274,72, Paproć 2 – 46,32, Paproć W – 136,08, Radlin – 79,88, Wielichowo – 58,14, Wilków – 88,81, Załęcze – 94,38, Żuchłów – 139,59.

Obecnie w rejonie tym są udokumentowane dwa jedyne krajowe złoża azotowego gazu ziemnego, w których zawartość azotu wynosi ponad 90% – Cychry i Sulęcín. Zasoby tych złóż na koniec 2020 r. wynosiły 14 720,88 mln m<sup>3</sup>. Obecnie wydobycie tego gazu prowadzi się ze złoża Cychry – 32,99 mln m<sup>3</sup> w 2020 r. Skład chemiczny gazu ze złoża Cychry kształtuje się następująco: azot – 91%, metan – 5,2%, etan – 1,3%, dwutlenek węgla – 0,22% (Bilans 2021).

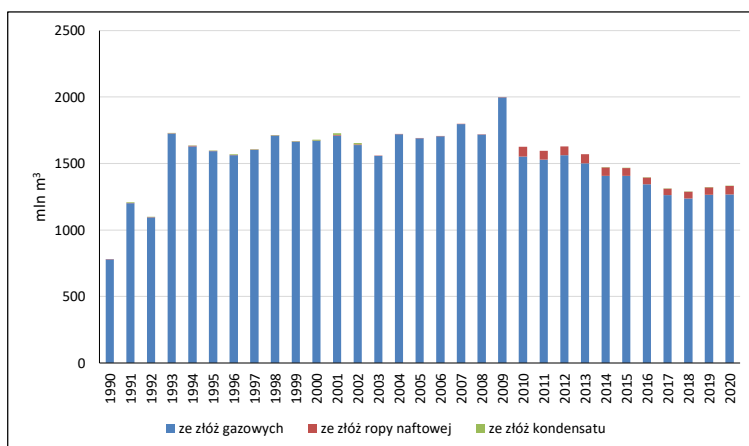
Bilans 2021

Drugim regionem Polski pod względem wydobycia gazu ziemnego jest Przedgórze Karpat. Na rysunku 3.3 przedstawiono wydobycie gazu ziemnego w tym regionie w latach 1990–2020. Złoża gazu występują tam w utworach jurajskich, kredowych i mioceńskich. Jest to z reguły gaz wysokometanowy, niskoazotowy. Złoża należą do strukturalno-litologicznych, wielowarstwowych, rzadziej masywowych, produkujących w warunkach gazowo-aporowych. Zasoby wydobywalne tego regionu stanowią 21,9% ogółu zasobów wydobywalnych gazu w kraju.

Bilans 2021

Rys. 3.3

Wydobycie gazu ziemnego  
w rejonie Przedgórze Karpat  
w latach 1990–2020  
(Bilans 1991–2021)



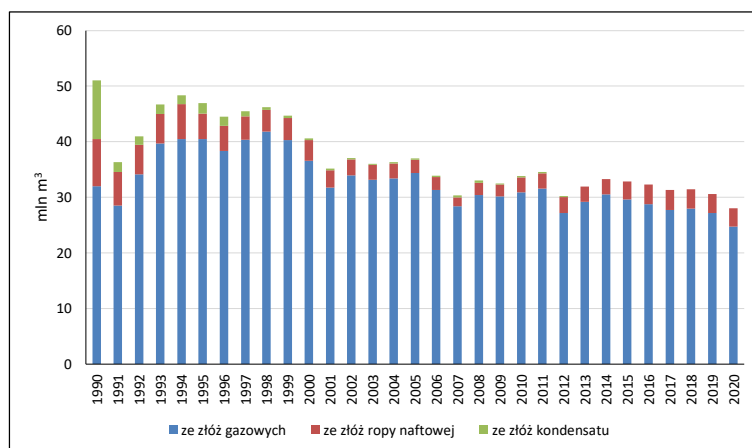
Wydobycie gazu na Przedgórze Karpat w 1990 r. wyniosło 22,7% łącznego krajowego wydobycia (782,34 mln m<sup>3</sup>), w następnych latach wzrastając do najwyższego poziomu wydobycia w 2009 r. – 1975,53 mln m<sup>3</sup>, co stanowiło 34,2% wydobycia krajowego. W następnych latach zaznaczyła się tendencja spadkowa wydobycia, które w 2020 r. wyniosło 1332,96 mln m<sup>3</sup>, co stanowiło 26,8% wydobycia krajowego.

Złożami, z których wydobywano rocznie ponad 10,0 mln m<sup>3</sup>, były w tym rejonie w 2020 roku złoża (mln m<sup>3</sup>): Cierpisz – 10,10, Dzików – 67,62, Gnojnica – 27,88, Husów–Albigowa–Krasne – 30,45, Jasionka – 27,80, Kielanówka–Rzeszów – 49,24, Kramarzówka – 14,67, Kuryłówka – 16,59, Lubaczów – 30,38, Lubliniec–Cieszanów – 12,13, Miocin – 49,69, Pruchnik–Pantalowice – 48,37, Przemyśl – 447,49, Przeworsk – 73,84, Ryłowa – 29,08, Tarnogród–Wola Różaniecka – 18,13, Tarnów (miocen) – 18,48, Wola Olszańska – 12,08, Wola Rokietnicka – 14,93, Zagorzyce – 34,30, Zalesie – 136,55, Żółynia–Leżajsk – 25,17.

Trzecim regionem wydobycia gazu ziemnego w Polsce jest region Karpat. Na rysunku 3.4 przedstawiono strukturę wydobycia gazu ziemnego w regionie Karpat w latach 1990–2020. W Karpatach gaz ziemny występuje w utworach kredowych i paleogeńskich, zarówno w złożach samodzielnych, jak i towarzysząc złożom ropy naftowej lub kondensatu. Jest to gaz wysokometanowy (> 85% CH<sub>4</sub>), niskoazotowy (kilka % N<sub>2</sub>). Zasoby wydobywalne gazu w Karpatach stanowią 1,1% ogółu krajowych zasobów wydobywalnych gazu.

Rys. 3.4

Wydobycie gazu ziemnego ze złóż karpaccich w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (Bilans 1990–2021)



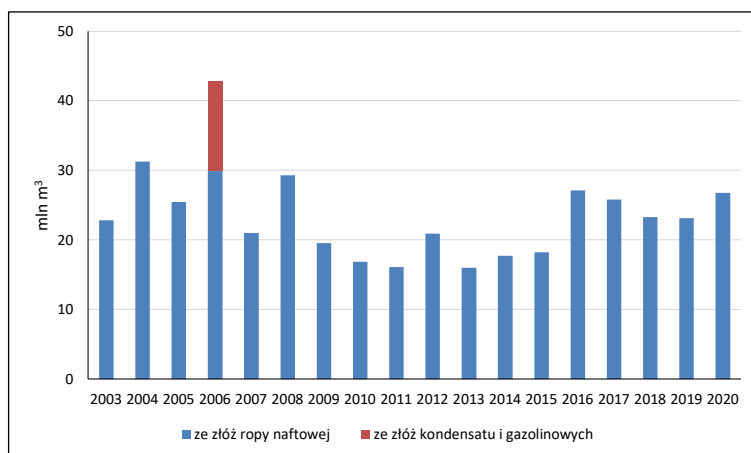
Wydobycie gazu w regionie Karpat w ostatnich 30 latach wykazuje tendencję spadkową. Najwyższym zanotowanym wydobyciem był początek rozpatrywanego okresu, tj. 1990 rok – 51,03 mln m<sup>3</sup>, co stanowiło około 1,5% ogółu wydobycia gazu, przy czym najwyższą ilość wydobyto ze złóż gazowych – 32,0 mln m<sup>3</sup>, ze złóż kondensatu – 10,5 mln m<sup>3</sup>, natomiast ze złóż ropy naftowej niespełna 8,5 mln m<sup>3</sup>. Wydobycie w 2010 r. wyniosło natomiast 33,8 mln m<sup>3</sup> (w tym 30,9 mln m<sup>3</sup> ze złóż gazowych, 2,7 mln m<sup>3</sup> ze złóż ropy naftowej i 0,2 mln m<sup>3</sup> ze złóż kondensatu), co stanowiło 0,6% ogółu wydobycia. W 2020 r. wydobycie to osiągnęło poziom 28,0 mln m<sup>3</sup> (w tym 24,7 mln m<sup>3</sup> ze złóż gazowych oraz 3,3 mln m<sup>3</sup> ze złóż ropy naftowej), co stanowiło 0,6% łącznego krajowego wydobycia.

Złożami, w których wydobywano ponad 1,0 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie, były w tym rejonie w 2020 roku złoża (mln m<sup>3</sup>): Dąbrówka Tuchowska – 2,97, Draganowa – 3,12, Grabownica – 1,27, Jaszczew – 3,84, Jurowce-Srogów – 4,28, Roztoki – 7,1, Sanok–Zabłotce – 2,13.

Eksploatację gazu ziemnego na szelfie Bałtyku rozpoczęto w 2003 r. Na rysunku 3.5 przedstawiono kształtowanie się wydobycia gazu ziemnego z polskiej strefy ekonomicznej szelfu Bałtyku w latach 2003–2020. W strefie ekonomicznej Bałtyku gaz występuje samodzielnie w złożach B4, B6 i B21 oraz wraz z ropą naftową w B3 i B8. Zasoby wydobywane z tego rejonu stanowią 3,6% ogółu zasobów krajowych.

Rys. 3.5

Wydobycie gazu ziemnego z polskiej strefy ekonomicznej szelfu Bałtyku w latach 2003–2020 [mln m<sup>3</sup>] (Bilans 1990–2021)



W analizowanym okresie wydobywanie gazu ziemnego w tej strefie Bałtyku odbywało się w głównej mierze ze złóż ropy naftowej. Najwyższą ilość – 42,82 mln m<sup>3</sup> gazu – wydobyto w 2006 roku, co stanowiło 0,8% ogółu łącznego krajowego wydobywania gazu, natomiast najniższą ilość – 15,99 mln m<sup>3</sup> – w 2013 r., co stanowiło 0,3% krajowego wydobywania. W 2020 r. wyniosło ono 26,76 mln m<sup>3</sup> (0,5% wydobywania krajowego), a gaz wydobywano z dwóch złóż: B3 – 8,06 mln m<sup>3</sup> i B8 – 18,70 mln m<sup>3</sup>.

W tabeli 3.3 przedstawiono wielkości wydobywania gazu ziemnego z dużych złóż w Polsce w latach 1990–2020. Należy podkreślić, że niektóre złoża gazu, z których wydobywanie w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku było znaczące, obecnie są już wyczerpane bądź mają mniejszą wydajność.

W gospodarce gazem ziemnym duże znaczenie mają złoża, które przeznaczone na podziemne magazyny gazu ziemnego. Zasoby gazu, które w nich pozostały, są traktowane jako poduszka gazowa (pojemność buforowa) i nie będą wydobyte w okresie istnienia magazynu. Na magazyny podziemne przeznaczone złoża Bonikowo (328,63 mln m<sup>3</sup>), Brzeźnica (45,59 mln m<sup>3</sup>), Daszewo (27,72 mln m<sup>3</sup>), Husów (372,88 mln m<sup>3</sup>), Strachocińska (121,50 mln m<sup>3</sup>), Swarzędz (28,80 mln m<sup>3</sup>) i Wierzchowice (5728,12 mln m<sup>3</sup>), a dodatkowo specjalnie wykonane kawerny w złożach soli Mogilno II i Kosakowo oraz kawerny w eksploatowanym złożu soli Góra. Łączne zasoby gazu w poduszkach buforowych wynoszą 6,65 mld m<sup>3</sup>.

Metan pokładów węgla (MPW) udokumentowany został jedynie w złożach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Rozpozna-



Tab. 3.3 (1)  
 Wydobyte gazu ziemnego z dużych złóż w latach 1990–2005 [mln m<sup>3</sup>]

Złoże/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Żuchłów	851,65	796,83	654,91	647,58	620,62	761,97	752,11	819,57	784,35	771,40	744,92	651,58	600,59	606,15	570,17	526,63
Przemysł	437,35	698,76	653,41	1 130,79	994,37	1 017,16	929,82	897,63	860,98	828,76	783,67	754,70	735,71	706,14	697,63	699,63
Załęcze	363,57	378,67	438,34	417,24	353,79	379,30	375,44	385,40	317,89	301,14	317,36	279,04	280,58	278,90	258,80	251,85
Bogdaj-Uciechów	269,04	231,25	228,37	238,46	253,32	222,38	213,06	213,20	191,29	191,18	181,02	169,93	163,71	145,98	137,88	133,26
Wierzchowice	263,84	205,09	200,79	307,92	246,18	431,01	337,25	-	443,78	-	-	-	-	-	-	-
Brońsko	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78,39	31,72	330,65	623,72
Kościan S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294,31	601,05	586,67	514,98
BMB (Barnówko- -Mostno-Buszewo)	-	-	-	-	-	-	-	295,87	120,86	438,31	158,24	160,84	191,65	175,82	210,15	229,41
Paproc	18,96	24,81	449,14	224,33	87,48	337,40	292,52	333,28	311,00	317,22	326,16	310,25	296,40	183,97	16,13	-
Radlin	-	-	130,06	343,67	307,36	325,77	352,35	320,66	336,92	308,29	356,04	492,58	402,91	425,47	408,11	398,56
Kąkolewo	-	-	240,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wilków	127,10	143,48	169,95	185,77	172,67	220,65	216,86	209,77	130,63	77,38	54,05	92,12	156,76	142,80	143,86	136,34
Jodłówka	-	-	-	-	-	257,20	94,80	173,73	271,86	258,38	256,65	242,80	213,86	177,53	133,48	83,66

Tab. 3.3 (2)  
Wydobycie gazu ziemnego z dużych złóż w latach 2006–2020 [mln m<sup>3</sup>]

Złoże/Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Żuchłów	470,84	432,95	392,07	379,22	349,08	321,90	292,75	270,63	230,45	228,98	213,49	190,72	171,33	155,45	139,59
Przemysł	683,11	643,13	626,64	641,22	588,25	558,73	530,67	507,65	486,62	489,09	461,43	439,68	435,7	445,31	447,49
Załęcze	233,28	218,07	206,11	193,85	181,05	160,24	143,87	131,66	125,77	120,50	107,43	101,25	90,35	81,82	94,38
Bogdaj–Uciechów	136,40	134,05	119,34	353,40	13,97	109,10	104,19	94,20	86,96	86,77	82,32	81,83	78,53	74,58	72,82
Wierzchowice	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Bronisko	647,30	610,90	595,68	606,78	590,05	700,55	794,04	759,62	769,95	781,00	782,13	866,08	904,63	901,96	894,93
Kościan S	550,88	517,91	501,81	503,33	483,34	477,83	406,68	393,66	374,42	370,87	362,15	338,52	319,23	310,76	296,43
BMB (Barnówko– –Mostno–Buszewo)	228,78	284,07	260,90	323,76	351,43	344,52	365,94	358,45	346,67	349,55	370,5	398,94	392,5	439,68	422,39
Paproć	25,57	–	61,34	148,65	170,18	145,23	135,46	164,53	200,86	182,45	188,91	186,78	250,24	257,01	246,32
Radlin	384,80	363,81	333,62	315,76	314,14	293,74	292,92	257,85	199,22	178,94	140,99	146,25	118,85	104,51	79,88
Kąkolewo	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Wilków	125,90	115,23	114,85	113,69	111,90	104,15	100,67	95,19	86,50	90,78	93,66	93,82	82,94	83,68	88,81
Jodłówka	38,66	22,91	16,92	13,61	236,82	204,24	316,86	445,71	158,88	319,29	7,39	5,67	5,31	4,00	3,88

Źródło: Bilans 1990–2021.

nie warunków metanowych Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego oraz Lubelskiego Zagłębia Węglowego jest bardzo słabe, a stwierdzone koncentracje metanu są znacznie mniejsze, stąd trudno jest obecnie ocenić ich znaczenie gospodarcze. Udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne MPW występują w 65 złożach w obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego i według stanu na 31.12.2020 r. wynoszą 107,2 mld m<sup>3</sup>, natomiast zasoby przemysłowe – 11,35 mld m<sup>3</sup> (tab. 3.4). Zasoby bilansowe zmniejszyły się o 2319,28 mln m<sup>3</sup> (o 2,1%) w porównaniu z 2019 r.

Tab. 3.4

*Metan pokładów węgla – liczba złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne, przemysłowe oraz wielkość wydobycia w 2020 roku*

Wyszczególnienie	Liczba złóż	Zasoby wydobywalne bilansowe/ pozabilansowe [mln m <sup>3</sup> ]	Zasoby przemysłowe [mln m <sup>3</sup> ]	Emisja z wentylacją [mln m <sup>3</sup> ]	Wydobycie [mln m <sup>3</sup> ]
Ogółem	65	107 229,25/ 9 411,45	11 352,90	451,54	315,09
W obszarach eksploatowanych złóż węgla kamiennego	31	69 083,77/ 412,12	11 056,02	451,52	309,96
Poza obszarami eksploatacji złóż węgla kamiennego	23	18 612,42/ –	104,79	0,02	–
Złóża metanu jako kopaliny głównej w złożu	11	19 533,06/ 8 999,33	192,09	–	5,13

Źródło: Bilans 2021.

Wydobycie metanu pokładów węgla podyktowane jest z jednej strony względami bezpieczeństwa prowadzenia robót górniczych, a z drugiej strony traktowane jest jako pozyskiwanie gazu z niekonwencjonalnych źródeł, ze względu na formę jego występowania, która wymaga zastosowania specjalnych desorpcyjnych technologii odzysku. Wydobyty metan jest zwykle wykorzystywany lokalnie.

Wydobycie metanu z pokładów węgla w 2020 roku wyniosło 315,09 mln m<sup>3</sup>. Jest to wielkość oznaczająca odmetanowanie, czyli ilość metanu ujmowanego przez stacje odmetanowania poszczególnych kopalni węgla kamiennego oraz metan eksploatowany samodzielnie, na zasadzie samowypływu gazu z otworów

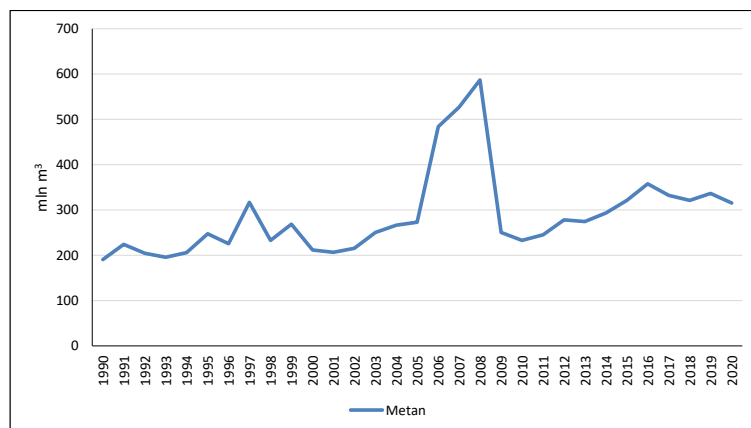
wiertniczych, sięgających do zrobów zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego. Wielkość wydobycia ze złóż niezwiązanych z wydobyciem węgla jest niewielka: w 2020 roku wydobycie to stanowiło tylko 1,6% wydobycia metanu ogółem (5,13 mln m<sup>3</sup>), a tego rodzaju wykorzystanie złóż metanu, które są kopalnią główną, jest relatywnie nowym sposobem wydobycia w Polsce i rozwinęło się w ciągu ostatnich 10 lat.

Ilość metanu, wyemitowanego wraz z powietrzem kopalnianym systemem wentylacji, wyniosła w 2020 r. 451,54 mln m<sup>3</sup>. Należy tu zauważyć, że ta emisja jest wielkością niepożądaną, bo metan jest agresywnym gazem cieplarnianym, ale wynika ona z konieczności odmetanowania eksploatowanych pokładów węgla.

W tabeli 3.5 przedstawiono odzysk metanu pokładów węgla (czyli jego wydobycie) w Polsce w latach 1990–2020, co zilustrowano na rysunku 3.6.

Biorąc natomiast pod uwagę odzysk metanu pokładów węgla w Polsce w latach 1990–2020, należy zauważyć, że był on najniższy w 1990 roku (190,33 mln m<sup>3</sup>), najwyższy natomiast w latach 2007–2008, sięgając nawet 586,75 mln m<sup>3</sup> w 2008 roku. Metan odzyskiwany jest głównie z obszarów eksploatowanych złóż węgla kamiennego.

Rys. 3.6  
Odzysk metanu pokładów węgla w Polsce w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (Bilans 1990–2021)



Tab. 3.5 (1)  
*Odzysk (wydobycie, ujęcie gospodarcze) metanu pokładów węgla w Polsce w latach 1990–2005 [mln m<sup>3</sup>]*

Region/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ogółem	190,33	223,61	204,07	195,25	205,51	247,13	225,07	316,63	232,25	268,59	211,31	206,21	215,05	250,33	266,19	272,70
W tym:																
z obszarów eksploatowanych złóż węgla kamiennego	190,33	223,61	204,07	195,25	205,51	247,13	225,04	316,62	232,22	268,58	211,31	206,21	215,05	250,33	266,18	272,69
poza obszarami eksploatacji złóż węgla kamiennego	-	-	-	-	-	-	0,03	0,01	0,03	0,01	-	-	-	-	0,01	0,01
złoża metanu jako kopaliny głównej w złożu	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd

Tab. 3.5 (2)  
*Odzysk (wydobycie, ujęcie gospodarcze) metanu pokładów węgla w Polsce w latach 2006–2020 [mln m<sup>3</sup>]*

Region/Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Razem, 2005–2020
Ogółem	483,60	526,68	586,75	250,27	232,43	244,80	277,96	274,21	293,40	320,49	357,09	332,14	320,94	336,06	315,09	8 882,14
W tym:																0,00
z obszarów eksploatowanych złóż węgla kamiennego	483,60	526,68	586,75	250,24	232,39	244,77	274,92	271,11	290,84	316,85	350,73	324,67	315,72	330,32	309,96	8 839,68
poza obszarami eksploatacji złóż węgla kamiennego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	-	1,14
złoża metanu jako kopaliny głównej w złożu	bd	bd	bd	0,03	0,04	0,03	3,04	3,10	2,56	3,64	6,36	7,47	5,22	4,70	5,13	41,32

Źródło: Bilans 1990–2021.

## 3.2. Gospodarka gazem ziemnym (w tym obroty międzynarodowe)

W Polsce w latach 1990–2020 używany był zarówno gaz ziemny wysokometanowy, jak również gaz zaazotowany.

W tabeli 3.6 przedstawiono dane na temat gospodarowania gazem ziemnym zaazotowanym. Na wielkość zużycia ogółem gazu ziemnego zaazotowanego składa się jego pozyskiwanie ze złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, a także uzysk w mieszalnicach gazu wysokometanowego. Gaz ziemny zaazotowany rozprowadzany jest przeznaczoną do tego siecią gazową.

W tabeli 3.7 przedstawiono dane dotyczące krajowego gospodarowania gazem ziemnym wysokometanowym. Dane te dotyczą pozyskania gazu ze źródeł krajowych, a więc produkcję tego surowca ze złóż gazu i ropy naftowej oraz metanu, w tym głównie metanu z pokładów węgla, ale także metanu wyprodukowanego w procesach metanizacji, jak również uzysk w odazotowniach gazu zaazotowanego, obroty międzynarodowe (eksport i import), a także krajowe zużycie.

Na rysunku 3.7 przedstawiono kształtowanie się zużycia gazu ziemnego wysokometanowego oraz gazu ziemnego zaazotowanego w Polsce w latach 1990–2020.

Zużycie gazu wysokometanowego w 1990 roku wynosiło 9,534 mld m<sup>3</sup>, natomiast w 2020 roku 18,367 mld m<sup>3</sup>. Tak więc, w minionym 30-leciu nastąpiło podwojenie wielkości zużycia tego nośnika energii. Najniższa wielkość zużycia około 7,6 mld m<sup>3</sup> notowana była w 1992 roku. Wyraźnie rosnąca wielkość zużycia przypada na okres lat 2014–2020, osiągając w 2020 roku rekordową wielkość 18,367 mld m<sup>3</sup> (tab. 3.7).

Zużycie gazu zaazotowanego w latach 1990–2020 było stosunkowo stabilne i mieściło się w przedziale 2,491–3,981 mld m<sup>3</sup>, przy najniższym poziomie zanotowanym w 1991 roku, a najwyższym – w 2012 roku. W latach 2013–2020 zużycie to utrzymywało się w przedziale 3,753–3,942 mld m<sup>3</sup>/r, a w 2020 roku wyniosło 3,768 mld m<sup>3</sup>.

Odmienne kształtuje się wielkość produkcji krajowej gazu w podziale na jego rodzaje, co obrazuje rysunek 3.8.

Tab. 3.6 (1)  
Gospodarka gazem ziemnym zaazolowanym w Polsce w latach 1990–2005 [mln m<sup>3</sup>]

Wyszczególnienie/ Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produkcja ze złóż gazu i ropy naftowej	2 622	2 491	2 519	2 821	2 638	2 831	2 802	2 848	2 751	2 712	2 920	3 090	3 247	3 259	3 333	3 510
Zmiana zapasów	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Zużycie	2 622	2 491	2 519	2 821	2 638	2 831	2 802	2 848	2 751	2 712	2 920	3 090	3 247	3 259	3 333	3 510
Uzysk w mieszalniach gazu wysokometanowego	208	bd	bd	99	81	107	154	134	184	245	197	188	109	76	57	61
Zużycie ogółem	2 830	2 491	2 519	2 920	2 719	2 938	2 956	2 982	2 935	2 957	3 117	3 278	3 356	3 335	3 390	3 571

Tab. 3.6 (2)  
Gospodarka gazem ziemnym zaazolowanym w Polsce w latach 2006–2020 [mln m<sup>3</sup>]

Wyszczególnienie/ Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produkcja ze złóż gazu i ropy naftowej	3 444	3 494	3 335	3 511	3 753	3 896	3 972	3 907	3 795	3 748	3 669	3 721	3 714	3 708	3 608
Zmiana zapasów	0	0	0	9	50	105	38	23	–4	–9	1	7	–9	10	–21
Zużycie	3 444	3 494	3 335	3 502	3 703	3 791	3 934	3 883	3 799	3 757	3 688	3 713	3 723	3 699	3 629
Uzysk w mieszalniach gazu wysokometanowego	48	67	73	67	67	61	53	59	65	71	85	99	97	131	139
Zużycie ogółem	3 492	3 561	3 408	3 569	3 770	3 852	3 987	3 942	3 864	3 828	3 753	3 812	3 820	3 830	3 768

Źródło: Bilans 1990–2021.

Tab. 3.7 (1)  
Gospodarka gazem ziemnym wysokometanowym w Polsce w latach 1990–2005 [mln m<sup>3</sup>]

Wyszczególnienie/Rok	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produkcja	1 245	1 641	1 500	2 128	1 997	1 972	1 952	1 988	2 100	2 045	2 036	2 085	2 016	2 075	2 297	2 232
ze złóż gazu i ropy naftowej	816	1 238	1 128	1 774	1 679	1 641	1 617	1 664	1 771	1 713	1 719	1 767	1 719	1 731	1 929	1 881
metan	414	386	123	357	319	85	372	338	356	435	475	395	478	552	495	526
Import	7 836	6 615	6 247	5 486	5 816	6 772	7 358	7 682	7 539	7 256	7 676	8 325	7 775	8 721	9 445	9 919
Eksport	1	1	3	16	24	30	40	38	39	39	39	39	40	-44	44	42
Zmiana zapasów	235	24	144	-252	-163	-18	-8	433	221	72	-46	345	161	177	196	214
Zużycie	8 845	8 231	7 600	7 850	7 952	8 732	9 278	9 199	9 379	9 190	9 719	10 026	9 590	10 929	11 502	11 895
Uzysk w odzotowaniach gazu zaazotowanego	689	bd	bd	710	688	783	722	737	709	711	791	826	910	993	1 033	1 031
Zużycie ogółem	9 534	8 231	7 600	8 560	8 640	9 515	10 000	9 936	10 088	9 901	10 510	10 852	10 500	11 922	12 535	12 926



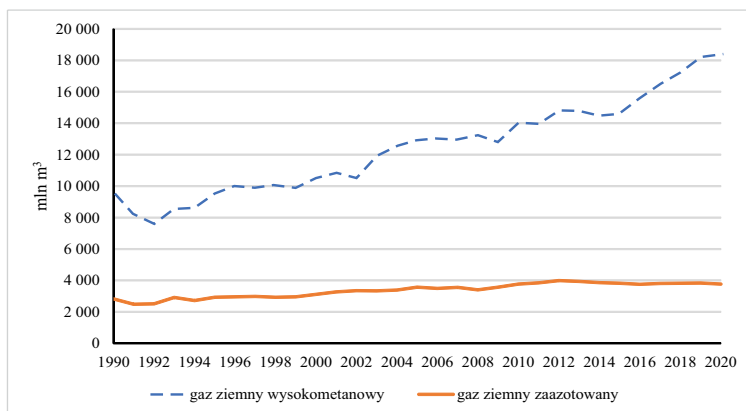
Tab. 3.7 (2)  
Gospodarka gazem ziemnym wysokometanowym w Polsce w latach 2006–2020 [mln m<sup>3</sup>]

Wyszczególnienie/Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produkcja	2 239	2 243	2 116	2 047	2 010	2 025	2 016	1 976	1 969	2 014	1 823	1 687	1 633	1 666	1 694
Z tego	1 813	1 729	1 669	1 634	1 632	1 631	1 678	1 475	1 474	1 404	1 288	1 212	1 268	1 326	1 865
ze złóż gazu															
i ropy naftowej															
metan	554	355	-281	267	275	368	394	506	548	419	399	421	398	368	458
Import	10 354	9 598	10 619	9 436	10 325	11 177	11 611	11 836	11 204	11 491	13 916	14 917	14 947	16 750	16 510
Eksport	44	42	37	39	44	28	3	89	72	53	840	1 166	651	665	1 323
Zmiana zapasów	476	-272	315	-308	-330	689	269	314	-36	-160	421	83	-164	641	-447
Zużycie	12 073	12 071	12 383	11 752	12 621	12 485	13 355	13 409	13 137	13 611	14 479	15 354	16 094	17 110	17 329
Uzysk w odzotowaniach gazu zaazotowanego	956	917	886	1 018	1 386	1 484	1 464	1 364	1 347	997	1 139	1 136	1 115	1 060	1 038
Zużycie ogółem	13 029	12 988	13 269	12 770	14 007	13 969	14 819	14 773	14 484	14 608	15 617	16 491	17 209	18 170	18 367

Źródło: Bilans 1990–2021.

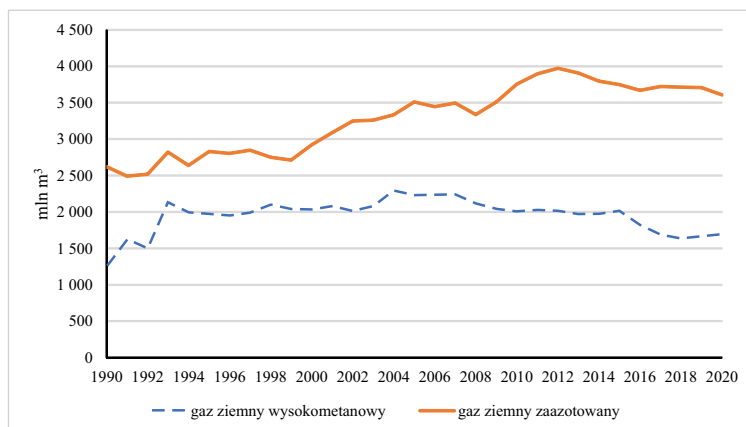
Rys. 3.7

Zużycie gazu ziemnego wysokometanowego oraz gazu ziemnego zaazotowanego w Polsce w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (Bilans 1990–2021)



Rys. 3.8

Produkcja krajowa gazu ziemnego wysokometanowego oraz gazu ziemnego zaazotowanego w Polsce w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (GLIS 1990–2021)

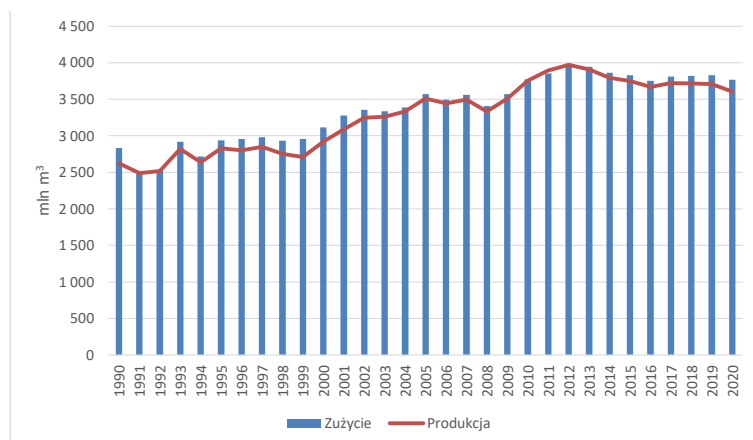


Produkcja gazu zaazotowanego była wyższa od produkcji gazu wysokometanowego. Jej poziom wahał się od około 2,4 mld m<sup>3</sup> w 1991 r. do niemal 4,0 mld m<sup>3</sup> w 2012 roku, z późniejszą stabilizacją na poziomie około 3,7 mld m<sup>3</sup>/r. Wielkość krajowej produkcji gazu wysokometanowego osiągnęła najwyższy poziom w 2004 roku (niemal 2,3 mld m<sup>3</sup>) z tendencją spadkową, w 2020 r. wynosząc niespełna 1,6 mld m<sup>3</sup>.

Na rysunku 3.9 przedstawiono dostępny wolumen produkcji gazu ziemnego zaazotowanego na tle wielkości jego krajowego zużycia. Gaz zaazotowany jest w całości zagospodarowywany w kraju, a ewentualne braki w zaopatrzeniu są uzupełniane poprzez uzdatnianie gazu wysokometanowego do wymaganych parametrów sieci.

Rys. 3.9

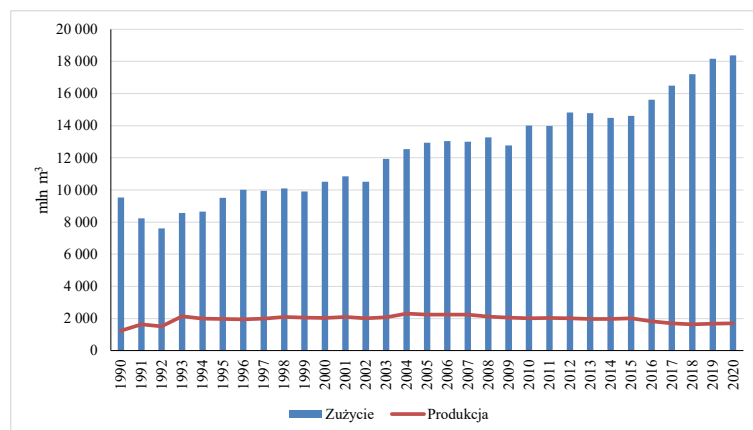
Zużycie i produkcja gazu ziemnego zaazotowanego w Polsce w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (GUS 1990–2021)



Porównanie zużycia gazu wysokometanowego z krajową produkcją tego surowca (rys. 3.10) wskazuje, że Polska jest wysoce zależna od importu. W 2020 roku zużycie krajowe ogółem tego gazu wyniosło 18,367 mld m<sup>3</sup>. Dla pokrycia tego zapotrzebowania niezbędny był import w wysokości 16,510 mld m<sup>3</sup>. Pokrycie zapotrzebowania ze źródeł krajowych stanowiło więc tylko 10,1%, i to pomimo uzyskania ponad 1 mld m<sup>3</sup> gazu dzięki procesowi odazotowania gazu zaazotowanego.

Rys. 3.10

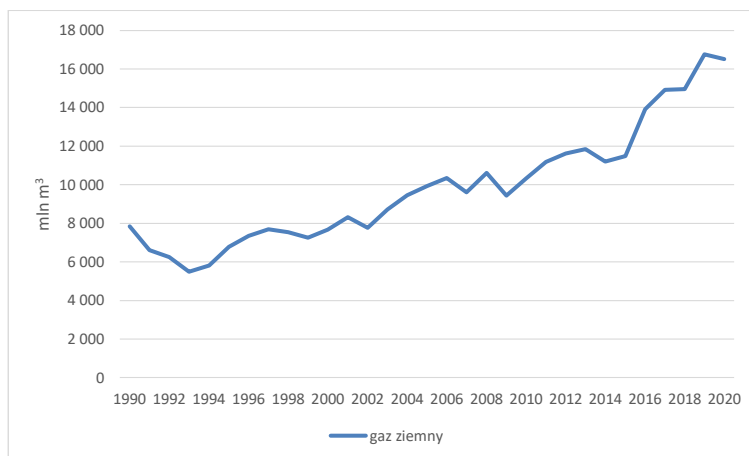
Zużycie i produkcja gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce w latach 1990–2020 [mln m<sup>3</sup>] (GUS 1990–2021)



Rozwój importu gazu ziemnego do Polski przedstawiono na rysunku 3.11, a w tabeli 3.8 przedstawiono zestawienie kierunków importu gazu ziemnego do Polski w latach 1990–2020. Na przestrzeni lat 1990–2020 utrzymywał on tendencję wzrostową

z niewielkimi wahaniami, tylko w latach 1990–1993 miał tendencję spadkową, a w okresie tym głównym kierunkiem dostaw gazu był były ZSRR (import w 1990 roku – 7,8 mld m<sup>3</sup>). Lata 2010–2020 charakteryzowały się najwyższym poziomem importem mieszczącym się w przedziale 8,3–10,3 mld m<sup>3</sup>/r, pochodzącym z grupy klasyfikowanej jako „Rosja, Azerbejdżan, Kraje Azji Środkowej” (Kazachstan, Turkmenistan, Uzbekistan). W 2016 roku import ten wyniósł 10 309 mld m<sup>3</sup>, w 2020 r. – 9049 mld m<sup>3</sup>. Dość znaczne ilości gazu pochodziły z kierunku niemieckiego – w 2019 rok to 3,4 mld m<sup>3</sup>. W 2020 roku struktura import gazu ziemnego wysokometanowego (w łącznej ilości 16,5 mld m<sup>3</sup>) kształtowała się następująco (mld m<sup>3</sup>): Katar – 2,2; Niemcy – 3,4; Norwegia – 0,33; Rosja, Azerbejdżan, Kraje Azji Środkowej – 9,05; USA – 0,95; nieznanym kraj – 0,32, Nigeria oraz Trynidad i Tobago po 0,07, Ukraina – 0,09.

Rys. 3.11  
Import gazu ziemnego  
do Polski w latach 1990–  
–2020 [mln m<sup>3</sup>] (GUS  
1990–2021)



Tab. 3.8 (1)  
*Import gazu ziemnego do Polski w latach 1990–2005 [mln m<sup>3</sup>]*

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Eksporter	7 836	6 615	6 247	5 486	5 816	6 772	7 358	7 682	7 539	7 256	7 676	8 325	7 775	8 721	9 445	9 919
Import łączny																
W tym:																
b. Czechosłowacja	1	-														
Czechy			-	1	1	1	1	1	-	2	-	-	-	-	-	-
Katar			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niemcy			-	1	2	2	3	167	283	403	430	405	389	418	386	354
Nigeria			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norwegia			-	-	-	-	-	-	-	-	15	256	466	488	480	485
b. ZSRR	7 835	6 615														
Rosja			6 247	5 484	5 813	6 758	6 777	6 147	6 415	5 812	6 161	7 042	6 687	6 755	5 758	6 545
Kraje Azji Środkowej1			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	962	2 680	-
Rosja, Azerbejdżan, Kraje Azji Środkowej*																
Azerbejdżan			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kazachstan			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	894
Turkmenistan			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	214
Uzbekistan			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 425
Trynidad i Tobago			-	-	-	-	-	-	-	-	-	492	155	-	-	-
Ukraina			-	-	-	11	577	1 367	841	1 039	1 070	130	78	-	-	1
USA			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poza kontraktami PGNiG			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98	141	-
Nieznany Kraj			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tab. 3.8 (2)  
Import gazu ziemnego do Polski w latach 2006–2020 [mln m<sup>3</sup>]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	1990–2020
Eksporтер	10 354	9 598	10 619	9 436	10 325	11 177	11 611	11 836	11 204	11 491	13 916	14 917	14 947	16 750	16 510	305 159
Import łączny																
W tym:																
b. Czechosłowacja																1
Czechy	-	0	0	0	0	0	556	553	392	14	5	.	.	.	.	1 529
Katar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	964	1 492	2 220	2 219	2 207	9 102
Niemcy	510	817	1858	1 028	1 074	1 628	1 794	2 150	2 228	3 022	2 526	3 356	2 783	3 909	3 403	31 369
Nigeria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76	76
Norwegia	359	-	-	-	-	-	-	-	81	-	78	90	332	199	330	3 659
b. ZSRR																14 450
Rosja	7 134	6 497	7 378	7 740	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117 150
Kraje Azji Środkowej	-	-	-	663	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4 305
Rosja, Azerbejdżan, Kraje Azji Środkowej*					9 245	9 549	9 261	9 115	8 471	8 302	10 309	9 771	9 180	9 072	9 049	101 324
Azerbejdżan	-	-	-	-	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	0
Kazachstan	-	-	-	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	894
Turkmenistan	39	2 279	2 377	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	76	4 985
Uzbekistan	2 308	-	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	4 380
Trynidad i Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	92	92
Ukraina	4	5	5	5	6	-	-	-	-	-	-	90	82	908	953	7 171
USA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33	119	351	442	325	1 270
Poza kontraktami PGNiG																239
Nieznany Kraj	-	-	-	-	-	-	-	18	31	33	-	-	-	-	-	82

Źródło: GUS 1990–2021.

## 3.3. Transport i magazynowanie

### 3.3.1. Transport gazu

Warowny, Rychlicki  
2007

Transport gazu ziemnego to jeden z elementów gospodarowania gazem, który można klasyfikować w zależności od metody przesyłu zawartej w nim energii:

1. Poprzez przemiany fizyczne gazu: zmiana fazy gazowej na fazę ciekłą w technologii LNG (*Liquefied Natural Gas*), wykorzystanie zjawiska adsorpcji w technologii ANG (*Adsorbent Natural Gas*), sprężanie fazy gazowej w technologii PNP (*Pipeline Natural Gas*) i CNG (*Compressed Natural Gas*) magazynowany w zamkniętych zbiornikach lub zwojach rurek oraz w technologii NGH (*Natural Gas Hydrates*) w procesie tworzenia się hydratów.
2. Poprzez przemiany chemiczne w technologii GTL (*Gas To Liquid*) (z gazu ziemnego otrzymuje się ciekłe węglowodory), np. w produkcji metanolu.
3. Poprzez konwersję energii chemicznej gazu ziemnego na inny rodzaj energii (np. produkcja energii elektrycznej w turbinach gazowych).

Z miejsca wydobywania gaz najczęściej przesyłany jest rurociągami w stanie gazowym lub transportem morskim w formie skroplonej. Gaz przesyłany jest pod wysokim ciśnieniem od 1,6 do 10,0 MPa. Przesył gazu odbywa się również, chociaż znacznie rzadziej, przy ciśnieniach od 0,5 do 1,6 MPa.

Rozporządzenie 2013

#### Transport gazu gazociągami

W 1891 roku w Stanach Zjednoczonych został wybudowany pierwszy na świecie gazociąg przesyłowy o długości około 190 km i średnicy 200 mm, łączący stan Indiana z Chicago. Obecnie najdłuższy gazociąg łączący Saman-Depe w Turkmenistanie z Szanghajem i Kantonem w Chinach ma całkowitą długość około 8700 km, średnicę 1067 mm, a jego zdolność przesyłowa to około 40 mld m<sup>3</sup>/rok.

Wśród gazociągów podmorskich dwa o największym zasięgu to gazociąg Nord Stream (zwany inaczej North Transgas, North

Kosowicz 2019

European Gas Pipeline), oraz gazociąg Langeled (inaczej BritPipe). Gazociąg Nord Stream uruchomiony został w listopadzie 2011 roku. Jego całkowita długości to 1222 km (z czego 1189 km znajduje się pod wodą), a średnica 1220 mm. Łączy on rosyjskie miasto Wyborg z niemieckim Lubminem (Greifswald). Obecnie transportuje on surowiec z basenu zachodniosyberyjskiego do krajów Europy Zachodniej (Niemcy, Francja, Wielka Brytania, Dania itd.). Gazociąg Nord Stream jest w stanie przesłać rocznie 55 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Gasco 2021

Gazociąg Langeled rozciąga się pomiędzy Nyhamna w Norwegii poprzez platformę wydobywczą Sleipner Riser na Morzu Północnym do Easington w Wielkiej Brytanii. Do użytku został oddany w 2007 roku, jego długość to 1166 km, średnica na odcinku północnym 1067 mm, a na odcinku południowym 1118 mm, natomiast jego maksymalne ciśnienie robocze to 250 bar. Zapewnia on dostawy ze złoża Ormen Lange do Wielkiej Brytanii, a dzięki łącznikowi (Gassled) z platformy Sleipner do Europy kontynentalnej, w sumie około 25,5 mld m<sup>3</sup>/rok.

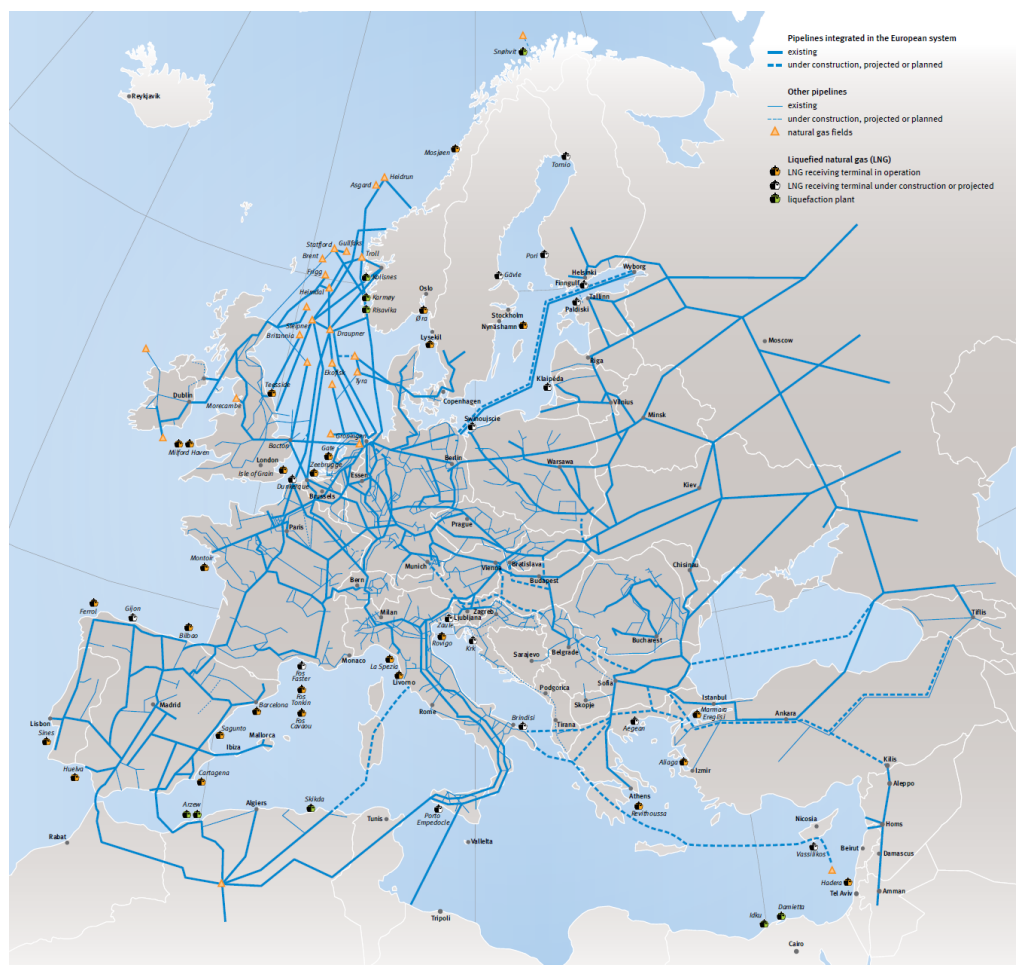
Najistotniejszą rolę w Europie odgrywają dwa układy gazociągów – system gazociągów w basenie Morza Północnego oraz system przesyłowy gazociągów z północno-zachodniej Syberii do Europy Zachodniej (rys. 3.12). Gazociągi w basenie Morza Północnego umożliwiają przesył gazu ziemnego z platform wiertniczych, jak również ze środkowej Norwegii do krajów Europy Zachodniej. Gazociągi z północno-zachodniej Syberii do Europy Zachodniej są siecią przebiegająca przez Rosję, Białoruś, Ukrainę, Polskę, Słowację, Czechy oraz przez Morze Bałtyckie.

Kosowicz 2019

Obecnie największym zagrożeniem energetycznym, który mocno wpływa na politykę krajów europejskich i ma znaczny wpływ na destabilizację UE, jest gazociąg Nord Stream II. Gazociąg stanowi drugą nitkę gazociągu Nord Stream łączącego Rosję i Niemcy. Oddanie gazociągu Nord Stream II do użytku planowane było na koniec 2019 roku. Wskutek perturbacji geopolitycznych i sytuacji pandemicznej na świecie gazociąg ten nie został do tej pory oddany do użytku. Aby przez ten gazociąg przepłynęło 55 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, konieczna jest budowa odnogi w Niemczech – gazociągu EUGAL, który umożliwi przesyłanie 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do Niemiec i 21 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do Czech.



### 3.3. Transport i magazynowanie



Rys. 3.12  
*Europejski system gazociągów (Eurogas 2014; Wilczyński 2015)*

Budowa gazociągów Nord Stream I oraz Nord Stream II, pozornie korzystna dla UE, ponieważ zabezpiecza dostawy taniego rosyjskiego gazu, w rzeczywistości pogłębia uzależnienie UE od jednego dostawcy, ponadto poważnie polaryzuje państwa członkowskie, które zupełnie odmiennie widzą kwestie bezpieczeństwa energetycznego i rosyjskiego gazu, a ponadto zwiększa obecność rosyjskiego monopolisty na gazowym rynku Unii Europejskiej. Takie rozwiązanie pozwoli Rosji na całkowite uniezależnienie się od lądowej infrastruktury przesyłowej i tym samym ograniczać dostawy gazociągami biegnącymi

Tomaszewski 2017

przez Ukrainę, a więc używać gazu jako narzędzia nacisku ekonomicznego wobec całej Europy Środkowo-Wschodniej.

Polska, dotychczas mocno uzależniona od importu gazu z Rosji, zamierza się odciąć od tej zależności poprzez budowę interkonektorów (połączeń pomiędzy systemami przesyłowymi gazu) z krajami sąsiadującymi. Rozwiązanie takie pozwala Polsce zabezpieczyć się na wypadek powtórzenia kryzysu gazowego. Polska powinna zwiększyć dywersyfikację swoich źródeł gazu poprzez jego import z trzech źródeł:

- z Terminalu LNG w Świnoujściu,
- z terminalu FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*),
- z gazociągu Baltic Pipe.

Polska rozbudowała infrastrukturę energetyczną do tego stopnia, że jest w stanie zróżnicować źródła dostaw gazu ziemnego w zakresie ponad połowy importowanej ilości. Strategiczne znaczenie ma terminal LNG w Świnoujściu, który zapewnia dywersyfikację kierunków oraz źródeł dostaw skroplonego gazu. Jego przepustowość 5 mld m<sup>3</sup>/r może zostać powiększona, a to zwiększa jego znaczenie nie tylko dla Polski, ale również innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, państw bałtyckich oraz Ukrainy. Wydaje się, że w perspektywie 2025 r., przy wykorzystaniu dostępnego potencjału, Polska może zwiększyć samowystarczalność energetyczną do poziomu 6–8 mld m<sup>3</sup>/r gazu ziemnego. Niezwykle istotne są inwestycje w modernizację infrastruktury przesyłowej, gdyż ponad 54% tej infrastruktury ma więcej niż 30 lat, zaś średniorocznie zdarzają się 34 awarie gazociągów. Należy przy tym zauważyć, że do 2023 roku trzej globalni gracze: Australia, Stany Zjednoczone i Katar będą zapewniać 60% światowych dostaw LNG. Stany Zjednoczone, osiągając zdolność skraplania 101 mld m<sup>3</sup> rocznie, staną się drugim po Katarze największym eksporterem LNG (105 mld m<sup>3</sup>/rok).

Ruszel 2017

Janusz, Kaliski 2018

Kolejnym punktem jest zamiar budowy przez Gaz-System terminala FSRU, którego zadaniem byłoby magazynowanie i re-gazyfikacja gazu ziemnego. Pływająca Jednostka Magazynowo-Regazyfikacyjna (FSRU) zlokalizowana na wodach Zatoki Gdańskiej ma umożliwić import od 4,1 do 8,2 mld m<sup>3</sup> skroplonego gazu ziemnego rocznie. Oprócz wprowadzenia do lądowej sieci przesyłowej (usługa podstawowa), surowiec będzie również ładowany na mniejsze jednostki i bunkrowany na potrzeby

Miętkiewicz 2019  
Kiewlicz 2021  
Koryl 2019

statków morskich zasilanych LNG. Ważną cechą projektu jest podłączenie terminala FSRU do Krajowego Systemu Gazowniczego. Rozwiązanie to będzie oparte na podmorskim gazociągu posadowionym na dnie Zatoki Gdańskiej (Trójmiejski Pierścień Gazowy), łączącym terminal Lotos sp. z o.o. z punktem odbioru (Gdańsk) oraz zbiornikami Kosakowo. Oddanie inwestycji do użytkowania jest planowane w perspektywie 2026/2027 roku. Według wcześniejszych zapowiedzi miał on rozpocząć działalność operacyjną w pierwszej połowie 2021 r. i miał możliwości wprowadzenia do systemu krajowego od 4,1 do 8,2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

Tomaszewski 2017  
Koryl 2019

Projekt Baltic Pipe jest strategicznym projektem infrastrukturalnym mającym na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na europejskim rynku. Umożliwi on przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Korytarz Północ-Południe połączy terminal LNG w Świnoujściu oraz Gazociąg Baltic Pipe, przez południową Polskę, Republikę Czeską, Słowację i Węgry z proponowanym terminalem Adria LNG w Chorwacji. Korytarz ten składałby się z wielu dwustronnych międzysystemowych połączeń gazowych oraz krajowych gazociągów, które już istnieją lub są na różnych etapach funkcjonowania. Potencjalne korzyści tego przedsięwzięcia to: zwiększenie integracji regionalnych rynków gazu, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw, umożliwienie dostępu do nowych źródeł dostaw (LNG, Norwegia) dla Europy Wschodniej, koordynacja regionalnych projektów infrastrukturalnych, harmonizacja zasad obowiązujących na rynku, umożliwienie wdrożenia regionalnych procedur prewencyjnych i awaryjnych w przypadku sytuacji kryzysowych. Projekt budowy Baltic Pipe został uznany za strategiczny przez Komisję Europejską, co jest wsparciem dla budowy gazociągu ze względu na możliwość korzystania z pewnych udogodnień jak przyśpieszone procedury wydawania pozwoleń czy możliwość otrzymania wsparcia finansowego.

Początkowo budowa i rozmieszczenie sieci przesyłowej gazu w Polsce zależały od miejsca wydobycia, kierunku dostaw importowanego gazu oraz lokalizacji największych odbiorców, jakimi są zakłady przemysłowe. Na początku XX wieku gaz dostarczany był z terenów podkarpackich do przedsiębiorstw

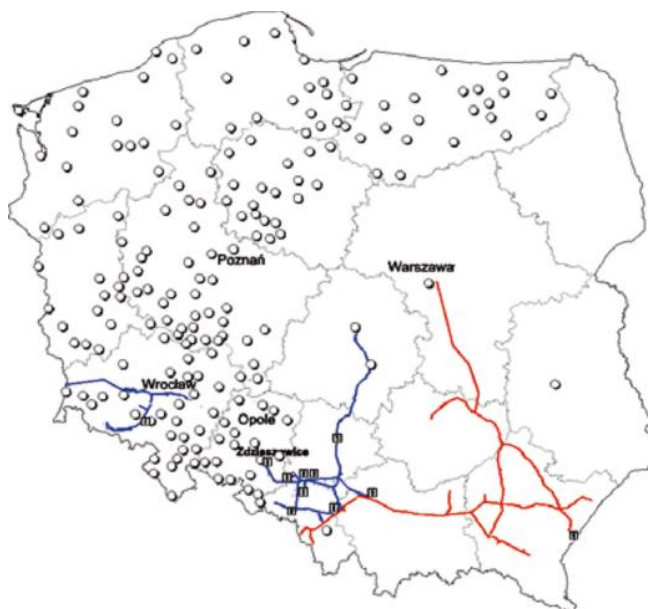
na terenie Centralnego Okręgu Przemysłowego, natomiast pod koniec ubiegłego wieku główne kierunki przesyłu określone były przez dostawy ze wschodu oraz usytuowanie największych odbiorców tego surowca.

Nadzór nad gazociągami przesyłowymi w Polsce od kwietnia 2004 r. sprawuje PGNiG – Przesył sp. z o.o., przedsiębiorstwo to po około roku działalności (2005 rok) zmieniło swoją nazwę na Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM sp. z o.o., a 18 września 2006 roku dokonało przekształcenia ze spółki z ograniczoną odpowiedzialnością w spółkę akcyjną, do czego zobowiązuje art. 9k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne. Kluczowym zadaniem spółki GAZ-SYSTEM SA jest transport paliw gazowych siecią przesyłową na terenie całego kraju w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego.

Ustawa 1997

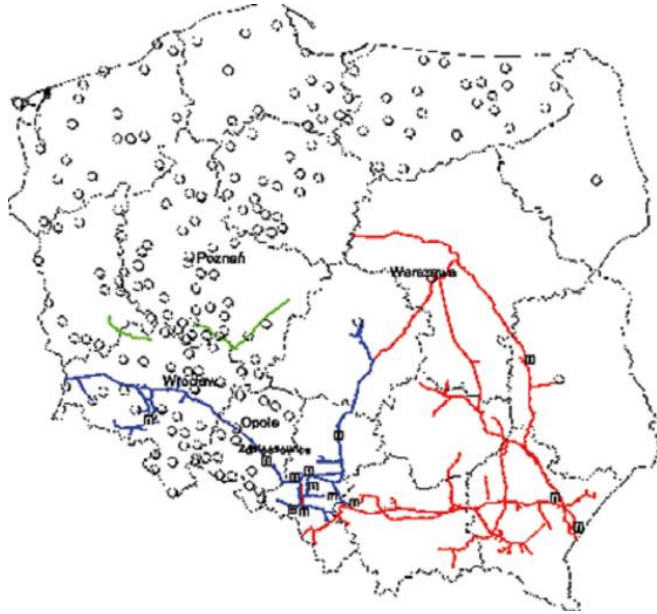
Poniżej przedstawiono mapy gazowniczego systemu przesyłowego w latach: 1960 (rys. 3.13), 1970 (rys. 3.14), 1980 (rys. 3.15), 2010 (rys. 3.16) oraz obecnie istniejący (w 2020 r.) system gazowniczy (rys. 3.17). Widać znaczący rozwój sieci przesyłowej

Rys. 3.13  
Sieć przesyłowa w Polsce – 1960 rok; oznaczenia: czerwony – gaz wysokometanowy, niebieski – gaz koksowniczy, ○ – lokalne systemy gazownicze (Łapa 2011)



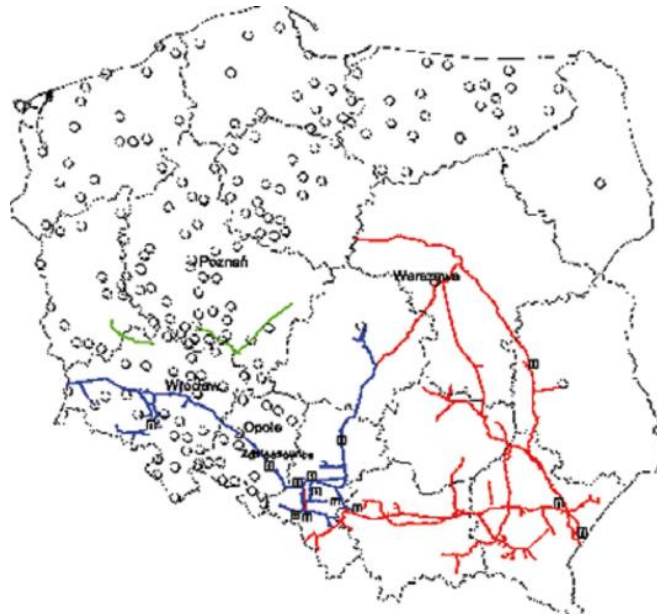
Rys. 3.14

Sieć przesyłowa w Polsce – 1970 rok; oznaczenia: czerwony – gaz wysokometanowy, niebieski – gaz koksowniczy, zielony – gaz zaazotowany, ○ – lokalne systemy gazownicze (Łapa 2011)



Rys. 3.15

Sieć przesyłowa w Polsce – 1980 rok; oznaczenia: czerwony – gaz wysokometanowy, niebieski – gaz koksowniczy, zielony – gaz zaazotowany, ○ – lokalne systemy gazownicze (Łapa 2011)



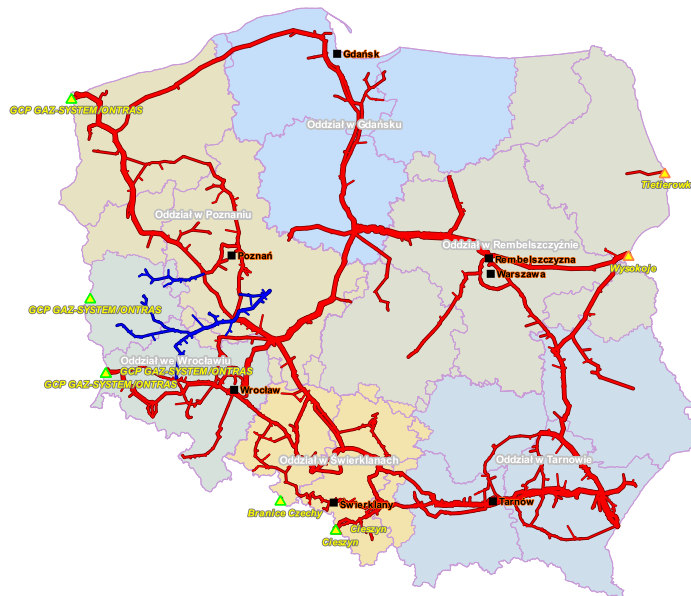
Rys. 3.16

Sieć przesyłowa w Polsce – 2010 rok; oznaczenia: czerwony – gaz wysokometanowy, niebieski – gaz zaazotowany (Łapa 2011)



Rys. 3.17

Sieć przesyłowa w Polsce – 2020 rok; oznaczenia: czerwony – gaz wysokometanowy, niebieski – gaz zaazotowany (SWI GS 2021)



w Polsce, a także odejście od użytkowania systemu gazowniczego w południowo-zachodniej Polsce na rzecz gazu zaazotowanego.

Dyrektywa 2009

Wyodrębnienie działalności związanej z przesyłem gazu wymuszone zostało przez przyjętą przez Radę Europy i Parlament Europejski w 2003 roku dyrektywę gazową. Dyrektywa nakazała oddzielenie przesyłu gazu od obrotu oraz umożliwienie równego dostępu do układu przesyłowego innym firmom, tzw. zasada TPA (*Third Party Access*).

Molenda 1996;  
Mokhatab i in. 2013

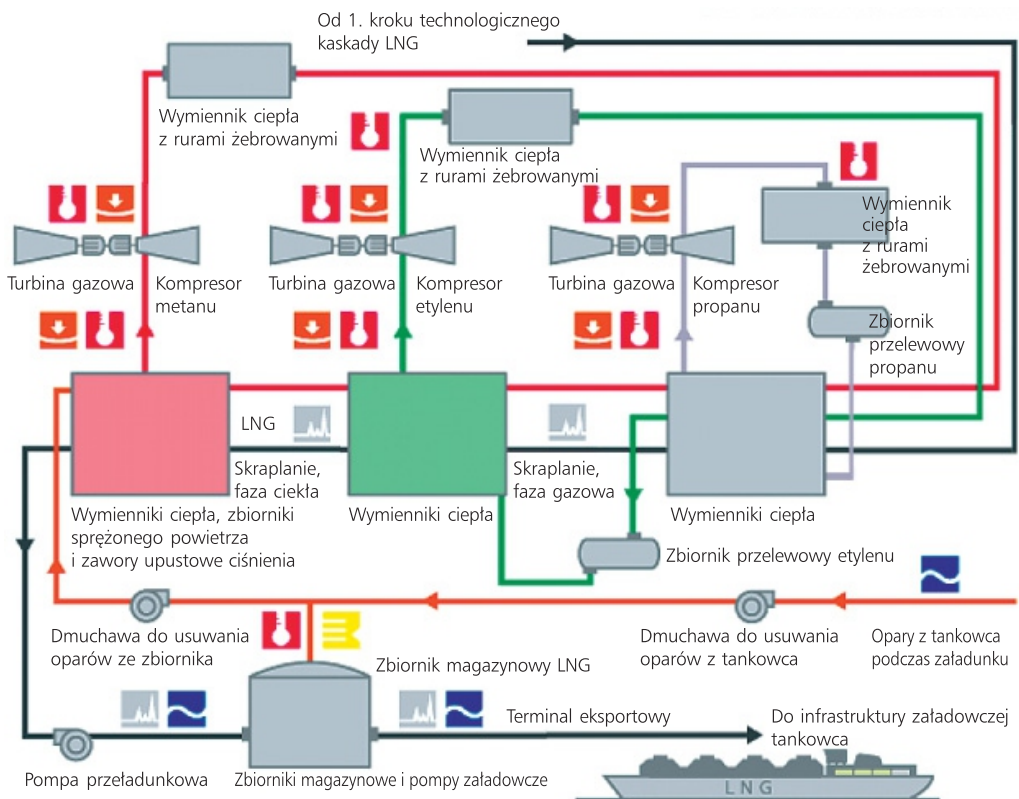
### **Transport gazu w formie skroplonej (LNG)**

Jedną z alternatyw dla przesyłu lotnego gazu ziemnego jest jego dostarczenie w postaci skroplonej. Obecnie stosowane są trzy podstawowe technologie skraplania gazu ziemnego:

- Klasyczny cykl kaskadowy, metoda polegająca na ochładzaniu gazu w trzech cyklach chłodniczych, w których czynnikami chłodzącymi są propan (temperatura wrzenia 42,1°C), etan (temperatura wrzenia -88,0°C) i metan (temperatura wrzenia -161,5°C). W cyklu tym gaz pod ciśnieniem około 35 bar przepływa przez instalację i jest ochładzany w trzech cyklach chłodniczych. Propan z pierwszego cyklu wykorzystywany jest do skroplenia etanu, który kolejno używany jest do skroplenia metanu. Tym samym we wstępnej fazie równocześnie następuje ochładzanie gazu ziemnego, skraplanie etanu i odparowanie propanu. W kolejnej fazie gaz jest nadal chłodzony z równoczesnym skraplaniem metanu i odparowaniem etanu. Końcowy etap to chłodzenie gazu ziemnego i odparowywanie metanu.
- Autooziębający cykl kaskadowy, zwany też cyklem kaskadowym z mieszanym czynnikiem chłodzącym, gdzie czynnikiem chłodzącym jest niewielki strumień węglowodorów wydzielony ze skraplanego gazu (tylko jeden czynnik chłodzący). W metodzie tej potrzebna jest tylko jedna sprężarka. Wymiennik ciepła jest podzielony na trzy sekcje, a czynnik chłodzący przepływa przez nie po kolei. Pomiędzy sekcjami odbierany jest skroplony gaz, a pozostałą część kieruje się do kolejnego etapu schładzania.
- Cykl rozprężania z zastosowaniem turboekspandera (rozprężarki), w którym rozpręża się 85% gazu, co powoduje obniżenie jego temperatury do około -90°C. Gaz ten używany jest następnie do skroplenia pozostałych 15% w wy-

mienniku ciepła, lecz faktycznemu skropleniu ulega tylko 10% gazu kierowanego do instalacji.

Na rysunku 3.18 przedstawiono schemat klasycznego cyklu kaskadowego skraplania gazu. Metoda ta w stosunku do pozostałych metod jest energooszczędna, ponieważ do skroplenienia 1 m<sup>3</sup> gazu ziemnego zużywa się około 0,5 kWh. Autooziębiający cykl kaskadowy jest metodą bardziej energochłonną, jednak do jej przeprowadzenia nie potrzeba wielu instalacji, jak to jest w przypadku klasycznego cyklu. Natomiast cykl rozprężania z zastosowaniem turboekspandera, ze względu na niską sprawność oraz znaczne zużycie energii, stosowany jest zazwyczaj w niewielkich instalacjach, uruchamianych w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania na gaz. Zaletą tej metody jest jej prostota i niskie nakłady inwestycyjne.



Rys. 3.18  
Klasyczny cykl kaskadowy skraplania gazu ziemnego (Bochen red. 2014)

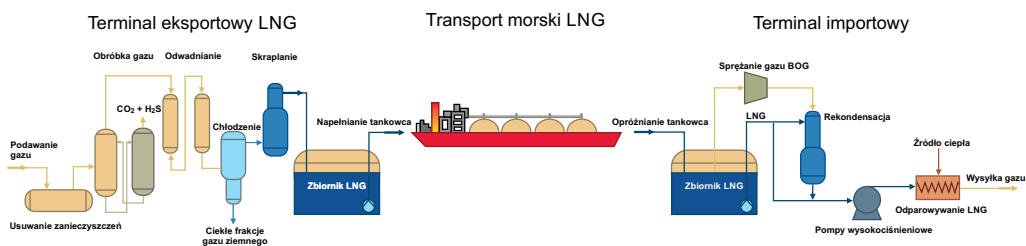


Rosłonek 2016

Skraplanie gazu ziemnego wiąże się z bardzo dokładnym jego oczyszczeniem z dwutlenku węgla, azotu, propanu, butanu, wilgoci, helu itp. Jest to bardzo czyste paliwo o liczbie oktawowej 130, które po zmianie do postaci gazowej zawiera bardzo niewielką ilość zanieczyszczeń, przy czym gaz właściwie całkowicie pozbawiony jest wilgoci, jest bezbarwny i bezwonny, bez właściwości toksycznych i korozyjnych.

Merkisz, Pielecha 2006

Po zakończeniu procesu skroplenia ciekły gaz kierowany jest do zbiorników magazynowych, z których napełnia się statki do transportu LNG tzw. metanowce/gazowce (rys. 3.19). Koszty budowy metanowca są dwukrotnie wyższe od tankowca do przewozu ropy naftowej. Jest to związane z budową statku umożliwiającą zachowanie niskiej temperatury gazu oraz z jego gęstością wynoszącą mniej niż  $0,5 \text{ g/cm}^3$ , przy gęstości ropy naftowej równej około  $0,85 \text{ g/cm}^3$ . Załadunek obciążony jest ryzykiem wystąpienia wybuchu mieszaniny metanu z powietrzem, dlatego też przestrzegane są specjalne procedury. Zbiorniki metanowca muszą być początkowo wypełnione dwutlenkiem węgla lub azotem, następnie stopniowo napełniane gazowym metanem. Po obniżeniu temperatury do zbiorników wpompowany jest gaz do około 98–99% ich pojemności. Pozostawienie wolnej przestrzeni w zbiorniku jest istotne ze względu na możliwość podwyższenia temperatury, przy której gaz się rozpręża, w związku z czym zwiększa swoją objętość.



Rys. 3.19

Łańcuch dostaw gazu LNG (Bochen red. 2014)

Łaciak 2011

Ze względu na rodzaj zamontowanych zbiorników, wyróżniamy pięć typów statków do transportu LNG:

- Metanowce typu Moss, czyli 5–6 zbiorników kulistych wspartych na ramie umożliwiającej ich swobodne rozszerzanie i kurczenie się. Zewnętrzna izolacja utrzymywana

jest w atmosferze azotu z równoczesną kontrolą obecności metanu.

- Metanowce typu TGZ Mark III wyposażone w zbiorniki membranowe. Od wewnątrz zbiornika znajduje się ściana właściwa, zmieniająca wymiary w wyniku oddziaływań termicznych, na niej natomiast umieszczone są warstwy – izolacyjna oraz osłonowa, pomiędzy którymi utrzymywany jest azot; chroni je druga warstwa izolacyjna i kadłub statku.
- Metanowce typu GT96 ze ścianami zbiorników zbudowanymi z dwóch cienkich warstw inwaru, stopu żelaza, który praktycznie nie rozszerza się pod wpływem zmiany temperatury. Izolacja wykonana jest w postaci warstw wypełnionych perlitem i obmywanych azotem.
- Metanowce typu CS1 stanowiące połączenie metanowców typu TGZ Mark III oraz GT96, jednakże podstawowa ściana zbiornika zbudowana jest z inwaru, a izolację stanowią warstwy pianki poliuretanowej.
- Metanowce typu IHI składające się z pryzmatycznych zbiorników samonośnych, są one rzadko spotykane.

Warto zauważyć, że dla każdego transportu LNG podejmowane są specjalne środki ostrożności uzależnione głównie od przepisów panujących w danym kraju, z zachowaniem wyznaczonej strefy bezpieczeństwa wokół statku. Na czas przejścia statku zatrzymywany jest ruch na mostach, monitorowana jest też trasa przepływu statku poprzez system GPS oraz stosowany jest również nadzór patroli morskich i powietrznych.

Transport gazu w postaci LNG najczęściej jest stosowany wtedy, gdy budowa gazociągu jest bezzasadna, najczęściej nieopłacalna finansowo lub też niemożliwa (z różnych przyczyn). Ze względu na właściwości fizykochemiczne gazu ziemnego w postaci skroplonej, który zajmuje około 600 razy mniejszą objętość niż w postaci gazowej, taka forma transportu gazu może być ekonomicznie uzasadniona. Gaz w postaci skroplonej może być też transportowany drogą lądową z zastosowaniem samochodów – cystern.

Przetransportowany gaz w postaci skroplonej poddawany jest regazyfikacji, czyli procesowi odparowania gazu z postaci ciekłej do gazowej. Do przeprowadzenia procesu regazyfikacji najbardziej popularna jest instalacja *Submerged Combustion Vaporizers* (SCV) oraz *Open Rack Vaporizers* (ORV). W pierwszym

Bralewski, Wolanin  
2019;  
Chłopińska i in. 2021

Autzen, Chłopińska 2018

Łaciak i in. 2012

Simla 2016

przypadku do odparowania LNG używana jest podgrzana gazami spalinowymi woda, która oddaje ciepło zanurzonemu w niej rurom z LNG, natomiast ORV to wymienniki ciepła ogrzewane wodą morską, pod warunkiem, że ma ona co najmniej  $+5^{\circ}\text{C}$ . Zasada działania instalacji *Open Rack Vaporizers* polega na tym, że temperatura wody opuszczającej wymiennik ciepła jest niższa o około  $10^{\circ}\text{C}$  od wody zasilającej. Budowa wymiennika jest podobna do kaloryfera płytowego, omywanego z zewnątrz przez spływającą z górnego zbiornika wodę morską. Od dołu doprowadzany jest gaz w postaci skroplonej, a u góry odbierany lotny gaz ziemny.

Simla 2016

Do procesu odparowania gazu z postaci ciekłej do gazowej używane są także:

- Instalacja typu *Shell and Tube Vaporizers* (STV), która wykorzystuje ciepło pobrane z układów wydechowych turbin gazowych. Ciepło pobierane jest przez medium pośrednie, znajdujące się wewnątrz osłony i pomiędzy rurkami z LNG.
- Instalacja typu *Ambient Air Vaporizers* (AAV), gdzie ciepło pozyskiwane jest z powietrza. Wymienniki ciepła mają postać wysokich kolumn z rozbudowaną powierzchnią ogrzewaną przez powietrze. Wymuszony jest tu przepływ powietrza z góry do dołu.
- Instalacja typu *Ambient Air Vaporizers – Heat Transfer Fluid* (AAV-HTF); urządzenia stanowią połączenie wymienników STV oraz AAV, przy czym gazy spalinowe z turbiny gazowej zastępowane są gorącym powietrzem.
- Instalacja *Intermediate Fluid Vaporizers* (IFV), gdzie czynnik pośredniczący w wymianie ciepła krąży w obiegu zamkniętym, a ciepło potrzebne do regazyfikacji może pochodzić z otoczenia lub z innego procesu przemysłowego.

### Terminale gazowe

Bochen red. 2014  
Biały i in. 2018

Pod koniec 2005 r. na całym świecie funkcjonowało około 50 terminali importowych (regazyfikujących) LNG, natomiast obecnie terminali takich jest już co najmniej 90. W Europie mamy 27 terminali regazyfikujących LNG (stan na 2018 r.), liderem jest Hiszpania z liczbą 7 terminali (tab. 3.9), która sprowadza gaz w postaci LNG z 11 krajów (rys. 3.20).

Największym regazyfikacyjnym światowym terminalem LNG jest Sabine Pass w Cameron Parish w USA. Zbiorniki mieszczą

Zeebrugge 2021

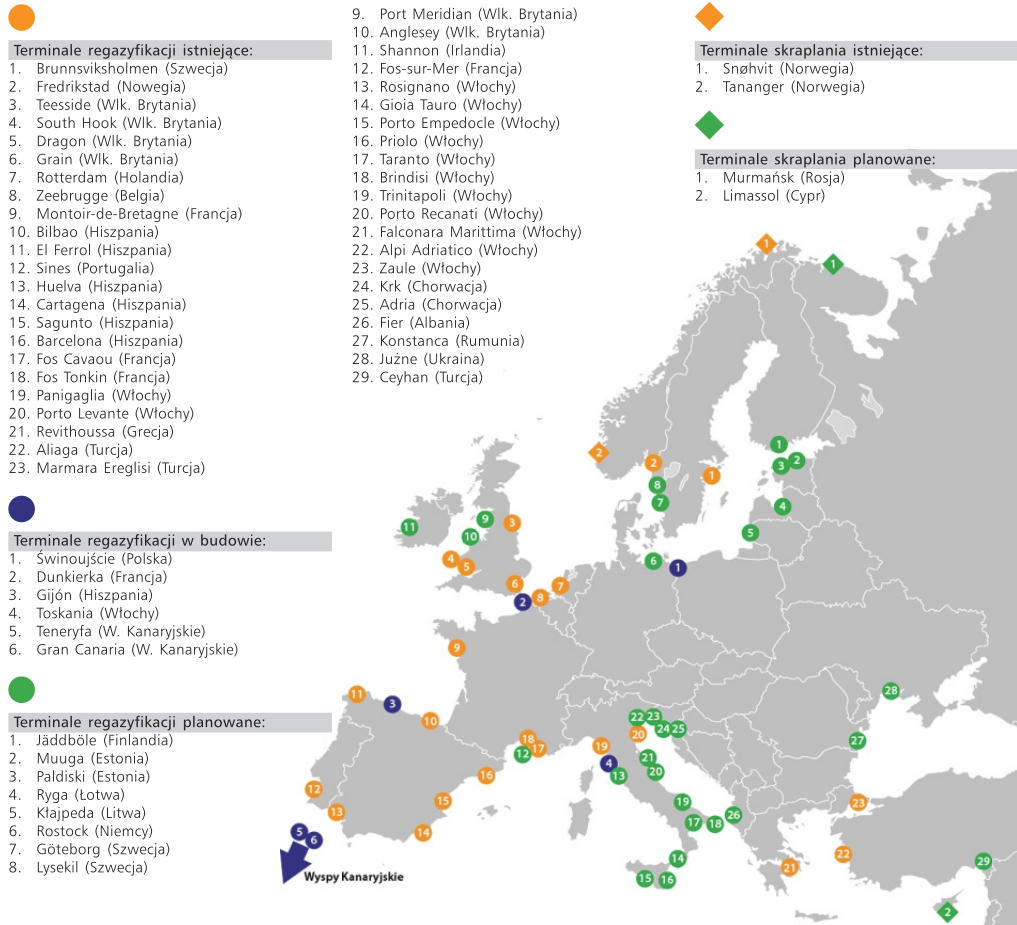
476 mln m<sup>3</sup>. W Europie, terminal Zeebrugge w Belgii posiada cztery zbiorniki, które są w stanie pomieścić 380 mln m<sup>3</sup> skroplonego gazu ziemnego. Pod względem rocznej zdolności przeładunkowej największy jest terminal na Wyspie Grain

Tab. 3.9  
Charakterystyka terminali do regazyfikacji LNG w Unii Europejskiej

Państwo	Miejscowość	Liczba zbiorników	Całkowita zdolność magazynowa LNG [m <sup>3</sup> ]	Nominalna zdolność regazyfikacyjna [mld m <sup>3</sup> /rok]	Oddanie do użytku
Belgia	Zeebrugge	4	380 000	9	1987
Finlandia	Pori		30 000	0,1	2016
Francja	Fos-Cavaou	3	330 000	8,3	2009/2010
	Fos Tonkin	3	80 000	3	1972
	Montoir de Bertagne	3	360 000	10	1980
	Dunkerque	3	570 000	13	2016
Grecja	Revithoussa	2	130 000	5	2000
Włochy	OLT Toscana – FSRU Toscana	4	137 500	3,8	2013
	Panigaglia		50 000	3,3	1971
	Rovigo	2	250 000	8	2009
Litwa	Klaipeda	4	170 000	4	2014
Holandia	Rotterdam	3	540 000	12	2011
Polska	Świnoujście	2	320 000	5	2016
Portugalia	Sines	3	390 000	7,6	2004
Hiszpania	Barcelona	6	760 000	17,1	1969
	Bilbao	3	450 000	8,8	2003
	Cartagena	5	587 000	11,8	1989
	El Musel (nieczynny)	2	300 000	7,1	2013
	Huelva	5	619 500	11,8	1988
	Mugaros	2	300 000	3,6	2007
	Sagunto	4	600 000	8,8	2006
Szwecja	Lysekil		30 000	0,3	2014
	Nysahamn LNG		20 000	0,3	2011
Wielka Brytania	Dragon	2	320 000	7,6	2009
	Isle of Grain	8	1 000 000	19,5	2005
	South Hook LNG	5	775 000	21	2009
	Teesside GasPort	–	138 000	4,2	2007

Źródło: Biały i in. 2018.

### 3.3. Transport i magazynowanie



Rys. 3.20

Terminale gazu LNG w Europie (Bochen red. 2014)

w Wielkiej Brytanii (19,5 mld m<sup>3</sup>/r), wyposażony w dwa stanowiska cumownicze oraz osiem zbiorników gazu LNG, których objętość wynosi 1,0 mln m<sup>3</sup>.

Bochen red. 2014

Bochen red. 2014

Największe na świecie instalacje do skraplania gazu ziemnego (42 mln t/r LNG) posiada Katar, a dokładnie firma Qatargas. O połowę mniejszą wydajność mają stacje skraplające w Nigerii – Bonny Island posiada sześć ciągów skraplających, oraz w Malezji – Malaysia LNG posiada osiem ciągów skraplających. W Europie dwa terminale funkcjonują w Norwegii: Snøhvit w Hammerfest (o wydajności 4,3 mln t/r LNG) oraz w Risavika (0,3 mln t/r LNG). Planowana jest budowa terminali w Rosji i na Cyprze.

W 2007 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA powołało spółkę Polskie LNG, której zadaniem jest wybudowanie i eksploatacja terminalu gazu skroplonego LNG. 19 sierpnia 2008 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę uznającą budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu naszego kraju. W tym samym roku właścicielem Polskiego LNG został Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA. Rok później nastąpiło podpisanie porozumienia pomiędzy Polskim LNG, Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, Urzędem Morskim w Szczecinie oraz Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA, określające zasady współpracy oraz odpowiedzialności za poszczególne projekty składające się na tę inwestycję. Umowę na budowę terminalu Polskie LNG zawarło w lipcu 2010 roku. Terminal ten pierwotnie miał znajdować się w Gdańsku. Na podstawie przeprowadzonych analiz podjęto decyzję o zmianie lokalizacji terminalu i wybudowaniu go w Świnoujściu, o czym zdecydowały: uregulowana sytuacja prawna gruntów pod budowę terminalu (tereny są własnością portu, gminy i nadleśnictwa oraz są wolne od praw osób trzecich), niższe koszty, krótsza droga transportu LNG, większe zapotrzebowanie na gaz w regionie północno-zachodnim kraju.

Bochen red. 2014

Terminal LNG 2021

Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu uruchomiono w 2016 roku. Pozwala na odbieranie skroplonego gazu ziemnego drogą morską praktycznie z dowolnego kierunku na świecie, co przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Terminal pozwala obecnie na regazyfikację do 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie, z możliwością zwiększenia zdolności regazyfikacyjnej nawet do 7,5 mld m<sup>3</sup>. Część morska stanowi tzw. port zewnętrzny, ograniczony falochronem o długości 2975 m. Stanowisko rozładunkowe umożliwia przyjmowanie statków o długości do 315 m i szerokości do 50 m (maksymalne zanurzenie do 12,5 m). Pojemność zbiorników takiego metanowca może zawierać się w przedziale 120–216 tys. m<sup>3</sup>. Część lądowa, oddalona o 750 m od linii brzegowej, połączona jest układem rur transportowych z nalewakami posadowionymi na falochronie zewnętrznym. Głównymi elementami instalacji są dwa zbiorniki na skroplony gaz ziemny oraz instalacja do regazyfikacji. Wykonane zostało również przyłączenie do krajowego systemu przesyłowego gazu, wraz z modernizacją na odcinku Świnoujście–Szczecin

Terminal LNG 2021

Terminal LNG 2021

oraz modernizacjami dalszych fragmentów – Szczecin–Lwówek oraz Szczecin–Gdańsk, związane ze zmianą kierunku przesyłania i wielkością strumieni. Poza tym przewidziano możliwość odbioru ciekłego gazu przez cysterny kolejowe i samochodowe. Podstawowym elementem instalacji regazyfikującej jest odparownik, umożliwiający przemianę gazu skroplonego w lotny. Wydajność nominalną układu regazyfikacyjnego zainstalowanego w terminalu ustalono na 570 tys. m<sup>3</sup> paliwa gazowego na godzinę. Ze względu na panujące w Polsce temperatury niemożliwe jest uruchomienie stacji typu AAV (*Ambient Air Vaporizers*), której potrzebne jest ciepło pobrane z powietrza atmosferycznego. Ten sam problem w polskich warunkach dotyczy instalacji typu ORV (*Open Rack Vaporizers*), w której nośnikiem ciepła jest woda morska (lub rzeczna) pobierana w rejonie terminalu. W tym przypadku ograniczeniem jest zbyt niska w ciągu roku temperatura wody w Morzu Bałtyckim. Możliwe jest zastosowanie tej metody jako uzupełniającej latem, gdy temperatura wody morskiej jest wystarczająco wysoka. Z tych powodów w Świnoujściu zdecydowano się na zastosowanie instalacji typu SCV (*Submerged Combustion Vaporizers*), zasilanej spalinami powstałymi ze spalania części odparowywanego gazu.

Terminal odbiorczy LNG z krajowym systemem przesyłowym gazu ziemnego łączy gazociąg wysokiego ciśnienia (8,4 MPa) o średnicy 800 mm i długości 6 km. Dodatkowo zbudowano 80-kilometrowy gazociąg Świnoujście-Szczecin (również 800 mm), którym gaz będzie dopływał do tłoczni w Goleniowie, skąd zostanie skierowany w głąb kraju.

Terminal LNG 2021;  
BI 2021

W czerwcu 2020 roku spółka Polskie LNG oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście podpisali umowy z konsorcjum firm PORR SA i TGE Gas Engineering GmbH na wykonanie rozbudowy terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Spółka realizuje obecnie Program Rozbudowy Terminalu LNG, obejmujący: dodatkowe instalacje regazyfikacyjne – zwiększające nominalną moc regazyfikacyjną terminalu do 7,5 mld nm<sup>3</sup>/rocznie, trzeci zbiornik LNG – zwiększający elastyczność pracy instalacji terminalu LNG oraz zapewniający optymalną zdolność procesową składowania surowca, instalację przeładunkową LNG na kolej, dodatkowe nabrzeże statkowe, które umożliwi załadunek i rozładunek zbiornikowców, prze-

ładunek LNG (*transshipment*) oraz załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania.

### Inwestycje związane z transportem gazu ziemnego w Polsce

Omawiając kwestię przesyłu gazu, istotne jest zwrócenie uwagi na konieczność modernizacji sieci przesyłowej. W ostatniej dekadzie nastąpił przyrost długości linii przesyłowych o 1200 km, jak również wzrost ilości przesłanego gazu o ponad 5 mld m<sup>3</sup>/r oraz wzrost pojemności podziemnych magazynów gazu o 1,57 mld m<sup>3</sup> (tab. 3.10).

Tab. 3.10  
Sieci przesyłowe Gaz-  
System w latach 2011,  
2015 i 2020

Rok Parametr	2011	2015	2020
Długość sieci przesyłowej [km]	9 853	10 996	11 056
Liczba punktów wejścia [szt.]	61	65	67
Liczba punktów wyjścia [szt.]	967	968	927
Liczba stacji gazowych [szt.]	869	881	864
Liczba tłoczni [szt.]	14	14	15
Liczba węzłów [szt.]	57	58	34
Wielkość przesłanego paliwa gazowego [mld m <sup>3</sup> ]	15,6	16,2	20,8
Pojemność podziemnych magazynów gazu PMG [mld m <sup>3</sup> ]	1,6	2,8	3,17

Źródło: opracowanie własne na podstawie GS 2011, 2015, 2020.

GS Zrealizowane 2021

W poprzednim dziesięcioleciu (2010–2020) w Polsce zostały zrealizowane następujące inwestycje:

- nowe gazociągi: Zdieszowice–Kędzierzyn, Czeszów–Kielczów, Czeszów–Wierzchowice, Jeleniów–Dziwiszów, Rembelszczyzna–Gustorzyn, Szczecin–Gdańsk, Szczecin–Lwówek, Świnoujście–Szczecin, Gustorzyn–Odolanów, Lasów–Jeleniów, Hermanowice–Strachocina, Włocławek–Gdynia,
- modernizacja gazociągów: Polkowice–Żory, Polska–Czechy, Polska–Niemcy,
- rozbudowa infrastruktury przesyłowej w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej, umożliwiająca zwiększenie importu gazu z kierunku zachodniego,
- tłocznie gazu: Goleniów, Jarosław.

Obecnie realizowane inwestycje związane z przesyłem gazem ziemnym w Polsce dotyczą:



GS Zrealizowane 2021

- Krajowego systemu przesyłania gazu, w tym:
  - Gazociągów: gazociągu łączącego gazociąg podmorski z Krajowym Systemem Energetycznym (związane z projektem Baltic Pipe), gazociąg EC Żerań–Tłocznia Rembelszczyzna (10 km, 2019), gazociąg przyłączeniowy do Elektrowni Dolna Odra (63 km, 2023), gazociągów: Goleniów–Lwówek (191 km, w budowie), Goleniów–Płoty (42 km, 2015), Gustorzyn–Wronów Etap III (Rawa Mazowiecka–Wronów, 154 km, w budowie), Gustorzyn–Wronów Etap II (Leśniewice–Rawa Mazowiecka, 100 km, 2023), Gustorzyn–Wronów Etap I (Gustorzyn–Leśniewice, 54 km, 2023), Gardeja–Kolnik – związany z realizacją programu FSRU (86 km, 2026), Gustorzyn–Gardeja – związany z realizacją programu FSRU (128 km, 2026), Kolnik–Gdańsk – związany z realizacją programu FSRU (35 km, 2025), Lwówek–Odolanów (168 km, 2019), Pogórska Wola–Tworzeń (168 km, 2021), Racibórz–Oświęcim (115 km, 2022), Rembelszczyzna–Mory (30 km, w trakcie budowy), Reszki–Wrocław (8 km, w trakcie budowy), Skoczów–Komorowice–Oświęcim (53 km, w trakcie budowy), Strachocina–Pogórska Wola (97 km, 2021), Tworóg–Kędzierzyn (43 km, 2020), Tworóg–Tworzeń (55 km, 2021), Oświęcim–Tworzeń (44 km, w trakcie budowy), Zdzieszowice–Wrocław (130 km, w trakcie budowy).
  - Tłoczni gazu: Kędzierzyn (23 MW, 2021), Odolanów (30 MW, 2022), Goleniów (30 MW, 2022), Gustorzyn (2022), Strachocina (w budowie).
  - Terminalu LNG typu FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) w rejonie Gdańska – umiejscowienie pływającej jednostki, która umożliwi odbiór dostarczonego drogą morską dodatkowego wolumenu skroplonego gazu, jego regazyfikację oraz wprowadzenie do Krajowego Systemu Energetycznego, planowany rok oddania 2027/2028.

GS Integracja 2021

- Integracji z europejskim systemem przesyłania gazu:
  - realizacja projektu Baltic Pipe,
  - korytarz gazowy Północ-Południe łączący terminal w Świnoujściu i Gazociąg Bałtycki (Baltic Pipe) z południem Polski, a następnie przez Republikę Czeską, Słowację i Węgry z terminalem w Chorwacji,

- gazociąg Polska–Litwa GIPL (*Gas Interconnection Poland–Lithuania*) – 343 km w Polsce i 165 km na Litwie (2020),
- gazociąg Polska–Słowacja o długości 61 km (2021).

### 3.3.2. Magazynowanie gazu ziemnego

Magazynowanie gazu ziemnego odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa. W Polsce istnieje obowiązek magazynowania gazu ziemnego. Zgodnie z art. 24 ust. 3 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymuje się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego.

Ustawa 2007

W Polsce wprowadzony został również obowiązek przedstawiania operatorowi systemu przesyłowego gazowego (lub operatorowi połączonych systemów gazowych) charakterystyki instalacji magazynowej, w której utrzymuje zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, w celu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów tego gazu do systemu gazowego.

Kaliski i in. 2010c

Magazynowanie gazu ziemnego wiąże się jednocześnie z bezpieczeństwem dostaw gazu (dla odbiorców przemysłowych, jak i dla gospodarstw domowych), polegającym na zdolności do realizacji zobowiązań kontraktowych, o stosunkowo stałych poziomach zakupowych, odbiegających od sezonowej charakterystyki wykorzystania gazu.

PGNiG 2021

Magazyn gazu spełnia rolę strategiczną w okresach zwiększonego zapotrzebowania na gaz. Można przyjąć, że dostawy gazu, zarówno te pochodzące ze źródeł krajowych, jak i pochodzące z importu, są w ciągu roku stabilne. Inaczej jest natomiast z jego zużyciem, które waha się w ciągu roku, najczęściej na skutek zmian pory dnia i roku. Zdecydowanie większy popyt na paliwo gazowe występuje w okresie zimowym, mniejszy natomiast w okresie letnim. Bilansowanie dostaw i poborów gazu jest możliwe dzięki magazynowaniu nadwyżek gazu w okresach zmniejszonego popytu i jego poborowi z magazynów w sytuacjach wzrostu zapotrzebowania. Magazynowanie

gazu pełni też istotną rolę w zapewnieniu rytmiczności pracy kopalń gazu ziemnego, poprzez ustawiczny odbiór surowca, bez względu na wielkość zapotrzebowania w danej chwili. Dzięki niemu Polska jest też w stanie wywiązywać się ze zobowiązań zakupu minimalnych ilości gazu ziemnego w określonym czasie, mając na uwadze zapisy kontraktu gazowego zawierającego obligacje typu *take or pay* („bierz lub płać”).

Co istotne, gaz ziemny z zasobów magazynowych daje też możliwość wsparcia niestabilnej energetyki wiatrowej. W okresach gdy nie ma możliwości produkcji energii elektrycznej z wiatru, istnieje możliwość uruchomienia elektrowni gazowych (jeśli takowe istnieją) i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z gazu.

### **Technologie magazynowania paliw gazowych**

W zależności od tego, jak duże niedobory gazu mają być zrównoważone, należy użyć odpowiednich dużych ilości gazu, które mogą być magazynowane w różny sposób. Możemy wyszczególnić trzy podstawowe technologie magazynowania paliw gazowych, tj. magazynowanie gazu ziemnego przy użyciu:

- gazociągów wysokiego ciśnienia, w których magazynuje się gaz poprzez wykorzystanie zmiany ciśnienia panującego w gazociągu i jego właściwości (magazynowanie to powiązane jest z gromadzeniem niewielkich ilości paliwa, używanego na pokrycie dobowych nierównomierności jego zużycia oraz z wyższymi kosztami eksploatacyjnymi, będące skutkiem przepływu większej ilości gazu),
- zbiorników naziemnych, które stosowane są głównie jako magazyny skroplonego gazu ziemnego (LNG),
- zbiorników podziemnych, które w zależności od wielkości mogą pomieścić nawet bardzo znaczne ilości gazu (magazynowanie to powiązane jest z bilansowaniem nierównomierności zużycia sezonowego).

### **Zbiorniki naziemne**

Magazynowanie gazu ziemnego w zbiornikach naziemnych będzie efektywne i będzie mogło spełniać należycie swoją rolę, jeśli magazyn ma postać baterii kilkunastu bądź kilkudziesięciu zbiorników wysokociśnieniowych. Ważne jest, aby były one usytuowane w bezpośrednim zasięgu odbiorcy. Wadą takiego magazynowania gazu są stosunkowo wysokie koszty konserwacji i utrzymania zbiorników.

Zbiorniki naziemne to głównie zbiorniki znajdujące się przy terminalach LNG. Stosowane są w tych miejscach głównie ze względu na brak możliwości umieszczenia na tych terenach podziemnych magazynów gazu. Naziemny magazyn gazu stanowi miejsce odbioru i gromadzenia gazu po przejściu gazu z postaci skroplonej do gazowej, w wyniku procesu regazyfikacji.

Zbiorniki naziemne mają stosunkowo niskie pojemności, dlatego też bardziej efektywne wydaje się być gromadzenie gazu w zbiorniku podziemnym.

### **Zbiorniki podziemne**

Podziemne magazynowanie gazu ziemnego jest szeroko rozpowszechnione, jest bardziej praktyczną metodą magazynowania w stosunku do magazynów naziemnych. Prowadzone jest w wyeksploatowanych złożach gazu i ropy naftowej, w wybranych poziomach (warstwach) wodonośnych, w kawernach solnych i skalnych oraz w wyrobiskach starych kopalń węgla lub soli czy też w naturalnych grotach skalnych. Podziemne magazyny gazu ziemnego (PMG) umożliwiają przechowywanie większych ilości gazu w porównaniu ze zbiornikami naziemnym. Podstawową zaletą PMG, w odróżnieniu od naziemnych magazynów, jest również fakt, że nie musi on znajdować się w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców gazu ziemnego, ponieważ paliwo z PMG rozprowadzane jest bezpośrednio siecią gazociągów, ale lokalizacja magazynu w pobliżu odbiorcy jest pożądana, bo oznacza to zmniejszenie kosztów transportu.

Szereg przeprowadzonych analiz ekonomicznych kosztów wykonania i użytkowania podziemnych magazynów gazu wskazuje na wysoką opłacalność takich inwestycji. Rodzaj magazynu oraz jego wielkość związane są głównie z ukształtowaniem terenu oraz rozmieszczeniem struktur geologicznych, na którym planowane jest powstanie PMG. Przed planowaną inwestycją istotną kwestią jest ocena ekonomicznej opłacalności rozpoczęcia budowy na danym obszarze. Wysoka szczelność magazynu oraz brak reakcji przechowywanego gazu ze skałą otaczającą w celu zachowania parametrów gromadzonego medium jest najistotniejszym wymaganiem podczas budowy PMG.

Każdy z podziemnych magazynów ma swoje własne fizyczne, techniczne i ekonomiczne właściwości, takie jak: np. porowatość, przepuszczalność, pojemność, moce napełniania i odbioru,

Stopa i in. 2008

zdolność do wykonywania wielu cykli rocznie, nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne itp. Jest on charakteryzowany przez następujące parametry techniczne:

- Pojemność czynną – ilość gazu, jaka jest możliwa do zatłoczenia do magazynu pomiędzy minimalnym a maksymalnym ciśnieniem pracy, pojemność ta jest możliwa do odbioru w czasie eksploatacji magazynu.
- Pojemność buforową – ilość gazu, która znajduje się w nim przez cały czas istnienia magazynu; wielkość pojemności buforowej uwarunkowana jest tym, aby w stanie gdy magazyn jest „pusty” woda złożowa znajdowała się w bezpiecznej odległości od systemu odwiertów; pojemność ta jest zależna od rodzaju PMG.
- Pojemność całkowitą – sumę pojemności czynnej i buforowej.
- Maksymalne i minimalne ciśnienie pracy – w przypadku podziemnych magazynów w szcerpanych złożach wartość maksymalnego ciśnienia pracy jest uwarunkowana początkowym ciśnieniem złożowym. Zakłada się, że maksymalne ciśnienie nie powinno przekraczać ciśnienia początkowego. W pozostałych typach magazynów ciśnienie to nie powinno przekraczać wytrzymałości skały złożowej. Wartość ciśnienia minimalnego jest uwarunkowana ciśnieniem odbioru gazu, z uwzględnieniem spadku ciśnienia na przygotowanie gazu do transportu.
- Maksymalne natężenie poboru gazu – maksymalna ilość gazu, jaką można odebrać z magazynu w jednostce czasu. Maksymalne natężenie poboru określane jest w zależności od rodzaju magazynu oraz od parametrów skały zbiornikowej.

Kaliski i in. 2010a,b

W miesiącach letnich nadwyżki gazu magazynowane są w podziemnych magazynach gazu i pokrywają szczytowe niedobory w zapotrzebowaniu w okresach zimowych. W zimie w Polsce zużywamy około 2,5 razy więcej gazu niż w lecie. Co istotne z drugiej strony, wieloletnie umowy międzynarodowe dotyczące importu gazu nie przewidują sezonowych wahań w odbiorze.

Kochanek 2007  
Kidybiński, Siemek 2006;  
Michałowski, Trzop 2006;  
Molenda 1996

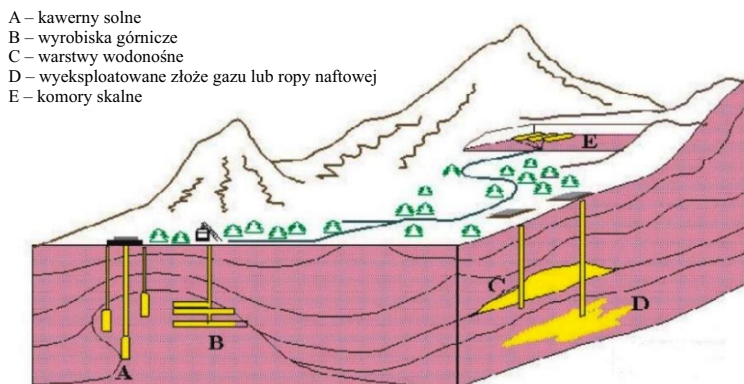
Podziemne magazyny gazu można podzielić na następujące rodzaje obiektów:

- w szcerpanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej,
- w warstwach wodonośnych (*aquifer*),

- w kawernach solnych lub grotach skalnych,
- w wyeksploatowanych kopalniach węgla kamiennego lub soli kamiennej (rys. 3.21).

Rys. 3.21

Rodzaje podziemnych magazynów gazu (Kaliski i in. 2010b)



### Wyeksploatowane złoża gazu ziemnego lub ropy naftowej

Wykorzystanie wyeksploatowanego złoża gazu ziemnego lub złoża ropno-gazowego na potrzeby zbiornika jest najpowszechniejszym sposobem magazynowania gazu ziemnego. Takie magazyny stanowią ponad 75% wszystkich podziemnych magazynów. Najczęstszą przesłanką takiego sposobu magazynowania gazu ziemnego jest fakt, że wyeksploatowane złożo gazu lub ropy naftowej posiada już przygotowaną infrastrukturę do zatłaczania gazu i jego odbioru. Magazyn posiada już, sprawdzoną w warunkach eksploatacji, szczelną strukturę geologiczną, w której gaz lub ropa naftowa była uwięziona przez kilka milionów lat. Zaletą takich magazynów są ogromne pojemności, rzędu setek mln do kilku mld m<sup>3</sup> gazu (np. magazyn gazu w polskim złożu Wierchowice ma pojemność ponad 5 mld m<sup>3</sup>).

Kochanek 2007

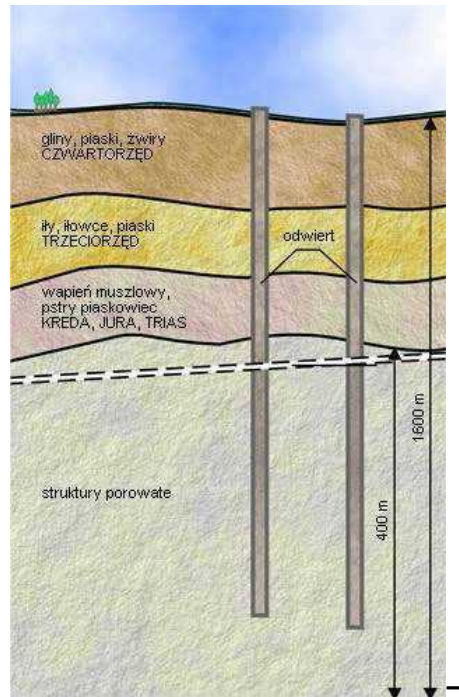
Czapowski 2006

Budowę podziemnego magazynu gazu w wyeksploatowanym złożu gazu przedstawiono na rysunku 3.22. Podczas kolejnych cykli zatłaczania gazu ziemnego do tego rodzaju PMG jego pojemność porowa, a tym samym czynna, ulega zwiększeniu do poziomu osiągnięcia wartości maksymalnych przy określonym ciśnieniu roboczym.

Podziemny magazyn gazu ziemnego w wyeksploatowanym złożu gazu jest uważany za najbardziej ekonomicznie opłacalną inwestycję, charakteryzującą się najmniejszymi nakładami

Rys. 3.22

Podziemny magazyn gazu  
w wyeksploatowanym  
złożu gazu (Magazynowa-  
nie 2010)



inwestycyjnymi związanymi z jego budową. Niskie nakłady są wynikiem:

- istniejącej infrastruktury do zatłaczania i odbioru gazu,
- znajomości parametrów geologiczno-złożowych rozpoznanych już na etapie eksploatacji,
- bardzo dużej pojemności,
- pracy w cyklach rocznych (w ciągu roku jeden cykl zatłaczania i jeden cykl odbioru),
- wzrostu pojemności porowej (czynnej) w kolejnych cyklach zatłaczania wskutek wypierania wód złożowych.

Gaz ziemny zmagazynowany w magazynie gazu dzielony jest na gaz buforowy, który zajmuje pojemność buforową, oraz gaz aktywny, który zajmuje pojemność czynną (aktywną, roboczą). Najbardziej pożądanym, a tym samym najbardziej efektywnym, stosunkiem ilości gazu aktywnego do gazu buforowego w magazynie w szcerpanym złożu gazu ziemnego jest stosunek 1:1. Utrzymanie w magazynie odpowiedniej wielkości pojemności buforowej stanowi wysoki koszt utrzymania magazynu, ale jest to niezbędne, gdyż gaz buforowy znajdujący się w PMG zapewnia:

- utrzymanie ciśnienia na poziomie wyższym niż ciśnienie odbioru gazu,
- elastyczność pracy podziemnego magazynu gazu,
- powstrzymanie nadmiernego ruchu wody (ochrona dla gazu aktywnego, który jest cyklicznie zatłaczany i odbierany).

Należy jednak zauważyć, że w sztucznych zbiornikach gaz buforowy praktycznie nie występuje.

W Europie obserwowane jest zmniejszenie zainteresowania magazynowaniem w wyeksploatowanych złożach gazu na rzecz zwiększenia atrakcyjności magazynów kawernowych, co może być rezultatem następujących czynników:

Janusz i in. 2014

- zmniejszenie sezonowości i wydłużenie okresu ciepłego, przez co magazynowanie gazu ziemnego w wyeksploatowanych złożach staje się coraz mniej opłacalne i bardziej ryzykowne,
- istnienie krótkoterminowych wahań popytu/podaży na rynku gazu, co powoduje znaczne wahania cen rynkowych; charakterystyka przechowywania (tj. stosunkowo niska możliwość odbioru i zatłaczania) nie pozwala reagować na krótkoterminowe zmiany popytu/podaży,
- mała elastyczność wyeksploatowanych złóż gazowych w zakresie zmieniających się kierunków przepływu gazu, co oznacza, że nie jest możliwe, aby zatłoczyć gaz w ziemi lub odebrać go w lecie z odpowiednią wydajnością,
- przechowywanie kawernowe ma kilkakrotnie wyższą wydajność w zakresie zatłaczania gazu i odbioru gazu niż jego magazynowanie w wyeksploatowanym złożu gazowym, co umożliwia szybszą adaptację do zmieniających się warunków rynkowych,
- przechowywanie kawernowe umożliwia korzystanie z krótkoterminowych wahań cen, w celu uzyskania dodatkowej marży.

### **Kawerny solne**

Magazynowanie gazu ziemnego w komorach ługowanych w złożu soli kamiennej po raz pierwszy wdrożono w latach sześćdziesiątych ubiegłego wieku w Stanach Zjednoczonych. Obecnie magazyny gazu ziemnego w kawernach solnych (Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu – KPMG) budowane są we wszystkich krajach dysponujących odpowiednimi zasobami geologicznymi (złożami soli).

Stopa i in. 2007

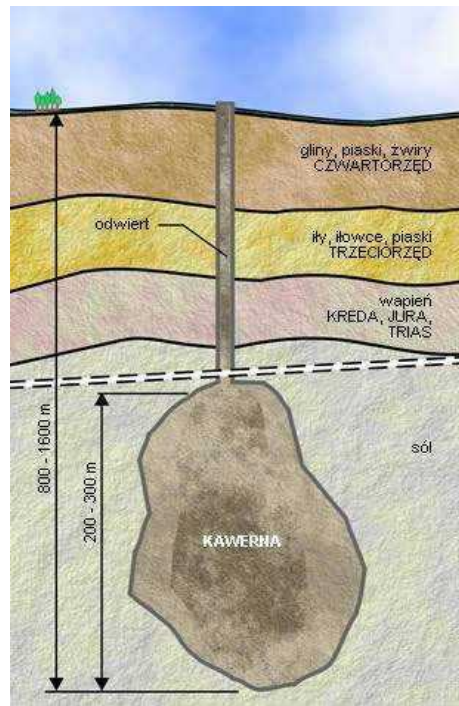


Aby przechowywanie gazu ziemnego w kawernie solnej było możliwe, złożo musi spełniać odpowiednie warunki geologiczne, między innymi musi posiadać odpowiednią wielkość i głębokość. Nie można budować magazynów w strefach porowatych i kawernistych – złożo musi być nieprzepuszczalne. Istotny jest również fakt, że sól złoża kawernowego powinna mieć odpowiedni skład – nie powinna zawierać większej ilości łatwo rozpuszczalnych soli potasowo-magnezowych.

KPMG może być złożony z jednej, kilku, a nawet kilkadziesiąt kawern. Budowę podziemnego magazynu gazu w postaci pojedynczej kawerny solnej oraz systemu kawern solnych umieszczono na rysunkach 3.23 i 3.24.

Rys. 3.23

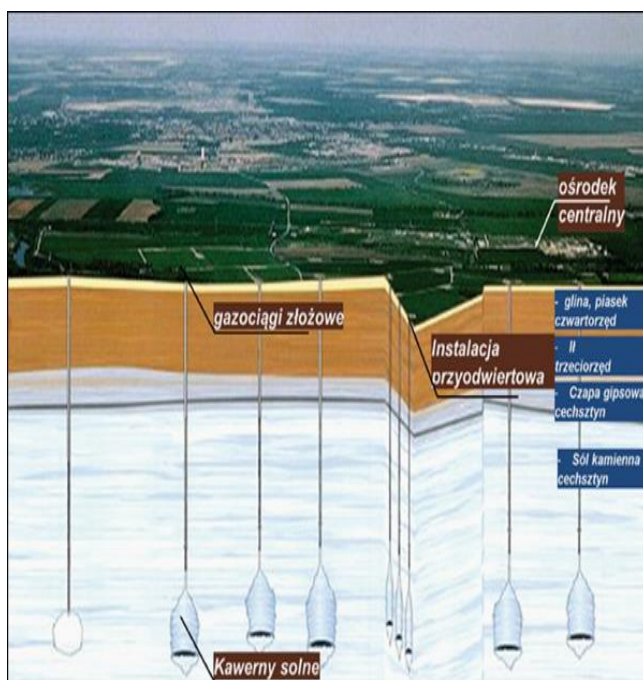
Podziemny magazyn gazu w kawernie solnej (Magazynowanie 2010)



Kawerna solna jest to pusta przestrzeń w złożu soli wytworzona w procesie ługowania z otworu wiertniczego dowiezionego z powierzchni (przypadek dominujący) lub powstała w wyniku eksploatacji złoża. Zalety magazynowania gazu ziemnego w kawernach solnych to:

- uznane za najlepsze środowisko do magazynowania,
- duże pojemności magazynowe,

Rys. 3.24  
PMG złożony z systemu  
kawern solnych (Kielbik,  
Malinowski 2014)



- korzystne właściwości geomechaniczne (zwięzłość, wytrzymałość) umożliwiające bezpieczne wykonanie wyrobisk,
- nieprzepuszczalność skał solnych umożliwiająca izolację od wód podziemnych,
- długotrwała szczelność jako wynik plastycznego zachowania się soli, która zamyka wszystkie pęknięcia,
- wysoki wydatek poboru gazu z kawern (100 000 m<sup>3</sup>/godz.)
  - spełnianie roli szczytowych magazynów do szybkiego pokrywania krótkotrwałych bardzo dużych deficytów gazu,
- możliwość pracy rewersyjnej (wielokrotnych cykli zatłaczania i odbioru gazu w ciągu roku),
- dobra ługowalność soli, dzięki czemu koszt wykonania kawern jest umiarkowany.

W przeciwieństwie do magazynów w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej, w magazynach kawernowych ilość gazu buforowego jest mniejsza w stosunku do ilości gazu aktywnego. Wadą magazynów gazu w kawernach solnych są wysokie koszty operacyjne. Uważa się je za najdroższe do wybudowania i najdroższe w eksploatacji.

Najistotniejszym problemem w światowych systemach gazowniczych jest pokrycie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny, szczególnie w okresach zimowych. Dlatego, ze względu na swoją budowę, tak istotną rolę w równowadze popytowo-podażowej odgrywają magazyny kawernowe. Na świecie magazynowanie gazu ziemnego w kawernach cieszy się coraz większą popularnością. Podobny trend zauważalny jest też w Europie, gdzie zdecydowana większość inwestycji w zakresie magazynowania gazu dotyczy przechowywania kawernowego.

Według stanu na 1 stycznia 2010 r. na świecie znajdowały się 642 podziemne magazyny gazu, których łączna pojemność szacowana była na 333 mld m<sup>3</sup> gazu. Było to równoznaczne z faktem, że w magazynach można przechowywać około 10,8% przeciętnej rocznej światowej konsumpcji gazu ziemnego. Przewidywano też wtedy, że liczba PMG na świecie do 2020 r. wzrośnie do 760, a ich pojemność będzie wynosić około 465 mld m<sup>3</sup>.

Kaliski i in. 2010c;  
Eurogas 2013, 2014

Pierwszym polskim podziemnym magazynem gazu jest KPMG Mogilno – magazyn gazu wysokometanowego – budowany na złożu soli Mogilno II w województwie kujawsko-pomorskim stopniowo od lat dziewięćdziesiątych, obecnie o pojemności czynnej około 585 mln m<sup>3</sup>. Ze względu na ograniczenia po stronie współpracującego systemu przesyłowego maksymalna moc odbioru gazu z KPMG wynosi 18,0 mln m<sup>3</sup>/dobę, a maksymalna moc zatłaczania 9,6 mln m<sup>3</sup>/dobę. Planowane jest zwiększenie obu mocy do 28,8 mln m<sup>3</sup>/dobę do 2027 roku, a zarazem zwiększenie pojemności czynnej do około 800 mln m<sup>3</sup>.

PMG 2021

Z doświadczeń KPMG Mogilno czerpano przy budowie kolejnego polskiego podziemnego kawernowego magazynu gazu w rejonie Trójmiasta – KPMG Kosakowo, który docelową pojemność czynną około 250 mln m<sup>3</sup> ma osiągnąć w 2022 r. Projekt dalszego powiększenia magazynu do 10 komór magazynowych ma przynieść dalszy wzrost pojemności do 585 mln m<sup>3</sup> gazu. Aktualna maksymalna moc zatłaczania 2,40 mln m<sup>3</sup>/dobę, a maksymalna moc odbioru to 4,8 mln m<sup>3</sup>/dobę, z planowanym jej zwiększeniem do 9,6 mln m<sup>3</sup>/dobę do 2022 roku.

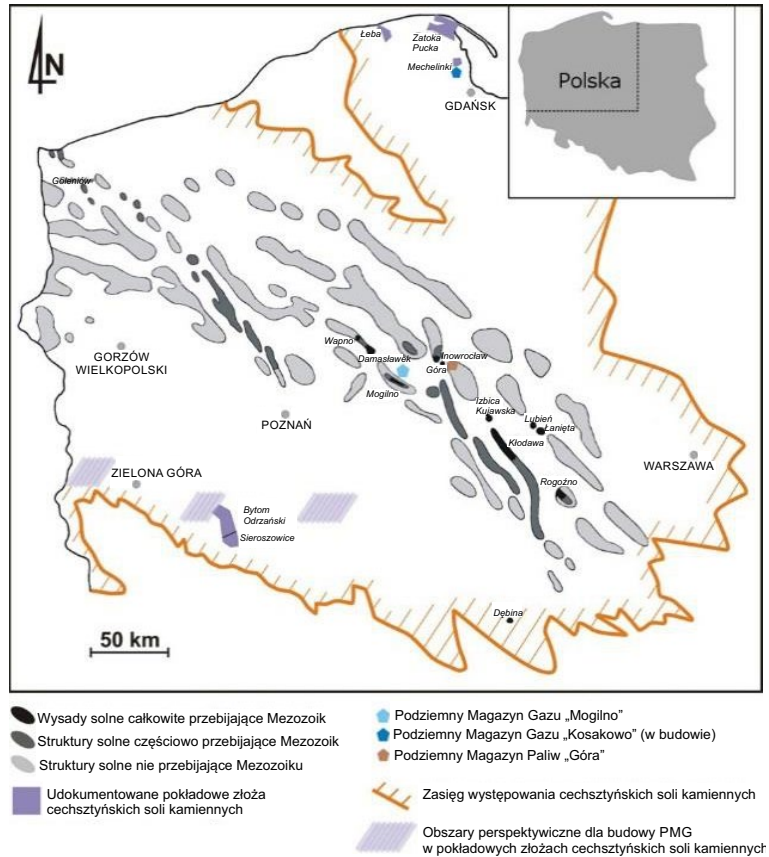
Inwestycje 2021a;  
PMG 2021

W Polsce istnieje duży potencjał geologiczny do budowy podziemnych magazynów gazu w kawernach solnych. Dotychczas na terenie kraju udokumentowanych zostało jedenaście złóż wysadowych soli kamiennej (Wapno, Damasławek, Góra, Mo-

gilno I, Mogilno II, Lubień, Łanięta, Kłodawa Północ, Kłodawa Centrum, Kłodawa Południe, Rogóźno) oraz sześć pokładowych złóż soli kamiennej (Łeba–Mechelinki–Zatoka Pucka–Kazimierzów–Sierszowice–Rybnik–Żory–Orzesze–Bytom Odrzański). Ich lokalizację pokazano na rysunku 3.25.

PGNiG 2021

Rys. 3.25  
Mapa lokalizacyjna wydobywczych i pokładowych złóż soli kamiennej oraz perspektywicznych obszarów (PGNiG 2021)



Kawernowe podziemne magazyny gazu ziemnego mogą być wykorzystywane jako wysokopojemnościowe magazyny energii elektrycznej. Technologia oparta jest na metodzie magazynowania energii przy pomocy sprężonego powietrza CAES (*Compressed Air Energy Storage*), w której czynnikiem roboczym jest gaz ziemny magazynowany w kawernach solnych CN-GES (*Compressed Natural Gas Energy Storage*). Układ taki polega na pompowaniu gazu za pomocą sprężarki zasilanej energią elektryczną z kawerny o niższym ciśnieniu do kawerny o wyż-

Wołowicz i in. 2017

szym ciśnieniu, a następnie przy rozładowaniu kawern gaz rozpręża się w ekspanderze połączonym z generatorem energii elektrycznej, przechodząc z kawerny o wyższym ciśnieniu do kawerny o niższym ciśnieniu.

### Wyeksploatowane kopalnie węgla

Siemek, Nagy 2007

Magazynowanie gazu w wyrobiskach górniczych jest jednym z najmniej rozpowszechnionych sposobów magazynowania gazu ziemnego. Międzynarodowe doświadczenia w zakresie magazynowania gazu w wyrobiskach lub komorach podziemnych dotyczą następujących rozwiązań:

- specjalnie wydrążone komory podziemne o umocnionych ścianach LRC (*Lined Rock Caverns*) w skałach magmowych (Szwecja) lub w komorach wypłukanych w wysadach solnych – bez dodatkowych zabezpieczeń, np. Niemcy, USA,
- całe zaniechane kopalnie węglowe – np. USA, Belgia.

Siemek, Nagy 2007

W przypadku kopalń węgla kamiennego występuje inny dodatkowy typ gazu, oprócz gazu buforowego i czynnego – gaz zaadsorbowany w substancji węglowej pozostawionej w kopalni.

Siemek, Nagy 2007

Doświadczenia światowe sugerują następujące kryteria wyboru likwidowanej kopalni węgla na podziemny zbiornik gazu:

- znaczna odległość od pracujących podziemnych kopalń,
- szczelne przykrycie zbiornika,
- preferencja dla kopalń suchych lub o małym dopływie wody.

Siemek, Nagy 2007

Magazynowanie gazu w kopalni może wymagać przygotowania przed wysłaniem go do odbiorców, między innymi oddzielenia pary wodnej (przy pomocy obiegu glikolu), wzbogacenia propanem dla wyeliminowania adsorpcji wyższych węglodorów na powierzchni węgla, a także wstępnego oszacowania potencjalnych strat gazu na wypełnienie PMG i gaz buforowy.

### Warstwy wodonośne

Kaliski i in. 2010b

Utworzenie podziemnego magazynu gazu w warstwie wodonośnej jest możliwe tylko w dwóch przypadkach, gdy spełnione są warunki geologiczne:

- warstwa, do której będzie się właczać gaz, zbudowana jest ze skał o dużej porowatości i przepuszczalności (piasku, piaskowca),
- nad warstwą porowatą znajduje się nieprzepuszczalny nadkład, zapobiegający „ucieczkom” magazynowanego gazu.

Maksymalna objętość gazu możliwa do zmagazynowania zależy od objętości i porowatości warstwy oraz od temperatury i średniego ciśnienia, pod którym gaz ma być magazynowany. Zmiana ciśnienia następuje zarówno podczas wtlaczania, jak i podczas odbioru gazu.

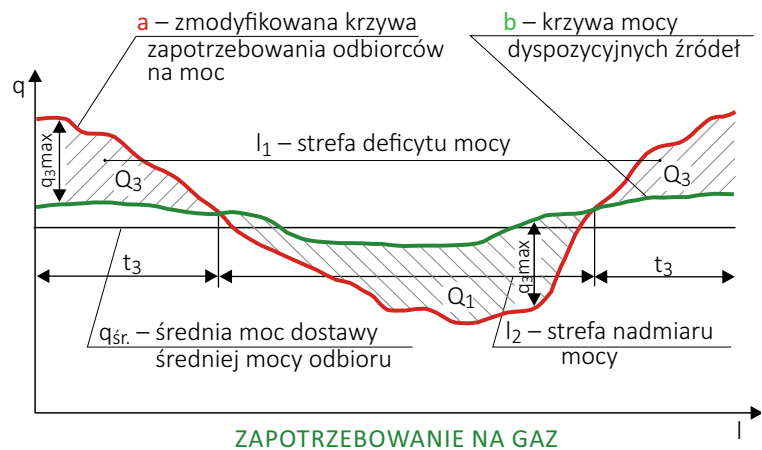
Zaletą podziemnych magazynów gazu znajdujących się w warstwach wodonośnych jest fakt, że obiekty te dość często znajdują się w bliskim sąsiedztwie dużych odbiorców lub dużych miast i aglomeracji miejskich. Magazynowanie gazu w warstwach wodonośnych, podobnie jak magazynowanie gazu ziemnego w kawernach solnych, charakteryzuje się możliwością uzyskania dużych mocy odbioru gazu przy stosunkowo dużej pojemności czynnej. Dzięki niskiej gęstości sprężony gaz gromadzi się w górnej części struktury, wypycha wodę do niższych i odległych obszarów struktury wodonośnej.

Kielbik, Malinowski  
2014

### Ogólna charakterystyka pracy podziemnego magazynu gazu

Zasada pracy magazynu gazu ziemnego współpracującego z systemem gazowniczym została przedstawiona na rysunku 3.26.

Rys. 3.26  
Zasady pracy magazynu gazu ziemnego (Magazynowanie 2010)

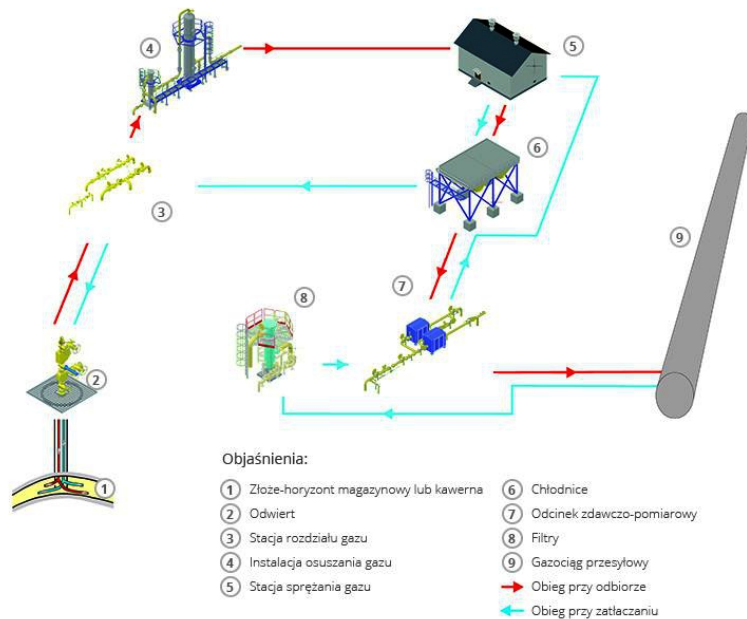


Czerwonym kolorem zaznaczono zapotrzebowanie odbiorców na moc, natomiast krzywa zielona to moce dyspozycyjnych źródeł o zmiennej charakterystyce w danym czasie  $t$ , które tworzą dwie strefy, tj.  $t_1$  – strefę deficytu mocy, i  $t_2$  – strefę nadmiaru mocy.

Zarówno strefa deficytu, jak i nadmiaru mocy, pokrywane powinny być zależnie od długości trwania cyklu  $t$  oraz wielkości wymaganych mocy  $q_{3 \max}$  i  $q_{1 \max}$  za pomocą podziemnych magazynów gazu.

Z pracą podziemnego magazynu gazu wiąże się szereg procesów dotyczących dostarczenia gazu ziemnego do konkretnego magazynu oraz z procesem jego odbioru i dostarczenia do odbiorców końcowych. Uproszczony schemat zatłaczania i odbioru gazu przedstawiono na rysunku 3.27.

Rys. 3.27  
Schemat zatłaczania i odbioru gazu z i do PMG (PGNiG 2021)



PGNiG 2021

Zatłaczanie i odbiór gazu z i do PMG składa się z zasadniczych głównych elementów przedstawionych na rysunku 3.27:

- Zatłaczanie gazu z gazociągu przesyłowego do PMG – gaz z gazociągu przesyłowego (9) kierowany jest na filtry (8), których celem jest wychwycenie zanieczyszczeń stałych i płynnych, a następnie przechodzi na odcinek zdawczo-pomiarowy (7). Po dokonaniu pomiarów gaz ziemny płynie do stacji sprężania (5). Po procesie sprężania przechodzi do chłodnic (6), w celu jego schłodzenia. Następnie gaz przesyłany jest do stacji rozdzielu gazu (3). Ze stacji rozdzielu płynie do poszczególnych odwiertów (2), którymi zatłaczany jest do horyzontu magazynowego lub kawerny (1).

- Oddawanie gazu z PMG do gazociągu przesyłowego – podczas odbioru gaz z poszczególnych odwiertów (2) kierowany jest na stację rozdziału gazu (3), następnie na instalację osuszania gazu (4). Po osuszeniu strumień gazu kierowany jest do stacji sprężania (5). Po sprężeniu gaz przechodzi przez chłodnice gazu (6) do części zdawczo-pomiarowej (7). W końcowym etapie, po dokonaniu pomiaru, gaz oddawany jest do gazociągu przesyłowego (9).
- Załączanie gazu z gazociągu przesyłowego do PMG w systemie bezsprężarkowym – gaz z gazociągu przesyłowego (9) kierowany jest na filtry (8), których celem jest wychwycenie zanieczyszczeń stałych i płynnych, a następnie przechodzi na odcinek zdawczo-pomiarowy (7). Kolejno, po dokonaniu pomiarów gaz ziemny płynie do stacji rozdziału gazu (3) i ze stacji rozdziału gaz płynie do poszczególnych odwiertów (2), którymi załączany jest do horyzontu magazynowego lub kawerny (1).
- Oddawanie gazu z PMG do gazociągu przesyłowego w systemie bezsprężarkowym – podczas odbioru gaz z poszczególnych odwiertów (2) kierowany jest na stację rozdziału gazu (3), a następnie na instalację osuszania gazu (4). Stąd płynie na odcinek zdawczo-pomiarowy (7). Ostatecznie, po dokonaniu pomiaru, gaz oddawany jest do gazociągu przesyłowego (9).

### **Podziemne Magazyny Gazu w Polsce**

Polska posiada odpowiednie warunki geologiczne, sprzyjające rozwojowi podziemnego magazynowania gazu. Niestety od kilkunastu lat Polska boryka się z deficytem pojemności magazynowych. Obecnie realizowany jest program rozbudowy PMG, zakładający ciągle powiększanie krajowych pojemności magazynowych dla pokrywania potrzeb regulacyjnych oraz zabezpieczenia zapasów gazu.

Większość gazu zużywanego przez polskie przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe importowana jest do tej pory z kierunku wschodniego (z Rosji – w ramach kontraktu długoterminowego). Dlatego posiadanie większych pojemności magazynowych jest istotnym elementem uniezależnienia się od ewentualnych zaburzeń w imporcie (co już się zdarzało niejednokrotnie). Potrzeba rozbudowy zdolności magazynowych w Polsce, za-



Matkowski, Musiał  
2012

równy pod względem pojemności, jak i mocy dyspozycyjnych, wynikają z wielkości i struktury zapotrzebowania oraz mocy dyspozycyjnej źródeł dostaw gazu do systemu gazowniczego. Od początku XXI wieku notowane jest rosnące szczytowe zapotrzebowanie na gaz, obecnie przekraczające 72 mln m<sup>3</sup>/d, przy stabilnym zapotrzebowaniu dolinowym (17–20 mln m<sup>3</sup>/d).

Czapowski 2006

Istniejące w Polsce podziemne magazyny gazu ziemnego (Wierzchowice, Strachocina, Husów, Jaśminy Północ, Brzeźnica i Swarzędów) o łącznej pojemności około 4,66 mld m<sup>3</sup> są usytuowane głównie w mezo-kenozoicznych złożach gazowych.

Lokalizację istniejących i rozbudowywanych podziemnych magazynów gazu w Polsce przedstawiono na rysunku 3.28.

Rys. 3.28

Lokalizacja istniejących i rozbudowywanych podziemnych magazynów gazu w Polsce (Matkowski, Musiał 2012)



Historia 2021

W Polsce znajduje się wiele struktur geologicznych, które można wykorzystać do stworzenia zarówno dużych, jak i mniejszych lokalnych podziemnych magazynów gazu ziemnego. Historia podziemnego magazynowania gazu ziemnego w Polsce rozpoczęła się w 1954 roku w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego Rożtoki znajdującym się koło Jasła. PMG Rożtoki był pierwszym podziemnym magazynem gazu w Polsce, a zarazem jednym z pierwszych w Europie. Szybki rozwój PMG w Polsce rozpoczął się w 1979 r., w którym rozpoczęto eksploatację PMG Brzeźnica oraz PMG Swarzędów. W dalszej kolejności do eksploatacji były włączane PMG: Stra-

- chocina, Husów, Wierzchowice oraz KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.
- Gaz-System 2021  
Dotychczasowym Operatorem Systemu Magazynowania Gazu jest spółka Gas Storage Poland z grupy kapitałowej PGNiG, która jest także właścicielem magazynów gazu. Ze względu na przewidywany znaczący wzrost konsumpcji gazu konieczne jest zapewnienie mechanizmu efektywnego zarządzania instalacjami magazynowymi i planowania rozbudowy istniejących pojemności magazynowych. Dlatego też w projekcie zmiany prawa energetycznego zakłada się stałe powierzenie funkcji Operatora Systemu Magazynowego Gazu (OSMG) operatorowi systemu przesyłowego gazu Gaz-Systemowi. W zależności od dynamiki wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w gospodarce dodatkowe pojemności konieczne do wybudowania wynoszą do 2,5 mld m<sup>3</sup> przy obecnie dostępnych pojemnościach wynoszących około 3,17 mld m<sup>3</sup>.
- Gaz-System 2021
- PMG 2021  
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo korzysta z siedmiu magazynów gazu wysokometanowego (grupy E): PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica, KPMG Kosakowo oraz KPMG Mogilno. Dodatkowo PGNiG SA posiada dwa PMG współpracujące z podsystemami gazu zaazotowanego (grupy L), wydobywanego w kraju, tj. PMG Daszewo i Bonikowo. Aktualna pojemność czynna magazynów gazu E wynosi 3174,80 mln m<sup>3</sup>.
- Parametry polskich podziemnych magazynów gazu zestawiono w tabeli 3.11.
- Matkowski, Musiał 2012  
Przewidywany jest obecnie znaczny rozwój mocy energetyki krajowej w oparciu o paliwo gazowe, co wiąże się ze wzrostem krajowego zapotrzebowania na gaz. Na przykład PGE przewiduje wzrost swojego zużycia gazu z 0,6 do 2,3–2,5 mld m<sup>3</sup>/r. Podobnie Tauron Polska Energia zamierza w nadchodzących latach odbierać około 2,5 mld m<sup>3</sup>/r. Można zatem spodziewać się budowy nowych elektrowni zasilanych gazem ziemnym.
- WNP 2012  
W Polsce planowany jest ciągle znaczny rozwój pojemności magazynowych i systematyczna rozbudowa krajowych pojemności magazynowych podziemnych magazynów gazu ziemnego. Analizując położenie Polski na drodze transportu gazu z Rosji, tzn. największego producenta gazu do Unii Europejskiej (nawet uwzględniając omijające Polskę układy przesyłowe, z którymi

Matkowski, Musiał  
2012

łatwo możemy się powiązać), jesteśmy predystynowani do wykorzystania istniejących struktur geologicznych jako pojemności magazynowych na potrzeby nie tylko Polski, ale i innych krajów Unii.

Tab. 3.11

*Parametry polskich podziemnych magazynów gazu*

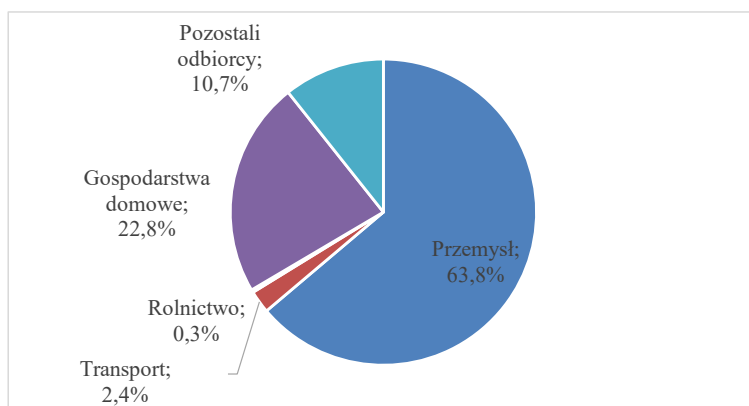
Nazwa	Typ magazynu	Pojemność czynna [mln m <sup>3</sup> ]	Maksymalna moc odbioru gazu [mln m <sup>3</sup> /dobę]	Maksymalna moc zatłaczania gazu [mln m <sup>3</sup> /dobę]
PMG Bonikowo	wyekspluatowane złożo gazu zaazotowanego	200	2,4	1,68
PMG Brzeźnica	wyekspluatowane złożo gazu wysokometanowego	100	1,44	1,44
PMG Husów	wyekspluatowane złożo gazu wysokometanowego	500	5,76	4,15
PMG Strachocina	wyekspluatowane złożo gazu wysokometanowego	360	3,36	2,64
PMG Swarzędów	wyekspluatowane złożo gazu wysokometanowego	90	0,93	1
KPMG Mogilno	kawerna solna	585	18	9,6
KPMG Kosakowo	kawerna solna	239,6	9,6	2,4
PMG Wierzchowice	wyekspluatowane złożo gazu zaazotowanego	1 200	9,6	6,0
PMG Daszewo	wyekspluatowane złożo gazu zaazotowanego	30	0,38	0,24

Źródło: opracowanie własne na podstawie Magazynowanie 2010, PMG Brzeźnica 2021, PMG Husów 2021, PMG Strachocina 2021, PMG Swarzędów 2021, PMG Bonikowo 2021, PMG Daszewo 2021, PMG Wierzchowice 2021, PMG 2021, Inwestycje 2021a i b, KPMG Mogilno 2021.

### 3.4. Struktura i trendy rozwoju zużycia

Zużycie gazu ziemnego w Polsce w ostatnich 30 latach systematycznie rośnie. Strukturę zużycia w 2020 roku przedstawiano na rysunku 3.29.

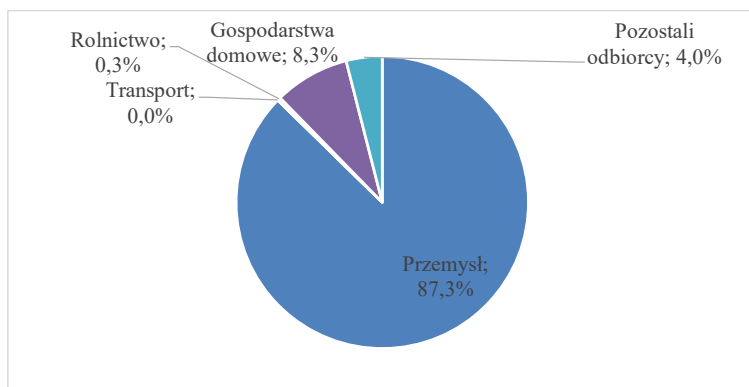
Rys. 3.29  
Struktura zużycia gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce w 2020 roku (GUS 2021)



W 2020 roku w Polsce zużyto 18,27 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego, z czego w przemyśle 11,66 mld m<sup>3</sup> (63,8%). Drugim największym odbiorcą gazu są gospodarstwa domowe, które zużyły 4,17 mld m<sup>3</sup> tego surowca. Zużycie gazu w transporcie to około 0,44 mld m<sup>3</sup> (2,4%), w rolnictwie 0,05 mld m<sup>3</sup> (0,3%). Wszyscy pozostali odbiorcy zużyli łącznie 1,95 mld m<sup>3</sup> (10,7%).

Analogiczną strukturę zużycia gazu zaazotowanego przedstawiano na rysunku 3.30. Zużycie gazu zaazotowanego w przemyśle stanowiło w 2020 roku aż 87,3%, a w gospodarstwach domowych – 8,3%, przy nieznacznym udziale transportu.

Rys. 3.30  
Struktura zużycia gazu ziemnego zaazotowanego w Polsce w 2020 roku (GUS 2021)



W tabeli 3.12 dla gazu wysokometanowego, a w tabeli 3.13 dla gazu zaazotowanego przedstawiono ich bilanse w latach 2004–2020 w przemyśle, który jest tym sektorem gospodarki, który

Tab. 3.12

Bilans gazu wysokometanowego w przemyśle w latach 2004–2020 [mln m<sup>3</sup>]

Rok	Zużycie globalne	Uzysk z przemian lub odzysk	Zużycie na wsad przemian	Zużycie bezpośrednie	Zużycie ogółem
2004	6 170	1 033	1 897	5 306	7 203
2005	6 279	1 031	1 852	5 458	7 310
2006	6 316	956	1 809	5 462	7 271
2007	6 477	917	1 871	5 523	7 395
2008	6 453	886	1 928	5 411	7 339
2009	5 733	1 018	1 424	5 327	6 751
2010	5 921	1 386	1 432	5 874	7 307
2011	6 372	1 484	1 484	6 373	7 856
2012	6 921	1 464	1 791	6 594	8 385
2013	7 099	1 364	1 731	6 732	8 463
2014	7 187	1 347	1 705	6 829	8 534
2015	7 705	997	2 003	6 699	8 702
2016	8 026	1 139	2 230	6 934	9 165
2017	9 127	1 136	2 583	7 680	10 263
2018	9 448	1 115	3 036	7 527	10 563
2019	10 000	1 060	3 395	7 666	11 061
2020	10 624	1 038	3 754	7 908	11 662

Źródło: GUS 1991–2021.

odpowiada za największe zużycie. W okresie po wstąpieniu Polski do Unii, zużycie gazu wysokometanowego w przemyśle wykazuje, z wyjątkiem kryzysowych lat 2008 i 2009, wyraźny trend wzrostowy. Zużycie w 2020 roku (11,66 mld m<sup>3</sup>) było o 62% wyższe niż w 2004 roku, a w porównaniu do najniższej wartości odnotowanej w okresie analizy (6,75 mld m<sup>3</sup> w 2009 roku) wzrost wyniósł niemal 73%. Gaz jest użytkowany głównie w przemysłach zakwalifikowanych do sekcji C PKD: *Przetwórstwo przemysłowe*, w których zużywano w 2020 roku 80,7% łącznego zużycia w tego gazu w przemyśle (tab. 3.14), oraz do sekcji D PKD: *Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych* (w uproszczeniu: *wytwarzanie energii*), odpowiadające za kolejne 15,2% zużycia w przemyśle (tab. 3.15). Strukturę tego zużycia przedstawiono także na rysunku 3.31. Za zużycie tego surowca

**ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY**  
**3. GOSPODARKA GAZEM ZIEMNYM W POLSCE**

Tab. 3.13

*Bilans gazu zaazotowanego w przemyśle w latach 2004–2020 [mln m<sup>3</sup>]*

Rok	Zużycie globalne	Uzysk z przemian lub odzysk	Zużycie na wsad przemian	Zużycie bezpośrednie	Zużycie ogółem
2004	2 510	57	2 014	552	2 567
2005	2 742	61	2 235	568	2 803
2006	2 644	48	2 052	641	2 692
2007	2 655	67	2 032	690	2 722
2008	2 520	73	1 949	644	2 593
2009	2 806	67	2 120	753	2 873
2010	3 331	67	2 729	670	3 398
2011	3 462	61	2 873	650	3 523
2012	3 468	53	2 855	666	3 521
2013	3 415	59	2 726	748	3 474
2014	3 406	65	2 730	741	3 471
2015	3 358	71	2 248	1 180	3 429
2016	3 225	85	2 521	789	3 310
2017	3 301	99	2 497	903	3 400
2018	3 269	97	2 540	827	3 366
2019	3 234	131	2 488	877	3 365
2020	3 151	139	2 509	781	3 290

Źródło: GUS 1990–2021.

Tab. 3.14

*Bilans gazu wysokometanowego w sekcji C Przetwórstwo przemysłowe w latach 2004–2020 [mln m<sup>3</sup>]*

Rok	Zużycie globalne	Uzysk z przemian lub odzysk	Zużycie na wsad przemian	Zużycie bezpośrednie	Zużycie ogółem
1	2	3	4	5	6
2004	5 716	0	647	5 069	5 716
2005	5 984	0	664	5 320	5 984
2006	5 998	0	726	5 272	5 998
2007	6 211	0	857	5 354	6 211
2008	6 061	0	822	5 239	6 061
2009	5 514	0	328	5 186	5 514
2010	6 071	0	424	5 647	6 071
2011	6 589	0	423	6 165	6 589
2012	7 073	0	699	6 374	7 073

### 3.4. Struktura i trendy rozwoju zużycia

1	2	3	4	5	6
2013	7 409	0	880	6 528	7 409
2014	7 467	0	839	6 628	7 467
2015	7 347	0	867	6 480	7 347
2016	7 584	0	948	6 636	7 584
2017	8 680	0	1 172	7 508	8 680
2018	9 040	0	1 677	7 363	9 040
2019	9 268	0	1 875	7 393	9 268
2020	9 415	0	1 871	7 544	9 415

Źródło: GUS 1990–2021.

Tab. 3.15

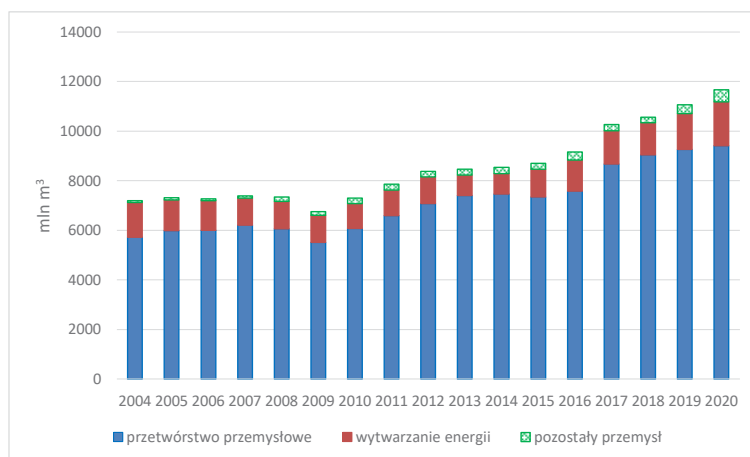
*Bilans gazu wysokometanowego w sekcji D Wytwarzanie energii w latach 2004–2020 [mln m<sup>3</sup>]*

Rok	Zużycie globalne	Uzysk z przemian lub odzysk	Zużycie na wsad przemian	Zużycie bezpośrednie	Zużycie ogółem
2004	380	1 033	1 241	172	1 413
2005	214	1 031	1 185	60	1 245
2006	238	956	1 079	114	1 193
2007	171	917	1 011	78	1 089
2008	228	886	1 080	34	1 114
2009	81	1 018	1 072	27	1 099
2010	-376	1 386	978	32	1 010
2011	-77	1 120	1 021	22	1 043
2012	-14	1 093	1 053	26	1 079
2013	-153	967	799	16	815
2014	-108	936	815	13	828
2015	246	872	1 093	26	1 119
2016	505	753	1 210	47	1 257
2017	590	753	1 340	2	1 342
2018	585	716	1 295	6	1 301
2019	788	658	1 445	2	1 447
2020	1 133	637	1 768	2	1 770

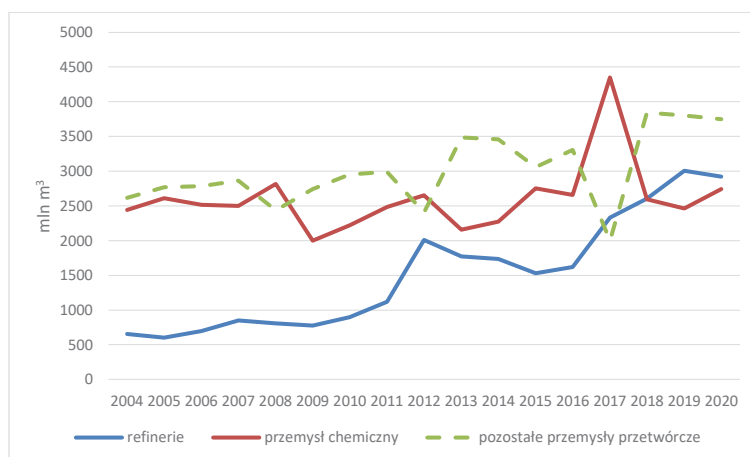
Źródło: GUS 1990–2021.

w przetwórstwie przemysłowym odpowiadają głównie: przemysł rafineryjny (w 2020 roku – 31% użycia), oraz przemysł chemiczny (ponad 29%). Kształtowanie się zużycia gazu ziemnego wysokometanowego w tych dwóch przemysłach oraz pozostałych przemysłach przetwórczych w latach 2004–2020 przedstawiono na rysunku 3.32.

Rys. 3.31  
Zużycie gazu wysokometanowego w przemyśle w podziale na przetwórstwo przemysłowe, wytwarzanie energii oraz pozostały przemysł w latach 2004–2020 (GUS 1990–2021)



Rys. 3.32  
Zużycie gazu wysokometanowego w sekcji C: Przetwórstwo przemysłowe w latach 2004–2020 (GUS 1990–2021)



Obserwuje się wahanie w wielkości zużycia gazu w analizowanych przemysłach, z wyraźną tendencją wzrostową w przemyśle rafineryjnym (wzrost o 450% w 2020 roku w porównaniu do 2004 r.), przy stabilnym poziomie zużycia w przemyśle che-

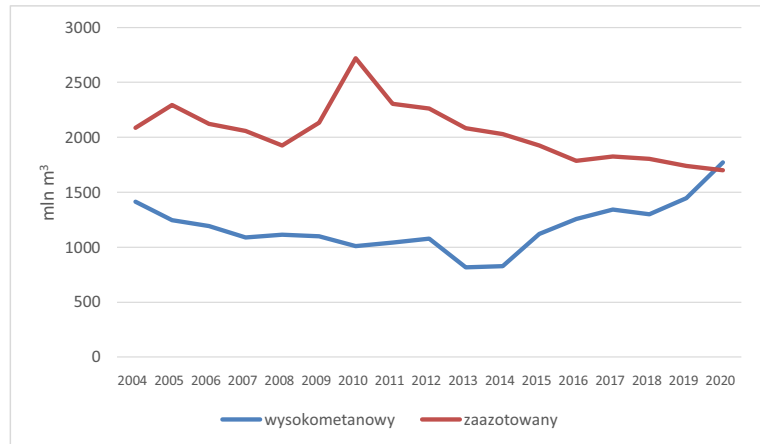


micznym – około 2600 mln m<sup>3</sup> i nieznacznym wzroście zużycia (około 12%) w pozostałych przemysłach przetwórczych.

W sekcji D przemysłu (*Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych*) obserwuje się interesujące zjawisko stopniowego zastępowania gazu zaazotowanego gazem wysokometanowym (rys. 3.33).

Rys. 3.33

*Zużycie gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sekcji D: Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych w latach 2004–2020 (GUS 1990–2021)*



Ma to związek ze spadkiem wydobycia gazu zaazotowanego (patrz tab. 3.6) z jednej strony, a także zwiększonym zużyciem gazu w ciepłownictwie i energetyce, gdzie powoli następuje zastępowanie węgla gazem.

W 2020 roku 22,8% gazu wysokometanowego oraz około 8% gazu zaazotowanego zużyto w gospodarstwach domowych. Kształtowanie się tego zużycia na przestrzeni lat przedstawiono w tabeli 3.16. Zużycie gazu w tym okresie charakteryzuje się zmiennością, jednak zarówno w przypadku gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego można zaobserwować trendy długoterminowe: zużycie gazu zaazotowanego spada z czasem, podczas gdy zużycie gazu wysokometanowego rośnie. Dla gazu zaazotowanego w latach 2004–2008 zużycie kształtowało się w przedziale 469–432 mln m<sup>3</sup>/r, a w następnych latach w przedziale 354–259 mln m<sup>3</sup> z najniższym zużyciem odnotowanym w 2011 r. Poziom zużycia w ostatnich latach kształtował się nieco powyżej 300 mln m<sup>3</sup>/r. Zużycie gazu wysokometanowego z kolei wzrosło z najniższego odnotowanego

poziomu 3195 mln m<sup>3</sup> w 2004 r. do 4165 mln m<sup>3</sup> w 2020 r., co oznacza wzrost o ponad 30% (tab. 3.16). Ten trend wiąże się z podstawową cechą gazu ziemnego, jaką jest jego wygoda w użytkowaniu, a także z rozwojem sieci gazowych w kraju. Nie bez znaczenia są także tendencje zmierzające do ograniczenia niskiej emisji wynikającej w użytkowania węgla w paleniskach domowych.

Tab. 3.16  
*Zużycie gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego w gospodarstwach domowych w latach 2004–2020 [mln m<sup>3</sup>]*

Rok	Gaz ziemny wysokometanowy	Gaz ziemny zaazotowany
2004	3 195	437
2005	3 414	450
2006	3 510	469
2007	3 341	462
2008	3 347	432
2009	3 510	354
2010	3 926	303
2011	3 590	259
2012	3 704	292
2013	3 765	309
2014	3 464	265
2015	3 464	268
2016	3 775	294
2017	3 947	305
2018	3 872	307
2019	3 952	305
2020	4 165	313

Źródło: GUS 1990–2021.

### 3.5. Struktura organizacyjna sektora gazu

W sektorze gazowym wyróżnić można kilka głównych obszarów działalności: pierwotne dostawy gazu, usługi przesyłu, usługi dystrybucji, obrót, magazynowanie, wytwarzanie, skraplanie gazu ziemnego.

### 3.5.1. Pierwotne dostawy gazu (Poszukiwanie i Wydobywanie)

Gaz ziemny może być wprowadzany na rynek krajowy z dwóch źródeł: z wydobycia z krajowych złóż oraz poprzez jego sprowadzenie z zagranicy przez importerów. Możliwe jest także użytkowanie jego substytutu w postaci biogazu, czyli gazu ze źródeł organicznych powstałego w wyniku fermentacji meta-nowej. Źródłem biogazu są wysypiska śmieci, oczyszczalnie ścieków, biogazownie.

Podstawowym zadaniem tego obszaru działalności (segmentu PGNiG SA) jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzania analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace prowadzone są we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach, w Polsce i na rynkach zagranicznych. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego Spółka, oprócz gazu wysokometanowego, pozyskuje takie produkty jak: skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot. Natomiast podczas oczyszczania ropy naftowej uzyskuje się kondensat ropny, siarkę oraz mieszaninę propan-butan. W segmencie wykorzystywane są pojemności dwóch magazynów gazu PMG Daszewo i PMG Bonikowo.

W skład segmentu wchodzi m.in. następujące podmioty: PGNiG SA, PGNiG Upstream Norway AS, PGNiG Upstream North Africa B.V., Geofizyka Toruń sp. z o.o., EXALO Drilling SA.

Poszukiwanie 2021

### 3.5.2. Przesył (Operator Systemu Przesyłowego)

Transport gazu (przesył i dystrybucja) odbywa się siecią gazociągów, co w sposób oczywisty silnie wiąże dostawcę i odbiorcę. Gaz rurociągami transportowany jest w swoim naturalnym stanie skupienia, może być również transportowany w stanie skroplonym (LNG). Obecnie znaczenie handlu gazem

LNG rośnie, jednak koszty budowy niezbędnej infrastruktury (gazoportów) powodują, że jego cena na rynku jest relatywnie wyższa, zwłaszcza na rynku *spot*.

Do przesyłu gazu wykorzystywane są gazociągi wysokiego ciśnienia (o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa), najczęściej od jego wydobywców lub importerów do gazociągów dystrybucyjnych, jak również do odbiorców końcowych podłączonych bezpośrednio do gazociągów przesyłowych.

Operatorem Gazociągów Przesyłowych w Polsce jest Gaz-System SA, firma strategiczna dla gospodarki oraz dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Wizją Operatora Gaz-System SA jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju i dążenie do osiągnięcia znaczącego operatora integrującego system przesyłowy w Europie poprzez:

GS Misja 2021

- tworzenie warunków do rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce i firm działających w tym sektorze,
- budowę połączeń między systemami przesyłowymi z krajami sąsiadującymi w ramach europejskiej sieci gazociągów,
- stworzenie nowoczesnej sieci gazociągów w Polsce oraz oferowanie usług pozwalających na ich optymalne wykorzystanie.

GS Informacje 2021

Do zadań spółki należy m.in.:

- prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych oraz ich jakości,
- zapewnienie równoprawnego dostępu do sieci przesyłowej podmiotom uczestniczącym w rynku gazu,
- konserwacja, remonty oraz rozbudowa instalacji przesyłowych, magazynowych przy należnym poszanowaniu środowiska przyrodniczego.

Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA powstał w kwietniu 2004 r., jako PGNiG – Przesył sp. z o.o. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) objęło wówczas 100% udziałów spółki. Od tego momentu Gaz-System SA przejął nadzór oraz odpowiedzialność za transport gazu ziemnego strategicznymi gazociągami w Polsce. W kwietniu 2005 r. PGNiG przekazał Skarbowi Państwa wszystkie udziały

w Gaz-System SA. Wydzielenie działalności związanej z przesyłaniem gazu ziemnego wynikało z postanowień Dyrektywy Gazowej przyjętej w 2003 roku przez Radę i Parlament Europejski, która zobowiązywała przedsiębiorstwa gazownicze do rozdzielania technicznego przesyłu gazu od obrotu i umożliwienia innym podmiotom korzystania z sieci przesyłowej na równych zasadach TPA (*Third Party Access*). W wyniku tego procesu Gaz-System SA stał się jedną z pierwszych firm europejskich zapewniającą, zgodnie z europejskimi dyrektywami, rzeczywistą niezależność w obszarze przesyłu. W czerwcu 2005 roku Zgromadzenie Wspólników zadecydowało o zmianie nazwy spółki z PGNiG – Przesył sp. z o.o. na Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System sp. z o.o., a we wrześniu 2006 roku dokonano przekształcenia w spółkę akcyjną. W grudniu 2006 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzję w sprawie wyznaczenia Gaz-System SA operatorem gazowego systemu przesyłowego do 1 lipca 2014 roku, w październiku 2010 r. ta funkcja Gaz-System SA została przedłużona do 31 grudnia 2030 r., a w grudniu 2018 r. – o kolejne 38 lat, do 6 grudnia 2068 r.

Od grudnia 2008 r. Gaz-System SA jest właścicielem spółki Polskie LNG SA, która została powołana do budowy i eksploatacji terminalu skroplonego gazu ziemnego LNG (*Liquefied Natural Gas*).

GS Historia 2021

#### 3.5.3. Dystrybucja (Operator Systemu Dystrybucyjnego)

Podstawową działalność obszaru dystrybucji (jako segmentu działalności PGNiG SA) stanowi przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego, do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto prowadzone są prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonywane są przyłączenia nowych klientów. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się spółka zależna – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. PSG jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw w Polsce.

Dystrybucja 2021

#### 3.5.4. Obrót

Obrót 2021

Podstawową działalnością tego segmentu PGNiG SA jest obrót gazem ziemnym w Polsce i na rynkach zagranicznych. Segment specjalizuje się w sprzedaży gazu, który jest wydobywany ze złóż krajowych lub importowany. Grupa Kapitałowa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. Grupa dynamicznie rozwija swoją działalność na rynkach zagranicznych w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez rozwój spółek zależnych. Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. PGNiG jest liderem rynku gazu ziemnego w obrocie giełdowym na Towarowej Giełdzie Energii. W skład segmentu wchodzi m.in.: PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., PGNiG Sales and Trading GmbH, PST Europe Sales GmbH, Gas Storage Poland.

#### 3.5.5. Magazynowanie

Sanok 2021

Podziemne magazyny gazu ziemnego pełnią istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, dzięki możliwości utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz zapasów handlowych i zwiększają niezależność energetyczną naszego państwa w okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny. PGNiG SA w Warszawie Oddział w Sanoku jest prekursorem w dziedzinie podziemnego magazynowania gazu ziemnego w Polsce. Oddział w Sanoku oprócz podstawowej działalności związanej z eksploatacją złóż gazu ziemnego i ropy naftowej prowadzi także Podziemne Magazynowanie Gazu. Posiada cztery czynne PMG w szcerpanych złożach gazu ziemnego: Brzeźnica, Husów, Strachocina, Swarzów.

#### 3.5.6. Wytwarzanie

Ten segment PGNiG SA obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, ciepła, chłodu, sprężonego powietrza oraz dystrybucji ciepła. W segmencie realizuje się duże przedsięwzięcia elektroenergetyczne wyko-

Wytwarzanie 2021

rzystujące gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym Grupy Kapitałowej PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa jest PGNiG Termika.

### 3.5.7. Skraplanie gazu ziemnego

DUON 2021

Operatorem systemu skraplania gazu ziemnego jest podmiot DUON Dystrybucja SA. Stan ciekły uzyskuje się poprzez schłodzenie gazu ziemnego do temperatury  $-163^{\circ}\text{C}$ . Objętość gazu jest wówczas ponad 600 razy mniejsza. Dzięki temu LNG można stosunkowo tanio transportować w zbiornikach kriogenicznych, bez konieczności budowania gazociągów. W Polsce rynek LNG rozwinął się jako alternatywa dla tradycyjnych metod dostarczania gazu. Znajduje także zastosowanie w miejscowościach, w których budowa gazociągu jest nieopłacalna lub niemożliwa. W celu umożliwienia odbioru gazu przez klientów budowane są specjalne stacje wyposażone w zbiorniki magazynujące gaz w postaci płynnej oraz zestaw parownic, których zadaniem jest zmiana stanu z ciekłego w lotny. Gaz po odparowaniu dostarczany jest za pomocą przyłączy lub małej sieci dystrybucyjnej. Stacje regazyfikacji mogą być przeznaczone pojedynczym odbiorcom lub ich grupom.

## Literatura

AUTZEN A., CHŁOPIŃSKA E. 2018 – Analiza ekonomiczna wykorzystania paliwa niskosiarkowego w transporcie morskim. *Logistyka* 19960, s. 996–1001, CD.

BIAŁY R., RUSZEL M., SZURLEJ A. 2018 – Znaczenie dostaw LNG w zbilansowaniu zapotrzebowania na gaz ziemny krajów UE. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 102, s. 231–244. [Online] [www.min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2018/03/16-zn-17-bialy-i-inni.pdf](http://www.min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2018/03/16-zn-17-bialy-i-inni.pdf) [Dostęp: 05.12.2021].

BI 2021 – Jest zielone światło z Brukseli dla rozbudowy kluczowej inwestycji energetycznej w Polsce. *Business Insider*. [Online] <https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/zgoda-ke-na-rozbudowe-gazoportu-w-swinoujsciu/hwy4y15> [Dostęp: 05.12.2021].

Bilans 1990–2021 – Bilans zasobów wg stanu 31.12. ... (różne roczniki). Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.

Bilans 2021 – Bilans zasobów wg stanu 31.12.2020 r. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2021.

BOCHEN A. red. 2014 – Błękitna energia: gazownictwo polskie. Quixi Media, Bydgoszcz. [Online] [http://redakcja.quixi.pl/link/Gaz\\_2014.pdf](http://redakcja.quixi.pl/link/Gaz_2014.pdf) [Dostęp: 13.03.2021].

BRALEWSKI A., WOLANIN J. 2019 – Analysis of Threats Involving Liquefied Natural Gas (LNG) – Review of Literature Sources. SFT Safety & Fire Technology 54(2), s. 32–53, DOI: 10.12845/sft.54.2.2019.3.

CHŁOPIŃSKA E., TATESIUK J., ŚNIEG J. 2021 – Estimation of global liquefied natural gas use by sea-going ships. Zeszyty Naukowe Akademii Morskiej w Szczecinie 66(138), s. 28–33.

CZAPOWSKI G. 2006 – Możliwości bezpiecznego podziemnego magazynowania węgłowodorów (paliw) w strukturach geologicznych na obszarze Polski. Przegląd Geologiczny 54(8), s. 658–659.

DUON 2021 – Produkty usługi i transport. Portal DUON. [Online] <https://duon.pl/produkty-i-uslugi/transport/> [Dostęp: 12.12.2021].

Dyrektywa 2009 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG). [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex:32009L0073> [Dostęp: 05.12.2021].

Dystrybucja 2021 – Dystrybucja. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/dystrybucja> [Dostęp: 15.12.2021].

Eurogas 2013 – Statistical Report 2013. Eurogas. [Online] [www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_Statistical\\_Report\\_2013.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2013.pdf) [Dostęp: 13.03.2015].

Eurogas 2014 – Statistical Report 2014. Eurogas. [Online] [www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_Statistical\\_Report\\_2014.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2014.pdf) [Dostęp: 13.03.2015].

Gasco 2021 – Gasco. Langeled. [Online] <https://www.gassco.no/en/our-activities/pipelines-and-platforms/langeled/> [Dostęp: 20.12.2021].

Gaz-System 2021 – Gaz-System ma przejąć rolę operatora magazynów gazu w Polsce od spółki-córki PGNiG. [Online] <https://biznesalert.pl/po-zmianie-prawa-gaz-system-bedzie-projektowac-magazyny-gazu/> [Dostęp: 14.12.2021].

GS 2011, 2015, 2020 – Gaz System. Strefa klienta, Krajowy system przesyłowy, Przesył w liczbach. [Online] <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/przesyl-w-liczbach/> [Dostęp: 06.12.2021].

GS Historia 2021 – Gaz System. O Firmie. Informacje podstawowe. Historia. [Online] <https://www.gaz-system.pl/o-firmie/informacje-podstawowe/historia/> [Dostęp: 20.12.2021].

GS Informacje 2021. Gaz System. O firmie. Informacje podstawowe. [Online] <https://www.gaz-system.pl/o-firmie/informacje-podstawowe/> [Dostęp: 07.12.2021].

GS Integracja 2021 – Gaz System, Nasze inwestycje, Integracja z europejskim systemem. [Online] <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/> [Dostęp: 06.12.2021].

GS Inwestycje 2021 – Gaz System, Nasze inwestycje, krajowy system przesyłowy. [Online] <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/> [Dostęp: 06.12.2021].



GS Misja 2021 – Gaz System. O firmie. Informacje podstawowe. Misja i wizja spółki. [Online] <https://www.gaz-system.pl/o-firmie/informacje-podstawowe/misja-wizja-spolki/> [Dostęp: 17.12.2021].

GS Oddziały 2021 – Gaz System. Kontakt. Oddziały. [Online] <https://www.gaz-system.pl/kontakt/oddzialy/> [Dostęp: 13.12.2021].

GS Zrealizowane 2021 – Gaz System, Nasze inwestycje, inwestycje zrealizowane. [Online] <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/inwestycje-zrealizowane/> [Dostęp: 06.12.2021].

GUS 2021 – Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2019 i 2020. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa. [Online] <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/gospodarka-paliwowo-energetyczna-w-latach-2019-i-2020,4,16.html> [Dostęp: 20.12.2021].

GUS 1990–2021 – Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach... (różne roczniki). Główny Urząd Statystyczny, Warszawa. [Online] <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/gospodarka-paliwowo-energetyczna-w-latach-2019-i-2020,4,16.html> [Dostęp: 20.12.2021].

Historia 2021 – Historia magazynowania gazu w Polsce. [Online] <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/wiedza/#historia-magazynowania-gazu-w-polsce> [Dostęp: 14.12.2021].

Inwestycje 2021a – Inwestycje energetyczne – Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo. [Online] <http://inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl/inwestycja/budowa-podziemnego-magazynu-gazu-kosakowo/> [Dostęp: 14.12.2021].

Inwestycje 2021b – Inwestycje energetyczne – Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno. [Online] <http://inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl/inwestycja/kawernowy-podziemny-magazyn-gazu-mogilno/> [Dostęp: 14.12.2021].

JANUSZ P., KALISKI M., SZURLEJ A. 2014 – Role of underground gas storage in the EU natural gas market. *AGH Drilling, Oil, Gas* 31(1), s. 11–23.

JANUSZ P., KALISKI M. 2018 – Prospects for the use of LNG terminals to meet the demand for natural gas in the EU. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 21(3), p. 69–80, DOI: 10.24425/124501.

KALISKI M., JANUSZ P., SZURLEJ A. 2010a – Podziemne magazyny gazu jako element krajowego systemu gazowego. *Nafta – Gaz* 66(5), s. 325–332.

KALISKI M., JANUSZ P., SZURLEJ A. 2010b – Podziemne magazyny jako element zapewniający ciągłość dostaw gazu ziemnego. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* 27(1–2), s. 193–205.

KALISKI M., FRĄCZEK P., SZURLEJ A. 2010c – Liberalizacja rynku gazu ziemnego a rozwój podziemnych magazynów gazu w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 13(2), s. 199–218.

KIDYBIŃSKI A., SIEMEK J. 2006. Podziemne magazyny gazu w zaniechanych kopalniach węgla. Główny Instytut Górnictwa, Katowice.

KIEŁBIK A., MALINOWSKI P. 2014 – Podziemne magazyny gazu. *Inżynier budownictwa* 122(11), s. 58–63.

KIEWLICZ R. 2021 – Pływający terminal gazowy na akwenach gdańskiego portu. *Biznes. Trójmiasto*. 19.08.2021. [Online] <https://biznes.trojmiasto.pl/Plywajacy-terminal-gazowy-na-akwenach-gdanskiego-portu-n158788.html> [Dostęp: 04.12.2021].

KOCHANEK E. 2007 – Podziemne magazynowanie paliw w strukturach geologicznych jako element bezpieczeństwa energetycznego Polski. *Bezpieczeństwo Narodowe* 1–2, s. 302–311.

KORYL K. 2019 – Bezpieczeństwo płynące z budowy gazociągu Baltic Pipe. [W:] Ruszel M. i Podmiotko S. 2019 red. – *Bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy. Uwarunkowania–Wyzwania–Innowacje*. Instytut Polityki Energetycznej. Rzeszów, Rozdział III, s. 33–42. [Online] <https://www.institutpe.pl/wp-content/uploads/2020/03/Bezpiecze%C5%84stwo-energetyczne-Polski-i-Europy-final.pdf> [Dostęp: 05.12.2021].

KOSOWICZ Ł. 2019 – Nord Stream II jako zagrożenie dla Polski i krajów Europy. [W:] Ruszel M. i Podmiotko S. 2019 (red.) *Bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy. Uwarunkowania–Wyzwania–Innowacje*. Instytut Polityki Energetycznej. Rzeszów, Rozdział IV, s. 43–56. [Online] <https://www.institutpe.pl/wp-content/uploads/2020/03/Bezpiecze%C5%84stwo-energetyczne-Polski-i-Europy-final.pdf> [Dostęp: 05.12.2021].

KPMG Mogilno 2021. Oddział KPMG Mogilno. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/oddzial-kpmg-mogilno> [Dostęp: 14.12.2021].

ŁACIAK M. 2011 – Techniczne i technologiczne problemy eksploatacji terminali rozładunkowych LNG. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* 28(3), s. 507–520.

ŁACIAK M., NAGY S., SZPYTKO J. 2012 – Problemy techniczne i technologiczne związane z rozładunkiem LNG. *Nafta-Gaz* 68(7), s. 430–437.

ŁAPA G. 2011 – Wkład BSiPG Gazoprojekt SA we wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju. *Rynek Polskiej Nafty i Gazu*. Raport Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie 6, s. 106–113. [Online] <https://www.yumpu.com/xx/document/read/10650736/pdf-14-mb-instytut-nafty-i-gazu> [Dostęp: 27.12.2021].

Magazynowanie 2010 – Wykład: Magazynowanie gazu. Politechnika Wroclawska, 10.11.2010. [Online] [http://gazoprojekt.pl/p/wyklad\\_pwr\\_magazynowanie.pdf](http://gazoprojekt.pl/p/wyklad_pwr_magazynowanie.pdf) [Dostęp: 03.01.2015]

MATKOWSKI A., MUSIAŁ P. 2012 – Systemowe magazyny gazu w Polsce. *Archiwum Energetyki* 42(2), s. 1–12.

MERKISZ J., PIELECHA I. 2006 – Alternatywne napędy pojazdów. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej. [Online] [https://www.worldcat.org/title/alternatywne-napedy-pojazdow/oclc/749214842&referer=brief\\_results](https://www.worldcat.org/title/alternatywne-napedy-pojazdow/oclc/749214842&referer=brief_results) [Dostęp: 05.12.2021].

MICHAŁOWSKI W.S., TRZOP S. 2006 – Rurociągi dalekiego zasięgu. Wydawnictwo Odyseum, Wydanie V (zmienione i rozszerzone), Warszawa.

MIĘTKIEWICZ R.A. 2019 – “Sea gas” inclinations for the Polish energetic system safety. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 22(2), p. 47–60, DOI: 10.33223/epj/10985.

MOKHATAB S., MAK J., VALAPPIL J., WOOD D. 2013 – *Handbook of Liquefied Natural Gas*, Gulf Professional Publishing, Houston.

MOLENDĄ J. 1996 – *Gaz ziemny, paliwo i surowiec*. Wydawnictwo Naukowo–Techniczne, Wydanie trzecie uzupełnione.

Obrót 2021 – Obrót i magazynowanie. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/obrot-i-magazynowanie> [Dostęp: 14.12.2021].

PGNiG 2021 – Portal korporacyjny PGNiG. Segmenty działalności 2021. [Online] <http://pgnig.pl/segmenty-dzialalnosci> [Dostęp: 14.12.2021]

PIESIK-BUŚ W. 2018 – Bilans stanu zasobów gazu ziemnego na przykładzie złóż Niżu Polskiego. *Nafta-Gaz* 5, s. 543–551, DOI: 10.18668/NG.2018.07.08.

PIG 2015 – Geomechanika – element projektowania podziemnych magazynów i składowisk odpadów. Portal Państwowego Instytutu Geologicznego. [Online] [http://geoportal.pgi.gov.pl/css/powiaty/prezentacje/targi2013/wozniak\\_kaczmarczyk.pdf](http://geoportal.pgi.gov.pl/css/powiaty/prezentacje/targi2013/wozniak_kaczmarczyk.pdf) [Dostęp: 25.01.2015].

PMG 2021 – Podziemne Magazyny Gazu. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/podziemne-magazyny-gazu> [Dostęp: 14.12.2021].

PMG Bonikowo 2021 – PMG Bonikowo. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/pmg-bonikowo> [Dostęp: 14.12.2021].

PMG Brzeźnica 2021 – PMG Brzeźnica. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/sanok/dzialalnosc/bezpieczenstwo/pmg-brzeznicza> [Dostęp 14.12.2021].

PMG Daszewo 2021 – PMG Daszewo. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/pmg-daszewo> [Dostęp 14.12.2021].

PMG Husów 2021 – PMG Husów. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/sanok/dzialalnosc/bezpieczenstwopmg-husow> [Dostęp: 14.12.2021].

PMG Strachocina 2021 – PMG Strachocina. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/sanok/dzialalnosc/bezpieczenstwopmg-strachocina> [Dostęp: 14.12.2021].

PMG Swarzędów 2021 – PMG Swarzędów. Portal korporacyjny PGNiG. [Online:] <https://pgnig.pl/sanok/dzialalnosc/bezpieczenstwopmg-swarzow> [Dostęp: 14.12.2021].

PMG Wierzchowice 2021 – PMG Wierzchowice. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/pmg-wierzchowice> [Dostęp: 14.12.2021].

Poszukiwanie 2021 – Poszukiwanie i wydobywanie. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/poszukiwanie-i-wydobywanie>. [Dostęp: 14.12.2021].

ROŚŁONEK G. 2016 – Skroplony gaz ziemny – LNG. Część I – Zagadnienia ogólne i podstawy procesu rozliczeniowego. *Nafta-Gaz* 2, s. 87–94, DOI: 10.18668/NG2016.02.02.

Rozporządzenie 2013 – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. *Dz.U.* dnia 4 czerwca 2013, poz. 640.

RUSZEL M. 2017 – Ocena bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – stan obecny i perspektywa do 2025 r. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 20(1), s. 5–22.

Sanok 2021 – Sanok – działalność. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/sanok/dzialalnosc/podziemne-magazynowanie-gazu>. [Dostęp: 13.12.2021].

SIEMEK J., NAGY S. 2007 – Podziemne magazyny gazu ziemnego w wyeksploatowanych kopalniach węgla. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* 24(2), s. 857–868.

SIMLA T. 2016 – Wykorzystanie energii kriogenicznej skroplonego gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej. *Archiwum Instytutu Techniki Ciepłej* 1, s. 113–151.

STOPA J., RYCHLIICKI S., JASKÓLSKI T., KOSOWSKI P. 2007 – PMG jako element bezpieczeństwa energetycznego i rynku gazowego. [W:] Materiały konferencyjne. V Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna. Bóbrka, 17–19 maja 2007.

STOPA J., RYCHLIICKI S., KOSOWSKI P. 2008 – Rola podziemnego magazynowania gazu w kawernach solnych. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 24(2/3), s. 11–23.

SWI GS 2021 – SWI System wymiany informacji, Mapa systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM SA. [Online] <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/gis/map/preview?id=10059&lang=pl> [Dostęp: 05.12.2021].

Terminal LNG 2021 – Polskie LNG SA. Program Rozbudowy Terminalu LNG. [Online] <https://terminalng.gaz-system.pl/pl/terminal-ng/program-rozbudowy-terminalu-ng/> [Dostęp: 05.12.2021].

TOMASZEWSKI K. 2017 – Wpływ inwestycji infrastrukturalnych w sektorze gazowym na bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowo-Wschodniej. *Środkowoeuropejskie Studia Polityczne* 3, s. 73–96, DOI: 10.14746/ssp.2017.3.4 [Online] <https://pressto.amu.edu.pl/index.php/ssp/article/view/19113/18877> [Dostęp: 15.12.2021].

Ustawa 1997 – Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.). Tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 31 marca 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne (Dz.U. 2021 poz. 716). Tekst ujednolicony – stan na 13.07. 2021.

Ustawa 2007. Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Dz.U. 2007, nr 52, poz. 343.

WAROWNY W., RYCHLIICKI S. 2007 – Wybrane nowe technologie w transporcie i zastosowaniach energetycznych gazu ziemnego. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* 24(2), s. 901–914. [Online] [http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-article-AGH5-0013-0125?q=bwmeta1.element.baztech-volume-1507-0042-wiertnictwo\\_nafta\\_gaz-2007-t\\_24\\_z\\_2;18&qt=CHILDREN-STATELESS](http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-article-AGH5-0013-0125?q=bwmeta1.element.baztech-volume-1507-0042-wiertnictwo_nafta_gaz-2007-t_24_z_2;18&qt=CHILDREN-STATELESS) [Dostęp: 05.12.2021].

WILCZYŃSKI M. 2015 – Gaz ziemny wsparciem dla niskoemisyjnej gospodarki. Wyd. Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju. Warszawa lipiec 2014– marzec 2015. [Online] <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/1585-gaz-ziemny-wsparcie-niskoemisyjnej-gospodarki.pdf> [Dostęp: 01.12.2021].

WOŁOWICZ M., KRAWCZYK P., GRUSZECKA M., MIKOŁAJCZAK A. 2017 – Wykorzystanie kawernowych magazynów gazu ziemnego jako wysokopojemnościowych magazynów energii elektrycznej. *Rynek Energii* 5, s. 45–48. [Online] <https://docplayer.pl/128629430-Wykorzystanie-kawernowych-magazynow-gazu-ziemnego-jako-wysokopojemnosciowych-magazynow-energii-elektrycznej.html> [Dostęp: 09.12.2021].

WNP 2012 – Kto zużywa najwięcej gazu? Portal WNP. [Online] [http://gazownictwo.wnp.pl/kto-zuzywa-najwiecej-gazu,170500\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/kto-zuzywa-najwiecej-gazu,170500_1_0_0.html) [Dostęp: 25.01.2015].

Wytwarzanie 2021 – Wytwarzanie. Portal korporacyjny PGNiG. [Online] <https://pgnig.pl/wytwarzanie> [Dostęp: 13.12.2021].

Zeebrugge 2021 – Technical data. Zeebrugge port. [Online] <https://portofzeebrugge.be/en/port/port-technical> [Dostęp: 03.12.2021].



