błękitna

energia

gazownictwo polskie

błękitna energia

Pod redakcją
Antoniego Bochena

Autorzy, konsultanci, recenzenci
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki, dr inż. Stanisław Szafran, dr inż. Krzysztof Kogut, dr Krzysztof Billewicz, inż. Kazimierz Nowak, Hubert Kiersnowski, inż. Zygmunt Marszałek, inż. Kazimierz Nycz, inż. Adam Król, dr Tomasz Długosz, Mirosław Rutkowski, Dariusz Rosada, Aleksander Zawisza, dr Jan Chmielewski, Krzysztof Chmielewski, Monika Frąckowiak, Małgorzata Tkacz, Maciej Gramza, Robert Jenerowicz, Antoni Bochen

Opracowanie makiety
Agencja Paweł Janik

Layout publikacji
Joanna Janczar-Janik

Skład komputerowy
Jakub Wróbel „Multimedia Art"

Redakcja i korekta
Monika Frąckowiak, Joanna Walentowska

Kreacja prezentacji reklamowych
Agnieszka Czechowicz

Koordynacja projektu
Jerzy Tomaszewski, Jacek Wiśniewski, Piotr Woźniak

Wydawca
Quixi Media Sp. z o.o.
85-061 Bydgoszcz, ul. Matejki 1a
www.quixi.pl
quiximedia@gmail.com

ISBN 978-83-61840-60-2
2014

Patronat / współpraca

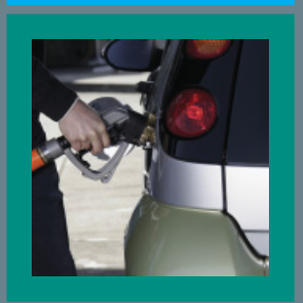
MINISTERSTWO GOSPODARKI

Izba Gospodarcza Gazownictwa

SITP NiG

POGP Polska Organizacja Gazu Płynnego

spis treści



początki gazownictwa 8
gaz miejski

rozwój gazownictwa ziemnego 34
gaz ziemny

współczesne gazownictwo 72
technologie

ukryte bogactwo 196
gaz z łupków

liquefied petroleum gas 216
gaz płynny - LPG

nowoczesne gazownictwo 254
otoczenie branży

Spis ilustracji

AC Spółka Akcyjna – 281 lewe

Agata Bochen – 9, 18, 19, 21, 23, 24, 25, 35, 36, 41, 44, 45, 46, 47, 68, 90, 91, 261

AmeriGas Polska Sp. z o.o.- 231 prawe, 252

BP Poland- 220

Centrum Kongresowe Hotel OSSA w Rawie Mazowieckiej – 266

CHEMET S.A. – 253

Cyfrowa Biblioteka Narodowa POLONA – 38, 39, 40

Elektrociepłownia „Zielona Góra: S.A. – 192

Exalo Drilling S.A. – 197, 208-209

FAS Poland Sp. z o.o. – 231 dolne, 234 lewe, 246

GAZEX – 178

GAZ-SYSTEM S.A. – 29, 73, 86, 87, 98, 115-116, 121, 124-125

Geofizyka Toruń S.A. – 80, 81, 82

GOK Regle rund Armaturen Polska Sp. z o.o. – 234 prawe

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy w Krakowie – 281 prawe

Izba Gospodarcza Gazownictwa – 259

KME Sp. z o.o.- 238

Library of Congress – 14, 223 prawe i dolne, 224

miesięcznik „Nowy Przemysł" – 269

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie – 22

Muzeum Górnictwa Węglowego w Zabrzu – 179 lewe

Muzeum Miasta Łodzi – 27

Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce – 48, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 60, 61

Muzeum w Rybniku – 179 prawe

Narodowe Archiwum C yfrowe – 222, 223 lewe i środkowe, 226, 227, 237 górne

Novatek Polska Sp. z o.o. – 221, 231 lewe, 235, 236, 248, 249

ORLEN GAZ Sp. z o.o. – 250

PGNiG SA- 20, 92, 265

Photofactory – 11, 12, 13, 15, 16, 17, 32, 76, 77, 89, 95, 99, 100-101, 102, 103, 106, 111, 112, 113, 114, 126, 127, 131, 132, 133, 134-135, 140, 154, 156, 171, 175, 179 środkowe i dolne, 182, 183, 189 lewe, 190, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 207, 214-215, 217, 225, 230, 232, 255, 264, 268, 270, 271, 274, 280, 282, 286, 287

PKN ORLEN SA – 206

Polska Organizacja Gazu Płynnego – 258, 262

Polskie LNG S.A. – 138-139

STAKO sp. z o.o. – 174

Stara Kopalnia w Wałbrzychu – 43

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego – 260

TARGI KIELCE S.A. – 267

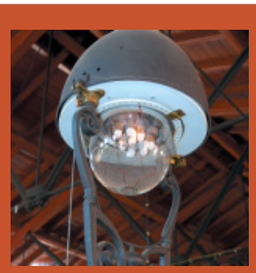
Zakłady Azotowe „Puławy" S.A. – 193

Zbigniew Domański – 237 dolne

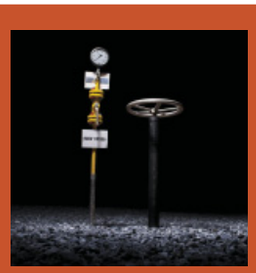
Liderzy branży

AmeriGas Polska Sp. z o.o. 229
Atrem S.A. 147
Avrio Media Sp. z o.o. 169
Baltic Ceramics S.A. 213
Biuro Projektów „Nafta-Gaz" Sp. z o.o. w Jaśle 151
Biuro Projektów i Realizacji Automatyki CompA sp. z o.o. 275
BNG Naftomontaż Przemyśl Sp. z o.o. 120
Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o. 278-279
Drillmec Polska Technologies Sp. z o.o. 85, 211
EDA-SERWIS Sp. z o.o. 108
ELPIGAZ Sp. z o.o. 241
EMERSON PROCESS MENAGEMENT Sp. z o.o. 171, 276
EWE energia sp. z o.o. 187
FAS Poland Sp. z o.o. 243
FOX FITTINGS Sp. z o.o. Sp. k. 110
GAZ BUDOWA Sp. z o.o. 123
GAZEX 181
Gazuno Gazowe Pompy Ciepła 195
Geldbach Polska Sp. z o.o. 107
GJW Gramza Jenerowicz Wspólnicy 282-285
GOK Regler und Armaturen Polska Sp. z o.o. 245
Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa Sp. z o.o. 161
IMPETGAS Sp. z o.o. 149
INSTALGAZ 115
INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy 273
Integrotech Sp. z o.o. 165
Itron Polska Sp. z o.o. 163
KME Sp. z o.o. 239
KRIO-SERWIS Sp. z o.o. 153
Landi Renzo Polska Sp. z o.o. 233
LNG-Silesia 136
Novatek Polska Sp. z o.o. 247
Przedsiębiorstwo Finansowo Konsultingowe GASKON S.A. 263
PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. 184-185
RAS POLAND Sp. z o.o. 109
„RMA POLSKA" sp. z o.o. 155
RUGIA spółka z ograniczoną odpowiedzialnością – spółka komandytowa 157
T.D. Williamson Polska Sp. z o.o. 105
TEL-STER Sp. z o.o. 172-173
Towarowa Giełda Energii S.A. 188
Tractebel Engineering S.A. 119
WATTS Industries Polska Sp. z o.o. 159
Wawrzynowicz i Wspólnicy sp.k. 291
Wiertconsulting Sp. z o.o. 96-97
Worthington Industries – Stako Sp. z o.o. 176-177
Z.W.U.G. „INTERGAZ" Sp. z o.o. w Tarnowskich Górach 166-167
Zakłady Automatyki „POLNA" S.A. 94
ZRUG Sp. z o.o. 143
ZRUG Zabrze S.A. 145

1 rozdział



DOŁY
SMOŁOWE
STRAGER



1 rozdział

początki gazownictwa

gaz miejski

światło i energia

Światło i energia odgrywały podstawową rolę w rozwoju ludzkości, w znacznym stopniu decydując o postępie cywilizacyjnym. Najpierw człowiek nauczył się korzystać z ognia zapalonego przez piorun, oświetlając w nocy ogniskiem swoje najbliższe otoczenie. Szybko okazało się, że ognisko nie było wygodnym źródłem światła przy wykonywaniu dokładniejszych prac, jak również przy poruszaniu się.

Z czasem nauczono się przenosić światło przy pomocy łuczywa. Ulepszoną formą tego narzędzia była pochodnia, tj. łuczywo obłożone z jednego końca pasmami lnianego bądź bawełnianego włókna, nasyconego smołą drzewną, woskiem, olejem lub inną substancją łatwopalną. Pochodnia była przenoszona bezpośrednio w ręce lub umieszczana w specjalnych trzymadłach, wykonanych z brązu, miedzi lub żelaza. Te prymitywne formy oświetlenia stosowano jeszcze w XIX wieku. Jednocześnie człowiek nauczył się wykorzystywać do oświetlania tłuszcz zwierzęcy, który należy do najstarszych paliw, oraz tłuszcze roślinne, przede wszystkim oliwę. W ten sposób powstały lampy zwane oliwnymi. W 1773 roku Francuz Leger zastosował w lampie knot, wykonany z plecionej taśmy bawełnianej. Przez kilkadziesiąt stuleci równolegle z oświetleniem oliwnym i olejnym używano świec.

Wielkie przemiany gospodarcze i społeczne na przełomie XVIII i XIX wieku, zachodzące w wyniku tzw. rewolucji przemysłowej, wymagały oświetlenia mocniejszego i łatwiejszego w obsłudze. Tego typu światło było potrzebne do oświetlania hal fabrycznych, dworców kolejowych i ulic miast. Pod koniec XVIII wieku rozpoczęto próby posługiwania się w technice oświetleniowej gazem powstającym podczas procesu suchej destylacji węgla kamiennego. Wynalazek ten znalazł bardzo szybko uznanie i gaz zaczęto powszechnie stosować do celów oświetleniowych. ■

początki gazownictwa na świecie

Pierwszym krokiem na drodze do powszechnego użytkowania gazu były jednak doświadczenia chemiczne związane z karbonizacją węgla prowadzone w 1648 roku przez Johna Claytona oraz uzyskanie gazu palnego. Gaz udało mu się zgromadzić w specjalnie spreparowanym zbiorniku – pęcherzu zwierzęcym.

Fot.: Zbiornik gazowy w Berlinie przy Prinzenstraße – 1900 r.

Fot. 1: Gapie przy lampach gazowych na Pall Mall – reakcja londyńczyków na nowe oświetlenie – 1809 r.

Fot. 2: Opróżnianie retort w „Great Gas Works" przy Brick Lane w Londynie – 1821 r.

Fot. 3: Stara londyńska gazownia przy East Norway Street – 1841 r.

Prawdziwą rewolucję w produkcji i praktycznym wykorzystaniu sztucznego gazu przyniósł jednak koniec XVIII wieku. W 1776 roku francuski chemik Philippe Lebon przeprowadził udane doświadczenie z zastosowaniem gazu do oświetlania i skonstruował tak zwaną termolampę. Wynalazek nie został jednak doceniony, a jego usiłowania, by założyć „towarzystwo" wspierające produkcję termolampy, będącej połączeniem lampy i grzejnika, spełzły na niczym.

Zasadnicze zmiany w dziedzinie wykorzystania otrzymanego gazu wprowadził angielski wynalazca William Murdoch, który jako pierwszy zastosował gaz pochodzący z węgla do oświetlenia. W 1792 roku wzbudził powszechne zainteresowanie i sensację, oświetlając sobie drogę niezwykłą lampą z płomieniem gazowym podczas wieczornej przejażdżki konnej po Birmingham. Dziwna lampa, którą trzymał w ręku ten wielce szanowany w mieście obywatel, wykonana była ze świńskiego pęcherza wypełnionego gazem, zakończonego rurką miedzianą, u wylotu której palił się jasnym światłem płomyk gazowy. Po wielu doświadczeniach Murdoch w tym samym roku skonstruował małą gazownię, przy pomocy której oświetlił swój dom w Redruth. Jasno oświetlony dom był doskonałą wizytówką i reklamą jego wynalazku. W 1795 roku została zbudowana pierwsza fabryka gazu, a produkowany w niej na skalę przemysłową gaz węglowy, zwany wtedy gazem świetlnym, zastosowano do oświetlenia domów i hal fabrycznych firmy Boulton i Watt w Birmingham, a później także innych angielskich zakładów przemysłowych.

Tak więc Philippe Lebon i William Murdoch, pracując niezależnie, stworzyli podstawy przemysłu gazowniczego. Zaczęła się długa epoka gazu sztucznego, produkowanego w gazowniach klasycznych, który był otrzymywany w wyniku odgazowania węgla kamiennego w temperaturze 900-1300°C, bez dostępu powietrza. Wyprodukowany gaz był użytkowany wyłącznie do oświetlania: hal fabrycznych, ulic miast oraz pomieszczeń, dlatego otrzymał historycznie uzasadnioną nazwę: „gaz świetlny". Później w zależności od okresu jego użytkowania zwany był gazem węglowym lub też ostatecznie – gazem miejskim.

W 1812 roku oficjalne zezwolenie na prowadzenie działalności komercyjnej na terenie Wielkiej Brytanii otrzymało towarzystwo gazownicze – spółka akcyjna Gas Light and Coke Company, które wybudowało pierwszą w historii gazownię działającą na skalę przemysłową. Był to właściwy początek gazownictwa, które w następnym ćwierćwieczu szybko rozpowszechniło się w całej Europie i w Stanach Zjednoczonych, gdzie rozwojowi tej dziedziny nadano wyjątkowy rozmach.

Duży wkład do rozwijającej się w szybkim tempie nowej gałęzi przemysłowej wniósł Samuel Clegg, angielski konstruktor i współpracownik Murdocha, który wzbogacił gazownictwo o nowe wynalazki i rozwiązania techniczno-technologiczne. Był on konstruktorem pieców retortowych, zbiorników gazowych, jak również twórcą nowej metody oczyszczania gazu z siarkowodoru przy użyciu związków żelaza.

Gazownictwo robiło szybkie postępy, wypierając stare, niewygodne i nierentowne sposoby oświetlania ulic lampami olejowymi zawieszanymi na słupach.

Zwykle lampy te były wygaszane po północy, a w okresach mrozów olej bardzo często zamarzał i latarnie same gasły. Dlatego ulice wielkich miast Europy zaczęły oświetlać instalowane kompleksowo latarnie gazowe. Pierwszym miastem był Londyn, gdzie w 1810 roku latarnie gazowe stworzyły stały element krajobrazu ulic.

Zrodziła się potrzeba, aby płomienie gazowe oświetlały nie tylko ulice miast, lecz także obiekty o charakterze użyteczności publicznej: dworce, teatry i gmachy urzędowe. Wkrótce też oświetlono gazem świetlnym pierwszą scenę – w londyńskiej operze.

Bardzo szybko oświetlenie gazowe ruszyło na podbój kontynentu europejskiego. W latach 1815-1824 latarnie gazowe pojawiły się w Paryżu (1818 rok), Wiedniu i Hanowerze (1824 rok). Lata 1825-1830 to czasy, w których gazownie klasyczne budowano w głównych miastach środkowej i wschodniej części ówczesnych Niemiec: Berlinie (1826 rok), Essen i Dreźnie (1828 rok). W latach 30. XIX wieku powstały kolejne gazownie w Petersburgu (1835 rok) i Moskwie, jak również w miastach Królestwa Prus, gdzie gaz był użytkowany nie tylko do oświetlania ulic, lecz także budynków, co podnosiło ich prestiż.

Najważniejszą firmą w ówczesnej Europie, która wznosiła gazownie i budowała sieci gazowe wraz z oświetleniem ulic, była angielska spółka Imperial Continental Gas Association. Jednocześnie w tym okresie na terenie Niemiec zaczęły powstawać konkurencyjne firmy zajmujące się gazownictwem. Jedną z nich był dynamicznie rozwijający się drezdeński zakład Blochmanna, który przeprowadzał gazyfikację miast w Prusach. To właśnie ta spółka wykonała gazyfikację Szczecina w 1849 roku. Natomiast budowę pierwszej fabryki gazu w zaborze rosyjskim powierzono Niemieckiemu Kontynentalnemu Towarzystwu Gazowemu z Dessau, które w oparciu o przyznaną przez warszawski magistrat koncesję wybudowało w 1856 roku Gazownię Warszawską i oświetliło warszawskie ulice latarniami na gaz świetlny.

W drugiej połowie XIX wieku przemysł gazowniczy rozkwitał, następował dalszy dynamiczny rozwój technologii zmierzających do zwiększenia wydajności przy wykorzystaniu bardziej odpowiednich gatunków węgla. Najważniejszym jednak elementem fabryki gazu był piec gazowniczy z retortami – miejsce suchej destylacji węgla kamiennego. W historii gazownictwa występowało kilkadziesiąt typów pieców gazowych, różniących się liczbą komór – retort, sposobem ich ułożenia, a także metodą ich ogrzewania i sposobem prowadzenia procesów odgazowania węgla kamiennego.

Fot.: Gazownia w Concord w stanie New Hampshire w USA ze zbiornikami gazu z 1888 r. (po prawej) i 1922 r. (po lewej)

1

2

3

4

Fot. 1:
Francuska reklama palników Auera – początek XX w.

Fot. 2:
Reklama oświetlenia gazowego – początek XX w.

Fot. 3:
Reklama kominka gazowego firmy Askania – początek XX w.

Fot. 4:
Reklama piecyka gazowego firmy Vaillant z sezonu 1908/09

Wprowadzano wiele innowacji przydatnych w eksploatacji urządzeń, jak również do produkcji i magazynowania gazu pod stałym ciśnieniem. Gaz był produkowany w technice niskociśnieniowej, a siłą napędową przesyłu gazu do odbiorcy było ciśnienie naporowe zbiornika stacyjnego gazowni. Zbiornik ów magazynował wyprodukowany gaz i utrzymywał stałe ciśnienie użytkowe w sieci gazowej.

W 1855 roku Robert Bunsen, profesor uniwersytetu w Heidelbergu, wynalazł palnik gazowy. Dzięki wykorzystaniu mieszania gazu z powietrzem przed zapaleniem uzyskano większą jasność oraz wyższą temperaturę płomienia. Płomień gazowy stał się bardzo wszechstronnym źródłem energii świetlnej i cieplnej.

Następnie do techniki oświetleniowej wprowadzono kolejne wynalazki: pojawiła się modyfikacja palnika lampy gazowej. Miejsce metalowej rurki zajął przystosowany do tego celu palnik Arganda z tzw. koszulką (siatką żarową) Auera, którą wynalazł i opracował w 1885 roku austriacki chemik baron Carl Auer von Welsbach. Był to woreczek z bawełnianej siatki nasyconej niepalnymi związkami dwóch pierwiastków: toru i ceru. Nasadzono go na wylot ceramicznego palnika, wewnątrz którego paliła się sporządzona wcześniej mieszanina gazu świetlnego z powietrzem. Rozżarzał się on do białości, dając ciepłe, białe światło.

W tym samym okresie Petit i Smith w Anglii zapoczątkowali stosowanie gazu nie tylko do celów oświetleniowych, ale również do celów grzewczych – dostosowali palnik Bunsena do ogrzewania mieszkań i rozpoczęli produkcję pierwszych grzejników gazowych. Gaz zaczął być powszechnie stosowany nie tylko w prostych urządzeniach domowych takich jak różnorodne kuchenki gazowe, ale także wykorzystywano go w kominkach gazowych, grzejnikach wody i w wielu nowych modelach sprzętu domowego, w których spalano gaz z odzyskaniem ciepła: w lodówkach, chłodziarkach, żelazkach do prasowania. Używano go także w specjalistycznych urządzeniach stosowanych w usługach, takich jak: lokówki fryzjerskie, prasowalnice, maszynki do palenia kawy czy też różnego rodzaju podgrzewacze i kotły warzelne. Pomysły konstrukcyjne związane z urządzeniami gazowymi wędrowały z kraju do kraju, stąd różnorodność modeli bardzo często zachowujących te same nazwy, choć w wykonaniu różniących się od swych prawzorów.

Nowe konstrukcje odbiorników gazowych wymagały dobrej jakości gazu, w związku z tym równolegle wprowadzano do produkcji kolejne metody i techniki jego oczyszczania. Zamiast początkowego prymitywnego płukania wodą przechodzono do zastosowania szeregu procesów fizycznych i chemicznych mających na celu usunięcie wszystkich niepożądanych zanieczyszczeń oraz wydobycie z gazu składników wpływających na proces spalania. Jednocześnie z postępem technicznym zwiększała się moc produkcyjna lokalnych gazowni oraz zasięg sieci gazowej i liczba odbiorców gazu.

Ówczesne gazociągi były układane z rur żeliwnych o połączeniach kielichowych i o średnicach malejących wraz z oddalaniem się od gazowni. Dla zwiększenia pewności dostaw gazu kierunki rozpływu były łączone łącznikami poprzecznymi.

Pomimo poważnego rozwoju gazownictwa opartego na „indywidualnych gazowniach" nie mogło ono stanowić podstawy do szerzej rozumianej gazyfikacji i miało znaczenie wyłącznie lokalne. Podstawy te stworzyły dopiero gazociągi wysokoprężne, przesyłające na duże odległości znaczne ilości gazu z gazowni i koksowni. ■

Fot.: Carl Auer von Welsbach (1858-1929)

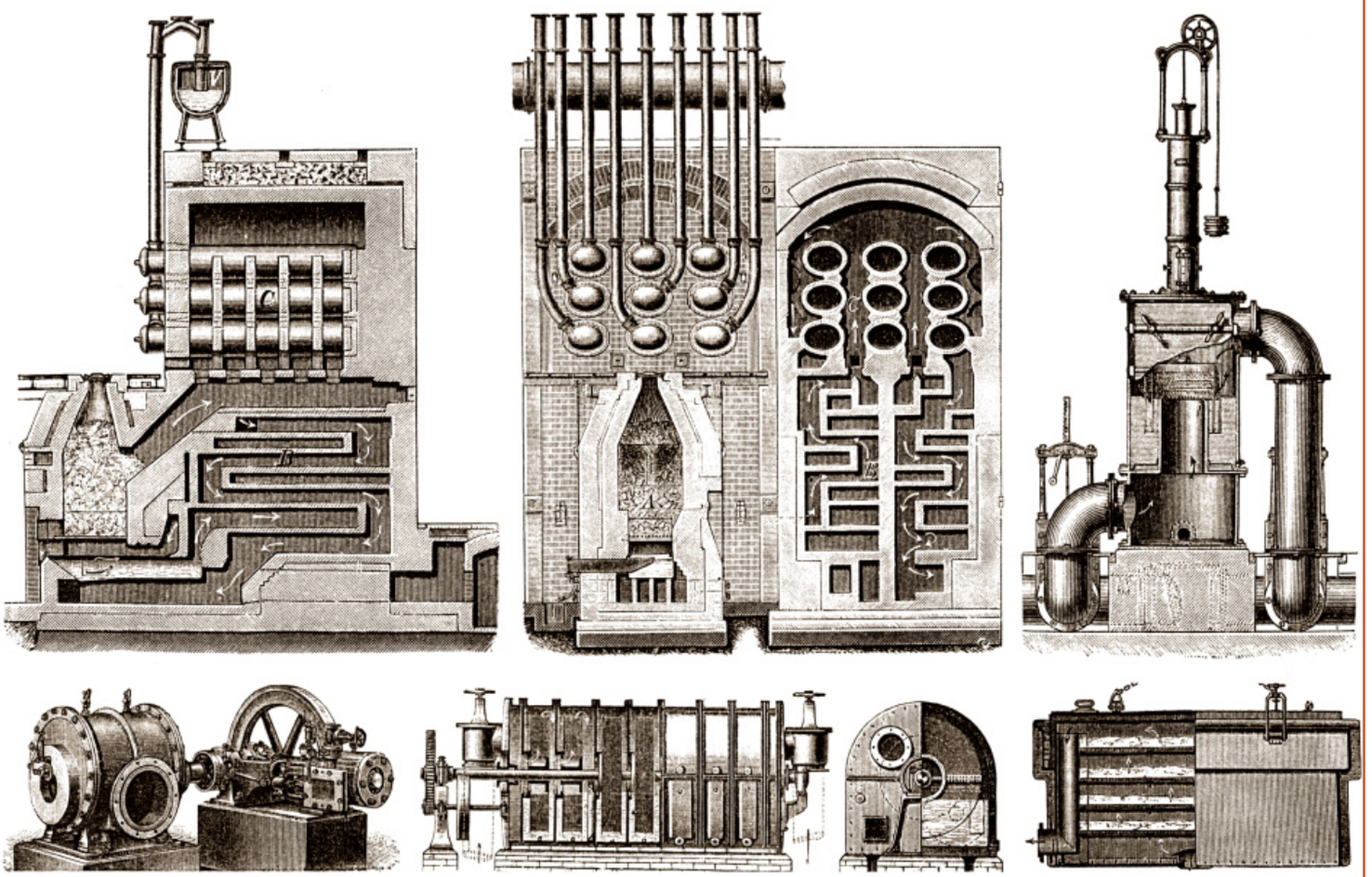
Technologia

Głównymi urządzeniami wytwórczymi klasycznej gazowni były piece gazownicze i generatory. W piecach zachodził najważniejszy proces – odgazowanie, czyli sucha destylacja węgla (prażenie go w wysokich temperaturach bez dostępu tlenu). Gaz rurami z górnej części pieca trafiał do odbieralnika, w którym następowało jego pierwsze schłodzenie i odebranie ok. 80% smoły – było to zarazem zamknięcie i zabezpieczenie przed zmieszaniem gazu z powietrzem w przypadku otwarcia retorty.

W aparatowni gaz podlegał dalszym procesom technologicznym:

- chłodzeniu – tuż przy piecach znajdowały się chłodnice gazu, gdzie jego temperatura spadała do około 30°C; dalej zamontowane były ssawy, zapewniające odbiór gazu z piecowni i jego przetaczanie przez dalsze etapy obróbki;
- odsmalaniu – w mechanicznych odsmalaczach Pelouze'a, a później urządzeniach elektrostatycznych, zawartość smoły w gazie zmniejszała się z około 0,2 g/m^3 do 0,05 g/m^3;
- usuwaniu amoniaku – w płuczkach amoniakalnych (standardowych – obrotowych lub typu Skrubber) poprzez natrysk wodą wypłukiwano amoniak z gazu;
- usuwaniu naftalenu i benzenu – w urządzeniach typu Skrubber zanieczyszczenia wymywane były olejem;
- odsiarczaniu – usuwanie z gazu siarkowodoru i organicznych związków siarki następowało w odsiarczalnikach skrzyniowych i polegało na przepuszczaniu gazu przez masę czyszczącą zawierającą rudy żelaza, z którymi reagowała siarka.

Oczyszczony gaz tłoczono do zbiorników, z których rozprowadzany był do sieci. Powszechnie stosowano zbiorniki mokre, gdzie gaz gromadzono w naczyniu w formie odwróconego dzwonu zanurzonego w wodzie. Po napełnieniu gazem – jako lżejszym od wody – zbiornik wypierany był do góry, a podczas opróżniania – opadał na dół pod własnym ciężarem. Pozwalało to utrzymać stałe ciśnienie w sieci przy następujących w ciągu doby wahaniach ilości odbieranego gazu.



Fot.: Schematy pieców retortowych do produkcji gazu w „Brockhaus Konversation-Lexikon" – XIX w.

gazownictwo
miejskie na ziemiach polskich

Historia gazownictwa polskiego, kierunki i tendencje jego rozwoju nie różnią się od tych, które występowały w przypadku gazownictwa europejskiego – tak pod kątem poziomu technicznego, jak i sposobu użytkowania gazu. W okresie, kiedy w Europie i na świecie tworzyły się podstawy przyszłego przemysłu gazowego, Polska znajdowała się pod zaborami trzech państw: Rosji, Prus i Austrii.

Fot.: Sprężarka gazu na tle budynków gazowni w Zgorzelcu

Fot. 1: Tłocznia gazu nr I – Gazownia Szczecińska

Fot. 2: Zabytkowe obiekty Gazowni Zgorzeleckiej

Fot. 3: Wrocław, obiekty dawnej gazowni na Tarnogaju

Z oczywistych powodów wszelkie inicjatywy naukowe związane z rozwojem przemysłu gazowniczego uzależnione były od ogólnego poziomu technicznego państwa administrującego danym obszarem Polski i od programów rozwojowych narzuconych przez zaborców.

Za pioniera gazownictwa na ziemiach polskich pod zaborami uznano profesora Instytutu Technicznego w Krakowie Karola Mohra, który w 1830 roku skonstruował małą doświadczalną gazownię i w ramach eksperymentu dydaktycznego zapalił dla swych studentów kilka latarni gazowych na ulicy Gołębiej. Jednak projekt zastosowania wynalazku do oświetlania miasta wydawał się wówczas nazbyt śmiały. Poza tym sfinansowanie budowy gazowni w ówczesnym politycznym i gospodarczym położeniu kraju było niełatwym zadaniem. Podobne próby podejmował w Poznaniu w 1845 roku inżynier Nehrebecki. Na kontynuowanie tego rodzaju prac polskim naukowcom brakowało jednakże środków finansowych.

Rozwój przemysłu gazowniczego na zachodnich terenach współczesnej Polski (ówczesne Prusy) przebiegał w bardziej korzystnych warunkach, ponieważ gazownictwo niemieckie należało do światowej czołówki. Powstały tam pierwsze towarzystwa gazowe, które wznosiły gazownie na skalę przemysłową i oferowały miastom oświetlenie ulic. Zakłady gazownicze były budowane przede wszystkim przez firmy niemieckie z Berlina, Bremy, Dessau, Dortmundu, Drezna, Hamburga i Hanoweru.

Wrocław

Historia gazownictwa we Wrocławiu zaczęła się w 1843 roku, kiedy to oświetlenie gazowe w swoim domu i warsztacie, a następnie w restauracji „Złota Gęś" zainstalował Heinrich Mainecke. W 1847 roku oddano do użytku pierwszą gazownię przy ulicy Tęczowej i w mieście rozbłysło 857 latarni. Później we Wrocławiu zbudowano jeszcze trzy gazownie: drugą w 1864 roku, trzecią w 1881 roku i największą, czwartą, w 1906 roku. Ten ostatni zakład powstał przy ulicy Gazowej na Tarnogaju i został jedynym producentem gazu we Wrocławiu. Po modernizacji i rozbudowie stał się w 1927 roku najnowocześniejszą gazownią w Europie. Początkowo właścicielem gazowni było Towarzystwo Oświetlenia Gazowego we Wrocławiu, a około 1857 roku lokalna gmina – magistrat miasta. Wrocławski Zakład Gazowniczy zaprzestał produkcji gazu węglowego w 1990 roku, po 147 latach działalności gazowni klasycznej.

Szczecin

W Szczecinie władze miasta prowadziły początkowo negocjacje z angielską firmą Imperial Continental Gas Association, które przerwano pod koniec 1837 roku i rozpoczęto rozmowy ze spółką Blochmanna. To właśnie jej zaproponowano opracowanie projektu budowy szczecińskiej gazowni i niezbędnej sieci rurociągów. Po zebraniu przez magistrat niezbędnej kwoty (250 000 talarów) zlecono firmie z Drezna realizację planowanej inwestycji. Prace rozpoczęto w 1846 roku od budowy obiektu z czterema piecami komorowymi, z których każdy posiadał 10 retort usytuowanych w trzech poziomach. Obok budynku piecowni zbudowano drugi, w którym gaz schładzano w komorach chłodniczych, a następnie oczyszczano go za pomocą filtrów z zanieczyszczeń poprodukcyjnych. Przy oczyszczalni wybudowano dwa zbiorniki gazu, o pojemności 800 m^3 i 1600 m^3, oraz budynki: administracyjny, warsztatowy i magazynowy.

Budowę zakładu zakończono w 1848 roku i 23 kwietnia na ulicach Szczecina zapłonęły pierwsze latarnie gazowe. W 1849 roku gaz pobierało 1643 odbiorców, a ulice miasta oświetlały 593 latarnie gazowe. Gazownia, zlokalizowana w robotniczej dzielnicy Pomorzany, była inwestycją komunalną i stanowiła własność magistratu szczecińskiego. W 1985 roku, po 138 latach pracy, odstawiono z ruchu ostatnie piece gazowe szczecińskiej gazowni.

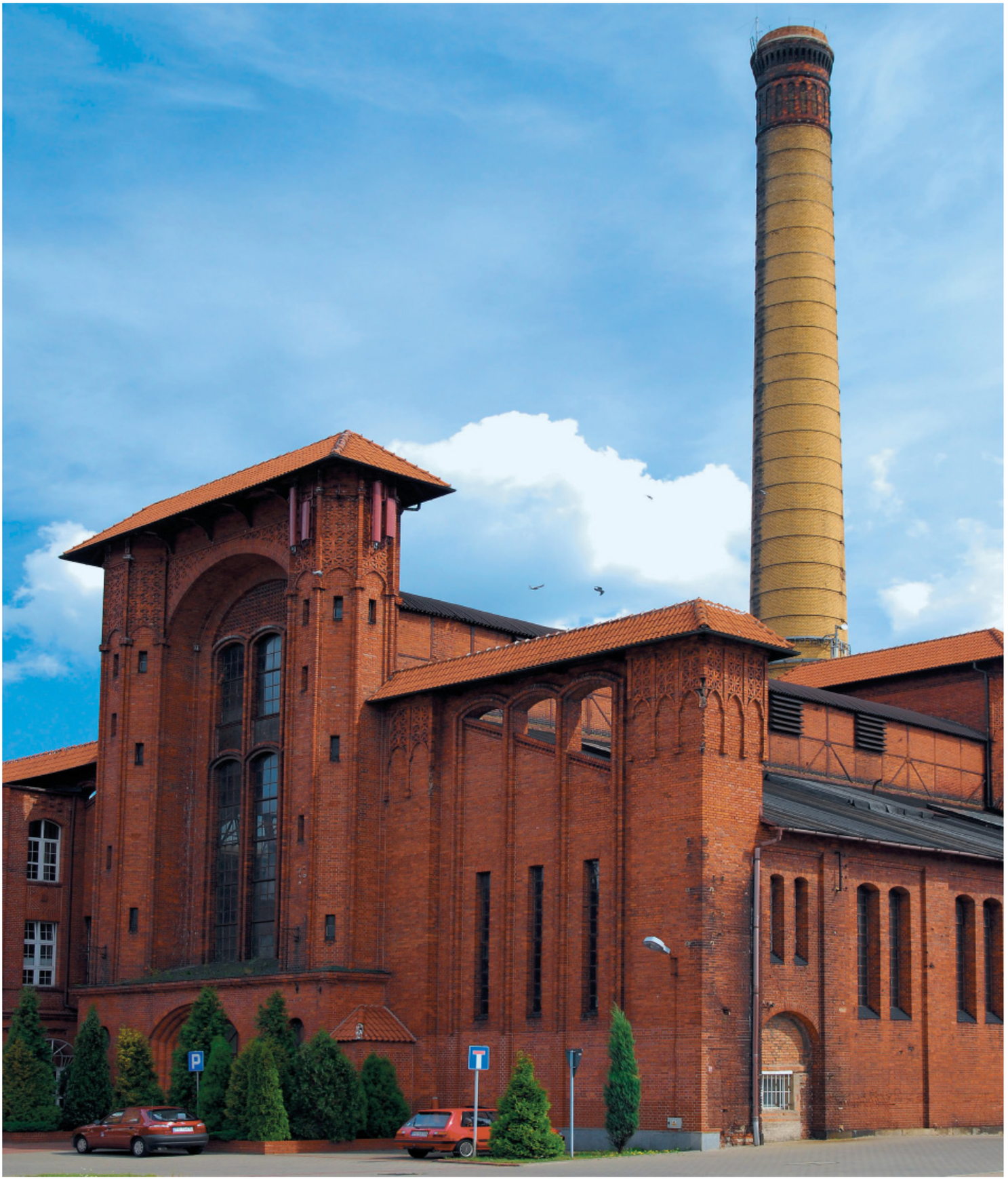
GDAŃSK

W Gdańsku wynalazek gazu świetlnego zademonstrowano po raz pierwszy w grudniu 1853 roku, po uruchomieniu zakładu na lewym brzegu Motławy. Z uwagi na dynamiczny rozwój miasta rosło również zapotrzebowanie na gaz, którego w 1870 roku sprzedano 2 mln m^3. Brak możliwości dalszej rozbudowy i przesunięcia się centrum odbioru gazu spowodował potrzebę wybudowania drugiego zakładu, który oddano do eksploatacji w 1904 roku. Nową gazownię zlokalizowano przy ulicy Wałowej. W 1991 roku gazownia zakończyła produkcję gazu węglowego, jednak przez pewien czas dostarczano jeszcze do sieci gazowej Gdańska gaz z rozkładu gazu ziemnego wysokometanowego. Urządzenia produkcyjne gdańskiej gazowni zostały wyłączone po 138 latach pracy.

POZNAŃ

Poznańska gazownia miejska rozpoczęła pracę 14 listopada 1856 roku. Zakład przy ulicy Grobla był pierwszym w Poznaniu dużym zakładem przemysłowym, o nowatorskiej architekturze, z licznymi urządzeniami i ciągami technologicznymi ulokowanymi w kilku budynkach. W dniu otwarcia na ulicach i placach lewobrzeżnego Poznania zapłonęło 414 latarni gazowych. Na koniec 1856 roku w Poznaniu świeciło 1500 gazowych lamp. Koniec XIX i początek XX wieku był dla gazowni trudnym czasem konkurowania z energią elektryczną, wymuszającym modernizacje i dbanie o jakość gazu. 18 lipca 1966 roku rozpoczęła pracę druga fabryka gazu w Poznaniu – nowoczesny, zautomatyzowany Zakład Dwugazu przy ulicy Gdyńskiej, zbudowany na licencji austriackiej. Dzięki tej inwestycji zdolności produkcyjne poznańskiej gazowni podwoiły się. Gazownia przy ulicy Grobla została centralą Wielkopolskich Okręgowych Zakładów Gazownictwa (WOZG), skupiających 50 gazowni w Wielkopolsce i na ziemi lubuskiej. W 1973 roku, po 116 latach pracy dla Poznania, gazownia przy ulicy Grobla zakończyła produkcję. W dwa lata później WOZG przekształciły się w Wielkopolskie Zakłady Gazownictwa i Górnictwa Nafty i Gazu. W latach 80. XX wieku gaz ziemny docierał już do wszystkich odbiorców w Poznaniu i zatrzymano produkcję gazu w Zakładzie Dwugazu przy ulicy Gdyńskiej.

Fot.: Gazownia Gdańska – widok z końca lat 50. XX w.



Fot.: Gazownia Poznańska – przykład wspaniałej, monumentalnej architektury przemysłowej wzorowanej na budownictwie pałacowym

ŚLĄSK

Najstarsza na terenie Śląska jest gazownia w Raciborzu z 1852 roku. Bielska gazownia powstała w 1861 roku, a rok później uruchomiono gazownię w Opolu. 6 grudnia 1868 roku oddano do użytku gazownię w Małym Zabrzu, a w 1871 roku oświetlono m.in. zabrzański dworzec. Po powstaniach śląskich i podziale Górnego Śląska 18 marca 1922 roku założone zostały Gazownie Górnośląskie S.A. Celem było stworzenie niezależnego od Niemiec przedsiębiorstwa, które docelowo zaopatrywać miało w gaz całe województwo śląskie. Na majątek firmy składały się: Gazownia Hajduki Wielkie (późniejsze Świętochłowice, wybudowana w 1909 roku), niewielka Gazownia Katowice (1884 rok) oraz lokalne sieci rozdzielcze, stacje zbiornikowe, podstacje i miejsca sprzedaży. W 1947 roku do Gazowni Górnośląskich przyłączono Gazownię Chorzów (1912 rok). W 1948 roku, po kilku zmianach organizacyjnych, Górnośląskie Gazownie połączono z innymi zakładami gazowniczymi, tworząc Górnośląskie Zakłady Gazowe Wytwórnia Nr 1 w Świętochłowicach.

W 1928 roku powstały Górnośląskie Gazociągi Dalekosiężne (Ferngas Schlesien). Zakład zajmował się oczyszczaniem i rozprowadzaniem gazu koksowniczego, początkowo z Koksowni Makoszowy i z Koksowni Bobrek, później także z Koksowni Gliwice, Koksowni Zaborze i Koksowni Jadwiga.

W 1929 roku Gazownia w Zabrzu weszła w skład Verbandsgaswerk Oberschlesien GmbH – Zjednoczonych Zakładów Gazowych, które powstały z połączenia gazowni w Małym Zabrzu (1868 rok), Bytomiu (1880 rok) i Gliwicach (1880 rok). Po II wojnie światowej zakłady zostały przejęte przez zarząd państwowy.

1 września 1948 roku utworzono Zjednoczone Zakłady Gazu Koksowniczego z siedzibą w Zabrzu. W ich skład weszły: Gazownie Górnośląskie, Zjednoczone Zakłady Gazowe, Górnośląskie Gazociągi Dalekosiężne, Dolnośląskie Gazociągi Dalekosiężne oraz będący w likwidacji zakład Muchobór. W 1950 roku zakłady przemianowano na Zakłady Gazownictwa Okręgu Zabrzańskiego, a w 1966 roku przedsiębiorstwo stało się wielozakładowym i przyjęło nazwę Górnośląskie Okręgowe Zakłady Gazownictwa. W 1982 roku zakłady stały się częścią ogólnokrajowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Baza techniczna zakładów oparta była na tłoczniach gazu rozmieszczonych najczęściej w miejscu wytwarzania gazu koksowniczego – przy koksowniach: Walenty, Zaborze, Jadwiga, Makoszowy, Gliwice, Dębieńsko i Knurów. Łącznikiem między tłoczniami była tłocznia Dalgaz. Wraz z wprowadzeniem do sieci gazowej na początku lat 70. XX wieku gazu ziemnego znaczenie tłoczni zaczęło maleć i stopniowo były likwidowane – ostatnia została zamknięta tłocznia Makoszowy w 1998 roku.

Fot.: Biuro kierownika rozdzielni gazu w Zabrzu – lata 20. XX w.

KRAKÓW

Kraków to pierwsze polskie miasto, w którym zademonstrowano oświetlenie gazowe (w 1830 roku przy ulicy Gołębiej). Obowiązującą 25 lat umowę na oświetlanie miasta podpisano w 1855 roku z Niemieckim Kontynentalnym Towarzystwem Gazowym w Dessau. Latarnie gazowe, zasilane gazem z wybudowanej w latach 1856-1857 gazowni na Kazimierzu, rozjaśniły miasto 22 grudnia 1857 roku. W pierwszym roku działalności produkcja roczna gazu wynosiła 371 tysięcy m^3. 1 marca 1886 roku Krakowska Gazownia Miejska stała się pierwszym miejskim przedsiębiorstwem przemysłowym w Krakowie po wypowiedzeniu umowy nieinwestującemu w rozwój sieci towarzystwu z Dessau. W 1910 roku rozszerzenie granic miasta zaowocowało decyzją o budowie nowego zakładu gazowniczego, ale plany te zostały całkowicie przekreślone przez I wojnę światową, a po niej zadecydowano o przebudowie istniejącego zakładu. Lata 20. i 30. XX wieku to okres intensywnie prowadzonej reklamy gazu, przy czym trwający w tym okresie rozwój elektryczności spowodował stopniowe wypieranie gazu w dziedzinie oświetlenia. Oświetlenie gazowe miało stanowić rezerwę świetlną dla miasta. W 1927 roku rozpoczęto modernizowanie gazowego oświetlenia miasta.

Po II wojnie światowej i odbudowaniu zniszczonego zakładu, wobec wzrostu zapotrzebowania na gaz, w 1955 roku zapadła decyzja o prowadzeniu dalszej gazyfikacji Krakowa w oparciu o gaz koksowniczy z Huty im. Lenina, co nastąpiło w 1958 roku. Dnia 30 czerwca 1968 roku wygaszono ostatnie piece wytwórcze i zaprzestano produkcji gazu na Kazimierzu – od tego momentu krakowski zakład stał się przedsiębiorstwem przesyłowo-rozdzielczym, dystrybuującym gaz ziemny i koksowniczy. W 1973 roku zapadła decyzja o całkowitej zamianie gazu koksowniczego na gaz ziemny – prace zakończono w 1982 roku. Obecnie w wyniku rozdziału obrotu i dystrybucji gazu na terenie Krakowa działa Zakład Gazowniczy w Krakowie wchodzący w skład Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Gazownia Krakowska, funkcjonująca w Karpackim Oddziale Obrotu Gazem w Tarnowie PGNiG S.A.

Fot.:
Gazowe oświetlenie arkad w Sukiennicach na Starym Rynku w Krakowie

WARSZAWA

W 1856 roku, za zgodą namiestnika carskiego Iwana Paskiewicza, Rada Administracyjna Królestwa Polskiego upoważniła magistrat warszawski do zawarcia umowy i udzielenia koncesji Niemieckiemu Kontynentalnemu Towarzystwu Gazowemu z Dessau na budowę Zakładu Gazowego. Umowa została zawarta 1 maja 1856 roku w formie aktu notarialnego i nadała koncesjonariuszowi prawa wyłączności oświetlenia ulic Warszawy światłem gazowym, na okres 25 lat. Towarzystwo Gazowe z Dessau wybudowało fabrykę gazu przy ulicy Ludnej 10/16 zwaną „Gazownią na Powiślu", a Warszawa po raz pierwszy ujrzała światło gazowe 27 grudnia 1856 roku, kiedy to wzdłuż ulic: Ludnej, Książęcej, Nowego Światu i Krakowskiego Przedmieścia oraz Placu Zamkowego zajaśniały 92 latarnie gazowe, zasilane gazem świetlnym. Na początku gaz używano głównie w celu oświetlenia ulic, a z czasem zaczął być powszechnie stosowany do ogrzewania pomieszczeń, podgrzewania wody, w kuchenkach, żelazkach itp. Ze względu na stały wzrost zapotrzebowania w 1888 roku na Woli przy ulicy Dworskiej 25 (obecnie Kasprzaka) otworzono Zakład Gazowy Nr 2, a pod koniec XIX wieku przy nowym zakładzie powstała Fabryka Chemiczna Gazowni Miejskiej m. st. Warszawy, przerabiająca produkty gazowni (m.in. smołę). Podczas I wojny światowej gazownie nie doznały uszczerbku. W latach 1925-1930 zakłady gazownicze zostały przekazane gminie jako Gazownia Miejska m. st. Warszawy i poddane modernizacji. 19 grudnia 1930 roku, po 74 latach pracy, fabryka gazu na Ludnej została zamknięta.

Po wybuchu wojny Gazownia Miejska, która doznała sporych zniszczeń, funkcjonowała pod nadzorem niemieckim. Częściowo rozbudowany zakład prowadził produkcję do 22 września 1944 roku. Niemcy wywieźli niemal całe ruchome wyposażenie i przygotowali budynki do wysadzenia, ale zdążyli zniszczyć tylko najnowszą piecownię. Przepływ gazu w sieci przywrócono 25 czerwca 1945 roku, a uroczyste uruchomienie wytwórni gazu nastąpiło 3 lipca 1945 roku.

Z kolejnych inwestycji należy wymienić rurociąg gazu ziemnego i stację gazu generatorowego wybudowane w 1950 roku. W tym samym roku miasto przekazało gazownię państwu (Centralnemu Zarządowi Gazownictwa), jako Zakłady Gazownictwa Okręgu Warszawskiego. Lata 50. XX wieku to ciągły dynamiczny wzrost zapotrzebowania na gaz. W marcu 1959 roku zostaje oddana nowa stacja generatorów dwugazu typu „VIAG". W listopadzie 1961 roku rozpoczęto dostawy gazu koksowniczego z Górnego Śląska.

Od 1966 roku sieć gazową zaczęto przystosowywać do przesyłu gazu ziemnego, wybudowano gazociąg wysokoprężny Puławy-Warszawa i rozkładnię gazu ziemnego. Gaz z rozkładni po zmieszaniu z gazem ziemnym rozprowadzany był do kwietnia 1978 roku jako gaz miejski. Produkcję gazu z węgla zakończono w 1970 roku, a wytwarzanie gazu miejskiego osiem lat później. Od tego czasu mieszkańcy Warszawy otrzymują gaz ziemny.

Fot.: Gazownia Warszawska przy dawnej ul. Dworskiej – aparatownia z 1888 r. – obecnie siedziba Muzeum Gazownictwa przy ul. Kasprzaka 25

Fot.: Wieża ciśnień z 1887 r. – Gazownia Warszawska

PODSUMOWANIE

Rozwój gazownictwa na obecnych terenach Polski zaczął się w połowie XIX wieku, kiedy to niemal w tym samym okresie (lata 1847--1857) powstały największe zakłady gazownicze we Wrocławiu, Szczecinie, Gdańsku, Poznaniu, Warszawie i Krakowie. Również średnie i mniejsze miasta zdobywały się na budowę własnych gazowni. W drugiej połowie XIX wieku na ziemiach polskich powstały między innymi następujące gazownie: Racibórz (rok budowy 1852), Rawicz (rok budowy 1857, rok wyłączenia 1975), Elbląg (1859-1976), Toruń (1859-1979), Bydgoszcz (1860-1972), Gorzów (1860-1979), Nysa (1860-1983), Bielsko (1861-1967), Opole (1862-1967), Katowice (1863-1976), Kołobrzeg (1864-1980), Grudziądz (1865-1974), Leszno (1864-1975), Krotoszyn (1865-1986), Tczew (1866-1974), Łódź (1867-1979), Chełmno (1867-1971), Stargard (1868-1979), Kalisz (1871-1973), Gniezno (1872-1978), Lublin (1881-1970), Sopot (1885-1953), Nakło (1886-1989), Olsztyn (1890-1974), Paczków (1896-1977), Bartoszyce (1897-1988), Lębork (1898-1987).

Liczba gazowni powstających na „terenach polskich" wiązała się z ogólnym poziomem technicznym reprezentowanym przez poszczególnych zaborców oraz charakteryzującym ich sposobem zarządzania. Najwięcej gazowni powstało pod zaborem pruskim, znacznie mniej pod zaborem austriackim, a najmniej pod zaborem rosyjskim. Po I wojnie światowej na ziemiach polskich istniało 136 gazowni, z czego 105 w zaborze pruskim, 19 w zaborze austriackim i 12 w rosyjskim, nie licząc miast w zagłębiach naftowych, zaopatrywanych w gaz ziemny.

Ilościowy rozwój gazowni na „terenach polskich" trwał do zakończenia I wojny światowej. Po odzyskaniu niepodległości w 1918 roku gazownictwo klasyczne przeżywało poważne trudności – głównie z powodu braku dostaw dobrego węgla gazowniczego, problemów ze zbytem produktów ubocznych, a szczególnie koksu, oraz na skutek rosnącej konkurencji energii elektrycznej i gazu ziemnego. W tym okresie zlikwidowano kilkanaście małych gazowni na terenach byłego zaboru pruskiego, natomiast w latach 1926-1932 wybudowano zaledwie dwie nowe gazownie (w Radomiu i Gdyni). Ogólna produkcja polskich gazowni gazu węglowego utrzymywała się na stałym poziomie i wynosiła około 170 mln m^3 gazu rocznie.

Pod względem technicznym gazownie polskie przechodziły całą fazę rozwojową: od prymitywnych pieców rusztowych z murowanymi retortami do nowoczesnych komór o ruchu ciągłym, opalanych gazem z generatorów centralnych. Odziedziczone dawne gazownie, po wielokrotnych przebudowach i modernizacjach, zostały dostosowane do nowoczesnych wymogów techniki.

W stosunkowo krótkim czasie zastosowano piece z komorami poziomymi i z komorami pionowymi o ruchu periodycznym i ciągłym.

Pod koniec 1925 roku w Polsce było 252 876 ustawionych gazomierzy o ogólnej liczbie 1 527 922 „płomieni gazomierzowych" i 2077,3 kilometra sieci gazowych. Sieć gazowa była wykonana w przeważającej części z rur żeliwnych.

Należy tu podkreślić, że pod względem ilości posiadanych wytwórni gazu i ilości produkowanego gazu z węgla nie byliśmy potęgą, ale byliśmy jednym z pierwszych terenów w Europie, a może i na świecie, gdzie zaczęto wydobywać i użytkować gaz ziemny na przełomie XIX i XX wieku. Okres zaś międzywojenny to czas, kiedy zaczęła rozwijać się sieć przesyłowa gazu ziemnego na Podkarpaciu, a wraz z nią zużycie tego gazu jako paliwa.

Tymczasem na początku lat 30. XX wieku w ówczesnych polskich zagłębiach naftowych (na południe od Lwowa) gaz ziemny był już wykorzystywany jako paliwo do opalania kotłów gazowych, kuźni, napędu silników spalinowych, do ogrzewania pomieszczeń i oświetlania w gospodarstwach domowych. Już w tym okresie zaczęły się kształtować zarysy wielkiego planu gazyfikacji kraju opartego na wykorzystaniu gazu ziemnego, gazu koksowniczego i gazu węglowego produkowanego w lokalnych gazowniach miejskich.

II wojna światowa spowodowała spustoszenie w polskich zakładach gazowniczych, ale w 1945 roku, po wyzwoleniu, stan posiadania gazownictwa polskiego uległ znacznej poprawie: liczba gazowni lokalnych wzrosła do 263, z czego połowa była czynna od początku, a pozostałe zakłady uruchamiano stopniowo. Rok 1950 stanowi kolejny etap rozwoju w polskim gazownictwie, ponieważ powstał wtedy Centralny Zarząd Gazownictwa, któremu podporządkowano gazownie o charakterze okręgowym. Równocześnie przez zniesienie związku samorządu terytorialnego gazownie lokalne przeszły pod nadzór jednolitej władzy państwowej.

Dalszy rozwój gazownictwa nastąpił w drugiej połowie XX wieku, kiedy to dynamicznie wzrosło zapotrzebowanie na paliwa gazowe, a postęp gazyfikacji kraju był możliwy jedynie poprzez zastosowanie gazu ziemnego w przemyśle i gospodarstwach domowych. Budowano sieci przesyłowe, odbiorców gazu węglowego przestawiano na gaz ziemny oraz stopniowo likwidowano gazownie klasyczne produkujące gaz węglowy.

Historia użytkowania gazu ziemnego jest nie mniej pasjonująca jak produkcja gazu świetlno-węglowego. Gaz naturalny wydobywany z ziemi pod własnym ciśnieniem znany był już w starożytności. Pierwsza wzmianka o rozprowadzaniu gazu ziemnego przewodami bambusowymi pochodzi z Chin i została opisana w IX wieku p.n.e. Ale to już inna historia… ■

1

2

Fot. 1: Pracownicy Gazowni Miejskiej w Łodzi we wnętrzu laboratoryjnym, dwudziestolecie międzywojenne

Fot. 2: Latarnicy Gazowni Miejskiej w Łodzi przed rozpoczęciem pracy – ok. 1914 r.

Fot. 3: Widok ogólny Gazowni Miejskiej w Łodzi – ok. 1914 r.

3

2 rozdział

2 rozdział

rozwój gazownictwa

gaz ziemny

ogień z ziemi

Historia odkrycia przez człowieka gazu ziemnego jest szczególnie ciekawa w okresie początkowym. Do tej pory nie wiemy, kiedy po raz pierwszy człowiek pierwotny zetknął się z tym cennym surowcem, ale miało to zapewne charakter przypadkowy. Wolny wypływ tego gazu poprzez spękania skorupy ziemskiej, spowodowane ruchami tektonicznymi, pozostawał przez człowieka niezauważony do czasu jego zapalenia.

Gaz ziemny, a głównie metan, jego podstawowy składnik, to ciało lotne, bezbarwne i bez zapachu, a zatem jest trudny do zauważenia. Dopiero zainicjowanie go ogniem stworzyło warunki do zaobserwowania i zainteresowania się tym niecodziennym zjawiskiem. Zapalenie ognia mogło nastąpić od uderzenia pioruna w pobliżu miejsca wypływu, od ogniska zlokalizowanego blisko szczelin lub od iskry powstałej przy obróbce kamiennych narzędzi.

W tym czasie człowiek pierwotny znał już ogień, który wykorzystywał do przygotowania strawy i ogrzania się. Jednakże warunkiem koniecznym takiego używania ognia było zgromadzenie pewnej ilości drewna i jego podpalenie. W przypadku palącego się gazu ziemnego człowiek pierwotny zetknął się po raz pierwszy z niewidocznym dla jego oka medium, które paliło się w sposób ciągły – często przez okres przekraczający jego życie, a nawet życie wielu pokoleń. Ponieważ zjawisko to było wówczas niewytłumaczalne, nadano mu charakter nadprzyrodzony, boski. Zaczęto czcić wieczne ognie, wznosząc wokół nich mury świątyń i ustanawiając strażniczki tych ogni, zwane westalkami, od imienia bogini ogniska domowego Westy.

W światowym kronikarstwie i literaturze faktu istnieje wiele zapisów dokumentujących miejsca palenia się wiecznych ogni. Jeden z najstarszych tekstów, o wydobywaniu ropy naftowej i asfaltu w okolicach Morza Martwego w IX wieku p.n.e., zawarty jest w księdze *Genesis*. Również Plutarch podaje opisy palących się ogni w Babilonii. Ognie te paliły się także w ówczesnej Persji, a jej mieszkańcy czcili je jako oznaki boga Ormuzda. Informacje dotyczące lokalizacji i wykorzystania gazu ziemnego i ropy naftowej można znaleźć w pracach starożytnych uczonych i podróżników: Herodota, Pliniusza, Diodora, Stracona i innych, którzy wymieniają liczne miejscowości na Kaukazie, w Mezopotamii, w Azji Mniejszej, Chinach i Japonii. W XIII wieku dokładniejsze opisy wiecznych ogni przekazuje ze swych podróży Marco Polo.

Towarzyszący złożom ropy naftowej gaz ziemny sprawiał początkowo wiele trudności przy jej eksploatacji, powodując liczne erupcje i pożary. Dlatego traktowany był jako zbyteczny balast i wypuszczano go do atmosfery. Z czasem jednak poznano jego cenne walory użytkowe, stosując go najpierw na miejscu wydobycia do celów komunalnych, a później do wypalania wapieni. Te pierwsze praktyczne zastosowania gazu ziemnego jako paliwa energetycznego wdrożone były w okolicach Baku, w Iraku, Indiach, Birmie i na Borneo. Kroniki podają, że w 221 roku p.n.e. Chińczycy, wiercąc żerdziami bambusowymi w poszukiwaniu solanki, natrafili na złoże gazowe, z którego gaz wykorzystywali do podgrzewania panwi z solanką, uzyskując w ten sposób – po odparowaniu wody – sól. Chińczycy również jako pierwsi na świecie zastosowali żerdzie bambusowe jako przewody do przesyłu gazu ziemnego. Palący się w pochodniach gaz ziemny na półwyspach Apszerońskim i Dagestańskim (zachodnie wybrzeże Morza Kaspijskiego) wykorzystywany był jako szczególny rodzaj latarni morskich dla statków płynących w pobliżu tych półwyspów. Płonące pochodnie gazu ziemnego znajdowano również w USA, nad jeziorem Erie. W miejscu, gdzie wypływał gaz, wzniesiono tam czworoboczną budowlę, w narożach której paliły się pochodnie. Ugaszono je dopiero w 1887 roku.

Fot.: „Drzwi do piekła" – 70-metrowy krater na pustyni Kara-kum w Turkmenistanie powstał w 1971 r., gdy rosyjscy geologowie dowiercili się do kawerny wypełnionej gazem ziemnym

Również w polskim piśmiennictwie mamy wiele opisów naturalnych wycieków ropy naftowej i gazu ziemnego. Wiejska ludność Podkarpacia, penetrując bory i lasy w poszukiwaniu drewna, grzybów i runa leśnego oraz łowiąc zwierzynę, natrafiała wielokrotnie na przypadki naturalnych wycieków tych bituminów ze szczelin w skorupie ziemskiej. Informowano o nich właścicieli posiadłości ziemskich, a ci powiadamiali uczonych, kronikarzy i lekarzy, którzy szczegółowo badali i opisywali te wystąpienia w swoich pracach. W późniejszym okresie takie wycieki były wskazówką do dalszych prac nad praktycznym wykorzystaniem zalegających w głębi ziemi złóż tych surowców.

Chronologicznie informacje te w odniesieniu do Podkarpacia pojawiały się w następujących pracach:

- 1534 rok – pierwsza informacja zawarta w dziele Stefana Falmierza *O ziołach i mocach ich*, wydanym w Krakowie,
- 1578 rok – Wojciech Oczko, nadworny lekarz Stefana Batorego, w dziele *Cieplice* opisuje niezwykłe walory lecznicze wód mineralnych w Iwoniczu,
- około 1630-1650 rok – ks. Fryderyk Alembek, sekretarz króla Władysława IV Wazy, pozostawił w języku łacińskim opis źródła solanki (nazwanego później Bełkotką) i wypływających z nią ropy i gazu, *które zapalone, zajmują się płomieniem i nie gasną łatwo*,
- 1684 rok – Conrad Archiatr w czasopiśmie *Acta Eruditorum* opisuje pożar źródła wycieku gazu w okolicach Krosna, spowodowany uderzeniem pioruna,
- 1687 rok – dr Jan Denis, przyboczny lekarz króla francuskiego Ludwika XVI, w swoim dziele *Ciekawy opis źródła odkrytego w Polsce* zamieszcza szczegółowy opis Bełkotki w Iwoniczu,
- 1699 rok – ks. Wojciech Tylkowski w wydanym w Oliwie dziele *Physica curiosa* również przytacza opis źródła Bełkotka w Iwoniczu,
- 1763 rok – Jan Bielski w wydanym w Poznaniu dziele *Widok Królestwa Polskiego* opisuje iwonickie źródło,
- 1850 rok – Karol Załuski w swej książce *Opis Iwonicza* także pisze o istniejącym tam wycieku.

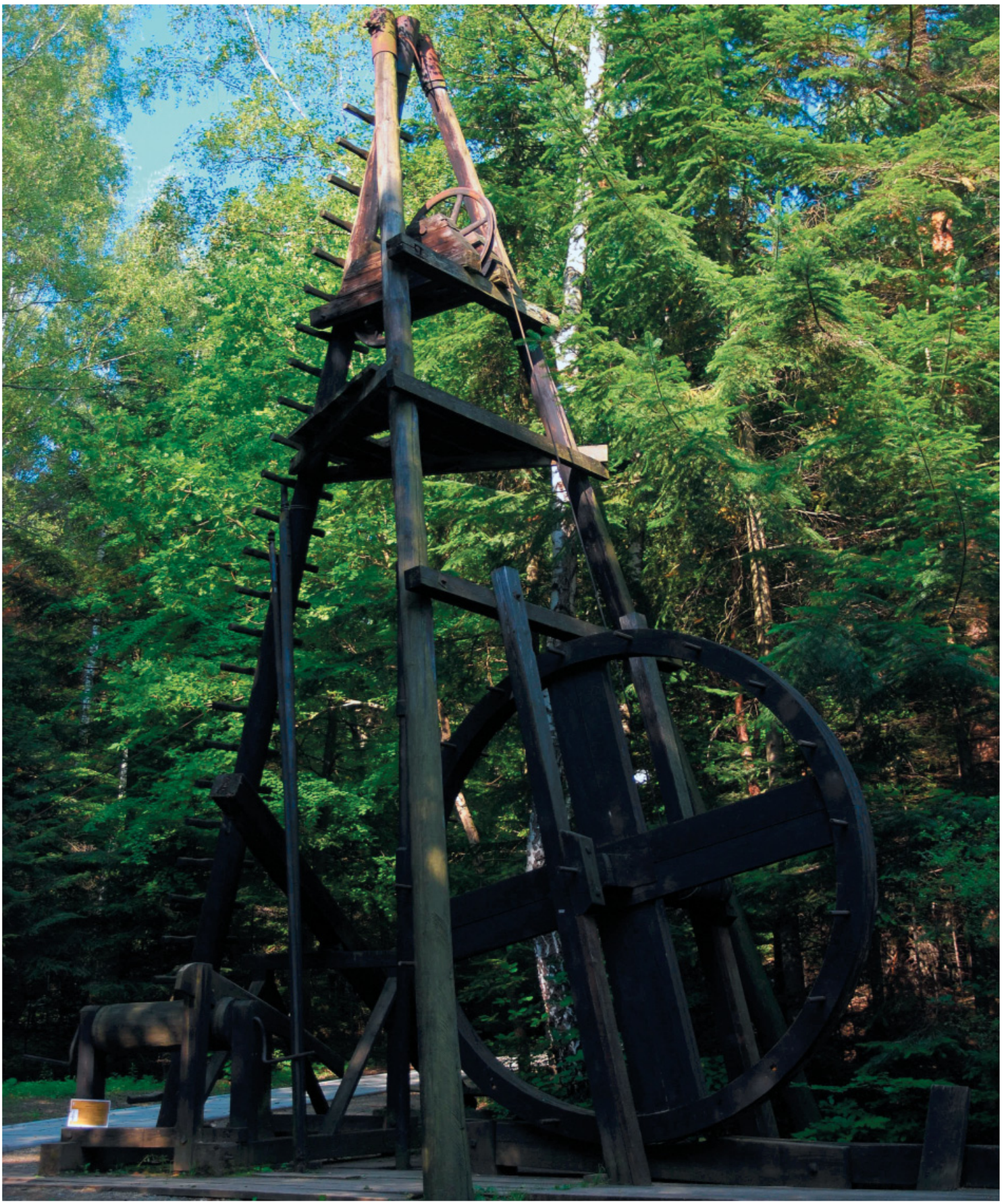
Bełkotką zajmowali się nie tylko uczeni i kronikarze. W ciszy iwonickich lasów i szumie bulgocącego źródła odpoczywało i szukało natchnienia do dalszej twórczości wielu poetów, publicystów i malarzy. Nazwa tego źródła wzięła się stąd, iż wypływający pod ciśnieniem gaz, przechodząc przez warstwę mułu i wody, wydawał charakterystyczne dźwięki – jak wówczas mówiono – „bełkotania".

Spośród grona poetów przebywali tu m.in. Władysław Bełza i Wincenty Pol. Ten ostatni w 1843 roku napisał wiersz – dedykację na cześć iwonickiego źródła, w następującym brzmieniu:

W cieniu twych lasów coś tam szemrząc słodko
Dziś – jak przed wieki – witasz nas „Bełkotko"
A jak natchnienie przez usta przepływa:
Czysty się płomień z twych nurtów dobywa,
I czcią przejęci nad źródłami twemi,
Wielbimy Boga w cudach naszej ziemi!
Bo ogień święty i szmer źródła rzewny,
Co tajemniczo spod ziemi wychodzi
Jest temu życiu serc naszych pokrewny,
Co się z płomieni i łez cichych rodzi.

Z kolei Władysław Bełza w przewodniku z 1885 roku *Iwonicz i jego okolice* tak pisze o Bełkotce: *Nic bardziej uroczego nad widok, jaki sprawia to ogniste źródło, z zapadnięciem nocy, wśród otaczającego milczącego lasu.* Profesor Uniwersytetu Lwowskiego, który badał to źródło w 1877 roku oszacował, że od czasu istnienia dowodów historycznych wypłynęło z niego do atmosfery 5 940 000 m^3 gazu. W 1875 roku źródło to zostało obudowane najpierw cembrowiną drewnianą, a później betonową. Pamiątkowy obelisk, zniszczony w czasie II wojny światowej, został w 1959 roku odbudowany. Źródło to czynne jest do tej pory. ■

Fot.: Wiertnica ręczna – konstrukcja inż. H. Waltera z 1862 r. Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce



Ignacy Łukasiewicz

Gaz ziemny występuje w przyrodzie samodzielnie jako tzw. gaz suchy albo też – znacznie częściej – jako gaz mokry, razem ze złożami ropy naftowej.
W początkowym okresie eksploatacji złóż ropy gaz traktowany był w najlepszym razie jako bezużyteczny odpad, którego pochodnie płonęły na szczytach szybów naftowych w XIX wieku.

Fot.: Wnętrze domu Ignacego Łukasiewicza w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce, na pierwszym planie lampa nafowa

Miejsca naturalnych wycieków ropy i gazu są raczej nieliczne – do przemysłowej eksploatacji zalegających głębiej złóż konieczne są wiercenia i planowe wydobycie. Stąd gazownictwo ziemne i przemysł wydobywczy ropy od swojego początku są ściśle powiązane i nie można opisać historii jednej z tych dziedzin, pomijając drugą.

Pierwsze wysięki ropy naftowej na terenach Polski odnotowano w piśmiennictwie w 1534 roku, gdy Stefan Falimierz wspomina o oleju, „który idzie z kamienia". Natomiast wiele lat później, w 1828 roku, ksiądz Siarczyński opisuje wydobywanie ropy:
[…] w bliskości źródeł, które kipiączką, zwłaszcza na Pokuciu zwą, biorą dół głęboki na trzy sążnie, do którego prokura wraz z wodą ścieka, lecz woda w dół opada, a skalny olej po wierzch pływa, aby go zaś oczyścić mieszają go często z wodą w tym dole, po czym zawsze czystszy na wierzch występuje, naokoło tego dołu wydrążają małe dołki na kształt wywróconej głowy cukru, w dołki te oczyszczony olej zlewają, a gdy po dwóch lub trzech dniach woda w ziemię wsiąknie, zbierają prokurę czystszą, szarawożółtawą, a osobno pozostałą na spodzie gęstszą i brudną wyczerpują.

Inną techniką zbierali ropę łebacy, posługujący się końskimi ogonami lub pękami długich źdźbeł trawy, którymi zbierali ropę z powierzchni rozlewisk wodnych. Swój urobek sprzedawali następnie maziarzom, którzy ją, jak pisał ksiądz Siarczyński:
[…] po wsiach i miasteczkach rozwożą i na kwarty sprzedają… Używał jej lud do kaganków, do smarowania kół, wozów i bydła przeciw zarazie, do wylewania czółen i statków, aby trwalszymi były i wody do siebie nie brały. Skałolej czysty pali się dobrze, lubo dym gęsty wdaje i kopci, nic jednak po sobie nie zostawia i cały się wypala, takowy do oświetlenia ulic we Lwowie używany bywał.

Rewolucję w metodach wydobycia, przetwórstwie i możliwościach wykorzystania produktów ropopochodnych zapoczątkował Polak – Ignacy Łukasiewicz. Któregoś dnia do apteki, gdzie Łukasiewicz, tytułowany „panem prowizorem", sporządzał pigułki i napary, zajechał karczmarz spod Borysławia, niejaki Schreiner. Za pazuchą kapoty trzymał dwie butelczyny. Łukasiewicz pomyślał przez moment, że może to rodzaj zapłaty za przysługę, której się Schreiner spodziewa. Jakież było jego zdziwienie, kiedy tamten wręczył mu dwie butelki skalnego oleju. W opinii karczmarza Łukasiewicz był jedynym człowiekiem w okolicy, który mógł mu udzielić odpowiedzi na nurtujące go pytanie, czy z tego śmierdzącego płynu uda się pędzić gorzałkę. Karczmarz przyznał się, że widział, jak okoliczni chłopi gotują ropę w kociołkach w celu pozyskania smaru do kół, i widział także, że na pokrywkach i na obrzeżach skrapla się jakiś przezroczysty płyn.

Łukasiewicz zabrał się do pracy. Wyodrębnił metodą destylacji płyn, o którym mówił Schreiner. Substancja jednak w niczym spirytusu nie przypominała, ale wykazywała właściwości palne. Aptekarz pomyślał w tym momencie o biednych, ciemnych chłopskich chatach, w których życie zamierało po zachodzie słońca. Nalał płynu do lampy oliwnej. Niestety nastąpił wybuch, który o mało nie okaleczył „polskiego Prometeusza".

Rok później aptekarz z pomocą konstruktora Adama Bratkowskiego oraz aptekarzy Piotra Mikolascha i Jana Zeha, po wielu nieudanych próbach ze stosowaniem nafty w lampach olejowych, skonstruował pierwszy prototyp lampy naftowej. Urządzenie zostało wykonane z blachy i miało kształt cylindrycznego walca, będącego zbiornikiem na naftę, którego górną część wyposażono w przeźroczyste okienka z miki. Palnik lampy stanowił knot, którego dolna część zanurzona była w zbiorniczku z naftą. 31 lipca 1853 roku w lwowskim szpitalu odbyła się pierwsza na świecie operacja chirurgiczna, podczas której pomieszczenie oświetliło światło skonstruowanej w ten sposób lampy.

W Bóbrce pod Krosnem Łukasiewicz uruchomił pierwszą na świecie kopalnię ropy naftowej – obecnie mieści się tam Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego – z pierwszym szybem naftowym „Franek". W niedalekich Ulaszowicach powstała w 1856 roku pierwsza rafineria ropy, a kiedy spłonęła, wybudowano nowoczesną rafinerię w Chorkówce. Dzięki popytowi na naftę i zyskom zawiązanej spółki Ignacy Łukasiewicz stał się zamożnym obywatelem.

Łukasiewicz był jednak nie tylko wynalazcą i patriotą, czynnie zaangażowanym w działalność narodowowyzwoleńczą, ale i społecznikiem. Zainicjował powstanie kas brackich, czyli pierwszych form ubezpieczeń na wypadek choroby lub wypadku górnika, wybudował zakład leczniczy w Bóbrce, a nawet kościół w Zręcinie. Cieszył się zasłużoną sławą dobroczyńcy regionu. Mówiono, że drogi Podkarpacia brukowane były guldenami Łukasiewicza. Pod koniec życia wynalazca został wybrany do Sejmu Galicyjskiego. Gdy wybuchło powstanie styczniowe, Łukasiewicz wspomagał oddziały finansowo, a zagrożonych aresztowaniem przygarniał do siebie. Jednych zatrudniał przy szybach, innych gromadnie wysyłał na swój koszt za wielką wodę, do Stanów Zjednoczonych i Kanady. ■

wschodnie
zagłębie naftowe

Do września 1939 roku prawie całe Podkarpacie znajdowało się w granicach Rzeczypospolitej Polskiej. Pod względem występowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego można je było podzielić na dwie części. Było to wschodnie zagłębie naftowe – z ośrodkami wydobycia ropy w Borysławiu i okolicy oraz gazu ziemnego w Daszawie. W rejonie Ustrzyk Dolnych, Sanoka, Krosna, Jasła, Gorlic i Nowego Sącza znajdowało się zagłębie zachodnie.

Fot.: Borysław (obecnie Ukraina) – ogólny widok kopalń naftowych – 1907 r.

Fot. 1, 2, 3: Pocztówki z rejonu Borysławia – 1900-1930 r.

Na obszarach ropo- i gazonośnych w wymienionych dwóch zagłębiach koncentrowały się prace poszukiwawcze oraz wydobycie tych surowców. Przy pierwszych odkryciach ropy naftowej towarzyszący jej gaz ziemny uważany był za zbędny balast, powodujący przy drążeniu odwiertów wiele trudności, takich jak: erupcje ropy i gazu, trudne do ugaszenia pożary odwiertów, zalewanie ropą pól, potoków i rzek. Konieczne było więc odseparowanie gazu od ropy, głównie za względów bezpieczeństwa.

Roponośne i gazowe złoża w zagłębiu wschodnim występowały na południe od Lwowa, w obrębie miejscowości Borysław, Drohobycz, Tustanowice, Mrażnica i Daszawa. Oddzielony od ropy naftowej przy pomocy specjalnych separatorów gaz ziemny kierowano rurociągami w celu dalszego oczyszczania z cząstek ropy i gazoliny do specjalnych urządzeń zwanych gazoliniarniami. Tak przygotowany gaz mógł być już dostarczony do odbiorców. Jednakże pierwsze zastosowanie gazu ziemnego miało charakter ograniczony. Wobec braku gazociągów jego użytkowanie sprowadzało się w początkowym okresie do wykorzystania na miejscu wydobycia, tj. w kopalniach lub w ich pobliżu, a w szczególności do opalania kotłów parowych, pieców kuziennych, do napędu silników spalinowych, oświetlania, ogrzewania i opalania kuchni płytowych w mieszkaniach pracowniczych.

Występowanie ropy naftowej i gazu ziemnego stwierdzono w Borysławiu już w 1835 roku, jednak praktyczne udostępnienie do wierceń tego wielkiego wówczas złoża nastąpiło dopiero w 1896 roku. W poszukiwaniu ropy w 1912 roku dowiercono się do złoża w okolicy Kałusza, a następnie do kolejnych złóż: w 1921 roku w Daszawie koło Stryja, w 1934 roku w miejscowości Balicze, w 1935 roku w Wierzbowcu koło Kosowa Huculskiego i w ostatnich latach przed wybuchem II wojny światowej w Oparach, na wschód od Drohobycza, oraz w Chodnowicach, na wschód od Przemyśla. Nadmiar występującego gazu ziemnego, pochodzącego w pierwszym okresie ze złóż ropno-gazowych, zobligował przemysłowców do budowy pierwszego gazociągu gazu ziemnego, by przesłać go na większe odległości.

W celu realizacji tych potrzeb inżynier Marian Wieleżyński otrzymał 20 maja 1912 roku ze starostwa w Drohobyczu koncesję na budowę gazociągu o długości 700 m z kopalni Klaudiusz w Borysławiu do mostu na rzece Tyśmienica. W lipcu 1912 roku została utworzona spółka z kapitałem 20 tysięcy koron pod nazwą Zakład Gazu Ziemnego – inż. M. Wieleżyński Sp. z o.o. w Hubiczach. Przedmiotowy gazociąg był pierwszym rurociągiem do przesyłu gazu ziemnego zbudowanym we wschodnim zagłębiu naftowym. Od tego czasu Wieleżyński ściśle współpracował z inżynierem Władysławem Szaynokiem. W 1916 roku założona przez nich spółka Gaz Ziemny przekształciła się w kolejną spółkę: Gazolina Sp. z o.o. w Tustanowicach, z kapitałem zakładowym 300 tysięcy koron, nabyła kopalnię Dembowski oraz wybudowała gazoliniarnię z początkową produkcją czterech wagonów gazoliny miesięcznie. Spółka ta kupiła w tym czasie budynek administracyjny we Lwowie przy ulicy L. Sapiehy 3. W 1920 roku dotychczasowa spółka przekształcała się w nową, pod nazwą Spółka Akcyjna Gazolina. Prezesem pierwszej rady zawiadowczej tej spółki był profesor Ignacy Mościcki, późniejszy prezydent Rzeczypospolitej Polskiej, a kierownictwo techniczne sprawował Marian Wieleżyński.

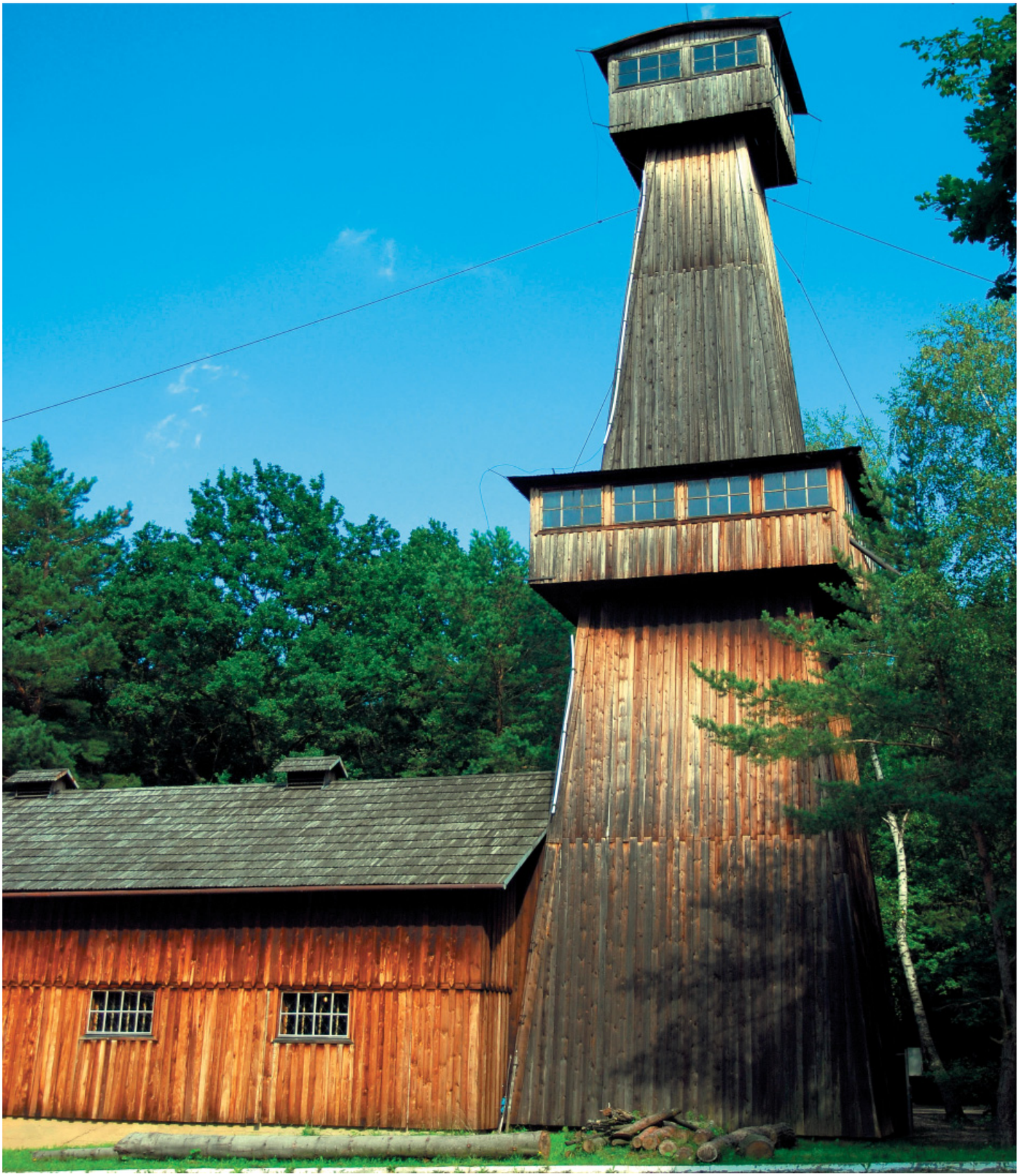
Akcjonariuszami spółki – poza założycielami – po raz pierwszy zostali jej zasłużeni pracownicy. Była to zatem pierwsza spółka pracownicza w polskim przemyśle naftowym.

Z inicjatywy Władysława Szaynoka oraz przy wkładzie finansowym państwa w 1921 roku powstała nowa spółka, pod nazwą Międzymiastowe Gazociągi. Jej celem była budowa sieci gazociągów i rozprowadzanie nimi gazu ziemnego do odbiorców. Jedną z pierwszych transakcji tej spółki był wykup od firmy Erdgas-Gesellschaft m.b.H. gazociągu Borysław-Drohobycz, o długości 14 km, tłoczni gazu w Tustanowicach i sieci gazociągów rozdzielczych w Borysławiu. W 1926 roku spółka Międzymiastowe Gazociągi połączyła się ze Spółką Akcyjną Gazolina, wnosząc w aporcie do tej ostatniej wiele obiektów przemysłowych oraz spłacając Skarbowi Państwa wartość jego udziału w spółce.

W kolejnych latach powiększona Spółka Akcyjna Gazolina rozwija się prężnie, budując wiele gazociągów, tłoczni gazu i gazoliniarni. Przedsiębiorstwo należało do nielicznych wówczas organizacji gospodarczych znajdujących się całkowicie w rękach obywateli polskich, bowiem powstające wówczas jak grzyby po deszczu spółki naftowe oparte były głównie na kapitale zagranicznym: austriackim, niemieckim, francuskim, holenderskim oraz biznesmenów narodowości żydowskiej.

Gaz ziemny odzyskany równocześnie z wydobyciem ropy naftowej stanowił liczące się źródło pozyskania środków finansowych niezbędnych do działalności firmy, szczególnie do działalności inwestycyjnej. Łącznie w latach 1925-1936 wydobyto ze złóż borysławskich razem z ropą naftową 117,5 mln nm^3 (normalnych metrów sześciennych) gazu ziemnego, przy maksymalnej produkcji w 1925 roku wynoszącej 18,4 mln nm^3. Do 1932 roku w Spółce Akcyjnej Gazolina dochody uzyskiwane ze sprzedaży gazoliny były większe od dochodów wynikających ze sprzedaży gazu ziemnego. W późniejszym okresie proporcje te się odwróciły. Nastąpiło to po odkryciu w 1921 roku wielkiego złoża gazu ziemnego w Daszawie i jego rozwierceniu w latach 1925-1927. Po podziale złoża na działki eksploatacyjne, dokonanym przez Wyższy Urząd Gazowniczy w Drohobyczu, Spółka Akcyjna Gazolina otrzymała część złoża z 14 otworami gazowymi, o łącznej dopuszczalnej wydajności 450 nm^3/min i produkcji potencjalnej 2500 nm^3/min.

Fot.: Borysław – panorama rozwijającego się dzięki ropie miasta – ok. 1930 r.



Fot.: Wiertnica polsko-kanadyjska – konstrukcja sprowadzona przez H. Mac Garveya i przystosowana do polskich warunków – Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce

Dało to bodziec do rozbudowy sieci gazociągów i doprowadzenia gazu do miast i ośrodków przemysłowych. Przykładem tego może być miasto Stryj, w którym w 1923 roku rozprowadzono 536 767 nm^3, zaś w 1929 roku było to już 5 545 983 nm^3, a więc ponad dziesięciokrotnie więcej! Podobnie było we Lwowie i Drohobyczu. Spółka Akcyjna Gazolina jako jedna z pierwszych w kraju podjęła produkcję gazu skroplonego, zawierającego w swoim składzie węglowodory cięższe (propan-butan). Był on używany wówczas do opalania tkanin, procesu karburyzacji i dwugazu w gazowniach węglowych. Spółka prowadziła również działalność handlową, m.in. posiadała w całym kraju sieć stacji benzynowych. Zajmowała się także problematyką naukowo-badawczą, najpierw we własnym laboratorium Metan, przekształconym później w Chemiczny Instytut Badawczy we Lwowie.

Uzyskanie tak znaczących efektów naukowych, technicznych i ekonomicznych było zasługą zdolnego, wykształconego, ofiarnego i prężnego w działaniu kierownictwa przedsiębiorstwa, szczególnie Mariana Wieleżyńskiego, Władysława Szaynoka i innych pracowników. Był to wielki wkład myśli technicznej do powstania i rozwoju polskiego przemysłu gazu ziemnego.

Drugą, równie wielką organizacją gospodarczą zajmującą się wydobyciem ropy naftowej i jej przetwórstwem oraz eksploatacją odwiertów gazowych, a także przesyłem i rozprowadzeniem gazu ziemnego na obszarze całego kraju była Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych Polmin we Lwowie (PFOM Polmin). Przedsiębiorstwo to było całkowitą własnością Skarbu Państwa. Powstało w oparciu o rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 1927 roku w sprawie wydzielenia z administracji państwowej przedsiębiorstwa naftowego pod nazwą Polmin Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych.

Jak wspomniano wcześniej, z początkiem XX wieku do polskiego przemysłu naftowego i gazu ziemnego zdecydowanie wkroczył kapitał zagraniczny, który prawie całkowicie go sobie podporządkował. Natomiast polscy właściciele złóż ropno-gazowych i zakładów przetwórczych ukierunkowali swoją działalność na osiągnięcie maksymalnych zysków. W tej sytuacji rząd nie miał praktycznie żadnego wpływu na działalność tej jakże ważnej, również ze strategicznego punktu widzenia, gałęzi przemysłu. Postanowił więc skupić pod swoim zarządem przynajmniej jego część, tworząc PFOM Polmin, z siedzibą zarządu we Lwowie, przy ulicy Akademickiej 7. Jedną z pierwszych czynności zarządu nowego przedsiębiorstwa był wykup od prywatnych spółek wybudowanych przed 1927 rokiem gazociągów, odbenzyniarni oraz niektórych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, zarówno we wschodnim, jak i zachodnim zagłębiu naftowym.

W listopadzie 1929 roku na stanowisko dyrektora generalnego centrali Polminu we Lwowie powołany został inżynier Stefan Dażwański, zaś na jego zastępcę do spraw technicznych – inżynier Zygmunt Zbigniew Biluchowski.

Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych Polmin, podobnie jak Spółka Akcyjna Gazolina, posiadała na terenie kraju liczne stacje benzynowe rozprowadzające paliwa ciekłe, oleje i smary. Miała też oddziały handlowe w Warszawie, Krakowie, Katowicach, Sosnowcu, Poznaniu, Bydgoszczy, Toruniu, Gdańsku i w wielu innych miastach. Przedłużeniem działalności podstawowej Polminu były oddziały terenowe, jak: Zarząd Gazociągów Państwowych w Jaśle oraz Zarząd Budowy Gazociągu Centralnego w Sandomierzu. Organem nadzorczym była Rada Administracyjna z siedzibą w Warszawie, w skład której wchodziło 12 osób. Jej przewodniczącym był gen. bryg. inż. A. Litwinowicz.

Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych w latach 1927-1939 wybudowała w zachodnim zagłębiu naftowym prawie cały system gazociągów przesyłowych, doprowadzających gaz ziemny do wielkich zakładów przemysłowych, miast i leżących na trasie gazociągów wiejskich skupisk ludności. Rozwijający się gwałtownie przemysł i rozbudowujące się miasta potrzebowały coraz więcej energii cieplnej, której wygodnym w użytkowaniu nośnikiem był gaz ziemny. Można go było dostarczyć z miejsc wydobycia do ośrodków użytkowania tylko gazociągami przesyłowymi. ■

Fot. 1:
Wiertnice polsko-kanadyjskie na borysławskich polach

Fot. 2:
Tustanowice (Ukraina) – szyb „Oil-City" w 1908 r. trysnął gigantyczną fontanną ropy, powodując trwający trzy tygodnie pożar

Fot. 3:
Tustanowice – panorama z 1914 r.

Fot. 4:
Naturalne wysięki ropy pozwalały na wydobywanie jej nawet wiadrami

1

2

3

4

zachodnie
zagłębie naftowe

Niemal równolegle z budową systemu przesyłowego we wschodnim zagłębiu naftowym sukcesywnie realizowano podobny w zagłębiu zachodnim. Konieczność jego budowy uwarunkowana była ważnymi aspektami: odkryciem na Podkarpaciu oprócz ropy złóż czysto gazowych oraz rozwijającym się przemysłem rafineryjnym, hutnictwem szkła, przemysłem maszynowym i energetycznym, powstającym i działającym w ramach Centralnego Okręgu Przemysłowego.

Fot.: Kierat pompowy napędzany pasem transmisyjnym – Muzeum Budownictwa Ludowego w Sanoku

Fot. 1: Urządzenie do wierceń udarowych – Muzeum Budownictwa Ludowego w Sanoku

Fot. 2: Zbiornik cylindryczny do magazynowania ropy – Muzeum Budownictwa Ludowego w Sanoku

Fot. 3: Kiwon z początku XX w. w Schidnicy (Ukraina)

Te dwa uwarunkowania stały się zaczynem do budowy gazociągów przesyłowych, a później powstania całego ich systemu. Pierwsze złoża gazowe w tym regionie odkryto w Winnicy w 1906 roku, a w następnych latach kolejne: w Białkówce, Brzezówce, Jaszczwi i Męcince k. Krosna. Pierwszy gazociąg przesyłowy na Podkarpaciu wybudowano w 1916 roku. Miał średnicę 175 mm i długość 6 km i łączył kopalnię Jaszczew z rafinerią nafty w Jedliczach. Następnie gazociąg ten dwukrotnie przedłużono: najpierw do elektrowni w Męcince, a później do rafinerii nafty Walerego Stawiarskiego w Krośnie. Łączna długość całego gazociągu po tych przedłużeniach wyniosła 11,6 km. W latach 1919-1920 firma Gartenberg i Schreier wykonała gazociąg o średnicy 250 mm z kopalni Winnica do rafinerii Niegłowice k. Jasła, który w rok później został wykupiony przez państwo.

Również ze środków państwowych w latach 1919-1920 powstał kolejny gazociąg przesyłowy z Niegłowic do Glinika Mariampolskiego k. Gorlic o średnicy 250 mm i długości 27 km. Celem tej budowy była dostawa gazu ziemnego do rafinerii nafty w Libuszy i Gliniku Mariampolskim, a także do zlokalizowanej tam fabryki maszyn i sprzętu wiertniczego. W następnym roku gazociąg ten przedłużono o 2 km do miasta Gorlice, gdzie gaz ziemny był zastosowany do celów technologicznych w istniejących tam niewielkich zakładach przemysłowych, a także w gospodarce komunalnej miasta. Warto zaznaczyć, że kierownikiem tej budowy był inżynier Joachim Traczyk, który później został mianowany kierownikiem Zarządu Gazociągów Państwowych w Jaśle.

W następnych latach, 1920-1921, zrealizowano kolejne odcinki: Krosno-Łężany, o długości 7,3 km i średnicy nominalnej (Dn) 250 mm, Łężany-Miejsce Piastowe, o długości 3,5 km i średnicy 150 mm, oraz Miejsce Piastowe-Iwonicz Zdrój, o długości 8,8 km i średnicy 125 mm. Wszystkie wybudowane tu gazociągi wysokoprężne, pracujące przy maksymalnym ciśnieniu 0,5 MPa (5 atm), stworzyły ciąg gazociągów o łącznej długości 68,2 km zwany wówczas magistralą podkarpacką. Zaopatrywała ona w gaz ziemny wszystkie podkarpackie rafinerie nafty, elektrownię w Męcince, istniejące tu zakłady przemysłowe, miasta, niektóre osiedla wiejskie oraz obiekty sanatoryjne i komunalne w Iwoniczu Zdroju.

Po dowierceniu na Podkarpaciu dużego złoża gazu ziemnego Sądkowa-Dobrucowa-Roztoki-Sobniów i braku perspektyw na zagospodarowanie tego gazu w dotychczasowym systemie gazociągów w latach 1932-1939 podjęto decyzję o budowie nowego gazociągu dalekosiężnego Winnica-Roztoki-Mościce k. Tarnowa. Istniała tam Państwowa Fabryka Związków Azotowych (obecnie Grupa Azoty S.A.), w której gaz ziemny miał być wykorzystany do produkcji wodoru poprzez rozkład metanu. Projektowany gazociąg o średnicy 250 mm miał mieć długość 76 km i pracować przy najwyższym ciśnieniu nominalnym 2,5 MPa (25 atm).

Jego rekordowo szybką budowę rozpoczęto 15 sierpnia 1933 roku, a już pod koniec roku gazociąg przekazano do eksploatacji. W 1937 roku końcówkę tego gazociągu przedłużono o 12 km, przy średnicy 200 mm, z Mościc do Niedomic, do znajdującej się tam fabryki celulozy, a w dalszej perspektywie miał być wykorzystany do gazyfikacji miasta.

Inwestorem gazociągów Winnica-Mościce i Mościce-Niedomice była Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych Polmin we Lwowie, a realizatorem – brygady budowlano-montażowe Zarządu Gazociągów Państwowych w Jaśle.

Odkryte w 1928 roku odwiertem Polmin-1 wielkie złoże gazu ziemnego w Górkach między Sanokiem a Brzozowem na fałdzie Strachociny do 1935 roku praktycznie nie było eksploatowane ze względu na brak w pobliżu gazociągu przesyłowego, do którego można było kierować pozyskany gaz. Wprawdzie wykorzystano niewielkie jego ilości na lokalne potrzeby kopalniane, jednakże było to wydobycie znikome w stosunku do możliwości produkcyjnych tego złoża. Dopiero w 1935 roku zaprojektowano kolejny gazociąg o kombinowanych średnicach 80, 100 i 125 mm i długości 19,3 km na trasie Górki-Sanok, którym przesyłano gaz ziemny do większych jego odbiorców: gorzelni i dworu Słoneckiego w Jurowcach, miasta Sanoka (odbiorcy komunalni), fabryki gumy Sanok, fabryki akumulatorów, fabryki wagonów w Sanoku, będącej filią zakładów Zieleniewskiego w Krakowie, i wytwórni armatek przeciwlotniczych w Sanoku. Po rozwierceniu złoża w Strachocinie opisany gazociąg stał się na wiele lat źródłem zasilania komunalnej, sukcesywnie rozbudowywanej sieci gazowej w Sanoku. Po wybudowaniu ostatnich z wymienionych gazociągów łączna ich długość wyniosła 179 km.■

Fot.:
Zabytkowa kopalnia ropy w Ropience – kierat pompowy i system linowego napędu kiwonów

Fot. 1: Kopalnia ropy Wańkowa – kiwon z napędem linowym

Fot. 2: Kiwon w kopalni ropy w Ustrzykach Górnych

Fot. 3: Kiwon z napędem elektrycznym – Muzeum Budownictwa Ludowego w Sanoku

Fot. 4: Zabytkowa kopalnia ropy w Ropience – kierat pompowy i system linowego napędu kiwonów

pierwsze gazociągi

Po wybudowaniu w 1912 roku pierwszego we wschodnim zagłębiu naftowym odcinka gazociągu, w tym samym roku podjęto budowę dwóch następnych, znacznie dłuższych, z Borysławia do Drohobycza. Każdy z nich posiadał długość 12 km. Pierwszy, o średnicy nominalnej 175 mm, wybudowała firma Galicja dla swojej rafinerii w Drohobyczu, drugi zaś (o średnicy 225 mm) na tej samej trasie wybudowali wspólnie inżynierowie Władysław Szaynok i Marian Wieleżyński na zlecenie firmy Erdgas-Gesellschaft z Wiednia.

Fot.: Spawanie rur na budowie Gazociągu Centralnego – 1937 r.

1

2

3

Fot. 1, 2, 3: Budowa Gazociągu Centralnego – 1937 r.

Na gazociągu tym zainstalowano pierwszą tłocznię gazu. W 1922 roku, po dowierceniu złoża gazu ziemnego w Daszawie, podjęto budowę następnego gazociągu przesyłowego, o średnicy 225 mm (9 cali) i długości 14,4 km, z Daszawy do Stryja. Głównym celem tej budowy było zaopatrzenie w gaz zarówno istniejącego tam przemysłu, jak i gospodarki komunalnej. Po rozwierceniu złoża gazu ziemnego w Daszawie i uzyskaniu przyrostu produkcji gazociąg ten przedłużono do Drohobycza. Nowy odcinek posiadał średnicę 225 mm i długość 24,5 km. Inwestorem przedsięwzięcia była Spółka Akcyjna Gazolina.

W 1925 roku wybudowany został następny odcinek tego gazociągu, o długości 9,7 km, na trasie Drohobycz-Stebnik, a w 1927 roku ułożono drugą nitkę gazociągu Daszawa-Stryj, o średnicy 225 mm i długości 16,2 km. W 1928 roku PFOM Polmin wybudowała kolejny gazociąg, o średnicy 175 mm i długości 40 km, na odcinku Daszawa-Stryj-Drohobycz w celu dostarczania gazu do własnej rafinerii nafty. Rok później Spółka Akcyjna Gazolina zbudowała pierwszy gazociąg przesyłowy wychodzący poza granice wschodniego zagłębia naftowego, na trasie Stryj-Mikołajów-Lwów, o długości 82 km i średnicy 175 mm. Był to wtedy najdłuższy odcinek gazociągu gazu ziemnego w kraju. Gaz dostarczany był do lwowskiej gazowni miejskiej, elektrowni oraz wytwórni wapna i gipsu.

Kolejny gazociąg zbudowano w 1936 roku na odcinku Chodowice-Chodorów. Miał długość 32,2 km, średnicę 175 mm i zasilał znajdującą się w Chodorowie cukrownię.

W latach 1936-1938 do gazyfikacji dołączył nowy obszar, położony na południe od Daszawy. Wybudowano gazociąg wysokoprężny na trasie Stryj-Morszyn-Bolechów-Dolina-Wygoda, o łącznej długości 50 km.

Tak więc w okresie 1912-1938 we wschodnim zagłębiu naftowym powstał pierwszy system gazociągów przesyłowych gazu ziemnego, składający się z 11 odcinków gazociągowych o średnicach 80-225 mm i łącznej długości 293,7 km! Jak na owe czasy był to wielki wysiłek organizacyjny, techniczny i ekonomiczny, zważywszy na fakt, że cykl budowy pojedynczego odcinka nie przekraczał roku.

Ówczesny Minister Skarbu, Eugeniusz Kwiatkowski, 5 lutego 1937 roku przedstawił Komisji Budżetowej Sejmu plan budowy Centralnego Okręgu Przemysłowego (COP), który miał być zlokalizowany w widłach trzech rzek: Wisły, Sanu i Dunajca. Wewnątrz tego trójkąta miały zostać zbudowane podstawowe obiekty produkcyjne przemysłu zbrojeniowego, a także zakłady pracujące na rzecz tego przemysłu. Realizacja planu miała w dużym stopniu wpłynąć na aktywizację gospodarczą tego zaniedbanego dotąd regionu kraju, głównie przez zmniejszenie bezrobocia. Obszar COP-u obejmował 34 powiaty województw: lubelskiego, kieleckiego, krakowskiego i lwowskiego, o łącznej powierzchni 60 tys. km^2. Teren zamieszkiwało 6 mln ludzi, utrzymujących się przeważnie z rolnictwa.

Realizacja pełnego planu budowy COP-u podzielona była na pięć etapów czasowych obejmujących 15 lat od 1939 roku do 1954 roku. Etap pierwszy, od kwietnia 1939 roku do marca 1942 roku, uwzględniał przede wszystkim rozbudowę potencjału obronnego następujących obiektów: elektrowni wodnej na Dunajcu w Rożnowie k. Nowego Sącza,

elektrowni przemysłowych w Stalowej Woli i Mościcach, fabryki broni w Radomiu i Starachowicach, kombinatu metalurgicznego w Stalowej Woli, wytwórni obrabiarek w Rzeszowie, zakładów lotniczych w Rzeszowie (wytwórnia silników), fabryki reflektorów w Rzeszowie, fabryki broni i obrabiarek w Sanoku, wytwórni opon samochodowych w Dębicy, fabryki sztucznego kauczuku w Pustyni k. Dębicy, wytwórni płatowców w Mielcu, fabryki celulozy w Niedomicach i wytwórni prochu strzelniczego w Pionkach i Krajowicach k. Jasła. Po zakończeniu budowy pierwszego etapu stan zatrudnienia we wszystkich obiektach miał osiągnąć liczbę 127 tys. pracowników.

Tak wielki kompleks przemysłowy wymagał dostarczenia odpowiednio wielkich ilości surowców, materiałów, energii elektrycznej i cieplnej, które miały być doprowadzone z kopalń i hut Śląska, a także z elektrowni w Rożnowie i Stalowej Woli. Do wytworzenia energii cieplnej miał być natomiast wykorzystany gaz ziemny pochodzący ze złóż Sądkowa-Dobrucowa-Roztoki. Aby doprowadzić ten gaz z miejsc jego wydobycia należało wybudować kolejny gazociąg przesyłowy, wraz z odgałęzieniami, nazwany wówczas Gazociągiem Centralnym. Jego inwestorem była Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych Polmin we Lwowie – Zarząd Gazociągów Państwowych w Jaśle. Doprowadzony do wymienionych obiektów gaz miał być zastosowany do pieców hutniczych, obróbki termicznej metali, wypału materiałów budowlanych oraz do wytwarzania pary technologicznej i grzewczej.

Gazociąg główny, o łącznej długości 180,6 km, na trasie Roztoki-Lubienia na odcinku Roztoki-Komorów posiadał średnicę 250 mm, a na odcinku Komorów-Lubienia – 300 mm. Ponadto od gazociągu głównego wykonano 14 odgałęzień do stacji gazowych I stopnia o średnicach 25-250 mm i łącznej długości 148 km. Budowę całego zespołu gazociągów podzielono na trzy odcinki realizowane równocześnie. Dyrektorem budowy całego gazociągu był inżynier Władysław Kołodziej, zaś jego zastępcą został inżynier Tadeusz Dryś.

Roboty budowlano-montażowe rozpoczęto w maju 1937 roku, a zakończono pod koniec listopada tego samego roku. Zatem budowa 180,6 km gazociągu trwała zaledwie siedem miesięcy! Tym samym zostały pobite wszystkie dotychczasowe rekordy szybkości budowy.

W 1938 roku rozpoczęto i zakończono budowę czwartego odcinka, na trasie Lubienia-Skarżysko Kamienna. Opracowany w 1936 roku projekt tego gazociągu przewidywał, poza już wymienionymi miejscowościami, doprowadzenie gazu ziemnego do Kielc, Radomia i Pionek. W późniejszym okresie zakładano dalsze przedłużenie gazociągu, z Lubieni przez Radom do Warszawy. Gaz ziemny miał być dostarczany do fabryki broni w Radomiu oraz do Państwowych Zakładów Lotniczych na Okęciu w Warszawie.

Budowa Gazociągu Centralnego przyniosła szereg znaczących korzyści dla gospodarki kraju i polskiego gazownictwa. Opracowano i wdrożono nowoczesne technologie budowy gazociągów, a polskie huty stworzyły nowe technologie produkcji rur stalowych bez szwu. Podczas budowy wykształciła się kadra pracowników inżynieryjno-technicznych, której trzon stanowili absolwenci Politechniki Lwowskiej, oraz pozyskano i wyszkolono zespół wyspecjalizowanych spawaczy acetylenowo-tlenowych do spawania gazociągów wysokociśnieniowych.

Niestety, wybuch II wojny światowej przeszkodził w realizacji śmiałych zamierzeń zarówno w budowie dalszych etapów COP-u, kolejnych odcinków Gazociągu Centralnego, jak i w wykorzystaniu bogatych doświadczeń nabytych przy realizacji tego przedsięwzięcia. ■

Fot. 1, 3, 3:
Transport rur –
budowa Gazociągu Centralnego – 1937 r.

Fot. 4:
Izolacja rur asfaltem –
budowa Gazociągu Centralnego – 1937 r.

1

2

3

4

Fot. str. 50-51:
Budowa Gazociągu Centralnego – 1937 r.

Fot. str. 52-53: Gięcie rur – budowa Gazociągu Centralnego – 1937 r.

odbudowa
ze zniszczeń wojennych

Gazownictwo ziemne, podobnie jak cała gospodarka kraju, wyszło z okresu okupacji zniszczone, obrabowane i zdezorganizowane. Na ten stan miała wpływ destrukcyjna i rabunkowa działalność okupanta na polskich złożach gazu ziemnego. Dzieła zniszczenia dopełniły: wywóz do Rzeszy w końcowym okresie okupacji majątku trwałego oraz skutki działań wojennych.

Fot.: Odbudowa infrastruktury gazociągów w zniszczonych miastach

Fot.: Budowa gazociągu o kombinowanej średnicy 175/250 mm Strachocina-Targowiska – 1947 r.

Na skutek zmiany granicy naszego państwa na wschodzie wyłączone zostało z kraju całe wschodnie zagłębie naftowe. Po wyparciu wojsk niemieckich i wejściu na Podkarpacie jednostek Armii Czerwonej przesył i rozdział gazu ziemnego do odbiorców praktycznie nie istniał. Jednakże dotkliwy brak opału w obliczu zbliżającej się zimy na przełomie lat 1944 i 1945, szczególnie uciążliwy dla ludności miejskiej i lokalnego przemysłu, zobligował służby gazownicze do szybkiego usuwania szkód i zniszczeń oraz uzupełniania braków materiałowych. Wykorzystano w tym celu różne możliwości, m.in. poszukując na stacjach kolejowych wagonów ze zrabowanymi urządzeniami i materiałami oraz wycinając płaty blachy stalowej z pokryć czołgów, pojazdów opancerzonych, pozostałych w dużych ilościach w Dolinie Śmierci na Przełęczy Dukielskiej. Te pierwsze zabiegi renowacyjno-remontowe były prowadzone samorzutnie przez załogę jasielskiej placówki gazowniczej. Wobec zniszczenia budynku administracyjno-magazynowego przedwojennego Zarządu Gazociągów Państwowych w Jaśle korzystano z pomieszczeń prowizorycznych, jak baraki i budynki gospodarcze.

Po usunięciu zniszczeń gazociągów i szkód wojennych w stacjach gazowych sukcesywnie uruchamiano pobór gazu z kopalni Roztoki i rozpoczęto dostawę gazu do odbiorców. Najpierw uczyniono to na kierunku Roztoki-Krosno-Iwonicz Zdrój, następnie uruchomiono dostawę do Gorlic, Tarnowa i Krakowa. Wznowiono również w 1946 roku przesył gazu ziemnego w kierunku północnym, Gazociągiem Centralnym z Roztok do Skarżyska-Kamiennej. W ten sposób do połowy 1946 roku większość wybudowanych przed wojną i w czasie okupacji gazociągów była już czynna. Kierownikami tych placówek byli: w Jaśle – Władysław Kołodziej, a w Sandomierzu – Tadeusz Dryś. Pod koniec 1945 roku ze względu na przewidywaną rozbudowę systemu gazociągów na zachód powołano do życia analogiczną placówkę w Krakowie. Jej kierownikiem został inżynier Jan Kaczmarczyk.

Wobec braku armatury stanowiącej wyposażenie stacji gazowych w warsztatach jasielskiej placówki rozpoczęto produkcję tych elementów, czyli m.in.: reduktorów ciśnienia gazu, zaworów szybkozamykających, filtrów przeciwpyłowych, dławików ratunkowych i wielu innych urządzeń niezbędnych do prowadzenia prawidłowej eksploatacji gazociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych. Rozwiązania konstrukcyjne tych elementów były dziełem pracowników jasielskiej placówki.

Po wyzwoleniu struktura jednostek gazowniczych kraju ulegała częstym zmianom. Już w 1945 roku powołana została przez Państwowy Urząd Naftowy w Rzeszowie nowa jednostka organizacyjna pod nazwą Zarząd Gazowy w Jaśle. Jego dyrektorem mianowany został inżynier Adam Richter. Urzędowi temu podporządkowano dotychczasowe placówki w Jaśle, Sandomierzu i Krakowie. Wobec braku w zniszczonym doszczętnie Jaśle zaplecza techniczno-administracyjnego 1 sierpnia 1945 roku Zarząd Gazowy, przekształcony następnie w Dyrekcję Gazowo-Energetyczną, będącą zalążkiem późniejszego okręgu gazowniczego, przeniesiony został do Tarnowa. W Jaśle, Sandomierzu i Krakowie pozostały oddziały terenowe tej jednostki. Późniejsze zmiany organizacyjne były bardzo częste.

Po uporaniu się z usuwaniem zniszczeń gazociągów w zapleczach techniczno-administracyjnych i stacjach gazowych przyszedł czas na rozbudowę dotychczasowego systemu gazowniczego. Jako pierwszy po wojnie zbudowany został w 1947 roku gazociąg o kombinowanej średnicy 175/250 mm i długości 22 km Strachocina-Targowiska, który umożliwił pobór gazu z kopalni Strachocina i jego przesył do Roztok, a stamtąd dalej na zachód i północ. Teraz przyszła kolej na doprowadzenie gazu ziemnego na Śląsk, którego obiekty przemysłowe i miejskie sieci gazowe były zasilane gazem miejskim, produkowanym w lokalnych gazowniach. Na Śląsku odwiercono w tym czasie niewielkie złoża gazowe w Dębowcu Śląskim i Marklowicach. Jako pierwszy został wykonany w latach 1946-1947 gazociąg wysokoprężny Kraków-Oświęcim-Dębowiec Śląski, o średnicy 250 mm i długości 110 km. Przesyłany nim gaz ziemny dostarczano do zakładów chemicznych w Dworach k. Oświęcimia, w których wykorzystany był jako surowiec chemiczny w procesach syntezy. W 1949 roku zbudowany został następny odcinek tego gazociągu, Skoczów-Ustroń (średnica 150 mm), a w 1951 roku odcinek Dębowiec Śląski-Cieszyn (średnica 125 mm). W 1950 roku powstał odcinek o tej samej średnicy, o długości 8 km, na trasie Komorowice Śląskie – rafineria nafty w Czechowicach. W latach 1950-1951 wybudowano gazociąg o średnicy mieszanej 350/300 mm relacji: Lubienia-Radom-Warszawa, o długości 143 km, doprowadzając gaz ziemny do Radomia i Warszawy oraz do zakładów przemysłowych: na Okęciu, w Piasecznie i Ursusie.

W latach 1957-1958 zbudowano gazociąg o średnicy 200 mm i długości 26 km na odcinku Oświęcim-Mysłowice, który w 1958 roku przedłużony został do Sosnowca. Zbudowane do 1953 roku gazociągi wysokoprężne zrealizowane zostały systemem gospodarczym, przez brygady remontowo-budowlane ówczesnego Wydziału Terenowego Kraków. W latach 1952-1953, w związku z odwierceniem gazu ziemnego w Marklowicach Śląskich, zrealizowano gazociąg o średnicy 300 mm i długości 46 km na odcinku Marklowice Śląskie-Jawiszowice.

W tym czasie również na Podkarpaciu powstawały nowe odcinki gazociągów. W 1953 roku zbudowana została druga nitka gazociągu o średnicy 250 mm i długości 28 km na odcinku Strachocina-Krosno, a w 1956 roku dalszy odcinek tego gazociągu, lecz o średnicy 300 mm, Krosno-Warzyce, wraz z węzłem rozdzielczo-pomiarowym.

W związku z odkryciem złoża gazu ziemnego w kopalni Swarzów k. Dąbrowy Tarnowskiej w 1958 roku poprowadzono z tej kopalni gazociąg o średnicy 250 mm i długości 22 km do Tarnowa.

W drugiej połowie lat 50. XX wieku odkryte zostało złoże gazu ziemnego Lubaczów o zasobach 8,5 mld m^3. W latach 1958-1960 realizowana była budowa gazociągu Lubaczów-Jarosław-Sędziszów-Tarnów, o średnicy 400 mm i długości 168,8 km. Był to pierwszy gazociąg budowany na ciśnienie nominalne 6,3 MPa. Podjęto również działania dla zwiększenia importu gazu z ZSRR. W tym celu w latach 1958-1960 wybudowano pierwszą tłocznię gazu w Żurawicy k. Przemyśla.

W tym okresie odkryto również złoża gazu ziemnego w Przemyślu, Uszkowcach i Jarosławiu, których zagospodarowanie następowało w latach następnych. W latach 50. XX wieku wybudowano w Polsce 17 obiektów sprężania gazu ziemnego do napędu samochodów ciężarowych, tzw. stacji tankowania. Nastąpiło zagospodarowanie gazu z odmetanowania kopalń węgla kamiennego na terenie Rybnickiego Okręgu Węglowego. Powstała wówczas sieć gazociągów zbierających gaz z kopalń i dostarczających go odbiorcom.

W ten sposób w latach 1946-1960 zakończył się pierwszy po wojnie etap rozbudowy sieci przesyłowej gazu ziemnego. ■

Fot. 1:
Wiercenia złoża kopalni Swarzów k. Dąbrowy Tarnowskiej – 1958 r.

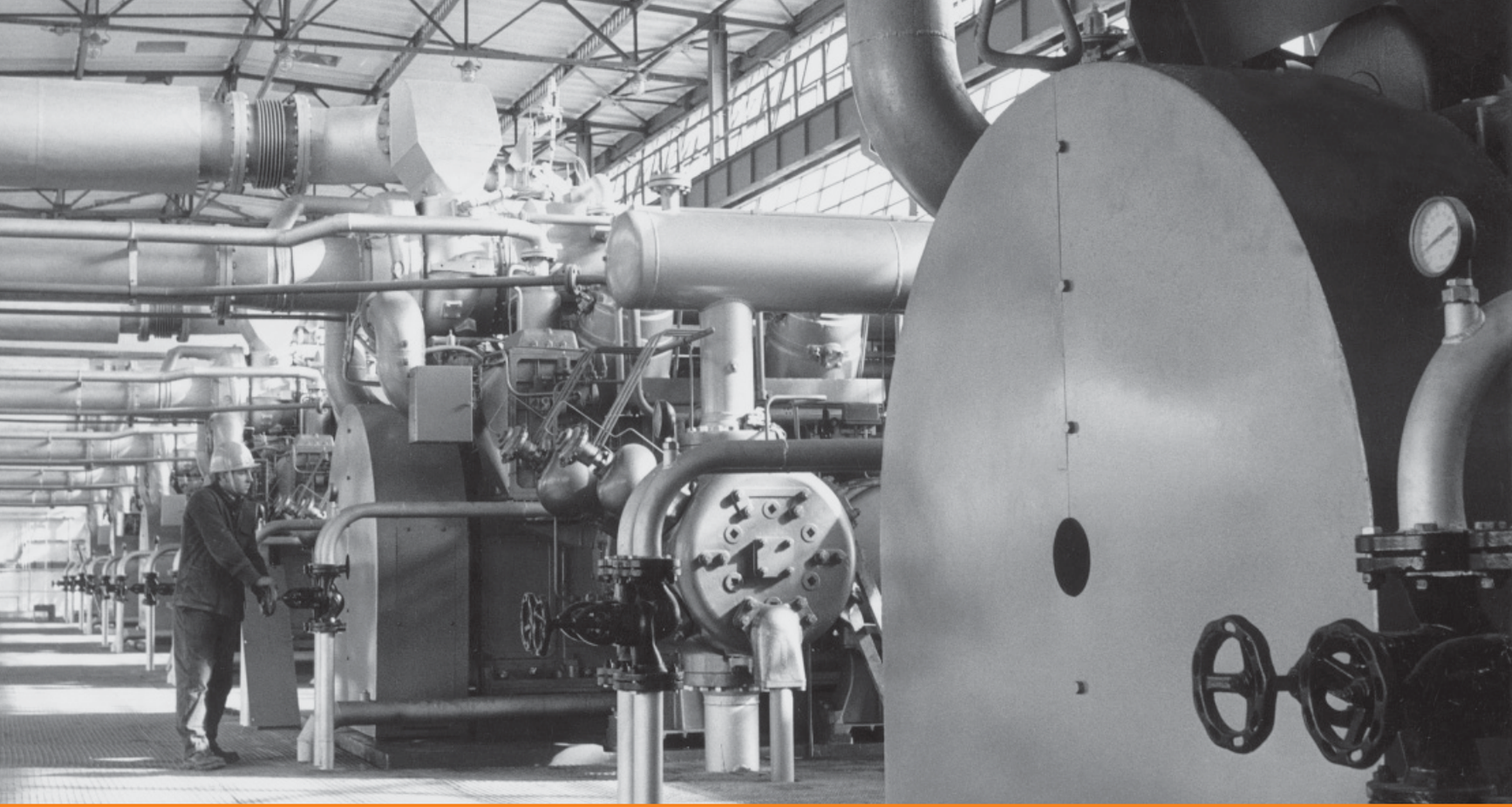
Fot. 2:
Budowa gazociągu na odcinku Oświęcim-Mysłowice – transport „rury po rurze" – 1957 r.

Fot. 3:
Wiercenia złoża kopalni Swarzów k. Dąbrowy Tarnowskiej – 1958 r.

1

2

3



rozwój gazownictwa ziemnego

Odkryte w latach 50. XX wieku złoża gazu ziemnego Lubaczów, a szczególnie pole gazowe Przemyśl (o ostatecznie udokumentowanych zasobach pierwotnych około 74 mld m^3), stały się podstawą do innego spojrzenia i określenia nowej strategii rozwoju i gospodarki gazem ziemnym w Polsce. Zapadły decyzje o budowie zakładów produkujących nawozy azotowe w Tarnowie, Puławach i Włocławku, dla których surowcem miał być gaz ziemny. Z gazu ziemnego zaczęły korzystać również: metalurgia, przemysł maszynowy, szklarski, spożywczy i inne.

Fot.: Tłocznia gazu w Jarosławiu – 1969 r.

Fot.: Urządzenia w kopalni gazu ziemnego Strachocina – 1967 r.

W latach 60. XX wieku zbudowane zostały dwa gazociągi doprowadzające gaz z kopalń Przemyśla (śr. 600 mm, w 1968 roku) i z importu z Hermanowic (1963 rok) do węzła Jarosław oraz dwie magistrale przesyłowe: Jarosław-Śląsk (lata 1963-1964) i Jarosław-Warszawa (lata 1964--1966) przedłużona następnie do Włocławka (lata 1969-1970). Magistrale stworzyły gazociągi o średnicach 700 i 500 mm wraz z trzema tłoczniami gazu ziemnego: Jarosław (1969 rok), Wronów (1970 rok) i Rembelszczyzna (1972 rok).

W tym czasie rozwijała się również gazyfikacja gazem ziemnym miejscowości położonych w pobliżu gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia. W gazyfikacji miejscowości rozpoczęto stosowanie rozprowadzania gazu siecią średniego ciśnienia (do 0,4 MPa) bezpośrednio do budynków, gdzie następowała redukcja ciśnienia gazu do wymaganego w instalacji wewnętrznej (1 kPa). Stosunki dostawca-odbiorca zostały uregulowane ustawowo nowym prawem energetycznym (ustawa z 1962 roku) i wydanymi na jego podstawie przepisami wykonawczymi.

Rozbudowa gazociągów gazu ziemnego poza granice działania Tarnowskich Okręgowych Zakładów Gazownictwa w Tarnowie oraz decyzja rządu w sprawie ujednolicenia organizacji przemysłu gazowniczego w kraju, w wyniku której 186 gazowni komunalnych zostało przejętych przez okręgowe zakłady gazownictwa, spowodowały zmiany w organizacji rozprowadzania i sprzedaży gazu ziemnego na terenie kraju. Za przesył gazu ziemnego odpowiadały od teraz okręgowe zakłady gazownictwa (OZG), każdy na terenie swojego działania. Na granicach OZG budowane były punkty pomiarowo--rozliczeniowe mierzące ilość przepływającego gazu w gazociągach przesyłowych. OZG przejęły bezpośrednią sprzedaż gazu dla odbiorców końcowych. Powstała pilna potrzeba, by albo doprowadzić gaz z systemu przesyłowego do szeregu miast, w których istniały przejęte gazownie lokalne, albo zmodernizować i rozbudować przejęte przedsiębiorstwa.

Przyrost długości i rozszerzenie zasięgu gazociągów przesyłowych, wzrost liczby odbiorców i punktów pomiarowo-rozliczeniowych oraz wymóg efektywnego dysponowania mocą urządzeń gazowych, a także potrzeba wyeliminowania sprzedaży gazu pomiędzy OZG spowodowały utworzenie w 1970 roku nowej jednostki organizacyjnej gazownictwa – Krajowej Dyspozycji Gazu w Warszawie.

W latach 1971-1980 nastąpił radykalny spadek wydobycia gazu ziemnego z kopalń Podkarpacia z ok. 5,0 mld m^3 w 1970 roku do ok. 2,5 mld m^3 w 1980 roku, pomimo podłączeń nowych złóż gazu. Ubytek wydobycia, przy równoczesnym przyroście zużycia w kraju, kompensowany był wzrostem importu gazu ziemnego z ZSRR z poziomu ok. 1 mld m^3 w 1970 roku do 2,3 mld m^3 w 1975 roku i 5,0 mld m^3 w 1980 roku.

W tym okresie nastąpił rozwój wydobycia gazu ziemnego zaazotowanego ze złóż na Niżu Wielkopolskim i jego zagospodarowanie, zarówno bezpośrednio u odbiorców, jak i poprzez odazotownię w Odolanowie, której budowę rozpoczęto w kwietniu 1972 roku, a zakończono w październiku 1975 roku. Rozruch instalacji odazotowania prowadzono do marca 1976 roku, a instalację ciekłego helu uruchomiono w maju 1977 roku.

Zakład składał się z dwóch linii technologicznych o następujących parametrach projektowych dla każdej linii:

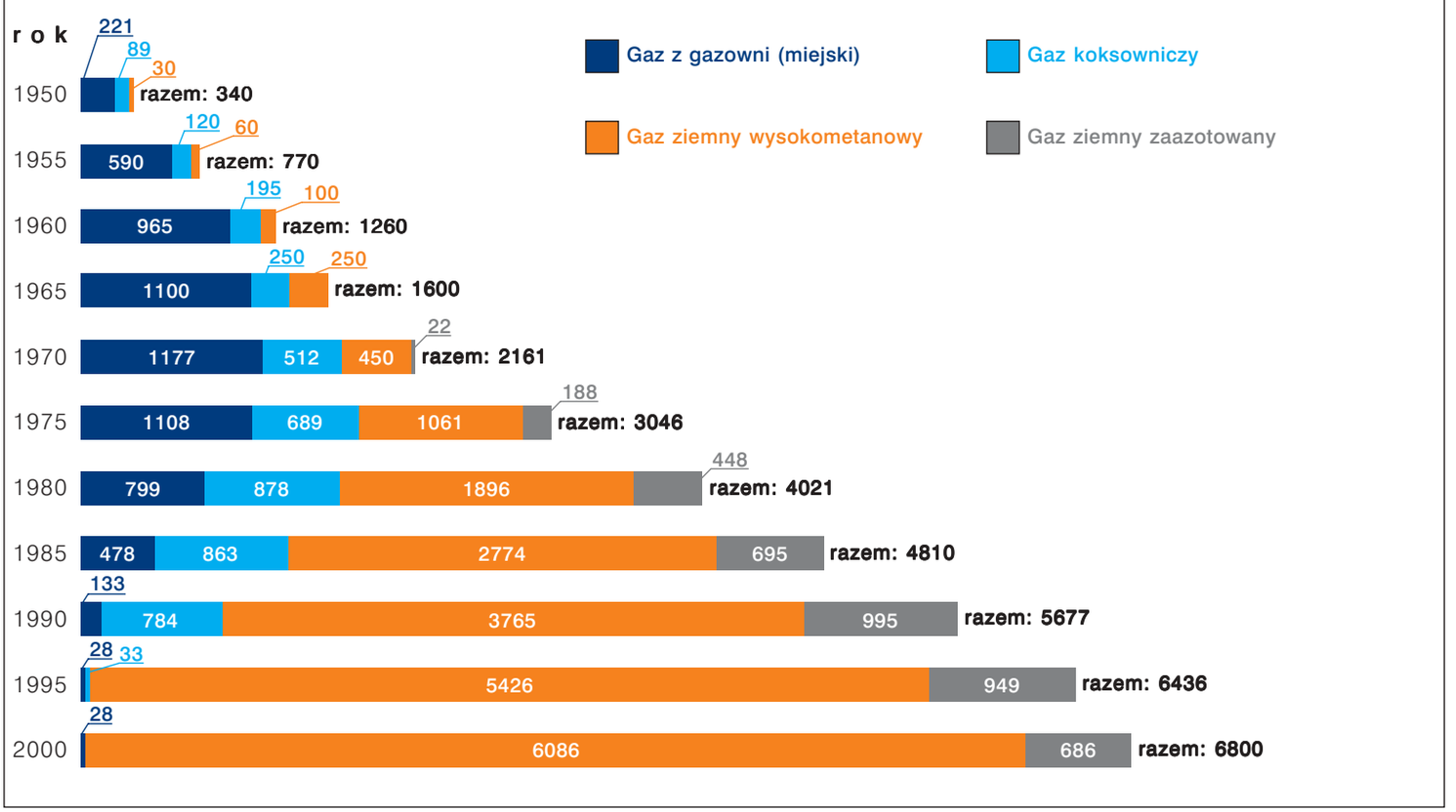
- zapotrzebowanie gazu wsadowego – 136 tys. m³/h;
- minimalne ciśnienie gazu wsadowego – 5,6 MPa;
- produkcja gazu ziemnego wysokometanowego – 80 tys. m³/h;
- ciśnienie gazu produkowanego – 1,9 MPa;
- produkcja azotu odpadowego – 55 tys. m³/h;
- produkcja helu surowego – 560 m³/h.

Instalacja odazotowania gazu zbudowana była z dwóch zasadniczych części: „ciepłej" i „zimnej". W skład części ciepłej, w której przygotowywało się tzw. gaz słodki, wchodziły: filtry usuwające części stałe, sekcja usuwania dwutlenku węgla poprzez jego absorpcję 15% roztworem MEA, sekcja usuwania wilgoci przy pomocy adsorbentów wypełnionych sitami molekularnymi i sekcja usuwania cięższych węglowodorów przy pomocy adsorbentów wypełnionych węglem aktywowanym. W części zimnej natomiast w procesie niskotemperaturowej destylacji następowało rozfrakcjonowanie na strumienie: metanu, azotu i helu surowego. Hel surowy kierowany był do instalacji helowej, gdzie poddawano go finalnemu doczyszczeniu i skraplano w temperaturze -269°C. W trakcie budowy i montażu urządzeń instalacji przyszła kadra zakładu KRIO we współpracy z Instytutem Gazownictwa w Krakowie przygotowała się do rozruchu i eksploatacji tej unikalnej technologii. Praktyczne umiejętności zdobywano, poznając instalacje produkcji helu w Otis (USA) i Alfortville (Francja) oraz w angielskich zakładach petrochemicznych Stocton.

Rozpoczęcie budowy odazotowni i wzrost importu gazu oraz podjęcie przez rząd decyzji o doprowadzeniu gazu ziemnego do Zakładów Chemicznych Police spowodowały rozbudowę systemu przesyłu gazu o nowe obiekty. Do najważniejszych z nich należały: gazociąg Kraków (Węgrzce)-Śląsk (Tworzeń) dla zasilania Huty Katowice (1971, śr. 500 mm), gazociąg Włocławek-Gdańsk (1972-1973, śr. 400 mm), gazociągi Hermanowice (granica państwa)-Jarosław w 1973 roku (śr. 500 mm) i w 1976 roku (śr. 700 mm), gazociągi o średnicy 500 mm Odolanów-Śląsk (Tworzeń) w 1974 roku i drugi w 1978 roku, gazociąg Odolanów-Włocławek (1975, śr. 500 mm), gazociąg Pogórska Wola-Węgrzce (1978, śr. 500 mm), gazociąg Odolanów-Police (1979-1981, śr. 500 mm), tłocznie gazu: Maćkowice (1974), Odolanów (1975), Jarosław II (1978), Pogórska Wola (1980).

Uruchomiona w 1976 roku odazotownia w Odolanowie uległa w grudniu 1979 roku awarii na skutek pożaru. Jej odbudowa trwała do października 1980 roku. Z tego powodu przejściowo do

Liczba odbiorców gazu w latach 1950-2000 (w tys.)



części odbiorców przemysłowych zamiast gazu ziemnego wysokometanowego skierowano gaz ziemny zaazotowany (Zakłady Azotowe Kędzierzyn, huta Dzierżyńskiego, huty szkła w Ząbkowicach i inni).

W 1975 roku uruchomiono nową, lokalną dostawę gazu ziemnego z ZSRR do Polski gazociągiem o średnicy 250 mm Bobrowniki-Białystok, z granicznym punktem pomiarowo-rozliczeniowym Tietierowka. Doprowadzony do Białegostoku gaz ziemny umożliwił pokrycie występujących już niedoborów gazu miejskiego produkowanego w lokalnej gazowni.

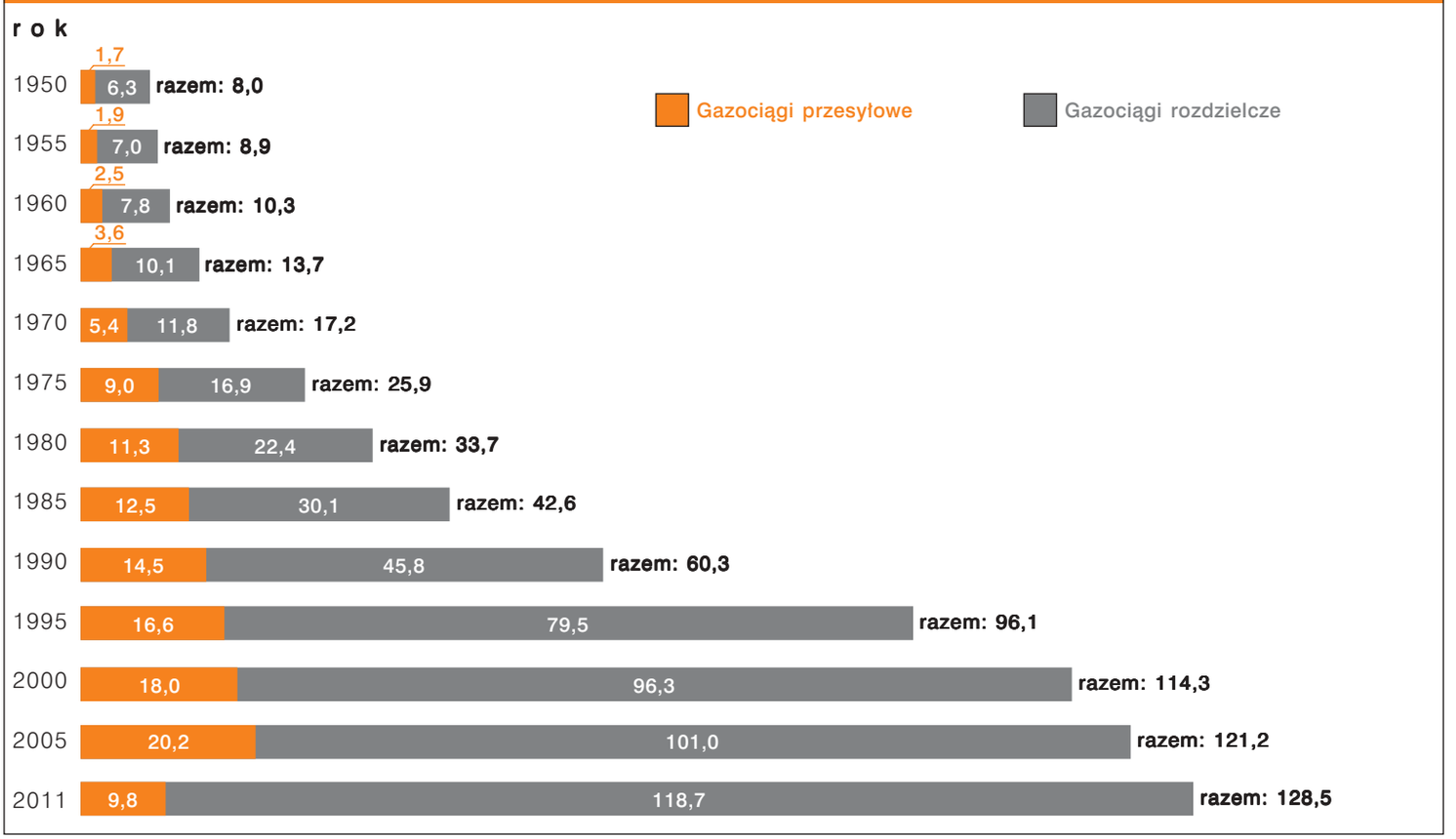
Od stycznia 1976 roku gazownictwo zaczęło funkcjonować w nowej organizacji. Dotychczasowe Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego (ZPG) zostało połączone ze Zjednoczeniem Górnictwa Naftowego (ZNG) w jednostkę organizacyjną pod nazwą Zjednoczenie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie (ZGNiG). W skład ZGNiG weszły dotychczasowe przedsiębiorstwa podległe dwóm poprzednim zjednoczeniom (ZPG i ZNG). Dokonano jednak istotnych zmian organizacyjnych, dostosowując granice działania okręgowych zakładów gazownictwa do nowego podziału administracyjnego kraju, zmniejszono ich liczbę z dziesięciu do sześciu, zmieniając jednocześnie ich nazwy.

W latach 1974-1979 wybudowano i uruchomiono podziemny magazyn gazu (PMG) w Swarzowie k. Dąbrowy Tarnowskiej. Od 1979 roku część złoża Brzeźnica użyta została do podziemnego magazynowania gazu, przy wykorzystaniu różnic ciśnienia gazu w gazociągach o średnicy 700 mm (zatłaczanie) i średnicy 400 mm (odbiór).

Import gazu ziemnego wzrósł z poziomu ok. 5,0 mld m^3 w 1980 roku do ok. 7,9 mld m^3 w 1990 roku. Wydobycie ze złóż krajowych spadło z 2,6 mld m^3 do 0,8 mld m^3 (przy zdolności wydobycia ok. 1,6 mld m^3). Zagospodarowanie gazu wzrosło z 8,3 mld m^3 w 1980 roku do 9,8 mld m^3 w latach 1987-1989, aby spaść do poziomu 9,3 mld m^3 w 1990 roku.

Największe inwestycje lat 1981-1990 w systemie przesyłowym związane były ze zwiększeniem dostaw gazu ziemnego z importu z ZSRR, z budową nowego układu jego doprowadzenia w środkowej części Polski i z dalszym rozprowadzeniem w kraju. W ramach realizacji tego przedsięwzięcia wybudowane zostały: gazociąg Kobryń-granica państwa-Hołowczyce (1985 rok, śr. 1000 mm), wraz z punktem pomiarowo-rozliczeniowym Wysokoje, gazociąg Hołowczyce-Rembelszczyzna (1985 rok, śr. 700 mm), gazociąg Hołowczyce-Wronów-Puławy (lata 1990-1991, śr. 700 mm), gazociąg

Długość sieci gazowej w latach 1950-2011 (w tys. km)



Rembelszczyzna-Włocławek, tłocznia Podlasie (Hołowczyce I, 1992 rok, śr. 500 mm). W 1987 roku, wobec przeciągającej się budowy tłoczni Podlasie, podjęto budowę tłoczni Hołowczyce II, zrealizowaną w 1988 roku. W 1992 roku rozbudowano tłocznię Rembelszczyzna.

W 1982 roku rozpoczęto próbne magazynowanie gazu w części złoża Strachocina, wykorzystując do zatłaczania ciśnienie gazociągu Hermanowice-Strachocina i w gazociągach Podkarpacia przy odbiorze. Równocześnie realizowano budowę PMG Husów, osiągając w I etapie (1987 rok) pojemność dyspozycyjną 300 mln m^3.

Największe łączne zużycie gazu ziemnego, w wysokości 9,8 mld m^3, zarejestrowano w latach 1988-1989, z czego zużycie na cele produkcyjne wynosiło 6,7 mld m^3 (lata 1986-1989).

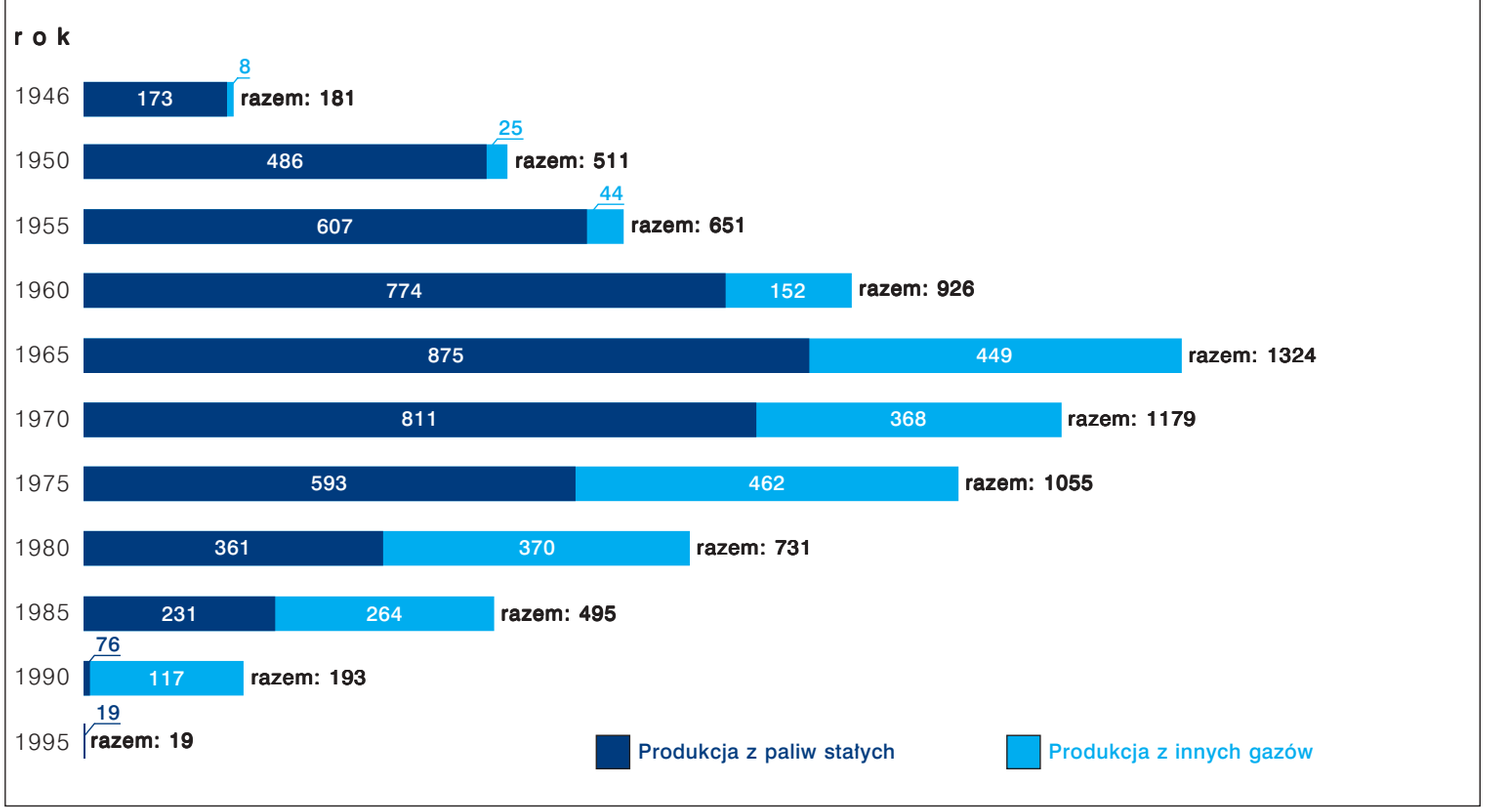
Na uwagę zasługuje zmniejszony o ok. 1 mld m^3 na rok pobór gazu na cele produkcyjne oraz intensywny wzrost zużycia gazu na cele komunalno-bytowe (1,7 mld m^3). Wzrost ten spowodowany był doprowadzeniem gazu ziemnego do miast zasilanych dotychczas z gazowni lokalnych lub gazem koksowniczym oraz rozwojem gazyfikacji nowych miejscowości, niejako „wymuszonym" przez utrzymanie niskiej, w stosunku do innych paliw, urzędowej ceny gazu dla gospodarstw domowych. W tym czasie rozpoczęło się masowe stosowanie gazu do ogrzewania pomieszczeń, wprowadzane limity zużycia gazu do tego celu okazały się mało skuteczne.

Efektywnym ograniczeniem zużycia gazu na cele grzewcze okazała się w tym okresie mała podaż pieców centralnego ogrzewania. W 1984 roku zamiast limitowania liczby nowych podłączeń odbiorców zużywających gaz ziemny do ogrzewania pomieszczeń wprowadzono progresywną cenę gazu ziemnego zależną od wielkości jego zużycia rocznego. W ten sposób cena gazu używanego do ogrzewania stała się czterokrotnie wyższa niż do gotowania.

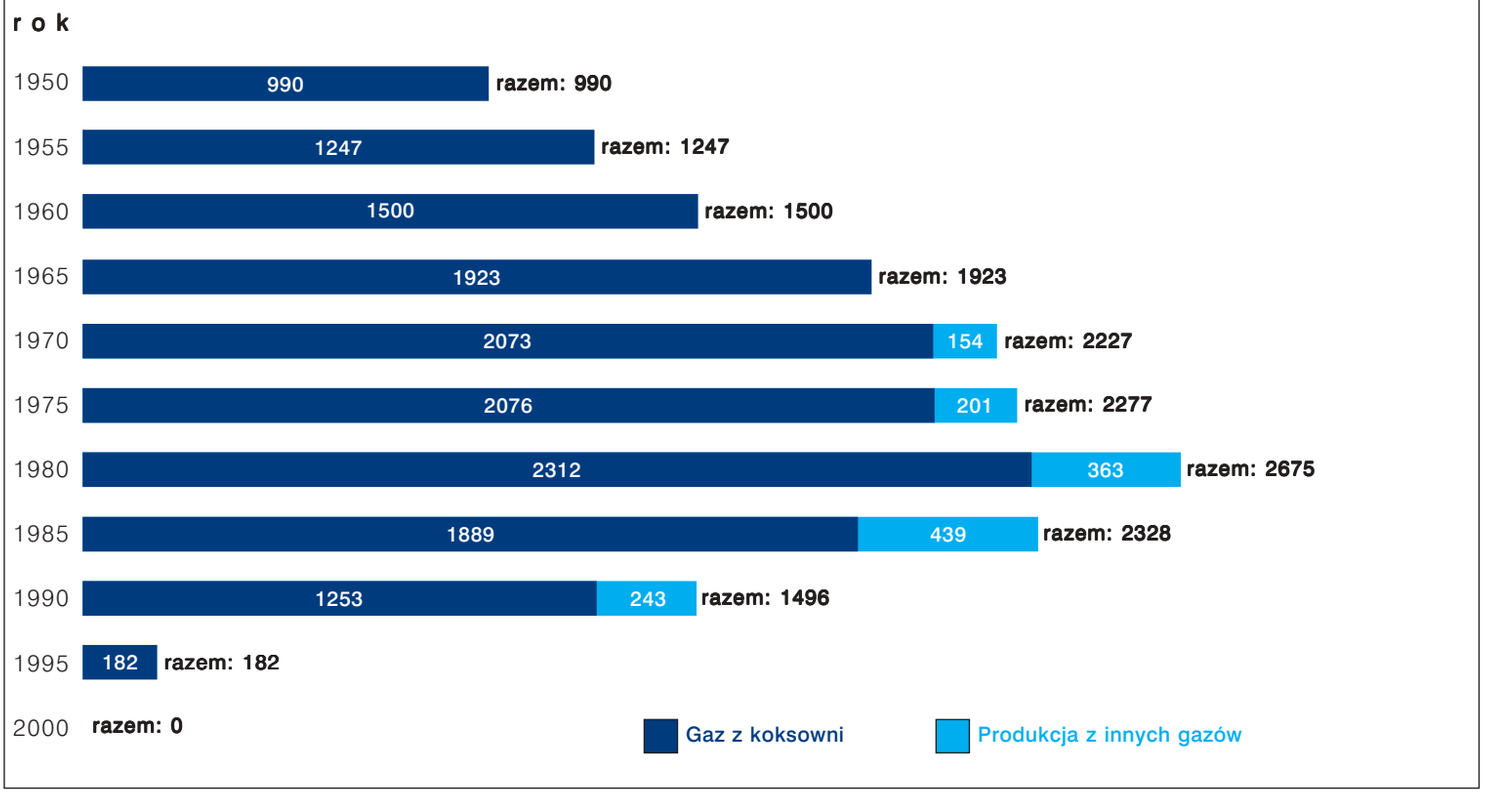
W 1982 roku dotychczasowe Zjednoczenie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie zostało przekształcone w przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w Warszawie (PGNiG). Przedsiębiorstwa Zjednoczenia włączono w skład PGNiG jako zakłady na wewnętrznym rozrachunku.

Lata 1991-2000 przyniosły istotne zmiany w bilansie gazu. Na uwagę zasługuje wyeliminowanie mieszania gazu ziemnego z gazem koksowniczym oraz zaprzestanie odbioru gazu z odmetanowania kopalń węgla kamiennego.

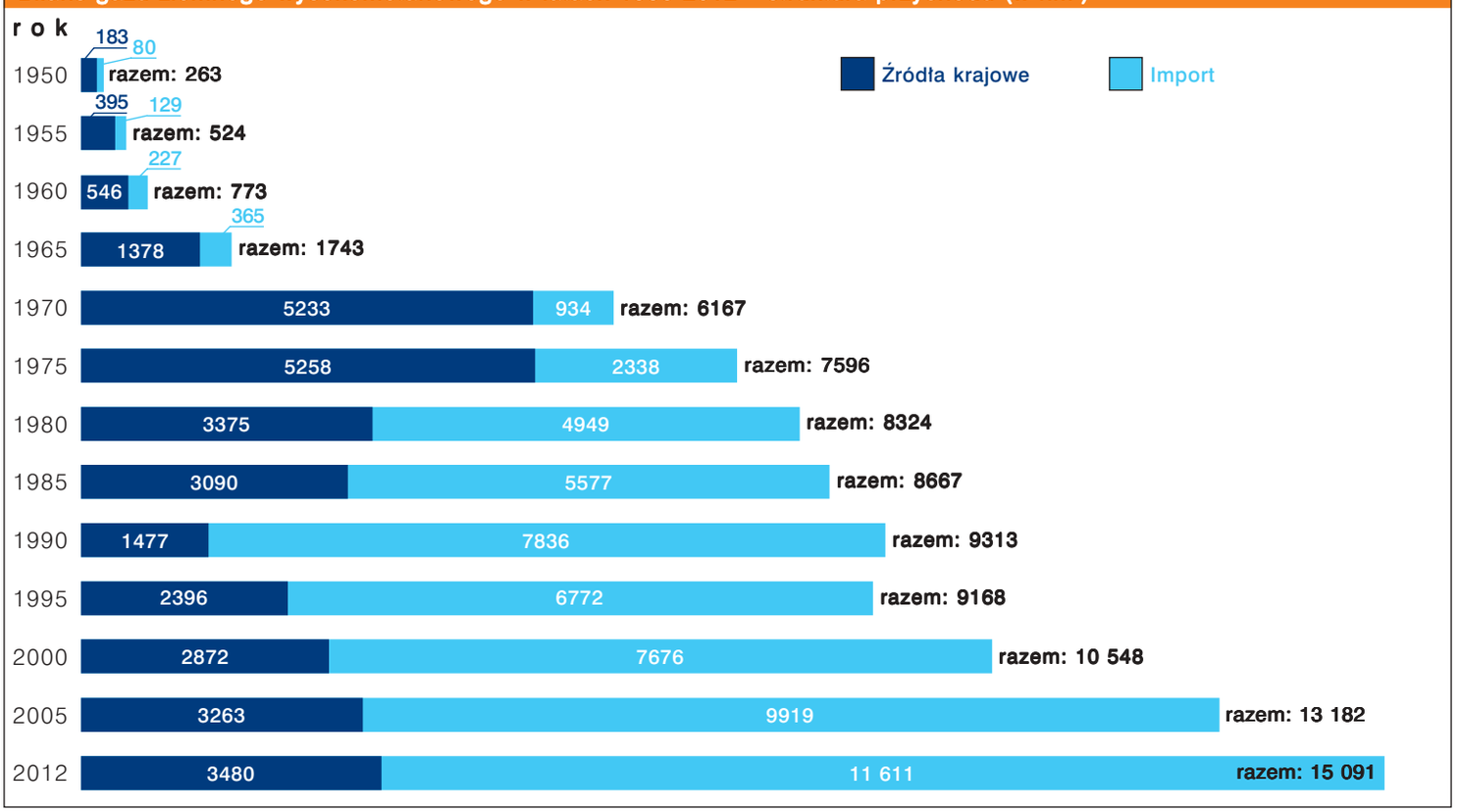
Produkcja gazu miejskiego w latach 1946-1995 w mln pm^3 (1pm^3 = 39 MJ/m^3)



Gaz koksowniczy w sieci gazownictwa w latach 1950-2000 w mln pm³ (1pm³ = 39 MJ/m³)



Bilans gazu ziemnego wysokometanowego w latach 1950-2012 – struktura przychodu (w hm³)



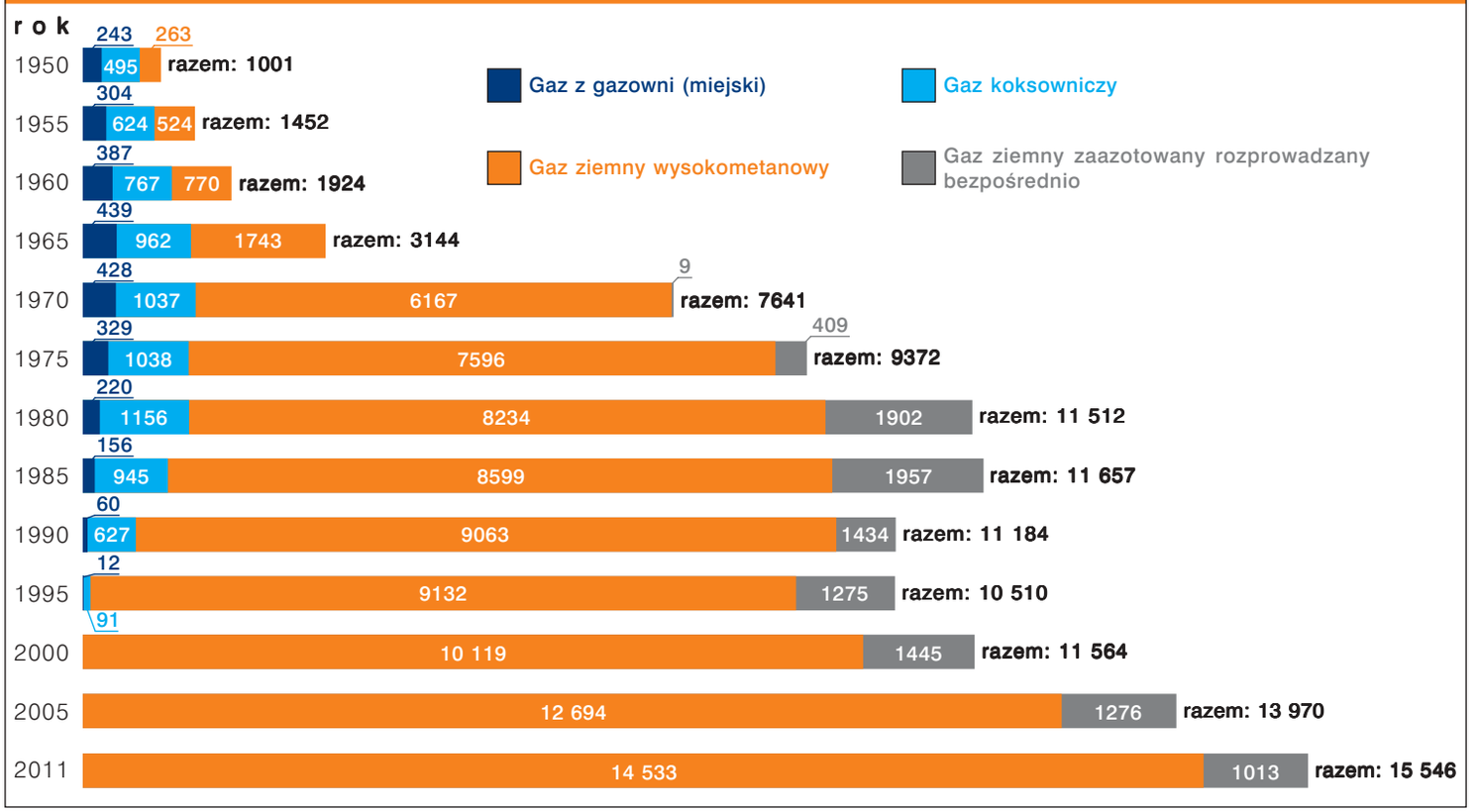
Wydobycie gazu ziemnego z kopalń zostało ustabilizowane na poziomie 1,7 mld m³, a produkcja odazotowni na poziomie 0,7-0,8 mld m³. Wielkość odbioru gazu ziemnego z importu spadła z 7,8 mld m³ w 1990 roku do 5,5 mld m³ w 1993 roku, a następnie od 1997 roku stopniowo wzrastała do poziomu 7,6 mld m³. Zagospodarowanie gazu ziemnego spadło z 9,3 mld m³ w 1990 roku do poziomu 7,9 mld m³ w 1992 roku, a następnie nastąpił stopniowy wzrost do 10,1 mld m³ w 2000 roku. Zużycie gazu na cele produkcyjne w latach 1992-1993 uległo dalszemu spadkowi, do poziomu 3,7 mld m³, a następnie stopniowo wzrosło do poziomu 5,4 mld m³ w 2000 roku. Nastąpił systematyczny wzrost zużycia gazu ziemnego na cele komunalno-bytowe i inne: z 3,6 mld m³ w 1990 roku do poziomu 4,7 mld m³ w 2000 roku.

Do najważniejszych inwestycji realizowanych w okresie 1991-2000 należała m.in. budowa, we współpracy PGNiG i VNG AG Lipsk, połączeń z niemieckim systemem gazu ziemnego w punktach granicznych: Kamminke k. Świnoujścia (1992 rok), Lasów k. Zgorzelca (1993 rok) i Gubin (1998 rok). W punkcie Kamminke rozpoczęto dostawę gazu ziemnego z Polski do Niemiec w ilości do ok. 40 mln m³ na rok, co umożliwiło przestawianie odbiorców gazu w północno-wschodnim rejonie Niemiec z gazu koksowniczego na gaz ziemny. Zrealizowanie połączenia z siecią VNG w Lasowie k. Zgorzelca wraz z gazociągami: Lasów-Jeleniów (śr. 500 mm), Biernatki-Jawor-Jelenia Góra (śr. 400 mm) i Wrocław-Ząbkowice-Kudowa Zdrój (śr. 300 mm) pozwoliło na zastąpienie gazu koksowniczego gazem ziemnym na obszarze całego Dolnego Śląska oraz na odbiór gazu ziemnego z niemieckiego systemu gazowniczego, co stanowiło początek dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Rozpoczęty w 1993 roku w tym punkcie odbiór gazu ziemnego z Niemiec był stopniowo zwiększany do poziomu 0,4 mld m³ na rok na podstawie kontraktu zawartego na dostawę gazu dla PGNiG z RuhrGas/VNG (1997 rok) oraz kontraktu na dostawę gazu dla PGNiG podpisanego z norweskim GFU (1999 rok), realizowanego tranzytem przez niemiecki system gazowniczy.

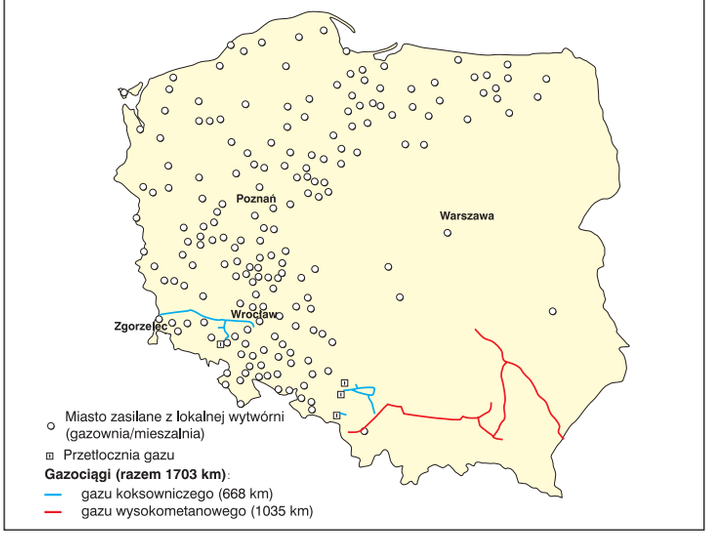
W tym okresie nastąpiła także budowa KPMG Mogilno wraz z gazociągiem Włocławek-Mogilno (śr. 700 mm) i węzłem rozdzielczym we Włocławku, budowa: gazociągów Wyszków-Białystok wraz z gazociągami do Ostrołęki i Łomży, gazociągów Włocławek-Łódź, gazociągu Drewnik-Lublin-Krasnystaw (śr. 500 mm) oraz gazociągu Busko-Kielce (śr. 300 mm). Rozpoczęto także magazynowanie gazu ziemnego w wyeksploatowanym złożu w Wierzchowicach (1994 rok) i zainicjowano budowę gazociągu Włocławek-Gdynia (śr. 500 mm).

W ostatniej dekadzie XX wieku budowane były pierwsze w Polsce gazociągi pracujące przy ciśnieniu roboczym 8,4 MPa wykonane ze stali jakościowych o podwyższonej wytrzymałości i przed

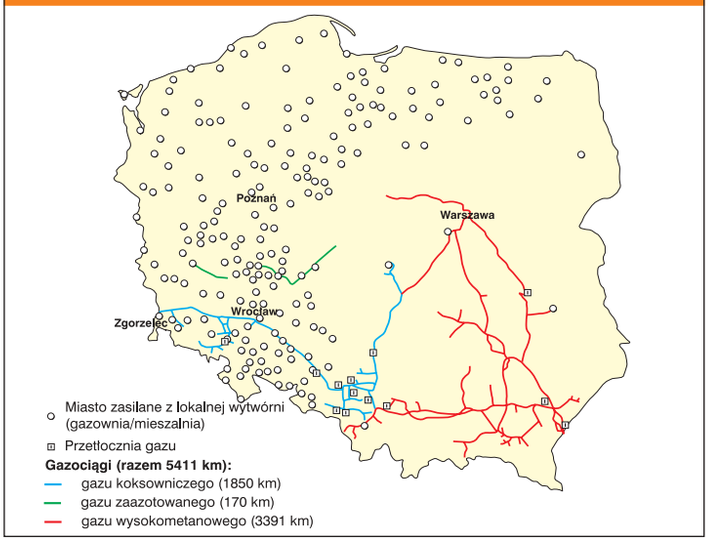
Bilans gazu w latach 1950-2011 wg rodzaju rozprowadzanego gazu (w hm³)



Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia, stan z 1950 roku



Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia, stan z 1970 roku



Mapa systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A., stan z 2012 roku

dopuszczeniem do eksploatacji poddawane próbom stresowym prowadzonym w granicach plastyczności materiałów. Do gazociągów tych należą: gazociąg Włocławek-Mogilno (śr. 700 mm), gazociąg Włocławek-Gostynin (śr. 500 mm), gazociąg Włocławek-Toruń (śr. 500 mm) oraz system gazociągów tranzytowych EuRoPol Gaz S.A., wraz z połączeniami z krajowym systemem przesyłowym gazociągami tłocznia Włocławek-węzeł Włocławek (śr. 1000 mm), Mogilno-gazociąg tranzytowy (śr. 700 mm) oraz PMG Wierzchowice-Odolanów (śr. 1000 mm).

Największym jednak przedsięwzięciem inwestycyjnym tej dekady była budowa systemu gazociągów tranzytowych z Rosji do Europy Zachodniej przez terytorium Polski. 25 sierpnia 1993 roku w obecności prezydentów Lecha Wałęsy i Borysa Jelcyna podpisano porozumienie między rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Polski. We wrześniu 1993 roku utworzono spółkę System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz S.A., powierzając jej projektowanie, finansowanie, budowę i eksploatację systemu gazociągów tranzytowych na terenie Polski.

Realizację systemu gazociągów przewidziano etapowo, a budowę części liniowej gazociągu podzielono na odcinki:

- I odcinek: gazociąg na trasie Górzyca-Lwówek (na terenie woj. lubuskiego i wielkopolskiego), o długości 107 km, wraz z przekroczeniem rzeki Odry;
- II odcinek: gazociąg na trasie Lwówek-Włocławek (na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego), o długości 210 km, wraz z przekroczeniami rzek: Warty i Noteci Zachodniej (jezioro Pakość);
- III odcinek: gazociąg na trasie Włocławek-Kondratki (na terenie woj. kujawsko-pomorskiego, mazowieckiego i podlaskiego), o długości 365 km, wraz z przekroczeniami rzek: Wisły, Skrwy i dwukrotnie Narwi.

Budowę części liniowej gazociągu zakończono we wrześniu 1999 roku, osiągając przepustowość gazociągu ok. 5 mld m^3 na rok. System gazociągów Jamał (Rosja)-Europa Zachodnia został uznany za jedną z największych inwestycji stulecia w Europie.

W latach 90. XX wieku doszło także do ważnych zmian organizacyjno-prawnych, w wyniku których 30 października 1996 roku nastąpiło przekształcenie przedsiębiorstwa państwowego PGNiG w spółkę akcyjną pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie. ■

zmiany organizacyjne

Każda z gazowni węglowych, powstałych na ziemiach polskich w połowie XIX wieku, była oddzielnym podmiotem prawnym dostarczającym gaz miejski dla jednego miasta. Gazownie były najczęściej budowane i eksploatowane przez towarzystwa gazownicze, spółki gazownicze (na podstawie koncesji udzielonych im przez władze administracyjne danego miasta) lub od początku stanowiły własność magistratu.

Po zakończeniu II wojny światowej wszystkie gazownie stały się własnością miast, wchodząc w skład mienia komunalnego. Nieco inaczej wyglądała sytuacja z rozprowadzaniem gazu koksowniczego na Śląsku i gazu ziemnego na Podkarpaciu, gdzie do celów budowy i eksploatacji gazociągów wysokiego ciśnienia powołane były wyspecjalizowane podmioty. Do 1950 roku trwała odbudowa urządzeń i instalacji technologicznych ze zniszczeń wojennych, kształcenie kadr i tworzenie struktur organizacyjnych. Zaszła potrzeba koordynacji tych działań, co doprowadziło do istotnych zmian, których kalendarium przedstawiono poniżej.

1950

Na podstawie zarządzenia ministra górnictwa i energetyki, przewodniczącego Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego i ministra finansów z 16 lutego 1950 roku utworzono Centralny Zarząd Gazownictwa (CZG) w Warszawie. Nadzór nad CZG przekazano ministrowi górnictwa i energetyki.

Zarządzenie stanowiło o upaństwowieniu i wyłączeniu ze struktur organizacyjnych miast wybranych dużych gazowni, wyłączeniu z Ministerstwa Przemysłu Ciężkiego Zjednoczonych Zakładów Gazu Koksowniczego oraz wyłączeniu z utworzonego w 1948 roku Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego przedsiębiorstwa Gaz Ziemny w Tarnowie. Utworzono natomiast następujące przedsiębiorstwa państwowe:

- Zakłady Gazownictwa Okręgu Warszawskiego, Wrocławskiego, Poznańskiego, Gdańskiego, Szczecińskiego, Krakowskiego, Bydgoskiego, Łódzkiego, Zgorzeleckiego, Wałbrzyskiego, Zabrzańskiego;
- Zakłady Gazu Ziemnego w Tarnowie;
- Budownictwo Urządzeń Gazowniczych Gazobudowa w Zabrzu;
- Biuro Projektów Gazownictwa Gazoprojekt we Wrocławiu (1951 rok);
- Przedsiębiorstwo Budowy Pieców Gazowniczych w Warszawie (1952 rok), od 1953 roku jako Przedsiębiorstwo Budowy Gazowni;
- Rawicki Zakład Mechaniczny i Odlewnia Żeliwa w Rawiczu (w 1953 roku przekazany przez Ministerstwo Przemysłu Drobnego i Rzemiosła);
- Centralne Laboratorium Gazownictwa w Warszawie (przekazane w 1953 roku przez Ministerstwo Hutnictwa z Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla).

1954

Centralny Zarząd Gazownictwa został przekazany pod nadzór ministra hutnictwa.

1958

Centralny Zarząd Gazownictwa przekazano pod nadzór ministra przemysłu ciężkiego oraz przemianowano na Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego (ZPG) w Warszawie.

1962

1 stycznia 1962 roku Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego w Warszawie przyporządkowano Ministerstwu Gazownictwa i Energetyki.

Uchwalono ustawę Prawo energetyczne (wraz z przepisami wykonawczymi), regulującą stosunki dostawca-odbiorca.

Powołano Państwowy Inspektorat Gospodarki Paliwowo-Energetycznej oraz okręgowe inspektoraty gospodarki paliwowo-energetycznej.

1967

12 lipca 1966 roku w Komitecie Ekonomicznym Rady Ministrów podjęto uchwałę nr 200/66 w sprawie ujednolicenia organizacji przemysłu gazowniczego w kraju. W wyniku tej decyzji wszystkie (186) gazownie wraz z sieciami gazowymi, będące do tej pory w gestii władz terenowych i ministra gospodarki komunalnej, przekazano do ZPG i włączono w struktury okręgowych zakładów gazownictwa. Równocześnie ZPG uznano za jednostkę odpowiedzialną za realizację bilansu gazu dostarczanego przewodowo oraz za zaspokajanie bieżącego i przyszłego zapotrzebowania na ten gaz.

1970

Wydanie przez ministra górnictwa i energetyki rozporządzenia o dysponowaniu ruchem (mocą) urządzeń wspólnej sieci gazowej (pod tym pojęciem rozumiano zarówno sieci gazociągów, zasilające je źródła, jak również odbiory gazu z tej sieci). Dla realizacji tego celu, opracowania bilansów gazu, a także planów i programów ruchu systemu gazowniczego utworzono Krajową Dyspozycję Gazem w Warszawie – jako zakład Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego. Równocześnie powołano trzeci szczebel zarządzania dostawami gazu – zakłady gazownicze podległe okręgowym zakładom gazownictwa.

1972

Centralne Laboratorium Gazownictwa przekształcono w Instytut Gazownictwa w Warszawie.

1976

1 stycznia 1976 roku – na podstawie uchwały nr 236/75 Rady Ministrów z 17 grudnia 1975 roku – poprzez połączenie Zjednoczenia Górnictwa Naftowego ze Zjednoczeniem Przemysłu Gazowniczego utworzono Zjednoczenie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie (ZGNiG). Podstawowe zadania ZGNiG określono jako: poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz ich eksploatację, jak również wytwarzanie, magazynowanie, zakup i dostarczanie paliw gazowych na potrzeby przemysłu oraz na cele komunalno-bytowe.

W nowej strukturze organizacyjnej dostawy gazu realizowano przez sześć regionalnych zakładów gazownictwa (z granicami działania dostosowanymi do nowego podziału administracyjnego kraju):

- Mazowieckie Zakłady Gazownictwa w Warszawie, powstałe z Warszawskich i Łódzkich Okręgowych Zakładów Gazownictwa;
- Górnośląskie Zakłady Gazownictwa w Zabrzu, powstałe z Górnośląskich i Krakowskich OZG;
- Karpackie Zakłady Gazownictwa w Tarnowie, powstałe z Tarnowskich OZG;
- Dolnośląskie Zakłady Gazownictwa we Wrocławiu, powstałe z Wrocławskich, Zgorzeleckich i Wałbrzyskich OZG;
- Pomorskie Zakłady Gazownictwa w Gdańsku, powstałe z Gdańskich i Bydgoskich OZG;
- Wielkopolskie Zakłady Gazownictwa i Górnictwa Nafty i Gazu w Poznaniu, powstałe z Poznańskich i Szczecińskich OZG oraz Przedsiębiorstwa Kopalnictwa Naftowego w Mielcu.

Utworzono również Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Krakowie, łącząc Instytut Gazownictwa w Warszawie z Instytutem Górnictwa Naftowego w Krakowie.

1981

25 września 1981 roku przyjęto ustawę o przedsiębiorstwach państwowych, nieprzewidującą istnienia zjednoczeń przemysłowych – spowodowało to konieczność reformy systemu zarządzania dostawami gazu w kraju.

1982

1 sierpnia 1982 roku powołano ogólnokrajowe przedsiębiorstwo użyteczności publicznej pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w Warszawie (PGNiG). Dotychczasowe przedsiębiorstwa wchodzące w skład Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazownictwa przekształcono w zakłady PGNiG. PGNiG zarządzane było przez: Ogólne Zebranie Delegatów, Radę Pracowniczą i dyrektora naczelnego. Gaz dostarczany odbiorcom stanowił własność Zarządu Przedsiębiorstwa (centrali) PGNiG. Jego sprzedaż i dostawy do odbiorców zlecano zakładom gazownictwa na zasadzie umów opartych o koszty oraz marżę zysku.

1991-1993

Po zmianach ustrojowych, jakie zaszły w Polsce po 1989 roku, i wprowadzeniu gospodarki rynkowej niezbędne okazało się utworzenie nowych spółek prawa handlowego z częściowym kapitałem PGNiG:

- Intergaz SA Tarnowskie Góry – w celu produkcji brakujących gazomierzy domowych;
- Izostal SA – w celu wykonywania fabrycznie 3-warstwowej izolacji rur stalowych, niezbędnych do budowy gazociągów;
- Investgas SA – w celu świadczenia usług nadzoru nad budową i eksploatacją Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu w Mogilnie (zbiornik w kawernach solnych).

W wyniku likwidacji RWPG i przejścia w rozliczeniach dostaw gazu ziemnego z ZSRR do Polski z rubla transferowego na amerykańskiego dolara nastąpił wzrost kosztów zakupu gazu o 550% przy dokonanej podwyżce cen gazu dla odbiorców końcowych o 80%. Spowodowało to pogorszenie sytuacji ekonomicznej PGNiG na długie lata. Sytuację nieco poprawiło przyznanie kredytu (Energia I) z Banku Światowego i Europejskiego Banku Inwestycyjnego w wysokości 300 mln USD.

1993-1996

25 sierpnia 1993 roku w Warszawie w obecności prezydentów Lecha Wałęsy i Borysa Jelcyna podpisano Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów tranzytowych gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej. W celu budowy i eksploatacji gazociągów 23 września 1993 roku utworzono spółkę System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz S.A. w Warszawie. 18 lutego 1995 roku podpisano protokół między rządami Rzeczypospolitej Polskiej i Federacji Rosyjskiej uściślający obowiązki stron i terminy realizacji systemu gazociągów tranzytowych przez terytorium Polski. 25 września 1996 roku PGNiG i Gazprom/Gaz-export zawarły 25-letni kontrakt na dostawy w latach 1997-2022.

2 kwietnia 1996 roku program restrukturyzacji PGNiG został zaakceptowany przez Radę Ministrów RP. 29 października 1996 roku przedsiębiorstwo państwowe PGNiG przekształcono w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., z nadzorem właścicielskim ministra Skarbu Państwa. Z PGNiG wydzielono cztery spółki: Gazoprojekt Wrocław, Gazomontaż Wołomin, ZRUG Poznań i Supergaz Gdynia.

1997-1999

Uchwalono nową ustawę Prawo energetyczne.
Utworzono Urząd Regulacji Energetyki.

W ramach programu restrukturyzacji wydzielono z PGNiG S.A. kilkanaście spółek (łączny kapitał ok. 200 mln zł i 13,5 tys. pracowników): Geofizyka Kraków, Geofizyka Toruń, Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło, Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków, Poszukiwania Nafty i Gazu Piła, Poszukiwania Nafty i Gazu Wołomin, Poszukiwania Nafty i Gazu Zielona Góra, Gazobudowa Zabrze, Gazometr Rawicz, Naftomet Krosno, Naftomontaż Krosno oraz ZRUG Toruń, ZRUG Zabrze, ZRUG Warszawa i ZRUG Pogórska Wola.

22 czerwca 1998 roku na podstawie dyrektywy gazowej 98/30/WE wprowadzono liberalizację rynku gazu w Unii Europejskiej.

2000

Z początkiem roku zlikwidowano sześć regionalnych zakładów gazownictwa. Powołano regionalne oddziały przesyłu i 23 oddziały dystrybucji gazu – zakłady gazownicze. Tym samym oddzielono przesył od dystrybucji i handlu gazem.

2003

1 stycznia 2003 roku w miejsce regionalnych oddziałów przesyłu i oddziałów dystrybucji gazu utworzono sześć regionalnych spółek dystrybucji i sprzedaży gazu o nazwach: Karpacka Spółka Gazownictwa w Tarnowie, Mazowiecka Spółka Gazownictwa w Warszawie, Górnośląska Spółka Gazownictwa w Zabrzu, Dolnośląska Spółka Gazownictwa we Wrocławiu, Wielkopolska Spółka Gazownictwa w Poznaniu i Pomorska Spółka Gazownictwa w Gdańsku. W skład spółek gazownictwa włączono 23 zakłady gazownicze jako ich oddziały.

W dyrektywie gazowej nr 2003/55/EC z 26 czerwca 2003 roku nakazano rozdzielenie w zintegrowanych pionowo przedsiębiorstwach gazowniczych w Unii Europejskiej działalności przesyłowej i dystrybucyjnej od działalności handlowej.

Renegocjowano porozumienie międzyrządowe z 1993 roku i podpisano aneks do kontraktu z 1996 roku na dostawy rosyjskiego gazu do Polski.

2004-2005

1 maja 2004 roku Polskę przyjęto do Unii Europejskiej.

23 września 2005 roku na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych rozpoczęto notowania PGNiG S.A. w ramach indeksu 20 największych polskich firm – WIG20.

Wyodrębniono operatora systemu przesyłowego (OSP):

- Po utworzeniu PGNiG – Przesył Sp. z o.o. i udzieleniu jej koncesji przez Urząd Regulacji Energetyki od lipca 2004 roku przypisano jej funkcje OSP.
- 29 kwietnia 2005 roku z Grupy Kapitałowej PGNiG wydzielono PGNiG – Przesył Sp. z o.o., wraz z sześcioma oddziałami regionalnymi w: Tarnowie, Rembelszczyźnie, Gdańsku, Poznaniu, Wrocławiu i Świerklanach, jako spółkę Skarbu Państwa pod nową nazwą: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
- Sieci przesyłowe użytkowane przez GAZ-SYSTEM leasingowane są od PGNiG S.A.; z PGNiG S.A. przekazywana jest do Skarbu Państwa dywidenda w formie aportu (sieci przesyłowe), która trafia do spółki GAZ-SYSTEM w transzach rocznych.

2006-2007

Wydzielono operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD):

- W regionalnych spółkach gazownictwa wydzielono OSD i oddziały obrotu gazem, a w zakładach gazowniczych wyodrębniono gazownie (obrót gazem).
- W PGNiG S.A. utworzono sześć spółek obrotu gazem, w skład których włączono wydzielone ze spółek gazownictwa oddziały obrotu gazem i gazownie.
- W PGNiG S.A. powołano Oddział Handlowy, inkorporujący spółki obrotu gazem i prowadzący działalność za pośrednictwem 23 gazowni.
- Regionalne spółki gazownictwa zmieniono w operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD), prowadzących działalność w zakresie dystrybucji gazu, technicznej obsługi klienta oraz budowy i eksploatacji sieci.

2008

Oddział Handlowy PGNiG S.A. podzielono na sześć regionalnych oddziałów obrotu gazem, z 23 podległymi gazowniami prowadzącymi sprzedaż gazu i zajmującymi się handlową obsługą klienta. Regionalnym spółkom OSD przywrócono stare nazwy i zmieniono je w spółki gazownictwa z podległymi oddziałami – zakładami gazowniczymi.

2013

Nastąpiła konsolidacja regionalnych OSD w jedną spółkę – Polską Spółkę Gazownictwa (PSG). Dotychczasowe spółki OSD przekształcono w oddziały PSG Sp. z o.o.

2014

Ze struktur PGNiG SA wyodrębniono spółkę PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., która przejęła handlową obsługę klienta detalicznego (zużywającego mniej niż 25 mln m^3 paliwa gazowego rocznie). ■

3 rozdział

Z
527

3 rozdział

współczesne gazownictwo

technologie

paliwo przyszłości

W ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat doszło do radykalnej zmiany w strukturze źródeł energii pierwotnej na świecie. W 1954 roku węgiel kamienny, który był paliwem XIX wieku i pierwszej połowy XX wieku, został zdetronizowany przez ropę i gaz łącznie. W końcu lat 70. i 80. XX wieku upowszechniła się energetyka jądrowa. A już w 1995 roku węgiel w krajach należących do Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) spadł na trzecie miejsce, wyprzedzony przez gaz ziemny, który ogłoszono paliwem pierwszej połowy XXI wieku.

Według Międzynarodowej Agencji Energii najbliższe dziesięciolecia będą więc należeć do gazu, a prognozy wskazują na wzrost zapotrzebowania Europy na gaz ziemny do 600 mld m^3 w 2030 roku. Gaz jest paliwem przyjaznym dla środowiska, a dzięki wprowadzaniu coraz to nowych technologii, łatwości obsługi z punktu widzenia użytkownika oraz jego ogólnej dostępności może trafić do każdego odbiorcy. Integracja europejskiego rynku gazu oraz inwestycje infrastrukturalne pomogą zapewnić akceptowalne dla odbiorców ceny surowca.

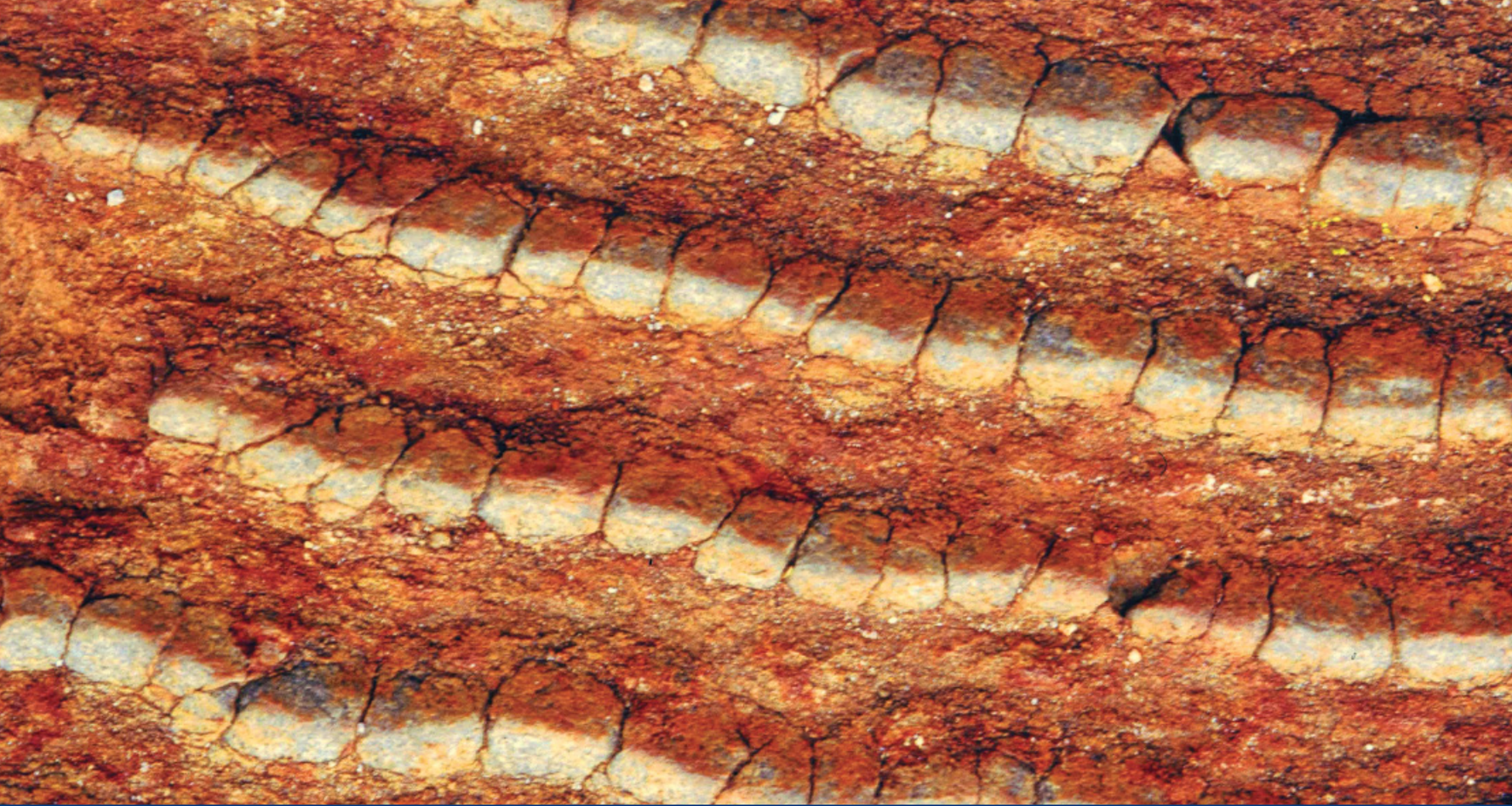
Gospodarka globalna będzie się przestawiać z energii opartej na węglu kamiennym na inne źródła energii w zróżnicowanym między krajami tempie, które uzależnione jest od ich ogólnego poziomu rozwoju i możliwości finansowych oraz postępu w dziedzinie technologii energetycznych. Polska będzie również uczestniczyć w tym procesie – nie tylko jako kraj należący do Unii Europejskiej, poddany wspólnotowemu reżimowi regulacji energetycznych, ale również jako sygnatariusz postanowień protokołu z Kioto z 1997 roku.

Proces urynkowienia krajowej gospodarki i towarzyszące mu liczne problemy dostosowawcze przedsiębiorstw spowodowały, że słabo rozwinięty rynek gazu ziemnego w Polsce przez wiele lat nie mógł zwiększyć poziomu jego zużycia. Wynikało to z ustępstw władz państwowych na rzecz lobby węglowego, broniącego swej dominującej pozycji w sektorze energii. W konsekwencji, uzyskany w 2007 roku blisko 13% udział gazu w krajowej strukturze źródeł energii pierwotnej jest dwukrotnie niższy od średniej krajów UE-27 (26,4%), co wskazuje na niewielki poziom rozwoju rynku tego paliwa. Udział gazu ziemnego w strukturze źródeł energii pierwotnej w Polsce jest najniższy spośród krajów Europy Środkowo-Wschodniej.

Obecnie jesteśmy świadkami bezprecedensowych zmian w funkcjonowaniu polskiej energetyki, w tym rynku gazu ziemnego. Zmiany te związane są z postępującą globalizacją gospodarki, upowszechnieniem wykorzystania gazu ziemnego w UE oraz zmianami legislacyjnymi w Polsce. Docelowo Polskę czeka pełna liberalizacja rynku gazu ziemnego. Naszym priorytetem jest poszukiwanie własnych źródeł z łupków, uruchomienie terminalu LNG (ang. *Liquefied Natural Gas*) w Świnoujściu i rozbudowa infrastruktury gazowej, w którą nie inwestowaliśmy od dziesięcioleci. Jakie są szanse na realizację tych projektów?

Polska, aby sprostać wymaganiom unijnej polityki klimatycznej, musi energetykę opartą na węglu przekształcić w energetykę niskoemisyjną. Jednym z rozwiązań jest większe wykorzystanie gazu. Dzisiaj najważniejszymi sektorami polskiego gazownictwa, oprócz gazu ziemnego konwencjonalnego, tzw. sieciowego, są jego odmiany: gaz z łupków, specjalne postacie (LNG, CNG – ang. *Compressed Natural Gas*) oraz płynny LPG (ang. *Liquefied Petroleum Gas*).

Warto wiedzieć, że Polska zużywa ok. 14 mld m^3 gazu rocznie, a krajowe wydobycie wynosi około 4 mld m^3. Ilość ta pokrywa 30% zapotrzebowania na gaz. Pozostałe 70% czyli ok. 10 mld m^3 importujemy z Rosji. ■



złoża gazu ziemnego

Złoża gazu ziemnego prawie zawsze powstają w skałach osadowych, które tworzą się przez nagromadzenie i osadzanie na powierzchni skorupy ziemskiej (najczęściej na dnie dużych akwenów, zwłaszcza mórz) szczątków organizmów roślinnych i zwierzęcych, okruchów mineralnych pochodzących z rozkruszenia i wietrzenia skał magmowych (np. piaski, żwiry, piaskowce, gliny – skały osadowe okruchowe) oraz substancji nieorganicznych z wody morskiej (np. sól kamienna, gips, dolomit, krzemień).

Fot.: Przekrój przez skałę osadową

Fot. 1: Formacja skał osadowych w rejonie Karnataka w Indiach

Fot. 2: Skały magmowe na atlantyckiej wyspie Monhegan w stanie Maine, USA

Fot. 3: Skały metamorficzne w Parku Narodowym Kings Canyon we wschodniej Kaliforni, USA

Poza skałami osadowymi gaz może powstawać w formacjach skał magmowych i metamorficznych. Skały magmowe powstają w głębi skorupy ziemskiej w wyniku obniżenia temperatury i krystalizacji magmy (np. granit) lub zakrzepnięcia lawy na powierzchni ziemi (np. bazalt, porfir). Skały metamorficzne powstają w wyniku przeobrażania zarówno skał osadowych, jak i magmowych, pod wpływem głównie ciśnienia i wysokiej temperatury, ale również wskutek zmian wywołanych deformacjami mechanicznymi (np. marmur, kwarcyt, gnejs). Zmianom ulega skład mineralny, struktura, a bardzo rzadko również skład chemiczny.

W trakcie badań nad gazem ziemnym stawianych było kilka hipotez na temat jego powstania. Można je podzielić na dwie zasadnicze grupy: teorię o nieorganicznym pochodzeniu gazu ziemnego i o jego organicznych korzeniach.

Do pierwszej grupy zaliczyć można hipotezy przedstawiane już od drugiej połowy XVIII wieku przez Łomonosowa, Bertholeta i Byassona, Mendelejewa, Sokołowa czy Weismana. Według teorii Bertholeta i Byassona węglowodory znajdujące się wewnątrz ziemi mogły powstać w wyniku reakcji kwasu węglowego z metalami alkalicznymi (lit, sód, potas) w obecności wody przy podwyższonej temperaturze. Przeprowadzone wówczas doświadczenia umożliwiły uzyskanie ciekłych węglowodorów, które były uznawane za podobne do ropy naftowej. Pod koniec XIX wieku Mendelejew otrzymał proste węglowodory (odpowiadające głównym składnikom gazu ziemnego) w wyniku reakcji węglików metali z wodą. Jego hipoteza (tzw. karbidowa) głosiła, że w głębi ziemi występują wspomniane węgliki metali, które mogą reagować z parą wodną. Niezbędna do przeprowadzenia reakcji para wodna powstawała z wody przenikającej do wnętrza ziemi. Powstałe węglowodory miały przemieszczać się ku powierzchni głębokimi szczelinami tektonicznymi. Słabą stroną tej hipotezy jest małe prawdopodobieństwo występowania takich szczelin na dużych głębokościach ze względu na wysokie ciśnienia (25 m pod ziemią ciśnienie wynosi ponad 600 MPa) i dużą plastyczność skał. Drugim ważnym zarzutem było istnienie złóż węglowodorów o różnym składzie chemicznym. Inną hipotezę mówiącą o nieorganicznej genezie węglowodorów, tzw. kosmiczną, sformułował Sokołow. Była ona oparta na wynikach badań składu atmosfery zewnętrznych planet Układu Słonecznego. Atmosfery Jowisza, Saturna, Uranu czy Neptuna zawierają różne węglowodory, a głównym ich składnikiem jest wodór. Kolejne hipotezy kosmiczne mówiły, że w zewnętrznej otoczce każdej planety w fazie jej wczesnego, wysokotemperaturowego rozwoju istniały warunki sprzyjające powstaniu z prostych gazów (wodór, metan, dwutlenek węgla, tlenek węgla) prostych cząsteczek organicznych, które mogły być substancją wyjściową do tworzenia się gazu ziemnego. W miarę stygnięcia roztopiona magma wchłaniała je, a potem – już podczas stygnięcia skorupy ziemskiej – następowała ich kondensacja. Ostatnią z hipotez nieorganicznych jest hipoteza Weismana, przedstawiona w latach 70. ubiegłego wieku. Według niej znaczna część zasobów gazu ziemnego powstała w wyniku przemian nieorganicznych podczas wdzierania się gorącej magmy w skały węglanowe. Zdaniem Weismana w następstwie termicznego rozkładu węglanów uwalniał się dwutlenek węgla, który wchodził w reakcję z wodorem (wydzielonym z magmy), w wyniku czego powstawał metan.

Te hipotezy nie spotkały się z szerszą aprobatą, gdyż duże złoża gazu ziemnego występujące w skałach magmowych lub metamorficznych znaleziono tylko w kilkunastu przypadkach. Natomiast zdecydowana większość (kilkanaście tysięcy złóż) znajduje się w skałach osadowych.

Bardzo wielu badaczy i świat nauki skłania się ku hipotezie o organicznym pochodzeniu gazu ziemnego. Przy czym należy pamiętać, że myślimy tutaj o organicznej substancji wyjściowej, gdyż późniejsze jej przekształcenia są bardzo złożone i jeszcze nie do końca precyzyjnie opisane. Zaliczyć do nich należy przede wszystkim procesy związane ze zmianami ciśnienia i temperatury, ale również oddziaływanie promieniowania radioaktywnego lub naturalnych katalizatorów. Mimo istniejących wątpliwości oraz trudnego do odtworzenia oddziaływania wspomnianych czynników prowadzone są dalsze badania mające wzmocnić uzasadnienie dla tej najpopularniejszej obecnie wśród uczonych teorii.

Najważniejsze argumenty przemawiające za organicznym (biogenicznym) pochodzeniem gazu ziemnego to:

- znakomita większość złóż gazu ziemnego (lub wspólnych złóż ropno-gazowych) występuje w warstwach skał osadowych; również w obecnie osadzających się warstwach skał stwierdza się obecność węglowodorów;
- złoża gazu ziemnego (także ropy naftowej) rozłożone są nierównomiernie i zazwyczaj występują w określonych warunkach geologicznych;
- duże złoża gazu ziemnego związane są z tzw. basenami sedymentacyjnymi (czyli miejscami osadzania się, tzn. opadania, materiału), obejmującymi warstwy skał osadowych pochodzące z tych okresów geologicznych, w których występowało bujne życie biologiczne (karbon, perm, kreda, trzeciorzęd), maksymalnie 1 mld lat temu.

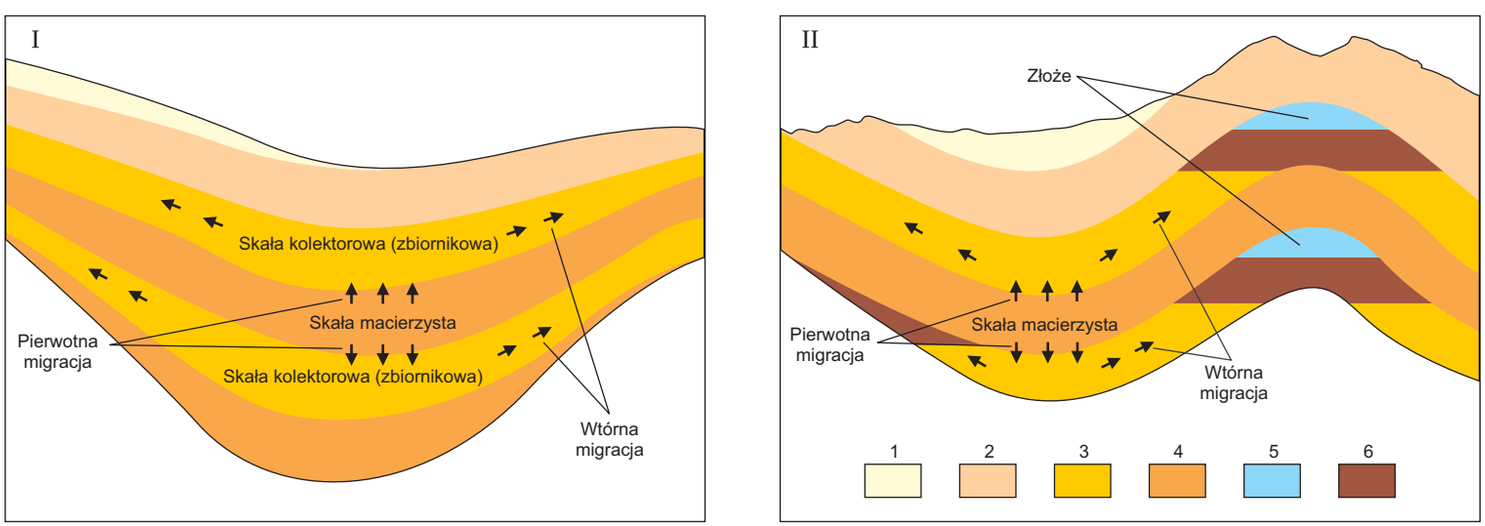
Organizmy żywe mogące stanowić pramaterię gazu ziemnego pojawiły się w okresie kambru. W akwenach rozwijał się plankton roślinny i zwierzęcy, który po obumarciu osadzał się na dnie, a następnie był przykrywany przez kolejne warstwy. Warunki gromadzenia się substancji organicznej nie wszędzie były takie same. Panuje pogląd, że najdogodniejsze występowały w zatokach, lagunach i płytkich morzach oraz na szelfach, gdzie życie organiczne jest najbujniej rozwinięte.

W zależności od tego, jakiego rodzaju substancja organiczna przeważała na danym obszarze, prowadziło to do powstania innego złoża. Jeżeli dominowała substancja organiczna roślinna (humusowa), to w wyniku odpowiednich przemian powstawały złoża gazu ziemnego. W przypadku substancji organicznej zwierzęcej (sapropelowej) powstawały złoża ropy naftowej.

Przemiany towarzyszące przeobrażaniu się substancji początkowej do gazu ziemnego zależą głównie od temperatury. We wstępnej fazie przemian na głębokości do 1000 m wpływ temperatury (do około 60°C) nie jest istotny. Ale w kolejnym etapie (katageneza) już tak, ponieważ mówimy o występujących głównie przemianach termicznych substancji organicznej w temperaturach do 200°C, co odpowiada głębokościom do 6000 m. W ostatnim stadium (metamorfizm) zachodzą przemiany wysokotemperaturowe powyżej 200°C, na głębokościach ponad 7000 m.

ZŁOŻA GAZU NA ŚWIECIE I W POLSCE

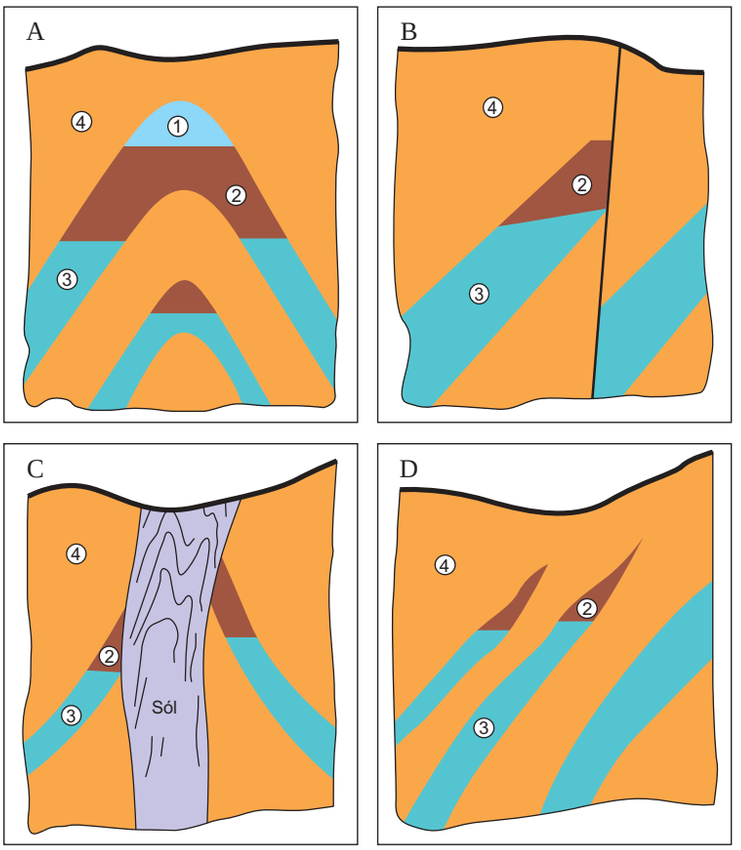
Wydaje się mało prawdopodobne, aby gaz ziemny tworzył się tylko w tych formacjach skalnych, w których się teraz znajduje. Przemieszczanie się węglowodorów następowało ze skały macierzystej do znajdujących się nad nią skał porowatych (rys. 1). Duży wpływ na zdolność migracji miała temperatura, głębokość, na której znajdowała się skała macierzysta, oraz woda.



Rys. 1: Tworzenie się złóż gazu ziemnego: I – wczesne stadium rozwoju, II – zaawansowane stadium rozwoju; 1 – piasek, 2 – wapień, 3 – piaskowiec, 4 – iłowiec, 5 – gaz ziemny, 6 – ropa naftowa

Akumulacja gazu ziemnego migrującego ze skały macierzystej możliwa jest w sprzyjających formacjach geologicznych, czyli w tzw. skale zbiornikowej, która w jakiś sposób jest ograniczona formacjami nieprzepuszczalnymi (rys. 2). Dodatkowo, zgodnie z tym co widać na rysunku 2, w przypadku złoża ropno-gazowego rozkład węglowodorów jest związany z ciężarem właściwym, i tak:

- w górnej części (jako najlżejszy) znajduje się gaz ziemny (1);
- poniżej – cięższa ropa naftowa (2);
- w dolnej części złoża jest woda (najcięższa), bardzo często zmineralizowana (3).



Rys. 2: Typy pułapek złożowych gazu ziemnego: a) w antyklinie, b) przy uskoku, c) przy wysadzie solnym, d) w soczewkach piaszczystych 1 – gaz ziemny, 2 – ropa naftowa, 3 – woda, 4 – skały nieprzepuszczalne

Powstawanie złóż gazu ziemnego jest procesem bardzo skomplikowanym. Poszukiwania tych złóż również nie są czynnością prostą. W pierwszych latach wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego poszukiwanie ograniczało się do lokalizowania dowodów widocznych na powierzchni ziemi. Najwcześniej lokalizowano złoża tam, gdzie następował samoczynny wypływ na powierzchnię, przede wszystkim w rejonie Morza Kaspijskiego. Ze względu na brak możliwości transportowania gaz ziemny był wykorzystywany w miejscu jego występowania jako paliwo do ogrzewania i oświetlenia. Bardzo często samoczynny wypływ połączony był z zapłonem gazu. Powstawały wówczas ogniste pochodnie (ognie wieczne), które niczym latarnie morskie były punktami odniesienia w nawigacji morskiej.

Wieczne ognie były również przedmiotem kultu religijnego (zaratusztrianizm) w północnym Iranie oraz w okolicach Morza Kaspijskiego. Wyznawcy wznieśli poświęcone swym bogom świątynie m.in. w Surachanach na Półwyspie Apszerońskim (dzisiejszy Azerbejdżan) i w Jadzie (na terenie Iranu).

Metoda poszukiwania naturalnych wypływów była bardzo nieefektywna z powodu samoczynnie wypływających niewielkich ilości gazu. Obecnie wszystkie metody są obarczone bardzo dużą niepewnością osiągnięcia sukcesu, głównie ze względu na wysoką złożoność procesu poszukiwawczego, skomplikowaną budowę geologiczną skał zbiornikowych i warstw leżących wokół nich, a także znaczne głębokości, na których zalegają złoża.

Stosowane metody poszukiwawcze można podzielić na następujące grupy:

- Badania geologiczne – od nich najczęściej rozpoczynają się poszukiwania złóż gazu. Badania opierają się na obserwacji powierzchni ziemi lub znajdujących się na niej formacji oraz układów warstw skalnych widocznych np. w wąwozach. W połowie XIX wieku odkryto, że bardzo duże prawdopodobieństwo występowania złóż węglowodorów istnieje w formacji antykliny. Na podstawie badań powierzchni i płytkich warstw podpowierzchniowych możliwa jest ekstrapolacja (wnioskowanie) na głębsze warstwy ziemi. Po przeprowadzeniu badań geologicznych konieczne jest zastosowanie dalszych, bardziej zaawansowanych metod w celu uzyskania dokładniejszych informacji.
- Badania sejsmiczne – przyniosły najprawdopodobniej największy przełom w poszukiwaniach złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W latach 20. minionego wieku do poszukiwań użyty został sejsmograf, wynaleziony w 1855 roku przez Palmieriego. Warstwy skalne występujące w skorupie ziemskiej mają różne parametry (gęstość, przepuszczalność). Wywołując na powierzchni ziemi (lub w odwiercie badawczym) tzw. sztuczną falę sejsmiczną, można zarejestrować jej odbicia od różnych warstw, które będą docierać do rejestratorów (geofonów) po różnym czasie. Zarejestrowane informacje podlegają dalszej obróbce w celu umiejscowienia oraz zidentyfikowania poszczególnych warstw. Obecnie zamiast kontrolowanych wybuchów używa się specjalistycznych pojazdów do wytwarzania drgań o odpowiedniej częstotliwości i natężeniu. W przypadku poszukiwań podmorskich zamiast samochodów stosowane są specjalne działa powietrzne, które wywołują drgania dna morskiego i leżących pod nim warstw. Odbite fale rejestrowane są przez hydrofony.

- Metody magnetometryczne – opierają się na niewielkich różnicach pola magnetycznego Ziemi w zależności od warstw znajdujących się w jej wnętrzu.
- Metody grawimetryczne – wykorzystują niewielkie różnice wartości pola grawitacyjnego Ziemi; różne warstwy skalne mają odmienny wpływ na pole grawitacyjne, co umożliwia identyfikację złoża.
- Odwierty badawcze – są najlepszym sposobem uzyskania wiadomości na temat warstw geologicznych leżących pod ziemią oraz ewentualnej zawartości znajdujących się w nich minerałów. Ze względu na bardzo wysoki koszt odwiertów wykonywane są one tylko tam, gdzie oszacowano duże prawdopodobieństwo występowania złoża gazu. W odwiertach przeprowadzane są badania za pomocą metod elektrycznych, akustycznych, jądrowych. Badany jest opór elektryczny, gęstość, radioaktywność, pole magnetyczne.
- Badania rdzeni – z odwiertów badawczych wyciągane są rdzenie w stanie nienaruszonym, które poddawane są badaniu np. przepuszczalności czy miąższości poszczególnych warstw.

Fot.: Badania sejsmiczne: wibratory – pojazdy do wzbudzania sygnału sejsmicznego

Fot.: Wiercenia badawcze w poszukiwaniu złóż gazu

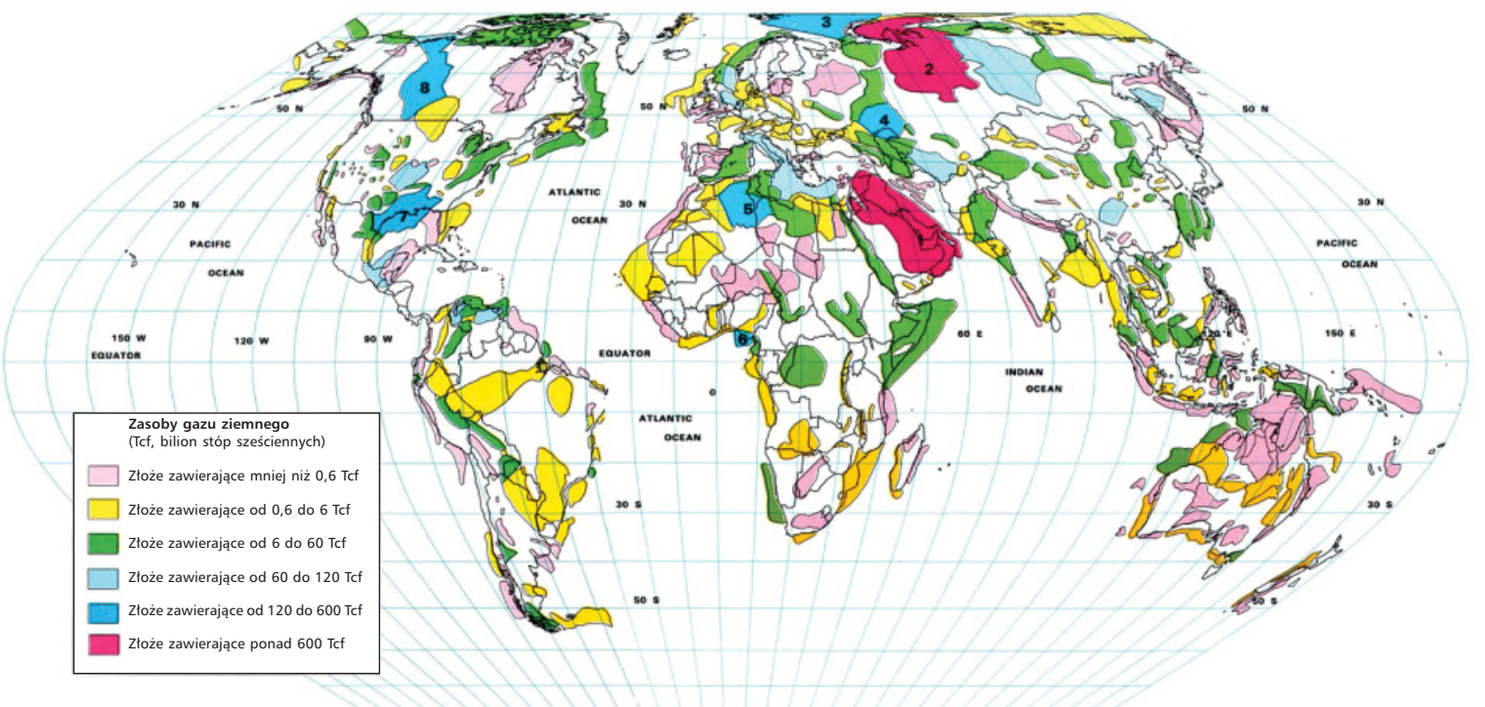
Wibratory na egipskiej pustyni

- Metody interpretacji 2D, 3D, 4D – należą do najnowszych metod badawczych. Najwcześniejsza z nich interpretacja 2D polegała na bezpośredniej interpretacji danych za pomocą wymienionych tu wcześniej metod i miała pewne wady w lokalizowaniu złóż węglowodorów. Wraz z rozwojem techniki komputerowej i wzrostem mocy obliczeniowej wprowadzono wspomaganie komputerowe metod interpretacyjnych, co umożliwiło analizowanie bardzo dużej liczby danych. Zaletą tych metod jest możliwość stworzenia przestrzennego modelu złoża gazu ziemnego (3D), a wprowadzenie czasu jako czwartego wymiaru otworzyło drogę do analizy przepuszczalności złoża, lepkości gazu ziemnego, temperatury i nasycenia skały gazem, a także badań wpływu eksploatacji na parametry złoża. Wady najnowszych metod są związane z koniecznością dostarczenia bardzo dużej ilości informacji (koszty), w porównaniu np. z interpretacją 2D. Znacząco zwiększają jednak prawdopodobieństwo poprawnego oszacowania zasobności złoża.

Zgodnie z najpopularniejszymi obecnie teoriami o organicznym pochodzeniu gazu ziemnego oraz z migracją powstałego gazu ze skały macierzystej do skał zbiornikowych rozmieszczenie jego złóż na Ziemi nie jest równomierne. Obecnie uważa się, że złoża konwencjonalne gazu ziemnego znajdują się w skałach zbiornikowych w typowych pułapkach złożowych. Natomiast niekonwencjonalne złoża gazu (w warstwach łupkowych – ang. *shale gas*, lub gaz zamknięty – ang. *tight gas*) znajdują się w skale macierzystej, w której zachodził proces przeobrażania substancji mineralnej. Usytuowanie największych basenów gazu ziemnego oraz wielkość zasobów ilustruje poniższy rysunek oraz tabela 1 na stronie 82.

Uwzględnione w tabeli wydobywalne zasoby gazu charakteryzują się tym, że przy zastosowaniu odpowiednich metod eksploatacji umożliwiają wydobycie około 80% objętości gazu ziemnego (tzw. zasobów geologicznych) znajdującego się w złożu. Oprócz tego mówi się również o zasobach bilansowych, dla których zawartość węglowodorów jest większa od minimalnej definiującej złoże, oraz pozabilansowych, dla których ta zawartość jest mniejsza. Istnieje jeszcze jeden podział: na zasoby przemysłowe (bilansowe i pozabilansowe), które mogą być przedmiotem uzasadnionej technicznie i ekonomicznie eksploatacji, oraz zasoby nieprzemysłowe, których eksploatacja może w przyszłości być uzasadniona w następstwie zmian technicznych, warunków ekonomicznych lub prawnych. Przykładem zasobów nieprzemysłowych mogą być złoża gazu ziemnego w warstwach łupków, które w ślad za postępem technicznym i technologicznym stały się wydobywane.

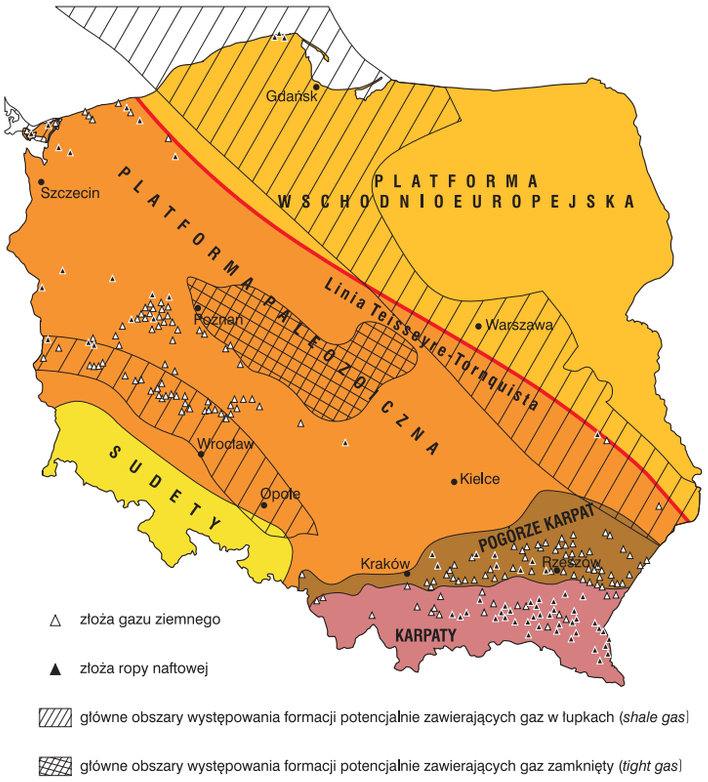
Największe złoża wśród krajów europejskich ma Rosja. Leżą one częściowo we wschodniej Europie, a częściowo za Uralem, na terenie zachodniej Syberii. Duże złoża gazu ziemnego występują również na obszarze Turkmenistanu oraz Morza Północnego. Największym złożem gazu ziemnego na świecie jest South Pars / North Dome, położone na pograniczu Iranu i Kataru. Jego zasoby ocenia się na około 51 000 mld m^3. Drugim co do wielkości jest złoże Urengoj w basenie zachodniosyberyjskim.



Rys.: Największe baseny gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych na świecie

Obszar	Zasoby [bln m³]	Kraje	Zasoby [bln m³]
Afryka	14,5	Nigeria Algieria Egipt	5,1 4,5 2,2
Ameryka Południowa i Środkowa	7,6	Wenezuela Brazylia	5,5 0,5
Ameryka Północna	10,8	Stany Zjednoczone Meksyk	8,5 2,0
Azja, Australia i Oceania	16,8	Australia Chiny Indonezja	3,8 3,1 3,0
Europa i Eurazja	78,7	Rosja Turkmenistan Norwegia Polska	44,6 24,3 2,1 0,1
Środkowy Wschód	80,0	Iran Katar Arabia Saudyjska Zjednoczone Emiraty Arabskie	33,1 25,0 8,2 6,1
Świat	208,4		

Tab.1: Zasoby wydobywalne gazu ziemnego według kontynentów w 2011 r.



Rys.: Główne obszary występowania gazu ziemnego w Polsce

Źródło	2007	2008	2009	2010	2011
Zużycie gazu	13562,5	14338,0	13563,9	14286,4	15622,4
Wydobycie krajowe	4276,0	4073,9	4078,6	4220,0	4447,9
Import	9286,5	10264,1	9485,3	10066,4	11174,5

Tab. 2: Zużycie gazu ziemnego w Polsce [mln m³]

W Polsce znajdują się dwa główne obszary występowania gazu ziemnego: w południowo-wschodniej części kraju, na Przedgórzu Karpackim, oraz w zachodniej i północno-zachodniej Polsce, na terenie Niżu Polskiego. Poza tym niewielkie złoża znajdują się na wodach terytorialnych w okolicach Władysławowa. Na terenie Polski przebadano w sumie 283 złoża gazu ziemnego, w których znajdowało się 142,6 mln m³ tego surowca. Na 198 z nich (o zasobach 119,6 mln m³) prowadzona jest eksploatacja, 62 złoża nie zostały jeszcze zagospodarowane, a na 23 eksploatacja została zakończona. Gaz wydobywany na dwóch głównych obszarach charakteryzują znaczne różnice w składzie. Ten, który pochodzi z Przedgórza Karpackiego, jest gazem wysokometanowym (nawet do 95%), zawierającym ponadto niewielkie ilości cięższych węglowodorów, a także gazów, które nie ulegają spaleniu (m.in. azot, dwutlenek węgla). Skład gazu wydobywanego na terenie Niżu Polskiego jest inny. Znajduje się w nim bardzo duża ilość azotu (nawet do 80%). Skład ma oczywiście wpływ na właściwości gazu ziemnego, w tym na najważniejszą dla odbiorcy wartość opałową. W przypadku gazu zaazotowanego jest ona o około 22% mniejsza niż dla gazu wysokometanowego.

Od kilku lat roczne zużycie gazu ziemnego w Polsce ulega niewielkim zmianom (tabela 2). Wydobycie ze źródeł krajowych pokrywa około 30% zapotrzebowania na gaz. Pozostała ilość jest importowana, głównie z kierunku wschodniego.

Ze względu na znaczną dominację jednego dostawcy (Rosja) podejmowane są działania mające na celu zmniejszenie tej zależności. W Świnoujściu budowany jest gazoport, trwają prace mające określić potencjalne zasoby gazu ziemnego w skałach łupkowych. W przeszłości planowano budowę gazociągu do Danii i Norwegii.

AHEAD Series

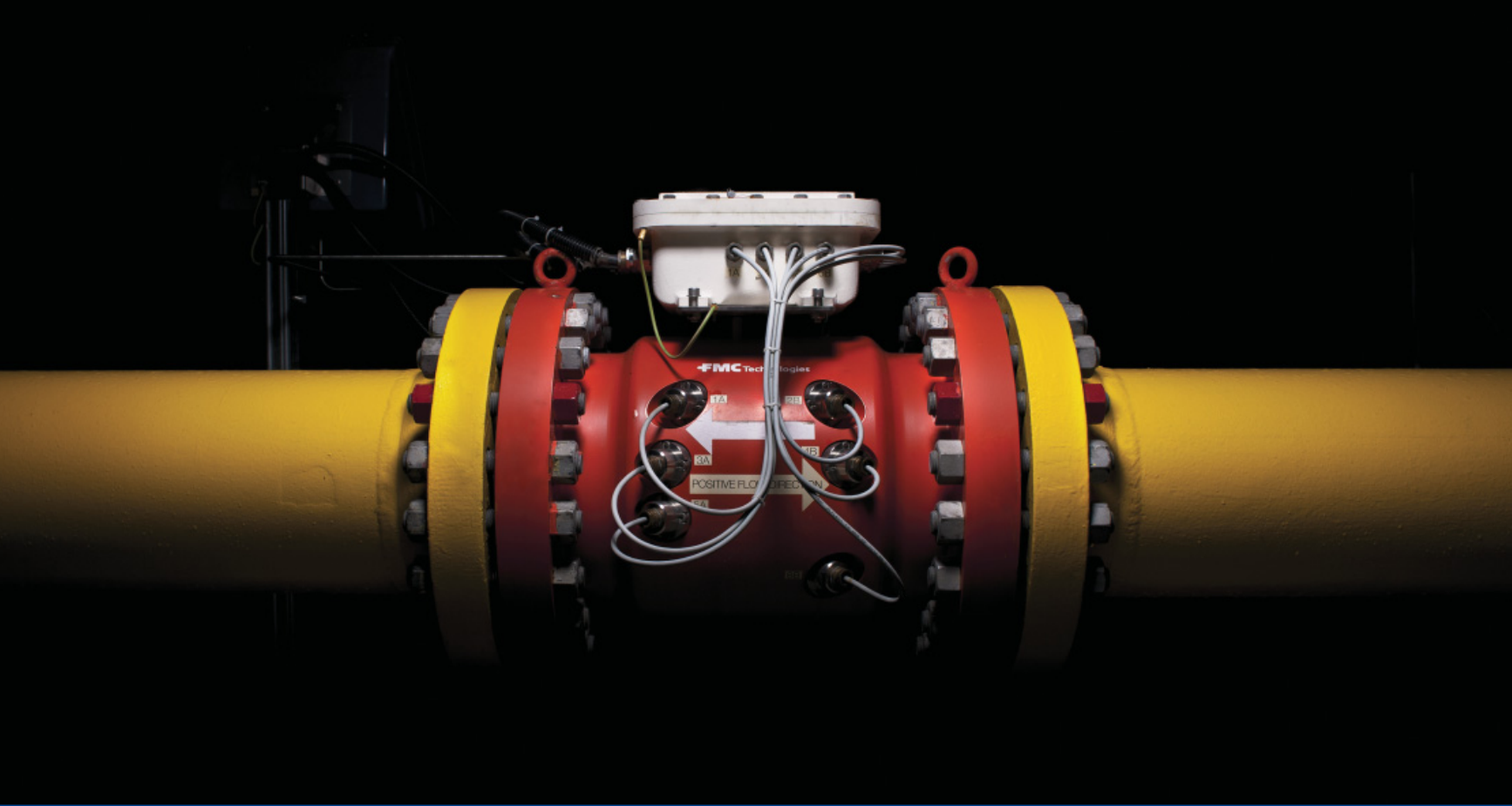
ADVANCED HYDRAULIC ELECTRICAL AUTOMATED DRILLER

Drillmec always proves to be careful and respectful towards the environment. The widespread use of new technologies has always been the pride of our company, countinously improving this trend. The same new technologies are adopted into the new Ahead Series drilling rig, eco-friendly and with low visual impact, suitable for drilling operation as well as for shale gas exploration.

DRILLMEC
DRILLING TECHNOLOGIES

The core of drilling innovation

- Website www.drillmec.com
- Email info@drillmec.com
- Addresses via I° Maggio, 12
29027 Gariga di Podenzano (PC) - Italia
DRILLMEC POLSKA TECHNOLOGIES
ul. Warszawska,15
32-086 Węgrzce - Polska



pozyskiwanie gazu ziemnego

Gaz ziemny wykorzystywany w Polsce w przemyśle chemicznym oraz przez odbiorców komunalnych pochodzi z dwóch głównych źródeł. Pierwszym z nich są krajowe kopalnie, pracujące na dwóch wspominanych wcześniej obszarach. Gaz z polskich kopalń pokrywa około 30% krajowego zapotrzebowania. Drugim źródłem są dostawy z zagranicy, przede wszystkim z Rosji, realizowane przez firmę Gazexport. W 2011 roku rosyjski gaz pokrywał ponad 61% krajowego zużycia tego surowca.

Fot.: Gazomierz ultradźwiękowy na instalacji w obiekcie GAZ-SYSTEM SA

Fot.: Obiekty systemu przesyłowego i tranzytowego gazu obsługiwane przez GAZ-SYSTEM SA

Istnieją również potencjalne możliwości wydobywania metanu z pokładów węgla. Według różnych szacunków zasoby możliwe do wydobycia wynoszą około 100 mld m^3, co stanowiłoby znaczący udział w bilansie gazu ziemnego. Najważniejsze technologie opierają się na wierceniach otworów do złóż węglowych z chodników w kopalni lub z powierzchni ziemi. Istnieją jednak duże kłopoty z przystosowaniem tych technologii wydobycia do polskich warunków.

Źródło	2007	2008	2009	2010	2011
Wydobycie krajowe	4 276,0	4 083,4	4 105,2	4 220,0	4 329,4
Import, w tym:	9 286,5	10 264,1	9 135,9	10 066,4	10 915,3
Rosja	6 219,2	7 056,7	8 137,2	9 028,4	9 335,5
Niemcy	783,6	825,4	993,4	1 031,9	1 579,5
Czechy	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Kraje Azji Środkowej	2 279,3	2 377,2	0,0	0,0	0,0
Ukraina	4,1	4,8	5,0	5,9	0,0
Suma	13 562,5	14 347,6	13 241,0	14 286,4	15 244,7

Tab.: Struktura dostaw gazu ziemnego do Polski oraz całkowite zużycie w ostatnich latach [mln m^3]

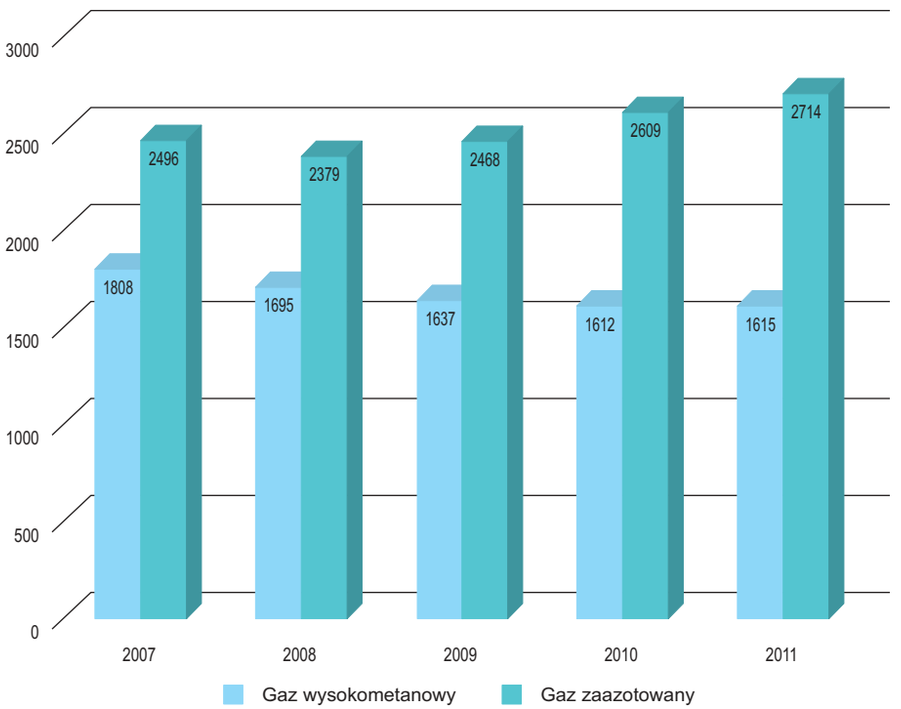
IMPORT I WYDOBYCIE KRAJOWE

Ze względu na niewystarczającą wielkość własnego wydobycia gazu ziemnego, które nie jest w stanie zaspokoić całkowitego zapotrzebowania na to paliwo, Polska importuje znaczne ilości surowca. Obecnie gaz płynie do nas wyłącznie rurociągami, i do połowy 2014 roku, to znaczy do czasu, kiedy ma zostać uruchomiony terminal LNG w Świnoujściu (jeśli nie będzie opóźnień), będzie to jedyny sposób dostarczania błękitnego paliwa.

Gaz ziemny importowany jest do Polski z kilku kierunków, wśród których najważniejszym jest kierunek wschodni, tzn. dostawy z Rosji. Punkty wejścia do polskiego systemu gazownictwa znajdują się:

- na granicy wschodniej: Tietierowka (73,4 mln m^3), Wysokoje (3068,7 mln m^3), dokąd gaz jest dostarczany poprzez układ przesyłowy Białorusi, oraz Hermanowicze-Drozdowicze (3742,4 m^3) – tu gaz jest odbierany poprzez system ukraiński; niewielkie ilości gazu dostarczane są w okolicach Hrubieszowa (Zosin) bezpośrednio do systemu dystrybucyjnego;
- w głębi kraju: Włocławek (1719,6 m^3) oraz Lwówek (1102,9 m^3), gdzie surowiec jest pobierany bezpośrednio z gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia;
- na granicy zachodniej: Lasowo (986,2 m^3), Słubice, Gubin (4,2 mln m^3), Kamminke (27,6 mln m^3) – tam realizowane są dostawy gazu z Niemiec; dodatkowo w ostatnich latach uruchamiane było tzw. wirtualne połączenie, które polegało nie na faktycznym przesyle gazu z Niemiec do Polski gazociągiem tranzytowym w kierunku z zachodu na wschód, lecz na odbieraniu części gazu przesyłanego z Rosji do Niemiec, np. w Lwówku;
- na granicy południowej: Cieszyn (212 mln m^3), Głuchołazy, Branice (0,2 mln m^3) – tam odbierane są dostawy z Republiki Czeskiej.

Swego rodzaju „przejściami granicznymi" dla gazu są stacje pomiarowe, które bardzo dokładnie rejestrują ilość przepływającego paliwa. Pracują tam gazomierze zwężkowe, a coraz częściej turbinowe lub rotorowe, których zasada działania jest nieco inna od tej opisanej w dalszej części książki (*Gazomierze i zawory*). Przeprowadza się również szczegółową analizę składu importowanego gazu (najczęściej metodami chromatograficznymi), która umożliwia przeliczenie zmierzonej objętości gazu (w warunkach, jakie panują w gazomierzu – rzeczywista temperatura i ciśnienie) do warunków, jakie zostały zapisane w kontrakcie. Trzeba również powiedzieć o realizowanych w przeszłości dostawach gazu z Norwegii w ramach tzw. małego kontraktu norweskiego (1999 rok), podpisanego przed planowaną budową gazociągu, którym miał płynąć do Polski gaz z Morza Północnego. Na mocy kontraktu norweskiego Polska kupowała w ciągu roku 0,5 mld m³ gazu, który był dostarczany przez terytorium Niemiec. W 2001 roku został zawarty nowy kontrakt na roczne dostawy w wysokości 5 mld m³ (począwszy od 2008 roku), ale ze względu na odstąpienie od planów budowy gazociągu dostawy te nigdy nie zostały zrealizowane.



Wykres: Wydobycie gazu ziemnego w Polsce [mln m³]

W przeszłości dostawcą gazu ziemnego do Polski był również Turkmenistan. Pośrednikiem w dostawach była spółka RosUkrEnergo. Po konflikcie na tle opłat za gaz pomiędzy Rosją a Ukrainą na przełomie lat 2008 i 2009 działalność tej firmy została ograniczona, a import gazu do Polski – przerwany (mimo ważnego jeszcze kontraktu). Zakończone zostały także dostawy gazu z Ukrainy (realizowane przez NAK Naftogaz Ukrainy). Powodem głównym była zmiana ukraińskich przepisów wewnętrznych, według których całe wydobycie krajowe powinno być przeznaczone na pokrycie potrzeb własnych. Innymi słowy: ukraiński gaz został objęty zakazem eksportu. Poza tym nastąpiła zmiana proporcji dostaw gazu na Ukrainę, która zmniejszyła import z Rosji na rzecz zwiększenia dostaw z kierunku zachodniego. W związku z tym Polska przystosowuje rozliczeniową stację graniczną w Hermanowicach do przesyłania gazu z naszego kraju na Ukrainę.

Pod koniec ubiegłego wieku Polska prowadziła rozmowy z holenderską firmą N.V. Nederlandse Gasunie na dostawy około 2 mld m³ gazu w ciągu roku. Początkowo gaz miał płynąć do Polski przez niemiecki system gazociągów, a później w ramach wymian swap. (Kontrakt swap jest rodzajem umowy zawieranej pomiędzy dwiema lub więcej stronami, które zobowiązują się, że w przyszłości wymienią się pewnymi płatnościami na zasadach określonych w tym kontrakcie). Z tego tytułu mieliśmy otrzymywać zakontraktowany przez Holendrów gaz z rurociągu jamalskiego. Umowa z Holendrami nie została zawarta.

Wspomniane tutaj zabiegi miały na celu dywersyfikację kierunków importu gazu do Polski. Mimo to cały czas dostawy z Rosji utrzymują się na poziomie około 55-60% zużycia. Znaczące obniżenie będzie mogło nastąpić dopiero po uruchomieniu terminala odbiorczego LNG w Świnoujściu, planowanym na 2014 rok (o czym będzie mowa w dalszej części). Pewną niewiadomą pozostaje sposób zagospodarowania znacznej nadwyżki gazu rosyjskiego, która pojawi się wraz z rozpoczęciem pracy świnoujskiego terminalu. Kontrakt z Gazpromem ważny jest do końca 2022 roku i zobowiązuje Polskę do odbioru zakontraktowanych objętości gazu.

Zupełnie inną kwestią są koszty importu oraz krajowego wydobycia gazu ziemnego. Precyzyjnych danych nie można uzyskać ze względu na pilnie strzeżoną tajemnicę handlową pomiędzy bezpośrednio zainteresowanymi firmami. Można jednak pokusić się o przybliżone porównanie poziomu tych cen. Dotychczas najdroższy był gaz kupowany od Gazpromu (ponad 500 $ za 1000 m³ gazu), ale po skutecznych negocjacjach udało się obniżyć tę cenę do około 400 $ za 1000 m³ gazu. Ceny gazu LNG na rynku europejskim są zbliżone do tej ostatniej wartości, lecz nie można z tego wyciągać żadnych wniosków, gdyż zmieniają się one bardzo dynamicznie.

Najtańszy jest gaz wydobywany ze źródeł krajowych i szacuje się, że jego cena może być trzy razy niższa od gazu importowanego. Bardzo duże nadzieje pokładane są w potencjalnych zasobach gazu ziemnego w formacjach łupkowych, tym bardziej że ceny tego gazu w Stanach Zjednoczonych kształtują się na poziomie około 140 $ za 1000 m^3 gazu (i mają tendencję spadkową). Przy czym jest to cena średnia, a wahania są znaczne, bo od około 100 $ do nawet ponad 220 $ za 1000 m^3 gazu. Ta cena w bardzo dużym stopniu zależy od konkretnego złoża. I jeszcze jedna uwaga w celu ostudzenia entuzjazmu, co do polskiego gazu z łupków: cały czas nie wiadomo, jakie zasoby ma Polska i jakie będą uwarunkowania prawne wydobycia, nałożone przez prawodawstwo polskie i Unii Europejskiej.

Wydobycie gazu ze źródeł krajowych od kilku lat wynosi około 4,2 mld m^3 rocznie i podlega niewielkim wahaniom. Obecnie całkowite wydobycie krajowe pochodzi ze złóż konwencjonalnych. Na złożach w formacjach łupkowych prowadzone są odwierty badawcze, mające na celu precyzyjne oszacowanie zasobów wydobywalnych, i dopiero potem będzie możliwe uruchomienie wydobycia komercyjnego tam, gdzie będzie to ekonomicznie uzasadnione. Według szacunków Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA komercyjne wydobycie gazu ze złóż łupkowych może wstępnie rozpocząć się w 2014 roku. W tym celu prowadzone są próby technicznej eksploatacji ze złoża Lubocino-1 na koncesji Wejherowo.

Głównym regionem wydobycia gazu ziemnego jest Niż Polski, skąd pochodzi 67% tego surowca. Są to zwłaszcza rejony Wielkopolski i Przedgórza Sudeckiego. Mniejsze ilości (około 30%) wydobywane są na Przedgórzu Karpackim. Pozostałe 3% gazu wydobywane jest w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. ■

Fot.: Cyklonowe odpylacze gazu w jednej z kopalni należących do GAZPROM-u

wydobycie gazu ziemnego

Wydobycie gazu ziemnego odbywa się metodą otworową. W zależności od budowy geologicznej skały złożowej pojawiają się niewielkie różnice w zastosowaniu tej metody. Niezależnie od tego, jakiego rodzaju złoże będzie eksploatowane, trzeba wykonać odwiert eksploatacyjny. W przypadku złóż tradycyjnych (konwencjonalnych) jest to odwiert pionowy.

Fot.: Kopalnia gazu ziemnego Stężyca

1

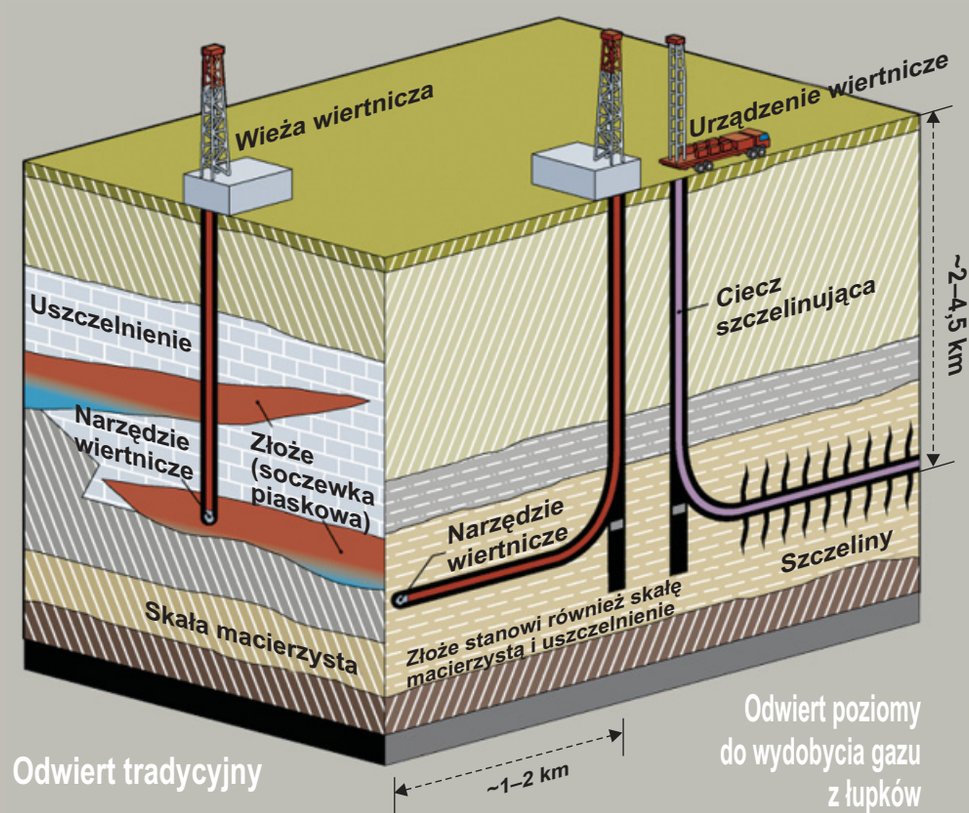
2

3

Fot.: Kopalnie gazu należące do PGNiG: Tuligłowy (1), Kuryłówka (2) oraz Zalesie (3)

Pionowy otwór jest wystarczający do uzyskania dużej wydajności odwiertu ze względu na stosunkowo wysoką przepuszczalność warstwy zbiornikowej. Z tego względu gaz ziemny znajdujący się w takiej warstwie może swobodnie przepływać w kierunku odwiertu i dalej na powierzchnię. Odwierty stają się coraz głębsze, w miarę jak z upływem czasu zmieniają się uwarunkowania ekonomiczne i akceptowalne koszty wydobycia surowca.

Natomiast w przypadku niekonwencjonalnych złóż gazu (np. w warstwach łupków lub w skale macierzystej) wykonanie tylko odwiertu pionowego nie jest wystarczające do stworzenia warunków sprzyjających wydobyciu, czyli możliwości uwolnienia odpowiednio dużych objętości gazu. Spowodowane to jest zdecydowanie mniejszą przepuszczalnością skały (łupku), w której znajdują się zasoby gazu ziemnego. Głębokość wierceń jest podobna jak w przypadku złóż konwencjonalnych, jednak największa różnica polega na konieczności wykonania wiercenia horyzontalnego. Jest to kontynuacja odwiertu, lecz w kierunku poziomym, wzdłuż złoża. Takie działanie umożliwia zwiększenie objętości, która może być objęta eksploatacją z jednego odwiertu pionowego. Praktykowane jest wykonanie z jednego odwiertu pionowego kilku odwiertów poziomych. Długość poziomego wiercenia może dochodzić nawet do kilku kilometrów. Najważniejsze różnice między obiema opisanymi technikami ilustruje poniższy rysunek.



Rys. 1: Porównanie metod wydobycia gazu ziemnego ze złoża konwencjonalnego oraz ze złoża w skałach łupkowych

Fot. 1, 2: Osprzęt powierzchniowy kopalni gazu ziemnego i ropy naftowej w Dębnie

Podczas eksploatacji odwiertu gazowego wykorzystywany jest sprzęt wydobywczy, który można podzielić na dwie grupy:

- wgłębny – znajdujący się pod powierzchnią ziemi i służący do przesyłania gazu ze złoża na powierzchnię oraz izolowania zwłaszcza wodonośnych warstw gruntu; są to m.in.: rury wydobywcze, pakery, łączniki, zawory bezpieczeństwa;
- napowierzchniowy – odpowiedzialny za odbiór gazu ze złoża (tzw. głowica eksploatacyjna), za wstępne przygotowanie do przesyłania do miejsca oczyszczania (seperator, rozdzielacz) oraz układ pomiarowy (najczęściej zwężkowy) ilości wydobytego gazu.

W przypadku niewielkich złóż eksploatacja odbywa się jednym lub kilkoma odwiertami. Jeśli złoża są bardzo duże, liczba odwiertów może wynosić kilkadziesiąt, a nawet kilkaset. Ma to na celu zwiększenie wydajności wydobycia oraz objęcie eksploatacją jak największego obszaru złoża, a także zapewnienie stabilnych warunków pracy.

KOPALNIE GAZU NA ŚWIECIE I W POLSCE

Wydobycie gazu ziemnego prowadzą wielkie organizacje gospodarcze, jakimi są kompanie naftowe. Największe z nich albo są firmami państwowymi, albo są kontrolowane przez państwo. Są to ponadnarodowe przedsiębiorstwa działające równolegle w wielu krajach świata. W przypadku wydobywania gazu ziemnego trudno mówić o kopalni jako jednostce działającej na niewielkim terenie – zwłaszcza w przypadku eksploatacji największych złóż gazu, z których gaz wydobywany jest jednocześnie przez np. kilkadziesiąt odwiertów. Z tego względu częściej mówi się o firmach lub państwach mających największe zasoby gazu ziemnego lub największe zdolności wydobywcze. Przedsiębiorstwa dysponujące największymi zasobami gazu ziemnego, nie muszą być wcale potentatami wydobycia:

1. National Iran Oil Company – 26,8 bln m^3;
2. Qatar General Petroleum Corporation, szacowane zasoby – 25,6 bln m^3;
3. Saudi Arabian Oil Company – 7,2 bln m^3;
4. Abu Dhabi National Oil Company – 5,6 bln m^3;
5. Nigerian National Petroleum Corporation – 5,2 bln m^3;
6. Gazprom – 4,8 bln m^3.

Poniżej lista największych firm wydobywczych gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych (w nawiasach podano dzienne wydobycie):

1. Exxon Mobil (110 mln m^3);
2. Chesapeake Energy (74 mln m^3);
3. Anadrako (68 mln m^3);
4. Devon Energy (55 mln m^3);
5. BP (54 mln m^3).

Dla porównania: w Polsce dzienne wydobycie gazu ziemnego wynosi około 12 mln m^3.

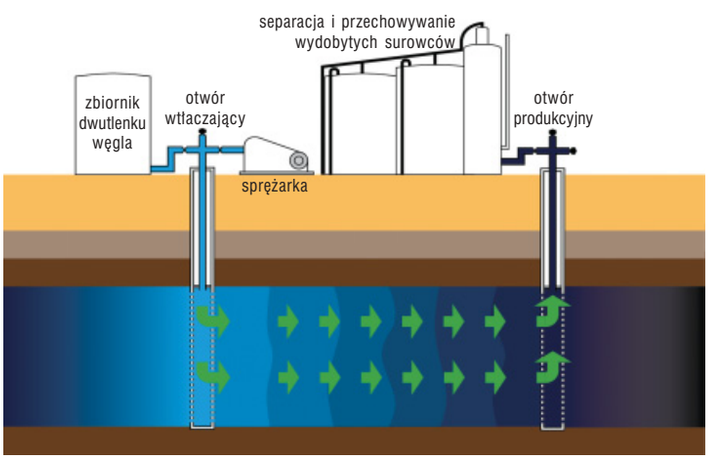
Do największych producentów gazu ziemnego na świecie należy oczywiście zaliczyć Gazprom, z rocznym wydobyciem na poziomie 510 mld m^3 (co stanowi około 17% światowego wydobycia i 85% wydobycia w Rosji). Tak więc dzienne wydobycie Gazpromu wynosi 1,35 mld m^3.

W Polsce, ze względu na stosunkowo niewielkie zasoby, przyjęto nazywać kopalnie gazu od nazwy złoża, z którego surowiec jest wydobywany. Nazwa w związku z tym ma tradycyjny wydźwięk jako przedsiębiorstwa zajmującego się wydobyciem na określonym terenie, np. „Kutno".

Polskie kopalnie gazu ziemnego połączone są w dwie grupy, podległe oddziałom Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w Sanoku i w Zielonej Górze. Oddział w Sanoku skupia kopalnie działające na terenie Podkarpacia wydobywające gaz ziemny wysokometanowy. W ramach oddziału pracuje 38 kopalń (27 kopalń gazu ziemnego i 11 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej), zgrupowanych w pięciu ośrodkach (Przemyśl, Ustrzyki Dolne, Łańcut, Krosno i Tarnów). Natomiast oddziałowi w Zielonej Górze podlegają kopalnie znajdujące się na terenie Niżu Polskiego oraz na Pomorzu Zachodnim, które wydobywają gaz ziemny zaazotowany. W ramach tego oddziału pracuje 19 kopalń (14 kopalń gazu ziemnego i pięć kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej), zgrupowanych również w pięciu ośrodkach (Zielona Góra, Ostrów Wielkopolski, Grodzisk Wielkopolski, Gorzów Wielkopolski, Karlino). Największy zasób gazu w Polsce ma złoże Kutno, położone na głębokości około 6-7 km. Na podstawie ostatnich odwiertów badawczych szacuje się, że jest tam około 100 mld m^3 gazu.

Największą w Polsce jest kopalnia gazu Kościan-Brońsko, mająca 31 odwiertów eksploatacyjnych (15 na złożu Kościan i 16 na złożu Brońsko), z której część wydobycia trafia bezpośrednio do elektrociepłowni w Zielonej Górze. Zdolność wydobywcza tej kopalni wynosi około 150 tys. m^3 gazu na godzinę.

W marcu 2013 roku została uruchomiona największa w kraju kopalnia gazu ziemnego i ropy naftowej Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG). Udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą tam 7,3 mld m^3 gazu ziemnego i 7,25 mln ton ropy naftowej. Złoże jest udostępnione 14 odwiertami eksploatacyjnymi. Zgodnie z planem w początkowym okresie roczne wydobycie wynosić będzie 100 mln m^3 gazu ziemnego i 300 tys. ton ropy naftowej.



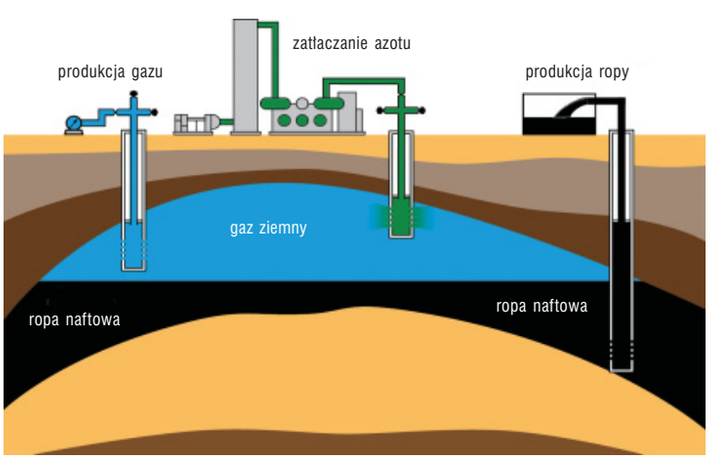
Rys.: Schemat zwiększenia wydobycia gazu ziemnego poprzez wtłaczanie dwutlenku węgla

Na poprzedniej stronie przedstawiono osprzęt powierzchniowy kopalni gazu ziemnego i ropy naftowej w Dębnie. Widoczne są układy zaworów i rury doprowadzające mieszaninę węglowodorów. Instalacje na powierzchni bardziej przypominają zakład przeróbki lub rafinerię niż kopalnię gazu. Jej obszar (instalacje oczyszczające gaz ziemny, instalacje przyłączeniowe do gazociągu, budynki administracyjne i drogi komunikacyjne) zajmuje zaledwie kilka hektarów oraz kilka dodatkowych punktów wykonania odwiertów w niewielkiej odległości od ośrodka centralnego, gdzie zamontowane są głowice eksploatacyjne. Instalacje w kopalniach gazu nie są tak spektakularne jak np. w przypadku kopalni węgla brunatnego, gdzie sama odkrywka może mieć kilka kilometrów kwadratowych, a hałdę zebranego nadkładu widać z odległości kilkunastu kilometrów.

JAK SIĘ WYDOBYWA GAZ?

Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych odbywa się przez pionowe otwory sięgające do tzw. skały zbiornikowej, czyli do złoża. Po wykonaniu i odpowiednim uzbrojeniu odwiertu na powierzchni można przystąpić do eksploatacji. W początkowym okresie gaz ziemny wypływa pod własnym ciśnieniem (ciśnieniem złożowym), które w trakcie eksploatacji złoża ulega obniżeniu. W następstwie tego zmniejsza się również możliwy do odebrania strumień gazu. Często nakłada się na to spadek ciśnienia w złożu spowodowany równoczesnym wydobywaniem ropy naftowej (w przypadku złóż ropno-gazowych).

Wraz z upływem czasu konieczne stało się wydobywanie gazu z coraz większych głębokości. Spowodowane to było wyczerpywaniem się zasobów płycej położonych. Postęp w nauce przyczynił się do ulepszania technologii wydobycia, a w ślad za tym do sięgania po coraz głębiej położone złoża. Równoczesny rozwój techniki poszukiwawczej umożliwił dokładne rozpoznanie takich złóż, a ich eksploatacja następuje wraz z zaakceptowaniem znacznie wyższych całkowitych kosztów wydobycia gazu.



Rys.: Schemat zwiększenia wydobycia gazu ziemnego poprzez wtłaczanie azotu

Fot.: Zawór z elementami ceramicznymi w KRNiGZ Dębno

Zakłady Automatyki „POLNA" S.A.
37-700 Przemyśl, ul. Obozowa 23
tel. +48 16 678 66 01, fax +48 16 678 65 24
e-mail: marketing@polna.com.pl
www.polna.com.pl

Firma POLNA została założona w 1923 roku w Przemyślu. Obecny profil produkcyjny zaczął kształtować się w latach 60. XX wieku. Dziś jesteśmy znanym producentem automatyki przemysłowej notowanym na GPW w Warszawie. Specjalizujemy się w produkcji zaworów regulacyjnych, siłowników pneumatycznych, regulatorów i schładzaczy pary. W oparciu o posiadaną wiedzę i doświadczenie stale rozszerzamy swoją ofertę wyrobów pozakatalogowych, spełniających indywidualne wymagania odbiorców.

Układy zaworowe w kopalni – nowoczesne zawory regulacyjne

Widoczne na powierzchni kopalni układy zaworowe mają bardzo istotne znaczenie w procesie wydobycia gazu ziemnego. Zawory regulacyjne będące elementami wykonawczymi na instalacji, w zależności od miejsca montażu, regulują przepływ gazu, ropy naftowej lub wody złożowej.

Zaprezentowany na rysunku obok zawór kątowy produkcji firmy POLNA S.A. został zainstalowany w KRNiGZ Dębno (PGNiG SA w Warszawie, Oddział w Zielonej Górze). Pracuje w najtrudniejszych warunkach, jakie występują w kopalni przy eksploatacji płynu złożowego, będącego mieszaniną ropy naftowej, towarzyszącego jej gazu oraz wody złożowej. Często domieszką do wyżej przedstawionego składu są cząstki stałe, stanowiące elementy skały macierzystej, jak i pozostałości płuczki wiertniczej i cieczy zabiegowych. Płyn złożowy wypływa z odwiertu eksploatacyjnego pod ciśnieniem od 250 do 430 bar(g) i temperaturze od 30 do 60°C w zależności od wydajności ropy, ilości towarzyszącego jej gazu i wody złożowej, jak również od stanu technicznego samego odwiertu. Na instalacji przyodwiertowej zostaje on podgrzany do 65°C i poddany redukcji ciśnienia do około 70 bar(g) (Δp do 360 bar). Za redukcję ciśnienia z jednoczesną kontrolą przepływu odpowiadają zawory kątowe. Zawór ma konstrukcję antykawitacyjną. Odpowiednio ukształtowane i wykonane z ceramiki grzyb oraz gniazdo powodują wielostopniowy spadek ciśnienia na zaworze w celu ograniczenia zagrożenia kawitacją. Tuleja wewnątrz komory wypływu wykonana jest z pełnego stellitu dla ochrony przed erozją powierzchni korpusu. Korpus zaworu kątowego jest dzielony, co umożliwia łatwy dostęp do elementów wewnętrznych w celu przeglądu i serwisu. Urządzenie dzięki zastosowaniu elementów z ceramiki – czyli materiału całkowicie odpornego na zużycie mechaniczne – jak również szerokich kanałów przepływowych odpornych na zanieczyszczenia, sprawdza się w najtrudniejszych warunkach. Istotną zaletą tego rozwiązania jest minimalna ilość elementów wewnętrznych, co czyni zawór niezwykle prostym w obsłudze i naprawie.

Źródło: *www.polna.com.pl, na podstawie artykułu pt. „Elementy ceramiczne w zaworach regulacyjnych"*

Autorzy: *Stanisław Jamroz – Zakłady Automatyki POLNA S.A., Przemyśl; Krzysztof Mróz – KRNiGZ Dębno (PGNiG SA w Warszawie, Oddział w Zielonej Górze)*

Fot.: Korpus i przekrój zaworu regulacyjnego z elementami ceramicznymi zainstalowanego w KRNiGZ Dębno, producent POLNA S.A.

Techniki wiertnicze wykorzystują klasyczne metody wykonywania otworów wydobywczych. Urządzenia wiertnicze dzielą się na obrotowe i udarowe, w zależności od metody rozkruszania (zwiercenia) skały na dnie otworu. Metody obrotowe podzielone są ze względu na wykorzystywaną siłę napędową potrzebną do obracania świdra. Niewielkie wiertnie ręczne nazywane są okrętnymi, natomiast bardzo duże, napędzane mechanicznie, to wiertnie maszynowe. Również wiercenia udarowe można podzielić na ręczne i mechaniczne. Zasadniczą różnicą między metodami obrotowymi a udarowymi jest dodatkowy ruch wzdłuż osi, który ma skruszyć urabianą skałę.

Urobek, czyli tzw. zwierciny, usuwany jest metodami suchymi lub mokrymi. Metody suche polegają na wybieraniu go za pomocą specjalnych łyżek lub świdrów, a w metodach mokrych używana jest płuczka wiertnicza wypłukująca rozdrobniony materiał skalny. W zależności od sposobu wtłaczania płuczki do otworu rozróżniane jest tzw. prawe i lewe krążenie płuczki. W przypadku krążenia prawego płuczka zatłaczana jest przewodem wiertniczym na spód otworu, skąd wypływa na powierzchnię przestrzenią pomiędzy przewodem wiertniczym a ścianą otworu.

Istnieją również inne sposoby wprowadzania świdra w ruch obrotowy. W starszych metodach silniki napędowe znajdowały się na powierzchni i poprzez przewody wiertnicze napędzały świder znajdujący się na dnie otworu. W nowszych metodach, turbinowych, silnik napędzający znajduje się wewnątrz otworu wiertniczego, bezpośrednio nad świdrem. W tym przypadku przewód wiertniczy wykorzystywany jest tylko do transportu płuczki. Turbina obracająca świder napędzana jest przez przepływającą płuczkę wiertniczą. Możliwe jest również zastosowanie elektrycznego silnika asynchronicznego.

Eksploatacja złóż gazu w Polsce prowadzona jest w sposób samoczynny. Oznacza to, że gaz ziemny samoczynnie wypływa ze złoża przez wykonany otwór. Potrzebna do tego energia pochodzi z rozprężania gazu lub naporu wody złożowej. W przypadku małej wydajności złoża możliwe jest zastosowanie zabiegów intensyfikacyjnych, np. kwasowania, płukania lub szczelinowania hydraulicznego.

Na świecie stosowane są metody mające na celu zwiększenie wydajności wydobycia lub zwiększenie czerpania złoża. Noszą one wspólną nazwę „intensyfikacji wydobycia gazu" (ang. *EGR – enhanced gas recovery*). Metody te najczęściej sprowadzają się do zatłaczania gazu „odpadowego" jednym z otworów eksploatacyjnych, który znajduje się na skraju złoża. Powoduje to zwiększenie ciśnienia w złożu i wypchnięcie gazu przez odwierty eksploatacyjne. Jako gaz odpadowy może być stosowany np. azot (z instalacji odazotowania lub z powietrza), gaz zakwaszony z procesu usuwania siarkowodoru lub dwutlenek węgla. Zatłaczanie CO_2 pochodzącego ze spalania innych paliw łączy się z technologią CCS (ang. *carbon capture and storage*), ograniczającą emisję CO_2 do atmosfery.

Fot.: Współczesna wiertnica obrotowa

WIERTCONSULTING
engineering for people
Since 2005

WIERTCONSULTING SP. Z O.O.
60-432 Poznań, ul. Trzebiatowska 29A
tel./fax: +48 61 855 25 35, +48 61 830 54 21
e-mail: biuro@wiertconsulting.pl
www.wiertconsulting.pl

INSPEKTOR NADZORU

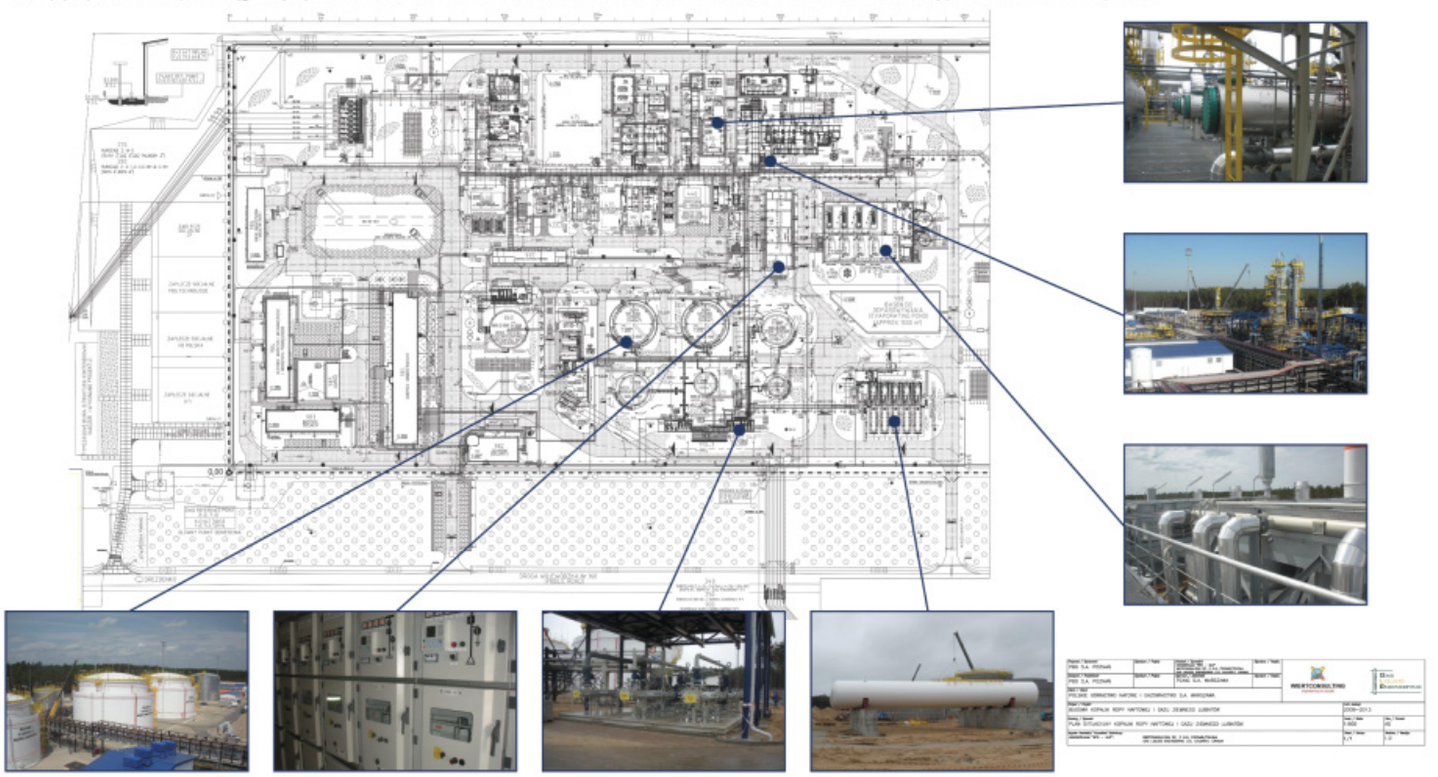
PROJEKTANT

INŻYNIER KONTRAKTU

WIERTCONSULTING

KOPALNIA ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO KRNiGZ LUBIATÓW

Zadanie inwestycyjne polegające na budowie i zagospodarowaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie: Lubiatów, Międzychód, Grotów pn. "*Projekt LMG - Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe, rurociągi międzyobiektowe i inne*" zrealizowano na zlecenie PGNiG S.A. w latach 2008-2013 za kwotę ponad 1 700 000 000,0 PLN.



www.wiertconsulting.pl

Gepard Biznesu 2011

WIERTCONSULTING
engineering for people
Since 2005

BŁĘKITNA ENERGIA = ENERGETYKA ZAWODOWA
inspektor nadzoru, projektant, inżynier kontraktu

inżynier kontraktu – *pełniąc tę funkcję od ponad 10 lat zastanawiam się, ile jeszcze wybudujemy gazociągów, instalacji i obiektów gazowych służących do wytwarzania, magazynowania i transportu gazu w różnej postaci. Jakie trudne wyzwania nas czekają w najbliższych latach i czy zapewnione będzie bezpieczeństwo energetyczne kraju? Biorąc udział w licznych przedsięwzięciach energetycznych, nie trudno jest nie oprzeć się wrażeniu, że wszystko zmierza w dobrym kierunku i już za kilka lat będziemy posiadali w Polsce znaczące magazyny węglowodorów oraz instalacje do ich wytwarzania, przetwarzania i transportu. Zdobyte doświadczenie zawodowe i kadra inżynierska, z którą na co dzień pracuję, gotowa jest podjąć się i sprostać każdemu niemal wyzwaniu…*

…Wiertconsulting Sp. z o.o. – Dyrektor Działu Nadzorów Budowlanych
mgr inż. Krzysztof Antoszek

projektant – *każde niemal zagadnienie techniczne można rozłożyć na czynniki pierwsze i wykonać. Inaczej ma się sprawa dotycząca zagadnień formalno-prawnych realizowanych zadań projektowych. Na projektanta przeniesiona jest cała odpowiedzialność związana między innymi ze służebnością przesyłu, wyłączeniami z produkcji leśnej i rolnej oraz innymi regulacjami prawnymi, a nie są to zagadnienia natury technicznej. W związku z tym, konieczne jest wsparcie z ramienia Inwestora na etapie chociażby mediacji z właścicielem gruntów i rozwiązań formalno-prawnych. W wielu przypadkach inżynier ze swoją wiedzą to 30% zagadnień w projekcie, a pozostałe 70% to prawnicy i rzeczoznawcy, a więc gdzie ten Projektant …*

…Wiertconsulting Sp. z o.o. – Dyrektor Działu Techniczno-Handlowego
mgr inż. Dariusz Wojdan

inspektor nadzoru – *nasi inżynierowie – inspektorzy nadzorują kolejne etapy gazyfikacji kraju, tj. rozwój błękitnej energii. Jesteśmy na etapie wydobycia gazu konwencjonalnego, jak również shale gas, następnie separacji i przesyłu błękitnego paliwa. Wykonując swoje obowiązki, pamiętamy, jak wielka ciąży na nas odpowiedzialność nad prawidłowością realizacji całej inwestycji. Musimy pamiętać o tym, że wszystkim uczestnikom tego złożonego procesu tzn. Inwestorowi, Inspektorowi Nadzoru, jak i Wykonawcy powinno zależeć, aby cel został osiągnięty w bezpieczny sposób w zgodzie ze sztuką inżynierską. Energetyka zawodowa jest dziedziną, która najmocniej kreuje transformację społeczeństwa. Dostarcza energię do praktycznie wszelkich gałęzi przemysłu, wpływa bezpośrednio na jej rozwój i kształtuje cenę usług i towarów. Dlatego jednoznacznie można stwierdzić, że energetyka jest miarą rozwoju danej społeczności…*

…Wiertconsulting Sp. z o.o. – Prezes Zarządu
mgr inż. Artur Biliński

przesyłanie gazu ziemnego

Z miejsca wydobycia gaz najczęściej przesyłany jest rurociągami. Ten sposób transportu uważany jest za najbardziej ekonomiczny. Poza rurami ułożonymi w gazociąg konieczne jest montowanie dodatkowych podzespołów, które zostaną omówione w dalszej części. Gazociągi przesyłają gaz pod wysokim ciśnieniem. Zgodnie z polską normą zawarte jest ono w przedziale od 1,6 MPa do 10,0 MPa.

Fot.: Zespół zaworowo-upustowy na gazociągu tranzytowym

Fot. 1: Spawanie rur gazociągu Nord Stream

Fot. 2, 3: Systemy gazociągowe to nie tylko rury – to skomplikowana sieć różnych obiektów: tłoczni, zespołów podłączeniowych, stacji ochrony katodowej i innych

Przesył gazu odbywa się również, chociaż znacznie rzadziej, gazociągami podwyższonego średniego ciśnienia, przy ciśnieniach od 0,5 MPa do 1,6 MPa.

Pierwszym gazociągiem przesyłowym na świecie, który został wybudowany w 1891 roku, było połączenie pomiędzy złożem w północnej Indianie a Chicago. Długość gazociągu wynosiła około 190 km, a średnica 200 mm. Na ziemiach polskich po raz pierwszy gaz na większą odległość przesłano w 1912 roku rurociągiem z Borysławia do Drohobycza.

Najważniejszymi obecnie układami gazociągów są te, które przesyłają duże ilości gazu z miejsca wydobycia do największych odbiorców:

- system gazociągów w basenie Morza Północnego, umożliwiający dostarczenie gazu z platform wiertniczych oraz ze środkowej Norwegii do krajów Europy Zachodniej;
- system przesyłowy gazociągów z północno-zachodniej Syberii do Europy Zachodniej; jest to układ kilkunastu rur o średnicach do 1400 mm, przebiegający przez tereny Rosji, Białorusi, Ukrainy, Polski, Słowacji, Czech oraz po dnie Morza Bałtyckiego.

Najdłuższym gazociągiem na świecie jest gazociąg łączący Saman-Depe w Turkmenistanie z Szanghajem i Kantonem w Chinach, który powstał z połączenia West-East Gas Pipeline oraz Central Asia-China Gas Pipeline. Całkowita długość tego gazociągu wynosi około 8700 km, średnica 1067 mm, a zdolność przesyłowa około 40 mld m^3 rocznie. Dostarcza on gaz ziemny z Turkmenistanu do przemysłowych rejonów w Chinach. Dzięki niemu możliwe jest przesyłanie bardzo dużych ilości gazu z pominięciem drogi tranzytowej przez Rosję.

Spośród gazociągów podmorskich najdłuższymi są:

- Nord Stream (North Transgas, North European Gas Pipeline) pomiędzy Wyborgiem w Rosji a Lubminem (Greifswald) w Niemczech. Długość części podwodnej wynosi 1189 km (przy całkowitej długości 1222 km), średnica wewnętrzna 1220 mm, a maksymalne ciśnienie robocze 220 bar. Pierwszą nitką gaz popłynął w listopadzie 2011 roku. Docelowo mają być ułożone dwie równoległe nitki. Według danych projektowych roczna zdolność przesyłowa będzie wynosić 55 mld m^3. Pierwotnie planowano, że gazociągiem będzie przesyłany gaz wydobywany ze złoża Sztokman na Morzu Barentsa. Obecnie Nord Stream transportuje surowiec z basenu zachodniosyberyjskiego do krajów Europy Zachodniej (Niemcy, Francja, Wielka Brytania, Dania i inne).
- Langeled (BritPipe) – gazociąg pomiędzy Nyhamna w Norwegii poprzez platformę wydobywczą Sleipner Riser na Morzu Północnym do Easington w Wielkiej Brytanii. Oddany był do użytku we wrześniu 2007 roku po 3 latach budowy. Długość gazociągu wynosi 1166 km, średnica wewnętrzna rury na odcinku północnym 1067 mm, a na odcinku południowym 1118 mm, maksymalne ciśnienie robocze 250 bar. BritPipe zapewnia 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^3 gazu w ciągu roku.

RUROCIĄGI W EUROPIE

Można zauważyć główne trasy przesyłowe z północno-wschodnich krańców Europy oraz północno-zachodnich terenów Azji (Syberii) w kierunku zachodnim i południowo-zachodnim. Źródłami są więc obszary, gdzie znajdują się bardzo duże złoża gazu ziemnego (na niektórych z nich jeszcze nie rozpoczęto eksploatacji). Odbiorcami są wysoko rozwinięte kraje Europy Zachodniej, w których udział gazu ziemnego jako pierwotnego nośnika energii jest znaczny (w większości krajów znacznie większy niż w Polsce). Widać również pajęczynę gazociągów na obszarze Morza Północnego i państw nad nim położonych, a także kilka gazociągów dostarczających gaz z północnej Afryki do Włoch i Hiszpanii.

Rys.: Główne gazociągi przesyłowe w Europie

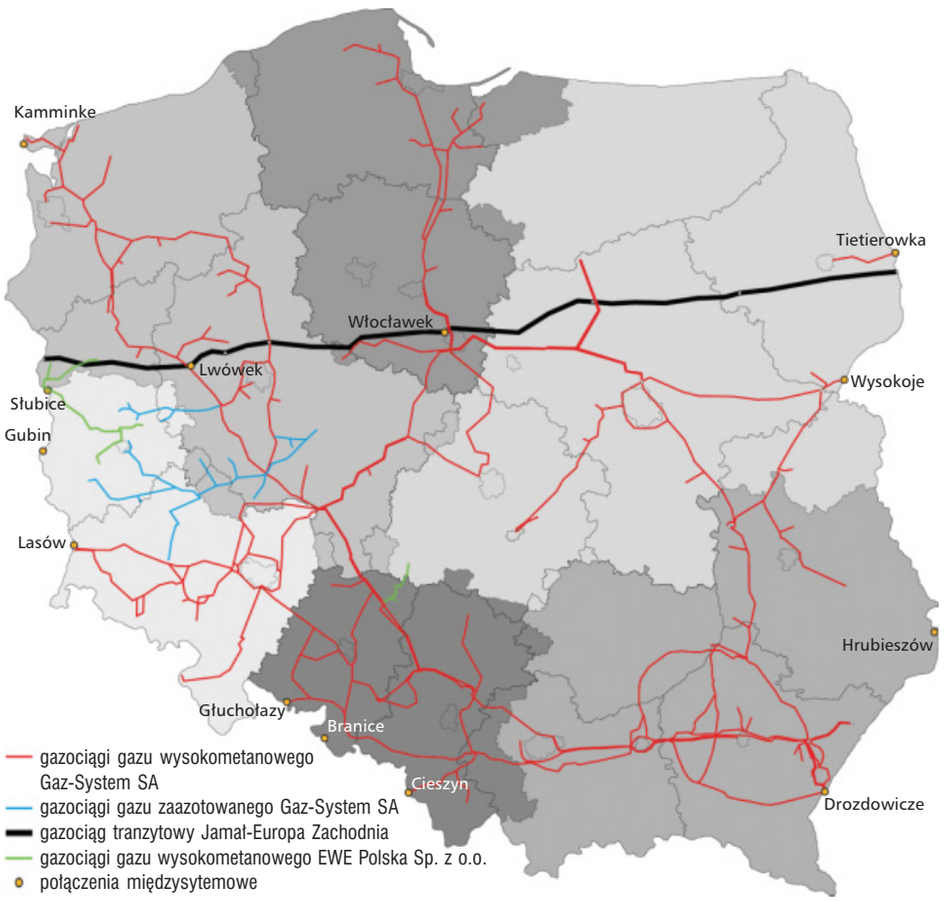
Fot.: Budowa gazociągu Nord Stream transportującego gaz z Rosji do Europy Zachodniej

GUARD

GAZOCIĄGI PRZESYŁOWE W POLSCE

Powstanie i układ sieci przesyłowej gazu w Polsce determinowane było miejscami wydobycia, kierunkami dostaw z importu oraz lokalizacją największych odbiorców, jakimi są zakłady przemysłowe. W latach 30. XX wieku gaz dostarczany był z Podkarpacia do fabryk na terenie Centralnego Okręgu Przemysłowego, a po II wojnie światowej nastąpił przesył gazu koksowniczego do hut żelaza oraz do większych miast. Pod koniec ubiegłego wieku główne kierunki przesyłu określone były przez dostawy ze wschodu oraz usytuowanie największych odbiorców, znajdujących się w centralnej Polsce.

W kwietniu 2004 roku ze struktur Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA wydzielono PGNiG – Przesył Sp. z o.o., która przejęła nadzór nad gazociągami przesyłowymi w Polsce. Wyodrębnienie działalności związanej z przesyłem gazu wymuszone zostało przez przyjętą przez Radę Europy i Parlament Europejski w 2003 roku dyrektywę gazową. Dyrektywa nakazywała oddzielenie przesyłu gazu od obrotu i umożliwienie równego dostępu do układu przesyłowego innym firmom (tzw. zasada TPA – ang. *third-party access*). W połowie 2005 roku przedsiębiorstwo zmieniło nazwę na Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Sp. z o.o., a we wrześniu 2008 roku przekształcone zostało w spółkę akcyjną ze 100% udziałem Skarbu Państwa.



Rys.: Sieć przesyłowa gazu ziemnego w Polsce wraz z punktami połączeń z gazociągami państw ościennych na tle województw oraz oddziałów przedsiębiorstwa Gaz-System SA

TECHNOLOGIA BUDOWY GAZOCIĄGU

Ze względu na wysokie ciśnienie, jakie panuje w gazociągu przesyłowym, podstawowym materiałem stosowanym do jego budowy jest stal. Rury produkowane są jako bezszwowe, spawane spiralnie albo wzdłużnie, lub zgrzewane prądem wysokiej częstotliwości. Rury spawane, czyli formowane z odpowiednio przygotowanego arkusza blachy, produkowane są w większych średnicach (nawet do 2000 mm) i odcinkach o długości do 12 metrów. Arkusz blachy jest zwijany spiralnie lub wzdłuż dłuższego boku, a krawędzie arkusza zostają zespawane, oczyszczone i wyszlifowane. Następnie rury poddawane są obróbce. Nakłada się na nie dwie warstwy materiałów uszlachetniających. W celu obniżenia chropowatości bezwzględnej od wewnętrznej strony napylana jest warstwa epoksydowa. Zabezpiecza ona przed spadkiem ciśnienia gazu i obniża ilość energii, jaka jest potrzebna do jego transportowania. Natomiast od zewnątrz rura pokrywana jest materiałem izolującym, który ma ją chronić przed korozją.

	Układ przesyłowy	Gazociąg tranzytowy
Długość sieci przesyłowej [km]	9853	684
Liczba punktów wejścia	61	2
Liczba punktów wyjścia	967	3
Liczba stacji gazowych	869	–
Liczba tłoczni gazu	14(K3)	5
Liczba węzłów	57	–
Wolumen przesłanego gazu [mld m^3]	15,6	27,7

Tab.: Podstawowe dane układu przesyłowego w Polsce według stanu na koniec 2011 r.

T.D. Williamson

Pipeline Performance™

T.D. Williamson Polska Sp. z o.o.

03-228 Warszawa

ul. Marywilska 34

tel. +48 22 625 72 09

fax +48 22 814 27 03

e-mail: tdwpolska@tdwilliamson.com

www.tdwilliamson.com

Powłoki uszlachetniające po obu stronach rury nie są nakładane na całej długości (od jednej do drugiej krawędzi). Konieczne jest bowiem pozostawienie kilkucentymetrowych powierzchni „surowej" stali, w celu zespawania poszczególnych odcinków w rurociąg. Po spawaniu rurę po wewnętrznej stronie pozostawia się w takim stanie, jak została wykonana, natomiast na zewnątrz powleka się dodatkową izolacją.

Budowę gazociągów wysokiego ciśnienia można podzielić na następujące etapy:

Przygotowanie trasy – po wykonaniu projektu technicznego i uzyskaniu wszelkich pozwoleń budowlanych i środowiskowych oraz po ostatecznym uzgodnieniu trasy przebiegu gazociągu następuje jej przygotowanie. Bardzo pracochłonne może być przeprowadzenie gazociągu przez tereny leśne. Należy przygotować odpowiednio szeroki teren (nawet do 25 metrów), na którym możliwe będzie zmieszczenie rurociągu, ziemi wybranej z wykopu, a także drogi technologicznej i pasa montażowego.

Niwelacja terenu – po oczyszczeniu pasa roboczego z roślinności należy wyrównać jego powierzchnię, zniwelować nierówności, aby gazociąg prowadzony był poziomo na krótkich odcinkach. W przypadku różnic wysokości na dłuższym dystansie gazociąg układany jest na stałej głębokości pod powierzchnią gruntu.

Wykonanie wykopu – w tej fazie budowy pracują koparki. Mogą to być maszyny jednonaczyniowe o szerokości łyżki ponad 1,5 metra i wybierające około 2 m^3 ziemi za jednym razem lub koparki rotacyjne, wydobywające ziemię w sposób ciągły. Odbywa się to dzięki zamontowaniu kilku naczyń urabiających na kole rotacyjnym oraz przy pomocy układu taśmociągów przenoszących ziemię obok wykopanego rowu.

Układanie rur – ten etap obejmuje rozwożenie i układanie rur wzdłuż wykopu, w celu ich późniejszego połączenia. Ze względu na to, że rury stalowe produkowane są zazwyczaj w odcinkach 12-metrowych, często stosuje się spawanie kilku odcinków w magazynie terenowym, po czym przewozi się je na plac budowy. Jeśli zachodzi taka potrzeba, rury są wyginane. W przypadku radykalnej zmiany kierunku wmontowywane są przygotowane wcześniej łuki lub kolana. Na tym etapie wykonuje się również przygotowanie do przejścia przez przeszkody terenowe (rzeka, jezioro, skrzyżowanie z linią kolejową lub drogą publiczną). W przypadku napotkania przeszkody wodnej najczęściej następuje przeciągnięcie zespawanego odcinka, ułożenie go w przygotowanym wykopie i zasypanie. Natomiast w przypadku skrzyżowań z drogami i liniami kolejowymi stosowane jest przewiercenie lub przeciśnięcie bez wykonywania wykopu. W tym celu wprowadzana jest tzw. rura ochronna, wewnątrz której na specjalnych płozach dystansowych zostanie umieszczony gazociąg.

WWW.GELDBACH.PL

POLSKA GELDBACH

Na rynku Polskim istniejemy od 2005 roku. Jesteśmy częścią Grupy Geldbach o zasięgu globalnym. W skład grupy wchodzi sześciu producentów oraz 19 firm dystrybucyjnych.

Nasza siedziba w Mysłowicach to sprawne centrum obsługi klienta oraz magazyn wysokiego składowania mieszczący 3000 ton stalowych elementów rurociągowych jednocześnie. Nasz magazyn zapewnia pełną identyfikowalność, gdyż wszystkie produkty podlegają ścisłej rejestracji numerów wytopów. System zarządzania obrotem magazynowym, system kodów kreskowych oraz system rejestracji certyfikatów pozwalają nam na profesjonalną realizację dostaw z magazynu na terenie całego kraju w ciągu 24/48h. Produkty nabyte u nas posiadają ubezpieczenie OC. Posiadamy własny zakład obróbczy i współpracujemy z kilkudziesięcioma dostawcami z całego świata. Pozwala nam to realizować najtrudniejsze zadania produkcyjne i zlecenia indywidualne wg specjalnych wymagań klientów.

Naszą ofertę dedykujemy przede wszystkim firmom działającym na rynku instalacji przemysłowych:

- kolana hamburskie, segmentowe, łuki gięte
- trójniki, redukcje koncentryczne i ekscentryczne
- dennice
- kołnierze szyjkowe, płaskie, gwintowane, zaślepiające, luźne
- śruby, uszczelki i inne akcesoria rurociągowe

W naszym stałym magazynowaniu znajdziecie Państwo elementy ze stali czarnej wg następujących norm:

- kształtki (DN 15 – 1200) EN10253-1, EN10253-2, ASME B16.9
- kołnierze (DN 15 – 1600) EN1092-1
- kołnierze (1/2" – 24") ASME B16.5

Wszystkie produkty przeznaczone do instalacji przemysłowych posiadają wymagane Świadectwa Odbioru 3.1 / 3.2, oraz pochodzą od producentów dopuszczonych do wytwarzania zgodnie z PED 97/23/WE i normami zapewnienia jakości ISO.

Na potrzeby rynku instalacji gazowych magazynujemy elementy rurociągowe DN 15 - 300 w gat. P355NL1, P355NH, P355QH1, A350 LF2.

Geldbach Polska Sp. z o.o. | 41-400 Mysłowice, ul. Mikołowska 3 | tel.: +48 32 762 46 05 | fax: +48 32 762 45 54 | e-mail: biuro@geldbach.pl

EDA-SERWIS Sp. z o.o.

02-796 Warszawa, ul. Migdałowa 87
tel./fax +48 22 629 41 08
Oddział w Tarnowie
33-100 Tarnów, ul. Mościckiego 235
tel. +48 14 657 12 00, fax +48 14 651 04 83
e-mail: tarnow@edaserwis.pl
www.edaserwis.pl

Firma EDA-SERWIS Sp. z o.o. działa na rynku od 1997 roku. Po zmianach prawno-organizacyjnych od 2000 roku jest Spółką z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie. Specjalizujemy się w generalnej realizacji inwestycji z branży naftowo-gazowniczej, budowlanej, montażowej oraz inżynierskiej. Świadczymy również usługi związane z zabezpieczeniami antykorozyjnymi wszelkich konstrukcji inżynierskich, przemysłowych, rurociągów, zbiorników, konstrukcji i korpusów maszyn, urządzeń i innych.

Jako firma budowlano-montażowa możemy zaoferować Państwu wykonawstwo:

- instalacji przemysłowych:
  - gazowych (stacje, węzły rozdzielczo-pomiarowe, tłocznie gazu, kopalnie gazu);
  - chemicznych;
  - energetycznych;
- konstrukcji stalowych:
  - hale przemysłowe;
  - budynki przemysłowe;
  - skidy (dla zestawów sprężających, zbiorników i aparatów);
  - estakady;
  - pomieszczenia magazynowe;
- rurociągów przemysłowych ciśnieniowych:
  - stalowych;
  - kwasoodpornych;
  - polietylowych oraz PCV (w wykonaniu naziemnym oraz podziemnym wraz z zabezpieczeniem antykorozyjnym);
  - izolacji ciepłochronnych i zimnochronnych;
- montażu maszyn, urządzeń, taśmociągów i linii produkcyjnych;
- budownictwa ogólnego i przemysłowego.

CERTYFIKATY I UPRAWNIENIA

- EN ISO 9001:2008;
- EN ISO 14001:2004;
- Certyfikat PN-N 18001:2004;
- Certyfikat PN-EN ISO 3834-2:2007
- Uprawnienia Urzędu Dozoru Technicznego.

DEWIZĄ FIRMY JEST:
SOLIDNOŚĆ, FACHOWOŚĆ, TERMINOWOŚĆ, NOWOCZESNOŚĆ I KOMPLETNOŚĆ REALIZACJI ZLECEŃ

RAS POLAND Sp. z o.o.
02-796 Warszawa
ul. Migdałowa 4
tel. +48 22 645 13 00-02
fax +48 22 645 13 03
e-mail: info@ras-poland.pl
www.ras-poland.pl

Firma RAS POLAND Sp. z o.o. została założona w 2012 roku w Warszawie w celu zapewnienia najwyższego techniczne poziomu usług na polskim rynku serwisowania gazociągów i rurociągów. Dzięki połączeniu wysokiego poziomu kwalifikacji zawodowej kadry technicznej, posiadającej wieloletnie doświadczenie w testowaniu rurociągów w Polsce i za granicą oraz wysoce specjalistycznego, unikatowego sprzętu, jesteśmy dziś liderem na rynku usług serwisowania rurociągów. Świadczymy usługi dla firm z branży gazowniczej także budujących rurociągi i gazociągi oraz instalacje rurociągowe.

Wykonujemy:

- hydrauliczne próby ciśnieniowe specjalne (stresowe);
- hydrauliczne i pneumatyczne standardowe próby ciśnieniowe;
- osuszanie rurociągów po próbach hydraulicznych do osiągnięcia temperatury punktu rosy max. -40°C;
- czyszczenie rurociągów i gazociągów: mechaniczne (za pomocą tłoków) i chemiczne;
- kalibrację rurociągów tłokami kalibracyjnymi;
- azotowanie rurociągów;
- poszukiwanie miejsc nieszczelności i niedrożności w rurociągach;
- nieniszczące badania rurociągów za pomocą „tłoków inteligentnych" (magnetycznych i ultradźwiękowych), w tym między innymi: pomiaru geometrii rur, pomiaru grubości ścianki, określeniu miejsc i rodzaju korozji, ubytków metalu, pęknięć, rys w spawach, ułożenia rurociągów i itp.;
- projektowanie prób.

Jako siostrzane przedsiębiorstwo firmy RAS z Niemiec jesteśmy w stanie wykonać badania każdego rurociągu od średnicy DN 40 do największej średnicy DN 1400. Dysponujemy najnowocześniejszymi, wysokowydajnymi urządzeniami do osuszania rurociągów i instalacji rurociągowych . Od chwili rozpoczęcia działalności wykonaliśmy już sprawdzenia rurociągów o łącznej długości ponad 500 km od średnic DN 100 do DN 800. Jako jedyni w Polsce posiadamy wysoce specjalistyczny i unikatowy sprzęt do prób hydraulicznych. Są to mobilne zestawy, które zapewniają realizacje badań i prób w każdym miejscu, które jest wymagane przez projektanta oraz klienta.

Do pomiarów wykorzystujemy precyzyjne urządzenia oraz specjalne programy komputerowe. Nasza załoga to fachowcy z wieloletnim doświadczeniem oraz wiedzą, którą zdobyli realizując próby ciśnieniowe wszystkich rurociągów tranzytowych w Polsce, w tym między innymi rurociągu DN 1400 Jamał. Ich wiedza w zakresie prób ciśnieniowych została potwierdzona certyfikatami TÜV i świadectwami kwalifikacyjnymi polskiego UDT.

O wysokiej jakości naszych prac świadczy fakt, iż nasze próby wielokrotnie były realizowane pod kontrolą Urzędu Dozoru Technicznego oraz niemieckiego TÜV. Posiadamy certyfikat ISO 9001-2008.

Naszymi Klientami są firmy takie jak: ZRUG Sp. z o.o. z Poznania, ZRUG Sp. z o.o. z Pogórskiej Woli, PGNiG Technologia S.A., TESGAZ S.A., Polimex-Mostostal S.A., PRI POL-AQUA S.A.

Wszystkie referencje z tych firm potwierdzają nasze wysokie umiejętności, terminowość i niezawodność realizacji zleconych usług.

Doświadczenie, wysokie umiejętności i niezawodność to

Gwarancja jakości usług

FOXFITTINGS

Polski producent produktów do instalacji gazowych i wodnych. Oferta zawiera m.in.

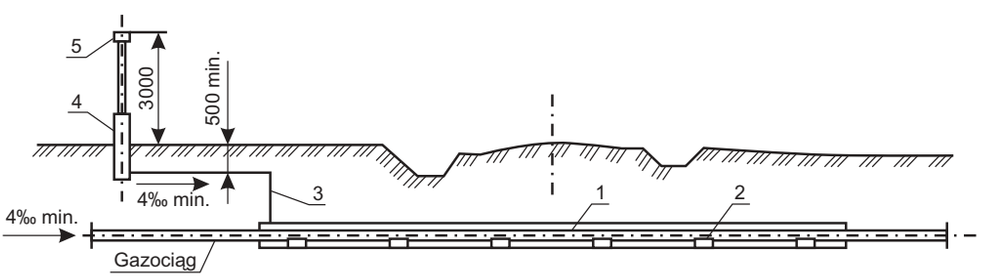
- zawory PE
- zgrzewarki
- kształtki elektrooporowe i doczołowe
- akcesoria do zgrzewania

FOX FITTINGS sp. z o.o. sp.k.
office@fox-fittings.com | foxfittings.com

Więźniów Oświęcimia 21b
T +48 33 8457023 F +48 33 8459446

Przygotowanie do spawania – konieczne jest oczyszczenie miejsca spawania (usunięcie rdzawego nalotu), przycięcie rury do odpowiedniej długości, wyrównanie powierzchni (tak aby powierzchnie sąsiednich rur były do siebie równoległe) oraz tzw. ukosowanie, czyli usunięcie krawędzi rury pod kątem 45°, wewnątrz którego znajdzie się spaw. W dalszej kolejności wymagane jest bardzo dokładne (współosiowe) ustawienie spawanych rur. Służą do tego urządzenia zwane centrownikami. Dawniej były to zewnętrzne centrowniki ręczne, które przy pomocy śrub rozmieszczonych na obwodzie odpowiedniego uchwytu pozycjonowały rury. Dziś automatyczne centrowniki poruszają się wewnątrz rur i pozycjonują je za pomocą wielkich siłowników o dużej mocy, które nawet są w stanie w niewielkim stopniu zniwelować błędy owalizacji rury; mogą być zintegrowane z automatami spawalniczymi, które wykonują jeden spaw od wewnętrznej strony łączonych rur.

Spawanie – w zależności od średnicy rury, planowanego ciśnienia roboczego przesyłanego gazu oraz grubości ścianki gazociągu spawanie wykonywane jest ręcznie lub przez automaty spawalnicze. W przypadku gazociągów o dużej średnicy i wysokich ciśnieniach konieczne jest użycie zarówno wewnętrznych, jak i zewnętrznych automatów spawalniczych, które nakładają jeden lub dwa spawy. Spawanie wykonywane jest w atmosferze ochronnej, aby zminimalizować możliwość powstawania defektów, oraz w ustabilizowanych warunkach otoczenia (osłonięcie zwłaszcza przed opadami atmosferycznymi).



Rys.: Skrzyżowanie z drogą
1 – rura ochronna, 2 – płoza gazociągu, 3 – rura wydmuchowa, 4 – kolumna wydmuchowa, 5 – zawór wydmuchowy

Po zakończeniu spawania przeprowadzana jest inspekcja w celu skontrolowania i wyeliminowania wszystkich spawów, które mają widoczne lub ukryte wady. Wadami są np. tzw. niedolania spawów, nieciągłości, a także znajdujące się wewnątrz pęcherze gazowe. W celu wykrycia wad spawy prześwietlane są promieniami rentgenowskimi lub bada się je ultradźwiękami. W ubiegłym wieku kontrola jakości obejmowała niewielki odsetek spawów (zazwyczaj 10-15%), a obecnie jest to 100%.

Czyszczenie – po sprawdzeniu spawów następuje oczyszczanie ze zgorzelin oraz pyłów pozostałych wewnątrz rury.

Izolowanie – kolejnym etapem jest nakładanie zewnętrznej warstwy izolacyjnej na fragmenty rury znajdujące się w bezpośrednim sąsiedztwie spawu. W przeszłości cały gazociąg był izolowany na placu budowy, ale obecnie nie ma już takiej potrzeby, ponieważ zabezpieczenie antykorozyjne rury otrzymują już w procesie produkcji. Następnie badana jest skuteczność izolacji za pomocą wysokonapięciowego poroskopu iskrowego. W przypadku wykrycia defektu następuje przeskok iskry pomiędzy ścianą gazociągu a spiralną elektrodą.

Fot.: Opuszczanie rury do wykopu

Opuszczanie rury do wykopu – po przeprowadzeniu wszystkich procedur technicznych i kontrolnych gazociąg opuszczany jest do wykopu. Tę pracę wykonują samojezdne dźwigi, których operatorzy w sposób możliwie najpłynniejszy przenoszą gazociąg. Wykonanie tej operacji ułatwiają specjalne taśmy z rolkami, umożliwiające przesuwanie gazociągu. Rury spoczywają na warstwie piasku, która minimalizuje naprężenia, jakie mogą powstać podczas eksploatacji.

Jeżeli gazociąg prowadzony jest przez grunt o niskiej gęstości lub o dużej zawartości wody, konieczne jest jego zabezpieczenie przed możliwością „wypłynięcia" na powierzchnię ziemi. W tym celu na rurze mocowane są w niewielkich odstępach specjalne obciążniki (najczęściej betonowe). Wzdłuż gazociągu prowadzone są magistrale teleinformatyczne, mające na celu zapewnienie komunikacji pomiędzy jednostkami operatora, zebranie sygnałów pomiarowych z czujników oraz zdalne sterowanie armaturą regulacyjną i zaporową.

Zasypywanie – częściowe zasypanie wykopu jest końcową operacją budowy. Niezasypane pozostają krańcowe fragmenty podzielonego na odcinki gazociągu. Tak przygotowany rurociąg poddaje się ostatniemu badaniu przed dopuszczeniem do eksploatacji – wodnej próbie ciśnieniowej. Test polega na wtłaczaniu wody i sprężeniu jej do bardzo wysokiego ciśnienia (nawet do 250 bar). Jednym z celów próby jest wytworzenie wewnątrz ścianki rury sił rozrywających, które spowodują zlikwidowanie lub zredukowanie naprężeń powstałych w trakcie montażu i układania. Po pomyślnym przejściu testu ciśnieniowego gazociąg jest gotowy do pracy i zostaje całkowicie zasypany. Po zasypaniu wykopu i uzupełnieniu humusu w warstwie wierzchniej teren zostaje zrekultywowany i przywrócony do pierwotnej postaci (oczywiście bez nasadzania wyciętych drzew i krzewów). Na powierzchni ziemi umieszczane są punkty kontrolne, umożliwiające odnalezienie rury podczas przeglądów technicznych.

Fot.: Częściowe zasypanie wykopu jest końcową operacją budowy gazociągu

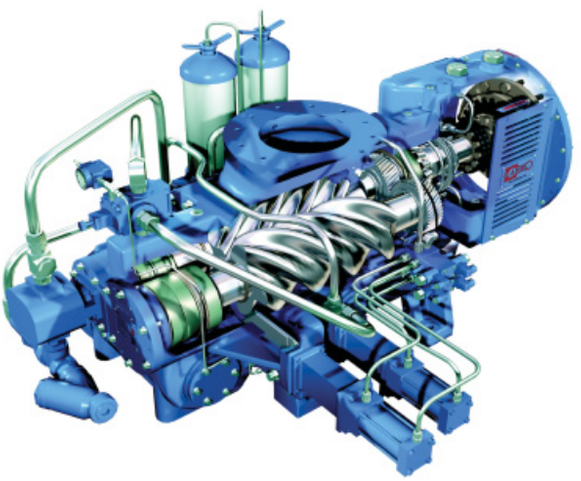
TECHNOLOGIA TŁOCZENIA GAZU

Przepływ gazu wewnątrz rury umożliwia różnica ciśnień, jaką należy w tym celu wytworzyć. Straty ciśnienia spowodowane są m.in. tarciem pomiędzy wewnętrzną stroną ściany rury, a przepływającymi cząsteczkami gazu. Są to tzw. straty liniowe. Oprócz nich występują również straty lokalne:

- związane ze zmianą kierunku przepływu gazu w łukach i kolanach;
- powstałe w armaturze (zasuwy, zawory) zainstalowanej wzdłuż gazociągu;
- przy przepływie gazu przez aparaturę pomiarową, a nawet spowodowane niewielkimi nierównościami w miejscach spawania rur.

W celu podniesienia ciśnienia gazu do poziomu umożliwiającego przesłanie go na wymaganą odległość jest on sprężany w tłoczniach. Ze względów eksploatacyjnych rozróżnia się trzy rodzaje tłoczni gazu:

- złożowa – stosowana w odwiertach złożowych, w których ciśnienie jest niewystarczające, aby pozyskany surowiec wtłoczyć do systemu przesyłowego (często spotykana jest praca jednej tłoczni dla kilku odwiertów);
- przesyłowa (liniowa) – pracująca w ciągu systemu przesyłowego; jej zadaniem jest podniesienie ciśnienia dużej ilości przepływającego gazu przy niewielkich wartościach współczynnika sprężania (mniejszych niż 2); współczynnik sprężania określony jest przez iloraz wartości ciśnienia tłoczenia (na wyjściu ze sprężarki) do ciśnienia ssania (na wejściu do sprężarki);
- przy magazynie gazu – wyróżniona jako osobna grupa ze względu na specyficzny charakter oraz skomplikowany układ technologiczny – jej praca musi być możliwa w dwóch kierunkach (chociaż nie zawsze jest to później wykorzystywane); dla tych tłoczni wymagany jest znacznie większy zakres zmienności parametrów ciśnieniowych (ssania i tłoczenia), a także wyższy współczynnik sprężania (dochodzące nawet do 4).



Fot.: Odśrodkowa sprężarka gazu

W celu przetransportowania gazu używane są dwie podstawowe grupy sprężarek: tłokowe (wyporowe) i przepływowe. W sprężarkach tłokowych proces sprężania ma charakter cykliczny i odbywa się w cylindrze sprężarki. Gaz zasysany jest przez zawór wlotowy do wnętrza cylindra, a następnie za pomocą tłoka zmniejszana jest jego objętość. Ze względu na to, że ilość gazu nie uległa zmianie, zmniejszenie objętości spowodowało zwiększenie jego ciśnienia. Niekorzystnym skutkiem ubocznym jest równoczesny wzrost temperatury, który obniża sprawność procesu sprężania. Przeciwdziała się temu poprzez chłodzenie sprężarki i sprężanego gazu. Jeśli wymagany jest wysoki stopień sprężania, to stosuje się sprężanie kilkustopniowe z równoczesnym międzystopniowym chłodzeniem gazu.

Drugim typem sprężarek mających zastosowanie przy przesyłaniu gazu są sprężarki przepływowe (odśrodkowe), w których różnica ciśnień wytwarzana jest w sposób dynamiczny, a wlot i wylot ze sprężarki nie są tak ewidentnie oddzielone od siebie. Sprężarki odśrodkowe zazwyczaj budowane są jako wielostopniowe. Na jednej osi znajduje się kilka sekcji wirnika, z których każda odpowiada jednemu stopniowi sprężania. Częścią ruchomą jest wirnik, którego obroty i siła odśrodkowa (przy stałej prędkości kątowej) zwiększa prędkość cząstek gazu (oraz ciśnienie statyczne). Częściami nieruchomymi sprężarki są:

- kierownica – mająca za zadanie wprowadzić gaz jak najbliżej osi wirnika;
- dyfuzor – w którym następuje obniżenie prędkości przepływającego gazu i dalszy wzrost ciśnienia statycznego;
- kolano i kanał powrotny, który umożliwia skierowanie gazu na kolejny stopień sprężania;
- obudowa z kanałami chłodzącymi.

W tłoczni gazu najważniejszym urządzeniem jest oczywiście sprężarka. Znajduje się tam również duża grupa urządzeń towarzyszących, opisanych na stronie następnej.

Układ zaporowo-upustowy – jest zespołem zaworów umożliwiających doprowadzenie oraz odprowadzenie gazu z tłoczni, a ponadto odizolowuje elektrycznie gazociąg od urządzeń i armatury na terenie stacji. Zapewnia również takie ustawienie, aby gaz bez potrzeby nie wpływał do orurowania tłoczni (np. w przypadku remontu lub gdy ciśnienie gazu jest na tyle wysokie, że nie ma potrzeby jego sprężania). Z uwagi na znaczne ciśnienia panujące w układzie zbudowany on jest m.in. z głównego zaworu, rur obejściowych o znacznie mniejszej średnicy oraz mniejszych zaworów, które służą do wyrównania ciśnienia przed zaworem głównym.

Instalgaz

Jesteśmy firmą kompleksowo zajmującą się realizacją wszelkich obiektów związanych z wydobyciem i dystrybucją gazu ziemnego.

Oferujemy pełen zakres usług związanych z wykonawstwem rurociągów, w tym przede wszystkim z budową gazociągów wysokiego ciśnienia, ropociągów i rurociągów technologicznych.

Projektujemy i przeprowadzamy specjalne hydrauliczne próby wytrzymałości i szczelności dla wszystkich średnic gazociągów.

Wykonujemy przewierty sterowane w technologii HDD do długości 1.000mb do średnicy 1.000mm urządzeniem Ditch Witch JT100 Mach1.

Kompleksowo wykonujemy inwestycje związane z budową kopalń gazu i ropy naftowej, zagospodarowaniem odwiertów, stref przyodwiertowych i ośrodków centralnych.

Jesteśmy producentem stacji redukcyjno-pomiarowych, węzłów pomiarowych oraz konstrukcji stalowych.

Prowadzimy hurtową sprzedaż wszelkiego rodzaju wyrobów hutniczych wiodących producentów.

Dysponujemy pełnym zapleczem sprzętu budowlanego, transportowego, spawalniczego oraz specjalistycznego najlepszych producentów na rynku, w tym flotą koparek, koparko-ładowarek, spawalnic czy urządzeń do przewiertów sterowanych HDD.

www.instalgaz.com.pl
info@instalgaz.com.pl

Urbanowo 45, 64-330 Opalenica
Tel/fax: 61 44 736 00 61 44 735 15

UDT-CERT CERTYFIKACJA OSÓB

PN-EN ISO 3834-2:2007
PN-EN ISO 9001:2009
PN-EN ISO 14001:2005
PN-N-18001:2004

Ex

Układ filtroseparatorów – filtroseparator jest dwuczęściowym urządzeniem, którego zadaniem jest oczyszczenie gazu wpływającego do stacji sprężarkowej. W pierwszej części dzieje się to za sprawą oddziaływania siły odśrodkowej oraz różnicy w gęstości gazu ziemnego i większych zanieczyszczeń; tu usuwane są cząsteczki kondensatu oraz większe fragmenty cząstek stałych. W drugiej części, wyposażonej w filtr tkaninowy o bardzo drobnych oczkach, usuwane są drobne zanieczyszczenia stałe.

Układy pomiarowe – mierzą objętość wpływającego i wypływającego z tłoczni paliwa. W związku z tym, że przez tłocznie przepływają duże ilości gazu, na jednym ciągu montowane są dwa gazomierze o różnych zasadach działania; orurowanie pola pomiarowego umożliwia przełączanie strumieni gazu na ciągi pomiarowe o różnej przepustowości nominalnej. Oprócz gazomierzy w skład układów pomiarowych wchodzą dodatkowe urządzenia: czujniki temperatury i ciśnienia, układy przeliczników, chromatografy przemysłowe wykonujące analizę składu gazu, a także urządzenia rejestrujące, gromadzące i przesyłające dane do dyspozytora gazu.

Wspomniane układy przeliczników służą do przeliczania wskazań gazomierzy z rzeczywistych warunków panujących w gazociągu (podwyższone ciśnienie i temperatura) na warunki normalne. Podczas przeliczania ważne są pochodzące z chromatografów informacje na temat składu gazu, bowiem ma on wpływ na parametry brane pod uwagę w procesie przeliczeń. Przeliczenia są konieczne w celu zobiektywizowania pomiarów i rozliczeń w całym systemie gazowniczym. Chodzi o to, że przy wzroście ciśnienia w takiej samej objętości możliwe jest zgromadzenie znacznie większej liczby cząstek gazu.

Stacja redukcyjna potrzeb własnych – tu wyodrębniana jest część strumienia przesyłanego gazu na potrzeby stacji sprężarkowej. Jest on paliwem dla silników gazowych napędzających sprężarki. Znacznie mniejsze ilości gazu przeznaczone są na ogrzewanie pomieszczeń i przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz do podgrzewania gazu przed przepuszczeniem przez ciąg redukcyjny. Na stacji ciśnienie gazu zostaje obniżone do wymaganej wartości, a następnie mierzona jest jego objętość.

Kolektor ssący – tworzy go rura o większej średnicy niż pozostałe doprowadzające gaz do sprężania. Gaz wpływający do tłoczni z różnych kierunków, po przejściu przez wcześniejsze podzespoły stacji sprężarkowej, zostaje w tej rurze „połączony". Do kolektora ssącego, poprzez odpowiednie układy zaworów odcinających, przyłączone są wloty do wszystkich sprężarek znajdujących się w tłoczni. Dzięki takiemu zabiegowi sprężarki pracują z identycznymi parametrami ciśnienia ssania.

Sprężarki gazu wraz z napędami – praca sprężarek wymaga napędu silników elektrycznych lub gazowych. W pierwszym wypadku są to silniki asynchroniczne, natomiast w drugim – gazowe silniki tłokowe albo turbiny gazowe.

Kolektor tłoczny – spełnia podobną rolę jak kolektor ssący znajdujący się przed sprężarkami. Sprężarki wtłaczają do niego gaz pod podwyższonym ciśnieniem, a następnie przez układ zaworów i rur zostaje on rozprowadzony na poszczególne kierunki zasilania. W przypadku prostej tłoczni gazu (na przykład na gazociągu tranzytowym) będzie to tylko jeden kolektor. W bardziej skomplikowanej stacji sprężania połączonej z węzłem gazu takich kolektorów może być kilka (na przykład tłocznia gazu Jarosław).

Chłodnice gazu – usytuowane są za sprężarkami. Ich zadaniem jest obniżenie temperatury gazu po sprężaniu. Są to najczęściej chłodnice rurowe chłodzone powietrzem. Aby zwiększyć intensywność przepływu powietrza przez chłodnicę, stosuje się wentylatory.

W przypadku sprężania wielostopniowego (aby zwiększyć jego efektywność) stosowane jest chłodzenie międzystopniowe, które ma zbliżyć proces sprężania do procesu idealnego, tzn. bez wzrostu temperatury, oczywiście niemożliwego do uzyskania.

Śluzy nadawcza i odbiorcza tłoków – służą do wprowadzania do gazociągu i wycofania z niego tłoków. Śluzy budowane są na nowych gazociągach, mających odpowiednie promienie łuków (aby przemieszczany tłok nie zaklinował się) oraz zawory i zasuwy tzw. pełnoprzelotowe, które przy pełnym otwarciu nie powodują zmniejszenia średnicy przekroju poprzecznego. Zadanie to mogą spełnić na przykład zawory kulowe.

Tłoki stosowane w gazownictwie podzielone są na kilka grup:
- czyszczące – do usunięcia zanieczyszczeń powstałych w trakcie eksploatacji (skrobiące, szczotkowe, magnetyczne);
- kalibrujące – umożliwiające sprawdzenie, czy w gazociągu powstały większe odkształcenia, zmieniające jego geometrię;
- diagnostyczne – mogą to być urządzenia ultradźwiękowe lub magnetyczne, których zadaniem jest wykrycie na przykład ubytków korozyjnych zarówno po wewnętrznej, jak i po zewnętrznej stronie ściany rury.

Układ rur i zaworów – umożliwia doprowadzenie gazu do poszczególnych sekcji stacji sprężarkowej, a także przełączanie kierunków jego przepływu.

TRACTEBEL Engineering
GDF SUEZ

BIURO GŁÓWNE
40-833 Katowice, ul. Dulęby 5
tel. + 48 32 358 88 88, fax + 48 32 358 88 00
te.pl@gdfsuez.com

BIURO REGIONALNE
80-298 Gdańsk, ul. Azymutalna 9
tel. +48 882 028 569
www.tractebel-engineering-gdfsuez.com/polish

Tractebel Engineering jest wiodącą firmą inżynieryjno-konsultingową, będącą częścią sektora Energy Services, jednej z głównych linii biznesowych międzynarodowej grupy przemysłowej GDF SUEZ. Tractebel Engineering ze swoim ponad stuletnim doświadczeniem świadczy usługi inżynierskie i konsultingowe w dziedzinie energetyki, gazownictwa, przemysłu i infrastruktury. Nowatorskie rozwiązania dostarczają wartości dodanej klientom w sektorze prywatnym jak i publicznym na całym świecie. Firma, której siedzibą główną jest Bruksela, posiada biura w ponad 22 krajach, w tym Polsce od roku 1992.

W obszarze gazownictwa, Tractebel Engineering dostarcza najnowocześniejsze usługi inżynierskie i doradcze, dla Klientów zajmujących się wytwarzaniem, przesyłem, magazynowaniem i dystrybucją gazu ziemnego. Usługi obejmują cały cykl życia projektów w branży gazu ziemnego, począwszy od studiów wykonalności, pomocy w uzyskaniu dofinansowania bądź kredytu na realizację projektu, analiz technicznych, ekonomiczno-finansowych oraz lokalizacyjnych, poprzez opracowania koncepcyjne i projektowe, do usług asysty technicznej, wraz z rozliczeniami dotacji i raportami końcowymi oraz Inżyniera Kontraktu.

Firma posiada doświadczony zespół projektowy realizujący zadania w sektorze gazowym dla gazociągów wysokiego ciśnienia wraz z obiektami takimi jak stacje gazowe, zespoły zaporowo-upustowe oraz węzły o średnicach od Dn100 do Dn1200.

Tractebel Engineering S.A. na całym świecie zaprojektował łącznie ok. 60 000 km gazociągów przechodzących przez różne kraje i obszary, 10 podziemnych magazynów gazu, 30 stacji gazowych oraz 25 Terminali LNG. Doświadczenie w Polsce obejmuje projektowanie łącznie ok. 170 km gazociągów wysokiego ciśnienia, realizowanych dla Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

Współpraca spółek Tractebel Engineering zlokalizowanych na całym świecie, zapewnia szeroki zakres usług oraz dostęp do wiedzy oraz doświadczenia w realizacji projektów gazowych. Klienci firmy mają do dyspozycji sprawdzonych ekspertów, łączących wiedzę i doświadczenia specyficzne dla rynku krajowego z możliwością wykorzystania standardów światowych.

Foto: Projekt modernizacji rurociągu Dahej – Vijaipur – 610 km, DN 7200 MOP 9,2MPa w Indiach (Tractebel Engineering)

Budownictwo
Naftowo Gazownicze
Naftomontaż Przemyśl Sp. z o.o.
37-700 Przemyśl, ul. Tarniowa 8
tel./fax +48 16 678 51 13
e-mail: biuro@bngnaftomontaz.pl
www.bngnaftomontaz.pl

Firma powstała 1 sierpnia 2005 roku w wyniku restrukturyzacji Budownictwa Naftowego „Naftomontaż" Sp. z o.o. w Krośnie.

Podstawowym profilem działalności spółki są roboty budowlano-montażowe dla branży gazownictwa i górnictwa naftowego oraz rynku ogólnobudowlanego. Kompleksowo wykonujemy wszystkie prace związane z zagospodarowaniem odwiertów ropnych i gazowych. Wykonujemy również roboty instalacyjne, gazociągi w systemach stalowych i tworzyw sztucznych oraz związane z tym prace budowlane, budowlano-montażowe i ziemne, w tym przejścia gazociągów pod dnem rzek, pod drogami i innymi przeszkodami terenowymi.

Roboty wykonywane przez Naftomontaż Przemyśl cieszą się uznaniem wymagającego klienta, jakimi są Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie (które umieściło firmę na swojej liście kwalifikowanych dostawców wyrobów oraz wykonawców usług i robót budowlano-montażowych dla celów inwestycyjnych i remontowych), GAZ-SYSTEM S.A., Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Posiadanie wysoko wykwalifikowanej kadry z uprawnieniami, personelu o dużym doświadczeniu zawodowym oraz zaplecza technicznego i specjalistycznego sprzętu pozwala na kompleksową i terminową realizację obiektów naftowo-gazowniczych oraz rynku ogólnobudowlanego. Nadrzędnym celem naszej działalności jest pełne zadowolenie i satysfakcja klienta oraz wysoka jakość usług.

Firma posiada:

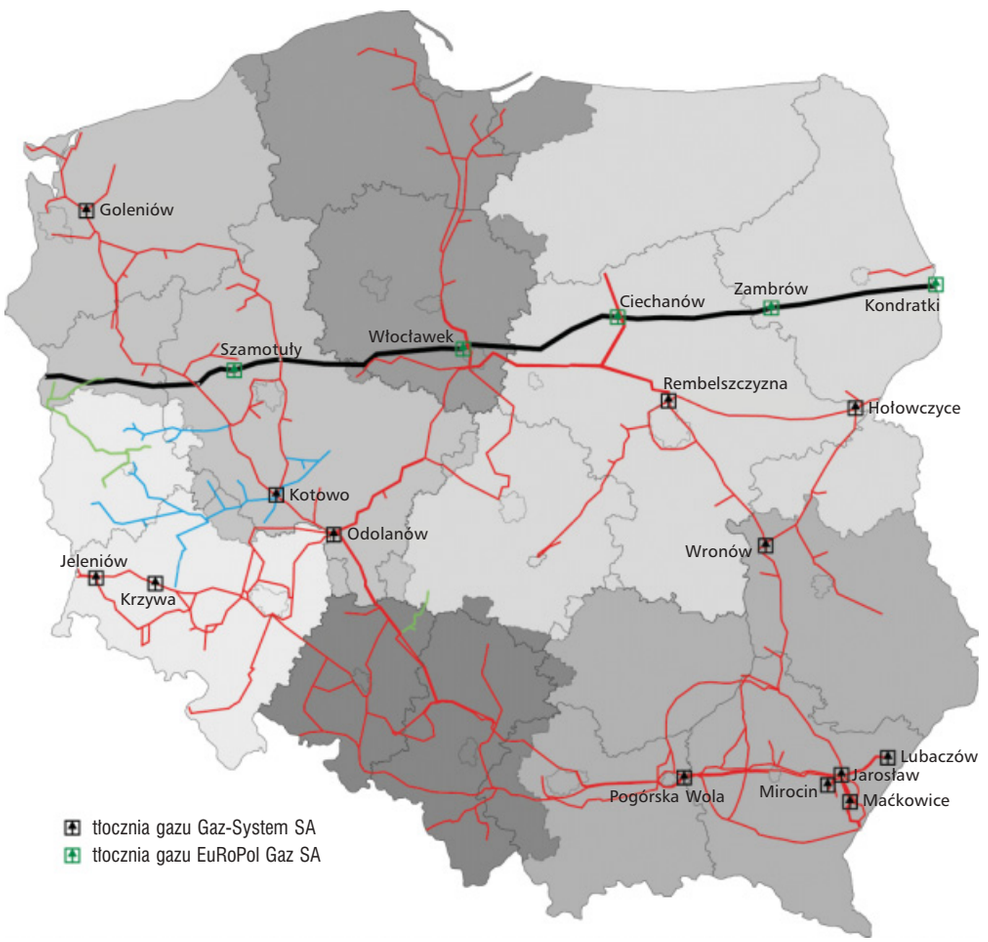
- uprawnienia UDT do naprawy, modernizacji i wytwarzania rurociągów przesyłowych i technologicznych oraz urządzeń ciśnieniowych;
- świadectwo kwalifikacyjne Instytutu Spawalnictwa;
- wdrożony system zarządzania jakością PN-EN ISO 9001:2001 oraz jakości w spawalnictwie zgodny z normą PN-EN ISO 3834-2-2007.

030
Z
Z

TŁOCZNIE GAZU W POLSCE

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA jest firmą o znaczeniu strategicznym dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Podstawowym jej zadaniem jest transportowanie gazu siecią przesyłową w celu dostarczenia paliwa do sieci dystrybucyjnych. GAZ-SYSTEM eksploatuje 14 własnych tłoczni gazu oraz pięć tłoczni będących własnością EuRoPol Gaz SA. Są to następujące stacje: pracujące w sieci przesyłowej gazu ziemnego Jarosław I, Jarosław II, Maćkowice, Mirocin, Lubaczów, Pogórska Wola, Wronów, Hołowczyce, Rembelszczyzna, Odolanów, Krzywa, Jeleniów, Kotowo, Goleniów oraz tłocznie znajdujące się na trasie gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia, czyli Kondratki, Zambrów, Ciechanów, Włocławek, Szamotuły. Większość z nich pracuje na sieci przesyłowej i zapewnia odpowiednie ciśnienie wymagane do transportowania gazu. Trzeba dodać, że Mirocin i Lubaczów są dużymi tłoczniami złożowymi; poza tym istnieją również niewielkie tłocznie złożowe: Wierzchosławice, Wilków, Żołynia i Żurawica, oraz tłocznie zlokalizowane przy podziemnych magazynach gazu.

W tłoczniach starszego typu (m.in.: Jarosław I, Odolanów, Pogórska Wola) zainstalowane są sprężarki tłokowe, natomiast w nowo wybudowanych stacjach sprężarkowych (tłocznie na gazociągu tranzytowym) zamontowano sprężarki odśrodkowe. Sprężarki napędzane są silnikami asynchronicznymi (Pogórska Wola), gazowymi silnikami tłokowymi (Jarosław I, Odolanów) i turbinami gazowymi (tłocznie na gazociągu tranzytowym). ■

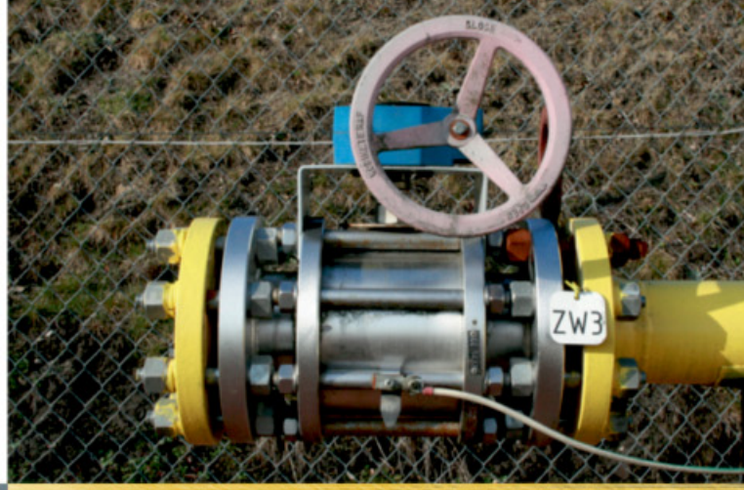


Rys.: Lokalizacja tłoczni gazu na tle systemu przesyłowego gazu ziemnego

GAZ BUDOWA Sp. z o.o.
ul. Kołobrzeska 2
78-230 Karlino

GAZ BUDOWA

tel. / fax: (94) 31 17 449
fax: (94) 31 13 555
biuro@gazbudowa.pl
www.gazbudowa.pl



Gaz Budowa Sp. z o.o. to dynamiczna firma świadcząca usługi w zakresie budowy gazociągów, stacji odparowywania skroplonego metanu LNG, stacji gazowych I i II stopnia, ciepłociągów oraz kotłowni. Posiadamy kilkunastoletnie doświadczenie, a nasi pracownicy kierunkowe wykształcenie i odpowiednie uprawnienia do prowadzenia prac przy profilu naszej działalności. Spółka jest jednostką uprawnioną przez Urząd Dozoru Technicznego do wytwarzania, montażu, modernizacji oraz napraw rurociągów i urządzeń ciśnieniowych.

Posiadamy park maszynowy oraz sprzętowy, pozwalający nam w sposób profesjonalny i kompleksowy realizować powierzone zadania. Wykonujemy zgrzewanie rurociągów oraz prace: spawalnicze (metoda 141, 111, 135), budowlano – montażowe, monterskie oraz inne związane z branżą sanitarną.

Nasz sprzęt specjalistyczny posiada wszelkie potrzebne certyfikaty i przeglądy gwarantujące sprawność oraz dopuszczające go przez przepisy i normy do wykonywania zlecanych przedsiębiorstwu prac.

GAZ BUDOWA Sp. z o.o. oferuje swoje usługi w zakresie wytwarzania, modernizacji i napraw :

- ***gazociągów stalowych wysokiego ciśnienia w zakresie średnic od DN 50 do DN 300 dla ciśnienia powyżej 1,6 MPa;***
- ***sieci gazowych średniego i niskiego ciśnienia z rur polietylenowych oraz stalowych wraz z przyłączami w zakresie średnic de 25 - de 315;***
- ***stacji redukcyjnych i układów zaporowo-upustowych I i II stopnia, odcinków pomiarowych;***
- ***kotłowni gazowych i olejowych od 100 kW do 10 MW (prace budowlane i instalacyjne);***
- ***układów i rurociągów technologicznych na terenach kopalń gazu i ropy;***
- ***stacji odparowania skroplonego metanu LNG;***
- ***sieci wodociągowych i kanalizacyjnych z rur z polichlorku winylu i polietylenowych w zakresie średnic de 25 - de 315;***
- ***instalacji gazowych i c.o.***

Prowadzimy też prace w zakresie tzw. energii odnawialnej, w szczególności:

- **kotłowni na biomasę,**
- **systemów solarnych.**

Fot.: Zawory kulowe bez napędów na stacji pomiarowej w Cieszynie

Liquefied Natural Gas

Alternatywą dla gazu przesyłanego w postaci lotnej jest dostarczanie tego paliwa w postaci skroplonej. Transport gazu skroplonego najczęściej odbywa się na duże odległości, zwłaszcza tam, gdzie nieopłacalna jest budowa gazociągu.
Taka forma przewożenia jest ekonomicznie uzasadniona ze względu na właściwości fizykochemiczne gazu ziemnego, ponieważ w wyniku skraplania jego objętość zmniejsza się około 630 razy.

Fot.: Tankowiec LNG przy terminalu załadunkowym

Fot. 1: Rozładunek tankowca LNG w terminalu w Altamont, Kalifornia

Fot. 2: Instalacja do regazyfikacji LNG w Altamont, Kalifornia

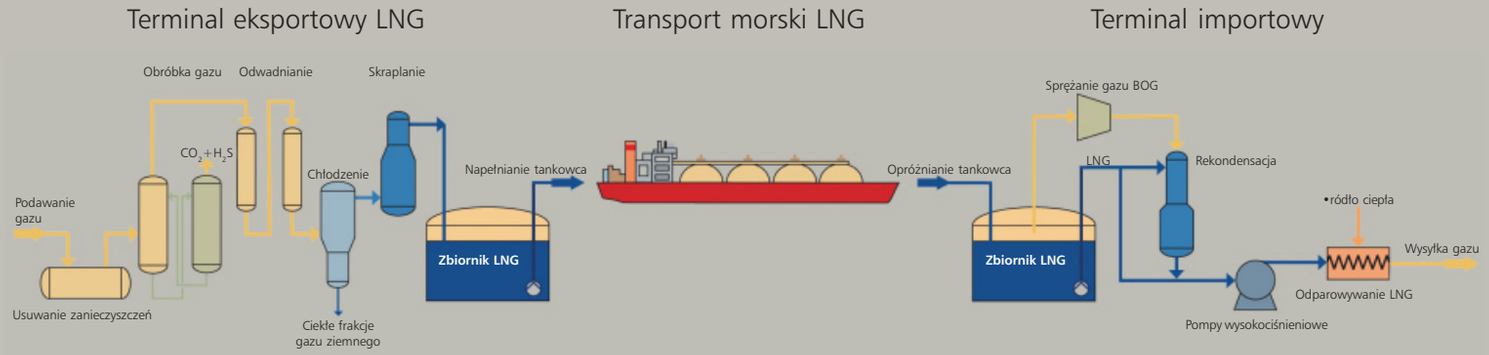
Fot. 3: Fragment instalacji w terminalu LNG w Darwin, Australia

W Europie największą liczbę terminali (sześć) do regazyfikacji gazu skroplonego ma Hiszpania, która 2/3 zapotrzebowania pokrywa gazem importowanym w postaci ciekłej. Równocześnie kraj ten ma najbardziej zdywersyfikowane dostawy gazu spośród państw Starego Kontynentu. Skroplony gaz Hiszpania sprowadza z 11 krajów, a oprócz tego z trzech kierunków płynie do niej gaz przesyłany gazociągami. Skrót LNG oznacza *liquified natural gas*, czyli skroplony (ciekły) gaz ziemny. Głównym jego składnikiem jest metan oraz niewielkie ilości etanu i propanu.

Historia skraplania gazu ziemnego ma niecałe 100 lat. Pierwsza instalacja powstała w 1917 roku na zachodzie Wirginii, a pierwszą instalację komercyjną uruchomiono w 1941 roku w Cleveland w Stanach Zjednoczonych. Dopiero w 1959 roku gazowiec „Methane Pioneer" przepłynął Atlantyk, wioząc 5000 m³ LNG z Lake Charles w Luizjanie do Canvey Island w Wielkiej Brytanii. Minęło sześć kolejnych lat, gdy w Arzew w Algierii zbudowano pierwszą na świecie instalację skraplającą gaz na skalę przemysłową.

Spójrzmy na schemat transportowania LNG. Składa się on z trzech zasadniczych części: instalacji oczyszczania i skraplania gazu u dostawcy; metanowców/gazowców, czyli statków przewożących gaz; instalacji regazyfikującej u odbiorców.

W ostatnich latach objętości gazu dostarczanego w postaci skroplonej systematycznie wzrastają. W 2011 roku przetransportowano w tej formie 330 mld m³ gazu. Dla porównania transport gazociągami był dwukrotnie większy i wyniósł 695 mld m³ gazu.



Łańcuch dostaw gazu LNG

Kontynent	Terminale skraplania		Terminale regazyfikacji	
	istniejące	planowane	istniejące	planowane
Afryka	7	1	0	0
Ameryka Północna	1	2	16	9
Ameryka Środkowa i Południowa	2	3	4	0
Australia i Oceania	2	4	0	1
Azja	13	3	47	12
Europa	1	2	23	29

Tab.: Terminale LNG na świecie

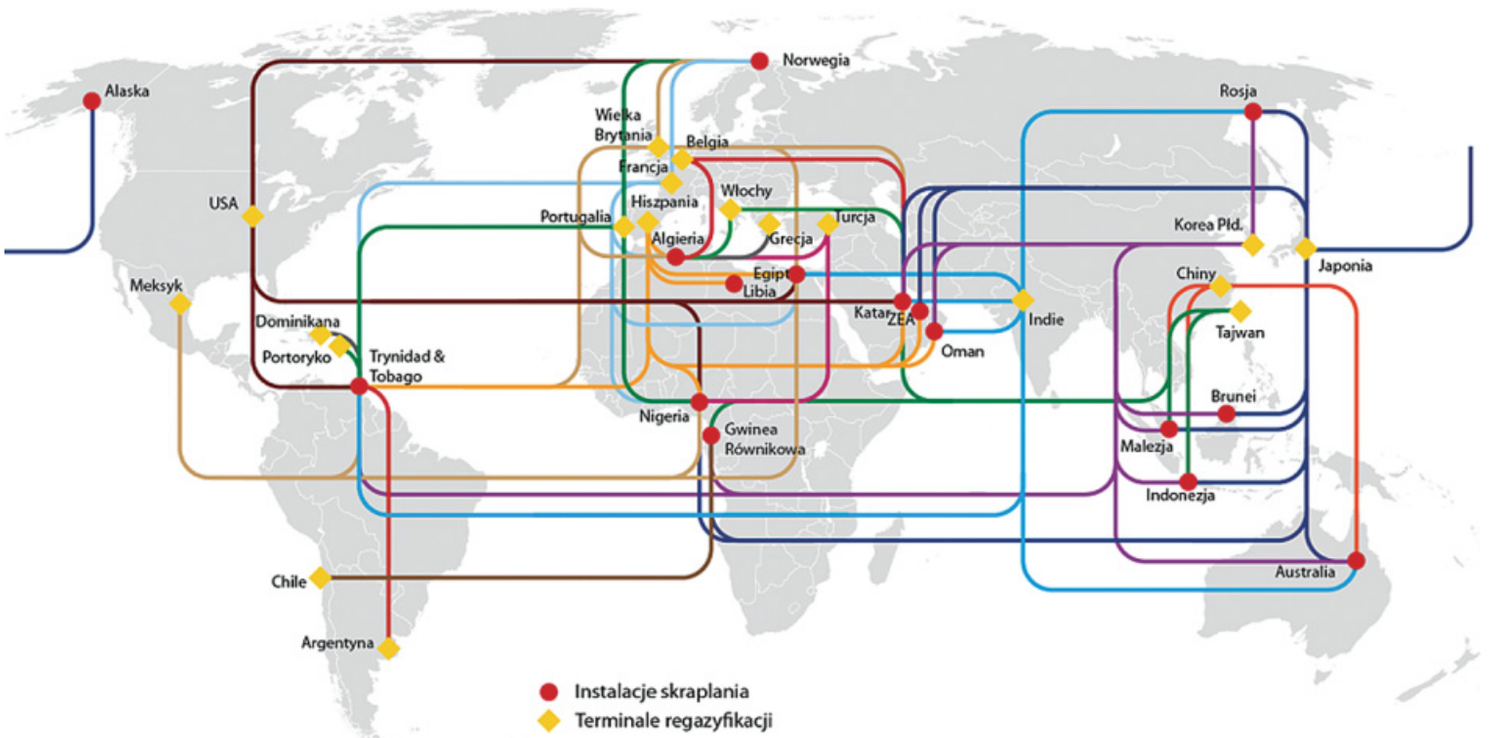
NAJWIĘKSZE TERMINALE LNG NA ŚWIECIE

Dużo większa liczba terminali regazyfikujących spowodowana jest stosunkowo niewielkimi odległościami od własnych złóż gazu ziemnego (opłacalny jest wówczas transport rurociągiem), a także koniecznością importu (z równoczesną dywersyfikacją kierunków dostaw).

Największym europejskim terminalem regazyfikacyjnym jest położony w Belgii terminal Zeebrugge, z jednym stanowiskiem cumowniczym (głębokość morza 13 m). Cztery zbiorniki mogą pomieścić 380 tys. m³ LNG. Maksymalna wydajność przeładunkowa (objętość gazu przeliczona do warunków normalnych) wynosi tam 9 mld m³/rok. Jeżeli jako kryterium wielkości zostanie przyjęta nominalna roczna zdolność przeładunkowa, to większym jest terminal na Wyspie Grain w Wielkiej Brytanii. Są tam dwa stanowiska cumownicze (głębokość morza 12,5 m) o wydajności 19,5 mld m³/rok. Terminal wyposażony jest w osiem zbiorników gazu płynnego, których objętość wynosi 1,0 mln m³ LNG.

Światowy prymat w regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego należy do stacji Sabine Pass w Cameron Parish w USA (na granicy stanów Teksas i Luizjana). Jej możliwości wynoszą 110 mln m³ na dzień. Zbiorniki Sabine Pass mieszczą 476 mln m³. Po rozbudowie i modernizacji ich pojemność wzrośnie o 100 mln m³. W ciągu roku rozładowywanych jest tam około 400 statków, a czas rozładunku jednostki wynosi około 10-12 godzin.

Jeżeli natomiast chodzi o instalacje skraplające znajdujące się na północy Europy, to przyczyną, dla których tam powstały, są



Rys.: Główne kierunki transportowania gazu skroplonego LNG w 2009 r.

zbyt duże odległości, aby uzasadnione było budowanie stamtąd gazociągu. Z tej formy przesyłania paliwa ze złoża Sztokman w okolice Sankt Petersburga zrezygnował nawet Gazprom.

W Europie pracują dwa terminale skraplające gaz ziemny. Oba znajdują się w Norwegii: Snøhvit w Hammerfest (1), o wydajności 4,3 mln ton LNG na rok, oraz w Risavika (2), z roczną wydajnością 300 tys. ton LNG. Plany przewidują budowę terminali skraplających w Teriberce (1) w Rosji, z mocą produkcyjną 7,5 mln ton LNG w ciągu roku (tu ma być skraplany gaz ze złoża Sztokman na Morzu Barentsa), oraz w Vassilikos (2) na Cyprze, gdzie rocznie powstanie 6 mln ton LNG.

Największymi na świecie instalacjami do skraplania gazu ziemnego dysponuje Katar. Składającą się z czterech części stacją zarządza firma Qatargas. W ciągu roku produkuje się tam 42 mln ton LNG. O połowę mniejszą wydajność mają stacje skraplające w Nigerii (Bonny Island) oraz w Malezji (Malaysia LNG), po 22 mln ton LNG na rok. W pierwszej z nich pracuje sześć ciągów skraplających, a w drugiej osiem.

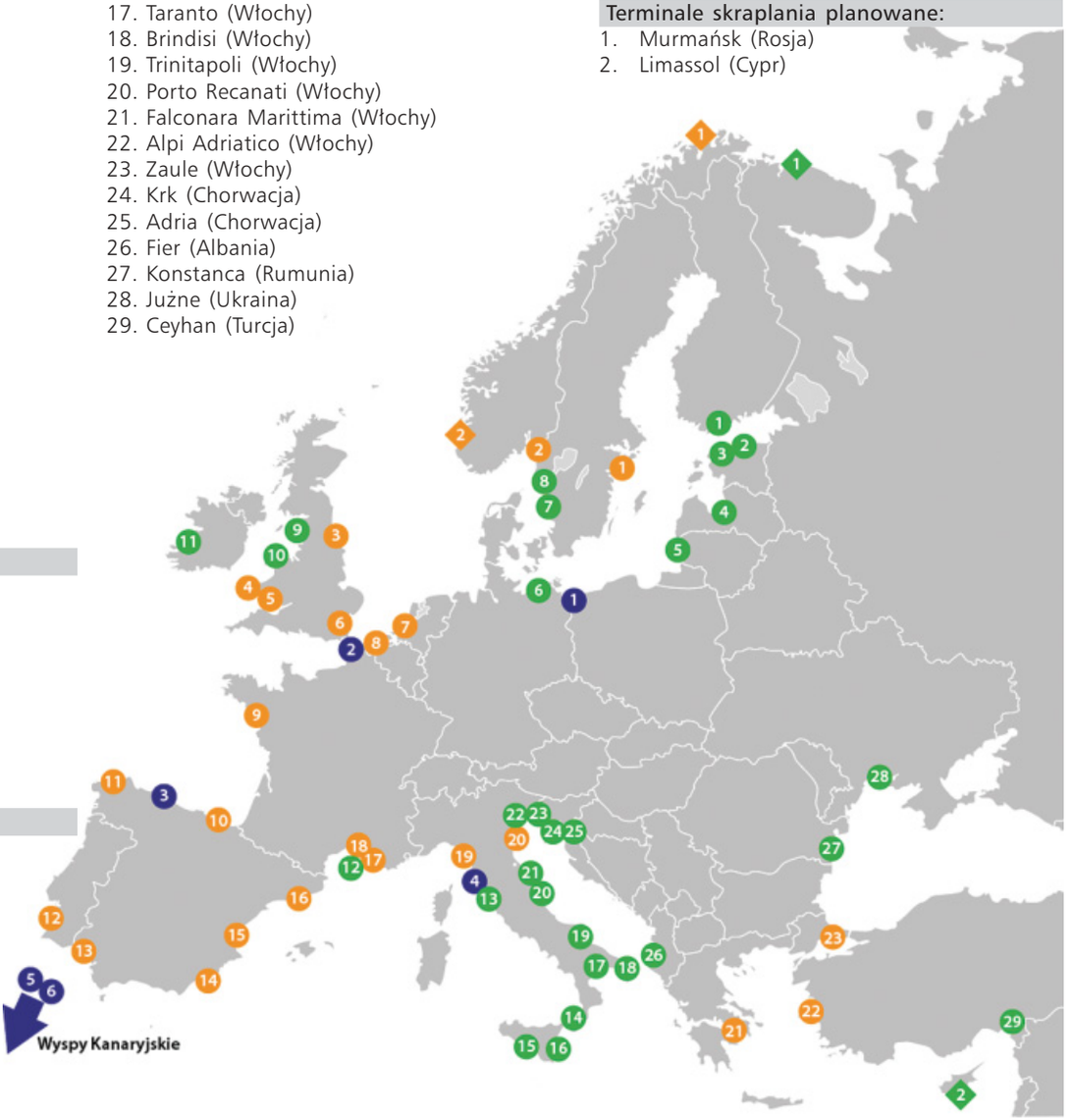
Terminale regazyfikacji istniejące:
1. Brunnsviksholmen (Szwecja)
2. Fredrikstad (Nowegia)
3. Teesside (Wlk. Brytania)
4. South Hook (Wlk. Brytania)
5. Dragon (Wlk. Brytania)
6. Grain (Wlk. Brytania)
7. Rotterdam (Holandia)
8. Zeebrugge (Belgia)
9. Montoir-de-Bretagne (Francja)
10. Bilbao (Hiszpania)
11. El Ferrol (Hiszpania)
12. Sines (Portugalia)
13. Huelva (Hiszpania)
14. Cartagena (Hiszpania)
15. Sagunto (Hiszpania)
16. Barcelona (Hiszpania)
17. Fos Cavaou (Francja)
18. Fos Tonkin (Francja)
19. Panigaglia (Włochy)
20. Porto Levante (Włochy)
21. Revithoussa (Grecja)
22. Aliaga (Turcja)
23. Marmara Ereglisi (Turcja)

Terminale regazyfikacji w budowie:
1. Świnoujście (Polska)
2. Dunkierka (Francja)
3. Gijón (Hiszpania)
4. Toskania (Włochy)
5. Teneryfa (W. Kanaryjskie)
6. Gran Canaria (W. Kanaryjskie)

Terminale regazyfikacji planowane:
1. Jäddböle (Finlandia)
2. Muuga (Estonia)
3. Paldiski (Estonia)
4. Ryga (Łotwa)
5. Kłajpeda (Litwa)
6. Rostock (Niemcy)
7. Göteborg (Szwecja)
8. Lysekil (Szwecja)
9. Port Meridian (Wlk. Brytania)
10. Anglesey (Wlk. Brytania)
11. Shannon (Irlandia)
12. Fos-sur-Mer (Francja)
13. Rosignano (Włochy)
14. Gioia Tauro (Włochy)
15. Porto Empedocle (Włochy)
16. Priolo (Włochy)
17. Taranto (Włochy)
18. Brindisi (Włochy)
19. Trinitapoli (Włochy)
20. Porto Recanati (Włochy)
21. Falconara Marittima (Włochy)
22. Alpi Adriatico (Włochy)
23. Zaule (Włochy)
24. Krk (Chorwacja)
25. Adria (Chorwacja)
26. Fier (Albania)
27. Konstanca (Rumunia)
28. Južne (Ukraina)
29. Ceyhan (Turcja)

Terminale skraplania istniejące:
1. Snøhvit (Norwegia)
2. Tananger (Norwegia)

Terminale skraplania planowane:
1. Murmańsk (Rosja)
2. Limassol (Cypr)



Rys.: Terminale LNG w Europie

TECHNOLOGIA SKRAPLANIA

Przed przystąpieniem do skraplania gazu ziemnego należy go oczyścić. W tym celu najpierw jest osuszany, a następnie oczyszczany z kondensatów węglowodorów (jako produktu), dwutlenku węgla oraz z siarkowodoru i rtęci. Chodzi o to, żeby zapobiec skraplaniu i zamarzaniu składników na powierzchniach zbiorników i armatury, gdyż powoduje to utrudnienia podczas eksploatacji.

Obecnie na świecie stosowane są trzy podstawowe technologie skraplania gazu ziemnego:

Klasyczny cykl kaskadowy – polega na ochładzaniu gazu w trzech cyklach chłodniczych, w których czynnikami chłodzącymi są kolejno: propan, etan i metan; ich temperatury wrzenia wynoszą odpowiednio: 42,1°C, -88,0°C i -161,5°C. Elementem charakterystycznym w tej technologii jest kilkuczęściowy wymiennik ciepła, w którym równocześnie przebiega kilka przemian. Gaz do skraplania dostarczany jest pod ciśnieniem około 35 bar. Oprócz chłodzenia w poszczególnych jego fazach następuje skraplanie kolejnych czynników chłodzących. Propan z pierwszego cyklu wykorzystuje się do skroplenia etanu, który następnie używany jest do skroplenia metanu. Tak więc we wstępnej fazie równocześnie następuje ochładzanie gazu ziemnego, skraplanie etanu i odparowanie propanu. W kolejnej dochodzi do dalszego chłodzenia gazu z równoczesnym skraplaniem metanu i odparowaniem etanu. Na końcu odbywa się chłodzenie gazu ziemnego i odparowywanie metanu.

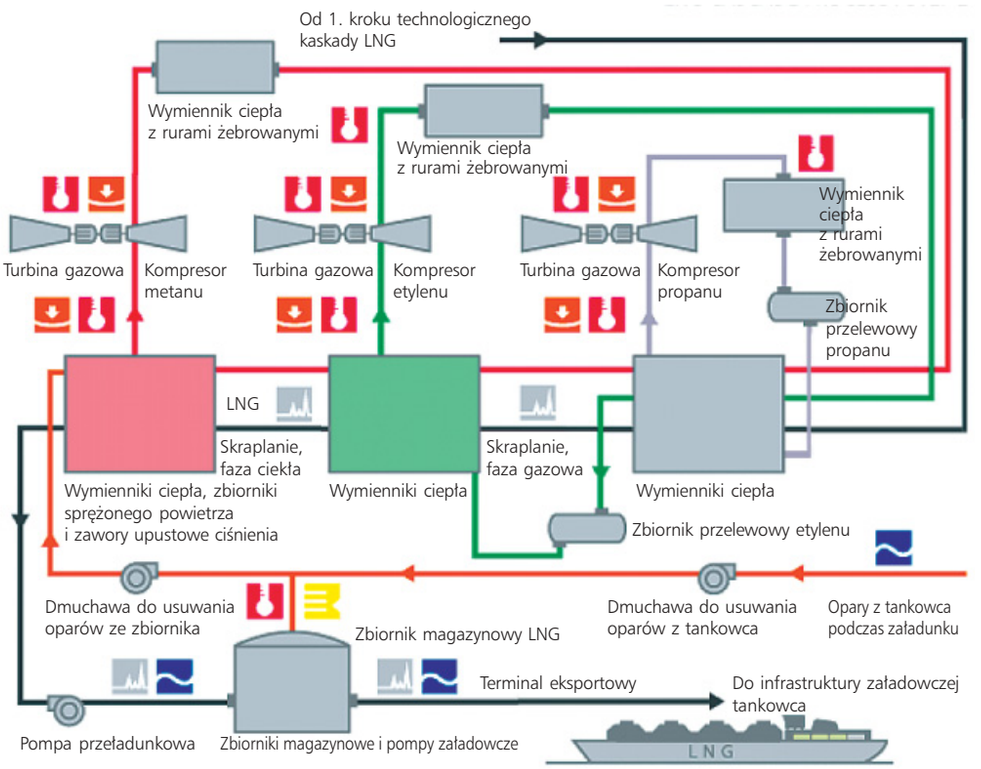
Autooziębiający cykl kaskadowy – tu czynnikiem chłodzącym jest niewielki strumień węglowodorów wydzielony ze skraplanego gazu. W tej metodzie, będącej modyfikacją klasycznego cyklu kaskadowego, potrzebna jest tylko jedna sprężarka. Wymiennik ciepła jest podzielony również na trzy sekcje, lecz czynnik 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 turbodetandera (rozprężarki) – ze względu na niską sprawność oraz znaczne zużycie energii, tę metodę wykorzystuje się zazwyczaj w niewielkich instalacjach, uruchamianych w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania na gaz. Podstawowym elementem jest turbodetander, w którym rozpręża się 85% gazu, co powoduje obniżenie jego temperatury do około -90°C. Ten gaz używany jest następnie do skroplenia pozostałych 15% w wymienniku ciepła, lecz faktycznemu skropleniu ulega tylko 10% gazu kierowanego do instalacji.

Najtańszą metodą jest klasyczny cykl kaskadowy, w którym do skroplenia 1 m³ gazu ziemnego zużywa się około 0,5 kWh.

TECHNOLOGIA PRZEWOŻENIA I ROZPRĘŻANIA GAZU

Transport gazu skroplonego odbywa się drogą morską w specjalnie w tym celu budowanych statkach (metanowce, gazowce). Procedura załadunku jest bardzo skomplikowana, ze względu na duże zagrożenie wybuchem mieszaniny metanu z powietrzem (około 4,5%). W związku z tym zbiorniki statku muszą być początkowo wypełnione gazem obojętnym (CO_2 lub N_2), a następnie stopniowo napełniane gazowym metanem. Gdy temperatura zbiorników odpowiednio spadnie, wlewany jest gaz do około 98-99%



Rys.: Klasyczny cykl kaskadowy skraplania gazu ziemnego

ich pojemności. Pozostawia to rezerwę na zwiększenie się objętości gazu w przypadku niewielkiego wzrostu temperatury.

Istnieje pięć typów statków transportujących gaz. Każdy z nich ma zamontowany inny rodzaj zbiorników:

- Moss – pięć lub sześć zbiorników kulistych wspartych jest na ramie umożliwiającej ich swobodne rozszerzanie i kurczenie się

(nawet o 0,5 m). Zewnętrzna izolacja utrzymywana jest w atmosferze gazu obojętnego (azotu) z równoczesną kontrolą obecności metanu.

- TGZ Mark III – wyposażone są w zbiorniki membranowe o ciekawej budowie: od wewnątrz znajduje się ściana właściwa (zmieniająca wymiary w wyniku oddziaływań termicznych), na niej umieszczone są dwie warstwy – izolacyjna i osłonowa, pomiędzy którymi utrzymywany jest gaz obojętny; chroni je druga warstwa izolacyjna, a od zewnątrz kadłub statku.
- GT96 – ściany zbiorników zbudowane są z dwóch cienkich warstw inwaru (stop żelaza zawierający nikiel, krzem, mangan), który odznacza się tym, że praktycznie nie rozszerza się pod wpływem wzrostu temperatury. Izolacja wykonana jest w postaci warstw wypełnionych perlitem (składnik stopów żelaza o dużej wytrzymałości) i obmywanych azotem. W nowszych rozwiązaniach stosuje się argon, który ma znacznie lepsze właściwości izolacyjne.
- CS1 – stanowi połączenie dwóch wcześniejszych typów, lecz podstawowa ściana zbiornika zbudowana jest z inwaru, a izolację stanowią warstwy pianki poliuretanowej.
- IHI – pryzmatyczne zbiorniki samonośne, bardzo rzadko spotykane.

Objętość produkowanych obecnie gazowców wynosi około 135 tys. m^3 LNG, co umożliwia przetransportowanie około 80 mln m^3 gazu.

Podobnego typu zbiorniki, najczęściej wielowarstwowe, budowane są zarówno w terminalach skraplania, jak i regazyfikacji (powrót do stanu lotnego). Wewnętrzna warstwa wykonana jest ze stali niklowej, odpornej na rozszerzanie się pod wpływem podwyższonej temperatury. Następną warstwę stanowi izolacja oraz zewnętrzna warstwa betonowa, pełniąca funkcję zabezpieczającą (np. w przypadku awarii wewnętrznego zbiornika stalowego).

Fot.: Terminal skraplania gazu ziemnego Snøhvit w Hammerfest

Przetransportowany do odbiorcy gaz ciekły poddawany jest regazyfikacji zazwyczaj w bezpośrednim sąsiedztwie terminalu odbiorczego. W dalszej części łańcucha dostaw gaz płynie już rurociągami. Tylko niewielki procent gazu skroplonego bywa przewożony cysternami samochodowymi.

Ostatnim etapem dostawy gazu w postaci skroplonej jest wspomniana regazyfikacja, czyli odparowanie gazu z postaci ciekłej do gazowej. W tym celu najczęściej stosowane są dwa typy instalacji:

- ORV (*open rack vaporizers*) – są to wymienniki ciepła ogrzewane wodą morską, pod warunkiem, że ma ona co najmniej +5°C. Działa to w ten sposób, że temperatura wody opuszczającej wymiennik ciepła jest niższa o około 10°C od wody zasilającej. Budowa wymiennika jest podobna do kaloryfera płytowego, omywanego z zewnątrz przez spływającą z górnego zbiornika wodę morską. Wewnątrz wymiennika od dołu doprowadzany jest LNG, a u góry odbierany lotny gaz ziemny;
- SCV (*submerged combustion vaporizers*) – do odparowania LNG używana jest podgrzana gazami spalinowymi woda, która oddaje ciepło zanurzonym w niej rurom z LNG.

Eksploatowane są również instalacje innych typów:

- STV (*shell and tube vaporizers*) – czasami nazywane są również IFV (*intermediate fluid vaporizers*) – wykorzystują ciepło pobrane z układów wydechowych turbin gazowych. Ciepło pobierane jest przez medium pośrednie (np. amoniak lub glikol), krążące wewnątrz osłony (*shell*) i pomiędzy rurkami z LNG (*tube*);
- CHP-SCV (*combined heat and power unit – submerged combustion vaporizers*) – stanowi połączenie instalacji do odparowania najczęściej z instalacjami kogeneracyjnymi produkującymi energię. Cechuje ją możliwość uzyskania wysokiej sprawności procesu regazyfikacji;
- AAV (*ambient air vaporizers*) – w instalacjach tego typu ciepło pozyskiwane jest z powietrza. Wymienniki ciepła mają postać wysokich kolumn z rozbudowaną powierzchnią ogrzewaną przez powietrze. Dodatkowo wymuszony jest przepływ powietrza z góry do dołu. Mogą być budowane w ciepłym i suchym klimacie. Wymagania te są istotne ze względu na dostarczenie odpowiedniej ilości ciepła oraz ograniczenie szronienia na powierzchni wymiennika;
- AAV-HTF (*ambient air vaporizers – heat transfer fluid*) – urządzenia tej grupy stanowią połączenie wymienników AAV oraz STV, przy czym gazy spalinowe z turbiny gazowej zastępowane są gorącym powietrzem.

Fot.: Terminal GNL Adriatico Srl. zlokalizowany ok. 14 km od włoskiego wybrzeża Adriatyku, niedaleko miasta Rovigo

Fot.: Wysięgniki z rurociągami do transportu LNG ze zbiornikowca w terminalu w Karratha, Australia

Fot.: Terminal LNG Golden Pass w Teksasie, USA

LNG-Silesia Sp. z o.o.
43-170 Łaziska Górne, ul. Leśna 1
tel. +48 32 324 46 52
fax +48 32 324 46 51
e-mail: office@lngsilesia.pl
www.lngsilesia.pl

O firmie

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest produkcja, dystrybucja i sprzedaż skroplonego gazu ziemnego LNG (ang. *Liquefied Natural Gas*). Firma świadczy również usługi związane z budową stacji magazynowania i regazyfikacji LNG, ich serwisowaniem oraz doradztwem technicznym. Produkcja LNG realizowana jest na bazie unikatowej technologii oczyszczania i skraplania gazu z odmetanowania KWK „Krupiński" w Suszcu. Misją LNG-Silesia jest zaspokojenie potrzeb energetycznych klientów z zapewnieniem ciągłości dostaw, przy szczególnej dbałości o bezpieczeństwo w transporcie i użytkowaniu infrastruktury technicznej. Spółka dąży do osiągnięcia znaczącej pozycji na krajowym rynku dystrybucji LNG.

Instalacja LNG

Instalacja produkcji LNG z metanu ujmowanego w kopalni „Krupiński" rozpoczęła pracę w trybie ciągłym we wrześniu 2012 roku. Od maja 2013 roku wydajność instalacji wzrosła do ponad 350 ton LNG miesięcznie. Technologia zastosowana przez LNG-Silesia została opracowana w USA. Wydajność projektowa instalacji to 16 ton LNG na dobę. Zakład produkcji LNG działający na kopalni „Krupiński" jest prawdopodobnie jedyną taką instalacją na świecie działającą na skalę przemysłową.

Skraplanie gazu ziemnego poprzedzone jest jego dokładnym oczyszczeniem z takich składników jak: powietrze (tlen i azot), dwutlenek węgla i woda. Proces oczyszczenia gazu z tlenu, dwutlenku węgla i wody przebiega w wyspecjalizowanych modułach instalacji, natomiast usuwanie azotu ma miejsce w separatorach kriogenicznych, przy wykorzystaniu różnicy temperatur skraplania metanu i azotu. Chłód do skraplania powstaje w efekcie rozprężania azotu w turboekspanderze. Otrzymane LNG jest magazynowane w dwóch izolowanych próżniowo zbiornikach magazynowych, których pojemność wynosi po 60 m^3 każdy.

Metan w stanie skroplonym posiada 600 krotnie zmniejszoną objętość w stosunku do fazy gazowej, co pozwala na jego transport kołowy na znaczną odległość.

LNG może być stosowane jako paliwo alternatywne w stosunku do oleju opałowego, LPG, mazutu, oleju napędowego i innych paliw oraz być wykorzystywane praktycznie we wszystkich gałęziach przemysłu.

GAZOPORT W ŚWINOUJŚCIU

Pierwsza koncepcja budowy instalacji umożliwiającej importowanie skroplonego gazu ziemnego drogą morską pojawiła się w latach 90. ubiegłego wieku. Gazoport miał być zlokalizowany na terenie Portu Północnego w Gdańsku. W powiązaniu z tym projektem w Stoczni Gdynia rozpoczęto nawet produkcję specjalistycznych statków do transportu gazu (metanowców).

W 2001 roku opracowano koncepcję terminalu odbiorczego (regazyfikującego gaz). Dopiero po pięciu latach podjęta została decyzja o budowie, a w połowie 2008 roku Rada Ministrów powzięła uchwałę, w myśl której budowa terminalu LNG została uznana za inwestycję strategiczną, mającą zdywersyfikować dostawy gazu, a tym samym zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne Polski.

W 2007 roku PGNiG SA powołało spółkę Polskie LNG, której zadaniem jest wybudowanie i eksploatacja terminalu gazu skroplonego LNG. Rok później właścicielem tej spółki został Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA. Sierpień 2009 roku przyniósł podpisanie porozumienia pomiędzy Polskim LNG, Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA, Urzędem Morskim w Szczecinie oraz Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA, określającego zasady współpracy oraz odpowiedzialności za poszczególne projekty składające się na tę inwestycję.

Umowę na budowę terminalu inwestor, czyli Polskie LNG, zawarł w lipcu 2010 roku z wykonawcą, którym jest specjalnie w tym celu utworzone międzynarodowe konsorcjum. W jego skład wchodzą (wchodziły w momencie podpisania umowy) firmy polskie: PBG SA, PBG Export Sp. z o.o.; włoskie – Saipem S.p.A., Techint Compagnia Tecnica Internazionale S.p.A.; oraz francuska Saipem SA i kanadyjska Snamprogetti Canada Inc. Jeszcze w tym samym roku rozpoczęły się prace na placu budowy w Świnoujściu.

Gazoport usytuowany jest w prawobrzeżnej (wyspa Wolin) części Świnoujścia – w Warszowie, na terenach przemysłowych przekazanych przez Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA. Powierzchnia inwestycji obejmuje 48 ha na lądzie oraz 130 ha na morzu. Część morska stanowi tzw. port zewnętrzny, ograniczony falochronem o długości 2975 m (najdłuższy w Europie), przy którym powstanie nabrzeże głębokie na 12,5 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 powinna zawierać się w przedziale od 120 tys. m^3 do 216 tys. m^3. Planuje się, że będą to metanowce typu Q-Flex. Mają one zbiorniki membranowe wykonane według technologii francuskiej, których kształt jest zbliżony do prostopadłościanu (w odróżnieniu od zbiorników kulistych), a podwójny kadłub zapewnia lepszą ochronę zbiorników kriogenicznych, np. w przypadku wejścia statku na mieliznę. Aby dostarczyć zakontraktowaną przez Polskę roczną objętość gazu, do Świnoujścia musi zawinąć 38 jednostek.

Część lądowa, oddalona o 750 m od linii brzegowej, połączona jest układem rur transportowych z nalewakami posadowionymi na falochronie zewnętrznym. Głównymi elementami instalacji są najbardziej widoczne dwa zbiorniki na skroplony gaz ziemny oraz instalacja do regazyfikacji.

Wykonane zostało również przyłączenie do krajowego systemu przesyłowego gazu, wraz z konieczną modernizacją na odcinku Świnoujście-Szczecin (oraz modernizacje dalszych fragmentów, związane ze zmianą kierunku przesyłania i wielkości strumieni – Szczecin-Lwówek oraz Szczecin-Gdańsk). Poza tym przewidziano możliwość odbioru ciekłego gazu przez cysterny kolejowe i samochodowe.

Zbiorniki mają 50 m wysokości, a objętość każdego z nich wynosi 160 tys. m^3. Zapewnia to zdolność regazyfikacji na poziomie 5 mld m^3 rocznie (gazu ziemnego, przeliczoną do warunków normalnych – ciśnienia 101,325 kPa oraz temperatury 273,15°K). Podczas projektowania zaplanowana została potencjalna rozbudowa gazoportu, umożliwiająca zwiększenie zdolności przeładunkowych w ciągu roku do 7,5 mld m^3 gazu. W tym celu przewidziano miejsce, w którym może zostać zbudowany trzeci zbiornik o takiej samej objętości.

Podstawowym elementem instalacji regazyfikującej jest odparowalnik, umożliwiający przemianę gazu skroplonego w lotny. Wydajność nominalną układu regazyfikacyjnego zainstalowanego w terminalu ustalono na 570 tys. m^3 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, wynosząca kilka stopni Celsjusza. 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 (a więc niezależnej od temperatury otoczenia).

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

Fot. 1, 2, 3, 4: Budowa terminalu LNG w Świnoujściu

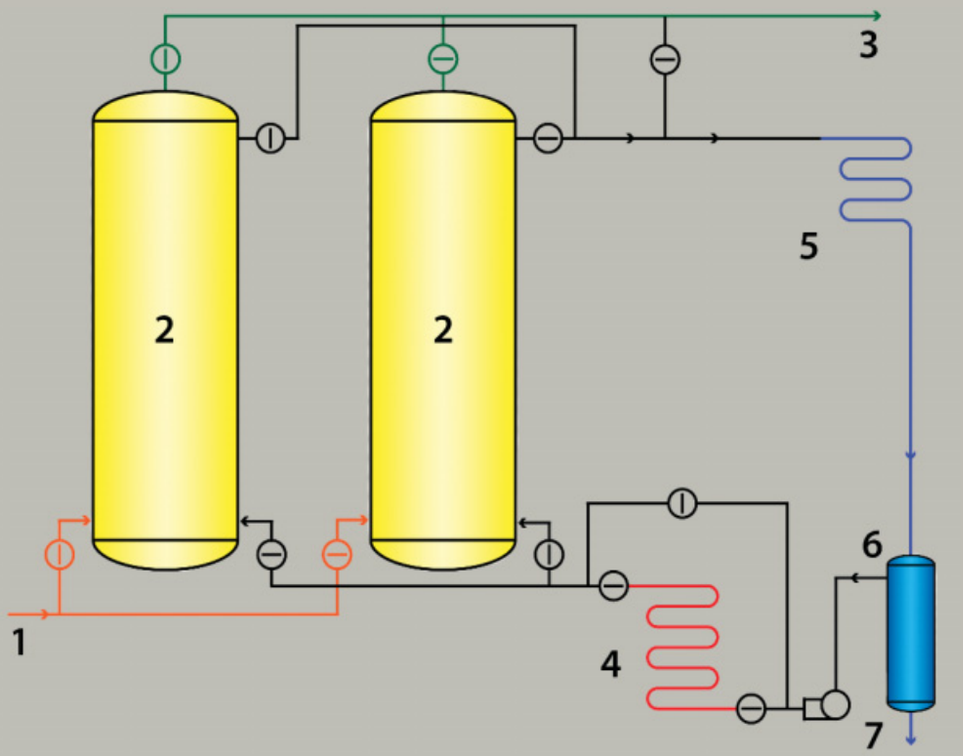
oczyszczanie i magazynowanie

Jak już wspomniano, gaz ziemny po wydobyciu musi być oczyszczony. W trakcie podstawowych procesów oczyszczania gaz jest osuszany; usuwane są z niego tak zwane gazy kwaśne (dwutlenek węgla i siarkowodór), a czasami także azot. W przypadku gazu ziemnego ze złóż kondensatowych konieczne jest odseparowanie go od ropy naftowej. Czasem oddzielane są pewne frakcje (np. hel czy węglowodory ciekłe – propan, butan, propyleny, butyleny itp.), które są wykorzystywane w osobnych procesach technologicznych.

Fot.: Instalacja w tłoczni gazu w Haiming w Niemczech

Osuszaniu poddawany jest w zasadzie każdy gaz ziemny wydobywany ze złoża. Im ma niższą temperaturę, tym wymagany jest większy stopień osuszenia. Najgłębiej osuszony musi być gaz kierowany do przeróbki w instalacjach niskotemperaturowych (w trakcie skraplania do LNG).

Obecność pary wodnej w gazie jest przyczyną problemów technologicznych, spowodowanych skraplającymi się kondensatami, a nawet tworzeniem się „korków" lodowych lub krystalicznych hydratów, które blokują przepływ gazu przez instalacje, a nawet przez gazociągi. Wiele kłopotów może przysporzyć intensywna korozja, zwłaszcza jeżeli oprócz pary wodnej gaz zawiera siarkowodór i dwutlenek węgla.



Rys. 1: Schemat instalacji osuszania gazu metodą adsorbcyjną
1 – dopływ gazu wilgotnego, 2 – kolumny adsorpcyjne, 3 – odprowadzenie gazu osuszonego, 4 – podgrzewacz gazu regeneracyjnego, 5 – skraplacz wody z gazu regeneracyjnego, 6 – kolumna separatora, 7 – odprowadzenie kondensatu

TECHNOLOGIE OCZYSZCZANIA GAZU

Zawartość wody (pary wodnej) w gazie ziemnym określa się na kilka sposobów. Najbardziej naturalną, ale niezbyt praktyczną metodą jest podanie masy pary wodnej na jednostkę objętości gazu. Jest to tak zwana wilgotność bezwzględna. W gazownictwie często używa się pojęcia temperatury punktu rosy, która jest miarą zawartości wilgoci w powietrzu. Jest to taka temperatura gazu, w której (przy ustalonym ciśnieniu) gaz staje się nasycony parą wodną, czyli wilgotność względna wynosi 1 (100%). Powyżej tej temperatury gaz nie jest nasycony (wilgotność względna jest mniejsza od 1), a poniżej przechodzi w mieszaninę gazu nasyconego parą wodną i skroplonej wody.

Osuszanie gazu ziemnego nie polega na całkowitym usunięciu pary wodnej. Wystarczy usunąć ją w takim stopniu, aby zapobiec skropleniu się wody w temperaturze minimalnej procesu. Oznacza to, że zadowalające jest osuszenie do takiego poziomu, aby temperatura punktu rosy była o około 5°C niższa od minimalnej temperatury, w jakiej może znaleźć się gaz ziemny.

Metody osuszania gazu ziemnego można podzielić na kilka głównych grup:

- ochładzanie – powietrzem, wodą, czynnikiem chłodzącym lub poprzez rozprężanie. Możliwy do osiągnięcia poziom osuszenia określony temperaturą punktu rosy wynosi -20°C. Metody z tej grupy są wystarczające do osuszania gazu ziemnego transportowanego gazociągami;
- absorpcyjne – (wchłaniające) umożliwiają osuszenie gazu do temperatury punktu rosy około -30°C. Najczęściej stosowane są roztwory np. DEG (glikol dietylenowy) lub TEG (glikol trietylenowy);
- adsorpcyjne – (pochłaniające) wykorzystywane są przy głębokim osuszaniu gazu do temperatury nawet -80°C. Zastosowanie metod z tej grupy wymagane jest zazwyczaj w przypadku kierowania gazu ziemnego do niskotemperaturowego rozdzielania lub skraplania. Często metodę tę łączy się z osuszaniem absorpcyjnym, które w tym przypadku służy do osuszenia wstępnego.

Przedstawiony obok schemat ukazuje instalację do osuszania gazu metodą adsorpcyjną. Podczas gdy w jednej z kolumn odbywa się proces osuszania, w drugiej, przy wykorzystaniu podgrzanego gazu, regeneruje się wypełnienie (materiał) adsorbujące wilgoć.

Odpowiednią metodę usuwania gazów kwaśnych, czyli siarkowodoru i dwutlenku węgla, dobiera się na podstawie składu gazu ziemnego, wymaganego stopnia jego oczyszczenia oraz ilości gazu poddawanego oczyszczaniu. Usuwanie gazów kwaśnych następuje za pomocą dwóch podstawowych grup metod: absorpcyjnych i adsorpcyjnych.

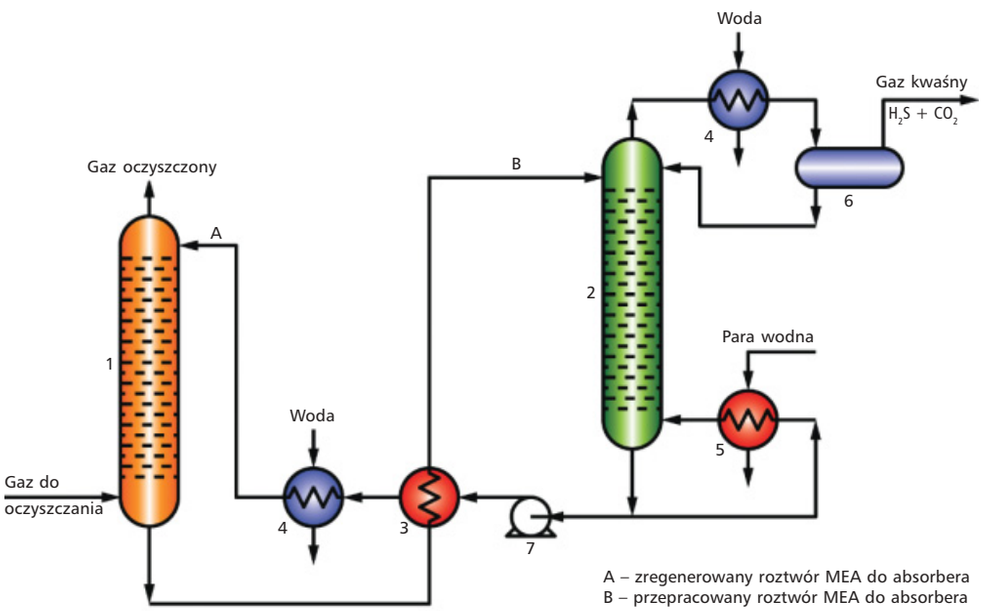
Metody absorpcyjne – na ciekłych absorbentach – mają zastosowanie w przypadku wysokiego zanieczyszczenia gazu (na poziomie 20-40 g/m^3). Metod tych jest bardzo dużo:

- z użyciem amin: MEA, DEA, TEA, Agip, Econamine;

- z wykorzystaniem roztworu węglanu potasu: Hi-Pure, Catacarb;
- absorpcja fizyczna: Purisol, Rectisol, Sulfinol, Selexol, Fluor-Solvent;
- metody absorpcyjno-utleniające, które umożliwiają oprócz oczyszczania gazu równoczesne utlenienie siarkowodoru w fazie ciekłej do siarki. Są to następujące procesy: Thylox, Gianmarco-Vetrocke (stosowane coraz rzadziej) oraz nowsze: GV-Sulphur, Stredford, Lo-Cat, Sulferox, IGNiG-Chelate.

desorbera (2), gdzie usuwane są z niego zanieczyszczenia, które wchłonął, np. dwutlenek i/lub siarkowodór. Temperatura procesu desorpcji (oczyszczania) nie powinna przekraczać 125°C, ze względu na niebezpieczeństwo termicznego rozkładu czyściwa (absorbera). Gaz kwaśny o zawartości nawet do 70% siarkowodoru może służyć do produkcji siarki.

Przy pomocy metod adsorpcyjnych, a więc tzw. suchych, zazwyczaj usuwa się wyłączwęgla (proces odbywa się w wysokiej temperaturze jako drugi etap dokładnego odsiarczania gazu).



Rys.: Schemat instalacji do absorpcyjnego usuwania gazów kwaśnych z wykorzystaniem monoetanoloaminy: 1 – absorber, 2 – desorber, 3 – wymiennik ciepła, 4 – chłodnice wodne, 5 – podgrzewacz parowy, 6 – oddzielacz, 7 – pompa

Najczęściej do usunięcia zanieczyszczeń używa się selektywnych pochłaniaczy, które wchłaniają tylko niektóre składniki gazu ziemnego. Obecnie są to związki aminowe: monoetanoloamina (MEA), dietanoloamina (DEA) itp.

Na powyższym rysunku pokazany jest schemat instalacji do oczyszczania gazu z zastosowaniem MEA. Usuwanie zanieczyszczeń następuje w kolumnie absorpcyjnej (1). Gaz zanieczyszczony wpływa od dołu, a pozbawiony zanieczyszczeń odprowadzany jest ze szczytu kolumny, natomiast absorber – inaczej mówiąc: czyściwo – wędruje do nie siarkowodór (z którego można uzyskać czystą siarkę). Mogą być one stosowane, jeżeli stężenie siarkowodoru w gazie nie jest zbyt duże (do 10 g/m^3). Nie wchodząc w szczegóły, dodajmy, że adsorpcyjne metody usuwania siarkowodoru dzieli się na trzy główne grupy: utleniające (rzadko stosowane ze względu na duże rozmiary instalacji i bardzo wysokie koszty), adsorpcji na sitach molekularnych (oprócz siarkowodoru możliwe jest usunięcie np. innych związków czy dwutlenku węgla; jest to metoda dość często stosowana zwłaszcza przy odsiarczaniu dużych strumieni gazu ziemnego) i sorpcji na aktywnym tlenku

Poza tym oprócz usuwania wspomnianych związków kwaśnych (oraz produkcji siarki (o czym była mowa wcześniej) z gazu ziemnego zaazotowanego usuwana jest rtęć oraz azot. Zawartość rtęci jest bardzo mała. W Polsce zanieczyszczenie to występuje tylko w niektórych złożach na Niżu Polskim. Mimo śladowej ilości rtęci niebezpieczna jest jej wysoka toksyczność oraz akumulacja, np. w pomieszczeniach w przypadku spalania w otwartych komorach lub w palnikach inżekcyjnych. Nieco mniejszym problemem jest korozja rtęciowa, polegająca na powstawaniu amalgamatów metali, która jest szczególnie niebezpieczna dla instalacji niskotemperaturowych separacji (np. skraplania lub odazotowania gazu). Ze względu na nierozpuszczalność w wodzie – rtęci nie można usunąć tradycyjnymi metodami mokrymi. Dlatego stosowane są zmodyfikowane metody wykorzystujące chemiczną sorpcję rtęci w roztworze zawierającym związek, który ją utlenia. Są to m.in. adsorbenty na bazie węgla z naniesioną siarką elementarną, modyfikowane zeolity, lub porowate adsorbenty ceramiczne z warstwą metalu mogącego tworzyć amalgamaty.

Ważnym procesem jest usuwanie azotu. Chociaż nie jest on w gazie ziemnym tak znaczącym zanieczyszczeniem jak np. w węglu, to jako składnik obojętny stanowi zbędny balast, który znacząco zwiększa koszty przesyłu gazu rurociągami. W polskich gazach zaazotowanych może go być nawet do kilkudziesięciu procent. W związku z tym z gazu zaazotowanego (typu Ls, Lw) usuwa się azot, uzyskując gaz wysokometanowy. Dodatkowym powodem tej operacji jest dążenie do ujednolicenia systemu przesyłowego oraz zmniejszenia niedogodności eksploatacyjnych związanych z różnymi własnościami gazów.

ZRUG

ISO 9001, ISO 14001, PN 18001

PN-EN ISO 3834-2:2007

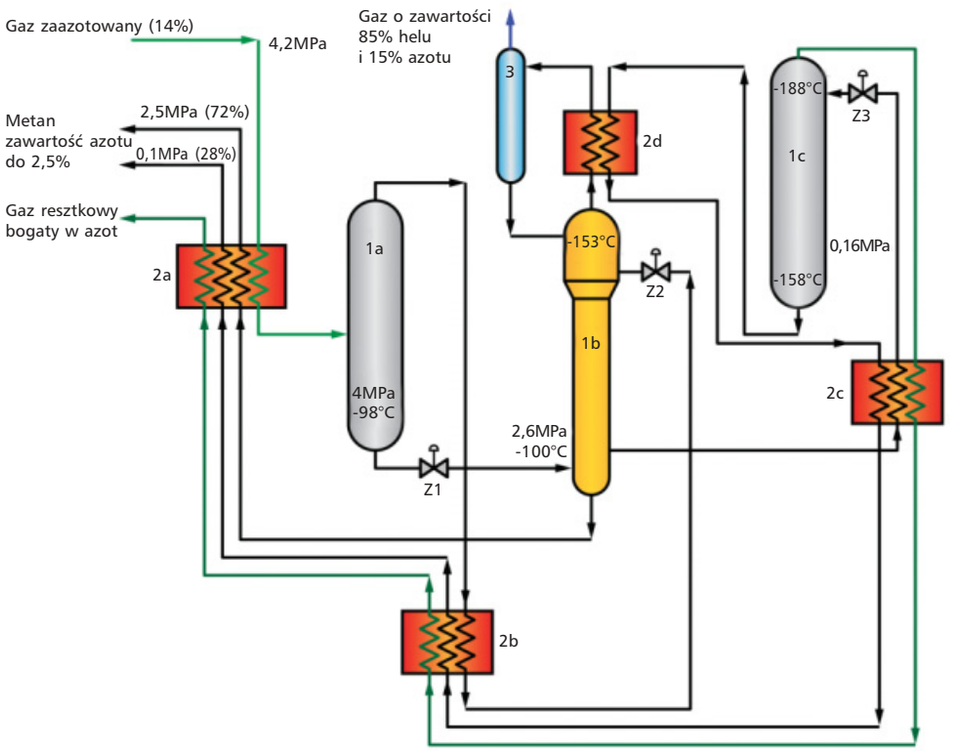
Oferujemy kompleksową realizację inwestycji związanych z infrastrukturą wydobycia, magazynowania oraz przesyłu gazu ziemnego i ropy naftowej, obiektów gospodarki paliwowej oraz instalacji przemysłowych takich jak:

- Kopalnie gazu ziemnego i ropy naftowej;
- Podziemne magazyny gazu;
- Tłocznie gazu;
- Pompownie ropy naftowej oraz paliw płynnych;
- Stacje redukcyjno-pomiarowe gazu;
- Węzły rozdzielcze na sieciach gazowych;
- Rurociągi do przesyłu gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw płynnych;
- Obiekty technologiczne na sieciach gazowych oraz rurociągach paliwowych;
- Instalacje technologiczne w branży petrochemicznej, chemicznej, energetyce oraz przemyśle ciężkim.

ZRUG Sp. z o.o.
61-016 Poznań, ul. Gdyńska 45
tel. +48 61 650 08 57, fax + 48 61 878 01 20
sekretariat@zrug.pl, www.zrug.pl

W Polsce pracują dwie instalacje odazotowania gazu ziemnego: w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim. Na poniższym rysunku przedstawiono schemat instalacji odazotowania gazu ziemnego metodą niskotemperaturową.

Podstawowym produktem ubocznym uzyskiwanym podczas odazotowania jest ciekły azot, natomiast dodatkowym, bardzo cennym, jest ciekły hel. Wstępne ochłodzenie gazu zaazotowanego następuje w wymienniku (2a), a następnie odseparowanie



Rys.: Schemat instalacji odazotowania gazu ziemnego:
1 – kolumny separacyjne, 2 – wielostrumieniowe spiralne wymienniki ciepła, 3 – separator helu, Z – zawory rozprężające

(oddzielenie) w kolumnie (1a). Zawory (Z) utrzymują stabilną pracę kolumn separacyjnych. Główny strumień metanu odbierany jest z dołu kolumny (1c). Skroplenie metanu następuje wskutek obniżenia ciśnienia na zaworze (Z3). W pokazanej instalacji uzyskuje się również półprodukt kierowany do pozyskiwania helu. Z górnej części kolumny (1b) otrzymujemy mieszaninę bogatą w hel i azot oraz śladowe ilości metanu wydzielane w separatorze (3).

MAGAZYNOWANIE GAZU ZIEMNEGO

Gaz jest magazynowany przede wszystkim po to, żeby był dostępny w okresach zwiększonego zapotrzebowania. Ze względów technologicznych dostawy gazu, zarówno ze źródeł krajowych, jak i z importu, są praktycznie niezmienne w ciągu całego roku (choć podlegają niewielkim wahaniom). Zużycie gazu już tak stabilne nie jest, mimo że odbiorcy przemysłowi pobierają w zasadzie stałe ilości gazu (lub przynajmniej bardzo przewidywalne czy wręcz precyzyjnie określone kontraktem). Największy wpływ na zmiany zużycia mają pory roku (okres grzewczy w zimie), wahania związane z cyklem dobowym (dzień i noc), a także poszczególne dni tygodnia i święta.

W zależności od tego, jak duże niedobory gazu mają być zrównoważone, należy użyć odpowiednich jego objętości, które mogą być magazynowane w różny sposób. Na przykład:

- w gazociągach wysokiego ciśnienia – poprzez wykorzystanie zmiany ciśnienia panującego w gazociągu i właściwości gazu ziemnego; umożliwia to zmagazynowanie niewielkich ilości paliwa, używanego na pokrycie dobowych nierównomierności jego zużycia; związane są z tym wyższe koszty eksploatacyjne w następstwie przepływu większej ilości gazu;
- w zbiornikach naziemnych – w grę wchodzą niewielkie ilości gazu (również ciekłego); obecnie korzysta się z takich zbiorników coraz rzadziej, popularne były w okresie, gdy produkowano gaz z węgla;
- w zbiornikach podziemnych – mogą pomieścić duże ilości gazu, które są w stanie zbilansować sezonowe wahania jego zużycia.

Zmagazynowany w zbiornikach gaz spełnia rolę strategicznej rezerwy, w celu zapewnienia ciągłości dostaw dla przemysłu i gospodarstw domowych.

WYKORZYSTANIE ZBIORNIKÓW NATURALNYCH

Duże objętości gazu są obecnie magazynowane w zbiornikach podziemnych. Używane są do tego celu:

- wyeksploatowane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej – jest to najczęściej spotykany rodzaj magazynów gazu ziemnego (około 82% dostępnych pojemności magazynowych). Korzysta się w tym celu ze złóż, które znajdują się w końcowym stadium eksploatacji. Decyzję o tym, że złoże będzie podziemnym magazynem, należy podjąć znacznie wcześniej, i w odpowiedni sposób prowadzić eksploatację. Zaletą tego typu zbiorników jest ich oprzyrządowanie już w momencie postanowienia o przeznaczeniu na magazyn. Wykonane są odwierty, funkcjonuje infrastruktura na powierzchni, w tym połączenia gazociągami z systemem przesyłowym.

ZRUG Zabrze S.A.
41-807 Zabrze, ul. Magazynowa 6
tel. +48 32 271 60 45, fax +48 32 621 14 30
e-mail: zrugzabrze@zrugzabrze.pl
www.zrugzabrze.pl

Historia firmy sięga roku 1970, kiedy to powstał Zakład Gazowniczy Brzeg w Brzegu. Po wielu przekształceniach organizacyjnych od 22 września 2006 roku głównym udziałowcem spółki został Stalprofil S.A. z siedzibą w Dąbrowie Górniczej. W dniu 25 maja 2012 roku, na mocy postanowienia Sądu Rejonowego w Gliwicach, Wydziału X Gospodarczego Krajowego Rejestru Sądowego ZRUG Zabrze Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością przekształcona została w ZRUG Zabrze Spółkę Akcyjną. Aktualnie kapitał zakładowy spółki wynosi 26.950.000,00 zł, a akcjonariuszami są Stalprofil S.A. w Dąbrowie Górniczej (62,89% akcji) i Izostal S.A. w Zawadzkiem (37,11% akcji).

Spółka specjalizuje się w budowie i remontach sieci gazowych przesyłowych, rozdzielczych oraz stacji redukcyjno-pomiarowych i zespołów zaporowo-upustowych. Wykonuje kompleksowo i remontuje sieci kanalizacji sanitarnej, burzowej, ogólnospławnej, ciśnieniowej i grawitacyjnej oraz ciepłowniczej. Ponadto od 2012 roku Spółka poszerzyła swój profil działalności o sprzedaż wyrobów hutniczych długich i płaskich różnych asortymentów stali w gatunku S235JR oraz S355J2. Zakład posiada wysoko wykwalifikowaną załogę legitymującą się uprawnieniami energetycznymi i budowlanymi oraz kierownictwo, które w zakresie robót na bieżąco stosuje nowoczesne metody technologiczne. Ponadto dysponuje specjalistycznym parkiem maszynowym i środkami transportu.

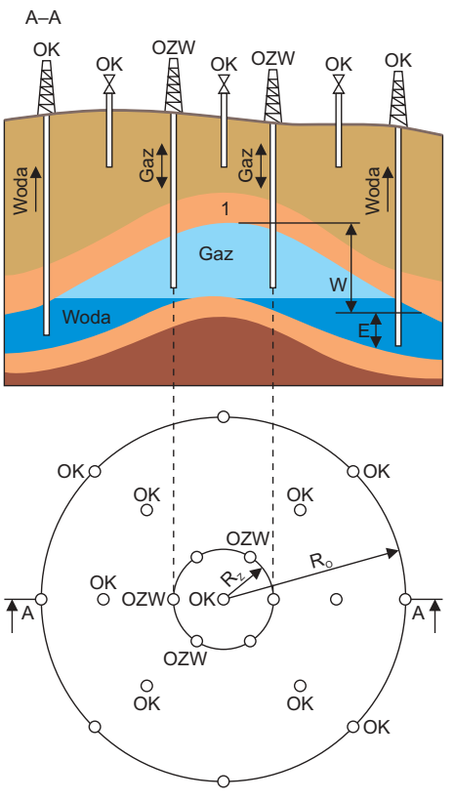
ZRUG Zabrze S.A. jest posiadaczem wielu certyfikatów i świadectw potwierdzających jakość i profesjonalizm wykonywanych prac budowlano-montażowych. Spółka posiada certyfikat Zintegrowanego Systemu Zarządzania (nr CSJSB/895/2014) wydany przez Urząd Dozoru Technicznego, potwierdzający spełnienie wymagań norm w zakresie zarządzania jakością, środowiskiem i bezpieczeństwem: ISO 9001, ISO 14001, PN-N 18001 oraz certyfikat zgodności procesów spawania (nr C-WS/018/1/10) nadany przez Instytut Spawalnictwa w Gliwicach, potwierdzający spełnienie pełnych wymagań jakościowych zgodnie z ISO 3834-2.

ZRUG Zabrze jest jednym z głównych wykonawców inwestycji dla Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A. w Warszawie oraz Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie.

Bardzo dobrze poznana jest przy tym struktura geologiczna konkretnego złoża, a ponieważ jest ono pułapką geologiczną, to ryzyko nieszczelności jest znikome. Konieczne natomiast może być wybudowanie instalacji wtłaczającej gaz do zbiornika i/lub do systemu przesyłowego (stacja sprężarkowa). W ciągu roku możliwe jest wykonanie tylko jednego cyklu napełnienie – opróżnienie;

- warstwy wodonośne – (około 13% dostępnych pojemności magazynowych) – w Polsce nie ma zbiorników tego typu. Magazyn znajduje się pomiędzy dwiema warstwami wodonośnymi (które stanowią bardzo dobre uszczelnienie) lub pomiędzy warstwą wodonośną u dołu i warstwą skał nieprzepuszczalnych u góry. Niestety, kosztowna jest konieczność wykonania, poza odwiertami eksploatacyjnymi, dużej liczby otworów obserwacyjnych i kontrolnych. Poza tym może się okazać, że gaz pozyskany z magazynu wymaga dodatkowego osuszania, co rodzi kolejne koszty;

- kawerny solne – (około 5% dostępnych pojemności magazynowych) – zbiorniki tego typu powstają po wypłukaniu soli w tzw. wysadzie (np. na Pałukach). Koszt utworzenia takiego magazynu jest wysoki, a pojemność pojedynczej kawerny stosunkowo niewielka (maksymalnie kilkadziesiąt milionów metrów sześciennych). Natomiast cenną zaletą solnej kawerny jest duża wydajność strumienia odbieranego ze zbiornika gazu, a także możliwość długotrwałego magazynowania (bez zmiany właściwości medium) i kilkukrotnego napełniania i opróżniania w ciągu roku;



Rys.: Schemat przekroju przez magazyn gazu: 1 – nadkład, OZW – odwierty zasilająco-wydobywcze, OK – odwierty kontrolne

- kawerny skalne – (znikome objętości składowanego gazu) – są to komory naturalne lub specjalnie w tym celu utworzone. Bardzo często zbiorniki tego typu nie są połączone z systemem gazowniczym i mają znaczenie jedynie lokalne. W Europie są dwie kawerny skalne: w Republice Czeskiej (Haje, o pojemności 60 mln m^3) oraz w Szwecji (Skallen, o pojemności 9 mln m^3);

- opuszczone kopalnie – (znikome objętości składowanego gazu) – również tego typu zbiorniki buduje się bez połączenia z systemem gazowniczym. Duże trudności eksploatacyjne sprawia odpowiednie uszczelnienie wyrobiska (cementowe, metalowe lub z tworzyw sztucznych). Obecnie użytkowany jest tylko jeden zbiornik tego typu, w Burggraf-Bernsdorf w Niemczech, o pojemności 3,4 mln m^3.

Przekrój przez podziemny zbiornik gazu w warstwie porowatej przedstawia poniższy rysunek. Może to być zbiornik zarówno po wyczerpanym złożu, jak i w warstwie wodonośnej. Tak jak już mówiliśmy, w przypadku magazynu w warstwie wodonośnej konieczne jest wykonanie większej liczby odwiertów kontrolnych, które służą do regulowania warunków pracy i sprawdzania poziomów gazu i wody. Odwierty mogą być zgrupowane na powierzchni w tak zwanych ośrodkach centralnych lub grupowych, natomiast pod powierzchnią ziemi tworzone są odwierty kierunkowe w celu dotarcia do konkretnego miejsca w magazynie. W przypadku odwiertów wtłaczająco-wydobywczych możliwe jest wykonanie odwiertów poziomych w warstwie porowatej, aby zapewnić większe możliwości wpompowania i odbierania gazu ze zbiornika.

Trzeba jeszcze zwrócić uwagę na dwa „rodzaje objętości" gazu, jakie występują w podziemnym magazynie. Ze względów technologicznych konieczne jest utrzymanie w nim objętości buforowej, która ma za zadanie zapewnienie odpowiedniego ciśnienia, aby zapobiec zniszczeniu zbiornika. Właściwa objętość możliwa do wykorzystania nazywa się objętością czynną magazynu. Mówi ona, ile gazu można wtłoczyć pod ziemię bez ryzyka przekroczenia maksymalnego ciśnienia i rozszczelnienia magazynu oraz ile można odebrać, aby nie przekroczyć minimalnego ciśnienia.

Najczęściej spotykane są pierwsze trzy rodzaje zbiorników. Prace nad dwoma ostatnimi (w których, nawiasem mówiąc, koszt magazynowania gazu jest wysoki) prowadzone są w krajach niemających odpowiednich formacji geologicznych do stworzenia zbiornika np. w warstwie wodonośnej.

Czas napełniania magazynów w wyeksploatowanych złożach oraz w warstwach wodonośnych wynosi od około 200 do 250 dni, natomiast w kawernach solnych jest znacząco krótszy, tzn. od 20 do 40 dni. Zdecydowanie szybciej następuje opróżnianie zbiorników: dla wyeksploatowanych złóż i warstw wodonośnych. Jest to od 100 do 150 dni, a dla kawern solnych tylko 10 do 20 dni.

atrem

Inspiracja, wizja, rozwiązanie

- automatyka
- telemetria
- regulacja
- elektronika
- metrologia

Atrem S.A.
ul. Czołgowa 4, Złotniki
62-002 Suchy Las
www.atrem.pl

CONTRAST

Zawsze z energią

Kompleksowe realizacje na najwyższym poziomie technicznym

- elektroenergetyka
- linie kablowe i napowietrzne
- stacje transformatorowe
- projekty budowlane i wykonawcze
- pomiary elektryczne

CONTRAST sp. z o.o.
ul. ks. I. J. Skorupki 1 b
63-400 Ostrów Wlkp.
www.contrast-ostrow.pl

NAJWIĘKSZE MAGAZYNY GAZU NA ŚWIECIE

W 1915 roku w Welland County (Ontario, Kanada) uruchomiono pierwszy podziemny magazyn gazu ziemnego na świecie, a rok później – pierwszy magazyn gazu w Stanach Zjednoczonych. Na złożu Zoar pod Nowym Jorkiem utworzony został zbiornik o pojemności 62 mln m^3. Oba zostały zbudowane na wyczerpanych złożach gazu ziemnego.

Pierwszym magazynem gazu w warstwach wodonośnych był Doe Run Upper, mający objętość 113 mln m^3, wybudowany w 1946 roku w Kentucky w Stanach Zjednoczonych. Natomiast w Europie pierwszy magazyn tego typu powstał siedem lat później w Niemczech.

Zdecydowanie później zaczęto magazynować gaz w kawernach solnych. Pierwszy taki zbiornik, utworzony w 1961 roku w Morton w stanie Michigan (USA), miał objętość 5,5 mln m^3. W Europie kawerny pojawiły się w 1970 roku we Francji (Tersanne, objętość 158 mln m^3) i w Niemczech (Kiel-Rönne, objętość 60 mln m^3).

Największym magazynem gazu ziemnego na świecie jest magazyn Severo-Stavropolski utworzony w wodonośnych warstwach niedaleko Tumy w obwodzie riazańskim w Rosji. Jego objętość wynosi około 23 mld m^3, a parametry pracy są następujące: ciśnienie w zbiorniku 8,7 MPa, zdolność wtłaczania gazu do zbiornika – 140 mln m^3 na dzień, natomiast odbierania – 170 mln m^3 gazu dziennie.

Na terenie Ukrainy, w niewielkiej odległości od granicy z Polską, znajduje się duży magazyn Bilcze-Wołyćki (inna spotykana nazwa: Bilcze-Wolicko-Ugierskoe) o pojemności 17 050 mln m^3, utworzony przez Ukrtransgaz w wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego (zdolność wtłaczania do zbiornika – 100,8 mln m^3 na dzień, zdolność odbierania – 122,4 mln m^3). Porównywalną wielkość (13 901 mln m^3) ma zespół podziemnych magazynów w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego we Włoszech, użytkowany przez Stogit (zdolność wtłaczania – 130 mln m^3 na dzień, zdolność odbierania – 250 mln m^3).

Poza wszelką konkurencją są Stany Zjednoczone, które mają 389 magazynów gazu. Mogą w nich umieścić około 110 mld m^3, i jest to największa na świecie objętość magazynowa. Zgromadzone w nich paliwo stanowi 20% rocznego zużycia w USA.

W poniższej tabeli zestawiono kraje mające największe objętości magazynowe. Polska znajduje się na 19. miejscu z 1,66 mld m^3, w sześciu podziemnych magazynach gazu ziemnego.

MAGAZYNY GAZU W POLSCE

Warto pamiętać, że Polska ma bogate doświadczenie w dziedzinie podziemnego przechowywania gazu. Była pierwszym krajem w Europie, w którym uruchomiono tego typu magazyn – zbiornik Roztoki koło Jasła, o pojemności 24,2 mln m^3, utworzony w wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego. Zbiornik powstał w 1954 roku i pracował do 1979 roku, a zakończenie eksploatacji spowodowane było nieszczelnościami, które powstały w trakcie kolejnych cykli napełniania i opróżniania.

W Polsce istnieje sześć podziemnych magazynów: w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego oraz w solnych kawernach. Trzy z nich są cały czas rozbudowywane. Równocześnie budowane są trzy nowe magazyny, w tym dwa dla gazu ziemnego zaazotowanego.

Największy obecnie polski podziemny magazyn gazu, w Wierzchowicach, powstał w 1995 roku. Jest jednym z rozbudowywanych zbiorników, tak aby można było w nim magazynować 1,2 mld m^3 gazu.

Oprócz rozbudowy niektórych zbiorników cały czas prowadzone są prace nad wytypowaniem nowych lokalizacji w celu utworzenia kolejnych magazynów (np. Nowa Ruda, Mikstat, Drobin, Brzostowo czy Załęcze).

Kraj	Liczba podziemnych magazynów gazu	Objętość magazynowa [mld m^3]
Stany Zjednoczone	389	110,675
Rosja	22	60,962
Ukraina	13	31,880
Niemcy	46	20,201
Włochy	11	16,755
Kanada	52	16,413
Francja	15	11,913
Holandia	3	5,000

Tab.: Kraje dysponujące największą objętością magazynową w magazynach gazu ziemnego

IMPETGAS Sp. z o.o.
09-400 Płock, ul. Kostrogaj 3A
tel. + 48 24 262 90 70, fax + 48 24 264 30 91
e-mail: plock@impetgas.pl, www.impetgas.pl

IMPETGAS Sp. z o.o. powstała w czerwcu 2008 roku. Do 6 grudnia 2013 roku funkcjonowała pod nazwą Control Process Płock Sp. z o.o. Nasza firma to wykonawca robót remontowych i inwestycyjnych dla przemysłu chemicznego, wydobywczego ropy i gazu ziemnego oraz energetyki.

Głównym źródłem naszych doświadczeń jest Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. Pracowaliśmy przy budowie i modernizacji prawie wszystkich instalacji. Doskonale znamy specyfikę pracy w tej branży przemysłu, procedury jakości i bezpieczeństwa.

Doskonałym doświadczeniem dla naszych pracowników była również praca przy budowie Kopalni Ropy Naftowej i Gazu w Dębnie oraz innych obiektów na terenie zakładów chemicznych w całym kraju.

Ostatnie nasze realizacje to: Elektrociepłownia w ramach realizacji Projektu LMG dla PGNiG, prace w branży technologicznej przy realizacji Podziemnego Magazynu Gazu w Kosakowie, ok. 15 km gazociągów przesyłowych MOP 8,4 MPa DN 700 na trasie Rembelszczyzna-Gustorzyn, prace modernizacyjne przy budowlach hydrotechnicznych (Jaz Opatowice, Śluza Łabędy) oraz dostawa i montaż rurociągów kriogenicznych na Terminalu LNG w Świnoujściu.

Wdrożyliśmy Zintegrowany System Zarządzania Jakością oparty na normach ISO 9001, ISO 14001, PN 18001 i system zarządzania jakością w spawalnictwie wg normy PN-EN ISO 3834-2:2007 oraz przeprowadziliśmy ich certyfikację przez UDT-CERT, nabywając jednocześnie uprawnienia do wytwarzania zbiorników ciśnieniowych, bezciśnieniowych i konstrukcji spawanych.

Otrzymaliśmy Certyfikat Zgodności WE spełnienia wymagań modułu A1 w zakresie wytwarzania urządzeń ciśnieniowych (rurociągi technologiczne) zgodnie z Dyrektywą 97/23/WE. Posiadamy zatwierdzone przez Urząd Dozoru Technicznego instrukcje technologiczne spawania na podstawowe metody spawania dla stali ferrytycznych i austenitycznych.

WSZYSTKO DLA ROPY I GAZU

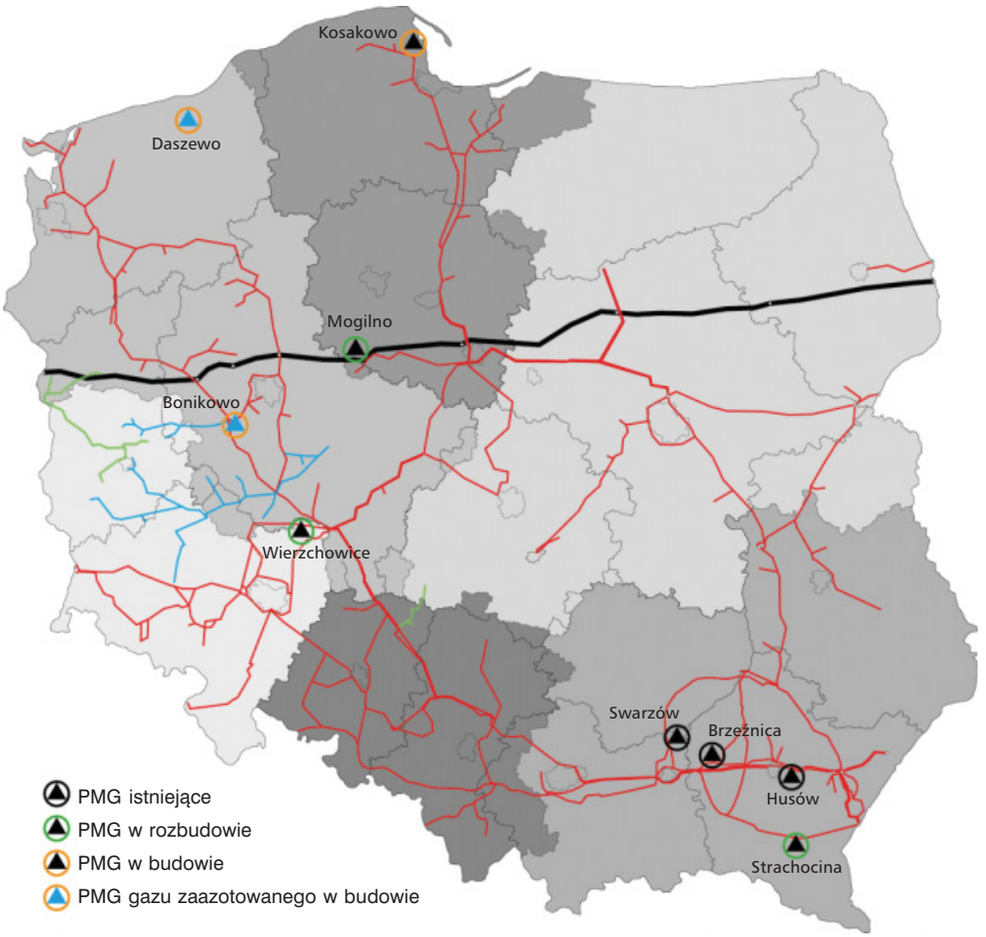
Technologie pompowania, kontroli, uzupełniania itp.

Podziemne magazyny gazu ziemnego służą jako rezerwa do zaspokajania sezonowego i szczytowego zapotrzebowania na to paliwo. Tak jak wspomniano, dostawy gazu (zarówno ze źródeł krajowych, jak i z importu) są praktycznie stałe. Na rysunku 1 (str. 151) zaznaczono je linią czerwoną. Natomiast zużycie gazu ulega dużo większym zmianom, co obrazuje linia niebieska.

Gaz jest spalany przez:

- dużych odbiorców przemysłowych (w zasadzie stały poziom poboru);
- drobny przemysł i gospodarstwa domowe (niewielkie wahania zużycia);
- duże elektrociepłownie gazowe i odbiorców komunalnych, ogrzewających również pomieszczenia (większe różnice w zużyciu);
- ciepłownie i kotłownie lokalne (największe nierównomierności poboru związane z eksploatacją wyłącznie podczas zimy).

W okresie zimowym, gdy całkowite zużycie gazu w ciągu doby jest większe niż dostawy z importu i ze źródeł krajowych, sięga się po rezerwy zgromadzone w podziemnych magazynach. W pierwszej kolejności korzysta się ze zbiorników znajdujących się w wyczerpanych złożach gazu (np. Wierzchowice, Husów itd.), a to dlatego, że mają one mniejszą wydajność w odbiorze. Na rysunku 1 (str. 151) strumienie gazu z tych zbiorników znajdują się w podstawie, i jak widać, są potrzebne przez większą liczbę dni w ciągu roku.



Rys.: Podziemne magazyny gazu w Polsce na tle sieci przesyłowej gazu ziemnego

Magazyn	Typ	Pojemność [mln m³]		Maksymalne ciśnienie zatłaczania [MPa]	Maksymalna wydajność [mln m³/dobę]		Czas odbioru [dni]
		czynna	buforowa		zatłaczania	odbioru	
Brzeźnica	ZW	65	76,9	4,5	0,9	0,8	100
Husów	ZW	350	500,0	12,0	2,6	5,8	90
Mogilno	K	370	171,1	21,3	9,6	20,6	32
Strachocina	ZW	150	530,9	4,0	1,6	1,2	166
Swarzów	ZW	90	111,0	9,5	0,9	1,0	120
Wierzchowice	ZW	575	5157,1	10,0	3,6	4,8	150
Bonikowo	ZZ	200	–	–	1,7	2,4	–
Daszewo	ZR	30	–	–	0,2	0,4	–
Kosakowo	K	250	–	–	2,4	9,6	–

Tab.: Podziemne magazyny gazu w Polsce

Biuro Projektów „Nafta-Gaz" Sp. z o.o.
38-200 Jasło, ul. Ducala 11
tel. +48 13 44 386 00, fax +48 13 44 386 10
e-mail: biuro@bpng.jaslo.pl
www.bpng.jaslo.pl

Świadczymy usługi w zakresie kompleksowych projektów inżynierskich dla przemysłu naftowego, gazowniczego, paliwowo-energetycznego i innych.

Zakres naszych usług obejmuje:

- koncepcje programowo-przestrzenne;
- studia wykonalności i analizy przedprojektowe;
- projekty technologiczne i bazowe;
- projekty wykonawcze w zakresie wszystkich branż;
- projekty budowlane wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę;
- dokumentacje techniczne dla dopuszczeń UDT i Jednostek Notyfikowanych;
- opracowania specjalistyczne i ekspertyzy inżynierskie;
- obliczenia wytrzymałościowe i analizy ryzyka procesowego;
- pomiary i opracowania geodezyjne;
- przedmiary robót, kosztorysy inwestorskie i zbiorcze zestawienia kosztów;
- materiały przetargowe do kompletacji urządzeń i aparatów;
- bezpośrednią kompletację oraz dostawę urządzeń i aparatów;
- raporty i analizy oddziaływania inwestycji na środowisko;
- nadzory autorskie i inwestorskie;
- pełnienie obowiązków inżyniera projektu w trakcie realizacji inwestycji.

Ponad 50 lat w służbie polskiego górnictwa naftowego i gazownictwa.

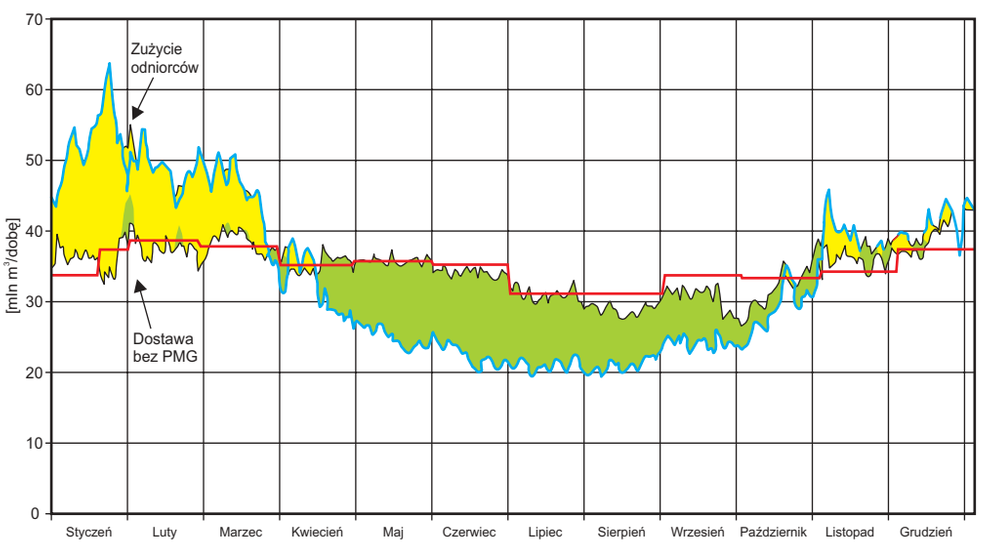
W przypadku szczytowych niedoborów w systemie włączane są magazyny w kawernach solnych (Mogilno, a w przyszłości Kosakowo). Spowodowane to jest dwoma faktami. Po pierwsze – objętości zmagazynowanego gazu w tego typu zbiornikach są zdecydowanie mniejsze, a po drugie – ilość paliwa możliwa do wypompowania jest dużo większa niż w przypadku magazynów w złożach wyczerpanych.

Latem, w czasie napełniania magazynów, paliwo najpierw trafia do zbiorników w dawnych złożach gazu (ze względu na znaczne objętości, ale przede wszystkim ze względu na długotrwałość procesu napełniania). Gaz może być wtłaczany wprost z gazociągu lub z dodatkowym sprężeniem na stacji sprężarkowej. Podobnie odbiór gazu: albo następuje pod ciśnieniem panującym w zbiorniku, albo ciśnienie może być podniesione do wartości umożliwiającej wtłoczenie do gazociągu i przesłanie do odbiorców. Potrzebna konfiguracja zależy od ciśnienia panującego w gazociągu (odpowiednio zasilającym i odbiorczym, co z kolei wynika z aktualnego trybu pracy zbiornika, a gazociąg jest zazwyczaj ten sam) oraz ciśnienia w podziemnym magazynie gazu. Z tego względu konieczne jest zbudowanie skomplikowanego układu rurowego, który umożliwia realizację pracy w „dwóch" kierunkach. Poza tym trzeba zainstalować np. odolejacze, które oczyszczą gaz w przypadku, gdy przechodzi przez sprężarkę.

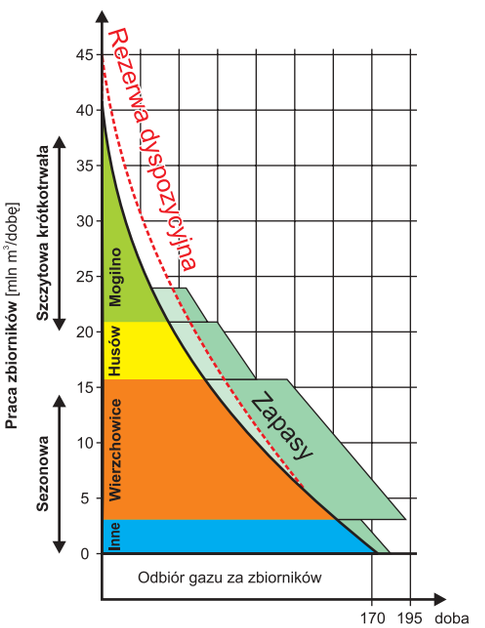
Podziemny magazyn gazu wymaga specjalnej infrastruktury na powierzchni:

- stacji filtro-separatorów – której zadaniem jest usunięcie zanieczyszczeń stałych i ciekłych z gazu kierowanego do magazynu;
- wlotowej stacji pomiaru gazu – służy ona do rozliczania ilości paliwa kierowanego do magazynu;
- wylotowej stacji pomiaru – mierzy ilość gazu przekazywanego do krajowego systemu podczas opróżniania zbiornika (ze względu na różnice w zdolnościach wpompowywania i odbioru gazu wymagane są różne przepustowości układów pomiarowych);
- stacji sprężarkowej – jej zadaniem jest podnoszenie ciśnienia gazu, albo w trakcie wtłaczania do zbiorników, albo podczas opróżniania;
- stacji odolejaczy gazu – oczyszcza gaz po sprężaniu (olej w sprężarce ma funkcje uszczelniające i smarne);
- stacji rozdziału gazu – „rozprowadza" paliwo po wymaganych w konkretnym procesie obiektach;
- stacji osuszania – gaz przed wtłoczeniem do systemu przesyłowego musi być osuszony do poziomu wymaganego w danym okresie, a determinowanego przez temperaturę otoczenia;
- stacji dozowania metanolu – wstrzykiwany jest do gazu w celu zapobiegania tworzeniu się hydratów w orurowaniu przed osuszeniem;
- stacji potrzeb własnych – tu następuje obniżenie ciśnienia oraz pomiar ilości gazu zużywanego w procesach technologicznych (napęd sprężarek, kotłów do wytwarzania ciepła technologicznego).

Kontrola pracy podziemnego magazynu polega na monitorowaniu ilości gazu w zbiorniku i panującego w nim ciśnienia. Służą do tego odwierty kontrolne i obserwacyjne, dzięki którym można również sprawdzić np. skład zgromadzonego paliwa, zawartość wody itp. ■

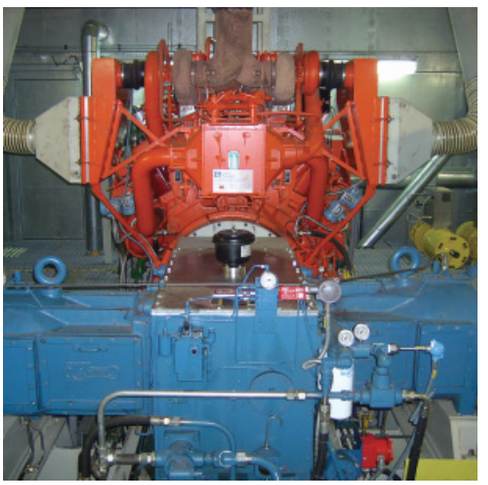


Rys. 1: Współpraca podziemnych magazynów gazu z systemem przesyłowym
Obszar żółty – pobór gazu z podziemnych zbiorników, obszar zielony – wtłaczanie gazu do podziemnego magazynu, linia czerwona – dostawa gazu z importu i źródeł krajowych, linia niebieska – całkowite zużycie gazu przez odbiorców



Rys. 2: Wykorzystanie podziemnych magazynów gazu

KRIO-SERWIS Sp. z o.o.
63-430 Odolanów, ul. Krotoszyńska 148
tel. +48 62 737 48 30, fax +48 62 737 48 36
e-mail: krio-serwis@krio-serwis.com.pl
www.krio-serwis.com.pl



HISTORIA

Historia Spółki KRIO-SERWIS wpisuje się w tło intensywnych poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu na terenach Niżu Polskiego na początku lat 60. XX wieku. Prowadzone w południowo-zachodniej Polsce badania i wiercenia udokumentowanych zasobów, doprowadziły do budowy kopalń pozwalających na pozyskanie pierwszych metrów sześciennych gazu. Złoża eksploatowane w tym regionie zawierały oprócz metanu, ponad 40% azotu, a także śladowe ilości helu. Dla wyeliminowania zbędnego balastu (jakim jest azot) i uzyskania w konsekwencji wysokometanowego paliwa gazowego, w latach 70. ubiegłego stulecia wybudowano w Odolanowie instalację odazotowania gazu ziemnego z jednoczesnym odzyskiem helu i jego skraplaniem. Powstały Zakład Odazotowania Gazu – bardziej znany mieszkańcom miasta i okolicy pod nazwą: „Krio" – wchodził w skład Przedsiębiorstwa Państwowego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, przekształconego w 1996 roku w Spółkę Akcyjną Skarbu Państwa w Warszawie. Przyjęty program restrukturyzacji PGNiG S.A. Oddział Zakład Odazotowania Gazu w Odolanowie zainspirował jego pracowników do założenia Spółki. 23 października 2001 roku 36 pracowników powołało zatem Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe KRIO-SERWIS Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością.

DZIAŁALNOŚĆ

Wachlarz usług świadczonych przez Przedsiębiorstwo obejmuje trzy główne kierunki prac konserwacyjnych, przeglądów, napraw i remontów:

- silniki spalinowe napędzane gazem, sprężarki tłokowe gazu Ariel, Dresser Rand i Superior, motosprężarki Cooper Bessemer, silniki gazowe Waukesha;
- układy: sterowania procesami przemysłowymi, pomiarów natężenia przepływu gazu oraz sterowania zestawami sprężarkowymi, elektroniczną i pneumatyczną aparaturą kontrolno-pomiarową; wykonywanie pomiarów elektrycznych rezystancji izolacji i uziemień, impedancji pętli zwarcia, skuteczności zerowania na obiektach i instalacjach technologicznych;
- instalacje technologiczne w tym kriogeniczne wraz z urządzeniami, jak turbiny ekspansyjne, wymienniki, podgrzewacze, pompy i zawory; na zlecenie i w oparciu o dostarczoną dokumentację realizowane są przez fachowców konstrukcje stalowe i instalacje rurociągów z zastosowaniem technologii spawalniczych.

Przedsiębiorstwo realizuje ponadto obsługę bieżącą autocystern do przewozu ciekłego i gazowego helu, metanu i azotu oraz legalizację urządzeń do pomiarów długości i kąta.

INWESTYCJE I ROZWÓJ

Obecnie Spółka prowadzi szereg inwestycji w środki trwałe niezbędne do unowocześnienia parku maszynowego, przystosowania pomieszczeń i stanowisk pracy do prowadzonej działalności oraz zapewnienia warunków bezpieczeństwa. Nieustannie doskonali System Zarządzania Jakością, wdraża kolejne segmenty produkcji, a także poszukuje dywersyfikacji usług i pozyskuje partnerów do współpracy oraz nowe rynki zbytu. W najbliższej przyszłości planowane są inwestycje związane z wyposażeniem Spółki do wykonywania nowych zadań oraz budową nowej siedziby. Podjęte muszą zostać również kroki do zdobycia i wykorzystania unijnych środków pomocowych. Strategia i kierunki dalszego rozwoju Firmy realizowane są poprzez podejmowanie licznych działań mających na celu umocnienie pozycji Spółki i jej konkurencyjności na rynku.

dystrybucja gazu ziemnego

Kolejnym etapem na drodze gazu ziemnego od źródła do odbiorcy jest transportowanie paliwa siecią dystrybucyjną, pod średnim (10-500 kPa) lub niskim ciśnieniem (poniżej 10 kPa). W tym przypadku odległości są znacznie mniejsze niż w sieci przesyłowej. Ilość przepływającego gazu również jest znacznie mniejsza i bezpośrednio wynika z wielkości zapotrzebowania na gaz przez różne grupy odbiorców.

Dużą trudnością jest precyzyjne określenie zapotrzebowania na gaz przez niewielkie grupy odbiorców, zwłaszcza komunalnych. Problem ten pojawia się dwukrotnie: po raz pierwszy w fazie projektowania sieci rozdzielczej, w związku z koniecznością odpowiedniego doboru wewnętrznej średnicy rur, co jest niezbędne w celu zapewnienia minimalnej wartości ciśnienia w każdym punkcie sieci oraz optymalizacji kosztów materiałów. Po raz drugi problem występuje podczas eksploatacji, w momencie kontraktowania strumienia gazu przez spółkę dystrybucyjną.

SIEĆ DYSTRYBUCYJNA – WCZORAJ I DZIŚ

Jeszcze kilkanaście lat temu sieci dystrybucyjne były budowane z rur stalowych. W celu łatwiejszego ich montażu produkowane były specjalne kształtki umożliwiające zmianę średnicy, kierunku lub przyłączenie odgałęzienia. Poważnym problemem była ochrona gazociągów przed korozją, powodowaną przez tzw. prądy błądzące, pochodzące od trakcji elektrycznej w miastach lub wynikającą z nieodpowiedniego wykonania warstw ochrony biernej (nakładanych na rury na placu budowy bezpośrednio przed ułożeniem w wykopie), a także skomplikowane układy sieci energetycznej.

Od kilkunastu lat sieć dystrybucyjna – w odróżnieniu od sieci przesyłowych – budowana jest z rur polietylenowych, mających kilka zalet, których brak rurom stalowym. Podstawową jest odporność na korozję, poza tym rury polietylenowe mają porównywalną ze stalowymi wytrzymałość na rozciąganie, zdecydowanie mniejszą chropowatość wewnętrzną (co obniża opory przepływu gazu i zmniejsza straty ciśnienia), dużo większą zdolność do wydłużenia liniowego (korzystnego np. na terenach zagrożonych szkodami górniczymi), a także znacznie prostszy sposób łączenia poszczególnych odcinków. Rury polietylenowe łączone są poprzez zgrzewanie, które wykonywane jest w dwóch technologiach:

- zgrzewanie tzw. doczołowe – po wstępnym przygotowaniu krawędzi rury (sfrezowaniu, aby otrzymać płaszczyznę prostopadłą do osi rury) przy pomocy płyty grzejnej nagrzewa się płaszczyzny czołowe, a następnie dociska je do siebie;
- zgrzewanie elektrooporowe – do łączenia rur wykorzystuje się specjalne kształtki z zatopionym drutem oporowym, który podczas przepływu prądu rozgrzewa się, powodując przejście materiału rury oraz złączki w stan plastyczny i połączenie obu elementów.

Zgrzewanie jest bardzo proste, gdyż producenci w pełni je automatyzują przez zapisanie wszystkich parametrów procesu w kodzie kreskowym materiału. Zadaniem operatora jest jedynie oczyszczenie elementów zagrzewanych, umieszczenie ich w złączce i podłączenie elektrod zgrzewarki.

„RMA POLSKA" sp. z o.o.
59-225 Chojnów, ul. Łużycka 14
tel. +48 76 819 12 32
fax +48 76 819 13 12
e-mail: sales@rma.com.pl, rma@rma.com.pl

RMA Polska Sp. z o.o. jako spółka-córka Firmy RMA założona została w sierpniu 1996 roku.
Od samego początku jesteśmy producentem osprzętu i armatury gazowej, m.in:
- monobloków izolacyjnych;
- śluz nadania/odbioru tłoka;
- zamknięć szybkorozłącznych;
- zbiorników ciśnieniowych i bezciśnieniowych;
- regulatorów ciśnienia gazu;
- złączy rurowych;
- elementów do budowy zaworów;
- części do zabudowy w napędach zaworów.

W swojej ofercie posiadamy również:
- gazomierze ultradźwiękowe;
- kurki i zasuwy;

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO TÜVRheinland® Precisely Right. TÜV SÜD DVGW

- zawory PE;
- przejścia PE/Stal;
- przyłącza domowe gazu.

Jako firma produkcyjna oferujemy następujące usługi:
- obróbka skrawaniem standardowa;
- cięcie i wypalanie materiałów;
- obróbka toczenia precyzyjnego CNC;
- obróbka frezowania, wiercenia, gwintowania CNC;
- obróbka plastyczna na zimno;
- spawanie konstrukcji;
- spawania obwodowe i wzdłużne pod topnikiem;
- pokrywanie tworzywami drobnych elementów stalowych;
- zwijanie blach.

Zapraszamy do współpracy i odwiedzenia naszej strony internetowej: www.rma.com.pl

Nowe sieci dystrybucyjne budowane są dla ciśnienia średniego (powyżej 10 kPa) ze względu na możliwości dostarczania większej objętości gazu przy tych samych średnicach wewnętrznych. Tym, co odróżnia w budowie współczesne sieci dystrybucyjne, jest także inny układ topologiczny w porównaniu z sieciami przesyłowymi. Bardzo często są to układy sieci pierścieniowych, które w znaczny sposób poprawiają niezawodność dostaw gazu do odbiorcy. Dzieje się tak dzięki możliwości dopływu gazu z dwóch kierunków takiego pierścienia. Układy takie mają również korzystny wpływ na rozkład ciśnienia w sieci, i w związku z tym umożliwiają przyłączenie większej liczby odbiorców.

Modernizacja sieci dystrybucyjnych rurami polietylenowymi (wymuszona stanem technicznym) umożliwiła znaczne zwiększenie maksymalnego ciśnienia i tym samym powiększenie ich przepustowości. Niejednokrotnie spowodowało to „przejście" sieci z zakresu ciśnień niskich do średnich. W niektórych przypadkach odmłodzenie sieci odbywało się z użyciem nowych technologii (np. relining lub swagelining). Polegają one na wprowadzeniu (wciągnięciu) do wnętrza starego gazociągu rury polietylenowej. Powoduje to, co prawda, nieznaczne zmniejszenie przekroju, lecz podniesienie ciśnienia rekompensuje ten ubytek i umożliwia zwiększenie przepustowości.

Fot.: Typowa stacja redukcyjno-pomiarowa

Niewątpliwą zaletą gazociągów polietylenowych jest również możliwość przeprowadzenia różnych prac, np. konserwatorskich, przyłączeniowych, bez wyłączania fragmentów instalacji z eksploatacji. Dzięki zastąpieniu łączenia spawanego złączem zgrzewanym nie ma potrzeby usuwania gazu z odcinka, na którym prowadzone są roboty, a także możliwe jest wykonanie otworu w głównej rurze bez przerywania dostaw gazu.

WYPOSAŻENIE I ROLA STACJI GAZOWYCH

Stacje gazowe są elementami sieci dystrybucyjnej i razem z systemem gazociągów pełnią rolę lokalnych źródeł zasilania mniejszych obszarów. Są one projektowane na konkretną przepustowość, ciśnienie wlotowe i wylotowe gazu oraz łączną moc zasilanych urządzeń. Dzielimy je na kilka grup w zależności od pełnionych funkcji:

- stacje redukcyjne – przeznaczone do redukcji ciśnienia gazu, wyposażone w co najmniej dwa ciągi redukcyjne z regulacją automatyczną, każdy o przepustowości stacji, przy czym jeden z nich powinien być ciągiem rezerwowym wraz z zainstalowanymi zabezpieczeniami przed wzrostem i spadkiem ciśnienia;
- stacje pomiarowe – służące do pomiarów strumienia objętości, masy lub energii gazu;
- stacje redukcyjno-pomiarowe – pełniące rolę stacji redukcyjnych oraz pomiarowych;
- stacje redukcji gazu na przyłączu – ich wejściem jest przyłącze o odpowiednich parametrach. W przypadku ciśnienia zasilania przyłącza w zakresie 0,01MPa do 0,5MPa oraz strumienia objętości gazu Qmax 60m^3/h – instalacja nazywana jest punktem redukcyjnym lub punktem redukcyjno-pomiarowym, w sytuacji zainstalowania urządzenia pomiarowego.

Ze względu na stopień redukcji ciśnienia gazu stacje redukcyjne dzielimy na:

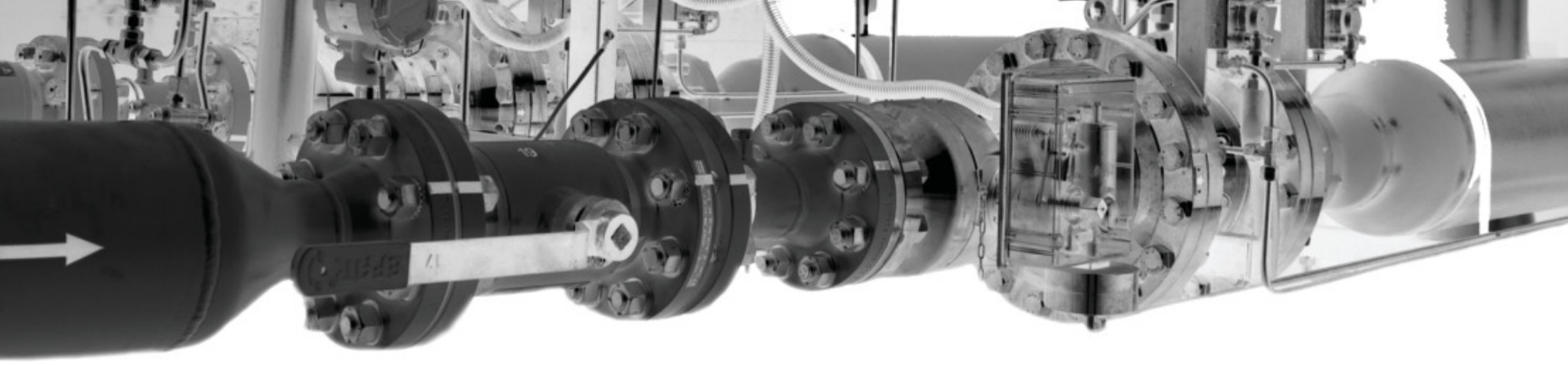
- stacje redukcyjne pierwszego stopnia – stacje wysokiego ciśnienia zasilające sieci gazowe średniego ciśnienia;
- stacje redukcyjne drugiego stopnia – stacje średniego ciśnienia zasilające sieci gazowe niskiego ciśnienia.

Stacje gazowe umieszczone są zazwyczaj na zewnątrz budynków. W przypadku, gdy maksymalne ciśnienie robocze na wejściu do stacji nie przekracza 0,5 MPa (czyli z instalacji średniego ciśnienia), a strumień objętości paliwa gazowego nie przekracza 200 m^3/h, mogą one być zlokalizowane w kotłowniach lub w pomieszczeniach technicznych wolno stojących budynków.

Głównym zadaniem stacji redukcyjno-pomiarowej jest utrzymanie zadanego ciśnienia gazu na wyjściu ze stacji poprzez jego redukcję i kompensacje ewentualnych wzrostów ciśnienia w sieci gazowej, a także – poprzez zastosowanie telemetrycznych urządzeń pomiarowych – zdalny monitoring wartości przepływu gazu.

Typowa stacja redukcyjno-pomiarowa drugiego stopnia wyposażona jest w:

- reduktory ciśnienia z wbudowanymi zaworami szybkozamykającym i upustowym, zmniejszające ciśnienie gazu z 0,5MPa (5 bar) do 10 kPa (100 mbar);
- manometry rejestrujące ciśnienie przed urządzeniem mierzącym strumień objętości przepływającego gazu oraz za reduktorami ciśnienia;



Regulacyjne Urządzenia Gazowe Instalacyjne, Armatura

RUGIA

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO

Przez nasze stacje przepływa nie tylko gaz, lecz również 18 lat doświadczenia, wiedzy i pasji.

Zapewniamy:

kompleksowe wykonanie zadań gazowych na terenie całej Polski. Nasze produkty cechuje wysoka jakość potwierdzona certyfikatem ISO 9001:2009 oraz ISO 3834-2:2007. Dzięki innowacyjnemu podejściu dostosowujemy nasze stacje do indywidualnych potrzeb klienta.

W naszej ofercie znajdą Państwo:

- stacje gazowe I i II stopnia
- stacje i zespoły gazowe podziemne
- zespoły gazowe na przyłączu
- punkty gazowe
- układy telemetrii
- układy zaporowo-upustowe
- armatura gazownicza
- projektowanie stacji
- usługi serwisowe

www.rugia.com.pl

RUGIA Sp. z o.o. Sp.k.
ul. Zacisze 13
65-775 Zielona Góra

TEL: 68 324 51 71
FAX: 68 324 55 48
E-MAIL: rugia@rugia.com.pl

KRS: 0000271997
NIP: 929-177-10-42
REGON: 080155430

- czujnik temperatury z przetwornikiem zainstalowany przed urządzeniem mierzącym strumień objętości przepływającego gazu;
- urządzenie pomiarowe rejestrujące strumień objętości przepływającego gazu z możliwością telemetrycznego przekazania stanu gazomierza przez GSM;
- automatyczny zawór odcinający przepływ gazu (elektrozawór);
- wydmuchowe zawory upustowe chroniące przed wzrostem ciśnienia mogącym spowodować zadziałanie zaworu bezpieczeństwa i zamknięcia dostaw gazu na skutek wzrostu temperatury, przy braku przepływu gazu;
- filtr przeciwpyłowy służący do filtracji gazu, zabezpieczający gazomierze, reduktory oraz odbiorniki gazu przed uszkodzeniem;
- opcjonalnie odwadniacz do gromadzenia skroplin wytrącających się z paliwa gazowego zainstalowane na wejściu do stacji gazowej wspólnie z filtrem gazowym.

OPOMIAROWANIE PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI GAZU

Gazomierze znajdujące się u odbiorców będących gospodarstwami domowymi zliczają ilość metrów sześciennych gazu, które pobrał odbiorca. Liczniki przemysłowe zliczają natomiast:

- przepływ gazu w warunkach pomiaru [m^3];
- ciśnienie gazu [kPa];
- temperaturę gazu [st. C];
- przepływ gazu przeliczony na warunki normalne [m^3];
- czasami również mierzona jest temperatura otoczenia.

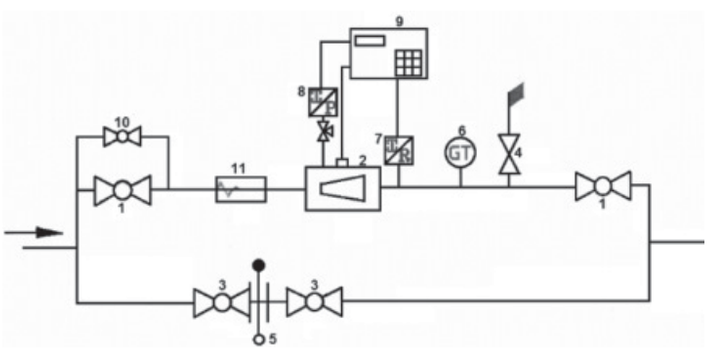
Metody wykorzystujące pomiar objętości i prędkości nie dają dokładnej informacji o ilości gazu, ponieważ ten parametr silnie zależy od wartości ciśnienia i temperatury. Generalnie do rozliczeń w przesyle i dystrybucji gazu używana jest wartość przepływu gazu przeliczonego na warunki normalne.

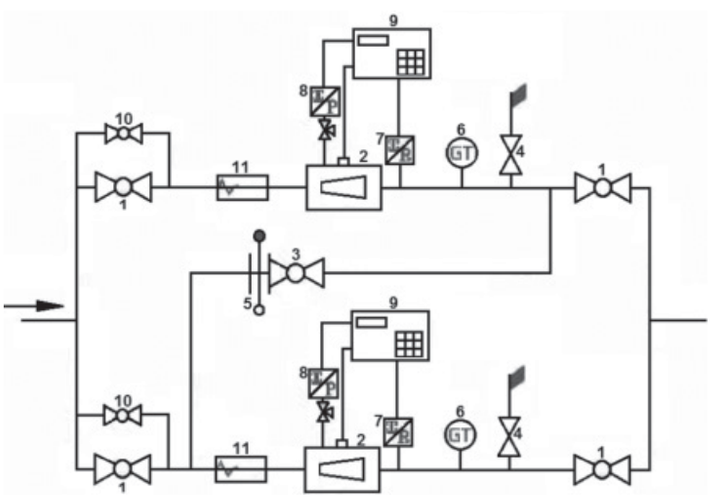
W stacjach stosuje się różne układy pomiarowe. Układ U-1 jest to taki, w którym znajduje się tylko jeden gazomierz pomiarowo-rozliczeniowy. Zatem nie ma problemu z wyznaczeniem ilości przepływającego gazu. W układzie pomiarowym U-2 są dwa gazomierze robocze, z których jeden zwykle przeznaczony jest do pomiarów mniejszych przepływów gazu występujących w sezonie letnim, natomiast drugi – do większych przepływów gazu w sezonie zimowym. Możliwa jest również praca, w którym jeden gazomierz służy do kontroli wskazań drugiego urządzenia. Spotykane są również układy U-3 z trzema gazomierzami. Przy gazomierzach znajdują się tzw. przeliczniki. Odczytują one wskazanie i na podstawie ciśnienia oraz temperatury przeliczają objętość z warunków pomiaru na warunki normalne. Dopiero taka wartość jest wykorzystywana do późniejszych rozliczeń. Takie pomiary umożliwiają kontrolowanie przesyłu gazu w sieci gazowej.

PRZYŁĄCZA I REDUKTORY

Zanim gaz dotrze do odbiorców, musi przepłynąć przez ostatnie elementy sieci oraz armaturę gazową, która zapewnia bezpieczną eksploatację urządzeń, w tym m.in. znajdujących się w mieszkaniach kuchenek gazowych.

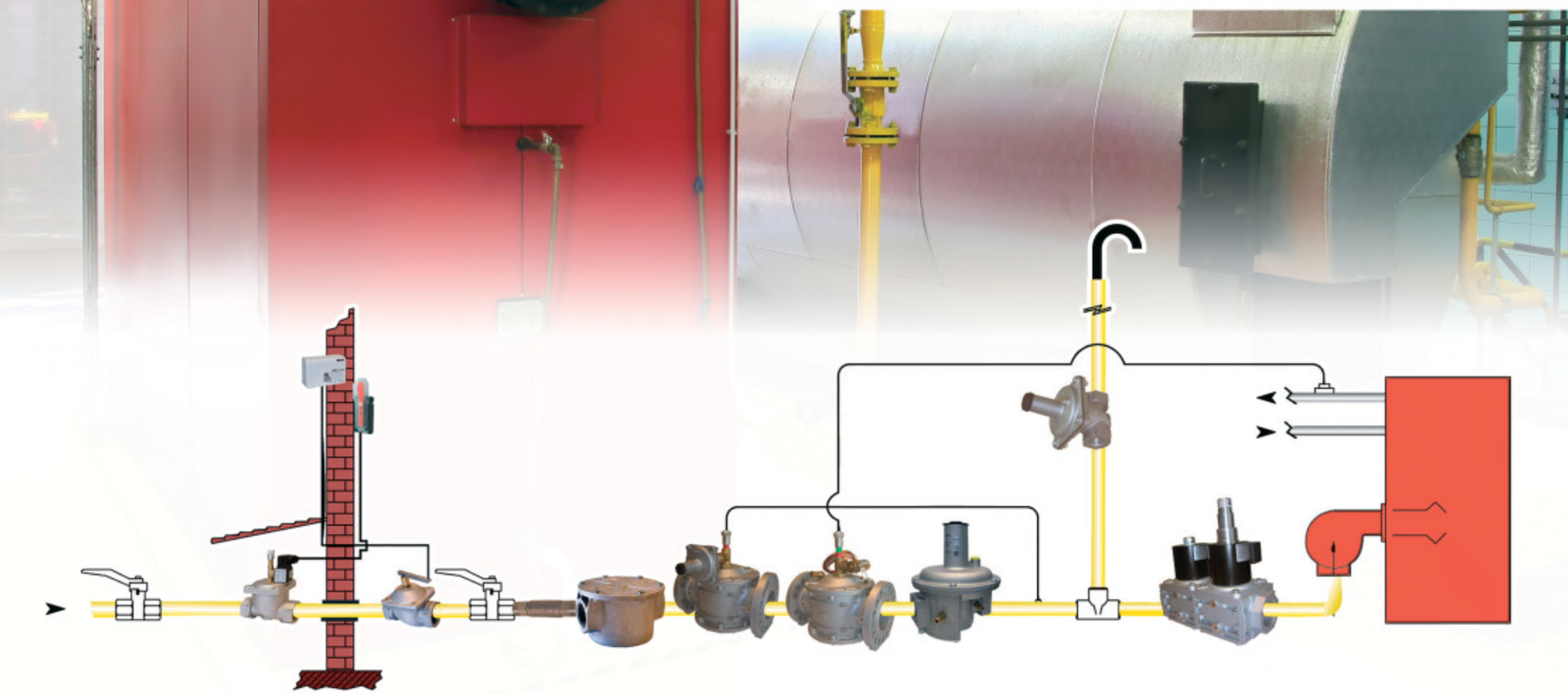
Końcową częścią sieci gazowej jest przyłącze doprowadzające gaz do gospodarstwa domowego lub drobnego zakładu przemysłowego. Przyłącze to prosty (nierozgałęziony) odcinek rury prowadzący od gazociągu dystrybucyjnego do głównego zaworu gazu. Zawór ten stanowi granicę pomiędzy siecią dystrybucyjną a instalacją gazową znajdującą się wewnątrz budynku.





Rys. 1. Układ pomiarowy U – 1 Rys. 2. Układ pomiarowy U–2
Opis schematów układów pomiarowych U–1 i U–2:
1. Zawór kulowy układu pom.,
2. Gazomierz turbinowy,
3. Zawór kulowy obejścia układu pom.,
4. Zawór odpowietrzający,
5. Zaślepka – okular,
6. Gniazdo termometru kontrolnego,
7. Przetwornik temperatury,
8. Przetwornik ciśnienia,
9. Przelicznik objętości,
10. Obejście (ang. by-pass),
11. Prostownica strumienia.

giuliani anello



ARMATURA GAZOWA

WATTS INDUSTRIES

A Division of Watts Water Technologies Inc.

WATTS Industries Polska Sp. z o.o.

ul. Puławska 40A, 05-500 Piaseczno

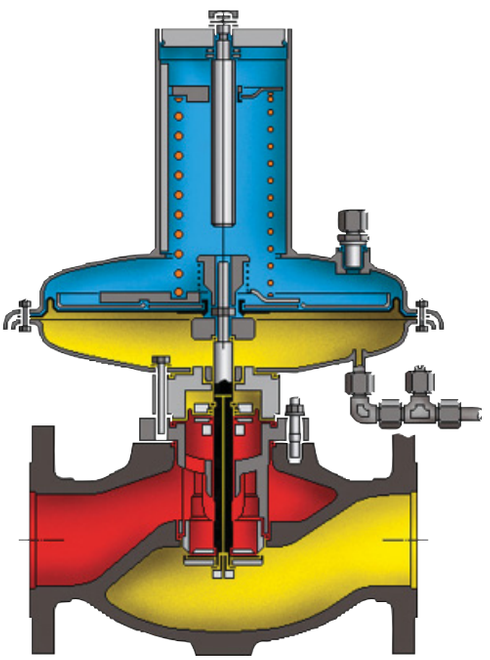
telefon: (+48 22) 702 68 60 telefax: (48 22) 702 68 61

e-mail: biuro@wattsindustries.com

internet: www.wattsindustries.pl

Paliwo gazowe w większości przypadków (zarówno jeśli chodzi o odbiorców komunalnych, rzemiosło, niewielki przemysł, jak i duże elektrownie) jest zużywane w taki sam sposób, tzn. na końcu długiej drogi przepływu gazu zawsze znajduje się palnik. Spalając gaz, przetwarzamy jego energię chemiczną w energię cieplną, która ogrzewa pomieszczenia, podgrzewa wodę na herbatę lub do mycia. Oprócz spalania gaz ziemny może być wykorzystany w dużych zakładach chemicznych jako półprodukt do uzyskania np. gazu syntezowego lub do produkcji nawozów sztucznych.

Aby palnik mógł dobrze spełniać swoją funkcję, należy dostarczyć gaz pod odpowiednim ciśnieniem i w takiej ilości, by mogła być zapewniona jego moc cieplna. W przypadku niewielkich palników zainstalowanych w urządzeniach domowych (kuchenka gazowa, gazowy grzejnik przepływającej wody czy kocioł centralnego ogrzewania) nadciśnienie gazu na wylocie palnika nie może być niższe niż 1,5 kPa, ale również nie wyższe niż 5 kPa. Z tego względu konieczne jest zainstalowanie reduktora gazu albo przy głównym zaworze, albo w stacji gazowej drugiego stopnia (pomiędzy sieciami rozdzielczymi średniego i niskiego ciśnienia).



Rys.: Przekrój reduktora gazu
Kolory: czerwony – obszar ciśnienia przed redukcją, żółty – obszar ciśnienia po redukcji, niebieski – obszar ciśnienia atmosferycznego

Reduktor gazu, którego przekrój ilustruje powyższy rysunek, spełnia dwie podstawowe funkcje: obniża ciśnienie do wymaganej wartości (ustawionej z wykorzystaniem sprężyny lub poprzez mniejszy reduktor sterujący, tzw. pilot) oraz utrzymuje to ciśnienie na stałym poziomie, niezależnie od zmian ciśnienia zasilania (po stronie wyższego ciśnienia) czy od strumienia przepływającego gazu. Zmiany ilości przepływającego gazu mogą wynikać ze zmian strumienia zasilania oraz objętości odbieranego gazu po obniżeniu ciśnienia. Elementem wykonawczym jest tak zwany grzybek, znajdujący się w gnieździe zaworu. Przez zwiększanie lub zmniejszanie odległości (szczeliny) między tymi elementami uzyskuje się mniejszy lub większy stopień redukcji ciśnienia. Natomiast układ regulacyjny prostego reduktora składa się ze sprężyny – jako głównego elementu napędowego reduktora – oraz dwóch membran: głównej (pomiędzy obszarami ciśnienia po redukcji i ciśnienia atmosferycznego) i odciążającej (pomiędzy obszarami ciśnienia przed i po redukcji).

Wzrost ciśnienia po stronie wysokiego ciśnienia powoduje zwiększenie otwarcia zaworu i przepływu gazu, co z kolei wpływa na zmniejszenie ciśnienia przed redukcją. W przypadku zmian po stronie niższego ciśnienia regulacja odbywa się analogicznie. Na przykład, jeżeli odbierana jest duża ilość gazu, maleje jego ciśnienie, co z kolei powoduje większe otwarcie zaworu, dopłynięcie dodatkowych objętości gazu i wzrost ciśnienia. Reduktor ciśnienia pełni więc jednocześnie rolę reduktora i regulatora, za którego pomocą można nastawić ciśnienie gazu na wyjściu z urządzenia na określoną wartość. W tym celu, aby zredukować ciśnienie gazu, dokręca się śrubę regulującą zamontowaną na reduktorze, co powoduje dociśnięcie sprężyny na element wykonawczy i obniżenie ciśnienia.

Niektóre reduktory ciśnienia wyposażone są w zintegrowane, działające bezpośrednio (bez energii pomocniczej) mechaniczne zawory bezpieczeństwa umożliwiające automatyczne odcięcie przepływu gazu w przypadku przekroczenia ustawionego zakresu ciśnienia minimalnego i maksymalnego – na przykład na skutek zbyt gwałtownego spadku ciśnienia po stronie instalacji niskiego ciśnienia (zredukowanego) w wyniku rozszczelnienia instalacji.

INSTALACJA GAZOWA

Zadaniem instalacji gazowej jest rozprowadzenie paliwa do wszystkich urządzeń zasilanych tym rodzajem paliwa. Początkiem instalacji gazowej jest główny zawór gazu. Bywa do niej również zaliczany gazomierz, który stanowi własność dostawcy gazu, a umieszczany jest za głównym zaworem ze względów bezpieczeństwa.

Głównymi elementami instalacji gazowej są:

- przewody rozprowadzające, czyli poziome odcinki rur łączące główny zawór z pionami gazowymi;
- piony gazowe, doprowadzające paliwo na poszczególne kondygnacje budynku.

Rury muszą być wykonane ze stali lub z miedzi (nie ma mowy o rurach polietylenowych lub jakichkolwiek wężach). Dobrze zaprojektowana instalacja, zapewniająca bezpieczną eksploatację urządzeń gazowych, musi uwzględniać spadek ciśnienia gazu podczas przepływu rurami, ale również odzysk (wzrost wartości) ciśnienia przy przepływie pionami gazowymi. Dzieje się tak z powodu mniejszej gęstości gazu ziemnego od powietrza, czyli naturalnej skłonności gromadzenia się lżejszego gazu powyżej cięższego.

Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa Sp. z o.o.
41-807 Zabrze, ul. Pyskowicka 31
tel. +48 32 376 19 99
fax +48 32 376 22 70
e-mail: sekretariat@gzog.pl
www.gzog.pl

Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrzu działa na rynku od grudnia 2000 roku. Firma powstała w wyniku restrukturyzacji Górnośląskiej Spółki Gazownictwa w Zabrzu. Wychodząc naprzeciw zmieniającym się wymogom rynku, w 2012 roku udoskonaliliśmy system swojej działalności oraz podnieśliśmy jakość świadczonych usług. Obecnie zatrudniamy 140 wywodzących się z branży pracowników, posiadających duże doświadczenie oraz potencjał. Opierając się na wysoko wykwalifikowanej kadrze oraz bogatym zapleczu technicznym, firma stara się w pełni sprostać oczekiwaniom swoich Klientów.

Od 2001 roku spółka posiada certyfikowany System Zarządzania Jakością wg normy ISO 9001.

Ponadto posiadamy certyfikowany przez Instytut Spawalnictwa system jakości spawania materiałów metalowych wg normy ISO 3834-2.

Wszelkie prace związane z produkcją stacji prowadzone są przez fachowców posiadających stosowne uprawnienia nadane przez Urząd Dozoru Technicznego oraz Instytut Spawalnictwa, a nadzór nad ich prawidłowością prowadzony jest przez wykwalifikowaną kadrę inżynierską.

Realizujemy inwestycje „pod klucz" – od projektu do odbioru końcowego.

Oferujemy usługi w zakresie:
- projektowym;
- budowy i serwisu stacji CNG, LCNG;
- budowy i serwisu instalacji LNG;
- dostawy i montażu turbosprężarek oraz sprężarek śrubowych;
- instalacji sprężonego powietrza w zakładach przemysłowych;
- budowy i remontów stacji gazowych, rurociągów stalowych oraz rurociągów PE;
- renowacji rurociągów metodami: Compact Pipe, Relining, Primus Line;
- redukcji – obsługa stacji redukcyjno-pomiarowych I° i II°;
- pomiarowym – obsługa i serwis układów pomiarowych;
- systemów automatyki przemysłowej i programowania sterowników PLC;
- legalizacji gazomierzy, wzorcowania manometrów, naprawy rejestratorów;
- energetycznym: linie kablowe, stacje transformatorowe, instalacje;
- robót ogólnobudowlanych, usług stolarskich;
- obróbki skrawaniem i prac ślusarskich;
- prób ciśnieniowych do ciśnienia 400 bar.

Produkujemy:
- bezpompową nawanialnię gazu ziemnego VAPORINI;
- zbiorniki ciśnieniowe;
- elektrody odniesienia;
- uniwersalne słupki pomiarowe;
- konstrukcje stalowe.

Posiadamy bogate zaplecze sprzętowe: samochody ciężarowe, koparko-ładowarki, sprężarki powietrza do 30 bar, tokarki, frezarki, agregaty prądotwórcze, pompy do prób hydraulicznych na ciśnienie 400 bar.

Naszymi klientami są między innymi:
- PGNiG SA;
- OGP Gaz-System S.A.;
- PSG Sp. z o.o.;
- ArcelorMittal Poland S.A.;
- PGE S.A.;
- Fiat Auto Poland S.A.;
- ENESTA Sp. z o.o.;
- Synthos Dwory 7 Sp. z o.o. s.j.;
- Odlewnia „CEMA- MYSTAL" Sp. z o.o.;
- NITROERG S.A., Fortum Bytom S.A.;
- ZW Lhoist S.A.;
- PKM Sp. z o.o. w Tychach;
- Grupa LOTOS S.A.

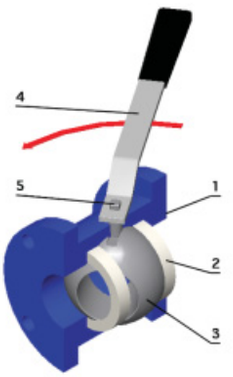
W budynkach mieszkalnych nie ma wymogu instalowania detektorów gazu ziemnego lub LPG, choć oczywiście ze względów bezpieczeństwa często montowane są odpowiednie czujniki. W przypadku gazu sieciowego (którego głównym składnikiem jest metan, a sam gaz jest lżejszy od powietrza) czujniki muszą się znajdować pod sufitem pomieszczenia. Natomiast w budynkach z instalacją zasilaną gazem ciekłym urządzenia te umieszcza się przy podłodze, ze względu na dużą gęstość propanu i butanu, większą niż powietrza.

W sytuacji występowania nieszczelności w instalacji gazowej, pogotowie gazowe posługuje się przenośnym detektorem gazu w celu lokalizacji wycieku gazów palnych takich jak propan-butan lub metan. Czułość takiego urządzenia zaczyna się już od 50 ppm (0,005%), co pozwala na szybką lokalizację każdego wycieku w bardzo krótkim czasie.

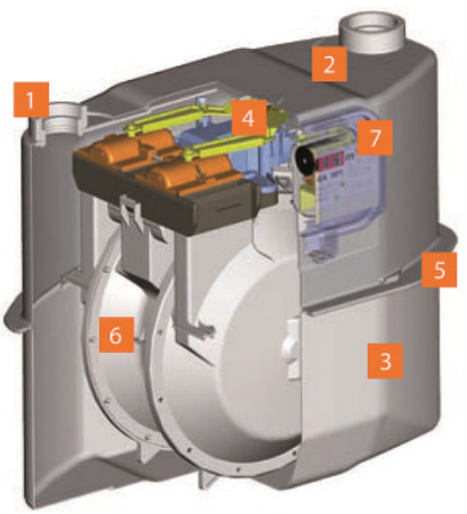
W pomieszczeniach, w których łączna nominalna moc cieplna zainstalowanych urządzeń gazowych jest większa niż 60 kW (kotłownie, budynki użyteczności publicznej, obiekty przemysłowe czy zabudowa wielorodzinna itp.), należy stosować system nadzoru oparty o instalację sygnalizacyjno-odcinającą dopływ gazu. Taki aktywny system bezpieczeństwa instalacji gazowej służy do automatycznego zamknięcia dopływu gazu do instalacji, w obrębie której nastąpił jego wyciek. Realizuje się to przez współpracujące ze sobą następujące urządzenia:

- detektor gazu;
- moduł alarmowy;
- zawór elektromagnetyczny;
- sygnalizator akustyczno-optyczny.

Detektor w momencie wykrycia gazu przekazuje sygnał do modułu alarmowego, który z kolei wysyła sygnał do zaworu elektromagnetycznego (i zamyka go) oraz do sygnalizatora akustyczno-optycznego. Przekładem jest system alarmowy z modułem firmy GAZEX. Stosowany w nim dwuprogowy detektor gazu oparty jest o sensor półprzewodnikowy. Pierwszy próg ustawiony jest dla 10% DGW (tzn. stężenie metanu odpowiadające 0,01% dolnej granicy wybuchowości), a drugi próg na 40% DGW. Dopuszczalne jest chwilowe stężenie metanu na poziomie 100% DGW.



Rys.: Przekrój przez zawór kulowy pełno przelotowy: 1 – korpus zaworu, 2 – gniazda (uszczelnienie), 3 – kula, 4 – dźwignia, 5 – oś obrotu zaworu



Rys.: Przekrój gazomierza miechowego
1 – króciec dolotowy, 2 – króciec wylotowy, 3 – obudowa, 4 – pantografowy układ przysłon i ogranicznik biegu wstecznego, 5 – zagniatane połączenie obudowy, 6 – komory pomiarowe, 7 – liczydło

Natomiast zawór elektromagnetyczny klapowy, będący elementem składowym urządzenia sygnalizacyjno-odcinającego, pewnie i skutecznie odcina dopływ gazu do instalacji (w ciągu jednej sekundy) w chwili wykrycia przez detektory jego obecności w pomieszczeniu. Zawór powinien być instalowany poza budynkiem (między kurkiem głównym a wprowadzeniem przewodu do budynku) i po automatycznym zamknięciu otwierany jest tylko ręcznie za pomocą specjalnego klucza.

GAZOMIERZE I ZAWORY

Do rozliczania zużytego gazu służą urządzenia pomiarowe zwane gazomierzami, które podzielone są na dwie grupy, w zależności od zasady działania:

- objętościowe – pomiar sprowadza się do rejestrowania krotności napełnienia komory pomiarowej o znanej objętości. Do tej grupy zaliczane są gazomierze miechowe, rotorowe czy precyzyjne gazomierze bębnowe (stosowane w laboratoriach);
- szybkościowe – tu mierzona jest szybkość przepływu gazu przez skalibrowany odcinek pomiarowy. Są to gazomierze turbinowe, ultradźwiękowe, wirowe.

W gazowych instalacjach, tzn. w naszych mieszkaniach, zamontowane są tylko gazomierze miechowe. Budowę takiego urządzenia pokazuje w przekroju rysunek obok. Gaz dopływający do gazomierza wpływa tzw. króćcem dolotowym (1) i wypełnia wnętrze obudowy (3), w której znajduje się układ pomiarowy (6). Tworzą go dwie identyczne komory o znanej objętości, przedzielone wewnątrz elastyczną membraną. W górnej części znajdują się otwory służące do napełniania komór pomiarowych, które są cyklicznie przysłaniane i otwierane przez specjalny układ pantografowy. Podczas gdy jedna część komory jest napełniana, druga jest opróżniana do przewodu odprowadzającego, połączonego z króćcem wylotowym (2). Równocześnie ruch przysłony, z użyciem sprzęgła magnetycznego, przenoszony jest na liczydło wskazujące zużycie gazu. Ruch membran wewnątrz komór pomiarowych wymuszony jest nadciśnieniem gazu przy wlocie do gazomierza. Urządzenie jest wyposażone zarówno w blokady zabezpieczające przed możliwością cofnięcia wskazań licznika, jak i przed przepływem gazu w kierunku przeciwnym. Obecnie gazomierze miechowe wyposażone są

Itron

Grupa Itron jest światowym liderem w produkcji i sprzedaży urządzeń pomiarowych i rozwiązań technologicznych związanych z gromadzeniem danych oraz systemów wspomagających zarządzanie energią. Współpracujemy z ponad 8 000 instytucji na świecie, które zaufały naszej technologii, aby optymalnie wykorzystywać i dostarczać energię oraz wodę.

Wśród naszych produktów znajdują się liczniki energii elektrycznej, gazu, wody oraz energii cieplnej; systemy zbierania danych i komunikacji, w tym systemy automatycznego zdalnego odczytu danych pomiarowych z liczników (systemy AMR) oraz systemy dla zaawansowanych infrastruktur pomiarowych (AMI).

www.itron.pl

Itron Polska Sp. z o.o. | 30-702 Kraków, ul. T. Romanowicza 6 | tel.: +48 12 257 10 27 do 29 | gaz@itron.pl

także w nadajnik impulsów umożliwiający sczytywanie zużycia gazu za pomocą dodatkowego urządzenia (rejestratora impulsów) i dalsze przetwarzanie na urządzeniach elektronicznych.

W zależności od zużycia gazu w gospodarstwie domowym (opisanego w taryfie gazowej) instalowane są gazomierze miechowe o różnej wielkości. Te najmniejsze, typu G1,6, umożliwiają pomiar od 0,016 m^3/h do 2,5 m^3/h, a największe, typu G100, mogą zmierzyć pobór gazu w zakresie od 1 m^3/h do 160 m^3/h. Dla zobrazowania tych wielkości dodajmy, że strumień 160 m^3/h odpowiada około 1,6 MW energii cieplnej dla gazu grupy E. Największe urządzenia gazowe instalowane w indywidualnych budynkach mieszkalnych, jakimi są piece centralnego ogrzewania, mogą mieć moc do około 50 kW. Przy pracy z pełną mocą i sprawności dla tradycyjnych kotłów 93% wymagany strumień gazu wynosi około 5,5 m^3/h. W takim przypadku musi być podłączony gazomierz miechowy G4,0 (trzeci w typoszeregu).

Przykładem drugiego typu gazomierzy (szybkościowych) jest przepływomierz działający na zasadzie obracającego się koła turbiny. Obroty koła turbiny są proporcjonalne do objętości przepływającego gazu, a objętość ta jest rejestrowana przez mechaniczne lub elektroniczne liczydło. Łożyska samosmarujące zapewniają, że przepływomierze działają zupełnie bez żadnej konserwacji. Urządzenia te są dostępne w zakresach przepływu gazu od 1,6-16 m^3/h aż do 80-1600 m^3/h w zależności od średnicy dobranego przepływomierza i stosowane są raczej w przemysłowych instalacjach wykorzystujących paliwo gazowe. Przepływomierze wyposażone w liczydło elektroniczne, które prócz normalnej rejestracji objętości łącznej potrafią także wyświetlać tempo przepływu, objętość dnia kluczowego oraz datę dnia kluczowego. Dzięki temu użytkownik może łatwo obliczyć zużycie gazu dla poszczególnej części budynku w wybranym czasie.

Następnym elementem zapewniającym właściwą pracę całego układu zasilania paliwem gazowym, istotnym zwłaszcza dla użytkownika, jest armatura zaporowa. Obecnie w instalacjach gazowych, ale również na sieci gazowej (przy znacznie większych średnicach), stosuje się zawory kulowe. Mają one dwie podstawowe zalety: wysoką szczelność przy zamknięciu, a przy pełnym otwarciu praktycznie nie powodują strat w przepływie gazu. Dodatkową zaletą jest możliwość bardzo szybkiego całkowitego odcięcia przepływu, gdyż uzyskuje się to po obrocie o 90 stopni. Ze względu na to, a także dzięki cichej pracy, wypierają one stosowane wcześniej zawory grzybkowe.

SYSTEMY DO ZDALNEGO ODCZYTU

Połączenie nadajnika impulsów zamontowanego na gazomierzu z rejestratorem impulsów wyposażonym w moduł GSM umożliwia zdalne przekazanie danych pomiarowych do serwera centrum zbiorczego. W zależności od funkcji zamontowanego rejestratora możliwy jest odczyt zużycia gazu, a także temperatury oraz ciśnienia z wyszczególnieniem:

- przepływu chwilowego, godzinowego i innych;
- rejestracji szczytów godzinowych dobowo i miesięcznie;
- konfiguracji i odczytu rejestrów archiwalnych;
- ilości zużytej energii w zależności od kaloryczności zużywanego gazu.

Dodatkową zaletą wprowadzenia już dość powszechnie stosowanych zdalnych odczytów z punktów odbioru gazu dla klientów przemysłowych lub osiedli mieszkaniowych jest przyspieszenie procesu rozliczenia (z kilkunastu do obecnie 1-2 dni), monitorowanie zużycia gazu w trybie *on-line*, ograniczenie strat w sieci dystrybucyjnej spowodowane nieprawidłowym rozliczeniem paliwa gazowego i awariami na sieci oraz zoptymalizowanie wielkości układów pomiarowych do rzeczywistego odbioru gazu.

W gazownictwie najczęściej instaluje się systemy AMR (ang. *Automated Meter Reading*) – zdalnego i automatycznego pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowych. Zazwyczaj posiadają one takie funkcje, jak: możliwość zdalnego odczytania bieżącego wskazania gazomierza oraz danych historycznych. Systemy tego typu powinny dostarczać klientom końcowym oraz spółkom gazowniczym i innym uprawnionym podmiotom aktualne i archiwalne dane pomiarowe o wielkości zużycia gazu, pozwalając na racjonalizację zużycia i dostaw.

Warto podkreślić, że gazomierze w odróżnieniu od liczników energii nie mają zapewnionego stałego zasilania z sieci elektroenergetycznej. Zazwyczaj nie są one zasilane z sieci, tylko z baterii, która powinna wystarczyć na 8-15 lat pracy takiego urządzenia. Dlatego też nie mogą być stale odczytywane oraz konieczne jest zarządzanie zużyciem energii.

Niektóre systemy zdalnego odczytu gazomierzy posiadają również dodatkowe funkcje:

- możliwość zdalnego monitorowania stanu gazomierza oraz sterownia nim;
- współpraca z innymi urządzeniami w ramach systemów automatyki domowej;
- udostępnianie zaawansowanych opcji zarządzania zużyciem gazu.

W przypadku udostępnienia odbiorcy możliwości zarządzania zużyciem gazu chodzi o funkcjonalności takie, jak: ustawianie okresowych limitów zużycia (wraz z sygnalizacją przekroczeń), podawanie zużycia gazu w jednostkach energii (czasami również w formie należności do zapłaty), wariantów taryfowych, aktualnego i narastającego kosztu zużycia, elektroniczne wystawianie faktur wraz z opcjami dokonywania płatności elektronicznych itp.

integrotech
SYSTEMY POMIAROWE

Integrotech sp. z o.o.
90-312 Łódź, Polska
Plac Zwycięstwa 2/bud.D
tel.+48 42 674 55 53
fax +48 42 674 55 85
e-mail: biuro@integrotech.com.pl
www.integrotech.com.pl

Integrotech sp. z o.o. założony został w listopadzie 2001 roku, jednak doświadczenia naszych pracowników sięgają pierwszej połowy lat 90. XX wieku. Wkładamy wiele wysiłku w harmonijne łączenie wiedzy doświadczonych inżynierów z dynamiką i potencjałem młodej kadry, aby rozwijać ofertę zgodnie ze zmieniającymi się wymaganiami naszych klientów. Wskutek nadążania za potrzebami rynku jesteśmy firmą inżynierską oferującą obecnie zarówno **kompletacje sprzętu, kompleksowe usługi montażowe i uruchomienia instalacji AKPIA,** jak również **autorskie urządzenia pomiarowe, oprogramowanie narzędziowe oraz usługi w zakresie wdrożeń i serwisu systemów pomiarowych mediów gazowych i ciekłych dla gazownictwa oraz przemysłu.**

Efektywne wykorzystanie pojawiających się szans rozwoju i budowanie relacji partnerskich z liderami branży w kraju i za granicą, zaowocowało stworzeniem przez nas oferty sprzętowej i usługowej spełniającej nawet najostrzejsze wymagania techniczne, formalne i organizacyjne. Do grona naszych partnerów należą: FMC Technologies, FMC Ltd, Tecnomatic SpA, Siemens Sp. z o.o. i Totalgaz Industrie. Potencjał inżynierski firmy pozwala na ciągłe powiększanie oferty elektronicznych przyrządów pomiarowych własnej produkcji. Do cieszącej się od lat renomą i zaufaniem rodziny **Modułowych Systemów Pomiarowych MSP** należą obecnie przeliczniki objętości gazu, separatory analogowe i impulsowe, moduły komunikacyjne czy systemy pomiaru i regulacji poziomu cieczy. Powyższa oferta sprzętowa wsparta jest profesjonalnym serwisem inżynierów Integrotechu, realizowanym z Łodzi lub poprzez lokalnego partnera.

Pracujemy zgodnie z certyfikowanym Systemem Zarządzania Jakością ISO wg PN-EN ISO 9001:2009, a w oparciu o otrzymane certyfikaty UDT i GIG nadajemy znak CE na produkowane przez nas urządzenia ciśnieniowe i iskrobezpieczne.

Nasza oferta obejmuje:

- **USŁUGI:**

– Projektowanie, produkcja, wdrożenia, kompletacje, montaż, uruchomienia, diagnostyka i serwis kompleksowych, dostosowanych do wymagań aplikacji systemów AKPiA.

- **URZĄDZENIA:**

GAZOMIERZE:
– ultradźwiękowe in-line (szpulowe) i clamp-on (bezinwazyjne),
– zwężkowe, turbinowe, rotorowe, V-cone.

MSP – MODUŁOWY SYSTEM POMIAROWY:
– przeliczniki objętości gazu MSP-02-FC,
– analogowe i impulsowe separatory MSP-SEP (wer. Ex i nEx),
– moduły komunikacyjne MSP-nCOM i MSP-MK (GSM, LAN, światłowód),
– system pomiaru i regulacji poziomu cieczy Leverian i LEVPoint.

REDUKTORY CIŚNIENIA I ARMATURA:
– Chiksan, Weco, Totalgaz.

Z.W.U.G. „INTERGAZ” Sp. z o.o.

Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych "INTERGAZ" Sp. z o.o.
42-600 Tarnowskie Góry, ul. Nakielska 42/44

tel.: +48 32 285 82 42
faks: +48 32 285 24 65

e-mail: intergaz@intergaz.eu
www.intergaz.eu

Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych „INTERGAZ” powstał w dniu 19.12.1990 r. Powstanie firmy wynikało z potrzeby uruchomienia w Polsce produkcji gazomierzy i reduktorów ciśnienia gazu o najwyższym europejskim standardzie. Wybór padł na firmę Elster / Kromschröder, która stała się partnerem PGNiG SA oraz FSRiLG „Faser” w tworzeniu firmy „Intergaz”. Podstawą działalności ZWUG „Intergaz” jest produkcja domowych gazomierzy BK-G1,6 ÷ BK-G6 oraz reduktorów MR 10 na licencji firmy Elster / Kromschröder.

W 2002 roku Intergaz uruchomił seryjną produkcję najnowocześniejszego w Europie reduktora ciśnienia gazu MR 10 z automatycznym odblokowywaniem.

Kolejnym wyrobem, którego produkcję uruchomił Intergaz są gazomierze inteligentne (smart). Wyposażone w moduł radiowy i zawór odcinający gazomierze te zapewniają dwukierunkową transmisję danych oraz sterowanie zaworem odcinającym. Mogą pracować jako gazomierze przedpłatowe, a w przyszłości jako mierniki zużycia gazu w jednostkach energii.

Intergaz jest członkiem Grupy Elster – czołowej firmy na rynku światowym w zakresie produkcji urządzeń pomiarowych i redukcyjnych. Intergaz, jako oficjalny przedstawiciel firmy Elster ma w swojej ofercie gazomierze przemysłowe, rotorowe, turbinowe i ultradźwiękowe, a ponadto chromatografy i analizatory gazu.

ZWUG „Intergaz” realizuje tematy związane z projektowaniem, dostawą, montażem i serwisem stacji przygotowania gazu oraz układów do analizy składu gazu.

Największym skarbem firmy są ludzie. Firma wychowała i wykształciła wysokiej klasy monterów gazomierzy i reduktorów oraz specjalistów ds. serwisu chromatografów, gazomierzy turbinowych i ultradźwiękowych. Profesjonalni fachowcy są najlepszą wizytówką naszej firmy.

Od początku swojego istnienia ZWUG „Intergaz” stawia na jakość produkowanych i dostarczanych wyrobów i na zadowolenie klientów.

Firma posiada certyfikat ISO 9001. Produkowane gazomierze posiadają certyfikaty zgodności z dyrektywą MID (moduł B+D) nadany przez PTB oraz certyfikaty bezpieczeństwa wydane przez DVGW i Instytut Nafty i Gazu w Krakowie.

Głównymi atutami produkowanych gazomierzy jest długotrwała stabilność metrologiczna oraz bezpieczeństwo eksploatacji.

Jakość i uznanie produkowanych i oferowanych wyrobów potwierdzają liczne nagrody i wyróżnienia przyznane im na międzynarodowych i krajowych targach i wystawach. Główne nagrody targów Pol–Gas–Expo w Bydgoszczy w 2001 i 2003 r. oraz w Kielcach w 2007, 2009 i 2011 roku. ZWUG „Intergaz” jest wielokrotnym laureatem Gazela Biznesu i Gepard Biznesu, a w 2011 r. został wyróżniony Złotą Odznaką za Zasługi dla Województwa Śląskiego.

ZWUG „Intergaz” jest członkiem IGG w Warszawie, PZiTS, SITPNiG oraz Izby Przemysłowo – Handlowej w Tarnowskich Górach.

INTELIGENTNY POMIAR ZUŻYCIA GAZU

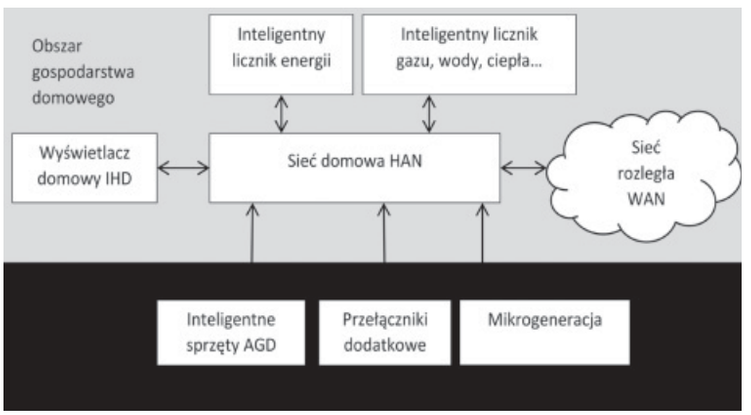
ZE ZDALNIE STEROWANYM ZAWOREM ODCINAJĄCYM

W ofercie:

- GAZOMIERZE:
  - miechowe
  - laboratoryjne
  - rotorowe
  - turbinowe
  - ultradźwiękowe
- SYSTEMY INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA
- REDUKTORY CIŚNIENIA GAZU
- ANALIZA JAKOŚCI GAZU - CHROMA-TOGRAFY
- LEGALIZACJA GAZOMIERZY, EKSPERTYZY METROLOGICZNE I TECHNICZNE, BADANIA
- SERWIS

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification

Istotne jest to, w jaki sposób klient końcowy będzie miał dostęp do danych pomiarowych oraz innych informacji. Czy za pośrednictwem aplikacji na smartfona, dzięki dostarczanemu wraz z licznikiem wyświetlaczowi domowemu, czy raczej po zalogowaniu się na stronę internetową portalu przedsiębiorstwa gazowego. Ważne jest, aby kanał komunikacyjny był akceptowany przez klienta i żeby potrzebna informacja trafiała do odbiorcy końcowego w wymaganym czasie. Sposób, w jaki przewidzi się dostęp użytkownika do jego danych pomiarowych, warunkuje wykorzystanie tego systemu. Przykładowo, funkcja odcinania dostaw gazu będzie polegała na zamykaniu zaworu szybkozamykającego, zabudowanego w gazomierzu. Zdalne przywracanie dostaw gazu jest natomiast sprawą dyskusyjną. Może być bowiem ryzykowne. Realizacja tej funkcji będzie uzależniona od uwarunkowań prawno-organizacyjnych. Konieczna będzie również wymiana danych pomiędzy serwerem przedsiębiorstwa gazowego a konkretnym gazomierzem.



Rys. 1. Powiązanie funkcjonalne inteligentnych elementów w gospodarstwie domowym (na podstawie [7])

Raport Eurogas przytacza ustalenia CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group, w których zostało określonych sześć podstawowych grup funkcjonalności dla inteligentnych systemów pomiarowych w gazownictwie. Oprócz wcześniej wyszczególnionych są tu wymieniane również:

- zaawansowany systemy taryfikacji i płatności (ang. *Advanced tariff and payment systems*);
- komunikacja z innymi urządzeniami (ang. *Communication with other devices*) np. z czujnikiem wycieku gazu.

Wśród usług dodatkowych, możliwych do uzyskania dzięki wdrożeniu inteligentnych systemów pomiarowych w gazownictwie, należy zaliczyć:

- świadczenie usług związanych z bezpieczeństwem domu lub mieszkania a także jego mieszkańców;
- usługi związane z marketingiem i reklamą, dzięki możliwości dotarcia do olbrzymiej rzeszy sprofilowanych klientów.

ZALETY ROZWIĄZAŃ SMART METERING DLA GAZU

Zalety inteligentnych systemów pomiarowych w gazownictwie są następujące:

- zwiększenie częstości dokonywanych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- możliwość wprowadzenia różnych rodzajów cyklów odczytowych (o różnej częstości odczytu w miesiącu, roku) do wyboru przez klientów spółek obrotu gazem, optymalnie dla swoich potrzeb i wymagań;
- możliwość zmian harmonogramów odczytowych i dostosowania ich do profilu zużycia (np. częstsze odczyty urządzeń w sezonie zimowym);
- dzięki częstemu pomiarowi dokładniejsze bilansowanie gazu w całym systemie dystrybucyjnym oraz wyznaczonych jego częściach i strefach dystrybucyjnych;
- możliwość rozliczania wszystkich odbiorców gazu w cyklach jednomiesięcznych na podstawie rzeczywistych odczytów zużycia gazu;
- zmniejszenie nieuprawnionego poboru i kradzieży gazu;
- zwiększenie wydajności odczytów – liczby odczytanych urządzeń w jednostce czasu;
- eliminacja problemów związanych z brakiem odczytów lub nieskutecznymi odczytami wynikającymi z niedostępności gazomierzy (niewymagany będzie dostęp inkasenta do układu pomiarowego);
- możliwość uzyskania dodatkowych przychodów dzięki oferowaniu odbiorcom nowych usług;
- poprawienie pewności i jakości odczytów (znacznie mniejsza ilość błędów i przekłamań), znaczne ograniczenie odczytów przybliżonych i aproksymowanych;
- zautomatyzowanie procesów odczytowych i przetwarzania danych pomiarowych (bez udziału inkasenta), aż do końcowego fakturowania, dzięki temu skrócenie czasu od chwili dokonania odczytu do momentu wystawienia faktury (w tym również odczyt i przetwarzanie danych w dni wolne od pracy);
- zmniejszenie ilości i ograniczenie kosztów obsługi zgłoszeń reklamacyjnych związanych z prawidłowością dokonania rozliczeń i odczytów;
- poprawienie jakości obsługi klientów końcowych w zakresie odczytów i swobodnego dostępu do informacji o odczytach;
- ułatwienie zarządzania kontami „problemowych" użytkowników;
- ograniczenie zaległych zobowiązań finansowych klientów oraz całkowitych kosztów windykacji należności;
- usprawnienie i przyspieszenie procesu „twardej" windykacji polegającej na odcięciu lub wznowieniu dostawy gazu;

Avrio Media

CWB
Firma nagrodzona CERTYFIKATEM WIARYGODNOŚCI BIZNESOWEJ

Oferujemy kompleksową realizację inwestycji mających na celu dystrybucję oraz sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego na terenach objętych udzielonymi Spółce koncesjami. Wizją Spółki Avrio Media jest zagwarantowanie dostępności energii gazowej do klienta docelowego na terenie Polski. Naszym celem jest rozbudowa sieci gazowej, która w efekcie ograniczy zanieczyszczanie środowiska naturalnego wywołanego stosowaniem innych paliw oraz technologią ich spalania.

Spółka posiada status OSD operatora systemu dystrybucyjnego, dysponuje wysoko wykwalifikowaną kadrą pracowniczą, gwarantuje rzetelną obsługę na wszystkich etapach prowadzonych inwestycji, stałą kontrolę realizacji prac, odpowiedzialne doradztwo oraz precyzyjne wykonanie z zastosowaniem najnowszych technologii.

AVRIO MEDIA Sp. z o.o.
62-025 Kostrzyn, ul. Wrzesińska 1B
tel. +48 61 875 39 68, fax +48 61 818 86 51
e-mail: avriomedia@avriomedia.pl, www.avriomedia.pl

- zwiększenie poziomu jakości i „elegancji" obsługi klientów dzięki możliwości odczytu wskazań gazomierza bez potrzeby jakiegokolwiek zaangażowania ze strony klienta – docelowo przełoży się to na poprawienie wizerunku firmy;
- mniejsza liczba skarg i uzasadnionych reklamacji odbiorców na odczyty niezgodne ze stanem faktycznym;
- większa elastyczność w dostosowaniu do ewentualnych nowych taryf (promocje, zniżki, zmienne taryfy czasowe itp.);
- łatwiejsze uruchomienie procedur odczytu urządzenia przy przyłączaniu lub odłączeniu klienta a także przy zmianie przedsiębiorstwa obrotu gazem.

ROZLICZANIE PALIWA GAZOWEGO Z ZASTOSOWANIEM PRZEDPŁAT

Obecnie gazomierze często odczytywane są przez inkasentów, którzy muszą odwiedzić w domu każdego odbiorcę. Jest to kłopotliwe i męczące rozwiązanie, dodatkowo metoda taka jest podatna na błędy oraz może sprzyjać korupcji. Aby uniknąć tych niedogodności jedną z rozpatrywanych możliwości jest wykorzystanie gazomierzy przedpłatowych.

Wprowadzenie rozliczania przedpłatowego jest realną opcją. Każdy gazomierz będzie musiał być wyposażony w zawór odcinający dopływ gazu. W przedpłatowym systemie rozliczeniowym (ang. *prepaid*) klient będzie zawsze świadomy, jaki kredyt jeszcze mu pozostał do wykorzystania. Ponadto, w przeciwieństwie do obecnego rozliczania (ang. *postpaid*), klient będzie mógł doładować konto w dowolnym momencie miesiąca, na stacji sprzedającej doładowania. Dodatkowo w systemie przedpłatowym nie ma konieczności zaangażowania ludzi – inkasentów i dzięki temu zostaje powstrzymane, marginalne wprawdzie, zjawisko korupcji podczas rozliczeń. Kolejną zaletą rozwiązania przedpłatowego jest to, że przesył i dystrybucja gazu pozyskuje pieniądze szybko i dokładnie.

Rozwiązania przedpłatowe są pożądane dla przedsiębiorstw gazowniczych, które nie będą musiały kredytować klientów, będą miały zagwarantowaną zapłatę za dostarczony gaz, w zasadzie nie będzie konieczności dokonywania windykacji zaległych należności. Przedpłaty są również pożądane na rynku wynajmu mieszkań. ■

Bez właściwej kontroli, prowadzenie Twojego procesu technologicznego może szybko stać się ryzykowne.

Czy nie zasługujesz na trochę więcej spokoju?

Prowadzenie instalacji technologicznych w sektorze Oil & Gas bez odpowiednio zaprojektowanych i wdrożonych systemów bezpieczeństwa ESD może wiązać się z poważnym ryzykiem. Elementy kontrolne, będace częścią tych systemów, są kluczowe z punktu widzenia utrzymania tego ryzyka na akceptowalnym, jak najniższym poziomie. SIL-PAC firmy Emerson zapewnia kompletne rozwiązanie kontrolne z wykorzystaniem sprawdzonych komponentów – siłowników ćwierć-obrotowych, zaworów, ustawników pozycyjnych oraz innych elementów systemu, dostosowanych do aplikacji o poziomie nienaruszalnosci bezpieczeństwa SIL 1, 2 oraz 3, co zostało potwierdzone raportami FMEDA i TÜV. Dzięki rozwiazaniom firmy Emerson możesz obnizyć całkowity koszt posiadania, skorzystać ze sprawdzonej niezawodności i elastyczności oraz wykonań zgodnych z certyfikatami IEC61508, IEC6151, ANSI/ISA SP84, OSHA CFR 1910.119 i HAZOP. A co najważniejsze, mozesz zapewnić sobie chwilę relaksu. **www.emersonprocess.pl**

Valve Automation

EMERSON.
Process Management

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.

ZARZĄDZANIE I STEROWANIE SIECIĄ GAZOWĄ

Ostatnie kilkadziesiąt lat rozwoju sieci gazowych to istotne zmiany w zarządzaniu i sterowaniu infrastrukturą przesyłową i dystrybucyjną. Wiąże się to z powszechnym stosowaniem systemów informatycznych takich jak systemy SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*), które pozwalają w sposób scentralizowany monitorować i sterować infrastrukturą gazową. Dyspozytor korzystający z systemu SCADA na monitorze stacji operatorskiej dysponuje kompletem informacji o nadzorowanym procesie (pomiary, sygnalizacje, alarmy), co ułatwia podejmowanie właściwych decyzji związanych ze zdalnym sterowaniem odpowiednimi elementami wykonawczymi (zawory, regulatory, sprężarki itp.). W każdym systemie SCADA można wyróżnić trzy podstawowe komponenty:

- urządzenia obiektowe,
- łącza transmisyjne,
- oprogramowanie zarządzające.

Podstawowym urządzeniem obiektowym systemu SCADA jest sterownik PLC (ang. *Programmable Logic Controller*), którego najważniejszym zadaniem jest zamiana wartości pochodzących z czujników na wartości cyfrowe oraz zamiana wartości cyfrowych na sygnały sterujące urządzeniami wykonawczymi. Dodatkowo każdy sterownik PLC może w sposób autonomiczny (wykonując własny program sterowania) kontrolować fragment nadzorowanego procesu np. funkcje regulatora ciśnienia, przepływu. Inną kategorią urządzeń obiektowych, które są ściśle związane z infrastrukturą gazową to elektroniczne liczniki gazu tzw. przeliczniki. Są to urządzenia umożliwiające wyznaczenie aktualnego strumienia gazu (w jednostkach energii lub Nm^3) na podstawie aktualnego przepływu rzeczywistego, w powiązaniu z temperaturą i składem gazu. Stąd zwyczajowa nazwa przelicznik. Cechą charakterystyczną przeliczników stosowanych w polskim gazownictwie jest wewnętrzna rejestracja aktualnych pomiarów oraz standardowy protokół komunikacyjny GAZ-MODEM. W polskim gazownictwie rynek przeliczników gazu został zdominowany przez dwie polskie firmy: Plum z Białegostoku i Common z Łodzi. Istotną grupą urządzeń obiektowych stosowanych w gazownictwie są chromatografy, które są podstawowym źródłem informacji o jakości gazu dostarczanego klientom końcowym. Urządzeniem obiektowym spotykanym wyłącznie w systemach SCADA związanych z gazownictwem są analizatory THT. Pozwalają na kontrolę pracy nawanialni poprzez stałe monitorowanie zawartości czynnika THT. Z każdego urządzenia obiektowego będącego komponentem systemu SCADA dane z i do oprogramowania zarządzającego są dostarczane z wykorzystaniem odpowiedniego protokołu komunikacyjnego poprzez łącza komunikacyjne. Jednym z najpopularniejszych protokołów komunikacyjnych stosowanych w polskim gazownictwie jest GAZ-MODEM. Jest to protokół opracowany jeszcze w latach 90. ubiegłego wieku. Istotną jego cechą jest możliwość przesyłania zarówno aktualnych danych pomiarowych jak również informacji zarejestrowanych w buforze urządzenia. Protokół GAZ-MODEM jest powszechnie stosowany w przelicznikach oraz analizatorach THT. Protokół GAZ-MODEM jest wynikiem wspólnych prac dawnego PGNiG oraz firm Plum, Common oraz TEL-STER. W systemach SCADA w polskim gazownictwie wykorzystywane są również typowe rozwiązania z zakresu protokołów komunikacyjnych jak MODBUS (RTU, ASCII, TCP) czy PROFIBUS.

Urządzenia obiektowe są dostępne z poziomu oprogramowania zarządzającego SCADA z wykorzystaniem odpowiedniego łącza komunikacyjnego. W przypadku urządzeń obiektowych zlokalizowanych w niewielkiej odległości od serwerów oprogramowania zarządzającego najczęściej wykorzystywany jest kabel miedziany lub światłowodowy. W przypadku dużego rozproszenia geograficznego najpopularniejsze łącze komunikacyjne wykorzystywane w polskim gazownictwie to połączenie GSM/GPRS.

Ostatnim komponentem systemu SCADA, a jednocześnie bezpośrednio dostępnym dla obsługi jest oprogramowanie zarządzające. Jednym z systemów SCADA powszechnie stosowanych w polskim gazownictwie jest oprogramowanie TelWin SCADA firmy TEL-STER z Poznania. Umożliwia kontrolę oraz sterowanie dowolnymi procesami technologicznymi. System TelWin SCADA zawiera szereg elementów, które są dedykowane gazownictwu. W szczególności jest to implementacja protokołu GAZ-MODEM, który jak wcześniej wspomniano, jest podstawowym standardem wymiany danych z urządzeniami obiektowymi w polskim gazownictwie. Drugim ważnym elementem systemu TelWin SCADA, który jest adresowany dla branży gazowniczej, to interfejs do współpracy z systemem Simone firmy Liwacom, pozwalający na realizację symulacji statycznej i dynamicznej zachowania sieci gazowej. W przypadku procesów symulacji sieci gazowej nieodzownym komponentem systemu TelWin SCADA jest moduł prognozowania zużycia gazu w funkcji warunków atmosferycznych. Dostarczany przez firmę TEL-STER system TelWin SCADA nie ogranicza w żaden sposób wielkości kontrolowanych obiektów. Doskonale sprawdza się jako system odpowiedzialny za kontrolę i sterowanie bezpośrednio obiektem technologicznym typu tłocznia lub węzłem rozdziału gazu. Dzięki możliwości budowy struktur hierarchicznych odwzorowuje strukturę organizacyjną użytkownika (węzeł/tłocznia -> oddział -> centrala).

Najistotniejsze cechy systemu TelWin SCADA to:

- architektura klient-serwer,
- elasyczność i skalowalność – wersja jednostanowiskowa lub wielostanowiskowa,
- możliwość bezpośredniego składowania zbieranych danych w bazie Oracle lub MS SQL Serwer,
- rozbudowane możliwości komunikacyjne pozwalające na tworzenie instalacji rozproszonych w ramach sieci LAN, WAN,
- obsługa szerokiej gamy łączy komunikacyjnych do łączności z urządzeniami obiektowymi (łącza szeregowe bezpośrednie, łącza GSM/GPRS, linie komutowane, łącza radiowe, LAN, WAN).

Oprogramowanie TelWin SCADA umożliwia budowę systemów, w których ilości parametrów opisujących nadzorowany proces liczy się w dziesiątkach tysięcy. Wykorzystanie typowych platform bazodanowych gwarantuje bezpieczeństwo danych, zapewniając jednocześnie otwartość i dużą wydajność podsystemu gromadzenia danych.

Jedną z ciekawszych cech systemu TelWin SCADA jest możliwość pracy w środowisku klastra serwerów. Poprzez redundancję kluczowych elementów sprzętowych całego systemu, w znaczący sposób podnosi się bezpieczeństwo eksploatacji systemu, eliminując niedostępność systemu w sytuacji awarii poszczególnych komponentów platformy sprzętowej. Jest to optymalne rozwiązanie dla wymagających użytkowników, którzy z jednej strony oczekują wysokiej niezawodności całego systemu, a z drugiej strony otwartości w dostępie do gromadzonych danych. Instalacja tego typu składa się z dwóch serwerów pracujących w układzie klastra niezawodnościowego na bazie MS Windows z zewnętrzną macierzą dyskową. Podczas normalnej pracy jeden z serwerów jest dedykowany do obsługi wszystkich modułów TelWin SCADA, drugi odpowiada za obsługę bazy danych. W przypadku wystąpienia awarii jednego z serwerów, procesy z niedostępnego serwera migrują w ramach klastra na drugi pracujący serwer. System w takiej sytuacji będzie nadal poprawnie funkcjonował oferując użytkownikom wszystkie normalnie realizowane zadania. Zachowując bezpieczeństwo funkcjonowania całego systemu, staje się zbędne tworzenie dodatkowych mechanizmów związanych z zapewnieniem ciągłości pracy na wypadek awarii serwera bazy (np. dodatkowy zapasowy serwer bazodanowy) czy serwera obsługującego oprogramowanie SCADA (kolejny zapasowy serwer).

W roku 2013 system TelWin SCADA został w pełni zintegrowany z notesem dyspozytorskim TelNOTE, który pozwala na przechowywanie różnego rodzaju komunikatów tekstowych, które są istotnym strumieniem informacji trafiającej do dyspozytora. Użytkownik, z poziomu konsoli systemu SCADA, ma pełny dostęp do informacji (notatki, komunikaty, dokumenty) gromadzonych w systemie TelNOTE i może, na różne sposoby, łączyć informacje prezentowane w systemie SCADA z danymi zapisanymi w systemie TelNOTE:

- wybrane komunikaty TelNOTE mogą być wyświetlane w postaci przewijanego paska informacyjnego w ramach konsoli systemu SCADA,
- notatki mogą być prezentowane na schematach technologicznych w postaci ikon,
- notatki – komentarze do pomiarów mogą być dodawane bezpośrednio z poziomu schematu technologicznego konsoli systemu SCADA,
- wykresy – dane archiwalne mogą być prezentowane w powiązaniu z notatkami.

Warto wspomnieć, iż system TelWin SCADA w roku 2014 został ponownie wyróżniony Złotym Medalem Międzynarodowych Targów Automatyki i Pomiarów AUTOMATICON.

dystrybucja CNG

Sprężony gaz ziemny (CNG, ang. *Compressed Natural Gas*) jest coraz powszechniej stosowany jako paliwo do napędu pojazdów silnikowych. Prym w wykorzystaniu CNG do celów komunikacyjnych wiodą: Argentyna, Brazylia, Włochy czy Pakistan. Popularność tego rozwiązania wzrasta także w USA i pozostałych krajach europejskich. Nic dziwnego. Paliwo to, ze względu na niską emisję zanieczyszczeń, uznawane jest za ekologiczne. Wolniejsze spalanie w porównaniu z benzyną czy olejem napędowym świadczy także o jego ekonomiczności. Ponadto CNG posiada wysoką temperaturę zapłonu a w wypadku rozszczelnienia instalacji szybko ulega rozproszeniu, co przemawia za bezpieczeństwem jego użytkowania.

CNG-MEGC (Wieloelementowe Kontenery Do Transportu Sprężonego Gazu Ziemnego)

Celem projektów gazyfikacji w oparciu o sprężony gaz ziemny (z ang. *CNG – Compressed Natural Gas*) jest intensyfikacja sprzedaży gazu ziemnego oraz dostawa gazu ziemnego w trakcie planowanych remontów sieci gazowych, rozruchu instalacji gazowych itp. Gaz CNG to sprężony gaz ziemny magazynowany w zbiornikach pod ciśnieniem 200-250 bar. Gaz ziemny w tej postaci wykorzystywany jest jako paliwo do pojazdów samochodowych, szczególnie w przedsiębiorstwach komunikacji miejskiej. Istotą projektów CNG-MEGC (wieloelementowe kontenery gazowe) jest stworzenie możliwości transportowania gazu ziemnego w dowolne miejsce bez konieczności budowy gazociągu przesyłowego. Jest to realizowane za pomocą galerii połączonych ze sobą zbiorników kompozytowych zgromadzonych w kontenerach lub naczepach podłączonych do samochodu ciężarowego. Pionowe lub poziome ustawienie zbiorników CNG pozwala na zamontowanie w kontenerze butli kompozytowych o pojemności do 300 l. Cały zestaw składa się zatem z kilkudziesięciu/kilkuset butli o łącznej pojemności roboczej wynoszącej od 8500 m^3 do 12,700 m^3 gazu sprężonego do 200-250 bar. Butle CNG są połączone kolektorami gazowymi w poszczególne segmenty i zabezpieczone zaworami bezpieczeństwa. Załadunek naczepy zabudowanej kontenerami do przewozu gazu ziemnego CNG odbywa się na stacji sprężarek, podnosząc ciśnienie gazu pobieranego z gazociągu do ciśnienia 200-250 Bar. Napełniona naczepa transportowana jest do punktu docelowego, gdzie następnie zostaje przyłączona do instalacji stacji redukcyjnej i dalej do systemu gazowego. Po redukcji ciśnienia gaz jest transportowany rurociągiem średniego ciśnienia do odbiorcy. Opróżniony zestaw zbiorników transportowany jest ponownie do stacji sprężarek w celu jego napełnienia, a jego miejsce zajmuje inny skład – napełniony gazem ziemnym.

Bezpieczeństwo: Naczepa zabudowana kontenerami do przewozu CNG jest zatwierdzona do przewozu materiałów niebezpiecznych klasy 2, tj. do sprężonego metanu lub sprężonego gazu ziemnego zgodnie z ADR 2013. Kompozytowe zbiorniki CNG typu III zainstalowane w naczepie są dopuszczone do użytkowania wg Dyrektywy TPED.

Zastosowanie: Gaz CNG można użyć:

- Do zaopatrzenia w gaz odbiorców dotychczas nie połączonych do sieci gazu przewodowego takich, jak np. zakłady przemysłowe, przedsiębiorstwa autobusowe (komunikacja miejska, przewozy pasażerskie).
- Przy planowanych remontach sieci gazowych i awariach sieci gazowych.

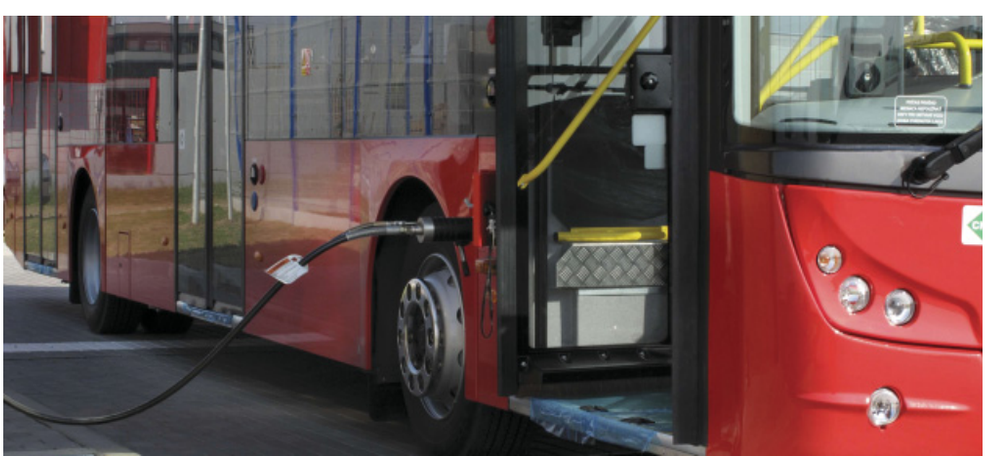
CNG-MEGC (Multi Element Gas Containers for Compressed Gas Bulk Transport)

The aim of the projects based on compressed natural gas is the intensification of the natural gas sale and the natural gas delivery during the planned repair of the gas grid, the start-up of the gas installation, etc.CNG gas is the Com-pressed Natural Gas stored in the tanks with the pressure of 200-250 bar. The natural gas in this form is more often used as a fuel to vehicles, especially in the municipal transport services. The main target of CNG-MEGC projects (Multi Element Gas Containers) is to create the possibility of transporting natural gas in compressed form to any place without the necessity of developing the gas grid. It is achieved by the collection of composite tanks in containers or trailers connnected to the truck. Vertical or horizontal position of CNG tanks allows assembly of composite bottles with up to 300l water capacity. The entire set is therefore composed of several dozens bottles with total capacity of 8500 m^3 to 12,700 m^3 of the gas compressed to 200-250 bar. CNG cylinders are connected by gas collectors into separate segments and protected by safety valves.The truck loading equipped with the container to transport CNG natural gas takes place on the compressors station raising the gas pressure taken from gas pipeline up 200bar-250 bar. Loaded trailer is transported to the point of destination, where it is connected to the reduction station and then to the gas grid. After the pressure reduction, the gas is transferred through the medium pressure pipeline to a consumer. Empty container is transported again to the compressors station due to be loaded again – its place is taken by another container, loaded with natural gas.

Safety: The trailer equipped with the containers to transport the CNG natural gas is approved for the transportation of the hazardous materials class 2, i.e. for compressed methane or for compressed natural gas in accordance with the ADR 2013 regulations. Composite CNG Type III cylinders are approved for use according to TPED Directive.

Use: The natural CNG gas can be used:

- To supply with gas these customers, who have not been connected to the gas grid, such as e.g. the industrial plants, the bus enterprises (municipal transport services, passengers transport)
- As well during scheduled gas grid maintenance works or failures.



WORTHINGTON INDUSTRIES

Worthington Cylinders

is the world's leading global manufacturer of pressure cylinders, delivering products and value-added services to its customers designed to exceed their expectations in quality, service and value. We offer the most complete line of pressure cylinders in the industry, including Type I, II, and lightweight Type III alternative fuel cylinders for Compressed Natural Gas.

Our lightweight
Type III CNG cylinders
include the following features:

Seamless Aluminum Liner
- Gas Tight Construction, Zero Permeation
- No Welds, Joints, or Connections

Superior Impact Tolerance
- The rigid metal liner supports the composite and prevents or minimizes composite flexing and breakage during an impact event

Superior Heat Tolerance
- The liner conducts heat to the pressure relief devices (PRD's)
- The liner does not readily breakdown in heat
- The liner holds composite fibers in place as the resin burns away

No Filling Restrictions in Hot or Cold Weather

Superior Fast Filling Efficiency

Inherent Leak Before Burst Fatigue Failure Mode

Based upon our unique experience with high pressure composite manufacturing and system integration we have developed a comprehensive solution for gas transport companies. Multi Element Gas Container are dedicated for transportation of Compressed Natural Gas.

GLOBAL HEADQUARTERS
200 OLD WILSON BRIDGE ROAD
COLUMBUS, OHIO 43085
Tel.: 614.438.3013 • Fax: 614.438.3083
CYLINDERS@WORTHINGTONINDUSTRIES.COM
WORTHINGTONCYLINDERS.COM

Worthington Cylinders

jest wiodącym, światowym producentem zbiorników i urządzeń ciśnieniowych.
Oferujemy szeroką gamę zbiorników ciśnieniowych Typu I, II, lekkich kompozytowych zbiorników Typu III do przechowywania i transportu sprężonego gazu ziemnego, wodoru i gazów technicznych.

Nasze lekkie kompozytowe
zbiorniki CNG Typu III
posiadają następujące cechy:

- **Bezszwowy metaliczny liner**
  - Szczelna konstrukcja, zero przenikalności
  - Żadnych spawów, zgrzewów czy innych połączeń
- **Doskonała odporność na uszkodzenia mechaniczne**
  - Trwały metaliczny materiał linera wzmacnia nawój kompozytowy i chroni go przed ugięciem lub uszkodzeniem podczas kolizji
- **Doskonała wytrzymałość na wysokie temperatury**
  - Liner przewodzi ciepło do urządzeń zabezpieczających (zawory bezpieczeństwa)
  - Metaliczny liner nie poddaje się wysokim temperaturom
  - Liner utrzymuje nawój kompozytowy w stabilnym stanie nawet w przypadku pożaru i wypalenia się żywicy
- **Brak ograniczeń co do możliwości napełniania w bardzo niskich lub wysokich temperaturach**
- **Doskonała wydajność napełniania – liner przewodzi ciepło powstałe podczas sprężania gazu**
- **Konstrukcja „Leak Before Burst" zapewniająca kontrolowany przeciek przed rozerwaniem zbiornika przy ekstremalnie wysokich ciśnieniach.**

W oparciu o nasze wyjątkowe doświadczenie w konstrukcji i wytwarzaniu lekkich zbiorników kompozytowych oraz zabudowie wieloelementowych systemów stworzyliśmy ofertę dla przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą gazu ziemnego. Wieloelementowe kontenery to nowoczesne rozwiązanie do transportu sprężonego gazu zimnego.

EUROPEAN PRODUCTION FACILITY
STAKO SP Z O.O.
POZNAŃSKA 54, 76-200 SŁUPSK, POLAND
Tel.: 48 59 8424895 • Fax: 48 59 8481999
STAKO@STAKO.PL
WWW.STAKO.PL

WORTHINGTON INDUSTRIES

systemy bezpieczeństwa

Wybuchy metanu są szczególnie niebezpieczne w przestrzeniach zamkniętych. Ludzie zaczęli spotykać się z tego typu zagrożeniem od momentu rozpoczęcia pozyskiwania minerałów w wyrobiskach podziemnych. Eksplozje następowały w kopalniach soli, rud metali a później w kopalniach węgla.

Fot.: Systemy detekcji firmy GAZEX

Fot. 1: Wybuchy metanu zawsze były głównym zagrożeniem pracy w kopalniach

Fot. 2: Sir Humphry Bartholomew Davy – angielski chemik i fizyk, konstruktor bezpiecznej lampy górniczej

Fot. 3: Metanomierz – Muzeum w Rybniku

Fot. 4: Lampa Davy'ego (lampa wskaźnikowa benzynowa) – benzynowa lampa górnicza umożliwiająca wykrywanie metanu w atmosferze kopalnianej

Początkowo, dla poprawienia bezpieczeństwa górników, dokonywano wypalania metanu, który gromadził się pod stropem wyrobisk. Zajmowali się tym tzw. „pokutnicy", najczęściej skazańcy, którzy w ten sposób wyrywali się z rąk kata. To oni jako pierwsi schodzili pod ziemię i używając pochodni na długich tyczkach, próbowali bezpiecznie wypalać zgromadzony metan. Niestety, zdarzało się, że powodowali groźne w skutkach wybuchy, gdy gazu zebrało się zbyt dużo. Innym sposobem była obserwacja zabieranych pod ziemię małych ptaszków, których organizmy szybciej reagowały na metan czy tlenek węgla niż ludzie.

Gwałtowny rozwój górnictwa w okresie rewolucji przemysłowej zapoczątkował badania nad poprawą bezpieczeństwa pracy w kopalniach. Pierwszym istotnym wynalazkiem pozwalającym wykrywać obecność metanu, tlenku węgla czy niedobór tlenu była lampa Davy'ego (1815 rok). Początkowo zasilano ją olejem a później benzyną lub spirytusem (lampa Pielera). Obserwując wysokość, kolor i zachowanie płomienia, można było określić rodzaj zagrożenia. Płomień otoczony był podwójną siatką drucianą o malutkich oczkach w celu ograniczenia możliwości zapłonu gazu na zewnątrz lampy. Niestety, zdarzały się przypadki, że sama lampa powodowała wybuchy. W Polsce lampy tego typu stosowane były jeszcze w latach 80. ubiegłego wieku.

W miarę rozwoju techniki pojawiały się nowe urządzenia wykorzystujące różne zjawiska fizyczne i chemiczne. Do wykrywania tlenku węgla zaczęto stosować szklane rurki wskaźnikowe, w których obserwowano zmianę koloru substancji aktywnej pod wpływem tego gazu. Stężenie metanu zaczęto mierzyć natomiast optycznymi miernikami interferencyjnymi i metanomierzami katalitycznymi, w których wykorzystuje się zjawisko zmiany rezystancji drutu platynowego pod wpływem wzrostu temperatury. Zmiana temperatury następowała w wyniku utleniania metanu w komorze pomiarowej. Ważnym wynalazkiem okazał się pelistorowy sensor katalityczny opatentowany w 1958 roku. Kilka lat później pojawił się sensor półprzewodnikowy, który do dziś doskonale sprawdza się w domowych detektorach gazów.

Obecnie do wykrywania gazów powszechnie stosuje się urządzenia elektroniczne nazywane detektorami gazu. Detektory zawierają elementy zwane sensorami, które zmieniają swoje parametry elektryczne pod wpływem gazów. Aktualnie w gazownictwie stosuje się kilka rodzajów sensorów. Różnią się one właściwościami i możliwościami metrologicznymi, co wynika z odmiennych zasad działania. Występują zatem sensory katalityczne, półprzewodnikowe, konduktometryczne, absorpcyjne w podczerwieni (infra-red) czy jonizacyjne. Do pomiaru stężeń tlenku węgla stosuje się sensory elektrochemiczne.

W użyciu są detektory przenośne i stacjonarne. W przypadku stosowania urządzeń przenośnych niezbędne są procedury posługiwania się nimi i egzekwowanie od pracowników ich przestrzegania. Należy zapewnić także wymaganą ilość sprzętu, odpowiednie warunki jego przechowywania i łatwość dostępu oraz uwzględnić konieczność ładowania akumulatorów. Systemy stacjonarne działają w sposób ciągły, niezależnie od postępowania pracowników. Przekroczenie ustalonych stężeń sygnalizowane jest akustycznie i optycznie, dodatkowo mogą zostać automatycznie aktywowane systemy ograniczające groźbę wybuchu czy zatrucia (np. włączenie wentylacji, odcięcie dopływu gazu lub wstrzymanie procesu technologicznego). Sygnał alarmu może być również przekazywany do służb lub osób zobowiązanych sprawdzić jego przyczynę. Wskazania systemu mogą być ponadto archiwizowane w sposób ciągły, co ułatwia ocenę bezpieczeństwa w monitorowanych strefach.

O wyborze urządzenia wyposażonego w konkretny sensor decyduje jego przeznaczenie. Detektory pomiarowe służą do aktualnego pomiaru stężeń gazu (sensory katalityczne, infra-red, jonizacyjne), detektory progowe ostrzegają o zagrożeniu wybuchem a wykrywacze nieszczelności pozwalają lokalizować miejsca wycieku gazu z instalacji (sensory półprzewodnikowe). Nowoczesnym rozwiązaniem są detektory laserowe. Zastosowanie w nich laserów o zmiennej częstotliwości emisji umożliwia wykrycie wycieku na odległość. Zamontowanie takiego detektora na pokładzie helikoptera pozwala kontrolować szczelność gazociągów na dużych, trudno dostępnych obszarach.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa użytkownikom gazu przełomowe znaczenie miało zastąpienie gazu miejskiego gazem ziemnym. Wyeliminowano w ten sposób największe zagrożenie – silnie trujący tlenek węgla będący składnikiem gazu miejskiego. Ponadto, gaz zaczęto nawaniać substancjami o bardzo intensywnym, charakterystycznym zapachu. Dzięki temu nawet niewielkie jego ilości są wyczuwane przez ludzi. Początkowo do nawaniania stosowano przedgon benzolu a obecnie powszechnie wykorzystuje się tetrahydrotiofen (THT). Prawidłowo położona instalacja, sprawne urządzenia gazowe i właściwa ich eksploatacja gwarantują bezpieczeństwo. Jeżeli jednak dochodzi do wypadków, to z reguły przyczyną jest błąd ludzki. Dlatego coraz powszechniej wykorzystuje się detektory i systemy detekcji gazów.

W Polsce obowiązuje kilkadziesiąt aktów prawnych regulujących stosowanie detektorów gazu. Do najistotniejszych należy Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, które określa zasady stosowania tych urządzeń w pomieszczeniach. Zgodnie z wyżej wymienionym dokumentem detektory sygnalizujące niedopuszczalny poziom stężenia gazu powinny być instalowane w piwnicach i suterenach oraz w pomieszczeniach, w których istnieje możliwość nagromadzenia gazu w wyniku stanów awaryjnych instalacji lub przyłącza gazowego. Sygnały alarmowe stanu zagrożenia wybuchem powinny być kierowane do służb lub osób zobowiązanych do podjęcia skutecznej akcji zapobiegawczej. W rozporządzeniu pojawia się określenie „urządzenie sygnalizacyjno-odcinające". Oznacza to system detekcji gazu (metanu lub propanu-butanu) sprzężony z zaworem, który odcina dopływ gazu do instalacji, kiedy pojawi się on w monitorowanej przestrzeni powyżej dopuszczalnego stężenia. To rozwiązanie techniczne musi być stosowane w pomieszczeniach, w których łączna nominalna moc cieplna zainstalowanych urządzeń gazowych jest większa niż 60 kW.

Rozwój techniki obejmuje również urządzenia zapewniające bezpieczeństwo. Systemy przeciwpożarowe, przeciwwłamaniowe, kontroli dostępu, jak również detektory gazów są coraz skuteczniejsze i bardziej niezawodne. Trzeba jednak pamiętać, że w stanach awaryjnych zawsze kluczowe znaczenie ma postępowanie ludzi. O bezpiecznej eksploatacji urządzeń technicznych należy mówić już w szkołach a może i przedszkolach. Jeżeli nauczymy dzieci podstawowych zasad bezpiecznego używania urządzeń gazowych i elektrycznych, wskażemy właściwy sposób postępowania w przypadku stanów awaryjnych instalacji technicznych, to w dorosłym życiu ułatwi im to zapobieganie wypadkom. ■

gazex®

Niezawodne detektory gazów

- **Ponad 25 lat** działalności
- **Ponad pół miliona** pracujących urządzeń

- Profesjonalne detektory i systemy detekcji gazów
- Urządzenia sygnalizacyjno-odcinające
- Detektory domowe

Jeśli stosujesz wybierz najlepsze

GAZEX od ponad 25 lat konstruuje, produkuje i propaguje stosowanie elektronicznych urządzeń do wykrywania i pomiaru stężeń gazów. Pierwszy wdrożył produkcję „urządzeń sygnalizacyjno-odcinających" z detektorami DEX® i zaworami MAG®. Urządzenia stały się tak popularne, że często na detektory gazu mówi się „gazexy" lub „dexy" a na zawory odcinające „magi". Jest jedynym polskim producentem detektorów, który dysponuje własnym laboratorium wzorcującym, akredytowanym przez Polskie Centrum Akredytacji.

www.gazex.pl

obrót błękitnym paliwem

Po zmianach wymuszonych dyrektywą gazową uchwaloną przez Parlament Europejski i wdrożoną przez Polskę po wstąpieniu do Unii Europejskiej, poszczególne operacje w obrocie gazem rozdzielone zostały pomiędzy niezależne przedsiębiorstwa. Z tego względu konieczne było powołanie operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz oddzielenie sprzedaży gazu ziemnego od jego transportowania. W ślad za tym z PGNiG SA wyodrębniono sześć Oddziałów Handlowych, które od 1 sierpnia 2014 roku wspólnie z Departamentem Handlu Detalicznego Centrali PGNiG wejdą w skład nowo powstałej spółki PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

W połowie 2007 roku (1 lipca) nastąpiło organizacyjne oraz prawne rozdzielenie sprzedaży gazu (obrotu) od technicznego przesyłu i dystrybucji. Ten podział był kolejnym etapem wdrażania zapisów prawa energetycznego z 3 maja 2005 roku, które wprowadzało postanowienia dyrektywy gazowej nr 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego. W następstwie wydzielenia obrotu gazem na terenie całej Polski powołano sześć Spółek Obrotu Gazem. W wyniku dalszych przekształceń w miejsce tych spółek (po inkorporacji przez PGNiG SA) powstało sześć Oddziałów Handlowych, podzielonych na 15 regionów, potocznie nazywanych „gazowniami". Należy pamiętać o pierwotnym pochodzeniu tego słowa od zakładu, w którym produkowano gaz w procesie suchej destylacji lub koksowania węgla. Gazownie powstawały od początku XIX wieku, a produkowany przez nie „sztuczny" gaz (miejski, wodny, świetlny czy koksowniczy) był rozprowadzany lokalnymi sieciami gazowymi (w miastach) początkowo do lamp ulicznych, później do odbiorców indywidualnych.

Następnym etapem przekształceń organizacyjnych jest powstanie PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Struktura nowej spółki składa się z Centrali oraz z sześciu Regionów. Obszary działalności poszczególnych Regionów praktycznie pokrywają się z terenami podległymi oddziałom Polskiej Spółki Gazownictwa, które zajmują się techniczną dystrybucją gazu. Regiony i 175 biur obsługi klienta na terenie całego kraju odpowiadają za bezpośrednią obsługę klientów PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poprzez działanie Regionów spółka gwarantuje swoim klientom kompleksową dostawę paliwa gazowego oraz pełną obsługę handlową, w szczególności w zakresie sprzedaży gazu ziemnego (a także ropy naftowej oraz innych produktów i usług).

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA sprzedaje również gaz ziemny bezpośrednio ze złóż (z pominięciem systemu przesyłowego) dedykowanymi gazociągami do konkretnych klientów. W tych transakcjach obowiązują zasady wolnorynkowe, a warunki dostaw gazu, w tym jego cena, są indywidualnie negocjowane pomiędzy PGNiG a klientem, w zależności od charakterystyki danego projektu.

Regiony	Obszar Sprzedaży	Teren działania
Dolnośląski	Wrocławski, Zielonogórski	dolnośląskie, lubuskie, wielkopolskie
Górnośląski	Górnośląski	śląskie, opolskie, małopolskie
Karpacki	Krakowski, Rzeszowski, Sandomierski, Tarnowski	małopolskie, podkarpackie, świętokrzyskie, lubelskie
Mazowiecki	Białostocki, Łódzki, Warszawski	mazowieckie, łódzkie, podlaskie, warmińsko-mazurskie, lubelskie, świętokrzyskie
Pomorski	Bydgoski, Północny	pomorskie, kujawsko-pomorskie, warmińsko-mazurskie, zachodniopomorskie
Wielkopolski	Poznański, Szczeciński	wielkopolskie, zachodniopomorskie, lubuskie

Tab.: Podział na Obszary Sprzedaży poszczególnych Regionów

PGNiG
OBRÓT DETALICZNY

PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
01-224 Warszawa, ul. Marcina Kasprzaka 25C
tel. +48 22 589 45 31, fax +48 22 589 46 31

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada pozycję lidera rynku gazu ziemnego w Polsce i jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w kraju. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zajmowania przez spółkę konkurencyjnej pozycji na liberalizowanym rynku gazu. Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowią integralny obszar działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG.

Misją spółki jest zapewnienie stałych i bezpiecznych dostaw czystej i przyjaznej dla środowiska naturalnego energii, z wykorzystaniem konkurencyjnych oraz innowacyjnych rozwiązań energetycznych. Jesteśmy wierni naszej tradycji i zaufaniu, którym obdarzają nas klienci, ale pozostajemy również otwarci na nowe wyzwania i zmiany. Działając w interesie naszych akcjonariuszy, klientów i pracowników chcemy być wiarygodnym i przejrzystym partnerem, realizującym rozwój i wzrost wartości firmy w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Historia firmy sięga XIX wieku czyli początków światowego i polskiego przemysłu naftowego. Pod nazwą PGNiG przedsiębiorstwo działa od 1982 roku. W 1996 roku przedsiębiorstwo państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną. Od 23 września 2005 roku akcje PGNiG są notowane na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, ciesząc się rosnącym zainteresowaniem inwestorów. PGNiG posiada również status Złotej Spółki, a akcje firmy, obok obecności w indeksie WIG20, znajdują się także w prestiżowym indeksie spółek rynków wschodzących ustalanych przez Morgan Stanley Capital International Inc. („MSCI").

Przychody firmy oraz jej zysk stawiają PGNiG w czołówce największych i najbardziej dochodowych podmiotów w Polsce. W roku 2013 przychody Grupy kształtowały się na poziomie 32 mld zł, a zysk netto wyniósł 1,9 mld zł. Zatrudniając ponad 32 tys. osób, PGNiG

jest jednym z największych pracodawców w kraju. W roku 2013 Grupa Kapitałowa PGNiG wydobyła 4,6 mld m^3 gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast całkowita produkcja ropy naftowej w 2013 roku wyniosła 1,1 mln ton. W ramach prac eksploatacyjnych oraz w procesie odazotowania gazu ziemnego wytwarzane są dodatkowe produkty, takie jak: siarka, propan-butan (LPG), hel (gazowy i ciekły), skroplony gaz ziemny LNG. Ten ostatni – jako nowy produkt na krajowym rynku – został wprowadzony przez PGNiG w 2002 roku. Grupa Kapitałowa PGNiG podzielona jest na cztery segmenty: Poszukiwanie i Wydobycie, Obrót i Magazynowanie, Dystrybucja oraz Energetyka.

1 sierpnia 2014 roku rozpoczęła działalność operacyjną spółka PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Dzięki przyjętej nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo uzyskało możliwość automatycznego przeniesienia umów z odbiorcami na spółkę obrotu detalicznego. W związku z wprowadzoną zmianą, cała handlowa obsługa klienta detalicznego w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej została przeniesiona do nowej spółki, w 100% zależnej od PGNiG SA, pod nazwą PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Głównym celem przeprowadzanych zmian organizacyjnych jest przygotowanie na pełną liberalizację rynku w gazu w Polsce. PGNiG SA jako spółka prowadząca działalność m. in. z zakresu obrotu gazem ziemnym, została zobowiązana do sprzedaży części swojego rocznego wolumenu poprzez Towarową Giełdę Energii. Zabieg ten ma na celu umożliwienie dostępu do rynku gazu w Polsce innym podmiotom i w konsekwencji pełne jego uwolnienie. PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. nabywa zatem paliwo gazowe na giełdzie, konkurując na tym polu z innymi firmami zamierzającymi sprzedawać gaz ziemny.

Zmiany na rynku energii przeprowadzane są głównie z myślą o klientach – odbiorcach gazu ziemnego – którzy będą mieli już niebawem możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy błękitnego paliwa. Z punktu widzenia odbiorców, zmiana organizacyjna wewnątrz PGNiG SA, polegająca na wydzieleniu nowej spółki i przeniesieniu obsługi klienta do nowego podmiotu, pozostanie bez wpływu na jakość świadczonych usług oraz nie zmieni dotychczasowych umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego lub sprzedaży energii elektrycznej.

Dzięki doświadczeniu, potencjale kadrowym i zaawansowanej infrastrukturze PGNiG gwarantuje utrzymanie dotychczasowej jakości świadczonych usług na niezmienionym, wysokim poziomie.

Odbiorca	2007	2008	2009	2010	2011
Przemysł, w tym:	62,3	62,5	59,9	56,8	60,7
zakłady azotowe	17,7	17,5	15,2	14,6	16,5
elektrownie i elektrociepłownie	7,5	7,4	7,8	7,2	7,9
ciepłownie	1,8	1,7	2,2	2,1	1,9
pozostali	35,3	35,9	34,7	32,9	34,4
Handel i usługi	9,6	9,5	10,2	10,4	9,7
Klienci indywidualni	26,7	26,1	28,0	30,6	28,1
Eksport	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
OGP i OSD	1,1	1,6	1,6	1,9	1,3

Tab.: Struktura sprzedaży gazu ziemnego w Polsce [%]

Gaz ziemny bezpośrednio ze złóż kupują przede wszystkim przedsiębiorstwa przemysłowe (m.in. Elektrociepłownia Zielona Góra SA, Polska Grupa Energetyczna Elektrociepłownia Gorzów SA, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA, Arctic Paper Kostrzyn SA). Tego typu zakupem zainteresowani są zwłaszcza odbiorcy znajdujący się w bliskiej odległości od kopalń. Poza tym taka sprzedaż gazu pozwala korzystnie zagospodarować złoża gazu o jakości odbiegającej od standardów sieciowych, a także pozyskać klientów, dla których dostawy gazu systemowego są niemożliwe ze względów ekonomicznych lub technicznych. W 2011 roku klienci kupili bezpośrednio ze złóż 682 mln m^3 gazu (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Było to około 5% całego wolumenu sprzedaży PGNiG SA. W handlu bezpośrednio ze złóż znajduje się zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany (odpowiednio: 64 mln m^3 i 618 mln m^3).

W powyższej tabeli przedstawiono strukturę sprzedaży gazu w Polsce od czasu utworzenia Oddziałów Handlowych. Zdecydowana większość, bo 95% paliwa, sprzedawana jest z sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, a jedynie 5% bezpośrednio ze złóż. Najliczniejszą grupę odbiorców, około 97%, stanowią klienci indywidualni.

Klienci kupujący gaz mają kontakt bezpośredni z przedstawicielami Regionów. Już na etapie przyłączania budynku do sieci gazowej odbiorca współpracuje z pracownikami Regionu, gdyż to oni przyjmują wniosek o określenie warunków przyłączenia. Po spełnieniu tych wymogów następuje zawarcie dwóch umów: na przyłączenie do sieci gazowej oraz o dostarczaniu paliwa gazowego. Pracownicy Regionu koordynują budowę przyłącza (instalacja pozostaje w gestii klienta), a po odbiorach technicznych – nadzorują założenie układu pomiarowego i napełnianie instalacji gazowej. Od tego momentu rozpoczyna się eksploatacja urządzeń gazowych, a klient wnosi opłaty za zużywane paliwo. Liczba faktycznych odczytów gazomierza zależy od tego, do której grupy taryfowej został on zakwalifikowany. Odczyty mogą następować jeden, dwa, sześć, dziewięć lub dwanaście razy w ciągu roku. W przypadku odczytów rzeczywistych płaci się za faktycznie zużyty gaz, a w pozostałych terminach na podstawie prognoz zużycia.

Przekształcenia strukturalne bardzo skomplikowały sposób wyliczania należności za gaz. Poprzednio, gdy za wszystkie etapy dostarczania gazu do odbiorcy odpowiadało jedno przedsiębiorstwo, było to stosunkowo proste. Teraz wzór matematyczny stał się bardzo złożony, ponieważ musi uwzględniać nie tylko opłatę za gaz, ale również odpowiednie stawki za przesył gazu przez operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. W najpopularniejszych taryfach (W-1 do W-4) na opłatę za gaz składa się: stawka opłaty za gaz, ilość zużytego gazu, stawka opłaty dystrybucyjnej zmiennej, stawka opłaty abonamentowej, liczba miesięcy w okresie rozliczeniowym, stawka opłaty dystrybucyjnej stałej. Stawkę opłaty za gaz i opłaty abonamentowej ustala dla całego kraju Urząd Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa, natomiast opłata dystrybucyjna zmienna i stała mogą się różnić w zależności od dostawcy. W 2011 roku został wprowadzony dodatkowy podział grup taryfowych ze względu na liczbę faktycznych odczytów gazomierzy w ciągu roku.

EWE – zaufany doradca, pewny sprzedawca

Jesteśmy przedsiębiorstwem energetycznym, które zapewnia dostęp do nowoczesnych źródeł energii i doradztwo w zakresie ich wykorzystania. Dostarczamy gaz ziemny do celów grzewczych i produkcyjnych do 49 gmin sześciu województw. Naszymi odbiorcami są zarówno klienci indywidualni (gospodarstwa domowe), jak i firmy (usługi i produkcja). Pakiet doradztwa energetycznego, m.in. badanie kamerą termowizyjną, pozwala na racjonalne korzystanie ze źródeł ciepła i optymalizuje koszty jego zużycia. W ramach naszych usług oferujemy również sprzedaż energii elektrycznej klientom biznesowym tj.: małym, średnim i dużym firmom. Wieloletnie doświadczenie i wysoka jakość obsługi klientów dają nam solidną pozycję na rynku.

EWE – rozwijamy się i pomagamy się rozwijać

Systematycznie powiększamy obszar funkcjonowania, zarówno pod względem produktowym jak i terytorialnym. Nie tracimy jednak tego, co dla nas najważniejsze – lokalnego charakteru działania rozumianego jako bliski kontakt z regionem oraz jego mieszkańcami. Z uwagą przyglądamy się oczekiwaniom naszych klientów i precyzyjnie odpowiadamy na potrzeby coraz bardziej świadomych i wymagających odbiorców. Zapewnienie dostępu do nowoczesnych źródeł energii przyczynia się do rozwoju gospodarczego regionów – z korzyścią dla mieszkańców gmin, działających tam firm czy nowych inwestorów. Od lat aktywnie angażujemy się w lokalne inicjatywy prospołeczne o charakterze edukacyjnym i integracyjnym.

EWE – energia bez granic

Działalność EWE to efektywne połączenie europejskich technologii ze znajomością potrzeb lokalnego rynku odbiorców. Spółki koncernu energetycznego EWE w Polsce czerpią wiedzę od firmy matki – koncernu energetycznego EWE AG, jednego z największych i najbardziej doświadczonych regionalnych dostawców energii na rynku niemieckim. Dzięki międzynarodowej współpracy możliwy jest transfer najnowszych rozwiązań oraz dywersyfikacja źródeł zakupu energii. Ma to szczególne znaczenie w przypadku gazu ziemnego, ponieważ przekłada się w prostej linii na większą stabilność dostaw i ich niezależność.

Wybierz EWE. Przełącz się na lepsze!

infolinia 801 100 800
www.ewe.pl

EWE

Towarowa Giełda Energii S.A.
02-822 Warszawa, ul. Poleczki 23 bud. H
tel. +48 22 341 99 12, fax +48 22 341 99 10
e-mail: tge@tge.pl, www.tge.pl

Towarowa Giełda Energii – największą giełdą w regionie Europy Środkowo-Wschodniej

Towarowa Giełda Energii S.A. powstała w 1999 r. i jest jednym z głównych uczestników procesu liberalizacji rynku energii i gazu w Polsce, stwarzającym możliwość wolnego handlu tymi surowcami w transparentnych warunkach. W 2003 r. TGE, jako pierwsza i do tej pory jedyna spółka, uzyskała licencję Komisji Nadzoru Finansowego na prowadzenie giełdy towarowej. Od lutego 2012 r. jest częścią Grupy Kapitałowej GPW S.A.

TGE na tle rynków europejskich

Na tle innych europejskich giełd, TGE wyróżnia się szeroką ofertą łączącą rynek terminowy oraz spot energii elektrycznej i gazu ziemnego, a także rynek praw majątkowych. Szeroka propozycja produktowa jest komfortowym rozwiązaniem dla podmiotów działających na rynku, pozwalającym na organizację polityki energetycznej w jednym miejscu. Pod względem obrotów na rynku terminowym energii elektrycznej z fizyczną dostawą Towarowa Giełda Energii zajmuje drugą pozycję w Europie po giełdzie skandynawskiej.

TGE podejmuje szereg działań informacyjnych i edukacyjnych, które mają na celu budowę transparentnego, bezpiecznego i konkurencyjnego rynku energii oraz gazu. Działając na jednym z największych europejskich rynków energii oraz w sąsiedztwie dużych systemów energetycznych Unii Europejskiej oraz Europy Wschodniej, Giełda jest naturalnym partnerem w systemie europejskiej wymiany energii elektrycznej i gazu oraz inicjatorem zmian rynkowych.

Giełdowa Platforma Informacyjna – transparentność i bezpieczeństwo

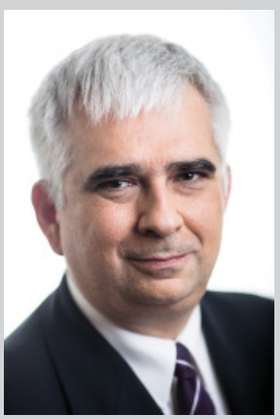
Jedną z takich inicjatyw jest uruchomienie Giełdowej Platformy Informacyjnej (www.gpi.tge.pl), która dostarcza aktualne informacje o stanie systemu elektroenergetycznego w Polsce, a w niedalekiej przyszłości również systemu gazowego, czy innych obszarach powiązanych z rynkiem energii i paliw. GPI przyczynia się do znacznego podniesienia poziomu transparentności i bezpieczeństwa decyzji handlowych uczestników rynku.

Rynek gazu – droga do liberalizacji

Start giełdowego handlu gazem w grudniu 2012 r. w Polsce był pierwszym z kilku etapów na drodze do pełnej liberalizacji tego rynku. Kolejny ważny krok to wejście w życie we wrześniu 2013 r. tzw. obligo giełdowego, czyli obowiązku sprzedaży paliwa przez giełdę – w 2013 r. w wysokości 30%, w 2014 r. – 40%, a od 2015 r. – 55%. Dziś ceny gazu na polskiej giełdzie podążają za rozwiniętymi rynkami europejskimi. Kolejne niezbędne zmiany to uwolnienie cen z regulacji, wdrożenie decyzji UOKiK w sprawie umów z odbiorcami oraz zmiana lub zniesienie rozporządzenia w sprawie dywersyfikacji dostaw.

Członkowie TGE

Członkami Giełdy mogą być przedsiębiorstwa posiadające własnego licencjonowanego maklera giełd towarowych, bądź firmy korzystające z pośrednictwa domów maklerskich. Obecnie TGE ma 62 członków, w tym elektrownie, spółki obrotu i domy maklerskie m.in. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Gaz-System S.A., PGNiG S.A., ENERGA Obrót S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A., DM Noble Securities S.A., DM BOŚ S.A.



TGE, jako instytucja zaufania publicznego, aktywnie uczestniczy w budowaniu bezpiecznych, konkurencyjnych i transparentnych rynków energii oraz gazu. Naszym celem jest rozwijanie rynku towarowego oraz – w bliskiej przyszłości - wykorzystanie możliwości rozwoju rynku finansowego, jaką daje nam przynależność do Grupy Kapitałowej GPW. Dzięki płynnej i dobrze prosperującej giełdzie stajemy się pełnoprawnym uczestnikiem powstającego wspólnego europejskiego rynku energii.

Ireneusz Łazor, Prezes Zarządu TGE

STACJE TANKOWANIA CNG

Obecnie coraz popularniejsze stają się pojazdy zasilane sprężonym gazem ziemnym (ang. *CNG – compressed natural gas*). Idea silników spalających gaz nie jest pomysłem nowym. Już w połowie ubiegłego wieku w kilku miastach południowej Polski jeździło ponad 2000 samochodów na gaz ziemny. Zahamowanie rozwoju konkurencyjnego dla benzyny sposobu zasilania spowodowane było kłopotami technologicznymi, przede wszystkim brakiem odpowiednich zbiorników umożliwiających magazynowanie gazu.

Szersze zainteresowanie tą formą napędzania silników samochodowych i rozwojem powiązanej technologii zrodził kryzys naftowy na początku lat 70. ubiegłego stulecia, a zdecydowane przyspieszenie nastąpiło na przełomie wieków, gdy rozpoczęto produkcję zbiorników mogących wytrzymać bardzo wysokie ciśnienia (nawet do 700 bar). W zbiornikach samochodów napędzanych gazem ziemnym (ang. *NGV – natural gas vehicle*) ciśnienie nie jest aż tak wysokie i wynosi 250 bar. Ich konstrukcja uniemożliwia wybuch. Polega to na tym, że samoczynnie następuje rozszczelnienie i wypływ gazu, co przy gwałtownym rozprężaniu, zgodnie z efektem Joule'a-Thomsona, powoduje obniżenie temperatury gazu znacznie poniżej 630°C, która jest temperaturą zapłonu metanu.

Jedną z cennych zalet silników napędzanych gazem jest dużo mniejsza emisja substancji toksycznych w porównaniu do obowiązujących norm dla paliw silnikowych. Są również inne korzyści: wyższa temperatura zapłonu gazu utrudnia samozapłon, niższa normalna prędkość spalania ma wpływ na cichszą pracę silnika, a wysoka liczba oktanowa umożliwia zwiększenie stopnia sprężania. Równie ważną, a kto wie, czy nie ważniejszą cechą tych silników, są koszty eksploatacji. Jeden metr sześcienny CNG kosztuje około 50-60% ceny decymetra sześciennego benzyny E-95 (te relacje mogą okresowo ulegać zmianie), a przedstawione objętości w przybliżeniu odpowiadają temu samemu zużyciu paliwa.

Niemal każdy koncern samochodowy ma w ofercie model samochodu osobowego napędzanego silnikiem CNG (Opel, Volkswagen, Fiat, Ford, Mercedes), wykorzystuje go także bardzo duża grupa samochodów dostawczych i ciężarowych, a także autobusów. Niewątpliwą wadą takiego rozwiązania jest wyższa cena zakupu odpowiednio przystosowanego modelu samochodu oraz znacznie mniejszy zasięg na „standardowych" zbiornikach. Również sieć stacji tankowania jest stosunkowo niewielka.

Wymienione czynniki sprawiają, że pojazdy zasilane CNG eksploatowane są głównie przez spółki gazownictwa, firmy komunalne oraz miejskie zakłady transportu publicznego. Stacje tankowania budowane są albo w sąsiedztwie złóż gazu, albo w pobliżu sieci przesyłowej wysokiego ciśnienia. Umożliwiają one tankowanie w cyklach: szybkiego tankowania ze specjalnych baterii zbiorników wysokociśnieniowych (wcześniej napełnianych) lub wolnego tankowania za pomocą specjalnych układów sprężarkowych.

Po przezwyciężeniu wszystkich niedogodności pojazdy NGV mogą stać się alternatywą dla pojazdów benzynowych, zwłaszcza w dużych miastach. ■

wykorzystanie gazu ziemnego

Udział gazu ziemnego w strukturze zużycia energii pierwotnej w Polsce od kilku lat utrzymuje się na stabilnym poziomie i wynosi około 13%. Tym samym surowiec ten plasuje się na trzecim miejscu, po węglu i ropie naftowej. W Unii Europejskiej udział gazu jest dwukrotnie większy, dlatego już od kilku lat działania polskiego rządu koncentrują się na zwiększeniu znaczenia tego paliwa w krajowym sektorze energetycznym. Niewielki postęp już jest widoczny, bowiem zużycie gazu ziemnego wzrosło z 14,4 mld m^3 w 2011 roku do 15,8 mld m^3 w roku 2012.

Istotnym problemem jest natomiast niski wskaźnik zużycia tego surowca przypadający na jednego mieszkańca. W Polsce wynosi on ok. 410 m³/osobę. Tymczasem dla Unii Europejskiej osiągnął on ok. 1000 m³/osobę, co plasuje nasz kraj na jednym z ostatnich miejsc w UE pod tym względem. Przyczyny takiego stanu rzeczy wynikają między innymi z uwarunkowań historycznych, niewydolności gospodarczej PRL, licznych perturbacji związanych z transformacją ustrojową po 1989 roku, niespójności władz w zakresie mixu energetycznego oraz ustępstw na rzecz lobby węglowego. Wszystko to doprowadziło do słabego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz niskiego poziomu wykorzystania gazu w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Dlatego też struktura wykorzystania gazu ziemnego od kilku lat nie ulega większym zmianom. Około 60% sprzedaży realizowana jest dla przemysłu (w tym elektroenergetyki i ciepłownictwa), na drugim miejscu plasują się gospodarstwa domowe – ok. 28%, a na handel i usługi przypada ok.10% rocznego zużycia tego surowca.

GOSPODARSTWA DOMOWE

Gospodarstwa domowe w Polsce zużywają rocznie około 3,9 mld m³ gazu ziemnego. Surowiec wykorzystywany jest głównie w celach grzewczych (2,4 mld m³), służy także do podgrzania wody i przygotowania posiłków. Z danych statystycznych wynika, że obecnie około 58% gospodarstw domowych korzysta z gazu ziemnego, natomiast tylko 20% z nich używa tego rodzaju paliwa do celów grzewczych. Powodem takiego stanu rzeczy jest ciągle wysoka, w porównaniu do węgla, cena. Sytuacja w przyszłości powinna jednak ulec zmianie. Wpływ na to mogą mieć zarówno coraz bardziej restrykcyjne dyrektywy Unii Europejskiej dotyczące norm klimatycznych, jak i uruchomienie gazoportu w Świnoujściu, który umożliwi zwiększenie importu tego surowca od innych dostawców niż Rosja.

Wśród podstawowych urządzeń zasilanych paliwem gazowym (zarówno gazem ziemnym, jak i LPG), znajdujących się w domach Polaków, należy wymienić kuchenki, płyty oraz taborety gazowe. Ich główną przewagą nad urządzeniami elektrycznymi jest czynnik ekonomiczny, pozwalający na oszczędność domowych wydatków. Ponadto urządzenia gazowe szybciej się nagrzewają i mają możliwość natychmiastowej i płynnej regulacji płomienia.

W wielu domach, mieszkaniach czy pomieszczeniach użytkowych w celu podgrzania wody instalowane są gazowe podgrzewacze wody, potocznie nazywane piecykami lub termami. Projektowane współcześnie podgrzewacze gazowe są oszczędne, wydajne i bezpieczne, a ich sprawność wynosi nawet 90% w przypadku urządzeń z zamkniętą komorą spalania.

W nowoczesnych wnętrzach coraz częściej pojawiają się także kominki gazowe. Pełnią one nie tylko funkcję grzewczą, ale są ciekawym elementem dekoracji pomieszczenia. Ich niewątpliwą zaletą jest wygoda użytkowania i czystość. Nie wymagają bowiem, tak jak tradycyjne kominki, rąbania i przynoszenia drewna oraz długiego rozpalania i usuwania popiołu.

OGRZEWNICTWO I KLIMATYZACJA

Wśród różnych rodzajów paliw wykorzystywanych do ogrzewania zarówno gospodarstw domowych, jak i pomieszczeń użytkowych, gaz stanowi rozwiązanie ekonomiczne i ekologiczne. Zalety tego surowca dostrzegają spółdzielnie mieszkaniowe, deweloperzy, przedsiębiorcy oraz właściciele prywatnych mieszkań i domów, którzy instalują zazwyczaj dwufunkcyjne kotły gazowe służące do ogrzewania pomieszczeń i podgrzania wody. Charakteryzują się one wysoką sprawnością, cichą i bezobsługową pracą oraz ciekawym wzornictwem, co stanowi niewątpliwie dodatkową zaletę tego rozwiązania.

W przypadku ogrzewania dużych obiektów przemysłowych, w których występują znaczne straty ciepła, często wykorzystuje się gazowe promienniki, nagrzewnice powietrza (kondensujące bądź bezwymiennikowe) oraz rury promieniujące. Promienniki gazowe umożliwiają punktowe ogrzewanie konkretnych miejsc, natomiast w halach, w których rzadko przebywają ludzie, stosuje się często nagrzewnice powietrza czy systemy nadmuchowe. Rozwiązania te charakteryzują się ponadto szybkością nagrzania wskazanego miejsca, wysoką sprawnością energetyczną, są także bardziej ekologiczne. Dzięki tym urządzeniom możliwa jest oszczędność energii (w porównaniu z tradycyjnym centralnym ogrzewaniem) wynosząca około 35-40% dla budynków o dobrej izolacji i nawet do 60% dla obiektów ze złą izolacją.

Warto zwrócić uwagę także na urządzenia, które pełnią nie tylko funkcję ogrzewania pomieszczeń, ale także ich klimatyzowania. Należą do nich pompy ciepła przemieszczające ciepło ze źródła o niższej temperaturze do odbiornika o temperaturze wyższej. Są one wyposażone w agregat sprężarkowy, dzięki któremu ten proces może nastąpić. Jeszcze do niedawna w urządzeniach klimatyzacyjnych stosowane były wyłącznie pompy ciepła zasilane energią elektryczną. Obecnie coraz popularniejsze są pompy zasilane gazem ziemnym. Wyróżnia się wśród nich pompy sprężarkowe, w których silnik elektryczny zastąpiony jest tłokowym silnikiem gazowym lub turbiną. Niektóre ich modele umożliwiają ponadto dodatkową produkcję energii elektrycznej na własne potrzeby (taki rodzaj pomp został zainstalowany w budynku głównym PGNiG). Drugi rodzaj stanowią pompy absorpcyjne wykorzystujące do ogrzewania parownika ciepło pochodzące ze spalania gazu.

Zaletami pomp ciepła jest ich wysoka sprawność energetyczna, prosta konstrukcja oraz zastosowanie bezpiecznych dla środowiska czynników chłodniczych, bowiem w przypadku klimatyzacji z wykorzystaniem gazu brak jest emisji do atmosfery związków freonu (CFC i HCFC) szkodliwych dla warstwy ozonowej.

ELEKTROENERGETYKA I CIEPŁOWNICTWO

Wykorzystanie gazu ziemnego w Polsce jako paliwa w elektroenergetyce oraz ciepłownictwie ciągle utrzymuje się na bardzo niskim poziomie. Udział tego surowca w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w naszym kraju wynosi 2,5-3%. W przypadku krajowego wytwarzania ciepła udział gazu ziemnego wysokometanowego wynosi około 6,6%, natomiast zaazotowanego 1,19%. Tymczasem w Unii Europejskiej paliwo to służy do produkcji aż 25% energii. Zarówno europejskie, jak i polskie plany oraz prognozy na najbliższe dekady zakładają wzrost zużycia gazu ziemnego w tych gałęziach gospodarki. Założenia te odnoszą się zwłaszcza do systemów opartych na kogeneracji (jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła), gdyż wpłynie to znacząco na oszczędność energii pierwotnej, wzrost sprawności energetycznej oraz na spadek emisji dwutlenku węgla, a tym samym ochronę środowiska naturalnego.

Pierwszą turbinę gazową do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w Polsce uruchomiono w 1999 roku w Elektrociepłowni Gorzów. Budowa tego bloku gazowo-parowego zajęła dwa lata. Obecnie w skład EC1 w Gorzowie wchodzi: turbozespół gazowy typu GT8C o mocy elektrycznej 54,5 MW; kocioł odzyskowy typu OUG83/140 z podgrzewaczem sieciowym; turbozespół przeciwprężny typu DDM-55 o mocy elektrycznej 5 MW oraz turbozespół upustowo-przeciwprężny 3P6-6 o mocy elektrycznej 6 MW. W 2000 roku rozpoczęła działalność pierwsza w kraju elektrociepłownia wybudowana od podstaw jako tzw. *green field project*, zasilana wyłącznie paliwem gazowym – EC Nowa Sarzyna Sp. z o.o. W 2002 roku oddano do użytku blok gazowo-parowy w EC Lublin-Wrotków, którego moc elektryczna wynosi 231 MW_e, a cieplna – 185 MW_t. Dwa lata później nowoczesny blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 190 MW_e i mocy cieplnej 95 MW_t uruchomiła Elektrociepłownia Zielona Góra. Trwa także budowa bloku gazowo-parowego w Elektrowni Stalowa Wola. To wspólna inwestycja dwóch podmiotów: Tauron Wytwarzanie i PGNiG TERMIKA. Jest to pierwszy projekt o tak dużej skali w Polsce (moc elektryczna ma wynieść 450 MW_e a cieplna 240 MW_t). Inwestycja zlokalizowana jest w bezpośrednim sąsiedztwie gazociągu przesyłowego wysokiego ciśnienia należącego do spółki OGP GAZ-SYSTEM, dzięki czemu możliwe będzie stosunkowo szybkie podłączenie do niego, bez konieczności wysokich nakładów na budowę przyłącza. Uruchomienie bloku planowane jest na drugi kwartał 2015 roku. Zakład ma według założeń produkować rocznie 3500 GWh energii elektrycznej i spalać około 600 mln m^3 gazu ziemnego wysokometanowego.

Perspektywicznym rozwiązaniem jest tzw. mała kogeneracja wykorzystująca silniki, turbiny gazowe a także gazowe agregaty prądotwórcze instalowane w miejscach bezpośredniego odbioru

Fot.: Nowoczesny blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Zielona Góra

energii. Dynamiczny rozwój tego zjawiska można zaobserwować zwłaszcza w Danii, Holandii czy Niemczech. Mikrokogeneracja dzieli się na rozproszoną (w źródłach skojarzonych o mocy powyżej 1 MW) lub rozsianą (w źródłach skojarzonych o mocy od kilkunastu kW do 1 MW).

Elektrociepłownie oraz lokalne ciepłownie, tworzące małe układy skojarzone zasilane gazem ziemnym, mogą zaspokajać potrzeby energetyczne zarówno pojedynczych domów, obiektów użyteczności publicznej, centrów handlowych, dużych zakładów przemysłowych, jak i całych osiedli mieszkaniowych. Produkują one energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, w którym wykorzystuje się układy z klasycznymi silnikami spalinowymi sprzęgniętymi z generatorem energii elektrycznej bądź układy z turbinami gazowymi. W „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku" zakłada się, iż wielkość energii elektrycznej produkowanej w źródłach rozproszonych zwiększy się z 0,06% w 1999 roku do 10-19% w roku 2020. Instalowanie małych układów skojarzonych tworzy nowy rynek wykorzystania gazu jako nośnika energetycznego i stanowi coraz bardziej atrakcyjną konkurencję, szczególnie dla sieciowych dostaw ciepła ze źródeł scentralizowanych.

PRZEMYSŁ

Gaz ziemny cechuje się szerokim zastosowaniem w wielu gałęziach przemysłu: od firm rafineryjnych, petrochemicznych i azotowych zaczynając, gdzie gaz wykorzystywany jest jako surowiec do syntezy, poprzez hutnictwo czy przemysł maszynowy, aż do branży szklarskiej oraz ceramicznej. Zaznaczyć przy tym należy, że obecnie sprzedaż gazu ziemnego największym odbiorcom pobierającym gaz z sieci przesyłowej, do których zaliczają się: Polski Koncern Naftowy Orlen Sp. z o.o., Grupa Azoty S.A. (w jej skład wchodzą m.in. Zakłady Azotowe Puławy S.A., Zakłady Chemiczne Police S.A., Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Zakłady Azotowe Tarnów S.A.), czy Anwil S.A. nie jest realizowana w oparciu o zasady określone w taryfie zatwierdzanej przez Prezesa URE, lecz w oparciu o indywidualne umowy.

Wśród odbiorców przemysłowych prym wiodą zakłady chemiczne (azotowe), które rocznie wykorzystują około 15÷18% tego surowca. Zastosowanie gazu ziemnego w tej gałęzi przemysłu jest wielorakie. Używany jest głównie jako paliwo w piecach technologicznych. Często umożliwia wdrażanie nowoczesnych i mniej energochłonnych procesów technologicznych. Wiele substancji otrzymywanych jest z tego surowca bądź jego mieszanin. W ponad 90% gaz ziemny służy do produkcji wodoru. W wyniku zastosowania metody katalitycznej konwersji gazu ziemnego z parą wodną otrzymuje się gaz syntezowy będący mieszaniną tlenku węgla i wodoru, który wykorzystywany jest dalej w procesach uszlachetniania i oczyszczania ropy naftowej, w różnych syntezach organicznych m.in. kwasu octowego, metanolu czy etanolu do celów przemysłowych, a także jako półprodukt do produkcji amoniaku, a następnie nawozów azotowych. Metoda uzyskiwania amoniaku z gazu ziemnego jest ekologiczna i bardziej ekonomiczna, cechuje ją ponadto prostszy proces technologiczny.

Fot.: Zakłady Azotowe Puławy S.A. są jednym z większych odbiorców gazu ziemnego w Polsce

Dlatego cała krajowa produkcja amoniaku opiera się właśnie na gazie ziemnym. Surowiec ten służy ponadto do produkcji chlorometanów, cyjanowodoru, acetylenu, dwusiarczku węgla i innych związków organicznych.

Gaz ziemny stanowi także niezwykle cenne paliwo w przemyśle hutniczym, szklarskim czy ceramicznym. W hutnictwie żelaza i stali oraz metali nieżelaznych surowiec ten służy głównie do opalania pieców grzewczych walcowni gorących, jak również pieców do obróbki cieplnej walcowni zimnych. Ponadto wykorzystywany jest do procesów pomocniczych np. do opalania komór koksowniczych, suszenia kadzi i zestawów odlewniczych w kotłowniach hutniczych. Gaz ziemny umożliwia płynną regulację oraz szybkie przerwanie produkcji, a także wyeliminowanie strat na rozruchu. Procesy technologiczne wymagają ponadto zachowania stałych parametrów oraz niezmiennego składu chemicznego dostarczanego paliwa, a jakość tę zapewnia właśnie gaz ziemny.

Również w przemyśle ceramicznym gazem ogrzewa się piece służące do wypalania wyrobów ceramicznych, a jego spaliny poprawiają jakość i wydajność produktów. W cegielniach zastosowanie znalazł także gaz płynny. Używa się go do wypalania, a dodatkowo spalinami, które powstają podczas tego procesu, suszy się półfabrykaty.

W hutnictwie szkła gaz wykorzystuje się podczas produkcji szkła okiennego, gospodarczego i technicznego, wełny szklanej, butelek, słoików, żarówek, rur szklanych czy naczyń laboratoryjnych. Piece szklarskie, w których następuje topienie i klarowanie masy szklanej, pracują w ruchu ciągłym, bez przerwy, przez okres kilku lat, dlatego gaz jest nieocenionym paliwem do ich opalania. Ponadto gaz wykorzystywany jest w procesie formowania szkła w wyrób końcowy na automatach formierskich a także podczas wyżarzania.

Przemysł spożywczy (m.in. mięsny, cukierniczy, spirytusowy, cukrowniczy, piekarski czy przetwórstwa mleka) także coraz częściej podczas poszczególnych procesów technologicznych stosuje urządzenia zasilane gazem ziemnym, gdyż pozwalają one na utrzymanie stałej temperatury bądź szybką i płynną jej regulację. Należą do nich piece gazowe, płyty, wędzarnie, kotły do gotowania, kuchnie czy grille.

GAZ JAKO PALIWO SILNIKOWE

Silniki zasilane gazem są obecne w wielu dziedzinach życia, począwszy od różnego rodzaju zastosowań trakcyjnych (LPG, CNG), na stacjonarnych silnikach wykorzystywanych w przemyśle kończąc (gaz ziemny). Urządzenia zasilane gazem ziemnym są niezwykle popularne w przypadku kogeneracji (a także mikrogeneracji) czy trójgeneracji. Systemy z tłokowymi silnikami spalinowymi stanowią zdecydowaną większość spośród budowanych na świecie gazowych układów małej mocy. W oparciu o tłokowe silniki spalinowe możliwa jest również budowa układów gazowo-parowych. W takich przypadkach stosowane powinny być silniki tłokowe o średnich i dużych mocach w celu uzyskania akceptowalnych wskaźników opłacalności. Najczęściej takie rozwiązania znajdują zastosowanie w przemyśle jako małe elektrociepłownie zakładowe. Ich zaletą jest możliwość zaspokojenia zapotrzebowania na gorącą wodę, do celów grzewczych i socjalnych oraz produkcja pary technologicznej.

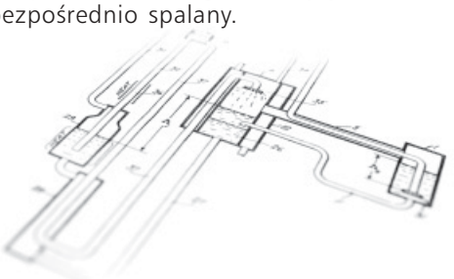
W przypadku silników gazowych wyróżnić można urządzenia z zapłonem iskrowym (zakres małych mocy) bądź jednostki dwupaliwowe zasilane paliwem gazowym oraz niewielką ilością paliwa ciekłego (oleju napędowego) służącą do zainicjowania zapłonu mieszanki (zakres średnich mocy).

Silniki z zapłonem iskrowym można podzielić na dwie grupy. Pierwszą z nich stanowią jednostki o małym stosunku sprężania spalające mieszankę o składzie zbliżonym do stechiometrycznego. Wadą ich jest stosunkowo nieduża sprawność oraz konieczność stosowania katalizatora w celu spełnienia wymogów dotyczących emisji szkodliwych substancji. Drugą grupę stanowią silniki spalające ubogą mieszankę gaz – powietrze (technologia *lean-burn*). Można tu zaobserwować dwie zasadnicze metody realizacji procesu spalania. Pierwszy sposób to spalanie mieszanki ubogiej, która podawana jest pod wysokim ciśnieniem do komory spalania, gdzie następuje jej zapłon od iskry świecy. Spalanie tak zubożonej mieszanki wymaga stosowania wysokich stosunków sprężania. Najczęściej silniki tego typu budowane są na bazie silników Diesla. Drugie z możliwych rozwiązań to zastosowanie cylindra wyposażonego we wstępną komorę spalania, gdzie oddzielnie wprowadza się część paliwa, która tworzy z powietrzem mieszankę bogatą. W pierwszym etapie procesu spalania następuje zapłon od iskry mieszanki bogatej, po czym spalanie rozprzestrzenia się na cały cylinder.

Silniki z samoczynnym zapłonem mieszanki pracują w układzie dwupaliwowym, w którym najpierw do silnika podawana jest niewielka dawka oleju napędowego w celu zainicjowania zapłonu. Często jednostki takie przystosowane są także do pracy przy zasilaniu wyłącznie olejem, na wypadek przerwy w dostawie gazu. Silniki tego typu budowane są przeważnie jako jednostki o mocach większych od 1 MW. ■

GAZOWE ABSORPCYJNE POMPY CIEPŁA
OGRZEWANIE, CHŁODNICTWO, KLIMATYZACJA

Urządzenia absorpcyjne w swoim działaniu i budowie opierają się na patencie układu chłodniczego wynalezionego przez Alberta Einsteina w 1926 roku i opatentowanego w roku 1930. Zamysłem Einsteina było stworzenie urządzenia chłodniczego bez elementów mechanicznych przez co bardzo trwałego, bezpiecznego i niezawodnego. Wspominany absorpcyjny układ chłodniczy napędzany jest ciepłem. Bardzo dobre źródło ciepła do napędu tego typu urządzeń stanowi gaz, który jest w nich bezpośrednio spalany.



źródło: http://www.gazuno.pl/technologia.html

Początkowo absorpcyjne urządzenia gazowe były wykorzystywane wyłącznie do celów chłodniczych. Ciepło, które powstawało ze spalania gazu, po wykonaniu pracy w układzie chłodniczym było usuwane do otoczenia. Najważniejszym był efekt chłodniczy. Tak pozostało do dzisiaj, jeśli mówimy o absorpcyjnych wytwornicach wody lodowej np. urządzenia Robur.

Prawdziwym przełomem było wykorzystanie absorpcyjnego układu chłodniczego do zbudowania gazowej absorpcyjnej pompy ciepła. W tej sytuacji ciepło po wykonaniu pracy w układzie chłodniczym jest przekazywane do układu centralnego ogrzewania obiektu, natomiast układ chłodniczy pozyskuje dodatkową porcję energii ze źródła odnawialnego, jakim może być: powietrze atmosferyczne, grunt lub woda. Dzięki połączeniu dwóch strumieni energii (energia napędowa powstała ze spalania gazu oraz energia ze źródła odnawialnego) efektywność tego typu urządzeń może sięgać 170%. Wartość ta wyrażona jest w G.U.E (ang. *gas utilization efficiency*) i oznacza efektywność spalania (wykorzystania) gazu. Mówiąc wprost z 1 kW energii dostarczonej w postaci gazu uzyskujemy efekt 1,7 kW w postaci ciepła dostarczonego do obiektu. W przypadku skojarzenia i jednoczesnego wykorzystania efektu grzania i chłodzenia G.U.E. może osiągnąć wartość nawet 2,44!

Możliwości, jakie drzemią w technologii gazowych absorpcyjnych pomp ciepła, pokrywają się z ustawodawstwem Unii Europejskiej. Technologia ta daje możliwość ograniczenia zużycia energii, zwiększenia wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych oraz redukcji CO_2, czyli jest zgodna z realizacją nowej polityki energetycznej i z tzw. dyrektywą 3x20. Komisja Europejska dostrzegła te możliwości, przyznając w ramach siódmego programu ramowego grant na zaprojektowanie i wdrożenie na rynek gazowej pompy ciepła o mocy 18 kW do zastosowań w budownictwie jednorodzinnym. Urządzenie to jest głównie przeznaczone do termomodernizacji istniejących obiektów, gdzie po okresie eksploatacji tradycyjnych kotłów gazowych, użytkownicy będą poszukiwać wysokoefektywnych, czyli bardzo oszczędnych, źródeł energii cieplnej do ogrzania swoich domów. Szczegóły na stronie **www.heat4u.pl**

HEAT 4U
PROJECT
Gas Absorption Heat Pumps solution for existing residential buildings

źródło: http://www.gazuno.pl/slupski-inkubator-technologiczny.html

źródło: http://www.gazuno.pl/salon-mercedes-benz.html

4 rozdział

4 rozdział

ukryte bogactwo

gaz z łupków

ukryte bogactwo

Jeszcze kilka lat temu trudno było znaleźć w Polsce geologa, który dokładnie orientowałby się w problematyce gazu łupkowego, po angielsku określanego mianem *shale gas*. Tylko niewielka grupa specjalistów śledziła amerykańską rewolucję technologiczną i miała niejasne przeczucie, że podobna historia może wydarzyć się w Polsce. Jednak zainteresowanie wielkich graczy rynku gazowego było niemal zerowe – ani krajowe koncerny, ani zagraniczni potentaci nie zdradzali ochoty na inwestowanie milionów dolarów w kosztowne badania geofizyczne i jeszcze droższe prace wiertnicze.

W połowie 2007 roku Ministerstwo Środowiska wydało pierwsze koncesje na poszukiwanie gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku, które zalegają na głębokości 2-4 km i większej, w pasie od Pomorza po Lubelszczyznę. Pod koniec 2009 roku niemal wszystkie koncesje, dające szansę na sukces poszukiwawczy, były rozdzielone. Karty zostały rozdane – rozpoczęła się wielka gra o przyszłość energetyczną Polski, której wyniku do dzisiaj nie jesteśmy jednak w stanie przewidzieć.

Trudno uwierzyć, ale jeszcze 50 lat temu naturalny gaz ziemny był uważany za surowiec o niewielkim znaczeniu, wręcz przeszkadzający w eksploatacji ropy naftowej, obok której często występuje. Najczęściej spalano go na miejscu, żeby uniknąć niebezpieczeństwa wybuchu. Wieńczące szyby wiertnicze pochodnie były malowniczym elementem krajobrazu pól naftowych, co łatwo zauważyć na zdjęciach z epoki. Niekiedy gazu, który składa się głównie z palnego metanu, używano do oświetlenia miejscowości położonych nieopodal zagłębi naftowych, wykorzystywały go też nieliczne zakłady przemysłowe. W dużych aglomeracjach królował tzw. gaz miejski, produkowany metodą termicznej przeróbki węgla kamiennego.

Wszystko się zmieniło wraz z rozwojem sieci rurociągów łączących pola naftowe z odbiorcami. Szybko oplotły one całe państwa, z czasem zostały połączone w sieci międzynarodowe i transkontynentalne. Gaz ziemny okazał się znacznie lepszym paliwem niż gaz miejski. Był, co prawda, równie wybuchowy jak jego węglowy konkurent, ale nie miał jego podstawowej wady – wysokiej toksyczności, spowodowanej obecnością tlenku węgla w mieszance dostarczanej przez gazownie. W połowie XX wieku naturalny gaz ziemny zdominował całkowicie rynek komunalny, opanował też znaczną część sektora przemysłowego, zwłaszcza w dziedzinie wielkiej syntezy organicznej.

W elektroenergetyce pojawił się stosunkowo późno, bo dopiero w 1939 roku koncernowi Brown Boveri udało się zainstalować pierwszą w pełni funkcjonalną turbinę gazową – w elektrowni Neuchatel, w zachodniej Szwajcarii. Mimo niezaprzeczalnych zalet, siłownie gazowe czy gazowo-parowe w skali globalnej są mniej popularne niż węglowe. W Polsce praktycznie nie odgrywają żadnej roli w miksie energetycznym. Jednak to może się zmienić, jeśli spadnie cena błękitnego paliwa, która jest głównym czynnikiem hamującym rozwój elektrowni gazowych. A jak wykazały doświadczenia amerykańskie – jest to możliwe. Dzięki rosnącej podaży gazu ziemnego pozyskiwanego z niekonwencjonalnych źródeł, cena tego surowca w USA od połowy 2008 roku spadła z 13 dolarów za 1 mln BTU do 4,3 dolarów za mln BTU w 2012 roku. Oznacza to, że na początku 2012 roku 1000 m^3 gazu kosztowało w USA 70 dolarów. Taniej niż w Rosji... ■

jak powstaje złoże?

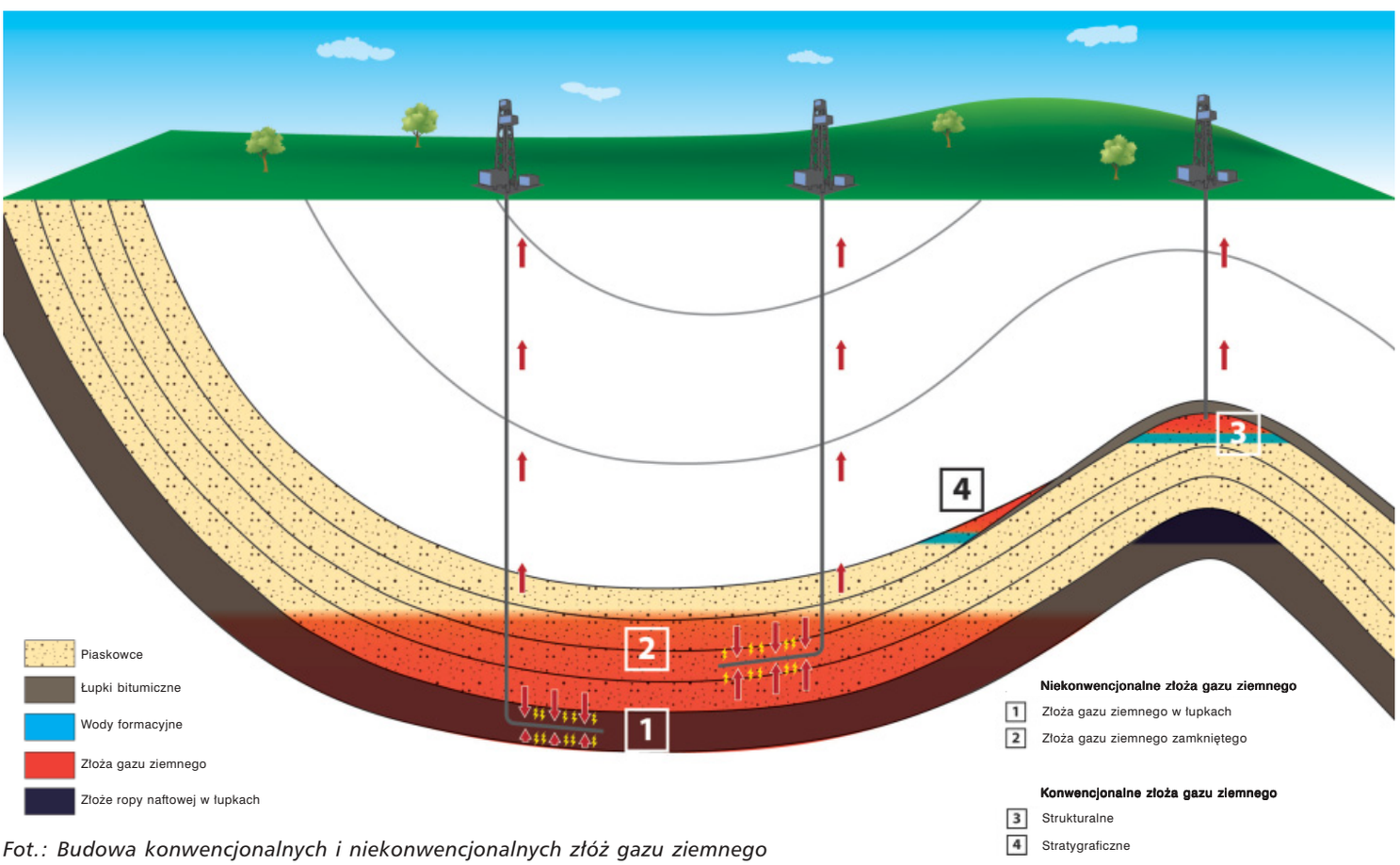
Teorie o pochodzeniu węglowodorów płynnych i gazowych pojawiły się na długo zanim pierwsze szyby naftowe zaczęły dostarczać płynnego złota. Naukowcy rozważali dwie możliwości – genezę nieorganiczną lub organiczną. Zwolennicy pierwszej hipotezy, wśród których był m.in. Mendelejew, zakładali, że ropa i gaz ziemny powstały na skutek działania przegrzanej pary wodnej pochodzącej z systemów wulkanicznych na węgliki metali ciężkich. Inna grupa uczonych (m.in. badacze polscy: Radziszewski, Zuber) wskazywała, że pewne specyficzne właściwości ropy świadczą o jej związkach z biosferą.

Przez długi czas obie teorie były w równowadze, dzisiaj zdecydowanie zwyciężyła teoria o organicznym pochodzeniu węglowodorów kopalnych.

Według współczesnych poglądów proces narodzin złoża ropy lub gazu jest dosyć skomplikowany i wieloetapowy. Kolejno musi zadziałać szereg czynników biologicznych i geologicznych, dlatego złoża są tak rzadkie. Przede wszystkim potrzebny jest głęboki, spokojny zbiornik morski, na dno którego powinna opadać możliwie duża ilość materii organicznej: bakterii, glonów, planktonu, roślin, nie zaszkodzi dodatek szczątków ryb czy padłych dinozaurów – nadaje się wszystko, co zawiera łańcuchy organiczne.

Taki gnijący kompost, przerabiany przez bakterie beztlenowe, powinien zostać szybko przykryty warstwą osadów mineralnych, najlepiej drobnoziarnistych, a następnie zanurzony pod powierzchnię ziemi i podgrzewany powoli ciepłem geotermicznym przez jakieś kilka milionów lat. Temperatura nie może być zbyt niska ani zbyt wysoka – nie powinna przekraczać 200°C. W takich warunkach, w naftowej kuchni najpierw wygotują się ciężkie frakcje ropy, potem coraz lżejsze, w końcu gaz ziemny. Bardzo często produktem końcowym jest wyłącznie gaz. Produkty powstające w naturalnym laboratorium są lżejsze od otoczenia, wędrują więc ku powierzchni ziemi, dopóki nie natrafią na swego rodzaju pułapkę – porowate skały, na przykład piaskowce czy wapienie rafowe, dobrze izolowane od góry warstwą skał nieprzepuszczalnych. W tym miejscu powoli tworzy się złoże, podobne do wielkiej gąbki nasyconej ropą i gazem. Do tej pory umieliśmy eksploatować takie właśnie struktury, zaniedbywaliśmy zaś kompletnie podstawę systemu naftowego, czyli drobnoziarniste osady dna morskiego, w których powstawały węglowodory. Przez geologów nazywane są one warstwami macierzystymi. Ich ciemna barwa jest świadectwem dużej zawartości zwęglonej materii organicznej.

Wiadomo było, że większość surowca pozostaje w skałach macierzystych. Jednocześnie jednak specjaliści uważali, że nie uda się go nigdy wydobyć. Drobnoziarniste osady dna morskiego przekształcają się bowiem po milionach lat nacisku górotworu w twarde, prawie nieprzepuszczalne skały ilastomułowcowe, nazywane łupkami z powodu łatwości do dzielenia się na cienkie płytki pod wpływem uderzenia. W swej strukturze zawierają one rozproszony w mikroporach gaz ziemny lub ropę, ale z powodu znikomej przepuszczalności łupków ilastych nie sposób uzyskać zadowalającej produkcji. Wielokrotnie to udowadniano przy okazji przewiercania formacji łupkowych pionowymi odwiertami. ■



Fot.: Budowa konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego

uparty przedsiębiorca z Teksasu

Ciemne łupki ilaste pewnie na zawsze zachowałyby swe potencjalne bogactwo, gdyby nie działalność pewnego specjalisty od trudnych odwiertów – Georga Mitchella. Teksański nafciarz o ogromnym doświadczeniu wiedział doskonale, tak jak wszyscy zresztą, że w ciemnych łupkach jest gaz, a także ropa naftowa. Już w 1821 roku niedaleko miasteczka Fredonia w stanie Nowy Jork, niejaki William Hart wydobywał gaz z ręcznie wykopanej nad brzegiem jeziora Erie ośmiometrowej studni. Na jej dnie znalazł warstwę mocno spękanych czarnych łupków, z których powoli sączył się palny gaz. Hart połączył swój szyb drewnianymi rurami z Fredonią i przez wiele lat dostarczał surowiec wystarczający do oświetlenia kilku domów, sklepów i młyna.

Fot.: Georg Mitchell – specjalista od trudnych odwiertów

Również kilkadziesiąt szybów – już z prawdziwego zdarzenia – od początku XX wieku eksploatowało gaz ziemny z łupków w zagłębiach Appalachów i Illinois. Piętą achillesową tych wszystkich przedsięwzięć była wydajność – tak niska, że przedsiębiorcy cały czas balansowali na krawędzi bankructwa. Problem próbowało rozwiązać państwo. Gwałtowny wzrost ceny bliskowschodniej ropy naftowej w latach 70. XX wieku połączony ze spadkiem produkcji z własnych szybów gazowych i naftowych uświadomił władzom USA wagę krajowych, w pełni kontrolowanych zasobów węglowodorów. Niestety, złoża amerykańskie lata świetności miały już za sobą i dostarczały surowce głównie dzięki wtórnym metodom wspomagania produkcji – zatłaczaniu dwutlenku węgla czy zwiększaniu powierzchni drenażu warstw produktywnych przy pomocy otworów horyzontalnych. Próbowano również kruszyć skały, by rozbudować w nich sieć szczelin przewodzących surowiec. W tym celu odpalano w otworach niewielkie ładunki dynamitu lub wtłaczano wodę pod wysokim ciśnieniem.

W 1976 roku dotowany przez rząd federalny Gas Research Institute rozpoczął prace nad całkiem nowym kierunkiem zwiększenia rodzimej produkcji. Naukowcy postanowili lepiej zagospodarować kulejące dotąd tzw. niekonwencjonalne źródła gazu ziemnego. Zalicza się do nich oprócz zasobów typu *shale gas*, także morskie i lądowe złoża hydratów gazowych, zasoby metanu z pokładów węgla i gazu zaciśniętego w izolowanych porach piaskowców (*tight gas*). Naukowcy z Gas Research Institute połączyli w jedną całość znane od lat 30. XX wieku technologie wspomagania produkcji i już po roku prac badawczych zademonstrowali przedsiębiorcom metodę udostępniania metanu z pozornie nieproduktywnych łupków. Istotą pomysłu było skruszenie ich przy pomocy wody pod wysokim ciśnieniem. Aby powstałe szczeliny nie zacisnęły się zbyt szybko, w końcowej fazie operacji do wody dodawano piasku, jako materiału podsadzkowego. Niestety, wielcy przedsiębiorcy uczestniczący w pokazie nie byli zachwyceni. Metoda była eksperymentalna i wymagała jeszcze zbyt wielu ulepszeń, by mogła stać się w pełni funkcjonalną. Pomysł podchwycili jedynie drobni, ambitni inwestorzy, próbujący znaleźć lukę w rynku zdominowanym przez duże koncerny. Był wśród nich wspomniany już Georg Mitchell, który przez następnych 20 lat uparcie udoskonalał technologię zaproponowaną przez Gas Research Institute. W 1998 roku osiągnął wreszcie w pełni ekonomiczną produkcję z szybu łupkowego na złożu Barnett w Teksasie. Należy dodać, że jego sukces nie byłby możliwy bez dotacji państwowych dla Mitchell Energy, co w niczym nie umniejsza zasług upartego inżyniera, nazwanego po jego śmierci w 2013 roku ojcem amerykańskiego gazu łupkowego.

Boom łupkowy, który wybuchł kilka lat po pierwszym udanym szczelinowaniu, przekraczał wszystko, co do tej pory obserwowano w branży naftowej. Niewiele jest przesady w porównywaniu go do gorączki złota w Klondike. W 1996 roku nieliczne otwory eksploatujące gaz łupkowy dostarczały 1,6% całego wolumenu gazu produkowanego w USA. Dzisiaj jest to około 20% i wzrost trwa nadal. Jak ocenia Energy Information Agency, do 2030 roku ten najszybciej rozwijający się sektor amerykańskiego rynku gazowego będzie wytwarzał połowę całkowitej produkcji ze wszystkich rodzajów złóż. Dzięki gazowi z łupków Stany Zjednoczone odzyskały w 2009 roku pozycję największego producenta tego surowca na świecie i nie zamierzają jej oddawać przez najbliższych kilkadziesiąt lat. Ubocznym efektem obfitości gazu ziemnego w USA jest nieoczekiwany spadek emisji dwutlenku węgla, znacznie większy niż w krajach, które podpisały protokół z Kioto i intensywnie walczą z globalnym ociepleniem. Wynika to w znacznej części z procesów zastępowania węgla kamiennego tanim paliwem gazowym, emitującym o 30% mniej dwutlenku węgla. ■

Fot.: Odwiert wydobywczy gazu łupkowego w Północnej Dakocie w USA

sekrety amerykańskiej technologii

Kluczem do sukcesu Georga Mitchella i jego następców była umiejętna modyfikacja technologii wspomagania produkcji stosowanych w przemyśle naftowym, przede wszystkim szczelinowania hydraulicznego. Już w latach 30. XX wieku zauważono, że zwiększenie powierzchni kontaktu skał gazonośnych z przestrzenią szybu eksploatacyjnego powoduje wzrost emisji gazu. To zwiększenie powierzchni odbioru gazu próbowano uzyskać na różne sposoby. Jednym z bardziej spektakularnych było tzw. torpedowanie wiertnicze, polegające na opuszczeniu ładunku wybuchowego do otworu i zdetonowaniu go w obrębie warstw produktywnych.

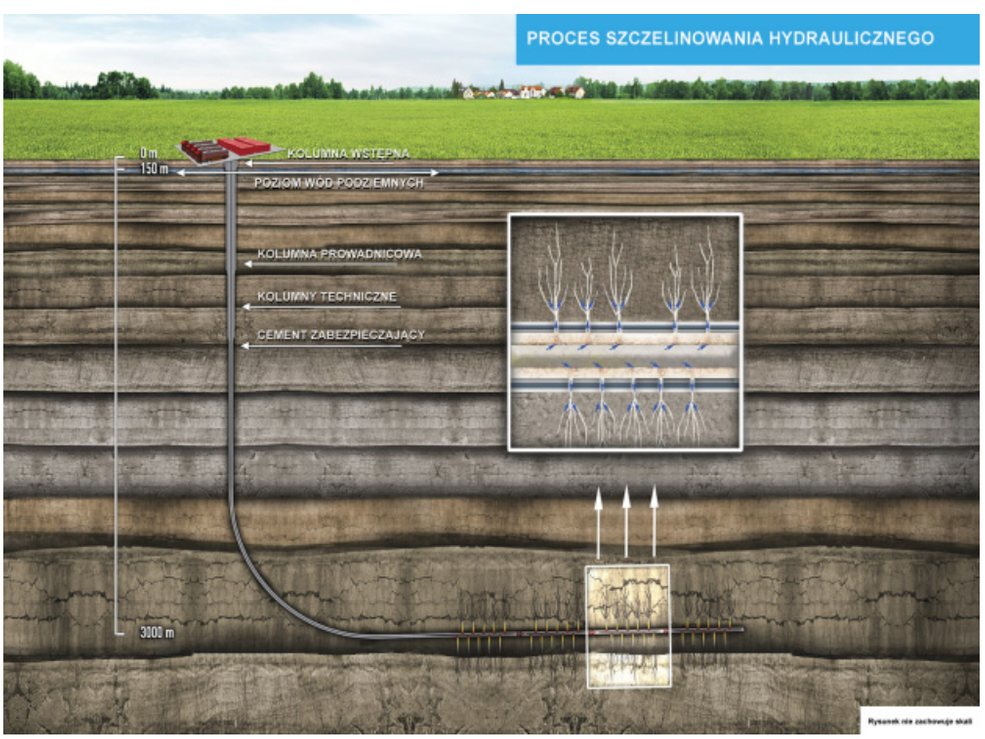
Rzadko przynosiło to zamierzony efekt i dlatego dzisiaj ta metoda nie jest stosowana. O wiele lepsze wyniki uzyskiwano, zatłaczając wodę, co powodowało otwarcie naturalnych spękań i oczekiwane zwiększenie powierzchni kontaktu. Aby szczeliny nie zamknęły się pod naciskiem górotworu, w ostatniej fazie dodawano tzw. podsadzkę, najczęściej drobnoziarnisty piasek. Z czasem płyn wzbogacono o związki chemiczne, które polepszały jego zdolność do penetracji. Eksperymentowano z boranami, izopropanolem, glikolem, benzyną i olejem dieslowskim. Zamiast podsadzki piaskowej stosowano kulki z tworzywa sztucznego, szkła lub płynne polimery, które twardniały w szczelinach skalnych w postaci nitkowatej sieci. Aby jeszcze bardziej zwiększyć stopień penetracji złoża, wiercono otwory kierunkowe, w tym poziome, umożliwiające szczelinowanie na znacznie dłuższym odcinku niż w otworze pionowym.

Współczesny proces szczelinowania jest wysoce specjalistycznym zabiegiem, wykonywanym przez kilka firm na świecie, które zdobyły doświadczenie drogą długoletnich badań i praktyki. Rynek tych usług w zasadzie zdominowały dwie firmy amerykańskie: Halliburton i Schlumberger. Płyn do wykonywania zabiegu dobierany jest indywidualnie dla każdego otworu wiertniczego w zależności od warunków geologicznych. Składa się on w 95% z wody, w 4,5% z podsadzki (piasku lub elementów ceramicznych) oraz 0,5% dodatków chemicznych. Owe dodatki – najbardziej kontrowersyjny element procesu – zwiększają zdolność płynu do penetracji, zapewniają jego jałowość biologiczną (złoże gazu łatwo zakazić bakteriami rozkładającymi metan), poprawiają zdolność do unoszenia ziaren piasku i chronią rury okładzinowe przed korozją. Obecnie są to związki chemiczne o niskiej toksyczności, wszystkie bez wyjątku używane w przemyśle spożywczym i w gospodarstwach domowych.

Sam zabieg polega na wywołaniu efektu uderzenia wody w pojedynczym impulsie o ciśnieniu rzędu 600-1000 barów, co otwiera szczeliny w podatnych na przełamanie łupkach. Wykonuje się go w pionowych odcinkach odwiertu dla wstępnego określenia potencjału złożowego oraz w poziomej jego części dla pełnego wywołania produkcji. Pełnoskalowy zabieg przeprowadzany jest kolejno w 5-7 sekcjach odwiertu poziomego, na odcinkach o długości 150-250 metrów. Przed rozpoczęciem każdej fazy, strefę roboczą izoluje się od przestrzeni otworu specjalnymi uszczelkami, a rury okładzinowe perforuje się pirotechnicznie.

W efekcie szczelinowania powstaje owalna strefa spękań o długości zależnej od zasięgu odwiertu poziomego (zwykle 1000-1500 metrów), w osi poziomej rozciągająca się na około 200 metrów, w pionowej na około 100 metrów. Szczelinowanie jest operacją jednorazową. Po prawidłowym wykonaniu, płyn zabiegowy usuwa się z otworu wiertniczego (często przy wspomaganiu sprężonym azotem), a gaz samoczynnie napływa do rury eksploatacyjnej. Żywotność otworów tego typu nie jest jeszcze znana, przypuszcza się, że tak jak w klasycznych odwiertach sięga 20-30 lat. Charakterystyczny jest szybki spadek produkcji – w pierwszym roku o ok. 50%, później wolniejszy.

Nowa technologia wymagała początkowo sporego obszaru. Ponieważ otwory eksploatacyjne mogą drenować tylko ograniczoną część złoża potrzeba było wielu odwiertów, aby wykorzystać całe zasoby formacji gazowej. Obecnie wiercenia eksploatacyjne prowadzi się w systemie padów – z jednej lokalizacji wykonuje się do 20 odwiertów kierunkowych, co znacznie ogranicza wielkość potrzebnego terenu. ■



Fot.: Schemat procesu szczelinowania hydraulicznego złoża gazu łupkowego

ukryte bogactwo

O występowaniu w Polsce ciemnych łupków dolnego paleozoiku geolodzy wiedzieli od dawna, pokazują się one bowiem na powierzchni ziemi w Górach Świętokrzyskich. Pierwszy naukowy opis tej formacji znaleźć można w *Sprawozdaniach Polskiego Instytutu Geologicznego* z 1920 roku. W miarę coraz lepszego rozpoznawania budowy geologicznej kraju, dzięki głębokim wierceniom badawczym wykonywanym na skalę masową od lat 60. ubiegłego wieku, ustalono między innymi, że formacje łupków dolnego paleozoiku ciągną się skośnym pasem, szerokim na 50-250 km, od Pomorza po Lubelszczyznę. Warstwy leżą bez większych zaburzeń na skłonie wielkiej jednostki geologicznej zwanej kratonem wschodnioeuropejskim.

Fot.: Odwiert gazu na złożu łupkowym we wsi Goździk na Mazowszu

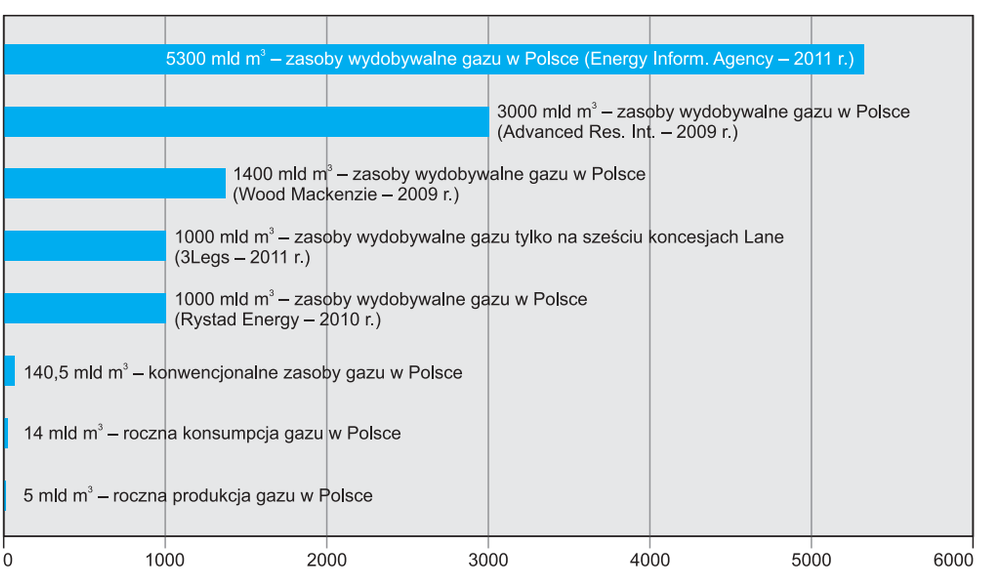
Fot. 1: Kontrola urządzenia iPZIG pozwalającego na bieżącą wizualizację procesu wiercenia

Fot. 2: Wiercenia w poszukiwaniu gazu ze złóż łupkowych w Plichowie koło Prabut

Pierwotnie pokrywały obszar prawie całej Polski, ale na skutek działania sił tektonicznych i erozji zachowały się w postaci ciągłej tylko w trzech dużych basenach: bałtyckim, podlaskim i lubelskim. Izolowane płaty występują też w Górach Świętokrzyskich i w Małopolsce.

Są to głównie ilaste i mułowcowe osady głębokiego morza, powstałe w ordowiku i sylurze – w okresie od 495 do 417 mln lat temu. Cechują się ciemną barwą, która jest skutkiem wysokiej zawartości materii organicznej. Badania wykazały, że owa zawartość jest bardzo zmienna – wagowo wynosi od 1,5% do, lokalnie, 20%. W basenie bałtyckim łupki zalegają na głębokości od 1000 metrów w części wschodniej do 4500 metrów w części zachodniej, w basenie podlaskim od 500 metrów na wschodzie do 4000 metrów w rejonie Warszawy. Basen lubelski ma nieco bardziej skomplikowaną budowę geologiczną. W jego przemieszczonych tektonicznie blokach ciemne łupki napotkać można na głębokościach od 1000 do 3500 metrów. Miąższość sumaryczna tego kompleksu jest imponująca – lokalnie przekracza 2000 metrów, jednak nie wszystkie warstwy są produktywne.

Mimo że podczas wierceń badawczych w latach 60. XX wieku obserwowano przejawy obecności węglowodorów – m.in. bąble metanu na świeżo wyjętych, mokrych rdzeniach wiertniczych – to próby wywołania produkcji kończyły się niepowodzeniem. Nawet w wyniku starań techników łupki nie chciały samodzielnie oddawać gazu. Było to zgodne z ówczesną wiedzą geologiczną, która zaliczała tego typu utwory do skał nieproduktywnych. Ciemne łupki cieszyły się za to ogromnym zainteresowaniem paleontologów z powodu obfitości skamieniałych szczątków zwierząt i roślin morskich. Do najciekawszych z nich zaliczyć można graptolity – niewielkie bezkręgowce, podobne do postrzępionych źdźbeł trawy, czasami spiralnie zwiniętych.



Wyk.: Zestawienie ocen potencjalnych zasobów wydobywalnych gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku na kratonie wschodnioeuropejskim, z zasobami wydobywalnymi gazu w konwencjonalnych złożach w Polsce, rocznym zużyciem gazu oraz roczną produkcją gazu ze złóż konwencjonalnych (arch. PIG)

KRISS

TORQUE
AOI
INSTRUMENTATION
CIŚNIENIE OLEJU WYCIĄGU

W niektórych okresach historii oceanu paleozoicznego były one tak liczne, że przepełniały warstwy osadów dennych, stąd nazywano je łupkami graptolitowymi.

Rdzenie wiertnicze spoczywające spokojnie od półwiecza w magazynach Centralnego Archiwum Geologicznego PIG odkurzono ponownie w pierwszej dekadzie bieżącego stulecia. Wzrost zainteresowania był spowodowany informacjami docierającymi zza oceanu. Geolodzy z kraju i zagranicy jeszcze raz badali zawartość materii organicznej, dojrzałość termiczną i własności mechaniczne skał wydobytych przed laty z głębi ziemi. Mimo upływu dziesiątków lat od chwili pobrania, rdzenie zachowały przydatność do badań. Nic dziwnego – te skały powstały ponad 400 milionów lat temu, więc kilkadziesiąt lat leżakowania w magazynach Instytutu nie wpłynęło na ich stan ogólny.

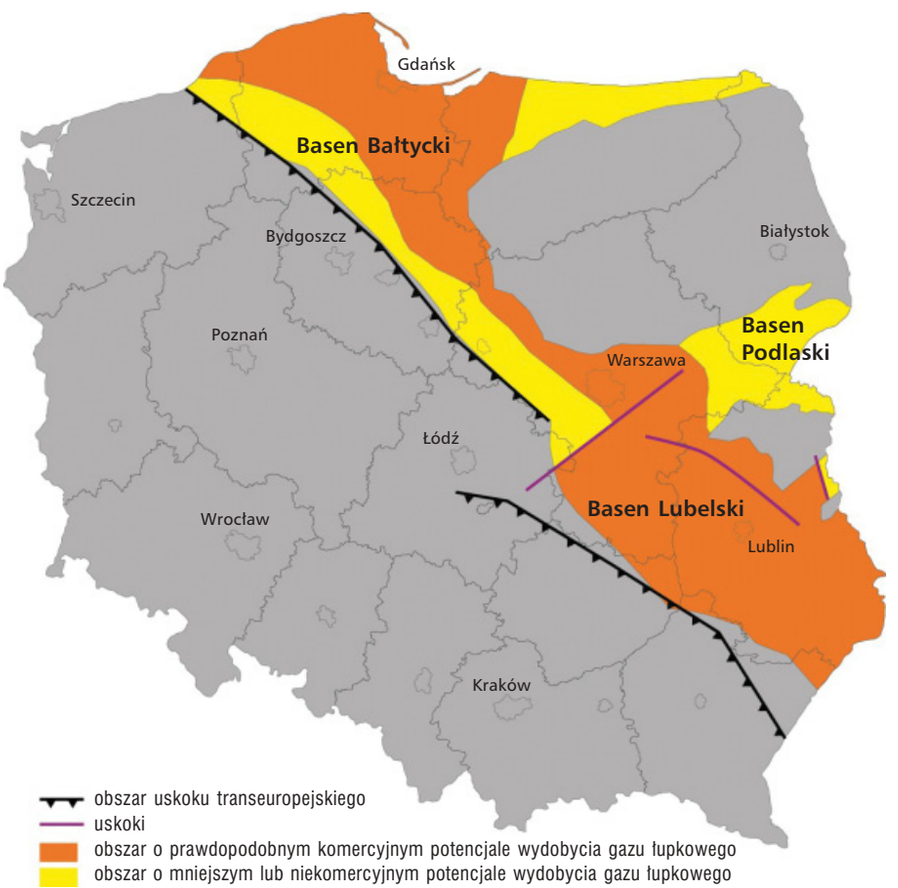
Analiza historii termicznej polskich skał łupkowych wykazała, że większość z nich przeszła przez etap podgrzewania wystarczający do wygenerowania węglowodorów gazowych w zachodniej części pasa łupkowego i węglowodorów płynnych w części wschodniej. Wkrótce polskie przedsiębiorstwa geofizyczne otrzymały zlecenia od pierwszych nabywców koncesji poszukiwawczych na wykonanie badań geofizycznych, w tym bardzo kosztownych prac sejsmicznych 3D. Dane geofizyczne pozwoliły na uzupełnienie map geologicznych i wybranie najlepszych lokalizacji dla pierwszych otworów poszukiwawczych. Wieże wiertnicze pojawiły się najpierw na Pomorzu, później na Lubelszczyźnie i Podlasiu.

Ministerstwo Środowiska do listopada 2012 roku wydało 111 koncesji trzy- lub pięcioletnich na poszukiwanie i rozpoznanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Warunki udzielenia zezwolenia zobowiązują każdego inwestora do wykonania dwóch, czasami trzech otworów i przekazania dokumentacji z badań oraz pobranych prób geologicznych resortowi środowiska w terminie trzech lat od wydania koncesji.

Pierwsze w Polsce szczelinowanie hydrauliczne w poziomym odcinku odwiertu wykonała w sierpniu 2011 roku firma Lane Energy, należąca do grupy 3Legs Resources. Wyniki testu przeprowadzonego w otworze Łebień LE 2H na Pomorzu nie były obiecujące. Uzyskano początkowo przepływ w wysokości 20 tys. m^3 na dobę, który po roku ustabilizował się na poziomie 8 tys. m^3 na dobę, co nie pozwala na ekonomiczne wykorzystanie odwiertu. Kolejne próby przeprowadzone przez inne firmy nie zakończyły się sukcesem. Między innymi dlatego z poszukiwań wycofały się niektóre duże spółki zagraniczne. Ich obszary koncesyjne przejęły inne podmioty, w tym polskie.

Obecnie (stan na 1 marca 2014 roku) pozostają w mocy 92 koncesje. Dysponują nimi 34 podmioty, należące do 20 grup kapitałowych. Najwięcej koncesji ma PGNiG S.A. – 15.

Do 1 marca 2014 roku zakończono wiercenia 57 otworów poszukiwawczych, cztery otwory są w trakcie wiercenia, a cztery kolejne są planowane. Jednak pełny zabieg szczelinowania w długim odcinku poziomym, kluczowy dla potwierdzenia zasobów i opłacalności wydobycia przeprowadzono tylko w ośmiu odwiertach. Wiercenia wykonują polskie przedsiębiorstwa geologiczne, szczelinowanie zlecane jest wyspecjalizowanym firmom zagranicznym. Koszt wiercenia w zależności od programu badań wynosi od 10 do 20 mln dolarów. Według szacunkowych ocen, do chwili obecnej inwestorzy zdążyli już wydać 1 mld dolarów, co stanowi ułamek kosztów potrzebnych do pełnego rozpoznania potencjalnych zasobów, nie mówiąc o eksploatacji.



Rys: Potencjalne miejsca występowania gazu w złożach łupkowych na terenie Polski

high safety, high performance

Drillmec designes and manufactures rigs with standard skidding system or walking system, to move the rig safely and efficently, according to the customer's needs. Unlike the skidding, the walking system allows to displace a drilling rig laterally, lifting and moving the entire rig with control and precision to its new drilling location safely, without the timely process of rig down.

DRILLMEC
DRILLING TECHNOLOGIES

The core of drilling innovation

- Website www.drillmec.com
- Email info@drillmec.com
- Addresses via I° Maggio, 12
29027 Gariga di Podenzano (PC) - Italia
DRILLMEC POLSKA TECHNOLOGIES
ul. Warszawska,15
32-086 Węgrzce - Polska

POLSKIE PERSPEKTYWY

Obecnie niemożliwa jest odpowiedź na pytanie, czy w Polsce gaz ziemny z łupków zrewolucjonizuje gospodarkę, tak jak stało się to w USA. W dużej mierze zależy to od zasobów możliwych do wydobycia, a ich precyzyjna ocena możliwa jest tylko pod warunkiem uzyskania znacznej ilości twardych danych geologicznych – przede wszystkim wyników testów produkcyjnych. Zbyt wolne tempo rozpoznania potencjalnych zasobów jest największą bolączką polskiego programu zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż ropy i gazu. Rząd stara się znaleźć sposób na przyspieszenie prac, stąd propozycje nowych, korzystniejszych dla inwestorów rozwiązań legislacyjnych i próby zaangażowania środowisk naukowych do rozwiązania pojawiających się problemów.

Początkowe szacunki zagranicznych agencji ratingowych, oparte na bardzo ograniczonej ilości danych archiwalnych, były bardzo zachęcające. W latach 2009-2010 prognozowano, że polskie zasoby wydobywalne gazu oscylują w granicach 1-3 bln m^3. Sensację wywołała ocena Amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej (EIA) podnosząca poprzeczkę do 5,3 bln m^3. Pierwszy raport oparty na rzetelnych podstawach naukowych przedstawił Państwowy Instytut Geologiczny w marcu 2012 roku. Według tej oceny zasoby wydobywalne wynoszą prawdopodobnie od 346 do 768 mld m^3, co znacznie ochłodziło nastroje. Należy jednak podkreślić, że metoda zastosowana przez polskich geologów współpracujących w tej dziedzinie z amerykańską służbą geologiczną jest oparta na analogiach statystycznych z basenami w USA o znanej produkcji, stąd wyniki cechuje duży margines błędu. Do oceny wykorzystano dane z kilkudziesięciu otworów wykonanych w latach 60. i 70. XX wieku, nie uwzględniono zaś wyników najnowszych odwiertów, które są dopiero analizowane. Mimo zawodu, wywołanego redukcją marzeń o drugiej Norwegii, nie należy wpadać w pesymizm. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Polsce wynoszą obecnie około 145 mld m^3. Prognoza Instytutu w najgorszym wypadku podwaja te zasoby. A trzeba pamiętać, że produkcja gazu ze złóż klasycznych od lat pokrywa w 40% nasze zapotrzebowanie.

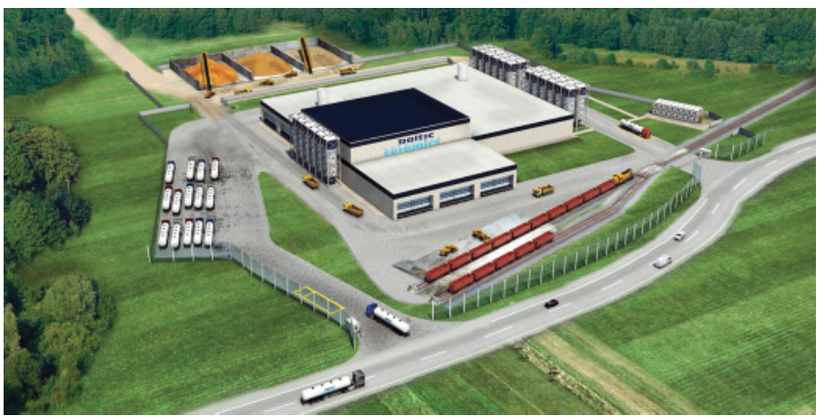
Jak wielokrotnie podkreślano, wydobycie gazu z nowych złóż jest priorytetem rządu. Plany zakładają produkcję w 2020 roku na poziomie 10 mld m^3, co ma zapewnić samowystarczalność Polski.

Istnieje szereg zagrożeń dla tego ambitnego planu. Jednym z ważniejszych jest kampania czarnego PR łupkowego prowadzona intensywnie na całym świecie od momentu, gdy okazało się, że wydobycie gazu z łupków to coś więcej niż hobby teksańskiego zapaleńca, a surowiec ze złóż niekonwencjonalnych może zagrozić źródłom dochodów zasiedziałych na rynku producentów. Mimo naukowego wykazania, że górnictwo otworowe, nawet stosujące na dużą skalę technologię szczelinowania, jest najmniej szkodliwym dla środowiska sposobem pozyskania paliw kopalnych, kampania oszczerstw nie ustaje. W Polsce nie zatrzymał jej też raport Państwowego Instytutu Geologicznego oceniający stan wszystkich elementów środowiska po wykonaniu pierwszego pełnoskalowego szczelinowania w otworze Łebień 2H. Wszechstronne badania prowadzone przed, w trakcie, i po zakończeniu szczelinowania wykazały, że nie wpłynęło ono w najmniejszym stopniu na stan przyrody ani wód podziemnych w rejonie wiertni.

Mimo hałaśliwych akcji obrońców przyrody, w naszym kraju utrzymuje się stosunkowo wysoka akceptacja społeczna dla nowego sposobu wydobycia gazu ziemnego. Nie można jednak wykluczyć, że ciągły nacisk lobby społecznych, politycznych i biznesowych może zmusić Komisję Europejską do zaostrzenia regulacji środowiskowych. Mogłoby to skutkować spadkiem efektywności wydobycia, i tak już znacznie niższej niż w USA, m.in. z powodu dwukrotnie wyższych kosztów usług wiertniczych i większej głębokości zalegania naszych łupków. Polskie łupki mają też niższą zawartość materii organicznej, a ich skład mineralny powoduje zmniejszenie skuteczności szczelinowania. Pierwsze doświadczenia nie są zachęcające, jednak przykład amerykański wskazuje, że proces opracowania skutecznej i ekonomicznej technologii wymaga wielu lat ciężkiej pracy i badań naukowych. Firmy nadal pracują nad optymalną dla naszych warunków metodą szczelinowania, a z uwagi na ich doświadczenie i wielkość zaangażowanego kapitału można przypuszczać, że wysiłki zostaną w końcu uwieńczone powodzeniem.

Nawet jeśli założenia rządowe o docelowym wydobyciu są nadmiernie optymistyczne, to można jednak przyjąć, że produkcja krajowego gazu istotnie wzrośnie. Pozwoli to na znaczne zmniejszenie uzależnienia od importu z Rosji, który jak się ostatnio okazuje, jest skrajnie niebezpieczny z politycznego punktu widzenia, zarówno dla Polski, jak i innych krajów Europy Środkowo-Wschodniej. ■

Uwalniamy potencjał ukryty głęboko w ziemi



Baltic Ceramics

Jedyny producent proppantów ceramicznych w Unii Europejskiej o najwyższych parametrach użytkowych.

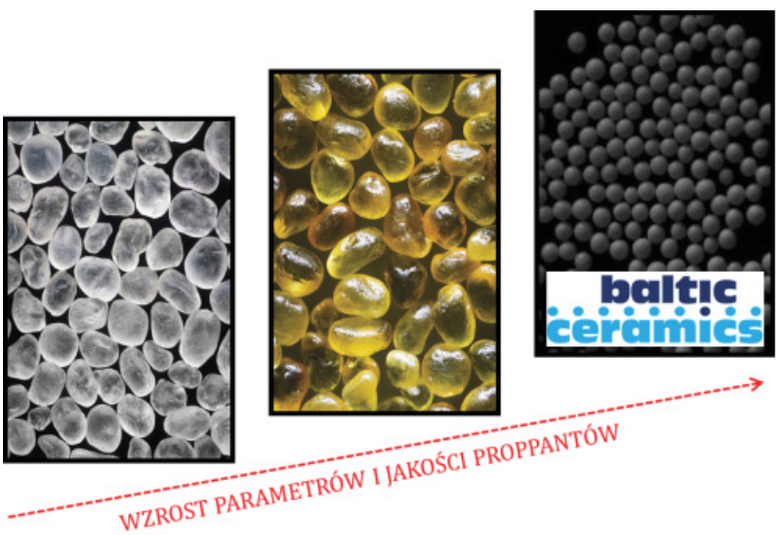
Stosowanie naszych produktów kilkukrotnie zwiększa efektywność eksploatacji złóż węglowodorów.

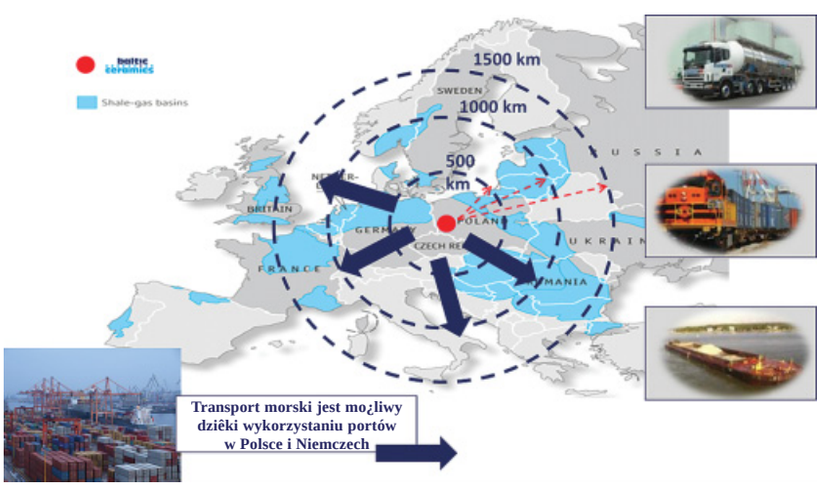
Produkty

Proppanty średniej wytrzymałości (ISP).

Lekkie proppanty ceramiczne o średniej i wysokiej wytrzymałości (LCP).

Ultralekkie proppanty ceramiczne o średniej i wysokiej wytrzymałości oraz niskiej gęstości nasypowej (ULCP).





Fabryka

Produkcja od 2015 roku.

Lokalizacja fabryki umożliwia szybkie dostarczenie produktu w całym regionie EMEA wszystkimi drogami transportu.

Zadowolenie klientów, wysoka jakość oferowanych produktów i dbałość o środowisko naturalne są dla nas najważniejsze.

Baltic Ceramics S.A.
68-300 Lubsko, ul. Reymonta 9
tel. +48 (68) 451 00 45, fax +48 (68) 411 48 98
office@balticceramics.com, www.balticceramics.com

5 rozdział

5 rozdział

liquefied petroleum gas
gaz płynny – LPG

gaz płynny

Węglowodorowy gaz płynny (*Liquefied Petroleum Gas* – LPG) to wysokokaloryczny, praktyczny nośnik energii, łatwy w transporcie i magazynowaniu. Czynnikiem decydującym o rosnącym wykorzystaniu tego surowca jest przede wszystkim korzystna kalkulacja ekonomiczna. Jest on również jednym z najbardziej ekologicznych źródeł energii. Spala się czysto, nie pozostawia pyłów, sadzy i nieprzyjemnego zapachu. Stosowanie LPG wydłuża żywotność urządzeń, a konieczność ich konserwacji nie jest tak częsta, jak w przypadku innych nośników energii.

Gazy węglowodorowe płynne są to skroplone i pozostające pod ciśnieniem własnych par mieszaniny węglowodorów o liczbie atomów węgla od 1 do 4. Podstawowymi składnikami LPG są: propan (C_3H_8) oraz butan (C_4H_{10}), a także w niewielkich ilościach propylen, izobutan, metan, etan i pentan. Gazy te mają naturalną zdolność do skraplania się pod stosunkowo niedużym ciśnieniem. Mieszaninę propanu i butanu w temperaturze otoczenia można przechowywać w stanie ciekłym pod ciśnieniem od 0,2 do 0,1 MPa. W zamkniętym pojemniku (butla, zbiornik) ciśnienie gazu płynnego jest zależne tylko od temperatury otoczenia. Ponieważ gaz płynny ma duży współczynnik rozszerzalności cieplnej (przy wzroście temperatury o 6°C objętość gazu wzrasta o 1%) butle na gaz płynny i inne zbiorniki napełniane są prawidłowo jedynie do 85% swojej pojemności. W zależności od zawartości podstawowych węglowodorów, Polska Norma określa trzy jego rodzaje w postaci skroplonej:

- mieszanina A – butan techniczny;
- mieszanina B – propan-butan techniczny;
- mieszanina C – propan techniczny.

Ze względu na bezpieczeństwo użytkowania, płynna mieszanina propanu-butanu jest nawaniana, co jest określone w normie PN-EN 589 (norma dla autogazu). Mówi ona, że zapach LPG powinien być nieprzyjemny i wyczuwalny w powietrzu już przy stężeniu stanowiącym 1/5 dolnej granicy wybuchowości. Do nawaniania gazu płynnego używa się etanotiolu (merkaptanu etylowego, zawierającego m.in. związki siarki). Jest to organiczny związek chemiczny występujący w niewielkich stężeniach w ropie naftowej, znany ze swojego niezwykle silnego, nieprzyjemnego zapachu.

Propan, butan oraz ich mieszanina są gazami palnymi, które przy doprowadzeniu odpowiedniej ilości tlenu z powietrza oraz po zapaleniu spalają się na CO_2 i H_2O. Spalenie 1 kg propanu powoduje powstanie ok. 1,6 kg wody i ok. 3 kg dwutlenku węgla. Po spaleniu kilograma butanu powstaje ok. 1,5 kg wody i ok. 2,5 kg dwutlenku węgla. 1 litr mieszanki propanu-butanu jest równoważny: 0,85 kg węgla kamiennego, 3,14 kg węgla brunatnego lub 0,66 l oleju opałowego bądź też 0,775 m^3 gazu ziemnego. ■

	PROPAN	BUTAN
Stan fizyczny	gaz	gaz
Barwa	bezbarwny	bezbarwny
Zapach	słaby	słaby
Temperatura topnienia	-167,7°C	-140°C
Temperatura wrzenia	-42,07°C	-0,5°C
Temperatura samozapłonu	510°C	490°C
Granice wybuchowości	2,1 – 9,5% obj.	1,8 – 8,5% obj.
Gęstość gazu	1,97 g/cm³ w temp. 0°C cieczy – 0,58 g/cm³ w temp. -42,05°C	cieczy – 0,601 g/cm³
Prężność gazu	1,21 MPa w temp. 37,8°C	0,26 MPa w temp. 37,8°C
Gęstość gazu względem powietrza	1,55	2,09
Rozpuszczalność w wodzie	6% obj. w temp. 17,8°C	nierozpuszczalny
Wartość opałowa [MJ/kg]	46,3	45,6
Ciepło spalania [MJ/kg]	50,16	49,5
Rozpuszczalność w alkoholu etylowym	tak	tak

Tab.: Właściwości fizykochemiczne propanu i butanu

źródła pochodzenia LPG

LPG może powstawać na dwa sposoby – z odwiertów w ziemi i przeróbki ropy naftowej w rafineriach. Dlatego dostawy LPG nie są warunkowane dostępnością jednego źródła. Ponadto, dzięki istnieniu wysoko rozwiniętego rynku międzynarodowego, import LPG w Europie jest geograficznie zdywersyfikowany. Chociaż europejscy operatorzy LPG są aktywni także na rynku globalnym, to produkcja i poziom konsumpcji LPG na Starym Kontynencie bilansuje się.

Fot.: Ponad 60% światowej produkcji LPG pochodzi bezpośrednio z wydobycia wraz z ropą naftową

Aby maksymalnie wykorzystać zawarte w ropie gazy, pozyskuje się je od razu po wydobyciu (na polach naftowych). Wydobyta z szybu ropa trafia do specjalnych urządzeń, tzw. rozdzielaczy, w których na skutek spadku ciśnienia uwalniane są rozpuszczone w niej gazy. Później ropa trafia do zbiorników, w których jest stabilizowana. W czasie tego procesu wydzielają się z niej lekkie składniki: etan, propan, butany, częściowo pentany. W procesach tych otrzymuje się również gazolinę (mieszaninę najlżejszych ciekłych węglowodorów), która zawiera znaczne ilości etanu, propanu i butanu.

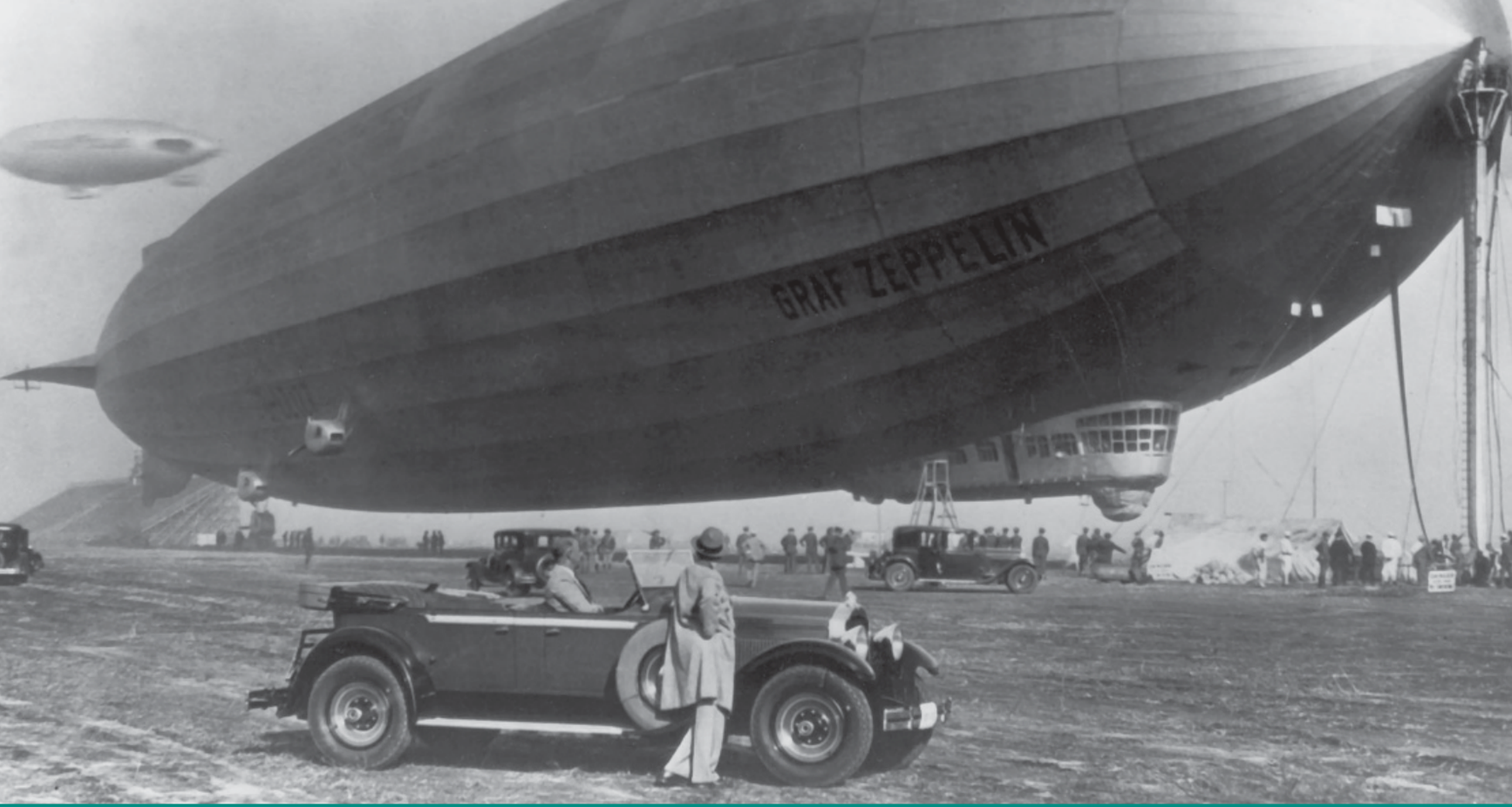
Najważniejsza na naszym rynku jest jednak metoda pozyskiwania gazów płynnych w procesie przeróbki ropy naftowej w zakładach rafineryjnych. Propan-butan powstaje w nich podczas krakowania i uwodornienia ropy naftowej. W czasie tych procesów następuje termiczny rozkład węglowodorów. Krakowanie to proces odbywający się bez dostępu powietrza i polegający na podgrzaniu ropy. Uwodornienie jest zaś procesem, w którym ropa jest wzbogacana w wodór w warunkach wysokiego ciśnienia i temperatury. Uzyskuje się w ten sposób węglowodory lekkie o większej zawartości wodoru i niższej temperaturze wrzenia. Ilość pozyskiwanego gazu płynnego w czasie przeróbki ropy naftowej wynosi (masowo) około 2-4%.

Gaz płynny jest również produktem odgazolinowania gazu ziemnego, powstającego w czasie przeróbki ropy naftowej. Polega ona na wydzieleniu z gazu węglowodorów cięższych od etanu, w wyniku czego otrzymuje się głównie propan i butan.

Gazy składające się na mieszaninę LPG znajdują się także w naturalnych złożach gazu ziemnego, dlatego LPG może być pozyskiwany w momencie jego wydobycia. Podobnie jak powstaje gaz ziemny i ropa naftowa, tak i gaz płynny jest wynikiem naturalnych przemian szczątków żywych w węglowodory. Wydobycie LPG pochodzenia naturalnego w Polsce prowadzi Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Gaz PGNiG S.A. uzyskiwany jest zarówno ze złóż gazu ziemnego, jak i ropy naftowej. W Polsce zdecydowana jednak większość gazu pochodzenia naturalnego importowana jest z Rosji. Największym dostawcą gazu pochodzenia naturalnego z Rosji jest firma Novatek.

W gazach LPG pochodzenia naturalnego obserwowany jest najniższy poziom obecności siarki – z reguły poniżej 30 mg/kg (norma PN-EN 589+A1:2012 dopuszcza zawartość siarki po wprowadzeniu substancji nawaniającej na maks. poziomie do 50 mg/kg). LPG zaliczany jest do gazów niezwykle czystych, co ma ogromne znaczenie w trakcie jego użytkowania. Ponadto charakteryzuje się znacznie niższą emisyjnością gazów cieplarnianych, co jest korzystniejsze dla środowiska naturalnego. W odniesieniu do ochrony środowiska warto zwrócić uwagę na dane porównawcze dotyczące całkowitej emisji gazów cieplarnianych w trakcie cyklu życia gazu LPG, uwzględniając wszystkie etapy, począwszy od produkcji, aż do jego zużycia np. w samochodzie (autogaz). Biorąc pod uwagę zarówno sposób powstawania, transportu, skraplania oraz dystrybucji, otrzymujemy ostatecznie emisję całkowitą, która w przypadku gazu naturalnego jest prawie o połowę niższa w porównaniu z gazem uzyskiwanym w procesach przeróbki ropy naftowej w zakładach rafineryjnych. ■

Fot.: Gaz płynny znajduje się w naturalnych złożach gazu ziemnego. Na zdjęciu zakład produkcyjny Novatek Purowski w Rosji



historia gazu płynnego

W 1851 roku Carl Friedrich Julius Pintsch wynalazł lampę opalaną gazem, uzyskiwanym z destylacji nafty. Od nazwiska wynalazcy nazwano go „gazem Pintscha". Zyskał on wielką popularność jako paliwo do lamp stosowanych na kolei – oświetlenia wagonów i parowozów. Pół wieku później zastąpił go „Blau gaz", nazwany tak od nazwiska innego niemieckiego chemika – Hermanna Blaua. Ten opracował metodę otrzymywania gazu z destylacji nafty i skraplania go, a następnie opatentował swój wynalazek w USA w 1904 roku.

Fot.: Butan stosowano na masową skalę jako paliwo do sterowców

Fot. 1, 3: Użycie „gazu Pintscha" rozwiązało problem oświetlenia na kolei

Fot. 2: Dzięki LPG gotowanie na gazie stało się możliwe poza zasięgiem sieci gazowej

Fot. 4: Od 1913 r. Phillips Petroleum było właścicielem patentu na przemysłową produkcję propanu

„Blau gaz" był wykorzystywany jako paliwo do gotowania i oświetlenia. Wynalazek pozwolił na butlowanie gazu i umożliwił jego szeroką dystrybucję, dzięki czemu mógł być sprzedawany jak wiele innych dóbr. W 1912 roku kolejny pionier branży, Walter Snelling, wykonał pierwszą instalację domową na gaz płynny na farmie Johna Dahringa w Waterford w Pensylwanii. Rok później Snelling opatentował przemysłową produkcję propanu i sprzedał swój wynalazek konsorcjum Phillips Petroleum. W tamtych latach LPG nazywane było „mokrym gazem", „tłustym gazem" lub też „syczącym gazem". W 1918 roku LPG zostało użyte w lampach lutowniczych i w procesie cięcia metali.

Znacząca produkcja handlowa gazu płynnego w USA następuje od roku 1920. Lata 20. XX wieku w historii gazu płynnego to m.in. spór o prawa patentowe pomiędzy Phillips Petroleum i Carbide Company (który skopiował wynalazek Blaua). Międzynarodowe początki użytkowania LPG były nieco egzotyczne, gdyż gaz ten zaczął być używany w sterowcach na początku lat 30. XX wieku. Sterowce używały butanu, który przechowywany był w płóciennych woreczkach w niskiej temperaturze i służył jako paliwo silnikowe. Kiedy butan był zużywany, torba opadała, a jej pojemność w sterowcu była zastępowana przez powietrze. W związku z tym waga sterowca nie uległa zmianie i mógł on pozostać na tym samym poziomie lotu, nawet na długich trasach. Butan został wybrany jako paliwo, ponieważ był tańszą alternatywą niż wodór, którego używano do utrzymywania sterowca na odpowiedniej wysokości. W maju 1937 roku katastrofa sterowca Hindenburg położyła kres używaniu tych maszyn jako środka transportu. W pierwszej połowie XX wieku na świecie liczyły się trzy główne rynki LPG: USA, Japonia i Europa.

STANY ZJEDNOCZONE

Z początkiem lat 30. XX wieku na rynek LPG weszło więcej graczy, gdyż sąd w USA w 1929 roku zniósł monopol utrzymywany przez firmę Carbide za pomocą praw patentowych. Rynek propanu-butanu rósł, kupującymi pierwsze butle z LPG byli bogaci właściciele domów letniskowych, którzy używali ich do zasilania kuchenek. Pod koniec lat 30. XX wieku wraz ze spadkiem cen LPG do użytkowników gazu płynnego dołączyli farmerzy. W czasie II wojny światowej rozwój rynku LPG został zastopowany, boom rozpoczął się po zakończeniu działań wojennych. Wtedy dość szybko popyt zaczął przewyższać podaż, ujawniając dotkliwy brak zarówno magazynów i samochodów-cystern, jak i cystern kolejowych. Handlowcy w tamtym czasie zalecali, aby klienci zainstalowali większe zbiorniki w celu przechowywania większych ilości propanu i łagodzili tym samym cykliczne wahania w zaopatrzeniu.

Ważnym wydarzeniem dla rozwoju handlu i dostaw było zwodowanie w 1947 roku pierwszego tankowca LPG. Popularność propanu-butanu wzrosła, znalazł on także swoją niszę w komunikacji.

Przykładowo, w 1950 roku w Chicago jeździło 1000 autobusów miejskich napędzanych LPG. Następujący w okresie powojennej prosperity szybki rozwój rafinerii w USA spowodował pojawienie się z czasem na rynku znaczących ilości gazu płynnego. Konsumpcja LPG do użytku domowego wzrastała przede wszystkim na obszarach podmiejskich i wiejskich, które leżały poza zasięgiem sieci gazowej. Tradycyjne, wcześniej popularne 100-funtowe (45 kg) butle pod koniec lat 50. XX wieku zaczęły być wycofywane i zastępowane przez poręczniejsze, mniej masywne. Propan stał się również podstawą w gospodarstwach rolnych, a nie tylko jako paliwo do użytku domowego, gdzie wykorzystywano go do suszenia roślin, utwardzania tytoniu, hodowli drobiu i trzody chlewnej. Zasilał też samochody ciężarowe, pompy, generatory energii i inny sprzęt rolniczy. Typowe gospodarstwo domowe zużywało w tamtych czasach od 500 do 600 litrów propanu rocznie a standardowy zbiornik miał pojemność 500 galonów.

Fot.: Nowoczesne kuchenki na gaz płynny mogły być stosowane na terenach wiejskich

W latach 50. XX wieku producenci zaczęli znacząco inwestować w magazynowanie i dystrybucję gazu płynnego. Zaczęto wykorzystywać struktury solne znajdujące się nad Zatoką Meksykańską do magazynowania LPG. W 1959 roku w Teksasie otworzono pierwsze wyługowane (wypłukane) komory solne w Mont Belvieu na wschód od Houston. Ich pojemność początkowa wynosiła 330 tys. baryłek. W ciągu następnych dwudziestu lat pojemność LPG doszła do 100 mln baryłek. W tym samym czasie także w stanie Teksas dokonano konwersji rurociągu gazu ziemnego do transportowania propanu, który biegł z Mont Belvieu do Todhunter w Ohio. Samo Mont Belvieu stało się giełdą – hubem gazu LPG w USA.

Kryzys energetyczny w 1973 roku, który przyniósł ze sobą wyższe ceny dla wszystkich węglowodorów (w tym LPG) i niedobory zaopatrzenia USA w gaz ziemny, spowodował znaczącą zmianę kierunku rozwoju przemysłu LPG. Rząd USA wprowadził kontrolę cen w przemyśle LPG, która obowiązywała do początku lat 80. XX wieku. Po uwolnieniu cen a także na skutek wzrostu realnej siły nabywczej mieszkańców USA względem LPG rynek gazu płynnego powrócił na ścieżkę wzrostu. Obecnie istnieje prawie 1500 sprzedawców LPG w USA, z których 12 to dystrybutorzy działający w wielu stanach, około 90 działa na poziomie stanowym, natomiast całą resztę stanowią małe, dość często rodzinne firmy sprzedające mniej niż 20 tys. m^3 rocznie, które zaopatrują się u producentów poprzez Mont Belvieu lub w innych miejscach składowania i hurtowej sprzedaży gazu. Propan jest sprzedawany przez około 13 tys. punktów sprzedaży detalicznej do ok. 20 mln klientów we wszystkich stanach. Szacuje się, że w USA użytkowanych jest 16 mln zbiorników. Największy popyt nadal występuje na obszarach niezurbanizowanych znajdujących się poza zasięgiem sieci gazu ziemnego. Rynek butli LPG ciągle się rozwija, jednakże ogranicza się do obszarów niszowych, takich jak grille i kempingi.

JAPONIA

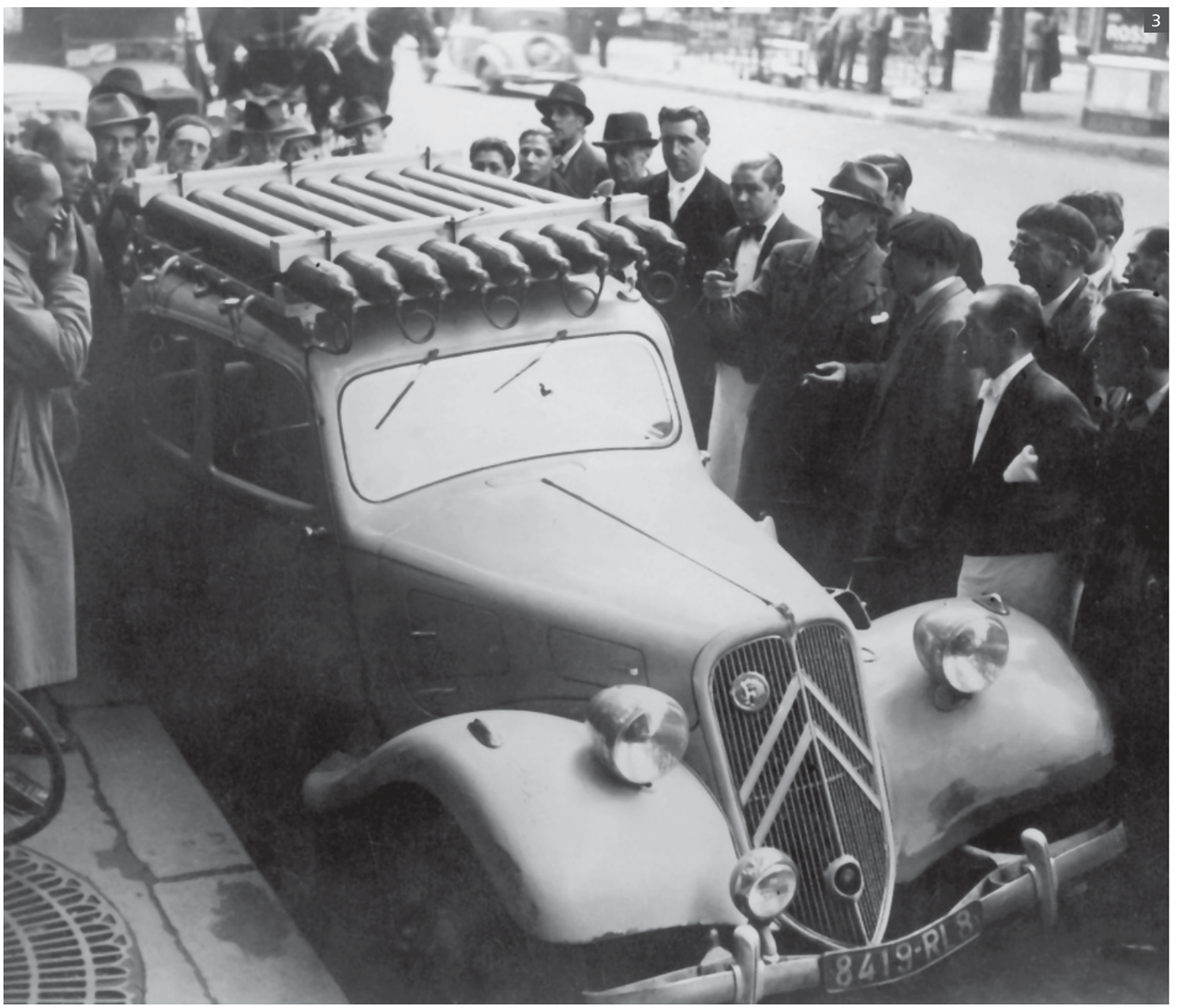
Po wojnie, pionierem w korzystaniu z gazu płynnego w Japonii była spółka Iwatani & Co, której butle z propanem trafiły do sprzedaży w listopadzie 1953 roku. Konsumpcja LPG w Japonii po wojnie zaczęła rosnąć bardzo dynamicznie, co wiązało się ze wzrostem dochodów, brakiem sieci gazu ziemnego, rosnącą podażą i spadającymi cenami. Do roku 1965 LPG używane było przez ponad połowę japońskich domów. Dość szybko problemem stało się, gdzie zaopatrywać się w coraz większe ilości tego produktu? Japonia nie miała własnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Ropę importowano z Bliskiego Wschodu, ale gaz, jaki był produkowany przy okazji jej wydobycia, nadal spalano na polach naftowych w tzw. świeczkach wież wiertniczych. I nawet jeśli zakłady (instalacje) gazu LPG powstały w tych rejonach wydobywających ropę lub gaz ziemny, to technologie jeszcze nie pozwalały na ekonomiczne transportowanie tego gazu na długich dystansach do Japonii.

W latach 50. XX wieku do transportu używano statków (ładowność do 6500 m^3 gazu), które zostały zaprojektowane tak, aby zachować w czasie transportu stan lotny LPG albo, aby znajdował się on w połowie pod ciśnieniem (statki *semi-pressurized/semi-refrigerated*). Pionierem w nowej konstrukcji zbiornika LPG był Bridgestone, a właściwie *joint-venture* utworzona pomiędzy japońskim Bridgestone Tire i amerykańskim koncernem Phillips Petroleum. Na początku 1962 roku został zwodowany statek Bridgestone Maru. Był on pierwszym na świecie w pełni chłodzonym LPG i miał pojemność 28 875 m^3. Został zamówiony w stoczni Mitsubishi Heavy Industries w Jokohamie. Jego pierwszy transport odbył się z zakładu BP w Kuwejcie do terminalu Bridgestone w Kawasaki. Następnie rozpoczęto dostawy LPG z Arabii Saudyjskiej i Kuwejtu, w 1966 roku dołączyła Kanada a w 1970 roku przypłynął pierwszy transport z Bandar Mahshahr w Iranie i Westernport w Australii. Import w tym czasie osiągnął 2,9 mln ton i było to 40% zaopatrzenia rynku japońskiego. Wzrost rynku LPG został zatrzymany w latach 80. XX wieku na skutek ekspansji gazu ziemnego. Po kilkuletniej stabilizacji rynku sektor ten obecnie wykazuje tendencję spadkową.

Fot.: Tankowiec LPG Dorset wyprodukowany przez Kawasaki Yokohama Works w Yokohamie (Japonia)

1

2

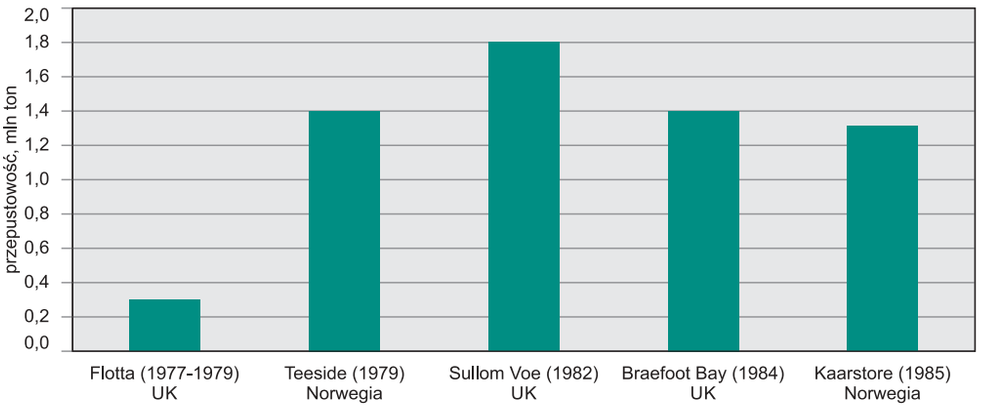


3

EUROPA

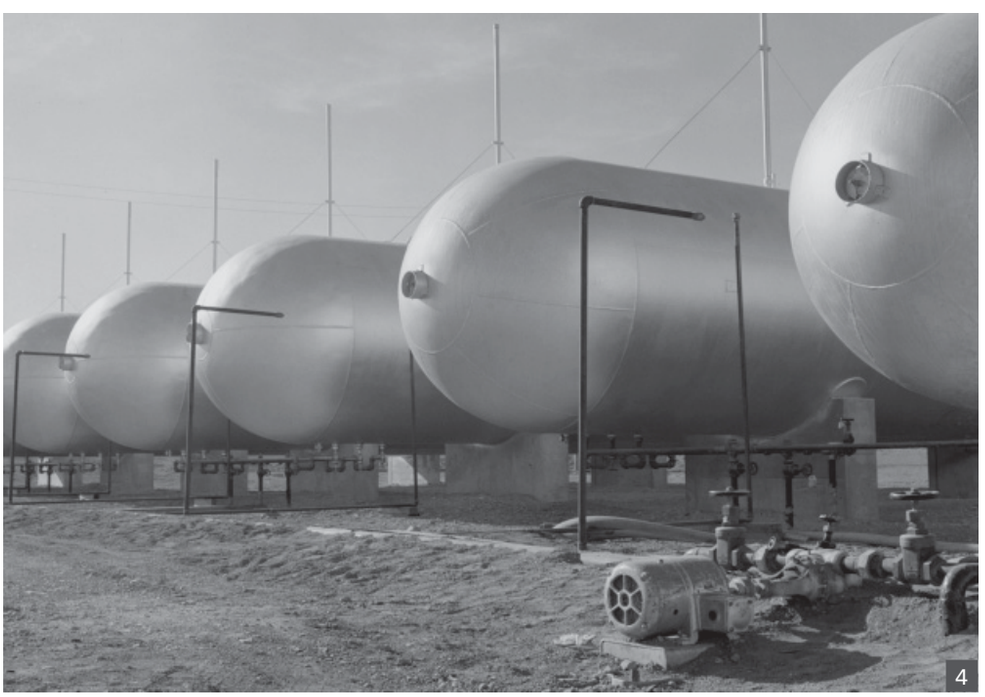
Pierwszej dostawy LPG dokonał koncern Shell, w połowie lat 30. XX wieku, który zaczął sprowadzać LPG do Francji (źródłem pochodzenia gazu były rafinerie na wschodnim wybrzeżu USA). Włoska spółka Liquigas w 1938 roku zbudowała pierwszą w Europie rozlewnię LPG we Włoszech, niedaleko Wenecji. Były to początkowe dość nieśmiałe kroki sektora LPG na Starym Kontynencie. Rozwój nastąpił po II wojnie światowej i różnił się w zależności od państwa. We Francji następował on od rafinerii w dół łańcucha dostaw, dlatego koncerny naftowe w branży LPG wiodły prym nad Sekwaną. We Włoszech, a później w Niemczech, rozwój związany był z niezależnymi dystrybutorami, którzy kupowali towar od regionalnych rafinerii i rozwijali dystrybucję na lokalnych rynkach. W Hiszpanii przemysł naftowy został znacjonalizowany, gen. Franco ustanowił monopol na rzecz spółki Butano. W Wielkiej Brytanii głównym dystrybutorem był Calorgas.

Prekursorami zasilania samochodów za pomocą LPG stały się Holandia oraz Włochy. Pierwsze samochody wykorzystujące ten rodzaj paliwa, pochodzące z importu ze Stanów Zjednoczonych, trafiły na rynek holenderski w 1954 roku. Właśnie z inicjatywy importera tych pojazdów w Holandii pojawiły się pierwsze stacje tankowania LPG wykorzystujące urządzenia pochodzące z USA a później z Niemiec. Początkowo (w 1954 roku) było to 13 stacji, rok później ich liczba zwiększyła się do 25. W 1956 roku na holenderskim rynku działało już 50 obiektów oferujących autogaz i praktycznie nie było tygodnia, w którym nie otwierano kolejnej stacji LPG. Do dynamicznego wzrostu zainteresowania autogazem przyczyniła się sytuacja na świecie (konflikt o Kanał Sueski w 1956 roku) i związana z nią podwyżka cen benzyny. W 1960 roku liczba stacji LPG w Holandii zwiększyła się do 100 obiektów, a 11 lat później było ich już 1000.



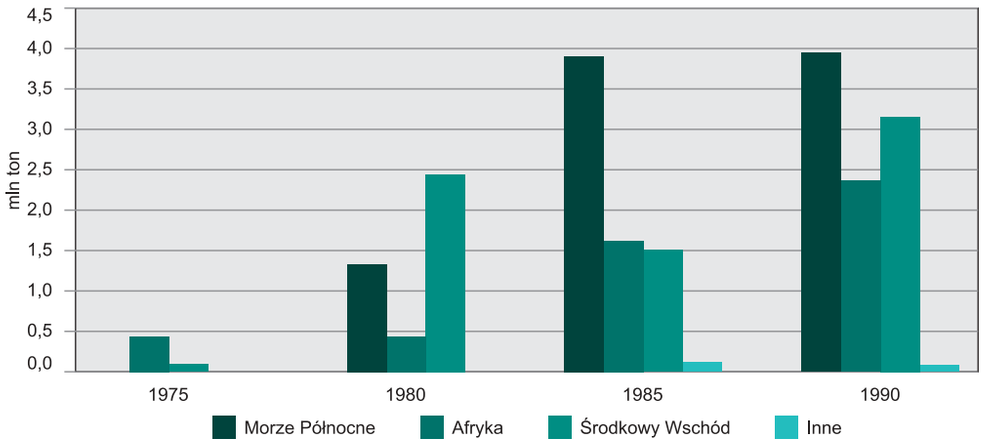
Wyk.: Daty otwarcia, lokalizacja i pojemności terminali LPG na Morzu Północnym i Norweskim

W początkowych latach po II wojnie światowej wzrost rynku postępował wraz ze wzrostem dostępności surowca z produkcji rafineryjnej. Sprzedaż w całej Europie w 1950 roku wyniosła 300 tys. ton, 3 mln ton w 1960 roku i 11 mln ton w 1970 roku. Propan był wykorzystywany jako paliwo w większości państw północnej Europy i we Włoszech, natomiast butan lub propan-butan w Hiszpanii i innych krajach śródziemnomorskich (rynek ten był wtedy i nadal jest głównie rynkiem butli do użytku domowego). Wyjątek stanowiły Włochy, gdzie rząd zaoferował rafineriom obniżoną stawkę podatku przy stosowaniu tego gazu jako paliwa trakcyjnego. Rynek autogazu w Holandii rozwinął się, podobnie jak we Włoszech, w wyniku wprowadzenia ulg podatkowych w latach 50. i 60. XX wieku. Zastosowanie LPG otrzymało nowy impuls rozwojowy dzięki kryzysowi naftowemu w 1973 roku, co było szczególnie widoczne w Holandii.


4

Fot. 1, 2, 3:
Próby z wykorzystaniem gazów do napędzania pojazdów podejmowano od lat 20. XX wieku

Fot. 4:
Jeden z pierwszych magazynów i rozlewnia LPG w Europie należące do włoskiej spółki Liquigas



Wyk.: Struktura importu LPG do Europy

W wyniku wzrostu rynku i braku możliwości pełnego pokrycia zapotrzebowania przez rafinerie znajdujące się na terenie Europy zostają uruchomione dostawy drogą morską z terminali z Libii i Algierii, które zaopatrywały rynki państw Morza Śródziemnego. Na północy głównym źródłem nadwyżki LPG były rafinerie ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia), które oprócz państw Beneluksu zaopatrywały Niemcy i Francję, rozwożąc LPG za pomocą kolei i barek (regularny handel barkami rozwinięty został wzdłuż Renu). Niemieccy detaliści zbudowali magazyny do przechowywania LPG i dalszej dystrybucji w różnych miejscach wzdłuż Renu.

Pierwsze dostawy LPG z Rosji nastąpiły w połowie 1960 roku a siedem lat później Gazocean zakontraktował dostawy propanu w formule FOB z portu ZSRR w Rydze. W II połowie lat 70. XX wieku zostają otworzone terminale eksportowe LPG na Morzu Północnym, które zaopatrywały państwa Europy Północnej i Zachodniej.

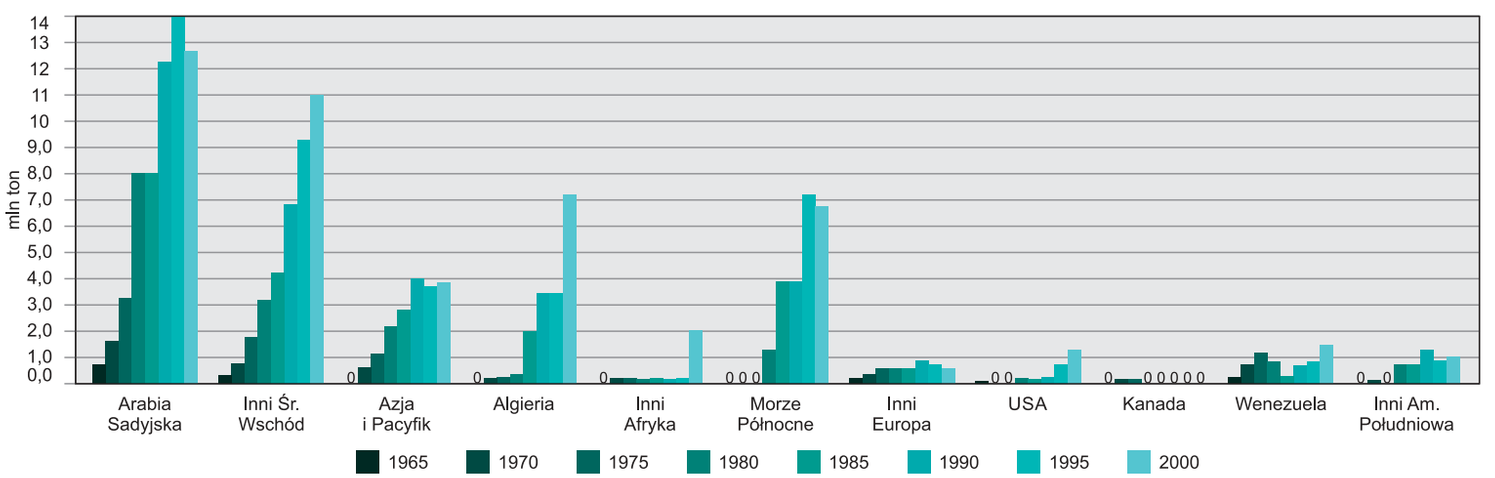
Na początku ceny na rynku spot LPG były ustalane jako ex-rafineria w regionie ARA oraz w morskich terminalach we Włoszech i Francji. Ceny te, dla kolei, barek i nieduzych statków były podstawą dla raportowania cen jak Platts LPG GasWire, a następnie Petroleum Argus. Otwarcie terminali LPG na Morzu Północnym spowodowało uruchomienie na początku 1980 roku nowego punktu, w którym podawano cenę – BNOC.

Ceny spot LPG wykazywały dużą niestabilność, było to między innymi skutkiem faktu, że Europie brakowało pojemności buforowych umożliwiających czasowe składowanie dużych ilości LPG. Brakowało czegoś takiego jak Mont Belvieu na rynku amerykańskim.

Jeżeli chodzi o poszczególne rynki, to Francja z jej ponad 10 mln konsumentów jest największym rynkiem detalicznym w Europie. Kraj jest obsługiwany przez siedem głównych firm dystrybucyjnych, około 250 hurtowni i blisko 90 tys. punktów sprzedaży detalicznej.

W Hiszpanii jest około 7 mln konsumentów, ale zużycie na mieszkańca jest niższe niż we Francji. Na początku lat 80. XX wieku, przed wprowadzeniem gazu ziemnego rurociągami, butan był dostarczany do ponad 90% wszystkich gospodarstw domowych w Hiszpanii. Pomimo dokonanych wielu zmian na rynku Repsol Butano pozostaje do dnia dzisiejszego dominującym dostawcą LPG w ojczyźnie Don Kichota.

Dla niemieckich dystrybutorów szansą był upadek muru berlińskiego, jednakże duże potencjalne szanse nie przełożyły się na znaczący wzrost sprzedaży, co było wynikiem wyludniania się NRD, ekspansji spółek gazu ziemnego i szerszego niż pierwotnie zakładano stosowania do celów grzewczych lekkiego oleju opałowego. Optymistyczne wizje rozwoju sektora LPG spełniły się natomiast w Polsce. ■



Wyk.: Wielkość eksportu od największych eksporterów LPG na świecie

AmeriGas

JAKOŚĆ, RZETELNOŚĆ, BEZPIECZEŃSTWO

Współlider rynku
LPG w Polsce.

Najdynamiczniej
rozwijająca się
firma w branży.

LPG

www.amerigas.pl **801 11 77 11**

transport gazu płynnego

Pierwsze statki specjalistyczne LPG do handlu były w rzeczywistości statkami towarowymi, które po odpowiednim remoncie składały się z cylindrycznych zbiorników ciśnieniowych. Z czasem powstał problem dużych kosztów ich budowy i niewielkiej ładowności. Rozwiązaniem dla zwiększenia ładowności okazało się chłodzenie ładunku. W jego wyniku ciśnienie mogło zostać zmniejszone, co w konsekwencji nie pociągało za sobą zwiększenia masy zbiorników ładunkowych.

Fot.: Kolejowa cysterna gazowa produkcji CHEMET S.A.

Fot. 1, 2: Dystrybucja gazu płynnego przy pomocy samochodów-cystern pozwala na łatwe dotarcie do odbiorców

Fot. 3: Ramię załadowczo-rozładowcze G5 firmy FAS Poland w terminalu przeładunkowym LPG

Nowe zbiorniki do przechowywania LPG w niskich temperaturach musiały być wolno stojące, w pełni izolowane wewnątrz kadłuba, aby zapobiec ucieczce zimna i uszkodzeniu. Nie musiały mieć cylindrycznego kształtu, mogły być bardziej efektywnie formowane, tak aby pasowały do konturów statku. Jak już wspomniano wyżej, pierwszym statkiem tego typu był Bridgestone Maru. Obecnie większość stanowią statki ze schładzanym ładunkiem i można podzielić je na następujące klasy:

- VLGC (bardzo duże gazowce): od 60 do 85 tys. m^3;
- LGC (duże gazowce): od 45 do 60 tys. m^3;
- Gazowce Mid-size: od 24 do 45 tys. m^3;
- Gazowce od 8 do 24 tys. m^3;
- Gazowce 8 tys. m^3 i mniej (ciśnieniowe i półciśnieniowe).

Grupa gazowców do 8 tys. m^3 przez wiele lat odnotowywała nadpodaż zdolności przewozowych w stosunku do popytu.

Kolej stanowi podstawowy środek transportu LPG na odległościach powyżej 150 km w ruchu lądowym. W zależności od rozmieszczenia punktów nadania i odbioru oraz warunków geograficznych (dostępność rzek i portów morskich) transport tym środkiem może odbywać się nawet do 6000 km. Cysterny kolejowe służące do transportu LPG mają pojemność od 60 do 120 m^3. Pojedynczy transport kolejowy zabiera na ogół od 1200 do 3000 m^3 gazu.

Transport samochodowy LPG odbywa się pomiędzy rozlewnią, terminalem lub rafinerią a odbiorcami końcowymi. W większości przypadków na odległości nie większej niż 150 km, jednakże czasami ze względów lokalizacyjnych lub rynkowych możliwe są dłuższe trasy przewozu LPG autocysternami. Autocysterny mają pojemność od 8 do 52 m^3.

Zanim gaz trafi do klienta finalnego (stacji paliw, indywidualnego odbiorcy – gaz luzem do zbiorników lub gaz w butlach), transportowany jest do rozlewni gazu, gdzie następuje rozlewanie LPG do butli gazowych różnych rozmiarów (chociaż dominują butle 11 kg) oraz do autocystern. W rozlewniach znajdują się także zbiorniki LPG od kilkuset do kilku tysięcy metrów, które służą zabezpieczeniu ciągłości dostaw gazu do klientów. ■

zastosowania LPG

Ze względu na wygodę i łatwość transportowania LPG znajduje szerokie zastosowanie w wielu dziedzinach będących poza zasięgiem gazu ziemnego. Jego użytkowanie charakteryzuje maksymalny komfort związany z systemem niewymagającym obsługi, oszczędność energii wynikająca z wysokiej kaloryczności propanu oraz wysokiej sprawności urządzeń wykorzystujących ten rodzaj paliwa. LPG ze swoją elastyczną infrastrukturą i niewielkim wpływem na środowisko jest naturalnym uzupełnieniem systemu energii odnawialnej.

Szerokie wykorzystanie gazu płynnego wynika głównie z jego zalet i łatwej dostępności. Rozwinięta sieć dystrybucji pozwala bowiem kupić gaz do domu lub samochodu na terenie całego kraju i za granicą. Jest to paliwo posiadające wysoką wartość opałową a urządzenia wykorzystujące gaz płynny są tańsze w eksploatacji i ulegają małemu zużyciu. Gaz jest paliwem czystym i bezwonnym, dlatego też często wygrywa z węglem lub olejem opałowym wszędzie tam, gdzie nie dociera sieć gazu ziemnego. Brak kosztów i opłat stałych natomiast ma decydujące znaczenie w przypadku odbiorców potrzebujących paliwa w wąskim okresie czasu.

Z uwagi na sposób przechowywania oraz wykorzystanie gazu LPG rynek dzieli się na trzy zasadnicze segmenty: gaz wykorzystywany do celów napędowych tzw. autogaz, gaz sprzedawany w butlach oraz gaz w zbiornikach (instalacje zbiornikowe). Przy czym należy podkreślić, że aż 3/4 konsumpcji stanowi autogaz.

AUTOGAZ

LPG jako paliwo napędowe jest przede wszystkim zamiennikiem (substytutem) benzyny. Do przechowywania gazu LPG w samochodach służą umieszczone w nich zbiorniki ciśnieniowe, które spełniają rolę zbiorników paliwa. Przebiegowe zużycie paliwa w kg/100 km jest w przybliżeniu jednakowe zarówno dla gazu płynnego LPG, jak i dla benzyny, natomiast zużycie wyrażone w litrach/100 km jest dla gazu LPG o około 15-20% wyższe niż dla benzyny. Obecnie pojazdy samochodowe napędzane LPG charakteryzują się osiągami, które nie różnią się w znaczącym stopniu od osiągów pojazdów zasilanych benzyną.
Relacja cen gazu LPG do benzyny sprzyjała i sprzyja wzrostowi konsumpcji propanu-butanu w celach napędowych. Pojazdy zasilane gazem traktowane są w Unii Europejskiej przyszłościowo. Główną przyczyną jest dbałość o środowisko naturalne.

Autogaz powraca na rynki, wcześniej rozwinięte, które następnie zostały zniszczone przez krótkowzroczną politykę gospodarczą państw (np.: Wielka Brytania i Niemcy). Dziś w zjednoczonej Europie po drogach porusza się ok. 10% samochodów zasilanych paliwem gazowym, a kraje szczególnie czułe na kwestie ochrony środowiska dążą do osiągnięcia poziomu 30%. Stosowanie paliwa gazowego (LPG) w porównaniu z benzynowym powoduje niższy poziom emisji toksycznych substancji do atmosfery. Redukcja zanieczyszczeń może sięgać: od 10 do 15% mniej CO_2, o 20% mniej CO, od 55 do 60% mniej węglowodorów. Fizyczna zasada działania silników spalinowych na gaz i benzynę jest taka sama, jednak paliwo gazowe jest dużo tańsze i znacznie mniej szkodliwe dla środowiska naturalnego. Zaletą paliw gazowych jest to, iż nie zmywają oleju z gładzi cylindra, co sprawia, że znacznie wydłuża się żywotność silnika, zużycie oleju jest o połowę niższe, a smarowanie znacznie lepsze.

SAMOCHODOWE INSTALACJE GAZOWE

LANDIRENZO®
POLSKA

NAJWYŻSZA ŚWIATOWA JAKOŚĆ

WSPÓŁPRACA Z NAJWIĘKSZYMI PRODUCENTAMI SAMOCHODÓW

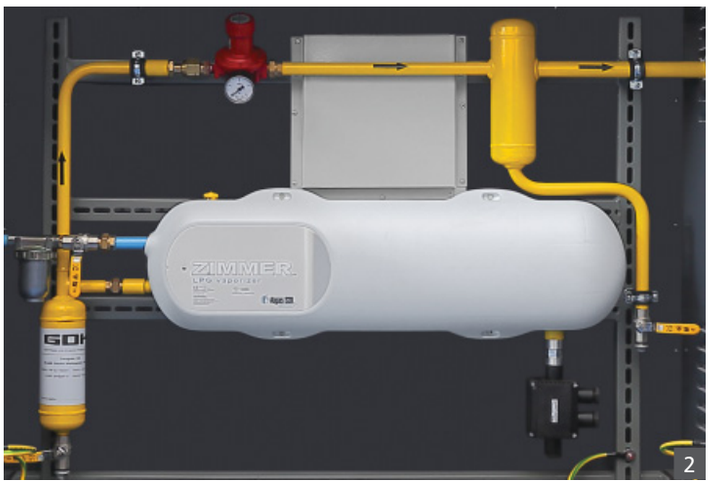
NIEUSTANNY ROZWÓJ PRODUKTÓW

CERTYFIKATY: ISO 9001 • ISO/TS 16949 • ISO 1401:2004

75 LAT DOŚWIADCZENIA

LANDI LANDIRENZO® LOVATO LET THE BLUE DRIVE YOU

Landi Renzo Polska Sp. z o.o., ul. Graniczna 79a, 05-410 Józefów, tel. (+48) 22 274 28 00, fax (+48) 22 274 28 01, info@landi.pl, www.landi.pl



Fot. 1: Wyposażenie autocysterny do przewozu LPG oferowane przez firmę FAS Poland

Fot. 2: W ostatnich latach pojawiła się nowa tendencja i wzrost zastosowania LPG w instalacjach przemysłowych. Szczególnie agrotechnika (suszarnie i zakłady przygotowania pasz) przeżywają swój rozkwit. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu parowników do zwiększenia wydajności instalacji. Parownik firmy GOK – łatwy i tani sposób zwiększający moc grzewczą instalacji LPG do nawet kilku MW

W przypadku spalania gazu powstaje także bardzo mało nagarów, czyli osadów zanieczyszczających komorę spalania. W przypadku, gdyby ciśnienie w butli wzrosło powyżej bezpiecznej wartości – gaz jest wyrzucany pod samochód.

Samochodowe zbiorniki do transportu gazu przechodzą bardzo rygorystyczne testy. Wytrzymałość zbiornika sprawdza się pod ciśnieniem 110 atmosfer (w butli w samochodzie gaz jest przewożony pod ciśnieniem 16 atmosfer). Wzrost popytu na autogaz odnotowywany jest od maja do września ze względu na charakterystyczną dla tego okresu większą aktywność użytkowników samochodów. Miesiące zimowe ze względu na utrudnienia pogodowe cechują się ograniczoną aktywnością w ruchu kołowym, co ma odzwierciedlenie w spadku zakupów autogazu.

GAZ W BUTLACH

Gaz transportowany i przechowywany jest w butlach tzw. turystycznych (1, 2, 3 kg) oraz w większych o masie 10, 11, 33 kg. Dostępne są również specjalistyczne butle umożliwiające ich zastosowanie do napędu wózków widłowych i innych podobnych urządzeń. W zależności od przeznaczenia butle napełniane są gazem propan-butan lub propan. Najbardziej popularne na rynku są butle 11 kg (propan-butan), które są szeroko wykorzystywane w gospodarstwach domowych pozbawionych dostępu do gazu ziemnego, najczęściej na terenach wiejskich i podmiejskich. Są one bardzo popularnym źródłem energii przy przyrządzaniu posiłków. Szacuje się, że korzysta z nich ok. 40% polskich gospodarstw domowych. Cieszą się również popularnością w domkach letniskowych, barach i restauracjach stacjonarnych, jak i ruchomych, czy też na imprezach plenerowych.

Butle o masie 10 kg z propanem są natomiast szeroko wykorzystywane w różnych procesach technologicznych szczególnie tam, gdzie trudno dostarczyć energię w innej formie m.in.: przy pracach dekarskich, w budownictwie do podgrzewania i suszenia pomieszczeń, do podgrzewania masy bitumicznej w maszynach wykorzystywanych w drogownictwie, do obkurczania palet folią, w robotach instalacyjnych (zgrzewanie).

Należy jednak podkreślić, że ten segment rynku od dłuższego czasu jest w trendzie spadkowym, co jest typowym zjawiskiem dla krajów rozwijających się, z uwagi na coraz szersze wykorzystywanie urządzeń zasilanych energią elektryczną.

GAZ W ZBIORNIKACH

Instalacje zbiornikowe na gaz płynny to rozwiązanie stosowane zarówno przez indywidualnych użytkowników, jak i przez przedsiębiorców, do których nie dociera gaz ziemny lub jego jakość nie odpowiada wymaganiom technologicznym. Najważniejszym elementem instalacji na gaz płynny jest zbiornik naziemny lub podziemny o pojemności 2700, 4850 lub 6700 litrów. Przy większych potrzebach mocy można je łączyć w pary 2, 4, lub 6. Na każdym zbiorniku znajduje się poziomowskaz, który wskazuje procentowo ilość gazu w zbiorniku. Niektóre instalacje wyposażane są w urządzenia telemetryczne służące do pomiaru gazu w zbiorniku lub gazu zużywanego przez odbiorcę.

Instalacja zbiornikowa, w której przechowuje się gaz, ma szereg zalet. Jest łatwa zarówno w montażu i demontażu. Nie wymaga dużych pomieszczeń kotłowni ani kosztownej infrastruktury przesyłowej. Park zbiornikowy będący magazynem gazu płynnego

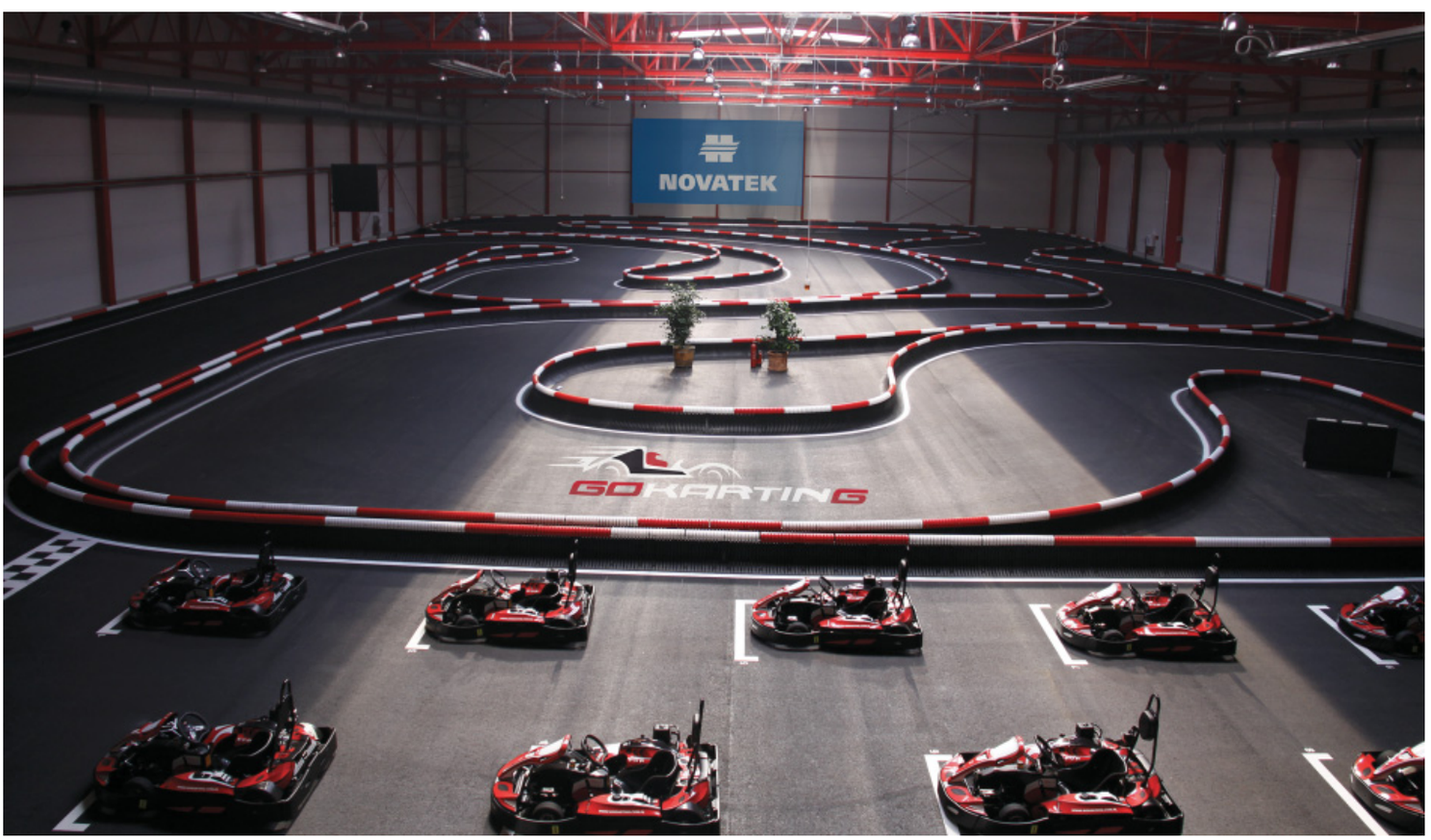
może być zaprojektowany tak, aby w łatwy sposób dostosować wydajność i zapotrzebowanie na energię do potrzeb zainstalowanych odbiorników i urządzeń. Instalacje gazowe wewnętrzne mogą być wykorzystane również do zasilania gazem ziemnym.

LPG w zbiornikach wykorzystuje się w wielu różnorodnych dziedzinach:

- w większości w indywidualnych gospodarstwach domowych – ogrzewanie pomieszczeń i podgrzewanie wody; gotowanie, oświetlenie, chłodzenie i prace gospodarcze;
- w przemyśle – do ogrzewania pomieszczeń, warsztatów i hal produkcyjnych – promiennikami, ciepłym powietrzem, ciepłą wodą;
- w procesach technologicznych – do spawania, lutowania, wygrzewania, hartowania, zasilania pieców piekarniczych, cukierniczych, wędzarni, urządzeń pralniczych;
- w rolnictwie – na fermach hodowlanych – do ogrzewania wylęgarni i tuczarni drobiu metodą promiennikową; w zlewniach mleka – do podgrzewania wody do mycia konwi i przyborów do dojenia; w magazynach zbożowych, suszarniach i cieplarniach – do suszenia ziarna;
- w ogrodnictwie – do ogrzewania cieplarni i dostarczania roślinom zwiększającego plony dwutlenku węgla;
- w transporcie i komunikacji do napędzania pojazdów samochodowych, autobusów, wózków transportowych i innych;
- w obiektach użyteczności publicznej i gastronomii – do ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń, podgrzewania wody pitnej czy w basenach pływackich, do zasilania urządzeń kuchennych, gotowania i pieczenia, prania, suszenia, prasowania;
- w budownictwie – jako paliwo zasilające maszyny i urządzenia budowlane do remontu dróg, dachów, układania izolacji.

Rynek instalacji zbiornikowych od kilku już lat jest w trendzie wzrostowym i prognozowany jest dalszy rozwój tego segmentu w najbliższych latach.

Gaz płynny posiada obecnie bardzo szerokie zastosowanie w gospodarce, jednakże wciąż pojawiają się nowe dziedziny, w których jest wykorzystywany. Dla przykładu w 2013 roku w Krakowie powstał pierwszy tor kartingowy, w którym gokarty zasilane są LPG. W dobie propagowania w Polsce rozwiązań proekologicznych można spodziewać się kolejnych innowacyjnych zastosowań gazu płynnego, co może mieć kluczowe znaczenie dla rozwoju tej branży, która od kilku już lat znajduje się w fazie stabilizacji.



Fot.: Gokarty zasilane LPG w hali ogrzewanej gazem płynnym

prawdziwie wolny rynek

Dzieje LPG, a szczególnie autogazu to historia niezwykła. Bez żadnych mechanizmów wsparcia (nie licząc udogodnień w postaci preferencyjnej polityki podatkowej), jako całkowicie oddolna inicjatywa, powstał silny sektor rynku i gospodarki – jeden z najsilniejszych tego typu na świecie. Intensywnemu rozwojowi tego rynku sprzyjały poszukiwania przez konsumentów ekologicznych, wszechstronnych i przede wszystkim ekonomicznych źródeł energii.

Fot.: Instalacja zbiornikowa służąca do ogrzewania kompleksu hotelowo-restauracyjnego

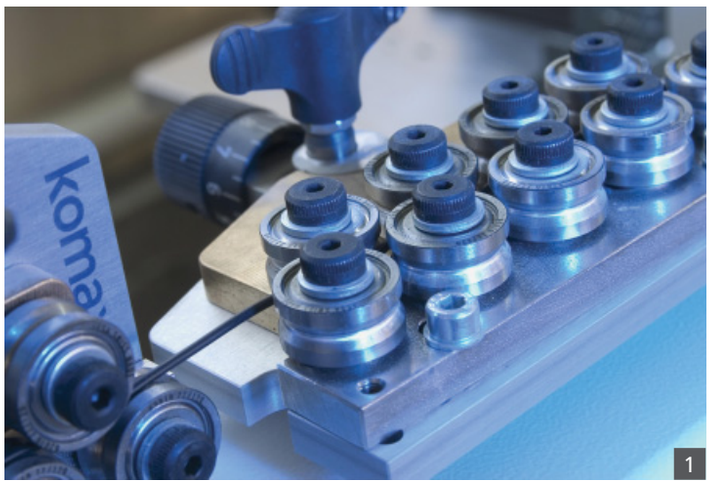
Fot. 1, 2, 3: Propan-butan w okresie PRL-u to przede wszystkim zużycie na cele komunalne oraz turystyczne

Fot. 4: Inż. Zbigniew Domański – pionier używania LPG do napędzania samochodów

W czasach PRL-u polska konsumpcja gazu LPG opierała się na produkcji z Rafinerii Gdańskiej i Petrochemii Płockiej. Istniały także pewne uzupełniające dostawy z ZSRR, jednakże zaopatrzenie w propan-butan, podobnie jak inne produkty, było bardzo problematyczne. Zdecydowaną większość rynku stanowiły butle: od popularnych butli turystycznych – 1-, 2-, 3-kilogramowych, przez „kuchenne" butle 11-kilogramowe, aż po 33-kilogramowe „przemysłowe". Zbiorniki (do ogrzewania pomieszczeń) i autogaz stanowiły niezauważalny margines rynku.

Na polski rynek gazu płynnego na początku lat 90. XX wieku zaczynają wchodzić zagraniczni inwestorzy. W Polsce przed 1990 rokiem gaz w butlach rozprowadzały 24 państwowe rozlewnie (Komunalne Rozlewnie Gazu Płynnego – Korgazy), które do połowy lat 90. uległy prywatyzacji. Przykładowo, Korgaz w Łodzi kupił Shell. Największy Korgaz w ówczesnej Polsce, czyli zakład w Swarzędzu, kupiło BP. Siedem rozlewni w całym kraju kupiła firma Gaspol, będąca spółką *joint venture* z holenderskim udziałem, w której w sumie połowę udziałów miały zakłady w Stąporkowie, Łomży, Barlinku, Rypinie, Lubartowie, Nowym Targu i Pleszewie. Rynek LPG był także zagospodarowywany przez podmioty państwowe (np. CPN czy Petrochemia Płocka), jednakże tempo inwestycji i ekspansywność było stosunkowo niskie. Na początku lat 90. XX wieku CPN utworzyło rozlewnię (zbiorniki na 500 m^3), na terenie bazy w Ugoszczy. Zautomatyzowana linia napełniała dwieście 11- i 33-kilogramowych butli na godzinę. Wybudowanie niezbędnej infrastruktury kosztowało 2 mln zł. W pierwszej połowie lat 90. ubiegłego wieku pozycję dominującą na rynku miała Petrochemia Płocka (PP).

System rynkowy, wzrost siły nabywczej ludności i dostępność dóbr i usług dla każdego, kto posiadał możliwość zapłacenia za nie, spowodowały, że o ile jeszcze w 1991 roku liczba użytkowników gazu LPG w Polsce szacowana była na 2,2 mln, to w 1996 roku było ich ponad 4,5 mln, w tym ponad 220 tys. pojazdów, a w dystrybucji znajdowało się prawie 5,5 mln butli LPG.

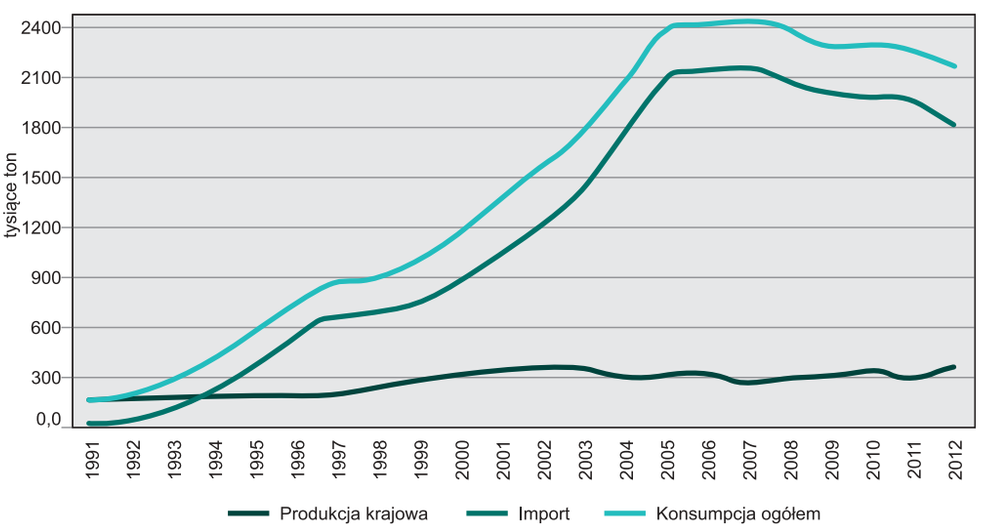


Fot. 1: Nowoczesna maszyna KOMAX do produkcji wiązek używanych do montażu elektroniki produkowanej przez KME Sp. z o.o.

Fot. 2: Obrabiarki CNC precyzyjnie wykonują całą gamę reduktorów KME z litego aluminium

Rozwój polskich firm branży autogazu rozpoczął się w latach 90. ubiegłego wieku. Pierwszą firmą montującą legalnie instalacje LPG na polskim rynku był „Autogaz" Domański. Inżynier Zbigniew Domański swój pierwszy samochód do zasilania gazowego przystosował w 1974 roku. Do tego celu wykorzystał przemysłowy reduktor gazu (z instalacji do opalania świń) i zmodyfikowaną butlę gazową (11 kg). W ciągu wielu lat system był doskonalony, wykorzystując także elementy „prawdziwej" samochodowej instalacji gazowej pochodzące z Włoch. Po przeprowadzonych w Instytucie Transportu Samochodowego badaniach Departament Administracji Ruchu Lądowego Ministerstwa Transportu i Gospodarki Morskiej wydał decyzję upoważniającą firmę Zbigniewa Domańskiego „do montażu w układzie zasilania silników instalacji gazowej przystosowanej do zasilania gazem płynnym (propan-butan) dla samochodów FSO 1500 i „Polonez". Pismo skierowane w tej sprawie do urzędów wojewódzkich zajmujących się ewidencją pojazdów jest opatrzone datą 14 sierpnia 1991 roku, którą przyjęło się traktować jako początek rynku autogazu w Polsce.

Drugą ważną firmą dla polskiej branży LPG był powstały w 1993 roku Polgas. Początkowo Polgas zajmował się sprzedażą importowanych z Włoch instalacji gazowych. Najpierw, pod nazwą JMW Auto-Gas, firma rozpoczęła szkolenia dla montażystów instalacji gazowych. Rok później podpisała umowę z Brew-EL, która w tamtym okresie prawych związanych początkowo z FSO, później z Daewoo. Ośrodek był autoryzowany przez włoską firmę Bedini (producenta samochodowych instalacji gazowych). Od 2001 roku przedsiębiorstwo działa pod nową nazwą Polgas.



Wyk.: Wzrost rynku LPG w Polsce z podziałem na produkcję krajową i import

cowała nad uzyskaniem zgody na montaż instalacji gazowych w nowych samochodach produkowanych w Fabryce Samochodów Osobowych na Żeraniu przy zachowaniu pełnej gwarancji producenta. JMW Auto-Gas zajmowało się stroną techniczną tego pionierskiego w Polsce przedsięwzięcia. W latach 1994-1999 firma prowadziła ośrodek szkoleniowy dla mechaników samochodowych.

Wraz ze wzrastającą popularyzacją montażu instalacji gazowych w pojazdach, pojawiały się coraz nowocześniejsze rozwiązania technologiczne urządzeń elektronicznych wchodzących w ich skład. W 2001 roku firma KME wprowadziła na rynek pierwszy polski system Lambda służący do kontroli oraz bieżącego optymalizowana składu mieszanki gazu i powietrza o nazwie BINGO.

ODKRYJ ŚWIAT NA NEVO

KME
autogas systems

5 przyczyn, dzięki którym odkryjesz świat na NEVO

KOMFORT JAZDY

Nie musisz myśleć o przełączaniu samochodu na gaz. Inteligentne sterowniki NEVO robią to za Ciebie. Możesz cieszyć się niczym niezakłóconą podróżą. Instalacja sama dyskretnie przypomina o zbliżającym się przeglądzie. Jazda autem z instalacją gazową jest równie stabilna i cicha, jak na benzynie.

DUŻE MOŻLIWOŚCI ELEKTRONIKI I REDUKTORÓW

Pytania, które zadają sobie przyszli posiadacze instalacji gazowej: „Czy nie będę miał problemów z samochodem"; „Czy mój samochód może być przystosowany do paliwa LPG?" Ciebie powyższe zagadnienia nie dotyczą… Instalacje z naszymi sterownikami i reduktorami obsługują szeroką gamę samochodów, do której należy już Twoje auto!

OSZCZĘDNOŚCI W EKSPLOATACJI

Jeśli szukasz informacji o instalacjach gazowych, już wiesz, że montaż się opłaca. Faktem jest, że trzeba będzie na początku wydać parę złotych, ale ostateczny bilans posiadania naszej instalacji wychodzi na plus. Użyte wysokiej jakości komponenty będą Ci służyć bezawaryjnie długie lata.

MOŻLIWOŚĆ SZYBKIEGO I ŁATWEGO MONTAŻU

Każdy profesjonalny warsztat oferuje nasze instalacje. Są one łatwe w montażu, więc Twój samochód nie spędzi dużo czasu w warsztacie, a zadowolony montażysta będzie skłonny do negocjacji cenowych.

DOŚWIADCZONY ZESPÓŁ, KTÓRY ZAWSZE SŁUŻY SWOJĄ RADĄ I WSPARCIEM

KME jest pierwszym polskim producentem sekwencyjnego wtrysku gazu. Wiedza i doświadczenie, które zdobyliśmy w trakcie wieloletnich prac projektowych i montażu tysięcy samochodów, pozwalają nam zaoferować odpowiedni produkt dla Ciebie. Postawiliśmy na specjalistów - dlatego możesz nam zaufać.

KME Sp. z o.o. | ul. Teresy 103a | 91-222 Łódź | Poland | *tel.* +48 (42) 611 00 26 | *fax* +48 (42) 611 82 52 | kme@kme.eu

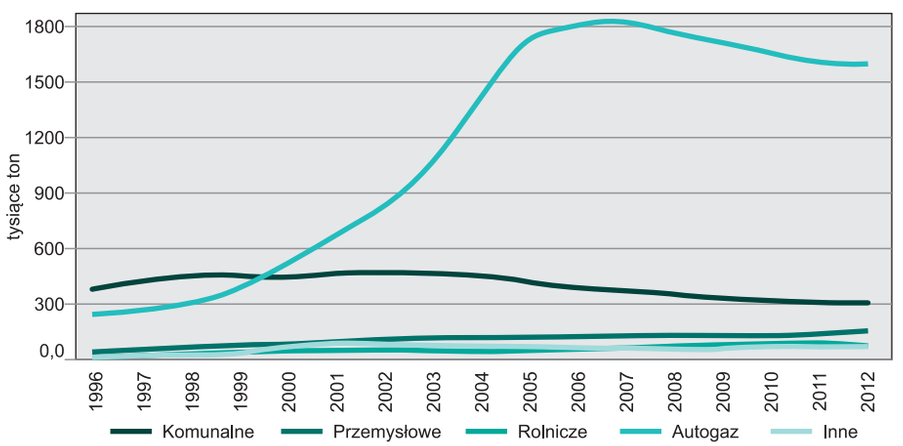
www.kme.eu

W 2003 roku na rynku pojawił się ich kolejny produkt - pierwsza polska elektronika do sekwencyjnego wtrysku gazu nazwana DIEGO. Przedsiębiorstwo intensywnie się rozwijało i w 2004 roku jako pierwsze wdrożyło do produkcji rodzimy reduktor do sekwencyjnych wtrysków gazu RED1 (SILVER).

Polska była przez 15 lat jednym z najdynamiczniej rozwijających się rynków LPG w Europie.

Nasz kraj wiódł prym szczególnie, jeżeli chodzi o liczbę punktów tankowania LPG. Już na początku drugiej połowy lat 90. XX wieku nie było praktycznie w Polsce większych problemów ze znalezieniem punktu tankowania lub stacji benzynowej, na której sprzedawano by tzw. autogaz. Rozwój rynku tego paliwa od początku lat 90. XX wieku miał kilka przyczyn:

- w latach 90. wiele używanych samochodów, które sprowadzane były do Polski z zagranicy, pochodziło z Holandii, w którym to kraju używanie LPG do celów trakcyjnych było dość popularne, więc sprowadzane pojazdy miały już zamontowaną instalację. Import z Holandii co roku wynosił tysiące sztuk, pozwoliło stworzyć to w sposób niejako automatyczny potencjalną stronę popytową, która mogła zgłaszać realny popyt, gdyby się spotkała z odpowiednią ceną;



Wyk.: Dynamika konsumpcji LPG w podziale na zastosowania

- LPG nigdy (w odróżnieniu od oleju napędowego, benzyny czy gazu ziemnego) od 1990 roku nie miało regulowanej ceny przez polską administrację, dzięki temu mógł się rozwinąć wolny handel, którego wysokość marż nie była ograniczana przez żadne administracyjne przepisy, jedynie przez konkurencję panującą na rynku;
- relatywnie nieduże koszty wejścia na rynek, zwłaszcza jeżeli chodzi o punkty tankowania (na ówczesne czasy było to w zależności od sytuacji od 40 do 100 tys. zł), dodatkowo na początku lat 90. można było w niskich cenach sprowadzić niemalże całe wyposażone punkty tankowania z Belgii, gdzie polityka podatkowa państwa doprowadziła do destrukcji branży autogazu;
- brak opodatkowania LPG jako paliwa przez pierwsze 10 lat funkcjonowania rynku, co powodowało jego adekwatną konkurencyjność cenową w stosunku do innych paliw;
- niski koszt montażu nowych instalacji LPG w samochodach z silnikami gaźnikowymi (700-1000 zł).

Autogaz cieszył się od początku szczególnie dużą popularnością wśród taksówkarzy, w 1994 roku szacunki zrobione w Trójmieście mówiły, że prawie połowa taksówkarzy korzysta z tego rozwiązania. Dość szybko okazało się, że nie tylko samochody osobowe czy dostawcze mogą być zasilane LPG, ale także np. autobusy. W połowie listopada 1995 roku spółka Elektrim Eurogaz zaprezentowała miejski autobus na płynny gaz holenderskiej firmy DAF. Firma DAF spodziewała się zamówień ze strony miejskich zakładów komunikacyjnych, a Elektrim Eurogaz liczył na dostawy propanu-butanu. Przedstawiciele DAF argumentowali, że eksploatacja taboru z silnikami gazowymi jest tańsza w stosunku do silników Diesla o 20-30%, nie licząc aspektów ekologicznych. Silnik gazowy DAF 160 o pojemności 11,6 litra i mocy 160 kW miał elektroniczny system sterowania zużyciem paliwa. Można go było montować w już używanych autobusach. Kosztował wówczas, wraz ze zbiornikami na płynny gaz i instalacją, ok. 20 tys. USD. Warszawskich Miejskich Zakładów Autobusowych podobno nie stać na taki zakup. Stać było na postawienie na LPG… Dębicę. W 1996 roku, dzięki podpisanemu porozumieniu z Gaspolem oraz NGV Autogas, dokonano adaptacji do zasilania gazem LPG 13 spośród 20 będących wówczas w dyspozycji miejskiej spółki transportowej autobusów. W 1998 roku doszło do nich 9 kolejnych. Na drodze do kontynuacji prac stanął brak możliwości zakupu fabrycznie nowych autobusów zasilanych LPG a przystosowanie coraz to nowszych silników do napędu gazowego przestało być ekonomicznie uzasadnione.

PROBLEMY – JAKOŚĆ

Dynamiczny rozwój rynku LPG nie odbywał się bez przeszkód. Jeden z problemów stanowiła jakość gazu w związku z brakiem precyzyjnych polskich norm oraz rosnącym importem z Rosji, gdzie obowiązujące standardy odbiegały od oczekiwań polskich odbiorców. Obowiązująca od 1998 roku Polska Norma PN-C-96008:1998 „Przetwory naftowe. Gazy węglowodorowe. Gazy skroplone C3-C4" była zbyt ogólna i odnosiła się do wszystkich zastosowań gazu płynnego. Norma określała trzy podstawowe mieszaniny stosowane w dystrybucji:

- butan techniczny (mieszanina A);
- propan-butan (mieszanina B);
- propan techniczny (mieszanina C).

Największy wybór zbiorników LPG na świecie

Polski Produkt Przyszłości
Laureat Konkursu Polski Produkt Przyszłości

Hit LPG

Mniejszy ciężar
5-10 kg

Większa pojemność LPG
dla zbliżonych wymiarów

Różne pozycje montażu
leżący, podwieszany, stojący
poziomy, pionowy

www.shopgaz.pl

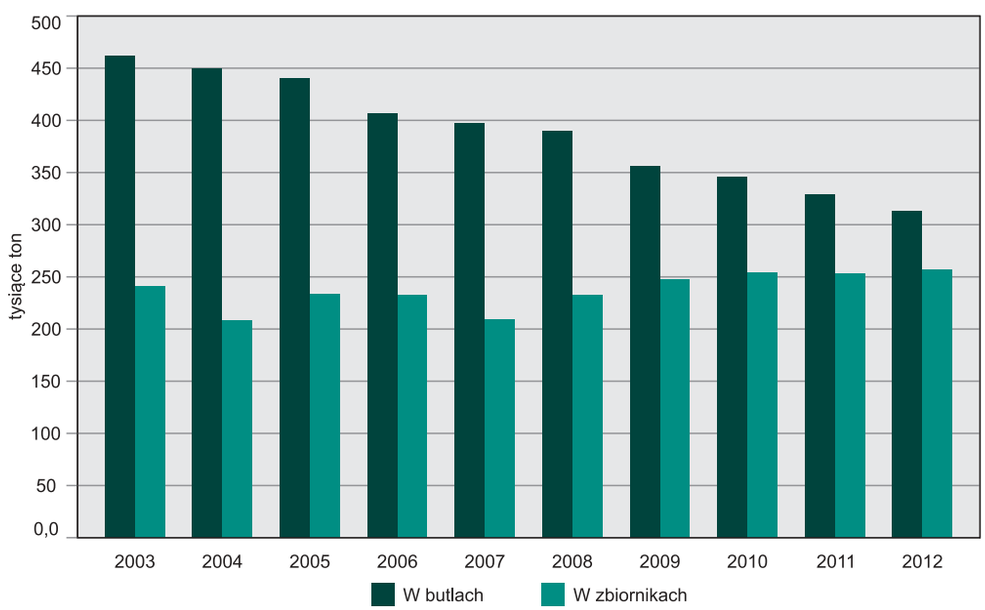
Gwarancja najwyższej jakości
potwierdzona Medalem Europejskim

ELPIGAZ AUTOMOTIVE

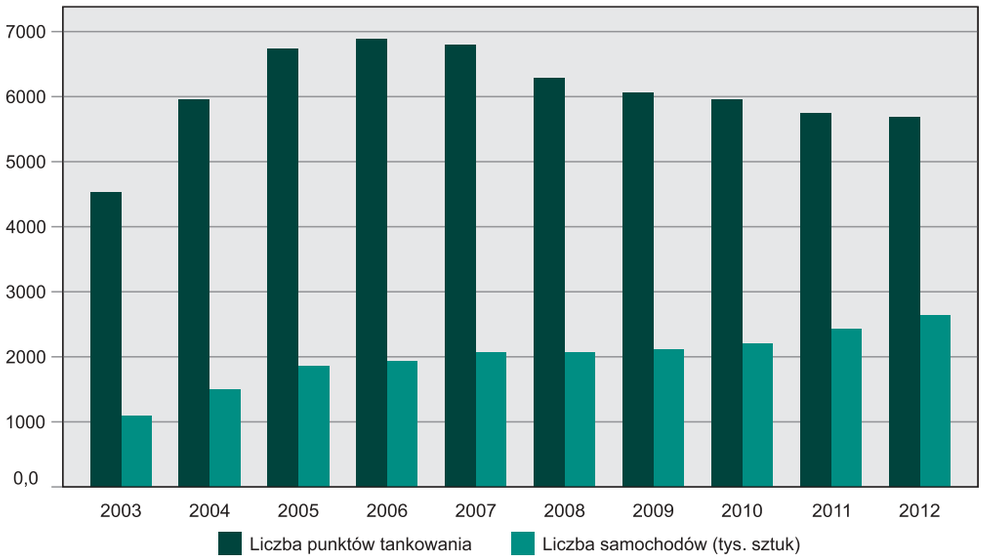
ELPIGAZ Sp. z o. o.
ul. Perseusza 9, 80-299 Gdańsk, Polska

tel. +48 58 349 49 40, fax. +48 58 348 12 11
info@elpigaz.com, www.elpigaz.com

W przypadku wykorzystania LPG w celach opałowych w gospodarstwach domowych i w przemyśle oraz jako surowca do dalszej przeróbki była wystarczająco precyzyjna. Jednakże w odniesieniu do celów napędowych nie była dostatecznie szczegółowa, co miało negatywny wpływ na jakość paliwa, które trafiało do baków samochodów. W szczególności chodziło o szeroki przedział proporcji propanu i butanu w mieszaninie. Ponadto, wraz z rozwojem motoryzacji, nowsze generacje silników a tym samym gazowe układy zasilania stały się coraz bardziej skomplikowane i wymagały zaostrzonych wymagań co do jakości paliwa. W efekcie wielu kierowców narzekało na złą jakość gazu LPG, szczególnie w okresie zimowym. Działo się tak dlatego, że skład procentowy propanu do butanu sprzedawany na stacjach (ściślej skład węglowodorowy) był zmienny, co bezpośrednio wpływało na wartość liczby oktanowej motorowej LOM, jak również na zużycie autogazu. Zbyt duża zawartość propanu powodowała zwiększone zużycie LPG, a zawyżona domieszka butanu sprawiała kłopoty z pracą silnika w niskich temperaturach. Zaniżenie liczby LOM mogły powodować także niepożądane węglowodory nienasycone takie jak: propen, buten a zwłaszcza bardzo szkodliwe dieny. W skrajnych sytuacjach dochodziło wówczas do uszkodzeń instalacji autogazowych.



Wyk.: Konsumpcja gazu w butlach i w zbiornikach



Wyk.: Liczba samochodów z instalacjami na LPG i punktów tankowania LPG w Polsce

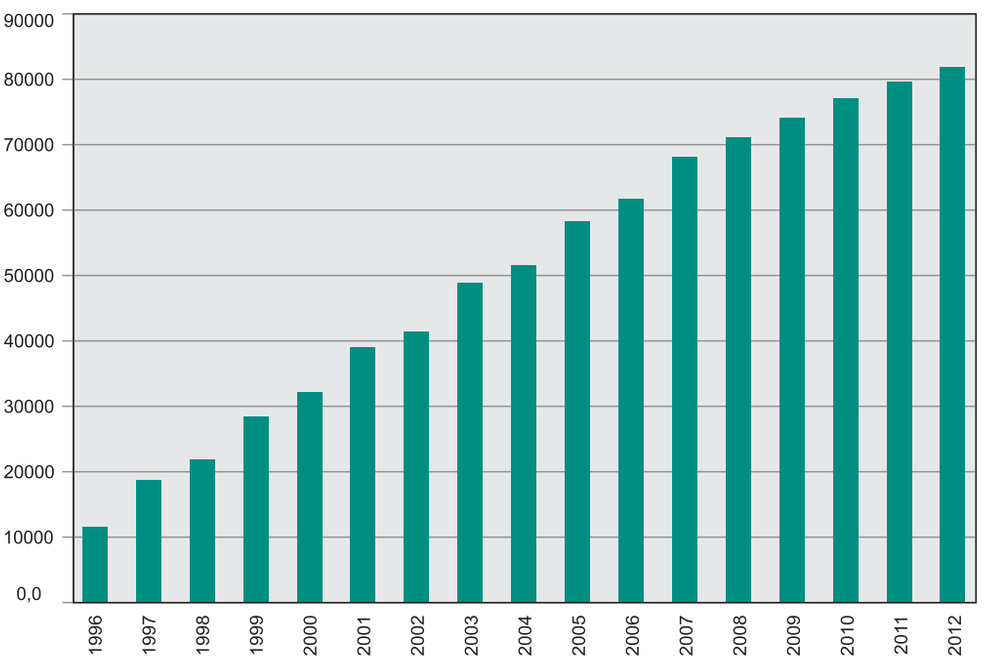
Dopiero Polski Komitet Normalizacyjny uchwałą nr 40/2002 z dnia 18 października 2002 roku, uznał normę europejską EN 589:2000 (*Automotive fuels – LPG – Requirements and test methods*) za Polską Normę PN-EN 589:2002 (U). Nowością w tej normie było między innymi wprowadzenie wymagań dotyczących zawartości oraz prężności par, liczby oktanowej motorowej (LOM), całkowitej zawartości dienów, zawartości oraz metod oznaczania siarki, metod oznaczenia wody i badania korozji. Ponadto norma wprowadziła gatunki LPG, jakie powinny być dostępne w handlu w zależności od pory roku, określając wymagania dotyczące prężności par w konkretnych temperaturach otoczenia. Wprowadzenie normy europejskiej dawało również gwarancję, iż polskie uregulowania w zakresie LPG jako paliwa silnikowego nie będą odbiegać od uregulowań europejskich.

Z fizycznego punktu widzenia i zasad termodynamiki LPG jest bardzo dobrym paliwem, nawet lepszym od benzyny. Niestety nieprzestrzeganie norm oraz sprzedaż gazu technicznego jako autogazu, czy też duża ilość zanieczyszczeń (siarka, woda, cząstki metalu, pentany, piasek, plastyfikatory) negatywnie wpływają na pracę silnika. Norma wciąż jest uaktualniana tak, aby sprostać coraz wyższym wymaganiom rynku motoryzacyjnego i poprawić komfort i bezpieczeństwo jazdy. Najistotniejszą zmianą było obniżenie maksymalnej zawartości siarki do poziomu 50 ppm (norma PN-EN 589:2004), czyli takiego, jaki obowiązywał dla wszystkich paliw silnikowych. Kolejne zmiany to ujednolicenie procedury pobierania do badań kontrolnych próbek LPG z odmierzaczy (dystrybutorów LPG), poprawa metod badań zawartości wody oraz pozostałości po odparowaniu.

Z biegiem czasu jakość gazu szczególnie pochodzącego z kierunków wschodnich (w tym Rosji) uległa znacznej poprawie. Polscy importerzy poszukiwali wyłącznie dostawców gazu spełniającego nową normę, a rosyjscy producenci zainteresowani eksportem na duży i perspektywiczny rynek musieli się dostosować, by jej sprostać. Jedną z pierwszych spółek, która wykazała gotowość dostaw LPG zgodnych z normą PN-EN 589:2004 był Runitek GmbH (spółka córka Novatek OAO), która posiadała gaz pochodzenia naturalnego o obniżonym poziomie siarki.

Dobre wyniki obecnie spotykanej jakości autogazu na stacjach paliw to efekt kompromisu pomiędzy możliwościami wynikającymi z logistyki oraz technologii produkcji LPG a wymaganiami użytkowników uregulowanymi odpowiednimi normami i przepisami.

Zarówno poziom norm, jak i standardy dostawców ulegają systematycznym poprawom w celu utrzymania parametrów tego nośnika energii na wymaganym poziomie bez względu na warunki atmosferyczne, co gwarantuje możliwość stosowania LPG jako paliwa silnikowego.



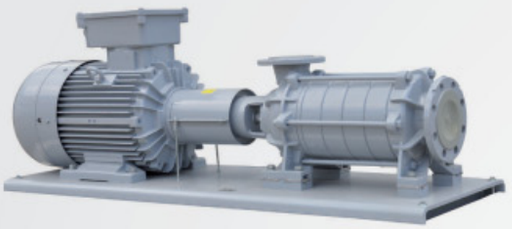
Wyk.: Liczba zbiorników LPG w Polsce

Oferujemy pełen zakres armatury i urządzeń do LPG: wyposażenie zbiorników stacjonarnych i autocystern oraz instalacji przeładunkowych i napełniania butli

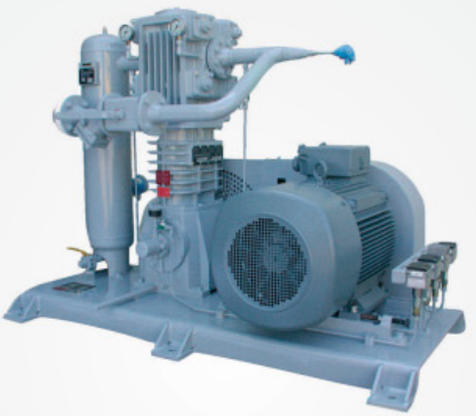
FAS Poland Sp. z o.o.

FAS Poland Sp. z o.o.
ul. Żeligowskiego 32/34
PL 90-643 Łódź
Tel.: +48 42 - 6336072
Fax: +48 42 - 6304876
E-mail: info@faspoland.pl
www.faspoland.pl

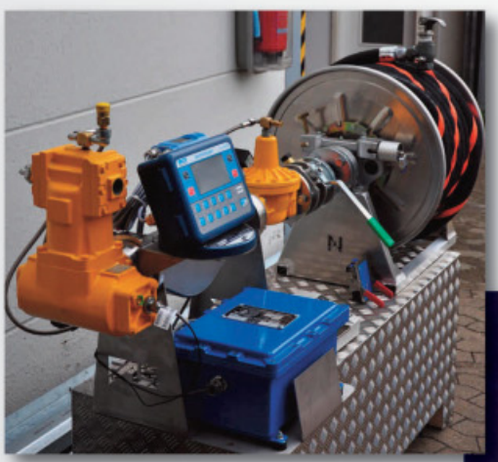
Układy odparowująco / redukcyjne



Pompy i kompresory do LPG



Napełniarki do butli LPG



Wyposażenie autocystern

Instalacje do napełniania butli LPG

Flüssiggas-Anlagen

Flüssiggas-Anlagen GmbH
Peiner Str. 217
D - 38229 Salzgitter
Tel.: +49 (0) 5341 - 8697 - 0
Fax: +49 (0) 5341 - 8697 - 11
E-mail: info@fas.de

Certyfikaty zgodne z:
DIN EN ISO 9001:2008
PED 97/23/EC
ATEX 94/9/EC

REGO PRODUCTS

RegO GmbH
Industriestr. 9
D - 35075 Gladenbach
Tel.: +49 (0) 6462 - 9147 - 10
Fax: +49 (0) 6462 - 9147 - 29
E-mail: info@rego-europe.de

Dynamiczny rozwój rynku autogazu w Polsce bez wątpienia był możliwy dzięki tym wszystkim zmianom w uregulowaniach prawnych i dostosowaniu się do nich producentów.

SZYBKI WZROST I STABILIZACJA RYNKU W LATACH 2001-2013

Początek nowego wieku to dalszy dynamiczny rozwój branży LPG, głównie dzięki wciąż rosnącej popularności autogazu. Samochody zasilane gazem płynnym były i wciąż są tańsze w eksploatacji, a ich koszt użytkowania jest o połowę niższy w stosunku do pojazdów jeżdżących na benzynie. Jest to fakt niezmienny od początku istnienia branży LPG na polskim rynku. Ponadto dynamiczny rozwój sieci warsztatów montujących bezpieczne i atestowane instalacje zachęcił kolejnych klientów do wyboru tego paliwa. Również w salonach samochodowych pojawiły się nowe modele z fabrycznie montowanymi instalacjami gazowymi, a autoryzowani dealerzy samochodowi uzupełnili ofertę o montaż i serwis instalacji gazowych i do dziś z powodzeniem sprzedają i obsługują takie samochody.

Stymulująco na rozwój rynku LPG wpływała także zwiększająca się z roku na rok dostępność autogazu.

Nastąpił dynamiczny rozwój punktów tankowania, i to nie tylko stacji wolno stojących, a dystrybutory do sprzedaży autogazu stały się standardowym wyposażeniem większości stacji paliwowych. Ponadto duże całodobowe stacje paliw umożliwiały tankowanie LPG także nocą. Przy okazji kierowcy mogli również skorzystać z pozostałych usług stacji zarówno w zakresie małej gastronomii, toalety czy też pielęgnacji samochodu. Miało to istotny aspekt psychologiczny, bo kierowca „taniego" paliwa nie czuł się już użytkownikiem gorszej kategorii.

Na powstałym w latach 90. XX wieku nowym rynku autogazu swój cień położyły jednak wypadki związane z użytkowaniem propanu i butanu (czyli LPG) do celów gospodarczych w latach wcześniejszych. Już samo słowo gaz (potocznie poprawne, jeżeli chodzi o gaz ziemny – metan, a nie o LPG) w świadomości wielu osób kojarzyło się często z wybuchem lub pożarem. Pomimo tych negatywnych i w niczym niezasłużonych opinii o LPG montaż instalacji gazowych w pojazdach samochodowych znajdował co roku kolejnych zwolenników.

Duży wpływ na rozwój rynku LPG miały również działania propagujące rozwiązania ekologiczne.

Moda na ekologię, fakty i statystyki potwierdzające bezpieczeństwo instalacji autogazowych, pozytywny lobbing i komunikacja na temat czystości autogazu, a także zmiany w zakresie zaostrzenia dopuszczalnych wartości emisji szkodliwych składników spalin zachęcały wciąż nowych użytkowników do alternatywnego zasilania silników gazem.

Dalszy dynamiczny wzrost rynku autogazu sprawił, że Polska już w 2004 roku stała się niekwestionowanym europejskim liderem pod względem sprzedaży autogazu, wyprzedzając Włochy zarówno pod względem konsumpcji, ilości stacji tankowania, jak i samochodów z instalacją gazową. W 2004 roku w Polsce działało blisko 7500 warsztatów, które zajmowały się montażem instalacji gazowych, a autogaz można było zatankować na 5900 stacjach.

Stabilny wzrost następował również na rynku instalacji zbiornikowych. Z roku na rok przybywało przydomowych instalacji zbiornikowych, które cieszyły się powodzeniem między innymi ze względu na atrakcyjne oferty kompleksowego montażu, serwisu oraz dostaw gazu zapewnionego przez operatorów. Również przedsiębiorcy coraz chętniej decydowali się na wybór tego źródła energii i w efekcie łączna liczba zamontowanych zbiorników (poza autogazem) sięgnęła ponad 85 tysięcy sztuk.

STABILIZACJA I KONSOLIDACJA BRANŻY

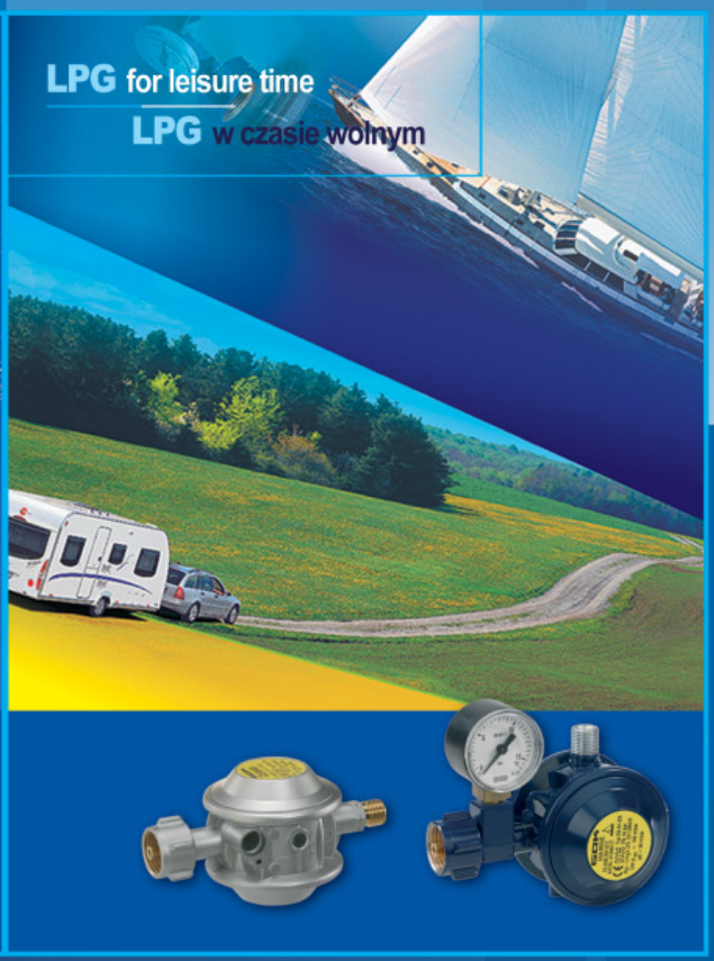
Dynamiczny rozwój sprzedaży LPG oraz stosunkowo wysoka akcyza, która obowiązywała wyłącznie dla autogazu, sprzyjały pojawieniu się wielu metod unikania płacenia tego podatku. Jednym z wykorzystywanych sposobów było przelewanie gazu z nieobjętej akcyzą butli 11 kg do zbiornika na stacji paliw i sprzedawanie go jako autogaz. Często również wykorzystywano przedsiębiorców posiadających instalacje zbiornikowe, którzy na odpowiednich dokumentach poświadczali odbiór gazu na cele grzewcze, podczas gdy gaz ten w rzeczywistości nie był przez nich odbierany i trafiał do sprzedaży na stację paliw. W przeddzień wstąpienia Polski do UE wielkość szarej strefy szacowana była na około

ŚWIAT				EUROPA			
Najwięksi producenci		Najwięksi konsumenci		Najwięksi producenci		Najwięksi konsumenci	
USA	49,9	USA	49,4	Norwegia	7	Turcja	3,7
Arabia Saudyjska	27,2	Chiny	24	Wielka Brytania	4,1	Wielka Brytania	3,5
Chiny	21,8	Arabia Saudyjska	19,6	Niemcy	2,6	Włochy	3,2
Katar	13,5	Japonia	16,8	Włochy	2,1	Francja	3
Rosja	12,8	Indie	15	Holandia	1,5	Niemcy	2,9
Indie	9,4	Meksyk	8,9	Francja	1,4	Holandia	2,4
Kanada	9,4	Korea Płn.	8,6	Hiszpania	1,2	Polska	2,2
Algeria	9,1	Rosja	8,6	Turcja	0,7	Hiszpania	1,6
ZEA	8,6	Kanada	7,1	Ukraina	0,7	Norwegia	1,4
Iran	8,3	Brazylia	6,4	Belgia & Luksemburg	0,5	Ukraina	1,0

Tab.: Najwięksi producenci i konsumenci gazu w 2011 r.

GOK

Komponenty · Rozwiązania · Systemy



... dla przemysłu, gospodarstw domowych i wypoczynku.

GOK Regler- und Armaturen-Gesellschaft mbH & Co. KG · Web: www.gok-online.de
Przedstawiciel w Polsce: GOK Regler - und Armaturen Polska Sp. z o.o. · ul. Traugutta 126 · 63-400 Ostrów Wielkopolski
Telefon: +48 062 735 84 08 · Telefax: +48 062 735 84 09 · E-mail: gok@gok.pl · Web: www.gok.pl

2

Fot. 1: Nowoczesna karuzelowa linia napełniania butli LPG, typ K9E firmy FAS/Ninnelt

Fot. 2: Parownik firmy FAS typ FAS3000 zasilający w fazę gazową urządzenia zakładu przemysłowego

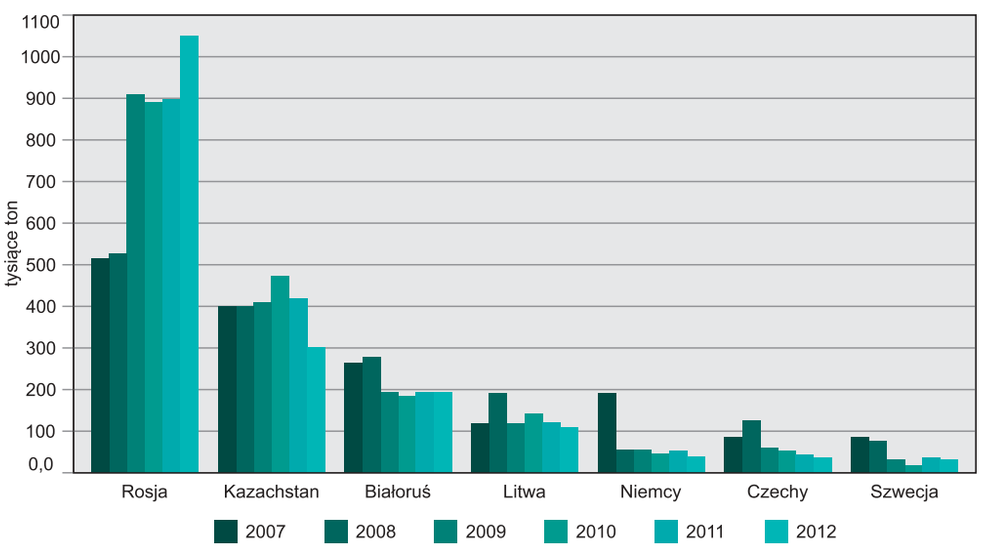
40% rynku autogazu i 25% rynku gazu w butlach. Dalszy rozwój szarej strefy rynku LPG został opanowany dopiero po wprowadzeniu zgodnej z modelem europejskim instytucji składów podatkowych.

Rok 2005 był ostatnim rokiem szybkiego wzrostu rynku LPG, następny był już okresem stabilizacji konsumpcji. Było to spowodowane zapowiedziami znacznego wzrostu podatku akcyzowego na autogaz (z 695 do 1100 zł/tonę) oraz rewolucją technologiczną, która zmieniła preferencje konsumentów w kierunku oleju napędowego (dieselizacja gospodarki). Ponadto nastąpił wzrost gospodarczy i LPG jako paliwo dla oszczędnych i biedniejszych klientów traciło na znaczeniu, a także doszło do wypełnienia się już pewnej niszy na rynku motoryzacyjnym.

2007 rok przyniósł wyhamowanie dynamiki wzrostu rynku LPG, który wszedł w fazę dojrzałości i w kolejnych latach obserwowaliśmy już kilkuprocentowy spadek konsumpcji. To również początek konsolidacji branży gazu płynnego, szczególnie wyraźnie widoczny w gwałtownym spadku liczby stacji autogazu. Część właścicieli małych stacji całkowicie zaprzestała prowadzenia działalności w tej branży w związku z obniżeniem opłacalności biznesu lub też straciła uprawnienia w wyniku kontroli Inspekcji Handlowej, która stwierdziła nieprawidłowości w prowadzonej działalności, głównie w odniesieniu do jakości gazu. Większe stacje natomiast przejmowane były przez duże podmioty o uznanych na rynku pozycjach.

Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku niezwykle rozdrobnionego i zdywersyfikowanego rynku operatorów zajmujących się dystrybucją LPG, których liczba sięgała 200. Konsolidacja w tym obszarze była więc również procesem nieuniknionym, któremu dodatkowo sprzyjało przewidywane spowolnienie gospodarcze. Duże koncerny o zasięgu globalnym wycofały się z pewnych segmentów rynku LPG, realizując w ten sposób strategie rozwoju spółek w innych obszarach. W efekcie część dostawców dokonała uporządkowania swoich aktywów i przez kilka ostatnich lat mogliśmy obserwować różnego rodzaju przejęcia przedsiębiorstw lub ich poszczególnych działów.

Dalsza konsolidacja rynku LPG może polegać już nie tylko na fuzjach i przejęciach, ale także na specjalizacji w świadczeniu usług na wybranych szczeblach łańcucha logistycznego, np. funkcji rozlewni, magazynowania czy przeładunku gazu płynnego w terminalach morskich, otwartych dla wszystkich operatorów.

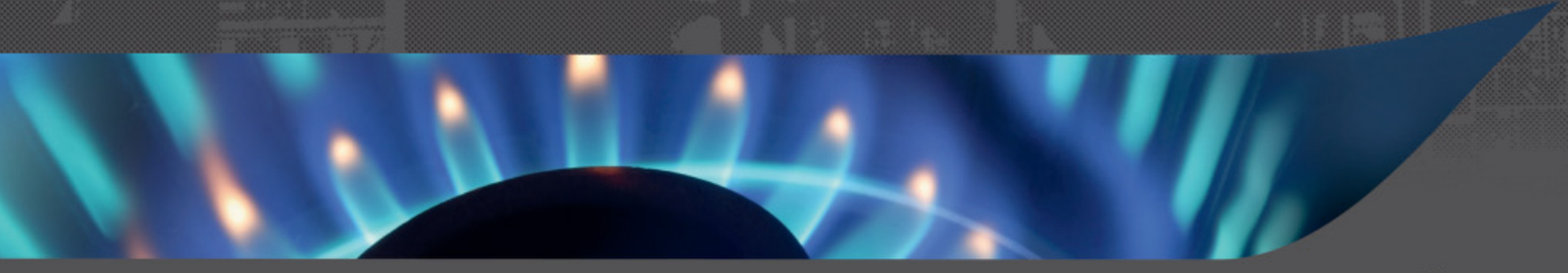


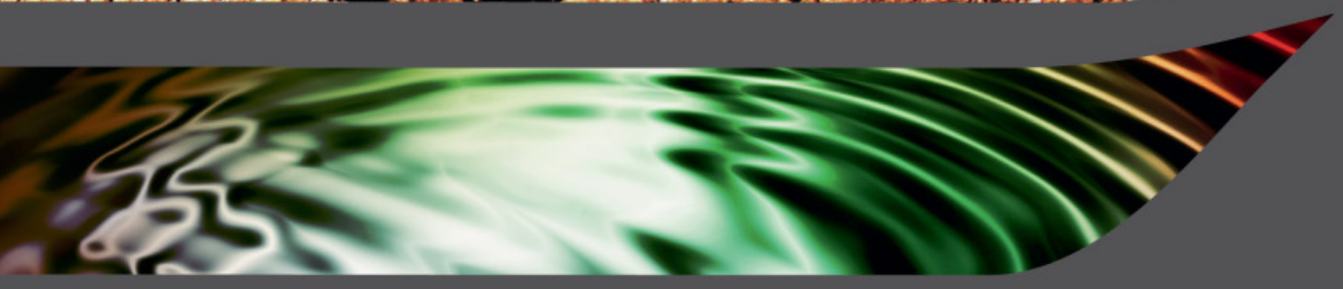
Wyk.: Źródła importu gazu do Polski w okresie stabilizacji rynku

NOVATEK

NOVATEK Gaz z gruntu doskonały

Novatek jest drugim co do wielkości producentem gazu po Gazpromie i największą na rosyjskim rynku firmą prywatną. Posiada dostęp do jednych z najbogatszych na świecie złóż gazu ziemnego, w których znajdują się również ogromne ilości gazu płynnego. Dzięki temu Novatek Polska, jako wiodący na rynku dostawca LPG, może skutecznie zaspokoić zróżnicowane potrzeby zarówno Klientów indywidualnych, jak i biznesowych.





Infolinia: 801 98 98 66

www.novatek.pl

1

2

Fot. 1, 2: Zakład produkcyjny Novatek Purowski w Rosji

IMPORT GAZU LPG

Polscy producenci (PKN Orlen S.A., GK LOTOS S.A., PGNiG S.A.), z uwagi na ograniczone możliwości technologiczne, są w stanie zaspokoić zaledwie kilkanaście procent zapotrzebowania polskiego rynku LPG. Pozostała część gazu płynnego sprowadzana jest z zagranicy, przy czym największym dostawcą z udziałem ponad 50% jest Rosja. Pozostałymi kierunkami importu są m.in. Kazachstan, Białoruś oraz Litwa. Utrzymująca się od wielu lat zależność od importu jest trwałą cechą naszego rynku. Realizowane ze wschodu dostawy zewnętrzne wynikają w głównej mierze z atrakcyjnych cen gazu płynnego, który dostarczany jest do Polski drogą kolejową.

Znaczącym dla naszego rynku rosyjskim producentem, którego gaz trafia do Polski, jest spółka Novatek OAO, zajmująca się kompleksowo poszukiwaniem, wydobyciem, przetwarzaniem i sprzedażą gazu ziemnego oraz ciekłych węglowodorów. W należącym do Novatek OAO zakładzie Purowski, który zlokalizowany jest w Autonomicznym Okręgu Jamalsko-Nienieckim, skąd pochodzi 20% światowego wydobycia gazu, produkuje się aż 1,3 mln ton LPG rocznie. Importowany z Rosji gaz LPG Novatek powstaje w złożach gazu ziemnego w wyniku naturalnych przemian szczątków organicznych w węglowodory, dzięki czemu jest wyjątkowo czysty, ma unikalne i bardzo stabilne parametry jakości oraz niską zawartość siarki.

Fot.: Transport kolejowy Novatek – 3000 cystern

Ma to szczególne znaczenie przy wykorzystaniu go w celach napędowych, bowiem zbyt wysoka zawartość związków siarki i wody w gazie wpływają na zwiększoną korozję podzespołów pojazdów. Ponad 50% gazu LPG sprzedawanego przez spółkę jest eksportowane, z czego ponad połowa trafia do Polski, gdzie gaz dystrybuowany jest przez spółkę zależną Novatek Polska z siedzibą w Krakowie.

Odpowiednio oczyszczony i przygotowany do sprzedaży gaz płynny transportowany jest do Polski dzięki wykorzystaniu ponad 3000 wagonów należących do spółki Novatek poprzez linię szerokotorową (LHS) na trasie ponad 5 tys. km, co zajmuje około 10 dni. Własny transport bezpośrednio z Rosji do polskiego terminalu położonego przy torze LHS zapewnia oryginalne pochodzenie produktu i wysoką jakość gazu oraz eliminuje dodatkowe przeładunki na wagony wąskotorowe. Miejscem docelowym cystern z rosyjskim gazem jest m.in. Terminal Przeładunkowy Novatek Południe zlokalizowany około 25 km od Kielc. Jest to jeden z najnowocześniejszych terminali w Polsce. Posiada miejsca odstawcze na około 75 wagonów, front rozładunkowy dla 30 cystern szerokotorowych oraz trzy stanowiska załadunku autocystern wyposażone w wagi samochodowe. Sześć ciśnieniowych zbiorników magazynowych o łącznej pojemności 1200 m^3 zapewnia ciągłość i prawidłowe funkcjonowanie procesu rozładunku gazu LPG. Terminal posiada przepustowość na poziomie 15 tys. t gazu miesięcznie.

Z terminalu gaz płynny transportowany jest już autocysternami i trafia głównie na stacje benzynowe, a stąd do baków polskich kierowców. Jest również sprzedawany w butlach o różnej pojemności, które napełniane są w rozlewni funkcjonującej na terenie Terminalu Przeładunkowego Novatek Południe. Odbiorcami gazu Novatek są również użytkownicy instalacji zbiornikowych LPG, wykorzystujący propan do celów grzewczych. Znajduje on również szerokie zastosowanie w różnego rodzaju procesach technologicznych i cieszy się popularnością wśród polskich przedsiębiorców, którzy z uwagi na bezpieczeństwo ciągłości dostaw decydują się na współpracę bezpośrednio z producentem. Ważnym czynnikiem wyboru gazu Novatek jest również jego naturalne pochodzenie i wynikające z tego korzyści. Zarówno indywidualni jak biznesowi użytkownicy instalacji zbiornikowych na gaz płynny Novatek mają dostęp do usług serwisowych oraz stałych przeglądów technicznych. Ponadto spółka zapewnia bezpłatne doradztwo, pomoc w projektowaniu, przygotowaniu dokumentacji oraz profesjonalne wykonanie i uruchomienie instalacji. ■

Fot.: Terminal Przeładunkowy Novatek Południe

globalne znamiona optymizmu

Prognoza Europejskiej Organizacji LPG (AELPG) przedstawiona w ramach tak zwanej mapy drogowej LPG 2030 stanowi o zwiększeniu popytu na ten rodzaj paliwa. Podane zostały także przewidywania odnośnie struktury rynku aż po rok 2030. Zgodnie z tymi danymi europejski rynek LPG wzrośnie aż o 100%. W roku 2001 sprzedaż wyniosła 31 mln ton a w 2030 może to być aż 63 mln ton. Największy wzrost dotyczyć będzie autogazu, którego sprzedaż zwiększy się pięciokrotnie – z 5 do 25 mln ton. Trzykrotnie wzrośnie zastosowanie LPG w rolnictwie a dwukrotnie w przemyśle.

Fot.: Program QGAZ to oferta Spółki ORLEN GAZ dla stacji współpracujących z firmą na zasadach wyłączności

Z najmniejszym wzrostem będziemy mieli do czynienia w przypadku potrzeb bytowych i zastosowań petrochemicznych.

W momencie publikacji Road Map LPG 2030 w Europie przemysł LPG (obejmuje UE-27 + Albania, Bośnia-Herzegowina, Chorwacja, Islandia, Macedonia, Czarnogóra, Norwegia, Serbia, Szwajcaria i Turcja) miał:

- 32 mln ton sprzedaży;
- ponad 200 mln butli;
- ponad 4 mln zbiorników;
- 9 tys. cystern do transportu LPG;
- 120 mln osób używających LPG;
- 150 tys. pracowników.

Zagrożenia, jakie stoją przed branżą, mają przede wszystkim charakter fiskalny lub parafiskalny, gdyż to działania na tych polach mogą spowodować w największym stopniu utratę konkurencyjności i atrakcyjności stosowania propanu-butanu w stosunku do innych paliw:

1. unijne propozycje zmian w opodatkowaniu paliw:

Od 2009 roku przedstawiane są różne propozycje zmiany sposobu opodatkowania paliw w UE, po zmianach podatek miałby składać się z dwóch głównych składników – podatku nakładanego na 1 GJ energii zawartej w paliwie oraz składnika podatku uzależnionego od wielkości emisji (przede wszystkim CO_2, ale są także SO_2, NO_x, pyłów czy innych jak np. rtęć). Początkowo nowe rozwiązania miały wejść w życie w 2018 roku, później w 2020 roku obecne propozycje dotyczą 1 stycznia 2023 roku. Minimalna stawka akcyzy nakładanej na LPG miałaby wynosić 250 euro/tonę.

2. propozycje zmian w wysokości opodatkowania paliw w Polsce:

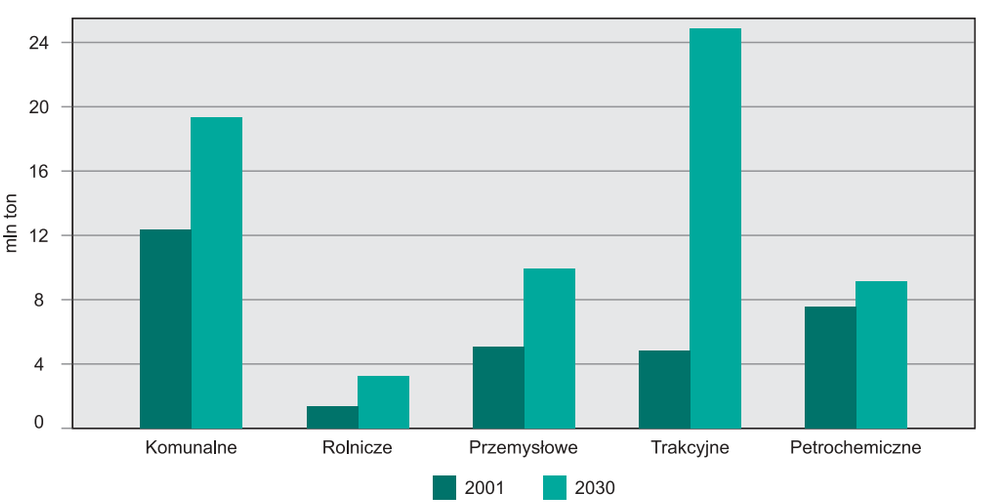
Wzrost akcyzy na LPG do celów trakcyjnych do 1100 zł/tonę lub zrównanie stawek akcyzy na LPG stosowane do celów trakcyjnych i grzewczych na poziomie 695 zł/tonę. Propozycje takie przedstawiane były z mniejszą lub większą intensywnością przez kolejnych kierowników resortu finansów od 2004 roku i wraz z pogarszaniem się sytuacji gospodarczej RP, w tym w szczególności wzrostem zadłużenia sektora finansów publicznych prawdopodobieństwo korekty „w górę" stawek akcyzy wzrasta.

3. nowelizacja ustawy o zapasach obowiązkowych:

Na początku stycznia 2014 roku Rada Ministrów przyjęła nowelizację Ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343; tzw. ustawa o zapasach obowiązkowych), która dostosowywać ma polskie prawo do unijnej dyrektywy zapasowej z 2009 roku. Proponowana nowelizacja zwiększa wielkość zapasów obowiązkowych LPG z 30 do 90 dni, w ciągu 5 lat od dnia wejścia w życie ustawy. Maksymalna opłata, jaka będzie uiszczana na rzecz Agencji Rezerw Materiałowych za tworzenie zapasów w powiększonej ilości, została określona jako 160 zł/tonę.

KRAJOWE NOŚNIKI OPTYMIZMU (GAZODIESEL, POLITYKA KLIMATYCZNA, DYREKTYWA CAFE)

Szanse rozwoju rynku LPG (chociaż większe możliwości rozwoju ma tutaj rynek LNG) to także wejście w życie z dniem 1 stycznia 2015 roku tak zwanej dyrektywy siarkowej (dyrektywa 2012/33/UE zmieniającej dyrektywę Rady 1999/32/WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych). Unijna dyrektywa siarkowa nakłada obowiązek redukcji zawartości siarki od 2015 roku z obecnego 1% do 0,1% w paliwach wykorzystywanych przez statki pływające na wodach Morza Bałtyckiego, Morza Północnego i Kanału La Manche (obszar SECA). W pierwszych statkach są już montowane silniki, których paliwem nie jest ciężki olej opałowy, ale LPG lub też montowane są silniki dwupaliwowe do zasilania, w których jednym z rodzajów paliwa jest LPG. Szanse na wzrost rynku LPG stwarza wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 roku w sprawie jakości powietrza i czystszego powietrza dla Europy (CAFE) zwanej „Dyrektywą CAFE" (ang. *Clean Air for Europe*). „Dyrektywa CAFE" dotyczy przede wszystkim drobnego pyłu zawieszonego PM2,5, a więc pyłu o średnicach cząstek nieprzekraczających 2,5 mikrometra. Dyrektywa wprowadza normy jakości powietrza dotyczące pyłu PM2,5. Zawiera jednak także regulacje dotyczące innych substancji i wprowadza nowe mechanizmy dotyczące zarządzania jakością powietrza w strefach i aglomeracjach. Celem „Dyrektywy CAFE" jest: zdefiniowanie i określenie celów dotyczących jakości powietrza, wyznaczonych w taki sposób, aby unikać, zapobiegać lub



Wyk.: Prognozy konsumpcji europejskiej organizacji LPG (AELPG) przedstawione w ramach tak zwanej mapy drogowej LPG 2030

AmeriGas

ograniczać szkodliwe oddziaływanie na zdrowie ludzi i środowisko jako całość. Wycofywanie, wraz z wprowadzaniem dyrektywy CAFE, paliw pochodzenia węglowego oraz ciężkiego oleju opałowego stwarza przestrzeń rynkową, która może być zagospodarowana m.in. przez LPG. Jeżeli chodzi o paliwa trakcyjne, to rozwijającą się niszą jest tak zwany gazodiesel czyli instalacje LPG montowane do samochodów, autobusów i ciężarówek napędzanych silnikami wysokoprężnymi. Następuje zmiana struktury spalania, w litrach pojazd spala mniej więcej tyle samo (lub kilka procent mniej), natomiast około 30% zamiast ON spalanych jest LPG. Na tej różnicy pomiędzy ceną LPG a ON zarabia właściciel pojazdu. Dodatkowo pojazd taki ma większą moc i moment obrotowy.

Wzrost popytu w Polsce powinien być związany także z zastosowaniem LPG w mikrokogeneracji, czemu sprzyjał będzie wzrost cen energii elektrycznej w latach przyszłych oraz prognozowane „czasowe ograniczanie dostaw energii elektrycznej do wybranych grup odbiorców". W takich przypadkach posiadanie alternatywnych, niezależnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla obiektów posadowionych poza dużymi aglomeracjami, w których prowadzona będzie działalność np. hotelarska czy gastronomiczna, stanie się koniecznością. Inną możliwością, by zwiększyć zastosowanie LPG do celów grzewczych, jest rozwój gazowych pomp ciepła czy łączenie ogrzewania gazowego z energią słoneczną.

Obecnie w Polsce znajdują się trzy terminale morskie LPG i ponad 20 terminali kolejowych w większości rozmieszczonych wzdłuż wschodniej granicy. W 2001 roku otworzono morski terminal LPG w Gdyni, którego właścicielem była spółka Petrolinvest. W 2009 roku oddano do użytkowania terminal morski LPG należący do Orlen Gaz Sp. z o.o. w Szczecinie, na początku sierpnia 2009 roku zakończył się przeładunek pierwszego gazowca – Lady Martine obejmujący rozładunek LPG ze statku, magazynowanie gazu w trzech zbiornikach o łącznej pojemności 4500 m^3 oraz załadunek na lądowe środki transportu. Terminal jest przystosowany do rozładunku tankowców o wyporności ok. 6 tys. DWT. Ma trzy w pełni zautomatyzowane stanowiska do przeładunku autocystern i dwa dla cystern kolejowych, a także: 10 miejsc postojowych dla autocystern oraz tory odstawcze dla 30 cystern kolejowych.

Posiadanie przez Polskę trzech terminali będzie o tyle ważne, że w najbliższych latach najprawdopodobniej coraz większe wolumeny będą odbierane drogą morską. Związane jest to z:

- oddaniem w połowie 2013 roku do użytkowania pierwszego rosyjskiego terminalu LPG na Bałtyku w porcie Ust Ługa, o zdolności przeładunkowej wynoszącej 1,5 mln ton LPG rocznie. Zbiorniki magazynowe pozwalają przechowywać 50 tys. m^3 LPG. Terminal należy do firmy Sibur, największego rosyjskiego przedsiębiorstwa zajmującego się przetwarzaniem gazu ziemnego;
- wzrastającą podażą LPG z Kataru, Iranu, Algierii i Nigerii, z których to państw dostawy LPG będą docierały bezpośrednio do Polski lub też z zaliczeniem jakiegoś portu przeładunkowego na ARA. ■

6 rozdział

DB
PLN

6 rozdział

nowoczesne gazownictwo

otoczenie branży

otoczenie branży

Istotną rolą państwa w rozwoju każdego sektora gospodarki jest stworzenie sprzyjającego otoczenia biznesowego uwzględniającego zarówno interes publiczny, jak i poszczególnych branż czy grup przedsiębiorstw. Zapewnienie łatwiejszego dostępu do finansowania oraz zwiększenie przejrzystości i skuteczności prawodawstwa stanowią decydujące elementy tego otoczenia. Nacisk kładzie się ponadto na rozwój kultury przedsiębiorczości i sieci wsparcia. Ważne są także inicjatywy pochodzące od samych przedsiębiorców, do których zaliczyć można powoływanie izb gospodarczych, specjalistycznych stowarzyszeń czy działalność edukacyjno-naukową.

Proces rozwoju gospodarki i jej poszczególnych sektorów, w tym zwłaszcza branży gazowniczej, nie wiąże się jedynie z poprawą potencjału wzrostu firm. Oznacza on także przekształcenie Polski w miejsce, w którym inwestowanie i praca przynoszą korzyści zarówno poszczególnym podmiotom gospodarczym, jak i państwu i jego obywatelom. W ten sposób promowanie społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw przyczynia się do większej atrakcyjności prowadzenia działalności gospodarczej.

W panoramę szeroko pojmowanego otoczenia biznesowego wpisują się organizacje zrzeszające przedsiębiorstwa, stowarzyszenia profesjonalistów wspomagające wymianę informacji, promowanie nowoczesnych technologii, a także integrujące branżę i reprezentujące jej interesy na arenie krajowej i międzynarodowej.

W przypadku rozwoju przemysłu gazowniczego istotne znaczenie mają także firmy działające w branżach pokrewnych: towarzystwa ubezpieczeniowe, kancelarie prawne i biura konsultingowe, instytucje finansowe, ośrodki targowe i konferencyjne oraz wiele innych. Ich sprawne funkcjonowanie jest warunkiem dynamicznego rozwoju każdego sektora. W gazownictwie jednak daje się to zauważyć w sposób szczególny, bowiem stanowi ono specyficzne połączenie działalności *stricte* komercyjnej z funkcjonowaniem w zakresie usług publicznych. Gaz jest istotnym aspektem decydującym o bezpieczeństwie energetycznym kraju, a jego dostępność znacząco wpływa na funkcjonowanie gospodarki, sprawność infrastruktury całych regionów i bezpośrednio na warunki życia ludzi.

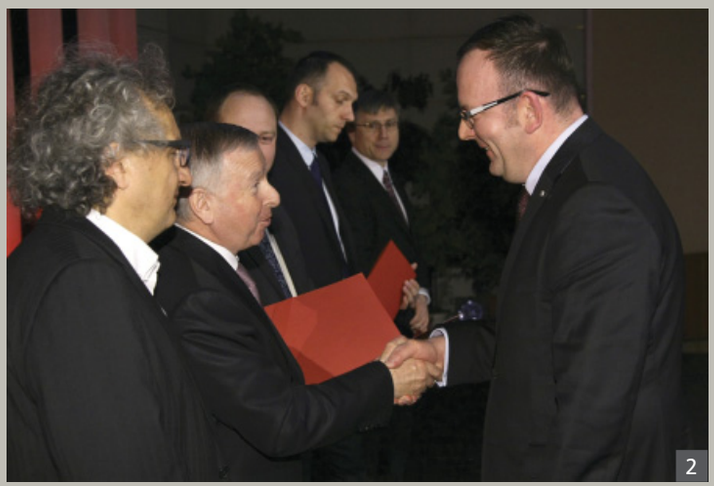
Gaz jest również surowcem niebezpiecznym, a do jego efektywnego i ekonomicznego wykorzystywania konieczne jest stosowanie odpowiednich norm i zasad. Dlatego skupione wokół branży gazowniczej instytucje certyfikacyjne, naukowe i badawcze odgrywają niebagatelną rolę w rozwoju sektora. Dla branży i jej rozwoju ważna jest ponadto ścisła współpraca ze szkolnictwem wyższym oraz ośrodkami kształcenia specjalistycznego, które edukują przyszłych pracowników przemysłu gazowniczego oraz zapewniają przedsiębiorstwom dostęp do najnowszych i najlepszych rozwiązań technologicznych.

Otoczenie biznesowe jest ważne w każdej dziedzinie gospodarki, ale też w każdej z nich ma swoją specyfikę wynikającą z odmiennych warunków prowadzenia działalności. W gazownictwie warunki te są szczególne z wielu przyczyn, które opisano we wcześniejszych rozdziałach. Dlatego tak istotna jest zintegrowana działalność odpowiednich organizacji branżowych, przedsiębiorstw oraz państwa regulująca na bieżąco uwarunkowania prawne, finansowe, kadrowe czy technologiczne, tak, by odpowiadały one aktualnym potrzebom i sytuacji rynkowej. Ich sprawne i skuteczne działanie jest warunkiem *sine qua non* nie tylko efektywnego prowadzenia biznesu, ale również zapewnienia komfortu i bezpieczeństwa energetycznego odbiorcom gazu. ■

organizacje branżowe

W rozwoju każdego sektora gospodarki, jego poszczególnych podmiotów oraz specjalistów z nim związanych niezwykle istotną funkcję pełnią organizacje branżowe. Instytucje te nie tylko integrują przedsiębiorstwa czy osoby fizyczne, ale reprezentują ich interesy wobec władz lokalnych, krajowych oraz na arenie międzynarodowej. Członkowie organizacji czynnie uczestniczą w tworzeniu aktów normatywnych oraz prawnych i technologicznych uregulowań odnoszących się do danej branży, dzięki czemu aktywnie kreują jej przyszłość.

Fot.: Jerzy Szablewski, prezes POGP, prezentuje raport roczny organizacji podczas międzynarodowej konferencji „LPG – Wyjątkowa Energia" w 2013 roku



Fot. 1: Andrzej Schoeneich – dyrektor IGG – w 2013 roku za wieloletnią służbę został odznaczony Złotym Medalem Prezydenta RP

Fot. 2: Mirosław Dobrut – prezes IGG – odbiera wyróżnienie podczas targów EXPO-GAS

IZBA GOSPODARCZA GAZOWNICTWA

Jest praktycznie jedyną organizacją zrzeszającą przedsiębiorstwa branży gazowniczej. Jej początki sięgają 23 stycznia 2003 roku, kiedy to decyzją Walnego Zebrania Założycieli przyjęto Statut Izby i wybrano władze. Inicjatorem jej powołania był Grzegorz Romanowski, a pierwszym dyrektorem Marek Grunt. W momencie rejestracji organizacja zrzeszała 104 firmy.

Obecnie do IGG należą 142 podmioty gospodarcze o bardzo zróżnicowanym profilu działalności, obejmującym m.in. wydobycie, obrót, sprzedaż gazu, prace inżynieryjne, konstrukcyjne, dystrybucję, firmy oferujące sprzedaż produktów i usług wykorzystywanych w przemyśle energetycznym.

Organem kierowniczym IGG jest dziesięcioosobowy Zarząd Izby, powoływany raz na trzy lata. Spośród jego członków wybierane jest trzyosobowe Prezydium Zarządu Izby. Obecnie skład tego gremium tworzą Mirosław Dobrut (pełniący funkcję prezesa) oraz dwóch wiceprezesów: Zdzisław Kowalski i Karol Kalemba. Za kontrolę nad całokształtem działalności Izby, ze szczególnym uwzględnieniem gospodarki finansowej, odpowiada Komisja Rewizyjna. Bieżącymi sprawami operacyjnymi zajmuje się natomiast Dyrektor Izby. Funkcję tę sprawuje aktualnie Andrzej Schoeneich.

Przy IGG działają specjalistyczne zespoły, w tym zajmujące się współpracą pomiędzy branżą chemiczną i gazowniczą, pozyskiwaniem i wykorzystywaniem środków unijnych, prawem gazowym czy inteligentnym opomiarowaniem w gazownictwie.

Nadrzędnym celem Izby, stanowiącym główny powód jej powołania, jest reprezentowanie interesów gospodarczych zrzeszonych w niej firm zarówno wobec organów państwowych, samorządowych, społecznych, międzynarodowych (w tym Unii Europejskiej), jak i instytucji naukowych czy gospodarczych. Istotnym aspektem jest ponadto integracja środowiska gazowniczego.

Organizacja współpracuje z administracją państwową i organami samorządu terytorialnego. Aktywnie uczestniczy w tworzeniu i zmianie szeregu aktów prawnych, projektów, przepisów, dokumentów normalizacyjnych oraz programów dotyczących rozwoju branży gazowniczej.

IGG opracowuje niezbędne branżowe ekspertyzy oraz analizy. Wydaje również świadectwa i zaświadczenia zgodne z obowiązującymi przepisami prawa. W tym celu w 2006 roku powołano Komitet Standardu Technicznego, który poprzez działalność standaryzacyjną i kreowanie norm technicznych zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa działalności firm zrzeszonych w Izbie.

IGG organizuje szereg działań edukacyjnych i badawczych propagujących innowacyjne rozwiązania technologiczno-ekonomiczno-organizacyjne a także ukazujących gaz ziemny jako paliwo nowoczesne i ekologiczne. Wśród wielu inicjatyw Izby (branżowe szkolenia, konferencje czy sympozja) niezwykle istotnym wydarzeniem, odbywającym się co dwa lata, jest Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, skupiający branżowych ekspertów, przedstawicieli polskiego rządu, urzędów centralnych, uczelni wyższych i stowarzyszeń technicznych. W 2014 roku impreza została zorganizowana po raz czwarty. Warto zwrócić także uwagę na Targi Techniki Gazowniczej Expo-Gas. W 2013 roku odbyła się siódma edycja tej największej w kraju imprezy targowej dla sektora gazowniczego.

Fot.: „Honorową Szpadę" Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego otrzymują najlepsi absolwenci Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu oraz Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie

Fot.: Tematem przewodnim IX edycji organizowanej pod patronatem wicepremiera Janusza Piechocińskiego był: „Wzrost zasobów krajowych złóż węglowodorów kluczem rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego"

Ciekawą inicjatywą są także prestiżowe studia Master of Business Administration (MBA) działające od 2006 roku a organizowane przez Izbę we współpracy z Gdańską Fundacją Menadżerów oraz Institut d'Administration des Entreprises Aix – en-Provence Marsilia. Do tej pory ukończyło je już około 240 osób.

Izba jest wydawcą (we współpracy z PGNiG SA, GAZ-SYSTEM SA i PSG Sp. z o.o.) ukazującego się od 2004 roku „Przeglądu Gazowniczego". Od 2008 roku organizacja przyznaje Odznaczenia Honorowe IGG osobom zasłużonym dla rozwoju branży gazowniczej.

STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO

Najważniejszą i największą polską organizacją zrzeszającą specjalistów związanych zawodowo z sektorem naftowo-gazowniczym jest Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNiG).

Stowarzyszenie jest kontynuatorem naftowych organizacji technicznych działających od drugiej połowy XIX wieku na ziemiach polskich, zarówno w okresie zaborów, jak i w II Rzeczpospolitej Polskiej, takich jak: Krajowe Towarzystwo Naftowe (Lwów, 1877-1939), utworzone z inicjatywy Ignacego Łukasiewicza, Związek Polskich Techników Wiertniczych i Naftowych (Borysław, 1904-1939) czy Stowarzyszenie Polskich Inżynierów Przemysłu Naftowego (Borysław, 1926-1939).

Historia organizacji sięga 8 marca 1946 roku, kiedy to w Krakowie powołano Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Paliw Płynnych (SITPPP). W pierwszym zjeździe uczestniczyło ponad sześćdziesięciu inżynierów, techników i mistrzów przemysłu naftowego. Wybrano wówczas skład Zarządu, a jego przewodniczącym został Stanisław Paraszczak. W ciągu wielu lat działalności nazwa i statut instytucji ulegały zmianom. Obecne brzmienie Stowarzyszenia przyjęto w 1981 roku w następstwie kolejnej reorganizacji przemysłu naftowego i gazowniczego.

Organizacja reprezentuje środowisko inżynierów i techników branży gazowniczej i naftowej, a do głównych jej zadań należy podnoszenie kwalifikacji zawodowych swoich członków, organizowanie przedsięwzięć naukowo-technicznych i edukacyjnych na rzecz gospodarki kraju, ekologii i zrównoważonego rozwoju oraz popularyzacja tradycji i historii przemysłu naftowego i gazowniczego. Kluczowy aspekt Stowarzyszenia stanowi ponadto integrowanie środowiska naftowców i gazowników oraz współpraca zarówno międzynarodowa, krajowa, jak i na arenie lokalnej.

Organem wykonawczym Stowarzyszenia, kierującym jego działalnością, jest kilkudziesięcioosobowy Zarząd, na czele którego stoi obecnie Dariusz Krawiec, prezes PKN ORLEN. Przy SITPNiG działają trzy komitety naukowo-techniczne (do spraw górnictwa naftowego, gazownictwa oraz do spraw rafineryjnych i dystrybucji produktów naftowych) a także specjalistyczne komisje i rady. Organizacja posiada 15 oddziałów lokalnych: w Łodzi, Czechowicach, Gdańsku, Gorlicach, Katowicach, Krakowie, Krośnie, Pile, Poznaniu, Sanoku, Tarnowie, Wrocławiu, Zielonej Górze i dwa w Warszawie.

Od ponad 40 lat Stowarzyszenie ściśle współpracuje z przedsiębiorstwami sektora górnictwa naftowego, gazownictwa i z przemysłem rafineryjnym. Prowadzi także działalność szkoleniową i egzaminacyjną. W tym celu w 2006 roku powołano Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa (OSiR), który powstał w wyniku połączenia Ośrodka Szkolenia i Doskonalenia Kadr SITPNiG oraz Zespołu Rzeczoznawców SITPNiG. Działalność Ośrodka obejmuje organizację zawodowych szkoleń, przeprowadzanie egzaminów kwalifikacyjnych, doradztwo, wykonywanie ekspertyz i analiz, prace projektowe i nadzorcze, a także prowadzenie instalacji, rozruchu, obsługi i monitoringu urządzeń oraz systemów.

Działalność SITPNiG obejmuje również szereg inicjatyw edukacyjnych skierowanych do swoich członków i całej branży naftowo-gazowniczej. Jedną z nich jest Polski Kongres Naftowców i Gazowników odbywający się co roku w maju w Bóbrce. W 2014 roku uczestnicy Kongresu spotkali się tam już po raz dziewiąty. Data wydarzenia nie jest przypadkowa, bowiem impreza upamiętnia rocznicę zapalenia pierwszej lampy naftowej. Stowarzyszenie organizuje ponadto liczne konferencje tematyczne, sympozja i seminaria poruszające zagadnienia związane zarówno z nowoczesnymi technologiami, pracami poszukiwawczo-wydobywczymi, aspektami prawno-organizacyjnymi, jak i prezentujące historię branży i poszczególnych podmiotów odgrywających w niej kluczową rolę.

Organizacja wydaje branżowe czasopisma: od 1998 roku miesięcznik „Wiadomości Naftowe i Gazownicze" (wcześniej „Wiadomości Naftowe" i „Technika Naftowa i Gazownicza") oraz ukazujący się od 1991 roku kwartalnik „Wiek Nafty". Informacje i sprawozdania na temat bieżącej działalności można znaleźć w publikowanym „Biuletynie Informacyjnym Zarządu Głównego SITPNiG". Stowarzyszenie przyznaje także szereg odznaczeń: Medal im. Ignacego Łukasiewicza, Medal Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Odznaki Honorowe (srebrna, złota i diamentowa) czy „Honorową Szpadę SITPNiG" przyznawaną najlepszym absolwentom Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu oraz Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica.

Fot.: Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce

Fot.: Polska Organizacja Gazu Płynnego jest partnerem imprezy „Napęd nowej ery" – pierwszego, ogólnopolskiego konkurs branży LPG, którego celem jest zerwanie ze stereotypowym postrzeganiem paliwa płynnego, rozwój rynku LPG w Polsce oraz promowanie polskich naukowców.

Fot.: Polska Organizacja Gazu Płynnego jest organizatorem cyklicznych międzynarodowych konferencji „LPG – WYJĄTKOWA ENERGIA"

POLSKA ORGANIZACJA GAZU PŁYNNEGO

Polska Organizacja Gazu Płynnego (POGP) została założona w 1996 roku. Obecnie zrzesza 25 podmiotów gospodarczych, wśród których znajdują się jednostki produkcyjno-handlowe zajmujące się zakupem, rozlewem i dystrybucją gazu skroplonego LPG, a także produkcją i obrotem urządzeniami służącymi do jego transportu, magazynowania i eksploatacji. POGP należy do Światowej Organizacji Gazu Płynnego (WLPGA) z siedzibą w Paryżu.

Wśród podstawowych celów Organizacji należy wymienić ochronę praw i reprezentowanie interesów jej członków wobec władz i organów państwowych, rozwiązywanie problemów technicznych i organizacyjno-prawnych oraz działalność edukacyjną promującą gaz skroplony LPG jako ekonomiczne i ekologiczne paliwo.

Instytucja współpracuje z administracją państwową oraz z Parlamentem Europejskim, a jej członkowie wchodzą w skład wielu zespołów ekspertów powoływanych w celu opracowywania projektów aktów normatywnych oraz ustalania zasad polityki z zakresu stosowania gazu płynnego. POGP dąży bowiem do zwiększenia roli LPG jako ekologicznego, bezpiecznego i dostępnego źródła energii. Warto podkreślić rolę, jaką w 2013 roku Organizacja odegrała podczas prac nad nowelizacją ustawy o podatku akcyzowym. Zmiany w tym akcie prawnym umożliwiły zwolnienie od akcyzy gazu LPG używanego do łącznego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej. Drugą ważną zmianą przepisów z 2013 roku, także w wyniku starań POGP, było dopuszczenie kierowców do samodzielnego tankowania LPG. W ten sposób Polska dołączyła do krajów, w których takie rozwiązanie funkcjonuje już od wielu lat.

Organ nadzorujący i kontrolujący działalność POGP stanowi Plenarne Zebranie Członków Organizacji, zwoływane przynajmniej raz w roku, natomiast organem wykonawczym i zarządzającym jest Prezydium. Jego członkowie wybierani są na trzyletnią kadencję. Kontrolą gospodarki finansowej zajmuje się Komisja Rewizyjna, powoływana na trzy lata przez Zebranie Plenarne. Sprawami bieżącymi kieruje Biuro Organizacji. Obecnie na jego czele stoi Dyrektor Andrzej Olechowski.

W skład POGP wchodzą specjalistyczne komisje: prawna, statystyczna, do spraw promocji LPG, do spraw butli, zajmująca się zagadnieniami technicznymi i bezpieczeństwa oraz autogazem.

Instytucja organizuje szereg akcji i działań edukacyjno-promocyjnych. 1 lipca 2010 roku ruszyła ogólnopolska kampania na rzecz bezpiecznego korzystania z butli gazowych „Nie daj się nabić w butlę". Jej celem jest podniesienie świadomości konsumentów z zakresu prawidłowego oznakowania, użytkowania czy też samego obrotu butli z gazem. POGP uczestniczyła także w drugiej edycji projektu E-GIFT (*European Gas Independent Fuel Tour*), ukazującym LPG jako ekologiczne i ekonomiczne paliwo, oraz w Ogólnopolskim Programie „Gaspol kibicuje klimatowi" promującym inicjatywy proekologiczne w nowoczesnych rozwiązaniach energetycznych. POGP realizuje także, wraz ze Światową Organizacją Gazu Płynnego oraz Information Market S.A., globalny projekt proedukacyjny o nazwie „LPG – Wyjątkowa Energia". W marcu 2014 roku odbyła się trzecia edycja tej konferencji, podczas której wygłoszono szereg odczytów poświęconych w całości rynkowi gazu płynnego, jego przyszłości i wyzwaniom, jakim ten sektor będzie musiał sprostać.

ORGANIZACJA POLSKIEGO PRZEMYSŁU POSZUKIWAWCZO-WYDOBYWCZEGO

Organizacja Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego (OPPPW) jest działającym od 2010 roku Związkiem Pracodawców reprezentującym interesy tego sektora gospodarki. W jej skład wchodzą przedsiębiorstwa z branży naftowo-gazowej, które prowadzą działalność poszukiwawczą i wydobywczą węglowodorów w Polsce (gaz ziemny, gaz z łupków, ropa naftowa). Do organizacji należy obecnie 15 podmiotów: 13 członków i dwóch obserwatorów.

Działalność Organizacji koordynuje powoływany na trzyletnią kadencję Zarząd, na czele którego stoi prezes Kamlesh Parmar. Realizacją poszczególnych zadań zajmują się trzy komisje: środowiskowo-techniczna, prawno-regulacyjna oraz do spraw PR. Pełnią one funkcję doradczą w opracowywaniu stanowisk i opinii Organizacji na temat aktualnie najistotniejszych z punktu widzenia sektora poszukiwawczo-wydobywczego kwestii.

Nadrzędnym celem działalności OPPPW jest ochrona interesów i reprezentowanie zrzeszonych w niej przedsiębiorstw w relacjach z krajowymi i międzynarodowymi instytucjami, organizacjami oraz mediami.

Głównym obszarem zainteresowań OPPPW są zagadnienia dotyczące bezpośrednio działalności firm członkowskich. Są to przede wszystkim kwestie polskiego i unijnego ustawodawstwa i systemu regulacji obejmującego wszystkie sfery funkcjonowania przemysłu poszukiwawczo-wydobywczego, a także bezpieczeństwa i higieny pracy, środowiska naturalnego oraz innych spraw wymagających współpracy branży z organami władzy publicznej, samorządowej i społecznościami lokalnymi. Zgodnie ze swym założeniem, Organizacja nie zajmuje się tematyką cen, produkcji, zapasów, sprzedaży, kosztów, planów biznesowych lub innych warunków handlowych działalności swoich członków.

OPPPW prowadzi działania edukacyjne i popularyzuje prawne, ekonomiczne, polityczne i społeczne aspekty wpływające na funkcjonowanie przemysłu poszukiwawczo-wydobywczego w Polsce. Ich idea opiera się na wymianie wiedzy i doświadczeń pomiędzy krajowymi i międzynarodowymi ekspertami dotyczącej charakterystyki konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów oraz narzędzi i technologii wykorzystywanych na każdym etapie prac poszukiwawczo-wydobywczych. W tym celu od 2012 roku organizowana jest branżowa konferencja „Polski Gaz Ziemny 2020". ■

Na podstawie naszej wiedzy i ponad 20-letniego doświadczenia z działalności na rynku gazowniczym oraz w oparciu o prowadzony monitoring rynku gazu ziemnego, pomożemy:

A) W przygotowaniu i organizacji dostaw gazu ziemnego

Jeśli jesteś już przyłączony do sieci:
- pomożemy w wyborze najbardziej korzystnego dostawcy gazu,
- sprawdzimy od kiedy możesz zmienić sprzedawcę gazu,
- ocenimy zasadność bezpośredniego zakupu na giełdzie gazu,
- rozważymy znalezienie alternatywnej drogi transportu,*
- pomożemy w negocjowaniu umów.

Jeśli nie jesteś jeszcze przyłączony do sieci:
- ocenimy możliwość i efektywność przyłączenia do sieci gazowej,
- przygotujemy i wybudujemy potrzebny obiekt gazowy (sieć, przyłącze, stacja,) w uzgodnionym zakresie,*
- zorganizujemy i zapewnimy dostawę gazu ziemnego.

GASKON
SPÓŁKA AKCYJNA

B) W sporządzeniu analizy lub zawieraniu umowy dotyczącej rynku gazu ziemnego.

C) W organizacji i realizacji procesu inwestycyjnego, począwszy od spraw formalno-prawnych i uzyskania prawa drogi, poprzez realizację przedsięwzięcia, do oddania obiektu do użytku.

Skontaktuj się jeśli chcesz zmniejszyć koszty dostaw energii:
tel. 22 849 48 98
e-mail: biuro@gaskon.pl
www.gaskon.pl

** w 2012 r. zrealizowaliśmy od podstaw infrastrukturę gazową wraz z mieszalnią gazu pozwalającą odbiorcy na jednoczesny zakup gazu ziemnego od dwóch różnych dostawców i operatorów sieci dystrybucyjnej po konkurencyjnej cenie*

Twój Doradca i Partner na zmieniającym się rynku gazu ziemnego!

targi, konferencje, seminaria

Branżowe organizacje, instytucje naukowe, podmioty gospodarcze czy czasopisma organizują wiele różnorodnych tematycznie konferencji, kongresów oraz targów skierowanych do przedstawicieli sektora gazowniczego. Eksperci, kadra naukowa, reprezentanci władz europejskich, krajowych, lokalnych oraz pracownicy poszczególnych firm mogą na nich dzielić się swoją wiedzą, szkolić, poznawać nowoczesne technologie i rozwiązania. Wydarzenia te są także miejscem, gdzie dyskutowane są istotne problemy dotyczące sektora gazowniczego i dokonywane analizy, które mogą decydować o dalszym rozwoju tej gałęzi gospodarki.

1

2

Fot. 1, 2: Polski Kongres Naftowców i Gazowników tradycyjnie organizowany jest w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce – miejscu narodzin polskiego i światowego przemysłu naftowego i początków ery nafty świetlnej

POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW

Najstarszą imprezą organizowaną przez Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNiG) skierowaną do ekspertów branży naftowo-gazowniczej jest Polski Kongres Naftowców i Gazowników (PKNiG).

W dniach od 21 do 23 maja 2014 roku w Sali Kongresowej Muzeum odbyła się już dziewiąta edycja Kongresu, przypadająca dokładnie w 161. rocznicę zapalenia przez Łukasiewicza pierwszej lampy naftowej. Tym razem tematem przewodnim wydarzenia był: „Wzrost krajowych zasobów złóż węglowodorów kluczem rozwoju przemysłu naftowego i gazowniczego".

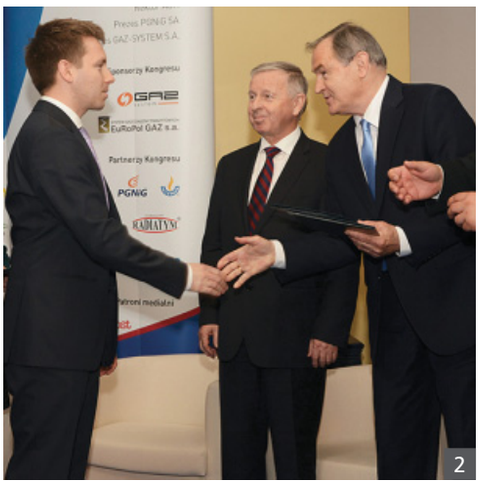
PKNiG został zapoczątkowany w maju 2006 roku w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce – miejscu narodzin polskiego i światowego przemysłu naftowego i początków ery nafty świetlnej, a jego celem jest upamiętnienie tego wydarzenia i postaci jego twórcy.

W obradach Kongresu uczestniczą przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, władz lokalnych, instytucji naukowych i wyższych uczelni technicznych oraz firm działających w sektorze przemysłu naftowego i gazowniczego.

Tematykę Kongresu co roku przygotowuje Rada Programowa pod przewodnictwem prof. dra hab. inż. Stanisława Rychlickiego z Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie. Podczas dziewięciu edycji Kongresu omówiono szereg najistotniejszych z punktu widzenia sektora zagadnień, zarówno dotyczących nowoczesnych technologii, urządzeń i procesów stosowanych w poszczególnych gałęziach branży naftowo-gazowniczej, jak i regulacji prawnych czy ekonomicznych. Celem Kongresu jest także popularyzacja sektora, dlatego część referatów poświęcona bywa zarówno historycznym, jak i aktualnym sukcesom polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.

Niezwykle istotne dyskusje dotyczą perspektyw rozwoju górnictwa naftowego i gazownictwa w odniesieniu do bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego kraju, a zwłaszcza poszukiwań nowych pokładów węglowodorów, w tym w złożach niekonwencjonalnych. Dlatego, podczas dyskusji nad poszczególnymi zagadnieniami, powstaje szereg propozycji, wniosków i rozwiązań formalno-organizacyjno-prawnych skierowanych zarówno do polskiego rządu, jak i poszczególnych gałęzi i przedsiębiorstw z branży. Wśród najważniejszych postulatów należy wymienić: prace nad „Polityką Energetyczną Państwa do roku 2050" podkreślające główne znaczenie gazu ziemnego jako paliwa, stworzenie spójnej strategii wspierającej integrację gazowniczego rynku Unii Europejskiej (wraz z rozbudową połączeń międzysystemowych i budową korytarza magistralnego Północ-Południe oraz Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP), a także propozycje zmian w licznych ustawach, w tym: prawa geologicznego i górniczego, prawa energetycznego czy aktów prawnych regulujących i upraszczających kwestie fiskalne.

Podczas uroczystości co roku wręczane są liczne wyróżnienia, odznaczenia i nagrody m.in.: Odznaki Honorowe SITPNiG dla zasłużonych członków Stowarzyszenia, Medal im. Ignacego Łukasiewicza czy wyróżnienia Ministra Gospodarki.



Fot. 1, 2, 3: Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego organizowany jest co dwa lata przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. W Kongresie biorą udział znani eksperci branży gazowniczej, jak również przedstawiciele parlamentu, urzędów centralnych, uczelni wyższych i stowarzyszeń technicznych.

KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

Do najważniejszych imprez organizowanych co dwa lata dla branży gazowniczej należy Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego (KPPG). Inicjatorem tego wydarzenia jest Izba Gospodarcza Gazownictwa (IGG). Uczestnikami Kongresu są eksperci branży gazowniczej i energetycznej, jak również przedstawiciele polskiego rządu, Parlamentu Europejskiego, Komisji Europejskiej, urzędów centralnych, uczelni wyższych, stowarzyszeń technicznych oraz podmiotów gospodarczych, których działalność związana jest z sektorem gazowniczym. Pierwszy raz wydarzenie to miało miejsce w dniach 16-18 kwietnia 2008 roku w Wiśle, a jego tematem przewodnim były „Kierunki rozwoju polskiego przemysłu gazowniczego".

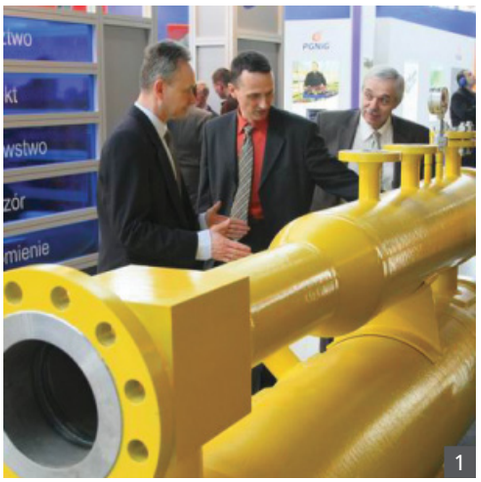
W dniach 23-25 kwietnia 2014 roku w Ossie koło Rawy Mazowieckiej odbyła się czwarta edycja Kongresu. Otworzyła go sesja inauguracyjna zatytułowana „Bilans 10-lecia obecności Polski w UE – korzyści i wyzwania dla rynku energii". Zakres merytoryczny IV Kongresu dotyczył nowej polityki energetycznej w Polsce oraz uwarunkowań regulacyjnych i branżowych determinujących rozwój rynku gazu ziemnego. Oceny rynku i pewnych analiz dokonali podczas debat przedstawiciele najważniejszych firm związanych z sektorem energetycznym. Swój punkt widzenia zaprezentowali także eksperci z uczelni wyższych czy instytucji naukowo-badawczych.

Podczas licznych sesji, referatów i paneli dyskusyjnych czterech edycji Kongresu, uczestnicy poruszyli wiele istotnych z punktu widzenia branży i jej dalszego rozwoju tematów. Zagadnieniem kluczowym było i nadal jest bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz rola gazu ziemnego w całej strukturze energetycznej kraju. Ponadto omówiono aktualne problemy przemysłu gazowniczego oraz proponowane rozwiązania dotyczące jego rozwoju, co powinno doprowadzić do zwiększenia dostępności i zużycia tego surowca. Wśród priorytetowych zagadnień uczestnicy Kongresu wymieniali zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw gazu oraz opracowanie prognoz dotyczących jego efektywnego wykorzystania w przyszłości. W tym celu niezbędna jest dalsza rozbudowa całej infrastruktury gazowniczej kraju i połączenie jej z systemami państw sąsiadujących, a także rozwój wszelkich prac poszukiwawczo-wydobywczych tego surowca. Dlatego istotne są nowe inwestycje obejmujące: budowę gazociągów przesyłowych, magazynów gazu, terminali LNG, modernizację istniejącej sieci gazowej czy rozwój technologii wykorzystania LNG. Ważne są ponadto wszelkie działania zapewniające bezpieczeństwo techniczne obiektów sieci gazowej oraz chroniące środowisko naturalne.

Oprócz rozwiązań czysto technologicznych, podczas Kongresu powstał także szereg propozycji i uwag odnoszących się do poszczególnych aktów prawnych, regulujących działanie tego sektora gospodarki. Istotne były również zagadnienia ekonomiczne zarówno w odniesieniu do całej branży, jak i jej poszczególnych gałęzi.

TARGI TECHNIKI GAZOWNICZEJ EXPO-GAS

Największą i ciągle rozwijającą się w Polsce imprezą targową skierowaną do branży gazowniczej są, organizowane co dwa lata prze Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Targi Kielce, Targi Techniki Gazowniczej



Fot. 1, 2, 3: Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS są okazją do prezentacji najnowszych rozwiązań technologicznych w branży

EXPO-GAS. Siódma edycja tego wydarzenia odbyła się w Kielcach w dniach od 17 do 18 kwietnia 2013 roku. Na powierzchni ponad 2000 m^2 swoją ofertę zaprezentowało ponad stu wystawców z dziewięciu krajów – Anglii, Niemiec, Belgii, Czech, Austrii, Francji, Danii, Litwy i oczywiście Polski. Podczas dwóch dni wystawę odwiedziło ponad 3500 gości. Po raz pierwszy w historii tego wydarzenia uczestnikami Targów były firmy z aż dziewięciu krajów, stąd pojawił się pomysł, zainicjowany przez prezesa IGG Mirosława Dobruta, o zmianie ich nazwy na Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej.

EXPO-GAS są okazją do spotkania się w jednym miejscu nie tylko ekspertów z branży gazowniczej, ale także zapoznania się z innowacyjnymi rozwiązaniami technologicznymi. Organizatorzy zapewniają także szereg wydarzeń towarzyszących wystawie, takich jak tematyczne konferencje czy wykłady, skierowane do specjalistów, zarówno naukowców, jak i praktyków z branży. Podczas tych paneli uczestnicy dyskutują nad najważniejszymi zagadnieniami i problemami dotyczącymi sektora gazowniczego.

Podczas ostatnich Targów interesujące, pod względem zakresu merytorycznego, były dwa spotkania naukowe, zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Pierwszym była konferencja pt.: „Miniona dekada branży – ocena i prognozy", poruszająca tematy dotyczące m.in.: poszukiwania i wydobywania gazu (z podkreśleniem roli gazu w złożach łupkowych), magazynowania, przesyłu, dystrybucji, a także zagadnień związanych z produkcją, serwisem i szeregiem usług dodatkowych. Poruszono także temat roli państwa jako właściciela i regulatora w ujęciu zarówno historycznym, jak i współczesnym, a nawet perspektywicznym. Drugim wydarzeniem były warsztaty szkoleniowe „Standardy Techniczne Izby Gospodarczej w działalności przedsiębiorstw gazowniczych".

EXPO-GAS są również okazją do uhonorowania zasłużonych dla branży ekspertów czy przedsiębiorstw. W Sali Kongresowej Centrum Biznesu Citi Core podczas uroczystej gali przyznawanych jest szereg medali, nagród, dyplomów i wyróżnień. W 2013 roku przyznano Nagrodę Specjalną Prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz Nagrodę Specjalną Prezesa Karpackiej Spółki Gazownictwa. Złotym Medalem Prezydenta RP za długoletnią służbę odznaczony został Andrzej Schoeneich – dyrektor IGG. Wręczono także Odznaki Honorowe Ministra Gospodarki „Zasłużony dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego"; złote, srebrne i brązowe odznaczenia honorowe Izby, dyplomy Masters of Business Administration, a także Dyplomy dla Kierowników Zespołów Roboczych Komitetu Standardu Technicznego. Przyznano ponadto medale Targów Kielce wyróżniające nowoczesne firmy i innowacyjne produkty. Komisja konkursowa Targów Kielce doceniła także i uhonorowała medalami najciekawsze aranżacje stoisk.

Kolejna, ósma edycja, dynamicznie rozwijających się Targów EXPO-GAS planowana jest na 22-23 kwietnia 2015 roku.

KONFERENCJA GAZTERM

Specjaliści związani z branżą gazowniczą mogą spotykać się i uczestniczyć w wielu konferencjach, seminariach czy sympozjach. Wśród nich warto zwrócić uwagę na coroczną Konferencję GAZTERM, która w maju 2014 roku odbyła się po raz siedemnasty.

Głównym celem organizatorów tej imprezy jest analiza i wyznaczenie kierunku rozwoju polskiego gazownictwa w ciągu najbliższych lat, począwszy od wydobycia gazu, poprzez przesył, dystrybucję, aż po jego zastosowanie.

Uczestnicy Konferencji spotkali się w Międzyzdrojach, gdzie dyskutowali nad zagadnieniami aktualnie nurtującymi środowisko gazownicze i poszczególne podmioty gospodarcze. Zakres tematyczny paneli dyskusyjnych ostatniej konferencji był bardzo szeroki: od analizy rynku gazu ziemnego w Polsce czy bilansu energetycznego kraju, poprzez zagadnienia dotyczące cen, obliga gazowego/giełdowego, porównania giełdy gazu ziemnego z giełdą energii elektrycznej, problem gazu LNG jako paliwa przyszłości, poruszenie tematyki dotyczącej technologii przesyłu, aż po zagadnienia wdrożenia kogeneracji czy trigeneracji w wybranych przedsięwzięciach (*case study*).

KONFERENCJA „POLSKI GAZ ZIEMNY 2020 – SZANSE. OCZEKIWANIA. RZECZYWISTOŚĆ"

Organizowana od 2012 roku przez Organizację Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego Konferencja „Polski Gaz Ziemny 2020 – Szanse. Oczekiwania. Rzeczywistość" poświęcona jest przyszłości krajowego przemysłu poszukiwawczo-wydobywczego, ze szczególnym naciskiem na gaz w złożach łupkowych.

Podczas drugiej edycji, która odbyła się 6 listopada 2013 roku, uczestnicy dyskutowali nad możliwościami rozwiązań, które uprościłyby procedury i przyspieszyły prace poszukiwawczo-wydobywcze, a jednocześnie sprostały oczekiwaniom zarówno inwestorów, jak i regulatorów. Omówiono najważniejsze ograniczenia formalne, prawne i środowiskowe związane z wyborem lokalizacji, budową placu wiertniczego i rozpoczęciem wierceń badawczych. Zaprezentowano również raport na temat dotychczasowych prac poszukiwawczo-badawczych.

Problem malejącego tempa poszukiwań i wydobycia gazu w złożach łupkowych, a także wszelkie ograniczenia formalno-prawne zostały zaprezentowane z perspektywy inwestorów i na podstawie danych bezpośrednio od nich pochodzących. Dlatego wnioski powstałe podczas Konferencji (usprawnienia proceduralne, bezpieczeństwo inwestycji w długiej perspektywie czasowej oraz efektywny dialog wszystkich zainteresowanych stron) są istotne z punktu widzenia prawodawstwa regulującego ten charakter działalności.

W debacie udział wzięli zarówno przedstawiciele podmiotów zrzeszonych w OPPPW, jak i Ministerstwa Środowiska, Ministerstwa Spraw Zagranicznych, Ministerstwa Skarbu Państwa, Parlamentu Europejskiego, organów samorządowych czy branżowych instytucji.

„LPG – WYJĄTKOWA ENERGIA"

Imprezą skupiającą podmioty gospodarcze oraz ekspertów związanych z sektorem LPG jest Międzynarodowa Konferencja „LPG – Wyjątkowa Energia", organizowana przez Polską Organizację Gazu Płynnego i Information Market S.A. W dniach 5-6 marca 2014 roku w Warszawie odbyła się trzecia edycja tego wydarzenia. Konferencja poświęcona jest w całości rynkowi gazu płynnego LPG, zarówno jego obecnej sytuacji, problemom i wyzwaniom tej gałęzi gospodarki, jak i planom umożliwiającym jej dalszy rozwój.

Podczas ostatniego spotkania podsumowano stan polskiego rynku LPG w 2013 roku, a także zaprezentowano możliwe kierunki jego rozwoju. W trakcie Konferencji Polska Organizacja Gazu Płynnego przedstawiła swój Raport Roczny za 2013 rok. Omówiono także trendy na rynku światowym, poruszono kwestie związane z importem i eksportem LPG, nowymi technologiami, rozwojem instalacji zasilania LPG czy z przepisami dotyczącymi bezpiecznego użytkowania butli z gazem płynnym. Powstał ponadto szereg propozycji do nowelizacji przepisów prawnych regulujących sektor paliw płynnych.

KONGRES NOWEGO PRZEMYSŁU

Zagadnieniom dotyczącym polskiego sektora energetycznego (w tym gazowego) poświęcony jest coroczny Kongres Nowego Przemysłu. Najbliższa, jedenasta edycja tego wydarzenia odbędzie się w październiku 2014 roku. Impreza skupia grono ekspertów związanych z rynkiem energetycznym, polityków reprezentujących zarówno Parlament Europejski, władze krajowe, jak i lokalne oraz przedstawicieli najważniejszych podmiotów

gospodarczych tego sektora. Celem przewodnim Kongresu jest wspieranie rozwoju przemysłu energetycznego, paliwowego i gazowniczego z uwzględnieniem aspektu bezpieczeństwa energetycznego kraju i Unii Europejskiej.

Istotnym zagadnieniem, poruszonym podczas Kongresu w 2013 roku, było znalezienie równowagi pomiędzy polityką klimatyczną i kwestiami ochrony środowiska naturalnego, a zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego kraju i Europy. Zwrócono ponadto uwagę na konieczność budowy wspólnego europejskiego rynku energetycznego, zwłaszcza w dobie światowego kryzysu i rozwoju rynków USA czy Chin. Uczestnicy wskazywali także szereg problemów prawno-formalnych dotyczących branży i zaproponowali zmiany i konieczność nowelizacji prawa energetycznego obowiązującego w Polsce. Ponadto dyskutowano nad zagadnieniami poświęconymi inteligentnej energetyce, nowym inwestycjom energetycznym, energetyce odnawialnej czy jądrowej. Oddzielny panel dyskusyjny poświęcony został tematyce rynku gazu oraz problematyce związanej z gazem w złożach łupkowych.

KONFERENCJA RYNKU URZĄDZEŃ GRZEWCZYCH

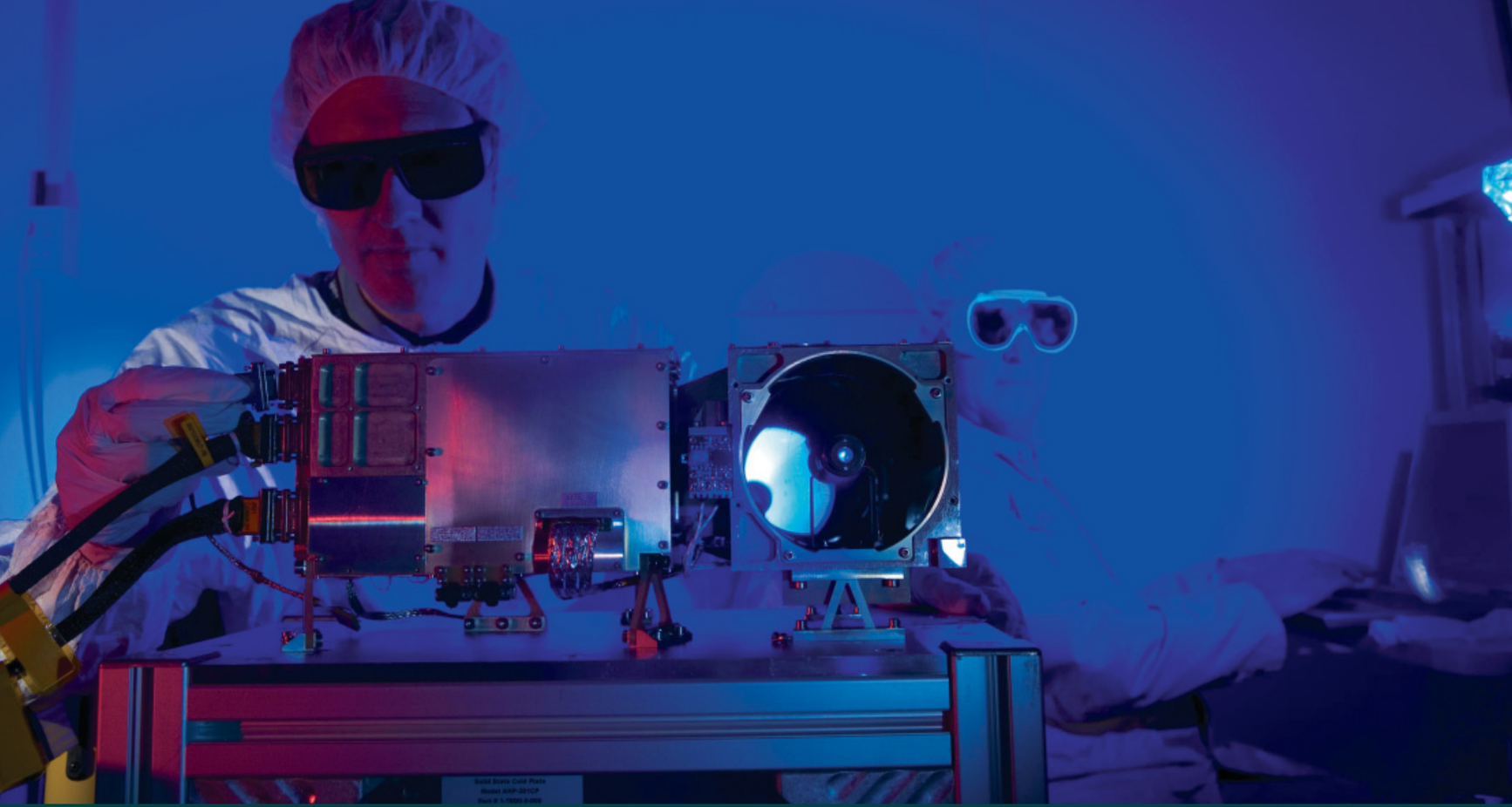
Wśród wydarzeń organizowanych przez branżowe instytucje warto wspomnieć jeszcze o Konferencji Rynku Urządzeń Grzewczych, która towarzyszy poznańskim Targom INSTALACJE. Konferencję zorganizowała Izba Gospodarcza Gazownictwa wraz ze Stowarzyszeniem Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych. W kwietniu 2014 roku odbyła się jej druga edycja, skierowana do przedsiębiorstw sektora instalacyjno-grzewczego, na której propagowano nowoczesne i bardziej ekologiczne rozwiązania grzewcze, także wykorzystujące paliwo gazowe.

E-GIFT „EUROPEAN GAS INDEPENDENT FUEL TOUR"

Inną ciekawą inicjatywą były dwa cykle konferencji E-GIFT „European Gas Independent Fuel Tour", które miały miejsce w 2009 i 2010 roku w Warszawie, Lublinie, Krakowie oraz Wrocławiu. Organizatorem przedsięwzięcia była grupa ELPIGAZ we współpracy z Polską Organizacją Gazu Płynnego. Celem konferencji było promowanie gazu płynnego LPG jako ekonomicznego i ekologicznego paliwa. Podczas imprezy wygłoszono szereg odczytów poświęconych problematyce autogazu, aspektom związanym ze środowiskiem naturalnym, nowoczesnym i bezpiecznym instalacjom oraz prawnym uregulowaniom. Konferencjom towarzyszył specjalny „zielony konwój" pojazdów zasilanych autogazem, w którym uczestniczyli także goście z Czech, Łotwy, Belgii czy Rosji. Część uczestników „zielonego konwoju" udała się następnie do Madrytu na 23. Światowe Forum LPG.

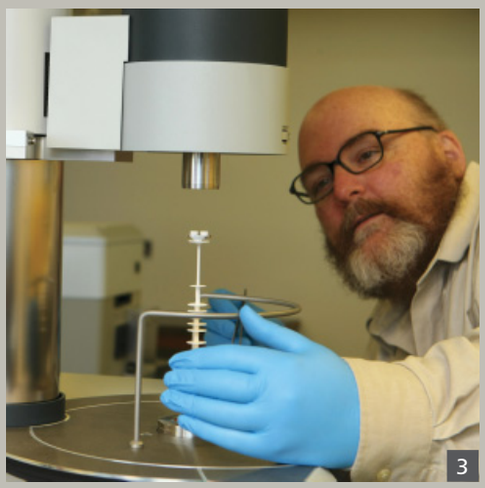
Branżowi eksperci, praktycy związani na co dzień z sektorem gazowniczym mogą wybierać w bogatej ofercie tematycznych seminariów, konferencji czy sympozjów organizowanych zarówno przez reprezentujące ich interesy organizacje, jak i przedsiębiorstwa. Wśród tych wydarzeń warto wymienić Sympozjum organizowane przez SITPNiG pt.:"Strategia współpracy Stowarzyszenia z przemysłem naftowym i gazowniczym działającym na zliberalizowanym rynku energetycznym Europy", które w 2014 roku odbyło się po raz dziesiąty. BSiPG Gazoprojekt oraz Siemens proponują natomiast Konferencję STERGAS, która poświęcona jest zagadnieniom innowacyjnych osiągnięć naukowo-badawczych i rozwiązaniom technicznym w gazownictwie, zwłaszcza związanym z instalacjami gazowniczymi, systemami automatyki oraz bezpieczeństwem procesowym. Inną inicjatywą Gazporojektu przy współpracy z Politechniką Wrocławską oraz Uniwersytetem Wrocławskim było Seminarium pt. „Gaz ziemny paliwem XXI wieku", w ramach XXXIX Wrocławskich Dni Nauki i Techniki w NOT, które miały miejsce 21 października 2013 roku. Branżowe czasopismo „Rynek Energii" zorganizowało natomiast w czerwcu 2014 roku konferencję „Rynek Gazu 2014". ■

Fot.: Tytuł „Człowiek z energią" przyznano wybitnym osobowościom sektora energetycznego podczas Kongresu Nowego Przemysłu



badania i rozwój

Zwiększenie udziału gazu ziemnego w krajowej energetyce jest zgodne z tendencją na rynkach europejskich. Trwają intensywne poszukiwania nowych złóż, w tym gazu w złożach łupkowych, prężnie rozwijają się technologie wydobywcze, uzyskując coraz lepsze parametry (np. metoda Hiway), technologie przetwarzania (np. GTL – *Gas To Liquid* – produkcja ultraczystych, lekkich destylatów ropy naftowej), dystrybucji i składowania gazu, jak LNG (*Liquefied Natural Gas*), LPG (*Liquefied Petroleum Gas*), CNG (*Compressed Natural Gas*) czy rozbudowa podziemnych magazynów gazu (PMG).



Fot. 1, 2, 3: Aparatura i technologie gazowe wymagają wyspecjalizowanych, profesjonalnych badań. Istotny jest nie tylko specjalistyczny sprzęt, ale także wysokiej klasy, doświadczeni specjaliści

Wszelkie wyżej wymienione działania wymagają spójnej polityki gospodarowania tym surowcem, zmierzając do stworzenia jednolitego rynku wewnętrznego gazu ziemnego Unii Europejskiej. Jego prawidłowe funkcjonowanie jest zależne od wprowadzenia zasad unijnych przez poszczególne państwa członkowskie. Polska wdrożyła już przepisy z trzeciego pakietu energetycznego, skutkiem czego była liberalizacja polskiego rynku energii, w tym gazu ziemnego.

Branża gazownicza, czy to związana z gazem ziemnym i LNG, czy też LPG, a także z poszukiwaniem i wydobyciem gazu ze złóż łupkowych (firmy zrzeszone w Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego) wymaga sprostaniu wielu regulacjom prawnym i branżowym w całym obszarze działalności, ale także uczestnictwa w tworzeniu tychże norm.

Regulacje o charakterze międzynarodowym (np. ISO 9001, 14001, EMAS, ISO 22000/HACCP 27001) lub regionalnym (normy europejskie stanowione i rozpowszechniane przez CEN) mają charakter bardzo ogólny, jako że muszą uwzględniać interesy wielu stron. Normy stanowione są przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną (ISO) lub Europejski Komitet Normalizacyjny (fr. *Comité Européen de Normalisation*; CEN), które zrzeszają krajowe pozarządowe organizacje normalizacyjne i jako takie nie mogą narzucać stosowania tych regulacji. Natomiast ich autorytet wynika zarówno z międzynarodowej reprezentacji, jak i sposobu ustanawiania przepisów, czyli konsensusu oraz zrozumienia wpływu normalizacji na ekonomikę.

Normy ISO dotyczą niemalże wszystkich dziedzin życia, a do dziś opublikowano ich ponad 19,5 tys. Dotychczas najbardziej rozpowszechnione jest ISO 9001 – System zarządzania jakością – Wymagania; inne, równie popularne to: ISO 14001 – System zarządzania środowiskowego czy ISO 27001 – System zarządzania bezpieczeństwem informacji. Potwierdzeniem stosowania się przez dany podmiot do zaleceń konkretnej normy są certyfikaty wydawane przez uprawnione jednostki certyfikujące, akredytowane przez podmioty należące do międzynarodowych stowarzyszeń i organizacji takich jak: EA (*European co-operation for Accreditation*), FALB (*Forum of Accreditation and Licensing Bodies*), IAF (*International Accreditation Forum*), ILAC (*International Laboratory Accreditation Cooperation*). Organizacje te zrzeszają wyłącznie uznane krajowe jednostki akredytujące, reprezentujące państwa członkowskie lub państwa kandydujące do Unii Europejskiej i Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (ang. *European Free Trade Association*; EFTA), pochodzące z obszaru geograficznego Europy (jak w przypadku EA i FALB) lub całego świata (ILAC i IAF). Porozumienia typu MLA (*Multilateral Agreement*) lub MRA (*Multilateral Recognition Arrangement*) gwarantują uznawalność certyfikatów wydawanych przez jednostki akredytowane należące do wymienionych organizacji na terenach państw objętych porozumieniem. W naszym kraju taką instytucją jest Polskie Centrum Akredytacji (PCA), działające na mocy wielostronnych porozumień ze wszystkimi wymienionymi podmiotami.

W Polsce normy ISO i CEN wprowadza Polski Komitet Normalizacyjny (PKN), będący członkiem Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego. Są one implementowane w języku oryginalnym (oznaczenie EN) lub w wersji przetłumaczonej na język polski (oznaczenie PN-EN).

Bardziej szczegółowe są normy krajowe (PN), ustanawiane przez Polski Komitet Normalizacyjny, a tworzone przez Organy Techniczne (OT): Komitety Techniczne, Komitety Zadaniowe i Rady Sektorowe – czyli przez samych zainteresowanych i z ich własnych środków. Polskie Normy mają charakter dobrowolny, ale warunkiem *sine qua non* jest ich zgodność z normami europejskimi ustanawianymi przez: Europejski Komitet Normalizacyjny; Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (ang. *International Electrotechnical Commission* – IEC) czy Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki (fr. *Comité Européen de Normalisation Electrotechnique* – CENELEC). Należy zwrócić uwagę, że PN stają się obligatoryjne, gdy zostaną przywołane w prawodawstwie (rozporządzeniu lub ustawie). Kolejny rodzaj regulacji stanowią standardy techniczne (ST), tworzone przez organizacje zrzeszające przedsiębiorstwa z danej gałęzi przemysłu. Najbardziej szczegółowe są normy zakładowe (NZ) ustanawiane przez poszczególne podmioty gospodarcze (np. PGNiG, GAZ-SYSTEM) i obowiązujące wyłącznie w danym przedsiębiorstwie lub grupie przedsiębiorstw.

Istotne dla gazownictwa regulacje zostały opracowane głównie przez Komitet Techniczny nr 277 ds. Gazownictwa, wchodzący w skład PKN. Warto zauważyć, że nie wszystkie normy publikowane przez PKN są podstawą do wydania certyfikatu zgodności. Większość z nich ma charakter poradników i wskazówek ułatwiających działanie zgodne z celem firmy. Jednakże otrzymanie certyfikatu potwierdzającego zgodność z normą, np. w zakresie systemów zarządzania jakością, jakości wyrobów czy kompetencji osób, potwierdza wiarygodność przedsiębiorstwa i wskazuje standardy jego pracy, przekładając się na możliwości współpracy w kraju i za granicą. Uzyskanie tego rodzaju dokumentu możliwe jest po przejściu procesu certyfikacyjnego przeprowadzanego przez niezależną firmę certyfikującą. Ważne, żeby była to jednostka akredytowana przez Polskie Centrum Akredytacji. Akredytacja PCA gwarantuje zgodność wydanego certyfikatu z prawem i jego uznanie na arenie międzynarodowej. Wskazuje również na bezstronność i niezależność działania jednostki akredytowanej oraz poufność wyników ocen i informacji, których właścicielem jest podmiot podlegający ocenie.

Akredytowane ośrodki certyfikujące, takie jak np. Instytut Nafty i Gazu, Dekra Certification, TÜV Nord, Urząd Dozoru Technicznego – UDT CERT, Polskie Centrum Badań i Akredytacji, Zakład Systemów Jakości i Zarządzania, Polskie Centrum Certyfikacji, SGS Polska, Główny Instytut Górnictwa czy Bureau Veritas Polska, są zobligowane do prowadzenia działalności zgodnie z polityką jakości dotyczącą wyrobów, systemów i osób zawartą w normach PN-EN 45011:2000 (od 24 lipca 2013 roku zastąpiona normą PN-EN ISO/IEC 17065:2013 – Ocena zgodności – Wymagania dla jednostek certyfikujących wyroby, procesy i usługi, obligatoryjną od 15 września 2015 roku); PN-EN ISO/IEC 17021:2011 Ocena zgodności – Wymagania dla jednostek prowadzących audity i certyfikację systemów zarządzania) oraz w normie PN-EN ISO/IEC 17024:2004 Ocena zgodności – Ogólne wymagania dotyczące jednostek prowadzących certyfikację osób (nowe wydanie: PN-EN ISO/IEC 17024:2012).

Powyższe regulacje wymagają od akredytowanych jednostek certyfikujących etycznego postępowania i bezstronności, rzetelności w prowadzeniu badań i audytów oraz poufności. W wielu jednostkach, takich jak Instytut Mechanizacji Budownictwa i Górnictwa Skalnego czy Polskie Centrum Certyfikacji lub UDT-CERT, działają specjalne komitety lub rady ds. bezstronności, złożone z przedstawicieli różnych organizacji: jednostek naukowych, klientów, przedstawicieli rządowych oraz stowarzyszeń przemysłowych, a także firm posiadających już certyfikat danej jednostki. Tego rodzaju organ umożliwia wszystkim zainteresowanym stronom udział w tworzeniu zasad dotyczących zakresu i działania systemu certyfikacji. Przeprowadza przegląd procesów audytowania, certyfikacji i podejmowania decyzji przez jednostkę certyfikującą, zapobiega dyskryminacji w prowadzonej działalności, doradza w sprawach mających wpływ na zaufanie do certyfikacji, a także pomaga w opracowaniu deklaracji bezstronności. Dokument ten zawiera zazwyczaj stwierdzenia o niezależnym działaniu jednostki certyfikującej jako strony trzeciej, nieprowadzeniu działalności konsultacyjnej w certyfikowanych dziedzinach, braku powiązań z jednostkami konsultującymi certyfikowane dziedziny, które mogłyby zagrozić jej postrzeganiu jako jednostki bezstronnej i niezależnej, czy też identyfikacji wszelkich konfliktów interesów, jakie mogą wyniknąć podczas certyfikacji. W związku z powyższym jednostki te nie prowadzą certyfikacji wyrobów własnych lub systemów zarządzania ani też systemów i wyrobów, w zakresie których prowadzą szkolenia.

Proces certyfikacji przebiega w kilku etapach: pierwszy przewiduje m.in. przygotowanie dokumentów i ustalenie terminów audytu, drugi to przegląd i ocena dokumentacji, następnie przeprowadzenie audytu lub badań, a po uzyskaniu odpowiednich wyników, przyznanie certyfikatu. Jednostki certyfikujące są także zobligowane do prowadzenia audytów w ramach nadzoru w przedsiębiorstwach, którym certyfikaty zostały przyznane. Na tej podstawie zapadają decyzje o utrzymaniu, zawieszeniu lub cofnięciu dokumentu. Po upływie ważności danego certyfikatu (3 lata) mogą także przeprowadzić audyt recertyfikacyjny.

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) jest jednostką wspierającą sektor naftowy i gazowniczy. INiG-PIB prowadzi badania na rzecz zrównoważonego zarządzania surowcami i paliwami węglowodorowymi oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Instytut od lat świadczy usługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego m.in. w zakresie: oceny perspektyw poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego, technologicznej oceny rop naftowych, ochrony środowiska oraz kontroli jakości paliw węglowodorowych, produktów naftowych i biokomponentów.

PION GAZOWNICTWA

Pion Gazownictwa jest jednym z czterech pionów wchodzących w skład struktury organizacyjnej INiG-PIB. Realizowane prace obejmują zagadnienia związane z przesyłaniem, dystrybucją i użytkowaniem paliw gazowych, w szczególności:

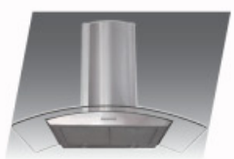
- oczyszczanie paliw gazowych;
- monitoring jakości paliw węglowodorowych, ze szczególnym uwzględnieniem monitoringu jakości gazu ziemnego w sieci dystrybucyjnej wraz z kontrolą nawonienia tego paliwa;
- ocenę materiałów z tworzyw sztucznych stosowanych w gazownictwie;
- ocenę techniczną armatury gazowniczej i urządzeń pomiarowych;
- ocenę techniczną i jakościową urządzeń spalających paliwa węglowodorowe;
- badania właściwości metrologicznych gazomierzy i przeliczników oraz przygotowanie ekspertyz w zakresie m.in. nielegalnego poboru gazu ziemnego i prawidłowości działania liczników gazowych;
- monitorowanie i obrazowanie wycieków z nieszczelności instalacji i urządzeń zasilanych paliwami węglowodorowymi;
- ochronę środowiska w przemyśle naftowym i gazowniczym;
- inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych, w tym metanu;
- zagadnienia dotyczące prowadzenia rozliczeń gazu w jednostkach energii.

Specjalistyczne laboratoria badawcze i laboratorium wzorcujące Instytutu spełniają wymagania normy PN-EN ISO/IEC 17025:2005 i są akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji (Certyfikat Akredytacji Laboratorium Badawczego Nr AB 041 i AB 1313 oraz Certyfikat Akredytacji Laboratorium Wzorcującego Nr AP 152).

CERTYFIKACJA

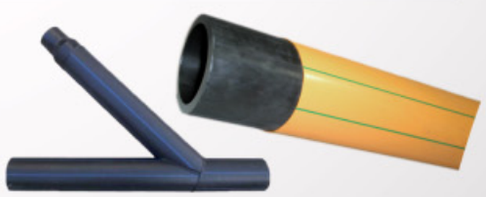
Biuro Certyfikacji INiG-PIB prowadzi działalność w zakresie certyfikacji obowiązkowej i dobrowolnej urządzeń gazowych, gazowo-elektrycznych, urządzeń pomiarowych oraz wyrobów budowlanych stosowanych w sieciach i instalacjach gazowych, a także systemów kominowych.
Biuro prowadzi również certyfikację Systemów Zarządzania Jakością na podstawie akredytacji Polskiego Centrum Akredytacji. Jest też jednostką notyfikowaną w UE (nr identyfikacyjny 1450), upoważnioną do prowadzenia procedur oceny zgodności z dyrektywami Unii Europejskiej nr:

- 2009/142/WE w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń spalających paliwa gazowe (w pełnym zakresie);
- 92/42/EWG w sprawie zasadniczych wymagań dotyczących efektywności energetycznej nowych wodnych kotłów grzewczych (w pełnym zakresie);
- 89/106/EWG o wyrobach budowlanych, a od 1 lipca 2013 r. z rozporządzeniem nr 305/2011 (CPR) dot. wyrobów budowlanych;
- 2004/22/WE w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (w zakresie gazomierzy i przeliczników do gazomierzy);
- 97/23/EWG w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (dla I, II, III kategorii urządzeń).



APROBATY TECHNICZNE

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy jest jednostką prawnie upoważnioną do udzielania aprobat technicznych na wyroby budowlane stosowane w sieciach i instalacjach paliw gazowych. Dział Aprobat Technicznych INiG-PIB prowadzi prace w zakresie weryfikacji wniosków o udzielenie aprobaty technicznej, opracowywania i wydawania nowych oraz rozszerzania zakresu wydanych aprobat, przedłużania terminu ich ważności, a także wycofywania z użycia tych, które utraciły ważność. Dział Aprobat Technicznych korzysta z doradztwa i opinii Komisji Aprobat Technicznych, złożonej z ekspertów branży gazowniczej.



PCA Polskie Centrum Akredytacji – BADANIA – AB 041, AB 1313
PCA Polskie Centrum Akredytacji – CERTYFIKACJA SYSTEMÓW ZARZĄDZANIA – AC 016 QMS
PCA Polskie Centrum Akredytacji – CERTYFIKACJA WYROBÓW – AC 010
PCA Polskie Centrum Akredytacji – WZORCOWANIE – AP 152

CE 1450

INSTYTUT NAFTY I GAZU
Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
tel.: +48 12 421 00 33
fax: +48 12 430 38 85
www.inig.pl office@inig.pl

Fot.: Badania w ramach procesu certyfikacyjnego przeprowadzane są w zgodzie z odpowiednimi normami międzynarodowymi i krajowymi przy zastosowaniu najnowocześniejszej aparatury

Każde badanie w ramach procesu certyfikacyjnego przeprowadzane jest w zgodzie z odpowiednimi normami międzynarodowymi lub krajowymi i zgodnie z wymogami dotyczącymi poszczególnych gałęzi przemysłu, np. górnictwa czy gazownictwa. Jednostki certyfikujące, np. Instytut Nafty i Gazu, UDT-CERT oraz DEKRA prowadzą badania i weryfikację w zakresie zgodności z dyrektywami Unii Europejskiej, dotyczącymi urządzeń spalających paliwa gazowe (2009/142/WE – GAD), przyrządów pomiarowych (2004/22/WE – MID) oraz urządzeń ciśnieniowych (97/23/WE – PED), w tym ciśnieniowych urządzeń transportowych (2010/35/EU).

W zależności od branży prowadzone są także badania na zgodność z odpowiadającymi im normami krajowymi (PN) i branżowymi. Dla gazownictwa w Polsce obowiązują, prócz najbardziej rozpowszechnionych, międzynarodowych norm ISO 9001:2009 – Systemy zarządzania jakością – Wymagania, ISO 14001 – Systemy zarządzania środowiskowego, która od 2001 roku jest częścią Systemu ekozarządzania i audytu (EMAS – w Polsce od 2004 roku), ISO 50001 – Systemy zarządzania energią czy też PN-N-18001:2004 (lub OHSAS 18001:1999 – BHP) i PN-ISO/IEC 27001:2007 – System zarządzania bezpieczeństwem informacji, Polskie Normy opracowane przez Komitety Techniczne: nr 277 ds. Gazownictwa; 31 ds. Górnictwa i Gazu, 130 ds. Aparatury Chemicznej, Zbiorników i Butli do Gazów, 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych oraz 223 ds. Gazów Technicznych.

KT złożone są z przedstawicieli najbardziej zainteresowanych stron i przez nich finansowane, dlatego też sekretariaty poszczególnych KT (lub Podkomitety Techniczne oddelegowane do prac normalizacyjnych w konkretnej części zakresu tematycznego) zlokalizowane są przy instytucjach prowadzących działalność rozwojową, naukowo-badawczą lub badawczą, takich jak INiG, IGG czy UDT. Podstawowym celem działalności komitetów technicznych jest jak najszybsze wprowadzenie do praktyki przemysłowej norm europejskich, które odzwierciedlają aktualny poziom techniczny wyrobów i urządzeń stosowanych w europejskich przemysłach naftowych i gazowniczych oraz transformację tych technologii do polskiego przemysłu nafty i gazu, krajowych wytwórców tych urządzeń, a także przesyłu paliw gazowych, pomiarów i oceny jakości paliwa oraz użytkowania gazów. Poniżej przytoczone są aktualnie obowiązujące, najważniejsze (wg PKN) normy opracowane przez wymienione wyżej komitety dla poszczególnych gałęzi gazownictwa oraz rodzajów gazu.

WYDOBYCIE GAZU

Przy opracowaniu tych norm (KT 31) uczestniczyli przedstawiciele segmentu PKN Poszukiwanie i Wydobycie; GK PGNiG, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, OGP GAZ-SYSTEM-u, Politechniki Śląskiej, Poszukiwań Nafty i Gazu Jasło, Poszukiwań Nafty i Gazu w Krakowie, a także Wyższego Urzędu Górniczego z Katowic.

Wśród najważniejszych opracowanych przez powyższe instytucje regulacji należy wymienić:

- PN-EN ISO 15463:2006 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Inspekcje terenowe nowych rur okładzinowych, wydobywczych oraz płuczkowych z końcami gładkimi;
- PN-EN ISO 10405: 2009 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Zasady użytkowania rur okładzinowych i wydobywczych;

BIURO PROJEKTÓW I REALIZACJI AUTOMATYKI

CompA sp. z o.o.

09-402 Płock, ul. Wyszogrodzka 44A
tel. 24 262 02 26; e-mail: compa@compa.com.pl

Certyfikat

GL

Biuro Projektów i Realizacji Automatyki COMPA Sp. z o.o.

Projektowanie, realizacja systemów automatyki przemysłowej i związane z tym doradztwo techniczne.

ISO 9001:2008

Firma powstała w styczniu 1992 roku i została zarejestrowana jako spółka prawa handlowego w Sądzie Rejonowym w Płocku w dniu 4 lutego 1992 roku.
W trakcie dotychczasowej działalności w branży Pomiarów i Automatyki wykonaliśmy wiele projektów oraz wdrożyliśmy automatykę na kilkudziesięciu obiektach różnych branż przemysłowych.
Od początku istnienia firma związana jest szczególnie z automatyzacją obiektów w sektorze przemysłu wydobycia gazu i ropy naftowej oraz przemysłu petrochemicznego.
W celu zapewnienia wysokiej jakości, wszystkie prace projektowe wykonywane są z zastosowaniem techniki komputerowej w oparciu o profesjonalne programy wspomagające proces projektowania.

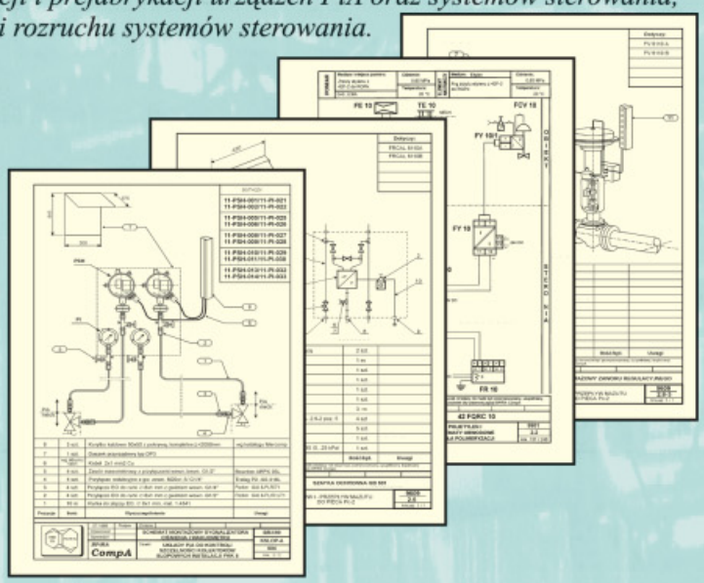
OSIĄGNIĘCIA:

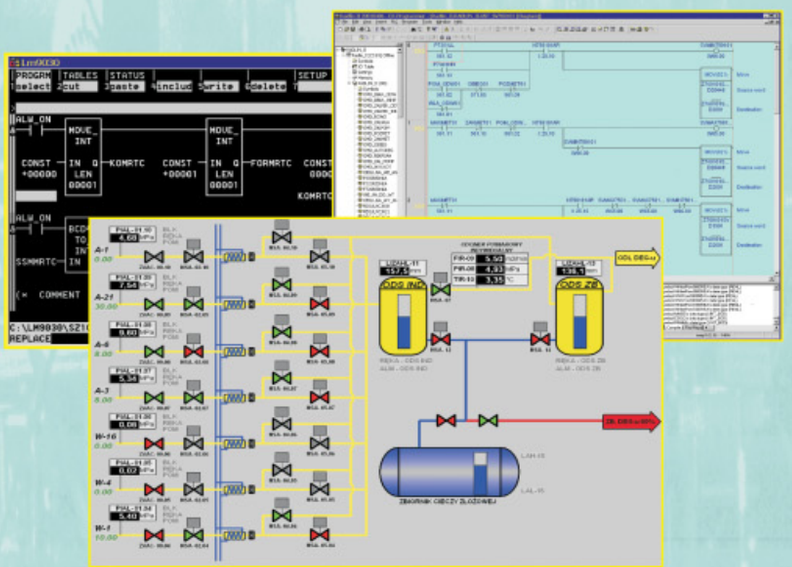
- ***przemysł petrochemiczny:***
  - *projekty konfiguracji DCS dla instalacji Krakingu Katalitycznego oraz Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikolu w PKN ORLEN,*
  - *projekty PiA dla Parku Zbiorników i Hermetyzacji Slopów,*
  - *dokumentacje adaptacyjne i powykonawcze dla Automatycznych Stacji Nalewczych w PKN ORLEN,*
  - *system załadunku cystern LPG dla ORLEN GAZ*

- ***przemysł wydobycia gazu i ropy naftowej:***
  - *projekty PiA aparatury obiektowej oraz projekty sterowania cyfrowego dla:*
    - *KGZ Radlin,*
    - *KGZ Paproć,*
    - *KGZ Grochowice,*
    - *KGZ Niechlów-Naratów,*
    - *KGZ Szlichtyngowa,*
    - *KGZ Radlin II*
    - *KGZ Kaleje Ośrodek Produkcyjny Środa Wlkp.*
    - *KGZ Kaleje Ośrodek Grupowy Kromolice*
    - *KGZ Radlin II Ośrodek Produkcyjny Winna Góra*
    - *KGZ Radlin I Ośrodek Grupowy Lisewo*
      - *Strefa Przyodwiertowa Lisewo-1 oraz Lisewo-2*
  - *oprogramowanie sterowników PLC oraz/lub systemu wizualizacji SCADA wraz z uruchomieniem dla w/w obiektów.*

OFERUJEMY KOMPLEKSOWE USŁUGI:

- *projektowe w branży PiA,*
- *projektowe systemów sterowania cyfrowego w oparciu o sterowniki PLC,*
- *oprogramowania systemów PLC,*
- *projektowe systemów wizualizacji w oparciu o systemy SCADA oraz HMI,*
- *kompletacji i prefabrykacji urządzeń PiA oraz systemów sterowania,*
- *montażu i rozruchu systemów sterowania.*





Oferowane usługi możemy wykonać samodzielnie lub we współpracy z innym partnerem wskazanym przez klienta.
Naszym celem jest zapewnienie klientom nowoczesnych rozwiązań projektowych w branży PiA. Gwarancją wysokiej jakości usług jest wieloletnie doświadczenie projektowe, profesjonalizm, znajomość najnowszych trendów w technice pomiarowej.

Dokładna analiza gazu ziemnego wymaga często zaangażowania dużej ilości cennego czasu na obsługę skomplikowanego układu pomiarowego.

NA SZCZĘŚCIE NIE ZAWSZE

ROSEMOUNT® Analytical

Emerson przedstawia model 370XA – łatwiejsza obsługa, prostsza budowa nowego chromatografu gazowego zapewnia dokładną analizę gazu ziemnego, spełniającą wszystkie wymagania obiektowe. Model 370XA wyposażony jest w moduł pomiarowy, który można naprawić na obiekcie, jak również wymienić w ciągu kilku minut, redukując czas i koszty związane z naprawą chromatografu. Model 370XA umożliwia niezawodną analizę gazu ziemnego w krótkim czasie, zapewnia niskie koszty eksploatacji, a z wykorzystaniem unikalnego oprogramowania MON2020, pełną diagnostykę i sterowanie urządzeniem. Jeśli chcesz dowiedzieć się więcej o najnowszym chromatografie, odwiedź naszą stronę **www.RosemountAnalytical.com**
www.EmersonProcess.pl

EMERSON.
Process Management

Logo Emerson jest zastrzeżonym znakiem towarowym firmy Emerson Electric Co. © 2014 Emerson Electric Co

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.

- PN-EN ISO 13679:2009 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Procedury badań połączeń gwintowych rur okładzinowych i wydobywczych;
- PN-EN ISO 13503-4:2010 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Płyny i materiały do dowiercania złóż – Część 4: Procedura pomiaru w warunkach statycznych filtracji płynów używanych do stymulacji wydobycia oraz do wykonywania obsypki żwirowej;
- PN-EN ISO – 23936-2:2012 – Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy – Materiały niemetalowe kontaktujące się z mediami używanymi podczas wydobywania ropy i gazu – Część 2: Elastomery.

PRZESYŁ GAZU

W pracach KT 277 brali udział m.in. przedstawiciele: PGNiG, GAZ-SYSTEM-u, Instytutu Nafty i Gazu, przy którym działa sekretariat trzech podkomitetów KT 277, BSiP Gazoprojektu, Politechniki Warszawskiej, Instytutu Technologii Elektronowej Oddział PREDOM-OBR, FAMAS-u i inni eksperci związani z produkcją wyrobów i urządzeń spalających paliwa gazowe, a także urządzeń stanowiących elementy sieci instalacji gazowych czy laboratoria badawcze, przedsiębiorstwa budowlane i wykonawcze. Owocem tych prac są przedstawione poniżej, wybrane aktualne Polskie Normy odnoszące się do przesyłu i jakości gazu ziemnego:

Przesył gazu:

- PN-EN ISO 15156-3:2010 – Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy – Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H2S – Część 3: Stopy odporne na pękanie CRA (stopy odporne na korozję) i inne stopy;
- PN-EN ISO 12007-3:2004 – Systemy dostawy gazu – Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar włącznie – Część 3: Szczegółowe zalecenia funkcjonalne dotyczące stali;
- PN-EN ISO 21457:2010 – Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy – Wybór materiałów i kontrola korozji systemów eksploatacyjnych ropy i gazu;
- PN-EN 13185:2002 – Badania nieniszczące – Badania szczelności – Metoda gazu znakującego;
- PN-EN 13625:2003 – Badania nieniszczące – Badanie szczelności – Wytyczne wyboru aparatury do pomiaru przecieku gazu.

Gaz ziemny:

- PN-EN ISO 6974-3:2006 – Gaz ziemny – Oznaczanie składu metodą chromatografii gazowej z oszacowaniem niepewności – Część 3: Oznaczanie wodoru, helu, tlenu, azotu, dwutlenku węgla i węglowodorów do C8 z zastosowaniem dwóch kolumn pakowanych;
- PN-EN ISO 12213-2:2010 – Gaz ziemny – Obliczanie współczynnika ściśliwości – Część 2: Obliczenia z zastosowaniem składu molowego;
- PN-EN ISO 6978-1:2007 – Gaz ziemny – Oznaczanie rtęci – Część 1: Pobieranie próbek rtęci metodą chemisorpcji na jodzie;
- EN-ISO 6978-2:2007 – Gaz ziemny – Oznaczanie rtęci – Część 2: Pobieranie próbek rtęci metodą amalgowania włókna ze stopu złoto-platyna;
- PN-EN ISO 18453:2007 – Gaz ziemny – Korelacja pomiędzy zawartością wody a temperaturą punktu rosy wody;
- PN-EN ISO 6976:2008 – Gaz ziemny – Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu;
- PN-EN ISO 13443:2008 – Gaz ziemny – Standardowe warunki odniesienia.

PALIWA PŁYNNE

Wdrażaniem norm dotyczących paliw płynnych (LPG i LNG) zajmują się KT 130, 222, 223 i 277. Większość regulacji dotyczących tego sektora jest w fazie projektów. Udział w tych działaniach mają, m.in.: PKN Orlen i GK Lotos. Środowisko biznesowe jest w tym przypadku ograniczone, gdyż sporą część rynku obejmują firmy zagraniczne niepartycypujące w kosztach ustalania norm krajowych.

LPG:

- PN-EN 13109:2011 – Urządzenia do skroplonego gazu węglowodorowego (LPG) i wyposażenie dodatkowe – Zbiorniki do LPG – Wycofanie z eksploatacji;
- PN-EN 12979:2004 – Instalacje zasilania pojazdów samochodowych skroplonym gazem węglowodorowym (LPG) – Wymagania montażowe;
- PN-EN 12816:2011 – Osprzęt i wyposażenie do LPG – Butle wielokrotnego napełniania dla LPG – Złomowanie;
- PN-EN 12807:2009 – Osprzęt i wyposażenie do LPG – Butle stalowe, lutowane do wielokrotnego napełniania gazem ciekłym ropopochodnym (LPG) – Projektowanie i konstrukcja;
- PN-EN 1442+A1:2008 – Wyposażenie i osprzęt do LPG – Butle stalowe, spawane do wielokrotnego napełniania LPG – Projektowanie i konstrukcja.

LNG:

- PN-EN 12567:2004 – Armatura przemysłowa – Armatura zaporowa do ciekłego gazu ziemnego (LNG) – Wymagania użytkowe i badania sprawdzające;
- PN-EN 12308:2007 – Instalacje i urządzenia do skroplonego gazu ziemnego LNG – Badania przydatności uszczelek przeznaczonych do połączeń kołnierzowych używanych w rurociągach LNG;
- PN-EN 12838:2008 – Instalacje i urządzenia do skroplonego gazu ziemnego – Badania kwalifikacyjne systemów pobierania próbek LNG.

Centrum Badań i Dozoru
Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o.
43-143 Lędziny, ul. Lędzińska 8
tel. +48 32 324 22 00, fax +48 32 216 66 66
e-mail: cbidgp@cbidgp.pl
www.cbidgp.pl

Od górnictwa do gazownictwa

Od ponad pół wieku podstawowy kierunek działań jednostek badawczych zintegrowanych w Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o. wytycza dbałość o bezpieczeństwo. Wszelkie podejmowane inicjatywy, poszukiwanie nowych obszarów badawczych, wdrażanie systemów jakości zmierza do realizacji misji przedsiębiorstwa, którą jest troska o bezpieczeństwo techniki, pracy i środowiska realizowana poprzez świadczenie specjalistycznych prac badawczo-rozwojowych i projektowo-wdrożeniowych.

Wychodząc naprzeciw potrzebom współczesnego rynku gospodarczego, wymogom prawnym i ekologicznym, Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o. realizuje usługi badawczo-pomiarowe, ekspertyzowe i doradcze adresowane do niemal wszystkich sektorów przemysłowych i gospodarczych.

Szeroki zakres oferowanych usług wdrażany jest z myślą o zagwarantowaniu klientom bezpieczeństwa związanego z eksploatacją urządzeń mechanicznych i elektrycznych, bezpieczeństwa pracy i bezpieczeństwa środowiska naturalnego. Umiejętności, metodyki i techniki badawcze wypracowywane przez ponad 50 lat w ekstremalnych warunkach podziemnych w znaczący sposób podnoszą jakość i zakres prac prowadzonych w niemal wszystkich dziedzinach gospodarki.

Ich wiarygodność i zgodność z obowiązującymi normami potwierdzają akredytacje Polskiego Centrum Akredytacji dla laboratoriów badawczych i wzorcującego, jednostek inspekcyjnej oraz certyfikującej wyroby, jak również wdrożony zintegrowany system zarządzania zgodny z normami PN-EN ISO 9001:2009, PN-N 18001:2004 i PN-EN ISO/IEC 27001:2007. Od 2012 roku CBiDGP Sp. z o.o. jest członkiem Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o. wykonuje:

- badania rzeczoznawcze;
- badania niszczące i materiałów;
- badania nieniszczące;
- badania elektroenergetyczne;
- badania produktów naftowych;
- badania środowiska pracy;
- badania środowiska naturalnego;
- kompleksowe opracowania ekologiczne, w tym oceny oddziaływania na środowisko.

Profesjonalne badania wykonywane przez specjalistów CBiDGP Sp. z o.o. umożliwiają Klientom firmy realizację ich celów oraz spełnienie wymaganych prawem zobowiązań nakładanych na przedsiębiorstwa i pracodawców. Polityka usługowa przedsiębiorstwa opiera się na zasadach współpracy, zaufania, przyjaźni, wiarygodności i poufności oraz indywidualności, a więc koncentrowania się przede wszystkim na potrzebach i specyfice działalności Klienta.

Umiejętności i doświadczenia specjalistów Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o. stanowią podstawę działań mających na celu rozpowszechnianie wiedzy w zakresie bezpieczeństwa pracy, techniki i środowiska poprzez cyklicznie organizowane międzynarodowe konferencje oraz specjalistyczne szkolenia.

Ze względu na swą szczególną rolę w działaniach na rzecz bezpieczeństwa techniki, pracy i środowiska, CBiDGP od wielu lat znajduje się na liście przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa.

UDT-CERT CERTYFIKOWANY SYSTEM ZARZĄDZANIA
ISO 9001
ISO 27001
PN-N 18001

PCA Polskie Centrum Akredytacji – WZORCOWANIE – AP 096

PCA Polskie Centrum Akredytacji – INSPEKCJA – AK 008

PCA Polskie Centrum Akredytacji – CERTYFIKACJA WYROBÓW – AC 174

PCA Polskie Centrum Akredytacji – BADANIA – AB 1348

PCA Polskie Centrum Akredytacji – BADANIA – AB 418

BEZPIECZEŃSTWO TO NASZ PRIOTYTET, NASZA MISJA, NASZA ODPOWIEDZIALNOŚĆ – BEZPIECZEŃSTWO PRACY, TECHNIKI I ŚRODOWISKA

Fot. 1, 2, 3: Kontrolowane są wszystkie elementy infrastruktury gazowej na wszystkich etapach: od wydobycia, przez rurociągi, aż do gazomierzy u odbiorców indywidualnych

Wymienione wyżej regulacje są Polskimi Normami, a więc ich wdrażanie jest dobrowolne, chyba że pojawią się odwołania do nich w prawodawstwie lub w umowie handlowej między partnerami. Wówczas nabierają charakteru norm obowiązkowych, jak w przypadku Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, w którym jako załącznik nr 1 dodano wykaz odpowiednich regulacji, w tym dotyczących jakości gazu (PN-C-04753:2002) i przetworów naftowych (PN-C-96008:1998).

W związku z tym faktem, możliwe jest uzyskanie certyfikatu zgodności z daną normą krajową (certyfikat PN) lub stanowiącą wdrożenie normy europejskiej (EN) bądź międzynarodowej (ISO/IEC).Dokument taki potwierdza zgodność wyrobu z Polską Normą identyczną z normą europejską i/lub międzynarodową. Certyfikat PN może zostać wydany organizacji wnioskującej po spełnieniu dwóch warunków:

- przeprowadzenia badań potwierdzających zgodność przedmiotu certyfikacji ze wszystkimi wymaganiami Polskiej Normy określonej jako właściwej dla przeprowadzenia certyfikacji;
- organizacja wnioskująca jest w stanie zapewnić ciągłość wykazanej zgodności z wymogami Polskiej Normy w okresie ważności certyfikatu.

Certyfikacją zgodności z normami PN dla branży gazowniczej zajmują się: PKN, PCBC Oddział w Gdańsku, Pracownia Certyfikacji Wyrobów oraz Instytut Technik Innowacyjnych EMAG Centrum Badań i Certyfikacji.

Gazownictwo jest niezwykle wymagającą branżą. Uważnie oceniane są wszystkie etapy od wydobycia zaczynając, po wykorzystanie w urządzeniach przez użytkowników końcowych. Segment ten rozwija się bardzo dynamicznie, co powoduje ciągłe zmiany w prawodawstwie i regulacjach na każdym szczeblu: od międzynarodowego po krajowy. Ponieważ normy ustanawiane są na zasadzie konsensusu wielu środowisk, nie zawsze odpowiednio szybko powstają dokumenty normalizujące, skutkiem czego nie jest możliwa również certyfikacja. W takich przypadkach wyzwanie podejmują instytucje zrzeszające przedstawicieli przemysłu, jednostki badawcze i rozwojowe zainteresowane tematem ustalenia odpowiadających im regulacji, a jednocześnie zgodnych z przepisami unijnymi czy międzynarodowymi. Dla branży gazowniczej takimi organizacjami są: Izba Gospodarcza Gazownictwa, Urząd Dozoru Technicznego (ustalają: standardy techniczne – ST IGG i specyfikacje techniczne – Warunki Urzędu Dozoru Technicznego – Urządzenia ciśnieniowe – WUDT-IC) czy też Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB), wyposażony w zaplecze naukowo-badawcze merytorycznie przygotowane do prowadzenia działalności w zakresie poszukiwań, zagospodarowania, użytkowania i eksploatacji złóż węglowodorów, magazynowania, przesyłu i użytkowania gazów oraz ochrony środowiska (powietrze, woda, gleba). INiG dysponuje specjalistycznymi laboratoriami prowadzącymi badania naukowe i rozwojowe procesów i urządzeń przeznaczonych do transportu tego surowca, regulacji parametrów fizykochemicznych gazów oraz spalania i metrologii, a także ochrony środowiska.

Fot. 1: Centrum Badawczo-Rozwojowe AC w Białymstoku to nowoczesny ośrodek badawczy, gdzie obok prac nad prototypami nowych wyrobów, realizowane są projekty usprawniające procesy produkcyjne

Fot. 2: Instytut Nafty i Gazu jest jednym z najstarszych w Polsce instytutów naukowo-badawczych. Jego historia datuje się od 29 listopada 1944 r. Na zdjęciu Pion Technologii Nafty

Obszarami kluczowymi dla gazownictwa jest także bezpieczeństwo w zakresie wykorzystywania urządzeń ciśnieniowych oraz bezpieczeństwo i higiena pracy.

Transport gazu wymaga specjalistycznych zbiorników ciśnieniowych, rurociągów, ciśnieniowych urządzeń transportowych spełniających kryteria określone w dyrektywach europejskich. Właściwy certyfikat pozwala na swobodny przepływ urządzeń na rynku europejskim, potwierdzając bezpieczeństwo ich użytkowania oraz jakość świadczonych usług. DEKRA Certification prowadzi badania niszczące i nieniszczące materiałów (testy mechaniczne, chemiczne, wizualne itp.), a w ocenie zgodności stosuje normy zharmonizowane i międzynarodowe, takie jak: PN-EN 12952 – Kotły wodnorurkowe i urządzenia pomocnicze, PN-EN 13480 – Rurociągi przemysłowe metalowe, PN-EN 13445 – Nieogrzewane płomieniem zbiorniki ciśnieniowe. Natomiast Urząd Dozoru Technicznego bada i certyfikuje wdrażanie norm PN-N-18001/OHSAS 18001 – System zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy w zakresie zgodności systemu HSE (BHP i OŚ) w obszarze nadzoru i realizacji projektów poszukiwań i wydobycia węglowodorów. Certyfikaty w tym zakresie otrzymał np. Orlen Upstream, zajmujący się poszukiwaniem i wydobyciem gazu ze złóż łupkowych. Operatorski System Bezpieczeństwa HSE od 2011 roku wdraża również PGNiG w sektorze poszukiwania, wydobywania i bezzbiornikowego magazynowania węglowodorów. Większość spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG wprowadziła i certyfikowała systemy zarządzania środowiskowego (jednostkami certyfikującymi były m.in. PCBC, Det Norske Veritas, UDT-CERT, Bureau Veritas).

Cała, rozumiana szeroko, branża gazownicza, czyli górnictwo naftowe i gazowe, przesył i magazynowanie oraz dystrybucja, podejmuje zróżnicowane działania mające na celu minimalizację wpływu na środowisko naturalne. Obszary, którym poświęca się najwięcej uwagi, to rozpoznanie wpływów środowiskowych, prewencja i likwidowanie szkód. Dlatego też certyfikacja, czy to ISO 14001, czy też weryfikacja EMAS potwierdzająca, że podmiot przestrzega prawa ekologicznego, umożliwia nieustanne doskonalenie metody ochrony środowiska i jest niezwykle pożądana i konieczna z punktu widzenia potencjalnych partnerów biznesowych.

Innym, ważnym aspektem są regulacje dotyczące bezpieczeństwa informacji. Ponieważ jest to dziedzina stosunkowo młoda, niewiele akredytowanych firm certyfikujących posiada ją w ofercie. Na stronach Polskiego Centrum Akredytacji widnieje zaledwie osiem jednostek wydających certyfikaty zgodności z normą PN-ISO 27001. Są to: Polski Rejestr Statków SA, Polskie Centrum Badań i Certyfikacji SA, Wojskowa Akademia Techniczna im. Jarosława Dąbrowskiego, Bureau Veritas Polska Sp. z o.o., TUV Nord Polska Sp. z o.o., Germanischer Lloyd Polen Sp. z o.o., TUV Rheinland Polska Sp. z o.o., ISOCERT Sp. z o.o., z czego nieliczne wydają certyfikaty zgodności dla gazownictwa (PCBC, TUV Nord). Certyfikację w tym obszarze prowadzi także BSI (z usług tej firmy skorzystał m.in. GAZ-SYSTEM). ■

Liberalizacja rynku gazu

Maciej Gramza, Robert Jenerowicz
GJW Gramza Jenerowicz Wspólnicy

Rynek gazu ziemnego w Polsce podlega w ostatnim czasie istotnym przeobrażeniom. Wdrażane zmiany są elementem szerszego planu, który jest związany z urzeczywistnianiem unijnej idei utworzenia konkurencyjnego oraz wspólnego rynku energii. Ważnym polem transformacji jest obszar regulacji prawnych, które – jak należy się spodziewać – wpłyną na ukształtowanie nowego układu sił na krajowym rynku gazu. Złożone mechanizmy prawne oraz istniejące uwarunkowania faktyczne powodują jednak, że ukształtowanie modelu rynku gazu odpowiadającego założeniom pracodawcy unijnego będzie wymagało czasu.

Regulacje prawne określające zasady funkcjonowania rynku gazu w Polsce podlegają w ostatnim czasie istotnym przeobrażeniom. Należy się spodziewać, że nowelizowane przepisy w nieodległej przyszłości zmienią układ sił na krajowym rynku i ukształtują reguły obrotu gazem ziemnym na najbliższe dziesięciolecia. Celem wdrażanych zmian, obok ułatwienia dostępu do rynku, jest włączenie polskiego sektora gazowego do transeuropejskiej sieci gazowej, co stanowi ważny element realizacji unijnej idei utworzenia jednolitego i konkurencyjnego, wspólnego rynku energii. Polska nie jest przy tym pierwszym krajem, który przechodzi tego typu procesy. Doświadczenia w przełamywaniu monopolu na rynku gazu ziemnego mają m.in. Wielka Brytania oraz Szwecja, gdzie proces liberalizacji zakończył się już w latach 90. XX wieku.

Europejski rynek gazu

Sytuacja wyjściowa poszczególnych członków Unii Europejskiej, głównie ze względu na uwarunkowania geopolityczne, gospodarcze i surowcowe, była zróżnicowana, niemniej w przeważającej liczbie przypadków obowiązującym modelem była państwowa własność przedsiębiorstw energetycznych, które monopolizowały rynek. Do dziś zresztą europejski rynek energii jest rynkiem niejednolitym, wciąż silnie skoncentrowanym w wielu krajach. Ceny gazu na rynku UE są stosunkowo wysokie, niższe ceny gazu zaobserwować można w Stanach Zjednoczonych czy też w Indiach, Rosji i Chinach. Ma to istotne znaczenie dla konkurencyjności europejskiej gospodarki. Jeśli dodamy do tego konieczność poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych w celu zwiększenia efektywności energetycznej systemu gazowego i bezpieczeństwa dostaw w UE oraz potrzebę wzmocnienia pozycji negocjacyjnej i niezależności wspólnoty jako importera paliw, stanie się jasne, że kraje unijne niejako w sposób naturalny zostały zmuszone do podjęcia prac w celu stworzenia wydajnego i sprawnego transeuropejskiego rynku energii.

Proces ten przybrał na sile w latach 1996--2009, kiedy to przyjęte zostały trzy kolejne pakiety środków ustawodawczych, skoncentrowanych wokół dostępu do rynku, ochrony odbiorców oraz wsparcia konkurencyjności całego układu. Wzorem dla organizacji transeuropejskiego ryku energii były w znacznej mierze rozwiązania sprawdzone na Wyspach Brytyjskich, gdzie już w 1998 r. wprowadzono pełną konkurencję na rynku paliw gazowych. Skutkiem otwarcia rynku było zwiększenie efektywności podmiotów sektora gazowego, co dało rezultat w postaci zmniejszenia cen gazu dla odbiorców, wzrostu jakości usług i zmniejszenia przerw w dostawach gazu.

Śladem reform brytyjskich, unijny prawodawca w kolejnych pakietach energetycznych zobligował państwa członkowskie do udostępnienia rynku dla nowych dostawców gazu. Wprowadzono zasadę TPA (*Third Party Access*), zobowiązującą właścicieli infrastruktury przesyłowej do zapewniania innym podmiotom dostępu do ich sieci, co zapewnia odbiorcom możliwość wyboru dostawcy gazu. Zadbano także o rozdział działalności w zakresie dostaw i produkcji od zarządzania sieciami przesyłowymi (*unbundling*). Nie tylko odseparowano działalność handlową od transportowej, ale wydzielono również z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo operatorów systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych. Kolejnym posunięciem było utworzenie struktur współpracy europejskich sieci operatorów systemów przesyłowych (ENTSO), mających brać udział przy tworzeniu przepisów regulujących dostęp do sieci oraz koordynować ich funkcjonowanie. Wspólne zasady regulujące kwestie skutecznego dostępu do połączeń międzysystemowych, zarządzania sieciami oraz eliminację barier technicznych zapewnić miało z kolei wdrożenie kodeksów sieciowych. Do dnia dzisiejszego udało się uchwalić dwa kodeksy sieci w zakresie gazu: ws. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (2013 r.) i ws. bilansowania systemów przesyłowych (2014 r.). W 2010 roku przyjęto również Rozporządzenie UE nr 994/2010, którego przedmiotem było wprowadzenie standardów w zakresie dostaw oraz infrastruktury, jak i opracowywanie planów działań zapobiegawczych na wypadek przerw w dostawach lub awarii. Państwa członkowskie na tej podstawie mają obowiązek do 2014 r. dostosować się do wskazanych w rozporządzeniu wymagań, m.in. poprzez rozbudowę pojemności magazynowych oraz połączeń ze zintegrowaną europejską siecią gazową, zapewnienie technicznej możliwości odwróconego przesyłu, a także uniezależnienia się od pojedynczego dostawcy z kraju trzeciego.

Kontrolę nad procesem demonopolizacji i integracji rynku energii powierzono krajowym organom regulacyjnym, stąd też konieczne okazało się wzmocnienie ich kompetencji oraz niezależności. W 2010 r. na mocy Rozporządzenia UE nr 713/2009 powołano Europejską Agencję ds. Współpracy Regulacji Energetyki (ACER), która wspierać ma krajowe organy regulacyjne oraz monitorować krajowe rynki energii elektrycznej oraz gazu, ceny energii i gazu, dostępu do sieci oraz przestrzegania praw konsumentów. Szereg narzędzi monitorowania i kontroli hurtowego handlu energią, mających służyć zapobieganiu nieuczciwym praktykom i nadużyciom, w tym przeciwdziałaniu spekulacjom na giełdach energii i innym manipulacjom na rynku, wprowadziło Rozporządzenie o integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT), które weszło w życie 28 grudnia 2011 r.

Docelowy, liberalny model unijnego rynku paliwa gazowego bazować ma na handlu w oparciu o wirtualne węzły wymiany gazu, z wykorzystaniem zdolności przesyłowych, alokowanych wg zasad konkurencji. Prawidłowe jego funkcjonowanie wymaga więc efektywnie funkcjonujących hurtowych rynków gazu oraz połączeń między nimi, a także ujednolicenia zasad dostępu do sieci w oparciu o taryfy *entry-exit*. Zgodnie z unijnymi planami pełna integracja rynku gazowego winna nastąpić do końca 2014 r.

Warto przy tym pamiętać, że regulacje unijne w tym zakresie wdrażane są do krajowych porządków prawnych w znacznej mierze w oparciu o indywidualne – często różne – rozwiązania państw członkowskich. Zważywszy na tempo i zakres faktycznej liberalizacji poszczególnych rynków wewnętrznych, sprostanie założonemu terminowi ich integracji wydaje się zadaniem nieosiągalnym.

Liberalizacja rynku w Polsce

Proces liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego jest w fazie wstępnej. Struktura sektora gazowego jest silnie zdominowana przez Grupę Kapitałową PGNiG, zarówno w segmencie magazynowania, dystrybucji oraz obrotu tym paliwem. Barierami dla krajowego rynku gazu ziemnego są możliwości pozyskania mocy przesyłowych i pojemności magazynowych oraz ograniczone możliwości wejścia nowych podmiotów do krajowego systemu.

Bardzo ważny dla usuwania barier w handlu na polskim rynku gazu okazał się miniony rok 2013. Pod presją kar finansowych, grożących Polsce ze strony Komisji Europejskiej wprowadzono tzw. mały trójpak energetyczny – nowelizację Prawa energetycznego przenoszącą na polski grunt kilka podstawowych mechanizmów urynkowienia sektora energetycznego.

Nowe regulacje wzmocniły zasadę rozdziału działalności operatorów systemów gazowych (OSP, OSD i OSM), umocniły pozycję Prezesa URE oraz odbiorców końcowych. Nowelizacja dopuściła dwa modele *unbundlingu*: pełny, w ramach którego operatorem jest niezależny podmiot będący właścicielem gazociągów, oraz model ISO, w którym usługi operatora świadczone są za pośrednictwem infrastruktury należącej do innego podmiotu. Wzmocnienie Urzędu Regulacji Energetyki uzyskano głównie poprzez wprowadzenie kadencyjności Prezesa URE, zmianę trybu jego powoływania – samodzielnie przez premiera (wcześniej odbywało się to na wniosek ministra gospodarki), oraz zwiększenie zakresu kompetencji. Wśród zmian dokonanych w obszarze ochrony odbiorców końcowych warto wskazać na wprowadzenie pojęcia tzw. odbiorcy wrażliwego, a więc wymagającego szczególnej ochrony konsumenta, któremu przysługiwać ma dodatek energetyczny. Nowelizacja ustawy nakłada też na przedsiębiorstwa energetyczne dodatkowe obowiązki informacyjne względem odbiorców, w tym obowiązek informowania o ich prawach, sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Poza tym zakreślono ramy standardowej umowy sprzedaży oraz przyznano konsumentom prawo zmiany sprzedawcy paliwa gazowego, która nie powinna zajmować więcej niż trzy tygodnie.

Zmiany te, wraz z wcześniej wprowadzoną zasadą TPA oraz wydzieleniem operatora systemu przesyłowego, którym została spółka Skarbu Państwa OGP Gaz – System S.A., stanowią podstawy budowania warunków konkurencji na polskim rynku gazowym. Ich niezbędnym dopełnieniem jest rozwój infrastruktury sieciowej, dywersyfikacja źródeł pozyskania gazu (gazociągi, LNG, produkcja własna) oraz uwolnienie cen tego surowca.

Odejście od administracyjnego nadzoru nad cenami gazu, jak i zmianę zmonopolizowanej struktury rynku, zapewnić miało wprowadzone „małym trójpakiem" tzw. obligo giełdowe dla hurtowego rynku gazu, czyli obowiązek przedsiębiorstw obrotu sprzedawania określonego wolumenu gazu na giełdzie towarowej. Panujące na giełdzie warunki konkurencji pozwalają Prezesowi URE zwolnić transakcje dokonywane za jej pośrednictwem z obowiązku stosowania taryf. Sprzyja to również zwiększeniu transparentności zawieranych transakcji.

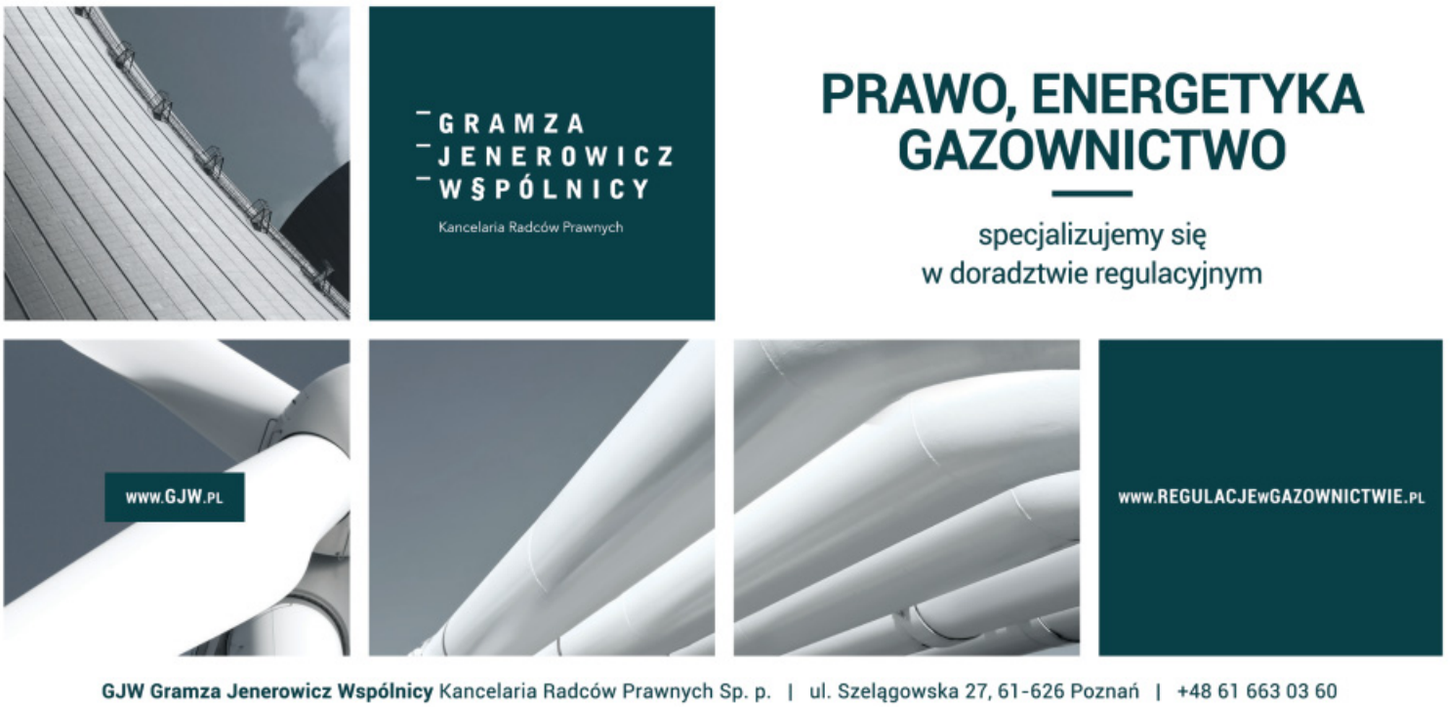
W tym kontekście istotna okazała się zmiana ustawy z dnia 26 października 2000 roku o giełdach towarowych, prowadząca do zmniejszenia potencjalnych kosztów pośrednictwa w zawieraniu transakcji giełdowych oraz umożliwiająca wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym uzyskanie statusu członka giełdy towarowej i zawierania transakcji bez pośrednictwa domów maklerskich – na własny rachunek.

Obligo giełdowe w roku 2014 roku zostało ustalone na poziomie 40% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym, zaś od 1 stycznia 2015 roku wzrośnie ono do 55%. Z obliga wyłączony został gaz ziemny, stanowiący zapasy obowiązkowe, przesyłany tranzytem przez Polskę lub wydobywany na terytorium Polski i sprzedawany za granicę, a także gaz wykorzystywany do realizacji zadań operatorów systemu gazowego. Ponieważ z obowiązku sprzedaży gazu ziemnego poprzez giełdę towarową zwolnione są również podmioty, które sprowadzają gaz ziemny do Polski w niewielkiej skali (tj. posiadają prawo do przepustowości w wielkości mniejszej niż 10% sumy przepustowości wszystkich punktów wejścia do systemu), obecnie obejmuje on tylko jeden podmiot – PGNiG.

Dalsze zmiany w sektorze gazowym

Pierwsze oceny skutków przeniesienia na grunt polski rozwiązań mających prowadzić do pełniejszej liberalizacji rynku gazu ziemnego wskazują, że mechanizmy te wymagają dalszego rozwoju. Skutki nowelizacji prawa energetycznego w ramach małego trójpaku energetycznego nie są w pełni zadowalające. Oprócz zdecydowanie pozytywnego efektu – wzrostu liczby podmiotów aktywnie uczestniczących w obrocie gazem oraz zwielokrotnienia dokonywanych zmian dostawcy energii, okazało się m.in., iż wprowadzone rozwiązania nie zapewniły osiągnięcia pożądanego minimum obliga giełdowego.

Proces osiągania odpowiednich warunków rynkowych, w tym pozwalających na dalsze uwolnienie cen gazu (dla małych odbiorców i gospodarstw domowych), wymaga wielo-



aspektowego podejścia. Wskazuje się np. że nieosiągnięcie zakładanego na 2013 rok minimum obliga giełdowego wynika z niedostatecznego uwzględnienia zastanego systemu handlu gazem, opartego na rynku długoterminowych kontraktów dwustronnych, wg cen uzależnionych od taryfy Prezesa URE. W efekcie związanie stron tymi umowami oraz warunki finansowe tych kontraktów nie sprzyjały korzystaniu z oferty giełdowej. Wspomina się także o potrzebie adaptacji monopolisty PGNIG do zachodzącej transformacji systemu (w tym otwarcia giełdy gazu), np. poprzez wydzielenie spółki zajmującej się obrotem detalicznym.

Utworzenie konkurencyjnego rynku gazu niesie za sobą istotną zmianę warunków funkcjonowania podmiotów sektora gazowniczego, co wymaga od nich przearanżowania dotychczasowych modeli biznesowych, polityk marketingowych itd. Niezbędnym czynnikiem wydaje się również czas, potrzebny do tego, by pojawili się nowi uczestnicy rynku, a dotychczasowi zdążyli dostosować się do zachodzącej ewolucji prawnej i infrastrukturalnej systemu.

Przy tym wszystkim nie można zapominać, iż wobec ograniczonej podaży gazu ze źródeł krajowych, do osiągnięcia pożądanego kształtu sektora gazowego – oprócz utworzenia odpowiedniej infrastruktury rynkowej (platform obrotu) – konieczne są dalsze ogromne nakłady na rozwój i modernizację infrastruktury technicznej.

Niewystarczające możliwości pozyskania przez podmioty trzecie mocy przesyłowych i pojemności magazynowych, to istotne bariery w rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. W tym świetle cieszyć może wzrost liczby prowadzonych inwestycji infrastrukturalnych, takich jak np. terminal LNG w Świnoujściu czy inwestycje w interkonektory w Lasowie, Cieszynie i Mallnow. Nie mniej istotne jest wzmocnienie w ostatnim okresie roli Polski w polityce gazowej. Zgodnie z Rozporządzeniem UE nr 347/2013 wśród projektów, których realizacja ma pierwszorzędne znaczenie dla realizacji celów strategicznych rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej, znalazło się łącznie aż 36 zlokalizowanych na terenie Polski. Perspektywa obejmuje m.in. rozbudowę połączeń gazowych ze Słowacją i Czechami – dając tym samym Polsce dostęp do gazociągów tranzytowych na kierunku wschód-zachód oraz hubów gazowych w Austrii.

Nie ulega wątpliwości, że projekt liberalizacji krajowego rynku gazu i jego integracji z systemami europejskimi jest szczególnie ważnym przedsięwzięciem, co unaoczniły nowe zagrożenia, które pojawiają się w związku ze zmianą sytuacji w regionie wschodnioeuropejskim. Najbliższa przyszłość ukaże efekty już podjętych działań, oraz obszary wymagające dalszych zmian systemowych. Przede wszystkim należy się jednak spodziewać, że okres ten będzie przebiegał pod znakiem dalszych inwestycji i dążenia do osiągnięcia wyznaczonych już celów. Na zwiększenie efektywności, wzrost bezpieczeństwa i konkurencyjności systemu, spadek kosztów energii, czy też na pozostałe pożądane rezultaty przeobrażeń na rynku gazowym, które należy rozumieć jako zwrot z ponoszonych obecnie inwestycji, trzeba będzie jednak jeszcze poczekać. ■

branżowe

uwarunkowania prawne

Na przestrzeni dwudziestu ostatnich lat doszło w Polsce do istotnych zmian w organizacji i prawnej regulacji sektorów energetyki sieciowej, w tym sektora gazu ziemnego. Zmiany wynikają z ogólnego odejścia od państwowej gospodarki centralnie sterowanej, ale również z nowego podejścia do kwestii rozwoju konkurencji w tych gałęziach gospodarki. W dużym stopniu zmiany wiążą się z prawem unijnym, którego rozwiązania są wdrażane w ustawodawstwie polskim lub nawet bezpośrednio obowiązują uczestników rynku.

Zgodnie z przyjętą przez Rząd RP „Polityką energetyczną Polski do roku 2030" aktualnie podstawowymi kierunkami polskiej polityki energetycznej są: wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii, czynne uczestnictwo w tworzeniu wspólnotowej (unijnej) polityki energetycznej.

Na polskim rynku gazu liderem pozostaje Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., spółka, która swoim zakresem obejmuje poszukiwania i eksploatację złóż gazu ziemnego, import, magazynowanie, obrót i dystrybucję paliw gazowych. Istotne znaczenie miało wydzielenie w 2004 roku działalności przesyłowej z tej spółki i utworzenie spółki PGNiG-Przesył sp. z o.o. (obecnie OGP GAZ-SYSTEM S.A.), która została przygotowana do zarządzania najważniejszą w kraju infrastrukturą sieciową (siecią przesyłową) i uzyskała koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Wydzielenie działalności związanej z przesyłaniem gazu ziemnego wiązało się z wymogami prawa unijnego zawartymi w poprzednio obowiązującej dyrektywie gazowej 2003/55/WE, którą wprowadzono konieczność reorganizacji sektora gazu poprzez rozdzielenie działalności przesyłania i dystrybucji od obrotu. OGP GAZ-SYSTEM S.A. pozostaje jednoosobową spółką Skarbu Państwa wyznaczoną na operatora systemu przesyłowego gazowego do końca 2030 roku i ma kluczowe znaczenie dla funkcjonowania całego systemu gazowego w Polsce. Natomiast PGNiG S.A. kontroluje sieci dystrybucyjne gazu (sieci o mniejszej przepustowości), pełni też funkcję operatora systemu magazynowania paliw gazowych. W związku z tą spółką mówi się o tzw. wysokim poziomie koncentracji rynkowej w obszarach działalności: wydobycie, magazynowanie, obrót, import i dystrybucja. W odpowiedzi na brak konkurencji na hurtowym rynku gazu w niedalekiej przeszłości wprowadzono zasadę, że sprzedaż części tego surowca realizowana jest na Towarowej Giełdzie Energii, co ma zapewnić dostępność gazu na rynku hurtowym i w konsekwencji rozwój konkurencji sektorowej.

Funkcjonowanie rynków gazu w Polsce jest obecnie unormowane przede wszystkim przepisami ustawy z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne (Dz.U.2012.1059 j.t.). Istotne znaczenie ma też ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku – Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U.2011.163.981), która wdrożyła prawo unijne z zakresu poszukiwania, rozpoznania i wydobywania ze złóż węglowodorów, do których zalicza się m.in. gaz ziemny. Wspomnieć też można o ustawie z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U.2012.1190 j.t.). Przepisy ustaw są uzupełnione licznymi ministerialnymi rozporządzeniami wykonawczymi. Natomiast pośród aktów prawa unijnego podstawowe znaczenie ma dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U.UE.L.2009.211.94), która weszła w życie w ramach tzw. trzeciego pakietu energetycznego prawa unijnego, służącego dalszej liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Ważnym wydarzeniem w ostatnim czasie było wejście w życie ustawy z dnia 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U.2013.984), którą wprowadzono liczne zmiany dotyczące sektora gazu ziemnego. Celem tych zmian było zapewnienie pełnej implementacji przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, a także uzupełnienie wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U.UE.L.2009.140.16). Spośród wielu istotnych rozwiązań zawartych w nowelizacji fundamentalne znaczenie mają regulacje umożliwiające rozwój konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, w tym wprowadzenie obliga giełdowego i stworzenie pojęcia odbiorcy wrażliwego paliw gazowych.

„Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku" – to strategia przyjęta przez Radę Ministrów w 2009 r., zawierająca rozwiązania wychodzące naprzeciw najważniejszym wyzwaniom polskiej energetyki

Wspomnieć też można, że w Sejmie RP trwają prace nad nową ustawą dotyczącą zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Planuje się bardzo istotne podniesienie poziomu obligatoryjnych rezerw gazu płynnego LPG do 90 dni. Zarazem planuje się wyłączenie podmiotów rynku gazu płynnego LPG spod obowiązku składania zabezpieczenia majątkowego w wysokości 10 mln zł przy uzyskaniu koncesji na produkcję i obrót paliwami ciekłymi z zagranicą.

Model prawnej regulacji sektora

Ustawa – Prawo energetyczne reguluje status prawny, w tym zakres obowiązków oraz uprawnień trzech grup podmiotów: organów administracji publicznej, przedsiębiorstw energetycznych, w tym szczególnej kategorii przedsiębiorstw w postaci tzw. operatorów infrastruktury, oraz odbiorców paliw gazowych. Ustawa określa model prowadzenia działalności w zakresie:

- przesyłania lub dystrybucji gazu (z użyciem sieci paliwowych);
- obrotu gazem, w tym obrotu z zagranicą, za czym kryje się działalność handlowa polegająca na kupnie i sprzedaży gazu;
- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, w tym w pojemnościach magazynowych gazociągów i instalacjach skroplonego gazu ziemnego, o ile są używane do magazynowania gazu;
- skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w przeznaczonych do tego celu instalacjach.

Wykonywanie działalności we wszystkich wymienionych wyżej obszarach wymaga zasadniczo uzyskania koncesji, czyli specjalnego zezwolenia od organu administracji publicznej w postaci Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Uzyskania koncesji Prezesa URE wymaga też wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie gazu sprężonego (CNG), gazu płynnego (LNG, LPG). Ustawa – Prawo energetyczne nie zajmuje się natomiast zasadniczo szeroko pojętym wydobywaniem gazu ziemnego ze złóż (tj. działalnością gospodarczą polegającą na poszukiwaniu, rozpoznawaniu i wydobywaniu gazu, a także bezzbiornikowym jego magazynowaniem). Tego rodzaju problematyka jest przedmiotem regulacji prawa geologicznego i górniczego. Zgodnie z przepisami tej ustawy wydobywanie gazu ze złóż również objęte jest koncesjami, lecz organem właściwym w tych sprawach nie jest Prezes URE, ale Minister Środowiska. Przyjmuje się, że koncesja na wydobywanie gazu ziemnego obejmuje także pierwotną sprzedaż wydobytego paliwa gazowego, gdyż sprzedaż taka warunkuje prowadzenie działalności gospodarczej.

Model prawnej regulacji sektora gazowego dotyczy wykonywania tzw. działalności gospodarczej, dlatego przy udzielaniu wyżej omówionych koncesji obok zasad i trybów wynikających z ustawy energetycznej czy z ustawy górniczej, pomocniczo znajdują zastosowanie również przepisy ustawy z dnia 2 lipca 2004 roku o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U.2013.672 j.t.). Natomiast aktem prawnym, który reguluje postępowanie w sytuacji wystąpienia zakłóceń w funkcjonowaniu rynku gazu ziemnego m.in. poprzez powstanie sytuacji kryzysowej, jest wyżej wskazana ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego z 2007 roku. Określa ona zasady tworzenia, utrzymywania oraz finansowania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Reguluje też zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego oraz konieczności wypełnienia zobowiązań międzynarodowych Polski. Ustawa dopuszcza wprowadzenie w szczególnych sytuacjach ograniczeń dla odbiorców w poborze gazu ziemnego.

Minister Gospodarki i Prezes URE

Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest Minister Gospodarki. Zadania Ministra Gospodarki w zakresie polityki energetycznej obejmują m.in.: przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa dla Rady Ministrów i koordynowanie realizacji tej polityki, określanie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa gazowe, nadzór nad bezpieczeństwem tego zaopatrzenia. Natomiast zadania z zakresu tzw. spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE), który jest centralnym organem administracji rządowej powołanym do regulowania działalności przedsiębiorstw energetycznych na rynkach energetycznych, w tym rynku gazu ziemnego, zgodnie z ustawą i rządową polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii. Do Prezesa URE należy m.in. udzielanie i cofanie koncesji energetycznych, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, rozstrzyganie sporów między uczestnikami rynku z zakresu zaopatrzenia energetycznego, wyznaczanie operatorów systemów oraz zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Organem władzy państwowej odpowiedzialnym za wydobycie gazu ziemnego oraz poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego jest Minister Środowiska.

Przedsiębiorstwa energetyczne

Prowadzenie działalności gospodarczej na warunkach ustawy – Prawo energetyczne wiąże się z uzyskaniem statusu przedsiębiorstwa energetycznego. Ustawa nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne szereg obowiązków, które polegają zarówno na utrzymaniu infrastruktury sieciowej, jak i na świadczeniu usług. W szczególności podmioty zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych, magazynowaniem oraz skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego są obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług. Świadcze-

nie usług odbywa się na podstawie umów, które prawo energetyczne szczegółowo reguluje. Sposób funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych w ich otoczeniu rynkowym pozostaje nie tylko w kręgu zainteresowania prawa energetycznego, ale też przepisów innych działów prawa. W przypadku przedsiębiorstw zarządzających szczególnie ważną infrastrukturą gazową duże znaczenie mają przepisy antymonopolowe, bowiem te podmioty faktycznie dysponują infrastrukturą kluczową dla sektora.

Wyjątkowo ważną grupę przedsiębiorstw w sektorze gazowym stanowią operatorzy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych. Prawo definiuje te podmioty jako te, które ponoszą szczególną odpowiedzialność prawną za utrzymanie połączonych sieci i instalacji gazowych. Są one odpowiedzialne za ruch sieciowy w całym systemie, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci wraz z połączeniami. Operatorzy są wyznaczani przez Prezesa URE. Prawo przewiduje tylko jednego operatora przesyłowego systemu gazowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa.

Sektor gazowy jest sektorem koncesjonowanym, ale również podlega reglamentacji taryfowej. Świadczenie usług przez przedsiębiorstwa energetyczne związanych z udostępnianiem infrastruktury i obrotem gazem podlegają obowiązkowi taryfowemu, co oznacza, że podmioty te muszą kalkulować stosowane opłaty i ceny w sposób zgodny z przepisami prawa. Taryfy stanowiące zbiory cen i stawek opłat podlegają uprzedniemu zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Tzw. uwolnienie cen gazu, a więc zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, które nazywane jest też liberalizacją rynku gazu, uzależnione zostało w prawie od sytuacji gospodarczej. Jedynie w warunkach tzw. rynku konkurencyjnego możliwe jest, aby Prezes URE zrezygnował z uprzedniego regulowania cen gazu ziemnego. Będzie to możliwe wówczas, gdy nie będzie zagrożenia nadużywania pozycji przez przedsiębiorstwa energetyczne z takim skutkiem, że dojdzie do nadmiernego wzrostu cen gazu dla odbiorców końcowych. Zakłada się stopniową liberalizacją rynku. Zatem odejście od regulacji cen na hurtowym rynku gazu i jego płynność są warunkami deregulacji cen w obrocie detalicznym. Innymi słowy, w polityce Prezesa URE tzw. płynny hurtowy rynek gazu jest jednym z warunków deregulacji cen w obrocie detalicznym. Faktycznie o cenie surowca w głównej mierze – z uwagi na fakt, że znaczna jego część pochodzi z importu – decyduje koszt nabycia gazu za granicą, który jest wyznaczany przez ceny importowe oraz kursy walutowe. W zakresie rynku hurtowego Prezes URE w 2013 roku zdecydował, że wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi, po złożeniu wniosku, mogą uzyskać zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych, nabywających je w ramach obrotu paliwami gazowymi.

Odbiorcy gazu ziemnego

Głównym odbiorcą gazu ziemnego w Polsce jest przemysł, który zużywa około 60% rocznego zapotrzebowania kraju. Na drugim miejscu są gospodarstwa domowe, zużywające (około 26%), a na dalszych pozycjach sektory handlu i usług. W prawie energetycznym każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym, jest odbiorcą, przy czym wśród nich wyróżnia się odbiorców końcowych, a wśród tych znajdują się odbiorcy paliw gazowych w gospodarstwach domowych. Ostatnią nowelizacją wyróżniono też tzw. odbiorców wrażliwych paliw gazowych, wymagających pomocy państwa. Mają być oni w przyszłości, po „uwolnieniu" cen gazu, objęci dopłatami rekompensującymi gospodarstwom domowym podwyżki cen. Ustawa energetyczna przyznaje odbiorcom prawo zakupu paliw gazowych od wybranego przez siebie sprzedawcy. Regulacja ta ma związek z prawem unijnym i obowiązywaniem tzw. zasady TPA (zasady dostępu stron trzecich). Jest ona fundamentem konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Dzięki niej wszystkie zainteresowane podmioty mają prawo dostępu do usług polegających na transporcie gazu ziemnego od wybranego dostawcy do odbiorcy końcowego. Każdy operator systemu sieciowego ma obowiązek zagwarantować równy i niedyskryminacyjny dostęp wszystkich zainteresowanych podmiotów do świadczonych usług przesyłowych i dystrybucyjnych. Z monitoringu Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że wzrasta liczba zmian sprzedawcy gazu – podczas gdy do końca 2012 roku przeprowadzono 210 zmian, według stanu na dzień 31 marca 2013 roku ich liczba wynosiła już 322.

Dostarczanie gazu ziemnego następuje po uprzednim przyłączeniu do sieci gazowej. Przedsiębiorstwo gazownicze zasadniczo jest zobowiązane przyłączać do sieci wszystkie zainteresowane podmioty, jeśli tylko istnieją techniczne i ekonomiczne możliwości. Niedopuszczalne jest jakiekolwiek różnicowanie lub dyskryminowanie wnioskodawców. Dostarczenie paliw gazowych odbywa się zasadniczo na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo tzw. umowy kompleksowej. Zapewnieniu zaspokojenia potrzeb energetycznych odbiorców w gospodarstwach domowych służy instytucja tzw. sprzedawcy z urzędu, za którą kryje się podmiot obowiązany do zapewnienia dostaw paliw gazowych gospodarstwom domowym.

Z punktu widzenia odbiorców końcowych gazu ziemnego istotne znaczenie ma ostatnia zmiana ustawy – Prawo energetyczne dokonana aktem prawnym z dnia 26 lipca 2013 roku, zwana też „małym trójpakiem energetycznym" (Dz.U.2013.984). Ustawa ta bardzo wzmocniła pozycję odbiorców końcowych paliw gazowych, m.in. wprowadzając regulację dotyczącą odbiorców

wrażliwych, doprecyzowując treść umowy energetycznej i procedurę zmiany sprzedawcy gazu. W nowym stanie prawnym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego mają obowiązek umożliwić odbiorcy paliw gazowych zmianę sprzedawcy nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą.

Problemy i wyzwania sektora gazu ziemnego

Blisko 70% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny pochodzi od rosyjskiej spółki Gazprom. Wiąże się z tym brak tzw. dywersyfikacji dostaw gazu, a więc zbyt duże uzależnienie Polski od jednego kierunku importu. Uważa się, że zagraża to bezpieczeństwu energetycznemu kraju, ale również przekłada się na brak możliwości rozwoju konkurencji cenowej między dostawcami gazu. Głównym celem polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego jest zatem dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Celami szczegółowymi są: zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski, rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, zwiększenie pojemności magazynowych na wypadek kryzysów czy inwestycje w tzw. odnawialne źródła energii w postaci biogazowni. Barierą, która istotnie ogranicza rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce, jest niewystarczająca ilość połączeń z systemami gazowymi państw sąsiednich oraz brak wolnych zdolności przesyłowych.

W tym kontekście istotnym wydarzeniem jest budowa instalacji do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (tzw. terminu LNG). Budowa instalacji wiąże się z decyzją Rządu RP, który w 2008 roku uznał tę inwestycję za strategiczną dla Polski. Terminal LNG ma być gotowy z końcem 2014 roku. Jego powstanie ma umożliwić odbiór skroplonego gazu ziemnego praktycznie z dowolnego kierunku na świecie i wzmocnić bezpieczeństwo Polski.

Innym istotnym wydarzeniem dla gazownictwa było też odkrycie w Polsce gazu w złożach łupkowych. Aktualnie trwają prace związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem tych złóż, które realizowane są w oparciu o ustawę – Prawo geologiczne i górnicze z 2011 roku. W ostatnim czasie, tj. w marcu bieżącego roku, Rząd RP zdecydował o wprowadzeniu nowych regulacji prawnych, które mają przyspieszyć i ułatwić prowadzenie prac poszukiwawczych, rozpoznawczych i wydobywczych służących pozyskiwaniu węglowodorów, a ich efektem ma być też rozwój wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Między innymi planuje się ułatwienia w uzyskiwaniu decyzji środowiskowych przez przedsiębiorców, które obecnie są szczególnie czasochłonne i kosztowne.

W celu stymulowania rozwoju inwestycji zdecydowano również, że specjalne podatki dotyczące wydobycia gazu ziemnego, w tym łupkowego, i ropy naftowej, tzn. podatek węglowodorowy i podatek od wydobycia niektórych kopalin, będą pobierane dopiero od początku 2020 roku. Dodać można, że obecne prawo Unii Europejskiej nie zna przepisów szczególnych dotyczących poszukiwania, rozpoznawania i wydobycia gazu łupkowego, ale polskie regulacje muszą odpowiadać unijnym przepisom na temat wydobywania i poszukiwania węglowodorów, jak również bardzo rygorystycznym przepisom z zakresu ochrony środowiska naturalnego. W ostatnim czasie Rząd RP zaproponował wydłużenie listy gazociągów budowanych na warunkach obowiązywania procedur uproszczonych wynikających z ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 roku o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz.U.2009.84.700).

Pośród innych problemów sektora gazu wymienić można stosunkowo duże bariery wejścia podmiotów na rynek. Z bezpieczeństwem energetycznym kraju wiąże się między innymi obowiązek przedsiębiorstw (wykonujących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i dokonujących jego przywozu) utrzymywania zapasów obowiązkowych surowca, co jest istotnym obciążeniem dla tych podmiotów. Nadmierne obciążenie przedsiębiorców w omawianym zakresie już w przeszłości zmuszało do dokonywania zmian w funkcjonowaniu systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Problemem jest także samo prawo energetyczne, które od czasu wejścia w życie było wielokrotnie zmieniane i przez wielu odbierane jest jako nieprzejrzyste. Między innymi z tej przyczyny prowadzono prace nad nowym prawem gazowym w Ministerstwie Gospodarki. Prace ministerialne nad nową ustawą gazową zostały jednak z końcem poprzedniego roku zarzucone.

Sprzedaż paliw gazowych objęta jest podatkiem akcyzowym. Dla sektora istotne znaczenie miały zmiany prawa akcyzowego dokonane w listopadzie 2013 roku, gdy dostosowywano polskie przepisy do wymogów prawa Unii Europejskiej. Wtedy również zakończył się przejściowy okres opodatkowania paliw silnikowych w stanie gazowym (CNG) tzw. zerową stawkę akcyzy. Obecnie obowiązują zróżnicowane stawki podatku wobec paliw LNG i CNG, co zdaniem wielu niepotrzebnie komplikuje system podatkowy. Dla branży gazu płynnego (LPG) ważne było również wprowadzenie we wrześniu 2013 roku tzw. autogazowej samoobsługi. Nowelizując rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, dopuszczono na samodzielnych stacjach gazu płynnego oraz stacjach paliw płynnych, na których dokonuje się dystrybucji gazu płynnego, możliwość utworzenia stanowisk przeznaczonych do samodzielnego tankowania gazem LPG pojazdów samochodowych. Uważa się, że zmiany pozwolą na zmniejszenie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej. ■

WAWRZYNOWICZ
& WSPÓLNICY

Kancelaria Wawrzynowicz & Wspólnicy jest jedną z wiodących polskich kancelarii zajmujących się doradztwem prawnym na rzecz przedsiębiorców działających w regulowanych sektorach gospodarki. Kancelaria koncentruje się na doradztwie prawnym oraz gospodarczym w sektorze gazownictwa, elektroenergetyki, ciepłownictwa, a także energetyki odnawialnej i telekomunikacji.
Dynamiczny zespół kilkunastu prawników, dysponujących wieloletnim doświadczeniem branżowym zapewnia wysokospecjalistyczną obsługę w zakresie spraw regulacyjnych w gazownictwie i energetyce, prawa zamówień publicznych oraz infrastrukturalnych procesów inwestycyjnych. Istotnym przedmiotem działalności Kancelarii jest także prawo ochrony konkurencji.

Wawrzynowicz & Wspólnicy
spółka komandytowa

BIURO W POZNANIU
61-770 Poznań
ul. Paderewskiego 7
tel. 61 625 68 25
fax +48 61 624 26 49
poznan@wawrzynowicz.eu

BIURO W WARSZAWIE
00-042 Warszawa
Nowy Świat 61/1
tel. 22 378 11 72
fax +48 61 624 26 49
warszawa@wawrzynowicz.eu

www.wawrzynowicz.eu