

NAFTA POLSKA POLISH OIL

Pod redakcją

Antoniego Bochena

Zespół redakcyjny

Antoni Bochen, Ireneusz Dyrka, Monika Frąckowiak, Marcin Janas, Aleksander Puchowicz,
Krzysztof Romaniuk, Mirosław Rutkowski, Marcin Szponder, Joanna Walentowska, Bogusz Wiśnicki

Źródła zdjęć

Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce, Muzeum Przemysłu Naftowego i Etnografii
w Libuszy, Muzeum Mazowieckie w Płocku, REMONTOWA HOLDING S.A., Tadeusz Marczuk,
Agata Bochen, HYDRO-NAVAL Sp. z o.o., PERN „Przyjaźń” S.A., Operator Logistyczny Paliw
Płynnych Sp. z o.o., PKN ORLEN SA, Grupa LOTOS S.A., VISTAL OFFSHORE Sp. z o.o.,
Narodowe Archiwum Cyfrowe, Photofactory

Tłumaczenie

Magdalena Dolny

Koncepcja merytoryczna

Paweł Janik

Opracowanie plastyczne

Agata Bochen

Koordynacja projektu

Jerzy Tomaszewski, Jacek Wiśniewski, Piotr Woźniak

DTP, przygotowanie do druku i opracowanie prezentacji reklamowych

Multimedia Art Jakub Wróbel

Serwis internetowy

Antoni Bochen, Joanna Janczar-Janik

Wydawca

Quixi Media

85-061 Bydgoszcz, ul. Matejki 1a

www.quixi.pl

quiximedia@gmail.com

ISBN 978-83-61840-92-3

2015

Patronat / Patronage

POPiHN
Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego

**POLSKA
IZBA
PALIW
PŁYNNYCH**



Szanowni Państwo,

album „Nafta polska”, poświęcony branży paliwowej w Polsce, w sposób pełny i profesjonalny oddaje obraz sektora naftowego, jego historię i zmiany, jakie nastąpiły po 1989 roku.

Jeszcze nie tak dawno, bo w latach 80. XX wieku, duża część paliw oferowanych na rynku polskim nie spełniała europejskich norm jakościowych, a znakiem rozpoznawczym stacji paliw (powszechnie zwanych „cepeenami”), oferujących paliwo na kartki, były długie kolejki samochodów.

Wejście na rynek czołowych graczy międzynarodowych oraz gruntowna modernizacja polskich firm paliwowych sprawiły, że dziś kierowcy mają do dyspozycji stacje paliw spełniające najwyższe standardy i często stanowiące punkt odniesienia dla stacji budowanych w innych państwach.

Zdecydowana większość sprzedawanego w Polsce paliwa pochodzi z polskich zakładów rafineryjnych, które przeszły głębokie procesy modernizacyjne i obecnie należą do najnowocześniejszych i najbardziej kompleksowych, pod względem przerobu ropy, rafinerii w Unii Europejskiej. Trzeba też pamiętać, że są one istotnym ogniwem dostaw surowców dla przemysłu petrochemicznego.

Układem zapewniającym sprawne funkcjonowanie całej branży jest sieć rurociągów surowcowych i produktowych, a także zespół baz paliw, gwarantujących sprawną dystrybucję paliw w całym kraju.

Główne przedsiębiorstwa sektora zrzeszone są w Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego, która reprezentuje firmy zapewniające 100% produkcji rafineryjnej, 81% obrotu hurtowego paliwami ciekłymi, 60% obrotu detalicznego paliwami, 100% transportu rurociągowego produktów naftowych, 95% zdolności magazynowych produktów naftowych w Polsce, a także najważniejszych dostawców, operujących na rynku olejów smarowych.

O ważności sektora naftowego dla gospodarki polskiej świadczy fakt, iż firmy w nim skupione dostarczają do budżetu państwa ponad 50 mld zł wpływów podatkowych (VAT, akcyza, opłata paliwowa) – czyli około 20% wszystkich dochodów fiskusa.

Ladies and Gentlemen,

the album “Polish Oil”, devoted to the fuel industry in Poland, gives a full and professional outline of the petroleum sector, its history and transformations after 1989.

Quite recently, in the 1980s, a large part of fuel offered on the Polish market did not meet European quality standards and the identification mark of fuel stations (popularly referred to as “CPN”) offering fuel in a coupon system was long queues of cars.

In connection with the entry of leading international players to the market and thorough modernisation of Polish fuel companies, today drivers have fuel stations meeting the highest standards at their disposal which are often used as reference for stations built in other countries.

Fuels sold in Poland are mostly produced in Polish refineries which have been completely modernised and are now state-of-the-art refineries offering the most comprehensive crude oil processing services in the European Union. It must be also remembered that they are an important part of the chain of supplies of raw materials for the petrochemical industry.

The system ensuring efficient operation of the entire industry is a network of raw material and product pipelines as well as a group of fuel depots which guarantee efficient distribution of fuel throughout Poland.

The main enterprises in the sector are associated in the Polish Organisation of Oil Industry and Trade representing businesses accounting for 100% of refinery production, 81% of wholesale of liquid fuels, 60% of retail sales of fuels, 100% of petroleum products transport via pipelines, 95% of petroleum products storage capacity in Poland as well as major suppliers operating in the market of lubricating oils.

The significance of the petroleum sector to the Polish economy is reflected by the fact that the companies it associates feed the state budget with more than PLN 50 billion of tax receipts (VAT, excise, fuel charge) – that is about 20% of the total income of the Treasury.

Leszek Wieciech

*Prezes Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego
President of the Polish Organisation of Oil Industry and Trade*

Szanowni Państwo,

od czasu opracowania przez Ignacego Łukasiewicza metody rafinacji ropy naftowej surowiec ten pełni niezwykle istotną rolę w światowej gospodarce. Produkty ropopochodne to nie tylko paliwo do silników naszych pojazdów, ale również szereg produktów codziennego użytku, bez których nie wyobrażamy sobie dziś życia. Niniejsza publikacja przypomina i uświadamia doniosłość obecności Polaków w tworzeniu realiów współczesnego świata – nie w drodze czynu zbrojnego, wciąż tak boleśnie skutkującego w naszym myśleniu narodowym, lecz wynalazczości, zaradności i pieczołowitości w dziedzinie gospodarki. Dzieje polskiego przemysłu naftowego – od pierwszej kopalni w Bóbrce, do nowoczesnych zakładów przetwórczych rafinacji ropy w Płocku i Gdańsku – przedstawione na następnych kartach tego wydawnictwa, stanowią doskonałą tego ilustrację.

Obecny stan infrastruktury – zarówno wydobywczej, jak i przetwórczej, transportowej czy dystrybucyjnej związanej z sektorem petrochemicznym – stanowi o bezpieczeństwie energetycznym naszego kraju, a poprzez udział Unii Europejskiej – także całego naszego kontynentu – ludzi, którzy żyją tu teraz, ale również tych, którzy przyjdą po nas. Dla tego bezpieczeństwa ważna jest świadomość historii, ale również wyzwań stojących przed współczesnym światem.

Z punktu widzenia Polskiej Izby Paliw Płynnych – izby gospodarczej od ćwierćwiecza już zrzeszającej niezależnych operatorów krajowego rynku paliwowego – są to wyzwania konsekwentnie realizowane przez podmioty sektora MŚP (Małych i Średnich Przedsiębiorstw), podmioty, bez których zdrowokonkurencyjna gospodarka nie istniała i nie istnieje.

W ramach swej statutowej działalności Polska Izba Paliw Płynnych od lat uświadamia, że stacja paliw to nie tylko punkt tankowania, ale jeden z elementów sprawnie funkcjonującego społeczeństwa. Złota księga naftownictwa, przemysłu petrochemicznego i branży paliwowej w Polsce pt. „NAFTA POLSKA”, kompleksowo opisując wieloaspektowość współczesnego funkcjonowania tego sektora rynku, doskonale wpisuje się w tę działalność, stąd też z przyjemnością objęliśmy patronatem niniejszą publikację.

Ladies and Gentlemen,

ever since Ignacy Łukasiewicz developed a method of refining crude oil it has played an extremely important role in the global economy. Oil derivative products not only make fuel for our cars but also a number of daily consumer goods without which life today would be difficult. This publication reminds us and makes us aware that Poles have played an important role in creating the present-day reality – not by military operations, which are still painful memories for our nation, but by their resourcefulness and assiduity in the area of economics. This is perfectly illustrated by the history of the petroleum industry in Poland – from the first crude oil mine in Bóbrka to modern oil refineries in Płock and Gdańsk – presented on subsequent pages of this publication.

The present condition of the infrastructure – both in the area of production and processing, transport and distribution related to the petrochemical sector – determines the energy security of our country and through the involvement of the European Union – also the energy security of the entire continent – people who live here now but also the future generations. In order to ensure this security we must know history but also be aware of the challenges the modern world has to face.

From the point of view of the Polish Chamber of Liquid Fuels – a chamber of commerce which for twenty five years has been bringing together independent fuel market operators – these are the challenges consistently pursued by SMEs (small and medium-sized enterprises) without which a sound competitive economy would never have existed.

As a part of its statutory activities the Polish Chamber of Liquid Fuels promotes awareness that a fuel station is not only a filling station but one of the elements of an efficiently operating community. The golden book of the petroleum, petrochemical and fuel industry in Poland entitled POLISH OIL provides a comprehensive description of multiple aspects of the operation of the present-day market and is excellently inscribed in these activities; it is thus a pleasure for us to be a patron of this publication.

Halina Pupacz

*Prezes Polskiej Izby Paliw Płynnych
President of the Polish Chamber of Liquid Fuels*

Liderzy branży / Industry leaders



Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego

ul. Rejtana 17 lok. 36, 02-516 Warszawa
tel. +48 22 848 45 90, tel./fax +48 22 848 36 05
e-mail: popihn@popihn.pl
www.popihn.pl



20 lat istnienia POPiHN

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego (POPiHN) powstała w 1995 roku w oparciu o ustawę o organizacjach pracodawców jako związek zrzeszający podmioty działające w sektorze paliwowym. Założyło ją 12 firm: Agip, Amoco, Aral, BP, Ciech, Conoco, Du Pont, Esso, PERN „Przyjaźń” SA, Shell, Statoil i Texaco.

W momencie powstania POPiHN gospodarka rynkowa była w Polsce wciąż w początkowej fazie tworzenia. Realizacja celów organizacji wymagała zatem umiejętnego działania na rzecz stworzenia odpowiednich relacji między przedsiębiorstwami zagranicznymi, prywatnymi firmami polskimi oraz podmiotami kontrolowanymi przez Skarb Państwa. Wypracowano zasady dialogu reprezentacji przedsiębiorców z organami administracji państwa. Głównym wyzwaniem wówczas było zbudowanie przejrzystego i konkurencyjnego rynku paliw, gwarantującego możliwość rozwoju niezależnym przedsiębiorstwom, a konsumentom umożliwienie wolnego wyboru.

Przez 20 lat POPiHN przyczyniła się do wejścia w życie wielu korzystnych dla branży paliwowej i jej odbiorców zmian. Jako główne osiągnięcia należy wymienić:

- likwidację pozwoleń importowych na sprowadzanie paliw ciekłych;
- wprowadzenie możliwości samoobsługowego tankowania paliw;
- zmianę wymagań, jakim powinny odpowiadać urządzenia do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych;
- budowę sieci stacji paliw w Miejscach Obsługi Podróżnych przy autostradach i drogach szybkiego ruchu;
- ustawowe obniżenie opłat związanych z przyjmowaniem płatności kartami płatniczymi z najwyższego poziomu w Unii Europejskiej do jednego z najniższych (0,2% dla kart debetowych oraz 0,3% dla kart kredytowych);

20 years of POPiHN

The Polish Organisation of Oil Industry and Trade (POPiHN) was established in 1995 based on the act on employers' organisations and associates businesses from the fuel sector. It was founded by 12 companies: Agip, Amoco, Aral, BP, Ciech, Conoco, Du Pont, Esso, PERN "Przyjaźń" SA, Shell, Statoil and Texaco.

When POPiHN was founded the market economy in Poland was still at the initial stage of development. Thus, skilful actions were required to create adequate relations between foreign enterprises, privately owned Polish businesses and entities controlled by the State Treasury. The rules of dialogue between representatives of businesses and the state administration authorities were developed. The main challenge at that time was to build a clear and competitive fuel market providing options for development to independent enterprises and free choice to consumers.

Over 20 years POPiHN has contributed to putting into effect many beneficial changes both for the fuel industry and its customers. Its main achievements include:

- elimination of liquid fuel import permits;
- introducing the possibility of self-service for fuel filling;
- changing the requirements to be met by equipment for the filling and emptying of transport containers;
- construction of a chain of fuel stations in rest areas along motorways and expressways;
- statutory reduction in charges connected with acceptance of card payments from the highest level in the European Union to one of the lowest (0.2% for debit cards and 0.3% for credit cards);
- introducing the requirements concerning environmental protection at fuel stations;

- wprowadzenie wymagań w zakresie ochrony środowiska na stacjach paliw;
- wyłączenie spod reżimu kontroli metrologicznej zbiorników magazynowych na stacjach paliw;
- wypracowanie rozwiązań prawnych, określających jakość paliw z wykorzystaniem biokomponentów;
- doprowadzenie do uchwalenia zmian prawnych mających na celu ograniczenie największej w ostatnich latach plagi rynku paliw, jaką jest nielegalny obrót paliwami w ramach szarej strefy;
- uwolnienie polskich dostawców paliw od konieczności fizycznego utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw.

Od 10 lat eksperci Organizacji przygotowują cenione opracowania i raporty na temat rynku paliw ciekłych i olejów smarowych w Polsce. Są one głównym źródłem wiedzy na temat sektora zarówno dla analityków, przedsiębiorców, jak też mediów.

Organizacja angażuje się w proces edukacji kierowców, podejmując takie inicjatywy, jak „Tankuj bez ryzyka” czy też „Oszczędzaj nie tylko paliwo”. Obecnie prowadzimy akcję edukacyjno-informacyjną „Sprawdź swego dostawcę paliwa”, mającą na celu uświadomienie klientom hurtowym paliw ryzyk związanych z nabywaniem paliwa z niepewnych źródeł.

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego jest głównym reprezentantem przedsiębiorstw, działających w Polsce w obszarze produkcji i dystrybucji paliw ciekłych, infrastruktury paliwowej, produkcji i dystrybucji olejów smarowych, w dialogu z przedstawicielami władzy ustawodawczej i wykonawczej, środkami masowego przekazu, organizacjami pozarządowymi i ośrodkami naukowo-badawczymi w Polsce. Organizację tworzy aktualnie 12 przedsiębiorstw: BP, Fuchs, Grupa LOTOS, Lukoil, OLPP, PERN „Przyjaźń”, PKN ORLEN, Shell, Slovnaft, Statoil, TANQUID i Total.

- excluding metrological inspection of storage tanks at fuel stations;
- developing legal solutions determining the quality of fuel using biocomponents;
- contributing to the enactment of legislative changes to reduce the recent and largest scourge of the fuel market, that is, illegal sales of fuel in the grey zone;
- relieving Polish fuel suppliers of the necessity to maintain compulsory physical stocks of fuel.

For 10 years the organisation's experts have been preparing valuable studies and reports concerning the liquid fuels and lubricating oils market in Poland. They are the main source of knowledge about the sector both for analysts, businesses and the media.

The organisation is involved in the education of drivers, undertaking initiatives such as “Fill your car risk-free” and “Save more than fuel”. Currently an educational and informational campaign “Check your fuel supplier” is pending.

It aims at making wholesale buyers of fuel aware of the risks connected with buying fuel from unknown sources.

The Polish Organisation of Oil Industry and Trade is the chief representative of businesses operating in Poland in the production and distribution of liquid fuels, fuel infrastructure, production and distribution of lubricating oils, and in the dialogue with representatives of legislative and executive authorities, mass media, non-governmental organisations and research and development centres in Poland. Currently the organisation has 12 members: BP, Fuchs, Grupa LOTOS, Lukoil, OLPP, PERN “Przyjaźń”, PKN ORLEN, Shell, Slovnaft, Statoil, TANQUID and Total.

Liderzy branży / Industry leaders



Polska Izba Paliw Płynnych

00-195 Warszawa, ul. Słomińskiego 19 lok. 521

tel./fax +48 22 637 50 77

e-mail: izba@paliwa.pl

www.paliwa.pl



Polska Izba Paliw Płynnych jest organizacją samorządu gospodarczego powołaną w 1991 r. przez przedsiębiorców polskiego prywatnego sektora paliwowego. Zrzesza podmioty działające w różnych segmentach rynku – m.in. w handlu detalicznym i hurtowym paliwami, usługach, a także produkcji i dystrybucji urządzeń. Cieszy się ugruntowaną pozycją eksperta branżowego, od lat reprezentując niezależnych przedsiębiorców, także na arenie międzynarodowej, jako członek UPEI – Stowarzyszenia Europejskich Niezależnych Operatorów Paliwowych.

Określone statutem zadania i działania Izby to m.in. uczestnictwo w szeroko pojętym procesie legislacyjnym w celu dążenia do stworzenia płaszczyzny równoprawnej współpracy wszystkich podmiotów sektora paliw płynnych. Realizując swe cele statutowe, PIPP przyczynia się do optymalizacji warunków prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze paliw płynnych, poprzez ochronę i wspieranie interesów zrzeszonych podmiotów gospodarczych – w szczególności wobec organów administracji państwowej i samorządowej, a także ochronę ich praw i interesów w zakresie organizacyjno-prawnym.



The Polish Chamber of Liquid Fuels (PIPP) is a local government organisation established in 1991 by the entrepreneurs from the Polish private fuel sector. It is an association of entities operating in various market segments – for instance retail and wholesale of fuels, services, and production and distribution of equipment. It has had a strong position of an industry expert representing independent businesses for many years and, also in the international arena, as a member of UPEI – Union of European Petroleum Independents.

The tasks and activities undertaken by the Chamber according to its Statutes include, but are not limited to, participation in a broadly interpreted legislative process aiming to create equitable cooperation options for all entities in the liquid fuels sector. Implementing the adopted objectives, PIPP contributes to optimizing the conditions for running business activity in the liquid fuels sector by protecting and supporting the interests of the associated economic entities – in particular in the relations with the state and local government administration authorities – as well as by protecting their rights and interests related to organisation and law.



Współpraca z organami państwowymi w zakresie kształtowania ram prawnych prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze paliw płynnych, w tym także polityki celnej i podatkowej ma na celu ochronę interesów podmiotów branży Małych i Średnich Przedsiębiorstw przed działaniami monopolistycznymi, nieuczciwą konkurencją oraz wszelkimi działaniami mogącymi naruszać zasady wolnego rynku czy dobrych obyczajów w obrocie gospodarczym.

PIPP aktywnie wspiera rozwój branży poprzez upowszechnianie postępu technicznego i organizacyjnego oraz promowanie pozytywnej opinii o sektorze paliwowym. Współpracuje z krajowymi i zagranicznymi organizacjami społecznymi, naukowymi oraz podmiotami gospodarczymi, monitorując detaliczny i hurtowy rynek paliwowy. Działania te wspierane są poprzez wydawanie najbardziej rozpoznawalnego i opiniotwórczego w branży magazynu rynku paliwowego „Paliwa Płynne”, prowadzenie portalu internetowego www.paliwa.pl, organizowanie największych targów branży paliwowej w Europie, Międzynarodowych Targów „Stacja Paliw”, a także organizowanie szkoleń, konferencji i spotkań branżowych oraz opracowanie corocznego raportu „Polski Rynek Paliw Płynnych”.



Cooperation with the state authorities to the extent of setting up the legislative framework for running business activity in the liquid fuels sector, including customs and tax policy, aims to protect the interests of small and medium-sized enterprises against monopolistic activities, unfair competition and any activities which could possibly affect the principles governing free market economy or good economic practice.

PIPP actively supports the growth of the industry by propagating technical and organisational developments and promoting positive opinions about the fuel sector. It cooperates with domestic and international social organisations, scientific institutions and economic entities, monitoring the retail and wholesale fuel market. Its efforts are supported by publishing the most recognisable opinion-forming industry magazine Paliwa Płynne (Liquid Fuels), running the website www.paliwa.pl, organising the largest fuel industry fair in Europe, the International “Petrol Station” Fair, and organising industry-specific conferences, training sessions and meetings and developing the annual report “Polish Liquid Fuel Market”.



Spis treści / List of contents

Narodziny i historia przemysłu naftowego / The birth and history of petroleum industry	10
Światowy boom naftowy / Global oil boom.....	22
PRL – wszystko w rękach państwa / Polish People’s Republic – in the hands of the State.....	44
Przemiany po 1989 roku / Transformations after 1989	70
Czasy grup kapitałowych / The times of capital groups	76
Rozmieszczenie złóż ropy naftowej na świecie / Distribution of the world’s oil deposits	88
Ropa naftowa i światowa polityka / Petroleum and world politics	100
Polskie zasoby ropy naftowej / Petroleum resources in Poland.....	108
INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy	116
Pozyskiwanie ropy w Polsce / Extraction of petroleum in Poland.....	118
EMERSON PROCESS MANAGEMENT Sp. z o.o.....	121
PETROSTER Sp.j.	123
Brenntag Polska Sp. z o.o.	124
GLINIK Sp. z o.o.	125
Transport ropy naftowej / Transportation of petroleum.	126
Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury Sp. z o.o.	133
Mostostal Płock S.A.	135
Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A.	136
RAS POLAND Sp. z o.o.	141
Przedsiębiorstwo Przeładunku Paliw Płynnych NAFTOPORT Sp. z o.o.....	143
„Siarkopol” Gdańsk S.A.	145
T.D. Williamson Sp. z o.o.	148
Polski offshore na szerokich wodach / Polish offshore on broad waters.....	150
Vistal Offshore Sp. z o.o.	153
Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna sp. z o.o.....	156
REMONTOWA HOLDING S.A.	158

HACO Sp. z o.o.	159
HYDRO-NAVAL Sp. z o.o.	162
Cermar Industry Sp. z o.o.	164
IDEK Sp. z o.o.	168
Przedsiębiorstwo CEMET Ltd. Sp. z o.o.	169
MARANT POLSKA Sp. z o.o.	173
Przetwórstwo ropy naftowej / Refining of petroleum	176
PETROSTER Sp.j.	185
Mowta Sp. z o.o.	187
ZAMKON	190
EMERSON PROCES MANAGEMENT Sp. z o.o.	195
Import i eksport paliw ciekłych / Import and export of liquid fuels.....	200
PETRAX Sp. z o.o.	205
Magazynowanie i transport paliw ciekłych / Storage and transportation of liquid fuels.....	206
Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o.....	212
Merrid Controls Sp. z o.o.	214
NAFTOSERWIS Sp. z o.o.	217
Geldbach Polska Sp. z o.o.	219
PETROSTER Sp.j.	221
LPG Polonia Sp. z o.o.	225
Slovrrur Sp. z o.o.	227
Rynek paliw płynnych w Polsce / Liquid fuel market in Poland.....	230
PETRAX Sp. z o.o.	235
PPU LIMET	237
Petrodom Venna Sp. z o.o. sp.k.	239
J.S. Hamilton Poland S.A.	243
Rynek olejów smarowych / Lubricating oil market.....	244
Chemnaft Sp. z o.o.	251
Stacje paliw / Filling stations	254
Petronova Sp. z o.o.	257
PETROSTER Sp.j.	259
ORLEN Budonaft Sp. z o.o.	261
HUZAR PSP S.A.	263



narodziny i historia przemysłu naftowego

The birth and history of petroleum industry

Trudno doprawdy wyobrazić sobie współczesną cywilizację bez wyrobów pochodzących z ropy naftowej. Kto z nas potrafiłby dzisiaj żyć, na przykład, bez benzyny czy tworzyw sztucznych? Staliśmy się, przynajmniej w dużej mierze, niewolnikami tych produktów. A ropa naftowa, z racji swojej niebagatelnej roli w gospodarce, to istotny i świadomie wykorzystywany argument wielu geopolitycznych strategii. Ale przecież nie zawsze tak było...

It is really difficult to imagine what the present-day civilisation would be like without petroleum products. Which of us would now be able to live without, for instance, petrol or plastics? We have been, at least to a great extent, enslaved by those products. And petroleum, due to its non-trivial role in the economy, is a significant argument consciously utilised by many geopolitical strategies. But it has not always been so.

Prawdopodobnie już w biblijnej arce Noego i koszyku Mojżesza użyty został materiał wiążący w rodzaju asfaltu. Masę asfaltową stosowano w projektach cywilizacji starożytnych. Wykorzystano ją m.in. jako środek scalający mury Jerycha (IV tysiąclecie p.n.e.) i odnaleziono w wykopaliskach sprzed 2800-2500 lat p.n.e. na terenie Persji. Dowody potwierdzające zastosowanie bitumu (materiału ropopochodnego) wyszukano w egipskich piramidach (2780-1625 lat p.n.e.), w świątyni Salomona z X wieku p.n.e., a także w słynnej babilońskiej drodze procesyjnej z VII wieku p.n.e., o której pisał w I wieku p.n.e. grecki historyk Diodor Sycylijski. Świadcstwo występowania bitumu odnajdujemy również w wierzeniach ludów kaukaskich, zawarte w ich opowieściach o świętych ogniach.

Znanym oraz stosowanym materiałem w starożytnej Grecji i Rzymie był naturalny asfalt pochodzący ze złóż na Bliskim Wschodzie. Wzmianki o bituminach znajdują się w dziełach najważniejszych historiografów oraz geografów starożytności: Arystotelesa, Herodota, Strabona, Dioskuridesa czy Tacyta. Pliniusz Starszy (I wiek n.e.), rzymski pisarz i historyk, wspominał o leczeniu bituminami ran oraz chorób: katarakty, bólu zębów, reumatyzmu, gorączki, jak też innych dolegliwości. W XIV wieku Marco Polo, słynny wenecki podróżnik, opisał złoża naturalnego asfaltu znajdujące się w dzisiejszym Baku na Kaukazie. W tym samym czasie powstał w Szwajcarii pierwszy naukowy traktat o lepiszczach, w którym wskazywano na związek smoły i naturalnego asfaltu z ropą naftową.

Ropopochodne mieszaniny używano wszak nie tylko do celów leczniczych. Perski król Cyrus II groził w VI wieku p.n.e. mieszkańcom Babilonu atakiem z wykorzystaniem szybko rozprzestrzeniającego się ognia. Nie wiadomo dokładnie, jakiego paliwa używali wówczas Persowie do realizacji swoich militarnych zamierzeń, wiemy natomiast, czym był ogień grecki. Otóż wynalazek ten stanowiła łatwopalna mieszanina m.in. siarki, węgla, saletry, oleju. Używano go w średniowieczu (od VII wieku) do celów wojennych, przede wszystkim przez armię bizantyńską. Odpowiednio spreparowaną mieszaninę wyrzucano z tzw. syfonów, będących rodzajem miotaczy ognia.

W Aleksandrii ropę destylowano podobno już we wczesnej epoce chrześcijańskiej. Średniowiecze przynosi wieści o tym energetycznym surowcu pochodzące z licznych źródeł arabskiego kręgu kulturowego – wspominają o niej Al-Masudi, At-Tabari, Al-Karafi. Marco Polo w 1272 roku opisał palące się lampy z naftą w Baku. Pisali o ropie również wybitni filozofowie i uczeni tych czasów. Ambasador brytyjski widział w Birmie w początkach XVIII wieku ponad pięćset szybów naftowych.

A binding material resembling asphalt was probably used in Noah's Ark and Moses' Basket. Asphalt mix was used in construction projects in ancient civilisations. It was used, among other things, as a material consolidating the city walls of Jericho (4th century BCE) and was found in excavations dating back to 2800-2500 years BCE in Persia. Evidence testifying to the use of bitumen (oil-derivative material) was found in Egyptian pyramids (2780-1625 years BCE), in the temple of Solomon in the 10th century BCE and in the famous Babylon procession way of the 7th century BCE described in the 1st century BCE by Greek historian Diodorus of Sicily. Another testimony concerning the use of bitumen is found in the beliefs of the Caucasians and their stories about the holy fire.

Natural asphalt from reserves in the Middle East was a material well known and widely used in ancient Greece and Rome. Bitumen is also mentioned by antiquity's most important historiographers and geographers: Aristotle, Herodotus, Strabo, Dioscorides and Tacitus. Pliny the Elder (1st century CE), the Roman writer and historian, mentioned that bitumen was used as treatment for wounds and various diseases such as: cataract, toothache, rheumatism, fever and other ailments. In the 14th century Marco Polo, the famous Venetian traveller, described the reserves of natural asphalt in the present-day Baku in the Caucasus. At that time a scientific treaty about binders was written in Switzerland pointing to links between tar and natural asphalt and crude oil (petroleum).

Oil-derivative mixtures were not used for therapeutic purposes only. The Persian king, Cyrus II, in the 6th century BCE threatened the Babylonians with an attack using fast-spreading fire. It is not known exactly what kind of fuel the Persians used for military purposes at that time; however, we are well aware what the Greek fire was. This invention was an inflammable mixture of sulphur, coal, nitre, oil and other ingredients. It was used in the Middle Ages (from the 7th century) for warfare, particularly by the Byzantine army. A properly prepared mixture was discharged from so-called siphons – a kind of flamethrower.

In Alexandria oil is said to have been distilled in the early Christian era. In the Middle Ages news about this fuel flowed from numerous sources from the circle of Arabic culture – reports come from Al-Masudi, At-Tabari, and Al-Karafi. In 1272 Marco Polo described burning kerosene lamps in Baku. Also, outstanding philosophers and scientists of those times wrote about oil. A British ambassador saw more than five hundred oil wells in Burma at the beginning of the 18th century.

Polskie ślady w tej historii sięgają natomiast zapisów z XIII wieku. Początek zwykło się jednak wskazywać na wiek XV, z którego pochodzą wzmianki o oleju skalnym zawarte w pismach Jana Długosza. Kolejne informacje pojawiły się w XVI wieku u Stefana Falimierza, Hieronima Spiczyńskiego, Marcina Siennika i Marcina z Urzędowa. Ponoć w 1584 roku w Bieczu użyto ropy do oświetlania grodu i sygnalizacji alarmowej. O pozyskiwaniu tego surowca w rejonach Krosna i Drohobycza w XVII wieku pisali Erazm Sykst, Konrad Archiater, Wojciech Tylkowski oraz Jan Jonston. W XVIII wieku kalendarze Jakuba Niegowieckiego (1753) i Stanisława Duńczewskiego (1768) zawierały dane o ropie, przynosiły je też dzieła księdza Krzysztofa Kluka, jak również Remigiusza Ładowskiego. Po łacinie pisał o niej ksiądz Gabriel Rzączyński, a w języku niemieckim Baltazar Hacquet. Prace te donosiły o poszukiwaniach, wydobywaniu i nawet przetwarzaniu ropy w Iwoniczu, Głowience, Turaszówce, Ropience, Stebniku, Jasienicy Solnej, Węglówce, a także w okolicach Leska i Drohobycza. W nich także odnajdujemy informację, że w roku 1791, na pograniczu wsi Siary oraz Sękowa, chłopci wzięli w dzierżawę i eksploatowali „studnie ropne”.

W 1810 roku władze austriackie wydały dekret w sprawie nadań górniczych na olej skalny i воск ziemny. Przerabianie ropy w latach 1810-1817 rozpoczęli w Modryczu k. Truskawca Józef Hecker i Jan Aulis, dwaj galicyjscy pionierzy przemysłu naftowego. Wydobywanie surowca na większą skalę przedsiębiorcy uruchomili w roku 1813, a cztery lata później dostarczyli destylat do oświetlenia ulic Drohobycza, koszar wojskowych w Samborze oraz salin w Truskawcu. Stanisław Staszic w 1815 roku starannie wyliczył miejsca pozyskiwania oleju skalnego i ozokeritu (wosku ziemnego), w 1828 roku istotne o tym wiadomości podał Franciszek Miarczyński, a w roku 1836 o wydajności źródeł ropy na Podkarpaciu donosił Jerzy Bogumił Pusch. Frakcjonowaną destylację ropy przeprowadzili w 1837 roku w Paryżu Francuz Józef Pelletier i Polak Filip Walter. Pierwszą kopalnię ropy naftowej uruchomił w 1852 roku książę Stanisław Jabłonowski. Było to w Pustym Lesie koło Gorlic.



Ignacy Łukasiewicz (1822-1882)

The Polish footprints in this story can be traced back to the 13th century. However, normally the reference period is the 15th century with reports of rock oil in the writings of Jan Długosz. Subsequent information appears in the 16th century and comes from the works of Stefan Falimierz, Hieronim Spiczyński, Marcin Siennik and Marcin z Urzędowa. Reportedly, in 1584 oil was used for the purposes of lighting the city of Biecz and alarm signalling. The extraction of this raw material in the region of Krosno and Drohobych was reported in the 17th century by Erazm Sykst, Konrad Archiater, Wojciech Tylkowski and Jan Jonston. The 18th century calendars by Jakub Niegowiecki (1753) and Stanisław Duńczewski (1768) contained data about oil. Further information was provided in the works of Reverend Krzysztof Kluk and Remigiusz Ładowski. Reverend Gabriel Rzączyński wrote about it in Latin and Baltazar Hacquet in German. Their works recounted that oil was explored, extracted and even processed in Iwonicz, Głowienka, Turaszówka, Ropienka, Stebnik, Jasienica Solna, Węglówka, and in the area of Lesko and Drohobych. This is where we found information that in 1791 at the borderline between the villages of Siary and Sękowa peasants took on the lease and operated “oil wells”.

In 1810 the authorities of Austria announced a decree on crude oil and earth wax mining rights. Oil processing commenced in 1810-1817 in Modritsch near Truskavets by Joseph Hecker and Jan Aulis – two petroleum industry pioneers in Galicia. In 1813 those men of enterprise increased the scale of extraction activities and four years later they supplied a distilled product for lighting the streets of Drohobych, military barracks in Sambor and saline springs in Truskavets. In 1815 Stanisław Staszic prepared a thorough list of sites where crude oil and ozokerite (earth wax) were extracted. In 1828 significant data was provided by Franciszek Miarczyński, and in 1836 Jerzy Bogumił Pusch wrote about the capacity of oil sources in the Subcarpathian region. In 1837 in Paris, a Frenchman Joseph Pelletier and a Pole Filip Walter performed fractional distillation of crude oil. The first crude oil mine was put into service by Duke Stanisław Jabłonowski in 1852 in Pusty Las near Gorlice.



Dom Łukasiewicza z 1865 r., w którym zgromadzono pamiątki po Ignacym Łukasiewiczu; poniżej lampa naftowa / The house of Łukasiewicz from 1865 with a collection of keepsakes of Ignacy Łukasiewicz; below – a kerosene lamp



Dzień 31 lipca 1853 roku to data jednego z cywilizacyjnych przełomów, początek ery komercyjnego wykorzystania nafty wydestylowanej z ropy do celów oświetlania, nie tylko w Polsce, lecz także na całym świecie. Tego właśnie dnia użyto po raz pierwszy lampę naftową pomysłu Ignacego Łukasiewicza. Wykonana przez mistrza blacharskiego Adama Bratkowskiego, przydała się zapewne przy operacji, podczas której uratowano życie niejakiemu Władysławowi Choleckiemu w szpitalu oo. pijarów im. Dzieciątka Jezus we Lwowie. Rok później nastąpiło uruchomienie kopalni oleju skalnego w Bóbrce.

O tym miejscu, kolebce „polskiej nafty”, można przeczytać na portalu internetowym nowiny24. pl. Ewa Gorczyca, o historycznym znaczeniu najstarszych na świecie szybów naftowych, pisze następująco:

Skansen Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce to jedyne miejsce na świecie urządzone na terenie czynnej wciąż kopalni ropy. I nawet gdyby się spierać, czy to właśnie w tym miejscu wziął początek przemysł naftowy – jedno pozostaje bezsporne. Najstarsze na świecie czynne szyby naftowe znajdują się właśnie tutaj [...] rozpoczynamy od znajdującego się w centrum obelisku. Ufundował go Ignacy Łukasiewicz w 1872 roku, na pamiątkę założenia kopalni. [...]

31 July 1853 was a breakthrough for civilisation: the beginning of the age of the commercial use of kerosene distilled from petroleum for lighting purposes, not only in Poland but soon also globally. On that day a kerosene lamp designed by Ignacy Łukasiewicz was put into use for the first time. Built by tinsmith Adam Bratkowski it certainly proved useful during surgery, saving the life of Władysław Cholecki in the hospital of the Baby Jesus run by the Piarists Convent in Lviv. One year later a crude oil mine was put into operation in Bóbrka.

This place, the cradle of “Polish petroleum”, is described on the web portal nowiny24. pl. Ewa Gorczyca writes about the historic significance of the world’s oldest oil wells in the following words:

The Ignacy Łukasiewicz Museum of Oil and Gas Industry in Bóbrka is the only such place in the world arranged within the premises of an active oil mine. And even if one argued whether this is really the place in which the petroleum industry originated, one thing cannot be contested – the world’s oldest active oil wells are situated right in this place

[...] let us start from the obelisk in the centre. It was funded by Ignacy Łukasiewicz in 1872 in memory of the foundation of the mine. [...]



Zachował się oryginalny plan kopalni Bóbrka z 1879 roku, z ponad 60 kopankami, każda oznaczona imieniem i głębokością otworu. [...] za życia Łukasiewicza przyjechali do Bóbrki przedstawiciele Rockefellera (a niektórzy mówią, że i sam Rockefeller. [...]) Dziś ropę [...] wyciąga się tak jak kiedyś – ręcznie, wiadrami. [...] A wszystkie szyby – jest ich na terenie skansenu pięć – [dają] ok. 200 kilogramów dziennie.

Pomysł utworzenia muzeum naftowego narodził się już pod koniec XIX wieku, jeszcze za życia Ignacego Łukasiewicza. Powstało ono jednak dopiero w roku 1961, a otwarte zostało dla zwiedzających ponad dekadę później. W 1972 – ogłoszonym rokiem Ignacego Łukasiewicza, w równą, 150. rocznicę jego urodzin. Warto w tym miejscu także wspomnieć, że najpiękniejsze lampy naftowe można dziś zobaczyć również na Podkarpaciu, w muzeum w Krośnie.

Ignacy (Jan Boży Józef Ignacy) Łada Łukasiewicz przyszedł na świat 8 marca 1822 roku w Zadusznikach k. Mielca. Był polskim Ormianinem, patriotą zaangażowanym w działalność niepodległościową. W 1845 roku został zaprzysiężony przez Edwarda Dembowskiego, był więziony, wspierał powstanie styczniowe i rozbitków z powstańczych zastępów. Zgodnie z inteligenckim etosem, a pewnie przede wszystkim z powodu własnych przekonań, Łukasiewicz zaangażował się również w działalność społeczną, pozytywistyczną pracę u podstaw, walczył z biedą i alkoholizmem. Wraz z Janem Zehem, uznawanym za twórcę naftowego przemysłu na Ukrainie, pracując w istniejącej do dziś lwowskiej aptece Piotra Mikolascha „Pod Żółtą Gwiazdą”, eksperymentowali z olejem skalnym, prowadzili badania nad destylacją ropy i jej medycznym zastosowaniem. W 1854 roku Łukasiewicz przeniósł się do Gorlic i w tym mieście także podjął pracę w aptece. Tego samego roku, dzięki jego staraniom, po raz pierwszy zapłonęła w Gorlicach uliczna lampa naftowa. A powołanie spółki naftowej Trzecieński–Łukasiewicz zaowocowało założeniem w Bóbrce kopalni ropy.

Po dwóch latach w Ulaszowicach k. Jasła rozpoczęła pracę pierwsza destylarnia oleju skalnego. Prymitywne urządzenia fabryczki, a także jej układ, stwarzały stałe zagrożenie wybuchem. Pożar w końcu doszczętnie strawił destylarnię w roku 1860, a wówczas miejscowa ludność z obawy o bezpieczeństwo swoich domostw nie pozwoliła jej odbudować. Nieco wcześniej, bo w roku 1857 (inna z przyjmowanych dat to 1859), Łukasiewicz założył w Kłęczanach k. Nowego Sącza rafinerię produkującą naftę, smary oraz asfalt. Kolejne zakłady powstały w Polance (1861) i w Chorkówce (1865), która przez długie lata, aż do pożaru w 1904 roku, uznawana była za najlepszą rafinerię.

The original site plan of Bóbrka mine from 1879 has been preserved with more than 60 wellbore cellars, each of them identified by the name and depth of the wellbore. [...] when Łukasiewicz was still alive Rockefeller's representatives (or Rockefeller himself as claimed by some people) arrived in Bóbrka. [...] Nowadays oil [...] is extracted as in the past – by hand, in buckets. [...] And all five wells in the open-air museum – [supply] ca. 200 kilograms per day.

The idea of creating an oil museum emerged as early as the end of the 19th century when Ignacy Łukasiewicz was still alive. However, the museum was only established in 1961 and was opened for visitors more than ten years later. It was in 1972 – the year of Ignacy Łukasiewicz, on the 150th anniversary of his birth. Here, it should be also mentioned that the most beautiful kerosene lamps are now exhibited in the Subcarpathian region in the museum in Krosno.

Ignacy (Jan Boży Józef Ignacy) Łada Łukasiewicz was born on 8 March 1822 in Zaduszniki near Mielec. He was a Polish patriot of Armenian ancestry involved in the independence movement. In 1845 sworn before Edward Dembowski, imprisoned, supported the January Uprising and the survivors from the uprising companies. According to the intelligence ethos, and primarily due to his own beliefs, Łukasiewicz became also involved in social activities, the education of lower social classes and fought poverty and alcoholism. Together with Jan Zeh, recognised as the originator of the petroleum industry in Ukraine, working in the pharmacy “Under the Gold Star” run by Piotr Mikolasch in Lviv, and still existing to this day, they experimented with crude oil, investigated the process of distillation of oil and its possible applications in medicine. In 1854 Łukasiewicz moved to Gorlice and also took up a position with a local pharmacy there. In the same year, thanks to his efforts, the first street kerosene lamp was lit in Gorlice. And the establishment of the Trzecieński–Łukasiewicz oil company resulted in the foundation of an oil mine in Bóbrka.

Two years later the first crude oil distillery was set up in Ulaszowice near Jasło. The primitive equipment of the factory and its spatial arrangement created a permanent risk of explosion. Finally, the distillery was completely burnt down in 1860, and then the local people concerned about safety of their homesteads did not allow it to be reconstructed. Some time before, in 1857 (or 1859 according to other sources) Łukasiewicz set up a refinery in Kłęczany near Nowy Sącz to produce kerosene, greases and asphalt. Subsequent refineries were put into service in Polanka (1861) and the long-time best refinery in Chorkówka (1865) destroyed by fire in 1904.

Łukasiewicz cały czas angażował się w rozwój przemysłu naftowego, nie zaniedbując jednak przy tym działalności na rzecz społeczeństwa. Można go również uznać za modelowego filantropa. Nie bez powodu przecież mieszkańcy Bóbrki nazywali go „ojcem Ignacym”. To on założył w mieście zakład leczniczy i szkołę, a ze swoim drugim wspólnikiem, Karolem Klobassą, ufundowali kościół. Racjonalizatorskie, gospodarcze oraz społeczne zasługi Łukasiewicza zostały oczywiście dostrzeżone i doczekały się odpowiedniego uznania. Papież Pius IX odznaczył go Orderem św. Grzegorza i nadał mu zaszczytny tytuł szambelana papieskiego. Jego Cesarska Mość Franciszek Józef I nagroził Łukasiewicza Orderem Żelaznej Korony III Klasy. Od 1876 roku Łukasiewicz pełnił funkcję posła do Sejmu Krajowego we Lwowie. Zmarł 7 stycznia 1882 roku, mając 60 lat. W 50. rocznicę śmierci jego pomnik odsłonięto w Krośnie, a replika tego monumentu zdobi aulę Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Łukasiewicz patronuje Politechnice Rzeszowskiej, stowarzyszeniom farmaceutów i naftowców, szkołom oraz aptekom. Senat III RP uczcił pioniera polskiego przemysłu naftowego specjalną rezolucją z 19 lutego 2003 roku.

Jeszcze za życia Łukasiewicza, w 1879 roku, pojawił się w Galicji godny kontynuator jego dzieła – Stanisław Szczepanowski (1846-1900). W roku 1880 przedsiębiorca założył w Słobodzie Rungurskiej, w powiecie kołomyjskim, pierwszą w Galicji fabrykę maszyn górniczych. I już w następnym roku, stosując parowe wiercenie udarowe, uzyskał dużą wydajność w wydobywaniu ropy. Słoboda stała się największą kopalnią Galicji. Zaciągawszy kredyty, Szczepanowski zbudował w 1883 roku największą w Galicji, i przez jakiś czas trzecią co do wielkości w Europie, rafinerię w Peczeniżynie. Wprowadzono tam zbiorniki, rurociąg ropy, opalanie gazem i odpadami rafineryjnymi. W 1884 roku, dzięki zastosowaniu głębszych odwiertów, wydobywanie ropy gwałtownie wzrosło. Usunięty przez wspólników ze Słobody w 1887 roku, a wkrótce i z Peczeniżyna, rok później Szczepanowski uzyskał w Schodnicy większą wydajność ropy, aniżeli w Boryslawiu czy jakiegokolwiek innej galicyjskiej kopalni. Ale ostatecznie stracił również i Schodnicę.

W latach 1886-1897 Szczepanowski był posłem do wiedeńskiego parlamentu, a w okresie 1889-1899 do Sejmu Krajowego we Lwowie. W 1891 roku, m.in. z Adamem Asnykiem, założył Towarzystwo Szkoły Ludowej. Szczepanowski to także współtwórca centrali polskich spółdzielni w Galicji. Szeroka działalność publiczna przysporzyła mu jednak wrogów. Sądono go za długi (wówczas wstawili się za nim Bolesław Prus i Henryk Sienkiewicz) i tę trudną sytuację wykorzystał konkurencyjny kapitał, który opanował galicyjski przemysł naftowy. Szczepanowski zmarł 31 października 1900 roku w Nauheim, pochowany został na cmentarzu Łyczakowskim we Lwowie.

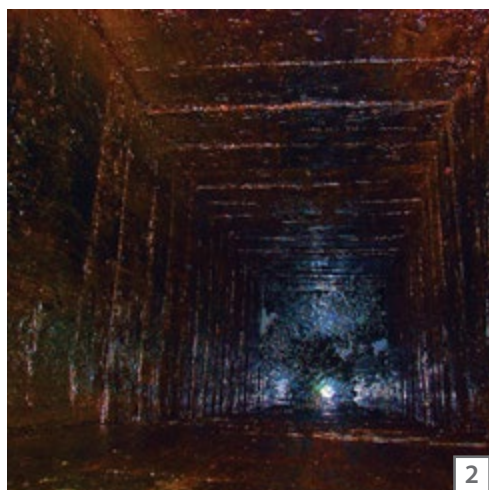
Łukasiewicz continuously played an active part in the development of the petroleum industry, at the same time not neglecting his involvement in social activities. He can also be deemed a model philanthropist. The residents of Bóbrka had good reason to call him “Father Ignacy”. He was the founder of a local healthcare centre and school and together with his partner in business – Karol Klobassa – financed the construction of the church. The merits of Łukasiewicz related to improvements, economy and social welfare were obviously noticed and were properly recognised. Pope Pius IX awarded the Order of Saint Gregory to Łukasiewicz along with the noble title of papal chamberlain. Emperor Franz Josef I honoured Łukasiewicz with the Third Class Order of the Iron Crown. From 1876 Łukasiewicz was also a member of the Diet of Galicia and Lodomeria in Lviv. He died at the age of 60 on 7 January 1882. His monument was unveiled in Krosno on the 50th anniversary of his death and a replica is displayed in the auditorium of the AGH University in Kraków. Łukasiewicz is a patron of Rzeszów University of Technology, associations of pharmacists and riggers, schools and pharmacies. The Senate of the Third Republic of Poland commemorated the pioneer of the Polish petroleum industry with a special resolution on 19 February 2003.

When Łukasiewicz was still alive, in 1879 a worthy continuator of his work – Stanisław Szczepanowski (1846–1900) – appeared in Galicia. In 1880 the entrepreneur set up the first mining machinery factory in Sloboda Rungurska in the district of Kolomyia. In the following year, using steam-powered hammer drilling, he was able to draw high volumes of oil. Sloboda became the largest oil mine in Galicia. Having taken out bank loans for this purpose, in 1883 Szczepanowski built the largest refinery in Galicia, in Pechenizhyn, and for some time the third largest in Europe. The refinery was equipped with tanks, an oil pipeline, and used gas and refinery waste as fuel. In 1884 deeper wellbores contributed to a rapid increase in the volume of petroleum extraction. Expelled from Sloboda by his partners in 1887 and shortly afterwards from Pechenizhyn, one year later in Schodnica, Szczepanowski was able to extract more oil than in Boryslav or any mine in Galicia. But finally he also lost Schodnica.

In 1886–1897 Szczepanowski was a deputy of the Parliament in Vienna and in 1889–1899 – of the Diet of Galicia and Lodomeria in Lviv. In 1891, accompanied among others by Adam Asnyk, he founded the Association for Public Schools. Szczepanowski was also co-originator of the headquarters of Polish cooperatives in Galicia. However, due to his widespread social activity he had many enemies. He was taken to court for his debts (Bolesław Prus and Henryk Sienkiewicz pleaded his case) so his competitors took advantage of the situation to take control of the petroleum industry in Galicia. Szczepanowski died on 31 October 1900 in Nauheim and was buried in the Lychakiv Cemetery in Lviv.



1



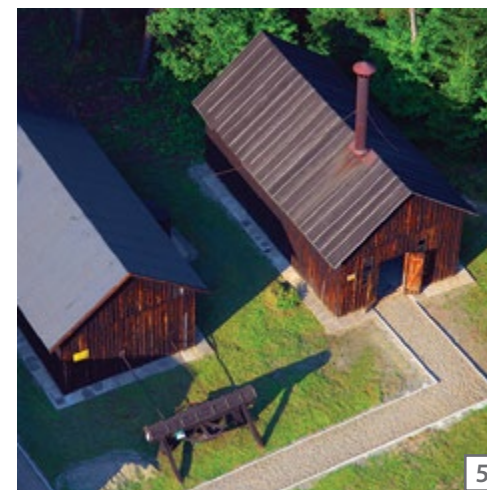
2



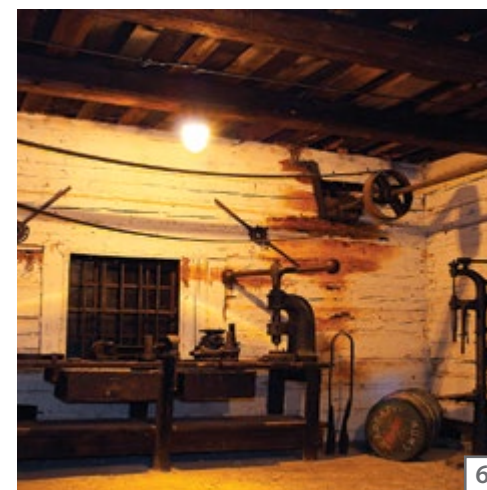
3



4



5



6

fot. 1.
Kopanka Janina; ręcznie wykopana do głębokości 132 m, a następnie pogłębiona wiertnicą ręczną do głębokości 250 m; do dziś jest eksploatowana. Obecnie uzyskuje się z niej jeszcze od 50 do 100 kg ropy na dobę / Janina Pit; a well dug by hand to the depth of 132 m and dredged with a manual rig to the depth of 250 m; in use to date. Currently, it still provides from 50 to 100 kg of petroleum per day

fot. 2, 3.
Kopanka Franek, wykonana ręcznie około 1860 r. do głębokości 50 m, a następnie w latach późniejszych pogłębiona za pomocą wiertnicy ręcznej do głębokości 150 m / Franek Pit, a well dug by hand around 1860 to the depth of 50 m and later dredged by means of a manual rig to the depth of 150 m

fot. 4.
Kierat do grupowego pompowania odwiertów
A treadmill for group pumping of boreholes

fot. 5.
Budynki kotłowni i kieratu pompowego z II połowy XIX w. / A boiler house and pump treadmill building from the 2nd half of the 19th century

fot. 6.
Warsztat mechaniczny z 1864 r. służył do obsługi wierceń metodą uderową / A mechanical workshop from 1864 used for percussion drilling service



Wiertnica ręczna z 1862 r., służąca do wiercenia metodą uderową płytkich otworów
Manual rig from 1862 for percussion drilling of shallow boreholes



Najprymitywniejsze sposoby wydobycia ropy polegały na czerpaniu jej bezpośrednio z naturalnych wypływów lub też odsączaniu jej z wody przy pomocy sitowia lub końskiego włosia / The most primitive oil extraction methods comprised its direct drawing from natural surface spills or draining from water using rush or horsehair



Furmanka chłopska rozwożąca ropę w beczkach w Boryslawiu – 1932 r. / A peasant wagon delivering oil barrels in Boryslav – 1932



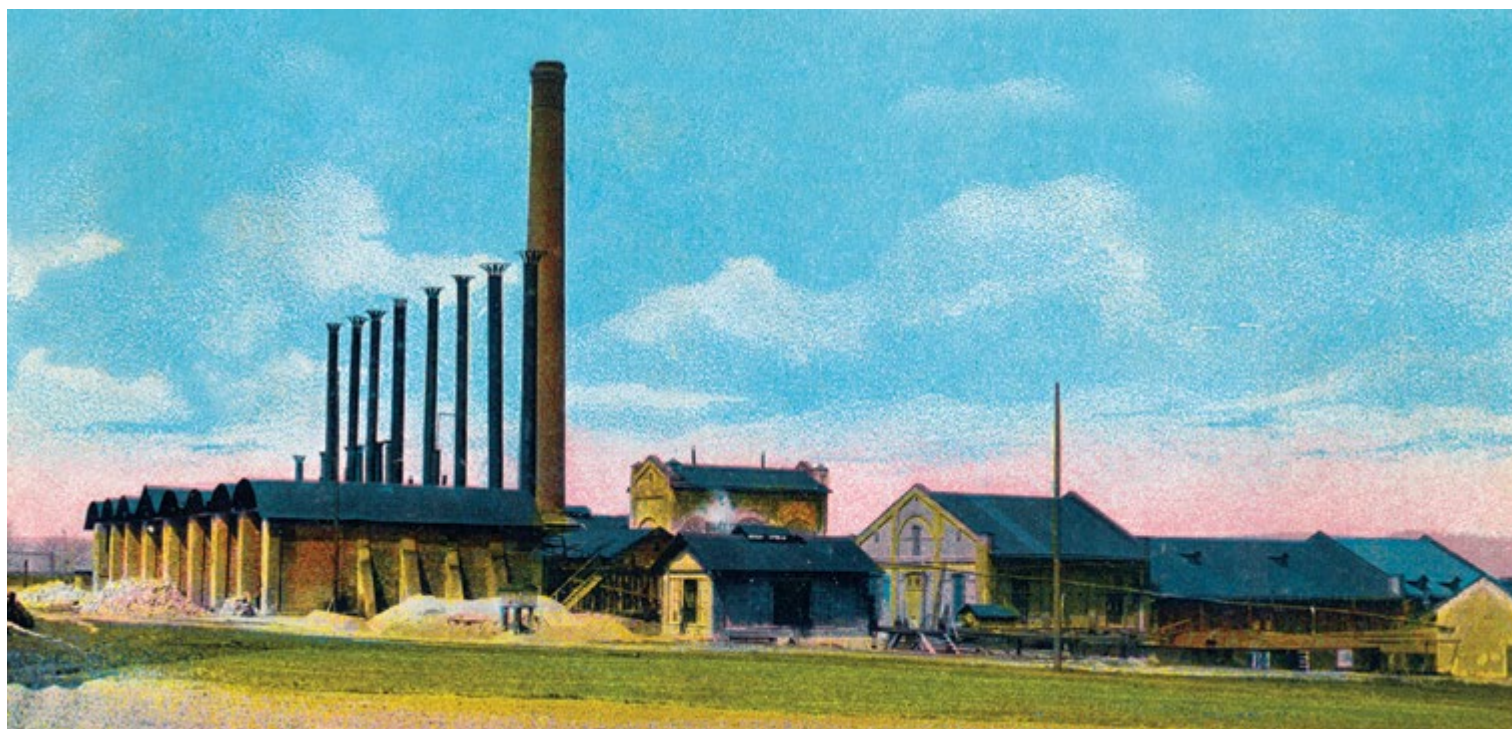
Kiwno ręczne – ropa pompowana była dzięki pracy ludzi. Sękowa, początek XX w. / A hand-operated nodding donkey – oil was pumped using human labour. Sękowa, early 20th century

Karpackie złoża ropy naftowej były eksploatowane również na terenie Rumunii oraz na obszarach dzisiejszej Ukrainy. W 1857 roku Rumuni uruchomili destylarnię ropy i tę właśnie datę uznają za początek swojego przemysłu naftowego. W prospekcie ukraińskiej rafinerii Galiczina w Drohobyczu (bez daty wydania) napisano, że rafineria, która powstała ponad 130 lat temu, była pierwszą na Ukrainie i w Europie! Rzeczywiście, na początku lat 60. XIX wieku funkcjonowało w Drohobyczu wiele prymitywnych, małych destylarni, a około 1863 roku H. Altman oraz J. Gottlieb założyli przedsiębiorstwo, które przeszło na własność Gartenbergów i nazywane było „wielką fabryką”. Firma prowadziła przerób wosku ziemnego dostarczanego z Borysławia. Około 1900 roku powrócono do przetwarzania odkrytej tam „wielkiej ropy”, a zakład przekształcono w nowoczesną rafinerię pod nazwą „Galicia”.

W zbiorowej, historycznej pamięci, jako najważniejszy z pionierów przemysłu naftowego zapisał się jednak Amerykanin, Edwin L. Drake („Colonel”), autor pierwszego odwiertu z tryskającą ropą w Titusville w Pensylwanii. Stało się to 27 sierpnia 1859 roku. Dwa lata później pracowała tam rafineria Oil Creek. Zachowując do sprawy odpowiedni dystans, można oczywiście zauważyć, że kiedy Drake wiercił swój szyb, ulice Bukaresztu były już oświetlane naftą. I choć także w Rosji, Birmie i Kanadzie wydobywano ten surowiec i nim handlowano, to jednak właśnie rok 1859 uznawany jest za cezurę w historii ropy naftowej. W ciągu kilku lat nastąpił gwałtowny rozwój wydobycia. W roku 1865 istniały w Stanach Zjednoczonych już tysiące szybów oraz setki rafinerii. Amerykanie uznali naftę za cud XIX wieku. Cud, który odmienił świat.

The Carpathian oil reserves were also exploited in Romania and in the territory of present-day Ukraine. In 1857 Romanians put an oil distillery into service and consider this to be the starting point in their domestic oil industry. In a folder (undated) presenting the Ukrainian Halychyna Refinery in Drohobych it is claimed that the refinery, founded more than 130 years ago, was the first refinery in Ukraine and in Europe! Indeed, in the early 1860s a number of extremely primitive small distilleries were in operation in Drohobych, and around 1863 H. Altman and J. Gottlieb set up a larger enterprise taken over by the Gartenbergs and referred to as the “great factory”. The company dealt with the processing of earth wax extracted in Boryslav. Around 1900 the processing of the „big oil” discovered there was resumed and the plant was transformed into a modern refinery under the name of “Galicia”.

However, the most important petroleum industry pioneer to be remembered by history is an American, Edwin L. Drake (“Colonel”), credited for drilling the first oil well in Titusville, Pennsylvania. It was on 27 August 1859. Two years later the Oil Creek refinery was put into service there. Looking from a certain perspective, when Drake was drilling the well, the streets of Bucharest were already lit by kerosene. And even though Russia, Burma and Canada also extracted and sold this resource, 1859 is deemed the watershed in the history of petroleum. Over a few years there was a rapid development in production. In 1865 thousands of oil wells and hundreds of refineries were in operation in the United States. Americans regarded kerosene to be the miracle of the 19th century – the miracle that changed the world.



Pierwsza galicyjska rafineria nafty w Peczeniżynie / The first Galician oil refinery in Pechenizhyn



Edwin L. Drake – „Colonel” na tle szybu naftowego w Titusville / Edwin L. Drake – “Colonel” in front of the oil well in Titusville



Rafineria „Galicia” w Drohobyczu / The refinery “Galicia” in Drohobych



Kopalnia ropy w Moreni w Rumunii z pompą napędzaną kieratem / Oil mine in Morenia, Romania with a pump operated by a treadmill



światowy boom naftowy

Global oil boom

Okres pionierski, trwający na ziemiach polskich do 1882 roku, przeszedł wkrótce w fazę bardzo burzliwego, dynamicznego rozwoju. Podczas gdy w 1881 roku wydobyte wynosiło 7,3 tys. ton, po dwóch latach było to już 51 tys. ton. Najbardziej bogate w surowiec ziemie znajdowały się w Galicji w okolicach Gorlic. Taka wielkość wydobycia dawała kopalniom znajdującym się na tych terenach trzecie miejsce na świecie po USA i Rosji. Tylko w Chorkówce przerabiano rocznie 3 tys. ton ropy.

The pioneer period, which lasted until 1882 in the territory of Poland, soon entered a stage of tumultuous, dynamic development. While the output in 1881 amounted to 7300 tonnes, after two years it totalled as much as 51000 tonnes. The richest reserves of oil were situated in Galicia near Gorlice. Such an output ranked the local mines third in the world after the USA and Russia. Chorkówka alone was capable of processing 3000 tonnes of oil a year.

W ciągu czterdziestu lat (1880-1920) odkryto złoża ropy niemal na całym Podkarpaciu, a wydobyte surowca z 1909 roku, w wielkości ponad dwóch milionów ton, jest do dziś niepokonytym rekordem! W ogromnym stopniu do osiągnięcia tak imponujących wyników przyczyniło się wprowadzenie metody wiercenia udarowego. W 1883 roku, sprowadzony przez naftową spółkę „Jana”, Kanadyjczyk William Henry Mac Garvey, wraz z austriackim finansistą Johnem Bergheimem, założyli w Gliniku Mariampolskim niewielki warsztat będący zapleczem technicznym wiertników, który niebawem, w 1885 roku, przekształcił się w Fabrykę Maszyn i Narzędzi Wiertniczych. W ciągu dwóch lat (1882-1884) w czterdziestu trzech miejscowościach Galicji wykonano 370 otworów o łącznej głębokości stu kilometrów! Rok później obaj przedsiębiorcy zainicjowali rozbudowę destylarni, przyszłej Rafinerii Nafty Glinik (jak na dziewiętnastowieczne warunki był to duży zakład, który w Grupie Lotos SA przetrwał do 2005 roku). W tym czasie pracowało na Podkarpaciu około czterdziestu rafinerii, a liczba destylarni prawdopodobnie przekraczała setkę. Ówczesną, nieoficjalną stolicą nafty i nafciarzy stał się Borysław. Znaczące rafinerie, obok Glinika i Pecenizyna, powstały w Jasle (1888), Targowiskach (1890), Trzebini (1895), w Jedliczach (1902), Krośnie (1905), Czechowicach (1907) i w Drohobyczu (1909).

W tym samym czasie (1865-1870) w Stanach Zjednoczonych rosła potęga Standard Oil (SO), firmy stanowiącej własność najważniejszej postaci w dziejach światowej nafty – Johna D. Rockefellera. W 1879 roku Standard Oil skupiała 90% przemysłu naftowego w USA. Z jej rafinerii pochodziło 25% światowej produkcji nafty. Prowadzona przez Rockefellera wojna cenowa skutecznie eliminowała konkurencję, a produkty naftowe z jego firmy eksportowane były na cały świat. Ropę wydobywano dla przedsiębiorstwa w wielu stanach, najwięcej w Kalifornii i w Teksasie, gdzie w 1901 roku była tańsza od wody! W latach 70. i 80. XIX wieku ponad połowa światowego eksportu ropy pochodziła z USA. Monopol Standard Oil został złamany w 1911 roku decyzją Sądu Najwyższego Stanów Zjednoczonych, który podzielił koncern na mniejsze firmy. Stało się to możliwe dzięki przyjęciu antymonopolistycznej ustawy Shermana (Sherman Antitrust Act, 1890).

W carskiej Rosji, w Baku, ropa znana była od dawna, lecz szybów naftowych powstało tam niewiele, bo tylko około 30-40. W 1875 roku przyjechali nad Morze Kaspijskie Ludwik i Robert Nobel, bracia słynnego Alfreda. Bracia okazali się, przynajmniej biznesowo, z całą pewnością nie mniej utalentowani niż wynalazca dynamitu, bowiem po ośmiu latach kontrolowali już 51% wydobycia ropy w tym regionie; w 1888 roku stanowiło to 80% wydobycia surowca w USA. Przez port naftowy Batumi ropa statkami płynęła np. do rafinerii Fiume (Rijeka) należącej do Rothschildów. Wkrótce rosyjska ropa stanowiła 31% światowego eksportu.

Over forty years (1880-1920) oil reserves were discovered in nearly the entire Subcarpathian region and the record output of 1909 exceeding two million tonnes still remains unbeaten! Such impressive achievements were to a great extent connected with the introduction of percussion (or hammer) drilling. In 1883, William Henry Mac Garvey brought over from Canada by the oil company “Jana” and an Austrian financier John Bergheim set up a small workshop in Glinik Mariampolski, initially used as a technical base by riggers and in 1885 transformed into the Factory of Drilling Machinery and Tools. In two years (1882–1894) in forty three locations in Galicia they bored 370 holes with the total depth of one hundred kilometres! One year later both entrepreneurs initiated the development of the distillery – the future Oil Refinery in Glinik (in the 19th century it was a large plant and it survived until 2005 under Grupa Lotos SA). At that time about forty refineries and perhaps more than one hundred distilleries were in operation in the Subcarpathian region. Boryslav became the then unofficial capital of Polish petroleum and riggers. Recognised refineries, apart from Glinik and Pechenizhyn, were established in Jasło (1888), Targowiska (1890) Trzebinia (1895), Jedlicze (1902), Krosno (1905), Czechowice (1907) and in Drohobych (1909).

At that time (1865-1870) in the United States of America Standard Oil (SO), a company owned by the most prominent figure in the world's history of petroleum – John D. Rockefeller – became a real power. In 1879 Standard Oil held 90% of interest in the US petroleum industry. Its refineries produced 25% of the world's petroleum. Rockefeller's pricing war successfully eliminated his competitors and the petroleum products of his company were exported worldwide. Petroleum for Standard Oil was extracted in many American states, mostly in California and Texas where in 1901 it was cheaper than water! In the 1970s and 80s more than half of the world's oil was exported from the USA. The monopoly of Standard Oil was broken in 1911 by the decision of the Supreme Court of the United States of America which split the concern into smaller businesses. This was possible thanks to the Sherman Antitrust Act adopted in 1890.

In tsarist Russia, in Baku, oil had been known for a long time but there were only 30-40 oil wells. In 1875 Ludvig and Robert Nobel, the brothers of the famous Alfred Nobel, arrived at the Caspian Sea. They had business skills which were certainly comparable with the talent of their brother – the inventor of dynamite – since after eight years they controlled as much as 51% of oil extraction activities in that region; in 1888 this accounted for 80% of oil output in the USA. Through the oil port in Batumi petroleum was shipped to the Fiume refinery (Rijeka) owned by the Rothschild family. Soon, Russian oil accounted for 31% of the world's export.



Wraz z rosnącym wydobywaniem rozwijały się rafinerie przetwarzające ropę naftową. Największymi z nich były zakłady w: Limanowej (1), Jasle (2), Trzebini (obecnie ORLEN Południe) (3) i Dziedzicach (4) / Along with increasing mining output petroleum refineries developed. The largest were the plants in: Limanowa (1), Jasło (2), Trzebinia (today ORLEN Południe) (3) and Dziedzice (4)



Załoga kopalni przed szybem – Boryslaw / The mine's crew in front of the well – Boryslav

Nieśmiertelną sławę zyskał w tym rejonie również Polak z Mazowsza, Witold Zglenicki (1850-1904), wsławiając się m.in. pierwszym w dziejach podziemnym wydobywaniem ropy. Interesujący epizod zdarzył się podczas realizacji jego testamentu, w którym zapisał m.in. legat nadający roponośną działkę i płynące z niej dochody Kasie im. Józefa Mianowskiego, instytucji naukowo-badawczej, założonej 6 października 1881 roku przez byłych profesorów oraz słuchaczy Szkoły Głównej, w tym Bolesława Prusa, Henryka Sienkiewicza i Tytusa Chałubińskiego. Kasa, początkowo wahająca się, czy przyjąć darowiznę, od 1908 roku zaczęła otrzymywać coraz większe kwoty (prawie 1,4 mln rubli do 1915, co stanowiło równowartość 0,7 mln dolarów w złocie!). Były to sumy tak olbrzymie, że nie istniały możliwości ich racjonalnego wydania. Wpłaty ustały podczas pierwszej wojny światowej i już nigdy nie zostały wznowione.

Witold Zglenicki (1850-1904), another Pole from Mazovia became famous in that region and went down in history for, among other things, the first offshore drilling. An interesting episode is related to the execution of his last will, in which he bequeathed an oil-bearing plot along with related revenues to the Mianowski Fund, a research and development institution established on 6 October 1881 by former professors and students of the Main School of Warsaw, for example Bolesław Prus, Henryk Sienkiewicz and Tytus Chałubiński. The fund, initially hesitant about accepting the grant, from 1908 received more and more money (by 1915 it had received nearly 1.4 million roubles, which was equivalent to 0.7 million dollars in gold!). The sums were so huge that it was impossible to spend them reasonably. Contribution payments were suspended during World War I and were never resumed.



Pracownicy kopalni w Bóbrce – fotografia pamiątkowa z 1908 r. / Workers of the mine in Bóbrka – a memorial photo of 1908



Panorama Borysławia / A panoramic view of Boryslav



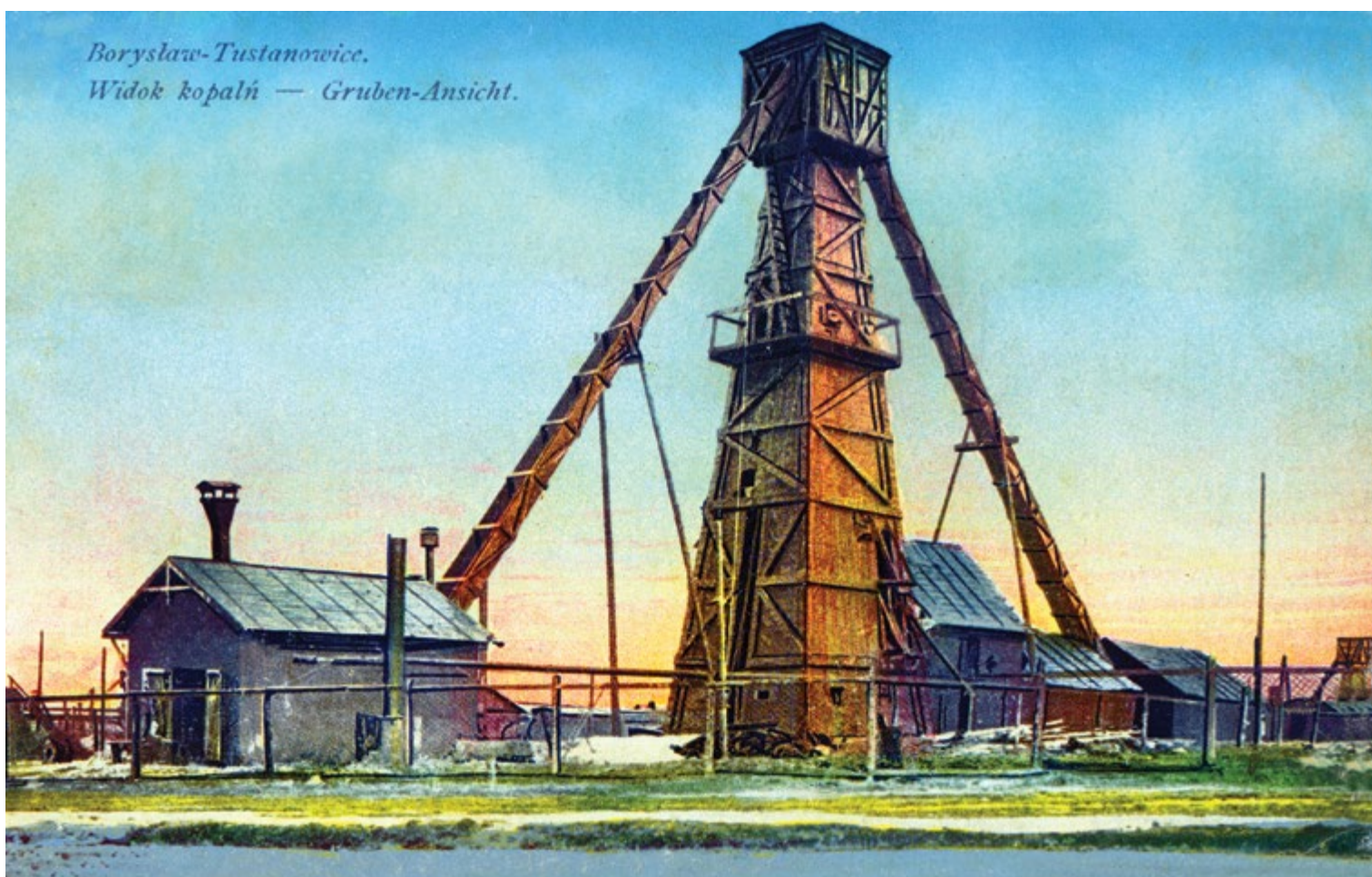
Pracownicy kopalni nafty w Krygu / Workers of the oil mine in Krygu



Ryg wiertniczy konstrukcji Leona Mikuckiego (na fotografii – siedzi na pierwszym planie) – Gorlice, ok. 1897 r. / Drilling rig designed by Leon Mikucki (in the photograph – sitting in the foreground) – Gorlice, ca. 1897



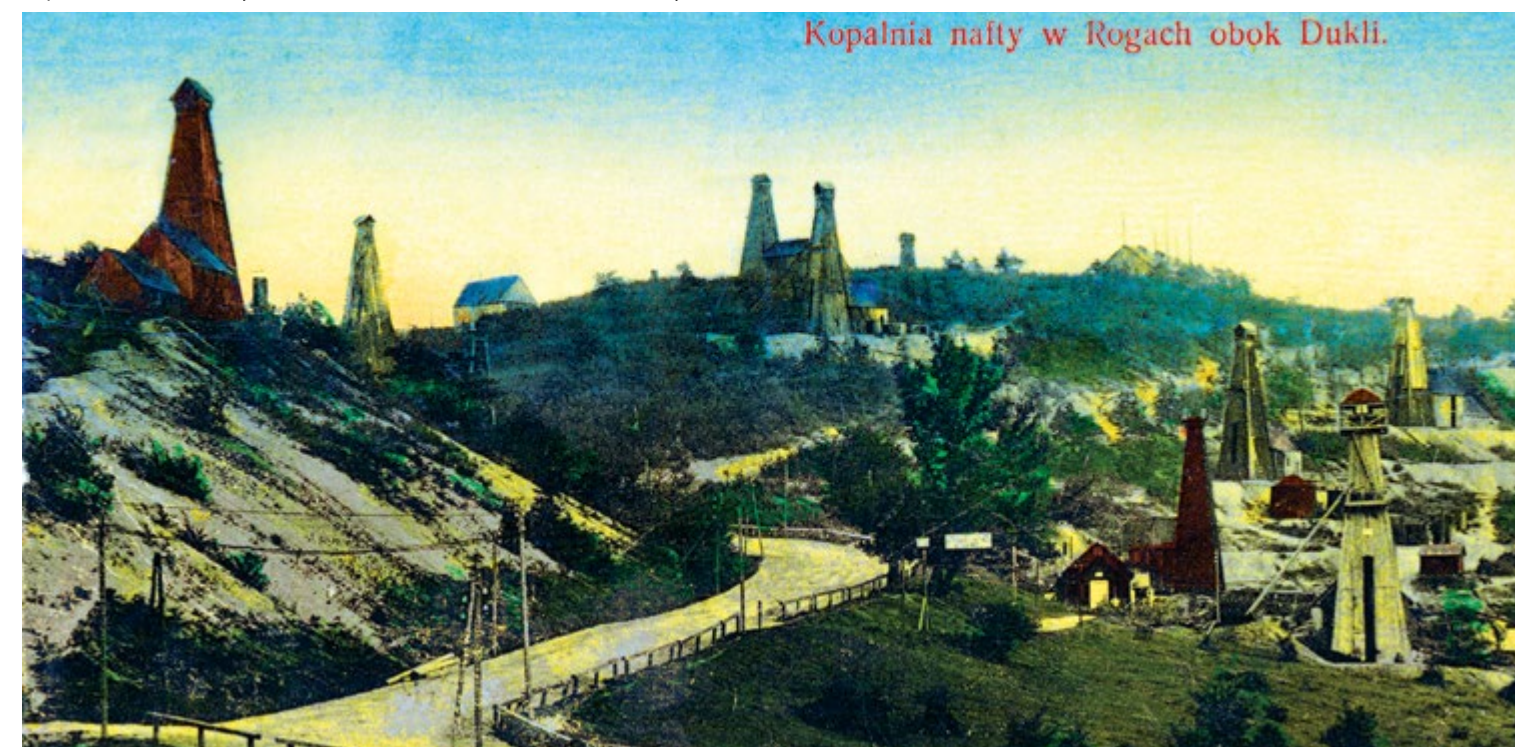
Rafineria Nafty w Trzebini (obecnie ORLEN Południe) / Oil Refinery in Trzebinia (today ORLEN Południe)



Szyb naftowy w Boryslawiu-Tustanowicach / Oil well in Boryslaw-Tustanowice



Kopalnia „Stela” w Boryslawiu-Tustanowicach / “Stela” mine in Boryslaw-Tustanowice



Kopalnia nafty w Rogach koło Dukli / Oil mine in Rogi near Dukla



Właściciele kopalni ropy naftowej w Grabownicy z rodzinami / Owners of the oil mine in Grabownica with their families

Holenderska spółka Royal Dutch i angielska firma transportowa Shell, które połączyła fuzja z roku 1907, stały się współwłaścicielkami złóż ropy odkrytych na Borneo (1897) oraz na Sumatrze (1898). W 1908 roku baron Reuter odkrył pokłady naftowe w Persji. Dwa lata później do państw eksploatujących ropę dołączył Meksyk. W 1900 roku wydobywano na świecie około dwudziestu milionów ton ropy, połowa pochodziła z Rosji, niewiele mniej z USA, około trzysta tysięcy ton z ziem polskich, reszta z Indii Holenderskich, Rumunii i Birmy. Wzrost wydobywania tego surowca był oczywistą konsekwencją rozwoju przemysłu motoryzacyjnego i zapotrzebowania na paliwa; warto tu wspomnieć, że po amerykańskich drogach jeździło w tym czasie już osiem milionów samochodów.

Nafta wówczas zastępowała stosowane do tej pory materiały oświetleniowe, takie jak: łój, olbrot (olej wielorybi), oleje z węgla czy łupków. Rozpowszechniały się środki smarne z ropy, parafina zwycięsko konkurowała z woskiem przy produkcji świec, do ogrzewania zaczęto wykorzystywać olej opałowy, a od roku 1890 stosowano asfalt. Benzyna była wówczas niepotrzebna, ale przede wszystkim postrzegana jako groźna, z racji właściwości powodujących liczne pożary i eksplozje. Trwały też, wkrótce uwieńczone sukcesem, prace nad skonstruowaniem silnika benzynowego (1883) i wysokoprężnego Rudolfa Diesla (1897). Wynaleziona w 1882 roku przez Edisona żarówka zaczęła wypierać naftę z rynku materiałów oświetleniowych. W roku 1903 skonstruowano samolot.

Prawdopodobnie w 1907 roku pojawiła się pierwsza stacja benzynowa. Dotychczas bowiem benzynę w obrocie detalicznym można było kupić w sklepach bądź... aptekach. Począwszy od 1911 roku marynarka Zjednoczonego Królestwa, za sprawą pierwszego lorda admiralicji, Winstona Churchilla, zaczęła stosować ropę naftową do napędu okrętów. Podczas pierwszej wojny światowej ropa oraz jej pochodne wprawiły w ruch militarne pięści walczących stron: samoloty, łodzie podwodne, czołgi, samochody. Aliantom 80% materiałów pędnych dostarczały wówczas Stany Zjednoczone, państwa centralne korzystały natomiast z dostaw rumuńskich i złóż kaspijskich. Działania wojenne poczyniły spustoszenie na roponośnych terenach Galicji: Gorlice w 1915 roku zostały obrócone w perzynę, a w Boryslawiu i Tustanowicach Rosjanie spalili olbrzymie zbiorniki oraz sto siedemdziesiąt szybów naftowych.

Po ustabilizowaniu granic po pierwszej wojnie światowej (1921) Rzeczypospolitej Polskiej przypadło dwadzieścia osiem pól naftowych w bardzo rozdrobnionej strukturze. Rząd RP, pod presją naftowego lobby, nie skorzystał z zagwarantowanego przez traktat wersalski prawa do przejęcia własności obywateli państw centralnych.

The Royal Dutch company of the Netherlands and Shell – a transport company of British origin, both combined in a merger in 1907, became the co-owners of oil reserves discovered in Borneo (1897) and Sumatra (1898). In 1908 Baron Reuter discovered petroleum in Persia. Two years later Mexico joined the group of oil extracting countries. In 1900 about twenty million tonnes of petroleum were extracted throughout the world, half of which in Russia, nearly half in the USA, about three hundred thousand tonnes in Poland – and the rest in Dutch Indies, Romania and Burma. Increased oil output was an obvious consequence of the development of the automotive industry and the growing requirement of fuels; it should be mentioned that as many as eight million cars were on the road in America at that time.

Petroleum replaced previously used lighting materials such as: tallow, sperm whale oil, carbon and shale oils. Petroleum-based lubricants were rapidly propagated. Paraffin successfully competed with wax in the production of candles, fuel oil was used for heating, and asphalt was put into use in 1890. Petrol was then redundant, but most importantly, it was perceived as dangerous due to its properties causing numerous fires and explosions. Also, successful works continued on the construction of a petrol engine (1883) and a compression ignition engine designed by Rudolf Diesel (1897). The bulb invented by Edison in 1882 gradually superseded kerosene in the market of lighting materials. In 1903 a plane was constructed.

The first filling station probably appeared in 1907. So far only shops or ... pharmacies offered retail sale of petrol. From 1911 the British navy, owing to Lord of the Admiralty, Winston Churchill, started using oil as fuel for ships. During World War I oil and oil derivatives set in motion the military fists of the fighting parties: planes, submarines, tanks, and cars. 80% of driving materials were supplied to the allies by the United States, while the Central Powers made use of supplies from Romania and from the area of the Caspian Sea. Warfare devastated the oil-bearing land in Galicia: Gorlice was ruined in 1915 and in Boryslav and Tustanovice the Russians burnt down huge oil tanks and one hundred and seventy oil wells.

When the borders were stabilised after World War I (1921), the Republic of Poland acquired twenty eight, very scattered oil fields. The Polish government, under the pressure of the oil lobby, did not use its right to acquire the property of the citizens of the Central Powers guaranteed by the Treaty of Versailles.

Majątek firm austriackich i niemieckich został przekazany w ręce podstawionych podmiotów zagranicznych, a w konsekwencji 75% przemysłu naftowego, ulokowanego na polskim terytorium, stało się własnością kapitału obcego, głównie francuskiego i amerykańskiego. Spadało też w Polsce systematycznie wydobycie ropy: z 830 tysięcy ton w 1921 roku do 553 tysięcy ton w roku 1938.

Bardzo szybko po odzyskaniu niepodległości, już w 1919 roku, powołano do publicznej służby ważne branżowe instytucje: Państwowy Instytut Geologiczny (PIG) i Państwowy Urząd Naftowy (PUN). Pięć lat później powstał Wyższy Urząd Górniczy.

Po wybitnym geologu profesorze Rudolfie Zuberze (1858-1920), bardzo ważną postacią polskiego przemysłu naftowego stał się w tamtym czasie Konstanty Tołwiński (1876-1961), zesłaniec i więzień caratu. Tołwiński, po ukończeniu badań geologicznych na Sumatrze oraz w Europie, rozpoczął pracę w Karpackim Instytucie Geologiczno-Naftowym w Boryslawiu, potem został doradcą Polminu, autorem map, publikacji, redaktorem wielu wydawnictw. Od 1938 roku był członkiem korespondentem Polskiej Akademii Umiejętności, a po drugiej wojnie światowej profesorem i laureatem nagrody państwowej. Wielkie zasługi położył również najwybitniejszy geolog naftowy Karol Bohdanowicz, kierujący od roku 1938 Państwowym Instytutem Geologicznym.

W 1919 roku utworzono w Krakowie Akademię Górniczą, której absolwenci znajdowali zatrudnienie m.in. w polskim przemyśle naftowym. Stały dopływ wykwalifikowanych kadr zapewniały ponadto również inne jednostki naukowe: Politechnika Lwowska oraz uniwersytety w Krakowie, Warszawie i we Lwowie, a także uczelnie zagraniczne. Zawiązały się stowarzyszenia inżynierów i techników wiertników.

The assets of Austrian and German companies were transferred to foreign substitutes and as a result 75% of the oil industry in the territory of Poland became the property mainly of French and American potentates. Oil output in Poland regularly dropped: from 830 thousand tonnes in 1921 to 553 thousand tonnes in 1938.

Quickly after Poland regained independence, as early as 1919, important industry-specific institutions were put into service, including: the Polish Geological Institute (PIG) and the National Petroleum Authority (PUN). Five years later the State Mining Authority was established.

Besides the outstanding geologist, Professor Rudolf Zuber (1858–1920) a very important figure in the Polish petroleum industry was Konstanty Tołwiński (1876–1961), an exile and prisoner of tsardom. Having completed a geological survey in Sumatra and Europe, Tołwiński took up a position with the Carpathian Institute of Geology and Petroleum in Boryslav. Later, he advised Polmin, authored maps and publications, and worked as an editor for numerous publishers. From 1938 he was a correspondent member of the Polish Academy of Learning and after World War II a professor who received a national award. The most notable petroleum geologist Karol Bohdanowicz, from 1938 in charge of the Polish Geological Institute, also made an important contribution.

In 1919 the Academy of Mining was established in Kraków. Students graduating from there were later employed in the Polish petroleum industry. Highly skilled human resources were also regularly supplied by other scientific institutions: the Lviv Polytechnic National University, universities in Kraków, Warsaw and Lviv and foreign schools and universities. Associations of rig engineers and technicians were formed. The publication of many professional magazines was resumed and

Wznowiono publikację wielu fachowych czasopism i pojawiło się także sporo nowych branżowych tytułów: „Metan” (1919), „Czasopismo Naftowe” (1920), „Nafta” (1922), „Dwutygodnik Naftowy” (1924), „Przemysł Naftowy” (1926), „Geologia i Statystyka Naftowa” (1932), „Kopalnictwo Naftowe w Polsce” (1934). Nie wznowiono natomiast wydawania czasopisma wiertników „Ropa” (lata 1910-1914).

Publikowano także liczne biuletyny, organizowano naukowe konferencje i zjazdy. III Krajowy Zjazd Naftowy w Drohobyczu w 1929 roku ustanowił najwyższe odznaczenie naftowe – Medal im. Ignacego Łukasiewicza, nadawany przez kapitułę za wybitne zasługi dla polskiego przemysłu naftowego. Do wybuchu wojny Medalem uhonorowano: Ignacego Mościckiego – prezydenta RP, profesora politechnik w Zurychu i we Lwowie, twórcę procesów ciągłej destylacji ropy naftowej (1930); Władysława Długosza – przemysłowca naftowego, senatora RP (1934); Zygmunta (Saryusza) Bielskiego – profesora, wybitnego specjalistę w dziedzinie wiertnictwa, rektora AGH w Krakowie (1936). Stanisław Pilat, profesor Politechniki Lwowskiej, organizator nowoczesnego przemysłu w Polsce, otrzymał to odznaczenie pośmiertnie w 1992 roku.

Bezpośrednio po odzyskaniu przez Polskę niepodległości, w listopadzie 1918 roku, to właśnie dr Stanisław Pilat, będąc członkiem Polskiej Komisji Likwidacyjnej, przejmującej majątek pozostały po monarchii austro-węgierskiej, objął kierownictwo nad organizacją przemysłu naftowego w Polsce. Po włączeniu tego urzędu do Ministerstwa Przemysłu i Handlu, Pilat przyjął stanowisko doradcy w Galicyjskim Karpackim Naftowym Towarzystwie Akcyjnym (GKNTA; dawniej spółce „Bergheim i Mac Garvey”), a następnie dyrektora technicznego koncernu Dąbrowa. Tuż po wznowieniu działalności Politechniki Lwowskiej powierzono Pilatowi prowadzenie wykładów z technologii nafty, a w 1924 roku, po uzyskaniu stopnia profesora – objęcie Katedry Technologii Nafty i Gazów Ziemnych oraz laboratorium (do dziś zachowało się jego biurko). W 1926 roku Pilat przerwał pracę naukową, by rok później objąć stanowisko dyrektora naczelnego Państwowej Fabryki Olejów Mineralnych Polmin w Drohobyczu, zaoferowane mu przez prezydenta Ignacego Mościckiego i ministra Eugeniusza Kwiatkowskiego. Na jego prośbę polski rząd utworzył Syndykat Przemysłu Naftowego, skupiający wszystkie rafinerie, w celu prowadzenia korzystnej dla Polski gospodarki ropą oraz regulujący handel krajowy i zagraniczny.

numerous new industry-specific titles appeared including: Metan (Methane, 1919), Czasopismo Naftowe (Petroleum Magazine, 1920), Nafta (Petroleum, 1922), Dwutygodnik Naftowy (Petroleum Biweekly, 1924), Przemysł Naftowy (Petroleum Industry, 1926), Geologia i Statystyka Naftowa (Petroleum Geology and Statistics, 1932), and Kopalnictwo Naftowe w Polsce (Petroleum Mining in Poland, 1934). However, the riggers’ magazine Ropa (Oil, 1910–1914) was no longer published.

In addition, numerous bulletins were published and scientific conferences and assemblies were organised. During the 3rd National Assembly of the Petroleum Industry in Drohobych in 1929, the highest distinction in the petroleum industry was established – the Ignacy Łukasiewicz Medal – awarded by the charter for notable merits for the Polish petroleum

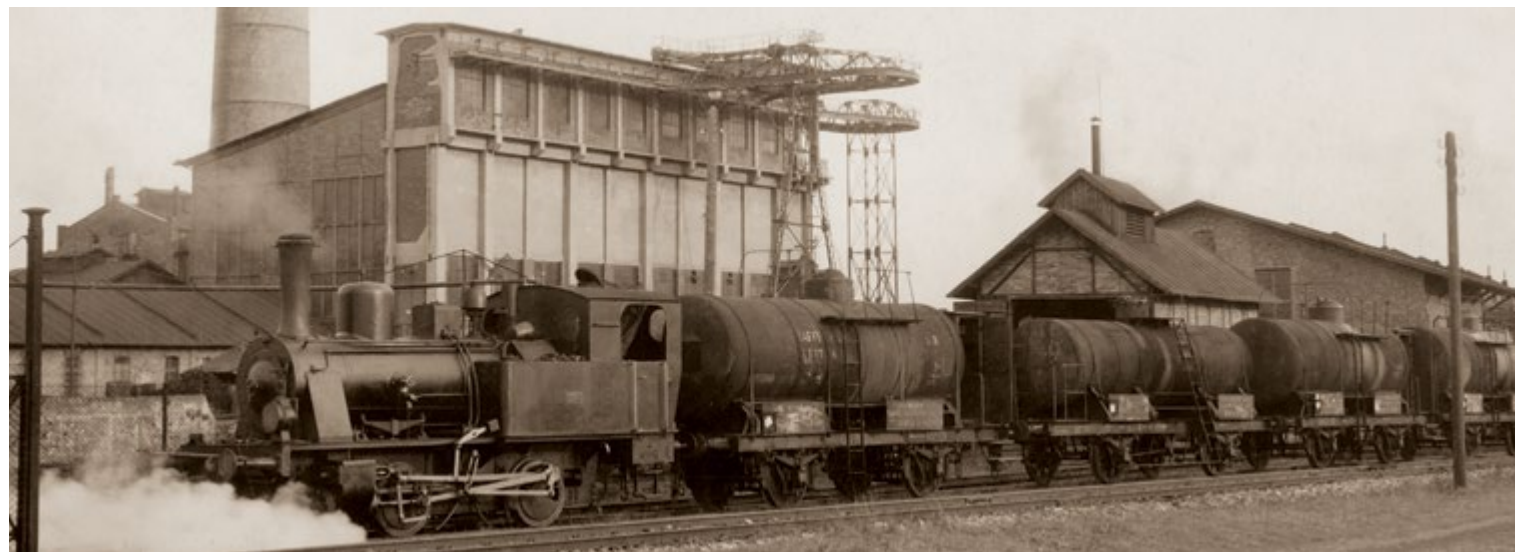
industry. Before the war the Medal was awarded to: Ignacy Mościcki – the President of the Republic of Poland, professor of universities of technology in Zurich and Lviv, originator of continuous crude oil distillation processes (1930); Władysław Długosz – oil industrialist, a Senator of the Republic of Poland (1934); Zygmunt (Saryusz) Bielski – professor, a distinguished expert in drilling, and rector of the AGH University of Science and Technology in Kraków (1936). Stanisław Pilat, professor at the Lviv Polytechnic National University, originator of modern industry in Poland received this award posthumously in 1992.

It was Stanisław Pilat, PhD who, immediately after the liberation in November 1918, took charge of the organisation of the petroleum industry in Poland as a member of the Polish Liquidation Committee taking over the assets

left behind in the territory that had previously been under Austro-Hungarian rule. When this authority was incorporated into the Ministry of Industry and Commerce, Pilat became an advisor to the Galician-Carpathian Petroleum Joint-Stock Company (GKNTA – former “Bergheim & Mac Garvey”), and then a technical director of the concern Dąbrowa. Immediately after the Lviv Polytechnic National University resumed its activities, Pilat was tasked with delivering lectures on petroleum technology, and in 1924, following his appointment as professor – he took charge of the Chair and Laboratory of Oil and Gas Technology (his desk remains there to this day). In 1926 Pilat stopped his scientific research and one year later took up the position of General Director of the State Factory of Mineral Oils Polmin in Drohobych offered to him by President Ignacy Mościcki and Minister Eugeniusz Kwiatkowski.



Stanisław Pilat (1881-1941)



Rafineria Trzebinia (obecnie ORLEN Południe) – już na początku XX w. produkcja zakładu wynosiła ponad tysiąc ton nafty miesięcznie / Refinery in Trzebinia (today ORLEN Południe) – in the early 20th century the plant produced more than 1,000 tonnes of oil a month



Stacja kolejowa w Boryslawiu / A railway station in Boryslaw

W roku 1928 Pilat zrezygnował z kierowania Syndykatem, a po upływie roku odszedł z Polminu i na stałe związał się z Politechniką we Lwowie. Był profesorem tej uczelni aż do śmierci 4 lipca 1941 roku, gdy wraz z grupą czterdziestu czterech wybitnych Polaków został rozstrzelany przez Niemców na stoku Kadeckiej Góry we Lwowie. Światowy rozgłos, członkostwa naukowych towarzystw zagranicznych, stworzona szkoła prowadzenia badań oraz nadzwyczajny zasób wiedzy uczyniły profesora Stanisława Pilata patronem Instytutu Technologii Nafty w Krakowie. Politechniczne katedry nafty w Gliwicach, we Wrocławiu i Lwowie uważają się za spadkobierców oraz kontynuatorów jego prac.

Od 1923 roku prowadzone były w Polsce wiercenia udarowe linowe, a począwszy od 1931 roku wykorzystywano system pionowego wiercenia obrotowego rotary. Badania geofizyczne prowadzone w kraju na przełomie lat 20. i 30. ubiegłego wieku objęły 39 tys. km². W roku 1928 została powołana we Lwowie spółka akcyjna Pionier z przeważającym kapitałem państwowym (wśród udziałowców znajdowały się firmy: Premier, Nafta, Karpaty, Fanto, Galicja, Standard Nobel, Vacuum Oil, Polmin), której w krótkim czasie udało się zlokalizować pokłady gazu ziemnego i siarki, lecz wyniki tych badań, zapewne w obawie przed konkurencją, zostały utajnione. Liczne poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu były prowadzone m.in. przez przedsiębiorstwa Polmin-Poilon, Małopolskę, Gazy Ziemne, Pionier, Gazolinę, Galicję, Schmer J. Zdarzały się odkrycia na starych złożach, jednak realizowano mało wierceń poszukiwawczych. Drążono po 60-150 tys. metrów rocznie, w 85% tylko do głębokości 600 metrów, a zaledwie 2,8% wierceń osiągało ponad 1200 metrów. Rekordowy odwiert, wykonany w 1934 roku przez firmę Pionier, miał 2274 metry głębokości. Górnicza metoda eksploatacji ropy naftowej stosująca wyrobiska chodnikowe pod, nad lub w samym pokładzie ropnym (ze zbieraniem ropy ze skałą, używana w przypadku rop gęstych, bez użycia materiałów wybuchowych, z nieiskrzącymi narzędziami i transportowaniem urobku sprężonym powietrzem), stosowana za granicą – została wykorzystana próbnie w 1930 roku na dwóch polach naftowych w okolicach Krosna, Jasła i Gorlic. Lecz najbardziej znanym miejscem jej wykorzystania była kopalnia „Biała Ropa” k. Brzozowa, której pożar, w 1947 roku, ostatecznie zakończył próby z tą technologią wydobywania.

W okresie międzywojennym w Polsce wyraźnie wzrosło zainteresowanie gazem ziemnym. Wydobywano zatem gaz nie tylko towarzyszący ropie, lecz także z innych złóż, w wielkości średnio około 0,5 mld m³ rocznie. Od 1921 roku budowano w kraju wysokociśnieniowe rurociągi, których w sumie powstało niemal 800 km. Gazem opalano rafinerie, a także elektrownie w Boryslawiu, we Lwowie i Męcinie.

At his request the government set up the Petroleum Industry Combine incorporating all refineries to ensure oil management to the benefit of Poland and regulating domestic and international trade. In 1928 Pilat gave up his position in the Combine and one year later left Polmin and permanently remained in the Lviv Polytechnic National University. He was professor at that university until his death on 4 July 1941 when, among forty four notable Poles, he was executed by the Nazis on the Cadets Hill in Lviv. Global renown, membership of foreign scientific societies and the setting up of a research school along with extraordinary resources of knowledge have made Professor Stanisław Pilat a patron of the Institute of Petroleum Technology in Kraków. Petroleum chairs at universities of technology in Gliwice, Wrocław and Lviv see themselves as heirs and continuators of his efforts.

From 1923 line percussion drilling works were carried out in Poland and from 1931 they changed to a vertical rotary drilling system. 39,000 sq. km were covered by a geophysical survey carried out in Poland in the 1920s/30s. In 1928 in Lviv a joint stock company, Pionier, was established with a predominant share of state capital (its shareholders were: Premier, Nafta, Karpaty, Fanto, Galicja, Standard Nobel, Vacuum Oil, and Polmin). Soon the company discovered resources of natural gas and sulphur but the results of the survey were kept secret, perhaps in fear of the competitors. Gas and oil prospecting works were copiously carried out by companies such as Polmin-Poilon, Małopolska, Gazy Ziemne, Pionier, Gazolina, Galicja, and Schmer J. Oil and gas were sometimes found in old deposits, but exploratory drilling was scarce. 60-150 thousand metres were drilled in a year, 85% only to a depth of 600 m, with only 2.8% holes being deeper than 1200 m. The record borehole, made in 1934 by the company Pionier, was 2274 m deep. The mining of crude oil – with headings under, over and inside the oil layer (collecting oil along with the rocks as in the case of thick oil, without using explosives and by means of non-sparking tools and transporting the output using compressed air) which was a method used abroad – was undertaken as a test method in 1930 in two oil fields near Krosno, Jasło and Gorlice. However, the most famous place where it was used is the underground mine “Biała Ropa” near Brzozów, where tests using this technology ended in 1947 due to fire.

In the interwar period in Poland interest in natural gas was clearly increasing. Gas extraction was not only limited to gas accompanying oil. It was also extracted from other reserves; on average the output was about half a billion cubic metres a year. From 1921 high-pressure pipelines were built in Poland – nearly eight hundred kilometres in total. Gas was used as fuel in refineries but also in the power stations in Boryslav, Lviv and Męcina.

Z gazu była wydzielana tzw. gazolina – produkt droższy od ropy. Produkcja gazoliny szybko rosła: od 463 ton w 1919 roku do około 40 tys. ton w roku 1938. Polskim wynalazkiem stało się uzyskiwanie gazu płynnego (LPG) przez stabilizację gazoliny. LPG w koncernie Małopolska nazywał się eteryną, a w firmie Gazolina – gazolem (w 1932 „zgazyfikowano” przy jego użyciu Gdynię). Laboratorium Metan w Gazolinie przekształciło się z czasem w Chemiczny Instytut Badawczy we Lwowie, do którego tradycji nawiązuje współcześnie Instytut Chemii Przemysłowej w Warszawie.

Największa rafineria w Polsce, mogąca przerabiać rocznie 100 tys. ton ropy, należała w tym okresie do państwowego przedsiębiorstwa Polmin. Jej produkcja pokrywała 1/3 ówczesnego krajowego zapotrzebowania. Firma zatrudniała prawie tysiąc pracowników, posiadała 500 cystern oraz dalekosiężne rurociągi ropy i gazu. Kolejnymi pod względem wielkości przetwarzania były rafinerie: w Czechowicach, w Drohobyczu i Trzebinii. Zakład w Jasle od 1929 roku był nieczynny. Z trzydziestu czterech rafinerii istniejących w roku 1924 do końca lat 30. pozostało trzydzieści jeden, w tym dwadzieścia siedem czynnych. Wytwarzały one około 480 tys. ton produktów ropopochodnych. Według innych danych w okresie międzywojennym istniało w Polsce piętnaście dużych rafinerii z rocznym przerobem ropy od 10 tys. do 200 tys. ton – przetwarzające łącznie 850 tys. ton – oraz sześćdziesiąt cztery małe, w sumie 100 tys. ton na rok. Moc przerobowa rafinerii w dwudziestolecie została zwiększona z 950 tys. ton do 1,2 mln ton rocznie, lecz w 1938 roku ten potencjał wykorzystywano tylko w 42%. Właścicielami było prawie tylu, co rafinerii. Do największych firm należał koncern Małopolska, który po fuzjach i przejęciach kilkunastu mniejszych zakładów, miał osiem rafinerii: dwie w Drohobyczu, w Dziedzicach, Gorlicach, Jedliczach, Rychcicach, Trzebinii, Ustrzykach Dolnych, posiadał także elektrownie w Boryslawiu i Męcinie. Natomiast Polmin objął w zarząd państwowe gazociągi w Jasle, budowę centralnego gazociągu w Sandomierzu, gazolinianię w Mościcach, liczne kopalnie ropy i gazu oraz większość krajowej sieci stacji paliw. Gazolina miała trzy rafinerie w rejonie Boryslawia, po jednej miały firmy: Galicja, Polska Nafta, Gazy Ziemne, TEPEGE oraz zagraniczne koncerny: Standard Nobel, Vacuum Oil oraz Potiq.

Przestarzałe polskie rafinerie wymagały modernizacji. W latach 20. ubiegłego wieku w USA pojawiła się technologia rurowo-wieżowej destylacji ropy (DRW). Do Polski pierwsza tego typu instalacja trafiła w 1928 roku do zakładów Vacuum Oil w Czechowicach, a następne do rafinerii Jasło (1932) i Polmin (1938). Oczyszczanie ropy (rozbijanie emulsji) polegało na tej samej zasadzie, którą opatentował profesor Pilat. Najczęściej stosowanymi technikami były wówczas odparafinowanie, rafinacja kwasowa i inne odmiany rafinacji.

Gas was used to separate gasoline – a product more expensive than oil. The production of gasoline was quickly growing: from 463 tonnes in 1919 up to about 40 thousand tonnes in 1938. A Polish invention made it possible to produce liquefied petroleum gas (LPG) by stabilizing gasoline. LPG was differently termed by various companies (in 1932 it was used for the “gasification” of Gdynia). With time Metan Laboratory of the company Gazolina was converted into the Institute for Chemical Research in Lviv providing a framework for the contemporary Industrial Chemistry Research Institute in Warsaw.

The largest refinery in Poland, which could process 100 thousand tonnes of oil per year, was at that time the property of the state-owned company Polmin. Its production accounted for 1/3 of the then national demand. The company had nearly one thousand employees, 500 tankers and long-distance oil and gas pipelines. Other refineries with the largest processing output were: Czechowice, Drohobych and Trzebinia. The plant in Jasło was shut down in 1929. Out of thirty four refineries which existed in 1924 thirty one remained until the end of the 1930s, of which twenty seven were active. They produced about 480 thousand tonnes of oil-derivative products. Other sources recount that in the interwar period Poland had fifteen large refineries with an annual oil processing capacity of 10,000 to 200,000 tonnes – totalling 850,000 tonnes in a year – and sixty four smaller plants with a total annual capacity of 100,000 tonnes. The processing capacity of the refineries was increased from 950,000 tonnes a year to 1.2 million tonnes a year, but in 1938 only 42% of this potential was utilised. There were almost as many owners as refineries. The largest companies were: the concern Małopolska which following mergers with and acquisitions of a dozen or so smaller plants owned eight refineries: two in Drohobych, in Dziedzice, Gorlice, Jedlicze, Rychcice, Trzebinia, Ustrzyki Dolne and power plants in Boryslav and Męcina. In addition, Polmin took charge of the administration of the state-owned gas pipelines in Jasło, and of the construction of the central gas pipeline in Sandomierz, the gasoline plant in Mościce, numerous oil and gas mines and most of the national network of fuel stations. Gazolina had three refineries in the area of Boryslav, and the companies: Galicja, Polska Nafta, Gazy Ziemne, TEPEGE and foreign concerns: Standard Nobel, Vacuum Oil and Potiq had one refinery each.

The obsolete Polish refineries had to be modernised. In the 1920s the tubular-tower oil distillation technology appeared in the USA. The first such plant in Poland was installed in 1928 in Vacuum Oil in Czechowice, and then in the refinery in Jasło (1932) and in Polmin (1938). Oil refining (emulsion breaking) was based on the same principle patented by Professor Pilat. The most frequently used techniques were deparaffinization, acid refining and other types of refining.

Na świecie już w latach 20. XX wieku, a w Polsce koło 1935 roku, w procesie etylizacji benzyny zaczęto dodawać czteroetylen ołowiu (CEO). Kłaking termiczny, zwiększający pozyskanie różnych rodzajów benzyny z ropy, stosowano w latach 30. w Czechowicach i Drohobyczu, a bardzo podobną technologię wykorzystywano w Gorlicach.

Następowała w tym czasie także ewolucyjna zmiana jakości produktów. I stosowano przedziwną branżową nomenklaturę. Mieszaniny węglowodorów C4–C5 nazywano: cymogen, rhigolen; gazoliny, czyli lekkie benzyny złożone z węglowodorów C6–C7, określano jako gasolen, canadol, ale też – eter naftowy, keroselen, rhigolen, Sherwood oil. Z kolei benzynowe rozpuszczalniki sprzedawano pod nazwą: benzyna C, safety oil, Dafourth Oil, benzyna B, ligroina. Produkty te mogły różnić się między sobą gęstością i temperaturą wrzenia (destylacji). W 1927 roku pojawiły się pierwsze przepisy normalizacyjne, będące wynikiem prac Komisji Ropy i Paliw oraz Podkomisji Smarów i Oliwienia (od 1932 Komisja Przetworów Naftowych) w Polskim Komitecie Normalizacyjnym (PKN).

Projekty norm przedmiotowych i metod badania własności zaproponowało Krajowe Towarzystwo Naftowe we Lwowie. W 1933 roku zostały zatwierdzone przez PKN normy dla około 60 głównych produktów naftowych. Były wśród nich m.in.: różne rodzaje benzyny (gazolina, lotnicza, samochodowa, rolnicza, ekstrakcyjna i lakowa) i nafty (kerosen, kerosine, petroleum). Olej napędowy (w 1927 zwany jeszcze popędowym) najpierw nazywany był olejem solarowym średnim, a od 1937 roku olejem napędowym ciężkim. Oleje smarowe znajdowały zastosowanie od dawna; w 1927 roku istniało piętnaście grup takich produktów. Dodatki oraz detergenty uszlachetniające produkty naftowe wchodziły do użytku w Polsce jednak powoli i z opóźnieniem. Polskie normy na produkty naftowe były zgodne z normami obowiązującymi w USA i krajach europejskich, co umożliwiała eksport. Sprzedaż wyrobów naftowych za granicę w różnych okresach dwudziestolecia międzywojennego stanowiła od 20 do 50% produkcji. Oleju opałowego, przynajmniej w dzisiejszym rozumieniu, wówczas nie produkowano. Natomiast asfalt w 1925 roku był wytwarzany w ilości 34 tys. ton przy 715 tys. ton przerabianej ropy. O tym, jak wielki nastąpił w tej dziedzinie skok, niechaj świadczy fakt, że w 1900 roku światowa produkcja asfaltu wynosiła zaledwie 26 tys. ton, z których połowa pochodziła ze Stanów Zjednoczonych.

W dwudziestoleciu międzywojennym transportem, magazynowaniem i dystrybucją produktów naftowych zajmowało się wiele przedsiębiorstw, m.in. Petrolea. Stacje benzynowe prowadziły takie firmy, jak: Polmin, Karpaty, Galicja, Standard Nobel, Gazolina, Gazy Ziemne. W 1938 roku paliwo w Polsce tankowało 55 tys. pojazdów samochodowych (motocykli, samochodów osobowych, ciężarówek i autobusów).

Around 1935 in Poland, and elsewhere in the world as early as the 1920s, tetraethyl lead (TEL) was mixed with gasoline (petrol) as an octane booster for cars. Thermal cracking, which increased output of various types of gasoline from oil was already used in the 1930s in Czechowice and Drohobych, and a very similar technology was applied in Gorlice.

The quality of products also evolved at that time. And the industry-specific nomenclature was very weird. Mixtures of C4–C5 hydrocarbons were referred to as: cymogene, rhigolene; gasolines, that is, light petrol composed of C6–C7 hydrocarbons – as gasolene, canadol, but also: petroleum ether, keroselen, rhigolene, and Sherwood oil. In turn, petroleum solvents were sold under the names of: Petrol C, safety oil, Dafourth Oil, petrol B, and ligroin. The products could differ by density and boiling (distillation) point. In 1927 the first standards appeared resulting from the works of the Oil and Fuel Committee and Lubricants and Oiling Subcommittee (from 1932 the Petroleum Products Committee) reporting to the Polish Committee for Standardization (PKN).

The draft standards and properties testing methods were proposed by the National Petroleum Association in Lviv. In 1933 PKN approved standards relating to about 60 core petroleum products. Those included: various types of petrol (gasoline, aircraft gasoline, automotive gasoline, agricultural gasoline, extraction gasoline and white spirit) or naphtha (kerosen, kerosine, petroleum). Diesel oil (in 1927 called drive oil) – was initially referred to as medium solar oil and from 1937 heavy diesel oil. Lubricating oils had been used for a long time; in 1927 there were fifteen groups of such products. However, additives and detergents refining oil products were put into use in Poland slowly and with some delay. Polish standards regarding petroleum products were fully compliant with US and European standards, which enabled exports. The sales of petroleum products to foreign countries during the interwar period accounted for 20 to 50% of the total production. Fuel oil, at least in the contemporary sense, was not produced at that time. On the other hand, 34,000 tonnes of asphalt were produced in 1925 and 715,000 tonnes of oil were processed. The huge step forward in this field is testified by the fact that in 1900 the global production of asphalt amounted to 26,000 tonnes only, half of which was supplied from the United States of America.

In the interwar period transport, storage and distribution of petroleum products were handled by many companies, e.g. Petrolea. Petrol stations were run by companies such as: Polmin, Karpaty, Galicja, Standard Nobel, Gazolina, and Gazy Ziemne. In 1938 in Poland 55,000 motor vehicles (motorcycles, passenger cars, trucks and buses) filled their fuel tanks. However, the country was poor and the development of automotive industry was delayed.

Kraj był jednak ubogi i opóźniony w rozwoju przemysłu motoryzacyjnego. Liczby także i tu mówią same za siebie: w tym czasie na 10 tys. mieszkańców przypadało w Polsce 8 samochodów, w Rumunii – 12, w Austrii – 69, w Czechosłowacji – 71, we Włoszech – 95, w Niemczech – 214, w Szwajcarii – 222, w Belgii – 242, w Anglii – 476, a we Francji – 517.

Przemysł petrochemiczny stawał się wówczas kluczowy dla wielu państw i zaczął stanowić jedną z sił napędowych światowej gospodarki. W takich okolicznościach rodziła się też związana ze znaczeniem nafty geopolityka. W 1928 roku w szkockim Achnacarry kierownictwa siedmiu światowych koncernów naftowych podzieliły potajemnie świat na strefy wpływów. Tak powstał kartel znany jako Siedem Sióstr. Utworzyły go następujące firmy: Standard Oil of New Jersey, Royal Dutch Shell, Gulf Oil Company, Texaco, Socony Mobil, Standard Oil of California i British Petroleum. W koncernach naftowych bardzo dobrze wiedzano, że w tym biznesie pieniądze „robi się” na zintegrowaniu poszczególnych segmentów działalności. Dopiero połączenie wydobywania (wymagającego dużych nakładów związanych z ponoszeniem ryzyka poszukiwań), przetwórstwa (a więc posiadanie rafinerii) i dostępu do rynku (też kosztownego, bo związanego z tworzeniem infrastruktury) pozwala osiągać największe zyski. I takie skupienie w jednym ręku wydobywania, przetwarzania i sprzedaży (tzw. integracja pionowa) daje pełną kontrolę nad branżą. Niektóre z Siedmiu Sióstr były obecne w Polsce już przed porozumieniem z Achnacarry. W 1921 roku najwięcej na polskim rynku sprzedawała Standard Oil of New Jersey, połączona później z firmą braci Nobel (Polnobel). W 1925 roku w Polsce pojawiła się też Socony – Standard Oil of New York, która od 1931 roku przejęła kontrolę nad Vacuum Oil.

Pierwsza wojna światowa ożywiła i wzmocniła gospodarkę Stanów Zjednoczonych. Jednym z widocznych przejawów tego wzrostu była m.in. szybko rosnąca liczba samochodów. W 1929 roku po drogach USA jeździło 23,1 mln aut, co stanowiło 78% pojazdów samochodowych świata. W Stanach Zjednoczonych jedno auto przypadało na 5 osób, podczas gdy w Wielkiej Brytanii na 30, we Francji na 33, w Niemczech na 102, w Japonii na 702, a w ZSRR na 6130 osób! Kalifornia, po nowych odkryciach złóż ropy w 1923 roku, realizowała 1/4 światowego wydobycia tego surowca. W ścisłej czołówce produkcji ropy znajdowały się wówczas również Meksyk oraz Wenezuela (z rafineriami Aruba i Curaçao). Część roponośnych obszarów Bliskiego Wschodu opanowała Francja, powołując firmę CFP (protoplastę Total). O swoje interesy na tych terenach zadbały również firmy amerykańskie. W 1924 roku odkryte zostały złoża w Arabii Saudyjskiej, gdzie od 1922 roku prowadziła poszukiwania firma Socal (Standard Oil of California), która dziesięć lat później zbudowała rafinerię na wyspie Bahrajn. Koncern British Petroleum (BP) w 1927 roku rozpoczął eksploatację złóż w Kirkuku, na terenie dzisiejszego Iraku.

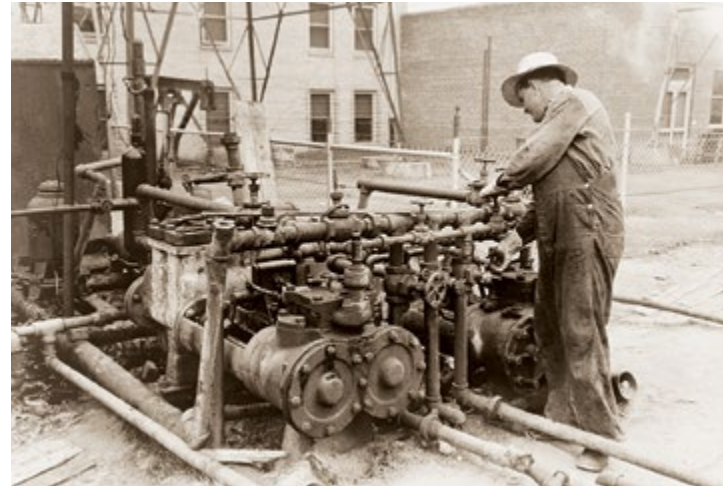
And here numbers also speak for themselves: at that time there were 8 cars per every 10,000 inhabitants in Poland, in Romania – 12, in Austria – 69, in Czechoslovakia – 71, in Italy – 95, in Germany – 214, in Switzerland – 222, in Belgium – 242, in England – 476 and in France – 517.

The petrochemical industry became of key importance to many countries and was one of the driving forces of the world's economy. In such circumstances geopolitics connected with the significance of petroleum came to life. In 1928, in Achnacarry in Scotland, the managements of seven global oil concerns secretly split the world into influence zones. This is how a cartel known as Seven Sisters was formed. The cartel consisted of the following companies: Standard Oil of New Jersey, Royal Dutch Shell, Gulf Oil Company, Texaco, Socony Mobil, Standard Oil of California and British Petroleum. The oil concerns were very well aware that in that business money was „made” by integrating the respective operating segments. Only a combination of production (which required large expenditure connected with the risk of prospecting and exploration), processing (i.e. ownership of refineries) and access to the market (also cost-consuming as it is connected with the development of infrastructure) makes it possible to generate the highest earnings. And such a consolidation of production, processing and sale in one hand (so-called vertical integration), provides full control of the industry. Some of the Seven Sisters were present in Poland already prior to the Achnacarry agreement. In 1921 Standard Oil of New Jersey, later combined with the company of the Nobel brothers (Polnobel), generated the highest sales in the Polish market. In 1925 Socony – Standard Oil of New York also appeared in Poland and in 1931 it took control of Vacuum Oil.

World War I revived and reinforced the economy of the United States. This growth was clearly manifested, among other things, in the rapidly increasing number of cars. In 1929 as many as 23.1 million cars were driving on the roads in the USA, which corresponded to 78% of motor vehicles in the world. In the United States every 5 people had one car, compared to every 30 people in the United Kingdom, 33 in France, 102 in Germany, 702 in Japan and 6130 in the USSR! California, following new discoveries of oil reserves in 1923, covered 1/4 of the global output of this resource. Other oil production leaders of that time were Mexico and Venezuela (with its refineries in Aruba and Curaçao). Part of the oil-bearing territories in the Middle East was conquered by France, which established CFP (the protoplast of Total). American companies also took care of their interests in that territory. In 1924 oil reserves were discovered in Saudi Arabia where from 1922 Socal (Standard Oil of California) was in operation. Ten years later the company built a refinery in Bahrain Island. In 1927, British Petroleum (BP) started extracting the reserves in Kirkuk, in present-day Iraq.



Praca przy wierceniach i wydobywaniu ropy w USA – lata 30. i 40. XX w. / Oil drilling and extraction in the USA – 1930s and 40s



W mniej uprzywilejowanej gospodarczo sytuacji znajdował się przemysł niemiecki. Niemcy (podobnie jak Japonia oraz Włochy) nie otrzymały koncesji na poszukiwania ropy w tym rejonie świata, rozwijały zatem technologie chemiczne Bergiusa i Fischera-Tropscha, ukierunkowane na produkcję benzyny syntetycznej z węgla. W przededniu wybuchu drugiej wojny światowej w Niemczech pracowało czternaście tego typu fabryk (a sześć kolejnych było w budowie), wytwarzających dziennie nawet osiemnaście milionów litrów benzyny.

W latach 30. ubiegłego wieku nastąpił nagły rozwój nowych technologii przerobu ropy. Znaczącą rolę w ich wdrażaniu odgrywała amerykańska firma Universal Oil Products (UOP). Z doświadczenia i praktyki wiadomo, że, wprowadzając nową technologię, trzeba

zwykle rozwiązać od 60 do 100 różnych problemów, tymczasem istniejąca od 1914 roku UOP dysponowała tylko procesem krakingu termicznego. Wiele innowacyjnych rozwiązań wnieśli do tej technologicznej reformy emigranci z Rosji, Polski i Niemiec.

Opracowano wówczas nowe procesy katalityczne, np.: alkilacji, pozwalający uzyskiwać wysokooktanową benzynę z węglowodorów C4 (zwykle kierowanych do gazu płynnego LPG), izomeryzacji i reformingu (hydroformingu), wykorzystywane również w celu podwyższenia liczby oktanowej benzyny. Wprowadzono ponadto

German industry was in a less privileged economic position. Germany (likewise Japan and Italy) were not licensed to carry out oil prospecting in this area of the world; thus, they were developing the chemical technologies of Bergius and Fischer-Tropsch oriented to producing petrol from coal. Just before World War II fourteen such factories operated in Germany (and six others were under construction) producing up to eighteen million litres of petrol a day.



Praca przy wierceniach i wydobywaniu ropy w USA – lata 30. i 40. XX w. / Oil drilling and extraction in the USA – 1930s and 40s

In the 1930s new oil processing technologies developed rapidly. Universal Oil Products (UOP) was an American company which played a significant role in implementing such technologies. Experience and practice have shown that with a new technology normally 60 to 100 different problems must be solved, whereas the only process UOP, existing since 1914, had at its disposal was thermal cracking. Emigrants from Russia, Poland and Germany contributed many innovative solutions to this technological reform.

New catalytic processes were developed, such as, for example: alkylation during which high-octane petrol was produced from C4 hydrocarbons (normally in LPG streams), isomerisation and reforming (hydro-forming), also used to increase the octane rating of petrol. Also, catalytic cracking was introduced to



Hans Frank wizytuje tereny roponośne w okolicach Jasła – 1940 r. / Hans Frank visiting the oil-bearing grounds near Jasło – 1940

kraking katalityczny, zwiększający uzysk dobrej jakości benzyny z ropy, a także proces otrzymywania benzyny polimeryzacyjnej z propylenu.

Zalety benzyny wysokooktanowej (lotniczej z liczbą oktanową 100), pochodzącej z tych procesów, sprawdziły w praktyce strony walczące w hiszpańskiej wojnie domowej. Nowe, gatunkowo lepsze paliwo poprawiało stopień sprężania silników samolotowych, zwiększając ich szybkość, udźwig i tempo wznoszenia. Opracowane zostały ponadto procesy otrzymywania z ropy naftowej surowców do materiałów wybuchowych: trotylu (podczas pierwszej wojny światowej zużyto 68 tys. ton TNT, a w czasie drugiej – 1,35 mln ton), kauczuku syntetycznego i detergentów.

Pakt Ribbentrop–Mołotow, w militarnym i politycznym wymiarze będący *de facto* czwartym rozbiorem Polski, podzielił kraj we wrześniu 1939 roku na dwie strefy wpływów. Zagłębia naftowe położone na zachód od Sanu dostały się w ręce niemieckie, a te na wschód – w bolszewickie. W części niemieckiej zarząd sprawowała firma Beskidem Erdöl-Gewinnung GmbH, sowiecką nadzorowały natomiast trzy podmioty ukraińskie, powołane do poszukiwań, wydobywania i przerobu ropy. Zgodnie z ustaleniami paktu eksploatacja oraz przetwarzanie surowca po obu stronach linii demarkacyjnej były prowadzone na potrzeby niemieckiej maszyny wojennej. W ciągu roku przetwarzano około 400 tys. ton ropy, wydobywano 650-750 mln m³ gazu ziemnego oraz wytwarzano niemal 30 tys. ton gazoliny. 7 sierpnia 1944 roku Amerykanie zbombardowali, niszcząc prawie doszczętnie, rafinerię w Trzebinii, a 20 sierpnia dokonali nalotu na rafinerię w Czechowicach. Dalsze zniszczenia polskiego przemysłu naftowego przyniosły walki w styczniu i lutym 1945 roku.



Z polskich terenów roponośnych zajętych przez ZSRR następował transport ropy do Rzeszy / Oil was transported to the Reich from the oil-bearing grounds in Poland seized by the USSR

increase the output of good petrol derived from crude oil along with the process of obtaining polymerized gasoline from propylene.

The advantages of high-octane petrol (aviation gasoline with a 100 octane rating) derived from these processes were verified in practice by the parties fighting in the civil war in Spain. New fuel of better quality improved the compression ratio of aircraft engines, increasing their speed, load and lift. In addition, processes were developed to obtain oil-derivative raw materials for explosives: trinitrotoluene (68,000 tonnes of TNT were used during World War I and 1.35 million tonnes during World War II), synthetic rubber and detergents.

The Ribbentrop–Molotov Pact, in fact being the fourth partition of Poland in the military and political sense, in September 1939 split the country into two zones of influence. The oil basins situated west of the river San were taken over by the Germans and those to the east were captured by the Bolsheviks. In the area controlled by the Germans the company Beskidem Erdöl-Gewinnung GmbH was in charge of the oil industry, while in the territory ruled by the Soviets three Ukrainian entities were established in charge of exploring, extracting and refining oil. According to the provisions of the pact oil resources on both sides of the demarcation line were extracted and processed for the needs of the German war machine. In a year about 400,000 tonnes of oil were refined, 650–750 million cubic metres of natural gas were extracted and nearly 30,000 tonnes of gasoline were produced annually. On 7 August 1944 the Americans bombed and nearly completely destroyed the refinery in Trzebinia and on 20 August carried out an air raid on the refinery in Czechowice. The Polish petroleum industry was further destroyed by warfare in January and February 1945.



PRL

wszystko w rękach państwa

Polish People's Republic – in the hands of the State

W lipcu 1944 roku powołano w Lublinie Polski Monopol Naftowy (PMN – obecnie ORLEN Południe). Instytucja miała za zadanie ratowanie pozostałości majątku, naprawę oraz odbudowę infrastruktury niezbędnej do zaopatrzenia w paliwa i smary pojazdów wojskowych, a także cywilnych. Jesienią 1944 roku, gdy front wojenny zatrzymał się w okolicach Jasła, zaczęto w tym rejonie wydobywać ropę i gaz oraz wytwarzać gazolinę. Pracę mogła podjąć tylko rafineria w Jedliczu (obecnie ORLEN Południe). PMN stopniowo rozszerzał zasięg działania w kierunku zachodnim, postępując śladami ofensywy wojsk sowieckich, sukcesywnie wypierającej Niemców.

In July 1944 the Polish Oil Monopoly (PMN) was established in Lublin. The task of the institution was to save the remnants of assets, and to repair and reconstruct the infrastructure needed to supply fuel and lubricants to military as well as civil vehicles. In autumn 1944, when the war front was frozen near Jasło, extraction of oil and gas commenced in that area and gasoline was produced. The refinery in Jedlicze (today ORLEN Południe) was the only refinery capable of working. PMN gradually extended its operating range to the west, following the footsteps of the Soviet offensive which successively forced the Germans to retreat.

11 października 1944 roku nazwę instytucji zmieniono na Państwowe Biuro Sprzedaży Produktów Naftowych, a 3 grudnia 1945 roku, zarządzeniem Ministra Przemysłu, Biuro przekształcono w Centralę Produktów Naftowych (CPN) z siedzibą w Krakowie. Pod koniec 1945 roku istniały na terenie Polski 73 składy produktów naftowych i funkcjonowało 26 stacji benzynowych, a wielkość sprzedaży paliw osiągnęła 121,8 tys. ton. Duże znaczenie miał w tym okresie import paliw płynnych z ZSRR, jak również dostawy z Administracji Narodów Zjednoczonych Do Spraw Pomocy i Odbudowy (UNRRA).

CPN, przeniesiona 22 kwietnia 1948 roku do Warszawy, została bezpośrednio podporządkowana Ministrowi Przemysłu i Handlu, choć potem jeszcze wielokrotnie zmieniała się jej resortowa podległość. Instytucja była uprawniona do ogólnego nadzoru nad gospodarką paliwami i smarami. W 1986 roku CPN zatrudniała 19 tys. pracowników oraz dysponowała 1335 stacjami benzynowymi. Jeszcze w 1957 roku używane były na stacjach pompy ręczne (takie jak zachowana w skansenie Bóbrka), potem nastał czas dystrybutorów elektrycznych. W tym samym roku CPN znacząco rozszerzył asortyment proponowanych usług. Na stacjach paliw rozpoczęto sprzedaż akcesoriów samochodowych, części zamiennych, a nawet kosmetyków do aut. Centrala miała już wówczas do dyspozycji pokaźne zaplecze: cysterny kolejowe i samochodowe, hurtownie oraz oddziały konfekcjonowania olejów smarowych.

On 11 October 1944 the institution was renamed to the State Office for the Sale of Petroleum Products and on 3 December 1945, by virtue of a decree of the Minister of Industry, it was transformed into the Central Office of Petroleum Products (CPN) based in Kraków. At the end of 1945 there were 73 oil product depots and 26 petrol stations with fuel sales amounting to 121,800 tonnes. Imports of liquid fuels from the USSR and supplies from the United Nations Relief and Rehabilitation Administration (UNRRA) were of great significance at that time.

On 22 April 1948 CPN moved to Warsaw, reported directly to the Minister of Industry and Commerce but later changed superordinates several times. The powers of the institution comprised general supervision of the domestic management of fuels and lubricants. In 1986 CPN had nineteen thousand employees and operated 1335 petrol stations. As late as 1957 the stations made use of manual pumps (such as the one in the museum in Bóbrka) which were later replaced by electric dispensers. In the same year CPN considerably extended its range of services. Petrol stations started selling automotive accessories, spare parts and even automotive cosmetics. The Central Office had already huge resources at its disposal: railway and road tankers, wholesalers and lubricating oils packaging divisions.



Rafineria w Trzebini (obecnie ORLEN Południe) wznowiła pracę już w 1947 r. / The Refinery in Trzebinia (today ORLEN Południe) resumed its operation in 1947

W 1945 roku wydobyto w Polsce 86 tys. ton ropy (inne źródło podaje 106 tys. ton) i 135 mln m³ gazu (pięć lat później produkcja wzrosła do 188,7 tys. ton ropy i 142 mln m³ gazu). Trwały poszukiwania nowych złóż, m.in. w okolicach Kłodawy oraz Inowrocławia. Odkrywano nowe pokłady w Karpatach, te jednak nie okazały się znaczącymi zasobami surowca. Pomyślnie za to okazały się rozpoczęte w 1955 roku poszukiwania na Niżu Polskim, gdzie odkryto, zlokalizowane w rejonie Ostrzeszowa, duże złoża gazu ziemnego. W roku następnym powstało Przedsiębiorstwo Poszukiwań Nafty i Gazu, początkowo z siedzibą w Pile, następnie w Zielonej Górze i Toruniu. Wiercenia na Niżu Polskim zaowocowały eksploatacją w sumie piętnastu złóż ropy. Cztery lata później wydobyto w Polsce 340 tys. ton tego surowca, najlepszy wynik osiągając w roku 1974 – 562 tys. ton. Największe wydobycie gazu ziemnego w ilości 7,5 mld m³ uzyskano w 1978 roku. W sześćdziesięciu złożach gazu na Niżu Polskim zasoby szacowano na 110 mld m³ (od 1970 wydobywano 3,3 mld m³ rocznie). Spadek wydobywania błękitnego paliwa nastąpił w latach 80. ubiegłego wieku.

Zniszczone polskie rafinerie odbudowywano w większości z inicjatywy lokalnych społeczności, niekiedy nawet wbrew opinii PRL-owskich władz. W Rafinerii Trzebinia, która już w 1947 roku zaczęła przerabiać ropę z Iranu, w 1951 roku została uruchomiona destylacja rurowo-wieżowa (DRW) o wydajności 250 tys. ton rocznie. W tym czasie był to największy i najnowocześniejszy zakład tego typu w kraju. Produkowano w nim również m.in. kwas naftenowy, tłuszcze techniczne oraz 100 tys. ton asfaltu rocznie, później podjęto również utylizację opon.

Rafinerię w Trzebini zbudował w 1895 roku hrabia Andrzej Potocki. Na początku zakład przerabiał w ciągu roku 12 tys. ton surowca. W 1905 roku rafineria stała się własnością austriackiej spółki Mineraloeli. Wtedy też została rozbudowana o destylarnię kotłową o wydajności 95 tys. ton na rok oraz parafiniarnię. Wprowadzono kraking termiczny, oksydację asfaltu, a także rafinację nafty i olejów. Począwszy od 1923 roku zakład był we władaniu koncernu Małopolska. W 1943 roku niemiecka firma Continentalol, wykorzystując pracę więźniów z Polski, Anglii, Francji, Słowacji, Ukrainy, Rumunii i Związku Radzieckiego, rozbudowała rafinerię o część atmosferyczną destylarni rurowo-wieżowej (DRW). Pod koniec lat 60. XX wieku podniesiono wydajność trzebińskiej DRW do 0,5 mln ton ropy rocznie. Dziś rafineria, będąca częścią ORLEN Południe SA, nastawiona jest na przerabianie surowca krajowego.

In 1945 the crude oil output in Poland amounted to 86,000 tonnes (106,000 tonnes according to another source) and gas output 135,000,000 m³ (five years later the production increased to 188,700 tonnes of oil and 142,000,000 m³ of gas). Prospecting for new reserves was underway, e.g. near Kłodawa and Inowrocław. New deposits were discovered in the Carpathian Mountains but the resources turned out to be insignificant. However, the exploration begun in 1955 in the Polish Lowland proved successful and led to the discovery of large reserves of natural gas located in the area of Ostrzeszów. In the following year the Oil and Gas Exploration Company was established, initially in Piła and later in Zielona Góra and in Toruń. Drilling in the Polish Lowland resulted in fifteen oil fields in total being putting into use. Four years later Poland extracted 340,000 tonnes of oil. The best result, 562,000 tonnes, was achieved in 1974. The highest output of natural gas amounting to 7.5 billion cubic metres was recorded in 1978. The resources of sixty gas reserves discovered in the Polish Lowland were estimated at 110 billion cubic metres (from 1970 as many as 3.3 billion cubic metres were produced in a year). The production of the blue fuel dropped in the 1980s.

The destroyed Polish refineries were reconstructed mostly on the initiative of local communities, sometimes against the state authorities' wishes. In the Refinery of Trzebinia, which as early as 1947 started processing oil from Iran, tubular-tower distillation of 250,000 tonnes per year was put into service in 1951. At that time it was the largest and most modern plant of its kind in Poland. It also produced naphthenic acid, technical greases and 100,000 tonnes of asphalt a year; later, it dealt with tyre recycling.

The refinery in Trzebinia was built in 1895 by Count Andrzej Potocki. Initially the plant processed 12,000 tonnes of petroleum a year. In 1905 the refinery became the property of the Austrian company Mineraloeli. Then it was expanded by a boiler distillation facility with a capacity of 95,000 tonnes a year and a wax plant. Also, a thermal cracking plant, asphalt oxidation and petroleum and oils refining plants were built. Starting from 1923 the refinery was under the control of the concern Małopolska. In 1943 the German company Continentalol, using forced labour of prisoners from Poland, England, France, Slovakia, Ukraine, Romania and the Soviet Union, expanded the refinery by the atmospheric part of the tubular-tower distillation plant. In the late 1960s the capacity of tubular-tower distillation was increased to half a million tonnes of oil a year. Today, the core activity of the refinery, forming part of ORLEN Południe SA, is the processing of domestic resources.

Rafineria Czechowice została zbudowana w 1905 roku przez firmę Vacuum Oil. Początkowo z mocą umożliwiającą przetwarzanie 35 tys. ton ropy rocznie, w latach 30. XX wieku osiągnęła wielkość 60 tys. ton. W połowie lutego 1945 roku zakład został przejęty przez Państwowy Urząd Naftowy. Już w czerwcu uruchomiono przetwarzanie ropy, rok później gotowe były inne oddziały, a w 1948 roku odbudowano obiekty towarzyszące. W Czechowicach pracowała także parafiniarnia i produkowano smary stałe. W 1954 roku w zakładzie wdrożono nową selektywną rafinację olejów i regenerację olejów przepracowanych. Po pięciu latach, decyzją Ministra Przemysłu Chemicznego, podjęto rozbudowę rafinerii do mocy przerobowej 0,5 mln ton ropy w ciągu roku. Uruchomiono wówczas DRW, jak również inne procesy, m.in. oksydację asfaltu i fabrykę bębnow, odparafinowanie, rafinację selektywną oraz kontaktową. Po raz pierwszy też uzyskano z rosyjskiej ropy dobrej jakości oleje smarowe.

Duże inwestycje uczyniły Czechowice największą rafinerią w Polsce. Ogromną stratą dla krajowej gospodarki było zatem unieruchomienie zakładu spowodowane tragicznym pożarem z 26 czerwca 1971 roku. Tego dnia piorun uderzył w zawór zbiornika o pojemności 12 500 m³. Znajdowało się w nim 8850 ton ropy. W sekundzie zapalił się uszkodzony zbiornik oraz rozlana ropa w jego obwałowaniu.

The Refinery in Czechowice was built in 1905 by Vacuum Oil. Its initial processing capacity amounted to 35,000 tonnes of oil a year, and in the 1930s it reached 60,000 tonnes. In the middle of February 1945 the plant was taken over by the National Petroleum Authority. In June oil refining functions were put into service and a year later other divisions were ready. In 1948 the accompanying infrastructure was reconstructed. The Refinery in Czechowice also had a wax plant and produced solid lubricants. In 1954 a new selective oil refining and used oil regeneration plants were added. Five years later, by the decision of the Minister of Chemical Industry, the refinery was expanded to reach the annual capacity of half a million tonnes. Then, the tubular-tower distillation was put into operation along with other processes such as an asphalt oxidation plant and drum factory, deparaffinization, selective and contact refining. For the first time in Poland good quality lubricating oils were produced from Russian petroleum.

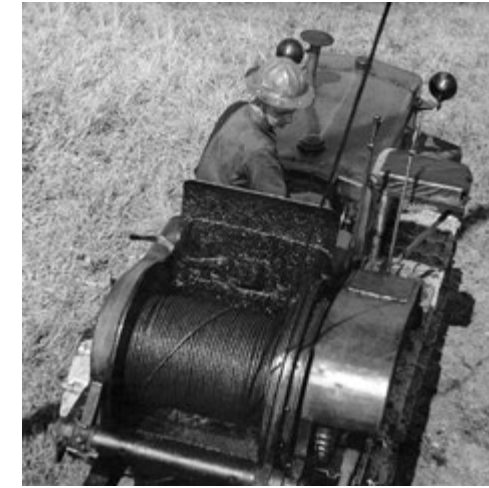
Large investments made Czechowice the largest refinery in Poland. Thus, the shutdown of the facility as a result of the dramatic fire on 26 June 1971 was a huge loss for the Polish economy. On that day lightning struck the valve of a 12,500 cubic metre tank. The tank contained 8,850 tonnes of oil. In a second the damaged tank and the oil spill caught fire.



Kopalnia ropy naftowej w Turaszówce / Oil mine in Turaszówka



Fot. str. 48-49 Wiercenia poszukiwawcze oraz budowa nowych kopalni ropy na terenie Podkarpacia / Oil prospecting and construction of new oil mines in the Subcarpathian Region

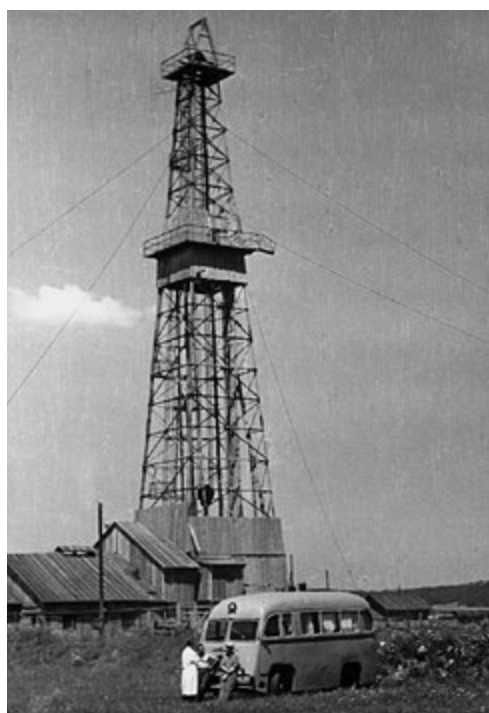




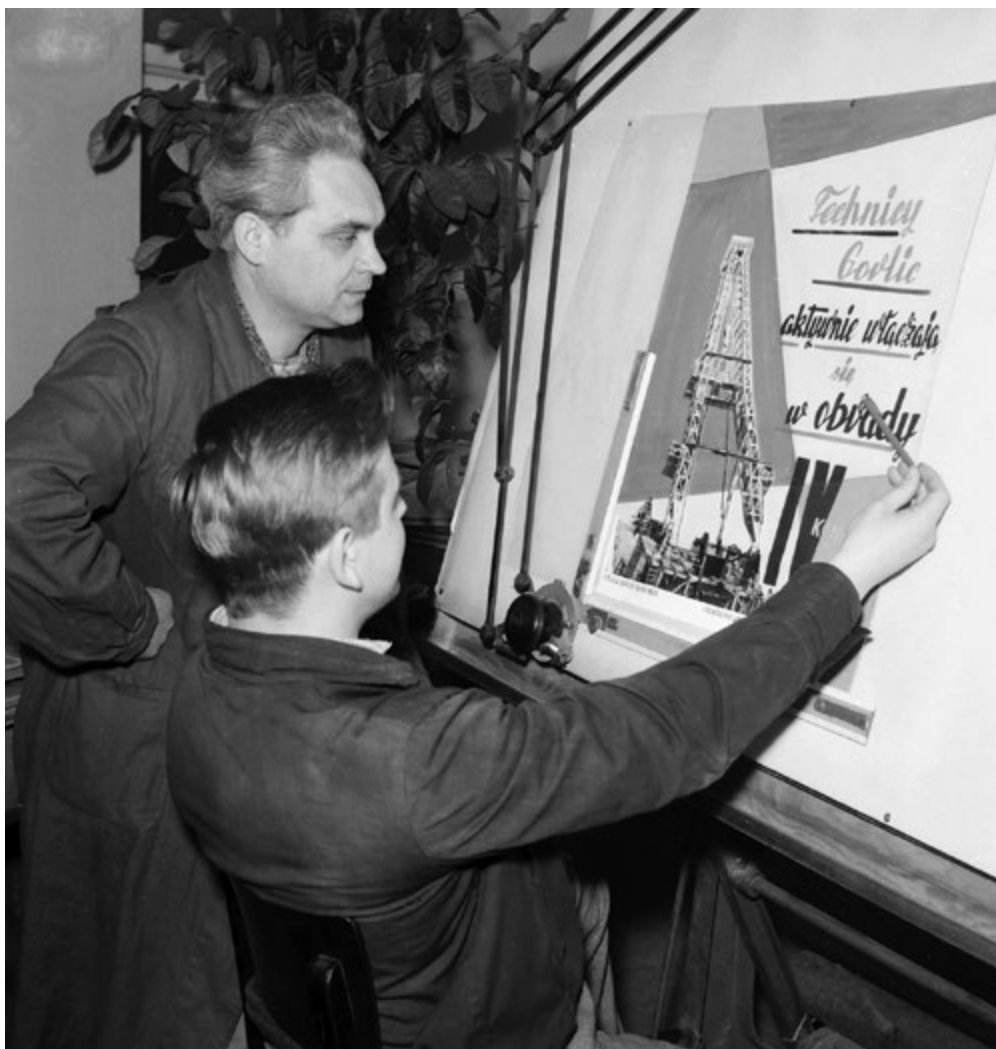
Górnicy naftowi podczas pochodów z okazji 1 Maja na ulicach Krosna i Jasła / Oil miners during the First of May celebration in the streets of Krosno and Jasło



Montaż wieży wiertniczej w Fabryce Maszyn „Glinik” w Gorlicach / Installation of a derrick in the Machinery Factory “Glinik” in Gorlice



Wiercenie otworu wydobywczego na Podkarpaciu / Drilling a well in the Subcarpathian Region



Płomienie buchały na wysokość stu metrów. Płonąca ropa, wskutek nieszczelności w wale, przedostawała się w kierunku następnego zbiornika, łączyła się w strumienie i rozpyływała na obszary kolejnych oddziałów zakładu. Pożar rozprzestrzenił się gwałtownie. Słup dymu widoczny był w promieniu piętnastu kilometrów. Temperatura w pobliżu palącego się zbiornika była tak wysoka, że topiły się opony w pojazdach gaśniczych, stojących od niego w odległości dwudziestu dwóch metrów. Wkrótce płonący zbiornik eksplodował. Świadkowie zapamiętali potworny huk i oślepiającą, żółto-pomarańczową jasność. Płonąca ropa, unosząca się ze zbiornika przypominała fontannę ognia o średnicy trzydziestu metrów. Uciekający ludzie płonęli jak pochodnie. Chwilę później eksplodował drugi z czterech zbiorników, także wyrzucając na zewnątrz tony płonącej ropy o temperaturze 1000°C!

W akcji gaśniczej uczestniczyło dwa i pół tysiąca strażaków. Bilans ludzkich strat był tragiczny, a krajobraz po pożarze rafinerii wstrząsający. Gdzieśgdzieś odnajdywano pozostałości po ubraniach ogniochronnych, w których zachowały się szczątki ciał. W rękawach kurtek brakowało rąk, w spodniach kości były spopielone. W pożarze zginęły trzydzieści trzy osoby, sto pięć osób zostało rannych, w tym czterdzieści bardzo ciężko. Kolejne cztery ofiary zmarły w szpitalu. Zniszczenia materialne także były ogromne. Szeroko zakrojona „akcja Czechowice” umożliwiła, już po czterech tygodniach, w niespotykanym dotąd na świecie tempie, zbudowanie na nieuzbrojonym terenie nowych zbiorników. Dyrektorem naczelnym rafinerii Czechowice był wówczas Kazimierz Klęk, fachowiec o wybitnych zasługach dla polskiego przemysłu naftowego.

W roku 1976 nastąpiło połączenie rafinerii trzebińskiej i czechowickiej w Śląskie Zakłady Rafineryjne im. Ludwika Waryńskiego z siedzibą w Czechowicach-Dziedzicach. Mariaż przedsiębiorstw był jednak krótkotrwały. Po rozdziale obie rafinerie konkurują ze sobą do dzisiaj, należąc do różnych grup kapitałowych.

W okresie powojennym wszystkie polskie rafinerie zostały oczywiście unowocześnione. Wyposażono je w elektroddehydratory do oczyszczania ropy z wody i soli według metody pozyskanej z ZSRR. W blokach olejowych (produkcja olejów smarowych) rafinerii czechowickiej oraz jedlickiej zastosowano rafinację furfurem. Ponadto w Jedliczach wprowadzono odasfaltowanie ropy propanem. W Rafinerii Jasło wybudowano wytwórnię sadzy, zawierającej amorficzny węgiel, potrzebny do produkcji opon. Powstały tam również obiekty pozwalające na wytwarzanie dodatków do olejów smarowych. Wszystkie krajowe rafinerie uruchomiły produkcję asfaltu, wszystkie produkowały również oleje smarowe.

Flames burst up to a height of one hundred metres. The burning oil, as a result of leakage, moved in the direction the next tank in streams and entered successive divisions of the plant. The fire spread violently. The column of smoke was visible from the distance of fifteen kilometres. The temperature near the burning tank was so high that tyres of the fire engines standing twenty metres melted. Soon the burning tank exploded. Witnesses recounted a horrible bang and a blinding, yellow and orange glare. The burning oil rising above the tank looked like a fountain of fire with a diameter of thirty metres. The escaping people were burning like torches. A moment later the second of the four tanks exploded, also ejecting tonnes of burning oil with a temperature of one thousand degrees Celsius!

Two thousand five hundred firemen tried to put out the fire. The balance of human losses was tragic and the landscape after the fire of the refinery was shocking. Remnants of fire-proof clothing were found here and there with human remains inside them. Hands were missing from jacket sleeves and the bones in trousers were ashed. Thirty three people died in the fire, one hundred and five were injured, including forty severely. Four more victims died in hospital. Material losses were also huge. Thanks to the wide-scale “Czechowice rescue action” as early as four weeks after, new tanks were erected in undeveloped land, which was a speed unheard of in the world. The managing director of the refinery in Czechowice was then Kazimierz Klęk, a professional with notable merits for the Polish petroleum industry.

In 1976 the refineries in Trzebinia and Czechowice were combined to form a single enterprise – the Ludwik Waryński Silesian Oil Refinery headquartered in Czechowice-Dziedzice. However, this business marriage was short-term. Following the split, both refineries have competed with each other to date, forming parts of different capital groups.

After the war all Polish refineries were of course modernised. They were equipped with electrodehydrators to remove water and salt from oil using a method obtained from the USSR. In oil units (production of lubricating oils) furfural was used for oil refining in the refineries in Czechowice and Jedlicze. In addition, a propane deasphalting process was put into operation in Jedlicze. The Refinery of Jasło built a soot plant containing amorphous carbon required for tyre production. Also, facilities used for manufacturing additives to lubricating oils were built there. All the refineries in Poland produced asphalt and lubricating oils.

Ten asortyment stanowił tzw. pogłębienie przerabiania ropy i lepsze jej wykorzystanie. Pod tym względem Polska należała do wyjątków, gdyż kraje europejskie rozpoczynały swoisty wyścig płytkiego przerobu jak największej ilości ropy. W tych procesach głównym produktem, powstającym w wyniku atmosferycznej destylacji w DRW, był olej opałowy spalany w elektrowniach.

Ropa wydobywana w polskich kopalniach nie pokrywała jednak krajowych potrzeb. Pięciu polskim rafineriom brakowało surowca. Tymczasem Zachód ogłosił embargo na dostawy surowców za żelazną kurtynę. W związku z tym Polska importowała ropę i paliwa z ZSRR, nie traktując priorytetowo własnego przemysłu naftowego.

Powojenna odbudowa światowej gospodarki przyczyniła się m.in. do zwiększenia zużycia ropy. W Stanach Zjednoczonych narodził się przemysł petrochemiczny wytwarzający niemal pięćset produktów. Europa, przynajmniej ta jej część ożywiona planem Marshalla, w 1951 roku sprowadziła 80% ropy z Bliskiego Wschodu. W tym czasie Iran znacjonalizował przemysł naftowy, czego następstwem było m.in. zatrzymanie produkcji w wielkiej rafinerii w Abadan, dostarczającej Amerykanom 40% benzyny lotniczej na potrzeby toczącej się w latach 1950-1953 wojny w Korei.

W 1953 roku „wielka ropa” ponownie została odkryta w Arabii Saudyjskiej, a Jean Paul Getty stał się bardzo sławną postacią świata nafty. Trzy lata później Gamal A. Naser, prezydent Egiptu, w odpowiedzi na odmowę przez USA i Wielką Brytanię finansowego wsparcia budowy tamy w Asuanie, upaństwowił Kanał Sueski, przez który płynęło 2/3 ropy do Europy. W strefie Kanału nastąpiła woj-skowa interwencja Izraela, Francji i Wielkiej Brytanii. W odpowiedzi Egipcjanie zablokowali żeglugę, zatapiając pięćdziesiąt statków. Wkrótce, w roku 1958, zasobne złoża romaszkiskie zlokalizowano w rosyjskim zagłębiu Wołga-Ural. A Armand Hammer, przyjaciel Lenina, w 1959 roku odkrył „dużą ropę” w Libii. W tym samym czasie znaleziono spore złoża gazu w Groenigen w Holandii.

Postęp w udoskonalaniu konstrukcji silników spalinowych, który nastąpił po drugiej wojnie światowej, wiązał się np. ze zwiększeniem stopnia sprężania z 5 do 9-10 w silnikach benzynowych. Wymagało to oczywiście lepszej jakości paliwa, wyższych liczb oktanowych benzyny (liczba oktanowa określa odporność paliwa na detonację w silnikach spalinowych). W Polsce po 1 lipca 1958 roku było to 55-80 jednostek oktanowych (metodą motorową), z dużą zawartością czteroehtylu ołowiu (CEO) do 1,4 g Pb/kg. W połowie lipca 1966 roku pojawiły się w kraju etyliny 78 i 94 (z liczbami oktanowymi oznaczanymi metodą badawczą), ze zmniejszoną zawartością CEO do 1,2 gPb/kg.

This process range was a deepening of oil processing and enabled more efficient use of oil. Poland was unique in that respect since other European countries already pursued shallow processing of the largest possible amount of oil. The main product in these processes, resulting from atmospheric tubular-tower distillation and used by power plants, was fuel oil.

However, oil extracted in Polish oil mines did not cover the domestic requirement. Resources were insufficient for five Polish refineries. Meanwhile, the West announced an embargo on supplying resources to countries behind the Iron Curtain. Therefore, Poland imported oil and fuels from the USSR, not giving its own petroleum industry priority.

The reconstruction of the global economy after the war contributed, among other things, to increased consumption of petroleum. In the United States of America the petrochemical industry came into life manufacturing nearly five hundred products. Europe, at least in the part revived by the Marshall Plan, in 1951 imported 80% of petroleum from the Near East. At the same time, Iran nationalized its petroleum industry, as a consequence of which the huge refinery in Abadan supplying Americans with 40% of aviation gasoline to meet the demands of the war in Korea in 1950-1953 ceased to operate.

In 1953 “big oil” was rediscovered in Saudi Arabia and Jean Paul Getty became a very famous person in the world of petroleum. Three years later Gamal A. Naser, the President of Egypt, in response to the US's and UK's refusal to provide financial support for the project of constructing the Aswan dam, made the Suez Canal used as a route for transporting 2/3 of oil supplies to Europe the property of the Egyptian state. The armed forces of Israel, France and the United Kingdom intervened in the Canal zone. In response the Egyptians blocked inland navigation and sank fifty ships. Soon, in 1958, the abundant Romashkino oil field was located in the Russian Volga-Ural Basin. And Armand Hammer, a friend of Lenin, in 1959 discovered “big oil” in Libya. At the same time large reserves of gas were discovered in Groenigen, in the Netherlands.

The advance in the design of internal combustion engines after World War II was connected with an increase in the compression ratio in petrol engines from 5 to 9-10. Of course, it required better quality fuel and a higher octane rating of petrol (the octane rating determines the resistance of fuel to detonation in internal combustion engines). After 1 July 1958 in Poland petrol had 55-80 octane units (motor method) and contained a lot of tetraethyl lead (TEL) – up to 1.4 g Pb/kg. In the middle of July 1966 ethyl petrol 78 and 94 (petrol with octane rating determined by test method) was introduced. The content of TEL was reduced to 1.2 gPb/kg.

Elektryfikacja kraju przyniosła naturalnie liczne, istotne zmiany cywilizacyjne oraz konsumenckie, mając także wpływ na niemal całkowite wyeliminowanie nafty jako surowca używanego do celów oświetleniowych. Pojawiły się natomiast nowe wyzwania i zapotrzebowania. Jak choćby na paliwo do samolotów odrzutowych. Produkcję benzyny lotniczej ATK (*Aviation Turbine Kerosene*, nafta lotnicza turbinowa) podjęła rafineria w Gliniku. Zmienione wymagania rynku paliw mogły spełnić tylko inne, nowe technologie. Oprócz wcześniej wspomnianych był to reforming z platynowym katalizatorem (1947 rok) oraz hydro-odsiarczanie benzyny i oleju napędowego (1954 rok), czyli usuwanie związków siarki, azotu i tlenu wodorem w obecności katalizatora kobaltowo-molibdenowego.

Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej (RWPG) 11 października 1958 roku podjęła decyzję o budowie rurociągu naftowego „Przyjaźń”, który miał dostarczać ropę do Polski, Niemieckiej Republiki Demokratycznej, Czechosłowacji i na Węgry. Na początku stycznia 1959 roku Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów (KERM) postanowił, że to w Płocku powstaną Mazowieckie Zakłady Rafineryjne i Petrochemiczne, (a więc w odległości 4,5 tys. km od źródeł ropy), w których odbywać się będzie przetwarzanie radzieckiego surowca. Był po temu najwyższy czas, ponieważ w 1955 roku 54% paliw w Polsce pochodziło z importu, a pięć lat później już aż 66%. W ciągu roku przerabiano ponad milion ton ropy. Potrzebna więc była nowa, szósta w kraju rafineria! W ówczesnych strategiach gospodarczych przyjmowano, że przemysł chemiczny powinien wyraźnie wyprzedzać inne dziedziny gospodarki, ponieważ, zaopatrując je w paliwa i półprodukty, gwarantuje ich harmonijny rozwój.

Promotorem takiego kierunku rozwoju kraju był Antoni Radliński (Minister Przemysłu Chemicznego w latach 1957-1970), uhonorowany Medalem im. Ignacego Łukasiewicza. Zarządzeniem z 29 grudnia 1959 roku, Radliński powołał „Mazowieckie Zakłady Rafineryjne i Petrochemiczne w budowie” (MZRIp). Pierwszym dyrektorem naczelnym przyszłej rafinerii w Płocku został Paweł Nowak.

Nawet dzisiaj, po tylu latach, wśród ludzi przyzwyczajonych do nieprzerwanej, wyłączwszy lata 80. XX wieku, rozbudowy płockiego kombinatu, tamten pionierski okres budzi podziw i uznanie. Rzeszę bezimiennych budowniczych uosabia dyrektor Petrobudowy Antoni Rogucki. Przypadł mu w udziale honor tworzenia kompleksu produkcyjnego, który nie miał precedensu w historii naszego kraju. Szacunek wzbudza trafność przyjętych wówczas rozwiązań technologicznych, wprowadzenie nieznanych w Polsce technik reformingu, krakingu, koksowania.

National electrification resulted, naturally, in many, significant changes in civilisation and consumer behaviour, and also contributed to the almost complete elimination of petroleum as a lighting material. On the other hand, new challenges and requirements emerged. One of them was the requirement of jet fuel. The production of aviation fuel ATK (Aviation Turbine Kerosene) was undertaken by the refinery in Glinik. Modified requirements of the fuel market could be satisfied only by other, new technologies. Apart from those previously mentioned, these technologies included reforming using a platinum catalyst (1947) and hydrodesulphurization of petrol and diesel oil (1954), that is, the removal of sulphur, nitrogen and oxygen compounds by hydrogen in the presence of a cobalt-molybdenum catalyst.

On 11 October 1958 the Council for Mutual Economic Assistance (Comecon) decided to build the “Druzhiba” (Friendship) Pipeline to supply oil to Poland, the German Democratic Republic, Czechoslovakia and Hungary. At the beginning of January 1959 the Economic Committee of the Council of Ministers (KERM) decided to build the Mazovian Refinery and Petrochemical Plant (MZRIp) in Płock (about four thousand five hundred kilometres away from the sources of oil) where Russian petroleum was to be processed. It was high time as in 1955 Poland imported 54% of fuel and five years later this figure reached as much as 66%. More than one million tonnes of oil was processed in a year. Thus, the need arose to build a new, sixth refinery! The then economic strategies assumed that the chemical industry should be clearly ahead of other fields of economy in order to ensure its harmonious development since it was the supplier of fuel and materials.

This line of development was propagated by Antoni Radliński (Minister of the Chemical Industry in 1957–1970) who was awarded the Medal of Ignacy Łukasiewicz. In a decision of 29 December 1959, Radliński established the “Mazovian Refinery and Petrochemical Plant under construction” (MZRIp). The first managing director of the future refinery in Płock was Paweł Nowak.

Even today, after so many years, this pioneering period of construction inspires admiration and recognition among people used to the continuing presence of construction sites in the Płock conglomerate (except for the 1980s). One person representing the crowd of nameless builders is Antoni Rogucki, the director of Petrobudowa. He was responsible for, and had the honour of creating, a production complex unprecedented in the history of Poland. The precision of the then adopted engineering solutions and the introduction of reforming, cracking, and coking techniques unknown in Poland arouse respect to this day.



Decyzję o podjęciu budowy systemu „Przyjaźń” podjęto 18 grudnia 1958 r. na 10. sesji RWPG w Pradze, a rurociąg oddano do użytku w 1964 r. / The decision to build the Druzhba system was made on 18 December 1958 at the 10th Comecon session in Prague and the pipeline was put into service in 1964.



Pierwsze obiekty Mazowieckich Zakładów Rafineryjnych i Petrochemicznych w Płocku / The first facilities of the Mazovian Refinery and Petrochemical Plant in Plock (MZPiP)

Wprawdzie koksowanie nie okazało się sukcesem, lecz nie było to winą pomysłodawców. Szczególny hołd złożyć trzeba dokonaniom głównego projektanta, Kazimierza Kachlika, wyróżnionego w 1992 roku Medalem im. Ignacego Łukasiewicza.

Płocka rafineria miała w dwóch etapach osiągnąć roczny przerób surowca w ilości 6 mln ton ropy, w fazie pierwszej uzyskując 2 mln ton. Rozmiary poszczególnych instalacji produkcyjnych były na poziomie, który zwykle się określać mianem „skali światowej”. Zaplanowane zostało bardzo głębokie przetwarzanie ropy, które wiązało się z wysokim stopniem skomplikowania i złożoności technologii. Godna podkreślenia jest skala przerobu surowca, zważywszy, że dopiero dziś średnia dla rafinerii na świecie wynosi około 6 mln ton na rok! Generalny projekt wstępny przewidywał produkcję benzyny, paliwa lotniczego, oleju napędowego i opałowego. Uwzględniono także wyrób olejów smarowych, parafiny, asfaltu oraz koksu naftowego. Zakład został wyposażony w potężny kompleks energetyczny, oczyszczalnię ścieków i warsztaty mechaniczne. Powstały urządzenia do ekspedycji produktów oraz obiekty socjalne. Wielkie inwestycje przemysłowe zawsze charakteryzują się miastotwórczą siłą. W latach 60. XX wieku industrializacja Płocka spowodowała 69% wzrost liczby mieszkańców (z 42,7 do 72,3 tys.), największy wtedy w Polsce wśród 79 miast wydzielonych. I tu zdarzyły się charakterystyczne dla wielkich budów PRL procesy demograficzne. Najpierw przybywali budowniczowie, a potem fachowcy, którzy zazwyczaj na trwałe, poprzez pracę w kombinacie, wiązali się z miastem. Płock przyciągał ludzi z całego Mazowsza, ale także z innych regionów Polski. Zanim przeprowadzili się do nowych bloków, mieszkali w hotelach robotniczych i w prywatnych kwaterach. Równolegle, w różnym tempie, powstawały przedszkola, szkoły podstawowe i średnie, przychodnie zdrowia, szpital, placówki kultury.

However, coking was a failure, but it was not the fault of the concept originators. Special tribute must be paid to the achievements of the chief designer, Kazimierz Kachlik, who in 1992 was awarded the Medal of Ignacy Łukasiewicz.

The refinery in Plock was to achieve an annual output of six million tonnes in two stages, two million tonnes at the first stage. The respective production installations were at the level referred to as the “global scale”. Very deep processing of oil was planned, which required a very complicated and complex technology. The oil processing scale is worth emphasizing since only these days the average output of the world’s refineries is about 6 million tonnes a year! The Draft General Project provided for the production of petrol, aviation fuel, diesel oil and fuel oil. Also, the production of lubricating oils, paraffin, and asphalt and petroleum coke was taken into account. The plant was equipped with a powerful energy-generating complex, wastewater treatment plants and mechanical workshops. Product dispatching units and social facilities were built. Large industrial investments are always characterised by city-forming potential. In the 1960s, due to the industrialisation of Plock its population grew by 69% (from 42,700 to 72,300); this growth was at that time the highest in Poland among 79 separated cities. And here demographic processes characteristic of large construction sites in the Polish People’s Republic occurred. The builders would come first, followed by craftsmen who, undertaking jobs with the conglomerate, developed permanent relations with the city. Plock attracted people from all over Mazovia but also from other regions of Poland. Before they moved into new blocks of flats they lived in workers’ hotels and private quarters. In parallel, at a different speed, nursery, primary and secondary schools were built next to healthcare clinics, a hospital, and cultural institutions.



Główna brama płockiej rafinerii / The main gate of the refinery in Płock

Pozytywy tego wzrostu, ale i napięcia z tytułu niedostatecznego zaspokojenia życiowych potrzeb ludzi, towarzyszyły atmosferze, w jakiej powstawały MZRIp. Wielkie ożywienie w mieście, liczne wizyty oficjeli, kontakty ze światem, nowoczesność i technika należały oczywiście do pozytywnych aspektów związanych z budową petrochemii. Jej ciemne strony to m.in. niszczenie środowiska naturalnego, a także wypadki przy pracy, niepokojące władze i mieszkańców.

Ropa przyłynęła w końcu rurociągiem „Przyjaźń” do płockiej rafinerii 21 kwietnia 1964 roku. 17 sierpnia uzyskano pierwsze produkty z jej przerobu w zaprojektowanej w Krakowie instalacji DRW I. Miała ona unikatową, pneumatyczną aparaturę kontrolno-pomiarową produkcji krajowej oraz importowaną maszynę bilansującą. Sześć dni później wyjechał z rafinerii pierwszy pociąg z produktami. W grudniu uruchomiono instalację kombinowanego reformingu I. Była to w owym czasie pierwsza technologia katalityczna, która dotychczas w Polsce nie była znana. Instalacja została kupiona w powstałym w 1953 roku włoskim koncernie ENI. Jego szefem był Enrico Mattei, zwolennik międzynarodowej współpracy w świecie nafty.

W 1966 roku zakończono I etap budowy MZRIp z przerobem ropy pogłębionym o katalityczny kraking i produkcję asfaltu. Fluidalny kraking katalityczny jest dzisiaj w Polsce stosowany wyłącznie w Płocku. Ta technologia rozwinęła się w USA na początku drugiej wojny światowej, zapewniając produktom funkcjonalne i jakościowe parametry. Po pierwsze pozwalała na zwiększenie pozyskania benzyny z ropy przez przetworzenie destylatów próżniowych, po drugie poprawiała jakość paliwa dla celów militarnych. Technologia ta, zwana niekiedy, z racji znakomitej ekonomiki, „maszynką do robienia pieniędzy w rafinerii”, została udostępniona ZSRR, a stamtąd trafiła do Polski.

The advantages of this growth but also tensions resulting from insufficient satisfaction of people's life needs, accompanied the climate in which MZRIp developed. The great revival in the city, numerous official visits and contacts with the world, as well as innovation and technology were certainly the positive aspects related to the construction of the petrochemical plant. Its drawbacks included deterioration of the natural environment and accidents at work found disturbing by the local authorities and people.

Finally, on 21 April 1964 oil flowed to the Płock refinery via the „Družba” pipeline. On 17 August the first oil refining products were obtained from the tubular-tower distillation plant DWR I in Kraków. It was equipped with unique air-operated control and measuring instruments made in Poland and an imported balancing machine. Six days later the first train carrying the products departed from the refinery. In December the first combined reforming plant was in operation. At that time it was the first catalytic technology, hitherto unknown in Poland. The installation was purchased from the Italian concern ENI established in 1953. Its president was Enrico Mattei, a follower of international cooperation in the world of petroleum.

In 1966 the first stage of MZRIp construction was completed – oil was processed by catalytic cracking and asphalt was produced. Płock is the only place in Poland where fluid catalytic cracking has been used to date. This technology developed in the USA at the beginning of World War II ensuring functional and quality parameters to products. Firstly, it facilitated increased production of petrol from oil by processing vacuum distillates. Secondly, it improved the quality of fuel for military purposes. Due to its excellent economics, this technology – sometimes referred to as “a refinery’s cash generator” – was made available to the USSR and then it reached Poland.

Już 7 sierpnia 1968 roku, cztery lata od daty rozruchu pierwszej instalacji, a w branży naftowej to proces trwający wiele lat, uruchomiono instalację reformingu II, a także DRW II. Rok później pracował również zespół instalacji do wytwarzania bazowych olejów smarowych (tzw. blok olejowy), a 16 sierpnia 1971 roku – instalacja reformingu III. W październiku 1972 roku Ministerstwo Przemysłu Chemicznego zdecydowało o rozbudowie zakładów i zwiększeniu zdolności przetwórczych ropy do 12 mln ton rocznie. W ciągu trzech następnych lat powstały dwie jednostki DRW (po 3 mln ton/rok). Dokupiono instalacje nastawione na produkcję benzyny, oparte na technologii amerykańskiej firmy Universal Oil Products.

Od roku 1948 do 1972 zużycie ropy naftowej na świecie, również w Polsce, zwiększyło się średnio 50 razy (w Japonii aż 137 razy). Wzrost zapotrzebowania był więc ogromny, a popyt krajowej gospodarki nieograniczony. To determinowało potrzebę ciągłej konieczności rozbudowy płockiej rafinerii. Sposób rozwoju kombinatu charakteryzowało dodawanie kolejnych, powtarzających się modułów, co w konsekwencji doprowadziło do istnienia nawet po siedem instalacji DRW i reformingu hydroodsierczania oleju napędowego (HON). W procesie inwestowania ważna była naturalnie efektywność wykorzystania ropy. Zbudowano dwie instalacje fluidalnego krakingu katalitycznego (FKK). Obie przeszły kilka modernizacji, znacznie poprawiających efektywność procesów. Zbudowano aż pięć linii oksydacji asfaltu, blok olejów smarowych oraz trzy linie wytwarzania siarki z odzysku.

As early as 7 August 1968, four years after the first plant had been put into service – knowing that in the petroleum industry it is a process lasting many years – a second reforming plant and a second tubular-tower distillation plant (DRW II) were launched. One year later a base lubricating oil production assembly (so-called oil unit) was put into service followed by a third reforming plant commissioned on 16 August 1971. In October 1972 the Ministry of the Chemical Industry decided to expand the plant and increase its oil processing capacity up to 12 million tonnes a year. In the following three years two tubular-tower distillation units (3 million tonnes/year each) were put into use. Petrol production installations based on the technology designed by the American company Universal Oil Products were purchased.

From 1948 to 1972 the consumption of petroleum in the world, including Poland, increased on average 50 times (in Japan as many as 137 times). Thus, the growth in requirement was huge and the demand of the domestic economy unlimited. This determined the need for continuing development of the refinery in Płock. The development of the conglomerate was characterised by adding subsequent recurring modules, as a consequence resulting in a situation where as many as seven installations of tubular-tower distillation, reforming and hydrodesulphurization of diesel oil (HON) existed in a single plant. Naturally, effective use of oil was important in the investing process. Two fluid catalytic cracking installations (FCC) were built. Both were modernised several times, which considerably improved the effectiveness of the processes. As many as five asphalt oxidation plants, one lubricating oil unit and three sulphur production plants were built.



Uroczyste otwarcie Mazowieckich Zakładów Rafineryjnych i Petrochemicznych w Płocku – 21 grudnia 1964 r. / The opening celebration of the Mazovian Refinery and Petrochemical Plant in Płock – 21 December 1964

Obiekty produkcyjne, rozrzucone na sporym terenie, konstruowane jako niezależne organizmy, nie odpowiadały późniejszym koncepcjom, zwłaszcza w kwestii oszczędności energii. Z punktu widzenia bezpieczeństwa oraz minimalizowania strat w przypadku awarii, taka multiplikacja wydawała się jednak uzasadniona. Przyjęta forma architektury uczyniła z plockiego kombinatu bardzo skomplikowany organizm. Trudno w nim było, z jednej strony, uzyskać optymalizację kosztów i zatrudnienia. Z drugiej natomiast nie sposób nie chylić czoła przed tymi pracownikami MZRIp, którzy potrafili unowocześnić wszystkie instalacje DRW czy HON, zastosować w wielu procesach krajowe katalizatory, wprowadzić, zgodnie z tendencjami światowymi, katalizatory bimetaliczne reformingu benzyny czy katalizatory zeolitowe krawingu katalitycznego. I którzy potrafili uruchomić przetwarzanie ropy i produkcję asfaltu w instalacji komorowego koksovania (ostatecznie w 1975 wyłączonej z ruchu) oraz podjąć produkcję paliwa lotniczego w instalacji hydorafinacji olejów smarowych. Podobnie doniosłe innowacje wprowadzano w Płocku w energetyce zakładów, w gospodarce ściekowej, ekspedycji produktów, wytwarzaniu aparatury i w służbach remontowych.

Do 24 maja 1974 roku MZRIp przetworzyły 50 mln ton ropy. Po następnych czterech latach było to już 100 mln ton, do 12 listopada 1982 roku – 150 mln ton. W roku 1987 przerobiono 200-milionową tonę. W 1992 roku łączny przerób zakładu osiągnął 250 mln ton ropy. Podwojenie tej wartości, czyli osiągnięcie przerobu 500 mln ton nastąpiło w 2012 roku, czyli po 48 latach produkcji! Dla plockiego kombinatu rekordowy był rok 1978, w którym przetworzono 12,86 mln ton surowca.

Druga połowa XX wieku nie okazała się spokojnym czasem także dla światowego rynku ropy naftowej. Przemysł reagował na polityczne i militarne zawirowania, często zresztą, mniej lub bardziej, związane z pozyskiwaniem ropy czy kontrolą jej wydobycia. Oprócz wspomnianego kryzysu sueskiego, wydarzeniami, które wpłynęły w tym okresie na cenę surowca, były wojna Izraela z Egiptem (1967 rok) i rewolucja islamska w Iranie (1979 rok). W połowie lat 80. XX wieku pojawiła się, przypisywana szejkowi Yamaniemu z Arabii Saudyjskiej, formuła *net back*, pozwalająca ustalać ceny ropy w taki sposób, aby sprzedane po jej przerobieniu produkty przynosiły dodatnią marżę kupującemu ten surowiec. W ostatniej dekadzie ubiegłego wieku ważnymi zdarzeniami stały się także inwazja Iraku na Kuwejt (1990 rok), rozpad ZSRR (1991 rok) oraz interwencja państw sprzymierzonych w Iraku (2001 rok). Te militarne konflikty i polityczne krachy destabilizowały handel ropą naftową, przyczyniając się do szokowego wzrostu cen.

Production facilities, scattered around quite a large area, constructed as autonomous units, failed to meet future concepts, in particular regarding energy savings. From the point of view of safety and mitigation of losses in the event of a breakdown such a multiplication seemed reasonable. The form of architecture adopted made the Plock conglomerate a very complicated entity. On the one hand, it was difficult to optimise its costs and employment. On the other hand, though, it is impossible not to bow down to the workers of MZRIp, who were able to modernise all the tubular-tower distillation plants, all hydrodesulphurization plants, employ domestic catalysts in many processes, introduce bimetallic catalysts in gasoline reforming in compliance with world trends, or zeolite catalysts in catalytic cracking. And to those who were able to put into operation the processing of oil and production of asphalts in a chamber coking plant (finally decommissioned in 1975) and undertake the production of aviation fuel using the lubricating oils hydro-refining plant. Similar important innovations were introduced in Plock in energy management, wastewater management, product dispatching, equipment manufacturing and repair and maintenance services.

By 24 May 1974 MZRIp had processed 50 million tonnes of oil. Four years later this figure was already 100 million tonnes and by 12 November 1982 it reached 150 million tonnes. In 1987 the 200-millionth tonne was refined. In 1992 the total processing output of the plant reached 250 million tonnes of oil. This value was doubled, that is, the level of 500 million tonnes was achieved in 2012, after 48 years of production! 1978 was a record-breaking year for the Plock conglomerate with the result of 12.86 million tonnes of oil processed.

The second half of the 20th century was also not a peaceful time for the petroleum market. Industry reacted to political and military turbulences, often to a smaller or greater extent connected with oil exploration or production control. Apart from the above-mentioned Suez crisis, other events which affected the price of petroleum at that time were the war between Israel and Egypt (1967) and the Islamic revolution in Iran (1979). In the mid 1980s the netback formula attributed to the famous Sheikh Yamani of Saudi Arabia made it possible to determine oil prices so that the raw material buyer could earn a positive margin on its processing. In the last decade of the 20th century important events were also the Iraqi invasion of Kuwait (1990), the disintegration of the USSR (1991) and the intervention of the allies in Iraq (2001). Those military conflicts and political crashes destabilized oil trading and contributed to a shocking rise in prices.

Przemysł petrochemiczny pojawił się jako absolutne novum w przemyśle chemicznym świata. Petrochemia tworzy łańcuchy wartości dodanej na bazie przetwarzania pochodzących z ropy węglowodorów głównie na tworzywa sztuczne, włókna i kauczuk syntetyczny. Już instalacja reformingu w plockiej rafinerii produkowała „petrochemiczne” ksyleny w celu ich przekształcenia w Blachowni Śląskiej w kwas tereftalowy, przeznaczony do produkcji poliestrowego włókna nazwanego elaną. Pierwszą instalację petrochemiczną w MZRIp uruchomiono w roku 1968. Była to wytwórnia fenolu i acetonu. W naszym kraju z czterech instalacji fenolu, potrzebnego do wytwarzania bakelitu, a potem do kaprolaktamu dla włókna stilonowego, pozostała do dziś tylko jedna – właśnie w Płocku.

Technologia pochodziła z wielu krajów RWPG i była w Polsce systematycznie ulepszana. W 1970 roku, z ogromnymi kłopotami, startowała pierwsza instalacja olefin. Na etylen czekały kupione na Zachodzie obiekty do produkcji tlenu etylenu. Uzyskiwany z niego glikol potrzebny był do produkcji elany, a polietylen do wytwarzania ciężkich worków, tzw. samonośnych, przeznaczonych do konfekcjonowania nawozów sztucznych. W ciągu zaledwie kilku dni udało się uzyskać piękny, klarowny glikol etylenowy. Był grudzień 1970 roku. Technologia produkcji tlenu etylenu bez użycia chloru, opracowana w USA, trafiła do Polski z Włoch. Instalacja wysokociśnieniowego polietylenu została zbudowana na licencji potężnej wtedy, a dziś już nieistniejącej, brytyjskiej firmy Imperial Chemical Institute.

W 1971 roku plocka petrochemia rozpoczęła produkcję butadienu dla przemysłu oponiarskiego. Wcześniej ten związek wytwarzany był w Zakładach Chemicznych w Oświęcimiu. Na tym surowcu, począwszy od roku 1935, bazował światowy przemysł gumowy. Podczas drugiej wojny światowej inż. Waław Szuszkiewicz udostępnił Stanom Zjednoczonym polską metodę produkcji butadienu i kauczuku KER z Dębicy („ker” jest polską nazwą handlową syntetycznych kauczków i lateksów pochodzącą od skrótu dawnej nazwy kauczuku butadienowego – kauczuk erytrenowy). W ZSRR, gdzie butadien był wytwarzany z alkoholu etylowego, fatalny stan rolnictwa (niskie plony ziemniaków, żyta i kukurydzy) uniemożliwił rozwijanie tej produkcji, zaczęto więc stosować etanol syntetyczny, uzyskiwany z etylenu.

W Płocku butadien wytwarzany był według technologii amerykańskich, które od 1948 roku objęte były przez Kongres USA zakazem sprzedaży do krajów bloku sowieckiego. Uchylenie embarga stało się możliwe dzięki akcji dyplomatycznej władz PRL i pomocy emigracyjnego rządu polskiego w Londynie.

The petrochemical industry emerged as a completely new variety of the global chemical industry. Petrochemistry creates chains of added value based on transforming oil-derivative olefin and aromatic hydrocarbons mainly into plastics, fibres and synthetic rubber. “Petrochemical” xylenes were already produced by the reforming plant at the refinery in Plock to be further converted by Blachownia Śląska (Blechhammer plant) into terephthalic acid used in the production of the synthetic fibre Elana. The first petrochemical plant in MZRIp was put into service in 1968. It produced phenol and acetone. The plant in Plock is the only one of four plants in Poland producing phenol necessary to produce bakelite and then caprolactam for Stilon fibre which has survived to date.

The technology came from several Comecon countries and was continuously improved in Poland. In 1970 the first olefin plant was started up with huge problems. Ethylene produced by this plant was meant for ethylene oxide production plants purchased in the West. The resultant glycol was needed for the production of “Elana” fibre and polyethylene – for manufacturing heavy so-called self-carrying bags used as packaging for agricultural fertilizers. Several days of the process only resulted in a beautiful, clear ethylene glycol. It was December 1970. The technology of producing ethylene oxide without the use of chlorine, developed in the USA, found its way to Poland via Italy. A high-pressure polyethylene plant was built on a licence of the then powerful British company Imperial Chemical Institute, which no longer exists.

In 1971 the petrochemical plant in Plock started producing butadiene for the tyre-making industry. Previously this compound was manufactured by the Chemical Plant in Oświęcim. Starting from 1935 this resource provided grounds for the rubber industry. During World War II the engineer Waław Szuszkiewicz introduced the United States to the Polish method of producing butadiene and synthetic rubber (KER) used by the plant in Dębica (KER is a Polish trade name of synthetic rubber and latex – an acronym of a former name of butadiene rubber). In the USSR, where butadiene was produced from ethyl alcohol, the disastrous condition of agriculture (insufficient crops of potatoes, rye and corn) prevented the development of such production so synthetic ethanol from ethylene was put into use.

In Plock butadiene was produced according to American technologies, sales of which to the countries of the Soviet bloc were banned by the US Congress from 1948. The embargo could be waived thanks to a diplomatic campaign in which the authorities of the People's Republic of Poland were involved with the help of the exiled Polish Government in London.

Chyba nie było w płockiej petrochemii instalacji, której pracy towarzyszyłoby tyle awaryjnych sytuacji i nietypowych zdarzeń... Historia zatoczyła koło – spółki, których własnością były instalacje wytwarzające butadien, styren i kauczuk w Unipetrolu Kralupy (Grupa PKN ORLEN) zostały sprzedane dawnym Zakładom Chemicznym Oświęcim, które potem zmieniły nazwę na Firma Chemiczna Dwory, a następnie na Synthos SA.

Polipropylen, termoplastyczne tworzywo sztuczne, niezwykłą karierę zawdzięcza odkryciu z końca lat 50. XX wieku, jakiego w Mediolanie dokonał prof. Giulio Natta (1903–1979), uhonorowany w 1963 roku, wraz z Karlem Zieglerem, nagrodą Nobla w dziedzinie chemii. Charakteryzuje się ono dużą odpornością na niektóre kwasy, oleje, wodę, tłuszcze. Polipropylen łatwo się zgrzewa, ale nie przewodzi ciepła i jest nietoksyczny. W związku z tym znalazł niezwykle liczne zastosowania. Wykorzystywany jest do produkcji opakowań na cukierki, ciastka, makarony, pojemniki na jogurty, butelki, talerzyki turystyczne. Z polipropylenu wykonuje się izolacje kabli oraz przewodów, zderzaki, części karoserii i wyposażenia samochodów, przewody instalacji gazowej, klimatyzacji, części mebli, artykuły gospodarstwa domowego, jak też zabawki. Znalazł także zastosowanie w produkcji sprzętu laboratoryjnego i medycznego, m.in. strzykawek czy opakowań leków. W roku 1974 rozpoczęto w Płocku produkcję tego tworzywa w ilości 30 tys. ton rocznie (na świecie wytwarzano wówczas już kilka milionów ton). Dwa lata później powstała w MZRIp druga, prawie bliźniacza instalacja polipropylenu.

Perhaps this is the only installation at the petrochemical plant in Płock whose operation was accompanied by so many breakdowns and incidents... History has come full circle – companies owning butadiene, styrene and rubber plants from Unipetrol Kralupy (PKN ORLEN Group) were sold to the Chemical Plant in Oświęcim which was renamed first as the Chemical Company Dwory and later Synthos SA.

Polypropylene, a thermoplastic material, owes its unusual career to the discovery from the late 1950s made in Milan by Professor Giulio Natta (1903–1979), who in 1963, together with Karl Ziegler, was awarded the Nobel Prize for chemistry. It is characterised by high resistance to certain acids, oils, water and greases. Polypropylene is easily weldable but it does not transfer heat and is not toxic. Therefore, it has numerous applications. It is used in the production of packaging of candies, cookies, pasta, yoghurt cups, bottles, and disposable plates. Polypropylene is also used as insulation for cables and wires, in the production of bumpers, car body parts and fittings, gas tubes, air-conditioning tubes, furniture parts, household appliances and toys. It is also applied in the production of laboratory and medical accessories such as syringes and packaging of medicines. In 1974 the production of 30,000 tonnes a year of this plastic commenced in Płock (at that time the world's production volume amounted to several million tonnes a year). Two years later a second, almost twin polypropylene plant was set up in MZRIp.



Płock – budowa zbiorników petrochemicznych / Płock – construction of petrochemical tanks

Technologię dostarczyła japońska firma Mitsui. Przeszkolona w Kraju Kwitnącej Wiśni ekipa z Płocka zdobyła cenne doświadczenie dzięki konfrontacji z inną cywilizacją przemysłową.

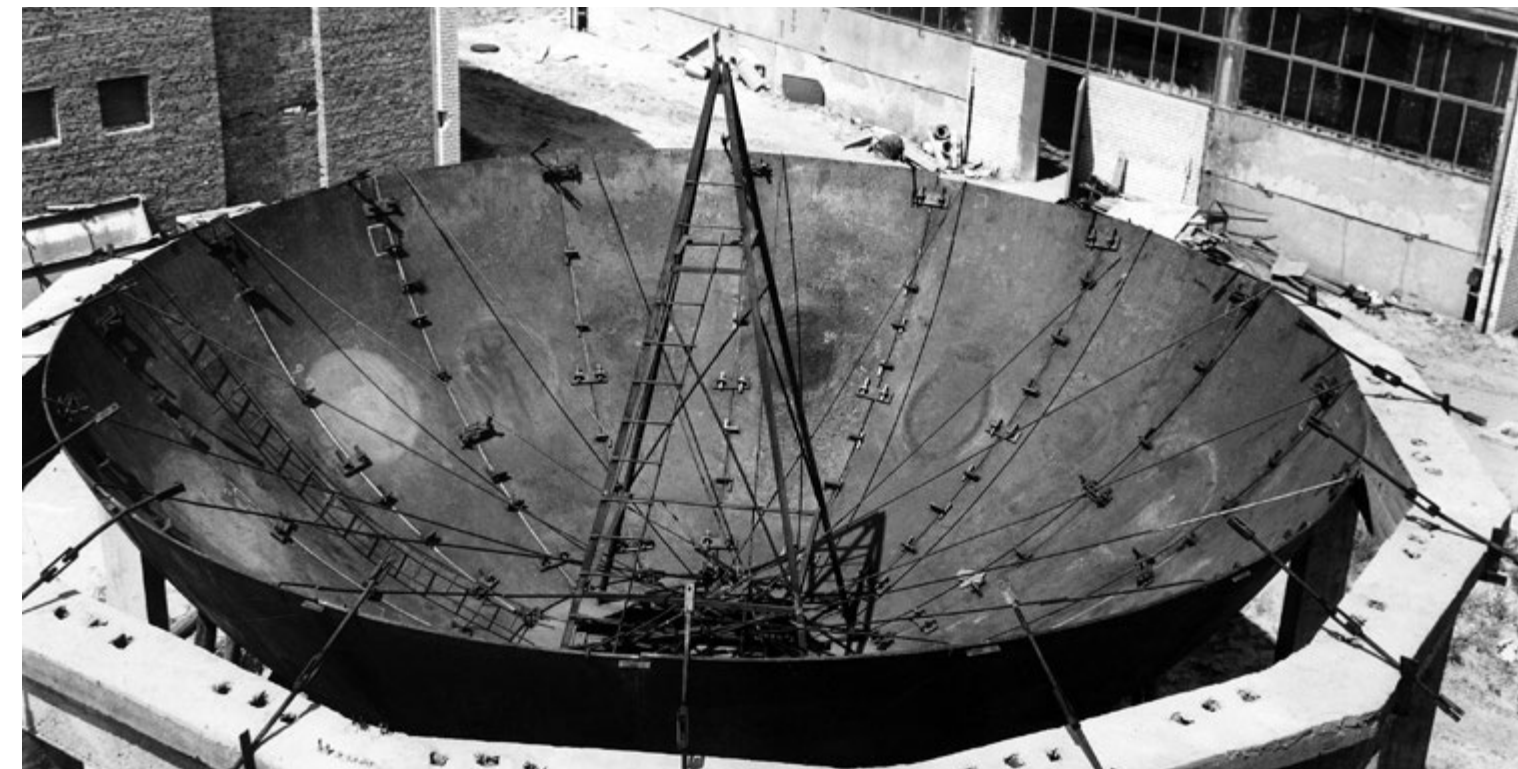
Instalacje polipropylenu udało się, z pomocą krajowych ośrodków badawczych, dość szybko przestawić na polski katalizator. Opracowano wiele nowych odmian tworzywa i podwojono jego produkcję. Polimery wypełnione, barwione, a dużo później folie orientowane dwuosiowo były próbami dotrzymania tempa dynamice rozwoju tej dziedziny na świecie. Dystans jednak nie malał... Dopiero w XXI wieku to, co wydawało się niemożliwe, stało się faktem – w spółce Basell ORLEN Polyolefins (BOP) pracuje nowa, jedna z największych na świecie, instalacja polipropylenu działająca według najnowocześniejszej technologii. Funkcjonuje także instalacja polietylenu niskociśnieniowego, oparta na epokowym odkryciu Karla Zieglera.

Na początku lat 70. XX wieku powstał w Płocku potężny i jedyny w kraju kompleks produkcji aromatów. Reformator, produkt podstawowy z dwóch instalacji reformingu, przeznaczony był do ekstrakcji aromatów, a powstały po tym procesie rafinaty służyły do produkcji paliw oraz rozpuszczalników. Warta podkreślenia jest skala przedsięwzięcia, gdyż wykorzystywano surowiec z benzyny surowej, uzyskiwanej z jednej trzeciej mocy destylowanej w Płocku ropy! Zastosowano jeden z najlepszych procesów ekstrakcji – arosolvan firmy BASF.

The technology was provided by the Japanese company Mitsui. The team from Płock, having received appropriate training in Japan, acquired valuable experience due to coming face to face with another industrial civilisation.

With the help of domestic research centres, polypropylene plants in Płock were soon changed over to a catalyst used in Poland. Many new varieties of the plastic were developed and its production volume doubled. Filled polymers, tinted polymers and much later biaxially oriented films were an effort to keep up with the global development dynamics in this area. But the distance was not reduced... Only in the 21st century the impossible became fact – the company Basell ORLEN Polyolefins (BOP) has now a new polypropylene plant using state-of-the-art technology. It is one of the world's largest units of this type. Also, a low-pressure polyethylene plant is in operation based on the groundbreaking discovery by Karl Ziegler.

In the early 1970s a powerful and the only one domestic aroma production complex came into existence in Płock. Reformed naphtha, the core product of two reforming installations, was used for aromatics extraction and the resultant refined oil was applied in the production of fuel and solvents. The scale of the enterprise is worth emphasizing since the raw material was naphtha obtained from one third of oil distilled in Płock!



Płock – budowa zbiorników petrochemicznych / Płock – construction of petrochemical tanks

Stąd pochodzą ksyleny, benzen, toluen. Ksyleny przerabiano według technologii Kruppa na paraksylen – podstawowy obok glikolu etylenowego surowiec do produkcji włókien elana. Paraksylen, wraz z instalacją do wytwarzania kwasu tereftalowego (PTA), niezbędnego w produkcji tworzywa PET, jest od 2011 roku hitem petrochemii Grupy ORLEN w Płocku i we Włocławku.

Program chemizacji polskiej gospodarki narodowej powstał w latach 70. ubiegłego wieku. Jego założenia zakładały znaczny wzrost produkcji olefin, aromatów czy innych produktów dla rolnictwa, budownictwa, ochrony zdrowia i innych gałęzi przemysłu. W latach 1976-1979 rozpoczęto prace nad budową nowej rafinerii na południu Polski, niedaleko Zakładów Chemicznych Blachownia. Zbudowano zbiorniki o pojemności 155 tys. m³ i przygotowano zaplecze budowlane, dotarły też niektóre dostawy z ZSRR. Kupiono trzecią w Polsce licencję na reforming katalityczny, tym razem we Francji. Równolegle we współpracy

One of the best extraction processes – Arosolvan by BASF – was used. Here, xylenes, benzene, and toluene were produced. Xylenes were converted into paraxylene – apart from ethylene glycol being the basic raw material for producing Elana fibres. Paraxylene, including the installation for producing terephthalic acid (PTA), required for the production of PET, has since 2011 been a petrochemistry hit of ORLEN Group in Płock and in Włocławek.

The programme of chemization of the national economy was introduced in the 1970s. It assumed a considerable increase in the production of olefins, aromas and other products for the needs of agriculture, construction, healthcare and other industries. In 1976-1979 works were commenced on the construction of a new refinery in southern Poland near the Chemical Plant Blachownia. Tanks with a volume of 155,000 cubic metres were built and the backup facilities for the construction site were prepared; also, some supplies arrived from the USSR. Poland's third licence for catalytic reforming was purchased – this time from

z Republiką Federalną Niemiec trwały przygotowania do produkcji benzyny z węgla w Zakładach Chemicznych Oświęcim. Jakkolwiek program w większości pozostał tylko na papierze, to jednak kilka reliktyw projektu chemizacji kraju zachowało się w Płocku do dziś.

Instalacja olefin I nie spełniała oczekiwań i szybko zaczęto przygotowywać kompleks olefin II (potem określany mianem „Huty Katowice polskiej chemii”). Jednostka o wydajności 300 tys. ton etylenu rocznie i 130 tys. ton propylenu kupiona została w Japonii tuż przed kryzysem naftowym w 1973 roku. Kompleks wyposażony był również w instalacje do wytwarzania butadienu i benzenu oraz rurociąg etylenu do Włocławka. Rozruch kompleksu pod kierownictwem Konrada Jaskóły należał do najkrótszych na świecie, co odnotowała amerykańska firma Lummus, dostawca technologii etylenu.

Sukces był świętowany w styczniu 1980 roku. Etylen dostarczono do instalacji polietylenu wysokociśnieniowego II i kompleksu polichlorku winylu (PCW) w Zakładach Azotowych we Włocławku (dzisiejszego ANWILU). Zakłady Azotowe Kędzierzyn uzyskały z Płocka pokaźne ilości propylenu. Nowa instalacja butadienu II pozwalała zwiększyć dostawy dla produkujących kauczuk Zakładów Chemicznych Oświęcim.

Przemysł chemiczny w krajach Unii Europejskiej jest drugim pod względem przychodów i stanowi o nowoczesności produkcji innych branż. Na przykład światowa wartość PKB w latach 1955-1980 wzrosła dwukrotnie, podczas gdy zużycie etylenu w tym samym czasie – ponad czterokrotnie. Również Europejskie Stowarzyszenie Producentów Petrochemikaliów (APPE) przekonuje, że wyroby petrochemiczne są niezbędne do rozwoju innych gałęzi przemysłu.

Drugi szok naftowy z lat 1979-1980, przynoszący nagły wzrost cen ropy o 130%, wtrącił w recesję czołowe gospodarki zachodniego świata. Wiele rafinerii w tym czasie zostało zamkniętych. Ożywienie w przemyśle naftowym pojawiło się dopiero w połowie lat 80. XX wieku.

MZRIp w Płocku zawsze znajdowały się pod szczególną opieką władz. W czasie kryzysu pojawiły się jednak znaczne ograniczenia w dostawach ropy. Surowiec stał się droższy. A zakłady zostały obłożone wysokim podatkiem obrotowym i dochodowym. Wprowadzenie polityki ograniczania importu, polegające na opracowywaniu we współpracy z placówkami naukowo-badawczymi krajowych substytutów, przyniosło ograniczony sukces. Na około sto chemikaliów udało się wyprodukować jedynie kilka zamienników, takich jak np. heksan, benzyna apteczna, inhibitor korozji czy katalizatory. Mimo tych ograniczeń dokonano w płockim przedsiębiorstwie kilku istotnych modernizacji, m.in. kolumn próżniowych DRW.

France. In parallel, in cooperation with the Federal Republic of Germany, preparations were made to produce petrol from coal at the Chemical Plant in Oświęcim. Although the programme mostly remained in a paper form, some relics of the project of national chemization have survived in Płock to this date.

The first olefin plant in Płock did not meet expectations and soon preparations began on a second olefin complex (later called “The Katowice Steelworks of Polish Chemistry”). The plant designed to produce 300,000 tonnes of ethylene a year and 130,000 tonnes of propylene a year was bought in Japan just before the first oil crisis in 1973. The complex was also fitted with butadiene and benzene plants and an ethylene pipeline leading to Włocławek. The commissioning of the project under the management of Konrad Jaskóła was one of the shortest in the world, recorded by an American company Lummus, a supplier of ethylene plant technology.

The success was celebrated in January 1980. Ethylene was supplied for the needs of the second high-pressure polyethylene plant and polyvinyl chloride complex (PVC) in the Nitrogen Plant in Włocławek (now ANWIL). The Nitrogen Plant in Kędzierzyn obtained considerable amounts of propylene from Płock. The new, second butadiene plant made it possible to increase supplies for the producer of rubber – the Chemical Plant in Oświęcim.

The chemical industry in the countries of the European Union is the second largest industry in terms of income and determines the modernity of production in other industries. For example, the global GDP in 1955-1980 increased twofold while at the same time consumption of ethylene increased more than fourfold. Also, the Association of Petrochemical Producers in Europe (APPE) claims that petrochemical products are required to ensure the development of other industries.

The second oil crisis in 1979-1980, when oil prices suddenly increased by 130 per cent, caused a strong recession in all the leading economies of the Western world. Many refineries closed down at that time. The petroleum industry was only revived in the mid 1980s.

The petrochemical plant and refinery MZRIp in Płock was always privileged by the authorities. However, during the crisis considerable limitations were imposed on oil supplies. The resource became more expensive. A high tax on sales was imposed on the plant in addition to income tax. The policy of reducing the import of foreign goods under which domestic substitutes were developed in cooperation with scientific and research institutions was successful only to a limited extent.



MZRIp – instalacja ekstrakcji aromatów / MZRIp – aromatics extraction plant



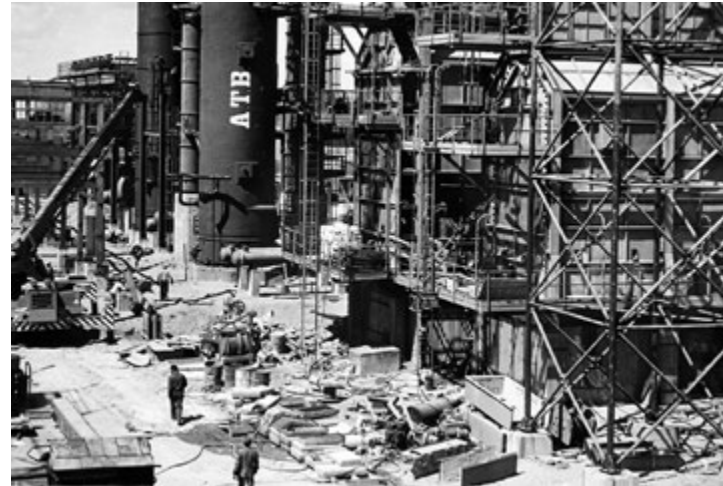
Rafineria Nafty Gdańsk w budowie / Oil Refinery in Gdańsk under construction

Dla kombinatu bardzo ważnym wyzwaniem stała się troska o oszczędność energii, ekologię, jakość wody i ścieków. Do wrażliwych tematów należała wówczas kwestia uwalniania do atmosfery dwutlenku siarki, której emisja z MZRiP stanowiła 5,3% emisji krajowej. Podejmowano różne próby ograniczania produkcji i wyprowadzania zanieczyszczeń, nie było jednak w tym czasie finansowych możliwości unowocześniania zakładu.

W 1984 roku w MZRiP uruchomiona została nowa, większa instalacja odzyskiwania siarki. Był to Claus IV, oparty na rozwiązaniach Zakładowego Biura Projektów. Tam także płoccy inżynierowie opracowali instalacje HON V oraz eteru metylo-tert-butyłowego (MTBE). Pod koniec lat 80. XX wieku wdrożono w kombinacie dwadzieścia dwie licencje technologii zagranicznych, w tym tylko cztery w rafinerii.

Na świecie pracowało wówczas osiemset rafinerii przerabiających 3,1 mld ton ropy. Globalna produkcja tworzyw sztucznych osiągała wówczas wielkość 100 mln ton.

Gdańsk to niewątpliwie miasto szczególne, w znamienny sposób katalizujące wydarzenia historycznie ważne dla Polski i tej części Europy. Gdańsk to z jednej strony tysiącletnia tradycja, z drugiej nowoczesność.



Rafineria Nafty Gdańsk w budowie / Oil Refinery in Gdańsk under construction

Out of about one hundred chemicals only a few substitutes were produced, including for example, hexane, solvent naphtha, corrosion inhibitor and catalysts. Despite such limitations the plant in Płock managed to carry out some significant modernisations, e.g. of

vacuum towers. Care for energy savings, the environment, quality of water and effluents became an important challenge for the conglomerate. The issue of sulphur dioxide released into the atmosphere was then sensitive – emissions from MZRiP accounted for 5.3% of domestic emissions. Various attempts were made to reduce the production and emissions of pollutants; however, there were no financial means to modernize the plant.

In 1984 MZRiP commissioned a new, larger sulphur recovery plant. It was Claus IV based on solutions designed by the Company Design Bureau. Engineers from Płock also designed a HON V and methyl tert-butyl ether (MTBE) installation. At the end of the 1980s the conglomerate implemented twenty two foreign technology licences, of which only four were in the refinery.

Eight hundred refineries processing 3.1 billion tonnes of oil were in operation throughout the world at that time. The global production of plastics reached 100 million tonnes.



Rafineria Nafty Gdańsk w budowie / Oil Refinery in Gdańsk under construction

Tu także postanowiono zlokalizować kolejny zakład krajowego przemysłu naftowego. 5 maja 1971 roku Rada Ministrów zdecydowała o budowie w Gdańsku siódmej polskiej rafinerii. Wybór nadmorskiego miasta był poniekąd oczywisty, tam przecież powstawał także Port Północny. Wkrótce też zawarto kontrakt z koncernem British Petroleum na dziesięcioletnie dostawy ropy, obejmujące po 3 mln ton surowca rocznie. Uzgodniono również, że w biurach projektowych brytyjskiego giganta naftowego zostanie opracowany schemat technologiczny dla gdańskiej rafinerii, co też stało się na początku 1972 roku. A w dniu 1 marca tego roku powołano przedsiębiorstwo „Rafineria Nafty Gdańsk w budowie”.

Grunty, na których planowano postawić zakład, były to łąki i bagna. Teren o powierzchni 220 hektarów wymagał więc oczywiście osuszenia. W tym celu ułożono prawie 80 km rur drenarskich, wykopano tysiąc studni, usunięto około 270 tys. m³ torfu i mułu. Następnie nawieziono ponad 2 mln m³ piasku i żwiru. W ten sposób udało się obniżyć poziom wód gruntowych i podwyższyć teren średnio o około półtora metra. I jeszcze, by wzmocnić wytrzymałość gruntu, wbito wień około osiem tysięcy pali, niektóre na głębokość dwudziestu czterech metrów.

W lipcu do opracowania projektu bazowego i zarządzania budową wybrano, sprawdzoną już w Płocku, firmę Snamprogetti. Współpracowało z nią krakowskie biuro projektów Bipronaft, to samo, które odpowiadało za część rafineryjną MZRiP. Gdańską rafinerię zaprojektowano jednak inaczej niż tę w Płocku. W nowej rafinerii zastosowano zintegrowany koncept budowy, z centralną sterownią dla bloku paliwowego. Składał się on z instalacji DRW semiregeneratywnego reformingu katalitycznego na licencji firmy Amoco, a także dostarczonych przez Universal Oil Products instalacji HON i odsiarczania paliwa lotniczego Merox. W bloku olejowym, największym w Polsce, wprowadzono destylację próżniową i rafinację furfurolem. Surowiec przygotowywano tam również przez odparafinowanie selektywnymi rozpuszczalnikami (chlorowymi pochodnymi metanu) Di-Me na licencji firmy Edeleanu, z końcową hydrorafinacją ferrofining na licencji BP oraz odasfaltowaniem propanem. Blok ten różnił się technologicznie od innych tylko rodzajem rozpuszczalników użytych do odparafinowania i typem wykorzystanego katalizatora hydrorafinacji. Tu także planowano produkować asfalt.

Budowa rafinerii w Gdańsku napotykała na liczne kłopoty, często występowały opóźnienia robót. Pojawiły się również problemy ze skompletowaniem załogi, większość kadry ostatecznie stanowili byli pracownicy płockich MZRiP.

Without any doubt Gdańsk is a special city characteristically catalyzing historical events important for Poland and for this part of Europe. On the one hand Gdańsk has a history of one thousand years and on the other – it is a modern city. It was chosen as the location for another plant representing the domestic petroleum industry. On 5 May 1971 the Council of Ministers decided that a seventh Polish refinery would be built in Gdańsk. It was quite obvious that a seaside city was selected since it was also the place where the Northern Port was being built. Soon a contract was signed with British Petroleum concerning ten years of oil supplies, 3 million tonnes a year. It was also agreed that the design bureaus of the British giant would develop a process flowchart for the refinery in Gdańsk, which was implemented at the beginning of 1972. And on 1 March 1972 the enterprise “Gdańsk Oil Refinery under construction” was established.

Land on which the plant was projected comprised meadows and marshland. Thus, 220 hectares of land needed thorough drying. To this end nearly eighty kilometres of drainage pipes were laid, one thousand wells were dug and about 270 thousand m³ of peat and silt were removed. Then, more than two million m³ of sand and gravel were brought in. Thus, the groundwater table was lowered and the ground level was on average one and a half metres higher. Still, to reinforce the base about eight thousand piles were driven into the soil, some of them reaching twenty four metres underground.

In July Snamprogetti – a contractor verified in Płock – was selected to prepare the base design and manage the construction process. It worked with Bipronaft – a design bureau from Kraków which was responsible for the refinery part in MZRiP. However, the refinery in Gdańsk was designed differently from that in Płock. The new refinery made use of an integrated construction concept with a single central control room for the entire fuel unit. The concept comprised a tubular-tower distillation complex, semi-generative catalytic reforming plant on a licence of Amoco and HON plant and Merox aviation fuel desulphurization plant – both supplied by Universal Oil Products. The largest oil unit in Poland incorporated vacuum distillation and refining using furfural. Petroleum was also subject to deparaffinization using selective solvents (chloromethanes) Di-Me on a licence of a German company Edeleanu, with final hydro-refining (ferro-refining) on a BP licence, and de-asphalting using propane. In terms of technology this oil unit generally differed from others only by the type of solvents used for deparaffinization and the type of hydrorefining catalyst used. In addition, it was planned that asphalt would be produced here.

Równolegle trwały prace w porcie nad infrastrukturą przeładunkową ropy. W dzień państwowego święta, 22 lipca 1975 roku, tankowiec „Kasprowy Wierch” przywiózł ze Zjednoczonych Emiratów Arabskich pierwszą partię ropy Zakum. Priorytetem władzy było uruchomienie rafinerii przed VII Zjazdem Polskiej Zjednoczonej Partii Robotniczej, zaplanowanym na 8 grudnia. By oczekiwania oraz ambicje PRL-owskich władarzy spełnić, 29 listopada wicepremier Alojzy Karkoszka uroczystie nacisnął jeden z licznych guzików w sterowni i kombinat rozpoczął pracę, ale... zakład był nadal w budowie.

W połowie grudnia wyprodukowano w gdańskiej rafinerii pierwszą partię benzyny, nafty, olejów paliwowych i oleju opałowego. Na razie produkty wysyłano drogą morską, gdyż urządzenia do ekspedycji kolejowej nie były jeszcze gotowe. Pierwszą partię przeznaczoną na eksport, trzynaście tysięcy ton oleju opałowego, 19 grudnia 1975 roku załadowano na tankowiec „Beskidy”.

W następnym roku trwały intensywne prace montażowe na bloku paliwowym – w „zespolu instalacji katalitycznych”. 11 lutego przystąpiono do rozruchu technologicznego instalacji destylacji próżniowej. Najistotniejszą była tu instalacja reformingu katalitycznego budowana na licencji firmy Amoco. Dzień później pierwsze produkty (destylaty próżniowe) skierowano do zbiorników magazynowych. W kolejce do uruchomienia czekała teraz instalacja utleniania asfaltów. Pierwszą partię asfaltu drogowego D-70 wyprodukowano 4 kwietnia. Nastąpiła zmiana nazwy przedsiębiorstwa na Gdańskie Zakłady Rafineryjne (GZR), a stało się to 1 lipca 1976 roku. W sierpniu rozpoczęła się produkcja benzyny E-94 (tzw. żółtej) i E-78 (niebieskiej). Jednocześnie trwały intensywne prace montażowe na bloku olejowym, które pozwalały na uruchamianie kolejnych jego instalacji.

W kwietniu 1977 roku zaczęła pracę wytwórnia asfaltu drogowego, a 7 lipca przekazano do rozruchu instalację bloku olejowego. W październiku rozpoczęła się produkcja olejów silnikowych Selektol. Rok później nastąpiło oficjalne zakończenie pierwszego etapu budowy. Osiągnięto wówczas zdolność przerobową 2,5 mln ton ropy rocznie. Następne lata upłynęły pod znakiem m.in. naprawiania błędów, co powodowało częste przestoje w pracy kombinatu.

Równolegle trwał umiarkowany rozwój rafinerii i w Gdańsku powstawały nowe instalacje. W 1980 roku uruchomiono wytwarzanie asfaltów przemysłowych i paliwa lotniczego. Istotna zmiana nastąpiła po dwóch następnych latach, wygasł bowiem dziesięcioletni kontrakt na dostawy ropy z British Petroleum. Umowy z Brytyjczykami nie przedłużono, lecz rozpoczęto przetwarzanie surowca dostarczanego z ZSRR rurociągiem

The construction of the refinery in Gdańsk had to face numerous problems. Works were often delayed. There were also problems with assembling the crew – finally the majority of staff was made up of the former workers of MZRI Płock. In parallel, works continued on the oil handling infrastructure in the port. On the national holiday of 22 July 1975, an oil tanker “Kasprowy Wierch” brought the first lot of Zakum oil from the United Arab Emirates. The authorities gave priority to the commissioning of the refinery before the 7th Assembly of the Polish United Workers’ Party to be held on 8 December. To meet the expectations and ambitions of the authorities of the Polish People’s Republic, on 29 November Deputy Prime Minister Alojzy Karkoszka pressed one of the numerous buttons in the control room and the conglomerate was put into operation, but ... the plant was still under construction.

In mid December the first batch of petrol, naphtha, diesel and fuel oils was produced in the refinery in Gdańsk. For the time being, products were transported by sea because railway dispatching equipment was not yet ready. The first export lot of thirteen thousand tonnes of fuel oil was loaded onto the tanker “Beskidy” on 19 December 1975.

In the following year intense installation works continued on the fuel unit – in the “catalytic assembly”. On 11 February the commissioning of the vacuum distillation plant started. The most important was the catalytic reforming plant built on a licence of Amoco. One day later the first products (vacuum distilled oil) were sent to storage tanks. Now, the asphalt oxidation plant was waiting for commissioning. The first batch of road asphalt D-70 was produced on 4 April. The company was renamed Gdańskie Zakłady Rafineryjne (GZR) on 1 July 1976. In August the production of E-94 (so-called yellow petrol) and E-78 (blue petrol) was launched. Simultaneously, intensive installation works continued in the fuel unit due to which successive constituent plants were put into service.

In April 1977 the road asphalt plant was put into operation and on 7 July oil unit installations were commissioned. The production of Selektol motor oils commenced in October. One year later the first stage of the construction was officially completed. At that time the processing capacity of the refinery was 2.5 million tonnes of oil a year. The following years were spent on eliminating errors, which often led to downtime.

In parallel the refinery gradually developed and new installations were launched in Gdańsk. In 1980 an industrial asphalt and aviation fuel production plant was put into service. A significant change occurred after two successive years when the ten-year contract for supplies of oil from British Petroleum expired. The contract with the

Pomorskim z Plebarki pod Płockiem. Na trasie Gdańsk-Płock przepustowość rurociągu wynosi około 30 mln ton ropy rocznie, a w kierunku przeciwnym – 27 mln ton. Jednym z przejawów gospodarczej zapaści w Polsce na początku lat 80. XX wieku był spadek produkcji w GZR do 1,9 mln ton rocznie.

Nowym produktem, jaki w 1985 roku wprowadziła na rynek gdańska rafineria, był olej silnikowy Selektol Specjal, który szybko zyskał uznanie kierowców. Po dwóch latach uruchomiono produkcję etyliny E-86, jednocześnie kończąc wytwarzanie E-78. U schyłku tej dekady, w 1989 roku, GZR zbliżyły się do zdolności projektowej, przetwarzając rocznie 2,4 mln ton ropy naftowej.

W sierpniu 1990 roku, w nowej już więc rzeczywistości politycznej i gospodarczej, pojawił się w sprzedaży pierwszy w Polsce olej silnikowy w klasie SG. Był to Lotos Mineralny, zdobywca złotego medalu na Targach Krajowych „Jesień’90” w Poznaniu.

Począwszy od 18 września 1991 roku Gdańskie Zakłady Rafineryjne stały się spółką akcyjną Skarbu Państwa o nazwie Rafineria Gdańska SA (RG). W kwietniu 1992 roku RG otworzyła w Redzie pierwszą własną stację benzynową, a rok później uruchomiła produkcję pierwszego polskiego oleju półsyntetycznego Lotos Semisyntetic. Początek zakupów ropy naftowej dla Rafinerii Gdańskiej z rejonu Morza Północnego nastąpił w 1994 roku. W tym samym czasie rozpoczęła się w Gdańsku produkcja benzyny E-98 oraz w pełni syntetycznego oleju silnikowego Lotos Syntetic.

Zmiany strukturalne związane z wydzieleniem spółki Stacje Paliw Rafinerii Gdańskiej (od 28 września 2002 – Lotos Paliwa) nastąpiły w lutym 1996 roku. W lipcu tego roku uruchomiono produkcję benzyny bezołowiowej Eurosuper 95. Trzy lata później zakończono realizację Programu Rozwoju Technicznego Rafinerii Gdańskiej, zwiększającego zdolności przerobowe spółki do 4,5 mln ton rocznie. W ramach Programu wprowadzono hydrokraking na licencji amerykańskiej firmy Chevron, a także izomeryzację firmy Universal Oil Products i wytwórnię wodoru. Rafineria Gdańska, jako pierwsza firma w sektorze naftowym, uzyskała wówczas certyfikat Systemu Zarządzania Środowiskowego, zgodny z wymaganiami normy ISO 14001.

W czerwcu 2003 roku Rafineria Gdańska zmieniła nazwę na Grupa Lotos SA, a 1 lipca 2005 roku, spółka z powodzeniem zadebiutowała na parkiecie warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych. Dwa lata później rafineria w Gdańsku osiągnęła roczną zdolność przerabiania 6 mln ton ropy.

British was not renewed and oil for processing was supplied from the USSR via the Pomeranian Pipeline from Plebarka near Płock. The throughput capacity of the pipeline on the Gdańsk-Płock route is about 30 million tonnes of oil a year, and in the reverse direction – 27 million tonnes. One of the symptoms of economic downturn in Poland in the early 1980s was a drop in the production in GZR to 1.9 million tonnes a year.

In 1985 the refinery from Gdańsk launched a new product Selektol Specjal motor oil which soon became popular among drivers. After two years the production of ethyl petrol E-86 commenced, and at the same time the production of E-78 was discontinued. At the end of the decade, in 1989, the capacity of GZR was close to its designed capacity and the refinery processed 2.4 million tonnes of petroleum a year.

In 1990, in a new political and economic reality, the first SG class motor oil appeared on the market in Poland. It was Lotos Mineralny, the gold medal winner at the National Fair “Autumn’90” in Poznań.

As of 18 September 1991 the company Gdańskie Zakłady Rafineryjne became a joint stock company of the State Treasury and was renamed Rafineria Gdańska SA (RG). In April 1992 RG opened its first petrol station in Reda and one year later launched the production of Lotos Semisyntetic – the first semi-synthetic oil in Poland. The Refinery of Gdańsk started purchasing petroleum from the area of the North Sea in 1994. At that time the production of E-98 and of fully synthetic motor oil Lotos Syntetic commenced in Gdańsk.

Structural changes related to the separation of the company Stacje Paliw Rafinerii Gdańskiej (from 28 September 2002: Lotos Paliwa), took place in February 1996. Later in that year, in July the production of Eurosuper 95 lead-free petrol started. Three years later the implementation of the “Programme of the Technical Upgrade of Rafineria Gdańska” increasing the processing capacity of the company up to 4.5 million tonnes a year was completed. As a part of the Programme, hydrocracking was introduced under a licence of the American company Chevron, followed by isomerisation licensed by Universal Oil Products and hydrogen production. Rafineria Gdańska was the first company in the petroleum sector in Poland to receive the Environmental Management System certificate according to ISO 14001.

In June 2003 Rafineria Gdańska was renamed Grupa Lotos SA, and on 1 July 2005 the company made a successful IPO at the Warsaw Stock Exchange. Two years later the refinery in Gdańsk reached the annual processing capacity of 6 million tonnes of petroleum.



przemiany

po 1989 roku

Transformations after 1989

Po zmianach ustrojowych w 1989 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (od 1996 PGNiG SA), korzystając z kredytów Banku Światowego i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, dokonywało modernizacji infrastruktury technicznej. Spółka działała na podstawie koncesji udzielonej przez Ministerstwo Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Perspektywicznym obszarem poszukiwań surowców było aż 250 tys. km², w tym 100 tys. na wyłączność PGNiG.

Following the political transformations in 1989 the Polish Oil and Gas Company (PGNiG SA from 1996), making use of loans granted by the World Bank and the European Investment Bank, modernised its technical infrastructure. The company operated under a licence granted by the Ministry of Environment, Natural Resources and Forestry. A forward-looking area for resource prospecting extended over a territory of 250 000 square kilometres, of which one hundred thousand were for the exclusive use of PGNiG.

W 1990 roku wydobywalne zasoby prognostyczne wynosiły około 72 mln ton ropy, natomiast zasoby udokumentowane w roku 1997 stanowiły już tylko 15,47 mln ton. Wliczyć należy w ten szacunek odkryte w roku 1996 złoża Barnówko-Mostno-Buszewo, zawierające 10,2 mln ton ropy niskosiarkowej. Złoża ropy naftowej zostały także znalezione koło Gorzowa. Pole Międzychód, zaliczane do rejonu Lubiatów-Międzychód-Grotów, zawiera 6 mln ton kondensatu gazowego (bardzo lekkiej ropy). Oprócz PGNiG ropę na szelfie bałtyckim, którego zasoby szacuje się na około 30 mln ton, wydobywa Petrobaltic, a koncesje posiada także osiem firm zagranicznych. Dane dotyczące rocznego wydobycia w Polsce w latach 90. XX wieku mówią o 180 tys. ton (inne źródła podają też wielkość 242 – 425 tys. ton). Natomiast import zwiększał się od 13,2 do 15,9 mln ton rocznie.

Gospodarka wolnorynkowa i rozpoczęte procesy integracyjne z gospodarką światową postawiły przed rafineriami zadanie sprostania konkurencji, która pojawiła się na polskim rynku paliw. Pierwsze lata transformacji wypełnione były dyskusjami zainteresowanych stron o przyszłym kształcie krajowego sektora naftowego. Interesy „graczy”, rzecz jasna, były rozbieżne. Wybrano scenariusz stopniowej liberalizacji rynku do 1996 roku, z preferowaną pionową integracją branży. Zapowiedź zniesienia w marcu 1997 roku ostatniej bariery ochronnej, w postaci ceł na paliwa z importu, nakazywała natychmiast obniżyć koszty wytwarzania oraz podnieść jakość produktów. Polskim rafineriom potrzebne były pilnie nowe inwestycje, modernizacja instalacji, restrukturyzacja, a także unowocześnienie organizacji i zarządzania. Komputeryzacja firm oraz wprowadzanie kontroli procesów w systemie DCS trwały już od 1991 roku. Potem wdrożono system księgowy SAP R/3, a służby handlowe uzyskały dostęp do łączy Reutera i współpracujących banków.

W raporcie firmy McKinsey, petrochemiczna produkcja, wybrana przez władze do oceny polskiego przemysłu chemicznego, nie zyskała wysokich not i nie dawano jej szans na rozwój. Niższe płace i ceny energii miały jednak umożliwić przetrwanie firmom. W tym czasie mogły też dokonać niezbędnych reform. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy rafinerie, wraz z innymi podmiotami, przystąpiły w 1990 roku do budowy Naftoportu w Gdańsku. Tamtejsza rafineria zaczęła w 1991 roku samodzielnie importować ropę oraz paliwa i weszła na rynek detaliczny. W roku następnym również MZRiP zmuszone zostały do samodzielnego zaistnienia na rynku, podjęły zatem akcję marketingową, promującą nowoczesne paliwa. Nieco później pojawiły się organizacje zajmujące się hurtową sprzedażą gazu płynnego i lekkiego oleju opałowego Ekoterm.

In 1990 the extractable prognostic reserves were about 72 million tonnes of oil, whereas reserves documented in 1997 amounted to 15.47 million tonnes only. These estimates include the Barnówko-Mostno-Buszewo field discovered in 1996, containing 10.2 million tonnes of low-sulphur petroleum. Oil fields were also discovered near Gorzów. The Międzychód field, forming a part of the region Lubiatów-Międzychód-Grotów, contains 6 million tonnes of gas condensate (very light petroleum). Apart from PGNiG petroleum on the Baltic shelf is extracted by Petrobaltic – the reserves are estimated at about 30 million tonnes. Also, eight foreign companies hold extraction licences. Data regarding the annual output in Poland in the 1990s oscillates around 180,000 tonnes (other sources mention 242,000 to 425,000 tonnes). On the other hand, imports increased from 13.2 to 15.9 million tonnes a year.

The free market economy and the commenced processes of integration with the global economy have tasked refineries with keeping up with their competitors in the fuel market in Poland. The first years of the transformation were filled by discussion of the parties concerned regarding the shape of the domestic petroleum sector. Needless to say, the interests of the “players” were different. The selected scenario was the gradual liberalisation of the market until 1996, with preferred vertical integration of the industry. The announcement that in March 1997 the last protective barrier, that is, fuel import duty, would be disestablished, resulted in an immediate need for reducing the manufacturing costs and improving the quality of products. Polish refineries urgently needed new investments, modernisation of the plants, restructuring, and innovations in the organisation and management. Companies were computerised and DCS process control was implemented from 1991. Then, the SAP R/3 accounting system was rolled out and the commercial services gained access to Reuter's and cooperating banks.

The petrochemical production in the report by the company McKinsey selected by Polish authorities to prepare an assessment of the Polish chemical industry, was not highly evaluated and no chances for its development were seen. However, lower pay and lower prices of energy were supposed to be a method of surviving. At that time the companies could carry out the necessary reforms. In order to ensure safe supplies of petroleum, in 1990 refineries and other entities commenced the construction of Naftoport in Gdańsk. The local refinery started importing oil and fuels in 1991 on its own and entered the retail market. In the following year also MZRiP was forced to build its individual market presence, so it launched a marketing campaign promoting innovative fuels. After some time organisations dealing with the wholesale of liquefied gas and light fuel oil Ekoterm came into existence.

W plockim kombinacie rozpoczęto budowę ekologicznego terminalu z hermetycznym nalewaniem paliw i odzyskiwaniem oparów. Terminal wyposażono również w komputerowy program zdalnego sterowania oraz automatycznego rozliczania sprzedawanego paliwa. Kolejnym przedsięwzięciem handlowym plockich zakładów była pierwsza firmowa stacja paliw z ekologicznymi rozwiązaniami odzyskiwania oparów przy rozładunku i nalewaniu paliwa do aut. Nowością był też działający przy niej warsztat serwisowy, jak również myjnia i sklep z barkiem. W miarę wzrostu pozycji rynkowej, pojawiły się biura handlowe i regionalnych operatorów rynku. W grudniu 1998 roku plocki kombinat miał pięćset stacji, w tym 87 własnych lub powiązanych kapitałowo. Poza tym istniało osiem spółek Petrogaz i dziesięć rozlewni, które sprzedawały około 2/3 produkowanego w MZRIp gazu płynnego (LPG).

Tymczasem w 1990 roku przetwarzanie ropy w Płocku spadło poniżej 10 mln ton, a głębokość przerobu poniżej 64%. Pojawiły się także, nieczęste w owym czasie, inwestycje w obiekty produkcyjne. Precedensem było zawarcie w 1990 roku kontraktu na importowany reforming V benzyny z ciągłą regeneracją katalizatora. Umowa została podpisana bez rządowych gwarancji i bez zdolności kredytowej przedsiębiorstwa. Rok później reforming w tej samej technologii powstał w Gdańsku. Wkrótce uruchomiono w Płocku jedyną w Polsce, opartą na własnych rozwiązaniach badawczych i projektowych, instalację eteru metylo-tert-butyłowego (MTBE). Według plockich koncepcji budowano też HON V. Na bazie tych dwóch, podstawowych dla rafinerii instalacji, realna stała się szansa dogonienia światowych liderów produkujących naftę.

W 1991 roku rozpoczęto w Płocku produkcję, zgodnej z normą europejską, benzyny Eurosuper 95 (nagrodzonej w 1994 roku w konkursie „Teraz Polska”), a dwa lata później zakończono wytwarzanie etyliny 86. Obniżono zawartość ołowiu w benzynach do 0,15 g/l, a o połowę spadła zawartość siarki w oleju napędowym (tylko 0,3%). Wkrótce pojawiła się benzyna Super Plus 98 i alkoholowa etylina 94A z dodatkiem rolniczego alkoholu etylowego. Ulepszone zostało również paliwo lotnicze Jet A1. Rurociąg transportujący paliwa z Płocka został w 1992 roku przedłużony z Koluszek do Boronowa. Tam też powstała baza paliw nr 3, należąca do Operatora Logistycznego Paliw Płynnych.

W 1992 roku MZPIR przystąpiły do realizacji trzyetapowego programu rozwoju, który da się porównać tylko z zamierzeniem PER+, w ogromnej rafinerii Shell w Pernis. Pierwszy etap gruntownej przemiany technologii zaplanowany został na lata 1992-1994, z budżetem 250 mln dolarów. Wydatki w 60% miały pochodzić ze źródeł własnych. W 1993 roku pojawiły się instalacje Claus V i VI,

The Plock conglomerate started building a modern eco-friendly fuel terminal with hermetic filling and recovery of vapours. The terminal was also equipped with a remote computer control system and automatic billing of fuel dispensed. Another undertaking of the plant in Plock was its first own filling station employing eco-friendly solutions for recovering vapours upon unloading and filling fuel into cars. A new thing was also a service workshop, a car wash, a shop and a snack bar at the station. As its market position was enhanced, regional market operators' and sales offices appeared. In December 1998 the Plock conglomerate operated five hundred stations, of which 87 were its own stations or stations of associated companies. In addition, there were eight Petrogaz companies and ten gas filling stations which sold about 2/3 of the liquefied petroleum gas (LPG) produced by MZRIp.

In 1990 petroleum refining volume in Plock dropped below 10 million tonnes, and the depth of processing was less than 64%. New investments in production facilities, rare at that time, appeared. A precedent was the contract for imported petrol reforming plant V with continuous regeneration of the catalyst concluded in 1990. The contract was signed despite the lack of guarantees from the government and lack of credit worthiness of the company. One year later a reforming plant using the same technology was erected in Gdańsk. Soon the only methyl tert-butyl ether (MTBE) installation in Poland based on own research and design solutions was put into service in Plock. The concepts developed in Plock were also used in the construction of HON V. Based on these two core installations, the refinery had a real chance of catching up with the world's leading petroleum producers.

In 1991 the plant in Plock started the production of Eurosuper 95 petrol, meeting European requirements (in 1994 awarded a prize in the contest "Now: Poland"). Two years later the production of ethyl petrol 86 was discontinued. The content of lead in petrol was reduced to 0.15 g/l, and the content of sulphur in diesel oil dropped by half (0.3% only). Soon, Super Plus 98 petrol and ethyl petrol 94A with an addition of ethanol fuel appeared. Also, the aviation fuel Jet A1 was improved. The pipeline transporting fuel from Plock was extended in 1992 from Koluszki to Boronów. Also, Fuel Base No. 3 owned by the Liquid Fuel Logistics Operator (OLPP) was built there.

In 1992 MZRIp started implementing a three-stage development programme which could be compared only with the project PER+ in the huge Shell refinery in Pernis. The first stage of the thorough transformation in technology was planned for 1992-1994, with a budget of 250 million dollars. 60% of the expenditure was to be self-funded. Installations such as Claus V and VI, increasing sulphur recovery rate up to 99.9%, appeared in 1993. As of 1 July 1993 MZRIp in Plock became

zwiększające odzyskiwanie siarki aż do 99,9%. Od 1 lipca 1993 roku MZRIp w Płocku stały się jednoosobową spółką Skarbu Państwa pod nazwą Petrochemia Płock SA, co miało otworzyć drogę do prywatyzacji firmy. Drugi etap rozwoju Petrochemii, z inwestycjami za około miliard dolarów, w tym 33% przeznaczonych na ochronę środowiska, został zrealizowany w latach 1995-1997. W 1996 roku uruchomiono nową instalację odparafinowania rozpuszczalnikami o wydajności 140 tys. ton rocznie, która zastąpiła kłopotliwą w eksploatacji, starą instalację acetobenzenu. Wprowadzony również został nowoczesny, austriacki ciągły proces utleniania („dmuchania”), wykorzystywany w produkcji 300 tys. ton rocznie asfaltu Biturox. Oleje smarowe oraz asfalt o ulepszonej jakości poprawiły rentowność przedsiębiorstwa. Tę fazę modernizacji zakładu zwieńczyło uruchomienie kompleksu destylatów próżniowych instalacji hydrokrakingu. Kompleks, na licencji amerykańskich firm Unocal i Universal Oil Products, stanowił najważniejszą inwestycję dla przyszłości firmy oraz ekonomiki przerobu ropy.

W skład kompleksu weszła również, jedna z największych na świecie, instalacja parowego reformingu do produkcji wodoru z gazu ziemnego, a także skomplikowana instalacja odzyskiwania wodoru z wielu różnych strumieni gazowych. Na mocy dwudziestoletniego kontraktu Petrochemia Płock otrzymuje bowiem z PGNiG pół miliarda m³ gazu rocznie. Rozpoczęto też budowę instalacji hydroodsierczania gudronu w celu dalszego, znaczącego ograniczenia emisji dwutlenku siarki. Modernizowano urządzenia DRW IV i budowano DRW VI. Zamontowano w tych instalacjach palniki niskiemisyjne, ograniczające uwalnianie do atmosfery tlenków azotu. Rozpoczęto budowę m.in. instalacji reformingu VI oraz HON VI. Ich uruchomienie pozwoliło na zwiększenie produkcji benzyny bezołowiowej i oleju napędowego o zawartości siarki poniżej 0,05%. Wzrost produkcji benzyny bezołowiowej oraz benzyny z udziałem etanolu, przyczynił się do ograniczenia zużycia czteroetylku ołowiu i zmniejszenia emisji ołowiu w spalinach o 269 ton.

Na cele związane z ochroną środowiska przeznaczono w 1997 roku 80,6% wydatków inwestycyjnych! Za postępy w obniżaniu zużycia wody i zmniejszaniu ilości ścieków spółka została wyróżniona złotym medalem podczas Salonu Innowacji w Brukseli oraz srebrnym medalem w Genewie w 1998 roku.

a sole proprietorship of the State Treasury under the name of Petrochemia Plock SA, which was a step towards the privatization of the company. The second stage of the development of Petrochemia Plock SA took place in 1995-1997 with investments approximating 1 billion dollars, of which 33% were allocated to environmental protection. In 1996 a new deparaffinization plant using solvents was put into operation in Plock with the capacity of 140,000 tonnes a year which replaced the troublesome old acetylbenzene plant. Also, an innovative Austrian continuous oxidation ("blowing") process was put into operation to produce 300,000 tonnes of Biturox asphalt a year. Lubricating oils and asphalts with improved quality increased the profitability of the business. This stage of modernisation of the plant was completed by the commissioning of a vacuum distilled products complex forming part of the hydrocracking installation. The complex, built under the licences of American companies Unocal and Universal Oil Products, was the most important investment in terms of both the future of the company and the petroleum processing economics.



Sterownia w plockiej petrochemii /Petrochemical plant in Plock, control room

The complex also comprised one of the world's largest steam reforming plants for the production of hydrogen from natural gas, and a complex installation for recovering hydrogen from many different gas streams. Under the twenty-year contract Petrochemia Plock receives half a billion m³ of gas a year from PGNiG. The construction of an installation for the hydrodesulphurization of petroleum tar was commenced in order to further significantly reduce emissions of sulphur dioxide. The tubular-tower distillation plant DRW IV was modernised and DRW VI was under construction. These installations

were fitted with low-emission burners reducing atmospheric emissions of nitrogen oxides. The construction of the sixth reforming plant and HON VI started. Put into service they increased the production of lead-free petrol and diesel oil containing less than 0.05% of sulphur. The increase in the production of lead-free petrol and petrol mixed with ethanol contributed to a reduction in the consumption of tetraethyl lead (TEL) and reduced the emissions of lead in exhaust gas by 269 tonnes.

In 1997 investment expenditure related to environmental protection accounted for 80.6% of all investment expenditure! For the progress in reducing the intake of water and the disposal of effluents the company was awarded the gold medal in the Innovation Show in Brussels and the silver medal in Geneva in 1998.

Petrochemia miała wówczas udziały lub akcje w trzydziestu sześciu spółkach i otworzyła biuro w Warszawie. Zorganizowała samodzielny zakład niepublicznej opieki zdrowotnej Petrolek, sportową spółkę akcyjną oraz spółkę telekomunikacyjną Petrotel. Wśród stu czterech rafinerii klasyfikowanych w Europie Petrochemia z Płocka awansowała na 9-11 miejsce, a jej prezesa, Konrada Jaskółę, wyróżniono w 1997 roku Medalem im. Ignacego Łukasiewicza. Został uhonorowany w uznaniu za niezwykle dokonania dla firmy jako dziesiąta osobistość w historii tego odznaczenia.

Na lata 1998-1999 zaplanowano III etap rozwoju Petrochemii. Tym razem budżet wynosił 650 mln dolarów, z których 40% przeznaczono na inwestycje proekologiczne. Średnioroczny przerób ropy w 2000 roku został zaplanowany na 12,6 mln ton. Przewidywano także, iż produkcja benzyny bezołowiowej zwiększy się o około 30%, a oleju napędowego o 40%. Dążono również do powiększenia produkcji paliwa lotniczego, tworzyw sztucznych i asfaltu. W tym etapie reformy do najbardziej znaczących inwestycji należały budowa instalacji hydrokrakingu pozostałości próżniowej o wydajności 1,8 mln ton rocznie, reformingu VI (700 tys. ton), HON VI (1,6 mln ton) oraz instalacji izomeryzacji lekkiej benzyny (0,6 mln ton). Druga faza modernizacji objęła instalację krakingu katalitycznego II, kontynuację unowocześnienia

obiektów energetycznych, modernizację nalewaków z odciąganiem oparów, jak również inwestycje związane z infrastrukturą i dystrybucją produktów rynkowych. W 1998 roku uruchomiony został nowoczesny blending benzyny. Rok później dużym wydarzeniem stało się oddanie do użytku hydrokrakingu pozostałości próżniowej (H-Oil). Tylko kilka rafinerii w Europie posiadało tego typu instalacje. Rozpoczęto też eksploatację DRW VI o przerobie 3,7 mln ton ropy w ciągu roku. W tym czasie Petrochemia weszła w posiadanie 75% akcji Rafinerii Trzebinia SA i 75% akcji Rafinerii Nafty Jedlicze SA.

Przez cały rok 1998 baryłka ropy kosztowała średnio kilkanaście dolarów. Świat nafty przeżywał wielkie fuzje, gdyż firmy łączyły

At that time Petrochemia held interest in thirty six companies and opened its office in Warsaw. An independent non-public health care centre, Petrolek, was organised along with a sports joint stock company and a telecom company, Petrotel. Of one hundred and four refineries classified in Europe, Petrochemia of Plock was ranked 9th-11th, and in 1997 its President, Konrad Jaskółę, was awarded the Medal of Ignacy Łukasiewicz. He was the tenth person who had received that distinction for his unique achievements for the benefit of the company.



Obiekty produkcyjne Grupy LOTOS / Production plants of LOTOS Group

The third stage of development of Petrochemia was planned for 1998–1999. This time the budget was 650 million dollars, of which 40% was allocated to investments related to environmental protection. The average petroleum processing output in a year was planned as 12.6 million tonnes in 2000. Also, the production of petrol was supposed to increase by about 30% and that of diesel oil by 40%. An increase in the production of aviation fuel, plastics and asphalt was another goal. At this stage of the reform the most significant investments were the construction of a vacuum residue hydrocracking plant with a capacity of 1.8 million tonnes a year, a sixth reforming plant (700,000 tonnes), HON VI (1.6 million tonnes) and a light petrol isomerisation plant (0.6 million tonnes). The second stage of the modernisation included the second catalytic cracking plant, continued modernisation of power-generating

facilities, modernisation of fillers with a vapour extraction fan, as well investments related to infrastructure and distribution of market products. In 1998 a modern petrol blending plant was put into operation. A big event one year later was the commissioning of the vacuum residue hydrocracking plant (H-Oil). Only a few refineries in Europe had similar installations. The tubular-tower distillation plant DRW VI capable of processing 3.7 million tonnes a year was put into operation. At that time, Petrochemia Plock SA acquired 75% of the stocks of Rafineria Trzebinia SA and 75% of the stocks of Rafineria Nafty Jedlicze SA.

Throughout 1998 a barrel of oil cost several dollars on average. The world of petroleum was shaken by huge mergers as companies formed business combinations looking for savings. In the oil and

się w poszukiwaniu oszczędności. W latach 1996-2000 wartość zintegrowania koncernów w branży naftowej i gazowej przekroczyła 500 mld dolarów – to więcej niż przez poprzednie 95 lat! W wyniku konsolidacji British Petroleum z amerykańską Amoco powstała trzecia, co do wielkości, prywatna firma naftowa na świecie, z kapitalizacją o wartości 110 mld dolarów. BP przejęła następnie także amerykańską Arco i brytyjski Burmah Castrol.

Supergigant naftowy numer jeden na świecie, powstał również w 1998 roku z połączenia Exxon i Mobil, niegdyś dwóch firm w grupie Standard Oil. Kapitalizacja rynkowa tego kolosa, wynosząca wówczas 242 mld dolarów, przekracza niekiedy kwotę 300 mld! Shell połączył się z Texaco. W tym samym roku konsolidację uzgodniły francuski Total i belgijska Petrofina (później, po fuzji z Elfem, powstała czwarta siła na rynku ropy). Największa rosyjska firma naftowa Łukoil była wśród pierwszych z dwunastu pionowo zintegrowanych firm naftowych powstałych po rozpadzie Związku Radzieckiego. Łukoil kupił 51% rumuńskiej rafinerii Petrotel w Teleajen, bułgarską Neftochim w Burgas oraz 51% jej stacji paliwowych. Sprywatyzowany w 2001 roku norweski Statoil przejął aktywa przedsiębiorstwa Norsk Hydro. Począwszy od 1998 roku Neste utworzyła z fińskim przedsiębiorstwem energetycznym konglomerat Fortum.

W tym okresie w Europie Środkowo-Wschodniej od wielu lat rósł w siłę węgierski MOL. Czeskie rafinerie zostały sprzedane konsorcjum silnych zachodnich firm naftowych, Amerykanie kupili rafinerię na Litwie, w Niemczech uruchomiono zakład petrochemiczny Mider Leuna oraz sprywatyzowano rafinerię Schwedt.

W Polsce konkurencja na rynku paliw była już bardzo silna, nadszedł więc najwyższy czas na decyzje o losach polskiej nafty. 7 września 1999 roku nastąpiła inkorporacja CPN do Petrochemii Płock SA. Tak oto powstał Polski Koncern Naftowy SA, który 26 listopada udanie zadebiutował na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych. Firma od 12 kwietnia 2000 roku funkcjonuje jako PKN ORLEN SA.

gas industry in the period 1996–2000 the value of integration of the concerns exceeded 500 billion dollars – more than in the past 95 years! The consolidation of British Petroleum with the US Amoco produced the third largest global private oil company with market capitalization reaching 110 billion dollars. Afterwards, BP also acquired the US Arco and the British Burmah Castrol.

The world's number 1, an oil supergiant was also formed in 1998 from the amalgamation of Exxon and Mobil once forming parts of Standard Oil. The market capitalization of this giant, at that time amounting to 242 billion dollars, at some points exceeds 300 billion dollars! Shell merged with Texaco. In the same year consolidation was agreed between the French Total and the Belgian Petrofina (later, after the merger with Elf, a fourth power was formed in the oil market). Russia's largest oil company Lukoil was one of the first twelve vertically integrated oil companies formed after the break-up of the Soviet Union. Lukoil purchased 51% of the Romanian refinery Petrotel in Teleajen and the Bulgarian Neftochim Burgas along with 51% of its fuel stations. The Norwegian Statoil, privatized in 2001, acquired the assets of Norsk Hydro. Since 1998 Neste along with a power company from Finland have formed the Fortum conglomerate.

At that time, the Hungarian MOL had been gaining power in Central

and Eastern Europe for many years. Czech refineries were sold to a consortium of powerful western oil companies. The refinery in Lithuania was sold to Americans, the Mider Leuna petrochemical plant was put into operation in Germany and the Schwedt refinery was privatized.

In Poland the competition in the fuel market was already very strong. Thus, it was high time to decide what would happen with the Polish petroleum. On 7 September 1999 CPN was incorporated into Petrochemia Plock SA. This was the origin of Polski Koncern Naftowy SA, which on 26 November made a successful IPO at the Warsaw Stock Exchange. From 12 April 2000 the company has been known as PKN ORLEN SA.



Obiekty produkcyjne Grupy LOTOS / Production plants of LOTOS Group



czasy grup kapitałowych

The times of capital groups

Strategia PKN ORLEN SA (PKN) na lata 2001-2005 wytyczyła kierunek tworzenia aliansów i połączeń oraz pełnienia funkcji podstawowego filaru przyszłego międzynarodowego koncernu naftowego w Europie Środkowej. W tym celu firma m.in. zamierzała kupić nową rafinerię Leuna w Niemczech. Ostatecznie do transakcji jednak nie doszło, wskutek sprzeciwu w Sejmie posłów opozycji. Po zmianie układu sił politycznych, w 2002 roku, ORLEN za atrakcyjną cenę 108 mln euro nabył od BP/Aral 494 stacje paliw na terenie północnych Niemiec.

The strategy of PKN ORLEN SA (PKN) for the years 2001-2005 set the direction for creating alliances and mergers and the tasks of the core pillar of the future international oil concern in Central Europe. To this end the company, among other things, planned to buy the new Leuna refinery in Germany. In the end, the transaction was not put into effect as a result of objections raised by the opposing Members of Parliament. Following a change in the system of political powers, in 2002 ORLEN acquired 494 fuel stations in northern Germany from BP/Aral for an attractive price of 108 million euro.

To była swego rodzaju transakcja symboliczna, gdyż po raz pierwszy polska firma dokonała tak znaczącej inwestycji w RFN. Następnym krokiem na drodze ku międzynarodowym rynkom, tym razem w dziedzinie petrochemii, było utworzenie spółki joint venture z Basell Europe Holdings B.V. Firma rozpoczęła działalność 1 marca 2003 roku jako Basell ORLEN Polyolefins. Dzięki tej współpracy PKN uzyskał najlepsze technologie, gwarantowane wykorzystanie instalacji w 80%, niezależnie od koniunktury, a także dostęp do międzynarodowej sieci sprzedaży Basell.

Bój o słowacki Slovnaft wygrał węgierski MOL, który kupił także 25% chorwackiej INA za 505 mln dolarów, tj. o 15% ponad szacunkową wartość. Natomiast wielki rywal PKN – austriacki OMV, którego wartość była szacowana na 6,04 mld dolarów, został właścicielem 25,1% akcji rumuńskiej firmy Rompetrol (drugiej po Petromie), pozyskał Istrabenz w Słowenii, a wkrótce również Petromin. Te handlowe wybory konkurencji oceniano jako lepszy interes niż transakcję PKN z czeskim Unipetroleem z 2004 roku. W trzech czeskich rafineriach, z roczną wydajnością około 8 mln ton przerobu ropy, ORLEN miał 51% udziału. Najmniejszy z tych zakładów, Paramo, zaniechał przerabiania ropy, a spółka Paramo Asphalt przeszła do ORLEN Asphalt. To był znakomity czas dla PKN:

dźwignia finansowa wynosiła tylko 1,4%, co pozwalało na duże inwestycje finansowe. Wspaniały był także wskaźnik zwrotu na średnim zaangażowanym kapitale (ROACE) – 18,7%!

Strategia ORLENU na lata 2006-2009 zakładała konsekwentne dążenie do pozycji regionalnego lidera. Polski koncern wyprzedził MOL, OMV, Gazprom i Sibneft, co z satysfakcją zostało podane do publicznej wiadomości i z uznaniem opisane przez prasę światową. W 2005 roku poszukiwano okazji do akwizycji. PKN badał m.in. turecką ofertę sprzedaży dużego koncernu rafineryjnego Tupras, ale ostatecznie uznał tę propozycję za nieatrakcyjną, podobnie zresztą jak inni uczestnicy przetargu. We wrześniu Jukos zaprosił ORLEN do udziału w przetargu na kupno rafinerii w Możejkiach na Litwie. Bilans roku 2005 był jeszcze lepszy od poprzedniego.

The transaction in a way had a symbolic meaning since it was the first time a Polish company had made such a significant investment in FRG. Another step on the way to the international markets, this time in the petrochemical industry, was the formation of a joint venture with Basell Europe Holdings B.V. On 1 March 2003 Basell ORLEN Polyolefins (BOP) commenced operation. Thanks to this cooperation PKN acquired the best available technologies, obtained a guarantee of 80% use of the plant regardless of the economic situation and gained access to Basell's international sales network.

The winner of the battle for Slovnaft of Slovakia was MOL of Hungary which in addition bought 25% of shares in INA of Croatia for 505 million dollars, i.e. 15% above the estimated value. On the other hand, a great rival of PKN ORLEN – OMV of Austria whose value as estimated at 6.04 billion dollars – became the owner of 25.1% of shares of the

Romanian company Rompetrol (second after Petrom), acquired Istrabenz in Slovenia and soon also Petromin. These commercial choices of the competitors were evaluated as a better business than the deal between PKN and the Czech Unipetrol in 2004. ORLEN held 51% interest in three Czech refineries with an annual output of about 8 million tonnes of processed oil. The smallest of those plants, Paramo, discontinued oil processing and the company Paramo Asphalt became a part of

ORLEN Asphalt. It was an excellent time for PKN: financial leverage was only 1.4%, which allowed large capital investments. The return on average capital employed (ROACE) was also perfect – it was 18.7%!

The strategy of ORLEN for the years 2006–2009 assumed consistent building of the position of regional leader. The Polish concern outrivaled MOL, OMV, Gazprom and Sibneft, which was proudly announced to the public and gained acknowledgment in the world's press. In 2005 opportunities for acquisition were sought. PKN examined, among other bids, the Turkish offer concerning the sale of a large oil refining concern Tupras but finally found the proposal unattractive, similar to other tender participants. In September Jukos invited ORLEN to participate in a tender concerning the purchase of a refinery in Mažeikiai, Lithuania. The balance of 2005 was better than that of the previous year.



ORLEN Deutschland zajmuje się sprzedażą paliw w Niemczech pod marką STAR / ORLEN Deutschland sells fuel in Germany under STAR brand.

Wyniki były rewelacyjne: zysk netto 4,638 mld złotych, dźwignia finansowa 17%, wskaźnik ROACE wzrósł z 16,5 do 21,8%! Na liście 1000 firm CEE, nowych członków Unii Europejskiej, PKN został liderem pod względem dochodów, wyprzedzając MOL i Skoda Auto. Światowe Stowarzyszenie Rafinerii (WRA) uznało ORLEN za najlepszą rafinerię regionu CEE w 2005 roku.

W maju 2006 roku PKN kupił Możejki. Firma zobowiązała się zainwestować na Litwie 3,4 mld dolarów. Tymczasem za 2006 rok dźwignia finansowa wzrosła do 37,7%, a wskaźnik ROACE obniżył się mocno, do 8%. Wydawało się, że dobre czasy się kończyły... W takiej sytuacji strategia koncernu na lata 2006-2009 wymagała aktualizacji. Pierwszym celem miały być działania zmierzające do podniesienia efektywności w Polsce, w Niemczech, Czechach i na Litwie, drugim umocnienie pozycji na rynkach macierzystych, a trzecim poszukiwanie fuzji, akwizycji, aliansu. Jak się miało okazać, osiągnięcie celów finansowych wytyczonych w strategii nie miało szans powodzenia. Przesądziło o tym nadejście nieoczekiwanego kryzysu.

The outcome was impressive: net gains of 4.638 billion zlotys, financial leverage of 17%, and ROACE increased from 16.5 to 21.8%! In the list of 1000 CEE firms, new member states of the European Union, PKN became the leader in terms of income, outrivaling MOL and Skoda Auto. The World Refining Association (WRA) recognized ORLEN as the best refinery in the CEE region in 2005.

In May 2006 PKN bought the refinery in Mažeikiai. The company undertook to invest 3.4 billion dollars in Lithuania. Meanwhile, in 2006 the financial leverage increased to 37.70% and ROACE was significantly reduced to 8%. It seemed that the good times were over... In that situation the strategy of the concern for 2006-2009 needed updating. The first goal comprised activities to increase effectiveness in Poland, Germany, the Czech Republic and Lithuania, the second – enhancement of the position in parent markets, while the third goal was the search for mergers, acquisitions, and alliances. It transpired that the financial targets set in the strategy could not be successfully accomplished. This was determined by the unexpected crisis.

Tymczasem 9 sierpnia 2007 roku zarząd rafinerii w Gdańsku przyjął program „10-” (liczba określa roczne zdolności przerobu ropy) z kompleksem zgazowania pozostałości IGCC, lecz panująca wówczas koniunktura na asfalt spowodowała zaniechanie tego zamiaru. Pojawiła się idea odasfaltowania ROSE firmy KBR z USA. Tak powstał program „10+”. Shell Global Solutions dostarczył technologię hydrokrakingu MHC ciężkiego destylatu i oleju z ROSE, dużą instalację wodoru zbudowała firma Lurgi, a na placu budowy zaangażowane były także Technip, KTI, Fluor.

W 2011 roku Lotos zakończył największą inwestycję przemysłową ostatnich lat w Polsce. Za blisko 1,8 mld dolarów powstała w Gdańsku jedna z najnowocześniejszych rafinerii w Europie. Potencjał zakładu wzrósł niemal o połowę i teraz koncern, wytwarzając paliwa lepszej jakości, jest w stanie przetworzyć 10,5 mln ton ropy rocznie. Dzięki programowi „10+” z jednej baryłki można „wycisnąć” więcej bardzo opłacalnych produktów, przede wszystkim oleju napędowego i paliw lotniczych.

Meanwhile, on 9 August 2007 the management board of the refinery in Gdańsk adopted the “10-” programme (the number determines the annual oil processing capacity) for the IGCC residues gasification complex, but was dissuaded by the asphalt boom. The idea of ROSE deasphalting by KBR of USA appeared, and the “10+” programme came into being. Shell Global Solutions provided the technology of hydrocracking (MHC) of heavy distilled petroleum and oil from ROSE. A large hydrogen plant was built by Lurgi. Technip, KTI, and Fluor were also involved in the construction.

In 2011 Lotos completed its recent largest industrial investment in Poland. At a cost of nearly 1.8 billion dollars one of the most state-of-the-art refineries in Europe was built in Gdańsk. The potential of the plant increased almost by half and now the concern, producing better quality fuels, is capable of processing 10.5 million tonnes of oil a year. The “10+” programme makes it possible to “squeeze” more profit-generating products out of a single oil barrel. This mainly refers to diesel oil and aviation fuel.



Siedziba PKN ORLEN w Płocku /Headquarters of PKN ORLEN in Plock



Siedziba Grupy LOTOS w Gdańsku /Headquarters of LOTOS Group in Gdańsk

Uzyskuje się to dzięki zastosowaniu właśnie instalacji ROSE i hydrokrakingu MHC. Budowę instalacji sfinansowali częściowo Amerykanie w ramach programu offsetowego związanego z zakupem myśliwców F-16. ROSE to skrót od Residuum Oil Supercritical Extraction, czyli ekstrakcji oleju pozostałościowego w warunkach nadkrytycznych. Skomplikowany chemiczny proces, oczywiście w dużym uproszczeniu, można porównać z produkcją... kawy rozpuszczalnej. W jednym i drugim przypadku chodzi o rozpuszczanie przy użyciu odpowiednich środków chemicznych. Wspomniane warunki nadkrytyczne to utrzymanie substancji rozpuszczalnikowej w stanie pośrednim, w którym nie jest ani cieczą, ani gazem. Między innymi dzięki ROSE i MHC poziom produkcji poszukiwanego na rynku oleju napędowego wzrósł w Gdańsku z 42 do 52% całego przerobu przedsiębiorstwa.

Rok 2008 przyniósł płockiemu koncernowi stratę netto 2,5 mld złotych, dźwignia finansowa osiągnęła 49,6%, potem dochodząc nawet do 55%, tym samym wykraczając poza zakres uznawany za bezpieczny, wskaźnik ROACE wyniósł natomiast 4%. W następnym roku wskaźnik ten spadł do 2,7% – nigdy nie był tak niski w dziesięcioletniej historii PKN. Pomimo tych wyników w „Fortune 500” z 10 lipca 2010 roku Grupa PKN ORLEN zajęła 398. pozycję z przychodami 21,797 mld dolarów i zyskiem w wysokości 420 mln dolarów (koncern OMV był wtedy 333.). W kolejnych latach Grupa spłacała zadłużenie, a raport roczny za 2012 rok odnotował bezpieczną, na poziomie 26%, wartość dźwigni finansowej.

Strategię koncernu w zakresie poszukiwań i wydobywania ropy naftowej oraz gazu ziemnego od 2006 roku realizuje spółka zależna - ORLEN Upstream. W latach 2014-2017 PKN ORLEN planuje zainwestować do 3,2 mld zł w segment poszukiwań i wydobywania złóż węglowodorów. ORLEN Upstream jest dynamicznie rozwijającą się firmą naftową, posiadającą doświadczenie w kompleksowej analizie, ocenie technicznej oraz zarządzaniu aktywami wydobywczymi. Spółka prowadzi poszukiwania i wydobywanie węglowodorów w Polsce oraz Kanadzie, działając w oparciu o standardy ISO 9001: 2008, 14001: 2004 oraz 18001: 2004 w zakresie nadzoru i realizacji projektów E&P.

This is due to the use of the ROSE and MHC hydrocracking plants. The construction of the plant was partly financed by the Americans under an offsetting scheme connected with the purchase of F-16 fighter planes. ROSE is an acronym for Residuum Oil Supercritical Extraction. This complicated chemical process, obviously in a great simplification, can be compared to the production of ... instant coffee. In both cases everything is about dissolving using appropriate chemicals. The above-mentioned supercritical conditions mean that the solvent is maintained in an intermediate stage, being neither a liquid nor gas. Among other things, thanks to ROSE and MHC the level of production of marketable diesel oil in Gdańsk increased from 42 to 52% of the entire output of the company.

In 2008 the concern from Płock generated a net loss of 2.5 billion PLN. Financial leverage reached 49.6%, afterwards reaching as much as 55%, thus exceeding the level considered secure, while ROACE amounted to 4%. In the following year the ratio dropped to 2.7% – it had never been lower in the ten-year history of PKN. Despite these results, in “Fortune 500” of 10 July 2010 PKN ORLEN Group was ranked 398th with revenues amounting to 21.797 billion dollars and earnings of 420 million dollars (OMV was then 333rd). The Group repaid its debts in subsequent years and its annual report for 2012 recounted a safe level of financial leverage, that is, 26%.

The strategy for 2013–2017 defines the concern as a multi utility energy company and assumes regular payments of a 5% dividend. In five years ORLEN plans to invest 22.5 billion zlotys: PLN 6.1 billion in the refinery, PLN 4.7 billion in petrochemical plants, PLN 2.4 billion in the retail network, PLN 4.2 billion in power engineering, and PLN 5.1 billion in exploration and production. PKN ORLEN's strategy regarding crude oil and natural gas exploration and production implements its subsidiary - ORLEN Upstream. In the years 2014-2017 PKN ORLEN plans to invest up to PLN 3.2 billion in the E&P segment. ORLEN Upstream is a dynamically growing E&P company, with experience in comprehensive analysis, technical evaluation and management of E&P assets. The Company operates in Poland and Canada and complies with ISO 9001:2008, 14001:2004 and 18001:2004 standards in the supervision and implementation of hydrocarbon E&P projects.



Polski Koncern Naftowy ORLEN – obiekty produkcyjne płockiego giganta / Polish Oil Concern PKN ORLEN – production facilities of the Płock giant

Po przekazaniu do eksploatacji w 2002 roku zmodernizowanej w Płocku dużej instalacji DRW III roczna zdolność przerobu ropy w rafinerii osiągnęła 16-17,8 mln ton, wielkość uzależnioną od rodzaju surowca. Dla optymalnej ekonomicznie pracy rafineria miała jednak zdolność niższą, początkowo tylko 13,5 mln ton na rok. Lecz uruchomione w 2005 roku obiekty petrochemiczne do produkcji olefin i aromatów oraz w 2011 roku kompleks paraksylenu i PTA, pozwoliły podnieść przerób ropy do 13,612 mln ton w 2006 roku (płocki rekord przerobu padł po 28 latach), a nawet do 15,2 mln ton w roku 2012 (nowy rekord).

Począwszy od 2002 roku produkowano w Płocku benzynę bezołowiową, a olej napędowy miał zawartość siarki poniżej 50 ppm, zgodnie z wymaganiami Unii Europejskiej. Instalacja hydrokrakingu została zintensyfikowana z 2,6 do 3,4 mln ton rocznego przerobu destylatów próżniowych. Odtąd zakład mógł produkować w ciągu roku aż 1,5 mln ton bezołowiowego oleju napędowego! W 2006 roku uruchomiono instalację odsiarczania benzyny krakingowej. Od tego momentu wszystkie benzyny z Płocka nie zawierały siarki, tak jak tego wymagają od 2009 roku unijne normy. Zbudowano również instalację HON VII o wydajności 2,2 mln ton na rok, która była niezbędna do produkcji bezołowiowego oleju napędowego. Dodano także nową wytwórnię wodoru o wydajności 5 ton na godzinę (wodór potrzebny jest do instalacji HON oraz w celu stabilizacji oleju opałowego lekkiego).

W Rafinerii Trzebinia zbudowana została pierwsza w Polsce instalacja do produkcji biodiesla (wytwarzająca 100 tysięcy ton rocznie) i gliceryny farmaceutycznej (11 tysięcy ton na rok). Ponadto Rafineria dysponowała nowoczesnym procesem wytwarzania parafiny. Na rynku działała również spółka Lotos Parafiny (z udziałem Rafinerii Czechowice i Rafinerii Jasło). W 2012 roku Rafineria Trzebinia wyprodukowała 122 tys. ton biodiesla, a za eksport parafiny uzyskała wyróżnienie: medal „Wybitny Eksporter Roku 2012”, przyznany przez Stowarzyszenie Eksporterów Polskich. W tym czasie w Rafinerii Jedlicze przerabiano w ciągu roku około 40 tys. ton olejów przepracowanych; w 2007 roku przeniesiono tu z Płocka produkcję rozpuszczalników.

W 2006 roku, już po przejęciu przez PKN, część urządzeń w rafinerii w Możejках pochłonął wielki pożar. W lutym następnego roku uruchomiono tam kolumnę próżniową instalacji oksydacji asfaltów, która częściowo zastąpiła tę zniszczoną przez ogień. Miesiąc później odnowiono instalację krakingu termicznego, co zwiększyło uzysk lekkich produktów i przywróciło przedsiębiorstwu część utraconej mocy.

Following the commissioning of a large, modernised tubular-tower distillation plant (DRW III) in 2002 in Płock, the refinery's annual oil processing capacity reached the level of 16-17.8 million tonnes, depending on oil type. However, to ensure the economically optimum operation the initial capacity of the refinery was set at a lower level of 13.5 million tonnes a year. But the petrochemical facilities for the production of olefins and aromatics launched in 2005 and the paraxylene and PTA complex put into service in 2011, made it possible to increase the oil processing output to 13.612 million tonnes in 2006 (the record output in Płock was achieved after 28 years), and even up to 15.2 million tonnes in 2012 (thus setting a new record).

Starting from 2002 lead-free petrol was produced in Płock, and diesel oil contained less than 50 ppm of sulphur according to the requirements of the European Union. The hydrocracking plant intensified its output from 2.6 to 3.4 million tonnes of vacuum distilled oil a year. From this moment the plant was capable of producing as many as 1.5 million tonnes of sulphur-free diesel oil a year! In 2006 a plant for desulphurizing cracked naphtha was put into operation. From that time all petrols from Płock were sulphur-free as required by the European standards from 2009. Also, HON VII plant with the output of 2.2 million tonnes a year was built. It was necessary to produce sulphur-free diesel oil. Also, a new hydrogen production plant capable of producing 5 tonnes per hour was added (hydrogen is needed for the HON plant and to stabilise light fuel oil).

The first biodiesel plant in Poland was built in the Refinery in Trzebinia (producing 100,000 tonnes a year) along with the first pharmaceutical grade glycerin plant (11,000 tonnes a year). In addition, the Refinery followed a state-of-the-art paraffin production process. Another company present in the market was Lotos Parafiny (with a share of the Refinery in Czechowice and the Refinery in Jasło). In 2012 the Refinery in Trzebinia produced 122,000 tonnes of biodiesel and was recognised for paraffin exports: it was awarded the “Outstanding Exporter of the Year 2012” medal by the Polish Exporters Association. At that time the Refinery in Jedlicze processed about 40,000 tonnes of used oil in a year; in 2007 it took over the production of solvents from Płock.

In 2006, after the acquisition by PKN, part of the equipment in the refinery in Mažeikiai burnt down in a huge fire. In the following year, in February, a vacuum column of the asphalt oxidation plant was put into service, partly replacing the burnt one. A month later the thermal cracking plant was renovated, which slightly increased the output of light products and restored a part of the lost capacity.

Jesienią 2007 roku rafineria w Możejках przeszła największy w swej historii remont kapitalny połączony z modernizacją. Dzięki tym inwestycjom, 20 stycznia 2008 roku, rafineria odzyskała zdolność przerobu około 10 mln ton ropy rocznie. Do instalacji produkującej benzynę bezołowiową dodano urządzenia odsiarczające benzynę krakingową. Pojawiły się pierwsze stacje ORLEN Lietuva, a plany przewidywały wejście na rynek łotewski. Obecnie AB Možeiki Nafta dysponuje terminalem Butinge, czterema bazami magazynowymi, dwiema przepompowniami i posiada także pięćset kilometrów rurociągów. Niemal 80% produkcji zakładu jest eksportowana na Łotwę, Ukrainę, do Estonii, do Polski, Europy Zachodniej i USA.

Tak oto PKN ORLEN w procesach akwizycji pozyskał sześć rafinerii. Zdolność przetwarzania ropy w całej grupie kapitałowej wynosi rocznie około 28 mln ton, a perspektywa na rok 2017 zakłada osiągnięcie wielkości 30 mln ton.

Według danych z 2012 roku, od początku istnienia przedsiębiorstwa przetworzono w Płocku łącznie 500 mln ton surowca, a w siedmiu rafineriach koncernu, licząc od momentu przynależności do Grupy ORLEN – 600 mln ton!

Grupa ORLEN jest największą polską firmą. Należą do niej liczne spółki, m.in. Petrolot, ANWIL, Rafineria Jedlicze, Inowrocławskie Kopalnie Soli czy IKS Solino, które zatrudniają około 22 tys. pracowników. Przychody koncernu za 2012 rok wyniosły 120 mld złotych, co dało jej pierwsze miejsce w rankingu Platts „Top 250 Global Energy Company” w kategorii „Refining&Marketing” regionu EMEA.

Orlenowski kompleks petrochemii jest największy w naszej części Europy, prowadzi w produkcji olefin i poliolefin, wytwarza gigantyczną ilość pół miliona ton PTA (2012). W instalacji paraksylenu i kwasu tereftalowego (PX/PTA) zainwestowano miliard euro. W 2012 roku grupa wytworzyła 3,6 mln ton petrochemikaliów w Polsce oraz 1,7 mln ton w czeskim Unipetrolu. PKN razem z wrocławskim ANWILEM produkuje około 1 mln ton tworzyw sztucznych, a Unipetrol wnosi kolejne pół miliona ton. Te wyniki lokują Koncern w pierwszej dziesiątce największych przedsiębiorstw Unii Europejskiej. Poza tym Grupa ORLEN dostarcza na rynek około 8 mln ton benzyny i 12 mln ton oleju napędowego. W 2012 roku wprowadziła do obrotu, realizując postanowienia ustawowe, ponad 600 tys. ton biopaliw, w tym pilotażowo paliwo BIO 85, przeznaczone dla samochodów specjalnie przystosowanych do spalania benzyny lub etanolu.

In autumn 2007 the refinery in Mažeikiai underwent the greatest general overhaul in its history, including refurbishment. Thanks to these investments, on 20 January 2008 the refinery regained its processing capacity of about 10 million tonnes of oil a year. The cracked naphtha desulphurization plant was a new facility for producing sulphur-free petrol. The first ORLEN Lietuva stations appeared, and plans also provided for expansion to the market in Latvia. Currently AB Mažeiki Nafta owns the Butinge terminal, four storage facilities, two pumping stations, and also has five hundred kilometres of pipelines. Nearly 80% of the refinery's production is exported to Latvia, Ukraine, Estonia, Poland, Western Europe and the USA.

This way PKN ORLEN acquired six refineries. The entire capital group is capable of processing about 28 million tonnes of oil p.a. aiming at 30 million tonnes in 2017.

According to data from 2012, the total processing output of Płock reached, from its commissioning, 500 million tonnes of oil – and the seven refineries owned by the concern, counting from their incorporation into ORLEN Group, reached an output of 600 million tonnes!

ORLEN Group is the largest Polish company. It is made of numerous companies including: Petrolot, ANWIL, Rafineria Jedlicze, Inowrocławskie Kopalnie Soli and IKS Solino, employing about 22 thousand workers. The concern's revenue for 2012 amounted to 120 billion zlotys, which put it in first position in the ranking by Platts “Top 250 Global Energy Company” in the category “Refining & Marketing” in the EMEA region.

Orlen's petrochemical complex is the largest in Central and Eastern Europe and is a leading producer of olefins and polyolefins manufacturing an enormous amount of half a million tonnes of PTA (2012). The paraxylene and terephthalic acid (PX/PTA) plants consumed investments of 1 billion euro. In 2012 the group manufactured 3.6 million tonnes of petrochemicals in Poland and 1.7 million tonnes in the Czech Unipetrol. Together with ANWIL in Wrocław, PKN produces about one million tonnes of plastics and Unipetrol contributes another half a million tonnes. The results make the concern one of the ten largest enterprises in the European Union. In addition, ORLEN Group supplies about 8 million tonnes of petrol and 12 million tonnes of diesel oil to the market in a year. In 2012, implementing statutory obligations, it put on the market more than 600,000 tonnes of biofuels, including BIO85 fuel for flexible fuel vehicles as a pilot project.

ORLEN jest także liderem na polskim rynku paliwa lotniczego. ORLEN Oil sprzedaje oleje smarowe i kosmetyki samochodowe, a Unipetrol najwyższej klasy oleje smarowe grupy I. PKN ponadto wytwarza w kraju około 0,8 mln ton asfaltu, 0,2 mln ton w Czechach oraz 0,1 mln ton na Litwie. Koncern jest właścicielem blisko 2700 stacji benzynowych (1766 w Polsce, 559 w Niemczech, 315 w Czechach, a także 26 na Litwie) oraz 379 kilometrów paliwowych rurociągów. Do transportu paliw z Płocka służą właśnie rurociągi (70%), wykorzystywana jest także kolej (25%) oraz samochody (5%). PKN jest zobowiązany do utrzymywania w swoich bazach oraz w kawernach solnych koło Inowrocławia zapasów ropy i paliw na 76 dni.

ORLEN jest najcenniejszą polską marką, o wartości szacowanej na 3,8 mld złotych. Kapitalizacja rynkowa w 2012 roku wynosiła 21,172 mld zł. Największym udziałowcem w Koncernie jest Skarb Państwa, do którego należy 27,52% akcji. ING OFE posiada 9,35%, Aviva OFE 7,01%, a pozostali akcjonariusze 56,11%. Firma od wielu lat wspiera różnego rodzaju przedsięwzięcia o charakterze społecznym i sportowym. Wraz z samorządem Płocka PKN utworzył Płocki Park Przemysłowo-Technologiczny, w którym m.in. uruchomiono produkcję etoksylatów, składników do szamponów i innych środków myjących.

Grupa Lotos, drugi z polskich gigantów naftowych, zajmująca się działalnością wydobywczą, rafineryjną i handlową, skupia trzydzieści cztery spółki, zatrudniając 4748 pracowników. Do koncernu należą rafinerie w Jaśle i w Czechowicach, jak również firmy cypryjskich armatorów. Za najcenniejsze uważane są spółki Petrobaltic, Lotos Norge i litewska Geonafta. Realizacja programu „10+” umożliwiła Grupie w ostatnich latach wejście do elity europejskich rafinerii. Mimo blisko czterdziestu lat istnienia jest ona jedną z najmłodszych na Starym Kontynencie, ze średnim wiekiem instalacji 11 lat! W 2012 roku Lotos przerobił 9,7 mln ton ropy (w 90% rosyjskiej; własne wydobyte to 262,3 tys. ton oraz 20,9 mln m³ gazu) i sprzedał 10,1 mln ton produktów za 33,1 mld złotych, z zyskiem netto 923 mln złotych. W tym samym roku wytworzono tu 28 tys. ton ksilenów – pierwszego produktu

ORLEN is also a leader in the Polish market of aviation fuel. ORLEN Oil sells lubricating oils and automotive cosmetics. Unipetrol provides the best grade lubricating oils (group I). In addition, PKN produces about 0.8 million tonnes of asphalt in Poland, 0.2 million tonnes in the Czech Republic and 0.1 million tonnes in Lithuania. The concern owns nearly 2700 petrol stations (1766 in Poland, 559 in Germany, 315 in Czech Republic, and 26 in Lithuania) and 379 kilometres of fuel pipelines. Fuel from Płock is transported via pipelines (70%), by rail (25%) and by road (5%). PKN is required to maintain stocks of oil and fuel sufficient for 76 days in its bases and salt caverns near Inowrocław.

ORLEN is the most valuable Polish brand with its value estimated at 3.8 billion zlotys. The market capitalisation in 2012 amounted to 21.172 billion zlotys. The State Treasury is the largest shareholder of the Concern and holds 27.52% of the shares. ING OFE holds 9.35%, Aviva OFE 7.01%, while other stockholders hold 56.11%. For many years the company has supported various social and sports undertakings. Together with the local authorities of Plock, PKN set up the Plock Industrial and Technological Park where the production of ethoxylates, ingredients of shampoos and other similar cleaning agents was put into operation.

Lotos Group, the second Polish oil giant dealing with oil production, refining and sales, associates thirty four companies and employs 4748 workers. The concern owns the refineries in Jasło and in Czechowice. It is also associated with Cyprus ship owners. The most valuable are Petrobaltic, Lotos Norge and Geonafta of Lithuania. Recently, LOTOS Group with its “10+” programme has joined the elite of the European refineries. Despite it having existed for nearly 40 forty years it is one of the youngest in Europe with the average age of an installation being 11 years! In 2012 Lotos processed 9.7 million tonnes of petroleum (of which 90% was Russian oil; 262,300 tonnes of oil and 20.9 million cubic metres of gas were extracted by Lotos) and sold 10.1 million tonnes of products for PLN 33.1 billion, generating PLN 923 million profit before tax. In the same year it produced 28,000 tonnes of xylenes – the first petrochemical product of Lotos. In Gdańsk the conversion of petroleum in an

petrochemicznego z Lotosu. W Gdańsku znacząco poprawiono (z 60 do 85%) konwersję surowca w procesie hydrokrakingu MHC, co zaowocowało zwiększeniem produkcji paliw.

Na początku lutego 2014 roku odwiert poszukiwawczy potwierdził występowanie ropy naftowej u wybrzeży Norwegii na koncesji PL 102F, kupionej przez Grupę Lotos rok wcześniej. To było pierwsze odkrycie ropy na koncesji należącej do polskiego koncernu, posiadającego w niej dziesięć procent udziałów. Lotos kupił udziały od brytyjskiej firmy Centrica w pakiecie udziałów w czternastu koncesjach poszukiwawczych i wydobywczych na eksploatację złóż u wybrzeży Norwegii. Według wstępnych szacunków koncernu Total, zarządzającego wierceniami na tej koncesji, zasoby wydobywalne złoża mieszczą się w przedziale 0,5-2 mln m³ ropy naftowej. Na Lotos przypada z tego jedna dziesiąta, czyli od 62 tys. ton do 248 tys. ton. Z tych danych wynika zatem, że nie jest to duże złożo.

Pod koniec sierpnia 2014 roku gdańska spółka podpisała umowę o finansowaniu wydobywania ropy z podmorskich złóż u wybrzeży Polski. Kryją one 3,5 mln ton ropy i docelowo mają dostarczać 250 tys. ton surowca rocznie. Dla sfinansowania eksploatacji tych złóż rządowa firma Polskie Inwestycje Rozwojowe ma nabyć obligacje za 333 mln złotych, które spółka Lotosu wykupi do końca 2022 roku.

Strategia rozwoju rafinerii zakłada trwałe dążenie do zwiększenia wydobywania ropy. Powstały również plany poszukiwań gazu ze złóż łupkowych. Rozważana jest także budowa w przyszłości instalacji koksowania. Z Zakładami Azotowymi Tarnów planowane są natomiast poważne inwestycje petrochemiczne, wspólna budowa instalacji do produkcji olefin lub aromatów. Około 700 mln dolarów ma kosztować spółkę tzw. koksownia, dzięki której, po 2018 roku, będzie można produkować więcej paliw, ograniczając wytwarzanie mazutu i asfaltu, które przynoszą mniejsze zyski. Piece i kotłownie elektrociepłowni rafinerii w Gdańsku są obecnie opalane gazem ziemnym, co zdecydowanie sprzyja ochronie środowiska. Emisje wynoszą tylko około 6 tys. ton dwutlenku siarki, 2 tys. ton tlenków azotu i około 2 mln ton dwutlenku węgla.

W Gdańsku Grupa Lotos zbudowała terminal (tor rozładunkowy, pomost do obsługi dwunastu cystern, pompownię oraz rurociągi), który umożliwia odbiór ropy z cystern kolejowych. Inwestycja była potrzebna, gdyż w 2015 roku rafineria rozpoczęła przerabianie polskiego surowca wydobywanego przez PGNiG.

MHC hydrocracking process was considerably improved (from 60 to 85%), which resulted in increased production of fuel.

At the beginning of February 2014 a prospecting borehole confirmed that petroleum did occur on the shore of Norway (licence PL 102F bought by Lotos Group one year before). It was the first oil discovery under a licence owned by a Polish concern with a ten per cent interest share. Lotos purchased the shares from the British company Centrica as a package of shares in fourteen exploration and production licenses related to the extraction of reserves on the shore of Norway. As initially estimated by the concern Total – in charge of drilling works under this licence – the extractable resources range from 0.5 to 2 million cubic metres of petroleum. The share of Lotos is one tenth, that is, from 62,000 tonnes to 248,000 tonnes. Thus, this data suggests that the reserve is not very large.

At the end of August 2014 the Gdańsk company signed a financing agreement in connection with extracting offshore reserves along the coast of Poland. They contain 3.5 million tonnes of petroleum and will ultimately supply 250,000 tonnes a year. As regards the financing of extraction of these reserves, a government company, Polish Investments for Development, is supposed to buy bonds for PLN 333 million which the company Lotos will redeem by the end of 2022.

The refinery's development strategy assumes permanent efforts at increasing the production of oil. Also, shale gas prospecting plans are in place. Another project considered is the future construction of a coking plant. On the other hand, serious petrochemical investments are planned together with the Nitrogen Plant in Tarnów, including a joint project of construction of an olefins plant or aromatics plant. The so-called coke plant will cost about 700 million dollars and after 2018 it will enable increased production of fuels with limited production of mazut and asphalt, which are less profitable products. The refinery switched to firing CHP furnaces and boilers with natural gas, which is definitely positive in terms of environmental protection. Currently emissions are limited to about 6 thousand tonnes of sulphur dioxide, 2 thousand tonnes of nitrogen oxide and about 2 million tonnes of carbon dioxide.

In Gdańsk Lotos Group built a terminal (including unloading tracks, a service platform for twelve railway tankers, a pumping station and pipelines) which makes it possible to unload petroleum from railway tankers. The investment was necessary as in 2015 the refinery started processing Polish petroleum produced by PGNiG.



Sterownia w rafinerii Grupy Kapitałowej LOTOS w Gdańsku / Refinery owned by LOTOS Capital Group in Gdańsk, control room



Pracownicy Grupy LOTOS podczas swych codziennych obowiązków / Employees of LOTOS Group at work



Stanowisko rozładunku ma charakter uniwersalny i jest przeznaczone do obsługi cystern różnej wielkości, od krótkich, dwunastometrowych, po najdłuższe z eksploatowanych w Polsce. I nie tylko z ropą, ale także z innymi produktami, zarówno lekkimi, jak i ciężkimi, wymagającymi podgrzewania. Umowa przewiduje dostawy przez spółkę Lotos Kolej 25 tys. ton ropy naftowej miesięcznie, głównie z kopalni w Lubiatowie. Ropa pochodząca stamtąd jest dobrej jakości i nadaje się zwłaszcza do produkcji benzyny. Wartość umowy z PGNiG Grupa Lotos szacuje na 3,2 mld złotych.

Grupa posiada czterysta pięć stacji benzynowych, w tym sto jeden działających pod firmą Lotos. Wartość gdańskiego koncernu wyceniana jest na miliard złotych. Kapitalizacja rynkowa Grupy w 2012 roku wyniosła 5,351 mld złotych. Właścicielem 53,2% udziałów w Lotosie jest Skarb Państwa, 5,3% należy do ING OFE, resztę, 41,5%, posiadają pozostali akcjonariusze.

The unloading station is versatile and can handle railway tankers of different size – from short, twelve-metre ones, to the longest ones used in Poland. The tankers can contain oil but also other products, both light and heavy, which must be heated. The contract provides for deliveries of 25 thousand tonnes of crude oil carried out by the company Lotos Kolej, mainly from the oil mine in Lubiatów. Oil from that mine is of good quality and can be used, in particular, in the production of petrol. Lotos Group estimates that the value of the contract with PGNiG is PLN 3.2 billion.

The group owns four hundred and five petrol stations, of which one hundred and one operate under the Lotos brand. The value of the concern from Gdańsk is estimated at one billion zlotys. The market capitalization of the Group in 2012 amounted to PLN 5.351 billion. 53.2% of shares in Lotos are held by the State Treasury, 5.3 per cent by ING OFE, and the remaining 41.5% by other stockholders.



Obiekty produkcyjne Grupy LOTOS / Production plants of LOTOS Group



rozmieszczenie złóż ropy naftowej na świecie

Distribution of the world's oil deposits

Pierwsze poszukiwania złóż ropy naftowej koncentrowały się wokół miejsc, gdzie wypływała ona na powierzchnię ziemi w sposób naturalny lub przesiąkała do wód gruntowych. Szybko jednak sprawą zajęli się naukowcy, którzy starali się tym pionierskim pracom nadać bardziej racjonalny charakter, wiążąc je z mniej widocznymi, geologicznymi przesłankami występowania surowca. Naftowy rozdział można znaleźć w biografiiach większości luminarzy nauk o Ziemi w XIX i XX wieku. Interesowali się nią: Engler, Gubkin, Hackford, Höfer, Hunt, Levorsen, Lilley, Mendelejew, Mrazec, Orton, Radziszewski, Rogers, Wernadski, White, Zejszner, a to oczywiście tylko niektóre nazwiska.

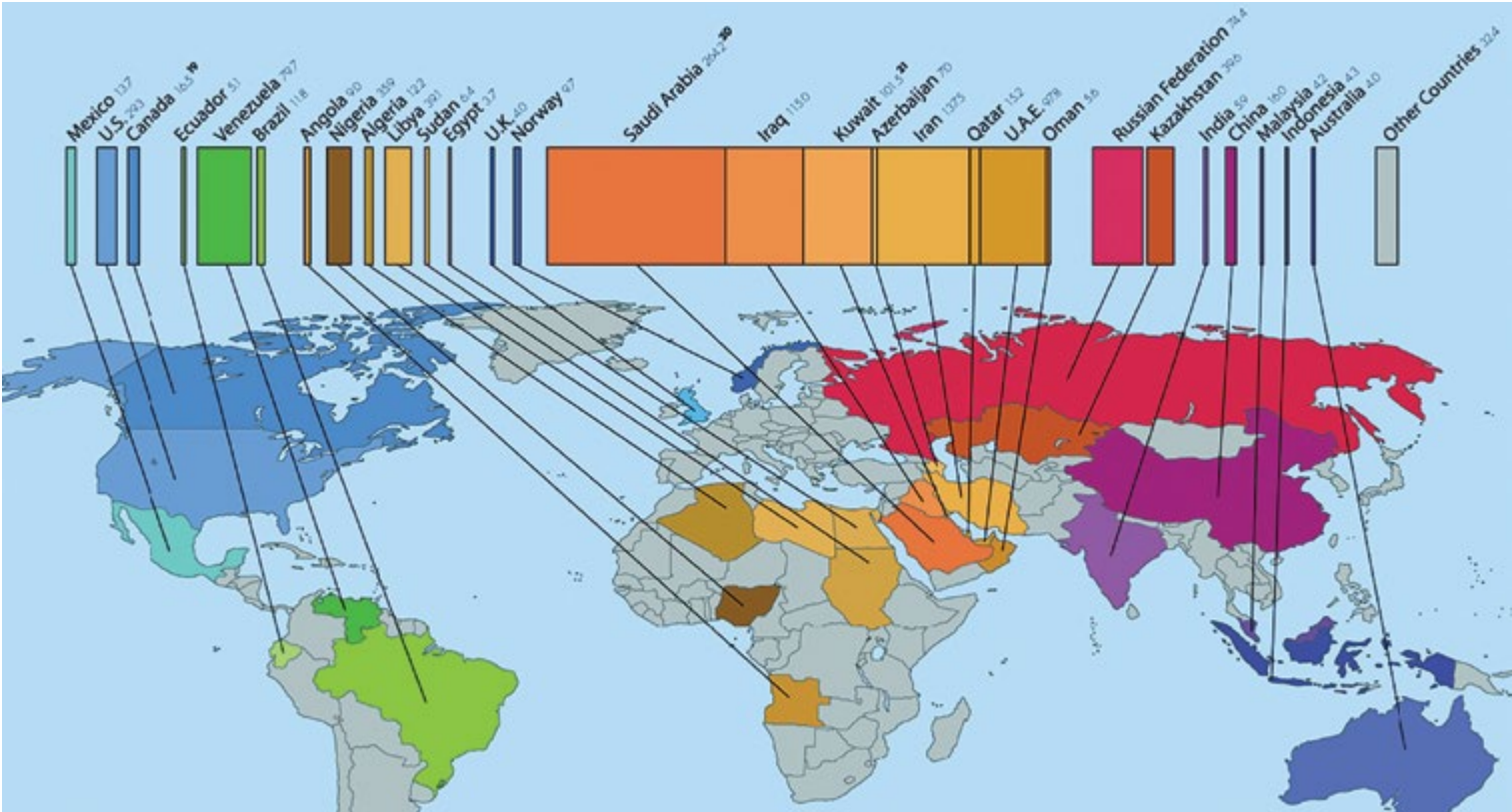
The first petroleum prospecting activities were concentrated around natural surface spills or locations in which oil infiltrated into groundwater. However, scientists made the effort to make these pioneering works more rational, associating them with less evident geological conditions. Most biographies of the most notable persons in the Earth sciences from the 19th and 20th centuries contain references to petroleum. Petroleum was also of interest to: Engler, Gubkin, Hackford, Höfer, Hunt, Levorsen, Lilley, Mendeleev, Mrazec, Orton, Radziszewski, Rogers, Wernadski, White, and Zejszner – to name just a few.

Badacze zauważyli, że najbardziej produktywne szyby układają się w wydłużone pola, zgodne z kierunkiem pasm górskich, u podnóży których często występowały. Zagadkę wyjaśniły rozważania teoretyczne dotyczące genezy i migracji ropy naftowej. Surowiec ten powstaje w bogatych w materię organiczną osadach dennych mórz i oceanów. Jeżeli takie osady zostaną pogrążone na głębokości wielu kilometrów i szybko przykryte warstwą utworów nieprzepuszczalnych, to na skutek oddziaływania ciepła geotermicznego, bakterii beztlenowych i ciśnienia górotworu z organicznego kompostu, „wygotowuje się” najpierw ciężka ropa, potem lżejsze jej frakcje, a w końcu gaz ziemny. Węglowodory, jako lżejsze od otaczających skał i wody, migrują w kierunku powierzchni ziemi. Czasami czynią to dość okrężną drogą, wykorzystując dogodne szlaki ucieczki: porowate skały, szczeliny tektoniczne i strefy kontaktu odmiennych warstw geologicznych. Dążą uparcie w górę, lecz bywa, że trafiają na tzw. pułapki złożowe, z których nie mogą się wydostać. Gromadzą się wtedy w obrębie porowatych skał zbiornikowych, z biegiem czasu tworząc złoża. Do dzisiaj zidentyfikowano bardzo dużo rodzajów takich pułapek. Pierwsze odkryto w początkach poszukiwań naftowych. Nazwano je antyklinalnymi, od wygiętych kopulasto i liniowo struktur geologicznych – antyklin – podobnych w budowie do pasm górskich, w których wszystkie warstwy zalegają równolegle do zboczy. Jeżeli wśród warstw tworzących antyklinę występują skały porowate przykryte warstwami nieprzepuszczalnymi, to wędrująca ropa w pobliżu szczytu antykliny znajdzie się w sytuacji bez wyjścia – drogę w górę blokują skały nieprzepuszczalne, a od dołu napierają nowe porcje płynu, gazu i wody. Zbiornik na szczycie antykliny jest gotowy do eksploatacji – wystarczy trafić do niego otworem wiertniczym. Odkrycie pułapek antyklinalnych zdominowało kierunek poszukiwań ropy naftowej, który na początku XX wieku sprowadzał się do identyfikacji właśnie takich struktur, widocznych na powierzchni ziemi lub ukrytych w jej wnętrzu. W ten sposób rozpoznano złoża obszarów górskich: Karpat, Kaukazu, Appalachów, Alp, Apeninów, a u schyłku lat 30. XX wieku również gór Iranu i Bliskiego Wschodu. Szybko odkryto inne rodzaje pułapek. Halokinetyczne, związane z wysadami soli, pozwoliły na rozszerzenie poszukiwań w rejonie Zatoki Meksykańskiej. Litologiczne i stratygraficzne, bazujące na zjawisku wyklinowania się skał porowatych w obrębie skał nieprzepuszczalnych, dały podstawy do odkryć na nizinach – w śródkontynentalnych basenach i zapadliskach sedymentacyjnych. Inne pułapki w obrębie pogrzebanych raf koralowych są poszukiwane z bardzo dobrymi rezultatami na terenie m.in. Niżu Polskiego.

Geolodzy starali się od samego początku klasyfikować złoża, wiążąc je w grupy jednorodne genetycznie lub wiekowo. Ta tendencja nie wynikała jedynie z naturalnych skłonności do porządkowania faktów, lecz miała całkiem praktyczne cele.

Scientists noticed that the most productive wells were arranged in elongated fields running in the direction of the mountain ranges at the foot of which they often occurred. The puzzle was explained by theoretical considerations concerning the genesis and migration of petroleum. This resource is formed in bottom sediments of seas and oceans that are rich in organic matter. If such sediments are submerged many kilometres down in the deep and are then quickly covered by a layer of impervious formations – as a result of the impact of geothermal heat, anaerobic bacteria and geostatic pressure – first, heavy naphtha “boils out” of the organic compost, followed by its lighter fractions and finally natural gas. Hydrocarbons, being lighter than the surrounding rocks and water, migrate towards the surface of the earth. Sometimes they take a roundabout route and use convenient paths to escape: porous rocks, tectonic fissures and zones of contact of distinct geological strata. They stubbornly move upwards but sometimes find so-called traps on their way and cannot get out of them. Then, they are accumulated within reservoir rocks and over time form deposits. To date many types of such traps have been identified; the first were discovered at the beginning of petroleum prospecting. They were called anticlinal from the domed and linear geological structures – anticlines – resembling mountain ranges, where all strata lie parallel to the slopes. If the strata forming an anticline include porous rocks covered by impervious strata, oil moving upwards will be trapped near the top of the anticline – the way upwards will be blocked by impervious rocks and new portions of liquid, gas and water will press from the bottom. The reservoir at the top of the anticline is ready for extraction – it only needs to be found by riggers. The discovery of anticlinal traps set the main direction in oil prospecting, which at the beginning of the 20th century was limited to identifying such structures visible on the surface of the Earth or hidden inside. This way, deposits were explored in mountain regions such as: the Carpathians, Caucasus, Appalachians, Alps, Apennines, and at the end of 1930s also in Iran and the Middle East. Soon after, other types of traps were discovered. Halokinetic traps, occurring in the area of salt domes, made it possible to expand prospecting activities in the Gulf of Mexico. Lithological and stratigraphic traps, based on the wedging out of porous rocks within an impervious rock area, provided grounds for discoveries in lowlands – in inland basins and sediment subsidence areas. Other traps within the area of buried coral reefs are found with very good results, e.g. in the Polish Lowland.

From the beginning geologists aimed to classify deposits into groups that were homogenous in terms of genesis or age. This trend was not only due to a natural penchant for ordering the facts, but it was quite practical.



Światowe rezerwy ropy naftowej / World's oil reserves

Chodziło bowiem o znalezienie uniwersalnych związków pomiędzy budową geologiczną wielkich obszarów kuli ziemskiej, a potencjalnym występowaniem złóż ropy. Jak to zwykle w nauce bywa podziałów powstało sporo, bo każdy uczony miał ambicję stworzenia własnej klasyfikacji. Porządkowane są one nieco na kongresach geologów naftowych, ale wciąż nie ustalono uniwersalnego podziału. W większości z nich podstawową jednostką jest prowincja naftowa. Termin odnosi się do wielkiej, regionalnej struktury geologicznej (pasma gór fałdowych, basenu sedymentacyjnego, zapadliska), w obrębie której ropa może występować w skałach ukształtowanych w różnym wieku. Według Craiga, Vaughana i Skinnera (*Zasoby Ziemi*, PWN, 2003) do dzisiaj odkryto i rozpoznano ponad 600 prowincji naftowych. Potencjalnie wszystkie mogą zawierać ropę, ale eksploatuje się ją tylko w 240 z nich. Spośród użytkowanych tylko siedem zawiera zasoby powyżej 3 mld ton, co mniej więcej odpowiada rocznemu światowemu zużyciu w latach 70. XX wieku. Dzisiaj sięga ono 3,7 mld ton rocznie.

The purpose was finding a universal relationship between the geological structure of large areas of the globe and the potential occurrence of petroleum deposits. As normally in science, many classifications were formed because every scientist had an ambition to create one of his own. They are somehow ordered at petroleum geology congresses but still no universal division exists. Most of them are based on a petroleum province as the basic unit of classification. This term refers to a large, regional geological structure (folded mountain range, sedimentary basin, subsidence) within which oil can occur in rocks formed at different ages. According to Craig, Vaughan and Skinner (Earth Resources, PWN, 2003) more than 600 petroleum provinces have been discovered and explored to this date. Potentially all of them can contain petroleum but it is extracted in only 240. Among those in use only seven contain resources exceeding 3 billion tonnes, which more or less corresponds to the annual global consumption of oil in the 1970s. Today the level of consumption reaches 3.7 billion tonnes a year.

Megaprowincja / Megaprovince	Położenie / Location	Zasoby (mld ton) / Reserves (billion tonnes)
1. arabsko-irańska / Arabian-Iranian	Zatoka Perska / Persian Gulf	83,3
2. Maracaibo / Maracaibo	Wenezuela – Kolumbia / Venezuela-Columbia	6,5
3. Zach. Syberia / Western Siberia	Rosja / Russia	6,0
4. Reforma – Campeche / Reforma-Campeche	Meksyk / Mexico	5,6
5. wołżańsko-uralska / Volga-Ural	Rosja / Russia	5,4
6. Permian / Permian	Stany Zjednoczone / USA	4,3
7. Syrta / Sirte	Libia / Libya	3,7

Zasoby megaprowincji naftowych / Reserves of petroleum megaprovinces

Rzuca się w oczy ogromna dysproporcja pomiędzy megaprowincją arabsko–irańską a resztą świata. W rejonie Zatoki Perskiej kryje się ponad 60% rozpoznanych światowych zasobów ropy naftowej. Wobec ciągłego braku stabilności politycznej Bliskiego Wschodu, niesie to nieprzyjemne implikacje dla importerów ropy.

A huge disproportion is visible between the Arab-Iran mega province and the rest of the world. The region of the Persian Gulf accounts for more than 60% of the explored global resources of petroleum. Due to continuing political instability in the Middle East, this has unpleasant implications for petroleum importers.

Profesor Roman Ney z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi Państwowej Akademii Nauk w Krakowie operuje w swym opracowaniu pt. *Zasoby ropy naftowej* z 2006 roku prostszym podziałem – geograficznym. Grupuje w nim znane złoża ropy w dziewięciu wielkich jednostkach.

Zasoby ropy w 2005 roku (mld ton) / Oil reserves in 2005 (billion tonnes)	
1. Bliski Wschód / Middle East	101,2
2. Ameryka Południowa / South America	14,7
3. Rosja / Russia	10,2
4. Afryka Środkowa / Central Africa	8,0
5. Afryka Północna / North Africa	7,2
6. Ameryka Północna / North America	7,8
7. Basen Morza Kaspijskiego / Caspian Sea Basin	6,6
8. Daleki Wschód i Oceania / Far East and Oceania	5,4
9. Basen Morza Północnego / North Sea Basin	2,1

Professor Roman Ney of the Mineral and Energy Economy Institute of the Polish Academy of Sciences in Kraków in his study of 2006 entitled *Petroleum resources* introduced a simpler classification – geographical division. He groups the known petroleum deposits into nine large units.

W tym podziale również widoczne są ogromne dysproporcje pomiędzy gigantycznymi złożami Bliskiego Wschodu, a resztą świata. Na uwagę zasługuje wysoka pozycja Ameryki Południowej. To zasługa złóż bardzo trudnej w eksploatacji ciężkiej ropy w delcie Orinoko, które po latach wahań zdecydowano doliczyć do wydobywalnych zasobów węglowodorów.

This division also illustrates huge disproportions between the giant deposits in the Middle East and the rest of the world. The high rank of South America is notable. This is due to deposits of oil in the delta of the Orinoco that are very difficult to extract and which after many years were included in the extractable resources of hydrocarbons.



Przyczyny tak nierównomiernego rozkładu są różne, ale najważniejszą z nich jest budowa geologiczna. Ropa powstawała bezustannie we wszystkich okresach geologicznych (także dzisiaj, choć w tempie prawie dwa miliony razy wolniejszym niż ją eksploatujemy). Mechanizm tworzenia bituminów powtarzał się wielokrotnie w historii Ziemi, ale kluczową rolę odegrały skały zbiornikowe i pułapki złożowe, dzięki którym węglowodory mogły zostać zmagazynowane i przechowane do naszych czasów. Gdy brakowało barier zatrzymujących bituminy, te ulatniały się bezproduktywnie i wracały do wielkiego obiegu geochemicznego węgla. Zatem to rozmieszczenie pułapek złożowych zadecydowało o koncentracji węglowodorów, a rejony świata, gdzie występują uprzywilejowane struktury geologiczne – przedpola młodych gór fałdowych, wysady solne, zapadliska tektoniczne i baseny sedymentacyjne – dostały swego rodzaju bonus od losu.

Najwięksi producenci ropy naftowej

Miejsca wyjątkowej koncentracji zasobów ropy automatycznie zapewniają krajom, na których terytoriach się znajdują, czołowe lokaty w rankingach naftowych potentatów. W uprzywilejowanej sytuacji znajdują się też państwa o największej powierzchni, jak Rosja, Stany Zjednoczone czy Chiny. Na ich terytoriach bowiem statystycznie występuje więcej różnorodnych struktur geologicznych niż w krajach o niewielkiej powierzchni, stąd mają one więcej szans na znalezienie przemysłowych koncentracji węglowodorów.

We wspomnianym opracowaniu prof. Neya wymienione są państwa, które w 2005 roku wydobywały największe ilości ropy naftowej. Całkowita produkcja w 2005 roku wyniosła 3895 mln ton. Dziesięć wymienionych wyżej państw wydobyło razem 2442,9 mln ton ropy, co stanowiło 62,7% światowej produkcji.

Lp / No.	Kraj / Country	Wydobycie (mln ton) / Output (million tonnes)	Udział w światowej produkcji (%) / Global production share (%)
1	Arabia Saudyjska / Saudi Arabia	526,2	13,5
2	Rosja / Russia	470,0	12,1
3	Stany Zjednoczone / USA	310,2	8,0
4	Iran / Iran	200,4	5,1
5	Meksyk / Mexico	187,1	4,8
6	Chiny / China	180,8	4,6
7	Wenezuela / Venezuela	154,7	3,9
8	Kanada / Canada	145,2	3,7
9	Norwegia / Norway	138,2	3,5
10	Kuwejt / Kuwait	130,1	3,3

We wspomnianym opracowaniu prof. Neya wymienione są państwa, które w 2005 roku wydobywały największe ilości ropy naftowej / The above-mentioned study by Prof. Ney lists countries that in 2005 extracted the largest amounts of petroleum

There are different reasons for such an even distribution, the most important one being the geological structure. Petroleum was formed continuously in all geological periods (although now the development of its deposits is nearly two million times slower than the rate of its extraction). The bitumen formation mechanism was repeated several times in the history of the Earth but reservoir rocks and deposit traps played the key role making it possible to accumulate and store hydrocarbons until now. When there were no barriers bitumen would escape unproductively and returned into the large geochemical carbon cycle. Thus, it was the distribution of deposit traps that determined the concentration of hydrocarbons and the regions of the world where privileged geological structures occur – the foreground of young folded mountains, salt domes, tectonic subsidence and sedimentary basins – received a peculiar bonus from nature.

Major producers of petroleum

Locations where the resources of petroleum are the most concentrated automatically place the countries in which they are found at the leading positions in the rankings of petroleum potentates. Also, countries with the largest area, such as Russia, the United States and China, are in a privileged position. Statistically, in their territories there are more diverse geological structures than in smaller countries, thus they have higher chances of finding industrial concentrations of hydrocarbons.

The above-mentioned study by Prof. Ney lists countries that in 2005 extracted the largest amounts of petroleum. In 2005 the total production volume amounted to 3895.0 million tonnes. Ten of the above-mentioned countries in total extracted 2442.9 million tonnes of oil, which accounted for 62.7% of the global production.

Lp / No.	Kraj / Country	Wydobycie (mln ton) / Output (million tonnes)	Udział w światowej produkcji (%) / Global production share (%)
1	Rosja / Russia	505,2	13,4
2	Arabia Saudyjska / Saudi Arabia	493,9	13,1
3	Stany Zjednoczone / USA	282,6	7,5
4	Iran / Iran	200,6	5,3
5	Chiny / China	191,5	5,1
6	Kanada / Canada	145,6	3,8
7	Irak / Iraq	130,8	3,5
8	Kuwejt / Kuwait	127,2	3,4
9	Meksyk / Mexico	126,6	3,4
10	Zjedn. Emiraty Arabskie	122,9	3,2

Według najnowszych danych World Oil 2012 pierwsza dziesiątka w 2011 roku przedstawiała się następująco / Top ten countries in 2011 according to the latest data of World Oil 2012

Dla porównania warto zauważyć, że w Polsce przez cały 2005 rok wydobyto zaledwie 0,8 mln ton tego surowca. Pokazuje to skalę produkcji i gigantycznych dochodów uzyskiwanych przez niektóre państwa świata. Budżet siedmiu krajów z pierwszej dziesiątki – Arabii Saudyjskiej, Rosji, Iranu, Meksyku, Wenezueli, Norwegii i Kuwejt u opiera się w dużym stopniu na dochodach z eksploatacji ropy.

Lista największych producentów od co najmniej dwudziestu lat nie ulega większym zmianom. Całkowita światowa produkcja w 2011 roku wyniosła 3779, 2 mln ton. Kraje pierwszej dziesiątki partycypowały w niej w 61,6%. Jak wynika z porównania list z 2005 i 2011 roku, Norwegia straciła pozycję w pierwszej dziesiątce. Jej złoża podmorskie, eksploatowane od lat 70. XX wieku coraz bardziej się wyczerpują.

For comparison, it is worth noting that in Poland during the whole of 2005 only 0.8 million tonnes of this resource was extracted. This illustrates the scale of production and giant income earned by some countries. The budgets of seven of the top ten countries – Saudi Arabia, Russia, Iran, Mexico, Venezuela, Norway and Kuwait are to a large extent based on revenues from petroleum extraction.

The list of the largest producers has not significantly changed for at least twenty years. In 2011 the total global production volume amounted to 3779.2 million tonnes. The share of the top ten countries was 61.6%. As shown by a comparison of the lists from 2005 and 2011, Norway lost its position among the top ten producers. Its offshore deposits extracted since 1970s have been more and more depleted.

Kraj(region) / Country (region)	2010 [t/d]	2011 [t/d]	Zmiana / Change [%]
Ameryka Północna / North America	1 483 995	1 529 490	103,1
Kanada / Canada	384 754	398 887	103,7
Meksyk / Meksyk	344 080	346 800	100,8
Stany Zjednoczone / USA	745 552	774 384	103,9
Ameryka Południowa / South America	914 115	927 101	101,4
Argentyna / Argentina	85 900	79 933	93,1
Brazylia / Brazil	290 689	298 236	102,6
Ekwador / Ecuador	68 394	68 176	99,7
Kolumbia / Columbia	106 760	124 440	116,6
Wenezuela / Venezuela	314 840	312 120	99,1
Pozostałe / Other	47 533	44 196	93,0
Europa Zachodnia / Western Europe	512 159	476 737	93,1
Dania / Denmark	33 320	30 056	90,2
Norwegia / Norway	280 296	266 696	95,1
Wielka Brytania / United Kingdom	168 611	149 192	88,5
Włochy / Italy	12 929	13 452	104,0
Pozostałe / Other	17 003	17 341	102,0
Europa Wschodnia / Eastern Europe	1 767 263	1 788 525	101,2
Inne kraje b. ZSRR / Other former Soviet republics	-	164 958	-
Kazachstan / Kazakhstan	-	217 600	-
Rosja / Russia	1 360 646	1 384 208	101,7
Rumunia / Romania	11 746	11 187	95,2
Pozostałe / Other	-	10 572	-
Afryka / Africa	1 372 409	1 196 448	87,2
Algieria / Algeria	241 400	235 960	97,7
Angola / Angola	259 352	240 176	92,6
Egipt / Egypt	95 880	97 240	101,4
Libia / Libya	226 440	63 947	28,2
Nigeria / Nigeria	319 600	329 120	103,0
Sudan / Sudan	68 680	65 280	95,0
Pozostałe / Other	161 057	164 725	102,3
Bliski Wschód	3 151 839	3 404 788	108,0
Arabia Saudyjska / Saudi Arabia	1 225 360	1 353 200	110,4
Irak / Iraq	330 480	358 360	108,4
Iran / Iran	549 576	546 312	99,4
Katar / Qatar	147 560	170 544	115,6
Kuwejt / Kuwait	279 480	348 636	124,7
Oman / Oman	117 586	120 999	102,9
Strefa neutralna / Neutral zone	74 120	80 240	108,3
Syria / Syria	49 640	42 840	86,3
Zjednoczone Emiraty Arabskie / United Arab Emirates	325 040	336 600	103,6
Pozostałe / Other	52 998	47 057	88,8
Daleki Wschód / Far East	959 045	956 703	99,8
Chiny / China	515 749	524 591	101,7
Indie / India	101 891	105 992	104,0
Indonezja / Indonesia	129 744	124 957	96,3
Malezja / Malaysia	89 352	79 492	89,0
Tajlandia / Thailand	42 800	43 547	101,7
Wietnam / Vietnam	40 392	41 439	102,6
Pozostałe / Other	39 117	36 685	93,8
Australia i Oceania / Australia and Oceania	85 915	74 293	86,5
Australia / Australia	66 640	56 576	84,9
Pozostałe / Other	19 275	17 717	91,9
Ogółem świat / World's total	10 246 740	10 354 086	101,0

Wydobycie ropy w tonach na dobę – zróźnicowanie regionalne w skali świata – wg wydawnictwa World Oil 2012 / Wydobycie ropy w tonach na dobę – zróźnicowanie regionalne w skali świata – wg wydawnictwa World Oil 2012



Złóża ropy naftowej stały się źródłem rozwoju krajów Bliskiego Wschodu / Oil reserves triggered the development of the countries of the Middle East

Kraj ten jednak może wrócić do czołowej dziesiątki, bowiem wciąż odkrywane są tam nowe zasoby podmorskie, a główny operator – Statoil ma ogromne doświadczenie w eksploatacji starszych pól przy pomocy technologii wspomagania odzysku. Rosja zamieniła się miejscami z Arabią Saudyjską, co zdarza się od czasu do czasu.

Zdecydowanie niższe wydobywanie zanotowała też Wenezuela, z powodu kłopotów operatorów z eksploatacją złóż ciężkiej ropy, dominujących w tym kraju. Meksyk spadł o cztery pozycje, ale sprawa nie jest przesądzona, ponieważ odkryto tam właśnie ogromne złoża w stanie Tabasco szacowane na 68 mln ton zasobów wydobywalnych. O tym ważnym fakcie w lutym 2013 roku poinformował sam prezydent Meksyku Felipe Calderón.

W ostatnich latach widać rosnącą rolę eksploatacji w Afryce i krajach Dalekiego Wschodu – przede wszystkim w Chinach. Porównanie wydobywania w 2010 i 2011 roku pokazuje drastyczny spadek produkcji w Libii, co jest skutkiem wojny domowej po obaleniu reżimu Kaddafiego. Eksploatowane od drugiej wojny światowej złoża w Arabii Saudyjskiej wciąż mają rezerwy wzrostu, co związane jest z zastosowaniem na dużą skalę metod wspomaganie wydobywania poprzez zatłaczanie gazu, wody i drażnienie odwiertów horyzontalnych.

W Europie obserwuje się szybko spadającą produkcję w Wielkiej Brytanii i nieco wolniejszą tendencję spadkową w Norwegii.

Warto zauważyć, że poziom eksploatacji w niektórych państwach nie obrazuje ich realnych możliwości, ponieważ produkcja jest sztucznie hamowana w ramach porozumienia eksporterów ropy naftowej OPEC. Takie działania mają na celu utrzymanie wysokich cen ropy na rynkach. Dotyczy to ponad 43% światowego wydobywania w 2011 roku.

Spore zamieszanie na listach rankingowych może wywołać eksploatacja niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej, uwięzionej w warstwach łupków ilastych czy w mniejszym stopniu w słabo przepuszczalnych piaskowcach. Rozwijające się od przełomu wieków XX i XXI wydobywanie gazu ziemnego z tych wydawało się nieproduktywnych skał zachęciło eksploratorów do inwestowania w znacznie trudniejszą technologię eksploatacji ropy naftowej.

However, the country can still be back among the top ten countries since new offshore resources are still being discovered and the main operator – Statoil – has vast experience in extracting older fields using recovery support technologies. Russia has switched places with Saudi Arabia, which happens from time to time.

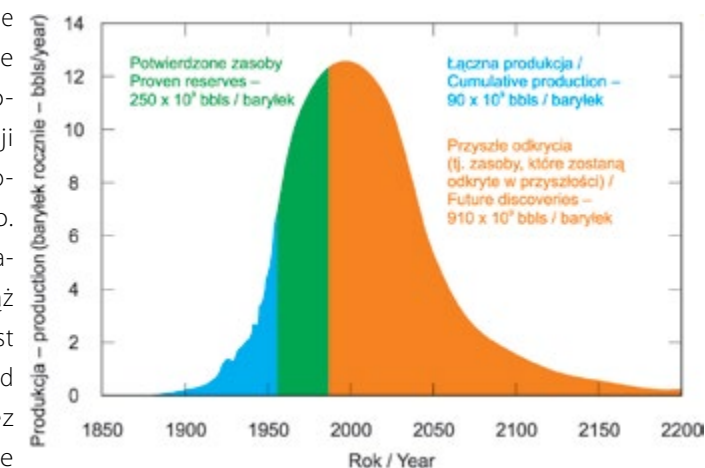
Also, Venezuela recorded decidedly lower output due to problems with extracting the predominant heavy oil deposits faced by operators. Mexico dropped four ranks down but this is not yet definite since huge deposits estimated at 68 million tonnes of extractable resources have been recently discovered in the state of Tabasco. This important fact was announced in February 2013 by the President of Mexico, Felipe Calderón.

Recently, the role of extraction has been observed to increase in Africa and in the Middle East – mainly in China. The comparison of output in 2010 and 2011 shows a drastic reduction in production in Libya as a consequence of the civil war after the removal of Kaddafi. The deposits in Saudi Arabia extracted from War World II still have growth reserves, which is connected with the wide-scale application of extraction support methods by pumping gas, water and drilling horizontal boreholes.

In Europe a rapid decrease in production can be observed in the United Kingdom and a slightly slower downward trend in Norway.

It is worth noticing that the level of extraction in some countries does not illustrate their real capacity since production is artificially inhibited under an agreement between OPEC petroleum exporters. Such activities are aimed at maintaining high prices of oil in the market. This relates to more than 43% of the global extraction in 2011.

Significant havoc in the ranking lists can be caused by extraction of unconventional reserves of crude oil trapped in layers of clayey shale or, to a lesser extent, in poorly permeable sandstone. Extraction of natural gas from those seemingly unproductive rocks, which started at the turn of the 20th century, encouraged explorers to invest in a considerably more difficult crude oil extraction technology. So far the only country which has succeeded in these activities on an industrial scale is the United States.



Jak dotąd udało się to na skalę przemysłową jedynie w Stanach Zjednoczonych, ale w kolejce są Chiny, Argentyna i Australia, a także... kraje Zatoki Perskiej, z Arabią Saudyjską na czele.

Analitycy zauważyli, że w I kwartale 2015 roku dzienne wydobycie ropy naftowej w USA było wyższe niż w Rosji oraz w Arabii Saudyjskiej. Jeśli trend się utrzyma to na czele listy największych producentów znajdą się Stany Zjednoczone przed Rosją i Arabią Saudyjską. Ten znaczny wzrost produkcji USA zawdzięczają rosnącej eksploatacji zasobów niekonwencjonalnych. Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że do 2019 roku wydobycie ropy w USA wzrośnie do 13,1 mln baryłek dziennie. Wielkość wydobycia na takim poziomie utrzyma się do 2030 roku, po czym ma nastąpić powolny spadek wielkości eksploatowanego surowca.

Prognozy i perspektywy badań

Dr Marion King Hubbert, geolog z koncernu Shell, a później profesor University of California w Berkeley, odkrył w latach 50. XX wieku proste reguły rządzące eksploatacją złóż ropy. Zauważył, że po udostępnieniu nowego pola naftowego produkcja rośnie bardzo szybko, potem osiąga szczyt, a w końcu zaczyna spadać, aż zanika zupełnie. Krzywa wydobycia (tzw. krzywa Hubberta) układa się w charakterystyczny kształt dzwonu.

Prawidłowość tę, stwierdzoną na przykładzie pojedynczych pól naftowych Alaski, Hubbert zastosował śmiało dla całych Stanów Zjednoczonych. W 1956 roku ogłosił prognozę, według której wciąż rosnąca produkcja ropy miała w 1970 roku osiągnąć szczyt, a później powinna zacząć spadać, zgodnie z krzywą teoretyczną.

W czasach obfitości ropy teorię Hubberta zlekceważono. Przypomniano sobie o niej we wczesnych latach 70. XX wieku, kiedy to amerykańska produkcja rzeczywiście się zmniejszyła, a wskaźniki wydobycia poczęły złowieszczo układać się wzdłuż krzywej dzwonowej. Dosyć oczywiste spostrzeżenie Hubberta zachęciło analityków do dalszego uogólniania. Naftowi futurologi od blisko stu lat wieszczą bliski koniec eksploatacji ropy, jednak światowe wydobycie wciąż nie chce się ułożyć w krzywą dzwonową.

The next candidates are China, Argentina and Australia which will soon be followed by... the countries of the Persian Gulf, with Saudi Arabia at the forefront.

As noticed by analysts in Q1 2015 the daily production of crude oil in the USA was higher than in Russia and in Saudi Arabia. If this trend continues, the top major producers will be the United States, then Russia and Saudi Arabia. This significant increase in production in the USA is due to the extraction of unconventional reserves. The International Energy Agency estimates that by 2019 the production of crude oil in the USA will increase to 13.1 million barrels a day. Such a level of extraction will be maintained until 2030, after which the amount of resources extracted will gradually decrease.

Forecasts and prospects for oil exploration

Marion King Hubbert, a geologist from Shell, and later a professor at the University of California in Berkeley, in 1950 discovered simple rules governing the extraction of petroleum deposits. He noticed that when a new oil field is made available production increases very rapidly and then reaches a peak. Finally, it starts decreasing and disappears completely. The extraction curve (so-called Hubbert curve) is characteristically bell-shaped.

Hubbert applied this rule, proven for single oil fields in Alaska, to the whole of the United States. In 1956 he forecasted that the still increasing oil production would reach its peak in 1970 and later it should start dropping according to the theoretical curve.

In the times when petroleum was abundant the theory of Hubbert was neglected. It was remembered in the early 1970s when the rate of American production actually decreased and the extraction ratios ominously started to follow the bell-shaped curve. This quite obvious observation of Hubbert encouraged analysts to make further generalisations. Petroleum futurologists for nearly one hundred years have been foretelling that the end of oil extraction is near; however, the global extraction curve still does not want to be bell-shaped.

Skąd wynikają te rozbieżności? Krytycy teorii Hubberta podkreślają błędy metodologiczne globalnych analiz. Nie można, według nich, stosować prostej teorii do oceny skomplikowanych i niejednorodnych obszarów, często w niewielkim stopniu wolnorynkowych, za to mocno uzależnionych politycznie. Najważniejszym jednak błędem pesymistycznych wizjonerów jest niedocenywanie rozwoju technologii naftowej. Dzięki zastosowaniu komputerów w geofizyce poszukiwawczej dokonał się skokowy postęp. Rozwój wierceń podmorskich udostępnił ogromne obszary szelfowe, z których obecnie pochodzi znaczna część wydobycia. Wiercenia horyzontalne i wyrafinowane metody wspomagania produkcji podniosły stopień odzysku zasobów ze standardowego w XX wieku poziomu 30-50% do obecnych rekordowych wyników 70-80%. Oznacza to prawie podwojenie szacowanych zasobów. Wreszcie dokonująca się na naszych oczach rewolucja łupkowa wywraca do góry nogami ocenę nie tylko pozostałych do wydobycia zasobów gazu ziemnego, ale również ropy naftowej.

Nikt nie jest w stanie odpowiedzieć na pytanie, na jak długo wystarczy światowych zasobów ropy zwłaszcza dzisiaj, gdy ich szacunki w złożach niekonwencjonalnych są dopiero tworzone. Pewne jest tylko, że kiedyś szyby naftowe wyschną.

Ostrożne przewidywania mówią, że przy średnim wzroście konsumpcji udokumentowane i perspektywiczne zasoby ropy tylko w złożach konwencjonalnych wystarczą na co najmniej 50 lat. Do tego trzeba dodać, nieuwzględniane dotąd, zasoby w złożach niekonwencjonalnych, typu *shale* i *tight*. Według ostatniego raportu amerykańskiej agencji Energy Information Administration mogą one sięgać 45,9 mld ton. Dla przypomnienia należy zaznaczyć, że zasoby wydobywalne Bliskiego Wschodu to nieco ponad 100 mld ton. Złoża niekonwencjonalne przesuwają więc perspektywę wyczerpania surowca o kolejne 30 lat. Nie można zapomnieć jednak o superciężkiej ropie zmagazynowanej w kanadyjskich piaskach bitumicznych formacji Athabasca. Jeżeli złoża te nadal będą eksploatowane, to surowca starczy na kolejne 30 lat. Podsumowując, koniec nastąpiłby gdzieś na początku przyszłego stulecia.

Tylko czy wtedy nadal będziemy używać tej niezwykle wartościowej kopaliny do napędu samochodów i ogrzewania domów? Pożytek z dalekosiężnej futurologii jest więc niewielki, zamiast tego lepiej jest zająć się kierunkami rozwoju badań i technologii wydobycia, przyjmując, że tak czy inaczej ropy starczy jeszcze dla naszych dzieci, a nawet wnuków.

What is the source of these discrepancies? Critics of Hubbert's theory emphasize methodological errors in global analyses. In their opinion a simple theory cannot be used to evaluate complicated and varied areas, on the one hand often having, to a slight extent, free markets but on the other strongly reliant on politics. However, the most important error of pessimistic visionaries is that they undervalue the development of petroleum technology. The use of computers in exploratory geophysics contributed to its groundbreaking progress. The development of offshore drilling provided access to vast shelf areas from which a considerable part of oil is now extracted. Horizontal oil drilling and sophisticated methods of supporting production increased the degree of recovery of the resources from 30-50% (standard level in 20th century) to the present record of 70-80%. This corresponds to nearly double the estimated resources. Finally, the shale revolution we are witnessing is turning upside down not only the assessments of natural gas remaining to be extracted but also those related to petroleum.

No one is able to answer the question how long the world's resources of fuel will be available to use as their volume in unconventional deposits is only being estimated now. The only certainty is that oil wells will run dry one day.

Careful forecasts indicate that given the average increase in consumption the documented and prospective resources of petroleum in conventional deposits will be sufficient for at least 50 years. They must be increased by unconventional *shale* and *tight* resources not taken into account so far. According to the last report of the American agency, Energy Information Administration, they can reach 45.9 billion tonnes. Just for information, it should be emphasized that the extractable resources of the Middle East slightly exceed 100 billion tonnes. Thus, unconventional resources postpone the prospect of depletion by another 30 years. However, we need to remember about super heavy oil stored in Canadian bituminous sands of the Athabasca formation. If these deposits are further extracted, the amount of resources will be sufficient for another 30 years. To sum up, petroleum could end at the beginning of the next century.

But will this unusually valuable fossil fuel still be used in the automotive industry and household heating? Thus, the benefit of the long-range futurology is quite small. Instead, it is better to take up the development of exploration and extraction technologies, assuming that at any rate there will be enough petroleum for our children and perhaps even grandchildren.

Ogromne połacie naszego globu są wciąż słabo rozpoznane z punktu widzenia geologii naftowej. Dotyczy to przede wszystkim obszarów Arktyki, odsłaniających się powoli dzięki globalnemu ociepleniu. Jeśli ten trend klimatyczny się utrzyma, to zasoby globalne ropy dostępne dla eksploatacji mogą się zwiększyć nawet o 15%, jak wynika z głośnej przed kilku laty analizy dr. Donalda Gautier a z Amerykańskiej Służby Geologicznej (USGS).

Postęp w dziedzinie wierceń podmorskich jest oszałamiający. Odwierty na wodzie o głębokości 2000 m nie robią już wrażenia – najnowszy rekord z kwietnia 2013 roku należy do statku wiertniczego Dhirubhai Deepwater KG1 i wynosi 3165 m. Oznacza to, że gigantyczne złoża Brazylii w atlantyckim basenie Santos mogą wkrótce stać się przedmiotem eksploatacji, a wciąż jeszcze region ten zalicza się do słabo rozpoznanych. Możliwe są również odkrycia w głębokowodnych rejonach perspektywicznych Zatoki Meksykańskiej, Morza Kaspijskiego, a także wokół Sachalinu.

Niezwykle interesująco przedstawiają się złoża środkowej Afryki. Do ostatnio odkrytych wielkich morskich i lądowych pól naftowych w rejonach delt Nigru i Konga, w większości już eksploatowanych, dołączają nowe złoża lądowe w Kenii, Tanzanii, Ugandzie. Dalej na północ trwają prace w perspektywicznych obszarach Etiopii i Sudanu. Rozwój badań utrudniają walki religijne i plemienne, ale koncerny naftowe wielokrotnie udowodniały, że jeśli tylko jest ropa do wydobywania, to pozostałe okoliczności nie mają aż tak dużego znaczenia.

Wciąż niezbadane pozostają pokryte dżunglą znaczne połacie Ameryki Południowej. Do Brazylii, która staje się potentatem w dziedzinie złóż podmorskich, wkrótce może dołączyć Argentyna. Jej szelf Magellana, w okolicach Patagonii i Falklandów jest słabiej rozpoznany niż szelf brazylijski, ale pierwsze wiercenia rokuja bardzo perspektywicznie.

Wśród państw o największych zasobach niekwestionowaną pozycję lidera ma Rosja, co wynika z dużej różnorodności struktur geologicznych na terenie tego olbrzymiego państwa. Wiele z nich badano w XX wieku przestarzałymi dzisiaj metodami. Wprowadzenie nowoczesnych technologii prospekcji wymaga większego udziału zagranicznych koncernów, z czym Rosjanie muszą się pogodzić. Ostatnie fuzje rosyjskich spółek z największymi firmami zachodnimi potwierdzają wybór tego kierunku. Może to skutkować znaczącym zwiększeniem zasobów we wschodniej Syberii i Arktyce. W dalszym ciągu perspektywiczne jest główne niegdyś zagłębie Rosji w basenie Morza Kaspijskiego, zwłaszcza w jego głębszych partiach. Najważniejsze jednak odkrycia dotyczą Kazachstanu, położonego na wschodnich i północnych obrzeżach tej prowincji naftowej.

Huge areas of our globe are still poorly explored from the point of view of petroleum geology. This mainly refers to the Arctic, which is slowly being exposed due to global warming. If this climatic trend continues, the global extractable resources of petroleum can be increased by even 15%, as stipulated by the analysis of Donald Gautier from the United States Geological Survey (USGS) a few years ago.

Offshore drilling has made enormous progress. Drilling in water at the depth of 2000 m is not impressive any more – the latest record of April 2013 has been broken by the drillship Dhirubhai Deepwater KG1, and it is 3165 m. This means that the giant deposits of Brazil in the Atlantic basin of Santos can soon become available for extraction and still this region is classified as poorly explored. Also, discoveries in the deep waters of the prospective regions of the Gulf of Mexico, Caspian Sea and around Sakhalin are possible.

Deposits in Central Africa look very interesting. The recently discovered large offshore and onshore petroleum fields in the regions of the deltas of the Niger River and the Congo River, which have mostly been extracted, are joined by new onshore deposits in Kenya, Tanzania and Uganda. Farther northwards works are continuing in the prospective areas of Ethiopia and Sudan. The development of exploration is inhibited by religious and tribal wars but petroleum concerns have many times shown that if there is any oil to extract other circumstances are not so important.

The vast jungle areas in Southern America have remained unexplored. Brazil, now a rising power in the field of offshore deposits, can soon be joined by Argentina. The Magellan shelf near Patagonia and the Falklands is more poorly explored than the Brazilian shelf but the first drillings are very promising.

Among the most resourceful countries the unquestionable leader is Russia, which is due to a large variety of geological structures in the territory of this enormous country. Many of them were explored in the 20th century using now obsolete methods. Introducing modern prospecting technologies necessitates a larger share of foreign concerns, which the Russians must accept. The latest fusions of Russian companies with the largest Western players confirm that this direction has been chosen. In consequence the resources in eastern Siberia and the Arctic can significantly increase. The prospective areas still include a once main basin of Russia in the area of the Caspian Sea, and in particular in its deeper parts. However, the most important discoveries concern Kazakhstan, situated on the eastern and northern limits of this petroleum province.

W rejonie Dalekiego Wschodu i Oceanii dotychczas znaleziono spore zasoby ropy naftowej (Indonezja), niewystarczające jednak w stosunku do rosnących potrzeb zwłaszcza Chin i Indii. Największe możliwości nowych odkryć istnieją w Chinach, co potwierdza rosnąca produkcja tego kraju. Perspektywiczne są zachodnie rejony Chin, graniczące z Kazachstanem i Kirgistanem, a także obszary szelfowe mórz po wschodniej stronie Chin z centrum w rejonie Morza Żółtego i Morza Południowochińskiego. Indie mają nieco mniej obiecujące możliwości geologiczne, ale ostatnie odkrycia w rejonie Morza Arabskiego stwarzają nadzieje na poprawę bilansu. Duże odkrycia ostatnich lat w Australii każą rozszerzać poszukiwania na obszary głębokomorskie w rejonie Morza Koralowego i Morza Bismarcka, a także w kierunku Nowej Zelandii.

Rozwój technologii wydobywania na przełomie wieków jest imponujący. Stwarza to nadzieje na przedłużenie eksploatacji złóż o wyczerpanych wydawałoby się zasobach, np. w rejonie Morza Północnego. Poprawia się też ekonomika wydobywania dzięki stosowaniu ciągłego monitoringu 4D. Do trzech wymiarów obrazowania złoża, dzięki potęgze komputerów, dodaje się dzisiaj czwarty wymiar – czas. Możliwa staje się wtedy obserwacja w czasie rzeczywistym skutków zabiegów przedłużających wydobywanie (zatłaczania wody i gazów), jak również monitorowanie racjonalności produkcji. Już dzisiaj skutkuje to zwiększeniem stopnia odzysku surowca i ochroną złóż przed dewastacją w wyniku zbyt forsownego wydobywania.

Najważniejszym jednak kierunkiem prowadzącym do odsunięcia w czasie nieuchronnego momentu wyczerpania światowych zasobów ropy naftowej jest racjonalna gospodarka uzyskiwanymi z niej produktami. Być może już w niedalekiej przyszłości za barbarzyństwo zostanie uznane spalanie węglowodorów w silnikach spalinowych i instalacjach grzewczych. Wtedy ropy praktycznie nigdy nie zabraknie, bo jej zużycie ograniczy się do specjalnych celów chemicznych, leczniczych oraz być może paliwa do superluksusowych samochodów dla bogatych konserwatystów.

In the Far East and Oceania (Indonesia) considerable resources of oil have been found; however, insufficient in relation to the growing needs, in particular of China and India. The best prospects for new discoveries exist in China, which is confirmed by the growing production rate there. Other prospective areas are the western regions of China bordering on Kazakhstan and Kirgizstan, and marine shelf areas on the eastern side of China centered in the region of the Yellow Sea and the South China Sea. India has less promising geology but the latest discoveries in the region of the Arabian Sea provide an opportunity for improving the balance. The recent significant discoveries in Australia have necessitated the expansion of prospecting into the deep waters of the Coral Sea and the Bismarck Sea, and also in the direction of New Zealand.



Pływający punkt produkcji, przechowywania i załadunku „Bourogne”. / Floating production, storage and loading unit “Bourogne”

The development of extraction technology over the centuries has been impressive. This creates hope for the extended extraction of seemingly depleted deposits, e.g. in the region of the North Sea. Also, the economics of extraction has been improving thanks to the use of continuous 4D monitoring. The three dimensions of deposit imaging, owing to the power of computers, are now increased by adding a fourth dimension – time. Then, the effects of operations extending the life of a deposit (pumping of water and gas) can be observed in real time

and the rationality of the production can be monitored. Already today this contributes to increasing the degree of recovery of the resource and protecting the deposit against being devastated by excessive extraction.

However, the most important direction leading to postponing the inevitable moment when the global resources of petroleum will be depleted is rational management of petroleum products. Perhaps soon the combustion of hydrocarbons in combustion engines and heating systems will be considered a barbarian act. Then, petroleum will be practically non-depletable as its use will be limited to special purposes in chemistry, medicine and maybe as a fuel for super luxury cars of rich conservatives.



ropa naftowa i światowa polityka

Petroleum and world politics

Ropa naftowa, jak żaden inny surowiec mineralny w historii ludzkości, kusiła ambitnych przedsiębiorców do koncentracji kapitału i tworzenia monopolu. Wynikało to z łatwości zbytu i względnie niewielkich nakładów potrzebnych do uruchomienia przemysłowej produkcji, zwłaszcza w pionierskich latach XIX wieku. Swoją rolę odegrała też możliwość dokładnego określenia sektorów przemysłu i infrastruktury koniecznych do opanowania rynku. W początkach rozwoju przemysłu naftowego wystarczyło opanować transport, niektóre linie kolejowe i rurociągi oraz rafinerie, aby uzyskać dominującą pozycję na rynku.

Petroleum, like no other mineral resource in the history of mankind, tempted ambitious entrepreneurs to concentrate their capital and create monopolies. This was due to the ease of sales and relatively low expenditure necessary to start industrial production, in particular in the pioneering years of the 19th century. The possibility to accurately determine the sectors of industry and infrastructure required to conquer the market also played a role. When the petroleum industry started developing one only needed control over transport, some railway lines and pipelines and refineries to attain a dominant position in the market.

Rozumiał to największy przedsiębiorca w historii naftowego biznesu – John Davison Rockefeller. Urodzony 8 lipca 1839 roku w stanie Nowy Jork był niezwykle uzdolnionym człowiekiem interesu – skrupulatnym, oszczędnym i spostrzegawczym. Cechowała go ponadto bezwzględność i całkowity brak skrupułów. Swoją drogę do naftowego monopolu – Standard Oil, wpływającego w istotny sposób na politykę Stanów Zjednoczonych na przełomie XIX i XX wieku, rozpoczął od pozbycia się uciążliwych współników. Później zawarł porozumienie z właścicielami linii kolejowych krzyżujących się w sercu swego imperium – Cleveland. Wystarczyło to, by dyktować ceny za przewóz ropy i kolejno przejmować dostawców surowca oraz konkurencyjne rafinerie. W efekcie w 1880 roku, kiedy Stany Zjednoczone przetwarzały 4,8 mln ton ropy, aż 4,4 mln ton było udziałem rafinerii Standard Oil. Rockefellerowi przypisywano słowa: *Co dobre dla Standard Oil dobre jest dla Stanów Zjednoczonych*. Stwierdzenie to odnosiło się także do polityki zagranicznej, ponieważ firma wkrótce rozpoczęła ekspansję na nowe obszary eksploatacji poza terytorium USA. W 1910 roku wieloletnie wysiłki przeciwników monopolu zostały uwieńczone sukcesem. Sąd Najwyższy nakazał podział molocha na mniejsze spółki, które odtąd miały działać samodzielnie. Ciekawa jest obserwacja dzisiejszych skutków tamtego podziału. Standard Oil of New Jersey zmienił z czasem nazwę na Esso, a następnie na Exxon. Standard Oil of New York połączył się z korporacją Vacuum i zmienił nazwę na Mobil.

W 1999 roku obie spółki połączyły się, tworząc ExxonMobil, największą korporację naftową na świecie. Standard Oil of California to dzisiejszy Chevron. Standard Oil of Indiana zmienił nazwę na Amoco, a w 1954 roku połączył się z British Petroleum. Mniejsze spółki imperium również weszły w skład współczesnych gigantów przemysłu naftowego.

Sposób działania Standard Oil i późniejsze poczynania spadkobierców imperium, zwłaszcza w latach 50. i 60. XX wieku, trwale zniszczyły wizerunek przemysłu naftowego. Są do dzisiaj źródłem ogromnej nieufności do koncernów, których budżety przekraczają często dochody średnich państw Europy Zachodniej.

Można się zastanawiać, czy negatywne opinie były zasłużone? Wydaje się, że w dużej mierze tak, ponieważ te wielkie organizacje biznesowe stały za decyzjami rządów i polityków, brutalnie łamiąc prawa człowieka i suwerenność słabszych państw zasobnych w ropę. Prezesi największych koncernów twierdzą, że dzisiaj postępują inaczej. Trudno jednak w to uwierzyć, obserwując najnowszą historię konfliktów zbrojnych.

The largest business person in the petroleum industry – John Davison Rockefeller – realised this. Born on 8 July 1839 in the state of New York he was a very talented businessman – conscientious, thrifty and perceptive. In addition, he was tough and had no scruples. His way to the petroleum monopoly – Standard Oil – significantly affecting the policy of the United States in 19th/20th century, started from getting rid of onerous partners. Later, he concluded an agreement with owners of railway lines intersecting at the heart of his empire – Cleveland. It was enough to dictate oil transport prices and take over successive suppliers of petroleum and acquire competitive refineries. As a consequence, in 1880 when the United States processed 4.8 million tonnes of oil, as much as 4.4 million tonnes formed the share of Standard Oil's refineries. It was recounted that Rockefeller said: What is good for Standard Oil is good for the United States. This statement also referred to foreign policy since the company soon began expansion into new areas outside the USA. In 1910 after many years the efforts of opponents of the monopoly were finally successful. The Supreme Court ordered that the gigantic corporation be split into smaller companies which from then on were to operate autonomously. It is interesting to observe the present-day effects of that division. With time Standard Oil of New Jersey was renamed Esso, and then Exxon. Standard Oil of New York merged with the Vacuum corporation and was renamed Mobil.

In 1999 both companies were combined forming ExxonMobil, the world's largest petroleum corporation. Standard Oil of California is the present-day Chevron. Standard Oil of Indiana was renamed Amoco, and in 1954 merged with British Petroleum. Smaller companies of the empire were also incorporated into the structures of the contemporary petroleum industry giants.

The operating method of Standard Oil and further activity of the heirs of the empire, in particular those in the 1950s and 1960s, permanently destroyed the image of the petroleum industry. They are still a source of great wariness towards concerns whose budgets often exceed the revenues of medium-sized countries of Western Europe.

One can wonder whether the negative opinions were deserved. It seems that to a great extent they were, since those large business organisations backed the decisions of governments and politicians, brutally violating the human rights and sovereignty of less potent countries having petroleum resources. Presidents of the largest concerns claim that nowadays their proceedings are different. However, it is hard to believe looking at the recent history of armed conflicts.

Wojny o dostęp do pól naftowych – dyplomatyczne, finansowe i prawdziwe, krwawe konflikty zbrojne – przed 1914 rokiem toczyły się na stosunkowo niewielką skalę, jako że zapotrzebowanie na surowiec było niewielkie. Popyt na ropę zwiększyło gwałtownie dopiero powszechne wprowadzenie do użytku samochodów. W 1914 roku w Stanach Zjednoczonych było ich 1,8 mln, a w 1920 roku już 9,2 mln. Ropa naftowa tuż po pierwszej wojnie światowej zaczęła wypierać węgiel z czołowego miejsca w strukturze produkcji energii pierwotnej. Dla sił zbrojnych stała się surowcem strategicznym. Benzyna i olej napędowy były niezbędnym paliwem do ciężarówek, ciągników artyleryjskich i czołgów, a mazutu – ciężkiej frakcji ropy uzyskiwanej po oddestylowaniu lotnych substancji – używano do opalania kotłów na wielkich okrętach wojennych, napędzanych prawie bez wyjątku turbinami parowymi. Na mniejszych jednostkach, przede wszystkim okrętach podwodnych, instalowano silniki wysokoprężne. Ogromnym konsumentem paliw płynnych wysokiej jakości było błyskawicznie rozwijające się lotnictwo, z czterosilnikowymi bombowcami strategicznymi na czele.

Okres międzywojenny cechowały przygotowania do największego starcia w historii ludzkości. Na uprzywilejowanej pozycji były Stany Zjednoczone, z wydobywaniem krajowym pozwalającym na zaspokojenie wszystkich potrzeb armii. Komfortową sytuację miało też Imperium Brytyjskie. Co prawda, na terenie wysp macierzystych wydobywano tylko niewielkie ilości ropy, ale w koloniach i na terytoriach zależnych eksploatowano ogromne złoża, strzeżone przez potężną marynarkę i garnizony lądowe. Zasoby te uległy zwielokrotnieniu po odkryciu w 1939 roku megazłóż w Arabii Saudyjskiej, Iraku i Iranie. Mocną pozycję zajmowała Francja, ze sporym wydobywaniem krajowym i dużymi zasobami w koloniach. Związek Radziecki dysponował ogromnymi, znanymi od dawna polami naftowymi w rejonie Baku i Groznego, a także rozwijającą się produkcją z 65 nowych złóż na terenie całego kraju. W tragicznej sytuacji byli jednak najbardziej agresywni uczestnicy przyszłych wydarzeń – Niemcy i Japonia. Oba kraje dysponowały bardzo niewielkimi zasobami krajowymi, niewystarczającymi do rozpoczęcia wojny. Niemcy postawili na produkcję paliw syntetycznych z węgla kamiennego i brunatnego, Japończycy na ekspansję w kierunku złóż na Sumatrze, Jawie i Borneo. Dla III Rzeszy ponadto niezwykle ważnym rejonem była zależna, a później okupowana Rumunia, ze złożami w rejonie Ploeshti. Niewytłumaczalna z logicznego punktu widzenia decyzja Hitlera o agresji na Związek

Wars over access to oil fields – diplomatic, financial and real, bloody armed conflicts – before 1914 were waged on a relatively small scale since the requirement of petroleum was quite small. The demand for oil rapidly increased only because of the growth in the popular use of cars. In 1914 the United States had as many as 1.8 million cars and in 1920, 9.2 million. Right after World War I petroleum started superseding coal in its leading position in the structure of production of primary energy. It became a strategic resource for armed forces. Petrol and fuel oil were necessary fuels for goods vehicles, artillery tractors and tanks, and mazut – a heavy oil fraction resulting from the distillation of volatiles – was used as fuel for boilers on large warships almost all of which were propelled by steam turbines. Smaller vessels, and particularly submarines, were equipped with compression ignition engines. Fast-developing aviation, with four-engine strategic bombers in the lead, was a huge consumer of high quality liquid fuel.

The interwar period was characterised by preparations for the largest face-off in the history of mankind. The United States were in a privileged position with their domestic output satisfying all needs of the army. The British Empire was also in a comfortable situation. Admittedly, in native islands only small amounts of oil were extracted but in colonies and in dependencies huge deposits were extracted guarded by powerful navy and land military forces. The resources were multiplied after mega deposits had been discovered in 1939 in Saudi Arabia, Iraq and Iran. France occupied a solid position with its considerable domestic output and large resources in colonies. The Soviet Union had long-known vast oil fields in the area of Baku and Grozny as well as developing production from 65 new deposits countrywide. However,

the most aggressive participants of the future events – Germany and Japan – were in a tragic situation. Both countries had very little domestic resources, insufficient to start a war. The Germans focused on the production of synthetic fuels from hard coal and lignite, the Japanese – on expansion towards the deposits on Sumatra, Java and Borneo. Another region of key significance for the Third Reich was the dependent and then occupied territory of Romania with its deposits near Ploiesti. Hitler's logically inexplicable decision on aggression against the Soviet Union, resulting in a previously avoided war on two fronts, was probably due to his fear of the anticipated move of Stalin who intended to strike an attack on Romania and cut Germany off from basic fuel supplies. Evidence of this intention was

Radziecki, skutkująca tak unikana dotąd przez niego wojną na dwa fronty, była prawdopodobnie spowodowana obawą przed wyprzedzającym posunięciem Stalina, który miał zamiar zaatakować Rumunię i odciąć Niemcy od podstawowych dostaw paliwa. Świadczy o tym gigantyczna koncentracja wojsk radzieckich w Kijowskim Specjalnym Okręgu Wojskowym, w odległości tylko 180 km od Ploeshti znajdowało się: 460 tys. żołnierzy, 12 tys. dział, 3 tys. czołgów i 2 tys. samolotów.

Z kolei bezpośrednią przyczyną rozpoczęcia wojny przez Japonię było zamrożenie w lipcu 1941 roku aktywów japońskich w Stanach Zjednoczonych, co uniemożliwiało import ropy, rozliczany tradycyjnie w dolarach. Zapasy surowca starczyłyby Japończykom tylko na 18 miesięcy, wobec czego zdecydowali się na błyskawiczny manewr ofensywny: neutralizację amerykańskiej Floty Pacyfiku w Pearl Harbour i jednoczesny atak lądowy przez Indochiny i Filipiny w kierunku bogatych w ropę wysp dzisiejszej Indonezji.

Po wojnie przyszedł czas płacenia rachunków. Niemcy i Japonia przestały się liczyć w grze. Osłabione Imperium Brytyjskie i Francja oddawały kolejne obszary złożowe koncernom amerykańskim. Punktem zapalnym był rejon Zatoki Perskiej, gdzie odkrywano coraz większe złoża.

Z początkiem lat 50. XX wieku przebudził się Iran. Na czele ruchu domagającego się sprawiedliwego podziału dochodów z ropy naftowej stanął Front Narodowy, kierowany przez Mohammeda Mossadegha. W 1951 roku został on premierem i zarządził nacjonalizację przemysłu naftowego. W odpowiedzi rząd brytyjski wprowadził blokadę handlową Iranu. Doszło do długotrwałego kryzysu. Wielka Brytania przekonała w końcu Stany Zjednoczone do obalenia rządu Mossadegha. W sierpniu 1953 roku CIA za pomocą armii i kontrolowanych zamieszek ulicznych dokonała zamachu stanu. W wyniku rozmów z nowym rządem udało się dojść do porozumienia – wydobywaniem irańskiej ropy miały się od tej chwili zająć międzynarodowe konsorcja, m.in. Standard Oil Indiana (Amoco). W 1954 roku zarząd firmy zmienił nazwę na British Petroleum.

Francja i Wielka Brytania, słabnące imperia kolonialne, nie chciały się pogodzić z myślą o utracie wpływów w krajach odzyskujących niepodległość. Decyzja Egiptu o nacjonalizacji w 1956 roku Kanału Sueskiego – najważniejszej w owych latach drogi transportu ropy naftowej z Zatoki Perskiej do Europy – spowodowała uruchomienie operacji Muszkietier. Udział w niej wzięły siły zbrojne Izraela, Francji i Wielkiej Brytanii. Samoloty angielskie i francuskie zbombardowały egipskie bazy wojskowe oraz miasto Suez, które potem zajęły oddziały spadochronowe. Kroki te spowodowały stanowczy protest Stanów Zjednoczonych i ZSRR. Wojska agresorów zostały wycofane w końcu 1956 roku pod nadzorem sił ONZ.

a giant concentration of the Soviet army in the Kiev Special Military District where, only 180 km away from Ploesti, 460,000 soldiers, 12,000 canons, 3,000 tanks and 2,000 planes were quartered.

In turn, the immediate reason for war started by Japan was the freezing in July 1941 of Japanese assets in the United States, which prevented the import of petroleum for which the accounts were traditionally settled in dollars. Oil resources would be sufficient for the Japanese only for 18 months, so they decided to engage in an instant offensive and neutralise the US Pacific Fleet in Pearl Harbour, simultaneously attacking on land through Indochina and the Philippines in the direction of the petroleum-rich islands of present-day Indonesia.

After the war it was time to pay the bills. Germany and Japan were no longer in the game. The impaired British Empire and France gave up subsequent deposit territories to American concerns. The hotspot was the region of the Persian Gulf where larger and larger deposits were discovered.

At the beginning of the 1950s Iran woke up from a dream. The leading movement demanding fair distribution of revenues from petroleum was the National Front of Iran with Mohammed Mossadegh as its leader. In 1951 he became the prime minister and ordered that the petroleum industry should be nationalized. In response, the British government established an embargo on Iran. A long-lasting crisis ensued. Great Britain finally managed to convince the United States to reject Mossadegh's government. In August 1953, the CIA carried out a coup d'etat using the army and controlled street riots. As a result of negotiations with the new government an agreement was reached – from that time Iranian oil was to be extracted by international consortiums, including Standard Oil Indiana (Amoco). In 1954 the management of the company renamed it British Petroleum.

France and the United Kingdom, the waning colonial empires, did not want to accept the loss of receipts from countries regaining independence. Egypt's decision on the nationalization (1956) of the Suez Canal – then the most important petroleum transport route from the Persian Gulf to Europe – activated Operation Musketeer involving the armed forces of Israel, France and the United Kingdom. British and French planes bombed Egyptian military bases and the city of Suez which was later occupied by parachute forces. These steps triggered a decisive protest of the United States and the USSR. The aggressors' armies were withdrawn at the end of 1956 under the supervision of the UNO.



John Davison Rockefeller (1839-1937)



Podobne konflikty o różnym natężeniu wybuchały przez całą drugą połowę XX wieku: Algieria, Maroko, Wenezuela, Nigeria (secesja Biafry), Czeczenia, Gruzja, starcia w nowych republikach nadkaspjskich i kaukaskich, żeby wymienić najważniejsze. Ich wspólnym mianownikiem była ropa naftowa, a w walce o dostęp do złóż uczestniczyły zarówno siły lokalne, jak i wielkie mocarstwa oraz stojące w cieniu koncerny naftowe.

W 1960 roku na konferencji w Bagdadzie powstała Organizacja Państw Eksporterów Ropy Naftowej (OPEC). Została założona przez 11 krajów, w większości słabo rozwiniętych gospodarczo, w następstwie obniżenia cen ropy naftowej przez międzynarodowe spółki naftowe. Głównym jej celem jest utrzymanie wysokich cen surowca poprzez ustalanie wielkości dopuszczalnej produkcji w państwach członkowskich. Obecnie 19 państw OPEC kontroluje około 30% światowej produkcji ropy naftowej. Swój debiut polityczny organizacja miała w latach 1973–1974, kiedy to wprowadziła embargo na dostawy ropy naftowej do Izraela i krajów wspierających go podczas wojny Jom Kippur. Cios dotknął przede wszystkim Stany Zjednoczone, Japonię i kraje Europy Zachodniej. Rozpoczął się wielki kryzys naftowy, który całkowicie zmienił podstawy gospodarki globalnej. Cena ropy w ciągu kilku tygodni wzrosła o 400%!

Kryzys pokazał ogromne uzależnienie krajów wysoko rozwiniętych od niepewnych źródeł tego surowca. Jednym z jego następstw była zmiana nastawienia do kopaliny, którą wcześniej beztrosko marnotrawiono. Narodziły się samochody małodłazowe, później gazowe i elektryczne. W krajach importujących ropę zaczęto się bardziej troszczyć o własne zasoby i szukać alternatywnych źródeł węglowodorów – w tym złóż niekonwencjonalnych w skałach łupkowych.

Similar conflicts with varied intensity broke out over the entire second half of the 20th century in: Algeria, Morocco, Venezuela, Nigeria (secession of Biafra), Chechnya and Georgia, including clashes in the new republics in the Caspian Sea and Caucasus area, to mention the most important ones. Their common denominator was petroleum and the struggle for access to oil reserves involved local forces, large world powers and the overshadowed oil concerns.

In 1960 the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) was founded at a conference in Baghdad. The founders were 11 countries, mostly poorly developed in terms of economy, as a response to oil prices having been reduced by international oil companies. Its main objective was to maintain high oil prices by determining the acceptable production level in the member states. At present 19 OPEC countries control 30% of the world's production of petroleum. The organisation made its political debut in 1973–1974 when it imposed an embargo on supplies of petroleum to Israel and supporting countries during the Jom Kippur War. The blow mainly affected the United States, Japan and Western European countries. A huge oil crisis began which completely reshaped the foundations of the global economy. Oil prices rose by 400% in a few weeks!

The crisis revealed to what a great extent highly developed countries were dependent on the unstable sources of oil. As a consequence the attitude to the fossil which had been recklessly wasted changed. Low-capacity cars were invented, followed by gas and electric ones. Oil importers started taking care of their own resources and searching for alternative sources of carbohydrates – including unconventional deposits in shale rocks.

Fot. 1, 2:
Organizacja Państw Eksporterów Ropy Naftowej utworzona została w 1960 r. w Bagdadzie. Wzrost znaczenia OPEC przypada na okres kryzysu naftowego lat 1973–1974, kiedy to organizacja wielokrotnie podwyższała światowe ceny ropy naftowej /The Organization of the Petroleum Exporting Countries was established in 1960 in Baghdad. The role of OPEC increased in the oil crisis period in 1973–1974, when the organisation raised the world's oil prices several times

Fot. 3, 4:
Wojna Jom Kippur – wojna Izraela z koalicją Egiptu i Syrii w 1973 roku, znana także jako wojna październikowa lub wojna ramadanowa /The Jom Kippur War – the war fought by Israel against the coalition of Egypt and Syria in 1973, also called the October War or Ramadan War

Fot. 5:
Haim Bar-Lev, Moshe Dayan i Ariel Szaron (z głową w bandażu) konsultują plany podczas wojny Jom Kippur / Haim Bar-Lev, Moshe Dayan and Ariel Sharon (wearing a bandage on his head) consulting plans during the Jom Kippur War

Fot. str. 106:
I wojna w Zatoce Perskiej rozpoczęła się 2 sierpnia 1990 roku zbrojnym najazdem Iraku na Kuwejt, zakończona wyzwoleniem Kuwejtu przez międzynarodową koalicję wiosną 1991 roku, w ramach wojskowej operacji Desert Storm („Pustynna Burza”) / The first war in the Persian Gulf started on 2 August 1990 with Iraq's armed invasion of Kuwait. It ended with the liberation of Kuwait by international coalition in spring 1991 under a military operation called Desert Storm

Fot. str. 107:
II wojna w Zatoce Perskiej – 2003 rok / The second war in the Persian Gulf – 2003





Kulminacja wojen o ropę nastąpiła w bezpośrednim sąsiedztwie najważniejszej światowej prowincji naftowej – Zatoki Perskiej. W 1980 roku region objęły parasolem ochronnym Stany Zjednoczone, ogłaszając tzw. doktrynę Cartera. Mówiła ona że, jakkolwiek próba przejścia kontroli nad regionem Zatoki Perskiej przez siłę zewnętrzną będzie traktowana jako atak na żywotne interesy Stanów Zjednoczonych, który będzie odparty wszelkimi niezbędnymi środkami, w tym siłą militarną. Właśnie z taką odpowiedzią spotkał się najazd Iraku, rządzonego przez dyktatora Saddama Husajna, na Kuwejt w sierpniu 1990 roku. Reakcją Zachodu na próbę zagarnięcia bogatych złóż ropy były ostrzeżenia, sankcje, ultimatum, a w końcu realizacja akcji „Pustynna Burza”. Zwycięskie zakończenie wojny ogłosił w lutym 1991 roku prezydent George Bush senior. Ofensywę zatrzymano jednak przed Bagdadem, a w kraju nie wprowadzono demokratycznych reform.

Błąd naprawił syn prezydenta, George Bush junior, już w XXI wieku. Po licznych wezwaniach do realizacji uchwał ONZ w sprawie demokracji Iraku i poddania międzynarodowej kontroli jego instalacji nuklearnych, w marcu 2003 roku do państwa Husajna wkroczyły wojska międzynarodowe, których trzonem były siły pancerne Stanów Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii – w sumie około ćwierć miliona żołnierzy. Oficjalny główny cel operacji stanowiło znalezienie i eliminacja broni masowego rażenia oraz baz terrorystów, ale wśród celów drugorzędnych znalazło się zabezpieczenie pól naftowych Iraku i innych zasobów naturalnych tego kraju.

Wojna zakończona trwającą do 2005 roku okupacją Iraku budzi do dzisiaj sprzeczne odczucia. Szokujący jest bilans strat: w walkach zginęło 655 tys. żołnierzy i cywilów po stronie irackiej oraz ponad 4 tys. żołnierzy korpusów ekspedycyjnych. To również jest koszt ropy naftowej, nazywanej często „pomiotem szatana”.

Oil wars culminated in the direct vicinity of the world’s most important petroleum province – the Persian Gulf. In 1980 the region was subjected to the protection of the United States which proclaimed the Carter Doctrine. It declared that an attempt by any outside force to gain control of the Persian Gulf region will be regarded as an assault on the vital interests of the United States to be repelled by any means necessary, including by military force. The invasion of Iraq, at that time under the rule of the dictator Saddam Hussein, on Kuwait in August 1990 was repelled as announced. The West responded to an attempt of grabbing rich oil reserves with warnings, sanctions, ultimatum, and finally with “Desert Storm”. George Bush Senior declared US victory in February 1991. However, the offensive stopped before it entered Baghdad and no democratic reforms were put into effect in Iraq.

The President’s son, George Bush Junior fixed this mistake in the 21st century. Following numerous calls to comply with UNO’s resolutions concerning the democratisation of Iraq and subjecting its nuclear plants to international control, in March 2003 Hussein’s state was invaded by an international army with the armoured forces of the United States and United Kingdom forming its core – consisting of about a quarter of a million soldiers. The official main goal of the operation was to find and eliminate weapons of mass destruction and terrorist bases, but secondary goals comprised securing the oil fields and other natural resources in Iraq.

The war which ended in the occupation of Iraq until 2005 still stirs controversy to date. The staggering balance of losses – 655,000 soldiers and civilians killed in the war on the Iraqi side and more than 4,000 soldiers of expeditionary forces – is also the cost of access to petroleum, which is often referred to as the “spawn of Satan”.





polskie zasoby ropy naftowej

Petroleum resources in Poland

Gruby tom pod mało atrakcyjnym tytułem *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce* jest wbrew pozorom źródłem arcyciekawych wiadomości, ukrytych w gąszczu tabel i wykresów. Zestawienie to, corocznie sporządzane przez Państwowy Instytut Geologiczny (PIG), zawiera informacje o zasobach wszystkich surowców, jakie występują w naszym kraju. Z najnowszego wydania można się dowiedzieć, że na koniec 2013 roku mieliśmy 85 udokumentowanych złóż ropy naftowej, z czego: w Karpatach i zapadlisku przedkarpackim – 40, na Niżu Polskim – 42 oraz w wyłącznej strefie ekonomicznej Bałtyku – 2. Liczba złóż wygląda imponująco. Niestety, nie są to pola naftowe w rodzaju tych występujących na Bliskim Wschodzie.

A thick volume under a not so attractive title of *Balance of Fossil Reserves in Poland* is, in spite of appearances, a source of extremely interesting information concealed in a welter of tables and charts. The breakdown, prepared annually by the Polish Geological Institute (PIG), contains information about all resources occurring in Poland. The latest edition informs that at the end of 2013 we had 85 documented deposits of petroleum, as follows: in the Carpathians and the Subcarpathian subsidence – 40, in the Polish Lowland – 42 and in the exclusive economic zone of the Baltic – 2. The number of deposits looks impressive. Unfortunately, these are not oil fields like those occurring in the Middle East.

Oceniając w kategoriach globalnych, mamy w większości małe złoża, a część z nich, zwłaszcza w Karpatach, okres świetności ma już dawno za sobą. Potwierdza to wyliczenie zasobów bilansowych, czyli udokumentowanych jako możliwe do wydobywania przy pomocy znanych obecnie technologii. Opracowanie PIG podaje, że zasoby w tej kategorii na koniec 2013 roku wynoszą 24,8 mln ton. Sytuacji nie zmienia fakt, że co roku przybywa nieco na skutek dokumentowania kolejnych partii znanych złóż lub rzadziej, dzięki opracowaniu całkiem nowych odkryć. W zasadzie pozwala to jednak tylko na uzupełnienie ubytków związanych z wydobywaniem. Czy powinniśmy zatem liczyć na wielkie odkrycia, które odciążą polską gospodarkę od kosztownego i politycznie kłopotliwego importu? Specjaliści, co prawda, podchodzą do takiej ewentualności raczej sceptycznie, ale nie można jej jednak całkowicie wykluczyć. Przecież już raz Polska (co prawda, nieistniejąca formalnie na mapach, bo podzielona między zaborców) była naftową potęgą. W 1909 roku w Galicji wydobyto ponad 2 mln ton ropy naftowej, co zapewniło monarchii austro-węgierskiej trzecią lokatę na liście największych światowych producentów tego surowca. Dzisiaj o takim wyniku możemy tylko pomarzyć. W wyjątkowo korzystnym dla przemysłu naftowego 2004 roku w Polsce wyprodukowano 866 tys. ton ropy. W 2013 roku dzięki uruchomieniu nowej kopalni Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) wydobywanie osiągnęło dawno niespotykany poziom 926,4 tys. ton, ale do rekordu sprzed ponad 100 lat mamy jeszcze daleko. Zależność od importu będzie się niestety utrzymywać. Krajowe wydobywanie zaspokaja prawie 5% naszego zapotrzebowania i jak na razie nie widać szans na radykalną zmianę tej proporcji.

Pewne nadzieje dają jednak prognozy opierające się na szczegółowej analizie budowy geologicznej kraju. Według opracowania zespołu prof. Wojciecha Góreckiego z krakowskiej Akademii Górniczo-Hutniczej (AGH), opublikowanego w 1996 roku, możemy liczyć jeszcze na odkrycie od 126 do 378 mln ton ropy, pod warunkiem dalszego, systematycznego prowadzenia prac poszukiwawczych.

Całkiem nowe perspektywy otwierają się, jeśli założymy, że powiodą się – chociaż w części – poszukiwania węglowodorów w złożach niekonwencjonalnych. Celem głównym, jak wiadomo, jest gaz ziemny, ale po wschodniej stronie pasa potencjalnie złożowych formacji łupkowych, ciągnącego się od Pomorza do Lubelszczyzny warunki geotermiczne były korzystniejsze dla tworzenia się koncentracji ropy, a nie gazu. Pierwszy raport o zasobach perspektywicznych węglowodorów gazowych i płynnych w złożach niekonwencjonalnych, opracowany przez PIG w marcu 2012 roku, stwierdza, że przy obecnym poziomie technologii możliwe będzie wydobywanie z owych łupków dolnopaleozoicznych od 215 do 268 mln ton ropy naftowej.

Evaluating in global categories our reserves are rather small and part of them, especially those in the Carpathians, have lost their grandness a long time ago. This confirms the calculation of balance reserves, that is, documented as extractable by means of currently known technologies. The study by PIG states that reserves in this category at the end of 2013 amount to less than 24,8 million tonnes. The situation is not changed by the fact that as a result of documenting subsequent parts of known reserves their amount increases every year or less frequently thanks to describing completely new discoveries. However, as a rule it only allows us to make up for the deficiencies resulting from extraction. Thus, should we count on huge discoveries to relieve the Polish economy from costly and politically troublesome imports? Specialists are rather sceptical about such a possibility but it cannot be completely excluded. It should be remembered that Poland (although formally non-existent on maps because it was partitioned between invaders) was a petroleum power. In 1909 in Galicia more than 2 million tonnes of petroleum was extracted placing the Austro-Hungarian monarchy third in the list of the largest world producers of this resource. Today we can only dream about such an achievement. In 2004 – a year that was exceptionally beneficial for the petroleum industry – Poland produced 866,000 tonnes of oil. In 2013, thanks to the new mine Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG), the production output reached the level of 926.4 thousand tonnes, which has not been seen for a long time, but is still far from the record-breaking level reported more than 100 years ago. The dependency on imports will regrettably continue. Domestic production satisfies nearly 5% of our national requirement.

However, forecasts based on a detailed analysis of the geological structure of the country provide certain opportunities. According to a study by the team of Prof. Wojciech Górecki of the University of Science and Technology (AGH), published in 1996, we can expect that from 126 to 378 million tonnes of oil will be discovered by further regular prospecting.

Completely new prospects open up assuming at least partially successful prospecting of hydrocarbons in unconventional deposits. The priority is natural gas but in the east of the belt of shale formations potentially being deposits, extending from Pomerania to the region of Lublin, geothermal conditions were more favourable for concentrations of oil instead of gas. The first report concerning prospective unconventional reserves of gaseous and liquid hydrocarbons, prepared by PIG in March 2012, postulates that the current level of technology will enable extracting from 215 to 268 million tonnes of oil from these formations of Lower Palaeozoic shale.

Wiemy już teraz, że nie będzie to łatwe, ponieważ polskie łupki znacznie gorzej reagują na standardowe zabiegi szczelinowania niż ich amerykańskie odpowiedniki. Jednak nawet te perspektywy – ewentualna ropa z łupków plus zasoby prognostyczne ropy konwencjonalnej wyliczone przez prof. Góreckiego w skali globalnej nie są oszłamiające. Przypomnijmy, że zasoby potwierdzone w Arabii Saudyjskiej wynoszą ponad 36 mld ton. Ropa naftowa jest jednak tak cennym surowcem, że warto poszukiwać nawet skromnych złóż. Szanse na poprawienie bezpieczeństwa energetycznego są nikłe, ale godziwy zysk z eksploatacji – zapewniony.

Obecnie największe znaczenie gospodarcze mają złoża na Niżu Polskim. W 2013 roku tamtejsze wydobywalne zasoby stanowiły blisko 76%, podczas gdy w przypadku polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku było to 19%, a Przedgórze Karpackiego oraz Karpat – 5% całości polskich rezerw.

Obraz budowy geologicznej kraju skomplikował się na tyle, że dzisiaj wyróżnia się pięć prowincji naftowych: małopolską, wielkopolską, pomorską, gdańską i lubelską. Podstawą tej klasyfikacji jest analiza basenów sedymentacyjnych, czyli zbiorników morskich, na których dnie gromadziły się osady potencjalnie roponośne. Metoda polega na integracji wielu dziedzin nauk o Ziemi w celu kompleksowego określenia najkorzystniejszych warunków generacji, migracji, akumulacji i zachowania złóż węglowodorów w obrębie określonej jednostki geologicznej. Zakłada się, że w obrębie takiej jednostki funkcjonował system naftowy, składający się z warstw macierzystych, w których z materii organicznej powstawały węglowodory, z zespołu warstw, przez które ropa migrowała, i kompleksu skał zbiornikowych, gdzie bituminy się gromadziły. Istotną częścią metody analizy basenów sedymentacyjnych jest odtworzenie paleogeografii lądów i mórz w różnych okresach dziejów Ziemi. Daje to wiedzę o kierunkach dopływu materiału terygenicznego i poziomym zróżnicowaniu osadów morskich, które w tym samym czasie wykształcały się inaczej w częściach przybrzeżnych, szelfowych i głębokowodnych analizowanego basenu. Konkretnie możliwości przetworzenia materii organicznej na użyteczne węglowodory przedstawia analiza termiczna systemu

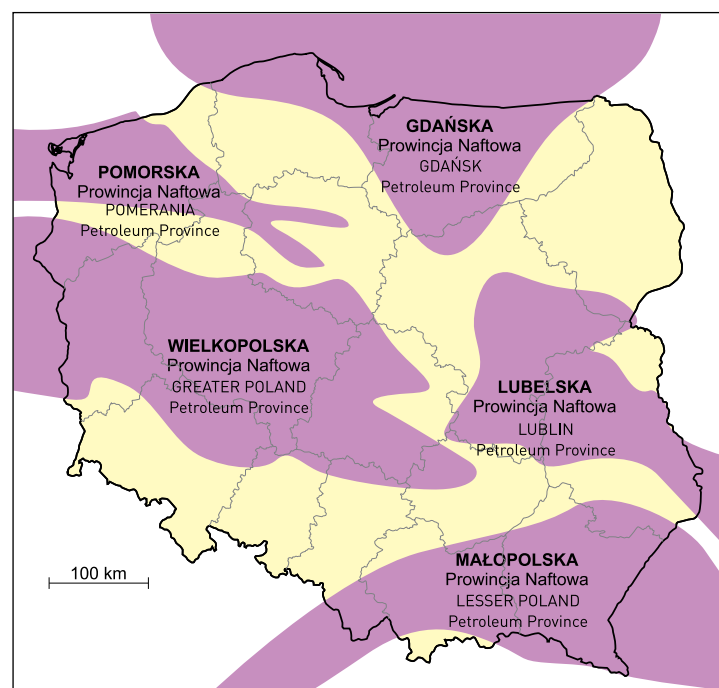
Now we know that it is not going to be easy because Polish shale responds to standard fracturing much worse than its American equivalent. However, even such prospects – potential oil from shale plus prognostic reserves of conventional oil determined by Prof. Górecki – on a global scale are not stunning. It must be remembered that the resources confirmed in Saudi Arabia amount to more than 36 billion tonnes. Global prospects are not stunning: the resources confirmed in Saudi Arabia amount to more than 36 billion tonnes. However, petroleum is such a valuable resource that even modest reserves are worth prospecting. Chances to improve energy security are meagre, but a fair profit from extraction is guaranteed.

Currently, deposits in the Polish Lowland are of greatest economic significance. In 2013 the local extractable reserves accounted for

nearly 76%, whereas in the economic Baltic zone in Poland it was 19%, and in the Carpathian Foothills and the Carpathians – 5% of the overall Polish reserves.

The geological picture of the country has become complicated with its present five oil provinces: Lesser Poland, Greater Poland, Pomerania, Gdańsk and Lublin. This classification is based on the analysis of sedimentary basins, that is, sea water reservoirs in which potentially oil-bearing sediments were deposited at the bottom. The method integrates many earth sciences to comprehensively

determine the best conditions for generation, migration, accumulation and storage of hydrocarbon deposits within a specific geological unit. It is assumed that within such a unit a petroleum system was in operation consisting of parent rock strata in which organic matter was transformed into hydrocarbons a group of strata through which oil migrated and a group of reservoir rocks where bituminous sand accumulated. An important part of the method of analysing sedimentary basins is the reconstruction of the paleogeography of land and seas at various periods in the Earth's history. It provides knowledge on directions from which terrigenous material flows in and on horizontal differentiation of marine sediments which at the same time were formed differently



Prowincje naftowe w Polsce / Oil provinces in Poland

naftowego. Przy pomocy metod laboratoryjnych możliwe jest odtworzenie temperatur, jakie panowały w warstwach geologicznych w różnych okresach historii Ziemi.

Wyniki badań naukowych wskazują, że ropa naftowa tworzyła się we wszystkich okresach historii geologicznej – od kambru do kenozoiku. Jej powstawanie nie było nadzwyczajnym wydarzeniem, lecz raczej normą. Zjawiskiem wyjątkowym było takie ułożenie warstw geologicznych, by zasoby przetrwały do naszych czasów.

Zauważono równocześnie, że pewne okresy geologiczne cechuje wyższa roponośność. W Polsce szczególnym zainteresowaniem eksploratorów poszukujących konwencjonalnych złóż ropy (nie łupkowych) cieszą się utwory środkowego kambru, dewonu, karbonu, permu i miocenu.

Gdańska prowincja naftowa

W gdańskiej prowincji naftowej dominują koncentracje ropy naftowej w piaskowcach kambryjskich. Odkryto jak dotąd kilka złóż na szelfie w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku, w tym eksploatowane obecnie B-3, o produkcji rzędu 150 tys. ton rocznie, oraz nowsze B-8, z którego uzyskuje się około 35 tys. ton surowca rocznie. Na ślady ropy natrafiono również w odwiertach lądowych prowincji gdańskiej.

Poszukiwania koncentrują się obecnie na morzu, w strefie o głębokości wody do 100 m. Największe nadzieje budzi wschodnia, morska część prowincji – tzw. blok Łeby. Przewidywane zasoby ropy naftowej w tej strukturze mogą wynosić według ostrożnych wyliczeń 30 mln ton. Kontynuowane są również poszukiwania w lądowej części prowincji, ponieważ istnieją przesłanki geofizyczne i geochemiczne dla odkrycia niewielkich złóż nadających się do zagospodarowania.

Pomorska prowincja naftowa

Pomorska prowincja naftowa, położona na zachód od gdańskiej, jest bardzo złożonym układem geologicznym. Potencjalnie roponośne są skały dewońskie i permskie (cechsztyn – dolomit główny). W niżej leżących utworach karbonu występują głównie złoża gazu ziemnego. Uzyskanie klarownego obrazu geofizycznego utrudniają warstwy solne przykrywające poziomy produktywny. Sól tłumi drgania sejsmiczne, dlatego interpretacja danych jest trudna, a wyniki niepewne. Odkryto tu, oprócz pojedynczych złóż gazu, kilka małych złóż ropy i jedno duże w okolicach Kamienia Pomorskiego (1972 rok). Przez długi czas było ono najważniejszym polskim polem naftowym poza obszarem Karpat. Dzisiaj jego zasoby są prawie wyczerpane – w ciągu 30 lat eksploatacji wydobyto prawie 2 mln ton surowca.

in the coastal, shelf and deep water parts of the analysed basin. Specific options of converting organic matter into useful hydrocarbons are presented by thermal analysis of the petroleum system. Using laboratory methods it is possible to reconstruct temperatures in respective geological strata during various periods of the Earth's history.

Results of scientific research indicate that petroleum was formed in all periods of geological history – from the Cambrian period to the Cenozoic. Its formation was not an extraordinary event but rather a standard. A unique phenomenon was that the geological strata were arranged in a way allowing them to survive until now.

Simultaneously, it was noticed that certain geological periods were characterised by higher oil generating capacity. In Poland explorers dealing with prospecting of conventional (other than shale) oil deposits are particularly interested in the formations of the middle Cambrian, Devonian, Carboniferous, Permian and Miocene periods.

Gdańsk petroleum province

In the Gdańsk petroleum province oil reserves are predominant in Cambrian sandstone. So far a few deposits have been discovered in the Polish economic zone of the Baltic shelf, including the now extracted B-3 with production of 150,000 tonnes a year and a newer B-8 producing about 35,000 tonnes of petroleum a year. Traces of petroleum were also found in the onshore boreholes of the Gdańsk province.

Currently, prospecting is concentrated in the offshore area at the depth of up to 100 m. The greatest hopes are placed in the marine part of the province – the so-called Łeba bloc. The anticipated resources of petroleum in this structure can reach, according to careful calculations, 30 million tonnes. Also, prospecting is continued in the onshore part of the province since there are geophysical and geochemical conditions for discovering small deposits suitable for economic management.

Pomerania petroleum province

The Pomerania petroleum province, situated west of the Gdańsk petroleum province, has a very complex geological system. Devonian and Permian rocks (Zechstein basin – main dolomite) are potentially oil-bearing formations. In Carboniferous formations situated below, mainly deposits of natural gas occur. Layers of salt covering productive levels obstruct a clear geophysical picture. Salt dampens seismic vibrations, resulting in difficult interpretation of data and uncertainty of results.

Produkcja utrzymuje się na poziomie kilku tysięcy ton rocznie, a zasoby wynoszą jeszcze 17 tys. ton. Wciąż istnieją spore możliwości odkryć, związane z bardziej szczegółowym rozpoznaniem stoków tzw. platform węglanowych w rejonie Kamienia Pomorskiego i Zatoki Rewalskiej. Struktury te, podobne do współczesnych form znanych z Karaibów, pogrzebane są na głębokości 2-3 km. Ich lokalizację umożliwiło odtworzenie paleogeografii basenu permskiego, rozpoczęte w latach 70. XX wieku i kontynuowane do dzisiaj w PIG.

Lubelska prowincja naftowa

Prowincja lubelska cechuje się skomplikowaną tektoniką blokową. Dominującą strukturę stanowi tzw. rów lubelski, w którego centralnej części odkryto kilka niewielkich złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Skałami zbiornikowymi są spękanе wapienie dewońskie i porowate piaskowce karbonu. Niewielkie rozmiary basenu i jego skomplikowana historia geologiczna nie dają dużych szans na znaczące odkrycia, ale działalność poszukiwawcza jest kontynuowana. Potencjalne zasoby tej najuboższej z polskich prowincji naftowych ocenia się na 100 tys. ton ropy (oraz 1,5 mld m³ gazu ziemnego).

Wielkopolska prowincja naftowa

Najważniejszym obszarem występowania konwencjonalnych złóż ropy jest wielkopolska prowincja naftowa (Niż Polski). Formacją roponośną są skały węglanowo-dolomityczne wieku dolnopermskiego, określane wspólnym mianem litostratygraficznym jako dolomit główny. Oprócz kilku złóż ropy naftowej znajdują się tutaj podstawowe zasoby gazu ziemnego naszego kraju, eksploatowane z piaskowców czerwonego spągowca.

Paleogeograficznie jest to część wielkiego basenu permskiego, rozciągającego się na obszarze od Wyżyny Penińskiej w centralnej i północnej Anglii, przez południową część Morza Północnego i Holandię, północne Niemcy, Danię, południowy Bałtyk, zachodnią Polskę po Sudety i Masyw Czeski. Ogromne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej eksploatowane na Morzu Północnym, w Holandii i północnych Niemczech są genetycznie tożsame z polskimi usytuowanymi w Wielkopolsce, Ziemi Lubuskiej i na przedpolu Sudetów. Odkryto tu ponad 30 złóż ropy naftowej i kilkadziesiąt dużych złóż gazu ziemnego.

Tutejsza ropa naftowa należy do typu średnioparafinowego o zawartościach 4,3-7,4% parafiny, siarki nieco powyżej 1% i gęstości w granicach 0,857-0,870 g/cm³. Mimo prowadzonych

Apart from single gas deposits a number of small petroleum deposits and one large one were found in the area of Kamień Pomorski (1972). Over a long time it was the most important oil field in Poland apart from the area of the Carpathians. Nowadays, its resources have been almost depleted – over 30 years almost 2 million tonnes of the resource were extracted. The production is maintained at the level of a few thousand tonnes a year and the resources still amount to 17,000 tonnes. There are still considerable options for discoveries related to more detailed exploration of the slopes of the so-called carbonate platforms in the region of Kamień Pomorski and Rewal Bay. These structures, similar to contemporary forms found in the Caribbean, are buried at a depth of 2-3 km. They were located thanks to reconstructing the palaeogeography of the Permian Basin, commenced in 1970s and continued to date by PIG.

Lublin petroleum province

The Lublin province is characterised by complicated block tectonics. The dominant structure is the so-called Lublin Graben in the central part of which a few small deposits of gas and oil were discovered. The reservoir rocks are fractured Devonian carbonate rocks and porous Carboniferous sandstones. The small size of the basin and its complicated geological history provide no serious chances for significant discoveries but prospecting is being continued. The potential resources of this poorest of all Polish petroleum provinces are estimated at 100,000 tonnes of petroleum (and 1.5 billion m³ of natural gas).

Greater Poland petroleum province

The crucial area in which conventional oil deposits occur is the Greater Poland petroleum province (Polish Lowland). The oil-bearing formations are carbonate and dolomite rocks from the Lower Permian period, in lithostratigraphy collectively referred to as the main dolomite. Apart from oil the area is a location of basic domestic natural gas reserves extracted from the sandstones of the Rotliegendes.

In terms of paleogeography it is a part of a huge Permian basin extending from the Pennine Highland in central and northern England, through the southern part of the North Sea and the Netherlands, northern Germany, Denmark, southern Baltic, western Poland to the Sudetes and the Bohemian Massif. Vast deposits of gas and oil extracted in the North Sea, the Netherlands and northern Germany share their genetic identity with those situated in Poland: Greater Poland, Lubusz Region and the Sudetes' foothills. More than 30 oil deposits and several dozen large gas deposits have been discovered here.

od lat 60. XX wieku prac poszukiwawczych wciąż daleko do pełnego rozpoznania zasobów tej prowincji. Niektórzy specjaliści oceniają, że stopień rozwińcenia naszej części basenu permskiego jest sporo niższy od rozpoznania tej samej struktury w Europie Zachodniej. Główną przyczyną była założona programowo w latach 70. XX wieku maksymalna głębokość otworów rozpoznawczych, która z niewielkimi wyjątkami nie przekraczała 3500 m. Zwiększenie głębokości rozpoznania może przynieść poważne sukcesy, zwłaszcza w dziedzinie gazu ziemnego. W latach 90. ubiegłego wieku odkryto tu największe polskie złożo ropno-gazowe Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB). Jego zasoby wydobywalne, wynoszące w chwili odkrycia 12,6 mln ton ropy naftowej i 7,6 mld m³ gazu ziemnego, podwyższyły dwukrotnie ówczesny bilans surowcowy Polski. Według niektórych zasoby te mogą wzrosnąć o kolejne kilka milionów ton, jeśli powiodą się wciąż prowadzone prace poszukiwawcze na sąsiadujących obszarach. Z kilkudziesięciu otworów Kopalni Dębno eksploatuje się od 2000 roku około 360 tys. ton ropy naftowej rocznie, co stanowi ponad połowę polskiego wydobycia. Znaczenie słynnego BMB zostało pomniejszone przez odkryte w 2003 roku złożo Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG). Skałami zbiornikowymi są w tym przypadku spękanе i porowate utwory dolomitu głównego zalegające na głębokości 3000 m. Kopalnię Lubiatów otwarto oficjalnie w lipcu 2013 roku, jej operatorem jest PGNiG. Koszt inwestycji rozpoczętej w 2005 roku wyniósł 1,7 mld zł. Jest to obecnie jedna z najnowocześniejszych kopalń w Europie. Funkcjonuje w niej 14 otworów eksploatacyjnych, drenujących złożo o zasobach szacowanych na 7,25 mln ton ropy naftowej i 7,3 mld m³ gazu ziemnego

The local petroleum is a medium-paraffin type containing 4.3-7.4% of paraffin, a little more than 1% of sulphur, and is characterised by a thickness of 0.857 to 0.870 g/cm³. Despite prospecting works continuing since the 1960s the resources of this province have not been fully explored yet. Some specialists evaluate that the degree of drilling works in this part of the Permian basin is much lower than exploration works of the same structure in Western Europe. The main reason was the maximum depth of exploratory boreholes, adopted by a programme in 1970s, which with few exceptions did not exceed 3500 m. An increase in the exploration depth can generate serious success, in particular for natural gas. In the 1990s the largest Polish oil and gas deposit of Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) was discovered here. Its extractable resources, at the time of discovery amounting to 12.6 million tonnes of petroleum and 7.6 billion m³ of natural gas, doubled the then balance of reserves in Poland. According to some estimates the resources can increase by several million tonnes if the prospecting in the neighbouring area is successful. From the several dozen boreholes of the Dębno Mine since 2000 about 360,000 tonnes of petroleum have been extracted, corresponding to more than a half of the Polish output. The significance of the famous BMB was reduced by the Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) deposit discovered in 2003. In this case reservoir rocks are the fractured and porous formations of the main dolomite deposited at a depth of 3000 m. The Lubiatów Mine was officially opened in July 2013 and PGNiG became its operator. The cost of investment commenced in 2005 amounted to 1.7 billion PLN. Currently, it is one of the most modern mines in Europe. It has 14 extraction holes, draining the deposits with resources estimated at 7.25 million tonnes of petroleum and 7.3 billion m³ of natural gas.



Poszukiwania złóż węglowodorów w wielkopolskiej prowincji naftowej / Hydrocarbon reserves prospecting in the Greater Poland petroleum province

Przewidywana roczna produkcja ma wynieść około 400 tys. ton, a okres eksploatacji złoża w przybliżeniu 20 lat. W prowincji wielkopolskiej znajduje się również szereg mniejszych złóż ropy naftowej. Do nich zaliczamy eksploatowane aktualnie: Cychry, o zasobach wydobywalnych 1,3 mln ton, Radoszyn – 0,6 mln ton, Dzieduszyce – 0,5 mln ton i Górzycę – 0,2 mln ton. Przygotowywane do eksploatacji złoża Kamień Mały dysponuje zasobami w wysokości 1,7 mln ton.

Odkrycie tych wszystkich pól naftowych nie byłoby możliwe bez rozwoju wiedzy geologicznej, co zaowocowało szczegółową rekonstrukcją paleogeografii basenu morskiego rozlewającego się na tym obszarze ponad 250 mln lat temu. Zespół naukowców PIG pod kierunkiem prof. Ryszarda Wagnera odtworzył zarys tropikalnych platform węglanowych i ich podmorskich stoków, raf i barier oraz łądów otaczających morze permskie. Określono warunki sedimentacyjne, tektoniczne, kierunki transportu materiału terygenicznego, a nawet warunki klimatyczne i biologiczne, wpływające na rozwój organizmów morskich. Dzięki temu wiadomo, gdzie należy koncentrować poszukiwania, by najefektywniej rozpoznać utwory roponośne. Nieocenioną pomoc stanowią nowoczesne metody sejsmiki refleksyjnej 3D, dzięki którym można zlokalizować na przykład niewielkie ciała rafowe, potencjalnie gazonośne, pogrzebane 3 km pod powierzchnią terenu, czy zweryfikować szczegóły budowy poszczególnych elementów platform węglanowych. Jedyną wadą tej techniki przestrzennego obrazowania wgłębnej budowy podłoża jest... cena, znacznie przekraczająca tradycyjne opracowania geofizyczne. Jak ocenia prof. Wagner, najbardziej perspektywiczna jest północna krawędź wielkopolskiej platformy węglanowej. Można tu oczekiwać odkryć złóż o zasobach kilkakrotnie przewyższających zasoby BMB czy LMG. Powinno się także kontynuować rozpoznanie północno-wschodnich stoków platformy wielkopolskiej i śląskiej oraz rozpoznać platformę węglanową obrzeżenia Gór Świętokrzyskich, skomplikowaną geologicznie, ale ważną dla dalszych poszukiwań.

Małopolska prowincja naftowa

Najmłodsze utwory roponośne spotkać można na południu Polski, w prowincji małopolskiej. Obszar ten składa się z osadów pozostałych po kilku basenach sedimentacyjnych: paleozoicznym, mezozoicznym i najważniejszym kenozoicznym. Strukturalnie prowincja dzieli się na rejon fliszu karpackiego (osadzanego od kredy do oligocenu) oraz zapadliska przedgórskiego, wypełnionego węglanowymi utworami miocenu.

The annual production volume is expected at the level of approx. 400,000 tonnes and the life of the deposit – approximately 20 years. The Greater Poland province also has a number of smaller petroleum deposits. These include the currently extracted deposit in: Cychry with extractable reserves of 1.3 million tonnes, Radoszyn – 0.6 million tonnes, Dzieduszyce – 0.5 million tonnes and Górzycza – 0.2 million tonnes. The Kamień Mały deposit, in the course of being prepared for extraction, has resources of 1.7 million tonnes.

The oil fields would not have been discovered without developing geological knowledge and reconstructing in detail the paleogeography of the sea basin in this area over 250 million years ago. Scientists of PIG, under the management of Prof. Ryszard Wagner reconstructed the outline of tropical carbonate platforms with submarine slopes, reefs and barriers as well as lands surrounding the Permian sea. The sedimentary and tectonic conditions were determined along with the directions of terrigenous material and climatic and biological conditions affecting the development of marine organisms. This provided knowledge of where prospecting should be concentrated to explore the oil-bearing formations most effectively. The invaluable modern 3D reflection seismic survey methods enable locating small reefs, potentially gas-bearing, buried 3 km under the ground, or verifying the detailed structure of respective elements of carbonate platforms. The only drawback of this technique for spatial imaging of the inner soil structure is its price which is significantly higher than that of traditional geophysical surveys. According to Prof. Wagner, the most prospective is the northern edge of the Greater Poland carbonate platform. Deposits with reserves exceeding several times the reserves of BMB or LMG are likely to be discovered here. Exploration of northern and eastern slopes of the Greater Poland and Silesian platform should also be continued and the carbonate platform on the edge of Świętokrzyskie Mountains, geologically complicated but important for further prospecting, must be explored.

Lesser Poland petroleum province

The youngest oil-bearing formations can be found in the south of Poland in the Lesser Poland province. The area is composed of sediments left over from a few sedimentary basins: Palaeozoic, Mesozoic and the most important one – Cenozoic. In terms of structure the province is divided into the area of the Carpathian Flysch Belt (deposited from the Cretaceous to Oligocene period) and the foothill subsidence filled with Miocenian formations.

Obszar karpacki – najstarsze polskie zagłębie – został już w znacznej części wyeksploatowany. Według ocen wydobyto stąd 1 mln ton ropy naftowej. Wciąż można liczyć na odkrycie nowych złóż, na przeszkodzie stoi jednak ogromny stopień komplikacji budowy tego sfałdowanego i pociętego uskoki regionu. Aby znaleźć nowe, być może znacznie zasobniejsze złoża, konieczne jest sięgnięcie do głębszych partii fliszu i jego podłoża, poniżej standardowych 1200 m, względnie dobrze już rozpoznanych.

Mimo wysokiego ryzyka poszukiwawczego, charakterystycznego dla regionu o tak skomplikowanej budowie geologicznej, gra jest warta świeczki, ponieważ ropa karpacka charakteryzuje się znacznie lepszymi właściwościami niż surowiec eksploatowany na Niżu Polskim. Należy do typu metanowego, jest bardzo lekka i prawie beziarkowa. Nie ustępuje ropie z najlepszych złóż Bliskiego Wschodu.

Na terenie zapadliska przedkarpackiego odkryto jak dotąd głównie koncentracje gazu ziemnego, w tym największe polskie złożo Przemyśl-Jaksmanice. I tutaj konieczne są głębsze wiercenia, sięgające do skał podścielających gazonośne utwory miocenu, co może przynieść sukcesy eksploracyjne.

Jak wynika z tego przeglądu, każda z pięciu prowincji naftowych Polski ma szanse na dołożenie nowych cegiełek do skromnego bilansu surowcowego kraju. Stąd zalecenia specjalistów przedstawione między innymi w *Bilansie perspektywicznych zasobów kopalin Polski*, przygotowanym przez Ministerstwo Środowiska – Państwowy Instytut Geologiczny w 2010 roku, aby poszukiwania prowadzić wielotorowo, co powinna ułatwiać przyjazna polityka koncesyjna państwa.

Niekonwencjonalne złoża węglowodorów płynnych, intensywnie poszukiwane w ostatnich latach, mogą znacznie poprawić krajowe zasoby. Według prognozy PIG możemy liczyć na 215 do 268 mln ton surowca uwięzionego w łupkach dolnego paleozoiku. Co prawda, jak dotąd w żadnym z otworów nie stwierdzono przemysłowych koncentracji surowca, jednak należy pamiętać, że to dopiero początek etapu rozpoznania.

The Carpathian area – the oldest basin in Poland – has already been exploited in a considerable part. It is estimated that 1 million tonnes of petroleum was extracted from here. New deposits can still be found; however, the greatly complicated structure of this folded region cut with faults is an obstacle. To find new, perhaps considerably more resourceful deposits, it is necessary to reach into the deeper parts of the flysch and its base, below the standard 1200 m that has already been a well-explored depth.

Despite the high prospecting risk characteristic of a region with such a complicated geological structure, the game is worthwhile since Carpathian petroleum has better properties than the material

extracted in the Polish Lowland. It is of the methane type and is very light and almost sulphur-free. It is no worse than petroleum from the best reserves of the Middle East.

In the territory of the Subcarpathian subsidence so far mainly concentrations of natural gas have been found, including the largest Polish deposit Przemyśl-Jaksmanice. And here deeper drilling is necessary to reach rocks

underlying the gas-bearing formations of the Miocene, which can result in exploration successes.

The above-mentioned review suggests that, each of the five petroleum provinces in Poland has a chance to make a new contribution to the balance of domestic reserves. Thus, experts recommend, among other sources, in the *Balance of Prospective Fossil Reserves of Poland*, prepared by the Ministry of Environment – Polish Geological Institute in 2010, that prospecting should be a multi-track activity, which should be facilitated by a favourable licensing policy of the state.

Unconventional deposits of liquid hydrocarbons, intensively prospected recently, can significantly improve the domestic reserves. PIG forecasts that from 215 to 268 million tonnes of the resource can be trapped in the Lower Palaeozoic shale. Admittedly, so far industrial concentrations have not been found in any of the boreholes; however, the stage of exploration has only begun.





INSTYTUT NAFTY I GAZU

Państwowy Instytut Badawczy

INNOWACJE



WDROŻENIA



ROZWÓJ



Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) od ponad 70 lat działa na rzecz zrównoważonego zarządzania surowcami i paliwami węglowodorowymi oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju.

INiG-PIB jest jedyną w Polsce instytucją naukowo-badawczą zajmującą się całokształtem zagadnień związanych z gazem ziemnym i ropą naftową, począwszy od poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów, poprzez magazynowanie, transport, dystrybucję i użytkowanie gazu ziemnego, przerób ropy naftowej, wytwarzanie, dystrybucję i eksploatację produktów naftowych oraz związaną z tym ochronę środowiska. Instytut realizuje złożone zadania, łączące prace badawcze, wdrożeniowe, działalność ekspercką i konsultingową. W latach 2010-2014, na światowych wystawach wynalazków i nowych technologii, Instytut otrzymał ponad 400 nagród i wyróżnień.

Instytut zarządzany jest zgodnie z Systemem Jakości wg ISO 9001 (certyfikat BVQI). W laboratoriach INiG-PIB akredytowanych jest ponad 500 metod badawczych.

Instytut jest właścicielem i organizatorem jedynego polskiego systemu certyfikacji zrównoważonej produkcji biopaliw i biopłynów (KZR INIG) oraz systemu monitorowania i weryfikacji jakości paliw na stacjach paliwowych (CERTIX).

Prace badawcze Pionu Technologii Nafty INIG-PIB obejmują w szczególności następujące dziedziny:

- ropa naftowa i jej przerób,
- paliwa/biopaliwa, oleje opałowe oraz dodatki uszlachetniające, również w eksploatacji,
- środki smarowe i asfalty,
- ochrona środowiska,
- rozwiązywanie złożonych problemów technicznych i technologicznych,
- chemia analityczna branży naftowej i petrochemicznej, nanotechnologia w przemyśle rafineryjnym.

Usługi badawcze obejmują:

- badania fizykochemiczne oraz badania właściwości użytkowych i eksploatacyjnych wszelkich produktów naftowych, biokomponentów, biopaliw i paliw alternatywnych,
- badanie i likwidację skażeń mikrobiologicznych olejów napędowych i cieczy obróbkowych,
- doradztwo w zakresie eksploatacji środków smarowych i związany z tym monitoring stopnia ich zużycia,
- ekspertyzy dotyczące problemów związanych z wytwarzaniem, dystrybucją i eksploatacją wszelkich produktów naftowych, biopaliw, biokomponentów, paliw alternatywnych,
- ekspertyzy sądowe, zwłaszcza z zakresu przestępczości związanej z paliwami i środkami smarowymi,
- opracowanie norm i dokumentów normalizacyjnych,
- produkcję doświadczalną produktów o dużej innowacyjności,
- doradztwo techniczne i usługi szkoleniowe.

Instytut pełni rolę instytucji wdrażającej Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 (Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki).

The Oil and Gas Institute – National Research Institute (INiG-PIB), operating for over 70 years already, has been promoting sustainable management of raw materials, hydrocarbon fuels and energy security of the country.

INiG-PIB is the only research and development institution in Poland dealing with a wide range of issues associated with natural gas and petroleum, starting from exploration and extraction of hydrocarbon deposits, through storage, transportation, distribution and use of natural gas and oil products, production, distribution and application of oil products and related environment protection. The Institute performs complex tasks which involve research and implementation work, sharing expertise and consultancy. In the years 2010-2014, at global exhibitions of inventions and new technologies, the Institute won over 400 awards and distinctions.

The Institute is managed according to the ISO 9001 Quality System (BVQI certification). The Institute's accredited laboratories make use of over 500 research methods.

The Institute is the owner and organizer of the only Polish certification system of sustainable production of biofuels and bioliquids (KZR INIG) and the system of control and verification of fuel quality at fuel stations (CERTIX).

The research work at the Division of Petroleum Processing covers particularly the following areas:

- petroleum and processing,
- fuels/biofuels, fuel oils and refining additives, also in practical applications
- lubricants and asphaltene,
- environment protection,
- providing solutions to complex technical and technological problems,
- analytical chemistry in the oil and petrochemical sector,
- nanotechnology in oil refining industry.

The research services cover:

- physical and chemical tests and examination of operational and practical properties of all petroleum products, biocomponents, biofuels and alternative fuels,
- testing and elimination of microbiological contamination from diesel oil and treatment fluids,
- consultancy related to the use of lubricants and monitoring of the extent of their wear and tear,
- expertise in problems connected with production, distribution and application of all oil products, biofuels, biocomponents and alternative fuels,
- court expertise, especially in respect of crime related to fuels and lubricants,
- development of norms and standardization documents,
- experimental manufacturing of highly innovative products,
- technical consultancy and training courses.

The Institute implements the Operational Programme Infrastructure and Environment for the years 2014–2020 (the Centre for European Funds for Energy).

www.inig.pl

office@inig.pl

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



pozyskiwanie ropy w Polsce

Extraction of petroleum in Poland

Krajowy bilans paliwowo-energetyczny oparty jest głównie na paliwach kopalnych. Od lat dominującą rolę w zaopatrzeniu w energię pierwotną odgrywa węgiel. W 2011 roku pokrywał on zapotrzebowanie na energię pierwotną w 55%. Należy jednak zaznaczyć, że od 1999 roku udział tego surowca w bilansie energetycznym systematycznie spada. Miejsce zmniejszającego się udziału węgla zajmowane jest przez węglowodory. W 2012 roku ropa naftowa pokrywała już ponad 25% zapotrzebowania na energię pierwotną. Zużycie tego surowca wyniosło ponad 25 mln ton, z czego 24,6 mln ton stanowił import, a 0,7 mln ton pochodziło z wydobycia na terenie kraju.

The national balance of fuel and energy is mainly based on fossil fuels. For years coal has played a predominant role in supplying primary energy. In 2011 it covered 55% of the requirement of primary energy. However, it should be emphasized that from 1999 the share of this resource in the energy balance has been regularly decreasing. The decreasing share of coal is replaced by that of hydrocarbons. In 2012 petroleum covered more than 25% of the requirement of primary energy. The consumption of this resource exceeded 25 million tonnes, of which 24.6 million tonnes were imported and 0.7 million tonnes were extracted in Poland.

Import surowca

Import ropy naftowej pokrywa ponad 97% rocznego zapotrzebowania na ten surowiec i realizowany jest przede wszystkim poprzez system rurociągów o długości ponad 2,5 tys. km. Z zagranicy ropa dociera do Polski rurociągiem „Przyjaźń” o rocznej przepustowości ponad 37 mln ton, który biegnie z Rosji do niemieckiej rafinerii Schwedt. Drugim punktem odbiorczym jest Port Północny w Gdyni, połączony z rafinerią w Płocku oraz z systemem krajowym Rurociągiem Pomorskim o przepustowości ok. 30 mln ton rocznie. Sam Naftoport dysponuje zdolnością przeładunkową 34 mln ton/rok i umożliwia zarówno import surowca, jak i eksport gotowych już wyrobów ropopochodnych.

Ponad 90% importu ropy naftowej do Polski pochodzi z Rosji i krajów byłego ZSRR. Wynika to z położenia geograficznego naszego kraju oraz z ponad 40-letniej historii PRL, której gospodarka oparta była na prawie całkowitej zależności od wschodniego sąsiada. Z uwagi na znaczenie ropy naftowej w krajowej strukturze bilansu energetycznego niezmiernie istotne dla gospodarki są zmiany cen tego surowca, które uzależnione są od bardzo wielu czynników, na pozór ze sobą niepowiązanych. Cena ropy na światowych rynkach tylko w niewielkim stopniu kształtowana jest poprzez osiągnięcie równowagi popyt-podaż. Jednym z głównych czynników wpływających na cenę ropy naftowej jest stopa wzrostu gospodarczego poszczególnych państw będących konsumentami tego surowca, zaobserwowano bowiem ścisłą korelację pomiędzy ilością zużywanej przez dane państwo ropy naftowej a wielkością wzrostu gospodarczego w tym państwie.

Należy także wspomnieć o sytuacjach nieprzewidywalnych, takich jak sztormy, huragany i inne wydarzenia wywołane przez siły przyrody. W momencie wystąpienia takiego zjawiska atmosferycznego na obszarze, na którym zlokalizowane są instalacje służące do eksploatacji złóż ropy naftowej lub jej przerobu, prawdopodobne jest ich uszkodzenie. Ma to z kolei wpływ na wielkość podaży surowca na rynku, a tym samym – na jego cenę. Należy także mieć na uwadze, że znaczna część światowych zasobów ropy naftowej zlokalizowana jest w niestabilnych politycznie rejonach świata, gdzie surowiec ten jest traktowany jako narzędzie nacisków politycznych.

Na cenę ropy naftowej mają również wpływ działania podejmowane przez eksporterów tego surowca. OPEC2 (ang. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową) – zrzeszający państwa, które dostarczają na światowe rynki około 50% ropy naftowej – reguluje jej cenę wielkością wydobycia.

Import of petroleum

The import of petroleum covers more than 97% of the annual requirement of this resource and is carried out primarily through a system of pipelines exceeding 2,500 km. Imported petroleum is supplied to Poland through the „Družba” (Friendship) pipeline, with the annual throughput of more than 37 million tonnes, running from Russia to the German refinery in Schwedt. Another collection point is the Northern Port in Gdynia, connected with the refinery in Płock and with the national system by means of the Pomeranian Pipeline with a throughput of approx. 30 million tonnes a year. Naftoport itself has a handling capacity amounting to 34 million tonnes p.a.

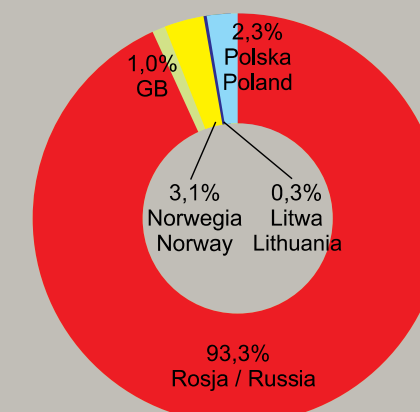
and enables both the import of petroleum and export of finished oil derivative products.

More than 90% of petroleum is imported to Poland from Russia and former Soviet republics. This is due to the geographical location of the country and the more than 40-year-long history of the Polish People's Republic the economy of which was almost completely dependent on its neighbour in the east. Due to the significance of petroleum in the structure of the energy balance the changes in oil prices, determined by numerous apparently mutually unrelated factors,

are extremely important from an economic point of view. The price of oil in the world's markets is only marginally shaped by achieving the balance between demand and supply. One of the main factors influencing oil prices is the rate of economic growth in respective countries which are consumers of this resource since a strict correlation has been observed between the amount of petroleum used by a specific country and the economic growth in that country.

Also, unforeseeable situations must be mentioned such as storms, hurricanes and other events caused by the forces of nature. When such an atmospheric phenomenon occurs in an area where petroleum extraction or processing facilities are located, they might be damaged. In turn, it has an influence on the market supply of the resource and thus – its price. Furthermore, it should be remembered that a considerable amount of the world's reserves of petroleum is located in politically unstable regions where this resource is treated as a tool for exerting political pressure.

The price of petroleum is also affected by actions undertaken by crude oil exporters. OPEC2 (Organization of the Petroleum Exporting Countries) – associating states supplying about 50% of petroleum to the world's markets – regulates its price depending on output.



Udział w dostawach ropy naftowej do rafinerii krajowych w 2013 r. / Share in supplies of oil for domestic refineries in 2013

Wolumen wydobycia krajowego

W Polsce w roku 2012 udokumentowane były 84 złoża ropy naftowej, w tym w Karpatach – 29 złóż, na ich przedgórzu (w zapadlisku przedkarpackim) – 11, na Niżu Polskim 42 oraz w obszarze polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku – 2. Złoża występujące w Karpatach i na ich przedgórzu mają długą historię, jest to rejon najstarszego światowego górnictwa ropy naftowej. Obecnie zasoby tych złóż są na wyczerpaniu. W Polsce największe znaczenie gospodarcze mają złoża ropy naftowej występujące na Niżu Polskim. W 2012 roku wydobywalne zasoby złóż na Niżu stanowiły blisko 76%, a zasoby złóż polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku 19% zasobów krajowych. Zasoby przedgórza Karpat oraz Karpat odgrywają rolę podrzędną (odpowiednio 3% i 2% zasobów krajowych).

Wyszczególnienie Specification	Ogółem Total	Z udokumentowanych zasobów From documented reserves			
		bilansowych / included in the balance			pozbilansowych / not included in the balance
		Razem / All	A+B	C	
OGÓŁEM / TOTAL	663,18	657,10	563,68	93,42	6,08
w tym: / of which:					
Bałtyk / Baltic (off shore)	187,68	187,68	119,59	68,09	-
Karpaty / Carpathians	25,18	23,45	22,69	0,76	1,73
Niż / Lowland	430,44	426,09	401,57	24,52	4,35
Przedgórze / Foothills	19,88	19,88	19,83	0,05	-

Wydobycie ropy naftowej w Polsce w podziale na regiony / Extraction of oil in Poland by regions

W 2012 roku stan wydobywalnych zasobów ropy naftowej i kondensatu wyniósł 25,37 mln ton i w porównaniu z rokiem poprzednim zasoby zmniejszyły się o 0,62 mln ton. Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w 2012 roku ze wszystkich złóż wyniosło 663,18 tys. ton i zwiększyło się w stosunku do roku poprzedniego o 61,19 tys. ton.

Ogółem, z ponad 80 udokumentowanych złóż ropy naftowej w Polsce, eksploatowanych jest 63, z czego większość stanowią instalacje o niewielkiej wydajności, nieprzekraczającej 5 tys. ton rocznie. Wiele z nich to stare, wyeksploatowane już kopalnie na Podkarpaciu, które stopniowo są zamykane. Największe polskie kopalnie znajdują się głównie na terenie zachodniej Polski, w tym na największym obecnie złożu BMB (Barnówko–Mostno–Buszewo), z którego w 2012 roku pochodziło 75% całkowitej produkcji tego surowca (361 tys. ton).

W 2013 roku PGNiG uruchomiło Kopalnię Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów. Odbiór końcowy KRNiGZ Lubiatów odbył się w marcu, natomiast uroczyste otwarcie kopalni miało miejsce 29 lipca 2013 roku. Złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów eksploatowane przez kopalnię należą do największych w Polsce. Ich udokumentowane zasoby wydobywalne ropy naftowej wynoszą ok. 7,25 mln ton.

Domestic extraction volume

In Poland in 2012 as many as 84 petroleum deposits were documented, of which 29 in the Carpathians, 11 in the Carpathian foothills (Subcarpathian subsidence), 42 in the Polish Lowland and 2 in the Polish economic zone of the Baltic. Deposits in the Carpathians and in their foothills have had long history as a region where the world's oldest traces of oil mining were found. Now, the deposits have become nearly depleted. Oil deposits in the Polish Lowland are crucial to the economy of Poland. In 2012 the extractable reserves in the Lowland accounted for nearly 76%, and the reserves of the Polish economic zone of the Baltic – 19% of domestic resources. Reserves in the Carpathian foothills and the Carpathians play a secondary role (3% and 2% of domestic resources, respectively).

In 2012 extractable resources of petroleum and condensate amounted to 25.37 million tonnes and, compared to the previous year, they decreased by 0.62 million tonnes. In 2012 in total 663,180 tonnes of petroleum and condensate were extracted from all deposits – seeing an increase of 61,190 tonnes compared to the previous year.

In total out of more than 80 documented oil reserves in Poland 63 are being extracted – most of them by means of facilities of low capacity not exceeding 5,000 tonnes a year. Many of them are old, exhausted mines in the Subcarpathian region which are gradually being shut down. The largest mines in Poland are situated mainly in the west, including in the currently largest deposit BMB (Barnówko–Mostno–Buszewo) which in 2012 accounted for 75% of the overall production of petroleum (361,000 tonnes).

In 2013 PGNiG put into operation the Oil and Gas Mine in Lubiatów. The final acceptance of KRNiGZ Lubiatów took place in March, while the opening celebration of the mine was held on 29 July 2013. The deposits Lubiatów-Międzychód-Grotów are extracted by one of the largest mines in Poland. Their documented extractable reserves amount to approx. 7.25 million tonnes of petroleum.

Bilansowanie

Micro Motion – miernik dużych przepływów

Szukasz precyzyjnego pomiaru?
Zastosuj nasze systemy pomiarowe do zbilansowania wydobycia lub produkcji oraz poprawy bezpieczeństwa.



©2015. Emerson Process Management. All rights served.



ul. Szturmowa 2A, 02-678 Warszawa • tel. +48 22 45 89 200 • email: Info.pl@emerson.com, www.emersonprocess.pl

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

Wydobycie ropy ze złóż na Bałtyku prowadzone jest przez LOTOS Petrobaltic, który posiada obecnie siedem koncesji morskich na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Bałtyku, a ich całkowita powierzchnia przekracza 7 tys. km². Spółka posiada również cztery koncesje

Oil is extracted from the Baltic's offshore deposits by LOTOS Petrobaltic, which now has seven offshore hydrocarbon prospecting and extraction licences in the exclusive Polish economic zone of the Baltic, with their total area exceeding 7,000 km². The company also holds four extraction licences – one

eksploatacyjne – ważną do 2016 roku na złożu B3 (obecne centrum produkcji ropy) oraz ważne do 2031–2032 roku na złożach B8, B4 i B6.

W 2012 roku LOTOS wydobyl w kraju i za granicą ponad 260 tys. ton ropy naftowej. Zgodnie z zapisami strategii na lata 2011-2015 LOTOS planuje wydobywać do 2015 roku 1,2 mln ton ropy naftowej rocznie, a pięć lat później – nawet 5 mln ton rocznie. Poza Polską spółka wydobywa też ropę na Litwie i prowadzi prace poszukiwawcze w Norwegii.

W 2014 roku na Bałtyk dotarła czwarta platforma firmy, przeznaczona do wierceń na terenie koncesji Gotlandia. Jest to platforma typu „jack-up” (samopodnośna), która została zbudowana w 1989 roku w stoczni w Singapurze. Jej dotychczasowym właścicielem była firma Transocean Offshore Gulf of Guinea Ltd. Z wód zachodniej Afryki, gdzie do niedawna pracowała, platforma trafiła na Bałtyk na pokładzie statku m/v „Target”. „LOTOS Petrobaltic” – taką nazwę nosi platforma – może prowadzić wiercenia na wodach o głębokości 350 ft (105 m). Przeprowadzone przed zakupem analizy techniczne wykazały, że istnieje możliwość przedłużenia nóg platformy o 50 stóp, co pozwoli jej na pracę na wodach nawet o głębokościach do 120 metrów.

valid until 2016 for deposit B3 (currently the oil production centre) and the rest valid from 2031 to 2032 for deposits B8, B4 and B6.

In 2012 LOTOS extracted more than 260,000 tonnes of petroleum in Poland and abroad. As prescribed by the strategy for 2011-2015, LOTOS plans an annual output of 1.2 million tonnes of petroleum by 2015 and five years later – even 5 million tonnes a year. Apart from Poland the company also extracts oil in Lithuania and carries out prospecting in Norway.

In 2014 the company's fourth platform was delivered to the Baltic for rigging within the area of the Gotland licence. It is a “jack-up” (self-lifting) platform built in 1989 in the shipyard in Singapore. Its previous owner was Transocean Offshore Gulf of Guinea Ltd. From the waters of West Africa, where it had recently operated, the platform was brought to the Baltic on board of MV Target. “LOTOS Petrobaltic” – as the platform has been named – can drill in 350 ft deep waters (105 m). The technical analyses preceding the purchase indicated that the poles of the platform could be extended by up to 50 feet, which will enable it to operate at depths to 120 metres.



Rozmieszczenie złóż i kopalni węglowodorów w Polsce / Distribution of hydrocarbon reserves and mines in Poland

PAKIET BEZPIECZNY ZBIORNIK
ochrona zbiorników i instalacji przemysłowych

PRZERYWACZE PŁOMIENIA
deflagracji i detonacji

ZAWORY ODDECHOWE
przerywacze płomienia
z zaworami oddechowymi

ZAWORY PRZECIWPRZEPEŁNIENIOWE

SYSTEMY DETEKCJI WYCIEKÓW

Ex G. IIA, IIB1



CE 1453



GREENEVO
AKCELERATOR ZIELONYCH TECHNOLOGII



PETROSTER Sp. j. ul. B. Leśmiana 2, 30-220 Kraków
tel./fax: 012/425 26 04, www.petroster.pl, e-mail: biuro@petroster.pl

**INDYWIDUALNE
PODEJŚCIE
- INNOWACYJNE
ROZWIĄZANIA**



Brenntag Polska od blisko 20 lat dostarcza pełną gamę standardowych i wysoce specjalistycznych produktów dla polskiego przemysłu Oil&Gas.

Naszym klientom z branży rafinerijnej zapewniamy kompleksowe rozwiązania w zakresie:

- inhibitorów korozji
- demulgatorów
- antyskalantów
- neutralizatorów tlenu
- środków do nasiarczania katalizatorów
- amin
- biocydów
- kulek ceramicznych
- sit molekularnych

Wsparcie nowoczesnego Centrum Aplikacyjno-Badawczego Oil&Gas w Jankowicach pod Poznaniem oraz Laboratorium Mikrobiologicznego w Zgierzu umożliwia nam dostosowanie produktów do indywidualnych wymagań klienta. Rozbudowana infrastruktura, obejmująca m.in. system mieszalników, pozwala na produkcję chemii specjalistycznej w oparciu o własne formułacje.

Bazując na 50-letnim doświadczeniu naszych partnerów z wyspecjalizowanych oddziałów Oil&Gas w Ameryce Północnej, oferujemy najwyższej jakości produkty oraz serwis dla przemysłu rafinerijnego.

Zapewniamy niezbędny serwis w zakresie stosowania chemii specjalistycznej m.in. dla lidera branży wydobywczej w Polsce.



Brenntag Polska Sp. z o.o.
Oddział Ropy i Gazu

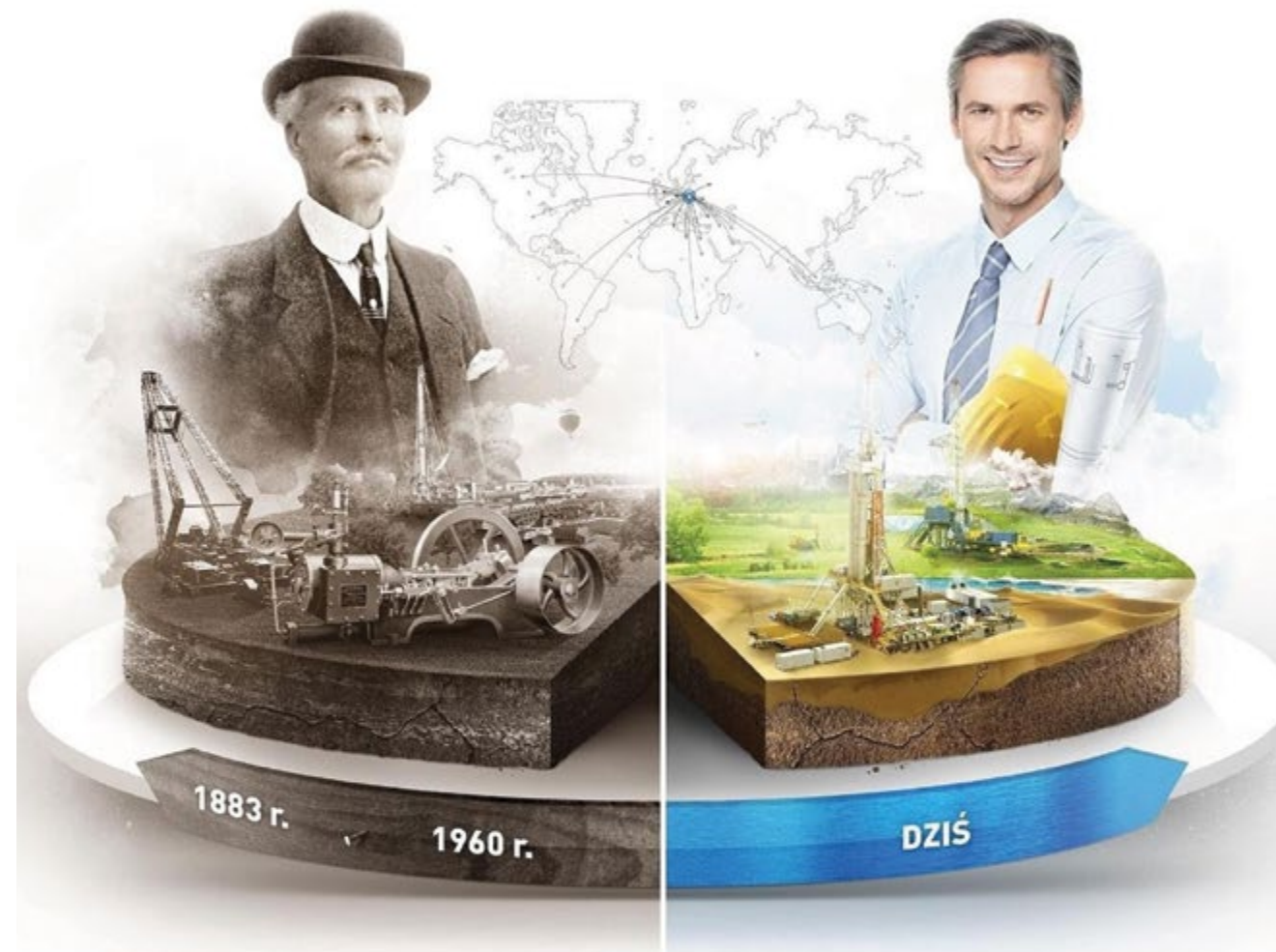
ul. Przemysłowa 2, Jankowice
62-080 Tarnowo Podgórne
tel.: 61 893 65 07, fax: 77 405 60 90
ropaigaz@brenntag.pl

www.brenntag.pl



GLINIK
NIUW

Narzędzia i Urządzenia Wiertnicze „GLINIK” Sp. z o.o.



PRODUCENT URZĄDZEŃ I AKCESORIÓW WIERTNICZYCH



**ul. Michalusa 1
38-320 Gorlice**

**www.glinik.pl
niuw@glinik.pl**

**t: +48 18 35 49 700
f: +48 18 35 49 705**



transport ropy naftowej

Transportation of petroleum

Technologia przesyłu ropy naftowej i ciekłych produktów naftowych za pośrednictwem rurociągów stanowi najbardziej efektywną formę transportu ze względu na dużą przepustowość. Istotne są również korzyści wynikające dla środowiska naturalnego, czyli niższa emisja w porównaniu do innych środków transportu. Niestety, rozwiązanie to charakteryzuje się także wysokimi kosztami inwestycyjnymi i bardzo ograniczoną elastycznością. Globalna sieć rurociągów stale się powiększa, a poszczególne połączenia wydłużają się. Rozbudowa sieci przesyłowej wiąże się ściśle z polityką dywersyfikacji źródeł energii, prowadzoną przez liczne kraje uzależnione od importu ropy i gazu.

Transmission of petroleum and liquid petroleum products via pipelines is one of the most effective forms of transport with regard to significant throughput. Also, it carries significant benefits for the natural environment, that is, lower emission compared to other means of transport. Regrettably, this solution is characterised by a very high cost of investment and very limited flexibility. The global network of pipelines is still growing and respective lines are being extended. The development of the transmission system is closely connected with the policy of diversifying the sources of energy implemented by many countries dependent on oil and gas imports.



Rurociąg Wschodnia Syberia – Ocean Spokojny (ESPO) / The Eastern Siberia–Pacific Ocean Oil Pipeline (ESPO)

Proces ten jest również wynikiem odkrywania i eksploatacji nowych pól naftowych i włączania tych obszarów do istniejącego systemu przesyłowego surowców energetycznych.

Najdłuższe rurociągi naftowe świata

Rurociąg Wschodnia Syberia – Ocean Spokojny (ESPO)

Realizowany obecnie projekt rurociągu ESPO (Eastern Siberia – Pacific Ocean) ma na celu eksport rosyjskiej ropy do krajów Dalekiego Wschodu leżących nad Oceanem Spokojnym, tj. do Chin, Japonii, Korei. Z całego planowanego systemu rurociągowego, o długości 4857 km, w 2010 roku został oddany do użytku odcinek wynoszący 3813 km, z Taiszetu (okręg irkucki) do Skorovodina (okręg amurski) i dalej do Daqing w Chinach. Część naftociągu przebiegająca przez terytorium Chin ma długość 992 km.

Rurociąg „Przyjaźń”

Liczący ok. 4000 km rurociąg „Przyjaźń” został zbudowany w 1963 roku. Prowadzi z południowo-wschodniej Rosji do państw Europy należących do tzw. bloku wschodniego, ściśle współpracujących politycznie i gospodarczo z dawnym ZSRR. Naftociąg dzieli się na Białorusi na odgałęzienie północne kierujące się poprzez Polskę do Niemiec i odgałęzienie południowe, które prowadzi przez Białoruś do Czech, Słowacji i na Węgry. Poszczególne odcinki rurociągu mają długość: w Białorusi 2910 km, na Ukrainie 1490 km, w Polsce 670 km, na Węgrzech 130 km oraz na Słowacji i w Czechach razem ok. 400 km.



This process is also a result of discovering and exploiting new oil fields and incorporating these areas into the existing energy transmission system.

The longest oil pipelines in the world

The Eastern Siberia–Pacific Ocean Oil Pipeline (ESPO)

The pending ESPO (Eastern Siberia – Pacific Ocean) pipeline project aims to export Russian petroleum to the countries of the Far East in the Pacific Ocean, i.e. China, Japan, and Korea. Out of the entire planned 4857 km long pipeline system, in 2010 a section of 3813 km from Tayshet (Irkutsk Oblast) to Skorovodino (Amur Oblast) and continuing further to Daqing (China) was put into service. The Chinese part of the pipeline is 992 km long.

The Druzhba Oil Pipeline

The Druzhba (Friendship) pipeline, about 4000 km in length, was built in 1963. It runs from south-eastern Russia to European countries forming the so-called Eastern Bloc, strictly cooperating in the area of politics and economy with the former USSR. The oil pipeline is split in Belarus into a northern branch leading through Poland to Germany and

a southern branch leading through Belarus to the Czech Republic, Slovakia and Hungary. The lengths of respective sections of the pipeline are: 2910 km in Belarus, 1490 km in Ukraine, 670 km in Poland, 130 km in Hungary, while in Slovakia and the Czech Republic it is ca. 400 km in total.



Rurociąg Kazachstan-Chiny / The Kazakhstan-China Oil Pipeline



Rurociąg Kazachstan-Chiny / The Kazakhstan-China Oil Pipeline

Rurociąg Kazachstan-Chiny

Rurociąg Kazachstan-Chiny ma długość 2228 km i został ukończony w 2011 roku. Pozwala on na import ropy z rejonu Morza Kaspijskiego. Biegnie z portu Atyrau w Kazachstanie do miejscowości Alashankou leżącej w chińskiej prowincji Xinjiang.

Rurociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan (BTC)

Liczący 1768 km rurociąg BTC został zbudowany w 2006 roku. Prowadzi od złoża naftowego w okolicach Baku (stolica Azerbejdżanu) nad Morzem Kaspijskim, poprzez Tbilisi (stolica Gruzji), do tureckiego portu Ceyhan nad Morzem Śródziemnym. Poszczególne odcinki naftociągu mają długość: 443 km w Azerbejdżanie, 249 km w Gruzji i 1076 km w Turcji.



The Baku–Tbilisi–Ceyhan (BTC) Oil Pipeline

The 1768 km long BTC pipeline was built in 2006. It runs from the oil deposit near Baku (capital city of Azerbaijan) on the Caspian Sea, through Tbilisi (capital city of Georgia), to the Turkish port of Ceyhan in the Mediterranean. The lengths of respective sections of the oil pipeline are: 443 km in Azerbaijan, 249 km in Georgia and 1076 km in Turkey.

Rurociąg Keystone

Rurociąg Keystone jest systemem do transportu syntetycznej oraz naturalnej ropy naftowej pochodzącej z piasków roponośnych w prowincji Alberta w Kanadzie oraz z rejonów Północnej Dakoty w Stanach Zjednoczonych. Naftociąg ten jest obecnie w trakcie realizacji. Do 2014 roku ukończono odcinek o długości 3462 km, prowadzący z miejscowości Hardisty w Kanadzie do Patoka (Illinois) oraz boczne połączenie o długości 860 km z miejscowości Steele City (Nebraska, Stany Zjednoczone) do amerykańskich portów morskich w Teksasie. Trwają dalsze prace nad projektem Keystone XL, obejmującym połączenie z Hardisty (Alberta, Kanada) do Steele City, poprzez rejony roponośne w amerykańskim stanie Montana. Po ukończeniu system rurociągowy Keystone osiągnie całkowitą długość 6135 km.

The Kazakhstan-China Oil Pipeline

The Kazakhstan-China pipeline is 2228 km long and its construction was completed in 2011. It allows importing petroleum from the region of the Caspian Sea. It runs from the port of Atyrau in Kazakhstan to the village of Alashankou in the Chinese province of Xinjiang.

The Keystone Oil Pipeline

Keystone pipeline is a system for transporting synthetic and natural petroleum from oil-bearing sands found in the province of Alberta in Canada and from the regions of North Dakota in the United States. This oil pipeline is currently under construction. By 2014 completed was a 3462 km long section from Hardisty in Canada to Patoka (Illinois) and an 860 km long side line connecting Steele City (Nebraska, United States) with American sea ports in Texas. Works are continuing on the Keystone XL project, including the line from Hardista (Alberta, Canada) to Steele City, through oil-bearing territories in the US state of Montana. Upon completion the Keystone pipeline system will be 6135 km long in total.



Rurociąg Enbridge w Kanadzie / The Enbridge Oil Pipeline in Canada



Rurociąg Enbridge w Kanadzie / The Enbridge Oil Pipeline in Canada

Rurociągi Enbridge i Lakehead

System rurociągów naftowych łączących Kanadę i Stany Zjednoczone został zbudowany w latach 50. XIX wieku i był wielokrotnie modernizowany i rozbudowywany. Dziś w części kanadyjskiej Enbridge System (Canadian Mainline) ma długość 2306 km, a w amerykańskiej Lakehead System (U.S. Mainline) – 3057 km. Całość, licząca więc ponad 5 tys. km, obejmuje rurociągi przebiegające w pasie od prowincji Alberta w Kanadzie do portów Superior, Chicago i Sarnia nad Wielkimi Jeziorami. Dalej prowadzi na północ do Montrealu lub na południe do Cushing (Oklahoma).

Rurociągi naftowe w Europie

Prognozy Unii Europejskiej zakładają stały wzrost importu ropy naftowej, z 84% w 2006 roku do ponad 90% zużycia tego surowca w 2020 roku. Import z użyciem transportu rurociągowego stanowi jedynie około 20%, pozostała część jest transportowana za pomocą zbiornikowców oraz spedycją drogową. Do najważniejszych połączeń rurociągowych zasilających Europę w surowiec naftowy należą rurociąg „Przyjaźń” oraz rurociąg Norpipe. Zachodnia część kontynentu zaopatrywana jest głównie transportem morskim i posiada liczne naftociągi łączące porty z ich zapleczem. Wschodnia natomiast zasilana jest ze Wschodu za pomocą rurociągu „Przyjaźń”.

Rurociąg „Przyjaźń” zaczyna się w miejscowości Almietjewsk w Tatarstanie, gdzie przesyłana jest ropa naftowa z zachodniej Syberii, Uralu i Morza Kaspijskiego. Następnie biegnie na wschód do Mozyrza w południowej Białorusi, gdzie dzieli się na gałąź północną i południową. Północny rurociąg „Przyjaźń” przecina pozostałą część Białorusi i poprzez wschodnią Polskę dociera do rafinerii w Płocku, a następnie do Niemiec – najpierw do rafinerii w Schwedt nad Odrą i dalej na południowy zachód do rafinerii w miejscowości Leuna.

The Enbridge and Lakehead Oil Pipelines

The system of petroleum pipelines connecting Canada and the United States was built in the 1850s and has been modernised and extended many times. Today, the Canadian part, i.e. the Enbridge System (Canadian Mainline) is 2306 km long while the American one, i.e. Lakehead System (U.S. Mainline) – 3057 km. The entire system exceeding 5,000 km encompasses pipelines running in the belt from the province of Alberta in Canada to the ports of Superior, Chicago and Sarnia on the Great Lakes. It continues further north to Montreal and south to Cushing (Oklahoma).

Oil pipelines in Europe

The forecasts of the European Union assume a constant increase in the import of petroleum from 84% in 2006 to more than 90% of oil consumption in 2020. Import via a pipeline transport system accounts for only 20% while the rest is transported by oil tankers and by road. The most important pipelines supplying petroleum to Europe are Druzhba and Norpipe. The western part of the continent is mainly supplied by sea and has numerous oil pipelines connecting the ports with their facilities. However, the eastern one is supplied from the East via the Druzhba pipeline.

Druzhba begins in the city of Almietjevsk in the Republic of Tatarstan where petroleum is supplied from west Siberia, Ural and the Caspian Sea. Then, it continues eastwards to Mazyr in southern Belarus where it is split into the northern and southern branches. The northern branch of Druzhba intersects the rest of Belarus and through eastern Poland it reaches the refinery in Płock, and then continues to Germany – first to the refinery in Schwedt on the Oder and then southwest to the refinery in Leuna.

Jest on połączony również, poprzez odpowiednie odnogi, z terminalami paliwowymi w portach w Gdańsku i Rostocku. Południowy rurociąg „Przyjaźń” biegnie z Mozyrza na Białorusi na południe przez Ukrainę. W miejscowości Brody łączy się z portem w Odessie nad Morzem Czarnym. W Użhorodzie dzieli się na dwie odnogi. Pierwsza biegnie do Słowacji (rafineria w Bratisławie) i Czech (rafinerie w Pardubicach, Kralupach i Litvinovie), a druga na południe do Węgier (rafineria w Százhalombatcie). Obie odnogi mają dalsze połączenia z systemami przesyłowymi w Europie Zachodniej i na Bałkanach. Pełna przepustowość przesyłowa rurociągu „Przyjaźń”, wynosząca 100 mln ton rocznie, jest niewykorzystana z powodu nienaprawionych wycieków oraz zmniejszenia zużycia ropy naftowej na Węgrzech, w Czechach i w krajach Półwyspu Bałkańskiego. Obecny poziom przesyłu wynosi 65-70 mln ton rocznie.

Od dłuższego czasu Rosja stosuje politykę przekierowania drogi eksportu ropy naftowej z rurociągu „Przyjaźń” do rosyjskich portów leżących nad Morzem Bałtyckim i Morzem Czarnym. Proces ten może negatywnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne krajów Europy Wschodniej i Środkowej. Ograniczanie dostaw surowca energetycznego z Rosji może skutkować zwiększeniem kosztów jego pozyskania poprzez alternatywne drogi zaopatrzenia. Aby tego uniknąć, należy zmodernizować infrastrukturę rurociągową i zwiększyć tym samym możliwości dywersyfikacji potencjalnych źródeł energii.

Rurociąg Norpipe liczy tylko 345 km i łączy norweskie oraz brytyjskie pola naftowe na Morzu Północnym z Wielką Brytanią. Jego roczna zdolność przepustowa wynosi 45 mln ton. Ze względu na ograniczenia techniczne punktu odbioru po stronie brytyjskiej obecnie przesłać można nim maksymalnie 40 mln ton ropy.

Europejska wewnętrzna sieć rurociągów naftowych wynosi obecnie około 33 tys. km i charakteryzuje się małą ilością połączeń między wschodnią i zachodnią częścią kontynentu. Najważniejsze tego typu połączenie ze wschodu na zachód to rurociąg Ingolstadt-Kralupy-Litvinov (IKL) o długości 349 km. Łączy on Czechy z Niemcami i ma przepustowość 10 mln ton rocznie. Do innych ważnych wewnętrznych europejskich naftociągów łączących porty morskie z ich zapleczem należą:

- Trans Alpine Pipeline (TAL) – łączący włoski port w Trieście z Austrią i Węgrami;
- Société du Pipeline Sud-Européen (SPSE) – łączący francuski port Fos sur Mer z rafineriami we Francji i Niemczech;
- Rotterdam Antwerpen Pijpleiding (RAPL) – łączący Rotterdam z Antwerpią i Niemcami.

It is also combined, via two respective branches, with fuel terminals in ports in Gdańsk and Rostock. The southern Druzhba pipeline runs from Mazyr in Belarus southwards through Ukraine. In the village of Brody it connects to the port in Odessa on the Black Sea. In Uzhhorod it is split into two branches. The first runs to Slovakia (refinery in Bratislava) and the Czech Republic (refineries in Pardubice, Kralupy and Litvinov), and the second southwards to Hungary (refinery in Százhalombatta). Both branches are further connected with transmission systems in Western Europe and in the Balkans. The full transmission capacity of the Druzhba pipeline, that is, 100 million tonnes a year, is not used due to unrepaired leaks and reduced oil consumption in Hungary, the Czech Republic and in the countries of the Balkan Peninsula. Currently 65-70 million tonnes are transmitted in a year.

For a longer time Russia has been redirecting exports of petroleum from Druzhba to Russian ports on the Baltic and Black Sea. This process can have a negative effect on the energy security in the countries of Eastern and Central Europe. Limitations on the deliveries of energy resources from Russia can result in increased costs of procurement via alternative routes. To avoid this, the pipeline infrastructure must be modernised and thus options for the diversification of potential energy sources must be extended.

Norpipe is only 345 km long and it connects Norwegian and British offshore oil fields in the North Sea with the United Kingdom. Its annual throughput capacity is 45 million tonnes. Due to technical limitations of the British collection point currently the maximum amount of petroleum to be transmitted is 40 million tonnes.

The European internal system of oil pipelines is currently about 33,000 km long and is characterised by a small number of connections between eastern and western parts of the continent. The most important east-west connection is the 349 km long Ingolstadt-Kralupy-Litvinov (IKL) pipeline. It connects the Czech Republic with Germany and has a throughput of 10 million tonnes a year. Other important European inland pipelines connecting sea harbours with their facilities are:

- Trans Alpine Pipeline (TAL) – connecting the Italian port in Trieste with Austria and Hungary;
- Société du Pipeline Sud-Européen (SPSE) – connecting the French port Fos sur Mer with refineries in France and Germany;
- Rotterdam Antwerpen Pijpleiding (RAPL) – connecting Rotterdam with Antwerp and Germany.

Rurociągi i zbiorniki magazynowe w Polsce

Przesył za pośrednictwem rurociągów jest ważną, choć często zapomnianą gałęzią transportu w Polsce. Biorąc pod uwagę wszystkie media transportowe, wielkość pracy wykonanej z użyciem systemów rurociągowych w latach 2001-2009 wynosiła 20-25,6 mld tonokilometrów rocznie.

Infrastruktura do przesyłu ropy naftowej i produktów naftowych w Polsce ma być w najbliższym czasie rozbudowana, a obecnie składa się na nią:

- rurociąg „Przyjaźń” – mający na terenie Polski dwie nitki biegnące od granicy z Białorusią w Adamowie do Schwedt w Niemczech; przepustowość odcinka Adamowo-Płock o długości 234 km liczy obecnie około 43 mln ton rocznie, a odcinka Płock-Schwedt o długości 416 km wynosi 27 mln ton rocznie;
- rewersyjny Rurociąg Pomorski – o długości 237 km i przepustowości do 16 mln ton rocznie w kierunku Gdańska oraz 28 mln ton w kierunku Płocka. Łączy on rurociąg „Przyjaźń” z terminalem Naftoport w Porcie Gdańsk.

W Polsce najważniejszym podmiotem zajmującym się eksploatacją naftociągów oraz magazynowaniem ropy naftowej jest Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (PERN) Przyjaźń. PERN Przyjaźń to strategiczna spółka gwarantująca bezpieczeństwo energetyczne Polski w zakresie dostaw ropy.

Jej podstawową działalnością jest eksploatacja rurociągu „Przyjaźń”.

Oprócz sieci rurociągów przesyłających surowiec naftowy, PERN Przyjaźń eksploatuje także sieć rurociągów produktowych, wykorzystywanych do transportu paliw płynnych wyprodukowanych przez rafinerie. Połączenia rozchodzą się promieniście z Płocka, w kierunku baz magazynowych usytuowanych w miejscowościach: Inowrocław, Nowa Wieś Wielka, Rejowiec, Mościska, Emilianów, Koluźki, Boronów, Wrocław. Bazy produktowe należą do spółek Operator Logistyczny Paliw Płynnych (OLPP) i PKN ORLEN. Służą one do składowania paliw ciekłych, w tym benzyn silnikowych, oleju napędowego i lekkiego oleju opałowego, jak również benzyn i paliw lotniczych.

Oil pipelines and storage tanks in Poland

Transmission via pipelines is an important although often neglected branch of transport in Poland. Considering all transport media, the volume of transmission via pipeline systems in 2001-2009 amounted to 20-25.6 billion tonne-kilometres a year.

The petroleum and petroleum products transmission infrastructure in Poland will be developed soon. Currently it consists of:

- The Druzhba pipeline with two lines in Poland running from the border with Belarus in Adamowo to Schwedt in Germany; the 234 km long section Adamowo-Płock now has a throughput capacity of 43 million tonnes a year, and the 416 km long section Płock-Schwedt – 27 million tonnes a year;
- reverse Pomeranian Pipeline – 237 km long and with a yearly throughput to Gdańsk of up to 16 million tonnes and to Płock – 28 million tonnes. It connects the Druzhba pipeline with the Naftoport oil terminal in the Port of Gdańsk.

In Poland the most important entity dealing with the operation of oil pipelines and storage of petroleum is the Oil Pipeline Operation Company PERN Przyjaźń. PERN Przyjaźń is a strategic company ensuring the energy security of Poland in the area of oil supplies. Its core activity is the operation of the Druzhba pipeline.

Apart from a network of pipelines transmitting petroleum, PERN Przyjaźń also operates a network of product pipelines used for transporting liquid fuels produced by refineries. The connections radiate from Płock towards tank farms situated in: Inowrocław, Nowa Wieś Wielka, Rejowiec, Mościska, Emilianów, Koluźki, Boronów, and Wrocław. The tank farms are the property of the Liquid Fuel Logistics Operator (OLPP) and PKN ORLEN. They are used to store liquid fuels, including motor spirits, fuel oil and light fuel (heating) oil as well as aviation gasoline and fuels.



Niewielkie zbiorniki ropy naftowej znajdują się także w pobliżu miejsc jej wydobycia. Najważniejszymi eksploatowanymi od niedawna złożami są Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) i Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB), ale nie zostały one jeszcze włączone w system rurociągowy. Łączna pojemność zbiornikowa wszystkich baz ropy i produktów naftowych wynosi ponad 9 mln ton, co odpowiada 100 dniom krajowego zużycia.

PERN Przyjaźń S.A. posiada trzy bazy naftowe, w których w sumie może zmagazynować ponad 3 mln m³ ropy. Znajdują się one przy sieci rurociągów surowcowych lub w portach morskich, co wiąże się z oszczędnościami kosztów transportu. Największa z baz zlokalizowana jest pod Płockiem, a dwie pozostałe mieszczą się w Adamowie przy granicy z Białorusią oraz w Gdańsku, w pobliżu Naftoportu. W bazach surowiec magazynowany jest w stalowych, cylindrycznych zbiornikach o pojemności od 32 tys. do 100 tys. m³. Spółka planuje także wybudowanie kolejnych zbiorników w bazach pod Płockiem i w Gdańsku.

Niezwykle efektywna jest technologia magazynowania ropy w naturalnych zbiornikach podziemnych, jakimi są kawerny solne. Są to komory poeksploatacyjne występujące w kopalniach soli, które, choć mają nieregularne kształty, cechują się plastycznością, wytrzymałością i co szczególnie ważne neutralnością chemiczną z produktami ropopochodnymi. Magazynowanie w kawernach uznawane jest na świecie za najbezpieczniejsze i najbardziej proekologiczne. Jest również bardzo opłacalne, gdyż po przystosowaniu kawerny solne mogą pomieścić jednorazowo duże ilości substancji płynnych. Zapelnienie kawerny magazynowej ropą lub produktem naftowym odbywa się za pomocą wbudowanej instalacji rurowo-pompowej, która wtłacza paliwo, jednocześnie wypompowując z jej wnętrza wody solankowe. Opróżnianie odbywa się poprzez odwrotny proces, czyli wypieranie paliwa poprzez wtłaczanie od dołu wód solankowych.

Obecnie jedyny w Polsce i eksploatowany od 2007 roku magazyn podziemny ropy naftowej i produktów naftowych znajduje się na terenie Inowrocławskich Kopalni Soli Solino S.A. Siedem kawern ulokowano 350 m pod ziemią, a ich łączna pojemność magazynowa wynosi 3,5 mln ton dla ropy i ponad 0,9 mln ton dla paliw. Magazyny podziemne pod Inowrocławiem podłączono do krajowego systemu rurociągowego, zarówno surowej ropy, jak i produktów naftowych.

Istotnym problemem jest fakt, że 34% rurociągów naftowych w Polsce ma ponad 40 lat, a kolejnych 35% pomiędzy 35 i 40 lat. Powoduje to konieczność prowadzenia wielu prac remontowych, modernizacyjnych i odtworzeniowych.

Small petroleum tanks are also present near the extraction sites. The most important deposits that have been extracted for a short time are Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) and Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB), but they have not been yet incorporated in the system of pipelines. The total container capacity of all petroleum and petroleum product tank farms exceeds 9 million tonnes, which corresponds to 100 days of domestic consumption.

PERN Przyjaźń S.A. has three petroleum tank farms capable of storing more than 3 million m³ of petroleum in total. They are attached to the network of resource pipelines or are located in sea ports, thus they provide savings on the cost of transport. The largest farm is located near Plock and the remaining two are situated in Adamowo on the border with Belarus and in Gdańsk, near Naftoport. Petroleum is stored on the tank farms in steel, cylindrical tanks with a capacity of 32,000 to 100,000 m³. The company also plans to erect new tanks on the farms near Plock and in Gdańsk.

The technology of storing fuel in natural underground tanks such as salt caverns is extremely effective. These are post-extraction caverns in salt mines which, although irregularly shaped, are characterised by flexibility, strength and, what is particularly important, are chemically neutral to oil derivative products. Throughout the world caverns are considered the safest and the most sustainable method of storage. Such storage is also very profitable since adapted salt caverns can store large volumes of liquids at a time. The cavern is filled with oil or oil product by means of an integrated tubing and pump system pumping the fuel inside the cavern while at the same time pumping out salt brine. The emptying is a reverse process during which fuel is pushed outside by pumping brine inside from the bottom.

Currently, the only underground petroleum and petroleum products storage in Poland, used since 2007, is located within the premises of the Salt Mines Solino S.A. in Inowrocław. Seven caverns are located 350 m underground and can store in total 3.5 million tonnes of petroleum and more than 0.9 million tonnes of fuel. The underground storage facilities near Inowrocław are connected both to the national pipeline system for transportation of crude oil and its products.

The fact that 34% of oil pipelines in Poland are more than 40 years old, and another 35% are between 35 and 40 years old, poses a significant problem. This necessitates numerous repair, modernisation and reconstruction works.



Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury Sp. z o.o. od 1998 r. zajmuje się pracami badawczo-rozwojowymi oraz oferuje narzędzia diagnostyczne wykorzystujące metodę UT, stosowane w inspekcji rurociągów naftowych, gazociągów i wodociągów. CDRIA przeprowadziła inspekcję metodą in-line ponad 16 000 km rurociągów. Zielony listek widniejący w logo symbolizuje dbałość o ochronę środowiska naturalnego. CDRIA należy do Grupy Kapitałowej PERN.

Usługi:

- geometria wewnętrzna metodą in-line za pomocą tłoka Kalibrak;
- wykrywanie ubytków metalu metodą UT za pomocą tłoka Korsonic;
- wykrywanie pęknięć metodą UT za pomocą tłoka Cracksonic;
- mapowanie XYZ za pomocą urządzeń diagnostycznych wyposażonych w platformę inercyjną wykorzystującą technologię światłowodowych żyroskopów laserowych;
- prognozowanie zagrożenia korozją z użyciem metod statystycznych;
- interaktywna wizualizacja przy użyciu oprogramowania przeznaczonego do analizowania i wizualizacji danych inspekcyjnych.



Liderzy branży / Industry leaders



Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury Sp. z o.o.

01-756 Warszawa, ul. Przasnyska 6B

tel. +48 22 101 56 60, fax +48 22 101 77 82

e-mail: office@cdria.com

www.cdria.com

CDRIA Pipeline Services Ltd. from 1998 has carried out research and development works and offered ultrasonic diagnostic tools (UT) for oil, gas and water pipeline inspection. CDRIA carried out In-Line Inspection of more than 16 000 km of pipelines. The green leaf in its logo expresses CDRIA's care for the natural environment. CDRIA is a member of PERN Capital Group.

Services:

- geometry In-Line Inspection using the Kalibrak tool;
- ultrasonic metal loss In-Line Inspection using the Korsonic intelligent pig;
- ultrasonic crack detection In-Line Inspection using the Cracksonic tool;
- pipeline mapping by means of diagnostic tools equipped with an Internal Measurement Unit Based on Fiber Optic Gyro technology;
- predicting corrosion risk by means of statistical methods;
- interactive visualisation using software for analysing and visualisation of inspection data.

Niezależnie od nich planowany jest rozwój infrastruktury przesyłowej poprzez zwiększenie przepustowości istniejących połączeń oraz budowę nowych. Inwestycje te pozwolą na dostawy surowca naftowego na rynek Polski i UE w czasie, gdy wyczerpywać się będą złoża największych europejskich producentów. W tym celu polski operator systemu rurociągów naftowych PERN Przyjaźń rozbudowuje wschodni odcinek ropociągu „Przyjaźń” Adamowo-Płock o trzecią nitkę. Prowadzone prace podwyższą nominalną przepustowość tego odcinka, w pierwszym etapie do 49 mln ton, a finalnie do ponad 60 mln ton rocznie.

Inwestycje dotyczyć będą także rurociągu Pomorskiego Gdańsk-Płock i obejmą modyfikację układu tłoczeń, co zwiększy jego przepustowość o 16% w kierunku Płocka oraz o 47% w kierunku Gdańska. Wydajność naftociągu po modernizacji wyniesie 32,5 mln ton rocznie, co pozwoli na zabezpieczenie kontraktów rafinerii w Płocku w przypadku pełnych dostaw ropy z morza.

Nevertheless, it is planned to develop the transmission infrastructure by increasing the throughput capacity of the existing lines and building new ones. These investments will enable supplies of petroleum to Poland and the EU when the deposits of the largest European producers will become depleted. To this end the Polish operator of the system of oil pipelines PERN Przyjaźń is extending the eastern section of the Druzhba pipeline, i.e. Adamowo-Płock, adding a third line. The works will increase the nominal throughput of this section at the first stage up to 49 million tonnes, and eventually to more than 60 million tonnes a year.

Investments will also cover the Gdańsk-Płock Pomeranian Pipeline and include modification of the pumping system, which will increase its throughput by 16% in the direction of Płock and by 47% in the direction of Gdańsk. The capacity of the modernised oil pipeline will be 32.5 million tonnes a year, which will secure contracts with the refinery in Płock in the case of full offshore supplies.



Zbiorniki na trasie rurociągu „Przyjaźń” w Gdańsku / Tanks on the route of the Druzhba Oil Pipeline in Gdańsk



Mostostal Płock S.A.
09-400 Płock, ul. Targowa 12
centrala tel. +48 24 367 11 11
marketing tel. +48 24 367 11 34
fax +48 24 367 12 50
e-mail: mostostal@mostostal-plock.com.pl

Mostostal Płock S.A. jest firmą budowlano-montażową wykonującą specjalistyczne konstrukcje stalowe dla przemysłu ciężkiego.

Oferujemy:

- wykonawstwo i montaż konstrukcji stalowych, zbiorników, rurociągów i urządzeń;
- remonty, modernizacje i rozruch instalacji przemysłowych;
- usługi w zakresie robót spawalniczych, badań ultradźwiękowych, radiologicznych, wytrzymałościowych;
- usługi sprzętowo-transportowe;
- wykwalifikowaną i doświadczoną kadrę specjalistów;
- terminowość i najwyższą jakość wykonania prac;
- kompleksową obsługę klienta.

Posiadamy certyfikaty PN-EN ISO 9001:2009, PN-EN ISO 14001:2005, PN-N-18001:2004, PN-EN ISO 3834-2:2007.

Doświadczenie i referencje, a także potencjał techniczno-produkcyjny i finansowy firmy gwarantują skuteczną i efektywną realizację powierzonych zadań.

Mostostal Płock S.A. is a construction-erection company producing specialist steel structures for the heavy industry.

We offer:

- construction and erection of steel structures, tanks, pipelines and equipment;
- renovation, modernisation and commissioning of industrial systems;
- services in the scope of welding works, ultrasound, radiological and endurance tests;
- equipment and transport services;
- qualified and experienced specialists;
- promptness and the highest workmanship;
- comprehensive client service.

We hold PN-EN ISO 9001:2009, PN-EN ISO 14001:2005, PN-N-18001:2004, and PN-EN ISO 3834-2:2007 certificates.

The company's experience and references, as well as technological-production and financial potential guarantee effective order processing.

PRESTIŻ
I KOMPETENCJA –
50 LAT NA RYNKU

PRESTIGE AND COMPETENCE –
50 YEARS ON THE MARKET



Zaufali nam / The companies that have trusted us:
PKN ORLEN SA, PERN „Przyjaźń” S.A.
Grupa LOTOS S.A., Anwil SA

www.mostostal-plock.com.pl

Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A.



PERN „Przyjaźń” S.A. to prężnie rozwijająca się Grupa Kapitałowa, w skład której oprócz PERN „Przyjaźń” S.A. wchodzi pięć spółek zależnych: „OLPP” sp. z o.o., NAFTOPORT Sp. z o.o., CDRIA Sp. z o.o., PETROMOR Sp. z o.o. oraz Siarkopol Gdańsk S.A. Łącznie Grupa posiada ponad 3,0 mln m³ pojemności magazynowej na ropę naftową oraz 1,8 mln m³ na paliwa płynne. Dysponuje morskim terminalem przeładunkowym o mocy 34 mln ton ropy naftowej na rok. Prowadzi działalność w zakresie transportu, przeładunku i magazynowania ropy naftowej, przeładunku, blendowania paliw oraz badania laboratoryjnego produktów naftowych.

PERN „Przyjaźń” S.A.- spółka dominująca w Grupie Kapitałowej, jest spółką ze 100 proc. udziałem Skarbu Państwa. Została utworzona w 1959 roku aby transportować ropę z Rosji do Polski i Niemiec Wschodnich. Bezpośrednio Spółka zarządza siecią ponad 1,5 tys. km rurociągów naftowych i produktowych.

Podstawowym zadaniem Spółki jest eksploatacja sieci rurociągów transportujących rosyjską ropę naftową dla największych producentów paliw w Polsce oraz w Niemczech. Realizację tej usługi umożliwia rurociąg „Przyjaźń” biegnący z Adamowa (położonego przy granicy Polski z Białorusią) do Płocka, a następnie Schwedt w Niemczech. Dużą rolę w zaopatrzeniu polskich rafinerii w ropę naftową odgrywa również Rurociąg Pomorski łączący Płock z Gdańskiem, który umożliwia transport surowca w obu kierunkach. Ropa naftowa może być w tym wypadku tłoczona do gdańskiego Naftoportu, skąd tankowcami jest wysyłana na eksport. Rurociąg ten daje także możliwość zaopatrywania polskich i niemieckich rafinerii w surowiec pochodzący z innych kierunków niż rurociąg „Przyjaźń”. W konsekwencji oznacza to rozpoczęcie tzw.

dostaw „z morza”, ich przeładunek w Naftoporcie oraz tłoczenie surowca w kierunku Płocka.

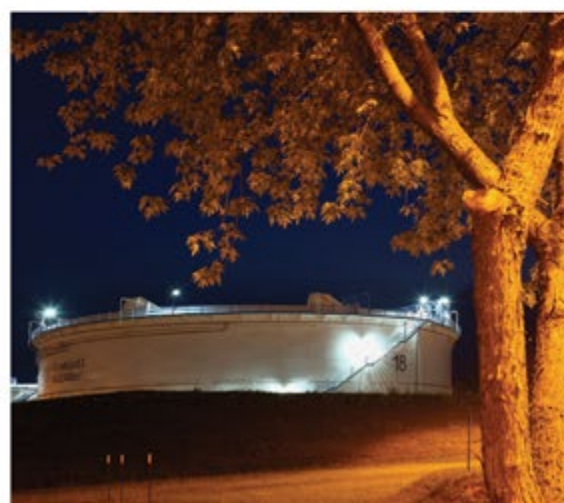
Oprócz sieci rurociągów przesyłających ropę naftową, PERN „Przyjaźń” S.A. posiada także sieć rurociągów produktowych, wykorzystywanych do transportu paliw płynnych wyprodukowanych przez rafinerie. Sieć ta rozchodzi się promieniście z Płocka, w kierunku Warszawy, Poznania oraz Częstochowy.

Niezwykle ważną - dla bezpieczeństwa energetycznego kraju - usługą realizowaną przez PERN „Przyjaźń” S.A. jest magazynowanie ropy naftowej. Spółka posiada trzy bazy magazynowe: w Adamowie, Płocku oraz w Gdańsku, wyposażone w zbiorniki o pojemności od 32 tys. do 100 tys. m³. W 2014 roku rozpoczęto budowę, supernowoczesnego Terminala Naftowego w Gdańsku o pojemności 703 tys. m³. W I etapie inwestycji powstaną zbiorniki na ropę naftową o pojemności 375 tys. m³, w drugim - na produkty naftowe i chemiczne o pojemności 328 tys. m³. Termin zakończenia realizacji pierwszej części inwestycji: grudzień 2015 roku.

**Przedsiębiorstwo Eksploatacji
Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A.**
ul. Wyszogrodzka 133,
09-410 Płock
tel: (024) 266 23 00
fax: (024) 266 22 03
e-mail: zarzad@pern.com.pl
www.pern.com.pl



Terminal Naftowy w Gdańsku



Lider logistyki naftowo - paliwowej

www.pern.com.pl



Zbiornik na ropę naftową w Adamowie o pojemności 100 000 m³ z podwójnym dnem i płaszczem oraz pływającym dachem wykonany przez Mostostal Płock S.A. dla PERN Przyjaźń S.A. / Oil tank in Adamowo with the capacity of 100,000 m³, double bottom and shell and a floating roof, built by Mostostal Płock S.A. for PERN Przyjaźń S.A.

Dodatkową szansą na dywersyfikację dostaw ropy naftowej do Polski i Unii Europejskiej jest projekt budowy rurociągu Odessa-Brody-Płock (z ewentualnym przedłużeniem do Gdańska lub w kierunku zachodnim), pozwalający na import wysokiej jakości ropy naftowej ze złóż w regionie Morza Kaspijskiego.

Ważny element strategii inwestycyjnej w zakresie paliw płynnych stanowi zwiększenie pojemności magazynowych na ropę naftową. W tym celu planowane jest wybudowanie nowych zbiorników o łącznej pojemności 564 tys. m³. Kolejne magazyny powstaną w bazach w Adamowie, Płocku oraz Gdańsku. Przewiduje się także rozbudowę podziemnych magazynów na ropę naftową.

Jednym z najważniejszych przedsięwzięć realizowanych w ramach strategii będzie budowa nowej bazy ropy naftowej i paliw w Gdańsku, która ma oferować: usługi kumulacyjne i blendowanie ropy; usługi kumulacji i przeładunku paliw z wykorzystaniem dowolnych konfiguracji logistycznych (statek, kolej, autocysterny), a także przeładunki surowców i produktów chemicznych. Przewidywana wielkość zbiorników projektowanej bazy w Gdańsku to około 700 tys. m³, z czego pojemność dedykowana na ropę naftową to 400 tys. m³, a na produkty ropopochodne 300 tys. m³.

Transport morski ropy naftowej

Około 45% światowej produkcji ropy naftowej przewożone jest transportem morskim. W 2010 roku statkami przetransportowano 1,785 mld ton ropy, co stanowiło około 22% wszystkich przewozów morskich na świecie. Statki, nazywane zbiornikowcami, pływają po morskich szlakach łączących największych producentów oraz konsumentów ropy i produktów naftowych. Najbardziej uczęszczane trasy mają swój początek na Bliskim Wschodzie i w Afryce Zachodniej, skąd prowadzą do Europy, Azji i obu Ameryk. W ostatnim dziesięcioleciu obserwować można zmiany na rynku eksporterów i importerów tego surowca. Chiny i Indie wyłaniają się jako główni importerzy, a Afryka Zachodnia i Brazylia jako coraz bardziej liczący się eksporterzy.

Odkrycia nowych złóż ropy i wyczerpywanie się niektórych pól naftowych w Europie i na Bliskim Wschodzie spowodują w najbliższym czasie dalsze zmiany w globalnej strukturze geograficznej podaży i popytu tego surowca (np. wzrost przewozów z Brazylii do Azji). W zależności od wielkości statku wybierane są krótsze trasy, poprzez kanały i cieśniny lub głębokowodne szlaki prowadzące wokół kontynentów. Stąd podróż z Zatoki Perskiej do Europy Zachodniej może trwać dwa tygodnie przez Kanał Panamski lub miesiąc trasą wokół Afryki mijającą Przylądek Dobrej Nadziei.

An additional chance for diversifying the supplies of petroleum to Poland and to the European Union is offered by the project of constructing the Odessa-Brody-Plock pipeline (with a possible extension to Gdańsk or to the west), allowing the import of high quality petroleum from deposits in the Caspian Sea region.

An important element of the investment strategy regarding liquid fuel is the increase in the petroleum storage capacity. To this end, it is planned that new tanks with a total volume of 564,000 m³ will be built. Subsequent storage tanks will be erected on tank farms in Adamowo, Plock and Gdańsk. Also, underground petroleum storage is planned to be developed.

One of the most important projects carried out under the strategy will be the construction of a new petroleum and fuel tank farm in Gdańsk to offer: petroleum accumulation and blending services; fuel accumulation and transshipment in any logistic combination (vessel, railway, road tankers) and transshipment of chemical raw materials and products. The expected volume of the farm projected in Gdańsk is about 700,000 m³, of which 400,000 m³ is dedicated to petroleum and 300,000 m³ to petroleum derivatives.

Marine transport of petroleum

About 45% of the world's production volume of petroleum is transported by sea. In 2010 vessels transported 1.785 billion tonnes of petroleum, which accounted for about 22% of the world's overall marine transport. The vessels, called tankers, sail on marine routes between the sites of the largest producers and consumers of oil and oil products. The busiest routes start in the Middle East and in West Africa and lead to Europe, Asia and both Americas. In the past ten years changes can be observed in the market of petroleum exporters and importers. China and India are the main importers and West Africa and Brazil have been gaining a strong position as exporters.

New oil fields being discovered and certain oil fields in Europe and in the Middle East becoming depleted will soon trigger further changes in the global geographical structure of demand and supply of petroleum (e.g. increase in carriages from Brazil to Asia). Depending on the size of the vessel either shorter routes through canals and straits or deep-sea routes around continents are chosen. From here the journey from the Persian Gulf to Western Europe can take two weeks through the Panama Canal or one month on a route around Africa passing the Cape of Good Hope.



Firma RAS POLAND Sp. z o.o. została założona w 2012 r. w Warszawie. Dzięki połączeniu wysokiego poziomu kadry technicznej, która posiada wieloletnie doświadczenie w testowaniu rurociągów w Polsce i za granicą, oraz wysoce specjalistycznego, unikatowego sprzętu, jesteśmy liderem na rynku usług serwisowania rurociągów. Świadczymy usługi dla firm budujących rurociągi i gazociągi oraz instalacje rurociągowie.

Wykonujemy: hydrauliczne próby ciśnieniowe standardowe i specjalne (stresowe); osuszanie rurociągów po próbach hydraulicznych; czyszczenie rurociągów, mechaniczne za pomocą tłoków jak i chemiczne; kalibracja rurociągów tłokami kalibracyjnymi; poszukiwanie miejsc nieszczelności i niedrożności w rurociągach; nieniszczące badania rurociągów za pomocą tłoków „inteligentnych”: magnetycznych i ultradźwiękowych.

Jesteśmy w stanie wykonać badania każdego rurociągu od średnicy DN 40 do średnicy DN 1400. Od chwili rozpoczęcia działalności wykonaliśmy już sprawdzenia rurociągów o łącznej długości ponad 1000 km od średnic DN 100 do DN 800. Posiadamy certyfikat ISO 9001-2008.

Naszymi Klientami są m.in.: ZRUG Sp. z o.o. z Poznania, PGNiG Technologie Sp. z o.o., ZRUG Zabrze S.A., TESGAZ S.A., Polimex-Mostostal S.A., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., JT Sp. z o.o.



Doświadczenie, wysokie umiejętności i niezawodność to Gwarancja jakości usług
Experience, high skills and reliability guarantee the quality of service

Liderzy branży / Industry leaders



RAS POLAND Sp. z o.o.

02-796 Warszawa, ul. Migdałowa 4

tel. +48 22 645 13 00-03, fax +48 22 645 13 04

e-mail: info@ras-poland.pl, www.ras-poland.pl



The company RAS POLAND Sp. z o.o. was established in 2012 in Warsaw. Thanks to a combination of the high skilled professional technical staff having long-term experience in testing pipelines in Poland and abroad and very specialist, unique equipment we are a leading provider of pipeline maintenance services. We provide services to companies building pipelines, gas pipelines and piping systems.

Our services include: standard and special (stress) hydrostatic pressure tests; drying of pipelines after hydrostatic tests; mechanical cleaning of pipelines by means of pigs and chemical cleaning; calibrating pipelines by means of pigs with calibration gauges; identifying pipe leaks and obstructions; non-destructive pipeline testing by means of “smart pigs”: magnetic and ultrasound.

We are able to perform tests on any pipeline from DN 40 to DN 1400. Since we were established we have tested pipelines with a total length exceeding 500 km and with sizes ranging from DN 100 to DN 800. We hold ISO 9001:2008 certificate.

Our customers include: ZRUG Sp. z o.o. from Poznań, PGNiG Technologia S.A., ZRUG Zabrze S.A., TESGAZ S.A., Polimex-Mostostal S.A., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., JT Sp. z o.o.

Cieśniny morskie, kanały i inne obszary ograniczonej żeglugi stanowią swego rodzaju wąskie gardła, wyznaczając dopuszczalną wielkość statków oraz maksymalne natężenie ruchu tranzytowego. Dlatego zbiornikowce dzielimy na następujące typy, których nazwy powiązane są ściśle z pokonywaną przez nie trasą:

- malaccamax – największe statki, które mogą przepłynąć Cieśninę Malacca, o maksymalnej długości 400 m, szerokości 59 m i zanurzeniu 14,5 m, co odpowiada nośności 165 tys. ton;
- suezmax – największe zbiornikowce, które mogą pokonać Kanał Sueski, w zależności od parametrów statki te mają nośność od 120 tys. do 200 tys. ton; typowy suezmax posiada następujące wymiary: długość 275 m, szerokość 48 m i zanurzenie 16 m, co odpowiada nośności 150 tys. ton;
- panamax – największe jednostki, które mogą przepłynąć Kanał Panamski, o maksymalnej długości 294 m, szerokości 32 m i zanurzeniu 12 m, co odpowiada nośności 65 tys. ton. W 2015 roku zostanie ukończona przebudowa kanału, która pozwoli na obsługę większych statków, określanych jako *new panamax* o dopuszczalnych wymiarach: długość 366 m, szerokość 49 m i zanurzenie 15 m.

Największe zbiornikowce określa się skrótami VLCC (ang. *very large crude carrier*) i ULCC (ang. *ultra large crude carrier*). VLCC mają nośność od 180 tys. do 320 tys. ton i są szeroko stosowane do transportu ropy w obszarach Morza Północnego, Morza Śródziemnego i wokół Afryki Zachodniej. ULCC to największe statki żeglugi morskiej na świecie, o nośności ponad 320 tys. ton. Te supertankowce wykorzystywane są do długodystansowego transportu ropy z Bliskiego Wschodu do Europy, Azji i Ameryki Północnej.

Rekordowa pod względem wielkości jednostka typu ULCC o nazwie „Mont” była eksploatowana do 2009 roku. Ten liczący 458 m długości statek był najdłuższym, jaki kiedykolwiek zbudowano i posiadał największą nośność w historii. W pełni obciążony zabierał do swoich zbiorników 564 tys. ton ładunku ropy naftowej. Ogólnie rzecz biorąc, był to nie tylko największy zbiornikowiec wszech czasów, ale także największy samobieżny obiekt techniczny, jaki kiedykolwiek powstał.

Eksploatowane obecnie, rekordowe zbiornikowce typu ULCC należą do klasy TI i noszą nazwy: TI Europe i TI Oceania. Statki te, o długości 380 m, szerokości 68 m i zanurzeniu 24,5 m, posiadają nośność 441 tys. ton, co odpowiada około 503 mln litrów.

Sea straits, canals and other restricted navigation areas are a kind of bottleneck determining the size of ships and the maximum intensity of transit. Therefore, tankers are classified into the following types the names of which are strictly related to their route:

- malaccamax – the largest vessels which can sail through the Strait of Malacca, with the max. length of 400 m, width of 59 m and draft of 14.5 m, which corresponds to the deadweight of 165,000 tonnes;
- suezmax – the largest tankers which can navigate through the Suez Canal depending on the parameters the DWT of these vessels ranges from 120,000 to 200,000 tonnes; a typical suezmax has the following dimensions: length 275 m, width 48 m and draft 16 m, which corresponds to DWT of 150,000 tonnes;
- panamax – the largest vessels which can sail through the Panama Canal with the max. length of 294 m, width of 32 m and draft of 12 m, which corresponds to DWT of 65,000 tonnes. In 2015 the reconstruction of the canal will be completed, allowing larger ships, the so-called new panamax, with admissible dimensions being: length 366 m, width 49 m and draft 15 m, to sail on the canal.

The largest oil tankers are referred to in short as VLCC (very large crude carrier) and ULCC (ultra large crude carrier). VLCCs have DWT from 180,000 to 320,000 tonnes and are widely used for transporting petroleum in the area of the North Sea, Mediterranean Sea and around West Africa. ULCCs are the worlds’ largest sea vessels and their deadweight exceeds 320,000 tonnes. These super-tankers are used for long-distance transport of petroleum from the Middle East to Europe, Asia and North America.

A size record-breaking ULCC called “Mont” was in use until 2009. This 458 m long ship was the longest vessel ever built and had the largest deadweight in history. Under a full load it was able to carry 564,000 tonnes of petroleum in its tanks. Generally, not only was it the largest oil tanker ever but also the largest self-propelled technical object ever built.

The record-breaking ULCC tankers currently in use are TI class ships and are called: TI Europe and TI Oceania. These vessels, 380 m long, 68 m wide and with a draft of 24.5 m, have a deadweight of 441,000 tonnes, which corresponds to about 503 million litres.

Przedsiębiorstwo Przeładunku Paliw Płynnych NAFTOPORT jest jednym z największych naftowych terminali przeładunkowych na Morzu Bałtyckim.

NAFTOPORT obsługuje morskie przeładunki ropy naftowej i produktów naftowych (paliw płynnych) w relacji eksportowej, importowej oraz w tranzycie. Jest jednocześnie jedynym terminalem w Polsce prowadzącym przeładunki ropy naftowej. Potencjał NAFTOPORTu umożliwia przeładunek ponad 40 mln ton ropy oraz 4 mln ton produktów naftowych w skali roku, co zapewnia możliwość pełnego pokrycia potrzeb rafinerii podłączonych do systemu rurociągu „Przyjaźń”.

Spółka należy do kilkunastu przedsiębiorstw uznanych za kluczowe ze względu na bezpieczeństwo Państwa w sektorze energii.

Jednym z priorytetów działalności Spółki jest bezpieczeństwo ludzi, środowiska, obsługiwanych statków i ładunków, a w przedsiębiorstwie funkcjonuje certyfikowany Zintegrowany System Zarządzania obejmujący zarządzanie jakością, środowiskowe oraz BHP, zgodny z normami PN-EN ISO 9001, PN-EN ISO 14001 i PN-N-18001.



Naftoport

Przedsiębiorstwo Przeładunku Paliw Płynnych NAFTOPORT Sp. z o.o.
80-561 Gdańsk, ul. Kpt. ż.w. W. Poinca 1 • tel. +48 58 343 74 25, +48 58 737 74 25 • fax +48 58 343 76 06, +48 58 737 76 06
e-mail: naftoport@naftoport.pl, www. naftoport.pl

Jednostki do przewozu ropy naftowej, zwane popularnie ropowcami, można podzielić na: kombinowane, specjalistyczne i uniwersalne. Ropowce kombinowane obejmują: ropo-rudowce OO (ang. *oil-ore carriers*), ropo-rudo-masowce OBO (ang. *ore-bulk-oil carriers*), produkto-rudo-masowce PROBO (ang. *product-bulk-ore*). Ropowce specjalistyczne dzielimy na konwencjonalne i produktowce. Te pierwsze służą wyłącznie do transportu surowej ropy naftowej, drugie natomiast do jednoczesnego przewozu różnego rodzaju produktów naftowych. Jednostki uniwersalne wykorzystywane są jako pływające magazyny. Ich eksploatacją zajmują się operatorzy wydobywający ropę z niewielkich złóż położonych daleko od brzegu. Statki te przyjmują produkowany surowiec na bieżąco, przez co unika się konieczności użycia kosztownych podwodnych rurociągów. Ropowce uniwersalne dzielimy na: odbiorcze FO (ang. *floating offloading unit*), magazynowo-odbiorcze FSO (ang. *floating storage, offloading unit*), przetwarzające-magazynowo-odbiorcze FPSO (ang. *floating production, storage, offloading unit*).

Wszystkie ropowce mają nadbudówkę i maszynownię zlokalizowaną w tyle statku. Pozostała część podzielona jest na specjalne przedziały będące zbiornikami, w liczbie od kilku do kilkunastu. Największe zbiorniki mają pojemność 40 tys. m³. Na zbiornikowcu ważnym pomieszczeniem jest pompownia, obsługująca proces załadunku i wyładunku, w której znajduje się również instalacja wymuszonej wentylacji i gazu obojętnego (dwutlenek węgla lub azot). System ten jest niezbędny dla zubożenia atmosfery wewnątrz zbiorników, przez co zmniejsza się ryzyko pożaru. Nowoczesne jednostki wyposażone są w podwójne poszycie kadłuba. Konstrukcyjnie, w dużym uproszczeniu, wygląda to tak, jakby mniejszy kadłub został wsadzony w większy. Przestrzeń pomiędzy nimi wykorzystuje się do przewożenia balastu, dzięki czemu woda balastowa jest w pełni odseparowana od ładunku. To także ma wpływ na ochronę środowiska, gdyż w starych typach tankowców balast przewożono w pustych zbiornikach, a przez to był zanieczyszczony resztkami ładunku, które podczas wyrzucania balastu mogły dostać się do środowiska naturalnego. W nowych typach zagrożenie to właściwie nie istnieje.

Ciekawe są statki typu OBO, czyli statki wielozadaniowe do przewozu rudy, ładunków masowych oraz płynnych. Konstrukcyjnie i w znacznej mierze funkcjonalnie są one jednak masowcami. Ich ładownie w szybki sposób mogą zostać przystosowane do przewozu każdego z tych produktów. Jednostki typu OBO wyposażone są zarówno w klapy ładowni, wykorzystywane podczas operacji przeładowywania rudy i ładunków masowych, jak i w rurociągi do produktów płynnych.

Oil transportation vessels commonly called oilers can be divided into: combined, special-purpose and universal. Combined oilers comprise: OO (oil-ore carriers), OBO (ore-bulk-oil carriers), and PROBO (product-bulk-ore carriers). Special-purpose oilers are divided into conventional and product-specific carriers. The first type is used exclusively for transporting crude oil, while the other for simultaneous transportation of various types of oil products. Universal vessels are utilised as floating stores. Their operation is a task of entities who extract petroleum from small deposits which are located far from the shore of the sea. The vessels accept the produced feedstock on an ongoing basis thus obviating the costly use of submarine pipelines. Universal oilers comprise: FO (floating offloading units), FSO (floating storage, offloading units), and FPSO (floating production, storage, offloading units).

The quarter-deck and engine room in all oilers are located at the rear of the vessel. The remaining part is divided into several to a dozen or so special compartments (tanks). The volume of the largest tanks reaches up to 40,000 m³. An important room on a tanker is the pumping room where loading and unloading operations are handled and which also contains forced draught and inert gas (carbon dioxide or nitrogen) installations. The system is required for the purpose of neutralising the atmosphere inside the tanks, thus reducing the risk of fire.

Modern vessels are characterised by double plating. Structurally, in great simplification, it looks as if a smaller hull was inserted into a bigger one. The space in between them is used for transporting ballast, thus ballast water is completely separated from cargo. This also has an influence on environmental protection since in old type tankers ballast was carried in empty tanks resulting in it becoming contaminated with residues of cargo which could get into the natural environment during the ballast unloading operation. The new types are practically free of such a hazard.

OBO, that is, multi-purpose vessels carrying ores, bulk and liquid materials, are an interesting type. In terms of structural design and to a significant extent function they are still bulk carriers. Their holds can be quickly adapted for the purposes of carrying any such product. OBO vessels are equipped with both hold trapdoors which are used for loading and unloading of ores and bulk materials and piping which are used for loading and unloading of liquid products.

Liderzy branży / Industry leaders

SIARKOPOL Gdańsk SA

„Siarkopol” Gdańsk S.A.

80-601 Gdańsk, ul. mjr. H. Sucharskiego 12

tel. +48 58 555 24 00, fax +48 58 555 24 23

zarzad@siarkopol.gda.pl, spedycja@siarkopol.gda.pl

www.siarkopol.gda.pl

od ponad 40 lat świadczymy usługi w zakresie przeładunków morskich w Porcie Gdańskim

Dysponując dogodną lokalizacją, specjalistyczną infrastrukturą oraz doświadczoną kadrą, oferujemy:

- przeładunki zbiornikowe produktów masowych płynnych: oleje napędowe, oleje opałowe, oleje bazowe, biokomponenty, oleje roślinne oraz nawozy płynne;
- przeładunki bezpośrednie produktów petrochemicznych i roślinnych w relacji import – eksport;
- przeładunki z wykorzystaniem kontenerów typu: flexitank oraz isotank;
- wolne powierzchnie magazynowe;
- usługi kolejowe świadczone na zakładowej bocznicy;
- usługi spedycyjne.



Zapraszamy do współpracy !!!

Procedury obsługi zbiornikowców na terminalu morskim są ściśle określone. Priorytetem jest zawsze bezpieczeństwo. System pomp ma wystarczającą wydajność, aby statek mógł samodzielnie zapełnić i opróżnić swoje zbiorniki. Z reguły zbiornikowiec posiada co najmniej cztery pompy ładunkowe, które charakteryzują się wysoką prędkością obrotową i umożliwiają bardzo szybkie operacje. Rata ładunkowa (ilość surowca załadowanego lub wyładowanego w określonym czasie) zależy od wielu czynników natury technicznej i eksploatacyjnej, np. od odległości zbiorników lądowych od nabrzeża. Przy wyładunku niektórych rodzajów surowców, zbiorniki muszą posiadać system podgrzewania, tak aby utrzymać ładunek w stanie płynnym. Instalacje grzewcze montowane są zazwyczaj na dnie zbiorników ładunkowych i umożliwiają podgrzanie ładunku do około 50°C. Systemy grzewcze rzadko bywają stosowane na największych statkach typu VLCC lub ULCC, ponieważ są

The procedures for handling tankers in a sea terminal are strictly defined. Safety has always been a priority. The system of pumps has a sufficient capacity in order to enable the ship to fill and empty its tanks without any aids. As a rule, a tanker has at least four loading pumps featuring high speed of rotation for very fast operation. The load rate (amount of material loaded or unloaded at a specific time) is determined by many technical and operational factors, such as, for example, the distance between onshore tanks and the wharf. For unloading of certain types of materials the tanks must be fitted with a heating system to prevent solidification of liquid cargo. Heating installations are normally installed on the bottom of the load tanks and enable heating of the cargo to a temperature of up to 50 °C. Heating systems are rarely used in the largest vessels such as VLCC or ULCC due to the fact that they



Stena Superior – tankowiec klasy suezmax o wyporności 159 236 DWT ma długość 274 m / Stena Superior – a suezmax oil tanker with 159 236 DWT is 274 m long

one zbyt duże, aby mogły być obsługiwane przez niewielkie terminale przeładowujące ciężkie i gęste odmiany ropy naftowej.

Zbiornikowce obsługiwane są na specjalistycznych terminalach portowych, zwanych terminalami paliw płynnych lub bazami paliw płynnych. Przeładunku ropy naftowej lub produktów naftowych dokonuje się poprzez przepompowanie ładunku ze zbiorników statku do tych na lądzie lub odwrotnie. W niektórych przypadkach paliwo może być przetransportowane bezpośrednio za pomocą rurociągu przesyłowego ze statku na dalsze zaplecze terminalu, nawet znajdujące się w znacznej odległości. Statek cumuje przy tzw. stanowisku statkowym, które może znajdować się przy nabrzeżu wewnątrz basenu portowego lub być usytuowane na otwartym morzu (tzw. stanowisko redowe). To ostatnie może mieć charakter stały (pale żelbetonowe, dalby cumownicze, platformy, sztuczne wyspy, pomosty, pirsy) lub pływający (boje cumownicze).

Stanowiska statkowe pływające to stosunkowo proste konstrukcje, które przybierają postać jednej boi na otwartym morzu. Zbiornikowiec cumuje do niej dziobem i może obracać się wokół niej w zależności od kierunku wiatru. Zawory ładunkowe znajdujące się w boi łączone są elastycznymi węzami z instalacją ładunkową na statku oraz rurociągami podwodnymi ze zbiornikami na lądzie. Stanowiska stałe pozwalają na całkowite unieruchomienie statku, który cumuje do wysuniętych w morze stałych elementów infrastruktury, jakimi są np. pirsy cumownicze. Rurociągi łączące stanowisko statkowe mogą biegnąć po dnie lub być ułożone na pomostach komunikacyjnych.

Przykładem morskiego terminalu paliw płynnych obsługującego duże zbiornikowce VLCC jest Naftoport w Porcie Gdańsk. Terminal ten dysponuje czterema stałymi stanowiskami statkowymi do obsługi ropy i produktów ropopochodnych zlokalizowanymi na pirsie wychodzącym w morze. Stanowiska wyposażono w ramiona przeładunkowe, które mogą pracować z wydajnością do 10 tys. m³/h. Technologia przeładunku odbywa się w systemie zamkniętym, bezpiecznym dla środowiska naturalnego. Stanowiska statkowe znajdują się w zamkniętych basenach przeładunkowych wyposażonych w zapory przeciwozlewowe i instalację przeciwpożarową. Terminal połączony z rurociągiem „Przyjaźń” i Rafinerią Gdańską obsługuje zarówno relacje importowe, jak i eksportowe. Jego roczna zdolność przeładunkowa wynosi 34 mln ton. W 2010 roku w Naftoporcie obsłużono 320 zbiornikowców, w tym ponad 80 jednostek o wielkości 100 tys. ton. Przeładowano 14,1 mln ton paliw płynnych, z czego 85% stanowiły przeładunki ropy naftowej, 6% oleju opałowego, 4% oleju napędowego, 3% benzyny, a 2% pozostałych lekkich produktów naftowych.

are excessively large for service by small terminals dealing with transshipment of heavy and thick varieties of petroleum.

Oil tankers are handled in special-purpose terminals in harbours referred to as liquid fuel terminals or liquid fuel farms (centres). Transshipment of oil or oil products takes place by pumping the cargo from the vessel's tanks to onshore tanks or the other way round. In some cases fuel can be transported directly by means of a transmission pipeline from the vessel to the facilities located at the back of the terminal, even to those at a considerable distance.

The vessel moors at the so-called berth by the wharf inside the harbour dock or situated in open sea (so-called roadstead berth). The latter can be a fixed (reinforced concrete poles, mooring dolphins, platforms, artificial islands, jetties and piers) or floating berth (mooring buoys).

Floating berths are relatively simple structures usually being a single buoy in the open sea. A tanker moors its bow to the buoy and can turn around it depending on the direction of the wind. Load valves in the buoy are connected by flexible hoses to the vessel's loading installation and by submarine pipelines with onshore tanks.

Fixed berths make it possible to completely immobilize the ship mooring to the fixed elements of infrastructure protruding into the sea, such as, for example, mooring jetties. Pipelines connecting to the berth can be either laid on the bottom or run on monkey bridges.

One example of a marine liquid fuel terminal handling large VLCC oil tankers is Naftoport in the Port of Gdańsk. The terminal has four fixed berths for handling crude oil and its derivative products located on a jetty protruding into the sea. The berths are equipped with handling arms capable of operating with a capacity of 10,000 m³/h. Transshipment operations take place in a closed system and are safe to the natural environment. The berths are located in closed docks equipped with spillage control barriers and fire prevention system. The terminal connected with the Druzhba oil pipeline and the Refinery in Gdańsk handles both import and export relations. It has an annual transshipment capacity of 34 million tonnes. In 2010 Naftoport handled 320 tankers, more than 80 of which were vessels with a deadweight of 100,000 tonnes. 14.1 million tonnes of liquid fuel were transhipped, of which 85% was petroleum, 6% fuel oil, 4% diesel oil, 3% petrol and 2% light petroleum products.

BATCHING PIGS
Multiuse and exceptional
sealing with RealSeal® cups

INTEGRITY PIGS
Pitting corrosion removal
and aggressive cleaning

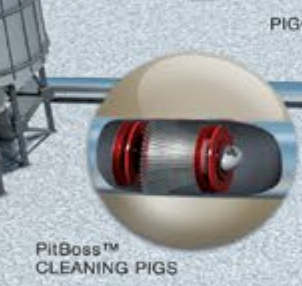
QUICK-OPENING CLOSURES
Safe and quick access to pipelines,
failsafe, and environmentally friendly

SCRAPER PASSAGE INDICATORS
Easy to install and low
maintenance costs

TANK TAPPING
New connections without
emptying tanks

PIPELINE REPAIRS
Pipe wall reinforcement
without welding

INLINE INSPECTION
Identify and characterize pipeline
integrity threats



PitBoss™
CLEANING PIGS



PIG-SIG® V
SCRAPER
PASSAGE
INDICATOR

D-2000
CLOSURES

PIGGING SERVICES

COMPLETE
PIGGING
SYSTEMS

OptionAll™ BATCHING PIGS
WITH RealSeal® CUPS

PitBoss™ CLEANING PIGS



STOPPLE® PLUGGING OPERATION



TAPPING OPERATION

MFL INSPECTIONS

VANTAGE® V PIGS

BiDirectionAll PIGS



STOPPLE® TRAIN
PLUGGING SYSTEM

HOT TAPPING &
PLUGGING
SERVICE

FOAM PIGS

OptionAll™ CLEANING PIGS

RES-Q® COMPOSITE WRAPS

PETROCHEMICAL AND
PROCESS PIPING SOLUTIONS

Pipeline Performance

www.tdwilliamson.com





Polski offshore

na szerokich wodach

Polish offshore on broad waters

Polskie firmy stają się coraz większymi graczami na rynku produkcji konstrukcji stalowych, przede wszystkim dla szeroko pojętego sektora offshore. Początkowo zamówienia realizowane były głównie dla Norwegów, ale obecnie lista klientów zaczyna obejmować także firmy z innych krajów Europy i z USA. Aby sprostać bardzo surowym wymaganiom kontrahentów polskie firmy inwestują miliony złotych w rozbudowę mocy produkcyjnych. Dzięki temu mogą realizować coraz większe i coraz bardziej zaawansowane technologicznie zamówienia.

Polish companies are becoming increasingly larger players in the steel structures production market, primarily for the needs of the offshore sector. Initially, orders came mostly from Norway but at present the list of customers includes other European countries and the USA. In order to meet the very strict requirements of their customers, Polish companies invest millions of zlotys in developing their production capacity. This way they are able to process larger orders with more advanced technologies.



Otwarcie biurowca Bałtyckiego Portu Nowych Technologii w Gdyni / Opening of the office building of the Baltic Port of New Technologies in Gdynia

Największa taka hala

Przykładem tego typu inwestycji jest największa nad Bałtykiem hala do produkcji wielkogabarytowych konstrukcji stalowych, przede wszystkim dla segmentu offshore i marine, którą w 2014 roku wybudowała gdyńska spółka Vistal. Jej współzałożycielem jest były stoczniovec, a obecnie prezes Grupy Vistal Ryszard Matyka. Razem z takimi firmami jak Energomontaż-Północ Gdynia, Mostostal Pomorze czy Remontowa Holding spółka uczestniczy w stosunkowo młodym w Polsce rynku konstrukcji offshore, który stwarza szanse zaistnienia na świecie polskich firm w tej istotnej gałęzi przemysłu.

W zakresie produkcji elementów i konstrukcji stalowych przemysł naftowy jest potencjalnym zleceniodawcą dla wielu wykonawców. Oczwistym ogniwem łańcucha wydobywania ropy naftowej są platformy wiertnicze oraz wydobywcze, podobnie jak dostawy niezbędnych do ich budowy wszelakich konstrukcji uzupełniających i jednostek wspomagających. Nowa hala Vistalu, obiekt o powierzchni 12,12 tys. m², powstał na Nabrzeżu Indyjskim w porcie gdyńskim, na terenie Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej, której podstrefę dla pozyskania inwestorów utworzył Bałtycki Port Nowych Technologii na gruntach po upadłej Stoczni Gdynia. Inwestycja kosztowała około 102 mln zł. Ta ogromna hala umożliwia budowę dwóch jednostek pomocniczych do obsługi platform wiertniczych typu PSV (*Platform Supply Vessel*) jednocześnie. Została ona wyposażona w siedem dźwigów zdolnych podnosić elementy o ciężarze 100 ton każdy oraz w linię malarską o długości 170 m zapewniającą zabezpieczenie antykorozyjne konstrukcji. Dzięki tej inwestycji moce przerobowe Vistalu wzrosły z 20 tys. ton do 30 tys. ton stali rocznie. Ponadto wzmocniono nabrzeże, aby umożliwić składowanie tam jak najcięższych konstrukcji oraz ich załadunek na barki.



Otwarcie głównego punktu zasilania dla Bałtyckiego Portu Nowych Technologii / Opening of the main transformer station of the Baltic Port of New Technologies

The largest such hall

An example of such an investment is the hall, the largest in the Baltic area, in which large-size steel structures are produced mainly for the needs of the offshore and marine segment, built in 2014 by Vistal – a company from Gdynia. It was co-founded by a former shipyard worker and currently President of Vistal Group, Ryszard Matyka. Together with companies such as Energomontaż-Północ Gdynia, Mostostal Pomorze and Remontowa Holding, the company operates in the offshore structures market, which is relatively young in Poland and provides an opportunity for Polish companies to mark their presence globally in a significant industry.

In the area of manufacturing steel components and structures the oil industry is a potential customer for numerous contractors. Oil drilling and production platforms form an obvious part of the crude oil production chain along with supplies of all supplementary structures and supporting units required for the purposes of their construction. The new Vistal hall, a facility with an area of 12.12 thousand m², was erected on the Indyjskie Wharf in the port of Gdynia, within the Pomeranian Special Economic Zone, where the Baltic Port of New Technologies revitalised the premises of the former Gdynia Shipyard and formed a subzone to attract investors. The cost of investment was about PLN 102 million. This huge hall makes it possible to build two platform supply vessels (PSV) at the same time. It is equipped with 7 cranes with a lifting capacity of 100 tonnes each and a 170 m long painting line providing anticorrosion protection of the structure. This investment has increased the processing capacity of Vistal from 20 thousand tonnes to 30 thousand tonnes of steel a year. In addition, the wharf has been reinforced to allow storing the heaviest structures and loading them onto barges.

Firma ma bowiem dostęp do 6,5 ha terenów portowych i 900 m nabrzeży: Indyjskiego i Węgierskiego w porcie gdyńskim, co umożliwia wysyłkę elementów drogą morską. Inwestycja była bardzo istotna dla Vistalu, gdyż, mając takiej wielkości halę produkcyjną, firma może budować wielkogabarytowe konstrukcje przez cały rok. Umożliwia to realizację strategicznych planów związanych z ekspansją na rynku offshore. Gdyńska spółka od kilku lat jest na nim obecna i mimo niezbyt długiego stażu stała się już znaczącym graczem. Współpracuje głównie z kontrahentami norweskimi, m.in. z koncernem Kvaerner Stord AS oraz jego podwykonawcami.

Z hal produkcyjnych Vistalu wyszły m.in.: most transportowo-technologiczny, który łączy dwie platformy (w pełni wyposażony we wszystkie instalacje techniczne), a także elementy konstrukcyjne i części nadbudówek dla platform wiertniczych na Morzu Północnym. Wśród zrealizowanych kontraktów były także: elementy platform wydobywczych dla kontrahentów z Norwegii i Wielkiej Brytanii, elementy statku PSV dla stoczni w Norwegii oraz konstrukcje dźwigów portowych dla kontrahenta fińskiego.

Rynek nowo budowanych platform wydobywczych i wiertniczych jest rynkiem dość hermetycznym i przynajmniej na razie, niedostępnym dla polskiego przemysłu jako generalnego wykonawcy. Możliwe jest powstanie pojedynczych projektów dla Grupy Lotos. Oczekiwanie, że w niedługim czasie pojawią się w kraju zamówienia na budowę kompletnych platform jest raczej mało prawdopodobne. Warto nawiasem powiedzieć, że największe światowe firmy naftowe, dostarczające kompleksowe rozwiązania m.in. dla Shell, Conoco Phillips, Petrobras czy Lundin, są obecne w Polsce i lokują tu bardzo duże projekty.

The company has access to a 6.5 ha harbour area and 900 m of wharfs: Indyjskie (India) and Węgierskie (Hungary) Wharf in the port of Gdynia, thanks to which it can dispatch the elements by sea. The project was very significant to Vistal since with such a huge production hall the company can construct large-size structures all year round. This makes it possible to accomplish strategic plans related to expansion in the offshore market. The company from Gdynia has been present in the market for several years and despite it not having a long history has already become a significant player. Its main business partners are Norwegian, among other contractors, the concern Kvaerner Stord AS and its subcontractors.

Vistal has produced, among other things: the transport and process bridge connecting two drilling platforms (complete with all technical installations) as well as structural elements and parts of the superstructure for oil rigs in the North Sea. Other contracts covered: elements of oil platforms for customers from Norway and the UK, elements of a PSV for a Norwegian shipyard and derrick cranes for a Finnish customer.

The offshore platforms construction market is quite hermetic and at least for the time being Polish industry is not able to offer EPC services for the needs of this market. It is possible that single projects will be contracted by Lotos Group. However, it is not very likely that complete platform construction contracts will appear in Poland soon. By the way, it is worth mentioning that the world's largest oil companies delivering comprehensive solutions, for instance to Shell, Conoco Phillips, Petrobras or Lundin, are present in Poland and select our country as the location of very large projects. Due to the large size and complexity of oil platforms hardly any contractor is capable of making the entire topside (the part above the water line).



Grupa Kapitałowa VISTAL – hala produkcyjna / Vistal Capital Group – production hall

Grupa Kapitałowa VISTAL jest wiodącym producentem konstrukcji stalowych dla sektora infrastrukturalnego, offshore, marine, budownictwa kubaturowego, przemysłowego, hydrotechnicznego oraz energetycznego. W ramach świadczonych usług oferujemy również kompleksowe usługi wykonywania powłok antykorozyjnych, w tym cynkowanie.

Grupa Kapitałowa VISTAL to solidność, niezawodność, doświadczenie oraz wiedza poparta wieloma certyfikatami i uznaniem naszych krajowych i międzynarodowych partnerów.

Vistal Offshore Sp. z o.o. to sprawdzony partner w projektach branży olejowej, okrętowej oraz dźwigowej ferujący kompleksowe rozwiązania dla przemysłu.

Vistal Offshore Sp. z o.o.

81-336 Gdynia, ul. Indyjska 7

tel.+48 58 350 61 55

fax +48 58 351 44 29

e-mail: offshore@vistal.pl



www.vistal.pl

Biorąc pod uwagę ogromne rozmiary platform wydobywczych oraz ich skomplikowanie, mało która firma mogłaby pokusić się o całościowe wykonanie na przykład „topside’u” (nadwodnej części platformy). Natomiast duże ich części są bardzo pożądanymi projektami, leżącymi w zakresie możliwości technicznych naszych wytwórców konstrukcji stalowych. Dla klientów dywersyfikacja wykonawców jest korzystna, gdyż umożliwia jednocześnie realizowanie wielu etapów inwestycji. Jednak najistotniejszym elementem logistycznej układanki jest łatwy transport elementów zarówno z Polski do Norwegii, jak i bezpośrednio na Morze Północne, miejsce eksploatacji znacznej liczby platform.

Vistal jest zainteresowany produkcją także dla morskiej energetyki wiatrowej. Nowa hala na Nabrzeżu Indyjskim umożliwia budowę wielkogabarytowych konstrukcji, w tym fundamentów wież wiatrowych jak również stacji transformatorowych czy platform mieszkalnych. Spółka uczestniczyła w budowie jednostki typu *heavy jack-up* do montażu wież wiatrowych. W Vistalu opracowano koncepcję wielkogabarytowej konstrukcji pływającej dok-wieża (*Vistal Floating Turbine*). Jest to fundament pływający, który umożliwia instalowanie wież siłowni wiatrowych lub wież noszących (np. urządzenia telekomunikacyjne lub meteorologiczne) na morzu o głębokości od około 100 m. Spółka nie zamierza rezygnować z podstawowej działalności, którą pozostają lądowe konstrukcje stalowe. Jest bowiem jednym z liderów produkcji i montażu stalowych mostów w Polsce. Uczestniczyła w budowie ponad 120 mostów, w tym siedem na Wiśle, m.in. w Warszawie, Gdańsku i Płocku. Ponadto pracowała przy budowie mostów w Niemczech, Szwecji (Danviksbron w Sztokholmie, w Hökerum nad rzeką Viskan) i Norwegii (Senja), a także wyprodukowała służbę dla elektrowni wodnej Hissmofors w Szwecji oraz elementy suwnic STS dla firmy Konecranes.



Grupa Kapitałowa VISTAL – hala produkcyjna / Vistal Capital Group – production hall

On the other hand, large parts of platforms are very desirable projects which can be rendered by Polish producers of steel structures. The diversification of contractors offers great advantages to customers since it makes it possible to complete multiple stages of the investment at the same time. However, the most significant element of the logistics puzzle is easy transport of the elements both from Poland to Norway and directly to the North Sea where a considerable number of platforms are in operation.

Vistal is also interested in production for the needs of the offshore wind power industry. The new hall at the Indyjskie Wharf makes it possible to produce large size structures, including the foundations of wind towers and transformer stations or housing platforms. The company participated in the construction of a heavy jack-up for the assembly of wind towers. Vistal developed the concept of a large size floating dock-tower structure (Vistal Floating Turbine). This is a floating foundation on which the towers of wind turbines or carrier towers (e.g. for telecommunications or weather equipment) can be installed offshore at depths starting from about 100 m. The company does not intend to give up its core activity, that is, onshore steel structures. It is one of the leaders in the production and assembly of steel bridges in Poland. It took part in building more than 120 bridges, including 7 on the Vistula, e.g. in Warsaw, Gdańsk and Płock. In addition, it has worked on the construction of bridges in Germany, Sweden (Danviksbron in Stockholm, in Hökerum over the river Viskan) and Norway (Senja). It also manufactured the sluice for the hydroelectric power plant Hissmofors in Sweden and elements of STS gantry cranes for the company Konecranes.

Precyzyjna obróbka

W nową halę produkcyjną zainwestowała również spółka Energomontaż-Północ Gdynia (EPG), należąca do państwowej grupy MARS Shipyards & Offshore. Firma specjalizuje się w budowie sekcji i modułów dla górnictwa podmorskiego, morskiej energetyki wiatrowej oraz jednostek dla sektora offshore. Działalność EPG skupia się obecnie w nowej hali, którą otwarto we wrześniu 2013 roku na terenie upadłej Stoczni Gdynia. Inwestycja kosztowała 65 mln zł. Fabryka o powierzchni 2,4 tys. m² wyposażona jest w precyzyjne maszyny sterowane numerycznie, które umożliwiają produkcję nie tylko elementów dla offshore, ale także dla energetyki i lotnictwa. Pracuje tam największa nad Bałtykiem obrabiarka, zdolna obsługiwać elementy ważące do 120 ton. EPG dysponuje również nowoczesnym urządzeniem zintegrowanym z robotem do przestrzennego cięcia i spawania rur o średnicy do 1,2 m. Maszyna jest szczególnie przydatna w wytwarzaniu elementów stalowych dla branży offshore.

Kontrahenci zarówno z Norwegii, jak też z innych krajów europejskich zainteresowani są elementami platform wiertniczych, najczęściej wraz z wyposażeniem. Wśród zrealizowanych przez EPG projektów znalazły się m.in.: wieża do interwencji w odwiertach, będąca elementem wyposażenia platformy serwisowej Helix koncernu National Oilwell Varco (NOV), sekcje platformy wydobywco-procesowej dla norweskiej firmy Edvard Grieg czy wyciągarki AHC (*Active Heave Compensation*) dla Aker Egersund, TTS Offshore Handling Equipment i NOV. Firma zbudowała także elementy wyposażenia statków pomocniczych dla offshore typu AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) i PSV. Do tego dochodzi produkcja elementów farm wiatrowych, głównie części fundamentów oraz stacji transformatorowych. W tym segmencie EPG wyprodukował pokłady trafostacji dla farmy wiatrowej Nordsee Ost i konstrukcję zabezpieczającą elementy fundamentów farm wiatrowych. Oba zlecenia wykonano dla Bladt Industries AS. Ponadto obróbka rur, możliwa do wykonania przez EPG, sprzyja rozwijaniu nowych specjalizacji, m.in. produkcji różnego rodzaju fundamentów wież wiatrowych.

Precise machining

The company Energomontaż-Północ Gdynia (EPG), forming part of the state-owned group MARS Shipyards & Offshore, has also invested in the new production hall. The company specializes in constructing sections and modules for the deep sea mining, offshore wind power and offshore sector. Currently EPG operates in a new hall opened in September 2013 on the site of the former Gdynia Shipyard. The cost of the investment was PLN 65 million. The factory, covering an area of 2.4 thousand m², is equipped with



HYDRO-NAVAL Sp. z o.o.

precise, numerically controlled machinery used for the production of elements designed for the offshore industry as well as power and aviation industry. It is where the Baltic's largest machining centre capable of processing elements weighing up to 120 tonnes operates. In addition, EPG has a modern integrated unit with a robot for spatial cutting and welding of pipes with diameters of up to 1.2 m. The machine is especially useful in manufacturing steel elements for offshore applications.

Customers from both Norway and from other European countries are interested in elements of oil platforms, and most often want to buy them with equipment and accessories. Projects completed by EPG include: a well intervention submersible unit as an element of the service platform Helix of the con-

cern National Oilwell Varco (NOV), components of the production and process platform for the Norwegian company Edvard Grieg and AHC (*Active Heave Compensation*) for Aker Egersund, TTS Offshore Handling Equipment and NOV. The company also built elements of offshore support vessels of the AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) and PSV type. This is completed by the production of wind farm elements, especially parts of foundations and transformer stations. In this segment EPG produced transformer stations for the wind farm Nordsee Ost and the structure safeguarding elements of wind farm foundations. Both orders were completed for Bladt Industries AS. In addition, pipe machining capabilities of EPG foster the development of new specialisations, among other things, the production of various types of wind tower foundations.

STREFA DLA GOSPODARKI MORSKIEJ

- Oferujemy atrakcyjne działki inwestycyjne na terenach postoczniovych
- Rewitalizujemy infrastrukturę i modernizujemy budynki i budowle na potrzeby inwestorów z branży morskiej
- Stwarzamy warunki dla lokalizacji i rozwoju projektów offshore
- Wspieramy transfer innowacyjnych technologii poprzez ofertę Bałtyckiego Portu Nowych Technologii
- Współtworzymy klastry: Polski Klaster Morski, Bałtycki Klaster Ekoenergetyczny, Strefowy Klaster Edukacyjny i inne
- Realizujemy dedykowane gospodarce morskiej projekty unijne, szkoleniowe i konferencyjne
- Współpracujemy z władzami państwowymi i lokalnymi, uczelniami, ośrodkami naukowymi, instytucjami otoczenia biznesu

Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna sp. z o.o. zarządza terenami inwestycyjnymi o powierzchni ponad 1859 ha w Polsce północnej. Głównym atutem Strefy jest oferowana inwestorom pomoc publiczna w postaci zwolnienia z podatku dochodowego. Do korzystania z pomocy publicznej upoważnia przedsiębiorcę zezwolenie wydawane przez PSSE sp. z o.o., jako spółkę zarządzającą specjalną strefą ekonomiczną. Wysokość pomocy publicznej jest zróżnicowana i waha się od 25% do 55% w zależności od województwa i wielkości przedsiębiorstwa.

Zwolnienie z podatku dochodowego mogą uzyskać przedsiębiorcy, którzy spełniają równocześnie dwa kryteria – zainwestują na terenie SSE minimum 100 tys. euro oraz prowadzona przez nich działalność gospodarcza kwalifikuje się do objęcia pomocą publiczną. Kryteria te reguluje rozporządzenie w sprawie pomocy publicznej udzielanej przedsiębiorcom działającym na podstawie zezwolenia na prowadzenie działalności gospodarczej na terenach specjalnych stref ekonomicznych.

Obok pomocy publicznej Pomorska SSE oferuje też szereg innych korzyści np: dostępność atrakcyjnych uzbudowanych w infrastrukturę terenów inwestycyjnych, możliwość zakupu lub wynajmu objętych granicami Strefy nieruchomości – w tym również biur i laboratoriów czy wsparcie spółki zarządzającej Strefą w kwestiach prawnych, podatkowych i organizacyjnych związanych z realizacją inwestycji. Już na etapie aplikowania do Pomorskiej SSE każdy z inwestorów ma swojego opiekuna, również po rozpoczęciu działalności na terenie Strefy otaczany jest wszechstronną opieką poinwestycyjną.

Pomorska SSE powstała już kilkanaście lat temu, ale jej działalność polega nie tylko na tworzeniu warunków do inwestowania dla firm i przygotowywaniu dla nich infrastruktury. **Strefa dziś, to również nowe kierunki działania, wśród których wiodącym jest wspieranie innowacyjności i nowoczesnych technologii.** Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna stale dąży do wypracowania nowoczesnej formuły działania, szuka sposobów na przyciąganie biznesu rozumiejąc, iż polska gospodarka, by sprostać wyzwaniom konkurencyjności, musi wdrażać nowe technologie.

Jednym z realizowanych przez Pomorską Specjalną Strefę Ekonomiczną innowacyjnych projektów biznesowych jest **Bałtycki Port Nowych Technologii w Gdyni**. Jest to projekt łączący proces rewitalizacji terenów po dawnej Stoczni Gdynia ze wsparciem rozwoju przedsiębiorczości na Pomorzu. Port oferuje swoim beneficjentom szereg korzyści wynikających z funkcjonowania w Strefie: pomoc publiczną w formie zwolnienia z podatku dochodowego, pomoc we wdrażaniu i transferze nowych technologii, usługi organizacyjne, informacyjne i konsultacyjne.

Po zbudowaniu zaplecza biurowo-konferencyjnego dla firm z branży stoczniowej (budynek tzw. Akwarium) i zakończeniu rewitalizacji terenów po byłej Stoczni Gdynia powstał piękny, nowoczesny teren inwestycyjny z zapleczem biurowym i badawczo-rozwojowym. Było to możliwe dzięki współpracy z Zarządem Portu Gdynia, z terminalami kontenerowymi i firmami otaczającymi tereny postoczniovych. Warto dodać, że BPNT nie zwalnia tempa rozwoju i już niedługo Strefa odda do użytku na terenach postoczniovych w Gdyni nowy obiekt – **Park Konstruktorów**. Będzie to miejsce przeznaczone dla wszystkich kreatorów, projektantów i inżynierów, w którym będą mogli rozwijać zaawansowane projekty technologiczne „od koncepcji do produktu”. W Parku Konstruktorów znajdują się też laboratoria, zaprojektowane na potrzeby naszych inwestorów.

Dzięki działaniom Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej na terenie Bałtyckiego Portu Nowych Technologii firmy inwestujące w tereny postoczniovych i nowi inwestorzy z Polski i z zagranicy mogą swobodnie rozwijać swoje środowisko biznesowe, a w szczególności produkcję offshore.

Przykłady firm z branży offshore, które prowadzą działalność na terenie BPNT:

Crist SA	Główny profil działalności - budowa i remonty statków, konstrukcji stalowych oraz konstrukcji offshore, największa stocznia na obszarze gdynskim;
Energomontaż-Północ Gdynia Sp.z o.o.	Działalność w sektorze offshore (moduły oraz sekcje platform wiertniczych, wieże obsługowe, konstrukcje stalowe dla elektrowni wiatrowych, dźwigi typu offshore, unikatowe konstrukcje offshore), rurociągi, konstrukcje stalowe dla przemysłu budowy i remontów statków i portów, przemysł stoczniowy (remonty statków, konwersje, nowe budowy, dokowania) oraz budowy, remonty w zakładach przemysłowych
Vistal Offshore Sp.z o.o.	Firma, która przystąpiła do budowy wielkiej wytwórni konstrukcji stalowych, wielkogabarytowych, przeznaczonych dla morskich lokalizacji typu offshore
Gafako Sp. z o.o.	Firma oferuje: wytwarzanie i obróbkę mechaniczną konstrukcji stalowych, dla offshore i do zastosowań lądowych, wyżarzanie odprężające konstrukcji stalowych, zwijanie blach, usługi w zakresie cięcia gazowego i plazmowego blach, montaż mechaniczny i hydrauliczny urządzeń oraz przeprowadzanie prób zdawczych FAT

Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna sp. z o.o.
ul. Władysława IV 9, 81-703 Sopot
Tel.: 58 555 97 15, Fax: 58 555 97 11
E-mail: invest@strefa.gda.pl
www.strefa.gda.pl

Liderzy branży / Industry leaders

**REMONTOWA
HOLDING**

Remontowa Holding S.A.

80-958 Gdańsk, ul. Na Ostrowiu 1

tel. +48 58 309 11 69

e-mail: biuro@remontowaholding.pl

www.remontowaholding.pl



REMONTOWA HOLDING SA – największa prywatna grupa przemysłowa na Pomorzu (trzecia w Polsce). W skład Remontowa Holding wchodzi dwie stocznie – Remontowa Shiprepair Yard i Remontowa Shipbuilding, a także biuro projektowe Remontowa Marine Design & Consulting. Oprócz nich jest kilkadziesiąt firm z sektora okrętowego i offshore. Są to producenci zaawansowanych technologicznie maszyn i urządzeń, spółki świadczące usługi specjalistyczne, a także firmy z sektora meblowego.

Współpracujemy z najbardziej wymagającymi klientami z całego świata. Łączymy doświadczenie z innowacyjnością. Wciąż się doskonalimy, by stać jeszcze lepszymi partnerami dla odbiorców naszych produktów i atrakcyjnym miejscem pracy dla najlepszych pracowników.

W grupie kapitałowej Remontowa Holding pracuje ponad 8 tys. pracowników. To właśnie ludzie tworzą we wszystkich przedsiębiorstwach holdingu najwyższą wartość. Jednak u podłoża sukcesu leży realizowana konsekwentnie od lat wizja stworzenia i rozwoju prężnej grupy spółek Remontowa Holding, które dzisiaj znane są w branży okrętowej na całym świecie.

Wspólnym wysiłkiem zbudowaliśmy markę znaną w branży okrętowej na całym świecie, która jest synonimem sukcesu.



REMONTOWA HOLDING SA – the largest privately-owned industrial group in Pomerania (third in Poland). Remontowa Holding consists of two shipyards – Remontowa Shiprepair Yard and Remontowa Shipbuilding

– and a design office Remontowa Marine Design & Consulting. Its other members are several dozen companies from the shipping and offshore sector. These are producers of high tech machinery and equipment, companies providing specialist services and furniture making companies.

We work with the most demanding customers from all over the world. We combine experience with innovations. We are continuously improving our operations to become even better partners for buyers of our products and an attractive employer for the best employees.

The capital group Remontowa Holding has more than 8 thousand employees. People are considered the greatest value in all companies of the holding. However, the success is underlain by the vision of creating and developing a resilient group of companies of Remontowa Holding recognised in the shipping industry throughout the world. This vision has

been consistently pursued for years.

Thanks to our joint efforts we have created a brand that is recognised in shipping industry throughout the world and is synonymous with success.



HACO Sp. z o.o., firma utworzona w 1989 roku i od 10 lat działająca na terenie Pruszcza Gdańskiego, jest wytwórcą szerokiej gamy osprzętu i konstrukcji okrętowych. Posiadamy bogato wyposażony park maszynowy umożliwiający szeroki zakres obróbki mechanicznej produkowanych przez nas elementów – frezowanie, struganie, wiercenie, gwintowanie, szlifowanie itp. Wszystkie konstrukcje okrętowe możemy dostarczyć wyposażone w instalacje elektryczne i hydrauliczne. Realizujemy również wykończenie powierzchni cynkowaniem oraz czyszczeniem i malowaniem wykonanych konstrukcji farbami podkładowymi i finalnie.

HACO produkuje również elementy i konstrukcje wykorzystywane w przemyśle wydobywczym paliw kopalnych. Od kilku lat produkujemy elementy systemów wydobywczych na platformy wiertnicze, wysięgniki serwisowe systemów wydobycia głębinowego, elementy obsługi brzegowej, elementy wyposażenia morskich wydobywczych jednostek serwisowych.

Produktem końcowym są kompletne urządzenia wyposażone w instalacje hydrauliczne i elektryczne, poddane testom funkcjonalności i działania, dostarczane bezpośrednio do użytkownika końcowego. Naszymi odbiorcami są przedsiębiorstwa ze wszystkich kontynentów i wielu krajów świata zajmujące się transportem morskim oraz lądowym i morskim wydobyciem paliw kopalnych.

Firma HACO oferuje również usługi z zakresu cięcia laserowego i cięcia gazowego. Wysoką jakość usług potwierdzają certyfikaty towarzystw klasyfikacyjnych oraz system ISO9001.



Liderzy branży / Industry leaders

HACO[®]
SP. Z O.O.

Haco Sp. z o.o.

83-000 Pruszcz Gdański, ul. Obrońców Westerplatte 5A

tel. +48 58 773 77 70, fax +48 58 773 77 99

www.haco.com.pl

HACO Sp. z o.o., a company established in 1989 and for 10 years operating in Pruszcz Gdański, is a manufacturer of a wide range of vessel rigging and structures. We have a sumptuously equipped park of machinery enabling a wide range of machining operations performed on the manufactured elements, including:

milling, chipping, drilling, thread cutting, grinding etc. We can supply all vessel structures equipped with electrical and hydraulic systems. We also provide surface finish by galvanising as well as cleaning and painting of the manufactured structures with primers and applying final paint coats.

In addition, HACO manufactures elements and structures used in fossil fuels extractive industry. For several years we have produced elements of extracting systems for oil rigs, telescope jibs of deep extraction systems, elements of shore servicing stations and elements of equipment for marine extractions service vessels.

Our final products are complete devices equipped with hydraulic and electrical systems, subject to functional and operational testing and delivered directly to the end user. Our customers are enterprises from all continents and numerous countries worldwide dealing with maritime transport and onshore and offshore extraction of fossil fuels.

HACO also offers laser cutting and gas cutting services. The high quality of its services is certified by classification societies and according to ISO9001 system.

Inwestycje w potencjał

Liderem produkcji dla sektora offshore w centralnej Polsce jest Zamet Industry z Piotrkowa Trybunalskiego, który realizuje kontrakty przede wszystkim dla odbiorców norweskich, a głównym klientem jest grupa Aker Solutions. Zamet dostarczył dla tego odbiorcy m.in. podwodne elementy konstrukcji do wydobycia ropy i gazu, które zostaną wykorzystane przez Norwegów w Afryce (złoża: Moho Nord w Republice Kongo i Kaombo w Angoli). W 2014 roku Zamet przejął Mostostal Chojnice, firmę specjalizującą się w budowie konstrukcji stalowych, w tym elementów platform wiertniczych, wież wiertniczych, mostów czy zadaszeri stadionów. Spółka będąca w upadłości likwidacyjnej została kupiona za 26,1 mln zł. Potencjał Mostostalu w zakresie konstrukcji stalowych sięga kilkunastu tysięcy ton rocznie, co znacznie zwiększa możliwości produkcyjne Zametu.

Polski rynek offshore to nie tylko duże firmy, ale również średnie przedsiębiorstwa produkujące na zamówienie zagranicznych kontrahentów. Przykładem może być HYDRO-NAVAL z Ustki, które w zakresie obróbki elementów stalowych współpracuje m.in. z NOV, Atlas Elektronik, Rapp Hydema czy grupą TTS. Zakład wprowadził do produkcji urządzenia dla przemysłu wydobycia ropy naftowej (np. *hydraracker*). W tej dziedzinie działa także spółka Haco, która jest wytwórcą szerokiego asortymentu osprzętu i konstrukcji stalowych, w tym systemów wydobywczych dla platform wiertniczych, wysięgników serwisowych systemów wydobycia głębinowego czy elementów wyposażenia morskich wydobywczych jednostek serwisowych (m.in. dla koncernu NOV i grupy TTS).

W budowie dużych konstrukcji stalowych specjalizuje się spółka Stalkon z Polic. Urządzenia wyprodukowane przez tę firmę pracują w portach, elektrowniach i kopalniach, m.in. w Australii, Kanadzie, Meksyku, Chile, Mauretanii oraz prawie w każdym państwie europejskim.

To właśnie Stalkon wykonał w 2012 roku, ważącą 212 ton, stalową fasadę nowego lotniska w Berlinie. Najnowszą specjalnością Stalkonu są konstrukcje dla offshore. W 2013 roku firma rozpoczęła produkcję, ważącej 650 ton, trafoplatfory dla instalacji offshorowej. Sektor ten zamówił w spółce również dźwigi, które zostaną zamontowane na platformach znajdujących się na Morzu Północnym i Bliskim Wschodzie.

Maszyny dla przemysłu morskiego wraz z wyposażeniem hydraulicznym i elektrycznym oferuje gdański Cemet Ltd., a szczeciński Cermar produkuje konstrukcje stalowe offshore, korzystając z hal i nabrzeży zlokalizowanych nad Odrą, co ułatwia transport tych elementów drogą wodną. Na rynku rafineryjnym, gazowym, energetycznym, a także stoczniowym operuje również Marant Polska, a spółka IDEK oferuje doradztwo oraz projektowanie konstrukcji i instalacji offshore.

Investing in the potential

The leading producer for the offshore industry in central Poland is Zamet Industry of Piotrków Trybunalski, which carries out contracts mostly for Norwegian customers, and its main customer is the group Aker Solutions. Zamet supplied, among other things, submersible elements of oil and gas production equipment to this customer. They will be used by the Norwegians in Africa (reserves: Moho Nord in the Republic of Congo and Kaombo in Angola). In 2014 Zamet acquired Mostostal Chojnice, a company specialising in the construction of steel structures, including elements of oil platforms, oil rigs, bridges and stadium roofing structures. The company in liquidation bankruptcy was purchased for PLN 26.1 million. The potential of Mostostal in the area of steel structures reaches several thousand tonnes a year, which considerably increases the production capacity of Zamet.

The Polish offshore market is not only large businesses but it also involves medium-size businesses manufacturing to the order of foreign customers. An example is Hydro-Naval from Ustka, working, for instance, with NOV, Atlas Elektronik, Rapp Hydema and TTS group in the area of machining of steel elements. The plant launched the production of crude oil production equipment (e.g. hydraracker). This is also the operating field of Haco – the manufacturer of a wide range of steel equipment and structures, including production systems for oil rigs, telescope jibs of deep extraction systems and elements of equipment for offshore platform service vessels (e.g. for the concern NOV and TTS group).

The construction of large steel structures is the specialty of Stalkon from Police. Equipment produced by this company operates in ports, power stations and mining facilities, in, among other places, Australia, Canada, Mexico, Chile, and Mauretania and in almost every country in Europe. In 2012 Stalkon produced a 212-tonne steel facade for the new airport in Berlin. Recently Stalkon has been specializing in offshore structures. In 2013 the company commenced the production of a 650-tonne offshore transformer platform. This sector also ordered cranes to be assembled on platforms located on the North Sea and in the Middle East.

Machinery for the maritime industry including hydraulic and electrical equipment is offered by Cemet Ltd. of Gdańsk, and Cermar of Szczecin makes offshore steel structures using the halls and wharfs located on the Odra, which facilitates transport of these elements by water. Another entity operating in the refinery, gas, power and shipbuilding market is Marant Polska, and the company IDEK offers offshore structures and installations consulting and design services.



Stocznia remontowa Nauta / Repair shipyard Nauta

Wiatr od morza

W Szczecinie na początku maja 2015 roku oddano do użytku fabrykę konstrukcji stalowych firmy Teleskop, należącej do belgijskiej spółki Teleyard. Zakład ma produkować również elementy dla branży offshore. Fabryka powstała w podstrefie Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej. Zajmuje 38 ha wraz z nabrzeżem nad Odrą, przystosowanym do załadunku konstrukcji stalowych o wadze około 650 ton. Teleyard wytwarza nowoczesne konstrukcje z wysokiej jakości stali odpornej na ścieranie. Jest częścią belgijskiego holdingu Telemond, specjalizującego się w produkcji konstrukcji spawanych. Zgodnie z planami inwestycyjnymi spółki, obejmującymi budowę kolejnych hal i nabrzeża, docelowo zatrudnienie znajdzie tam niemal 1 tys. osób. Belgowie w Polsce prowadzą interesy już ponad 13 lat, a pierwsze inwestycje ulokowali w Kostrzynie nad Odrą. Projekt w Szczecinie zakłada współpracę z instytucjami naukowymi, w tym szczecińskimi uczelniami: Zachodniopomorskim Uniwersytetem Technologicznym i Akademią Morską.

Również w Szczecinie, na Ostrowie Brdowskim niegdyś eksploatowanym przez dzisiejszą Morską Stoczníę Remontową „Gryfia”, powstaje fabryka fundamentów morskich wież wiatrowych. Inwestycja realizowana jest przez spółkę Bilfinger Mars Offshore (jej udziałowcami są niemiecki koncern Bilfinger i grupa MARS Shipyards & Offshore), a grunty, na których budowany jest zakład, znajdują się w szczecińskiej podstrefie Specjalnej Strefy Ekonomicznej Euro-Park Mielec. Fabryka została zaprojektowana pod kątem produkcji seryjnej, co oznacza, że wielkogabarytowe konstrukcje stalowe do morskich wież wiatrowych będą wytwarzane w systemie ciągłym. Jej zdolność przerobowa stali szacowana jest na około 120 tys. ton rocznie; tak więc firma może sprzedawać nawet 60 fundamentów jednopalowych i platform pośrednich oraz 60 fundamentów kratownicowych (80 fundamentów przy dwóch liniach produkcyjnych). Na terenie zakładu możliwe będzie składowanie wyprodukowanych elementów.



Jednostka Ceone Amazon / Ceone Amazon

Wind from the sea

At the beginning of May 2015 a steel structures factory of Teleskop, a subsidiary of Teleyard of Belgium, was put into service in Szczecin. The facility will also produce elements for the offshore industry. The factory was built in the subzone of the Kostrzyn-Słubice Special Economic Zone. It covers an area of 38 ha including a wharf on the Odra, adapted to loading steel structures weighing about 650 tonnes. Teleyard manufactures modern structures from high quality steel resistant to abrasion. It forms part of a Belgian holding, Telemond, specializing in the production of welded structures. According to the investment plans of the company, which include the construction of subsequent halls and a wharf, it will ultimately provide employment to nearly 1 thousand people. The Belgians in Poland have been doing business for more than 13 years and their first investments were located in Kostrzyn on the Odra. The project in Szczecin assumes liaison with scientific institutions, including universities: the West Pomeranian University of Technology and the Maritime University of Szczecin.

Also in Szczecin, in Ostrów Brdowski, which used to be the grounds of the present shipyard Morska Stocznia Remontowa „Gryfia”, a factory of the foundations of offshore wind turbines is currently under construction. The investment is being carried out by the company Bilfinger Mars Offshore (its shareholders are the German concern Bilfinger and the group MARS Shipyards & Offshore), and the land on which the works are being erected is situated within the Szczecin subzone of the Special Economic Zone Euro-Park Mielec. The factory was designed for serial production, which means that large size steel structures for offshore wind turbines will be produced in a continuous system. Its annual steel processing capacity is estimated at about 120 thousand tonnes; thus, the company can sell even 60 single-pile foundations and intermediate platforms and 60 latticework foundations (80 foundations on two production lines).

Liderzy branży / Industry leaders



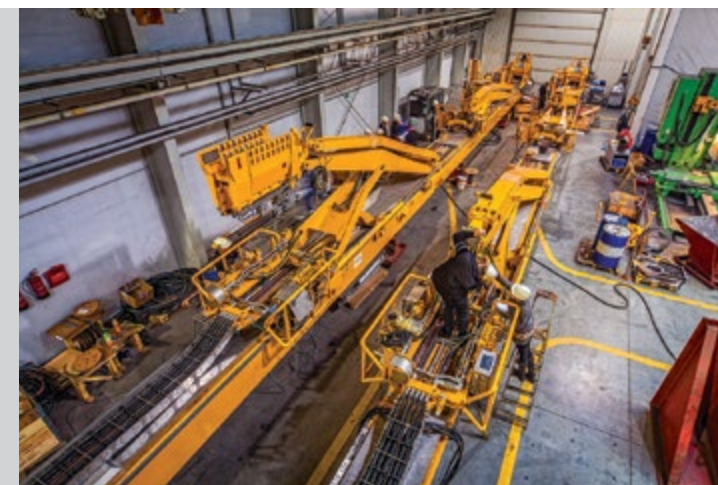
HYDRO-NAVAL Sp. z o.o.

Polska, 76-200 Słupsk, ul. Braci Staniuków 16

tel. +48 59 844 50 00, fax +48 59 844 50 20

e-mail: office@hydro-naval.com

www.hydro-naval.com



PONAD 30 LAT W BRANŻY MORSKIEJ

Spółka HYDRO-NAVAL jest dynamicznie rozwijającą się firmą produkującą urządzenia dla przemysłu wydobywczego ropy naftowej, zarówno na lądzie, jak i na morzu. Produkuje ponadto specjalistyczne wyposażenie okrętowe, dźwigi, wciągarki, a także urządzenia i systemy dla Marynarki Wojennej.

Fabryka zlokalizowana jest w Słupsku na powierzchni około 28 tys. m² i zatrudnia ponad 130 osób. Trzon załogi tworzą doświadczeni pracownicy o wysokich kwalifikacjach specjalizujący się w zakresie budowy konstrukcji stalowych oraz systemów i urządzeń hydraulicznych dla przemysłu offshore.

Firma dysponuje własnym biurem technologicznym i nowoczesną halą produkcyjno-remontową wyposażoną w stanowiska spawalnicze połączone i kontrolowane za pośrednictwem sieci informatycznej, maszyny CNC do obróbki stali, komory: śrutowniczą i malarską.

Uniwersalne wyposażenie parku maszynowego stwarza szerokie możliwości kompleksowej obróbki stali i budowy konstrukcji stalowych o różnych gabarytach. Wykonane w zakładzie zabezpieczenia antykorozyjne spełniają standardy malarskie NORSOK M-501 i przedłużają żywotność konstrukcji w niesprzyjającym klimacie.

Dodatkowym atutem spółki są certyfikaty: systemu jakości ISO 9001:2008 i ISO 3834-2:2005 dotyczący spawania materiałów metalowych, a także certyfikat AQAP 2120:2009 dla kontraktów wojskowych oraz atesty Wojskowego Dozoru Technicznego i uznanych towarzystw klasyfikacyjnych (DNV, LR, ABS).

Spośród produkowanych przez HYDRO-NAVAL urządzeń dla sektora offshore należy wyróżnić: Drill Floor Manipulator Arm, HYDRARACKER, Floor Monkey, Travelling Block, Service and Access Basket, BOP Moonpool Guiding System, Guide Arm, X-Tree Support System, Standbuilding Guide System, Conductor Tensioner Unit, Mousehole, Retractable Dolly, Sheave Cluster, itp.

Firma brała także czynny udział w pełnym cyklu rozwoju nowych prototypowych urządzeń dla sektora offshore, m.in. Mousehole Racking System czy Service and Access Basket.

Specjalistyczne zaplecze, ponad 30-letnie doświadczenie i wykwalifikowana kadra decydują o mocnej pozycji Spółki HYDRO-NAVAL wśród producentów urządzeń dla przemysłu wydobywczego ropy naftowej.



MORE THAN 30 YEARS IN THE MARITIME INDUSTRY

HYDRO-NAVAL is a dynamically developing company which produces equipment for onshore and offshore oil production. In addition, it manufactures specialist equipment for vessels such as lifts and winches as well as equipment and systems for the Navy.

The factory is situated in Słupsk within the area of about 28,000 square metres and it has more than 130 employees. The core personnel consist of experienced, high-skilled workers specialising in the construction of steel structures and hydraulic systems and equipment for the offshore industry.

The company runs its own engineering office and has a modern production and repair shop with welding stations integrated and controlled through an IT network, as well as CNC steel machining centres and a sand-blasting and a paint spray booth.

The universal equipment of the machinery park provides a wide range of options for complex machining of steel and for erecting steel structures of various dimensions. Anti-corrosion protection coatings applied in the plant meet the painting standards NORSOK M-501 and extend the life of the structure in unfavourable conditions.

An additional advantage of the company is certification awarded with regard to its: quality system ISO 9001:2008 and ISO 3834-2:2005 with reference to welding of metal materials and AQAP 2120:2009 certificate for military contracts as well as approvals from the Military Technical Supervision and recognised classification societies (DNV, LR, ABS).

Offshore equipment made by HYDRO-NAVAL includes for instance: Drill Floor Manipulator Arm, HYDRARACKER, Floor Monkey, Travelling Block, Service and Access Basket, BOP Moonpool Guiding System, Guide Arm, X-Tree Support System, Standbuilding Guide System, Conductor Tensioner Unit, Mousehole, Retractable Dolly, Sheave Cluster etc.

The company also took active part in the full cycle development of new offshore equipment prototypes such as Mousehole Racking System or Service and Access Basket.

Specialist backup facilities, more than 30 years of experience and skilled personnel have determined the strong position of HYDRO-NAVAL among manufacturers of oil production industry.

Liderzy branży / Industry leaders

**Cermar Industry Sp. z o.o.**

70-542 Szczecin, ul. Sienna 5a/2

tel. +48 91 489 45 67, fax +48 91 489 44 71

e-mail: office@cermar.com.pl, www.cermar.com.pl

**Rozmowa z Markiem Janem Stengertem, prezesem Cermar Industry****Jaka jest geneza nazwy waszej firmy?**

Mottem mojej działalności w biznesie jest pełne zaangażowanie się w to, co się wykonuje dla klientów, łącząc techniczne zasoby, zaawansowane wytwarzanie i niezawodność. Po angielsku można to wyrazić jako combined engineering resources manufacturing advanced reliability for industry. Pierwsze litery utworzyły nazwę naszej firmy.

Cermar powstał w 1993 roku. Jakie są różnice między tamtą firmą, a tą dzisiejszą?

Produkowaliśmy wówczas zupełnie co innego, między innymi małe łodzie rybackie, drobne konstrukcje, wykonywaliśmy drobne usługi dla Stoczni Szczecińskiej. Nie mieliśmy praktycznie żadnych systemów jakości, pracowaliśmy przede wszystkim na podstawie powierzonej dokumentacji. W ten sposób Cermar egzystował przez 10 lat. Większe kontrakty zawarliśmy ze Stoczną Szczecińską Nową w 2004 roku i zbudowaliśmy dla niej konstrukcje stalowe o łącznym tonażu grubo ponad 10 tysięcy ton. To było nowe otwarcie w naszej firmie. Rozpoczęliśmy inwestowanie w rygorystyczne systemy jakościowe, gdyż to było warunkiem utrzymania się na rynku. Nasi klienci oczekiwali spełniania wysokich standardów produkcji, a także – co równie ważne – powtarzalności w ich stosowaniu. Podjęliśmy również decyzję o dywersyfikacji naszych zleciennodawców w celu zmniejszenia ryzyka prowadzenia biznesu, a z tym związane było rozszerzenie wachlarza usług i produkcji.

**Interview with Marek Jan Stengert, President of the Management Board of Cermar Industry****What is the origin of your company's name?**

The motto of my business activities is full involvement in things we do for our customers, combining engineering resources, advanced manufacturing technology and reliability. This idea can be expressed in English as combined engineering resources manufacturing advanced reliability for industry. The first letters formed an acronym – the name of our company.

Cermar was established in 1993. What are the differences between the company in the past and now?

At that time the scope of our production was completely different. We produced, among other things, small fishing boats, light structures, and performed small services for the Szczecin Shipyard. We had virtually no quality systems and our work was mostly based on submitted documents. This is how Cermar existed for 10 years. We entered into major contracts with the shipyard Stocznia Szczecińska Nowa in 2004 for which we built steel structures weighing much more than 10 thousand tonnes in total. It opened up new paths for our company. We started investing in stringent quality systems as that was the condition for staying in the market. Our customers expected us to meet high quality standards and – equally importantly – ensure their repeatability. We also decided to diversify our customers in order to reduce the business risk, which entailed extending the range of our services and products.

**Śłużyło temu również – jak sądzę – przyjęcie założenia, że „nie ma dla nas zamówień zbyt małych i zbyt dużych”.**

Klienci są różni. Duże firmy, dla których wykonujemy zlecenie o wadze – dajmy na to – pięćdziesięciu ton, pytają, na przykład, czy zrobimy również niewielki zbiornik ciśnieniowy, mały dźwig lub dodatkowe elementy, które nie były ujęte w głównym kontrakcie. Bardzo poważnie traktujemy takie zapytania i zawsze staramy się spełnić oczekiwania naszych klientów.

No właśnie, kim są wasi klienci?

Obecnie są to przede wszystkim firmy z branży offshore związane z wydobywaniem ropy i gazu.

Ale przecież nie zawsze tak było...

Rzeczywiście, realizowaliśmy zamówienia dla przedsiębiorstw przemysłu hutniczego, chemicznego, energetycznego, okrętowego, marynarki wojennej nie wyłączając.

Każda firma musi inwestować, żeby się rozwijać. Proszę powiedzieć, jakie plany inwestycyjne realizuje Cermar?

Tak, to prawda. Każdego roku preliminarujemy wydatkowanie pewnej sumy pieniędzy na zakupy inwestycyjne między innymi po to, aby sprostać oczekiwaniom kontrahentów. Kupujemy urządzenia do produkowania konstrukcji wielkogabarytowych.

**It was also due to – in my opinion – your assumption that “no orders are too small or too large for us”.**

Customers differ. Large businesses ordering – let's say – a structure weighing fifty tons, happen to ask if we could also produce a small pressure vessel, a small lift or additional elements that were not included in the main contract. We treat such requests very seriously and always do our best to satisfy our customers.

Talking about your customers, who are they?

At present these are mainly businesses operating in the offshore industry, dealing with the production of oil and gas.

But it has not always been so.

Indeed. We carried out orders for the metallurgical, chemical, power, and shipbuilding industries, including the navy.

Every company must invest in order to develop. What are the investment plans Cermar implements?

Yes, it is true. Every year we estimate preliminary investment expenditures in order to meet the expectations of our customers. We buy equipment for manufacturing large size structures. For example – a unique 3D plasma burner which makes it possible to burn up to 16 cm thick metal plate and at the same time bevel the edges, and cut and bevel pipes for the needs of offshore contracts and for the chemical industry.





Przykładem może być unikatowa wypalarka plazmowa z głowicą 3D, która umożliwia wypalanie blach o grubości do 16 centymetrów z jednoczesnym fazowaniem krawędzi, a także cięcie rur z fazowaniem dla kontraktów offshore i przemysłu chemicznego. Ten zakup znacznie zwiększył nasze możliwości produkcyjne. Kupiliśmy również numerycznie sterowaną wielkogabarytową zwijarkę blach o grubości 7 centymetrów do średnicy 6,5 metra. Dzięki temu możemy produkować między innymi małe zbiorniki ciśnieniowe. Mamy nowoczesne maszyny spawalnicze, w tym specjalistyczny wysięgnik do spawania pod topnikiem. Musimy jeszcze kupić kilka maszyn do obróbki skrawaniem, w tym wiertarko-frezarki CNC. W przyszłym roku planujemy rozpocząć budowę siedziby Cermaru łącznie z halami produkcyjnymi w szczecińskiej dzielnicy Stołczyn.

Nie jest tajemnicą, że Cermar to firma otwarta na innowacje. Cóż oznacza to w praktyce?

W dziedzinie budowy konstrukcji stalowych innowacje dotyczą klasy użytego sprzętu i ewentualnie materiałów. Jedną z takich maszyn jest obrabiarka 3D, o której już mówiłem. Innowacją będzie proces spawania plazmą i laserem. Zmierzamy w tym kierunku. Chcemy zaoferować usługi spawania precyzyjnego materiałów trudno spawalnych (metali kolorowych i stopów). Inwestujemy w zmianę mentalności pracowników w zakresie podejścia do wykonywanych obowiązków i kultury pracy.

Od kilku lat przedsiębiorstwo uczestniczy w projektach offshore...

Pierwsze kontrakty w tej dziedzinie produkcji zawarliśmy w 2007 roku. Trzeba podkreślić, że wymogi dla offshore są niezwykle wysokie i szczegółowo uregulowane norweskim standardem NORSOK, obejmującym system jakości, procedur wykonawczych i norm. Chodziło nam o to, aby spełnić co najmniej minimalne wymagania techniczne klientów. Cokolwiek bowiem trafia na platformę wiertniczą musi być na sto procent niezawodne i bezpieczne. W związku z tym na przykład kontrola spawów, powierzchni i malowania konstrukcji stalowych jest niezwykle drobiazgowa. Nie ma mowy o jakimkolwiek odstępstwie od dokumentacji. Nasz personel został odpowiednio przeszkolony w tym kierunku.

Mówią o tym stosowne certyfikaty, które są w posiadaniu Cermaru...

Klienci zwracają na to uwagę. Myśmy te certyfikaty zdobyli i stosujemy wynikające z nich normy, co każdego roku potwierdzają audytorzy.

This purchase considerably boosted our production capacity. We also bought a numerically controlled large-size winder for 7 cm metal sheet with a diameter of up to 6.5 metres. Thanks to this unit we can produce, for instance, small pressure vessels. We have modern welding machines, including a special-purpose extension arm for submerged arc welding operations. We still need to buy a few machines including CNC drilling and milling machines. Next year we plan to commence the construction of Cermar's headquarters including production halls in Szczecin, Stołczyn district.

It is no secret that Cermar is a company open to innovation. What does this mean in practice?

Innovations in the area of steel structures refer to the class of equipment used and sometimes also to materials. One such machine is the 3D machining centre I have already mentioned. Another innovation will be the plasma and laser cutting process. And we are heading in this direction. We wish to offer precise welding of hardly weldable materials (non-ferrous metals and alloys). We invest in changing the workers' approach to their duties and workplace culture.

The company has participated in offshore projects for some time...

The first contracts in this area of production were signed in 2007. It should be emphasized that the requirements for offshore are very high and regulated in detail by the Norwegian standard NORSOK, comprising the quality system, implementing procedures and standards. Our goal was to meet at least the minimum technical requirement of our customers. Whatever gets to an offshore oil platform must guarantee one hundred per cent reliability and safety. Thus, for example, welds, surface and painting of steel structures undergo extremely meticulous inspection. There is no way any deviations from the documentation could occur. Our personnel have been properly trained.

This is confirmed by relevant certificates held by Cermar...

Customers pay attention to certification. We have won those certificates and applied the standards they prescribe, which is confirmed by auditors every year.

Cermar istnieje 22 lata. Na czym polega sukces tej firmy?

Sukces przychodzi po ciężkiej, długoletniej pracy. Pamiętam, że dużą satysfakcją było dla nas podpisanie w 2003 roku kontraktów ze Stoczną Szczecińską Nową na dostawę zrębnic dla serii kontenerowców. Za sukces możemy poczytywać sobie fakt, że w przeciwieństwie do innych firm współpracowaliśmy z nią przez cały czas jej istnienia i w tym okresie dostarczyliśmy konstrukcje stalowe oraz sprzęt pokładowy ze stali duplex dla zbiornikowców. Nasza robota i nasze zaangażowanie zostały wówczas docenione. Niewątpliwym sukcesem było wejście w 2007 roku na rynek offshore. Zaczynaliśmy skromnie od wykonania palników do spalania gazu na platformie wiertniczej. Dziś jesteśmy w tym segmencie produkcji w zupełnie innym miejscu. Wiedzą o naszym istnieniu w Trondheim, w Bergen, w Stavanger.

Rozumiem, że Cermar w dużej mierze wiąże swą przyszłość z produkcją dla branży offshore. Jak zatem w Pana ocenie zachowa się ten rynek w obliczu spadku cen ropy naftowej?

Projekty offshore są ściśle powiązane z decyzjami politycznymi, których w długim okresie nie sposób przewidzieć. A mają one decydujący wpływ na ekonomiczne warunki prowadzenia biznesu. W związku z sytuacją na Ukrainie i ogłoszonymi sankcjami wobec Rosji wiele projektów offshore zostało zawieszonych, a norweskie firmy z nimi związane albo upadły, albo zredukowały załogi. Paradoksalnie ta sytuacja szerzej niż dotychczas otworzyła nam rynek, bowiem te przedsiębiorstwa, które pozostały, nawiązują z nami współpracę w celu budowy platform wiertniczych. Od przyszłego roku będziemy budować dla klientów norweskich między innymi pokłady platform, węzły, moduły, zbiorniki. Szacujemy, że nasze obroty mogą się zwiększyć dwu-, a nawet trzykrotnie. ■

Cermar Industry ma wiele prestiżowych certyfikatów, m.in.:

- system zarządzania jakością 9001:2008 certyfikowany przez Germanischer Lloyd;
- system zarządzania higieną i bezpieczeństwem pracy OHSAS 18001:2007 certyfikowany przez Germanische Lloyd;
- spawanie konstrukcji stalowych GSI SLV zgodnie z normą EN 3834-2 i EN ISO 1090-2 EXC 3;
- uprawnienia do wystawiania deklaracji zgodności CE GSI SLV zgodnie z normą EN ISO 1090-1.

Cermar has existed for 22 years. What is the secret of its business success?

Success is the outcome of many years of hard work. I can remember that in 2003 with great satisfaction we signed contracts with the shipyard Stocznia Szczecińska Nowa for the supplies of sills for a series of container ships. The fact that, unlike other companies, we have worked with the shipyard throughout its life and supplied it with steel structures and duplex steel board equipment for tankers can also be deemed as success. Our work and involvement were appreciated at that time. Without any doubt our entry into the offshore market in 2007 was a success. We started modestly from gas burners for oil rigs. Nowadays, our position in this segment of production is completely different. We are recognised in Trondheim, Bergen, and Stavanger.

I understand that Cermar to a large extent associates its future with production for the offshore industry. In your opinion, how will this market respond to decreasing oil prices?

Offshore projects are closely connected with political decisions which cannot be foreseen in the long run. And they have a decisive influence on the economic conditions of running a business. In connection with the situation in Ukraine and sanctions imposed on Russia many offshore projects have been suspended and Norwegian companies related to such projects either became insolvent or followed a redundancy scheme. Paradoxically, this situation opened up the market to us more than ever since the survivors establish cooperation with us to be able to build oil platforms. From next year on we will build, among other things, oil rig decks, nodes, modules and tanks for Norwegian customers. It is estimated that our turnover can increase two or even threefold. ■

Interview with Marek Jan Stengert, President of the Management Board of Cermar Industry:

- quality management system 9001:2008 certified by Germanischer Lloyd;
- occupational health and safety management system OHSAS 18001:2007 certified by Germanischer Lloyd;
- steel structures welding GSI SLV according to EN 3834-2 and EN ISO 1090-2 EXC 3;
- authorisation to issue declarations of conformity CE (GSI SLV) according to EN ISO 1090-1.



Inżynieria, Doradztwo, Ekologia „IDEK” Sp. z o.o.

80-280 Gdańsk, ul. Szymanowskiego 2
tel. +48 58 521 90 30, fax +48 58 521 90 35
e-mail: biuro@idek.gda.pl, www.idek.gda.pl



Firma inżynieryjno-projektowa
Inżynieria, Doradztwo, Ekologia „IDEK” Sp. z o.o. oferuje usługi w gałęziach przemysłu okrętowego, gazowniczego, naftowego, budowlanego, elektroenergetycznego i innych.

Projektowanie:

- statki, obiekty pływające, konstrukcje offshore;
- obiekty przemysłowe, kubaturowe (budynki);
- sieci przesyłowe rurociągowe oraz elektroenergetyczne;
- wizualizacje, modele 2D i 3D.

Analizy wytrzymałości:

- konstrukcje okrętowe, offshore i lądowe;
- urządzenia i maszyny;
- analizy liniowe, nieliniowe, statyczne, dynamiczne.

Doradztwo, zarządzanie projektem:

- nadzór inwestorski, techniczny, zastępstwo inwestycyjne;
- studia wykonalności, konsulting;
- pozyskiwanie pozwoleń i decyzji administracyjnych.

Design and engineering company **Inżynieria, Doradztwo, Ekologia „IDEK” Sp. z o. o.** offers services in industries such as shipbuilding, gas, oil, construction, power and energy.



Designing:

- ships, floating objects, offshore structures;
- industrial structures and civil engineering buildings;
- transmission pipeline, power and energy networks;
- visualizations, 2D and 3D models.

Strength analyses:

- ship, offshore and onshore structures;
- devices and machines;
- linear, non-linear, static, dynamic analyses.

Consulting, project management:

- technical and investor's supervision, construction project management;
- feasibility studies, consulting;
- obtaining necessary administrative permits and decisions.



Liderzy branży / Industry leaders



PRZEDSIĘBIORSTWO CEMET LTD. SP. Z O.O.

Polska, 80-051 Gdańsk, ul. Sandomierska 34
e-mail: handlowy@cemet.com.pl
www.cemet.com.pl

Przedsiębiorstwo Cemet – producent urządzeń i konstrukcji dla przemysłu ropy i gazu.
Produkujemy różnego rodzaju manipulatory na statki i platformy wiertnicze oraz konstrukcje i elementy systemów przesyłu ropy i gazu.

The company Cemet is a manufacturer of equipment and structures for the oil and gas industry.
We produce various manipulators for vessels and oil platforms as well as structures and elements of oil and gas transmission systems.



Zapraszamy do współpracy
We look forward to working together with you



Platforma budowlano-remontowa Thor / Construction and repair platform Thor

Fabryka, podobnie jak obiekty gdyńskich firm, zostanie wyposażona w bardzo nowoczesny sprzęt. Ostatnio kupiono robota do spawania tzw. węzłów czyli połączeń blach fundamentów kratownicowych. To prototyp tego rodzaju maszyny i pierwsze w Europie urządzenie, które stosowane będzie do przemysłowej produkcji wielkogabarytowych konstrukcji stalowych. Jeden robot spawalniczy może jednocześnie (naprzemiennie) obsługiwać dwa stanowiska montażowe. Ramię maszyny jest w stanie podnieść konstrukcje węzłów o wadze do 10 ton. Pojawia się też specjalistyczne maszyny do profilowego cięcia i gięcia rur (o średnicy do 2,5 m) oraz 20 automatów do tzw. spawania orbitalnego, czyli ruchomych urządzeń spawalniczych. Prowadzone są rozmowy z potencjalnymi klientami, jednak przebieg negocjacji i nazwy ewentualnych kontrahentów objęte są tajemnicą handlową. Według planów inwestycja powinna być gotowa do końca 2015 roku. W pierwszym etapie pracę w fabryce znajdzie 450-500 osób.

Jak podkreślają przedstawiciele Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej (FNEZ), mimo że morskie farmy wiatrowe są technologią droższą od np. farm wiatrowych na lądzie, to ze względu na swoją specyfikę (m.in. stosowanie komponentów wielkogabarytowych) wymuszają korzystanie z lokalnego zaplecza produkcyjnego i usługowego, przez co wpływają korzystnie na rozwój krajowego przemysłu. Dlatego, zdaniem FNEZ, warto zastanowić się nad stworzeniem regulacji, które zapewnią wsparcie dla technologii związanych z odnawialnymi źródłami energii.

Polskie firmy stoczniowe oraz te, które działają w branży offshore mają niezbędne doświadczenie, ponieważ od wielu już lat są obecne na zachodnioeuropejskim rynku morskiej energetyki wiatrowej, produkując fundamenty, wieże wiatrowe, a także światowej klasy statki do instalowania elektrowni na morzu.



REMONTOWA HOLDING S.A.

The manufactured elements will be stored within the premises of the works. The factory, similar to the facilities of the companies from Gdynia, will be furnished with very modern equipment. Recently a robot for welding latticework foundation sheeting joints has been bought. This is a prototype of such a machine and the first device in Europe to be used for industrial production of large-size steel structures. A single welding robot can simultaneously (alternately) operate on two assembly stations. The arm of the machine is capable of lifting joined elements weighing up to 10 tonnes. Specialist profile tube cutting and bending machinery (for pipes with diameters of up to 2.5 m) and 20 automatic orbital welding systems, that is, mobile welding equipment, will also be in place. Negotiations with potential customers are pending, but their course and the names of potential contracting parties are a business secret. According to plans, the investment should be completed by the end of 2015. At the first stage the factory will employ 450-500 people.

Representatives of the Foundation for Sustainable Energy (FNEZ) emphasize that offshore wind farms require a technology that is more expensive than, for example, that employed in onshore wind farms. Due to their specific characteristics (for instance using large-size components) offshore farms necessitate the involvement of the local production and service facilities; therefore they contribute to the development of the national industry. Therefore, in the opinion of FNEZ, regulations supporting technologies related to renewable sources of energy are worth considering.

Polish shipbuilding companies and entities operating in the offshore sector have the necessary experience since for many years they have been present in the West European wind power market as producers of foundations, wind towers and world-class offshore wind turbine



Platforma LOTOS / LOTOS platform

Chodzi przede wszystkim o stocznie Crist w Gdyni (założoną w 1990 roku jako spółka dwóch osób fizycznych Ireneusza Ćwirko i Krzysztofa Kulczyckiego), która zbudowała statki do obsługi wież wiatrowych, i o gdańską firmę GSG Towers, która mimo problemów finansowych głównego do niedawna udziałowca Gdańsk Shipyard Group produkuje wieże wiatrowe dla odbiorców duńskich, m.in. Vestas Wind System. Wcześniej firma realizowała zamówienia dla czołowych producentów turbin wiatrowych, m.in. Nordex i Siemens.

Szacuje się, że przy zakładanej mocy 6 GW do 2030 roku morskich farm wiatrowych w Polsce, opłacalna byłaby w naszym kraju również produkcja turbin. Jeżeli koszt budowy farm o mocy 6 GW wyceniany jest na 70 mld zł to - według FNEZ - 42 mld zł z tej sumy mogłyby zarobić firmy polskie.

Stoczniowy potencjał

Wydobycie ropy spod dna morskiego związane jest ze wszelkiego rodzaju pływającymi jednostkami pomocniczymi. Zarówno platformy wydobywcze, wiertnicze, jak i pola naftowe nie mogą być eksploatowane bez sprawnej floty okrętowej. Składają się na nią jednostki badawcze, pomocnicze, ratownicze i transportowe. Co prawda, budowa wielkich tankowców w Polsce jest już przeszłością, ale jednostki takie jak AHTSV, PSV, MPSV (*Multi-Purpose Supply Vessels*) są budowane w naszych stocznich. Mają zdecydowanie mniejsze gabaryty od tankowców, lecz są znacznie bardziej skomplikowane i wymagają dużej wiedzy oraz doświadczenia. W związku z tym rynek ten jest otwarty nie tylko dla wielkich przedsiębiorstw, dysponujących dokami i pochylniami, ale również dla mniejszych zakładów. Obecnie zaledwie parę firm buduje jednostkowe ilości statków pod klucz, dużo więcej uczestniczy w produkcji sekcji lub bloków, które są wykańczane w stocznich norweskich lub niemieckich.



Hotele dla pracowników obiektów wydobywczych i poszukiwawczych – Safe Bristolia / Accommodation for workers of production and exploration platforms – Safe Bristolia

installation vessels. These are mainly Crist Shipyard in Gdynia (founded in 1990 as a partnership of two individuals Ireneusz Ćwirko and Krzysztof Kulczycki), which has built wind tower service vessels, and the company GSG Towers from Gdańsk, which despite the financial problems of the until recently main shareholder of the Gdańsk Shipyard Group, has produced wind towers for customers from Denmark such as Vestas Wind System. Previously the company rendered its services for the leading producers of wind turbines such as Nordex and Siemens.

It is estimated that given the assumed capacity of offshore wind farms in Poland amounting to 6 GW by 2030, it would be also practicable to produce turbines in our country. If the cost of the construction of farms with the capacity of 6 GW is estimated at PLN 70 billion, then – according to FNEZ – Polish companies could earn PLN 42 billion.

The shipbuilding potential

Extraction of crude oil from the bottom of the sea is associated with various types of floating support units. Both oil production and drilling platforms as well as oil fields cannot be exploited without an operational fleet of vessels. This consists of research, support, rescue and transport units. Although the construction of large tankers in Poland is a thing of the past, units such as AHTSV, PSV, MPSV (*Multi-purpose Supply Vessels*) are still being built in our shipyards. Their size is definitely smaller than that of tankers but they are much more complex and require a lot of knowledge and experience. Therefore, the market is open not only to huge companies having docks and ramps at their disposal but also to smaller facilities. Currently only a few companies build single turnkey vessels – more often they participate in the production of sections or blocks finished in the shipyards in Norway or Germany.

Specjalizację w dziedzinie offshore coraz wyraźniej rozszerzają polskie stocznie nieustannie dążące do zwiększenia zakresu wykonywanych prac. Do niedawna przodowały w tej dziedzinie spółki wspólnie tworzące Remontowa Holding, lecz obecnie muszą liczyć się z konkurencją innych zakładów. Na przykład Stocznia Remontowa „Nauta” z Gdyni oraz spółka EPG, obie wchodzące w skład grupy MARS Shipyards & Offshore, wygrały w kwietniu 2015 roku przetarg na przebudowę platformy Petrobaltic, należącej do spółki zależnej Grupy Lotos. Modernizacja, która ma zmienić obiekt w platformę produkcyjną, obejmuje m.in. wykonanie modułów procesowych i modułu turbogeneratora, prace kadłubowe oraz przebudowę nóg platformy. Łączna wartość zamówienia to 253,8 mln zł.

The offshore specialisation is being more and more clearly extended by Polish shipyards continuously aiming to increase the scope of works. Until recently companies making up Remontowa Holding were the leaders in this field but now they must compete with other companies. For example, the shipyard Stocznia Remontowa „Nauta” from Gdynia and the company EPG, both forming part of the group MARS Shipyards & Offshore, in April 2015 won the tender for the reconstruction of the Petrobaltic platform owned by a subsidiary of Grupa Lotos. The modernisation aimed at converting the facility into a production platform includes, among other services, the making of process modules and the turbine generator module, hull works and reconstruction of platform feet. The total value of the contract is PLN 253.8 million. The contract will



Jednostka hydrotechniczna Innovation / Hydrotechnical vessel Innovation

Kontrakt ma zostać zrealizowany w lutym 2016 roku, aby w czerwcu/lipcu platforma mogła zacząć produkcję na bałtyckim złożu B8. Wcześniej „Nauta” wykonała remont klasowy innej platformy koncernu Lotos. Gdyńska stocznia, która poprzednio skupiała się na remontach statków, coraz mocniej wchodzi na rynek offshore także w zakresie budowy nowych jednostek. Od ponad roku realizuje zamówienia dla armatorów z tej branży, głównie holenderskich i norweskich. W związku z tym pochylnie stoczni opuścił częściowo wyposażony kadłub GloMar Wave, jednostki wielozadaniowej, przeznaczonej do obsługi morskich farm wiatrowych, który powstał na zamówienie holenderskiej grupy GloMar z Den Helder dla spółki GloMar Offshore Wind Support BV. Następnie na wodę spłynął kadłub jednostki PSV dla norweskiego armatora Siem Offshore. Jednak statek Siem Symphony powstał nie w Gdyni lecz na pochylni B1 w byłej Stoczni Gdańsk, a obecnie Zakładzie Nowych Budów należącego do „Nauty”, która przejęła tam na przełomie 2013 i 2014 roku 10,5 ha terenu wraz z pochylnią. Częściowo wyposażona jednostka, zbudowana na zlecenie stoczni Hellesø Verft, trafiła do Norwegii, gdzie została dokończona. Ostatnio, na zamówienie Havyard Ship Technology, „Nauta” rozpoczęła budowę statku do obsługi wież wiatrowych. Jednostka powstanie w Zakładzie Nowych Budów w Gdańsku i będzie służyć do serwisowania i konserwowania wież wiatrowych farmy Dudgeon, która powstaje u wybrzeży hrabstwa Norfolk w Wielkiej Brytanii. Jej operatorem będzie duńska firma Esvagt.

be carried out in February 2016 to launch the production in the Baltic oil field B8 in June/July. Previously „Nauta” carried out a class renewal survey of another platform owned by Lotos. The shipyard in Gdynia, which previously focused on ship repairs, is becoming more and more involved in the offshore market, also to extent of the construction of new vessels. For more than a year it has rendered services to the order of offshore ship owners, mostly from the Netherlands and Norway. Therefore, a partly equipped hull of GloMar Wave, a multi-purpose vessel for service of offshore wind farms, was released from the ramps of the shipyard to the order of the Dutch group GloMar of Den Helder for the company GloMar Offshore Wind Support BV. This was followed by the hull of a PSV for the Norwegian ship owner Siem Offshore. However, the ship Siem Symphony was not built in Gdynia but on the B1 ramp of the former Gdańsk Shipyard – now the New Constructions Department of „Nauta” which acquired 10.54 ha and a ramp in 2013/ 2014. A partly equipped vessel, built to the order of the shipyard Hellesø Verft, was transported to Norway where it was finished. Recently, to the order of Havyard Ship Technology, „Nauta” commenced the construction of a wind tower service vessel. The vessel will be built in the New Constructions Department in Gdańsk and will be used for servicing and maintaining the wind towers of the Dudgeon farm that is being built on the shores of Norfolk in the United Kingdom. The farm will be operated by a Danish company Esvagt.

marant
P O L S K A

SPRAWDZONY DOSTAWCA
DLA PRZEMYSŁU PETROCHEMICZNEGO

KORZYSTNE WARUNKI
WYSOKA JAKOŚĆ
TERMINOWE DOSTAWY
ELASTYCZNOŚĆ
PROFESJONALIZM



Nowatorskimi rozwiązaniami w zakresie budowy statków offshore zasłynęła wspomniana już stocznia Crist, która dla niemieckiego koncernu Hochtief Solutions AG zbudowała trzy zaawansowane technologicznie jednostki do budowy i obsługi morskich farm wiatrowych. Statki typu *heavy lift jack up vessel*: Innovation i Vidar wyposażone zostały w system samopodnoszący, z opuszczanymi na dno morskie „nogami”, co umożliwia im pracę na akwenach o głębokości odpowiednio 65 i 50 m. Wcześniej stocznia opuściła platforma budowlano-remontowa Thor. Crist zajęła się także budową kadłubów statków offshore dla odbiorców z Niemiec i Norwegii. Były to m.in.: częściowo wyposażony kadłub jednostki do układania rurociągów podwodnych Ceona Amazon, który powstał dla stoczni Lloyd Werft Bremerhaven AG i rufowy blok dużego statku OCV (*Offshore Construction Vessel*) Island Venture, zbudowany dla norweskiej stoczni Ulstein.

Mimo silnej konkurencji nie rezygnuje z działalności na rzecz offshore Remontowa Holding. Wchodząca w jego skład Remontowa Shipbuilding wykonała statki PSV dla amerykańskiego armatora Edison Chouest Offshore. Obecnie buduje pięć jednostek tego typu dla norweskiego

The aforementioned shipyard Crist is famous for innovative solutions related to the construction of offshore vessels. It has built three high tech offshore wind farm construction and service vessels for the German concern Hochtief Solutions AG. Heavy lift jack up vessels Innovation and Vidar are equipped with a self-lifting system with “feet” lowered to the bottom of the sea making it possible to work in water reservoirs with a depth of 65 and 50 m respectively. Previously, the construction and repair platform Thor left the shipyard. Crist also handled the construction of offshore vessels for customers from Germany and Norway. Among other things, these included: a partly equipped hull of a deep-sea pipeline laying vessel Ceona Amazon built for the shipyard Lloyd Werft Bremerhaven AG and a stern block of a large OCV (Offshore Construction Vessel) Island Venture built for the Norwegian shipyard Ulstein.

Despite strong competition, Remontowa Holding has not given up its offshore activities. Its member – Remontowa Shipbuilding – produced PSV units for the US ship owner Edison Chouest Offshore. Currently it is building 5 vessels of this type for a Norwegian customer Siem Offshore. These will be the first such vessels with LN drive to be

odbiorcy Siem Offshore. Będą to pierwsze tego typu statki o napędzie LN, które w całości powstaną w Polsce. Powierzona im zostanie obsługa pola naftowego Norske Shell na Morzu Północnym.

Dla tego samego armatora zbudowano specjalistyczny statek typu *Cable Lay Vessel* (CLV) przeznaczony do serwisowania kabli podmorskich. Natomiast Remontowa Shiprepair Yard, również należąca do Remontowa Holding, może pochwalić się projektami związanymi z modernizacją platform. W Gdańsku przebudowywano m.in. olbrzymie platformy hotelowe dla pracowników obiektów wydobywczych i poszukiwawczych: Safe Scandinavia i Safe Caledonia, Safe Esbjerg i Safe Bristol. Wszystkie należały do mającego norweskie korzenie przedsiębiorstwa ProSafe, które jest stałym klientem polskiej firmy. Przebudowę w gdańskiej stoczni przeszła również platforma wydobywcza FPF-1, własność brytyjskiego koncernu Petrofac.

Do prac przy platformach stocznia RM wykorzystuje półzanurzalną barkę Rem Lift 25000, przeznaczoną do dokowania ciężkich obiektów pływających i ich transportu jako ładunku pokładowego. Barka została kupiona przez gdańską stocznia od holenderskiej firmy Smit. Wcześniej jednostka ta, jako Giant 4, brała udział w podnoszeniu wraku rosyjskiego atomowego okrętu podwodnego Kursk.

W nadchodzących latach polskie przedsiębiorstwa stoczniowe staną przed wielkim wyzwaniem i jeszcze większą szansą. Spełniają bowiem wszelkie warunki, aby stać się znaczącym graczem na rynku offshore. Dążenia do dostarczania klientom rozwiązań „pod klucz” rosną coraz lepiej i należy spodziewać się wzrostu w tej dziedzinie. Bardzo prawdopodobne wydaje się znaczne zwiększenie produkcji nadwodnych elementów platform wiertniczych w Polsce. Zależy to wyłącznie od liczby zamówień. Destabilizacja związana z wahaniami cen ropy na świecie zawsze ma bezpośredni wpływ na spowolnienie rynku, dając jednocześnie czas na szczegółowe planowanie przyszłości z partnerami skandynawskimi, holenderskimi, brytyjskimi czy amerykańskimi i położenie fundamentów pod wieloletnią współpracę. Tym bardziej, że na Morzu Północnym pojawiły się nowe pola ropoносne o niskim koszcie pozyskania baryłki. Inwestycje planowane na lata 2016-2020 oznaczają zamówienia rzędu setek tysięcy ton dla producentów konstrukcji stalowych. Tylko Statoil zamierza w ciągu tych lat zbudować cztery platformy o łącznej masie ponad stu tysięcy ton. Realnym jest założenie, że część tej produkcji wykonają polskie przedsiębiorstwa. Połączone potencjały firm z Gdańska, Gdyni i Szczecina liczą się w Europie, a skala podejmowanych projektów czyni z nich partnerów we wspólnym rozwoju z kontrahentami zagranicznymi.

built in Poland from start to finish. They will be used for the service of the oil field Norske Shell in the North Sea. A specialist Cable Lay Vessel (CLV) for servicing deep-sea cables was built for the same ship owner. In turn, Remontowa Ship repair Yard, also a member of Remontowa Holding, can take pride in rendering projects related to the modernisation of platforms. In Gdańsk, among other things, huge hotel platforms for the staff of production and exploration facilities were reconstructed including: Safe Scandinavia and Safe Caledonia, Safe Esbjerg and Safe Bristol. All of them were owned by the company ProSafe – a company with Norwegian roots and a regular customer of the Polish company. Also, the oil production platform FPF-1, owned by the British concern Petrofac, was also reconstructed at the shipyard in Gdynia.

For the purposes of platform service RM shipyard also makes use of a semi-submersible barge Rem Lift 25000, designed for the docking of heavy floating objects and transporting them on board. The barge was purchased by the shipyard of Gdańsk from the Dutch company Smit. Previously, this vessel, known as Giant 4, took part in raising the wreck of the Russian nuclear-powered cruise missile submarine Kursk.

In the coming years Polish shipbuilding companies will face a huge challenge and even a greater chance. They meet all the conditions to become a recognised player in the offshore market. The attempts at supplying the customers with turnkey solutions are promising and growth should be expected in this area. It seems very likely that the production of topside elements of the oil rigs in Poland will considerably increase. This depends solely on the number of contracts. Destabilization connected with oil price fluctuations in the world always has a direct influence on economic slowdown in the market, and at the same time enables detailed planning of the future with Scandinavian, Dutch, British and American partners, laying the foundations of long-term business partnerships. In addition, new oil fields providing a low extraction cost per barrel appeared in the North Sea. Investments planned for the period 2016-2020 account for contracts amounting to hundreds of thousands of tonnes for the manufacturers of steel structures. Statoil alone intends to build 4 platforms weighing more than one hundred thousand tonnes in total during this time. It is possible that part of this production will be carried out by Polish enterprises. The combined potential of the companies from Gdańsk, Gdynia and Szczecin is recognised in Europe, and the scale of the projects undertaken makes them valuable partners in the development of international cooperation.



Barka Rem Lift 25 000 / Rem Lift 25 000 barge



przetwórstwo

ropy naftowej

Refining of petroleum

Rafinerie są podstawowymi zakładami przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego, który zajmuje się otrzymywaniem z ropy naftowej finalnych produktów ropopochodnych. Zaliczamy do nich przede wszystkim paliwa silnikowe, ropopochodne paliwa lotnicze, surowce dla ciężkiej syntezy organicznej oraz tworzywa sztuczne. Rozróżnić należy przetwórstwo pierwotne obejmujące m.in. destylację ropy i mazutu oraz szereg procesów podziału frakcyjnego, w wyniku którego nie zmienia się skład chemiczny otrzymywanych produktów. W ramach przetwórstwa wtórnego otrzymuje się substancje powstałe w wyniku podziału łańcuchów węglowodorowych na mniejsze cząsteczki, a zatem o nowym składzie chemicznym.

Refineries are the basic plants of the refining and petrochemical industry dealing with the production of final products deriving from crude oil. These are mainly oil-derivative motor fuels, aviation fuels, raw materials for heavy organic synthesis and plastics. Primary processing comprises, among other processes, distillation of petroleum and mazut, and is supplemented by a number of fractionation processes altering the chemical composition of the resulting products. Secondary processing produces substances with a new chemical composition resulting from the separation of hydrocarbon chains into smaller particles.

Rafinerie można podzielić na trzy zasadnicze typy w zależności od głównego profilu produkcyjnego:

- rafinerie paliwowe, stosujące płytki przerób ropy naftowej, nastawione przede wszystkim na produkcję paliw silnikowych (benzyny silnikowe, paliwa do silników odrzutowych, oleje napędowe) i olejów opałowych;
- rafinerie paliwowo-olejowe, w których prowadzi się dwustopniową destylację ropy naftowej na instalacjach DRW (destylacja rurowo-wieżowa), produkujących benzyny silnikowe, oleje napędowe, oleje smarowe i oleje opałowe. W tym wypadku stosuje się tzw. zachowawczą metodę przerobu ropy, polegającą na jej rozdzieleniu na odpowiednie frakcje, bez chemicznej zmiany składników;
- rafinerie petrochemiczne, nastawione głównie na głęboką przeróbkę ropy naftowej w postaci produkcji węglowodorowych surowców do syntez chemicznych, takich jak węglowodory olefinowe (eten, propen, butadien, izobuten, pentyleny) i węglowodory aromatyczne (benzen, toluen, ksyleny).

W rafineriach każdego typu wytwarza się również inne produkty, ale procesy technologiczne są tak dobierane, aby otrzymywano je z najwyższą wydajnością i przy jak najniższym koszcie, biorąc pod uwagę również jakość przerabianego surowca. Podstawowymi procesami i operacjami technologicznymi stosowanymi w rafineriach są: odwadnianie i odsalanie; oddzielanie zanieczyszczeń mechanicznych; odgazowanie (proces stabilizacji ropy); dwustopniowa destylacja pod ciśnieniem atmosferycznym i obniżonym (destylacja rurowo-wieżowa); ługowanie benzyn oraz hydrowy rafinacja poszczególnych frakcji naftowych; rafinacja selektywna (rozpuszczalnikowa) i odparafinowanie frakcji olejowych; preparowanie (oksydacja) asfaltów; krawing termiczny; hydrokrawing oraz procesy zgazowania pozostałości ropnych (mazutu, gudronu).

Depending on their core production profile, refineries can be split into three basic types:

- fuel refineries with shallow processing of petroleum, primarily oriented at producing motor fuels; (such as gasoline, jet fuel, diesel oil) and fuel oil;
- fuel and oil refineries with two-stage distillation of petroleum by means of DRW plants (tubular-tower distillation), producing gasoline, diesel oil, lubricating oil and fuel oil. In this case petroleum is split into respective fractions without changing its chemical composition;
- petrochemical refineries, oriented mainly at deep processing of petroleum in the form of production of hydrocarbon feedstock for chemical syntheses such as olefin hydrocarbons (ethene, propene, butadiene, isobutene, pentylenes) and aromatic hydrocarbons (benzene, toluene, xylenes).

All types of refineries also supply other products but respective processes are selected so as to ensure the maximum output at the minimum cost, also taking into account the quality of the processed feedstock.

The basic processes and operations taking place in refineries are: dehydration and desalting; separation of mechanical impurities; degassing (oil stabilization); two-stage distillation under atmospheric and reduced pressure (tubular-tower distillation); gasoline leaching and hydro-refining of respective fractions of naphtha; selective (solvent) refining and deparaffinization of oil fractions; preparing (oxidation) of asphalts; thermal cracking; hydrocracking and gasification of oil residues (mazut, petroleum tar).



Rafineria Grupy LOTOS w Gdańsku / LOTOS Group's refinery in Gdańsk



Rafineria Grupy Kapitałowej LOTOS w Gdańsku / Refinery in Gdańsk owned by LOTOS Capital Group

Instalacja DRW – Rafineria Trzebinia
Tubular-tower distillation plant – Refinery
in Trzebinia

W instalacjach destylacji ropy naftowej podstawową aparaturę tworzą: piece rurowe (opalone gazem suchym, ziemnym lub olejem opałowym); kolumny destylacyjne zwane wieżami destylacyjnymi; wymienniki ciepła; chłodnice wodne i powietrzne oraz pompy.

Największe rafinerie ropy naftowej znajdują się w Stanach Zjednoczonych, gdzie zakłady skoncentrowane są w pobliżu ośrodków wydobywania tego surowca, a także w państwach Europy Zachodniej: Wielka Brytania, Włochy, Francja, Holandia, Niemcy, gdzie przedsiębiorstwa zlokalizowane są w pobliżu portów, do których dostarczana jest ropa, oraz w Japonii. W ostatnich latach zyskują na znaczeniu również zakłady zlokalizowane w państwach Bliskiego Wschodu, nastawione głównie na eksport produktów na rynki europejskie i azjatyckie.

Największe obszary petrochemiczne w Europie to: Rotterdam w Holandii (największy w świecie, moc przerobu około 90 mln ton ropy rocznie), Marsylia i Hawr we Francji oraz Milford Haven i Londyn w Wielkiej Brytanii. W Europie Środkowo-Wschodniej natomiast największymi rafineriami są: Kremenchug (17,5 mln ton rocznie), Mozyrz (15,7 mln ton rocznie), Bayernoil (12,8 mln ton rocznie), Izmit (11,5 mln ton rocznie), Leuna (11,0 mln ton rocznie), Schwedt (10,7 mln ton rocznie) oraz Schwechat (10,2 mln ton rocznie). Do tej grupy rafinerii zalicza się też oba główne zakłady polskich koncernów naftowych: PKN ORLEN SA oraz Grupy LOTOS SA z przerobem rocznym przekraczającym 17 mln ton surowca w Płocku oraz 10 mln ton w rafinerii w Gdańsku.

Technologie produkcji paliw płynnych

Podstawowe wymagania stawiane płynnym paliwom silnikowym obejmują: swobodę dozowania i przechowywania, łatwość tworzenia jednorodnej mieszanki paliwowo-powietrznej, prawidłowość przebiegu spalania w różnych warunkach eksploatacyjnych, dużą wartość opałową, trwałość w różnych warunkach eksploatacji, brak właściwości korozyjnych, niską temperaturę krzepnięcia oraz brak zanieczyszczeń chemicznych, mechanicznych i wody. Do najważniejszych rodzajów paliw płynnych silnikowych można zaliczyć: gaz płynny LPG, benzyny silnikowe, oleje napędowe. Obecnie formuły benzyny silnikowej zawierają biokomponenty w postaci bioetanolu lub/i eteru etylo-tertbutylowego. Z kolei w skład oleju napędowego wchodzi estry wyższych kwasów tłuszczowych (FAME). Estry te mogą także stanowić samoistne paliwo do silników z zapłonem samoczynnym.

The basic equipment of crude oil distillation plants includes: tube furnaces (fired with dry gas, natural gas or fuel oil); distillation columns called distillation towers; heat exchangers; water and air coolers and pumps.

The largest oil refineries are located in the United States where the plants are concentrated near petroleum extraction centres, and in the countries of Western Europe such as: the United Kingdom, Italy, France, the Netherlands, and Germany where oil companies are located near ports to which oil is delivered, as well as in Japan.

Recently, also plants situated in the countries of the Middle East, focusing on the export of their products to markets in Europe and Asia, have gained more importance.

The largest petrochemical areas in Europe are: Rotterdam in the Netherlands (the world's largest, with a processing capacity of about 90 million tonnes of oil p.a.), Marseilles and Le Havre in France and Milford Haven and London in the UK.

On the other hand, the largest refineries in Central and Eastern Europe are: Kremenchug (17.5 million tonnes a year), Mazyr (15.7 million tonnes a year), Bayernoil (12.8 million tonnes a year), Izmit (11.5 million tonnes a year), Leuna (11.0 million tonnes a year), Schwedt (10.7 million tonnes a year) and Schwechat (10.2 million tonnes a year). This group of refineries is also inclusive of the two main plants of Polish oil concerns: PKN ORLEN SA and LOTOS SA Group with an annual output exceeding 17 million tonnes of oil in Plock and 10 million tonnes at the refinery in Gdańsk.

Liquid fuels production technologies

The basic requirements for liquid motor fuels are: easy feeding and storage, easy blending into a homogenous fuel and air mixture, correct combustion in various operating conditions, high heat value, durability in various operating conditions, lack of corrosiveness, low freezing point and lack of chemical contaminants, mechanical impurities and water.

The most important types of liquid motor fuels include: liquefied petroleum gas (LPG), gasoline, diesel oil. Currently gasoline formulas contain biocomponents such as bioethanol and/or ethyl tert-butyl ether (ETBE). In turn, diesel oil contains fatty acid methyl esters (FAME). These esters can also be used independently as fuel for compression ignition engines.

W produkcji rafineryjnej można wyróżnić ponad 120 różnych strumieni nadających się do komponowania benzyn. Do najczęściej stosowanych źródeł należą:

- destylacja ropy (12 różnych strumieni);
- alkilacja, izomeryzacja i ekstrakcja rozpuszczalnikowa (12 strumieni);
- kraking termiczny (11 strumieni);
- kraking katalityczny (10 strumieni);
- reforming katalityczny (15 strumieni);
- procesy wodorowe: hydorafinacja łagodna i destrukcyjna, hydrokraking (16 strumieni);
- wiele innych procesów i operacji rafineryjnych (łącznie 50 strumieni).

Komponentami uzupełniającymi są związki tlenowe tj.: alkohole jednowodorotlenowe i eter z pięcioma lub więcej atomami węgla, obecnie głównie bioetanol i eter etylowo-tert-butyłowy.

Wstępne odwodnienie i odsolenie surowej ropy naftowej polega na rozbiciu emulsji woda – ropa naftowa i oddzieleniu solanki. Do rozbijania tej mieszaniny stosuje się metody: mechaniczne (filtrację i obróbkę ultradźwiękami), chemiczne (dodawanie deemulgatorów), termiczne (podgrzewanie i przemywanie gorącą wodą) i elektryczne (działanie pola elektrycznego). W celu zwiększenia efektywności odsalania i odwodnienia ropy wykorzystuje się łącznie wszystkie te metody, tzn. surowiec naftowy, wstępnie ogrzany i zmieszany z odpowiednim deemulgatorem, poddaje się działaniu wysokiego napięcia. Odsolona i odwodniona ropa jest następnie rozdystylowana na frakcje węglowodorowe w DRW. Operacje te



Destylacja rurowo-wieżowa w trzebińskiej rafinerii / Tubular-tower distillation at the refinery in Trzebinia

In refinery production more than 120 different streams for composing naphthas can be distinguished. The most frequently used sources comprise:

- oil distillation (12 different streams);
- alkylolation, isomerisation and solvent extraction (12 streams);
- thermal cracking (11 streams);
- catalytic cracking (10 streams);
- catalytic reforming (15 streams);
- hydrogen processes: soft and destructive hydrotreating, hydrocracking (16 streams);
- many other refining processes and operations (50 streams in total).

Supplementary components are oxygen compounds, i.e. monohydroxy alcohols and ethers with 5 or more carbon atoms, at present mainly bioethanol and ethyl tert-butyl ether.

Preliminary dehydration and desalting of crude oil involves breaking of the water-oil emulsion and separation of salt brine. This mixture is separated by: mechanical methods (filtering and ultrasound), chemical methods (adding de-emulsifiers), thermal methods (heating and flushing with hot water) and electrical methods (use of electric field). In order to increase the effectiveness of desalting and dehydration of oil all these methods are combined, that is, crude oil is preheated and mixed with the appropriate de-emulsifier and then treated with high voltage. Desalted and dehydrated oil is then distilled into hydrocarbon fractions by means of tubular-tower distillation.



Rafineria Grupy Kapitałowej LOTOS w Gdańsku / Refinery in Gdańsk owned by LOTOS Capital Group

nie tylko zmniejszają korozję aparatury rafineryjnej w dalszych etapach przerobu, ale również zapobiegają kumulowaniu się chlorków w ciężkich destylatach olejowych i w pozostałościach ropnych. Surowiec kierowany do destylacji nie powinien zawierać więcej niż 2-4 mg/dm³ soli i najwyżej 0,1-0,2% wody.

Nowoczesne instalacje DRW pracują w sposób ciągły i zazwyczaj w układzie dwustopniowym. Pierwszy stopień stanowi stabilizacja (oddzielenie lżejszych gazowych węglowodorów) i destylacja ropy pod ciśnieniem atmosferycznym, a drugi – destylacja pod ciśnieniem zmniejszonym (6-10 kPa). W wyniku tych procesów otrzymujemy gaz suchy i płynny, benzynę (lekką i ciężką), naftę oraz olej napędowy lekki. Pozostałość poddestylacyjna z kolumny atmosferycznej (mazut), która wrze w temperaturze powyżej 350°C poddawana jest w destylacyjnej kolumnie próżniowej rozdzielaniu na odpowiednie frakcje olejowe (tzw. destylaty próżniowe) oraz wysokowrzącą (powyżej 550°C) pozostałość, zwaną gudronem. Zmniejszone ciśnienie i dodatek pary wodnej pozwalają znacznie obniżyć temperaturę wrzenia węglowodorów wchodzących w skład mazutu.

Surowe frakcje benzynowe, otrzymywane w wyniku destylacji atmosferycznej, poddawane są najpierw tzw. procesowi ługowania, a następnie wtórnej destylacji. Pierwszy proces ma na celu usunięcie z nich kwaśnych połączeń siarkowych (siarkowodor, tiole), a polega na intensywnym wymieszaniu z 40-procentowym wodnym roztworem wodorotlenku sodu (NaOH) i rozdzielaniu warstw. Wtórna destylacja benzyn ługowanych powoduje rozdzielanie szerokiej frakcji benzynowej na mniejsze, nadające się do ich zagospodarowania petrochemicznego.



Such operations not only reduce the corrosion of refining units at further stages of the process but they also prevent the accumulation of chlorides in heavy distilled oil and petroleum residues. Oil for distilling should contain less than 2-4 mg/dm³ of salt and 0.1-0.2% of water at the maximum.

Modern tubular-tower distillation plants operate continuously, normally in a two-stage system. Stage one is stabilisation (isolating lighter gaseous hydrocarbons) and distillation of oil under atmospheric pressure, and stage two comprises distillation under reduced pressure (6-10 kPa). These processes produce dry and liquefied gas, naphtha (light and heavy), and kerosene and light diesel oil. Distillation residues from the atmospheric column (mazut) which boil above 350°C are separated into respective oil fractions (so-called vacuum distillates) in a vacuum column and high-boiling residue referred to as petroleum tar (boiling point above 550°C). Thanks to reduced pressure and an addition of steam the boiling point of hydrocarbons forming part of mazut can be considerably lowered.

Naphtha fractions from atmospheric distillation is first subject to leaching and then secondary distillation. The first process aims to remove sulphuric acid compounds (hydrogen sulphide, thiols) and it involves intense mixing with a 40 per cent water-based solution of sodium hydroxide (NaOH) and separation of layers. As a result of the secondary distillation of leached naphtha the wide fraction of naphtha is broken into smaller ones suitable for petrochemical management.

Obie frakcje węglowodorowe odbierane z kolumny atmosferycznej, czyli nafta i lekki olej napędowy oraz lekki destylat próżniowy wydzielany w kolumnie próżniowej poddawane są oddzielnie hydrolitycznemu hydroodsiarczaniu w procesie hydrorafinacji. Dzięki temu otrzymuje się paliwo do silników odrzutowych oraz odsiarczony olej napędowy. Przemysłowe procesy katalitycznej hydrorafinacji benzyn, naft i olejów napędowych prowadzone są w temperaturze 300-380°C, pod ciśnieniem wodoru 2,5-4,0 MPa i w obecności katalizatorów bimetalicznych (kobalt-molibden lub nikiel-molibden). Pozostałe destylaty próżniowe poddaje się najczęściej destylacji selektywnej, połączonej z odparafinowaniem, w wyniku czego otrzymuje się parafinę i oleje smarowe, oraz krakingowi katalitycznemu, którego produktami są wysokooktanowe benzyny, węglowodory olefinowe oraz oleje opałowe.

W rafineriach charakteryzujących się głębokim przerobem ropy naftowej, w których uzyskuje się ponad 60% tzw. produktów białych (gaz suchy i płynny, benzyna, nafta i olej napędowy), stosuje się procedury rozkładowe gudronu, tj.: komorowe koksovanie, flexicoking, zgazowanie, visbreaking i hydrokraking. Koksovanie gudronu prowadzone jest metodą komorową i fluidalną, a nowoczesną wersję komorowego koksovania gudronu stanowi koksovanie opóźnione (ang. *delayed coking*).

Flexicoking (temperatura 480-540°C) łączy natomiast fluidalne koksovanie gudronu ze zgazowaniem wytworzonego koksu naftowego. Około 98% surowca przerabianego w ten sposób ulega przemianie na produkty gazowe i ciekłe. W wyniku tych zabiegów otrzymuje się:

Both hydrocarbon fractions leaving the atmospheric column, that is, kerosene and light diesel oil and light vacuum distillate released in the vacuum column are separately subjected to hydrolytic hydrodesulphurization during a process of hydro-refining. This is how jet fuel and sulphur-free diesel oil are produced. Industrial processes of catalytic hydrotreating of naphthas, kerosene and diesel oil take place at a temperature from 300 to 380°C, under 2.5-4.0 MPa hydrogen pressure and in the presence of bimetallic catalysts (cobalt-molybdenum or nickel-molybdenum).

Other vacuum distillates are normally subject to selective distillation and deparaffinization (de-waxing) producing paraffin and lubricating oils, and to catalytic cracking which produces high-octane gasoline, olefin hydrocarbons and fuel oils.

In refineries characterised by deep processing of petroleum with more than 60% white products (dry and liquefied gas, petrol, kerosene and diesel oil), petroleum tar decomposition procedures are used, including: chamber coking, flexicoking, gasification, visbreaking and hydrocracking. Petroleum tar is coked by chamber and fluidised methods. A modern version of chamber coking of petroleum tar is delayed coking.

Flexicoking (temperature 480-540°C) combines fluidised coking of petroleum tar and gasification of the petroleum coke produced. About 98% of the flexicoked feedstock is

transformed into gaseous and liquid products. As a result, the following are produced: petroleum coke (used in the production of carbon electrodes), paraffin and olefin hydrocarbons and small amounts of petrol and diesel oil.

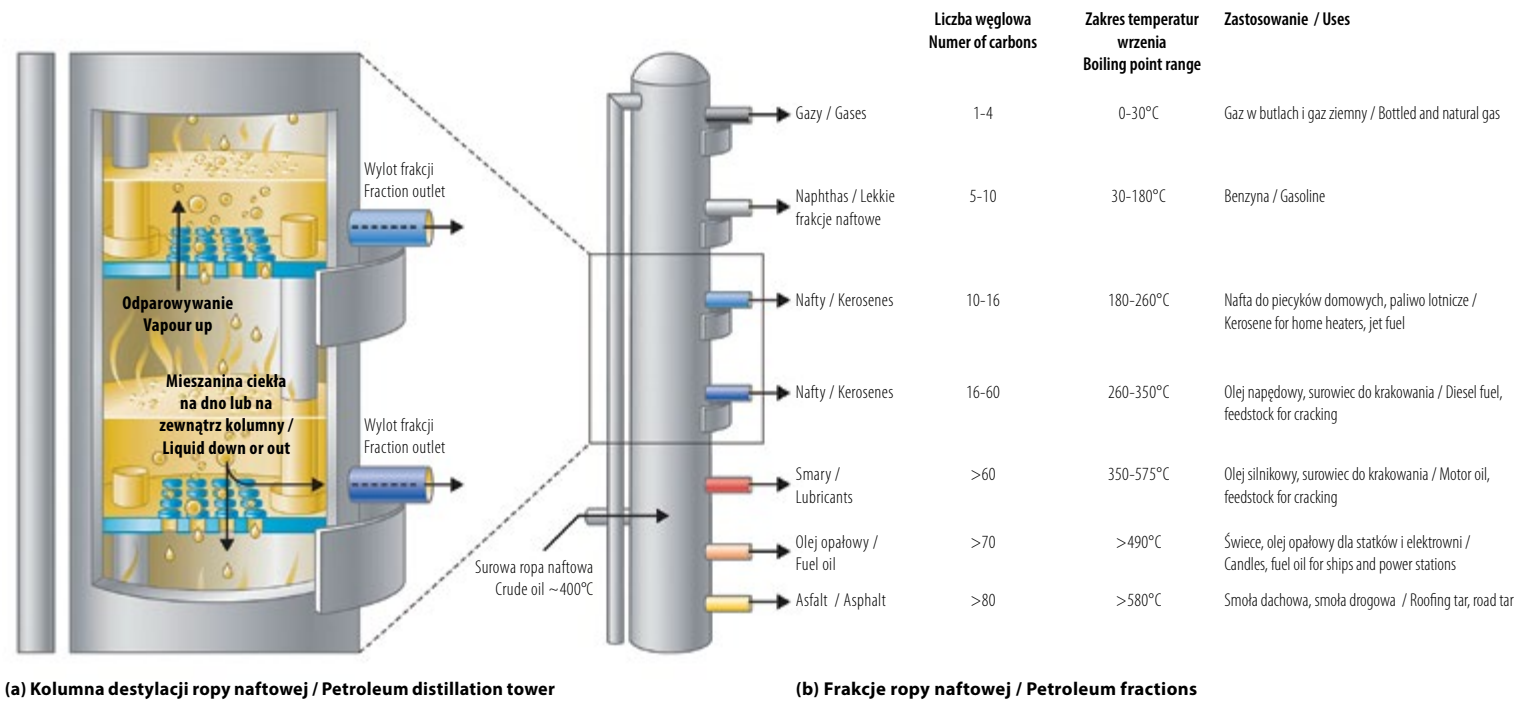
One of the selective processes of thermal cracking is visbreaking involving thermal decomposition (450-480°C, pressure 0.3-1.5 MPa) of high-boiling oil distillation residues which, due to high viscosity, cannot be used as fuel oil. Petroleum tar is gasified and converted into syngas at a temperature 1300-1600°C under 8-15 MPa of pressure, without catalysts, and with a contribution of steam and oxygen. Heavy residual oil is mostly gasified in petrochemical refineries to produce syngas and hydrogen.

Hydrocracking is one of the most effective petroleum tar processing methods. It is performed at a higher temperature and under higher pressure (430-450°C, 15-21 MPa) than in the case of vacuum distillates, in the presence of bimetallic catalysts. A unique petroleum tar hydrocracking process for the first time put into industrial use in 1963, is H-Oil (developed by Hydrocarbon Research Inc.) using a catalyst suspended in a fluidised bed.

transformed into gaseous and liquid products. As a result, the following are produced: petroleum coke (used in the production of carbon electrodes), paraffin and olefin hydrocarbons and small amounts of petrol and diesel oil.

One of the selective processes of thermal cracking is visbreaking involving thermal decomposition (450-480°C, pressure 0.3-1.5 MPa) of high-boiling oil distillation residues which, due to high viscosity, cannot be used as fuel oil. Petroleum tar is gasified and converted into syngas at a temperature 1300-1600°C under 8-15 MPa of pressure, without catalysts, and with a contribution of steam and oxygen. Heavy residual oil is mostly gasified in petrochemical refineries to produce syngas and hydrogen.

Hydrocracking is one of the most effective petroleum tar processing methods. It is performed at a higher temperature and under higher pressure (430-450°C, 15-21 MPa) than in the case of vacuum distillates, in the presence of bimetallic catalysts. A unique petroleum tar hydrocracking process for the first time put into industrial use in 1963, is H-Oil (developed by Hydrocarbon Research Inc.) using a catalyst suspended in a fluidised bed.



BIOREMEDIACJA LIKWIDACJA STACJI PALIW

REKULTYWACJA TERENÓW POPRZEMYSŁOWYCH

biologiczne metody oczyszczania gruntów skażonych substancjami ropopochodnymi



Głównymi produktami powstałymi w tej technologii są wyso-
kajakościowe oleje napędowe oraz odsiarczane oleje opałowe.
Otrzymywane ubocznie produkty gazowe zawierają siarkowodor,
w związku z czym są oczyszczane i przerabiane na siarkę elemen-
tarną (z wykorzystaniem tzw. procesu Clausa). Oprócz omówionych
metod przerobu gudronu jest on często przerabiany na różne
gatunki asfaltów drogowych.

Najważniejszymi procesami, w ramach których produkuje się paliwa
silnikowe są: kraling i hydrokraling oraz reforming i izomeryzacja.

Kraling (krakowanie) – to proces technologiczny polegający na
rozszczipianiu wielkich cząsteczek węglowodorów na mniejsze,
zawierające mniej atomów węgla. Zachodzi w wyniku rozrywania
wiązań pomiędzy atomami węgla. W kralingu przebiegają też reak-
cje wtórne (np. polimeryzacja, kondensacja, cyklizacja, alkirowanie),
którym podlegają produkty rozpadu. Proces ten zachodzi pod wpły-
wem wysokiej temperatury, często pod zwiększonym ciśnieniem
oraz w obecności katalizatorów. Krakowaniu poddaje się najczęściej
frakcje ropy naftowej. W zależności od warunków rozróżnia się kraling
termiczny lub katalityczny.

Do pierwszej technologii zalicza się:

- kraling termiczny pod wysokim ciśnieniem, prowadzony w tem-
peraturze 470-540°C, pod ciśnieniem 2-7 MPa, któremu poddaje
się frakcje ropy naftowej (od ligroiny do mazutu); produktem jest
wówczas frakcja benzynowa wykorzystywana do wytwarzania
benzyny silnikowej;
- kraling lekki (ang. *visbreaking*), proces niegłębokiego rozkładu
pozostałości destylacyjnej ropy naftowej (gudronu), prowadzony
w temperaturze 460-510°C pod ciśnieniem 0,5-2 MPa; produktem
jest olej opałowy;
- kokrowanie gudronu, czyli proces jego rozdziału, przebiegający
w temperaturze 430-550°C, pod ciśnieniem 0,1-0,3 MPa, którego
głównym produktem jest koks naftowy, a produktami uboczny-
mi – gazy, frakcje benzynowe oraz średnie i ciężkie frakcje naftowe;
- pirolizę frakcji ciekłych (np. benzyny niskooktanowe, olej gazowy)
oraz gazowych (etan, propan, butan i ich mieszaniny) surowców naft-
owych prowadzoną w temperaturze 700-1200°C, pod normalnym
ciśnieniem, produktem tego procesu jest gaz o dużej zawartości
węglowodorów nienasyconych.

Kraling katalityczny prowadzi się w obecności katalizatorów, głównie
uwodnionych glinokrzemianów zawierających aktywatory (tlenki
niklu, kobaltu, miedzi, manganu, itp.).

The main products of this technology are high-quality diesel oils
and desulphurized fuel oils. Side gaseous products contain hydro-
gen sulphide so they are treated and converted into elementary
sulphur (using the Claus process). Apart from the above-discussed
processing methods petroleum tar is often converted into various
types of road bitumen.

The key processes producing motor fuels are: cracking and hydrocra-
cking as well as reforming and isomerisation.

Cracking is a technological process in which large hydro-
carbon molecules are broken down into smaller ones
with less carbon atoms. It occurs as a result of breaking the
carbon-carbon bonds. Cracking also involves secondary reactions (e.g.
polymerisation, condensation, cyclisation, alkylation) applying to
decomposition products. This process occurs under the influence of
high temperature, often under increased pressure and in the presence
of catalysts. Cracking is most often applied to petroleum fractions.
Depending on the conditions, thermal or catalytic cracking is used.

The first technology includes:

- high-pressure thermal cracking at a temperature of 470-540°C,
under the pressure of 2-7 MPa to which petroleum fractions are
subjected (from ligroin to mazut); the product is gasoline fraction
used in the production of gasoline;
- light cracking (visbreaking) – non-deep decomposition of distillation
oil residues (petroleum tar) at a temperature from 460 to 510°C
under pressure of 0.5-2 MPa; the product being fuel oil;
- petroleum tar coking, that is breaking, at a temperature from 430 to
550°C, under the pressure of 0.1-0.3 MPa, the main product of which
is petroleum coke and side products are gases, gasoline fractions
and medium and heavy fractions of naphtha;
- pyrolysis of liquid fractions (e.g. low-octane petrol, gas oil) and
gaseous (ethane, propane, butane and their mixtures) petroleum
feedstock at a temperature from 700 to 1200°C, under
normal pressure; the product of this process is gas with a high
content of unsaturated hydrocarbons.

Catalytic cracking is performed in the presence of catalysts,
mainly hydrated aluminium silicates containing activators
(nickel oxides, cobalt oxides, copper oxides, manganese
oxides etc.).

Mowta Sp. z o.o. jest częścią firmy ERIKS group (od
października 2006 r.), wiodącego i nowatorskiego dostawcy
dla przemysłu procesowego oraz producentów urządzeń,
spełniającego podwójną rolę: specjalisty oraz dostawcy
armatury dla potrzeb MRO.

Od 2010 roku jesteśmy częścią firmy Siekmann Econosto,
która z kolei wchodzi w skład Econosto w ramach ERIKS group.

Dostarczamy rozwiązania dotyczące armatury
przemysłowej i towarzyszącego jej osprzętu, wymagane przez
międzynarodowe firmy inżynieryjne i konstrukcyjne,
elektrownie, zakłady wydobywania i obróbki ropy naftowej
i gazu ziemnego oraz przemysł chemiczny.

Nasza armatura przemysłowa oraz towarzyszący jej osprzęt
trafia między innymi do międzynarodowych firm inżynieryjnych
i konstrukcyjnych, elektrowni czy zakładów wydobywania
wi obróbki ropy naftowej i gazu ziemnego. Służymy Państwu
wsparciem jako konsultant, partner techniczny, wytwórca,
specjalista w dziale logistyki oraz partner posprzedażowy.

Nasz KNOW-HOW umożliwia optymalizację wymogów
w odniesieniu do produktów oraz rynku producentów
i dostosowanie ich do konkretnych wymagań zakładów
inżynieryjno-konstrukcyjnych oraz końcowych użytkowników.

Gwarantujemy dostawy 24h w przypadku takich potrzeb
jak nieplanowane wyłączenia czy prace remontowe.

Dzięki współpracy z ERIKS group ponad milion pozycji
wartości około 50 mln euro jest dostępnych za pomocą
systemu zarządzania składem działającym on-line.

Naszemu Klientom zapewniamy również 24-godzinny
serwis armatury i wyposażenia. W naszej firmie wdrożony
jest również system jakości ISO 9001: 2008 (certyfikat Det
Norske Veritas).



80-266 Gdańsk, al. Grunwaldzka 163, tel. +48 58 347 80 91...92, fax +48 58 347 80 52
e-mail: mowta@mowta.com.pl

www.mowta.com.pl

W zależności od zastosowanej metody (przy użyciu katalizatora ruchomego, nieruchomego lub pyłowego), proces ten przebiega w temperaturze 450-510°C pod ciśnieniem 0,1-0,2 MPa i jest szybszy od termicznego. Krakingowi tego rodzaju poddaje się najczęściej frakcje oleju wrzące w temperaturze 280-350°C, a jako produkty otrzymuje się frakcje benzynowe o wysokiej liczbie oktanowej oraz olej napędowy. Ma on duże znaczenie w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym. Otrzymane w tym procesie frakcje benzynowe odznaczają się wysoką liczbą oktanową, a gazy zawierają dużo węglowodorów nienasyconych, które są ważnym surowcem w syntezie chemicznej. Hydrokraking jest technologią wykorzystującą wodór w celu zmniejszenia masy cząsteczkowej składników surowca oraz zmiany proporcji, w jakich te składniki występują. Przeprowadza się go w temperaturze 250-450°C, pod ciśnieniem wodoru 5-30 MPa i w obecności katalizatorów (tlenków lub siarczków niklu, kobaltu, molibdenu i wolframu). Zasadniczą jego reakcją, w zależności od rodzaju surowca i parametrów technologicznych, jest degradacja łańcuchów węglowodorów oraz uwodornienie destruktywne węglowodorów alicyklicznych i powstałych produktów lub hydrodealkilacja węglowodorów alkiloaromatycznych i naftenów. W wyniku hydrokrakingu zmniejsza się ilość związków nienasyconych oraz związków siarki, azotu i tlenu. Procesowi poddaje się destylaty olejowe i pozostałości po destylacji ropy naftowej. Hydrokraking frakcji olejowej prowadzi się w celu otrzymania paliw silnikowych, gazu płynnego oraz surowców do dalszych procesów katalitycznych. W wyniku hydrokrakingu pozostałości powstają frakcje wykorzystywane do produkcji paliw silnikowych i oleje opałowe o małej zawartości siarki.

Reforming (reformowanie) – to rodzaj przeróbki surowych frakcji benzynowych, w wyniku której dwukrotnie wzrasta wartość liczby oktanowej (przeciętnie od 30 do 80). W ten sposób otrzymuje się wysokooktanową frakcję reformatu, stosowaną do produkcji benzyny silnikowej oraz węglowodory aromatyczne, głównie benzen, toluen, ksyleny. Reforming prowadzi się w temperaturze 480-550°C, pod ciśnieniem 0,7-3 MPa gazu bogatego w wodór i w obecności katalizatorów bimetalicznych lub polimetalicznych (zawierających platynę z renem albo iryd z germanem). Podczas reformowania zachodzą głównie: dehydrogenacja naftenów, dehydrocyklizacja parafin (alkanów), hydrodealkilowanie węglowodorów alkiloaromatycznych, hydrokraking i izomeracja parafin. Niskociśnieniowy reforming można prowadzić z cykliczną bądź ciągłą regeneracją katalizatora. Cennymi produktami ubocznymi tej technologii są także gaz płynny oraz wodór, tworzący się w reakcjach odwodornienia i aromatyzacji. Proces reformingu frakcji benzynowych wobec katalizatora platynowego został po raz pierwszy wprowadzony do przemysłu w 1949 roku pod nazwą Platforming, przez amerykańską firmę Universal Oil Products.

Depending on the method used (using a moving, fixed-bed or powdered catalyst) the process takes place at a temperature of 450-510°C under the pressure of 0.1-0.2 MPa and is faster than thermal cracking. This type of cracking is mainly used for oil fractions boiling at 280-350°C and its products are high-octane gasoline fractions and diesel oil. It is of high significance to the refining and petrochemical industry. Gasoline fractions resulting from this process have a high octane rating and gases contain a lot of unsaturated hydrocarbons which are an important feedstock for chemical synthesis.

Hydrocracking is a technology making use of hydrogen to reduce the molecular mass of petroleum components and change their proportions. It is performed at a temperature of 250 to 450°C, under hydrogen pressure of 5-30 MPa in the presence of catalysts (oxides or nickel, cobalt, molybdenum and tungsten oxides). Its fundamental reaction, depending on the type of feedstock and process parameters is degradation of hydrocarbon chains and destructive hydrogenation of alicyclic hydrocarbons and its products or hydrodealkylation of alkyl aromatic hydrocarbons and naphthenes.

As a result of hydrocracking the number of unsaturated compounds as well as sulphur, nitrogen, and oxygen compounds decreases. The process is applied to distilled oil and oil distillation residues. Oil fraction is hydrocracked to obtain motor fuel, liquefied gas and feedstock for further catalytic processes. Hydrovisbreaking, that is, hydrocracking of residues, produces fraction used in the production of low sulphur motor fuel and fuel oil.

Reforming is a type of processing of naphtha which doubles the octane rating (on average from 30 to 80). This produces a high-octane fraction of reformed gasoline used in the production of gasoline as well as aromatic hydrocarbons are produced including mainly benzene, toluene, and xylenes. Reforming is performed at a temperature of 480-550°C, under the pressure of 0.7-3 MPa of hydrogen-rich gas and in the presence of bimetallic or polymetallic catalysts (containing platinum with rhenium or iridium with germanium). Reforming mainly consists of: dehydrogenation of naphthenes, dehydrocyclization of paraffins (alkanes), hydrodealkylation of alkyl aromatic hydrocarbons, hydrocracking and isomerisation of paraffins. Low-pressure reforming can be carried out with cyclic or continuous regeneration of the catalyst. Other valuable side products of this technology are liquefied gas and hydrogen formed during dehydrogenation and aromatization. Reforming of gasoline fractions using a catalyst containing platinum was introduced for industrial use in 1949.

Benzyna silnikowa handlowa jest zazwyczaj produktem otrzymanym ze zmieszania różnych strumieni rafineryjnych w takich proporcjach, aby były spełnione wymagania normatywne. Obecnie benzyny silnikowe zawierają także składniki, które nie są węglowodorowe a tlenowe (etery, alkohole), oraz dodatki uszlachetniające, poprawiające właściwości użytkowe paliwa. Skład węglowodorowy benzyny może zmieniać się w szerokim zakresie w zależności od rodzaju przetwarzanego surowca, stosowanych technologii rafineryjnych, warunków procesowych oraz wymagań jakościowych. Od lat 30. do połowy lat 80. ubiegłego wieku najczęściej dodawanym związkiem, w celu zwiększenia liczby oktanowej, był tetraetyloolów (czteroetylek ołowiu), a utworzone w ten sposób paliwo nazywano etyliną. W latach 80. ubiegłego wieku ograniczono, a następnie wycofano związki ołowiu z benzyn silnikowych ze względu na szkodliwość zarówno dla środowiska naturalnego i zdrowia człowieka, jak i dla katalitycznych systemów oczyszczania spalin, wprowadzonych do konstrukcji pojazdów w celu ograniczenia zanieczyszczenia powietrza składnikami spalin. Wycofanie związków ołowiu nadwyżyło bilans oktanowy rafinerii, dlatego też dla jego zrównoważenia wprowadzono w skład benzyny silnikowej wysokooktanowe organiczne związki tlenowe (etery i alkohole).

Olej napędowy jest mieszaniną węglowodorów parafinowych, naftenowych i aromatycznych. Jego destylaty mają temperatury wrzenia znacznie wyższe (180-350°C) niż te, z których produkuje się benzynę. Z uwagi na dużą zawartość w nich siarki, konieczne jest jej usuwanie poprzez obróbkę wodorową w procesach katalitycznych (hydrorafinacja). Oleje napędowe to również produkty otrzymywane z frakcji pozostałych po destylacji, ale w tym wypadku konieczne są katalityczne procesy rozkładowe (kraking katalityczny, hydrokraking). Skład i wzajemne proporcje węglowodorów zawartych w olejach napędowych są różne w zależności od charakteru przerabianej ropy oraz od procesów technologicznych zastosowanych przy ich produkcji. Ze względu na sposób zapłonu mieszanki olejowo-powietrznej w silnikach, który ma charakter nie iskrowy, lecz temperaturowy (samozapłon), nie występuje problem niekontrolowanego spalania paliwa (tzw. stukania, spalania stukowego). Stąd kluczowym parametrem tych paliw jest zdolność do szybkiego samozapłonu pod wpływem wysokiej temperatury, której miarą jest liczba cetanowa.

Technologie produkcji olejów smarowych

W porównaniu ze smarem olej smarowy to lepszy sposób odprowadzania ciepła z miejsc tarcia, jak też duża zdolność pełzania i zwilżania. Do jego wad należą podwyższone koszty konstrukcyjne, by utrzymać olej w miejscu tarcia, oraz ryzyko wycieków.

Commercial gasoline is usually a product obtained from mixing of various refining streams in proportions satisfying the requirements of standards. Currently gasoline also contains components that are not of hydrocarbon but of oxygen origin (ethers, alcohols) and admixtures refining and improving the usable qualities of fuel. The hydrocarbon composition of naphtha can change to a wide extent depending on the type of feedstock, refining technologies, process conditions and quality requirements.

From 1930s up to mid 1980s tetraethyl lead (TEL) was the most often added octane booster producing gasoline called ethyl petrol. In the 1980s lead components in gasoline were reduced and afterwards eliminated with regard to their harmful impact both on the natural environment and human health and on the catalytic exhaust treatment systems designed for vehicles in order to reduce air pollution. The withdrawal of lead components impaired the octane balance of the refinery, thus, high-octane organic oxygen compounds (ethers and alcohols) were added to gasoline as a counterbalance.

Diesel oil is a mixture of paraffin, naphthenic and aromatic hydrocarbons. Its distillates have considerably higher boiling points (180-350°C) than distillates used for producing petrol. Due to a high content of sulphur it must be removed by hydrogen treatment using catalytic processes (reforming). Diesel oils are also products of the residual distillation fractions but here catalytic decomposition processes are required (catalytic cracking, hydrocracking).

The composition and mutual proportions of hydrocarbons contained in diesel oils are different, depending on the nature of feedstock and production processes involved. Since ignition of the oil and air mixture in engines is not of a sparking but rather of temperature type (self-ignition), the problem of uncontrolled combustion of fuel (so-called knocking) does not occur. Thus, the key parameter of these fuels is their fast self-ignition at higher temperatures measured by the cetane number (CN).

Lubricating oil production technologies

Compared to grease, lubricating oil provides a better way to carry off heat from friction spots and has good creeping and lubricating properties. Its drawbacks include increased cost of design to maintain oil in the friction spot, and the risk of oil leaks.

NOWOCZESNE SYSTEMY OGRZEWANIA TOWARZYSZĄCEGO

MODERN STEAM TRACING SYSTEMS



Podstawowym zadaniem systemów ogrzewania towarzyszącego jest zabezpieczenie instalacji przemysłowych przed zamarznięciem bądź wychłodzeniem przepływającego produktu. Ogrzewanie towarzyszące zapewnia lepkość przepływającego czynnika na takim poziomie, który zabezpiecza przed niepożądanym zwiększeniem oporów przepływu. Para ogrzewając za pomocą parogrzemek rurociąg technologiczny zapewnia podtrzymanie temperatury rurociągu i nie dopuszcza do jego zamarznięcia. Na podstawie wymaganej minimalnej temperatury produktu w urządzeniach technologicznych ustala się poziom ciśnienia pary grzewczej, a więc temperaturę nasycenia pary.

Praktyczna budowa systemu ogrzewania towarzyszącego sprowadza się do montażu wielu odcinków parogrzemek jednocześnie. W tym celu na rurociągach parowych stosuje się rozdzielacze pary zapewniające prawidłowy rozdział pary, oraz kolektory zbiorcze kondensatu, które odprowadzają kondensat do rurociągu odpływowego kondensatu. Na kolektorach zbiorczych kondensatu montuje się szereg odwadniaczy, głównie bimetalicznych lub dzwonowych, w zależności od charakterystyki instalacji oraz parametrów pary. Z głównego rurociągu pary, poprzez stację rozdziału RFM, para jest rozdzielana na poszczególne parogrzeczki przebiegające wzdłuż grzanych rurociągów. Po kilkudziesięciu metrach powstający w wyniku kondensacji pary kondensat trafia poprzez stację zbioru (ZFM) do głównego kolektora kondensatu. Takie rozwiązanie zapewnia łatwy dostęp do wszystkich odwodnień oraz zapewnia prostotę obsługi i kontroli.

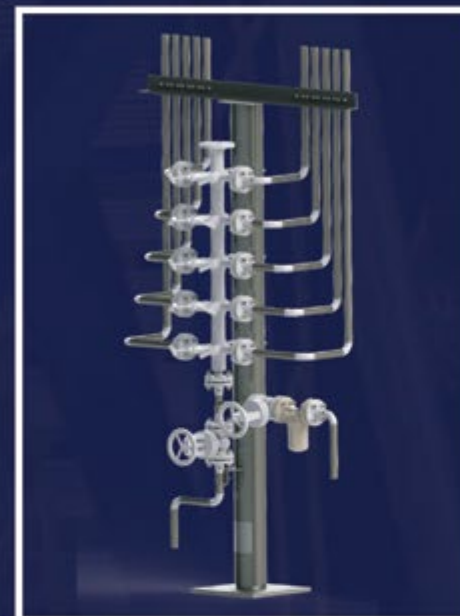


The primary function of steam tracing systems is to protect industrial plants from the freezing or cooling of the flowing product. A steam tracing system also ensures the right viscosity of the flowing medium at such a level that it protects against any unwanted rise of the flow resistance. Steam heats the main pipeline by tracing pipelines and does not allow freezing the medium. Based on the required minimum temperature of the product in technological devices, the heating steam pressure level is fixed, so as the saturation temperature.

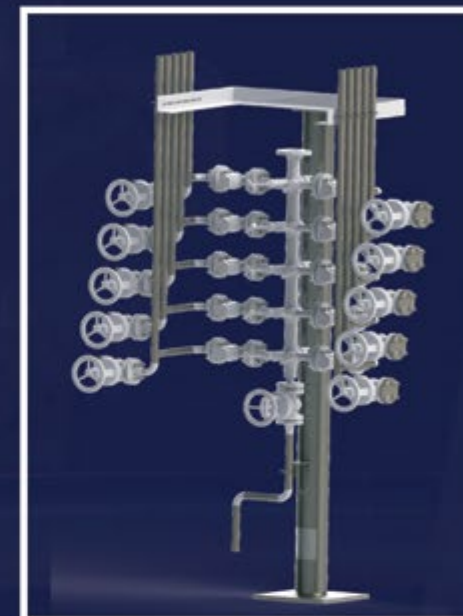
Practical side of the steam tracing systems construction is based on assembling many steam tracer sections at the same time. For this purpose steam distributors are installed on the steam pipelines - to ensure the correct steam distribution, as well as condensate collectors which carry away the condensate to the condensate outlet pipeline. A steam trap series is installed on the condensate collectors, mainly bimetallic or inverted bucket, depends on installation characteristic and steam pressure. From main steam pipeline, through steam distribution station RFM, steam is separated into each steam tracing lines running along of heated pipelines. After a few dozen meters' resulting from the condensation of steam condensate goes through the collection station (ZFM) into the main condensate collector. This kind of solution guarantees easy access to all drainage and ensures easiness of use and control.



Jeszcze do niedawna stacje wykonywane były w sposób tradycyjny, z prefabrykowanej rury i przyspawanych do niej króćców z zaworami odcinającymi. Zabierało to wiele miejsca na instalacji, a poszczególne stanowiska miały krótszą żywotność. Stacje RFM i ZFM produkcji firmy ZAMKON® są tzw. stacjami „nowego typu”, w których najważniejszą część stanowi kolektor z wbudowanymi fabrycznie zaworkami odcinającymi, co pozwala zaoszczędzić znacznie więcej miejsca. Kolektor jest zbudowany z modułów wykonanych z odkuwki stalowej, co znacznie wydłuża ich żywotność, a także podnosi walory estetyczne, na co zwraca się szczególną uwagę przy projektowaniu nowych instalacji. Istotny jest też fakt, że wbudowane zaworki są wymienne (łącznie z siedliskami), co pozwala na szybką ich wymianę bez konieczności demontażu stacji czy poszczególnych modułów. Jest to niezwykle ważne w przypadku późniejszych prac serwisowych.



Stacja rozdziału pary RFM
Steam distribution station



Stacja zbioru kondensatu ZFM
Condensate collection station

Firma ZAMKON® oferuje w/w stacje, jako kompletne urządzenia, gotowe do montażu w miejscu przeznaczenia. W skład pojedynczej stacji wchodzi kolektor wraz z zaworkami, zaworami (zasuwami) spustowymi, odwadniaczami, słupem i parogrzeczkami wg załączonych rysunków. Stacje RFM / ZFM oraz słupy wsporcze dla stanowisk mogą ulec modyfikacjom zgodnym z wymaganiami klienta. W chwili obecnej ZAMKON® jest wiodącym podmiotem na polskim rynku, oferującym stacje w komplecie. Tego rodzaju rozwiązanie znacznie ułatwia wykonawcom montaż całej instalacji parogrzeczkowej, same zaś koszty stacji nowego i tradycyjnego typu są porównywalne.

Czerpiąc wiedzę z wieloletniego doświadczenia oraz dysponując nowoczesnymi narzędziami projektowymi, współpracujemy z wieloma firmami, wykonując projekty systemów grzewczych. Wykonujemy również systemy ogrzewania parogrzeczkowego „pod klucz” opracowując projekt, dostarczając materiały najwyższej jakości i wykonując montaż na instalacji wraz z niezbędnymi odbiorami. Specjalnie zmodyfikowane narzędzia projektowe, pozwalają nam w sposób znacznie szybszy, łatwiejszy i dokładniejszy na wykonanie rzetelnej wyceny projektu na początkowym etapie oraz jego realizacji, a także znacznie usprawnia i skraca prace wykonawcze na obiekcie.

Najważniejszymi do tej pory inwestycjami zrealizowanymi przez ZAMKON, w dziedzinie projektowania, wykonawstwa oraz dostaw urządzeń, były:

- Instalacja Syntezy Mocznika – Zakłady Chemiczne Police S.A. (2003r.)
- Instalacja Hydorafinacji Wosków – Rafineria Trzebinia S.A. / Prochem S.A. (2005r.)
- Instalacja do produkcji estrów metylowych kwasów tłuszczowych (FAME) – Lotos Czechowice S.A. / Prochem S.A. (2007/2008r.)
- Instalacja Destylacji Ropy (Program 10+) – Grupa Lotos S.A. / Lurgi S.A. (2009r.)
- Interconnections (Program 10+) – Grupa Lotos S.A. / Fluor S.A. (2009)
- Blok wstępny hydorafinacji – 500, Blok wstępny hydorafinacji – 600 – Maveg / Lurgi GmbH / Lurgi S.A. (2011r.)

Until recently the stations were made in a traditional way, from prefabricated pipe and sockets with stop valves welded to it. It used to take a lot of room on the installation and the stations had a shorter life. RFM and ZFM stations made by company ZAMKON® are the so-called “the new type stations” where the most important part is the manifold with factory-made and built-in cut-off valves, which allowed to save much more space. The manifold is made from steel forging modules, manufactures from forged steel, which extends their lifespan and improves the aesthetic, which has attention when designing new installations. It is also important that the built-in cut-off valves are replaceable (including valve seats), which allows a quick replacement without the need of either the station or individual elements being disassembled. It is extremely important for subsequent maintenance.

Company ZAMKON® offers the above mentioned stations as a complete device ready to be installed at the destination point. It consists of a manifold with valves, drain valves, steam traps, post and steam tracers in accordance with the enclosed pictures. RFM / ZFM stations and support posts can be modified according to the clients' requirements. At present Zamkon is the leading company on the Polish market which offers the stations as a set which really helps the contractor in the assembling of the whole steam tracing system but the cost of the new and old type station is comparable.

Drawing upon knowledge from many years of experience, and featuring a modern design tools, we cooperate with many companies, doing heating systems projects. We also perform steam heating systems “turnkey” project developing, delivering top-quality materials and performing assembly on the system with the necessary acceptances. Specially modified design tools allow us in a much faster, easier and more accurate way to perform a fair valuation of the project at an early stage and its realization, as well as significantly improve and shorten the executive work in the field.

For most important projects in designing, execution and devices delivery Zamkon has realized so far:

- Carbamide Synthesis Installation – Chemical Plant “Z. Ch. Police” S.A. (2003)
- Wax Hydrofining Installation – “Rafineria Trzebinia” S.A. (Trzebinia Refinery) / Prochem S.A. (2005)
- Installation for Fatty Acids` Methyl Esters production – “Lotos Czechowice” S.A. refinery / Prochem S.A. (2007/2008)
- Oil Distillation Unit – refinery Grupa Lotos S.A. S.A. (10+ program) / Lurgi S.A.
- Interconnections – Grupa Lotos S.A. (program 10+) / Fluor S.A.
- Preliminary hydrotreating block 500 / Preliminary hydrotreating block 600 – Maveg / Lurgi GmbH / Lurgi S.A.

Agnieszka Wojciechowska
Zamkon

Produkty te są zdecydowanie najczęściej stosowanymi środkami oliwienia części maszyn i zespołów konstrukcyjnych, tj.: łożysk ślizgowych, łańcuchów, przekładni, hydraulik i pneumatyk. Oprócz smarowania, tzn. przeciwdziałania tarcia i zużyciu, oleje powinny posiadać w zależności od zastosowania określone właściwości: chronić przed korozją, zachowywać neutralność w stosunku do materiałów, spełniać wymogi prawa w odniesieniu do środków spożywczych, wykazywać stabilność termiczną i podlegać szybkiemu rozkładowi biologicznemu. Olej smarowy jest kompozycją składającą się z oleju bazowego oraz dodatków uszlachetniających. Ilość, rodzaj i wzajemne proporcje komponentów decydują o klasie wytworzonego produktu. We współczesnych olejach smarowych ilość dodatków może sięgać 30%.

Rozróżnia się oleje bazowe mineralne (pochodzące z przerobu ropy naftowej) oraz syntetyczne (otrzymywane na drodze syntetycznej). Z kolei oleje mineralne dzieli się na: uzyskiwane z ropy naftowej zgodnie z jej klasycznym schematem przerobu, bez zmiany ich struktury chemicznej, oraz otrzymywane z ropy naftowej, ale przy użyciu technologii zmieniającej strukturę chemiczną węglowodorów.

These products are most often used for lubricating parts of machinery and assemblies, i.e. plain bearings, chains, transmissions, hydraulic and pneumatic elements. Apart from lubricating properties, i.e. preventing friction and wearing, depending on their purpose oils should have specific characteristics: corrosion protection, being neutral to materials, satisfying legal requirements with regard to foodstuffs, showing thermal stability and being quickly biodegradable.

Lubricating oil is a composition of base oil and refining additives. The amount, type and mutual proportions of components determine the grade of the product. Contemporary lubricating oils can contain up to 30% additives.

The types of oil are mineral base oils (from petroleum refining) and synthetic oils (produced by synthetic methods). In turn, mineral oils can be split into: oils obtained from petroleum according to its classic processing scheme without changing their chemical structure and oils obtained from petroleum using a technology which alters the chemical structure of hydrocarbons.



Olejami syntetycznymi są związki o jednorodnej budowie chemicznej i należą do nich: polialfaolefiny (PAO), estry, poliestry, poliglikole. Po połączeniu z bazowymi olejami mineralnymi i dodatkami uszlachetniającymi tworzą tzw. oleje półsyntetyczne.

Cechy wydajnościowe olejów smarowych zależą od oleju bazowego i substancji czynnej. O rzeczywistej wydajności decydują jednak substancje aktywne, które ulepszają oleje bazowe w zakresie ich zastosowania pod względem: odporności na utlenianie się, ochrony przed korozją i zużyciem, zachowania w warunkach krytycznych (pracy awaryjnej), zdolności zwilżania i emulgowania, zapobiegania drganiom ciernym (ang. *stick-slip*) oraz zależności lepkość – temperatura.

Oleje mineralne (naturalne) dzieli się na:

- oleje smarowe zwykłe – nie zawierają żadnych dodatków polepszających ich właściwości eksploatacyjne;
- oleje smarowe (zwykłe) destylowane – uzyskiwane w wyniku destylacji zachowawczej ropy naftowej. Charakteryzują się znaczną skłonnością do utleniania oraz dużą zawartością składników niepożądanych np. asfalty, żywice i parafiny. Atutem ich jest większa smarność od olejów rafinowanych;
- oleje ulepszone (inhibitowane) – są to oleje rafinowane zawierające specjalne dodatki (inhibitory) w postaci związków chemicznych, których zadaniem jest polepszenie poszczególnych własności oleju;
- oleje smarowe wysokoalkaliczne – charakteryzują się ogólną liczbą zasadową rzędu kilkudziesięciu mg KOH/g i są zaliczane do produktów o specjalnych właściwościach. Należą do nich oleje: emulsyjne, dyspersyjne i jednofazowe.

Oleje syntetyczne dzielimy na:

- węglowodorowe – uzyskiwane przez uwodornienie pozostałości ropnych, smoły węglowej oraz z wykorzystaniem metody Bergiusa przez uwodornienie węgla. Powstały produkt nazywamy ropą syntetyczną. Oleje węglowodorowe są bardziej odporne na starzenie niż oleje naturalne, ale mniej niż niewęglowodorowe;
- niewęglowodorowe – które znalazły zastosowanie w turbinach gazowych. Wśród nich wyróżniamy: dwusterowe i poliestrowe;
- oleje parafinowe – charakteryzują się: znaczną odpornością na starzenie, dużymi wartościami punktu anilinowego, wysokim wskaźnikiem lepkości, wysoką temperaturą zapłonu i małą gęstością;
- oleje naftenowe – posiadają niższą wartość punktu anilinowego i wskaźnika lepkości, niższą temperaturę zapłonu, ale za to dużą gęstość;
- oleje aromatyczne – mają najmniejszą wartość punktu anilinowego i największą gęstość.

Synthetic oils are compounds with a homogenous chemical structure such as: polyalphaolefins (PAO), esters, polyesters, and polyglycols. When combined with mineral base oils and refining additives they form so-called semi-synthetic oils.

Performance of lubricating oils is determined by the base oil and active substance. However, its actual performance is determined by active substances which enhance the applications of base oils in terms of: resistance to oxidation, protection against corrosion and wearing, performance in critical conditions (emergency work), ability to dampen and emulsify, preventing stick-slip and the viscosity-temperature relationship.

Mineral (natural) oils can be split into:

- normal lubricating oils – containing no additives to enhance their operating characteristics;
- distilled (normal) lubricating oils – produced by fractional distillation of petroleum. They are characterised by a significant inclination to oxidation and high content of undesirable components such as asphalts, resins and paraffins. Their advantage is better lubricating properties than those of refined oils;
- enhanced (inhibited) oils – these are refined oils containing special additives (inhibitors) in the form of chemical compounds whose task is to improve respective characteristics of oil;
- high alkaline lubricating oils – characterised by a total base number of several dozen mg KOH/g and classified as products with special properties. These comprise: emulsified, dispersed and single-phase oils.

Synthetic oils can be split into:

- hydrocarbon oils – obtained by hydrogenation of residual oil, coal tar and using the Bergius method by hydrogenation of coal. The resulting product is called syncrude. Hydrocarbon oils are more resistant to ageing than natural oils but less than non-hydrocarbon oils;
- non-hydrocarbon oils – applied in gas turbines. These comprise: diester and polyester oils;
- paraffin oils – characterised by: significant resistance to ageing, high aniline point, high viscosity index, high flash point and low density;
- naphthenic oils – have a lower aniline point and viscosity index, lower flash point but higher density;
- aromatic oils – have the lowest aniline point and the highest density.

Proces komponowania gotowych (handlowych) olejów smarowych odbywa się w końcowym etapie produkcji olejów smarowych – tzw. blendingu. Do wytwarzania olejów bazowych mineralnych stosuje się kolejno następujące instalacje:

- destylacji atmosferycznej – polega na podgrzaniu ropy do ok. 350°C, aby stała się mieszaniną ciekłych węglowodorów i par. Następnie destyluje się ją w kolumnie atmosferycznej o wysokości 60 m, gdzie oddziela się poszczególne produkty, wykorzystując różnice w ich temperaturze wrzenia. Produkty najlżejsze odbierane są na szczycie kolumny, zaś frakcje cięższe gromadzą się u dołu;
- destylacji próżniowej – jest podstawowym procesem produkcji olejów. Ma ona wpływ na szereg właściwości fizykochemicznych olejów bazowych. Frakcje A i B nie stanowią jeszcze końcowego produktu i są dalej poddawane ekstrakcji furfurem. Pozostałość próżniową natomiast należy odasfaltować propanem;
- odasfaltowania propanem – w procesie tym otrzymuje się tzw. dezasfaltizat, służący do produkcji cennego oleju *brighstock*. Pozostałość próżniowa to składniki asfaltowe oraz ciężki olej o temperaturze wrzenia powyżej 550°C. Ze względu na jego rozkład termiczny, nie można go oddestylować w warunkach próżniowych, ale można go wydzielić właśnie przez ekstrakcję ciekłym propanem;
- ekstrakcji furfurem dezasfaltizatu i frakcji A i B – polega na usunięciu węglowodorów aromatycznych pogarszających stabilność termooksydacyjną i charakterystykę lepkościowo-temperaturową oleju. W procesie tym otrzymuje się rafinat oczyszczony z aromatów oraz ekstrakt o wysokiej zawartości aromatów;
- odparafinowania rozpuszczalnikowego – to proces, gdy rafinat po zmieszaniu z rozpuszczalnikiem (chlorkiem metylu, dwuchloroetanem) ochładzany jest w wymiennikach i krystalizatorach do temperatury, w której następuje krystalizacja węglowodorów parafinowych. Węglowodory parafinowe są separowane z oleju na filtrach obrotowych. Podstawowymi produktami w tym procesie są deparafinat i gaz parafinowy. Deparafinaty kieruje się następnie na instalację hydrorafinacji;
- hydrorafinacji – polega na usunięciu z oleju bazowego tzw. heterozwiązków – węglowodorów zawierających w swojej cząsteczce tlen, azot lub siarkę. Substancje te mają bardzo niekorzystny wpływ na olej, przyspieszając jego starzenie i powodując ciemnienie.

Wymienione procesy w ciągu technologicznym bloku olejowego poprawiają właściwości fizykochemiczne oleju bazowego tj.: lepkość i wskaźnik lepkości, temperaturę płynięcia i zapłonu, odparowalność. Obniżają też zdolność oleju do kokowania.

Ready (commercial grade) lubricating oils are composed at the final stage of production of lubricating oils – so-called blending. The following plants are used in succession to produce mineral base oils:

- atmospheric distillation – heating petroleum up to ca. 350°C to make it a mixture of liquid hydrocarbons and vapours. Then, it is distilled in a 60 m tall atmospheric column where respective products are separated using differences in their boiling point. The lightest products are accumulated at the top of the column and heavier fractions at the bottom;
- vacuum distillation – is a basic oil production process. It has an effect on a number of physical and chemical properties of base oils. Fractions A and B are not the end products and they are further treated with furfural. The vacuum residue must be deasphalted with propane;
- propane deasphalting – this process produces so-called de-asphalted oil (DAO) used in the production of valuable brighstock oil. The vacuum residue contains asphalts and heavy oil with a boiling point above 550°C. Due to its thermal decomposition it cannot be distilled in a vacuum but it can be extracted by means of liquid propane;
- furfural extraction of DAO and A and B fractions involves the removal of aromatic hydrocarbons deteriorating thermal oxidative stability and viscosity and temperature characteristics of oil. This process produces refined oil cleared of aromatics and an extract with a high content of aromatics;
- solvent deparaffinization – a process in which refined oil mixed with solvent (methyl chloride, dichloroethane) is cooled in exchangers and crystallizers down to the temperature at which paraffin hydrocarbons are crystallized. Paraffin hydrocarbons are separated from oil by means of rotary filters. The basic products in this process are deparaffinised oil and paraffin gas. Afterwards, deparaffinised oil is directed to the hydrotreating plant;
- hydrotreating – removes so-called hetero compounds (hydrocarbons with molecules containing oxygen, nitrogen or sulphur) from the base oil. These substances have a very negative effect on oil; they accelerate its ageing and darkening.

The above-listed processes in a technological sequence of an oil unit improve the physical and chemical properties of base oil such as its viscosity and viscosity index, flowing point and flash point, and evaporability. They also reduce the coking ability of oil.

Efektywność Energetyczna

Wyzwaniem dla przemysłu jest dziś optymalnie energetycznie i w zgodzie ze środowiskiem naturalnym wydobyć ropy naftowej, gazu ziemnego, produkcja paliw płynnych i ich magazynowanie. Wdrażamy efektywne energetycznie zarządzanie produkcją zgodnie z dyrektywą EED Unii Europejskiej.



EMERSON
Process Management

ul. Szturmowa 2A, 02-678 Warszawa • tel. +48 22 45 89 200 • email: Info.pl@emerson.com, www.emersonprocess.pl

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

Toksyczność olejów bazowych w krajach europejskich jest ograniczana zawartością węglowodorów aromatycznych poniżej 10% (m/m). Mineralne oleje bazowe mogą zawierać wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA), które mają działanie rakotwórcze i mutagenne w kontakcie ze skórą zwierząt i ludzi. Grupa ta obejmuje kilkanaście węglowodorów aromatycznych. Najsilniejszym działaniem rakotwórczym charakteryzują się: benzo(a)piren, dibenzo(a,h)piren, dibenzo(a,h)antracen i inne. W destylatach olejowych zawartość WWA może wynosić nawet 18-20% (m/m), a po rafinacji – nie więcej niż 1% (m/m). Takie stężenie WWA nie wywołuje raka skóry. Wielu producentów olejów bazowych bada zawartość WWA, podając te wielkości w kartach bezpieczeństwa. W najlepszych olejach bazowych zawartość WWA nie przekracza 15 mg/kg.

Typowy przykład instalacji do produkcji olejów smarowych przedstawia hydrrafrinacja olejów smarowych w rafinerii Grupy LOTOS SA (instalacja 1400). Frakcje olejowe z instalacji destylacji próżniowej oraz deasfaltyzacji z instalacji odasfaltowania propa-nem, po ekstrakcji furfurolem na instalacji 1200 i odparafinowaniu na instalacji 1300 trafiają na instalację hydrrafrinacji, gdzie po usunięciu związków tlenowych, azotowych i siarkowych powstają hydrrafrinaty, czyli gotowe już oleje bazowe, z których produkuje się smarowe oleje mineralne. Surowcami przerabianymi na tej instalacji są deparafinaty: SAE 10, SAE 30 i BS. Istotą procesu hydrrafrinacji olejów smarowych jest oczyszczenie deparafinatów przy pomocy wodoru, w obecności katalizatora. Usunięciu ulegają tzw. heterozwiązki, czyli węglowodory zawierające w cząsteczce tlen, azot, siarkę lub chlor. Pierwiastki te, mimo że są obecne w bardzo małych ilościach, wywołują niekorzystny wpływ na olej, na jego stabilność termiczną, barwę i trwałość, gdyż powodują przedwczesne starzenie. W wyniku kontaktu deparafinatu z wodorem, przy temperaturze dwustu kilkudziesięciu stopni Celsjusza i ciśnieniu powyżej 2,5 MPa, heterozwiązki ulegają uwodornieniu i rozpadowi. W procesie technologicznym deparafinatu zmieszany z gazem wodorowym jest podgrzany w piecu, następnie trafia do reaktora wypełnionego katalizatorem, gdzie następuje uwodornienie heterozwiązków. Gazowe produkty uwodornienia, między innymi siarkowodór, oddzielane są w separatorach. Olej bazowy podlega dodatkowo rafinacji w kolumnie i na końcu chłodzeniu. Proces hydrrafrinacji decyduje o temperaturze zapłonu i odparowalności oleju bazowego, podczas gdy odparafinowanie na instalacji 1300 decyduje o wskaźniku lepkości i temperaturze płynięcia, a ekstrakcja furfurolem (1200) – o wskaźniku lepkości i zawartości koksu.

The toxicity of base oils in European countries is reduced by aromatic hydrocarbons content lower than 10% (m/m). Mineral base oils can contain polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) which are carcinogenic and mutagenic in contact with animal and human skin.

This group includes a dozen or so aromatic hydrocarbons. The most carcinogenic are: benzo(a)pyrene, dibenzo(a,h)pyrene, dibenzo(a,h)anthracene and others. Distilled oil can contain as much as 18-20% (m/m) PAH and after refining – not more than 1% (m/m). Such a concentration of PAH does not cause skin cancer. Many producers of base oils measure PAH content and record the results in material safety data sheets. In the best base oils the content of PAH does not exceed 15 mg/kg.

A typical example of a lubricating oil plant is the lubricating oil hydrrafrinating plant at the refinery of LOTOS SA Group (plant no. 1400). Oil fractions from vacuum distillation and propane deasphalting plant, treated with furfural on plant no. 1200 and deparaffinization on plant no. 1300 pass to hydrrafrinating plant where – after removing oxygen, nitrogen and sulphur compounds – they are turned into hydrrafrinated, that is, ready base oils which are further used for the production of lubricating mineral oils.

The feedstock for this plant is deparaffinised oil: SAE 10, SAE 30 and BS. The hydrrafrinating of lubricating oils involves treatment of deparaffinised oil by means of hydrogen in the presence of a catalyst. This removes so-called hetero compounds, that is, hydrocarbons containing oxygen, nitrogen, sulphur and chlorine. These elements, despite being present in very small amounts, have an adverse effect on oil, its thermal stability, colour and durability, since they cause premature ageing. As a result of contact of deparaffinised oil with hydrogen at a temperature of two hundred and several dozen degrees Celsius and under a pressure exceeding 2.5 MPa, hetero compounds are hydrogenated and broken up. In technological process deparaffinised oil mixed with hydrogen gas is heated in a furnace. Afterwards, it reaches a reactor filled with a catalyst where hetero compounds are hydrogenated. Gaseous products of hydrogenation, including hydrogen sulphide, are isolated in separators. Base oil is additionally refined in a refining column and cooled at the end. Hydrrafrinating determines the flash point and evaporability of the base oil whereas deparaffinization on plant number 1300 determines the viscosity index and flowing point, and furfural extraction (1200) – the viscosity index and coke content.

Technologie produkcji asfaltów

Asfalt to mieszanina wielkocząsteczkowych węglowodorów o barwie od czarnej do brunatno-brązowej, łamliwa, o szklistym połysku, powstała w sposób naturalny (jako skała osadowa poprzez przeobrażenie ropy bezparafinowej w wyniku utlenienia i utraty składników lotnych) lub w wyniku przerobu ropy naftowej. Główne złoża asfaltu naturalnego znajdują się w obszarze: Morza Martwego, Jeziora Asfaltowego (La Brea w Trynidadzie), jeziora Bermúdez (Wenezuela) i Sachalinu (Rosja).

Na świecie znanych jest ponad 1300 gatunków ropy naftowej, ale tylko 10% z nich nadaje się do produkcji asfaltu spełniającego wszelkie wymagania europejskich standardów i specyfikacji. Gatunki te nazywamy ropą asfaltową (np. Alaska North Slope, Arab Heavy, Wafara Burgan, Zeit Bay, Vittorio, Safaniya).

W zależności od rodzaju surowca i technologii otrzymywania, asfalty można podzielić na:

- destylacyjne (uzyskiwane w wyniku zachowawczej przeróbki /destylacji/ ropy);
- ekstrakcyjne (wytwarzane w procesach uszlachetniania /rafinacji ekstrakcyjnej/ olejów smarowych);
- utlenione, tzw. dmuchane (otrzymywane w wyniku przedmuchiwania asfaltów naftowych powietrzem w temperaturze 200-300°C w celu ich utwardzenia);
- fluksowane (uzyskiwane przez wprowadzenie do asfaltu półproduktów olejowych z przerobu ropy w celu ich zmiękczenia).

Asfalty charakteryzujące się właściwościami wiążącymi, po ogrzaniu przechodzą w ciecz. Dobrze rozpuszczają się w di-siarczku węgla. Ich dokładny skład chemiczny jest trudny do określenia ze względu na różnorodność ropy naftowej, z której są otrzymywane. Na produkt ten składają się oleje, żywice i asfalteny. Oleje nadają mu elastyczność, żywice – ciągliwość i plastyczność, a asfalteny – twardość. Asfalty zawierają głównie węglowodory pierścieniowe aromatyczne i/lub naftenowe oraz nasycone. Charakteryzują się niewielką reaktywnością chemiczną. Cząsteczki obecne w asfaltach są kombinacjami wchodzących w skład ropy naftowej grup związków o dobrze poznanej strukturze, takich jak: alkany, alkeny, cykloalkany, cykloalkeny, aromaty i heterocząsteczki zawierające siarkę, tlen, azot i metale ciężkie. O jakości asfaltu decyduje jego stopień penetracji, temperatura mięknięcia, łamliwości i zapłonu oraz ciągliwość.

Asphalt production technologies

Asphalt is a mixture of large-molecule hydrocarbons coloured from black to brown. The substance is breakable and glossy. It is formed either naturally (as sedimentary rock through a transformation of paraffin-free oil due to oxidation and loss of volatile components) or as a result of crude oil refining. The main reserves of natural asphalt are located in the area of: the Dead Sea, the Pitch Lake (La Brea, Trinidad), Lake Bermúdez (Venezuela) and Sakhalin (Russia).

The world knows more than 1300 varieties of petroleum but only 10% are suitable for producing asphalt meeting all requirements of European standards and specifications. These varieties are called asphalt-based crude oil (such as Alaska North Slope, Arab Heavy, Wafara Burgan, Zeit Bay, Vittorio, and Safaniya).

Depending on the type of feedstock and production technology, asphalts can be split into:

- distillation asphalts (produced by processing /distillation of petroleum);
- extraction asphalts (produced during refining /extraction refining of lubricating oils);
- oxidised, so-called blown asphalts (produced by blowing of asphalts with air at a temperature of 200-300°C to harden them);
- fluxed asphalts (produced by introducing semi-finished oil products deriving from processed petroleum in order to soften them).

Asphalts characterised by binding properties, when heated, turn into liquid. They are well dissolved in carbon disulphide. Their exact chemical composition is difficult to determine due to the variety of petroleum from which they are produced. This product consists of oils, resins and asphaltenes. Oils make it flexible, resins – ductile and plastic, and asphaltenes – hard. Asphalts contain mainly aromatic cyclic hydrocarbons and/or naphthenic and saturated hydrocarbons. They are characterised by low chemical reactivity. Particles present in asphalts are combinations of groups of compounds which are the components of petroleum with a well-investigated structure, such as: alkanes, alkenes, cycloalkanes, cycloalkenes, aromatics and hetero-molecules containing sulphur, oxygen, nitrogen and heavy metals. The quality of asphalt is determined by the degree of penetration, softening point, breaking point and flash point and ductility.

W zależności od wykorzystania technologicznego, asfalty ponaf-towe dzieli się na:

- drogowe – stosowane do budowy i konserwacji dróg, nawierzchni lotnisk oraz w budownictwie wodno-przemysłowym;
- przemysłowe – charakteryzują się temperaturą łamliwości -10°C. Stosuje się je jako: warstwy hydroizolacyjne w przemyśle, składniki kitów, mas zalewowych, lepików do produkcji papy i innych materiałów izolacyjnych (np. kabli telekomunikacyjnych). Odmiany kruche wykorzystuje się jako lepiszcze do brykietów i masę izolacyjną w przemyśle papierniczym oraz do produkcji farb i lakierów;
- specjalne – wykorzystuje się do produkcji farb graficznych, zalewy kablowej do urządzeń elektroenergetycznych i roztworów asfaltowych do powlekania.

Palmę pierwszeństwa w produkcji asfaltów w Polsce należy przyznać rafinerii nafty Polmin, która w latach 1938-1939 wytwarzała asfalty: drogowe, papowe, przemysłowe, do zalewania akumulatorów i baterii, elektrotechniczne (do zalew kablowych) oraz lepiki. Produkcję asfaltów w Polsce zdominowały obecnie PKN ORLEN i LOTOS Asphalt. W 2015 roku PKN ORLEN nabył aktywa produkcyjne ORLEN Asphalt, co umożliwi kupionej spółce skoncentrować się głównie na rozwoju działalności handlowej, w tym na efektywniejszej sprzedaży i dystrybucji asfaltów w kraju i na rynkach zagranicznych.

Nowa instalacja do modyfikacji asfaltów drogowych została wybudowana w spółce ORLEN Asphalt w latach 2004-2006. To była pierwsza tego typu inwestycja na terenie płockiego kombinatu i jedna z największych w Europie. Uruchomiona w 2006 roku instalacja charakteryzuje się dużą elastycznością produkcji, zdolnością do wytwarzania kilku rodzajów polimeroasfaltów oraz zautomatyzowanym sterowaniem. Schemat instalacji wykonany jest w układzie klasycznym: zbiorniki asfaltów bazowych, młyn ścinający polimer, dojrzewalniki i zbiorniki produktów gotowych.

Instalacja do modyfikacji asfaltów w Trzebini należy do pierwszych tego typu w Polsce. Pierwsze uruchomienie produkcji elastomeroasfaltów, pod nazwą Elastofalt RT, nastąpiło w Rafinerii Trzebinia w 1994 roku. Po przerwie w latach 2001-2002, ponowne uruchomienie produkcji miało miejsce w roku 2003, już w ramach spółki ORLEN Asphalt.

Spółka LOTOS Asphalt powstała w 2004 roku i wchodzi w skład Grupy Kapitałowej LOTOS SA. Od rozpoczęcia działalności do końca 2011 roku wyprodukowała i sprzedała 6,07 mln ton produktów asfaltowych. W portfolio LOTOS Asphalt znajdują się zarówno asfalty klasyczne, modyfikowane, jak i drogowe emulsje asfaltowe. Firma jest jednym

Depending on the technological use, asphalts deriving from petroleum are split into:

- road asphalts – used in the construction and maintenance of roads, airport surfaces and civil and industrial engineering;
- industrial asphalts – characterised by the breaking point of -10°C. They are used as: hydroinsulating layers for industrial applications, components of putties, sealers, adhesives for roofing felt and other insulating materials (e.g. in telecommunications cables). Fragile varieties are used as binders for briquettes and insulating stock for the paper-making industry and in the production of paint and varnish;
- special-purpose asphalts – used in the production of printing inks, cable compound for power engineering equipment and asphalt solutions for coating.

The priority in the production of asphalts in Poland must be given to petroleum refinery Polmin which in 1938-1939 produced: road asphalts, felt asphalts, industrial asphalts, asphalts for priming of accumulators and batteries, electrotechnical asphalts (for cable compounds) and adhesives. The production of asphalts in Poland is now dominated by PKN ORLEN and LOTOS Asphalt. In 2015 PKN ORLEN purchased the productive assets of ORLEN Asphalt, which will enable the acquired company to focus mainly on developing its trading activity and on improving the effectiveness of sales and distribution of asphalts in Poland and in international markets.

The new road asphalt modification plant was built for the company ORLEN Asphalt in 2004-2006. It was the first such an investment in the conglomerate in Płock and one of the largest in Europe. Put into service in 2006 the plant is characterised by high flexibility of production, ability to produce a few types of polymer-modified asphalts and automated control. The plant has a classic arrangement: base asphalt tanks, polymer mill, ripening tanks and finished product tanks.

The asphalt modification plant in Trzebinia is one of the first such plants built in Poland. The production of elastomer asphalts called Elastofalt RT was launched in the Refinery in Trzebinia in 1994. Following a break in 2001-2002, it was re-launched in 2003 already under the control of ORLEN Asphalt.

LOTOS Asphalt was established in 2004 as a company of the Capital Group LOTOS SA. From the start of its operation until the end of 2011 it produced and sold 6.07 million tonnes of asphalt products. The portfolio of LOTOS Asphalt contains both classic and modified

z największych producentów asfaltu w Europie. Jej oferta zawiera najbardziej zaawansowane technologicznie asfalty modyfikowane MODBIT. Asphalt produkowany jest w trzech ośrodkach: w Gdańsku, Czechowicach-Dziedzicach oraz Jaśle. Jeszcze w 2003 roku rafineria w Gdańsku produkowała niecałe 300 tys. ton asfaltu rocznie, a od roku 2010 poziom ten w spółce wzrósł do ok. 1 mln ton. Instalacja oksydacji asfaltów, na której powstają asfalty drogowe w Grupie LOTOS SA (dawniej Rafinerii Gdańskiej), pracuje od 1976 roku. Od 1994 roku działa instalacja asfaltów przemysłowych, czyli lepików. W 1998 roku została uruchomiona również instalacja produkcji asfaltów wysokomodyfikowanych, czyli elastobitów. Wszystkie one stanowią blok instalacji asfaltowych, do którego należy też park zbiorników, układ grzewczy i instalacje ekspedycyjne – nalewaki oraz waga. Asfalty przemysłowe wytwarza się z prędkością 15 ton na godzinę. Służą one do wyrobu farb, lepików, papy. Ostatnio ich produkcja w rafinerii spadła, gdyż do wyrobu papy, lepiszców czy uszczelniaczy używa się już powszechnie elastobitów.

Asfalt produkuje się z pozostałości próżniowej, która powstaje na instalacji destylacji próżniowej. Część pozostałości trafia na instalację odasfaltowania propanem, na której wytwarzany jest, obok olejów, asfalten – asphalt PDA. Następnie wraz z pozostałością próżniową oraz ekstraktem z instalacji ekstrakcji furfurolem trafia on na instalację oksydacji (czyli utleniania) asfaltów. Na niej, poprzez utlenianie ciężkiej pozostałości powietrzem, w procesie utleniania ciągłego, otrzymuje się asphalt. Jego rodzaj zależy od trzech składników: pozostałości próżniowej, asfaltu PDA oraz ekstraktu furfurolowego. Utlenianie odbywa się w reaktorach, do których wdmuchuje się powietrze oraz podaje wsad podgrzany do temperatury 170-180°C. U dołu reaktora odbiera się gotowy produkt, którego ostateczne własności uzyskuje się po wymieszaniu i ujednorodnieniu całego zbiornika. Wielkość produkcji asfaltów zależy od stopnia ich utlenienia, czyli w tym samym czasie wytwarza się mniej asfaltów wyżej utlenionych.

Na instalacji modyfikacji asfaltów otrzymuje się elastobit, czyli produkt z dodatkiem elastycznego kopolimeru SBS. Wsad asfaltowy przeznaczony do modyfikacji podawany jest do mieszalnika, w którym mieszany jest z SBS i kierowany do młyna wysokościnnającego. Stamtąd trafia do zbiornika, w którym ostatecznie dojrzewa. Czas wbudowania polimeru w asphalt wynosi do kilkunastu godzin.

Najnowszą metodą pozyskiwania asfaltów jest wykorzystanie instalacji odasfaltowania pozostałości próżniowej ROSE. Służy ona do rozdzielenia pozostałości próżniowej po przerobie ropy naftowej na frakcję lżejszą – olej DAO (ang. *de-asphalted oil*) oraz frakcję cięższą – komponent asfaltowy.

asphalts and road bitumen emulsions. The company is one of the largest producers of asphalt in Europe. It offers the most high-tech modified bitumen MODBIT. Asphalt is produced in three plants: Gdańsk, Czechowice-Dziedzice and Jasło. In 2003 the refinery in Gdańsk produced less than 300,000 tonnes of asphalt p.a. and from 2010 this figure increased to ca. 1 million tonnes. The asphalt oxidation plant producing road asphalt of LOTOS SA Group (former Gdańsk Refinery) has been in operation since 1976. Since 1994 an industrial asphalt (adhesives) plant has been active. In 1998 a highly modified bitumen (elastobit) plant was put into service. All of them make a block of asphalt plants which also includes a park of tanks, a heating system and dispatching equipment – fillers and scales. Industrial asphalts are produced at a rate of 15 tonnes per hour. They are used for the production of paint, adhesives, and felt. Recently the refinery has reduced their production volume since elastobits are commonly used in the production of felt, adhesives and sealants.

Asphalt is produced from vacuum residues formed in the vacuum distillation plant. Part of the residues is transferred to the propane deasphalting plant which, apart from oils, also produces asphaltenes – PDA asphalt. Next, together with the vacuum residue and extract from the furfural extraction plant, it is passed to the asphalt oxidation plant. There asphalt is produced by oxidation of heavy residues with air in a continuous oxidation process. Its type is determined by three components: vacuum residue, PDA asphalt and furfural extract. Oxidation takes place in reactors into which air is blown and the feed heated up to 170-180°C is charged. At the bottom of the reactor the ready product is accumulated and its final properties develop after the contents of the whole tank are stirred into a homogenous mixture. The asphalt production volume depends on the degree of oxidation, that is, less highly oxidised asphalts are produced over an identical period of time.

The asphalt modification plant makes use of elastobit, that is, a product with an addition of an elastic copolymer SBS. Asphalt feed for modification is placed into a mixing tank where it is mixed with SBS and directed to a high-shear mill. Then it is passed to a tank in which it finally ripens. Polymer becomes incorporated into asphalt over a dozen or so hours.

The latest asphalt production method is deasphalting of vacuum residue using the ROSE plant. It is used to separate the vacuum residue after the processing of crude oil into a lighter fraction – DAO (de-asphalted oil) and heavier fraction – asphalt component.



import i eksport

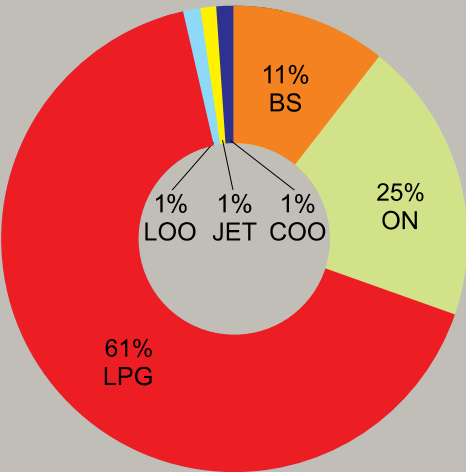
paliw ciekłych

Import and export of liquid fuels

Elementem służącym zaspokojeniu potrzeb paliwowych Polski jest import, rozumiany jako suma importu właściwego (spoza Unii Europejskiej) i nabyć wewnątrzwspólnotowych paliw ciekłych. Rola tego aspektu zaopatrzenia rynku malała w ostatnich latach wraz ze zwiększeniem możliwości produkcyjnych polskich rafinerii. Całkowity oficjalny import paliw ciekłych wyniósł w 2014 roku 6 mln m³. Jest to wynik o prawie 30% niższy niż w 2011 roku, ale też o około 20% wyższy niż w 1997 roku. Tym samym, mimo zwiększenia zdolności produkcyjnych krajowych rafinerii, wzrost popytu krajowego notowany od roku 1997 nadal musi być podtrzymywany dostawami zagranicznymi.

An element to satisfy the fuel needs of Poland is import, understood as the total of import proper (from outside the European Union) and intra-community acquisition of liquid fuels. The role of this aspect of market procurement has recently lost its significance along with the increasing production capacity of Polish refineries. Overall, in 2014 six million m³ of liquid fuels were imported, according to official reports. This is nearly 30% less than in 2011 but also about 20% more than in 1997. Thus, despite an increase in the production capacity of domestic refineries, the growth in domestic demand recorded since 1997 must still be maintained by foreign supplies.

O wysokości importu decydują w zasadzie dwa produkty: olej napędowy i gaz płynny LPG. O ile w przypadku tego pierwszego udział oficjalnego importu w konsumpcji krajowej wynosił do niedawna około 20%, o tyle dla LPG wskaźnik ten jest szacowany na około 90%. Import pozostałych paliw jest, z punktu widzenia rynku, marginalny i mógłby zostać bez większych problemów zastąpiony produkcją krajową. Oczywiście polskie rafinerie działają w otoczeniu makroekonomicznym, zatem kupują i sprzedają na tych rynkach, na których bardziej się to opłaci, lub gdzie można dany produkt w kryzysowych czasach ulokować. Tym samym, to właśnie rafinerie i międzynarodowe koncerny działające na polskim rynku tworzyły w przeszłości i nadal tworzą wolumen importu. Operatorzy niezależni dokonywali zakupów na poziomie tylko kilku procent. Wyjątkiem jest gaz płynny LPG, w przypadku którego to właśnie operatorzy niezależni dominują i realizują około 80% dostaw pochodzących z zagranicy. W 2012 roku dużym zaskoczeniem był wysoki spadek importu oleju napędowego, wynoszący w porównaniu ze stanem z roku poprzedniego prawie 50%. To pierwszy od lat przypadek tak drastycznego spadku zakupów zagranicznych tego paliwa i nie da się on wytłumaczyć tylko mniejszym popytem związanym ze spowolnieniem gospodarczym. Tym bardziej, że produkcja krajowa ON też zmalała. Przyczyn należy upatrywać w rozwoju szarej strefy na rynku paliwa do silników wysokoprężnych, której rozmiar szacowany jest już w liczbach dwucyfrowych (w 2012 roku szacunki mówiły o 12% rynku oleju napędowego) i jak wynika z obserwacji rynkowych, wciąż wzrasta.



Struktura importu paliw ciekłych w 2014 r. [%] / Structure of liquid fuels import in 2014 [%]

As a rule, the volume of import is determined by two products: diesel oil and liquefied petroleum gas (LPG). In the former, the share of official import in domestic consumption was recently close to 20%; for LPG this ratio is estimated at about 90%. Import of other fuel is, from the point of view of the market, marginal and could be easily replaced by domestic production. Of course Polish refineries operate in a macroeconomic environment, so they buy and sell in markets in which it is more profitable or where a specific product can be located in times of crisis. Thus, these are refineries and international concerns operating in the Polish market which have formed the import volume. Independent operators had only a few per cent buying share. The exception is LPG, in which independent operators are predominant and handle 80% of deliveries from foreign countries. In 2012 a high decrease in the import of diesel oil was a big surprise. Compared to the previous year, this amounted to nearly 50%. It was the first such drastic drop in foreign procurement of this fuel which can only be explained by lower demand due to the economic slowdown. On top of that, the domestic production of diesel oil also decreased. Reasons must be sought in the emergence of a grey zone in the market of fuels for diesel engines, the estimated size of which is a two-digit figure (in 2012 estimates mentioned 12% of the diesel oil market) and still increasing according to market observations.

For several years a decrease in the domestic demand for petrol has been noted throughout the European market along with a simultaneous increase in the production capacity of refineries. These facts contribute to excessive production of petrol which must be connected with decreasing procurement from foreign countries. However, in case of LPG an increase can be observed both in domestic production and demand. As a result import is restricted to a slight degree.

Od kilku już lat, na całym rynku europejskim notuje się spadek krajowego popytu na benzynę i jednocześnie wzrost mocy produkcyjnych w rafineriach. Te fakty przekładają się na nadprodukcję benzyn, która musi wiązać się ze zmniejszaniem zakupów zagranicznych. W przypadku gazu płynnego LPG obserwujemy wprawdzie wzrost produkcji krajowej, ale też wzrost popytu. W rezultacie ograniczenie importu jest niewielkie.

Wyszczególnienie / Specification	Rok 2013 tys. m ³ / 2013 (in '000 m ³)	Rok 2014 tys. m ³ / 2014 (in '000 m ³)	Wskaźnik 2013 = 100 / Ratio in 2013 = 100
Benzyny silnikowe / Gasoline	597	643	108
Olej napędowy / Diesel oil	1065	1457	137
Gaz płynny LPG / Liquefied petroleum gas LPG	3691	3630	98
Lekki olej opałowy / Light fuel oil	89	77	87
Paliwo JET / JET fuel	68	39	57
Ciężki olej opałowy / Heavy fuel oil	78	80	103
Ogółem paliwa płynne / Liquid fuels in total	5588	5926	106

Porównanie importu i nabyć ww. paliw ciekłych w roku 2013 i 2014 (Źródło: Ministerstwo Finansów i dane własne POPIHN) / Comparison of liquid fuel volumes imported and purchased in 2013 and 2014 (Source: Ministry of Finance and own data of POPIHN)

Systematycznie od kilku lat spadają dostawy zagraniczne lekkiego oleju opałowego, zastępowane produkcją krajową, a generowany ze strony rynku mniejszy popyt nie wymusza dodatkowych zakupów zagranicznych. Analizując strukturę importu paliw ciekłych w 2014 roku, można zauważyć, iż 61% stanowi gaz płynny LPG. Na drugim miejscu jest olej napędowy z wynikiem 25%, a następnie benzyny silnikowe z udziałem 11%. Co ważne, wolumenowo znikomy import benzyn stanowi tylko 18% importu gazu płynnego LPG.

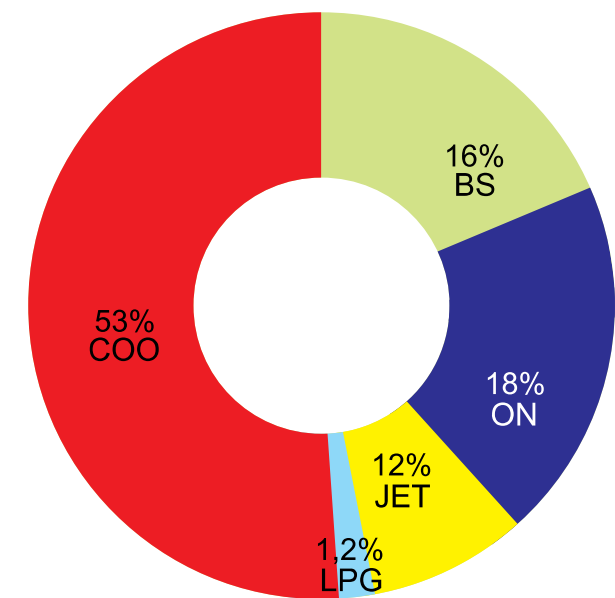
Łącznie do kraju w 2014 roku sprowadzono około 6 mln m³ paliw ciekłych, z czego najwięksi operatorzy rynkowi (koncerny krajowe i koncerny międzynarodowe operujące w Polsce) sprowadzili 1,3 mln m³ paliw ciekłych, a operatorzy niezależni 4,5 mln m³.

Polska leży na skrzyżowaniu szlaków komunikacyjnych z zachodu na wschód i z północy na południe, co ułatwia za równo realizację importu, jak i eksportu paliw. Odpowiednia infrastruktura na wybrzeżu Morza Bałtyckiego umożliwia doskonałą wymianę międzynarodową z innymi rynkami paliw. Wykorzystuje się w tym celu wszelkie możliwe drogi transportowe, w tym kolej, autocysterny i transport morski. Kierunki importu paliw ciekłych pozostają praktycznie niezmiennie od lat. Najwięcej benzyn sprowadza się z Niemiec i Słowacji, wykorzystując głównie szlaki kolejowe i drogowe. Dostawy z innych kierunków mają rozmiar śladowy.

Olej napędowy importuje się wprawdzie z większej liczby krajów niż benzyny silnikowe, ale również w tym wypadku kierunki dostaw ulegają tylko niewielkim modyfikacjom w stosunku do lat poprzednich. Najwięcej paliwa do silników Diesla trafia do nas oficjalnie z Niemiec, Białorusi i ze Słowacji. Zza naszej wschodniej granicy, z terytorium państw nienależących do UE, sprowadzono w 2014 roku około 22% całego importu oleju napędowego, a dodając do tego kierunek litewski i łotewski, udział ten wzrasta do około 38%. Import paliw pochodzących ze wschodu systematycznie rośnie i co należy zaznaczyć, jest to też kierunek najczęściej wybierany przez firmy działające w szarej strefie. Olej napędowy również jest najczęściej transportowany przy pomocy międzynarodowych połączeń drogowych i kolejowych.

Foreign supplies of fuel oil have been systematically decreasing for years replaced by domestic production and lower market demand does not necessitate buying abroad. Analyzing the structure of import of liquid fuels in 2014 it can be observed that LPG accounts for 61%. Diesel oil comes second with 25%, followed by engine petrol with its share of 11%. Importantly, by volume the trifling import of petrols accounts only for 18% of LPG imports.

In total in 2014 about 6 million m³ of liquid fuels were imported, of which 1.3 million m³ by the largest market operators (domestic and international concerns operating in Poland) and 4.5 million m³ by independent operators.



Struktura eksportu paliw ciekłych w 2014 r. [%] / Structure of liquid fuels export in 2014 [%]

Poland is situated at the intersection of west-east and north-south transport routes, which facilitates both import and export of fuel. Proper infrastructure on the shore of the Baltic Sea facilitates international exchange with other fuel markets. To this end all possible transport routes are utilised including railway, road tankers and sea transport. The directions from which liquid fuels are imported have remained practically unchanged for years. Most petrol is imported from Germany and Slovakia mainly by rail and road. Deliveries from other directions are scarce.

Although diesel oil is imported from more countries than engine petrol is, but also in this case the directions are only slightly modified compared to previous years. Poland imports most fuel for diesel engines officially from Germany, Belarus and Slovakia. From the territories of non-EU countries beyond Poland's eastern border, in 2014 about 22% of all diesel fuel import volume was imported. And taking Lithuania and Latvia into account, this share increases to about 38%.

The import of fuel from the east has been systematically growing and it must be emphasized that this is the direction most frequently chosen by companies operating in the grey zone. Diesel oil is also most frequently transported using international road and railway transport.

Eksport paliw ciekłych

Paliwo, którego nie uda się sprzedać w kraju lub które można korzystniej sprzedać poza granicami, zaliczane jest do eksportu rozumianego jako suma eksportu właściwego (poza Unię Europejską) i dostaw wewnątrzwspólnotowych paliw ciekłych. W 2014 roku za granice Polski wysłano ponad 5,5 mln m³ paliw ciekłych i był to najwyższy wynik od rekordowego dla eksportu 2005 roku. W stosunku do 2013 roku w ciągu 12 miesięcy wysyłki zagraniczne wzrosły aż o 12%, co świadczy z jednej strony o skali osłabienia rynku, a z drugiej – o wzroście możliwości polskich producentów. Tym samym w 2014 roku sprzedano około 590 tys. m³ więcej paliw ciekłych niż rok wcześniej, a to stanowi istotne przesunięcie puli produktów na inne rynki. Do rosnącego eksportu polskich produktów wykorzystuje się głównie drogę morską poprzez Naftoport w Gdańsku, ale też kolej i w zdecydowanie mniejszym wymiarze transport drogowy w autocysternach.

Powodami, dla których w ostatnich latach wzrasta ilość eksportowanych paliw, są większa produkcja w polskich zakładach oraz spadek popytu krajowego wymuszony spowolnieniem gospodarczym, wysokimi cenami paliw i rosnącą szarą strefą. Jako przykład posłużyć może sytuacja na rynku oleju napędowego, gdzie intensywne wysyłki zagraniczne nie są dla sprzedających zbyt atrakcyjne cenowo, ale zapobiegają ograniczeniom produkcji. W efekcie w 2013 roku wysłano za granicę trzy razy więcej tego paliwa niż przed rokiem. Z kolei wolumenowo największy jest zwykle eksport ciężkiego oleju opałowego, a w następnej kolejności benzyn silnikowych. Polska od lat wytwarza dwa kluczowe produkty, które są masowo wysyłane za granicę. Są to ciężki olej opałowy i paliwo lotnicze typu JET. Warto jednak zauważyć, iż z roku na rok zwiększa się eksport benzyn silnikowych i oleju napędowego. Udział ciężkiego oleju opałowego w całości eksportu paliw płynnych oscyluje w granicach 53%. Udział benzyn to około 16%, a oleju napędowego około 18%. Około 12% całkowitego eksportu stanowi paliwo lotnicze JET i wskaźnik ten rośnie sukcesywnie mimo wzrostu zapotrzebowania na lotniskach krajowych. Dostawy zagraniczne paliwa JET realizowane są bezpośrednio przez krajowych producentów. Znaczna część produkcji trafia jednak do krajowych spółek pośredniczących, które sprzedają paliwo do samolotów przewoźników międzynarodowych. Skala tych dostaw w 2014 roku wyniosła prawie 780 tys. m³, czyli, licząc łącznie, faktycznie bezpośrednio i pośrednio za granicę trafia ponad 1 mln m³ paliwa lotniczego.

Wyszczególnienie Specification	Rok 2013 / 2013	Rok 2014 / 2014	Wskaźnik 2013 =100 Ratio in 2013 = 100
Benzyny silnikowe / Gasoline	1180	913	77
Olej napędowy / Diesel oil	698	979	140
Paliwo lotnicze JET / JET aviation fuel	466	686	147
LPG* / LPG*	88	69	78
Ciężki olej opałowy / Heavy fuel oil	2550	2925	115
Ogółem / Total	4982	5572	112

Struktura eksportu i dostaw ww. paliw w roku 2013 i 2014 [w tys. m³] (*Eksport bezpośredni bez reeksportu, Źródło: Dane własne POPIHN) / Structure of exports and supplies in 2013 and 2014 [in '000 m³] (*Direct export without reexport, Source: Own data of POPIHN)

Export of liquid fuels

Fuel which cannot be sold in the domestic market or which can be sold abroad on more profitable terms, is included in the volume of export deemed to be the total of exports proper (outside the European Union) and intra-community deliveries of liquid fuels. In 2014 more than 5.5 million m³ of liquid fuels were exported from Poland. It was the highest export volume since the record broken in 2005. Compared to 2013, over 12 months international shipping increased by 12%. On the one hand it is evidence of the scale of market deterioration, and on the other – the growth in capacity of Polish producers. Thus, in 2014 about 590,000 m³ more liquid fuels were sold than in the past year, which caused a significant shift of the products pool to other markets. The growing export of Polish products makes use mainly of sea transport via Naftoport in Gdańsk but also of railway and road tankers – the latter to a definitely smaller extent.

The reasons for the recently growing amount of exported fuels comprise the higher rate of production in Polish plants and reduced domestic demand forced by economic slowdown, high prices of fuel and expanding grey zone. An example can be the situation in the diesel oil market where intense international shipping is not very attractive in terms

of price for sellers but prevents limitation on production. As a result, in 2013 exports of this fuel were three times higher than in the previous year. In turn, in terms of volume the largest export is usually that of heavy fuel oil followed by engine petrol. For two years Poland has produced two key products which are shipped abroad on a large scale. These are heavy fuel oil and JET aviation fuel. However, it is worth noting that export of engine petrol and diesel oil has been growing year on year. The share of heavy fuel oil in the total export of liquid fuels oscillates around 53%. Petrols account for about 16% and diesel oil about 18%. About 12% of the total export is JET aviation fuel and this ratio is successively growing despite the requirement of domestic airports. International deliveries of JET fuel are carried out directly by domestic producers. However, a considerable part of production is supplied to intermediary companies selling aviation fuel to international carriers. These deliveries in 2014 amounted to nearly 780,000 m³, that is, in total actually more than 1 million m³ of aviation fuel is directly or indirectly exported.

Główne kierunki eksportu i dostaw wewnątrzwspólnotowych benzyn silnikowych obejmują Ukrainę (39%) i Szwecję (22%), a oleju napędowego Wielką Brytanię (59%) i Niemcy (17%). Ciężki olej opałowy trafia głównie do Holandii (37%) i Danii (36%). Bezpośrednie dostawy zagraniczne paliwa JET realizowane przez rafinerie krajowe kierowane są zwłaszcza do Szwecji (32%) i na Litwę (24%).

Bilans

Jak wspomniano wcześniej, podstawowym rynkiem zbytu dla polskich rafinerii jest rynek krajowy determinowany czynnikami ekonomicznymi, handlowymi i logistycznymi. Jednocześnie prowadzona jest normalna wymiana handlowa z zagranicą, choć potrzeby krajowe i sytuacja na rynku polskim stymulują wielkość tych wysyłek. W 2014 roku Polska nadal importowała więcej paliw ciekłych, niż eksportowała. Jednak na skutek zwiększenia produkcji krajowej, ograniczenia zakupów i spadku popytu import netto (różnica pomiędzy wolumenem przywiezionych do kraju i wywiezionych) paliw ciekłych zmniejszył się do poziomu 1,6 mln m³, czyli w stosunku do 2011 roku o ponad 3 mln m³. Jeszcze do 2011 roku bilans obrotów międzynarodowych był w zasadzie kształtowany z jednej strony przez import oleju napędowego i gazu płynnego LPG, a z drugiej przez eksport ciężkiego oleju opałowego i paliwa JET.



W roku 2014 przewaga szeroko rozumianego importu nad eksportem paliw wyniosła ponad 350 tys. m³ i uległa zmniejszeniu w stosunku do wyniku z roku 2013 o około 200 tys. m³. Trzy lata temu ta różnica wynosiła 4 mln m³ i z każdym rokiem sukcesywnie malała. Słaby popyt krajowy wymusza poszukiwanie innych rynków zbytu, a te są znajdowane głównie w Europie, ale też część produktów (szczególnie ciężkich destylatów) lokowana jest poza naszym kontynentem. Konieczność większego eksportu wymusza zmniejszenie różnicy pomiędzy tym, co do kraju jest sprowadzane, a tym, co z niego jest wysyłane. Takiemu zachowaniu sprzyja pozyskanie części rynku przez szarą strefę. Bilans obrotów międzynarodowych był kształtowany przez import oleju napędowego i gazu płynnego LPG z jednej strony i przez eksport ciężkiego oleju opałowego i paliwa JET z drugiej. W roku 2014 do paliw, których więcej eksportujemy niż sprowadzamy do kraju, zaliczyć trzeba też benzyny.

The main directions of exports and intra-community deliveries of engine petrol are Ukraine (39%) and Sweden (22%) and of diesel oil – United Kingdom (59%) and Germany (17%). Heavy fuel oil is mainly supplied to the Netherlands (37%) and Denmark (36%). Direct international deliveries of JET fuel are carried out by domestic refineries, in particular to Sweden (32%) and Lithuania (24%).

Balance

As mentioned previously, the fundamental selling market for Polish refineries is the domestic market determined by economic, commercial and logistics factors. At the same time, normal trade exchange with foreign countries takes place although its size is stimulated by domestic needs and the situation in the Polish market. In 2014 Poland's imports of liquid fuels were still higher than respective exports. However, due to increasing domestic production, limitation of procurement and decreased demand, the net import (difference between the volume imported and exported) of liquid fuels dropped to 1.6 million m³, that is, compared to 2011 by more than 3 million m³. Until 2011 the balance of international turnover was essentially shaped on the one hand by the import of diesel oil and LPG, and on the other hand by the export of heavy fuel oil and JET fuel.

In 2014 the advantage of the broadly understood import over the export of fuels amounted to more than 350 thousand m³ and decreased in comparison to the corresponding figure for 2013 by 200 thousand m³. Three years ago this difference amounted to 4 million m³ and has been successively reduced year on year. Poor domestic demand necessitates searching for other selling markets mainly in Europe. In addition, some products (in particular heavy distilled products) are sold in non-European markets. Export has been intensified in consequence of reduced difference between the amount of products imported and exported. This reduction is due to the development of the shadow sector's share in the market. The balance of international turnover was created by import of diesel oil and LPG on the one hand and by export of heavy fuel oil and JET fuel on the other hand. In 2014 the fuels whose export volumes exceed their import volumes also included petrol.



W 1999 roku partnerzy biznesowi – Sylwia Mikołajczyk oraz Piotr Liszek postanowili wykorzystać zdobywane przez lata doświadczenie w branży petrochemicznej i powołali do życia firmę Petrax Sp. z o.o. Od samego początku istnienia firma miała jasno wytyczone obszary aktywności – handel paliwami płynnymi, zarówno na rynku krajowym, jak i międzynarodowym. Dzięki doskonałemu połączeniu kompetencji – Prezes Sylwia Mikołajczyk jest absolwentką Moskiewskiego Instytutu Nafty i Gazu im. Gubkina, a Wiceprezes Piotr Liszek ukończył Szkołę Główną Handlową w Warszawie oraz EMBA University of Illinois i UW – firma Petrax realizowała oraz realizuje nieosiągalne często dla konkurencji projekty biznesowe. Spółka należy do bardzo wąskiej, elitarnej grupy przedsiębiorstw, które w swej działalności mogą pochwalić się importem do Polski nieprzerobionej ropy naftowej, którą w ramach kontraktu w latach 2003-2004 dostarczano do rafinerii południowych. Przez wszystkie lata, z niewielkimi przerwami, kiedy to nie było uzasadnienia biznesowego dla sprowadzania paliw z zagranicy, firma Petrax importowała paliwa tradycyjne oraz gaz LPG i robi to również obecnie, zarówno ze wschodu, jak i z zachodu Europy. Petrax od lat mocno zaznacza

swoją obecność również w eksporcie, będąc wiodącym odbiorcą biopaliw od polskich koncernów, które następnie są eksportowane na zagraniczne rynki.

Osiągnięcia firmy Petrax były wielokrotnie doceniane, a ukoronowaniem pracy był rok 2013, gdy Petrax zajął I miejsce w Rankingu Pereł Polskiej Gospodarki przygotowanym przez Polish Market oraz Polską Akademię Nauk. Tytuł „Dużej Pereły 2013” został wręczony przez Wicepremiera i Ministra Gospodarki Janusza Piechocińskiego oraz Prezesa Polskiej Akademii Nauk prof. Michała Kleibera. Ponadto, firma Petrax w 2014 roku została uhonorowana „Diamentem Forbesa”.

In 1999 business partners – Sylwia Mikołajczyk and Piotr Liszek decided to put their long-term experience in petrochemical industry into effect and established the company Petrax Sp. z o.o. From the start the company had a clearly defined area of activity – sales of liquid fuels, both domestic and international. The excellent combination of the competences – Sylwia Mikołajczyk, President graduated from the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, and Piotr Liszek, Vice President



graduated from the Warsaw School of Economics in Warsaw and the EMBA University of Illinois and the University of Warsaw – has enabled Petrax to complete business projects which are often impossible for its competitors. The company forms part of a very narrow, select group of businesses importing unprocessed crude oil to Poland which was supplied to refineries in the south under a contract in 2003-2004. All the time, with small interruptions when there were no business reasons to import of fuel from foreign countries, Petrax has imported conventional fuels and LPG both from the east and from the west of Europe. For years Petrax has also marked its presence in the export

sector as a leading buyer of biofuels from Polish concerns which are then exported to foreign markets.

The achievements of Petrax were appreciated many times and the culmination was the year 2013 when Petrax was ranked 1st in the “Pearls of the Polish Economy” a ranking prepared by the economic monthly Polish Market and the Polish Academy of Sciences. The “Large Pearl 2013” title was awarded by the Deputy Prime Minister and Minister of Economy Janusz Piechociński and by the Chairman of the Polish Academy of Sciences, Prof. Michał Kleiber. In addition, in 2014 Petrax was awarded the “Forbes Diamond”.

PETRAX Sp. z o.o.

02- 707 Warszawa, ul. Puławska 111A/119

tel. +48 22 844 73 01

e-mail: petrax@petrax.com.pl, www.petrax.pl



magazynowanie i transport paliw ciekłych

Storage and transportation of liquid fuels

Rurociągi produktowe służą do masowego i stałego przemieszczania produktów przerobu ropy naftowej na krótszych i dłuższych odległościach, do lub z instalacji znajdującej się na lądzie bądź w wodzie. Transport taki stosowany jest też przy przetłaczaniu produktów naftowych w transporcie wewnątrza rafinerijnym oraz wewnątrz baz naftowych (paliwowych), przy rozładowywaniu tankowców i cystern w obrębie składów naftowych i w zasilaniu niektórych baz naftowych w paliwa płynne z rafinerii. Na pojęcie to składają się nie tylko same rurociągi, ale również infrastruktura towarzysząca, bez której niemożliwe byłoby dokonywanie tłoczenia paliw.

Products pipelines are designed for regular bulk transportation of refined petroleum products over shorter and longer distances or to or from onshore or offshore plants. Such transport is also used for pumping petroleum products inside refineries and inside oil (fuel) bases, for discharging tankers within the premises of oil depots and for supplying certain oil bases (tank farms) with liquid fuels from refineries. This term is not only inclusive of pipelines but it also denotes the accompanying infrastructure without which fuel pumping would be impossible.

Obiektami związanymi z dalekosiężnymi rurociągami przesyłowymi są: stacje pomp; liniowe stacje zaworów (zasuw); rozdzielnie technologiczne; urządzenia inżynierskie (przejścia przez przeszkody naturalne i sztuczne); instalacje i obiekty elektrochemicznej ochrony rurociągów przed korozją; linie i urządzenia elektroenergetyczne służące do zasilania stacji pomp, zaworów i ochrony katodowej; linie i urządzenia służące do sterowania obiektami; a także linie, obiekty i urządzenia systemów łączności i nadzoru.

Użytkowane w Polsce dalekosiężne rurociągi produktowe:

1) istniejące:

- Płock – Mościska (od 1970 roku; 1 mln ton paliwa rocznie) – Emilianów (od 1975 roku; 1 mln ton paliwa rocznie) – łączna długość 147,7 km;
- Płock – Koluszki (od 1968 roku; 3,8 mln ton paliwa rocznie) – Boronów (od 1992 roku; 1 mln ton paliwa rocznie) – łączna długość 261,5 km;
- Płock – Nowa Wieś Wielka (od 1983 roku; 2,1 mln ton paliwa rocznie) z odgałęzieniem do Inowrocławskich Kopalni Soli Solino i ich Podziemnego Magazynu Ropy i Paliw w Górze, przy czym odcinek ten należy do PKN ORLEN S.A. – Rejowiec (od 1993 roku; 1,4 mln ton paliwa rocznie) – łączna długość 207,1 km;
- Płock – Ostrów Wielkopolski – Wrocław (od 2011 roku) – łączna długość 379 km (w tym Ostrów Wlkp. – Wrocław 105 km);

2) projektowane/rozważane:

- Emilianów – Małaszewicze;
- Koluszki – Piotrków Trybunalski – Skarżysko Kościelne – Lublin;
- Skarżysko Kościelne – Wola Rzędzińska – Bardejów (Słowacja);
- Boronów – Strzemieszyce – Ostrava (Słowacja);
- Grabowo Wielkie (na nowo uruchomionej nitce Ostrów Wielkopolski – Wrocław) – Katowice – Cerekvice (Czechy);
- Rejowiec – Schwedt (Niemcy);
- Płock – Dębogórze (z odnogą do Nowej Wsi Wielkiej).

Rurociągi produktowe z Płocka do Emilianowa, Boronowa oraz Rejowca są eksploatowane przez Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych PERN Przyjaźń S.A., a nitka Płock – Wrocław bezpośrednio przez PKN ORLEN S.A. W 2012 roku Grupa ORLEN w Polsce, Czechach i na Litwie do przesyłu surowcowo-produktowego wykorzystywała sieć rurociągów własnych i dzierżawionych o łącznej długości ponad 2 tys. km. Wykorzystanie rurociągów w ciągu ostatnich kilku lat wyglądało następująco:

- relacja Płock – Rejowiec do 50%;
- relacja Płock – Mościska około 100%;
- relacja Płock – Koluszki 70%, a na trasie do Boronowa 100%;
- relacja Płock – Ostrów Wielkopolski około 80%.

The facilities associated with long-distance transmission pipelines are: pumping stations; line valve stations; process switching stations; engineering equipment (passages through natural and artificial obstacles); installations and units for electrochemical protection of pipelines against corrosion; power lines and devices designed to supply pumping stations, valves and cathode protection; lines and devices for controlling different units; as well as lines, units and devices making up communications and monitoring systems.

The long-distance products pipelines used in Poland are:

1) existing:

- Płock – Mościska (since 1970; 1 million tonnes of fuel p.a.) – Emilianów (since 1975; 1 million tonnes of fuel p.a.) – total length 147.7 km;
- Płock – Koluszki (since 1968; 3.8 million tonnes of fuel p.a.) – Boronów (since 1992; 1 million tonnes of fuel p.a.) – total length 261.5 km;
- Płock – Nowa Wieś Wielka (since 1983; 2.1 million tonnes of fuel p.a.) with a branch to the Inowrocław Salt Mine Solino and their Underground Oil and Fuel Storage in Góra, this section being the property of PKN ORLEN S.A. – Rejowiec (since 1993; 1.4 million tonnes of fuel p.a.) – total length 207.1 km;
- Płock – Ostrów Wielkopolski – Wrocław (since 2011) – total length 379 km (of which Ostrów Wlkp. – Wrocław 105 km);

2) projected/considered:

- Emilianów – Małaszewicze;
- Koluszki – Piotrków Trybunalski – Skarżysko Kościelne – Lublin;
- Skarżysko Kościelne – Wola Rzędzińska – Bardejov (Slovakia);
- Boronów – Strzemieszyce – Ostrava (Slovakia);
- Grabowo Wielkie (on the newly commissioned line Ostrów Wielkopolski – Wrocław) – Katowice – Cerekvice (Czech Republic);
- Rejowiec – Schwedt (Germany);
- Płock – Dębogórze (with a branch to Nowa Wieś Wielka).

Products pipelines from Płock to Emilianów, Boronów and Rejowiec are operated by the Oil Pipeline Operation Company PERN Przyjaźń S.A., and the line Płock – Wrocław directly by PKN ORLEN S.A. In 2012 ORLEN Group in Poland, Czech Republic and Lithuania used a network of its own and leased pipelines with the total length exceeding 2,000 km for the purposes of transmitting oil and its products. Over the past few years the pipelines were utilised as below:

- Płock – Rejowiec pipeline up to 50%;
- Płock – Mościska pipeline about 100%;
- Płock – Koluszki pipeline 70%, and on the section to Boronów 100%;
- Płock – Ostrów Wielkopolski pipeline about 80%.

Współczesny stan wiedzy technicznej pozwala przetaczać jednym rurociągiem kilka gatunków paliw na przemian, bez obawy obniżenia jakości któregośkolwiek z nich. Na wypadek kryzysów lub konfliktów zbrojnych przygotowywane są specjalne jednostki wojskowe, które będą odpowiedzialne za logistykę paliw płynnych. Przykładem może tu być 8. Kompania Rurociągów Dalekosiężnych wchodząca w skład batalionu składowania 10. Opolskiej Brygady Logistycznej. Pododdział ten o liczebności 228 żołnierzy ma za zadanie: przetwarzanie paliwa rurociągiem polowym (w ilości 2 tys. m³/dobę przy ciśnieniu roboczym

The contemporary level of technical knowledge makes it possible to pump a few grades of fuels alternately via pipelines without fear of deterioration in quality. Special military units in charge of liquid fuel logistics are set up for the eventuality of potential crisis or armed conflicts. An example is the 8th Long-Distance Pipelines Company forming part of the storage battalion of the 10th Logistics Brigade in Opole. This subdivision of 228 soldiers is tasked with: pumping fuel via a field pipeline (2,000 m³/day at a working pressure of 2.0 MPa) at distances up to 60 km,



2,0 MPa) na odległość do 60 km, wydawanie paliw i rozliczanie odbiorców w punktach pośrednich i końcowym (na 32 stanowiskach), a także budowę i ochronę rurociągu. W tym celu kompania wyposażona jest w sześć kompletów 10-kilometrowych rurociągów stalowych RS o średnicy 150 mm i połączeniach kielichowych. Posiada również 25 zbiorników gumowych ZPG-25A (o pojemności 25 m³) oraz niezbędne oprzyrządowanie i sprzęt (pojazdy, żurawie, sprężarki, pompy, itp).

Zbiorniki magazynowe

Zbiorniki paliwowe mogą być budowane jako: podziemne lub naziemne, jedno- lub dwupłaszczowe; jedno- lub wielokomorowe, z dachem stałym bądź pływającym. Do magazynowania paliw ciekłych można również używać kawern po wysadach solnych.

Główne inwestycje w pojemności magazynowe w ciągu ostatnich lat przedstawiały się następująco:

- 1991 rok – budowa dwóch zbiorników magazynowych na paliwa, oleje V=10 tys. m³ dla Bazy Paliwowej CPN Strzemieszyce; budowa parku zbiorników na paliwo, oleje i chemikalia V=5 tys. m³ – dwie sztuki, V=2 tys. m³ – dwie sztuki, V=750 m³ – cztery sztuki, V=200 m³ – cztery sztuki, V=100 m³ – cztery sztuki w Trzebinii dla Rafinerii Trzebinia S.A.; budowa zbiorników cylindrycznych z dachami stałymi i pływającymi o łącznej pojemności V=110 tys. m³; budowa trzech konstrukcji z dachem pływającym na gaz i oleje o pojemności V=20 tys. m³; sześć cylindrycznych z pływającym dachem na ropę i benzynę: V=10 tys. m³ – dwie sztuki, V=5 tys. m³ – cztery sztuki; czterech zbiorników z dachem stałym na paliwa V=2 tys. m³ – dwie sztuki, V=1 tys. m³ – dwie sztuki; poziomych rezerwuarów cylindrycznych na oleje i oleje przepracowane V=100 m³ – 25 sztuk, V=320 m³ – 16 sztuk, V=450 m³ – trzy sztuki w bazie paliw w Woli Rzędzińskiej dla CPN;
- 1992 rok – budowa 35 zbiorników manipulacyjnych o pojemnościach od V=75 m³ do V=500 m³; budowa konstrukcji cylindrycznych oraz do przechowywania ciężkich i lekkich paliw: V=10 tys. m³ – trzy sztuki, V=2 tys. m³ – jedna sztuka, V=1 tys. m³ – trzy sztuki w Gdańsku dla Rafinerii Gdańsk S.A.;
- 1993 rok – budowa rezerwuaru V=5 tys. m³ w Czechowicach-Dziedzicach dla Rafinerii Czechowice S.A.;
- 1994 rok – budowa zbiornika do przechowywania ciężkich paliw V=5 tys. m³ dla Kompleksu Chemicznego Blachownia;
- 1999 rok – budowa ośmiu rezerwuarów w Stobnie koło Szczecina dla PH Solo S.A.;
- budowa zbiornika oleju napędowego V=32 tys. m³ i benzyny krajowej V=20 tys. m³, dwóch konstrukcji stokażowych oleju napędowego/opałowego V=20 tys. m³ w Gdańsku dla Rafinerii Gdańsk S.A.; budowa dwóch zbiorników V=3300 m³ na olej opałowy w Nowej Sarzynie dla Deutsche Babcock Oberhausen;

distributing fuels and billing fuel consumers at intermediate and end points (32 stations) as well as building and protecting the pipeline. To this end, the company is equipped with six sets of 10-kilometre long steel pipelines (RS) with a diameter of 150 mm and socket connectors. It also has 25 rubber tanks ZPG-25A (25 m³) and necessary instruments and equipment (vehicles, cranes, compressors, pumps, etc.).

Storage tanks

Fuel tanks can be built as: underground or ground, single- or double-shell; single- or multi-chamber, with a fixed or floating roof. Liquid fuels can also be stored in caverns formed by salt domes.

The main investments in storage facilities have recently been as follows:

- 1991 – construction of two fuel and oil storage tanks V=10,000 m³ for the Fuel Base CPN Strzemieszyce; construction of a park of fuel, oil and chemicals tanks: V=5,000 m³ – two tanks, V=2,000 m³ – two tanks, V=750 m³ – four tanks, V=200 m³ – four tanks, V=100 m³ – four tanks in Trzebinia for the Refinery in Trzebinia; construction of cylindrical fixed and floating roof tanks with a total volume of V=110,000 m³; construction of three floating roof gas and oil tanks with a volume V=20,000 m³; six cylindrical floating roof oil and petrol tanks: V=10,000 m³ – two tanks, V=5,000 m³ – four tanks; four fixed roof fuel tanks: V=2,000 m³ – two tanks, V=1,000 m³ – two tanks; horizontal cylindrical oil and used oil reservoirs: V=100 m³ – 25 tanks, V=320 m³ – 16 tanks, V=450 m³ – three tanks at the fuel base in Wola Rzędzińska for CPN;
- 1992 – construction of 35 handling tanks with volumes from V=75 m³ to V=500 m³; construction of cylindrical tanks and heavy and light fuel storage tanks: V=10,000 m³ – three tanks, V=2,000 m³ – one tank, V=1,000 m³ – three tanks in Gdańsk for the Refinery in Gdańsk;
- 1993 – construction of a reservoir with a volume V=5,000 m³ in Czechowice-Dziedzice for the Refinery in Czechowice;
- 1994 – construction of a heavy fuel storage tank with a volume V=5,000 m³ for the Chemical Complex Blachownia;
- 1999 – construction of eight reservoirs in Stobno near Szczecin for PH Solo S.A.;
- construction of a diesel oil tank V=32,000 m³ and a cracked naphtha tank V=20,000 m³, two diesel/fuel oil storage tanks V=20,000 m³ in Gdańsk for the Refinery in Gdańsk; construction of two fuel oil tanks V=3300 m³ in Nowa Sarzyna for Deutsche Babcock Oberhausen;

- 2000 rok – budowa dwóch zbiorników magazynowych na benzynę i olej napędowy V=5 tys. m³ w Widelce dla Petrotank Sp. z o.o.; budowa trzech zbiorników na paliwa płynne V=1 tys. m³ dla PKN ORLEN S.A. baza Ostrów Wielkopolski;
- 2004 rok – budowa ośmiu rezerwuarów ze stali węglowej i ośmiu ze stali nierdzewnej dla Rafinerii Trzebinia S.A.;
- 2006 rok – budowa trzech zbiorników magazynowych V=10 tys. m³ w Rejowcu dla OLPP;
- 2007 rok – budowa dwóch konstrukcji V=10 tys. m³ w Emilianowie dla OLPP; budowa dwóch zbiorników V=10 tys. m³ w Kawicach dla OLPP;
- 2009 rok – budowa dwóch zbiorników magazynowych V=15 tys. m³ w Koluszkach dla OLPP;
- 2011 rok – budowa rezerwuaru na olej napędowy V=15 tys. m³ w BP 1 Koluszki dla OLPP;
- 2012 rok – budowa dwóch zbiorników magazynowych na olej napędowy V=15 tys. m³ w BP 1 Koluszki dla OLPP; budowa zbiornika typu uniwersalnego V=10 tys. m³ w BP 5 Emilianów dla OLPP.
- 2000 – construction of two petrol and diesel oil storage tanks V=5,000 m³ in Widelka for Petrotank Sp. z o.o.; construction of three liquid fuel tanks V=1,000 m³ for PKN ORLEN S.A. in Ostrów Wielkopolski;
- 2004 – construction of eight carbon steel and eight stainless steel reservoirs for the Refinery in Trzebinia;
- 2006 – construction of three storage tanks with a volume V=10,000 m³ in Rejowiec for OLPP;
- 2007 – construction of two tanks with a volume V=10,000 m³ in Emilianów for OLPP; construction of two tanks with a volume V=10,000 m³ in Kawice for OLPP;
- 2009 – construction of two storage tanks with a volume V=15,000 m³ in Koluszki for OLPP;
- 2011 – construction of a diesel oil reservoir with a volume V=15,000 m³ in Fuel Base No. 1 in Koluszki for OLPP;
- 2012 – construction of two diesel oil storage tanks with a volume V=15,000 m³ in Fuel Base No. 1 in Koluszki for OLPP; construction of a universal tank with a volume V=10,000 m³ in Fuel Base No. 5 in Emilianów for OLPP.



Jedna z baz paliw Operatora Logistycznego Paliw Płynnych / OLPP fuel base

Logistyka magazynowania paliw płynnych

Największym operatorem logistyki paliwowej w Polsce jest Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o. z siedzibą w Płocku (OLPP) i kapitałem zakładowym w kwocie 390 mln złotych. OLPP posiada koncesje: na magazynowanie paliw ciekłych (udzieloną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki), na wytwarzanie paliw ciekłych oraz na obrót paliwami ciekłymi. Jest spółką zależną od PERN „Przyjaźń” S.A., posiadającego w niej 100% udziałów.

Powstanie OLPP było jednym z całego wachlarza działań prywatyzacyjnych i miało na celu urynkowienie polskiego sektora paliw ciekłych oraz jego całkowite uwolnienie poprzez rzeczywiste wdrożenie zasady wolnego dostępu stron trzecich do logistyki paliwowej.

Umożliwiło również dostęp do pojemności magazynowych wszystkim podmiotom działającym na rynku paliwowym kraju, od rafinerii poczynając, na pojedynczych prywatnych właścicielach stacji benzynowych kończąc.

Liquid fuels storage logistics

The largest fuel logistics operator in Poland is the Liquid Fuel Logistics Operator (OLPP Sp. z o.o.) having its registered office in Płock and share capital of 390 million zlotys.

OLPP holds licenses relating to: storage of liquid fuels (granted by the President of the Energy Regulatory Office), production of liquid fuels and sales of liquid fuels. It is a 100% subsidiary of PERN “Przyjaźń” S.A.

Its establishment was one of a whole range of privatization measures and aimed to marketize the liquid fuel sector in Poland and to free it completely by actual implementation of the principle of free access of third parties to fuel logistics.

It also provided all entities operating in the fuel market in Poland, from refineries to private owners of petrol stations, with access to storage capacities.



Baza paliwowa OLPP w Nowej Wsi Wielkiej / OLPP fuel base in Nowa Wieś Wielka

Liderzy branży / Industry leaders



Operator Logistyczny Paliw Płynnych sp. z o.o.

09-410 Płock, ul. Wyszogrodzka 133

tel. +48 22 595 43 00, +48 22 595 43 01, fax +48 22 595 43 02

e-mail: kancelaria@olpp.pl

www.olpp.pl



Lider logistyki paliwowej

Operator Logistyczny Paliw Płynnych sp. z o.o. (OLPP), wchodząca w skład Grupy Kapitałowej PERN „Przyjaźń”, to największa na polskim rynku firma oferująca usługi:

- składowania paliw do bieżącego zaopatrywania stacji paliw;
- magazynowania zapasów interwencyjnych produktów ropopochodnych;
- dozowania do paliw biokomponentów i dodatków uszlachetniających;
- tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych tzw. usługa biletowa;
- przeładunku paliw i produktów ropopochodnych.



OLPP to sieć 19 baz paliw, w których magazynowana jest benzyna, olej napędowy, lekki olej opałowy, biokomponenty, dodatki uszlachetniające do paliw oraz paliwo lotnicze. Łączna pojemność

Fuel logistics leader

Operator Logistyczny Paliw Płynnych sp. z o.o. (OLPP), forming part of PERN „Przyjaźń” Capital Group is the largest company in the Polish market offering the following services:

- storage of fuels for the purposes of ongoing supplies to fuel stations;
- storage of the emergency stock of petroleum products;
- blending fuels with biocomponents and refining additives;
- creating and maintaining obligatory stocks of liquid fuel (stock ticket contract service);
- transshipment of fuels and petroleum products.

OLPP is a chain of 19 fuel depots used to store petrol, diesel oil, light fuel oil, biocomponents, fuel refining additives and aviation fuel. The total storage capacity of the depots is about 1.8 million m³. The company offers tanks of different capacity; the largest of them can contain 32,000 m³.



magazynowa baz wynosi około 1,8 mln m³. Spółka dysponuje zbiornikami o zróżnicowanej pojemności, z których największe mają pojemność 32 tys. m³.

Działalność firmy oparta jest o nowoczesną infrastrukturę, spełniającą wszelkie wymagania prawne dla baz paliw, w tym również środowiskowe. Pięć baz: w Koluszkach, Nowej Wsi Wielkiej, Boronowie, Rejowcu Poznańskim i Emilianowie jest połączonych dalekosiężnymi rurociągami paliwowymi z rafinerią w Płocku. Bazy zlokalizowane przy wschodniej granicy kraju posiadają terminale do przeładunku: paliw, gazu oraz innych produktów ropopochodnych. Baza Paliw w Dębogórze poprzez Port w Gdyni umożliwia eksport oraz import oleju napędowego transportem morskim. OLPP dysponuje także akredytowanymi laboratoriami produktów naftowych, które, poza kompleksowym nadzorem nad jakością paliw składowanych i magazynowanych w bazach OLPP, świadczą również usługi podmiotom zewnętrznym. W swoich badaniach, akredytowane Laboratoria OLPP posługują się najnowocześniejszą aparaturą i normami zatwierdzonymi przez Polski Komitet Normalizacyjny, co daje najlepsze z możliwych narzędzia do prowadzenia kontroli jakości paliw, znajdujących się w obrocie handlowym. Efektem działań w zakresie polityki jakości jest przyznany Spółce Certyfikat ISO 9001:2000. Dbając o zaufanie rynku i klientów, Spółka OLPP wdrożyła, utrzymuje i doskonali Zintegrowany System Zarządzania zgodny z normami: PN-EN ISO 9001, PN-EN ISO 14001:2005, PN-N 18001:2004.

The operations of the company are based on state-of-the-art infrastructure meeting all the regulatory requirements for fuel depots, including environmental requirements.

Five depots: in Koluszki, Nowa Wieś Wielka, Boronów, Rejowiec Poznański and Emilianów are connected by long-distance pipelines with the refinery in Płock. The depots located along the eastern

border of Poland are equipped with transshipment terminals for handling of fuels, gas and other petroleum products. The fuel storage depot in Dębogórze, using the facilities of the seaport in Gdynia, enables export and import of diesel oil by maritime transport.

In addition, OLPP also features accredited laboratories for petroleum products which, apart from comprehensive supervision of the quality of fuel stored and warehoused in OLPP's depots, also provide their services to third parties. OLPP's laboratories carry out the analyses using state-of-the-art instruments and according to standards approved by the Polish

Committee for Standardization, which results in the development of the best possible tools for controlling the quality of fuels available on the market.

Activities related to the quality policy resulted in the award of ISO 9001:2000 certification to the company. In order to gain market and customer confidence, OLPP has implemented, maintained and improved the Integrated Management System according to PN-EN ISO 9001:2001, PN-EN ISO 14001:2005, and PN-N18001:2004 standards.



LEGENDA / LEGEND
 Centralna Płock Headquarters in Płock
 Baza Paliw Fuel depot
 Rurociąg paliwowy PERN PERN fuel pipeline



Liderzy branży / Industry leaders



Merrid Controls Sp. z o.o.

91-231 Łódź, ul. Ratajska 12

tel. +48 42 616 23 00, fax +48 42 616 23 49

e-mail: merrid@merrid.com.pl

www.merrid.com.pl

**INTEGRATOR SYSTEMÓW AUTOMATYKI**

Spółka **MERRID CONTROLS** koncentruje swoją działalność na projektowaniu i wykonawstwie nowoczesnych oraz niezawodnych systemów automatyki i informatyki dla różnych gałęzi przemysłu ze szczególnym uwzględnieniem branży paliwowej.

Zakres usług oferowanych przez **MERRID CONTROLS**:

- projektowanie (branża automatyki, informatyki, teletechniki oraz elektryki),
- kompletacja dostaw urządzeń PiA,
- prefabrykacja podzespołów automatyki,
- oprogramowanie aplikacyjne systemów automatyki oraz systemów informatyki (IT) dla przemysłu,
- montaż i uruchomienie systemów automatyki na obiektach,
- serwis gwarancyjny i pogwarancyjny.

Specjalizacje Spółki **MERRID CONTROLS**:

- systemy zarządzania spedycją i logistyką **SAMER®TAS** i **SAMER®Net** – dla terminali paliw płynnych i mediów akcyzowych oraz składów produktów naftowych (benzyny, oleje, asfalty, estry, bioetanol),
- systemy informatyczne (IT) dla przemysłu (MES, CAQ, CMMS, MRP),
- integracja systemów automatyki przemysłowej z systemami klasy ERP.

Wysoki poziom oferowanych usług zapewnia wdrożony w **MERRID CONTROLS** **Zintegrowany System Zarządzania** obejmujący:

- System Zarządzania Jakością wg **ISO 9001:2009**,
- System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy wg **ISO 18001:2004**,
- System Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji wg **ISO 27001:2014**.

SAMER®TAS

System automatyzacji procesu dystrybucji paliw płynnych

SAMER®TAS jest autorskim systemem opracowanym przez Merrid Controls, przeznaczonym do zarządzania procesami dystrybucji paliw płynnych w terminalach i bazach magazynowych.

AUTOMATION SYSTEMS INTEGRATOR

The activities of **MERRID CONTROLS** focus on designing and producing modern and reliable automatic control and information technology systems for various industries, and in particular for the fuel industry.

Services offered by **MERRID CONTROLS**:

- design (automatic control, IT, telecom and electrical)
- integration of deliveries of measurement and automatic control units,
- prefabrication of automatic control subassemblies,
- application software for industrial automatic control systems and IT systems,
- assembly and start-up of automatic control systems on site,
- guarantee and post-guarantee service.

MERRID CONTROLS specializes in:

- dispatching and logistics management systems **SAMER®TAS** and **SAMER®Net** – for liquid fuel and excise fuel terminals and petroleum products depots (petrol, oil, asphalt, esters, bioethanol),
- information technology (IT) systems for industrial use (MES, CAQ, CMMS, MRP),
- integration of industrial automatic control systems with ERP systems.

To ensure a high level of its services, **MERRID CONTROLS** implemented the **Integrated Management System** comprising:

- Quality Management System according to **ISO 9001:2009**,
- Occupational Safety and Health Management System according to **ISO 18001:2004**,
- Information Security Management System according to **ISO 27001:2014**.

Główne zadania systemu obejmują nadzór nad przeładunkiem paliw, rejestrację ilości wydanych produktów, kontrolę ruchu pojazdów na terenie bazy oraz mechanizmy rozliczeniowe wraz z tworzeniem dokumentów spedycyjnych i przesyłaniem informacji do systemu nadrzędnego ERP (np. SAP R/3).

System **SAMER®TAS** umożliwia samoobsługę kierowcy podczas załadunku paliwa i zapewnia elektroniczny obieg dokumentów, co skutkuje skróceniem czasu obsługi klienta i zwiększeniem płynności ruchu autocystern.

Ciągły nadzór systemu **SAMER®TAS** nad procesem technologicznym zwiększa poziom bezpieczeństwa podczas załadunku paliw i zabezpiecza przed niekontrolowanymi ubytkami produktów.

Aktualnie system **SAMER®TAS** funkcjonuje w 38 dużych obiektach magazynowych branży paliwowej (PKN ORLEN S.A., Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o., Grupa Lotos S.A., Orlen Oil Sp. z o.o., Orlen Asphalt Sp. z o.o., Bioagra S.A., Bioagra-Oil S.A., Apexim-AB, ORLEN Petrotank).

SAMER®Net

Centralny System Spedycyjny dla Terminali Paliw

SAMER®Net to rozwiązanie, które integruje lokalne systemy **SAMER®TAS**, zainstalowane na poszczególnych bazach magazynowych paliw płynnych, poprzez utworzenie dodatkowej warstwy oprogramowania w postaci centralnego systemu spedycyjnego.

System **SAMER®Net** umożliwia zdalny nadzór i zarządzanie siecią baz magazynowych. W oparciu o zlecenia przekazane z systemu ERP oraz informacje uzyskane z systemów spedycyjnych firm transportujących paliwa, system **SAMER®Net** w sposób automatyczny tworzy plany załadunku dla lokalnych systemów **SAMER®TAS**. Dysponowanie produktami i dostęp do raportów zapewniony jest za pośrednictwem Internetu.

System **SAMER®Net** wdrożony został w PKN ORLEN S.A., OLPP Sp. z o.o. i w Grupie Lotos S.A.

SAMER®TAS

System for automatic control of the liquid fuel distribution process

SAMER®TAS is a proprietary system developed by Merrid Controls for managing liquid fuel distribution processes in fuel terminals and depots.

The main tasks of the system include fuel handling supervision, dispatched products registration, vehicle traffic control within the depot and billing mechanisms including creation of dispatch documents and sending information to the parent ERP system (e.g. SAP R/3).

SAMER®TAS system allows driver self-service during fuel loading and electronic workflow, which reduces customer service time and improves smooth flow of road tankers.

The continuous process monitoring by **SAMER®TAS** increases the level of fuel loading safety and prevents uncontrolled product loss. Currently **SAMER®TAS** operates in 38 large fuel storage facilities (PKN ORLEN S.A., Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o., Grupa Lotos S.A., Orlen Oil Sp. z o.o., Orlen Asphalt Sp. z o.o., Bioagra S.A., Bioagra-Oil S.A., Apexim-AB, ORLEN Petrotank).

SAMER®Net

Central Dispatching System for Fuel Terminals

SAMER®Net is a solution integrating local **SAMER®TAS** systems installed in respective liquid fuel depots thanks to an additional layer of software, i.e. the central dispatching system.

SAMER®Net makes it possible to remotely monitor and manage a network of depots. Based on orders sent from the ERP system and information from the dispatching systems of fuel transporting companies, **SAMER®Net** automatically generates loading plans for local **SAMER®TAS** systems. Products can be allocated and reports are accessible online.

SAMER®Net was deployed in PKN ORLEN S.A., OLPP Sp. z o.o. and Grupa Lotos S.A.

1 stycznia 1997 roku ze struktur ówczesnej CPN S.A. wydzielono Dyрекcję Baz Magazynowych Naftobazy, która 1 lipca 1997 roku została zarejestrowana jako spółka prawa handlowego pod nazwą CPN Dyрекcja Baz Magazynowych Naftobazy Sp. z o.o. Dwa lata później nastąpiło przeniesienie udziałów z CPN S.A. do Nafty Polskiej S.A., a we wrześniu 2006 roku spółka Naftobazy zmieniła nazwę na Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o., by wreszcie w 2009 roku przenieść udziały do PERN „Przyjaźń” S.A. OLPP świadczy swoje usługi:

- w pięciu bazach połączonych rurociągiem z PKN ORLEN S.A. o łącznych zdolnościach przeładunkowych paliw ciekłych 9 mln m³ rocznie;
- w trzech bazach przeładunkowych z toru szerokiego na znormalizowany o zdolnościach przeładunkowych 2,7 mln ton paliw, ropy naftowej i gazu, położonych przy granicy wschodniej;
- w jednej bazie do przeładunków morskich o zdolnościach przeładunkowych 1,2 mln ton paliw;
- w dziesięciu pozostałych bazach spełniających wymagania z zakresu prowadzonej działalności.

Spółka OLPP posiada ponad 50% udziału w rynku magazynowania. Jego głównymi klientami są: PKN ORLEN, Agencja Rezerw Materiałowych i Grupa LOTOS. Bazy OLPP świadczą poza magazynowaniem zapasów interwencyjnych pełen zakres usług tj.: składowanie paliw do bieżącego zaopatrywania stacji paliw, przeładunek paliw i produktów ropopochodnych, dozowanie do paliw biokomponentów i dodatków uszlachetniających oraz tworzenie i utrzymywanie zapasów obowiązkowych paliw ciekłych tzw. usługa biletowa. To w zbiornikach tej spółki przechowywane są zapasy państwowe Agencji Rezerw Materiałowych, w związku z czym odgrywa ona jedną z głównych ról w systemie bezpieczeństwa energetycznego państwa – zabezpieczenia paliwowego na wypadek klęsk, kryzysów i konfliktów. Przedsiębiorstwo cały czas prowadzi działania modernizacyjne i inwestycyjne. Bazy paliw są unowocześniane i powstają nowe pojemności zbiornikowe. Wyspecjalizowane akredytowane laboratoria produktów naftowych pozwalają na bieżąco kontrolować ich jakość, a wprowadzone systemy informatyczne umożliwiają szeroki zakres monitorowania i kontroli paliw na każdym etapie ich składowania oraz przekazywanie na bieżąco informacji klientom. Rola tej spółki cały czas wzrasta, zwłaszcza w świetle obowiązujących na terenie Polski uwarunkowań prawnych w zakresie gospodarowania zapasami obowiązkowymi. Podmioty sektora paliwowo-energetycznego mają obowiązek fizycznego utrzymywania paliw ciekłych lub ich równoważnika w ropy naftowej na poziomie 68-dniowego średniego zużycia, a Agencja Rezerw Materiałowych powinna posiadać zapasy wystarczające na 22 dni. Ta proporcja będzie podlegała zmianie aż do 57/33 dni w 2017 roku.

On 1 January 1997 the Storage Facility Management Naftobazy was separated from the structures of the then CPN S.A. and on 1 July 1997 was incorporated as a commercial law company under the name of CPN Dyрекcja Baz Magazynowych Naftobazy Sp. z o.o. Two years later the shares of CPN S.A. were transferred to Nafta Polska S.A., and in September 2006 the company Naftobazy was renamed Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o. (Liquid Fuel Logistics Operator) to finally transfer its shares in 2009 to PERN „Przyjaźń” S.A. The Liquid Fuel Logistics Operator (OLPP) provides its services:

- in five fuel bases connected to PKN ORLEN S.A. via a pipeline, with a total liquid fuel handling capacity of 9 million m³ p.a.;
- in three transshipment bases (from broad to normal gauge tracks) with a handling capacity of 2.7 million tonnes of fuel, crude oil and gas, located at the eastern border;
- in one marine transshipment base with a handling capacity of 1.2 million tonnes of fuel;
- in ten other bases meeting the requirements specific to its business profile.

OLPP holds more than a 50% share in the storage market. Its main customers are: PKN ORLEN, Material Reserves Agency and LOTOS Group. Apart from storing emergency stocks OLPP's depots provide comprehensive services such as: storage of fuels for the purposes of ongoing supplies to fuel stations, transshipment of fuels and petroleum products, blending fuels with biocomponents and refining additives and creating and maintaining obligatory stocks of liquid fuel – so-called stock ticket contract service. The tanks owned by OLPP contain the national stocks of the Material Reserves Agency, thus the company plays a central role in the system of energy security of the state – providing Poland with emergency fuel stocks in the event of natural disasters, economic crisis and conflicts. The company has continuously carried out modernisation and investment activities. Fuel bases are being upgraded and new tank volumes are created. Accredited laboratories specialising in petroleum products make it possible to check their quality on an ongoing basis and the IT systems introduced enable broad monitoring and inspection of fuels at any stage of storage and updating customers with information. The role of this company has been increasing, in particular in light of legal regulations in force in Poland regarding management of compulsory stocks. Entities constituting the fuel and energy sector are obliged to physically maintain a stock of liquid fuels or their petroleum equivalents corresponding to their average 68-day consumption, and the Material Reserves Agency should maintain stocks sufficient for 22 days. This ratio will be subject to change up to 57/33 days in 2017.



Naftoservis Sp. z o.o.

04-028 Warszawa, aleja Stanów Zjednoczonych 53
tel. +48 22 871 10 01, +48 22 871 10 02, fax +48 22 871 10 03
e-mail: naftoservis@naftoservis.pl
www.naftoservis.pl

OFERUJEMY

- budowę „pod klucz” baz i stacji paliw oraz budowę rurociągów technologicznych;
- usługi w zakresie instalacji, naprawy i konserwacji zbiorników paliwowych, rurociągów, armatury i maszyn;
- ekspertyzy, badania i analizy techniczne;
- rozruchy, uruchamianie i legalizację infrastruktury baz i stacji paliw;
- stosowanie systemu UPNS-1 zabezpieczającego pracownika pracującego na wysokości przed upadkiem;
- laminowanie den zbiorników paliwowych;
- próby szczelności zbiorników i instalacji;
- prace związane z zagospodarowaniem ziemi zanieczyszczonej substancjami ropopochodnymi;
- utylizację odpadów ropopochodnych;
- czyszczenie i zabezpieczenie przed wybuchami zbiorników wraz z rurociągami technologicznymi;
- prace interwencyjne i naprawcze w przypadkach uszkodzeń awaryjnych;
- hermetyzację instalacji w bazach;
- instalacje dozowania dodatków i biopaliw;
- doradztwo techniczne.

GWARANTUJEMY

- terminowość i jakość usług;
- partnerską współpracę z Klientem;
- obsługę przy pomocy specjalistycznego sprzętu;
- stały nadzór wykwalifikowanej kadry;
- dogodne lokalizacje Zakładów Serwisowych;
- ciągłe podnoszenie kwalifikacji w obsłudze najnowocześniejszych technologii;
- serwis 24 h;
- utrzymanie ciągłości ruchu.

WE OFFER

- services including turnkey construction of fuel terminals and petrol stations, as well as technology pipelines;
- services including installation, repairs and maintenance of fuel tanks, pipelines, fixtures, fittings, and machines;
- expert opinions, technical tests and analysis;
- the UPNS-1 System protecting an employee working at high altitude from falling down;
- laminating fuel tank bottoms;
- start-ups, commissioning and legalization of the infrastructure of fuel terminals and petrol stations;
- tightness tests of tanks and systems;
- work related to utilization of soil polluted with oil products;
- utilization of oil waste;
- cleaning and protecting tanks and technology pipelines against explosion;
- repair services In case of emergencies;
- air-tight sealing of systems at terminals;
- additive and biofuel batching systems;
- technical advisory.

WE GUARANTEE

- timeliness and quality of services;
- co-operation with clients based on partnership;
- services provided using specialized equipment;
- continuous supervision by qualified staff;
- convenient locations of service;
- continuous development of qualifications in state-of-the-art technologies;
- 24h service;
- maintenance of operations.

Ciągła sprawność i bezpieczeństwo Twojej infrastruktury
Continuous effectiveness and safety of your infrastructure

Razem daje to zapas 90-dniowy, który pozwala spełnić wymóg, jaki został nałożony na Polskę z chwilą wstąpienia do Międzynarodowej Agencji Energii. Określa ona minima zapasów, jakie należy utrzymywać na wypadek sytuacji kryzysowych mogących wystąpić w poszczególnych państwach, regionach lub na skalę globalną.

- Obecnie na rynku polskim istnieje kilka podmiotów działających w kilkudziesięciu bazach paliwowych:
- OLPP Sp. z o.o. posiada pojemności magazynowe wielkości 1756 tys. m³, zlokalizowane w miejscowościach: Koluszki (Baza Paliw nr 1), Nowa Wieś Wielka (BP 2), Boronów (BP 3), Rejowiec Poznański (BP 4), Emilianów (BP 5 Klembów), Skarżysko Kościelne (BP 6), Trzebież (BP 7), Jastrowie (BP 8), Wola Rzędzińska (BP 9), Kawice (BP 10 Prochowice), Zamek Bierzgłowski (BP 11 Łubianka), Zawadówka (BP 13), Strzemeszyce (BP 14 Dąbrowa Górnicza), Narewka (BP 15), Barycz (BP 17 Końskie), Grabowno Wielkie (BP 19 Twardogóra), Ugoszcz (BP 20 Bytów), Dębogórze (BP 21 Kosakowo), Małaszewicze (BP 22) oraz w wyłączonych z eksploatacji: Żaganiu (BP 18) i Waliłach (BP 16), Chruściel (BP 12 Braniewo);
 - Grupa Kapitałowa PKN ORLEN S.A. z łączną pojemnością magazynową 625 tys. m³, w miejscowościach: Jedlicze, Żurawica, Lublin, Ostrów Wielkopolski, Wrocław, Góra (IKS Solino), Płock, Mościska, Sokółka, Gutkowo, Szczecin, Świnoujście, Gdańsk;
 - Grupa LOTOS S.A. dowodzi zasobami magazynowymi w wysokości 240 tys. m³, które znajdują się w: Gdańsku, Koszalinie, Łęgajnach, Rypinie, Mławie, Poznaniu, Jaśle, Gorlicach, Czechowicach-Dziedzicach i Piotrkowie Trybunalskim.

Pozostałymi firmami działającymi w tym sektorze są: TanQuid ze zbiornikami w Radzionkowie o łącznej pojemności magazynowej 132 tys. m³ oraz J&S Energy z pojemnością magazynową 23 tys. m³.

Kolejowy transport paliw

W 2013 roku na polskim rynku kolejowym funkcjonowało 89 przewoźników kolejowych posiadających 161 licencji na przewozy osób i rzeczy oraz na udostępnianie pojazdów trakcyjnych. Największym podmiotem w Polsce realizującym kolejowy transport paliw jest GATX Rail Poland Sp. z o.o. (GATXP). Spółka należy do amerykańskiego koncernu GATX Rail Europe, który jest częścią Rail International. Przedsiębiorstwo powstało w marcu 2001 roku w następstwie prywatyzacji państwowej Dyrekcji Eksploatacji Cystern, uprzednio wchodzącej w skład Centrali Produktów Naftowych. Do 2006 roku nosiła nazwę DEC Sp. z o.o. Firma specjalizuje się w usługach długoterminowej dzierżawy wagonów towarowych dla przewoźników kolejowych z Polski, Rumunii i Bułgarii, a także posiada największy i najbardziej zróżnicowany tabor wagonów kolejowych w Europie.

In total, this makes a stock for 90 days, which satisfies the requirement imposed on Poland upon its admission to the International Energy Agency. It defines the minimum stocks to be maintained in case of crisis in respective countries, regions or on a global scale.

- Currently in the Polish market a few entities operate in several dozen fuel bases:
- OLPP Sp. z o.o. has storage capacities of 1,756,000 m³ in the following locations: Koluszki (Fuel Base No. 1), Nowa Wieś Wielka (FB No. 2), Boronów (FB No. 3), Rejowiec Poznański (FB No. 4), Emilianów (FB No. 5 Klembów), Skarżysko Kościelne (FB No. 6), Trzebież (FB No. 7), Jastrowie (FB No. 8), Wola Rzędzińska (FB No. 9), Kawice (FB No. 10 Prochowice), Zamek Bierzgłowski (FB No. 11 Łubianka), Zawadówka (FB No. 13), Strzemeszyce (FB No. 14 Dąbrowa Górnicza), Narewka (FB No. 15), Barycz (FB No. 17 Końskie), Grabowno Wielkie (BPFB No. 19 Twardogóra), Ugoszcz (BPFB No. 20 Bytów), Dębogórze (FB No. 21 Kosakowo), Małaszewicze (FB No. 22) and two decommissioned ones: in Żagań (FB No. 18) and Waliły (FB No. 16), Chruściel (FB No. 12 Braniewo);
 - The Capital Group PKN ORLEN S.A. with the total storage capacity of 625,000 m³ in the following locations: Jedlicze, Żurawica, Lublin, Ostrów Wielkopolski, Wrocław, Góra (IKS Solino), Płock, Mościska, Sokółka, Gutkowo, Szczecin, Świnoujście, and Gdańsk;
 - LOTOS S.A. Group is in charge of stocks of 240,000 m³ located in: Gdańsk, Koszalin, Łęgajny, Rypin, Mława, Poznań, Jasło, Gorlice, Czechowice-Dziedzice and Piotrków Trybunalski.

Other companies operating in this sector are: TanQuid with its storage tanks in Radzionków with the total storage capacity of 132,000 m³ and J&S Energy with the storage capacity of 23,000 m³.

Transport of fuel by rail

In 2013, 89 railway carriers operated in the Polish market. They held 161 licences for passenger and freight transport and for putting traction vehicles at the disposal of third parties. The largest operator of fuel transport by rail is GATX Rail Poland Sp. z o.o. (GATXP). The company is owned by an American concern GATX Rail Europe which forms part of Rail International. The enterprise was established in March 2001 as a result of the privatization of the state-owned Directorate for Railroad Tank Cars Operation, previously forming part of the Head Office for Petroleum Products (CPN). Until 2006 it was known as DEC Sp. z o.o.

The company specializes in the long-term lease of freight wagons to railway carriers from Poland, Romania and Bulgaria and has the largest and the most varied stock of rail cars in Europe.



WWW.GELDBACH.PL



EN10253-2 EN1092-1 EN1759-1 ASME B16.9 ASME B16.5 EN10253-2 EN1092-1 EN1759-1 ASME B16.9 ASME B16.5 EN10253-2 EN1092-1 EN1759-1 ASME B16.9



EN10253-2 EN1092-1 EN1759-1 ASME B16.9 ASME B16.5 EN10253-2 EN1092-1 EN1759-1 ASME B16.9 ASME B16.5 EN10253-2 EN1092-1 EN1759-1 ASME B16.9

Na rynku Polskim istniejemy od 2005 roku. Jesteśmy częścią Grupy Geldbach o zasięgu globalnym. Nasza siedziba w Mysłowicach to sprawne centrum obsługi klienta oraz magazyn wysokiego składowania mieszczący 3000 ton elementów rurociągowych. System zarządzania obrotem magazynowym, system kodów kreskowych oraz system rejestracji certyfikatów pozwalają nam na profesjonalną realizację dostaw na terenie całego kraju w ciągu 24/48h. Produkty nabyte u nas posiadają ubezpieczenie OC. Posiadamy własny zakład obróbczy i współpracujemy z wieloma dostawcami krajowymi i zagranicznymi.

Naszą ofertę dedykujemy firmom działającym na rynku instalacji przemysłowych:

- kolana hamburskie, łuki gięte
- trójniki, redukcje
- dennice
- kołnierze szyjkowe, płaskie, zaślepiające
- akcesoria

Nasze produkty przeznaczone do instalacji przemysłowych posiadają Świadectwa Odbioru 3.1/3.2 - zgodne z PED 97/23/WE i normami ISO.

Na potrzeby rynku instalacji petrochemicznych magazynujemy elementy rurociągowie EN/ASME DN 15 - 300 w gat. P355NL1, P355NH, P355QH1, A350LF2.

We have been present in the Polish market since 2005. We are a part of the worldwide Geldbach Group. Our headquarters in Mysłowice include an efficient customer service center and a high bay facility accommodating 3000 tonnes of steel elements. The warehouse management, barcode and certificate registration system expedite professional 24/48h deliveries throughout the country. Products bought from us are insured against third party liability. We have our own machining centre and we work with many suppliers from Poland and all over the world.

Our offer is dedicated to companies operating in the industrial markets:

- 90° elbows, bends
- tees, reducers
- end caps
- neck, flat, blind, flanges
- accessories

Our products designed for industrial systems come with 3.1/3.2 Inspection Certificates in accordance with PED 97/23/EC and ISO standards.

For the needs of the petrochemical systems market we hold the stocks of DN 15 – DN 300 EN/ASME piping elements of P355NL1, P355NH, P355QH1, and A350LF2 grades.

Oferuje ponadto utrzymanie techniczne, naprawy, przeglądy okresowe oraz czyszczenie specjalistycznego taboru kolejowego. Głównym klientem GATX Rail Poland są polskie firmy branży paliwowej, którym przedsiębiorstwo udostępnia wagony cysterny. Do GATX Rail Poland należą Wagon Service Ostróda (Zakład Naprawczy Taboru Kolejowego w Ostródzie) i Zakład Gospodarki Cysternami w Płocku. Firma jest również współwłaścicielką praw do systemu samoczynnej zmiany rozstawu kół SUW 2000 (zmiana rozstawu z szerokiego na normalnotorowy).

Spółka zależna Wagon Service Ostróda wykonuje naprawy i modernizacje wagonów, w tym zbiorników i podwozi cystern, które dostosowuje do obowiązujących norm. Ponadto naprawia wagony zarejestrowane przez koleje austriackie i niemieckie. Zakłady naprawcze GATX Rail Europe zajmują się także następującymi usługami: czyszczeniem zbiorników cystern; konserwacją wagonów cystern (ogłędziny, smarowanie, wymiana lub uzupełnienie drobnych elementów wagonów bez wyłączenia ich z ruchu); naprawami bieżącymi i awaryjnymi; naprawami okresowymi wagonów cystern, zarówno podwozi (naprawy planowe, których termin i zakres jest określony w przepisach kolejowych), jak i zbiorników (cykliczne przeglądy stanu technicznego zbiornika oraz armatury wynikające ze stosownych przepisów). W cysternach GATXP można przewozić:

- lekkie produkty naftowe, tj.: benzyny, paliwo lotnicze, lekkie i ciężkie oleje opałowe oraz frakcje pośrednie (np. pirolizat lub reformat);
- ciężkie surowce i produkty rafineryjne, tj.: ropę naftową, ciężkie oleje opałowe, oleje smarowe i silnikowe;
- bardzo ciężkie produkty rafineryjne, tj.: bitumy, asfalty, woski, gacz parafinowy, smołę karbochemiczną i inne.

Produkty naftowe transportowane są przez GATX następującymi typami cystern: 1061 / 406 Rb, 1061 / 406 Ra, 1080 / 452 R, 1083, 1085, 1250 / RT500, 1260 / JT620, 1265, 1278, 1462, 1463, 1478, 1683, 1686, 1687, 1693, 1695 – łącznie to prawie 22 tys. wagonów kolejowych będących własnością tej spółki.

Inną firmą wyspecjalizowaną w logistyce kolejowej jest ORLEN KolTrans Sp. z o.o. Wynajmuje ona i dzierżawi cysterny kolejowe w kraju i za granicą, a także realizuje, na podstawie licencji własnej i PKN ORLEN S.A., kolejowe przewozy towarowe. Spółka współpracuje obecnie z ponad tysiącem kontrahentów, spośród których znaczną część stanowią klienci z branży chemicznej i paliwowej. To dla nich, przy wykorzystaniu własnych lokomotyw i wagonów, realizowane są przewozy na terenie całego kraju. Produkty rafineryjne i petrochemiczne dostarczane są do terminali przeładunkowych znajdujących się na granicach oraz do zagranicznych klientów PKN ORLEN. Zadaniem spółki jest też obsługa kolejowa bocznic PKN ORLEN S.A., Basell ORLEN Polyolefins,

In addition, it offers technical maintenance, repairs, periodic inspections and cleaning of special-purpose railway rolling stock. The key customers of GATX Rail Poland are Polish companies from the fuel industry to which it provides tank cars. GATX Rail Poland owns Wagon Service Ostróda (Rail Rolling Stock Repair and Maintenance Workshop in Ostróda) and the Tank Car Management Company in Plock. It is also a co-owner of the rights to the automatic wheel gauge changing system SUW 2000 (change from broad to normal gauge).

Its subsidiary, Wagon Service Ostróda, carries out repairs and modernisations of wagons, including the tanks and chassis of tank cars, which are adapted to the standards in force. In addition, it repairs wagons registered by Austrian and German railways. The repair and maintenance workshops of GATX Rail Europe also provide services such as: cleaning of tank car interiors; maintenance of tank cars (inspection, lubricating, replacement or supplementing small elements of the wagons without withdrawing them from operation); running and emergency repairs; periodic repairs of tank cars – both their chassis (scheduled repairs the frequency and scope of which is described by railway regulations) and tanks (cyclic technical inspection of the tank and fittings as required by applicable regulations). GATXP tank cars are used for transporting:

- light oil products, i.e. gasoline, aviation fuel, light and heavy fuel oils and intermediate fractions (e.g. pyrolyzed or reformed gasoline);
- heavy raw materials and refined products, i.e. crude oil, heavy fuel oil, lubricating oils and engine oils;
- very heavy refined products, i.e. bitumens, asphalts, waxes, slack wax, coal tar and other.

Oil products are transported by GATX by means of the following types of tank cars: 1061 / 406 Rb, 1061 / 406 Ra, 1080 / 452 R, 1083, 1085, 1250 / RT500, 1260 / JT620, 1265, 1278, 1462, 1463, 1478, 1683, 1686, 1687, 1693, 1695 – the company owns nearly 22,000 rail cars in total.

Another company specialising in railroad logistics is ORLEN KolTrans Sp. z o.o. It hires and leases rail tank cars in Poland and abroad, and provides freight transport services under its own licence and that of PKN ORLEN S.A. Currently the company cooperates with more than one thousand contractors of which many are customers from the chemical and fuel industry. Using its own locomotives and wagons it provides them with railway transport services throughout Poland. Refined and petrochemical products are delivered to transshipment terminals at the state border and to international customers of PKN ORLEN. Another task of the company is to provide railway services for the sidetracks of PKN ORLEN S.A., Basell ORLEN Polyolefins,

ORLEN Oil, ORLEN Asfalt w Płocku oraz bazy magazynowej w Ostrowie Wielkopolskim. W jej ramach przedsiębiorstwo prowadzi prace manewrowe związane z: podstawianiem wagonów na poszczególne punkty technologiczne (remontowe, rozładunkowe i załadunkowe); formowaniem i rozrządem pociągów; obsługą punktów zdawczo-odbiorczych; ważeniem przesyłek; sporządzaniem dokumentacji przewozowej, podatkowej i technicznej, a także rozładunkiem i załadunkiem produktów naftowych do cystern kolejowych.

Kolejnym zadaniem transportowym spółki ORLEN KolTrans jest prowadzenie gospodarki cysternowej, polegającej na czyszczeniu cystern po produktach lekkich i ciężkich; zewnętrznym czyszczeniu autocystern; oczyszczaniu wymienników cieplnych i sprawdzaniu armatury załadunkowo-rozładunkowej oraz rewizjach, naprawach i modernizacjach we własnych zakładach napraw cystern. Spółka dysponuje flotą ok. 700 wagonów cystern oraz 35 lokomotywami. Flota jest w części własna i w części dzierżawiona. Transport realizowany jest następującymi typami wagonów: 456 R, 444 R (do przewozu siarki – 36 m³), 431 Rb (do przewozu siarki stopionej), 419 Ra, 416 F, 417 F (przystosowane do przewozu amoniaku), 413 Ra, 408 Ra (do przewozu stężonego kwasu siarkowego – 31 m³), 406 Rb, 406 Ra Pt (samowyladowczy), 406 Ra, 405 Rg, 405 Rt, 401 Ra, 32 R.

ORLEN Oil, ORLEN Asfalt in Plock and the storage facility in Ostrow Wielkopolski. These services comprise shunting works connected with: spotting wagons to respective process stations (repair, unloading and loading); composition and marshalling of trains; transfer station service; weighing cargo; preparing shipping, tax and technical documentation and unloading and loading of oil products from and into rail tank cars.

Another transport task of ORLEN KolTrans is the management of tank cars involving the cleaning of tanks in which light and heavy products were transported; cleaning of the exterior of tank cars; cleaning of heat exchangers and checking the loading and unloading fittings as well as inspections, repairs and refurbishments in its own tank car repair workshops.

The company has a fleet of ca. 700 rail tank cars and 35 locomotives. These are partly its own and partly leased assets. Transports are handled by the following types of wagons: 456 R, 444 R (for transportation of sulphur – 36 m³), 431 Rb (for transportation of molten sulphur), 419 Ra, 416 F, 417 F (adapted to transportation of ammonia), 413 Ra, 408 Ra (for transportation of concentrated sulphuric acid – 31 m³), 406 Rb, 406 Ra Pt (dump car), 406 Ra, 405 Rg, 405 Rt, 401 Ra, and 32 R.

POMIAR NAPEŁNIENIA I KONTROLA SZCZELNOŚCI ZBIORNIKÓW PALIWOWYCH

Tank Ranger 5
centralka monitoringu
szczelności



Czujniki detekcji wycieków
czujniki optyczne cieczy (ATEX)
czujniki optyczne dwufunkcyjne
czujniki oparów

Tank Ranger 2
centralka monitoringu
szczelności z funkcją
sterowania urządzeniami
zewnętrznymi



Tank Ranger 4S
centralka systemu
pomiaru ilości
paliwa



Tank Ranger 4
centralka systemu pomiaru ilości paliwa
i monitoringu szczelności

Następną istotną spółką związaną z logistyką kolejową jest LOTOS Kolej Sp. z o.o. Podstawowe zadanie tej firmy, której właścicielem jest w całości Grupa LOTOS, stanowi kompleksowa kolejowa obsługa podmiotów, zarówno wchodzących w skład Grupy, jak i zewnętrznych. Udział spółki LOTOS Kolej w polskim rynku wynosi ponad 8%. Firma ta oferuje usługi związane z przewozami kolejowymi, obsługą bocznic, wynajmem taboru kolejowego, czyszczeniem cystern oraz utrzymaniem infrastruktury kolejowej. Na terenie trzech rafinerii (Gdańsk, Jasło, Czechowice) LOTOS Kolej eksploatuje i utrzymuje około 70 km torów. W obrębie bocznic spółka obsługuje: nowoczesne, komputerowe urządzenia sterowania ruchem kolejowym firmy Tiefenbach; sterowane elektronicznie urządzenia elektrycznego ogrzewania rozjazdów; przewoźne urządzenia do przeprowadzania prób hamulców zespolonych pociągów towarowych; nastawnie i wagi kolejowe; zajezdnię lokomotyw; kolejową stację paliw; oczyszczalnię cystern oraz warsztat naprawczy. Firma użytkuje zelektryfikowaną bocznicę kolejową wraz z torem szlakowym łączącym stację zakładową w Gdańsku i stację PKP PLK SA Gdańsk Olszynka. LOTOS Kolej dysponuje aktualnie najnowocześniejszą flotą lokomotyw w Polsce. W przyszłości planuje dalsze pozyskiwanie zaawansowanego technologicznie taboru o nowoczesnych rozwiązaniach technologicznych i zwiększenie liczby posiadanych lokomotyw nowej generacji. Spółka eksploatuje lokomotywy manewrowe serii SM42, spaliny TRAXX DE (BR285) i Gravita 10BB, elektryczne serii 181 i 182 produkcji czeskiej (Škoda) oraz TRAXX F140 MS i TRAXX F140 DC, wyprodukowanej przez Bombardiera. Do swojej dyspozycji ma również kilkaset cystern.

Na polskim rynku działa też Grupa CTL Logistics, międzynarodowy operator logistyczny. Swoją aktywność opiera na transporcie kolejowym z wykorzystaniem własnego taboru i infrastruktury. Realizuje przewozy międzynarodowe, krajowe i regionalne. W relacjach międzynarodowych spółka specjalizuje się w przewozach towarów masowych, m.in.: paliw, kruszyw, chemii i stali. Na rynku krajowym jednymi z głównych jej klientów są koncerny paliwowe, zakłady chemiczne i branża logistyczna. Realizacja przewozów kolejowych na terenie Polski odbywa się kompleksowo wraz z obsługą procesów przeładunkowych, bocznic kolejowych i masowych terminali, w tym również portów morskich.

Omawiany typ działalności prowadzi również Euraft Trzebinia Sp. z o.o. wchodząca w skład Grupy ORLEN Południe, spółka powstała w 1997 roku na bazie Działu Głównego Mechanika Rafinerii Trzebinia S.A. Firma realizuje przewozy kolejowe, obsługę bocznic kolejowych oraz prace torowe i naprawę taboru szynowego.

Another notable entity associated with railway logistics is LOTOS Kolej Sp. z o.o. The core task of this company, wholly owned by LOTOS Group, is providing comprehensive railway services to other members of the Group and to third parties. The share of the company LOTOS Kolej in the Polish market exceeds 8%. It offers services such as railway transport, sidetrack service, hire of rolling stock, cleaning of tank cars and maintaining railway infrastructure. Within the premises of three refineries (Gdańsk, Jasło, Czechowice) LOTOS Kolej operates and maintains about 70 km of tracks. As regard sidetracks the company operates: high-tech computer equipment by Tiefenbach for controlling railway traffic; electronically controlled equipment for electric heating of turnouts; portable units for testing air brakes of freight trains; switch towers and railway scales; locomotive depot; railway fuel station; tank car cleaning station and repair and maintenance workshop. It makes use of an electrified railway sidetrack with a straight track connecting the plant's station in Gdańsk and the railway station of PKP PLK SA in Gdańsk Olszynka. LOTOS Kolej has the currently most cutting-edge fleet of locomotives in Poland. In the future it plans to acquire more high-tech rolling stock employing innovative engineering solutions and increase the number of new-generation locomotives at its disposal. The company makes use of shunting locomotives of the SM42 series, diesel TRAXX DE (BR285) and Gravita 10BB, electric 181 and 182 locomotives produced in the Czech Republic (Skoda) and TRAXX F140 MS and TRAXX F140 DC made by Bombardier. It also has several hundred tank cars at its disposal.

An international logistics operator, CTL Logistics Group, also operates in the Polish market. Its activity is based on railway transport using its own rolling stock and infrastructure. It provides international, national and regional transport services. Such activities are also carried out by Euraft Trzebinia Sp. z o.o. forming a part of Grupa ORLEN Południe. The company was established in 1997 on the grounds of the Main Mechanical Division of the Refinery in Trzebinia (Rafineria Trzebinia S.A.). Railway transport services in Poland are rendered in a comprehensive manner comprising transshipment operations, and sidetrack and bulk terminals service, including sea ports service.

Such activities are also carried out by Euraft Trzebinia Sp. z o.o. (previously Naftotransrem Sp. z o.o.) established in 1997 on the grounds of the Main Mechanical Division of the Refinery in Trzebinia (Rafineria Trzebinia S.A.). The company provides railway transport and sidetrack services and carries out repairs and maintenance of railway tracks and rolling stock.

Transport drogowy

Transport drogowy jest najbardziej popularnym sposobem dostarczania paliw ciekłych na krótkich odcinkach. Flota autocystern ulega z roku na rok powiększeniu, a dodatkowo wchodzi do użycia coraz nowocześniejsze pojazdy i naczepy. Głównym animatorem rynku paliw jest spółka OLPP, która dysponuje nowoczesnymi frontami autocysternowymi. Począwszy od 2006 roku we własnych bazach paliwowych firmy odnotowuje się wzrost załadunków autocystern. Rekord osiągnięty w 2011 roku i wynoszący około 8,3 mln m³ był efektem wzrostu konsumpcji paliw płynnych na rynku.

W następnym roku, gdy w wyniku zmiany koniunktury gospodarczej zmniejszyło się zapotrzebowanie na paliwa w Polsce, zmniejszeniu uległy również wydania z baz paliw OLPP na transport autocysternowy i wyniosły one 7,4 mln m³.

Do drogowego transportu paliw służą specjalne pojazdy – autocysterny, o pojemnościach roboczych w zakresie: 8-20 m³ i naczepy cysterny, w których pojemność zbiorników może wynosić 30–55 m³. Zbiorniki na podwoziach samochodów montuje się na ramie nośnej, natomiast w nowoczesnych konstrukcjach naczep cysterny mogą być wykonane jako nadwozie samonośne. W takim przypadku obniżony zbiornik stanowi część konstrukcyjną cysterny, co przyniosło dodatkową korzyść w postaci zmniejszenia masy własnej naczepy, a to z kolei pozwoliło na powiększenie zbiornika, dając możliwość przewiezienia większej ilości paliwa przy zachowaniu dotychczasowej dopuszczalnej masy zespołu drogowego. Jest to o tyle istotne, iż przepisy dotyczące zespołu samochodowego i naczepy wskazują wyraźnie, że długość takiego zespołu nie może przekraczać 16,5 m, szerokość 2,55 m, a wysokość, łącznie z ładunkiem, nie może być większa niż 4 m. Jednocześnie regulacje określają również dopuszczalną masę całkowitą pojazdu, która w przypadku: pojazdu samochodowego dwuosiowego wynosi 18 ton; pojazdu samochodowego trzyosiowego – 25 ton (lub 26 ton); pojazdu samochodowego czterosiowego z dwoma osiami kierowanymi – 32 tony. Natomiast dopuszczalna masa całkowita zespołów drogowych składających się z ciągnika siodłowego i naczepy specjalizowanej (cysterny) – to 36 ton. Zbiorniki cysterny wykonuje się, spawając arkusze blach o grubości około 6 mm. Są one ze stopów lekkich lub stali nierdzewnej (chromoniklowej), a ostatnio również z tworzyw sztucznych polimerizowanych. Przede wszystkim ze względów bezpieczeństwa zbiorniki te są wewnątrz podzielone na komory. Dzięki takiemu rozwiązaniu jednym pojazdem można transportować różne rodzaje paliwa. W starszych wersjach autocystern w górnej części każdej komory znajduje się otwór wlewowy oraz zawór odpowietrzający, a każda z komór zaopatrzona

Road transport

Road transport is the most popular way to deliver liquid fuels over short distances. The fleet of road tankers is increased year on year. In addition, the vehicles and semitrailers used are more and more modern. The main animator of the fuel market is OLPP with its modern road tanker fronts. Since 2006 an increase in road tanker loading rate has been recorded in its own fuel bases. The record of ca. 8.3 million m³, set in 2011, was an effect of the growth in the consumption of liquid fuels in the market.

In the following year, when, as a result of a change in the economic situation, the demand for fuel decreased in Poland, transports by road tankers from OLPP's fuel bases also decreased to 7.4 million m³.

Fuel is transported in special road tankers with working volumes of 8-20 m³ and semitrailers with a tank volume of 30–55 m³. Tanks on truck chassis are mounted on a bearing frame, whereas in modern semitrailers tankers can have monocoque frames. In such a case the low-mounted tank forms a part of the tanker, which results in an additional benefit, i.e. reducing the deadweight of the semitrailer, which in turn makes it possible to use larger tanks in which more fuel can be transported without changing the gross vehicle weight rating. This is significant as according to regulations concerning the truck and semitrailer sets they cannot be longer than 16.5 m, wider than 2.55 m and their height including the cargo must not exceed 4 m. At the same time, the regulations also determine the gross vehicle mass which: for a two-axle vehicle is 18 tonnes; three-axle vehicle – 25 (or 26) tonnes; and four-axle vehicle with two steered axles – 32 tonnes. On the other hand, the GVWR of sets composed of a truck tractor and a special-purpose semitrailer (tanker) – is 36 tonnes. The tanks are made from approx. 6 mm thick welded metal sheets such as light alloys or stainless steel (Cr-Ni), and recently also from polymerized plastics. In the first place, for reasons of safety these tanks have separate internal chambers. This solution makes it possible to use a single vehicle for transporting different kinds of fuel. Older versions of tank cars were equipped with an inlet valve and a vent at the top of each chamber. In addition, all chambers are equipped with an inspection port through which the level of the liquid inside the tank can be checked. Single-chamber tanks used for transporting a single type of liquid only (most often liquefied gas) are equipped with internal elements preventing excessive increase in the level of liquid during transport. The tanker can

jest we wziernik pozwalający ocenić ilość płynu znajdującego się wewnątrz. W zbiornikach bezkomorowych, czyli przeznaczonych do przewożenia wyłącznie jednego rodzaju płynu (najczęściej gaz płynny), stosuje się wewnątrz falochrony, które zapobiegają nadmiernemu spiętrzaniu się płynu podczas jazdy. Rozładunek cysterny może odbywać się grawitacyjnie lub za pomocą pomp ssąco-tłoczących. Uzyskują one napęd z przystawki odbioru mocy ze skrzyni biegów samochodu. Wydajność takiej pompy wynosi kilkaset dm³/min. Obecnie często spotykanym sposobem tankowania cystern jest napełnianie oddolne. Takie rozwiązanie jest bezpieczniejsze, gdyż eliminuje konieczność przebywania pracownika w pobliżu pojazdu. Napełnianie cystern samochodowych powinno odbywać się przy zachowaniu szczególnej ostrożności i zgodnie z przepisami BHP i ADR, np. rozładunku nie można przeprowadzać w czasie burzy, a wszystkich pojazdów nie wolno tankować za pomocą urządzeń powodujących iskrzenie. Dodatkowe wyposażenie w cysternach stanowią układy dystrybucyjno-pomiarowe. Nowoczesne liczniki to urządzenia w pełni elektroniczne, które mogą przekazywać dane do komputera dyspozytora drogą radiową, a także dokonywać na miejscu wydruku z podaniem ilości załadowanego lub rozładowanego paliwa. Najnowszym rozwiązaniem są tzw. listwy pomiarowe, które uchodzą za najdokładniejsze urządzenia, ponieważ dają możliwość stałej kontroli rzeczywistego poziomu paliwa w zbiorniku nawet przy jednoczesnym opróżnianiu wszystkich komór. Ponadto umożliwiają one dokonywanie odczytu innych parametrów paliwa, m.in.: gęstości oleju napędowego lub benzyny, natychmiastowe sprawdzenie poziomu resztek płynu w każdej komorze, a także kontrolę ciężaru produktu podczas tankowania.

Pojazdy służące do transportu materiałów niebezpiecznych muszą mieć dodatkowe zabezpieczenia w postaci: uziemienia cysterny, osłony gniazd elektrycznych znajdujących się poza kabiną, dodatkowego wyłącznika zasilania uruchamianego z kabiny kierowcy oraz dodatkowego sprzętu przeciwpożarowego. W czasie transportu materiałów łatwopalnych kierowcy powinni posiadać uprawnienia ADR, czyli dokumenty potwierdzające odpowiednie kwalifikacje do prac przy ładunkach niebezpiecznych.



Front autocysternowy w bazie OLPP w Rejowcu Poznańskim / Road tanker station at the fuel base of OLPP in Rejowiec Poznański

be unloaded by gravity or by means of suction and force pumps. They are driven by the PTO of the truck's gear box. The capacity of such a pump is several hundred dm³/min. At present, road tankers often have a bottom filling valve. Such a solution is safer since it eliminates the necessary presence of a worker near the vehicle. Road tankers should be filled with the utmost care and according to the OSH and ADR standards; for example, they must not be unloaded during a storm, and no vehicles must be filled using sparking equipment. The tank cars are additionally equipped with distribution and measuring systems. Modern meters are fully electronic instruments capable of transmitting data to the dispatcher's computer via radio and printing the bill on site specifying the amount of fuel that was loaded or unloaded. The latest solution is the so-called dipsticks deemed the most accurate instruments since they enable continuous monitoring of the actual level of fuel inside the tank even when all chambers are being emptied simultaneously. In addition, they allow reading other fuel parameters such as: density of diesel oil or petrol, immediate checking of the level of liquid residues in each chamber and checking product weight upon filling.

Vehicles used for transporting hazardous materials require additional protection, such as: tanker grounding, shields for electric sockets outside the cab, additional power switch activated from the driver's cab and additional fire fighting equipment. During transport of inflammable materials drivers should have ADR licences certifying their qualifications to handle hazardous goods.



LPG Polonia Sp. z o.o. specjalizuje się w krajowym oraz międzynarodowym transporcie płynnych produktów ropopochodnych oraz chemicznych.

Główna siedziba Spółki LPG Polonia znajduje się w Warszawie. Oddziały firmy zajmujące się transportem produktów chemicznych są w Puławach, Policach i Kędzierzynie-Koźlu. Pojazdy przeznaczone do przewożenia paliw płynnych rozlokowane zostały na większości paliwowych baz magazynowych w Polsce (m.in.: w Warszawie, Poznaniu, Wrocławiu, Kawicach, Trzebinie, Łodzi, Lublinie, Gdańsku, Bydgoszczy). LPG Polonia Sp. z o.o. transportuje:

- płynne produkty chemiczne (cysternami wyposażonymi w kompresory, pompy, termoizolację oraz systemy grzewcze);
- paliwa płynne (cysternami wyposażonymi w systemy pomiaru ilości przewożonych produktów oraz systemy plombowania elektronicznego cystern);
- AdBlue/NOx oraz roztwory mocznika (dedykowanymi cysternami wyposażonymi w urządzenia pomiarowe);
- bioestry;
- parafiny;
- oleje bazowe;
- alkohole;
- rozpuszczalniki;
- nawozy sztuczne;
- inne chemikalia i produkty ropopochodne.

Spółka obsługuje: koncerny paliwowe, zakłady chemiczne, firmy handlowe.



Liderzy branży / Industry leaders



LPG Polonia Sp. z o.o.

01-142 Warszawa, ul. Sokołowska 9 lok. 24

tel. +48 22 64 66 16, fax +48 22 266 06 79

e-mail: biuro@lpgpolonia.pl

www.lpgpolonia.pl

LPG Polonia Sp. z o.o. specializes in domestic and international transport of oil derivative products and chemicals.

The company LPG Polonia is headquartered in Warsaw. Its branches dealing with transport of chemical products are based in Puławy, Police and Kędzierzyn-Koźle.

Vehicles for transportation of liquid fuels are located in most fuel storage depots in Poland (e.g. in Warsaw, Poznań, Wrocław, Kawice, Trzebinia, Łódź, Lublin, Gdańsk, and Bydgoszcz).

LPG Polonia Sp. z o.o. transports:

- liquid chemicals (by road tankers equipped with compressors, pumps, thermal insulation and heating systems);
- liquid fuels (by road tankers equipped with product measurement systems and electronic tanker sealing systems);
- AdBlue/NOx and urea solutions (by dedicated road tankers equipped with measuring instruments);
- bioesters;
- paraffins;
- base oils;
- alcohols;
- solvents;
- fertilizers;
- other chemicals and oil derivative products.

The company provides its services to: fuel concerns, chemical plants, and trading firms.

Procesy bezpiecznego magazynowania i przeładunku paliw nie byłyby możliwe, gdyby nie nowoczesne systemy informatyczne i systemy automatyki przemysłowej. Polscy operatorzy już pod koniec lat 90. XX wieku dostrzegli korzyści płynące z inwestowania w zaawansowane rozwiązania z dziedziny automatyki oraz IT na terminalach paliw.

Stopniowa modernizacja i informatyzacja przyniosła operatorom wymierne efekty finansowe. Obecnie dzięki zastosowaniu najnowocześniejszych technologii możliwe jest bezpieczne napełnianie każdej komory autocysterny z prędkością 2500 litrów/minutę z równoczesnym procesem komponowania paliw – w trakcie nalewu. Oznacza to, że załadunek autocysterny o pojemności 32 tys. litrów paliwami klasy premium, które składają się z produktu bazowego (olej, benzyna), biokomponentów (ester, etanol) oraz dodatków firmowych, odbywa się w ciągu około 15 minut, a łączny czas pobytu autocysterny na terenie terminalu nie przekracza pół godziny.

Współczesne systemy automatyki TAS (ang. *Terminal Automation System*), zainstalowane na terminalach to zaawansowane platformy integracyjne, które z jednej strony współpracują z systemami informatycznymi klasy ERP (np. SAP), systemami laboratoryjnymi (np. LIMS) a z drugiej strony łączą urządzenia obiektowe (pompy, urządzenia nalewcze, dozowniki, zawory, systemy zbiornikowe, wagi itp.). Wszystkie informacje transakcyjne, stany pracy urządzeń, stany magazynowe, dane logistyczne czy też obrazy z kamer z opcją rozpoznawania tablic rejestracyjnych pojazdów dostępne są w dowolnym momencie na ekranach monitorów w dyspozytorni.

Dzięki wspieraniu polskiej myśli inżynierskiej przez krajowych operatorów, udało się wprowadzić na naszym rynku jednolite rozwiązanie dla systemów TAS. Opracowany przez polską spółkę Merrid Controls system SAMER®TAS stał się wiodącą platformą, która wspiera dziś pracę praktycznie wszystkich terminali paliw w Polsce. Rozwiązanie to dzięki swojej innowacyjności, elastyczności i stabilności niejednokrotnie zyskiwało wyższe oceny od podobnych systemów firm zagranicznych.

Ujednolicenie systemów TAS umożliwiło w Polsce, jako jednym z pierwszych krajów UE, wdrożenie już w 2010 roku nadrzędnego systemu spedycyjnego SAMER®Net z centralnym, ogólnokrajowym zarządzaniem logistyką samochodową, pełną bazą pojazdów, kierowców i kart dostępowych. System ten, integrując wszystkich uczestników operacji logistycznych poprzez interfejsy B2B oraz WWW, umożliwił w pełni samoobsługowy proces załadunku paliw i stał się standardem na rynku krajowych operatorów. System SAMER®Net funkcjonuje w PKN ORLEN S.A., OLPP Sp. z o.o. i w spółkach Grupy LOTOS.

Dziś polska logistyka transportu samochodowego paliw płynnych może stanowić wzór godny naśladowania dla innych krajów europejskich i niewątpliwie wyznacza w tej dziedzinie ogólnosiwiatowe kierunki rozwoju.

Safe storage and transshipment of fuel would not be possible but for modern information technology and industrial automatic control systems. Polish operators as early as at the end of the 1990s recognised the advantages from investing in advanced automatic control and IT solutions for fuel terminals.

Gradual modernisation and informatisation generated measurable financial effects for the operators. Currently, thanks to state-of-the-art technologies each compartment of a road tanker can be filled at a rate of 2500 litres/minute which is accompanied by simultaneous fuel blending. This means it will take about 15 minutes to fill a 32 000 litre road tanker with premium fuels composed of the base product (oil, petrol), biocomponents (ester, ethanol) and proprietary additives, while the total time over which the tanker remains within the terminal will not exceed half an hour.

The contemporary Terminal Automation Systems (TAS) installed in terminals are advanced integration platforms that on the one hand cooperate with ERP systems (e.g. SAP), laboratory systems (e.g. LIMS) and on the other hand connect process instrumentation (pumps, filling units, batching units, valves, tanks, weighing units etc.). All information about transactions, device states, fuel stocks, logistic data or images from video cameras fitted with an option of recognising vehicle registration plates can be displayed on the monitors in the control room at any time.

Thanks to support to the Polish engineering thought offered by our domestic operators, a uniform TAS solution was introduced in the Polish market. SAMER®TAS, a system developed by a Polish company Merrid Controls, has become a leading platform which nowadays supports the operation of virtually all fuel terminals in Poland. This solution, thanks to being innovative, flexible and stable, was many times evaluated better than similar systems designed by foreign contractors.

The standardisation of TAS systems in Poland, being one of the first member states of the EU to have done it, made it possible to implement a parent dispatching system SAMER®Net with central, nation-wide management of vehicle logistics, a complete base of vehicles, drivers and access cards as early as 2010. The system, integrating all the participants of logistics operations through B2B and WWW interfaces, facilitates completely self-service loading of fuels and has become a standard for domestic operators. SAMER®Net has been in operation in PKN ORLEN S.A., OLPP Sp. z o.o. and Lotos Group companies.

Nowadays, road transport logistics of liquid fuels in Poland can be a good example to follow for other European countries and without any doubt it sets global development directions.



Liderzy branży / Industry leaders

SLOVRUR
ŻELEZIARNE PODBREZOVÁ GROUP

Slovrur Sp. z o.o.

37-464 Stalowa Wola, ul. Brandwicka 138

tel. +48 15 844 80 45, +48 15 844 80 46

fax +48 15 842 02 34

e-mail: dz.handlowy@slovrur.pl

www.slovrur.pl

SLOVRUR Sp. z o.o. została założona w Stalowej Woli w 1997 roku jako wyłączny przedstawiciel handlowy Huty Źeleziarne Podbrezová a.s., która od początku istnienia stawiała na rozwój, dzięki czemu powstał nowoczesny i konkurencyjny zakład specjalizujący się w wytwarzaniu rur stalowych. Troska o wysoki poziom technologiczny, zarządzania, środowisko naturalne oraz szkolenia pracowników gwarantuje Hucie miejsce wśród najważniejszych producentów rur stalowych na świecie.

Polska stanowi ważny rynek wśród odbiorców Huty Podbrezová, a SLOVRUR, organizując sieć składów konsygnacyjnych, reguluje logistykę sprzedaży. Dystrybucja poprzez spółkę ze Stalowej Woli wpływa korzystnie również na strefę serwisu, który jest coraz lepszej jakości. Aby sprostać wszystkim wymaganiom dla sprzedaży stali na rynku polskim, firma SLOVRUR dba o niezbędne certyfikacje i cykliczne szkolenia pracowników. Wprowadziła system zarządzania jakością ISO i z sukcesem od wielu lat stosuje się do tych rygorystycznych norm. Ponadto prowadzi również certyfikację z zakresu wymogów rynku polskiego dotyczących sprzedaży wyrobów stalowych.

Głównymi produktami oferowanymi przez SLOVRUR są rury stalowe o szerokim zastosowaniu w wielu gałęziach przemysłu m.in. w energetyce, do pracy w podwyższonym ciśnieniu i temperaturze. Nie tylko różnorodność wykorzystania jest ich mocną stroną, ale również różnorodność gatunków oraz norm, wg których są wytwarzane. Slovrur Sp. z o.o. ze Stalowej Woli posiada wszelkie niezbędne certyfikaty uprawniające do sprzedaży rur na rodzimym rynku i nigdy nie zamyka drogi do dalszego rozwoju firmy.

SLOVRUR Sp. z o.o. was founded in Stalowa Wola in 1997 as the exclusive sales representative of Huta Źeleziarne Podbrezová a.s. which, since its foundation, has focused on development, thanks to which it has become a modern, competitive works specialising in the production of steel pipes. Taking care to ensure a high level of technology, natural environment protection and staff training the works has become one of the world's most important manufacturers of steel pipes.



Poland is an important market for the customers of Huta Podbrezová, and SLOVRUR, organising a system of consignment warehouses, controls the sales logistics. Distribution via the company based in Stalowa Wola has a positive influence on the quality of service which is continuously improved. In order to meet all the requirements regarding the sales of steel in the Polish market SLOVRUR takes care to ensure necessary certification and cycling training for its staff. It has introduced the quality management system according to ISO and for many years

has successfully implemented the related strict standards. In addition, it also provides certification with regard to the requirements of the Polish market regarding the sale of steel products.

The main products offered by SLOVRUR are steel pipes that have multiple applications in numerous industries, e.g. in the power industry, for work in increased pressure and temperature conditions. Apart from the variety of applications another advantage is the variety of steel grades and manufacturing standards. Slovrur Sp. z o.o. based in Stalowa Wola holds all the required certificates to sell pipes in the domestic market and is always open to the prospects of further development.



Transport drogowy paliw ciekłych, w tle rafineria Grupy Kapitałowej LOTOS / Road transport of liquid fuels; in the background – a refinery of LOTOS Capital Group



rynek paliw płynnych w Polsce

Liquid fuel market in Poland

W drugiej dekadzie XXI wieku polska gospodarka, eksploatując około 24,5 mln m³ paliw ciekłych, plasuje się na szóstym miejscu w Unii Europejskiej pod względem zapotrzebowania na te nośniki energii. Więcej paliw transportowych i grzewczych zużywa się jedynie w Niemczech, Francji, Wielkiej Brytanii, we Włoszech i w Hiszpanii. W przeliczeniu na statystycznego obywatela, zużywającego rocznie około 800 litrów paliwa, zajmujemy 12 pozycję w UE. Najlepiej rozwinięte kraje Europy mają ten wskaźnik na poziomie prawie 1,5 tys. litrów. Na tej podstawie można wnioskować, że w polskiej gospodarce drzemie jeszcze spory potencjał wzrostu.

In the second decade of the 21st century, the Polish economy, consuming ca. 24,5 million m³ of liquid fuels, ranks sixth in the European Union in terms of demand for these energy carriers. More transport and heating fuels are only consumed in Germany, France, the United Kingdom, Italy and Spain. In terms of average annual consumption per capita of 800 litres of fuel, we occupy 12th place in the EU. In the case of the most developed European countries, the consumption figure is almost 1500 litres. Therefore, it can be concluded that the Polish economy still has a considerable untapped potential for growth.

Od 1997 roku do rekordowego 2011 roku, kiedy to zużyto około 22 mln ton paliw ciekłych, wzrost zapotrzebowania na nie w naszym kraju wyniósł około 40%. Wyniki konsumpcji paliw w 2012 roku jednak nieco zadziwiły. Rynek spodziewał się wprowadzić lekkiego obniżenia dynamiki wzrostu popytu na te produkty w Polsce, spowodowanego wzrostem stawek podatku akcyzowego na olej napędowy, spowolnieniem gospodarki i zmniejszeniem zamożności społeczeństwa, ale skala zmian była zaskoczeniem. Tym większym, że polska gospodarka utrzymała poziom wzrostu w wysokości 2%. O tak radykalnym obniżeniu krajowej konsumpcji paliw ciekłych zadecydowało obniżenie popytu na olej napędowy. Zapotrzebowanie było o wiele niższe, niż wynikałoby to ze wskaźników gospodarczych. Przyczyn takiego stanu rzeczy upatruje się głównie w rozwoju szarej strefy, któremu sprzyjały wysokie ceny paliw i chęć obniżenia kosztów działalności w okresie spowolnienia gospodarczego. Według szacunków POPIHN, zrzeszającej największych operatorów rynku paliw, szara strefa w sektorze oleju napędowego może obejmować nawet 15-20% dostaw, a niektórzy analitycy sugerują, że może to być jeszcze więcej. Na obniżenie popytu na benzyny silnikowe wpłynęły podwyżki cen. W 2012 roku obserwowano ograniczenie zapotrzebowania na paliwa do silników z zapłonem iskrowym. Jedynym paliwem silnikowym, na które popyt przekroczył poziom z 2011 roku, był gaz płynny LPG, głównie ze względu na zwiększone zapotrzebowanie na autogaz będący substytutem benzyn silnikowych. Dobra relacja cenowa na korzyść autogazu zachęcała do tankowania tego paliwa do samochodów posiadających podwójny system zasilania. Analizując poszczególne składniki rynku paliw ciekłych, widać, że nastąpił spadek konsumpcji benzyn silnikowych, oleju napędowego i lekkiego oleju opałowego oraz niewielki wzrost popytu na gaz płynny LPG, paliwa lotnicze JET oraz ciężki olej opałowy. Pod względem wolumenu rynek paliw płynnych w Polsce cofnął się do poziomu z 2008 roku.

Uważa się, że konsumpcja oleju napędowego odzwierciedla kondycję gospodarki. W 2012 roku polska ekonomia wyraźnie zwolniła, szczególnie w jego drugiej połowie. Dodatkowo wysokie koszty zakupu oleju napędowego, którego ceny przez większość roku przekraczały ceny benzyny 95, skłaniały do poszukiwań tańszego paliwa, oferowanego przez nielegalny rynek. Zatrzymanie lub spowolnienie inwestycji infrastrukturalnych tuż po mistrzostwach Euro 2012, ekspansja szarej strefy, wysokie ceny oraz wyhamowanie trendu wzrostowego w dieselizacji floty osobowej, znalazły swoje odzwierciedlenie w zmniejszonym popycie na paliwa do silników wysokoprężnych. To zupełne odwrócenie trendu obowiązującego dla oleju napędowego od kilku lat. Spadek popytu na paliwa do silników wysokoprężnych o 9% spowodował powrót do wielkości z 2010 roku.

Between 1997 and the record year 2011, when about 22 million tonnes of liquid fuels were consumed, an increase in the demand reached approx. 40%. However, the fuel consumption figures in 2012 came somewhat as a surprise. Although the market did expect a slight reduction in the demand growth dynamics for such products in Poland, due to an increase in excise duty on diesel oil, an economic slowdown and a decrease in the national prosperity, the actual scale of changes caused serious bafflement; even more so, given the fact that the Polish economy maintained a growth rate of 2%. Such a radical reduction in the domestic consumption of liquid fuels was caused primarily by lower demand for diesel oil. Indeed, the demand was much below the economic indicators. The reasons for that state of affairs are mainly seen in the development of the shadow economy, fostered by high fuel prices and the desire to reduce business costs during the economic downturn. According to estimates of the Polish Organisation of Oil Industry and Trade (POPIHN), associating the largest operators in the fuel market, the shadow economy in the diesel oil sector may account for as much as 15-20% of supplies, while some analysts suggest that the figure may be even higher. The price increases contributed to a decrease in demand for motor petrols. In 2012, we witnessed a lower demand for fuels for spark-ignition engines. The only motor fuel for which the actual demand exceeded the 2011 figure was LPG, mainly because of higher demand for autogas, which is a substitute for motor petrols. A good price ratio in favour of autogas encouraged the users of bi-fuel vehicles to refill their tanks with LPG rather than petrol. If we analyse individual components of the liquid fuel market, we will see that there has been a decrease in the consumption of motor petrols, diesel oil and light fuel oil, and a slight increase in demand for LPG, JET aviation fuels and heavy fuel oil. In terms of volume, the Polish liquid fuel market went back to the 2008 level.

It is believed that the consumption of diesel oil reflects the condition of the economy as a whole. In 2012, the Polish economy slowed considerably, particularly in the second half of the year. In addition, high costs of buying diesel oil, whose prices exceeded the price of 95 octane petrol for most of the year, encouraged the public to look for a cheaper fuel, offered by the illegal market. Stopping or slowing down the pace of infrastructure investment just after the Euro 2012 Championship, expansion of the shadow economy, high prices and a slowdown in dieselisation of passenger vehicles were all reflected in the reduced demand for compression-ignition engine fuels. This is a complete reversal of the trend for diesel oil that had been in place for several years. A decline in demand for compression-ignition engine fuels by 9% is actually the return to the 2010 figure.

Udział importu w rynku diesla zmalał o połowę i osiągnął poziom jedynie 11% dostaw rynkowych. Wolumenowo to niecałe 1,5 mln m³, podczas gdy jeszcze rok wcześniej było to ponad 3 mln m³. Dostępne dane statystyczne dotyczą paliw, które na polski rynek wprowadzane są legalnie i pochodzą z krajowych rafinerii lub z legalnego importu. Gdyby uwzględnić dodatkową ilość paliwa sprzedawaną na czarnym rynku, spadek dynamiki konsumpcji oleju napędowego byłby mniejszy o kilka procent.

Przyzwyczailiśmy się już do faktu, że popyt na benzyny silnikowe maleje z roku na rok. Także w 2014 roku ten trend został potwierdzony i odnotowano konsumpcję benzyn na poziomie o 2% niższym niż w roku 2013. Benzyna silnikowa jest produktem, którego zapotrzebowanie krajowe może być w całości zaspokojone poprzez produkcję polskich rafinerii. Niewielki import wynika bardziej z normalnej

The share of imports in the diesel market decreased by half, and now accounts for a mere 11% of the market supply. In terms of volume, it is less than 1.5 million m³, while just a year before it had been more than 3 million m³. Available statistics include fuels that lawfully enter the Polish market or, in other words, come from domestic refineries or legal import. If we took into account an additional volume of fuel sold on the black market, a decline in diesel oil consumption growth would be smaller by a few percent.

We have already got used to the fact that demand for gasoline has been decreasing year on year. Thus, in 2014 this trend was confirmed and the consumption of petrol was by 2% lower than in 2013. Motor petrol is a product the domestic demand for which can be fully met by Polish refineries. Small as it is, import is a result of the operators’ normal commercial policy, rather than the real

Wyszczególnienie / Specification		ROK 2013 / 2013		ROK 2014 / 2014		Wskaźnik 2013=100 / Ratio in 2013 = 100
		tys. m ³ / in '000 m ³	udział w konsumpcji % / % share in consumption	tys. m ³ / in '000 m ³	udział w konsumpcji % / % share in consumption	
Benzyny silnikowe / Gasoline	Konsumpcja / Consumption	4925		4841		98
	W tym całkowity import / Of which total import	597	12	643	13	108
Olej napędowy / Diesel oil	Konsumpcja / Consumption	13 463		13 423		100
	W tym całkowity import / Of which total import	1065	8	1457	11	137
Gaz płynny LPG / Liquefied petroleum gas LPG	Konsumpcja / Consumption	4223		4166		99
	W tym całkowity import / Of which total import	3691	87	3630	87	98
Razem 3 gatunki paliw / All 3 types of fuel	Konsumpcja / Consumption	22 611		22 430		99
	W tym całkowity import / Of which total import	5353	24	5730	26	106
Paliwo JET / JET fuel	Konsumpcja / Consumption	676		781		116
	W tym całkowity import / Of which total import	68	10	39	5	57
Lekki olej opałowy / Light fuel oil	Konsumpcja / Consumption	998		843		84
	W tym całkowity import / Of which total import	89	9	77	9	87
Ciężki olej opałowy / Heavy fuel oil	Konsumpcja / Consumption	642		527		82
	W tym całkowity import / Of which total import	78	12	80	15	103
Ogółem / Total	Konsumpcja / Consumption	24 927		24 581		99
	W tym całkowity import / Of which total import	5588	22	5926	24	106

Szacunkowa wielkość konsumpcji paliw ciekłych w kraju w roku 2014 w porównaniu do roku 2013 (Źródło: Ministerstwo Finansów i dane własne POPIHN) / Estimated domestic consumption of liquid fuels in 2014 compared to 2013 (Source: Ministry of Finance and own data of POPIHN)

polityki handlowej realizowanej przez operatorów, niż z konieczności uzupełnienia braków. Obecnie udział paliwa z zagranicy w całości rynku wynosi około 13% i gdyby zaistniała taka potrzeba, może ono być w każdej chwili zastąpione produktem krajowym.

Montaż instalacji autogazowych w samochodach z silnikami benzynowymi traktowany jest przez polskich kierowców jako sposób na ograniczanie wydatków związanych z transportem indywidualnym i zaopatrzeniowym. Potwierdza się wypracowana przez lata zasada, że im droższe pozostałe paliwa i im więcej Polacy przeznaczają pieniędzy na pokrycie innych kosztów związanych z codziennym utrzymaniem, tym lepiej sprzedaje się autogaz. Rynek tego paliwa intensywnie wzrastał aż do 2007 roku, kiedy osiągnięto stan jego nasycenia i zaczął on funkcjonować jako rynek dojrzały. Następne lata były okresem stabilnego popytu, podczas gdy w tym samym czasie w sektorze benzyn silnikowych notowano istotne spadki. Autogaz, do niedawna

postrzegany jako paliwo wykorzystywane głównie przez oszczędnych i mniej zamożnych klientów, po istotnych podwyżkach cen benzyn i oleju napędowego, zyskał nowych zwolenników. Świadczy o tym wzrastająca liczba montażu instalacji LPG w samochodach – również na etapie ich produkcji. Gaz płynny LPG jest też wykorzystywany jako paliwo grzewcze, ten segment szacowany jest na około 25% całej jego konsumpcji w Polsce. Obecne zapotrzebowanie na LPG w naszym kraju wynosi 4,2 mln m³, a około 87% produktu, który trafia do ostatecznego odbiorcy, pochodzi z zagranicy.

Rynek lekkiego oleju opałowego, to rynek wyraźnie gasnący. Obecna konsumpcja krajowa na poziomie poniżej 1 mln m³ stanowi tylko 40% rekordowego zużycia z 2005 roku. W 2014 roku spadek zapotrzebowania na ten produkt wyniósł 16%. Niewątpliwie przyczyniły się do tego wysokie ceny zaopatrzeniowe, bowiem paliwo to podlega tym samym trendom co olej napędowy, a ten z kolei w ostatnich latach systematycznie drożał. Olej opałowy, w porównaniu z innymi paliwami grzewczymi, jak gaz ziemny, węgiel czy biomasa, nie jest obecnie zbyt konkurencyjny.

urge to supplement shortages. Currently, the share of fuel from abroad in the total market is about 13%, and if necessary, it could be replaced at any time with the domestic product.

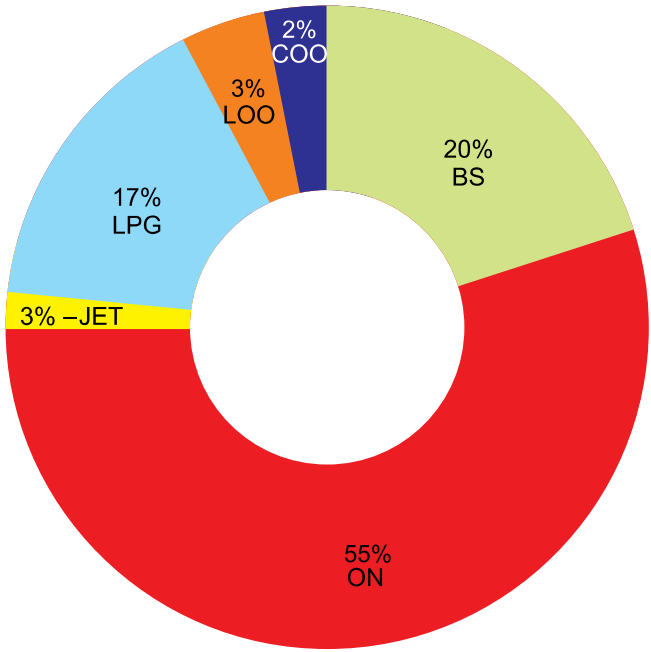
For Polish drivers, installation of an autogas system in their petrol engine cars offers a possibility to reduce expenses on private transport and handling supplies of goods. This further corroborates

the rule that has confirmed itself over the years, i.e. the more expensive other fuels and the higher spending of Polish citizens on other daily necessities, the higher the sales of autogas. The market of LPG had been growing intensively until 2007, when the level of saturation was reached, and the market began to function as a mature one. The following years were a period of stable demand, while at the same time some significant declines were recorded in the motor petrol sector. Autogas, which until recently had been seen as a fuel mainly used by thrifty and less affluent customers, attracted

new proponents in the wake of significant price increases of petrols and diesel oil. This is evidenced by the growing number of LPG systems installed in cars, including at the factory production stage. Liquefied petroleum gas, LPG, is also used as a heating fuel, and the estimates are that the segment accounts for about 25% of the total LPG consumption in Poland. The current domestic demand for LPG is 4.2 million m³, while approx. 87% of the product that reaches final customers comes from abroad.

The light fuel oil market is clearly fading. The current domestic consumption of below 1 million m³ represents only 40% of the record consumption in 2005. In 2014, a decline in demand for the product was as high as 16%.

Undoubtedly, high prices of supplies stood behind the decline, since fuel is subject to the same trends as diesel oil, which has become more and more expensive over recent years. Fuel oil, in comparison with other heating fuels, such as natural gas, coal or biomass, is not too competitive these days.



Struktura konsumpcji paliw ciekłych w 2014 r. [%] /Structure of liquid fuels consumption in 2014 [%]



Działalność firmy Petrax Sp. z o.o. koncentruje się na imporcie/eksporcie oraz hurtowym obrocie produktami tj. paliwa tradycyjne, gaz LPG oraz biopaliwa. Zaangażowanie spółki Petrax na rynkach zagranicznych zostało opisane w niniejszej publikacji w rozdziale poświęconym importowi oraz eksportowi. Rynek paliw płynnych w Polsce jest rynkiem mocno konkurencyjnym, co spółka traktuje jednak zdecydowanie jako szansę. Zgrany, dynamiczny zespół, podejmowanie decyzji oraz realizacja zadań w tempie niespotykanym w wielu innych firmach działających na rynku to przewaga, którą Petrax w pełni wykorzystuje. Wiara w specjalizację oraz rachunek ekonomiczny powoduje, iż Petrax w swojej działalności koncentruje się na handlu, zadania związane z magazynowaniem czy transportem paliw zlecając specjalistom. Wyniki finansowe potwierdzają słuszność tej strategii:

- Przychody w roku 2012 wyniosły 606 000 000 PLN
- Przychody w roku 2013 wyniosły 851 000 000 PLN
- Przychody w roku 2014 wyniosły 767 000 000 PLN

W tym miejscu należy podkreślić, że wyniki zaprezentowane powyżej zostały osiągnięte wspólnie oraz dzięki naszym partnerom biznesowym, a nie ich kosztem, co wynika z przyjętej strategii opierającej się na budowaniu trwałych, lojalnych, a przede wszystkim uczciwych relacji handlowych.

Firma Petrax jest laureatem wielu nagród, w rozdziale dotyczącym importu oraz eksportu wspomniano o „Perle Biznesu” oraz „Diamentach Forbesa”, w tym miejscu chcielibyśmy dodać, że Prezes Zarządu Pani Sylwia Mikołajczyk wielokrotnie zajmowała czołowe miejsca w rankingu „Kobiet Biznesu” Pulsu Biznesu.

The activities of Petrax sp. z o.o. focus on import/export and wholesale of products, i.e. conventional fuels, LPG and biofuels. The involvement of Petrax in international markets is described in this publication in the chapter devoted to import and export. The liquid fuel market in Poland is strongly competitive, which the company considers to be a chance. A good dynamic team and the decision making process and task performance faster than in many other companies give Petrax a market advantage

which the company utilizes in full. Believing in specialisation and economic account Petrax focuses its activities on trading while tasks related to storage or transport of fuel are outsourced to specialists.

Financial results confirm that this strategy is justified:

- Revenues in 2012 amounted to PLN 606 000 000
- Revenues in 2013 amounted to PLN 851,000,000
- Revenues in 2014 amounted to PLN 767,000,000

Here, it must be emphasized that the above-presented results were achieved by joint efforts and thanks to

our business partners but not at their expense, which follows from the adopted strategy based on building permanent, loyal and most importantly fair business relationships. Petrax has received many awards; the chapter about import and export mentioned the „Pearl of Business” and „Forbes Diamonds”. Here, we would like to add that the President of the Management Board, Sylwia Mikołajczyk many times was ranked among top „Business Women” in the ranking prepared by the daily Puls Biznesu.

PETRAX Sp. z o.o.

02- 707 Warszawa, ul. Puławska 111A/119

tel. +48 22 844 73 01

e-mail: petrax@petrax.com.pl, www.petrax.pl



Znakomitą większość popytu, bo 91%, zaspokajają dostawy z produkcji krajowej. Importowany lekki olej opałowy kierowany jest bezpośrednio na rynek jako paliwo grzewcze lub do dalszej przeróbki w rafineriach, gdzie wytwarza się z niego pełnowartościowy olej napędowy. Własności fizykochemiczne tych dwóch typów olejów są bardzo zbliżone i dlatego lekki olej opałowy wykorzystywany jest często jako paliwo trakcyjne, choć jest to niezgodne z prawem.

Wraz ze wzrostem potrzeb krajowych portów lotniczych, obsługujących coraz większą liczbę przewoźników i pasażerów, z roku na rok wzrasta krajowy popyt na paliwo lotnicze typu JET. W 2014 roku sprzedano prawie 800 tys. m³ tego produktu i było to o około 16% więcej, niż wynosiła sprzedaż w roku 2013. Mimo nowych inwestycji podróż polskimi drogami czy koleją nadal jest czasochłonna, więc przed rynkiem przewozów lotniczych rysuje się dobra przyszłość, tym bardziej, że liczba krajowych lotnisk cywilnych ma nadal wzrastać, a obecnie funkcjonujące mają być rozbudowywane.

Paliwem wykorzystywanym w kraju w małym stopniu, w stosunku do mocy produkcyjnych polskich rafinerii, jest ciężki olej opałowy. Obecne zapotrzebowanie na ten produkt wynosi około 520 tys. m³, podczas gdy rafinerie produkują go w ilości ponad 3 mln m³. Nadwyżki wysyłane są poza granice kraju. Z racji wolumenu jest to największa pozycja w polskim eksporcie paliw, aczkolwiek nie jest to eksport zyskowy, a raczej konieczny.

Polska w 2014 roku potrzebowała około 24,5 mln m³ paliw i tym samym wartości te zmalały w odniesieniu do roku poprzedniego o 346 tys. m³. Spadek wolumenu wyniósł 1,4%. Oficjalny import paliw ciekłych w roku 2014 wyniósł 6 mln m³, czyli był wyższy od ubiegłorocznego o około 6%. Więcej niż w roku 2013 importowano benzyn i oleju napędowego oraz ciężkiego oleju opałowego, a mniej pozostałych gatunków paliw ciekłych. Wzrost importu dwóch głównych paliw był częściowo skutkiem wejścia w życie nowych regulacji prawnych mających ukryć zjawisko szarej strefy.

Struktura konsumpcji paliw płynnych

Struktura konsumpcji paliw w Polsce została zdominowana przez zapotrzebowanie na olej napędowy. Stanowi on 55% całości dostaw wszystkich paliw ciekłych wykorzystywanych w polskiej gospodarce i przez kierowców indywidualnych. Obraz tej struktury w naszym kraju jest już bardzo podobny do większości rynków europejskich, gdzie dominacja popytu na paliwa do silników wysokoprężnych utrzymuje

The vast majority of demand (91%) is satisfied by domestic production. Imported light fuel oil is sent directly to the market as a heating fuel or for further processing in refineries, where it is converted into diesel oil of full value. Physical and chemical properties of these two types of oils are very similar; therefore, light fuel oil is often used as vehicle fuel, even though it is against the law.

With the increase in the needs of domestic airports that serve a growing number of carriers and passengers, every year we witness the increasing domestic demand for JET aviation fuel. In 2014, almost 800,000 m³ of the product were sold, and it was another 16% more than in 2013. Despite new investment projects, travelling along Polish roads and via rail can still take a long time, so the air transport market's future prospects are very promising, the more so that the number of domestic civil airports is expected to grow, and the existing ones are to be expanded.

The fuel whose domestic use is fairly limited given the capacity of Polish refineries is heavy fuel oil. The current demand for the product is approx. 520,000 m³, while Polish refineries' production exceeds 3 million m³. Surpluses are exported and this is the largest item in the Polish fuel export volume, although the activity is a question of necessity rather than profit.

In 2014, Poland needed about 24,5 million m³ of fuels, which means that compared to the previous year, the demand figures decreased by 346,000 million m³. The decrease in volume amounted to 1.4%. Official imports of liquid fuels in 2014 amounted to 6 million m³, which was about 6% more than in the previous year. The import volume of petrol, diesel oil and heavy fuel oil was higher than in 2013 and higher than that of other liquid fuel types. A growth in imports of two main fuels partially resulted from the enactment of new regulations aimed at concealing the activities of the shadow sector.

Breakdown of liquid fuel consumption

The breakdown of fuel consumption in Poland is dominated by the diesel oil demand. It accounts for 55% of the total supplies of all liquid fuels used in the Polish economy and consumed by individual drivers. The consumption structure in our country is already very similar to most European markets, where the dominance of the demand for compression-ignition engine fuels has been in place for years, whereas a recently progressing

się od wielu lat, a w ostatnim czasie postępująca dieselizacja rynku samochodowego jeszcze ten trend umocniła. Drugie miejsce pod względem wolumenu sprzedaży zajmują na rynku polskim benzyny silnikowe, a ich udział w całym sektorze paliw ciekłych szacowany jest na około 20%. Rosnąca pozycja autogazu wśród kierowców oraz popularność instalacji grzewczych wykorzystujących ten nośnik energii zaważyły na tym, że właśnie gaz płynny LPG plasuje się na trzecim miejscu. Jego udział w omawianej konsumpcji krajowej wynosi 17%. W następnej kolejności notuje się zapotrzebowanie na lekki i ciężki olej opałowy. Pierwsze z tych paliw wypełnia 3% krajowego popytu, a drugie 2%. Swoją pozycję wzmacnia z roku na rok paliwo do silników lotniczych typu JET. Obecny wkład tego produktu w całość rynku paliw ciekłych wynosi już 3%, a perspektywy wskazują, iż nadal będzie się zwiększał. Obserwowane od 2011 roku spowolnienie gospodarcze, związany z tym rozwój szarej strefy oraz ciekawa propozycja producentów samochodów oferujących silniki benzynowe o mniejszej pojemności, skutkowały spadkiem popytu na większość znaczących paliw ciekłych, a tym samym zmianie ulegała struktura ich konsumpcji. Dziś mamy do czynienia ze zmniejszeniem udziału oleju napędowego oraz lekkiego oleju opałowego w całości rynku, rośnie natomiast znaczenie benzyn i gazu płynnego LPG. Jak na razie paliwo JET oraz ciężki olej opałowy utrzymują udziały na niezmiennym poziomie. Należy domniemywać, że wraz z oczekiwany ożywieniem gospodarczym na świecie, a tym samym i w Polsce, znów wzrośnie rola oleju napędowego, a dodatkowo swoją pozycję umocni paliwo lotnicze JET.

Czynniki wpływające na popyt paliw ciekłych

Popyt krajowy na paliwa ciekłe kształtowany jest przez wiele czynników makro- i mikroekonomicznych. Najważniejsze z nich to stan gospodarki i ceny paliw. O ile pierwszy powód jest najbardziej istotny w przypadku oleju napędowego, o tyle drugi oddziałuje w sposób zasadniczy na rynek benzyn silnikowych. Olej napędowy jest podstawowym paliwem odpowiedzialnym za logistykę gospodarki. Można powiedzieć, że stan gospodarki tworzy zapotrzebowanie na paliwo do silników wysokoprężnych. Praktycznie cała samochodowa flota transportowa (ciężarówki, autobusy, busy, ciągniki i traktory), a także część taboru kolejowego i transportu rzeczno- i morskiego potrzebują oleju napędowego. Również około 40% samochodów osobowych poruszających się po kraju posiada silniki Diesla, co jest efektem rosnącej w ostatnich latach sprzedaży samochodów z silnikami wysokoprężnymi (tzw. dieselizacji). Przyjmuje się, że rozwój gospodarczy ze wzrostem PKB większym niż 3% powoduje wzrost krajowego zapotrzebowania na olej napędowy. Mniejszy wzrost PKB powoduje stagnację rynku lub jego kurczenie się.

dieselisation of the car market has strengthened the trend even further. The second place in terms of sales volume on the Polish market is occupied by motor petrols, and their share in the entire liquid fuel sector is estimated at around 20%. An increasing popularity of autogas among the driving community and of heating systems utilizing this energy carrier was a decisive factor that has brought LPG to third position. Its share in the domestic consumption that we discuss here is 17%. After the demand for LPG comes the demand for light and heavy fuel oil. The former accounts for 3% and the latter for 2% of the domestic demand. The fuel whose position is getting stronger with every year is the fuel for JET engine aircraft. The product's current share in the entire liquid fuel market is already 3% with the outlooks for further growth. An economic downturn that has lingered on since 2011, the related development of the shadow sector and the carmakers' interesting offer of smaller capacity petrol engines have all resulted in a decrease in demand for most major liquid fuels, thereby changing the structure of their consumption. Today we are dealing with a decrease in the share of diesel oil and light fuel oil in the total market, while we observe a growing importance of petrols and LPG. So far, the market share of JET fuel and heavy fuel oil has remained stable. We can presume that with an expected global economic recovery, and thus also in Poland, we will again witness both an increase in the importance of diesel oil and a further consolidation of the JET aviation fuel share.

Factors affecting the demand for liquid fuels

Domestic demand for liquid fuels is shaped by a range of macroeconomic and microeconomic factors. The most important ones include the state of the economy and fuel prices. While the first is the most important in the case of diesel oil, the second has a fundamental impact on the market of motor petrols. Diesel fuel is the primary fuel responsible for the logistics of the economy. Indeed, we can say that the status of the economy is created by the demand for compression-ignition engine fuel. Practically the entire car transport fleet (lorries, buses, minibuses, and tractors), as well as part of the rolling stock, inland waterway and sea transport need diesel oil. Also, about 40% of passenger cars on Polish roads are those equipped with Diesel engines, which is the result of the process known as dieselisation, i.e. increasing sales of cars with compression-ignition engines that we have observed over recent years. It is assumed that if the economy develops with a GDP growth of more than 3%, it translates into an increase in the domestic demand for diesel oil. When the GDP growth is lower, the market is stagnant or begins to shrink.

Ceny paliw są głównym elementem oddziałującym na rynek benzyn silnikowych. Pojazdy z silnikami zasilanymi tym paliwem stanowią w większości własność prywatnych kierowców, którzy wykorzystują je zgodnie z indywidualnymi potrzebami. W ostatnich 20 latach liczba pojazdów osobowych zwiększyła się dwukrotnie, ale zapotrzebowanie na benzyny silnikowe już tak istotnie nie wzrastało. Oczywiście warto pamiętać, że samochody osobowe miały coraz nowocześniejsze silniki potrzebujące mniejszej ilości paliw do przejechania tego samego dystansu, ale też rosnące wciąż ceny benzyn, na które wydatki stanowią istotną część domowych budżetów, ograniczały codzienne wykorzystywanie samochodów i wymuszały przesiadkę do środków komunikacji publicznej. Jak bardzo ceny wpływają na popyt, widać było szczególnie wtedy, kiedy przekraczały kolejne psychologiczne granice 3, 4 i 5 złotych za litr. Każdy taki ruch skutkował nagłym spadkiem zapotrzebowania. Po jakimś czasie kierowcy przyzwyczajali się do nowych poziomów cen, bo jeździć przecież trzeba, ale wyjazdy te stawały się coraz bardziej racjonalne.

Popyt na oba główne gatunki paliw został nieco zachwiany w momencie, kiedy na rynku pojawił się autogaz i instalacje do jego stosowania w samochodach z silnikami iskrowymi. Produkt ten wpływa głównie na zapotrzebowanie na benzyny, bo jest ich naturalnym i o wiele tańszym substytutem. Przyjmuje się, że jeśli cena autogazu nie przekracza 60% ceny benzyny, to opłacalne jest stosowanie tego zamiennika. Autogaz wpłynął też na rynek oleju napędowego, mimo że próby zastosowania go w silnikach wysokoprężnych są dopiero w początkowej fazie. Polacy kupujący nowe samochody zaczęli się bowiem zastanawiać, czy lepiej wybrać oszczędnego diesla i płacić więcej przy zakupie paliwa oraz pokrywać wyższe koszty serwisów, czy też zdecydować się na tańszy samochód benzynowy i zamontować w nim instalację gazową. Przyjmuje się, że jeśli pojazd przejeżdża w roku więcej niż 50 tys. kilometrów, to opłaca się kupić go w wersji z silnikiem Diesla. Jeśli jest to mniejszy dystans, ale większy od 20 tys. kilometrów, to warto rozważyć zakup pojazdu z instalacją do autogazu.

Fuel prices are a major factor affecting the market for motor petrols. Vehicles with petrol-powered engines are mostly owned by individual drivers who use their vehicles according to their private needs. Over the past 20 years, the number of passenger cars has doubled, but the demand for motor petrols has not increased so significantly. Of course, it should be remembered that passenger cars are equipped with increasingly modern engines and thus need less fuel to cover the same distance. On the other hand, the ever increasing petrol prices, the expenditure on which accounts for an important part of household budgets, have contributed to a limited daily use of cars and forced the switch to public transport. How much prices affect the existing demand became obvious especially when subsequent psychological thresholds were broken with 3, 4 and 5 PLN per litre. Indeed, every such change resulted in a sudden drop in demand. After some time, however, the driving community got accustomed to the new price levels, because after all, one has to drive. Nevertheless, the car journeys tended to be more rational.



The demand for the two main types of fuels was somewhat shaken when autogas entered the market along with the systems that made it possible to use it in vehicles with spark-ignition engines. This product mainly affects the demand for petrols, as it is their natural and much cheaper substitute. It is assumed that if the price of autogas does not exceed 60% of the petrol price, it is cost-effective to use the alternative product. Autogas has also influenced the diesel oil market, despite the fact that the attempts to use it in compression-ignition engines are still in the initial phase. Actually, Poles buying new cars have begun to wonder whether it is better to choose an economical diesel option and pay more for fuel and the service, or opt for a cheaper petrol car and fit it with an LPG system. It is assumed that if a vehicle covers more than 50,000 kilometres a year, it pays to buy a Diesel engine version. If the distance is smaller, but still greater than 20,000 kilometres, one should consider the purchase of a vehicle with an autogas system.

Przy mniejszych rocznych przebiegach należy wybrać samochód zasilany benzyną tym bardziej, że nowoczesne silniki benzynowe potrzebują coraz mniej paliwa do uzyskania mocy osiągananej jeszcze kilka lat temu z silników o dużej pojemności.

Jest jeszcze jeden element, który istotnie wpływa na oficjalny popyt paliw. To szara strefa, która istnieje od zawsze i osiąga zwykle poziom około 3-4%. Od 2010 roku obserwuje się jednak znaczną intensyfikację tej nielegalnej działalności, zwłaszcza w sektorze oleju napędowego. Czarny rynek unika płacenia podatków i realizacji innych wymogów obowiązujących w stosunku do legalnie działających przedsiębiorców. Dzięki temu może zaoferować odbiorcy ceny o wiele korzystniejsze od obowiązujących w hurcie.

Przedsiębiorcy, poszukujący w czasie spowolnienia gospodarczego możliwych źródeł obniżenia kosztów, często dają się skusić nadarzającym się okazjom. Operatorzy działający legalnie starają się zmniejszyć różnice pomiędzy swoją ceną, a tą z szarej strefy poprzez obniżanie marży. Niestety, w czasach, kiedy nie są one zbyt wysokie i nie ma czego redukować, funkcjonowanie nielegalnego rynku może doprowadzić do likwidacji słabszych, oficjalnie działających firm.

Innym – mniej znaczącym – czynnikiem, który może wpływać na poziom popytu na paliwa ciekłe, jest stan sieci komunikacyjnej. Im gorsze drogi i większe korki, tym zużycie paliw i popyt na nie jest większy. Tworzony system nowych autostrad i dróg szybkiego ruchu oraz modyfikacja dotychczasowych wpłyną na pewno na zużycie paliw, a tym samym na wielkość zakupów. Na razie jednak permanentny stan budowy i remontów raczej odstrasza od podróży drogowych, a modernizacje na kolei wydłużają podróże pociągami. W takiej sytuacji rozwija się znacząco komunikacja lotnicza, a co za tym idzie, wzrasta zapotrzebowanie na paliwa lotnicze typu JET.

Udział i rola LPG w strukturze paliw

Polska zajmuje obecnie 21. miejsce na świecie pod względem konsumpcji gazu płynnego LPG. Najwięcej zużywa się go w Stanach Zjednoczonych, Chinach i Arabii Saudyjskiej, ale tam głównie do celów grzewczych. Fenomen polskiego rynku polega na wykorzystaniu LPG w 73% do zasilania samochodów. Pod tym względem jesteśmy światową potęgą tuż po Korei Południowej, Turcji i Rosji. W liczbie samochodów wyposażonych w instalację autogazu wyprzedza nas tylko Turcja. Takich pojazdów jeździ w Polsce około 2,5 mln, a ich zbiorniki kierowcy mogą wypełnić niebieskim paliwem na ponad 5,7 tys. stacjach tankowania LPG.

For shorter annual distances, it is advisable to choose a petrol-powered car, the more so that modern petrol engines require less fuel to offer the power that a few years ago was available only in large capacity engines.

There is another factor that significantly affects the official demand for fuels. It is the grey market that has always been here, and usually accounts for a share of about 3-4%. Since 2010, however, we have observed a significant intensification of the illegal activity, especially in the diesel oil segment. The black market avoids paying taxes and fulfilling other requirements that apply to legally operating businesses. Therefore, the black market entities are able to offer the customer prices that are much more attractive than the current wholesale market proposal.

Since at times of economic downturn businesses are interested in cost-cutting, they tend to be tempted by such bargains. The legal operators are trying to reduce the differences between their price and that of the shadow market by lowering their margins. Unfortunately, when such margins are not too high anyway, and there is nothing to cut down on, the operation of the illegal market may actually result in the elimination of some weaker legal businesses.

Another, although a less important factor that can affect the level of demand for liquid fuels is the state of the transport network. The worse the roads and greater the traffic jams, the higher the fuel consumption and demand. A system of new motorways and high-speed roads and modification of the existing routes will certainly affect the fuel consumption, and thus the size of purchases. As for now, however, the permanent, “under construction” and “repair in progress” status deters the public from travelling by road, whereas modernisations of the railway system extend the time of travel by trains. No wonder that such circumstances are conducive to a significant development of air transportation, and hence, increases the demand for JET aviation fuels.

LPG share and role in the fuel mix

At the moment Poland ranks 21st in the world consumption of LPG. The largest world consumers of liquefied petroleum gas are the United States, China and Saudi Arabia, but there the product is used mainly for heating purposes. The curiosity of the Polish market is the fact that it uses 73% of LPG to power vehicles. In this respect, we are a world power after South Korea, Turkey and Russia. As regards the fleet of cars fitted with the LPG system we are only second to Turkey. There are as many as about 2.5 million such vehicles to be found on the Polish roads, whereas Polish drivers can fill their tanks with blue fuel at one of more than 5700 LPG filling stations.

Petrodom

Paliwa



Sprzedaż z dostawą do Klienta



Sprzedaż bezpośrednia paliw z baz paliw na terenie całego kraju



Sprzedaż na stacjach paliw w całej Polsce

25 LAT W BRANŻY PALIW DOŚWIADCZONY OPERATOR PALIW W POLSCE

Petrodom Venna Sp. z o.o. sp. k.

21-500 Biała Podlaska, ul. Sidorska 61, tel. +48 83 344 44 07, fax +48 83 342 64 68, e-mail: biuro@petrodom.pl, www.petrodom.pl

Więcej punktów tankowania jest tylko w Turcji (9,4 tys.) i w Niemczech (6,2 tys.). Dynamiczny rozwój rynku autogazu w Polsce był odpowiedzią na stale rosnące ceny benzyn silnikowych. Autogaz kosztuje zwykle około połowę mniej niż benzyna, a montaż instalacji samochodowej zwraca się po około dwóch latach intensywnej eksploatacji pojazdu. Gaz płynny LPG w około 87% pochodzi z zagranicy, głównie z krajów byłego ZSRR. Poziom krajowej produkcji jest niewielki, a to co zostanie wyprodukowane, w dużej części znajduje zastosowanie w procesach rafineryjnych. Rozwój rynku autogazu nie jest zjawiskiem korzystnym dla rafinerii krajowych, gdyż znacznie ogranicza popyt na benzyny silnikowe. O skali problemu może świadczyć porównanie konsumpcji tych dwóch produktów w przeszłości i obecnie. W 1997 roku zapotrzebowanie na gaz płynny LPG osiągnęło 0,8 mln ton, a benzyny – 5,4 mln ton. Wielkość rynku LPG stanowiła więc jedynie 15% rynku benzyny. W 2012 roku wartość ta wzrosła już do 61%, co przekładało się na 2,3 mln ton LPG i 3,7 mln ton benzyny. W całej puli konsumpcji paliw ciekłych w kraju gaz płynny wykorzystywany do zasilania samochodów, do celów grzewczych i przemysłowych stanowi 17%. W ostatnich latach obserwuje się proces nasycenia rynku i malejące – choć w niewielkim stopniu – zużycie tego produktu. Droższą instalacji gazowych do nowoczesnych samochodów, a i sama cena autogazu – mimo że cały czas niższa od benzyny – kształtuje się na poziomie znacznie wyższym, niż jeszcze kilka lat temu. Gaz płynny LPG ma opinię paliwa bardziej przyjaznego dla środowiska niż benzyna czy olej napędowy. Tak było jeszcze kilka lat temu i dlatego wprowadzono specjalne ulgi podatkowe preferujące ten gatunek paliwa. Te dodatkowe opusty utrzymywane są do dziś, co wpływa na relacje cenowe pomiędzy poszczególnymi rodzajami paliw. Jednak postęp dokonujący się w redukcji szkodliwości spalin z silników benzynowych i wysokoprężnych powoduje, że ekologiczny charakter LPG nieco traci na znaczeniu. Stąd Unia Europejska zastanawia się nad cofnięciem dotychczasowych ulg i urealnieniem cen LPG w stosunku do innych paliw silnikowych. Taki ruch, choć zapewne z długim okresem przejściowym, może być w przypadku Polski dotkliwy szczególnie dla rynku autogazu, ale też dla rynku LPG do celów grzewczych. Konkurencyjność innych nośników energetycznych, jak chociażby gazu ziemnego w postaci płynnej (LNG) czy sprężonej (CNG) znacznie wzrosła. Proponowana nowelizacja ma też na celu poprawę sytuacji europejskich rafinerii poprzez zwiększenie popytu na benzyny silnikowe, których w Europie obserwuje się nadprodukcję. Będzie to korzystny ruch również dla polskich koncernów mających problemy ze zbytem benzyn na rynku krajowym, a jednocześnie zmniejszy się zależność krajowego rynku od importu.

More refuelling points can be found only in Turkey (9400) and Germany (6200). A dynamic development of the LPG market in Poland was actually a response to the constantly rising prices of motor petrols. Autogas is usually half the price of petrol, whereas installation of a vehicle LPG system pays off after about two years of intensive use of the vehicle. About 87% of LPG comes from abroad, mainly from the countries of the former Soviet Union. The domestic production is small, and what is produced is primarily used in refinery processes. The autogas market development is not in the interest of domestic refineries, as it significantly reduces the demand for motor petrols. The scale of the problem can be demonstrated if we compare the past and present consumption of these two products. In 1997, the demand for LPG reached 0.8 million tonnes, and for petrol – 5.4 million tonnes. In other words, the size of the LPG market was only 15% of the petrol market. In 2012, the figure rose to as much as 61%, which translated into 2.3 million tonnes of LPG and 3.7 million tonnes of petrol. If we consider the entire consumption of liquid fuels in Poland, LPG that is used to power cars and for heating and industrial purposes accounts for 17%. In recent years, we have observed the market saturation and a declining (albeit slightly) consumption of the product. LPG systems for modern cars are becoming more expensive, and the price of autogas itself, although still lower than that of petrol, is now much higher than even a few years ago. LPG has a more environmentally friendly reputation than petrol or diesel oil. The conviction was still popular a few years ago and therefore some special tax concessions were introduced to give preference to that type of fuel. Such additional “discounts” still apply today, which affects the price relationships between different types of fuels. However, the progress in reducing the content of harmful substances in exhaust gases from petrol and compression-ignition engines makes a green argument for LPG use a bit less convincing. Hence, the European Union is considering the withdrawal of the existing tax concessions, and getting the LPG prices right compared to those of other motor fuels. Such a move, though probably with a long transition period, could be particularly hard-felt for the Polish autogas market, but also for the market of LPG for heating purposes. Competitiveness of other energy carriers, like natural gas in the liquefied or compressed form (LNG or CNG respectively) will then increase significantly. The proposed amendment also aims to improve the situation of European refineries by increasing the demand for motor petrols for which the problem of overproduction is observed in Europe. This will be a beneficial development for the Polish concerns as well, since they are having problems with selling petrols on the domestic market. At the same time, the national market dependence on imports will become smaller.

Produkcja paliw płynnych

Produkcja paliw ciekłych w krajowych rafineriach PKN ORLEN SA oraz Grupy LOTOS SA jest podstawowym źródłem zaopatrzenia rynku polskiego w te produkty. Rola tego ogniwa zasilania gospodarki rosla w minionych latach i była ukierunkowana na zasadnicze zwiększenie wytwarzania średnich destylatów, głównie oleju napędowego, którego braki musiano uzupełniać zakupami realizowanymi poza naszymi granicami. Nowoczesne instalacje produkcyjne wybudowane w ostatnim dziesięcioleciu w ramach modernizacji instalacji HON w PKN ORLEN SA czy znacznie zwiększający możliwości wytwórcze paliw, program „10+” wprowadzony w życie w Grupie LOTOS SA są tego najlepszymi przykładami. W 1997 roku produkcja krajowa zaspokajała 94% konsumpcji paliw ciekłych, a w 2012 roku była już na tyle duża, iż część produktów można było wysłać na eksport. W stosunku do zapotrzebowania krajowego notowano nadwyżkę w wysokości 1%. Oczywiście bilans rynku zależy od rodzaju paliwa. Rafinerie krajowe mogłyby zaspokoić w całości zapotrzebowanie polskich odbiorców na benzyny silnikowe, paliwo JET i ciężki olej opałowy. Wciąż jednak za mało produkuje się oleju napędowego, gazu płynnego LPG i lekkiego oleju opałowego. Potencjał produkcyjny krajowych zakładów w 1997 roku osiągnął około 17 mln m³, a obecnie wielkość ta wynosi 24 mln m³. Nie jest to jeszcze ostatnie słowo rafinerów, choć w porównaniu z rokiem 2013 produkcja zmalała o 1%, ale zapowiadane dalsze modernizacje i unowocześnienia instalacji przerobczych powinny znacząco wzmoczyć moce produkcyjne.



Production of liquid fuels

The production of liquid fuels in domestic refineries of PKN ORLEN SA and the LOTOS SA Group is the primary source of supply for the Polish market. The role of that link in the chain of supply for the Polish economy was growing in the past years, and was oriented at a substantial increase in the production of middle distillates, mainly diesel oil the shortages of which had to be supplemented with foreign purchases. Modernisation of the diesel oil HDS system at PKN ORLEN SA, or the “10+” Programme implemented by the LOTOS SA Group in order to considerably improve its fuel production capacity are the best examples here. In 1997, the domestic production satisfied 94% of the liquid fuel consumption, whereas in 2012 the output was already so huge that some of the products could be sent for export. A production surplus above the domestic demand amounted to 1%. Obviously, the balance of the market depends on the type of fuel. Domestic refineries could meet the total demand of Polish consumers for motor petrols, JET fuel and heavy fuel oil. Still, production does not suffice if we talk about diesel oil, LPG and light fuel oil. In 1997, the production potential of domestic plants reached about 17 million m³, and now the figure stands at 24 million m³. However, the refining businesses have not said their last word yet. Although compared to 2013 their production has decreased by 1%, the refineries’ announcements of further upgrades and modernisations of their processing systems should considerably improve their production capacity.

W 2012 roku jedynym paliwem, którego produkcja była niższa niż przed rokiem, okazał się olej napędowy. Odzwierciedlało to spadek popytu na ten produkt, związany ze słabszą gospodarką i zakłócaniem rynku przez firmy działające w szarej strefie. Zwiększane regularnie możliwości przerobu ropy skutkowały wzrostem wytwarzania pozostałych gatunków paliw, w tym lekkich frakcji, tj. benzyny silnikowej i gazu płynnego LPG, średnich – paliwa lotniczego JET i lekkiego oleju opałowego oraz ciężkich olejów opałowych. W przypadku tego gatunku paliwa obserwuje się okresowe wahania produkcji uzależnione od zapotrzebowania na asfalty – wytwarzane z tej samej frakcji naftowej. Jeśli wzrasta liczba inwestycji drogowych, to rośnie zapotrzebowanie na asfalty i tym samym produkuje się mniej ciężkiego oleju opałowego. W sytuacji odwrotnej trzeba szukać kupców na większe ilości paliwa opałowego.

Według definicji produkcji paliw, zawartej w polskim prawie, proces ten obejmuje również blendowanie paliw, czyli mieszanie produktów otrzymanych z rafinacji ropy z biokomponentami takimi jak, alkohol etylowy czy estry wyższych kwasów tłuszczowych pochodzące np. z oleju rzepakowego. Implementacja postanowień dyrektyw UE do prawa krajowego wiąże się z koniecznością stosowania biokomponentów w paliwach silnikowych. Aktualnie normy dopuszczają obecność do 10% (V/V) bioetanolu w każdym litrze benzyny silnikowej i 7% estrów w litrze oleju napędowego. Dodatkowo nakładany jest na producentów i importerów paliw obowiązek realizacji narodowego celu wskaźnikowego (NCW), czyli minimalnej ilości biokomponentów, która powinna znaleźć się w sprzedawanych paliwach. W 2012 roku określono go na poziomie 6,65% według wartości opałowej paliw. W związku z tym, aby zrealizować nałożony NCW, należało oprócz paliwa, sprzedawać czyste estry w postaci paliwa B100 będącego wprawdzie substytutem oleju napędowego, ale wymagającego specjalnie dostosowanych silników w samochodach i maszynach. Konieczność stosowania do paliw biokomponentów oraz sprzedaż biopaliwa B100 generuje dodatkowe koszty dla operatorów. Niemniej jednak kary nakładane w przypadku braku realizacji NCW są tak dotkliwe, że poniesienie tych dodatkowych kosztów i tak jest korzystniejsze dla przedsiębiorców. Z tych powodów w 2014 roku dodano do paliw tradycyjnych około 300 tys. m³ etanolu i około 720 tys. m³ estrów.

Sprzedaż paliwa B100 szacowana była na około 200 tys. m³. Notowany w 2014 roku spadek popytu na olej napędowy musiał doprowadzić do niewielkich korekt produkcyjnych. Wzrost produkcji frakcji średnich (JET, LOO) wymusił zwiększoną produkcję benzyn, które, nie znajdując nabywców w kraju, kierowane były poza granice. Wzrastające zapotrzebowanie w Polsce na paliwa lotnicze typu JET,

In 2012, the only fuel whose production was lower than a year ago was diesel oil. This reflected the decline in demand for the product, associated with a weaker economy and market disruptions caused by the shadow sector businesses. As petroleum processing capacities improved on a regular basis, this has contributed to an increase in the production of other types of fuels, including light fractions (motor petrol and LPG), medium fractions (JET aviation fuel and light fuel oil) and heavy fuel oils. In the case of the latter fuel type, we observe periodic fluctuations in production, which depends on the demand for bitumen that is obtained from the same petroleum fraction. In other words, the larger the number of road investment projects, the higher the demand for bitumen, and thus the lower the heavy fuel oil production. In a reverse situation, the industry is forced to look for customers that will buy larger quantities of fuel oil.

According to the Polish legal definition of fuel production, the process also includes fuel blending, i.e. mixing the products obtained from the petroleum refining process with bio-components such as ethyl alcohol or esters of higher fatty acids, derived for instance from rapeseed oil. The implementation of the EU directives into the national legal order is associated with the necessity to use biocomponents in motor fuels. Current standards allow up to 10% (V/V) bioethanol per one litre of gasoline and of 7% of esters per litre of diesel oil. In addition, fuel manufacturers and importers are bound by the requirement to achieve the National Index Target (NIT), which is the minimum amount of bio-components that should be present in the fuels sold. In 2012, it was determined at the level of 6.65% of the fuels' calorific value. Therefore, in order to meet the NIT, the manufacturers had to sell, apart from the fuel, pure esters as B100 fuel, being a substitute of diesel oil but requiring specifically adapted engines in vehicles and machinery. The necessity to use biocomponents in fuels and the sale of B100 biofuel generates additional costs for operators, the sale must be subsidised if buyers are to be found at all. However, the penalties imposed for failure to achieve the NIT are so severe that incurring such additional costs is actually more beneficial for the businesses. For these reasons, in 2014, approx. 300,000 m³ of ethanol and about 720,000 m³ of esters were added to traditional fuels.

The sale volume of B100 fuel was estimated at about 200,000 m³. A significant drop in demand for diesel oil as recorded in 2014 had to lead to minor adjustments of production. An increase in the production of medium fractions (JET, LOO) necessitated a higher production of petrols which, for want of domestic customers, were

w miarę uruchamiania nowych terminali przy krajowych portach lotniczych, skutkowało produkcją na zwiększonym poziomie.

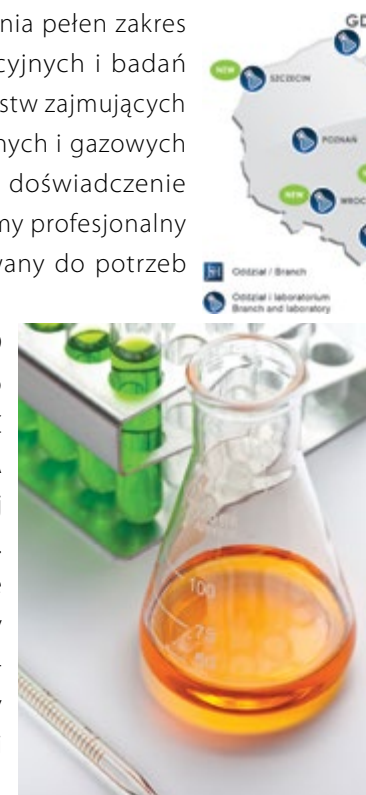
Podsumowując produkcję paliw ciekłych w 2014 roku otrzymujemy wynik 24,1 mln m³, co oznacza, że na rynek trafiło o 1% mniej produktów niż w 2013 roku. Notowane ostatnio obniżenie produkcji oleju napędowego i benzyn silnikowych oraz wzrost w przypadku pozostałych gatunków spowodowały niewielką zmianę struktury produkcji paliw, ale i tak dominującym od lat produktem wytwarzanym w polskich rafineriach jest olej napędowy. Wypełnia on około 53% całości „tortu” produkcyjnego. Kolejne jego części zajmują: benzyna silnikowa – 21%, ciężki olej opałowy – 14%, lekki olej opałowy i paliwo typu JET – 9% oraz gaz płynny LPG – 3%. Należy przypuszczać, że taki obraz struktury produkcji paliw ciekłych w polskich rafineriach utrzyma się również w przyszłości, choć, jeśli weszłyby w życie nowe propozycje Unii Europejskiej zwiększające obowiązkowe opodatkowanie gazu płynnego LPG i oleju napędowego, udział benzyn w strukturze produkcyjnej może się znacznie zwiększyć.



Jakość paliw pod kontrolą niezależnych ekspertów / Fuel quality controlled by independent experts

J.S. Hamilton Poland S.A. zapewnia pełen zakres akredytowanych usług inspekcyjnych i badań laboratoryjnych dla przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliw stałych, płynnych i gazowych oraz biopaliw. Ponad 20-letnie doświadczenie w tej branży sprawia, że oferujemy profesjonalny serwis indywidualnie dostosowany do potrzeb naszych Klientów.

Posiadamy **akredytację PCA nr AB 079** dla laboratorium badawczego w oparciu o normę PN-EN ISO/IEC 17025:2005 oraz **akredytację PCA nr AK 011** dla jednostki inspekcyjnej według PN-EN ISO/IEC 17020:2006. Świadczymy usługi na terenie całego kraju, a także na potrzeby rozliczeń w obrocie międzynarodowym. Nasi inspektorzy dostępni są przez 24 h 7 dni w tygodniu.



J.S. Hamilton Poland S.A.

81-571 Gdynia, ul. Chwaszczyńska 180, tel. +48 58 766 99 17, fax +48 58 766 99 01, e-mail: ongp@hamilton.com.pl, www.hamilton.com.pl

sent abroad. The increasing Polish demand for JET aviation fuels that ran parallel to new terminal openings at domestic airports, resulted in the increased production volume.

The summary production of liquid fuels in 2014 amounted to 24.1 million m³, which means that 1% less products was put on the market than in 2013. A recent decrease in the production of diesel oil and motor petrol coupled with the growth in other fuel types have contributed to a slight change in the structure of fuel production. Nevertheless, diesel oil is still the dominant product of Polish refineries, as it has been for years now. It accounts for about 53% of the total production “pie”. Other sections of the pie comprise: motor petrol – 21%, heavy fuel oil – 14%, light fuel oil and JET fuel – 9%, and LPG – 3%. It should be assumed that such a breakdown of liquid fuel manufacturing in Polish refineries will be maintained in the future as well, although, if the EU's new proposals to increase compulsory taxation on LPG and diesel oil enter into force, the share of petrols in the production structure may considerably increase.

J.S. Hamilton Poland S.A. provides a full range of accredited inspection and laboratory testing services for businesses dealing with the sales of solid, liquid and gaseous fuels and biofuels. Thanks to more than 20 years of experience in the fuel industry we can offer professional customised services.

We were awarded **PCA's accreditation no. AB 079** for a testing laboratory according to PN-EN ISO/IEC 17025:2005 and **PCA's accreditation no. AK 011** for an inspection body according to PN-EN ISO/IEC 17020:2006.

We provide services throughout Poland and internationally. Our inspectors are available on a 24 h basis for 7 days a week.



rynek olejów smarowych

Lubricating oil market

Podział olejów smarowych na syntetyczne, semisyntetyczne i mineralne, pomimo że tak stary jak same oleje, pozostaje po dziś dzień nieostry. Czym innym może być olej mineralny dla sprzedawcy czy kierowcy zwracającego przede wszystkim uwagę na właściwości użytkowe, a czym innym dla chemika, inżyniera produkcji mającego wgląd w strukturę chemiczną produktu oraz sposób jego otrzymywania. Obecnie jednym z najpowszechniejszych, umownie przyjętych podziałów pomagających w odpowiednim zaklasyfikowaniu olejów, jest ten zaproponowany przez Amerykański Instytut Nafty (ang. *American Petroleum Institute* – API). Jest to klasyfikacja według grupy olejów bazowych użytych do produkcji danego oleju smarowego.

The classification of lubricating oils into synthetic, semi-synthetic and mineral oils, despite it being as old as the oils, is still unclear. Mineral oil can be a different thing for a salesperson or a driver who in the first place pays attention to its usable qualities and to a chemist or production engineer who is familiar with the chemical structure of the product and its production method. Currently, one of the most common agreed classifications of oil is the classification proposed by the American Petroleum Institute (API). It takes into account groups of base oils used in the production of specific lubricating oils.

Olej bazowy to główny składnik gotowego oleju smarowego decydujący o jego podstawowych właściwościach. Stanowi on z reguły od 80 do 99% składu gotowego uzupełnianego o tzw. dodatki (często w formie gotowych pakietów), takie jak: detergenty, środki dyspersyjne, antyoksydanty, modyfikatory tarcia czy dodatki przeciwkorozyjne i inne. API wyróżnia pięć głównych grup w zależności od składu, właściwości fizykochemicznych oraz technologii otrzymywania.

Przyjmuje się, że w przypadku olejów syntetycznych, głównym składnikiem są następujące oleje bazowe: polialfaolefiny (PAO) zaliczane przez API do grupy IV, estry syntetyczne (estry, diestry i estry poliolu lub ich mieszaniny) zaliczane do grupy V, a także oleje bazowe grupy III pochodzące z hydrokrakingu.

W ramach tej ostatniej grupy warto zwrócić uwagę na najnowszą zdobycz technologii, jaką są oleje GTL (ang. *gas-to-liquid*), których produkcja została uruchomiona całkiem niedawno bo w 2005 roku. Należy także wyjaśnić, że do grupy III, podobnie jak do grupy I i II, zalicza się oleje bazowe pochodzące z surowca mineralnego. Grupa ta jest jednak jeszcze mocniej rafinowana i kilkukrotnie hydrokrakowana, przez co często opisuje się ją jako węglowodory syntetyzowane. Ten wydłużony proces ma na celu wytworzenie czystszej oleju bazowego. Obecnie, poza nielicznymi wyjątkami, oleje silnikowe uzyskane z olejów bazowych grupy III są powszechnie uznawane za oleje „syntetyczne”.

Z kolei oleje semisyntetyczne to, co do zasady, zblendowane oleje bazowe z grup mineralnych oraz syntetycznych, przy czym zawartość produktu syntetycznego nie może przekroczyć 30%. Głównym powodem mieszania składników jest to, że przy podwyższonych parametrach zbliżonych do olejów syntetycznych końcowy produkt jest jednak tańszy i w sprzedaży niż czysty olej syntetyczny. Granica 30% jest umowna, przyjęta powszechnie głównie do celów podatkowo-celnych (stosuje ją m.in. europejska klasyfikacja celna *Combined Nomenclature* – CN). Również polskie przepisy akcyzowe, w ślad za klasyfikacją CN, wskazują wielkość 30% jako wartość graniczną oddzielającą oleje mineralne (objęte podatkiem akcyzowym) od niemineralnych (a zatem syntetycznych i semisyntetycznych).

Oleje mineralne powstają przede wszystkim z olejów bazowych grup I, I+, II, II+, a także częściowo z grupy III. Bazowe oleje mineralne zostały zaklasyfikowane do jednej z trzech pierwszych grup na podstawie wskaźnika lepkości, zawartości siarki i węglowodorów nasyconych.

A base oil is the main component of a finished lubricating oil determining its basic characteristics. Generally it accounts for 80 to 99% of the final composition, supplemented with the additives (often in the form of ready packages) such as: detergents, dispersing agents, antioxidants, friction modifiers or anti-corrosion additives and others. API has categorised oils into five different groups depending on their composition, physical and chemical properties and production technology.

It is assumed that in the case of synthetic oils their main components are the following base oils: polyalphaolefins (PAO) categorised by API as Group IV, synthetic esters (esters, diesters and polyesters or their mixtures) classified in Group V, as well as Group III base oils from hydrocracking.

The latter group also involves the latest technological achievement, that is, GTL oil (gas-to-liquid), the production of which was launched quite recently in 2005. Also, it should be explained that Group III, similar to Groups I and II, includes base oils from mineral resources. However, this group is more intensely refined and hydrocracked several times, so it is often described as synthesized hydrocarbons. This extended process aims to produce purer base oil. At present, apart from a few exceptions, motor oils produced from Group III base oils are commonly regarded as “synthetic” oils.

In turn, semi-synthetic oils are, as a rule, blended base oil from mineral and synthetic groups, whereas the content of synthetic oil must not exceed 30%. The main reason for mixing the components is that at increased parameters close to those of synthetic oil the final product is cheaper to sell than pure synthetic oil. 30% is an agreed limit generally adopted for tax and customs purposes (among other things it is used by the European customs classification *Combined Nomenclature* – CN). Also, Polish excise tax regulations, following CN classification, indicate 30% as the limit separating mineral oils (subject to excise tax) and non-mineral oils (thus synthetic and semi-synthetic).

Mineral oils are mostly produced from base oils included in groups I, I+, II, II+, and partly group III. Base mineral oils are classified into one of the first three groups based on their viscosity, and the content of sulphur and saturated hydrocarbons.

Rys historyczny

Pomimo iż wydawać by się mogło, że oleje mineralne są znane dłużej, to warto zaznaczyć, że jeszcze na długo przed odkryciem ropy naftowej ludzkość stosowała tłuszcze zwierzęce (np. olej uzyskany z wielorybów), a także roślinne do celów smarowania. Część badaczy jest skłonna uznać je za pierwsze oleje syntetyczne, gdyż uzyskano je ludzką ręką ze składników występujących w otoczeniu człowieka.

Jednakże dopiero w latach 30. XX wieku firma Standard Oil z Indiany w Stanach Zjednoczonych opanowała proces syntezy wysokiej jakości olejów smarowych z surowców biologicznych, takich jak tłuszczy zwierzęcy oraz olej uzyskany z nasion roślin. Wysoka jakość była jednak okupiona bardzo wysokimi kosztami produkcji, co wstrzymało komercjalizację.

Pierwszy przełom w rozwoju popularnych dziś syntetyków nastąpił podczas drugiej wojny światowej, po odcięciu hitlerowskich Niemiec przez aliantów od afrykańskich zasobów ropy naftowej. Co prawda, niemiecki sprzęt wojskowy nadal mógł poruszać się dzięki wykorzystaniu alkoholu uzyskiwanego z kukurydzy i innych źródeł biomasy, jednakże pojawił się wtedy problem braku substytutu olejów smarowych wytwarzanych z ropy naftowej.

Ta potrzeba wymusiła opracowanie produkcji olejów smarowych na bazie alkoholu oraz gazu naturalnego. Wkrótce znacznie wyższej jakości oleje używane przez niemiecką armię zaczęły stanowić o jej przewadze nad aliantami w trakcie kampanii północnoafrykańskiej. Nowe produkty wykazywały w szczególności znacznie lepszą odporność na panujące na pustyniach wysokie temperatury.

Kolejnym impulsem w czasie wojny zarówno w przypadku Niemiec, jak i Stanów Zjednoczonych stał się rozwój napędu odrzutowego w lotnictwie. Ekstremalne warunki pracy turbin wymagały od olejów podwyższonej trwałości. Tak więc to właśnie Luftwaffe jako pierwsza zaczęła stosować oleje syntetyczne do smarowania silników samolotowych w czasie drugiej wojny światowej, zaś technologia ich produkcji została przejęta i rozwinięta przez Amerykanów po upadku hitlerowskich Niemiec.

Współczesne dylematy

Dalsze upowszechnianie się olejów syntetycznych prowadziło do tworzenia nowych formułacji, zastosowań, ale także sposobów produkcji. Z czasem granica pomiędzy definicją tego, co jest syntetyczne, a co mineralne, zaczęła się coraz bardziej zacierać. Kwestie te zaczęto wykorzystywać również w walce marketingowej. Poszczególni gracze rynkowi opracowywali własne metody produkcji i zależało im na udowodnieniu, że dany olej jest syntetyczny, gdyż podkreślali w ten

An outline of history

Despite mineral oils seemingly being known longer, it is worth emphasizing that long before crude oil was discovered people made use of animal fat (e.g. oil from whales) and vegetable fat as greases and lubricants. Some scientists accept considering them the first synthetic oils since they were made by human hands from components occurring in the environment.

However, only in the 1930s did the company Standard Oil of Indiana, USA, master the process of synthesis of high quality lubricating oils deriving from biological materials such as animal fat and fat from plant seeds. However, high quality was associated with a very high cost of production, which put commercialisation on hold.

The first breakthrough in the development of now popular synthetic oils occurred during World War II after Nazi Germany was cut off by the allies from African reserves of petroleum. Admittedly, Germans could still use alcohol made from corn grain and other biomass for their military equipment but the problem of a lack of substitutes for lubricating oils deriving from petroleum emerged at that time.

The need necessitated production of lubricating oils based on alcohol and natural gas. Soon, oils of significantly higher quality used by the German army contributed to its advantage over the allies during the campaign in North Africa. The new products were in particular more resistant to high temperature in the desert.

Another impulse during the war, both in the case of Germany and the United States, was the development of jet engines in aviation. Extreme turbine work conditions required heavy-duty oils. So, it was the Luftwaffe that started using synthetic oils as lubricants for aircraft engines during World War II, while the technology of their production was taken over and developed by Americans after the collapse of Nazi Germany.

Contemporary dilemmas

Further popularisation of synthetic oils resulted in the emergence of new formulations, applications, and production methods. With time the boundary between the definition of synthetic and mineral became more and more blurred. This fact was also used in marketing competition. Respective market players developed their own methods of production and were determined to prove that the specific oil is synthetic since this

sposób jego podwyższone właściwości użytkowe, a w konsekwencji uzasadniali wyższą cenę. Spory wynikające z niejasności definicji, zapożyczone walką o uzyskanie przewagi rynkowej i względów klientów, niejednokrotnie kończyły się w sądzie.

Jedną z bardziej głośniejszych prób rozwiązania tych wątpliwości na drodze prawnej podjęto w 1999 roku w Stanach Zjednoczonych. Bódcem stało się wyprodukowanie nowej generacji olejów bazowych o bardzo wysokim wskaźniku lepkości (ang. *very high viscosity index* – VHVI), należących do tzw. grupy III (mineralnej). Produkcja tych olejów polegała głównie na chemicznej zmianie struktury istniejących cząstek chemicznych na inny zestaw molekuł. Tymczasem PAO, uważane ówczesnie za podstawowy budulec olejów syntetycznych, powstają w chemicznym procesie polegającym na odpowiednim połączeniu mniejszych cząstek w bardziej skomplikowane struktury. W tej sytuacji pojawiły się wątpliwości, czy oleje VHVI są już olejami syntetycznymi, czy jeszcze mineralnymi?

Główna oś sporu dotyczyła zatem tego, czy za oleje syntetyczne uważać należy jedynie te wyprodukowane z PAO, czy też także inne, zastosowane w formułacji oleje bazowe mogą pasować do tej, odpowiednio szerokiej, definicji? W toku dyskusji część środowiska naukowego wskazywała, że do produkcji oleju syntetycznego potrzebne jest stworzenie zupełnie nowych – niewystępujących w oleju mineralnym – cząstek, a nie sama tylko zmiana ustawienia (struktury) tych istniejących już we frakcjach oleju mineralnego. Chodziło zatem o stworzenie zupełnie nowych molekuł, które same z siebie „nie są naturalne”, zaś uzyskany z nich materiał posiadałby z góry zaprogramowane cechy. Według tego poglądu owe warunki spełniać miały właśnie polialfaolefyny (PAO) oraz estry, które zbudowane są z bardzo małych molekuł, będących wynikiem przeprowadzonej reakcji chemicznej, nie występują zaś w sposób naturalny w ropie naftowej. W tym przypadku izomeracja, reforming, hydrotreating i hydrokraking nie mogłyby być zaliczone do procesów prowadzących do powstania produktów określanych jako „syntetyczne”.

Koniec końców sąd nie przychylił się do takiego poglądu, postanawiając, że nie tylko PAO może być podstawowym budulcem olejów syntetycznych, gdyż o tym, czy dany olej można uznać za syntetyczny, decyduje nie tylko sposób produkcji, ale także właściwości użytkowe produktów, a zwłaszcza ich podwyższona trwałość. Uznano, co prawda, że „syntetyczny” oznacza szeroko pojętą substancję, która wytworzona została przez człowieka, lecz nie jest powiedziane, że budulec ten musi być tak wąsko zdefiniowany, jak chcieli zwolennicy PAO. Do dziś zatem przyjmuje się, że poza PAO i olejami estrowymi także niektóre oleje wykonane z olejów bazowych grupy III uznaje się marketingowo – i nie tylko – za syntetyczne.

emphasized its improved usable qualities and in consequence justified higher prices. Disputes related to unclear definitions, exacerbated by the struggle for being competitive in the market and recognised by customers, were often referred to courts.

One of the most prominent attempts at solving these doubts by legal measures was undertaken in 1999 in the United States. It was triggered by the launch of a new generation of base oils with a very high viscosity index (VHVI) categorised in Group III (mineral). These oils were mainly produced by chemically altering the structure of the existing chemical particles into another molecule set. Meanwhile, PAOs – at that time believed to be the basic building component of synthetic oils – are produced in a chemical process involving the right combination of smaller particles into more complex structures. Thus, there were doubts whether VHVI oils were still synthetic or already mineral oils.

The main axis of the dispute was whether synthetic oils were only those produced from PAO or could other base oils used in the formulation fit the broad definition? In the course of discussion some scientists postulated that production of synthetic oils required completely new particles which do not occur in mineral oil to be formed and it was not only about the change in the structure of those already presented in mineral oil fractions. Thus, the objective was to create completely new molecules that are “not natural” themselves, thus producing a material with a pre-programmed characteristic. According to them, this definition matched polyalphaolefins (PAO) and esters built of very small molecules produced by chemical reactions and not occurring naturally in petroleum. Here, isomerisation, reforming, hydrotreating and hydrocracking could not be categorised as processes leading to the production of “synthetic” products.

In the end, the court did not approve of such a view and decided that not only PAO could be the base component of synthetic oil since whether the specific oil can be regarded to be synthetic is determined not only by the method of production but also by the usable qualities of products, and in particular their improved durability. Although it was recognised that “synthetic” means a substance produced by man, it was not determined that this material must be as narrowly defined as the advocates of PAO would like it to be. Thus, it is still assumed that apart from PAO and ester oils also some oils made from base oils categorised in group III are synthetic – for the purposes of marketing and otherwise.



Produkcja olejów smarowych / Production of lubricating oils



Oleje smarowe dziś i jutro

Od tego czasu rynek PAO przebył długą drogę, notując powolny, ale stały wzrost. Z pewnością jego głównym ograniczeniem pozostawały wysokie w porównaniu z olejami mineralnymi koszty produkcji. Z czasem ekspansja PAO przybrała na sile początkowo w Europie, a następnie w Ameryce Północnej, osiągając dwucyfrowe wyniki wzrostu. Częściowo wynikało to z coraz bardziej wymagających specyfikacji producentów silników (tzw. OEM-ów) w Europie, których konieczność spełnienia generowała niszę na produkty syntetyczne i semisyntetyczne.

Z czasem kolejnych impulsów zaczęły dostarczać nowe przepisy środowiskowe, które, zaostrażając wymogi dotyczące emisji spalin, pośrednio wywierały presję na producentów olejów. Jednym z przełomów okazało się z pewnością wprowadzenie w silnikach Diesla filtra cząstek stałych, który wymusił kolejne zmiany w formułacjach olejów, prowadzące do stworzenia, uważanych niekiedy za osobną kategorię, olejów silnikowych tzw. „low-SAPS”. Należą do nich zwykle syntetyczne oleje ze średnią zawartością popiołów siarczanych, fosforu i siarki (mid SAPS) oraz oleje niskopopiołowe (low SAPS) o lepkości np. 5W30, które przedłużają trwałość układów obróbki spalin takich jak filtry cząstek stałych.

Dominujący na rynku olejów silnikowych dla motoryzacji na przełomie wieków trend, jakim stało się przechodzenie od olejów o wyższych lepkościach (np. 15W40) do olejów tzw. lekkobieźnych cechujących się niższą lepkością (np. 0W30, 5W30), miał znacznie bardziej kompleksowe przyczyny niż tylko wprowadzenie systemów oczyszczania spalin. To właśnie tzw. oleje lekkobieźne (głównie syntetyczne i semisyntetyczne) dzięki niższemu tarcia,

Lubricating oils today and tomorrow

Since that time the PAO market has come a long way, noting slow but continuous growth. Certainly the largest limitation was that the costs of production were relatively high compared to mineral oil. With time the expansion of PAO became stronger, initially in Europe, and then in North America, recording two-digit growth results. In part this was due to the increasing requirements of the specifications of motor producers (so-called OEM) in Europe which had to be satisfied but which generated a niche for synthetic and semi-synthetic products.

With time new environmental regulations started providing new environmental regulations which indirectly exerted pressure on oil producers. A turning point was certainly the introduction of the particle filter in Diesel engines which necessitated subsequent changes in oil formulations leading to the creation of motor oils once deemed a separate category, so-called “low-SAPS”. These comprise normal synthetic oils with a medium content of sulphated ash, phosphorus and sulphur (mid SAPS) and low ash oils (low SAPS) with a viscosity of, for example, 5W30, which extend the useful life of exhaust treatment systems such as particle filters.

The trend predominant at the turn of the century in the motor oils market was switching from higher viscosity oils (e.g. 15W40) to so-called light oils characterised by lower viscosity (e.g. 0W30, 5W30). Reasons behind that trend were far more comprehensive than the introduction of exhaust treatment alone. Light oils (mainly synthetic and semi-synthetic) thanks to reduced friction as



Kontrola laboratoryjna jest konieczna na każdym etapie produkcji nowoczesnych olejów / Laboratory control is a must at every stage of modern oils production

wynikającemu z mniejszej lepkości przyczyniały się do redukcji zużycia paliwa, jednocześnie w dalszym ciągu odpowiednio chroniąc nowoczesne, coraz bardziej wysilone silniki. Olej musiał być coraz bardziej skuteczny, aby podolać rosnącym temperaturom, ciśnieniu i obciążeniom silników. To z kolei wynikało z kilku trendów: budowy coraz mniejszych silników (tzw. *downsizing*), jednoczesnego zwiększania ich mocy i obciążeń, wzrostu udziału biokomponentów w paliwach (powodującego szybsze zanieczyszczanie się oleju oraz przyspieszoną utratę jego odporności na utlenianie), wreszcie także wspomnianego nacisku na redukcję zużycia paliwa i niższą emisję cząstek stałych. Kluczowym jednak elementem pozostawało wyzwanie towarzyszące olejom silnikowym od początku ich istnienia, czyli: wydłużenie przebiegów między ich wymianami. To właśnie w tej dziedzinie oleje syntetyczne przyniosły największy, najbardziej wymierny postęp technologiczny: od wymiany co 5000 km w pierwszych silnikach samochodowych, do uzyskiwanych obecnie nawet 30-tysięcznych przebiegów.

Co ciekawe, ten właśnie element staje się zarazem jednym z głównych czynników ograniczających wielkość tonażową rynku: podobnie jak przed laty słynny Mercedes D220, który w latach 70. XX wieku omal nie doprowadził producenta do bankructwa z powodu swojej długowieczności, tak obecnie oleje syntetyczne poprzez swoją trwałość przyczyniają się do kurczenia się rynków olejów smarowych, zwłaszcza w rozwiniętych krajach Europy Zachodniej. W Polsce trend ten nie jest jeszcze widoczny, głównie z powodu struktury wiekowej floty samochodowej (średni wiek pojazdu w Polsce to 11 lat, co oznacza większy popyt na oleje mineralne), oraz znacznego importu pojazdów używanych w ostatnich latach.



a result of lower viscosity contributed to a reduction in the consumption of fuel, at the same time continuing to adequately protect modern engines with increasing specific power density. Oil had to be more and more efficient to satisfy the increasing temperature, pressure and load of engines. In turn, this was the result of a number of trends: construction of smaller engines (downsizing) with simultaneous increasing of their power and loads, increased share of bio-components in fuels (leading to faster contamination of oil and accelerated loss of resistance to oxidation); finally, the above-mentioned pressure on reduced consumption of fuel and lower emission of particles.

However, the key focus was still the challenge accompanying motor oils since their invention, that is, extending the running time between oil changes. It was in this area that synthetic oils brought the largest and the most measurable progress in technology: from oil change required after every 5000 km in the first car motors, up to 30,000 km at present.

Interestingly, this element became one of the main factors limiting the market tonnage: similar to the famous Mercedes D220 which in the 1970s nearly led its producer to bankruptcy as a consequence of its longevity, now synthetic oils due to their long life make the markets of lubricating oils shrink, in particular in the developed countries of Western Europe. In Poland this trend is not visible yet, mainly due to the age structure of vehicles (an average vehicle in Poland is 11 years old, which suggests a higher demand for mineral oils) and to considerable imports of used vehicles in recent years.

Patrząc jednak na rynek europejski, oleje syntetyczne stały się obecnie produktem dominującym w Europie Zachodniej w kategorii olejów silnikowych do pojazdów osobowych. Również Polska w szybkim tempie dogania pod tym względem rozwinięte rynki zachodnioeuropejskie, notując stale rosnący udział produktów o najniższych lepkościach.

Obecnie przyjmuje się, że oleje syntetyczne będą w dalszym ciągu powiększać swoją dominację na rynku. To skłania nawet niektóre autorytety naukowe w branży do twierdzeń, iż ten sektor będzie ewoluował w kierunku coraz większej specjalizacji opartej na produktach syntetycznych, przez co pod względem technologicznym będzie mu coraz bliżej do branży farmaceutycznej.

Z drugiej jednak strony ocenia się, że klasyczne oleje (w tym oleje bazowe) mineralne pomimo wyraźnego zmniejszenia udziału pozostaną nadal bardzo istotnym elementem rynku, gdyż w dalszym ciągu będzie istniało zapotrzebowanie na pewne ich specyficzne walory użytkowe i to nie tylko ze strony starszej technologicznie infrastruktury, czy z powodu znacznie niższych kosztów produkcji.

Polski rynek olejów smarowych

Całkowita sprzedaż olejów smarowych w Polsce w 2014 roku wyniosła około 237 tys. ton gotowych olejów dla motoryzacji, przemysłu oraz sklasyfikowanych jako „pozostałe”. Oznacza to, że po dwóch latach kurczenia się popytu doszło do przełamania niekorzystnego trendu. Trudno jednak mówić o zdecydowanej poprawie. Segment motoryzacyjny zanotował spadek w stosunku do poziomu z poprzedniego roku, osiągając niecałe 90 tys. ton. Z kolei segment olejów dla przemysłu wzrósł w 2014 roku o 3,43%, do poziomu niecałych 107 tys. ton. W przekroju całego rynku dominują oleje silnikowe dla motoryzacji, a także przemysłowe oleje hydrauliczne i grupa zróżnicowanych produktów określanych jako „inne przemysłowe”.

Oleje dla motoryzacji

Segment olejów motoryzacyjnych w 2012 roku osiągnął ogółem poziom 117 793 ton sprzedanych olejów smarowych. W porównaniu z rekordowym 2007 rokiem (135 tys. ton) oznacza to spadek o około 13%. Segment ten tworzą w ponad 80% oleje silnikowe do samochodów i sprzętu pomocniczego (np. maszyn budowlanych). Pozostała część to dość zróżnicowane produkty, z dominującą pozycją olejów przekładniowych. Dla porównania w 2007 roku w Europie Zachodniej oleje silnikowe do aut osobowych stanowiły – w całym segmencie motoryzacyjnym – 43,8%, zaś do ciężarowych 36,4%.

However, looking at the European market, synthetic oils have now become a dominant product in Western Europe in the category of motor oils for passenger cars. Also Poland is quickly catching up with the developed markets of Western Europe recording an increasing share of products with the lowest viscosities.

Currently it is assumed that synthetic oils will continue to increase their market dominance. This makes even certain scientific authorities in the oil industry claim that this sector will evolve into a more specialised one based on synthetic products, so in terms of technology it will move closer to the pharmaceutical industry.

On the other hand though, it is estimated that classic mineral oils (including base oils), despite their clearly decreasing share, will remain a very significant element of the market since they will still be required due to specific usable qualities not only by an infrastructure based on older technologies and not only with regard to a considerably lower cost of production.

Lubricating oils market in Poland

In Poland in 2014 the sales of lubricating oils totalled ca. 237,000 of ready automotive oils, oils for industrial applications and “other” oils. This means that after two years of shrinking demand the adverse trend was broken. However, it is difficult to talk about definite improvement. The automotive segment recorded a drop in relation to the previous year’s level reaching less than 90,000 tonnes. In turn, the industrial oils segment in 2014 increased by 3.43% to less than 107,000 tonnes. Looking at the whole market – motor oils for the automotive industry have the dominant share, followed by industrial hydraulic oils and a group of various products referred to as “other industrial”.

Automotive oils

The automotive oils segment in 2012 sold 117,793 tonnes of lubricating oils in total. Compared to the record year 2007 (135,000 tonnes) it corresponds to a drop of ca. 13%. This segment is more than 80% constituted by motor oils for cars and auxiliary equipment (e.g. construction machinery). The rest are quite varied products with a predominant share of gear oils. For a comparison, in 2007 in Western Europe motor oils for passenger cars accounted for 43.8% of the entire automotive segment, while those for heavy goods vehicles – 36.4%.



Chemnaft

Firma Chemnaft prowadzi działalność jako producent i dystrybutor w pełnym zakresie asortymentu środków smarowych nie tylko na terenie kraju, ale również za granicą, wchodząc na rynek Unii Europejskiej. Chemnaft oferuje szeroki wachlarz produktów dla przemysłu, rolnictwa, motoryzacji, a także lotnictwa. W ofercie Chemnaftu można znaleźć oleje przekładniowe, maszynowe, hydrauliczne, silnikowe oraz oleje specjalistyczne produkowane pod indywidualne zamówienia kontrahentów.



Mierz wysoko!

*polecam
Mistrzowi
Pospieszyski*

Mistrz Świata akrobacji szybowcowej
Mistrz Polski akrobacji samolotowej



www.chemnaft.com

Rynek olejów silnikowych osiągnął w 2014 roku wielkość 90 000 ton, a zatem około 18% poniżej swojej wielkości sprzed kryzysu (107 733 ton w 2007 roku). Oznacza to, że w stosunku do poprzedniego roku zanotowano spadek o prawie 2%. W strukturze segmentu wzrósł w ostatnich latach udział olejów do pojazdów osobowych. Prawdopodobnie wynika to ze zwiększonego importu używanych samochodów osobowych po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej. Szacuje się, że ich udział w całkowitej liczbie sprowadzanych do Polski w okresie boomu pojazdów mógł wynieść około 80%.

Drugim wyraźnym trendem jest przesunięcie popytu w kierunku olejów syntetycznych i semisyntetycznych kosztem olejów mineralnych, co dotyczy zarówno segmentu pojazdów osobowych, jak i ciężarowych. Ewolucja ta odbywa się głównie kosztem produktów jednosezonowych. Ponadto jedyną grupą olejów dla pojazdów osobowych, której udział w rynku kurczy się, jest grupa olejów mineralnych (o lepkości 15W, 20W). Spada także udział olejów mineralnych dla pojazdów ciężarowych.

Aktualnie w strukturze tego segmentu, szacowanej na podstawie danych członków POPIHN, dominują oleje syntetyczne o najniższych lepkościach (0W i 5W). Z kolei udziały olejów semisyntetycznych (10W) oraz mineralnych (15W i 20W) wynoszą po 30% i 20% rynku.

Polski rynek olejów silnikowych do pojazdów osobowych przypomina rynek hiszpański sprzed 10 lat. Można zatem oczekiwać, że w dłuższym okresie będziemy obserwować ewolucję analogiczną do tej, jaka miała miejsce w Hiszpanii – w ciągu dekady proporcje na rynku olejów o niskiej i wysokiej lepkości odwróciły się.

W przypadku naszego kraju proces przesunięcia popytu ku produktom o niższych lepkościach powinien wiązać się z ogólnym wzrostem zamożności społeczeństwa, a także unowocześnianiem parku maszynowego i samochodowego. Ten ostatni czynnik będzie znajdował wyraz między innymi w rekomendacjach producentów pojazdów (OEM) co do zalecanego oleju oraz w specyfikacjach takich organizacji jak: Europejskie Stowarzyszenie Producentów Pojazdów (ACEA) oraz Amerykański Instytut Nafty (API). Wpływ będzie miał też rosnący udział pojazdów wyposażonych w nowoczesne silniki spełniające wymogi norm emisji spalin Euro (zwłaszcza Euro-4 i następnych). Do nowoczesnych silników Diesla wyposażonych w systemy oczyszczania spalin producenci pojazdów zalecają oleje o niskiej zawartości popiołów (low SAPS). Normy wymuszające takie konstrukcje silników

In 2014 the motor oil market reached the sales level of 90,000 tonnes, that is, about 18% less than before the crisis (107,733 tonnes in 2007). This means that compared to the previous year a drop of nearly 2% was recorded. Recently, the share of oils for passenger cars has increased in the structure of the segment. It is likely that it is a result of increased imports of used passenger cars after the accession of Poland to the European Union. It is estimated that their share in the total number of vehicles imported to Poland during the boom could be ca. 80%.

Another clear trend is a shift towards synthetic and semi-synthetic oils at the expense of mineral oils, which refers both to the segment of passenger cars and heavy goods vehicles. This evolution takes place mainly at the expense of one-season products. In addition, the only group of oils for passenger cars with a shrinking market share are mineral oils (viscosity 15W, 20W). Also, the share of mineral oils for heavy goods vehicles is decreasing.

Currently the structure of this segment, estimated according to data provided by the Polish Organisation of Industry and Trade (POPIHN), is dominated by synthetic oils with the lowest viscosity (0W and 5W). In turn, semi-synthetic (10W) and mineral oils (15W and 20W) account for 30% and 20% of the market.

The Polish market of motor oils for passenger cars is reminiscent of the market in Spain 10 years ago. Thus, it can be expected that in the long run we will observe an evolution analogous to that in Spain – over a decade the proportions in the market of low and high viscosity oils became inverted.

In Poland the process of shifting the demand towards lower viscosity products should be connected with a general increase in the wealth of the society and upgrading of the machinery and vehicles park. The latter factor will be reflected, among other things, in OEM recommendations regarding oil and in the specifications of the European Automobile Manufacturers' Association (ACEA) and the American Petroleum Institute (API). Also, the growing share of vehicles equipped with modern engines satisfying Euro emission standards (in particular Euro-4 and subsequent versions). Manufacturers of vehicles recommend low SAPS for modern diesel engines fitted with exhaust treatment systems. Standards necessitating such

zaczęły obowiązywać w wielu państwach UE od 2005 roku, więc wraz ze wzrastającym stopniowo udziałem kilkuletnich obecnie pojazdów na polskim rynku, będzie widoczne dalsze przesuwanie się popytu ku niższym lepkościom i olejom semisyntetycznym oraz syntetycznym.

Warto także zwrócić uwagę na porównanie wielkości krajowego rynku motoryzacyjnego z rynkami rozwiniętych gospodarek zachodnioeuropejskich. Wynika z niego, że przyrost liczby pojazdów w stosunku do wielkości populacji jest w Polsce kilkukrotnie szybszy niż w Niemczech czy Hiszpanii.

Ewolucja, która dokonała się na zachodnioeuropejskich rynkach olejów smarowych dla motoryzacji, spowoduje, że w najbliższych latach w Polsce oddziaływać będą w znacznym stopniu dwie tendencje. Rosnąca liczba pojazdów może mieć wpływ na wzrost sprzedanych środków smarnych. Z drugiej jednak strony coraz nowocześniejszy park samochodowy będzie wymuszał coraz powszechniejsze stosowanie przeznaczonych dla nich wysokiej jakości środków. Powinno to skutkować zmniejszeniem zapotrzebowania na oleje pod względem masy, gdyż nowoczesne środki smarne charakteryzują się m.in. podwyższoną trwałością (wydłużone okresy między wymianami) i innymi cechami powodującymi niższe zużycie ilościowe.

Oleje silnikowe do pojazdów ciężarowych i sprzętu pomocniczego

Również w segmencie olejów *multigrade* do pojazdów ciężarowych obserwowany jest analogiczny trend do przechodzenia na produkty o niższych lepkościach, przy czym w większym stopniu, niż w segmencie osobowym, zyskują oleje o średnich parametrach. Aktualnie w strukturze nadal dominują oleje mineralne o najwyższych lepkościach (64%), jednakże oleje semisyntetyczne stanowią już 31% rynku. Natomiast udział olejów syntetycznych pozostaje marginalny (5%).

Oleje dla przemysłu

W 2014 roku sprzedaż olejów smarowych dla przemysłu wyniosła 106 593 ton, notując w ujęciu rok do roku wzrost o ponad 3%. Jest to zarazem poziom o ponad 3% niższy od rekordowego dotychczas 2007 roku.

W ostatnich latach w Polsce dominują w tym segmencie oleje hydrauliczne, stanowiące ponad 35% oraz zróżnicowane produkty z grupy „inne przemysłowe”. Struktura zbliżona jest do sytuacji obserwowanej w Europie Zachodniej, gdzie również przeważają oleje hydrauliczne, a ich udział wyniósł w 2007 roku średnio 38,8%.

motor designs were put into force in many EU countries in 2005, so along with the gradually increasing share of vehicles which are now a few years old in the Polish market, a further shift in demand towards lower viscosity and semi-synthetic and synthetic oils will be observed.

Also, it is worth comparing the size of the domestic automotive market with the markets of developed Western European countries. Such a comparison shows that the number of vehicles in relation to the population size in Poland is growing several times faster than in Germany or Spain.

The evolution in the Western European markets of automotive lubricating oils will lead to a significant interaction of two trends in Poland. The growing number of vehicles can have an effect on an increase in the sales of lubricants. On the other hand, upgrading of the park of vehicles will necessitate the use of appropriate high quality lubricants. This should reduce the requirement for oils in terms of mass since modern lubricants are characterised, among other properties, by increased durability (extended time between oil change) and other characteristics reducing the amount of oil used.

Motor oils for heavy goods vehicles and auxiliary equipment

Also in the segment of multigrade oils for heavy goods vehicles an analogous trend of switching to lower viscosity products can be observed; oils with middle parameters have a better position than in the passenger car segment. Currently the structure is still dominated by the highest viscosity mineral oils (64%), but semi-synthetic oils account for as much as 31% of the market. However, the share of synthetic oils remains marginal (5%).

Industrial oils

In 2014 the sales of lubricating oils for industry amounted to 106 593 tonnes, corresponding to a year on year increase exceeding 3%. Thus, this is more than 3% less than the record level in 2007.

Recently, this segment in Poland has been dominated by hydraulic oils accounting for more than 35% and varied products from the “other industrial” group. The structure is similar to the situation observed in Western Europe where hydraulic oils are also predominant with an average share of 38.8% in 2007.



stacje paliw

Filling stations

Za pierwszą stację benzynową na świecie uznaje się aptekę miejską w Wiesloch, gdzie Berta Benz zatankowała swój pojazd przed pierwszą w historii długodystansową podróżą samochodem na liczącej 106 km trasie z Mannheim do Pforzheim. Jednak wraz ze wzrostem liczby pojazdów apteki nie mogły sprostać popytowi – potrzebny był nowy element publicznej infrastruktury – stacje benzynowe. W 1905 roku w St. Louis w Stanach Zjednoczonych otwarto pierwszą stację benzynową dedykowaną do obsługi samochodów, która mieściła się przy alei św. Teresy. Dwa lata później powstała w Ameryce kolejna stacja w Seattle, jej właścicielem był koncern Standard Oil of California. Najstarszą zaś, do dziś działającą stacją paliw w USA jest uruchomiona w 1909 roku Reinghard's Gas Station przy Sixth Avenue w mieście Altoona w Pensylwanii.

It is considered that the first filling station in the world was a city pharmacy in Wiesloch, where Bertha Benz refuelled her vehicle before the first in history long distance car trip along 106 km route from Mannheim to Pforzheim. However, pharmacies became soon unable to meet the demand of an increasing number of vehicles, so a new element of public infrastructure became necessary, i.e. regular filling stations. In 1905, in St. Louis, United States, the first dedicated filling station was opened at St. Theresa Avenue. Two years later, the second filling station was opened in Seattle. The station's owner was Standard Oil of California. The oldest existing fuel station in the United States is Reighard's Gas Station at Sixth Avenue in Altoona, Pennsylvania, which dates from 1909.

Pierwsza stacja szybkiej obsługi typu *drive-in*, na której można było zatankować auto prosto z dystrybutora, powstała w 1912 roku w Stanach Zjednoczonych i było to na owe czasy zupełnie nowatorskie rozwiązanie. Operatorem była firma Standard Oil of Indiana (amerykański koncern Amoco, z niego wywodzi się dzisiejsze BP), która do końca 1913 roku postawiła podobne obiekty w całych Stanach. W tym samym roku Gulf Refining Company zaprezentowało pierwszą stację *full-service*, na której, oprócz paliwa, oferowano sprężone powietrze i wodę.

W Europie w czasie przedwojennego bumu samochodowego firma BP otwierała stacje jedną po drugiej. Niemiecka konkurencja w postaci stacji Aral została uruchomiona w 1926 roku.

W Polsce pierwsze takie obiekty, zwane pompami, pojawiły się w 1924 roku w Warszawie. Wcześniej benzynę kupowano w aptekach, składach chemicznych, a następnie prosto z cysterny. W okresie międzywojennym liczba stacji rosła, ale jeszcze w latach 30. ubiegłego wieku ich rzadka sieć uniemożliwiała normalne korzystanie z samochodu, szczególnie na słabo zaludnionych obszarach Kresów Wschodnich. Bez dodatkowego paliwa w kanistrach wybranie się w długą drogę było niemożliwe.

Po drugiej wojnie światowej monopolistą w handlu paliwami była Centrala Produktów Naftowych. Biało-pomarańczowe logo królowało na krajowych stacjach aż do 1999 roku, kiedy to spółkę CPN wykreślono z rejestru przedsiębiorstw, a jej majątek w postaci m.in. 1400 punktów został przejęty przez Polski Koncern Naftowy, przemianowany następnie w 2000 roku na Polski Koncern Naftowy ORLEN SA.

Istotną datą dla polskiego rynku paliw jest 1997 rok, kiedy to nastąpiło tzw. uwolnienie cen. Państwo przestało ustalać ceny benzyny silnikowej i oleju napędowego, a jedynym regulatorem cen detalicznych został wolny rynek. Przymiarki do tej decyzji podjęto już w roku 1994, w momencie złożenia wniosku o członkostwo Polski w Unii Europejskiej. W tym czasie działało w Polsce 1400 stacji z logo CPN, około 2500 obiektów należących do prywatnych właścicieli i 28 działających pod logo koncernów zagranicznych (Aral – 1, Conoco – 6, Esso – 5, Shell – 1, Statoil – 6 i Neste – 9). Już same zapowiedzi uwolnienia cen i członkostwa Polski w UE spowodowały przyspieszenie rozwoju tego segmentu rynku, ale dopiero ich faktyczna realizacja skutkowała wysypem nowych inwestycji. Obiekty budowane były głównie przez

The first “drive-in” filling station, where one could refuel the car straight from a petrol pump, opened in 1912 in the United States. At that time it was an absolutely innovative solution. The station's operator was Standard Oil of Indiana (later known as the Amoco Corporation, from which today's BP takes its origin), which by the end of 1913 had constructed similar facilities all over the United States. In the same year, Gulf Refining Company presented the first full-service station, which, in addition to fuel, offered compressed air and water.

In Europe, during the pre-war car boom, BP opened one station after another. German competition in the form of Aral filling stations started in 1926.

In Poland, the first such facilities, known simply as pumps, appeared in 1924 in Warsaw. Previously, petrol had been purchased from pharmacies, chemical storehouses, and then straight from cisterns. In the inter-war period, the number of stations was growing, but in the 1930s the network was still so scanty that it virtually prevented the normal use of cars, especially in sparsely populated areas of the Eastern Borderlands. Without additional fuel supplies in canisters, it was impossible to venture on a long journey.

After World War II, the Central Office of Petroleum Products (CPN) was the global fuel sales monopolist. The white and orange logo had crowned domestic filling stations until 1999, when CPN was struck off the register of companies and its assets, including 1400 outlets, were taken over by the Polish Oil Concern, renamed in 2000 to Polski Koncern Naftowy ORLEN SA (ORLEN Polish Oil Concern, Joint-Stock Company).

An important year for the Polish fuel station market is 1997, i.e. the year when the prices were deregulated. The state ceased to fix prices of motor petrol and diesel oil, so the free market became the only ‘regulator’ of retail prices. Some preparations for the decision had been made already in 1994, when Poland submitted its application for membership of the European Union. At that time, there were 1400 CPN logo stations operating in Poland, approx. 2500 facilities belonging to private owners, and 28 establishments operating under the logo of foreign corporations (Aral – 1, Conoco – 6, Esso – 5, Shell – 1, Statoil – 6 and Neste – 9). The very announcements of price liberalisation and Poland's accession to the EU contributed to an accelerated development of that market segment, but we witnessed a surge in new investments only thereafter.

rafinerie krajowe (płocka Petrochemia – późniejszy ORLEN i Rafineria Gdańska), koncerny międzynarodowe, prywatnych właścicieli, ale również przez rafinerie zlokalizowane na południu kraju (Glimar, Czechowice, Trzebinia, Jasło). W ciągu 10 lat, od momentu uwolnienia cen, liczba miejsc, gdzie można było zatankować paliwo, zwiększyła się aż do poziomu 6479 obserwowanego na koniec 2014 roku. Był to najwyższy stan, jaki notowano w historii Polski. Następne lata obfitowały w procesy konsolidacji i modernizacji stacji, a co się z tym wiązało, nastąpił również powolny spadek ich liczby, aż do poziomu 6750 obiektów obserwowanego w 2012 roku. W tym czasie systematycznie zwiększał się udział koncernów krajowych oraz międzynarodowych. Maksymalny poziom, do jakiego doszła liczba stacji niezależnych, wynosił 3600 obiektów i miało to miejsce w 2002 roku. Następny rok zapoczątkował trend spadkowy dla tej grupy operatorów rynkowych.

W czasie ostatnich 20 lat swoją obecność na polskim rynku zaznaczyły takie firmy międzynarodowe, jak: Amoco, Agip, Aral, BP, Conoco, DEA, Esso, Lukoil, Preem, Shell, Slovnaft, Statoil, Texaco, Neste. Na skutek przejęć pozostały dziś tylko cztery z nich – BP, Lukoil, Shell i Statoil. W 1999 roku zniknęła z rynku marka CPN, która została zastąpiona logo ORLEN-u lub BLISKA. Również biało-niebieskie logo Petrochemii, które do 1999 roku było brandem stacji firmowych i patronackich Polskiego Koncernu Naftowego, zastąpione zostało logotypem ORLEN lub BLISKA. Kolorystykę i układ zmieniły też obiekty własne i patronackie Grupy LOTOS (wcześniej Rafinerii Gdańskiej). W 2003 roku wkroczyły na rynek stacje paliw budowane przez super- i hipermarkety. Od tamtej pory ich liczba sukcesywnie rośnie, wprowadzając coraz większe zaniepokojenie, głównie wśród właścicieli niezależnych stacji paliw, ale też wśród pozostałych detalicznych sprzedawców. Z cenami oferowanymi w tego typu punktach niełatwo konkurować.

Dziś prawie nikt już nie pamięta, w jaki sposób były ustalane ceny paliw przed dniem ich „uwolnienia” i ile samochodów jeździło wtedy po polskich drogach. A warto przypomnieć, że jeździło ich o połowę mniej niż dziś. Również niektórzy operatorzy niezależni z rozrzewnieniem wspominają czasy, kiedy na sprzedaży paliw zarabiano się całkiem dobrze i na każdego właściciela stacji paliw spoglądano z zazdrością.

Zmieniły się czasy, zmieniły się same obiekty i tylko fakt, że wciąż trzeba tankować benzynę i olej napędowy nie zmienił się i pewnie jeszcze długo tak pozostanie. Dlatego szacuje się, że w Polsce wciąż potrzeba około 7000 stacji paliw, aby zaspokoić potrzeby stale rosnącej floty samochodowej.

New facilities were built by major domestic refineries (Płock Petrochemia (later: ORLEN) and Rafineria Gdańska (Gdańsk Refinery)), international corporations, private owners, and also by refineries located in the south of Poland (Glimar, Czechowice, Trzebinia, Jasło). Within 10 years since the price deregulation, the number of refuelling spots increased up to 6479 at the end of 2014. It was the highest number ever recorded in Polish history. The following years were marked by consolidation and modernisation of the existing stations, and a resulting slow decline in their number, up to the level of 6750 facilities in 2012. At that time domestic and international corporations were systematically increasing their share in the market. The number of independent stations peaked in 2002 with as many as 3600 facilities. In the following year, a downward trend commenced for that group of market operators.

During the past 20 years, international companies have marked their presence on the Polish market, including Amoco, Agip, Aral, BP, Conoco, DEA, Esso, Lukoil, Preem, Shell, Slovnaft, Statoil, Texaco and Neste. In the wake of business acquisitions, we only have four of them operating today: BP, Lukoil, Shell and Statoil. In 1999, the CPN brand disappeared from the market and was replaced with the ORLEN logo or BLISKA. Also, the white and blue logo of Petrochemia, which until 1999 had been the brand of corporate and affiliated stations of Polski Koncern Naftowy (Polish Oil Concern), was replaced by ORLEN or BLISKA. The colour and design also changed for corporate and affiliated facilities of the LOTOS Group (formerly: Rafineria Gdańska (Gdańsk Refinery)). In 2003, stations built by supermarkets and hypermarkets made their debut on the market. Since then their number has been gradually increasing, causing a growing concern, especially among owners of independent fuel stations, but also among other retailers. Indeed, it is not easy to compete with the prices offered in such establishments.

Today, hardly anyone remembers how fuel prices were set before their “liberalisation” and how many cars could be found on the Polish roads at that time. And it is worth reminding that the number half of what it is today. Also some independent operators talk reminiscently of the days when the sale of fuels brought good money, and every fuel station owner was looked at with jealousy.

Times have changed, the facilities have changed too, and the only unchangeable fact is that we still have to refuel petrol and diesel oil, and probably this will probably remain true for a long time. Therefore, it is estimated that Poland still needs about 7000 fuel stations to cater to the needs of the ever growing car fleet.

Rynek polskich stacji paliw jest ósmym w Europie. Więcej obiektów funkcjonuje w takich krajach jak Włochy (prawie 23 tys.), Niemcy (około 14 tys.), Turcja (13 tys.), Francja (12,5 tys.), Hiszpania i Wielka Brytania (po około 9 tys.) oraz Grecja (około 8 tys.). Najmniej stacji działa na Węgrzech (1,5 tys.) oraz Słowacji (niecały 1000). Jeżeli natomiast weźmiemy pod uwagę średnią ilość rocznej sprzedaży benzyn i oleju napędowego przypadającą na jedną stację, to oscyluje ona na poziomie 3 mln litrów, co daje Polsce 5. miejsce w Europie. Największą sprzedaż pojedynczej średniej stacji notuje się w Wielkiej Brytanii i jest to około 4 mln litrów, a najmniejsza realizowana jest w Grecji, gdzie osiąga około 1 mln litrów rocznie. Statystyczny Kowalski, jeżdżący autem zasilanym benzyną, kupuje miesięcznie około 110 litrów paliwa, a do auta z silnikiem wysokoprężnym nabywa około 135 litrów oleju napędowego. Kierowca, posiadający instalację autogazu, potrzebuje około 100 litrów tego substytutu benzyny silnikowej.

Z przytoczonych danych widać, że rynkowi stacji paliw w Polsce jeszcze sporo brakuje do osiągnięcia stanu zaawansowania obserwowanego na zachodzie Europy. Biorąc jednak pod uwagę fakt znacznego spowolnienia gospodarczego w krajach Unii Europejskiej i jednocześnie skuteczną obronę Polski przed recesją, jest szansa, że dzielący nas dystans zostanie szybko nadrobiony.

The Polish fuel station market ranks eighth in Europe. More facilities can be found in Italy (almost 23,000), Germany (approx. 14,000), Turkey (13,000), France (12,500), Spain and the United Kingdom (approx. 9000 in each country) and Greece (about 8000). The stations are the least numerous in Hungary (1500) and Slovakia (less than 1000). However, if we take into account the average annual sales of petrols and diesel oil per one station, it runs at about 3 million litres, which puts Poland in 5th place in Europe. The biggest sales per a single medium-sized station are recorded in the United Kingdom (approx. 4 million litres), while the smallest figure is in Greece, where it reaches about 1 million litres/year. An average citizen driving a petrol-powered car buys about 110 litres of fuel a month, and for a car with a compression-ignition engine – about 135 litres of diesel oil. A driver having an autogas system installed needs about 100 litres of that motor petrol substitute.

From these figures we can see that the fuel station market in Poland is still considerably behind the level of progress observed in Western Europe. However, given a significant economic slowdown in the European Union coupled with Poland's effective defence against the recession, there is a chance that we will quickly catch up with the rest of Europe.

Petronova Sp. z o.o. Ostrów Wielkopolski
ul. Krotoszyńska 35 tel. 627375980, 627375981
www.petronova.pl biuro@petronova.pl

Oferujemy :

- szeroką gamę dystrybutorów do paliw, LPG, Ad Blue
- kompresory i odkurzacze
- minitoring zbiorników
- automaty bezobsługowe na karty, żetony i banknoty
- systemy zarządzania i sterowania
- stacje kontenerowe
- zbiorniki paliwowe i LPG
- myjnie samochodowe
- modernizacje i budowy stacji paliw i LPG
- legalizacje dystrybutorów paliw i LPG oraz system LPG
- wzorcowanie sond pomiarowych
- pełen zakres usług serwisowych gwarancyjnych i pogwarancyjnych
- części zamienne do różnych typów dystrybutorów



10 LAT

... i wiele innych urządzeń i usług dla stacji paliw ...

Liderzy rynku i sieci niezależne

Rynek stacji paliw podlega ciągłym procesom reorganizacyjnym. Jeszcze kilkanaście lat temu przy polskich drogach można było spotkać obiekty niezależnych operatorów występujących pod własnymi brandami lub pomarańczowo-białe stacje CPN. Punkty koncernów krajowych i międzynarodowych znajdowały się w mniejszości. Od tamtego czasu, głównie za sprawą intensywnych działań marketingowych, sytuacja uległa poważnej zmianie i dziś to właśnie nowoczesne stacje koncernów są najbardziej widoczne i najczęściej odwiedzane przez kierowców. Jak już wspomniano, w Polsce na koniec 2012 roku funkcjonowało około 6750 obiektów. Ze względu na przynależność można je podzielić na cztery główne grupy. Pierwszą i największą stanowią stacje działające w barwach dwóch polskich koncernów naftowych – PKN ORLEN SA oraz Grupy LOTOS SA. W 2013 roku PKN miał w Polsce 1778 stacji paliw (w tym BLISKA – 489), a Grupa LOTOS – 405 (w tym OPTIMA – 101). Drugą grupę tworzą obiekty działające pod brandami koncernów międzynarodowych, które posiadają swoje polskie oddziały. Kolejna to stacje będące własnością niezależnych operatorów, funkcjonujące pod własnymi nazwami, często jako pojedyncze punkty lub grupy posługujące się wspólnym logo. Ostatnie to obiekty należące do dużych sieci handlowych określane jako przymarketowe. Firmy naftowe pozyskują nowe stacje do swoich sieci, budując je od podstaw lub stosując różnego rodzaju formy umów patronackich. Coraz częściej obiekty zdobywa się, świadcząc usługę franczyzy. Franczyzodawca w ramach umowy udostępnia swoją markę, dostarcza paliwa, organizuje stację zgodnie ze standardami panującymi w całej sieci, zapewnia dostawy towarów pozapaliwowych i przeprowadza szkolenia pracowników identycznie, jak robiłby to na własnych stacjach. Franczyzobiorca zyskuje stabilność dostaw paliw i innych artykułów pozapaliwowych po korzystnych cenach, a logo sieci matki przyciąga mu nowych klientów identyfikujących się z daną firmą. Oczywiście w momencie podpisania umowy traci w znacznym stopniu niezależność i musi ściśle przestrzegać reguł panujących w sieci. Ta forma pozyskiwania nowych obiektów jest w ostatnim czasie coraz popularniejsza, gdyż pozwala znacznie ograniczyć koszty uruchomienia kolejnych punktów. Pamiętać bowiem trzeba, że koszt wybudowania stacji to kwota około 1 do 3 mln dolarów, w zależności od jej rozmiaru, wyposażenia i lokalizacji. W przypadku wykorzystania franczyzy ta suma maleje około trzykrotnie.

Liderem polskiego rynku paliw jest PKN ORLEN SA. Stacje w czerwonych barwach (tzw. premium) oferują paliwa standardowe i premium oraz zapewniają szeroki wachlarz usług dodatkowych. Są to obiekty dla kierowców, którzy za większą ofertę usługową są gotowi zapłacić wyższą cenę. Tego typu stacji koncern ma 1443.

Market leaders and independent chains

The fuel station market undergoes constant reorganisation. Just several years ago, while travelling Polish roads one could easily spot the facilities of independent operators under their own brands or orange-white CPN stations. Outlets of national and international corporations were in the minority. Since then, mainly due to intensive marketing efforts, the situation has significantly changed, and today it is modern stations owned by corporations that are the most visible and most frequently visited by drivers. As already mentioned, at the end of 2012 there were about 6750 facilities operating in Poland. Based on their affiliation, they can be divided into four main groups. The first and largest group comprises stations operating under corporate colours of the two Polish oil companies, i.e. PKN ORLEN SA and the LOTOS SA Group. In 2013 PKN owned 1778 fuel stations in Poland (of which 489 BLISKA stations), and LOTOS Group – 405 (of which 101 OPTIMA stations). The second group consists of the facilities operating under the brands of international corporations that have their branches in Poland. The next group comprises stations owned by independent operators, operating under their own names, often as single establishments or groups which use a common logo. The last group includes facilities that belong to large chain stores. These are the so-called supermarket filling stations. Oil companies expand their chains with new stations by building them from scratch or by using different types of endorsement agreements. Increasingly, new facilities are acquired by means of franchise arrangements. As part of a franchise agreement, the franchisor provides its own brand, supplies fuels, organises the station according to the chain-wide standards, ensures delivery of non-fuel products, and trains employees – in the same way as it would do for its own stations. In exchange, the franchisee can enjoy stable supplies of fuels and non-fuel products at affordable prices, whereas the parent chain logo attracts to the facility some new, brand-committed customers. Of course, by signing the agreement the franchisee loses a considerable part of its independence, and becomes obliged to strictly adhere to the chain's business rules. Acquiring new facilities in this way has recently become more and more popular, as it can significantly reduce the costs of launching subsequent outlets in the chain. And it should be remembered that building a new station entails a cost of about 1 to 3 million USD, depending on the station's size, equipment and location. Opting for the franchise arrangement can lower the sum by about three times.

The Polish fuel market leader is PKN ORLEN SA. Stations in red corporate colours (i.e. premium facilities) offer standard and premium fuels and provide a wide range of additional services. These facilities are meant for drivers ready to pay more for more services. The concern owns nearly 1300 such stations. PKN ORLEN also owns a branch of economy stations for less affluent customers

Do PKN należy również segment stacji ekonomicznych, przeznaczonych dla mniej zasobnych osób, które chcą szybko zatankować paliwo i zrobić ewentualnie podstawowe zakupy, a przy tym zapłacić mniej. Te stacje mają zieloną kolorystykę z logo BLISKA i można je spotkać w centrach miejscowości lub w mniej atrakcyjnych lokalizacjach pozamiejskich. Koncern posiada blisko 500 stacji tego typu i systematycznie rozwija ten segment swojej działalności.

Drugi z krajowych koncernów Grupa LOTOS do niedawna utrzymywał pozycję wicelidera na rynku stacji paliw. Procesy modernizacyjne w sieci sprawiły, że utracił ją na rzecz BP Polska, ale wszystko wskazuje na to, iż w ciągu najbliższych lat uda mu się odzyskać poprzednio zajmowane miejsce. Temu celowi służy m.in. budowa nowego brandu OPTIMA – stacji segmentu ekonomicznego pozyskującego nowe obiekty z szerokim zastosowaniem zasad franczyzy.

Rozpoczęty w 2011 roku proces przynosi bardzo dobre efekty i w połowie 2013 roku firma dysponowała już 116 obiektami tego typu, co pozwoliło jej zwiększyć całkowitą ilość punktów występujących z logo LOTOS do 407. Na razie znakomita ich większość działa w formule premium, ale zapowiadana rozbudowa sieci ma się dokonać głównie poprzez zwiększenie liczby stacji OPTIMA.

who only want to quickly refuel their vehicles and possibly do some basic shopping, and at the same time pay less. The station are green and have logo of BLISKA. They can be found in city/town centres or less attractive non-urban locations. The concern owns nearly 500 stations of this type and systematically develops this segment of its business.

Another national corporation, LOTOS Group had until recently maintained the position of the second largest operator in the fuel station market. However, modernisation processes in LOTOS have resulted in the Group's losing its position to BP Poland, but all indications are that over the next few years it will manage to win it back. With a view to that aim, the Group is now building a new brand, OPTIMA, meant for economy segment stations that will acquire new facilities broadly under franchise arrangements. The process started in 2011, and is already bringing some very good results: in mid-2013 the company already had 116 outlets of this type, with which the total number of LOTOS logo outlets increased to 407. As for now, the vast majority of these facilities operate as premium stations but the announced expansion of the chain is to be based primarily on increasing the number of OPTIMA brand stations.



Badania okresowe sprzętu zabezpieczającego i regulacja zaworów oddechowych

Badania skuteczności systemu odbioru oparów VRS

Legalizacja odmierzaczy LPG i paliwowych

Likwidacja stacji paliw i bioremediacja

Pomiary elektryczne w strefie zagrożenia wybuchem

Czyszczenie, rewizje oraz próby szczelności zbiorników

Adaptacja instalacji LPG do samoobsługi

Profesjonalny serwis stacji paliw

Sondy pomiarowe - naprawa, regulacja, wzorcowanie



PETROSTER Sp. j.
www.petroster.pl



e-mail: biuro@petroster.pl
tel./fax: 012/425 26 04, 425 30 90

Wiceliderem rynku w 2013 roku była BP Polska, międzynarodowy koncern dysponujący 455 stacjami paliw. Wszystkie obiekty BP działają w formule premium, z nowoczesnym wystrojem i szeroką gamą usług dodatkowych. Posiadają bardzo dobre lokalizacje, a ich standard w niczym nie ustępuje stacjom spotykanym pod tym logo na całym świecie.

Apetyt na uplasowanie się na pozycji wicelidera polskiego rynku paliw ma też firma SHELL, która w końcówce 2012 roku posiadała w swoich barwach 376 stacji. Pomóc ma w tym dokonany w pierwszej połowie 2013 roku zakup fińskiej sieci punktów samoobsługowych NESTE, która na skutek niskiej rentowności zdecydowała się, po kilkunastoletnim okresie funkcjonowania w Polsce, na wycofanie z naszego rynku. Shell będzie sukcesywnie przystosowywał do swoich standardów pozyskane obiekty, wyposażając je w swoje barwy, dobudowując do nich sklepy i rozszerzając zakres oferowanych usług dodatkowych. Stacje SHELL to segment premium z ofertą nowoczesnych i stale modyfikowanych gatunków paliw. Proces adaptacji większości z kupionych stacji NESTE ma się dokonać w ciągu najbliższych dwóch lat i jeśli zakończy się sukcesem, to firma zbliży się do liczby 500 obiektów na polskim rynku, osiągając swój zamierzony cel.

Firmą z dużymi aspiracjami do zwiększenia ilości obiektów w Polsce jest też norweski STATOIL, którego segment detalicznych stacji paliw znalazł się obecnie w rękach kanadyjskich właścicieli. Nowy właściciel zachował jednak na polskim rynku logo STATOIL dla obecnie funkcjonujących 357 obiektów. Koncern działa głównie w segmencie premium, ale posiada również stacje ekonomiczne występujące pod logo 1-2-3. Jest ich obecnie 86, ale firma zapowiada sukcesywny rozwój, również poprzez wykorzystywanie współpracy z sieciami handlowymi oferującymi swoje tereny pod budowę nowych stacji paliw. W roku 2010 firma przejęła fińską sieć St1 i tym sposobem w swoich zasobach posiada również tego typu punkty.

Od roku 2006 na polskim rynku funkcjonuje rosyjski koncern LUKOIL, który, przejmując w roku 2007 sieć stacji JET, na dobre wpisał się w krajobraz polskich dróg. Obecnie koncern sprzedaje paliwa poprzez sieć 115 punktów ulokowanych w segmencie ekonomicznym. Oznacza to, iż na stacjach rosyjskiej firmy ceny paliw są korzystniejsze, aczkolwiek nie kupi się tu paliw typu premium. Mimo to koncern świadczy też szereg usług dodatkowych występujących normalnie na stacjach premium. To świadoma polityka firmy mająca przyciągnąć do obiektów jak największą liczbę klientów, a niższa niż u konkurencji cena to świetny ku temu argument.

The second largest operator on the market in 2013 was BP Poland, an international corporation with 455 fuel stations. All BP facilities are premium stations with a modern interior design and a broad range of additional services. They have some very good locations and their standard no less inferior to the brand stations all over the world.

An appetite for second position on the Polish fuel market is also shown by SHELL, which at the end of 2012 had 376 stations in its corporate colours. This is to be accomplished owing to the mid-2013 purchase of the Finnish chain of self-service stations: NESTE, which after more than ten years of it being present in Poland has decided to withdraw from the market due to the low profitability. Shell will gradually adapt newly acquired facilities to its own corporate standards, giving the stations its corporate colours, extending them with shops and broadening the range of additional services on offer. SHELL stations are premium segment facilities offering modern and constantly modified fuel types. Adaptation of the majority of NESTE stations is to be completed over the next two years, and if it proves successful, the company station portfolio on the Polish market will come close to 500 facilities, i.e. the intended target.

A company with huge aspirations to increase the number of its facilities in Poland is the Norwegian STATOIL, whose retail fuel station portfolio is now in the hands of Canadian owners. However, the new owner has decided to keep the STATOIL logo on 357 facilities that are currently operating on the Polish market. The concern operates primarily in the premium segment, but also manages some economy stations under the logo of 1-2-3. Currently, there are 86 such stations, but the company has announced their gradual development, including through cooperation with retail chains that offer their land for the construction of new facilities. In 2010, the company took over the Finnish chain: St1, so it now has such outlets in its portfolio too.

Since 2006, we have also had the Russian LUKOIL on the Polish market. Because in 2007 the concern took over the chain of JET stations, it is now an obvious part of the Polish road landscape. Currently, the company sells fuels through the chain of 115 outlets in the economy segment. This means that fuel prices at the stations of the Russian corporation are more affordable, but at the cost of availability of premium fuels. However, the concern provides a range of additional services that are normally found at premium stations. It is a conscious policy aimed at attracting possibly the largest number of customers, and the price lower than that of the competition is also a great argument for doing so.



Liderzy branży / Industry leaders



ORLEN Budonaft Sp. z o.o.

Spółka z Grupy Kapitałowej PKN Orlen S.A.

34-600 Limanowa, ul. Fabryczna 1C

tel. 18 337 17 16

generalne.wykonawstwo@budonaft.com.pl

konstrukcje@budonaft.com.pl

www.budonaft.com.pl

Kompleksowa budowa i modernizacja stacji paliw Comprehensive construction and modernisation of fuel stations

Oferujemy usługi w zakresie:

- budowy stacji paliw „pod klucz”;
- modernizacji istniejących stacji paliw;
- produkcji i montażu konstrukcji stalowych kompletnych wiat i pawilonów sklepowych;
- wykonawstwo konstrukcji stalowych klasy: 1,2,3;
- oferujemy realizację wszelkich rozwiązań opartych na konstrukcji stalowej, począwszy od zwykłych zadaszeń po nowoczesne dachy o skomplikowanym kształcie wyposażone w świetliki i fryzy podświetlane, a także hale zamknięte o różnym przeznaczeniu.

We offer the following services:

- EPC construction of fuel stations;
- modernisation of existing fuel stations;
- production and assembly of steel structures of complete carports and shopping pavilions;
- fabrication of steel structures of 1,2,3 class;
- we offer all solutions based on steel structures, starting from simple roofing to modern roofs with complex shapes fitted with skylights and illuminated fascia boards, as well as closed halls for various purposes.

konstrukcje stalowe • pawilony • wiaty • inne usługi specjalistyczne steel structures • pavilions • carports • other specialist services



Napędzamy przyszłość Driving the future

Dobre lata dla właścicieli stacji niezależnych dawno minęły. Dziś rynek detalicznej sprzedaży paliw jest bardzo trudny, a dochody osiągane na samej sprzedaży są znikome. Bez dobrej lokalizacji stacji i dużego pakietu dodatkowych usług nie można w tej branży funkcjonować. Trudne warunki rynkowe powodują, że właściciele w celu przetrwania na rynku albo szukają ratunku we współpracy z koncernami krajowymi i międzynarodowymi w ramach franczyzy, albo próbują jednoczyć siły, tworząc stowarzyszenia i grupy zakupowe. Zwiększają potencjał sieci do rozmiarów, które gwarantują ekonomiczną opłacalność, albo też likwidują lub zawieszają działalność w oczekiwaniu na poprawę marż osiąganych ze sprzedaży paliw. Ta grupa sprzedawców paliw to wciąż około 40% polskiego rynku. I choć od lat jej udział sukcesywnie się zmniejsza, to nadal niezależni operatorzy stanowią ważne ogniwo zaopatrzenia kierowców w paliwa, szczególnie na obszarach wiejskich, małych miasteczek czy przy drogach o lokalnym znaczeniu. Część operatorów niezależnych podjęła decyzję o zmierzeniu się z największymi tego rynku i buduje niezależne sieci. Przykładem mogą być stacje funkcjonujące pod logo: HUZAR, MOYA, DELFIN, PIEPRZYK czy OLKOP. Szacuje się, że łącznie w tego typu aliansach funkcjonuje już około 600 punktów, co stawia tę grupę na drugim miejscu pod względem liczby posiadanych stacji w kraju – po PKN ORLEN.

Najwięcej obiektów w tej grupie, bo aż 117, posiada HUZAR, co stawia go w rankingu wyżej niż LUKOIL czy jeszcze do niedawna NESTE. Do granicy 100 stacji zbliża się też firma Anwim z siecią MOYA, a jej właściciele zapowiadają, iż nie jest to ich ostatnie słowo.

Rosnącą z roku na rok liczbą stacji, choć tempo jest nieco wolniejsze, niż wynikałoby to z zapowiedzi sprzed kilku lat, dysponują duże sieci handlowe. Punkty przymarketowe to dziś około 2,5% rynku, ale sprzedaż, jaka jest tam realizowana, stanowi około 6% całkowitej sprzedaży detalicznej paliw w Polsce.

Stacje przy marketach budowane są nie po to, aby przynosić zyski, lecz po to, aby najniższymi cenami paliw zachęcić klienta do zakupów w markecie. Sprzedaż praktycznie bez marży nie podoba się pozostałym uczestnikom rynku, którzy wysuwają postulaty, aby ograniczyć taką możliwość. Jednak jak na razie liczba stacji przymarketowych wzrasta, a zapowiedzi właścicieli hipermarketów sugerują, że nie jest to jeszcze koniec inwestycji. Wśród 160 obiektów najwięcej działa w sieci Carrefour (43), ale po piętach depcze im już grupa Intermarche (42). Do grona faworytów aspirują też Auchan (24) oraz Tesco (29). Za nimi uplasował się E.Leclerc (12), a pozostałe markety dysponują 11 własnymi obiektami. Liczba stacji paliw, posiadanych przez markety

The golden era for owners of independent stations is long gone. Today, the fuel retail market is a very difficult one, and the income earned on the sale itself is negligible. Without good locations for the stations and a large package of additional services, no one is able to survive in the industry. Difficult market conditions force the owners that want to continue in the market to resort to franchise collaboration with domestic and international corporations. Others attempt to unite forces, and form associations and purchasing organisations. They enhance the potential of their chains to the extent that ensures economic viability, or close down or suspend their operations in anticipation of better margins on the sale of fuels. This group of fuel sellers still accounts for about 40% of the Polish market. And although its share has been gradually declining over the years, independent operators still form an important link in the supply of fuels to individual drivers, especially in rural areas, small towns and along the roads of local importance. Some independent operators have decided to rise up against the market tycoons, and are building their independent chains. Examples include stations operating under the logo of HUZAR, MOYA, DELFIN, PIEPRZYK and OLKOP. It is estimated that this type of alliances already unites about 600 establishments in total, which puts the group in second place in terms of the number of stations owned in Poland (after PKN ORLEN).

Most facilities in the group, i.e. as many as 117, are owned by HUZAR, which means that it is ranked higher than LUKOIL and, until recently, NESTE. Anwim, with the MOYA chain, is already approaching the threshold of 100 stations, and its owners announce that this is not their last word.

Every year we also observe an increase, although a little slower than could be inferred from the announcements made a few years ago, in the number of stations owned by large retail chains. Supermarket stations now account for about 2.5% of the market, but their sales represent about 6% of the total retail sales of fuels in Poland.

Stations at supermarkets are built not in order to be profitable, but to attract customers with the lowest fuel prices, and thus induce them to shop in the supermarket. Selling at almost no margin is not what other market participants like, so they demand that the possibility should be limited. So far, however, the number of supermarket stations has been increasing, and the announcements of hypermarket owners suggest that this is not the end of their investments yet. Out of 160 facilities, the majority operate in the Carrefour chain (43), but the Intermarche group is already catching up (42). Aspiring leaders are Auchan (24) and Tesco (29). Later comes E. Leclerc (12), while the remaining stores

w Polsce, nie jest tak imponująca jak chociażby we Francji, gdzie opanowały one ponad 60% rynku, ale sukcesywnie rośnie. Sprzedaż w tych punktach odpowiada tej realizowanej na najlepiej zlokalizowanych stacjach należących do dużych koncernów. W przyszłości może to zagrozić egzystencji mniejszych punktów, które nie mają szans stać się konkurencyjnymi. Tym bardziej, że sieci handlowe zapowiadają otwieranie obiektów przy sklepach zlokalizowanych w mniejszych miejscowościach, gdzie do tej pory swój główny obszar działania miały stacje niezależne.

W 2009 roku pojawiły się w Polsce autoryzowane stacje paliw, których systematycznie przybywa. Obecnie jest 52 (PKN ORLEN SA – 29, Grupa LOTOS – 11, SHELL i BP po 6). Działające przy autostradach miejsca obsługi podróżnych (MOP) to „mercedesy” wśród stacji paliw. Oferują one pełną gamę paliw typu standard i premium, obszerne i dobrze zaopatrzone sklepy oraz parkingi, restauracje, a często nawet hotele. Polskie autostrady są wciąż w budowie i dlatego mało jest zlokalizowanych przy nich stacji. Trzeba też zaznaczyć, że na wybudowanie i utrzymanie takiego obiektu stać tylko największe koncerny.

own 11 facilities. The number of fuel stations owned by supermarkets in Poland is not as impressive as, say, in France, where they have taken over 60% of the market, but is still gradually increasing. Sales volume at these outlets corresponds to that at the best located stations owned by large corporations. In the future, this may jeopardise the existence of smaller facilities that stand no chance of becoming competitive. The more so that retail chains have announced the opening of new facilities next to the stores located in smaller towns, which has traditionally been the focus area of independent stations.

In 2009 fuel stations appeared on motorways in Poland and their number has systematically increased. Now, their total count in 52 (PKN ORLEN SA – 29, LOTOS Group – 11, Shell – 6 and BP – 6). The rest and service areas (known in Polish as MOPs) located at motorways are the “bomb” in the world of stations. They offer a full range of standard and premium fuels, spacious and well-stocked shops, car parks, restaurants, and often even hotels. Polish motorways are still under construction, therefore there are still few stations located along their routes. It should also be noted that only the biggest corporations can afford the construction and maintenance of such facilities.



Polskie Stacje Paliw HUZAR – doskonała jakość usług, polski kapitał / Polish Fuel Stations HUZAR – excellent service quality, Polish capital

Tym bardziej, że dopóki autostrady nie będą tworzyły spójnego systemu dróg szybkiego ruchu, dopóty prowadzenie stacji autostradowej nie będzie przynosiło dochodów zapewniających godziwe zyski z tego typu inwestycji. Zwykle na MOP-ach płaci się za paliwo nieco więcej, ponieważ koszty prowadzenia i utrzymania takiego punktu są wyższe. Z tego względu, jak długo kierowca i tak będzie musiał z autostrady zjechać, aby kontynuować podróż, tak długo będzie mu się opłacało tankować na innej (tańszej) stacji zamiast na MOP-ie. Koncerny dopłacają dziś do prowadzenia tych obiektów, ale mają nadzieję na przyszłe zyski. Również prestiż firmy i konieczność wywiązania się z programów flotowych i lojalnościowych nakazują tego typu inwestycje. Docelowo w Polsce ma funkcjonować około 250 MOP-ów przy autostradach i drogach szybkiego ruchu. Ich wybudowanie znacznie zmieni rynek stacji paliw w Polsce, co spowoduje likwidację punktów przy dotychczasowych szlakach komunikacyjnych.

Współczesna stacja benzynowa

Sporo zmieniło się od czasów, kiedy benzynę do pierwszych samochodów kupowano w kanistrach w aptekach i od powstania pierwszych dystrybutorów paliw działających na zasadzie pompy ręcznej. Rozwój sieci dróg i flot samochodowych stawiał przed właścicielami stacji coraz to nowe wymagania. Rynek podlegał ciągłym modyfikacjom, dostosowując miejsca tankowania paliwa do coraz większych oczekiwań spieszących się kierowców. Obecnie mają oni do dyspozycji całą gamę różnego rodzaju obiektów, poczynając od samoobsługowych, gdzie nabywa się tylko paliwo, poprzez stacje segmentu ekonomicznego, gdzie dokonuje się ponadto najpotrzebniejszych zakupów, aż po nowoczesne, obszerne MOP-y, zapewniające szereg usług dodatkowych. Przestronny i dobrze zaopatrzony sklep oferujący artykuły motoryzacyjne oraz całą gamę produktów pozapaliwowych (alkohol, napoje, wyroby tytoniowe, artykuły spożywcze, prasę, mapy i przewodniki, a nawet lekarstwa) nie jest dziś niczym niezwykłym. Zgłodniały kierowca może posilić się w punkcie małej gastronomii lub zjeść dobry posiłek w całodobowej restauracji. Hotel oraz rozbudowane moduły toalet pozwalają odpocząć i odświeżyć się podczas podróży. Dodatkowym standardem są myjnie czy urządzenia do porządkowania auta oraz sprawdzenia ciśnienia powietrza w oponach. Obecność placówek bankowych, kolektur gier losowych, darmowego Internetu czy miejsc, gdzie można przewinąć niemowlaka to też symbol obecnych czasów na stacjach paliw. Do tego przestronny parking, na którym można zostawić auto i pozwolić sobie na chwilę relaksu. Dziś na polskich stacjach można płacić nie tylko kartami i złotówkami, ale też innymi walutami, np. euro.

As long as our motorways do not form a coherent system of high-speed roads, the operation of a motorway station will not earn a decent income, and thus the return on investment. Usually fuel prices at MOPs are a bit higher, simply because the costs of the facility operation and maintenance are higher too. For this reason, as long as a driver is forced to leave the motorway to continue the journey, it will still be more economical to refuel at another (cheaper) station instead of at a MOP. Nowadays, corporations must keep pouring money into their MOP businesses, but they hope for future profits. On the other hand, this type of investment is kind of enforced on the companies due to the prestige-related considerations and the need to comply with the fleet and loyalty programmes. Ultimately, we are going to have approx. 250 MOPs along Polish motorways and high-speed roads. Their construction will significantly change the market for fuel stations in Poland, which will result in the liquidation of outlets that operate at the current transportation routes.

A contemporary filling station

A lot has changed since the days when petrol for the first cars was bought in canisters from pharmacies, and since the construction of the first, manually operated fuel pumps. Station owners were faced with a growing number of new challenges resulting from the development of the road systems and vehicle fleets. The market was subject to constant changes which forced the adaptation of refuelling locations to the increasing expectations of hurrying drivers. Currently, they have a whole array of different facility types at their disposal: from self-service stations, where fuel is the only product on offer, through stations in the economy segment, where other necessities may be purchased as well, to the modern, spacious MOPs, providing a range of additional services. A spacious and well-stocked shop selling automotive supplies and a whole range of non-fuel products (alcohol, beverages, tobacco, groceries, newspapers, maps and guides, and even medicines) is not uncommon today. A hungry driver can have a snack at a small catering establishment, or eat a good meal at a 24h restaurant. A hotel and comfortable toilet facilities offer rest and refreshment for travellers. Additional standard options include car washing and cleaning facilities and tyre pressure checkers. Symbols of the new era in the fuel stations' history include the presence of bank branches, gaming outlets and baby changing stations, and the availability of free Internet. On top of that, drivers are offered spacious car parks where they can safely leave their cars and relax. And Polish stations accept not only card and cash payments in PLN but also other currencies, for example, euro.