

NR 4 (258)
kwiecień
2020 r.
miesięcznik
Rok XXIII
ISSN-1505-523X
17 zł w tym 8%VAT



wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

Czasopismo Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego



LABORATORIUM TWORZYW SZTUCZNYCH

ZAKŁAD PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI GAZU

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY



PODSTAWOWA DZIAŁALNOŚĆ LABORATORIUM

- badania dla potrzeb certyfikacji i krajowych ocen technicznych,
- badania na indywidualne zamówienia wg wybranych specyfikacji technicznych,
- badania złączy egzaminacyjnych wg PN-EN 13067 personelu zgrzewającego rury i kształtki z PE.

GRUPY BADANYCH WYROBÓW

- rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do gazu,
- połączenia PE/STAL,
- przyłącza domowe do gazu,
- systemy do renowacji rurociągów,
- rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do wody oraz do ciśnieniowej kanalizacji deszczowej i sanitarnej,
- systemy rur wielowarstwowych (PE-X/Al/PE-X) do instalacji wody ciepłej i zimnej,
- systemy rur z polipropylenu (PP), polietylenu usieciowanego (PE-X), polibutenu (PB), do instalacji wody ciepłej i zimnej.



DZIAŁALNOŚĆ BADAWCZO-ROZWOJOWA

- badania nad możliwością zastosowania nowych materiałów z tworzyw sztucznych do budowy gazociągów;
- badania niekonwencjonalnego zastosowania rur polietylenowych, np. do przesyłania gazu koksowniczego;
- badania systemów z PE pod kątem możliwości ich stosowania do przesyłania mieszaniny gazu ziemnego i wodoru.

NASZE ATUTY

- wysoko wykwalifikowany i doświadczony personel, nowoczesne wyposażenie badawcze,
- potwierdzona jakość oferowanych usług, gwarantowana wdrożonym System Zarządzania Jakością ISO 9001:2015 oraz akredytacją Polskiego Centrum Akredytacji (Certyfikat Akredytacji Laboratorium Badawczego Nr AB 041).

Kontakt

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY
Zakład Przesyłania i Dystrybucji Gazu – Laboratorium Tworzyw Sztucznych
ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Kierownik: mgr inż. Anna Wróblewska
Tel.: 12 617 74 61 | Faks: 12 653 16 65 | e-mail: wroblewska@inig.pl





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Kwietniowy numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych powstawał w trudnym okresie rozwijającej się pandemii koronawirusa, gdy komunikacja między organizacjami i społecznościami została ograniczona do minimum, życie społeczno-kulturalne praktycznie ustało, szkoły i wyższe uczelnie prowadziły zajęcia w formie tzw. „e-learningu”, a handel, usługi i gospodarka zdały sobie nagle sprawę, że COVID-19 nie skończy się po kilku tygodniach.

Co oczywiste, również organizacje i stowarzyszenia branżowe w większości zawiesiły swoją działalność. Nie inaczej jest i w naszym SITPniG – koła i oddziały przerwały nawet swoje kampanie sprawozdawczo-wyborcze.

W tej sytuacji redakcja WNiG stanęła wobec dużego wyzwania: jak zapewnić dopływ materiałów dziennikarskich i naukowo-technicznych dla kolejnych wydań magazynu, gdy spora ich część, związana ze statutową działalnością Stowarzyszenia, nie będzie napływać. I tu odwołaliśmy się do naszych obecnych i byłych współpracowników jak też namówiliśmy nowych do nawiązania współpracy z redakcją. W efekcie, kwietniowy numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych (i miejmy nadzieję, że i kolejne) prezentuje więcej materiałów i opracowań analitycznych, historyczno-popularyzatorskich jak też tech-

nologicznych. Oczywiście, nie brakuje bieżących informacji z kraju i ze świata związanych z branżą naftowo-gazowniczą i rafineryjną.

Bieżący numer otwiera, powstały z inspiracji redakcji, doskonały materiał kolegów z Exalo Drilling S.A. zatytuowany „Wiercenia kierunkowe w Polsce”. To pierwsza część (część druga w kolejnym numerze) analityczno-technicznego przeglądu tej technologii wierceń na świecie i w Polsce. Kolejne dwa artykuły z obszaru „Nauka i technika” wywołają zapewne duże zainteresowanie zarówno wśród inżynierów, techników i przedsiębiorców związanych z budową ciśnieniowych rurociągów z polietylenu jak i projektantów i wykonawców stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Polecam również artykuł naszego stałego współpracownika Michała Kruszewskiego „Stan rozwoju energii geotermalnej w Polsce w latach 2015-2019” przedstawiający najbardziej aktualne dane związane z rozwojem nie tylko badań ale i inwestycji geotermalnych w naszym kraju (w oparciu o publiczny program wspierania poszukiwań geotermalnych).

Zachęcając do lektury bieżącego numeru Wiadomości Naftowych i Gazowniczych wyrażam głęboką nadzieję na kolejne spotkanie za miesiąc.

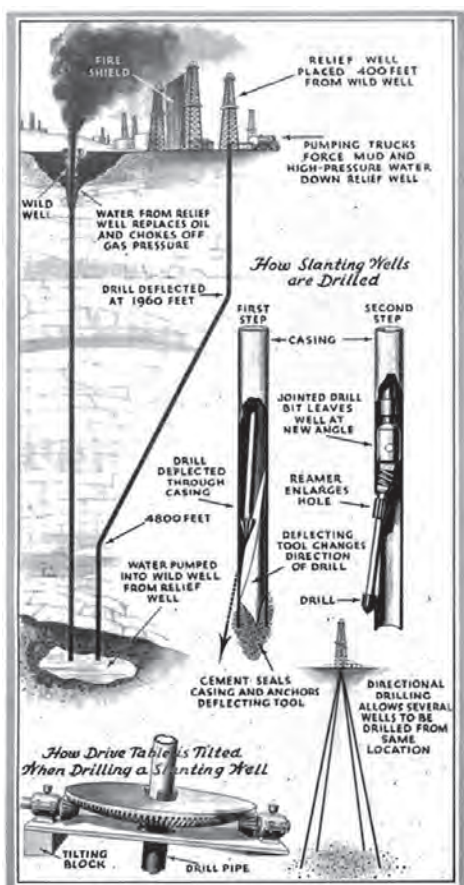
Ryszard Chylarecki



NAUKA I TECHNIKA

- Wiercenia kierunkowe w Polsce – część I

4



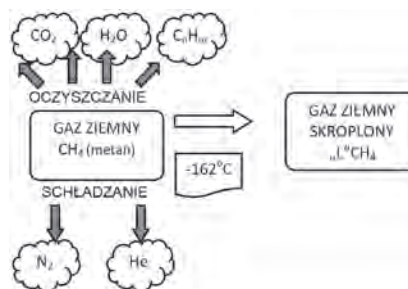
- Aktualne procedury kwalifikacji personelu zgrzewającego rury i kształtki z PE

12



- Zasady BHP i PPOŻ podczas eksploatacji stacji regazyfikacji LNG

16



ENERGIA I GEOTERMALNA

- Stan rozwoju energii geotermalnej w Polsce w latach 2015 – 2019

22



WIEŚCI Z POLSKICH FIRM

- Więcej amerykańskiego gazu w Polsce. PGNiG i Cheniere kontynuują współpracę w zakresie dostaw LNG

24



WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-429 Kraków, ul. I. Łukasiewicza 1/110, tel./fax 12 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, <http://www.sitpnig.pl>

ADRES REDAKCJI
ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel.: 18 352 64 84, 789 275 087
e-mail: redakcja@wnig.pl, <http://www.wnig.pl>

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO
mgr inż. Jolanta Likus
mgr inż. Dominika Bernaś

SKŁAD DTP: Konrad Korona
DRUK: Drukarnia Aplus s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 2000 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel./fax 18 352 64 84

Redakcja zastrzega sobie prawo do dokonywania skrótów i korekty językowej nadesłanych tekstów.

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – Fot. arch. Exalo Drilling S.A.



KRÓTKIE WIĘŚCI Z KRAJU **W** ZE ŚWIATA.

- PGNiG: start wydobywania z złoża Ærfugl w Norwegii 28
- PGNiG przeprowadziło pierwszy załadunek autosternego LNG na Litwie 28

RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

Członkowie:

dr inż. Mirosław Janowski
mgr inż. Andrzej Koźlecki
mgr Magdalena Kudła
dr Rafał Kudrewicz
mgr inż. Mirosław Majchrzak
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
inż. Jan Sęp
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. Erwin Szwałd

RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – mgr inż. Ryszard Chylarecki
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Mariusz Łaciak
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowca
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafineryjne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych
mgr inż. Michał Kruszewski – Geotermia i energia odnawialna

- 25 ■ Pandemia i przemysł naftowy 28
- Morze Północne 29
- Ropa w dolinie Renu 29
- Halliburton współpracuje z Gazprom Nefteią 29
- Przygotowania do budowy gazociągu Siła Syberii 2 29
- Tankowce jako magazyny ropy 30
- Odkrycia ropy i gazu na Trynidadzie 30
- Drugie nowe złoża w Surinamie 30
- Morskie badania sejsmiczne 30
- PKN ORLEN wszedł w decydujący etap rozmów z KE w sprawie przejęcia Grupy LOTOS 31
- PKN ORLEN sfinalizował przejęcie Grupy ENERGA 31
- GAZ-SYSTEM: polski odcinek gazociągu podmorskiego Baltic Pipe wkrótce z kompletem pozwoleń 32

BIULETYN **W** INFORMACYJNY

- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 33
- Jak pracujemy w czasie epidemii 33

WSPOMNIENIA **W** SENIORÓW.

- Rozmowa z Lucjanem Rudzikim 34



Wiercenia kierunkowe w Polsce – część I



Bartłomiej Bialikiewicz



Adam Klósek



Directional drilling in Poland – part I

Abstract

The purpose of this article is to familiarize the reader with issues related to directional drilling. The first part will discuss the basic concepts used when talking about directional drilling, examples of the use of such holes, and the history of the development of tools used in directional drilling. The second part will introduce the history of directional drilling in Poland, from their beginning to the present day, with particular emphasis on interesting and unusual projects.

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest przybliżenie Czytelnikowi zagadnień związanych z wierceniami kierunkowymi. W pierwszej części omówione zostaną podstawowe pojęcia stosowane, gdy mówimy o wierceniach kierunkowych, przykładowe zastosowania takich otworów, a także historia rozwoju narzędzi stosowanych w wierceniach kierunkowych. W części drugiej przybliżona zostanie historia wierceń kierunkowych w Polsce, od ich początku do dnia dzisiejszego, ze szczególnym uwzględnieniem ciekawych i nietypowych projektów.

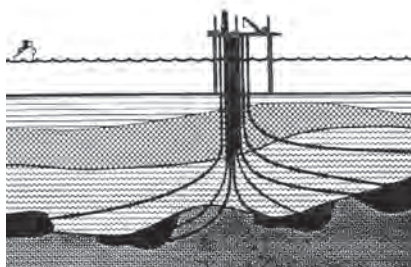
Intensywne poszukiwanie wody oraz ropy naftowej przyczyniło się do rozwoju wiertnictwa w XIX wieku. Pierwszy otwór naftowy (o głębokości 22 m) został wykonany z wykorzystaniem metody udarowej w 1859 roku przez E.L. Drake'a w Pensylwanii. Metodę wierceń obrotowych polegającą na urabianiu skał za pomocą świdra wprawianego w ruch obrotowy opracowano w Wielkiej Brytanii w 1884 roku – R. Beart. Metoda ta, z użyciem przewodu wiertniczego i płuczki wiertniczej (nazwana metodą „rotary”) po raz pierwszy na szeroka skalę została zastosowana w styczniu 1901 roku przez kapitana J.F. Lucasa na polu Spindletop w Teksasie. Ten sposób wiercenia szybko rozpowszechnił się na całym świecie

wypierając stosowaną dotychczas powszechnie, mniej wydajną metodę udarową. W Polsce pierwsze wiercenia udarowe realizowano w Borysławiu już od 1861 roku, natomiast w 1930 roku w Daszawie firma Gazolina rozpoczęła wiercenie pierwszego otworu metodą obrotową.

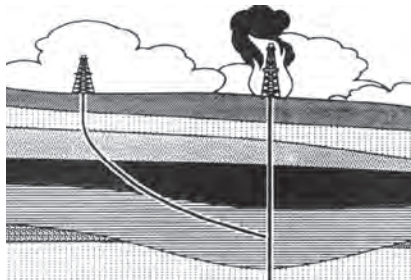
Wierceniem kierunkowym nazywamy taki proces głębinienia otworu wiertniczego, w którym w sposób zamierzony dokonujemy zmiany jego trajektorii z pionowej na nachyloną. Jest nim również utrzymywanie dokładnej pionowości otworu, stosując narzędzia do wiercenia kierunkowego. Przyjmuje się, że pierwsze otwory uznawane jako kierunkowe zostały wykonane w końcu lat dwudziestych XX wieku.

Główne zastosowania otworów kierunkowych:

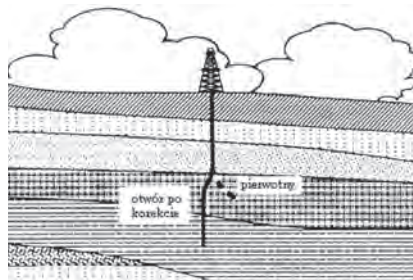
- grupa otworów wierconych z jednego posadowienia platformy wiertniczej, lub padu na powierzchni terenu – w celu ułatwienia i ograniczenia kosztów przyszłej eksploatacji.



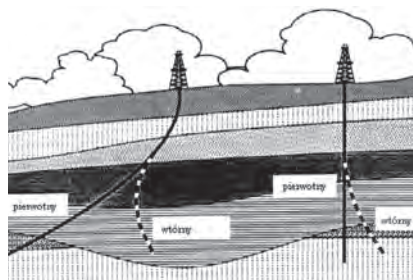
- otwory ratunkowe wierce się dla trafienia w horyzont produktywny jak najbliższy otworu z erupcją otwartą - w celu zlikwidowania erupcji przez zatłoczenie ciężkiej płuczki.



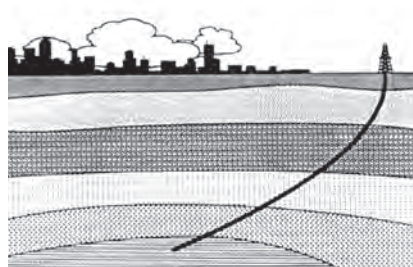
- „prostowanie” otworu pionowego było to najwcześniejsze zastosowanie otworów kierunkowych



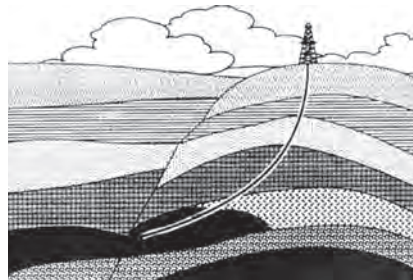
- zbaczanie z otworów istniejących, czyli wykonywanie side-tracków stosuje się celem ominięcia pozostawionego po awarii przewodu wiertniczego lub dla zbadania oddalonej części horyzontu produktywnego udostępnionego otworem „pierwotnym”



- otwory kierunkowe pod przeszkody terenowe wiercone w przypadku, jeśli nie można udostępnić złoża otworem pionowym z powodu istniejących przeszkód terenowych (zabudowania, tereny górzyste, rzeki itp.)



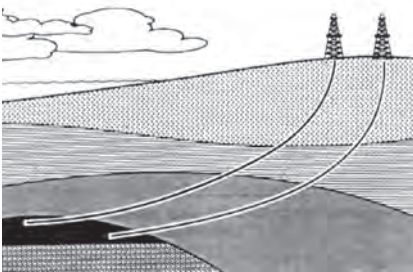
- otwory wiercone w strefach zaburzonych tektonicznie wiercone w celu ominięcia zalegających wyżej warstw o dużym i zmiennym nachyleniu



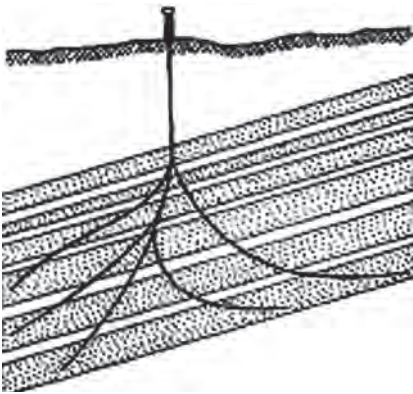
- wiercenie pod wysady solne dla uniknięcia przewiercania warstw soli otworem pionowym



- wiercenia dla udostępnienia złóż zalegających pod dnem mórz i jezior



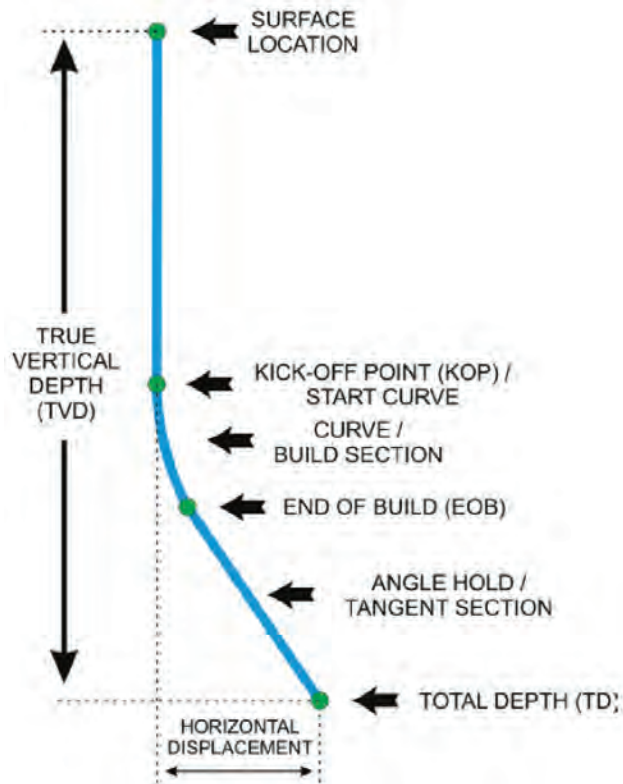
- otwory wielodenne



Otwory kierunkowe dzieli się, ze względu na trajektorie, na otwory typu J, S i otwory 3-d. Podział ten historycznie był uzasadniony, gdy ze względu na dostępność i wysoką cenę pracy serwisu kierunkowego, a także stosowanych narzędzi, wykorzystywano go jedynie w trakcie budowania kąta, a pozostałą część otworu wiercono konwencjonalnymi metodami obrotowymi. Obecnie posiadamy dużo szerszy dostęp do sprzętu kierunkowego, a jego możliwości techniczne znacząco wzrosły. Pozwala to na wykonywanie skomplikowanych otworów w przestrzeni trójwymiarowej. Jedynym ograniczeniem jest wytrzymałość mechaniczna elementów przewodu wiertniczego.

Każdy z otworów kierunkowych, poza pionowym, posiada pewne punkty charakterystyczne:

- odcinek pionowy
- punkt rozpoczęcia krzywienia – KOP – Kick off point



Przykładowa trajektoria otworu kierunkowego typu J z zaznaczonymi punktami charakterystycznymi - <https://www.iadc.org/wp-content/uploads/2015/08/preview-dd.pdf>

- punkt zakończenia krzywienia – EOB – End of build
- odcinek utrzymania kąta – Hold section
- punkt końcowy – cel otworu

Otwory o bardziej skomplikowanych trajektoriach będą posiadały wiele punktów rozpoczęcia krzywienia i wiele odcinków utrzymania kąta. Mogą także posiadać wiele celów, jak często się zdarza w przypadku otworów horyzontalnych. Otwory kierunkowe opisywane są przez dodatkowe dane, nie spotykane zazwyczaj w otworach pionowych:

- głębokość mierzona – MD (Measured Depth) – jest to głębokość danego punktu otworu mierzona po długości przewodu wiertniczego
- głębokość pionowa – TVD (True Vertical Depth) – jest to głębokość danego punktu otworu mierzona w pionie do poziomu odniesienia
- odejście – HD (Horizontal Displacement) – jest to odległość mierzona w płaszczyźnie poziomej pomiędzy danym punktem otworu a rzutem prostopadłym początku otworu na tę płaszczyznę
- krzywizna otworu – jest to kąt zawarty pomiędzy pionem a osią otworu w danym punkcie
- azymut otworu – jest to kąt zawarty pomiędzy wybraną północą, a osią otworu w danym punkcie, mierzony w prawo,

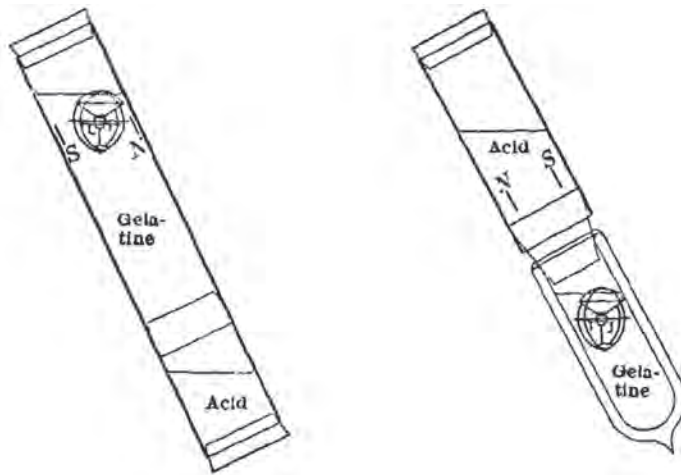
czyli zgodnie z ruchem wskazówek zegara, patrząc od góry

- szybkość budowania kąta – DLS (Dog Leg Severity) – jest to przyrost krzywizny otworu w jednostce odległości

Pierwsze wiercenia kierunkowe datuje się na lata 20-te XX wieku, ale już pod koniec XIX wieku opatentowano metody pomiaru krzywizny otworów wiertniczych. Rozwój systemów pomiarowych zapoczątkowany został serią pozwów w Stanach Zjednoczonych, kiedy to graniczący ze sobą eksploatatorzy ropy naftowej zarzucali sobie wzajemnie przekraczanie granic swoich działek pod powierzchnią terenu. Ponieważ bazowali jedynie na spadku wydajności okolicznych odwiertów, konieczne było opracowanie skutecznych metod pomiaru trajektorii wierconych otworów. Początkowo zaadaptowano technikę butelki z kwasem stosowaną do tej pory w kopalniach diamentów w Afryce południowej. Polegała ona na zapuszczeniu do otworu butelki częściowo wypełnionej kwasem. Opierała się ona na ścianie otworu, a kwas po jakimś czasie pozostawiał ślad na butelce, co pozwalało na obliczenie krzywizny otworu. W latach 20-tych firma Totco opracowała mechaniczny przyrząd do pomiaru krzywizny otworu. Chociaż był on dokładniejszy od butelki z kwasem, wciąż nie pozwalał na pomiar azymutu. Metodę dającą możliwość pomiaru krzywizny i azymutu przedstawił w 1912 roku

George Maas. Polegała ona na wykorzystaniu, oprócz butelki z kwasem, także igły kompasu zanurzonej w płynnej żelatynie. Po zastygnięciu, żelatyna utrzymywała położenie igły kompasu wskazując azymut. Aby odizolować żelatynę od wpływu temperatury w otworze, całość była zamknięta w próżniowym pojemniku.

W 1926 roku firma Sun Oil zatrudniła Sperry Corporation w celu wykonania pomiarów trajektorii otworów wiertniczych. Sperry Corporation została założona w 1910 roku przez Elmera Ambrose'a Sperry. Był on konstruktorem jednego z typów żyroskopów, który wykorzystywał następnie do produkcji żyrostabilizatorów i żyrokompasów. Praca Sperry Corporation dla Sun Oil miała polegać na wykonaniu pomiarów krzywizny i azymutu w otworach przy pomocy urządzeń żyroskopowych. Jednakże przyrządem, który zrewolucjonizował metody pomiaru trajektorii otworu i umożliwił rozwój wiertnictwa kierunkowego był inklinometr magnetyczny – single-shot i multi-shot, opracowany w 1929 roku przez H. Johna Eastmana. Urządzenie to składało się z igły magnetycznej i wahadła wskazującego pion. Mechaniczny zegar uruchamiał prosty aparat fotograficzny, który utrzymywał położenie obu urządzeń pomiarowych na błonie fotograficznej. Była to bardzo skuteczna metoda, umożliwiająca zarówno pomiar post factum, ale także, przy zastosowaniu odpowiedniego gniazda, wiercenie kierunkowe w zadanym kierunku i azymucie. Jako ciekawostkę można przy-



Urządzenia pomiarowe pomysłu Georga Maasa - <https://www.911metallurgist.com/survey-sample-diamond-drill-holes/>

toczyć fakt, że tego typu narzędzia znajdowały się również w posiadaniu Serwisu Kierunkowego powstałego w ramach Poszukiwań Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. Po raz ostatni wykorzystaliśmy inklinometr – single-shot do odwiercenia otworu W-1 dla Kopalni Węgla Kamiennego „Knurów-Szczygłowice” w 2012 roku, gdzie konieczne było ominięcie pięciu podziemnych instalacji. Praca ta zakończyła się sukcesem.

Do odchylenia otworów stosowano początkowo drewniane kliny, które spychały świder i powodowały zbcoczenie otworu. Od lat 30-tych kliny metalowe zaczęły wypierać kliny drewniane. Ta technika stanowiła zaczątek, stosowanej do dzisiaj, technologii zbaczania otworu po

klinie. W jej początkach nie kontrolowano azymutu, a technikę tę stosowano do omijania pozostawionych na spodzie elementów przewodu wiertniczego. Pierwszym wzmiankowanym otworem kierunkowym był otwór odwiercony w Huntington Beach w Kalifornii na początku lat 30-tych XX wieku. Otwór odwiercono z lądu w kierunku podmorskich piasków używając orientowanego klina i dedykowanych świderów.

W 1934 roku, wspomniany już H. John Eastman, mający wtedy już duże doświadczenie w pomiarach w otworach wiertniczych, odwiercił pierwszy skuteczny otwór ratunkowy powstrzymując erupcję otwartą otworu Conroe Madeley No. 1.



Huntington Beach - <https://orangecountytribune.files.wordpress.com/2014/07/huntington-oil.jpg>

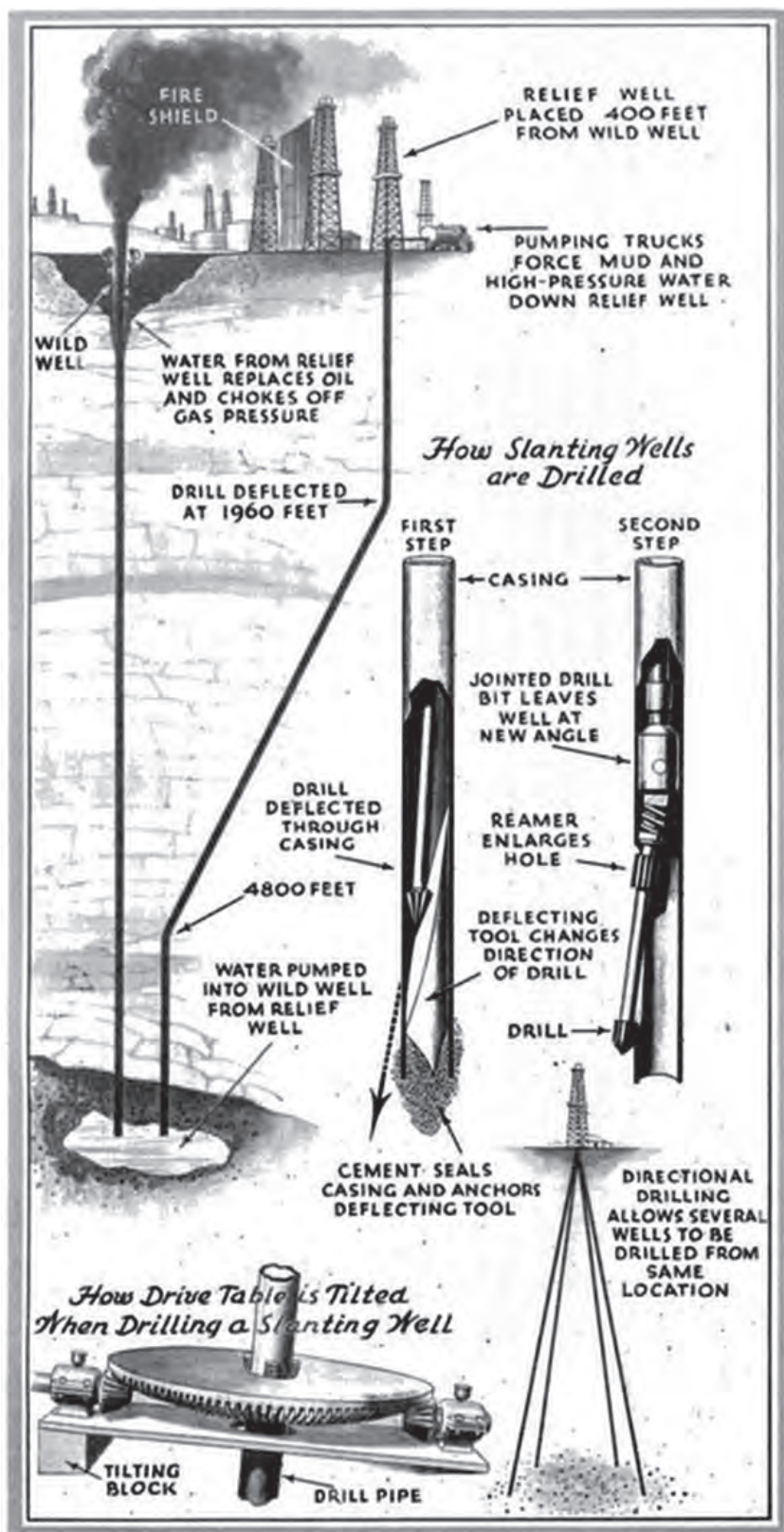


H. John Eastman - <https://aoghs.org/technology/directional-drilling/>

Dalszy rozwój wierceń kierunkowych umożliwiło wprowadzenie i spopularyzowanie głębokiego napędu świdra w postaci turbin z reduktorem lub wielostopniowych silników głębokich o napędzie bezpośrednim, napędzanych płuczką wiertniczą. Początek wiercenia turbinami datuje się na 1922 – 1923 rok, a początki silników głębokich na 1936 – 1940 rok. W 1938 roku powstało również urządzenie pozwalające napędzać świder zapuszczonym silnikiem elektrycznym. To narzędzie wykorzystano po raz pierwszy w 1940 roku na polu naftowym Gala w Azerbejdżanie. W 1944 roku odwiercono pierwszy otwór horyzontalny w Pensylwanii na polu naftowym Franklin Heavy Oil Field na głębokości 500 stóp. Od lat 50-tych zaczęto również wiercić grupy otworów w ramach pojedynczej lokalizacji na powierzchni.

Ponieważ najczęściej stosowane przyrządy do pomiaru azymutu wykorzystywały naturalne pole magnetyczne Ziemi, musiały być one umieszczone w środowisku niemagnetycznym, którego nie zapewniały standardowe elementy przewodu wiertniczego. Dlatego od lat 40-tych zaczęto stosować obciążniki niemagnetyczne. Umieszczano je jak najbliżej świdra, aby maksymalnie przybliżyć punkt pomiarowy do spodu otworu.

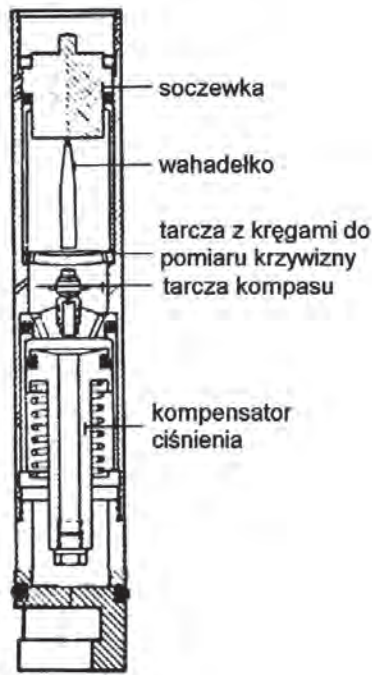
Do połowy lat 60-tych najczęściej stosowano technikę polegającą na zacięciu otworu przy pomocy zorientowanego klina, a następnie głębinieniu otworu zestawem obrotowym z odpowiednio dobranym zestawem stabilizatorów, okresowo dokonując kontroli trajektorii przy pomocy inklinometru wrzutowego typu single-shot.



Technologia wiercenia kierunkowego - Popular Science Maj 1934 - <https://books.google.pl/>

Od połowy lat 60-tych znacząco wzrosło zastosowanie silnika głębokiego w wierceniach kierunkowych. Silnik głęboki działa na odwróconej zasadzie pompy, przedstawionej w 1930 przez pioniera awiacji René Moineau. Układ napędowy stanowi spiralny stalowy rotor umieszczony wewnątrz elastomerowego, wykonanego

również w formie spirali (z tym że z jednym występem więcej) statora. Obrót rotora wymuszany jest przez płuczkę przepływającą pomiędzy obydwojema elementami. Prędkość obrotowa silnika zależy od konfiguracji rotor – stator oraz od pojemności, powstających podczas obrotu, przestrzeni pomiędzy rotorem a statorom. Mo-

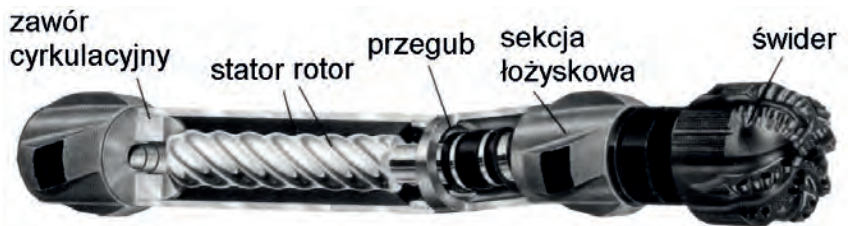


Przekrój inklinometru typu single-shot, oraz przykładowy wynik pomiaru – materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej

ment obrotowy zależy przede wszystkim od długości silnika węgelnego, mierzonej najczęściej ilością obrotów spirali na całej długości sekcji napędowej, oraz znów od pojemności przestrzeni powstających podczas obrotu.

Silniki węgelné tamtego czasu nie dawały możliwości skrzywienia ich, tak jak dzieje się to obecnie. W zamian za to stosowano krzywy łącznik o stałym kącie umieszczony bezpośrednio nad nim. Powyżej krzywego łącznika umieszczano obciążniki niemagnetyczne z gniazdem dla inklinometru single-shot.

W roku 1969 po raz pierwszy użyto systemu kablowego Steering Tool. Zastąpił on



Przekrój silnika węgelnego – materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej

inklinometr typu single-shot. Dolny zestaw przewodu wiertniczego pozostał bez zmian, czyli za silnikiem węgelnym i krzywym łącznikiem umieszczano obciążniki niemagnetyczne,

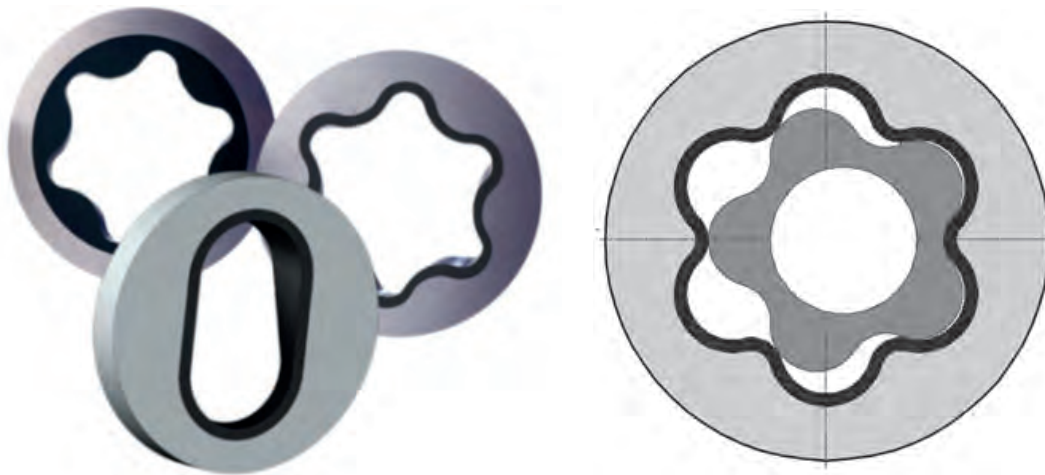
a w nich gniazdo posadowe dla jednostki pomiarowej systemu Steering Tool. Dodatkowo w zestawie przewodu wiertniczego umieszczony był łącznik umożliwiający wyprowadzenie



Jednostka napowierzchniowa systemu DOT33 - materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej



Wyświetlacz szzybowy systemu DOT 33 - materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej



Porównania przekroju konwencjonalnego statora i statora even rubber wall thickness - Baker Hughes INTEQ Navi-Drill™ motor Handbook 11th Edition

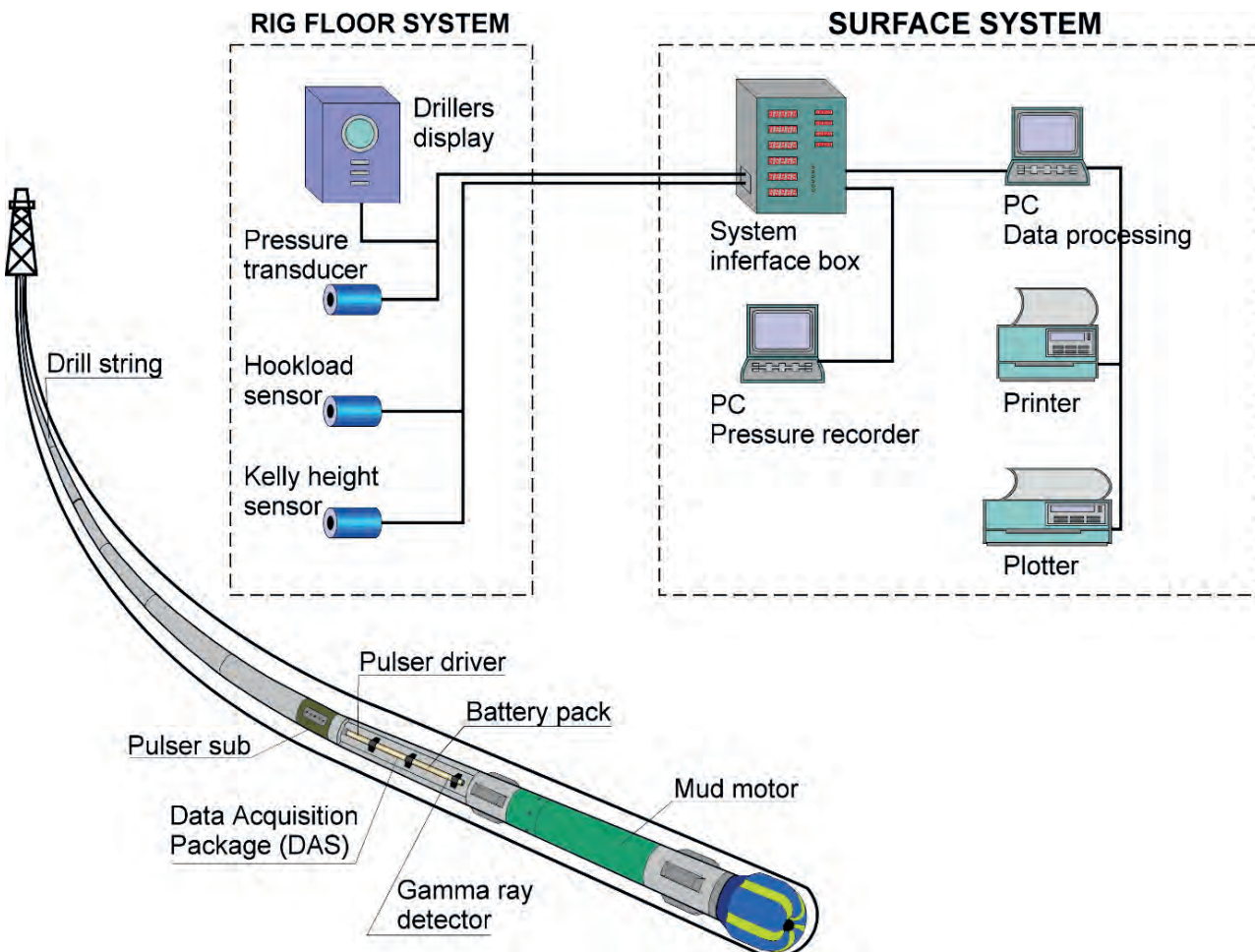
kabla z wnętrza przewodu wiertniczego do przestrzeni pierścieniowej. W skład jednostki pomiarowej wchodziły 3 elektroniczne magnetometry i 3 akcelerometry. System był zasilany kablem, którym też przesyłano na powierzchnię sygnał zwrotny. Sygnał cyfrowy był dekodowany i nieomal w czasie rzeczywistym prezentowany na wyświetlaczu. Systemy tego typu mierzyły:

kąt krzywizny otworu, azymut otworu, azymut „czoła narzędzia” zestawu do krzywienia, temperaturę na spodzie otworu, kąt wypadkowej siły pola magnetycznego oraz siłę pola magnetycznego.

Przewodowa zasada działania systemu Steering Tool ograniczała jego zastosowanie jedynie do momentów, w których wierciło się bez

obracania przewodem wiertniczym. Dodatkowo silnikiem wglębnym z przykręconym krzywym łącznikiem również nie było można wiercić obrotowo. Każda korekta trajektorii otworu wymagała więc zmiany zestawu przewodu.

Pod koniec lat 70-tych konstrukcję silnika wglębnego uzupełniono o nastawny łącznik. Pozwalał on na skrzywienie dolnej części silnika



Schemat systemu MWD – materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej

wgłębno bezpośrednio na urządzeniu wiertniczym. Niemniej ciągle zachodziła konieczność wyciągania i zapuszczania urządzenia pomiarowego, było już jednak możliwe wiercenie obrotowe z silnikiem wgłębny. Konstrukcja silnika wgłębny jest wciąż rozwijana. Łożyska wykonuje się z płytek PDC, zmieniają się materiały z których wykonany jest stator. Kiedyś był to zwykła guma, obecnie dostępne są materiały o różnej twardości, odporne na wysokie temperatury, czy też pracę w płuczkach olejowych. Zmieniła się też sama konstrukcja statora. Zamiast rury, o stałej grubości ścianki, wypełnionej odpowiednio wyprofilowanym elastomerem, wprowadzono statory o równej grubości gumy (ang. even rubber wall thickness). W tej konstrukcji spirale wykonane są bezpośrednio w metalu statora i pokryte jedynie cienką warstwą elastomeru o stałej grubości. Te wszystkie zmiany powodują bardzo duży wzrost momentu obrotowego generowanego przez silnik, oraz wydłużają jego żywotność.

Ostatnią innowacją w konstrukcji silnika wgłębny jest silnik NOV serii 50 SelectShift. Budowa tego silnika umożliwia zmianę jego nastawy, czyli kąta o jaki jest skrzywiony, w otworze bez konieczności wyciągania go na powierzchnię. Zmiana może być wykonywana pomiędzy dwoma, wybranymi wcześniej, nastawami.

We wczesnych latach 80-tych systemy MWD zaczęły wypierać urządzenia Steering Tool. MWD – czyli Measurement While Drilling – pomiary w trakcie wiercenia, jak sama nazwa wskazuje pozwala prowadzić wiercenie zarówno orientowane, jak i obrotowe bez konieczności zmiany zestawu przewodu wiertniczego.

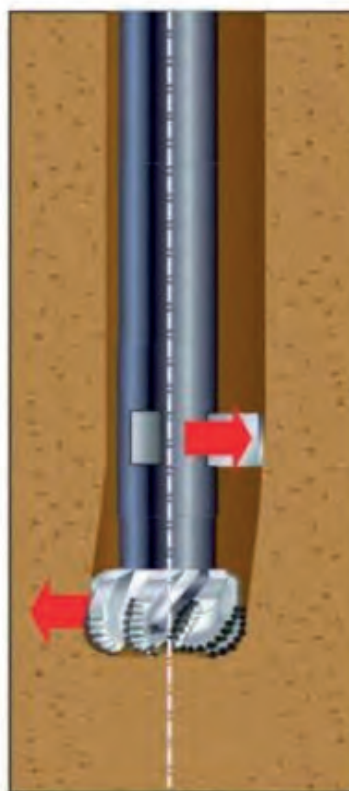
Jednostka pomiarowa systemu MWD składa się z takich samych elementów jak jednostka systemu Steering Tool. Główna różnica polega na tym, że do przesyłania sygnału na powierzchnię wykorzystywana jest zmiana ciśnienia tłoczenia płuczki powodowana przez jeden z elementów sondy – puls. Początkowo zmiany te polegały na okresowym upuszczaniu płuczki z przewodu do przestrzeni pierścieniowej. Takie systemy są nazywano systemami negatywnymi. Dalszy rozwój systemów MWD doprowadził do powstania systemów pozytywnych, w których generowany jest puls, będący wzrostem ciśnienia tłoczenia. Kolejny etapem rozwoju systemu komunikacji jest system transmisji oparty na fali ciągłej. Każda kolejna generacja sprawiała, że rosła maksymalna głębokość stosowania systemu, rosła szybkość transmisji, oraz stawała się ona coraz bardziej odporna na zakłócenia. Ponieważ system MWD nie jest już zasilany kablem z powierzchni, konieczne było wyposażenie go w zestaw baterii zapewniający mu wystarczający czas pracy, lub w generator zasilany energią przepływającej płuczki.



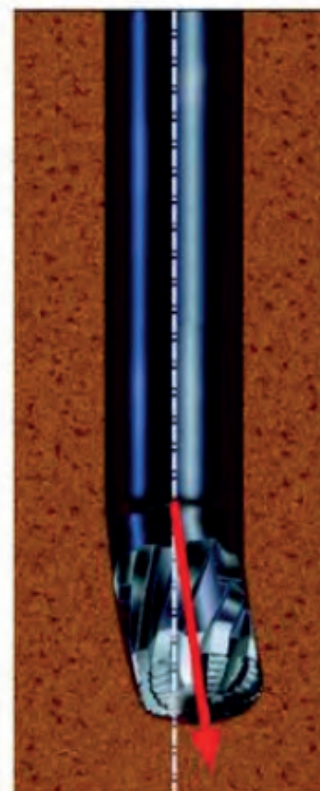
Stabilizator o zmiennej średnicy NOV Hydrastab - <https://www.indiamart.com/proddetail/hydrastab-variable-gauge-stabilizer-10121360048.html>

Wykorzystanie płuczki wiertniczej, jako medium przenoszącego sygnał, jest bardzo dobrym rozwiązaniem, lecz ma pewne ograniczenia. Najczęściej szybkość transmisji nie jest zbyt wysoka, co utrudnia przesyłanie dużych ilości danych w krótkim czasie. Systemy te przestają także działać, kiedy ustaje wypływ z otworu, czyli np. podczas katastrofalnych zaników płuczki. Aby temu zaradzić skonstruowano systemy, gdzie klasyczny puls zastąpiono nadajnikiem fal elektromagnetycznych. Takie rozwiązanie pozwala na dużo szybszą, często dwukierunkową,

transmisję danych. Możliwe jest na przykład wykonywanie pomiarów w czasie nieproduktywnym, czyli np. podczas dodawania kolejnych kawałków przewodu wiertniczego. Systemy takie mogą również pracować w płuczce zawierającej duże ilości blokatorów, które doprowadziłyby do zatkania konwencjonalnego pulsera. Do wad tych systemów zaliczyć można ograniczoną głębokość stosowania, wrażliwość na tłumiące własności niektórych skał, bądź dodatków do płuczek wiertniczych, czy wrażliwość na zakłócenia.

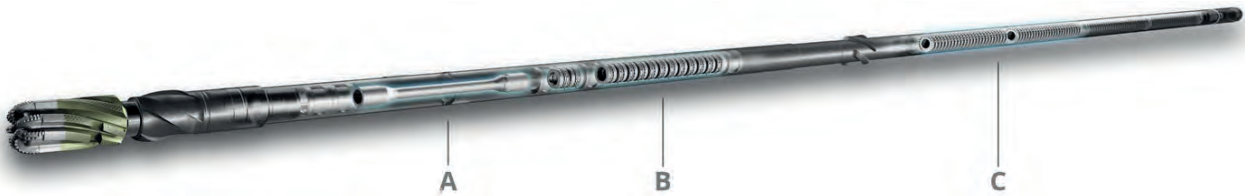


Push the bit



Point the bit

Porównanie zasady działania systemów RSS - Chapter 4: Directional & Horizontal Drilling Published by Alaina Cannon



Turbina firmy Neyrfor. A – Tytanowy wał giętki, B – Sekcja łożyskowa, C – Sekcja napędowa – rotory i statory - <https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling/neyrfor-turbo-drilling-systems>

Stopniowo systemy MWD zaczęto wyposażać w dodatkowe czujniki. Pierwszym była sonda naturalnego promieniowania gamma. Takie narzędzie pozwalało już nie tylko kontrolować trajektorię otworu, ale także dostarczać podstawowych danych geologicznych. Stopniowo systemy wzbogacano o kolejne sensory, aż konieczne stało się wydzielenie osobnej grupy, czyli LWD (ang. Logging While Drilling). Te systemy pozwalają na wykonywanie rozbudowanych pomiarów geofizycznych już w trakcie wiercenia, dając kluczowe informacje na temat przewierczanych skał. Część z zebranych danych przesyłana jest od razu na powierzchnię, jednak większość zapisywana jest w pamięci narzędzia w celu późniejszej, dokładnej analizy. Takie systemy umożliwiają korygowanie trajektorii otworu w odpowiedzi na dane geologiczne otrzymywane w czasie rzeczywistym, co z kolei skutkuje optymalnym nawierceniem strefy złożowej.

W pewnej mierze niezależnie od systemów MWD, rozwijane były systemy żyroskopowe. Nie są one zależne od ziemskiego pola magnetycznego, mogą więc być wykorzystywane w warunkach, gdy jest ono zakłócone. Zakłócenia te mogą być pochodzenia naturalnego, jak i sztucznego. Naturalne zakłócenia powoduje np. obecność skał żelazistych. Sztucznymi zakłóceniami są najczęściej rury okładzinowe sąsiednich otworów, jak ma to miejsce na platformach wiertniczych przy wierceniu z padu, lub też otworu w którym musimy posadzić zorientowany klin aby wyciąć w nich okno. Systemy żyroskopowe najczęściej stosowane były podobnie do systemu Steering Tool, czyli były systemami kablowymi ze wszystkimi ich zaletami, ale i wadami. Są już jednakże w użyciu systemy bezkablone działające jak MWD. Można także spotkać systemy hybrydowe, gdzie w jednym systemie pomiarowym zastosowany jest jednocześnie zestaw magnetometrów i akcelerometrów oraz jednostka żyroskopowa. Systemy te pozwalają na korzystanie z jednego bądź drugiego źródła danych, zależnie od potrzeb.

Największą wadą wiercenia kierunkowego z zastosowaniem silnika węgelnego jest konieczność orientowania. Jest to proces zmiany kierunku otworu przez wiercenie przy nieobracałym się przewodzie wiertniczym. Wymaga to pokonania znacznie większych oporów niż wiercenie z obracającym się przewodem. Prowadzi to do

stopniowego, wraz ze zwiększaniem się głębokości, wzrostu trudności z przekazaniem nacisku na świder, aż do całkowitej niemożności wiercenia bez obrotów, a tym samym zmiany trajektorii otworu. Próbowano temu zaradzić wprowadzając, pod koniec lat 80-tych, stabilizatory o zmiennej średnicy. Takie urządzenia pozwalały na zmianę średnicy stabilizatora, w dwóch lub trzech krokach, w otworze, bez konieczności wyciągania i wymiany na powierzchni. Zmiana ta wywoływana była odpowiednią sekwencją zmian wydatku płuczki.

Zastosowanie tego rozwiązania pozwalało na zmianę zachowania zestawu węgelnego. Jeśli w takim zestawie był silnik węgelnny, odpowiednie sterowanie średnicą stabilizatora umożliwiało znaczne ograniczenie orientowania. W idealnej sytuacji konieczne byłoby tylko korygowanie azymutu przy pomocy silnika węgelnego. Korygowanie krzywizny można było wykonywać zmieniając średnicę stabilizatora, wierząc obrotowo.

Urządzenie to nie dawało jednak tak dobrych efektów, jak wprowadzone pod koniec lat 90-tych systemy RSS (ang. Rotary Steerable System), czyli systemy pozwalające na wiercenie kierunkowe w trakcie obracania przewodu wiertniczego. Te narzędzia dzielą się na dwie podstawowe rodziny: push the bit, oraz point the bit.

System tego typu jest jednak tylko elementem sterującym. Najczęściej musi on zostać połączony z sondą MWD. Nie zapewnia on także źródła napędu świda. Napęd ten przenoszony jest przez przewód wiertniczy z urządzenia wiertniczego. Aby dodatkowo napędzić świder, a jednocześnie zmniejszyć ryzyko wystąpienia uszkodzeń i awarii w trakcie obracania z wysokimi prędkościami przewodu wiertniczego leżącego na spodzie otworu horyzontального, niektóre z tych systemów można wyposażać w sekcję napędową, podobną jak w silniku węgelnym. Systemy te są wciąż rozwijane i doskonalone. Mogą już często pracować autonomicznie, automatycznie utrzymując zadaną trajektorię. Ze względu na swoje możliwości często łączone są z sondami LWD dając duże możliwości geostereowania.

Odrębną, wciąż doskonaloną, grupę narzędzi stanowią turbiny. Obecne konstrukcje pozbawione są już reduktora, posiadają tylko napęd bezpośredni. Można je wyposażać

w łącznik nastawny i wykorzystywać podobnie jak silniki węgelnne. Charakteryzują się one dużo wyższymi prędkościami obrotowymi niż silniki węgelnne, co czyni je doskonałym napędem dla świdrow impregnowanych. Turbiny były szeroko wykorzystywane w dawnym Związku Radzieckim. Silniki węgelnne nigdy nie były tam szerzej stosowane.

Część II powyższego artykułu poświęcona będzie historii wierceń kierunkowych w Polsce, od ich początku do dnia dzisiejszego, ze szczególnym uwzględnieniem ciekawych i nietypowych projektów.

Materiały źródłowe:

- <https://link.springer.com/article/10.1007/s40948-016-0038-y>
- <https://www.sutori.com/story/history-of-directional-drilling--TqTNYQT6FSbdbMmaaxhwRs3W>
- <https://www.linkedin.com/pulse/innovation-history-h-john-eastman-father-drilling-karl-griesser>
- <https://en.wikipedia.org/>
- <https://petrowiki.org/PetroWiki>
- *IADC Drilling Manual - Evolution of directional drilling since 1900*
- <https://www.911metallurgist.com/survey-sample-diamond-drill-holes/>
- <https://orangecountytribune.com/2014/07/11/oil-and-encyclopedias/>
- <https://www.nov.com/>
- *Baker Hughes INTEQ Navi-Drill™ motor Handbook 11th Edition*
- <https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling/neyrfor-turbo-drilling-systems>
- *Materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej*

Bartłomiej Bialikiewicz
Główny Specjalista w Dziale Robót
Wiertniczych
Exalo Drilling S.A.

Adam Kłósek
Konsultant
Exalo Drilling S.A.

Aktualne procedury kwalifikacji personelu zgrzewającego rury i kształtki z PE



Piotr Szewczyk



Current qualification procedures for personnel handling the welding of PE pipes and fittings

Abstract

The design of pressure pipelines made of polyethylene assumes their minimum service life of 50 years. The main parameter taken under consideration involves the long-term durability of polyethylene pipes for a given temperature, which is typically up to 20°C. The currently available high quality polyethylene materials allow the manufacturing of products enabling not just the fulfilment of this basic condition, but also the use of, e.g. alternative techniques for the construction of pipelines.

Their trouble-free operation during the assumed time period is guaranteed not only by the use of products made of high quality materials. It is equally important to fulfil basic requirements related to the construction of these pipelines, including, e.g. the transport and storage of products, proper handling of products at the construction site and the laying of pipes in trenches, according to the technology which is permitted for them. However, the achievement of necessary toughness and durability of a pipeline will depend mainly on the proper preparation of welded joints. In order to obtain the required quality of welded joints, it is necessary to use products with confirmed properties while utilising proper quality devices in welding, and to have the welds prepared according to recognised welding procedures by personnel having proper knowledge and skills.

In Poland, the confirmation of qualifications of personnel preparing welded joints of products made of thermoplastic, such as polyethylene, is regulated by provisions presented in the resolution of the Minister of Economy dated 27 April 2000 on occupational health and safety during welding operations (Journal of Laws 2000, no. 40, item 470).

The paper presents the current requirements for personnel preparing welded joints of polyethylene pipelines, along with the types of associated training implemented by the Oil and Gas Institute – National Research Institute.

Streszczenie

Ciśnieniowe rurociągi z polietylenu projektowane są przy założeniu ich minimalnego czasu eksploatacji wynoszącego 50 lat. Głównym parametrem brany pod uwagę jest długoczasowa wytrzymałość rur polietylenowych dla danej temperatury, która standardowo wynosi do 20°C. Dostępne obecnie wysokiej jakości surowce polietylenowe pozwalają na produkowanie wyrobów umożliwiających nie tylko spełnienie tego podstawowego warunku, ale również na stosowanie np. alternatywnych technik budowy rurociągów.

Gwarancją bezawaryjnej ich pracy w zakładanym okresie jest nie tylko stosowanie wyrobów z materiałów o wysokiej jakości. Niemniej ważne jest spełnienie podstawowych wymagań związanych z budową tych rurociągów, obejmujących np. transport i składowanie wyrobów, prawidłowe postępowanie z wyrobami na placu budowy oraz układanie rur w wykopach, zgodnie z dopuszczalną dla nich technologią. Uzyskanie niezbędnej wytrzymałości i trwałości rurociągu zależeć będzie jednak w głównej mierze od prawidłowego wykonania połączeń zgrzewanych. Aby uzyskać wymaganej jakości połączenia zgrzewane, niezbędne jest stosowanie wyrobów o potwierdzonych właściwościach przy wykorzystaniu odpowiedniej jakości urządzeń do zgrzewania oraz wykonanie zgrzewów, zgodnie z uznanymi procedurami zgrzewania, przez personel posiadający odpowiednią wiedzę i umiejętności.

Potwierdzenie kwalifikacji personelu wykonującego połączenia zgrzewane wyrobów z tworzyw termoplastycznych, jakim jest polietylen, regulują w Polsce przepisy zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2000 r. w sprawie bezpieczeństwa

i higieny pracy przy pracach spawalniczych (Dz. U. 2000 nr 40 poz. 470).

W artykule przedstawiono aktualne wymagania dla personelu wykonującego połączenia zgrzewane rurociągów z polietylenu oraz przedstawiono rodzaje szkoleń w tym zakresie, realizowane przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy.

Wprowadzenie

Łatwość instalacji, niski koszt eksploatacji i brak korozji to podstawowe powody sukcesu systemów z polietylenu [1]. Główne zalety rur PE to:

- elastyczność,
- trwałość,
- odporność na korozję,
- niski ciężar,
- możliwość łączenia przez zgrzewanie.

Początkowo rury były produkowane z polietylenu typu 50. W latach 80. ub. wieku dostępny był polietylen klasy PE 80, a w kolejnych latach polietylen PE 100 [2]. Był to materiał o większej wytrzymałości w stosunku do materiałów wcześniej stosowanych i umożliwiał przesyłanie gazu pod wyższym ciśnieniem, tj. do 1 MPa. Materiał PE 100 to nie tylko większa wytrzymałość na ciśnienie wewnętrzne, ale to również materiał, który posiadał wyższą odporność na szybką propagację pęknięć [3]. Inną ważną cechą tego materiału była zwiększona odporność, tym razem na powolną propagację pęknięć, tj. na zjawisko, które może wystąpić w miejscu uszkodzenia rury, np. przez jej zarysowanie [2]. Bardzo popularnym obecnie materiałem jest polietylen PE 100 RC. Rury wykonane



Fot. 1. Frezarka CNC do przygotowywania próbek do badania wytrzymałości na rozciąganie



Fot. 2. Maszyna wytrzymałościowa

z tego materiału wykorzystuje się do budowy rurociągów ciśnieniowych przy zastosowaniu alternatywnych technik układania, tj. np. bez stosowania podsypki i obsypki piaskowej [4]. Rury polietylenowe stosowane są w różnych obszarach zastosowań, jak np. do przesyłania gazu ziemnego i wody oraz do kanalizacji deszczowej i sanitarnej.

Rurociągi z PE projektowane są na okres minimum 50 lat. Gwarancją bezawaryjnej ich pracy w tak długim okresie jest nie tylko stosowanie wyrobów z materiałów o wysokiej jakości, ale również spełnienie podstawowych wymagań w zakresie budowy, których jednym z elementów jest prawidłowe wykonanie połączeń. Powszechnie stosowaną technologią przy budowie rurociągów jest zgrzewanie doczołowe [5] oraz elektrooporowe. Uzyskanie połączenia zgrzewanego o wymaganej wytrzymałości zależy od wielu czynników [6], jak np.:

- jakości zgrzewanych elementów (rur, kształtek),
- jakości urządzeń do zgrzewania,
- warunków prowadzenia procesu zgrzewania,
- warunków atmosferycznych,
- kwalifikacji personelu zgrzewającego.

Spełnienie pierwszych dwóch warunków jest możliwe po zastosowaniu dostępnych na rynku wyrobów i urządzeń o potwierdzonych wymaganych właściwościach. Wykonanie połączeń zgrzewanych, zgodnie z odpowiednimi procedurami zgrzewania oraz przy sprzyjających

warunkach atmosferycznych, wiąże się już z koniecznością zaangażowania wykwalifikowanego personelu zgrzewającego oraz nadzorującego. Przykładowo, wykonywanie połączeń zgrzewanych przy bardzo dużej wilgotności powietrza może powodować zamknięcie cząsteczek pary wodnej w strefie zgrzewu, powodując powstanie pęcherzy osłabiających jego wytrzymałość [7]. Dlatego też personel odpowiedzialny za wykonywanie połączeń zgrzewanych, oprócz niezbędnych umiejętności, powinien też posiadać niezbędną wiedzę na temat możliwości i ograniczeń w danej technologii zgrzewania.

Kwalifikacje personelu zgrzewającego

Wymagania dla personelu wykonującego połączenia zgrzewane rur z polietylenu, który należy do grupy tworzyw termoplastycznych, reguluje Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2000 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach spawalniczych (Dz. U. 2000 nr 40 poz. 470) [8]. Zgodnie z § 1, rozporządzenie określa wymagania bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach spawalniczych obejmujących spawanie, napawanie, lutowanie, zgrzewanie i cięcie termiczne metali i tworzyw termoplastycznych. W zakresie wymaganych kwalifikacji spawalniczych w Rozdziale 4 § 28 określono, że osoby wykonujące zgrzewanie powinny wykazać się co najmniej zaświadczeniem o ukończeniu szkolenia w zakresie określonym w odrębnych przepisach

i Polskich Normach. Zgodnie natomiast z § 3, p. 11 poprzez kwalifikacje spawalnicze należy rozumieć ukończenie odpowiedniego przeszkolenia teoretycznego i praktycznego w zakresie spawalnictwa, potwierdzone egzaminem oraz dokumentem upoważniającym do wykonywania prac spawalniczych. Na dzień dzisiejszy dostępna jest Polska Norma PN-EN 13067:2013-05 [9], która może być wykorzystywana do kwalifikacji personelu zgrzewającego. Zgodnie z zapisami tej normy nie obejmuje ona obszaru gazownictwa oraz sieci wodociągowych, a kwalifikacja personelu zgrzewającego może być prowadzona wg odrębnych programów.

Uwzględniając zapisy rozporządzenia [8] oraz normy [9] Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG – PIB) prowadzi kwalifikację personelu zgrzewającego rury i kształtki z polietylenu w obszarze gazownictwa, wodociągów i kanalizacji oraz innych dowolnych zastosowań. INiG – PIB posiada opracowany autorski program kwalifikacji, wg którego personel zgrzewający może odbywać szkolenie i kwalifikację. Szkolenia teoretyczne i praktyczne z egzaminami kończą się wydaniem „Zaświadczenia o ukończeniu szkolenia”. Zaświadczenie potwierdza przygotowanie teoretyczne i praktyczne w zakresie wykonywania połączeń rurociągów z polietylenu metodą zgrzewania doczołowego i elektrooporowego.

W zaświadczeniach, które są ważne 2 lata, nie ogranicza się zakresu średnic zgrzewanych wyrobów. W obszarze gazownictwa od stycz-

nia 2018 r. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (PSG sp. z o.o.) wymaga potwierdzenia kwalifikacji monterów zgrzewających gazociągi z PE, wg PN-EN 13067. PSG sp. z o.o. wymaga również nadzoru nad montażem rurociągów z PE przez personel posiadający odpowiednie uprawnienia. Jest to dobra praktyka, która nie jest uregulowana prawnie i nie jest również objęta normą PN-EN 13067, jednak jest dodatkowym elementem, pozwalającym ograniczyć negatywne czynniki w procesie zgrzewania, wpływające na trwałość wykonywanych połączeń. Również w tym zakresie INiG – PIB od wielu już lat prowadzi szkolenia wg autorskiego programu.

Kwalifikacja personelu wg PN-EN 13067

Norma PN-EN 13067:2013-05 [9] określa zasady kwalifikacji personelu zgrzewającego i spawającego, obejmujące metody sprawdzania wiedzy i umiejętności. Swoim zakresem obejmuje następujące procesy łączenia tworzyw termoplastycznych:

- spawanie gorącym gazem: dyszą okrągłą, dyszą do szybkiego spawania, klinem;
- spawanie ekstruzyjne;
- zgrzewanie gorącym narzędziem: zgrzewanie doczołowe, siodłowe, mufowe, klinem;
- zgrzewanie elektrooporowe: zgrzewanie mufowe, siodłowe;
- klejenie: mufowe.

Norma obejmuje kwalifikację personelu wykonującego połączenia spawane i zgrzewane różnych tworzyw sztucznych, poprzez określenie grup materiałowych oraz rodzaju łączonych wyrobów, których zestawienie przedstawiono w tablicy 1.

Dla każdej grupy materiałowej zidentyfikowane są podgrupy, które określają rodzaj procesu łączenia oraz zakres kwalifikacji uzależniony od wymiarów łączonych wyrobów. W tablicy 2 przedstawiono taki podział dla rur i kształtek wykonanych z polietylenu.

Zgodnie z PN-EN 13067:2013-05 [9] kwalifikację personelu może realizować jednostka certyfikująca personel (CIA – Certificate Issuing Authority) zgodnie z PN-EN ISO/IEC 17024:2012 [10]. W Polsce organem akredytującym jednostki certyfikujące personel jest Polskie Centrum Akredytacji, a jednostkami certyfikującymi personel posiadającymi w swoim zakresie akredytacji normę PN-EN 13067:2013-05 [9] są Urząd Dozoru Technicznego Jednostka Certyfikująca Osoby UDT-CERT oraz TÜV RHEINLAND Polska Sp. z o.o. Jednostka Certyfikująca Osoby. Jednym z warunków dopuszczenia zgrzewacza do



Fot. 3. Próba po badaniu wytrzymałości na rozciąganie zgrzewu doczołowego rur PE

egzaminu kwalifikacyjnego może być odbycie szkolenia w ośrodku szkoleniowym zatwierdzonym przez CIA. Sprawdzenie umiejętności i wiedzy odbywa się natomiast w ośrodku egzaminacyjnym, posiadającym niezbędne wyposażenie do przeprowadzenia badań zgodnie z PN-EN ISO/IEC 17025:2018-02 [11] i składa się z części teoretycznej oraz praktycznej. Na pozytywny wynik egzaminu praktycznego składa się wykonanie złącza lub złączy egzaminacyjnych zgodnie z instrukcją technologiczną zgrzewania (WPS) oraz uzyskanie pozytywnych wyników badań nieniszczących i niszczących.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy praktycznie od początków stosowania rur PE do budowy rurociągów uczestniczy w kwalifikowaniu personelu zgrzewającego. Od roku 2016 jest również Ośrodkiem Szkole-

niowym i Egzaminacyjnym uznanym przez UDT-CERT oraz posiada laboratorium uznane przez UDT w zakresie metod badawczych wymaganych do badań złączy egzaminacyjnych dla grupy materiałowej 3 PE i w podgrupach 3.4 do 3.8. Posiadane uznania pozwalają więc prowadzić szkolenia, organizować egzaminy oraz wykonywać badania złączy egzaminacyjnych w pełnym zakresie stosowanych technologii zgrzewania oraz średnic zgrzewanych wyrobów.

Podsumowanie

Dzięki swym zaletom rurociągi z polietylenu stosowane są do przesyłania różnych mediów i mogą być eksploatowane co najmniej przez 50 lat. Możliwość bezawaryjnej pracy w dużym stopniu będzie zależała od warunków budowy. Jednym z decydujących czynników wpływają-

Tablica 1. Grupy materiałowe wg PN-EN 13067:2013-05 w zestawieniu z łączonymi wyrobami

Grupa materiałowa	Nazwa tworzywa	Rodzaj wyrobu
1 PVC	Polichlorek winylu	Płyty, rury i kształtki
2 PP	Polipropylen	
3 PE	Polietylen	
4 PVDF	Polifluorek winylidenu	
5 ECTFE lub FEP lub PFA	Kopolimer etylen-chlorotrifluoroetylen	
6 PVC-P	Polichlorek winylu (z większą zawartością plastyfikatorów)	Membrany wykładzinowe
7 PE	Polietylen	
8 ECB	Etylen kopolimer-bitum	
9 PP	Polipropylen	

Tablica 2. Zakresy kwalifikacji personelu zgrzewającego rury i kształtki z PE metodą doczołową i elektrooporową

Grupa materiałowa	Podgrupa	Proces zgrzewania	Zakres kwalifikacji
3 PE	3.4	Zgrzewanie gorącym narzędziem (zgrzewanie doczołowe)	$d_n \leq 315$
	3.5		$d_n > 315$
	3.6	Zgrzewanie elektrooporowe (mufowe)	$d_n \leq 315$
	3.7		$d_n > 315$
	3.8	Zgrzewanie elektrooporowe (siodłowe)	wszystkie d_n

cych na trwałość rurociągów jest wykonanie połączeń zgrzewanych zgodnie z obowiązującymi procedurami przez wykwalifikowany personel. Wymagania dla personelu wykonującego połączenia zgrzewane rur z polietylenu uregulowane są w Polsce przepisami prawnymi. Uwzględniając te wymagania oraz wymagania największego w Polsce operatora gazociągów dystrybucyjnych, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy prowadzi szkolenia/kwalifikację personelu zgrzewającego rurociągi z PE, zarówno w gazownictwie, jak i w pozostałych obszarach.

Literatura

- [1] Salles C. Zalety sieci wodociągowych z polietylenu (PE). Nowe innowacyjne materiały PE. Borealis, <https://docplayer.pl/7849855-Zalety-sieci-wodociagowych-z-polietylenu-pe-nowe-innowacyjne-materialy-pe.html> dostęp 06.04.2020
- [2] Szewczyk P. Badania odporności na oddziaływania punktowe rur polietylenowych warstwowych układanych w gruncie

rodzonym, przeznaczonych do przesyłania gazu. *Nafta-Gaz*, 2012, nr 9, s. 611-616

- [3] Wróblewska A. Szybka propagacja pęknięć w sieciach gazowych z rur polietylenowych. *Nafta-Gaz* 2013, nr 10, s. 788–793.
- [4] Wróblewska A. Ocena jakości wyłytki połączeń zgrzewanych doczołowo rur PE typu III wykonywanych bez usuwania warstwy ochronnej. *Nafta-Gaz* 2016, nr 12, s. 1113–1118 DOI: 10.18668/NG.2016.12.15.
- [5] Baranowski A., Werner K., Kula M. Zagrożenie pękaniem rurociągów wykonanych z polietylenu. *Przegląd budowlany* 12/2014 s. 50-54.
- [6] Manterys A.: Kryteria oceny połączeń zgrzewanych rur i kształtek z PE, stosowanych w sieciach gazowych. Konferencja Naukowo-Techniczna, Poznań 26-27.02.1997.
- [7] Sieci gazowe polietylenowe – projektowanie, budowa, użytkowanie. Wydanie II, 2008 r. Opracowanie pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego i Tadeusza Podziemskiego.

Akty prawne i normatywne

- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2000 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach spawalniczych (Dz. U. 2000 nr 40 poz. 470).
- [9] PN-EN 13067:2013-05 Personel spawający i zgrzewający tworzywa sztuczne - Egzamin kwalifikacyjny spawaczy i zgrzewaczy – Spawane i zgrzewane połączenia z tworzyw termoplastycznych.
- [10] PN-EN ISO/IEC 17024:2012 Ocena zgodności - Ogólne wymagania dotyczące jednostek certyfikujących osoby.
- [11] PN-EN ISO/IEC 17025:2018-02 Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących.

mgr inż. Piotr Szewczyk
Główny Specjalista
Inżynierjno-Techniczny
Kierownik Zakładu Przesyłania
i Dystrybucji Gazu

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH
i WIEKU NAFTY

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl

Zasady BHP i PPOŻ podczas eksploatacji stacji regazyfikacji LNG



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

Safety and fire protection principles during the exploitation of LNG regasification stations

Abstract

The technology of liquefying natural gas in recent years has been developing dynamically in the world, as it is one of the ways to diversify the supply of natural gas, allowing it to become independent from one gas supplier. The article discusses in detail the basic threats and safety principles to eliminate or reduce the threat at the LNG regasification station, including fire protection. The benefits of using LNG technology in the gas industry are also given. The proposals proposed changes to the current Regulation of the Minister of Industry on technical conditions to be met by gas networks and their location.

Streszczenie

Technologia skraplania gazu ziemnego w ostatnich latach rozwija się na świecie w sposób dynamiczny, gdyż jest jednym ze sposobów dywersyfikacji zaopatrzenia w gaz ziemny, pozwalającym na uniezależnienie się od jednego dostawcy gazu. W artykule szczegółowo omówiono podstawowe zagrożenia oraz zasady bezpieczeństwa w celu wyeliminowania lub zmniejszenia zagrożenia na stacji regazyfikacji LNG, z uwzględnieniem ochrony przeciwpożarowej. Podano ponadto korzyści ze stosowania w gazownictwie technologii LNG. We wnioskach zaproponowano zmiany w obowiązującym Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.

Uwagi wstępne

W wielu rejonach Polski brak infrastruktury gazowniczej, stąd wielu mieszkańców naszego kraju jest pozbawionych dostępu do sieci gazowej (tzw. białe plamy). Budowa sieci gazowej w tych rejonach, przy braku odbiorców strategicznych, jest często ekonomicznie nieuzasadniona.

Alternatywnym rozwiązaniem dla budowy sieci przesyłowej doprowadzającej gaz do sieci dystrybucyjnej są stacje regazyfikacji LNG. W tym przypadku gaz w postaci skroplonej jest transportowany systemami kriogenicznymi. Po regazyfikacji gaz dostarcza się do lokalnej sieci dystrybucyjnej lub bezpośrednio zasila się odbiorcę przemysłowego. Ponadto wiele prac eksploatacyjnych, modernizacyjnych czy remontowych sieci gazowych wymaga okresowego wyłączenia dostaw gazu w celu bezpiecznego wykonania napraw gazociągów przesyłowych wymiany bądź montażu monobloków, wymiany zaworów odcinających stację od gazociągu zasilającego lub wyłączenia stacji na czas prowadzenia prac remontowych lub modernizacyjnych. Warto tu dodać, że większość miast w Polsce nie posiada drugostronnego zasilania gazem ziemnym.

W celu zapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców podczas prowadzenia w/w prac, można zastosować rozwiązania polegające na dostawie gazu autocysterną i jej połączeniu z parownikami i dalej, poprzez elastyczne połączenie węzami ciśnieniowymi, ze stacją gazową. Rozwiązanie to pozwala również uniknąć płacenia ewentualnych kar odbiorcom za szkody powstałe w wyniku przewrania lub ograniczenia dostaw paliwa gazowego.

Jedną z interesujących metod zastosowania LNG może być pokrywanie szczytowych poborów gazu (peak shaving) [5], umożliwiające obniżenie ceny gazu z tytułu zmniejszenia zamówionej mocy umownej.

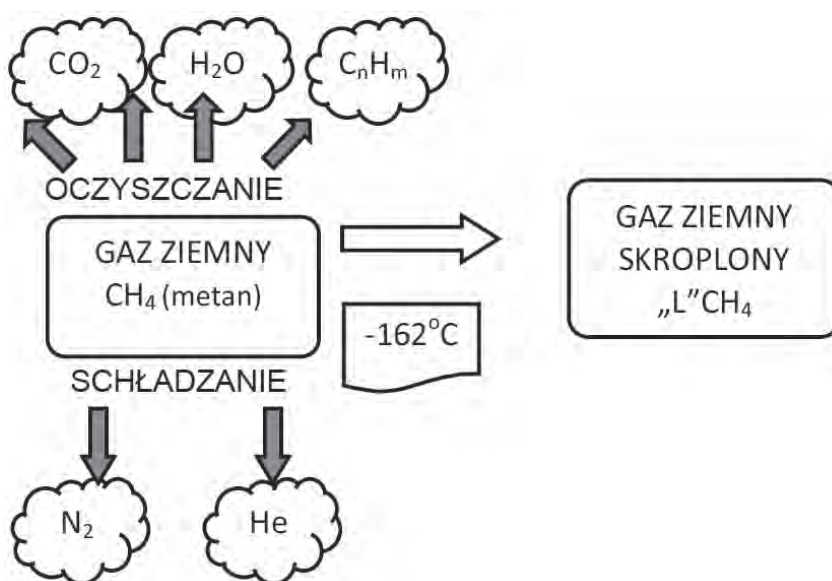
Za prekursora skroplenia gazu ziemnego, to znaczy zmiany fazy gazowej w ciekłą, uznaje się brytyjskiego fizyka i chemika Michaela Faradaya żyjącego w latach 1791 – 1867.

Obrazowo proces skraplania gazu ziemnego przedstawiono na rys.1.

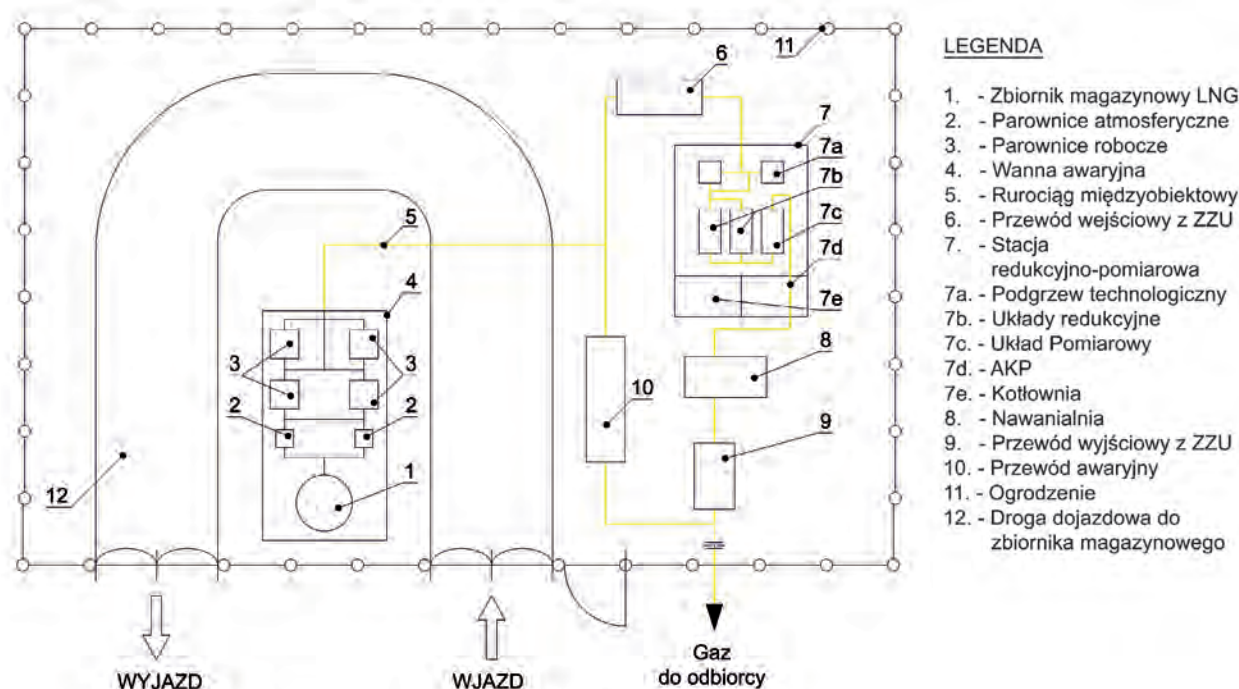
Kriogenika (z języka greckiego krios – zimno, genos – ród) – to dziedzina nauki (fizyki i techniki) zajmująca się badaniem i wykorzystaniem własności ciał w niskich temperaturach, uzyskiwaniem i mierzeniem niskich temperatur. Za niskie temperatury uznaje się temperatury niższe od -150°C (123 K).

Polskim akcentem na świecie w zakresie schładzania gazów jest fakt dokonania skroplenia tlenu i azotu z powietrza atmosferycznego. Miało to miejsce w 1883 roku i uczynili to profesorowie Uniwersytetu Jagiellońskiego Zygmunt Wróblewski i Karol Olszewski.

Technologię schładzania i skraplania, stosowaną w urządzeniach chłodniczych opatentował w 1896 roku Niemiec Karl Linde, który w 1873 roku zbudował pierwsze urządzenie chłodzące w Europie. Technologia schładzania i skraplania gazu ziemnego została po raz pierwszy zastosowana w Stanach Zjednoczonych. Pierwsza instalacja do skraplania LNG rozpoczęła działanie w Zachodniej Wirginii w 1917 roku, zaś pierw-



Rys. 1. Proces skraplania gazu ziemnego



LEGENDA

- 1. - Zbiornik magazynowy LNG
- 2. - Parownice atmosferyczne
- 3. - Parownice robocze
- 4. - Wanna awaryjna
- 5. - Rurociąg międzyobiektowy
- 6. - Przewód wejściowy z ZZU
- 7. - Stacja redukcyjno-pomiarowa
- 7a. - Podgrzew technologiczny
- 7b. - Układy redukcyjne
- 7c. - Układ Pomiarowy
- 7d. - AKP
- 7e. - Kotłownia
- 8. - Nawalniania
- 9. - Przewód wyjściowy z ZZU
- 10. - Przewód awaryjny
- 11. - Ogródzenie
- 12. - Droga dojazdowa do zbiornika magazynowego

Rys. 2. Schemat stacji regazyfikacji LNG z drogą [7]

sza komercyjna instalacja skraplająca została zbudowana w Cleveland w stanie Ohio (USA), w 1941 roku [www.polskielng.pl].

Technologia skraplania gazu ziemnego w ostatnich latach rozwija się na świecie w sposób dynamiczny.

W Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [2] podano następującą definicję stacji gazowej:

„zespół urządzeń lub obiekt budowlany wchodzący w skład sieci gazowej, spełniający co najmniej jedną z funkcji: redukcji, uzdatnienia, pomiarów lub rozdziału gazu ziemnego, z wyłączeniem zespołu gazowego na przyłączy”.

Wynika stąd, że w definicji stacji gazowej brak pojęcia regazyfikacji LNG.

Tymczasem stację regazyfikacji LNG można zdefiniować jako zespół urządzeń i instalacji przeznaczonych do odbioru i magazynowania skroplonego gazu ziemnego, jego regazyfikacji, redukcji ciśnienia, nawalniania oraz pomiaru paliwa gazowego.

Obiekt ten, poza funkcją regazyfikacji gazu, pełni więc również funkcje: redukcji, uzdatnienia (nawalniania) i pomiaru paliwa gazowego.

Właściwości LNG

Oziębiony do niskich temperatur gaz zaliczany jest do materiałów niebezpiecznych, co wynika z jego właściwości fizycznych: ciśnienia, temperatury i ewentualnie palności. LNG (Liqueified Natural Gas) to mieszanka węglowodorów w postaci ciekłej składająca się głównie z metanu, która może zawierać małe ilości

etanu, propanu, azotu lub innych składników zawartych w gazie ziemnym. LNG jest produkowany z gazu ziemnego w procesie skraplania.

Gaz ziemny LNG ma następujące właściwości:

- Ilość gazu otrzymana z 1t cieczy: 1338,4 m³_n
- Temperatura skraplania (przy p = 1 bar): -161 °C
- Gęstość [kg/m³] (dotyczy cieczy): 410 ÷ 470
- Produkty spalania to: dwutlenek węgla i woda.
- Niebezpiecznie reaguje: z chlorem, fluorem, intel halogenami, trójfluorkiem azotu, dwufluorkiem tlenu, skroplonym tlenem.
- Produkt ekstremalnie chłodny (może spowodować oparzenia kriogeniczne w skutkach o wiele gorszych od klasycznych oparzeń).
- Skrajnie łatwopalny gaz. Pali się bezbarwnym płomieniem. Tworzy mieszaniny wybuchowe z powietrzem. W zależności od temperatury opary LNG są cięższe od powietrza i ściągają się przy ziemi (-160 °C), bądź ogrzewane stopniowo unoszą się do góry gromadząc się w górnych partiach pomieszczeń. Opary schłodzonego metanu są widoczne w postaci mgły. Ulega rozkładowi do etylenu i acetylenu w temperaturze powyżej 700°C. Zbiorniki narażone na działanie ognia lub wysokiej temperatury mogą eksplodować. Na wypadek pożaru należy używać gaśnic proszkowych lub śniegowych.

Ognia nie wolno gasić wodą – możliwość powstania eksplozji i gwałtownego rozprzestrzenienia się pożaru. Zbiorniki narażone na działanie ognia lub wysokiej temperatury należy chłodzić wodą z bezpiecznej odległości (groźba wybuchu). Miejsce wycieku zabezpieczyć przed potencjalnym zapłonem. Unikać bezpośredniego kontaktu z uwalniającym się medium. Należy postarać się zatrzymać wyciek produktu, jeśli można zrobić to w bezpieczny sposób. Rozlewisko ciekłego metanu należy przykryć pianą średnią lub matami z wełny mineralnej w celu ograniczenia parowania. Rozlewisko i jego otoczenie jest strefą 0 zagrożenia wybuchem. Podczas działań nie używać narzędzi iskrzących i stosować zabezpieczenia przed wyładowaniami elektrostatycznymi i innymi źródłami zapłonu.

Zasada pracy stacji regazyfikacji LNG

Na rys. 2 przedstawiono schemat stacji regazyfikacji LNG, której celem jest:

- magazynowanie LNG – skroplonego gazu ziemnego;
- regazyfikacja LNG
- pomiar objętości przepływającego gazu przez stację [6],
- podgrzew gazu w celu eliminacji zakłóceń przepływu w wyniku oddziaływania efektu Joule’a Thomsona podczas dławienia izentalpowego,
- redukcja ciśnienia gazu wraz z systemem

zabezpieczeń przed nadmiernym wzrostem ciśnienia wylotowego [6],

- nawonienie gazu tetrahydrotiofenem (THT) – w celu nadania charakterystycznego zapachu gazu, dla podwyższenia bezpieczeństwa rozprowadzania gazu siecią dystrybucyjną.

Zadaniem instalacji regazyfikacji ciekłego metanu jest podgrzanie na parownicach atmosferycznych ciekłego metanu do postaci gazowej i przesyłanie go do stacji redukcyjnej.

Ciekły metan dostarczany jest do stacji transportem samochodowym, w specjalnie przystosowanych cysternach lub kontenerach. Następnie przetłaczany jest do zbiornika, w którym magazynowany jest pod ciśnieniem 0,8 MPa i temperaturze – 160 °C. Instalacja regazyfikacji gazu została wyposażona w urządzenia p.poż. i eksplozymetryczne, które w przypadku awarii zamykają przepływ cieczy ze zbiornika do gazociągu technologicznego.

LNG dostarczany jest do zbiornika magazynowego z autocysterny. Magazynowany jest w zbiorniku magazynowym pod ciśnieniem 0,4 do 0,8 MPa (4 do 8 bar) i temperaturze – 162 °C.

W stacji redukcyjnej, w wymienniku ciepła, gaz zostaje podgrzany do temperatury 4-8 °C. Po podgrzaniu jest kierowany na układy redukcyjne, gdzie z maksymalnego ciśnienia wlotowego 0,8 MPa jego ciśnienie jest obniżane do ciśnienia oczekiwanego przez odbiorcę (jeśli stacja LNG jest dedykowana do jednego odbiorcy gazu) lub do ciśnienia oczekiwanego przez operatora sieci dystrybucyjnej.

Po zredukowaniu ciśnienia, gaz przepływa przez układ pomiarowy, a następnie jest nawoniany i przesyłany do odbiorcy/ców. Na fot. nr 1 przedstawiono widok stacji regazyfikacji LNG.

Podstawowe zagrożenia na obiekcie

1) *Zagrożenia wynikające z własności fizyko-chemicznych gazu - metanu.*

Podstawowym czynnikiem mogącym powodować występowanie na terenie obiektu gazowniczego przestrzeni i stref zagrożenia wybuchem jest metan (występujący w zbiorniku magazynowym i instalacji technologicznej w stanie ciekłym i gazowym). Uwolnienie gazu do atmosfery w przypadku awarii związanej z powstaniem nieszczelności na połączeniach rurociągów i w armaturze instalacyjnej w fazach ciekłej i gazowej może stworzyć powstanie mieszanin wybuchowych oraz chmur toksycznych. Dodatkowo bezpośredni kontakt z ciekłym metanem może spowodować groźne odmrożenia w skutkach gorszych od klasycznych oparzeń.



Fot. 1. Widok stacji regazyfikacji LNG [7]

2) *Zagrożenie powodowane przez urządzenia technologiczne i oddziaływania zewnętrzne.*

Bezpośrednimi czynnikami mogącymi zainicjować zapłon i w konsekwencji wybuch mieszaniny wybuchowej, mającymi swoje źródło w nieprawidłowej pracy urządzeń technologicznych, sterujących i kontrolno-pomiarowych, są: gorące powierzchnie, iskry elektryczne i iskry generowane mechanicznie, wylądowania elektryczności statycznej, ultradźwięki oraz fale uderzeniowe powstałe w instalacji. Ponadto źródłem zapłonu mieszaniny wybuchowej mogą być oddziaływania typowo zewnętrzne, takie jak wylądowania atmosferyczne (uderzenie pioruna lub wylądowania iskrowe powodowane bliskim przepływem prądów o dużym natężeniu), prądy błądzące, fale elektromagnetyczne o częstotliwości radiowej, zogniskowane promieniowanie słoneczne oraz występowanie otwartego ognia. Zagrożenie wybuchem, bądź pożarem może ponadto wynikać z używania otwartego ognia, stosowania w pracy narzędzi iskrzących, niewłaściwej obsługi instalacji LNG, stacji gazowej, nawaniania, niewłaściwe prowadzenie prac przeglądowych i remontowych, używanie telefonu komórkowego w strefie zagrożenia wybuchem.

3) *Zagrożenie związane z eksploatacją urządzeń pod ciśnieniem większym od normalnego (do 0,8 MPa), tj. możliwość pęknięcia i rozerwania przewodów gazowych, armatury i urządzeń pod działaniem ciśnienia gazu w wyniku osłabienia wytrzymałości (korozja, uszkodzenie mechaniczne, itp.).*

4) *Zagrożenia związane z eksploatacją urządzeń i instalacji elektrycznych pod napięciem.*

Działanie prądu elektrycznego na organizm człowieka może być spowodowane przez porażenie elektryczne, które występuje wtedy, gdy przez ciało człowieka popłynie prąd elektryczny. Wywołuje on wiele zmian fizycznych, chemicznych i biologicznych w organizmie, zakłóca działanie układu nerwowego, co może objawiać się uczuciem bólu, kurczami mięśni, zatrzymaniem oddechu, zaburzeniami krążenia krwi, zaburzeniami wzroku, słuchu i równowagi, utratą przytomności czy migotaniem komór serca, a często kończy się nawet śmiercią. W określonych warunkach urządzenia elektryczne mogą także spowodować pożar i wybuch. Pożar powstaje zwykle na skutek niewłaściwego stanu technicznego urządzeń elektrycznych, np. nadmiernego nagrzewania się, iskrzenia połączeń lub nieprawidłowego ich użytkowania. Wybuch może być spowodowany nawet przez urządzenie w pełni sprawne technicznie, którego konstrukcja nie jest jednak przystosowana do wymagań danego środowiska pracy.

5) *Zagrożenia związane z eksploatacją nawaniania*

THT jest szybko parującą cieczą. Opary odoranta są cięższe od powietrza. Względna gęstość pary w odniesieniu do powietrza wynosi przy temperaturze 20°C około 2,5 do 3,0. Z tego powodu opary środków nawonienia będą się gromadziły w pobliżu podłogi albo w jej zagłębieniach. THT ma temperaturę samozapalenia 200°C, a gra-

nice wybuchowości pomiędzy 1,1 a 12,1% objętości. Należy unikać iskier, otwartego ognia i źródeł ciepła w pomieszczeniach, gdzie przeprowadza się nawanianie. Pożar należy gasić gaśnicami proszkowymi i gaśnicami śniegowymi (CO₂). Ciekłe środki nawaniające wchłaniane są przez skórę. Powodują one podrażnienia skóry i niszczą błonę śluzową. Podczas pracy przy nawanianiu gazu należy zakładać plastikowe rękawice i okulary ochronne przeciwkwasowe. Rękawice gumowe byłyby bardzo szybko zniszczone przez środek nawaniający. Skóra albo oczy narażone na kontakt ze środkiem nawaniającym powinny być natychmiast splukane dużą ilością wody. Opary środków nawaniających są odczuwane – poprzez swoją intensywną woń – już na poziomie ich bezpiecznego, bardzo niskiego stężenia. Nawoniony gaz będzie bardziej niebezpieczny przez swoje duszące działanie niż przez toksyczne działanie samego środka nawaniającego. Tylko przy rozlaniu lub rozprysnięciu środka nawaniającego istnieje niebezpieczeństwo zatrucia. Jako ochronę przeciwko oparom środków nawaniających należy stosować maski gazowe z wkładką filtrującą albo maski gazowe z układem niezależnym od powietrza w pomieszczeniu. Przy usuwaniu dużych wycieków z urządzeń nawaniających maski gazowe powinny być nakładane obowiązkowo. Natomiast produkty spalania substancji nawaniającej są szkodliwe ze względu na zawartą w niej siarkę.

Zasady bezpieczeństwa w celu wyeliminowania lub zmniejszenia zagrożenia

Podstawowe zasady bhp przy eksploatacji sieci i instalacji gazowych podano w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego [4].

Najważniejsze zasady związane z zapewnieniem bezpieczeństwa przy eksploatacji stacji regazyfikacji LNG to m.in.:

1) Osoby uczestniczące przy obsłudze (eksploatacji) stacji regazyfikacji LNG zobowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez właściwe komisje kwalifikacyjne, powołane przez Prezesa URE (art. 54 Prawa Energetycznego [1]). Sprawdzenie kwalifikacji określa załącznik do Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad

stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci [3].

- 2) Czynności przy eksploatacji i naprawach obiektu gazowniczego mogą być prowadzone wyłącznie przez pracowników posiadających aktualne uprawnienia, kwalifikacje i badania lekarskie z brakiem przeciwwskazań do pracy na zajmowanym stanowisku, oraz po zapoznaniu się przez nich z instrukcją eksploatacji i po przeszkoleniu na stanowisku pracy.
- 3) Pracownicy wykonujący prace powinni być zaopatrzeni w odzież ochronną oraz wyposażeni w sprzęt ochrony osobistej dostosowany do rodzaju wykonywanej pracy.
- 4) Pracownicy wykonujący prace powinni być wyposażeni w odpowiednie narzędzia i sprzęt kontrolno-pomiarowy, dopuszczony do pracy w strefach zagrożonych wybuchem.
- 5) Wszystkie rury upustowe łącznie z urządzeniami nadciśnieniowymi i zaworami bezpieczeństwa należy przyłączyć do rury upustowej.
- 6) Rurę upustową należy chronić przed gromadzeniem się wody lub kondensatu poprzez okresowe otwarcie zaworu odwodnienia rury i opróżnienia jej z kondensatu.
- 7) W celu zapewnienia spójności elektrycznej należy złączyć wszystkie części instalacji, zapewniając ciągłość połączeń stosując tzw. przewody mostkujące. Części główne, takie jak zbiornik należy uziemić bezpośrednio, a nie przez rurę.
- 8) Niezbędne jest wyrównanie potencjałów elektrycznych w przejściach pomiędzy różnymi instalacjami oraz pomiędzy zbiornikiem stacjonarnym i zbiornikiem transportowym.
- 9) Zbiornik umieszczony jest w odpowiedniej „betonowej wannie” ochronnej o objętości równej pojemności zbiornika.
- 10) Miejsce eksploatacji musi być łatwo dostępne i odpowiednio oświetlone zgodnie z odpowiednimi normami.
- 11) W strefach zagrożenia wybuchem należy umieścić tylko konstrukcje i instalacje służące do obsługi zbiorników.
- 12) Zabrania się wprowadzania na teren obiektu gazowniczego pojazdów samochodowych, z wyjątkiem pojazdów służących do przetransportowania zbiornika transportowego oraz pojazdów jednostek ratowniczo-gaśniczych Państwowej Straży Pożarnej.
- 13) Należy się wystrzegać nieuprawnionej manipulacji urządzeniami i zaworami podciśnieniowymi.

- 14) Bezwzględnie unikać bezpośredniego kontaktu skóry z cieczą kriogeniczną używając odpowiednich środków ochronnych.
- 15) Pod żadnym pozorem nie należy dotykać armatury i odcinków rurociągów pokrytych szronem (osadzająca się wilgoć z powietrza), ponieważ świadczy to o obecności w tym rejonie ciekłego metanu.
- 16) Przed odłączeniem części będących pod ciśnieniem należy z części tych odprowadzić ciśnienie.
- 17) Wyloty zaworów należy utrzymywać czyste, suche i pozbawione zanieczyszczeń.
- 18) Wszelkie naprawy przy wykorzystaniu spawania mogą być wykonywane tylko po zdemontowaniu danego odcinka poza terenem instalacji.
- 19) W czasie przebywania na obiekcie gazowniczym zabrania się stosowania elektronarzędzi, otwartego ognia, palenia tytoniu oraz innych urządzeń mogących spowodować wybuch lub zapalenie się gazu.
- 20) Otwory uzbrojenia terenu (kanały, kratki ściekowe, itp.) powinny być zabezpieczone przed możliwością migracji gazu.
- 21) Obsługa stanowiska rozładunkowego powinna składać się minimum z 2 pracowników.
- 22) Instalacje elektroenergetyczne znajdujące się w strefie pracy instalacji regazyfikacji powinny posiadać odpowiednie certyfikaty bezpieczeństwa oraz aktualne badania.
- 23) W strefie prowadzenia prac rozładunku gazu nie mogą znajdować się materiały palne.
- 24) Zaleca się rozpoczęcie rozładunku gazu ze zbiornika transportowego po upływie około 10 min. od chwili podłączenia uzioomu. Również jego odłączenie powinno nastąpić po 10 min. od chwili zakończenia rozładunku,
- 25) Proces eksploatacji oraz rozładunku metanu należy prowadzić przy dostatecznym oświetleniu stanowiska. Oświetlenie powinno spełniać wymagania w zakresie pracy w warunkach zagrożenia wybuchem.
- 26) Zabrania się prowadzenia rozładunku cysterny oraz prac remontowych w czasie wylądowań atmosferycznych.
- 27) Nie wolno dopuszczać do gromadzenia się wody opadowej i śniegu w wannie awaryjnej zbiornika. W przypadku pojawienia się wody należy odpompować ją ze studzienki przy pomocy pompy w wykonaniu przeciwwybuchowym.
- 28) Zabrania się prowadzenia czynności naprawczych oraz remontowych przy zbiorniku transportowym oraz na instalacji stacjonarnej (w wydzielonej strefie)

- w czasie prowadzenia rozładunku ciekłego metanu.
- 29) Zawory należy otwierać płynnie i powoli.
 - 30) Należy dążyć do zapewnienia płynności oraz stabilności pracy armatury stanowiącej wyposażenie stacji,
 - 31) Przepływ i ciśnienie gazu należy dostosować do wydajności oraz parametrów technicznych i technologicznych zastosowanej instalacji i armatury stacji.
 - 32) Zabronione jest przekraczanie maksymalnego dopuszczalnego poziomu stopnia napełnienia zbiornika LNG oraz THT.
 - 33) Zabroniona jest samowolna zmiana parametrów pracy urządzeń i instalacji oraz dokonywanie nieuprawnionej manipulacji zaworami. O wszelkich nieprawidłowościach w pracy stacji należy poinformować przełożonego.
 - 34) Instrukcje wraz ze schematami winny być okresowo aktualizowane.
 - 35) Wszystkie prace prowadzone na terenie obiektu gazowniczego, podczas których mogą wydzielić się takie ilości gazu, które mogą spowodować zapalenie się lub wybuch gazu (np. załadunek zbiornika, obsługa okresowa, przeglądy i remonty urządzeń technologicznych obiektu) oraz wszystkie prace spawalnicze prowadzone w obrębie zewnętrznych stref zagrożenia wybuchem, należy prowadzić w oparciu o pisemne polecenie oraz instrukcję organizowania i wykonania prac gazoniebezpiecznych obowiązującą w u Operatora obiektu
 - 36) Zabronione jest palenie tytoniu, manipulację z otwartym ogniem i używanie zwykłych urządzeń elektrycznych na terenie obiektu gazowniczego.
 - 37) Urządzenia do skroplonego gazu ziemnego nie mogą być narażone na kontakt z otwartym ogniem lub źródłem iskier elektrycznych.
 - 38) Armaturę zaporową, zaporowo-upustową, zawory regulacyjne i zawory bezpieczeństwa należy oznakować trwale tabliczkami zgodnie ze schematem technologicznym.
 - 39) Na ogrodzeniu terenu instalacji ze wszystkich stron należy umieścić tablice informacyjno-ostrzegawcze o strefie zagrożenia

- nia wybuchem oraz zakazie zbliżania się z ogniem.
- 40) Na bramie wjazdowej na obiekt gazowniczy należy wywiesić tablicę adresową użytkownika obiektu wraz z numerami alarmowymi dyspozycji gazu, pogotowia gazowego, straży pożarnej, policji i pogotowia ratunkowego.

Ochrona przeciwpożarowa obiektu.

Na terenie stacji regazyfikacji LNG należy przestrzegać następujących zasad:

- 1) Na ogrodzeniu stacji należy wywiesić tablice informujące o:
 - a) zakazie zbliżania się z otwartym ogniem i palenia tytoniu,
 - b) strefie zagrożenia wybuchem – Strefa 2.
- 2) Przy bramie wjazdowej należy umieścić następujące informacje:
 - a) nazwę i adres zakładu oraz nr telefonu kontaktowego w przypadku zagrożenia,
 - b) tablice informujące o:
 - zakazie wstępu osobom nieupoważnionym,
 - zakazie używania ognia otwartego i paleniu tytoniu,
 - c) znaki drogowe o:
 - ograniczeniu prędkości na terenie stacji do 5 km/h,
 - zakazie ruchu pojazdów, z wyjątkiem pojazdów z transportem gazu oraz pojazdów jednostek ratowniczo-gaśniczych Państwowej Straży Pożarnej.
- 3) Na terenie obiektu należy wyznaczyć drogi pożarowe oraz drogi ewakuacyjne, które muszą być oznakowane zgodnie z obowiązującymi normami.
- 4) Na ogrodzeniu należy wywiesić instrukcję alarmową oraz instrukcję postępowania na wypadek pożaru, w której powinny znajdować się aktualne nr telefonów do straży pożarnej, pogotowia ratunkowego oraz inne, których znajomość może przyczynić się do ograniczenia skutków zagrożenia.
- 5) Samochody służbowe będące w dyspozycji pracowników eksploatujących stację regazyfikacji LNG powinny być wyposażone, w co najmniej 2 gaśnice proszkowe o ładunku 6 kg i 2 koce gaśnicze. Zabrania się stosowania wody do gaszenia pożarów

w obrębie instalacji niskotemperaturowej. Prądy wodne mogą być używane do osłony innych urządzeń poza instalacją niskotemperaturową.

- 6) Do sygnalizacji wzrostu stężenia metanu na instalacji służy stacjonarny system eksplozyometryczny, który powinien spełniać zadania wyszczególnione w tabeli 1.

Wnioski końcowe

1. W Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [2] należy rozszerzyć definicję stacji gazowej o pojęcie „regazyfikacja LNG” oraz dopisać definicję stacja regazyfikacji LNG - zespół urządzeń i instalacji przeznaczonych do odbioru i magazynowania skroplonego gazu ziemnego, jego regazyfikacji, redukcji ciśnienia, nawaniania oraz pomiaru paliwa gazowego”.
2. Stacja regazyfikacji LNG składająca się z instalacji regazyfikacji, stacji redukcyjnej, pomiarowej i instalacji nawaniania gazu jest obiektem wymagającym szczególnego przestrzegania zasad bhp i ppoż.
3. Zastosowanie LNG w gazownictwie jest korzystne ze względu na następujące przesłanki:
 - może przyczynić się do rozwoju gazownictwa w Polsce, szczególnie na obszarach pozbawionych dostępu do gazu sieciowego, a tym samym do podniesienia komfortu życia ich mieszkańców. Szczególnie interesującym sposobem gazyfikacji jest tzw. pregazyfikacja, która pozwala na przesunięcie w czasie nakładów związanych z budową sieci przesyłowej oraz na przyspieszeniu procesu gazyfikacji danego rejonu,
 - pozwala na pokrywanie szczytowych poborów gazu (peak shaving), umożliwiające obniżenie ceny gazu z tytułu zmniejszenia zamówionej mocy umownej,
 - przenośne stacje LNG mogą być stosowane jako tymczasowe źródło zasilania gazem sieci dystrybucyjnych lub dużych odbiorców gazu, przy prowadzeniu prac eksploatacyjnych, modernizacyjnych, czy

Tabela 1

Próg alarmowy i wartość graniczna CH ₄ (metanu)	Rodzaj sygnału	Podjęmowane działania - sterowanie urządzeniami wykonawczymi
I - 20% DGW	1) sygnał akustyczny, 2) sygnał optyczny.	Dokonać kontroli szczelności na połączeniach rozłącznych. Usunąć usterkę.
II-40% DGW	1) sygnał akustyczny, 2) sygnał optyczny.	Wstrzymać pracę stacji. Zamknąć zawory fazy płynnej i gazowej ze zbiornika oraz zawory na kolektorze do parownic atmosferycznych. Usunąć usterkę.

remontowych na gazociągach, stacjach redukcyjnych, mieszalnicach gazu i innych obiektach gazowniczych.

4. Technologia skraplania gazu ziemnego w ostatnich latach rozwija się na świecie w sposób dynamiczny, gdyż jest jednym ze sposobów dywersyfikacji zaopatrzenia w gaz ziemny, pozwalającym na uniezależnienie się od jednego dostawcy gazu.

Piśmiennictwo

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625)
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 r. poz. 640).
3. Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. 2003 nr 89 poz. 828).
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego
5. Andrzej Barczyński, Mariusz Łaciak: „Zamienność paliw gazowych (gazu ziemnego)” - *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, Nr 8 (196), sierpień 2014 r. (str. 4-11)
6. *Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego” - Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPNIg, Kraków 2013 r.*
7. Andrzej Barczyński: *Materiały szkoleniowe na 14 - godzinny kurs pt. “Działania organizacyjne i techniczne minimalizujące zagrożenia pożarowe – wybuchowe na terenie stacji regazyfikacji LNG, postępowanie w sytuacjach awaryjnych” zorganizowany dla kadry służb bhp i ppoż. oraz ochrony PSG Sp. z o.o, Warszawa, 24 do 25 października 2019 r.*

dr hab. inż. Andrzej Barczyński

Absolwent Politechniki Poznańskiej - specjalność energetyka cieplna, doktorat obronił na Politechnice Śląskiej w Gliwicach, natomiast w roku 2017 uzyskał habilitację na Politechnice Poznańskiej.

Przez ponad 40 lat pracował w Grupie Kapitałowej PGNiG. W czasie pracy zawodowej uczestniczył przy projektowaniu, budowie i eksploatacji różnych obiektów gazowniczych, takich jak: gazociągi przesyłowe i dys-

trybucyjne, stacje redukcyjne, stacje regazyfikacji LNG, układy pomiarowe, tłocznie, zakład odazotowania i odhelowania gazu, użytkowanie gazu, instalacje i urządzenia energetyczne zasilane gazem oraz zagadnienia związane z ochroną środowiska naturalnego. Odbył staże zagraniczne: we Francji (Gaz Natural Liquide), Holandii (Transport and Distribution of Natural Gas), Niemczech (Poliethylen) i d. ZSRR (Газокомпрессорной станции), Włoszech (Reduction stations), USA (firma Williamson: urządzenia do prac na czynnych gazociągach oraz tłoki czyszczące).

Posiada uprawnienia budowlane projektowe i wykonawcze oraz dozоровe energetyczne w zakresie sieci i instalacji gazowych oraz urządzeń energetycznych oraz jest rzeczoznawcą i weryfikatorem w zakresie gazownictwa w SITPNIg-NOT oraz I-szy stopień specjalizacji zawodowej inżyniera w dziedzinie gazownictwa nadany przez Ministra Przemysłu. Prowadzi lub prowadził wykłady na studiach stacjonarnych, niestacjonarnych i podyplomowych na Politechnice Poznańskiej, Warszawskiej, Śląskiej, Wrocławskiej, AGH w Krakowie oraz Akademii Rolniczej w Poznaniu. Na konferencjach i sympozjach o charakterze międzynarodowym, krajowym i regionalnym wygłosił ponad 240 referatów z zakresu gazownictwa.

Jest autorem lub współautorem ponad 100 artykułów publikowanych w różnych czasopismach technicznych oraz kilkunastu książek.

Obecnie jest nauczycielem akademickim i prowadzi firmę doradczą-szkoleniową i projektową.

mgr inż. Paweł Barczyński

Absolwent Wydziału Budownictwa i Architektury Politechniki Poznańskiej w specjalności inżyniera środowiska, ukończył studia MBA branży gazowniczej w Warszawie. Posiada uprawnienia wykonawcze i projektowe w zakresie sieci, instalacji i urządzeń cieplnych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych, dozоровe energetyczne w zakresie sieci i instalacji gazowej, górnicze II stopnia oraz uprawnienia do kierowania, nadzorowania, kontrolowania budowy gazociągów i sporządzania projektów sieci gazowych z polietylenu w zakresie wszystkich średnic przeznaczonych do rozprowadzania paliw gazowych.

Współautor ponad 20 publikacji publikowanych w różnych czasopismach technicznych oraz dwóch książek o tematyce gazowniczej.

Pełnił kolejno funkcję projektanta, kierownika budowy, zastępcy dyrektora d/s Wykonawstwa w firmie TEGAS S.A., a obecnie jest dyrektorem ds. Technicznych w firmie ROMGOS. Ponadto, prowadzi firmę doradczą-projektową.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, redakcja.wnig@interia.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczenia w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-14 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej: <http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

Stan rozwoju energii geotermalnej w Polsce w latach 2015 – 2019*



Michał
Kruszewski

Raport ten przedstawia stan rozwoju energetyki geotermalnej w Polsce w latach 2015 – 2019. Jest on aktualizacją poprzedniego raportu za lata 2010 – 2014, przedstawionego na Światowym Kongresie Geotermalnym w 2015 roku (Kepińska 2015).

W latach 2015 – 2019 rozwój energii geotermalnej w Polsce odbywał się w umiarkowanym tempie w cieniu konwencjonalnych paliw kopalnych. Z drugiej strony, pozytywnym faktem było uruchomienie w 2015 roku publicznego programu wspierania poszukiwań/wierceń geotermalnych oraz innej infrastruktury zorientowanej na zastosowania energetyczne (i.e., ogrzewanie pomieszczeń, kogeneracja). Zaowocowało to przyznaniem środków na ponad 10 nowych odwiertów geotermalnych (w 2019 roku kilka z nich zostało zakończonych lub jest w trakcie realizacji). Kolejne wnioski czekają na decyzje o przyznaniu środków finansowych. W lipcu 2019 roku uruchomiono kolejny program wsparcia inwestycji geotermalnych. Oczekuje się, że w najbliższych latach energia geotermalna zostanie wprowadzona do już funkcjonujących systemów ciepłowniczych dotychczas opartych tylko na paliwach kopalnych.

Bezpośrednie wykorzystania energii geotermalnej w kraju obejmują systemy ogrzewania pomieszczeń, kąpieliska i pływalnie (balneoterapia) oraz inne zasto-

sowania jednorazowe. Pod koniec 2018 roku działało w kraju sześć geotermalnych ciepłowni rejonowych. Ogrzewanie pomieszczeń pozostaje kluczowym sektorem bezpośrednich zastosowań energii geotermalnej. Nadal utrzymuje się duże zainteresowanie kąpieliskami geotermalnymi, co widać po kolejnych nowootwartych ośrodkach rekreacyjnych. Bezpośrednie wykorzystanie energii geotermalnej w kraju obejmowało również jedną dużą farmę rybną, otwartą w 2015 roku.

Podsumowując geotermalne ciepłownictwo komunalne w Polsce w 2018 roku: łączna zainstalowana moc geotermalna sześciu ciepłowni wyniosła 74.3 MWth, a sprzedaż ciepła geotermalnego 813,1 TJ. Udział energii geotermalnej w produkcji/sprzedaży ciepła wahał się w granicach od 38 do 100 %. W niektórych przypadkach ceny ciepła geotermalnego były konkurencyjne do cen ciepła pochodzącego z paliw kopalnych, takich jak gaz, a niekiedy nawet węgiel (Pająk & Bujakowski, 2018). W przypadku indywidualnego ogrzewania pomieszczeń, wody geotermalne (28 – 80°C) były wykorzystywane do zasilania zespołu szkół, budynków hotelowych, obiektów uzdrowiskowych oraz do podgrzewania wody do basenów i zabiegów uzdrowiskowych w kilku miejscowościach. Kilka ośrodków rekreacyjnych posiadało indywidualne ogrzewanie geotermalne. Zgodnie z dostępnymi informacjami te rodzaje zastosowań mogły osiągnąć w 2018 roku łącznie co najmniej 11 MWth i 100 TJ. Zgodnie z dostępnymi informacjami i założeniami, całkowitą moc geotermalną i ciepło do kąpiel i pływania w 2018 r. oszacowano na co najmniej 17 MWth i 137 TJ. Od 2015 roku funkcjonuje hodowla łososia atlantyckiego wykorzystująca wody geotermalne (Janowo na wy-

brzeżu Bałtyku). Woda geotermalna była również wykorzystywana do uprawy oraz do ogrzewania obiektu hodowli. W 2018 roku moc geotermalną można było oszacować w przybliżeniu na 2,1 MWth i wykorzystanie ciepła na 17,8 TJ. W przypadku biotechnologii w 2018 r. w ciepłowni Poddębice rozpoczęto eksperymentalną uprawę glonów z wykorzystaniem wody geotermalnej. W latach 2015 – 2019 kontynuowano postęp w rozwoju płytkiej geotermii (www.portpc.pl). Według barometru pomp ciepła (EurObserv'ER 2018), w trzecim kwartale 2018 r. sprzedaż GSHP wyniosła 5660 jednostek, plasując Polskę na czwartym miejscu w rankingu sprzedaży GSHP, w krajach UE.

W latach 2015 – 2019 wykonano piętnaście nowych odwiertów geotermalnych, z czego najwięcej w latach 2018 – 2019 (8 odwiertów). Były to głównie odwierty poszukiwawczo-badawcze zlokalizowane na Niżu Polskim, natomiast trzy były odwiertami eksploatacyjnymi. Dały one całkowitą głębokość około 26.6 km. Odwierty te odprowadzają wody o temperaturze od 28 do 92°C o natężeniu przepływu 28 – 250 m³/h. Większość z nich będzie pełnić funkcję producentów na potrzeby ciepłowni, część dla ośrodków kąpielowych i basenów. Prawie wszystkie odwierty zostały sfinansowane z dotacji lub pożyczek w ramach programu wsparcia publicznego uruchomionego w latach 2015/2016.

Grupę profesjonalnych etatowych pracowników ze stopniem naukowym, zatrudnionych w różnych działach geotermalnych (i.e., jednostki naukowo-badawcze, zakłady geotermalne, inne instalacje, firmy wiertnicze, serwisowe, doradcze) można oszacować w Polsce na około 130 osób (stan na rok 2018).



Fig. 1. Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce (stan na rok 2018); 1 – ciepłownia, 2 – uzdrowiska, 3 – ośrodki rekreacyjne, 4 – suszarnie drewna, 5 – hodowla ryb, 6 – ośrodki rekreacyjne w realizacji, 7 – ciepłownia w realizacji, 8 – indywidualne systemy grzewcze (Kępińska 2020)

Literatura:

1. Kępińska, B.: Geothermal Energy Country Update from Poland, 2010-2014. Proceedings of the World Geothermal Congress 2015. Melbourne, Australia. (2015).
 2. Kępińska, B.: Geothermal Energy Use, Country Update for Poland, 2017-2018. Proceedings of the European Geothermal Congress 2019. Hague (the Netherlands). (2019).
 3. Kępińska, B.: Geothermal Energy Country Update from Poland, 2015-2019. Proceedings of the World Geothermal Congress 2020. Reykjavik, Iceland. (2020).
 4. Pajak, L., and Bujakowski, W.: Comparison of thermal energy prices derived from geothermal and conventional installations based on billing rates for the year 2018. Geological Exploration Technology. Geothermics, Sustainable Development. Vol. 52, issue 1 (251). Krakow (in Polish, English summary) (2018).
- * Ten raport został opracowany na podstawie artykułu autorstwa Pani dr Beaty Kępińskiej „Geothermal Energy Country Update Report from Poland, 2015 – 2019”, który został zaprezentowany na Światowym Kongresie Geotermalnym (WGC) 2020 w Reykjaviku na Islandii.

Michał Kruszewski
 Pracownik naukowy
 Fraunhofer IEG (Bochum, Niemcy)
 michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de

Więcej amerykańskiego gazu w Polsce. PGNiG i Cheniere kontynuują współpracę w zakresie dostaw LNG. Trzeci ładunek w ramach kontraktu długoterminowego dostarczony metanowcem „GasLog Warsaw”



Metanowiec „GasLog Warsaw”. Fot. arch. PGNiG SA



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo odebrało kolejną dostawę amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego od firmy Cheniere, kontynuując współpracę na rzecz zapewnienia bezpiecznych dostaw gazu ziemnego dla Polski. Na mocy kontraktu z 2018 roku roczna ilość LNG od amerykańskiego producenta wzrosła od 2023 roku do 1,95 mld m sześć. po regazyfikacji.

Metanowiec o symbolicznej nazwie „GasLog Warsaw” dostarczył 28 kwietnia 2020 roku do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu ok. 70 tys. ton LNG, co po regazyfikacji daje ok. 95 mln m sześć. gazu ziemnego. To trzecia dostawa od Cheniere dla PGNiG w ramach kontraktu długoterminowego,

a druga w tym roku. Ładunek przyłynął z terminalu eksportowego Sabine Pass nad Zatoką Meksykańską.

– Mimo panujących obecnie na świecie zawirowań związanych z pandemią koronawirusa, dostawy LNG przyływają do Polski bez żadnych zakłóceń i zgodnie z planem. Pod tym względem możemy liczyć na rzetelność i terminowość kontrahentów – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG. – Import LNG jest jednym z filarów bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, które opieramy na solidnych fundamentach współpracy między innymi z amerykańskimi partnerami. W przypadku LNG od firmy Cheniere, od 2023 roku wolumen dostaw znacząco wzrosł, osiągając ok. 1,95 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie – dodał Prezes PGNiG.

– Cieszymy się, że możemy kontynuować realizację niezakłóconych dostaw LNG dla naszego klienta PGNiG – powiedział Anatol Feygin, Wiceprezes i Dyrektor Handlowy Cheniere.. – Celem Cheniere jest zapewnienie bezpiecznego źródła amerykańskiego gazu ziemnego dla Polski, teraz i w przyszłości – dodał.

Współpraca PGNiG i Cheniere Energy trwa od kilku lat. W czerwcu 2017 roku do Polski przyłynął pierwszy w historii ładunek amerykańskiego skroplonego gazu – właśnie od Cheniere. Była to jednorazowa dostawa, tzw. spot. Pod koniec 2018 roku obie firmy zawarły wieloletnią umowę na dostawy LNG, a pierwszy ładunek w ramach tego kontraktu przyłynął w lipcu 2019 roku. W międzyczasie do Polski przyływały jeszcze pojedyncze ładunki skroplonego gazu wyprodukowane przez Cheniere. Obecna dostawa jest trzecią w ramach kontraktu długoterminowego między PGNiG i Cheniere z 2018 roku. Poprzednia miała miejsce 1 kwietnia 2020 roku. Według umowy wolumen dostaw obejmuje ok. 0,7 mld m sześć. łącznie w całym okresie 2019-2022, a w latach 2023-2042 obejmie ok. 39 mld m sześć. gazu po regazyfikacji łącznie w całym tym okresie, tj. ok. 1,95 mld m sześć. po regazyfikacji rocznie.

Departament Public Relations
PGNiG SA

40-lecie rafinerii w Możejkach



Fot. arch. PKN ORLEN



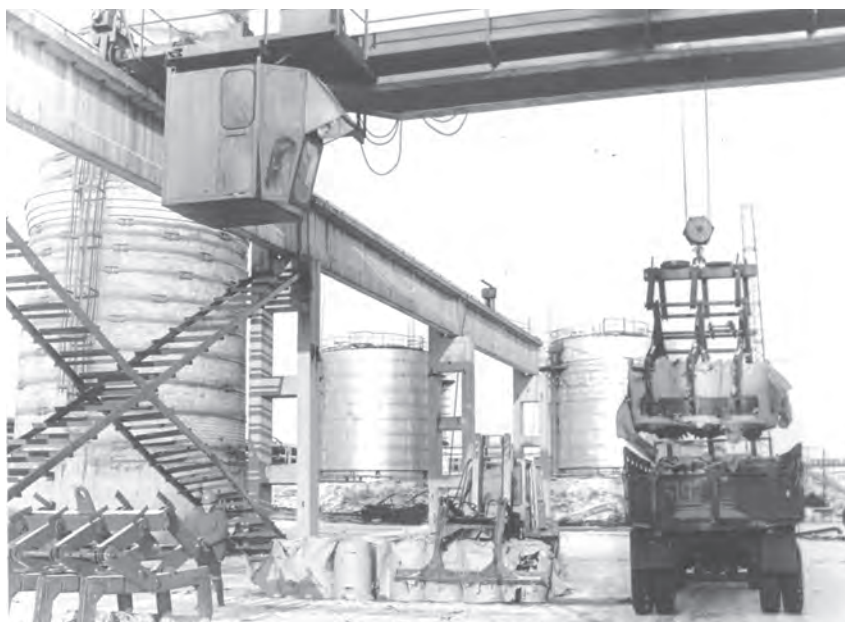
Rafineria w Możejkach pod względem wielkości przerobu ropy naftowej, który obecnie wynosi ok. 10 mln ton rocznie, jest drugą w Grupie Kapitałowej ORLEN rafinerią, a także jedyną w krajach bałtyckich. Zajmuje powierzchnię ponad tysiąca hektarów, przez które przebiega ok. 2 tys. km rurociągów. Rafineria od początku istnienia przerobiła łącznie blisko 330 mln ton ropy. Produkty naftowe z Możejek dostarczane są nie tylko na rynek litewski, ale także m.in. na Łotwę, Estonię i do Polski. To właśnie m.in. dostawy z rafinerii

Rafineria w Możejkach, najważniejsze aktywo należącej do Grupy ORLEN spółki ORLEN Lietuva, obchodzi 40-lecie. Obecnie to jeden z filarów Grupy Kapitałowej ORLEN, generujący zyski i istotnie wzmacniający bezpieczeństwo energetyczne całego regionu. Stanowi także element zintegrowanego łańcucha produkcyjnego koncernu. W ciągu czterech ostatnich lat litewska spółka PKN ORLEN wypracowała ok. 2,3 mld złotych zysku netto.

- Rafineria w Możejkach jest dziś ważnym aktywem w Grupie ORLEN, a także gwarantem bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz krajów bałtyckich. Jej zakup przez PKN ORLEN był możliwy dzięki zaangażowaniu śp. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego, nie tylko wielkiego przyjaciela Litwy, ale też autora koncepcji polsko-litewskiego sojuszu bezpieczeństwa. Rosnąca pozycja spółki to efekt wdrożonych działań optymalizacyjnych i innowacyjnych projektów. Od 2016 roku ORLEN Lietuva wypracowała ok. 2,3 mld złotych zysku netto. To potwierdza, że podjęte przez nas decyzje biznesowe, były słuszne. Jubileusz 40-lecia rafinerii przypada w momencie szczególnym, gdy na naszych oczach odbywa się rewolucja energetyczna. Pojawiają się nowe wyzwania na rynku ropy i paliw, którym w pełni zamierzamy sprostać. Konsekwentnie będziemy rozwijać potencjał rafinerii, wzmacniając tym samym znaczenie spółki na europejskim rynku – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.



Fot. arch. PKN ORLEN



Fot. arch. PKN ORLEN

w Możejkach pokryły zwiększone zapotrzebowanie na paliwa w Polsce, po ograniczeniu szarej strefy w związku z wdrożonymi skutecznymi przepisami polskiego rządu.

Zakład w Możejkach ma duże znaczenie dla polskiej, a także litewskiej gospodarki. To największa w kraju firma, zatrudniająca ok. 1,5 tys. pracowników, z których ponad

90% to mieszkańcy Możejek i okolicznych miejscowości. To także największy na Litwie eksporter i podatnik, który odpowiada za 15% wpływów do krajowego budżetu. Obecnie kondycja rafinerii jest dobra, a ORLEN Lietuva systematycznie notuje zyski. Tymczasem jeszcze w 2015 r., za rządów PO-PSL, była ona na skraju bankructwa.

W ostatnim roku udało się znacząco wzmocnić pozycję Możejek w regionie, również za sprawą ocieplenia stosunków na poziomie międzyrządowym. W lutym tego roku oficjalnie otwarto odbudowane połączenie kolejowe z Możejek do Renge na Łotwie, które strona litewska zdemontowała w 2008 r. To blisko 20-kilometrowy odcinek, który umożliwia dostarczanie produktów z ORLEN Lietuva na rynek łotewski i estoński krótszą niż dotąd trasą, a tym samym optymalizowanie kosztów transportu.

Biurowie prasowe
PKN ORLEN



Fot. arch. PKN ORLEN

ZAKŁAD OLEJÓW, ŚRODKÓW SMAROWYCH I ASFALTÓW



- opracowywanie i modyfikacja technologii wytwarzania:
 - » olejów podstawowych (bazowych), plastyfikatorów naftowych,
 - » środków smarowych: olejów przemysłowych i smarów plastycznych,
 - » wosków naftowych (parafin i mikrowosków), wosków i kompozycji specjalnych oraz emulsji woskowych,
 - » dodatków stosowanych podczas wydobycia i transportu ropy naftowej i gazu ziemnego: inhibitorów korozji, inhibitorów parafin, inhibitorów hydratów, inhibitorów hydratów i korozji, deemulgatorów oraz inhibitorów oporów przepływu ropy naftowej,
 - » asfaltów drogowych i przemysłowych,
 - » olejów technologicznych do obróbki metali: emulgujących i nieemulgujących,
 - » niskokrzepnących płynów do chłodnic samochodowych i spryskiwaczy samochodowych;
- specjalistyczne badania oraz ocena właściwości fizykochemicznych i użytkowych:
 - » środków smarowych, smarów plastycznych i olejów przemysłowych, silnikowych,
 - » wosków naftowych, wosków specjalnych oraz kompozycji i emulsji woskowych,
 - » asfaltów drogowych i przemysłowych oraz emulsji asfaltowych, roztworów i mas asfaltowych oraz innych specyfików asfaltowych;
- opracowywanie zagadnień związanych z gospodarką olejami odpadowymi i odpadami rafineryjnymi;
- sporządzanie ekobilanсів procesów technologicznych metodą Oceny Cyklu Życia.

**INSTYTUTU NAFTY I GAZU –
PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY**
Zakład Olejów, Środków Smarowych i Asfaltów
Kierownik: dr inż. Stefan Ptak
Adres: ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków
Telefon: 12 617 75 74 Faks: 12 617 75 22
E- mail: stefan.ptak@inig.pl

Jerzy
Zagórski

PGNiG: start wydobycia z złoża Ærfugl w Norwegii

PGNiG Upstream Norway rozpoczęło produkcję z kolejnego złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka, wraz z partnerami koncesyjnymi, uruchomiła pierwszy odwiert produkcyjny na złożu Ærfugl, a rozpoczęcie eksploatacji kolejnych planuje jeszcze w tym roku.



Złoże Ærfugl jest wyjątkowo atrakcyjne pod względem opłacalności wydobycia. Produkcja z niego jest rentowna przy cenie ropy naftowej powyżej 15 dolarów za baryłkę. Wynika to m.in. z możliwości podłączenia odwiertów do znajdującej się w pobliżu jednostki produkcyjno-magazynującej FPSO Skarv, co w istotny sposób obniża koszty zagospodarowania złoża. Dlatego PGNiG Upstream Norway wraz z partnerami koncesyjnymi postanowiło o uruchomieniu wydobycia pomimo trudnych warunków rynkowych spowodowanych niskimi notowaniami węglowodorów.

– Dzięki przemyślanej strategii inwestycyjnej i wzorowym relacjom z partnerami koncesyjnymi, jesteśmy w stanie rozwijać działalność wydobywczą na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, nawet w tak niesprzyjających warunkach rynkowych, jak obecnie – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA. – Z uwagą śledzimy sytuację na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, który, podobnie jak inne części świata, pozostaje pod wpływem pandemii koronawirusa. Na razie jednak wydobycie z koncesji, których udziałowcem jest PGNiG, tak samo jak z pozostałych złóż w tym regionie, przebiega bez zakłóceń.

Plan zagospodarowania złoża Ærfugl zakłada wykonanie 6 odwiertów w dwóch fazach. Odwiert, z którego właśnie uruchomiono produkcję, jest pierwszym z trzech zaplanowanych w ramach drugiej fazy zagospodarowania. Pierwotnie otwory zaplanowane na tę fazę miały

rozpocząć produkcję dopiero w 2023 roku. Przyspieszenie prac było możliwe dzięki technicznemu zwiększeniu przepustowości FPSO Skarv.

Rozpoczęcie eksploatacji pozostałych dwóch odwiertów z drugiej fazy zagospodarowania zaplanowane jest na 2021 r. Wcześniej, bo jeszcze pod koniec 2020 r., przewidziane jest uruchomienie produkcji z trzech odwiertów zaplanowanych w ramach pierwszej fazy zagospodarowania.

Ærfugl to złożo gazowo-kondensatowe, którego zasoby wydobywalne szacowane są na 300 milionów baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Zgodnie z założeniami, w szczytowym roku produkcji wydobycie ze złoża przypadające na PGNiG wyniesie około 0,5 mld m sześć. gazu ziemnego, który trafiać będzie do gazociągu Baltic Pipe.

PGNiG Upstream Norway posiada 11,92 proc. udziałów w koncesji. Operatorem jest Aker BP, a pozostałymi partnerami Equinor Energy i Wintershall DEA.

Po uruchomieniu eksploatacji Ærfugl liczba złóż, na których PGNiG Upstream Norway prowadzi wydobycie, sięgnęła siedmiu. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na czterech kolejnych. Spółka posiada udziały w 29 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zakup udziałów w kolejnych dwóch jest na ostatnim etapie realizacji.



PGNiG przeprowadziło pierwszy załadunek autocystern LNG na Litwie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA sprzedało pierwsze dwa ładunki skroplonego gazu ziemnego ze stacji przeładunkowo-odbiorczej w Kłajpedzie. Od 1 kwietnia 2020 roku Spółka jest wyłącznym użytkownikiem tej instalacji, ulokowanej u wejścia do litewskiego portu.

– Pomimo trudnej sytuacji rynkowej spowodowanej pandemią koronawirusa, potrzebowaliśmy zaledwie tygodnia, aby rozpocząć działalność operacyjną w Kłajpedzie. Z jednej strony to dowód naszych kompetencji w obszarze LNG małej skali. Z drugiej – świadczy o dużym potencjale rynku gazu skroplonego na Litwie i pozostałych krajach nadbałtyckich – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Załadunek dwóch autocystern odbył się we wtorek 7 kwietnia. Nabywcą obu ładunków jest CRYO Shipping AS, norweska firma specjalizująca się w dostarczaniu paliwa do statków napędzanych silnikami na gaz skroplony. Firma działa na rynku bunkrowania w krajach skandynawskich, Holandii, Belgii, Niemczech i na Litwie.

– Cieszymy się z możliwości współpracy z PGNiG. Chcemy rozwinąć naszą pozycję dostawcy usługi bunkrowania statków w porcie w Kłajpedzie – podkreślił Nicholai H. Olsen, Dyrektor Zarządzający CRYO Shipping.

LNG kupione od PGNiG posłużyło do załadunku cementowca Greenland cumującego w porcie w Kłajpedzie, którego armatorem jest norweski JT Cement AS.

Ze względu na wymogi środowiskowe, gaz skroplony jest coraz chętniej wykorzystywany jako paliwo w transporcie morskim. Dzięki użytkowaniu stacji przeładunkowo-odbiorczej w Kłajpedzie, PGNiG ma szansę stać się ważnym dostawcą LNG dla statków operujących w tej części Europy. Port w Kłajpedzie należy do pierwszej piątki największych portów na Bałtyku pod względem przeładunków.

PGNiG wygrało przetarg na wyłączne użytkowanie stacji przeładunkowo-odbiorczej w Kłajpedzie w listopadzie 2019 roku. Organizatorem przetargu była Klaipedos Nafta, która jest również operatorem pływającego terminala regazyfikującego i magazynującego LNG zamuowanego w litewskim porcie, kilka kilometrów obok stacji przeładunkowo-odbiorczej w Kłajpedzie. Umowa pomiędzy Spółkami weszła w życie 1 kwietnia 2020 r. i będzie obowiązywać przez 5 lat.

Kłajpedzka stacja odbioru i przeładunku LNG wyposażona jest w pięć zbiorników o łącznej pojemności 5 tys. m sześć. (2250 ton) gazu skroplonego. Posiada dwa stanowiska do załadunku autocystern lub ISO-kontenerów, które mogą być używane jednocześnie. Nabrzeże stacji pozwala nie tylko na odbiór LNG z jednostek pływających, ale także na jego załadunek.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Pandemia i przemysł naftowy

Podobnie jak prognozy i przewidywania ekonomistów co do stanu i rozwoju gospodarki światowej i krajowej opracowane wieczorem okazują się nieaktualne następnego dnia rano, tak samo dzieje się z prognozami analityków naftowych dotyczącymi ruchów cen ropy, wy-

dobycia, nakładów na poszukiwania i właściwie wszystkich aspektów działania branży naftowo-gazowniczej. Najczęściej powtarza się spójnik „jeżeli”: „jeżeli pandemia wkrótce minie”, „jeżeli Arabia Saudyjska porozumie się z Rosją”, „jeżeli recesja nie będzie zbyt głęboka” itd. Tymczasem media pełne są alarmujących wiadomości o drastycznych cięciach wydatków, masowych zwolnieniach pracowników i rezygnacji z wielu nowych i zaawansowanych projektów inwestycyjnych. Przykłady to odwołanie przetargu na projekt Jafurah o wartości 100 mld dolarów w Arabii Saudyjskiej, zapowiedź likwidacji 1 mln miejsc pracy spośród 5 mln obecnie zatrudnionych w firmach serwisowych obsługujących wiercenia ogłoszona przez *Rystad Energy*, utrata przez *Maersk Drilling* kontraktów na czarter statków wiertniczych dla *ExxonMobil* i *Total*, czy komunikat *Hess Corp.* o zmniejszeniu budżetu przeznaczanego na inwestycje o 27%. Są też próby przeciwdziałania niekorzystnym dla przemysłu tendencjom. Producenci ropy i gazu z łupków w USA ostrzegają, że przy spadku ceny ropy poniżej 30 dolarów eksploatacja większości złóż stanie się nieopłacalna i stanowi „egzystencjalne zagrożenie”. Dlatego też grupa przemysłowców branży łupkowej zachęca b. sekretarza Dep. Energii Ricka Perry’ego do akcji na rzecz sankcji przeciwko Arabii Saudyjskiej i Rosji prowadzących wojnę cenową.

Biorąc pod uwagę wspomniane na wstępie tempo wydarzeń i charakter „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” (miesięcznik!), przytaczanie kolejnych przykładów zjawisk kryzysowych, a tym bardziej prognoz, może być mało przydatne dla czytelnika, który ma przecież dostęp do aktualnych wiadomości.



Morze Północne

Z Morza Północnego pochodzi tylko mniejsza część ropy i gazu zużywanego w Europie, jednak jest to znaczące źródło dostaw tych surowców dla naszego regionu i ważne są wiadomości o odkryciach właśnie na Morzu Północnym. W marcu br. *Equinor* wspólnie z *Neptune Energy Norge* wykonał wiercenie na strukturze Sigrun East o głębokości pomiarowej 4038 m i głębokości pionowej 3810 m, w którym przewiercono 3 horyzonty ropońskie w piaskowcach formacji Hugin. Był to pierwszy pozytywny wynik złożowy *Equinoru* w br. Szacunkowe zasoby wydobywalne ocenia się na 950 tys.-2,3 mln t ropy.

W centralnej części Morza Północnego w obrębie koncesji P1820 *Total* odkrył złożo gazo-

zowo-kondensatowe otworem Isabella, 40 km na południe od złoża Elgin-Franklin. W utworach górnourajskich i triasowych stwierdzono horyzont produktywny o miąższości netto 64 m z suchym gazem i kondensatem oraz ropą dobrej jakości. Trwa ocena przemysłowego znaczenia tej akumulacji, ale operator określa ją jako „znaczną”.

Innym sukcesem było wiercenie poszukiwawcze na koncesji PL8205 wykonane przez węgierski *MOL Norge AS*. W otworze o głębokości końcowej 2652 m stwierdzono kilka horyzontów ropońskich. W próbach uzyskano przyływ 470 t/d równoważnika ropy naftowej. Nie zakończono jeszcze oceny znaczenia przemysłowego tej akumulacji, ale szacunkowe zasoby ocenia się na 1,6-9,6 mln t równoważnika ropy. *MOL* jest operatorem koncesji PL8205, pozostali partnerzy to *Lundin Norway AS*, *Wintershall Dea Norge AS* i *Pandion Energy AS*.

Ok. 19 km na NW od złoża Balder wykonano wiercenie 25/7-8 S o głębokości pomiarowej 3225 m i pionowej 3188 m z zadaniem zbadania ropońskości utworów dolnej jury i górnego triasu (formacje Nansen, Eiriksson i Skagerrak). Drugoplanowym celem było zbadanie utworów środkowej jury. Otwór zakończono w górnotriasowej formacji Skagerrak. Zidentyfikowano kilka interwałów z ropą i gazem. Najbardziej interesujący jest 28-metrowy kompleks piaskowców z 5-metrowym poziomem ropońskim w formacji Nansen. Pozostałe to 11-metrowa seria piaskowców z 6-metrowym horyzontem ropońskim w formacji Eiriksson i 13-metrowy kompleks piaszczysty z 8-metrowym poziomem produktywnym w formacji Skagerrak. Operator, którym jest *ConocoPhillips*, nie zakończył jeszcze prób złożowych.

W podobnej sytuacji oczekiwania na końcowe wyniki jest *Wintershall Dea Norge AS*, wykonawca wiercenia Balderbra na Morzu Norweskim, w którym stwierdzono występowanie 140-metrowego kompleksu piaskowców o słabych własnościach zbiornikowych z trzema interwałami gazonośnymi. Początkowe wyższe szacunki zasobów obniżono do 3-8 mld m³ wydobywalnego gazu i 0,2-1 mln m³ wydobywalnego kondensatu.

Wkrótce *Wintershall* odniosło następną sukces na Morzu Norweskim i 7 kwietnia poinformowało o odkryciu ropy na strukturze Bergknapp. Są to dwa horyzonty ropońskie - 60-metrowy w formacji Garn (piaskowce bajosu i batonu) i 120-metrowy w dolnojurajskiej formacji Tilje. Własności zbiornikowe tych poziomów określono jako mierne do dobrych. Nowy obiekt znajduje się 8 km na zachód od złoża Maria. Szacunkowe zasoby wydobywalne wynoszą od 3,5 do 13 mln t równoważnika ropy naftowej.

Z poszukiwaniami naftowymi pośrednio związany jest projekt *Northern Lights* w pobliżu złoża Troll mający na celu sprawdzenie przydatności skal zbiornikowych do magazynowania dwutlenku węgla. Na początku marca br. zakończono dowiercanie pierwszego otworu i potwierdzono dobre własności uszczelniającej warstwy łupków oraz korzystne parametry piaskowców wytypowanych do zatłaczania CO₂. Projekt jest współfinansowany przez rząd norweski.



Ropa w dolinie Renu

W otworze poszukiwawczym Schwegenheim (Nadrenia-Palatynat), który osiągnął głębokość 2600 m przewiercono dwa horyzonty ropońskie. W perspektywicznym poziomie pstrego piaskowca znanym z pobliskiej struktury Römerberg nie stwierdzono objawów, ale w dwóch wyższych poziomach występowała ropa. W czasie wstępnej produkcji uzyskano 204 t ropy, która została dostarczona do rafinerii w Karlsruhe. Operatorem koncesji jest *Neptune Energy*.



Halliburton współpracuje z Gazprom Nieftią

Przedstawiciele obu koncernów podpisali list intencyjny o współpracy technicznej w wierceniach na Syberii w formacji Achimow (piaskowce środkowej jury). Formalnie współpraca firm z USA i Unii Europejskiej została ograniczona przez sankcje wprowadzone po 2014 r., ale według komunikatu z 26 marca br. formacja Achimow nie jest nimi objęta. Nie było informacji o tym porozumieniu na stronach obu koncernów.



Przygotowania do budowy gazociągu Siła Syberii 2

Po spotkaniu z prezydentem W. Putinem 27 marca br. prezes *Gazpromu* wydał komunikat o rozpoczęciu przygotowań do budowy gazociągu Siła Syberii 2. Wykonano już wstępne studium wykonalności, na podstawie którego prezes A. Miller powiedział, że realizacja magistrali

jest możliwa i opłacalna i rozpoczęto wstępne przygotowania do inwestycji. Gazociąg z Syberii będzie przebiegał przez Mongolię do północnych Chin i ma przesyłać 50 mld m³ gazu rocznie. Nowy rurociąg ma również zapewnić zaopatrzenie w gaz rejonów Krasnojarska, Irkucka i Republiki Buriackiej.



Tankowce jako magazyny ropy

Spadające zapotrzebowanie na ropę naftową spowodowało chwilowy zastój na rynku przewozów i przestoje dla tankowców. Niskie ceny ropy zachęcały do napełniania magazynów i według ocen portalu *Bloomberg* do początku lata magazyny wypełnią się. Departament Energii podał, że 20 marca br. W rezerwie strategicznej USA zgromadzono już 635 mln baryłek przy docelowej pojemności 797 mln baryłek ropy. Jednocześnie stawki za magazynowanie w USA wzrosły dwukrotnie. Stąd pojawił się pomysł, aby do magazynowania ropy wykorzystać tankowce. Jednak liczba wielkich tankowców, szczególnie klasy VLCC (*Very Large Crude Carrier*) o nośności do 250 tys. DWT i ULCC (*Ultra Large Crude Carrier*) o nośności do 500 tys. DWT, jest ograniczona.

Nowym elementem w morskich przewozach ropy jest wojna cenowa między Arabią Saudyjską i Rosją, która zwiększyła zapotrzebowanie na środki transportowe. Już teraz stawki za czarter tankowców klasy *Suezmax* (nośność od 120 tys. do 200 tys. DWT) gwałtownie podskoczyły do 110 tys. dolarów dziennie i blisko 400 tys. dolarów dziennie za jednostki klasy VLCC i ULCC, przy czym należy się spodziewać dalszego wzrostu stawek za czarter. Możliwości rezerwacji tankowców o pojemności rzędu 1 mln baryłek i utrzymania dotychczasowych kontraktowych stawek czarterowych są coraz mniejsze.

Postój wypełnionego ropą tankowca przy rosnącym koszcie dobowym może nie być racjonalnym rozwiązaniem, nawet przy kontrakcie podpisanym ze stawką 100 tys. dolarów dziennie. Jest to koszt 3 mln dolarów miesięcznie i 36 mln dolarów rocznie, do tego należy dodać opłaty portowe i inne. Nie wiadomo, jak długo utrzymają się niskie ceny ropy i czy armatorzy pod presją zamówień na tankowce nie będą wypowiadać kontraktów na czarter „magazynowy”.



Odkrycia ropy i gazu na Trynidadzie

Obok doniesień o nowych złożach z Gujany i Surinamu nadchodzą też wiadomości o odkryciach na Trynidadzie. Należą do nich wyniki opróbowania wiercenia *Cascadura-1*, które okazały się na tyle zachęcające, że *Touchstone Exploration Inc.* z Calgary będące operatorem bloku *Ortoire* wykonało boczne odgałęzienie otworu *Cascadura-1* o głębokości 1935,4 m. W interwale 314-1935 m stwierdzono w nim obecność horyzontów produktywnych o łącznej miąższości 316 m. Są to formacje *Herrera* (środkowy miocen) i *Cruse* (pliocen). W pierwszym etapie opróbowano interwał 49,3 m w formacji *Herrera*. Początkowo uzyskano maksymalny przyływ 780 t równoważnika ropy naftowej, z czego gaz stanowił 851 tys. m³/d, a kondensat 96,5 t/d. W teście 24-godzinnym średnia wydajność wyniosła 758 tys. m³/d gazu i 94 t/d kondensatu. Spadek ciśnienia wyniósł 20%. Kondensat ma c. wł. 0,7587 g/cm³ (550 API) i nie zawiera siarkowodoru. Rozszerzony test trwał 20 dni.

W drugim etapie opróbowano interwał 105 m w formacji *Cruse* i uzyskano maksymalną wydajność 783 t/d równoważnika ropy. Było to 832 tys. m³/d gazu i 117,6 t/d kondensatu. Test 24-godzinny dał łącznie wynik 1216 tys. m³ gazu, 149 t kondensatu (również o ciężarze 0,7587 g/cm³, bez siarkowodoru) i 12,4 m³ wody. Wyniki były lepsze niż oczekiwano i wobec tego zaplanowano w bezpośrednim sąsiedztwie następne wiercenia *Coho-1* i *Chinhook-1*. Wszystkie trzy wiercenia znajdują się na lądzie.



Drugie nowe złożo w Surinamie

W styczniu br. *Apache Corp.* donosiło o pozytywnym wierceniu *Maka Central-1* w Surinamie (WNIg 1/2020 s. 28). Już 2 kwietnia br. poinformowano o następnym odkryciu w otworze *Sapakara West-1* w obrębie bloku 58. W otworze, który osiągnął głębokość 6300 m przewiercono dwa horyzonty produktywne z ropą i kondensatem. Płytszy w kampanie z dwoma interwałami o miąższości 13 m netto z kondensatem i 30 m netto z ropą o ciężarze od 0,8498 g/cm³ do 0,8251 g/cm³ (API 35-40°). Głębszy poziom o miąższości 36 m netto i ropą o ciężarze od 0,8251 do 0,7587 g/cm³ (API 40-45°) występuje w santonie.

Dyrektor *Apache Corp.* komentując wyniki wierceń powiedział, że potwierdziły one model geologiczny przyjęty w poszukiwaniach i występowanie systemu złożowego z dwoma typami

pułapek. Odwiertem *Sapakara West-1* wykryto układ stożków nasypowych odrębny od układu *Maka Central-1*. Blok 58 ma powierzchnię 5665 km² i stwierdzono w jego obrębie co najmniej 7 pułapek i przeszło 50 obiektów o dostatecznej dojrzałości termicznej. Zaprojektowano kolejne wiercenia w pobliżu *Sapakara West-1*: *Kwaskwasi-1* i *Keskesi-1*.



Morskie badania sejsmiczne

Morskie badania sejsmiczne przechodzą w ostatnich latach dość głębokie zmiany. Przede wszystkim jest to konsolidacja i restrukturyzacja skutkująca m. in. zmniejszeniem floty statków sejsmicznych. Te procesy wzmocniły branżę i pozwoliły na przewyższenie skutków znacznych fluktuacji w zapotrzebowaniu na usługi geofizyczne. Najsilniej zaznaczyło się to w zakresie wykonywania badań sejsmicznych i te zlecenia były najsilniej dotknięte. Oceny globalnej sytuacji nacechowane są ostrożnym optymizmem, bo rynek wykazuje tendencję wzrostową, ale są to opinie z początku marca br. Np. firma *Polarcus* deklaruje, że ma pełny portfel zleceń na rok 2020, także w Australii i Gwinei Równikowej, ale przecież zagrożenie koronawirusem zdecydowanie może być uznane za klauzulę siły wyższej uprawniającą do wycofania się z kontraktu.

Dobra sytuacja zapowiada się dla *PGS*, które ma przygotowane kontrakty w Republice Kongo, Papui i Nowej Gwinei. *TGS* powiększa swoje archiwum dokumentacji geofizycznych w formule *multi-client*. Dzięki przejściu *Spectrum* archiwum obejmować będzie też dane z 389 bloków z Zatoki Meksykańskiej o powierzchni 8860 km², a także z rejonu *Mississippi Canyon* na zewnętrznym szelfie kontynentalnym zarejestrowane przez *Western Geco* i *CGG*.

CGG przechodzi z pozycji kontraktora statków sejsmicznych i wykonawcy badań i wybiera status dostawcy zaawansowanych technologii rozbudowując zaplecze badawczo-rozwojowe. M. in. oferuje system rejestracji dennych *GPR* współpracujący z metodą *QuietSeis* opracowaną przez *Sercela*. Wachlarz oferowanych przez *CGG* usług rozszerzył się dzięki przejściu *Shearwater Geo Services* (do 2 statków należących do *CGG Marine Resources* dołączyło 5 nowoczesnych statków *Shearwater*). Kierownictwo koncernu uważa też, że bardzo zwiększa się zapotrzebowanie na cyfryzację archiwalnych danych sejsmicznych

i w związku z tym zakres tych usług ma być znacznie zwiększony i udoskonalony przez wprowadzenie oprogramowania *DigEx* wydawnie poprawiającego jakość wyników.

ION Geophysical, czołowy producent sprzętu geofizycznego, rozwija też intensywnie reprocessing profili sejsmicznych 2-D i zdjęć 3-D. Są to m.in. pakiety *multi-client* z Morza Karaibskiego.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Apache Corp., ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Gazprom, Gazprom Neft, Hart Energy, MOL, Neptune Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Reuters, Total, Wintershall, World Oil.*



PKN ORLEN wszedł w decydujący etap rozmów z KE w sprawie przejęcia Grupy LOTOS

PKN ORLEN otrzymał od Komisji Europejskiej możliwość zapoznania się z wynikami jej analiz przeprowadzonych w II fazie postępowania, związanego z przejęciem kapitałowym Grupy LOTOS. Zgodnie z praktyką dla tej fazy postępowania, zastosowana została procedura „Statement of Objections”. Pisemne zgłoszenie przez Komisję Europejską uwag ułatwi PKN ORLEN dostosowanie propozycji środków zaradczych do wytycznych Komisji i ich formalne złożenie w najbliższym czasie.

Jesteśmy zdeterminowani, żeby przeprowadzić transakcję przejęcia Grupy LOTOS. Obecna sytuacja na rynku paliwowo-energetycznym najlepiej pokazuje, że firmy muszą dywersyfikować działalność, ponieważ zwiększa to ich odporność na wahania makroekonomiczne i sytuację geopolityczną. Przejęcie Grupy LOTOS to racjonalny krok biznesowy. W dłuższej perspektywie wzmocni obie firmy i zapewni ich funkcjonowanie oraz utrzymanie konkurencyjnej pozycji na międzynarodowym rynku. Wpłynie także na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski. Wydane przez Komisję Europejską zastrzeżenia nie są dla nas zaskoczeniem. To naturalny etap w bardziej skomplikowanych postępowaniach, a takim jest właśnie fuzja z Grupą LOTOS. Komisja przedstawia swoje uwagi pierwszy raz

w tak pełnej formie na piśmie. Z pewnością dokładnie je przeanalizujemy i odniesiemy się do nich, składając jednocześnie formalną propozycję środków zaradczych. Wierzymy, że rozwieją one wątpliwości Komisji – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Wyrażenie zgody na koncentrację, poprzedzone wystosowaniem przez Komisję Europejską „Statement of Objections”, to standardowa praktyka. W ostatnich trzech latach została zastosowana m.in. w sprawach: T-Mobile NL – Tele2 NL, Dow – DuPont, Bayer – Monsanto czy ArcelorMittal – Ilva. Wszystkie z nich zakończyły się korzystnym rozstrzygnięciem i zgodą lub warunkową zgodą ze strony Komisji na przeprowadzenie fuzji.

Wydane przez Komisję Europejską Statement of Objections nie uwzględnia propozycji środków zaradczych, które wkrótce formalnie zostaną złożone przez PKN ORLEN. Będą one rezultatem wielomiesięcznych rozmów zarówno z KE, jak i innymi uczestnikami rynku. Koncern spodziewa się, że w pełni odpowiedzą na wątpliwości sygnalizowane przez Komisję i pozwolą na wydanie pozytywnej decyzji dotyczącej przejęcia Grupy LOTOS w zakładanym terminie, czyli do końca pierwszej połowy tego roku.

Fuzja z Grupą LOTOS to ważny krok w kierunku budowy silnego multienergetycznego koncernu, o międzynarodowym potencjale, skutecznie konkurującego na wszystkich rynkach. Połączenie firm zapewni im mocniejszą pozycję w negocjacjach cenowych z kontrahentami z USA, krajów Bliskiego Wschodu czy Rosji, a także ułatwi nawiązanie współpracy z nowymi partnerami. Transakcja ta będzie miała szczególne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa paliwowo-energetycznego Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej.

Oznacza ona również większe możliwości finansowe na realizację dużych, wymagających wielomiliardowych nakładów, projektów inwestycyjnych, korzystnych dla polskiej gospodarki oraz środowiska, np. planowanej inwestycji w budowę morskich farm wiatrowych. Fuzja to także szansa dla obu firm na wejście w nowe obszary działalności i jeszcze szybsze rozwijanie tych, w których są już aktywne. W przypadku Grupy LOTOS jest to np. elektromobilność.

LOTOS zachowa pełną odrębność podatkową. To oznacza dalsze wpływy do budżetu miasta Gdańsk na takich samych zasadach, jak obecnie. Siedziba spółki pozostanie w Gdańsku i tu, tak jak do tej pory, będą trafiać wpływy z tytułu podatku CIT. Podobnie będzie z podatkami od nieruchomości.

Fuzja będzie wiązała się z optymalizacją

procesów biznesowych, jednak nie oznacza to redukcji zatrudnienia. Miejsca pracy zostaną utrzymane. Pracownicy zyskają z kolei możliwości rozwoju zawodowego oraz pracy w większej i silniejszej firmie o znaczeniu międzynarodowym.

Jeden silny koncern znacznie mocniej będzie mógł zaangażować się w działania społeczne, kulturalne i sportowe na Pomorzu. Dzięki skoordynowanej polityce CSR, lokalne społeczności zyskają większe i bardziej kompleksowe wsparcie.

Konsolidacja firm paliwowych w innych europejskich krajach już dawno nastąpiła. Przykładem jest węgierski MOL, norweski Statoil i powstały z niego Equinor, hiszpański Repsol, portugalski Galp Energia, włoskie Eni, austriackie OMV czy francuski TOTAL. Na wszystkich wspomnianych rynkach połączenie największych firm nie tylko nie zaburzyło konkurencji na rynku, lecz dało impuls do wprowadzenia korzystnych zmian. Proces konsolidacji spółek również w Polsce w żaden sposób nie zaburzy konkurencji zarówno w obszarze paliw, jak i logistyki, co gwarantuje unijne prawo antymonopolowe.

Proces przejęcia kapitałowego Grupy LOTOS przez PKN ORLEN został zainicjowany w lutym 2018 r., podpisaniem listu intencyjnego ze Skarbem Państwa, który posiada w gdańskiej spółce 53,19 proc. głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy. W kwietniu 2018 r. w Grupie LOTOS rozpoczął się proces due diligence, czyli badanie jej kondycji handlowej, finansowej, prawnej i podatkowej pod kątem przejęcia. W lipcu ubiegłego roku PKN ORLEN złożył w Komisji Europejskiej formalny wniosek o zgodę na koncentrację. Z kolei pod koniec sierpnia 2019 r. podpisane zostało porozumienie pomiędzy PKN ORLEN a Skarbem Państwa i Grupą LOTOS określające ramową strukturę transakcji przejęcia gdańskiej spółki.



PKN ORLEN sfinalizował przejęcie Grupy ENERGA

PKN ORLEN nabył 80 proc. akcji Grupy ENERGA, które stanowią ok. 85 proc. ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu tej spółki. Oznacza to, że koncern formalnie stał się właścicielem gdańskiej firmy. To największa tego typu transakcja na polskim rynku paliwowo-energetycznym. Proces zakupu został zrealizowany w ciągu zaledwie 4 miesięcy.

W tym czasie PKN ORLEN spełnił wszystkie warunki zawieszające niezbędne do przeprowadzenia transakcji przejęcia Grupy ENERGA, w tym osiągnięcie progu 66 proc. akcji objętych wezwaniem. Finalnie ich cena została ustalona na poziomie 8,35 zł za akcję.

Naszym priorytetem jest obecnie skuteczne przeprowadzenie integracji obu podmiotów. Przed nami intensywny czas analiz realizowanych przez gdańską spółkę projektów i zaprojektowania działań w zgodzie ze strategią obu firm oraz ich ładem korporacyjnym. Formalne przejęcie Grupy ENERGA to ważny krok na drodze budowania silnego, multienergetycznego koncernu, który wzmocni pozycję konkurencyjną i finansową połączonych firm, bezpieczeństwo energetyczne kraju, a przede wszystkim polską gospodarkę – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

PKN ORLEN ogłosił wezwanie na 100 proc. akcji Grupy ENERGA 5 grudnia 2019 r. Pierwotnie miało ono potrwać do 9 kwietnia br. W związku z sytuacją spowodowaną epidemią koronawirusa, 26 marca br. termin przyjmowania zapisów na akcje pomorskiej Grupy został wydłużony do 22 kwietnia 2020 r. Bezwarunkową zgodę Komisji Europejskiej na przeprowadzenie transakcji Koncern otrzymał 31 marca br. Cena za jedną akcję gdańskiej grupy w wezwaniu została 15 kwietnia br. podwyższona z 7 do 8,35 zł. Z kolei 18 kwietnia br. podpisane zostało porozumienie ze Skarbem Państwa dotyczące kontynuacji strategicznych inwestycji Grupy ENERGA i utrzymania polityki zatrudnienia zapewniającej prawidłowe funkcjonowanie jej spółek. Ostatni warunek zawieszający, czyli osiągnięcie progu 66 proc. akcji objętych wezwaniem, został spełniony 20 kwietnia br. Formalnie transakcja sfinalizowana została 30 kwietnia br. nabyciem akcji ENERGA stanowiących około 80% kapitału zakładowego spółki oraz około 85% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu. Cena wszystkich nabytych akcji wyniosła około 2,77 mld zł i została pokryta przez Spółkę gotówką pochodzącą ze środków własnych oraz z dostępnego kredytu konsorcjalnego.

Wejście do zintegrowanej Grupy to duża szansa rozwojowa dla Grupy ENERGA. Tworzenie koncernów multienergetycznych wpisuje się w megatrendy i działania realizowane przez inne, międzynarodowe koncerny z branży paliwowej. Dywersyfikacja źródeł przychodów zwiększa bowiem odporność spółki na wahania rynkowe i zmiany w otoczeniu makroekonomicznym. W ten sposób budowana jest dodatkowa wartość dla Klientów i Akcjonariuszy. Przykładem koncernu multisektorowego kontrolowanego przez państwo jest

włoski ENI. Obecnie firma jest największym przedsiębiorstwem we Włoszech oraz jednym z czołowych zintegrowanych producentów ropy i gazu na świecie. Polskim odpowiednikiem takiego gracza byłby koncern łączący w sobie ORLEN, LOTOS oraz ENERGE.

Połączony biznes będzie miał jeszcze większy potencjał inwestycyjny. Zgodnie z deklaracją w porozumieniu ze Skarbem Państwa, PKN ORLEN będzie kontynuował strategiczne projekty gdańskiej grupy, weryfikując jednak warunki ich kontynuacji. Jednocześnie Koncern planuje dalszy rozwój obszarów, w których ORLEN i ENERGE są już aktywne, np. elektromobilność czy OZE, ale też wejście w nowe projekty, np. morskie farmy wiatrowe.

Sfinalizowanie transakcji pozwoli efektywniej wykorzystać potencjał obu firm. Grupa ENERGA posiada łącznie ponad 50 aktywów produkujących energię z odnawialnych źródeł, w tym przede wszystkim elektrownie wodne, lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne. Ponad 30% produkowanego przez Grupę ENERGA wolumenu energii elektrycznej pochodzi z odnawialnych źródeł i jest to najwyższy udział spośród jej głównych konkurentów. Dla PKN ORLEN to ciekawy portfel OZE, który bilansuje posiadane przez spółkę aktywa konwencjonalne, na przykład bloki parowo-gazowe w Płocku i Włocławku.

Transakcja umożliwi również wykorzystanie obecnych nadwyżek produkcyjnych PKN ORLEN przez Grupę ENERGA. Pozwoli to na ograniczenie kosztów operacyjnych związanych z obrotem energią na Towarowej Giełdzie Energii. Z kolei połączenie bazy klientów obydwu grup wygeneruje potencjał do sprzedaży dodatkowych produktów i usług, szczególnie w segmencie odbiorców detalicznych.

Na przejęciu Grupy ENERGA przez PKN ORLEN skorzystają nie tylko obie firmy i polska gospodarka. Jednym z głównych beneficjentów przejęcia kapitałowego gdańskiej Grupy będzie Pomorze i jego mieszkańcy. Dzięki planowanym inwestycjom wzrośnie liczba i skala zamówień. Z podatkowego punktu widzenia, Grupa ENERGA zachowa pełną odrębność, co oznacza dalsze, większe wpływy do regionalnego budżetu, a tym samym większe możliwości rozwoju Pomorza.

Biuro prasowe
PKN ORLEN



GAZ-SYSTEM: polski odcinek gazociągu podmorskiego Baltic Pipe wkrótce z kompletem pozwoleń

Wojewoda zachodniopomorski 31 marca br. wszczął procedurę administracyjną w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla części gazociągu Baltic Pipe, zlokalizowanego na dnie Bałtyku w polskim obszarze morskim. Trasa gazociągu o długości 56 km przebiega przez polskie wody terytorialne oraz wyłączną strefę ekonomiczną.

Postępowanie administracyjne dla gazociągu podmorskiego zostało podzielone na dwie części:

- gazociąg na dnie morza w polskiej strefie o długości 56 km,
- lądowy odcinek gazociągu podmorskiego o długości około 90 m wraz z zespołem zaporowym Niechorze - Pogorzelica.

Wyjście gazociągu podmorskiego na ląd zostanie poprowadzone metodą mikrotunelingu. Ta bezwypadkowa technologia polega na wykonaniu betonowej obudowy, w której umieszczony zostanie gazociąg podmorski wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Dzięki zastosowaniu tej metody klif oraz wydm na polskim wybrzeżu pozostaną nienaruszone, a ingerencja w plażę będzie ograniczona do minimum.

W marcu br. wojewoda zachodniopomorski wszczął także postępowanie dla tzw. odcinka lądowego gazociągu podmorskiego. Zakłada ono budowę „łącznika” (ang. „spool”) wraz z zespołem zaporowym. Ten odcinek gazociągu zakończy się w komorze zespołu zaporowego, gdzie zostanie połączony z lądową częścią inwestycji. Lokalizację tego obiektu przewidziano w rejonie miejscowości Pogorzelica (gmina Rewal).

Otrzymanie kompletu pozwoleń na budowę dla odcinka podmorskiego oraz tzw. łącznika planowane jest na II kwartał bieżącego roku. Równolegle

GAZ-SYSTEM prowadzi procedurę wyboru wykonawcy robót budowlano-montażowych. Dzięki temu rozpoczęcie prac związanych z budową gazociągu podmorskiego będzie możliwe jeszcze w tym roku.

Podstawą do wydania decyzji pozwolenia na budowę jest ustawa o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (tzw. specustawy).

Biuro prasowe
GAZ-SYSTEM S.A.



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą
Koleżanki i Koledzy:

90 lat

Irena Radziejowska z Oddziału w Gdańsku

85 lat

Aniela Pietrzak z Oddziału w Sanoku
Andrzej Kubiński z Oddziału w Warszawie I
Stanisław Rzemieński z Oddziału w Tarnowie

80 lat

Wojciech Kicman z Oddziału w Pile
Andrzej Gaca z Oddziału w Czechowicach
Stanisława Kaczmarczyk z Oddziału w Krakowie

75 lat

Adam Jurczak z Oddziału w Sanoku
Stefan Moskal z Oddziału w Tarnowie
Stanisław Świdrak z Oddziału w Sanoku
Bogusław Walasek z Oddziału w Zielonej Górze
Teresa Szymańska z Oddziału w Warszawie II
Bogdan Chodkiewicz z Oddziału w Krakowie

70 lat

Władysław Potera z Oddziału w Pile
Andrzej Michniewski z Oddziału w Krakowie
Krystyna Michniewska z Oddziału w Krakowie
Anna Falkowska-Kałaczyńska z Oddziału w Pile
Bogdan Musiał z Oddziału w Gdańsku
Kazimierz Płaza z Oddziału w Tarnowie
Marek Ewich z Oddziału w Łodzi
Jan Chłopik z Oddziału w Sanoku

W imieniu Zarządu Głównego SITP NiG Szanownym Koleżankom
i Kolegom życzymy zdrowia, pomyślności i radości w życiu osobistym
i stowarzyszeniowym.

Jak pracujemy w czasie epidemii

Od dnia 16 marca br. aż do odwołania, Biuro Zarządu Głównego SITP NiG oraz specjalistyczne jednostki organizacyjne SITP NiG do prowadzenia działalności szkoleniowej, rzeczoznawczej i wydawniczej: Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa (OSiR) i Redakcja Wiadomości Naftowych i Gazowniczych, pracują w trybie pracy zdalnej.

W Biurze Zarządu wszelkie sprawy załatwiane są na bieżąco drogą mailową, a w razie potrzeby pracownicy Biura pracują również w siedzibie biura.

Ośrodek Szkolenia i Rzeczoznawstwa organizuje i prowadzi szkolenia on-line, a Komisje Kwalifikacyjne działające przy Stowarzyszeniu przeprowadzają w ten sposób egzaminy kwalifikacyjne. Umożliwia to Art. 73. Ustawy z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz. U. poz. 374, 567 i 568 (...), mówiący m.in., że „Sprawdzenie kwalifikacji w zakresie eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji w okresie do dnia 31 grudnia 2020 r., może być przeprowadzane zdalnie pod warunkiem zachowania możliwości identyfikacji osoby, której kwalifikacje się sprawdza i zabezpieczenia przebiegu egzaminu przed ingerencją osób trzecich.”

Również Redakcja Wiadomości Naftowych i Gazowniczych pracując w trybie zdalnym, przygotowuje i wydaje kolejne numery czasopisma.

Wszyscy dokładamy starań, aby nasi członkowie i sympatycy nie odczuli zbyt uciążliwości związanych z działalnością Stowarzyszenia w trudnej sytuacji spowodowanej epidemią koronawirusa COVID-19.

Jolanta Likus

Szanowni Czytelnicy,

Wspierając inicjatywę krakowskiego Oddziału SITP NiG, prezentujemy w niniejszym wydaniu naszego czasopisma rozmowę z jednym z najstarszych seniorów – kol. mgr. inż. Lucjanem Rudzikiem, geologiem / geofizykiem, urodzonym w Sanoku 8 grudnia 1927 roku.

Żywimy nadzieję, że w ten sposób uratujemy od zapomnienia wspaniałe życiorysy

i dokonania zawodowe naszych starszych koleżanek i kolegów.

Uchwycone wspomnienia, znaczone dystansem do przeżytych w przeszłości wydarzeń społeczno-gospodarczych, mogą być przydatnym drogowskazem dla młodszych koleżanek i kolegów – jak pożytecznie żyć i być przydatnym dla rozwoju naszej branży. Jak zdobywać uznanie i szacunek kolegów i współpracowników.

Publikując ten materiał zachęcamy prezesów Oddziałów do podtrzymania tej inicjatywy



ODDZIAŁ w KRAKOWIE

i zaprezentowania swoich seniorów w kolejnych numerach naszego czasopisma.

Redakcja

Rozmowa z Lucjanem Rudzikiem

W rozmowie uczestniczyli: Krystyna Maciurzyńska (KM), Ryszard Cygan (RC), Jan Wójcik (JW)

RC. Twoje „gniazdo rodzinne” to miasto Sanok. Dzisiaj, z perspektywy tak wielu lat - jak zapamiętałeś początki swojej egzystencji; środowisko rodzinne, kolegów, szkołę, otaczającą Cię atmosferę codziennego życia mieszkańców tego regionu?

Sanok to moje rodzinne miasto, tutaj się urodziłem i stąd pochodzi moja rodzina, ale stale mieszkalem w tym mieście tylko w latach 1939 - 1946 tj. podczas okupacji niemieckiej i później do matury. Moje wspomnienia z okresu przedwojennego są fragmentaryczne i słabo utrwalone. Przemieszczałem się wraz z rodzicami do różnych miejscowości, w których pracowali będąc nauczycielami.

RC. Zapewne będąc uczniem, najbardziej utkwiły Ci w pamięci wspomnienia z okresu wojny i okupacji. Jak przeżyłeś Ty i Twój najbliższy ten straszny okres?

Czas wojny i okupacji przypadł na moje młodzieńcze lata, były więc skrajne emocje i niedostatek materialny. Ukończyłem w tym czasie 6. i 7. klasę Szkoły Powszechnej, Szkołę Handlową i zdążyłem jeszcze prawie rok pracować w sklepie z artykułami żelaznymi, co chroniło mnie przed przymusowym wywiezieniem do pracy w Niemczech. Ponadto uczyłem się wg programu I i II klasy przedwojennego gimnazjum, co umożliwiło mi, po okupacji w 1944 r., podjęcie nauki w III klasie gimnazjum ogólnokształcącego.

RC. Młody człowiek rośnie, kształtują go wydarzenia społeczno-gospodarcze i zdobywa-

ne doświadczenie życiowe. Następuje czas wyboru (lub przypadku). Studia, praca zawodowa, założenie rodziny. Jakich dokonujesz wyborów i jaka jest ich motywacja? Czy fakt, że w regionie Sanoka (Karpaty Wschodnie) już w latach dwudziestych XX wieku prowadzono badania geofizyczne dla przemysłu naftowego, miał wpływ na Twoje decyzje?

Decyzję o studiowaniu na Wydziale Geologiczno-Mierniczym AGH podjąłem dość spontanicznie. Pierwotnie zamierzałem studiować na Wydziale Komunikacji (wówczas Wydział Politechniczny AGH) i nawet zdałem egzamin wstępny, który został uznany na Wydziale Geologiczno-Mierniczym. Specjalizację w zakresie geofizyki stosowanej wybrałem na ostatnim roku studiów. W związku z czym zacząłem pracować jeszcze przed ich ukończeniem w Przedsiębiorstwie Poszukiwań Geofizycznych. Ułatwiło mi to uzyskanie nakazu pracy do tego przedsiębiorstwa po uzyskaniu dyplomu ukończenia studiów.

RC. Tak więc, wybrałeś i ukończyłeś studia na Wydziale Geologiczno-Mierniczym AGH w Krakowie w 1952 roku. Jak wspominasz studia? Pamiętasz kolegów/koleżanki, którzy ukończyli studia

w tym samym roku? Jakie w tamtym czasie były zasady/kryteria podejmowania pracy?

Okres studiów w AGH to były dla mnie dobre i miłe lata. Relacje pomiędzy kolegami i koleżankami (tylko dwie) były przyjazne. Po ukończeniu studiów nasze drogi się rozeszły i kontakty były raczej przypadkowe lub okazjonalne. W tym czasie obowiązywały tzw. nakazy pracy co uniemożliwowało swobodny wybór miejsca zatrudnienia.

RC. Geofizyka jest pojęciem bardzo szerokim jeżeli chodzi o metody badawcze skrupy ziemskiej, których celem jest poszukiwanie, w naszym przypadku – zasobów



Lucjan Rudzik

węglowodorów. Spośród tych wszystkich metod badawczych: sejsmicznych, grawimetrycznych, magnetycznych i radiometrycznych, która według Ciebie jest najbardziej efektywna i czy mógłbyś w kilku zdaniach ją opisać?

Spośród metod geofizyki stosowanej najczęściej i efektywnie wykorzystywaną metodą jest sejsmika refleksyjna. Polega na odpowiednim wzbudzeniu fal sejsmicznych (drgań) i stosownym ich rejestrowaniu. Wzbudzenia można dokonywać eksplozją materiałów wybuchowych w otworach strzałowych lub za pomocą specjalnych urządzeń mechanicznych (głównie są to tzw. wibratory). Zarejestrowane fale sejsmiczne po ich przetworzeniu dają cenne informacje o budowie geologicznej badanego obszaru. Aktualnie rejestrowanie i przetwarzanie dokonuje się za pomocą technologii cyfrowej. Badanie sejsmiką refleksyjną prowadzi się z powierzchni ziemi, a wyniki są wykorzystywane do lokalizacji przyszłych wierceń.

Drugą ważną częścią geofizyki stosowanej w poszukiwaniach węglowodorów są badania w otworach wiertniczych tzw. profilowania. Do otworu opuszcza się odpowiednio skonstruowane sondy, które przekazują kablem dane do rejestratorów na powierzchni, gdzie są zapisywane i przetwarzane. Oczywiście dokonywane jest to z użyciem techniki cyfrowej.

Do profilowania otworów wiertniczych wykorzystuje się wiele właściwości górotworu: opór elektryczny, predkości rozchodzenia się fal sejsmicznych, naturalną i wzbudzoną promieniotwórczość i inne. Zasadniczym celem profilowania geofizycznego otworu wiertniczego jest wykrycie i zlokalizowanie warstwy skalnej nasyconej węglowodorami (ropą i/lub gazem).

Technika profilowań otworów wiertniczych wykorzystywana jest także do badania stanu technicznego otworu i wykonywania specjalnych zabiegów jak np. ocena stopnia zacementowania rur okładzinowych lub ich perforowania w celu umożliwienia dopływu do otworu węglowodorów.

JW. Prawie 40 lat (1959 - 1997) na stanowisku Naczelnego Inżyniera. Czy to nie prowadzi do rutyny?

No cóż...rutyna wynika przede wszystkim z doświadczenia i wiedzy. Mam nadzieję, że nie przybrała w moim przypadku niekorzystnej postaci.

JW. Czy charakteryzując pojęcie „geofizyka” dla inżynierów innych specjalności jego poprawnym opisem jest - badanie skorupy ziemskiej za pomocą metod sejsmicznych, geoelektrycznych, grawimetrycznych, ma-



Jubileusz XXX lat Geofizyki Kraków 1986 rok, Od lewej: K. Sojka, M. Skrzyński, L. Rudzik, J. Wójcik

gnetycznych i radiometrycznych w poszukiwaniu różnych złóż surowców a w szczególności ropy i gazu?

Opis odnosi się do części zakresu badawczego geofizyki stosowanej, która jest wyodrębnioną dziedziną geofizyki litosfery i wykorzystuje się ją w geologii, górnictwie, budownictwie i archeologii.

JW. Do czego w geofizyce używano się materiałów wybuchowych i jakie problemy z tego wynikały?

Materiały wybuchowe w geofizyce stosowane są do wzbudzenia drgań sejsmicznych, a także do perforowania rur okładzinowych otworów wiertniczych. W związku z tym wykonawcy tych robót podlegają przepisom prawa górnictwa o stosowaniu materiałów wybuchowych. Dotyczy to nabywania, przechowywania, transportu i używania materiałów wybuchowych, a osoby wykonujące te czynności muszą mieć stosowne, stwierdzone kwalifikacje. Całość podlega nadzorowi Urzędu Górniczego.

JW. W latach 60 rozwój geofizyki poszukiwawczej w Polsce wspomagali eksperci radzieccy. Jak oceniasz ich udział w efektach działalności Geofizyki Kraków i czy były jakieś alternatywne rozwiązania?

Geofizycy radzieccy podjęli prace na podstawie międzynarodowej umowy o pomocy ZSRR w intensyfikacji poszukiwań ropy i gazu w Polsce. W tym czasie liczba polskich geofizyków była niewystarczająca do niezwłocznego rozszerzenia badań geofizycznych.

Delegowani do Polski geofizycy radzieccy byli doświadczonymi profesjonalistami i współpraca z nimi nie sprawiała szczególnych trudności. Decyzję o intensyfikacji poszukiwań naftowych w Polsce podjęły najwyższe władze

rządowe. Sądzę, że nie były rozważane inne rozwiązania tego przedsięwzięcia.

Przy tej okazji trzeba przypomnieć, że także Wojsko Polskie wsparło intensyfikację badań geofizycznych, delegując do terenowych badań sejsmicznych grupę elektroników i geodetów.

JW. Twoją dużą zasługą było zorganizowanie, po decyzjach rządowych w 1964 roku, Zakładu GEOFIZYKI w Toruniu. Co było uzasadnieniem tej decyzji? Czy były to sukcesy poszukiwawcze i rosnące zapotrzebowanie na węglowodory?

O utworzeniu Zakładu Geofizyki w Toruniu zdecydowało Zjednoczenie Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w ramach planu intensyfikacji poszukiwań naftowych w Polsce. Dyrektor ZPNIg polecił mi imiennie opracowanie założeń projektowych do budowy i organizacji tego Zakładu. Rolę bezpośredniego inwestora powierzono Przedsiębiorstwu Geofizyki Górnictwa Naftowego w Krakowie. Jako Naczelnego Inżyniera tego przedsiębiorstwa miałem obowiązek nadzorowania przebiegu budowy obiektów oraz organizacji Zakładu.

JW. Specyfiką pracy w geofizyce jest praca w terenie. Jak w Twojej ocenie zdołano na przestrzeni lat poprawić i ucywilizować te warunki?

Jestem już na emeryturze ponad dwadzieścia lat i nie mam aktualnego oglądu prac terenowych. Jestem jednak przeświadczony, że warunki pobytu w terenie są znacznie lepsze niż dwadzieścia lat temu.

JW. Pełniąc funkcję Doradcy Dyrektora (po 1997 roku) byłeś odpowiedzialny i koordynowałeś prace związane z Instrukcją HSE (zdrowie, bezpieczeństwo, środowisko) oraz



Uczestnicy spotkania, od lewej: Ryszard Cygan, Krystyna Maciurzyńska, Lucjan Rudzik, Jan Wójcik

uzyskiwanie certyfikatów ISO. Jak te certyfikaty wpłynęły na pozycję firmy na rynku zleceń?

Stosowne instrukcje i dokumenty dotyczące sposobu zapewnienia pracownikom bezpieczeństwa i ochrony ich zdrowia oraz ochrony środowiska są wymagane przez organa nadzorujące i zleceniodawców. Certyfikaty ISO wspomagają, a niekiedy warunkują uzyskanie kontraktów.

JW. Geofizyka Kraków dla realizacji swoich zadań współpracowała z wieloma instytucjami naukowo-badawczymi: IG, AGH, INiG, i PAN. Jak z perspektywy lat oceniasz efekty tej współpracy?

Współpraca PGGN z instytucjami naukowo-badawczymi układała się pomyślnie. Obie strony wykazywały zainteresowanie współpracą uzyskując wzajemne korzyści.

JW. W historii Geofizyki Kraków był okres szczególnie, związany z przemianami społeczno-gospodarczymi lat 80. XX wieku. Jakie wydarzenia tego okresu uważasz za najważniejsze, zarówno dla firmy jak i dla Ciebie osobiście?

Zmiana celu działań przedsiębiorstwa z „zaspokajania potrzeb społecznych” na „efektywność ekonomiczną-zysk”. To wiele zmieniło.

KM. Godna wyróżnienia jest Twoja ponad 60. letnia działalność w SITPNIg. Co skłoniło Cię do wstąpienia do SITPNIg?

Przekonanie, że inżynier powinien należeć do stowarzyszenia branżowego dla utrzymywania kontaktów zawodowych i towarzyskich.

KM. Czym kierowali się wówczas młodzi ludzie podejmując działalność społeczną? Szczególnego znaczenia nabiera to pytanie

dzisiaj, kiedy obserwuje się małe zainteresowanie ludzi młodych działalnością stowarzyszeń branżowych.

Mogli oficjalnie zgłaszać opinie i postulaty dotyczące zarządzania przedsiębiorstwem, warunków pracy i płac. Koła Stowarzyszenia uzyskiwały różne formy wsparcia ze strony przedsiębiorstwa. Aktualnie znaczenie Kół Stowarzyszenia w firmie jest znikome. Tak sądzę.

KM. Przez te lata pełniłeś wiele funkcji w SITPNIg. Czy możesz wymienić takie, które dały wiele satysfakcji?

Jestem członkiem SITPNIg od 1961 roku (wcześniej byłem w Stowarzyszeniu Górników) i pełniłem wiele funkcji w Zarządzie Głównym i w Zarządzie Oddziału oraz ich organach (komitety, komisje itp.).

Dużą satysfakcję sprawiło mi uczestnictwo (w latach 1973-1991) z upoważnienia SITPNIg w Komitecie Porozumiewawczym organizacji, przedsiębiorstw i instytutów z KDL-u ds. organizowania Międzynarodowych Sympozjów Geofizycznych. W tym okresie zorganizowano 17 MSG w krajach członków Porozumienia: na Węgrzech, w Czechosłowacji, Bułgarii, Polsce, Niemczech Wschodnich, Rosji i na Ukrainie.

Uczestnikami MSG byli przede wszystkim geofizycy z krajów członków Porozumienia.

MSG obejmowały, oprócz przedstawiania prac naukowo-technicznych, część wystawową, na której prezentowano aparaturę i sprzęt do badań geofizycznych. W tej części uczestniczyli również wystawcy z Francji i USA.

Oceniam, że MSG były przedsięwzięciem pożytecznym, umożliwiającym wymianę doświadczeń i osiągnięć zawodowych, a także nawiązanie bezpośrednich kontaktów osobistych.

KM. Czy działalność SITPNIg była zauważalna w czasie zmian ustrojowych w latach 80. i 90. XX wieku?

W okresie przemian ustrojowych dominującą rolę odgrywały związki zawodowe. Działalność SITPNIg nie była doceniana.

KM. Przez wiele lat pełniłeś funkcję przewodniczącego Klubu, a ostatnio Koła Seniora Naftowca. Jak oceniasz obecne zainteresowanie seniorów działalnością Kół Seniora? Na emerytury przechodzi kolejne pokolenie, natomiast tych osób nie widać w Kole?

Nie mam wystarczających danych do oceny zainteresowania seniorów działalnością w Kółach. Odnoszę jednak wrażenie, że inne organizacje skupiające seniorów bardziej spełniają ich oczekiwania niż Koła Seniorów SITPNIg. Możliwości działania Kół Seniorów bez istotnego wsparcia organizacyjnego i finansowego przez ZG i ZO są ograniczone. Aktualnie sytuacja SITPNIg nie sprzyja powiększeniu liczby członków Kół Seniorów. Trzeba jednak ustalić czy jest to pożądane?

KM. Toczą się dyskusje na temat działalności instytucji pozarządowych. Jak z perspektywy czasu oceniasz działalność stowarzyszeń branżowych?

Myślę, że cele stowarzyszeń branżowych, sposoby finansowania i formy działań powinny być zrewidowane i dostosowane do rzeczywistych możliwości. Trzeba też uwzględnić oczekiwania członków co do korzyści z przynależności do stowarzyszenia. Aktualnie działalność naukowo-techniczna jest bardzo ograniczona.

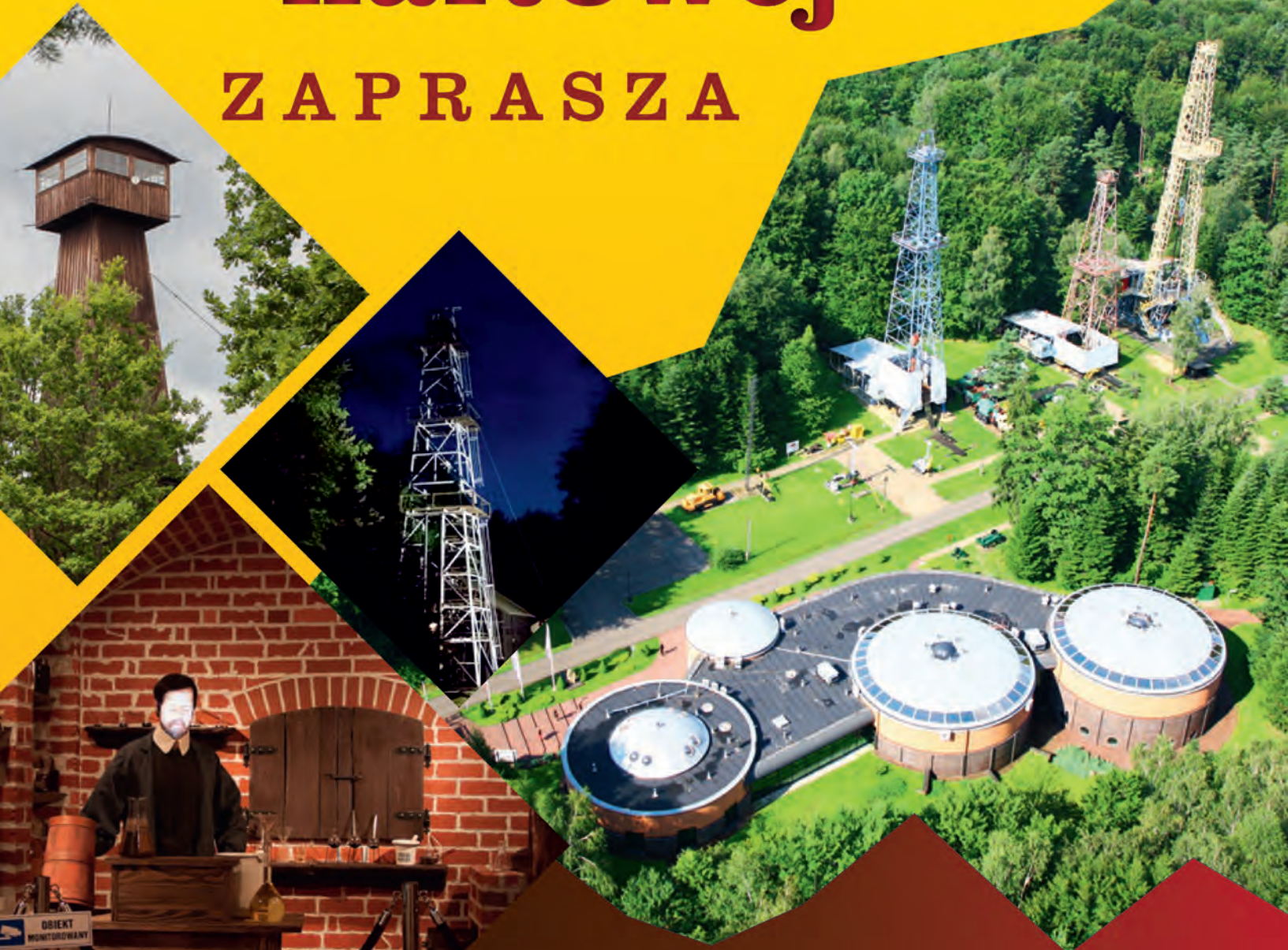
Spisano w Krakowie, w lutym 2020 roku.



BÓBRKA

Najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej

ZAPRASZA



Bóbrka, ul. Kopalniana 35

38-458 Chorkówka

tel. 13 43 33 478

muzeum@bobrka.pl

www.bobrka.pl

Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce to wyjątkowe miejsce. To właśnie tutaj narodził się przemysł naftowy. Tu funkcjonuje najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej, której początki sięgają roku 1854 r. Dzięki działaniom Ignacego Łukasiewicza, Tytusa Trzecieckiego i Karola Klobassy Zrenckiego bóbrzecka kopalnia słynęła z nowoczesności i prekursorskich metod wydobycia i przetwórstwa ropy naftowej.

Najcenniejszymi eksponatami są jedyne w swoim rodzaju kopanki ropne „**Franek**” z 1860 r. i „**Janina**” z 1878 r., które nadal są czynne i bogate w olej skalny. Inne obiekty pochodzące z czasów pionierskich to:

- obelisk z 1872 r. upamiętniający założenie kopalni,
- kuźnia kopalniana z 1856 r.,
- warsztat mechaniczny z 1864 r.,
- kotłownia wyposażona w kocioł parowy z 1867 r.
- plan kopalni z 1879 r.

Muzeum w Bóbrce to tradycja i nowoczesność, świadectwo znakomitej przeszłości polskiego przemysłu naftowego i rodzimego wkładu w rozwój cywilizacji zachodniej.

Zapraszamy serdecznie do Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

