

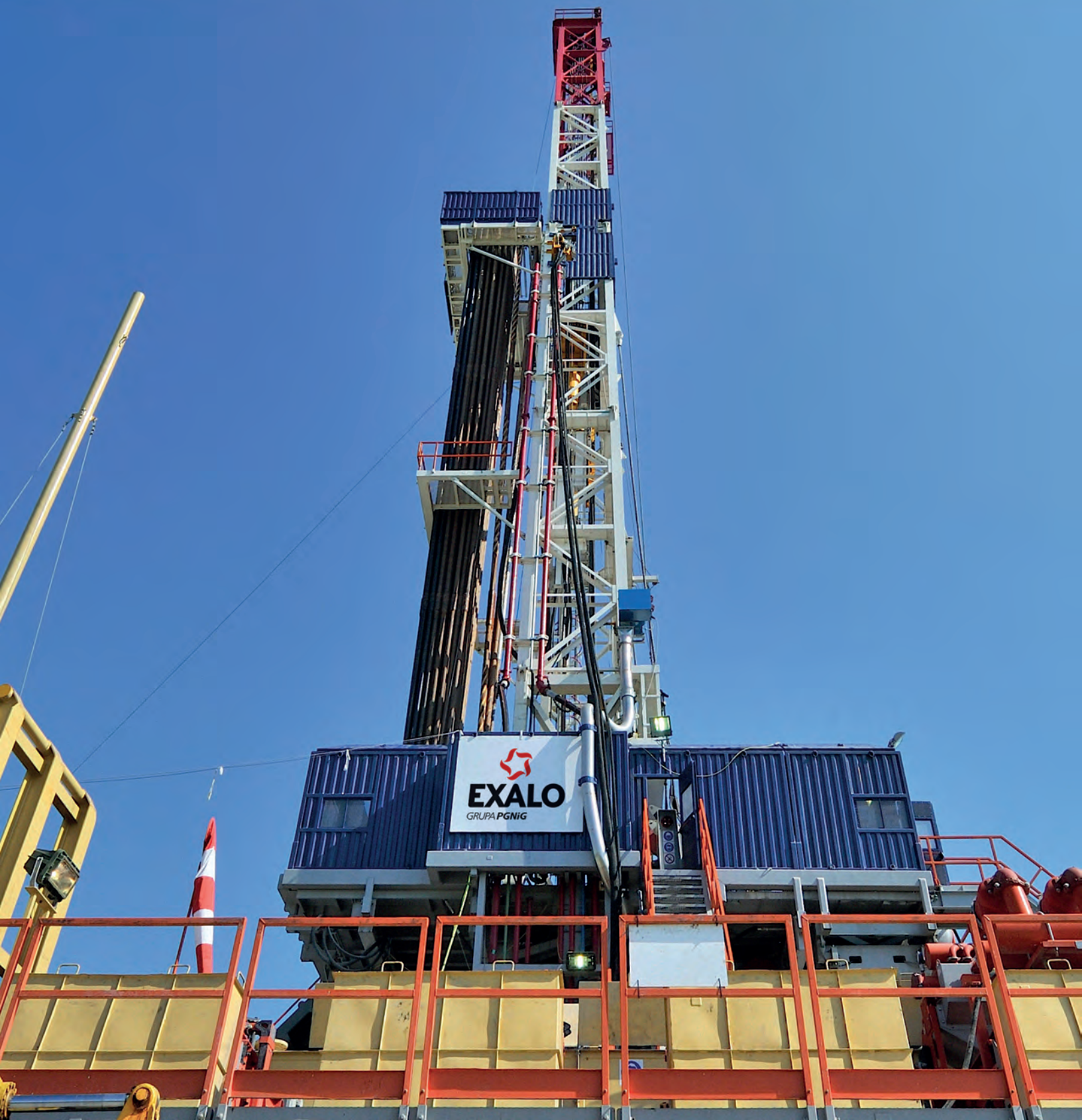
NR 5 (259)
maj
2020 r.
miesięcznik
Rok XXIII
ISSN-1505-523X
17 zł w tym 8%VAT



wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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





ZAKŁAD NAWANIANIA PALIW GAZOWYCH

INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy

ZAKRES DZIAŁALNOŚCI

Tematyką wiodącą Zakładu Nawaniania Paliw Gazowych jest szerokie spektrum zagadnień związanych z problematyką nawaniania paliw gazowych.

Zakład specjalizuje się w analizie związków siarki w próbkach gazowych i ciekłych, stąd dysponuje specjalistyczną aparaturą kontrolno-pomiarową.

Zakres działania Zakładu dotyczy zagadnień:

- ✓ kontroli analitycznej procesu nawonienia gazu;
- ✓ nadzoru metrologicznego nad poprawnością wskazań procesowych analizatorów stężenia środka nawaniającego, działających w systemie on-line;
- ✓ kontroli stopnia nawonienia gazu realizowanej m.in. poprzez pomiary kontrolne intensywności jego zapachu;

- ✓ wyznaczania i weryfikacji krzywych zapachowych gazów;
- ✓ sporządzania mieszanin wzorcowych THT;
- ✓ kontroli i monitoringu wprowadzania nowych środków nawaniających do krajowego systemu gazowniczego;
- ✓ produkcji i serwisowania automatycznych analizatorów chromatograficznych, przeznaczonych do pomiaru stężenia THT w gazie typu ANAT-M;
- ✓ projektowania nowoczesnych urządzeń do pomiaru stężenia środków nawaniających w gazie oraz jakości zapachowej gazów.



CHROMATOGRAFICZNY ANALIZATOR THT TYPU ANAT-M

- ✓ wysoce wyspecjalizowany chromatograficzny analizator procesowy o parametrach pracy dostosowanych do detekcji i oznaczania stężenia środka nawaniającego (THT) w gazie ziemnym (zgodnie z i PN-EN ISO 19739:2010 oraz ST-IGG-0705:2019);
- ✓ w pełni bezobsługowy – wszystkie czynności związane z analizą sterowane wewnętrznie i wykonywane w cyklu automatycznym;
- ✓ przeznaczony do pracy w warunkach obiektowych – dostosowany do pracy ciągłej przez 8700 godz. w roku;
- ✓ przeznaczony do kontroli nawonienia gazu jako stacjonarne urządzenie kontrolno-pomiarowe, umieszczane w dowolnych punktach systemu dystrybucji gazu;
- ✓ może pełnić funkcję elementu Smart Grid w zakresie sterowania pracą instalacji nawaniających;
- ✓ przystosowany do przekazywania wyników pomiarów oraz parametrów pracy w systemie telemetrii (protokół Gaz-Modem II) – możliwość zdalnej bieżącej kontroli poziomu nawonienia w gazie;
- ✓ sterowany zdalnie (GPRS) i lokalnie (RS 232) z możliwością ręcznego wprowadzania parametrów z poziomu ekranu dotykowego;
- ✓ produkt nagrodzony w konkursie „LAUR INNOWACYJNOŚCI 2018” – laureat.

ANAT-M odznacza się:

- ✓ szerokim zakresem pomiarowym,
- ✓ szerokim zakresem temperatur pracy,
- ✓ dokładnością pomiarów porównywalną z chromatografami laboratoryjnymi,
- ✓ wbudowaną autodiagnostyką poprawności pracy.

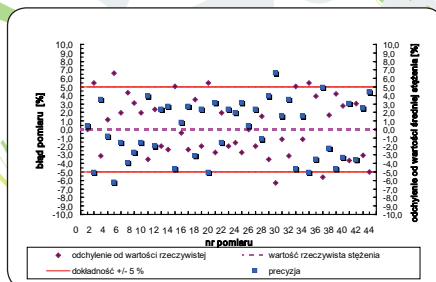
Parametry techniczne

PARAMETR	WARTOŚĆ
zakres pomiarowy	5 – 100 mg/m ³
temperatura pracy warunki robocze	-20° C ÷ 70° C -15° C ÷ 35° C
czas pomiaru (pełen cykl pomiarowy)	15 minut
częstotliwość pomiarów	20 min. ÷ 24 godz.
dokładność	± 7%
precyzja	2,8% (n=6)
selektywność	100% (wyłącznie dla THT)
zasilanie	230 V

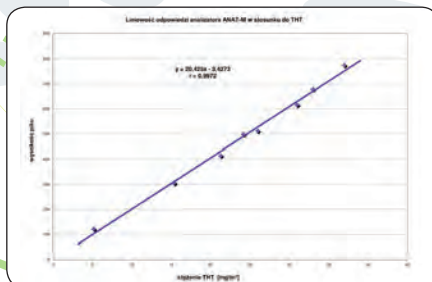
n – liczba pomiarów.

n=6 – odpowiada średniej dobowej przy pomiarach wykonywanych co 4 godz.

ANAT-M – ocena dokładności pomiarów
(linia czerwona – dokładność pomiarów ± 5%)



Linijność odpowiedzi analizatora ANAT-M w stosunku do THT

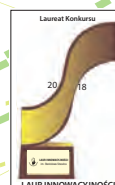


Rozmieszczenie miejsc instalacji analizatorów ANAT-M (stan na 2019 r.)



KONTAKT

INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy
Zakład Nawaniania Paliw Gazowych
Adres: ul. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Telefon: 22 632 99 50 Faks: 22 632 63 13
E-mail: huszal@inig.pl





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

To już trzeci numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych wydawany w specyficznych warunkach pandemii COVID – 19. Stąd też artykuły w nim zawarte mają trochę inny charakter – w większości są to materiały analityczno-popularyzatorskie i technologiczno-przeglądowe. Jest również spory blok aktualnych, pogłębionych informacji naftowo-biznesowych z kraju i ze świata.

Majowy numer otwiera druga część przeglądowego artykułu poświęconego wierceniom kierunkowym w Polsce. Autorzy z Exalo Drilling S.A. przybliżają nam, poprzez omówienie najciekawszych projektów zrealizowanych przez Serwis Wierceń Kierunkowych PNiG Kraków (obecnie Exalo Drilling S.A.) trzydziestoletnią historię tych wierceń w kraju. Zauważają przy okazji, że prekursorem tych wierceń była pilska „NAFTA”, która pierwsze otwory kierunkowe wykonywała już w połowie lat 70-tych XX wieku w rejonie Kamienia Pomorskiego.

Warto wgłębić się w ten artykuł i uświadomić sobie, że na przestrzeni lat 1990 – 2020 krakowski Serwis Wierceń Kierunkowych, ciągle się rozwijając, wykonał (nie tylko na terenie Polski) blisko 240 otworów kierunkowych dla bardzo różnych inwestorów.

Kolejny artykuł poświęcony jest szerokiej analizie planowania i wykonawstwa projektów głębokich wierceń geotermalnych, w tym

zwłaszcza właściwemu zaprojektowaniu i zapuszczeniu kolumny filtracyjnej otworu i skutecznej realizacji zabiegu zwirowania. Ten obszerny artykuł w swych konkluzjach formułuje uniwersalny zestaw zasad i procedur postępowania jakie winny obowiązywać w przypadku profesjonalnego wykonywania kompleksowego projektu głębokiego otworu geotermalnego.

I wreszcie artykuł zainspirowany dramatyczną sytuacją ekonomiczno-biznesową na światowym rynku ropy naftowej w początkach 2020 roku. Pan Jerzy Zagórski – długoletni analityk i autor naszych comiesięcznych analiz i opisów zdarzeń zachodzących na rynkach ropy i gazu, w dwuczęściowym artykule „Niespokojna historia ropy naftowej” dokonuje pogłębionej analizy polityczno-biznesowej światowych rynków węglowodorów w ostatnich pięćdziesięciu latach. W zamieszczonej w majowym numerze WNiG pierwszej części artykułu zapoznamy się z dramatycznymi zwrotami na rynku cen ropy, wywołanymi bieżącą polityką w różnych rejonach świata oraz rolą OPEC i OPEC+ w tym procesie.

Druga część artykułu, dotycząca zawirowań na rynkach naftowych w początkach tego roku i prognoz na najbliższe lata – w następnym numerze Wiadomości Naftowych i Gazowniczych.

Życzę przyjemnej i inspirującej lektury.

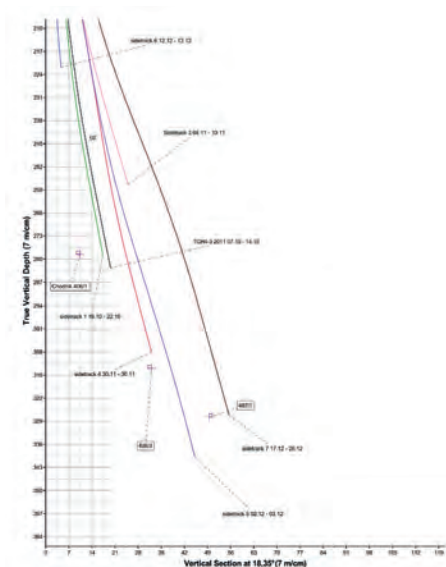
Ryszard Chylarecki



Fot. arch. PNiG SA

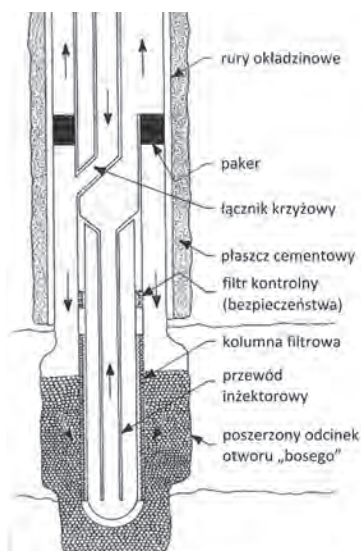
- Wiercenia kierunkowe w Polsce – część II

4



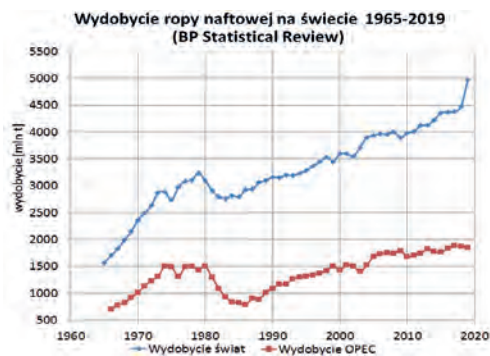
- Zasady projektowania, wykonania i odbioru studni wierconych ze szczególnym uwzględnieniem procedur w zakresie wykonania otworów-studni geotermalnych

12



- Niespokojna historia ropy naftowej cz. I

25



- Nowy nabór wniosków na rozwój głębokich zasobów geotermalnych finansowanych ze środków mechanizmu finansowego EOG 2014-2021

29

- Innowacja PGNiG wygrywa z zagraniczną konkurencją

30



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.

■ Startuje nowy program wodorowy PGNiG



■ Budowa terminala LNG małej skali w Gdańsku wchodzi w kolejny etap



31

32

- Sankcje i presja Komisji Europejskiej odnoszą skutek 34
- Ropa i gaz w Dolnej Saksonii 35
- Norwegia zmniejsza wydobycie ropy 35
- Rząd duński rozważa wstrzymanie poszukiwań na Morzu Północnym 35
- Chevron i Halliburton wycofują się z Wenezueli 35
- Apel gubernatora Oklahomy 35
- Przenośne zbiorniki jako magazyny ropy 35
- Ustawa antytrustowa w warunkach kryzysu 36
- Rosnące ceny gazu i anulowanie kontraktów 36
- Negatywne rekordy w wiertnictwie 36
- PKN ORLEN wybuduje hub wodorowy we Włodawku 36
- GAZ-SYSTEM z kompletem pozwoleń na budowę dla projektu Baltic Pipe 36
- GAZ-SYSTEM wybrał wszystkich wykonawców północnej części gazociągu Polska – Litwa 38
- GAZ-SYSTEM z pozwoleniem na użytkowanie kolejnego kluczowego gazociągu 38

BIULETYN INFORMACYJNY

■ Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

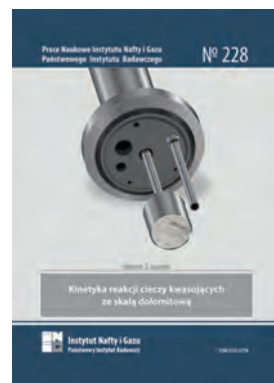
33

KRÓTKIE WIĘŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG: w tym roku ponad 100 tys. ton ropy naftowej ze złoża Skogul w Norwegii 34
- PGNiG zwiększył wydobycie ze złoża Przemysł 34

WITRYNA WYDAWNICZA.

- Monografia „Kinetyka reakcji cieczy kwasujących ze skałą dolomitową” III str. okł.



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 Szwałt

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 złożowa
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

Wiercenia kierunkowe w Polsce – część II



Bartłomiej
Białikiewicz



Adam
Klósek



Directional drilling in Poland – part II

Abstract

The purpose of this article is to familiarize the reader with issues related to directional drilling. The first part has discussed 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 is introducing 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 zostały 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.

Jak wspomnieliśmy w pierwszej części tego artykułu, początki wiercenia otworów kierunkowych na świecie to lata 30-te XX wieku. Na rozpoczęcie wiercenia otworów kierunkowych w Polsce trzeba było czekać około pół wieku.

Pierwszą polską firmą wiertniczą, która samodzielnie podjęła próby wiercenia otworów kierunkowych w Polsce oraz weszła w posiadanie sprzętu do wierceń kierunkowych były Poszukiwania Nafty i Gazu „Nafta” z Piły. Zakupiła ona w latach 80-tych XX wieku silniki węgłne produkcji radzieckiej. Jako narzędzia pomiarowe wykorzystywane były inklinometry mechaniczne, inklinometry single-shot, oraz systemy kablowe. Wcześniej piłska „Nafta” wierceła w Polsce otwo-

ry kierunkowe korzystając ze wschodnio-niemieckich (NRD) serwisów. Jedną z pierwszych takich prób było odwiercenie w rejonie Kamienia Pomorskiego otworów z ładu pod Morze Bałtyckie.

Pierwszą zachodnią firmą, która działała na terenie Polski, był Baker Hughes Inteq. Jej obecność w naszym kraju rozpoczęła się

w latach 80-tych XX wieku. Jednym z bardziej spektakularnych projektów realizowanych przez ten serwis było kierunkowanie otworu ratunkowego Borek 26 R-1 wierzonego przez ZPNiG Kraków w maju 1990 roku. Otwór Borek 26 R-1 był wierzony w celu zlikwidowania erupcji otwartej z otworu Borek 26, zlokalizowanego na północ od Brzeska, do której doszło 7 maja 1990 r. przy głębokości otworu 760 m, w trakcie wyciągania przewodu wiertniczego. Podczas erupcji, po celowym wypuszczeniu do otworu pozostałej jeszcze do wyciągnięcia części zestawu wiertniczego, zamknięciu szczęk pełnych głowicy przeciwerupcyjnej doszło do wypływu gazu poza kolumną rur okładzinowych 9-5/8”. Próby kontrolowanego odpuszczania gazu oraz zatłoczenia otworu z powierzchni nie przyniosły oczekiwanego efektu, doszło do podmycia i przewrócenia się urządzenia wiertniczego oraz powstania krateru wokół wylotu otworu (Fig. 1). W tej sytuacji podjęto decyzję o wierceniu kie-



Fig. 1. Krater po otworze Borek 26, w oddali widać urządzenie N16, które wierceło otwór ratunkowy. Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

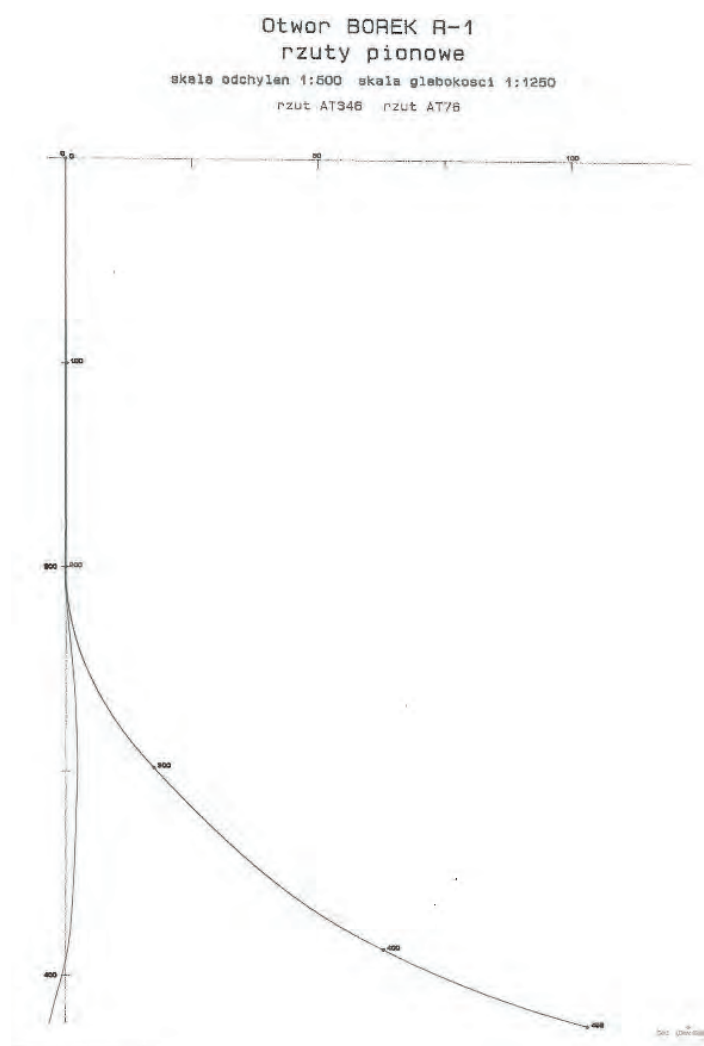


Fig. 2. Trajektoria otworu ratunkowego Borek 26-R1

rankowego otworu ratunkowego (a w razie potrzeby również drugiego), w celu zatłoczenia otworu Borek 26 od spodu.

Po przygotowaniu placu, zmobilizowaniu i zmontowaniu urządzenia wiertniczego N16 w dniu 13 maja, czyli po sześciu dniach, w otworze Borek 26 R-1 rozpoczęto prace wiertnicze. W dniu 17 maja przy głębokości 220 m serwis kierunkowy rozpoczął kierunkowanie, które ukończono przy długości otworu 463 m (Fig. 2). Odcinek kierunkowy zarurowano rurami 6-5/8". Po osiągnięciu długości 496 m MD (TVD ok. 450 m, odejście ok. 100m), stwierdzono kontakt między otworami Borek 26 R-1 i Borek 26 i w dniu 24 maja zatłoczono otwór Borek 26 oraz wykonano korek cementowy odcinający jego spód. Zastosowanie technologii wiercenia kierunkowego umożliwiło sprawną i szybką likwidację erupcji i zmniejszenie szkód środowiskowych.

Stopniowe zacieśnianie współpracy polskiego przemysłu naftowego z firmą Baker Hughes Inteq doprowadziło do zakupu pełnego wyposażenia dla Serwisu Kierunkowego, utworzonego w 1990 roku w Zakładzie Poszukiwań Nafty

i Gazu Kraków. Zakup ten został sfinansowany z pożyczki udzielonej przez Bank Światowy. Nabyto silniki węglębne, stabilizatory przewodowe, obciążniki niemagnetyczne, nożyce wiertnicze, inklinometry single-shot i multi-shot, system kablowy DOT 33 oraz kompletne wyposażenie warsztatowe i oprogramowanie komputerowe do kalkulacji trajektorii otworów i analizy oporów i naprężeń w przewodzie wiertniczym. Pierwszym otworem odwierconym przez krakowski serwis kierunkowy był otwór Pilzno 46k w roku 1990. Co ciekawe, był to otwór o trajektorii „S”, czyli znacznie bardziej wymagający technicznie, niż otwory typu „J”.

W 1995 roku krakowski serwis kierunkowy zakupił system MWD kanadyjskiej firmy Computalog Ltd. Było to pierwsze tego typu urządzenie w byłych krajach socjalistycznych. W tym samym roku przy jego pomocy wykonano pierwszy otwór typu side-track, którym był otwór Bielsk 2.

W 2001 roku Serwis Wierceń Kierunkowych PNiG Kraków został zaangażowany do wiercenia otworów horyzontalnych na Litwie dla firmy

UAB Minijos Nafta, z zastosowaniem technologii wiercenia „under balance”. Pojęcie „under balanced” oznacza iż słup płuczki w otworze wiertniczym zapewnia niższe ciśnienie hydrostatyczne, niż ciśnienie złożowe przewiercanych formacji. Technologia ta wymaga zastosowania prewentera obrotowego oraz dodatkowego osprzętu w systemie płuczkowym. Ten sposób wiercenia powoduje ciągły dopływ płynu złożowego do otworu, który musi być wypłukiwany i odbierany na powierzchni. W tym przypadku jako płuczki wiertniczej używano ropy naftowej, a część odbieranej na powierzchni ropy ekspediowano do rafinerii.

Pierwszym otworem horyzontalnym, realizowanym przez krakowski serwis kierunkowy w Polsce, był otwór Wierzchowice WM-B2H, wiercony w ramach robót prowadzonych przez Poszukiwania Nafty i Gazu „Nafta” z Piły w celu rozbudowy Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice. Wiercenie rozpoczęło 24 lutego, a zakończono 7 czerwca 2002 roku. Otwór osiągnął maksymalną krzywiznę 88°. Otwory, w ramach tego projektu, były usytuowane na powierzchni w jednej linii, co 15 m. Głębokość (mierzona) otworów wynosiła od 2015 do 2712 m, odcinki horyzontalne wynosiły od 240 do 600 m. Szybkości nabierania kąta wahały się w granicach od 1.5 do 2.8°/10 m. Przy projektowaniu i wykonywaniu otworów wykorzystano specjalistyczne oprogramowanie firmy Sperry Sun, które pozwalało śledzić na bieżąco przebieg aktualnej trajektorii. Dla prawidłowego odwiercenia otworów poziomych niezbędna była również analiza naprężeń przewodu wiertniczego występujących w trakcie operacji wiertniczych (wiercenie orientowane, wiercenie obrotowe, obracanie nad spodem i marszowanie). Do kontroli trajektorii otworów użyto programu Pluto. Przy wierceniu otworów horyzontalnych niezwykle istotne jest właściwe dobranie zestawów przewodu wiertniczego. Przewód wiertniczy w sekcji poziomej nie przekazuje nacisku na świder, więc obciążniki muszą znajdować się w sekcji otworu o małej krzywiznie lub w sekcji pionowej. Zestaw musi być tak dobrany, aby zminimalizować tarcie przewodu w otworze. Przy projektowaniu zestawu wykorzystano program Torque and Drag. Przy wykonywaniu otworów używane były silniki węglębne firm Baker Hughes Inteq oraz Griffith, system pomiarowy MWD firmy Computalog z sondą gamma i nożyce wiertnicze firmy Griffith. Cały ten sprzęt był własnością PNiG Kraków. Czas zaangażowania Serwisu Kierunkowego wynosił średnio 7-12 dni dla jednej sekcji otworu.

Bardzo ciekawym, a zarazem niezwykle trudnym projektem było dla Serwisu Wierceń Kierunkowych, jak i dla całej Spółki Poszukiwa-

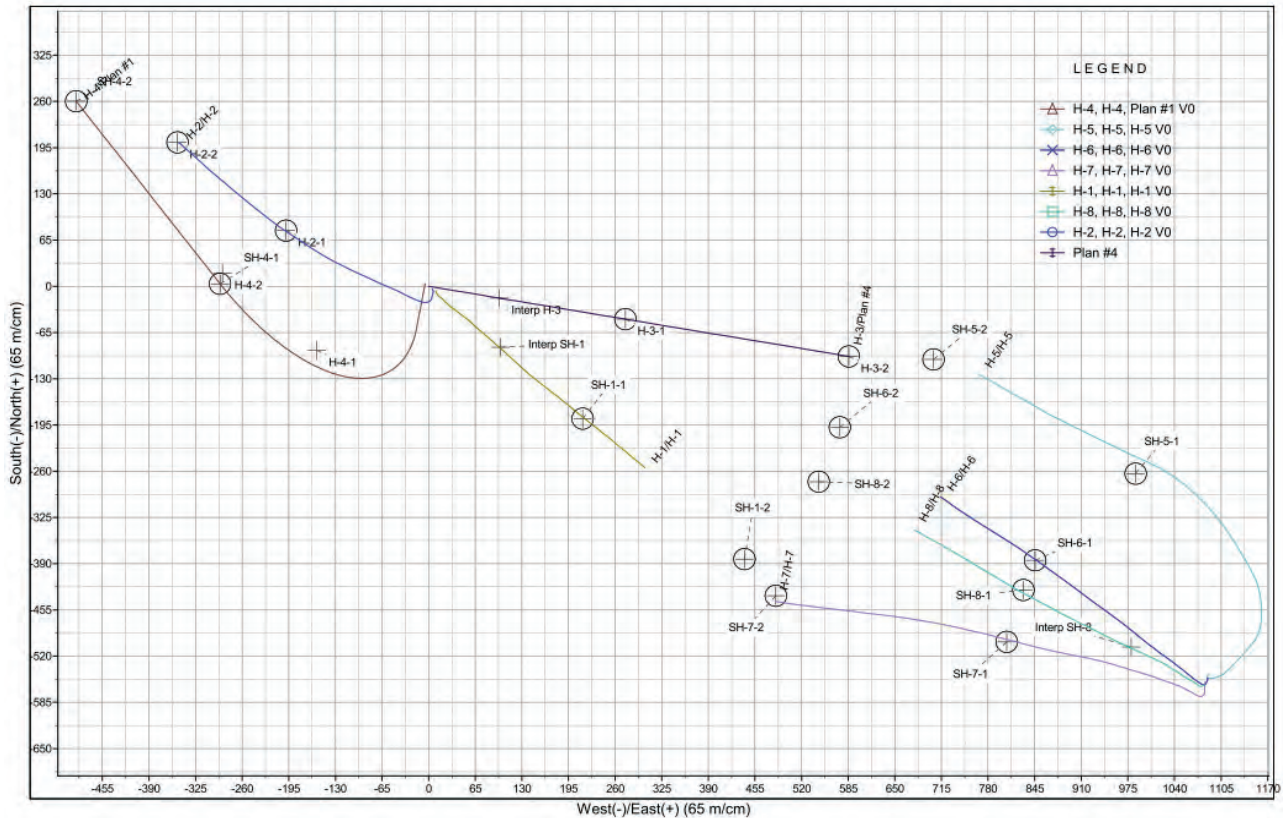


Fig. 3. Projekt otworów horizontalnych na PMG Strachocina

nia Nafty i Gazu Kraków, odwierzenie ośmiu otworów horizontalnych (Fig. 3) celem powiększenia do 330 mln m³ pojemności czynnej PMG Strachocina. Otwory zaprojektowano do dwóch horyzontów magazynowych, miały one być wiercone z dwóch lokalizacji (tzw. padów), po 4 otwory w linii prostej, oddalone od siebie o 6 m. Projekt zakładał (Tab. 1):

- 8 otworów horizontalnych
- głębokość mierzona od 1261 – 1444 m
- głębokość pionowa od 855 m – 1022 m
- końcowa inklinacja od 70,6° - 81,7°
- odejście od osi pionowej od 550 m – 622 m

Już na etapie projektowania mieliśmy świadomość, że w trakcie prac należy oczekiwać szeregu trudności. Skomplikowana budowa geologiczna tego regionu (flisz karpacki, zróżnicowane kąty upadów nawet do 90°, zmienność kierunków zapadania warstw, możliwe sypanie łupków w utworach eocenu i paleocenu) oraz na koniec anomalnie niskie gradienty ciśnień złożowych w porowatych i szczelinowatych seriach piaszczystych – horyzontach magazynowych, a co za tym idzie możliwe zaniki płuczki i klejenie przewodu wiertniczego. Aby ograniczyć wystąpienie komplikacji wiertniczych zaprojektowano odpowiednie receptury płuczek wiertniczych:

- dla sekcji 12-1/4" – płuczka potasowo – polimerowa ULTRADRILL o $\gamma = 1,45 - 1,55 \text{ G/cm}^3$
- dla sekcji 8-1/2" – lekka płuczka potasowo – polimerowa o $\gamma = 1,03 - 1,06 \text{ G/cm}^3$

Tabela 1

Otwór	Platforma II				Platforma I			
	H-8	H-7	H-6	H-5	H-1	H-2	H-3	H-4
Głębokość mierzona [m]	1385	1302	1307	1444	1312	1261	1346	1324
Głębokość pionowa [m]	997,5	906,5	870,5	1022,5	997,0	855	987	864
Końcowa inklinacja [°]	78,47	77,3	81,74	79,18	70,55	78,1	74,1	80,42
Odejście [m]	608	611	622	587	572	570	594	550
KOP [m]	280	280	488	280	280	310	350	280

Tabela 2

Otwór	Platforma II				Platforma I				
	H-8	H-7	H-6	H-5	H-1	H-2	H-3	H-4	H-9
Głębokość mierzona [m]	1251	1302	1265	1395	1123	1150	1265	1406	1369
Głębokość pionowa [m]	974,6	901,0	894,4	1020,3	942,7	1000,2	965,7	872,7	993,1
Końcowa inklinacja [°]	89,0	78,9	77,2	83,7	69,0	45,2	80,0	79,8	73,9
Odejście [m]	458,4	610,6	575,9	529,6	382,9	406,0	514,7	721,6	616,4

z dodatkiem blokatorów o różnej granulacji oraz środka żelowego FORM-A PLUG, które równocześnie nie mogły znacząco pogarszać własności zbiornikowych horyzontów magazynowych.

Serwis kierunkowy zaangażowany był podczas wiercenia w interwałach o średnicach 12 1/4" i 8 1/2". Sprzęt wykorzystywany przez serwis kierunkowy był w całości jego własnością. Prace wiertnicze rozpoczęły się w lutym 2008 roku. W trakcie realizacji projektu technologia prowadzenia robót była na bieżąco modyfikowana. Powtarzające się katastrofalne ucieczki płuczki prowadziły do wypracowania skutecznych metod zapobiegania zanikom oraz ich likwidowania. Dokonywaliśmy także poszukiwań alternatywnych trajektorii otworów, przy założeniu utrzy-

mania zaprojektowanej pojemności magazynu. W trakcie prac, wielokrotnie był zatykany blokatorami pulser sondy MWD, czyli element odpowiadający za generowanie zmian ciśnienia tłoczenia za pomocą których dane pomiarowe trajektorii otworu przesyłane są na powierzchnię. Jednakże nabyte w trakcie prac doświadczenie i znajomość zachowania się stosowanych zestawów wiertniczych w trakcie wiercenia obrotowego pozwalały nam precyzyjnie prowadzić wiercenie, w następnych otworach.

Prace wiertnicze zakończono w październiku 2010 roku. Ostatecznie odwierconych zostało dziewięć otworów (Tab. 2) (Fig. 4 i Fig. 5) o:

- głębokości mierzonej od 1123 do 1406 m
- głębokości pionowej od 872,7 m do 1020,3 m

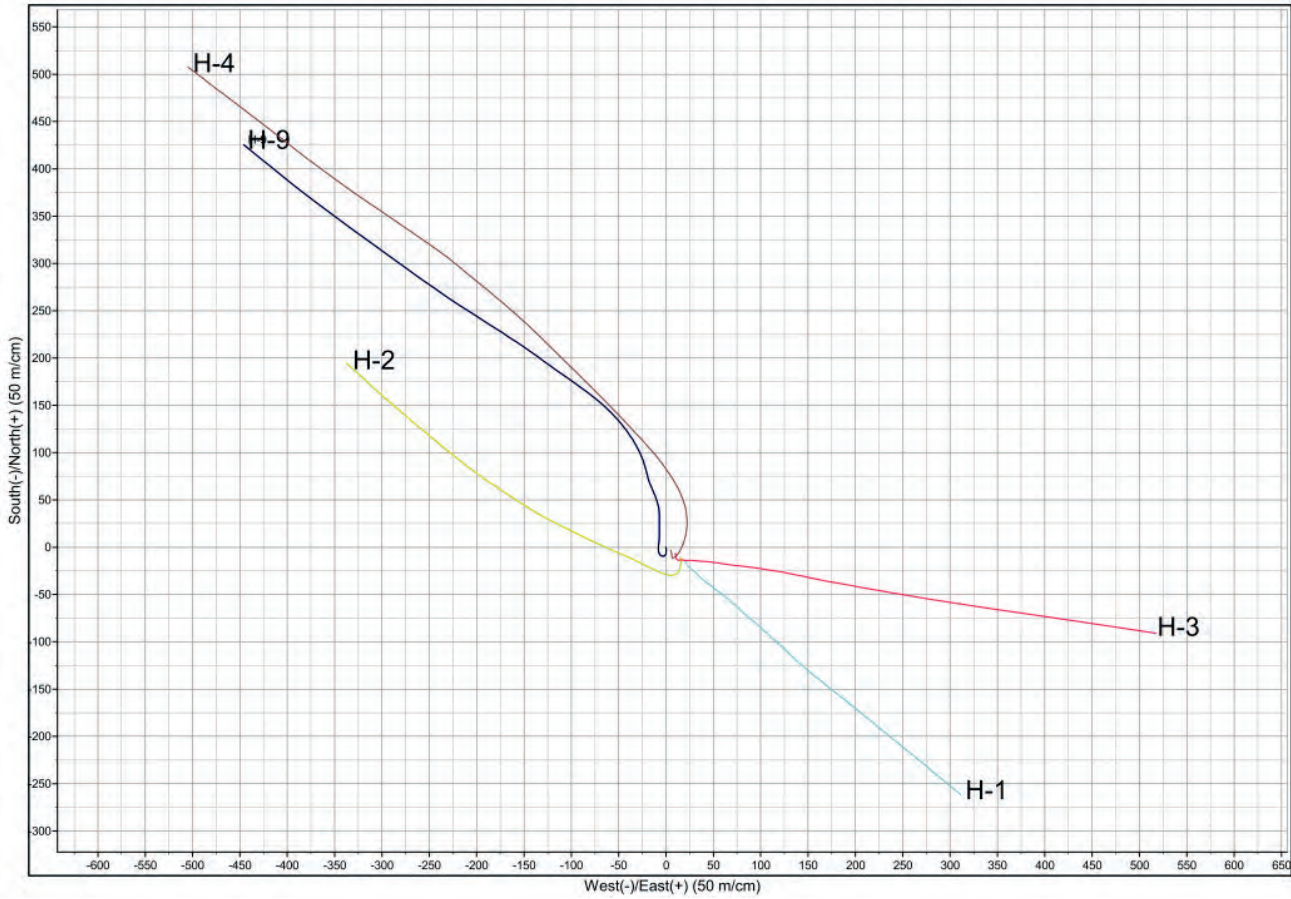


Fig. 4. Platforma nr 1

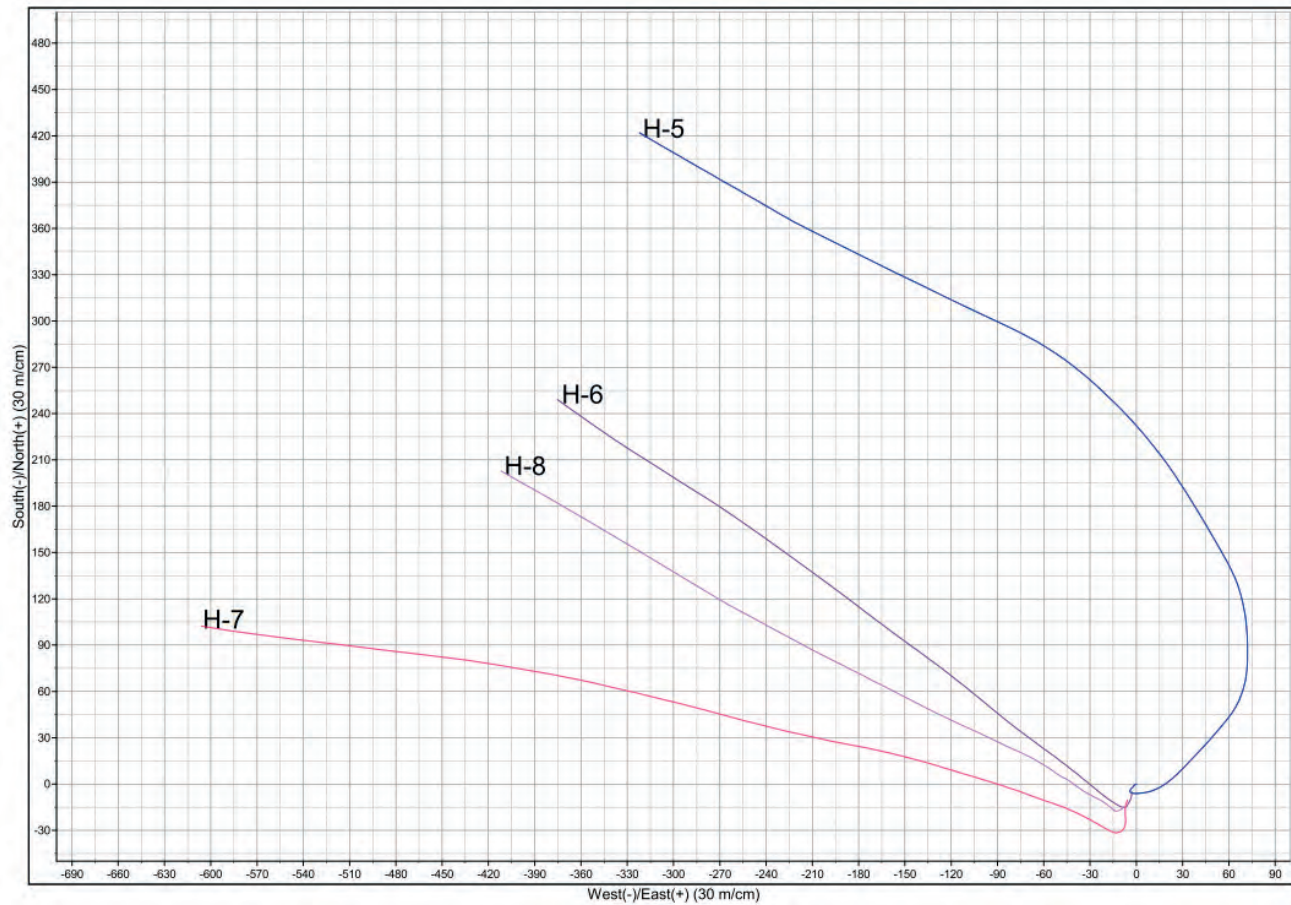


Fig. 5. Platforma nr 2

- końcowej inklinacji od 45,2° do 89,0°
- odejściu od osi pionowej od 382,9 m do 721,6 m

We wrześniu 2011 roku spółka Poszukiwania Naftowe Diament Zielona Góra zakończyła głębienie pierwszego w Polsce otworu horyzontalnego wierconego w warunkach under balance Bogdaj – Uciechów 102H. Odwiert osiągnął głębokość mierzoną 1858 m, przy głębokości pionowej 1436 m. Całkowite odejście od osi urządzenia wiertniczego wyniosło 546 m. Do obniżenia ciężaru właściwego płuczki wiertniczej wykorzystano azot. W tak ściślimy medium konwencjonalny system MWD nie był zdolny do przesłania sygnału na powierzchnię, dlatego wykorzystano system pracujący w oparciu o nadajnik fal elektromagnetycznych. Serwis kierunkowy dostarczyła firma Weatherford.

W 2011 roku rozpoczęto prace wiertnicze na otworze Gilowice 1. Była to część projektu, w ramach którego odwiercono pierwszą w Polsce parę celowo przecinających się otworów. 19 lipca 2012 roku osiągnięto trafienie otworem Gilowice 2H w otwór Gilowice 1 na głębokości około 936 m poniżej powierzchni terenu w odległości poziomej wynoszącej około 955 m. Projekt ten realizowany był dla Dart Energy.

Bardzo dużym wyzwaniem jest realizowanie prac na terenach podziemnych kopalń, zarówno węgla kamiennego, jak i miedzi. Z racji mocno naruszonego górotworu i obecności licznych wyrobisk oraz instalacji podziemnych, prace potrafią stanowić duże wyzwanie. Z jednej strony wymagane jest niezwykle dokładne utrzymywanie trajektorii otworu, gdyż każde odejście może spowodować kontakt z podziemną zabudową. Z drugiej strony zagrożeniem są katastrofalne zaniki płuczki, które między innymi sprawiają, że system oparty na transmisji sygnału przez płuczkę wiertniczą przestaje działać. Czasem zdarza się, że nie ma możliwości odwiercenia otworu w danej lokalizacji. Taka sytuacja wystąpiła podczas wiercenia przez PNiG Kraków otworu TCh4 dla KWK Knurów Szczygłowice, który miał być pionowym rurociągiem do transportu metanu z poziomów wydobywczych na powierzchnię. W trakcie prac przeszkodą nie do przebycia okazało się nie ujęte w dokumentacji nieczynne wyrobisko górnicze.

Dopiero po zmianie lokalizacji i konstrukcji otworu, pomimo dużo bardziej skomplikowanej trajektorii udało się odwiercić ten otwór z sukcesem tzn. precyzyjnie poprowadzić trajektorię otworu tuż obok 2 wyrobisk górniczych znajdujących się na różnych poziomach, co było założeniem projektu (Fig. 6).

Ze względu na specyficzne przeznaczenie otworów realizowanych dla potrzeb górnictwa podziemnego, w odróżnieniu od wiertnictwa

SERWIS WIERCEN KIERUNKOWYCH - KRAKÓW

PNiG Kraków Sp. z o.o.

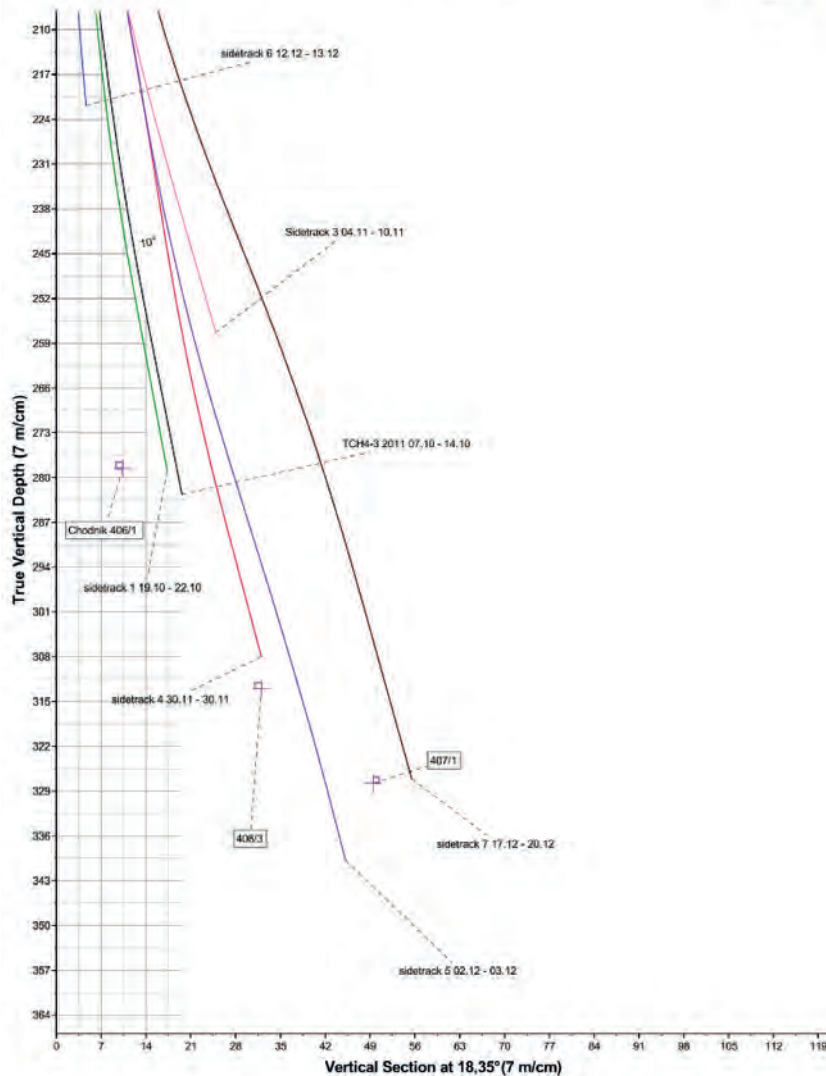


Fig. 6. Na rysunku powyżej zobrazowano trajektorie kolejnych odgałęzień otworu TCh4 wykonywanych w celu przewiercenia i ominięcia napotkanego wyrobiska górniczego



Fig. 7. Rura okładzinowa odwiertu TO-75. Fot. Jan Lubaś

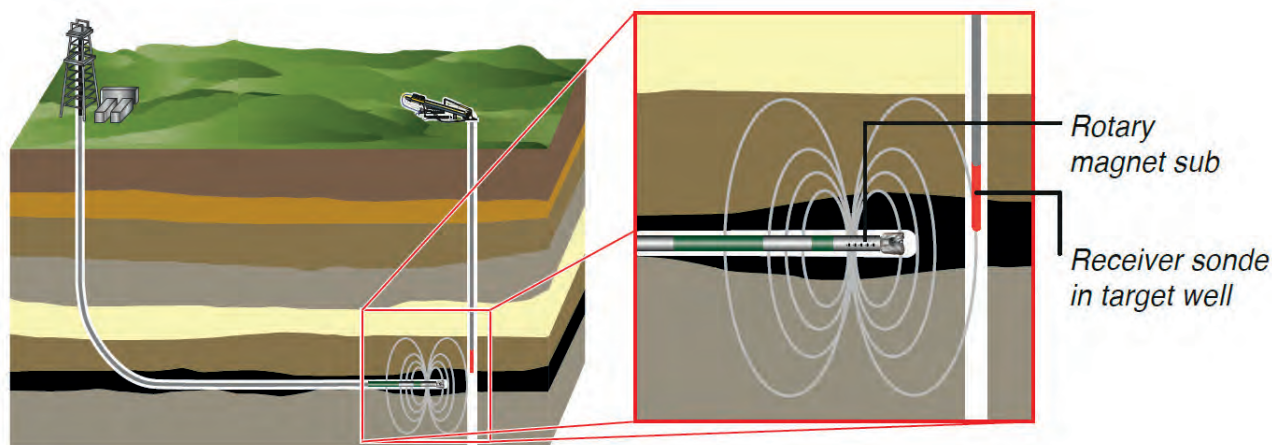


Fig. 8. Zasada działania systemu RMRS – Prime Horizontal. Źródło: <http://primehorizontal.com/hdd-guidance-services/hdd-coal-bed-methane/>

naftowego, czasem można zobaczyć efekty własnej pracy, tak jak na zdjęciu (Fig. 7) przedstawiającym odkopaną na głębokości 995 m rurę okładzinową odwiertu TO-75 wykonanego dla PeBeKa S.A.

Najciekawszym projektem, realizowanym przez Sekcję Wierceń Kierunkowych, już w Exalo Drilling S.A. było wierzenie dwóch przecinających się otworów Wesoła PIG-1 i Wesoła PIG-2H. Projekt miał charakter badawczy i był sygnowany przez Państwowy Instytut Geologiczny. Jego celem było określenie warunków przedeksploracyjnego odmetanowania kopalń węgla kamiennego w połączeniu z odzyskiem metanu, przy zastosowaniu wykonanych z powierzchni wierceń par otworów pionowych i horyzontalnych wielodennych, z uwzględnieniem możliwości zastosowania hydraulicznego szczelinowania pokładów węgla.

Wstępnie zakładano wykonanie w pierwszej kolejności otworu pionowego – Wesoła PIG-1, w którym przez zastosowanie rdzeniowania wrzutowego, zostanie szczegółowo rozpoznany profil geologiczny utworów karbonu do głębokości 1000 m. Następnie w odległości 450 m zostanie odwiercony otwór horyzontalny Wesoła PIG-2H, przecinający otwór Wesoła PIG-1, o długości około 1920 m, odejściu od osi urządzenia około 1050 m, maksymalnej krzywiźnie 96° i maksymalnej głębokości pionowej około 982 m. Następnie z otworu Wesoła PIG-2H, poza punktem przecięcia z otworem Wesoła PIG-1 zostanie odwiercona druga odnoga, prowadzona równolegle do głównego otworu, lecz do wyższego horyzontu. W trakcie ewaluacji projektu zrezygnowano z wiercenia drugiej odnogi.

Prace wiertnicze rozpoczęły się w grudniu 2013 roku. Już pierwszy etap prac, czyli wierzenie otworu Wesoła PIG-1 wymagało, ze względu na pojawiającą się tendencję do krzywienia, interwencji Sekcji Wierceń Kierunkowych. W ramach otworu Wesoła PIG-2H własnymi siłami odwierciliśmy sekcję $8\frac{1}{2}$ ". Na tym odcinku zbu-

dowano kąt do planowanej krzywizny $94,7^\circ$. Wierzenie to odbywało się na granicy możliwości technicznych sprzętu. Osiągane intensywności budowania kąta zawierały się między $5,0^\circ/30\text{m}$ do $7,8^\circ/30\text{m}$. Wierzenie części horyzontalnej powierzyliśmy podwykonawcy, firmie Scientific Drilling, natomiast nawigację do przecięcia otworów, przy użyciu systemu RMRS (ang. Rotating Magnet Ranging System), firmie Prime Horizontal (Fig. 8). Obie te firmy współpracowały już ze sobą na podobnych projektach, min w Polsce podczas prac nad parą otworów Gilowice 1 i Gilowice 2H. Po zakończeniu wiercenia sekcji $8\frac{1}{2}$ " i zarurowaniu wykonano pomiary żyroskopowe trajektorii obydwóch otworów.

Wierzenie sekcji $5\frac{7}{8}$ " rozpoczęto zestawem umożliwiającym wykonanie intersekcji. Składały się na niego łącznik z magnesami ziem rzadkich – RM (ang. Rotating Magnet), sonda – detektor pola magnetycznego w przecinanym otworze, oraz aparatura napowierzchniowa (Fig.9). System ten działa na następującej zasadzie. Łącznik z magnesami ziem rzadkich umieszczony jest zaraz za świdrem. Sprawia to, że obraca się on razem z nim ze znaną prędkością. Obracając się generuje on pole magnetyczne, które wykrywane jest przez detektor pola magnetycznego zapuszczony do przecinanego otworu. W miejscu planowanej intersekcji otwór przecinany zarurowany jest rurą okładzinową wykonaną z włókna szklanego, co umożliwia działanie systemu naprowadzającego i ułatwia perforację kolumny. System umożliwia skuteczne naprowadzanie z odległości około 60 m od przecinanego otworu. Dane z detektora pola są analizowane i na ich podstawie wyznacza się pozycję łącznika z magnesami, a co za tym idzie świdra, względem detektora. Na podstawie tych danych formułowane są komendy dla wiertacza kierunkowego, celem naprowadzenia narzędzia na cel. Ilość pomiarów jest stopniowo zwiększana w miarę zbliżania się do punktu przecięcia. W przypadku otworów We-



Fig 9. RM - Rotating Magnet – Prime Horizontal. Źródło: <http://primehorizontal.com/hdd-guidance-services/hdd-coal-bed-methane/>

soła PIG-1 i Wesoła PIG-2H intersekcja powiodła się za pierwszym razem.

Po skutecznym przecięciu otworu Wesoła PIG-1 dokonano zmiany zestawu przewodu wiertniczego. Zapuszczono zestaw do geostrowania w pokładzie węgla, z systemem pomiarowym transmitującym dane za pomocą fal elektromagnetycznych. Za pomocą tego zestawu odwiercono 464 m. Niestety, tłumiące dla fal elektromagnetycznych właściwości węgla spowodowały utratę komunikacji z sondą. Konieczne okazało się wyciągnięcie zestawu

Tabela 3. Wykaz i podstawowe dane wybranych otworów kierunkowych realizowanych przez Serwis Wierceń Kierunkowych, początkowo w PNiG Kraków, a po konsolidacji w Exalo Drilling S.A.:

Lp.	Otwór	KOP [m]	Głębokość [m]	Odejsięcie[m]	Kąt max. [°]	Rejon	Typ	Rok
1	Pilzno 46K	400	1900	515	26	Karpaty	S	1990
2	Tarnów 72K	250	1816	487	24	Karpaty	J	1991
3	Jaśniny 9K	406	1620	177	16	Miocen	S	1991
13	Zawada 5K	1016	2547	207	18	Karpaty	S	1993
19	Kielanówka 13K	1288	2765	442	20,5	Karpaty	J	1993
22	Husów 121K	250	1360	415	27	Miocen	J	1994
26	Nosówka 9	3042	3502	75	21	Karpaty	J	1994
29	Bielsk 2	4440	4498	41	5	Synklinorium Łódz-Miech.	side track	1995
32	Stryżawa 1K	421	3138	920	22	Karpaty	J	1995
34	Mełgiew 4 K	2608	4140	551	20	Synkl. lubelskie	J	1995
35	Bogumiłowice 5K	82	1680	427	35	Miocen	S	1995
36	Łąka 30 K	539	3022	1577	45,5	Karpaty	J	1995
37	Mełgiew 6K	2100	4180	939	33,5	Synkl. lubelskie	J	1996
39	Mełgiew 7K	3295	4035	300	39	Synkl. lubelskie	J	1996
45	Jachówka 2K	2050	4281	578	39	Karpaty	S	1996/7
50	Girkaliari 5	900	2142	552	32	Litwa	J	1997
51	Celadna 1A	388	1475	200	16	Czechy	J	1997
53	Mełgiew 8K	2450	4257	880	38	Synkl. lubelskie	J	1998
58	Zawada 8K	1545	3206	400	25	Karpaty	S	1999
60	Husów 112K	270	1460	500	33	Karpaty	J	1999
70	Husów 115K	300	1425	503	35	Karpaty	J	1999
75	Wilga 3K	860	3215	1019	34	Niż Polski	S	2000
82	Żołyńa 73R1	170	470	112	30	Karpaty	J	2001
86	B4-N1	343	1135	232	34	Offshore	S	2001
90	B2H	1150	2280	925	88	GSP	H	2002
91	B1H	1100	2550	1245	88	GSP	H	2002
96	B7H	1000	2515	1250	93	GSP	H	2002
98	Kaliningrad NS-12	1120	1850	500	86	Synekliza Perybałtycka	H	2003
99	Stargard GT-2	450	2681	1282	41	Niż Polski	J	2003
100	Kaliningrad NS-15	1160	1808	438	90	Synekliza Perybałtycka	H	2003
103	Kaliningrad NS-17	1035	1777	-	90	Synekliza Perybałtycka	H	2003
106	Resko 3	2300	2921	82	-	Niż Polski	Side track	2004
107	Kaliningrad N-11	2050	2712	388	90	Synekliza Perybałtycka	H	2004
118	Białka Tatrzańska GT-1	360	2152	-	-	Karpaty	vert	2006
130	Strachocina H-7	280	1302	610	80,7	Karpaty	H	2008
131	Strachocina H-8	280	1251	458	89,0	Karpaty	H	2008
133	Środa Wielkopolska 6	2936	3185	-	-	Niż Polski	vert	2008
134	Babica 2	1642	1869	-	-	Karpaty	vert	2008
136	Strachocina H-6	488	1135	451	82,9	Karpaty	H	2008
140	Strachocina H-5	280	1460	586	84,5	Karpaty	H	2009
141	Strachocina H-1	280	1312	383	70,9	Karpaty	H	2009
144	Sędziszów 33k	1000	2880	197	24,3	Karpaty	S	2009
145	Strachocina H-2	251	1150	407	45,7	Karpaty	J	2009
146	Strachocina H-3	250	1265	515	80,0	Karpaty	H	2009
151	Strachocina H-4	250	1406	722	84,8	Karpaty	H	2010
155	Strachocina H-9	255	1369	616	77,4	Karpaty	H	2010
156	Lisewo 1k	2499	3810	567	44,0	Niż Polski	S	2010
159	Tymowa 1	679	3735	-	-	Karpaty	Vert	2010/11
163	Gilowice 1	192	616	103	25,1	Górnośląskie Zagłębie Węglowe	J	2012
165	Lubycza Królewska 1	748	3525	125	12,6	Synklinorium Lubelskie	Vert/Side Track	2012
166	TCh4 3a/2012	75	667	89	22,2	Zapadlisko Śląsko-Krakowskie	S	2012
167	Bańska PGP-3	100	3519	667	26,5	Karpaty	S	2013
171	Wesoła PIG-1	286	591	-	-	Zapadlisko Śląsko-Krakowskie	Vert	2013
175	Wesoła PIG-2H	530	1918	1063	101,1	Zapadlisko Śląsko-Krakowskie	H	2014
182	Biały Dunajec PAN-1	2135	2513	71	20,9	Karpaty	S	2014
192	TO-75	40	1020	-	1,0	Monoklina Przedzudecka	Vert	2016
224	TK-5	33	1250	1,4	1,5	Monoklina Przedzudecka	Vert	2018/2019
225	TK-6	34	1250	0,2	1,1	Monoklina Przedzudecka	Vert	2019
233	Dębica GT-1	2524	3410	42,9	-	Zapadlisko Przedkarpackie	Vert	2019/2020
236	Orzesze 1	645	3707	81	4,3	Zapadlisko Śląsko-Krakowskie	Vert	2019/2020

i skonfigurowanie sondy do pracy z konwencjonalnym pulserem. Tym zestawem dowiercono otwór do głębokości końcowej osiągając założony cel geologiczny.

Innym interesującym pod względem technicznym projektem realizowanym przez Serwis Wierceń Kierunkowych Exalo Drilling było pogłębienie należącego do Geotermii Podhalańskiej otworu geotermalnego Biały Dunajec PAN-1. Ze względu na skomplikowaną sytuację techniczną w tym otworze, jedynym sposobem na pogłębienie otworu i poprawienie jego zdolności chłonnych było wykonanie bocznej odnogi otworu (tzw. „sidetrack”) przy wykorzystaniu technologii wierceń kierunkowych. W tym przypadku trudność polegała na bardzo krótkim interwale pomiędzy butem kolumny rur okładzinowych, a znajdującym się w otworze pozostawionym przewodem wiertniczym. Zacięcie nowego otworu trzeba było wykonać na długości 17,5 m. Zadanie wykonano „za pierwszym podejściem”, co dla wykonawcy było szczególnie ważne ze względu na to, że prace były realizowane w oparciu o umowę ryczałtową. Kluczami do sukcesu były wykonanie korka cementowego, na bazie krzemionki, twardszego niż ściana otworu oraz profesjonalizm specjalistów, którzy zaprojektowali i nadzorowali wiercenie kierunkowe. Ostatecznie wykonano odchylony odcinek otworu o trajektorii „S” o długości 450m w wymaganym azymucie, z odejściem ok. 70m,

który w pełni spełnił oczekiwania zamawiającego, także w zakresie poprawienia zdolności chłonnych odwiertu.

W Tabeli 3 przedstawiono wykaz i podstawowe dane wybranych otworów kierunkowych. Do chwili obecnej Serwis, będący obecnie w strukturze Exalo Drilling S.A. wykonał 237 otworów kierunkowych.

Aktualnie aktywność wiertnicza serwisu kierunkowego zmniejszyła się. Główną przyczyną jest pojawienie się najnowszych i drogich technologii sprzętowych w zakresie wierceń kierunkowych np. RSS, często umożliwiającymi szybsze prowadzenie wierceń. Producenci nie udostępniają tych technologii oraz sprzętu innym podmiotom, natomiast inwestorzy zamawiający usługi wiertnicze najczęściej wymagają stosowania właśnie tych technologii podczas realizacji projektów wiertniczych. Obecna koniunktura na rynku usług wiertniczych oraz opisana wyżej sytuacja technologiczno-sprzętowa skłania wykonawców do szerokiej współpracy tak w zakresie sprzętowym jak i personalnym.

Materiały źródłowe:

- <https://link.springer.com/article/10.1007/s40948-016-0038-y>
- <https://www.sutori.com/story/history-of-directional-drilling--TqTNYQT6F5bdbMmaaxhwRs3W>
- [https://www.linkedin.com/pulse/innovation-](https://www.linkedin.com/pulse/innovation-history-h-john-eastman-father-drilling-karl-griesser)

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/neyfor-turbo-drilling-systems>
- <http://primehorizontal.com/hdd-guidance-services/hdd-coal-bed-methane/>
- *Materiały szkoleniowe sekcji rdzeniowo-kierunkowej*

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

Adam Klósek
Konsultant
Exalo Drilling S.A.

Forum Inżynierów Przyszłości

NOT WROCLAW
23-25.10.2020

4.0

↑

↓

\$

A jakim Ty będziesz inżynierem?

NOT WROCLAWSKA RADA FEDERACJI STOWARZYSZEŃ NAUKOWO-TECHNICZNYCH

www.fip.not.pl

Zasady projektowania, wykonania i odbioru studni wierconych ze szczególnym uwzględnieniem procedur w zakresie wykonania otworów-studni geotermalnych



Wiesław Witek



Principles of design, execution and acceptance of drilled wells with particular regard to procedures in the scope of making geothermal water wells

Summary:

In the article the author discusses broadly the issues related to the drilling of a hydrogeological well with particular emphasis on the implementation of deep geothermal drilling.

The specificity of such a project is to obtain water of high temperature, often of high mineralization for balneological or municipal purposes, i.e. for heating purposes.

The content of the article shows that the whole process of geothermal project implementation consists of many important operations whose professional execution often determines the final success.

One of the most important operations in the execution of a geothermal well is the procedure of proper design and setting of the screen column and effective execution of the gravel placement. These operations are preceded by many tests and measurements made during the drilling of the well and also after the completion of the drilling.

The first part of the article presents general issues concerning geological and deposit and hydrogeological issues, while the second part discusses in detail the recommendations and procedures to be applied in the implementation of the geothermal project.

The whole article is summarized with a list of general recommendations which should apply in the design and execution process of a geothermal well and at the same time indicate the development of appropriate instructions or guidelines in this respect.

The whole article is prepared on the basis of commonly known literature on the subject and on the author's own experience in the implementation of hydrogeological projects in Poland and abroad. The whole article is illustrated by several illustrations indicating the most important deposit-hydrogeological issues and technical issues related to screen and gravel placement.

Streszczenie:

W artykule autor omawia szeroko zagadnienia związane z wykonaniem otworu hydrogeologicznego ze szczególnym uwzględnieniem realizacji wiercenia głębokiego otworu geotermalnego.

Specyfika realizacji takiego projektu polega na pozyskaniu wody o wysokiej temperaturze często o wysokiej mineralizacji z przeznaczeniem do celów balneologicznych lub do celów komunalnych, czyli do celów grzewczych.

Z treści artykułu wynika, że cały proces realizacji projektu geotermalnego składa się z wielu istotnych operacji, których profesjonalne wykonanie często przesądza o końcowym sukcesie.

Jedną z najważniejszych operacji w wykonaniu studni geotermalnej jest zabieg właściwego zaprojektowania i zapuszczenia kolumny filtracyjnej oraz skuteczne wykonanie zabiegu żwirowania. Operacje te poprzedzone są wieloma badaniami i pomiarami wykonanymi podczas wiercenia otworu jak również po zakończeniu wiercenia.

W pierwszej części artykułu przedstawiono ogólne zagadnienia dotyczące kwestii geologiczno-żyznowych i hydrogeologicznych, natomiast w drugiej części omówiono szczegółowo zasady i procedury, jakie powinny być stosowane w realizacji projektu geotermalnego.

Całość artykułu podsumowano wykazem generalnych zasad, jakie powinny obowiązywać

w procesie projektowo-wykonawczym studni geotermalnej z jednoczesnym wskazaniem na wypracowanie stosownych instrukcji lub wytycznych w tym zakresie.

Całość artykułu jest opracowana na bazie powszechnie znanej literaturze przedmiotu oraz na bazie własnych doświadczeń autora w realizacji projektów hydrogeologicznych w kraju i za granicą. Całość artykułu jest zobrazowana kilkoma ilustracjami ze wskazaniem na najważniejsze kwestie złożowo-hydrogeologiczne oraz kwestie techniczne związane z zafiltrowaniem i wykonaniem zabiegu żwirowania.

1. Wprowadzenie.

Wykorzystanie naturalnej energii cieplnej zmagazynowanej w podziemnych utworach geologicznych staje się od dłuższego czasu jedną z metod alternatywnych w ograniczaniu emisji CO₂, jaki wytwarzany jest podczas spalania głównie węgla kamiennego i brunatnego, jak również ropy naftowej, a nawet gazu ziemnego, czyli innymi słowy surowców kopalnych.

Pozyskiwanie tzw. zielonej energii mającej ograniczoną szkodliwość na zniszczone już dostatecznie środowisko otoczenia człowieka staje się wyzwaniem chwil, nie mówiąc już o zabezpieczeniu czystego powietrza pokoleniom naszych dzieci i wnuków.

Obok wielu istotnych projektów w procesie pozyskiwania czystej energii dla potrzeb komunalnych i szeroko rozumianych potrzeb gospodarczych jest projekt wykorzystania energii cieplnej nagromadzonej w podziemnych utworach geologicznych o normalnym lub anormalnym gradiencie temperatury, określonym w licznych publikacjach na ten temat [1], [2], [3], [4], [5]. Dla odświeżenia wiedzy w tym zakresie warto przypomnieć, że zgodnie z definicją za normalny gradient termiczny uważa się wartość 10C / 33 m, tzn., że przyrost temperatury wynosi 10C na 33 m idąc w głąb ziemi i licząc od powierzchni terenu.

Zgodnie z literaturą [1], [2], [3] prawie cała Polska leży w strefie o normalnym gradiencie termicznym, nie mniej jednak w Polsce występują anomalie gradientu notowane w rejonie Sudetów i północno-wschodniej części kraju (Suwalszczyzna).

W Polsce projekty geotermalne są realizowane od prawie 30 lat, a jednym z pierwszych

był realizowany w latach 90-tych pilotażowy projekt zagospodarowania otworu Bańska w Białym Dunajcu, projekt zrealizowany pierwotnie jako doświadczalny, a następnie rozwinięty do celów balneologiczno-rekreacyjnych i z kolei do celów komunalnych, jako wspomaganie ogrzewania centralnego a nawet indywidualnego. Autor niniejszego artykułu, będąc w tym czasie pracownikiem PRWiG Warszawa, brał udział w realizacji tego projektu w ramach zlecenia prac przy uruchomieniu instalacji pilotażowej pod kierownictwem nieżyjącego już św. pamięci Prof. Juliana Sokołowskiego.

W ślad za tym projektem nastąpił po kilku latach przerwy dość duży rozwój nowych projektów geotermalnych w obrębie Podhala, który jako jeden z rejonów geologicznych Polski posiada naturalne warunki do wykorzystania energii cieplnej z wnętrza ziemi.

Uruchomione projekty geotermalne głównie do celów balneologiczno-rekreacyjnych bazowały na informacjach jakie uzyskano z odwiertów wierconych w latach siedemdziesiątych i częściowo osiemdziesiątych ubiegłego wieku, tzw. otworów pigowskich, czyli oznaczanych symbolem IG, wykonanych na zlecenie Państwowego Instytutu Geologicznego w Warszawie przez firmy wiertnicze działające w ramach CUG, czyli Centralnego Urzędu Geologii jak również Zjednoczenia Górnictwa Naftowego.

Bazując na tych otworach powstało szereg już zrealizowanych projektów głównie o charakterze balneologiczno-rekreacyjnym takich jak: Bukowina Tatrzańska, Białka Tatrzańska, Chochołów, Uniejów, Mszczonów, Kleszczów i inne, jak również projekty typowo geotermalne do pozyskiwania ciepła do celów komunalnych takie jak: Geotermia - Stargard Szczeciński czy będący w realizacji projekt Geotermii Toruńskiej.

Realizacja projektów geotermalnych do celów balneologicznych lub rekreacyjnych czy też do celów komunalnych – grzewczych, bazuje na głębokich otworach-studniach, które wymagają szczególnego zaprojektowania, zgoła odmiennego od typowych studni hydrogeologicznych przeznaczonych do ujęcia wody pitnej.

Stąd też w niniejszym artykule zostaną przedstawione i szeroko omówione specyficzne zasady i procedury, które będą się odnosić do projektowania, wykonania i odbioru otworów-studni wykonanych w głęboko zalegających strukturach geologicznych (ponad 2000 m) oraz strukturach o podwyższonym gradientie geotermalnym i zasobach wody o wysokiej mineralizacji, dochodzącej w skrajnych przypadkach nawet do poziomu 200 g/l.

2. Ogólna charakterystyka projektu otworu geotermalnego

Jak już wspomniano na wstępie niniejszego artykułu, projektowanie otworu geotermalnego zasadniczo bazuje na zasadach jakie obowiązują w procesie projektowania i wykonania oraz odbioru studni hydrogeologicznej, służącej do ujęcia wody pitnej z tą jednak różnicą, że w przypadku studni mamy do czynienia z wodą słodką, która podlega specyficznej ochronie prawnej, natomiast w przypadku studni geotermalnych z reguły mamy do czynienia z wodami o podwyższonej temperaturze oraz wysokiej mineralizacji.

Różnice te wynikają zasadniczo z jednego powodu, a więc głębokości otworu, z której wydobywana jest woda. W przypadku studni z ujęciem wód słodkich są to głębokości rzędu kilkudziesięciu, a maksymalnie kilkuset metrów, natomiast w przypadku studni geotermalnych mamy do czynienia z otworami o głębokości rzędu 2000 i ponad 2000 m. Ta zasadnicza cecha rozróżniająca te dwa typy studni wpływa na sposób wykonania i konstrukcję otworów, szczególnie w zakresie udostępnienia, tzn. zabudowy filtrów w obrębie strefy złożowej.

Niezależnie od powyższych specyficznych różnic, istotną kwestią jest jakość, rodzaj i skład skał stanowiących zbiornik wodonośny. W przypadku studni z wodą słodką mamy głównie do czynienia ze skałami luźnymi lub słabo-zwięzłymi okresu trzeciorzędu i oligocenu, natomiast w przypadku wód geotermalnych możemy mieć również do czynienia z formacjami geologicznymi słabo-zwięzłymi, ale zalegającymi bardzo głęboko, co stanowi często poważny problem z udostępnieniem tego rodzaju formacji poprzez skuteczne zapuszczenie filtra i wykonanie wokół tego filtra obsypki żwirowej.

Innym rodzajem skał zbiornikowych spotykanych w realizacji projektów geotermalnych są skały typu szczelinowego, takie jak wapień, dolomity lub niektóre utwory piaszczyste, które nie nastroczają zbyt wiele problemów z ich udostępnieniem, nie mniej jednak wymagają innego podejścia w procesie stymulacji wydobywania.

Każdy projekt otworu hydrogeologicznego, w tym w szczególności otworu geotermalnego, wymaga rozważenia i określenia wielu parametrów geologiczno-złożowych oraz parametrów technicznych. Parametry te będą wynikać pośrednio z przeznaczenia i celu realizacji danego projektu.

W przypadku studni wierconych ujmujących wodę do celów spożywczych lub gospodarczych zasady te, w tym poszczególne wymagania dot. tego rodzaju studni, są ujęte w Polskiej Normie PN-G-02318 ustanowionej przez Polski Komitet Normalizacyjny w dniu 22 grudnia 1994 r (Uchwała nr 29/94-0 [7]).

Norma ta nie ma zastosowania wprost do projektów studni geotermalnych, nie mniej jednak niektóre zapisy tej normy dotyczące m.in. kwestii związanych z filtrami oraz doboru obsypki do granulacji warstwy wodonośnej pozostają aktualne. Ponadto inne zapisy normy, takie jak dotyczące kwestii wykonania obsypki, zamykania wód i izolacji strefy nadfiltrowej, jak również zagadnienia związane z usprawnieniem studni i oceną parametrów jakościowych studni, pozostają również aktualne w odniesieniu do studni geotermalnych.

Nie mniej jednak, pomijając zapisy ujęte w ww. normie, poniżej wymieniono podstawowe i charakterystyczne parametry hydrogeologiczno-techniczne, jakie należy rozważyć w procesie projektowania otworów-studni geotermalnych.

Niezależnie od szczególnych zasad i procedur dotyczących projektowania studni, o czym będzie mowa w dalszej części artykułu, poniżej wymieniono pryncypialne zasady, jakimi powinni kierować się projektanci i wykonawcy otworów-studni, w szczególności w odniesieniu do głębokich studni geotermalnych. Są to następujące zasady:

- a) Studnia powinna zapewniać maksymalną dopuszczalną i stosowną do potrzeb wydajność „Q” określoną w m³/godz. przy zachowaniu minimalnej depresji podczas pompowania eksploatacyjnego, przy jednoczesnym zachowaniu określonych parametrów hydraulicznych studni, opisanych w założeniach projektowych i potwierdzonych stosownymi testami dynamicznymi wg obowiązujących zasad w hydrogeologii
- b) Jakość wody wydobywanej ze studni geotermalnej, w tym głównie jej skład mineralogiczny, powinien być brany pod uwagę w projektowaniu instalacji tak wgłębnej, jak i powierzchniowej mając na uwadze zjawisko korozji oraz kontaminacji filtrów, jak również aspekty środowiskowe w sytuacji zrzutu wody.
- c) Pompowana ze studni woda w każdym przypadku powinna być wolna od zanieczyszczeń, w tym zapiaszczenie wody powinno wynosić ZERO. W innym przypadku, w zależności od rodzaju stosowanej pompy wgłębnej lub w przypadku wydobywania wody w systemie artezyjskim (napięte zwierciadło wody), należy określić maksymalną dopuszczalną wartość zapiaszczenia określaną w mg/l lub g/dm³ wg normy [7].
- d) Dla studni geotermalnych, z uwagi na wysoki koszt wykonania i eksploatacji, należy zakładać, że żywotność takiej studni musi wynosić min 25 lat. Po tym okresie eksploatacji można przyjąć, że

studnia geotermalna musi być poddana kompletnej rekonstrukcji lub odwiercona nowa studnia, jeżeli na to pozwalają głębokie warunki złożowo-hydrogeologiczne.

- e) Projektując studnię geotermalną należy zakładać racjonalne parametry zwrotu kosztów inwestycji tak w krótkim jak i długim przedziale czasowym, na odpowiednim poziomie współczynnika NPT.
- f) Projektowana studnia przeznaczona do eksploatacji dla celów komunalnych-grzewczych musi spełniać wysokie wymagania w zakresie utrzymywania ciągłego pompowania wody w trakcie całego roku, a szczególnie w okresie grzewczym. Czynnikiem ten stawia wysokie wymagania w odniesieniu do konstrukcji otworu, w tym wymagania dotyczące jakości, rodzaju i wytrzymałości zabudowanych filtrów, oraz zagwarantowania wykonania obsypki zwirowej, zapewniającej wymagane parametry hydrauliczne przepływu wody przez filtry, jak również całkowite wyeliminowanie zjawiska piaszczenia w trakcie pompowania eksploatacyjnego studni.

2. Parametry hydrogeologiczno-złożowe w projekcie studni geotermalnej

Parametry hydrogeologiczno-złożowe jakie są istotne w procesie projektowania studni mogą być ustalone w dwojaki sposób, a mianowicie:

- a) Na podstawie danych geologicznych z wiercenia otworów offsetowych, a więc zlokalizowanych w bliskim sąsiedztwie planowanej do wykonania studni
- b) Na podstawie badań profilowania geofizycznego otworów offsetowych wierconych w rejonu planowanej do wykonania studni
- c) Na podstawie pomiarów złożowych i testów próbnymi pompowań wykonanych w otworach offsetowych wykonanych w rejonie planowanej do wykonania studni
- d) Na podstawie badań sejsmicznych i profilowań geofizycznych wykonanych z powierzchni terenu w rejonie planowanej do wykonania studni
- e) Na podstawie wiercenia otworu badawczego z wykonaniem kompleksowych pomiarów dla ustalenia parametrów złożowo-hydraulicznych dla zaprojektowania finalnej konstrukcji studni.

Uzyskane dane hydrogeologiczno-złożowe w jeden z wyżej podanych sposobów, które są podstawą do optymalnego zaprojektowa-

nia studni geotermalnej, muszą być zweryfikowane w trakcie realizacji samego otworu, tak w zakresie procesu wiercenia, jak i w procesie zabudowy filtrów, i wykonania obsypki, przy zachowaniu założonych reżimów pompowania oczyszczającego, jak i pompowania dla ustalenia bezpiecznej wydajności eksploatacyjnej studni.

Do podstawowych parametrów geologiczno-złożowych należy zaliczyć:

- Profil geologiczny planowanego otworu badawczego jak i otworu z przeznaczeniem finalnym jako studni eksploatacyjnej, w tym stratygrafię potencjalnych warstw wodonośnych i osadów zalegających powyżej tych warstw stanowiących dobrą izolację
- Współczynnik przepuszczalności - filtracji warstwy wodonośnej „K” określany w literaturze [5] jako współczynnik „T” „coefficient of transmissivity” i wyrażany w np. $m^3/godz./1\ m$ warstwy wodonośnej. Współczynnik ten definiuje zdolność porowatej warstwy lub złoża wodonośnego do transmisji-przepuszczania wody do otworu. **Uwaga:** Współczynnik ten założony w projekcie dla określenia i oceny opłacalności projektu geotermalnego musi być ostatecznie zweryfikowany w trakcie wiercenia i pompowania próbnego otworu badawczego lub otworu przeznaczonego do wykonania geotermalnej studni eksploatacyjnej.
- Współczynnik jednostkowej wydajności studni lub warstwy określany w literaturze [5] jako „coefficient of storage” i oznacza objętość wody, jaką można uzyskać z warstwy wodonośnej lub wtłoczyć do tej warstwy w przeliczeniu na jednostkową zmianę ciśnienia głowicowego (np. 10 barów) oraz na jednostkę powierzchni warstwy wodonośnej, z której wykonuje się pompowanie próbne. Współczynnik ten jest istotny do określenia właściwości gromadzenia wody dla danej warstwy czy złoża, z punktu widzenia zasobów skończonych lub odnawialnych, określanych w literaturze [5] jako „storage capabilities”. Może to mieć związek ze szczypaniem złoża, kiedy nie ma warunków do zasilania złoża np. opadami atmosferycznymi. Innymi słowami, określenie zasobów złoża geotermalnego eksploatowanego do celów komunalnych jest istotnym czynnikiem nie tylko złożowym, ale ekonomicznym przy podjęciu decyzji o realizacji projektu. **Uwaga:** Współczynnik ten założony w projekcie dla określenia i oceny opłacalności projektu geotermalnego, musi

być ostatecznie zweryfikowany w trakcie wiercenia i pompowania próbnego otworu badawczego lub otworu przeznaczonego do wykonania geotermalnej studni eksploatacyjnej.

- Współczynnik porowatości skał wodonośnych „ n ” oznaczający jaka objętość wody może być nagromadzona w porach skały czy luźnych formacji skalnych całego nasyconego medium, określanego jako procent objętości przestrzennej materiału danej warstwy. **Uwaga:** Współczynnik określony w projekcie w sposób opisany powyżej i zweryfikowany badaniami wykonanymi na rdzeniach pobranych w trakcie przewiercania perspektywicznych warstw złożowych otworu badawczego lub potencjalnej studni.
- Wewnętrzna przepuszczalność warstwy wodonośnej lub złoża „k” dla medium, czyli wody złożowej o określonych parametrach lepkości dynamicznej „ μ ” oraz gęstości wody „ ρ ” w otworowych warunkach temperatury i ciśnienia, jak również sposobu rozkładu porów skalnych i powiązań między tymi porami skały lub warstwy wodonośnej, przez które realizuje się dopływ medium do studni lub w odwrotnym kierunku. **Uwaga:** Współczynnik określony w projekcie, w sposób opisany powyżej i zweryfikowany badaniami wykonanymi na rdzeniach pobranych w trakcie przewiercania perspektywicznych warstw złożowych otworu badawczego lub potencjalnej studni.
- Współczynnik oporu studni „C”, tzw. współczynnik Waltona, wyrażony w jednostkach „ h^2/m^5 ” i opisany szeroko w literaturze przedmiotu [4], [5], [7], [8], [9]. **Uwaga:** Współczynnik „C” wg zaleceń normy [7] oraz pracy [9] wymagany i określony w projekcie w sposób opisany powyżej i zweryfikowany na podstawie pompowań próbnymi w procesie uzdatniania studni - otworu badawczego lub potencjalnej studni.
- Określona w projekcie analiza przesiewowo - granulometryczna materiału, z którego zbudowana jest warstwa wodonośna wraz z określeniem rodzaju skały i jej składu mineralogicznego. Analiza ta jest niezbędna do właściwego zaprojektowania filtra i obsypki. **Uwaga:** Analiza przesiewowo-granulometryczna wg zaleceń normy [7] oraz pracy [5] wymagana i opisana na podstawie materiału pobranego z rdzeni wiertniczych w trakcie wiercenia otworu badawczego lub potencjalnej studni.
- Określona w projekcie analiza przesiewowo - granulometryczna materiału ob-

yspyki (żwiru), dostosowanej pod względem procentowego udziału wielkości uziarnienia poszczególnych frakcji do uziarnienia materiału złoża wraz z określeniem kształtu ziaren żwiru. Analiza ta jest niezbędna do właściwego zaprojektowania filtra i obsypki żwirowej. **Uwaga:** Analiza przesiewowo-granulometryczna wg zaleceń normy [7] oraz pracy [5] wykonana przez dostawcę żwiru lub przez akredytowane laboratorium zajmujące się zagadnieniami projektowania i realizacji studni

- Określona w projekcie w [m] dopuszczalna maksymalna depresja „S”, która musi być zweryfikowana w trakcie pompowań oczyszczających jak i pompowań próbnych oraz eksploatacyjnych dla zachowania właściwych reżimów przepływu wody, tak w obrębie samego złoża jak i w obrębie warstwy obsypki żwirowej.
- Określona w projekcie przy założonych reżimach pompowania dopuszczalna radialna prędkość przepływu wody w obrębie złoża i warstwy obsypki żwirowej oraz prędkość pionowa w przestrzeni pierścieniowej warstwy obsypki dla zachowania równowagi geostatycznej otworu (głównie warstwy złożowej) jak również wyeliminowania zjawiska piaszczenia studni oraz erozji filtra i innych elementów wglębnego uzbrojenia studni (rurociągi, pompa wglębna, itp.) Określenie dopuszczalnej prędkości pionowej w przestrzeni pierścieniowej jest niezbędne w sytuacji, kiedy przestrzeń ta jest w całości lub częściowo wypełniona żwirem w części nadfiltrkowej i nie jest dodatkowo uszczelniona, np. pakierem powyżej wieszaka rur filtrkowych. **Uwaga:** w skrajnych przypadkach w trakcie pompowań próbnych lub eksploatacyjnych, przy wysokiej założonej wydajności pompowania Q i wywołaniu w ten sposób dużej depresji, może dojść do przekroczenia minimalnej i wymaganej obliczeniami prędkości przepływu wody złożowej w kierunku pionowym poza filtrem, co może skutkować naruszeniem równowagi geostatycznej złoża i w konsekwencji doprowadzić do wywołania niepożądanego zjawiska piaszczenia studni. Takie sytuacje stanowią jeden z przypadków występowania zjawiska piaszczenia podczas pompowań testowych jak i eksploatacyjnych szczególnie głębokich studni geotermalnych.
- Określenie w projekcie przewidywanych warunków otworowych w obrębie warstwy wodonośnej, w tym ciśnienia den-

nego i temperatury, i zweryfikowanie tych warunków pomiarami geofizycznymi lub innymi w aspekcie odpowiedniego zaprojektowania kolumny rur filtra odpornego na zgniatanie dla warunków maksymalnego opróżnienia otworu (wywołanie maksymalnej depresji podczas pompowań próbnych przy maksymalnej zaprojektowanej wydajności) oraz uwzględniając korozję rur z uwagi na wysoką mineralizację wód geotermalnych.

- Określenie w projekcie dla danej temperatury wglębnej optymalnych warunków eksploatacji studni z punktu widzenia wytrącania się soli z wód geotermalnych i osadzania tych soli, czyli kolmatacji filtrów, w szczególności filtrów szczelinyowego typu Johnsona.
- Określenie w projekcie warunków wyznaczenia stałego współczynnika jednostkowego strumienia wody „q” uzyskanego dla danego poziomu wydajności pompowania „Q” i odpowiadającej tej wydajności wielkości depresji „S” dla danego zakresu współczynnika przepuszczalności „T”. [5], [7], [8], [9] **Uwaga:** Współczynnik „q” wg zaleceń normy [7] oraz pracy [9] wymagany i określony w projekcie w sposób opisany powyżej, i zweryfikowany na podstawie pompowań próbnych w procesie uzdatniania studni - otworu badawczego lub potencjalnej studni.

3. Parametry techniczne w projekcie studni geotermalnej

Obok istotnych parametrów geologiczno-złożowych wymienionych i omówionych w punkcie 2.1. należy wymienić szereg parametrów technicznych jakie muszą być rozważone i rozwiązane w danym projekcie studni geotermalnej. Parametry te wynikają nie tylko z tych warunków, ale również z procedur jakie obowiązują przy projektowaniu głębokich otworów np. w przemyśle naftowym. Otwory geotermalne zalicza się raczej do otworów głębokich, liczących średnio ok. 2000 m, a w praktyce spotyka się otwory o głębokości nawet ponad 5000 m.

Do zasadniczych parametrów technicznych, jakie należy rozważyć i uwzględnić w projekcie studni geotermalnej, należą:

- a) Projekt konstrukcji otworu w tym odpowiedni dobór średnicy i głębokości posadowienia poszczególnych kolumn rur okładzinowych.
- b) Projekt i program wiercenia studni z uwzględnieniem programu rdzeniowania i badań hydrogeologicznych dla określenia parametrów geologiczno-złożo-

wych warstwy wodonośnej jak również weryfikacji parametrów hydrogeologicznych do określenia potencjału wydobycia wody w porównaniu do założonych parametrów w projekcie geotermalnym

- c) Projekt i określenie na podstawie badań laboratoryjnych rozkładu i wielkości uziarnienia warstwy złożowej w oparciu o pobrane próbki rdzenia lub prób okruchowych w trakcie wiercenia otworu-studni.
- d) Projekt i określenie rodzaju oraz jakości obsypki żwirowej
- e) Projekt i określenie optymalnej średnicy otworu w obrębie ujęcia warstwy złożowej
- f) Projekt i optymalny dobór kolumny filtracyjnej w tym konstrukcji i rodzaju oraz długości samego filtra
- g) Projekt przygotowania otworu i sprzętu do wykonania obsypki żwirowej
- h) Projekt i procedury wykonania obsypki żwirowej
- i) Projekt weryfikacji wykonania obsypki żwirowej
- j) Projekt oczyszczania i uzdatniania studni, tzw. Development, przed rozpoczęciem pompowań próbnych i eksploatacyjnych
- k) Projekt pompowań próbnych i eksploatacyjnych dla weryfikacji parametrów hydrogeologiczno-złożowych jak również ustalenia zasobów eksploatacyjnych i dopuszczalnego wydobycia wody geotermalnej.

Ujęte w punktach od a do k zagadnienia i parametry techniczne zostaną z obiektywnych względów omówiono poniżej skrótowo. Będą to raczej główne rekomendacje sugerowane przez FK WES, opracowane na podstawie bogatej literatury źródłowej cytowanej na końcu artykułu oraz własnych doświadczeń autora.

Poniższe rekomendacje powinny być, z dniem FK WES, rozwinięte i szeroko opracowane w formie instrukcji i procedur do stosowania w przypadku realizacji projektów geotermalnych obejmujących wykonanie kompleksowe studni.

Ad a} Projekt konstrukcji studni w tym program zarurowania powinien być oparty na rozpoznaniu geologicznym ujętym w Projekcie Badań Geologicznych. Do istotnych elementów konstrukcji otworu geotermalnego można zaliczyć:

- Dobór kolumny technicznej i eksploatacyjnej studni z punktu widzenia średnicy wewnętrznej z uwagi na umieszczenie pompy wglębnej (średnica zewnętrzna pompy) oraz na ograniczenia prędkości przepływu wody złożowej w trakcie eksploatacji studni dla ograniczenia erozji. Zalecana prędkość wody w rurach wynosi 1,5 m/sek. lub mniej.
- Dobór kolumny technicznej i eksploatacyjnej studni z uwagi na temperaturę

i korozję wody złożowej, w tym założenie zapuszczenia kolumny rur z materiału typu FIBERGLASS

- Posadowienie kolumny technicznej w głębokości gwarantującej skuteczne odizolowanie nadległych warstw (szczególnie warstw ilastych) od poziomu warstw wodonośnych
- Odpowiednie zaprojektowanie uszczelnienia wylotu rur typu LINER, jeżeli będą tego rodzaju rozwiązania proponowane w projekcie zarurowania
- Zaprojektowanie wszystkich kolumn rur okładzinowych dla danego otworu z wyjątkiem kolumny filtrowej i kolumny rur z materiału typu FIBERGLASS zgodnie z Wytycznymi, jakie w tym zakresie obowiązują dla wiercenia otworów naftowych. Kolumna filtrowa oraz kolumna rur z materiału typu FIBERGLASS powinna podlegać innym bardziej zaawansowanym wymaganiom wytrzymałościowym w procesie projektowania (o czym będzie mowa w dalszej części artykułu)

Ad b) Kolumna techniczna rur jaka jest projektowana dla danej studni musi spełniać szereg dodatkowych wymagań, oprócz wymagań klasycznych, jakie wynikają z procedur dotyczących obliczeń wytrzymałościowych dla tego rodzaju kolumn. Do tych wymagań można zaliczyć:

- Odporność termiczna (z uwagi na podwyższoną temperaturę wody) jaka może mieć przełożenie na szczelność połączeń gwintowych rur w trakcie długoletniej eksploatacji studni geotermalnej
- Zachowanie wysokich wymagań w zakresie szczelności kolumny w obrębie buta rur i wylotu LINERA
- Zachowanie wysokich wymagań w zakresie zapuszczenia i eksploatacji rur z materiału typu FIBERGLASS z uwagi na bardzo wysoką kruchość tego rodzaju materiału oraz bardzo niską wytrzymałość na zgniatanie tzw. COLLAPSE
- Odpowiedni dobór połączeń gwintowych dla rur z materiału typu FIBERGLASS pod kątem wytrzymałości tak na rozluźnienie jak i uzyskania odpowiedniej szczelności dla założonych ciśnień próbnych integralności kolumny
- Wdrożenie odpowiednio dobranej technologii cementowania rur z materiału typu FIBERGLASS z uwagi na problemy związane z wytrzymałością tych rur na zgniatanie jak również z uwagi na kwestie wypornościowe (podnoszenie kolumny rur) w trakcie operacji cementowania

Ad c) Złoże, czyli warstwa wodonośna składa się z materiału skalnego cząstek, które stanowią podstawowy budulec tej warstwy

z cementowanej w określony sposób. Niezależnie od tego każda warstwa geologiczna, w tym warstwa wodonośna, zawiera również drobne cząsteczki, które nie są jednocześnie związane ze strukturą mechaniczną warstwy wodonośnej jako takiej. Te drobne cząsteczki wypełniające pory skalne, głównie piaskowców, stanowią często poważny problem dla uzyskania odpowiedniej wydajności studni jak również są często powodem niepożądanego piaszczenia studni w trakcie jej eksploatacji. W trakcie przepływu wody ze złoża do studni poprzez warstwę obsypki następuje również ruch tych bardzo drobnych frakcji, które powodują ograniczenie przepuszczalności obsypki poprzez przytykanie por luźnego żwiru. Mobilność tych cząstek rośnie proporcjonalnie do prędkości przepływu wody ze złoża poprzez obsypkę do otworu i w skrajnych warunkach zjawisko to może być nieodwracalne i powodować trwałe uszkodzenie studni. Jedynym często stosowanym rozwiązaniem jest ograniczenie wydajności studni do poziomu, przy którym nie notuje się wytrącanie takich osadów i piaszczenia, a to

piasek i żwir

cal	mm	Mesh No.
0.131	3.33	6
0.093	2.36	8
0.065	1.65	10
0.046	1.17	14
0.033	0.84	20
0.023	0.58	28
0.016	0.41	35
0.012	0.30	48

dolne sito

piasek gruboziarnisty

0.046	1.17	14
0.033	0.84	20
0.023	0.58	28
0.016	0.41	35
0.012	0.30	48
0.008	0.20	65

dolne sito

piasek drobnoziarnisty

0.023	0.58	28
0.016	0.41	35
0.012	0.30	48
0.008	0.20	65
0.006	0.15	100

dolne sito



Ryc. nr 1 - Zestaw sit do analizy granulometrycznej uziarnienia warstwy wodonośnej i obsypki żwirowej [5]

z kolei w sposób diametralny może obniżyć efektywność całego projektu geotermalnego.

W związku z powyższym podstawową kwestią w procesie projektowania ujęcia warstwy wodonośnej są:

- Uzyskanie reprezentatywnych próbek skalnych formacji wodonośnej w postaci rdzeni wiertniczych pobranych metodą opisaną w projekcie wiercenia lub Projekcie Prac Geologicznych
- Dokonanie analizy granulometrycznej próbek wg. powszechnie obowiązujących procedur opisanych w [3], [4], [5], [6], [7]
- Określenie zgodnie z procedurami przesiewu procentowego rozkładu uziarnienia próbek z pobranych warstw wodonośnych dla określenia optymalnego doboru uziarnienia obsypki żwirowej, dopasowanej do uziarnienia warstwy wodonośnej. Jako przykład na Ryc. nr 1 przedstawiono zestaw sit do analizy granulometrycznej rozkładu procentowego poszczególnych frakcji żwiru, z podzia-

łem na wielkość ziaren i numer sita określonego w jednostkach MESH wg API. [5]

- Określenie współczynnika jednorodności uziarnienia próbki tzw. „UNIFORMITY COEFFICIENT” C_{μ} , który powinien wynosić <3 , co świadczy o tym, że dana warstwa jest jednorodna. Współczynnik ten określany jest [5], [6], [7] jako średnica ziaren dla danej populacji uziarnienia, wykonanej w badaniu przesiewowym i wyrażanej procentowo. Powszechnie przyjmuje się, że współczynnik ten określany jest wzorem

$$C_{\mu} = d_{40}/d_{90}$$

- Określenie składu mineralogicznego próbki warstwy wodonośnej oraz rozkładu przepuszczalności dla poszczególnych populacji frakcji uziarnienia w tym kształtu ziaren
- Określenie na krzywej (wykresie) analizy przesiewowej uziarnienia próbki warstwy wodonośnej punktu projektowego tzw. „Design Point” [5], [6], [7] dla określenia i doboru uziarnienia obsypki żwirowej

Ad d} Projekt i dobór obsypki żwirowej oparty jest przede wszystkim na badaniach opisanych w punkcie (c) i (ad c). Obsypka żwirowa dobierana na podstawie analizy przesiewowej próbki pobranej ze złoża warstwy wodonośnej, powinna odpowiadać następującym wymogom:

- Selekcja uziarnienia (średnicy) obsypki dobrana do uziarnienia warstwy wodonośnej polega na pomnożeniu wartości współczynnika projektowego, tzw. „Design Point”, oznaczającego relację pomiędzy średnicą ziaren żwiru obsypki a średnicą ziaren warstwy wodonośnej pomnożoną przez wartość 6 do 8.
- Obsypka żwirowa powinna zawierać objętościowo 98% ziaren zgodnie z określoną specyfikacją zakresu uziarnienia względem uziarnienia warstwy wodonośnej, przy czym żwir nie może zawierać więcej niż 2% frakcji pylastych
- Dostarczana partia żwiru przeznaczona do wykonania obsypki w danym otworze powinna mieć świadectwo jakościowe wykonane m.in. na podstawie analizy przesiewowej jak dla próbki warstwy wodonośnej
- Ziarna żwiru przeznaczone do wykonania obsypki powinny mieć kształt sferyczny (kuli) o krawędziach zaokrąglonych dla ograniczenia generacji fazy pylastej w trakcie przesypywania żwiru i dla zagwarantowania minimalnej porowatości warstwy obsypki. Współczynnik zaokrąglenia i kulistości ziaren żwiru obsypki powinien wynosić $>0,6$.

- Ziarna obsypki powinny być odporne na kruszenie, co oznacza, że żwir powinien być odporny na naciski wynoszące ok. 140 Bar, przy czym zawartość fazy skruszonej w badaniu nie powinna przekraczać 2% wagowo próbki żwiru poddanej badaniu
- Rozpuszczalność ziaren żwiru przeznaczonych do wykonania obsypki w kwasie solnym o stężeniu 12%, a w kwasie fluorowodorowym o stężeniu 3%, nie powinna być większa niż 1% w przeciągu 1 godziny
- Dla specyficznych warunków złożowych uziarnienia warstwy wodonośnej wymagane są dodatkowe badania określające zawartość fazy pylastej żwiru poprzez wykonanie trzykrotnej próby przesiewowej żwiru

Ad e} Zgodnie z teorią jak i praktyką, opisaną w licznej literaturze przedmiotu, wymienioną w artykule istotną rolę w projektowaniu studni odgrywa nie tyle średnica filtra rur zabudowanych w obrębie warstwy wodonośnej, co średnica otworu, jaka powinna być w obrębie tej warstwy. Np. jeżeli mamy do wyboru zapuszczenie filtra 6 5/8" lub 5" w otworze o tej samej średnicy, to dla uzyskania optymalnych wydajności wody oraz dla uzyskania optymalnych parametrów hydrogeologiczno-złożowych korzystniej jest zapuszczenie filtra 5". Generalnie w zakresie doboru średnicy tak filtra jak i średnicy otworu względem średnicy rur kolumny eksploatacyjnej (technicznej) obowiązują następujące zasady:

- Dla rur kolumny technicznej 9 5/8" optymalnym rozwiązaniem jest zapuszczenie kolumny filtra 5"
- Minimalna średnica otworu pod rury zapuszczonego filtra do otworu powinna zapewnić dystans wynoszący 50 mm, przy czym zalecany zakres luzu przestrzeni pierścieniowej wokół filtra wynosi od 50 do 100 mm na stronę. Wartość ta stanowi zarazem grubość warstwy obsypki żwirowej gwarantująca właściwą eksploatację studni, tak pod względem jej optymalnej wydajności jak i jakości wody (brak piaszczenia)
- Dla filtra o średnicy 5" można przyjąć, że średnica poszerzonego poniżej rur 9 5/8" otworu wokół filtra powinna wynosić od 9 do 10 cali, a praktycznie 12 1/4", co przenosi się na standard stosowanych w wiertnictwie poszerzaczy
- Otwór pod filtr powinien być poszerzony na całej długości warstwy wodonośnej licząc od buta poprzedniej kolumny rur np. 9 5/8" do spągu warstwy wodonośnej z nawierceniem warstwy nieprze-

puszczalnej (jeżeli to jest możliwe)

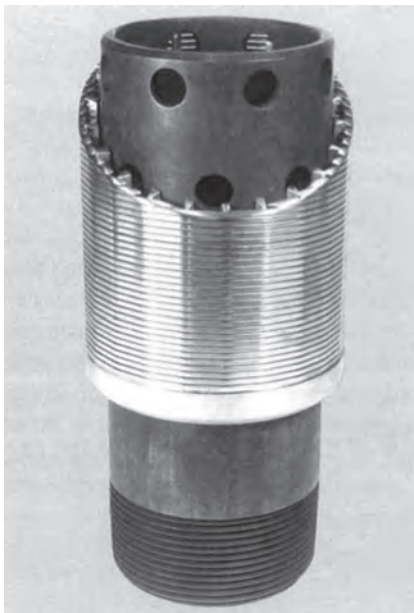
- Średnica poszerzonego odcinka otworu powinna być jednorodna bez póltek skalnych, które są potencjalnym miejscem gromadzenia się obsypki w procesie żwirowania filtra, co prowadzi nie tylko do niewłaściwego wykonania obsypki, ale w konsekwencji odbija się niekorzystnie na efektywności działania studni
- Po wykonaniu operacji poszerzania otworu należy dokonać weryfikacji średnicy otworu poprzez pomiar kawernomierza. Pomiar ten jest istotny z punktu widzenia obliczenia objętości obsypki do projektu wykonania żwirowania filtra, jak również stanowi obraz struktury ściany poszerzonego otworu
- Jeżeli obraz kawernomierza i jego interpretacji jest wątpliwy wówczas należy powtórzyć operację poszerzania i ponownie zweryfikować średnicę otworu

Ad f} Projekt kolumny filtracyjnej jest procesem dosyć złożonym. Przede wszystkim kolumna filtracyjna może być określona pod względem dopasowania do warunków złożowych dopiero po przeprowadzeniu wielu czynności i badań, a w konsekwencji danych uzyskanych tak w zakresie złożowym jak hydrogeologicznym. W związku z tym należy w tym miejscu mocna podkreślić, że zakładanie a priori w projekcie wiercenia otworu geotermalnego rodzaju filtra, głównie szczelinowego typu Johnsona i zamawianie takiego filtra zanim uzyska się podstawowe dane złożowe, **jest po prostu niedopuszczalne**. Jeżeli mamy do czynienia z taką sytuacją bez uzyskania podstaw do zaprojektowania filtra, wówczas takie działanie można nazwać nieodpowiedzialne i zarazem błędem w sztuce.

Spośród istotnych kwestii dotyczących projektu kolumny filtracyjnej, projektu opartego na rzeczywistych danych otworowych, można zaliczyć:

- Wybór rodzaju filtra dopasowanego do właściwości przewierconej warstwy wodonośnej. W tym miejscu możemy mówić o filtrach: siatkowych, szlicowanych wykonanych na rurach okładzinowych, filtrach mostkowych i filtrach szczelinowych, filtrach do wykonania obsypki oraz filtrach tzw. **Prepacked**, czyli filtrach z uprzednio wykonaną obsypką (z podwójnym płaszczem)
- W głębokich otworach-studniach geotermalnych optymalnym rozwiązaniem z punktu widzenia skuteczności zapuszczenia filtra i jego zażwirowania jest stosowanie filtrów szczelinowych typu Johnsona lub filtrów z uprzednio wykonaną obsypką tzw. „prepacked screens”.

Na Ryc. nr 2 pokazano przykładowo filtr szczelinowy typu Johnsona, wykonany na bazie perforowanych rur okładzinowych. [5]



Ryc. nr 2 - Filtr typu Johnsona na bazie perforowanej rury okładzinowej [5]

- Odpowiedni dobór tak średnicy jak i długości czynnej filtra dla zapewnienia prędkości przepływu wody poprzez obsypkę i sam filtr na poziomie $<0,03$ m/sek., przy czym należy wyraźnie podkreślić, że zmiana średnicy filtra na wyższą nie daje tak wyraźnego efektu jak zmiana długości czynnej filtra tudzież grubości obsypki żwirowej
- Generalnie wielkość szczeliny filtra musi wynikać ze szczegółowej analizy rozkładu uziarnienia warstwy wodonośnej oraz obsypki żwirowej dla zakładanego współczynnika jednorodności oraz procentowo określonej wielkości retencji ziaren warstwy wodonośnej przez obsypkę żwirową. {5}, {6}, {7}. Optymalny wybór wielkości szczeliny filtra wynika z dwóch podstawowych założeń projektowych, tzn. (1) - uzyskania maksymalnej wydajności studni przy minimalnej depresji z danego poziomu wodonośnego, oraz (2) - uzyskanie wody jak dla warunku (1) wolnej od zawartości piasku lub zawartości określonej w mg/l na poziomie dopuszczalnym z uwagi na wymagania stawiane przez producentów pomp głębinowych
- Odpowiedni dobór szczeliny filtra, która powodowałaby utrzymanie ziaren żwiru bez restrykcji przepływu wody przez obsypkę. Generalnie wielkość (szerokość) szczeliny filtra powinna wynosić połowę

najmniejszej średnicy ziaren żwiru, a jednocześnie w każdym przypadku nie powinna być większa niż 70% najmniejszej średnicy ziaren żwiru tak, aby zapobiec przedostawaniu się żwiru do otworu {5}, {6}.

- Dobrze dobrany filtr szczelinowy dla danych warunków złożowych tzn. wielkość szczeliny oznacza, że taki filtr powinien zatrzymać minimum 90% materiału obsypki po wykonaniu zabiegu uzdatniania tzw. developmentu i pompowania próbnego danej studni. Przy wyborze wielkości szczeliny filtra przeznaczonego do zabudowy w danej studni zaleca się skorzystanie z rekomendacji producentów takiego filtra, którzy korzystają z dużego doświadczenia i szerokiej bazy danych w tym zakresie
- Z uwagi na fakt, że w hydrogeologii głębokich otworów, do których należą niewątpliwie studnie geotermalne, mamy do czynienia w większości ze złożami niejednorodnymi, a więc o bardzo zróżnicowanym uziarnieniu i w dodatku zawierającymi wtrącenia ilaste, **podjęcie do wyboru wielkości szczeliny filtra musi być bardzo konserwatywne**, a zarazem wybór ten powinien być poprzedzony szeroką i kompleksową analizą wielu czynników
- Filtry (szczeliny) powinny być wykonane z minimalną tolerancją tak, aby zapewnić ograniczenia wymiarowe w stosunku do średnicy ziaren obsypki, o których powyżej mowa
- Filtry przeznaczone do zapuszczania w środowisku wody wysoko zmineralizowanej, czyli potencjalnie korozyjnej powinny być wykonane ze specjalnej stali nierdzewnej, przy czym dobór gatunku stali na filtry powinien odpowiadać mineralizacji wody złożowej a jej agresywność powinna być potwierdzona stosownymi badaniami laboratoryjnymi
- Filtry głównie szczelinowe zapuszczane w głębokim otworze w szczególności o podwyższonych gradientach ciśnienia geostatycznego powinny posiadać stosowne certyfikaty wytrzymałościowe na rozciąganie i zgniatanie potwierdzone wynikami testów laboratoryjnych. Jednocześnie filtry szczelinowe powinny posiadać certyfikat testu hydraulicznego przepływu, który charakteryzuje spadek ciśnienia związany ze zmianami natężenia przepływu wody co jest istotne w założeniach do przeprowadzenia testów pompowania próbnego i eksploatacyjnego

- Filtry z uprzednio wykonaną obsypką, czyli tzw.: „prepacked screens”, stanowią alternatywne rozwiązanie w otworach głębokich, gdzie mamy do czynienia z problemami utrzymania równowagi geostatycznej górotworu i pozwalają na dobrą kontrolę piaszczenia studni, nie mniej jednak ulegają szybko kolmatacji. Alternatywą w takich sytuacjach jest zapuszczenie filtra z uprzednio przygotowaną obsypką, tzw. „prepacked screens” i jednocześnie wykonanie dodatkowo obsypki żwirowej wokół takiego filtra
- W projekcie kolumny filtracyjnej należy bezwzględnie określić rodzaj wieszaka, którego konstrukcja nie ogranicza w sposób zasadniczy przepływu mieszanki żwiru z płynem i jednocześnie stanowi rozwiązanie gwarantujące pewność powieszenia kolumny rur filtracyjnych
- W projekcie kolumny filtracyjnej należy ściśle określić sposób zażwirowania przestrzeni pierścieniowej kolumna filtra - otwór, przy czym wysokość stropu obsypki żwirowej powinna zagwarantować restrykcję przepływu pionowego wody do poziomu gwarantującego brak wynoszenia wszelkiego rodzaju materiału tak ze złoża jak samej obsypki żwirowej głównie frakcji pylastych
- Niezależnie od zapisu zawartego w punkcie powyżej w projekcie kolumny filtracyjnej należy określić sposób uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej wokół wylotu filtra jak również określić warunki ciśnieniowe stwierdzające taką szczelność
- Konstrukcja kolumny filtracyjnej w obrębie wylotu filtra powinna zapewniać przeprowadzenie dożwirowania kolumny rur filtracyjnych w przypadku stwierdzenia niezgodnego z projektem wykonania obsypki żwirowej w przestrzeni pierścieniowej
- Konstrukcja kolumny filtracyjnej powinna zawierać elementy wyposażenia pozwalające na kontrolę przebiegu procesu żwirowania filtra, czyli tzw. filtra kontrolnego, zamontowanego ok. 9 m powyżej górnej krawędzi (stropu) czynnej części filtra przy jednoczesnym ograniczeniu do minimum długości części nadfiltracyjnej kolumny
- Konstrukcja zapuszczanego filtra do otworu powinna zawierać tzw. Przewód do cyrkulacji zwrotnej zamontowany wewnątrz kolumny filtracyjnej. Średnica takiego przewodu powinna być dobrana w zależności od projektowanych wydatków zatłaczania obsypki w trakcie proce-

su zwirowania. Średnica zewnętrzna tego przewodu powinna wynosić 0,7 średnicy wewnętrznej filtra. Przewód ten powinien być zapuszczony maksymalnie 1-2 m poniżej spągu czynnego filtra tak, aby proces osadzania obsypki następował sukcesywnie od dolnego filtra ku górze, w sposób gwarantujący dobre wypełnienie przestrzeni pierścieniowej

- Kolumna filtracyjna powinna być powieszona w wieszaku tak, aby but filtra znajdował się min. 1-3 m powyżej spodu otworu lub korka cementowego
- Konstrukcja kolumny filtracyjnej powinna obejmować zafiltrowanie całego interwału złożowego plus interwał o długości przekraczający min. 30 % wartość maksymalnej depresji jaka zostanie wywołana w trakcie pompowań tak próbnych jak i eksploatacyjnych
- Kolumna rur filtracyjnych powinna być wyposażona w centralizatory montowane min. co 9 m w części poszerzonego odcinka otworu warstwy wodonośnej jak również w obrębie poprzedniej kolumny rur powinien być zamontowany min. 1 centralizator powyżej buta tych rur. Rodzaj i ilość zastosowanych centralizatorów musi uwzględniać kwestie nie tylko samej centralizacji, ale również kwestie restrykcji związanych z wykonaniem obsypki zwirowej.

Ad g} Operacja wykonania obsypki zwirowej stanowi istotną część zasad realizacji projektu studni geotermalnej. Realizacja operacji wykonania obsypki zwirowej może być porównana do operacji cementowania rur jako operacji finalnej w wykonaniu otworu. Skuteczność wykonania tak jednej jak i drugiej operacji jest bardzo ważna z punktu widzenia finalnego efektu i celu, jaki został określony w danym projekcie.

W związku z powyższym dla skutecznego wykonania obsypki muszą być spełnione pewne warunki, tak w odniesieniu do samego otworu, jak i wyposażenia sprzętowego jaki będzie stosowany w tym zabiegu. Do tych warunków i zasad można zaliczyć:

- Odpowiednie przygotowanie otworu w obrębie warstwy wodonośnej poprzez jego oczyszczenie z urobku szczególnie po poszerzeniu interwału, w którym zostanie zapuszczona kolumna filtracyjna
- Wymiana płuczki na płyn o niskiej zawartości fazy stałej i odpowiedniej gęstości przy jednocześnie niskiej lepkości i granicy płynięcia. Parametry reologiczne takiego płynu muszą być kompatybilne z płynem jaki będzie zastosowany do zatłoczenia żwiru.

- Przed zapuszczeniem filtra należy oczyścić rury kolumny eksploatacyjnej (technicznej) wewnątrz z osadów filtratu płuczki lub innych ewentualnych cząstek poprzez przeszkrobanie rur z użyciem scrapera lub szczotek druczanych jak również przepłukać rury płynem z dodatkiem środka biodegradowalnego
- Przewód wiertniczy, na którym będą zapuszczane filtry powinien być oczyszczony wewnątrz z rdzy i innych osadów przez piaskowanie. To samo dotyczy wszystkich rurociągów powierzchniowych jakie będą służyć do wykonania operacji zatłoczenia obsypki
- Dla wykonania obsypki należy określić rodzaj płynu, na bazie którego będzie wykonana mieszanina żwiru. Rodzaj płynu jak i jego parametry reologiczne będą zależą od stabilności otworu w obrębie warstwy wodonośnej oraz od gęstości zaprojektowanej mieszanki zwirowej, czyli ilości żwiru zawartego w litrze płynu tak, aby uzyskać jednorodny płaszcz osadu zwirowego w przestrzeni pierścieniowej filtra. Płyn przeznaczony do wykonania obsypki musi być odpowiednio czysty (przefiltrowany) bez jakiegokolwiek fazy stałej lub zanieczyszczeń
- Do wykonania zabiegu obsypki zwirowej należy przygotować odpowiedniej objętości zbiornik lub zbiorniki przeznaczone wyłącznie do wykonania zabiegu, przy czym pojemność zbiorników powinna odpowiadać objętości płynu jaki jest przewidywany w projekcie do zatłoczenia danej ilości żwiru plus dodatkowo min. 50 % nominalnej objętości. Zbiorniki przeznaczone do wykonania zabiegu obsypki muszą być absolutnie czyste. Nie zaleca się wykorzystanie do zabiegu zbiorników płuczkowych
- Filtry oraz cały sprzęt wyposażenia filtra jaki planowany jest do zapuszczenia powinien być sprawdzony tak pod względem kompletności jak i funkcjonalności na zgodność z dokumentacją i specyfikacją techniczną jak również stosownymi certyfikatami
- Zgromadzony do wykonania obsypki żwir powinien być zgromadzony w odpowiedniej ilości zgodnej z obliczeniami wykonanymi na podstawie pomiarów kawernomierza plus minimum 30 % zapasu. Żwir przeznaczony do wykonania obsypki musi odpowiadać specyfikacji opisanej w projekcie doboru żwiru i być zabezpieczony przed jakimikolwiek zabrudzeniami mechanicznymi tak w trakcie jego składowania jak i w trakcie

dodawania poprzez specjalne dozowniki

- Operacja wykonania obsypki zwirowej musi być opisana w zatwierdzonym przez KRZ i Geologa Nadzoru projekcie, przy czym istotną częścią takiego projektu powinna być symulacja hydrauliczna zabiegu zwirowania z ustaleniem newralgicznych punktów przebiegu operacji zwirowania dla poszczególnych etapów zatłaczania mieszaniny zwirowej do otworu
- Cały przebieg zabiegu zwirowania powinien być rejestrowany i w tym celu wyposażenie do takiej rejestracji powinien określać również projekt zwirowania, przy czym aparatura rejestrująca powinna mieć podwójne zabezpieczenie (zapasowa)

Ad h} Projekt i procedury wykonania obsypki zwirowej stanowią bardzo istotny element w procesie tej operacji dla uzyskania skuteczności i dobrej jakości wykonania płaszcz filtracyjnego w obrębie przestrzeni pierścieniowej filtra.

Właściwe i skuteczne wykonanie obsypki zwirowej jest jedną z najważniejszych operacji w realizacji projektu wykonania studni, a w szczególności otworu-studni bardzo głębokiej tzn. powyżej 2000 m.

Zaprojektowanie całego procesu wykonania obsypki musi uwzględniać spełnienie wielu warunków, o których była już mowa powyżej, tzn.:

- Odpowiedniego doboru granulacji i jakości obsypki zwirowej
- Odpowiedniego doboru szczeliny i porowatości efektywnej kolumny filtrowej
- Odpowiednie przygotowanie otworu przed operacją wykonania obsypki
- Odpowiednie przygotowanie wyposażenia kolumny filtracyjnej jak również przewodu i sprzętu przeznaczonego do wykonania tej operacji

Spełnienie ww. warunków daje podstawę do utrzymania założonych w projekcie parametrów wykonania obsypki.

Projektowany zabieg wykonania obsypki powinien być poprzedzony stosowną symulacją przepływów hydraulicznych na bazie uznanego programu komputerowego, w celu zweryfikowania założeń projektowych tak, aby w trakcie wykonywania zabiegu zatłaczania mieszaniny żwiru z płynem zachować bezpieczne reżimy, tak ciśnienia jak i założonych wydajności tłoczenia.

Do istotnych parametrów, jakie powinien obejmować projekt wykonania obsypki, należy zaliczyć:

- Określenie rodzaju i parametrów reologicznych płynu jaki będzie stosowany do zawieszenia i przetłaczania obsypki
- Określenie wielkości natężenia tłoczenia

- cieczy wyprzedzającej, mieszaniny płyn-
-żwir oraz przybitki dla poszczególnych
faz przepływu i poszczególnych objętości
- Określenie wielkości koncentracji (stężenia) zawiesiny żwiru w płynie, tzn. masy żwiru na litr płynu podawanej w kg/l
 - Określenie wielkości dopuszczalnych ciśnień przepływu zatłoczonego medium do otworu, w tym w szczególności ciśnienia dla charakterystycznych punktów w konfiguracji filtra takich jak: łącznik krzyżowy, wieszak, pierwszy kontakt płynu ze stropem filtra, pierwszy kontakt płynu ze spągami filtra, ciśnienie końcowe zatłoczenia obsypki
 - Określenie wielkości natężenia powrotnego przepływu płynu przez przewód inżektorowy zapuszczony do wnętrza filtra oraz wielkości natężenia powrotnego przepływu w przestrzeni pierścieniowej rura okładzinowa - przewód
 - Określenie konfiguracji przewodu, na którym zapuszczony jest filtr, tzn. określenie średnicy i długości przewodu od wieszaka filtra do wylotu otworu, jak również średnicy i długości przewodu inżektorowego od wieszaka filtra przy założeniu, że wylot przewodu inżektorowego powinien znajdować się min 1-2 m poniżej spągu filtra tak, aby proces żwirowania i układania się żwiru w przestrzeni pierścieniowej następował od dołu bez tworzenia się ewentualnych „powal” czy „mostków”. Z zasady średnica zewnętrzna przewodu inżektorowego powinna wynosić 0,7 średnicy wewnętrznej filtra
 - Określenie czasowego scenariusza pompowania dla całego zabiegu w powiązaniu z rejestracją parametrów przepływu wydajności, ciśnienia i gęstości przepływającego płynu, i innych parametrów (w zależności od rodzaju aparatury rejestrującej)
 - Określenie wymogów dotyczących firmy serwisowej wykonywującej zabieg wykonania obsypki filtra (referencje, doświadczenie, kwalifikacje załogi firmy serwisowej itp.)
 - Projekt wykonania obsypki powinien obejmować procedury zapięcia wieszaka oraz procedury zapięcia i testu ciśnieniowego pakera po ostatecznym stwierdzeniu poprawności wykonania zabiegu
 - Projekt wykonania obsypki powinien obejmować również zasady postępowania na wypadek wystąpienia okoliczności przebiegu operacji żwirowania niezgodnych z założeniami projektowymi lub wystąpienia sytuacji awaryjnych w trakcie zabiegu

Ad i) Weryfikacja obsypki żwirowej w przestrzeni pierścieniowej filtra jest bardzo istotna przed przystąpieniem do wywołania studni, czyli przed przeprowadzeniem operacji tzw. developmentu. Jest to szczególnie ważne w sytuacji, kiedy zabieg wykonania obsypki żwirowej nie przebiegał zgodnie z projektem i symulacją komputerową.

Generalnie nie ma możliwości zatłoczenia obsypki w sposób gwarantujący idealne wypełnienie przestrzeni pierścieniowej filtra z uwagi na podstawowy fakt, że jak wynika z doświadczeń, porowatość zatłoczonej obsypki wynosi z zasady około 38 - 40%, a po wywołaniu otworu, czyli w trakcie pompowania oczyszczającego, następuje ułożenie się ziaren obsypki w sposób naturalny i wówczas porowatość tak ułożonej warstwy spada do ok. 35%.

Z rachunku tego widać wyraźnie, że jeżeli spada porowatość płaszczka obsypki to musi dochodzić do obniżenia się stropu obsypki poza filtrem. Wielkość tego obniżenia powinna być również wstępnie określona w projekcie wykonania obsypki po to, aby w trakcie pompowania próbnego i pomiarowego nie dochodziło do wypłukiwania drobnych frakcji żwiru lub piasku z studni. Dlatego też istotnym jest, aby dokonać weryfikacji położenia stropu obsypki pod kątem oceny szczelności, uzyskanej poprzez odpowiednią wysokość płaszczka żwiru powyżej ostatniego czynnego odcinka filtra (stropu filtra) lub uszczelnienia pakierem zapiętym w poprzedniej kolumnie rur.

Weryfikacja położenia stropu obsypki może być realizowana na 2 sposoby:

- Metodą mechaniczną poprzez zapuszczenie sondy (ciężarka) do zażwirowanej przestrzeni pierścieniowej, lub
- Metodami geofizycznymi

Pierwsza metoda może być skutecznie zastosowana wyłącznie w płytkich studniach rzędu kilkudziesięciu, maksymalnie ponad 100m pod warunkiem, że przestrzeń pierścieniowa jest odpowiednio duża dla zapuszczenia stosowanego obciążnika.

Druga metoda jest stosowana w otworach głębokich.

Spośród metod geofizycznych do pomiaru stropu obsypki można wyróżnić następujące:

- Pomiar gęstościowy DLL
- Pomiar RBT
- Pomiar gamma w połączeniu z sondą DLL

Pomiary geofizyczne dają względnie dobrą dokładność, w związku z czym interpretacja zapisów sondy daje rzeczywisty obraz sytuacji i pozwala na właściwą ocenę jakości wykonania zabiegu żwirowania.

Weryfikacja zabiegu żwirowania poprzez wykonanie pomiarów geofizycznych pozwala

nie tylko na określenie warunków dla pompowania studni, ale również często jest podstawą do przeprowadzenia zabiegu dożwirowania studni, mając na uwadze warunki eksploatacji i jakość pompowanej wody.

Ad j) Projekt wywołania studni po wykonaniu zabiegu żwirowania filtra oraz weryfikacji położenia stropu obsypki jest bardzo istotny z punktu widzenia uzyskania założonych w projekcie wydajności eksploatacyjnych studni i założonej dopuszczalnej depresji.

Jeżeli operacja wykonania obsypki żwirowej jest poprawna i gwarantuje szczelność płaszczka obsypki w rejonie wylotu filtra, wówczas kwestia uzyskania optymalnych parametrów eksploatacyjnych studni będzie w dużej mierze zależę od technologii i parametrów hydraulicznych stosowanych podczas zabiegu developmentu.

Głównym celem operacji wywołania studni jest takie ułożenie obsypki poza filtrem, aby:

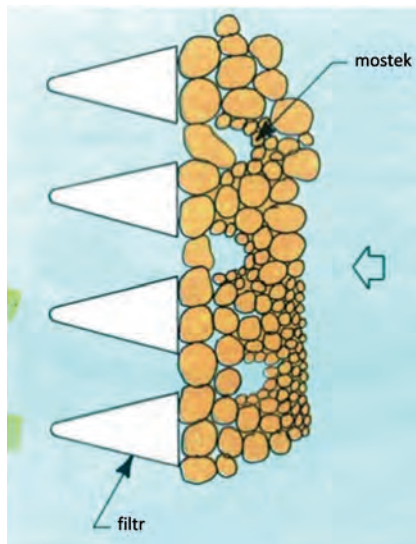
- uniknąć piaszczenia studni i
- osiągnąć maksymalną wydajność studni przy najniższej możliwej depresji

Do istotnych zasad i metod stosowanych w fazie wywołania otworu należy zaliczyć:

- zastosowanie na etapie wywołania studni metod pompowania, które pozwolą na oczyszczenie strefy przy-odwiertowej z drobnej lub pylastej frakcji strefy złożowej
- uzyskanie parametrów pompowania, które gwarantują założoną radialną prędkość przepływu wody (maksymalnie 0,03 m/sek.) przez warstwę obsypki pozwalając na właściwie ułożenie obsypki tak, aby nie dochodziło do piaszczenia studni podczas pompowania z reżimem eksploatacyjnym
- zastosowanie jako podstawowej metody wywołania studni systemu AIR LIFT z lewym obiegiem, zaczynając od dolnego filtra (spągu filtra) przy jednoczesnym utrzymaniu ruchu zestawu przewodu na dystansie jaki umożliwi np. wysokość masztu urządzenia wiertniczego
- zastosowanie innych metod pompowania oczyszczającego, takich jak pompowanie ze zmienną wydajnością, tak przy użyciu metody AIR LIFT jak i przy użyciu pompy wgłębnej, jeżeli istnieje możliwość płynnej regulacji wydajności pompy
- zastosowanie metody tłokowania lub zatłoczenia rewersyjnego, ale wyłącznie w specyficznych warunkach złożowych (niska przepuszczalność i porowatość, dobra zwięzłość skał zbiornikowych)
- zastosowanie kwasowania dla poprawy parametrów hydraulicznych warstwy wodonośnej lub wytrawienia blokatorów węglanowych lub cząstek fazy stałej

innych dodatków, jakie były stosowane w płuczce podczas przewiercania warstwy wodonośnej

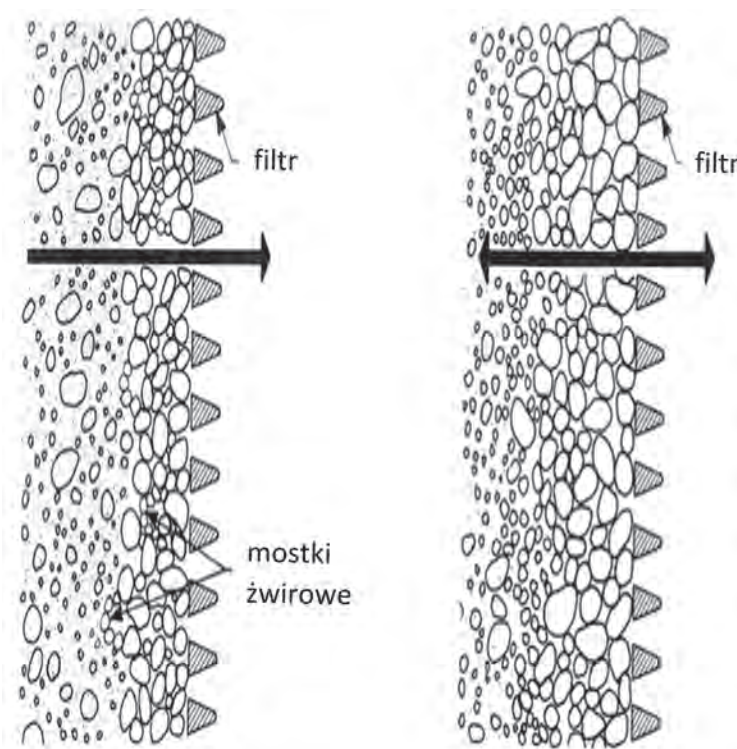
- Uwaga: stosowanie metody cyrkulacji w prawo w trakcie wywołania studni, szczególnie studniach głębokich i geotermalnych o wysokiej mineralizacji wody złożowej - jest niedopuszczalne.
- Uwaga: wywołanie studni metodą pompowania przy użyciu pompy głębinowej bez uprzedniego oczyszczenia studni np: metodą AIR LIFT jest NIEDOPUSZCZALNE i jest traktowane jako błąd w sztuce



Ryc. nr 3 - Ułożenie obsypki poza filtrem po operacji żwirowania (na rycinie widoczne „mostki” z niewłaściwym ułożeniem żwiru) [5]

Dla potwierdzenia powyższych uwag na Ryc. nr 3 przedstawiono obraz ułożenia obsypki żwirowej poza filtrem z wyraźnym wskazaniem, że pompowanie oczyszczające przy użyciu pompy głębinowej (przepływ jednokierunkowy wody) nie daje dobrego efektu w postaci prawidłowego ułożenia obsypki, które może być przyczyną piaszczenia studni. Natomiast na Ryc. nr 4 pokazano prawidłowe ułożenie żwiru poza filtrem, uzyskane przy przepływie wody w obydwu kierunkach podczas operacji wywołania studni.

Ad k) Pompowanie próbne i pomiarowe możliwe jest wyłącznie po przeprowadzeniu poprawnego pompowania uzdatniającego studni tzn. takiego, które pozwala na dobre ułożenie obsypki poza filtrem, jak również daje możliwość uzyskania maksymalnej porowatości i przepuszczalności, tak warstwy wodonośnej jak i warstwy obsypki dla uzyskania maksymalnej wydajności studni przy minimalnej depresji. Innymi słowy studnia przed rozpoczęciem pompowania próbnego i pomiarowego musi spełniać wymogi, o których była mowa powyżej.



Ryc. nr 4 - Ułożenie żwiru wokół filtra przy przepływie wody w jednym kierunku i w obydwu kierunkach (faza wywołania studni - development) [5]

Pompowania próbne i pomiarowe mają na celu określenie potencjalnych możliwości hydraulicznych warstwy wodonośnej dla zatwierdzenia wydajności eksploatacyjnych studni zgodnie z wymogami zawartymi w odpowiednich przepisach. Jednym z istotnych warunków jest określenie reżimów pompowania tak próbnego jak i pomiarowego, przy których nie występuje piaszczenie studni. Warunek ten jako podstawowy w eksploatacji studni subartezyjskich, czyli studni pompowanych z użyciem pomp głębinowych, musi być spełniony dla zatwierdzenia bezpiecznych i optymalnych zasobów eksploatacyjnych.

Do podstawowych zasad w projektowaniu pompowań próbnych i pomiarowych należy zaliczyć:

- Ustalenie reżimów pompowania dla poszczególnych faz pompowania
- Ustalenie maksymalnej depresji dla poszczególnych reżimów pompowania i danej fazy pompowania
- Ustalenie czasu pompowania dla uzyskania określonych stałych parametrów hydraulicznych założonych w projekcie, o których jest mowa w punkcie 2.1. niniejszego artykułu i licznej literaturze przedmiotu [5], [6], [7], [8]
- Uzyskanie określonych w projekcie optymalnych współczynników charakteryzujących potencjalne możliwości warstwy wodonośnej dla danej konstrukcji otworu w tym zabudowy filtra,

w szczególności uzyskanie odpowiedniego współczynnika sprawności studni „C” określonego stosownymi normami i licznie opisanego w literaturze [5], [6], [7], [8], [9]

- Określenie wielkości prędkości przepływu wody dla poszczególnych reżimów pompowania i faz pompowania, czyli prędkości radialnej z warstwy wodonośnej poprzez obsypkę, ewentualnie prędkości pionowej z warstwy wodonośnej poprzez płaszcz obsypki w przestrzeni pierścieniowej powyżej ostatniego filtra kolumny, jak również tzw. filtra bezpieczeństwa

4. Technika i technologia wykonania obsypki żwirowej.

Proces wykonania obsypki żwirowej, szczególnie w otworze głębokim, należy do jednych z najważniejszych zabiegów w realizacji projektu geotermalnego. Jest on zarazem technologicznie skomplikowaną operacją i obciążoną licznymi ograniczeniami wynikającymi z konstrukcji otworu, jak również często niekorzystnych warunków geologiczno-złożowych.

Prawidłowo przeprowadzona operacja żwirowania filtra wymaga dużego doświadczenia i odpowiedniego wyposażenia sprzętowego oraz technologii rejestru parametrów hydraulicznych, w tym głównie kontroli gęstości mieszaniny żwiru i płynu ze szczególną kontrolą dozowania suchego żwiru.

W związku z tym liczba firm serwisowych, które profesjonalnie zajmują się problematyką żwirowania szczególnie głębokich otworów jest bardzo ograniczona.

Spośród mechanicznych technik, jakie stosowane są praktycznie do wykonania obsypki żwirowej filtrów zapuszczanych w głębokich otworach, można zaliczyć następujące technologie:

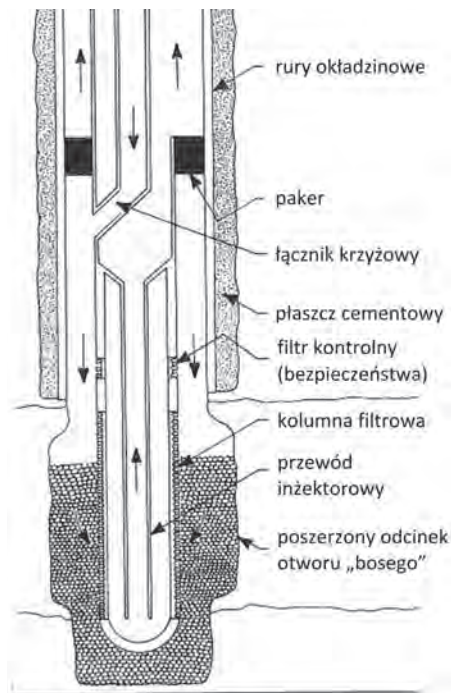
- Wykonanie obsypki żwirowej poprzez wyplukiwanie żwiru uprzednio wsypanego do otworu przy jednoczesnym zapuszczaniu kolumny filtrowej i odpłukaniu nadmiaru żwiru cyrkulacją w prawo
- Wykonanie obsypki żwirowej uprzednio umieszczonej wokół perforowanego filtra i wyplukanie przez przewód zapuszczany do filtra nadmiaru obsypki żwirowej, metodą w prawo.
- Wykonanie obsypki żwirowej tzw. metodą CROSSOVER, tzn. przy użyciu łącznika krzyżowego, który pozwala na cyrkulację i kierowanie mieszaniny płyn-żwir do przestrzeni pierścieniowej filtra i jednocześnie umożliwia powrót płynu poprzez przewód inżektorowy do przestrzeni pierścieniowej pomiędzy kolumną rur okładzinowych a przewodem, na którym zapuszczana jest kolumna filtrowa.

Metoda wymieniona w punktach (a) i (b) stosowana jest do wykonania obsypki w tworach zarurowanych i sperforowanych, natomiast metoda wymieniona w punkcie (c) stosowana jest najczęściej do wykonania obsypki w otworach bosych, czyli w sytuacji, kiedy kolumna filtrowa jest zapuszczana do niezarurowanego uprzednio otworu. Metoda ta jest stosowana również z powodzeniem do wykonania obsypki w otworach uprzednio zarurowanych.

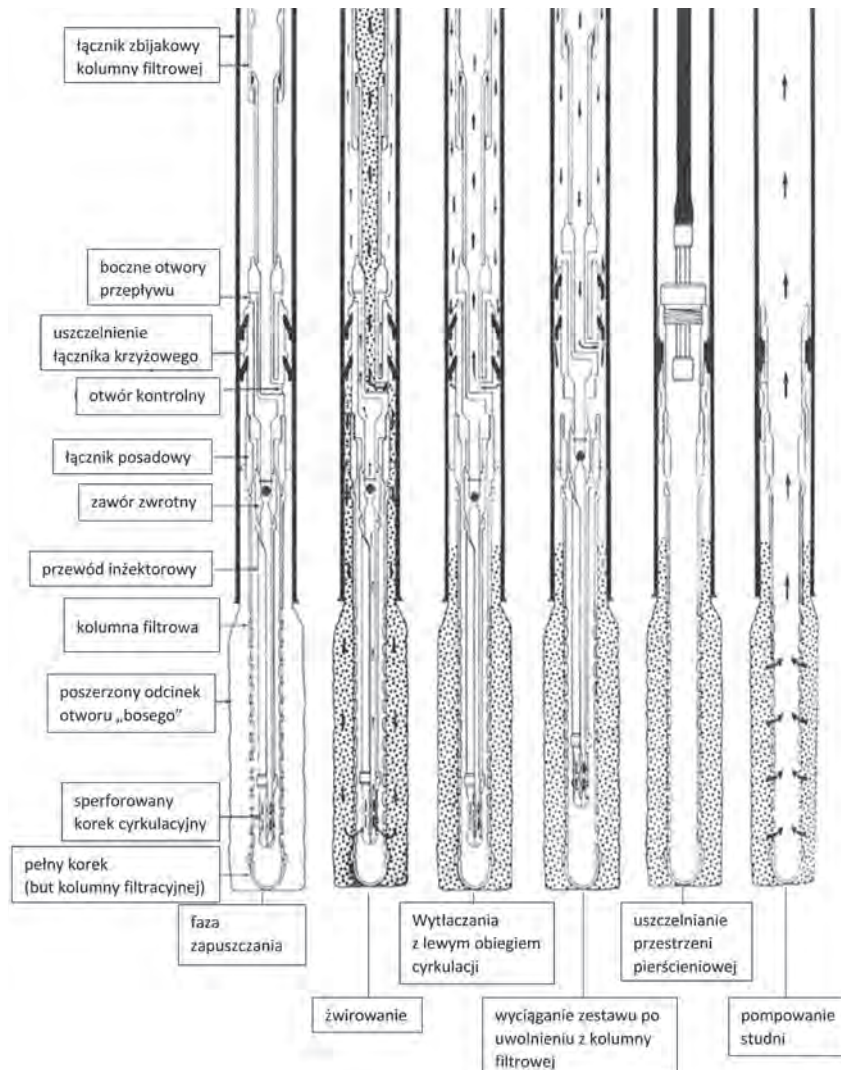
Metoda z zastosowaniem łącznika krzyżowego może być stosowana również do wykonania obsypki w otworze uprzednio zarurowanym i sperforowanym, tak jak to pokazano na uproszczonym schemacie Ryc. nr 5. Metoda ta jest preferowana w większości przypadków i posiada wiele zalet i korzyści względem metody wymienionej w punkcie (a) i (b).

W sytuacjach najczęściej spotykanych w realizacji głębokich otworów geotermalnych mamy do czynienia z wykonaniem obsypki w tworze bosym. W takich sytuacjach zaleca się stosowanie metody z użyciem systemu CROSSOVER wraz z wyposażeniem kolumny filtrowej w wieszak oraz uszczelnieniem pakerowym zapinanym po zakończeniu procesu obsypki i weryfikacji stopu obsypki.

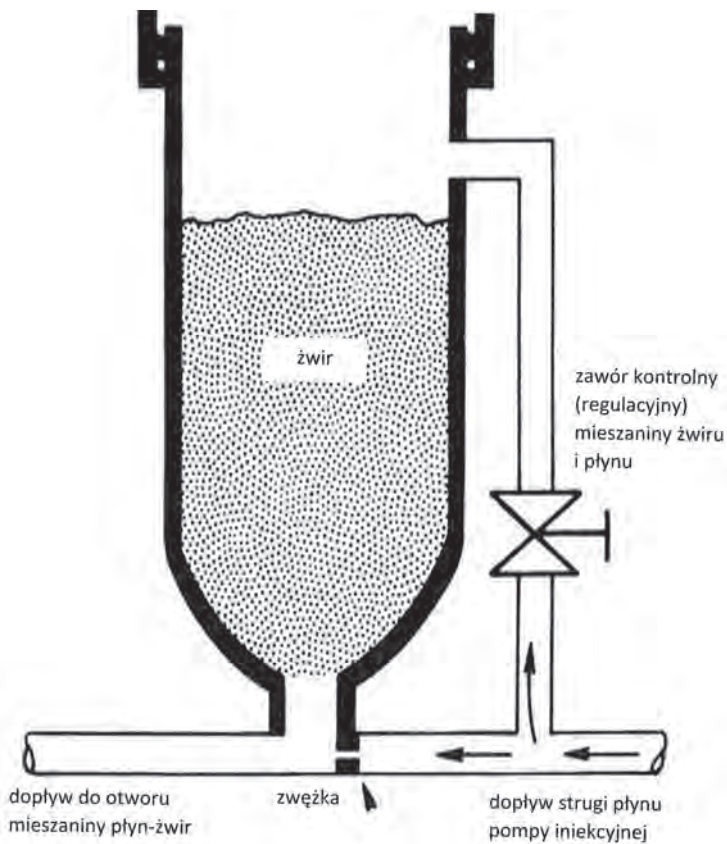
System ten jest wyposażony w szereg dodatkowych elementów, w tym głównie przewód inżektorowy o średnicy zewnętrznej dopasowanej do średnicy wewnętrznej filtra i jest przedstawiony schematycznie na Ryc. nr 6.



Ryc. nr 5 - Metoda wykonania obsypki żwirowej w otworze „bosym” z zastosowaniem łącznika krzyżowego. Schemat uproszczony [5]



Ryc. nr 6 - System żwirowania z łącznikiem krzyżowym stosowany w głębokich otworach „bosych” z systemem podwieszania kolumny i uszczelniania przestrzeni pierścieniowej [6]



Ryc. nr 7 - System iniektorowy dawkiowania żwiru w operacji wykonywania obsypki [6]

Jak już powyżej nadmieniono, każdy system i technologia wykonania obsypki żwirowej wymaga odpowiedniego wyposażenia powierzchniowego do dozowania mieszanki żwiru z płynem, jak również aparatury kontrolno-pomiarowej całego procesu.

W zależności od gęstości zatlaczanej mieszanki żwir-płyn stosuje się dwie meto-

dy dawkiowania i zatlaczania obsypki, a mianowicie"

- a) Metoda z zastosowaniem pojemnika z systemem iniektorowym, tak jak to przedstawiono na Ryc. nr 7.
- b) Metoda z zastosowaniem podajnika ślimakowego wraz z iniektorem, tak jak to pokazano na Ryc. nr 8.

Metoda pokazana na Ryc. nr 7 ma zastosowanie wyłącznie do podawania mieszanki o niskiej koncentracji żwiru ok. 0,5 do 0,7 kg/litr i jest stosowana głównie, kiedy nośnikiem żwiru jest woda. Metoda ta ma dwa podstawowe ograniczenia, tzn.:

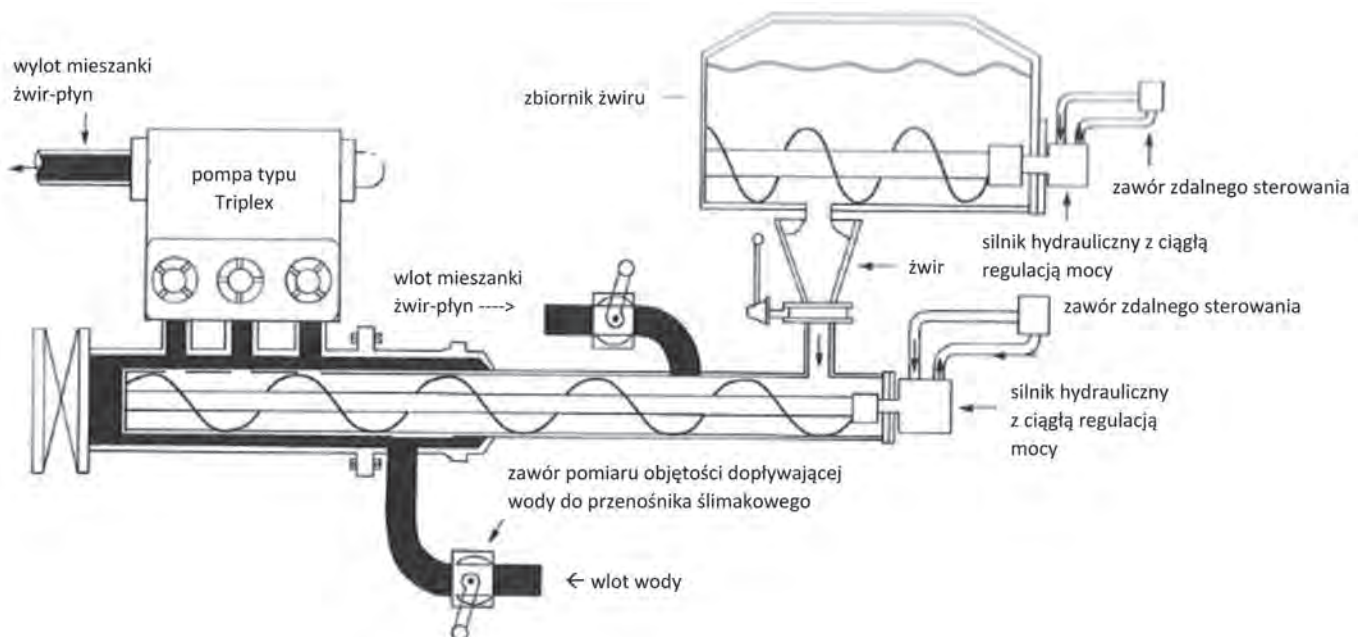
- Może być stosowana tylko przy niskiej koncentracji żwiru w litrze płynu
- Metoda iniektorowa jest stosowana dla płynów o bardzo niskiej lepkości i zazwyczaj jest to woda słodka lub solanka o niskiej gęstości

Natomiast metoda pokazana na Ryc. nr 8 jest metodą bardziej uniwersalną i najczęściej stosowaną w operacjach wykonywania obsypki w głębokich otworach. Do zalet tej metody można zaliczyć:

- Możliwość stosowania płynów o wysokiej lepkości do zawieszenia żwiru
- Możliwość stosowania mieszanki o wysokiej koncentracji żwiru dochodzącej nawet do 2-3 kg/litr
- Możliwość dobrej kontroli gęstości mieszanki w ciągu całego procesu wykonania obsypki żwirowej
- Uzyskanie w miarę jednolitej struktury obsypki wokół filtra oraz dobrego wypełnienia przestrzeni pierścieniowej bez potrzeby dożwirowania

5. Podsumowanie.

Opisane w niniejszym artykule procedury i zasady jakie obowiązują w realizacji projektu wykonania głębokiego otworu - studni geotermalnej w wersji zapuszczania i żwirowania kolumny filtrowej można by podsumować następująco.



Ryc. nr 8 - System dawkiowania żwiru przy pomocy przenośnika ślimakowego [6]

Nacelną zasadą natury formalno-prawnej jaka powinna obowiązywać w realizacji wiercenia otworu-studni geotermalnej jest ustalenie podziału zadań, obowiązków i odpowiedzialności pomiędzy stronami kontraktu. W umowie zawartej na realizację projektu geotermalnego należy wyraźnie określić zakres projektowania i oddzielić ten zakres od zakresu wykonania technicznego. Za fazę projektową musi odpowiadać Główny Hydrogeolog, który z zasady jest osobą reprezentującą właściciela koncesji czyli przedsiębiorcę lub zlecniodawcę natomiast za fazę wykonawczą projektu odpowiada wykonawca, który bazuje wyłącznie na projektach opracowanych przez zlecniodawcę.

Osoby prawne odpowiadające za realizację całego projektu geotermalnego muszą być podmiotami działającymi niezależnie co oznacza, że główny hydrogeolog, który jest autorem podstawowych projektów takich jak np.: Projekt Prac Geologicznych, projekt konstrukcji i doboru filtra oraz doboru obsypki jak również innych projektów związanych z kwestiami pompowania i uzdatniania studni działa poza strukturami generalnego wykonawcy projektu na rzecz wyłącznie właściciela koncesji. Taki podział ról sformułowany w zapisach umowy na wykonanie studni geotermalnej ustala wyraźnie zasady odpowiedzialności za szkody jakie mogą wynikać z wadliwych projektów jak również z wadliwej realizacji takich projektów.

Profesjonalne wykonanie głębokiego otworu-studni geotermalnej powinno obejmować następujące kroki postępowania jako generalne zasady i procedury:

- a) Odpowiednie rozeznanie geologiczne rejonu wierceń
- b) Opracowanie stosownego projektu wiercenia otworu z naciskiem na dobre rozeznanie potencjalnej wodonośnej strefy złożowej
- c) Uzyskanie materiału z wiercenia strefy złożowej w postaci rdzeni wiertniczych
- d) Określenie głównych parametrów złożowych i hydraulicznych na podstawie opracowanego programu badań na pobranych rdzeniach wiertniczych
- e) Dokonanie analizy przesiewowej na próbkach rdzeni zgodnie z obowiązującymi zasadami i normami i naniesienie wyników analizy przesiewowej na wykres
- f) Wytypowanie rodzaju i wielkości uziarnienia obsypki z podaniem wymagań jakościowych wg obowiązujących standardów

- g) Wytypowanie rodzaju i typu filtra do zaprojektowania ujęcia strefy złożowej z podaniem na podstawie analizy przesiewowej wielkości szczeliny filtra
- h) Opracowanie programu przygotowania strefy złożowej otworu do zapuszczania filtra i wykonania obsypki żwirowej
- i) Opracowanie projektu zafiltrowania strefy złożowej z podaniem schematu kolumny filtra wraz z jej wyposażeniem
- j) Opracowanie rodzaju i typu płynu przeznaczanego do wykonania i zatłoczenia obsypki żwirowej
- k) Wytypowanie renomowanej firmy serwisowej do wykonania zabiegu żwirowania filtra
- l) Opracowanie projektu technicznego zapuszczania kolumny filtrowej i wykonania obsypki żwirowej oraz schematu rozmieszczenia instalacji powierzchniowej do wykonania operacji żwirowania
- m) Określenie w projekcie rodzaju aparatury kontrolno-pomiarowej jaka będzie użyta do kontroli procesu żwirowania
- n) Określenie formuły weryfikacji stropu obsypki po wykonanym zabiegu żwirowania oraz wykonania ewentualnej operacji dożwirowania przestrzeni pierścieniowej
- o) Określenie sposobu uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej po wykonaniu dożwirowania
- p) Opracowanie programu wywołania studni, czyli całego procesu developmentu z założeniem pompowania z lewym obiegiem cyrkulacji przy zastosowaniu metody AIRLIFT
- q) Opracowanie programu pompowania próbnego i pompowania pomiarowego z określeniem głównych parametrów hydraulicznych i złożowych, w tym współczynnika sprawności studni „C”

Generalne zasady jakie podano powyżej powinny być szczegółowo ujęte w stosownych instrukcjach lub wytycznych, opracowanych przez Głównego Wykonawcę Projektu oraz Głównego Hydrogeologa Projektu.

Takie postępowanie w realizacji projektu geotermalnego, jak opisano powyżej, pozwala na realizację poszczególnych operacji w sposób profesjonalny i jednocześnie pozwala na uniknięcie błędów, które mogą okazać się nieodwracalne lub trudne i kosztowne do naprawienia. Największym problemem jaki może się pojawić po wykonaniu studni jest problem piaszczenia, który zasadniczo ogranicza parametry eksploatacyjne studni, w tym głównie jej wydajność, przy zachowaniu odpowiedniej depresji pompowania.

Dla utrzymania ciągłości pracy studni geotermalnej - praktycznie 24 godziny na dobę, z uwagi na ciągłą dostawę wody ciepłej czy to do celów grzewczych czy do celów komunalnych i domowych, wydobywanie wody z takiego otworu przy pomocy pompy węglębnej musi spełniać warunek ZERO ZAWARTOŚCI PIASKU lub zawartości gwarantującej bezawaryjną pracę pompy węglębnej.

Materiały źródłowe i literatura:

1. Górecki W. i zespół 2006 r- Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - Zakład Surowców Energetycznych AGH, Kraków.
2. Kondracki J. 1998 r- Geografia regionalna Polski wyd. PWN
3. Z. Pazdro - Hydrogeologia Ogólna - Wydawnictwo Geologiczne Warszawa 1983 r. Wydanie II uzupełnione
4. C. W. Fetter Jr - Applied Hydrogeology - Published by A Bell & Howell Company, Columbus, Ohio 43216- 1980
5. Fletcher G. Driscoll PhD - Groundwater and Wells - Second Edition, Published by Johnson Division, St. Paul. Minnesota 55112 -1986
6. Penberthy, W. L. Shaughnessy, C. M. - Sand Control
7. Polska Norma - PN-G-02318 – Studnie Wiercone - Zasady Projektowania, wykonania i odbioru
8. Zdzisław Siwek, Mariusz Mańkowski - Wyznaczanie parametrów hydraulicznych ujęcia wód podziemnych na podstawie pompowań próbnych
9. Zdzisław Siwek - Geneza współczynnika sprawności studni „C” - artykuł w druku
10. Materiały archiwalne FK WES z wierceń hydrogeologicznych w rejonie odkrywkii Bełchatów
11. Materiały archiwalne FK WES z wierceń otworów hydrogeologicznych (studni) dla MEW w Kuwejcie w latach 1987-1990.
12. Materiały archiwalne FK WES z realizacji próbnej instalacji geotermalnej na Podhalu. Projekt geotermalny PAN tandemu otworów Bańska - Biały Dunajec.
13. Materiały archiwalne FK WES z konferencji dot. problematyki Sand Control. Materiały i katalogi firm Baker oraz KAC.

Wiesław Witek
Firma Konsultingowa „WES”
Właściciel

Niespokojna historia ropy naftowej cz. I



Jerzy Zagórski

Początek tego roku był raczej spokojny – jeśli sięgniemy do przeglądu wydarzeń w styczniu, to nic nie zapowiadało, jak burzliwy będzie pierwszy kwartał i z czym będziemy musieli się zmierzyć. Co prawda, 3 stycznia w ataku amerykańskich dronów zginął w Bagdadzie irański generał Ghasem Sulejmani i obawiano się gwałtownej reakcji Iranu, ale po kilku dniach napięcie ustąpiło. Zresztą 8 stycznia lotnictwo irańskie zestrzeliło ukraińskiego Boeinga 707 z 176 osobami nad Teheranem i ta katastrofa również była szeroko komentowana na świecie. To były zdarzenia, które przebiegały się w naszych mediach zdominowanych przez krajowe wiadomości polityczne i gospodarcze. Ale pojawiły także się lakoniczne i enigmatyczne doniesienia z Chin o „tajemniczej chorobie płuc”, nie zapowiadające jeszcze zagrożenia i dopiero 24 stycznia otrzymaliśmy pierwszą informację o zakażeniach w Europie. W następnych miesiącach bieg wydarzeń zagranicą i w kraju przyspieszył tak bardzo, że do odbiorców przebiegały się tylko wiadomości najgłośniejsze i przedstawione najbardziej dramatycznie, zgodnie z regułami działania mediów. Nic więc dziwnego, że decyzje OPEC o dużej redukcji wydobycia czy gwałtowne ruchy cen ropy mogły być zaskoczeniem dla przeciętnego klienta stacji benzynowej.

Tymczasem w 160-letniej historii przemysłu naftowego elementy niepewności i ryzyka były stale wpisane w działania poszukiwawcze i biznesowe. Nie odwołując się do wspomnień naftowców starszego pokolenia i anegdotycznych opowieści o rzucaniu kapeluszem w celu wyznaczenia lokalizacji wiercenia, ale w najmniejszej skali mogły to być choćby skutki poważniejszej awarii lub utrata transportu ropy i produktów w małej firmie wykonującej 1-2 wiercenia. Postęp w technologii wiertniczej, geologii złożowej, geofizyce i innych dziedzinach wiedzy i techniki związanych z poszukiwaniami ograniczył ryzyko niepowodzenia, ale jednocześnie ogromnie zwiększył koszt wierceń. Dotyczy to szczególnie wierceń morskich - pojedynczy odwiert jest tak poważną inwestycją, że nawet duże koncerny będące operatorem koncesji przy rozpozna-

niu i rozwiercaniu obiektów poszukiwawczych tworzą konsorcja, aby rozłożyć nakłady na kilku udziałowców. Dzieje się tak również w rejonach, gdzie dotychczasowe wyniki wskazują na znaczne prawdopodobieństwo sukcesu.

Tego typu ryzyko jest tylko jednym z zagrożeń. Katalog wydarzeń związanych z gwałtownym

spadkiem wydobycia lub spadkiem lub wzrostem ceny ropy jest bardzo obszerny. Przede wszystkim są to wojny, konflikty międzynarodowe, rewolucje, przewroty i masowe strajki. W 1960 r. pojawia się nowy uczestnik gry rynkowej - Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC).

Na przełomie XIX i XX wieku wydobycie ropy naftowej ograniczało się zaledwie do kilku rejonów jak Pensylwania, Karpaty, Azerbejdżan, później Meksyk, Kanada i Iran. Rozwój przemysłu i zwiększony popyt na ropę i produkty naftowe pobudzały poszukiwania i odkrywanie nowych prowincji naftowych. Tak po I wojnie rozpoczęła

OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) założona została przez 5 krajów: Arabię Saudyjską, Iran, Irak, Kuwejt i Wenezuelę na spotkaniu w Bagdadzie 10 września 1960 r. W 1961 r. dołączył Katar, a następnie Indonezja, Libia, Zjednoczone Emiraty Arabskie, Algieria, Nigeria, Ekwador, Angola, Gabon, Gwinea Równikowa i jako ostatnie Kongo w 2018 r. W 60-letniej historii organizacji zachodziło wiele zmian organizacyjnych, niektóre kraje występowały lub zawieszały swoje członkostwo i ponownie przyłączały się do OPEC. Obecnie liczy ona 13 członków (Algieria, Angola, Arabia Saudyjska, Ekwador, Gabon, Gwinea Równikowa, Irak, Iran, Kongo, Libia, Nigeria, Wenezuela i Zjednoczone Emiraty Arabskie). Siedziba OPEC znajduje się od 1965 r. w Wiedniu i tam odbywają się cyklicznie konferencje ustalające wielkość produkcji ropy naftowej w państwach członkowskich.

Wraz z rosnącą liczbą członków, a co za tym idzie, zwiększającym się udziałem w światowej produkcji ropy (Fig. 1) zwiększało się znaczenie OPEC i rola w kształtowaniu podaży na rynku ropy. Wielkość wydobycia krajów zrzeszonych w OPEC w proporcji do wydobycia globalnego zmieniała się w szerokich granicach od 19% (1983) do 52% (1973), obecnie wynosi 41%. W pierwszym okresie działania organizacja odegrała ważną rolę w podniesieniu opłat eksploatacyjnych (royalties) pobieranych od zagranicznych firm wydobywczych. W założeniach OPEC miała koordynować kierunki działania w celu zapewnienia stabilnych cen sprzedaży, jednak biorąc pod uwagę ogromne różnice w potencjale gospodarczym, bazie zasobów, sytuacji wewnętrznej, a w jeszcze większym stopniu konflikty interesów i konkurencję, skuteczność tych działań była ograniczona. Komunikaty końcowe kolejnych konferencji informujące o decyzjach, a przede wszystkim o zwiększeniu lub zmniejszeniu wydobycia ropy są pilnie śledzone na giełdach i często są impulsem do ruchów cen ropy.

Bardzo ważnym momentem było wciągnięcie do współdziałania producentów spoza OPEC. Już wcześniej przedstawiciele głównych producentów ropy spoza OPEC byli zapraszani na konferencje, ale była to tylko rola obserwatorów. W 2016 r. przed posiedzeniami plenarnymi odbywały się konsultacje, gdzie sondowano możliwości ściślejszej współpracy. Tak powstała grupa określana jako OPEC+ obejmująca kilkanaście krajów, w tym Rosję, Kazachstan, Azerbejdżan, Meksyk i Brazylię, a więc bardzo ważnych partnerów na rynku. Drugim osiągnięciem była większa dyscyplina w przestrzeganiu przyjętych przez członków kartelu zobowiązań dotyczących limitów wydobycia. Nawet władze OPEC przyznawały, że niektórzy sygnatariusze ustaleń przekraczają dozwoloną wielkość wydobycia, a niezależne źródła zewnętrzne informowały o znacznym przekraczaniu limitów. Włączenie OPEC+ spowodowało zwiększenie wagi tego czynnika, bo nowi, nieformalni członkowie grupy nie są związani postanowieniami statutu.

Zarówno OPEC jak i OPEC+ grupują kraje, w których przemysł naftowy jest zmonopolizowany przez państwo lub też przez nie kontrolowany, co ułatwia i przyspiesza wprowadzanie rozwiązań niekiedy dość drastycznych. Wewnątrz OPEC istnieje wyraźna nierównowaga w sile głosu poszczególnych członków, bo wystarczy zestawić pozycję Arabii Saudyjskiej wydobywającej 31% ropy produkowanej przez OPEC i pozycję Gwinei Równikowej z wydobyciem 16 mln t/d, czyli 0,4%. Możliwość wpływów kartelu w dużym stopniu określa procent zasobów jakimi dysponuje – jest to 66,2% zasobów światowych.

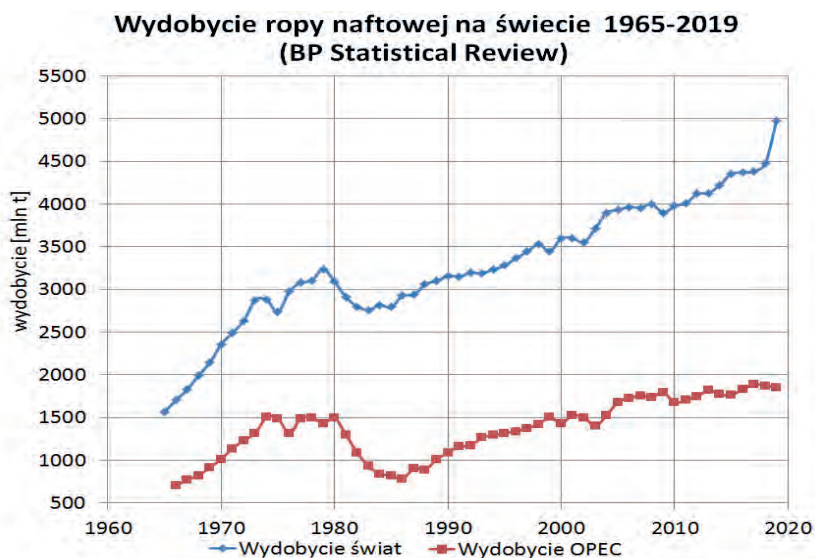


Fig.1. Wydobycie ropy naftowej na świecie 1965-2019 (BP Statistical Review)

się eksploatacja w Wenezueli, na Bliskim Wschodzie i w Indonezji. Dla Europy przełomowym momentem było odkrycie złóż na Morzu Północnym w 1969 r., które do tej pory dostarczają nam znaczną część ropy i gazu. Podobne znaczenie miało odkrycie i udostępnienie złóż zachodniej Syberii, Brazylii i Afryki Zachodniej. Dwa ostatnie regiony to baseny głębokowodne i ultragłębokowodne, w których warunki wykonywania wierceń i eksploatacji wymagają stosowania najbardziej zaawansowanej technologii.

Różnorodność czynników wpływających na funkcjonowanie branży jest więc bardzo duża i ze względu na zmiany polityczne, rozwój gospodarczy i globalizację nie sposób porównywać obecnego okresu np. z okresem sprzed I lub II wojny światowej, zatem cofnijmy się tylko o 50 lat. W odróżnieniu od Europy, która podnosiła się ze zniszczeń, gospodarka USA wzmocniła się i firmy amerykańskie, również w przemyśle naftowym, zdobywały nowe pozycje. *Standard Oil of California* uzyskało koncesję w Arabii Saudyjskiej, odkryło pierwsze złożo ropy Damman i powstała *Arabian-American Oil Company*, poprzednik dzisiejszego giganta *Saudi Aramco*. Do roku 1970 wydobywanie ropy na świecie wzrastało systematycznie w tempie 7-9% rocznie, co zaspokajało rosnący popyt. Jednocześnie cena ropy oscylowała w granicach 2-3 dolarów za baryłkę, co w cenach z 1995 r. stanowi ok. 10 dolarów. Udział krajów OPEC, wcześniej dochodzący do 70% produkcji światowej, wynosił 45%. Ten stan zakończył się z chwilą wybuchu wojny (Jom Kipur) Izraela z koalicją Egiptu i Syrii w 1973 r. Kraje arabskie solidarnie stanęły po stronie Egiptu i ogłosiły embargo na dostawy ropy naftowej m. in. do USA, Kanady, Japonii, Wielkiej Brytanii, Holandii, Danii, później także do RPA, Rodezji i Portugalii. Cena ropy osiągnęła 35 dolarów za baryłkę, wystąpiły zakłócenia w komunikacji, zabrakło paliwa na sta-

cjach. Szok był tak duży, że pospiesznie rozpoczęto negocjacje, Izrael wycofał się z zajętego półwyspu Synaj i w marcu 1974 r. OPEC odwołał embargo (sprzeciwiła się Libia) i zwiększył wydobywanie, ale dopiero w okresie 1975-78 podaż zaspokajała popyt. Do kryzysu paliwowego dołączył się kryzys finansowy – presja inflacyjna na giełdach będąca konsekwencją wprowadzenia płynnego kursu dolara i jego deprecjacji.

Kraje rozwinięte będące głównymi konsumentami ropy zaczęły jednak wprowadzać rozwiązania, które miały ograniczyć skutki zakłóceń w wydobywaniu i nagłych zmian cen. Była to budowa magazynów ropy i ustanowienie 90-dniowych zapasów. W USA powstaje w 1974 r. *Strategic Petroleum Reserve*, strategiczne zapasy ropy, które w 2010 r. osiągały 92,5 tys. t (700 tys. baryłek). Ogromna zmiana nastąpiła w transporcie samochodowym przez wprowadzanie mniejszych samochodów i oszczędnych silników oraz poszukiwanie paliw alternatywnych. Powołano też przy OECD Międzynarodową Agencję Energii (IEA), która miała wpływać na stabilizację cen surowców na giełdach, ale czynniki geopolityczne, zmiany siły nabywczej dolara, dopływ kapitału spekulacyjnego powodowały, że skuteczność agencji była ograniczona.

Następny kryzys przyszedł w 1979 r. po rewolucji irańskiej, gdy nastąpił kolejny spadek wydobywania i raptowny wzrost cen z 15,83 USD za baryłkę w kwietniu 1979 r. do 39,50 USD/baryłkę w kwietniu 1980 r. Nastąpiła reakcja OPEC w postaci zwiększenia wydobywania o 200 tys. t/d, ale cena ropy nadal była wysoka sięgając okresowo 70 USD. Wysokie ceny sprawiły, że eksploatacja na Morzu Północnym stała się bardziej opłacalna, równocześnie kraje zachodnie ograniczały popyt. Skłoniło to kraje OPEC do zmniejszenia wydobywania, co jednak nie zapobiegło dalszym, choć powolnym obniżkom cen. Znow jednak wy-

darzenia polityczne dały o sobie znać. Po wkroczeniu wojsk ZSRR do Afganistanu (1979) USA zacieśniły współpracę z Arabią Saudyjską i skłoniły monarchię saudyjską do zwiększenia wydobywania z 2 mln b/d do 9 mln b/d, po czym cena ropy, która w 1980 r. wynosiła 40 USD obniżyła się do 10 USD - w marcu 1986 r. było to 10,42 USD. Taki spadek uderzał mocno w gospodarkę ZSRR uzależnioną silnie od dochodów z ropy. Zmniejszający się udział OPEC w podaży ropy osłabiał rolę kartelu i aby odzyskać utracone znaczenie na rynku postanowiono znieść ograniczenia wydobywania.

W 1988 r. zakończyła się trwająca od 1980 r. wojna iracko-irańska i atmosfera na rynku uspokoiła się, ale nie na długo, bo w sierpniu 1990 r. Irak dokonał aneksji Kuwejtu. Spowodowało to wyeliminowanie z rynku dużego producenta (produkcja Kuwejtu w 1989 r. wynosiła 139 mln t). Cena ropy z 30 USD wzrosła w sierpniu 1990 r. do 40 USD. W 1990 r. rozpoczęła się operacja Pustynna Burza, w której połączone siły państw zachodnich uderzyły na Irak, ale wojska irackie wycofując się z Kuwejtu podpaliły szyby naftowe i gaszenie pożarów i usuwanie zniszczeń trwało bardzo długo. Reakcja OPEC w postaci intensyfikacji produkcji doprowadziła do zrównoważenia popytu, a wkrótce także do zwiększenia zapasów ropy. Konsekwencją był spadek cen i w lutym 1991 r. było to 19,5 USD za baryłkę. W następnych latach na obniżenie popytu wpłynęła recesja w USA. Przypuszczalnie wysoki poziom zapasów w 1997 r. wywołał kolejny ruch cenowy w dół i notowania z poziomu 21 USD spadły do 11,22 USD w listopadzie 1998 r.

Niska cena ropy sprzyjała rozwojowi motoryzacji i transportu lotniczego. Był to też początek długotrwałego trendu wzrostowego. Na konferencjach OPEC długie dyskusje dotyczyły limitów wydobywania ropy dla poszczególnych producentów. Limity były ustalane i uchwalane, gorzej było z ich przestrzeganiem, bo doraźne interesy i potrzeby krajów członkowskich przeważały nad celami organizacji. W listopadzie 2000 r. nastąpiła próba konsolidacji wewnętrznej, ograniczanie wydobywania zaczęło działać i ceny wzrosły osiągając 33,82 USD. Jednakże wkrótce stabilną sytuację ponownie zaburzył wpływ polityki i kolejnej wojny na Bliskim Wschodzie. Atak na Irak w marcu 2003 r. spowodował najpierw silny spadek dochodzący nawet do 10 USD w przypadku ropy WTI, a później uruchomił trend wzrostowy przedłużający się do 2008 r.

Obserwując związek między zużyciem ropy i wielkością PKB można zauważyć zróżnicowane scenariusze reakcji na rosnące ceny paliw w okresie 1970-2006. USA, Japonia i Kanada starały się zmniejszyć popyt i rozwijać wytwarzanie paliw alternatywnych oraz energii jądrowej. Niemcy, Włochy i Francja wprowadzały programy oszczęd-

nościowe, ale zużycie rosło do 1973 r. Jeszcze inna była sytuacja krajów rozwijających się, gdzie dzięki szybkiemu zwiększeniu się potencjału gospodarczego dynamika wzrostu popytu była wysoka i poszukiwano komplementarnych nośników energii (Chiny, Indie). Tam, gdzie gospodarka rozwijała się słabiej, popyt był niski i zmiany ceny paliw nie miały poważniejszego wpływu. Tak było w 2006 r. i nawet pobieżne porównanie z obecnymi cenami, strukturą zużycia surowców energetycznych, nie mówiąc o ekologii pokazuje, jak bardzo świat się zmienił w ciągu 14 lat.

W dłuższej perspektywie pozytywny wpływ miały duże odkrycia w wielu nowych rejonach jak Kanada, Alaska, wspomniana wcześniej Brazylia, Afryka Zachodnia i Morze Śródziemne. W przypadku Kanady i Alaski są to regiony subarktyczne wymagające spełnienia wysokich wymagań pod względem ochrony ekologicznej. Pierwsze wiercenia na Morzu Beauforta pokazały skalę trudności, mimo to, gdy tylko pojawiły się zapowiedzi rządu USA o możliwości otwarcia wód federalnych dla poszukiwań, zainteresowanie koncernów było duże. Podobne problemy występują na Morzu Barentsa, gdzie poszukiwania wkroczyły z Morza Północnego i przyniosły sukcesy. Dla Europy ważne jest powodzenie poszukiwań na Morzu Śródziemnym, które zaczęły się od odkryć w delcie Nilu i następnie rozszerzyły się na wschodnią część morza, czyli Basen Lewantyński. Odkrycie ogromnego złoża gazu Zohr zintensyfikowało badania, a odkrycia wokół Cypru zwiększyły możliwość wykorzystania stosunkowo blisko zlokalizowanej bazy zasobów do zaopatrzenia południowej Europy. Niestety, znów pojawiły się przeszkody geopolityczne. Tur-

cja, będąca ważnym ogniwem NATO i aspirująca do członkostwa w Unii utrudnia wiercenia na wodach Cypru i przygotowania do budowy gaziociągi EastMed (*Eastern Mediterranean Pipeline*) do Grecji i Włoch. Na półkuli zachodniej, po serii odkryć dużych złóż ropy w obrębie bloku Starbroek nabiera znaczenia basen Gujana-Surinam.

Kryzys finansowy 2007-2009 zaznaczył się na rynku ropy dużymi zmianami cen, najpierw wzrostem do 130 USD, a następnie spadkiem w 2009 r. do 40 USD i ponownym wzrostem do 100 USD w 2011 r. Rekordowe notowania zarejestrowano 11 lipca 2008 r. – 144,29 USD za ropę WTI i 147,16 USD za ropę Brent (fig. 2). Poprzedni rekord pochodził z maja 1980 r. i wynosił 125,79 USD za ropę WTI. Duże ruchy cen nie sprzyjały stabilizacji wydobycia, bo okresy niskich cen powodowały zahamowanie poszukiwań i przygotowań do eksploatacji złóż. Gdy recesja minęła, w 2011 r. rozpoczęła się Arabska Wiosna, okres protestów społecznych i konfliktów zbrojnych, które objęły nie tylko kraje arabskie łącznie z Arabią Saudyjską, ale nawet Sudan i Senegal. Wywołały one nie tylko rewolucje i przewroty, lecz również długotrwałe wojny domowe (Libia, Irak, Syria).

Znaczny spadek ceny ropy w drugiej połowie 2014 r. zakończył 4-letni okres stabilności, w którym ropa utrzymywała się w przedziale 95-125 USD. Pod koniec 2014 r. było to już tylko 59 USD. Jako przyczyny tego spadku podaje się różne przyczyny, najpoważniejszą wydaje niski wzrost gospodarczy na świecie, ale nie można też pominąć wpływu wzrostu wartości dolara. Od 2011 r. coraz większą rolę zaczęła odgrywać eksploatacja ropy z łupków w USA i to wywołało reakcję Arabii Saudyjskiej. Dążąc do osłabienia rosnącej

konkurencji forsowała w OPEC utrzymanie wysokiego poziomu produkcji, przekraczającego zresztą ustalony przez samą OPEC limit 4,08 mln t/d. W grudniu 2015 r. Konferencja OPEC podwyższyła oficjalny limit do 4,28 mln t/d. i przyjęła kurs na stworzenie nadpodaży ropy na rynku. Jednak wewnątrz OPEC rozpoczęła się dyskusja na temat zamrożenia poziomu wydobycia i chociaż jeszcze we wrześniu 2016 r. limit był wysoki i wynosił 4,42-4,48 mln t/d, to na 171 Konferencji 30 listopada 2016 uchwalono pułap 4,42 mln t/d obowiązujący od 1 stycznia 2017 r. Ta decyzja była początkiem wprowadzania kolejnych ograniczeń na następnych konferencjach OPEC i zmniejszania wydobycia. W listopadzie 2017 r. na 173 Konferencji w komunikacie stwierdzono, że ograniczenia nie zakłócą równowagi podaży i popytu. Był to równocześnie początek OPEC+ - grupa 10 krajów spoza OPEC (Azerbejdżan, Bahrajn, Brunei, Kazachstan, Malezja, Meksyk, Oman, Rosja, Sudan i Sudan Południowy) uczestniczących w posiedzeniu jako obserwatorzy, złożyła deklarację poparcia dla stanowiska Konferencji.

Sankcje USA wobec Iranu wprowadzone w związku z rozbudową potencjału atomowego miały konsekwencje nie tylko w zwiększeniu napięcia w rejonie Zatoki Perskiej, bo Iran po raz kolejny zagroził blokadą cieśniny Ormuz, ale i w dziedzinie gospodarki. Wiele firm zachodnich wstrzymało negocjacje biznesowe z Teheranem, największe znaczenie miało wycofanie się Totalu z projektu zagospodarowania złoża South Pars. Sankcje spowodowały też usztywnienie stanowiska Iranu na 174 Konferencji w czerwcu 2018 r., sprzeciwiającego się zwiększaniu wydobycia i grożącego zerwaniem obrad, jednak ostatecznie

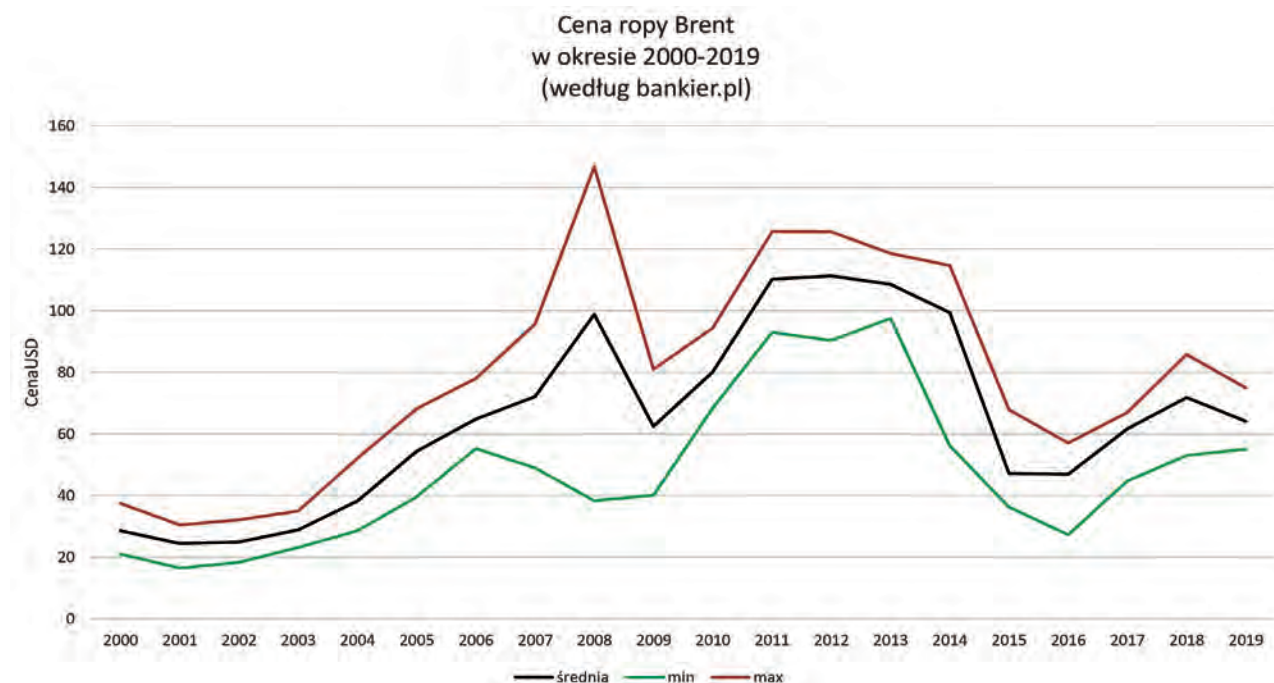


Fig. 2. Cena ropy Brent w okresie 2000-2019 (według bankier.pl)

zatwierdzono zwiększenie produkcji o 136 tys. t/d. Rosja była zwolennikiem wzrostu o 200 tys. t/d. Dzień 23 czerwca 2018 r. był symbolicznym momentem, ponieważ wspólne przewodnictwo na posiedzeniu ministrów sprawowali minister energii Zjednoczonych Emiratów Arabskich i minister energii Rosji Aleksandr Nowak.

Po rozpadzie Związku Radzieckiego skomplikowała się sytuacja na Morzu Kaspijskim. Zamiast dwóch sąsiadów pojawiło się pięciu i problem wyznaczenia zasięgu wyłącznych stref ekonomicznych w akwenie o urozmaiconej linii brzegowej i szerokości ok. 200 km był bardzo zawły. Utrudniał równocześnie poszukiwania i zagospodarowanie bogatych złóż ropy i gazu i dopiero porozumienie z 2 sierpnia 2018 r. podpisane przez 5 prezydentów, chociaż nie reguluje co prawda wszystkich problemów pozostawiając definitywne ustalenie granic wyłącznych stref ekonomicznych do dalszych rokowań, to jednak umożliwia budowę ważnego gazociągu transkaspjskiego z Turkmenistanu do Azerbejdżanu.

W czerwcu 2018 r. ukazało się 67 wydanie *BP Statistical Review* z podtytułem „Dwa kroki naprzód, jeden krok wstecz”, podsumowujące zmiany w wytwarzaniu i użytkowaniu energii. Dane statystyczne dotyczą roku 2017. Za pozytywne uznano zwiększenie zapotrzebowania na energię o 2,2% i wzrost zużycie gazu ziemnego, natomiast zjawiskiem niekorzystnym jest wzrost zużycia węgla kamiennego – po raz pierwszy od 4 lat. Autorzy opracowania stwierdzają, że osiągnięcie postępu w ograniczaniu emisji CO₂ jest możliwe, chociaż droga do tego celu jest najeżona potknięciami, niepowodzeniami i zwrotami. Przez trzy lata wzrostu emisji praktycznie nie było, a w 2017 r. emisja wzrosła o 1,6% (33444 mln t), z czego 9331 mln t przypada na Chiny i 508,7 mln t na USA. Kraje OECD jako całość wytwarzały 12448 mln t, Unia 3541,7 mln t. Jedną z przyczyn zwiększonej emisji było ożywienie gospodarcze w krajach OECD i rozwój energochłonnych gałęzi przemysłu w Chinach. W raporcie nie wymieniono wzrostu spalania gazu w pochodniach na polach naftowych, który jest bardzo poważnym źródłem emisji. Ilość energii uzyskiwanej ze źródeł odnawialnych zwiększyła się o 17%, natomiast znacznie zmniejszyło się tempo budowy hydroelektrowni. Bardzo zróżnicowana jest sytuacja w energii atomowej – odwrót i spadek ilości wytwarzanej energii nastąpił w Argentynie, na Tajwanie i w Szwajcarii, natomiast w Japonii, Pakistanie i w Chinach nastąpił wzrost. Po raz pierwszy w biuletynie BP zamieściło informacje nie związane ściśle z ropą i gazem, ale istotne dla przemysłu motoryzacyjnego. Chodzi o dostępność kobaltu i litu, kluczowych surowców do produkcji baterii do samochodów elektrycznych. Te pierwiastki nie tylko szybko drożeją, ale też są trudno dostępne.

Kontrowersyjna dla Polski i Ukrainy, ale forsowana przez Niemcy, Austrię, Francję i Wielką Brytanię inwestycja *Gazpromu*, jaką jest gazociąg Nord Stream 2 weszła we wrześniu 2018 r. w fazę realizacji – w Finlandii rozpoczęto układanie rur na pierwszym odcinku liczącej 2460 km magistrali. Nowy gazociąg, który zwiększy uzależnienie Europy od dostaw gazu ziemnego z jednego kierunku, był przedmiotem batalii prawnej w Komisji Europejskiej, ponieważ *Gazprom* jako właściciel i jedyny operator nie spełniał warunków zawartych w III Pakiecie Gazowym obowiązującym na terytorium Unii, a końcowy odcinek gazociągu ma przebiegać przez niemieckie wody terytorialne. Rosyjski koncern wystąpił o odstąpienie od tych przepisów, ale 15 maja br. niemiecka Federalna Agencja ds. Sieci wydała decyzję odmowną. Wcześniej, w grudniu ub. roku, gdy ukończone było już 94% długości gazociągu, szwajcarska firma budująca Nord Stream 2 przerwała prace z powodu sankcji USA nałożonych na Rosję i *Gazprom*. Rząd rosyjski zapowiedział dokończenie gazociągu o zdolności przesyłowej 55 mld m³ gazu rocznie, który miał być oddany do eksploatacji do końca 2019 r., ale termin nie został określony.

Dla Europy ważne były też inne inwestycje przesyłowe, jak zakończenie w marcu ub. roku budowy gazociągu Turkstream z Rosji przez Morze Czarne do europejskiej części Turcji. Stamtąd gaz ma trafić do Grecji i na Bałkany, przy czym ważną rolę może odegrać Bułgaria jako węzeł sieci transportującej gaz do Rumunii, na Węgry i do Serbii. Projektem unijnym jest gazociąg TANAP (*Trans Anatolian Gas Pipeline*) z Morza Kaspijskiego przez Turcję do Grecji, oddany do eksploatacji w lipcu 2019 r. Kontynuacją tej inwestycji jest nieukończony jeszcze gazociąg TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) z Grecji do południowych Włoch.

Największą inwestycją przesyłową przekazaną do użytku w ub. roku był 2200-kilometrowy gazociąg „Siła Syberii”, którym gaz z zachodniej Syberii dotarł do Chin. Założona w projekcie zdolność przesyłowa wynosi 38 mld m³ gazu rocznie. Niedawno W. Putin zapowiedział budowę następnego gigantycznego gazociągu do Chin „Siła Syberii 2” przebiegającego przez Mongolię z przepustowością 50 mld m³ rocznie.

W poprzednich latach miesięcznik „World Oil” w grudniowym lub styczniowym numerze zamieszczał prognozy na rok następny obejmujące różnorodne aspekty funkcjonowania przemysłu naftowego. Pewnym mankamentem tych analiz był fakt, że autorami byli specjaliści amerykańscy koncentrujący się na zagadnieniach przemysłu w USA i z rzadka szerzej omawiający inne regiony świata. Jak trudny to był temat, można się przekonać porównując przewidywania z końca roku z rzeczywistym przebiegiem

wydarzeń w ciągu następnych 12 miesięcy. Toteż z biegiem czasu prognozy zmieniały się, najpierw zrezygnowano z prognoz cenowych, później przeważały rozważania o trendach i kierunkach zmian. Jest to zrozumiałe, choćby biorąc pod uwagę opisane wyżej sekwencje faktów i wydarzeń, przedstawione przeciw skrótowno i wyrwykowo. Dlatego wchodząc w rok 2020 nie byliśmy przygotowani, podobnie jak lekarze i cały świat medyczny do epidemii koronawirusa, ani do takich spadków produkcji i upadłości firm, ani do tak gwałtownych zmian wskaźników WTI i Brent, jakie nastąpiły.

Literatura

1. Torchała A.: *Kryzysy naftowe, które wstrząsnęły światem*, 2019. *Bankier.pl*
2. *Międzynarodowy rynek ropy naftowej - charakterystyka okresów kryzysowych*, 2003. *CIRE*
3. *BP Statistical Review of the World Energy*, 2019. *BP*
4. *World Energy Market Report*, 2006. *IEA*

Jerzy Zagórski

Absolwent Wydziału Geologii UW (1961), mgr geologii. Praca w zespołach sejsmicznych Przedsiębiorstwa Poszukiwań Geofizycznych (później PBG) w Warszawie (1961-1967), następnie w Biurze Dokumentacji i Projektów Geologicznych. Współautor pierwszego projektu badań geologiczno-geofizycznych górnictwa naftowego na Morzu Bałtyckim, który zapoczątkował poszukiwania w polskim sektorze zakończone odkryciem złóż ropy B-3 i B-8 (1973). Współautor map utworów mezozoiku w opracowaniu Państwowego Instytutu Geologicznego „Ropo- i gazoność synklinorium warszawskiego na tle budowy geologicznej” (1970). Po zakupieniu dla górnictwa naftowego stacji interpretacyjnych firmy Landmark koordynował uruchomienie stacji, szkolenie użytkowników oraz opracowanie instrukcji do aplikacji geologiczno-geofizycznych. Od 2004 r. na emeryturze. Tłumacz podręczników z zakresu przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych. Publikacje w *Przeglądzie Geologicznym*, *Przeglądzie Gazowniczym*, *Nafta-Gaz*, *Nafta & Gaz Biznes*. Współpraca z *Przeglądem Geologicznym* - prowadził dział poświęcony problematyce naftowej i gazowniczej (1991-2018). Od 1996 r. współpracuje z *Wiadomościami Naftowymi i Gazowniczymi*.

Nowy nabór wniosków na rozwój głębokich zasobów geotermalnych finansowanych ze środków mechanizmu finansowego EOG 2014-2021



Michał Kruszewski

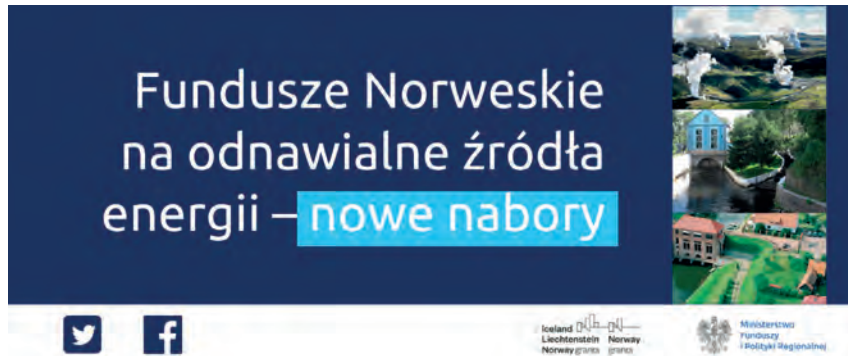
Już na początku lipca 2020 ruszą kolejne nabory w programie „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu” w ramach III edycji Funduszy Norweskich oraz Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG).

Dofinansowanie w wysokości ponad 10 mln euro będzie można przeznaczyć na inwestycje wykorzystujące m.in., głęboką energię geotermalną, ale również produkcję energii w istniejących małych elektrowniach wodnych. Nabór, za który odpowiada Ministerstwo Klimatu wraz z pomocą Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, potrwa do końca października 2020.

Program Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu to największy w Polsce i Europie program wsparcia w ramach III edycji Funduszy norweskich i EOG. Budżet całkowity programu to 164,7 mln euro, z których 140 mln euro stanowią środki Mechanizmu Finansowego EOG, a 24,7 mln euro wkład krajowy. „Program w sposób kompleksowy podchodzi do ochrony środowiska. Jego głównym celem jest przeciwdziałanie zmianom klimatu, poprawa jakości powietrza, zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz poprawa efektywności energetycznej” – mówi minister funduszy i polityki regionalnej Małgorzata Jarosińska-Jedynak.

Celem głównym naboru, którego dotyczy dofinansowanie projektów w ramach obszaru programowego: „Energia Odnawialna, Efektywność Energetyczna, Bezpieczeństwo Energetyczne” jest zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych poprzez budowę systemów produkcji energii z wykorzystaniem geotermii głębokiej w miejscach, w których, poprzez wykonanie odwiertów badawczo-poszukiwawczych, potwierdzono obecność opłacalnych ekonomicznie źródeł i możliwość ich wykorzystania do celów grzewczych lub energetycznych. Budżet naboru to 7,3 mln euro.

Należy nadmienić, że głęboka energia geotermalna jest definiowana w „Podręczniku



Wnioskodawcy” jako energia cieplna wydobywana za pomocą otworów wiertniczych do ok. 3-4 km, gdzie temperatura źródła ciepła (wody termalne o temperaturze na wypływie min. 20°C) umożliwia wykorzystanie bezpośrednie w celach energetycznych, balneologicznych i rekreacyjnych, a nośnikiem ciepła jest ciecz wypełniająca puste przestrzenie skalne (woda, para, gaz i ich mieszaniny).

Realizacja projektów powinna prowadzić do redukcji emisji CO₂ przy jednoczesnym zachowaniu jak najwyższej efektywności kosztowej projektu. Do dofinansowania kwalifikują się projekty z zakresu budowy systemów do produkcji energii na bazie źródeł geotermii głębokiej, polegające na:

- konstrukcji otworów zatłaczających/produkcyjnych na obszarach, na których potencjał geotermalny został potwierdzony poprzez realizację odwiertów próbnych w ramach zrealizowanych projektów badawczych,
- budowie lub rozbudowie ciepłowni/elektrowni geotermalnych,
- budowie infrastruktury ciepłowniczej (węzłów cieplnych, wymienników ciepła, połączeń sieciowych) służącej włączeniu ciepła geotermalnego do istniejących systemów ciepłowniczych,

- wprowadzeniu zmian technologicznych i infrastrukturalnych w istniejących systemach ciepłowniczych (przebudowa), mających na celu włączenie ciepła ze źródeł geotermalnych do ciepła systemowego.

Dodatkowo zakres przedmiotowy projektów może obejmować działania edukacyjno-szkoleniowe, które mogą być realizowane, jako działania uzupełniające dla działań inwestycyjnych.

Źródła:

- <https://polskieradio24.pl/42/273/Artyku/2514058,Fundusze-Norweskie-na-odnawialne-zrodla-energii-Rusza-nowy-nabor-wnioskow> (dostęp 20/05/2020)
- <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/fundusze-norweskie-na-odnawialne-zrodla-energii--nowe-nabory> (dostęp 20/05/2020)
- <https://www.gov.pl/web/klimat/ogloszenie-o-naborze-wnioskow-budowe-zrodela-epa-wykorzystujacych-energie-geotermalna-geotermia-gleboka> (dostęp 20/05/2020)

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

„W numerze 4(258) Wiadomości Naftowych i Gazowniczych z kwietnia 2020 roku został opublikowany raport „Stan rozwoju energii geotermalnej w Polsce w latach 2025-2019”, będący tłumaczeniem wybranych fragmentów artykułu autorstwa Pani dr Beaty Kępińskiej „Geothermal Energy Country Update Report from Poland, 2015-2019”, który z powodu panującej epidemii nie został zaprezentowany na Światowym Kongresie Geotermalnym (WGC 2020) w Reykjavíku. Redakcja WNIg nadmieniam, że raport oraz przytoczone w nim dane są w całości własnością intelektualną Pani dr Beaty Kępińskiej. Gorąco zachęcamy czytelników do zapoznania się z oryginalnym tekstem Pani dr Beaty Kępińskiej, znajdującym się pod poniższym linkiem: <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01005.pdf>

Redakcja Wiadomości Naftowych i Gazowniczych

Innowacja PGNiG wygrywa z zagraniczną konkurencją



Dzięki mobilnym urządzeniom do legalizacji przepływomierzy na cysternach przewożących LNG polska spółka opanowała krajowy rynek usług w tym zakresie.

Cysterny przewożące wszystkie gazy, w tym skroplony gaz ziemny, wyposażone są w przepływomierze. Jak każde liczniki, także i one muszą one być co roku sprawdzane i po pozytywnej próbie legalizowane. Dotyczy to również fabrycznie nowych cystern z przepływomierzami. Bez takiego atestu nie mogą zostać dopuszczone do transportu.

Inżynierowie z Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG stworzyli urządzenie, które zmieniło rynek LNG małej skali w Polsce. Mobilna instalacja o nazwie SMOK stała się zatwierdzonym przez Krajową Administrację Miar państwowym wzorcem do legalizacji układów pomiarowych dla LNG. Dzięki urządzeniu stworzonemu w PGNiG możliwe jest precyzyjne odmierzenie ilości gazu dostarczanego za pomocą cystern samochodowych. Odbiorca może kupić tyle gazu, ile mu potrzeba, a nie – jak wcześniej – jedynie cały ładunek cysterny. Brak takiej możliwości stanowił dużą barierę dla rozwoju rynku LNG małej



Fot. arch. PGNiG SA

skali, a SMOK pozwolił na zaspokojenie potrzeb klientów zainteresowanych zakupem mniejszych ilości skroplonego gazu.

– Dzięki zatwierdzeniu naszych SMOK-ów przez państwową administrację miar jako wzorce krajowe możemy oferować komercyjną usługę legalizacji przepływomierzy na cysternach kriogenicznych. Wcześniej wielokilometrowe kolejki cystern z przepływomierzami ustawiały się do stanowiska Czeskiego Instytutu Metrologicznego, które raz w roku sprowadzano do

Polski. Taką usługę oferowały też w Polsce firmy niemieckie. Odkąd PGNiG może przyjechać do właściciela cysterny, by dokonać legalizacji zamontowanego na niej przepływomierza, zmienił się układ sił na rynku – wyjaśnia Arkadiusz Sekściński, Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Rozwoju.

W ciągu niespełna czterech lat SMOK stworzony w PGNiG przeszedł od projektu do pełnej komercjalizacji. Spółka stworzyła specjalne urządzenie dla Polskiej Spółki Gazownictwa, które jest wykorzystywane w stacjach regazyfikacyjnych w Małopolsce. Zbudowano także mniejszego SMOK-a do legalizacji dystrybutorów LNG na stacjach sprzedających gaz skroplony jako paliwo w transporcie drogowym, z którego mogą korzystać właściciele flot autobusów napędzanych LNG.

– Spodziewamy się, że zapotrzebowanie na usługę legalizacyjną będzie rosło wraz z liczbą stacji paliw oferujących gaz skroplony. Zgodnie z krajowymi ramami polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych do 2025 roku w Polsce powstanie co najmniej 14 punktów tankowania LNG, ale faktyczne tempo rozwoju rynku może być dużo większe ze względu na duży potencjał LNG jako paliwa dla długodystansowego transportu ciężarowego – mówi Arkadiusz Sekściński, Wiceprezes PGNiG.



Fot. arch. PGNiG SA

Biuro Public Relations
PGNiG SA

Startuje nowy program wodorowy PGNiG



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoczęło prace nad projektami wykorzystania wodoru w energetyce i sektorze motoryzacyjnym. Zbada możliwość magazynowania i transportu wodoru siecią gazową. Spółka chce zarabiać na sprzedaży wodoru i usługach z nim związanych. Właśnie podpisała umowę na zaprojektowanie i budowę stacji badawczej tankowania pojazdów napędzanych wodorem.

Wodór – Czyste Paliwo dla Przyszłości (Hydrogen – Clean Fuel for the Future) to nowy kompleksowy program wodorowy PGNiG, na który składa się kilka projektów – od produkcji „zielonego wodoru” poprzez jego magazynowanie i dystrybucję, aż do wykorzystania w energetyce przemysłowej.

– Zgodnie z zapowiedziami rozpoczynamy działania, które pozwolą na stopniową dywersyfikację działalności Grupy PGNiG. Chcemy zbudować kompetencje w zakresie wodoru. Naszym celem jest wzbogacenie oferty biznesowej, co przełoży się na przychody ze sprzedaży nowego paliwa oraz usług z nim związanych, a także przyczyni się do wzrostu sprzedaży paliwa gazowego ogółem przez PGNiG – powiedział Jerzy Kwieciński,

Prezes Zarządu PGNiG. – Poprzez realizację zaplanowanych projektów wodorowych PGNiG włączy się w rozwój rynku paliw alternatywnych, a tym samym przyczyni się do wypełnienia przez Polskę celów polityki klimatycznej UE – dodał Prezes PGNiG. W ciągu czterech najbliższych lat na prace badawcze związane z nowym programem PGNiG planuje wydać ponad 31 mln zł.

Stacja tankowania pojazdów

Najbardziej zaawansowany jest projekt o nazwie Hydra Tank – uruchomienia stacji badawczej tankowania pojazdów napędzanych wodorem. PGNiG właśnie podpisało umowę z polsko-brytyjskim konsorcjum na jej zaprojektowanie i wybudowanie. Uruchomienie stacji planowane jest w 2021 roku na warszawskiej Woli, przy ul. Prądzyńskiego, w sąsiedztwie istniejącej stacji tankowania CNG (sprężonego gazu ziemnego).

– Pierwszy etap eksploatacji stacji będzie dla PGNiG pilotażem, połączonym z pracami badawczymi – powiedział Arkadiusz Sekściński, Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. rozwoju. – Chcemy, aby wodór stał się uzupełnieniem obecnej oferty PGNiG paliw napędowych obejmującej CNG i LNG, co będzie sprzyjało dalszemu rozwojowi gazomobilności w Polsce – dodał.

Produkcja wodoru z OZE, magazynowanie i dystrybucja

PGNiG rozpoczęło również badania nad możliwością magazynowania i transportu wo-

doru przy wykorzystaniu sieci gazu ziemnego. W ramach projektu o nazwie InGrid – Power to Gas w oddziale spółki w Odolanowie powstanie instalacja, w której w 2022 roku ma rozpocząć się produkcja „zielonego wodoru”. PGNiG chce w tym celu wykorzystać energię elektryczną wytwarzaną przez panele fotowoltaiczne.

– Instalacja pozwoli nam na przetestowanie całego procesu – od produkcji zielonego wodoru do dostawy odbiorcom. Będziemy także mogli przeprowadzać próby wtłaczania odpowiedniej mieszanki gazu i wodoru do sztucznej sieci gazowej, testować magazynowanie wodoru, a także dostarczanie go cysterną do naszej stacji w Warszawie – wyjaśnił Wiceprezes PGNiG Arkadiusz Sekściński.

Z kolei Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG rozbuduje swoją działalność analityczną, by stać się pierwszym w Polsce i jednym z niewielu w Europie laboratorium badającym czystość wodoru. Po uzyskaniu akredytacji Laboratorium będzie badało paliwa alternatywne dla PGNiG, ale także zaoferuje taką usługę komercyjnie podmiotom zewnętrznym.

– Nowy program wodorowy to pierwszy z przykładów zwrotu PGNiG w kierunku zielonej energii. W ciągu 2-3 najbliższych lat chcemy stworzyć spójny łańcuch kompetencji wodorowych, który pozwoli na dalszy rozwój w tym obszarze – podsumował Prezes PGNiG Jerzy Kwieciński.

Biuro Public Relations
PGNiG SA

Budowa terminala LNG małej skali w Gdańsku wchodzi w kolejny etap



Zakończono studium wykonalności projektu budowy terminala LNG małej skali w Gdańsku. Kolejnym krokiem jest decyzja inwestycyjna. Byłby to pierwszy tego typu obiekt w Polsce. Inwestycja umożliwi wykorzystanie LNG jako paliwa w transporcie morskim i lądowym oraz tym samym wzmocni pozycję koncernu jako lidera w dziedzinie paliw alternatywnych.

Projekt budowy terminala LNG małej skali w Gdańsku Grupa LOTOS analizuje w konsorcjum z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM. Będzie on stanowił bazę przeładunkową oraz logistyczną dla LNG, które zostanie dostarczone np. na stacje paliw, do bunkrowania statków lub do instalacji off-grid (poza siecią gazu ziemnego). Transport LNG z zachowaniem jego parametrów jest możliwy dzięki specjalistycznym cysternom oraz kontenerom kriogenicznym.

Projekt Grupy LOTOS jest także związany z planami rozbudowy zdolności przeładunkowych terminala LNG w Świnoujściu oraz kon-

cepcją budowy tzw. terminala FSRU (Floating Storage Regasification Unit) w Zatoce Gdańskiej. Chodzi o pływający terminal wyposażony w pokładowe urządzenia do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

– Chcemy utrzymywać naszą silną pozycję lidera w dziedzinie paliw alternatywnych. Za lokalizacją bazy LNG w Gdańsku przemawia bezpośrednio sąsiedztwo portów morskich Gdańsk i Gdynia – największych polskich portów, które mogłyby być jednymi z kluczowych odbiorców LNG na potrzeby bunkrowania statków wykorzystujących to paliwo. Zakończył się etap związany ze studium wykonalności projektu. Przed nami decyzje inwestycyjne – mówi Paweł Jan Majewski, prezes Zarządu Grupy LOTOS.

Inwestycja obejmuje m.in. budowę zbiornika magazynowanego LNG, instalacji rozładunkowo-załadunkowej dla stanowiska statkowego, pompowni załadunkowo-rozładunkowej statku oraz pompowni autocystern i kontenerów. Docelowa zdolność magazynowa terminalu może wynieść ponad 3000 m³ LNG. Celem projektu jest analiza możliwości wejścia na nowy, perspektywiczny rynek, jakim jest rynek przeładunku i bunkrowania LNG. Rozbudowa

polskich zdolności importowych otwiera realną możliwość stworzenia rynku przeładunku i dystrybucji LNG w Polsce i regionie, dla której istotnym elementem w ramach łańcucha logistyki mogłaby być Baza LNG w Gdańsku.

Gdańsk znajduje się w obszarze Transeuropejskiego Korytarza Transportowego TEN-T Morze Bałtyckie-Morze Adriatyckie, przez co stanowić może istotną bazę logistyczną dla transportu LNG wzdłuż całego korytarza, zwiększając szansę na rozwój wykorzystania LNG i jego atrakcyjność jako paliwa alternatywnego w transporcie. Baza LNG w Gdańsku mogłaby z powodzeniem zaopatrywać również tereny niezgazyfikowane w Polsce.

Projekt jest współfinansowany przez Unię Europejską z Instrumentu „Łącząc Europę”, który został utworzony w celu wsparcia rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej, energetycznej oraz telekomunikacyjnej. Inwestowanie w infrastrukturę ma przynieść korzyści w postaci wzrostu konkurencyjności oraz spójności gospodarczej, społecznej i terytorialnej.

Centrum prasowe
LOTOS S.A.



Fot. LOTOS S.A.



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 lat

Kazimierz Domanasiewicz z Oddziału w Sanoku
Tadeusz Florek z Oddziału w Sanoku
Anna Jędrzejowska z Oddziału w Sanoku
Tadeusz Kudła z Oddziału w Warszawie II
Ryszard Leśniak z Oddziału w Krakowie
Ryszard Odelski z Oddziału w Gdańsku
Joanna Redek z Oddziału w Warszawie II
Irena Sugier z Oddziału w Poznaniu

70 lat

Franciszek Tenerowicz z Oddziału w Gorlicach

75 lat

Andrzej Bar z Oddziału w Krakowie
Józef Niemiec z Oddziału w Sanoku

85 lat

Barbara Solińska z Oddziału w Krośnie

W imieniu Zarządu Głównego SITP NiG Szanownym Koleżankom i Kolegom życzymy zdrowia, pomyslności i radościw życiu osobistym i stowarzyszeniowym.

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

Jerzy
Zagórski

PGNiG: w tym roku ponad 100 tys. ton ropy naftowej ze złoża Skogul w Norwegii

Produkcja ropy naftowej w obrębie koncesji PL460 na Morzu Północnym trwa od marca tego roku. Zasoby węglowodorów w złożu Skogul przypadające na PGNiG Upstream Norway wynoszą ok. 3,3 mln boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej), z czego ok. 3 mln baryłek stanowi ropa naftowa.



– Spodziewamy się, że jeszcze w 2020 roku wydobędziemy ze złoża Skogul ok. 115 tys. ton ropy. Współpracujemy z uznanym partnerem, z którym łączy nas bogate doświadczenie w poszukiwaniach i eksploatacji węglowodorów także na innych koncesjach. Bliskość istniejącej już infrastruktury wydobywczej korzystnie wpłynie na koszty produkcji – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Operatorem złoża Skogul jest Aker BP, który posiada 65 proc. udziałów w koncesji. Pozostałe udziały należą do PGNiG Upstream Norway. Złoże Skogul zlokalizowane jest w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Vilje, w którym PGNiG Upstream Norway ma 24,24 proc. udziałów. Dzięki istniejącej infrastrukturze produkcyjnej wydobywany gaz ze Skogul trafiać będzie poprzez Vilje do pływającej jednostki magazynującej FPSO Alvheim. Spółka szacuje, że przyrost produkcji własnej w związku z uruchomieniem wydobywania z nowego złoża wyniesie ponad 4 tys. boe dziennie.

PGNiG prowadzi działalność w Norwegii od 2007 roku. PGNiG Upstream Norway posiada obecnie udziały w 31 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Intensyfikacja akwizycji złóż w ciągu trzech ostatnich lat pozwoliła Spółce zwiększyć jej zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej z 80 mln do ok. 200 mln boe.

PGNiG wydobywa obecnie ropę naftową i gaz ziemny z 7 złóż w Norwegii: Skarv, Morvin, Vilje, Vale, Gina Krog, Skogul i Ærfugl. Produkcja z tego ostatniego wystartowała w kwietniu tego roku. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na kolejnych złożach (Duva, Tommeliten Alpha, King Lear, Fogelberg).



PGNiG zwiększy wydobycie ze złoża Przemysł

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z sukcesem zakończyło testy kolejnego odwiertu na największym złożu gazowym w Polsce. Prace wiertnicze zrealizowane przez Spółkę w ostatnim czasie pozwolą zwiększyć wydobycie z „Przemysła” o 13 procent rocznie.

Odwiert eksploatacyjny Przemysł-318K został wykonany w dzielnicy Lipowica w północnej części Przemysła. Wcześniej, w tej samej lokalizacji Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG wykonał trzy odwierty. Spółka szacuje, że roczne wydobycie z czterech odwierconych otworów wyniesie łącznie ok. 60 mln m sześć. gazu ziemnego wysokometanowego, co będzie stanowiło ok. 13 proc. łącznego rocznego wydobycia z całego złoża Przemysł.

– Testy na nowych odwiertach potwierdzają, że w złożu Przemysł znajduje się znacznie więcej gazu, niż do tej pory sądzono. To bardzo dobra wiadomość, która ułatwi PGNiG realizację strategicznego planu, jakim jest zwiększenie wydobycia gazu ziemnego ze złóż na Podkarpaciu – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Zakończenie prac związanych z podłączeniem nowych odwiertów do sieci przewidziano w I kwartale 2021 roku.

Spółka planuje prowadzenie dalszych prac wiertniczych w obrębie złoża Przemysł, co umożliwi udostępnienie kolejnych, nieeksploatowanych dotychczas horyzontów tego złoża. Zagospodarowanie tych zasobów pozwoli nie tylko na zwiększenie wydobycia, ale przedłuży eksploatację „Przemysła” o kolejne dekady.



Sankcje i presja Komisji Europejskiej odnoszą skutek

W grudniu ub. roku specjalistyczny statek do układania rurociągów „Solitaire” należący do szwajcarskiej firmy *Allseas* przerwał pracę przy układaniu gazociągu Nord Stream 2 i odpłynął na Morze Północne. Przyczyną był komunikat rządu USA, który na podstawie ustawy o obronie narodowej zabraniał firmom amerykańskim, a także europejskim, uczestniczenia w projektach firm rosyjskich (w tym przypadku *Gazpromu*). Stało się to w momencie, gdy ułożono już 2300 km rurociągu z projektowanej długości 2460 km, czyli 94% całej inwestycji. Pierwotnie Nord Stream 2 miał być oddany do użytku w końcu 2019 r. Po przerwaniu prac rosyjskie ministerstwo energetyki ogłosiło, że Nord Stream 2 powstanie najpóźniej na początku 2021 r. Szansą miało być wykorzystanie statku „Akademik Czerski” wycarterowanego przez *Gazpromflot* i będącego również specjalistyczną jednostką do układania rurociągów. Statek wyruszył 10 lutego br. z Nachodki w Kraju Nadmorskim i po podróży przez Singapur, Sri Lankę, Mozambik, wokół Afryki omijając Kanał Sueski, przez Aberdeen i Kaliningrad dotarł 9 maja do Sassnitz na Rugii. Portem docelowym jest Neu Mukran, gdzie znajduje się baza materiałowa Nord Stream 2.

Komisarz KE ds. energii Kadri Simson przypomniała jednak, że *Gazprom* powinien się dostosować do III Pakietu Energetycznego UE, wyznaczyć niezależnego operatora i dopuścić strony trzecie do przepustowości gazociągu. *Gazprom* zwrócił się do Federalnej Agencji ds. Sieci z wnioskiem o wyłączenie Nord Stream 2 z tych ograniczeń, argumentując, że gazociąg „formalnie jest ukończony”, ale 30 kwietnia Agencja wydała odmowę, ponieważ warunkiem wyłączenia było zakończenie budowy do 23 maja 2019 r. Ogłoszenie ostatecznego rozstrzygnięcia zapowiedziano na 8 maja, ale ukazało się ono 15 maja. Agencja potwierdziła odrzucenie wniosku Nord Stream 2 AG o odstąpienie od przepisów dotyczących odcinka gazociągu znajdującego się na terytorium Niemiec, ponieważ nie spełniono warunku technicznego ukończenia gazociągu do 23 maja 2019 r. zgodnie z poprawką z Dyrektywy Gazowej 2009/73/EC. W postępowaniu uwzględniono oświadczenie PGNiG SA i PGNiG Supply & Trading GmbH. Gdy Nord Stream 2 będzie gotowy do użytku, będzie podlegał przepisom niemieckim i europejskim o rozdziale właścicielskim i usług, dostępie do sieci i taryfach. Objęcie gazociągu postanowieniami III Pakietu zwiększy koszt inwestycji, a dostawy gazu będą mogły się

rozpocząć po spełnieniu wymienionych wyżej warunków. Niektóre media niemieckie poddają w wątpliwość opłacalność Nord Stream 2 w nowych warunkach. Ponieważ równocześnie mamy do czynienia z recesją i zmniejszeniem zapotrzebowania na gaz ziemny w Europie Zachodniej, być może nie będzie uzasadnienia do powiększenia zdolności przesyłowych o 55 mld m³ gazu rocznie.



Ropa i gaz w Dolnej Saksonii

Dobra passa towarzyszy firmie *Neptune Energy* w poszukiwaniach w Niemczech. Po sukcesie, jakim była ropa w wierceniu Schweigenheim (WNIG 4/2020), pozytywne okazały się 2 odwierty w Dolnej Saksonii w pobliżu granicy holenderskiej. W wierceniu rozpoznawczym Adorf Z19 k. Emlichheim, które osiągnęło głębokość 3500 m, stwierdzono obecność gazu w utworach karbonu i uzyskano w próbach przepływ 231 t/d równoważnika ropy naftowej. Operator zapowiada rozpoczęcie eksploatacji w tym roku.

W wierceniu Ringe 6 na głębokości 1500 m stwierdzono horyzont roponośny w piaskowcach formacji Bentheim (dolna kreda). Jest to kontynuacja akcji poszukiwawczej rozpoczętej w 2019 r. wspólnie z *Wintershall DEA*. *Neptune Energy* ma 15-procentowy udział w produkcji ropy i 7-procentowy udział w produkcji gazu w Niemczech.



Norwegia zmniejsza wydobycie ropy

Minister ds. ropy naftowej i energii Tina Bru oznajmiła 29 kwietnia br. o ograniczeniu wydobycia ropy do końca roku. Od 1 czerwca br. wydobycie zmniejszy się o 34 tys. t/d, w następnych miesiącach o 18,2 tys. t/d. W sumie będzie to o 40,8 tys. t/d mniej niż zakładano w planie na ten rok. Punktem odniesienia dla redukcji jest poziom 252 tys. t/d. Jest to reakcja na apele ze strony OPEC i OPEC+ kierowane do producentów nieuczestniczących w porozumieniu – USA, Kanady, Brazylii i Norwegii o dodatkowe cięcia produkcji w ilości 680 tys. t/d. Grupa OPEC i OPEC+ zadeklarowała redukcję wydobycia ropy w maju i czerwcu br. o 1,319 mln t/d. Jest to największe zmniejszenie produkcji ropy od 2002 r. „Sytuacja jest bez precedensu i ograniczenia wprowadzone przez rząd przyczynią się

do szybszej stabilizacji rynku ropy niż gdyby się to działo tylko w wyniku działania mechanizmów rynkowych” powiedziała minister Bru. Zaznaczyła też, że te decyzje nie będą miały wpływu na produkcję i eksport gazu. Maksimum produkcji ropy w Norwegii wynosiło w 2000 r. 420 tys. t/d i spadło do 190 tys. t/d w 2019 r.

Prognozy rządowe zakładają wzrost produkcji do 272 tys. t/d do roku 2024 bez uwzględnienia kondensatu i produkcji z nowych złóż wchodzących do eksploatacji.



Rząd duński rozważa wstrzymanie poszukiwań na Morzu Północnym

Dania przyjęła ambitny plan redukcji emisji gazów cieplarnianych o 70% w stosunku do poziomu z 1990 r. do roku 2030 i zaprzestania wykorzystywania paliw kopalnych do 2050 r. W ślad za tym partie lewicowe zgłosiły w parlamencie postulat całkowitego wstrzymania poszukiwań ropy i gazu w duńskim sektorze Morza Północnego. Premier Mette Frederiksen oświadczyła, że taka decyzja oznaczałaby odwołanie zapowiedzianej wcześniej 8 rundy przetargowej. Duńska Agencja Energii przyznaje, że udzielenie nowych koncesji wydłużyłoby okres poszukiwań poza rok 2050. Z kolei przedstawiciele przemysłu naftowego przywołują wyniki badań mówiących, że produkcję ropy i gazu w Danii charakteryzuje najniższa emisja dwutlenku węgla na świecie. Jeśli wstrzymamy przetarg, będziemy importować więcej surowców energetycznych z krajów emitujących więcej CO₂ i klimat nie odniesie żadnych korzyści.

Tegoroczne wydobycie w Danii wyniesie 14280 t/d ropy i 5280 t/d gazowego równoważnika ropy naftowej.



Chevron i Halliburton wycofują się z Wenezueli

Chevron, ostatnia duża firma amerykańska pracująca nadal w Wenezueli otrzymała 21 kwietnia br. od rządu USA polecenie zakończenia do 1 grudnia operacji w tym kraju. Do tej pory koncern, który ma udziały w czterech spółkach z PDVSA obejmujących m. in. dwa największe złoża Petroboscan i Petropiar, był wyłączony z zakazu inwestowania w Wenezueli. Trzy dni później o takiej samej decyzji poinformował

również *Halliburton*, wiadomo też, że wycofują się *Schlumberger*, *Baker Hughes* i *Weatherford*. Jest to element sankcji nałożonych na rząd Nicolasa Maduro przez Departament Skarbu USA. Pozostawienie *Chevronu* miało stanowić przyczółek do ponownej ekspansji po objęciu władzy przez prezydenta-elekta Juana Guaido. Jednak dzięki poparciu Rosji, Chin i Kuby N. Maduro utrzymuje się i wobec tego prezydent Trump postanowił zwiększyć naciski. Decyzje Departamentu Skarbu były krytykowane, ponieważ na miejsce firm amerykańskich wchodzi *Rosneft* i inne spółki rosyjskie.



Apel gubernatora Oklahomy

Po załamaniu cen ropy i ujemnych notowaniach gubernator stanu Oklahoma J. Kevin Stitt zaapelował do prezydenta Trumpa o uznanie pandemii koronawirusa za „akt woli Bożej” i udzielenie z tego powodu pomocy dla firm naftowych walczących o przetrwanie. „Nadprodukcja ropy zagraża gospodarce” napisał J. Stitt w liście do prezydenta. Wprowadzenie klauzuli „aktu woli Bożej” lub „siły wyższej” pozwoliłoby firmom naftowym wstrzymać wydobycie bez ryzyka pozbawienia koncesji. O możliwości zamykania odwiertów przynoszących straty bez utraty koncesji wypowiedział się przedstawiciel *Oklahoma Corporation Commission*, organu regulującego zagadnienia energii elektrycznej, ropy i gazu.



Przenośne zbiorniki jako magazyny ropy

Deficyt pojemności magazynowych niezbędnych do gromadzenia nadmiaru ropy naftowej, który obecnie się pojawił się na rynku, skłonił do szukania nietypowych rozwiązań. Jednym z takich pomysłów było wykorzystanie tankowców (WNIG, 4/2020), ale okazało się, że jest to bardzo kosztowne, a i tankowców dostępnych do tego celu nie ma zbyt wiele. Teraz pojawiła się propozycja wykorzystania technologii stosowanych w gospodarce wodnej przez *Select Energy Services* z Houston. Firma wykonuje prace przygotowawcze przy budowie wiertni dostarczając m. in. przenośne zbiorniki do wody, płuczki i odpadów (*AST – Above Ground Storage Tank*). Po niewielkiej modyfikacji mogą one służyć do bezpiecznego magazynowania ropy. Montaż jest bardzo łatwy, czas

rozkładania zbiornika nie przekracza 24 godzin. W ofercie są zbiorniki o pojemności od 715 m³ do 9860 m³. Zbiorniki AST są już stosowane w Teksasie i Oklahomie.



Ustawa antytrustowa w warunkach kryzysu

W sytuacji okresowej nadprodukcji ropy w USA mnożą się postulaty wprowadzenia środków zaradczych. Z jednej strony pojawiają się żądania ograniczenia lub wstrzymania importu ropy z Arabii Saudyjskiej, także z uwagi na zaangażowanie w wojnę cenową powodujące spadek cen, z drugiej strony producenci, szczególnie mniejsze firmy, zwracają się do władz stanowych i federalnych o pomoc m. in. w postaci udostępnienia magazynów w celu przechowania niesprzedanej ropy. Jest to oczywiście forma pomocy rządowej i wtedy powstała wątpliwość czy władze stanowe mają mandat do udzielenia takiej pomocy. Uzasadnienie pomocy to zapobieganie powiększeniu bezrobocia w czasie masowych zwolnień. Przypomniano jednak genezę ustawy antytrustowej, która została wprowadzona, aby zapobiec ograniczaniu cen ropy przez firmy naftowe, a nie dopuszczała ingerencji rządu federalnego. Prawnicy podkreślają, że ani prezydent, ani inne organy federalne i Kongres nie mogą naruszać prawa antytrustowego żadnymi oficjalnymi działaniami. Stany Teksas, Oklahoma i Północna Dakota powołują się na wydarzenia z 1930 r., kiedy po odkryciu ogromnego złoża ropy East Texas cena ropy spadła o 10 centów z poziomu 1,10 USD za baryłkę. Wtedy rząd federalny, a ściślej biorąc regulator, czyli *Texas Railroad Commission* dążąc do podniesienia cen wprowadził okresowe ograniczenia wydobycia. Teraz dwóch producentów z Teksasu złożyło wniosek o zgodę na ograniczenie wydobycia o 20% i komisja ten wniosek odrzuciła. Uzasadniając decyzję przewodniczący powiedział: "Nie rząd, lecz firmy w Teksasie mogą same decydować o zmniejszeniu produkcji w takim zakresie, jaki jest dla nich uzasadniony".

Dodatkowym argumentem jest dotychczasowa polityka rządu przeciwna stosowanej w OPEC kontroli produkcji i limitów wydobycia. W obecnej sytuacji nastawienie odwróciło się o 180 stopni, ale trudno aprobeować ignorowanie obowiązujących przepisów.



Rosnące ceny gazu i anulowanie kontraktów

Cena gazu w terminalu Henry Hub 6 stycznia br. wynosiła 2,21 USD za milion Btu i spadła do 20 kwietnia do poziomu 1,78 USD/mln Btu, jednak na początku nastąpił skokowy wzrost. Nieoczekiwanie cena w kontraktach *futures* w czerwcu przewyższyła cenę na giełdach w Japonii i w Holandii. Reakcja kontrahentów była natychmiastowa - anulowano wysyłkę 20 dostaw gazu do Azji i Europy. Spadek nie dotyczył kontraktów długoterminowych na dostawy LNG, także z powodu zapowiadanego wzrostu zapotrzebowania w okresie zimowym 2020/21 w Europie.

Eksport gazu skroplonego w tym roku był najwyższy w lutym osiągając 246 mln m³/d, w kwietniu było to 229 mln m³/d.



Negatywne rekordy w wiertnictwie

Połączony efekt niskich cen ropy, spadku popytu i pandemii widać doskonale w tak wrażliwym wskaźniku jak ilość czynnych urzędzeń wiertniczych. Jeszcze 20 marca br. na świecie pracowało 1955 urzędzeń, w tym na lądzie 1965 i na morzu 261. W USA czynne były 772 urzędzenia, w tym za ropą 664, za gazem 106, w Kanadzie było 98 urzędzeń. Jak szybki był spadek, świadczą najnowsze dane Baker Hughes. Od połowy marca w USA tygodniowo średnio 52 urzędzenia były wyłączane z pracy i wreszcie z 8 maja br. liczba czynnych urzędzeń spadła do 374, czyli do poziomu z roku 1940. Nieco mniejsze załamanie koniunktury wiertniczej zdarzyło się w maju 2016 r. przy spadku ilości urzędzeń do 404. Liczba wierceń przeznaczonych do poszukiwania ropy spadła do 292, czyli do najniższego poziomu od września 2009 r., liczba urzędzeń wykonujących wiercenia w poszukiwaniu gazu wynosiła 80, najmniej od 1987 r.

Szefowie firm wiertniczych przypuszczają, że wycofywanie urzędzeń będzie trwało do końca roku i dopiero w 2021 lub 2022 r. będą uruchamiane nowe jednostki. Prognoza banków inwestycyjnych mówi o średniej rocznej 225 czynnych urzędzeń w USA.

Jerzy Zagórski

Źródła: Baker Hughes, Bundesnetzagentur, CIRE, Gazpromflot, Hart Energy, Neptune Energy, Nord Stream 2 AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, S&P Global Platts, World Oil.



PKN ORLEN wybuduje hub wodorowy we Włocławku

Do końca 2021 roku PKN ORLEN wybuduje we Włocławku hub wodorowy, który docelowo będzie mógł wytwarzać do 600 kg doczyszczanego wodoru na godzinę. W ramach inwestycji powstanie instalacja produkująca wodór w jakości paliwa transportowego, infrastruktura logistyczna, a także stacje tankowania. Paliwo, na pierwszym etapie dystrybucji, będzie przeznaczone przede wszystkim dla transportu publicznego i towarowego. Koncern podpisał już kilka porozumień z samorządami, będącymi potencjalnymi odbiorcami wodoru.

- Doskonale zdajemy sobie sprawę z wyzwań związanych z globalnym trendem nowej mobilności, dlatego nasza strategia zakłada również sukcesywny rozwój paliw alternatywnych i technologii niskoemisyjnych. Jesteśmy przekonani, że w przyszłości wodór będzie bardzo istotnym paliwem wykorzystywanym w transporcie, dlatego intensyfikujemy nasze prace w tym obszarze. Naszym celem jest umacnianie pozycji lidera na tym wymagającym rynku. Inwestycja, która już w przyszłym roku powstanie we Włocławku, to miłowy krok umożliwiający nam skuteczne konkurowanie z największymi graczami w naszym regionie. W kolejnym kroku planujemy realizację podobnego hubu w rafinerii PKN ORLEN w Płocku. Instalacja doczyszczania wodoru powstaje też w naszej biorafinerii w Trzebinii – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Do końca sierpnia Koncern ogłosi postępowanie przetargowe na realizację inwestycji hubu wodorowego we Włocławku, zlokalizowanego na terenie zakładu ANWIL. Na pierwszym etapie moce produkcyjne instalacji będą wynosiły ok. 170 kg na godzinę, jednak jej konstrukcja modułowa pozwoli na elastyczne zwiększanie produkcji wraz ze wzrostem popytu. Wodór doczyszczany we Włocławku powstaje w przyjaznym środowisku procesie elektrolizy solanki jako produkt uboczny procesu pozyskiwania chloru i dotychczas zagospodarowywany był na instalacji produkcji amoniaku. Metoda doczyszczania wodoru jest obecnie przedmiotem analiz prowadzonych wspólnie z doradcą technicznym dla tej inwestycji. Realizowany projekt składa się będzie z instalacji doczyszczania wodoru, infrastruktury załadunku paliwa na ciężarów-

ki i cysterny, naczep transportowych, systemu dostarczania paliwa wodorowego oraz dwóch stacji tankowania.

Wodór doczyszczany we Włocławku, na pierwszym etapie dystrybucji, będzie przeznaczony przede wszystkim dla transportu publicznego i towarowego, w tym szynowego. Koncern podpisał już listy intencyjne o współpracy na rzecz rozwoju transportu publicznego zasilanego wodorem z Górnośląsko-Zagłębiowską Metropolią, Krakowskim Holdingiem Komunalnym i Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacyjnym w Krakowie oraz Miastem Płock. Porozumienia z kolejnymi samorządami są trakcie uzgodnień. Koncern podpisał również list intencyjny z PESA Bydgoszcz na budowę lokomotywy zasilanej wodorem, która będzie wykorzystywana na potrzeby logistyczne PKN ORLEN.

Wraz z rozwojem rynku paliwo wodorowe trafi także do samochodów osobowych i autobusów dalekobieżnych. W długiej perspektywie Koncern zakłada dostawę wodoru na potrzeby statków, promów, czy zastosowań stacjonarnych, jak ogrzewnictwo etc. Planowana jest również możliwość sprzedaży wodoru podmiotom trzecim, które wprowadzą go na inne rynki zbytu, np. do przemysłu spożywczego czy metalurgicznego.

Oprócz hubu wodorowego we Włocławku i podobnej inwestycji planowanej w Płocku, Koncern rozwija również technologie wodorowe w biorafinerii ORLEN Południe w Trzebini. Rozpoczęcie produkcji wodoru w jakości paliwa transportowego planowane jest tam w 2021 roku.

Kierowcy samochodów osobowych mogą już zatankować wodór na dwóch stacjach Grupy ORLEN w Niemczech, natomiast w czerwcu 2021 roku taka możliwość pojawi się również na trzech stacjach paliw w Czechach.

- Sieć wodorowego transportu publicznego realnie wpływa na zwrot kosztów inwestycji w stacje ładowania i wspiera raczkujący, ale posiadający znaczny potencjał, indywidualny transport wodorowy, który także jest obszarem strategicznych inwestycji PKN ORLEN. Szczególnie na pierwszym etapie rozwoju technologii wodorowej będzie miała ona największe znaczenie w transporcie publicznym i towarowym. Dlatego podejmujemy współpracę zarówno z samorządami, jak i firmami transportowymi, która umożliwi nam z jednej strony zajęcie silnej pozycji na rynku, a drugiej da możliwość samodzielnego rozwijania technologii. W miastach północnej i zachodniej Europy projekty testowe wodorowego transportu publicznego są rozszerzane, a niskoemisyjne autobusy stają się integralnym elementem lokalnej infrastruktury publicznej. To dobry kierunek – podkreśla Józef Węgrecki, Członek Zarządu PKN ORLEN ds. Operacyjnych.

Inwestycje w infrastrukturę dla transportu opartego o paliwo wodorowe wpisują się w eu-

ropejską strategię zrównoważonego rozwoju i odpowiadają na unijne cele środowiskowe zakładające, że do 2030 roku branża transportowa zminimalizuje emisje gazów cieplarnianych do atmosfery o 30% w porównaniu z wartościami z 2005 roku. Obok elektromobilności i biopaliw II generacji, wodór jest wymieniany jako paliwo przyszłości, które może realnie doprowadzić do realizacji europejskich celów środowiskowych.

Ze względów technologicznych i ekonomicznych, obecnie największy potencjał dla wodoru upatrywany jest w transporcie publicznym i cargo. Autobus z napędem wodorowym ma zasięg około 350-450 km i na jednym tankowaniu, trwającym ok. 10 minut, może jeździć przez cały dzień. W cyklu eksploatacji, szacowanej na około 12 lat, zastąpienie jednego autobusu miejskiego z silnikiem diesla na pojazd z napędem wodorowym, może zapobiec emisji 800 ton dwutlenku węgla do atmosfery. Ponadto, silniki autobusów na wodór są około 20% cichsze od tradycyjnych napędów.

Biuro prasowe
PKN ORLEN



GAZ-SYSTEM z kompletem pozwoleń na budowę dla projektu Baltic Pipe

W dniu 7 maja 2020 r. rząd szwedzki zatwierdził budowę gazociągu Baltic Pipe w wyłącznej strefie ekonomicznej Szwecji na Morzu Bałtyckim. Pozwolenie na układanie gazociągu wydane przez szwedzkie Ministerstwo Przedsiębiorczości i Innowacji kończy tym samym proces uzyskiwania pozwoleń na budowę dla wszystkich odcinków projektu Baltic Pipe w każdym z krajów, przez które gazociąg ma przebiegać. Wcześniej uzyskano bowiem komplet decyzji administracyjnych zarówno w Polsce, jak i w Danii. Trasa rurociągu w szwedzkiej wyłącznej strefie ekonomicznej będzie wynosiła ok. 85 kilometrów.

– Jesteśmy bardzo zadowoleni z otrzymania pozwolenia na budowę od rządu szwedzkiego i doceniamy sprawne procesowanie naszego wniosku. Decyzja ta pokazuje, że rząd szwedzki uznaje znaczenie projektu nie tylko dla Polski i Danii, ale również dla całej Unii Europejskiej w kontekście zacieśniania współpracy krajów UE, a także przede wszystkim niezależnienia się od dostaw gazu ziemnego z Rosji – powiedział Tomasz Stępień, prezes GAZ-SYSTEM.

Część podmorska realizowana na dnie Morza Bałtyckiego będzie przechodziła przez obszary trzech państw: Danii, Polski i Szwecji. Trasa całej części podmorskiej będzie wynosiła ok. 275 kilometrów. Zarówno polskie jak i duńskie władze zatwierdziły już budowę wszystkich elementów projektu Baltic Pipe w części lądowej i morskiej. W Polsce pozwolenie na budowę dla części podmorskiej gazociągu Baltic Pipe zostało wydane przez wojewodę zachodniopomorskiego 22 kwietnia. Z kolei w Danii pozwolenie dla GAZ-SYSTEM obejmujące dwa odcinki podmorskie (jeden od wybrzeża do granicy szwedzkiego obszaru morskiego, a drugi od tego obszaru, przez wody duńskie koło wyspy Bornholm, aż do granicy polskiego obszaru morskiego) zostało wydane przez Ministra Klimatu i Energii 25 października 2019 r.

Uzyskanie pozwolenia dla budowy gazociągu podmorskiego w szwedzkich obszarach morskich jest też ostatnim etapem procesu pozwoleńowego i oznacza, że zgodnie z założeniami, projekt Baltic Pipe wszedł w fazę realizacji.

Za realizowanie prac związanych z ułożeniem gazociągu na dnie Morza Bałtyckiego odpowiedzialna jest włoska firma Saipem Limited, z którą GAZ-SYSTEM podpisał umowę 30 kwietnia 2020 r. Zgodnie z harmonogramem, pierwsze prace, rozpoczną się w drugiej połowie tego roku. Będą obejmowały m.in. przygotowanie placów budowy w miejscach wyjścia gazociągu na ląd w Polsce i w Danii oraz rozpoczęcie prac budowlanych związanych z budową tzw. mikrotuneli. W drugim półroczu spodziewany jest także początek aktywności na morzu, czyli rozpoczęcie przed-montażowych badań trasy rurociągu. Statki przygotowujące podłoże pod układanie gazociągu pojawią się na Morzu Bałtyckim w pierwszym półroczu przyszłego roku. Samo układanie gazociągu rozpocznie się latem 2021 roku. Planowana data oddania gazociągu do eksploatacji to październik 2022 roku.

W ubiegłym roku Komisja Europejska przyznała projektowi Baltic Pipe dofinansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF) na prace budowlane w maksymalnej wysokości niemal 215 mln euro. Był to kolejny raz, kiedy projekt objęto unijnym wsparciem. Łączna kwota przyznanego dotychczas unijnego wsparcia dla Baltic Pipe wynosi maksymalnie 266,8 mln euro. Projekt został też czterokrotnie uznany przez Komisję Europejską za „projekt o znaczeniu wspólnotowym” (Project of Common Interest – PCI) i posiada ten status od 2013 roku.



GAZ-SYSTEM wybrał wszystkich wykonawców północnej części gazociągu Polska – Litwa

12 maja br. GAZ-SYSTEM podpisał umowę z firmą IDS-BUD S.A., co oznacza, że spółka zakontrowała wszystkich wykonawców dla północnej części interkonektora gazowego Polska – Litwa (GIPL). Zamówione zostały także rury i niezbędna armatura, które pozwolą na rozpoczęcie zasadniczych prac budowlanych na tej inwestycji.

Gazociąg Polska – Litwa z racji swojej długości tj. ok. 343 km został podzielony na dwie części: północną składającą się z trzech odcinków oraz południową składającą się z dwóch.

Budowa 185 km północnej części tej inwestycji będzie realizowana przez 3 firmy:

- IDS-BUD SA. na trasie Rudka Skroda – Konopki - ok. 61 km;
- konsorcjum NDI na trasie Konopki – Kuków - ok. 77 km;
- konsorcjum JT S.A. na trasie Kuków – Granica PL-LT - ok. 47 km.

„Dzisiaj mamy zakontrowanych wszystkich wykonawców części północnej interkonektora Polska-Litwa, co oznacza, że możemy przechodzić do fazy budowlanej tej inwestycji. Połączenie gazowe Polski z Litwą zwiększy bezpieczeństwo energetyczne regionu, a także umożliwi gazyfikację północno-wschodnich regionów Polski.” – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes Zarządu GAZ-SYSTEM.

Obecnie na północnej części GIPL trwa proces przekazywania nieruchomości w paśmie inwestycji na potrzeby prac budowlanych. W najbliższych tygodniach planujemy wybrać wykonawców dla dwóch odcinków południowej części interkonektora.

Projekt o znaczeniu europejskim

Komisja Europejska przyznała inwestycji status „Projektu wspólnego zainteresowania” („Project of Common Interest”). Budowa gazociągu jest współfinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach europejskiego instrumentu finansowego „Łącząc Europę” (CEF - Connecting Europe Facility) w zakresie prac projektowych i budowy gazociągu.

Więcej informacji o gazociągu Polska-Litwa znajduje się w zakładce oraz na stronie internetowej <http://gazociagpolskalitwa.pl/>



GAZ-SYSTEM z pozwoleniem na użytkowanie kolejnego kluczowego gazociągu

Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn wchodzący w skład Korytarza Północ-Południe otrzymał pozwolenie na użytkowanie. Decyzje zostały wydane przez Wojewódzkiego Inspektora Nadzoru Budowlanego w Opolu oraz Wojewódzkiego Inspektora Nadzoru Budowlanego w Katowicach.

8 maja 2020 r. GAZ-SYSTEM uzyskał komplet pozwoleń na użytkowanie gazociągu Tworóg – Kędzierzyn. Trasa gazociągu o długości 43,4 km, średnicy 1000 mm i ciśnieniu 8,4 MPa przebiega przez teren województw: śląskiego i opolskiego. Inwestycja ma na celu modernizację i rozbudowę systemu przesyłowego w południowo-zachodniej Polsce.

– Sukcesywnie i terminowo oddajemy do użytkowania kolejne gazociągi Korytarza Północ-Południe. Zakończenie tej inwestycji, w tym węzła rozdzielczego w Tworogu, zwiększy przepustowość systemu przesyłowego w regionie, co wpłynie pozytywnie na dostępność gazu dla odbiorców – powiedział Artur Zawartko, Wiceprezes Zarządu GAZ-SYSTEM.

Na trasie gazociągu zostały wybudowane trzy zespoły zaporowo-upustowe: w Kędzierzynie-Koźlu, w Poniszowicach w gminie Rudziniec oraz w Gajowicach na terenie gminy Wielowieś. Wzdłuż całej trasy ułożono także linię światłowodową.

W trakcie budowy zastosowano nowoczesne metody bezwykopowe do pokonania 35 przeszkód terenowych. Zrealizowano:

- 2 horyzontalne przewiertu sterowane (HDD) pod Kanałem Gliwickim i rzeką Kłodnicą o długości 750 m oraz pod Kanałem Kędzierzyńskim o długości 760 m,

- 8 mikrotunelingu, w tym pod autostradą A4 oraz liniami kolejowymi,
- 25 przewiertów poziomych pod drogami oraz ciekami wodnymi.

W ramach tej inwestycji powstał duży węzeł gazowy w Tworogu wraz ze stacją systemową o przepustowości 200 tys. m³/h. Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn został połączony z niedawno oddanym gazociągiem Zdieszowice – Kędzierzyn od strony zachodniej, a od wschodu będzie połączony z budowanym gazociągiem Tworóg – Tworzeń. Nowy gazociąg połączono także z istniejącą siecią gazociągów w tym rejonie.

Główną korzyścią rozbudowy sieci gazowej jest możliwość większego wykorzystania paliwa gazowego w regionie. Dodatkowo corocznie GAZ-SYSTEM będzie odprowadzał podatek od nieruchomości w wysokości do 2 proc. wartości wybudowanej infrastruktury przesyłowej, zlokalizowanej na terenie danej gminy, który zostanie wykorzystany na potrzeby społeczności lokalnej.

Inwestycja jest realizowana w oparciu o zapisy Ustawy z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (t.j. Dz.U. z 2019 r. poz. 1554 ze zm.).

Projekt uzyskał dofinansowanie ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, w wysokości ponad 140 mln złotych.

Iwona Dominiak
Rzecznik prasowy
GAZ-SYSTEM



Monografia „Kinetyka reakcji cieczy kwasujących ze skałą dolomitową”



W ramach Prac Naukowych Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego Instytutu, pod nr 227, została wydana monografia autorstwa dra inż. Marka Czupskiego pt. „Kinetyka reakcji cieczy kwasujących ze skałą dolomitową”.

Celem niniejszej pracy było określenie wpływu rodzaju cieczy kwasującej na przebieg reakcji ze skałą pochodzącą z poziomu cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca₂). Założono również, że dzięki nowym żelowanym i emulgowanym cieczom kwasującym możliwe będzie zmniejszenie szybkości reakcji roztworów kwasu solnego, ze skałą złożową.

Jednym z głównych czynników mających wpływ na efektywność zabiegów kwasowania matrycowego, jak i szczelinowania kwasem jest szybkość reakcji płynu kwasującego ze skałą węglanową. Często zabiegi wykonywane przy użyciu cieczy kwasujących opartych na roztworach HCl kończą się niepowodzeniem ze względu na bardzo szybką reakcję tych cieczy z węglanami w wysokich temperaturach złożowych. Ciecz kwasująca nie penetruje wtedy odpowiednio głęboko w formację z utworzeniem otworów robaczkowych, a rozpuszcza tylko jej czoło, co skutkuje słabą efektywnością zabiegów.

W ramach realizacji pracy wykonano badania stabilności emulsji typu kwas w ropie, a następnie testy reologiczne żelowanych i emulgowanych cieczy kwasujących.

Praca liczy 131 stron i zawiera 70 pozycji literaturowych, 50 rysunków oraz 32 tabele.

Zamówienia prosimy składać e-mailowo: nafta-gaz@inig.pl lub telefonicznie: 12 617 76 32

Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu
Państwowego Instytutu Badawczego

N^o 228



Marek Czupski

Kinetyka reakcji cieczy kwasujących
ze skałą dolomitową



Instytut Nafty i Gazu
Państwowy Instytut Badawczy

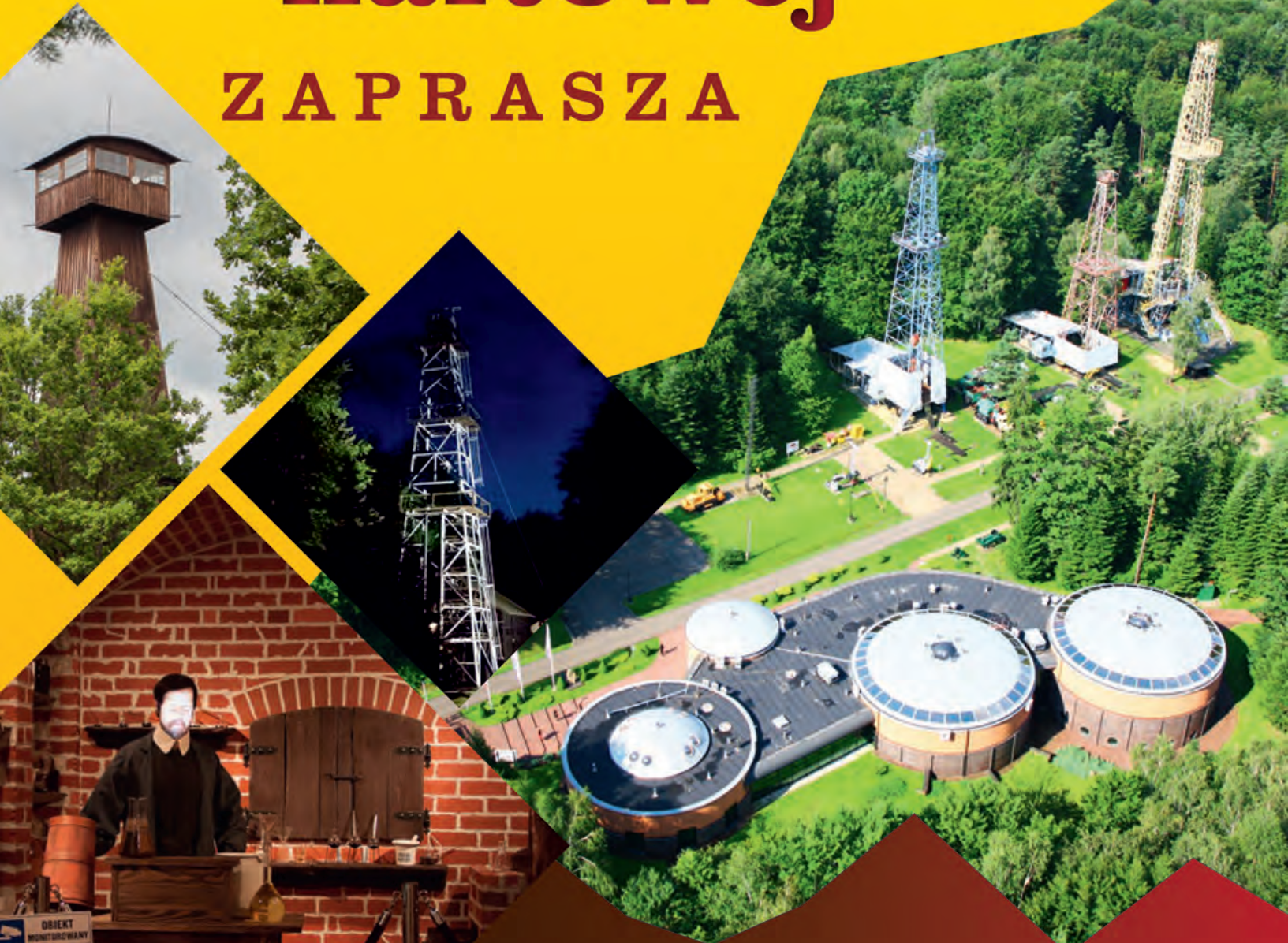
ISSN 2353-2718



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