Zakres kształcenia oraz specjalności unikatowe w skali kraju

Patenty w strategicznych gałęziach gospodarki

Z prof. dr hab. inż. Stanisławem Stryczkiem,
dziekanem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie
rozmawia Anna Biedrzycka

– Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu realizuje program kształcenia w takich dyscyplinach, jak górnictwo i geologia inżynierska oraz ochrona środowiska. Które z nich cieszą się największym zainteresowaniem wśród studentów?

– Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH jest jedynym tego typu w kraju. Prowadzi kształcenie w ramach studiów dziennych, zaocznych, doktoranckich i podyplomowych. Rada Wydziału posiada uprawnienia do nadawania stopni naukowych doktora i doktora habilitowanego oraz wnioskowania o nadawanie tytułu naukowego profesora.

Kształcenie na studiach dziennych realizowane jest w chwili obecnej w systemie jednostopniowym, jako 10-semestralne studia magisterskie w ramach kierunku górnictwo i geologia. Po czwartym semestrze studenci kontynuują naukę, wybierając jedną z pięciu prowadzonych specjalności: wiertnictwo i geoinżynieria, eksploatacja złóż surowców płynnych, gazownictwo ziemne, ochrona środowiska w gospodarce, ekonomika i zarządzanie produkcją w przemyśle naftowym i gazowniczym.

Dla poszczególnych specjalności prowadzone są następujące kierunki dyplomowania: technologie wiercenia otworów, geoinżynieria, wiertnictwo podziemne, eksploatacja i ochrona złóż węglowodorów, eksploatacja wód podziemnych, gazownictwo ziemne, ochrona środowiska, ekonomika i zarządzanie przedsiębiorstwem, zagospodarowanie i ochrona wód.

Prowadzone są również indywidualne studia magisterskie dla obcokrajowców, głównie w języku angielskim.

W tym roku zostaną podjęte działania w zakresie utworzenia nowego kierunku studiów: inżynieria naftowa, którego nazwa odpowiada kierunkom na innych uczelniach na świecie – Petroleum Engineering. Zamiarem władz Wydziału jest również utworzenie w 2006 r. nowych nazw Zakładów oraz nowych specjalności dydaktycznych: inżynierii gazowniczej i inżynierii naftowej.

Wydział prowadzi także niestacjonarne studia zawodowe (inżynierskie) w Krakowie oraz w Punkcie Konsultacyjnym w Krośnie (Uchwałą Senatu AGH z dnia 26 kwietnia 2006 przekształcony w Zamiejscowy Ośrodek Dydaktyczny) oraz w Zamiejscowym Ośrodku Dydaktycznym AGH w Nowym Sączu (z siedzibą w Gorlicach). Po ośmiu semestrach studiów i obronie inżynierskiej pracy dyplomowej absolwenci uzyskują tytuł inżyniera odpowiedniej specjalności, pokrywającej się ze specjalnościami istniejącymi na studiach dziennych. Zamiejscowy Ośrodek Dydaktyczny w Krośnie należy do najdłużej funkcjonujących placówek tego typu zarówno na AGH, jak i w kraju, działając nieprzerwanie od października 1961 r. W Zamiejscowym Ośrodku Dydaktycznym AGH w Nowym Sączu prowadzone są dwie zupełnie nowe specjalności: zagospodarowanie i ochrona wód, geoinżynieria (w ramach specjalności wiertnictwo i geoinżynieria). Natomiast uzupełniające studia magisterskie (czterosemestralne) prowadzone są w trybie niestacjonarnym w Krakowie oraz w Zamiejscowym Ośrodku Dydaktycznym w Krośnie.

Ukończenie studiów i obrona pracy dyplomowej pozwala naszym absolwentom uzyskać tytuł magistra inżyniera odpowiedniej specjalności oraz zapewnia kwalifikacje, wymagane przez Wyższy Urząd Górniczy, dla osób z kierownictwa i dozoru ruchu w specjalności i wiertniczej w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi.

Absolwentom studiów wyższych technicznych Wydział proponuje bogatą ofertę studiów podyplomowych. Ich tematyka jest dostosowana do potrzeb przemysłu i gospodarki. Na szczególne podkreślenie zasługują studia podyplomowe z zakresu nowoczesnych technik i technologii bezwykopowych, które na WWNiG były pierwszymi w kraju. Program tych studiów został zatwierdzony przez Radę Wydziału w 2002 r. Problematyka ta od 2000 r. jest wykładana na wszystkich specjalnościach Wydziału.

– Czy studenci są zaznajamiani na bieżąco z technikami i technologiami stosowanymi w tych dziedzinach na świecie?

– Stale rosnące zapotrzebowanie gospodarki narodowej na surowce energetyczne, mineralne, wodę pitną i przemysłową stwarza szerokie perspektywy dla dalszego wykorzystania prac wiertniczych do ich poszukiwań, rozpoznania, a następnie udostępnienia i eksploatacji. Eksploatacja otworowa jest metodą rozwojową, mającą zastosowanie do coraz większej ilości złóż płynnych surowców, a w szczególności ropy naftowej, gazu ziemnego, wód podziemnych, siarki, soli itp. Do rozwiązania wielu problemów eksploatacji wykorzystuje się techniki i technologie wiertnicze. Należy do nich zaliczyć m.in. techniki związane ze wzmacnianiem, uszczelnianiem i stabilizowaniem górotworu (w geoinżynierii, hydrotechnice i górnictwie), ochroną środowiska (izolacja stref zanieczyszczeń, usuwanie zanieczyszczeń, zrzuty wód zasolonych), odgazowaniem kopalń, wykorzystaniem energii wód termalnych oraz pozyskiwaniem metanu z pokładów węgla.

Rozwijane jest kształcenie związane z takimi zagadnieniami, jak: projektowanie, budowa, inspekcja i renowacja instalacji podziemnych (wodociągowo-kanalizacyjnych, gazowniczych, telekomunikacyjnych, energetycznych) z wykorzystaniem technologii bezwykopowych. Naucza się także rozwiązywania praktycznych problemów z zakresu szeroko pojętej ochrony środowiska, a w tym rekultywacji zanieczyszczonych substancjami ropopochodnymi gleb, wód powierzchniowych i podziemnych oraz utylizacji odpadów przemysłowych.

Wydział posiada akredytację wydaną przez Federation Europeene d'Associations Nationales d'Ingenieurs – FEANI, co upoważnia absolwentów studiów magisterskich do uzyskania dyplomu European Engineer – EUR ING i podejmowania pracy we wszystkich krajach Unii Europejskiej. Na szczególne podkreślenie zasługują porozumienia o współpracy z zagranicznymi uniwersytetami technicznymi i firmami branżowymi, głównie z Niemiec i Norwegii, umożliwiające dobrym studentom odbywanie praktyk zawodowych oraz praktyk dyplomowych oraz uzyskanie podwójnych dyplomów ukończenia studiów.

Inną formą poszerzenia oferty dydaktycznej są cykliczne wykłady światowych specjalistów z zakresu inżynierii naftowej w ramach działającej na Wydziale studenckiej sekcji Society of Petroleum Engineers (SPE). Corocznie w czerwcu odbywają się

autorskie wykłady dla studentów naszego Wydziału prof. prof. Stefana Miski i Andrzeja Wojtanowicza, byłych pracowników Wydziału, a obecnie profesorów w University of Tulsa (Departament of Petroleum Engineering) i University of Louisiana (Petroleum Engineering Dpt.). Na Wydziale działa ponadto pięć kół naukowych: Geowiert, Nafta i Gaz, Zdrój, Rotor i Info-Skaner.

– Czy uczestniczą Państwo w międzynarodowych projektach badawczo-naukowych?

– Wydział utrzymuje szeroką międzynarodową współpracę zarówno w ramach organizacji międzynarodowych, np. SPE, IGU (International Gas Union), WPC (Word Petroleum Congresses), jak i w ramach wieloletnich umów o kooperacji z licznymi zagranicznymi uczelniami i jednostkami naukowo-badawczymi. Pracownicy uczestniczą w kilku międzynarodowych projektach naukowo-badawczych, realizowanych we współpracy z Uniwersytetem Technicznym Bergakademie Freiberg – zagadnienia związane z technologią płuczek wiertniczych (modyfikacje składu, korozyjne działanie płynów wiertniczych), Państwowym Uniwersytetem Politechnika Lwowska w zakresie metody deparafinizacji przy eksploatacji, transporcie i magazynowaniu płynów złożowych, Technicznym Uniwersytetem w Koszycach w zakresie możliwości wykorzystania ciepła ziemi przy zastosowaniu otworów wiertniczych, Technicznym Uniwersytetem w Ostrawie w zakresie metod wiertniczych w ochronie środowiska.

– W Polsce nie realizuje się wielkich projektów geoinżynieryjnych, a tylko nieznacznie intensyfikuje się poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Czy polska gospodarka korzysta z wiedzy i umiejętności absolwentów Wydziału?

– Rokrocznie w czerwcu Wydział organizuje międzynarodową konferencję *Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, eksploatacji otworowej i gazownictwie.* W tym roku odbędzie się ona już po raz 17. w dniach 21–23 czerwca w Zakopanem. Celem tych konferencji jest stworzenie forum dyskusyjnego dla przedstawienia innowacyjnych rozwiązań, obejmujących metody i ich aplikacje w poszukiwaniu surowców naturalnych, ich udostępnianiu, eksploatacji oraz dystrybucji.

Wydział wydaje dwa czasopisma naukowe. Są to roczniki: „Zeszyty Naukowe AGH Wiertnictwo, Nafta, Gaz" oraz materiały konferencyjne Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej *Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, eksploatacji otworowej i gazownictwie.* Ponadto przy merytorycznym udziale pracowników Wydziału wydane są dwa kolejne periodyki: „Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne" (dwumiesięcznik) oraz „Geoinformatica Polonica" (rocznik).

– Jak przebiega współpraca WWNiG z przemysłem?

– Wydział szeroko współpracuje z przemysłem. Współpraca krajowa prowadzona jest z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA w Warszawie oraz ze wszystkimi podległymi mu oddziałami i zakładami, jak również z kopalniami węgla kamiennego, brunatnego i soli (KWK „Bielszowice", KWK „Jaworzno", KWB „Bełchatów", KS „Wieliczka", KS „Kłodawa"). Obejmuje ona nowoczesne metody inżynierii otworowej, geologii złożowej, wiertnictwa, geoinżynierii, hydrodynamiki podziemnej w górnictwie surowców węglowodorowych, eksploatacji otworowej, gazownictwa, podziemnego magazynowania gazu oraz ochrony środowiska w gospodarce. Pracownicy Wydziału realizują tematy wynikające bezpośrednio z potrzeb przemysłu oraz prowadzą szkolenia mające na celu podnoszenie kwalifikacji zawodowych kadr branży górnictwa, wiertnictwa, eksploatacji otworowej, gazownictwa, ochrony środowiska, hydrotechniki, budownictwa inżynieryjnego. Wynikiem wspólnych prac są liczne publikacje, opracowania naukowe oraz patenty i wzory użytkowe. Wymiernym efektem wykorzystania prac naukowo-badawczych w przemyśle są umowy licencyjne, wdrażające opracowane technologie, zawarte z takimi firmami, jak: „Siarkopol" w Tarnobrzegu, „Hydrotrest" SA, ODGW w Gliwicach, „Hydrogeo" w Krakowie, KS „Wieliczka". Prowadzona jest również współpraca z uzdrowiskami: Kraków, Krynica, Iwonicz Zdrój, Rymanów, dotycząca kompleksowych badań chemizmu wód mineralnych.

– Wydział znany jest z opracowywania unikatowych zaczynów uszczelniających. Które z nich warte są szczególnego omówienia?

– Podczas prowadzenia prac wiertniczych, górniczych oraz w budownictwie hydrotechnicznym, jak również w pracach geoinżynieryjnych, często występują problemy techniczne (zagrożenia naturalne) spowodowane zazwyczaj skomplikowanymi warunkami geologicznymi i hydrogeologicznymi, w jakich prowadzone są prace związane z działalnością inżynierską. Jedną z metod likwidacji bądź minimalizacji zagrożeń naturalnych jest wzmacnianie i uszczelnianie ośrodka gruntowego lub masywu skalnego wokół realizowanych wyrobisk górniczych (otwór wiertniczy, szyb, sztolnia) lub obiektów inżynieryjnych. Właściwe i skuteczne wykonanie wzmocnienia i uszczelnienia gruntów i skał wymaga zastosowania odpowiednich metod i technologii. Jedną ze stosowanych coraz częściej ze względu na dużą skuteczność oraz czynnik ekonomiczny, jest metoda iniekcji otworowej z równoczesnym stosowaniem odpowiednich parametrów technologicznych iniekcji (ciśnienie, strumień objętości, czas) oraz właściwie dobranych rodzajów zaczynów uszczelniających (receptury, parametry).

Obecnie na rynku krajowym dostępne są różnego rodzaju spoiwa charakteryzujące się szerokim wachlarzem właściwości fizyczno-chemicznych i bardzo zróżnicowanymi cenami. Tym niemniej z dużą dozą prawdopodobieństwa można stwierdzić, że nie ma takiego spoiwa, z którego można sporządzić zaczyn uszczelniający, który byłby uniwersalny oraz spełniał wszystkie wymagania technologiczne podczas wzmacniania i uszczelniania gruntów i skał. W celu opracowania nowej oraz skutecznej generacji zaczynów uszczelniających, powstał na AGH w 1989 r. interdyscyplinarny zespół naukowo-badawczy, składający się z pracowników Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu oraz Inżynierii Materiałowej i Ceramiki. Zespół ten pracuje nieprzerwanie do chwili obecnej i ma w swoim dorobku liczne rozwiązania techniczno-technologiczne, które znalazły zastosowanie w praktyce przemysłowej. W okresie tym uzyskano 12 patentów, podpisano siedem umów licencyjnych, zrealizowano cztery projekty badawcze finansowane przez KBN, opublikowano ok. 80 prac w czasopismach i materiałach konferencyjnych. Członkowie zespołu uczestniczyli w wielu konferencjach krajowych i zagranicznych, z których wymienić należy: światowe kongresy Chemii Cementów w Nowym Delhi (1992) i Göteborgu (1997), konferencje OPEC w Trypolisie (1992), Wascon w Holandii (1993 i 1997), kongres ACI w Istambule (1999), kongresy ARMS w Seulu (1997) i w Pekinie (2001), sympozjum Word Salt w Holandii (2000) oraz liczne konferencje w Słowacji (Podbańskie) i Czechach (Ostrawa).

Z bardzo wielu opracowanych receptur zaczynów oraz technologii uszczelniania i wzmacniania gruntów i skał metodami iniekcji otworowej i rurociągowej najwyżej cenimy sobie dokonania podczas realizacji prac przy likwidacji katastrofalnego dopływu wód do Kopalni Soli „Wieliczka"; wykonaniu przesłony przeciwfiltracyjnej na zaporach Wisła Czarne, Wióry, Czaniec, Wapienica; likwidacji samowypływu wód złożowych w kopalniach siarki eksploatujących metodą otworową w „Siarkopolu" w Tarnobrzegu, a szczególnie – w kopalni siarki Jeziorko.

– Opracowali Państwo receptury zaczynów oraz metody uszczelniania i wzmacniania górotworu w Kopalni Soli „Wieliczka", będącej bezcennym zabytkiem na skalę światową. Na czym polegała trudność przy realizacji tego wyzwania?

– Kopalnie soli ze względu na specyficzny charakter wydobywczej kopaliny oraz jej zaleganie, bardzo często borykają się z problemem zagrożenia wodnego. Dostęp wód zewnętrznych do złoża soli związany jest głównie z istniejącymi warunkami geologicznymi i hydrogeologicznymi, zależnymi od litologii i stratygrafii oraz tektoniki. Nie bez znaczenia pozostaje również sposób prowadzenia eksploatacji. Podstawowym zadaniem ochrony kopalń soli przed zagrożeniem wodnoługującym jest likwidacja ich źródeł przez uszczelnianie oraz wzmacnianie górotworu i izolację miejsc wypływu m.in. metodami iniekcji otworowej z zastosowaniem odpowiednio dobranych zaczynów uszczelniających, trwałą izolację całego zagrożenia rejonu przez otamowanie wycieku oraz wypełnianie wolnych pustek w górotworze lub wyrobiskach górniczych zaczynem uszczelniającym, np. metodą iniekcji rurociągowej.

Skały występujące w górotworze solnym są bardzo podatne na oddziaływanie wody – następuje szybkie rozpuszczanie soli oraz znaczna utrata wytrzymałości w stanie zawodnionym. Zaczyny uszczelniające sporządzone na wodzie pitnej rozpuszczają górotwór solny, co w konsekwencji ma wpływ na stan techniczny górotworu oraz na właściwości technologiczne zarówno świeżego, jak i stwardniałego zaczynu uszczelniającego. Dla rozwiązania lub przeciwdziałania występowaniu tych problemów, podczas uszczelniania górotworu solnego stosuje się zaczyny sporządzone na solance jako cieczy zarobowej. Znane są one w literaturze pod

nazwą solankowych zaczynów uszczelniających. Aby wzmocnienie i uszczelnienie górotworu solnego było skuteczne, stosowane zaczyny muszą charakteryzować się odpowiednio dobranymi parametrami technologicznymi oraz uwzględniać specyfikę górotworu solnego.

Górotwór solny w sposób bardzo znaczący wpływa na fizyko-chemiczne właściwości świeżego oraz stwardniałego zaczynu uszczelniającego. W zależności od składu chemicznego (chlorki sodu, wapnia, magnezu) górotworu solnego oraz cieczy zarobowej, zauważa się niepożądany wpływ na parametry technologiczne zaczynu i kamienia uszczelniającego (czas wiązania, właściwości reologiczne, odporność na korozję, wytrzymałość). W związku z powyższym tak opracowano receptury solankowych zaczynów, aby poszczególne składniki wchodzące w skład receptur eliminowały niepożądany wpływ solanki.

Przeprowadzane prace naukowo-badawcze pozwoliły na takie opracowanie receptur solankowych zaczynów uszczelniających dla Kopalni Soli „Wieliczka", by w zależności od rodzaju zagrożenia, zakresu prac oraz stosowanej technologii umożliwiły modyfikację czasu wiązania i przetłaczalności, właściwości reologicznych, przyczepności do górotworu, wytrzymałości odpowiadającej otaczającemu górotworowi, plastyczności, ekspansji, odporności na korozję. Jednym z efektów tych prac były uzyskane patenty, które następnie umożliwiły podpisanie umów licencyjnych do ich stosowania.

– Jak ocenia Pan stan obiektów hydrotechnicznych w Polsce? Jakiego rodzaju nowoczesne spoiwa mogłyby przedłużyć okres ich eksploatacji? Jaki jest udział WWNiG w tym obszarze zagadnień?

– Wzniesienie budowli hydrotechnicznej w każdym przypadku powoduje daleko idące zmiany w pierwotnym, naturalnym przepływie wód podziemnych. Spiętrzenie wody w zbiorniku prowadzi do zwiększenia ciśnienia hydrostatycznego wody w podłożu budowli piętrzącej i w konsekwencji do gwałtownej intensyfikacji procesów filtracji – zwiększenie prędkości i strumienia objętości filtracji, zmiany kierunków filtracji itd. Aby procesy te nie zagrażały bezpieczeństwu obiektu piętrzącego, ich przebieg musi być utrzymywany w ściśle określonych granicach poprzez dobór odpowiednich środków technicznych, musi też podlegać systematycznej kontroli. Statystyki wykazują, że ok. 50% zaistniałych dotychczas katastrof i awarii budowli hydrotechnicznych było spowodowane niedostatecznym rozpoznaniem warunków geologicznych, przy czym przyczyną ok. 30% katastrof (według danych Międzynarodowej Komisji Wielkich Zapór) była ucieczka wody pod zaporą, powodująca sufozję materiału wzdłuż nie wykrytych dyslokacji tektonicznych. Wskazuje to na konieczność traktowania podłoża jako integralnej części budowli piętrzącej, równie ważnej jak konstrukcja samej zapory. W świetle tych uwarunkowań możliwie pełne i prawidłowe rozpoznanie właściwości filtracyjnych podłoża pod zaporą i w jej przyczółkach oraz przyjęcie najbardziej odpowiednich i skutecznych metod jego uszczelniania, a także skuteczna ich realizacja mają podstawowe znaczenie dla stanu bezpieczeństwa zapory i prawidłowej jej eksploatacji. Są to zagadnienia trudne i złożone. Powinny być prawidłowo rozwiązywane już na etapie projektowania oraz realizacji projektu.

O wadze tego zagadnienia świadczą problemy techniczne, jakie wystąpiły na kilku zaporach w Polsce. Np. zapory w Chańczy i Myczkowcach, gdzie zrezygnowano z wykonania części prac iniekcyjnych w podłożu, oraz zapora w Wiśle Czarne, dla której niewłaściwie zostały wykonane prace uszczelniające w realizowanej przesłonie iniekcyjnej.

Jednym z ważniejszych problemów podczas realizacji przesłon iniekcyjnych w podłożu skalnym zapór wodnych jest dobór odpowiednich rodzajów zaczynów uszczelniających do istniejących warunków hydrogeologicznych, występujących w uszczelnianym górotworze. Wieloletnie prace naukowo-badawcze realizowane przez pracowników Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu oraz Inżynierii Materiałowej i Ceramiki AGH pozwoliły na opracowanie i opatentowanie nowej generacji zaczynów uszczelniających o najwyższej trwałości, a następnie ich aplikacje do prac iniekcyjnych zarówno w podłożu budowli hydrotechnicznej, jak i w korpusie obiektów betonowych i ziemnych. Zaczyny te znalazły zastosowanie w pełnej skali technicznej przy pracach uszczelniających obiektów hydrotechnicznych, czego wynikiem było podpisanie umów licencyjnych, dotyczących realizacji iniekcyjnych na następujących obiektach: Wisła Czarne, Wióry, Wapienica, Kozłowa Góra, Czaniec, Czorsztyn.

Ze względów bezpieczeństwa, każdy obiekt hydrotechniczny jest monitorowany, zwłaszcza pod kątem szczelności podłoża skalnego (np. obserwacje piezometryczne, badania kontaktów hydraulicznych itp.). W przypadku stwierdzenia braku odpowiedniej szczelności podłoża, przeprowadza się prace iniekcyjne, które mają na celu uzyskanie wymaganej szczelności podłoża pod obiektem hydrotechnicznym.

– Udostępnianie i eksploatację rodzimych złóż ropy i gazu kolejne rządy przedstawiają jako priorytet. Czy podejmowane są działania wcielające te deklaracje w życie?

– Udokumentowane zasoby złóż gazu ziemnego na obszarze Polski wynoszą ok. 110 mld m^3, co stanowi 0,1% światowych zasobów. Złoża gazu ziemnego znajdują się na obszarze Niżu Polskiego (70%) i Pogórza Karpat. Odkrycia złóż gazu dokonane w okresie ostatnich 10 lat i wprowadzenie ich do eksploatacji umożliwiło zwiększenie wydobycia z ok. 3,6 mld m^3/r. w latach 90. do ok. 4,3 mld m^3 w roku 2004. Przy odpowiednich nakładach inwestycyjnych możliwy jest wzrost wydobycia rodzimego gazu do ok. 5,5, a nawet 6 mld m^3/r. Zasoby ropy naftowej na terenie Polski nie są tak znaczne jak zasoby gazu, ale jednak jest to liczba 26,1 mln t (2004). Podobnie jak złoża gazu, złoża ropy naftowej występują na Niżu Polskim i w Karpatach. Wydobycie ropy naftowej wzrosło z ok. 180 tys. t/r. w latach 90. do ok. 620 tys. t w 2004 r. Jest możliwe osiągnięcie znaczącej produkcji ropy, wynoszącej ok. 1,4 mln t już w 2008 r. Przykładem wydajnego złoża ropno-gazowego jest złoże Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) na Niżu Polskim. Na szelfie bałtyckim polskiego wybrzeża znajdują się również złoża ropy naftowej o zasobach geologicznych w ilości ok. 30 mln t. Obecnie wydobycie z trzech złóż to ok. 400–500 tys. t/r. Bałtyckie złoża pozostają w gestii firmy „Petrobaltic" Sp z o.o. (obecnie inkorporowanej do Grupy Lotos) z siedzibą w Gdańsku.

Ponadto istnieje – na razie teoretyczna – możliwość wykorzystania metanu z pokładów węgla, którego krajowe zasoby wynoszą ok. 400 mld m^3. Metan ten nie jest jednak klasycznym gazem i w obecnych realiach technicznych eksploatacja tych złóż byłaby niezwykle trudna, choć w przyszłości może stać się opłacalna.

Politykę w dziedzinie poszukiwań i eksploatacji złóż nie prowadzi bezpośrednio rząd, ale PGNiG SA. W zależności od kondycji finansowej tej firmy, działalność eksploatacyjna i technologiczna jest prowadzona z różnym natężeniem, niemniej – jest. W roku 2004 wykonano 35 otworów poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych, jest to raczej ilość niezbyt wielka. Należy stwierdzić, że dopóki PGNiG jest spółką skarbu państwa, dotąd zainteresowanie rządu, a w szczególności ministerstw gospodarki i skarbu, jego działalnością powinno być znacznie większe i jednoznaczne.

Odwiert eksploatacyjny

– Polskie firmy wiertnicze eksploatują sprzęt kupiony dzięki pożyczce Banku Światowego w latach 90. Pozwoliło to unowocześnić park maszynowy. Czy jednak dziś, po upływie lat, możemy nadal liczyć się na światowym rynku usług kontraktorskich?

– Na początku lat 90. PGNiG zakupiło sporo sprzętu finansowanego z funduszy Banku Światowego. Były to m.in. urządzenia wiertnicze o różnych parametrach technicznych, przykładowo o mocy w granicach 750–1700 KM, urządzenia do rekonstrukcji otworów, rurowe próbniki złoża, sprzęt do wierceń kierunkowych, sprzęt cementacyjny, urządzenia do wywoływania produkcji z otworów – jednostki azotowe i „Coiled Tubing" oraz urządzenia do testów produkcyjnych. Wszystkie urządzenia wiertnicze wyposażono w nowoczesny osprzęt kontrolno-pomiarowo i rejestrujący parametry technologiczne, nowszej generacji systemy oczyszczania płuczki wiertniczej oraz środki łączności. Zakupiono również nowoczesne specjalistyczne oprogramowanie komputerowe. Od momentu zakupu minęło ponad 10 lat, więc siłą rzeczy nie jest to już sprzęt najnowocześniejszy.

Największy postęp technologiczny w świecie w tym okresie wystąpił w zakresie elektroniki i informatyki. Podobnie jest w przemyśle naftowym. Dlatego najbardziej „zestarzał się" sprzęt do wierceń kierunko-

wych oraz systemy kontrolno-pomiarowe urządzeń i osprzętu wiertniczego. W związku z powyższym, aby spełnić obecne wymagania operatorów należy zakupić nowocześniejsze systemy sterowania do wierceń kierunkowych oraz doposażyć urządzenia wiertnicze. „Najcięższe" urządzenia wiertnicze wyposażone są coraz częściej w systemy napędowe, tzw. górny napęd.

Większość procesów w wiertnictwie uległo zautomatyzowaniu. Dziś mamy możliwość dokładnego śledzenia przebiegu wiercenia, a także prowadzenia wiercenia na granicy ciśnienia złożowego, tak aby nie uszkodzić strefy przyotworowej. Są nowe technologie cementowania selektywnego i nowej generacji świdry – typu hybrydowego, które umożliwiają wiercenie w skałach o różnej twardości. Dlatego np. w latach 60. otwór o głębokości 3 tys. m wiercono przez 2-3 lata, zaś obecnie zajmuje to 1-2 miesiące.

Gros urządzeń należących do pięciu polskich firm wiertniczych pracuje za granicą, np. w Kazachstanie, Pakistanie, Indiach. W Polsce bowiem realizuje się bardzo niewiele wierceń – zaledwie ok. 37 (w roku 2005), czyli ok. 70 tys. m. Stąd zresztą problemy ze znalezieniem otworów wiertniczych, aby nasi studenci mogli odbywać

Wiercenia w Pakistanie

praktyki. Koszt wykonania otworu do głębokości 3 tys. wynosi ok. 8–10 mln zł. Powyżej tej głębokości koszty są już znacznie większe, a ponadto wymaga to użycia innej technologii i sprzętu. W Polsce najgłębsze otwory poszukiwacze wywiercono w latach 80. Były to: Kuźmina 1 (7 541 m, 1998 r.) i Paszowa 1 (7 210 m, 1984 r.), obydwa w rejonie Sanoka. Najgłębszy otwór świata wykonali Rosjanie na Półwyspie Kolskim w latach 1970–1992 jako otwór badawczy „Kolskaja swierchgłubokaja" w miejscowości Zapolarnyj nad Morzem Barentsa. Liczy on 12 263 m i jest udostępniany do badań geologiczno-geofizycznych. Natomiast Amerykanie w 1974 r. osiągnęli głębokość 9 144 m (otwór Berta Rogers 1).

– Zajmują się też Państwo opracowywaniem nowego rodzaju płuczek wiertniczych. Gdzie znajdują one zastosowanie?

– Na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu prowadzi się badania nad opracowaniem nowych receptur płuczek do przewiercenia skał iłowych i dowiercania wraz z zastosowaniem nowosyntezowanych polimerów (amfilowych i amfolitycznych). Opracowano receptury płuczki krzemianowej (uzyskano patent). Płuczka ta jest szczególnie zalecana do przewiercania utworów fliszu oraz skał iłowych. Prowadzone są również badania nad doborem cieczy nadpakerowych dla odwiertów eksploatacyjnych w warunkach występowania H_2S oraz dla odwiertów na platformach morskich. Dzięki skonstruowaniu odpowiedniej aparatury i wyposażeniu w zestawy do analiz, prowadzone są badania korozji próbek metali w podwyższonej temperaturze i ciśnieniu w obecności H_2S oraz CO_2 w płynach wiertniczych, a także adsorpcji gazów oraz zmian właściwości płynów wiertniczych.

– Jakie są zdaniem Pana szanse powodzenia rozmów PGNiG SA na temat budowy podmorskiego gazociągu, łączącego polskie wybrzeże z norweskim złożem na Morzu Północnym? Czy warto wracać do tego pomysłu?

– Norwegia posiada 1,3% zasobów światowych gazu, Dania mniej niż Polska. Dla porównania, zasoby Rosji (zachodnia Syberia, Morze Barentsa) to 26,7% zasobów z wystarczalnością na ponad 80 lat, a przy uwzględnieniu zasobów potencjalnych – na ok. 150 lat. Środkowy i Bliski Wschód, a więc Iran ma 15,3% zasobów gazu, Arabia Saudyjska 14,4% zasobów. Norwegia już obecnie sygnalizuje program wejścia w kooperację z Rosją (Statoil z Gazpromem), poza tym produkcja gazu powoli spada. W Polsce gaz norweski jest również droższy od gazu rosyjskiego. Tak czy owak, Unia Europejska, w tym również Polska, będzie musiała korzystać z gazu pochodzenia rosyjskiego lub środkowowschodniego. Zużycie gazu w Polsce nie jest zbyt wysokie – tylko 13 mld m^3 w 2004 r., a zatem czy warto, biorąc pod uwagę powyższe przesłanki, rozpoczynać działania zmierzające do zakupu drogiego gazu z Norwegii? Możliwych jest wiele innych, rozsądniejszych dróg dywersyfikacyjnych dostaw gazu.

– Jaki model dywersyfikacji dostaw gazu do Polski jest Pańskim zdaniem optymalny?

– Należy pamiętać, że 30% światowych zasobów tego surowca znajduje się na terytorium Rosji. Europa jest w znacznym stopniu uzależniona od importu gazu rosyjskiego, dlatego do całej „kwestii gazowej" należy podchodzić pragmatycznie, realistycznie i bez uprzedzeń. Konfiguracja energetyczna sceny polskiej różni się znacznie od europejskiej oraz unijnej. Chodzi przede wszystkim o partycypację węgla w profilu energetycznym kraju oraz gazu w energetyce. Nie znaczy to wcale, że dogmatem powinno się stać powielenie strategii rozwoju branży energetycznej krajów UE, właściwie jest to niemożliwe. Rozważając kwestię bezpieczeństwa energetycznego zawsze trzeba brać pod uwagę szczególną pozycję Polski pod względem zasobności w złoża węgla. Energetyka będzie korzystała z tego nośnika energii, a zatem model energetyczny dla Polski oparty na węglu i gazie jest najbardziej aktualny.

Poprowadzenie gazociągu bałtyckiego z Rosji do Niemiec stwarza rzeczywiście niekorzystną sytuację dla Polski. Wówczas jest możliwe ograniczenie przesyłu gazociągiem jamajskim, przy zachowaniu dostaw gazu do Niemiec via Bałtyk. Zapobieżenie możliwości znalezienia się Polski w takim położeniu to sprzęgnięcie krajowego systemu gazowniczego z gazociągami w Europie Zachodniej, ale i być może z Europy południowej (wyniknie to z techniczno-ekonomicznych analiz). Trzeba dążyć do stabilnego importu gazu z Rosji, ale węgiel nadal będzie ważnym źródłem energii w Polsce, w Europie i w świecie.

Pożar otworu

Problemem dywersyfikacji dostaw gazu do Polski należy rozpatrywać wielopłaszczyznowo z uwzględnieniem określonej taktyki i strategii polskiego gazownictwa. Wybudowanie dużym nakładem środków finansowych gazociągu, łączącego złoża gazu ziemnego na Morzu Północnym (Norwegia, ewentualnie Dania) z polskim systemem gazowniczym, nie rozwiązuje kwestii połączenia, czy też integracji z europejskim rynkiem gazu ziemnego. Jest to połączenie ze złożami o mniejszych i malejących zasobach gazu niż złoża Europy Wschodniej i północnej Azji czy też Bliskiego i Środkowego Wschodu.

Dywersyfikacja dostaw gazu powinna nastąpić, ale na zasadach racjonalnych. Jej filozofia to sprzężenie z europejskim rynkiem gazowym. W 2004 r. powstał projekt „Nabucco". Zakłada on zbudowanie gazociągu o długości 3 240 km, łączącym zasobne złoża gazu ziemnego regionu Morza Kaspijskiego (Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan, Uzbekistan) oraz Środkowego Wschodu (Iran, a także inne kraje arabskie, w tym Irak i Syria, a nawet Egipt) z Europą. Trasa gazociągu to: wschodnia granica Turcji – Bułgaria – Rumunia – Węgry – Austria (centrum odbioru gazu na granicy wschodniej, w Baumgartem). Zdolność przesyłowa systemu ma wynosić od 26,1 do 32,2 mld m^3/r., z której to ilości 10-12 mld m^3/r. miałyby zużywać kraje tranzytu, a 13,5 do 16 mld m^3/r. byłoby eksportowane do innych państw. Duże zainteresowanie importem azjatyckiego gazu zgłosiły już Grecja (zrealizowane połączenie), Słowacja i Czechy. Ten projekt powinien pozostawać w polu polskich analiz i stanowić prawdziwą dywersyfikację dostaw gazu do kraju. Możliwy jest też wariant przesyłu gazu z Kazachstanu lub Turkmenistanu via Ukraina. Taki projekt wydaje się być jednak odleglejszy i trudniejszy w realizacji. Ponadto nie jest pewniejszy pod względem politycznym niż inne, a czy ekonomiczny – powinny pokazać adekwatne analizy. Dobrym rozwiązaniem może być również budowa naftoportu, umożliwiającego przyjmowanie transportu skroplonego gazu LNG, którego eksporterami są m.in. Algieria, Libia, Katar.

Znaczenie ma też posiadanie odpowiednio dużych podziemnych magazynów gazu (PMG). Pojemność czynna PMG w Polsce obecnie stanowi 10% rocznej konsumpcji gazu. Jest to dobra i tania w porównaniu z innymi metoda tworzenia rezerw gazu, również w sensie strategicznym. Pojemność PMG winna wynosić ok. 20-25% rocznego zużycia gazu. Rzecz jasna, PMG nie zastąpią handlu i stałych dostaw gazu.

– Dziękuję za rozmowę.