

Raport Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie

Rynek Polskiej Nafty i Gazu

2012

2012 № 7



Patronat Honorowy:



Minister Gospodarki RP

Główny Sponsor:



Partner merytoryczny:



Grupa Energetyczna PwC

– Twój zaufany doradca
w sektorze naftowym i gazowym



pwc

Kontakt:



Wojciech Słowiński
Partner
tel.: +48 (22) 523 4420
wojciech.slowinski@pl.pwc.com



Tomasz Barańczyk
Partner
tel.: +48 (22) 523 4852
tomasz.baranczyk@pl.pwc.com

Od lat wspieramy klientów z sektora naszą wiedzą i doświadczeniem rynkowym. Oferujemy doradztwo biznesowe, doradztwo prawno-podatkowe, audyt i doradztwo księgowo.

Chętnie porozmawiamy o potrzebach Twojego biznesu.

Spis treści:

Słowo wstępne Ministra Gospodarki.....	5
Ekonomia Ropy i Gazu.....	7
<i>Polityka fiskalna sprzyjająca inwestorom</i>	8
<i>Bezpieczeństwo energetyczne i czystość środowiska</i>	12
<i>Emocje vs. fakty</i>	16
<i>Czy zmierzamy w dobrym kierunku?</i>	20
<i>Jakie znaczenie ma irańska ropa dla Europy oraz świata?</i>	26
Ropa: poszukiwania, wydobycie, sprzedaż.....	37
<i>Priorytet – poszukiwania i wydobycie</i>	38
<i>Więcej ropy ze złoża</i>	44
<i>Nowatorskie techniki w geofizyce</i>	52
<i>Biomarkery – nowoczesna charakterystyka genetyczna systemów naftowych</i>	60
<i>Bezpieczna i niezawodna praca silnika</i>	70
<i>Nowoczesne metody służące pozyskiwaniu surowców naftowych</i>	80
<i>Zobaczyć niewidzialne</i>	90
Gaz: eksploracja, dystrybucja, sprzedaż.....	113
<i>Podstawą jest kooperacja</i>	114
<i>Możliwości eksportu gazu ziemnego z Polski</i>	118
<i>Rekordowe inwestycje</i>	124
Ekologia w przemyśle naftowym i gazowniczym.....	139
<i>Biopaliwa – szansa czy zagrożenie dla środowiska naturalnego?</i>	140
<i>Ekologia w krajowym kolejnictwie</i>	152
<i>Przyszłość motoryzacji – kierunek E85?</i>	158
<i>Nowoczesne i efektywne chłodzenie</i>	166

Redakcja:

Rynek Polskiej Nafty i Gazu
ISSN 1896-4702

Wydawca:

Institut Nafty i Gazu
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25A
tel.: +48(12) 421 00 33
fax: +48(12) 430 38 85
e-mail: office@inig.pl
www.inig.pl
REGON: 000023136
NIP: 675-000-12-77
KRS: 0000075478

Redakcja:

Institut Nafty i Gazu
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25A
tel.: +48(12) 421 00 33,
fax: +48(12) 430 38 85
e-mail: nafta-gaz@inig.pl www.inig.pl

Marketing i promocja:

Wojciech Lyko
e-mail: Wojciech.Lyko@inig.pl

Layout, skład DTP:

Paweł Noszkiewicz
e-mail: pawel.n@webkreator.com.pl

Redaktorzy:

Agnieszka J. Kozak
Wojciech Lyko

Współpraca redakcyjna:

Maria Woźny,
Rafał Wardziński,
Jacek Ciborski,
Anna Kowalewska,
Agata Stafiej-Bartosik,
Iwona Patyk,
Grzegorz Kuś,
Mateusz Konieczny,
Tomasz Barańczyk,
Konrad Michalak,
Jarosław Grzywiński,
Jadwiga Zalewska,
Marek Dohnalik,
Anna Zajezierska,
Wiesława Urzędowska,

Zbigniew Stępień,
Irena Matyasik,
Karolina Pirowska,
Delfina Rogowska,
Arkadiusz Majoch,
Martynika Pałuchowska,
Jan Lubaś,
Wiesław Szott.

Ilustracje:

Zamieszczone w niniejszym raporcie fotografie pochodzą z serwisów: sxc.hu, istockphoto oraz z archiwum firm: Grupa Lotos S.A., Institut Nafty i Gazu, PNIG Sp. z o.o.

Pozostałe ilustracje zostały opracowane przez autorów publikacji.

Druk:

Drukarnia i Agencja Wydawnicza „ARGI”
ul. Żegiestowska 11
Wrocław

Nakład:

1200 egzemplarzy





WICEPREZES RADY MINISTRÓW
MINISTER GOSPODARKI
Waldemar Pawlak

Szanowni Państwo,

to już kolejna edycja rocznika „Rynek Polskiej Nafty i Gazu”, który z satysfakcją Państwu rekomenduję.

Raport opisuje aktualną sytuację i wyzwania, jakie stoją przed branżą paliwowo-energetyczną. Konkurencyjność tego sektora, jego zrównoważony rozwój i bezpieczeństwo dostaw to wciąż fundamenty polskiej polityki energetycznej. Od grudnia ubiegłego roku w Ministerstwie Gospodarki trwają prace nad tzw. trójpakietem energetycznym, w skład którego wchodzi prawo gazowe, prawo energetyczne i ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE). W zmienianych przepisach proponujemy stabilne i długofalowe rozwiązania wspierające branżę, a szczególny nacisk kładąc na wykorzystanie lokalnych zasobów energii, podniesienie efektywności energetycznej i uprawnień odbiorców energii.

Naszym priorytetem jest zapewnienie rozwoju rynku gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa jego dostaw. Dlatego w projekcie prawa gazowego zawarliśmy m.in. zasady dotyczące dostaw dla odbiorców chronionych, możliwość wsparcia odbiorcy wrażliwego gazu ziemnego oraz uregulowanie zasad rozbudowy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

W projekcie Prawo energetyczne znalazło się wiele kwestii porządkujących działalność w energetyce, np. certyfikacja operatora systemu przesyłowego. W jego skład wchodzi również rozwiązania prokonsumenckie, m.in. pomoc dla tzw. odbiorców wrażliwych.

Z kolei wśród najważniejszych elementów nowej ustawy o OZE wymienić trzeba niezmiennie zasady pomocy dla instalacji ze źródeł odnawialnych oraz zachowanie dotychczasowego systemu



Waldemar Pawlak – wicepremier, minister gospodarki

wsparcia dla już działających urządzeń. Wprowadzimy także system cen gwarantowanych dla wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w mikro i małych instalacjach OZE.

Jestem przekonany, że na łamach wydawnictwa Instytutu Nafty i Gazu będziemy mogli przeczytać o zmieniającym się prawie. Zachęcam do dyskusji nad tymi zagadnieniami, gdyż głos ekspertów i przedstawicieli branży jest dla nas bardzo cenny i zawsze brany pod uwagę przy konstruowaniu nowych przepisów.

„Rynek Polskiej Nafty i Gazu” to interesująca propozycja nie tylko dla specjalistów z dziedziny energetyki, ale również dla osób, które chcą pogłębić swą wiedzę nt. szeroko pojętego sektora naftowego i gazowego.

Serdecznie zapraszam do lektury tegorocznego wydania.

Konieczny wyraz znaczenia
Waldemar





Ekonomia Ropy i Gazu

Opodatkowanie gazu z formacji łupkowych

Polityka fiskalna sprzyjająca inwestorom

TOMASZ BARAŃCZYK, IWONA PATYK, GRZEGORZ KUŚ

Pomimo kilkukrotnych zapowiedzi rządu, wciąż nie są znane nowe rozwiązania dotyczące opodatkowania gazu ziemnego z formacji łupkowych, a właściwie – wszystkich węglowodorów¹. Stwarza to obszar niepewności dla inwestorów, którzy ograniczają prace poszukiwawcze do niezbędnego minimum.

Aktualnie w Polsce nie istnieje specjalny podatek, który byłby płacony od wydobycia lub sprzedaży gazu ziemnego. W związku z powyższym powstaje pytanie: czy wprowadzanie nowego obciążenia fiskalnego dla branży wydobywczej jest uzasadnione? W celu udzielenia odpowiedzi konieczne jest dokonanie analizy obecnego systemu podatków i opłat w Polsce, w kontekście najlepszych światowych praktyk i trendów.

Jakie daniny ponoszą przedsiębiorstwa wydobywcze?

Aktualny system podatkowy dla podmiotów poszukujących, rozpoznających lub wydobywających gaz ze złóż zarówno konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych, nie różni się w dużej mierze od obciążeń ponoszonych przez przedsiębiorców z innych sektorów gospodarki. Podmioty te płacą podatek dochodowy według tej samej stawki co inne firmy, mają też same obowiązki w zakresie rozliczania podatku PIT pracowników, jak i opłacania składek na ubezpieczenie społeczne. Tym samym, dzięki stosunkowo niewysokiej, w porównaniu do części państw europejskich, 19-procentowej stawce podatku CIT Polska jest atrak-

cyjnym miejscem do lokalizowania kapitałochłonnych inwestycji poszukiwawczych. Dla porównania, standardowa stawka CIT w Norwegii to 28%, zaś w Danii 25% – a oprócz niej obowiązują jeszcze specjalne podatki dochodowe wynoszące nawet do 52%.

Istnieją natomiast pewne odrębności w stosunku do innych polskich przedsiębiorstw, związane z koniecznością ponoszenia przez podmioty szukające lub wydobywające gaz opłat wynikających z Ustawy prawo geologiczne i górnicze. Akt ten przewiduje kilka rodzajów płatności, które musi ponieść przedsiębiorca prowadzący prace w zakresie poszukiwania, rozpoznawania albo eksploatacji złóż.

Płatności te mają różny charakter: wynagrodzenie z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego ma charakter cywilnoprawny, natomiast opłaty za poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie gazu oraz opłaty eksploatacyjne są dokładnie określone w cytowanej ustawie i mają charakter publicznoprawny. Mimo iż do tej drugiej grupy opłat odpowiednio zastosowanie znajdują przepisy Ordynacji podatkowej dotyczące zobowiązań podatkowych, z formalnoprawnego punktu widzenia żadne z ww. kategorii płatności nie są podatkami (przynajmniej w zakresie wykładni językowej regulacji krajowych, gdyż na poziomie unijnym mogą istnieć wątpliwości co do klasyfikacji części z nich). Ponadto, wysokość tych opłat jest stosunkowo niewielka, zwłaszcza biorąc pod uwagę obecne ceny surowców.

Niezależnie od tego, czy ustawodawca zdecyduje się na wprowadzenie nowego podatku (wzorem

¹ Stan na dzień 23.07.2012 r.

Tabela 1

Opłata eksploatacyjna za wydobycie 1000 m ³ gazu w Polsce	5,89 zł
Średnia cena rynkowa 1000 m ³ gazu rosyjskiego gazu w Europie w czerwcu 2012 r.	ok. 452 USD = ok. 1525,5 zł
Średnia cena rynkowa 1000 m ³ na rynku amerykańskim w czerwcu 2012 r.	ok. 88 USD = ok. 298,32 zł

Źródło: Międzynarodowy Fundusz Walutowy (<http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>)

obejmującego miedź i srebro podatku od niektórych kopaliny), czy też zwiększy poziom obciążeń wynikających z prawa geologicznego i górniczego, działania te powinny być poprzedzone szeroką analizą skutków gospodarczych oraz dialogiem społecznym, szczególnie z przedsiębiorcami, których regulacje te będą dotyczyć.

Czy nowy podatek będzie dotyczył tylko gazu z formacji łupkowych?

W mediach oraz w niektórych wypowiedziach polityków wprowadzenie nowego (lub wyższego) opodatkowania najczęściej związane jest z wydobyciem gazu ziemnego z formacji łupkowych. W tym kontekście należy jednak pamiętać, że opodatkowanie samych „łupków” jest raczej mało prawdopodobne. Nie ma bowiem racjonalnych przesłanek, by kryterium decydującym o opodatkowaniu była technologia wydobycia gazu (do tego w zasadzie można w omawianym kontekście sprowadzić różnicę pomiędzy eksploatacją złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, w tym gazu z formacji łupkowych).

W związku z tym, prawdopodobne staje się szerokie ujęcie przedmiotu nowego podatku i opodatkowanie wszystkich węglowodorów, w tym w szczególności gazu ziemnego i ropy naftowej. Wydaje się, że tym kierunkowi zmierza rządowa inicjatywa (podczas odwołanej w ostatniej chwili konferencji, w dniu 13 czerwca 2012 r. Ministerstwo Środowiska miało przedstawić projekt „Ustawy o wydobyciu węglowodorów, ich opodatkowaniu oraz o Funduszu Węglowodorowym”). Należy zauważyć, że nowe rozwiązania podatkowe będą miały kluczowe znaczenie nie tylko dla opłacalności (głównie zagranicznych) inwestycji w eksploatację gazu z formacji łupkowych, ale również – a może i przede wszystkim – dla obecnych na krajowym rynku od lat firm wydobywających gaz konwencjonalny.

Główne modele opodatkowania węglowodorów na świecie

Opodatkowanie wydobycia ogółu węglowodorów od lat funkcjonuje także w innych krajach, w których prowadzi się wydobycie. Forma i rodzaj opodatkowania zależą od bardzo wielu czynników, w tym przede wszystkim od systemu prawnego prowadzenia działalności wydobywczej (modele koncesyjne i modele kontraktowe) oraz od stopnia rozwinięcia administracji fiskalnej w danym kraju.

Generalnie, obciążenia można podzielić na opłaty i podatki: 1) pobierane przed rozpoczęciem eksploatacji, 2) należne w okresie wydobycia, 3) opłaty związane z posiadanymi aktywami.

1. Do pierwszej grupy należą najróżniejsze opłaty aplikacyjne i przetargowe (ang. *application fees*),



w tym np. za wydanie koncesji oraz różnego rodzaju dodatkowe opłaty (ang. *signature/discovery bonus*).

2. Wśród opłat pobieranych przez państwa na etapie eksploatacji najistotniejszą rolę pełnią podatki dochodowe oraz renty surowcowe (ang. *royalties*).
3. W odniesieniu do podatków dochodowych należy zauważyć, iż w niektórych krajach – oprócz podatku dochodowego płaconego przez wszystkich przedsiębiorców – na podmioty działające w branży naftowo-gazowniczej nakładany jest jeszcze dodatkowy podatek (bądź obowiązuje podwyższona stawka opodatkowania).

Najbardziej charakterystycznym instrumentem fiskalnym dla branży jest jednak pobierana w wielu krajach renta surowcowa. W praktyce renta ta w różnych krajach przybiera bardzo odmienne formy. Najstarszym rozwiązaniem jest renta należna od ilości wydobytego gazu (ang. *quantity based royalty*). Taka forma renty jest dość prostym rozwiązaniem, ponieważ opiera się na zastosowaniu ustalonej stawki kwotowej do danej jednostki objętości wydobytego surowca (przykładem tego rodzaju renty jest obowiązująca w Polsce opłata eksploatacyjna). Dużą zaletą tej formy obciążenia jest jej przejrzystość i łatwość nadzoru. Jednocześnie istotną wadą z perspektywy przedsiębiorstw wydobywczych jest fakt, iż opłata ta jest pobierana niezależnie od rentowności (opłacalności) wydobywania. W przypadku, gdy stawka tak liczonej renty surowcowej jest wy-

soka, może ona stanowić istotny czynnik zniechęcający inwestorów do podjęcia poszukiwań i wydobywania gazu w danym kraju.

Inną formą renty surowcowej jest renta liczona od wartości wydobytego surowca (ang. *ad valorem royalty*). Przy czym wartość surowca może być różnie definiowana (np. w oparciu o określone ceny rynkowe, bądź jako suma przychodów brutto ze sprzedaży, pomniejszonych o koszty). Niestety, również i ta forma często nie uwzględnia w pełni możliwości płatniczych inwestora, ponieważ nie zależy od realizowanego przez niego wyniku finansowego.

Najbardziej zaawansowaną formą renty surowcowej jest opłata uzależniona od dochodów z wydobytego gazu (ang. *profit/income based royalty*). Rozwiązanie to zakłada opodatkowanie przychodów z wydobywania pomniejszonych o koszty wydobywania (często też przewidziana jest kwota wolna od opłaty). Z perspektywy inwestorów jest to najkorzystniejsza opcja, ponieważ ponoszą opłatę jedynie wówczas, gdy ich przedsięwzięcie przynosi zyski. Z tego względu gotowi są oni również łatwiej godzić się na wysoki poziom renty surowcowej. Taka forma renty surowcowej stanowi skuteczną zachętę inwestycyjną. Jednocześnie – ponieważ metoda kalkulacji i nadzoru ustalenia prawidłowej podstawy opodatkowania jest w tej sytuacji dość skomplikowana – rozwiązanie to stosowane jest w praktyce jedynie w niektórych, najbardziej rozwiniętych krajach, mających skuteczną administrację podatkową. Do opłat uzależnionych od aktywów należą np. podatki od nieruchomości, bądź inne podatki zależne od wartości posiadanego przez przedsiębiorcę majątku trwałego.

Norwegia, przywoływana bardzo często jako wzór opodatkowania, stosuje model *profit based royalty*, obciążając przedsiębiorstwa wydobywcze dodatkowym podatkiem dochodowym. Podobne rozwiązania funkcjonują w Danii czy Wielkiej Brytanii. Z kolei w Kanadzie i w części Stanów Zjednoczonych występuje (obok standardowej stawki podatku od osób prawnych CIT) także system *royalties ad valorem*. Warto jednak podkreślić, iż większość tych porządków prawnych przewiduje również szereg udogodnień podatkowych, w szczególności w zakresie amortyzacji środków trwałych używanych do wydobywania, ulgi na koszty prac badawczych i rozwojowych w zakresie poszukiwania i wydobywania, a także możliwość rozliczenia strat podatkowych w ciągu 20 lat lub nawet bez ograniczeń czasowych.

Polski ustawodawca decydując się na wprowadzenie nowych danin publicznych, czy to w formie nowego podatku, czy poprzez podwyższenie istniejących opłat, powinien korzystać z doświadczeń innych państw. Tworząc nowe prawo nie powinien także zapominać o specyfice branży wydobywczej.



O czym należy pamiętać wprowadzając nowe obciążenia podatkowe?

Wydaje się, że przede wszystkim nowy system danin publicznych dotyczących wydobycia powinien być tak skonstruowany, by z jednej strony zabezpieczyć interes państwa, ale z drugiej nie zniechęcić inwestorów do poszukiwań gazu w Polsce. Gorzkim przykładem może być tu sytuacja prowincji Alberta w Kanadzie, w której po podwyższeniu *royalties* w 2008 r. doszło do masowego wycofywania się inwestorów. W efekcie daniny zostały obniżone, a władze obecnie próbują odbudować reputację tego miejsca, jako atrakcyjnego dla inwestycji.

Ponadto, każde publicznoprawne obciążenie nowym podatkiem czy opłatą powinno stanowić koszt uzyskania przychodów dla ponoszących ich podmiotów. Rozwiązanie przyjęte przez polskiego ustawodawcę w odniesieniu do podatku od miedzi i srebra (ustawa o podatku od niektórych kopalin) jest nacechowane zbyt dużym fiskalizmem: ustawa wprowadziła do systemu podatkowego zasadę, iż podatek od tych kopalin nie może stanowić kosztu uzyskania przychodu dla potrzeb podatków dochodowych.

Kolejnym istotnym czynnikiem, który polski ustawodawca powinien wziąć pod uwagę, jest czasochłonność procesu inwestycyjnego w branży naftowej i gazowniczej. Od momentu rozpoczęcia prac poszukiwawczych do wydobycia gazu na przemysłową skalę może upłynąć kilka, a nawet kilkanaście lat. Dość zauważyć, że koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie wydawane są średnio na 5-6 lat i nierzadko są przedłużane. W tym kontekście, okres rozliczania strat podatkowych w Polsce, tj. maksymalnie pięć lat po roku poniesienia straty, jest zdecydowanie niedostosowany do specyfiki działalności poszukiwawczej.

Nie bez znaczenia są również zasady dotyczące rozliczania kosztów w czasie oraz amortyzacji środków trwałych. Ustawodawca mógłby rozważyć uzasadnione charakterem i czasochłonnością wskazanej działalności preferencje dla wybranych kategorii kosztów/aktywów przedsięwzięcia wydobywczego.

Przy okazji tworzenia nowego prawa warto również pokusić się o doprecyzowanie statusu odwiertów, które są wyrobiskami górniczymi, jak i znajdujących się w nich urządzeń, dla potrzeb opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Kwestia ta wciąż jest sporna, a wyrok Trybunału Konstytucyjnego (sygn. akt P 33/09) nie pozostawia wątpliwości, iż przepisy podatkowe w tym zakresie są wadliwie skonstruowane. Jednocześnie widmo 2-procentowego podatku od wartości odwiertu zachęca gminy (będące beneficjentami podatku od nieruchomości) do wszczynania postępowań, a inwestorów stawia przed perspektywą długo-

letniego sporu sądowego w celu uzyskania odpowiedzi na pytanie o obowiązek uiszczania tego podatku oraz jego wysokość.

Ostatnim zagadnieniem, które ze względu na specyfikę działalności poszukiwawczo-wydobywczej bar-

Nowy system danin publicznych dotyczących wydobycia powinien być tak skonstruowany, by z jednej strony zabezpieczyć interes państwa, ale z drugiej nie zniechęcić inwestorów do poszukiwań gazu w Polsce.

dzo mocno uderza w branżę (niejednokrotnie wręcz uniemożliwiając inwestycje), jest brak bardziej precyzyjnych regulacji podatkowych dotyczących prowadzenia i rozliczania wspólnych przedsięwzięć. Implementacja do polskiego systemu stosowanych na świecie typowych dla branży umów *farm-out* oraz *joint operations agreement*, poza szeregiem prawnych przeszkód, może nawet skutkować utratą prawa do zaliczenia części wydatków do kosztów uzyskania przychodów.

Podsumowanie

Opodatkowanie branży wydobywczej w Polsce nie należy do najwyższych na świecie. Wiele innych państw czerpie proporcjonalnie większe korzyści z wydobycia tej samej ilości gazu niż polski budżet. Dlatego modyfikacja systemu opodatkowania tego rodzaju działalności w Polsce – odnosząc się do obecnej sytuacji ekonomicznej – wydaje się tylko kwestią czasu. Niemniej każda zmiana powinna być gruntownie przeanalizowana, gdyż zbyt wysokie obciążenia mogą skutecznie zniechęcić inwestorów do dalszych poszukiwań gazu, w tym przede wszystkim bardzo ryzykownych i kosztownych poszukiwań gazu w pokładach łupków. Jednocześnie, zmieniając system, polski ustawodawca powinien mieć na względzie ryzyka specyficzne dla branży i potencjalne ich rozwiązania, które z powodzeniem funkcjonują w innych państwach.

Autorzy są pracownikami Doradztwa Prawno-Podatkowego PwC

Tomasz Barańczyk – Partner

Iwona Patyk – Menedżer

Grzegorz Kuś – Starszy Konsultant

Ekonomia i zarządzanie sektorem gazowym w oparciu o LNG

Bezpieczeństwo energetyczne i czystość środowiska

RAFAŁ WARDZIŃSKI

Biorąc pod uwagę ostatnie 50 lat, struktura zużycia energii uległa zauważalnej transformacji. Choć dominującą grupą źródeł energii są nadal paliwa kopalniane, ich znaczenie jednak systematycznie maleje w ogólnej produkcji, z uwagi na postęp technologiczny oraz rozwój źródeł alternatywnych. W związku z wszechobecną walką z globalnym ociepleniem klimatu, gaz ziemny jest tym paliwem, które można uznać za jedno z najbardziej ekologicznych.

Prognozy dla rynku gazu są bardzo optymistyczne. Znaczenie tego paliwa zarówno w gospodarce polskiej, jak i światowej rośnie, co wynika ze wspomnianego ekologicznego charakteru tego paliwa, czyli stosunkowo niskiej emisyjności. Także w wyniku wprowadzenia w życie bardzo restrykcyjnych uregulowań pakietu energetyczno-klimatycznego, nakazujących wszystkim państwom członkowskim Unii Europejskiej daleko idące ograniczenia emisji gazów, „błękitne paliwo” wydaje się być optymalnym rozwiązaniem.

wielkimi dodatkami innych gazów: etanu, propanu butanu, azotu (skład i wartość energetyczna LNG zależą od „pochodzenia” oraz skali „oczyszczenia”), zmrożony do temperatury -163°C , co pozwala na 600-krotne zmniejszenie jego objętości, dzięki czemu staje się bardziej ekonomiczny w transporcie. W postaci płynnej jego gęstość wynosi $0,42\div 0,49\text{ g/cm}^3$, czyli mniej niż połowę gęstości wody. Powrót do stanu gazowego następuje w wyniku procesu odwrotnego – ciecz jest ogrzewana do normalnej temperatury, przy sta-

Według prognoz, w 2020 r. zapotrzebowanie rynku krajowego na gaz ziemny może osiągnąć poziom około 25 mld m^3 , głównie ze względu na rozwój nowoczesnej polskiej elektroenergetyki, a przede wszystkim budowę bloków gazowych.



Perspektywa wykorzystania gazu ziemnego znacznie się powiększyła w momencie, gdy zaczęto stosować technologię LNG (*Liquefied Natural Gas*). LNG jest to gaz ziemny – mieszanina 85÷99% metanu z nie-

le kontrolowanym ciśnieniu. To wszystko sprawia, że LNG jest idealnym substytutem na polskim rynku gazu, który jak wiadomo oprócz wydobycia krajowego, w około 63% jest uzależniony od importu z Rosji.



Oprócz zastosowania w przemyśle i energetyce, istnieje jeszcze jedna możliwość wykorzystania LNG jako paliwa. Morze Bałtyckie należy do strefy SECA, utworzonej przez Międzynarodową Organizację Morską w celu ochrony środowiska poprzez wprowadzenie regulacji ograniczających zanieczyszczenia emitowane przez statki, tj. ciężkich paliw żeglugowych. Nowe przepisy ograniczyły stosowanie tradycyjnych olejów ciężkich na rzecz paliw bardziej ekologicznych, a gaz LNG jest jedną z rozważanych alternatyw. Według dostępnych analiz, za 5-10 lat większość statków krótkiego zasięgu będzie napędzana LNG, ponieważ jest to surowiec względnie tani, łatwy w transporcie i występujący w wielu miejscach na świecie. Możliwość tankowania statków napędzanych gazem ma szansę stać się jedną z dodatkowych funkcjonalności terminalu w Świnoujściu.

LNG – nie tylko wsparcie dywersyfikacji dostaw gazu

Skroplony gaz ziemny odgrywa coraz większą rolę w globalnym transporcie gazu, m.in. z uwagi na alternatywę cenową i logistyczną dla rozwiązań gazociągowych. Jego zalety są coraz bardziej doceniane także na naszym regionalnym rynku. Nadrzędnym ce-

lem budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu jest stworzenie nowego, nieograniczonego geograficznie dostępu Polski do światowego rynku LNG, co pozwoli na zabezpieczenie dostaw surowca w przypadku zakłócenia ich ciągłości z innych źródeł.

Dodatkową korzyścią dla odbiorców, wynikającą ze specyfiki rynku LNG, jest swoboda i elastyczność w zakresie modelowania portfela importu gazu opartego o różne dostawy czy źródła, a także możliwości zarządzania długością obowiązywania kontraktów. Umożliwi to uczestnikom rynku zakup paliwa gazowego na rynkach typu „spot”, co w konsekwencji spowoduje wykorzystanie w ten sposób korzystnych relacji cenowych. Równolegle, prowadzone obecnie w Polsce działania liberalizacji rynku gazu, mają na celu jego otwarcie na nowych uczestników, co w konsekwencji doprowadzi do stworzenia optymalnego modelu biznesowego wykorzystania infrastruktury gazowej, chociażby poprzez zapotrzebowanie na świadczenie usług dodatkowych, takich jak: transport cysternami kołowymi, kolejowymi czy bunkrowanie mniejszych statków. Wszystkie te opcje są analizowane pod kątem biznesowym przez spółkę Polskie LNG i po oddaniu inwestycji będą stanowiły (oprócz kontraktu długoterminowego pomiędzy Qatargas a PGNiG, stanowiącego element bezpieczeństwa energetycznego państwa) bardzo atrakcyjną ofertę dla rynku komercyjnego w Polsce.

LNG może również, przy wystarczająco rozbudowanej infrastrukturze regazyfikacyjnej oraz zapewnieniu dywersyfikacji źródeł, stanowić trzon bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak to ma miejsce na przykład w Hiszpanii.

Według dzisiejszych szacunków rok 2030 będzie momentem przełomowym, ponieważ LNG zdominuje rynek gazu ziemnego – handel nim osiągnie od 340-600 mld m³, podczas gdy tradycyjnymi gazociągami transportowane będzie około 340 do 390 mld m³. (Źródło: EIA)

Jeśli chodzi o biznesowe uzasadnienie logistyki transportu gazu LNG, to zaletami dużych metanowców (*LNG carriers*), np. typu Q-flex czy Q-max, jest przede wszystkim ich względna elastyczność dostaw oraz długodystansowość, dzięki czemu koszty przewozu LNG maleją wraz ze wzrostem pokonywanej odległości. Potencjalny odbiorca gazu może sam dopasowywać harmonogram dostaw do terminalu LNG, w zależności od swojego zapotrzebowania, zdolności regazyfikacyjnych infrastruktury, mocy przesyłowych, magazynów itp. Jedynymi czynnikami ryzyka w transporcie mor-

skim są cieśniny (Bosfor, Ormuz, Bab El-Mandeb czy cieśnina Malajska), a także piractwo i terroryzm.

Lepsze niż gazociągi


Warto zauważyć, że LNG posiada przewagę w porównaniu z tradycyjnymi połączeniami gazociągowymi: umożliwia transport surowca drogą morską z dowolnego kierunku, od dowolnego dostawcy. W tym upatrujemy „prawdziwą” dywersyfikację importu gazu do Polski, czyli nasze „realne” bezpieczeństwo energetyczne. Tym bardziej, że rozwój technologii LNG doprowadził do znacznego obniżenia kosztów związanych z jego produkcją czy logistyką. Efektem tego jest coraz powszechniejsze zastosowanie LNG i handel tym paliwem, głównie w oparciu o instrumenty finansowe wypracowane dla innych surowców, przede wszystkim ropy naftowej. Najlepszym potwierdzeniem jest fakt, iż według Międzynarodowej Unii Gazowniczej (IGU) w 2011 r. handel gazem LNG wzrósł o 8% (czyli o prawie 18 mln ton) i osiągnął historyczny szczyt wynoszący 241,5 mln ton gazu. Stało się tak przede wszystkim z uwagi na trzęsienie ziemi oraz tsunami, które nawiedziło Japonię w marcu 2011 r. Doprowadziło to do wygaszenia wszystkich reaktorów jądrowych na terenie Kraju Kwitnącej Wiśni oraz do uruchomienia bloków energetycznych opalanych głównie gazem. Stąd też z dnia na dzień, Japonia stała się jednym z największych odbiorców gazu w postaci LNG, przejmując także prym na rynku krótkoterminowym.

Rozpatrując kwestie obrotu gazem LNG, należy wspomnieć, iż jest on sprzedawany głównie na bazie formuł cenowych, które są indeksowane w powiązaniu z ceną ropy. Szczegóły dotyczące ustalania formuł, czy też samych transakcji dokonywanych na ich bazie, są tajemnicą handlową – nie trafiają do publicznej wiadomości.

Rozwój terminali LNG

W roku 2011 na całym świecie oddano do użytku aż 15 nowych terminali, m.in. w Holandii, Norwegii, Szwecji oraz Tajlandii. Obecnie aż 27 krajów ma możliwość korzystania z zaopatrzenia w gaz w technologii LNG (źródło: International Gas Union – World LNG Report 2011). W większości są to kraje, dla których ochrona środowiska, w tym oczywiście klimatu, jest sprawą absolutnie priorytetową. Nie wspominając już o tym, jak bardzo zmienia się ich pozycja geopolityczna czy ekonomiczna na mapie świata.




 BOGATE DOŚWIADCZENIE
W BRANŻY ROPY I GAZU

- Bazy paliw ciekłych
- Podziemne magazyny gazu
- Instalacje produkcyjne ropy i gazu
- Systemy rurociągowe

ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o. należy do światowej czołówki inżynierskich firm projektowo-doradczych, dostarczając najwyższej klasy usługi w branżach: **Ropa i Gaz, Energetyka, Inżynieria Środowiska, Infrastruktura Transportowa.**

Dzięki bogatemu doświadczeniu, międzynarodowemu know-how i kompetentnemu zespołowi już od 15 lat umiemy stawiać czoła najbardziej złożonym i interdyscyplinarnym zadaniom, służąc wsparciem w trakcie całego cyklu realizacji przedsięwzięcia oraz łącząc kompetencje techniczne wielu dziedzin.

www.poland.ilf.com

INŻYNIERSKA
DOSKONAŁOŚĆ

REKLAMA

Powstawanie nowych instalacji LNG dla wielu krajów jest jedynym bezpiecznym rozwiązaniem dywersyfikującym dostawę tego paliwa. Ale są też przykłady krajów takich jak Holandia czy Norwegia, dla których obrót gazem LNG (oprócz zużycia własnego) jest rozwiązaniem *stricto* biznesowym, nastawionym na generowanie zysków.

Mówiąc o kosztach skraplania gazu ziemnego szacuje się, że terminal skraplający wraz ze zbiornikami to około 40÷45% kosztów pełnego projektu LNG – zakładając, iż typowy model biznesowy dla LNG składa się głównie z czterech obszarów, do których zaliczamy:

- obszar poszukiwawczo-wydobywczy, tzw. „*upstream*” – zaliczamy do niego m.in. nakłady na odwierty, infrastrukturę produkcyjną, specjalistyczne urządzenia służące do oczyszczania gazu czy gazociągi służące do lokalnego transportu surowca do zakładów skraplających;
- obszar produkcji – „*downstream*”, gdzie najbardziej znaczącym kosztem jest instalacja skraplająca, zbiorniki oraz infrastruktura załadunkowa (koszt terminalu skraplającego jest kilkukrotnie wyższy od kosztów budowy terminalu regazyfikującego);

- obszar transportowy – zazwyczaj zajmują się tym wyspecjalizowane firmy przewozowe dysponujące flotą gazowców. Bardzo często producent gazu posiada własną flotę przewozową;
- część regazyfikacyjna – terminal regazyfikacyjny wraz z niezbędną infrastrukturą.

W przypadku budowanej instalacji regazyfikacyjnej w Świnoujściu, realizowanej przez spółkę Polskie LNG oraz GAZ-SYSTEM, charakterystycznymi elementami są dwa zbiorniki na gaz LNG o pojemności 160 tys m³ (każdy), port zewnętrzny wraz ze stanowiskiem rozładunkowym, ramiona rozładunkowe oraz estakada łącząca część morską i lądową terminalu. Do tego należałoby włączyć również realizowany gazociąg Świnoujście-Szczecin, który połączy terminal LNG z krajową siecią przesyłową. W pierwszej fazie infrastruktura terminalu w Świnoujściu pozwoli na odbiór 5 mld m³ gazu rocznie z możliwością rozbudowy do 7,5 mld m³/rok, co będzie stanowiło połowę rocznego zapotrzebowania Polski na gaz (14 mld m³/rok).

Autor jest Prezesem Zarządu Polskiego LNG S.A.

Strategie komunikacji ze społecznościami lokalnymi w kontekście inwestycji w wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych – raport otwarcia

Emocje vs. fakty

AGATA STAFIEJ-BARTOSIK

Krótką, jak na razie, ale już obfitującą w zwroty akcji, historia poszukiwań gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce, ujawnia wiele mechanizmów rządzących komunikacją społeczną. Prześledzenie tych podstawowych prawidłowości daje ciekawy obraz dotychczasowego dialogu obywatelskiego, a także wskazuje na konieczność podjęcia kroków, które pozwolą na realną i racjonalną debatę na jeden z kluczowych tematów kształtujących przyszłość energetyczną Polski.

W marcu bieżącego roku, w miejscowości Łukta w województwie warmińsko-mazurskim, mieszkańcy zaczęli wycofywać zgody na badania geologiczne na swoich działkach. Pytani o powody odpowiedzieli: „*Nie chcemy tu gazu z łupków. Jeśli znajdą gaz na moim polu, będą mnie mogli wywłaszczyć, a wraz z rodziną prowadzimy tu gospodarstwo i nie chcemy z tego rezygnować.*” W reakcji tej nie byłoby nic dziwnego, gdyż w większości lokalizacji mieszkańcy tak reagują na pojawienie się geologów, tyle że w Łukcie nikt gazu nie szuka. Pod kuratelą prof. Marka Lewandowskiego Instytut Nauk Geologicznych Polskiej Akademii Nauk prowadzi badania nad strukturą geologiczną Polski.

Za a nawet przeciw

Epizod ten dość zgrabnie ilustruje stan niewiedzy i obaw. Gdy brak informacji, wyobraźnia podpowiada najgorsze rozwiązania. Czy jednak rzeczywiście można zrzucić odpowiedzialność na niedoinformowanie? Debata na temat zalet i wad poszukiwania wydobycia gazu z formacji łupkowych trwa już od pewnego czasu. Internet pełen jest raportów, podsumowań, apeli i filmów zarówno przeciwników, jak i zwolenników. Pierw-

si biją na alarm wymieniając zagrożenia dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi, jakie, ich zdaniem, niesie ze sobą technologia *frackingu*. Domagają się odwrótu koncesjonariuszy, zaostreń przepisów i najlepiej wstrzymania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Drudzy z kolei w gazie tym upatrują szansy na zapewnienie Polsce bezpieczeństwa energetycznego na lata, uniezależnienia od zewnętrznych



dostaw gazu i perspektyw rozwoju biedniejszych regionów kraju.

Choć media głównie zwracają uwagę na protestujących, badania nieodmiennie wskazują, że jako społeczeństwo jesteśmy za. Według czerwcowego badania Centrum Badania Opinii Społecznej (CBOS), niemal trzech na czterech ankietowanych (73%) opowiada się za wydobyciem gazu ziemnego z formacji łupkowych w Polsce. Przeciwnego zdania jest 4% respondentów, a prawie jedna czwarta (23%) nie ma zdania.

Przeciwnicy wydobycia gazu z formacji łupkowych widzą nie tylko wiele zagrożeń wynikających z procesu poszukiwania i wydobycia, ale także zarzucają koncesjonariuszom złą komunikację – spotkania z mieszkańcami odbywają się, ich zdaniem, zbyt późno, informacje są niepełne, a materiały otrzymywane od inwestorów – nieprawdziwe.

Jak rozmawiać?

Tymczasem firmy poszukiwawcze szukają swoich sposobów komunikacji. Niektóre przywożą z zagranicy gotowe formatki, wzory oraz pomysły na budowanie relacji ze społecznościami lokalnymi. Prowadzą działania profesjonalnie, według najlepszych standardów przetestowanych np. w Stanach Zjednoczonych. Ale to nie zawsze działa. Społeczeństwo polskie jest inne niż amerykańskie, inaczej podchodzi do informacji – mając za sobą odmienne doświadczenia związane z propagandą komunistyczną i latami nadużyć w obszarze komunikacji społecznej. Dlatego firmom bardzo trudno jest zbudować taki model komunikacji, który dostarczy mieszkańcom pożądane informacje na czas. Niektóre przedsiębiorstwa stawiają na

bezpośrednie spotkania, co też nie zawsze dobrze się kończy. Zarówno BNK/Saponis, Lane Energy, Chevron, San Leon, jak i PGNiG doświadczali niezadowolonych mieszkańców – nie zawsze związanego z własną działalnością. Przedstawiciele firm niejednokrotnie musieli odierać zarzuty i koić obawy związane z poszukiwaniem i wydobyciem gazu. Niektóre grupy lo-

„Gdyby gaz łupkowy miał być wydobywany w pobliżu Pana(i) miejsca zamieszkania, to czy był(a)by Pan(i) za czy przeciw tej decyzji?” Aż 71% badanych mieszkańców Lubelszczyzny odpowiedziało, że byłoby za, 21% badanych było przeciwnych, a jedynie 8% wybrało odpowiedź „trudno powiedzieć”.

kalne twierdzą, że szczególnie obawiają się o zatrucie środowiska, skażenie wody, degradację przyrody oraz o szkody powstałe w wyniku wierceń i *frackingu*. Inni z kolei, zgodnie z ideą NIMBY (ang. *Not In My Backyard*) deklarują: „*Nie jesteśmy przeciwnikami gazu łupkowego, ale jesteśmy przeciwni odwiertom w niedalekiej odległości od naszych domów.*”

Do wątpliwości mieszkańców odnoszą się liczni eksperci. Jednak zdaniem bojowo nastawionych mieszkańców, nawet oni okazują się dobrani tak, żeby powiedzieli to, co chce koncern: „*Przyjeżdżają do nas specjaliści, którzy mają być niezależni, ale przedstawiają tylko plusy odwiertów. Na niektóre, ważne dla nas pytania, nie znają odpowiedzi lub odpowiadają nie na temat*”



(opinia mieszkańca Żurawlowa w województwie lubelskim). Innym problemem dla społeczności jest też nieakceptowanie braku pełnej wiedzy przedsiębiorstwa o pracach, zasobach i skutkach działań: mieszkańcy często nie przyjmują do wiadomości faktu, że pewne kwestie zostaną ustalone dopiero w oparciu o rezultaty prowadzonych badań poszukiwawczych.

Jednak choć protesty są spektakularne i przyciągają media, to przeciwników jest w rzeczywistości dużo mniej niż osób obojętnych lub zwolenników. Ciekawe są wyniki badania opinii publicznej, zaprezentowane przez europostankę prof. Lenę Kolarską-Bobińską. Na pytanie: „Gdyby gaz łupkowy miał być wydobywany w pobliżu Pana(i) miejsca zamieszkania, to czy był(a)by Pan(i) za czy przeciw tej decyzji?” Aż 71% badanych mieszkańców Lubelszczyzny odpowiedziało, że byłoby za, 21% badanych było przeciwnych, a jedynie 8% wybrało odpowiedź „trudno powiedzieć”. Badania przeprowadzono w listopadzie 2011 r. na reprezentatywnej próbie 1000 osób – mieszkańców Lubelszczyzny.

I rzeczywiście, większość prac poszukiwawczych udało się zrealizować zgodnie z planem i harmonogramem. Nie odnotowano żadnego poważniejszego wpływu na przyrodę terenów koncesyjnych. Taka konstatacja jest wodą na młyn inwestorów zamkniętych na dialog ze społeczeństwem, którzy są zwolennikami starej metody DAD (od ang. *decide, announce, defend* – decyduj, ogłoś i broń). Niestety, wciąż zdarza się wśród inwestorów słyszeć osoby, które twierdzą, że protestującym chodzi jedynie o pieniądze.

Zjednywanie wsparciem

Aby załagodzić nieprzychylnie nastroje, firmy niejednokrotnie decydują się na działania wspierające istotne potrzeby społeczności lokalnych. Urządzają pikniki, remontują kapliczki, fundują lekcje języków obcych oraz stypendia. Popularną metodą działania jest też organizowanie szkoleń dla samorządów a także lokalnych dziennikarzy. Gdyby udało się zebrać i podsumować wkład koncesjonariuszy w rozwój terenów objętych koncesjami, efekty mogłyby wyglądać imponująco.

Tymczasem najbardziej zwarci i zdeterminowani przeciwnicy nie marnują czasu. Koncesjonariusze mają przed sobą tzw. protestujących 2.0 zdobywających informacje w Internecie, którzy wykorzystując media społecznościowe opanowali demokratyczną sztukę zrzeszania się. Dzięki energii protestujących powstały już przynajmniej trzy nowe stowarzyszenia, których celem jest działanie na rzecz ochrony środowiska na terenach objętych koncesjami.

Duże emocje, rozproszone działania i wysoka stawka, o którą toczy się gra powinny wskazać koncesjona-

riuszom konieczne działania. Potrzebny jest jeden spójny głos wszystkich koncesjonariuszy: czy to pod egidą organizacji branżowych, czy przy pomocy innego pośrednika-tuby, koncesjonariusze muszą zacząć mówić jednym głosem, aby konsekwentnie zwalczać mity związane z wydobywaniem gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Konieczne jest też zrozumienie, że pomyłka czy kryzys w którejkolwiek lokalizacji, staje się problemem nie jednego podmiotu, lecz całej branży. Rozbieżność interesów biznesowych nie powinna ograniczać możliwości współpracy w innych obszarach, takich jak np. kontakt ze społecznościami lokalnymi.

Inwestorzy powinni też wsłuchać się w obawy, uwagi i potrzeby mieszkańców. Popularne, zwoływane przez sołtysów spotkania informacyjne są tylko jedną z możliwych formuł działania. Istnieje szereg rozwiązań ciekawszych i bardziej korzystnych dla obu stron. Żaden z koncesjonariuszy nie stworzył dedykowanego medium regularnie komunikującego mieszkańcom ważne wydarzenia w projekcie w ich miejscu zamieszkania. Nie uruchomiono też działalności instytucji wymaganej przez Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju czy Europejski Bank Inwestycyjny np. przy udzielaniu kredytów na realizację inwestycji, jaką jest oficer łącznikowy ze społecznościami lokalnymi. Tymczasem taka osoba jest idealnym rozwiązaniem zarówno w kwestii utrzymywania relacji ze społecznościami, ale także na wczesne wykrywanie rodzących się niepokojów, czy konfliktów powstających na tle realizacji inwestycji. Warto posiłkować się przykładami z branży pokrewnej – ciekawe doświadczenia i wiele dobrych praktyk znaleźć można wśród działań firm takich jak Gaz-System, czy Polskie LNG.

Wyraźnie odczuwalny jest również brak rzetelnej kampanii informacyjnej prowadzonej przez partnera rządowego. Przedsiębiorcy biorą na siebie cały ciężar edukacji i przekonywania społeczności lokalnych, bez wyraźnego wsparcia ze strony rządzących. W zestawieniu z kontrowersjami wokół prawa górniczego, które w potocznym odbiorze zezwala na wywłaszczenia i wysiedlenia, koncesjonariusze stają w trudnej roli tłumaczenia zapisów ustawy rozemocjonowanemu tłumowi mieszkańców.

Przed wszystkimi zaangażowanymi w proces inwestycyjny jest jeszcze wiele ciężkiej pracy, zanim gaz ziemny z formacji łupkowych pojawi się w kuchenkach gazowych i domowych piecach. Być może do tego czasu zdążymy nauczyć się debaty i poćwiczymy współpracę, żeby wspólnie decydować o przyszłości Polski – zarówno na poziomie małych ojczyzn, jak i na poziomie całego kraju.

Autorka jest Starszą Managerką w Zespole ds. Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu PwC

PNiG Kraków | Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A.

Wysoka jakość prowadzonych prac wiertniczych potwierdzona przez ponad sześćdziesiąt lat tradycji oraz rzetelnej i trwałej reputacji osiągniętej na wielu zagranicznych rynkach

Zmiany na rynku gazu

Czy zmierzamy w dobrym kierunku?

JACEK CIBORSKI, ANNA KOWALEWSKA

Rynek gazu ziemnego w Polsce stoi w przededniu głębokich przemian, nakierowanych na jego liberalizację i wypełnienie wymogów unijnych dyrektyw. Uwolnienie rynku gazu jest sprawą priorytetową nie tylko z punktu widzenia Komisji Europejskiej, która z uwagą przygląda się procesom zachodzącym na polskim rynku, ale przede wszystkim z perspektywy polskiej gospodarki, dla której koszt gazu ziemnego jest podstawowym czynnikiem konkurencyjności.

Zmiany nakierowane na liberalizację rynku gazu i eliminację barier wejścia na ten rynek są obecnie w fazie przygotowania lub we wstępnej fazie wykonania. Od kilku lat trwa realizacja programu inwestycji w infrastrukturę gazową. Równolegle wprowadzane są zmiany w zakresie struktury organizacyjnej i własnościowej operatorów infrastruktury. Kolejnymi kluczowymi inicjatywami są trwające od końca 2011 r. prace nad programem uwalniania gazu oraz stworzeniem giełdy tego paliwa. Zgodnie z założeniami, inicjatywy te mają pozwolić na rozwój konkurencji na rynku, co z kolei, zgodnie z deklaracją prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, ma być podstawą do zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf. W pierwszej kolejności planowane jest zniesienie tego obowiązku dla odbiorców przemysłowych, w późniejszym okresie – dla odbiorców indywidualnych.

Realizacja poszczególnych przedsięwzięć i przyjęte zasady wprowadzania zmian determinować będą

kształt przyszłego rynku gazu. Czy dają one szansę na dojście do zliberalizowanego rynku? Przyjrzyjmy się szczegółowo poszczególnym procesom oraz inicjatywom.

Rozbudowa infrastruktury i zapewnienie dostępu do niej stronom trzecim

Istniejące ograniczenia na polskiej mapie infrastruktury przesyłowej są przede wszystkim pochodną uwarunkowań historycznych. Przez wiele lat bazowano na dostawach ze Wschodu, w związku z czym infrastruktura gazowa budowana była dla przepływu surowca z tego kierunku. W konsekwencji, moce na punktach wejścia do systemu krajowego z innych kie-

Warunki konieczne dla funkcjonowania wolnego rynku gazu:

- swobodny przepływ gazu pomiędzy rynkiem krajowym a rynkami ościennymi, a tym samym umożliwienie dostaw z nowych kierunków,
- swoboda wyboru dostawcy gazu ziemnego i jego zmiany dla odbiorców gazu ziemnego,
- wolny i równy dostęp do infrastruktury gazowej, tj. sieci przesyłowej, magazynów gazu oraz sieci dystrybucji dla wszystkich zainteresowanych podmiotów,
- wprowadzenie mechanizmów rynkowych handlu gazem, a długofalowo – wzrost znaczenia rynku giełdowego, na którym ustalana będzie cena referencyjna gazu ziemnego.



Rys. 1. Obecne i planowane zdolności importowe polskiej infrastruktury gazowej (w mld m³ rocznie). Źródło: PwC

runków są ograniczone, co stanowi obecnie kluczową barierę w dostępie podmiotów niezależnych do rynku polskiego.

W celu zniesienia tej bariery i umożliwienia swobodnego przepływu gazu pomiędzy Polską a krajami ościennymi, a tym samym dywersyfikacji źródeł dostaw, podmiot dedykowany do rozwoju infrastruktury – GAZ-SYSTEM S.A. realizuje od kilku lat szeroko zakrojony program inwestycyjny. Efektem tych działań było uruchomienie na przełomie 2011 i 2012 r. nowych przepustowości na połączeniach z krajami ościennymi – z Czechami i Niemcami. Dodatkowo po przejęciu przez GAZ-SYSTEM S.A. operatorstwa na gazociągu jamalskim udostępniono wolne moce na punktach wejścia do systemu krajowego we Lwówku i Włocławku w ramach tzw. rewersu wirtualnego na zasadach przerywanych, umożliwiając kontraktację dodatkowych dostaw gazu ziemnego u partnerów z Europy Zachodniej. Obecnie stanowi to łącznie około 3,5 mld m³ nowych mocy na punktach wejścia do systemu. Alokacja nowych mocy odbywała się na zasadach TPA. Każdorazowo zainteresowanie nowymi mocami kilkakrotnie przewyższało poziom udostępnianych mocy, co pokazuje zapotrzebowanie rynku na dalszą rozbudowę infrastruktury.

Planowane są dalsze inwestycje, mające pozwolić na zróżnicowanie kierunków dostaw. Trwa budowa terminalu w Świnoujściu, który stanowić będzie nowy punkt wejścia do systemu krajowego, o początkowych mocach 5 mld m³ gazu. Obecnie prowadzone są także analizy dotyczące budowy połączeń z Czechami, Słowacją i Litwą (w ostatnim przypadku będzie to połączenie eksportowe). Potencjalnie

istnieje również możliwość dalszej rozbudowy istniejącego lub budowy nowego połączenia z Niemcami oraz zapewnienia fizycznego rewersu na gazociągu jamalskim, jak również zwiększenia mocy na punktach wyjścia z gazociągu jamalskiego we Włocławku i Lwówku oraz udostępnienia ich na potrzeby zwiększenia dostaw paliwa gazowego w ramach rewersu wirtualnego.

Dla rozwoju rynku gazu w Polsce bardzo istotna jest również infrastruktura magazynowa, która zapewnia bezpieczeństwo funkcjonowania systemu. Z punktu widzenia przedsiębiorstw obrotu, dostęp do magazynów pozwala na uzyskanie przewagi konkurencyjnej w stosunku do innych podmiotów poprzez zabezpieczenie zwiększonych dostaw w okresach zimowych, bilansowanie handlowe, optymalizację cen zakupu oraz wypełnienie wymogów w zakresie zapasów obowiązkowych zgodnie z obowiązującym prawem.

W związku z rosnącym zużyciem gazu ziemnego, a tym samym rosnącym zapotrzebowaniem rynkowym na pojemności magazynowe, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. realizuje program rozbudowy podziemnych magazynów gazu. Zgodnie z informacjami podawanymi przez spółkę, planowane jest konsekwentne zwiększanie całkowitych pojemności łącznie o 1,4 mld m³ do 2015 r., gdy dostępnych ma być około 3 mld m³ pojemności, a wartość docelowa pojemności w 2020 r. ma wynieść 3,5 mld m³.

W związku z rosnącym zużyciem gazu ziemnego, a tym samym rosnącym zapotrzebowaniem rynkowym na pojemności magazynowe, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. realizuje program rozbudowy podziemnych magazynów gazu. Zgodnie z informacjami podawanymi przez spółkę, planowane jest konsekwentne zwiększanie całkowitych pojemności łącznie o 1,4 mld m³ do 2015 r., gdy dostępnych ma być około 3 mld m³ pojemności, a wartość docelowa pojemności w 2020 r. ma wynieść 3,5 mld m³.

GAZ-SYSTEM S.A. realizuje plan rozbudowy połączeń międzysystemowych, jednak proces przygotowania i realizacji inwestycji infrastrukturalnych wymaga czasu.

Należy spodziewać się, że w perspektywie najbliższych kilku lat w dalszym ciągu występować będzie deficyt mocy na punktach wejścia z kierunku zachodniego, co stanowić będzie barierę do rozwoju konkurencji w obszarze obrotu.

W pewnym stopniu funkcję magazynów przejąć mogą inne rozwiązania rynkowe powstające w ramach liberalizacji rynku, tak jak np. zapewnienie bilansowania handlowego w ramach płynnej giełdy gazu,

lub rozwiązania legislacyjne umożliwiające utrzymanie zapasów obowiązkowych poza granicami kraju, w przypadku odpowiednio rozwiniętej infrastruktury na połączeniach międzysystemowych. Obecne zapisy Ustawy o zapasach obowiązkowych w tym zakresie są następujące: *„Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – na terytorium innego państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego”*. Interpretując je literalnie, należy wnioskować, że magazynowanie gazu poza Polską możliwe jest na terytorium Norwegii, Islandii i Lichtensteinu, co praktycznie nie jest wykonalne. Planowane zapisy Ustawy prawo gazowe, mające zastąpić regulacje dotyczące sektora gazowego zawarte w Ustawie o zapasach, przewidują dopuszczenie magazynowania gazu poza Polską także na terenie terytorium państw członkowskich UE.

że funkcjonowanie modelu udostępniania pojemności magazynowych na zasadach TPA przez OSM zostanie przetestowane w praktyce w ramach kolejnych procedur, z których najbliższa, dotycząca Mogilna, będzie rozstrzygnięta już w sierpniu bieżącego roku.

Biorąc pod uwagę występowanie szeregu ograniczeń infrastrukturalnych w systemie gazowym, w celu optymalizacji wykorzystania infrastruktury zasadne wydaje się być wprowadzenie i egzekwowanie zasady „use it or lose it” zarówno na mocach systemu przesyłowego, jak również magazynowego. Rozwiązanie takie zwiększyłoby stopień wykorzystania infrastruktury, ograniczyłoby możliwość blokowania przepustowości przez uczestników rynku oraz wpłynęło pozytywnie na rozwój konkurencji. Przewidziane dotychczas w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej rozwiązania, umożliwiające operatorowi systemu odbiór niewykorzystywanych mocy przesyłowych, nie stanowiły efektywnego narzędzia optymalizacji wykorzystania istniejącej infrastruktury.

Modele unbundlingu przewidziane w Trzeciej Dyrektywie Gazowej

- Pełny rozdział – własność aktywów oraz funkcja operatorska znajdują się w ramach podmiotu niepowiązanego w żaden sposób z działalnością w obszarze produkcji lub dostaw.
- Niezależny operator systemu, czyli tzw. model ITO – aktywa i funkcja operatorska wydzielone są do odrębnego podmiotu, powiązanego kapitałowo z przedsiębiorstwem realizującym działalność w obszarze wydobywania lub obrotu.
- Niezależny operator przesyłu, czyli tzw. model ISO – aktywa są własnością przedsiębiorstwa realizującego działalność w obszarze wydobywania lub obrotu, odrębna spółka powiązana kapitałowo z tym przedsiębiorstwem sprawuje funkcję operatorską na tych aktywach.

Zgodnie z informacjami przekazywanymi przez PGNiG, wraz z implementacją zapisów dyrektywy unijnej oraz wydzieleniem Operatora Systemu Magazynowania (OSM), wszystkie kolejno oddawane nowe pojemności będą udostępniane na rynku na zasadach TPA. W następnych latach również pojemności dotychczas wykorzystywane przez PGNiG będą oferowane na zasadach równego dostępu. Jak dotąd oficjalnie znane są wyniki dwóch procedur udostępniania pojemności. W pierwszym przypadku, w 2009 r. żaden podmiot poza PGNiG nie zgłosił swojego zapotrzebowania, najprawdopodobniej ze względu na brak możliwości fizycznego dostarczenia gazu ziemnego do Polski, a w konsekwencji – brak potrzeby wynajmowania pojemności dla wypełnienia ustawy o zapasach. Rok później przeprowadzona została kolejna procedura, w ramach której otrzymane wnioski trzech podmiotów niezależnych od PGNiG zostały odrzucone ze względów formalno-prawnych. Należy się spodziewać,

Unbundling, jako narzędzie zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury

Trzecia Dyrektywa Gazowa ustanawia zasady w zakresie rozdzielenia (*unbundlingu*) własnościowego i operacyjnego funkcji związanych z przesyłem, dystrybucją lub magazynowaniem, a produkcją lub obrotem. Celem nadrzędnym wprowadzanych przez Dyrektywę wymogów jest przeciwdziałanie powstawaniu konfliktów interesów w zakresie eksploatacji infrastruktury i dokonywania inwestycji.

Dyrektywa nakłada wymóg niezależności prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji niezależnie od wszelkich innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłem, dystrybucją i magazynowaniem – także dla obszaru magazynowania, nie precyzuje jednak równie szczegółowo modeli rozdziału. Po-

Posiadanie dostępu magazynów daje przewagę w pozostałych obszarach działalności nad innymi podmiotami bez względu na stopień rozwoju rynku.

Z tego punktu widzenia, w celu umożliwienia rozwoju konkurencji, potrzebne jest zapewnienie pełnej przejrzystości w zakresie dostępnych pojemności magazynowych i ich alokacji.

przez *unbundling* zlikwidowane mają zostać wszelkie zachęty do stosowania dyskryminacji w odniesieniu do dostępu do sieci. W związku z tym, punktem wspólnym i krytycznym dla wszystkich rozwiązań jest konieczność zapewnienia pełnej niezależności funkcji infrastrukturalnych od wydobycia i obrotu. Odpowiedni nadzór nad wypełnieniem wymogów jest w związku z tym niezbędny, zwłaszcza na poziomie krajów członkowskich – poprzez aktywne zaangażowanie regulatorów rynku energii.

Model pełnego rozdziału, zapewniający rozdzielenie formalno-prawne i kapitałowe podmiotów, w najpełniejszym stopniu odpowiada idei *unbundlingu*, zapewniając pełną transparentność. Model ten zastosowano w Polsce dla sieci przesyłowej gazu ziemnego poprzez wydzielenie infrastruktury i funkcji operatora do spółki GAZ-SYSTEM. Co więcej, rozważane jest rozdzielenie funkcji nadzoru nad PGNiG oraz GAZ-SYSTEM między odrębne ministerstwa – Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Skarbu.

Działania mające na celu zapewnienie niezależności stopniowo podejmowane są również w odniesieniu do systemu magazynowania. Począwszy od czerwca 2012 r. funkcję OSM pełni spółka zależna PGNiG. Jednocześnie aktywa magazynowe pozostają własnością PGNiG. Model ten należy uznać za zgodny z wymogami Dyrektywy, jednak zapewnienie pełnej niezależności i transparentności w ramach tego modelu wymagać może dodatkowych rozwiązań, takich jak wdrożenie wewnętrznych procedur i regulaminów w ramach OSM, gwarantujących pełną niezależność decyzyjną spółki od PGNiG. Właściwym punktem odniesienia w tym zakresie wydają się być szczegółowe warunki przewidziane w Dyrektywie dla operatorów systemu przesyłowego. Niezbędne wydaje się w tym kontekście także zapewnienie bieżącego nadzoru regulatora nad wypełnianiem wymogów w zakresie niezależności.

Giełda gazu oraz zmiany w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

Poza kwestiami infrastrukturalnymi, liberalizacja rynku wymaga wdrożenia szeregu zmian systemowych. Zliberalizowany rynek gazu nie może funkcjonować bez wprowadzenia rozwiązań na poziomie systemu przesyłowego, takich jak np. punkt wirtualny oraz odpowiednich narzędzi umożliwiających zawieranie transakcji pomiędzy uczestnikami rynku i stanowiących miejsce kształtowania ceny referencyjnej gazu ziemnego.

W chwili obecnej realizowany jest szereg prac związanych z przygotowaniem i wdrożeniem takich rozwiązań. Nowy kodeks sieciowy dla systemu przesyłowego wprowadza pojęcie punktu wirtualnego, uproszczone zasady bilansowania sieci przesyłowej, a także rozwiązania umożliwiające łączną alokację pojemności magazynowych i mocy na punktach styku pomiędzy instalacją magazynową a systemem przesyłowym. Umożliwia także zmianę dostawcy gazu bez ryzyka straty dostępu do sieci (tzw. zasada plecaka), upraszczając zmianę dostawcy i sprzyjając rozwojowi konkurencji.

Równolegle prowadzone są prace nad uruchomieniem giełdy gazu w ramach Towarowej Giełdy Energii. Zgodnie z Ustawą prawo energetyczne, obrót paliwami gazowymi na giełdzie z definicji nie będzie podlegał taryfikacji. Podmioty będące uczestnikami obrotu nie będą musiały posiadać fizycznego dostępu

Mając na uwadze znaczenie równego i transparentnego dostępu do infrastruktury z punktu widzenia uczestników rynku, potrzebne jest zapewnienie niezależności operatorów infrastruktury od działalności w zakresie produkcji i dostaw.

Nadzór nad operatorami w tym zakresie powinien pełnić Prezes URE, posiadający jednocześnie możliwość reagowania w przypadku stwierdzenia naruszeń.

pu do punktów wejścia i wyjścia z sieci. Docelowo planowane jest uruchomienie rynku spot oraz rynku kontraktów terminowych z fizyczną dostawą.

Program uwalniania gazu

Wdrożenie rozwiązań takich jak punkt wirtualny i giełda gazu jest potrzebne dla rozwoju rynku. Należy jednak zauważyć, że przy występujących ograniczeniach infrastrukturalnych wejście na rynek nowych podmiotów i zaistnienie konkurencji bez wprowadzenia dodatkowych rozwiązań jest niemożliwe. Podmioty niezależne od PGNiG nie mają obecnie możliwości zapewnienia znaczących dostaw na rynek krajowy.

Na licznych rynkach europejskich, w celu umożliwienia wejścia na rynek nowych graczy, wdrożone zostały programy, których celem jest stworzenie warunków

gazu w Polsce, co odpowiada rocznemu poziomowi konsumpcji odbiorców przemysłowych. Uwagi przekazane do programu uwalniania gazu, przygotowanego przez PGNiG w ramach konsultacji społecznych, obejmowały właściwie jego wszystkie aspekty. Główne zastrzeżenia dotyczyły sposobu kalkulacji ceny, uczestnictwa w aukcjach spółek grupy PGNiG i odbiorców końcowych oraz zakresu i elastyczności oferowanych w aukcjach produktów. Komisja Europejska zwróciła uwagę, że program uwolnienia gazu w proponowanym wówczas kształcie może nie wystarczyć do liberalizacji rynku i stworzenia warunków faktycznej konkurencji.



pozwalających na rozwój konkurencji. Programy uwolnienia gazu (przeprowadzane w formie aukcji, obliga giełdowego), lub inne programy tego typu mają na celu osłabienie pozycji podmiotu dominującego. Praktyka innych krajów pokazuje, że ich wdrożenie miało negatywny skutek dla spółek zasiedziałych.

Celem przeprowadzenia programu uwalniania gazu w Polsce jest stworzenie rynku hurtowego i doprowadzenie do rozwoju konkurencji na rynku gazu, co pozwoli na zniesienie taryf, a tym samym oddalenie zarzutów Komisji Europejskiej dotyczących utrzymania regulacji cen na rynku tego paliwa w Polsce. W pierwszej kolejności zwolnienie ma objąć odbiorców instytucjonalnych przy utrzymaniu taryf dla odbiorców indywidualnych, mając na celu ochronę gospodarstw domowych przed potencjalnym wzrostem cen. Uwolnienie cen dla tej grupy spodziewane jest w dalszej perspektywie, najwcześniej w 2015 roku.

Zgodnie z pierwotnym kształtem programu, sprzedaż gazu przez PGNiG następować miała w formie aukcji organizowanych przy wsparciu giełdy towarowej. Założono wolumen na poziomie około 70% zużycia

Mając na uwadze oczekiwania rynku oraz uwagi Komisji Europejskiej, prezes URE zaproponował dwuetapowe przeprowadzenie programu. W ramach pierwszego etapu uruchomiana ma zostać giełda gazu. PGNiG miałoby pełnić rolę animatora rynku, oferując gaz ziemny jego uczestnikom. W ramach etapu drugiego proponowane było wprowadzenie obliga giełdowego, wzorem rozwiązania funkcjonującego już dla rynku energii. Zgodnie ze stanowiskiem prezesa URE prezentowanym pod koniec maja, wprowadzony obowiązek miał dotyczyć 70% sprzedawanego gazu przez największych uczestników rynku.

Poselski projekt zmiany Ustawy prawo energetyczne z czerwca 2012 r. zakłada jednak znacznie niższy wolumen, nakładając obowiązek sprzedaży 15% gazu ziemnego wprowadzanego do sieci, co odpowiada około 2 mld m³ surowca rocznie. Trudno spodziewać się, by wprowadzenie obliga na takim poziomie zmieniło w znaczący sposób rynek gazu – wzrost liczby alternatywnych dostawców i zmniejszenie koncentracji. Pojawia się w związku z tym wątpliwość, czy 15% obliga pozwoliłoby na wypełnienie jednego z głównych

celów stawianych przez prezesa URE dla programu: uwolnienia cen gazu dla odbiorców przemysłowych.

W proponowanym rozwiązaniu można dopatrywać się analogii do rynku energii elektrycznej, na którym także funkcjonuje 15-procentowe obligo giełdowe. Należy jednak mieć na uwadze odmienną sytuację na hurtowym rynku energii – przed wprowadzeniem rozwiązania przeprowadzono tam uwolnienie kontraktów długoterminowych, zaś na rynku funkcjonowało czterech wytwórców energii.

Mając na uwadze powyższe, należy stwierdzić, iż właściwym kierunkiem zmian regulacyjnych powinno być zwiększenie wolumenu objętego obligiem powyżej proponowanych 15%, lub wprowadzenie mechanizmu obligi progresywnego, ewentualnie uzupełnienia obligi dodatkowymi otwartymi przetargami.

Skuteczny proces liberalizacji rynku wymaga koordynacji działań oraz zapewnienia spójności pomiędzy nimi. Znaczący wpływ na powodzenie programu mogą mieć procedury zmiany dostawcy. Komisja Europejska zwracała uwagę na konieczność dostosowania polskiego prawa do zapisów Trzeciej Dyrektywy Gazowej w tym zakresie i umożliwienie wszystkim odbiorcom łatwej zmiany dostawcy w terminie trzech tygodni. Niezależnie od powyższego, rozwojowi konkurencji sprzyjałoby niewątpliwie także zapewnienie możliwości częściowej redukcji zamówionych wolumenów gazu w ramach umów zawartych między odbiorcami a podmiotem dominującym. Regulacje nie precyzują wymogów w tym zakresie, niemniej z perspektywy krajowych podmiotów związanych umowami na dostawy gazu taka możliwość jest warunkiem koniecznym dla uczestnictwa w PUG (Program Uwalniania Gazu). Kwestia ta powinna więc być przedmiotem uzgodnień przed wprowadzeniem programu.

Wnioski

Swobodny i równy dostęp do połączeń międzysystemowych oraz infrastruktury magazynowej stanowi kluczowy warunek dla rozwoju konkurencji. W związku z tym, działania podejmowane w ostatnim czasie, a obejmujące rozbudowę infrastruktury i udostępnienie jej na zasadach TPA zainteresowanym podmiotom oraz zwiększenie przejrzystości funkcjonowania OSM należy uznać za sprzyjające liberalizacji rynku. Wciąż jednak pozostaje wiele do zrobienia, a na wymierne efekty rozpoczętych działań, w postaci np. eliminacji wąskich gardeł na połączeniach z zachodnimi i południowymi sąsiadami, trzeba będzie poczekać.

W sytuacji, w której w ciągu najbliższych lat występować będą ograniczenia infrastrukturalne, implementacja inicjatyw takich jak program uwalniania gazu

może przyczynić się do zwiększenia konkurencji, jednak dopiero wyeliminowanie barier wejścia na rynek może doprowadzić do jego faktycznego uwolnienia. Niemniej, rozwiązania nakierunkowane na liberalizację sektora powinny odbywać się na warunkach dyktowanych przez rynek. Kluczowe prace związane z demopolizacją koordynowane powinny być niezależnie od podmiotów dominujących. Jednocześnie, uwalnianie gazu powinno dotyczyć także strony popytowej – poprzez uproszczenie procesu zmiany dostawcy i umożliwienie częściowego wypowiedzania umów.

W okresie wprowadzania kluczowych zmian liberalizacyjnych regulator powinien dysponować od-

Kluczem do pobudzenia rozwoju konkurencji w sektorze jest skuteczny program uwalniania gazu.

Gwarantem sukcesu jego wdrożenia powinien być regulator rynku, wyposażony w odpowiednie narzędzia. Głównym kryterium doboru rozwiązań w ramach programu, w tym ustalania wolumenów objętych programem, powinna być liberalizacja rynku zgodna z założeniami i harmonogramem przyjętym przez regulatora.

powiednimi narzędziami, umożliwiającymi sprawny nadzór nad uczestnikami rynku i możliwość odpowiedniego reagowania. W związku z tym za zasadne uznać należy zwiększenie uprawnień dla prezesa URE jako organu nadzorującego rozwój rynku. Niezbędna jest także pełna implementacja zapisów trzeciej dyrektywy w tym zakresie.

Należy zauważyć, iż równolegle toczy się wiele procesów, w które zaangażowane są różne instytucje i podmioty. Aby liberalizacja przebiegała zgodnie z oczekiwaniami, potrzebna jest koordynacja działań, zachowanie odpowiedniej kolejności wdrażania i zapewnienie spójności pomiędzy wprowadzanymi rozwiązaniami.

Stan prawny na dzień 24 lipca 2012 r.

Autor, Jacek Ciborski, jest Wicedyrektorem w dziale Doradztwa Biznesowego PwC

Autorka, Anna Kowalewska, jest Starszym Konsultantem w dziale Doradztwa Biznesowego PwC

Konsekwencje wprowadzenia embarga na ropę naftową z Iranu

Jakie znaczenie ma irańska ropa dla Europy oraz świata?

MARIA WOŻNY

Na przestrzeni ostatnich lat cały świat bacznie obserwuje poczynania Iranu w zakresie pozyskania energii atomowej. Irański program nuklearny wielokrotnie budził już kontrowersje, prowokując kolejne państwa do wdrażania coraz ostrzejszych sankcji. Wnioski zawarte w raporcie Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA – International Atomic Energy Agency) opublikowanym jesienią 2011 r. okazały się na tyle alarmujące, że skłoniły świat do podjęcia jeszcze bardziej zdecydowanych i skoordynowanych działań. W efekcie wiele krajów wstrzymało lub znacznie ograniczyło import irańskiej ropy.

Czy kroki podjęte wobec Iranu okażą się skuteczne? Jaki wpływ na globalną gospodarkę będzie miało nałożenie tak surowych sankcji na państwo, które jest trzecim co do wielkości eksporterem ropy i znaczącym producentem gazu ziemnego? O tym przekonamy się w najbliższych miesiącach.

Bogactwo zasobów a sankcje wobec Iranu

Iran jest ważnym punktem na energetycznej mapie świata. Zgodnie z Oil & Gas Journal, udokumentowane złoża ropy naftowej na terenie Iranu sięgają poziomu 137 mld baryłek¹, co stanowi 9,3% światowych rezerw oraz ponad 12% rezerw OPEC. Interesujący jest fakt, iż w lipcu 2011 r. OPEC podał, że rezerwy Iranu wynoszą 151 mld baryłek, jednak znaczna część analityków uważa te szacunki za mało wiarygodne, ze względu na fakt opublikowania ich tuż po podwyższeniu prognozy rezerw ropy naftowej znajdujących się na terenie Iraku, który zajmuje następne po Iranie miejsce w rankingu państw o największych zasobach ropy na świecie. Ak-

tualizacja wielkości zasobów przez Iran, zdaniem niektórych, jawi się zatem jako chęć zwiększenia dystansu względem odwiecznego rywala.

Całość zasobów naturalnych Iranu znajduje się w rękach państwa – prywatna oraz zagraniczna własność surowców są zabronione konstytucyjnie. Toteż nie dziwi fakt, iż państwowa własność tak obfitych zasobów gwarantuje wysokie wpływy budżetowe – szacuje się, że ponad połowa irańskiego budżetu pochodzić może z eksportu ropy naftowej. Zależność irańskiego rządu od „czarnego złota” jest zatem bardzo wysoka i to właśnie ona stała się głównym narzędziem oddziaływania przez państwa zachodnie na poczynania reżimu ajatollahów. Eksport na poziomie około 2,4÷2,5 mln baryłek na dzień od wielu lat zapewniał Iranowi trzecie miejsce w rankingu największych globalnych eksporterów ropy naftowej.

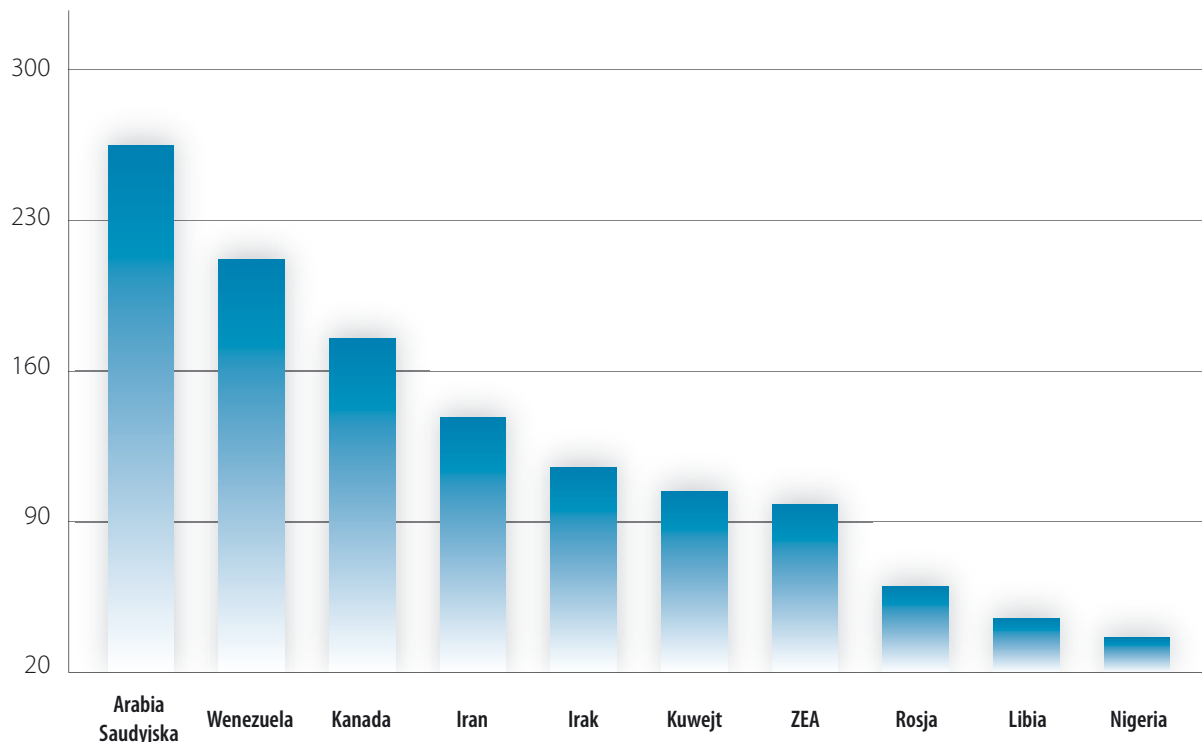
W ostatnich miesiącach zauważyć można jednak znaczący spadek popytu zgłaszanego na irański surowiec. Stan ten jest bezpośrednią konsekwencją radykalnych sankcji nałożonych i z uporem wdrażanych przez USA oraz Unię Europejską. W efekcie wolumen eksportu irańskiej ropy znajduje się obecnie na najniższym poziomie od trzydziestu lat, równym około 1,5÷1,6 mln baryłek na dzień.²

¹ Stan na styczeń 2011

² Reuters

Wykres 1. Rezerwy ropy naftowej (stan na 1 stycznia 2011 r.) w miliardach baryłek

Źródło: Oil and Gas Journal, 2011



Sankcje na Iran nakładane były przez różne państwa oraz organizacje już od wielu lat. Główną przyczyną takiego stanu jest rozwijany przez Iran program nuklearny, który zgodnie z zapewnieniami tamtejszego rządu ma służyć celom pokojowym. Jednak podejrzania znacznej części świata wskazują, że może być on wykorzystywany w celach militarnych. Stany Zjednoczone już od czasu zerwania stosunków dyplomatycznych z Iranem w 1980 r. nakładały coraz bardziej restrykcyjne sankcje, które w efekcie doprowadziły do zaprzestania wszelkiego handlu pomiędzy oboma krajami. Jednocześnie ONZ, w konsekwencji odmowy wstrzymania wzbogacania uranu oraz niepodjęcie współpracy z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej przez Iran, począwszy od 2006 r. nakłada na to państwo kolejne pakiety sankcji, które doprowadziły m.in. do zawieszenia dostaw broni i technologii atomowej przez państwa członkowskie na teren Iranu oraz do zamrożenia środków finansowych najważniejszych osób i przedsiębiorstw irańskiego przemysłu atomowego.

Kluczowa okazała się jednak publikacja raportu Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej jesienią 2011 r. Zawarte w nim wnioski zaalarmowały cały świat na tyle, iż doprowadziły do globalnej mobilizacji, której skutkiem jest wdrożenie serii radykalnych sankcji przez kraje wszystkich kontynentów. Wspomniany raport stwierdza, że rząd Iranu podjął już najważniejsze

kroki umożliwiające wyprodukowanie broni atomowej, a nawet podejrzewa Iran o prowadzenie prac nad własną bombą od co najmniej 2010 r.

W odpowiedzi na taki stan rzeczy w grudniu 2011 r. prezydent Stanów Zjednoczonych, Barack Obama podpisał ustawę nakładającą sankcje na zagraniczne banki prowadzące transakcje kupna i sprzedaży ropy naftowej z irańskim bankiem centralnym.

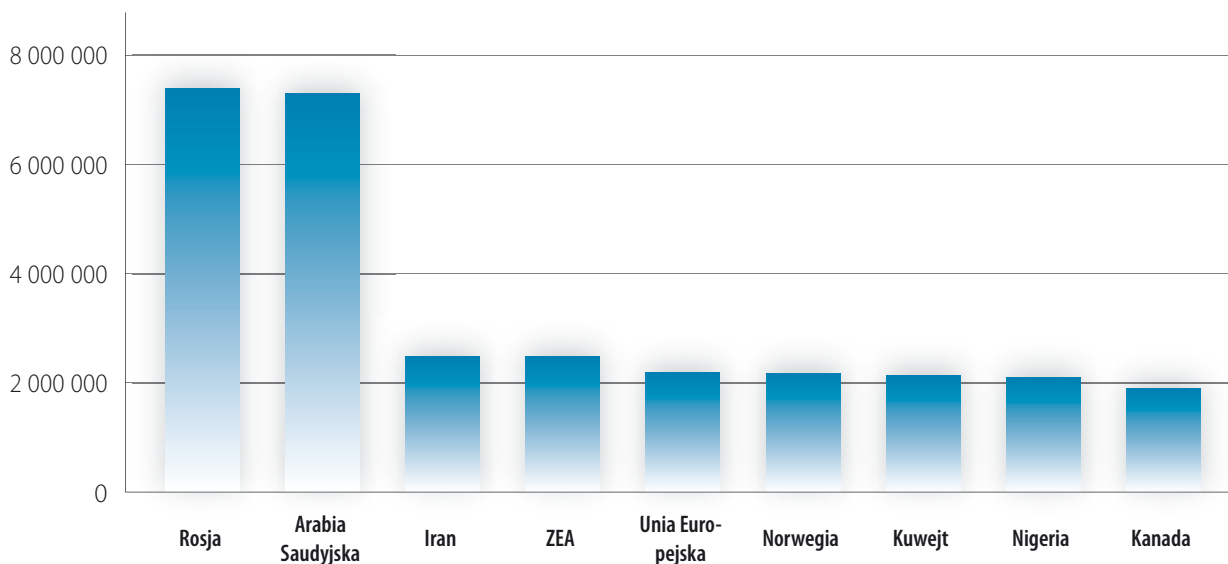
Echo embarga

Niezależnie od działań podjętych przez USA, dnia 23 stycznia 2012 r. ministrowie spraw zagranicznych Unii Europejskiej podjęli wspólną decyzję o nałożeniu embarga na import ropy irańskiej, zamrożeniu środków należących do banku centralnego Iranu oraz wstrzymaniu handlu w złocie i innych metalach szlachetnych z irańskim bankiem centralnym oraz irańskimi instytucjami publicznymi. Jednocześnie ministrowie zdecydowali się odroczyć termin wdrożenia embarga w życie do 1 lipca 2012 r., tak aby państwa członkowskie miały wystarczająco dużo czasu na znalezienie alternatywnych źródeł importu ropy naftowej.

Gdy tylko informacje odnośnie działań planowanych przez USA oraz UE ujrzały światło dzienne, ana-

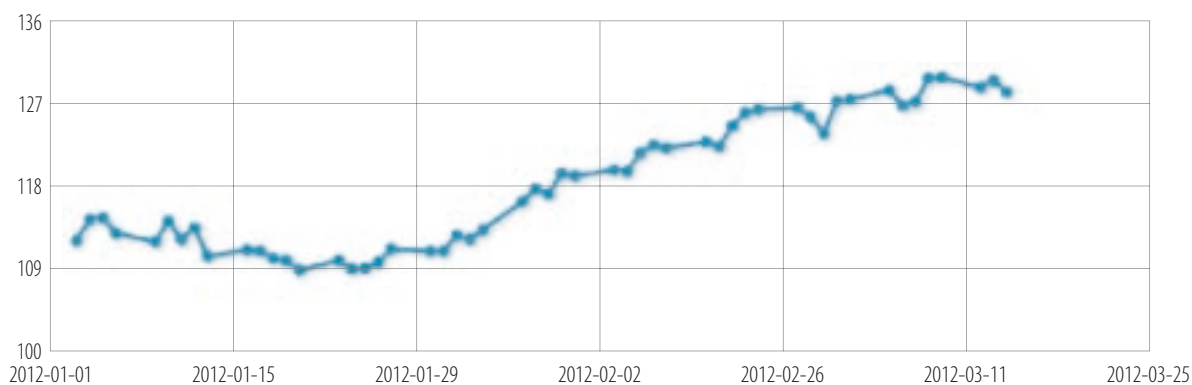
Wykres 2. Eksport ropy naftowej (baryłek/dzień)

Źródło: CIA, the World Factbook



Wykres 3. Dynamika ceny ropy naftowej Brent w USD w okresie styczeń-marzec 2012 r.

Źródło: Reuters, www.reutersknowledge.com



litycy rynku surowców oraz ekonomiści zaczęli tworzyć prognozy wpływu, jaki mieć będą podjęte kroki na rynek ropy naftowej oraz globalną gospodarkę. W pierwszych tygodniach zdawały się przeważać opinie sceptyczne. Analitycy pamiętali przede wszystkim grudniowe groźby Iranu, zgodnie z którymi miał on zablokować cieśninę Ormuz, jeśli USA i UE nałożyłyby sankcje na eksport irańskiej ropy. Błokada cieśniny, która odpowiada za przepływ aż 40% światowego handlu ropą naftową drogą morską oraz 20% całkowitego światowego handlu ropą naftową w momencie, gdy globalna gospodarka i tak boryka się z trudnościami,

w krótkim okresie mogłaby wywindować cenę ropy do niespotykanego dotąd poziomu i zachwiać gospodarczą stabilizacją świata.

Dalszy bieg wydarzeń jest trudny do przewidzenia. Zdaniem zdecydowanej większości ekspertów, Iran byłby w stanie zablokować cieśninę jedynie na okres przejściowy, jednak część analityków uważa, iż świat nie docenia potęgi militarnej, determinacji, a także międzynarodowego wsparcia, na jakie liczyć może Iran i ocenia, że starcie na wodach cieśniny Ormuz mogłoby ustanowić nowy ekonomiczno-gospodarczy układ sił na świecie.

Warto w tym miejscu zaznaczyć, iż istnieją przesłanki wskazujące na fakt udzielenia wsparcia irańskiemu programowi atomowemu przez Rosję. Podejrzewa się, iż Rosja realizowała dla Iranu dostawy wzbogaczonego uranu oraz dostarczała mu wsparcia w zakresie *know-how*. Minister spraw zagranicznych Rosji oficjalnie oświadczył, że interwencja zbrojna w Iranie byłaby poważnym błędem i mogłaby pociągnąć za sobą niemożliwe do przewidzenia skutki. Irański program nuklearny ma być również wspierany przez Pakistan oraz Koreę Północną, która wielokrotnie już rzuciła wyzwanie światu testując broń atomową. Mimo iż zdecydowana większość analityków ocenia prawdopodobieństwo takiego scenariusza jako niskie, a sam Iran wkrótce po ogłoszeniu sankcji wycofał swoje groźby odnośnie blokady cieśniny Ormuz, inwestorzy byli zmuszeni uwzględnić ryzyko wystąpienia konfliktu militarnego w cenie ropy naftowej, co wyraźnie obrazuje wykres 3.

Droższa ropa przez restrykcje

Zgodnie z szacunkami EIA, sankcje doprowadziły do spadku światowej podaży o około 800 tys. do 1 mln baryłek na dzień, co przełożyło się na wzrost cen z poziomu około 110 dolarów do około 130 dolarów (wzrost o blisko 20% na przestrzeni nieco ponad miesiąca). Wzrost cen powiększył grono przeciwników embarga, którzy poddawali w wątpliwość skuteczność wprowadzonych sankcji. W warunkach dynamicznie rosnących cen ropy naftowej, wpływy budżetowe z tytułu eksportu „czarnego złota” mogły okazać się wyższe, nawet przy niższym wolumenie sprzedaży – co zupełnie wypaczało zasadność wprowadzonych sankcji. Poza tym, Iran znalazł obejście unijnego embarga – irańskie tankowce transportowały ropy naftową do Egiptu, skąd następnie rurociągiem pompowana była ona do europejskich rafinerii.

Analitycy wskazywali, że poza samym Iranem, ustanowione przez USA oraz UE sankcje będą dotkliwe dla krajów pokrywających znaczną część swojego zapotrzebowania na ropy surowcem irańskim.

Uzależnienie od irańskiej ropy

W Unii Europejskiej krajami najsilniej uzależnionymi od importu z Iranu były te kraje członkowskie, których gospodarki znajdowały się w bardzo słabej kondycji: Włochy, Hiszpania oraz Grecja. Włochy oraz Hiszpania wspólnie odbierały prawie 75% irańskiej ropy eksportowanej do UE. Oba kraje w 2011 r. pokrywały około

13% swojego całkowitego zapotrzebowania na ropy dzięki surowcowi irańskiemu.

Grecja, mimo iż odpowiadała za niewielką część importu irańskiej ropy, była od niej silnie uzależniona – EIA szacuje, że w 2011 r. kraj ten pokrywał ponad 50% zapotrzebowania na surowiec importem z Iranu. Stan taki w dużej mierze wynikał z problemów finansowych, z jakimi Grecja borykała się w ostatnich miesiącach. Niska płynność oraz ograniczony dostęp do finansowania dłużnego skłoniły grecki rząd do zwiększenia importu taniej ropy z Iranu, który co więcej nie wymagał gwarancji bankowych na zakupy Greków. Nie dziwi zatem fakt, iż to właśnie Grecja była najgłośniejszym oponentem embarga w Unii.

Największymi odbiorcami irańskiej ropy od wielu lat były jednak kraje azjatyckie i to właśnie one najdotkliwiej miały odczuć konsekwencje sankcji wprowadzonych przez Stany Zjednoczone; dotyczy to m.in. Chin, Japonii, Indii, Korei Południowej oraz Turcji. Sankcje zastały Japonię w szczególnie trudnym momencie – zamknięcie elektrowni atomowej w Fukushima zwiększyło jej zapotrzebowanie na inne źródła energii – w tym na ropy naftową. Turcja, która podobnie jak Grecja była silnie zależna od irańskiej ropy, bardzo długo krytykowała sankcje oraz sprzeciwiała się współpracy z USA oraz UE, twierdząc, że nie dotyczą jej działania, które nie zostały ratyfikowane przez ONZ. Rząd turecki był jednocześnie w pełni świadomy, że zatwierdzenie embarga przez ONZ jest niemożliwe, gdyż nie pozwoliłyby na to Rosja oraz Chiny, które w tej kwestii z pewnością nie zawahałyby się wykorzystać przynależnego im prawa weta.

W marcu br. prezydent Barack Obama ogłosił, że kraje, które do 28 czerwca 2012 r. nie obniżą znacząco importu surowca z Iranu, zostaną odcięte od wsparcia z amerykańskiego systemu finansowego. Również w marcu Unia postanowiła odciąć Iran od systemu SWIFT, który utrzymuje sieć telekomunikacyjną pośredniczącą w międzynarodowych transakcjach pomiędzy instytucjami finansowymi. Działania te stanowiły wyraźny sygnał, że ani UE, ani USA nie zamierzają złagodzić swojej polityki względem Iranu i z uporem dążyć będą do sytuacji, w której spadek wpływów z tytułu eksportu ropy naftowej zmusi Iran do podjęcia współpracy z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej i weryfikacji swojego programu nuklearnego.

Co w zamian za irańską ropy?

Jednocześnie USA, mając świadomość, iż wysokie ceny ropy naftowej wypaczają sens wdrażanych sankcji i powiększają grono ich przeciwników, zintensyfikowały działania mające na celu zapewnienie



Iran – eksport ropy naftowej (styczeń-czerwiec 2011 r.)

Kraj	% eksportu Iranu	Wolumen ropy naftowej importowanej od Iranu (w tys. baryłek na dzień)	Irańska ropa jako % importowanej ropy naftowej
Chiny	22	543	11
Unia Europejska, w tym:	18	450	
Włochy	7	183	13
Hiszpania	6	137	13
Francja	2	49	4
Holandia	1	33	2
Niemcy	1	17	1
Wielka Brytania	<1	11	1
Pozostałe kraje Unii Europejskiej	1	22	1
Japonia	14	341	10
Indie	13	328	11
Korea Południowa	10	244	10
Turcja	7	182	51
RPA	4	98	25
Sri Lanka	2	39	100
Tajwan	1	33	4

Źródło: EIA

wiarygodnego zastępstwa dla irańskiej ropy – przedstawiciele rządu USA wybrali się więc do Arabii Saudyjskiej, by wynegocjować zwiększenie produkcji. Arabia Saudyjska zgodziła się uzupełnić lukę w światowej podaży ropy po Iranie, mimo iż wcześniej ten zapowiadał wszczęcie działań odwetowych przeciwko krajowi, który zdecyduje się na taki krok. Oficjalna argumentacja podana przez Arabię Saudyjską wskazywała na konieczność obniżenia cen „czarnego złota” celem pobudzenia globalnej gospodarki, która w warunkach kontynuacji wzrostu cen ropy mogłaby mieć poważne trudności w wyjściu z marazmu, w jakim znajduje się od kilkunastu miesięcy. Taka sytuacja przełożyłaby się na długotrwały spadek globalnego zapotrzebowania na surowiec i ostatecznie na spadek wpływów krajów OPEC.

W konsekwencji działań podjętych przez Arabię Saudyjską, w kwietniu 2012 r. produkcja surowca we wszystkich krajach OPEC wzrosła do rekordowego poziomu na przestrzeni ostatnich 30 lat, wynoszącego około 31,85 mln baryłek ropy dziennie – czyli o ponad 5% więcej niż wynosi oficjalny limit produkcji krajów OPEC (30 mln baryłek dziennie). Zgodnie z szacunkami EIA, w efekcie wzrostu produkcji surowca przez Arabię Saudyjską w kwietniu 2012 r. na globalnym rynku ropy naftowej pojawiła się nadwyżka w wysokości oko-

ło 2 mln baryłek dziennie. Jednocześnie kraje G8 zapowiedziały, iż nie zawahają się użyć swoich rezerw strategicznych, jeśli z powodu sankcji nałożonych na Iran, ceny ropy naftowej będą nadal rosły. Jak podaje IEA, zapewnienia te należy traktować poważnie, gdyż podobna sytuacja miała już miejsce podczas kryzysu w Libii.

Determinacja polityczna do utrzymania notowań ropy na niskim poziomie jest ogromna – sam prezydent Barack Obama oficjalnie zapewnił swoich sprzymierzeńców, aby nie obawiali się wzrostu cen ropy naftowej. Jednocześnie EIA zostało zobowiązane do monitorowania oraz prognozowania dostępności i poziomu ceny ropy oraz produktów pochodnych w krajach innych niż Iran i przedstawiania co 60 dni Kongresowi USA raportu z wniosków w tym zakresie, aby ten w razie konieczności mógł interweniować.

Równoległe politycy starają się uspokoić analityków, przypominając, że interwencja w Iraku doprowadziła do uszczuplenia światowej podaży ropy naftowej o około 3 mln baryłek dziennie, co stanowi wartość aż trzykrotnie większą, niż spadek podaży wywołany sankcjami nałożonymi na Iran, a mimo to wzrost notowań ropy nie był aż tak dynamiczny. Efektem wszystkich opisanych powyżej działań jest odwrócenie rosnącego trendu notowań ropy naftowej w połowie marca 2012 r., co wyraźnie obrazuje wykres 4.

Spekulanci czy reakcja rynku?

Jak podaje OPEC, w kwietniu, maju i czerwcu br. notowania ropy traciły po blisko 10%, co stanowiło najdłuższą i najgłębszą falę spadków na przestrzeni ostatnich 13 lat. Przyczyną tak znacznych spadków notowań ropy jest – zdaniem OPEC – kilka czynników: masowa spekulacyjna wyprzedaż kontraktów terminowych na ropę naftową, nadwyżka podaży wywołana

w pierwszych dniach kwietnia dostały one dyspensę od sankcji nałożonych przez USA.

Unijne sankcje oprócz embarga przewidywały także zakaz ubezpieczania transportu irańskiej ropy drogą morską przez europejskie firmy ubezpieczeniowe. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że aż 95% globalnego transportu ropy tankowcami ubezpieczane jest przez firmy mające siedzibę w Londynie. Mimo iż podobnie jak w przypadku embarga, powyższy zakaz miał wejść

Wykres 4. Ceny ropy naftowej Brent w USD w okresie styczeń – marzec 2012 r.

Źródło: Reuters, www.reutersknowledge.com



zwiększoną produkcją przez Arabię Saudyjską, zagrożenie stabilności strefy euro oraz słabe dane makroekonomiczne, w tym także w odniesieniu do Chin oraz Indii. Zgodnie z danymi OPEC, okresem charakteryzującym się szczególną aktywnością inwestorów spekulacyjnych był maj, kiedy to gracze zajmujący długie pozycje sprzedali ponad 830 tys. kontraktów na przestrzeni zaledwie dwóch tygodni.

Równoległe ze spadkiem cen rosła presja polityczna na kraje importujące ropę naftową. Mimo iż unijne embargo miało wejść w życie dopiero z dniem 1 lipca 2012 r., większość krajów członkowskich już w pierwszych miesiącach roku wstrzymała import irańskiej ropy. Po odłączeniu Iranu od systemu SWIFT i spowodowanymi przez to trudnościami w obsłudze handlu z Iranem, również mocno niechętna nałożeniu embarga Grecja musiała zastąpić import irańskiej ropy dostawami z Rosji oraz Arabii Saudyjskiej. To właśnie te dwa kraje wspólnie z Libią zastąpiły Iran w roli dostawcy surowca na rynek europejski. Jako że do końca marca wszystkie kraje europejskie wstrzymały lub też znacząco obniżyły wolumen importu irańskiej ropy, już

w życie dopiero z dniem 1 lipca br., presja polityczna przyspieszyła ten proces. Brak możliwości ubezpieczenia ładunku zniechęcił firmy obsługujące transport ropy drogą morską do dalszej współpracy z Iranem. Biorąc pod uwagę, że realizacja dostaw irańskiego surowca przez tankowce pływające pod rodzimą banderą jest utrudniona ze względu na fakt, iż irańskie tankowce nie mają możliwości wpłynięcia do znacznej ilości międzynarodowych portów, wprowadzenie powyższego zakazu miało dla Iranu bolesne skutki. Zdaniem wielu ekspertów, zakaz ten okazał się bardziej dotkliwy od samego embarga.

W ślad za Europą podaży także kraje azjatyckie. Jak podaje Reuters, Japonia, która w 2011 r. importowała średnio 340 tys. baryłek ropy dziennie, w marcu 2012 r. obniżyła zakup irańskiego surowca do poziomu 300 tys. baryłek dziennie, a miesiąc później do poziomu około 120 tys. baryłek na dzień. Dzięki tak znacznym cięciom w kwietniu Japonia uzyskała dyspensę od sankcji nałożonych przez USA. Warto zaznaczyć, iż rząd Kraju Kwitnącej Wiśni wielokrotnie podkreślał, iż nie jest w stanie całkowicie wstrzymać zakupów irań-

skiego surowca. Dlatego w sytuacji, gdy niemożliwe jest uzyskanie ubezpieczenia tankowców od dotychczas zajmujących się tym firm z Unii, japoński rząd ustalił gwarancje państwowe na ubezpieczenie dostaw irańskiego surowca na terytorium Japonii do kwoty 7,6 mld dolarów.

Indie, Turcja, Korea Południowa oraz RPA, które przez długi czas widniały na amerykańskiej „czarnej liście” i długo nie chciały zaakceptować amerykańskich sankcji, ostatecznie również podjęły działania mające na celu zmniejszenie zakupów ropy od Iranu. Jak podaje Reuters, Indie oraz szczególnie nieprzychylna sankcjom Turcja zdołały ograniczyć import irańskiej ropy naftowej o około 20%, RPA o około 40%, a Korea Południowa z dniem 1 lipca 2012 r. postanowiła całkowicie zawiesić zakupy surowca od Iranu, przy czym decyzja koreańskiego rządu była podyktowana przede wszystkim komplikacjami na rynku ubezpieczeń. W konsekwencji, z dniem 11 czerwca kraje te uzyskały dyspensę od sankcji nałożonych przez USA.

Chiński wyjątek

Dość dużą zagadką natomiast jest wyłączenie spod sankcji Chin, które są największym inwestorem na terenie Iranu, a także największym importerem wydobywanej tam ropy. Warto w tym miejscu wspomnieć, iż rynek naftowy w Iranie kontrolowany jest przez państwowe przedsiębiorstwo National Iranian Oil Company (wraz ze spółkami zależnymi), które podlega Ministerstwu ds. Ropy Naftowej, a własność publiczna surowców naturalnych gwarantowana jest przez konstytucję, toteż prowadzenie inwestycji przez firmy zagraniczne jest znacznie utrudnione. Oficjalnie firmy zagraniczne mogą angażować się jedynie w projekty wydobywcze poprzez tzw. „buy back contracts”. Ze względu jednak na kolejne restrykcje nakładane na Iran, od wielu miesięcy widocznym był odpływ inwestorów zagranicznych z tego kraju. Mimo to projekty typu *upstream* wciąż realizowane są wspólnie z przedsiębiorstwami chińskim, jak w przypadku złoża Azadegan (26 mld baryłek udokumentowanych zapasów według EIA), będącego największym odkryciem na terenie Iranu w ciągu ostatnich 30 lat. Złoże to jest eksploatowane przez grupę China National Petroleum Corporation; pierwotnie w projekcie miała brać również udział japońska firma INPEX, ale w 2010 r. całkowicie wycofała się ona z przedsięwzięcia.

Chiny są także największym importerem irańskiej ropy, zgodnie z szacunkami EIA są odbiorcą około 22% surowca wydobywanego na terenie Iranu. Jednocześnie Chiny wielokrotnie podkreślały, że nie będą stosować się do jakichkolwiek sankcji nakładanych na Iran. Dlatego też świat z dużym zaskoczeniem obserwował

działania chińskiego rządu w pierwszym kwartale br., kiedy to import irańskiego surowca do Chin zmalał o blisko 33% w stosunku do 2011 r. Jednak, jak się później okazało, spadek ten spowodowany był najprawdopodobniej nieporozumieniem pomiędzy rządami obu krajów odnośnie warunków cenowych za realizowane dostawy surowca, a nie był natomiast wyrazem stosowania się Chin do międzynarodowych sankcji. Hipotezę tę zdaje się potwierdzać fakt, iż mimo że w pierwszym kwartale 2012 r. import irańskiej ropy na teren Chin zmniejszył się, w kwietniu i maju odnotował już wzrosty o odpowiednio około 48% i 35% mierzone w relacji miesiąc do miesiąca.

Wielu analityków wskazuje, że rzeczywista sprzedaż ropy z Iranu do Chin może być wyższa niż oficjalne dane, gdyż irańskie statki wyłączyły systemy pozycjonowania, przez co nie można śledzić dostaw. W tych warunkach, ogłoszenie dyspensy dla Chin od sankcji nałożonych na Iran, jako odpowiedź na rzekome stosowanie się Chin do wytycznych USA w ostatnim tygodniu czerwca, sprawiło, iż rząd USA w oczach wielu obserwatorów stracił wiarygodność. Co prawda, część analityków zapowiadała, że Chiny zostaną wyłączone spod sankcji, jednak nikt nie spodziewał się takiej argumentacji. Liczono, iż oficjalny powód podany do publicznej wiadomości będzie bliższy realiom, czym byłoby np. powołanie się przez USA na kwestię bezpieczeństwa narodowego.

Ryzyko konfliktu zbrojnego

W lipcu BBC podało, iż Iran znalazł kolejne obejście unijnego embarga. 15 z 39 irańskich tankowców pływa pod banderą wyspy Tuvalu, transportując irańską ropę naftową na cały świat. Jednak pomimo konstruowania coraz bardziej wyszukanych sposobów ominięcia sankcji, nie da się ukryć, że Iran dotkliwie odczuł ich skutki. Zgodnie z szacunkami EIA, wpływ sankcji nałożonych przez USA oraz embarga wprowadzonego przez UE był porównywalny. Zarówno sankcje, jak i embargo spowodowały spadek globalnego popytu na irańską ropę o około 500 tys. baryłek ropy dziennie. Łączny spadek popytu o 1 mln baryłek ropy dziennie, czyli blisko o połowę względem średniego poziomu z ostatnich lat, znacznie uszczuplił wpływy do budżetu Iranu, co najprawdopodobniej bardziej odczuli przeciętni obywatele niż sam reżim. Co prawda, jak dotąd nie słychać pogłosek o zamieszkach społecznych ani wzmocnieniu opozycji na skalę porównywalną do tej, jaka miała miejsce w Egipcie czy Libii podczas arabskiej „wiosny ludów” w 2011 r., jednak można się spodziewać, że utrzymanie obecnie zaistniałej sytuacji w dłuższej perspektywie zwiększać będzie ryzyko wybuchu niepokojów społecznych.

Niespodziewany spadek popytu na irańską ropę przy niezmiennym poziomie produkcji oraz niewielkich pojemnościach magazynowych, jakimi dysponuje Iran, zmusiły kraj do magazynowania nadwyżek ropy w tankowcach. Gdy i te zostały wyczerpane, Iran musiał znacząco obniżyć produkcję. Jak podaje EIA, produkcja irańskiej ropy naftowej znajduje się obecnie na najniższym poziomie od 10 lat. W opublikowanym w czerwcu raporcie OPEC spadek pomiędzy styczniem a majem wynosi około 16% – według szacunków własnych OPEC bazujących na źródłach zewnętrznych. Ciekawy jest fakt, że informacje dostarczone OPEC przez sam Iran wskazują na około 6-procentowy wzrost produkcji w tym samym okresie – dane te jednak wydają się bardzo mało wiarygodne.

Wysokie tempo spadku wydobywania (8÷13% rocznie) ze złóż irańskich sprawia, że konieczne jest wykonywanie kosztownych zabiegów intensyfikacji eksploatacji, podczas gdy odpływ kapitału zagranicznego oraz niskie wpływy z eksportu ropy przekładają się na brak środków na finansowanie takich zabiegów. Od czasu wprowadzenia sankcji ogólna liczba projektów realizowanych w segmencie *upstream* w Iranie uległa

Od czasu wprowadzenia sankcji ogólna liczba projektów realizowanych w segmencie *upstream* w Iranie uległa znacznemu spadkowi, a te, które trwają, są spowolnione przez brak dostępu do fachowej wiedzy, technologii i finansowania. W efekcie, EIA szacuje, że zdolności produkcyjne Iranu obniżą się o około 15% do końca 2012 r.

znacznemu spadkowi, a te, które trwają, są spowolnione przez brak dostępu do fachowej wiedzy, technologii i finansowania. W efekcie, EIA szacuje, że zdolności produkcyjne Iranu obniżą się o około 15% do końca 2012 r.

Skutki wprowadzenia sankcji przez USA oraz UE okazały się dla Iranu bardzo dotkliwe. Zapewne znacznie bardziej dotkliwe niż na początku przewidywali analitycy, ekonomiści i pewnie nawet sam Iran. Trudno jednak ocenić, na ile fakt ten przełoży się na działania irańskiego rządu, współpracę z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej i rozwój sytuacji w zakresie irańskiego programu nuklearnego. Program ten jest kwestią dumy narodowej, a także, w oczach irańskich polityków, ściśle związany z bezpieczeństwem narodowym, dlatego raczej trudno będzie przekonać rząd ajatollahów do jego zaniechania. Tym bardziej, że całkiem

niedawno Iran mógł obserwować, co działo się z reżimami krajów, które upadały podczas arabskiej „wiosny ludów”, co nie powtórzyło się później w przypadku Korei Północnej, która posiada broń atomową.

Groźby wprowadzenia blokady cieśniny Ormuz przez Iran na chwilę obecną również wydają się mało wiarygodne. Z drugiej strony, zbliżające się w USA wybory prezydenckie pozwalają przypuszczać, że Barack Obama także będzie starał się łagodzić sytuację i przynajmniej do jesieni utrzymać obecne *status quo*. Jednocześnie, jak pokazały ostatnie miesiące, determinacja Amerykanów w utrzymaniu cen ropy naftowej na niskim poziomie jest bardzo silna – co każe przypuszczać, iż w przypadku dalszej presji na wzrost notowań surowca, USA interweniowałyby ponownie, wykorzystując w tym celu m.in. swoje relacje z Arabią Saudyjską, która od kilku miesięcy sprawnie zastępuje Iran w roli dostawcy ropy naftowej.

Mimo nacisków ze strony wielu państw członkowskich OPEC do przestrzegania założonego poziomu wydobywania – 30 mln baryłek ropy dziennie, mało prawdopodobne jest, aby mocno zaprzyjaźniona z Zachodem Arabia Saudyjska ograniczyła w najbliższych miesiącach wydobywanie surowca. W takim układzie najbardziej prawdopodobny wydaje się scenariusz, w którym przynajmniej do końca 2012 r. sankcje wprowadzone przeciwko Iranowi pozostaną bez większego wpływu zarówno na gospodarkę światową, jak i europejską. Dodatkowo przewidywania OPEC oraz IEA, zgodnie z którymi dynamika wzrostu globalnego popytu na surowiec ma istotnie osłabnąć, pozwalają sądzić, że wprowadzenie embarga na ropę z Iranu nie powinno mieć dotkliwych konsekwencji dla gospodarek państw zachodnich nawet w przyszłym roku. Jednocześnie część analityków oczekuje, że destrukcyjny wpływ, jaki wprowadzone sankcje wywierają na kondycję gospodarczą Iranu, doprowadzi do protestów tamtejszego społeczeństwa, co skłoni rząd ajatollahów do współpracy z USA oraz UE.

Oczywiste jest jednak, że w przypadku braku pokojowego rozstrzygnięcia sporu pomiędzy państwami zachodnimi oraz Iranem w długim okresie, USA będą musiały zająć bardziej zdecydowane stanowisko wobec Chin, gdyż jeśli te nie zaczną stosować się do ustanowionych sankcji, trudno wyobrazić sobie skuteczność restrykcji. Co więcej, ryzyko konfliktu militarnego, mimo że mniej prawdopodobne, jest realne i nie należy go ignorować. Sytuacja jest na tyle napięta, iż mała iskra mogłaby doprowadzić do wybuchu międzynarodowej wojny, której skutki trudno dziś przewidzieć. Symulacje konfliktu prowadzone przez amerykańskie siły zbrojne nie wykluczają nawet użycia taktycznej broni nuklearnej.

*Autorka jest Starszą Konsultantką
w Doradztwie Biznesowym PwC*



MANAGING RISK

DET NORSKE VERITAS

Konieczność zapewnienia energii zgodnie z zapotrzebowaniem stawia przed przemysłem ropy naftowej i gazu coraz większe wyzwania a opinia społeczna narzuca wymóg produkowania paliw i chemikaliów po zadowalających ją cenach. DNV, jako lider w dziedzinie rozwoju technologii, stale wspiera przemysł i pomaga osiągać cele w sposób bezpieczny i odpowiedzialny. Nasze niezależne usługi poprzez przeprowadzane oceny, certyfikacje i weryfikacje zgodności ze standardami, regulacjami i najlepsza praktyka umożliwiają optymalizację techniczną i sprawność działań biznesowych, środowiskowych oraz społecznych.

Nasze usługi

Weryfikacja oraz **certyfikacja** mają na celu potwierdzenie spełniania oczekiwań i wymagań właścicieli, władz oraz pozostałych interesariuszy pod względem bezpieczeństwa, ochrony środowiska i funkcjonalności.

Ocena nowej technologii to wykazanie, że będzie ona funkcjonowała w obrębie ustalonych granic na zadowalającym poziomie pewności.

Zarządzanie ryzykiem BHPiS obejmuje wszystkie aspekty dotyczące identyfikacji, oceny oraz kontroli technicznej i systemu zarządzania w kwestiach mających wpływ na potencjalne bezpieczeństwo, zdrowie i środowisko.

Zarządzanie ryzykiem aktywów ma na celu pomóc organizacjom pozyskać w bezpieczny i odpowiedzialny sposób maksymalną wartość z obiektu, sprzętu i pracowników bez naruszania wymagań względem bezpieczeństwa i środowiska.

Zarządzanie ryzykiem przedsiębiorstwa zwiększa jego wartość przez wspieranie procesu decyzyjnego, ograniczenie niespodziewanych wydarzeń i zwiększenie zdolności do osiągnięcia celów przedsięwzięcia.

Dostarczanie **oprogramowania komputerowego**, które umożliwia efektywne zarządzanie procesami nadzoru i oceny stanu technicznego instalacji.

Przeprowadzanie oceny stanu technicznego, połączonej z obliczeniami umożliwiającymi **wydlużanie okresu eksploatacji** urządzeń i instalacji.

Studia wykonalności oraz **Due Dilligence**. Oceniamy możliwość wykonania projektu oraz szacujemy wartość przedsięwzięcia i majątku dla potrzeb analiz bankowych.

DET NORSKE VERITAS POLAND Sp. z o.o.

Ul. Łużycka 6e | 81-537 Gdynia | Poland

www.dnv.pl

www.dnv.pl/gaz

Tel. +48 58 51 15 199 | +48 51 15 061 | +48 58 51 15 026 | +48 58 51 15 062

Fax +48 58 51 15 102





Ropa:

poszukiwania,
wydobycie,
sprzedaż

Surowiec i technologie gwarancją zrównoważonego rozwoju LOTOSU

Priorytet – poszukiwania i wydobywanie

Zmienność warunków w otoczeniu makroekonomicznym sektora naftowego, oczekiwanie na wyraźne sygnały ożywienia gospodarczego w Europie oraz przewidywania ekspertów dotyczące utrzymania się cen ropy naftowej powyżej 100 USD za baryłkę w długiej perspektywie zmuszają spółki naftowe do aktywnych działań prorozwojowych.

W zdecydowanie korzystniejszej sytuacji są te koncerny naftowe, które dysponują własną bazą surowcową i technologią głębokiej konwersji. LOTOS, dzięki wdrożonej kilka lat temu strategii rozwoju i przeprowadzeniu z sukcesem strategicznych działań inwestycyjnych ujętych w Program 10+, spełnia dziś oba te kryteria. Dla gdańskiej spółki rok przyszły i następane lata będą czasem dalszego rozwoju, którego celem jest zwiększanie bezpieczeństwa w polskim sektorze energii, umacnianie pozycji na rynku paliw oraz wzrost wartości spółki.

Obszar rafineryjny już dziś zapewnia potencjalną przewagę rynkową LOTOSU. Dzięki planowo i profesjonalnie zrealizowanej inwestycji, jaką była budowa nowych instalacji do przerobu ropy i produkcji paliw płynnych (w ramach Programu 10+), LOTOS znajduje się dziś na dobrej pozycji do osiągnięcia znacznych korzyści w chwili poprawy sytuacji makroekonomicznej.

Obecnie w Europie zaczyna brakować nowoczesnych mocy przetwarzania ropy naftowej na wysokomarżowe paliwa. Odpowiedzią na to zapotrzebowanie są instalacje w gdańskiej rafinerii LOTOSU dostarczające produkty najwyższej jakości i jednocześnie najgłębiej przetwarzające surowiec. Dzięki inwestycjom w technologię koncern podnosi efektywność finansową segmentu operacyjnego i umacnia swoją konkurencyjną pozycję na rynku. Te atuty LOTOSU będą coraz silniej widoczne i odczuwalne już w tym roku, wraz z nasilającą się presją konkurencji w sektorze naftowym. Potwierdzeniem właściwie zdefiniowanej strategii roz-

woju spółki i jej skutecznej realizacji były rekordowe wyniki za 2011 r. Przychody ze sprzedaży uzyskane przez spółkę, po czterech kwartałach ub. roku, osiągnęły poziom blisko 30 mld zł i były wyższe o 49% w uję-

Zastosowanie najnowocześniejszych technologii w sektorze naftowym, pochodzących od renomowanych producentów, dało gdańskiej rafinerii możliwość bardzo głębokiego przetwarzania surowca, co przy zmiennej sytuacji cen ropy, daje możliwość uzyskiwania z każdej baryłki ropy, bez względu na konkretny gatunek, maksimum wysokomarżowych produktów, jakimi są średnie destylaty.

ciu rok do roku. W roku 2011 spółka wypracowała zysk operacyjny na poziomie 1 mld 16 mln zł oraz zysk netto w wysokości 654 mln zł.

Technologie jutra

Dlaczego właśnie technologie stały się atutem LOTOSU? Odpowiedź jest prosta. Spółka, wkraczając w minione dziesięciolecie, planowała swój rozwój nie tylko w kontekście wyprzedzenia konkurencji, ale i dostosowania swojej oferty produktowej do nowych wymagań rynku. Zarząd uznał, że skok technologiczny w rozwoju spółki nie jest już sprawą wyboru, ale koniecznością. Tylko rozbudowa rafinerii i jej unowocześnienie w oparciu o najlepsze na świecie technologie (Best Available Techniques) pozwoliły firmie zająć strategiczną pozycję wśród europejskich rafinerii.

Program 10+, którego wartość wyniosła 1,5 mld euro, okazał się największą inwestycją przemysłową ostatniego dziesięciolecia w Polsce. Było to ogromne przedsięwzięcie inwestycyjne w skali nie tylko krajowego, ale i europejskiego przemysłu rafineryjnego i zarazem nowatorski technologiczny i organizacyjny skok w przyszłość. Program 10+ stał się jednym z trwałych elementów bezpieczeństwa energetycznego Polski, bowiem gdańska rafineria zwiększyła przerób ropy naftowej o 75%, z 6 mln do 10,5 mln ton rocznie. Pro-

fesjonalizm w podejściu do tej inwestycji przejawia się tym, że rafineria ma zapewnioną długoletnią perspektywę bezpiecznego działania z najwyższymi parametrami technicznymi i przy najlepszych wynikach rynkowych.

Zastosowanie najnowocześniejszych technologii w sektorze naftowym, pochodzących od renomowanych producentów, dało gdańskiej rafinerii możliwość bardzo głębokiego przetwarzania surowca, co przy zmiennej sytuacji cen ropy, daje możliwość uzyskiwania z każdej baryłki ropy, bez względu na konkretny gatunek, maksimum wysokomarżowych produktów, jakimi są średnie destylaty. Dzięki zbudowaniu drugiego, niezależnego ciągu destylacji ropy naftowej, rafineria może działać w trybie pracy ciągłej, również podczas przestojów remontowych. Ma to wielkie znaczenie dla sprawności technicznej, rynkowej i finansowej.

Efekty zmian były widoczne już w 2011 r. Skonsolidowana sprzedaż Grupy Kapitałowej LOTOS przekroczyła wtedy 10 mln ton produktów, czyli wzrosła aż o 14% w stosunku do roku poprzedniego. Jednocześnie spółka jest w stanie zaoferować rynkowi produkty spełniające surowe wymagania UE. Normy środowiskowe są systematycznie zaostrzane, dzięki czemu przyjazna dla otoczenia rafineria LOTOSU już teraz działa taniej i bezpieczniej. Im mniej ciężkich produktów, tym łagodniejsze są skutki działania zakładu dla środowiska. Zastosowana „zielona” technologia zmniejsza skutecz-





fot. Mateusz Cabak

nie koszty ekologiczne pracy rafinerii. Większe możliwości produkcyjne rafinerii w Gdańsku przekładają się również na poszerzenie oferty handlowej.

Ropa z własnych zasobów

Profesjonalnie zarządzany koncern naftowy musi aktywnie działać w obszarze poszukiwań i wydobycia węglowodorów. To wpływa bezpośrednio na wzrost jej wyceny, daje stabilizację i bezpieczeństwo długofalowego działania, a także przekłada się na poprawę opłacalności produkcji. Dlatego segment poszukiwań i wydobycia ropy naftowej jest priorytetem strategii LOTOSU na lata 2011-2015. W praktyce oznacza to kontynuowanie zaangażowania w związane z *upstreamem* projekty w Polsce, Norwegii i na Litwie.

Zgodnie z przyjętą strategią, LOTOS zakłada wydobycie 1,2 mln ton ropy rocznie do 2015 r. Obecnie szacuje się, że zasoby wydobywalne ropy naftowej dla koncesji, którymi zarządza spółka, wynoszą ok. 55 mln baryłek oraz 4,5 mld m³ gazu ziemnego. LOTOS koncentruje się na Europie, świadomie wybierając region o niskim poziomie ryzyka (m.in. prawnego, politycznego i społeczno-kulturowego). Dzięki prowadzeniu eks-

ploatacji ze złóż koncern odniesie podwójną korzyść: zapewni sobie bezpieczeństwo dostaw z własnych zasobów oraz uzyska koszt surowca niższy od rynkowego. Jest to istotne, ponieważ ropa, zdaniem analityków, będzie w dłuższej perspektywie raczej drożać niż tanieć. W konsekwencji, jeśli nastąpi wyraźne ożywienie w gospodarce światowej, zwiększy się także zapotrzebowanie na surowiec.

Ubywająca liczba łatwo dostępnych złóż powoduje zainteresowanie poszukiwaniem nowych pokładów, a to oznacza coraz trudniejsze warunki i coraz wyższą cenę baryłki ropy. Dlatego LOTOS systematycznie aktywizuje swoje działania poszukiwawczo-wydobywcze. Na Bałtyku spółka LOTOS Petrobaltic ma siedem koncesji uprawniających do poszukiwań konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Położone są we wschodniej części polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Na Bałtyku eksploatowane jest złożo B3 (ropa i gaz ziemny). Prowadzona jest również tymczasowa produkcja ze złoża B8.

Dodatkowo do zagospodarowania są złoża gazowe – B4 i B6, w sprawie których LOTOS prowadzi rozmowy z potencjalnymi partnerami. W Norwegii LOTOS Exploration and Production Norge AS dysponuje ośmioma koncesjami poszukiwawczo-wydobywczymi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, a w trzech pełni funk-

cję operatora, czyli jest firmą wiodącą w całym procesie zagospodarowania złoża oraz uruchomienia produkcji. W II kwartale 2012 r. zaplanowano wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego w ramach licencji PL497, w której LOTOS Norge ma 10% udziałów. Na koncesji PL498 (gdzie operatorem jest LOTOS Norge) realizowane są przygotowania do wiercenia otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego, co powinno nastąpić na przełomie III i IV kwartału tego roku.

Dzięki przejęciu 100% udziałów w spółce AB Geonafta (obecnie LOTOS Geonafta), koncern zyskał dostęp do lądowych złóż ropy naftowej na terytorium Litwy. Spółka prowadzi wiercenia czterech otworów rozpoznawczych i eksploatacyjnych. LOTOS zainteresowany jest też poszukiwaniami i wydobyciem gazu z łupków na Litwie. Spółka zamierza przeprowadzić w tym roku jeden odwiert w ramach poszukiwania gazu niekonwencjonalnego i ustalenia potencjału złóż. Jeżeli koncern znajdzie partnerów do tych projektów, nie wyklucza przeprowadzenia kolejnych odwiertów. Spółka zdaje sobie sprawę z faktu, że wydobycie gazu z łupków to trudne zadanie o ogromnej skali prac, wymagające specjalistycznego doświadczenia, złożonej technologii oraz sporego budżetu. Wiąże się z nim także względy środowiskowe i społeczne. Z pewnością gaz z łupków może wzmocnić bezpieczeństwo w sektorze energii, jednak na konkretne rezultaty – wydobycie i dystrybucję – trzeba będzie poczekać wiele lat.

Nowoczesna sieć sprzedaży

Zgodnie z danymi agencji JBC Energy, w 2012 r. przewidywane zwiększenie popytu na ropę naftową w krajach Europy Środkowo-Wschodniej wyniesie 35 tys. bbl/d. W Polsce w tym czasie szacowany jest blisko 4% wzrost. Wynika to przede wszystkim ze wzmożonego popytu krajowego na olej napędowy ze strony sektora transportowego.

Koncern, wychodząc naprzeciw rosnącym potrzebom klientów, a z drugiej strony chcąc umieścić na rynku większą liczbę produktów uzyskanych z powstałych w ramach Programu 10+ instalacji produkcyjnych, intensywnie rozwija sieć dystrybucji i sprzedaży. W lipcu 2011 r. z powodzeniem wprowadzono na rynek nową markę ekonomicznych stacji paliw – LOTOS Optima. Do końca 2011 r. otwarto 50 takich obiektów, zaś docelowo ma ich być 150. Aktualnie w sieci LOTOS funkcjonuje łącznie ponad 360 stacji paliw. Dzięki rozbudowie i unowocześnieniu sieci udział LOTOSU w krajowej sprzedaży detalicznej paliw w lutym 2012 r. wyniósł 8,2%, co umocniło pozycję spółki w tym obszarze. Udział w hurtowym rynku paliw w ww. okresie osiągnął poziom aż 35,1%. To o 5,1 p.p. więcej niż założony



cel strategiczny. Świadczy to zarówno o wysokiej wydajności produkcyjnej rafinerii, która realizuje rosnące zamówienia odbiorców hurtowych, jak i o zwiększającym się zapotrzebowaniu na najwyższej jakości paliwa oferowane przez LOTOS. ■

Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A.

PERN „Przyjaźń” S.A. to prężnie rozwijająca się Grupa Kapitałowa, w skład której wchodzi, oprócz **PERN „Przyjaźń” S.A.**, pięć spółek zależnych: OLPP Sp. z o.o., NAFTOPORT Sp. z o.o., CDRIA Sp. z o.o., PETROMOR Sp. z o.o. oraz Siarkopol Gdańsk S.A. Grupę uzupełnia Międzynarodowe Przedsiębiorstwo Naftowe SARMATIA Sp. z o.o. – spółka studialna powołana do zbadania opłacalności budowy Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy. Łącznie Grupa posiada blisko 3,0 mln m³ pojemności magazynowej na ropę naftową oraz 1,8 mln m³ na paliwa płynne. Dysponuje morskim terminalem przeładunkowym o mocy 34 mln ton ropy naftowej na rok. Prowadzi działalność w zakresie transportu, przeładunku i magazynowania ropy naftowej, przeładunku i blendowania paliw oraz badania laboratoryjnego produktów naftowych.

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

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

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

Niezwykle ważną - dla bezpieczeństwa energetycznego kraju - usługą realizowaną przez **PERN „Przyjaźń” S.A.** jest magazynowanie ropy naftowej. Spółka posiada trzy bazy magazynowe: w Adamowie, Płocku oraz w Gdańsku, wyposażone w zbiorniki o pojemności od 32 tys. do 100 tys. m³.

Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A.
ul. Wyszogrodzka 133, 09-410 Płock

tel: (024) 266 23 00
fax: (024) 266 22 03

e-mail: zarzad@pern.com.pl
www.pern.com.pl



Lider logistyki naftowo-paliwowej



Możliwości zwiększenia stopnia szczypania złóż ropy naftowej

Więcej ropy ze złoża

JAN LUBAŚ, WIESŁAW SZOTT

W dobie zainteresowania niekonwencjonalnymi złożami węglowodórów nie można nie doceniać dotychczas odkrytych, kosztem ogromnych nakładów, konwencjonalnych pokładów ropy naftowej. Wielkość już udokumentowanych zasobów geologicznych w skali kraju jest całkiem pokaźna i przekracza 100 mln ton. W czasach rosnących cen ropy, zwiększenie stopnia szczypania złóż, choć jest istotne z powodów ekonomicznych, ma także wymiar prestiżowy dla polskiego górnictwa naftowego – pioniera światowego przemysłu naftowego.

Eksploracja złóż ropy naftowej jest racjonalna i efektywna szczególnie wtedy, gdy wdrożone zostaną odpowiednie dla istniejących warunków złożowych metody wspomagania wydobywania. Zastosowanie jedynie tzw. pierwszych metod eksploatacji, wykorzystujących tylko energię złoża ropy naftowej, pozwala uzyskać niewielki stopień szczypania pierwotnych zasobów geologicznych. Dopiero wdrożenie metod wspomagających, tzw. metod wtórnych i trzecich – wykorzystujących wypieranie ropy energią i mediami zewnętrznymi – może w efekcie pozwolić na produktywny i zgodny z zasadami sztuki górniczej szczypanie odkrytych zasobów ropy naftowej.

Stopień szczypania zasobów ropy metodami pierwszymi jest rezultatem oddziaływania systemu energetycznego występującego w danym złożu i w zależności od jego aktywności może się wahać od 5% do 60% [5]. Jednak typowe wartości odropienia metodami pierwszymi zmieniają się w granicach 5÷20% [6]. Zastosowanie metod wspomagania wydobywania złóż ropy naftowej może pozwolić nawet na jego dwukrotne zwiększenie. Jest to szczególnie istotne, gdyż zwiększenie wydobywania ropy naftowej w tym wypadku można osiągnąć wykorzystując istniejącą infrastrukturę węglaną i na powierzchniową, co ma znaczący wpływ na końcowe wskaźniki ekonomiczne.

Wcześniejsze projekty wdrożone na polskich złożach ropy naftowej

Na ziemiach polskich, a szczególnie w Karpatach, począwszy od lat 30. XX wieku wykorzystywano, często z bardzo dobrymi rezultatami, metody wspomagania wydobywania ropy naftowej. Spośród zastosowanych wówczas technik wymienić należy:

- zatłaczanie wody – nawadnianie;
- zatłaczanie gazu ziemnego – nagazowanie;
- zatłaczanie powietrza;
- wewnątrzstrefowe spalanie;
- metodę mikrobiologiczną.

W latach późniejszych procesami tymi objęto również złoża na Niżu Polskim i Morzu Bałtyckim. Na szczególne omówienie zasługują metody nawadniania, wdrożone na większą skalę na złożach ropy: Osobnica, Kamień Pomorski i B-3 (Petrobaltic).

Na złożu **Osobnica**, dzięki zastosowaniu metody nawadniania i nagazowania, uzyskano dotychczas stopień szczypania na poziomie 33% zasobów geologicznych. Jeśli warunki techniczne byłyby korzystniejsze niż napotkane na tym złożu – przede wszystkim o lepszej szczelności kolumn rur w odwiertach zatłaczających (co

wykazano stosując znaczniki w postaci trytu), możliwe byłoby w warunkach karpaccich uzyskanie 40-procentowego wskaźnika szcerpania pierwotnych zasobów geologicznych. Na bardzo podobnym złożu ropy Węglówka, znajdującym się obecnie w schyłkowej fazie eksploatacji, na którym dotychczas nie udało się wdrożyć żadnej metody wspomagającej, stopień szcerpania wynosi ok. 21% zasobów geologicznych (blok centralny).

W **Kamieniu Pomorskim** nawadnianie na szerszą skalę rozpoczęto za pomocą trzech odwiertów w 1976 r. Głównym celem było zahamowanie spadku ciśnienia

cji opracowano i wdrożono projekt pozakonturowego nawadniania złoża [3]. Lokalizacja odwiertów została zaprojektowana tak, aby swym zasięgiem objąć możliwie całe złożo i zapewnić dobre wypieranie ropy w kierunku odwiertów wydobywczych. Zatloczona woda spowodowała wzrost ciśnienia złożowego powyżej ciśnienia nasycenia, do poziomu średnio 11 MPa. Średni stosunek ilości zatloczonych wody do wydobytych płynów (woda + ropa) w okresie początkowym wynosił 1,4÷1,8 [4], a obecnie wynosi ok. 1,0÷1,2 m³. Dotychczas wydobyto ponad 3,6 mln ton ropy, a aktualny



złożowego i utrzymanie go powyżej ciśnienia nasycenia, wynoszącego 16,18 MPa. Pozwoliło to na przedłużenie samoczynnej eksploatacji odwiertów i zwiększenie stopnia szcerpania zasobów ropy. Uwzględniając kształt struktury oraz jej rozmiary, zastosowano zawadnianie przykonturowe. Taki sposób zatlaczania wody zapewnił wypieranie ropy od strony konturu do części kulminacyjnej złoża, co znacznie zwiększyło stopień odropienia.

W roku 1994 na złożu tym wdrożono też projekt powrotnego zatlaczania wysokozasiarczonych gazów ziemnych wydzielanych podczas separacji ropy naftowej [8], w ramach którego do chwili obecnej zatlaczono blisko 10 mln nm³. Przedsięwzięcia te pozwoliły ustabilizować ciśnienie złożowe na poziomie 20 MPa i osiągnąć dotychczasowy stopień szcerpania zasobów ropy na wysokim poziomie, wynoszącym obecnie 42%.

B-3 Perobaltic: w miarę eksploatacji uwidoczniła się niewielka aktywność wód okalających, jednak wpływ akifera był niewystarczający dla podtrzymania ciśnienia złożowego. Po wydobyciu ok. 5% zasobów geologicznych złożo zaczęło przechodzić w system energetyczny gazu rozpuszczonego. Dalszy spadek ciśnienia spowodowałby, jak oszacowano, zakończenie wydobywania przy wartości współczynnika szcerpania na poziomie 10% zasobów geologicznych. W konsekwen-

współczynnik szcerpania pierwotnych zasobów złoża osiągnął poziom 27%.

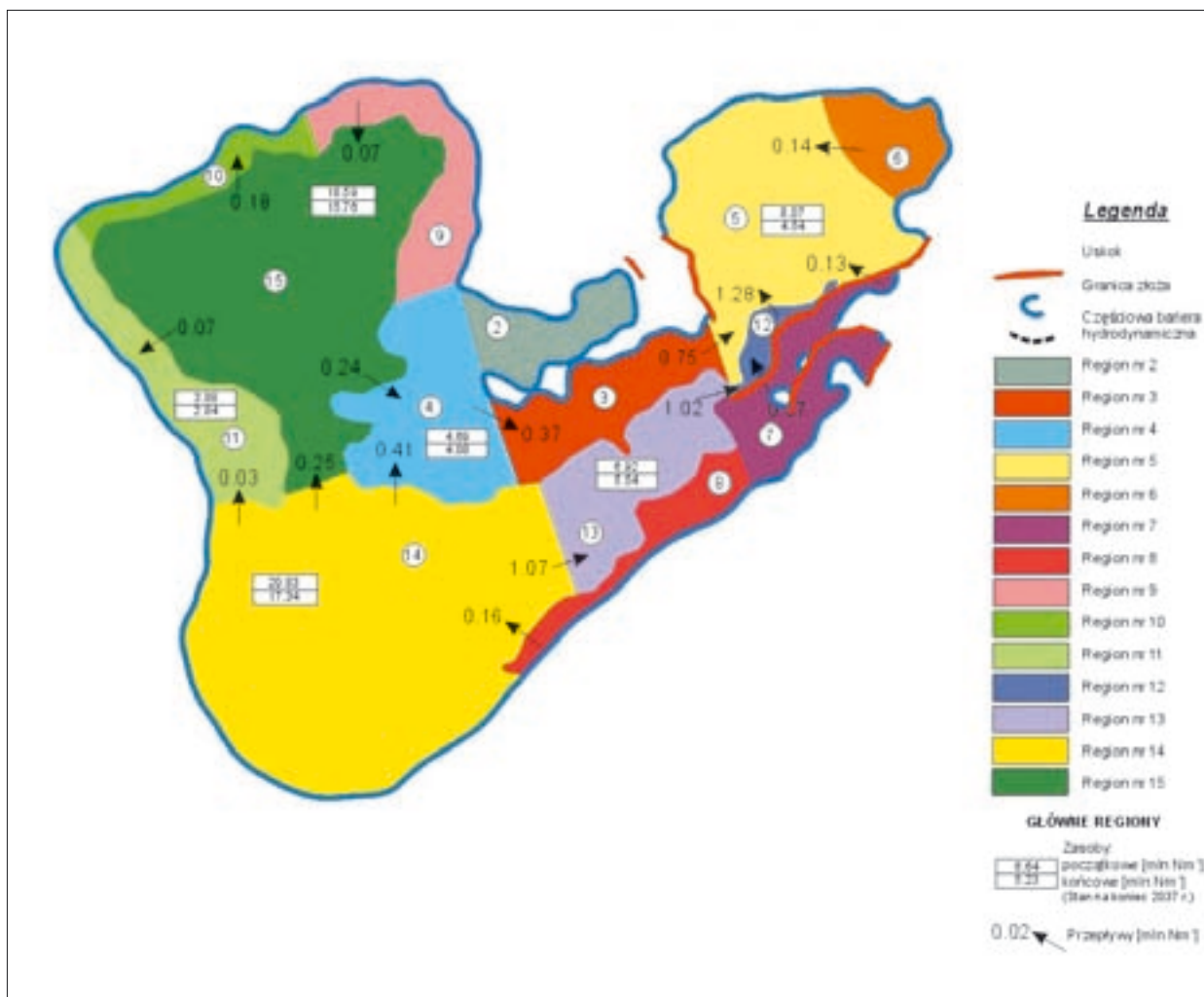
Możliwości nowych projektów

Niż Polski

Głównym poziomem produktywnym ropy naftowej w rejonie Niżu Polskiego są skały dolomitu głównego, stanowiące równocześnie formację macierzystą i zbiornikową. Obliczenia symulacyjne [7] wykazały, że dla największego spośród odkrytych złóż węglanowych o podwójnym systemie porowatości z mieszanym systemem energetycznym, szcerpanie pierwotnych zasobów złoża metodami pierwszymi dla istniejącej siatki odwiertów wyniesie ok. 20%. Wykonanie poziomych i pionowych odwiertów uzupełniających powinno zwiększyć tę wartość do ok. 23%.

Dane te są wielkościami średnimi, gdyż stopień szcerpania poszczególnych części złoża byłby różny (rysunek 1):

- część wschodnia – 32%,
- część centralna – 24%,
- część zachodnia – 16%.



Rys. 1. Stopień szczerpania zasobów geologicznych złoża w wydzielonych regionach, symulacje procesowe [7]

Uzyskanie końcowego stopnia szczerpania początkowych zasobów geologicznych ropy na poziomie 23% nie jest wartością satysfakcjonującą. W związku z tym, w ramach badań [7] wykonano szereg prac doświadczalnych i analiz symulacyjnych, spośród których najważniejsze to:

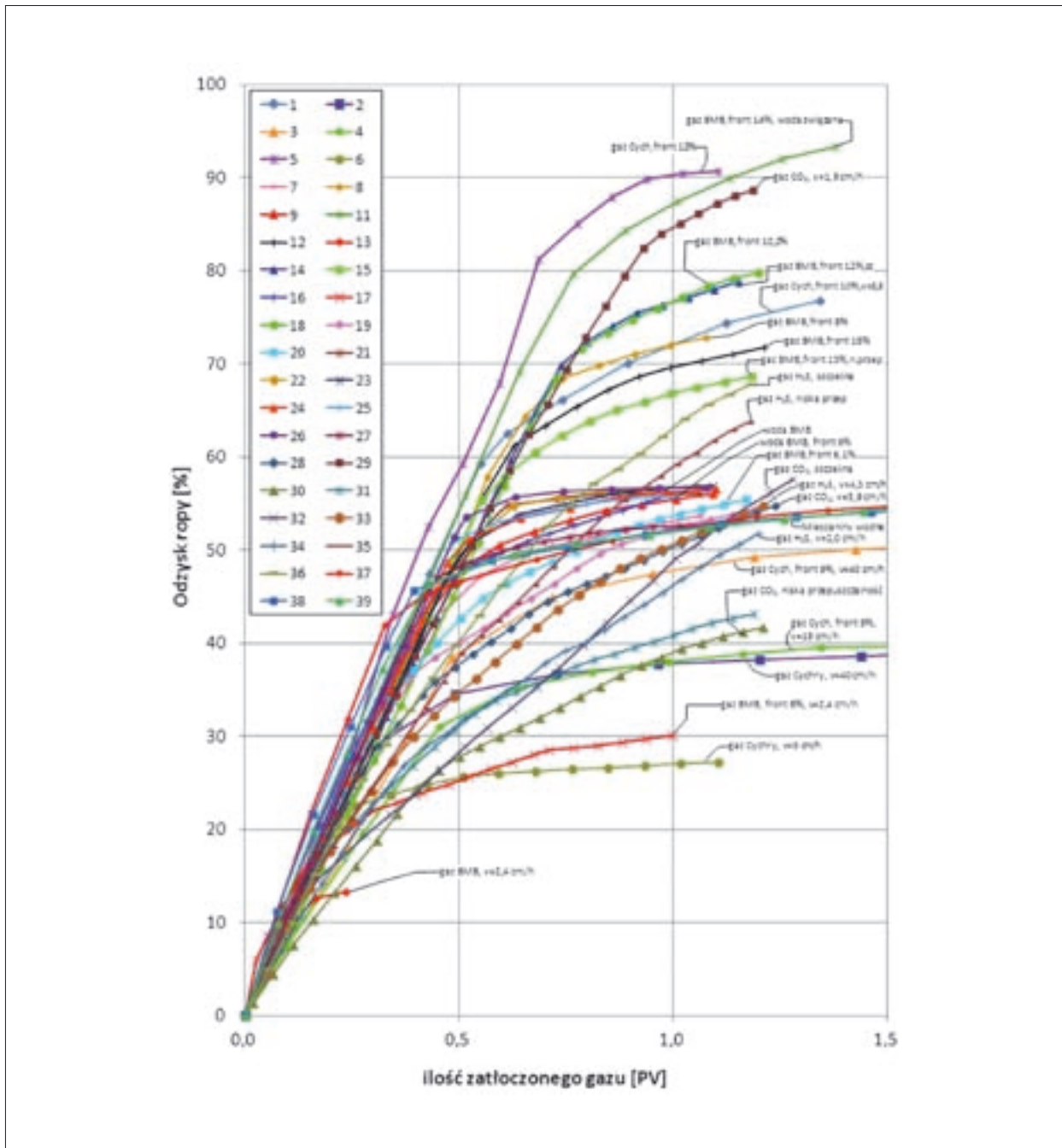
- optymalizacja rozwiercania złoża, odwierty uzupełniające;
- modelowanie symulacyjne powrotnego zatłaczania nadmiarowego gazu ziemnego do czapy gazowej;
- wypieranie ropy naftowej różnymi płynami i kombinacjami tych płynów na długich rdzeniach wiertniczych;
- modelowanie symulacyjne procesu nawadnianie złoża i zatłaczania CO₂ z EC Gorzów oraz H₂S z Różańska.

Na rysunku 2 przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych procesu wypierania ropy różnymi mediami,

wykonanych w warunkach złożopodobnych (temperatura 119°C i ciśnienie 45 MPa) na długich rdzeniach wiertniczych:

- faza gazowa (gaz BMB, gaz Cychry, H₂S, CO₂ – dwa ostatnie w warunkach nadkrytycznych);
- faza gazowa poprzedzona frontem kondensatu o objętości 6÷14% przestrzeni porowej;
- faza wodna, również z frontem gazolinowym o objętości 6% przestrzeni porowej.

Najwyższe wskaźniki odropienia uzyskano dla fazy gazowej, poprzedzonej znaczną objętością frontu kondensatowego, w granicach 12÷14%, uzyskując odropienie na poziomie 70÷90%. Nieco słabsze wyniki uzyskano z wykorzystaniem wypierania fazą wodną lub gazem z udziałem frontu kondensatowego w ilości poniżej 9%, dla których wartości odropienia wyniosły 40÷55%. Najśłabsze odropienie uzyskiwano dla fazy gazu ziemnego, gdzie w zależności od jego składu i prędkości przepływu otrzymywano odropienie na



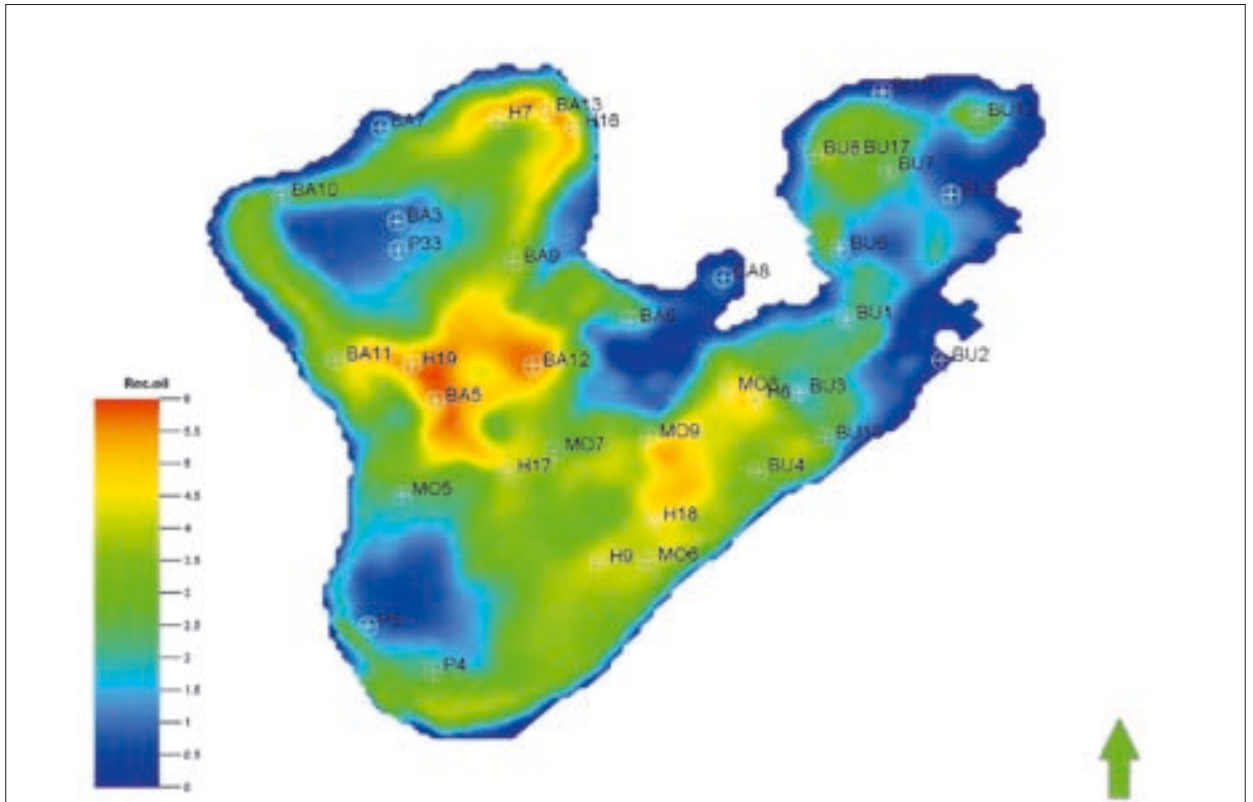
Rys. 2. Wyniki badań laboratoryjnych wypierania ropy z długich rdzeni wiertniczych z wykorzystaniem różnych mediów [7]

poziomie 15÷40%. Wyższe wyniki uzyskiwano dla fazy nadkrytycznej CO₂ – 40÷55% i fazy nadkrytycznej H₂S – 50÷65%. Ponieważ zupełnie dobre wyniki odrojenia uzyskiwano dla fazy wodnej, dalsze symulacje wykonano dla procesu nawadniania złoża. Otrzymany efekt metody nawadniania będzie zależał od liczby dodatkowo wykonanych odwiertów nawadniających, których konieczność wykonania istnieje szczególnie na obszarach słabszego drenażu. Ponieważ każdy wielkoskalowy projekt oddziaływania na złożo należy poprzedzić

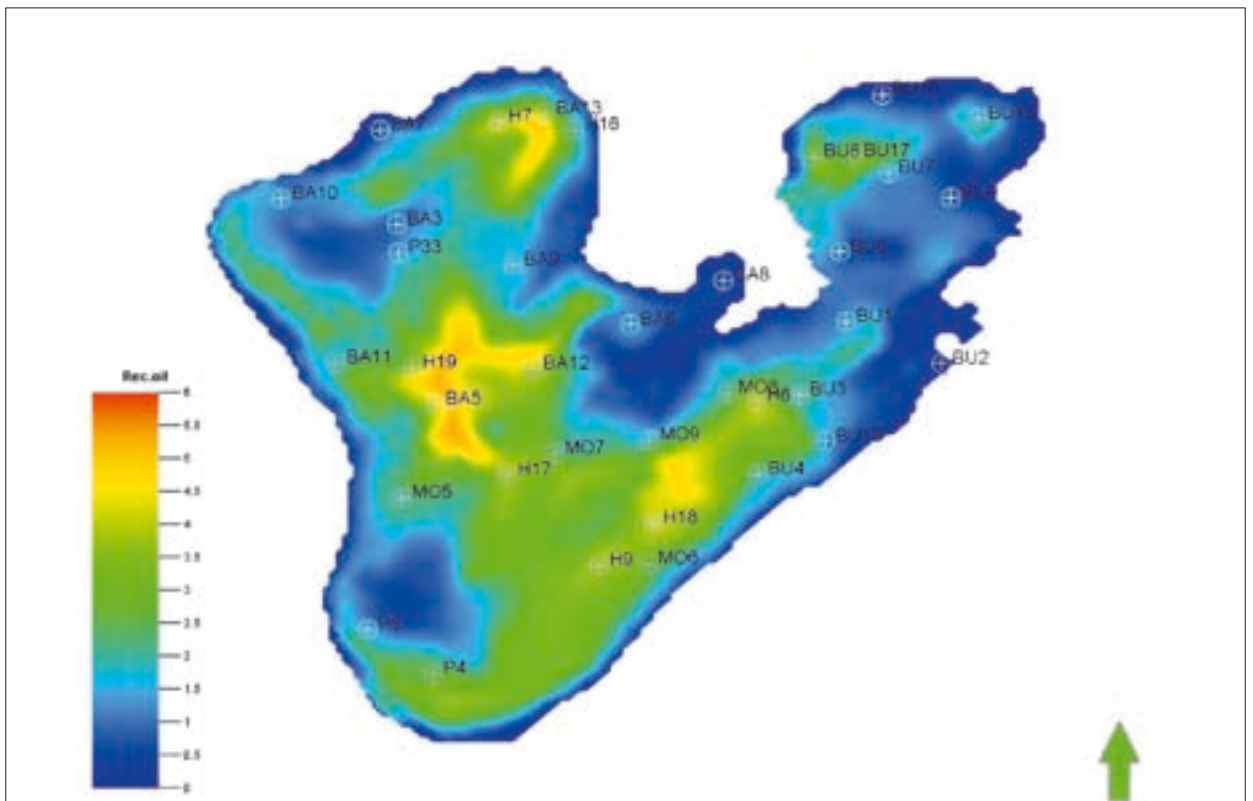
procesem pilotowym, aktualnie przystąpiono do jego wykonania.

Analizie poddano również możliwość wdrożenia metody trzeciej w postaci zatłaczania CO₂ – po zakończeniu procesu nawadniania.

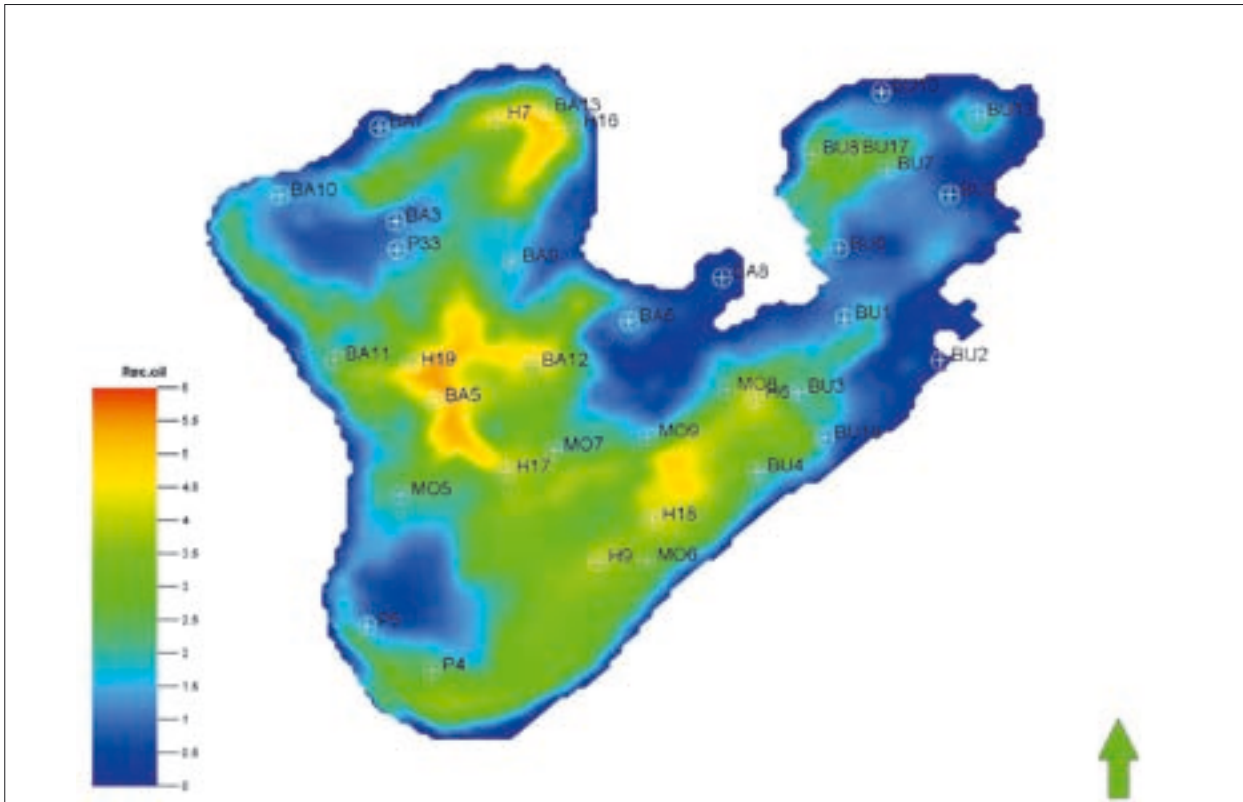
Na rysunkach 3 i 4 pokazany został początkowy i końcowy wynik symulacji procesu nawadniania na złożo BMB, jako metody wtórnej, z wykorzystaniem istniejących odwiertów eksploatacyjnych przekształconych na odwierty zatłaczające po zawodnieniu oraz



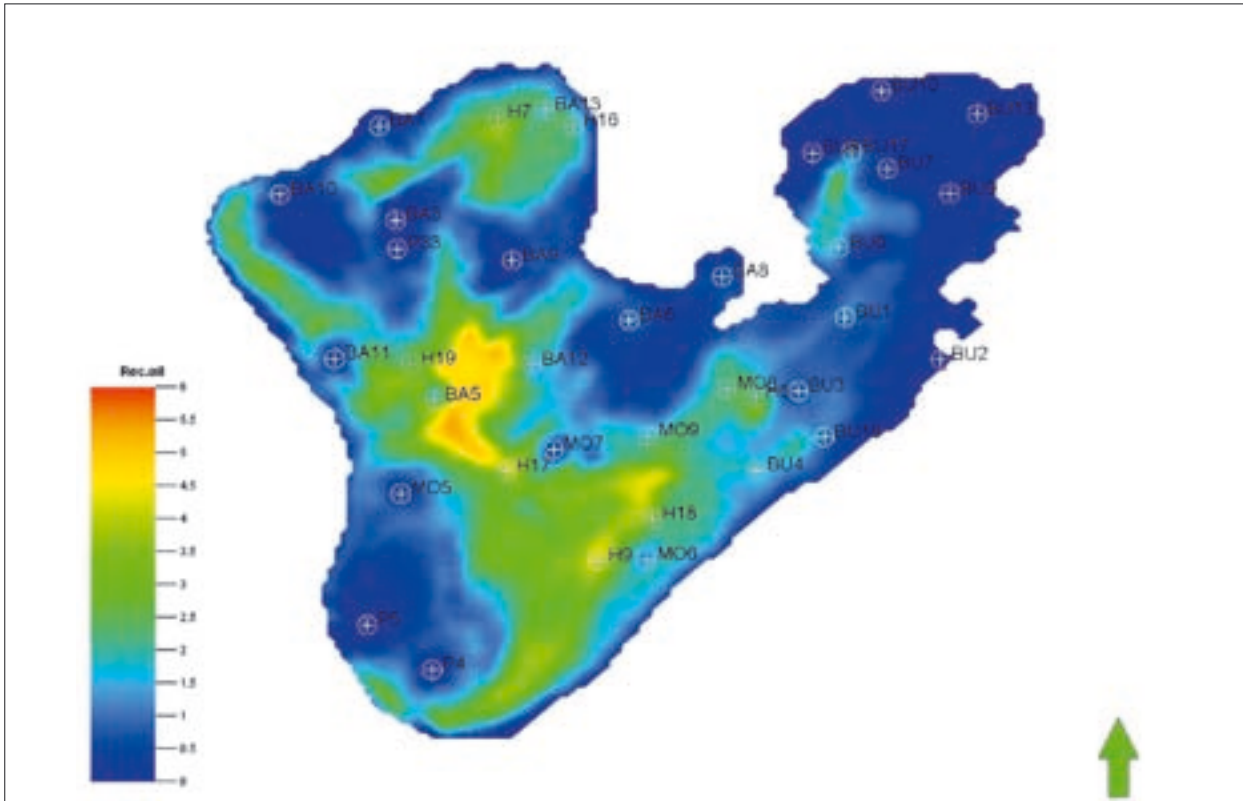
Rys. 3. Złoże ropy naftowej BMB. Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan przed rozpoczęciem nawadniania



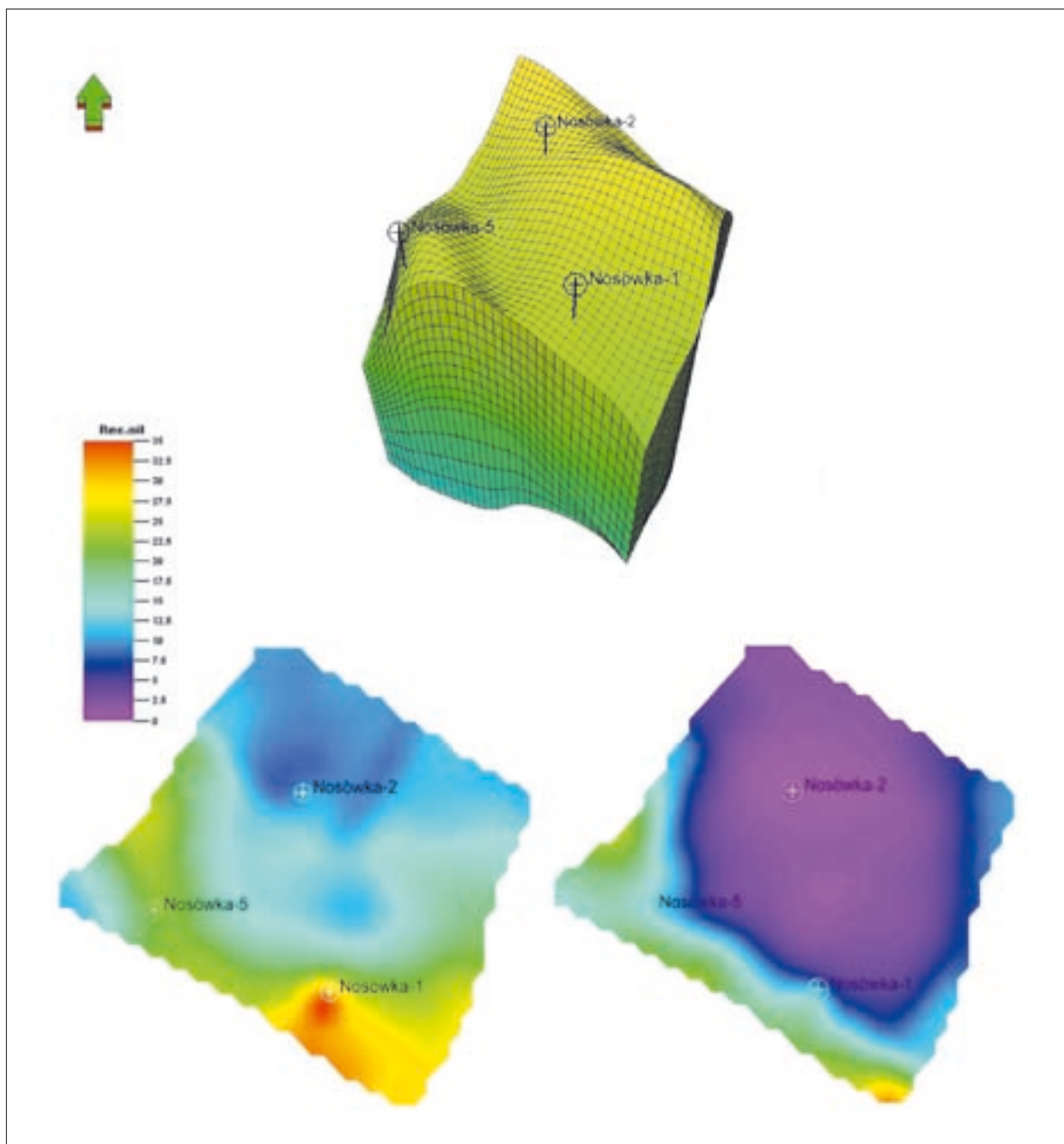
Rys. 4. Złoże ropy naftowej BMB. Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan po zaprzestaniu nawadniania



Rys. 5. Złoże ropy naftowej BMB. Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂



Rys. 6. Złoże ropy naftowej BMB. Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan po zakończeniu zatłaczania CO₂



Rys. 7. Złoże ropy naftowej Nosówka. Wyniki symulacji procesu zatłaczania CO₂ na modelu złoża (panel górny). Rozkład objętości ropy na jednostkę powierzchni złoża. Stan przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ (panel lewy); stan po zakończeniu zatłaczania i wydobywania (panel prawy)

z jednym, dodatkowym odwiertem wydobywczym. Rysunki te przedstawiają rozkład objętości ropy w złożu na jego jednostkową powierzchnię.

Porównanie powyższych rozkładów wskazuje na ogólny wzrost oraz silną niejednorodność procesu szczypania ropy naftowej w efekcie zastosowanego programu nawadniania złoża. Użycie wtórnej metody nawadniania złoża z ograniczeniami podanymi powyżej skutkuje wzrostem stopnia szczypania ropy nafto-

wej o 5,4% zasobów pierwotnych w porównaniu do szczypania metodami pierwszymi. Wyższych wartości można oczekiwać w przypadku odwiertowania większej liczby odwiertów przeznaczonych na zatłaczanie wody, szczególnie w rejonach o mniejszym drenażu.

Na rysunkach 5 i 6, stosując powyższą wielkość, jako metodę trzecią (po zaprzestaniu nawadniania) pokazano początkowy i końcowy wynik symulacji procesu zatłaczania CO₂ do złoża BMB. Został on zre-

alizowany istniejącymi odwiertami zatłaczającymi oraz trzema odwiertami dodatkowymi, zlokalizowanymi w optymalnych położeniach na złożu. W powyższym celu wykorzystano również pięć nowych odwiertów wydobywczych.

Zastosowany proces prowadzi do dalszego, wyraźnego wzrostu stopnia sczerpania ropy, wraz z prawie całkowitym jej wydobywaniem w niektórych pierwotnie roponośnych rejonach złoża. Użycie trzeciej metody eksploatacji pozwala uzyskać dodatkowe 11,4% sczerpania pierwotnych zasobów ropy w porównaniu do metody wtórnej. Całkowity stopień sczerpania zasobów pierwotnych po wdrożeniu metody wtórnej i trzeciej powinien zatem zbliżyć się do wartości 40%.

W ostatecznej fazie złoża BMB mogłoby zostać przekształcone w formę składowiska CO₂ o pojemności sekwestracyjnej przekraczającej 30 mln ton CO₂.

Karpaty

Karpaty są doskonałym przykładem obszaru, na którym począwszy od lat 30. ubiegłego wieku zastosowano – często z dobrymi rezultatami – metody wtórne i trzecie wydobywania ropy [1]. Istnieje jednak kilka złóż ropy naftowej nieobjętych dotychczas oddziaływaniem metod wtórnych i trzecich. Należą do nich m.in.: Węglówka, Nosówka czy Jaszczew. Analizując chociażby zasoby geologiczne bloku centralnego złoża Węglówka, wykazano metodą bilansu materiałowego, że ich wartość wynosi ok. 1,3 mln m³ ropy. Przyjmując podobny czas wydobywania ropy jak aktualnie dla złoża Osobnica – tzn. 55 lat, bez zastosowania metod wspomaganego wydobywania będzie można osiągnąć wielkość 21,6% sczerpania zasobów geologicznych [1]. Zwiększenie stopnia sczerpania możliwe jest drogą zastosowania metod wtórnych i trzecich.

W ramach projektu [9] wykonano modelowanie procesu zatłaczania CO₂ dla złoża Nosówka. Na rysunku 7 przedstawiono początkowy i końcowy wynik symulacji procesu zatłaczania CO₂ do tego złoża.

Na rysunku 7 widać rozkład objętości ropy w złożu na jego jednostkową powierzchnię. W lewym panelu przedstawiono tę wielkość przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ a w prawym – po zakończeniu zatłaczania i wydobywania ropy. Należy zaznaczyć, że dla złoża Nosówka, jako optymalny schemat zastosowania omawianej metody znaleziono wariant z rozłącznym w czasie etapem zatłaczania CO₂ (zatłaczanie poprzedzające wydobywanie) a fazą wydobywania ropy. W efekcie uzyskano stopień sczerpania zasobów geologicznych ropy o 17% wyższy w porównaniu do sczerpania metodą pierwotną. Objętość sekwestracyjna złoża Nosówka została oszacowana na poziomie 0,6 mln ton CO₂. Autorzy niniejszej publikacji uważają za celowe wykonanie dla tego złoża również prac symulacyjnych określających efektywność wdrożenia metody nawadniania.

Wnioski

Przedstawione przykłady wskazują, że w warunkach polskich możliwe jest blisko dwukrotne zwiększenie stopnia sczerpania pierwotnych zasobów ropy naftowej, pod warunkiem wdrażania metod wspomagających. Dlatego niezbędne jest, aby na niedawno odkrytych złożach oraz tych, które eksploatowane są dotychczas jedynie metodami pierwszymi, wdrażać zaawansowane metody wydobywania ropy naftowej.

Autorzy są pracownikami naukowymi Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie

Recenzent: prof. Maria Ciechanowska

Literatura

- 1) Lubaś J., Such J., Sobolewski J.: Analiza wybranych przykładów dotychczasowego sczerpania karpaccich złóż ropy naftowej i możliwości jego zwiększenia. Materiały Kongresowe. III. Polski Kongres Naftowców i Gazowników, Bóbrka 2008.
- 2) Stefan St. wraz z zespołem: Modyfikacja zawadniania i technologia eksploatacji złoża Kamień Pomorski. Praca IGNiG. Krosno 1980.
- 3) Szott W. wraz z zespołem: Program zawadniania złoża B-3. Praca IGNiG. Krosno 1996.
- 4) Zarębska B. wraz z zespołem: Eksploatacja złoża B-3: Zastosowanie zatłaczania wody do złoża w celu zwiększenia współczynnika sczerpania zasobów. XVI Międz. Konf. N-T. AGH 2005.
- 5) Papay J.: Development of petroleum reservoirs. Budapest. 2003.
- 6) Stalkup F.: Miscible Displacement. SPE AIME. New York. 1984.
- 7) Lubaś J., Szott W., Warnecki M. i inni: Wybór i optymalizacja wtórnej metody oddziaływania na złożo BMB w celu uzyskania maksymalnego stopnia sczerpania fazy ropnej. Prace INiG wykonane w ramach Umowy Ramowej na zlecenie PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze. Krosno 2011.
- 8) Lubaś J. wraz z zespołem: Technologia zatłaczania do złóż ropy naftowej gazów ziemnych o wysokiej zawartości składników kwaśnych. Krosno 1994.
- 9) Lubaś J., Szott W., Łętkowski P.: Program wspomaganego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂. Praca zlecona przez Ministra Środowiska.

Wykorzystanie metod niedeterministycznych oraz metod geostatystycznych do estymacji parametrów ośrodka geologicznego

Nowatorskie techniki w geofizyce

*Wszystkie modele są błędne, ale niektóre są użyteczne
(z ang. All models are wrong, but some are useful)*

George Box

KAROLINA PIROWSKA

Aby lepiej poznać i zrozumieć otaczający nas świat, jesteśmy zmuszeni posługiwać się modelami, które będąc uproszczoną formą reprezentacji rzeczywistości skazane są na niedoskonałość i niedokładność. Podobnie jest w sektorze nafty i gazu: konstruowanie modeli oraz szacowanie opisujących ich parametrów jest nieuniknione w procesie rozpoznawania budowy ośrodka geologicznego, a co za tym idzie – daje jedyną szansę na lokalizację i eksploatację potencjalnego złoża węglowodorów.

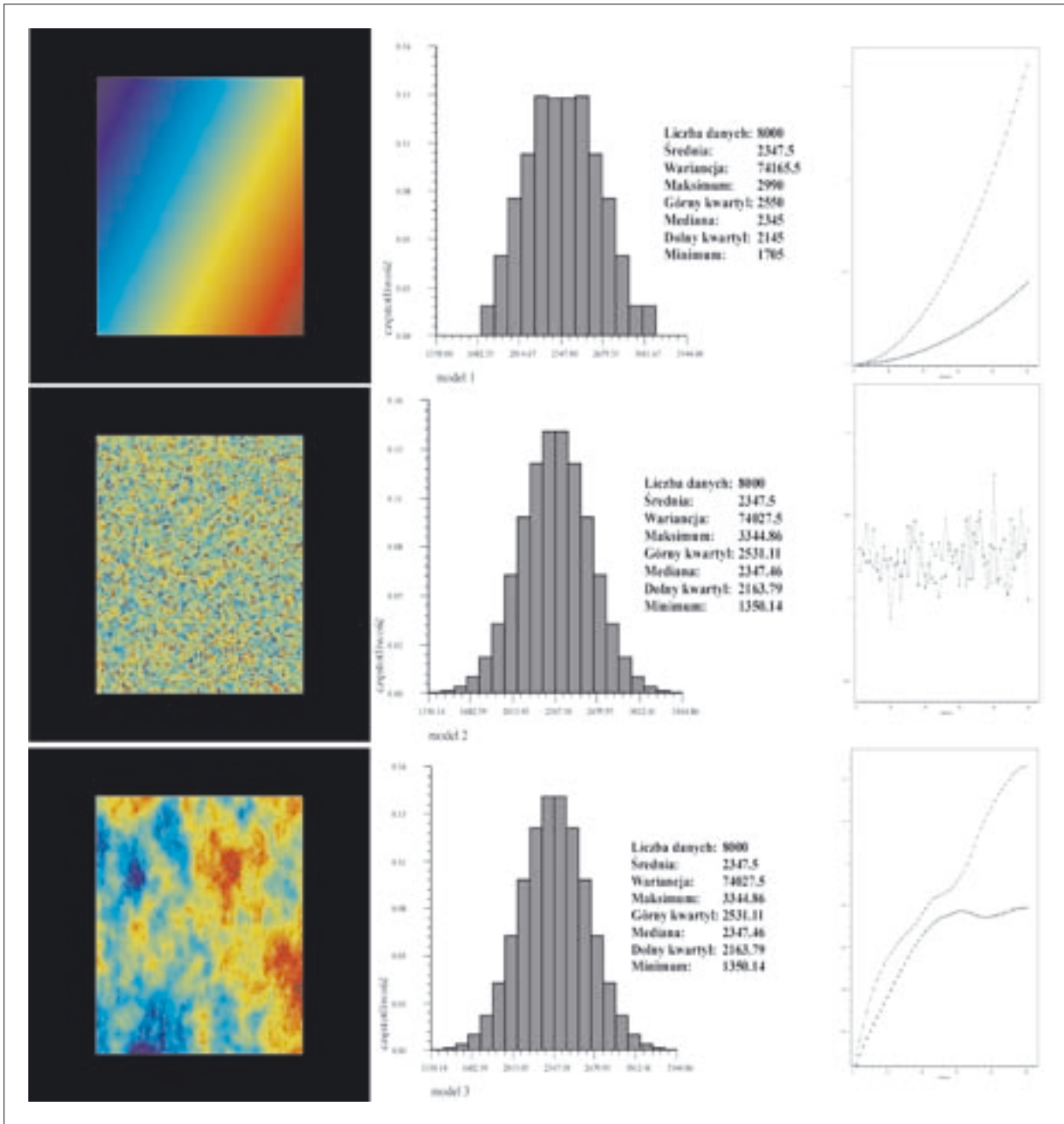
W szczególności kluczowe jest jak najlepsze określenie pola prędkości propagacji fal, ponieważ w dalszym procesie przetwarzania danych geofizycznych model prędkości jest wyjściowy dla wyznaczenia własności geometrycznych, zmienności litologicznej oraz parametrów petrofizycznych skał.

Analizą prędkości od lat zajmuje się wielu naukowców na świecie. Jednak optymalne rozwiązanie zadania wyznaczenia modelu prędkości pozostaje wciąż problemem otwartym. Stałe ulepszanie dotychczasowych metod czy tworzenie zupełnie nowych jest konieczne w związku z rozwojem technik pomiarowych oraz nowych urządzeń – zarówno w badaniach sejsmicznych, jak również w innych badaniach geofizycznych. Współcześnie znacznie wzrosła liczba, a także jakość wykonywanych pomiarów. Nowe możliwości otwierają się wraz ze wzrostem szybkości i mocy obliczeniowej komputerów, dzięki czemu realne staje się przetwarzanie dużej ilości danych. Tradycyjne rozwiązania okazują się być niewystarczające, gdyż wymagają wielu uproszczeń, a otrzymane za ich pomocą mode-

le są mało dokładne. Coraz częściej stosuje się metody oparte o techniki ewolucyjne, sieci neuronowe, logikę rozmytą oraz metody geostatystyczne, które umożliwiają pełniejsze wykorzystanie dostępnych informacji w analizie i interpretacji danych [17].

Od statystyki do geostatystyki – metody geostatystyczne jako lek na niedoskonałości klasycznych metod statystycznych

Geostatystyka jest zbiorem technik statystycznych opartych o teorię funkcji losowych, uwzględniających w analizie danych ich lokalizację przestrzenną i czasową. Za pomocą metod geostatystycznych możliwa jest identyfikacja i modelowanie struktury przestrzennej lub czasowej danego zjawiska lub obiektu, szacowanie jego



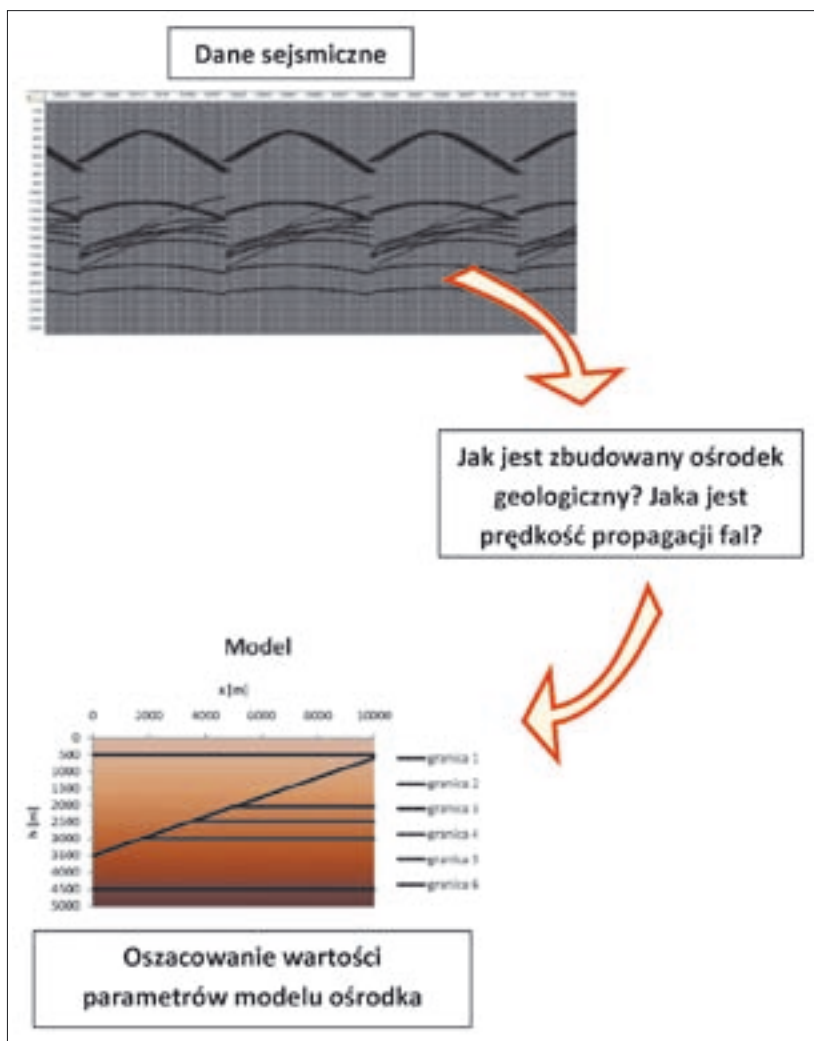
Rys. 1. Statystyczny i geostatystyczny opis rozkładu wartości parametrów. W pierwszej kolumnie przedstawiono przykładowe rozkłady wartości parametru, w drugiej kolumnie – odpowiadające im histogramy, a w trzeciej – obliczone dla danych rozkładów wariogramy, policzone w dwóch kierunkach: poziomym i pionowym

parametrów i symulacja alternatywnych rozwiązań. Metody geostatystyczne, odkryte i rozwijane w przemyśle górniczym przez G. Matheron (1963) [12], są szeroko stosowane od momentu ukazania się pionierskich prac, m.in. A. Journel (1978) [8] i H. Omre (1987) [18].

Jedną z zasadniczych różnic pomiędzy podejściem geostatystycznym a tradycyjną analizą statystyczną przedstawia rys. 1.

Na podstawie rysunku 1 można zauważyć wyższość metod geostatystycznych nad klasycznym opisem sta-

tystycznym. Policzone dla zupełnie różnych modeli histogramy* mają bardzo zbliżony kształt i parametry. Jednakże dysponując wiedzą jedynie o histogramie, praktycznie nie jest możliwe odtworzenie modelu wyjściowego, z którego został on policzony. Wariogram dostarcza dużo więcej informacji o zmienności przestrzennej. Na jego podstawie można stwierdzić, że dla modelu pierwszego dana cecha (właściwość) charakteryzuje się zmiennością zbliżoną do liniowej, w drugim wartości zmieniają się losowo z punktu na



Rys. 2. Problem estymacji parametrów ośrodka geologicznego jako odwrotne zadanie geofizyczne

znaczenia z danych sejsmicznych własności petrofizycznych. Mogą to być metody bardzo pomocne w rozwiązywaniu bieżących problemów na rynku ropy i gazu w Polsce. Przepuszczalność czy porowatość są parametrami wchodzącymi w skład kryteriów szacowania ryzyka poszukiwawczego złóż typu *shale gas* [13]. Metody geostatystyczne dają również szansę na wykorzystanie wszystkich dostępnych informacji pochodzących z różnych pomiarów geofizycznych (o ile tylko nie są ze sobą sprzeczne). Przykłady integracji różnorodnych danych geofizycznych, oraz wiele nowatorskich metod i technik można odnaleźć w książkach [4] oraz [6].

Jednak pomimo niewątpliwych korzyści, cytując za J. Zawadzkiem [30]: „(...) Metody geostatystyczne są znacznie mniej znane niż inne metody statystyczne, co jest raczej wynikiem ich szybkiego rozwoju, a nie złożoności. Poprawne stosowanie metod geostatystycznych wymaga dogłębnego zrozumienia oraz znacznej wprawy i praktyki w ich stosowaniu, czego nie zastąpi najbardziej nawet rozbudowane oprogramowanie geostatystyczne (...).” Komercyjne implementacje technik geostatystycznych w pakietach oprogramowania służącego do geomodelowania są obecnie szeroko rozpowszechnione.

Jednak istotną barierą w ich poznawaniu i stosowaniu mogą być polskie realia. Ogromne koszty wiercenia otworów i wykonywania profilowań implikują kłopoty z dostępnością danych, co jest związane z brakiem dostatecznej liczby odwiertów.

punkt, zaś z ostatniego wywnioskować można większą zmienność wartości parametru w kierunku poziomym niż pionowym.

Metody geostatystyczne przychodzą z pomocą w zadaniu oszacowania parametrów ośrodka geologicznego na podstawie dostępnych danych otworowych – profilowań w otworze lub wyników pomiarów na rdzeniach, których zazwyczaj jest niewiele w stosunku do obszaru będącego obiektem zainteresowania. Analiza danych otworowych oraz budowa wariogramów eksperymentalnych i modelowych jest pierwszym etapem estymacji wartości poszukiwanego parametru przy pomocy metod geostatystycznych. Następnie, dzięki technikom takim jak kriging czy symulacja warunkowa, które opierają się o wariogramy, możliwe staje się oszacowanie wartości parametru na obszarze pomiędzy otworami.

Zaletą geostatystyki jest możliwość, za pomocą potężnych technik jak co-kriging i co-symulacja, wy-

Uczmy się od natury, czyli metaheurystyczne algorytmy optymalizacji globalnej

Problem szacowania parametrów ośrodka geologicznego można również rozpatrywać w kategorii odwrotnych zadań geofizycznych (rys. 2). Jednym ze sposobów wyznaczenia modelu, który najlepiej przybliża ośrodek rzeczywisty, jest podejście optymalizacyjne. Problem optymalizacyjny polega na określeniu warto-

ści parametrów, dla których zadeklarowana funkcja celu, czyli funkcja charakteryzująca różnicę pomiędzy danymi pomiarowymi a wartościami syntetycznymi obliczonymi dla przyjętego modelu, osiąga najmniejszą wartość.

Z pozoru proste zadanie, w praktyce może okazać się niezwykle trudne. Zazwyczaj bowiem będące w dyspozycji dane są niekompletne, obciążone błędem pomiarów, a także są czułe na różne losowe zdarzenia pojawiające się podczas badań. Uwzględnienie faktu, że skorupa Ziemi może mieć bardzo skomplikowaną budowę, powoduje, iż rozważany problem staje się wysoce nieliniowy i niejednoznaczny. W takich przypadkach, tradycyjne deterministyczne metody optymalizacji, które wymagają wielu założeń i uproszczeń, nie dają satysfakcjonujących rozwiązań.

Okazuje się, że znacznie lepsze rezultaty można otrzymać stosując inspirowane obserwacją natury algorytmy optymalizacji globalnej, m.in. metody takie jak algorytmy genetyczne czy metoda symulowanego wyżarzania.

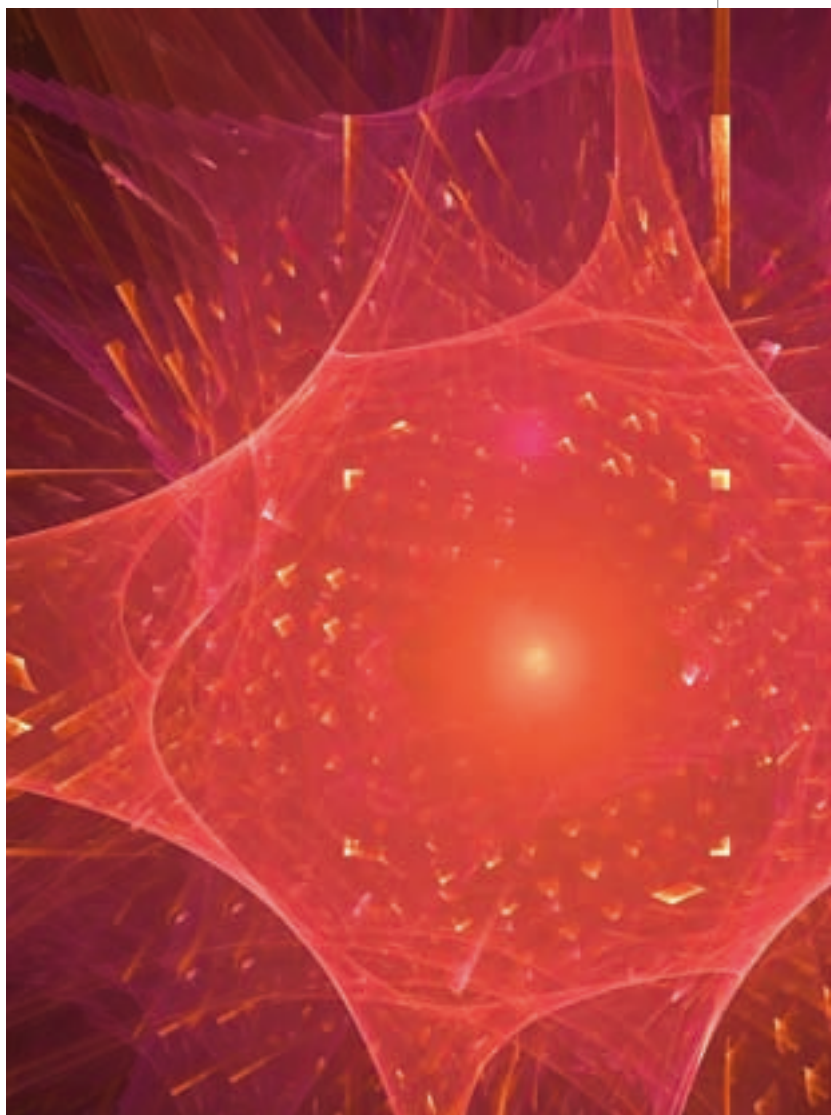
Metaheurystyczne** metody optymalizacji globalnej:

- algorytmy genetyczne (Holland 1960/1970), strategie ewolucyjne (Rechenberg & Swefel 1960), programowanie ewolucyjne (Fogel et al. 1960);
- symulowane wyżarzanie (Kirkpatrick et al. 1983), algorytm przeszukiwania tabu (*Tabu Search*, Glover 1986), algorytmy mrówkowe (*Particle Swarm*, Kennedy & Eberhart 1995), metoda ewolucji różnicowej (*Differential Evolution*, Storn & Price 1996/1997);
- najnowsze algorytmy: *Harmony Search* (Geem et al. 2001), *Honeybee Algorithm* (Nakrani & Tovey 2004), *Firefly Algorithm* (Yang 2008), *Cuckoo Search* (Yang & Deb 2009).

Metoda symulowanego wyżarzania (z ang. *Simulated Annealing – SA*) jest metodą, która naśladuje proces krystalizacji substancji. W celu uzyskania minimalnej energii substancji najpierw podgrzewa się ją do wysokiej temperatury, a następnie bardzo powoli schładza. Proces optymalizacji przebiega analogicznie. Odpowiednikiem minimalizowanej energii substancji jest funkcja celu, natomiast temperatura jest parametrem mówiącym o wielkości przeszukiwanej podprzestrzeni. Rozwiązania w kolejnych iteracjach są generowane losowo według ustalonego, składającego się z bardzo dużej ilości iteracji schematu.

Natomiast algorytm genetyczny (z ang. *Genetic Algorithm – GA*) próbuje znaleźć optymalne rozwiązanie w sposób, który imituje ewolucję biologiczną. Tak jak w naturze obserwować można ciągłą walkę gatunków o przetrwanie, a żyjące gatunki biologiczne reprezentują najsilniejsze, optymalne rozwiązanie problemu

przetrwania we wrogim środowisku, tak w algorytmie genetycznym otrzymane pokolenie wyjściowe reprezentuje zbiór najlepszych rozwiązań danego problemu optymalizacyjnego. Działanie algorytmu GA przebiega w analogii do zaczerpniętych z medycyny praw genetyki. Startując z losowo przyjętej populacji początkowej budowane jest pokolenie potomne. Populacja, a następnie kolejne pokolenia reprezentują zbiory rozwiązań danego problemu optymalizacyjnego. Do następnego pokolenia mogą przejść jedynie najlepiej przystosowane osobniki, czyli takie, dla których zdefiniowana dla problemu funkcja celu przyjmuje wartości optymalne. Rozwiązania w kolejnych iteracjach, czyli budowa pokolenia potomnego, odbywają się za pomocą trzech operatorów: selekcji, krzyżowania i mutacji. Selekcja (reprodukcja) polega na losowym wyborze osobników z populacji, w procesie krzyżowania (rekombinacji) następuje zamiana części zakodowanych osobników w losowo wybranym punkcie, natomiast muta-





cja jest operatorem wprowadzającym zróżnicowanie w populacji. Szczegółowy opis teorii dotyczącej algorytmów genetycznych przedstawił D.E. Goldberg [5].

Między teorią a praktyką

Niedeterministyczne metody optymalizacji przez długi czas były przez naukowców traktowane jako przysłowiowa „ostatnia deska ratunku”, ponieważ są one znacznie trudniejsze do ścisłej matematycznej analizy. Kłopotliwy może być już sam wybór metody

właściwej dla rozważanego zagadnienia. W przypadku metod niedeterministycznych nigdy nie ma całkowitej pewności, że jedna metoda okaże się lepsza od drugiej. Fakt ten został ujęty w sformułowanym w 1997 r. twierdzeniu „No Free Lunch Theorem”. Oznacza ono, że żaden algorytm optymalizacyjny nie może być uznany za najlepszy i uniwersalny dla wszystkich zadań [27]. Decyzję, którą metodę wybrać, można podjąć jedynie na drodze prób i błędów. Sporym problemem może być również odpowiednie dobranie parametrów sterujących, które mają duży wpływ na wartość rozwiązania. Zastosowanie metod heurystycznych wymaga wielu eksperymentów i testów. Ważne jest doświad-



czenie oraz znajomość konkretnego problemu, który rozwiązuje się za pomocą danej metody.

Kolejną niedogodnością jest, że zbieżność do optimum globalnego nie jest gwarantowana dla żadnej z metod. Tylko dla niektórych algorytmów symulowanego wyżarzania pod pewnymi warunkami można udowodnić, że właściwie dobrany układ kryteriów sterujących gwarantuje znalezienie rozwiązania bliskiego minimum globalnemu funkcji celu (dowody przebiegają w języku procesów stochastycznych, łańcuchów Markowa).

Jednak liczne przykłady zastosowań pokazują, iż za pomocą niedeterministycznych metod optymalizacji

udaje się osiągnąć rozwiązania lepsze niż za pomocą konwencjonalnych metod, co stanowi niewątpliwą zachętę do ich aplikacji. Są one użyteczne przede wszystkim w skomplikowanych problemach nieliniowych oraz gdy poszukiwany model składa się z bardzo dużej liczby parametrów. Ogromną zaletą metody jest bowiem to, że nie wykorzystuje ona informacji o gradientie funkcji celu oraz nie wymaga obliczeń na macierzach. Cechuje się również niezależnością od modelu początkowego – losowość jest dobrym sposobem na wyjście z poszukiwania lokalnego do poszukiwania na skalę globalną. Jak twierdzi X. Young [29], heurystyka, na której m.in. bazują wymienione techniki, jest sposobem „prób i błędów” tworzenia akceptowalnego rozwiązania skomplikowanego problemu w rozsądnym czasie.

Pierwsze próby zastosowania symulowanego wyżarzania w geofizyce (do problemów związanych z inwersją nieliniową, mechaniką statystyczną oraz poprawkami statycznymi) przedstawił w swojej pracy D.H. Rothman (1985) [22]. Ogromny wkład w rozpoznanie nowych technik miały również prace autorstwa: M.K. Sen i P.L. Stoffa (1991, 1995) [23, 25] oraz K. Mosegaard i A. Tarantola (1995) [15]. P.D. Vestergaard i R. Mosegaard [26] zbadali możliwość zastosowania metody SA do wyznaczenia czasów przejścia i współczynników odbicia na drodze optymalizacji inwersji wybranych fragmentów profili sejsmicznych po migracji. Sprawdzono również, że metoda może dać godne zaufania rezultaty nawet w przypadku braku informacji *a priori* o optymalizowanych parametrach. Natomiast wyniki zaprezentowane przez P. Carrion i G. Bohm [2] pozwalają stwierdzić, że za pomocą zastosowania metody symulowanego wyżarzania w tomografii refleksyjnej z powodzeniem mogą być odwzorowane granice odbijające i poprzeczny gradient prędkości, nawet w przypadku błędnie wyznaczonych pików i istotnego poziomu szumu. Ważne badania przeprowadził Ma Xin-Quan [28], który zastosował metodę SA w problemie jednoczesnego oszacowania impedancji akustycznej i głębokości granic warstw z danych sejsmicznych po sumowaniu. Jedną z ostatnich aplikacji metody SA w zadaniu estymacji impedancji akustycznej i elastycznej zaprezentowali w swojej publikacji R.P. Srivastava oraz M.K. Sen [24].

Rosnącą rolę zastosowań tego typu metod umysławia m.in. artykuł V.-L. Oswaldo [19], który dokonał przeglądu aplikacji algorytmów genetycznych (GA) użytych do rozwiązania problemów w przemyśle naftowym. Algorytm genetyczny okazuje się być efektywną i stosunkowo prostą w użyciu metodą, zwłaszcza gdy w danym problemie mamy do czynienia z wieloma parametrami oraz gdy istnieje wiele jednakowo dobrych rozwiązań. Praktyczne prace i zastosowania dotyczą

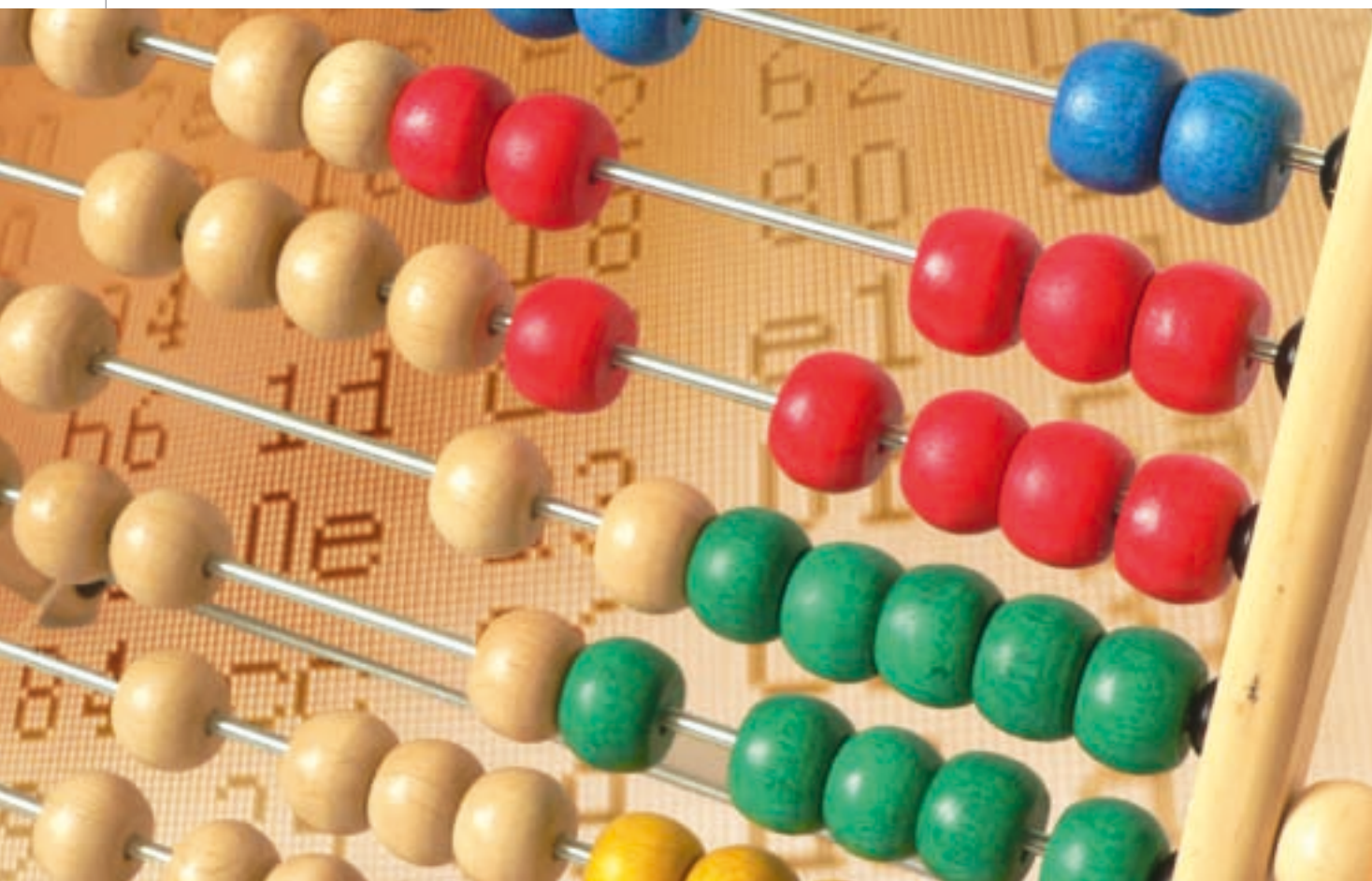
tematyki związanej z charakterystyką skał zbiornikowych [21], podziemnym przechowywaniem gazu, zagadnieniami inwersji [23, 25], wspomaganiami prac na polach roponośnych, przetwarzaniem ropy naftowej, czy strategiami i monitorowaniem wydobywania.

Nowatorskie rozwiązania pojawiają się na rynku specjalistycznego oprogramowania do przetwarzania danych geofizycznych. W wersji systemu Petrel z 2009 r. pojawił się moduł inwersji stochastycznej (będący do dyspozycji w Zakładzie Sejsmiki INiG). Pakiet ten zawiera całkowicie zintegrowany algorytm inwersji genetycznej do rozwiązania problemu strukturalnej i stratygraficznej zmienności pomiędzy otworami, dla których posiadamy informacje. Wejściowymi danymi są, obok danych otworowych, również dane sejsmiczne – będące podstawowym źródłem informacji w eksploatacji złóż węglowodorów. Nowy moduł pozwala generować model 3D impedancji bezpośrednio w aplikacji Petrel. Możliwe jest wyodrębnienie formacji geologicznych i pełniejsza charakteryzacja zbiornika.

W Polsce dopiero w ostatnich latach pojawiły się publikacje i prace doktorskie opisujące wyniki aplikacji metod stochastycznych w problemach geofizycznych. Do tej pory przeprowadzono badania m.in. do-

tyczące zastosowania metody inwersji bayessowskiej w tomografii sejsmicznej (Dębski, 2004) [3] oraz zastosowania algorytmu symulowanego wyżarzania do interpretacji sondowań magnetotellurycznych (Miecznik i in., 2003) [14].

A. Leśniak, G. Pszczoła, zastosowali algorytm genetyczny w dwóch zadaniach odwrotnych [10]. Pierwszym z nich było określenie położenia źródeł wstrząsów sejsmicznych, gdzie nieznanymi parametrami były trzy współrzędne przestrzenne tego źródła oraz czas wystąpienia wstrząsu. Drugie zadanie dotyczyło danych sondowania elektrooporowego i określenia parametrów ośrodka – miąższości i oporności poszczególnych warstw. Tematykę metod geostatystycznych jako metod użytecznych w dokumentowaniu złóż podejmuje J. Mucha w 1994 [16]. Zastosowanie geostatystyki w analizie danych prezentują A. Leśniak, S. Porzycka, natomiast modelowaniem zmienności złóż i szacowaniu zasobów metodą krigingu zajmuje się Z. Kokesz. W 2007 r. podjęto próbę aplikacji metody symulowanego wyżarzania dla odwrotnego zadania kinematycznego dla fali PS w ramach prac realizowanych w Zakładzie Sejsmiki INiG pod kierunkiem pani prof. Haliny Jędrzejowskiej-Tyczkowskiej przez autorkę niniejszej



publikacji [7]. Tematyka obecnych prac obejmuje również zastosowanie algorytmów genetycznych oraz metod geostatystycznych w estymacji pola prędkości i innych parametrów ośrodka geologicznego [20]. Metody te są przedmiotem badań projektu własnego numer NN525 349038 na lata 2010-2012, finansowanego z Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego, pt. „Zastosowanie metod geostatystycznych do wyznaczania parametrów ośrodka geologicznego”.

Liczne przykłady z literatury wskazują, że metody geostatystyczne i niedeterministyczne metody optymalizacji globalnej cieszą się żywym zainteresowaniem geofizyków na całym świecie. W przypadku wielu problemów, otrzymane za ich pomocą wyniki są lepsze lub też tak samo dobre, jak wyniki uzyskane za pomocą tradycyjnych metod. Jednak jeszcze bardziej cenne jest to, że nowatorskie techniki dają szansę na rozwiązanie zagadnień niemożliwych do rozwikłania za pomocą tradycyjnych metod. To motywuje do wprowadzanie ich na grunt Polski.

*Autorka jest pracownikiem naukowym Instytutu
Nafty i Gazu w Krakowie*

Li teratura

- 1) Boschetti F., Dentithz M.C. and List R.D., 1996, *Inversion of seismic refraction data using genetic algorithms*, *Geophysics*, vol. 61, 1715–1727.
- 2) Carrion P., Bohm G., 1994, *Seismic reflection tomography via simulated annealing*, *The Leading Edge*.
- 3) Dębski W., 2004, *Zastosowanie techniki Monte Carlo do rozwiązywania wybranych zagadnień sejsmologicznych*, Instytut Geofizyki PAN.
- 4) Dubrule O., 2003, *Geostatistics for seismic data integration in earth models*, 2003 Distinguished Instructor Short Course, EAGE, SEG.
- 5) Goldberg D. E., 1998, *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*, WNT.
- 6) Grana D., Dvorkin J., 2011, *The link between seismic inversion, rock physics and geostatistical simulations in seismic reservoir characterization studies*, *The Leading Edge*.
- 7) Jędrzejowska-Tyczkowska H., Pieniżek K., 2007, *Zastosowanie metod optymalizacji globalnej, a szczególnie symulowanego wyżarzania (simulated annealing), do rozwiązania odwrotnego zadania kinematycznego w metodzie sejsmicznej*, *Nafta-Gaz*, nr 12.
- 8) Journel, A. G., and Huijberts, C. J., 1978, *Mining Geostatistics*, New York: Academic Press.
- 9) Kokesz Z., 2006, *Trudności i ograniczenia w geostatystycznym modelowaniu zmienności złóż i szacowaniu zasobów metodą krigingu*, *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, Tom 22, Zeszyt 3.
- 10) Leśniak A., Pyszczola G., 2006, *Algorytmy genetyczne w rozwiązywaniu zagadnień odwrotnych w geofizyce*, *Geoinformatica Polonica*.
- 11) Leśniak A., Porzycka S., 2009, *Geostatistical computing in PSInSAR data analysis*, *Computational Science, Proceedings of ICCS 2009: 9th international conference: Baton Rouge, LA, USA, May 25-27 2009*.
- 12) Matheron, G., 1963, *Principles of Geostatistics*, *Economic Geology* 58, 1246-1266.
- 13) Matyasik, 2011, *Nowe wyzwanie dla poszukiwań złóż gazu*, *Rynek Polskiej Nafty i Gazu 2011*, str. 90-95.
- 14) Miecznik J., Wojdyła M., Danek T., 2003, *Application of nonlinear methods to inversion of 1D magnetotelluric sounding data based on very fast simulated annealing*, *Acta Geophysica Polonica 2003 vol. 51 no. 3 s. 307–322*.
- 15) Mosegaard, K. oraz Tarantola A., 1995, *Monte Carlo sampling of solutions to inverse problems*, *J. Geophys. Res.* 100, 12431–12447.
- 16) Mucha J., 1994, *Metody geostatystyczne w dokumentowaniu złóż*, zeszyt naukowy AGH.
- 17) Nkravesh, M., Aminzadeh, F., 2001, *Past, present and future intelligent reservoir characterization trends*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 31 (2–4), 67–79.
- 18) Omre H., *Bayesian Kriging – merging observations and qualified guesses in kriging*, 1987, *Mathematical Geology*, 19, 25–39.
- 19) Oswaldo V.-L., 2005, *Genetic algorithms in oil industry: An overview*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 47, 15–22.
- 20) Pirowska K., *Zastosowanie algorytmu genetycznego do estymacji parametrów ośrodka geologicznego na podstawie pomiarów sejsmicznych*, artykuł przyjęty do druku w czasopiśmie *Nafta-Gaz*.
- 21) Romero C.E., Carter J.N., 2001, *Using genetic algorithm for reservoir characterization*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 31, 113–23.
- 22) Rothmann, D. H., 1985, *Nonlinear inversion, statistical mechanics and residual statics estimation*, *Geophysics* 50, 2784–2796.
- 23) Sen M., Stoffa P.L., 1995, *Global optimization methods in geophysical inversion*, Elsevier.
- 24) Srivastava R.P., Sen M.K., 2010, *Stochastic inversion of prestack seismic data using fractal based initial models*, *Geophysics* 75, no. 3, R47-R59.
- 25) Stoffa, P.L. Sen, M.K., 1991, *Nonlinear multiparameter optimization using genetic algorithms: Inversion of plane-wave seismograms*, *Geophysics*, vol. 56, 1794–1810.
- 26) Vestergaard P.D., Mosegaard R., 1991, *Inversion of post-stack seismic data using simulated annealing*, *Geophysical Prospecting* 39, 613–24.
- 27) Wolpert, D.H., Macready, W.G., 1997, *No Free Lunch Theorems for Optimization*, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 1, 67, <http://ti.arc.nasa.gov/m/profile/dhw/papers/78.pdf>
- 28) Xin-Quan Ma, 2001, *A constrained global inversion method using an overparametrized scheme: application to poststack seismic data*, *Geophysics* vol. 66 no 2, p.613-626.
- 29) Yang, X.-S., 2008, *Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms*. Luniver Press.
- 30) Zawadzki J., 2011, *Metody geostatystyczne dla kierunków przyrodniczych i technicznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.

Wyjaśnienia pojęć:

***Histogram** to jeden z graficznych sposobów przedstawienia rozkładu empirycznego cechy. Składa się z szeregu prostokątów umieszczonych na osi współrzędnych. Prostokąty te są z jednej strony wyznaczone przez przedziały klasowe wartości cechy, natomiast ich wysokość jest określona przez liczebności (lub częstości, ewentualnie gęstość prawdopodobieństwa) elementów wpadających do określonego przedziału klasowego.

(<http://pl.wikipedia.org/wiki/Histogram>)

****Metaheurystyka** – ogólny algorytm (heurystyka) do rozwiązywania problemów obliczeniowych. Algorytm metaheurystyczny można używać do rozwiązywania dowolnego problemu, który można opisać za pomocą pewnych definicji przez ten algorytm pojęć. Najczęściej wykorzystywany jest jednak do rozwiązywania problemów optymalizacyjnych. Określenie powstało z połączenia słowa „meta” („nad”, tutaj w znaczeniu „wyższego poziomu”) oraz słowa „heurystyka” (gr. *heuriskein* – szukać), co wynika z faktu, że algorytmy tego typu nie rozwiązują bezpośrednio żadnego problemu, a jedynie podają sposób na utworzenie odpowiedniego algorytmu. Termin „metaheurystyka” po raz pierwszy został użyty przez Freda Glovera w 1986 roku.

(<http://pl.wikipedia.org/wiki/Metaheurystyka>)

Rola biomarkerów w prospekcji naftowej

Biomarkery – nowoczesna charakterystyka genetyczna systemów naftowych

DR INŻ. IRENA MATYASIK

Skamieniałości to pozostałości roślin i zwierząt przechowane przez miliony lat z zachowaniem niezmiennego wyglądu zewnętrznego. Powstają one w wyniku fosylizacji, czyli zastępowania w odpowiednich warunkach materii organicznej przez nieorganiczną. Fosylizacja, to procesy wysycania krzemionką, solami wapnia, żywicami roślinnymi (bursztyn), pochodnymi ropy naftowej (wosk, asfalt) lub zamrażania.

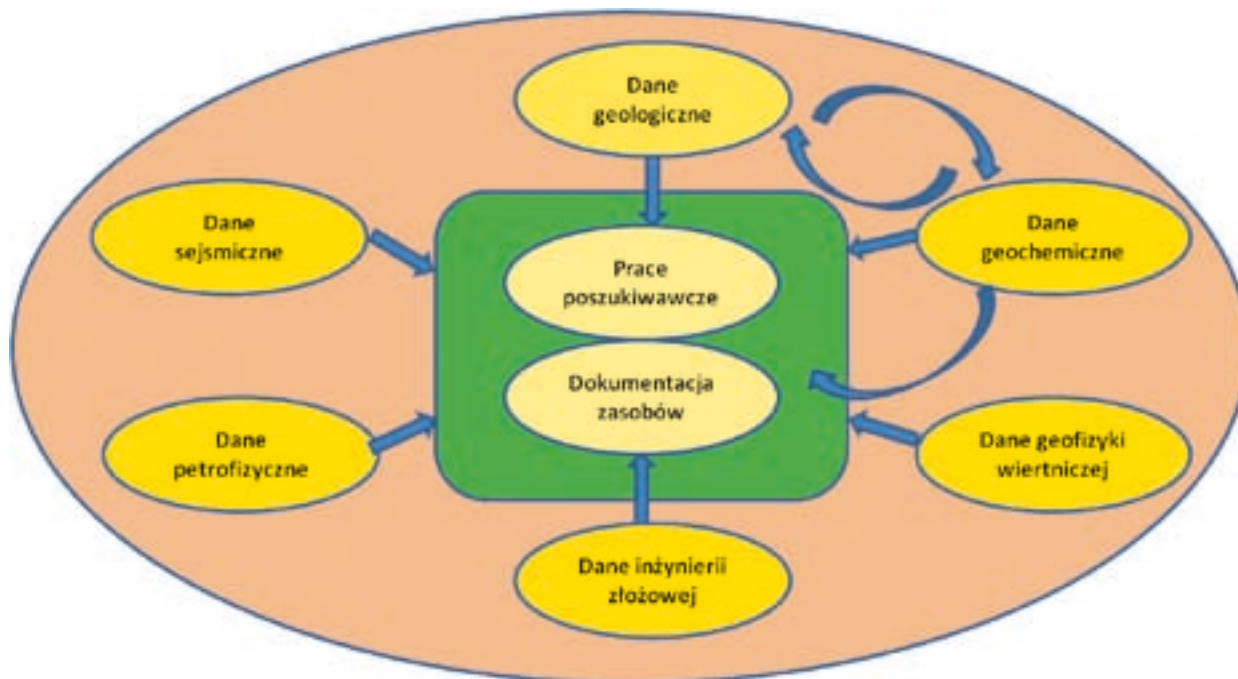
Wiek szczątków określa się za pomocą tzw. skamieniałości przewodnich oraz metodami fizykochemicznymi. Skamieniałości przewodnie charakteryzują się wąskim zasięgiem stratygraficznym i szerokim zasięgiem geograficznym. Są to szczątki organizmów, które w ściśle ograniczonych epokach geologicznych występowały powszechnie wokół całej Ziemi. Będąc „markerami” wieku swojej warstwy geologicznej, pozwalają na oznaczenie wieku warstw sąsiednich, zarówno leżących powyżej, jak i poniżej.

Przykładem metod fizykochemicznych jest metoda izotopowa, węgla radioaktywnego ^{14}C . Izotop ten rozpada się do izotopu niepromieniotwórczego, przy czym proporcja obu w atmosferze jest w przybliżeniu stała i nie zmieniała się na przestrzeni dziesiątków tysięcy lat wskutek promieniowania kosmicznego. Oba izotopy wbudowywane są w ciała organizmów żywych w takich samych proporcjach. Po ich śmierci maleje ilość węgla ^{14}C dokładnie o połowę po każdym 5730 latach (czas połowicznego rozpadu). Stosunek ^{14}C do ^{12}C w kopalnej materii organicznej pozwala obliczyć jej przybliżony wiek. Metoda nie pozwala na ocenę wieku szczątków starszych niż pewna wartość progowa, powyżej której nie da się stwierdzić zmian zawartości radiowęgla. Inne pierwiastki promieniotwórcze (np. uran) znajdują zastosowanie do datowania szczątków w większych przedziałach czasowych.

Geochemia organiczna, jako gałąź nauk geologicznych, zajmuje się historią naturalną Ziemi z chemicznego punktu widzenia. Jednym z jej głównych celów jest przedstawienie charakterystyki fizykochemicznej środowisk geologicznych oraz procesów chemicznych, które doprowadziły do ich powstania oraz przesłedzenie w skali geologicznej zmian geochemicznych, a także rozpoznanie czynników, które miały wpływ na te przemiany. Z geochemią związane jest pojęcie znaczników molekularnych – biomarkerów [6]. Związki te, generowane biosyntetycznie, posiadające stosunkowo odporne na przemiany geochemiczne podstawowe szkielety strukturalne podlegające niewielkim przeobrażeniom w procesach diagenetycznych oraz termicznego dojrzewania materii osadowej, znajdują dobre zastosowanie w prospekcji naftowej.

Znaczenie geochemii naftowej w poszukiwaniach złóż węglowodorów

Wszystkie odkrycia złóż w Karpatach głównie oparte były o powierzchniowe prace kartograficzne, doświadczenie geologów naftowych a także ich intuicję.



Rys.1. Schemat współdziałania nauk geochemicznych, petrofizyki, geofizyki wiertniczej, sejsmiki w poszukiwaniu i dokumentowaniu złóż węglowodorów

Podczas prawie 160-letniej eksploracji w tym rejonie odkryto 75 złóż ropy i gazu, z których wydobyto ponad 13 mln ton ropy i ponad 14 mld m³ gazu [7].

Stopniowo eksploracja obejmowała pozostałe części Polski. W okresie powojennym przeniosła się na obszar zapadliska przedkarpackiego i Kujaw, a następnie na obszar Niżu Polskiego. Tam też prace poszukiwawcze prowadzono na podstawie pierwszych wyników badań sejsmicznych. Rezultatem całej działalności przemysłu naftowego w Polsce jest odkrycie na terenie zapadliska przedkarpackiego ok. 130 złóż, głównie gazu ziemnego w utworach miocenu. Do dzisiaj wydobyto z nich ponad 95 mld m³ gazu, natomiast z utworów podłoża zapadliska przedkarpackiego – ponad 22 mln ton ropy naftowej.

Na Niżu Polskim do roku 2010 odkryto ponad 55 złóż ropy naftowej i ok. 90 złóż gazu ziemnego, w tym największe w Polsce złoża: Barnówko–Mostno–Buszewo o zasobach ropy naftowej przekraczających 10 mln ton oraz Międzychód–Lubiatów o zasobach ok. 4 mln ton ropy naftowej [9].

Wszystkie te złoża na obszarze Polski odkryte zostały w oparciu o badania sejsmiczne. Dane sejsmiczne zarówno 2D, jak i 3D, 3C, rezultaty wierceń badawczych, poszukiwawczych czy eksploatacyjnych ciągle dostarczają nowych danych o budowie geologicznej. Pomimo że uzyskiwane dane dają nam ogromną ilość informacji geologicznej o ośrodku skalnym, układzie warstw i możliwości występowania potencjalnej pułapki dla węglowodorów, to współczesna geologia

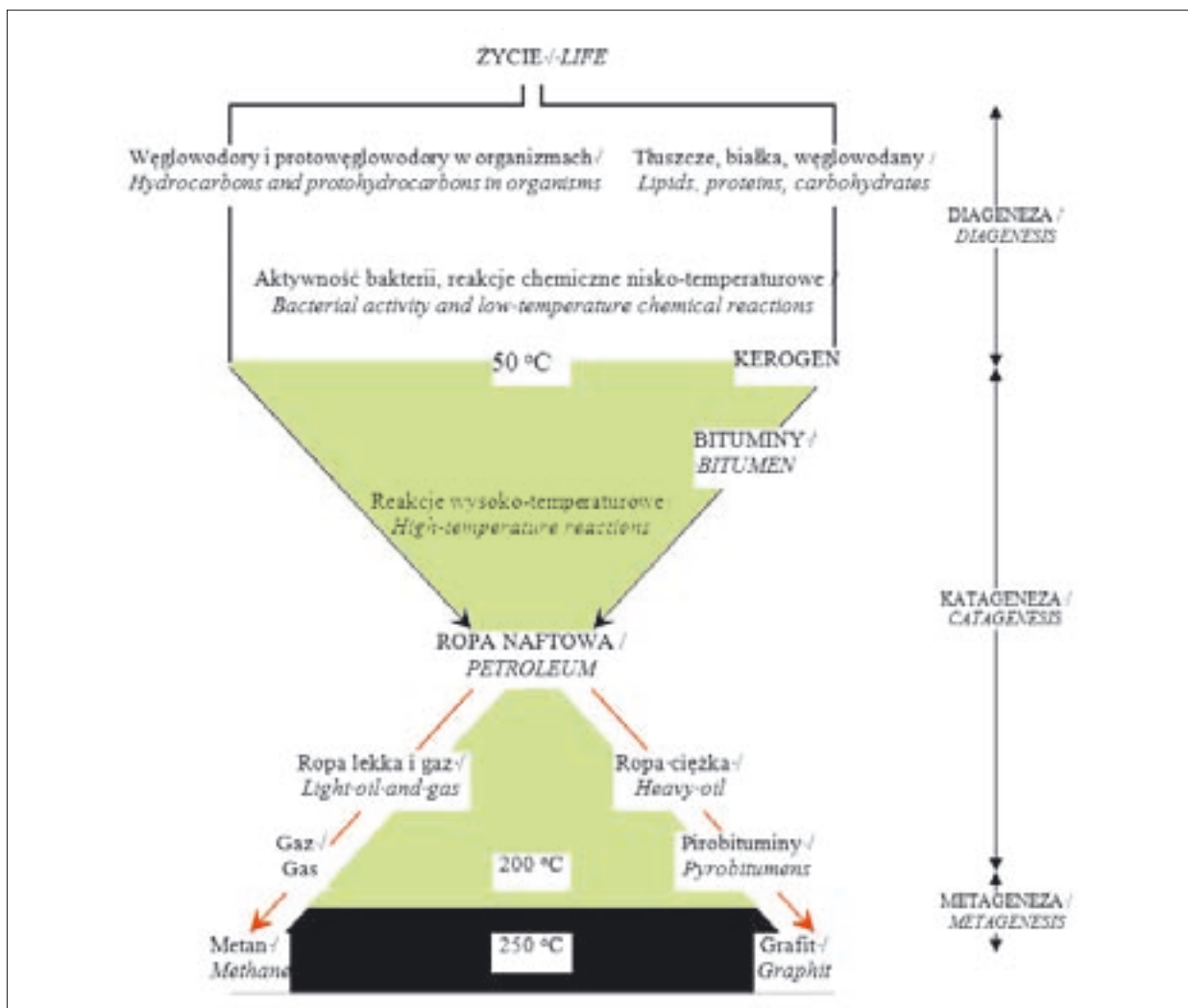
naftowa wymaga współdziałania takich nauk jak geochemia, mineralogia, petrologia, sedimentologia oraz innych, dzięki którym ogranicza się ryzyko poszukiwawcze (rys. 1).

Z pojawieniem się trudności w odkrywaniu nowych złóż, pomimo istnienia dogodnych warunków do ich występowania, czyli struktur, stało się jasne, że wyłumaczenia należy szukać w innych dziedzinach geologii i geochemii naftowej.

Geochemia naftowa stawała się coraz bardziej potrzebna w wyjaśnianiu zagadnień związanych ze skła-

Teoria organicznego pochodzenia ropy naftowej ma ścisły związek z żywą materią organiczną zawierającą cząsteczki węglowodorowe lub protowęglowodorowe oraz węglowodany, białka czy tłuszcze, które pod wpływem działalności mikroorganizmów i ciepła Ziemi są przekształcane w kierunku wytworzenia związków węglowodorowych wchodzących w skład ropy naftowej czy gazu ziemnego.

dem ropy naftowej, jej pochodzeniem, sposobem migracji. Ważna była także znajomość zmian w składzie ropy naftowej wraz ze wzrostem głębokości, tempera-



Rys. 2. Przemiany termiczne od diagenety osadów do metagenety, prowadzące do przetworzenia materii żywych organizmów w węglowodory (według Hunt 1996)

ture i ciśnienia. W historii rozwoju geochemii naftowej powstawały różne koncepcje próbujące odtworzyć proces tworzenia się ropy naftowej, która w różnych miejscach i w różnej formie była odnajdywana w różnego typu pułapkach złożowych. Teoria organicznego pochodzenia ropy naftowej ma ścisły związek z żywą materią organiczną zawierającą cząsteczki węglowodorowe lub protowęglowodorowe oraz węglowodany, białka czy tłuszcze, które pod wpływem działalności mikroorganizmów i ciepła Ziemi są przekształcane w kierunku wytworzenia związków węglowodorowych wchodzących w skład ropy naftowej czy gazu ziemnego. Około 10÷20% akumulacji węglowodorów powstało wprost z węglowodorów syntezowanych przez żyjące organizmy lub z ich cząstek i zawierają one zwykle więcej niż 15 atomów węgla w cząsteczce.

Z kolei 80÷90% akumulacji węglowodorów pochodzi z substancji takich jak: lipidy (tłuszcze), białka czy

węglowodany żywych organizmów, które uległy konwersji w czasie geologicznym tworząc tzw. rozproszoną materię organiczną w skałach osadowych, zwaną kerogenem.

Generalnie powstawanie ropy i gazu jest procesem prostym, który można porównać do „ogromnego gotowania” materii organicznej (kraking termiczny) zawartej w osadach zasobnych w węgiel organiczny. Postępujący wzrost temperatury, związany z pogrążaniem się tych osadów, powoduje termiczną degradację osadowej materii organicznej. Powstają produkty mobilne wzbogacone w wodór (węglowodory) i niemobilne – ubogie w wodór reziduum (czyli kerogen i pirobituminy). Tak powstają wszystkie ropy naftowe i większość gazu, z wyjątkiem tych gazów, które tworzone są na skutek bakteryjnej działalności w niskich temperaturach w płycej zalegających osadach w środowisku redukcyjnym. Gazy te określane są jako bioge-

niczne, zawierające głównie metan i uważa się, że stanowią one 20% wszystkich odkrytych złóż gazowych na świecie. Temperatura i czas to główne czynniki, które rządzą prawami reakcji chemicznych prowadzących do powstania węglowodorów (rys. 2) [6].

Geochemia naftowa w Polsce, podobnie jak i w krajach Europy Zachodniej czy USA, została dość szybko rozwinięta w ostatnich trzech dekadach. Jako dyscyplina naukowa zyskała sobie prawo obywatelstwa w 1959 r. podczas V Światowego Kongresu Naftowego w Nowym Jorku. Początkowe badania dotyczyły analizy mediów złożowych. Później zaczęto coraz bardziej interesować się skałą źródłową (macierzystą), a w miarę postępu w technice analitycznej wprowadzano coraz to nowsze metody badawcze, tak w odniesieniu do próbek skalnych, jak i rop naftowych oraz towarzyszących im mediów [8].

Badania geochemiczne skał pozwalają odpowiedzieć na pytanie, czy w rejonie, w którym poszukiwane są węglowodory istnieje skała macierzysta i czy warunki, w jakich się znajdowała w czasie geologicznym mogły doprowadzić do wygenerowania węglowodorów. Ważnym zatem zagadnieniem jest zrozumienie i rozpoznanie warunków pierwotnych, w których dochodziło do powstawania najpierw charakterystycznych typów skał osadowych później zaś ich termicznej ewolucji, przekształcając się w czasie geologicznym w skomplikowany system uwarunkowań prowadzących do generacji i ekspulsji a następnie migracji i akumulacji węglowodorów.

Większość skał osadowych zawiera rozproszoną substancję organiczną charakteryzującą się różnym pochodzeniem i sposobem powstania oraz różnymi właściwościami fizycznymi i składem chemicznym. Substancja ta zawiera 85÷90% węgla pochodzenia organicznego oraz 8÷10% wodoru.

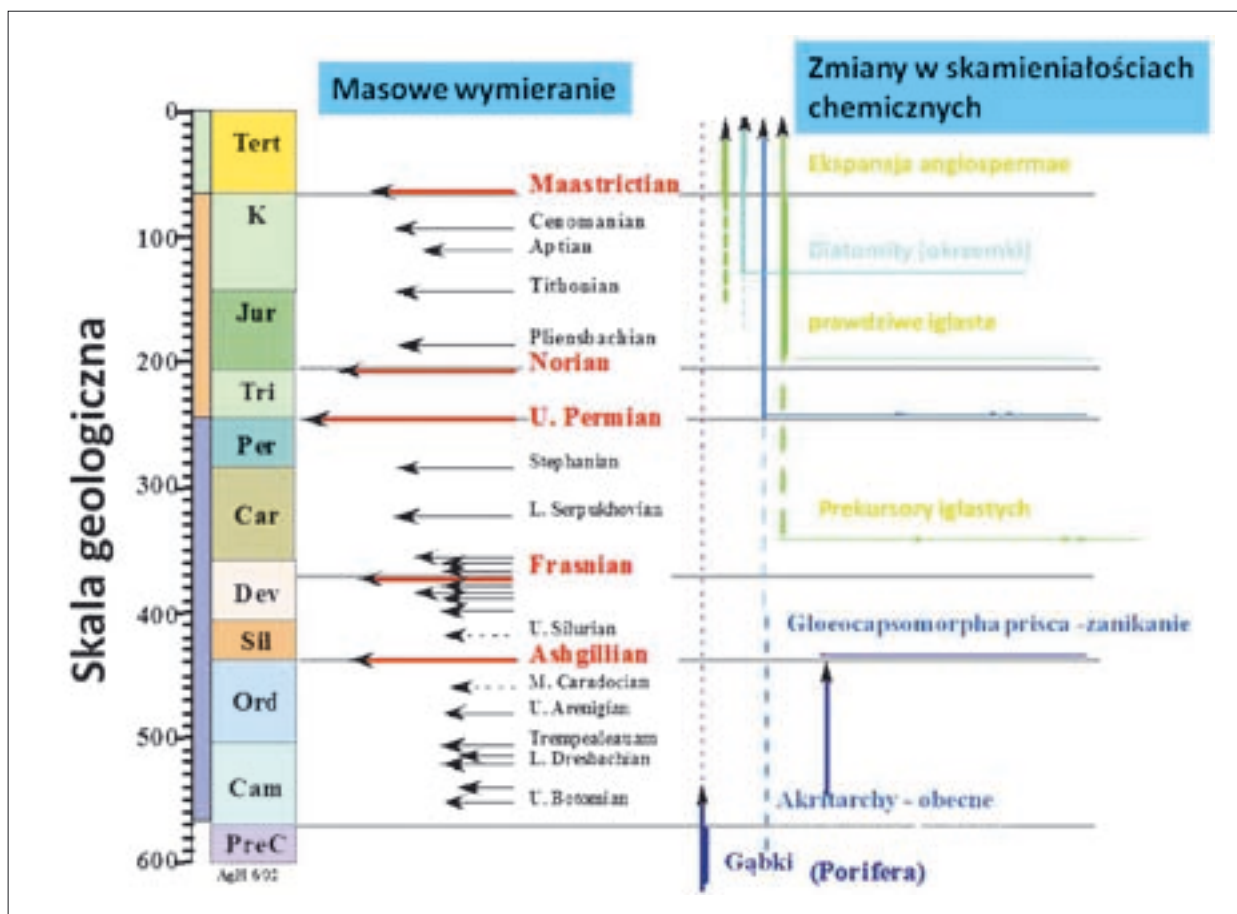
Skład substancji organicznej jest różnorodny i zależy od wielu czynników:

- warunków sedymentacji,
- warunków geochemicznych panujących w czasie sedymentacji (redukcyjnych, utleniających w środowiskach morskich czy jeziornych),
- typu wyjściowego materiału organicznego (np. materia roślinna, zwierzęca, bentos, plankton) oraz dalszych przemian, jakim on podlegał.

Znane są trzy typy kerogenu (substancji organicznej), które w zależności od głębokości pogrzebania osadu oraz temperatury mogą generować gaz lub ropę. Dla przykładu na głębokości ok. 2,5÷4 km przy temperaturze 90÷120°C może powstać ropa naftowa i niewielka ilość gazu, a przy wyższych temperaturach – w granicach 150°C – prawie wyłącznie gaz ziemny.

Badania geochemiczne, zmierzające w pierwszym rzędzie do oceny macierzystości skał przewierczanych





Rys. 3. Występowanie skamieniałości chemicznych (biomarkerów) w czasie historii geologicznej (według Holba, 1998) [4, 5]

w danym profilu odwiertu, prowadzone są systematycznie dla wszystkich poziomów stratygraficznych i stanowią stały element w pracach poszukiwawczych.

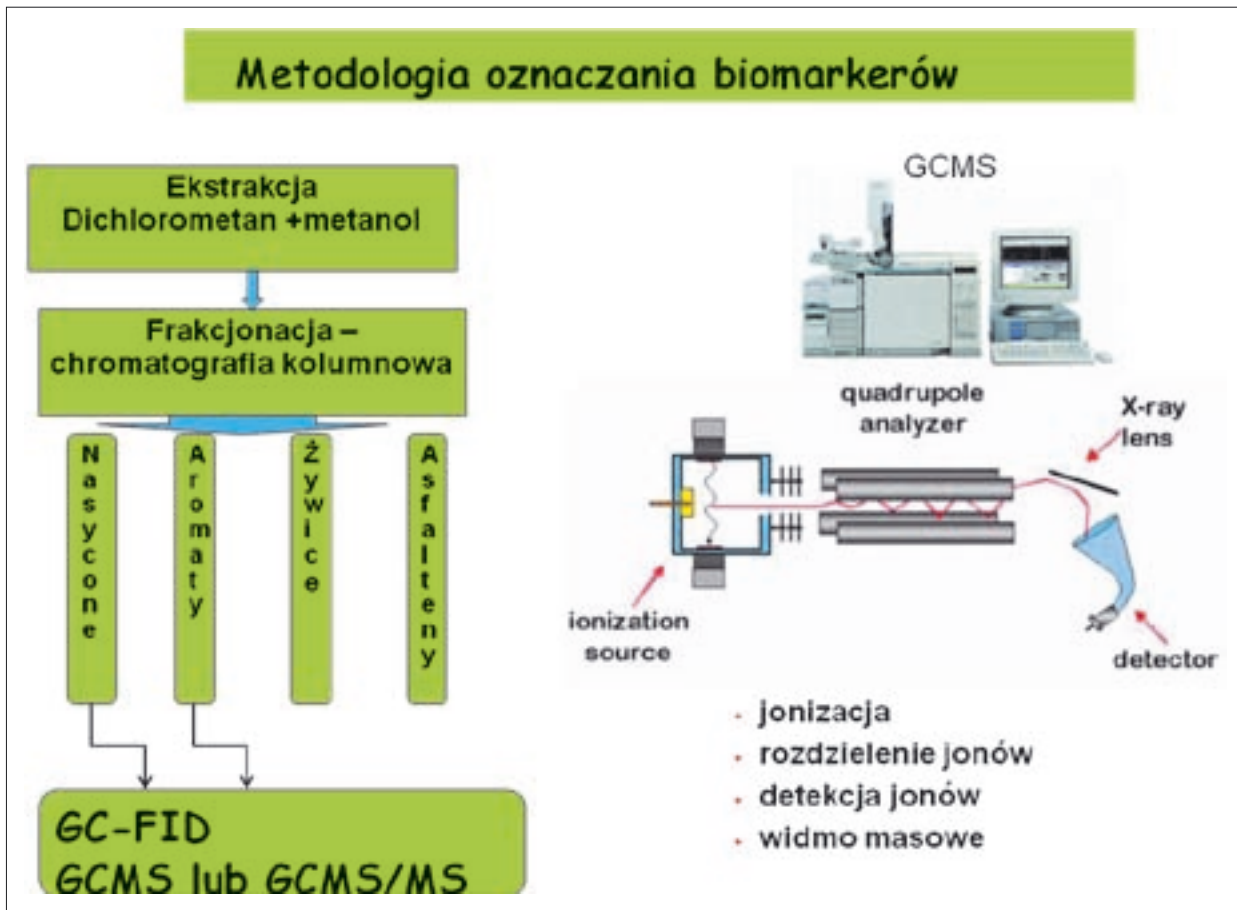
W Instytucie Nafty i Gazu wykonuje się większość analiz geochemicznych, które mają za zadanie w jak największym stopniu rozpoznać jakość substancji organicznej tak, aby doprowadzić do określenia miejsca, czasu i ilości wygenerowanych węglowodorów, a także wskazać na związki genetyczne z substancją źródłową, włączając w to warunki środowiska depozycji.

Biomarkery – nośniki informacji genetycznych i zmian termicznych

Rozwój technik analitycznych, takich jak chromatografia gazowa i spektrometria masowa, pozwala na coraz doskonalsze analizy śladowych ilości związków określanych mianem „biomarkerów” – znaczników biologicznych, występujących zarówno w ropach, jak i ekstraktach bitumicznych ze skał, które są nośnikiem cennych informacji przy określaniu związków gene-

tycznych i historii ropy naftowej występującej w danym złożu. W polskim przemyśle naftowym analiza tych specyficznych związków została wprowadzona w połowie lat 90. ub. wieku i z coraz większym powodzeniem jest stosowana w większości prowadzonych prac poszukiwawczo-złożowych. Wykazanie strukturalnych zależności pomiędzy związkami organicznymi występującymi w ropach naftowych i skałach macierzystych a organizmami żywymi, np. angiosperm, porfiryny, chlorofil, jest ważne w aspekcie teorii biogenicznego pochodzenia ropy naftowej [8].

Biologiczne znaczniki molekularne, w literaturze powszechnie nazywane biomarkerami, to zawarte w skałach macierzystych lub ropach naftowych związki organiczne, których szkielet węglowy jest stabilny w czasie geologicznym. Terminem biomarker (*chemical fossil* – skamieniałość chemiczna, *molecular fossil* – skamieniałość molekularna) określa się każdy związek biogeny występujący w ropie naftowej lub w ekstrakcie bituminów z potencjalnej skały macierzystej, którego podstawowy szkielet węglowy wskazuje na związek z jego naturalnym biologicznym prekursorem. Biomarkery są przeważnie mikroskamieniałościami o średnicy poniżej 30 μm, charakteryzującymi się róż-



Rys. 4. Schemat ilustrujący sposób postępowania z próbkami zawierającymi biomarkery

nicowaniem stereochemicznym, co pozwala na powiązanie tych związków z odpowiednimi organizmami żywymi – prekursorami substancji organicznej [1, 2, 5, 10]. Pierwsze prace o idei wykorzystania biomarkerów w geologii naftowej sięgają późnych lat sześćdziesiątych XX wieku, kiedy to Eglinton i Calvin znaleźli mikroskopamieniałości pochodzenia zwierzęcego i roślinnego zarówno w osadach, jak i w ropie naftowej [11]. Od tego czasu w różnych basenach naftowych prowadzono badania, które zaowocowały wykryciem dużej liczby nowych związków wiązanych genetycznie z organizmami żywymi (rys. 3). Do najprostszych i najwcześniej rozpoznanych biomarkerów należą n-alkany i acykliczne izoprenoidy oraz niektóre związki aromatyczne (np. naftaleny i fenantreny [10, 11]). Biomarkery o złożonej strukturze chemicznej wymagają analizy przy pomocy połączonej techniki chromatografii gazowej sprzężonej ze spektrometrią mas GCMS (rys. 4), która dzięki dużej czułości umożliwia pomiar związków takich jak: seskwiterpeny, triterpeny, hopany i sterany, występujące zwykle w próbkach geologicznych w bardzo małych koncentracjach [1, 8].

Pomimo bardzo niskich koncentracji, biomarkery są nośnikiem cennych informacji dla określania związków

genetycznych mediów złożowych ze skałami źródłowymi i historii ropy naftowej występującej w danym złożu. Ich rola w charakterystyce systemów naftowych jest ważna z uwagi na konieczność określenia zarówno związków genetycznych pomiędzy skałą macierzystą a akumulowanymi węglowodorami, jak i sprecyzowania poziomu dojrzałości termicznej przy modelowaniu historii termicznej basenu [1, 3, 6]. Temperatura i czas to główne czynniki, które wywołują zmiany w konfiguracji specyficznych związków. Takie podejście prowadzi do zmniejszenia ryzyka poszukiwań węglodorów, bowiem pozwala sprecyzować wiek skał źródłowych oraz ich typ litologiczny i określić przemiany termiczne, co w korelacji z odkrytymi węglowodorami znacznie zawęża zakres poszukiwań tzw. kuchni generacyjnej.

Dotychczas badaniami biomarkerów w Polsce objęto wiele próbek rop naftowych pochodzących ze złóż fliszu karpackiego i przedgórze Karpat oraz próbek rop naftowych z utworów dolomitu głównego, karbonu a także kambru środkowego w syneklizie perybałtyckiej. Analogicznymi badaniami objęto także potencjalne skały macierzyste fliszu karpackiego oraz utworów mezozoicznopaleozoicznych podłoża Karpat i dolomitu na Niżu Polskim. Badania specyficznych znaczników

biologicznych wykorzystywano do prac korelacyjnych, gdzie analizowano biomarkery z grupy hopanów, steranów, triterpenów oraz takie specyficzne związki, jak *oleanan* czy *gammaceran* [8].

Biomarkery frakcji aromatycznej z kolei znajdują szerokie zastosowanie w określeniu dojrzałości termicznej rop naftowych i substancji organicznej zawartej w ekstraktach bitumicznych. Wśród aromatycznej grupy biomarkerów analizą objęto alkilonaftaleny, alkilofenantreny oraz pochodne dibenzotiofenu, których wzajemne stosunki ilościowe zmieniają się ze wzrostem stopnia przeobrażenia termicznego. Dobra stosowalność tych wskaźników odnosi się szczególnie do momentu osiągnięcia etapu przemian katagenetycznych i można je odnosić do innych uznanych wskaźników dojrzałości skał osadowych, jak np. pomiaru refleksyjności wityrnytu czy pomiaru T_{max} z analizy pirolicznej Rock-Eval.

Dotychczasowe prace badawcze w prospekcyjnej dla poszczególnych grup biomarkerów, których identyfikacji dokonuje się w oparciu o charakterystyczne widma masowe, pozwoliły na wytypowanie dla skał macierzystych właściwych im znaczników biologicznych, przydatnych do prac korelacyjnych. Prowadzone w Polsce prace są przyczynkiem do poznania natury źródłowych skał osadowych, będących punktem wyjściowym dla generacji i późniejszych akumulacji węglowodorów. Prace te mają jeden zasadniczy cel: ustalenie związków genetycznych pomiędzy skałą osadową a akumulacjami rop naftowych, co pozwala na przewidywanie kierunków poszukiwań nowych akumulacji, zmniejszając równocześnie ryzyko prowadzonych prac poszukiwawczych.

Określenie związków genetycznych pomiędzy ropami w skali regionalnej może pomóc w wydzieleniu odrębności źródeł zasilania. Korelacja opiera się na analizie wielu wskaźników otrzymanych z badań.

Podstawą metody korelacji jest założenie, że określone typy skał macierzystych, deponowanych w tych samych warunkach środowiskowych, będą generowały takie same ropy. Zatem określone biomarkery, przeważające w skałach macierzystych, powinny zostać znalezione w ropach naftowych wygenerowanych z tych skał. Zależność ta nie jest jednoznaczna z uwagi na takie czynniki, jak:

- różny czas generowania przy różniących się głębokościach pograżenia,
- zmiany podczas samej akumulacji (wymywanie wodą, biodegradacja, dojrzewanie, wtórna migracja, kontaminacja),

które powinny być uwzględnione przy pracach korelacyjnych.

Korelacja rop jest bardzo istotnym zagadnieniem w przemyśle prospekcyjnym – pozwala na ukierunkowanie prac w nowo rozwiertanym terenie, gdzie po odkryciu kilku złóż rop naftowych można, uwzględniając ich charakterystykę, wnioskować o lateralnym lub wertykalnym rozprzestrzenianiu się poziomów prospekcyjnych. Każda rodzina rop naftowych posiada określone cechy charakterystyczne, właściwe dla jednego systemu naftowego. Określenie liczby grup rop prowadzi do określenia liczby systemów naftowych, co zawęża dalsze poszukiwania w obrębie określonych typów skał macierzystych lub zidentyfikowanych struktur. Korelacja ropa–ropa pozwala określić m.in. kontynuację skały zbiornikowej w strefach dyslokacyjnych oraz odpowiedzieć na pytanie: czy geochemiczny skład rop i gazów z różnych poziomów produkcyjnych może pochodzić z jednego źródła? Współczesne techniki analityczne są wystarczająco czułe, by móc wykazać podobieństwo dwóch rodzin rop naftowych, lub też je wykluczyć. Znacznie trudniejszym zadaniem jest określenie zmian zachodzących podczas migracji ropy



naftowej ze skały macierzystej do zbiornikowej, lub zmian fizykochemicznych i chemicznych dwóch tych samych genetycznie rop, po ich zakumulowaniu.

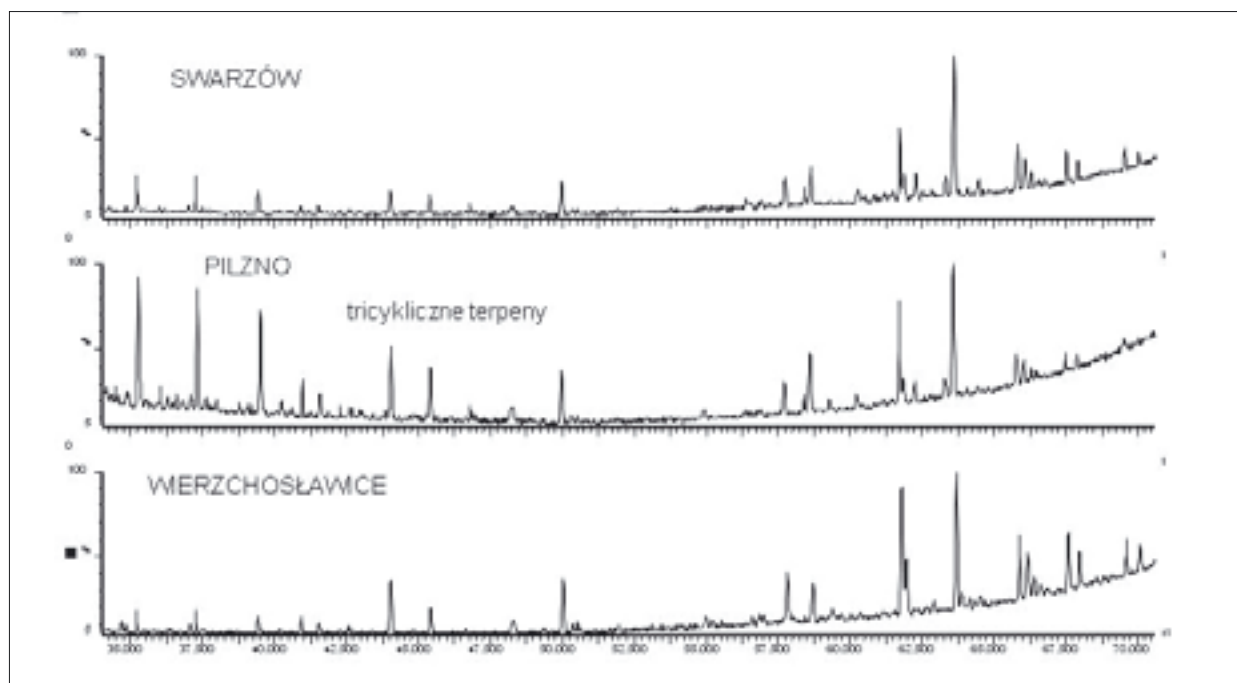
Przykłady zastosowań biomarkerów w polskich basenach naftowych

Badania biomarkerów wykonane w sposób zuniifikowany dla potencjalnych skał macierzystych i odkrytych akumulacji rop naftowych w wybranych jednostkach geologicznych w Polsce wykazały, iż mogą one w znaczny sposób przybliżyć ocenę danego basenu naftowego. Ocena ta została wykonana w oparciu o specyficzne związki z grupy pentacyklicznych terpenów, steranów i tricyklicznych terpenów oraz oleananu, gammaceranu itp. W korelacji uwzględniono także

glowodorów. Jakkolwiek większość złóż ropy naftowej wykazuje podobne cechy pod względem parametrów fizykochemicznych, to każda z tych akumulacji w detalach charakteryzuje się innymi właściwościami genetycznymi, co wymusza poszukiwania dla nich źródeł zasilania z różnych ośrodków macierzystości.

Jako macierzyste dla generacji rop naftowych w regionie Grobli-Pławowic, z uwagi na podobieństwo genetyczne, można było uznać utwory karbonu dolnego (facja kulmu) oraz alternatywnie utwory jury – malmu. Z uwagi na bimodalność dystrybucji biomarkerów, dla złoża Grobla należy brać pod uwagę dwa źródła zasilania.

Z kolei dalsze złoża (np. Pilzno) wykazują odrębność genetyczną z powodu zawartości oleananu, gammaceranu i dużą zawartość tricyklicznych terpenów z dominacją struktury t_{19} (rys. 5). Wobec odrębności tej ropy od pozostałych z tego jurajsko-kredowego systemu, dla niej utwory jurajskie stanowią najprawdopodobniej jedyną źródło generowania węglowodorów ciekłych.



Rys. 5. Skład biomarkerów z grupy terpenów m/z 191 w trzech przykładowych złożach jurajskich na Przedgórzu Karpat, ilustrujący bardzo subtelne różnice wynikające z wpływu cech genetycznych substancji źródłowej [8]

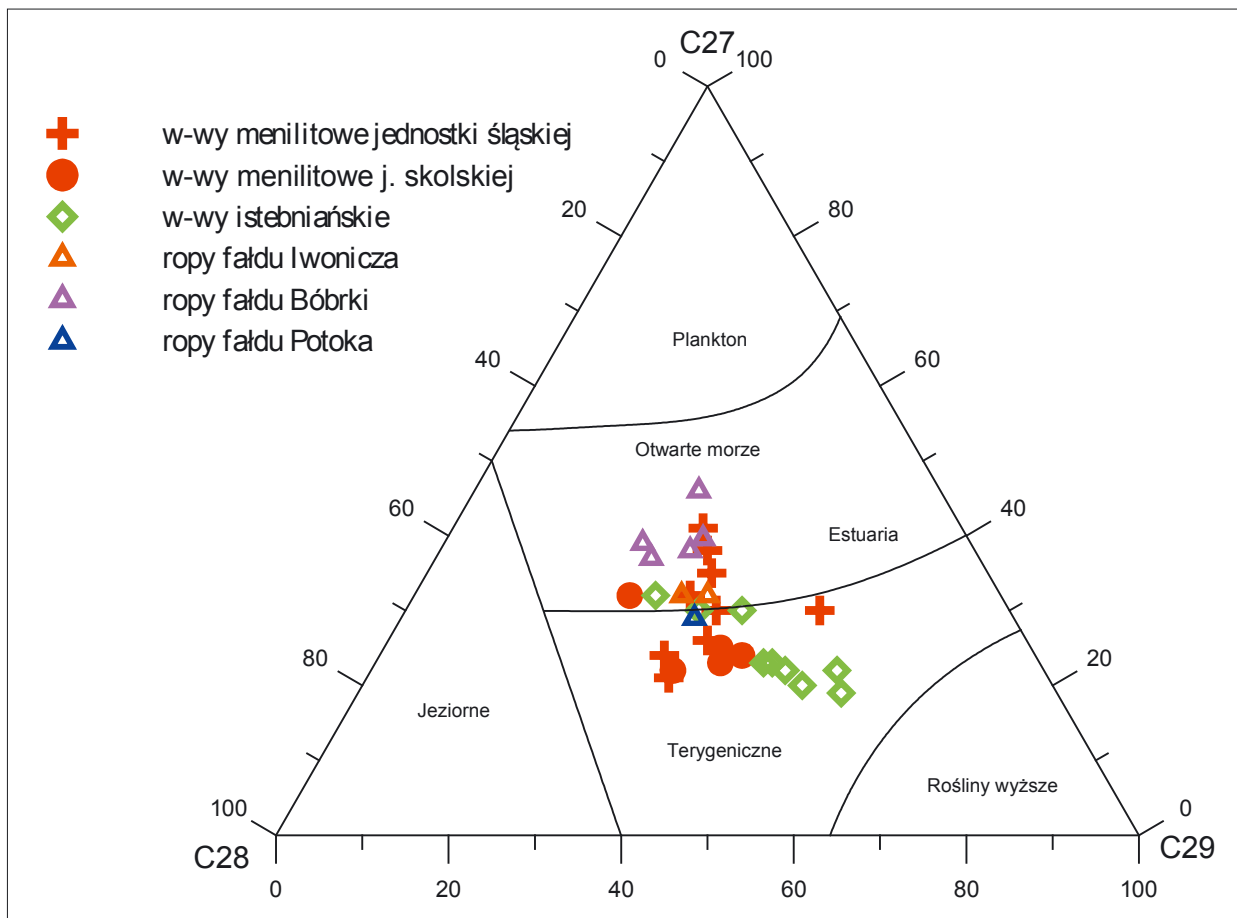
związki aromatyczne, w tym połączenia siarkowe oraz indywidualne z tej grupy, jak reten czy kadalen. Oczywiście wyniki takich badań muszą być interpretowane w oparciu o dobre rozpoznanie geologiczne, co w dalszej kolejności umożliwi poprawne wykonanie modelowania basenowego.

Jednym z charakteryzowanych systemów naftowych był jurajsko-kredowy na Przedgórzu Karpat w zachodniej części Bloku Małopolski; pod względem genetycznym scharakteryzowano potencjalne skały macierzyste dla występujących tam akumulacji wę-

glowodorów. Inne zaś, jako niezawierające oleananu, mogą być korelowane z utworami paleozoicznymi (karbon dolny lub dewon).

Rozkład biomarkerów bardzo dobrze odzwierciedla zmienność warunków środowiska sedymentacji osadów oraz ich cechy genetyczne i dlatego powinien być wykorzystywany w profilach wierceń do wydzielenia litofacji równoważnych poziomom generacyjnym.

Uwzględniając skład biomarkerów i obliczone na ich podstawie różne wskaźniki geochemiczne, dla



Rys. 6. Diagram korelacyjny dla wybranych rop karpacczych z potencjalnymi skałami macierzystymi na podstawie składu steranów [8]

wszystkich utworów na przedgórzu Karpat zarysowują się pewne charakterystyczne cechy z uwagi na typ substancji macierzystej, środowisko jej sedymentacji, jak i stopień przeobrażeń termicznych, co będzie zbiorem cennych informacji dla przyszłych prac prowadzonych w tym obszarze. Odmienność cech genetycznych jest widoczna nie tylko pomiędzy wydzieleniami stratygraficznymi, ale nawet w obrębie jednego wydzielenia. Niemniej jednak udaje się wyodrębnić pewne grupy osadów, różniące się wzajemnymi relacjami wskaźników, wynikającymi z różnego typu środowiska czy poziomu przemian termicznych.

Dla utworów karbonu na obszarze Bloku Małopolski rozkład biomarkerów z grupy tri- i pentacyklicznych terpenów wykazuje pewne cechy pozwalające odróżnić je od próbek pobranych z innych utworów paleozoicznych. Należą do nich:

- relatywnie niska zawartość tricyklicznych terpenów w stosunku do hopanów,
- dominacja t_{23} tricyklicznego terpenu wśród tej grupy biomarkerów,
- obecność tetracyklicznego terpenu t_{24} ,
- relatywnie wysoka zawartość C_{29} norhopanu

Osady ordowiku cechuje najwyższy poziom natlenienia; podobnie wysoki poziom utleniający charakterystyczny jest dla utworów syluru. Z kolei utwory karbonu wykazują obecność środowiska niskotlenowego, a dewonu – redukcyjnego. Zdecydowanie wyróżniają się genetycznie utwory malmu (morski charakter o wysokiej zawartości steranów C_{27} i C_{29} norhopanu) oraz doggeru, z wysokim udziałem substancji lądowej, gdzie sterany C_{29} stanowiły ponad 60% w tej grupie biomarkerów – dowodząc wysokiego udziału roślin naczyniowych, rozkładanych przy udziale bakterii. Takie specyficzne cechy są niejednokrotnie rozstrzygające w pracach korelacyjnych.

Dzięki wynikom badań biomarkerów scharakteryzowano także wiele złóż karpacczych, których system naftowy wymaga odmiennego podejścia, ponieważ styl budowy tektonicznej implikuje rozważania przy pracach korelacyjnych, które powinny być prowadzone w obrębie wydzielonych jednostek tektonicznych (rys. 6).

Badania biomarkerów wykazały dużą przydatność dla oceny zmian wtórnych, występujących wśród akumulowanych rop i dla rozpoznania powtórnych epizo-

dów napełniania pułapek złożowych, co stwierdzono szczególnie w Karpatach, w ropach akumulowanych na fałdzie Potoka. Znacznie uszczegółowiono charakterystykę genetyczną warstw menilitowych, uznanych za jedną z najlepszych skał macierzystych w utworach fliszowych Karpat w Polsce. Dla tych warstw, szczególnie w jednostce skolskiej w rejonie Łodyny–Paszowej skorelowano utwory wgłębne z odsłaniającymi się na powierzchni. Substancja organiczna tego wydzielenia litostratygraficznego została określona jako morsko-lądowa – była deponowana w płytkim basenie, w którym panowały warunki subtlenowe, dogodne dla zachowania materii organicznej. Przewodnym związkiem korelacyjnym jest bisnorhopan, występujący w jednostce skolskiej we wszystkich próbkach i to w zdecydowanej przewadze nad pozostałymi terpenami, zwłaszcza w próbkach o niskiej dojrzałości. Pozostałe cechy zdiagnozowane dzięki badaniom biomarkerów to:

- wśród hopanów – zawartość oleananu, świadcząca o udziale lądowej materii organicznej ($O/C_{30\ hop}$ w zakresie $0,20 \div 0,31$),
- śladowe lub zerowe ilości tricyklicznych terpenów,
- wśród hopanów izomery o konfiguracji R, podobnie wśród steranów obecne były głównie izomery aaR, co świadczy o niskiej dojrzałości termicznej.

Ponadto dominowały związki należące do norhopanów, co może świadczyć albo o degradacji węglowodorów, albo o paleowyciekach podczas sedymentacji osadów, lub też o wysokiej aktywności bakterii w destrukcji substancji organicznej.

Wiele z tych cech pozwoliło na pozytywną korelację wszystkich rop jednostki skolskiej i uznanie ich odrębności genetycznej od innych badanych rop z jednostek śląskiej czy podśląskiej. We wszystkich ropach jednostki skolskiej zdiagnozowano obecność C_{28} -bisnorhopanu (BNH).

W wielu próbkach warstw menilitowych stwierdzano obok oleananu również obecność retenu, który jest

dowodem na udział materiału lądowego. Obecność retenu sugeruje udział roślin nagonasiennych typu *gymnospermae*. Najczęściej jest on identyfikowany w próbkach o niskiej dojrzałości termicznej.

Uwzględniając skład biomarkerów i obliczone na ich podstawie różne wskaźniki geochemiczne, dla wszystkich utworów na przedgórzu Karpat zarysowują się pewne charakterystyczne cechy z uwagi na typ substancji macierzystej, środowisko jej sedymentacji, jak i stopień przeobrażeń termicznych, co będzie zbiorem cennych informacji dla przyszłych prac prowadzonych w tym obszarze.

Biomarkery mogą w znacznej mierze pomóc w odtworzeniu przebudowy tektonicznej Karpat, dzięki możliwości korelacji genetycznej próbek powierzchniowych z próbkami rdzeniowymi, reprezentującymi często głębokie profile wierceń. Należy jednak zawsze mieć na uwadze komplementarność informacji uzyskanych z badań biomarkerów w stosunku do całej gamy danych geologiczno-złożowych. Nie bez znaczenia jest też fakt, że nauka o biomarkerach wciąż się rozwija i – wraz z nowymi badaniami – może przyczynić się do zmiany spojrzenia na utarte poglądy (według dotychczasowego możliwego udokumentowania) dotyczące przynależności genetycznej.

Autorka jest pracownikiem naukowym Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie

Literatura

- 1) Al-Aroui K. R., Mckirdy D. M. & Boreham C. J. (1998) Oil-source correlations as a tool in identifying the petroleum systems of the southern Taroom Trough, Australia. *Organic Geochemistry*, 29 (1): 713–734.
- 2) Bordenave M.L. (1993) *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, Paris.
- 3) Demaison G.J., Bardley J., Huizinga B.J., (1991) Genetic Classification of Petroleum System: AAPG Bull., Vol. 75, p. 1626–1643.
- 4) Fowler M. G., (1992) The influence of *Gloeocapsomorpha prisca* on the organic geochemistry of oils and organic rich rocks of Late Ordovician age from Canada, in M. Schidlowski, and et al., eds, *Early Organic Evolution: Implications for Mineral and Energy Resources*: Berlin, Springer-Verlag, p. 336–356.
- 5) Holba A. G., Dzou L. I. P., Masterson W. D., Huges W. B., Huizinga B. J., Singletary M. S., Moldowan J. M., Mello M. R. and Tegelaar E., (1998) Application of 24-norcholestanes for constraining source age of petroleum: *Organic Geochemistry*, Vol. 29, p. 1269–1283.
- 6) Hunt J.M. (1996) *Petroleum Geochemistry and Geology*, Freeman and Co., New York, 743 p.
- 7) Matyasik I., Dziadzio, P.S. (2005), *Reconstruction of Petroleum System Based on Integrated geochemical and geological Investigation: selected examples from middle Outer Carpathians in Poland*, AAPG Memoir 84, p. 1–21.
- 8) Matyasik I. (2011) Biomarkery w charakterystyce genetycznej systemów naftowych. *Prace INiG Nr 177*, Kraków, 220 s.
- 9) Mizerska M. (2004) Konferencja prasowa Ministerstwa Środowiska i Państwowego Instytutu Geologicznego, *Przegląd Geologiczny*, vol. 52, nr 7.
- 10) Peters K. E., Walters C.C. & Moldowan J.M. (2005) *The biomarker guide. Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history*. Ed. 2. University Press, Cambridge, p. 1132.
- 11) Philp R.P. (1985) *Fossil Fuel Biomarkers. Application and spectra*. Elsevier, Amsterdam, p. 280.

Czynniki wymuszające rozwój metod oceny właściwości silnikowego oleju smarowego w eksploatacji

Bezpieczna i niezawodna praca silnika

MGR INŻ. WIESŁAWA URZĘDOWSKA, DR INŻ. ZBIGNIEW STĘPIEŃ

Postępujący rozwój tłokowych silników spalinowych sprawia, że silnikowe oleje smarowe narażone są na coraz większe obciążenia w eksploatacji. Wiąże się to z nieustannie rosnącymi mocami jednostkowymi silników, a zarazem zmniejszaniem pojemności układów smarowania i wydłużaniem przebiegów pomiędzy wymianami oleju.

Dodatkowym czynnikiem mającym niewątpliwie wpływ na przyspieszoną utratę właściwości użytkowych oleju smarowego w trakcie eksploatacji są zmiany zachodzące w konstrukcjach silników, jak i składzie produkowanych paliw, wynikające z konieczności ochrony środowiska naturalnego. Spowodowały one wprowadzenie na całym świecie różnych przepisów zmniejszających emisję szkodliwych składników gazów wylotowych z silników spalinowych. Spełnianie coraz bardziej surowych norm czystości spalin „Euro” jest wyzwaniem nie tylko dla projektantów silników, ale i dla producentów stosowanych do nich paliw i olejów smarowych.

Olej smarowy stanowi jedno z ogniw łańcucha – na który składają się także: silnik, układ oczyszczania spalin i paliwo – powiązanych ze sobą poprzez wzajemne oddziaływanie. Zachodzą one na różnych płaszczyznach i mają niezwykle istotny wpływ m.in. na wielkość i jakość zmian właściwości użytkowo-eksploatacyjnych oraz częstotliwość wymiany oleju.

Eksploatowany w silniku olej narażony jest na wysokie temperatury oraz powstające podczas pracy silnika produkty spalania, a równocześnie może być rozcieńczany przez paliwo, które w przypadku zawartego w nim biokomponentu przyspiesza procesy utleniania oleju. Dodatkowymi zagrożeniami mogącymi powodować nagłe, przedwczesne degradacje smarowych olejów silnikowych są niekorzystne interakcje, jakie mogą

pojawić się pomiędzy olejem i paliwem, a wynikające najczęściej z antagonistycznego oddziaływania ich nie zawsze kompatybilnych składników. Ponadto, na zmiany składu olejów istotny wpływ mają wymagania układów tzw. następczej obróbki spalin (katalizatory trójfunkcyjne w przypadku silników z ZI (zapłon iskrowy) oraz katalizatory SCR – *Selective Catalytic Reduction* i filtry cząstek stałych DPF – *Diesel Particle Filter*, w tym filtry z ciągłą regeneracją CRT – *Continuously Regenerating Trap* w przypadku silników z ZS). W konwerterach katalitycznych i w filtrach cząstek stałych stosowane są jako katalizatory metale szlachetne wrażliwe na oddziaływanie niektórych pierwiastków (jak np. ołowiu, fosforu, siarki, cynku). Pierwiastki te mogą powodować zakłócania funkcjonowania katalizatorów i filtrów DPF, a nawet spowodować ich trwałe uszkodzenie. W konsekwencji wymusiło to wprowadzenie do stosowania benzyn bezołowiowych, niskosiarkowych olejów napędowych i olejów smarowych Low SAPS, o niskiej zawartości siarki, fosforu i popiołów siarczanowych.

Rozpatrując postępujące w eksploatacji procesy degradacji smarowych olejów silnikowych należy pamiętać, że warunki eksploatacji mają bardzo duże znaczenie w określaniu przebiegów między wymianami oleju. Marketingowe względy sprawiają, że zazwyczaj producenci samochodów w instrukcjach pojazdu podają przebiegi między wymianami oleju uwzględniające idealne warunki użytkowania pojazdu. Tymcza-

sem rzeczywiste warunki eksploatacji pojazdu bywają utrudnione lub trudne, na co składa się m.in.:

- jazda samochodem na krótkich odcinkach (wielokrotne rozgrzewanie i chłodzenie silnika),
- jazda w korkach ulicznych (warunki jazdy określane jako: „*stop and go*”),
- przedłużona praca silnika na biegu jałowym (jazda i przestoje samochodu w korkach ulicznych),
- częste uruchamianie silnika w niskich temperaturach,
- eksploatacja samochodu wymagająca dużego, zmiennego obciążenia silnika (naprzemienne, gwałtowne przegrzewanie i chłodzenie silnika),
- jazda z dużym obciążeniem (warunki jazdy na autostradzie, holowanie przyczepy),
- eksploatacja pojazdu na drogach nieutwardzonych.

Warunki takie mogą powodować dużo szybszą utratę właściwości użytkowo-eksploatacyjnych oleju smarowego i w efekcie znacznie skrócić okresy między jego wymianami (czasem więcej niż o połowę).

Powyższe rozważania wskazują na dużą różnorodność, złożoność i zmienność czynników oddziałujących na smarowy olej silnikowy. Zatem dla zagwarantowania bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji silnika, prowadzonej najlepiej w zbliżonych do optymalnych warunkach, niezbędne jest prowadzenie monitorowania wielokierunkowych zmian właściwości silnikowego oleju smarowego podczas jego użytkowania, do czego niezbędne są odpowiednie procedury i metody badań.

Zmiany właściwości silnikowego oleju smarowego w eksploatacji

W czasie eksploatacji, smarowy olej silnikowy podlega wielu procesom i narażony jest na różne czynniki prowadzące do stopniowej utraty jego właściwości użytkowo-eksploatacyjnych. Przykładowo, rozcieńczenie oleju smarowego paliwem prowadzi początkowo do stopniowego zmniejszania jego lepkości. W zależności od klasy lepkościowej oleju smarowego, już 10÷15% zawartości paliwa powoduje jego rozcieńczenie do wartości krytycznej z punktu widzenia funkcji smarowania (lepkość poniżej ok. 6 mm²/s), prowadzące do zerwania filmu smarnego, wystąpienie tarcia granicznego, a nawet suchego zamiast płynnego lub co najmniej półpłynnego. Takie zjawisko może stanowić zagrożenie dla silnika powodując wzmożone procesy zużycia jego elementów roboczych (uszkodzenie, a następnie zniszczenie warstwy ślizgowej panewek głów-



nych i korbowodowych, zacieranie czopów w panewkach, uszkodzenie warstwy honowanej na powierzchni tulei cylindrowych, zatarcie tłoków w cylindrach itp.).

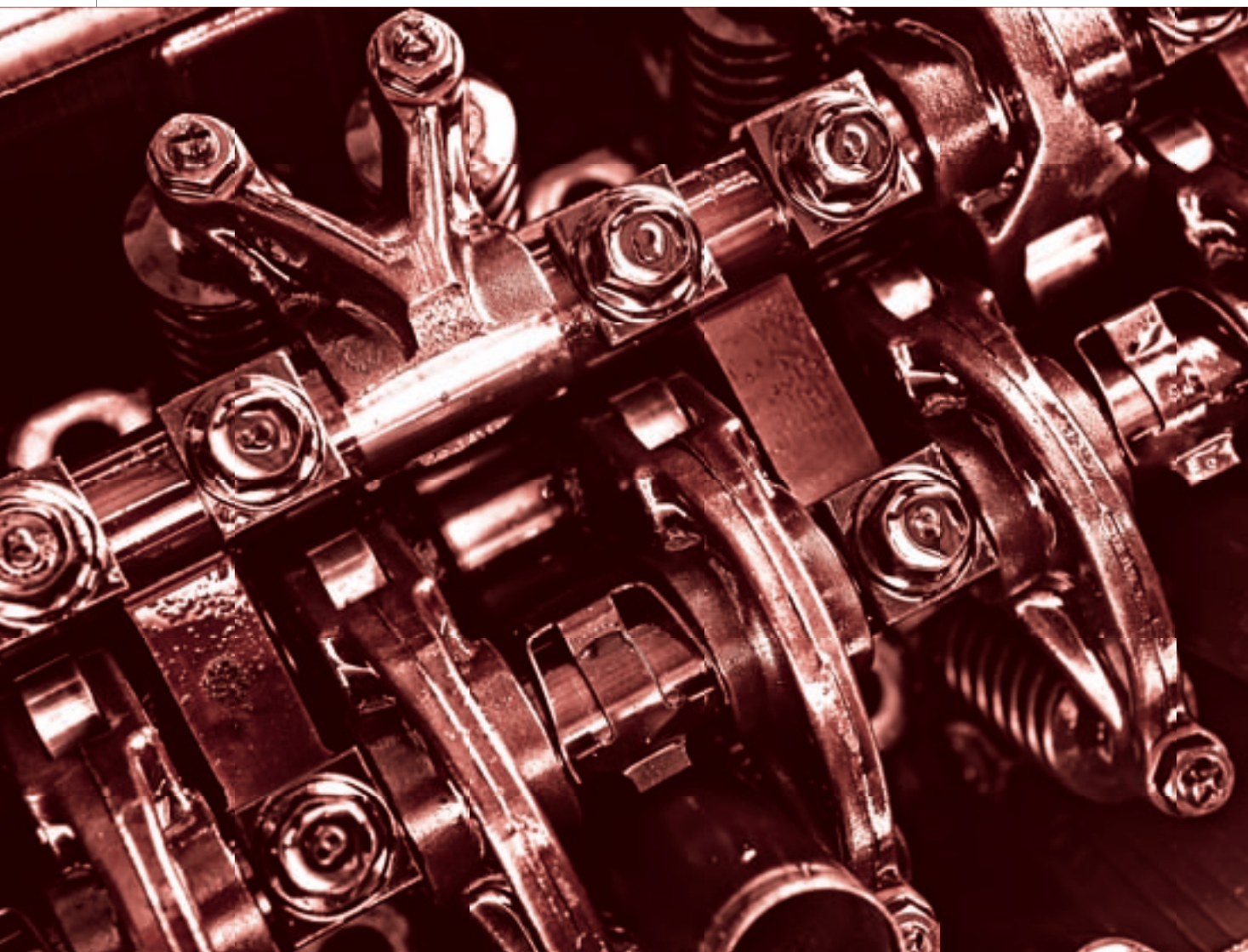
W przypadku zanieczyszczenia oleju smarowego twardymi cząstkami pochodzącymi ze zużycia elementów roboczych silnika lub przedostającymi się wraz z zasysanym do silnika powietrzem na skutek uszkodzenia filtra, zostają one wciśnięte w miękką powierzchnię panewek tworząc rodzaj „tarki”. W dalszej eksploatacji powoduje to przedwczesne ścierne zużycie panewek i współpracujących z nimi czopów oraz innych powierzchni roboczych (krzywek wałków rozrządu, powierzchni płaszczy tłoków, rowków pierścieni tłokowych itp.). Dodatkowo, wyżej opisane procesy destrukcyjne intensyfikują kwasy powstające w stopniowo degradowanym oleju, powodując tworzenie się ognisk korozji na wewnętrznych elementach silnika.

Zmiany właściwości użytkowo-eksploatacyjnych oleju smarowego mogą być też wynikiem jego degra-

dacji chemicznej, często przedwczesnej, na skutek niekorzystnych interakcji występujących pomiędzy olejem i składnikami pakietu uszlachetniającego paliwo lub zawartymi w nim biokomponentami.

Problemy zmian właściwości fizykochemicznych (starzenia) oleju silnikowego w czasie eksploatacji, a zwłaszcza gromadzenie się sadzy, powstawanie żeli, szlamów i tworzenie się polimerycznych struktur zwiększających jego lepkość, jest istotny ze względu na bezpieczną i ekonomiczną eksploatację silnika. Procesy te zachodzą w wyniku interakcji składników oleju silnikowego, a zwłaszcza obecnych w nim dodatków, pod wpływem czynników termicznych i mechanicznych w czasie pracy, jak również w wyniku oddziaływań z uszlachetnionymi paliwami silnikowymi i substancjami powstającymi w czasie ich spalania w silniku.

W ostatnich latach dodatkowe problemy sprawiają coraz szerzej wykorzystywane biopaliwa, które – będąc w różnym stopniu utlenienia, wynikającego za-



równy z procesów ich przyspieszonego starzenia, jak i niepełnego spalania w komorach spalania silnika – przedostają się do oleju smarowego powodując początkowo spadek lepkości oleju smarowego, i przyrost jego utleniania, a czasami wytwarzają z jego składnikami nierozpuszczalne, wytrącalne związki i szlamy. Efektem tego może być przyspieszone korodowanie łożysk ślizgowych zawierających miedź i ołów. Generalnie, niska odporność na utlenianie biopaliw sprzyja tworzeniu osadów w silniku, podobnie jak ich wysoka liczba jodowa – przyspieszająca zakokosowanie rozpylaczy wtryskiwaczy, ale zarazem wzmagająca tendencję do powstawania i osadzania się szlamów na wewnętrznych elementach silników. Przy rozcieńczaniu oleju paliwem z dodatkiem biokomponentów może dochodzić też do szkodliwych interakcji pomiędzy estrami i olejem silnikowym, a w szczególności jednym z jego podstawowych składników, tj. modyfikatorem lepkości.

Obecnie podstawowymi wymaganiami i oczekiwaniami, jakim muszą sprostać oleje smarujące do silników samochodów użytkowych, są:

- maksymalne ograniczanie tarcia między współpracującymi elementami silników (poprawa sprawności mechanicznej);
- wydłużona trwałość oleju (w tym uszlachetniających go dodatków) podczas eksploatacji;
- ograniczenie emisji do atmosfery szkodliwych składników;
- kompatybilność z systemami wtórnej obróbki spalin.

Jednak często spełnienie tych wymagań pozostaje ze sobą w konflikcie, ponieważ:

- rozwój systemów następczej obróbki spalin, wymuszany nieustannie zaostrzonymi przepisami w zakresie zmniejszania emisji składników szkodliwych, wymaga ograniczania w olejach zawartości siarki, fosforu i popiołów siarczanowych – biorąc pod uwagę konieczność kompatybilności olejów z przedmiotowymi systemami. Wiąże się to równocześnie ze stosowaniem detergentów niezawierających siarki;
- konieczność eliminacji dodatków na bazie ZDDP (*Zinc Dialkyl Dithio Phosphate*) wymusza zwiększenie ilości zawartych w olejach antyutleniaczy oraz drastyczne ograniczenie lub wyeliminowanie dodatków przeciwzużyciowych zawierających w swym składzie siarkę i fosfor;
- poprawa sprawności mechanicznej silników wskazuje na konieczność zastosowania większej ilości dodatków, które ograniczają tarcie, a zatem przeciwzużyciowych zawierających siarkę i fosfor, co pozostaje w sprzeczności z wymaganiami systemów obróbki następczej spalin i eliminacją ZDDP;

- wydłużenie okresów między wymianami oleju wiąże się z koniecznością zwiększenia trwałości oleju, co tradycyjnie oznacza, w przypadku formułacji oleju, wzrost zawartości składników zawierających popiół siarczanowy, fosfor i siarkę, a ponadto zastosowanie wyższej jakości bazy olejowej i większej ilości antyutleniaczy. Te wymagania również pozostają w kolizji z wymaganiami systemów obróbki następczej spalin i eliminacją ZDDP [1, 2, 3].

Problem zmian właściwości fizykochemicznych (starzenia) oleju silnikowego w czasie eksploatacji, a zwłaszcza gromadzenie się sadzy, powstawanie żeli, szlamów i tworzenie się polimerycznych struktur zwiększających jego lepkość, jest istotny ze względu na bezpieczną i ekonomiczną eksploatację silnika.

Stąd też w ostatnich latach można zaobserwować np. tendencję do obniżania zawartości fosforu w silnikowych olejach smarowych stosowanych w pojazdach samochodowych. I tak np., biorąc pod uwagę klasyfikację olejów silnikowych API, zawartość fosforu dla olejów klasy jakościowej SH zmniejszyła się z 0,12% w przypadku wymagań GF-1 do 0,10% dla GF-2 [1].

Z uwagi na fakt, iż fosfor stanowi jeden z podstawowych składników dodatków przeciwdziałających utlenianiu oleju i zużyciu silnika, obniżanie jego zawartości niesie za sobą niebezpieczeństwo formowania w olejach coraz większej ilości różnego rodzaju wytrąceń i większego zużycia elementów silników. Sytuacja taka doprowadziła do opracowania bezpopiołowych dodatków nowych generacji, zastępujących lub uzupełniających zmniejszoną ilość dodatków zawierających fosfor. Jednak przeprowadzone dotychczas testy silnikowe według procedury badawczej ASTM D5302 (*Sequence VE* oraz zastępującej ją dla bardziej wiarygodnej oceny bezpopiołowych dodatków niezawierających fosforu – *Sequence VF dual plug*) wykazały, że dodatki zastępcze nie zawsze są w pełni efektywne, a dalsze obniżanie zawartości fosforu poniżej 0,1% wymaga znacznie wyższego poziomu dozowania rozpatrywanych dodatków lub opracowania innych. Podsu-

mowując, należy stwierdzić, że dążenie do obniżania zawartości w olejach silnikowych dodatków zawierających fosfor i zastępowanie ich innymi, bezpopiołowymi dodatkami, może mieć wpływ na zwiększenie tendencji do formowania się w olejach silnikowych substancji o konsystencji żeli, szlamów, a nawet żywic i twardych laków.

Obecnie przy opracowywaniu nowych olejów silnikowych obowiązują dwie podstawowe tendencje, tj. obniżanie szybkości odparowywania oleju (lotności) i wydłużanie okresów pomiędzy jego wymianami. Dotychczas przeprowadzone badania silnikowe i drogowe pozwoliły poczynić następujące obserwacje w odniesieniu do wyżej określonych tendencji. Wydłużona eksploatacja olejów o dużej lotności (dużej szybkości odparowania) prowadzi do zwiększania, wraz z upływem czasu eksploatacji, stężenia metalicznych dodatków w oleju. W przypadku wydłużonej eksploatacji olejów o małej lotności (małej szybkości odparowania) występuje odwrotna skłonność, tzn. niewielkie obniżanie stężenia dodatków metalicznych w oleju. Obniżanie stężenia dodatków jest spowodowane ich stopniową degradacją na skutek różnych czynników oddziałujących na eksploatowany olej. W konsekwencji olej o małej lotności wykazuje w miarę eksploatacji coraz mniejszą odporność na utlenianie, zwiększoną tendencję do tworzenia osadów i coraz mniej chroni elementy silnika przed zużyciem. Olej o dużej lotności szybko odparowuje podczas wydłużonej pracy, co powoduje konieczność jego okresowego uzupełniania (odświeżania). Prowadzi to z jednej strony do uzupełniania degradowanych w czasie eksploatacji dodat-

coraz większe wyzwania z punktu widzenia metod ich badania, rozpoznawania mechanizmów powstawania i oceny uzyskiwanych wyników [4, 5].

Monitorowanie zmian właściwości silnikowego oleju smarowego w eksploatacji

W ostatnich latach opracowuje się i wykorzystuje w praktyce coraz więcej procedur monitorowania zmian właściwości silnikowego oleju smarowego. Ma to na celu zapewnienie jego wymaganych cech użytkowo-eksploatacyjnych poprzez weryfikację interwałów wymian oleju w zależności od warunków jego pracy, ściśle związanych z ilościowymi i jakościowymi procesami degradacji oleju smarowego. Dzięki temu można też nie tylko zagwarantować bezpieczną i niezawodną eksploatację silnika, w którym zastosowano określone rozwiązania konstrukcyjne, ale także kontrolować, czy warunki jego pracy są optymalne z punktu widzenia współdziałania z olejem smarowym, którego zmiany właściwości są wypadkową warunków eksploatacji pojazdu.

Zasadniczo wyróżnia się trzy wzajemnie uzupełniające się kierunki (obszary) ocen zmian właściwości oleju smarowego w eksploatacji:

- ocena ilościowa i jakościowa dynamiki zmian pierwiastków zużyciowych i innych zanieczyszczających smarowy olej silnikowy. W tym przypadku ocenia się próbki oleju pobrane z górnej i dolnej części silnika (poniżej osi wału korbowego) pod kątem zawartych w nich twardych cząstek metalicznych zanieczyszczeń, biorąc pod uwagę co najmniej dziewięć pierwiastków, jak: Cu, Fe, Cr, Pb, Sn, Al, Mo, Si, Na. Jednak wybór grupy analizowanych pierwiastków jest uzależniony w dużej mierze od materiałów konstrukcyjnych konkretnego typu silnika i może też obejmować takie pierwiastki, jak: Sb, Ba, Cd, Mg, Mn, Ni, P, Ti i V. Uzyskane w wyniku oceny zmiany zawartości pierwiastków w oleju są następnie analizowane pod kątem możliwych źródeł ich pochodzenia i możliwych przyczyn powstania;
- ocena zmian właściwości fizykochemicznych silnikowego oleju smarowego. Powszechnie wykorzystuje się tu, jako metodę uniwersalną, spektroskopię w podczerwieni z transformacją Fouriera (FTIR – *Fourier Transform Infrared Spectroscopy*), do analizy: stopnia utlenienia oleju, zawartości sadzy, produktów zawierających siar-

Wzrost udziału biokomponentu w paliwie współdziałającym (rozcieńczającym) z olejem silnikowym powoduje przyspieszenie procesów utleniania oleju smarowego tak mineralnego, jak i syntetycznego.

ków, a z drugiej zaś – odparowanie lekkich frakcji oleju bazowego powoduje stopniowe zwiększanie gęstości takiego oleju.

Opisane zmiany w zakresie technologii produkowanych paliw i silnikowych olejów smarowych, ich uwarunkowania, a w szczególności problemy wynikające z możliwych, wzajemnych niekompatybilności składu przedmiotowych płynów i zagrożenia, jakie niosą za sobą dla bezpiecznej eksploatacji silnika, stanowią



Air Liquide Global Engineering & Construction Solutions jest najlepszym wyborem w zakresie projektowania i budowy instalacji oraz towarzyszącej infrastruktury dla wiodących technologii na całym świecie. Opierając się na latach doświadczeń, jako światowy lider w branży gazów dla przemysłu petrochemicznego, medycznego i ochrony środowiska Air Liquide opracowuje kreatywne, bezpieczne, wiarygodne i konkurencyjne rozwiązania dla swoich klientów.

Wchodząc w skład Grupy Air Liquide od 2007 roku, **technologie Lurgi** są globalnym wyznacznikiem dla inżynierii procesowej i budowy obiektów przemysłowych. W oparciu o technologie gazów syntezowych, wytwarzania wodoru i czystej konwersji dla przemysłu paliwowego i chemicznego, portfolio technologii Lurgi zawiera innowacyjne rozwiązania, które umożliwiają działanie przyjaznych środowisku instalacji przy zastosowaniu ekologicznie czystych i energooszczędnych procesów produkcyjnych. Nasza pozycja lidera w zakresie technologii opiera się na własnych i licencjonowanych na wyłączność technologiach, mających na celu przetwarzanie wszystkich węglowodopowych zasobów energetycznych (ropa naftowa, węgiel, gaz ziemny, biomasa itp.) w czyste produkty.



Air Liquide Global E&C Solutions

Lurgi S.A., Mogilska 41, 31-545 Kraków, Poland
www.airliquide.com

Designing your success

kę (kwasy), produktów nitrowania oraz zawartości w oleju paliwa, wody i glikolu;

- dodatkowe analizy mające na celu rozszerzenie zakresu informacji o zmianach właściwości oleju smarowego w różnych obszarach, bądź potwierdzenie (uściślenie) ocen wcześniej wykonanych metodą FTIR. Oznaczenia obejmują zazwyczaj: TAN, TBN, lepkość kinematyczną, lepkość wysokotemperaturową HTHS, zawartość paliwa w smarowym oleju silnikowym i inne (coraz częściej specjalistyczne). Uzyskane wyniki zmian poszczególnych właściwości są dalej analizowane pod kątem możliwych ich przyczyn i potencjalnych skutków, jakie mogły one mieć

na właściwości użytkowo-eksploatacyjne oleju lub zaistniałe uszkodzenia silnika.

Potrzeby rozwoju metod oceny zmian właściwości oleju smarowego

Niestety, coraz częściej pojawiają się nieoczekiwane, przedwczesne, często gwałtowne procesy degradacji smarowych olejów silnikowych, wynikające w dużej mierze z coraz większych obciążeń, jakim są one poddawane i powstawania wzajemnych, wielopłaszczyznowych, antagonistycznych oddziaływań pomiędzy olejem smarowym, paliwem i silnikiem. Coraz częściej także stwierdza się, że procesy wzajemnych, niekorzystnych interakcji olejów smarowych z paliwami podlegają nieustannej ewolucji wraz z wprowadzaniem nowych technologii w zakresie budowy silników, pojawieniem się paliw alternatywnych i odpowiednio modyfikowanych olejów smarowych. Do pełnego, wiarygodnego rozpoznania, oceny oraz zrozumienia mechanizmów powstawania tych niekorzystnych zjawisk nie zawsze wystarczają obecnie dostępne i rozpowszechnione metody badań. W związku z tym, pojawia się potrzeba ich modyfikacji, rozwoju i wprowadzania nowych.

Coraz częściej także wskazuje się na słabości aktualnych metod badania olejów smarowych, np. podczas rozpoznawania antagonizmów pomiędzy powszechnie stosowanymi dodatkami do paliw silnikowych a olejami smarowymi. Antagonizmy te wpływają na przyspieszoną degradację olejów smarowych, wynikiem czego może być formowanie mazistych osadów określanych jako szlamy. Jako przykład może posłużyć powszechnie wykorzystywana do oceny poziomu zanieczyszczeń i produktów degradacji oleju smarowego metoda analizy spektroskopii w podczerwieni z transformacją Fouriera (FTIR). Jest to technika instrumentalna polegająca na badaniu zdolności substancji do pochłaniania (absorpcji), przepuszczania (transmisji), lub odbijania promieniowania podczerwonego. W przypadku analizy olejów silnikowych, metodyka spektroskopii w podczerwieni pozwala na obserwowanie wyczerpywania się dialkyloditiofosforanów cynku stosowanych jako antyutleniacze i dodatki przeciwzużyciowe (pasmo ok. 976 cm^{-1}) oraz ocenę wpływu tlenków azotu na olej silnikowy (nitracji i nitratacji, pasma w zakresie $1650\div 1600\text{ cm}^{-1}$), obserwowanie procesów związanych z powstawaniem i przemianami związków karbonylowych (pasma w zakresie $1800\div 1670\text{ cm}^{-1}$), które mogą być związane z procesami utleniania [6]. Możliwa jest też szacunkowa ocena zawartości w oleju paliwa, wody i glikolu.

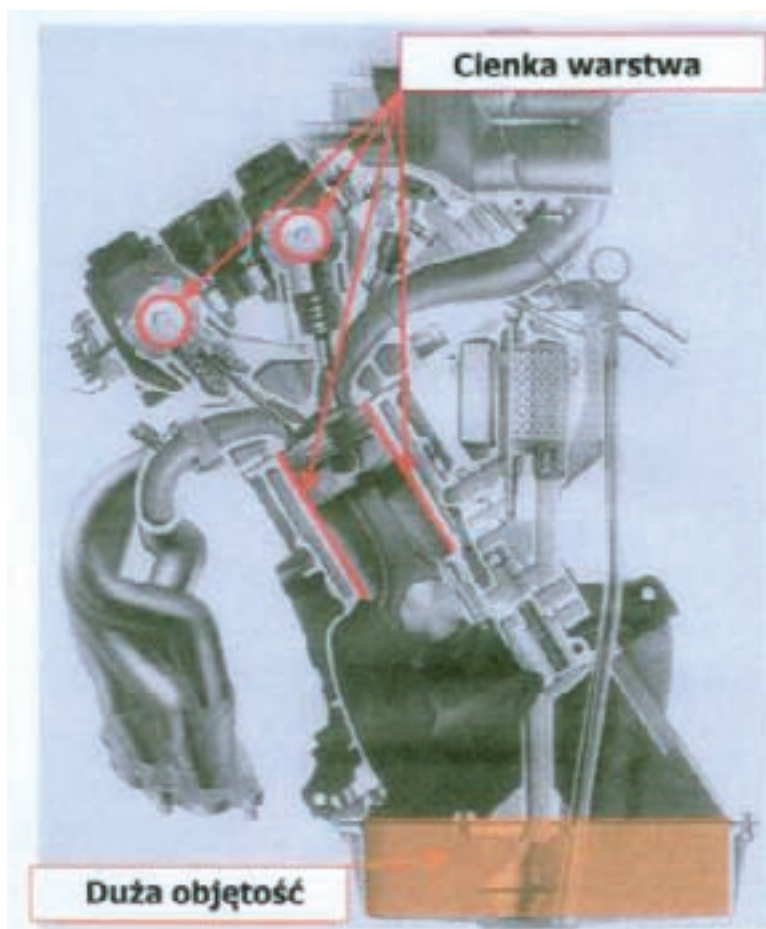
Jednak wykrywanie produktów utleniania i sulfonowania nie jest niezawodne, a w przypadku oceny zmian składników i produktów degradacji oleju granice wykrywalności tej metody są mało precyzyjne. FTIR nie pozwala też na jednoznaczne wykrywanie wielu zanieczyszczeń w oleju (np. wody), a zatem oznaczenia te wymagają weryfikacji innymi sposobami.

Generalnie, stosowanie FTIR do analizy olejów przepracowanych wymaga dużego doświadczenia w analizie widmowej i interpretacji uzyskanych wyników. Dla przykładu, badania metodą FTIR szlamów powstałych w silniku na skutek niekorzystnych interakcji zawartych w pakiecie uszlachetniającym benzynę silnikową – poliizobutyleny i glikolu polipropylenowego z olejem smarowym – nie wykazały na zarejestrowanych widmach podwyższonej zawartości związków karbonylowych typowych dla procesów utleniania oleju, ani związków nitrowania. Prowadzone monitorowanie zmian właściwości użytkowych powyżej rozpatrywanego oleju smarowego za pomocą FTIR oraz oceny zmian lepkości i liczby kwasowej nie pozwoliło przewidzieć gwałtownej degradacji i zeszlamowania oleju, co w konsekwencji doprowadziło do zatarcia silnika. Dopiero zastosowanie chromatografii żelowej GPC (*Gel Permeation Chromatography*) i protonowego, jądrowego rezonansu paramagnetycznego Proton NMR (*Proton Nuclear Magnetic Resonance*) pozwoliło ustalić przyczyny przedwczesnego zeszlamowania oleju silnikowego [5].

Zatem monitorowanie zmian właściwości oleju smarowego wymaga stosowania coraz bardziej wielokierunkowych ocen przy wykorzystaniu dodatkowych, zmodyfikowanych, rozszerzonych lub nowo opracowanych i adaptowanych metod badawczych.

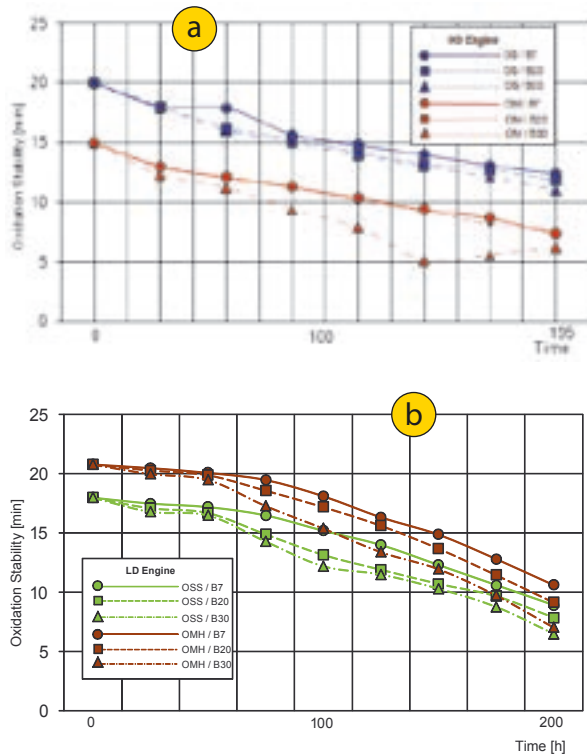
W Instytucie Nafty i Gazu od dłuższego czasu starają się rozszerzać zakres badań oleju smarowego w eksploatacji i wprowadzać dodatkowe, często własne (*In-house*) metody [7].

Biorąc pod uwagę duży wpływ zarówno składu paliwa (w tym zawartego w nim biokomponentu), jak i warunków pracy oleju smarowego na procesy jego niszczenia, obecnie wyróżnia się dwa zasadnicze mechanizmy rozpatrywania procesów stabilności utleniania olejów, które są wykorzystywane w INiG w badaniach przepracowanego oleju silnikowego, tzn.:

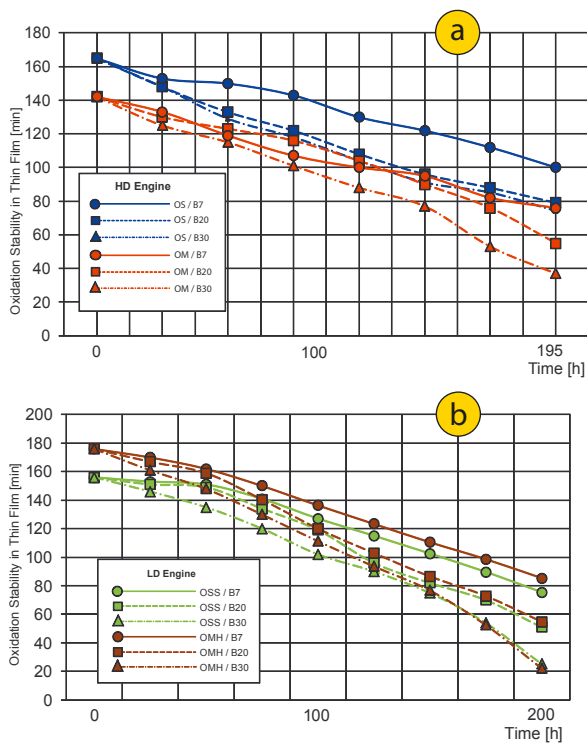


Rys. 1. Zaznaczone na poprzecznym przekroju silnika przykładowe obszary, w których występują różne mechanizmy procesów utleniania oleju

- utlenianie przebiegające w dużej objętości oleju. Z taką sytuacją mamy do czynienia w przypadku oleju zawartego w misce olejowej silnika, gdzie jest on nieustannie mieszany, przy podwyższonej temperaturze w styczności z powietrzem, co jest czynnikiem stymulującym jego utlenianie i tworzenie nierozpuszczalnych wytrąceń – rys. 1. Oceny stabilności utleniania dokonuje się w przypadku olejów smarowych do silników z ZS (zapłon samoczynny) według zmodyfikowanej w INiG procedury ASTM D 7545 p.t.: *Standard Test Method for Oxidation Stability of Middle Distillate Fuels – Rapid Small Scale Oxidation Test (RSSOT)*. Modyfikacja procedury miała na celu dostosowanie jej do oceny procesu utleniania silnikowego oleju smarowego.
- utlenianie przebiegające w cienkiej warstwie oleju oddzielającej powierzchnie elementów współpracujących przy tarciu ślizgowym, na zintensyfikowanie którego wpływa podwyższona temperatura części smarowanych. Z taką sytuacją mamy do czynienia w przypadku cienkiej



Rys. 2. Porównanie zmian odporności olejów smarowych w dużej objętości na utlenianie w zależności od paliwa użytego do zasilania silnika typu HD (a) i LD (b) [9]



Rys. 3. Porównanie zmian odporności olejów smarowych w cienkiej warstwie na utlenianie w zależności od paliwa użytego do zasilania silnika typu HD (a) i LD (b) [9]

warstwy oleju pokrywającego powierzchnie tulei cylindrowych i pierścieni współpracujących z nimi tłoków – rys. 1. Oceny stabilności utleniania dokonuje się w przypadku olejów smarowych stosowanych do silników z ZS według zmodyfikowanej w INiG procedury ASTM D 4742 p.t.: *Test Method for Oxidation Stability of Gasoline Automotive Engine Oils by Thin-Film Oxygen Uptake* (TFOUT). Przedmiotowa procedura z założenia przeznaczona jest do oceny stabilności utleniania zachodzącego w cienkiej warstwie oleju stosowanego do smarowania silników z zapłonem iskrowym. Modyfikacja wymienionej procedury polegała, ogólnie rzecz ujmując, na dostosowaniu jej do oceny stabilności utleniania przebiegającego w cienkiej warstwie oleju smarowego (w różnym stopniu zdegradowanego) pochodzącego z eksploatowanego silnika wysokoprężnego. Przyjęto hipotezę, że w cienkiej warstwie olej będzie ulegał szybszemu utlenianiu, co w powiązaniu z ograniczonym czasem prowadzenia silnikowych testów symulacyjnych pozwoli na łatwiejsze wykazanie zaistniałych procesów degradacji olejów i lepsze rozróżnienie stopnia ich zaawansowania w olejach podlegających badaniom [8].

Ocenę wyżej wymienionych, zmodyfikowanych metod badań procesów utleniania smarowych olejów silnikowych przeprowadzono w INiG na dwóch silnikowych stanowiskach badawczych. Jedno z nich wyposażone było w spełniający wymagania normy Euro 2 silnik z ZS typu HD (przeznaczony do napędu autobusów i samochodów ciężarowych), a drugie – w spełniający wymagania normy Euro 4 silnik z ZS typu LD (przeznaczony do napędu samochodów osobowych). W obydwóch silnikach badania obejmowały zarówno smarowy olej silnikowy na bazie mineralnej (w przypadku silnika HD oznaczony symbolem „OM”, a w przypadku silnika LD – symbolem „OMH”), jak i na bazie syntetycznej (w przypadku silnika HD oznaczony symbolem „OS”, a w przypadku silnika LD symbolem „OSS”) – rys. 2 i 3. Silniki były zasilane tymi samymi paliwami, zawierającymi w swym składzie odpowiednio: 7, 20 i 30% (V/V) RME i były oznaczone jako B7, B20 i B30. Pełne wyniki badań opublikowano na SAE 2011 World Congress April – Cobo Center Detroit Michigan USA [9], a wybrane przedstawiono na rys. 2 i 3.

Analiza wyników wykazała m.in. (rys. 2 i 3), że wzrost udziału biokomponentu w paliwie współdziałającym (rozcieńczającym) z olejem silnikowym powoduje przyspieszenie procesów utleniania oleju smarowego, tak mineralnego, jak i syntetycznego. W przypadku ocen olejów w cienkiej warstwie, analizowane procesy utleniania przebiegają bardziej progresywnie i wykazu-

ją większe różnice w zależności od zawartości biokomponentu w paliwie, które rozcieńczało olej smarowy.

Innymi nowatorskimi metodami pozwalającymi na szerszą ocenę zmian właściwości monitorowanego podczas eksploatacji oleju smarowego, wdrożonymi w ostatnim czasie w INiG, są:

- ocena pozostałej żywotności (resztkowej przydatności oleju), według metody RULER – ASTM D 6971. Jest to voltametryczna metoda pozwalająca ocenić zawartość aktywnej części antyutleniającej w eksploatowanym środku smarowym. Niekwestionowaną zaletą tej metody jest możliwość rozróżnienia udziałów wszystkich wprowadzonych do oleju silnikowego typów dodatków (różniących się budową chemiczną) zapobiegających utlenianiu [10];
- kolorymetria sączka membranowego (MPC). Jest to metoda oceny zawartości nierozpuszczalnych zanieczyszczeń w olejach za pomocą analizy widmowej. Metoda ta identyfikuje miękkie substancje zanieczyszczające, które bezpośrednio przyczyniają się do degradacji oleju. O tym, jak nowa jest ta metoda świadczy fakt, że nie została jeszcze opublikowana dla niej przez ASTM procedura badawcza, której gotowy projekt oczekuje na zatwierdzenie [10];
- metoda PQ-index – służy do pomiaru zawartości wszystkich ferromagnetycznych produktów zużycia w próbce środka smarowego; nie jest jednak czuła na ich rozmiar. Uzyskane wyniki są porównywane z tymi uzyskanymi metodą AES (Spektroskopia Emisji Atomowej), w której nie jest możliwe wychwytywanie cząstek ferromagnetycznych >5 µm [10];
- rozkład wielkości zanieczyszczeń – zastosowanie metody mikroskopowej lub automatycznego licznika cząstek pozwala na określenie ilości wszelkich

zanieczyszczeń znajdujących się w oleju smarowym, w ustalonych przedziałach ich wielkości [10].

Podsumowanie – wnioski

Racjonalna gospodarka środkami smarowymi i zagwarantowanie bezpiecznej, niezawodnej oraz długotrwałej eksploatacji silników wymagać będzie stosowania coraz szerszych, wielokierunkowych, często niekonwencjonalnych badań procesów postępującej utraty właściwości użytkowych olejów smarowych, aby jak najbardziej precyzyjnie przewidywać możliwość ich zbliżającej się gwałtownej degradacji.

Dalszy rozwój tłokowych silników spalinowych wraz z coraz większą dywersyfikacją stosowanych paliw będą wymuszały zmiany formułacji olejów smarowych, uwzględniające stosowanie nowych grup dodatków uszlachetniających. Konsekwencją będzie potrzeba nieustannego rozwoju i wprowadzania nowych metod badania zmian właściwości oleju smarowego w eksploatacji, dostosowanych do zmian jakościowych wyżej wymienionych produktów i warunków ich eksploatacji.

Także procesy wzajemnych, niekorzystnych interakcji olejów smarowych z paliwami podlegają nieustannej ewolucji wraz z wprowadzaniem nowych technologii w zakresie budowy silników, paliw alternatywnych i odpowiednio modyfikowanych olejów smarowych. Rozpoznanie, ocena i zrozumienie mechanizmów powstawania tych niekorzystnych zjawisk wymusi wprowadzenie coraz bardziej zaawansowanych, nowatorskich metod ich badania.

Autorzy są pracownikami naukowymi Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie

Literatura

- 1) Roby S.H. and Supp J.A. Formulating for ILSAC GF-2 – Part 1: Obtaining Valve Train Wear Protection While Reducing the Phosphorus Content of a Motor Oil – SAE 952342.
- 2) Bardasz E. Future Engine Fluids Technologies: Durable, Fuel-Efficient, and Emissions-Friendly – 11th Diesel Engine Emissions Reduction Conference, August 21-25th 2005, Chicago.
- 3) Lawrence L, J. Heavy-duty Diesel Engine Oil Developments and Trends – www.machinerylubrication.com
- 4) Hancsok J., Auer J., Baladincz J., Kocsis Z., Bartha L., Bubalik M., Molnar I. Interactions between Modern Engine Oils and Reformulated Fuels; Petroleum & Coal, ISSN 1337-7027.
- 5) Thiel Y.C., Hayden T.E. The Fuel Additive/Lubricant Interactions: Compatibility Assessments in Field Studies and Laboratory Tests – SAE Paper 2001-01-1962.
- 6) Robinson N., Hons B. SC. Monitoring oil degradation with infrared spectroscopy – Wearcheck Division of Set Point Technology ISSUE 18.
- 7) Urzędowska W., Stępień Z. Oddziaływanie olejów napędowych zawierających FAME na systemy wtrysku paliwa typu CR oraz na tempo degradacji smarowych olejów silnikowych – Przemysł Chemiczny, 6 (czerwiec) 2011 PRCHAB 90(6) 1113-1273 (2011), PL ISSN 0033-2496, str. 1217–1224.
- 8) Urzędowska W., Stępień Z. Monitorowanie degradacji oleju smarowego współdziałającego z różnymi paliwami w warunkach symulacyjnych testów w silniku Diesla – Przemysł Chemiczny, PRCHAB 88(7) 765 – 844 (2009) PL ISSN 033-2496 str. 789 – 795.
- 9) Stępień Z., Czerwinski J., Urzędowska W., Oleksiak., Research on Emissions and Engine Lube Oil Deterioration of Diesel Engines with BioFuels (RME) – SAE Paper 2011-01-1302, SAE 2011 World Congress April 12-14 2011 Cobo Center Detroit Michigan USA.
- 10) Oleksiak S., Żółty M.: Wybrane metody badań do monitoringu środków smarowych – prezentacja, Środki Smarowe 2012, Zagadnienia eksploatacji środków smarowych w urządzeniach przemysłowych, transporcie i komunikacji, 16–18 maj 2012 – Muszyna Złockie.

Komputerowe modele i symulacje złożowe

Nowoczesne metody służące pozyskiwaniu surowców naftowych

DR WIESŁAW SZOTT

Pozyskiwanie surowców naftowych z podziemnych struktur geologicznych to wieloletni i złożony proces wymagający stosowania skutecznego systemu zarządzania. Zarządzanie może być efektywne tylko wtedy, gdy opiera się na możliwie najpełniejszym i spójnym zbiorze danych opisujących podległy obiekt oraz na poprawnej, ilościowej ocenie funkcjonowania tego obiektu. Narzędziami, które dostarczają obydwu tych elementów, są komputerowe modele i symulacje złożowe.

Złóże naftowe rozpoczyna swoje faktyczne istnienie w świadomości ludzkiej z chwilą rozpoczęcia prac poszukiwawczych prowadzących do jego odkrycia. Kolejne etapy „życia” złoża to: okonturowanie, rozwiercanie, zagospodarowanie i eksploatacja. Etapem kończącym jest likwidacja złoża.

Każdy z wymienionych etapów życia złoża wymaga szeregu działań o wspólnym mianowniku: zarządzanie złożem. Poprawne prowadzenie tego procesu, tak jak w przypadku innych przedsięwzięć, ma decydujący wpływ na uzyskiwane efekty ekonomiczne.

Na proces zarządzania składają się takie czynności jak: definiowanie celów, planowanie działań, realizacja planów, ich monitorowanie i weryfikacja oraz ewentualnie poprawienie i zmiana, a także ocena uzyskanych wyników. Wiele z tych czynności wymaga wykorzystania i analizy alternatywnych prognoz funkcjonowania złóż naftowych. Symulacyjne modele złóż węglowodorów dostarczają, na obecnym etapie rozwoju technologicznego, najbardziej precyzyjnego i wiarygodnego narzędzia służącego temu celowi.

Jednocześnie wiarygodność prognoz symulacyjnych jest zależna od dokładności modelu złoża, który musi dostarczyć podstawowych cech opisu złoża,

tj. jego kształt, objętość, elementy segmentacji, nieregularności strukturalne i wiele innych. Tak więc modelowanie i symulacje złożowe są również ważnymi elementami służącymi lepszemu poznaniu złóż naftowych oraz procesów w nich zachodzących.

Modele i symulacje

Zgodnie z ogólnie przyjętymi definicjami [1]:

- **model** to konstrukcja, schemat lub opis ukazujący działanie, budowę, cechy, zależności jakiegoś zjawiska lub obiektu,
- **symulacja** to sztuczne odtworzenie (np. w warunkach laboratoryjnych, często za pomocą komputerów) właściwości danego obiektu, zjawiska lub przestrzeni występujących w naturze, lecz trudnych do obserwowania, zbadania, powtórzenia, itp.

Definicje te trafnie oddają sens modelowania i symulacji złóż naftowych. Współcześnie takie procesy prowadzone są prawie wyłącznie przy pomo-

cy komputerów w oparciu o matematyczne modele obiektów usytuowanych poza zasięgiem bezpośrednich obserwacji, przy również bardzo ograniczonych możliwościach bezpośrednich pomiarów. Symulacje złożowe odnoszą się do odległych, trudno poznawalnych, ale przynoszących konkretne korzyści obiektów. Podmiotem symulacji złożowych są abstrakcyjne, matematyczne modele wszystkich ważnych elementów tych złóż, tj.: własności skał złożowych, płynów złożowych i technicznych sposobów ich eksploatacji.

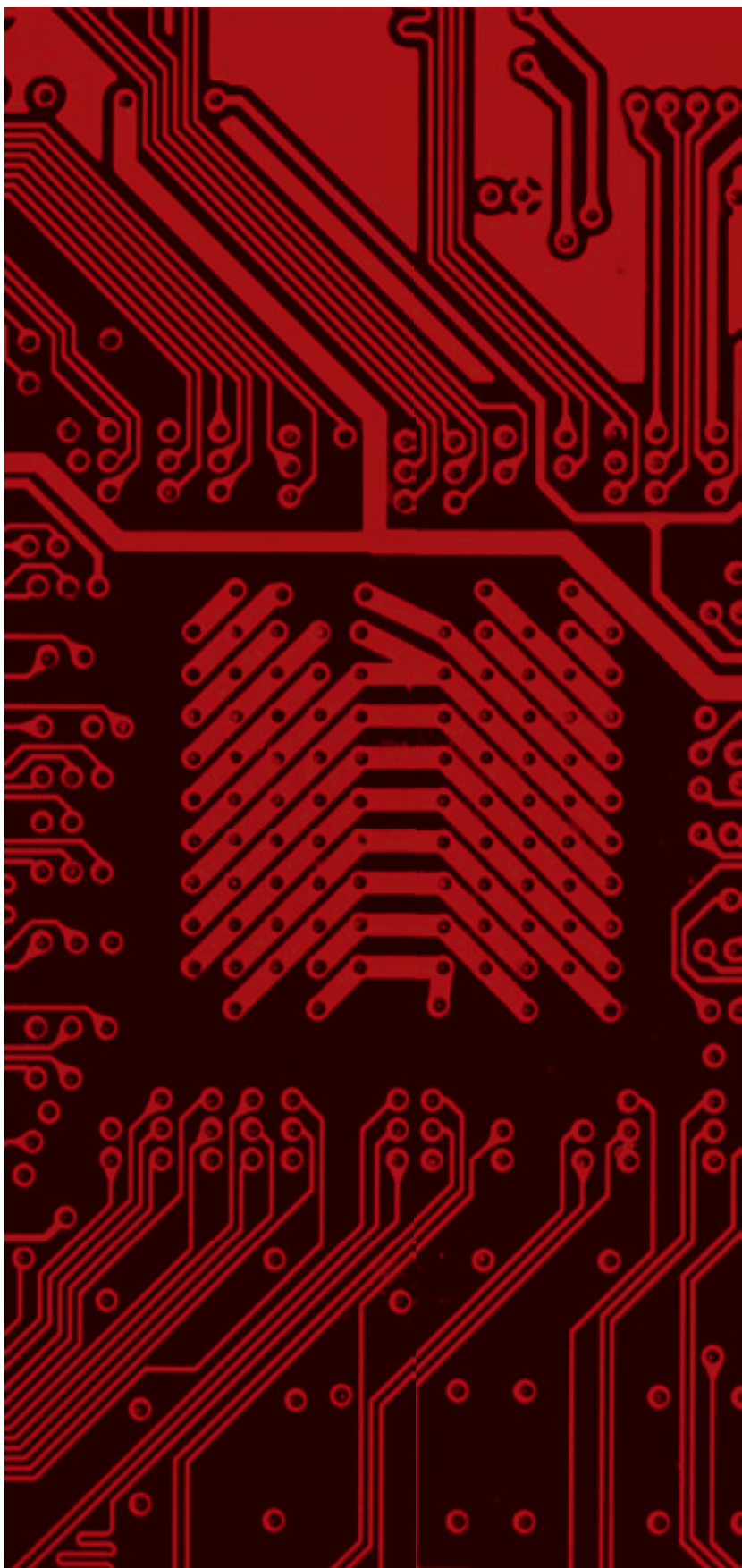
Można więc stwierdzić, że istotą symulacji złożowych jest wykorzystanie matematycznych modeli złóż i procesów w nich zachodzących dla rozpoznania charakterystycznych cech złóż naftowych, mechanizmów szczypania ich zasobów i prognozowania pracy złóż w zróżnicowanych warunkach eksploatacji. Należy podkreślić, że z praktycznego punktu widzenia najważniejszą cechą symulacji złożowych jest (tak jak w przytoczonej definicji) możliwość symulowania (powtarzania) pracy złóż w różnorodnych, wzajemnie wykluczających się, hipotetycznych warunkach – w odróżnieniu od rzeczywistych warunków ustalonych przez naturę lub wybranych na danym etapie eksploatacji przez operatora złoża. Powyższa cecha nadaje modelom i symulacjom złożowym szczególnie ważną rolę narzędzia do optymalizacji sposobów zagospodarowania złóż i szczypania ich zasobów.

Dane do modeli złożowych

Symulacyjne modele złóż węglowodorów powstają przy udziale różnorodnych i najczęściej bardzo licznych zbiorów danych. Dane te odnoszą się do szerokiego spektrum informacji o złożu naftowym, obejmującym wielkości geologiczne, geomechaniczne, petrofizyczne, eksploatacyjne, termodynamiczne i wiele innych. Dla celów obróbki i późniejszej analizy istotny jest typ tych wielkości oraz ich relacja do opisywanej rzeczywistości.

Najprostszą grupę wielkości sklasyfikowanych według powyższego kryterium stanowią wielkości stałe, takie jak np. gęstość płynów złożowych (ropy, gazu i wody złożowej) w warunkach normalnych ciśnienia i temperatury.

Kolejne kategorie wielkości to te z nich, które są funkcją innych wielkości traktowanych jako zmienne niezależne. Przykładem może tu być grupa własności płynów złożowych badanych na ogół w laboratorium w zależności od warunków eksperymentu – najczęściej temperatury i ciśnienia. Należą do nich lepkość płynów, ich ściśliwość, współczynnik objętościowy i inne.



Następna grupa to wielkości zależne od czasu pomiaru czy obserwacji. Należą do niej ważne dane z kategorii eksploatacji złóż, takie jak wielkości wydobywania poszczególnych płynów złożowych czy wielkości ciśnienia na głowicy lub spodzie odwiertów.

Ostatnia grupa danych to wielkości zależne od współrzędnych przestrzennych, a w szczególnych przypadkach, również od czasu. Wielkości te stanowią czasowo niezależne lub zależne pola rozkładów. Są one bardzo ważną kategorią danych, gdyż z jednej strony obejmują podstawowe parametry modelowania złóż, a z drugiej – stwarzają złożone problemy w procesie ich odtwarzania.

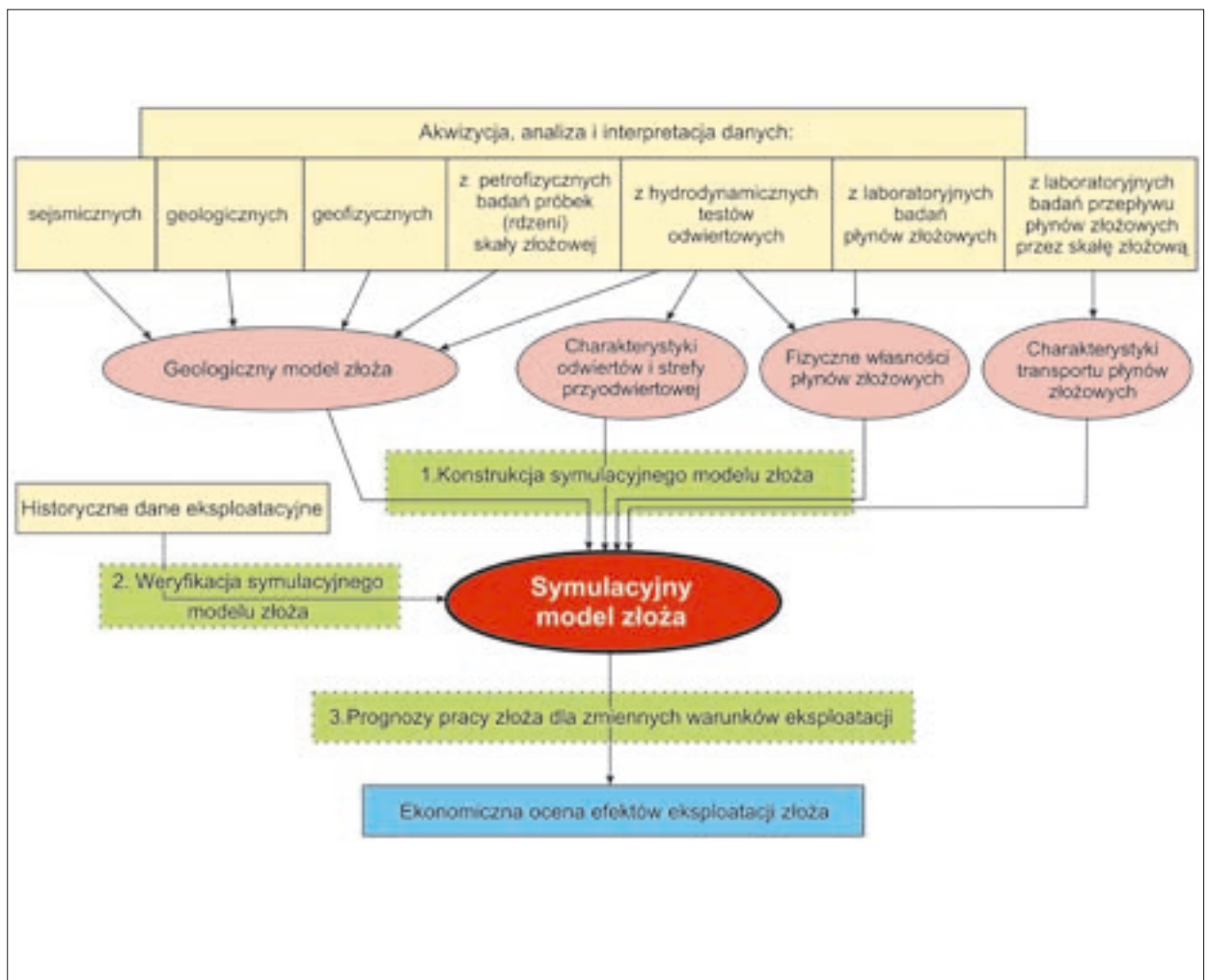
Drugim z wymienionych na wstępie kryteriów klasyfikacji danych jest ich relacja z opisywaną rzeczywistością. W rozumieniu niniejszej publikacji, przez „relację” uważa się sposób i zasięg pomiaru (obserwacji) w stosunku do mierzonego obiektu.

Wyróżnić tu można kilka kategorii:

1. wielkości intensywne (lokalne), mierzone bezpośrednio na badanym obiekcie, z możliwością

powtórzenia pomiarów w identycznych warunkach – do tej kategorii należą wszystkie wielkości mierzone w laboratorium, takie jak własności PVT płynów złożowych, własności petrofizyczne próbek skały itp.;

2. wielkości wyznaczone poprzez interpretację innych pomiarów z użyciem różnych modeli interpretacyjnych; na ogół są to pomiary uśrednione, wykonywane w warunkach terenowych na próbkach o relatywnie dużych rozmiarach. Jako przykłady można tu podać: pomiary geofizyczne w odwiertach dla określenia porowatości i przepuszczalności w strefie przyodwiertowej, testy hydrodynamiczne dla wyznaczenia średnich efektywnych parametrów w strefie zasięgu testu, badania sejsmiczne dla określenia powierzchni stratygraficznych itp.;
3. wielkości (rozkłady) opisujące obszary o bardzo dużej rozciągłości przestrzennej (w skali całego złoża) otrzymane na podstawie pomiarów wykonywanych na relatywnie małym fragmencie



Rys. 1. Schemat symulacyjnego modelowania złoża

(rzędu jednej milionowej objętości) tej przestrzeni. Należy do nich ważna grupa parametrów charakteryzujących złoża pod względem geologicznym (porowatość, przepuszczalność, itp.), będących niezbywalną częścią wszystkich modeli złóż.

Metody analizy danych

Dane wszystkich wymienionych powyżej rodzajów są z reguły poddane szczegółowej analizie ilościowej. Począwszy od najprostszych typów wielkości w rodzaju stałych skalarnych odpowiadających pomiarom w laboratorium, poprzez wielkości funkcjonalnie współzależne, a skończywszy na wielowymiarowych rozkładach parametrów złożowych – wszystkie te dane wymagają zastosowania odpowiedniego aparatu matematycznego. Tradycyjnymi narzędziami są: statystyka i modelowanie danych.

Szczególną grupę danych stanowią wielkości charakteryzujące geologiczne własności złóż. Wielkości te posiadają cechę różniącą je od innych wielkości wymienionych wyżej. Jest nią ich pozorna i efektywna stochastyczność, wynikająca z charakteru i genezy obiektów (struktur geologicznych), które opisują. Pomimo deterministycznych praw rządzących powstaniem takich struktur, nieliniowości tych praw i ekstremalna czułość procesów sedimentologicznych na warunki, w których zachodziły, sprawiają, że struktury geologiczne przejawiają silne cechy stochastyczne i wymagają użycia zaawansowanych metod statystycznych.

Dodatkowo, niewielki zakres pomiarów, obejmujący drobny fragment objętości struktur geologicznych, powoduje konieczność prognozowania (interpolowania) ich własności w miejscach niedostępnych pomiarom. Zwiększa to niepewność uzyskanych wyników i wymaga jak najpełniejszego wykorzystania posiadanych informacji oraz efektywnej metody dla ich analizy.

Metoda geostatystyczna pozwala znaleźć rozwiązanie problemu przestrzennej interpolacji takich wielkości oraz oceny niepewności tej interpolacji, tj. pozwala w zupełności, w sensie statycznym, oszacować ich wartości w punktach nie podległych pomiarowi: oszacowanie to jest możliwe dzięki wcześniejszej identyfikacji przestrzennej korelacji analizowanych wielkości. Końcowy efekt zastosowania geostatystyki, tj. możliwość wygenerowania pełnych przestrzennych rozkładów parametrów geologicznych, czyli uzupełnienie pomiarów wykonanych w nielicznych punktach (odwiertach w złożu) o wartości w całym analizowanym obszarze (złożu), jest nieodzownym elementem konstrukcji symulacyjnych modeli złóż.

Modele symulacyjne jako centralny element systemu opisu złoża

Zebranie, analiza i interpretacja niezbędnych danych o złożu naftowym stanowi pierwszy i niezbywalny element w łańcuchu procesów służących powstaniu pełnego opisu pracy tego obiektu. Schemat pozostałych, podstawowych elementów i czynności niezbędnych do powstania takiego zintegrowanego opisu zwanego modelem złoża przedstawia rys. 1.

Na podanym schemacie symulacje złożowe zajmują pozycję centralną – prowadzą do niej wszystkie pozostałe elementy procesu z wyjątkiem ekonomicznej oceny efektów eksploatacji złoża, której podstawowymi przesłankami są wyniki prognoz wykonanych przy pomocy symulacyjnego modelu złoża.

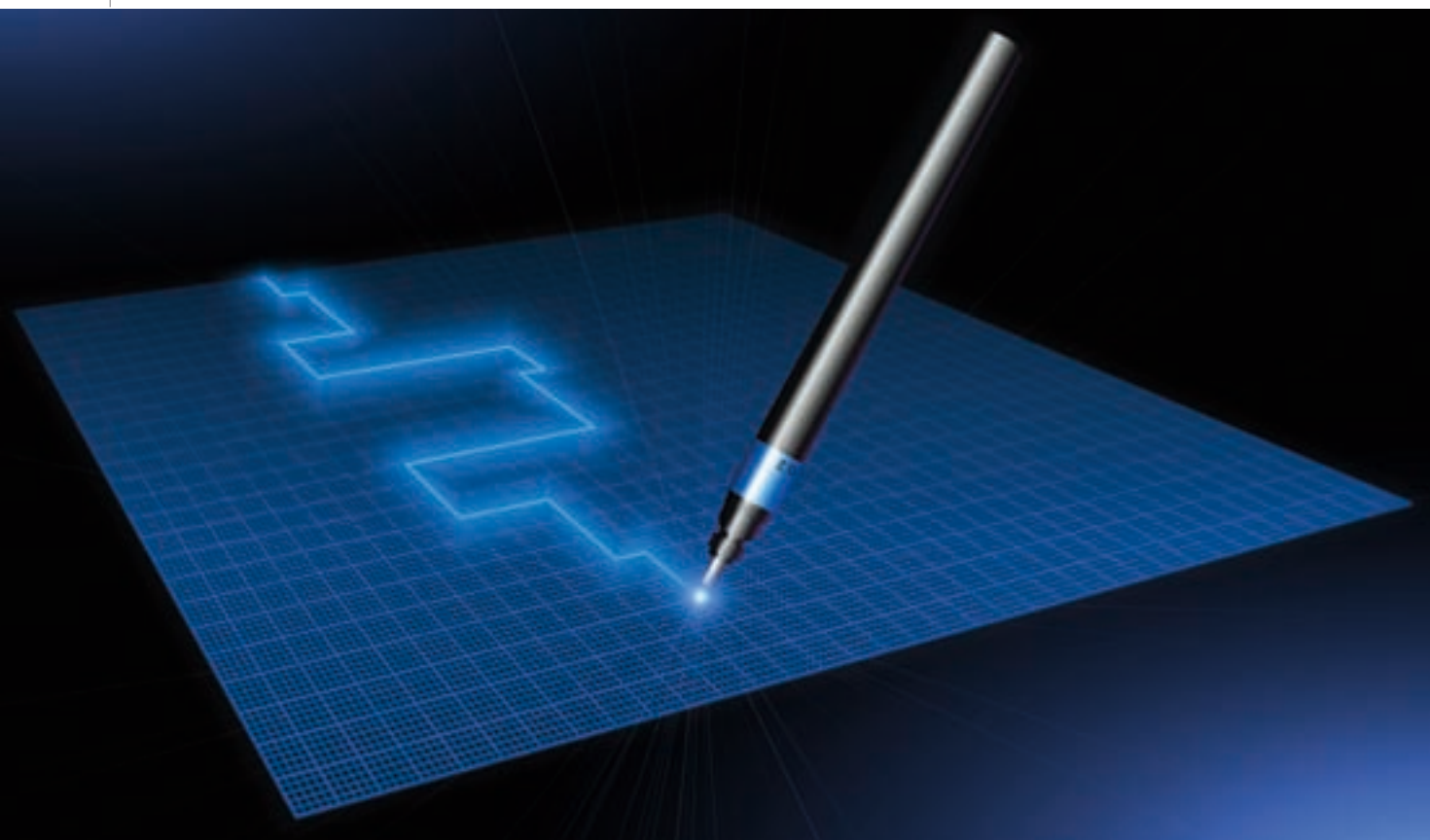
Symulacyjny model złoża jest poddawany przekształceniom w symulatorach złożowych. Są to programy komputerowe umożliwiające wykonywanie w ramach modelu złoża ilościowych obliczeń wielu różnorodnych procesów fizycznych i chemicznych zachodzących w złożu naftowym podczas jego eksploatacji. Obejmują one:

1. przepływy wielofazowe w ośrodku porowatym i szczelinowo-porowatym – prawo Darcy'ego i jego modyfikację,
2. zjawiska fazowe w systemie wieloskładnikowym (węglowodorów i składników niewęglowodorowych) – termodynamiczne równanie stanu,
3. geomechanikę ośrodka porowatego – równania naprężeń i odkształceń skał,
4. zjawiska dyfuzji i dyspersji fizycznej w ośrodku porowatym – prawo Ficka,
5. zjawiska cieplne w układzie skała-płynny złożowe – prawo przepływu ciepła,
6. reakcje chemiczne w układzie skała-płynny złożowe – równanie transportu chemicznego, stechiometrii i kinetyki reakcji chemicznych,
7. reakcje biologiczne w ośrodku porowatym – równania transportu substancji odżywczych, wzrostu, obumierania, chemotaksji mikroorganizmów,
8. zjawiska adsorpcji i desorpcji w ośrodku porowatym – równania adsorpcji/desorpcji płynów złożowych.

Uwzględnienie wymienionych procesów pozwala efektywnie symulować funkcjonowanie złóż naftowych różnych typów (konwencjonalne i niekonwencjonalne – w tym formacje łupkowe) jak również zastosowanie różnych metod ich eksploatacji (pierwotnych, wtórnych oraz tzw. metod trzecich).

Olbrzymi postęp w zakresie symulacji złożowych [2], który dokonał się w ciągu ostatnich 30 lat, objął wszystkie trzy podstawowe elementy tej tech-





nologii i zapewnił jej dominującą rolę w akwizycji danych, ich analizie i weryfikacji oraz możliwości prognozowania w zakresie funkcjonowania złóż. Te trzy elementy to: sprzęt, oprogramowanie i ludzie.

Sprzęt

Praktycznie wszystkie dzisiejsze prace dotyczące modelowania i symulacji złożowych wykonywane są przy użyciu technik cyfrowych. Stąd kluczowe znaczenie sprzętu komputerowego dla ich dostępności, efektywności i ekonomiki. Na początku lat 80. ubiegłego wieku (rok 1982) najnowocześniejszy ówczesny komputer (superkomputer Cray 1S) kosztował około 17 mln USD: wykonywał 27 milionów operacji na sekundę i dysponował pamięcią podręczną niewiele ponad 20 MB. Dzisiaj (rok 2012) na biurkach większości pracowników branży naftowej znajdują się komputery osobiste (np. PC HP z procesorem Intel® Core™ i7 980XE) dziesięć tysięcy razy tańsze, o wydajności 40 000 razy większej (940 MF/s) i 200 razy większej pamięci podręcznej (4 GB) – tabela 1.

Zmiany te spowodowały istną rewolucję w wielu dyscyplinach – zwłaszcza wymagających intensywnych obliczeń matematycznych. Do takich właśnie dyscyplin należy zaliczyć również modelowanie i symulacje złożowe.

Oprogramowanie

W zakresie programów komputerowych (symulatorów) służących realizacji symulacji złożowych, postęp, choć mniej spektakularny, jest również bardzo znaczący. Praktycznie wszystkie procesy zachodzące w złożu znalazły swój matematyczny opis i software'ową implementację. Aktualnym przykładem są tutaj symulatory uwzględniające złoża niekonwencjonalne typu *tight* i *shale*. Bardziej szczegółowy przegląd rozwoju możliwości symulatorów zawiera tabela 2.

Należy podkreślić, że rozwój oprogramowania dla modelowania i symulacji złożowych to nie tylko (widoczne dla użytkownika) rozbudowane możliwości w zakresie nowych zjawisk złożowych, ale również nowe metody i techniki obliczeniowe nadające dodatkowego impetu szybkiemu postępowi w tej dziedzinie. Jednocześnie należy zaznaczyć, że wzrost możliwości dzisiejszych symulatorów dokonuje się przy praktycznie niezmiennych kosztach ich zakupu i zastosowania.

Ludzie

Oczywisty jest udział znacznej grupy firm, instytucji i indywidualnych osób w rozwoju opisanym w powyższych dwóch punktach. Dodatkowo, wraz ze wzrostem możliwości i redukcją kosztów symulacji

Tabela 1. Porównanie sprzętu komputerowego

Komputer	Superkomputer Cray 15 (1982 r.)	PC z Intel® Core™ i7 (2012 r.)
Koszt (USD)	17 000 000	~1 000
Wydajność (GFLOPS)	0,027	109
Pamięć (MB)	22	4 000

Tabela 2. Rozwój oprogramowania symulacyjnego

Dekada	Możliwości symulatorów
1950	Symulatory 2D; Symulatory dwufazowe (fazy nieściśliwe); Prosta geometria
1960	Symulatory 3D; Symulatory trójfazowe; Symulatory typu <i>black oil</i> ; Uwzględnienie wielu odwiertów; Realistyczna geometria; Procesy powstawania stożków
1970	Symulatory kompozycyjne; Efekty wypierania mieszającego; Symulatory chemiczne; Symulatory termalne
1980	Realistyczne zarządzanie odwiertami; Złoża szczelinowe; Realistyczne modelowanie uskoków; Graficzny interfejs użytkownika
1990	Symulatory przyjazne dla użytkownika; Szczegółowe modele geologiczne i „ <i>up-scaling</i> ”; Lokalne zagęszczenie siatki (<i>refinement</i>); Złożona geometria. Powiązanie z modelowaniem instalacji powierzchniowych
2000	Symulatory geomechaniczne; Symulatory biologiczne; Efekty probabilistyczne; Symulatory fazy stałej
2010	Symulatory złóż niekonwencjonalnych typu <i>tight gas/oil</i> i <i>shale gas</i>

złożowych nastąpiło znaczące zwiększenie ich zastosowania, co przejawia się między innymi powstaniem nowej grupy specjalistów – „inżynierów symulacyjnych” oraz powszechności szkoleń w zakresie symulacji złożowych.

Symulacje złóż naftowych w Polsce

W Polsce początki prac symulacyjnych sięgają drugiej połowy lat 70. ub. wieku, gdy stosowano metody analogowe oraz pierwszej połowy lat 80. ub. wieku, kiedy zaczęto wykorzystywać metody numeryczne. Wówczas Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (obecnie Instytutu Nafty i Gazu) oraz zespoły pozostałych jednostek naukowo-badawczych w branży górnictwa naftowego rozpoczęły stosować najpierw analogowe, następnie hybrydowe, a w końcu numeryczne modele symulacyjne do złóż krajowych z wykorzystaniem komputerów klasy „*main-frame*”.

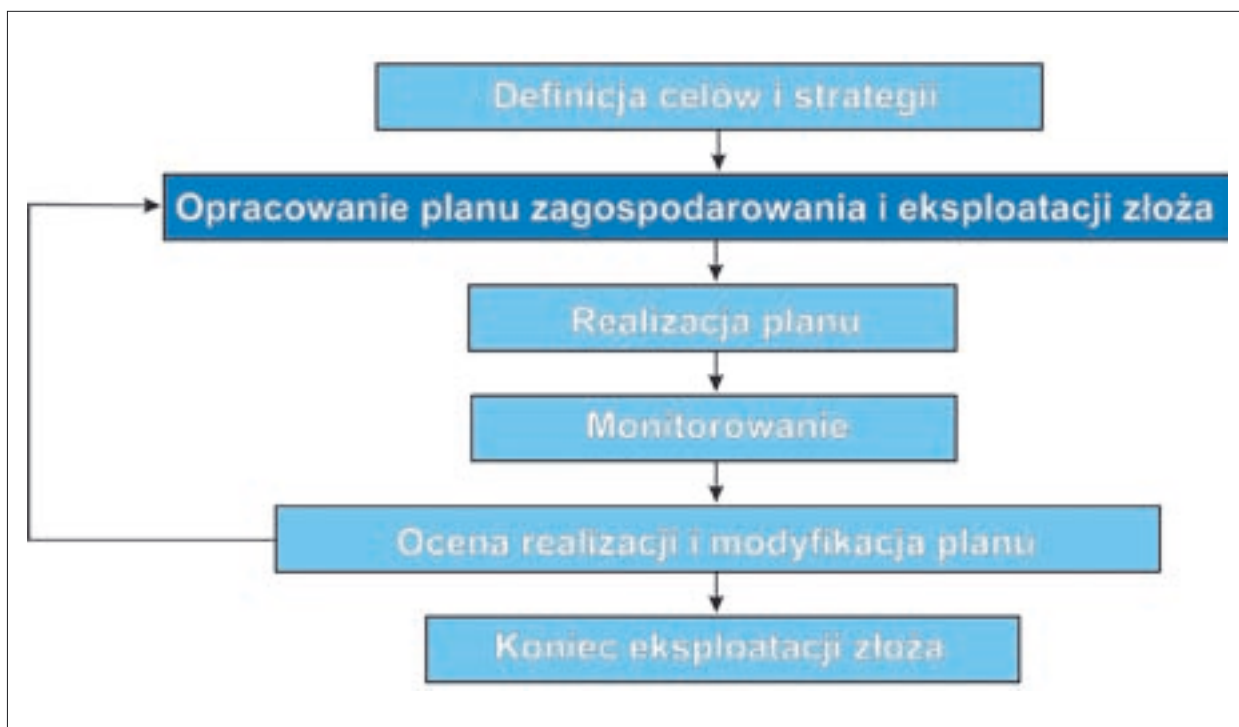
Obecnie zastosowanie symulacyjnych modeli złóż obejmuje zdecydowaną większość znanych i wykorzystywanych w krajowej praktyce procesów wydobycia węglowodorów oraz ich podziemnego magazynowania. Oprócz wszystkich mechanizmów naturalnego

śczerpania złóż należą do nich: metody podtrzymania ciśnienia złożowego poprzez zatłaczanie wody, gazu naprzemiennie wody i gazu; metody zwiększenia mobilności węglowodorów poprzez zatłaczanie mediów z wypieraniem typu mieszającego, w tym zatłaczanie CO₂, a także procesy podziemnego magazynowania gazu (PMG) w wyeksploatowanych złożach, akiferach, kawernach solnych i wiele innych.

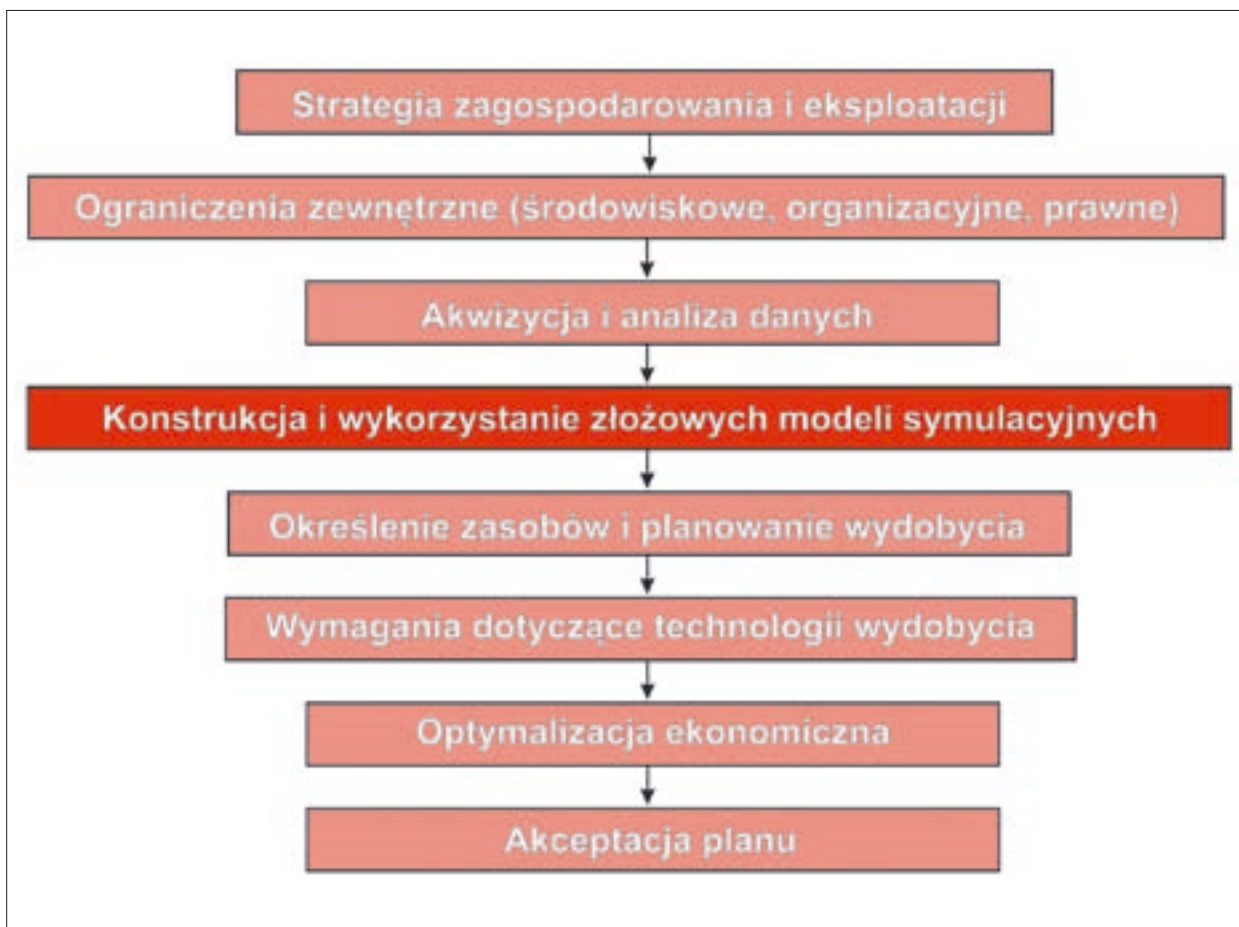
W kraju funkcjonuje obecnie kilka ośrodków prowadzących regularne prace symulacyjne. Należą do nich: Dział Inżynierii Złożowej w Petrobaltic S.A. w Gdańsku, Działy Inżynierii Złożowej w Zielonogórskim i Sanockim Oddziale Górnictwa Nafty i Gazu PGNiG S.A. w Warszawie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH w Krakowie. Jednym z wiodących jest Instytut Nafty i Gazu (INiG) w Krakowie (Zakład Symulacji Złóż Węglowodorów i PMG).

Do najbardziej znaczących osiągnięć INiG w tej dziedzinie należą:

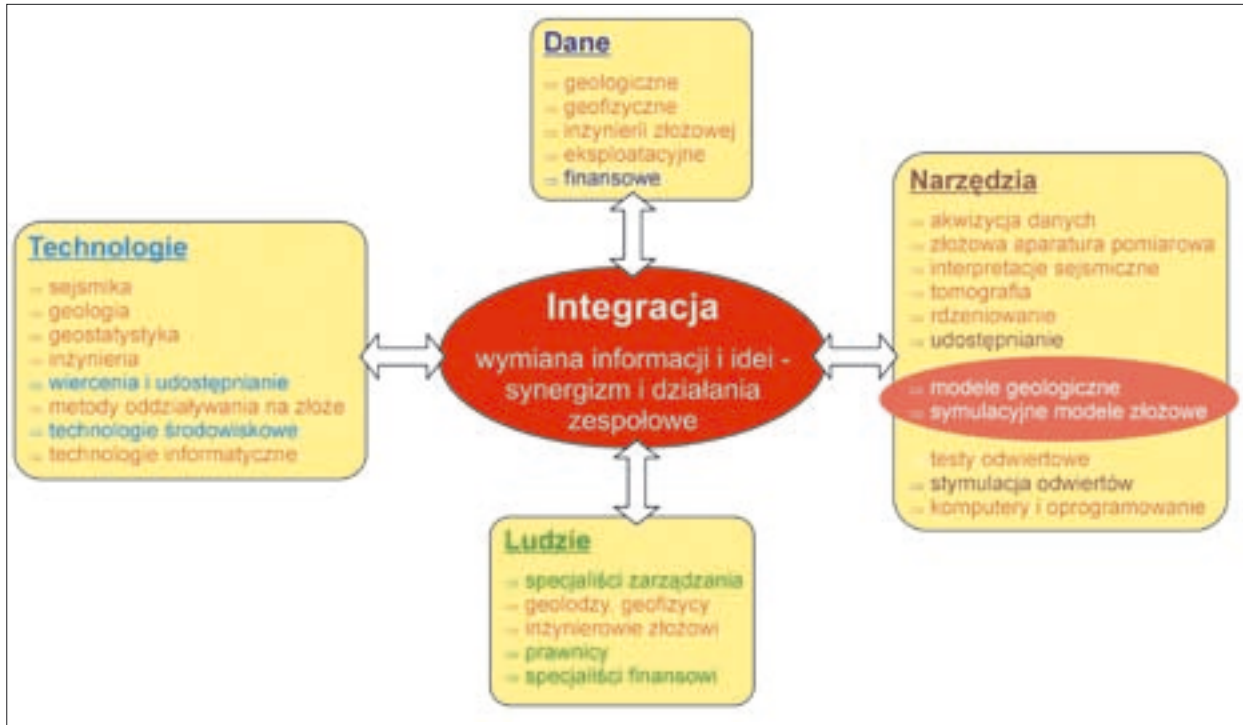
1. Symulacje PMG w Wierchowicach i Husowie – w szczególności największy w Polsce PMG Wierchowice został szczegółowo opracowany w ramach różnorodnych modeli symulacyjnych z powodu zachodzących tam zjawisk mieszania się gazu zatłaczanego z zaazotowanym gazem rodzimym [3].



Rys. 2. Schemat zarządzania eksploatacją złóż



Rys. 3. Plan zagospodarowania złoża



Rys. 4. Zintegrowane zarządzanie złożem

2. Model symulacyjny i program zawadniania złoża ropy naftowej B-3 położonego na szelfie bałtyckim – do niedawna największego eksploatawanego złoża ropy naftowej w Polsce [4].
3. Konstrukcja, kalibracja i zastosowanie modelu złożowego największego w Polsce złoża ropno-gazowego BMB do optymalizacji warunków wydobycia płynów złożowych z uwzględnieniem analizy metod oddziaływania na złoża [5].
4. Wykonanie modeli symulacyjnych dla ostatnio odkrytych złóż ropy naftowej Lubiatów – Międzychód – Grotów – Sowią Góra [6].

elementy składowe zarządzania (technologie, dane, ludzie i narzędzia), które są częścią procesu konstrukcji, weryfikacji i wykorzystania symulacyjnych modeli złożowych. Jak widać, symulacyjne modele złożowe, które same są elementem wykorzystywanym w zarządzaniu złożem, podporządkowują sobie znaczną grupę innych elementów, a przez to porządkują i upraszczają nadrzędną strukturę zarządzania złożem. Innymi słowy, symulacje złożowe są kluczowym elementem roboczym wpisującym się w schemat nowoczesnego, zintegrowanego zarządzania złożami. Funkcję tę pełnią one z racji wymienionych poniżej podstawowych cech istniejących niezależnie od zastosowania procesu symulacji w zarządzaniu złożami. Są to podstawowe charakterystyki symulacyjnych modeli złożowych, które:

- stymulują akwizycję i przechowywanie danych w postaci nowoczesnych systemów baz danych,
- wymagają i intensyfikują integrację działań specjalistów w różnych dziedzinach (geologów, geofizyków, inżynierów złożowych i innych),
- pozwalają zweryfikować: interpretacje, założenia i wnioski dotyczące głównych charakterystyk złoża (poprzez porównanie wyników symulacji z rzeczywistymi danymi eksploatacyjnymi),
- dostarczają wiedzy o złożu i jego funkcjonowaniu w różnych warunkach jego eksploatacji (możliwość realizowania „wirtualnych scenariuszy” pracy złoża),

Rola i znaczenie symulacyjnych modeli złożowych w zarządzaniu złożem

Zarządzanie złożami naftowymi obejmuje dobrze zdefiniowany łańcuch procesów [7] pokazanych na rys. 2. Z punktu widzenia procesu zarządzania najistotniejszym z powyższych elementów jest efektywny i właściwy plan zagospodarowania złoża. Plan ten to również proces składający się z wielu elementów [7] (rys. 3).

Centralną pozycję zajmuje w nim konstrukcja i wykorzystanie złożowych modeli symulacyjnych. Na rys. 4 zaznaczono kolorem czerwonym wszystkie

- pozwalają określić zależność osiągniętych przez złoża wyników od zmienności i błędów podstawowych parametrów złożowych – dostarczają probabilistyczne elementy oceny zasobów i ich szczypania.

Zastosowanie symulacyjnych modeli złożowych niesie ze sobą istotne korzyści dla analizy i selekcji efektywnego planu zagospodarowania złoża. Co więcej, można stwierdzić, że bez możliwości zastosowania tych modeli opracowanie wiarygodnego planu zagospodarowania złoża praktycznie pozbawione jest możliwości przeprowadzenia ocen ilościowych, przez co w konsekwencji analiza ekonomiczna całego przedsięwzięcia jest bardzo wątpliwa.

Znaczenie symulacji złożowych w zarządzaniu ma dwojaki charakter. Mogą one być wykorzystane w planach krótkoterminowych, jako tzw. modele operacyjne do rozwiązywania takich zagadnień, jak optymalizacja parametrów planowanych odwiertów (ich typ, interwał udostępnienia, kierunek i długość odcinka

poziomego itd.), plany wydobywania płynów złożowych z poszczególnych odwiertów (określenie optymalnej wydajności, składu wydobywanego płynu, itd.) oraz wielu innych.

Jednak swoją podstawową wartość symulacyjne modele złożowe ujawniają w zagadnieniach strategicznych dla złoża przy wykorzystaniu tzw. pełnoskalowych modeli symulacyjnych. W tym zastosowaniu pozwalają one określić:

- prognozy eksploatacji pierwotnej,
- dobór metod oddziaływania na złożo,
- określenie zasobów wydobywalnych,
- zależność szczypania od rodzaju i wielkości inwestycji w zakresie odwiertów oraz instalacji napowierzchniowej,
- dane do dalszej analizy finansowej i określenia zasobów przemysłowych oraz innych.

Podsumowanie

Efektywne pozyskiwanie surowców naftowych z ich naturalnych źródeł, jakimi są złoża naftowe, to złożone i długotrwałe przedsięwzięcie ekonomiczne wymagające zastosowania skutecznych procedur zarządzania. Decydujące znaczenie i rolę w takim procesie odgrywają symulacyjne modele złóż.

Technologiczny postęp w zakresie metod i narzędzi numerycznej analizy danych obserwowany w ostatnich trzydziestu latach i przewidywany rozwój w przyszłości zapowiadają dalszy wzrost roli symulacyjnych modeli złóż jako wiodącego narzędzia w zarządzaniu złożami.

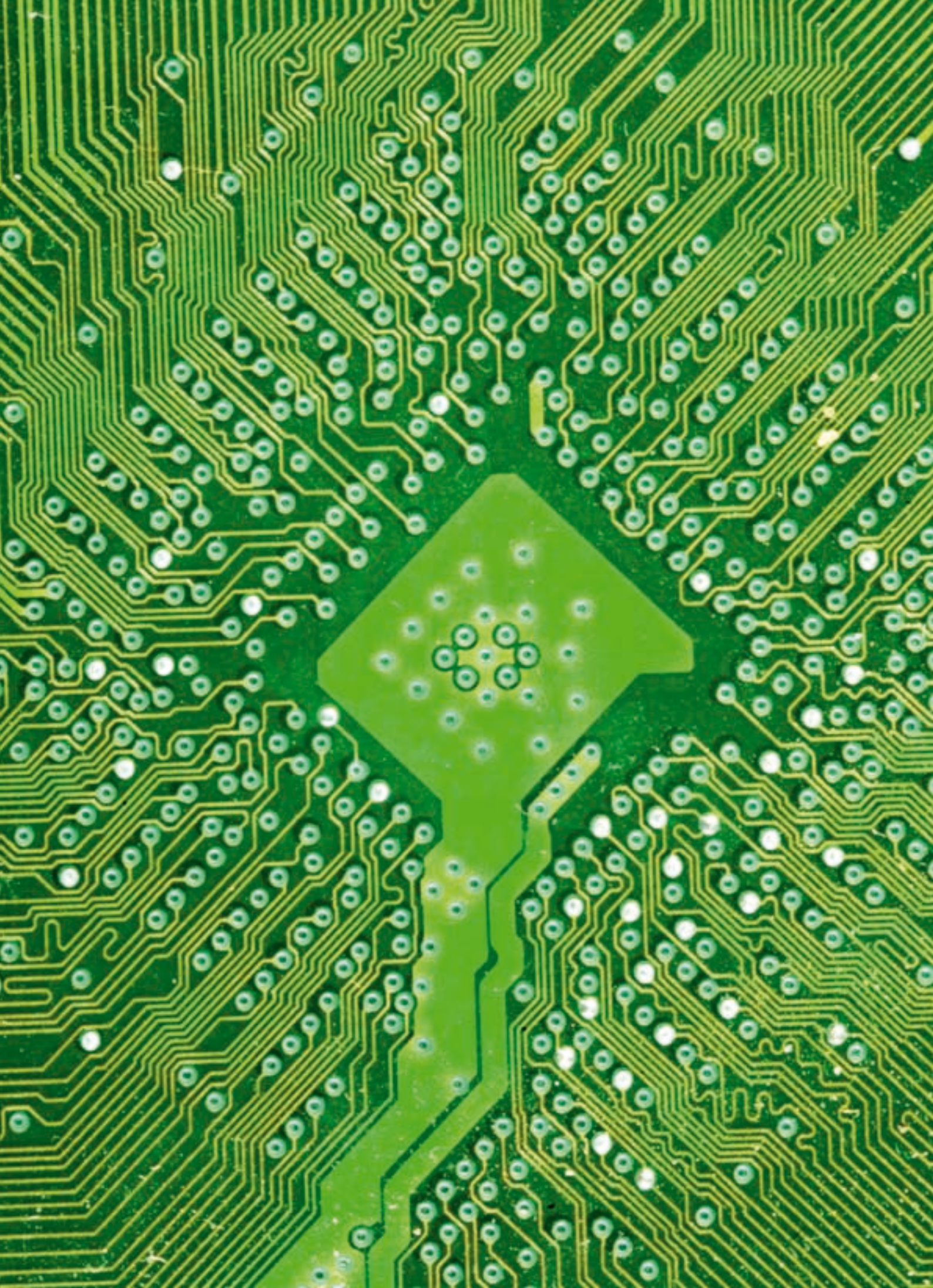
W Polsce obserwuje się silny wzrost zastosowania symulacji złożowych zarówno w aspekcie liczby, jak i różnorodności projektów wykorzystujących tę metodę. INiG aktywnie uczestniczy w tym procesie oferując swoją wiedzę i doświadczenie na potrzeby krajowego górnictwa naftowego.

Autor jest pracownikiem naukowym Instytutu Nafty i Gazu, Oddział w Krośnie

Literatura

- 1) *Uniwersalny Słownik Języka Polskiego*, PWN.
- 2) Breitenbach E.A. *Reservoir Simulation: State of the Art*, *Journal of Petroleum Technology*, September 1991, vol. 43, 1033–1036; Mustafiz S., Islam M.R. *State of the Art: Petroleum Reservoir Simulation*, *Petroleum Science & Technology*, 2008, vol. 26, 1303–1329.
- 3) Szott W. i zespół, *Projekt KBN Technologie wytwarzania i eksploatacji podziemnego magazynu gazu Wierzchowice*. INiG, Kraków - Krosno, 1997, w tym symulacyjny model złożowy PMG. Szott W. i zespół, *Aktualizacja modelu złożowego PMG Wierzchowice*. INiG/INiG, Krosno, 1998–2008.
- 4) Szott W. i zespół, *Symulacyjny model złoża B3 dla nadzoru przebiegu jego eksploatacji*. INiG, Krosno, październik 2004.
- 5) Szott W. i zespół, *Optymalizacja warunków wydobywania płynów*

- złożowych z uwzględnieniem analizy metod oddziaływania na złożo, w tym zadania: *Budowa modelu geologicznego złoża BMB uwzględniająca wyniki najnowszych badań*, *Konstrukcja modelu symulacyjnego złoża ropno-gazowego BMB*, *Analiza możliwości zwiększenia stopnia szczypania z zastosowaniem otworów poziomych*, *Wybór i optymalizacja parametrów wtórnej metody oddziaływania na złożo BMB w celu uzyskania maksymalnego stopnia szczypania fazy ropnej*, INiG, Krosno, 2004–2006.
- 6) Szott W. i zespół, *Wykonanie modeli symulacyjnych dla złóż ropy naftowej Lubiatów – Międzychód – Grotów – Sowią Góra*. INiG, Krosno, marzec 2007.
- 7) Scatter A. J. et al., *Reservoir management: Technical Perspective*, SPE Paper 22350, 1992.



Rentgenowska mikrotomografia komputerowa

Zobaczyć niewidzialne

JADWIGA ZALEWSKA, MAREK DOHNAK

Obserwację różnych przedmiotów umożliwia nam przede wszystkim światło, dzięki któremu oglądamy otaczający nas świat. Do obserwacji miniświata, czy to ukrytego wewnątrz naszych własnych ciał czy też innych obiektów, możemy również wykorzystywać promieniowanie rentgenowskie.

W momencie prześwietlenia dowolnego przedmiotu promieniami rentgenowskimi powstają duże ilości równoległych, dwuwymiarowych obrazów, pozwalające na trójwymiarowe odwzorowanie wewnętrznej struktury tych obiektów. Wygenerowany zbiór danych 3D umożliwia wizualizację i analizę ilościową wielu przekrojów, w różnych kierunkach obserwacji. Pozwala on także na uzyskanie różnego rodzaju informacji dotyczących wybranych właściwości badanych przedmiotów.

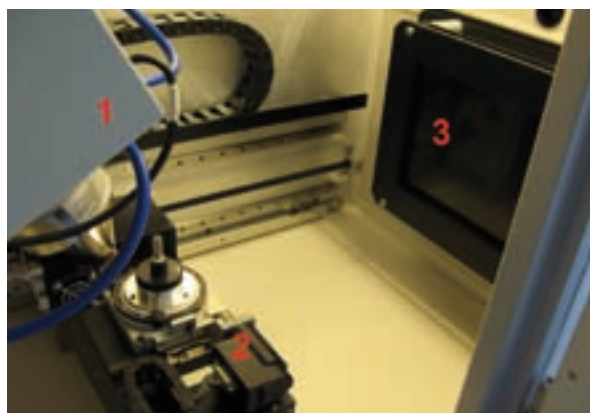
Metodą dającą możliwość „zaglądania” do wnętrza nieprzezroczystych ciał stałych jest rentgenowska mikrotomografia komputerowa (micro-CT). Ta nowoczesna, eksperymentalna i całkowicie nieinwazyjna meto-

da badawcza ma zastosowanie w wielu dziedzinach nauki; stała się cennym narzędziem dla specjalistów nauk o Ziemi.

Mikrotomograf rentgenowski

Mikrotomograf rentgenowski składa się z trzech podstawowych części: źródła promieniowania rentgenowskiego, manipulatora i detektora (rys. 1).

Źródłem promieniowania rentgenowskiego jest lampa rentgenowska emitująca promienie X o zadanych wartościach napięcia i natężenia prądu. Mani-



Rys. 1. Mikrotomograf rentgenowski Benchtop CT 160 Xi

a) zdjęcie aparatu, b) wnętrze komory pomiarowej urządzenia: 1 – źródło rentgenowskie, 2 – manipulator, 3 – detektor

Rentgenowska tomografia komputerowa (CT – ang. *computed tomography*) została opracowana w Wielkiej Brytanii we wczesnych latach 70. XX wieku, jako medyczna technika obrazowania [Hounsfield 1972, 1973]. Prototyp tomografu komputerowego został skonstruowany przez Hounsfielda i wszedł do produkcji przemysłowej w 1973 r. Za to osiągnięcie G.N. Hounsfield wraz A.M. Cormackiem otrzymali Nagrodę Nobla w dziedzinie fizjologii i medycyny (1979 r.) [za: wikipedia].

Pierwszy tomograf został zainstalowany w szpitalu Atkinson Morley Hospital, w Wimbledonie (Wielka Brytania); przeznaczony był wyłącznie do prześwietlania mózgu. Stopniowo powstawały skanery pozwalające badać dowolną część ciała.

W tamtych latach geolodzy dochodzili do porozumienia z jedyną instytucją w mieście, która zapewniała dostęp do takiej nowoczesnej technologii (CT). Często w nocy, starając się nie wzbudzić zainteresowania, wwożono do nieskazitelnych i sterylnych obiektów szpitalnej instalacji skanowania rdzenie wiertnicze, w celu wykonania ich obrazowania i analizy [Kayser i in. 2006].

Potrzeba było niewiele czasu, by osoby spoza kręgów medycznych dostrzegły ogromny potencjał technologii CT do badania różnorodnych materiałów. We wczesnych latach 80. XX wieku zostały rozpoznane możliwości wykorzystania CT w różnych dziedzinach nauki, w tym i w geologii, a specjaliści nauk o Ziemi wkrótce dołączyli do szeregu badaczy, którzy poszukiwali coraz to drobniejszych szczegółów obrazowania struktur wewnętrznych różnych przedmiotów.

W dziedzinie oceny skał zbiornikowych tomografia rentgenowska (CT) po raz pierwszy została zademonstrowana przez Wellingtona i Vinegara w 1987 r. [Wellington, Vinegar, 1987]. Od tego czasu światowy przemysł naftowy wykorzystuje metodę CT jako skuteczne narzędzie do analizowania próbek skał, zapewniając nieinwazyjny sposób spojrzenia na rdzenie wiertnicze i umożliwiając ich charakterystykę.

Pierwsze urządzenie do **mikrotomografii rentgenowskiej (micro-CT)** zostało zaprezentowane w 1998 r. przez Sasova i Van Dycka, zaś do geologii zostało wprowadzone przez Van Geeta w 2000 r. [Van Geet i in. 2000]. Od tego momentu obserwowany jest błyskawiczny rozwój tej metody.

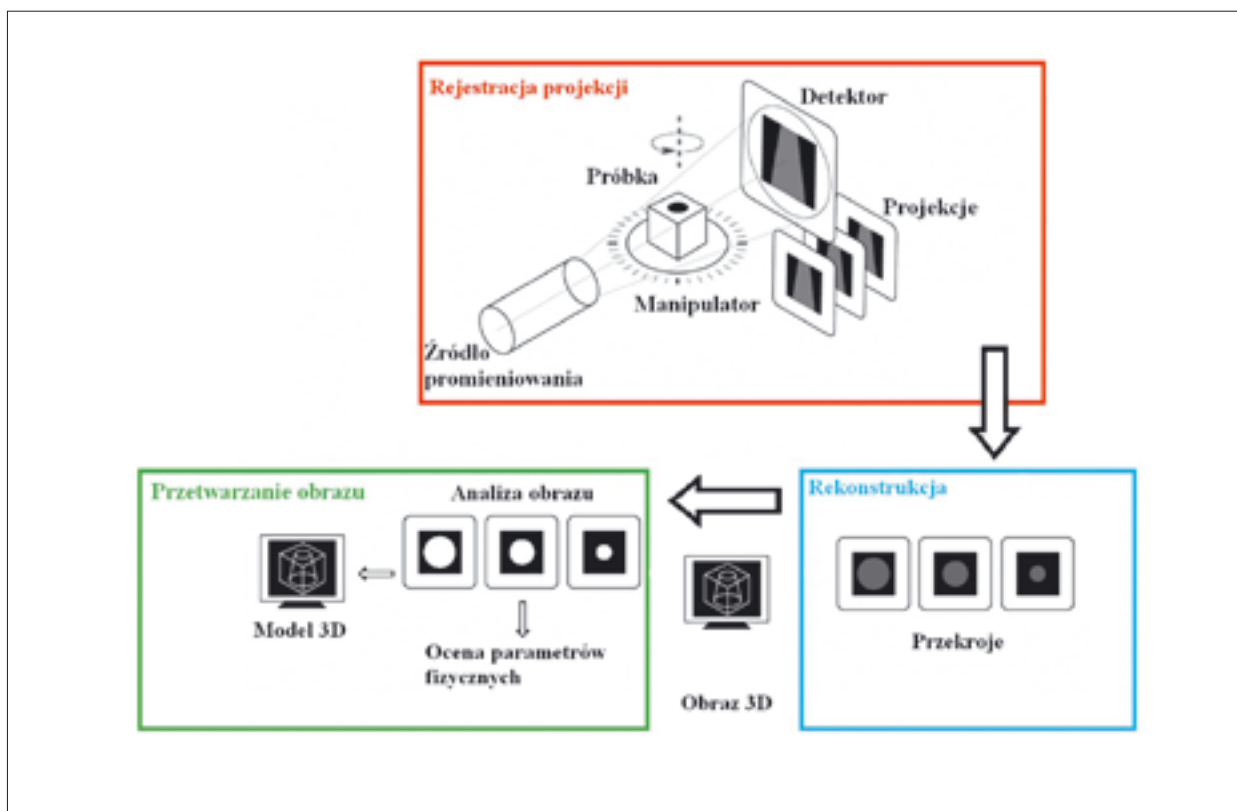
W krajowym przemyśle naftowym rentgenowska mikrotomografia komputerowa po raz pierwszy została zaprezentowana na międzynarodowej konferencji naukowo-technicznej GEOPETROL zorganizowanej przez Instytut Nafty i Gazu w roku 2008. Na warsztatach pt. „Trójwymiarowa wizualizacja struktury przestrzeni porowej skał metodą micro-CT” pokazano niektóre zastosowania micro-CT w geologii oraz przedstawiono pierwsze wyniki [GEOPETROL, 2008]. Od tego momentu systematycznie prowadzone są badania mające na celu pozyskanie coraz większej liczby parametrów wewnętrznej struktury porowej skał, generowania modeli sieci porowych z obrazów tomograficznych i opracowania sposobów modelowania tej sieci dla przewidywania właściwości transportowych skał [GEOPETROL, 2010]. INiG wciąż pozostaje prekursorem w badaniach micro-CT rdzeni wiertniczych w kraju.

pulator daje możliwość pozycjonowania próbki przed pomiarem oraz zapewnia jej obrót w trakcie wykonywania pomiaru. Detektor konwertuje energię promieniowania X na sygnał elektryczny, który jest następnie rejestrowany jako obraz. Pomiędzy źródłem promieniowania X a detektorem umieszczony jest uchwyt na próbki. Umożliwia on przesuwanie próbek wzdłuż trzech prostopadłych kierunków, co pozwala na powiększanie i pomniejszanie projekcji („cienia”) na detektorze i ustawienie przed pomiarem interesującego fragmentu.

Zasada działania

Zasada działania systemu mikrotomograficznego składa się z trzech etapów; schematycznie została przedstawiona na rys. 2.

Etap pierwszy to wykonanie pomiaru (czerwone pole). W momencie uruchomienia pomiaru lampa rentgenowska emituje wiązkę promieniowania X „prześwietlając” badaną próbkę, która rzuca „cień” na detektor, odbierający i przetwarzający promieniowanie rentgenowskie na obraz cyfrowy. Promieniowanie rejestrowane przez detektor jest w różnym stopniu absorbowane (tłumione) przez badany obiekt. Im większa gęstość obiektu, tym wiązka promieniowania jest bardziej wytłumiona. Następnie próbka jest obracana o niewielki kąt, po czym pobierany jest i zapamiętywany w komputerze nowy obraz rzutowany. Ten proces jest kontynuowany do momentu, gdy próbka wykona obrót o 360°. Dokładność pomiaru zależy od kąta obrotu próbki i liczby projekcji, jakie zostaną wykonane pomiędzy kolejnymi obrotami. Im mniejszy kąt obrotu, tym większa dokładność obrazu, ale i dłuższy czas pomiaru. Ten rodzaj obrazu jest nazywany obrazem rzutowanym lub obrazem radiograficznym.



Rys. 2. Zasada działania rentgenowskiej mikrotomografii komputerowej

Etap drugi to rekonstrukcja, która polega na pozyskaniu obrazów i umożliwia przejście od projekcji (obrazów rzutowanych) do przestrzennego obrazu badanego obiektu oraz pozwala na wgląd w wewnętrzną strukturę badanego materiału (niebieskie pole – rys. 2).

Po wczytaniu danych do odpowiedniego programu (np. AVIZO, ImageJ) można przeglądać wygenerowane w dowolnym kierunku przekroje próbki (rys. 4).

Na zrekonstruowanych obrazach 2D każda plamka, czyli piksel, definiowany jest przez współrzędną poziomą (x) i pionową (y) albo poprzez wartość jego koloru (każdy piksel ma przyporządkowaną swoją „własną” jasność). Ilość odcieni, którą może przyjmować piksel, zależy od komputera i ilości bitów na piksel, jaką jest on w stanie przetworzyć. Zwykle wartości te, na ósmio-bitowym obrazie, wyrażone w stopniach szarości, odpowiadają odcieniowi szarości leżącym w zakresie od 0 do 255, gdzie 0 odpowiada czerni, a 255 odpowiada bieli. Ilość pikseli wykorzystana do utworzenia obrazu stanowi o jego rozdzielczości. W miarę dobierania coraz większej ilości pikseli, obraz można odwzorować z coraz większą szczegółowością lub rozdzielczością [Kaiser i in., 2006].

Ostatnim etapem jest przetwarzanie i analiza przestrzennych obrazów mikrotomograficznych (zielone pole na rys. 2).

Wykorzystanie micro-CT w badaniach skał zbiornikowych

Badania micro-CT na próbkach skał realizowane w INIG

W geologii, rentgenowska mikrotomografia komputerowa jest przede wszystkim wykorzystywana do trójwymiarowej wizualizacji minerałów i skał.

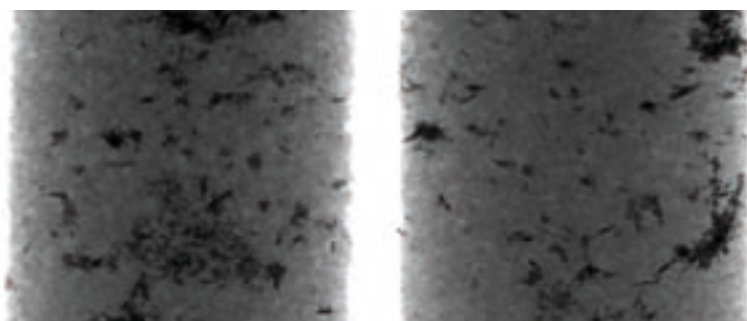
W zakresie badania próbek skał, technika micro-CT umożliwia wykonywanie pomiarów ilościowych struktury wewnętrznej materiału w sposób precyzyjny i nieinwazyjny, a przede wszystkim pozwala na dokładne pomiary przestrzennego układu porów. Dzięki zastosowaniu tej metody można otrzymać różnego rodzaju informacje dotyczące porowatości: możliwy jest pomiar długości i ilości kanalików porowych, śledzenie ich połączenia, wizualizacja i ilościowa ocena ich krętości oraz drożności, obserwacja wnikania wody lub ropy w skałę, analizowanie stopnia wypełnienia porów skalnych różnymi mediami oraz obrazowanie i analizowanie procesu zwilżalności.

Dzięki tej metodzie można otrzymać również wiarygodną analizę przepuszczalności (w trzech prost-

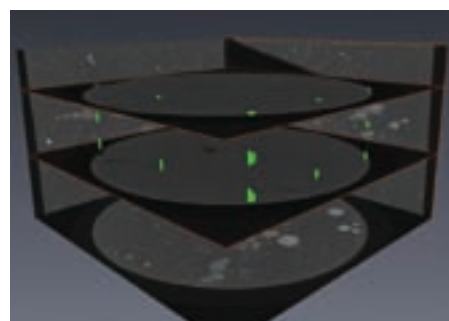
Tabela 1. Oznaczenia objętości klas porów

objętość pora [woksel]	1 ÷ 9	10 ÷ 99	100 ÷ 999	1000 ÷ 9999	10 000 ÷ 99 999	> 100 000
objętość pora [μ^3]	$2,10^2 \div 2,10^3$	$2,10^3 \div 2,10^4$	$2,10^4 \div 2,10^5$	$2,10^5 \div 2,10^6$	$2,10^6 \div 2,10^7$	$> 2,10^7$
kolor	żółty	niebieski	czerwony	zielony	biały	fioletowy

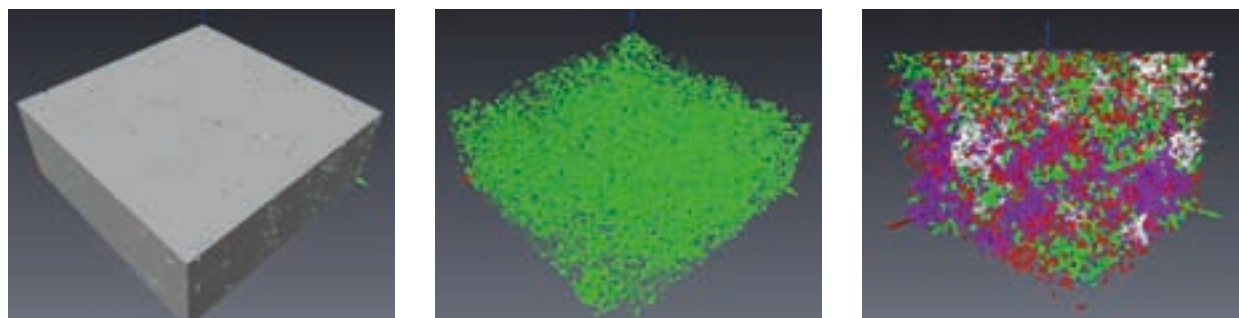
* 1 woksel – $216 \mu m^3$



Rys. 3. Projekcje piaskowca



Rys. 4. Przekroje poprzeczne wewnętrznej struktury próbki skały



Rys. 5. Trójwymiarowa rekonstrukcja i wizualizacja przestrzeni porowej całej próbki: a – 3D szkielet skały (bez porów), b – wydzielona 3D przestrzeń porowa, c – dystrybucja 3D poszczególnych klas porów

padłych kierunkach), szacowanie szczelinowatości i hydraulicznej przewodności ośrodka skalnego.

Wyniki badań micro-CT przedstawiane są w postaci trójwymiarowych obrazów pierwotnej struktury szkieletu oraz struktury porowej całej próbki skały. Następnie z analizowanej próbki wydzielane są podpróbki, dla których prowadzona jest szczegółowa, ilościowa analiza umożliwiająca określenie liczebności występujących w niej podtypów porów.

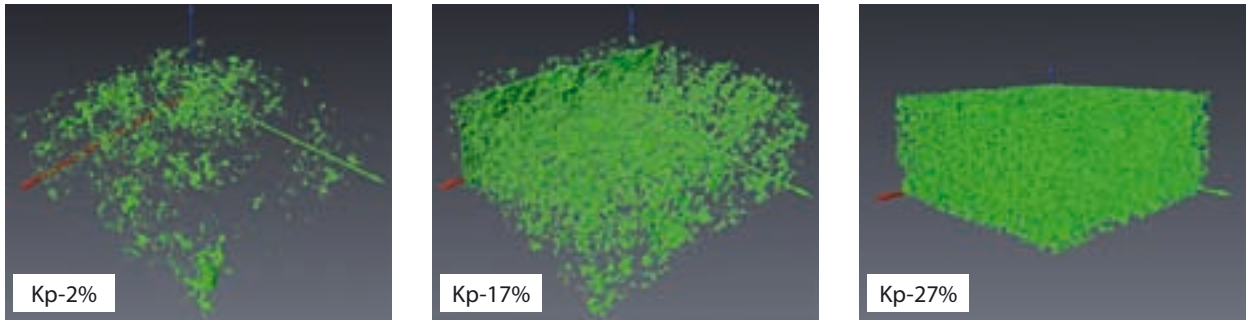
Określanie porowatości i rozkładu wielkości porów

Do ważniejszych zastosowań rentgenowskiej tomografii komputerowej należy badanie porowatości

skał w aspekcie oceny ich własności zbiornikowych i drożności przestrzeni porowej warunkującej migrację mediów [np. Van Geet i in., 2000, 2003].

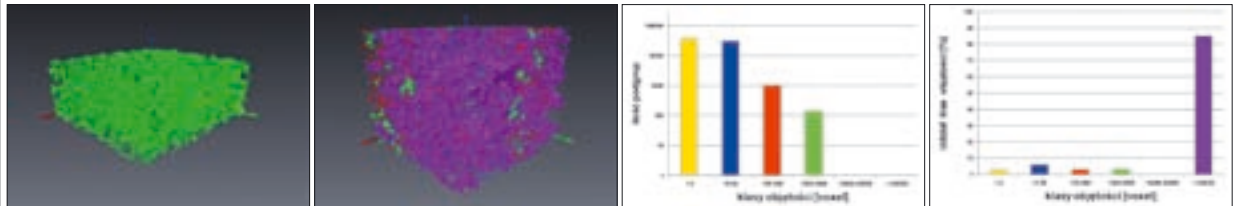
Bezpośrednim wynikiem pracy mikrotomografu są projekcje „obrazów cieni” badanego przedmiotu (rys. 3) widzianego pod różnymi kątami, które są rzutem 3D obiektu na matrycę 2D (rys. 4). Każdy taki obraz zawiera informacje o redukcji intensywności promieniowania w środku trójwymiarowego obiektu. Po dalszej obróbce tych danych, czyli rekonstrukcji projekcji, możliwe jest uzyskanie przestrzennego obrazu próbki (rys. 5).

Interpretacja danych micro-CT obejmuje analizę jakościową i ilościową w oparciu o uzyskane obrazy 3D. Najpierw wykonuje się przestrzenną wizualizację pierwotnej struktury całej skały, a następnie prowadzona



Rys. 6. Wizualizacja wewnętrznej struktury porowej skał (kolor zielony – porowatość)

A) Próbka nr 1 – piaskowiec eoliczny facji A2 o współczynniku porowatości 9,4%, otwór 0-3



numer klasy	objętość klasy [woksel]	objętość pora [μm^3]	ilość porów w klasie	objętość klasy [voxel]	procentowy udział klasy [%]
I	1÷9	$2,10^2 \div 2,10^3$	38 052	269 080	2,8
II	10÷99	$2,10^3 \div 2,10^4$	29 878	552 123	5,8
III	100÷999	$2,10^4 \div 2,10^5$	1 004	278 973	3,0
IV	1000÷9999	$2,10^5 \div 2,10^6$	133	302 794	3,2
V	10 000÷99 999	$2,10^6 \div 2,10^7$	1	14 188	0,2
VI	>100 000	$>2,10^7$	1	8 029 840	85,0
			69 069	9 446 998	100

jest analiza rozkładu porowatości, która bazuje na podziale sieci porowej na podgrupy. Podgrupa to zespół połączonych ze sobą porów, lecz nieskomunikowanych z innymi podgrupami, które dzielą się na klasy ze względu na objętość. W każdej z próbek wydzielanych jest sześć największych pod względem objętościowym podtypów porów (tab. 1). Wyniki przedstawiane są na wykresach wykonanych w dwóch wersjach: pierwszy to wykres liczebności podgrup w poszczególnych klasach objętości, pokazujący jak bardzo podzielona jest dana klasa, a drugi – wykres rozkładu klas objętości sieci porowej.

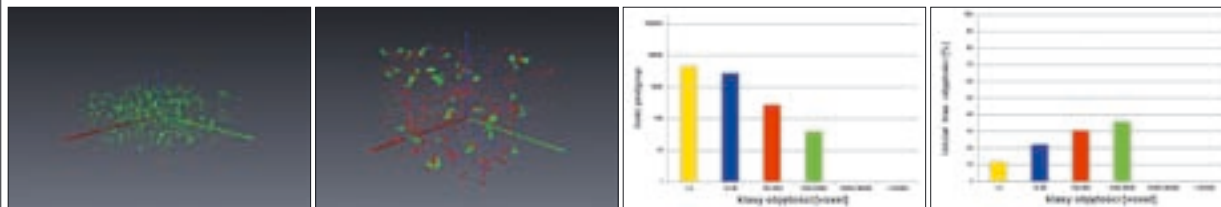
Rysunek 6 jest ilustracją trójwymiarowej wizualizacji danych micro-CT całej przestrzeni porowej piaskowców o różnej porowatości; widać znaczącą różnicę pomiędzy analizowanymi próbkami.

Na rys. 7 przedstawiono przykładową (standardowo prowadzoną w INIG) charakterystykę mikrotomograficzną piaskowców pochodzących z utworów górnego czerwonego spągowca monokliny przedsudeckiej, reprezentujących dwa różne systemy depozycyjne: eoliczny (facje A) i jeziorny (facje P).

Pomiar krętości kanałów porowych

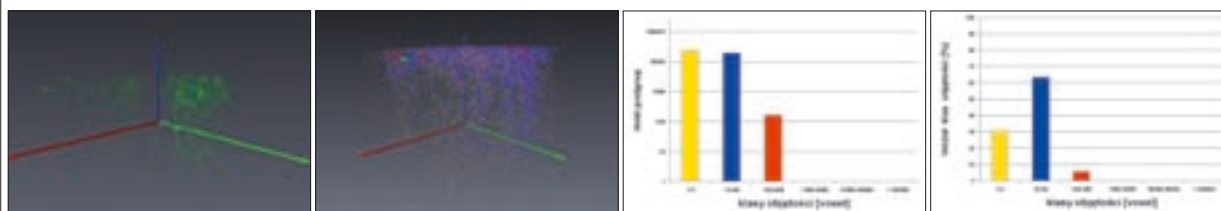
Metoda mikrotomografii rentgenowskiej pozwala na wizualizację i ilościową ocenę krętości kanałów porowych dla wszystkich połączonych porów istniejących w próbce. Trójwymiarowy charakter micro-CT umożliwia pomiar krętości w trzech kierunkach prostopadłych względem siebie: X, Y i Z, dostarczając informacji o potencjalnej anizotropii w rozkładzie przestrzeni porowej oraz możliwych ścieżkach przepływu

B) Próbka nr 2 – piaskowiec eoliczny facji A2 charakteryzujący się niską porowatością, złożoną z równomiernie rozłożonych porów należących do klas I÷IV, otwór R-1



numer klasy	objętość klasy [woksel]	objętość pora [μm^3]	ilość porów w klasie	objętość klasy [voxel]	procentowy udział klasy [%]
I	1÷9	$2,10^2 \div 2,10^3$	4 600	31 939	11,7
II	10÷99	$2,10^3 \div 2,10^4$	2 766	60 835	22,2
III	100÷999	$2,10^4 \div 2,10^5$	273	83 154	30,4
IV	1000÷9999	$2,10^5 \div 2,10^6$	39	97 952	35,8
V	10 000÷99 999	$2,10^6 \div 2,10^7$	0	0	0,0
VI	>100 000	$>2,10^7$	0	0	0,0
			7 678	273 880	100

C) Próbka nr 3 – reprezentuje osady facji plaji piaszczystej P2 o bardzo niskim współczynniku porowatości, wynoszącym zaledwie 0,6%; charakteryzuje się dużą nierównomiernością rozkładu porów, otwór K-2

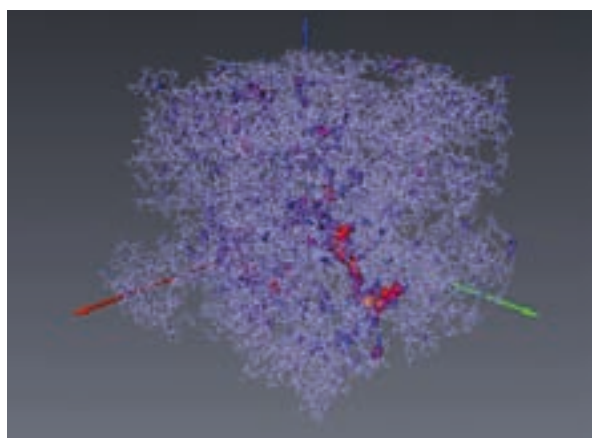
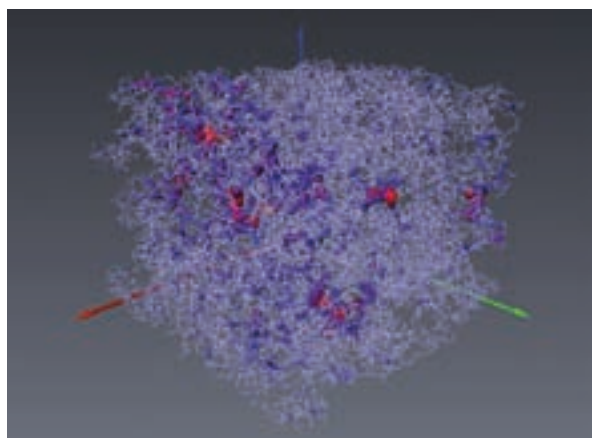


numer klasy	objętość klasy [woksel]	objętość pora [μm^3]	ilość porów w klasie	objętość klasy [voxel]	procentowy udział klasy [%]
I	1÷9	$2,10^2 \div 2,10^3$	24 651	174 269	30,8
II	10÷99	$2,10^3 \div 2,10^4$	19 286	358 560	63,4
III	100÷999	$2,10^4 \div 2,10^5$	163	31 174	5,5
IV	1000÷9999	$2,10^5 \div 2,10^6$	1	1 124	0,2
V	10 000÷99 999	$2,10^6 \div 2,10^7$	0	0	0,0
VI	>100 000	$>2,10^7$	0	0	0,0
			44 101	565 127	100

Rys. 7. Charakterystyka mikrotomograficzna próbek o różnej porowatości

Tabela 2. Wyniki pomiaru krętości geometrycznej kanalików porowych metodą micro-CT

Próbka	Kierunek analizy krętości	Bezwzględna ilość wokseli z tunelu	Względna ilość wokseli z tunelu	Średnia krętość	Maksymalna krętość	Minimalna krętość	Odchylenie standardowe
1A	X	8 583	0,043	1,638	2,408	1,318	0,255
	Y	12 147	0,061	1,268	1,895	1,106	0,166
	Z	15 827	0,063	1,291	1,830	1,115	0,146
1B	X	986	0,005	1,568	1,841	1,467	0,078
	Y	11 536	0,058	1,296	1,628	1,101	0,137
	Z	16 254	0,065	1,353	2,370	1,113	0,205



Rys. 8. Przykładowy obraz micro-CT wszystkich połączonych ścieżek przepływu płynu w próbce 1A i 1B:

oś X – kolor czerwony
oś Y – kolor zielony
oś Z – kolor niebieski

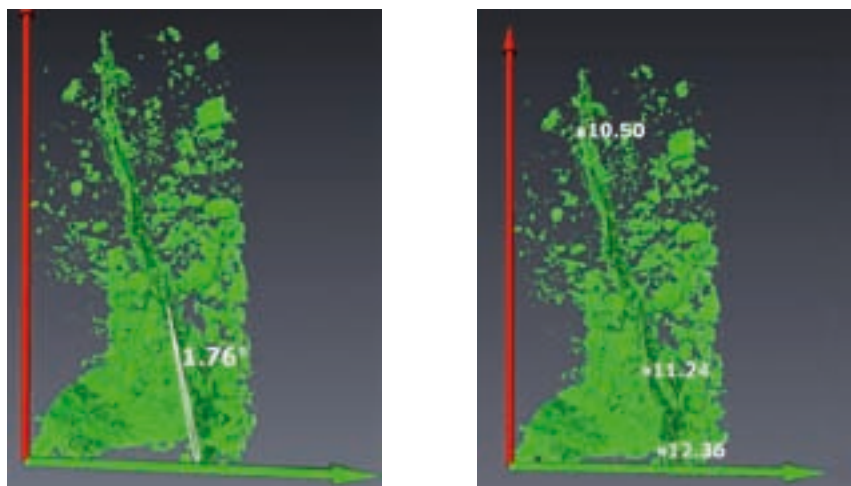
płynu w obrębie skał zbiornikowych. Parametr ten jest liczony tylko wtedy, gdy w analizowanym kierunku występują połączenia kanalików porowych pomiędzy dwoma przeciwległymi bokami podpróbki.

Badania w zakresie krętości kanalików porowych przeprowadzono dla trzech próbek przedstawionych na rys. 7, wyznaczając ten parametr tylko dla próbki 1 – co zostało zaprezentowane w tab. 2. Na rys. 8 pokazano wizualizację szkieletu zespołów porów należących do VI klasy objętości, zaznaczając przebieg osi biegnącej przez geometryczny środek danego poru, gdzie kolor i szerokość linii odzwierciedla szerokość systemu porów w danym miejscu. Kolorem niebieskim zaznaczono pory wąskie, a kolorami czerwonym i żółtym – pory o dużej średnicy. Wartości współczynnika krętości rozkładają się podobnie w obu próbkach, co świadczy o zbliżonym zróżnicowaniu połączeń ścieżek przepływu płynu w przestrzeni porowej całej próbki. Niemniej połączenia kanalików w podpróbce 1B są nieznacznie gorsze niż w podpróbce 1A. Średnia krętość ścieżek przepływu dla próbki 1A wynosiła w kierunku X-1,68; Y-1,27; Z-1,29, a dla próbki 1B równa była w kierunku X-1,57; Y-1,30; Z-1,35.

Pozostałe dwie próbki (2 i 3) wykazały brak połączeń umożliwiających przepływ mediów w którymkolwiek z kierunków X, Y, Z [Zalewska i in., 2010].

Wizualizacja i szacowanie wielkości szczelin metodą micro-CT

Badania micro-CT umożliwiają wizualizowanie, szacowanie i charakteryzowanie szczelin. Rys. 9 ilustruje przekrój przez szczelinę próbki reprezentującej przekryształowany wapień, gdzie zaobserwowano układ bardzo wąskich szczelin, wzajemnie przecinających się,



Rys. 9. Obraz mikrotomograficzny przekroju przez szczelinę próbki 9433:

oś X – kolor czerwony
oś Y – kolor zielony
oś Z – kolor niebieski

z których najbardziej widoczna posiada zmienną szerokość od 10,50 μm do 12,36 μm i kąt rozwarcia 1,76° [Zalewska i in., 2010].

Inne możliwości wykorzystania mikrotomografii rentgenowskiej w przemyśle naftowym

Ocena kanalików robaczkowych wywołanych zabiegiem kwasowania na próbkach skał węglanowych

Wykonane w Instytucie Nafty i Gazu badania oceny kanalików robaczkowych wywołanych zabiegiem kwasowania na próbkach skał węglanowych umożliwiły przeprowadzenie szeregu obserwacji w zakresie efektywności działania kwasu, w szczególności na trójwymiarowych obrazach przedstawionych w postaci filmów. Animacje, opierające się o dane generowane przez skaner micro-CT i tworzone z wykorzystaniem nowoczesnych (3D) pakietów do przetwarzania obrazów, okazały się wyjątkowo użyteczne w obserwowaniu zmian zachodzących wewnątrz rdzeni po zatłoczeniu kwasu.

Na rys. 10 przedstawiono porównanie przekrojów wewnętrznej struktury próbki przed i po zatłoczeniu kwasu.

Z rys. 10, ilustrującego umiejscowienie kanałika robaczkowego wewnątrz próbki rdzeniowej, wynika, że po zabiegu kwasowania nastąpił wyraźny wzrost powierzchni porów – zaznaczonych kolorem czarnym w czerwonej obwódce. Kanałik robaczkowy, widoczny na wszystkich obrazach po prawej stronie, jest w pełni rozwinięty. Wnętrze powstałego kanałika jest niemożliwe do przedstawienia w formie „obrazka na papierze”,

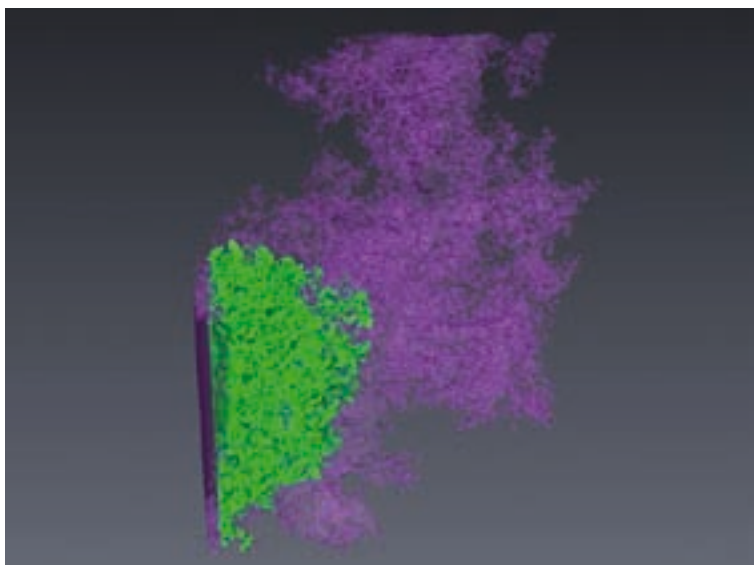
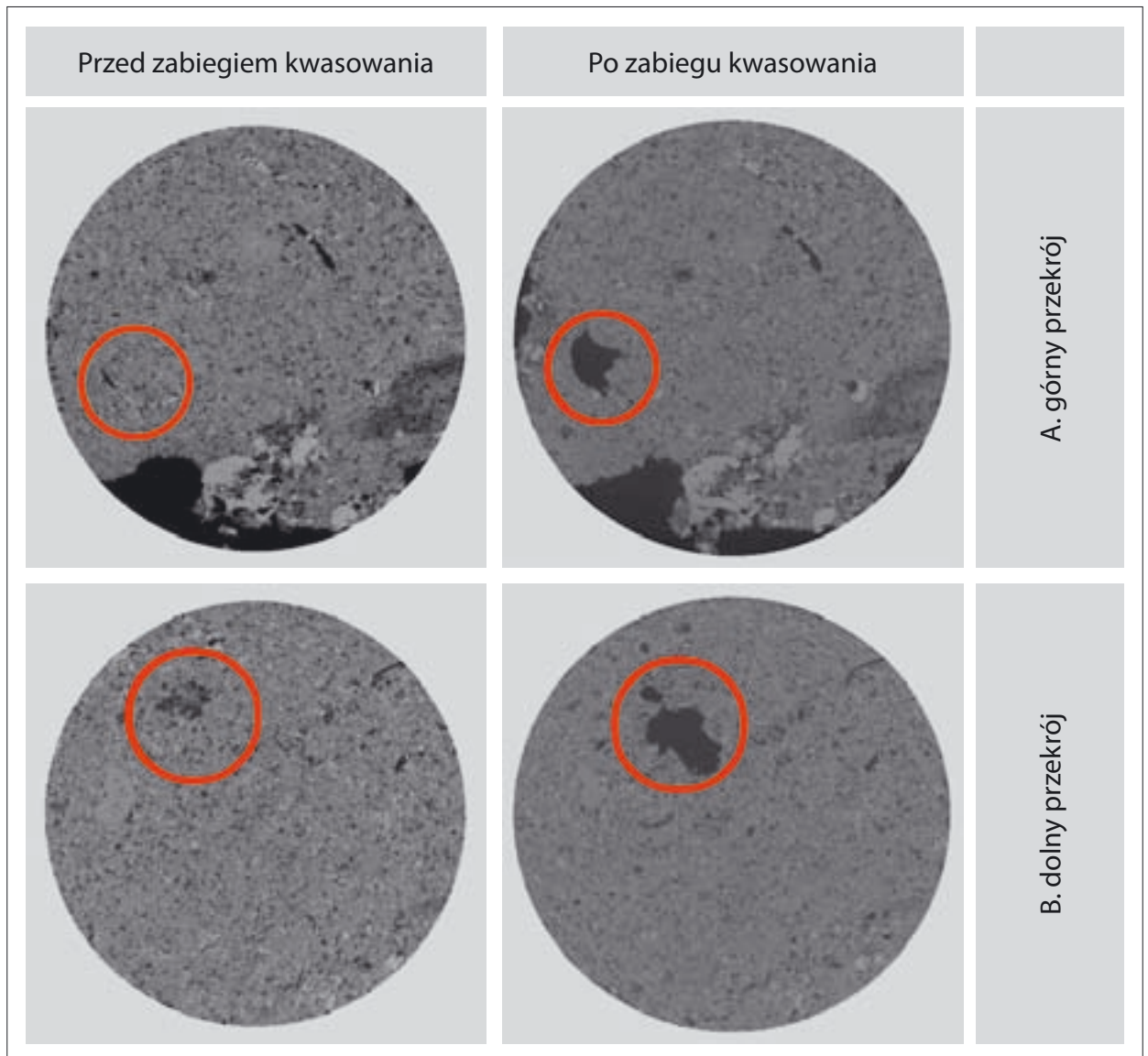
ale można go prześledzić w postaci trójwymiarowego filmu na stronie internetowej Zakładu Geofizyki Wiertniczej INiG pod adresem <http://www.inig.pl/ZD/images/sw/video/sw-microCT.html>

Na rys. 11 przedstawiono rozwój przestrzeni porowej w obrazie 3D porównując dwa największe podtypy struktury porów dla każdej próbki przed i po procesie kwasowania. W próbce nastąpił bardzo wyraźny wzrost największego obiektu VI klasy objętości. Stan przed zabiegiem kwasowania oznaczono kolorem zielonym, natomiast po tym procesie – półprzezroczystym fioletowym.

Zrekonstruowaną strukturę wewnętrzną sieci porów skały przedstawiono w postaci histogramów (rys. 12), z których wynika, iż liczba poszczególnych klas objętości przed i po zabiegu utrzymała się na podobnym poziomie. Nieznacznie zmalała ilość porów o objętości klas I i II, wzrosła ilość porów należących do klas III-V, zaś ilość porów VI klasy pozostała na tym samym poziomie. Natomiast wykresy przedstawiające procentowy udział poszczególnych klas objętości wykazują przyrost udziału klasy VI o 30%.

Przeprowadzona została analiza połączeń sieci porowej. Z analizy parametru krętości struktury porowej wynika, iż próbka przed procesem kwasowania nie posiadała połączeń w żadnym z analizowanych kierunków (X, Y, Z), dla kanałików porowych o średnicy poniżej rozdzielczości pomiaru (20 μm). Po procesie kwasowania powstał kanałik robaczkowy, który udrożnił połączenia w kierunku osi Z. Średnia krętość powstałego kanałika wynosi 1,17 – jego przebieg nieznacznie odbiegał od linii prostej.

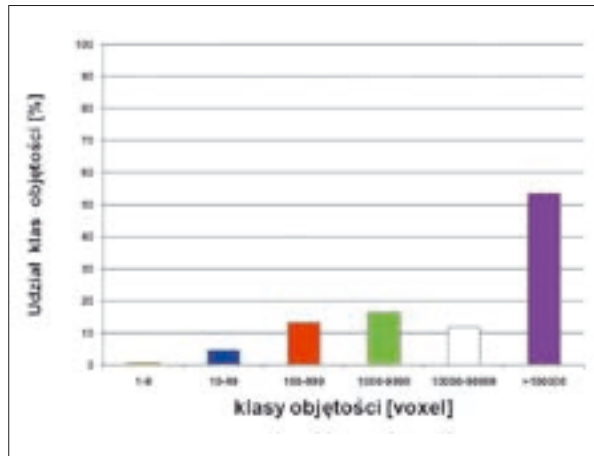
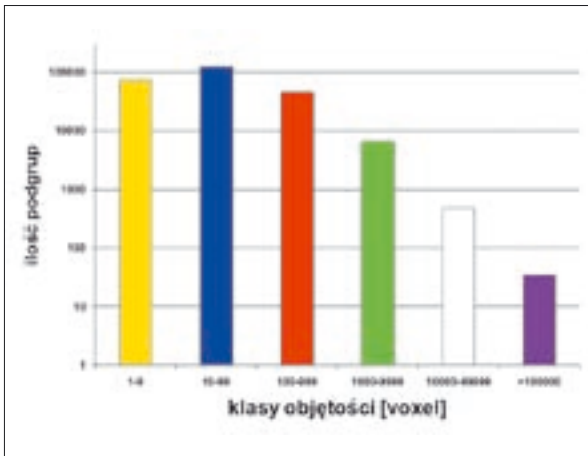
Pierwsze, eksperymentalne badanie micro-CT umożliwiło przeprowadzenie szeregu obserwacji w zakresie efektywności działania kwasu, w szczególności na trójwymiarowych obrazach przedstawionych w postaci filmów. Animacje tworzone w oparciu o dane generowanych przez skaner micro-CT i tworzone



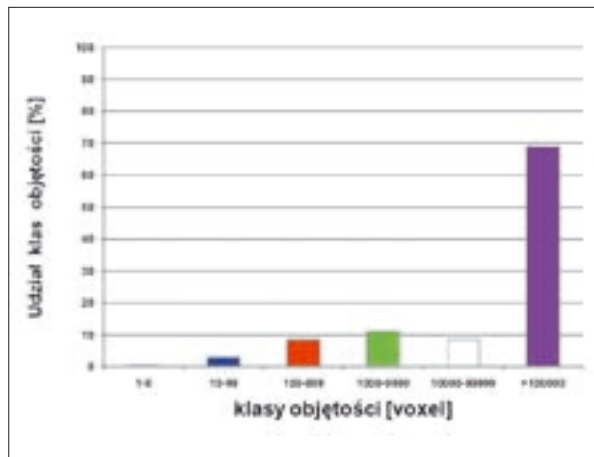
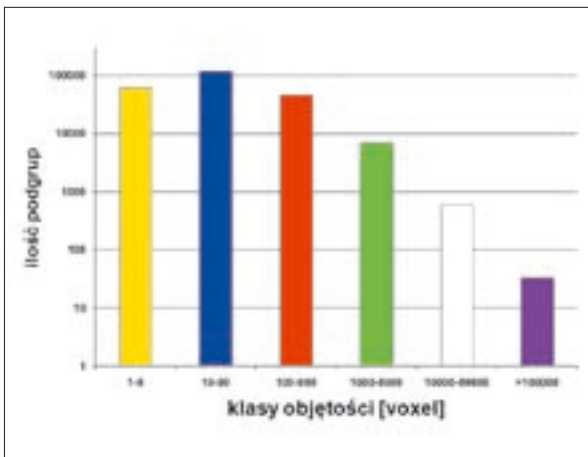
△ Rys. 10. Obrazy przekrojów 2D próbki rdzeniowej przed rozpoczęciem zatłaczania kwasu (po lewej stronie) i po zakończeniu tego procesu (po prawej stronie)

◀ Rys. 11. Wizualizacja przestrzenna zmian objętości struktury porowej próbki: kolor zielony – przed zabiegiem kwasowania, kolor fioletowy – po zabiegu kwasowania

Przed zabiegiem kwasowania



Po zabiegu kwasowania



Rys. 12. Histogramy ilościowego i procentowego udziału poszczególnych klas objętości dla badanej próbki przed i po zabiegu kwasowania

z wykorzystaniem nowoczesnych (3D) pakietów do przetwarzania obrazów okazały się wyjątkowo pomocne w obserwowaniu zmian zachodzących wewnątrz rdzeni po zatłoczeniu kwasu.

Należy podkreślić, że dotychczas nie było metody monitorującej rozprzestrzenianie się kwasu w przestrzeni porowej próbek skalnych. Wprowadzenie metody micro-CT umożliwiło takie prace badawcze, jak również pozwoliło na weryfikację teoretycznych obliczeń i numerycznej symulacji w aspekcie badań nad skutecznością zabiegu kwasowania [Zalewska i in., 2010].

Badania struktury kamieni cementowych

Sygnałem nowych możliwości badawczych INIG są przedstawione na rys. 14 wyniki pomiarów mikrostruktury cementów po czasie od 20 minut do 28 dni od momentu sporządzenia zaczynu, wykonane metodą

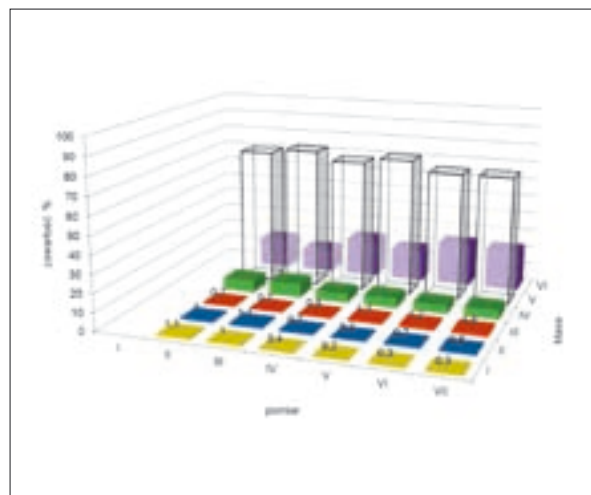
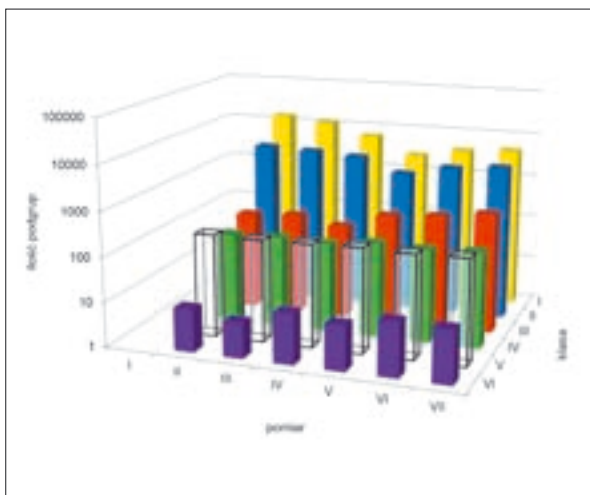
micro-CT. Przy wykorzystaniu tej techniki zobrazowano strukturę porową trzech różnych typów cementów i dokonano podziału przestrzeni porowej na klasy objętości, co zilustrowano na rys. 13.

Analizując rezultaty otrzymane dla próbki cementu 2, zauważono dobrą korelację pomiędzy udziałem objętościowym klasy VI i klas III÷V (rys. 13), co wynika z podziału największych porów na mniejsze w czasie pęcznienia cementu (rys. 14). Wniosek ten znajduje odzwierciedlenie w zwiększaniu się wraz z upływem czasu ilości porów należących do klas III÷VI. Wraz ze zmniejszaniem się udziału objętościowego klasy VI rośnie także krętość geometryczna kanałów w obrębie próbki (z 1,2 do 2,2) [Zalewska i in., 2010].

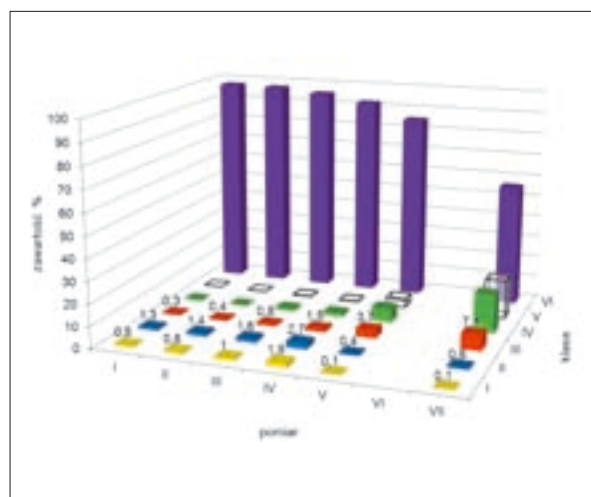
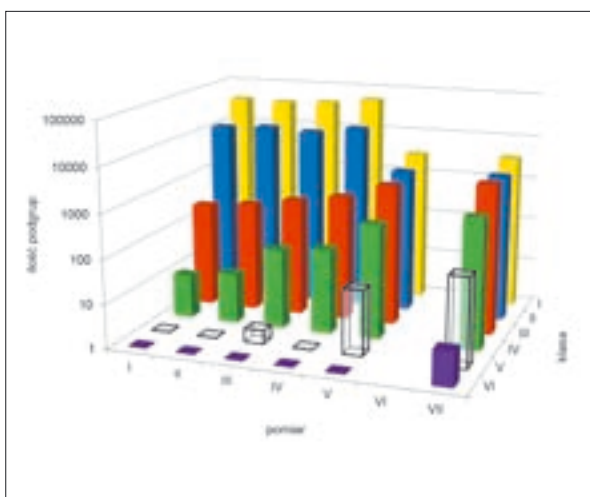
W Instytucie Nafty i Gazu, dla celów przemysłu naftowego realizowane są pomiary laboratoryjne rdzeni wiertniczych w celu określenia ich cech petrofizycznych, w aspekcie własności kolektorskich i drożności

A

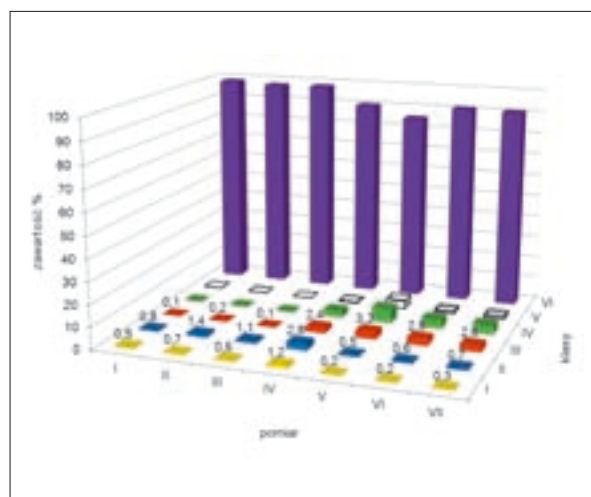
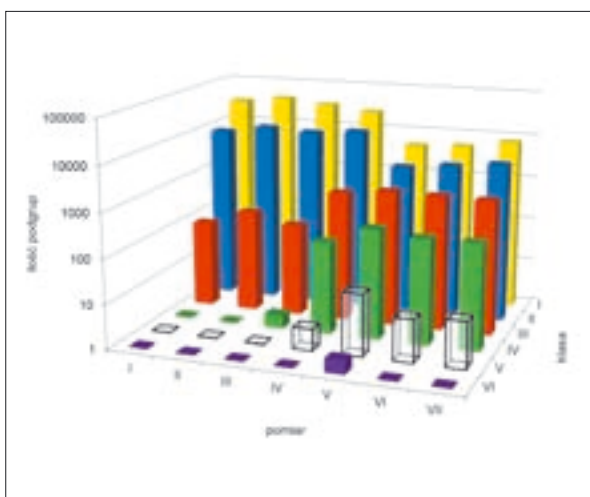
B



Cement 1 (bazowy)



Cement 2 (20% mikrosfer)

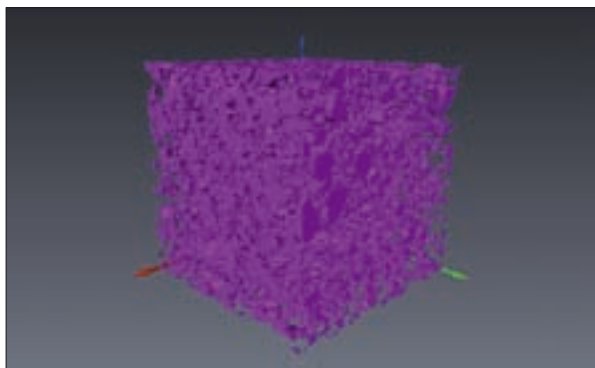
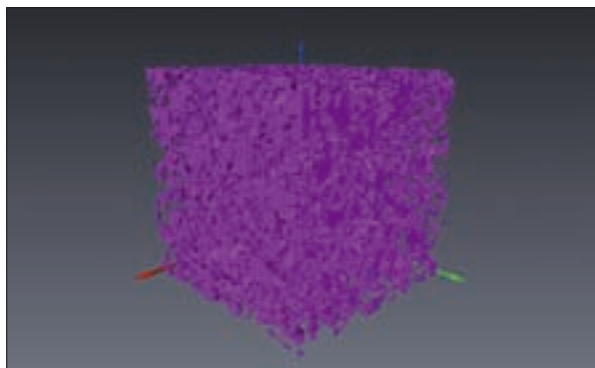
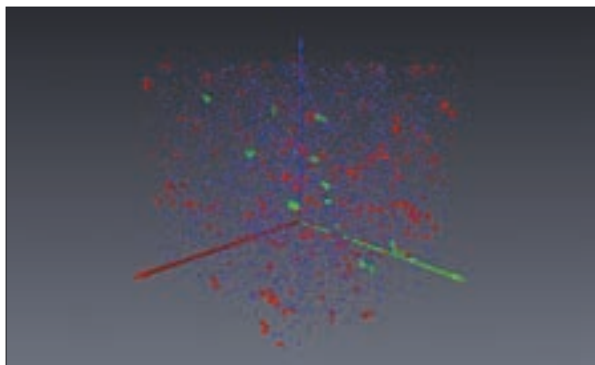
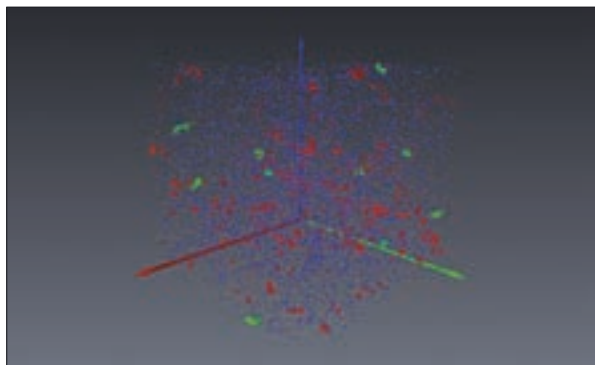


Cement 3 (10% mikrosfer)

Rys. 13. Klasyfikacja porów badanych cementów (A) ilościowa, (B) udział procentowy

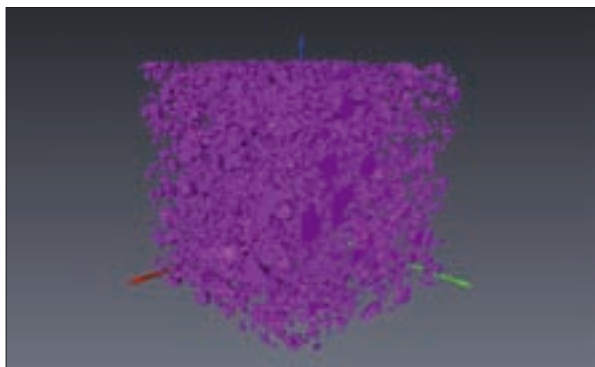
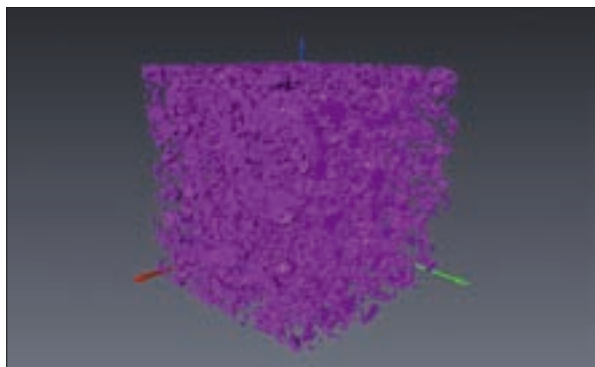
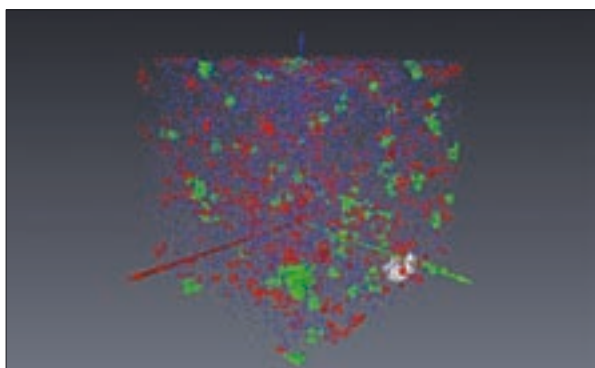
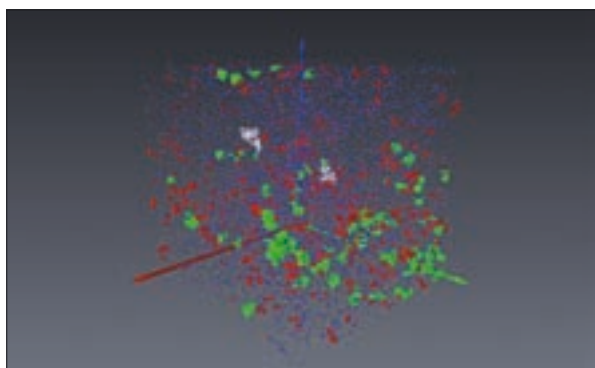
po 20 minutach

po 120 minutach



po 24 godzinach

po 48 godzinach

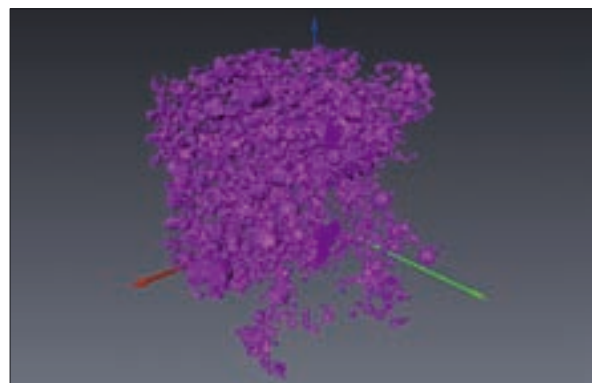
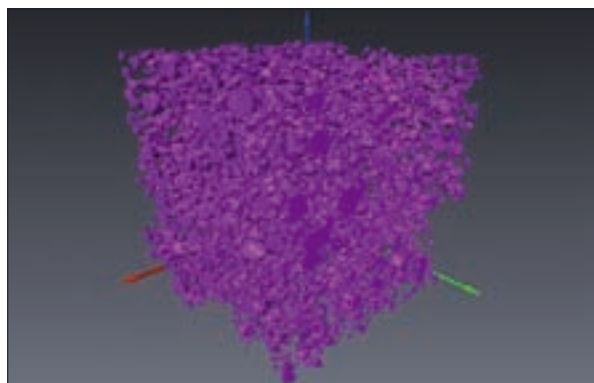
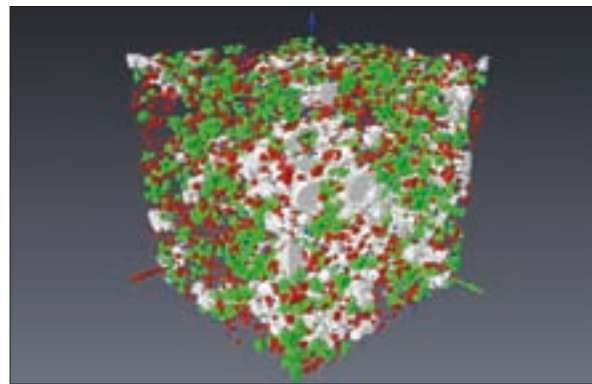
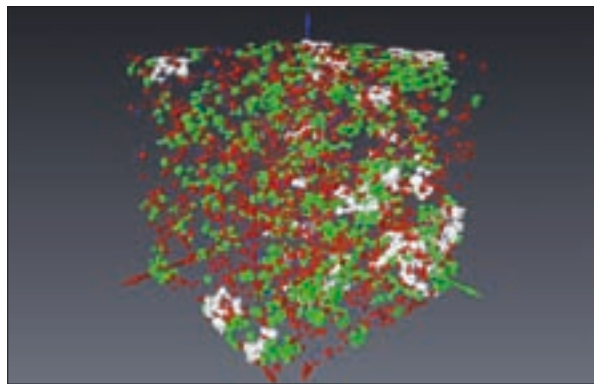


Rys. 14a, 14b. Rozkład przestrzenny porów w próbce cementu 2



po 7 dniach

po 28 dniach



Rys. 14c. Rozkład przestrzenny porów w próbce cementu 2

przestrzeni porowej, warunkującej migrację mediów złożowych.

Dotychczas klastyczne skały zbiornikowe, o zróżnicowanej strukturze i teksturze, jak też różnym spoiwie oraz nasyceniu przestrzeni porowej, były analizowane metodą mikroskopowego badania płytek cienkich w świetle spolaryzowanym. Obecnie można „zaglądnąć do wnętrza skały” stosując mikrotomografię rentgenowską. Metoda ta zapewnia unikalne i nowatorskie podejście do wydobywania fizycznie realistycznych obrazów skał zbiornikowych, w sposób nieniszczący i z mikrometryczną rozdzielczością; pozwala także na jakościową i ilościową ocenę dystrybucji porowatości z uwzględnieniem kanalikowych połączeń pomiędzy nimi oraz wyróżnienie i scharakteryzowanie szczelin. Takie badania umożliwiają analizę parametrów sieci porowej skał w szerokim spektrum badawczym, i co więcej, bazują nie na pojedynczym, lecz uśrednionym pomiarze porowatości.

Generalną zaletą micro-CT w porównaniu z metodą mikroskopową jest obrazowanie szczelin w trójwymiarowej przestrzeni i dokumentowanie tych obrazów, ze szczególnym uwzględnieniem biegu szczelin w próbce a także możliwość określania ich zmian i rozwarto-

ści. Oprócz tego można również mierzyć procentowy udział objętości szczelin w próbce skały, a co najważniejsze – w dowolnym miejscu dokonać dokładnego pomiaru szerokości szczelin. Ma to pierwszorzędne znaczenie, gdy mamy do czynienia ze skałami zbiornikowymi o niskiej porowatości i małej przepuszczalności, gdzie wielkość wydobywania węglowodorów zależy głównie od ilości szczelin otwartych. Badania te mogą mieć także istotne znaczenie w analizie systemów spękań w gazonośnych skałach łupkowych.

Metoda mikrotomografii rentgenowskiej jest unikalną i atrakcyjną metodą badawczą, ale mimo ogromnego potencjału nie jest jeszcze szeroko znana i stosowana w krajowym przemyśle naftowym. Zaprezentowanie możliwości tej metody oraz informacje zawarte w niniejszej publikacji powinny przybliżyć geologom zajmującym się poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów tematykę analizowania obrazów 3D w aspekcie oceny właściwości petrofizycznych skał.

Autorzy są pracownikami naukowymi Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie

Literaturowe przykłady zastosowań mikrotomografii rentgenowskiej w przemyśle naftowym

Obliczanie właściwości sprężystych na podstawie obrazów mikrotomograficznych

Arns et al. [2002] jako pierwszy pokazał, że możliwe jest określanie właściwości sprężystych bezpośrednio z wygenerowanych obrazów mikrotomograficznych, co zilustrował na przykładzie próbek piaskowca Fontainebleau. Wyprowadzone z cyfrowych obrazów rdzeni wiertniczych właściwości sprężyste pozostawały w doskonałej zgodności z pomiarami doświadczalnymi w szerokim zakresie porowatości i w różnych warunkach nasycenia, a obserwowana zmiana tych właściwości, wynikająca z podstawiania płynu, była spójna z równaniami Gassmanna.

Ocena parametrów elektrycznych skał węglanowych na podstawie mikrotomografii rentgenowskiej

Youssef et al. [2008] podaje, że symulacja numeryczna właściwości petrofizycznych w złożonych skałach węglanowych jest trudnym zadaniem, co szczególnie dotyczy właściwości elektrycznych, dla których zarówno wielkość, jak i rozkład przestrzenny mikroporowatości odgrywa bardzo istotną rolę. Niemniej jednak, autor przedstawia metodykę symulowania właściwości elektrycznych z zastosowaniem modeli sieci porowej (PNM). Wychodząc od trójwymiarowych obrazów mikrotomografii rentgenowskiej skał węglanowych oblicza parametr porowatości i wskaźnik rezystywności, a otrzymane wyniki porównuje z wartościami doświadczalnymi, uzyskując zadowalające rezultaty.

Literatura

- 1) Arns C.H., Knackstedt M.A., Pinczewski W.V., Garboczi, E.J. 2002. Computation of linear elastic properties from microtomographic images: methodology and agreement between theory and experiment. *Geophysics*, v. 67, p. 1396-1405.
- 2) Hounsfield G.N. 1972. A Method of and Apparatus for Examination of a Body by Radiation such as X- or Gamma Radiation. *British Patent No. 1,283,915*.
- 3) Hounsfield G.N. 1973. Computerized transverse axial scanning (tomography). Part 1: Description of system. *British Journal of Radiology*, 46, 1016-22.
- 4) Kayser A., Knackstedt M., Ziauddin M. 2006 A closer look at pore geometry. *Oilfield Review*, v. 18, no. 1, p. 4-13.
- 5) Van Geet M., Swennen R., Wevers M. 2000. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerised tomography. *Sedimentary Geology*, 132, 25-36.
- 6) Van Geet M., Lagrou D., Swennen R. 2003. Porosity measurements of sedimentary rocks by means of microfocus X-ray computed tomography (μ CT). *Geological Society, London, Special Publications 2003, volume 215: 51-60*.
- 7) Wellington S.L., Vinegar H.J. X-ray Computerized Tomography. *Journal of Petroleum Technology*, 39, p. 885-898, 1987.
- 8) Youssef S., Han M., Bauer D., Rosenberg E., Bekri S., Fleury M., Vizika O. 2008. High resolution μ -CT combined to numerical models to assess electrical properties of bimodal carbonates. SCA2008-37, Konferencja GEOPETROL 2008.
- 9) Zalewska J., Dohnalik M. Niektóre zastosowania rentgenowskiej tomografii komputerowej w geologii. *GEOPETROL 2008*.
- 10) Dohnalik M., Zalewska J. Rentgenowska tomografia komputerowa w badaniu skał zbiornikowych. *GEOPETROL 2008*.
- 11) Sikora G., Zalewska J., Dohnalik M. Możliwości rentgenowskiej mikrotomografii komputerowej w rozpoznawaniu, obrazowaniu i szacowaniu wielkości szczelin. *GEOPETROL 2008, Konferencja GEOPETROL 2008*.
- 12) Zalewska J., Dohnalik M., Poszytek A. Mikrostruktura przestrzeni porowej piaskowców eolicznych określona metodą analizy trójwymiarowych obrazów micro-CT. *GEOPETROL 2010*.
- 13) Zalewska J., Kaczmarczyk J., Dohnalik M., Cebulski D., Poszytek A. Zastosowanie mikrotomografii rentgenowskiej do oceny własności zbiornikowych skał węglanowych. *GEOPETROL 2010*.
- 14) Zalewska J., Łykowska G., Kaczmarczyk J. Obraz 3D mikrotomografii rentgenowskiej skał węglanowych. *GEOPETROL 2010*.
- 15) Zalewska J., Kaczmarczyk J., Dohnalik M. Ocena przestrzeni porowej skał węglanowych w oparciu o dane mikrotomografii rentgenowskiej (micro-CT) i jądrowego rezonansu magnetycznego (NMR). *GEOPETROL 2010*.
- 16) Kaczmarczyk J., Dohnalik M., Zalewska J. Symulacja przepływu mediów złożowych przez przestrzeń porową skał węglanowych na podstawie obrazów mikrotomograficznych. *GEOPETROL 2010*.
- 17) Dohnalik M., Kaczmarczyk J., Zalewska J. Ekstrakcja parametrów geometrycznych sieci porowej z obrazów mikrotomografii rentgenowskiej. *GEOPETROL 2010*.
- 18) Zalewska J., Dohnalik M., Kaczmarczyk J., Masłowski M., Biały E. Ocena kanalików robaczkowych w rdzeniach skał węglanowych z wykorzystaniem mikrotomografii rentgenowskiej. *GEOPETROL 2010*.

Konsumpcja ropy naftowej na świecie w mln ton

Kraj	1965	1971	1981	1991	2001	2010	2011	zmiana 2011 wobec 2010	2011 udział w całości kon- sumpcji
Stany Zjednoczone	552,1	730,6	735,3	755,4	884,1	849,9	833,6	-1,9%	20,5%
Kanada	53,8	73,5	84,2	75,3	90,5	102,7	103,1	0,4%	2,5%
Meksyk	14,2	20,7	54,0	74,0	86,6	88,5	89,7	1,3%	2,2%
Ameryka Północna łącznie	620,2	824,9	873,5	904,7	1061,2	1041,1	1026,4	-1,4%	25,3%
Argentyna	22,1	23,5	22,4	20,2	19,5	25,9	28,1	8,2%	0,7%
Brazylia	14,9	28,0	52,8	64,9	92,7	118,0	120,7	2,3%	3,0%
Chile	3,3	5,2	5,1	6,8	10,5	14,8	15,2	2,8%	0,4%
Kolumbia	3,9	5,5	7,5	9,6	10,2	11,4	11,7	2,4%	0,3%
Ekwador	0,7	1,2	3,3	4,7	6,3	10,3	10,5	2,6%	0,3%
Peru	3,6	4,7	6,7	5,4	7,0	8,5	9,2	9,0%	0,2%
Trinidad i Tobago	2,0	2,3	1,7	1,2	1,3	1,7	1,7	-3,5%	^
Wenezuela	9,3	10,6	21,1	18,8	28,8	36,9	38,3	3,8%	0,9%
Pozostałe kraje Ameryki Środkowej i Południowej	21,5	28,6	39,0	39,6	54,6	53,5	53,7	0,4%	1,3%
Ameryka Środkowa i Południowa łącznie	81,3	109,6	159,6	171,1	231,0	281,0	289,1	2,9%	7,1%
Austria	5,6	10,2	11,0	11,6	12,8	12,9	12,5	-3,6%	0,3%
Azerbejdżan	b/d	b/d	b/d	8,2	4,0	3,2	3,6	11,9%	0,1%
Białoruś	b/d	b/d	b/d	24,1	7,3	7,3	9,0	22,8%	0,2%
Belgia i Luksemburg	-	26,9	23,4	25,8	31,0	33,5	33,7	0,7%	0,8%
Bułgaria	3,7	9,9	12,5	4,2	4,2	3,8	3,5	-6,4%	0,1%
Czechy	4,0	7,7	11,4	7,1	8,4	9,1	9,1	-0,5%	0,2%
Dania	10,2	18,4	12,8	9,1	9,8	8,4	8,3	-1,7%	0,2%
Finlandia	5,7	11,1	12,3	10,6	10,5	10,4	10,5	0,9%	0,3%
Francja	53,9	102,8	99,0	94,6	95,5	84,4	82,9	-1,7%	2,0%
Niemcy	86,3	144,0	133,4	133,1	131,6	115,4	111,5	-3,3%	2,7%
Grecja	4,4	7,4	11,9	15,8	20,2	18,7	17,2	-7,9%	0,4%
Węgry	3,8	6,7	10,8	8,0	6,7	6,7	6,5	-3,1%	0,2%
Irlandia	2,4	4,5	5,1	4,9	9,0	7,6	6,8	-10,4%	0,2%

Konsumpcja ropy naftowej na świecie w mln ton

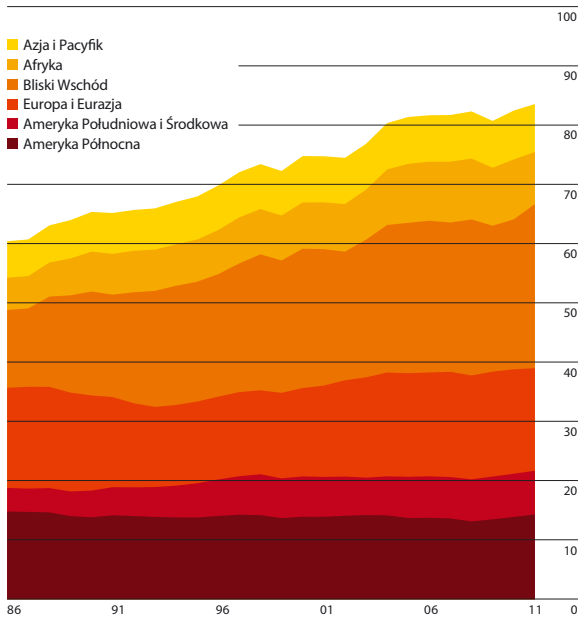
Kraj	1965	1971	1981	1991	2001	2010	2011	zmiana 2011 wobec 2010	2011 udział w całości konsumpcji
Włochy	52,3	93,8	95,7	92,4	92,8	73,1	71,1	-2,7%	1,8%
Kazachstan	b/d	b/d	b/d	21,7	7,7	9,5	10,2	7,6%	0,3%
Litwa	b/d	b/d	b/d	8,3	2,7	2,7	2,7	0,8%	0,1%
Holandia	25,3	36,0	36,2	36,6	44,6	49,9	50,1	0,3%	1,2%
Norwegia	5,1	8,1	8,7	8,6	10,2	10,8	11,1	3,5%	0,3%
Polska	5,4	9,4	16,1	14,9	19,5	26,7	26,3	-1,5%	0,6%
Portugalia	2,7	5,4	8,8	11,5	15,8	12,5	11,6	-7,3%	0,3%
Rumunia	7,1	10,9	16,7	15,6	10,6	8,7	9,0	4,4%	0,2%
Rosja	b/d	b/d	b/d	245,3	120,5	128,9	136,0	5,5%	3,4%
Słowacja	2,3	4,4	6,6	4,4	3,2	3,9	3,7	-5,3%	0,1%
Hiszpania	14,2	30,9	50,4	46,9	73,0	72,1	69,5	-3,7%	1,7%
Szwecja	18,9	27,5	22,4	16,4	16,2	15,3	14,5	-5,3%	0,4%
Szwajcaria	8,0	13,3	11,9	13,0	13,1	11,4	11,0	-3,0%	0,3%
Turcja	5,0	9,0	15,4	22,0	29,7	30,2	32,0	5,8%	0,8%
Turkmenistan	b/d	b/d	b/d	5,2	3,8	4,8	4,9	3,9%	0,1%
Ukraina	b/d	b/d	b/d	58,1	13,5	13,0	12,9	-0,8%	0,3%
Wielka Brytania	74,2	104,3	74,7	82,5	78,4	73,5	71,6	-2,6%	1,8%
Uzbekistan	b/d	b/d	b/d	11,2	6,7	4,3	4,4	0,7%	0,1%
Pozostałe kraje Europy i Eurazji	173,6	272,5	442,0	36,6	25,5	30,4	30,3	-0,4%	0,7%
Europa i Eurazja łącznie	574,3	975,0	1149,1	1108,4	938,4	903,1	898,2	-0,6%	22,1%
Iran	10,0	18,9	29,0	52,5	65,8	89,8	87,0	-3,1%	2,1%
Izrael	4,1	5,3	8,1	9,0	12,5	11,2	11,1	-0,8%	0,3%
Kuwejt	5,2	4,3	5,8	3,7	12,2	19,0	19,0	0,2%	0,5%
Katar	^	0,1	0,8	1,5	2,4	7,4	8,0	8,3%	0,2%
Arabia Saudyjska	19,6	20,6	35,9	57,9	74,7	123,2	127,8	3,7%	3,1%
Zjednoczone Emiraty Arabskie	^	0,1	5,6	19,2	19,7	28,9	30,5	5,6%	0,8%
Pozostałe kraje Bliskiego Wschodu	8,8	12,6	26,0	38,1	61,5	84,7	87,5	3,2%	2,2%

Konsumpcja ropy naftowej na świecie w mln ton

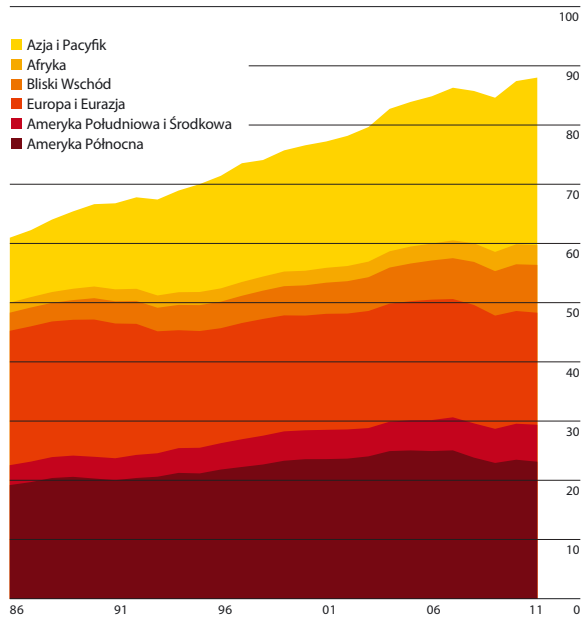
Kraj	1965	1971	1981	1991	2001	2010	2011	zmiana 2011 wobec 2010	2011 udział w całości konsumpcji
Bliski Wschód łącznie	47,7	62,0	111,1	181,9	248,8	364,3	371,0	1,8%	9,1%
Algieria	1,3	2,3	5,9	9,1	8,8	14,8	15,6	5,3%	0,4%
Egipt	6,9	6,3	15,2	23,4	26,1	36,3	33,7	-7,2%	0,8%
Afryka Południowa	5,6	9,4	13,0	16,7	22,5	26,1	26,2	^	0,6%
Pozostałe kraje Afryki	12,0	19,0	38,7	48,6	62,4	83,4	82,9	-0,6%	2,0%
Afryka łącznie	25,8	37,0	72,7	97,8	119,7	160,6	158,3	-1,4%	3,9%
Australia	16,9	25,8	29,2	30,8	38,1	43,4	45,9	5,7%	1,1%
Bangladesz	-	-	1,6	1,7	3,9	4,9	5,0	2,2%	0,1%
Chiny	11,0	38,4	81,1	121,9	228,4	437,7	461,8	5,5%	11,4%
Hong Kong	2,1	4,1	6,9	6,3	11,8	17,9	18,1	1,0%	0,4%
Indie	12,6	20,5	34,0	58,9	107,0	156,2	162,3	3,9%	4,0%
Indonezja	6,1	7,0	21,1	33,6	54,1	65,2	64,4	-1,1%	1,6%
Japonia	87,9	219,8	223,8	251,8	247,3	200,3	201,4	0,5%	5,0%
Malezja	2,0	3,1	8,4	13,9	22,0	26,7	26,9	0,7%	0,7%
Nowa Zelandia	2,7	4,1	3,9	4,8	6,1	7,0	6,9	-1,5%	0,2%
Pakistan	3,8	4,3	5,4	11,4	18,3	20,5	20,4	-0,2%	0,5%
Filipiny	4,2	8,3	10,2	11,1	16,5	12,2	11,8	-3,6%	0,3%
Singapur	3,8	6,6	10,9	23,7	36,4	60,5	62,5	3,3%	1,5%
Południowa Korea	1,3	9,5	23,9	59,9	103,5	106,0	106,0	-0,1%	2,6%
Tajwan	2,2	7,5	18,0	29,3	44,2	46,3	42,8	-7,5%	1,1%
Tajlandia	2,3	5,6	11,0	21,9	36,2	45,8	46,8	2,2%	1,2%
Wietnam	1,5	5,1	1,7	2,8	9,0	15,1	16,5	8,9%	0,4%
Pozostałe kraje Azji i Pacyfiku	3,1	4,8	10,6	9,6	13,9	16,0	16,7	4,5%	0,4%
Azja i Pacyfik łącznie	163,5	374,6	501,8	693,3	996,5	1281,7	1316,1	2,7%	32,4%
Świat łącznie	1512,8	2383,0	2867,8	3157,2	3595,6	4031,9	4059,1	0,7%	100,0%

^ mniej niż 0,05

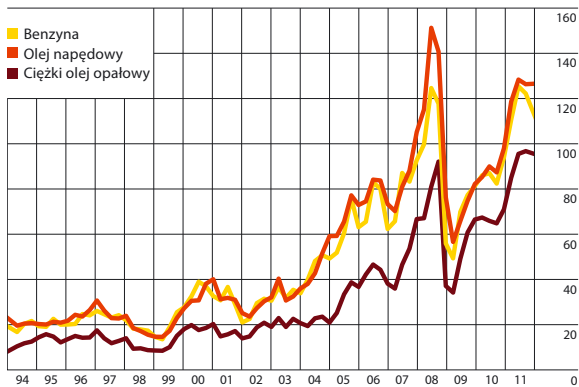
Produkcja ropy naftowej [mln baryłek dziennie]



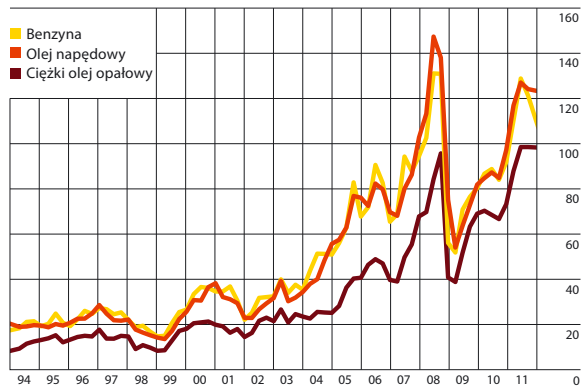
Konsumpcja ropy naftowej [mln baryłek dziennie]



Ceny produktów w Rotterdamie [USD za baryłkę]

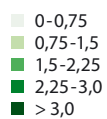
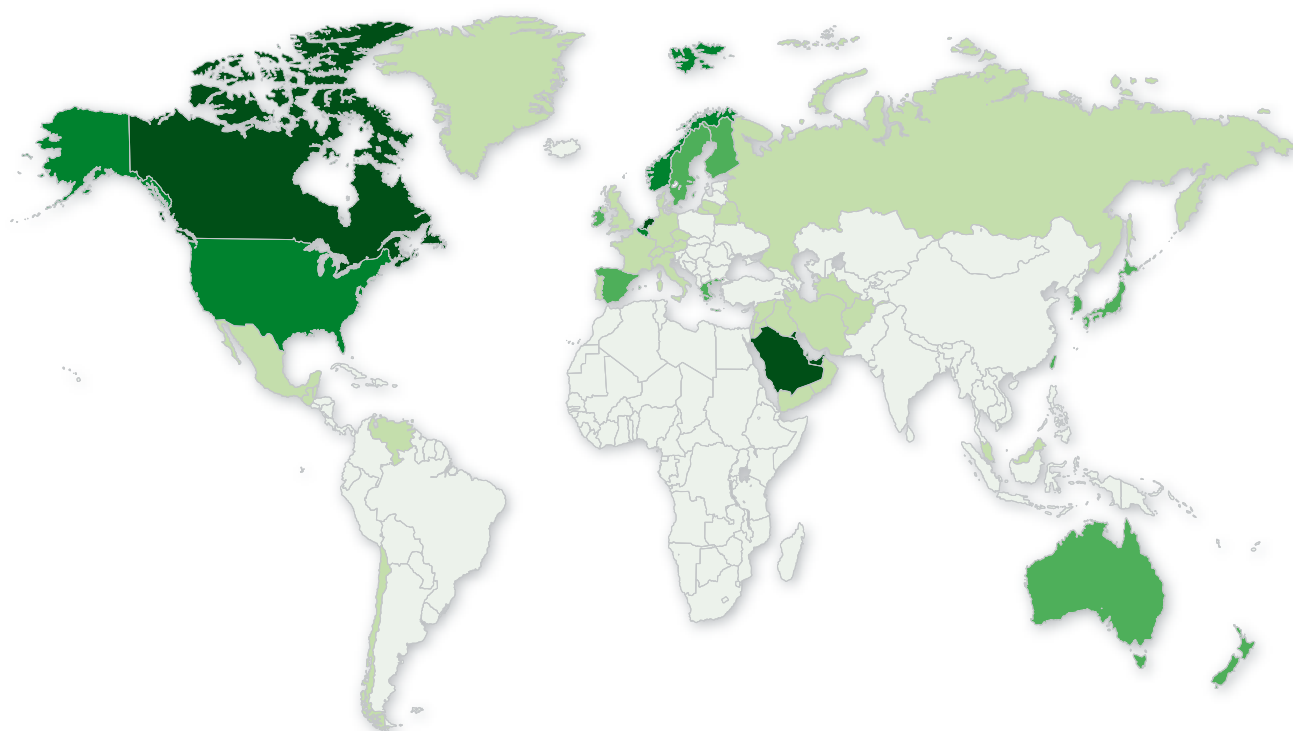


Ceny produktów w US Gulf Coast [USD za baryłkę]



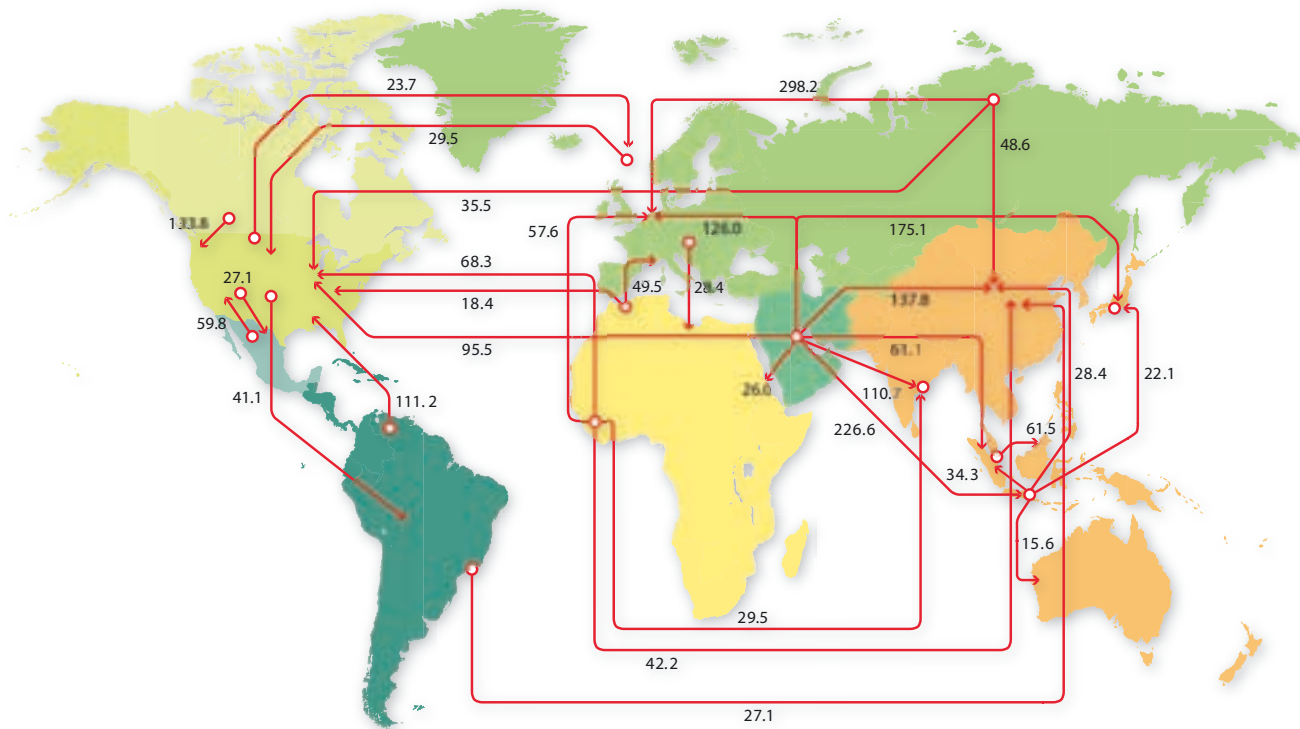
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

Konsumpcja ropy naftowej *per capita* w 2011 r. [tony]



Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

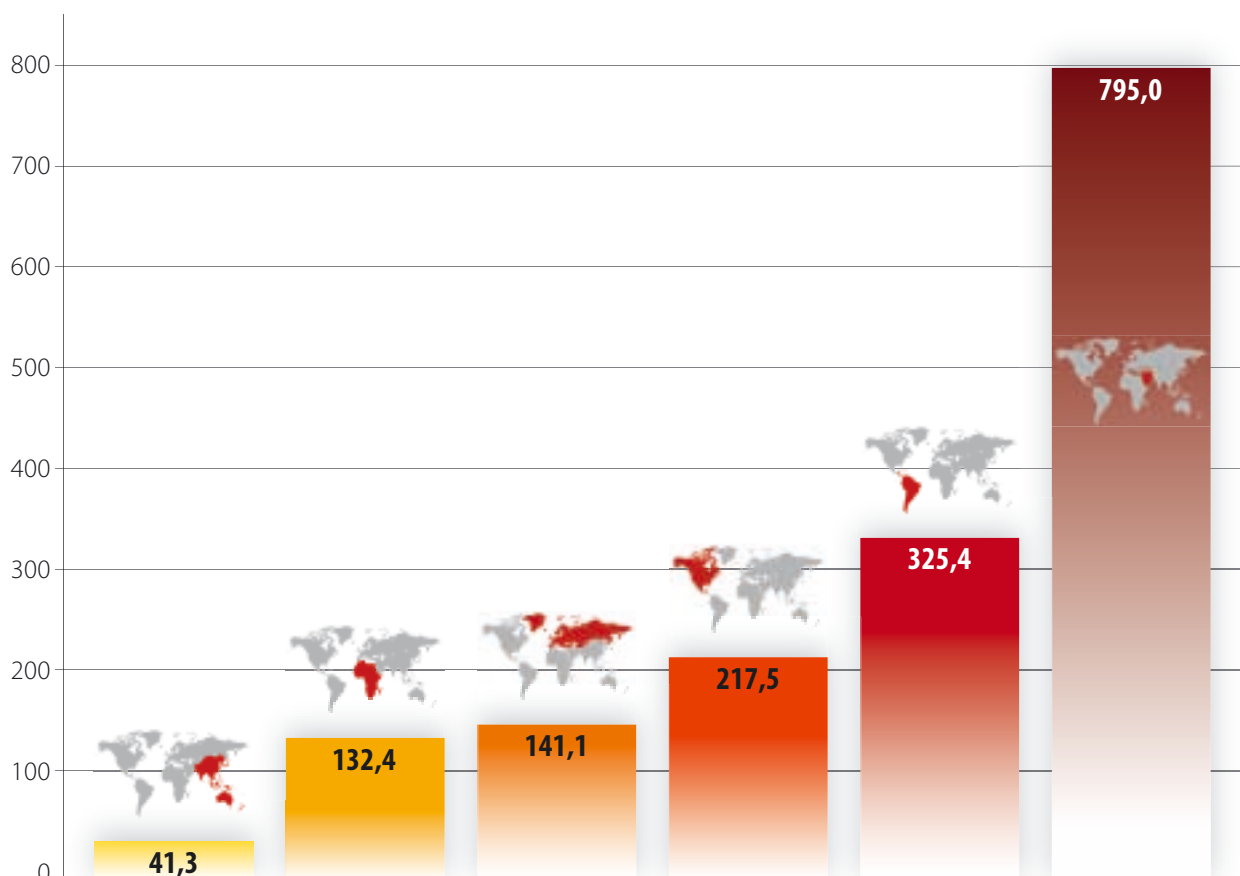
Główne kierunki handlu ropą naftową w 2011 r. [mln ton]



- Stany Zjednoczone
- Kanada
- Meksyk
- Ameryka Południowa i Środkowa
- Europa i Eurazja
- Bliski Wschód
- Afryka
- Azja i Pacyfik

Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

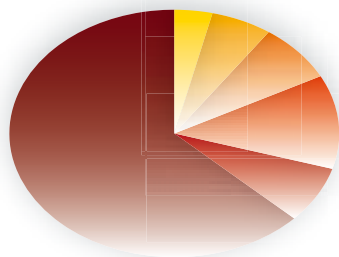
Potwierdzone zasoby ropy naftowej na świecie na koniec roku 2011 [mld baryłek]



■ Azja i Pacyfik.....	41,3
■ Afryka	132,4
■ Europa i Eurazja	141,1
■ Ameryka Północna.....	217,5
■ Ameryka Południowa i Środkowa	325,4
■ Bliski Wschód	795,0

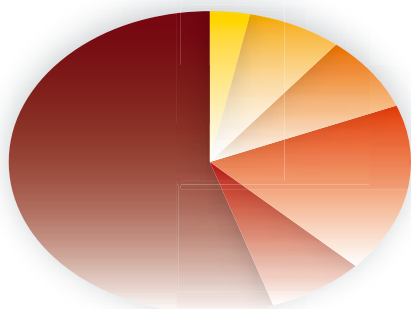
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

Dystrybucja potwierdzonych zasobów ropy naftowej w roku 1991 – łącznie 1032,7 mld baryłek



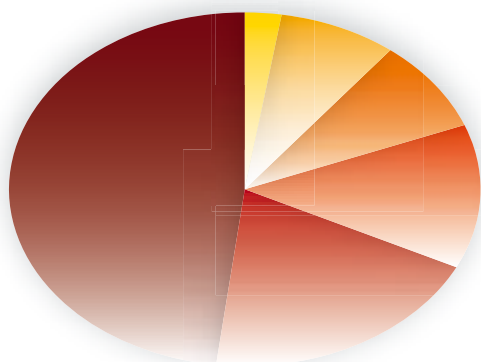
■ Azja i Pacyfik.....	3,6%
■ Ameryka Południowa i Środkowa.....	5,8%
■ Ameryka Północna.....	7,4%
■ Europa i Eurazja.....	11,9%
■ Afryka.....	7,2%
■ Bliski Wschód.....	64,0%

Dystrybucja potwierdzonych zasobów ropy naftowej w roku 2001 – łącznie 1267,4 mld baryłek



■ Azja i Pacyfik.....	3,2%
■ Ameryka Południowa i Środkowa.....	7,6%
■ Ameryka Północna.....	8,1%
■ Europa i Eurazja.....	18,2%
■ Afryka.....	7,8%
■ Bliski Wschód.....	55,1%

Dystrybucja potwierdzonych zasobów ropy naftowej w roku 2011 – łącznie 1652,6 mld baryłek



■ Azja i Pacyfik.....	2,5%
■ Ameryka Południowa i Środkowa.....	8,1%
■ Ameryka Północna.....	8,5%
■ Europa i Eurazja.....	13,2%
■ Afryka.....	19,7%
■ Bliski Wschód.....	48,1%

Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012



The image features a white background with several decorative orange elements. At the top, there are two horizontal lines that curve downwards on the right side. A vertical line descends from the left side of these curves. At the bottom left, there is a vertical orange bar with a rounded top and a horizontal line extending to the right. On the right side of the page, there is a vertical orange gradient bar that transitions from a lighter shade at the top to a darker shade at the bottom.

Gaz:
eksploracja,
dystrybucja,
sprzedaż

Wspólne przedsięwzięcia w sektorze gazu łupkowego

Podstawą jest kooperacja

TOMASZ BARAŃCZYK, KONRAD MICHALAK, JAROSŁAW GRZYWIŃSKI, GRZEGORZ KUŚ

Z chwilą, gdy koncesje poszukiwawcze – obejmujące najbardziej atrakcyjne z punktu widzenia potencjału wydobywczego tereny w Polsce – zostały już przyznane, rynek gazu z łupków wchodzi w bardziej dojrzałą fazę.

Obecnie możemy oczekiwać wyłonienia się wzorców działań biznesowych charakterystycznych dla rynków dojrzałych, zarówno wśród inwestorów funkcjonujących już na polskim rynku, jak też tych, którzy wejście w ten biznes dopiero rozważają.

wydobycia węglowodorów. Jednak pozytywne wypowiedzi przedstawicieli poszczególnych spółek oraz zapowiedzi kolejnych odwiertów sprawiają, że w najbliższym czasie można się spodziewać aktywnego działania inwestorów w celu określenia potencjalnych form współpracy oraz podziału kosztów i korzyści odnoszących się do spodziewanego wydobycia.

Nie wypaść z wyścigu

Z terenów prowadzonych obecnie prac poszukiwawczych napływa coraz więcej informacji na temat potencjału złóż. Jak wynika z zapowiedzi poszczególnych spółek, prace rozpoznawcze zostaną zintensyfikowane jeszcze w 2012 r. Wielu międzynarodowych graczy nie chce przeoczyć szansy na udział w korzyściach z wydobycia polskich zasobów gazu z łupków. Niektórzy z nich zdecydowali się na inwestycję już w początkowej fazie kształtowania się rynku, składając na przestrzeni ostatnich kilku lat wnioski o przyznanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż gazu z łupków. Inni wstrzymali się z działaniem, obserwując klimat inwestycyjny w Polsce i czekając na wstępne potwierdzenie istnienia zasobów oraz zdefiniowanie przez władze państwowe prawnych i podatkowych ram działalności w tej branży.

Nadal istnieje wiele niewiadomych związanych z nowym prawem gazowym oraz opodatkowaniem

Przetasowania w branży

Specyfika złóż gazu łupkowego wymaga ponoszenia nakładów inwestycyjnych o dużo większej skali niż w przypadku gazu konwencjonalnego. Przewodzenie poszukiwań charakteryzuje również wyso-

Wraz z rozwojem rynku i dalszym pochłanianiem kapitału przez kolejne odwierty poszukiwawcze można spodziewać się wzrostu znaczenia współpracy pomiędzy spółkami na rynku.



ki poziom niepewności. Dlatego też, wzorem rynku północnoamerykańskiego oraz wzorem niektórych przedsięwzięć w sektorze wydobycia gazu konwencjonalnego, posiadacze koncesji decydują się na kooperację z innymi podmiotami. Główne powody tego typu współpracy to:

- chęć minimalizacji i dywersyfikacji ryzyka związanego z inwestycją,
- możliwość pozyskania finansowania, niezbędnego do prowadzenia odwiertów,
- dzielenie się doświadczeniem i *know-how*.

Pierwszy z wymienionych czynników – ograniczenie ryzyka – dotyczy wszystkich graczy na rynku. Wkrótce może się okazać, iż tylko niektóre koncesje będą oferować warunki wydobycia zdolne zagwarantować opłacalność projektu. Z tego względu spółki są skłonne zrezygnować z części potencjalnych korzyści na posiadanej koncesji, by zyskać udział w projektach zlokalizowanych w innych regionach.

Drugi powód – pozyskanie kapitału – ma największe znaczenie dla mniejszych spółek, które otrzymały koncesje, lecz nie posiadają wystarczających źródeł finansowania do rozpoczęcia odwiertów. Szacuje się, że koszt wykonania jednego odwiertu jest w Polsce wyższy niż w USA i wynosi nawet do kilkunastu milionów dolarów. Mniejsze podmioty muszą więc współpracować z dużymi graczami, którzy w zamian za udział w przyszłych korzyściach mogą wspomóc projekt niezbędnymi zasobami finansowymi.

Kolejny czynnik – przekazywanie *know-how* – odnosi się głównie do spółek, które nie brały udziału w amerykańskim „boomie” łupkowym sprzed kilku lat. Przykładem mogą być polskie przedsiębiorstwa energetyczne, które poszukują współpracy z inwestorami amerykańskimi w celu wykształcenia kompetencji w dziedzinie wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Wraz z rozwojem rynku i dalszym pochłanianiem kapitału przez kolejne odwierty poszukiwawcze



można spodziewać się wzrostu znaczenia współpracy pomiędzy spółkami na rynku. Co więcej, w miarę potwierdzania wielkości potencjalnych złóż na kolejnych koncesjach, możliwe jest pojawienie się nowych chętnych na uczestnictwo w kosztach i korzyściach związanych z wydobywaniem gazu z pokładów łupków.

„Farmerzy” gazu z łupków

Dotychczas zawarte w Polsce umowy współpracy przy rozwoju projektów „łupkowych” różniły się znacznie pod względem wielkości koncesji, wartości transakcji czy wielkości nabytego udziału. Pomimo istniejących różnic, większość transakcji tego typu określa się wspólnym mianem, zwrotem zapożyczonym z rynku amerykańskiego – „farm-in”.

W praktyce najbardziej powszechne formy współpracy typu *farm-in* w Polsce to:

- kontraktowe *joint venture* (CJV) oparte o umowy o współdziałaniu (JOA),
- powołanie spółki celowej (SPV) w formie spółki komandytowej.

Również w tym obszarze praktyka polska przypomina tę zaobserwowaną w Stanach Zjednoczonych, gdzie umowy *joint venture* oparte o JOA są najbardziej powszechnym rodzajem współpracy w sektorze gazu z łupków. Udziałowcy powinni być jednak świadomi, że każde z wyżej wymienionych rozwiązań ma swoje znaczące konsekwencje prawne i podatkowe.

Ostrożność

Większość inwestorów jest świadoma kwestii technicznych związanych z projektem, takich jak koszty poszukiwania i wydobycia, prawdopodobieństwo powodzenia, ilość gazu, dostęp do rynku, itd. Tym, co jest przedmiotem ich obaw, są zewnętrzne, właściwe dla danego kraju warunki, takie jak struktura podatków dla transakcji, możliwości prawne, odpowiedzialność społeczna oraz strategie zrównoważonego rozwoju. Ponadto każda ze stron transakcji powinna przekonać swoich udziałowców, że transakcja jest uczciwa od strony finansowej (opinia o godziwości ceny). Trzeba zaznaczyć, iż polskie prawo, w tym także przepisy podatkowe, nie jest przystosowane do różnych form *joint venture*, czy to w postaci umów o współdziałaniu (JOA) czy też spółek komandytowych (SPV). Każdy z tych scenariuszy współpracy może się wiązać z pewnymi obawami ze strony inwestorów.

Prawny punkt widzenia

Z perspektywy prawa, wszystkie złoża w Polsce stanowią wyłączną własność państwa polskiego. Jedną z najbardziej kluczowych kwestii dla inwestora jest zatem zawarcie ważnej i w pełni egzekwowalnej umowy użytkowania górniczego ze Skarbem Państwa. Zgodnie z taką umową, inwestor z sektora „łupkowego” będzie miał prawo do wykorzystania określonych złóż surowcowych, których właścicielem jest państwo polskie. Umowa o użytkowanie górnicze będzie precyzyjnie określała wszystkie warunki i zastosowania takich złóż. Inwestor może planować poszukiwanie i/lub wydobywanie wyznaczonego surowca. Koncesja będzie przyznana na czas określony, jednak nie krócej niż na 3 lata i nie dłużej niż na 50 lat.

Polskie prawo górnicze i geologiczne, obejmujące proces przyznawania koncesji na poszukiwanie, rozpoznanie i wydobywanie węglowodorów (w tym ropy i gazu z łupków), stanowi, że koncesja, jak również użytkowanie górnicze, mogą być przyznawane tylko pojedynczemu podmiotowi. Jednocześnie przeniesienie koncesji jest dozwolone jedynie w całości, tzn. nie jest możliwa sprzedaż udziału w koncesji. Kolejną kwestią do rozwiązania jest własność wydobywanego gazu lub potencjalna konieczność uzyskania zgody z urzędu antymonopolowego w przypadku utworzenia SPV.

Podatki mają znaczenie

Z perspektywy podatkowej, w odniesieniu do wspólnych przedsięwzięć kluczowym zagadnieniem jest odpowiednie ustrukturyzowanie zapłaty wynagrodzenia za dopuszczenie do koncesji. Zazwyczaj bowiem jeden podmiot posiada koncesję od określonego czasu i w związku z dopuszczeniem do niej nowych partnerów oczekuje nie tylko „opłaty za wejście”, ale również zapłaty za dotychczas poniesione koszty. Spotykane często w innych państwach struktury z asymetrycznym podziałem przyszłych kosztów i przychodów (np. podmiot zbywający prawa do koncesji będzie miał 60% przychodów i 30% kosztów, a nabywający 40% przychodów i 70% kosztów) mogą prowadzić do istotnych ograniczeń w odliczalności podatkowej części kosztów dla podmiotu nabywającego.

Należy również mieć na uwadze, że podmioty zagraniczne angażujące się we wspólne przedsięwzięcia w zakresie poszukiwania czy wydobywania gazu w Polsce (np. będąc współnikiem spółki osobowej) mogą być postrzegane przez polskie władze podatkowe jako posiadające tzw. zakład dla celów podatkowych. W konsekwencji mogą być zobligowane do płacenia w Polsce podatku dochodowego, jak również

wypełnienia szeregu obowiązków administracyjnych i sprawozdawczych. Ponadto, w pewnych sytuacjach, zależnie od zakresu prowadzonej działalności, może również dojść do wykreowania w Polsce przez zagraniczny podmiot stałego miejsca prowadzenia działalności gospodarczej (ang. *fixed place of business*) dla celów podatku VAT albo konieczności rejestracji na VAT w Polsce. Kwestie rozliczenia podatku VAT pojawiają się

Polskie prawo górnicze i geologiczne, obejmujące proces przyznawania koncesji na poszukiwanie, rozpoznanie i wydobywanie węglowodorów (w tym ropy i gazu z łupków), stanowi, że koncesja, jak również użytkowanie górnicze, mogą być przyznawane tylko pojedynczemu podmiotowi.

także w odniesieniu do bieżących rozliczeń pomiędzy uczestnikami wspólnego przedsięwzięcia, w szczególności gdy jeden z nich jest operatorem finansującym poszukiwania poprzez tzw. *cash calls*, albo refakturowania kosztów na pozostałych. Dodatkowo, kwestie dotyczące rozliczeń VAT mogą wynikać ze schematu sprzedaży w przyszłości wydobytego surowca, stąd również powinny być przeanalizowane na wstępnym etapie wspólnego przedsięwzięcia. Należy także zwrócić uwagę, iż w pewnych sytuacjach może również powstać obowiązek zapłaty podatku od nieruchomości od gruntów, budynków lub budowli używanych w poszukiwaniu lub wydobywaniu węglowodorów. W tym kontekście, zapłata podatku będzie zazwyczaj solidarnie obciążała wszystkich uczestników wspólnego przedsięwzięcia.

Podsumowując, poprzez zaawansowane planowanie podatków i wykorzystanie istniejących możliwości optymalizacji można zabezpieczyć sytuację podatkową stron *joint venture*, jak również sprawnie kształtować ich obciążenia podatkowe.

Autorzy są pracownikami Doradztwa Prawno-Podatkowego i Doradztwa Biznesowego PwC

Tomasz Barańczyk – Partner
Konrad Michalak – Wicedyrektor
Jarosław Grzywiński – Starszy Prawnik
Grzegorz Kuś – Starszy Konsultant

Infrastruktura gazowa

Możliwości eksportu gazu ziemnego z Polski

MATEUSZ KONIECZNY

Etap poszukiwania i rozpoznania złóż niekonwencjonalnych gazu ziemnego w Polsce zakończył się sukcesem. Liczne podmioty, polskie i zagraniczne, przystępują do eksploatacji i wydobycia surowca. Ekonomia wydobycia sprzyja rozwojowi mocy wytwórczych energii elektrycznej opartych o paliwo gazowe, a polski przemysł chemiczny wzmacnia swoją pozycję konkurencyjną dzięki dostępowi do krajowego surowca.

Polskie firmy, do tej pory przede wszystkim importerzy bądź konsumenci gazu ziemnego, dokonują ekspansji w nowy obszar działalności, jakim jest obrót na krajowym liberalnym rynku oraz poza granicami Polski, stając się aktywnymi uczestnikami europejskiego rynku gazu ziemnego i czerpiąc przy tym realne korzyści ekonomiczne.

Polska jest na drodze transformacji z państwa zależnego od dostaw paliwa do podmiotu, który sam staje się filarem bezpieczeństwa energetycznego regionu poprzez zapewnienie dostaw surowca na rynki wewnętrzne Unii Europejskiej. Taki obraz polskiego rynku gazu ziemnego rysuje się jako następstwo najbardziej optymistycznych scenariuszy rozwoju eksploatacji gazu z formacji łupkowych. Jednak obecnie takie optymistyczne podejście może wydawać się dosyć odległą i mglistą wizją. Stopień rozpoznania złóż gazu niekonwencjonalnego nie pozwala jeszcze na rzetelną kwantyfikację wolumenów wydobywalnych, a tym bardziej uniemożliwia określenie ekonomiki eksploatacji, która ostatecznie określi potencjalne zwiększenie podaży krajowego gazu.

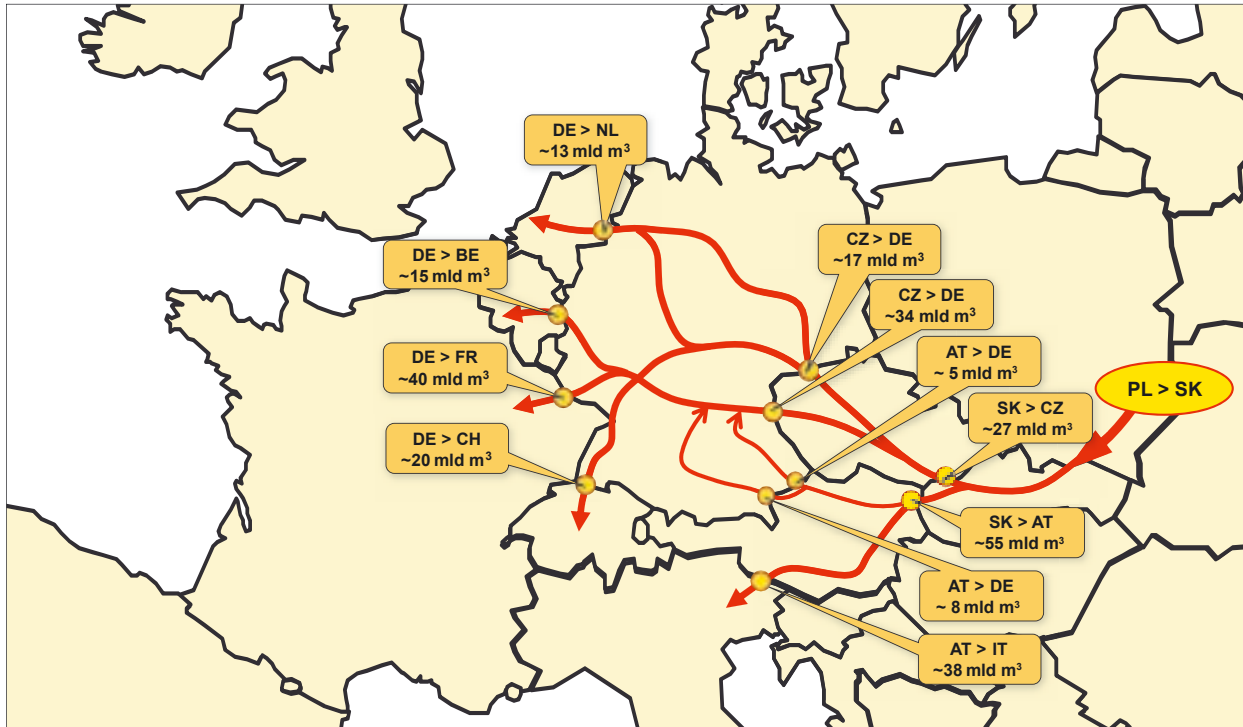
Z drugiej strony skala przełomu, który wywołać może gaz ziemny z formacji łupkowych w Polsce, jest na tyle duża, że już dziś powinniśmy świadomie przygotowywać się na różne scenariusze związane z jego eksploatacją. W szczególności realizacja optymistycznego scenariusza potencjału gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych rozpała umysły uczestników

branży, pozwalając kreślić wizję Polski jako niezależnego od zewnętrznych dostawców silnego uczestnika europejskiego rynku energetycznego.

Co by było, gdyby nasz kraj posiadał nadwyżki gazu ziemnego? Poteoretyzujemy zatem i na chwilę przeniesmy się w realia, w których perspektywa posiadania przez Polskę nadwyżek gazu ponad potrzeby własne jest faktem. Ostatecznie możliwość sprzedaży gazu ziemnego poza Polską determinowana będzie popytem na ten surowiec na rynkach globalnych oraz w krajach Europy Zachodniej, a przede wszystkim konkurencyjnością cenową polskiego gazu wobec alternatywnych źródeł dostaw. Niniejszy artykuł abstrahuje jednak od aspektu ceny samego surowca i skupia się na technicznych możliwościach jego eksportu z Polski.

Gaz ziemny skroplony – (pozorny) zasięg globalny

Skroplony gaz ziemny (LNG) na dobre wpisał się w bilans gazowy Europy. Większość państw Starego Kontynentu posiadających dostęp do morza wiele lat temu zainwestowała w terminale umożliwiające import gazu w płynnej formie. W ujęciu globalnym, w obliczu znacznego oddalenia źródeł dostaw gazu ziemnego od obszarów jego wzmożonej konsumpcji, LNG



Techniczne moce przesyłowe połączeń międzysystemowych na ścieżkach rozplywu gazu z gazociągą „Braterstwo”. Źródło: Analiza PwC na podstawie danych ENTSO-G

stało się efektywnym – pod względem kosztów – rozwiązaniem umożliwiającym transport gazu na duże odległości. Rozważenie możliwości eksportu LNG jest zatem naturalnym kierunkiem analiz dla każdego państwa dysponującego nadwyżkami gazu ziemnego.

Globalny rynek LNG charakteryzuje podział na trzy główne regiony produkcji i/lub zużycia:

- **rynek atlantycki** (importer netto, w tym przede wszystkim USA i Europa jako konsumenci oraz Afryka i Ameryka Środkowa jako producenci);
- **rynek pacyficzny** (importer netto, w tym przede wszystkim Japonia i Korea Południowa jako konsumenci oraz Maleszja, Indonezja i Australia jako producenci);
- **rejon Bliskiego Wschodu** (eksporter netto, w tym przede wszystkim Katar i Oman jako producenci) – zaopatrujący oba pozostałe obszary.

Rozwój rynku amerykańskiego spowodowany rozpoczęciem produkcji na szeroką skalę gazu ziemnego z formacji łupkowych zmienia powoli powyższy, wypracowany przez lata, schemat rynku LNG – Stany Zjednoczone w niedalekim czasie staną się eksporterem gazu właśnie za sprawą inwestycji w terminale skraplające. Oznacza to, że Polska rozważając budowę własnego terminala eksportowego musi być przygotowana na to, że rynek amerykański nie może być już postrzegany jako potencjalny kierunek eksportu, lecz raczej jako potencjalny konkurent. Pozostawia to

de facto dwa kierunki potencjalnego zbytu polskiego LNG: rynek europejski lub rynek azjatycki (pacyficzny), który od Polski dzieli znacznie większa odległość niż producentów z Bliskiego Wschodu – osiągających dodatkowe efekty skali dzięki posiadaniu największych na świecie instalacji skraplających. Powyższa krótka prezentacja kontekstu rynków LNG wskazuje więc, że analizując możliwość skraplania gazu w Polsce należy w szczególności wziąć pod uwagę europejski rynek zbytu, a głównie baseny Morza Bałtyckiego i Morza Północnego.

Niezależnie od powyższych przesłanek, w przypadku posiadania nadwyżek eksportowych, Polska w pierwszej kolejności powinna rozważyć możliwość eksportu gazu właśnie do krajów Unii Europejskiej. Powód jest prozaiczny – pojawienie się Polski w bilansie dostawców gazu ziemnego na rynek wspólnotowy może zupełnie odmienić postrzeganie naszego kraju w Europie i przyczynić się do znacznego wzmocnienia naszej pozycji na arenie międzynarodowej.

Inną przesłanką rozważenia LNG jako formy eksportu gazu ziemnego z Polski jest możliwość ominięcia w ten sposób ograniczeń infrastruktury przesyłowej w Europie. Pomimo gęstej siatki połączeń, w europejskiej sieci występują tzw. wąskie gardła, a przede wszystkim ograniczenia wynikające z obowiązujących długoterminowych kontraktów przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Terminale regazyfikacyjne w Europie posiadają natomiast istotne nadwyżki nie-

Alternatywne gazociągowe drogi eksportu

Omawiana szerzej możliwość połączenia polskiego systemu przesyłu gazu ziemnego z gazociągiem „Braterstwo” nie wyczerpuje możliwości budowy przez Polskę gazociągowej infrastruktury o charakterze eksportowym. Wśród alternatywnych projektów, które mogą wspomóc ten cel, wymienić należy:

- Połączenie z Litwą – będące obecnie przedmiotem analiz GAZ-SYSTEM-u i Lietuvos Dujos. Połączenie to w zamierzeniu da możliwość eksportu do 4,5 mld m³ gazu ziemnego do krajów bałtyckich.
- Połączenie z Czechami – istnieje możliwość przebudowy do funkcji eksportowej istnieją-

cego połączenia w okolicach Cieszyna, które w pierwotnym założeniu funkcjonować miało jako źródło dostaw gazu do Polski.

- Połączenie z Niemcami – do tej pory koncepcyjne projekty infrastrukturalne dotyczące sieci niemieckich koncentrowały się na możliwości przyłączenia Polski do gazowego pierścienia berlińskiego, który zasilany jest z kierunku wschodniego przez Mallnow (gazociąg jamalski), a obecnie również przez gazociąg Opal (lądowe przedłużenie Gazociągu Północnego) oraz z kierunku zachodniego przez gazociąg Netra (dostarczający gaz pochodzący z Morza Północnego, jednak prawdopodobnie ten rozptył docelowo zostanie zastąpiony przez strumień z gazociągu Opal).



- Połączenie z Danią – analizowany kilka lat temu projekt „Baltic Pipe” połączenia Polski z norweskim gazociągiem Skanled poprzez terytorium Danii nabiera w kontekście potrzeb eksportowych Polski nowego znaczenia. Biorąc pod uwagę stopniowe wyczerpywanie złóż duńskich, kraj ten wkrótce stanie się importem netto gazu ziemnego i może być zainteresowany wznowieniem projektu w celu zabezpieczenia swoich własnych potrzeb importowych.

◀ Potencjalne alternatywne połączenia eksportowe polskiego systemu przesyłowego.

Źródło: Analiza PwC

zakontraktowanych mocy. W 2010 roku niewykorzystane moce terminali importowych wyniosły około 55% z ich całkowitych zdolności, szacowanych wówczas na ok. 170 mld m³.

Wspominając o możliwości eksportu LNG otwarte natomiast pozostaje pytanie o ekonomikę jego transportu w ramach Europy. Przewaga LNG wobec konwencjonalnego przesyłu gazociągowego osiągnąca jest

tylko w przypadku odpowiednich odległości. Z drugiej strony, obecnie kraje takie jak Norwegia, Algieria czy Egipt, które znajdują się relatywnie blisko europejskich rynków zbytu, skutecznie plasują na nich wolumeny własnego LNG. Nie zmienia to jednak faktu, że ekonomika transportu w obrębie Europy, szczególnie w relacji do infrastruktury przesyłowej, wymaga docelowo dogłębnej analizy.

Gaz ze Wschodu – czyli o potencjale infrastruktury gazociągowej w regionie

Obecny kształt krajowej infrastruktury przesyłowej nie daje możliwości eksportu gazu ziemnego z Polski. System przesyłowy skonstruowany został z myślą o imporcie gazu z kierunku wschodniego, a obecne projekty inwestycyjne realizowane są z myślą o dywersyfikacji dostaw do naszego kraju. Umożliwienie eksportu gazu ziemnego będzie więc wymagało nowych inwestycji. Zakładając, że celem przyświecającym budowie infrastruktury eksportowej powinno być uzyskanie dostępu do jak największej liczby rynków docelowych, ciekawą opcją jest połączenie systemu polskiego z istniejącym kanałem tranzytowym gazu rosyjskiego przebiegającym przez Słowackich

punktach wyjścia gazociągów słowackich wynosi ok. 82 mld m³) oraz dostępu do kluczowych rynków Europy, przyłączenie Polski do tego gazociągu posiada ogromny potencjał.

Rozpływy gazu ziemnego, który do tej pory trafiał do Europy poprzez Słowację wskazują, że przyłączając się do tego kanału tranzytowego Polska uzyska dostęp do niemalże wszystkich kluczowych rynków Europy Zachodniej. Do czasu powstania Gazociągu Północnego, za pośrednictwem gazociągu „Braterstwo” Rosja była w stanie dostarczyć gaz ziemny do takich państw jak: Niemcy, Włochy, Austria, Słowacja oraz Czechy, a poprzez rozbudowaną sieć europejskich gazociągów – również do Francji czy krajów Beneluksu. Gazociąg ten daje też bezpośredni dostęp do hubu fizycznego w Baumgarten, umożliwiając zawieranie natychmiastowych (spotowych) i krótkoterminowych transakcji sprzedaży gazu.

Tabela 1. Zestawienie szacunkowych nakładów inwestycyjnych dla projektów infrastrukturalnych (gazociąg vs LNG)

	Terminal skraplający (greenfield)	Terminal skraplający (na bazie terminalu regazyfikacyjnego)	Gazociąg międzysystemowy
Źródło	dane CB&I	plany przebudowy terminalu importowego Sabine Pass w USA (Etap I)	Wstępne studium wykonalności połączenia importowego Polska – Słowacja
Przepustowość	ok. 6,8 mld m ³	ok. 12,2 mld m ³	3 mld m ³
Poziom nakładów inwestycyjnych	3,75 mld USD	5,4 mld USD	750 mln zł
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	1,875 mld zł/mld m ³	ok. 1,50 mld zł/mld m ³	0,25 mld zł/mld m ³

Źródło: Analiza PwC na podstawie danych ChemLog, GAZ-SYSTEM i CB&I oraz informacji prasowych.

Uwagi: dane szacunkowe – nie uwzględniają wartości pieniądza w czasie. Kalkulacja bazuje na założeniu, że nakłady oszacowane dla projektu połączenia Polski i Słowacji są adekwatne również dla funkcji eksportowej gazociągu. Nie uwzględniono efektu skali infrastruktury. Należy pamiętać, że nakłady dla inwestycji o przepustowości innej niż podana w tabeli nie będą zmieniać się liniowo – stąd porównanie nakładów jednostkowych traktować należy tylko poglądowo.

cję (gazociąg „Braterstwo”). Analizując rosyjską politykę eksportową przez pryzmat Gazociągu Północnego oraz planów jego dalszej rozbudowy należy przyjąć, że w najbliższym czasie znaczenie „Braterstwa” – mierzone wolumenem dostarczanego do Europy gazu rosyjskiego – będzie maleć. W kontekście spodziewanego spadku tłoczonego wolumenu, znacznych technicznych mocy przesyłowych (łącznie moc na

Ile nas to może kosztować?

Jedną z głównych miar ekonomicznych wpływających na określenie opłacalności przedsięwzięcia jest poziom nakładów inwestycyjnych; rozważając możliwości eksportu nie można pominąć tego aspektu.

Energia elektryczna – alternatywny sposób eksportu gazu ziemnego

Niezależnie od omawianych w artykule możliwości eksportu gazu ziemnego w jego pierwotnej formie, wskazać należy ciekawą alternatywę, jaką stanowi eksport gazu w formie energii elektrycznej, do wytworzenia której został on wykorzystany.

Zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii¹, w roku 2011 całkowity eksport energii elektrycznej z Polski wyniósł ponad 12 TWh (co stanowiło ok. 7,1% całkowitej produkcji). W strukturze mocy osiągalnej netto w Polsce w podziale na rodzaj paliwa, gaz ziemny stanowi obecnie zaledwie 3%². Próba odniesienia tego udziału do wolumenu eksportu energii w celu oszacowania ekwiwalentu gazu ziemnego, który został w ten sposób wykorzystany, da w dzisiejszych realiach wynik bardzo niski.

Biorąc pod uwagę, że w ramach niniejszego artykułu funkcjonujemy w warunkach rynku gazu ziemnego odmienionego przez gaz niekonwencjonalny, można przyjąć istotne zwiększenie mocy wytwórczych opartych o to paliwo. Agregacja publicznie ogłoszonych planów inwestycji w nowe moce wytwórcze oparte o paliwo gazowe w Polsce wskazuje na ich łączny potencjał na poziomie ok. 6,5 GW³. Jeśli wszystkie plany inwestycyjne zostaną zrealizowane, nie zmieni to faktu, że gaz ziemny wciąż będzie stanowił znacznie mniejszą część w strukturze wytwarzania niż tradycyjnie stosowane paliwa węglowe.

Jeśli jednak weźmiemy pod uwagę elastyczność pracy gazowych jednostek wytwórczych oraz założymy, że wiodącym kryterium decyzyjnym eksportu energii jest możliwość szybkiego zastosowania arbitrażu cenowego pomiędzy rynkami, to właśnie bloki gazowe dadzą możliwość niemalże natychmiastowego reagowania na zmieniające się warunki rynkowe.

Eksport gazu ziemnego w formie przetworzonej na energię elektryczną należy postrzegać jedynie jako ciekawostkę i, potencjalnie, pewnego rodzaju nieznaczne uzupełnienie dla eksportu samego surowca. Z drugiej strony, jeśli dla celu niniejszego artykułu założymy, że cały ubiegłoroczny wolumen eksportu energii elektrycznej bazowałby na jednostkach gazowych, to w przeliczeniu na ekwiwalent gazu ziemnego eksport ten przekroczyłby 1 mld m³.

1 Źródło: Agencja Rynku Energii S.A. Biuletyn miesięczny – Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Grudzień 2011 r.

2 Źródło: PwC i ING, „Sektor gazowy a energetyka”. Maj 2012 r.

3 Źródło: PwC i ING, „Sektor gazowy a energetyka”. Maj 2012 r.

W 2010 r., w ramach unijnego programu ChemLog, przygotowane zostało wstępne studium wykonalności budowy nowych interkonektorów łączących system polski z krajami ościennymi¹. Wśród analizowanych inwestycji znalazł się wariant łączący Polskę z gazociągiem „Braterstwo”. Wstępna analiza wskazała na techniczną możliwość takiego połączenia, a łączny poziom nakładów inwestycyjnych oszacowano wówczas na ok. 750 mln zł². Należy podkreślić, że analiza ta wykonana została przy założeniu funkcji importowej gazociągu, a techniczna przepustowość w kierunku Polski przyjęta została na poziomie 3 mld m³ rocznie. Modyfikacja oraz przeskalowanie tego projektu w kontekście potrzeb eksportowych zapewne zmieni wyniki kalkulacji, natomiast przytoczona analiza pozwala przyjąć pewien rząd wielkości nakładów związanych z inwestycją. Za dodatkową weryfikację kosztu omawianej inwestycji mogą posłużyć wyniki wstępnego studium wykonalności dla połączenia Polska-Litwa opublikowane przez GAZ-SYSTEM na początku lipca 2012 r.³ Zgodnie z wynikami wstępnych analiz, łączny jednostkowy koszt budowy jednego kilometra tego gazociągu wyniesie ok. 4 mln zł, podczas gdy dla przytoczonej powyżej analizy połączenia ze Słowacją koszt ten wynosił 4,4 mln zł/1 km, zatem nie występuje tu istotna rozbieżność.

Dla realizacji inwestycji polegającej na budowie terminalu skraplającego gaz ziemny przytoczyć można dane międzynarodowej firmy specjalizującej się w projektowaniu i realizacji inwestycji w segmencie LNG – CB&I⁴. Według tych danych, jednostkowy koszt inwestycji od podstaw (*greenfield*) w terminal skraplający wynosi około 1,875 mld zł za zdolność skroplenia 1 mld m³ gazu ziemnego.

Terminal skraplający gaz ziemny w Polsce mógłby zostać zlokalizowany w miejscu obecnie budowanego terminalu regazyfikacyjnego. W tej sytuacji koszt budowy instalacji skraplania będzie zapewne niższy niż wskazany powyżej. Wynika to z faktu, że część infrastruktury przygotowanej na potrzeby regazyfikacji można zaadaptować do funkcji skraplania – w szczególności dotyczy to infrastruktury portowej (pirsy, falochrony) oraz zbiorników LNG. Przykładem wykorzystania istniejącej infrastruktury terminalu regazyfikacyjnego jest projekt przebudowy instalacji Sabine Pass w USA, gdzie sza-

1 Źródło: Chemical Logistics Cooperation in Central and Eastern Europe. Feasibility Study. Cross-border gas pipeline for improving the logistics in central and eastern Europe. November 2010. Polish Chamber of Chemical Industry.

2 Nakłady inwestycyjne oszacowano na poziomie 180 mln EUR dla połączenia Strachocina – Velke Kapusany. Kwota w zł podana przy założeniu kursu 1 euro = 4,20 zł.

3 Źródło: Gas Interconnection Poland – Lithuania (GIPL). Results of Business Case Analysis. GAZ-SYSTEM i Lietuvos Dujos. Lipiec 2012 r.

4 Źródło: CB&I. Current State & Outlook for the LNG Industry. Rice Global E&C Forum. Wrzesień 2011 r.

Instalacje skraplające małej skali i reeksport LNG

Wśród możliwości eksportu gazu w formie skroplonej, poza omawianą instalacją skraplania o dużej skali, wymienić należy również: budowę instalacji skraplania małej skali oraz reeksport LNG ze Świnoujścia.

Ideą stojącą za tymi rozwiązaniami jest założenie, że naszym celem nie jest konkurowanie na globalnych rynkach, a jedynie zagospodarowanie lokalnego potencjału leżącego w regionie basenów Morza Bałtyckiego i Północnego. Przez potencjał tego regionu należy rozumieć popyt ze strony istniejących i planowanych satelitarnych terminali regazyfikacyjnych zlokalizowanych przede wszystkim w krajach skandynawskich, jak również krajach bałtyckich (Litwa, Łotwa i Estonia).

- Instalacja skraplająca małej skali – koncepcja budowy instalacji produkcyjnej LNG o mocach dostosowanych do popytu w regionie, dającej

możliwość skraplania oraz ekspedycji gazu ziemnego znajdującego się na terenie Polski.

- Reeksport LNG – koncepcja opierająca się na braku własnej infrastruktury skraplającej. Wolumeny LNG przyptywające do Świnoujścia mogłyby być przeładowane na mniejsze jednostki, a następnie skierowane do satelitarnych terminali regazyfikacyjnych. W tym wypadku nie następowalby fizyczny transfer gazu ziemnego wydobywanego w Polsce, jednak z punktu widzenia bilansu handlowego Polska byłaby eksporterem gazu ziemnego.

Oba wskazane rozwiązania cechuje korzyść w postaci diametralnie niższych nakładów inwestycyjnych na ich realizację w porównaniu do dużej instalacji skraplającej, jednak przy znacznie niższym potencjale eksportowym.

cunkowy nakład dla zdolności skroplenia 1 mld m³ gazu ziemnego wynosi 1,5 mld zł.

Możliwość wykorzystania infrastruktury, która powstaje obecnie w Świnoujściu, nie zmieni jednak faktu, że budowa terminalu skraplającego będzie rozwiązaniem zdecydowanie bardziej kapitałochłonnym aniżeli inwestycje gazociągowe.

Wnioski, czyli którą drogą?

Uwarunkowania historyczne spowodowały, że infrastruktura gazociągowa w Europie Środkowej i Wschodniej ukierunkowana była na przesył gazu rosyjskiego ze Wschodu na Zachód – przede wszystkim do odbiorców niemieckich i włoskich. Paradoksalnie ta cecha, wskazywana zwyczajowo jako kluczowa słabość systemu przesyłowego w naszym regionie, w omawianym kontekście stać się może źródłem korzyści dla Polski.

Relatywnie niewielka skala inwestycji w połączenie polskiego systemu przesyłowego z gazociągiem „Bratertwo” na Słowacji dałaby Polsce dostęp do praktycznie całego rynku europejskiego – o znacznym potencjale dostępnych wolnych przepustowości, przyjmując, że rolę głównego kanału tranzytowego gazu rosyjskiego przejmie Gazociąg Północny (potencjalnie wraz z gazociągiem „South Stream”). Alternatywnie, przy założeniu mniejszych potrzeb eksportowych Polski rozważyć

można także projekty takie jak połączenie z systemem czeskim lub niemieckim, które, choć w mniejszej skali, również umożliwią przesył na rynki zachodnie.

Morski kierunek eksportu gazu w formie skroplonej – pomimo spodziewanych większych nakładów inwestycyjnych, a w konsekwencji również większego jednostkowego kosztu transportu do odbiorców europejskich – wciąż stanowi ciekawą alternatywę, ze względu na brak barier wynikających z długoterminowych rezerwacji mocy przesyłowych w europejskich systemach przesyłowych oraz dostęp do globalnych rynków zbytu.

Na wybór optymalnych ścieżek eksportu nadejdzie czas w momencie, w którym niepewność związana z przyszłością gazu niekonwencjonalnego zamieni się w twarde dane o potencjale jego eksploatacji. Informacje te z kolei pozwolą Polsce podjąć racjonalne ekonomicznie decyzje inwestycyjne. Niezależnie od tego, w którym kierunku podąży rozwój możliwości eksportu gazu z Polski, podkreślić należy ogromną szansę, przed jaką stanie nasz kraj w przypadku sukcesu wydobycia gazu z formacji łupkowych – znaczenie Polski na politycznej mapie Europy będzie rosło wprost proporcjonalnie do wolumenu eksportowanego gazu.

*Autor jest Menedżerem
w Doradztwie Biznesowym PwC*

Rozwój sektora gazowego dzięki środkom unijnym

Rekordowe inwestycje

Bezpieczeństwo dostaw energii i paliw jest jednym z priorytetów Unii Europejskiej. Zależy ono przede wszystkim od zróżnicowania źródeł ich pozyskiwania. Dlatego też uwaga Komisji Europejskiej skupia się na inwestycjach w tym sektorze.

W bieżącej polityce spójności Unii, kraje członkowskie przeznaczyły na sektor energetyki 3% jej budżetu, tj. ok. 11 mld euro. Polska energetyka otrzymała aż 20% tej sumy. Prawie 7,5 mld zł¹ środków unijnych przeznaczono na te cele w **Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko** (POIiŚ) zarządzanym przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. Na inwestycje w bezpieczeństwo energetyczne kraju wydzielono 4,1 mld zł, w tym 2,7 mld zł – wyłącznie dla sektora gazowego.

Jedną z kluczowych inwestycji realizowanych w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko jest **budowa terminalu LNG w Świnoujściu**², dzie-

ki któremu podaż gazu ziemnego w Polsce zwiększy się o połowę. Inwestycję planuje się oddać do użytku w połowie 2014 r. Spółka Polskie LNG uzyskała na ten cel z Programu 456 mln zł³. Na realizację części projektu spółka uzyskała również środki unijne z tzw. Recovery Plan. W efekcie Polska będzie miała możliwość odbioru drogą morską około 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie⁴ (po regazyfikacji), czyli ok. 1/3 gazu zużywanego rocznie w kraju. Dalej gaz przesyłany będzie gazociągami lub cysternami (transport kolejowy lub drogowy).

Budowa terminalu LNG w Świnoujściu – jedynego w tej części Europy – wspólnie z inwestycjami realizowanymi przez spółkę GAZ-SYSTEM S.A. polegającymi na rozbudowie systemu przesyłowego gazu ziemnego, wpisuje się w unijne plany dotyczące budowy korytarza Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej. Korytarz ten zakłada – poprzez wykorzystanie wewnętrznych systemów gazociągów Polski, Republiki Czeskiej, Słowacji i Węgier oraz interkonektorów – połączenie terminalu LNG w Świnoujściu z terminalem LNG Adria na Chorwacji.

Dzięki środkom unijnym **do 2014 r. w Polsce powstanie ok. 1000 km gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia**. W ramach siedmiu gazociągów

1 W tym ok. 2,9 mld zł przeznaczono w POIiŚ na inwestycje w pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych oraz w efektywność energetyczną.

2 Nazwa projektu POIiŚ: Budowa Terminala Regazyfikacyjnego Skroplonego Gazu Ziemnego w Świnoujściu – instalacja rozładunkowa i regazyfikacyjna.

Za www.polskielng.pl: LNG (ang. Liquefied Natural Gas) to skroplony gaz ziemny. LNG jest paliwem produkowanym z gazu ziemnego poprzez usuwanie zanieczyszczeń, a następnie zmianę stanu skupienia pod wpływem ciśnienia i bardzo niskiej temperatury – około minus 160°C (-270°F). Po skropleniu otrzymuje się bardzo czyste, bezbarwne i bezwonne paliwo, bez właściwości toksycznych i korozyjnych. W skład LNG wchodzi głównie metan oraz niewielkie ilości innych węglowodorów. LNG jest poddawany procesowi regazyfikacji, czyli ponownego przekształcenia w gaz poprzez ogrzanie surowca w stanie ciekłym. Podczas tego procesu objętość gazu zwiększa się około 600 razy.

3 Koszt całkowity budowy terminalu LNG to około 3,5 mld zł.

4 Obecnie Polska zużywa ok. 14 mld m³ gazu rocznie.



Gazociąg Włocławek-Gdynia, węzeł Wiczlino (fot. GAZ-SYSTEM S.A.)

współfinansowanych w POIiŚ szacowane nakłady inwestycyjne wyniosą łącznie ok. 3,8 mld zł. Spółka GAZ-SYSTEM S.A. otrzymała z Programu blisko 775 mln zł. W efekcie zwiększy się przepustowość systemu przesyłowego i możliwość świadczenia usługi przesyłania paliwa gazowego w szerszym zakresie. Dofinansowane z POIiŚ gazociągi to: **Szczecin-Gdańsk, Szczecin-Lwówek, Rembelszczyzna-Gustorzyn, Gustorzyn-Odołań, Jeleniów-Dziwiszów, Polkowice-Żary, Włoc-**

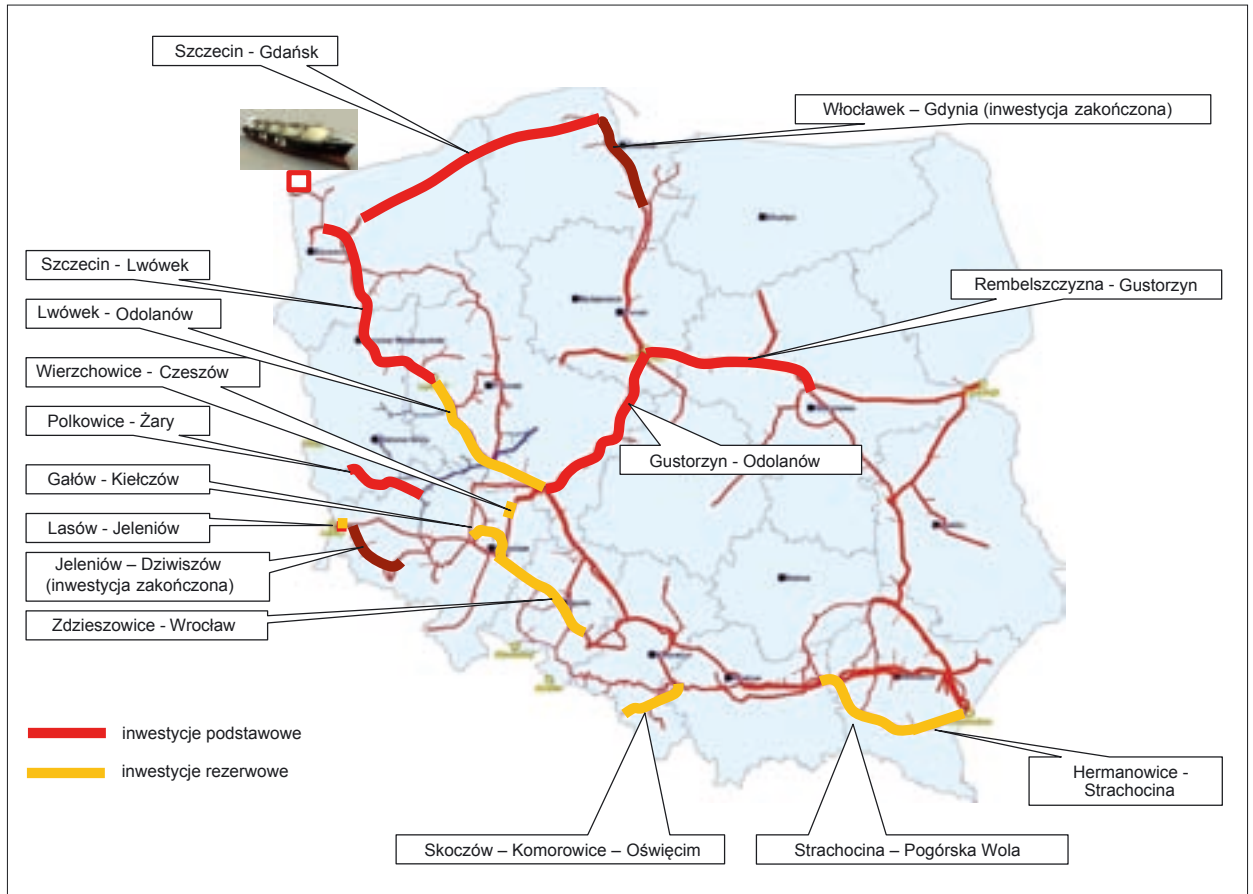
Z udziałem środków unijnych z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko rozbudowywana jest sieć przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego oraz magazyny gazu. Powstaje ponadto terminal LNG w Świnoujściu. Dotychczas przyznano dofinansowanie dla 35 inwestycji z sektora gazowego w kraju na łączną kwotę 2,3 mld zł. Projekty w sektorze energetycznym są wyjątkowo czasochłonne ze względu na swoją złożoność i oddziaływanie na środowisko. Wszystkie inwestycje zostaną jednak zakończone do 2015 r.

ławek-Gdynia. Realizacja tych gazociągów zapewni większe bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców, stworzy możliwości dla rozwoju rynku gazu poprzez zwiększenie przepustowości systemu przesyłowego oraz warunki do poszerzenia sieci dystrybucyjnej.

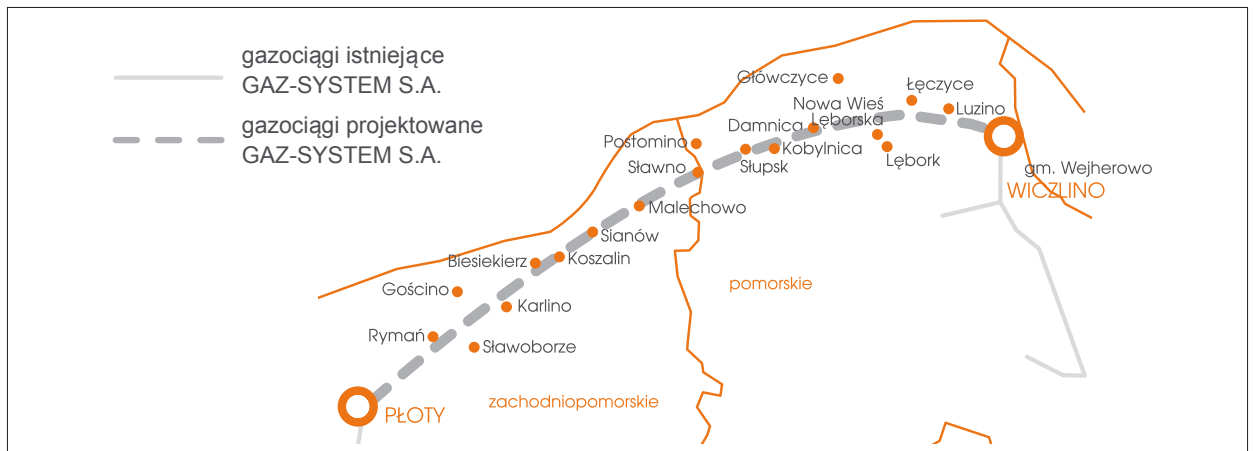
– W ramach strategicznego programu inwestycyjnego spółki GAZ-SYSTEM S.A., kluczowe są projekty związane z przystosowaniem sieci do odbioru gazu z powstającego terminalu LNG w Świnoujściu. Dzięki przepisom specjalnej ustawy o budowie terminalu LNG możliwe było znaczące przyspieszenie realizacji naszych inwestycji związanych z rozbudową polskiego systemu przesyłowego. Planujemy również kolejne projekty inwestycyjne integrujące infrastrukturę przesyłową w naszej części Europy. Dołożymy wszelkich starań, aby także w nowej perspektywie budżetowej na lata 2014-2020 potrzeby dalszej rozbudowy systemu przesyłowego w Polsce zostały uwzględnione – podkreśla **Rafał Wittmann** – Dyrektor Pionu Rozwoju i Inwestycji GAZ-SYSTEM S.A.

Do tej pory spółka GAZ-SYSTEM S.A. zakończyła budowę dwóch gazociągów przesyłowych: **Włocławek-Gdynia** oraz **Jeleniów-Dziwiszów**, o łącznej długości 128,7 km. W ich realizację zaangażowane zostały środki unijne w wysokości 65 mln zł. Największym gazociągiem wspieranym w POIiŚ jest odcinek Szczecin-Gdańsk⁵ o długości 265 km, dofinansowany

⁵ Projekt realizowany jest w czterech etapach: Płoty-Karlino, Karlino-Koszalin, Koszalin-Słupsk i Słupsk-Wiczlino.



Inwestycje spółki Gaz-System współfinansowane w POIiŚ (mapa: GAZ-SYSTEM S.A.)



Zasięg oddziaływania inwestycji „Gazociąg Szczecin-Gdańsk” (mapa: GAZ-SYSTEM S.A.)

kwotą 226,88 mln zł. Już pod koniec 2013 r. gazociąg zapewni pokrycie zapotrzebowania na gaz w województwach: zachodniopomorskim, pomorskim, kujawsko-pomorskim i wielkopolskim, a także współpracę z podziemnymi magazynami gazu.

W przyszłości gazociąg ten będzie współpracować z **kawernowym podziemnym magazynem gazu w Kosakowie**, który również budowany jest przy udziale środków z POIiŚ. W ramach Programu rozbudowywane są ponadto podziemne magazyny gazu w **Wierchowicach i Strachocinie**. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA uzyskało na realizację tych inwestycji ok. 673 mln zł z POIiŚ, co stanowi połowę ich kosztów. Dzięki pieniądзом unijnym zdolność magazynowania gazu w kraju wzrośnie o ponad 50%, tj. o 905 mln m³ (w połowie 2014 r.). Tylko rozbudowa magazynu gazu w Wierchowicach daje wzrost czynnej pojemności magazynowej o 625 mln m³.

W przyszłości gazociąg ten będzie współpracować z **kawernowym podziemnym magazynem gazu w Kosakowie**, który również budowany jest przy udziale środków z POIiŚ. W ramach Programu rozbudowywane są ponadto podziemne magazyny gazu w **Wierchowicach i Strachocinie**. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA uzyskało na realizację tych inwestycji ok. 673 mln zł z POIiŚ, co stanowi połowę ich kosztów. Dzięki pieniądзом unijnym zdolność magazynowania gazu w kraju wzrośnie o ponad 50%, tj. o 905 mln m³ (w połowie 2014 r.). Tylko rozbudowa magazynu gazu w Wierchowicach daje wzrost czynnej pojemności magazynowej o 625 mln m³.



Podziemny magazynu gazu w Strachocinie (fot. PGNiG SA)

W 2011 r. zakończyła się rozbudowa podziemnego magazynu gazu w Strachocinie. Jest to pierwszy zakończony projekt wśród inwestycji realizowanych przez PGNiG SA w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko. Projekt uzyskał dofinansowanie w wysokości 62,68 mln zł. W efekcie zwiększyła się pojemność czynna magazynu o 120% – do 330 mln m³. Projekt wchodzi w zakres wieloletnich planów inwestycyjnych PGNiG SA na obszarze Strachociny, obejmujących docelowo rozbudowę magazynu do pojemności 1,2 mld m³.

– PGNiG SA otrzymało ze środków POIiŚ dofinansowanie na budowę trzech magazynów gazu ziemnego. Realizacja tych projektów zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju dzięki zapewnieniu dostaw gazu do odbiorców w przypadku zakłóceń jego dostaw do systemu gazowniczego oraz przyczyni się do pełniejszego zrównoważenia sezonowej nierównomierności zapotrzebowania na gaz przez gospodarkę kraju – mówi **Joanna Zakrzewska**, Rzecznik Prasowy PGNiG SA.

Inwestycje w podziemne magazyny gazu są kluczowym elementem rozwoju infrastruktury systemu gazowniczego. Dzięki nim możliwe stanie się zapewnienie strategicznych rezerw gazu ziemnego, co jest

niezwykle istotne w przypadku Polski, która obecnie w dużym stopniu uzależniona jest od importu tego surowca. Magazyny umożliwią również równoważenie sezonowej nierównomierności poboru gazu przez odbiorców czy też krótkookresowych lokalnych wahań jego zużycia.

Inwestycje w sektorze gazowym w Polsce prowadzone są na skalę porównywalną jedynie z okresem powojennym odbudowy Polski. Dzięki tylko środkom unijnym w ramach POIiŚ w ciągu pięciu lat zostanie wybudowana sieć dystrybucyjna i przesyłowa o długości ok. 2700 km.

Warto dodać, że średnio w ciągu 10 lat budowano w Polsce 1000-2000 km sieci. W porównaniu do okresu 1970-2000 tempo rozwoju gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych jest trzykrotnie wyższe.



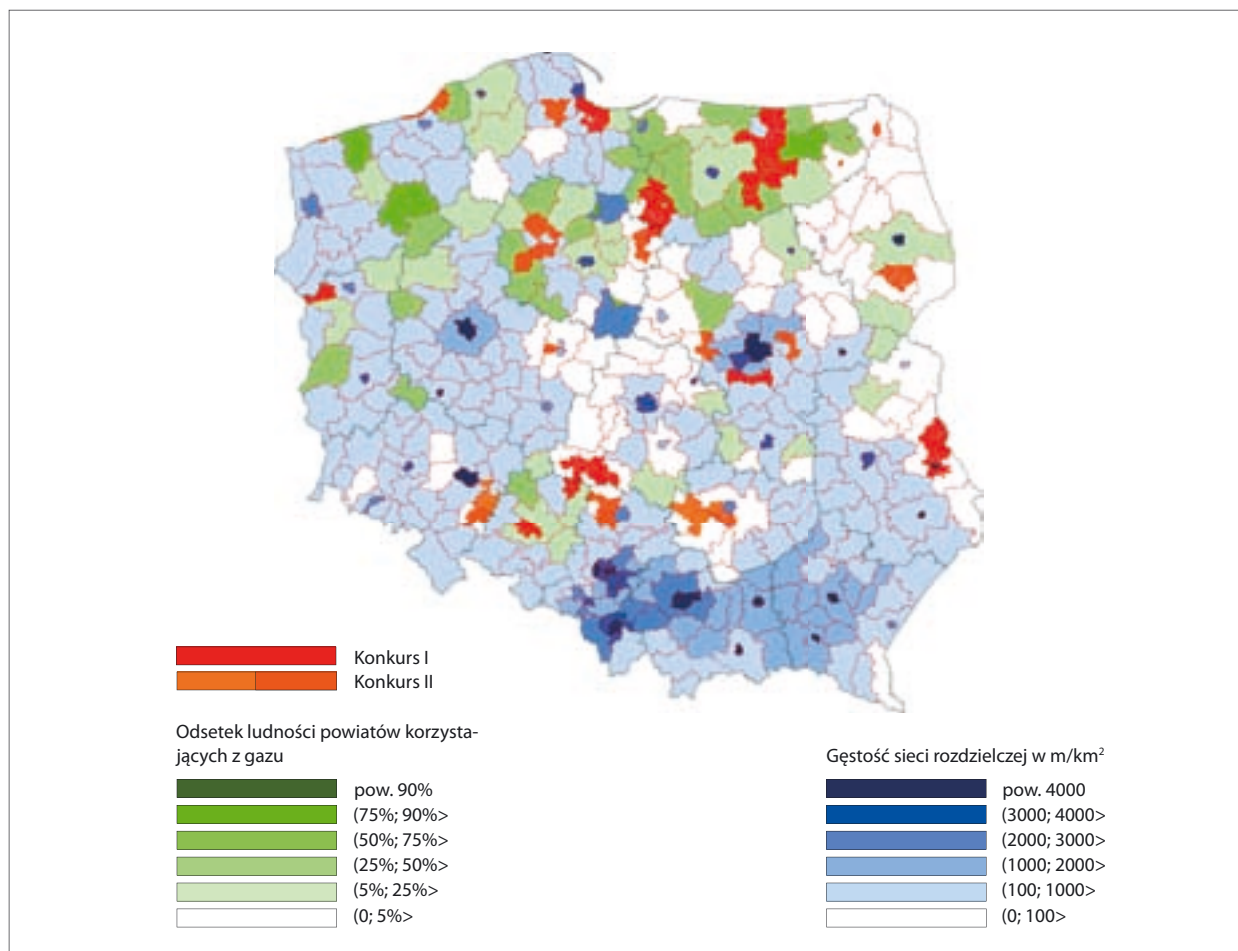
Rozmieszczenie w kraju podziemnych magazynów gazu (mapa: PGNiG SA)

Ponadto ze środków POIiŚ budowane lub modernizowane są **sieci dystrybucji gazu ziemnego** na terenach dotychczas niezgazyfikowanych. Do 2015 r. z Programu dofinansowane zostanie ponad 1,7 tys. km dystrybucyjnej sieci gazowej, dzięki czemu dostęp do gazu uzyska ok. 100 tys. osób. Beneficjentami dofinansowania są najczęściej regionalne spółki gazownictwa.

Na mapie „Sieć dystrybucyjna gazu ziemnego” można zauważyć, że w ramach POIiŚ (kolor czerwony) realizowane są projekty nie tylko na obszarach, na których nie ma sieci (białe plamy), ale także tam, gdzie dostrzeżę się konieczność konwersji wykorzystania paliwa gazowego (przejście od LPG do gazu ziemnego) czy też odchodzenia od opalania paliwem stałym lub olejem, co przyczyni się do pozytywnego efektu środowiskowego. Są to projekty, w szczególności realizowane w północno-wschodniej Polsce, o tyle ciekawe, że ze względu na brak sieci przesyłowej wykorzystywać będą stacje regazyfikacji skroplonego gazu (LNG) i rozprowadzać go istniejącą bądź nowo wybudowaną siecią dystrybucyjną. Jest tu zatem powiązanie z innym dużym projektem POIiŚ „Budowa terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu”, z którego będzie można dostarczać skroplony gaz.

– Dalszy rozwój inwestycji przesyłowych oraz magazynowania gazu jest niezwykle istotny dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski i innych krajów Unii Europejskiej – mówi **Adam Zdziebło**, wiceminister rozwoju regionalnego. W pierwotnie zaprezentowanym przez Komisję Europejską pakiecie projektów rozporządzeń polityki spójności na lata 2014-2020 nie proponuje się wsparcia sektora gazowego z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Polska podjęła starania mające na celu objęcie polityką spójności także sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu oraz podziemnych magazynów gazu. Zdajemy sobie jednak sprawę, że wprowadzenie takich zapisów do projektu rozporządzenia będzie niezwykle trudne – podkreśla minister.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko jest największym programem realizowanym przez kraj członkowski w historii Unii Europejskiej – jego wartość



Sieć dystrybucyjna gazu ziemnego (mapa: Instytut Nafty i Gazu)

to 37,7 mld euro, w tym 28,3 mld euro pochodzi z funduszy UE. W całej Polsce realizowanych jest już ponad 1700 inwestycji o wartości 168 mld zł, którym zapewniono 87 mld zł z Funduszy Europejskich. Do 2015 r. z Programu sfinansowanych zostanie kilkaset największych inwestycji w najważniejszych sektorach polskiej gospodarki – transporcie, środowisku, energetyce, służbie zdrowia, kulturze i szkolnictwie wyższym.

Znaczenie tego Programu dla kraju pokazuje liczba projektów, które zaliczane są do tzw. inwestycji przyszłości. Chodzi tu głównie o przedsięwzięcia w sektorze transportowym, energetycznym i wodno-kanalizacyjnym. Spośród 40 największych inwestycji w Polsce, które mają być ukończone do 2015 r., ponad połowa jest finansowana z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Szczegółowych informacji o inwestycjach gazowych współfinansowanych w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko udziela Instytut Nafty i Gazu, który pełni funkcję instytucji wdrażającej dla działania 10.1 *Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego i działania 10.2 Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji.*

Kontakt: Centrum FEDE INiG, kawa@inig.pl

Material przygotowano Ministerstwo Rozwoju Regionalnego (Instytucja Zarządzająca Programem Infrastruktura i Środowisko)
www.pois.gov.pl



INFRASTRUKTURA I ŚRODOWISKO
 NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI



MINISTERSTWO ROZWOJU REGIONALNEGO

UNIA EUROPEJSKA
 FUNDUSZ SPÓJNOŚCI
 EUROPEJSKI FUNDUSZ ROZWOJU REGIONALNEGO



Konsumpcja gazu ziemnego na świecie w mld m³

Kraj	1965	1971	1981	1991	2001	2010	2011	zmiana 2011 wobec 2010	2011 udział w całości konsumpcji
Stany Zjednoczone	432,7	617,1	549,5	553,9	629,7	673,2	690,1	2,4%	21,5%
Kanada	22,7	38,8	50,7	67,7	88,2	95,0	104,8	10,3%	3,2%
Meksyk	8,4	10,6	24,9	29,2	41,8	67,9	68,9	1,5%	2,1%
Ameryka Północna łącznie	463,8	666,5	625,1	650,8	759,8	836,2	863,8	3,2%	26,9%
Argentyna	4,2	6,5	12,1	20,7	31,1	43,3	46,5	7,5%	1,4%
Brazylia	^	0,1	0,9	3,2	11,9	26,8	26,7	-0,3%	0,8%
Chile	0,6	0,7	0,7	1,5	7,3	4,7	5,3	11,7%	0,2%
Kolumbia	0,9	1,4	3,4	4,1	6,1	9,1	9,0	-0,8%	0,3%
Ekwador	-	0,1	0,1	0,3	0,3	0,5	0,5	-	‡
Peru	0,4	0,5	0,8	0,4	0,4	5,4	6,2	15,2%	0,2%
Trinidad i Tobago	1,2	1,8	2,9	5,7	11,6	22,6	22,0	-2,7%	0,7%
Wenezuela	6,8	7,5	14,9	21,9	29,6	32,4	33,1	2,3%	1,0%
Pozostałe kraje Ameryki Środkowej i Południowej	^	0,1	0,4	0,8	2,3	5,4	5,2	-4,6%	0,2%
Ameryka Środkowa i Południowa łącznie	14,2	18,5	36,0	58,5	100,7	150,2	154,5	2,9%	4,8%
Austria	1,8	3,4	4,8	6,8	8,6	10,1	9,5	-6,0%	0,3%
Azerbejdżan	n/a	n/a	n/a	14,7	7,5	7,4	8,2	9,6%	0,3%
Białoruś	n/a	n/a	n/a	14,0	15,7	19,7	18,3	-7,2%	0,6%
Belgia i Luksemburg	0,1	5,2	9,1	9,7	14,6	18,8	16,1	-14,8%	0,5%
Bułgaria	0,1	0,3	3,8	5,0	3,0	2,6	2,9	14,5%	0,1%
Czechy	0,3	1,0	3,5	5,9	8,9	9,3	8,4	-9,3%	0,3%
Dania	-	-	-	2,3	5,1	5,0	4,2	-16,2%	0,1%
Finlandia	-	-	0,7	2,6	4,1	3,9	3,6	-10,0%	0,1%
Francja	5,5	12,4	27,2	30,6	41,9	46,9	40,3	-13,9%	1,2%
Niemcy	2,9	19,8	54,9	62,9	82,9	83,3	72,5	-12,9%	2,2%
Grecja	-	-	-	0,1	2,0	3,7	4,5	24,3%	0,1%
Węgry	1,1	3,2	8,0	9,6	11,9	10,9	10,2	-6,8%	0,3%
Irlandia	-	-	1,3	2,1	4,0	5,2	4,7	-10,5%	0,1%

Konsumpcja gazu ziemnego na świecie w mld m³

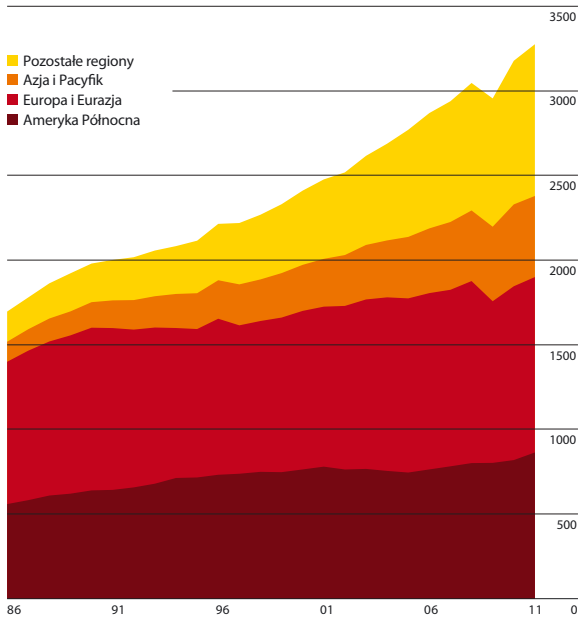
Kraj	1965	1971	1981	1991	2001	2010	2011	zmiana 2011 wobec 2010	2011 udział w całości konsumpcji
Włochy	8,1	13,9	25,3	46,2	65,0	76,1	71,3	-6,2%	2,2%
Kazachstan	n/a	n/a	n/a	12,8	8,2	8,2	9,2	13,0%	0,3%
Litwa	n/a	n/a	n/a	5,4	2,8	3,1	3,4	9,0%	0,1%
Holandia	1,4	22,0	32,0	38,6	40,0	43,6	38,1	-12,7%	1,2%
Norwegia	-	-	1,0	2,4	3,8	4,1	4,0	-2,1%	0,1%
Polska	1,6	6,4	9,2	9,3	11,5	15,5	15,4	-1,0%	0,5%
Portugalia	-	-	-	-	2,6	5,0	5,1	1,8%	0,2%
Rumunia	15,3	24,8	37,8	24,7	16,6	13,6	13,8	2,0%	0,4%
Rosja	n/a	n/a	n/a	418,2	366,2	414,1	424,6	2,5%	13,2%
Słowacja	0,3	1,0	3,5	5,4	6,9	5,6	6,2	12,3%	0,2%
Hiszpania	-	0,4	2,3	6,1	18,2	34,6	32,1	-7,2%	1,0%
Szwecja	-	-	-	0,7	0,7	1,6	1,3	-19,1%	‡
Szwajcaria	-	0,1	1,0	2,0	2,8	3,3	2,9	-12,8%	0,1%
Turcja	-	-	-	4,1	16,0	39,0	45,7	17,3%	1,4%
Turkmenistan	n/a	n/a	n/a	9,3	12,5	22,6	25,0	10,4%	0,8%
Ukraina	n/a	n/a	n/a	117,8	68,8	52,1	53,7	3,0%	1,7%
Wielka Brytania	0,8	18,2	45,4	56,6	96,4	94,0	80,2	-14,6%	2,5%
Uzbekistan	n/a	n/a	n/a	36,0	49,6	45,5	49,1	7,9%	1,5%
Pozostałe kraje Europy i Eurazji	116,6	199,1	385,2	24,2	15,3	16,2	16,6	2,7%	0,5%
Europa i Eurazja łącznie	155,9	331,2	655,9	986,4	1014,2	1124,6	1101,1	-2,1%	34,1%
Iran	7,3	9,7	5,7	22,7	70,1	144,6	153,3	6,1%	4,7%
Izrael	0,1	0,1	^	^	^	5,3	5,0	-6,0%	0,2%
Kuwejt	1,3	2,1	4,7	0,5	10,5	14,5	16,2	11,5%	0,5%
Katar	0,1	1,0	4,2	7,6	11,0	20,4	23,8	16,4%	0,7%
Arabia Saudyjska	0,6	1,3	11,3	35,2	53,7	87,7	99,2	13,2%	3,1%
Zjednoczone Emiraty Arabskie	-	1,3	6,2	20,4	37,9	60,8	62,9	3,5%	1,9%
Pozostałe kraje Bliskiego Wschodu	0,8	1,7	3,6	11,8	23,7	44,0	42,7	-3,0%	1,3%

Konsumpcja gazu ziemnego na świecie w mld m³

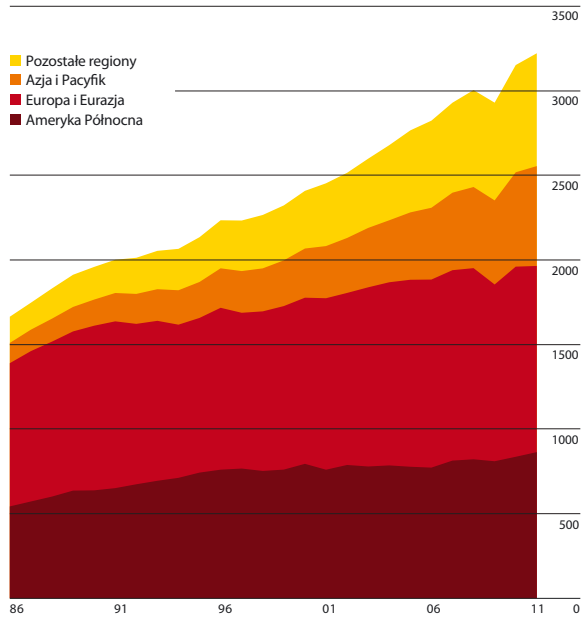
Kraj	1965	1971	1981	1991	2001	2010	2011	zmiana 2011 wobec 2010	2011 udział w całości konsumpcji
Bliski Wschód łącznie	10,2	17,3	35,7	98,3	206,8	377,3	403,1	6,9%	12,5%
Algieria	0,8	1,1	14,8	20,0	20,5	26,3	28,0	6,5%	0,9%
Egipt	^	0,1	2,4	9,1	24,5	45,1	49,6	10,0%	1,5%
Afryka Południowa	-	-	0,2	0,3	1,2	3,9	4,3	8,9%	0,1%
Pozostałe kraje Afryki	0,2	0,6	6,4	10,6	17,6	31,5	27,9	-11,6%	0,9%
Afryka łącznie	1,0	1,8	23,9	40,0	63,8	106,9	109,8	2,7%	3,4%
Australia	^	2,6	12,1	16,2	22,0	25,7	25,6	-0,4%	0,8%
Bangladesz	-	-	1,6	5,3	10,7	19,9	19,9	-0,1%	0,6%
Chiny	1,1	3,7	12,7	15,9	27,4	107,6	130,7	21,5%	4,0%
Hong Kong	-	-	-	-	3,0	3,8	3,1	-20,4%	0,1%
Indie	0,2	0,7	2,1	13,4	26,4	61,9	61,1	-1,2%	1,9%
Indonezja	0,5	1,3	7,0	19,5	31,0	40,3	37,9	-5,9%	1,2%
Japonia	1,7	3,7	24,1	50,8	74,3	94,5	105,5	11,6%	3,3%
Malezja	-	0,1	1,3	11,6	25,2	31,9	28,5	-10,5%	0,9%
Nowa Zelandia	-	0,1	1,0	4,7	5,9	4,3	3,9	-10,0%	0,1%
Pakistan	1,8	3,5	7,8	13,2	22,7	39,6	39,2	-1,2%	1,2%
Filipiny	-	-	-	-	0,1	3,1	3,6	16,0%	0,1%
Singapur	-	-	-	-	0,9	8,4	8,8	4,4%	0,3%
Południowa Korea	-	-	-	3,5	20,8	43,0	46,6	8,3%	1,4%
Tajwan	0,2	1,1	1,6	3,1	7,3	14,1	15,5	10,1%	0,5%
Tajlandia	-	-	0,3	8,1	24,8	45,1	46,6	3,3%	1,4%
Wietnam	-	-	^	0,1	2,0	9,4	8,5	-9,2%	0,3%
Pozostałe kraje Azji i Pacyfiku	0,2	0,5	2,2	2,4	3,8	5,3	5,7	7,3%	0,2%
Azja i Pacyfik łącznie	5,8	17,3	73,9	167,7	308,4	557,9	590,6	5,9%	18,3%
Świat łącznie	650,9	1052,7	1450,5	2001,6	2453,6	3153,1	3222,9	2,2%	100,0%

^ mniej niż 0,05
‡ mniej niż 0,05%

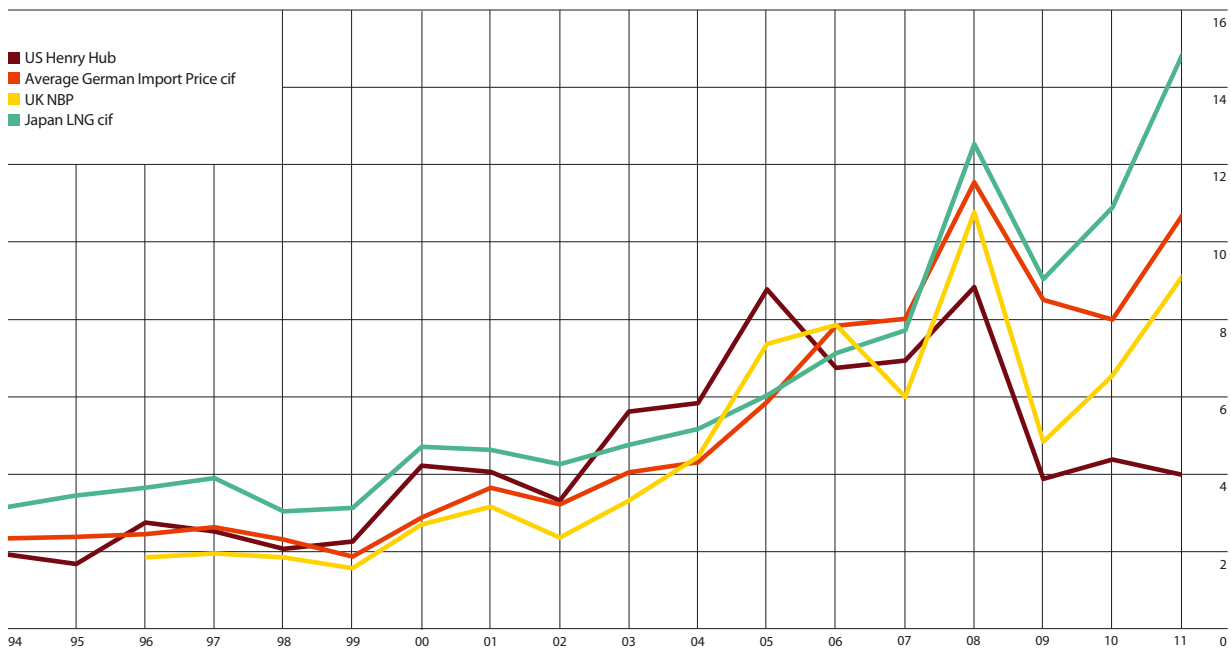
Produkcja gazu [mld m³]



Konsumpcja gazu [mld m³]

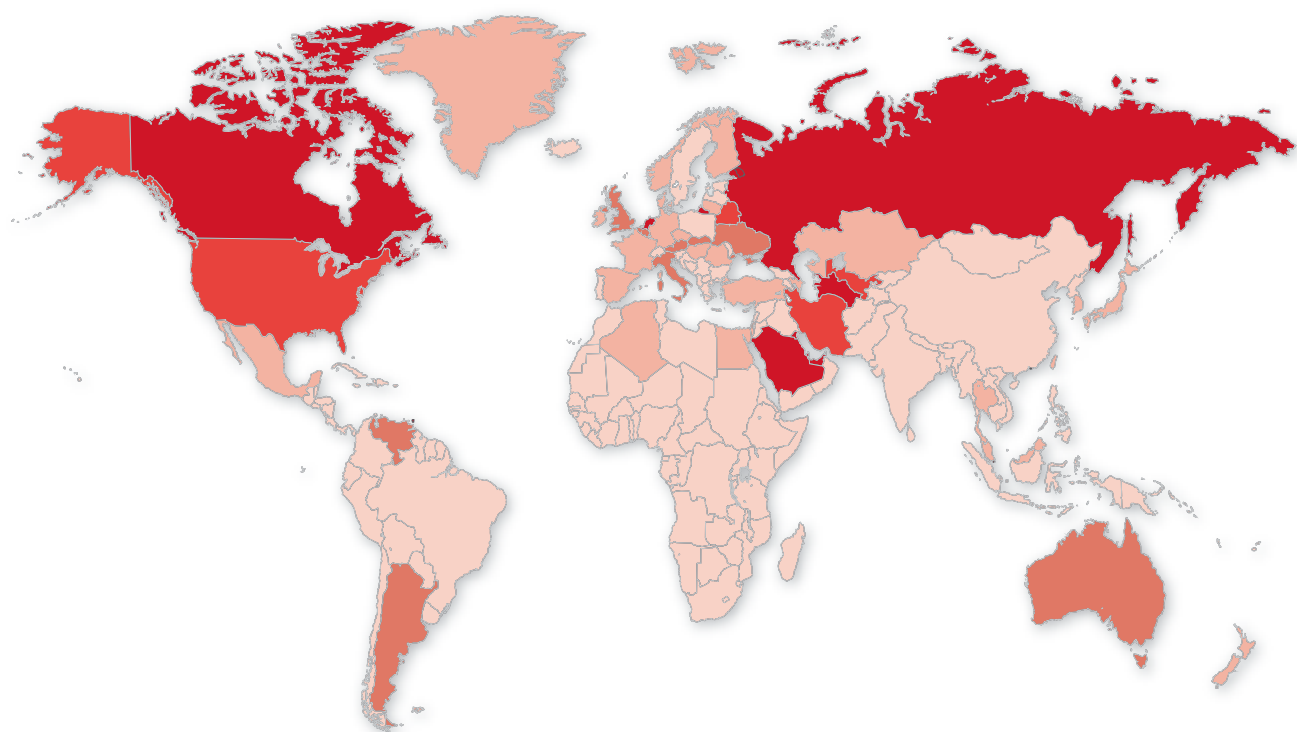


Ceny gazu [USD za MMBtu]



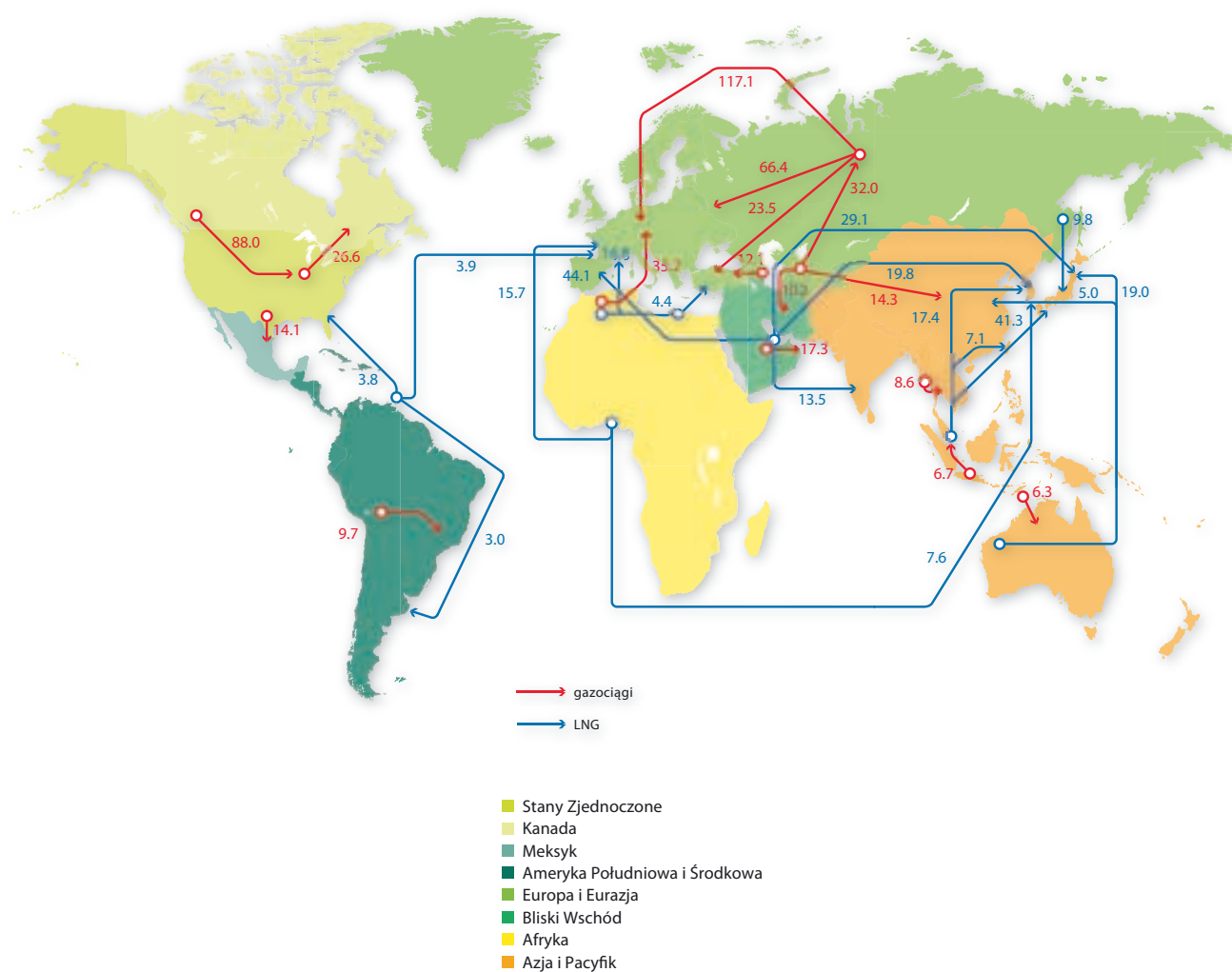
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

Konsumpcja gazu *per capita* w 2011 r. [toe – tony oleju ekwiwalentnego]



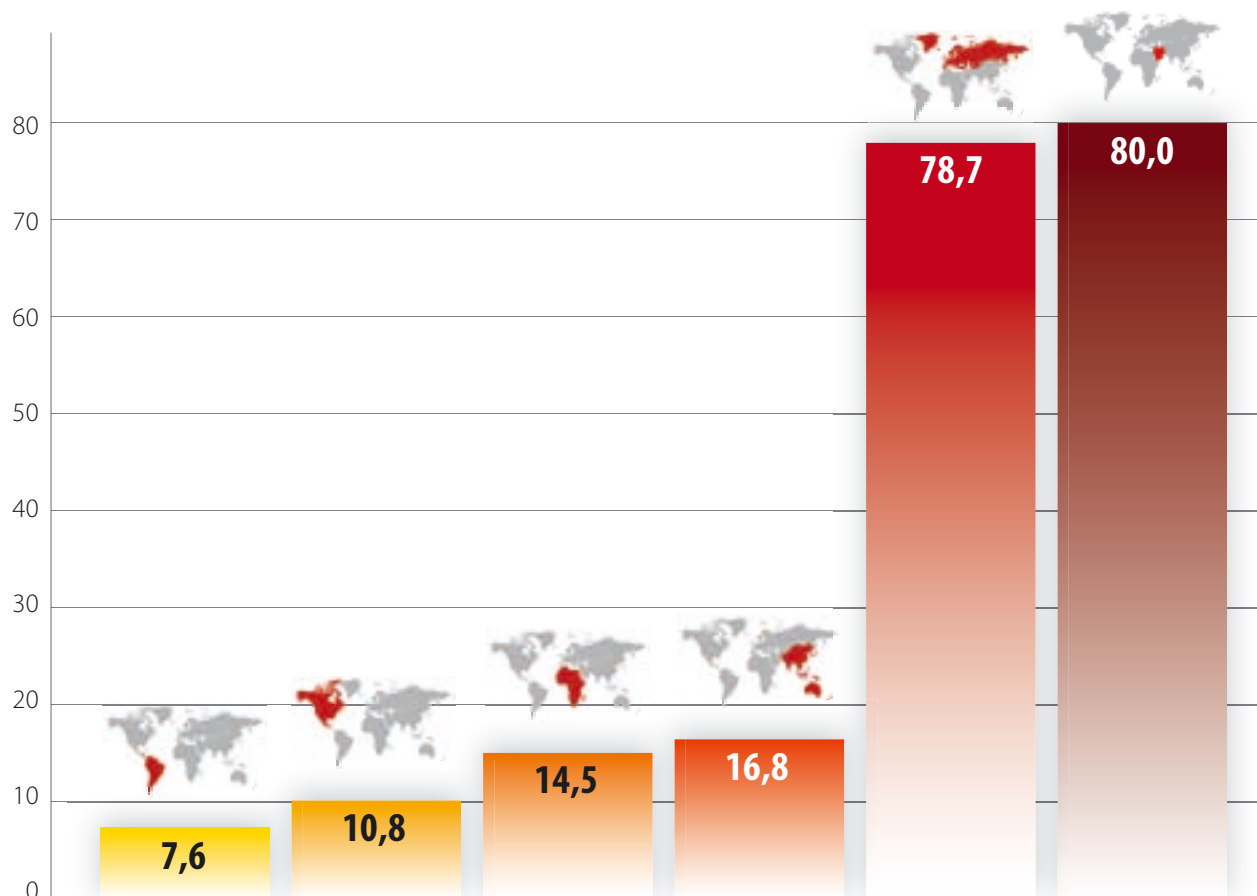
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

Główne kierunki handlu gazem ziemnym w 2011 r. [mld m³]



Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2012

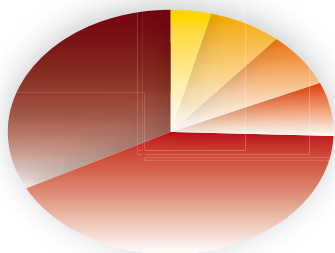
Potwierdzone zasoby gazu ziemnego na świecie na koniec 2011 roku [w trylionach m³]



Ameryka Południowa i Środkowa	7,6
Ameryka Północna.....	10,8
Afryka	14,5
Azja i Pacyfik.....	16,8
Europa i Eurazja	78,7
Bliski Wschód	80,0

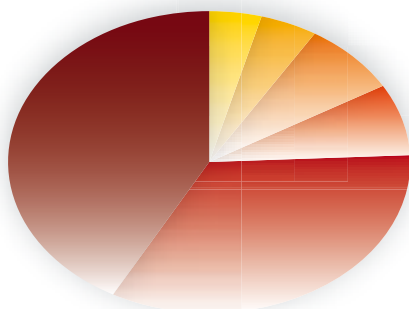
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2011

Dystrybucja potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w roku 1991 – łącznie 131,2 trylionów m³



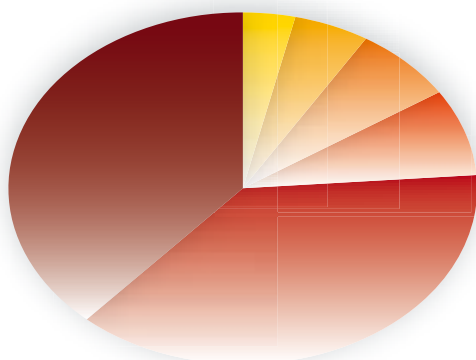
Amerika Południowa i Środkowa.....	4,0
Amerika Północna.....	7,2
Afryka.....	7,2
Azja i Pacyfik.....	7,1
Europa i Eurazja.....	41,8
Bliski Wschód.....	32,6

Dystrybucja potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w roku 2001 – łącznie 168,5 trylionów m³



Amerika Południowa i Środkowa.....	4,2
Amerika Północna.....	4,6
Afryka.....	7,8
Azja i Pacyfik.....	7,7
Europa i Eurazja.....	33,7
Bliski Wschód.....	42,1

Dystrybucja potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w roku 2011 – łącznie 208,4 trylionów m³



Amerika Południowa i Środkowa.....	3,6
Amerika Północna.....	5,2
Afryka.....	7,0
Azja i Pacyfik.....	8,0
Europa i Eurazja.....	37,8
Bliski Wschód.....	38,4

Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2011



GREEN



Ekologia

w przemyśle
naftowym
i gazowniczym

Problematyka zrównoważonego rozwoju rynku biopaliw

Biopaliwa – szansa czy zagrożenie dla środowiska naturalnego?

DELFINA ROGOWSKA, ARKADIUSZ MAJOCH

Obecnie na świecie, na szeroką skalę, toczą się dyskusje dotyczące wpływu działalności człowieka na globalne ocieplenie i zmiany klimatu na Ziemi. Pomimo iż zdania co do zasadności ograniczania emisji GHG (z ang. *Greenhouse Gas*) są podzielne, podejmuje się działania o rozmiarach globalnych zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Jednym z narzędzi, które między innymi ma służyć do osiągnięcia tego celu mają być biopaliwa stosowane do napędów silników samochodowych.

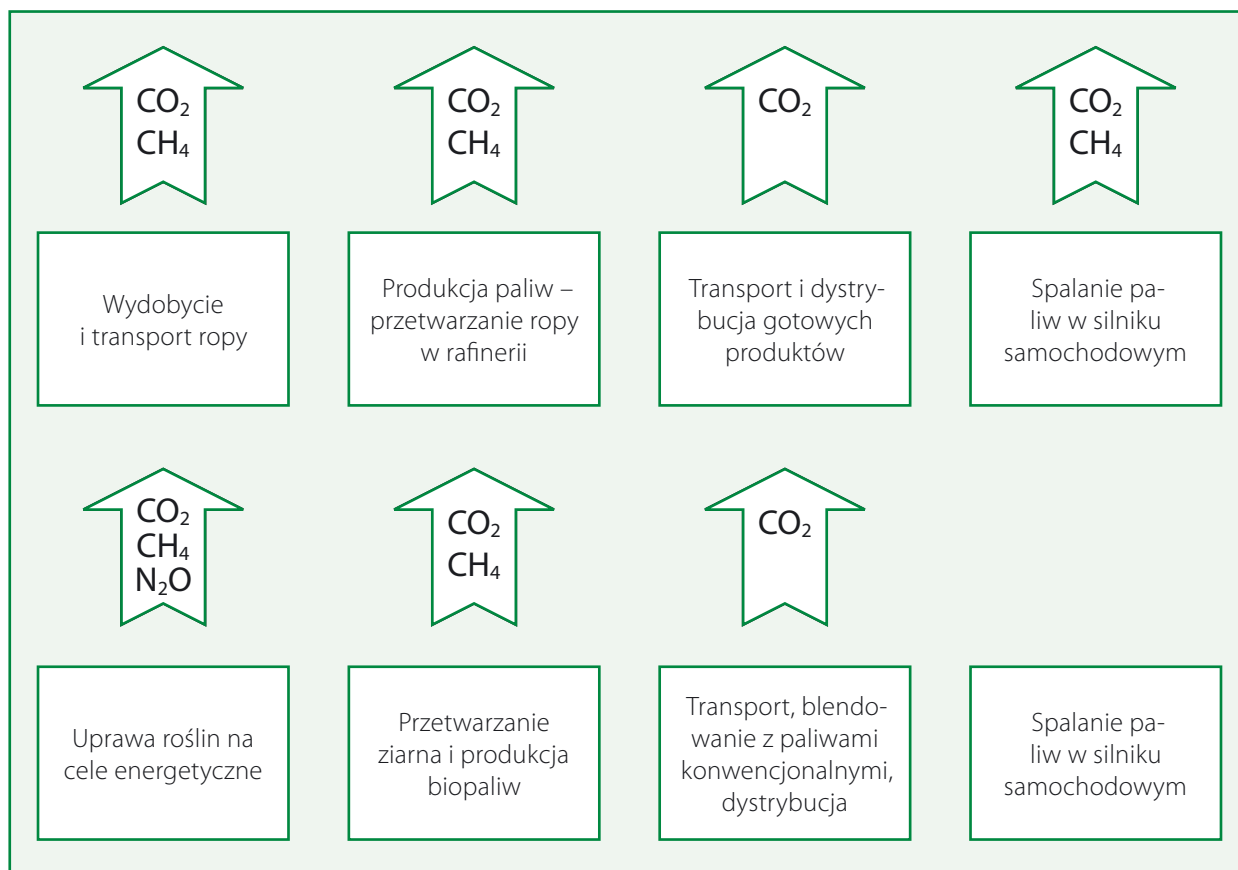
W przypadku konwencjonalnych paliw silnikowych emisja gazów cieplarnianych następuje nie tylko w momencie spalania paliwa w silniku – generowana jest również w trakcie przerobu ropy naftowej w rafinerii, a także podczas jej wydobycia oraz transportu. Dlatego do oceny wpływu benzyny silnikowej czy oleju napędowego na środowisko wykorzystywana jest metoda LCA (*Life Cycle Assessment*, opisana w normie PN EN ISO 14044:2009). Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r., mając na uwadze konieczność ustanowienia regulacji stymulujących redukcję emisji GHG, m.in. wprowadza wymóg zmniejszenia emisji GHG, liczonej w cyklu życia paliw, o maksymalnie 10% do dnia 31 grudnia 2020 roku. Cel ten może zostać osiągnięty także dzięki wykorzystaniu biopaliw.

Biopaliwa redukują nie tylko emisję gazów cieplarnianych, lecz również zmniejszają uzależnienie od paliw kopalnych oraz wpływają – dzięki uprawie roślin przeznaczonych do ich produkcji – na aktywizację terenów wiejskich. Rozwój tej gałęzi przemysłu powinien przyczynić się do wzrostu innowacyjności i aktywności gospodarczej. Tym samym oczekuje się, że oprócz osiągnięcia celów o charakterze ekologicznym, zauważalne będą również pozytywne zmiany o charakterze

gospodarczo-społecznym. Jednak produkcja biopaliw przyczynia się także do generowania emisji gazów cieplarnianych. Na rysunku 1 w sposób schematyczny przedstawiono emisję GHG generowaną na poszczególnych etapach cyklu życia dla paliw konwencjonalnych oraz biopaliw.

Emisja gazów cieplarnianych na etapie wydobycia ropy naftowej generowana jest głównie przez spalanie w pochodniach i bezpośrednie zrzuty gazu złożowego do atmosfery [1] oraz emisję niecelową i niekontrolowaną powstającą na zaworach, uszczelkach urządzeń i aparatury [1], związaną z pracą maszyn i urządzeń. Przeróbka ropy naftowej w rafinerii na paliwa silnikowe i inne produkty również wymaga poniesienia nakładów energetycznych, a w konsekwencji – generuje emisję gazów cieplarnianych, podobnie jak transport i dystrybucja gotowych paliw, choć ten etap nie jest tak istotny. Znaczący jest natomiast ostatni etap w cyklu życia paliw silnikowych – spalanie w silniku samochodowym.

Biopaliwa postrzegane są jako sposób na obniżenie emisji gazów cieplarnianych generowanej w związku z produkcją i użytkowaniem paliw konwencjonalnych. Jednakże do ich produkcji również niezbędne są nakłady energetyczne i związana z tym emisja gazów cieplarnianych. Oszacowanie tej wartości, a tak-



Rys. 1. Emisja GHG w cyklu życia paliw konwencjonalnych i biopaliw

że określenie innych aspektów wpływu zwiększonej produkcji biopaliw na środowisko naturalne jest brane pod uwagę przy ocenie proekologicznych właściwości biopaliw.

Emisja GHG w cyklu życia biopaliw

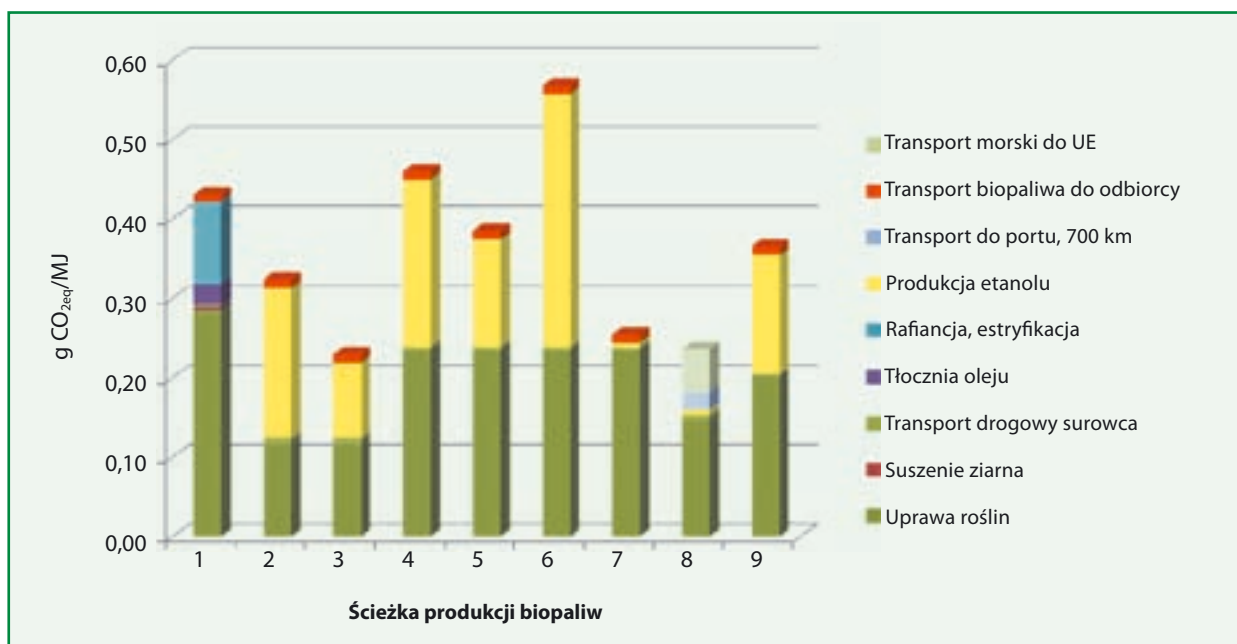
Często cykl produkcyjny biopaliw – od producenta rolnego po wytwórcę biopaliwa – nazywany jest „łańcuchem dostaw”. Rozkład emisji GHG wśród poszczególnych ogniw jest różny, zależy od rodzaju surowca i technologii produkcji. Konsorcjum JEC, na zlecenie Komisji Europejskiej dokonało oceny emisji GHG na poszczególnych etapach [2]. Na podstawie uzyskanych przez [2] wartości, na wykresie (rys. 2) przedstawiono rozkład emisji GHG w cyklu życia dla wybranych ścieżek produkcji biopaliw.

Na rysunku tym, na osi x, zaznaczono ścieżki produkcji następujących biopaliw:

1. FAME z oleju rzepakowego, makuchy i gliceryna uwzględnione w alokacji na bazie energii.
2. Etanol z buraków cukrowych, pulpa buraczana uwzględniona w alokacji na bazie energii, bez uwzględniania biogazu z wywaru gorzelniczego.

3. Etanol z buraków cukrowych, pulpa buraczana uwzględniona w alokacji, alokacja na bazie energii, z uwzględnieniem biogazu z wywaru gorzelniczego.
4. Etanol z pszenicy, gaz ziemny jako paliwo, DDGS uwzględnione w alokacji na bazie energii.
5. Etanol z pszenicy, jako paliwo gaz ziemny z zastosowaniem turbiny oraz kogeneracji, DDGS uwzględnione w alokacji na bazie energii.
6. Etanol z pszenicy, węgiel brunatny jako paliwo z zastosowaniem kogeneracji, DDGS uwzględnione w alokacji na bazie energii.
7. Etanol z pszenicy, słoma jako paliwo z zastosowaniem kogeneracji, DDGS uwzględnione w alokacji na bazie energii.
8. Etanol z trzciny cukrowej (niewymagana alokacja, nierozpatrywany nadmiar biogazu).
9. Etanol z kukurydzy, jako paliwo gaz ziemny z zastosowaniem turbiny oraz kogeneracji, DDGS uwzględnione w alokacji na bazie energii.

W przypadku FAME otrzymywanego z oleju rzepakowego, etanolu z żyta i z kukurydzy, przyjęto, że droga transportu ziarna od producenta rolnego do zakładu przetwórczego równa jest 50 km, natomiast



Rys. 2. Rozkład emisji GHG w cyklu życia, dla wybranych ścieżek produkcji biopaliw

w przypadku etanolu z buraków cukrowych odległość ta wynosi 30 km. Dla etanolu produkowanego z trzciny cukrowej uwzględniono transport do portu morskiego (przyjęto, że jest to dystans 700 km) oraz transport morski i dystrybucję na terenie UE (10 186 km do portu w Europie oraz 150 km do baz magazynowych i 150 km z baz magazynowych do odbiorcy).

Zgodnie z rys. 1, pierwszym ogniwem łańcucha, na którym występuje emisja gazów cieplarnianych, jest uprawa roślin o przeznaczeniu energetycznym; dla krajowych biopaliw są to np. rzepak, żyto, kukurydza. Emisja powstała na tym etapie to nie tylko ta wynikająca ze spalania paliw do napędzania maszyn i urządzeń rolniczych, ale także wnoszona z chemikaliami i nawozami, w tym głównie emisja N₂O [3]. Udział tej wielkości jest znaczący, czasami stanowi więcej niż 50% całkowitej emisji w cyklu życia. W obliczeniach nie uwzględnia się ani ditlenku węgla zasymilowanego przez rośliny, ani uwolnionego do atmosfery w wyniku spalania biopaliwa.

W przypadku etanolu z trzciny cukrowej, znaczącą pozycję stanowi emisja wygenerowana w trakcie transportu – zarówno do portu, jak i powstała w trakcie transportu morskiego. Pomimo tego etanol ten i tak charakteryzuje się stosunkowo niskimi wskaźnikami emisji GHG. Najwyższą wartość emisji wyznaczono dla etanolu produkowanego z pszenicy, przy zastosowaniu węgla brunatnego, jako paliwa kotłowego.

Dla poszczególnych biopaliw wielkość emisji GHG generowana na etapie przetwarzania biomasy – produkcji biopaliw, jest zróżnicowana w zależności od zastosowanej technologii, paliwa kotłowego

oraz sposobu zagospodarowania innych produktów powstających w procesie. Jeśli traktowane są one jako produkty uboczne, ich dalsze zagospodarowanie jest zdefiniowane i realizowane, a powstała w procesie emisję GHG alokuje się również do nich (tym samym powoduje to zmniejszenie emisji przypisanej biopaliwu). Do odpadów nie przypisuje się emisji GHG.

Uzyskane w obliczeniach wartości porównuje się do emisji generowanej również w cyklu życia przez paliwa konwencjonalne. W ten sposób możliwa jest **ocena stopnia zdolności do redukcji gazów cieplarnianych** biopaliw względem paliw kopalnych.

ILUC

Zaprezentowane powyżej spojrzenie na biopaliwa, pomimo stosunkowo dużej kompleksowości, nie daje jednak pełnego obrazu wpływu ich stosowania na środowisko naturalne. Przy wzroście zapotrzebowania na biopaliwa konieczne jest zwiększenie areалу przeznaczzonego pod uprawę roślin energetycznych. Tym samym, mimo systematycznego wzrostu wydajności upraw z hektara, niezbędne staje się przeznaczenie nowych obszarów pod uprawy na cele spożywcze, co skutkuje zmianami w ekosystemie. Zjawisko to nazywane jest pośrednią zmianą w sposobie użytkowania gruntów – ILUC (*Indirect Land Use Change*) i odnosi się do zmian w wykorzystaniu gruntów, które wystąpiły w dowolnej lokalizacji, jako konsekwencja działania na rzecz rozwoju wykorzystania OZE. Przykładem może

być przeniesienie produkcji rolnej na cele żywnościowe na inny obszar, zmieniając jego naturalny ekosystem na tereny rolnicze [4, 5].

Pośredni wpływ zmiany użytkowania gruntów na emisję jest dość trudny do określenia ilościowego. Według autorów raportu „*Bioenergy, Land Use Change and Climate Change Mitigation*” [4], zmiany w sposobie użytkowania gruntów, towarzyszące głównie wylesianiu i ekspansji produkcji na cele żywnościowe, stanowią około 15% globalnej emisji GHG.

Innym istotnym aspektem, poza zmianą sposobu użytkowania gruntu, jest degradacja terenów o wysokiej wartości przyrodniczej, terenów chronionych będących siedliskami dzikich gatunków zwierząt i ptaków oraz terenów o wysokiej różnorodności biologicznej. Te zmiany są trudne, lub wręcz niemożliwe do określenia wartościami mierzalnymi.

Kryteria zrównoważonego rozwoju – dyrektywa RED

Po zapoznaniu się z przedstawionymi powyżej zagadnieniami nasuwa się następująca refleksja: konieczne jest znalezienie „złotego środka”, czegoś w rodzaju kompromisu pomiędzy potrzebą zwiększania udziału biopaliw a ochroną powietrza atmosferycznego i terenów wartościowych przyrodniczo. Zadania tego podjęła się Wspólnota Europejska ustanawiając Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE [6]. Dyrektywa ta często określana jest skrótem „RED” – od angielskich słów *Renewable Energy Directive*. Zakłada ona, że udział energii ze źródeł odnawialnych we Wspólnocie w roku 2020 wyniesie 20%

Przy wzroście zapotrzebowania na biopaliwa konieczne jest zwiększenie areалу przeznaczonego pod uprawę roślin energetycznych.

Tym samym, mimo systematycznego wzrostu wydajności upraw z hektara, niezbędne staje się przeznaczenie nowych obszarów pod uprawy na cele spożywcze, co skutkuje zmianami w ekosystemie.

końcowego zużycia brutto, w tym 10% w sektorze transportu. Z jednej strony zapisy te mają duże znaczenie dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, wspierania rozwoju technologicznego i innowacyjności, zatem powinny przyczynić się do wzrostu zatrudnienia i możliwości rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i odizolowanych [6]. Z drugiej zaś strony, wprowadzając zapisy stymulujące produkcję biopaliw konieczne było także zdefiniowanie obostrzeń, których celem jest ochrona środowiska naturalnego. Dlatego artykuł 17 dyrektywy RED wprowadza „kryteria zrównoważonego rozwoju” (KZR).

Ze względu na duże zróżnicowanie rynku biopaliw w Europie, Komisja Europejska w Komunikacie [7] uszczegółowiła konieczność spełnienia KZR dla biopaliw i biopłynów, które są:

1. zaliczane na poczet krajowego celu ogólnego na mocy Dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii¹;
2. wykorzystywane w celu spełniania obowiązku stosowania energii ze źródeł odnawialnych²;
3. obejmowane wsparciem finansowym na rzecz wykorzystania biopaliw i biopłynów³;
4. zaliczane na poczet celu wyznaczonego Dyrektywą w sprawie jakości paliwa w dziedzinie redukcji emisji gazów cieplarnianych (wyłącznie biopaliwa)⁴;
5. objęte inwestycjami i/lub pomocą operacyjną zgodnie z wytycznymi wspólnotowymi w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska (dotyczy wyłącznie biopaliw);
6. uwzględnione w ramach przepisów dotyczących pojazdów zasilanych paliwem alternatywnym ujętych w Rozporządzeniu w sprawie zmniejszenia emisji CO₂ z samochodów osobowych (dotyczy wyłącznie bioetanolu E85)⁵.

Kryteria zrównoważonego rozwoju według RED można podzielić na dwa obszary zagadnień: pierwszy dotyczy zdolności biopaliwa do redukcji emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia, względem odpowiednika kopalnego; drugi natomiast – ochrony terenów, na których uprawiane są rośliny pod produkcję biopa-

¹ Artykuł 17 ust. 1 lit. a) wynika z zakresu pojęcia „końcowego zużycia energii” zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1099/2008; zalicza się do tej kategorii biopaliwa stosowane w lotnictwie międzynarodowym (oferowane na sprzedaż w jednym z państw członkowskich), ale już nieużywane w międzynarodowym transporcie morskim.

² Artykuł 17 ust. 1 lit. b) – zgodnie z definicją zawartą w art. 2 ust. 1 dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii.

³ Artykuł 17 ust. 1 lit. c) – zwykle: w ramach krajowego planu pomocy państwa.

⁴ Artykuł za: Dyrektywy w sprawie jakości paliw.

⁵ Artykuł 6 rozporządzenia (WE) nr 443/2009.

I. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych dzięki wykorzystaniu biopaliw i biopłynów wynosi co najmniej 35%.

Począwszy od dnia 1 stycznia 2017 r., ograniczenie emisji gazów cieplarnianych wynikających z wykorzystania biopaliw i biopłynów uwzględnionych do celów, o których mowa w ust. 1 lit. a), b) i c) dyrektywy RED, wynosi co najmniej 50%. Od dnia 1 stycznia 2018 r. ograniczenie emisji gazów cieplarnianych wynosi co najmniej 60% dla biopaliw i biopłynów wytworzonych w instalacjach, które rozpoczęły produkcję w dniu 1 stycznia 2017 r. lub później.

II. Biopaliwa i biopłyny nie pochodzą z surowców uzyskanych z terenów o wysokiej wartości bioróżnorodności, czyli terenów, które w styczniu 2008 r. lub później posiadały następujący status, niezależnie od tego, czy posiadają go nadal:

- a. lasy pierwotne i inne zalesione grunty, czyli lasy i inne zalesione grunty z gatunkami rodzimymi, gdzie nie istnieją wyraźnie widoczne ślady działalności człowieka, a procesy ekologiczne nie zostały w istotny sposób zaburzone
- b. obszary wyznaczone:
 - » do celów ochrony przyrody na mocy prawa lub przez właściwy organ; lub
 - » do ochrony rzadkich, zagrożonych lub poważnie zagrożonych ekosystemów lub gatunków, uznawanych za takie na mocy umów międzynarodowych, bądź też zawartych w wykazach sporządzanych przez organizacje międzyrządowe lub Międzynarodową Unię Ochrony Przyrody, pod warunkiem uznania ich zgodnie z art. 18 ust. 4 akapit drugi, chyba że przedstawiono dowody iż produkcja ww. surowców nie narusza tych celów ochrony przyrody;
- c. obszary trawiaste o wysokiej bioróżnorodności, czyli:
 - » naturalne – obszary trawiaste, które pozostaną obszarami trawiastymi jeśli nie dojdzie do interwencji człowieka i które zachowują naturalny skład gatunkowy oraz cechy i procesy ekologiczne; lub
 - » nienaturalne – obszary trawiaste, które przestaną być obszarami trawiastymi w braku interwencji człowieka i które są bogate gatunkowo oraz nie są zdegradowane, chyba że udowodnione zostanie, iż zbiory surowców są konieczne, aby zachować ich status obszarów trawiastych.

III. Biopaliwa i biopłyny nie pochodzą z surowców uzyskanych z terenów zasobnych w pierwiastek węgla, czyli terenów, które styczniu 2008 r. posiadały jeden z następujących statusów, ale już go nie posiadają:

- a. tereny podmokłe – tereny pokryte lub nasączone wodą stale lub przez znaczną część roku;
- b. obszary stale zalesiane – obszary obejmujące więcej niż jeden hektar, z drzewami o wysokości powyżej pięciu metrów i z pokryciem powierzchni przez korony drzew powyżej 30%, lub drzewami mogącymi osiągnąć te progi *in situ*;
- c. obszary obejmujące więcej niż jeden hektar, z drzewami o wysokości powyżej pięciu metrów i z pokryciem powierzchni przez korony drzew pomiędzy 10 a 30%, lub drzewami mogącymi osiągnąć te progi *in situ*, chyba że przedstawiono dowody iż obszar przed i po przekształceniu ma taką ilość pierwiastka węgla, że przy zastosowaniu metodologii określonej w części C załącznika V dyrektywy RED byłyby spełnione warunki dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Przepisy niniejszego ustępu nie mają zastosowania, jeżeli w czasie pozyskania surowców teren posiadał ten sam status co w styczniu 2008 r.

IV. Biopaliw i biopłynów nie wytwarza się z surowców pozyskanych z terenów, które były torfowiskami w styczniu 2008 r., chyba że przedstawiono dowody iż przy uprawie i zbiorach tych surowców nie stosowano melioracji uprzednio niemeliorowanych gleb.

V. Surowce rolne uprawiane we Wspólnocie i wykorzystywane do produkcji biopaliw oraz biopłynów są uzyskiwane zgodnie z wymogami i normami określonymi w przepisach, o których mowa w pozycji „Środowisko naturalne” w części A i w pkt. 9 załącznika II do rozporządzenia Rady (WE) nr 73/2009 z dnia 19 stycznia 2009 r., ustanawiającego wspólne zasady dla systemów wsparcia bezpośredniego dla rolników w ramach wspólnej polityki rolnej i ustanawiającego określone systemy wsparcia bezpośredniego dla rolników (Dz.U. L 30 z 31.1.2009, s. 16), a także zgodnie z minimalnymi wymogami dotyczącymi zasad dobrej kultury rolnej zgodnej z ochroną środowiska w rozumieniu art. 6 ust. 1 tego rozporządzenia.

liw. Kryteria zdefiniowane zostały w pięciu głównych punktach, zacytowanych poniżej za RED [6].

Powyższe zapisy oznaczają, że w praktyce stosowane będą tylko biopaliwa wykazujące zdolność do redukcji emisji gazów cieplarnianych na odpowiednio wysokim poziomie oraz takie, do których produkcji wykorzystano surowce roślinne, których uprawa nie spowodowała szkody w środowisku naturalnym. Dyrektywa 2009/28/WE, poza zbiorem wymagań, postawiła również podmiotom gospodarczym wymóg przedłożenia stosownych informacji oraz przeprowadzenie ich niezależnego audytu. Tym samym pojawiła się konieczność certyfikacji biopaliw na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju według wymagań RED.

Certyfikacja biopaliw

Dyrektywa RED wymaga m.in. wprowadzania systemów certyfikacji potwierdzających zgodność pochodzenia surowców, technologii i celów z kryteriami zrównoważonego rozwoju. Szczegółowe zasady dotyczące certyfikacji biopaliw zostały opublikowane

w komunikacie Komisji Europejskiej, który ukazał się w czerwcu 2010 r. [10]. Zgodnie z obecnym ustawodawstwem, do wykazania, że dany biokomponent/biopaliwo spełnia kryteria zrównoważonego rozwoju zobowiązane są podmioty gospodarcze. Mogą to zrobić na trzy sposoby:

- dostarczając właściwemu organowi krajowemu dane, zgodnie z wymogami ustanowionymi przez państwo członkowskie (w ramach „systemu krajowego”);
- wykorzystując „system dobrowolny” uznany do tego celu przez Komisję Europejską;
- zgodnie z warunkami dwustronnej lub wielostronnej umowy podpisanej przez Unię z państwami trzecimi, uznanej przez Komisję do tego celu.

Polski „system krajowy” jest w trakcie opracowywania; wymagania dyrektywy RED zostaną zaimplementowane wraz z wejściem w życie nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Natomiast w ciągu ostatniego roku obserwuje się znaczący rozwój dobrowolnych systemów certyfikacji, aprobowanych przez Komisję Europejską.



Dobrowolne systemy certyfikacji

Istotą każdego z uznanych systemów jest postawienie akcentu na zgodność z wymaganiami poszanowania środowiska naturalnego i dobrych praktyk rolniczych w produkcji rolnej na cele energetyczne oraz zachowanie różnorodności biologicznej.

Równocześnie zgodności z wymaganiami może być realizowana za pomocą procesu certyfikacji przez jednostki uznające aprobatę systemu, w których wdrożono procedury systemowe. Podstawowym elementem takich procedur jest wymaganie transparentności działania i przepływu informacji, z uwzględnieniem podstawowych grup interesariuszy. Zostały także zdefiniowane kwalifikacje audytorów, zazwyczaj potwierdzone m.in. ukończonymi kursami z zakresu normy PN-EN ISO19011: *Wytyczne dotyczące audytowania systemów zarządzania* [8]. Jednostki certyfikujące i audytorzy odgrywają jedną z najważniejszych funkcji w procesie wdrażania postanowień dyrektywy RED i certyfikacji przedsiębiorstw, przeprowadzając ocenę przedstawionych przez przedsiębiorcę dowodów na spełnienie przez biopaliwo KZR. Audyt realizowany jest z zachowaniem zasad: bezstronności, niezależności i kompetencji, a przyznanie certyfikatu oparte jest o raport z audytu.

wane kategorie niezgodności (poważne, małe). Poważne niezgodności muszą zostać skorygowane, w przeciwnym razie certyfikat w procedurze nadzoru nad systemem może zostać zawieszony na ustalony okres, a ostatecznie – cofnięty.

W procedurach audytu wymagane jest prowadzenie oceny części działalności uczestników systemu, która bezpośrednio zawiera się w kryteriach zrównoważonego rozwoju; opracowywane procedury stanowią przewodnik dla każdej ze stron (uczestników systemu), jak uzyskać i ocenić warunki wytwarzania biokomponentów oraz produkcji biopaliw na zgodność z wymaganiami odpowiednich regulacji krajowych. W Polsce takie regulacje są w trakcie opracowywania przez Ministerstwo Gospodarki i obecnie dostępne w formie projektu założeń ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw. W szczególności dotyczy to oceny stopnia ryzyka związanego z potencjalnym niespełnieniem wymagań, a co za tym idzie, prawdopodobieństwa występowania przypadków niezgodności uniemożliwiającej udzielenie lub utrzymanie certyfikatu. Preferowanym sposobem postępowania w procedurze certyfikacji jest audyt trzeciej strony. Dodatkowo wskazuje się również, że proces ten powinien zostać przeprowadzony z zachowaniem zasad poufności, obiektywności i bezstronności, co jest



Audytorzy, zaakceptowani i powołani, w procedurze certyfikacji dokonują oceny poziomu zgodności przyszłego uczestnika systemu; stwierdzenie niezgodności ze wskaźnikami kryteriów zrównoważonego rozwoju prowadzi do odmowy przyznania certyfikatu. Wyznacznikiem dla takiego postępowania są zdefinio-

zgodne z normą PN EN ISO45011: *Wymagania ogólne dotyczące jednostek prowadzących systemy certyfikacji wyrobów* [9]. W przypadku tego wymagania, kluczowe pozostaje odniesienie się do przyjętej wielkości próby statystycznej w ramach procedury certyfikacji oraz identyfikacji łańcucha przepływu surowców, produk-

tów, odpadów i innych strumieni, istotnych ze względu na ocenę stopnia zgodności z kryteriami.

Ocenie spełnienia wymagań KZR poddawane są wszystkie podmioty występujące w łańcuchu dostaw biopaliw. Pierwszym ogniwem tego łańcucha jest, jak już wspomniano wcześniej, producent rolny. W zależności od przyjętych szczegółowych rozwiązań w danym dobrowolnym systemie certyfikacji, rolnik jest podmiotem certyfikowanym lub jedynie podlega audytowi. W tym drugim przypadku audyt ma miejsce w ramach certyfikacji magazynu ziarna (pierwszego punktu zbierającego) – kolejnego ogniw łańcucha.

Dopuszczalne jest prowadzenie oceny według trzech metod. Pierwsza obejmuje wykonywanie audytu głównie u rolników małorolnych oraz organizacji producentów i spółdzielni. Poddanie się certyfikacji jest dla wielu drobnych rolników jedyną możliwością włączenia się do systemu i ich udziału w rynku produktów objętych systemem certyfikacji, przez co mogą zostać znacznie ograniczone koszty certyfikacji.

Drugim sposobem jest certyfikacja wielostronna, obejmująca cały łańcuch, który rozpoczyna producent rolny; uwzględnieni są także pośrednicy, wytwórcy i podmioty skupująco-magazynujące oraz producenci. Trzeba zaznaczyć, iż łańcuch taki musi być zarządzany odgórnie oraz musi posiadać wdrożone zasady

ry ma podpisane umowy z pozostałymi uczestnikami systemu.

Trzecią metodą jest audyt grupowy (u producentów rolnych), w którym procedurę rozpoczyna się od punktu skupującego lub pośrednika, a pozostali są uwzględniani w procesie audytu w zależności od powiązań wynikających z umów i porozumień.

Wymagane jest, aby proces audytu w nadzorze był przeprowadzany co najmniej raz, w regularnych odstępach czasu. Decyzja o nadaniu uprawnień do posługiwania się certyfikatem powinna zostać podana do wiadomości publicznej. Ostatnim wymaganiem dla procesu certyfikacji biopaliw jest obowiązkowe uznawanie certyfikatów wydanych przez inne, uznane systemy UE, co przyspiesza procedurę – w szczególności przy szerokim zasięgu geograficznym przepływu strumieni certyfikowanych surowców i produktów.

Istotne jest, że powyższe zagadnienia: certyfikacji biopaliw, wymagań dotyczących pobierania próbek w czasie audytu i poziomu weryfikacji, konsultacji z zainteresowanymi stronami oraz procedur składania uwag – nie są wymienione w wymaganiach Dyrektywy RED lub zostały zaznaczone jako rozwiązanie koncepcyjne. Wiele z tych zagadnień zostało uściślonych w komunikatach i decyzjach towarzyszących Dyrek-



i procedury audytu wewnętrznego. W takim przypadku certyfikat jest w posiadaniu jednego z podmiotów i obejmuje wszystkich zdefiniowanych uczestników, zarejestrowanych w różnych lokalizacjach. Certyfikat może być w posiadaniu przedsiębiorstwa zajmującego się skupem i magazynowaniem surowca, któ-

tywie [10, 11, 12]. Analiza dokumentów uzmysławia wysoki stopień skomplikowania problemu certyfikacji biopaliw na zgodność z KZR.

Wprowadzenie w przedsiębiorstwie wymagań wybranego systemu certyfikacji, jak i konieczność przeprowadzenia procesu certyfikacji, generuje dodatko-

we koszty. Należy jednak wskazać, że w zakresie i treści ww. aspektów można odnaleźć rynkowy charakter wymagań na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju i mogą być one postrzegane w kategoriach wpływu na poziom konkurencyjności certyfikowanych surowców i produktów. Znaczenie certyfikacji biopaliw jest rozróżniane w zakresie organizacji wewnątrz przedsiębiorstwa, będącego uczestnikiem systemu, ale powinno być także identyfikowalne rynkowo. Wprowadzanie systemu certyfikacji w obszarze zewnętrznym powinno mieć charakter wyróżnienia produktu ze względu na spełnienie wymagań rynkowych, czy też zgodności z obowiązującym prawem. Z drugiej strony oczekuje się, że system będzie kojarzony również z uzyskaniem premii cenowej, której głównymi beneficjentami będą pierwsi w łańcuchu życia produktu, tj. producenci rolni.

Podsumowanie

Zaprezentowany materiał nie daje jednoznacznej odpowiedzi na postawiony w tytule artykułu problem: czy biopaliwa są szansą czy raczej zagrożeniem dla środowiska naturalnego. Rozwój rynku biopaliw stwarza szanse na aktywizację szczególnie terenów wiejskich, zatem powinien być bodźcem dla innowacyjności i stworzyć nowy sektor, a na nim wiele miejsc pracy. Nie do pominięcia jest również fakt zmniejszenia uzależnienia od paliw kopalnych. Z drugiej zaś strony należy się strzec przed nadmierną eksploatacją środowiska naturalnego.

Kryteria zrównoważonego rozwoju zostały zdefiniowane właśnie w tym celu, aby przy założonym wzroście rynku biopaliw uniknąć degradacji środowiska naturalnego. Czy jest to możliwe do zrealizowania?

Każdy kraj członkowski UE implementuje postanowienia RED, a więc wymaga, by wszystkie biokomponenty stosowane do produkcji paliw spełniały odnośne wytyczne. Daje to Dyrektywie globalny zasięg, ponieważ wymusza nawet na dostawcach spoza Europy wykazanie spełnienia KZR. Dyrektywa została opublikowana trzy lata temu i jest systematycznie implementowana we wszystkich krajach – również w Polsce. Zasięgiem swoim obejmuje szereg obszarów zarówno dotyczących produkcji rolnej, jak i procesów przetwarzania biomasy do produktów paliwowych. Ze względu na to, że takie podejście do biopaliw jest stosunkowo nowe, nie można wykluczyć iż w wyniku zebranych doświadczeń konieczne będzie przeprowadzenie korekty postanowień zapisanych w RED.

Kryteria zrównoważonego rozwoju nie obejmują wszystkich zagadnień związanych z biopaliwami – nie są podnoszone między innymi te dotyczące jakości czy kompatybilności z elementami silnika samochodowego i układu zasilania.

Istotne dla sukcesu biopaliw w Europie są również aspekty ekonomiczno-socjalne. Wysokie koszty wytwarzania, zwiększone w wyniku konieczności przeprowadzenia procesu certyfikacji, sprawiają, że biopaliwa są mniej konkurencyjne w stosunku do paliw konwencjonalnych.

Podsumowując, nie można jednoznacznie przekreślić szansy rozwoju rynku biopaliw; czy to w Polsce, czy w Europie. Obecnie prowadzone działania powinny jednak stymulować rozwój i poszukiwania nowych, bardziej przyjaznych środowisku naturalnemu ścieżek produkcji biopaliw.

Autorzy są pracownikami naukowymi Instytutu
Nafty i Gazu w Krakowie

Literatura

- 1) Carbon Intensity of Crude Oil in Europe Crude. Energy – Redefined LLC, 2010, http://www.theicct.org/pubs/ICCT_crudeoil_Europe_De2010.pdf
- 2) http://re.jrc.ec.europa.eu/biof/html/input_data_ghg.htm
- 3) DRAFT prEN 16214-4 Sustainably produced biomass for energy applications – Principles, criteria, indicators and verifiers for biofuels and bioliquids – Part 4: Calculation methods of the greenhouse gas emission balance using a life cycle analysis.
- 4) Göran Berndes (Chalmers University of Technology) Contributing authors: Neil Bird (Joanneum Research) and Annette Cowie (National Centre for Rural Greenhouse Gas Research) "Bioenergy, Land Use Change and Climate Change Mitigation" Report for Policy Advisors and Policy Makers, IEA Bioenergy: ExCo:2010:03.
- 5) <http://www.ifgc.org/WhatsNewDetails.aspx?NewsId=4452>
- 6) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej nr L 140/16 z 9.06.2009 r.).
- 7) Komunikat Komisji w sprawie praktycznego wdrożenia unijnego systemu kryteriów zrównoważonego rozwoju biopaliw i biopłynów oraz obowiązujących zasad obliczeń w odniesieniu do biopaliw z 19.06.2010 r. (Dz. Urz. UE C 160/8 z 2010 r.).
- 8) PN-EN ISO 19011: Wytyczne dotyczące audytowania systemów zarządzania.
- 9) PN EN ISO 45011 Wymagania ogólne dotyczące jednostek prowadzących systemy certyfikacji wyrobów.
- 10) Komunikat Komisji w sprawie dobrowolnych systemów i wartości standardowych w systemie kryteriów zrównoważonego rozwoju dla paliw i biopaliwa (Dz. Urz. UE C 160/1 z 2010 r.).
- 11) Komunikat Komisji w sprawie praktycznego wdrożenia unijnego systemu kryteriów zrównoważonego rozwoju biopaliw i biopłynów oraz obowiązujących zasad obliczeń w odniesieniu do biopaliw 2010/C 160/02.
- 12) Decyzja Komisji z dnia 10 czerwca 2010 r. w sprawie wytycznych dotyczących obliczania zasobów węgla w ziemi do celów załącznika V do dyrektywy RED 2010/335/UE.



BRENNTAG 

**Produkty chemiczne dla
przemysłu wydobywczego ropy
naftowej i gazu ziemnego**



BRENNTAG

Oferta Brenntag Polska

Brenntag Polska jest największym w Polsce dystrybutorem surowców chemicznych, stosowanych w niemal wszystkich gałęziach przemysłu. Nasza oferta obejmuje standardowe i specjalistyczne surowce chemiczne, tworzywa sztuczne i kauczuki oraz usługi wspomagające efektywność działania naszych klientów, takie jak zarządzanie opakowaniami zwrotnymi i bezzwrotnymi, odbiór i organizacja utylizacji chemicznych odpadów poprodukcyjnych, konfekcjonowanie do opakowań zbiorczych i wiele innych.

Brenntag Polska stanowi jedno z licznych przedsiębiorstw Grupy Brenntag, światowego lidera w dziedzinie dystrybucji surowców chemicznych, co daje nam bezpośredni dostęp do źródeł surowców i technologii całego świata oraz silną pozycję w relacjach z dostawcami.

W ramach świadczonych przez nas usług oddajemy do Państwa dyspozycji 15 magazynów zlokalizowanych na terenie całej Polski oraz nasz zespół, który przeprowadzi rzetelną ekspertyzę techniczną w każdej z podanych dziedzin. Brenntag i jego dział Ropa i Gaz jest w stanie zaopatrzyć Państwa we wszelkie rozwiązania chemiczne, niezależnie od tego, czy są to produkty do sporządzania płynów wiertniczych, płyny do instalacji grzewczo-chłodzących, czy chemikalia stosowane w procesie wydobycia.

Silna międzynarodowa organizacja zapewnia naszym klientom najszerszy na rynku wybór produktów w atrakcyjnych cenach oraz korzystne warunki współpracy. Za obsługę przedsiębiorstw sektora ropy i gazu odpowiada w Brenntag Polska Oddział Technologii Ropy i Gazu, w którego składzie znajdziecie Państwo kompetentnych i życzliwych partnerów, w każdej chwili gotowych służyć pomocą w zakresie objętych naszą ofertą technologii i produktów. Poza pomocą w doborze potrzebnych Państwu surowców i technologii, nasi specjaliści zapewnią Państwu profesjonalne wsparcie techniczne zarówno na etapie wdrożenia, jak i normalnej eksploatacji systemów wykorzystujących nasze produkty. Pracownicy działu pomocy technicznej są w razie potrzeby do Państwa dyspozycji i służą wsparciem w zakresie ich stosowania, rozwiązywania problemów związanych z działaniem systemu, strategii monitorowania i studiów weryfikacji terenowej.

Zadaniem takich pracowników jest ponadto sporządzanie arkuszy wyników monitoringu korozji oraz koordynacja wymogów dotyczących testów laboratoryjnych. Brenntag Polska dysponuje niezbędnym do takich celów zapleczem: infrastrukturą logistyczną i wyposażeniem technicznym, w tym laboratoriami analitycznymi oraz laboratorium badawczym, a także personelem o najwyższych kwalifikacjach.

**BRENNTAG**

Polecamy Państwu nasz serwis internetowy, w którym znaleźć można ciekawe informacje dotyczące Brenntag Polska oraz obszerne informacje na temat naszej oferty, z dokumentacją techniczną produktów włącznie. Zarejestrowani użytkownicy serwisu mogą ponadto korzystać z narzędzi online, zapewniających szybką komunikację z personelem naszej firmy oraz monitorowanie realizowanych w ramach współpracy operacji finansowych.

Oferta firmy Brenntag Polska obejmuje szereg wyjątkowych produktów służących eliminacji problemów napotkanych w przemyśle naftowym.

Na liście produktów znajdują się:

- inhibitory i dyspergatory parafin i asfaltenów;
- inhibitory korozji stosowania okresowego i ciągłego;
- inhibitory hydratów;
- inhibitory osadów organicznych;
- deemulgatory stosowania okresowego i ciągłego;
- neutralizatory siarkowodoru;
- dyspergatory asfaltenów i siarczków żelaza;
- środki pieniące;
- biocydy.

Kolejną gamę produktów w ofercie Brenntag Polska stanowią środki stosowane w wiertnictwie. Są to między innymi różnego rodzaju:

- zagęstniki;
- koloidy ochronne;
- materiały obciążające;
- upłynniacze;
- blokatory;
- inhibitory pęcznienia iłó;
- neutralizatory siarkowodoru i tlenu;
- odpieniacze;
- dodatki funkcyjne;
- związki powierzchniowo czynne.

Szczegółowe informacje na temat naszej oferty handlowej znajdziecie Państwo w serwisie internetowym pod adresem www.brenntag.pl w sekcji Ropa i Gaz – Produkty.

Biodegradowalne oleje i smary

Ekologia w krajowym kolejnictwie

DR INŻ. ANNA ZAJEZIERSKA

Wprowadzane od paru lat nakazy prawne oraz wzrastająca świadomość ekologiczna i polityka proekologiczna powodują coraz szersze stosowanie w gospodarce środków biodegradowalnych: do smarowania maszyn i urządzeń pracujących na terenach ujęć wody, obszarach leśnych, parkach narodowych i innych, w których nie można dopuścić do trwałego skażenia terenu w wypadku awarii. Znajdują one także zastosowanie w maszynach i urządzeniach smarowanych przelotowo, w których nie ma możliwości zbiórki olejów zużytych; oleje te są bezpowrotnie tracone, zanieczyszczając środowisko.

O cenia się, że w krajach Europy, przy skali zużycia środków smarowych rzędu 4,5 mln Mg (ton), około 600 tys. Mg przedostaje się do gleby lub wód gruntowych. W Stanach Zjednoczonych, przy globalnym zużyciu środków smarowych na poziomie 9 mln Mg, bezpowrotnie tracone jest ok. 1,5 mln Mg [1, 2]. Z kolei w Szwajcarii, kraju przodującym pod względem dba-

Obecnie stosowanie biodegradowalnych środków smarowych, oprócz tradycyjnych dziedzin, rozszerzane jest na nowe obszary gospodarki; środki te wprowadzane są w przemyśle, w transporcie drogowym i kolejowym.

Dokonujący się postęp w dziedzinie alternatywnych środków smarowych obserwowany jest również przez określanie nowych kryteriów, które należy uwzględnić przy formułacji produktów finalnych, tj.: biodegradowalności, bioakumulacji, toksyczności, ekotoksyczności oraz emisji do atmosfery [1, 2]. W publikacjach sugeruje się nawet konieczność zmiany świadomości konsumenta, który powinien używać raczej pojęcia „środek smarowy akceptowalny przez środowisko” [1].

W perspektywnych, nowoczesnych rozwiązaniach, w węzłach tarcia maszyn i urządzeń, w tych zastosowaniach, w których jest to uzasadnione, powinny być aplikowane alternatywne środki smarowe typu „*for-life-lubrication*”. Sugeruje się wytwarzanie tych środków w tzw. „cyklu życia”, poprzez zbiórkę olejów zużytych, poddanych następnie procesowi recyklingu na drodze destylacji frakcjonującej, zmianom składu chemicznego w procesach przetwórczych i kierowanych jako materiał wtórny do blendingu i dystrybucji oraz powtórnej eksploatacji [1].

Obecnie stosowanie biodegradowalnych środków smarowych, oprócz tradycyjnych dziedzin, rozszerzane jest na nowe obszary gospodarki; środki te wprowadzane są w przemyśle, w transporcie drogowym i kolejowym.

łości o środowisko naturalne, na około 60 tys. Mg zużywanych środków smarowych prawie 40 tys. poddawanych jest procesowi recyklingu, a jedynie 4 tys. Mg ulega bezpowrotnemu zużyciu [1, 2].



Rys. 1. Eksploatacja biodegradowalnego oleju INiG w pojazdach trakcyjnych eksploatowanych przez PKP Cargo S.A.

Komponenty biodegradowalnych środków smarowych

Do produkcji biodegradowalnych środków smarowych stosowane są następujące rodzaje olejów:

- oleje estrowe pochodzenia naturalnego – głównie olej rzepakowy, sojowy, słonecznikowy;
- syntetyczne estry – głównie estry kwasów dikarboksylowych i monoalkoholi, estry niskocząsteczkowych kwasów monokarboksylowych i polialkoholi [1–4].

Największe znaczenie mają środki smarowe wytwarzane z udziałem oleju rzepakowego, który charakteryzuje się dobrymi właściwościami przeciwzużyciowymi i przeciwzatarciowymi, wysoką temperaturą zapłonu, a także wysokim stopniem degradacji biologicznej. Posiada on jednak niską stabilność termiczną związaną z udziałem w składzie oleju kwasów polinienasyconych oraz gorsze właściwości niskotemperaturowe w porównaniu z olejami mineralnymi i syntetycznymi olejami estrowymi.

W przypadku komponentów stosowanych jako zagęszczacze smarów plastycznych do smarów bio-

degradowalnych, dopuszczonych jest większość konwencjonalnych zagęszczaczy, tj. soli metalicznych kwasów tłuszczowych. Zaleca się jednak stosowanie soli wapniowych oraz modyfikowanego bentonitu (glinokrzemian), jako związków pokrewnych z występującymi w środowisku naturalnym (gleba) [5–8]. Oprócz wymienionych typów zagęszczaczy, w literaturze opisywane są również smary biodegradowalne wytwarzane z udziałem olejów roślinnych i zagęszczaczy polimocznikowych [9]. Biodegradowalność zagęszczaczy zależy od ich składu chemicznego. Sole metaliczne wysokocząsteczkowych kwasów tłuszczowych są w pełni biodegradowalne. W przypadku zagęszczaczy nieorganicznych, biodegradacji ulega jedynie organiczny hydrofobizator, stanowiący 10÷20% masy zagęszczacza [2, 8].

Dodatki wprowadzane do środków biodegradowalnych muszą spełniać kryteria biodegradowalności i nietoksyczności, zaś komponenty o biodegradowalności poniżej 70% mogą być stosowane w ograniczonej ilości – poziom ich użycia nie powinien przekraczać 5% [1, 2].

Jako inhibitory korozji w smarach biodegradowalnych stosowane są najczęściej estry kwasu alkenobursztynowego (o biodegradowalności powyżej 80%) i sul-

Tablica 1. Biodegradowalny olej smarowy dla kolejnictwa – typowe parametry jakościowe

Parametry jakościowe	Olej biodegradowalny	Metody badań
Lepkość kinematyczna w temperaturze 40°C [mm ² /s]	463	PN-EN ISO 3104:2004
Temperatura płynięcia [°C]	-21	PN-ISO 3016:2005
Właściwości przeciwzużyciowe w badaniu w aparacie czterokulowym, średnica śladu zużycia [mm]	0,35	PN-EN ISO 20623:2010
Właściwości przeciwzatarciowe w badaniu w aparacie czterokulowym, obciążenie zespawania [N]	2500	PN-EN ISO 20623: 2010
Właściwości przeciwkorozyjne	brak korozji	PN-ISO 7120: 2011
Biodegradowalność w wodzie [%]	87,1	CEC L-33-A-94

fonian wapnia (o biodegradowalności powyżej 60%). W przypadku dodatków smarnych, najbardziej rozpowszechnione i dopuszczone wymaganiami międzynarodowych organizacji ds. ochrony środowiska są produkty oparte o wyselekcjonowane surowce naturalne, siarkowane w zachowawczych warunkach (zawartość siarki 12÷15%), charakteryzujące się biodegradowalnością rzędu 80% oraz związki siarki i fosforu [6, 9–11].

W charakterze inhibitorów utlenienia stosowane są związki analogiczne do wykorzystywanych w konwencjonalnych smarach plastycznych, tj. dodatki typu amin aromatycznych (pochodne difenyloaminy) oraz sterycznie podstawione fenole [6, 9]. Oba typy związków klasyfikowane są jako środki WGK-1 i WGK-2, które w przypadku przenikania do gleby są niewielkim lub średnim zagrożeniem dla wód gruntowych.

Biodegradowalne środki smarowe w krajowym kolejnictwie

W ostatnich latach w krajowym kolejnictwie daje się zauważyć wzrastające zainteresowanie stosowaniem biodegradowalnych środków smarowych w przelotowych systemach smarowania układów jezdnych. W trakcie eksploatacji pojazdów po szynach, a szczególnie łukach szyn, elementy zestawów kołowych ulegają zużyciu mechanicznemu. Rozwiązania konstrukcyjne przewidują stosowanie obręczy stalowych, które po osiągnięciu określonego stopnia zużycia podlegają okresowym wymianom.

W celu ograniczenia zużycia elementów i zwiększenia przebiegów międzyremontowych stosuje się smarowanie obrzeży kół olejami oraz smarami plastycznymi. Środki te są aplikowane poprzez przelotowe systemy smarowania, przedostając się do gleby i wód gruntowych. Wprowadzenie środków biodegradowalnych w miejsce dotychczas stosowanych konwencjonalnych olejów i smarów umożliwia działania proekologiczne w nowej gałęzi gospodarki krajowej. Takie rozwiązania stosowane są od kilku lat w krajach przodujących pod względem dbałości o środowisko naturalne, tj. w Niemczech i krajach skandynawskich.

W Instytucie Nafty i Gazu od kilku lat prowadzone są projekty badawcze związane z tematyką biodegradowalnych środków smarowych. Wyprzedzając działania proekologiczne polskiego ustawodawstwa, do zakresu prac badawczych włączono również środki smarowe o wysokim stopniu degradacji biologicznej, z uwzględnieniem parametrów jakościowych wymaganych przez krajowe kolejnictwo (współpraca INIG oraz PKP Cargo S.A. w zakresie m.in. wymagań jakościowych produktów). W wyniku prac realizowanych w ramach środków własnych, a także projektu współfinansowanego przez Unię Europejską z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, opracowano technologię biodegradowalnych środków smarowych przewidzianych do stosowania w krajowym kolejnictwie do smarowania obrzeży kół układów jezdnych pojazdów szynowych: biodegradowalny olej smarowy i półpłynny smar plastyczny. W charakterze komponentów oleju smarowego zastosowano olej estrowy pochodzenia naturalnego oraz wyselekcjonowane do-



Rys. 2. Lokalizacja Zakładów Taboru PKP Cargo S.A., w których eksploatowany jest biodegradowalny olej smarowy INiG

datki uszlachetniające, z grupy dodatków dopuszczonych przez ustawodawstwo europejskie do aplikowania w biodegradowalnych środkach smarowych.

Biodegradowalny olej charakteryzuje się podwyższonymi właściwościami przeciwzużyciowymi, dzięki czemu ogranicza zużycie mechaniczne obrzeży kół pojazdów trakcyjnych. Korzystnymi parametrami użytkowymi oleju, wpływającymi na trwałość eksploatacyjną układów jezdnych, są również dobre właściwości reologiczne – utrzymujące się w szerokim zakresie temperatur i umożliwiające eksploatację oleju w pełnym sezonie, a także wysoki stopień degradacji biologicznej. Typowe właściwości biodegradowalnego oleju dla kolejnictwa przedstawiono w tablicy 1.

Nowatorski charakter rozwiązania technologicznego wytwarzania biodegradowalnego oleju smarowego dla kolejnictwa został potwierdzony uzyskaniem przez twórców patentu PL 206.170.

Doświadczalne partie oleju skierowano do badań eksploatacyjnych w zestawach kołowych lokomotyw PKP Cargo S.A. W toku dwuletniej eksploatacji, prowadzonej w pełnym sezonie – obejmującym warunki letnie i zimowe, potwierdzono dobre właściwości eksploatacyjne oleju, tj. ograniczenie zużycia mechanicznego elementów stalowych obrzeży kół. Umożliwiło to wydłużenie okresów międzyremontowych pojazdów trakcyjnych i uzyskanie wymiernych efektów ekonomicznych. Po uzyskaniu pozytywnych wyników badań eksploatacyjnych biodegradowalny olej smarowy uzyskał akceptację jakości i został dopuszczony do stosowania w pojazdach szynowych wykorzystywanych przez PKP Cargo S.A.

Aktualnie, PKP Cargo S.A. w swej znowelizowanej Instrukcji Smarowania – obejmującej lokomotywy spalinowe i elektryczne – zaleca stosowanie opracowanego w INiG biodegradowalnego oleju, w miejsce stosowa-

Tablica 2. Biodegradowalny smar dla kolejnictwa – typowe parametry jakościowe

Parametry jakościowe	Biodegradowalny smar	Metody badań
Penetracja w temperaturze 20°C [mm/10]	421	PN-EN ISO 2137:2011
Temperatura kroplenia [°C]	93	PN-ISO 2176:2011
Odporność na działanie wody	odporny	DIN 51 807 cz. 1
Penetracja w temperaturze -20°C [mm/10]	227	PN-EN ISO 2137:2011
Właściwości przeciwzuzyciowe w badaniu w aparacie czterokulowym, średnica śladu zużycia [mm]	0,55	PN-EN ISO 20623:2010
Właściwości przeciwzatarciowe w badaniu w aparacie czterokulowym, obciążenie zespawania [N]	2500	PN-EN ISO 20623: 2010
Właściwości przeciwkorozyjne	brak korozji	PN-ISO 7120: 2011
Biodegradowalność w wodzie [%]	75	CEC L-33-A-94
Biodegradowalność w glebie (100 mg smaru/1000 g gleby) całkowita mineralizacja [dni]	80	Respirometria manometryczna Metoda C.4-D

nego doty chczas konwencjonalnego oleju mineralnego, wytwarzanego z udziałem oleju naftowego.

Produkcja biodegradowalnego oleju smarowego została uruchomiona w Pionie Technologii Nafty Instytutu Nafty i Gazu. Opracowany olej pozostaje w ciągłej produkcji, a potwierdzeniem jego dobrych właściwości użytkowych są zamówienia kierowane do INiG od spółek podległych PKP Cargo S.A.

Biodegradowalny smar półpłynny

Inny rodzaj konstrukcji systemów smarowania, stosowany aktualnie w kolejowych układach jezdnych, przewiduje stosowanie smaru półpłynnego. Badania nad technologią wytwarzania biodegradowalnego smaru prowadzono stosując w charakterze czynnika zagęszczającego 12-hydroksystearynian wapnia. Dla uzyskania wymaganych właściwości reologicznych w niskich temperaturach, determinujących dobrą przelączalność produktu w systemach smarowania, zastosowano kompozycję oleju roślinnego i syntetycznego oleju estrowego. Pozytywne wyniki badań eksploatacyjnych sprawiły, że i ten produkt został zaakceptowa-

ny przez polskie kolejnictwo. Opracowany smar, oprócz dobrych właściwości przeciwzuzyciowych, charakteryzuje się również niskimi oporami tarcia i dobrymi właściwościami rozruchowymi. Dodatkową jego zaletą jest wysoki stopień degradacji biologicznej, określony w odniesieniu do gleby i wód gruntowych. Technologia wytwarzania smaru chroniona jest zgłoszeniem patentowym P 394.099.

Obecnie biodegradowalny smar jest w ofercie produktów wytwarzanych w Pionie Technologii Nafty w ramach produkcji małonażowej Instytutu Nafty i Gazu.

Opracowany biodegradowalny smar stosowany jest również z powodzeniem w komunikacji miejskiej, jako środek ograniczający hałas emitowany przy eksploatacji pojazdów szynowych – szczególnie na łukach szyn i torowiskach zlokalizowanych w pobliżu osiedli mieszkaniowych.

Podsumowanie

Transport kolejowy stanowi jeden z podstawowych sektorów gospodarki krajowej; aktualnie PKP dysponuje taborem liczącym około 2000 lokomotyw elektrycz-

nych i spalinowych. Zagadnienia związane z ekologią tego sektora skupiają się na poprawie efektywności zużycia paliwa oraz możliwościach wykorzystania paliw alternatywnych. W tym przypadku ustawodawstwo Unii Europejskiej wsparło te działania, wprowadzając Dyrektywę biopaliwową 2003/30/EC.

W Komisji Europejskiej trwają obecnie dyskusje dotyczące biodegradowalnych środków smarowych dla potrzeb kolejnictwa. Dotychczas ukazał się Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczący ekologicznego transportu – COM (2008) 433 oraz wnioski do Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego w sprawie komponentów stosowanych do zasilania silników pojazdów eksploatowanych w rolnictwie i leśnictwie – COM (2007) 840.

W tym zakresie, tematyka prac i badań podjętych przez Instytut Nafty i Gazu jest zgodna ze strategią wynikającą z przyszłych zaleceń i dyrektyw ustawodawstwa unijnego. To perspektywiczne i wyprzedzające działania w zakresie produkcji oraz stosowania biodegradowalnych środków smarowych w gospodarce krajowej.

Autorka jest pracownikiem naukowym Instytutu Nafty i Gazu

Literatura

- 1) Stempfel E.M.: *Practical Experience with Highly Biodegradable Lubricants, Especially Hydraulic Oils and Lubricating Greases*. NLGI Spokesman, 62, 1, 8–22 (1998).
- 2) Korff J., Cristino A.: *Requirements for Environmentally Acceptable Greases According to "Blue Angel Regulation"*. NLGI Spokesman, 64, 8, 22–28 (2000).
- 3) Szalajko U., Fiszler S., Klomfas J.: *Die Schmiereigenschaften der semisynthetischen Öle, gewonnenen auf der Basis des Rapsöls*. Tribologie – Schmierungstechnik. 48, 2, 78–88 (1997).
- 4) *Industrial Lubrication and Tribology. Product review. Alternative lubricant base stocks*. 49, 2, 78–88 (1997).
- 5) Stempfel E.M., Schmid L.A.: *Biodegradable Lubricating Greases*. NLGI Spokesman, 55, 25–33 (1991).
- 6) Fessenbecker A., Korff J.: *Additive für ökologisch unbedenklichere Schmierstoffe*. 9 International Colloquium „Ecological and Economical Aspects of Tribology“. Esslingen, January 1994. Ed. W. Bartz, 1994 11.12 – 1 – 11.12 – 14.
- 7) Kyriakopoulos C.: *Aluminium Complex Greases Formulated with Biodegradable Base Oils*. NLGI Spokesman, 59, 2, 10–23 (1995).
- 8) Loderer D.: *Lifetime Lubrication of Rolling Bearings with Rapidly Biodegradable Lubricating Greases*. NLGI Spokesman, 59, 2, 16–20 (1995).
- 9) Roehrs I., Rosrucker T.: *Performance and Ecology – Two Aspects for Modern Greases*. NLGI Spokesman, 58, 12, 474–483 (1995).
- 10) Korff J., Fessenbecker A.: *Additives for Biodegradable Lubricants*. NLGI Spokesman, 57, 3, 107–113 (1993).
- 11) Norrby T., Kopp M.: *Environmentally adapted Lubricants in Swedish forest industry – a critical review and case study*. Industrial Lubrication and Tribology, 52, 3, 116–124 (2000).



Paliwo etanolowe E85 wyzwaniem dla tradycyjnych paliw ropopochodnych

Przyszłość motoryzacji – kierunek E85?

DR INŻ. MARTYNIKA PAŁUCHOWSKA

Kryzys w zaopatrzeniu w ropę w latach 70. ubiegłego wieku stał się jednym z głównych powodów zastosowania etanolu w paliwach w krajach Ameryki Północnej i Południowej.

W Stanach Zjednoczonych od lat 80. ubiegłego wieku stosowanie etanolu i innych związków tlenowych realizuje obligatoryjny program wprowadzania ich do paliw, celem poprawy emisji z silników. Dokument z 1992 r. U.S. Department of Energy's – *Energy Policy Act* (EPAAct) [1] ustalił cele dotyczące bezpie-

Samochody FFV, przystosowane do spalania paliwa etanolowego E85, są obecnie szeroko dostępne w Stanach Zjednoczonych oraz w Brazylii. W Unii Europejskiej rynek tych pojazdów jest na etapie przyspieszonego rozwoju. Sukcesywnie zwiększa się liczba producentów aut, którzy swoje oferty rozszerzają o modele FFV.

czeństwa energetycznego kraju i poprawy jakości środowiska naturalnego [2]. Zgodnie z tym dokumentem, paliwo etanolowe E85 uznane jest w USA za paliwo alternatywne. Stosuje się je do napędu silników pojazdów FFV (z ang. *flexible fuel vehicles*), dostępnych na

rynku amerykańskim w szerokiej gamie modeli. Paliwo to składa się nominalnie z 85% etanolu i 15% benzyny silnikowej.

Zawartość benzyny silnikowej w paliwie etanolowym E85 umożliwia silnikom pojazdów FFV prawidłowe działanie w niskich temperaturach, w przeciwieństwie do 100% etanolu, który w analogicznych warunkach stwarza problemy. Monitoring jakości paliwa etanolowego E85 przeprowadzony w latach 2007–2009 w USA wykazał, że właściwości jego nie spełniały wymagań specyfikacji w zakresie minimalnej i maksymalnej zawartości etanolu oraz minimalnej prężności par [3, 4, 5]. Polegały one na ustaleniu granicznych udziałów zawartości etanolu w paliwie E85 dla poszczególnych klas klimatycznych. Minimalny udział etanolu w E85 ustalono na 68% (V/V), a maksymalny – na 83% (V/V). Promocja stosowania paliwa etanolowego E85 w USA opiera się o zachęty finansowe skonstruowane tak, aby koszty tego paliwa i benzyny silnikowej w przeliczeniu na kilometr były porównywalne.

Stosownie paliw etanolowych do napędu silników samochodowych w Brazylii jest powszechne. Kraj ten ma największe doświadczenia w produkcji benzyny silnikowej z udziałem etanolu, będąc światowym liderem w produkcji etanolu paliwowego. Na rynku brazylijskim sprzedawane są paliwa silnikowe do samochodów z zapłonem iskrowym, w których udział

Tabela 1. Pojazdy flexi fuel vehicle's dostępne w krajach Unii Europejskiej [12]

KRAJ	MARKA POJAZDU FFV (dane z początku 2009 r.)
Austria	Ford, Renault, Saab, Volvo
Belgia i Luksemburg	Saab, Volvo
Dania	Ford, Saab
Francja	Cadillac, Citroen, Dacia, Ford, Hummer, Jeep, Lotus, Peugeot, Renault, Saab, Volvo
Niemcy	Ford, Saab, Skoda, Volvo
Irlandia	Citroen, Ford, Renault, Saab, Volvo
Włochy	Ford, Saab, Volvo
Holandia	Cadillac, Chrysler, Citroen, Dodge, Ford, Hummer, Mitsubishi, Peugeot, Saab, Volvo
Polska	Ford
Hiszpania	Citroen, Ford, Peugeot, Renault, Saab, Volvo
Szwecja	Audi, Cadillac, Chevrolet (NAV), Chrysler, Citroen, Dacia, Ford, GM (NAV), Mitsubishi, Nissan, Peugeot, Renault, Saab, Seat, Skoda, Volvo, VW
Szwajcaria	Cadillac, Chevrolet (NAV), Chrysler, Citroen, Ford, GM (NAV), Renault, Saab, Volvo
Wielka Brytania	Citroen, Ford, Renault, Saab, Volvo
Sumarycznie w Europie	Audi, Cadillac, Chevrolet (NAV), Chrysler, Citroen, Dacia, Dodge, Ford, GM (NAV), Hummer, Jeep, Lotus, Mitsubishi, Nissan, Peugeot, Renault, Saab, Seat, Skoda, Volvo, VW

etanolu wynosi 24% (V/V) – E24 lub 100% (V/V) – E100, przy czym alkohol dodawany jest do benzyny silnikowej stosownie do wymogów prawa federalnego, w udziale procentowym ustalonym przez ministra rolnictwa [6, 7].

W Unii Europejskiej od wielu lat prowadzona jest polityka promowania wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w transporcie drogowym. W tym celu zachęca się producentów paliw do rozszerzania udziału etanolu pochodzącego ze źródeł odnawialnych w paliwach do pojazdów samochodowych wyposażonych w silniki o zapłonie iskrowym. Wydane w roku 2009 dyrektywy europejskie RED [8] i FQD [9] umożliwiają zwiększenie zawartości etanolu w tradycyjnej benzynie silnikowej do 10% (V/V), a także budowę rynku pojazdów wyposażonych w silniki o elastycznym zasilaniu paliwem, tzw. *flexible fuel vehicles*, wykorzystujących do napędu zarówno benzynę silnikową bezołowiową, jak i paliwo etanolowe E85.

W celu umożliwienia rozwoju rynku pojazdów FFV w Unii Europejskiej oraz zapewnienia ich podstawowej funkcjonalności Europejski Komitet Normalizacyjny CEN opracował dokument normalizacyjny CWA 15293:2005 [10], w którym ustalono niezbędne minimum jakościowe dla paliwa etanolowego E85, aby mogło ono być wprowadzone na rynek. Wkrótce

jednak pojazdy FFV zostały poddane zaostrzonym wymaganiom normy emisji spalin Euro 5, która zaczęła obowiązywać od września 2009 r. [6]. W związku z tym wymagania zawarte w CWA okazały się niewystarczające do sprostania europejskim normom emisyjnym. Dlatego też kolejnym krokiem było opracowanie opublikowanej w lutym 2011 r. specyfikacji technicznej CEN/TS 15293:2011 [11], która zmieniła progi niektórych współczynników jakościowych, wprowadzając limity dodatkowych parametrów. Różnice w stosunku do pierwotnego dokumentu, tj. CWA, dotyczą:

- zaostrzenia wymagań dla liczb oktanowych i zawartości siarki;
- zmiany wymagań dla parametrów takich jak zawartość wyższych alkoholi (C₃–C₅), zawartość eterów, wody, chlorków nieorganicznych, fosforu;
- wprowadzenia klas klimatycznych, regulowanych zakresem prężności par powiązanych z zawartością etanolu w paliwie;
- wprowadzenia dodatkowych parametrów jakościowych – jak gęstość, zawartość miedzi i siarczianów oraz przewodność elektryczna;
- wycofania ze specyfikacji parametrów takich jak wygląd, zawartość benzyny silnikowej bezołowiowej, temperatury końca destylacji i pozostałości po destylacji.

Pojazdy FFV dostępne na rynku europejskim

Samochody FFV, przystosowane do spalania paliwa etanolowego E85, są obecnie szeroko dostępne w Stanach Zjednoczonych oraz w Brazylii. W Unii Europejskiej rynek tych pojazdów jest na etapie przyspieszonego rozwoju. Sukcesywnie zwiększa się liczba producentów aut, którzy swoje oferty rozszerzają o modele FFV. Ceny tych samochodów ustalane są na poziomie ich odpowiedników zasilanych tradycyjną benzyną silnikową. Samochody FFV są dostępne na rynku europejskim w szerokim zakresie modeli: od małych osobowych do cięższych i cięższych dostawczych [12].

Rynek samochodów sprzedanych w Unii Europejskiej stale powiększa się i w 2008 r. liczba sprzedanych pojazdów FFV wyniosła 79 tys. samochodów; najczęściej sprzedano ich w Szwecji (ok. 60 tys. sztuk), dzięki czemu pod względem popularności FFV kraj ten wyprzedza Niemcy, Holandię i Francję [12]. Dostępność marek i modeli samochodów FFV w UE różni się jednak wśród krajów członkowskich i zależy od rozwoju rynku. W tabeli 1 podano zbiorczo, jakie marki samochodów FFV dostępne są obecnie w krajach UE.

cząstki stałe PM oraz emisji ditlenku węgla CO₂ jako składnika gazów cieplarnianych GHG. Harmonogram ograniczania szkodliwych składników spalin w zakresie NO_x, CO, HC, PM podają normy emisji Euro. Plan ograniczenia CO₂ podano w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 443/2009 z dnia 23 kwietnia 2009 r., określając normy emisji dla nowych samochodów osobowych w ramach zintegrowanego podejścia Wspólnoty na rzecz zmniejszenia emisji CO₂ z lekkich pojazdów dostawczych [14].

W tabeli 2 przedstawiono kolejne wymagania europejskich norm emisji szkodliwych składników spalin, takich jak CO, HC, NO_x i PM, z lekkich samochodów osobowych z silnikiem o zapłonie iskrowym.

Średnia emisja CO₂ z nowych samochodów gwałtownie spadła w ciągu ostatnich 10 lat. Przyczyniły się do tego przede wszystkim udoskonalenie technologii pojazdów, konstrukcji silników i układów oczyszczania spalin, a także poprawa jakości paliw, głównie poprzez obniżenie w nich zawartości siarki do poziomu poniżej 10 mg/kg.

Nowe unijne zasady [14] dotyczące emisji CO₂ z samochodów osobowych należą do jednych z najbardziej wymagających przepisów związanych z ochroną środowiska w przemyśle motoryzacyjnym. Niniejszy akt

Tabela 2. Europejskie normy emisji szkodliwych składników spalin z lekkich samochodów osobowych z silnikiem o zapłonie iskrowym [15, 16, 17]

Norma:	Euro 4	Euro 5	Euro 6
Data wprowadzenia:	styczeń 2005 r.	wrzesień 2009 r.	wrzesień 2014 r.
Maksymalne dopuszczalne wartości emisji szkodliwych składników spalin z lekkich samochodów osobowych z silnikiem o zapłonie iskrowym, g/km			
Tlenek węgla – CO	1,0	1,000	1,000
Niespalone węglowodory – HC	0,100	0,100	0,100
Tlenki azotu – NO _x	0,08	0,060	0,060
Cząstki stałe – PM	-	0,005*	0,005*

* dotyczy tylko silników z wtryskiem bezpośrednim

Uregulowania prawne emisji zanieczyszczeń ze spalin samochodów osobowych w UE

Polityka redukcji zanieczyszczeń pochodzących z sektora transportu drogowego, który w 12% odpowiada za całkowitą emisję CO₂ w Unii Europejskiej [13], dotyczy emisji składników spalin takich jak: tlenki azotu NO_x, tlenek węgla CO, niespalone węglowodory HC,

prawny określa konieczność redukcji CO₂ do 130 g/km dla średniego nowego parku samochodowego, za pomocą dalszego doskonalenia technologii konstrukcji silników. Kontynuacja redukcji emisji do docelowego poziomu 120 g CO₂/km ma nastąpić w wyniku konsekwentnego udoskonalania technologii pojazdu, a także zwiększenia wykorzystania biopaliw, spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju [14].

Kluczowe punkty powyższego rozporządzenia dla samochodów osobowych to [14, 18]:

- redukcja emisji CO₂ przez nowe samochody do 120 g/km, w tym redukcja 10 g/km ma pochodzić ze zwiększonego udziału biopaliw; harmonogram dochodzenia do powyższego celu jest następujący:
 - » 65% nowych samochodów będzie zgodne z wymaganiami w 2012 r.,
 - » 75% w 2013 r.,
 - » 80% w 2014 r.,
 - » 100% w 2015 r.;
- zastosowanie innowacji ekologicznych przez dostawcę lub producenta samochodów, pozwalające na zmniejszenie ich docelowego indywidualnego poziomu emisji CO₂ umożliwi uzyskanie odliczeń do 7 g CO₂/km;
- korzystne kredyty dla nabywających pojazdy emitujące mniej niż 50 g CO₂/km;
- niszowi producenci aut (od 10 tys. do 300 tys. sztuk) mogą wnioskować do Komisji Europejskiej o odstępstwo, które nie może być wyższe niż 25% w stosunku do redukcji średniego indywidualnego poziomu emisji CO₂ w roku 2007;
- średnia emisja CO₂ nowego samochodu w roku 2020 nie wyższa niż 95 g/km, po przeprowadzeniu dokładnej oceny ustalonego celu;
- propozycja skali ruchomej nakładania kar za niespełnienie wymagań ograniczania CO₂; producenci przekraczający ich cel o więcej niż 3 g/km zapłacą 95 euro za każdy gram. Mniejsze opłaty, od 5 i 25 euro, przewidziane są dla zakresu przekroczeń pomiędzy 1÷3 g/km;
- po dokonaniu przeglądu, który uwzględni ewolucję masy nowych samochodów osobowych zarejestrowanych we Wspólnocie oraz wszelkie zmiany w regulacyjnej procedurze kontrolnej pomiaru indywidualnych poziomów emisji CO₂, cele emisji ditlenku węgla mogą zostać skorygowane i będą podlegać przeglądowi co 3 lata.

Według zapisów Rozporządzenia (WE) nr 443/2009 z dnia 23 kwietnia 2009 r. [14], stosowanie niektórych alternatywnych paliw może zapewnić znaczącą redukcję emisji CO₂ na wszystkich etapach łańcucha paliwowego. Dlatego też Rozporządzenie to zawiera szczególne przepisy służące promowaniu na rynku Unii Europejskiej pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi, w tym pojazdów FFV. Artykuł 6 Rozporządzenia mówi o docelowych indywidualnych poziomach emisji CO₂ dla pojazdów zasilanych paliwem alternatywnym. Zapis umieszczony w tym artykule promuje wykorzystanie do napędu silników samochodów o zapłonie iskrowym paliwa etanolowego E85. Z tego względu proponuje się, aby indywidualny poziom emisji CO₂ dla każdego takiego samochodu, który może być przystoso-

wany do zasilania paliwem etanolowym E85, a które z kolei spełnia wymagania odpowiednich przepisów wspólnotowych oraz europejskiej specyfikacji, został zmniejszony o 5% do dnia 31 grudnia 2015 r. Jednak redukcję tę można zastosować tylko wtedy, gdy w danym państwie członkowskim, w którym pojazd został zarejestrowany, co najmniej 30% stacji paliw udostępni paliwo etanolowe i spełni ono kryteria zrównoważonego rozwoju wyznaczone dla biopaliw Dyrektywami RED i FQD.

Źródła emisji substancji szkodliwych przy stosowaniu paliwa etanolowego E85

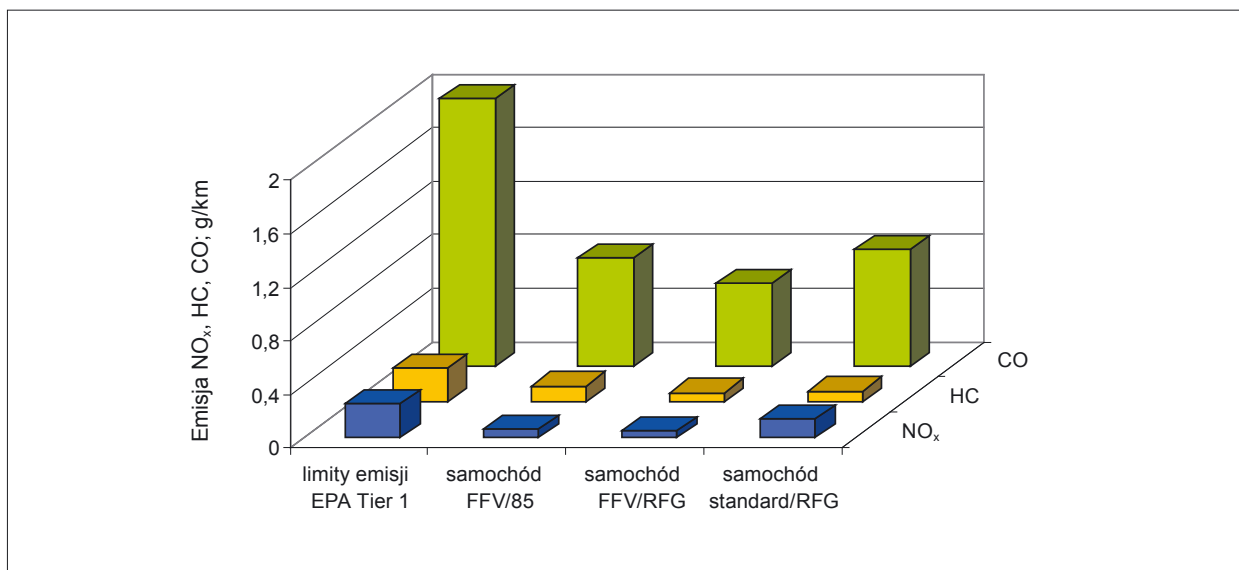
Pomimo że E85 jest paliwem alternatywnym, stosowanie i przechowywanie go także powoduje emisję zanieczyszczeń toksycznych substancji chemicznych i gazów cieplarnianych. Zanieczyszczenia te są przedmiotem regulacji, o których wspomniano powyżej. Emisja zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego następuje w wyniku odparowania paliwa i jego spala-



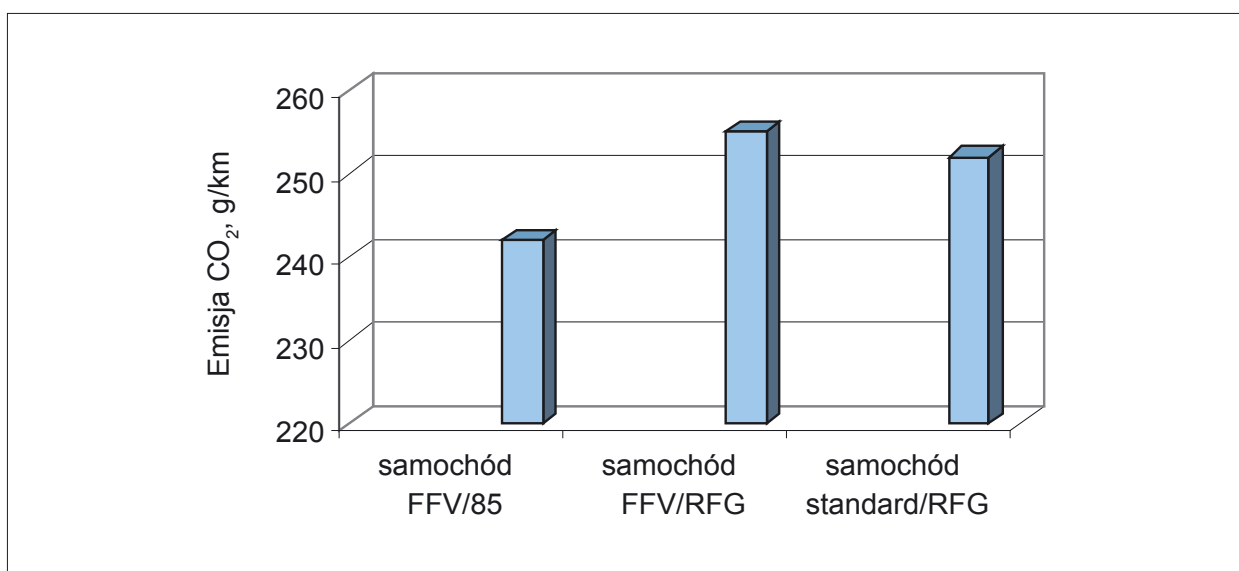
nia w silnikach samochodowych. Jednak emisja, której źródłem jest paliwo etanolowe E85 jest na ogół mniejsza w porównaniu z tradycyjną benzyną silnikową [19].

Emisja na skutek odparowania paliwa

Emisja zanieczyszczeń powietrza związkami chemicznymi na skutek parowania paliwa etanolowego E85 lub benzyny silnikowej może następować poprzez przenikanie par, odpowietrzanie zbiornika paliwa, wycieki paliwa lub wydostawanie się par.



Rys. 1. Porównanie emisji NO_x, HC, CO z samochodów



Rys. 2. Porównanie emisji CO₂ z samochodów

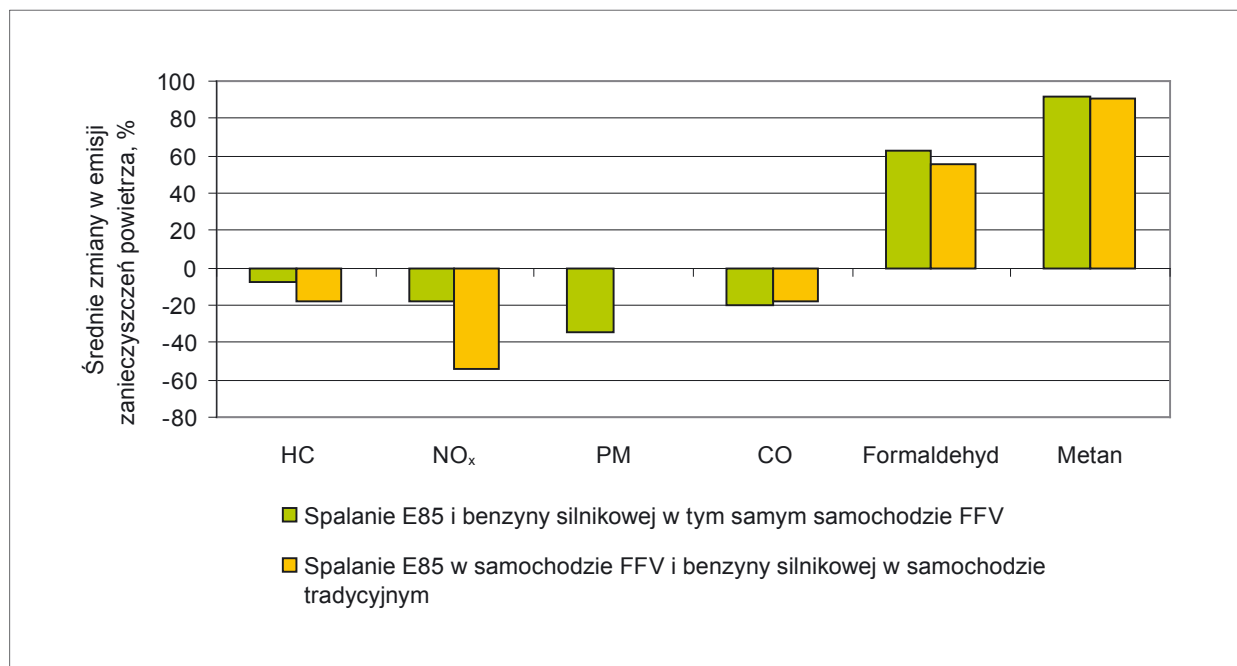
Przenikanie par może następować poprzez materiały konstrukcyjne układu paliwowego. Jednak ten rodzaj emisji występuje częściej w przypadku benzyn silnikowych zawierających niski udział etanolu, jak ma to miejsce w przypadku paliw E5 i E10 [19].

Odpowietrzenie zbiornika paliwa występuje wtedy, gdy pary paliwa wydostają się ze zbiornika podczas tankowania, a także gdy benzyna silnikowa odparowuje pod wpływem wysokiej temperatury otoczenia. Począwszy od początku 2000 r., odpowietrzanie zbiornika paliwa jest kontrolowane przez pokładowe urządzenia odzysku par, instalowane w samochodach zasilanych paliwem E85 lub benzyną silnikową [19].

Pary mogą pochodzić także z wycieków paliwa lub wydostawania się par. Ten rodzaj emisji jest mniej powszechny w samochodach FFV, ze względu na ciągłe doskonalenie materiałów uszczelniających stosowanych w tych pojazdach [19].

Emisja na skutek spalania paliwa

Szkodliwe zanieczyszczenia powietrza, powstałe na skutek spalania paliwa w silniku samochodowym, są emitowane z układu wydechowego po przejściu przez katalityczny układ oczyszczania spalin. Ograniczanie emisji szkodliwych substancji do powietrza atmosferycznego obejmuje NO_x, CO, HC oraz inne



Rys. 3. Porównanie średnich zmian w emisji zanieczyszczeń powietrza na skutek spalania paliwa etanolowego E85 i benzyny silnikowej

związki toksyczne powstające w powietrzu, których przyczyną są spaliny, np.: formaldehyd, 1,3-butadien i inne, a także CO₂.

Jednocześnie prowadzone są liczne badania porównawcze emisji substancji szkodliwych pochodzących ze spalania paliwa etanolowego E85 i ze spalania tradycyjnej benzyny silnikowej. National Renewable Energy Laboratory w Ohio wykonało badania emisji i zużycia paliwa na modelu FFV Ford Taurus (1996), zasilanym paliwem etanolowym E85 i benzyną silnikową reformulowaną z zawartością tlenu 2,7% (m/m) [20].

Na rysunkach 1 i 2 [za 20] przedstawiono porównanie emisji tlenków azotu (NO_x), węglowodorów (HC) i tlenku węgla (CO) oraz ditlenku węgla (CO₂) pochodzących z samochodu FFV zasilanego paliwem E85 lub benzyną reformulowaną RFG oraz samochodu standardowego zasilanego benzyną reformulowaną RFG.

Samochód standardowy zasilany benzyną silnikową reformulowaną pomimo spełnienia standardów EPA Tier 1 charakteryzował się wyższą emisją niż samochód FFV. Wyraźnie mniejszy był poziom CO₂ w przypadku zasilania silników samochodów FFV paliwem etanolowym E85 niż benzyną silnikową reformulowaną.

Badania prowadzone w zakresie wpływu spalania paliw na zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego na flotach różnych modeli samochodów nie zawsze podają zbieżne i jednoznaczne spostrzeżenia ze względu na dużą liczbę zmiennych. Jednak w roku 2008 National Renewable Energy Laboratory (NREL) w USA przeprowadziło badania w zakresie szczegó-

wej analizy danych z badań, odnosząc je do obowiązujących wymagań emisji [21]. Studia te przedstawiają porównanie zmian w emisji z pojazdów FFV zasilanych paliwem etanolowym E85 z emisją z pojazdów FFV zasilanych benzyną silnikową lub samochodów zasilanych benzyną silnikową nieprzystosowanych do zasilania paliwem etanolowym E85. Wyniki tej analizy [21] pokazały, że średnio emisja ditlenku węgla CO₂ ze spalania badanych paliw we wszystkich badanych typach pojazdów albo uległa zmniejszeniu, albo statystycznie nie stwierdzono istotnej różnicy pomiędzy spalaniem

Energia dla transportu samochodowego pozyskiwana ze źródeł odnawialnych stanowi obecnie niewielki procent, jednak udział paliw alternatywnych w ogólnej puli paliw silnikowych rośnie.

paliwa etanolowego E85 i benzyny silnikowej. Różnice zauważono w przypadku emisji innych toksycznych związków chemicznych powstających na skutek spalania paliw w silniku. I tak, pojazdy FFV napędzane paliwem etanolowym przyczyniały się do wzrostu zawartości formaldehydu, aldehydu octowego i metanu w otaczającym powietrzu. Na rysunku 3 [za 19] zilustrowano wyniki obserwacji.



Emisja GHG w cyklu życia paliwa etanolowego E85

Na emisję gazów cieplarnianych GHG związaną z wytworzeniem i zastosowaniem paliwa etanolowego E85 składają się emisje cząstkowe uzyskane w ocenie cyklu życia produktu (E85); począwszy od lokalizacji gruntów rolnych pod uprawy, aż do spalania tego paliwa w silniku samochodu.

Badania przeprowadzone w Argonne National Laboratory w USA wykazały, że emisja gazów cieplarnianych GHG, powstających z tytułu wytwarzania i użytkowania paliwa etanolowego E85, do którego produkcji

wykorzystano etanol pochodzący z upraw kukurydzy, jest od 17 do 23% – w odniesieniu do 1 mili (1,6 km) – niższa niż emisja tych gazów w związku z wytwarzaniem i stosowaniem tradycyjnej benzyny silnikowej z gatunku *regular* [19]. Udowodniono też, że stosowanie paliwa etanolowego E85 może zmniejszyć wykorzystanie ropy naftowej o 70%. Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska (Environmental Protection Agency) prowadzi prace nad wprowadzeniem dodatkowej zmiennej do szacowania ogólnego poziomu emisji gazów cieplarnianych GHG emitowanych z paliw na bazie etanolu pozyskiwanego z kukurydzy, tj. pośredniego użytkowania gruntów, co wpłynie na efekt końcowy emisji tych gazów.

Podsumowanie

Wdrażanie na rynek paliwa etanolowego E85 rozwija się zarówno w Stanach Zjednoczonych, jak i w Europie. Poprzedzone jest to kosztownymi badaniami w zakresie zmiany technologii pojazdów, konstrukcji silników oraz ustalania parametrów jakościowych odpowiednich dla właściwej pracy wszystkich układów montowanych w pojazdach samochodowych. Obrazuje to konkretne i nieuchronne zmiany, jakie następują w światowym bilansie energetycznym. Energia dla transportu samochodowego pozyskiwana ze źródeł odnawialnych stanowi obecnie niewielki procent, jednak udział paliw alternatywnych w ogólnej puli paliw silnikowych rośnie.

Przyjęte przez rząd polski zasady polityki energetycznej do roku 2030 to wzrastająca integracja polskich rynków paliw płynnych, gazu ziemnego i energii elektrycznej z systemami unijnymi, co pozwala na poszukiwanie i zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego,

a także zwiększanie poziomu zapasów wszystkich paliw – zarówno płynnych, jak i gazowych [22]. W Polsce, ze względu na istniejące już instalacje produkujące etanol paliwowy, jest możliwość produkcji paliwa etanolowego E85. Budowa rynku samochodowego jest kwestią działań i decyzji operujących na nim podmiotów, gdyż modele samochodów przystosowanych do zasilania paliwem etanolowym E85 są już produkowane. W aspekcie nowych założeń polityki energetycznej rządu, obowiązywania protokołu z Kioto oraz możliwości handlu nadwyżkami redukcji emisji gazów cieplarnianych, istnieją szanse inwestycji w sieć dystrybucji paliwa i stworzenia korzystnych mechanizmów finansowych promujących takie paliwo.

Autorka jest pracownikiem naukowym Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie

Literatura

- 1) Dokument U.S. Department of Energy's – Energy Policy Act z 1992 roku (EPAAct).
- 2) Handbook for handling, Storing and Dispensing E85, U.S. Department of Energy, April 2002.
- 3) CRC Report No. E-79-2; Summary of the study of E85 Fuel in the USA, Winter 2006–2007, May 2007, <http://www.crao.com/reports/recentstudies2007/E-79-2/E-792%20E85%20Summary%20Report%202007.pdf>
- 4) CRC Report No. E-85; National Survey of E85 Quality, November 2009 http://www.crao.org/reports/recentstudies2009/E-85/E-85%20Final%20Report%20_120609_.pdf
- 5) Flash Report U.S. ASTM Update; Winter meeting of D02 Committee '09, Dec. 16, 2009 <http://www.ifqc.org/FlashReports.aspx>
- 6) http://www2.petrobras.com.br/portal/ingles/produtos_servicos.html
- 7) http://www.greencarcongress.com/2005/05/japan_and_brazi.html
- 8) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. UE nr L 140/16 z 9.06.2009 r.) – dyrektywa RED.
- 9) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzająca mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych, zmieniająca dyrektywę Rady 199/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG (Dz.U. UE nr L 140/88 z 5.06.2009) – dyrektywa FQD.
- 10) CWA 15293:2005 – Automotive fuels – Ethanol E85 – Requirements and test methods.
- 11) CEN/TS 15293:2011 – Automotive fuels – Ethanol (E85) automotive fuel – Requirements and test methods.
- 12) Available FFV Models. Available FFV brands (beginning of 2009) <http://www.best-europe.org/Pages/ContentPage.aspx?id=589>
- 13) Dyrektywa Rady i Parlamentu Europejskiego 98/69/EC z 13 października 1998 r. regulująca zasady przeciwdziałania zanieczyszczeniu powietrza przez gazy spalinowe z silników pojazdów samochodowych i nowelizująca Dyrektywę Rady 70/220/EEC (& 2002/80/EC) dla wszystkich pojazdów.
- 14) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 443/2009 z dnia 23 kwietnia 2009 r. określające normy emisji dla nowych samochodów osobowych w ramach zintegrowanego podejścia Wspólnoty na rzecz zmniejszenia emisji CO₂ z lekkich pojazdów dostawczych.
- 15) Rozporządzenie (WE) Nr 715/2007 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 20 czerwca 2007 r. w sprawie homologacji typu pojazdów silnikowych w odniesieniu do emisji zanieczyszczeń pochodzących z lekkich pojazdów pasażerskich i użytkowych (Euro 5 i Euro 6) oraz w sprawie dostępu do informacji dotyczących naprawy i utrzymania pojazdów.
- 16) Dyrektywa Rady i Parlamentu Europejskiego 98/69/EC z 13 października 1998 r. regulująca zasady przeciwdziałania zanieczyszczeniu powietrza przez gazy spalinowe z silników pojazdów samochodowych i nowelizująca Dyrektywę Rady 70/220/EEC (& 2002/80/EC) dla wszystkich pojazdów.
- 17) Dyrektywa Komisji 2002/80/WE z dnia 3 października 2002 r. dostosowująca do postępu technicznego dyrektywę Rady 70/220/EEC odnoszącą się do działań, jakie mają być podjęte w celu ograniczenia zanieczyszczenia powietrza przez emisję z pojazdów silnikowych.
- 18) European Automobile Industry Report 09/10, ACEA, www.acea.be
- 19) Alternative & Advanced Technology Vehicles, http://www.afdc.energy.gov/afdc/vehicles/emissions_e85.html; Content Last Updated: 28.01.2011; U.S. Department of Energy – Energy Efficiency and Renewable Energy; Alternative Fuels and Advanced Vehicles Data Center.
- 20) Campbell E.; Setting a Fuel Quality Standard for Fuel Ethanol Tender 18/2004, IFQC, June 2004 na podstawie International Energy Agency: "Biofuels for Transport – An International Perspective", April 2004.
- 21) Yanowitz J., McCormick R. L.; Effect of E85 on Tailpipe Emissions from Light-Duty Vehicles; Journal of the Air & Waste Management Association, February 2009.
- 22) Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, Załącznik do uchwały Nr 202/2009 Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r.

Wybrane aspekty układów poligeneracyjnych

Nowoczesne i efektywne chłodzenie

Dnia 21 lutego 2004 r. weszła w życie dyrektywa 2004/8/WE (1) Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 11 lutego 2004 r. Dokument ten zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia mechanizmów promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz oszczędności energii pierwotnej. Polska ratyfikowała protokół z Kioto oraz, zgodnie z dyrektywami Unii Europejskiej, zobowiązała się do zmniejszenia emisji towarzyszących spalaniu, przy jednoczesnym wzroście produkcji energii skojarzonej do poziomu 30% w 2012 r. W świetle powyższego faktu stosowanie rozwiązań ko- i trigeneracyjnych stało się realną odpowiedzią na zapotrzebowanie rynku energetycznego.

Produkcja chłodu na potrzeby bytowe lub technologiczne jest jedną z najbardziej energochłonnych technologii; ma także duży wpływ na degradację środowiska poprzez emisję gazów cieplarnianych i gazów zubażających warstwę ozonową. Oferty przedstawiane obecnie przez producentów technologii w skojarzeniu są przede wszystkim bardziej przyjazne środowisku i sprawniej wykorzystują energię pierwotną, a wykorzystanie do produkcji chłodu energii odpadowej w minimalnym stopniu wpływa na efekt cieplarniany – kilkukrotnie mniej niż popularne do tej pory technologie oparte na agregatach sprężarkowych.

Większe wykorzystanie energii pierwotnej

Technologie produkcji chłodu oparte na absorpcji wykorzystują do tego celu ciepło ze spalanych paliw, takich jak gaz ziemny, olej opałowy, biogaz przy COP na poziomie 1,4, ale także bezpośrednio parę, spalinę i gorącą wodę czy wodę geotermalną.

W układach skojarzonych produkcji ciepła, chłodu i energii elektrycznej – np. w układzie generatora prądu zmiennego napędzanego silnikiem gazowym i z wy-

korzystaniem ciepła odpadowego z płaszcza wodnego chłodzenia silnika – już obecnie producenci są w stanie zwiększyć wykorzystanie energii pierwotnej (np. w postaci gazu ziemnego) do ok. 85÷88%, gdzie, dla porównania, sprawność klasycznej elektrowni wynosi niewiele powyżej 30%.

O ile znana jest technologia układów kogeneracyjnych wykorzystujących silniki czy turbiny gazowe, o tyle mniej uwagi poświęca się zaawansowanym technologiom wytwarzania i przetwarzania energii w oparciu o technikę chłodniczą oraz układów wykorzystywanych w źródłach poligeneracyjnych.

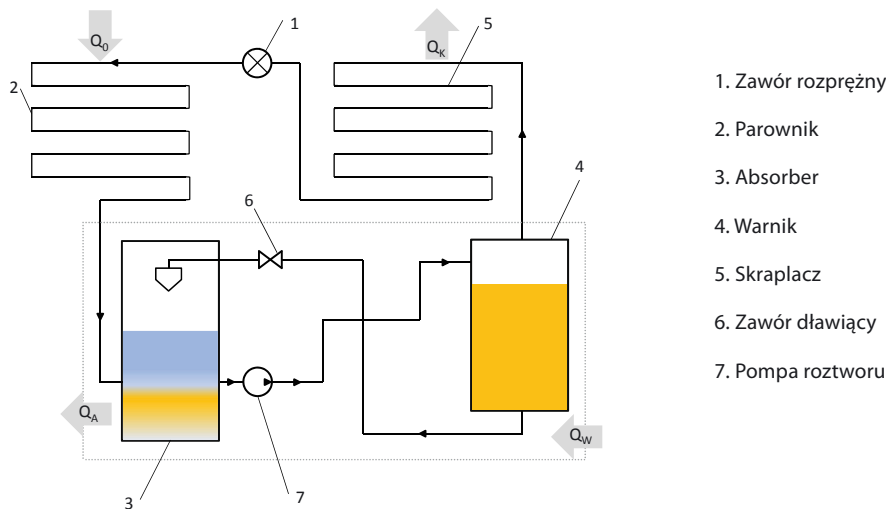
Obecnie przeważającym trendem jest stosowanie w układach chłodzenia zarówno niewielkich urządzeń absorpcyjnych zasilanych gazem, które z reguły przeznaczone są do celów mieszkaniowych, jak i agregatów absorpcyjnych i adsorpcyjnych zasilanych ciepłem w postaci gorącej wody, pary lub spalin, o dużych mocach, wykorzystywanych do zastosowań przemysłowych.

Chłodziarka absorpcyjna stanowi układ połączonych szeregowo wymienników ciepła i masy. Przez kombinację procesów wymiany czynnik roboczy w fazie gazowej jest absorbowany w roztworze ubogim (o niskiej koncentracji czynnika roboczego). Proces absorpcji jest egzotermiczny, dlatego też absorber musi być chłodzony. Bogaty roztwór absorbe-

ra jest prowadzony pompą do wężownicy, gdzie również jest doprowadzane ciepło napędowe procesu. W procesie wrzenia wydziela się para czynnika roboczego, która trafia do skraplacza. W parowniku następuje odparowanie czynnika roboczego kosztem ciepła odbieranego (np. od wytwarzanej wody lodowej), a para czynnika roboczego trafia do absorbera, gdzie następuje jej skraplanie na powierzchni cieczy absorbenta (absorpcja).

w parowniku jest silikażel, tj. żel krzemionkowy – kserożel utworzony z uwodnionych cząstek krzemionki (czyli dwutlenku krzemu).

Najbardziej rozwiniętą gałęzią dla powyższych trzech technologii jest zastosowanie agregatów bromolitowych (LiBr/H₂O). W gałęzi agregatów bromolitowych rozróżnia się kilka typów rozwiązań, tj.



Rysunek ideowy chłodziarki absorpcyjnej

Technologie i agregaty

Obecnie stosuje się trzy główne technologie chłodzenia, z wykorzystaniem:

- absorpcyjnych agregatów bromolitowych zasilanych ciepłem w postaci gorącej wody, pary bądź spalin. Urządzenia te dostępne są w rozpiętościach mocy od 100 kW do 8000 kW i umożliwiają produkcję chłodu oraz gorącej wody. Rozwiązania te są przeznaczone do zastosowań zarówno przemysłowych, komercyjnych, jak i użyteczności publicznej;
- absorpcyjnych agregatów amoniakalnych zasilanych gazem, z możliwością wyposażenia w mikroturbinę i zasilania systemu produkcji chłodu ciepłem odpadowym. Rozwiązania oparte na agregatach amoniakalnych umożliwiają produkcję chłodu, ciepła i chłodu bądź energii elektrycznej, ciepła i chłodu;
- adsorbcyjnych agregatów silikażelowych, gdzie czynnikiem chłodniczym jest woda, a adsorbentem pary wodnej powstającej

- absorpcyjne agregaty zasilane spalinami lub wodą zrzutową, stosowane w systemach trigenerycyjnych CCHP/BCHP wraz z turbinami, występujące w rozwiązaniach dla spalin o niskich i wysokich temperaturach oraz z wykorzystaniem dodatkowego palnika gazowego lub bez jego zastosowania;
- bromolitowe chłodnicze agregaty absorpcyjne z bezpośrednim zasilaniem gazem ziemnym, olejem opałowym lub biogazem, zapewniające wodę lodową, grzewczą oraz ciepłą wodę użytkową, używając jako źródła ciepła palnika gazowego bądź olejowego;
- bromolitowe chłodnicze agregaty absorpcyjne zasilane gorącą wodą, zapewniające wodę lodową, wykorzystujące jako źródło energii gorącą wodę o temperaturze wyższej od ok. 70°C;
- bromolitowe chłodnicze agregaty absorpcyjne zasilane parą, zapewniające wodę lodową, wykorzystujące jako źródło energii parę o ciśnieniu od ok. 0,01 MPa do 0,8 MPa, głównie stosowane w przemyśle;
- bromolitowe pompy ciepła – zasilane ciepłem odpadowym o parametrach:

- » 20÷70°C w przypadku absorpcyjnych pomp ciepła pierwszej kategorii HRH-I,
- » 65÷130°C w przypadku absorpcyjnych pomp ciepła drugiej kategorii HRH-II.



Bromolitowy chłodniczy agregat absorpcyjny z bezpośrednim zasilaniem gazem ziemnym, olejem opałowym lub biogazem. Źródło: www.reachabletek.com

Pierwotną energią cieplną do wykorzystania w tych urządzeniach może być: para, gorąca woda, olej termiczny, spaliny, gaz ziemny, biogaz itp. Jako źródło ciepła odpadowego można wykorzystać np. wodę chłodzącą o temperaturze 40°C lub niskoparametrową wodę geotermalną. Zakresy oferowanych mocy dla tych urządzeń wynoszą od ok. 200 kW do 40 MW.

Rozwiązanie modułowe

Dla układów wykorzystujących jako czynnik chłodzący wodę amoniakalną (H_2O/NH_3) ciekawym rozwiązaniem jest wykorzystanie rozwiązania modułowego zasilanego gazem ziemnym lub biogazem w układzie trigeneracyjnym. Zespół urządzeń w tym rozwiązaniu, łączący źródło zasilania (mikroturbina) i chłodziarkę, może zostać zainstalowany na terenie dowolnego obiektu w celu zapewnienia ciągłego chłodzenia, ogrzewania i zasilania elektrycznego. Instalacje rurowe układu mogą być połączone z istniejącymi układami chłodniczymi, a elektryczne – z głównym źródłem zasilania obiektu, bądź połączone do pojedynczych punktów odbioru energii elektrycznej, wody i gazu.

Bezpośrednie połączenie do wylotu spalin turbiny upraszcza projekt układu, a także eliminuje zapotrzebowanie na pośrednie wymienniki ciepła oraz inny sprzęt, zwiększający koszty instalacji i obniżający wydajność. W takim rozwiązaniu stosowany jest chiller absorpcyjny chłodzony powietrzem, który zmniejsza koszty związane z konserwacją wieży chłodniczej czy uzdatniania wody. Moduły mogą być ze sobą łączone równolegle, zwiększając jednocześnie moc całej jednostki i dając możliwość większej elastyczności pracy układu.

Agregaty adsorpcyjne produkowane są w zakresie mocy chłodniczych od 35 do 500 kW jednostkowo i są w stanie wytwarzać wodę lodową na potrzeby technologii lub klimatyzacji w zakresie temperatur 5÷21°C. Do napędu tych urządzeń można wykorzystywać gorącą wodę o bardzo niskich parametrach, tj. od 60 do 95°C, pozwalając więc one wykorzystać komunalną sieć cie-

płowniczą w okresie letnim lub gorącą wodę z procesów technologicznych.

Ceny sprzedaży energii, obok ceny zakupu paliwa, decydują w stopniu podstawowym o opłacalności budowy układów poligeneracyjnych. Dotyczy to zwłaszcza energii elektrycznej. Najkorzystniejsza sytuacja występuje w przypadku układów pracujących na własne potrzeby, zastępując tym samym energię kupowaną z sieci. Koszt zakupu jest bowiem dużo wyższy aniżeli ceny sprzedaży tej energii do sieci. W Polsce koszty gospodarczego korzystania ze środowiska są nadal niewielkie. Sprawia to, że wysokosprawne układy energetyczne, korzystające ze stosunkowo czystych paliw, ponoszą koszty emisji tylko nieznacznie mniejsze niż przestarzałe układy węglowe. Korzyściami z wykorzystania tego typu rozwiązań jest jednak znacznie dłuższa praca układu skojarzonego oraz zmniejszenie kosztów stałych związanych np. z jego eksploatacją. Czynniki te wpływają na ekonomiczny aspekt zastosowania tego typu rozwiązań.

Rafał Górecki
PGNiG Technologie S.A.

Inwestycje pod klucz



Jesteśmy Generalnym Realizatorem Inwestycji w branży naftowo-gazowniczej.
Pracujemy z najlepszymi i korzystamy z doświadczeń zbieranych od prawie 100 lat.
Rozumiemy potrzeby inwestorów i dostarczamy im gotowe rozwiązania w systemie pod klucz.

- GAZOCIĄGI
- PODZIEMNE MAGAZYNY GAZU
- KOPALNIE ROPY I GAZU
- TŁOCZNIE GAZU
- WĘZŁY ROZDZIELCZE
- STACJE REDUKCYJNO-POMIAROWE
- PRODUKCJA
- USŁUGI SERWISOWE



Wspólnymi siłami

Przyszłość na solidnych filarach

Świat ulega ciągłym zmianom. Przyszłość przyniesie nieznane dziś możliwości i wyzwania. Czy wiesz, gdzie będziesz za kilka lub kilkanaście lat? Kim będziesz i co będzie dla Ciebie najważniejsze? Wszyscy musimy reagować na zmiany w naszym otoczeniu, ale żeby wykorzystać możliwości i sprostać wyzwaniom jutra, trzeba być przygotowanym na nie już dziś. Dlatego działalność Grupy Kapitałowej LOTOS opiera się na nieustannych inwestycjach w przełomowe i czyste technologie, budowaniu relacji z partnerami oraz zrównoważonym rozwoju we wszystkich wymiarach naszej działalności. Dzięki temu możemy wspólnie spoglądać w pewniejszą i lepszą przyszłość.