

Łukasz Habera  
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

## Ocena zjawisk fazowych w procesie wypierania ropy naftowej dwutlenkiem węgla, na modelu złoża typu *Slim Tube*

### Wprowadzenie

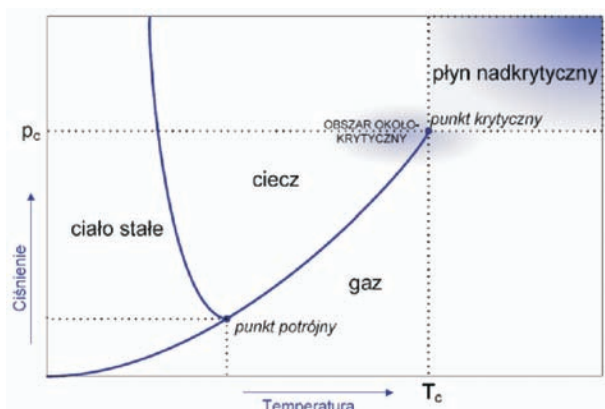
Wysoki poziom emisji gazów cieplarnianych na świecie przyczynił się do wzmocnienia międzynarodowych wysiłków na rzecz ograniczenia emisji dwutlenku węgla ( $\text{CO}_2$ ) do atmosfery. Międzynarodowe porozumienia nakazujące ograniczyć emisję  $\text{CO}_2$  – takie jak Protokół z Kyoto czy dyrektywy UE – spowodowały fundamentalną zmianę postrzegania  $\text{CO}_2$  przez firmy branży naftowej [8]. Od lat 70. XX wieku (w USA)  $\text{CO}_2$  jest z powodzeniem

wykorzystywany w procesach intensyfikujących wydobywanie ropy naftowej, (EOR – *Enhanced Oil Recovery*) [10]. Optymalizacja tych procesów zmierzała w kierunku minimalizacji ilości  $\text{CO}_2$  potrzebnego na uzyskanie każdej baryłki ropy. Dziś ta tendencja jest odwrócona, a procesy EOR zaczynają być projektowane z naciskiem na maksymalne możliwe zatłoczenie  $\text{CO}_2$ , który docelowo może pozostać zdeponowany w szcerpanym złożu.

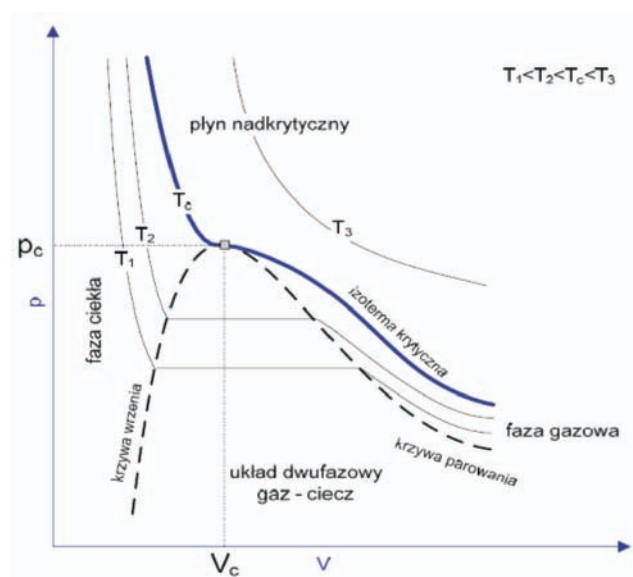
### Charakterystyka właściwości $\text{CO}_2$

$\text{CO}_2$  jest bezbarwny, bezwonny i w warunkach atmosferycznych ciśnienia i temperatury jest gazem nieco cięższym od powietrza [6]. Powyżej swojej temperatury i ciśnienia krytycznego ( $31^\circ\text{C}$  i  $74$  bar)  $\text{CO}_2$  znajduje się w fazie nadkrytycznej (*super critical*), przyjmując właściwości fizyczne charakterystyczne dla płynów w fazie ciekłej [6]. Zakła-

dając gradient geotermiczny na poziomie  $3^\circ\text{C}/100$  m oraz hydrostatyczne ciśnienie górotworu,  $\text{CO}_2$  będzie znajdował



Rys. 1. Wykres fazowy  $\text{CO}_2$  [7]



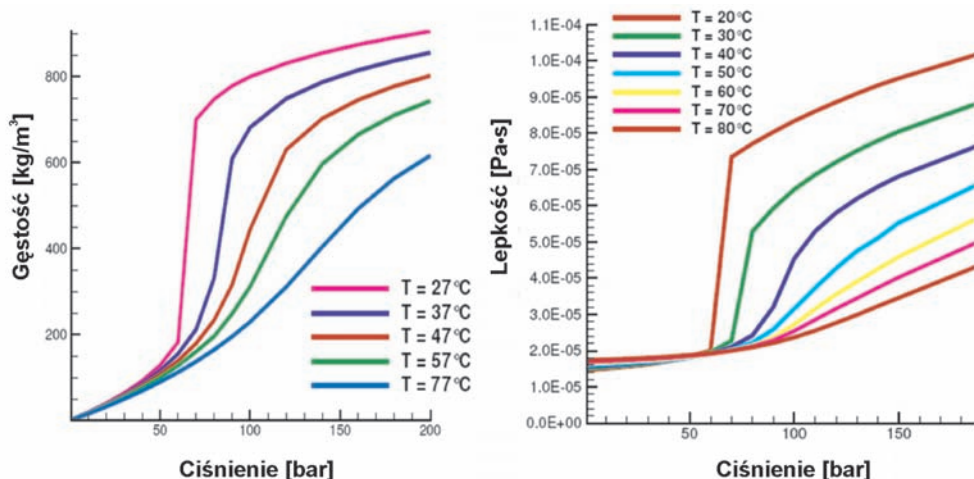
Rys. 2. Izoterma nadkrytyczna  $\text{CO}_2$  [7]

się w fazie nadkrytycznej – ciełkopodobnej (*liquid-like*) dla każdej głębokości poniżej ~900 m.

Poniżej 1500 m gęstość CO<sub>2</sub> ulega niewielkim zmianom, utrzymując się na niemal stałym poziomie 680 kg/m<sup>3</sup>, co oznacza, iż 1 tona CO<sub>2</sub> zajmuje w tych warunkach objętość 1,5 m<sup>3</sup> [2]. W kontakcie z ropą naftową (w warunkach złożowych) CO<sub>2</sub> zachowuje się jak rozpuszczalnik: obniża ciśnienie kapilarne (zmniejszając napięcie międzypowierzchniowe), zwiększa objętość płynu złożowego i zmniejsza jego lepkość – poprawiając tym samym mobilność ropy w przestrzeni porowej. Skutkuje to wyższym wskaźnikiem szczypania złoża (*recovery factor*).

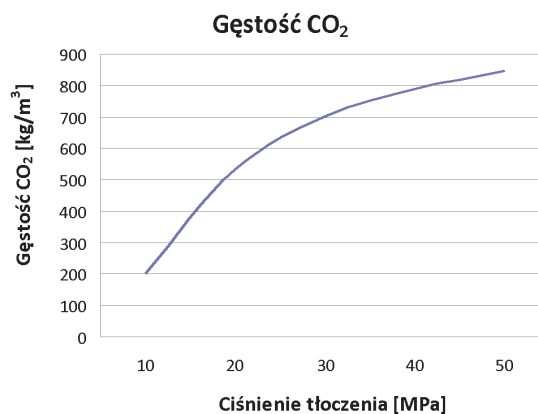
Z rysunku 3 łatwo wywnioskować, że zarówno gęstość, jak i lepkość CO<sub>2</sub> rośnie wraz ze wzrostem ciśnienia. Na większą uwagę zasługuje inne spostrzeżenie; gdy przy zadanym ciśnieniu gęstość CO<sub>2</sub> rośnie ze spadkiem temperatury, to lepkość CO<sub>2</sub> maleje ze wzrostem temperatury. Te cechy fizyczne klasyfikują CO<sub>2</sub> jako płyn przydatny w procesach intensyfikujących wydobywanie ropy naftowej [9].

W zależności od temperatury i składu płynu złożowego, gęstość CO<sub>2</sub> konieczna do zapewnienia mieszalnego charakteru wypierania typowej ropy lekkiej wynosi 420 kg/m<sup>3</sup> i niemal odpowiada gęstości krytycznej CO<sub>2</sub>



Rys. 3. Wykres zmiany gęstości i lepkości dwutlenku węgla w funkcji ciśnienia [9]

(468 kg/m<sup>3</sup>). W większości przypadków multi-kontaktowych procesów wypierania ropy naftowej gęstość CO<sub>2</sub> oscyluje w przedziale 500–700 kg/m<sup>3</sup>.

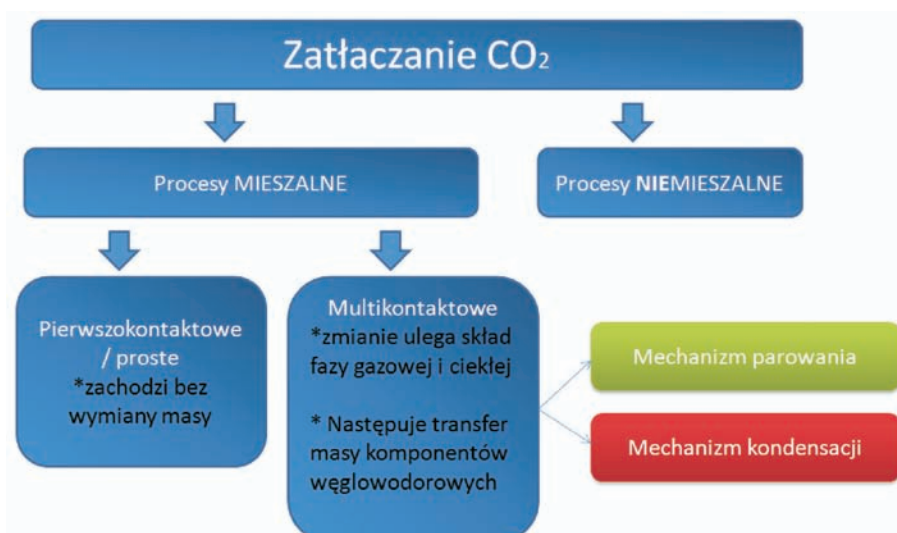


Rys. 4. Zależność gęstości CO<sub>2</sub> od ciśnienia tłoczenia

### Zatłaczanie CO<sub>2</sub>

Z punktu widzenia efektywności procesu EOR, pożądanym jest zachowanie mieszalnego charakteru wypierania ropy naftowej. Liczne doświadczenia dużych światowych koncernów naftowych pozwoliły na wyodrębnienie poszczególnych kategorii procesu zatłaczania CO<sub>2</sub>, jak pokazano to na rysunku 5 [4, 9].

Mając na uwadze korzyści wynikające ze stosowania procesów EOR, w postaci zwiększonego stopnia odropienia oraz wykorzystania potencjału sekwestracyjnego, jakim jest podziemny kolektor

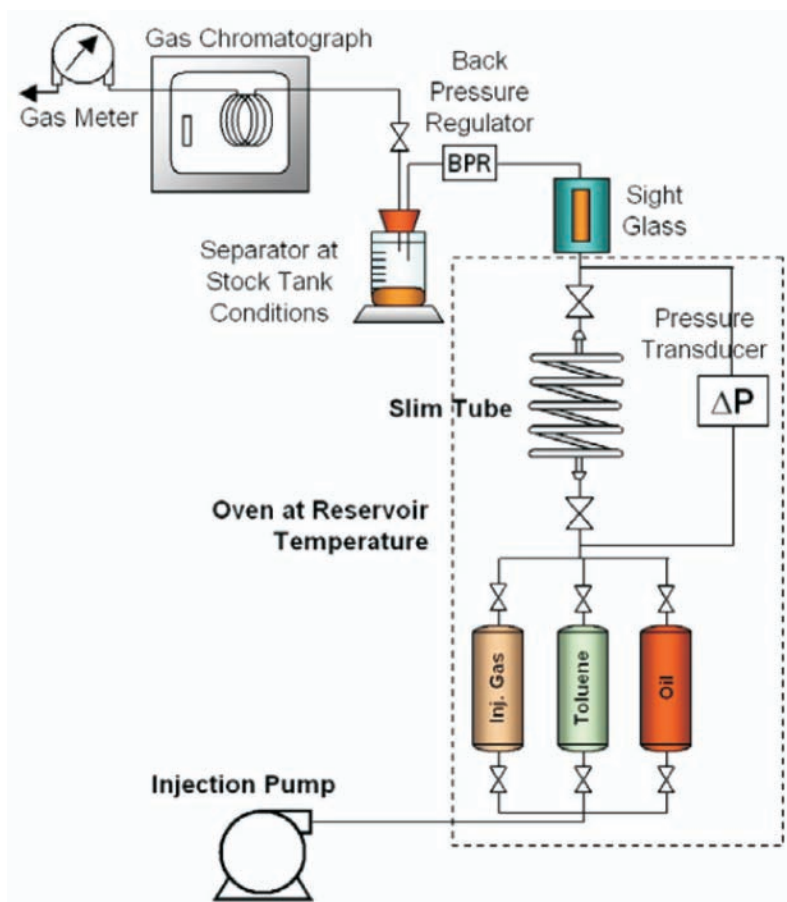


Rys. 5. Różne warianty procesu zatłaczania CO<sub>2</sub> [9]

węglowodorów, przeprowadzono badania laboratoryjne zatłaczania czystego CO<sub>2</sub> do fizycznego modelu złoża oraz podjęto próby oszacowania jego wpływu na stopień szczenia węglowodorów [5].

Eksperyment polegał na izotermicznym zatłoczeniu CO<sub>2</sub> znajdującego się w stanie nadkrytycznym (rysunki 1 i 2) do cienkiej rurki (*Slim Tube*), wysyczonej ropą naftową powyżej ciśnienia nasycenia. Cienka rurka, o długości 20 m i średnicy wewnętrznej 5 mm, wypełniona jest piaskiem o stałej granulacji ~0,18 mm, tworząc ośrodek o porowatości 35% i przepuszczalności na poziomie 15 Darcy. Schemat techniczny aparatury pomiarowej został przedstawiony na rysunku 6 [10].

Przeprowadzone badania podzielono na 5 etapów, gdzie każdy krok testu odbywał się przy zwiększonej wartości ciśnienia tłoczenia (do 45 MPa), co bezpośrednio przełożyło się na wzrost gęstości tłoczonego CO<sub>2</sub>, zmieniającej się w zakresie od 215,33 kg/m<sup>3</sup> do 845,99 kg/m<sup>3</sup> (rysunek 4).



Rys. 6. Schemat techniczny stanowiska laboratoryjnego typu *Slim Tube* [10]

### Minimalne Ciśnienie Mieszania (MMP – *Minimum Miscibility Pressure*)

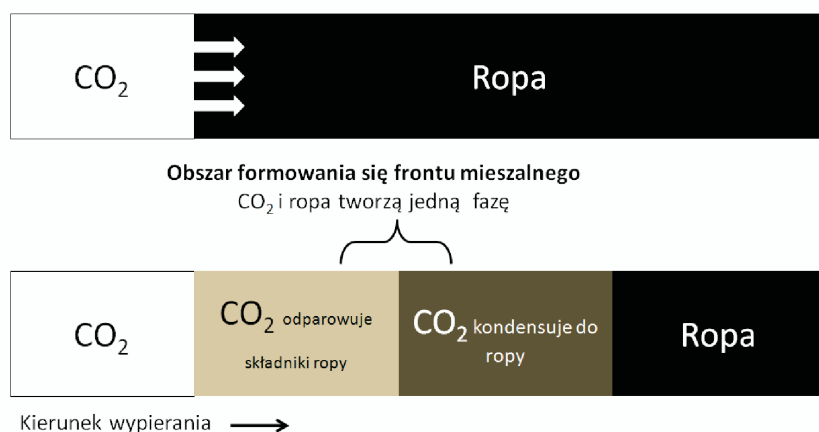
Formowanie się frontu mieszania zachodzi w warunkach dynamicznych i towarzyszy mu ciągła modyfikacja składu – poprzez transfer poszczególnych składników pomiędzy cieczą i gazem. Rysunek 7 obrazuje zjawisko wymiany komponentów węglowodorowych z fazą gazową CO<sub>2</sub>.

Złożoność procesu zatłaczania CO<sub>2</sub> – związana z transferem składników fazy zatłaczanej i wypieranej – wynika z ist-

nienia dwóch różnych mechanizmów mieszalnego charakteru wypierania ropy naftowej: kondensacyjnego i parowalnego. Kluczową rolę odgrywa zmiana długości linii kompozycyjnej (*tie-line*) oraz zmienność jej położenia względem krzywej koegzystencji faz i punktu krytycznego [1].

Jednym z celów testu było określenie wartości minimalnego ciśnienia mieszania CO<sub>2</sub> z płynem złożowym (w tym przypadku – ropy naftowej ze złoża Radoszyn). Po przeprowadzeniu pięciu kroków testu, przy zmiennej wartości ciśnienia tłoczenia (dochodzącej do 45 MPa), skonstruowano wykres współczynnika odzyskania (*recovery factor*) w funkcji ciśnienia tłoczenia. Na jego podstawie oszacowano MMP. Charakterystyczne załamanie krzywej odzysku ropy pokazanej na rysunku 8 jest ogólnie przyjętym kryterium określania MMP [2].

Jako wynik testu zaobserwowano wartość minimalnego ciśnienia mieszania się faz na poziomie 16–18 MPa. Powyżej tej



Rys. 7. Formowanie się frontu mieszania fazy tłoczonej i wytłaczanej

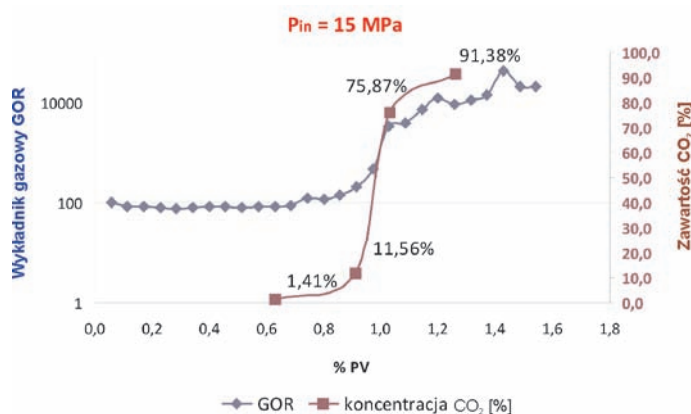


wartości nie obserwuje się znacznego (ekonomicznie akceptowalnego) wzrostu współczynnika odropienia. Znajomość tej wartości ciśnienia pozwala w znacznym stopniu ograniczyć koszty zabiegu zatłaczania CO<sub>2</sub> [4].

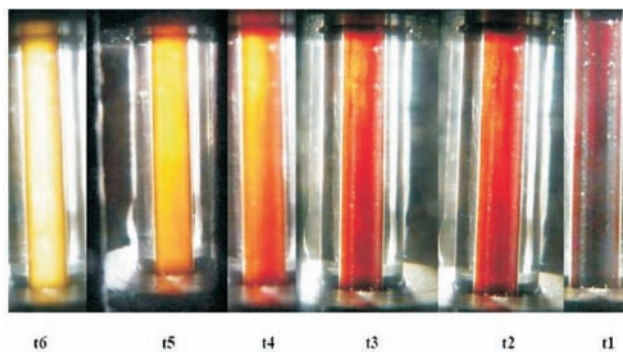
Rys. 8. Profil zmiany współczynnika odropienia złoża w funkcji ciśnienia tłoczenia [5]

### Migracja CO<sub>2</sub> w przestrzeni porowej

Ze względu na ocenę możliwości wdrożenia procesu zatłaczania CO<sub>2</sub> do złóż węglowodorów, pożądanym jest znać mechanizm rozprzestrzeniania się zatłoczonego medium [3]. Szklany wziernik (rysunek 10), który wchodzi w skład aparatury pomiarowej umożliwia optyczną obserwację migrującego płynu i ułatwia zlokalizowanie przemieszczającego się frontu zmieszanych faz (ropy i CO<sub>2</sub>), jak pokazano to na rysunku 9. Wykonana interwałowo analiza chromatograficzna odbieranego gazu pozwoliła na precyzyjne określenie postępu frontu zmieszanych faz. Powyższe spostrzeżenie potwierdza również zaobserwowana, sukcesywna zmiana barwy wyłaczanej ropy w miarę przesuwania się frontu zmieszania, charakteryzującego się wzrostem nasycenia ropy przez CO<sub>2</sub>. Próbką ropy naftowej wykorzystana w niniejszej pracy pierwotnie zawierała CO<sub>2</sub> w ilości 0,708% molowego w całej mieszaninie. Pobierane w trakcie testu próbki wyłaczanego gazu oraz wizualna obserwacja przepływu w czasie rzeczywistym pozwalają stwierdzić, iż we wstępnej fazie testu wyłaczana ropa nie zwiększyła swojej koncentracji CO<sub>2</sub>, która utrzymywała się na poziomie 1,0–2,0% objętości molowej w odbieranej fazie gazowej. Taki charakter wyłaczania zdominował znaczącą część testu. Wzrost koncentracji CO<sub>2</sub> w ropie zanotowano dopiero po przebiciu się frontu fazy zmieszanej, niosącej za sobą coraz większą ilość CO<sub>2</sub>.



Rys. 9. Przemieszczanie się frontu zmieszanych faz



Rys. 10. Widok przez wziernik szklany – obserwowana zmiana barwy wyłaczanej ropy (fot. Łukasz Habera)

### Wnioski

Dwutlenek węgla wykorzystany w próbach mieszalnego wypierania ropy naftowej spełnia warunki fizycznego medium, które mogłoby być stosowane na skalę przemysłową w celu intensyfikacji wydobycia węglowodorów.

Wysoki poziom szczypania złoża, osiągnięty przy pomocy frontalnego wypierania płynu złożowego dwutlenkiem węgla, jest silnie zdeterminowany dużą gęstością

zatłoczonego CO<sub>2</sub>, która w warunkach testu laboratoryjnego przekraczała 650 kg/m<sup>3</sup>.

Minimalne ciśnienie mieszania układu CO<sub>2</sub>-ropa, wyznaczone w teście na poziomie 16–18 MPa, to wartość graniczna, powyżej której dalsze zwiększanie wartości ciśnienia tłoczenia nie przynosi ekonomicznie akceptowalnych rezultatów.

Wykonane testy pokazują, iż proces podziemnego zatłaczania dwutlenku węgla w celach intensyfikacji wydobycia osiąga najwyższą skuteczność, gdy prowadzony jest przy wartości ciśnienia nieco przewyższającej MMP.

Zatłaczanie CO<sub>2</sub> poniżej wartości MMP – jakkolwiek zapewnia podtrzymanie ciśnienia złożowego – jednak nie dopuszcza do powstania warunków mieszalnych w złożu. Efektywność takiego procesu wypierania maleje.

Artykuł nadesłano do Redakcji 13.04.2010 r. Przyjęto do druku 19.04.2010 r.

Recenzent: mgr inż. Józef Such

## Literatura

- [1] Ahmed T.: *Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure*. SPE 27032, 1987.
- [2] Bon J., Sarma H.K., Theophilos A.M.: *An investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO<sub>2</sub>*. SPE 97536, 2005.
- [3] Glaso O.: *Generalized minimum miscibility pressure correlation*. SPEJ, 927–934, December 1985.
- [4] Habera Ł.: *Badania termodynamiczne procesu Slim Tube układu CO<sub>2</sub>-ropa naftowa na przykładzie złoża Radoszyn*. XX Międzynarodowa Konferencja nt.: *Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, geoinżynierii, inżynierii złożowej i gazownictwie*, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków 27–29.05.2009.
- [5] Habera Ł.: *The laboratory and analytical methods to predict the optimal pressure for CO<sub>2</sub> injection in to the geologic formation*. Presented on AAPG/SEG/SPE HEDBERG CONFERENCE “*Geological Carbon Sequestration: Prediction and Verification*”, Vancouver, BC Canada, 16–19.08.2009.
- [6] L’Air Liquide/Elsevier: *Encyclopedie des Gaz*. Amsterdam, 1976.
- [7] Magdziarz A.: *Równania stanu crossover stopnia trzeciego dla układów gazowo-kondensatowych*. Rozprawa doktorska, Kraków 2006.
- [8] Scharf C.: *CO<sub>2</sub> – Sequestration Potential in Austrian Oil and Gas Fields*. SPE 100176, 2006.
- [9] www.co2net.com
- [10] Yellig W.F., Metcalfe R.S.: *Determination and prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressures*. J. Pet. Technol., 160–168, January 1980.



Mgr inż. Łukasz HABERA – inżynier gazownictwa ziemnego, absolwent Studium Doktoranckiego w AGH w Krakowie, słuchacz Studium Doktoranckiego w AGH, asystent w Zakładzie Techniki Strzelniczej INiG. Zajmuje się projektowaniem sprzętu strzałowego i technologią wykorzystania materiałów wybuchowych.

## ZAKŁAD TECHNIKI STRZELNICZEJ INiG W KRAKOWIE

### OFERTA NA WYKONYWANIE BADAŃ ODPORNOŚCI CIŚNIENIOWEJ I TERMICZNEJ URZĄDZEŃ

Oferujemy wykonywanie badań odporności ciśnieniowej urządzeń w warunkach podwyższonej temperatury i w temperaturze otoczenia, na stanowisku termobarycznym INiG w Krakowie.

- maksymalne wymiary gabarytowe:
  - długość 1850 mm
  - średnica 140 mm
- maksymalny ciężar 100 kG
- ciecz robocza olej Iterm 5Mb
- maksymalne ciśnienie badania 120 MPa
- maksymalna temperatura badania 180°C
- ogrzewanie pośrednie w płaszczu olejowym,
- rejestracja ciągła ciśnienia i temperatury,
- możliwe wykonywanie badań „do zniszczenia” – w przypadku urządzeń o niewielkiej objętości,
- możliwość wyprowadzenia sygnału elektrycznego z badanego urządzenia linią 2-przewodową.

**Kierownik:** mgr inż. Antoni Frodyma

**Adres:** ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków

**Telefon:** 12 653-25-12 wew. 137

**Faks:** 12 653-16-65

**E-mail:** antoni.frodyma@inig.pl