

Mirosław Wojnicki, Marcin Warnecki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szufflita

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego. Część 1: laboratoryjne badania PVT

W pierwszej części artykułu omówiono, wykonywane rutynowo, laboratoryjne analizy fazowe węglowodorowych płynów złożowych (tzw. badania PVT), tj.: badanie kontaktowe, badanie różnicowe, badanie odbioru gazu do stałej objętości i badanie separacji. Opisano krótko budowę typowej aparatury do prowadzenia badań PVT. Omówiono podstawy wykonywania poszczególnych badań wraz z wizualizacją ich przebiegu w postaci schematów oraz przedstawiono określone na ich podstawie istotne parametry płynów złożowych. Skomentowano również stosowność wykonywania tego typu analiz oraz ich znaczenie dla prowadzenia sprawnego i efektywnego wydobycia węglowodorów.

Słowa kluczowe: analizy PVT, zjawiska fazowe, badanie kontaktowe, CME, badanie różnicowe, DL, odbiór gazu do stałej objętości, CVD, badania separacji.

PVT analyses as an effective tool in the hand of the petroleum engineer.

Part 1: laboratory PVT studies

The first part of the article discusses routine laboratory phase behavior studies of hydrocarbon reservoir fluids (so-called PVT tests) such as constant mass expansion, differential liberation, constant volume depletion and separation tests. The construction of typical equipment for conducting PVT is briefly described. The basics of performing PVT test is discussed along with the visualization of the process in the diagrams, and the important parameters of the reservoir fluids determined on their basis, are presented. The appropriateness of performing such analyzes and their significance for efficient and effective hydrocarbon production is also commented on.

Key words: PVT analysis, phase behavior, constant mass expansion, CME, differential liberation, DL, constant volume depletion, CVD, separator test.

Wprowadzenie

Aby sprostać wyzwaniom, z jakimi na co dzień mierzą się specjaliści od udostępniania i eksploatacji złóż węglowodorów, od lat stosowane i rozwijane są metody badawcze umożliwiające poznanie właściwości fizycznych i przemian fazowych, jakim ulegają węglowodorowe płyny złożowe. Fundamentem dla określenia istotnych właściwości (skład, lepkość, gęstość, ściśliwość itd.) oraz stosunków fazowych i objętościowych płynów złożowych w zmieniających się warunkach termobarycznych są tzw. badania PVT (ang. *pressure–volume–temperature*). Dzięki znajomości powyższych właściwości można przewidzieć zachowanie eksploatowanych płynów złożowych na każdym etapie ich drogi ze złoża, przez rurki wydobywcze, do instalacji napowierzchniowych i dalej rurociągami ku magazynom. Analiza danych uzyskanych w trakcie badań PVT jest niezbędna do udzielenia poprawnej odpo-

wiedzi na kluczowe pytania związane z zagospodarowaniem złoża, takie jak:

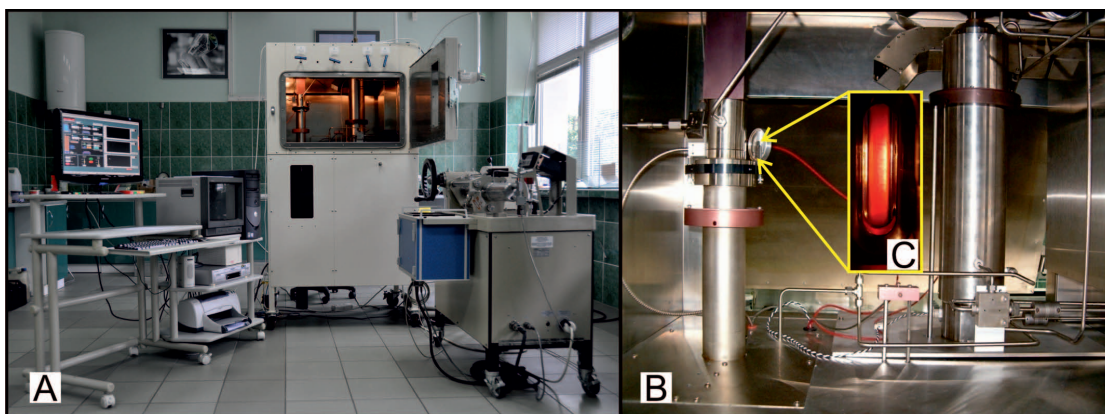
- Jaki typ płynu będzie wydobywany ze złoża?
- Jak duże są zasoby złoża?
- Jaki będzie pierwotny stopień szczypania złoża?
- Jakie warunki separatorowe pozwolą na maksymalny uzysk węglowodorów w fazie ciekłej?
- Czy płyn złożowy będzie powodował trudności podczas eksploatacji (np. przytykanie rurek wydobywczych na skutek wytrącania osadów nieorganicznych, stałej fazy parafinowej lub powstawania hydratów)?

Artykuł ma na celu przybliżenie zagadnień związanych z przemianami fazowymi płynów złożowych w kontekście badań PVT wraz ze wskazaniem ich istotnej roli w prowadzeniu efektywnej eksploatacji złóż węglowodorów.

Aparatura badawcza

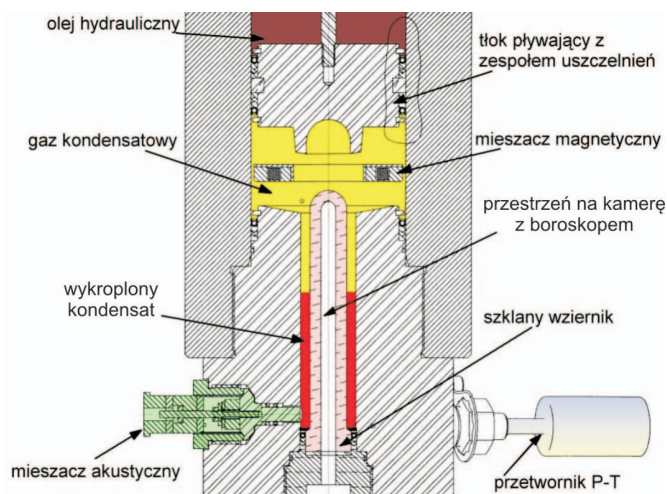
Sercem każdego laboratorium PVT jest system aparaturowy PVT (fotografia 1A), wspierany zestawem dodatkowych urządzeń w celu uzyskania wyczerpujących i rzetelnych danych na temat badanych płynów złożowych. Na fotografii 1 przedstawiono budowę typowej aparatury PVT na przykładzie urządzenia Chandler Engineering, znajdującego się na wyposażeniu Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu w INiG – PIB Oddział Krosno. Głównym elementem aparatury PVT są zwykle dwie komory badawcze (fotografia 1B), które umożliwiają prowadzenie badań w szerokim zakresie ciśnień, tj. od ciśnienia atmosferycznego do około 700 bar (10 000 psi), a niekiedy nawet do 1400 bar (20 000 psi), i temperatur (0÷200°C).

Efektywne mieszanie próbki przyspiesza osiągnięcie stabilizacji i pozwala na skrócenie czasu badań. Za wymieszanie badanych płynów odpowiedzialne są dwa systemy mieszające: magnetyczny i akustyczny (rysunek 1). W mieszaczu magnetycznym przesuwający się na zewnątrz komory pierścien magnetyczny porusza metalowym krążkiem znajdującym się wewnątrz komory, a ten z kolei wprawia w ruch płyn w komorze. Mieszacz akustyczny, generując fale ultradźwiękowe, wprawia w drgania menisk na granicy faz gaz–ciecz, powodując poprawę wymiany faz pomiędzy gazem a wykroploną cieczą na granicy faz. Efektywne mieszanie próbki przyspiesza osiągnięcie równowagi fazowej i umożliwia skrócenie czasu badania.



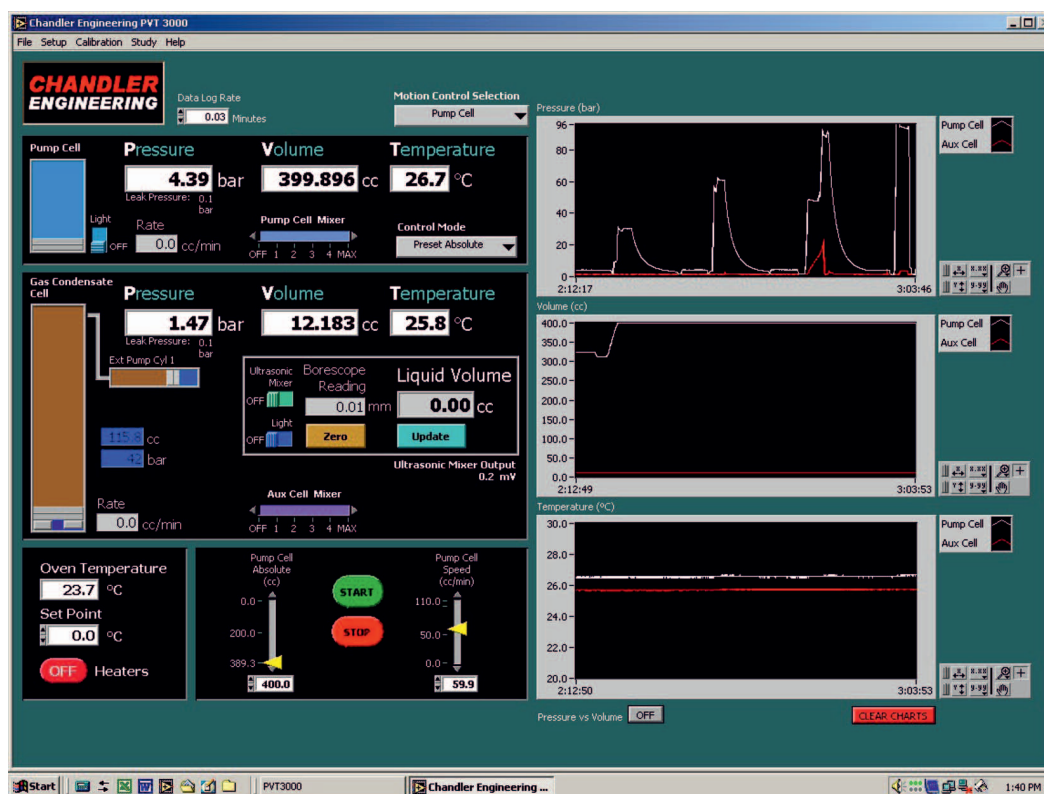
Fot. 1. A – aparatura PVT Chandler Engineering (środek) wraz z konsolą sterowania (lewa strona) i pompą wolumetryczną (prawa strona); B – widok na komory ciśnieniowe umieszczone w powietrznej łaźni termostatycznej; C – zbliżenie na szklany wziernik, w którym widać nasyconą ropę naftową w warunkach złożowych

Tak wysokie warunki termobaryczne, możliwe do utrzymania w komorach badawczych, z zapasem pokrywają rzeczywiste wartości ciśnień i temperatur spotykane w większości złóż węglowodorów. Komory badawcze zwykle wyposażone są w odporne na wysokie ciśnienie i temperatury wzierniki optyczne umożliwiające obserwację płynów i ich przemian fazowych podczas prowadzonych badań. W komorze do badań ropy (ciekłych węglowodorów) wziernik umieszczony jest w jej górnej części (fotografie 1B, 1C), co pozwala na obserwację zjawiska wydzielania się z nasyconej gazem ropy złożowej pierwszych pęcherzyków gazu i tworzenia się swoistej czapy gazowej w komorze. Zjawisko to związane jest z redukcją ciśnienia złożowego poniżej ciśnienia nasycenia prowadzącą do wydzielania się fazy gazowej. Wziernik wbudowany jest także w dolną część komory do badań gazu kondensatowego (rysunek 1). Dzięki temu możliwe jest prowadzenie obserwacji i pomiarów wykrapłającej się z gazu cieczy – zjawisko kondensacji i kondensacji wstecznej. Osiągnięcie odpowiedniej temperatury badawczej (z dokładnością do 0,1°C) zapewnia system grzałek zamontowanych w powietrznej łaźni termostatycznej.



Rys. 1. Schemat budowy dolnej części komory do badań gazu kondensatowego [9]

Kontroli i nastawu parametrów, mierzonych przez zintegrowane przetworniki ciśnienia i temperatury, dokonuje się przy zastosowaniu komputera i specjalistycznego oprogramowania z przejrzystym interfejsem graficznym (rysunek 2).



Rys. 2. Interfejs graficzny do nastaw i kontroli parametrów w aparaturze PVT

Cel badań

Podstawowym zadaniem badań PVT jest określenie ciśnienia nasycenia ropy gazem (w przypadku złoża ropy naftowej) lub ciśnienia nasycenia gazu kondensatem (w przypadku złoża gazu kondensującego) – P_{SAT} (ang. *saturation pressure*) w temperaturze złożowej oraz prześledzenie zmian fazowych w momencie obniżenia ciśnienia poniżej P_{SAT} . W chwili gdy ciśnienie w złożu osiąga poziom P_{SAT} i zaczyna formować się ośrodek dwufazowy (ropa + gaz), zmienia się skład wydobywanego płynu, gdyż dopływ węglowodorów do odwiertu następuje zarówno ze strefy gazowej, jak i ciekłej. Pojęcie ciśnienia nasycenia tożsamy jest z ciśnieniem punktu pęcherzyków – P_{bp} (ang. *boiling point pressure*) w przypadku cieczy oraz z ciśnieniem punktu rosy – P_{dp} (ang. *dew point pressure*) w przypadku gazów kondensujących.

Do opisu tych zjawisk wykorzystywane są dwa procesy uwalniania gazu z ropy. Pierwszy z nich występuje, gdy w wyniku nagłego obniżenia ciśnienia dochodzi do uwolnienia fazy gazowej z płynu złożowego, a obie fazy pozostają w stałym kon-

takcie i równowadze. W warunkach laboratoryjnych proces ten odtwarzany jest w formie badania kontaktowego (ang. *constant mass expansion* – CME). Drugi proces ma miejsce, gdy gaz uwolniony z ropy, na skutek stopniowego obniżania ciśnienia, jest usuwany i nie pozostaje w dalszym kontakcie z ropą. Odpowiednikiem tego procesu jest badanie różnicowe (ang. *differential liberation* – DL) wykonywane dla próbek ropy naftowej. W przypadku gazu kondensatowego zamiast badania różnicowego wykonuje się nieco inny test, tj. tzw. badanie odbioru gazu do stałej objętości (ang. *constant volume depletion* – CVD), które odzwierciedla zmiany w parametrach PVT zachodzące w procesie eksploatacji złoża gazowo-kondensatowego. Kolejnym eksperymentem wykonywanym w ramach standardowej analizy PVT płynów złożowych jest test warunków separacji. To istotny element badań PVT, który pozwala wstępnie określić względne stosunki fazowe (ropy i gazu) w eksploatowanym strumieniu węglowodorów oraz wyznaczyć optymalne warunki ciśnienia i temperatury (PT) prowadzenia procesu separacji [4, 7, 10].

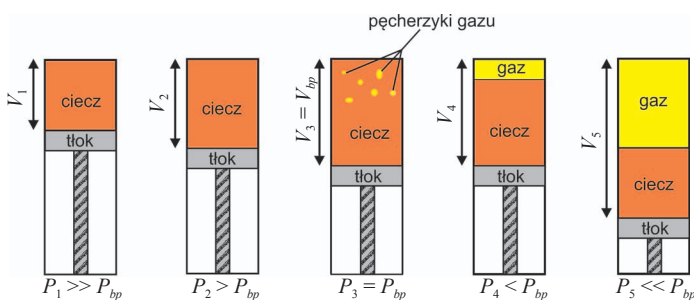
Badanie kontaktowe (CME)

Badanie kontaktowe symuluje proces uwalniania się gazu z ropy w warunkach przepływu występującego poniżej krytycznego nasycenia fazą gazową. Badanie to polega na stopniowym (krokowym) obniżaniu ciśnienia w komorze z prób-

ką płynu złożowego – przy stałej temperaturze. Schemat przebiegu badania przedstawiono na rysunku 3.

Ciśnienie obniżane jest poprzez zwiększanie objętości komory (wycofywanie tłoka), co pozwala na swobodną ekspansję próbki.

W każdym kroku dokonuje się pomiaru ciśnienia panującego w komorze i objętości zajmowanej przez płyn złożowy. Między kolejnymi krokami zachowany jest pewien przedział czasowy (około 10 min), pozwalający na ustalenie równowagi pomiędzy fazami (minimalizuje to ryzyko wystąpienia stanu metastabilnego). W momencie osiągnięcia punktu ciśnienia nasycenia z płynu złożowego zaczyna wydzielać się faza gazowa, a każde następne zwiększenie objętości komory (a tym samym objętości próbki) skutkuje już mniejszą względną redukcją ciśnienia. Wraz z wydzielaniem się z ropy coraz większej ilości pęcherzyków gazu w komorze badawczej formuje się wolna faza gazowa. Następuje znaczne zwiększenie ściśliwości badanego płynu złożowego, związane ze zmianami fazowymi – przejściem z układu jednofazowego (ciecz, tj. ropa nasycona gazem) do układu dwufazowego (ropa nasycona gazem + wolny gaz). Ciśnienie obniża się najczęściej do momentu osiągnięcia maksymalnej objętości roboczej komory badawczej, co zazwyczaj przekłada się na końcowe ciśnienia w komorze rzędu od kilkunastu do kilkudziesięciu barów [4, 10].

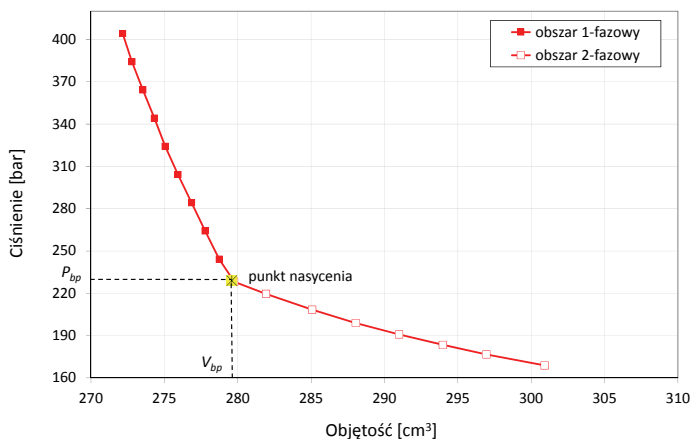


Rys. 3. Schemat przebiegu badania kontaktowego

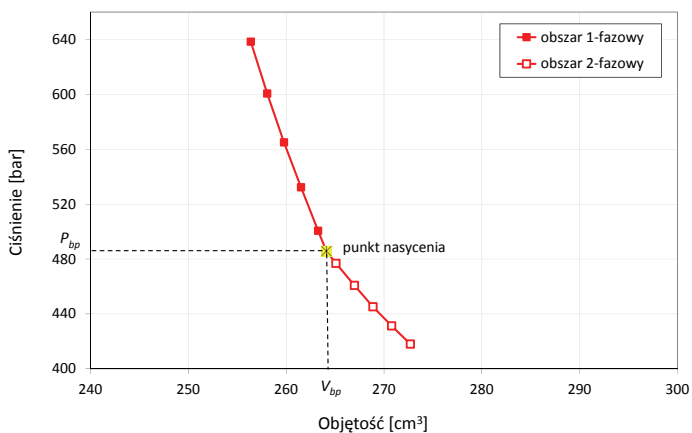
Charakterystyczny punkt, w którym następuje zmiana charakteru (trendu) ściśliwości, pokrywa się z punktem ciśnienia nasycenia ropy (punkt pęcherzyków). Dla niektórych płynów jest on łatwo identyfikowalny na wykresie zależności ciśnienia od objętości próbki (PV diagram) – rysunek 4. Dla płynów złożowych zawierających dużą koncentrację azotu (ropa nasycona gazem zaazotowanym) graficzne określenie punktu ciśnienia nasycenia bywa utrudnione (rysunek 5). Pomocny okazuje się wówczas szklany wziernik, umożliwiający wizualną obserwację płynu złożowego w komorze PVT. Osiągnięcie ciśnienia nasycenia sygnalizowane jest pojawieniem się pęcherzyków gazu w uprzednio jednolitej fazie ciekłej. Stąd wzięło się określenie ciśnienia nasycenia dla nasyconej ropy – jako ciśnienie punktu pęcherzyków.

Badanie kontaktowe odtwarza warunki uwalniania się gazu w rurkach wydobywczych, gdzie mieszanie się faz, wywołane przepływem, utrzymuje je w ciągłym kontakcie. Podobnie można postrzegać warunki separatorowe, w których na-

stępuje wydzielenie się dużej ilości fazy gazowej pozostającej w kontakcie z fazą ropną. Badanie kontaktowe wykorzystywane jest do określenia optymalnych warunków ciśnieniowych dla separatorów napowierzchniowych oraz odpowiedniej liczby etapów (stopni) separacji. Pozwala to na zatrzymanie średnich węglowodorów w fazie ciekłej i wydattne zwiększenie uzysku ciekłych węglowodorów, co realnie przekłada się na aspekty finansowe eksploatacji złoża [3, 5, 11].



Rys. 4. PV diagram umożliwiający określenie ciśnienia nasycenia na podstawie badania kontaktowego



Rys. 5. PV diagram płynu złożowego, dla którego określenie P_{bp} na podstawie wykresu jest utrudnione

Na podstawie badań kontaktowych uzyskuje się niżej wymienione informacje i określa się parametry dotyczące płynu złożowego w zadanych warunkach ciśnienia i temperatury:

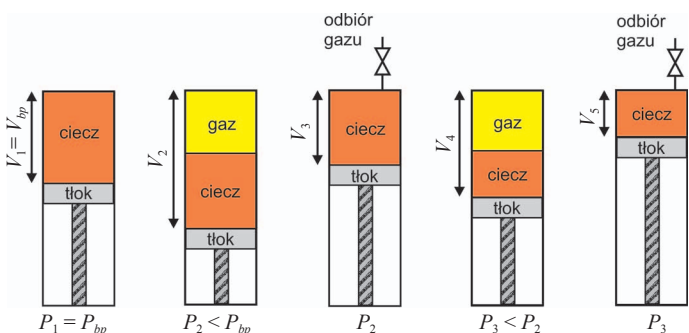
1. Dla ropy:
 - ciśnienie nasycenia, tj. ciśnienie punktu pęcherzyków P_{bp} ,
 - objętość względną V_{rel} ,
 - współczynnik objętościowy ropy B_o ,
 - funkcję Y, opisującą dynamikę wydzielania się gazu z ropy, postępującego wraz z redukcją ciśnienia,
 - izotermiczny współczynnik ściśliwości ropy c ,

- gęstość ropy ρ ,
 - część diagramu fazowego badanego płynu ograniczoną zakresem temperatur badawczych (zwykle od 20°C do $T_{zł}$).
2. Dla gazu:
- ciśnienie nasycenia, tj. ciśnienie punktu rosy P_{dp} ,
 - objętość względną V_{rel} ,

- współczynnik objętościowy gazu B_g ,
- współczynnik ściśliwości gazu Z (miara odchylenia od gazu doskonałego),
- objętość wykroplonego kondensatu V_L ,
- charakter (dynamikę) kondensacji,
- część diagramu fazowego (jw.).

Badanie różnicowe (DL)

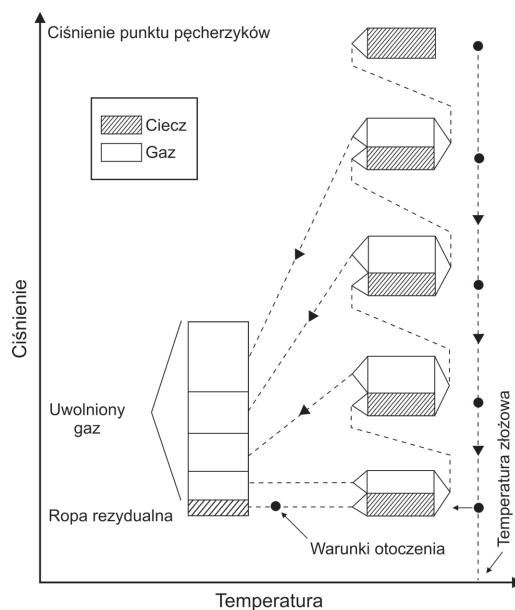
Badanie różnicowe symuluje proces przepływu płynu węglowodorowego w złożu znajdującym się powyżej krytycznego nasycenia fazą gazową. W takich warunkach gaz swobodnie dopływa do odwiertu, natomiast faza ciekła, jako mniej mobilna, pozostaje w złożu. Badanie to przeprowadza się w podobny sposób jak badanie kontaktowe, z tą różnicą, że uwolniony na każdym kroku obniżania ciśnienia gaz jest odbierany (wytlaczany) z komory badawczej przy zachowaniu stałego ciśnienia w układzie (rysunek 6). Przebieg badania różnicowego w odniesieniu do ciśnienia i temperatury przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 6. Schemat przebiegu badania różnicowego (DL)

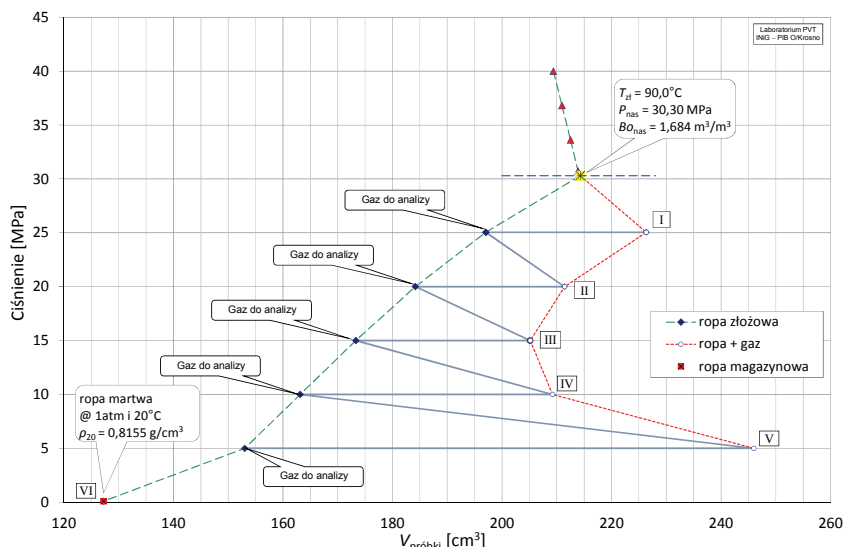
Badanie różnicowe przeprowadza się zawsze w temperaturze złożowej, rozpoczynając obniżanie ciśnienia od wartości ciśnienia nasycenia. Na każdym kroku badawczym mierzone jest ciśnienie, całkowita objętość próbki, objętość fazy ciekłej i gazowej (po obniżeniu ciśnienia poniżej P_{bp}) oraz objętość fazy gazowej odebranej z komory. Przykładowy przebieg badania różnicowego w układzie PV i temperaturze złożowej zilustrowano na rysunku 8. Próbkę gazu wydzielonego z ropy (wskutek obniżenia ciśnienia) i odebranego z komory badawczej aparatury PVT poddaje się analizom składu chemicznego, a następnie wyznacza się parametry takie jak: gęstość, ciepło spalania czy liczba Wobbego [2, 11]. Na podstawie badania różnicowego określone są kolejne istotne parametry płynu złożowego, tj.:

- współczynnik objętościowy ropy B_o ,



Rys. 7. Ilustracja badania różnicowego w układzie PT – na podstawie [5]

- współczynnik objętościowy gazu B_g ,
- całkowity współczynnik objętościowy B_{total} ,
- gęstość ropy ρ ,
- rozpuszczalność gazu w ropie R_s ,
- współczynnik ściśliwości gazu Z .



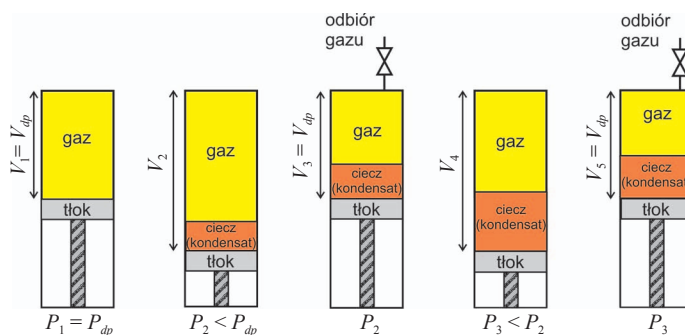
Rys. 8. Przykładowy przebieg badania różnicowego ropy złożowej

Badanie odbioru gazu do stałej objętości (CVD)

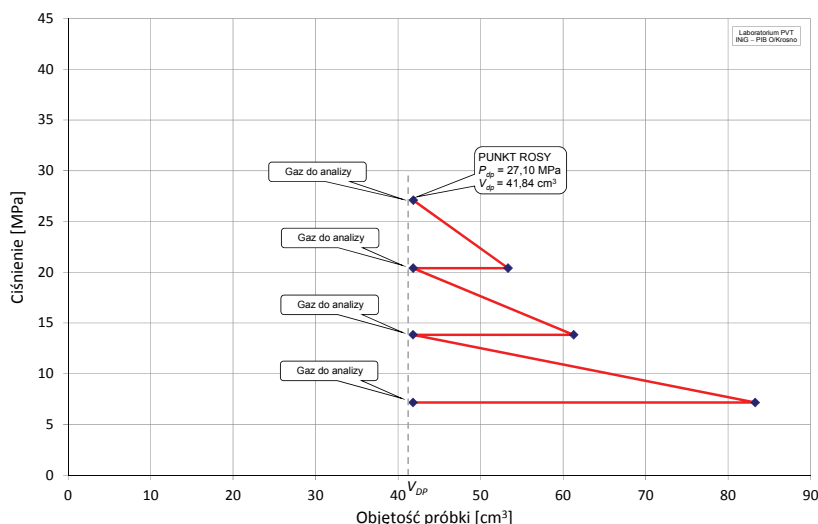
Badanie CVD jest laboratoryjną symulacją procesu eksploatacji złoża gazowo-kondensatowego. Jest ono prowadzone w temperaturze złożowej po uprzednim określeniu punktu rosy (P_{dp}), a więc po wykonaniu odpowiednich badań kontaktowych (CME). W odróżnieniu od badania różnicowego, w trakcie badania CVD odbierana jest jedynie część gazu niezbędna do przywrócenia początkowej objętości komory, odpowiadającej objętości przy ciśnieniu punktu rosy (V_{dp}). Badanie CVD zostało zaprojektowane specjalnie po to, by móc uzyskać informację na temat zmian zachodzących we właściwościach PVT i składzie strumienia płynu wydobywanego ze złóż gazowo-kondensatowych [4, 5, 7, 12]. Schemat przebiegu badania CVD przedstawiono na rysunku 9.

Utrzymywanie stałej objętości komory zajmowanej przez mieszaninę węglowodorową symuluje warunki stałej objętości porowej złoża. Odnosi się to do sytuacji w złożu gazowo-kondensatowym, w której wydobywana jest tylko faza gazowa, podczas gdy ciecz pozostaje w złożu. Badanie rozpoczyna się stabilizacją próbki przy ciśnieniu punktu rosy (P_{dp}) i odpowiadającej mu objętości V_{dp} . Następnie zwiększa się objętość komory, co prowadzi do obniżenia ciśnienia i utworzenia ośrodka dwufazowego z wykroploną z gazu fazą ciekłą. W następnej kolejności zmniejsza się objętość komory do pierwotnej wartości V_{dp} poprzez odbiór gazu przez zawór na szczycie komory i z zachowaniem stałego ciśnienia w komorze. Później przeprowadza się kolejny krok obniżenia ciśnienia (zwiększenia objętości komory badawczej) wraz ze stabilizacją warunków, a po nim kolejny odbiór (wytłoczenie przy stałym ciśnieniu) gazu z komory. Na każdym kroku badawczym dokonuje się pomiaru: ciśnienia, całkowitej objętości próbki, objętości wykroplonej

fazy ciekłej i odebranej fazy gazowej, którą następnie poddaje się analizie chromatograficznej. Dodatkowo prowadzi się pomiar i ewentualną analizę małych ilości cieczy kondensującej z odbieranego strumienia gazu już poza komorą. Przebieg przykładowego badania odbioru gazu do stałej objętości przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 9. Schemat przebiegu badania odbioru gazu do stałej objętości (CVD)



Rys. 10. Przebieg badania CVD w relacji ciśnienia i objętości

Badania separacji

W trakcie wydobywania ropy naftowej na powierzchnię stopniowo zmniejsza się wielkość ciśnienia i temperatury, czego następstwem jest wydzielanie się z ropy rozpuszczonego gazu. W zależności od zmian ciśnienia i temperatury proporcje wydobytej ropy do wydzielonego gazu są różne. Badanie separacji jest pomocne w wyznaczaniu optymalnych warunków prowadzenia procesu separacji, które pozwalają na wydzielenie z płynu złożowego jak największej ilości średniej frakcji węglowodorów, tak aby pozostały one w fazie ciekłej [6]. Zbyt wysokie ciśnienie separacji sprawi, że faza ciekła na danym stopniu separacji będzie zawierać podwyższoną ilość skład-

ników lekkich. Z drugiej strony, założenie zbyt niskiego ciśnienia na separatorze będzie skutkowało obecnością cięższych składników węglowodorowych w fazie gazowej.

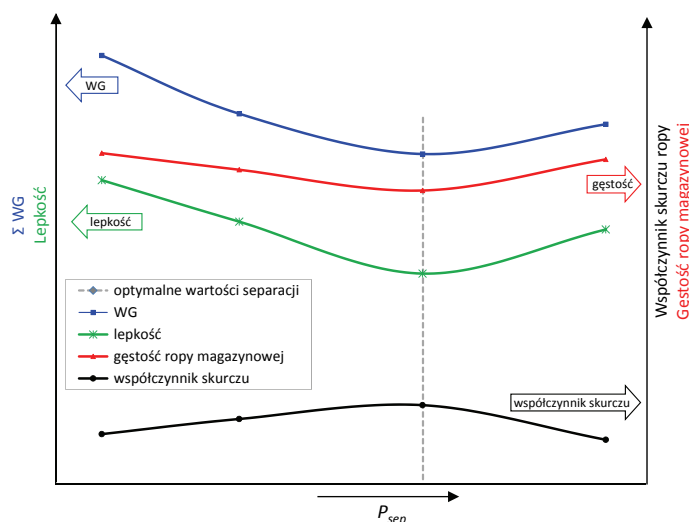
Podczas badania separacji płyn złożowy umieszczany jest w zamkniętej komorze ciśnieniowej (na potrzeby badań nazywanej separatorem), gdzie w warunkach nasycenia mierzona jest jego pierwotna objętość. Następnie temperatura i ciśnienie w komorze są obniżane do wartości odpowiadających warunkom separacji pierwszego stopnia, w których następuje rozdzielenie mieszaniny na fazę gazową i ciekłą. Po ustaleniu równowagi między fazami gaz jest wytłaczany z komo-

ry, a jego objętość mierzona w warunkach otoczenia odnieszona jest najczęściej do warunków normalnych/standardowych/magazynowych (ang. *stock tank conditions*). Odebrany gaz może zostać poddany analizie chromatograficznej w celu ustalenia składu chemicznego i gęstości. Po wytłoczeniu całego gazu z komory mierzona jest objętość pozostałej w niej cieczy. Następnie cały proces powtarza się w kolejnym stopniu separacji z wykorzystaniem ropy pozostałej po separacji poprzedniego stopnia. Warunki ciśnienia i temperatury ostatniego stopnia separacji odpowiadają warunkom magazynowym. Oznacza to, że ropa po procesie wielostopniowej separacji może być praktycznie magazynowana w warunkach atmosferycznych bez dalszego uwalniania gazu [5]. Liczba stopni separacji zależy od gęstości ropy, wielkości wykładnika gazowego i ciśnienia dynamicznego. W przemysłowej separacji wielostopniowej stosowane są zwykle 2–3 stopnie separacji. W przypadku wysokiej gęstości ropy, wartości ciśnienia dynamicznego i wykładnika gazowego wymagana jest większa liczba stopni separacji (3–4). Zastosowanie większej liczby stopni separacji daje nieco większy odzysk ropy w zbiorniku magazynowym, lecz często nie pokrywa się to z nakładem środków poniesionych na rozbudowę instalacji [1, 6, 8].

Na podstawie badań separacji wyznacza się parametry, które pozwalają oszacować optymalne warunki separacji. Są to:

- współczynnik skurczu ropy separatorowej b_{sep} ,
- współczynnik objętościowy ropy separatorowej B_{sep} ,
- wykładnik gazowy separacji WG_{sep} ,
- wykładnik gazowy zbiornikowy WG_{zbior} .

Połączenie informacji uzyskanych na podstawie badania separacji z innymi parametrami, takimi jak lepkość i gęstość ropy, pozwala na wyznaczenie optymalnych warunków separacji płynu złożowego (rysunek 11).



Rys. 11. Wyznaczenie optymalnego ciśnienia separacji na podstawie badań PVT

Podsumowanie

Głównym celem laboratoryjnych badań PVT jest określenie kluczowych parametrów opisujących zmiany stosunków fazowych i składu strumienia węglowodorów w pełnym zakresie ciśnień i temperatur, począwszy od warunków złożowych po ostatni element systemu wydobywczego lub magazynowego. Na ich podstawie możliwe jest szczegółowe scharakteryzowanie znajdującego się w złożu płynu węglowodorowego, co stanowi punkt wyjścia do podejmowania odpowiednich, opłacalnych decyzji dotyczących między innymi: zagospodarowania złoża, metod eksploatacji, konstrukcji odwiertów i instalacji napowierzchniowej oraz parametrów wydobywania. Dokładna znajomość parametrów PVT płynu złożowego ma niezwykle istotne znaczenie dla uniknięcia problemów z zapewnieniem/utrzymaniem przepływu (tzw. *flow assurance*), które mogą zagrozić rentowności projektu. W artykule omówiono podstawowe (wykonywane rutynowo) laboratoryjne badania PVT, które w zależ-

ności od potrzeb mogą być uzupełnione o bardziej specjalistyczne analizy, takie jak np. badanie na tzw. cienkiej rurce (ang. *slim tube test*) czy badanie pęcznienia (ang. *swelling test*). Dobrą praktyką wysoko rozwiniętego przemysłu naftowego jest realizowanie analiz PVT dla każdego pozytywnego odwiertu – zarówno w trakcie prac poszukiwawczych, jak i w późniejszym czasie, na etapie eksploatacji złoża, w celu aktualizacji parametrów płynu złożowego, gdyż zmieniają się one wraz z postępującym procesem wydobywania. Takie podejście pozwala na otrzymanie pełnego i aktualnego obrazu sytuacji złożowej, a tym samym na racjonalne gospodarowanie zasobami złoża i uzyskanie satysfakcjonującego stopnia szczytowania.

W kolejnych częściach artykułu zostanie poruszona kwestia poboru reprezentatywnych próbek płynów złożowych do badań PVT oraz omówione będą przemiany fazowe zachodzące w płynach węglowodorowych w trakcie cyklu „życia” złoża.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2018, nr 7, s. 535–542, DOI: 10.18668/NG.2018.07.07

Artykuł nadesłano do Redakcji 30.03.2018 r. Zatwierdzono do druku 23.05.2018 r.

Literatura

- [1] Bahadori A., Vuthaluru H.B., Mokhatab S.: *Optimizing separator pressures in the multistage crude oil production unit*. Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering 2008, vol. 3, nr 4, s. 380–386.
- [2] Freyss H., Guieze P., Vartotsis N., Khakoo A., Lestelle K., Simper D.: *PVT Analysis for Oil Reservoirs*. Oilfield Review 1989, vol. 37, nr 1, s. 4–15.
- [3] Lubaś J., Warnecki M., Szufflita S.: *Types of reservoir fluids in the Polish Lower Paleozoic shale formations*. Nafta-Gaz 2015, vol. 71, nr 8, s. 539–548.
- [4] McCain W.D.: *The properties of petroleum fluids*. PennWell Books 1990.
- [5] Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A.: *Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. 2nd Revised Edition, CRC Press, Taylor & Francis Group 2015.
- [6] Such J.: *Wpływ warunków separacji ropy na wielkość jej wydobywania*. Nafta-Gaz 2011, nr 1, s. 64–72.
- [7] Tarek A.: *Equations of State and PVT Analysis*. Gulf Professional Publishing 2016.
- [8] Tarek A.: *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Publishing 2010.
- [9] Warnecki M.: *Analiza możliwości pozyskiwania pozabilansowych zasobów gazu ziemnego z nasyconych poziomów solankowych w procesach sekwestracji CO₂*. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego 2016, nr 211, s. 1–22, DOI: 10.18668/PN2016.211.
- [10] Warnecki M.: *Conventional reservoir fluid PVT studies*. In PVT Workshop on Determining and interpreting PVT properties and phase behaviour of petroleum reservoir fluids using hi-tech PVT System, Instytut Nafty i Gazu, Krosno 8–9.06.2005.
- [11] Whitson C.H., Brulé M.R.: *Phase behavior*. SPE Monograph Series 2000, vol. 20, s. 233.
- [12] Whitson C.H., Torp S.B.: *Evaluating Constant-Volume Depletion Data*. Journal of Petroleum Technology 1983, vol. 35, nr 3, s. 610–620.



Mgr inż. Mirosław WOJNICKI
Asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: miroslaw.wojnicky@inig.pl



Dr inż. Marcin WARNECKI
Kierownik Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: marcin.warnecki@inig.pl



Mgr inż. Jerzy KUŚNIERCZYK
Specjalista badawczo-techniczny w Zakładzie
Badania Złóż Ropy i Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: jerzy.kusnierczyk@inig.pl



Mgr inż. Sławomir SZUFLITA
Asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: slawomir.szufflita@inig.pl