

Mirosław Wojnicki, Marcin Warnecki, Sławomir Szuflita, Jerzy Kuśnierczyk

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego. Część II: przemiany fazowe płynów węglowodorowych

Określenie relacji między ciśnieniem, objętością i temperaturą (PVT) płynów węglowodorowych jest niezbędne do szacowania zasobów, prowadzenia symulacji złożowych, prognozowania wydobywania, poznania hydrauliki przepływu, ustalania warunków separacji cieczy i gazu, projektowania instalacji wydobywczych oraz przesyłowych. Znajomość przemian fazowych i umiejętność korzystania z przedstawiających je diagramów fazowych wpisuje się w podstawowe kompetencje specjalistów odpowiedzialnych za prawidłowe zagospodarowanie i eksploatację złóż węglowodorów. Umiejętność predyktywnej analizy zachowania fazowego płynów węglowodorowych jest niezwykle istotna w inżynierii naftowej i gazowniczej z dwóch głównych powodów. Po pierwsze, zachowanie fazowe płynów węglowodorowych rozpatrywane jest w skrajnie zróżnicowanym zakresie ciśnień – od ciśnienia atmosferycznego do ciśnienia przekraczającego 1000 bar, i temperatur – od ultraniskich (-170°C w przypadku LNG) do nawet 200°C . W tym zakresie płyn węglowodorowy może występować w jednej z trzech głównych faz, to jest stałej, ciekłej i gazowej, lub – co gorsza – w dowolnej ich kombinacji. Dlatego tak istotne jest zrozumienie interakcji między przepływającym płynem a poszczególnymi elementami systemu wydobywczego, obejmującego złożę, rury wydobywcze, separatory, pompy, kompresory, rurociągi transmisyjne itp. Po drugie, podczas wydobywania często zajmujemy się płynami węglowodorowymi o skomplikowanych składach chemicznych, w przypadku których zależność między składem a właściwościami termodynamicznymi jest bardzo silna. W publikacji, będącej drugą częścią serii pt.: *Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego*, omówiono teoretyczne podstawy przemian fazowych węglowodorowych płynów złożowych. Przedstawiono diagramy fazowe dla poszczególnych typów płynów węglowodorowych wraz z nakreśleniem przebiegu przemian fazowych zachodzących podczas ich eksploatacji. Omówiono parametry charakteryzujące dany typ płynu złożowego oraz ich zmienność związaną między innymi z przemianami fazowymi zachodzącymi w trakcie wydobywania. Przedstawiono również zasadność wykorzystania diagramów fazowych w konkretnych przypadkach złożowych.

Słowa kluczowe: przemiany fazowe, diagram fazowy, badania PVT, węglowodorowe płyny złożowe.

PVT analyses as an effective tool in the hand of the petroleum engineer. Part 2: phase behaviour of hydrocarbon fluids

Determination of the relationship between pressure, volume and temperature (PVT) of hydrocarbon fluids is necessary for conducting reservoir simulations, resource estimations, production forecasting and production and transmission installation design. The knowledge of phase transformations and the ability to use the phase diagrams depicting them is part of the basic competences of specialists responsible for the proper development and exploitation of hydrocarbon deposits. The ability of predictive analysis phase behavior of hydrocarbon fluids is extremely important in oil and gas engineering for two main reasons. Firstly, the phase behavior of hydrocarbon fluids is considered in a extremely wide range of pressures – from atmospheric pressure to exceeding 1000 bar and temperatures – from ultra-low (-170°C in the case of LNG) to even 200°C . Within these ranges, the fluid can transcend the three principal phases, namely gas, liquid, and solid, and worse yet, any combination of these. That is why it is so important to understand the interaction between the flowing fluid and individual elements of the production system including the reservoir, tubing, separators, pumps, compressors, transmission pipelines, etc. Secondly, during production we are often dealing with hydrocarbon fluids with a complex chemical composition, where the relationship between their composition and thermodynamic properties is very strong. This paper, which is the second part of the series titled: *PVT analyses as an effective tool in the hand of the petroleum engineer*, discusses the theoretical basis of the hydrocarbon reservoir fluids phase behaviour. Phase diagrams for individual types of hydrocarbon fluids along with

a sketch of the phase changes taking place during their production are presented. The parameters characterizing a given type of reservoir fluid and their variability related to, among others, phase changes occurring during production are discussed. The importance of using phase diagrams in specific reservoir cases are also presented.

Key words: phase behaviour, phase diagram, PVT studies, hydrocarbon reservoir fluids.

Wprowadzenie

W procesie eksploatacji i przesyłu mieszaniny węglowodorów przechodzą przez różne etapy pośrednie, w których następują istotne zmiany ich właściwości fazowych. Właściwości te mają kluczowe znaczenie dla efektywnego i optymalnego projektowania oraz sterowania procesami wydobywania, przetwarzania i transportu węglowodorów. Termodynamika przemian fazowych daje nam narzędzia (między innymi diagramy fazowe) niezbędne do zrozumienia zachowania płynów na każdym z tych etapów. W historii przemysłu naftowego i gazowniczego znanych jest wiele przypadków, w których nieprawidłowa interpretacja zjawisk fazowych doprowadziła do strat finansowych lub poważnych awarii. Nie tak odosobnionym przypadkiem jest zalewanie kondensatem lub przytykanie gazociągów podczas przepływu (transportu) „gazu suchego”. Oczywiście rzeczony gaz suchy nie mógł być gazem suchym, a problem wynikał najprawdopodobniej

z zaniedbań przy analizie przemian fazowych zachodzących w trakcie eksploatacji lub oszczędności na wykonaniu solidnych badań PVT i opracowaniu symulacyjnego modelu płynu węglowodorowego. Innym przykładem może być zastosowanie systemu sprężania o dużej mocy do utrzymania ciśnienia złożowego powyżej ciśnienia punktu rosy, gdy w rzeczywistości temperatura złożowa była wyższa od temperatury krykodermu [3]. Zrozumienie przemian fazowych węglowodorowych płynów złożowych jest fundamentalną kwestią dla inżynierii naftowej i gazowniczej. Już na etapie odkrycia złoża operator powinien mieć pełne i wyczerpujące informacje na temat udostępnianego płynu złożowego. Oczywiście pozyskanie kompletnych danych na etapie udostępniania złoża nie zawsze jest technicznie możliwe, lecz mogą być one konsekwentnie uzupełniane w miarę postępu w zaawansowaniu prac podczas eksploatacji złoża.

Przemiany fazowe w płynach węglowodorowych

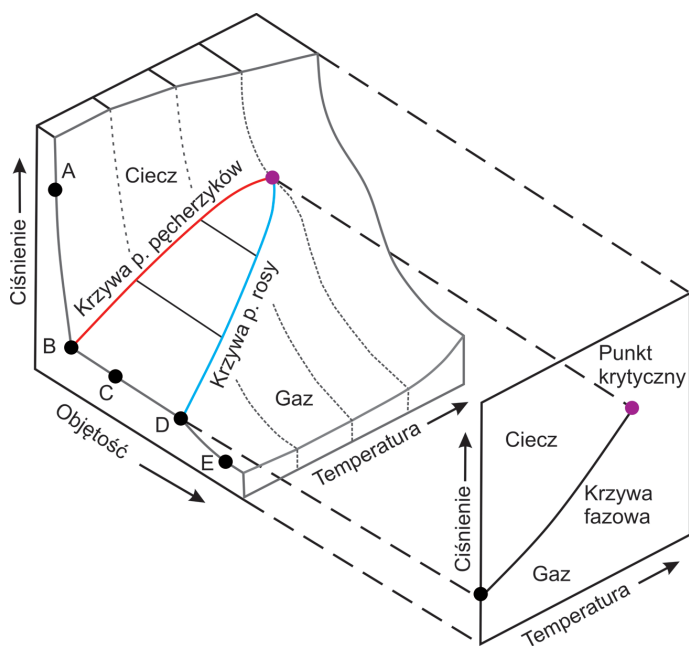
Podstawą prowadzenia efektywnej eksploatacji złoża jest poprawne zrozumienie przemian fazowych wydobywanych płynów węglowodorowych. Tutaj z pomocą przychodzą badania PVT przybliżające zachowanie fazowe płynów złożowych na każdym etapie eksploatacji. Faza jest definiowana jako dowolna, jednorodna część układu, która jest fizycznie odmienna i oddzielona od innych części poprzez określone granice. Układy węglowodorowe występujące w złożach naftowych są układami wielofazowymi w szerokim zakresie ciśnień i temperatur [5, 8].

Dla uproszczenia weźmy pod uwagę zachowanie pojedynczego składnika węglowodorowego w komorze ciśnieniowej umieszczonej w warunkach izotermicznych. W wyniku stopniowego zwiększania objętości komory przy stałej temperaturze, ciecz powiększa swoją objętość, co skutkuje obniżeniem ciśnienia w komorze (odcinek AB na rysunku 1). Spadek ciśnienia następuje do momentu, gdy pierwszy pęcherzyk gazu uwalnia się z roztworu – osiągnięcie punktu pęcherzyków (punkt B). Po osiągnięciu ciśnienia nasycenia gaz zaczyna się rozprężać przy stałym ciśnieniu (odcinek BC) aż do odparowania ostatniej kropli cieczy – osiągnięcia ciśnienia punktu rosy (punkt D). Od tego momentu dalsze zwiększanie objętości płynu wiąże się ze spadkiem ciśnienia (odcinek DE).

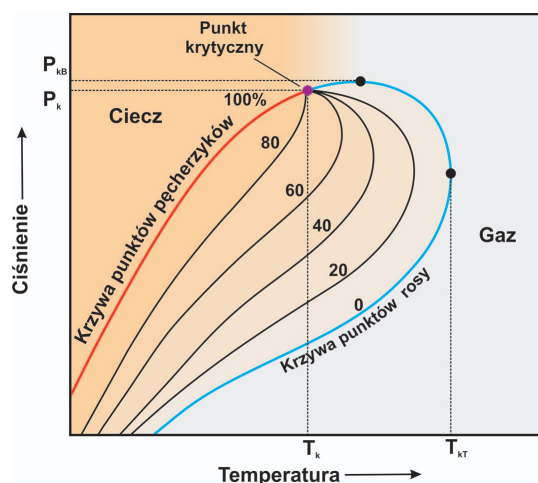
Dla pojedynczego składnika ciśnienie punktu pęcherzyków i punktu rosy jest równe prężności par w danej temperaturze.

Gdy przeprowadzimy ten eksperyment (dla omawianego płynu jednoskładnikowego) w różnych temperaturach, otrzymamy różne wartości ciśnienia punktów pęcherzyków (tworzące krzywą punktów pęcherzyków) i różne wartości ciśnienia punktów rosy (tworzące krzywą punktów rosy). Po przeniesieniu ich na wykres w układzie ciśnienia i temperatury (prawa strona na rysunku 1) utworzą one wspólną krzywą fazową rozdzielającą fazę ciekłą (obszar powyżej krzywej) od fazy gazowej (obszar poniżej krzywej). Charakterystycznym miejscem na wykresie (rysunek 1) jest punkt krytyczny, w którym faza ciekła i gazowa jest nieodróżnialna. Położenie punktu krytycznego na wykresie ciśnienia względem temperatury określają wartości ciśnienia krytycznego – P_{kr} i temperatury krytycznej – T_{kr} (rysunek 2).

Wieloskładnikowe mieszaniny węglowodorowe posiadają bardziej skomplikowane wykresy nazywane diagramami fazowymi, a ich kształt zależy od składu chemicznego płynu. Na diagramach fazowych krzywe punktów pęcherzyków i punktów rosy nie nakładają się na siebie, ale łączą w punkcie krytycznym, tworząc krzywą nasycenia. Rozdziela ona od siebie obszary występowania jednej i dwóch faz w układzie.



Rys. 1. Wykres przemian fazowych pojedynczego składnika węglowodorowego w układzie ciśnienie–objętość–temperatura; na podstawie [2] – zmodyfikowano



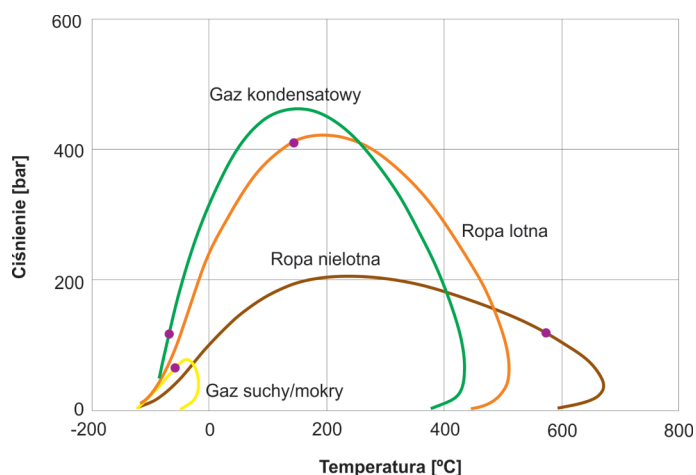
Rys. 2. Diagram fazowy wieloskładnikowej mieszaniny węglowodorów; na podstawie [2] – zmodyfikowano

Wewnątrz obszaru ograniczonego przez krzywą nasycenia płyn występuje jednocześnie zarówno w fazie gazowej, jak i cieklej. Powyżej krzywej punktów pęcherzyków – jedynie w fazie cieklej, natomiast poniżej krzywej punktów rosy – tylko w fazie gazowej. Dodatkowe izolinie kreślone wewnątrz diagramu fazowego określają procentową zawartość fazy cieklej w mieszaninie. Maksymalna temperatura wyznaczona przez krzywą nasycenia nazywana jest temperaturą krikoden-termu – T_{kT} (rysunek 2). Jest to temperatura, powyżej której faza cieklej nie wystąpi w układzie, niezależnie od wielkości panującego ciśnienia. Innymi słowami, powyżej temperatury T_{kT} skroplenie (nawet niewielkiej ilości) płynu jest niemożliwe bez względu na ciśnienie panujące w układzie. Najwyższe ciśnienie odnotowane na krzywej nasycenia nazywane jest

ciężnieniem krikodenbaru – P_{kB} (rysunek 2). Jeśli w rozpatrywanym układzie panuje ciśnienie wyższe od P_{kB} , wówczas, bez względu na temperaturę, nie ma możliwości uzyskania fazy gazowej. Mieszanina występuje wtedy w fazie cieklej lub nadkrytycznej. W temperaturach bliskich temperaturze krytycznej i ciśnieniach wyższych od ciśnienia krytycznego istnieje jedna faza posiadająca cechy zarówno cieklej, jak i gazu, nazywana fazą nadkrytyczną. Określenia „ciecz” i „gaz” odnoszą się do mniej i bardziej gęstej fazy płynu w stanie równowagi. W punkcie krytycznym zanika napięcie powierzchniowe oraz różnica gęstości między fazą cieklej a gazową. Dlatego też w przypadku fazy nadkrytycznej nie ma granicy między cieklej a gazem.

Znajomość ciśnienia nasycenia jest kluczem do poznania przemian fazowych płynów węglowodorowych obecnych w złożu oraz zidentyfikowania systemu energetycznego kierującego danym złożem: jeżeli pierwotne ciśnienie w złożu ropy naftowej jest niższe od ciśnienia nasycenia, to niemal pewne jest występowanie czapy gazowej, która – powiększając swoją objętość – będzie wypierać ropę ku odwiertom wydobywczym,

- w złożu ropy naftowej pracującym poniżej ciśnienia nasycenia, charakteryzującym się wysoką przepuszczalnością pionową oraz niskimi wydatkami wydobycia, gaz uwalniający się z ropy może migrować ku szczytowi struktury, tworząc wtórną czapę gazową,
- w przypadku, gdy początkowe ciśnienie złożowe jest większe niż ciśnienie nasycenia (ropa nienasycona), a system energetyczny oparty jest jedynie na ekspansji cieklej (na przykład bez dodatkowej energii napędu wód złożowych), stopień szczypania pozostanie na niskim poziomie (zaledwie kilka procent).



Rys. 3. Diagramy fazowe różnych typów płynów węglowodorowych; na podstawie [7] – zmodyfikowano

Wśród węglowodorowych płynów złożowych możemy wyróżnić pięć głównych typów [5]. Według złożoności chemicznej są to: gaz suchy – bezgazolinowy (z ang. *dry gas*),

gaz mokry – kondensujący/gazolinowy (z ang. *wet gas*), gaz kondensatowy (z ang. *gas condensate*), ropa lotna (z ang. *volatile oil*), ropa nielotna (z ang. *black oil*). Przemiany fazowe gazów kondensatowych i ropy lotnej są zdecydowanie bardziej skomplikowane niż w przypadku ropy nielotnej i gazu suchego. Złożone przemiany fazowe są związane

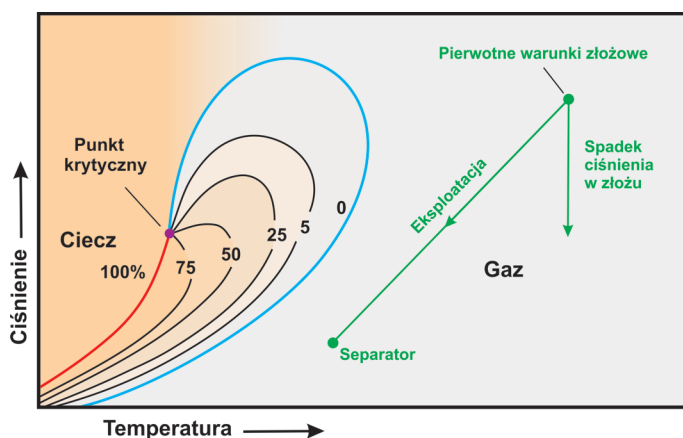
zwykle z systemami „okołokrytycznymi”, które zawierają od 10÷15% mol. heptanów i cięższych składników (C_{7+}). Poglądowy kształt diagramów (wraz z zaznaczonym punktem krytycznym) i ich umiejscowienie w układzie ciśnienie–temperatura dla poszczególnych typów płynów złożowych przedstawiono na rysunku 3.

Gaz suchy (bezgazolinowy)

Jeżeli temperatura złoża gazu przekracza T_{kt} , a parametry termobaryczne procesów wydobywania i separacji pozostają poza obszarem diagramu fazowego, mamy do czynienia z gazem suchym. Termin „suchy” nie odnosi się w tym przypadku do zawartości wody, ale oznacza, że gaz ten nie zawiera wystarczającej ilości cięższych węglowodorów, aby mogły utworzyć węglowodorową fazę ciekłą na którymś z etapów eksploatacji. Zwykle gaz niesie ze sobą określoną ilość pary wodnej w warunkach nasycenia, co może prowadzić do wykrapłania niewielkiej ilości wody na powierzchni. Linia odpowiadająca procesowi eksploatacji, zarówno na niższym (rysunek 4), jak i na kolejnych diagramach fazowych (rysunki 5, 6, 7 i 9), jest linią pomocniczą i nie odzwierciedla rzeczywistych zmian ciśnienia i temperatury w trakcie eksploatacji.

Mieszanka węglowodorów o wykładniku gazowym większym od $17\ 800\ \text{Nm}^3/\text{m}^3$ (przeliczono z $100\ 000\ \text{scf}/\text{STB}$) jest traktowana jako suchy gaz [8]. Występuje ona w jednorodnej fazie gazowej, zarówno w warunkach złożowych, jak i powierzchniowych. Jednofazowy przepływ sprawia, że gaz suchy jest najłatwiejszym w eksploatacji i często pożądanym płynem złożowym. Głównym składnikiem gazu suchego jest zazwyczaj metan, stąd taki gaz ziemny nazywany jest także

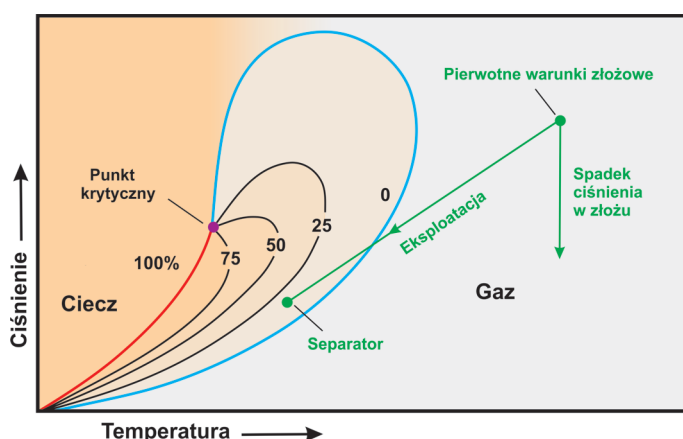
wysokometanowym (w Polsce nazwa ta powiązana jest również z progową wartością ciepła spalania). Drugim istotnym składnikiem może być azot (nawet 90%) – w przypadku gazu zaazotowanego. Te dwa podstawowe składniki (o bardzo niskich temperaturach krytycznych) decydują o kształcie i położeniu diagramu fazowego w odniesieniu do konkretnych termobarycznych warunków złożowych.



Rys. 4. Diagram fazowy gazu suchego (bezgazolinowego); na podstawie [2] – zmodyfikowano

Gaz mokry (gazolinowy)

W przypadku, gdy parametry termobaryczne separatora znajdują się w obrębie obszaru dwufazowego, w separatorze nastąpi częściowe wykroplenie fazy ciekłej z gazu (rysunek 5). Ponieważ temperatura złożowa przekracza T_{kt} , a spadek ciśnienia w złożu towarzyszący eksploatacji przebiega izotermicznie, płyn węglowodorowy w złożu przez cały okres wydobywania pozostaje w fazie gazowej. Wykroplenie jest związane z obniżeniem energii kinetycznej cięższych cząsteczek węglowodorowych, wynikającym ze spadku temperatury płynu złożowego podczas jego wypływu na powierzchnię. Mniejsza energia kinetyczna cięższych cząsteczek sprawia, że siły przyciągania między nimi działają skuteczniej i prowadzą do przejścia w stan ciekły. Ciecz separatorowa (kondensat) w tym przypadku zwana jest gazoliną, dlatego taki gaz nazywamy również gazem gazolinowym. Podobnie jak w przypadku gazu suchego, określenie „mokry” nie znaczy, że gaz ten zawiera



Rys. 5. Diagram fazowy gazu mokrego (gazolinowego); na podstawie [2] – zmodyfikowano

wodę (choć de facto zawiera parę wodną), lecz wskazuje, że w warunkach powierzchniowych wykrapłają się z niego

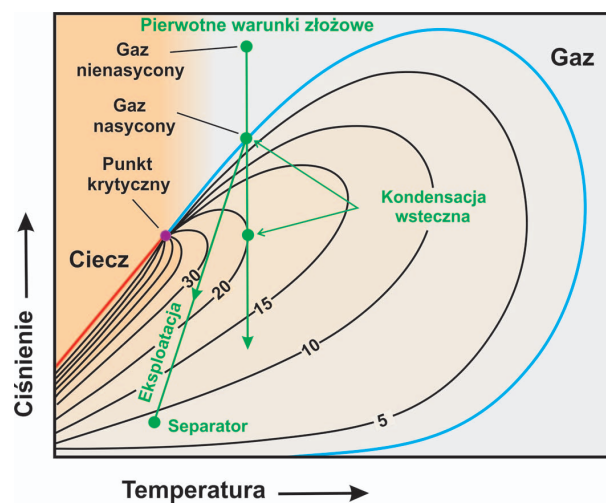
cięższe frakcje węglowodorowe. Według McCaina [5] wykładnik gazowy dla gazu mokrego jest większy niż $8900 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ ($50\,000 \text{ scf/STB}$). Gęstość gazoliny w warunkach powierzch-

niowych zawiera się w zakresie $0,6 \div 0,72 \text{ g/cm}^3$. Cały okres wydobywania gazu gazolinowego charakteryzuje raczej stała wartość gęstości gazoliny i wykładnika gazowego [4].

Gaz kondensatowy

W złożu gazowym, którego temperatura zawiera się pomiędzy temperaturą krytyczną T_C a temperaturą krikodentemu T_{KT} , podczas eksploatacji następuje specyficzna przemiana fazowa zwana kondensacją wsteczną (rysunek 6). W odróżnieniu od kondensacji „standardowej” zachodzącej przy wzroście ciśnienia, kondensacja wsteczna przebiega wraz ze spadkiem ciśnienia. Jest to szczególna sytuacja, w której obniżanie ciśnienia mieszaniny gazowej prowadzi do skraplania cięższych składników do ciekłej fazy kondensatu. Jest to niekorzystne zjawisko, gdyż kondensująca z gazu ciecz będzie pozostawać w przestrzeni porowej skały zbiornikowej – przeważnie bez możliwości wydobywania jej na powierzchnię. Obecność drugiej fazy w przestrzeni porowej wydatnie zmniejsza przepuszczalność fazową dla gazu. Zachowanie fazowe gazu kondensatowego w trakcie eksploatacji złoża zilustrowano na rysunku 6. Zaznaczono zakres ciśnień, przy którym (w temperaturze złożowej) gaz kondensatowy ulega zjawisku kondensacji wstecznej. Początkowe ciśnienie złożowe jest większe od ciśnienia punktu rosy, dlatego mieszanina węglowodorów reprezentuje układ jednofazowy. Wraz z izotermicznym obniżaniem się ciśnienia w złożu, w momencie osiągnięcia ciśnienia punktu rosy, rozpoczyna się proces wstecznej kondensacji cieczy. Proces ten przebiega wraz ze zmniejszającym się ciśnieniem do momentu, gdy wykroplenie cieczy osiągnie wartość maksymalną. Dalsze obniżanie się ciśnienia w złożu pozwala cięższym cząsteczkom rozpocząć normalny proces parowania, w którym mniej cząsteczek gazu uderza w powierzchnię cieczy i więcej cząsteczek opuszcza fazę ciekłą niż w nią przechodzi. Proces parowania zachodzi do momentu, gdy ciśnienie złoża osiągnie dolną część krzywej punktów rosy, poniżej której układ przechodzi ponownie w stan jednofazowy – gaz [5, 7, 8]. Dalsza kondensacja wydobytego gazu następuje również w warunkach separatorowych na skutek jego ochłodzenia. Ilość potencjalnie skraplających się węglowodorów w złożu zwiększa się wraz z zawartością cięższych składników, które przesuwają temperaturę krytyczną mieszaniny w kierunku temperatury złożowej. Gaz kondensatowy o temperaturze krikodentemu bliskiej temperatury złożowej będzie zachowywał się podobnie jak gaz mokry. Początkowy wykładnik gazowy gazu kondensatowego jest wyższy niż $600 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (3300 scf/STB). Górna wartość graniczna wykładnika gazowego nie jest konkretnie określona, jednakże odnotowywane są wartości sięgające nawet $30\,000 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$

($150\,000 \text{ scf/STB}$) [5]. Wykładnik gazowy na początkowym etapie wydobywania pozostaje stały do chwili spadku ciśnienia złożowego poniżej punktu rosy i dopiero od tego momentu sukcesywnie wzrasta. Dla gazów o wykładniku gazowym powyżej $20\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ($100\,000 \text{ scf/STB}$) skraplanie w złożu ma pomijalny wpływ na parametry wydobytego gazu, lecz może przyczynić się do znacznego spadku wydatku wydobywania. Gęstość skroplonego kondensatu zwykle zawiera się w przedziale $0,72 \div 0,8 \text{ g/cm}^3$. Zawartość heptanów i cięższych węglowodorów (C_{7+}) w gazie kondensatowym jest mniejsza niż $12,5\% \text{ mol}$. Wartość ta jest granicą rozdzielającą gazy kondensatowe i ropy lekkie. Gdy zawartość frakcji C_{7+} jest mniejsza niż $12,5\% \text{ mol}$., wówczas płyn złożowy najczęściej występuje w fazie gazowej i charakteryzuje się punktem rosy. W przypadku obecności większej (od $12,5\% \text{ mol}$.) ilości frakcji C_{7+} płyn złożowy prawie zawsze jest fazą ciekłą i odznacza się punktem pęcherzyków. Znane są pojedyncze przypadki gazów kondensatowych o zawartości frakcji C_{7+} na poziomie $16\% \text{ mol}$. [6]. Kondensacji ciekłych składników w złożu można zapobiec, utrzymując ciśnienie złożowe powyżej punktu rosy, np. poprzez powtórne zatłaczanie części wydobytego gazu. W praktyce zwykle utrzymanie ciśnienia na tym poziomie jest nieekonomiczne, ze względu na brak wystarczającej ilości gazu, a proces powtórne zatłaczania sprowadza się do minimalizowania strat kondensatu związanych z jego wykropleniem w złożu [1, 4, 5].



Rys. 6. Diagram fazowy gazu kondensatowego; na podstawie [5] – zmodyfikowano

Ropa naftowa

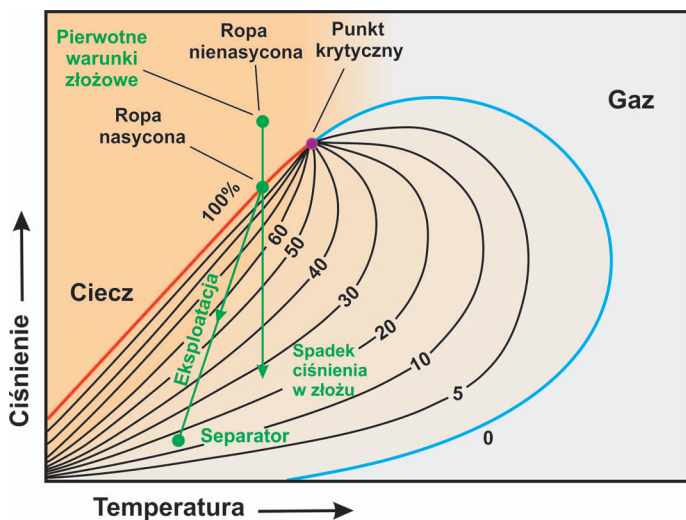
Ropa naftowa charakteryzuje się dużą różnorodnością średnich i ciężkich składników węglowodorowych, przez co jej diagram fazowy obejmuje szeroki zakres temperaturowy (rysunek 3). Jeżeli ciśnienie złożowe jest wyższe od ciśnienia punktu pęcherzyków, to mówimy o ropie nienasyconej, co oznacza, że mogłaby się w niej rozpuścić jeszcze pewna do-

datkowa ilość gazu. Gdy złożo osiągnie ciśnienie punktu pęcherzyków, ropa nazywana jest nasyconą, co znaczy, że zawiera ona maksymalną ilość gazu, jaka w danych warunkach może się w niej rozpuścić. W zależności od zawartości cięższych składników w mieszaninie węglowodorowej ropę naftową możemy podzielić na ropę lotną i nielotną.

Ropa lotna

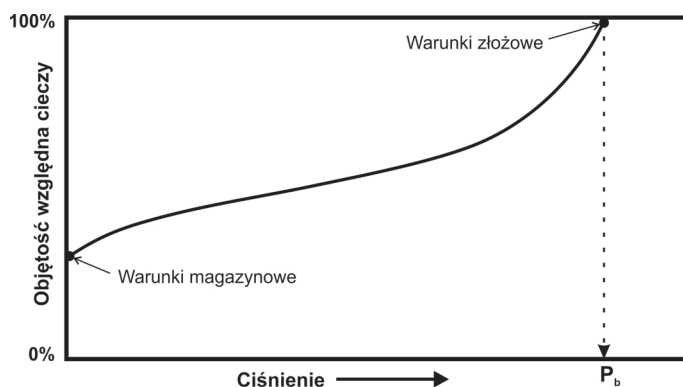
Ropa lotna ma wiele cech wspólnych z gazem kondensatowym, ale dzięki obecności większej ilości cięższych węglowodorów w warunkach złożowych zachowuje się jak ciecz. Zawiera ona w swoim składzie od 12,5% do 20% mol. heptanów i cięższych węglowodorów (C_{7+}). Diagram fazowy ropy lotnej obejmuje szerszy zakres temperaturowy od diagramu gazu kondensatowego ze względu na większą ilość cięższych składników, a jego reprezentatywny przykład przedstawiono na rysunku 7. Temperatura złożowa ropy lotnej jest bliska tem-

peratury krytycznej, dlatego czasami nazywana jest ona ropą okołokrytyczną (z ang. *near-critical oil*). Ropa lotna określana jest również mianem ropy wysokokurczliwej (z ang. *high-shrinkage crude oil*), gdyż jej objętość w trakcie wydobycia zmniejsza się o ponad połowę, a często nawet o trzy czwarte (rysunek 8). Izolinie zawartości cieczy nie są równomiernie rozłożone, lecz zacieśniają się w kierunku krzywej punktów pęcherzyków. Już niewielkie obniżenie ciśnienia poniżej punktu pęcherzyków powoduje odparowanie znacznej części fazy ciekłej, skąd też nazwa „ropa lotna”. Faza gazowa uwolniona z ropy lotnej jest bogata w cięższe od metanu frakcje węglowodorowe i zachowuje się jak gaz kondensatowy. Ten bogaty gaz pozwala odzyskać znaczną ilość węglowodorów w fazie ciekłej na drodze skraplania. Często połowa objętości cieczy wydobytej w trakcie „życia” złoża ropy lotnej wpłynęła do odwiertu w fazie gazowej. Granica między ropą lotną a nielotną jest nieco arbitralna. Przyjmuje się [5], że początkowy wykładnik gazowy dla ropy lotnej zawiera się w zakresie $\sim 350 \div 5600 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ ($2000 \div 3300 \text{ scf/STB}$). Wraz z postępującym wydobyciem i spadkiem ciśnienia poniżej punktu pęcherzyków wykładnik gazowy znacząco wzrasta. Gęstość ropy lotnej jest zwykle niższa niż $0,8 \text{ g/cm}^3$ i zmniejsza się wraz z postępującym wydobyciem poniżej ciśnienia punktu pęcherzyków, gdyż znaczna część cieczy jest pozyskiwana na drodze kondensacji z gazu towarzyszącego wydobyciu ropy.



Rys. 7. Diagram fazowy ropy lotnej; na podstawie [5] – zmodyfikowano

peratury krytycznej, dlatego czasami nazywana jest ona ropą okołokrytyczną (z ang. *near-critical oil*). Ropa lotna określana jest również mianem ropy wysokokurczliwej (z ang. *high-shrinkage crude oil*), gdyż jej objętość w trakcie wydobycia zmniejsza się o ponad połowę, a często nawet o trzy czwarte (rysunek 8).

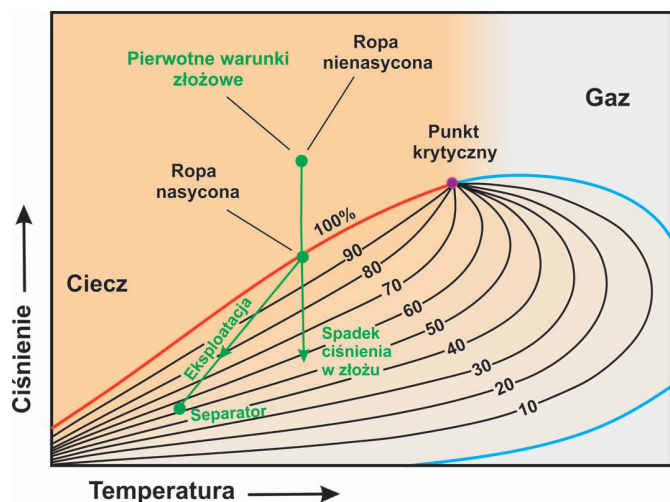


Rys. 8. Kurczliwość ropy lotnej podczas eksploatacji; na podstawie [8] – zmodyfikowano

Ropa nielotna

Jest to najbardziej popularna forma występowania ropy w złożu. Zawiera więcej składników cięższych w stosunku do ropy lotnej. Zwykle w składzie posiada więcej niż 20% mol.

heptanów i cięższych węglowodorów (C_{7+}). Diagram fazowy ropy nielotnej ma najszerszy zakres temperaturowy spośród wszystkich płynów złożowych (rysunek 9). Izolinie zawartości

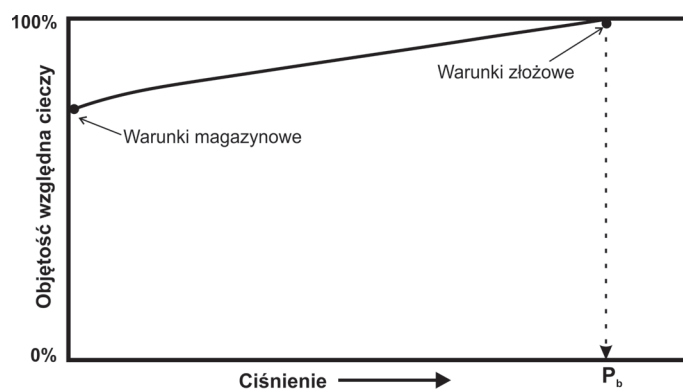


Rys. 9. Diagram fazowy ropy nielotnej; na podstawie [5] – zmodyfikowano

cieczy są zwykle równomiernie rozmieszczone i charakteryzują się większymi odstępami, a warunki separatorowe znajdują się na wyższych izoliniach, co przejawia się niższą kurczliwością ropy podczas wydobycia (rysunek 10) – w odniesieniu do ropy lotnej.

Początkowy wykładnik gazowy według McCaina [5] dla ropy nielotnej jest niższy od $350 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ($2000 \text{ scf}/\text{STB}$). W trakcie eksploatacji, gdy ciśnienie spadnie poniżej punktu pęcherzyków, wartość wykładnika gazowego może początkowo się obniżyć, gdyż uwolniony gaz pozostaje niemobilny w złożu przy bardzo niskich nasyceniach. Następnie, po przekroczeniu nasycenia krytycznego, wykładnik gazowy gwałtownie wzrośnie. Jest to związane z wysokim współczynni-

kiem mobilności gazu, który jest odwrotnie proporcjonalny do lepkości płynu (lepkość gazu jest niższa o dwa rzędy wielkości od lepkości ropy). W przypadku złóż szczelinowatych, gdzie szczeliny zapewniają dobre warunki do grawitacyjnego wznoszenia się gazu w złożu, wykładnik gazowy obniża się wraz ze spadkiem ciśnienia. Gęstość ropy nielotnej (w warunkach magazynowych) jest wyższa od $0,8 \text{ g}/\text{cm}^3$. Wraz z postępem wydobycia jej gęstość będzie nieznacznie się obniżać w początkowym okresie eksploatacji, natomiast w późniejszym okresie będzie nieco wzrastać. Niemniej jednak zmiany gęstości ropy nielotnej zachodzące wraz z wydobyciem są stosunkowo niewielkie w porównaniu ze zmianami zachodzącymi w przypadku ropy lotnej. Szczególnym przykładem ropy nielotnej jest ropa superciężka o gęstości większej od wody ($> 1,0 \text{ g}/\text{cm}^3$). Dotychczas w Polsce odkryto tylko jedno złożo takiej ropy – Lubaczów.

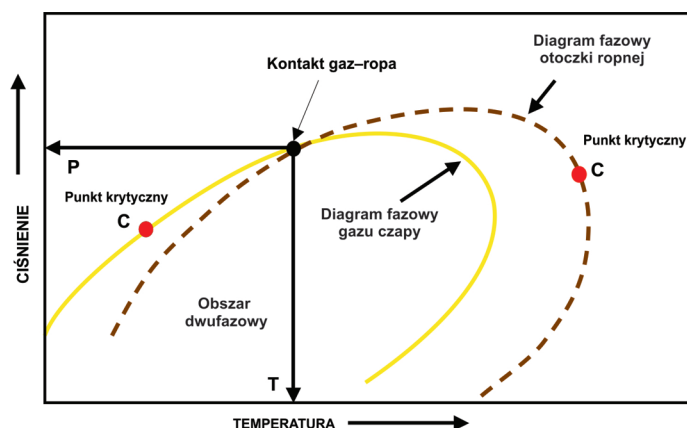


Rys. 10. Kurczliwość ropy nielotnej podczas eksploatacji; na podstawie [8] – zmodyfikowano

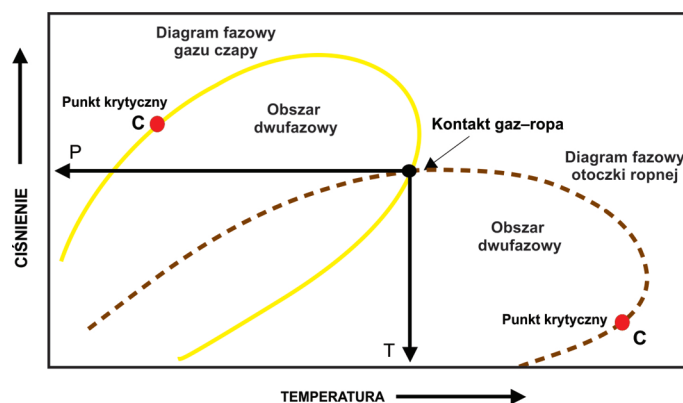
Wykorzystanie diagramów w dwufazowych systemach złożowych

Analizy PVT próbek płynu złożowego, pobranych przy okazji odkrycia nowego złoża, są nieodzowne dla prawidłowego określenia dwufazowego systemu złożowego z czapą gazową. Ponieważ skład płynów węglowodorowych strefy

gazowej i ropnej jest zdecydowanie różny, oba systemy będą reprezentowane przez odrębne diagramy fazowe, które tylko w niewielkim stopniu pokrywają się ze sobą. W zależności od składu i diagramu fazowego gazu, czapa gazowa może



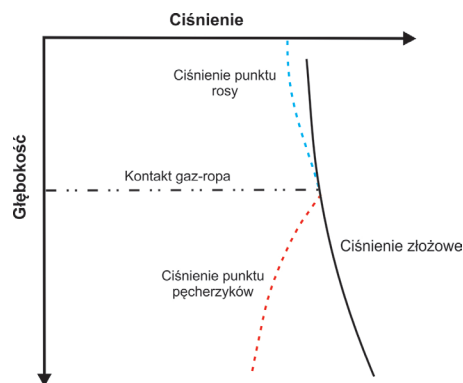
Rys. 11. Złoże z czapą gazową typu gaz kondensatowy; na podstawie [8] – zmodyfikowano



Rys. 12. Złoże z czapą gazową typu gaz suchy/mokry; na podstawie [8] – zmodyfikowano

reprezentować gaz kondensatowy (rysunek 11) bądź gaz suchy lub mokry (rysunek 12).

W przypadku nawiercenia złoża nasyconego płynu węglowodorowego niezbędne jest zatem wykonanie dodatkowych badań PVT, by ustalić możliwość występowania drugiej fazy w stanie równowagi – powyżej (czapy gazowej) lub poniżej (otoczki ropnej) opróbowywanego interwału. Na podstawie badań PVT próbek płynu pobranych z różnych głębokości można ustalić lokalizację kontaktu gaz–ropa, przedstawiając parametry PVT w funkcji głębokości (rysunek 13).



Rys. 13. Wyznaczenie głębokości kontaktu gaz–ropa na bazie parametrów PVT; na podstawie [8] – zmodyfikowano

Podsumowanie

Diagramy fazowe są zwięzłą graficzną metodą przedstawiania istotnych parametrów płynów złożowych. Stanowią one skuteczne narzędzie do przekazywania dużej ilości informacji o zachowaniu fazowym płynów złożowych w różnych warunkach. Prawidłowe zrozumienie tego, jaki typ płynu węglowodorowego jest obecny w złożu i jakie procesy będą zachodzić w trakcie jego eksploatacji, podczas przepływu płynu ze złoża, poprzez wyposażenie wgłębne odwiertu, instalacje napowierzchniowe i magazynowe oraz rurociągi przesyłowe – jest kwestą funda-

mentalną dla prowadzenia efektywnego i bezpiecznego wydobycia. Niniejsza publikacja, wraz z wcześniejszą częścią serii [9], pozwala na zapoznanie się z charakterem istotnych badań płynów złożowych (PVT) i sposobem umiejętnego wykorzystania uzyskanych informacji w zagadnieniach inżynierii złożowej i eksploatacji. Dopelnieniem poruszanej tematyki badań właściwości fazowych płynów węglowodorowych będzie trzecia część serii publikacji – skupiająca się na metodyce poboru reprezentatywnych próbek płynu złożowego do badań PVT.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2018, nr 12, s. 919–926, DOI: 10.18668/NG.2018.12.06

Artykuł nadesłano do Redakcji 30.03.2018 r. Zatwierdzono do druku 14.12.2018 r.

Literatura

- [1] Danesh A.: *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids*. Elsevier 1990, pp. 400.
- [2] Freyts 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] Larry L.: *Why do I care about phase diagrams*. PetroSkills 2007, <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2007/06/why-do-i-care-about-phase-diagrams/> (dostęp: wrzesień 2018).
- [4] Lubaś J., Warnecki M., Szuflika S.: *Types of reservoir fluids in the Polish Lower Paleozoic shale formations*. Nafta-Gaz 2015, vol. 71, nr 8, s. 539–548.
- [5] McCain W.D.: *The properties of petroleum fluids* (2nd ed). PennWell Books 1990, s. 1–548.
- [6] Moses P.L.: *Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems (includes associated papers 16046, 16177, 16390, 16440, 19214 and 19893)*. Journal of Petroleum Technology 1986, vol. 38, nr 07, s. 715–723.
- [7] Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A.: *Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids* (2nd Edition). CRC Press. Boca Raton 2015, s. 1–446.
- [8] Tarek A.: *Equations of State and PVT Analysis* (2nd Edition). Gulf Professional Publishing 2016, s. 1–626.
- [9] Wojnicki M., Warnecki M., Kuśnierczyk J., Szuflika S.: *Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego. Część 1: laboratoryjne badania PVT*. Nafta-Gaz 2018, vol. 7, s. 535–542, DOI: 10.18668/NG.2018.07.07



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. 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.szuflika@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