

Sławomir Szufflita

Instytut Nafty i Gazu, Oddział Krosno

Badanie zmian wielkości ciśnienia punktu rosy gazu kondensatowego zachodzących wskutek jego kontaktu z ropą naftową

Wstęp

W górnictwie naftowym coraz częściej odkrywane są złoża gazowo-kondensatowe z towarzyszącą fazą ropną, tzw. *oil rim*. W czasie eksploatacji tych złóż uzyskuje się gaz i mieszaninę kondensatu z ropą. Dodatek ropy w kondensacie wpływa na zmianę fazowego zachowania się takiej mieszaniny węglowodorów. Powstaje wtedy poważny problem: jak niezależnie ocenić właściwości kondensatu i innych węglowodorów, które określone są głównie poniższymi parametrami:

- wielkością ciśnienia punktu rosy,
- wielkością kondensacji wstecznej gazu,
- stopniem zanieczyszczenia gazu fazą ciekłą w złożu.

W wyniku zanieczyszczenia fazą ropną otrzymuje się, w zależności od udziału ropy w wydobyciu, zwiększony produkcyjny wykładnik gazowy.

Rozwiązanie tego problemu musi nastąpić na etapie udostępniania i być przeprowadzone w czasie eksploatacji w trzech płaszczyznach, a mianowicie:

- charakterystyce płynów złożowych, tj. gazu kondensatowego i fazy ciekłej,
- powiązaniu zmian fazowych z przepływem płynu w ośrodku porowatym,
- zbudowaniu symulatorów złoża, dla prognozy jego eksploatacji.

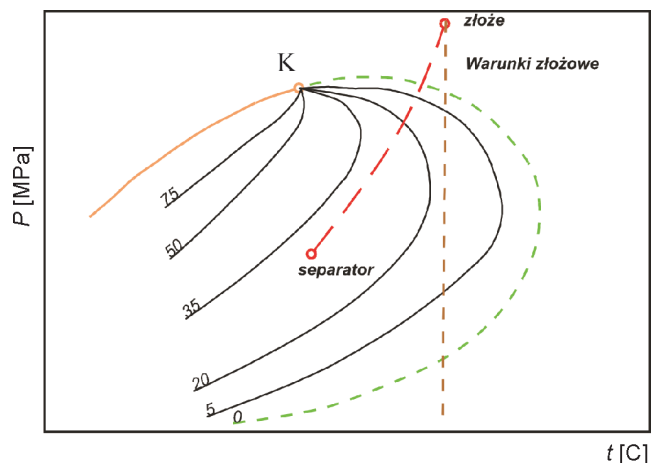
Pierwotne ciśnienie złóż gazowo-kondensatowych może być albo wyższe, albo równe ciśnieniu punktu rosy gazu. W przypadku, gdy jest wyższe, gaz w złożu znajduje się w jednej fazie. Najnowszy pogląd pozwala stwierdzić, że obszar czapy gazowej w złożu o ciśnieniu równym ciśnieniu punktu rosy jest już w stanie dwufazowym gaz-ciecz.

Charakterystyka i właściwości układu gazowo-kondensatowego

Układ gazowo-kondensatowy charakteryzowany jest diagramem fazowym, podobnie jak inne mieszaniny węglowodorowe. Diagram fazowy gazu kondensatowego rozciąga się jednak w mniejszym zakresie ciśnień i temperatury niż diagram fazowy ropy. Punkt krytyczny K dla tych gazów położony jest daleko po lewej stronie wierzchołka wykresu, tzn. w kierunku mniejszych ciśnień i temperatur (rysunek 1). Zmiany te spowodowane są mniejszą zawartością ciężkich frakcji węglowodorowych niż w ropach. Gaz kondensatowy posiada temperaturę krytyczną K mniejszą od temperatury złożowej, natomiast temperaturę krikondenterm wyższą od temperatury złożowej.

Gaz kondensatowy w złożu, w warunkach początkowych, występuje w jednej fazie gazowej aż do osiągnięcia ciśnienia punktu rosy. W czasie wydobycia gazu w tych warunkach, tj. powyżej punktu rosy, wydzielanie się cieczy występować będzie poza złożem, tj. w punkcie, gdzie ciśnienie spadnie poniżej ciśnienia punktu rosy. Gdy ciśnienie złożowe osiągnie wielkość ciśnienia punktu rosy, następuje wykroplenie cieczy i w złożu powstaje układ dwufazowy. Tworzący się kondensat wypełnia przestrzeń porową złoża i nie może być samoczynnie wydobyty.

Opracowana w INiG, Oddział w Krośnie, *Instrukcja klasyfikacji złóż węglowodorów w początkowym stadium*



Rys.1. Diagram fazowy gazu kondensatowego

udostępnienia [8] podaje szeroki wachlarz charakterystycznych cech umożliwiających rozpoznanie złoża kondensatowego. Identyfikacja płynu złożowego oparta jest na ocenie wielu parametrów kondensatu i gazu (tablica 1) [7].

Tablica 1. Parametry klasyfikujące złożo kondensatowe

Wyszczególnienie	Kondensat
Barwa, kolor	Bezbarwny, zabarwienie żółte
Początkowy ciężar właściwy γ [G/cm ³]	< 0,825
Zakres zmian γ [kg/m ³]	0,740÷0,825
Początkowy wykładnik gazowy WG [m ³ /m ³]	> 540
Zakres zmian WG [m ³ /m ³]	540÷2700

Próbki gazu ze złóż kondensatowych są prawie zawsze pobierane z separatora w ustalonych warunkach wypływu z odwiertu, a następnie rekombinowane według produkcyjnego wykładnika gazowego. Ustalone warunki wypływu obejmują stabilizację wielkości ciśnienia głowicowego i separatorowego, wydajności gazu i kondensatu. Złóża gazowo-kondensatowe są bardzo trudne do poprawnej oceny i powinny być testowane w pierwotnych warunkach złożowych przed rozpoczęciem wydobywania. Rysunek 2 pokazuje typową zmianę wykładnika gazowego w funkcji wydobywania gazu ze złoża. Przy bardzo małych wydajnościach otrzymuje się wysoki produkcyjny wykładnik gazowy (WG), który przechodzi przez minimum i zwiększa swoją wartość dla dużych wydajności ze złoża. Jest to bardzo istotna cecha, określająca warunki poboru próbek do rekombinacji. Dla złoża ropnego technika i warunki poboru próbek są łatwiejsze do określenia – tutaj odwiert musi produkować z minimalną wydajnością, aby WG był stały. Tak nigdy nie jest w przypadku złóż kondensatowych.

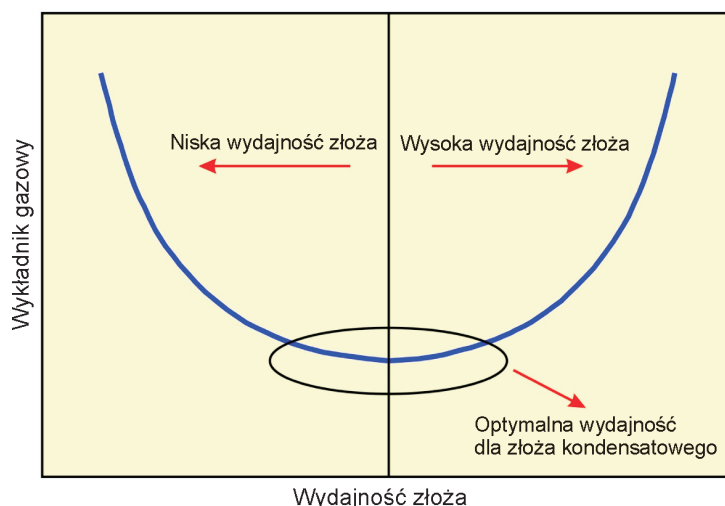
Przy małych wydajnościach następuje gromadzenie się cieczy w złożu i przeslizgiwanie się gazu. Rosnący wykładnik (na lewo od pionowej linii – rysunek 2) jest wynikiem małego przepływu gazu, niezabezpieczającego wynoszenia kondensatu na powierzchnię. Wykraplanie się cieczy w złożu przy wysokich wydajnościach (na prawo od linii pionowej) jest wynikiem spadku ciśnienia poniżej ciśnienia punktu rosy.

Podczas gdy ciecz akumuluje się w strefie blisko odwiertu, wydobywany gaz zawierał będzie mniej kondensatu niż powinien, a wykładnik gazowy będzie wysoki [6, 7, 8].

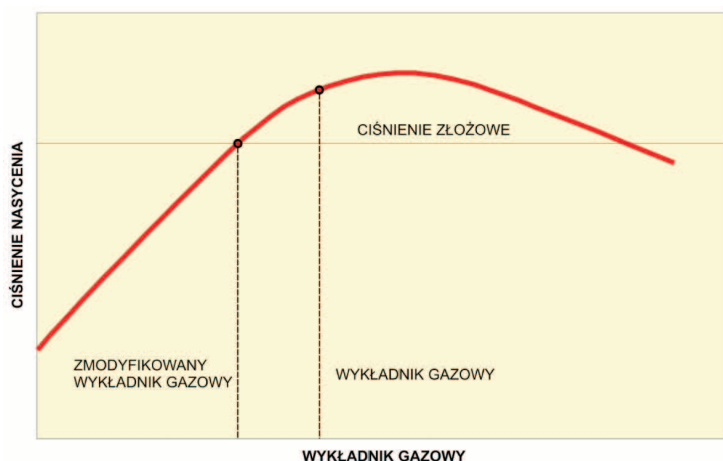
Próbki do analizy powinny być pobierane w obszarze najniższego wykładnika gazowego. Jeśli tak nie jest, zachowanie się w czasie badań rekombinowanej separatorowej próbki gazu i cieczy z odwiertu gazowo-kondensatowego może być takie, jak pokazano na rysunku 3. W tym przypadku wskaźnikiem jest separatorowy WG, obserwowany w czasie poboru próbki. Zdarzają się często sytuacje, gdy zależność wykładnika gazowego w funkcji wydajności złoża (rysunek 2) nie jest dostępna,

np. w czasie pierwszego opróbowania odwiertu. Rysunek 3 może być przykładem testowanego odwiertu znajdującego się w obszarze na prawo od pionowej linii na rysunku 2. Rysunek 3 pokazuje, że ciśnienie punktu rosy jest wyższe od ciśnienia złożowego. Według danych literaturowych [6, 7], dla takiego układu, gdy różnica pomiędzy

rekombinowanym ciśnieniem nasycenia a ciśnieniem złożowym jest równa lub mniejsza od 1000 psi (70 bar), zwykle manipulacja wykładnikiem gazowym daje wynik satysfakcjonujący, tzn. daje możliwość uzyskania ciśnienia punktu rosy z rekombinacji – równego lub mniejszego od ciśnienia złożowego. Zmniejszając WG przez dodanie



Rys. 2. Zmiana wykładnika gazowego w funkcji wydajności złoża [6]



Rys. 3. Wpływ WG na wielkość ciśnienia nasycenia [8]

Literaturowe rozpoznanie oceny wpływu ciekłych składników węglowodorowych na zmiany właściwości gazu kondensatowego

Dla układu gazowo-kondensatowego niewielkie różnice w zawartości ciężkich składników mogą dawać znaczne zmiany ciśnienia punktu rosy. Jest to jednak sytuacja zupełnie odmienna niż występująca w konwencjonalnych układach ropnych. Na przykład zmieszanie się ropy z jednej strefy złożowej z ropą z innej strefy ma zazwyczaj nieznaczny wpływ na parametry płynu złożowego w punkcie ciśnienia nasycenia. Jest to spowodowane faktem, że ropa przeszła już ze stanu nasycenia i stąd zanieczyszczenia, które mają tendencję do pozostawania w fazie ciekłej mogą modyfikować punkt nasycenia.

Jeżeli jedna faza miała zanieczyszczenia w złożu na skutek wolnej fazy ropnej, które ujawnią się w punkcie nasycenia, wtedy ciśnienie punktu rosy fazy gazowo-kondensatowej może być zdecydowanie różne. Oznacza to, że jedna faza musi zwiększać ciśnienie układu do poziomu wywołującego zmianę zawartości składników w przedziale: od ciśnienia nasycenia do punktu rosy. Jest to równoznaczne z odparowaniem wszystkich cięższych składników, co daje obserwowane znaczne odchylenie w ciśnieniu punktu rosy od ciśnienia złożowego. Dlatego też może to być kryterium sprawdzające, czy różnice

cieczy separatorowej obniżymy punkt rosy do poziomu spełniającego kryterium ciśnienia złożowego. Dla takiego układu próbka może być uznana za reprezentatywną i mogą być mierzone właściwości rekombinowanego płynu. Dodatnia różnica pomiędzy ciśnieniem punktu rosy – przy raportowanym WG – a ciśnieniem złożowym większa niż 1500 psi spowodowana może być obecnością obcych składników w fazie ciekłej [6, 7, 8].

Okazuje się, że nawet bardzo małe zmiany zawartości składników mogą powodować znaczne zmiany wielkości ciśnienia punktu rosy. Zachowanie się takiego układu przedstawione jest w dalszej części artykułu.

wartości punktów rosy od ciśnienia złożowego spowodowane są domieszką fazy ciekłej, czy błędnie określoną wartością wykładnika gazowego. Odkrycie zanieczyszczeń fazą ciekłą jest problemem bardzo interesującym, ale i złożonym.

Na charakterystykę zmian fazowych mieszaniny węglowodorów silny wpływ mają cięższe składniki węglowodorowe, zwykle zgrupowane we frakcję heptan plus C_{7+} . Spośród pięciu typów płynów złożowych (ropa naftowa, ropa lekka, gaz kondensatowy, gaz mokry i gaz suchy) ropa naftowa posiada najniższe wykładniki gazowe i największą zawartość składników ciężkich [7]. Podstawowe parametry pięciu rodzajów płynów złożowych pokazano w tabelicy 2.

Jak widać w tabelicy 2, granicą rozdziału pomiędzy płynami złożowymi okazuje się być zawartość frakcji C_{7+} . Dla interesującego nas gazu kondensatowego granicą z ropą lekką jest zawartość frakcji C_{7+} na poziomie 12,5% mol oraz graniczny wykładnik gazowy wynoszący $570 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Z drugiej strony, kryterium rozdziału z gazem mokrym stanowi zawartość frakcji C_{7+} na wysokości 4% mol i wielkość wykładnika gazowego ok. $2700 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Tablica 2. Parametry płynów złożowych [7]

	Ropa typu <i>black oil</i>	Ropa lekka	Gaz kondensatowy	Gaz mokry	Gaz suchy
GOR [m^3/m^3]	< 310	310÷570	> 570	> 2 700	> 17 800
Gęstość – ρ [g/cm^3]	> 0,802	< 0,825	< 0,825	< 0,702	Brak cieczy
Kolor	Ciemny	Zabarwiony	Lekko zabarwiony	Bezbarwny	Brak cieczy
Zawartość molowa frakcji C_{7+}	> 30	> 12,5	< 12,5		

Rozpoznanie kontaktu złoża kondensatowego ze strefą ropną w postaci pierścienia podścielającego jest zagadnieniem trudnym, zwłaszcza w początkowym okresie udostępnienia złoża. Pozostaje jedynie metoda porównania wielkości ciśnienia punktu rosy próbki gazu kondensato-

wego pobranej w pobliżu kontaktu z ropą oraz wielkości ciśnienia nasycenia próbki ropy pobranej ze strefy ropnej. Jeśli próbki ropy pobrane są powyżej wspomnianego kontaktu ropa-gaz, wielkość ciśnienia punktu rosy powinna być równa ciśnieniu w głębokości poboru próbki.

Przeprowadzenie badań zmian wielkości ciśnienia punktu rosy próbek gazu kondensatowego z domieszką ropy naftowej w warunkach PVT

Celem przeprowadzonych badań fazowych i symulacji komputerowych PVT jest określenie zmian wielkości ciśnienia punktu rosy w zależności od ilości cięższych frakcji węglowodorowych dodanych do gazu.

Do przeprowadzenia badań oraz symulacji zmian fazowych wykorzystano badania przeprowadzone dla ropy i gazu kondensatowego ze złoża Lubiatów – Grotów – Międzychód, umożliwiające wykonanie analizy, która jest przedmiotem rozważań w niniejszej pracy. W oparciu o badania laboratoryjne próbek ropy i gazu kondensatowego (których skład został przedstawiony w tabelicy 3) wykonane zostały diagramy fazowe w warunkach równowagi (rysunek 4) [4].

Niepewność wyznaczenia zawartości poszczególnych frakcji dla ropy, ze względu na zastosowaną metodę pomiaru, ustalono na poziomie 2% zmierzonej wartości.

Niepewność wyznaczenia zawartości poszczególnych składników dla gazu oszacowano na podstawie klasy dokładności chromatografu, która nie przekracza 5%.

Obydwie oszacowane wyżej skale niepewności w zasadniczy sposób wpływają na niepewność uzyskanych w danym procesie wyników obliczeniowych i stanowią ich górne ograniczenie.

Diagramy fazowe gazu i ropy są całkowicie odmienne od siebie, lecz przecinają się w ciśnieniu nasycenia odpowiadającym warunkom ciśnienia i temperatury złożowej. W wyniku spadku ciśnienia poniżej krzywej punktu rosy gaz kondensatowy ulega kondensacji wstecznej, co możemy zauważyć na rysunku 4.

Przy pomocy programu PVTsim8 wykonane zostały symulacje na podstawie składu chemicznego płynu złożowego (gaz kondensatowy i ropa nasycona), znajdującego się w stanie równowagi fazowej w warunkach złożowych $P = 424,5$ bar i $t = 126,4^{\circ}\text{C}$.

Użyte do symulacji składy ropy i gazu kondensatowego przedstawiono w tabelicy 3.

Wykonane zostały mieszaniny gazu z domieszką ropy w ilościach: 0,01; 0,05; 0,1; 0,15-procentowych objętości molowych.

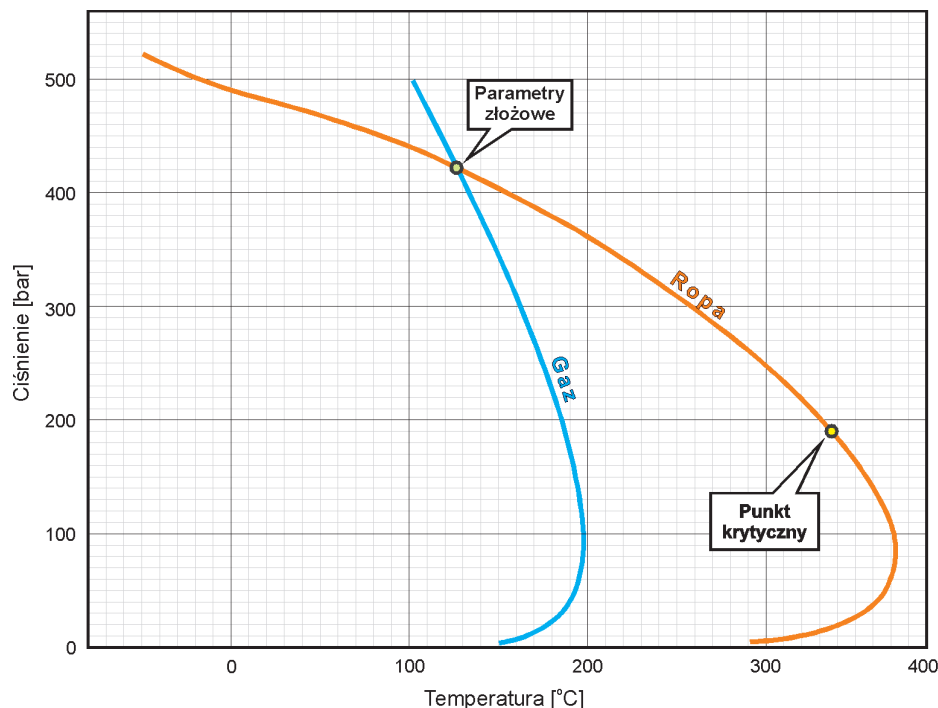
Za pomocą symulatora PVTsim wygenerowano diagram fazowy badanego gazu z domieszką ropy w różnych

Tablica 3. Pełny skład ropy i gazu kondensatowego [4]

Składniki	Ropa nasycona	Gaz kondensatowy
	[% mol]	[% mol]
N ₂	31,588	62,488
CO ₂	0,612	0,457
H ₂ S	5,085	2,890
C ₁	19,353	21,363
C ₂	3,567	3,629
C ₃	3,029	2,337
iC ₄	0,787	0,430
nC ₄	1,674	0,907
iC ₅	2,175	0,408
nC ₅	1,555	0,453
C ₆	2,774	1,012
C ₇	2,318	0,921
C ₈	2,421	1,041
C ₉	2,981	0,452
C ₁₀	2,378	0,430
C ₁₁	2,178	0,157
C ₁₂	1,324	0,144
C ₁₃	1,580	0,137
C ₁₄	1,179	0,096
C ₁₅	1,370	0,059
C ₁₆	1,025	0,056
C ₁₇	0,956	0,052
C ₁₈	0,906	0,025
C ₁₉	0,875	0,024
C ₂₀₊	6,310	0,023

objętościach molowych. Wyznaczone krzywe reprezentują linie punktów rosy, czyli warunków ciśnienia i temperatury, w których kondensuje pierwsza nieskończona mała objętość cieczy.

Na przedstawionym diagramie fazowym (rysunek 5) możemy zauważyć, że – nawet przy niewielkim dodatku cięższych węglowodorów do gazu kondensatowego – wartości ciśnienia punktów rosy rosną. Dla poszczególnych mieszanek wynoszą one odpowiednio:



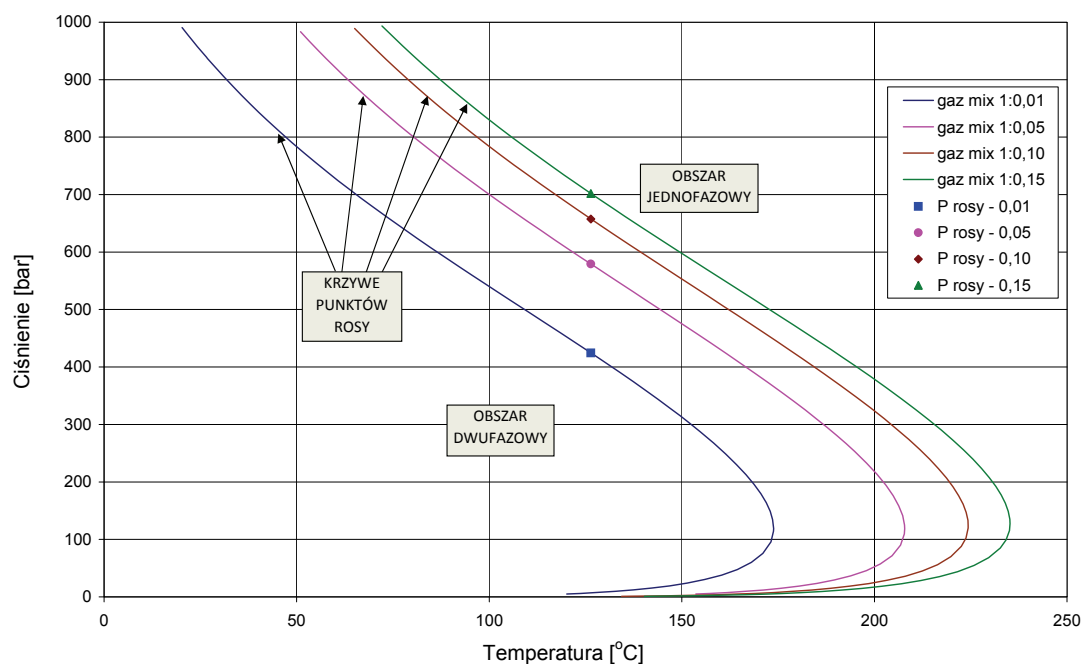
Rys. 4. Uśrednione diagramy fazowe ropy i gazu złoża Lubiatów – Grotów – Międzychód [4]

- Mix 1 : 0,01 $P_{\text{rosy}} = 424,5$ [bar],
- Mix 1 : 0,05 $P_{\text{rosy}} = 579,2$ [bar],
- Mix 1 : 0,1 $P_{\text{rosy}} = 657,6$ [bar],
- Mix 1 : 0,15 $P_{\text{rosy}} = 701,9$ [bar].

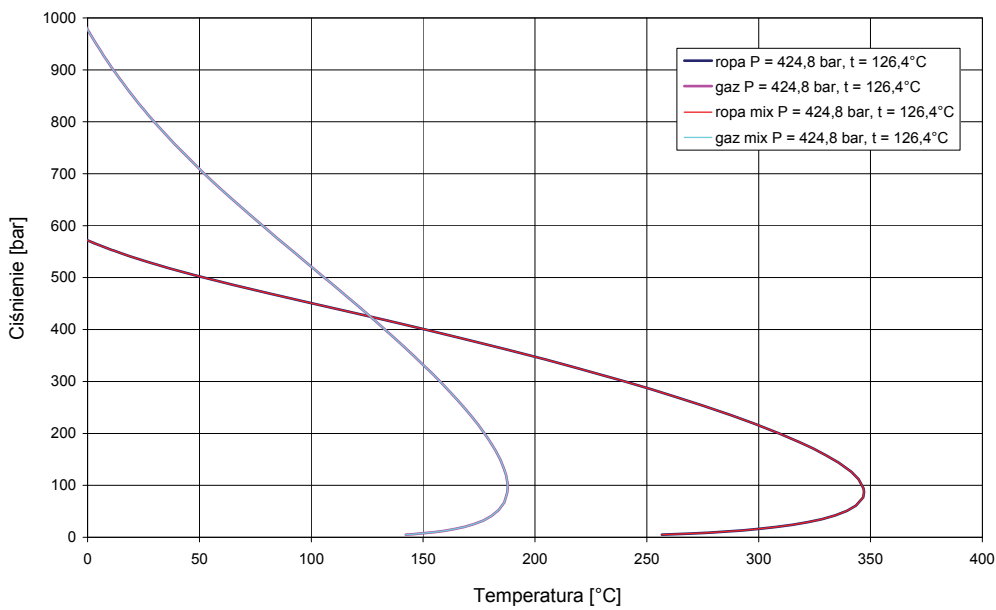
Do dalszej analizy została użyta mieszanina gazu z czapy złoża Lubiatów – Grotów – Międzychód z domieszką 0,3% ropy, ponieważ taki dodatek objętościowy

ropy do gazu złożowego dał ciśnienie nasycenia odpowiadające wartości ciśnienia punktu rosy na kontakcie ropa-gaz, w warunkach ciśnienia i temperatury złożowej.

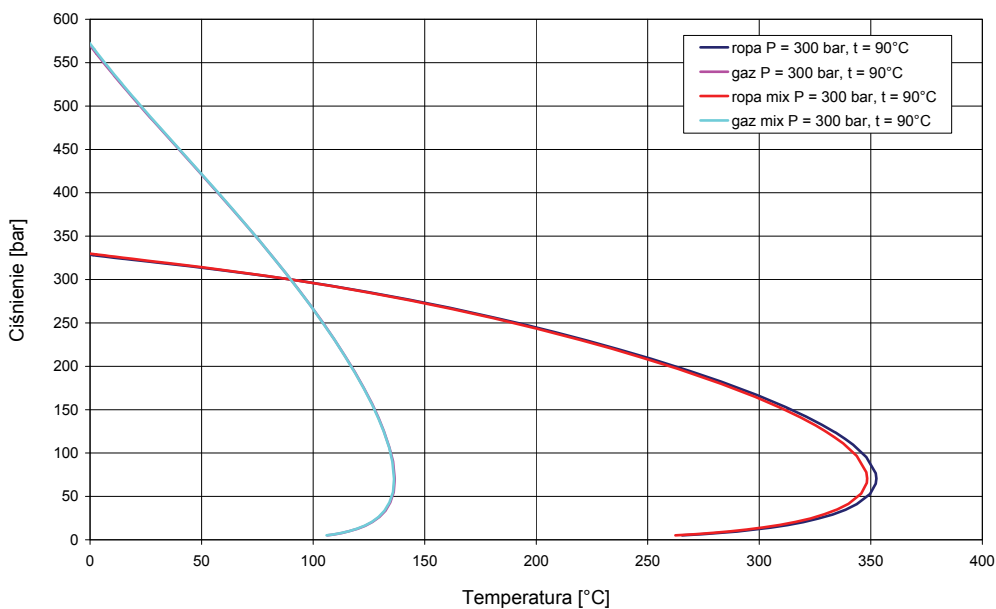
Wykonano również symulacje zmian fazowych dla warunków głowicowych, którym odpowiada ciśnienie 100 bar oraz temperatura 30°C, dla których nie nastąpiła kondensacja – mieszanina znajdowała się w jednej fazie.



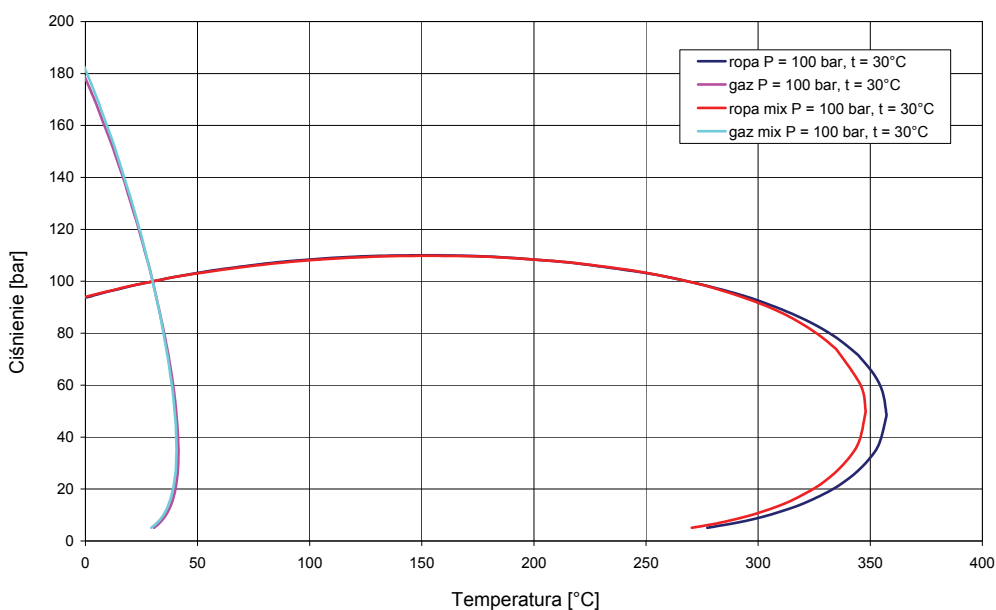
Rys. 5. Diagram fazowy gazu po zmieszaniu z ropą w różnych objętościach molowych



Rys. 6. Diagram fazowy badanego gazu z domieszką ropy 0,3% objętości molowej w temperaturze złożowej



Rys. 7. Diagram fazowy badanego gazu z domieszką ropy 0,3% objętości molowej w temperaturze 90°C (kontakt ropa-gaz)



Rys. 8. Diagram fazowy badanego gazu z domieszką ropy 0,3% objętości molowej w temperaturze 30°C (warunki na głowicy)

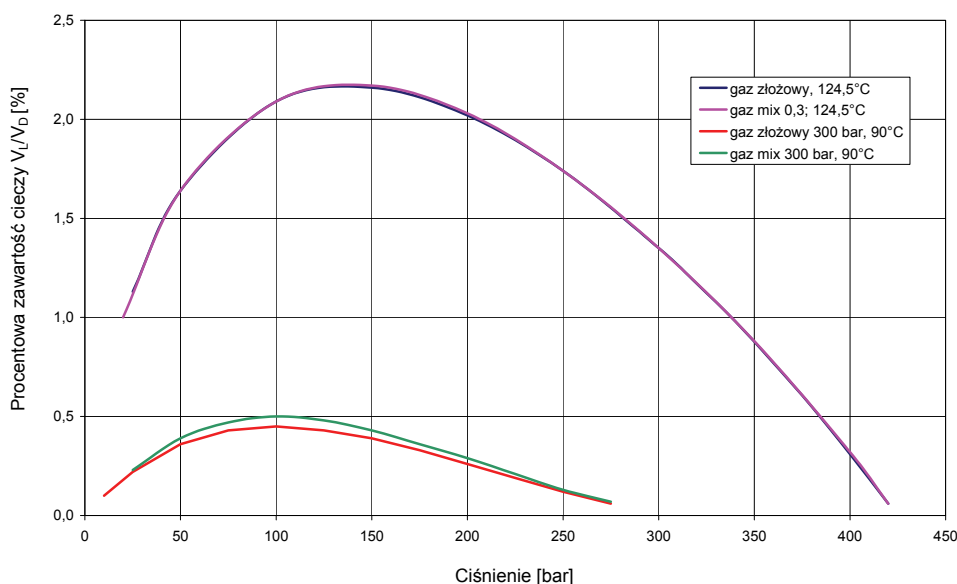
Analiza i ocena uzyskanych wyników

Warunkiem koniecznym dla możliwości wykonania pełnych badań laboratoryjnych jest to, by gaz kondensatowy był maksymalnie bogaty, ponieważ w przypadku małej zawartości frakcji kondensujących otrzymane różnice są tak nieznaczne, że na podstawie badań są trudne do ustalenia.

Wykorzystując równanie stanu, możemy określić przewidywany skład gazu na kontakcie ropa-gaz. Badanie kontaktowe zostało wykorzystane do wygenerowania krzywej zawartości cieczy, jaką powinniśmy uzyskać podczas przebadania reprezentatywnych próbek PVT. Na rysunku 9 przedstawiono przebieg krzywych kondensacji próbek z badań kontaktowych, na kontakcie ropa-gaz. Łatwo zauważyć, że dla warunków temperatury złożowej

124,5°C nie ma różnicy pomiędzy gazem złożowym (linia niebieska) a gazem złożowym z dodatkiem 0,3% objętości molowej ropy (linia różowa) w procentowej zawartości cieczy. Dla warunków na kontakcie ropa-gaz, którym odpowiada temperatura 90°C, różnica otrzymanej zawartości cieczy jest bardzo mała (krzywa czerwona i zielona).

W przedstawionych wynikach badań kontaktowych (tablica 4 i 5) możemy zauważyć, że przyrost cieczy dla mieszaniny 1:0,03 jest bardzo mały. W przypadku badania kontaktowego w temperaturze złożowej jest on niezauważalny. Dla warunków na kontakcie ropa-gaz przyrost cieczy jest również niewielki, dla ciśnienia 275 bar – prawie identyczny, a dla 100 bar wynosi 0,5%.



Rys. 9. Krzywe kondensacji gazów oraz gazu z dodatkiem 0,3% objętości molowej ropy

Tablica 4. Badania kontaktowe gazu złożowego oraz mieszaniny gazu z 0,3% objętości molowej ropy w temperaturze 126,4°C (warunki złożowe)

LGM gaz złożowy (rekombinacja)				LGM mix gaz mix 0,3%			
Badania kontaktowe 126,4°C				Badania kontaktowe 126,4°C			
Ciśnienie	Rel Vol	Objętość wykroplonego kondensatu	Współczynnik ściśliwości gazu – Z	Ciśnienie	Rel Vol	Objętość wykroplonego kondensatu	Współczynnik ściśliwości gazu – Z
[bar]	V/Vd	% of Vd	[-]	[bar]	V/Vd	% of Vd	[-]
424,5	1,000		1,133	424,8	1,000		1,133
420,0	1,008	0,06		420,0	1,009	0,06	
400,0	1,045	0,31		400,0	1,046	0,32	
380,0	1,088	0,55		380,0	1,088	0,55	
360,0	1,135	0,77		360,0	1,135	0,77	
340,0	1,187	0,98		340,0	1,188	0,98	
320,0	1,248	1,17		320,0	1,248	1,16	
300,0	1,316	1,35		300,0	1,317	1,35	

cd. Tablica 4.

LGM gaz złożowy (rekombinacja)				LGM mix gaz mix 0,3%			
Badania kontaktowe 126,4°C				Badania kontaktowe 126,4°C			
Ciśnienie	Rel Vol	Objętość wykroplonego kondensatu	Współczynnik ściśliwości gazu – Z	Ciśnienie	Rel Vol	Objętość wykroplonego kondensatu	Współczynnik ściśliwości gazu – Z
[bar]	V/Vd	% of Vd	[-]	[bar]	V/Vd	% of Vd	[-]
250,0	1,540	1,74		250,0	1,541	1,74	
200,0	1,885	2,02		200,0	1,886	2,03	
150,0	2,473	2,16		150,0	2,474	2,17	
100,0	3,677	2,09		100,0	3,679	2,09	
50,0	7,364	1,64		50,0	7,367	1,64	
25,0	14,814	1,13		25,0	14,817	1,13	

Tablica 5. Badania kontaktowe gazu złożowego oraz mieszaniny gazu z 0,3% objętości molowej ropy w temperaturze 90°C (warunki na kontakcie ropa-gaz)

LGM gaz złożowy				LGM mix gaz mix 0,3%			
Badania kontaktowe 90,0°C				Badania kontaktowe 90,0°C			
Ciśnienie	Rel Vol	Objętość wykroplonego kondensatu	Współczynnik ściśliwości gazu – Z	Ciśnienie	Rel Vol	Objętość wykroplonego kondensatu	Współczynnik ściśliwości gazu – Z
[bar]	V/Vd	% of Vd	[-]	[bar]	V/Vd	% of Vd	[-]
350,0	0,880		1,070	350,0	0,880		1,070
300,0	1,000		1,039	300,0	1,000		1,038
275,0	1,076	0,06		275,0	1,076	0,07	
250,0	1,169	0,12		250,0	1,169	0,13	
225,0	1,284	0,19		225,0	1,284	0,21	
200,0	1,431	0,26		200,0	1,430	0,29	
175,0	1,622	0,33		175,0	1,622	0,36	
150,0	1,881	0,39		150,0	1,881	0,43	
125,0	2,250	0,43		125,0	2,249	0,48	
100,0	2,809	0,45		100,0	2,809	0,50	
75,0	3,753	0,43		75,0	3,753	0,47	
50,0	5,658	0,36		50,0	5,660	0,39	
25,0	11,413	0,22		25,0	11,421	0,23	
10,0	28,731	0,10		10,0	28,740	0,12	

Metodyka poboru próbek wgłębnych

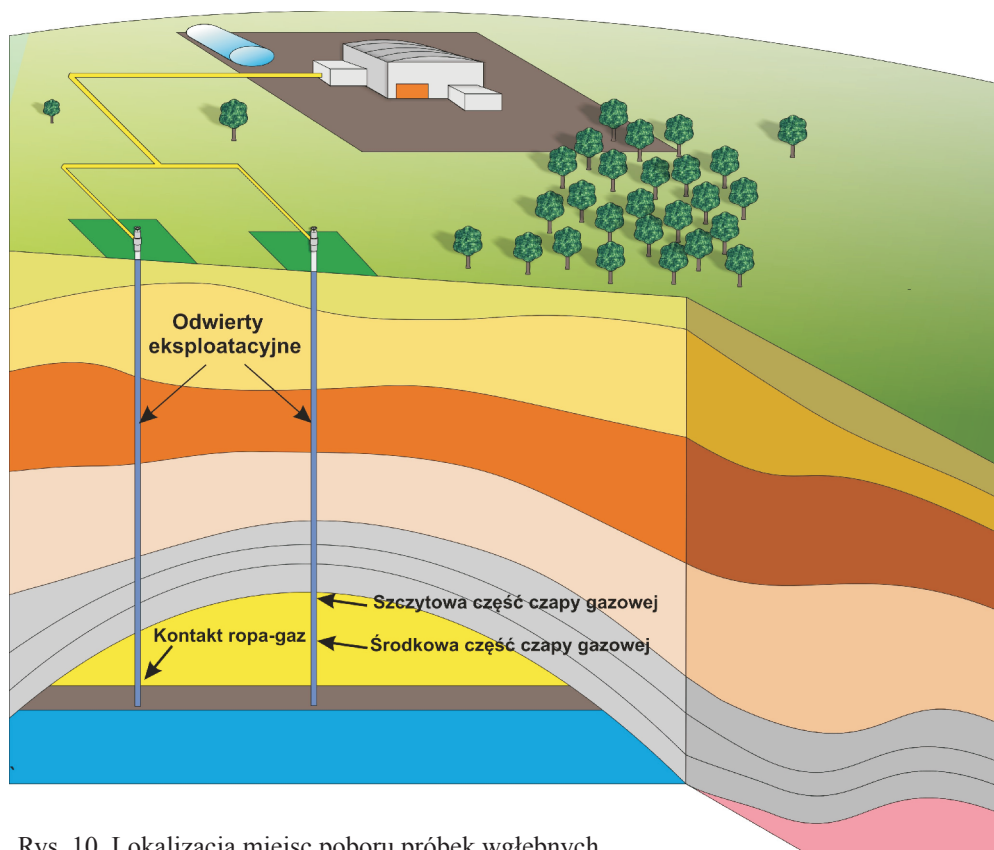
Standardowa procedura polega na pobraniu próbek wgłębnych z dwóch różnych odwiertów na złożu. W jednym z nich pobieramy próbkę w szczytowej części czapy gazowej i ewentualnie z środkowej jej części; w drugim odwiercie – minimalnie powyżej kontaktu ropa-gaz (rysunek 10). Jeśli ciekły kondensat w strefie czapy gazowej nie wpłynie do próbnika, wówczas w próbniku znajduje się

tylko gaz. W takim przypadku, przy stwierdzonym istnieniu kontaktu gaz-kondensat, ciekły kondensat powinien zostać pobrany na wyżej wspomnianym kontakcie.

Na podstawie wyników badań laboratoryjnych często określenie punktu rosy jest trudne ze względu zbyt dużą ilość kondensatu, który wpłynął do próbnika. Prowadzi to do błędnego stwierdzenia, że gaz znajduje się w warunkach

krytycznych. Trudność wynika z faktu, że w laboratorium z rekombinowanych dwóch próbek tworzy się w warunkach złożowych jedną gazową. W takim przypadku możliwe jest

obliczenie ilości kondensatu, która wypłynęła do próbnika na kontakcie gaz-kondensat. Poniżej została przedstawiona metodyka obliczeń.



Rys. 10. Lokalizacja miejsc poboru próbek węglnych

Metodyka obliczeń PVT

Korzystając z programu symulacyjnego bazującego na równaniach stanu (EOS), dopasowanych do przeprowadzenia symulacji badań PVT, wykonujemy kilka kompozycji gazu kondensatowego z rosnącą ilością ropy (kondensatu). Próbki płynów powinny być pobrane z dwóch różnych odwiertów: jedna na szczycie czapy gazowej, a druga ze strefy ropnej. Na tym etapie ignoruje się próbki pobrane na kontakcie gaz-kondensat, ze względu na dużą zawartość kondensatu. Zakładamy, że w szczytowej części czapy gazowej do próbnika w warunkach PT nie wpłynie pozostający w porach resztkowy kondensat. Oznacza to, że pobrana próbka jest reprezentatywna dla składu fazy gazowej. Badania kontaktowe i różnicowe są zazwyczaj wykonywane dla kondensujących próbek gazowych. Dla próbek ropy wykonywane są zwykle badania różnicowe. W programie symulacyjnym uwzględniamy wyniki badań eksperymentalnych. Składy węglowodorów pozwalają na znalezienie charakterystycznej ilości poszczególnych składników odpowiadających równaniu stanu, a następnie – na wykonanie badań laboratoryjnych [5].

Po uzyskaniu wyników badań PVT dla wykonanych mieszanin próbek przystępujemy do określenia objętości cieczy, jaka może wpłynąć do próbnika na kontakcie gaz-kondensat. W pierwszej kolejności, za pomocą równania stanu określamy skład płynu w ciśnieniu punktu rosy; w górnej części czapy gazowej (P_{rcz}) dla tej próbki ilość moli cieczy wynosi zero ($L = 0$), a objętość moli par gazu – 100% ($V = 1$). Poprzez zmianę w proporcji L i V otrzymujemy nowe kompozycje mieszanin według wzorów:

$$Z_i = LX_i + VY_i \quad (1)$$

$$L + V = 1 \quad (2)$$

gdzie:

L – zawartość molowa frakcji ciekłej,

V – zawartość molowa frakcji gazowej.

Dla każdej uzyskanej mieszanki obliczamy za pomocą równania stanu ciśnienie nasycenia. Celowym jest znalezienie takiego składu mieszaniny, dla którego ciśnienie nasycenia będzie równe ciśnieniu na kontakcie ropa-gaz.

Obliczenie ciśnienia za pomocą EOS zapewnia również stan równowagi mieszaniny gazu i cieczy w ciśnieniu nasycenia. Mieszanina ropy i gazu powinna być także reprezentatywna zarówno dla gazu, jak i ropy na kontakcie ropa-gaz.

Pobrane próbki na kontakcie ropa-gaz charakteryzują się dużą zawartością cieczy, która wpłynęła do próbniaka. Ilość fazy ciekłej powinna posiadać wartość pośrednią pomiędzy gazem z czapy a ropą ze strefy ropnej. Objętość cieczy w rekombinowanej próbce może zostać obliczona za pomocą przekształconego równania, które ma postać:

$$L = (Z_i - Y_i)/(X_i - Y_i) \quad (3)$$

Ilość cieczy L może zostać obliczona. Wyznaczone L przyjmuje wartości większe od 0, a mniejsze od 1. Jej wartość przedstawia ułamek cieczy, która jest częścią rekombinowanej próbki. Korzystając z równania stanu (EOS) przewidujemy skład gazu na kontakcie ropa-gaz. Badanie CCE (ang. *Constant Composition Expansion*) może być wykorzystane do symulowania krzywej zawartości cieczy, jaką powinno się uzyskać podczas przebadania reprezentatywnych próbek PVT [8].

Wnioski

1. Dla złoża gazu kondensatowego, gdy wartość ciśnienia złożowego równa jest ciśnieniu punktu rosy, istnieje duże prawdopodobieństwo, że strefa węglowodorowa będzie w stanie dwufazowym.
2. Wykonanie badań laboratoryjnych jest pożądane w przypadku bogatego gazu kondensatowego; dla gazu o małej zawartości kondensatu różnice zawartości frakcji ciekłej na kontakcie ropa-gaz są niewielkie i – w trakcie badań – trudne do określenia.
3. Pobór próbek wgłębnych powinien zostać wykonany w dwóch różnych odwiertach: w jednym – próbki z czapy gazowej (szczytowa i środkowa część czapy gazowej), w drugim – na kontakcie ropa-gaz.
4. Próbki PVT pobrane na kontakcie ropa-gaz przy dużej ilości ciekłego kondensatu mogą nie być reprezentatywne. W takim przypadku należy zastosować metodykę obliczeń zawartości frakcji ciekłej na kontakcie ropa-gaz.

Literatura

- [1] Korpanty W., Biały S., Socha W.: *Instrukcja klasyfikacji złóż węglowodorów w początkowym okresie udostępniania*. Praca INiG. Krosno, listopad 2001.
- [2] McCain Jr W. D.: *Revised Gas-Oil Ratio Criteria*. Pet. Eng. Intl, lipiec 1994.
- [3] McCain Jr W. D.: *The properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma.
- [4] Such P., Korpanty W., Such J., Biały S., Socha W.: *Badanie cech petrofizycznych i ciągłości serii złożowych wraz z oceną systemu transportu i ciągłości hydrodynamicznej w strefie złóż Grotów-Międzychód*. Praca INiG. Krosno, grudzień 2005.
- [5] Tan T. B.: *Oil in place of Gas Condensate Reservoirs Discovered at Dewpoint Conditions*. „Petroleum Society”, Paper 98–29.
- [6] Thomas F. B., Anraku T., Bennion D. B., Bennion D. W.: *Optimizing Production From A Rich Gas Condensate Reservoir*. SPE/DOE 35455.
- [7] Thomas F. B., Long Z. X., Bennion D. B., Bennion D. W.: *Phase Behaviour Aspects of Reservoir Optimization*.
- [8] Thomas F. B., Zhou X. L., Bennion D. B., Bennion D. W.: *Towards Optimizing Gas Condensate Reservoirs*. „Petroleum Society of CIM and Canmet”, Paper 95–09.



Mgr inż. Sławomir SZUFLITA – absolwent Wydziału Nafty i Gazu oraz Wydziału Paliw i Energii Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Pracownik laboratorium PVT Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu w INiG, Oddział Krosno. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z inżynierią złożową oraz badaniami zjawisk fazowych płynów złożowych.