

Józef Such

*Institut Nafty i Gazu, Oddział Krosno*

## Wpływ warunków separacji ropy na wielkość jej wydobycia

### Wstęp

W warunkach panującego w otworze wysokiego ciśnienia ropa zawiera duże ilości rozpuszczonego gazu. Podczas eksploatacji, w czasie jej przepływu na powierzchnię stopniowo zmniejsza się wielkość ciśnienia, w wyniku czego rozpuszczony gaz wydziela się z ropy. W zależności od zmian wielkości ciśnienia i temperatury, proporcje wydzielanego gazu i odzyskiwanej ropy będą różne. Droga kontrolowanej separacji należy dążyć do tego, aby ilość odzyskiwanej ropy była jak największa, bo jest to głównym celem racjonalnego wydobycia, realizowanego drogą:

- rozdziału lekkich węglowodorów z ropy (metanu i etanu) oraz azotu,
- maksymalnego odzysku frakcji pośrednich, tj. propanu, butanu i pentanu,
- pozyskania cięższych składników w postaci ciekłej.

Pierwszą instalacją pracującą na złożu jest zespół separatorów, umożliwiający rozdział gazu i wody od ropy oraz ich przesył do kolejnych etapów procesu zagospodarowania. Efektywność separacji gazu od ropy zależna jest nie tylko od sprawności i jakości separatorów, ale również od warunków w jakich proces ten zachodzi, tj. od ciśnienia i temperatury separacji. W ten sposób proces separacji wpływa na ilość odzyskiwanej ropy, a tym samym – na stopień szcerpania zasobów.

Trudny do określenia jest charakter zmian objętości ropy na drodze od złoża do zbiornika magazynowego – na pewno nie jest to proces prosty. Zakłada się, że jest on najbardziej zbliżony jest do nieizotermicznego procesu kontaktowego, gdzie wydzielony gaz pozostaje w kontakcie z ropą [3].

### Teoretyczne podstawy optymalizacji warunków separacji ropy, z uwzględnieniem właściwości pozyskiwanej ropy magazynowej

Minimalizacja strat węglowodorów w strumieniu gazu i maksymalizacja odzysku fazy ciekłej może być prowadzona dwiema metodami:

- różnicową – gdzie zachodzi rozdział gazu od ropy, a odzysk węglowodorów w fazie ciekłej jest duży,
- kontaktową – zwaną również równowagową, gdzie większość ciężkich węglowodorów wraz z gazem przechodzi do kolejnych kroków rozdziału w warunkach równowagowych.

Aby potwierdzić, która z metod dokładniej opisuje proces separacji gazu od ropy, koniecznym staje się porównanie różnic w fizycznych właściwościach produktów uzyskanych metodą kontaktową i różnicową oraz porównanie

tego z procesem separacji w okresie produkcji na odcinku od separatora do zbiornika magazynowego. Zasadniczą różnicą pomiędzy tymi dwiema metodami jest fakt, że w metodzie kontaktowej wydzielony z ropy gaz pozostaje w równowadze z ropą, a całkowity skład mieszaniny nie ulega zmianie. W metodzie różnicowej na każdym kroku ciśnieniowym wydzielony gaz usuwany jest z komory badawczej, co powoduje, że skład chemiczny mieszaniny ulega ciągłej zmianie. Pozostająca w komorze mieszanina węglowodorów staje się bogatsza w cięższe składniki, przy równoczesnym wzroście masy molowej. Jeśli oba eksperymenty, tj. różnicowy i kontaktowy, przebiegają w warunkach izotermicznych w tych samych krokach

ciśnieniowych, to przy najniższym ciśnieniu uzyskuje się różne objętości cieczy. Dla mało lotnych rop, w których rozpuszczony gaz zawiera głównie metan i etan, uzyskane objętości cieczy dla obydwu metod są praktycznie takie same [3]. Dla bardziej lotnych rop, zawierających większe ilości węglowodorów z grupy pośredniej, takich jak butan i pentan, ilości uzyskiwanej cieczy w końcowym etapie badania są zdecydowanie różne. Ogólnie, więcej gazu wydziela się w metodzie kontaktowej niż w różnicowej, wynikiem czego jest mniejsza ilość cieczy uzyskiwana w metodzie kontaktowej.

Obydwie metody badawcze są pewnym uproszczeniem procesów zachodzących w czasie separacji ropy i gazu. Nie zawsze jest też prawdą, że separacja kontaktowa daje mniejsze ilości cieczy niż separacja różnicowa [3]. Należy jednak zgodzić się z tym, że obydwie metody separacji w końcowym etapie dają różne ilości cieczy, jednak różnice te muszą być fizycznie mierzone w czasie eksperymentu. Dla adekwatnego opisu zjawisk separacji oraz zmian objętości poszczególnych faz najlepiej byłoby stosować obydwie metody. Ogólnie przyjmuje się, że metoda różnicowa lepiej opisuje separację ropy w złożu przy ciśnieniu złożowym mniejszym od ciśnienia nasycenia ropy, zaś charakter zmian objętościowych zachodzących pomiędzy złożem a zbiornikiem magazynowym w warunkach nieizotermicznych jest dokładniej opisany metodą kontaktową [3].

W pojedynczym separatorze wydzielony gaz przez pewien okres pozostaje w równowadze z ropą – podobnie jak w metodzie kontaktowej. W przypadku dwóch lub większej ilości separatorów gaz jest fizycznie oddzielany z pierwszego separatora, a ropa jest separowana powtórnie w drugim separatorze. Taki fizyczny rozdział gazu od ropy bardziej odpowiada metodzie różnicowej badania w warunkach PVT, z tą różnicą, że zachodzi on w różnych temperaturach. Z tego powodu wielostopniowa separacja ropy i gazu stosowana jest na złożach ropnych, ponieważ różnicowy rozdział gazu i ropy będzie dawał większe finalne objętości ropy niż porównywalna metoda kontaktowa. Rozważania te pozwalają potwierdzić fakt, że ilość odzyskanej ropy w zbiorniku magazynowym zależy – oprócz warunków separacji – również od sposobu jej przeprowadzenia.

W separacji różnicowej lekkie frakcje są stopniowo (prawie całkowicie) wydzielane z ropy w kolejnych stopniach separacji – w miarę redukcji ciśnienia przepływającego strumienia ropy – i nie mają kontaktu z cięższymi frakcjami węglowodorów.

W separacji kontaktowej frakcje wydzielone z ropy

utrzymywane są w kontakcie z fazą ciekłą, w wyniku czego pomiędzy tymi dwiema fazami ustala się równowaga termodynamiczna, a separacja zachodzi przy określonym, wymaganym ciśnieniu.

Porównując powyższe metody należy zauważyć, że w separacji różnicowej uzyskuje się maksymalny odzysk cięższych węglowodorów (z grupy pośredniej i ciężkiej) i minimalny objętościowy skurcz ropy złożowej w zbiorniku magazynowym. Jest to spowodowane tym, że rozdział lekkich frakcji węglowodorowych ma miejsce we wcześniejszych stopniach separacji, o wyższym ciśnieniu, dlatego też w separatorach o niższym ciśnieniu możliwość strat węglowodorów ciężkich równocześnie z frakcjami lekkimi jest zminimalizowana.

Podsumowując należy stwierdzić, że separacja kontaktowa daje gorsze wyniki od separacji różnicowej, ponieważ w warunkach równowagi fazowej stwarza ona większe możliwości strat ciężkich frakcji węglowodorowych równocześnie z frakcjami lekkimi.

Przemysłowa separacja ropy oparta na metodzie różnicowej nie jest stosowana, bowiem wymagałaby ona wielu stopni separacji, co instalację taką uczyniłoby bardzo kosztowną. W praktyce stosowany jest proces kontaktowy, z wykorzystaniem małej ilości stopni separacji.

Jak pokazuje tablica 1, cztero-, pięciostopniowa separacja metodą kontaktową daje zbliżone efekty do separacji różnicowej [4].

Tablica 1.

Ilość stopni separacji	Stopień podobieństwa metody kontaktowej do różnicowej [%]
2	0
3	75
4	90
5	96
6	98,5

Przemysłowa separacja ropy dla warunków wysokiego ciśnienia jest układem wielostopniowej separacji kontaktowej, gdzie kilka stopni pracuje szeregowo w warunkach coraz niższego ciśnienia. Liczba stopni zależy od gęstości ropy, wielkości wykładnika gazowego i ciśnienia dynamicznego. Duża gęstość, wysoka wartość ciśnienia dynamicznego i wykładnika gazowego wymagają większej ilości stopni separacji (od 3 do 4). Choć stosowanie pięciu lub więcej stopni separacji daje nieco większy odzysk ropy w zbiorniku magazynowym, to jednak uzyskana różnica w ilości ropy nie pokrywa poniesionych kosztów rozbudowy instalacji [2].

Główną rolę w ilości odzyskiwanej w zbiorniku magazynowym ropy odgrywają warunki powierzchniowe separacji, tj. ciśnienie i temperatura. Utrzymanie założonego ciśnienia separacji jest łatwiejsze w porównaniu z ustaleniem temperatury separacji, która jest funkcją temperatury otoczenia. Większość stosowanych metod optymalizujących proces separacji opiera się na zasadach równowagi termodynamicznej dwóch faz: gazowej i ciekłej, jednak sposób ten nie bierze pod uwagę wejściowego składu ropy złożowej, czy też innych właściwości mieszaniny. Stan równowagi fazowej definiowany jest wielkością średniego ciśnienia separacji, to w którym w zbiorniku magazynowym uzyskuje się maksymalną ilość ropy oraz minimalną wielkość wykładnika gazowego i gęstości ropy. Ważną rolę odgrywają tu wyniki polowe i badania laboratoryjne.

Inne sugerowane sposoby separacji opierają się na pozyskaniu maksymalnej ilości cieczy, bądź minimalizacji kosztów rekompresji gazu separatorowego (o niskim ciśnieniu) do ciśnienia odbioru – w tym drugim przypadku czynnikiem decydującym jest wymagana minimalna moc sprężarek. Doświadczenie w tym zakresie pokazuje, że optymalizacja mocy sprężarek, mająca bardzo mały wpływ na ilość i gęstość ropy, nie jest tak prosta jak maksymalizacja odzysku ropy [2].

Nowa metoda doboru warunków wielostopniowej separacji ropy opiera się na analizie stałych równowagowych  $K$  w stanie równowagi fazowej ropy i gazu [2]. Stała równowagowa  $K$  jest stosunkiem stężenia składnika w fazie gazowej do jego stężenia w fazie ciekłej. Dla bardziej lotnych składników mieszaniny wartość tej stałej jest większa od 1, a dla mniej lotnych – mniejsza od 1.

Schemat III stopniowej separacji ropy pokazuje rysunek 1.

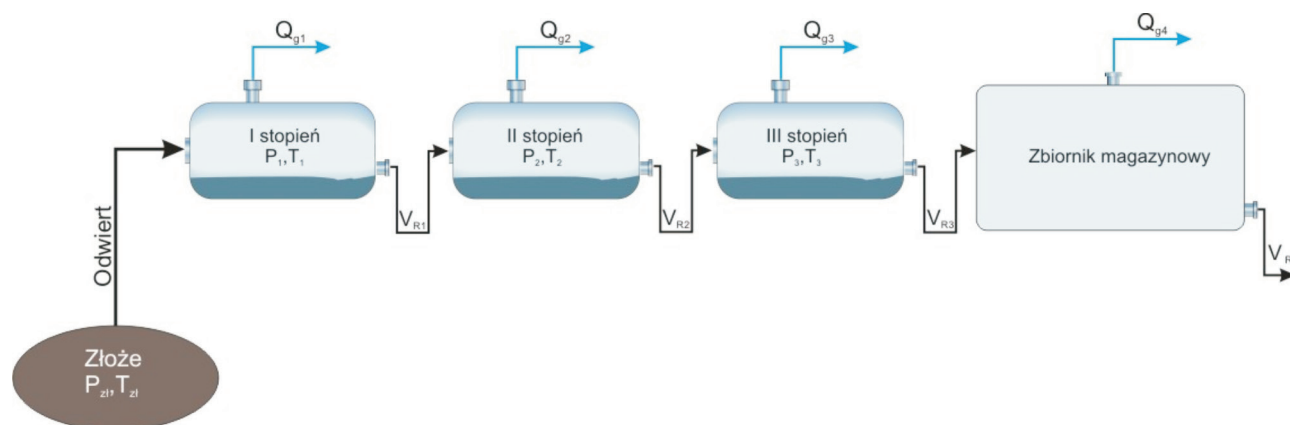
Ropa z odwiertu przepływa do separatora I stopnia, gdzie w warunkach równowagowych  $P_1, T_1$  następuje rozdział gazu od ropy. Oddzielony gaz może być zago-

spodarowywany, a ropa, nasycona pozostałym gazem w warunkach  $P_1, T_1$ , przechodzi do II stopnia separacji; o niższym ciśnieniu  $P_2$  i temperaturze  $T_2$ . W zależności od ilości stopni separacji proces w takiej postaci powtarza się dalej, dochodząc do zbiornika magazynowego. Ilość i właściwości ropy w zbiorniku magazynowym zależą od warunków jej separacji, co autor postara się przedstawić drogą symulacji procesu rozdziału gazu od ropy z wykorzystaniem programu PVTsim.

Dla III stopniowej separacji, w kolejnych stopniach o coraz niższych ciśnieniach (rysunek 1) pokazano procedurę obliczeń parametrów separacji ropy opartą na analizie zmian stałych równowagowych [2].

Dla znanego składu strumienia mieszaniny wejściowej do I stopnia separacji i warunków pracy tego separatora można obliczyć wzajemne proporcje składników mieszaniny – wykorzystując równanie stanu gazu. Program PVTsim przeprowadza takie obliczenia dla 1 mola mieszaniny węglowodorów. Optymalizację warunków separacji – szczególnie ciśnienia separacji dla poszczególnych stopni – można przeprowadzić według poniższych kroków:

1. Zmieniać ciśnienie separacji I-stopnia i badać zmiany stałej równowagi  $K$  preferowanych składników, np.: metanu, n-pentanu, frakcji  $C_{7+}$  oraz ilości i gęstości ropy odgazowanej w zbiorniku magazynowym – jako funkcji ciśnienia separacji. Odpowiednim ciśnieniem separacji I stopnia jest takie ciśnienie, dla którego stałe równowagi  $K$  dla metanu, n-pentanu i gęstości ropy są minimalne, zaś dla pozostałych osiągają wielkości maksymalne.
2. Po ustaleniu wielkości ciśnienia separacji I stopnia według kroku 1, należy zmieniać ciśnienie separacji II stopnia i postępować jak w poprzednim przypadku. Odpowiednim ciśnieniem separacji II stopnia jest takie ciśnienie, dla którego stałe równowagi  $K$  osiągają wielkości jak w kroku 1.



Rys. 1. Schemat przebiegu trzystopniowej separacji ropy

3. Po ustaleniu wielkości ciśnienia separacji II stopnia należy zmieniać ciśnienie separacji III stopnia i postępować jak w poprzednim przypadku. Odpowiednim ciśnieniem separacji III stopnia jest ciśnienie, dla którego stałe równowagi  $K$  osiągają wielkości jak w kroku 1.
4. Powtarzać iteracje według kroków 1–3, aż do uzyskania stabilności lub minimalnych zmian w oczekiwanych właściwościach ropy w porównaniu z poprzednią iteracją. W takich warunkach określone ciśnienia będą optymalnymi ciśnieniami separacji dla poszczególnych stopni.

### Wpływ ciśnienia i temperatury separacji na efektywność separacji

Warunki powierzchniowej separacji ropy i gazu, tj. ciśnienie i temperatura separacji, wpływają na zmiany objętościowe poszczególnych faz oraz ich właściwości. Do oceny wpływu temperatury i ciśnienia na wspomniane parametry wykorzystano symulacyjny program PVTsim – moduł separacji ropy według rysunku 1.

Do symulacji wykorzystano ropę o przykładowym składzie złożowym [% mol]:

He	0,001
N <sub>2</sub>	4,975
CO <sub>2</sub>	0,722
H <sub>2</sub> S	2,226
C <sub>1</sub>	15,936
C <sub>2</sub>	9,371
C <sub>3</sub>	9,128
iC <sub>4</sub>	3,289
nC <sub>4</sub>	5,411
iC <sub>5</sub>	1,767
nC <sub>5</sub>	4,874
C <sub>6</sub>	4,149
C <sub>7+</sub>	38,151

Uzyskane wyniki symulacji dla objętości 1 mola ropy dopływającej do separatora, tj.:

- zmiany ilości ropy w zbiorniku magazynowym [cm<sup>3</sup>] oraz jej gęstości, w zależności od temperatury i ciśnienia separacji,
- zmiany ilości frakcji C<sub>7+</sub> [cm<sup>3</sup>] i stałe równowagi fazowej dla tej frakcji, w zależności od temperatury i ciśnienia separacji,
- zmiany ilości metanu [cm<sup>3</sup>] w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej metanu, w zależności od temperatury i ciśnienia separacji,
- zmiany ilości n-pentanu [cm<sup>3</sup>] w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej n-pentanu, w zależności od temperatury i ciśnienia separacji,

przedstawiono odpowiednio na rysunkach 2, 3, 4 i 5.

Przedstawione zależności graficzne dają obraz zmian wybranych właściwości ropy magazynowej, uzyskanych w wyniku jej separacji przy różnych wartościach ciśnienia

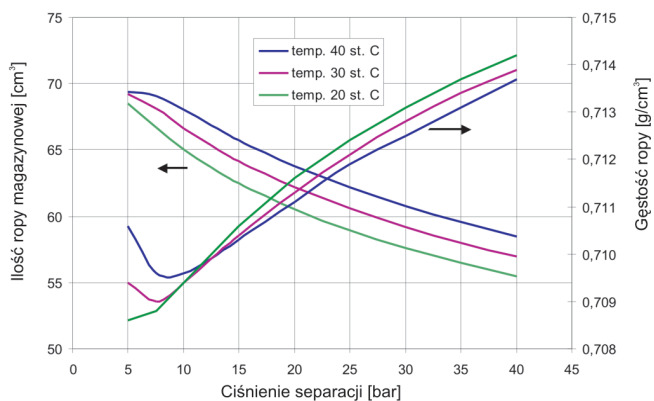
i temperatury. Dla tego zakresu badawczego warunków separacji można wskazać, że optymalnym ciśnieniem separacji będzie ciśnienie 10 bar – przy bardzo małym (praktycznie żadnym) wpływie temperatury w tym obszarze. Wniosek taki można wyciągnąć w oparciu o analizę zmian stałych równowagi fazowej  $K$  odpowiednich składników, które to stałe w ropie powinny osiągać minimum dla metanu, n-pentanu i gęstości ropy magazynowej, zaś maksimum – dla ilości ropy magazynowej i frakcji C<sub>7+</sub>.

Przeprowadzona została również symulacja dla określenia wpływu ciśnienia separacji w stałej temperaturze oraz temperatury przy stałym ciśnieniu separacji, na zmiany składu chemicznego separowanej ropy. Uzyskane wyniki dla I przypadku (tj. stałej temperatury separacji (40°C) w zmiennych ciśnieniach separacji) pokazuje rysunek 6, a dla drugiego przypadku (przy ciśnieniu 40 bar) – rysunek 7. Obserwuje się znikomy wpływ temperatury na stężenie molowe [% mol] poszczególnych składników w ropie (rysunek 7). W warunkach niższych ciśnień, w obszarze optymalnego ciśnienia separacji ropy wpływ ten jest nieco większy i różny dla poszczególnych składników – jak widać to na rysunkach 3, 4 i 5.

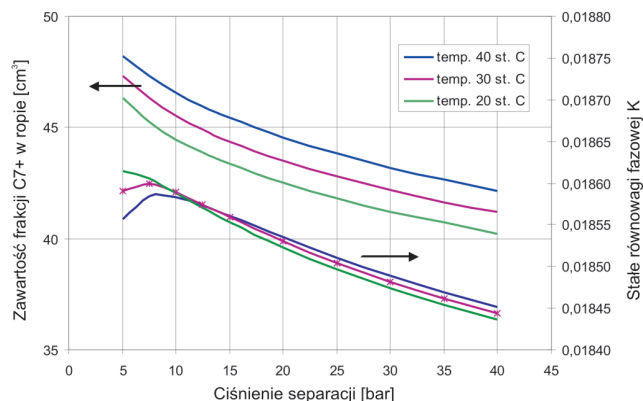
Znacznie większy wpływ na zmianę zawartości węglowodorów w ropie w warunkach stałej temperatury separacji ma ciśnienie separacji. Ogólnie, wraz ze spadkiem ciśnienia separacji stężenie molowe składników węglowodorowych w ropie wzrasta, przy równoczesnym spadku zawartości frakcji C<sub>7+</sub>.

Na podstawie przeprowadzonych symulacji można zauważyć, że temperatura i ciśnienie separacji wywierają różny wpływ na parametry uzyskiwanej ropy, w zależności od ich rodzaju. I tak:

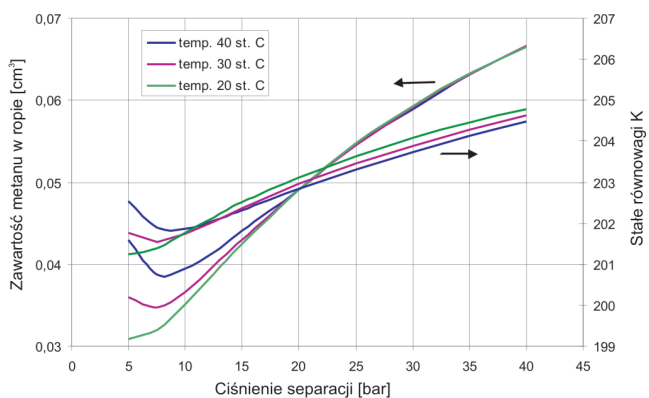
- ilość odzyskiwanej ropy magazynowej maleje wraz ze wzrostem ciśnienia separacji i spadkiem temperatury separacji (rysunek 2),
- gęstość uzyskiwanej ropy rośnie wraz ze wzrostem ciśnienia i spadkiem temperatury separacji (rysunek 2),
- ilość frakcji C<sub>7+</sub> w ropie magazynowej maleje wraz ze wzrostem ciśnienia separacji i spadkiem temperatury separacji (rysunek 3),
- generalnie zawartość metanu w ropie magazynowej



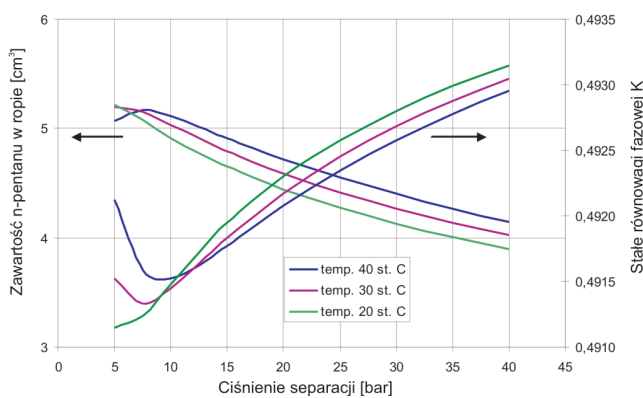
Rys. 2. Zmiany ilości i gęstości ropy w różnych temperaturach, w zależności od ciśnienia separacji



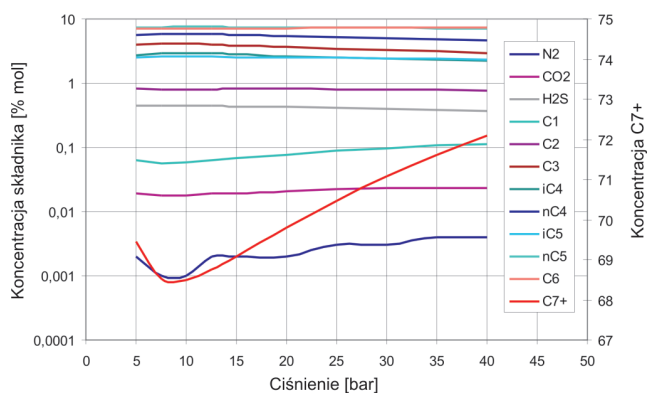
Rys. 3. Zmiany ilości frakcji C<sub>7+</sub> w ropie i stałe równowagi fazowej w różnych temperaturach, w zależności od ciśnienia separacji



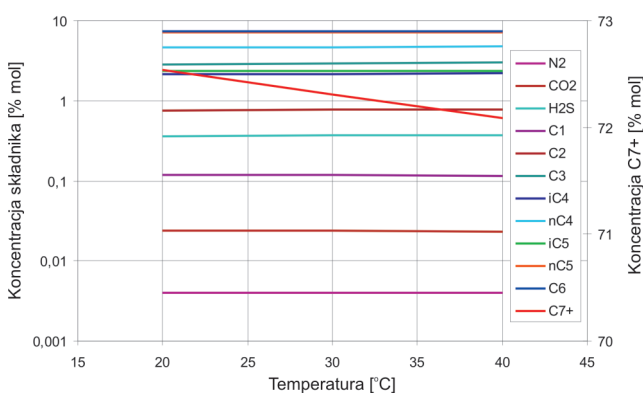
Rys. 4. Zmiany ilości metanu w ropie i stałe równowagi fazowej w różnych temperaturach, w zależności od ciśnienia separacji



Rys. 5. Zmiany ilości n-pentanu w ropie i stałe równowagi fazowej w różnych temperaturach, w zależności od ciśnienia separacji



Rys. 6. Wpływ ciśnienia separacji na zmiany zawartości składników w ropie



Rys. 7. Wpływ temperatury separacji na zmiany zawartości składników w ropie

maleje wraz ze spadkiem ciśnienia separacji – do momentu osiągnięcia minimum, po czym zjawisko to przebiega odwrotnie (rysunek 4),

- zawartość n-pentanu w ropie magazynowej maleje wraz ze wzrostem ciśnienia separacji i spadkiem temperatury separacji (rysunek 5).

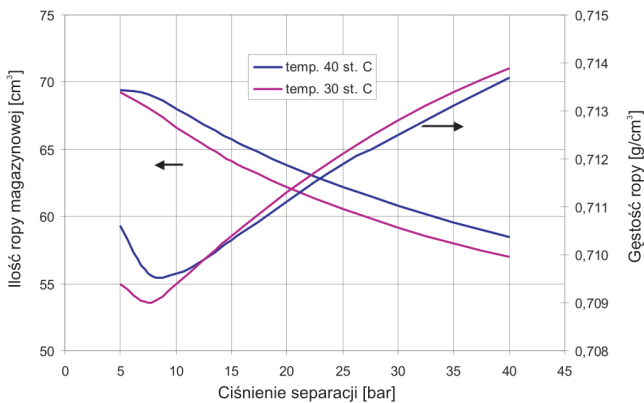
W podobny sposób można przeprowadzić analizę zawartości innych składników ropy, z uwzględnieniem stałej równowagi  $K$  – jako parametru umożliwiającego analizę przebiegu zmian fazowych i optymalizującego właściwości ropy zarówno w procesach termodynamicznych, jak również w procesach jej separacji.

## Dobór warunków wielostopniowej separacji ropy

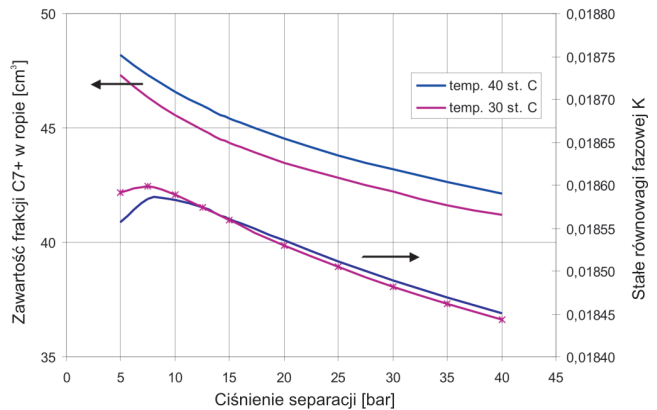
Dla doboru warunków wielostopniowej separacji ropy przeprowadzono symulację komputerową pod kątem zastosowania zasad optymalizacyjnych przedstawionych wcześniej. W tym celu dokonane zostały wariantowe obliczenia symulacyjne właściwości i stałych równowagi

fazowej składników ropy w warunkach 40, 35, 30, 25, 20, 15, 10 i 5 bar, w temperaturach 40 i 30°C. Uzyskane wyniki przedstawiają rysunki 8, 9, 10 i 11.

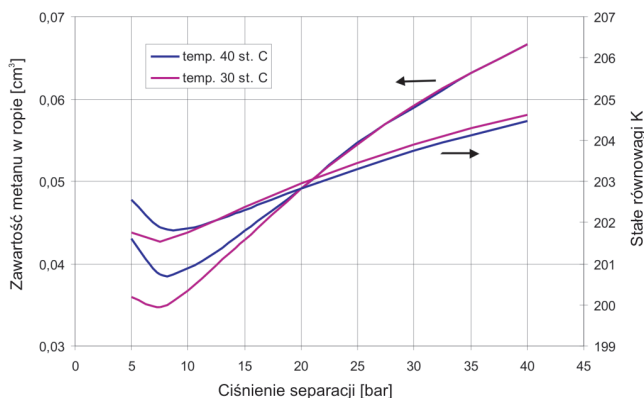
Z pokazanych rezultatów symulacji jasno wynika wielkość optymalnego ciśnienia I stopnia separacji tej ropy –



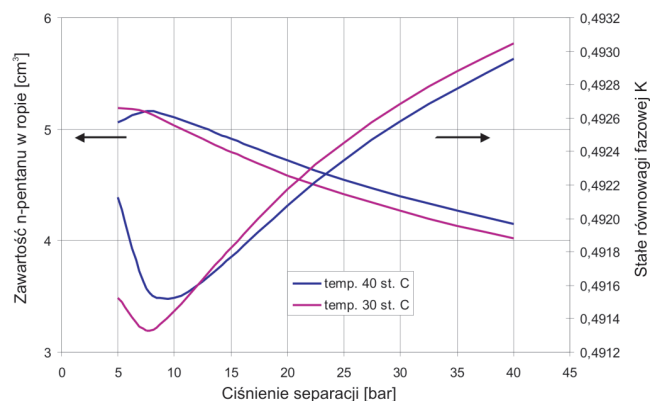
Rys. 8. Obliczeniowe zmiany ilości oraz gęstości ropy magazynowej dla różnych ciśnień i temperatur separacji



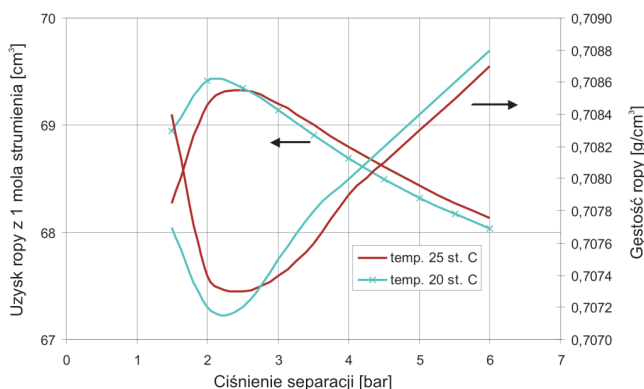
Rys. 9. Obliczeniowe zmiany ilości frakcji  $C_{7+}$  w ropie magazynowej oraz stałe równowagi fazowej dla różnych ciśnień i temperatur separacji



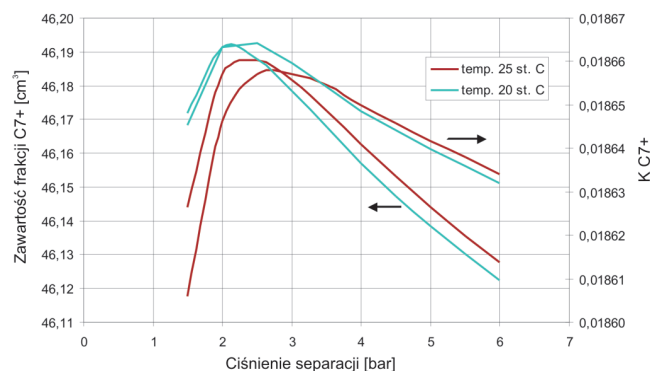
Rys. 10. Obliczeniowe zmiany ilości metanu w ropie magazynowej oraz stałe równowagi fazowej dla różnych ciśnień i temperatur separacji



Rys. 11. Obliczeniowe zmiany ilości n-pentanu w ropie magazynowej oraz stałe równowagi fazowej dla różnych ciśnień i temperatur separacji

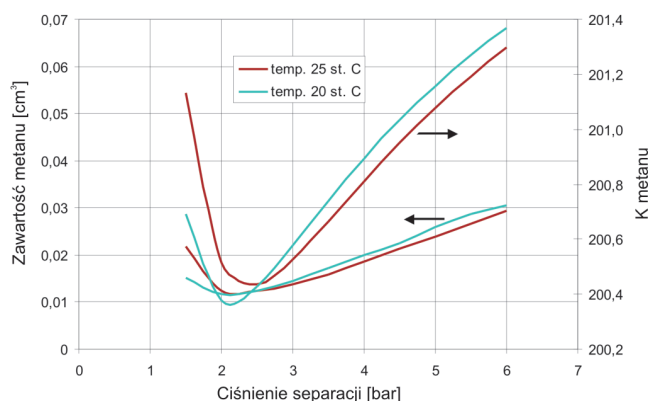


Rys. 12. Obliczeniowe zmiany ilości i gęstości ropy magazynowej po II stopniu separacji



Rys. 13. Obliczeniowe zmiany ilości frakcji  $C_{7+}$  w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej po II stopniu separacji

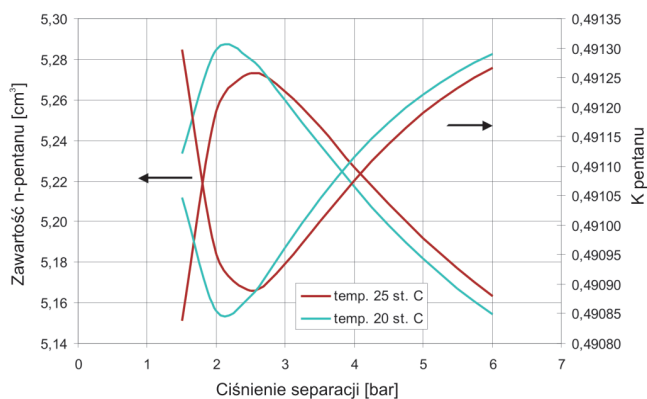
wynosi ono 8 bar. W podobny sposób określono wielkość II stopnia separacji; wykonano symulacje komputerowe dla oceny właściwości uzyskiwanej ropy magazynowej przy ciśnieniu separacji I stopnia (8 bar) i kolejnych ciśnieniach separacji II stopnia, w wysokości: 6; 5,5; 5; 4,5; 4; 3,5; 3; 2,5; 2 i 1,5 bar, w temperaturze 25 i 20°C. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunkach 12, 13, 14 i 15.



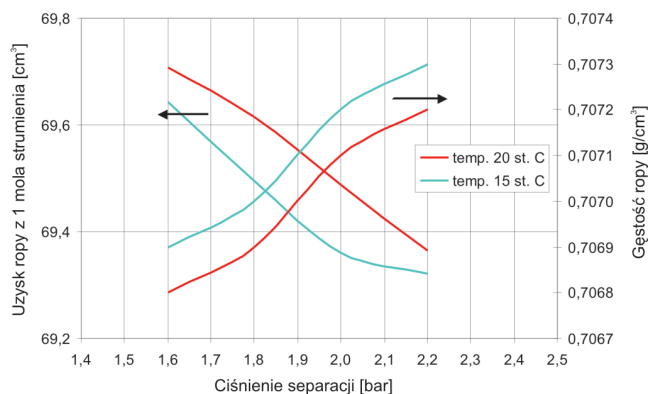
Rys. 14. Obliczeniowe zmiany ilości metanu w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej po II stopniu separacji

Optymalnym ciśnieniem II stopnia separacji ropy okazuje się ciśnienie 2,5 bar, w temperaturze 25°C. Dobór ciśnienia separacji III stopnia (przeprowadzony w podobny sposób jak poprzednio) w przedziale ciśnień 2,2÷1,4 bara oraz w temperaturach 15 i 20°C pokazują rysunki 16, 17, 18 i 19.

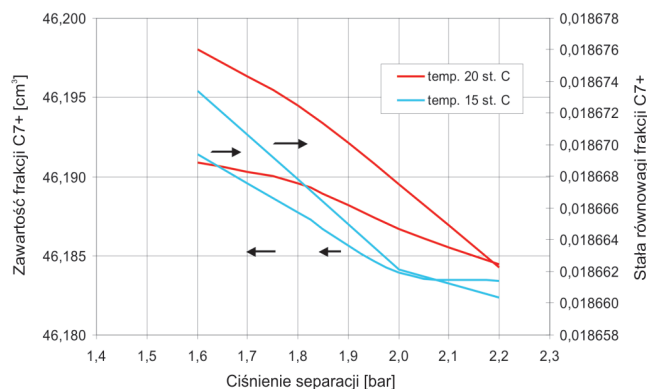
W warunkach III stopnia separacji trudno jest zaobserwować minima czy maksima zmian stałych równowagi fazowej



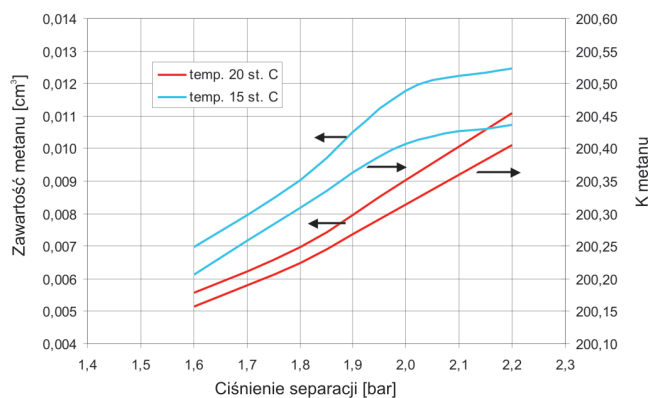
Rys. 15. Obliczeniowe zmiany ilości n-pentanu w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej po II stopniu separacji



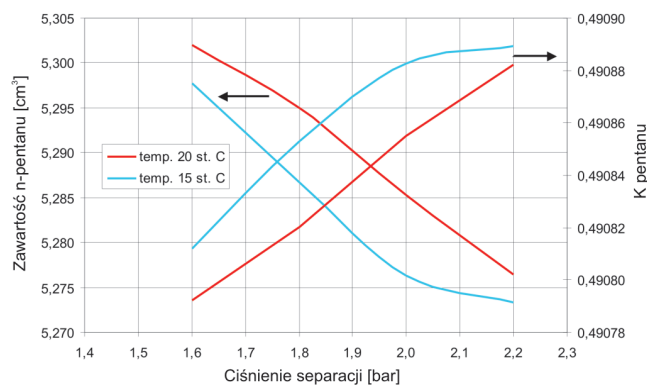
Rys. 16. Obliczeniowe zmiany ilości i gęstości ropy magazynowej po III stopniu separacji



Rys. 17. Obliczeniowe zmiany ilości frakcji C<sub>7+</sub> w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej po III stopniu separacji



Rys. 18. Obliczeniowe zmiany ilości metanu w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej po III stopniu separacji



Rys. 19. Obliczeniowe zmiany ilości n-pentanu w ropie magazynowej i stałe równowagi fazowej po III stopniu separacji

interesujących składników. Obserwuje się jednak ogólną tendencję: im ciśnienie separacji niższe, tym korzystniejsze parametry ropy magazynowej. W zasadzie wielkość ostat-

niego ciśnienia separacji może być podyktowana warunkami transportowymi ropy i gazu do zbiorników magazynowych lub dalszych procesów technologicznych.

### Ocena możliwości pozyskania zwiększonego odzysku fazy ciekłej na wybranych złożach

Ocenę wyników rozdziału gazu od ropy metodami separacji wielostopniowej i jednostopniowej przeprowadzono drogą porównania parametrów i właściwości uzyskiwanej ropy magazynowej. Ich zbiorcze zestawienie pokazuje tablica 2.

Określony w tej tablicy współczynnik objętościowy ropy jest stosunkiem objętości ropy nasyconej gazem w warunkach  $P, t$  do objętości ropy w warunkach normalnych. Dla warunków złożowych  $P, t$  jest on złożowym współczynnikiem objętościowym, zaś dla warunków separatorowych jest separatorowym współczynnikiem objętościowym ropy. Objętością ropy w warunkach normalnych jest ilość ropy magazynowej uzyskanej jako wynik separacji. W przypadku separacji wielostopniowej, w pokazanym przykładzie uzyskuje się objętościowo o ok. 15,6% ropy więcej niż drogą separacji jednostopniowej (tablica 2).

Współczynnik skurczu ropy, definiowany odwrotnie niż

współczynnik objętościowy, tj. jako stosunek objętości ropy w warunkach normalnych do objętości ropy w warunkach separatorowych, określa wielkość zmiany objętości ropy złożowej po przejściu do warunków normalnych. Optymalne warunki separacji zapewnia jak największy złożowy współczynnik skurczu ropy. W omawianych przykładach, separacja wielostopniowa – według tego wskaźnika – zapewnia większy stopień odzysku ropy magazynowej i pozwala zmniejszyć złożowy, objętościowy współczynnik ropy.

W optymalnych warunkach separacji wielostopniowej, w fazie ciekłej w ropie magazynowej uzyskuje się większą ilość frakcji  $C_{7+}$  oraz n-pentanu, a także minimalną ilość lekkich frakcji. Wynikiem zastosowania trzystopniowej separacji ropy jest uzyskanie większej ilości ropy magazynowej, o mniejszej gęstości, z większą zawartością węglowodorów lekkich (metanu + etanu) i pośrednich (od propanu do pentanu) – w porównaniu z separacją jednostopniową.

Tablica 2. Właściwości uzyskiwanej ropy magazynowej

Separacja	Separacja trzystopniowa			Separacja jednostopniowa		
	objętość ropy [cm <sup>3</sup> ]	współczynnik objętości ropy	współczynnik skurczu ropy	objętość ropy [cm <sup>3</sup> ]	współczynnik objętości ropy	współczynnik skurczu ropy
Ciśnienie nasycenia	116,5	1,671	0,598	116,5	1,932	0,517
I stopień	79,2	1,137	0,879	-	-	-
II stopień	73,4	1,053	0,949	-	-	-
III stopień	71,8	1,030	0,971	60,6	1,006	0,994
Ropa magazynowa	69,7	1,000	1,000	60,3	1,000	1,000

### Podsumowanie

Separacja ropy, czyli rozdział gazu od ropy, jest procesem zmierzającym do pozyskania objętościowo jak największej ilości ropy odgazowanej, o najkorzystniejszych właściwościach, tj. bogatej w lekkie i średnie węglowodory. Efekt taki zapewnia stosowanie separacji wielostopniowej – szczególnie dla rop lotnych, bogatych w składniki węglowodorowe lekkiej i pośredniej grupy.

Na podstawie wyników symulacji wskazano na możliwość doboru warunków separacji ropy – w zależności

od właściwości i oczekiwanego składu chemicznego pozyskiwanej ropy zbiornikowej – oraz pokazano wpływ zmian ciśnienia i temperatury separacji na ilość i parametry pozyskiwanej ropy magazynowej.

Dla celów optymalizacji warunków separacji wielostopniowej wprowadzono ocenę zmian stałych równowag fazowych  $K$  poszczególnych składników ropy, jako niezwykle pomocnego i jednoznacznego parametru optymalizującego warunki separacji.

Artykuł nadesłano do Redakcji 3.11.2010 r. Przyjęto do druku 13.01.2011 r.

Recenzent: prof. dr Michał Krasodomski



## Literatura

- [1] Bahadori A., Mokhatab S.: *Optimizing multistage separators pressure setpoints maximizes oil recovery*. Production Technology, vol. 226, no. 6, June 2007.
- [2] Bahadori A., Mokhatab S.: *Simple Methodology Predicts Optimum Pressures of Multistage Separators*. Petroleum Science and Technology, 27, 315–324, 2009.
- [3] Dake L.P.: *Fundamentals of Reservoir engineering*. Elsevier, 1978.
- [4] Hussein K. Abdel-Aal, Mohamed Aggour, Fahim M.A.: *Petroleum and Gas Field Processing*. Copyright 2003 by Marcel Dekker, Inc, <http://books.google.com/books>.



Mgr inż. Józef SUCH – pracownik naukowo-techniczny Instytutu Nafty i Gazu Oddział w Krośnie. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Specjalizuje się w zagadnieniach eksploatacji złóż ropy i gazu ziemnego, inżynierii złożowej i interpretacji testów otworowych.



## INSTYTUT NAFTY I GAZU Oddział Krosno Zakład Badania Złóż Ropy i Gazu 38-400 Krosno, ul. Armii Krajowej 3

Józef Such  
tel.: 13 436 89 41 wew. 111  
fax: 13 436 79 71  
e-mail: [jozef.such@inig.pl](mailto:jozef.such@inig.pl)

Marcin Warnecki  
tel.: 13 436 89 41 wew. 226  
fax: 13 436 79 71  
e-mail: [warnecki@inig.pl](mailto:warnecki@inig.pl)

Specjalizujemy się w testowaniu płynów złożowych, szczególnie w badaniach w warunkach PVT ropy, gazu i wody złożowej.

Wysoko kwalifikowany personel, wdrożony System Zarządzania Jakością ISO 9001, dobrze wyposażone laboratoria gwarantują wysoki poziom usług i dokładność uzyskanych wyników badań.



Zakres naszej działalności:

- o pobór wglębnych i powierzchniowych próbek ropy, gazu i wód złożowych,
- o badania zmian fazowych płynów złożowych z wykorzystaniem beztrzęciowego systemu PVT,
- o badanie lepkości ropy w różnych warunkach ciśnienia i temperatury,
- o badania efektywności wypierania ropy na fizycznym modelu złoża „slim tube”,
- o wysoko- i niskociśnieniowe testy separacji ropy,
- o interpretacja wyników badań w warunkach PVT z wykorzystaniem programu symulacyjnego PVTsim,
- o badanie warunków formowania się hydratów w gazie,
- o prognozowanie warunków flokulacji asfaltenów w ropie,
- o badania na długich rdzeniach wiertniczych dla oceny efektywności metod zwiększenia stopnia odzysku ropy.

Długoletnie doświadczenie załogi zabezpiecza współpracę na wysokim poziomie oraz poprawność prowadzonych badań i uzyskiwanych wyników.