

Wojciech Korpanty

Institut Nafty i Gazu, Oddział Krosno

Optymalizacja warunków separacji ropy naftowej

Artykuł jest oparty na wynikach pracy statutowej z zakresu symulacji komputerowej procesu odgazowania ropy złożowej w warunkach powierzchniowych. Z prawie 3000 wyników symulacji i przeanalizowanych 600 funkcji wybrano najistotniejsze elementy dla przedstawienia w zwartej formie optymalizacji warunków separacji ropy złożowej. Bazując na rzeczywistym składzie ropy złożowej i parametryzując zmiany jej właściwości ciśnieniem oraz temperaturą w zakresie warunków powierzchniowych, przetestowano przebieg separacji. Wyniki symulacji, przedstawione w tabelach i na rysunkach, dla sumarycznego wykładnika gazowego, współczynnika objętościowego ropy i współczynnika skurczu ropy – jako funkcje, pozwoliły jednoznacznie określić optymalne warunki separacji ropy złożowej. Określono zakres występowania zjawiska wytrącania fazy stałej w warunkach separacji. Poza właściwościami fazowymi zwrócono uwagę na szereg uwarunkowań ekonomicznych, technicznych i środowiskowych, istotnych dla kompleksowej optymalizacji procesu separacji powierzchniowej na zagospodarowywanych złożach ropy naftowej.

Optimization of oil separation process

The paper presents the results project no. 34/KB financed by Polish Ministry of Science and Higher (2008) on the computer simulations of oil separation process. Out of 3000 simulation runs, 600 results were analyzed and their most significant elements were presented as optimum separation conditions. The separation presses were simulated for real oil compositions and parametrized by separation pressure and temperature to result in varying oil properties. The simulation results were presented as tables and plots of total oil-gas ration, formation volume factors and oil shrinkage – as a function of pressure and temperature. The dependencies provide conditions for separation process. In addition, the conditions of solid state precipitations during the separation process were determined. Various aspects at economic, technical and environmental character that are significant for complex optimization of the oil separation stage of reservoir development projects were discussed.

Wprowadzenie

W okresie opróbowania nowodowierconego odwiertu wykonywany jest test dla określenia warunków wydobywania w czasie przepływu medium, wydobywanego ze złoża ropy naftowej na powierzchnię. Standardowo wykonywane są pomiary wgłębne ciśnienia i temperatury, wydobywania ropy i gazu oraz pobory próbek płynów złożowych – do badań jakościowych i ilościowych właściwości wydobywanego medium [5, 8, 10, 12]. Duża różnorodność złóż ropy naftowej w Polsce – w zakresie ciśnień i temperatur, jakościowych i ilościowych właściwości ropy i gazu, a także występowanie w złożach bituminów znacznych ilości składników niewęglowodorowych – wymaga za każdym razem badań fazowych, w tym również określenia optymalnych warunków separacji. Prowadzoną na powierzchni separację rozpatrywać należy jako punkt w ciągu przemian fazowych odgazowania ropy, zachodzącego między złożem i zbiornikiem magazynowym. Analizowany zakres warunków powierzchniowych separacji dotyczy parametrów ciśnienia i temperatury, w których następuje rozdzielenie

strumienia wydobywanego płynu złożowego na osobne ciągi ropy i gazu, tożsame z ich właściwościami [3, 4]. Uzyskane wyniki z analiz fazowych symulatora i/lub badań laboratoryjnych PVT wykorzystać należy przy ustalaniu i sprawdzaniu założeń projektowych zagospodarowania nowych złóż ropy oraz ropno-gazowych, obejmujących zarówno dane technologiczne i techniczne, jak również aspekty ekonomiczne oraz warunki prowadzonego wydobywania [4, 9]. Artykuł ma na celu zwrócenie uwagi nie tylko na potrzebę precyzyjnego określenia parametrów ciśnienia, temperatury i stosunków fazowych dla optymalnej separacji, ale również określenie uwarunkowań ekonomicznych, bezpieczeństwa i podwyższenia wydobywania. Bogata literatura w przemyśle naftowym z zagadnień ustalania i kontroli warunków wydobywania płynów złożowych z wykorzystaniem zwęzek ograniczających spowodowała odczuwalny brak opracowań na temat optymalizacji separacji w indywidualnych warunkach odwiertów oraz złóż ropy naftowej [1].

Przebieg zmian własności medium złożowego w warunkach powierzchniowych

Do oceny własności płynu złożowego mieszaniny ropy i gazu stosowane są symulatory fazowe mieszanin węglowodorów, umożliwiające analizowanie zmian fazowych oraz własności i składu chemicznego w warunkach złożowych, odwiertowych i powierzchniowych.

Przedstawione w artykule wyniki otrzymano korzystając z symulatora fazowego „PVT sim * PVT and Phase Behaviour Symulatoin System * Version 8.1. * Copyringh 1988-1998 * Dew Point A/S * Calsep A/S” wersji licencjonowanej dla IGNiG – Poland [11].

Programy pakietu PVT używane są do symulacji mieszanin płynów złożowych. Obliczenia równowagi fazowej w PVT sim oparto na równaniu stanu, wybranym z jednej z trzech opcji:

- Soave * Redlich * Kwong (SRK),
- Soave * Redlich * Kwong – Penelouxa (SRK – Penelouxa),
- Peng * Robinson (PR).

Korzystanie z symulatora PVT wymaga bardzo dokładnego określenia składu mieszaniny do obliczeń. Wejściowy skład gazu i cieczy, zawierający metan, etan, propan, i-butan, n-butan, i-pentan, n-pentan oraz składniki od C₆ do C₂₀ – identyfikowane ilościowo jako pseudoskładniki, obejmują również węglowodory odgałęzione i pierścieniowe – definiowane dodatkowo przez ciężar molekularny i gęstość. W opracowaniu wykorzystano z programów symulatora:

- baza danych (*Compositional input*),
- rekombinacja składu (*Recombination composition*),
- dopasowanie składu (*Ad justing to experimation*),
- badania separacji (*Separator test*),
- fazowa charakterystyka płynu (*Phase properties – Total, Vapor, Liquid*),
- wytrącanie wosku (*Wax simulation – Total, Vapor, Liquid, Wax*).

Do analiz użyto rekombinowanego składu węglowodorowego z uwzględnieniem składników niewęglowodorowych: azotu, siarkowodoru, dwutlenku węgla i wodoru.

Skład analizowany w artykule oparto na wykonanej rekombinacji utożsamianej ze strukturą L+SG, dla której aktualnie wykonywane są prace projektowe zagospodarowania powierzchniowego. Przeprowadzono dopasowanie rekombinowanego składu płynu złożowego do rzeczywistych warunków złożowych: ciśnienia 424,5 bar i temperatury 126,5°C. Uzyskano dobrą zbieżność parametrów złożowych i warunków równowagi fazowej, wyrażającą się różnicami wartości ciśnienia $\Delta P = 0,3$ bar i temperatury $\Delta t = 0,1^\circ\text{C}$ [13].

W tabelicy 1 przedstawiono składy chemiczne rekombinowanego płynu złożowego:

- wejściowy,
- po dopasowaniu,
- uproszczony.

Do prowadzenia analiz zmian składu chemicznego płynu złożowego w stanie dwufazowym przyjęto skład uproszczony, czyli zawierający składniki węglowodorowe w przedziale od C₁ do C₁₀ oraz składniki niewęglowodorowe: N₂, H₂S, CO₂ oraz H₂ (pominie w tym atrykule).

Do analiz zmian fazowych PVT płynu złożowego zastosowano skład po dopasowaniu (tablica 1, kolumna III).

Zakres zmian parametryzowania właściwości analizowanych mieszanin złożowych po przeprowadzeniu szeregu

Tablica 1. Skład płynu złożowego

Składniki	Skład		
	wejściowy	po dopasowaniu	uproszczony
[% mol]			
H ₂	0,00068	0,001	0,001
N ₂	31,587	31,769	31,769
CO ₂	0,612	0,616	0,616
H ₂ S	5,085	5,114	5,114
C ₁	19,353	19,464	19,464
C ₂	3,567	3,588	3,588
C ₃	3,029	3,047	3,047
i-C ₄	0,787	0,792	0,792
n-C ₄	1,674	1,684	1,684
i-C ₅	2,175	2,188	2,188
n-C ₅	1,555	1,564	1,564
C ₆	2,774	2,790	2,790
C ₇	2,318	2,332	2,332
C ₈	2,421	2,434	2,434
C ₉	2,981	2,998	2,998
C ₁₀	2,378	2,392	19,619
C ₁₁	2,178	2,190	
C ₁₂	1,324	1,331	
C ₁₃	1,580	1,590	
C ₁₄	1,179	1,188	
C ₁₅	1,370	1,377	
C ₁₆	1,025	1,031	
C ₁₇	0,056	0,961	
C ₁₈	0,906	0,911	
C ₁₉	0,875	0,880	
C ₂₀	6,310	5,769	

próbnych symulacji charakterystyk płynów złożowych przyjęto dla następujących wartości: ciśnienia: 300, 200,

150, 100, 80, 50, 40, 30, 20, 15, 10, 5, 3, 1 bar oraz temperatury: 80, 60, 40, 20, 7, (0, -10, -20)°C.

Charakterystyka warunków przepływu ropy naftowej od złoża do zbiornika magazynowego [7]

Przepływający strumień płynu wydobywanego od złoża do zbiornika magazynowego uwarunkowany jest stanem fazowym, w zależności od zmian parametrów ciśnienia i temperatury. Warunkiem jednorodnego złoża ropnego w temperaturze złożowej jest wartość ciśnienia nasycenia niższa od ciśnienia złożowego. W takim przypadku wydzielanie gazu z ropy w odwiercie lub w instalacji powierzchniowej nastąpi w zależności od rzeczywistych wartości ciśnienia i temperatury. Przebieg przepływu strumienia wydobywanego płynu złożowego od złoża do separatora powierzchniowego regulowany jest zwężkami ograniczającymi. Dopływająca do separatora mieszanina ropy i gazu jest rozdzielana na gaz (łącznie z wydzielonym z ropy) i ropę (odgazowaną do warunków ciśnienia i temperatury separacji).

Wykonane symulacje dla mieszaniny złożowej (przy założeniu nie występowania wody w wydobywanym płynie złożowym) przeprowadzono w podanym zakresie ciśnień i temperatur, w oparciu o:

1. Test separacji:
 - sumaryczny wykładnik gazowy; ΣWG [m^3/m^3] – tablica 2,
 - współczynnik objętości; B [m^3/m^3] – tablica 3,
 - współczynnik skurczu; b [m^3/m^3] – tablica 4,
2. Symulacje waz:
 - zawartość fazy stałej [% mas.] – tablica 5,
 - punkt waz [°C] – tablica 5.

Sumaryczny wykładnik gazowy [m^3/m^3]

Obliczony sumaryczny wykładnik gazowy z przeprowadzonych symulacji separacji, w zakresie ustalonych parametrów równowagi fazowej ciśnienia i temperatury, zestawiono w tablicy 2.

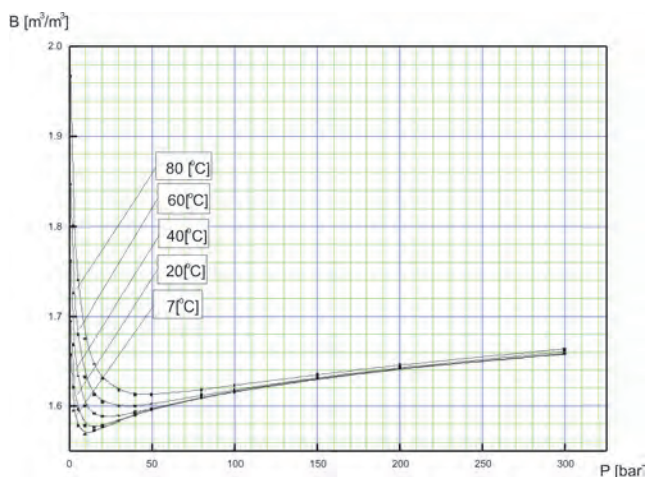
Przedstawione w tablicy 2 wartości wykładnika gazowego zmieniają się w zakresie od 308,6 do 206,7, tj. charakteryzują się 33,020-procentowym zmniejszeniem.

Przemianę izobaryczną $WG = f(t)$ w zakresie temperatur od 80 do 7°C obrazują wartości wykładników gazowych o zakresach od 232,9÷231,7 do 308,6÷231,5 [m^3/m^3].

Przemianę izotermiczną $WG = f(P)$ w zakresie zmian ciśnień w przedziale 300÷1 bar charakteryzują krzywe posiadające minima w przedziale 218,6÷206,7 [m^3/m^3]; odpowiednio dla temperatur od 80 do 7°C [m^3/m^3].

Tablica 2. Sumaryczny wykładnik gazowy rekombinowanej mieszaniny [m^3/m^3]

Ciśnienie [bar]	Temperatura [°C]				
	80	60	40	20	7
300	232,9	232,2	231,9	231,7	231,7
200	227,2	227,4	227,0	227,0	227,1
150	224,1	224,1	223,8	223,8	224,1
100	221,5	220,2	219,7	219,8	220,1
80	220,1	218,4	217,7	217,8	218,1
50	218,6	215,7	214,3	213,9	214,1
40	218,7	215,0	213,1	212,4	212,4
30	219,5	214,9	212,0	210,6	210,6
20	223,2	216,3	211,6	209,0	208,3
15	227,1	218,6	212,4	208,0	207,3
10	234,7	223,6	215,1	209,1	206,7
5	252,1	236,8	224,4	214,1	209,0
3	267,2	249,0	234,0	221,2	214,2
1	308,6	279,8	258,4	241,3	231,5



Rys. 1. Izotermy sumarycznego wykładnika gazowego mieszaniny

Współczynnik objętościowy ropy B [m^3/m^3]

Współczynniki objętościowe rekombinowanej mieszaniny złożowej określono z symulacji separacji wykonanych dla przyjętego zakresu temperatur i ciśnień, zestawiając je następnie w tablicy 3.

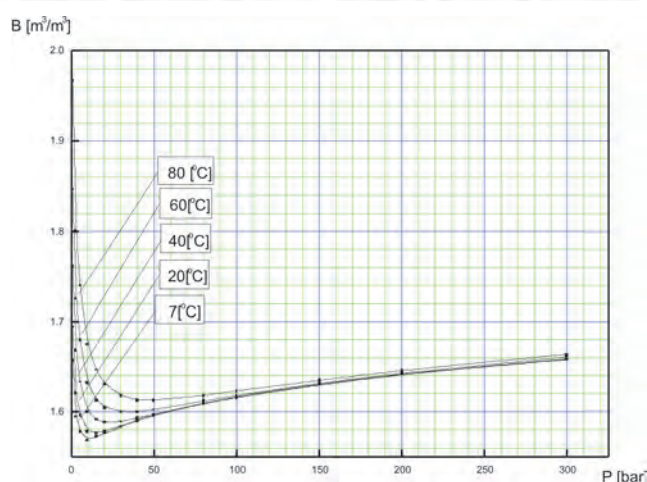
Przedstawione w tablicy 3 wartości współczynnika objętościowego zmieniają się w zakresie od 1,569 do 1,968, czyli o 25,4%.

Przemianę izobaryczną $B = f(t)$ w zakresie temperatur od 80 do 7°C charakteryzuje przebieg krzywych malejących dla zakresu ciśnień 300÷1 bar, przy współczynnikach objętościowych o zakresach 1,664÷1,658 do 1,968÷1,656 [m³/m³].

Przemianę izotermiczną $WG = f(P)$ w zakresie zmian ciśnień w przedziale 300÷1 bar charakteryzują krzywe o zakresie od 1,664÷1,968 do 1,658÷1,656 i posiadające minima w przedziale 1,613÷1,569 [m³/m³]; odpowiednio dla temperatur 80÷7°C.

Tablica 3. Współczynniki objętościowe mieszaniny

Ciśnienie [bar]	Temperatura [°C]				
	80	60	40	20	7
300	1,664	1,661	1,659	1,658	1,658
200	1,646	1,643	1,642	1,642	1,642
150	1,635	1,632	1,630	1,630	1,631
100	1,623	1,618	1,616	1,616	1,617
80	1,618	1,612	1,609	1,609	1,609
50	1,613	1,602	1,597	1,596	1,597
40	1,613	1,600	1,593	1,590	1,591
30	1,618	1,600	1,589	1,584	1,583
20	1,631	1,605	1,588	1,579	1,576
15	1,646	1,613	1,591	1,577	1,573
10	1,674	1,632	1,600	1,579	1,569
5	1,740	1,680	1,633	1,597	1,579
3	1,800	1,726	1,668	1,621	1,595
1	1,968	1,847	1,761	1,694	1,656



Rys. 2. Izotermie współczynnika objętości ropy

Współczynnik skurczu ropy b [m³/m³]

Określony współczynnik skurczu dla podanego zakresu ciśnień i temperatur zestawiono w tablicy 4. Wartości

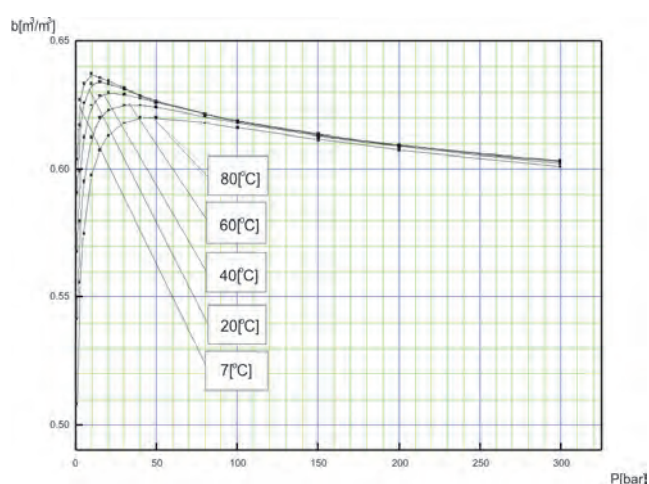
współczynników skurczu ropy między punktami [10 bar, 7°C – 1 bar, 80°C] zmieniają się w zakresie wartości 0,5081 i 0,6372 [m³/m³], czyli o 25,4%.

Przemianę izobaryczną $b = f(t)$ w zakresie temperatur 80÷7°C charakteryzują krzywe rosnące dla zakresu ciśnień od 300 do 1 bar.

Przemiany izotermiczne $b = f(P)$ w zakresie ciśnień od 300 do 1 bar charakteryzuje przebieg zmiennej, z minimum przy ciśnieniach od 10 do 40 bar dla całego zakresu temperatur 7÷80°C.

Tablica 4. Współczynnik skurczu ropy

Ciśnienie [bar]	Temperatura [°C]				
	80	60	40	20	7
300	0,6010	0,6020	0,6028	0,6031	0,6031
200	0,6075	0,6086	0,6090	0,6090	0,6090
150	0,6116	0,6127	0,6135	0,6135	0,6131
100	0,6161	0,6180	0,6188	0,6188	0,6184
80	0,6180	0,6203	0,6215	0,6215	0,6215
50	0,6200	0,6242	0,6262	0,6266	0,6262
40	0,6200	0,6250	0,6277	0,6289	0,6285
30	0,6180	0,6250	0,6293	0,6313	0,6317
20	0,6131	0,6231	0,6297	0,6333	0,6345
15	0,6075	0,6200	0,6285	0,6341	0,6357
10	0,5974	0,6127	0,6250	0,6333	0,6373
5	0,5747	0,5952	0,6124	0,6262	0,6333
3	0,5556	0,5794	0,5995	0,6169	0,6270
1	0,5081	0,5414	0,5679	0,5903	0,6039



Rys. 3. Współczynnik skurczu ropy

Zawartość fazy stałej w ropie

Węglowodory parafinowe (będące głównym składnikiem ropy złożowej w warunkach ciśnienia atmosferycznego)

rycznego i temperaturze pokojowej) występują w trzech stanach skupienia:

- gazu (składniki C_1-C_4),
- cieczy (składniki C_5-C_{16}),
- ciała stałego (składniki C_{17+} – wosk naftowy [2]).

Przyjęty do analiz skład rekombinowanej mieszaniny posiada składniki C_{17+} w ropie o wartości 8,521% mol.

W wykonanych „symulacjach wax” poszerzono zakres analiz dla temperatur o wartości $-40, -20, 0^\circ\text{C}$, dla prześledzenia ciągłości zmian zawartości fazy stałej dla przyjętej rekombinowanej mieszaniny złożowej.

Analizę zmian w wydobywanym strumieniu płynu złożowego przeprowadzono w oparciu o wartości:

- dla przyjętej temperatury początku wytrącania fazy stałej, parametrowanej ciśnieniem,
- ilości fazy stałej, wyrażoną procentem masy w mieszaninie trójfazowej, w obszarze przyjętych ciśnień i temperatur.

Wyniki powyższych analiz zestawiono w tablicy 5, odpowiednio dla przyjętej mieszaniny złożowej. Wprowadzone oznaczenie w tablicach „*” wskazuje, że w konkretnych warunkach ciśnienia i temperatury nie występuje faza stała, a jedynie gaz i ropa.

Przedstawione w tablicy 5 wyniki są charakterystyczne dla fazy stałej:

- temperatura początku wytrącania wosku ze spadkiem ciśnienia 300 ± 1 bar zmienia się w zakresie od 2,0 do $11,9^\circ\text{C}$,
- zawartość fazy stałej w procentach masowych zmienia

się w zakresie od 0 do 4,802 odpowiednio w punktach: od (30 bar, 7°C), do (1 bar; -20°C).

Przemiana izobaryczna udziału masowego fazy stałej [% mas.] = $f(t)$ przy spadku temperatury posiada charakter rosnący od punktu początku wytrącania fazy stałej.

W przemianie izotermicznej udziału masowe fazy stałej w badanej mieszaninie posiadają charakter rosnący od punktu początku wax ze spadkiem ciśnienia.

Tablica 5. Faza stała w ropie

Ciśnienie [bar]	Temperatura [$^\circ\text{C}$]				Punkt wax
	-20	-10	0	7	
300	3,954	2,326	0,422	*	2,0
200	3,949	2,403	0,572	*	2,7
150	3,974	2,183	0,704	*	3,4
100	4,035	2,609	0,920	*	4,4
80	4,076	2,679	1,009	*	5,0
50	4,166	2,818	1,217	*	6,1
40	4,209	2,878	1,306	*	6,6
30	4,264	2,950	1,411	0,043	7,2
20	4,338	3,044	1,544	0,212	7,9
15	4,389	3,106	1,629	0,319	8,4
10	4,460	3,189	1,738	0,455	9,1
5	4,577	3,317	1,900	0,656	10,0
3	4,656	3,402	2,004	0,784	10,7
1	4,802	3,561	2,199	1,029	11,9

Uwarunkowania skutecznego odgazowania w procesie przepływu ropy na kopalni

Podstawowym celem ustalania optymalnych parametrów separacji ciśnienia i temperatury jest np. uzyskanie maksymalnego współczynnika skurczu ropy złożowej od warunków złoża.

Przebieg zmian współczynnika skurczu ropy z ciśnieniem i temperaturą przedstawiono na rysunku 4 i w tablicy 3. Przebieg zmiany współczynnika skurczu badanej mieszaniny ropy charakteryzuje się wartościami maksimum, które wynoszą: od 0,6373 (dla temperatury 7°C) do 0,6200 [m^3/m^3] (dla temperatury 80°C).

Wykonując przeliczenie zmiany współczynników ściśności ropy w stosunku do maksymalnej jego wartości otrzymamy procentowe zmiany dla każdej z przyjętych izoterm:

$$\% b_{max} = (b - b_{max})/b_{max} \times 100 [\%]$$

W tablicy 6 i rysunku 4 przedstawiono uzyskane wyniki, obliczone według podanej powyżej zależności.

Maksymalne zmiany procentowe współczynnika skurczu ropy przy wysokich ciśnieniach wynoszą od $-5,36\%$ dla temperatury 7°C , a przy ciśnieniu 1 bar dochodzą do $-18,23\%$ dla temperatury 80°C .

Warunkiem ograniczającym zakres prowadzenia separacji jest temperatura i – co z tym związane – wytrącanie fazy stałej w strumieniu ropy. W podanym przykładzie, przy doborze warunków separacji należy uwzględnić wyniki badania warunków wytrącania wosku, tj. ciśnienie 33 bar przy temperaturze 7°C (tablica 5). Należy przyjmować warunki zapewniające występowanie tylko mieszaniny faz gazowej i ciekłej.

Sprawny przepływ wydobywanego płynu złożowego w rurociągach kopalnianych uwarunkowany jest stosunkiem ropy i gazu, który w warunkach rzeczywistych ciśnienia i temperatury zapewnia płynny transport do ośrodka centralnego. Praktycznie – uzyskanie sprawnego

przepływu przebiega przy zawartości ropy w strumieniu płynu złożowego na poziomie nie mniej niż 10-15%.

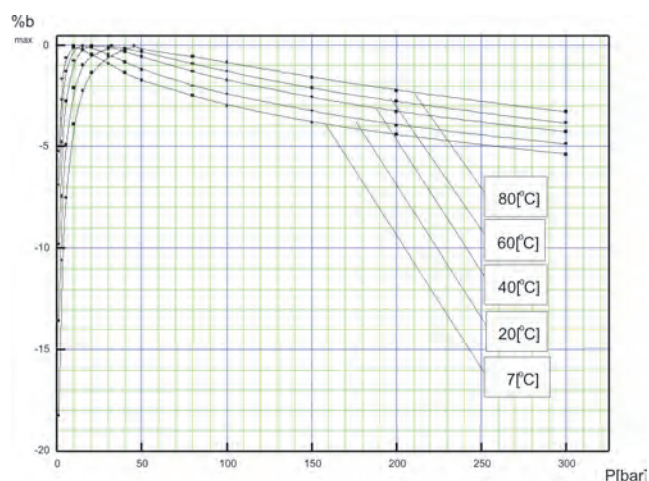
Reasumując: dla podanych ograniczeń można przyjąć warunki ciśnienia rzędu 30 bar i temperatury 20-40°C – jako spełniające podane parametry racjonalnej separacji przepływu na kopalni, dla przyjętej mieszaniny złożowej.

Tablica 6. Wartości procentowe b_{max}

Ciśnienie [bar]	Temperatura [°C]				
	80	60	40	20	7
300	-3,29	-3,84	-4,28	-4,88	-5,36
200	-2,23	-2,79	-3,29	-3,96	-4,44
150	-1,57	-2,13	-2,57	-3,25	-3,79
100	-0,85	-1,29	-1,73	-2,41	-2,96
80	-0,54	-0,92	-1,30	-1,99	-2,48
50	-0,23	-0,30	-0,56	-1,19	-1,75
40	-0,23	-0,18	-0,31	-0,82	-1,38
30	-0,54	-0,18	-0,06	-0,44	-0,88
20	-1,33	-0,49	0,00	-0,12	-0,44
15	-2,23	-0,98	-0,18	0,00	-0,25
10	-3,87	-2,13	-0,75	-0,12	0,01
5	-7,51	-4,93	-2,75	-1,25	-0,63
3	-10,60	-7,46	-4,79	-2,71	-1,62
1	-18,23	-13,53	-9,82	-6,90	-5,25

Należy również wspomnieć o aspekcie ekonomicznym właściwego doboru warunków separacji. Przyjęcie parametrów niskociśnieniowej separacji powoduje zmniejszenie stanu ropy w zbiornikach magazynowych o 5-18%, jak wykazano to przez procentowy współczynnik skurczu ropy.

Z kolei stosowanie za wysokich ciśnień separacji w istotny sposób podroży koszty rurociągów, separatorów, armatury oraz ruchowe przepływu; szacowane dla ciśnień rzędu 70-100 bar nawet na ponad 50%.



Rys. 4. Izotermi zmian procentowych współczynników skurczu ropy

Podsumowanie

W artykule przedstawiono rekombinację mieszaniny węglowodorów zawierającą składniki niewęglowodorowe (azot, siarkowodór, dwutlenek węgla i śladowo wodór) z wykorzystaniem symulatora fazowego PVT Calsep Dew Point oraz wybrano opcję równania stanu SRK-P, pozwoliła uzyskać dobrą zbieżność z charakterystyką płynu złożowego.

Przedstawiono wyniki symulacji fazowej uzyskane z programu separacji PVT i przeanalizowano zmianę własności płynu złożowego (gaz + ropa) w zakresie ciśnień 300÷1 bar i temperatur w przedziale 80÷7°C, w oparciu o wartości:

- sumarycznego wykładnika gazowego,
- złożowego współczynnika objętościowego ropy,
- współczynnika skurczu ropy,
- zawartości fazy stałej w ropie złożowej.

Praktycznie określone optymalne warunki separacji przyjętego płynu złożowego w warunkach powierzchniowych, dla sumarycznego wykładnika gazowego, złożowego współczynnika objętościowego ropy i współczynnika

skurczu ropy – wyrażone przez parametry ciśnienia i temperatury – są zbieżne.

Przeprowadzenie optymalizacji warunków separacji strumienia wydobywanego płynu złożowego warunkuje otrzymanie racjonalnych założeń do projektu zagospodarowania powierzchniowego złoża ropy naftowej, po uwzględnieniu w przepływającym strumieniu (na powierzchni, w instalacji i rurociągach);

- stosunków objętościowych gazu i ropy,
- wytrącania fazy stałej,
- zmian lepkości ropy i gazu,
- masy właściwej ropy i gazu,
- składu chemicznego ropy i gazu.

Końcowym etapem optymalizacji warunków separacji powierzchniowej na kopalni powinien być rachunek ekonomiczny, uwzględniający:

- maksymalny odzysk ropy złożowej,
- koszty inwestycyjne,
- koszty ruchowe,
- bezpieczeństwo instalacji i ochronę środowiska.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Józef Raczkowski

Literatura

- [1] Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Terminologia, PN-90/G-01350.
- [2] Gruszczyk H.: *Nauka o złożach*. WG, Warszawa 1984.
- [3] Jewulski J.: *Zbiór zadań z eksploatacji złóż ropy naftowej*. AGH, Kraków 2000.
- [4] Jewulski J.: *Napowierzchniowe zagospodarowanie złóż kopalin ciekłych*. AGH, Kraków 2003.
- [5] Korpanty W.: *Metodyka badań płynów występujących w złożach R-K-G*. IGNiG, 1997.
- [6] Korpanty W., Such J.: *Wykorzystanie wyników badań PVT próbek złożowych w praktyce przemysłowej*. TU Ostrawa, Monograph 15, 2005.
- [7] Korpanty W.: *Optymalizacja warunków wysokociśnieniowego odgazowania ropy naftowej*. INiG, 34/KB, Kraków 2008.
- [8] Levorsen A.I.: *Geologia ropy i gazu ziemnego*. WG, Warszawa 1972.
- [9] Liszka K.: *Eksploatacja złóż ropy naftowej*. PWN, Warszawa 1972.
- [10] McCain Jr. W.D.: *The Properties of Petroleum Fluids*. PWB Tulsa, Oklahoma 1990.
- [11] PVT sim User's Guide Version 8.1 – CALSEP Dew Point, 1998.
- [12] Wilk Z.: *Eksploatacja płynnych surowców mineralnych*. Śląsk, Katowice 1969.
- [13] Wyniki badań PVT M-L-G-SG, Archiwum INiG Kraków, 2001-2008.



Mgr inż. Wojciech KORPANTY – pracownik badawczo-techniczny Instytutu Nafty i Gazu Oddział Krosno w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Specjalizuje się w badaniach laboratoryjnych oraz symulacjach fazowych dla oceny własności płynów złożowych.

ZAKŁAD BADAŃ ZŁÓŻ ROPY I GAZU

Zakres działania:

- pobór wgłębnych i powierzchniowych próbek płynów złożowych;
- kompleksowe badania i analizy zmian fazowych próbek płynów złożowych na zestawie aparatów PVT firmy Chandler i Ruska;
- modelowanie procesu wypierania ropy gazem na fizycznym modelu złoża tzw. „cienka rurka”;
- pomiar lepkości ropy wiskozymetrem kulkowym lub kapilarnym w warunkach PT;
- optymalizacja procesów powierzchniowej separacji ropy naftowej;
- laboratoryjne i symulacyjne badania warunków wytrącania się parafin, asfaltenów w ropie oraz tworzenia się hydratów w gazie;
- badanie skuteczności działania chemicznych środków zapobiegających tworzeniu się hydratów;
- laboratoryjne modelowanie procesów wypierania ropy gazem w warunkach zmieszania faz;
- badanie procesów sekwestracji CO₂ w solankowych poziomach wodonośnych, nasyconych gazem ziemnym.

Kierownik: mgr inż. Józef Such

Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno

Telefon: 13 436-89-41 wew. 111

Faks: 13 436-79-71

E- mail: jozef.such@inig.pl

