

**Jerzy Stopa\*, Paweł Wojnarowski\*, Stanisław Rychlicki\***

**KOMPUTEROWA SYMULACJA  
KONWERSJI ZŁOŻA ROPY NAFTOWEJ NA PMG  
Z UWZGLĘDNIENIEM MOŻLIWOŚCI REWITALIZACJI  
ROPY RESZTKOWEJ**

**1. WSTĘP**

Podziemne magazyny gazu zazwyczaj tworzone są w szcerpanych złożach gazu ziemnego. Istnieje również możliwość wytworzenia takiego magazynu m.in. w szcerpanych złożach ropy naftowej. Specyfiką tego procesu jest możliwość oddziaływania magazynowanego gazu z ropą resztkową pozostałą w złożu, co może prowadzić do jego rewitalizacji.

Jak wiadomo z literatury, tylko do 27% ropy znajdującej się w złożach można wydobyć, stosując metody pierwotne i nawadnianie. Efektywność wydobywania, co prawda może zostać zwiększona przez zastosowanie metod bardziej zaawansowanych – to znaczy metod EOR (*Enhanced Oil Recovery*) jednak ze względu na wysokie koszty metody te nie są powszechnie stosowane.

Problem ten dotyczy w szczególności złóż polskich, gdzie aktualnie stosuje się wyłącznie metody pierwotne. W tej sytuacji wytworzenie PMG w uznanym za szcerpane złożu ropy naftowej mogłoby spowodować przypyływy ropy lub zmianę składu gazu wydobywanego z PMG. W cyklach odbioru gazu może dochodzić do przechodzenia cięższych składników z ropy resztkowej do gazu odbieranego z PMG i w konsekwencji do zwiększania się liczby Wobbego gazu. Efekty te są istotne nie tylko ze względu na możliwość dodatkowego wydobywania ropy, ale przede wszystkim powodują konieczność budowy bardziej rozbudowanych instalacji powierzchniowych.

Z drugiej strony połączenie intensyfikacji wydobywania ropy naftowej z podziemnym magazynowaniem gazu może zwiększyć atrakcyjność tego procesu przez dodatkowe profity płynące z magazynowania gazu poprawiające ekonomiczną efektywność całego przedsięwzięcia [5].

---

\* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

## 2. ODDZIAŁYWANIA MIĘDZY ROPĄ A GAZEM

Proces wypierania płynów mieszających się o różnych właściwościach fizyczno-chemicznych powoduje wnikanie jednego płynu w drugi. Pomędzy wypierającymi się płynami tworzy się wówczas strefa przejściowa nasycona obydwooma płynami tzw. „strefa mieszania”. W zależności od składu zatłaczanego płynu, wydajności zatłaczania, właściwości hydraulicznych (przepuszczalność, porowatość) i mechanicznych skał budujących złożę, stopnia niejednorodności złoża, a także rozmieszczenia odwiertów eksploatacyjnych, następować może wcześniejsze bądź późniejsze przebicie się płynu zatłaczanego do odwiertów wydobywczych.

Wydajność i stopień mieszania się płynów w ośrodku porowatym w przeważającej mierze kontrolowane są przez trzy czynniki:

- 1) strukturę ośrodka porowatego,
- 2) stosunek lepkości,
- 3) prędkości filtracji płynów.

W procesie wymiany masy w ośrodku porowatym następujące zjawiska odgrywają podstawową rolę [4]:

- konwekcja, czyli transport masy wynikający z panującego w ośrodku gradientu ciśnienia;
- dyfuzja molekularna, czyli transport masy wynikający z różnicy koncentracji;
- dyspersja mechaniczna, zespół zjawisk mieszania zachodzących w niejednorodnym ośrodku porowatym, przy różnej od zera prędkości przepływu;
- powstawanie języków lepkościowych (*viscous fingering*) na skutek niestabilności konturu wypierania wywołanej różnicami lepkości wypierających się płynów;
- segregacja grawitacyjna wskutek różnic gęstości wypierających się płynów.

W ośrodku porowatym mogą występować wszystkie wyszczególnione wyżej zjawiska, jednakże ich zakres i intensywność zależy od warunków przepływu takich, jak: gradient ciśnienia, niejednorodność ośrodka itp. W rzeczywistych przepływach w złożach decydujące znaczenie mają: konwekcja, dyfuzja molekularna, dyspersja mechaniczna.

Iniekcja gazu redukuje ponadto spadek ciśnienia związanego z produkcją ze złoża. Jednakże gaz zatłaczany wpływa na skład równowagowy układu gaz/ropa w złożu. Obserwuje się selektywne zmniejszenie składników lekkich w fazie ropnej, może również występować zjawisko odwrotne – wykraplanie się niektórych składników z fazy gazowej lub też gaz i ropa mogą wykazywać skłonności do mieszania w pierwszym kontakcie [2].

W przypadku gdy ropa naftowa jest w równowadze z gazem, w porównaniu z gazem zatłaczanym zawiera więcej składników pośrednich ( $C_2$ – $C_6$ ), które odparowują z ropy naftowej. Faza gazowa ma większą ruchliwość w porównaniu do fazy ciekłej. Wraz ze wzrostem zawartości pośrednich składników w gazie może być osiągnięta pełna mieszalność ropy i gazu, pomimo że początkowy skład gazu jej nie gwarantował [3]. Może to spowodować wyparcie części ropy resztkowej i w konsekwencji umożliwić jej wydobyć.

## 3. KOMPUTEROWA SYMULACJA KONWERSJI ZŁOŻA ROPY NA PMG

Modelowanie konwersji złoża ropy na PMG wykonano za pomocą symulatora kompozycyjnego ECLIPSE 300 w oparciu o model geologiczny jednego z polskich złóż.

Współcześnie w inżynierii złożowej do badania przepływów wielofazowych stosuje się dwa główne typy modeli matematycznych przepływów w złożach ropno-gazowych, tj.:

- 1) „black-oil”,
- 2) składnikowe.

Podstawowe parametry tych modeli przedstawia tabela 1.

**Tabela 1**  
Podstawowe typy modeli symulujących przepływ wielofazowy

<b>Główne modele symulacyjne</b>	
<b>„black oil”</b>	<b>składnikowe</b>
Trzy jednorodne fazy o stałym składzie	Zmienny skład faz zgodnie z równaniami stanu, $\rho = \rho(C)$ , $\mu = \mu(C)$
Zastosowania: eksploatacja złóż ropy i gazu, PMG w złożach gazu i aquiferach	Zastosowania: złoża gazowo kondensatowe, problemy mieszania się płynów złożowych, PMG w złożach ropy
Programy komputerowe: Eclipse 100, 200	Programy komputerowe: Eclipse 300

W modelach kompozycyjnych (zwanymi też składnikowymi) nie wprowadza się faz związanych ze stanem skupienia, ale definiuje się płyny złożowe i wtłaczane, zadając ich skład chemiczny w postaci ułamków molowych poszczególnych składników. Do typowych składników należą np. węglowodory (C1, C2 itd.), H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>. W szczególnych przypadkach inne składniki mogą być dowolnie definiowane poprzez zadanie ich właściwości krytycznych. Liczba faz i stałe równowagi fazowej obliczane są na podstawie równań stanu w zależności od ciśnienia i temperatury oraz aktualnego składu węglowodórów w modelowanym punkcie złoża. W zależności od potrzeb stosuje się od 3 do 12 pseudo-składników, co pozwala na realistyczne modelowanie zachowania się płynów złożowych.

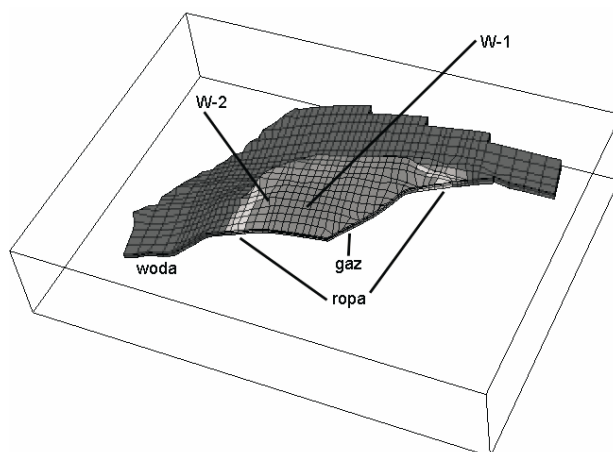
Zastosowania modeli kompozycyjnych obejmują symulację zjawisk, które nie dają się opisać na gruncie modeli typu „black-oil”. Przykładowo dotyczy to modelowania złóż, w których mogą zachodzić przemiany termodynamiczne lub zachodzi konieczność modelowania większej ilości składników, np. odróżnienia N<sub>2</sub> lub H<sub>2</sub>S od innych składników gazu.

Symulator kompozycyjny ECLIPSE 300 pozwala na modelowanie następujących zjawisk fizycznych biorących udział w procesie magazynowania gazu:

- rozpuszczania składników gazu w ropie i wydzielania się ich z ropy przy zmianach ciśnienia,
- parowania i wykraplania się poszczególnych składników,
- transportu konwekcyjnego,
- mieszania się gazów (składników) w oczkach siatki różnicowej,
- dyfuzji molekularnej,
- różnic lepkości,
- wpływu szczelin i wymiana masy pomiędzy szczelinami i matrycą skalną,
- wpływu wydajności zatłaczania/odbioru,
- ciśnienia kapilarnego,
- zmian składu fazy ciekłej i gazowej.

#### 4. MODEL SYMULACYJNY ZŁOŻA

Do obliczeń przyjęto model geologiczny jednego z polskich złóż ropy naftowej na Niżu Polskim. Jest to złożo ropy eksploatowane od kilkadziesiąt lat ze znacznym współczynnikiem szczypania ropy. W centralnej części złoża uformowała się czapa gazowa, co dodatkowo utrudnia eksploatację pozostałej w złożu ropy, stwarzając jednocześnie korzystne warunki dla magazynowania gazu.



Rys. 1. Rozkład nasycenia gazem, ropą i wodą w złożu

Rysunek 1 przedstawia przestrzenny rozkład nasycenia gazem, ropą i wodą. Początkowe średnie ciśnienie w modelowanej strukturze złożowej wynosiło 105 bar, średnia temperatura złożowa natomiast 60°C. Do obliczeń przyjęto siedmioskładnikowy płyn złożowy od C1 do C7+. Początkowy skład wydobywanej fazy ciekłej i gazowej przedstawia tabela 2. Gaz zatłaczany składał się 97% z C1 i 3% z C2.

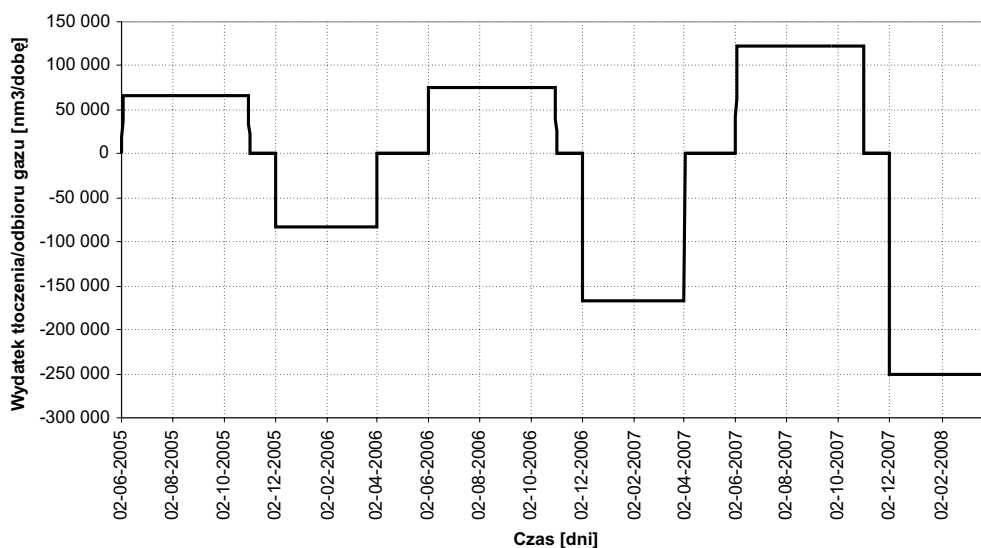
Tabela 2

Początkowy skład fazy ciekłej i gazowej po separacji w temperaturze 288 K i pod ciśnieniem 1 atm

Składnik	Ropa [%]	Gaz [%]
C1	0,2654	64,8644
C2	0,415	15,1943
C3	1,4187	11,6796
C4	4,9669	4,0556
C5	8,4799	2,4919
C6	26,9672	1,3886
C7+	57,4869	0,3256

## 5. SYMULACJA PRACY PMG

Obliczenia przeprowadzono dla trzech cykli pracy magazynu ze stopniowym dochodzeniem do pojemności czynnej 30 mln nm<sup>3</sup>. Dla określenia efektów magazynowania przeprowadzono również symulację eksploatacji złoża bez magazynowania gazu. Zatlaczanie i odbiór prowadzone było za pomocą dwóch odwiertów. Harmonogram pracy PMG przedstawia rysunek 2.



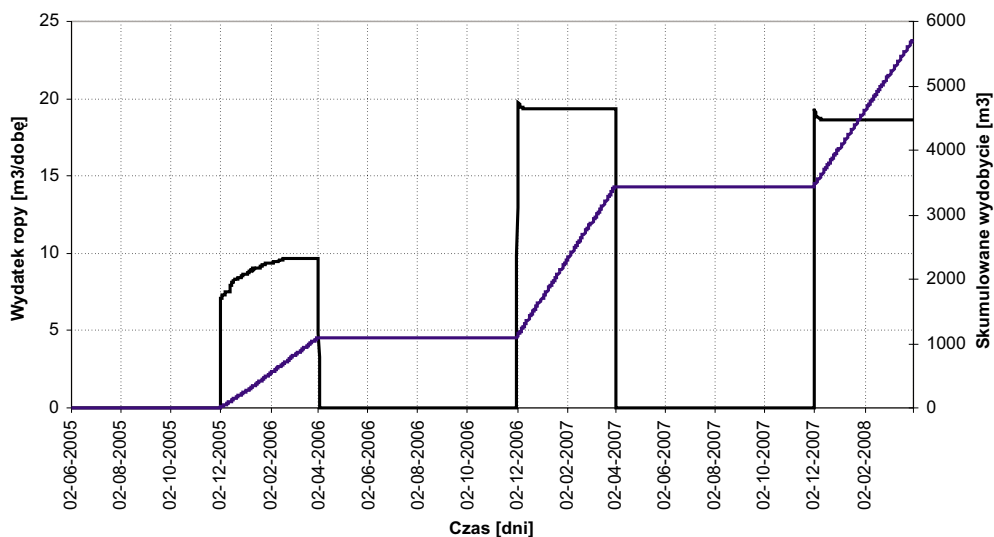
Rys. 2. Wydatek tłoczenia i odbioru gazu do PMG

Zgodnie z wynikami symulacji, podczas odbioru gazu dodatkowo uzyskano produkcję ropy z jednego z odwiertów zlokalizowanego w głębszej części złoża. Uzyskaną wydajność wraz ze skumulowanym wydobyciem ropy podczas trzech lat pracy PMG przedstawia rysunek 3.

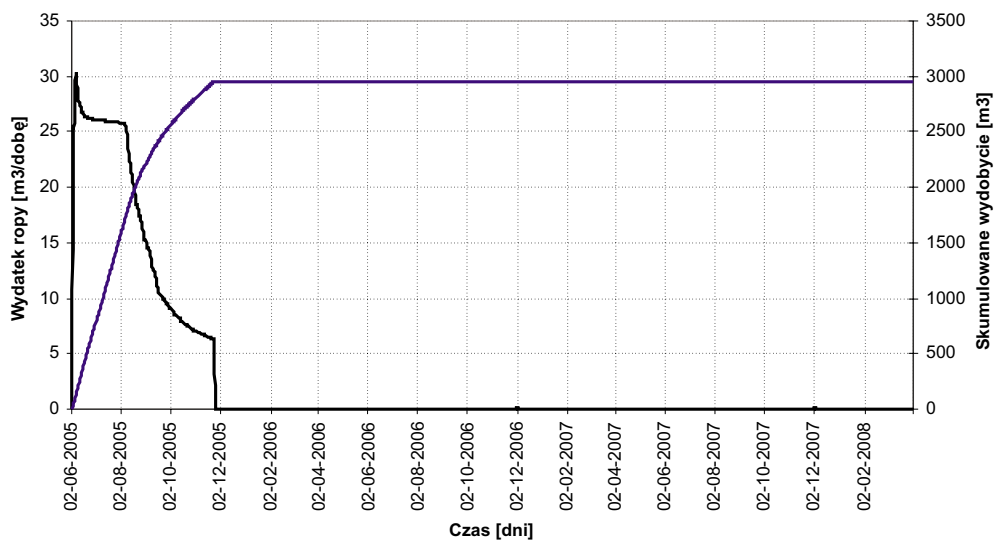
Wielość wydobywania ropy podczas eksploatacji złoża bez zatlaczania gazu przy założeniu ciągłej eksploatacji takich samych ograniczeń na minimalne ciśnienia denne w odwiertach przedstawia rysunek 4.

Jak widać z porównania rysunków 3 i 4, wykorzystanie złoża ropy w późnej fazie eksploatacji jako podziemnego magazynu gazu powoduje zwiększenie wydobywania ropy z ok. 2960 m<sup>3</sup> możliwych do wydobywania metodami pierwszymi, do ok. 5700 m<sup>3</sup> w okresie 3 lat. Stanowi to w pierwszym przypadku około 3,8% ropy znajdującej się w złożu, w drugim natomiast około 7,5%. W przypadku wyłącznej eksploatacji złoża, wydobywanie ropy przy przyjętych parametrach pracy odwiertów kończy się po ok. 6 miesiącach eksploatacji, po czym możliwa jest jedynie eksploatacja gazu z czapy gazowej.

Wykorzystanie złoża ropy jako PMG wpływa jednak na jakość odbieranego gazu. Kontakt zatlaczanego gazu z pozostałą w złożu ropą powoduje pojawienie się węglowodorów cięższych od zatlaczanych w odbieranym gazie.

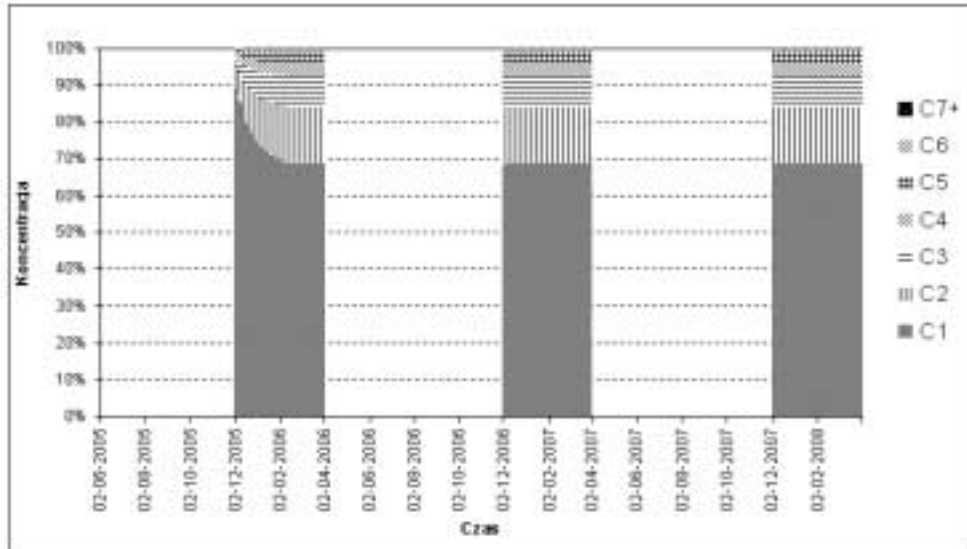


Rys. 3. Wydatek ropy i skumulowane wydobyte podczas trzech lat pracy PMG

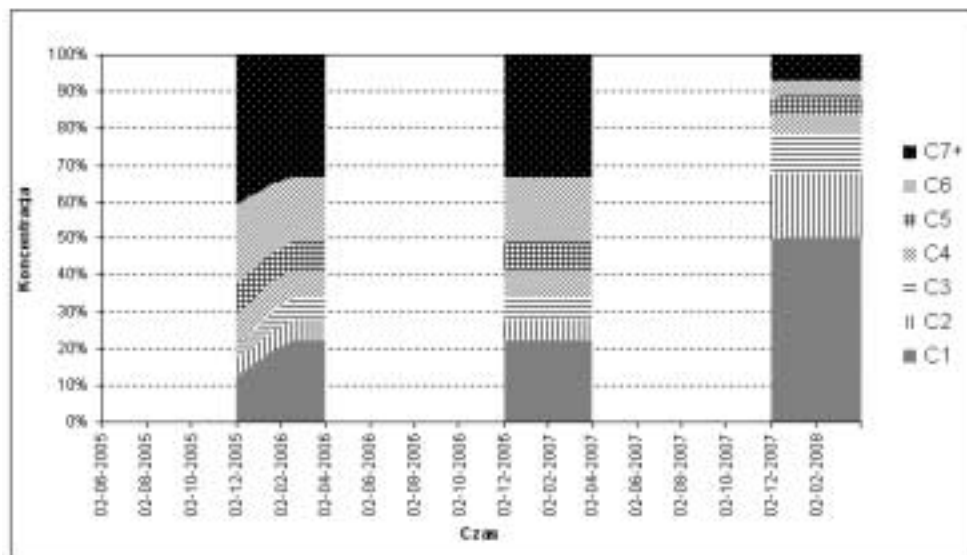


Rys. 4. Wydatek i skumulowane wydobyte ropy podczas eksploatacji złoża bez zatłaczania gazu

Zmianę udziału poszczególnych składników w płynach odbieranych z poszczególnych odwiertów przedstawiają rysunki 5 i 6. Tabela 3 przedstawia skład ropy i gazu odbieranych w czasie trwania cykli odbioru.



Rys. 5. Zmiany składu wydobywanych płynów odwiertem ze strefy gazowej, powyżej konturu gaz – ropa



Rys. 6. Zmiany składu wydobywanych płynów odwiertem ze strefy ropno-gazowej

Jak widać z powyższych zestawień, budowa PMG na złożu ropy wymaga wyposażenia instalacji napowierzchniowej w dodatkowe elementy mające na celu separację węglowodorów ciężkich dla uzyskania odpowiedniej jakości odbieranego gazu.

**Tabela 3**

Zmiany składu fazy ciekłej i gazowej po separacji w temperaturze 288 K  
i pod ciśnieniem 1 atm

Składnik	Ropa [%]	Gaz [%]	Ropa [%]	Gaz [%]
	styczeń 06		kwiecień 06	
C1	0,2469	74,5348	0,2589	68,2659
C2	0,4697	12,3472	0,4307	15,3942
C3	1,4349	6,682	1,5017	8,6249
C4	5,7802	2,8792	5,0267	3,5551
C5	8,9929	2,5418	8,5854	2,9704
C6	27,0871	0,7373	27,0416	0,8858
C7+	55,9884	0,2776	57,155	0,3036
	styczeń		kwiecień 07	
C1	0,259	68,2398	0,2591	68,2388
C2	0,4304	15,4126	0,4304	15,4133
C3	1,5004	8,6286	1,5004	8,6289
C4	5,0242	3,5576	5,0239	3,5577
C5	8,5837	2,9737	8,5835	2,9736
C6	27,0412	0,8846	27,0412	0,8846
C7+	57,161	0,3031	57,1616	0,303
	styczeń 08		kwiecień 08	
C1	0,2661	66,6504	0,2661	66,6499
C2	0,6263	15,9274	0,6262	15,928
C3	1,4388	8,998	1,4386	8,9982
C4	2,4413	3,7259	2,4408	3,7258
C5	6,623	3,116	6,6209	3,1157
C6	17,1489	1,1795	17,1486	1,1796
C7+	71,4557	0,4029	71,4587	0,4029

Nakłady finansowe związane z rozbudową instalacji napowierzchniowej mogą być zrekomensowane dodatkowymi przychodami z wydobycia ropy naftowej, która w innym przypadku pozostałaby w złożu jako ropa resztkowa.

## 6. PODSUMOWANIE

Analizując otrzymane wyniki, stwierdzić można, że w przypadku adaptacji złoża ropy naftowej na PMG, cykliczne zatłaczanie i odbiór gazu może powodować rewitalizację ropy resztkowej i w konsekwencji możliwość uzyskania dodatkowego wydobycia. Na podstawie



przykładowych obliczeń symulacyjnych prognozowane wydobywanie ropy może być nawet dwukrotnie większe niż w przypadku eksploatacji metodami pierwotnymi. Zależy to od ilości i składu ropy pozostającej w złożu. Równocześnie w wyniku oddziaływania gazu z ropą pozostającą w złożu oraz gazem rodzimym, zmianom może ulegać skład gazu wydobywanego z PMG, co wymaga budowy dodatkowych urządzeń powierzchniowych.

## LITERATURA

- [1] Eclipse 300 – Reference Manual, 2004
- [2] Emanuel A.S., Behrens R.A., Mc Millen T.J.: *A Generalized Method for Predicting Gas/Oil Miscibility*. SPERE, 1986
- [3] Hoier L., Whitson C.H.: *Miscibility Variation in Compositional Grading Reservoirs*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Feb. 2001
- [4] Perkins T.K., Johnston O.C.: *A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media*. SPEJ, 70, March 1963, Trans., AIME
- [5] Tregub S.I., Businov S.N., Barkov S.L., Grunis E.B., Khalimov E.M., Plisko G.P., Chernova V.V.: *Increasing of Oil Fields Development by Gas Injected for Storage*. World Gas Conference, Tokio, June, 1–5, 2003