

**Jan Jewulski\*, Paweł Wojnarowski\***

## **WYBRANE ZAGADNIENIA DOSKONALENIA TECHNOLOGII WTÓRNYCH METOD EKSPLOATACJI ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ**

### **1. WSTĘP**

Wobec rosnącego zapotrzebowania na ropę naftową zagadnienie jak najlepszego wykorzystania jej zasobów, czyli jak najlepszego odropienia skał złożowych odgrywa obecnie szczególne znaczenie. Dotyczy to zarówno złóż nowo dowierconych wchodzących do eksploatacji jak i złóż znajdujących się w końcowej fazie eksploatacji lecz zawierających jeszcze znaczną część swych zasobów geologicznych. Wiadomo jest, że wykorzystując wyłącznie zasoby energii złożowej, można wydobyć w sprzyjających warunkach zaledwie 40÷50% jego pierwotnych zasobów ropy. Dla zwiększenia ilości wydobytej ropy, dla poprawy współczynnika odropienia złoża konieczne może być podejmowanie działań zmierzających do regeneracji lub podtrzymania energii złożowej, czyli stosowania wtórnych metod eksploatacji. Doskonalenie technologii metod wtórnych jest dziś jednym z najważniejszych zadań w zakresie kopalnictwa naftowego, również w naszych warunkach. Stosowanie właściwie dobranych technologii metod wtórnych daje bowiem dobre wyniki również na złożach w końcowej fazie eksploatacji. Jak wiadomo z literatury w USA, Rosji, krajach Bliskiego Wschodu i innych, metody te stosowane są z dobrymi rezultatami nawet na złożach o długoletnim okresie eksploatacji. Znaczenie tego zagadnienia dla polskiego kopalnictwa naftowego było i jest silnie eksponowane w czasie obrad różnych konferencji naukowych i wskazywanie na celowość i konieczność stosowania właściwie dobranych technologii metod wtórnych eksploatacji nie tylko na złożach nowo dowierconych, ale eksploatowanych też przez wiele lat, lecz zawierających jeszcze znaczną część swoich zasobów geologicznych. Zastosowanie ich w Karpatach i na Przedgórzu powinno umożliwić wydobycie dodatkowych ilości ropy naftowej.

Doceniając znaczenie tej problematyki, pracownicy Zakładu Inżynierii Naftowej poświęcili jej wiele miejsca w tematyce wykonywanych prac naukowo-badawczych i własnych, jak na przykład:

---

\* Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, AGH Kraków

- zastosowanie roztworów micelarnych dla zwiększenia współczynnika odropienia złóż,
- zwiększenie efektywności nawadniania złóż ropy naftowej o małej i dużej lepkości,
- zwiększenie współczynnika odropienia przy zatłaczaniu pary wodnej do złoża.

W artykule przedstawiono wyniki badań modelowych wypierania ropy naftowej z kopalni Grobla za pomocą wody, wodnego roztworu związku powierzchniowo czynnego (Rokamidu MR-17) oraz powietrza. Na podstawie wyników badań określono współczynnik odropienia modelu złoża oraz wpływ medium wypierającego na zwiększenie jego efektywności wypierania dla nawadniania i nagazowania złoża.

## 2. PODSTAWY TEORETYCZNE METOD WTÓRNYCH EKSPLOATACJI ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ

Jak wiadomo w metodach wtórnych eksploatacji istotnym czynnikiem jest dobór właściwego medium wypierającego. Często stosuje się ZPCz jako dodatek do zatłaczanej wody do złoża przy nawadnianiu, który powoduje wzrost współczynnika odropienia złoża. Następuje to w wyniku zmniejszenia napięcia powierzchniowego na granicy ropa-woda ( $\sigma_{rw}$ ). Zmniejszenie napięcia powierzchniowego powoduje bowiem:

- zmniejszenie ciśnienia kapilarnego ( $P_k$ ) na konturze ropa-woda,
- zmniejszenie oporów przepływu cieczy wytłaczającej i wytłaczanej przez pory złoża,
- zmniejszenie ilości porów niedrożnych dla włączanej cieczy a przez to zmniejszenie ilości ropy uwieżonej w porach skały złożowej w wyniku działania sił kapilarnych.

Przy nagazowaniu złoża gaz wypiera ropę i wypełnia opróżnione z ropy pory skały zbiornikowej. Podczas tego procesu zachodzi również zjawisko rozpuszczania gazu w ropie, które zależy od temperatury i ciśnienia złoża. W zakresie ciśnień i temperatur spotykanych w złożach płytkich i średnio głębokich, gaz i nasycona nim ropa są płynami nie mieszającymi się ze sobą. Istnieje między nimi (w miejscu ich kontaktu) powierzchnia rozdziału. Jeżeli kontakt ten ma miejsce w porach o wymiarach kapilarnych to związane jest z nim ciśnienie kapilarne. Dlatego też podstawy teoretyczne wytłaczania ropy gazem i wodą z ośrodka porowatego są podobne. Jak wynika ze wzoru Kotjachowa dla nawadniania w okresie bezwodnym idealnego ośrodka porowatego (ośrodek jednorodny, pominięcie wpływu sił kapilarnych ma postać).

$$\mu_{bw} = \frac{2}{3} - \frac{1}{\frac{1}{3} \cdot \left(1 + \frac{\mu_w}{\mu_r}\right)} \quad (1)$$

Lepkość gazu jest znacznie mniejsza niż wody. Dlatego też stosunek lepkości gazu do lepkości ropy jest bardziej niekorzystny przy nagazowaniu złoża niż przy nawadnianiu.

Na proces zatłaczania powietrza do złoża ropy wpływ mają takie czynniki jak temperatura i ciśnienie złożowe oraz własności ropy i skały. W przypadku tego procesu w złożu zachodzą dwa główne zjawiska: wypieranie ropy oraz jej utlenianie. W zależności od intensywności tych zjawisk proces zatłaczania powietrza do złoża ropy podzielić można na [3]:

- 1) Wypieranie ropy w warunkach braku mieszania wraz z intensywnym utlenianiem ropy.
- 2) Wypieranie ropy w warunkach braku mieszania przy braku utleniania ropy.
- 3) Wypieranie ropy w warunkach mieszania wraz z intensywnym utlenianiem ropy.
- 4) Wypieranie ropy w warunkach mieszania przy braku utleniania ropy.

Dwa ostatnie przypadki określane są jako wysokociśnieniowe zatłaczanie powietrza. Przypadek zatłaczania w warunkach braku mieszania wraz z wysokotemperaturowym utlenianiem znany jest jako wewnątrzpokładowe spalanie ropy w złożu.

Mechanizm wypierania ropy naftowej ze złoża opiera się na teorii Buckleya-Leveretta, która zakłada warunki idealne wypierania tłokowego, w jakich zachodzi to zjawisko.

Jednowymiarowy model matematyczny procesu zatłaczania płynu w warunkach nie mieszania do złoża ropy w warunkach izotermicznych opisują równania [2]:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{v_w}{\phi} \cdot \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

$$v_w = \frac{k_w}{\mu_w} \cdot \left( \frac{\partial P}{\partial x} + \rho_w \cdot g \cdot \sin \alpha \right) \quad (3)$$

$$S_w + S_r = 1 \quad (4)$$

$$P_r - P_w = P_c(S_w) \quad (5)$$

gdzie:

- $S_w$  – nasycenie wodą,
- $S_r$  – nasycenie ropą,
- $v_w$  – prędkość filtracji wody,
- $\phi$  – współczynnik porowatości,
- $f_w$  – udział wody w przepływie,
- $\mu_w$  – współczynnik lepkości dynamicznej wody,
- $\mu_r$  – współczynnik lepkości dynamicznej ropy,
- $\rho_w$  – gęstość wody,
- $\rho_r$  – gęstość ropy,
- $P$  – ciśnienie złożowe,
- $P_c$  – ciśnienie kapilarne,
- $k_w$  – przepuszczalność fazowa dla wody,
- $k_r$  – przepuszczalność fazowa dla ropy,
- $\alpha$  – kąt nachylenia warstwy.

Z równań (2) – (5) określić można zależność na udział wody w przepływie w zależności od wartości nasycenia wodą:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_r}{\mu_r} \cdot \frac{A}{q} \cdot \left( \frac{\partial P_c}{\partial x} - g \cdot (\rho_w - \rho_r) \cdot \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w \cdot k_r}{\mu_r \cdot k_w}} \quad (6)$$

gdzie:

q – wydatek,  
A – pole powierzchni.

Zależność ta uwzględnia zarówno oddziaływanie sił kapilarnych jak i grawitacyjnych. W zastosowaniach praktycznych do modelowania procesów nawadniania i nagazowania złoża zazwyczaj stosuje się formę uproszczoną równania, w której pomija się wpływ zarówno sił kapilarnych jak i grawitacyjnych. W takim przypadku równanie sprowadza się do postaci [2]:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w \cdot k_r}{\mu_r \cdot k_w}} \quad (7)$$

Prędkość przemieszczania się frontu wypierania określić można z zależności [2]:

$$v = \frac{q}{A \cdot \phi} \cdot \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \quad (8)$$

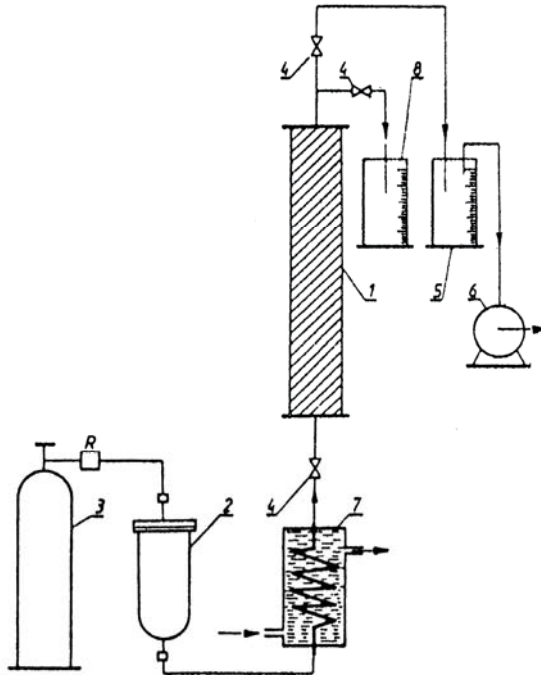
gdzie v – prędkość przemieszczania się frontu wypierania.

W przypadku zatłaczania gazu do złoża, zakładając brak mieszania między gazem a ropą, zachodzący w złożu proces wypierania ropy opisać można zgodnie z teorią przedstawioną powyżej, a więc w tym przypadku czynnikiem decydującym o szybkości przemieszczania się frontu wypierania będzie stosunek lepkości zatłaczanego gazu i ropy oraz stosunek przepuszczalności fazowych gazu i ropy.

W rzeczywistych warunkach złożowych na wypieranie ropy naftowej oprócz lepkości płynów i przepuszczalności względnych wpływ mają również niejednorodność złoża, nasycenie płynami, ciśnienia kapilarne, rodzaj skały złożowej oraz lokalizacja odwiertów na złożu.

### 3. METODYKA BADAŃ LABORATORYJNYCH I WYNIKI POMIARÓW

Schemat aparatury zastosowanej do badań modelowych nawadniania i nagazowania złoża przedstawiono na rysunku 1, która spełniała kryteria modelowania według F.I. Kottachowa [1]. Metodyka badań była następująca: sztuczne złożo (1) wypełniano piaskiem o granulacji 0,3–1,2 mm wolnym od zanieczyszczeń.



**Rys. 1.** Schemat stanowiska pomiarowego do badań modelowych: 1 – sztuczne złoże, 2 – zbiornik pomiarowy, 3 – butla ze sprężonym powietrzem, 4 – zawory manipulacyjne, 5 – zbiornik pomiarowy (separator), 6 – gazomierz, 7 – termostat, 8 – zbiornik pomiarowy cieczy

Po napełnieniu sztucznego złoża piaskiem wykonywano pomiar współczynnika przepuszczalności absolutnej używając jako medium przepływającego przez złoże sprężone powietrze. Objętość przepływającego powietrza z butli (3) była mierzona gazomierzem (6). Istotnym elementem pomiaru było nasycenie modelu złoża ropą naftową z modelowaniem wody związanej dla zbliżenia modelu do warunków rzeczywistych. W tym celu model ośrodka porowatego nasycano najpierw wodą znajdującą się w zbiorniku pomiarowym (2) pod ciśnieniem sprężonego powietrza z butli (3) i odpowiednim ustawieniu zaworów manipulacyjnych (4). Nasycenie kontynuowano aż do przepłynięcia przez model złoża do zbiornika pomiarowego (8) wody w ilości 2,5 objętości jego porów. Określano wówczas ilość wody nasycającej sztuczne złoże. W podobny sposób nasycano model sztucznego złoża ropą naftową z kopalni Grobla. Do wciągania i wyłaczania medium z ośrodka porowatego wykorzystano zbiornik (2) oraz sprężone powietrze z butli (3). Dla wykonywania pomiarów w określonej temperaturze wykorzystano termostat (7). Odczyty ilości wypływającej ropy naftowej z modelu złoża dokonywano za pomocą zbiornika pomiarowego (separatora) (5) i zbiornika pomiarowego cieczy (8). Każdą próbę uważano za zakończoną przy stałym wykładniku wodno-ropnym wynoszącym  $100 \text{ cm}^3/\text{cm}^3$  lub wykładniku gazowym równym  $3200 \text{ cm}^3/\text{cm}^3$ . Medium wypierające w czasie eksperymentów posiadało taką samą temperaturę, jak temperatura modelu złoża (umożliwiło to wyeliminowanie zmian efektów cieplnych).

Współczynnik odropienia złoza ( $\eta$ ) obliczano metodą objętościową:

$$\eta = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100\% \quad (9)$$

gdzie:

$V_1$  – początkowa objętość ropy naftowej w nasyconym modelu złoza, m<sup>3</sup>,

$V_2$  – objętość wypartej ropy naftowej z modelu złoza w czasie pomiarów, m<sup>3</sup>.

Współczynnik odropienia złoza, nasycenie modelu, oraz współczynnik przepuszczalności przyjmowano jako średnią wielkość z trzech prób modelowych.

W tabeli 1 przedstawiono podstawowe parametry modelu oraz płynów wykorzystanych podczas badań laboratoryjnych. W tabelach 2, 3 i 4, przedstawiono odpowiednio wyniki pomiarów przy wypieraniu ropy naftowej z modelu złoza wodą, roztworem wodnym Rokamidu MR-17 oraz powietrzem.

**Tabela 1**  
Parametry modelu

Długość modelu	1,6 m
Średnica modelu	0,0455 m
Temperatura pomiaru	293 K
Porowatość modelu złoza	0,3
Gęstość ropy, $\rho_{r20^\circ\text{C}}$	821 kg/m <sup>3</sup>
Współczynnik lepkości dynamicznej ropy, $\mu_{r20^\circ\text{C}}$	2,9 mPas
Napięcie powierzchniowe na granicy ropa-woda, $\sigma_{rw}$	30,6 $10^{-3}$ N/m
Ciśnienie tłoczenia wody	50000 Pa
Nasycenie modelu, $S_m$	0,2
Przepuszczalność modelu złoza	7,5 $10^{-12}$ m <sup>2</sup>
Gęstość 0,2% roztw. wodn. Rokamid MR-17, $\rho_{20^\circ\text{C}}$	1019 kg/m <sup>3</sup>
Współczynnik lepkości dynamicznej 0,2% roztw. wodn. Rokamid MR-17, $\mu_{r\ 0}$	2,1 mPas
Napięcie powierzchniowe na granicy ropa-wodny roztwór, $\sigma_{rr}$	0,0049 N/m
Gęstość powietrza, $\rho_{20^\circ\text{C}}$	12,678 N/m <sup>3</sup>
Współczynnik lepkości dynamicznej powietrza, $\mu_{20^\circ\text{C}}$	0,017 mPas
Napięcie powierzchniowe na granicy ropa-powietrze, $\sigma_{rp}$	39,8 $10^{-3}$ N/m
Ciśnienie tłoczenia powietrza	20000 Pa

**Tabela 2**

Wyniki pomiarów przy wypieraniu ropy wodą

$V_w, \text{cm}^3$	$V_r, \text{cm}^3$	T, s
0	0	0
40	91	225
209	140	481
368	159	709
590	180	985
1048	199	1358
1195	209	1584
1290	217	1745
1673	226	2123
1724	231	2175
2068	235	2480
2115	239	2530
2218	243	2630
2272	247	2680
2370	250	2776
2450	253	2880
2540	256	2965
2638	259	3053
2742	262	3138
2870	264	3223
3015	266	3300
3173	267	3392
3358	268	3505
3567	269	3638

**Tabela 3**

Wyniki pomiarów przy wypieraniu ropy roztworem Rokamidu MR-17

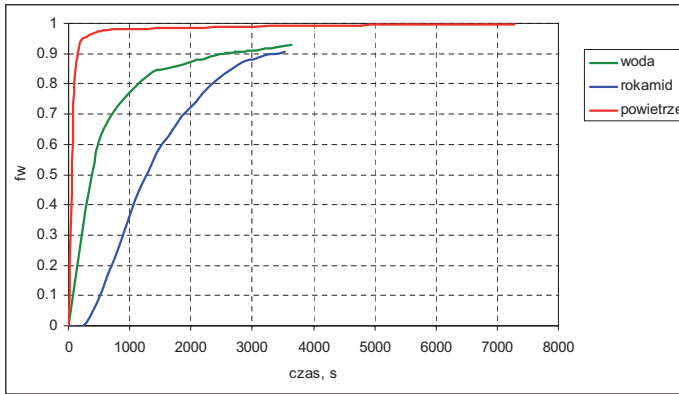
$V_w, \text{cm}^3$	$V_r, \text{cm}^3$	T, s
0	0	0
0	79	235
12	148	456
41	195	652
89	233	849
155	256	1025
238	270	1208
330	282	1375
441	292	1540
556	300	1702
692	307	1853
837	313	2006
998	318	2152
1177	322	2280
1370	326	2402
1575	329	2506
1785	332	2608
1970	334	2700
2165	336	2795
2357	338	2899
2530	339	3015
2713	340	3105
2900	341	3210
3094	342	3395
3300	343	3524

**Tabela 4**

Wyniki pomiarów przy wypieraniu ropy powietrzem

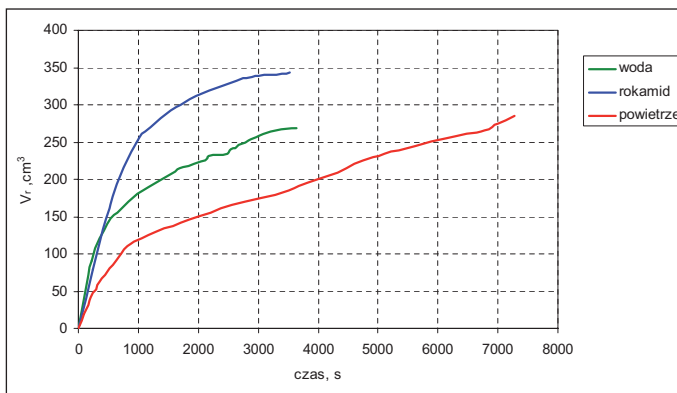
$\sqrt{V_p}$ , cm <sup>3</sup>	$V_p$ , cm <sup>3</sup>	T, s	WG, ncm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup>
0	0	0	0
20	80	90	4
32	360	160	23.34
42	690	210	33
52	1100	290	41
62	1650	350	55
71	2250	440	66.67
80	2960	520	78.89
91	3930	630	88.19
101	4900	730	97
110	5850	825	105.56
121	6100	1050	113.64
130	7250	1300	127.78
138	8450	1570	150
146	9850	1860	175
155	11600	2210	194.45
165	13900	2560	230
175	16550	3030	265
185	19700	3510	315
195	23370	3820	367
205	27400	4150	403
215	32200	4470	480
225	37930	4760	573
235	44400	5110	647
245	51450	5620	705
255	59450	6150	800
265	68960	6770	951
275	81000	6990	1204
285	97200	7280	1620





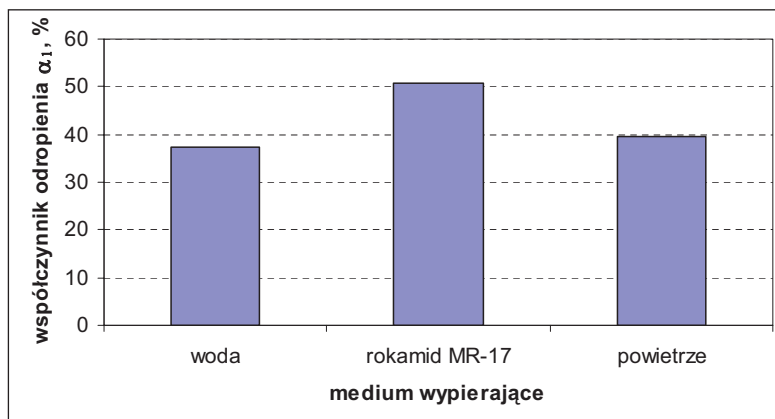
Rys. 2. Udział płynu wypierającego w przepływie

Na rysunku 2 przedstawiono zmiany udziału cieczy wypierającej w przepływie w funkcji czasu. Rysunek 3 przedstawia zmiany objętości wypartej ropy w czasie. Jak widać z rysunków, zatłaczane powietrze na skutek znacznej różnicy w lepkości najszybciej przedostaje się przez model złoża i już po około 3 minutach udział powietrza w przepływie osiąga poziom 90 %, nie oznacza to jednak, iż dalsze wydobywanie ropy staje się niemożliwe. Jak widać na rysunku 3, pomimo niekorzystnych wartości  $f_w$ , w przypadku zatłaczania powietrza przepływ ropy utrzymuje się najdłużej. W przypadku wody, jej udział w przepływie narasta nieco wolniej niż dla powietrza, lecz okres, w którym obserwuje się wypieranie ropy trwa znacznie krócej. Zdecydowanie najkorzystniejsze wyniki uzyskano w przypadku zastosowania roztworu Rokamidu MR-17. Udział tej cieczy wypierającej w całkowitym przepływie w modelu narasta najwolniej, i chociaż czas wypierania jest porównywalny do przypadku z zatłaczaną wodą, to w wariancie tym uzyskano zdecydowanie największe ilości wypartej ropy (rys. 3).



Rys. 3. Zmiana objętości wypartej ropy w czasie

Na rysunku 4 przedstawiono wartości współczynnika odropienia w zależności od rodzaju wypierającego płynu. Najlepsze rezultaty otrzymano dla wypierania wodnym roztworem rokamidu MR-17. Najniższy współczynnik odropienia uzyskano dla wypierania wodą.



Rys. 4. Współczynnik odropienia

#### 4. PODSUMOWANIE

Zastosowanie metod wtórnych może przyczynić się do znaczącego zwiększenia wydobycia ropy ze złoża. Bardzo istotnym zagadnieniem jest właściwy dobór płynu wypierającego ropę. W świetle przeprowadzonych badań laboratoryjnych stwierdzić można, iż zastosowanie roztworu Rokamidu MR-17 jako cieczy wypierającej ropę daje najlepsze rezultaty prowadząc do uzyskania największego współczynnika odropienia (wzrost o 13,2% w stosunku do wypierania wodą). Również dobre rezultaty uzyskano w przypadku zastosowania powietrza w warunkach nie mieszania się gazu z ropą. W przypadku tym obserwuje się co prawda szybkie przebicie się powietrza przez model, jednakże nie powoduje do przerwania procesu odropienia. Należy zaznaczyć, że próby modelowe wypierania ropy naftowej z kopalni Grobla przy wypieraniu różnymi mediami były wykonywane w temperaturze 293 K. Przy wyższej temperaturze wypierania, jaka panuje w warunkach złożowych, należy oczekiwać lepszych rezultatów.

#### LITERATURA

- [1] Jewulski J.: *Modelowanie procesu odropienia złóż ropy naftowej o dużej lepkości i gęstości*. Rozprawy Monografie nr 38, Kraków, Wydawnictwa AGH 1996
- [2] Lyons W.: *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*. Houston, Gulf Publishing Company 1996
- [3] Turta A.T., Singhal A.K.: *Reservoir Engineering Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection*. SPE 48841. 1998