Korean Chem. Eng. Res., Vol. 45, No. 6, December, 2007, pp. 638-647

생산유전의 CO_2 공법 적용성 평가를 위한 평가차트 개발 및 응용

권순일 · 조현진* · 하세훈* · 이원규 · 양성오 · 성원모*,†

한국석유공사
431-711 경기도 안양시 동안구 관양동 1588-14
*한양대학교 공과대학 지구환경시스템공학과
133-791 서울시 성동구 행당동 17
(2007년 4월 12일 접수, 2007년 7월 16일 채택)

The Development of Evaluation Chart for the Applicability of CO_2 Flooding in Oil Reservoirs and Its Applications

Sunil Kwon, Hyunjin Cho*, Sehun Ha*, Wonkyu Lee, Sungoh Yang and Wonmo Sung*,†

Korea National Oil Corporation, 1588-14 Gwanyang-dong, Dongan-gu, Anyang, Gyeonggi 431-711, Korea
**Department of Geoenvironmental System Eng., Hanyang University, 17 Haengdang-dong, Sungdong-gu, Seoul 133-791, Korea*
(Received 12 April 2007; accepted 16 July 2007)

요 약

본 연구에서는 회수증진기법 중 하나인 CO_2 공법을 생산유전에 적용할 경우, 적용성 여부를 간단하고 정량적으로 평가할 수 있도록 하기 위한 평가차트를 개발하였다. 이 평가차트는 소스의 이용성, CO_2-오일의 혼합도, 저류층 및 오일 특성의 적정성, 주입기법의 평가항목으로 구성되어 있다. 저류층 및 오일의 특성에서 오일 비중, 오일 점성도, 오일 포화도, 저류층 온도 및 투과도의 기본평가항목에 대해서는 점수로 평가되며, CO_2 순도, 저류층 두께 및 경사도 등의 추가평가항목에 대해서는 상 · 중 · 하로 구분하여 정량적으로 평가된다. 또한 미서블공법의 주입기법 평가에서는 지층경사, 수직투과성 및 저류층 두께 등에 따라 연속주입공법과 WAG(CO_2) 공법의 여부가 정성적으로 평가된다. 이와 같이 구성된 평가차트에 대해 CO_2 공법이 성공적으로 수행된 51개 유전의 적용사례를 분석하여 이를 토대로 CO_2 공법이 가능한 추천점수를 설정하였다. 본 연구에서 개발한 평가차트를 국내 기업이 참여중인 스코틀랜드의 캡틴 생산유전과 베네수엘라의 오나도 생산유전에 적용하여 CO_2 공법의 적용 가능성 여부를 평가하였다. 여기서 캡틴 유전은 저류층의 공극률과 투과도가 매우 양호하나, C_{21+} 이상의 무거운 탄화수소 함유량이 54%를 넘는 중질유이다. 따라서 이러한 중질오일은 CO_2와 비미서블공법으로 진행되므로 비미서블공법 기준하의 기본평가항목에 대해서만 평가한 결과 비미서블 CO_2 공법이 적정한 것으로 평가되었다. 한편, 베네수엘라의 오나도 유전에 대해서는 최소 미서블압력이 저류층 압력보다 낮게 산출되어 미서블 CO_2 공법이 적용 가능할 것으로 평가되었다.

Abstract – In this study, we present the evaluation chart for assessing the applicability of CO_2 flooding method to oil reservoirs. The evaluation chart consists of four categories as source availability, miscibility, applicability and injecting method of miscible flooding. The applicability of reservoir and oil in the chart has basic items of the properties such as oil gravity, viscosity, oil saturation, reservoir temperature and permeability, and these are quantitatively graded. Meanwhile, for additional items of CO_2 purity, reservoir thickness and formation dip, they are graded as "highmediumlow". In the case of evaluating the injection method of either continuous injection or WAG (CO_2), the qualitative decision will be made according to formation dip, vertical permeability, reservoir thickness, etc. The recommended score in the chart was assigned by utilizing 51 oil producing fields which CO_2 flooding is successfully being applied. The evaluation chart developed in this work has been applied to the Captain oil producing field located in Scotland as well as to the Onado oil field of Venezuela, which Korean oil companies have participated in. For the Captain field, the reservoir quality in terms of permeability and porosity is considered to be very excellent to flow the oil. The oil in captain field contains heavier component of C_{21}+ as 54%. Therefore, this heavy oil could be immiscibly displaced, hence the evaluating result with the basis of immiscible criteria shows that CO_2 immiscible flooding in this field could be properly applied. In the case of Onado oil producing field, since the estimated minimum miscibility pressure is lower than the reservoir pressure, it was assessed that the Onado field would be efficiently conducted for CO_2 miscible flooding.

Key words: Evaluation Chart, CO_2 Flooding, Miscible, Immiscible, Minimum Miscibility Pressure

† To whom correspondence should be addressed.
E-mail: wmsung@hanyang.ac.kr

1. 서 론

일반적으로 유전에서 1차 회수나 수공법과 같은 2차 회수에 의한 회수율은 50% 정도이므로 많은 양의 오일이 1, 2차 회수 후에도 저류층에 잔류하게 된다. 이러한 잔류오일의 상당부분은 오일과 미서블될 수 있는 CO_2 주입법 즉 미서블(miscible) 공법에 의해 오일이 회수되기도 한다. 오일의 회수를 위한 CO_2 주입공법에는 연속주입공법과 WAG(water alternating gas) 공법이 있다. 연속주입공법은 오일 생산량을 단기간에 상승시키는 효과는 있으나, CO_2와 오일의 점성도 차이가 커서 viscous fingering이 유발되어 장기적인 측면에서의 오일회수 증진효과는 크지 않은 공법이다. 반면에 WAG 공법은 물과 함께 주입된 CO_2가 높은 부식성을 갖기는 하지만, CO_2와 물을 일정비율(WAG ratio)로 주기적으로 반복 주입하여 sweep 효율성을 증대시키는 효과가 있다.

오일저류층에 주입되는 CO_2의 유동 메카니즘을 살펴보면, 저류층으로 주입된 CO_2는 오일과 미서블되거나 또는 비미서블(immiscible) 상태로 오일을 밀어내게 된다. 이 중에서 비미서블 유동은 저류층 압력이 MMP(minimum miscibility pressure)보다 낮은 경우에 발생하게 되는데, 이 경우 주입된 CO_2는 오일과 혼합되지 않은 상태로 오일을 밀어내게 된다. 반면에 미서블 유동은 MMP 이상의 저류층 압력에서 발생하게 되며, 이때의 CO_2와 오일은 두 유체간의 모든 성분들이 한번에 완전히 혼합되는 first contact miscible (FCM)이 아닌 multiple contact miscible(MCM) 혼합과정을 통해 하나의 혼합물로 된다. Zick[1]은 MCM 과정을 크게 condensing gas drive와 vaporizing gas drive로 구분하였는데, 이는 주입가스와 저류층 오일이 다상형태로 혼합되어 발생하는 현상으로 기화와 응축 현상을 반복하므로서 최종 혼합물의 상태로 변화되어가는 과정이다.

생산유전에 CO_2 공법 적용을 위한 평가 시 필수적으로 고려해야 하는 기술적인 요소들을 살펴보면, 가장 중요한 요인으로서 오일 비중이 있으며, 잔류오일포화도 또한 CO_2 공법의 경제성에 영향을 미치는 중요한 요인 중 하나이다. 오일저류층에서 규모가 큰 가스캡은 CO_2 공법에 불리한 요인이며, 저류층 압력이 MMP보다 낮은 경우는 CO_2 미서블공법이 불가능하다. 또한 불균질 저류층 즉 균열이 심한 저류층에서 주입정과 생산정 사이를 연결하는 대규모 균열이 존재하는 경우 CO_2의 이른 BT(breakthrough) 때문에 CO_2에 의한 sweep 효율성은 저하된다. 뿐만 아니라 수직투과도가 큰 저류층은 중력에 의해 주입된 물과 CO_2가 분리되어 유동될 수 있기 때문에 CO_2 공법에 불리한 요소가 된다. 저류층 심도 역시 저류층 압력과 관련된 요인이므로 CO_2 공법 적용 유전의 평가 시 압력과 마찬가지로 중요한 요인이다.

본 연구에서는 CO_2 공법에 대한 문헌연구를 통하여 생산유전에 CO_2 공법 적용 시 고려해야 할 기술적 요인들을 분석하였고, 이 결과를 토대로 신속하고 간단하게 정량평가를 할 수 있도록 CO_2 공법 적용성 평가를 위한 평가차트를 개발하였다. 이에 근거하여 현재 생산이 진행되고 있는 캡틴 유전과 오나도 유전에 대한 CO_2 공법 적용성을 평가하였다.

2. CO_2 공법 평가기준차트 개발

생산유전에의 CO_2 공법 적용을 위해서 고려해야 할 핵심적인 요인은 유체 특성 중에서 오일의 점성도와 비중이다. Moritis[2]는 CO_2 프로젝트에 적용된 자료를 바탕으로 오일의 점성도와 miscibility의 관계를 도출하였는데, 여기서는 오일의 점성도가 3 cp 보다 낮고 밀도가 25° API 보다 높을 때 CO_2가 오일과 미서블될 수 있다고 보고하였다(Fig. A1). 또한 오일의 성분에 있어서는 C_5~C_{12} 사이의 성분이 많이 함유되어 있을수록 CO_2 미서블공법 적용에 유리한 유전으로 보고되어 있다(Taber와 Martin[3]). 주입되는 CO_2의 순도는 오일 내에서의 CO_2 용해도뿐만 아니라 CO_2가 오일 내의 가벼운 성분들을 기화시키는데 영향을 미치기 때문에 CO_2의 순도에 따라 MMP가 달라진다(Table A1). 즉 메탄, 질소 등의 가스는 CO_2에 비해 일반적으로 저류층 조건에서 MMP가 높으므로 Table A1에서 보듯이 이들이 불순물로서 함유된 CO_2-오일 혼합물은 순수 CO_2보다 MMP가 높은 것을 알 수 있다. 이와 관련하여 Sebastian 등[4]은 순수 CO_2의 임계온도보다 높은 값을 갖는 불순물이 함유된 혼합물은 MMP를 낮추고, 임계온도가 낮은 값을 갖는 불순물은 MMP를 증가시킨다는 것을 보여주고 있다. 또한 Harpole과 Hallenbeck[5]은 East Vacuum Grayburg San Andres Unit에서 취득한 실험자료로부터 저류층에서 생산된 inert 가스가 함유된 CO_2 혼합물을 주입하게 되면 CO_2 혼합물의 순도가 낮아지기 때문에 MMP가 1165에서 1465 psia로 증가하였다고 보고된 바 있다.

유전에의 CO_2 공법 적용 시점에서의 오일포화도는 경제성 확보를 위해 중요한 요인으로서, 일반적으로 CO_2 공법의 성공을 위해서는 최소 30% PV(pore volume) 이상의 오일이 존재해야 한다고 알려져 있다(Taber와 Martin[3]). 또한 저류층 심도는 저류층 압력과도 관련된 요인인데 심도가 깊으면 압력도 증가하기 때문에 저류층 유체의 MMP가 높은 경우에도 미서블공법이 가능하게 된다. Heller와 Taber[6]는 저류층 심도 즉 저류층 압력과 오일 비중과의 관계에 따른 CO_2 미서블공법의 가능성을 Table A2와 같이 제시하였다. 또한 저류층의 불균질성은 주입 CO_2가 오일을 밀어내는 효과 즉 sweep 효율성에 영향을 미치는 중요한 요인이다. 유전에 WAG(CO_2) 공법을 적용할 경우, 투과도가 불균질한 저류층에서는 CO_2 가스가 액체인 물보다 유동성이 양호하므로 CO_2는 투과도가 큰 채널을 통해 물보다 먼저 유동하기 쉽기 때문에 물만 주입하는 수공법의 경우보다 WAG(CO_2) 공법에서 투과도의 불균질성은 더욱 중요한 요소이다.

앞에서 언급된 요인들에 대해 여러 연구자들이 제시한 평가기준을 보면 Table A3에 정리된 바와 같다. 이 중에서 Taber와 Martin[3]은 성공적으로 수행된 CO_2 미서블공법 적용 사례를 분석하여 오일 비중, 점성도, 오일포화도의 최소 평가기준값을 정리하였다. 또한 CO_2 미서블공법 적용을 위한 저류층 온도, 압력, 투과도는 Carcoana[7]가 밝힌 바와 같이 저류층 압력은 최소한 1,200 psia 이상, 투과도는 1 md 이상, 온도는 195 °F 이하임을 보여주고 있다. 반면에 CO_2 비미서블공법 적용을 위한 최소 평가기준값은 Klins와 Farouq Ali[8]의 분석 결과에 따르면 오일 비중은 10~25°API, 점성도는 100~1,000 cp, 오일포화도는 50% 이상인 것으로 산출하였다. 이상과 같은 요인들에 대한 정량적 평가기준값은 기존에 적용된 사례들을 통해 제시되었다. 그러나 추가적으로 저류층 두께, 경사도, 수직투과도 등과 같은 요인은 CO_2 공법 적용여부를 평가하는데 핵심 요인들이 아니므로 이들에 대한 평가기준은 Table A3에서와 같이 정성적 항목으로 나타내었다.

본 연구에서는 이상에서 평가된 평가기준값에 CO_2 공법이 성공적으로 수행되고 있는 51개 유전에 대한 오일 및 저류층의 특성을 분석하여 평가추천값을 제시하였다(Jarrell 외[13]). Table A4에 정

Table 1. Evaluation chart for CO_2 flooding applicability

■ Source availability				
Evaluation item	Evaluation criterion			Result
CO_2 availability	Natural CO_2 availability preferred			
■ CO_2-Oil miscibility				
Evaluation item	Evaluation criterion			Result
Pressure	Miscible : >1,200 psia and > MMP Immiscible : >1,000 psia and < MMP			
Gravity	Miscible : > 26°API Immiscible : 10~25°API			
■ Applicability of reservoir & oil				
- Basic evaluation item				
Evaluation item	Evaluation criterion (average recommendation value)	Score criterion		Score
Gravity	Miscible : >26°API (35.6°API)	26~32°API	0~7	
		32~38°API	7~14	
		>38°API	14~20	
	Immiscible : 10~25°API (19.2°API)	10~16°API	0~7	
		16~21°API	7~14	
		21~25°API	14~20	
Viscosity	Miscible : < 15 cp (1.82 cp)	3~15 cp	0~7	
		1~3 cp	7~14	
		< 1 cp	14~20	
	Immiscible : 100~1,000 cp (180 cp)	600~1,000 cp	0~7	
		300~600 cp	7~14	
		100~300 cp	14~20	
Oil saturation	Miscible : >30% (48%)	25~40%	0~7	
		40~55%	7~14	
		>70%	14~20	
	Immiscible : >50% (61%)	50~60%	0~7	
		60~70%	7~14	
		>70%	14~20	
Temperature	< 195°F (127°F)	127~195°F	0~5	
		90~127°F	5~10	
Permeability	>1 md (65 md)	1~65 md	0~3	
		>65 md	3~5	
Subtotal (over 28: possible; over 48: recommendation)		75		
- Additional evaluation item				
Evaluation item		Evaluation criterion	Score criterion	Score
CO_2 Purity		Pure CO_2 preferred	High(2) Middle(1) Low(0)	
Reservoir structures	Dip angle	High dip preferred	High(2) Middle(1) Low(0)	
	Gas cap	No gas cap preferred	High(2) Middle(1) Low(0)	
	Aquifer	No natural water drive preferred	High(2) Middle(1) Low(0)	
Reservoir heterogeneity	· High perm. channel · Fracture · Fault	Homogeneous formation preferred	High(2) Middle(1) Low(0)	
	Convective dispersion	Uniform pore space preferred	High(2) Middle(1) Low(0)	
	kv / kh	Low vertical permeability	High(2) Middle(1) Low(0)	
Others	Injection facility	Utilization of production facility	High(2) Middle(1) Low(0)	
	Environmental factor	Environmental pollution	High(2) Middle(1) Low(0)	
Subtotal (over 16: recommendation)			25	
Total			100	
■ Injecting method of miscible flooding				
Evaluation item		Evaluation criterion		Result
Dip angle		High dip : continuos CO_2 injection preferred		
kv / kh		High kv : WAG process preferred		
Net pay thickness		Thin pay : WAG process preferred		
CO_2 availability		Small CO_2 source : WAG process preferred		

Table 2. Application of evaluation chart for active CO_2 flooding oil field

No	Field	γ_o (°API)		μ_o (cp)		S_o (%)		T (°F)		k (md)		Total Score
		Value	Score	Value	Score	Value	Score	Value	Score	Value	Score	
1	Joffre Viking (1991)	42.0	**18**	1.14	**14**	38	**6**	133	**5**	500.0	**0**	**43**
2	Joffre Viking (1985)	42.0	**18**	1.14	**14**	38	**6**	133	**5**	500.0	**0**	**43**
3	Joffre Viking (1988)	42.0	**18**	1.14	**14**	36	**5**	133	**5**	500.0	**0**	**42**
4	Midale	27.0	**1**	3	**7**	50	**12**	145	**5**	50.0	**10**	**35**
5	Area2102 [Immiscible]	19.0	**11**	16	**20**	56	**4**	120	**5**	175.0	**1**	**41**
6	Area2121 [Immiscible]	17.0	**8**	32	**20**	60	**7**	120	**5**	150.0	**3**	**43**
7	Area2124 [Immiscible]	25.0	**20**	6	**20**	44	**0**	130	**5**	334.0	**0**	**45**
8	Oropouche [Immiscible]	29.0	**20**	5	**20**	53	**2**	120	**5**	36.0	**10**	**57**
9	Bati Raman [Immiscible]	13.0	**4**	592	**7**	78	**20**	129	**5**	58.0	**10**	**46**
10	Alvord South Field	44.0	**20**	0.39	**20**	60	**16**	154	**5**	55.0	**10**	**71**
11	Aneth/McElmo Creek Unit	41.0	**17**	0.5	**19**	50	**12**	125	**5**	5.0	**10**	**63**
12	Cordona Lake	40.0	**16**	0.5	**19**	N/A	**10**	101	**5**	4.0	**10**	**60**
13	Crossett (N.Cross)	44.0	**20**	0.42	**20**	49	**11**	106	**5**	5.0	**10**	**66**
14	Crossett (S.Cross)	43.0	**19**	0.6	**18**	43	**8**	104	**5**	4.0	**10**	**60**
15	East Penwell (SA) Unit	34.0	**9**	2	**11**	55	**14**	86	**4**	4.0	**10**	**48**
16	Ford Geraldine Unit	40.0	**16**	1.4	**13**	41	**7**	83	**4**	64.0	**10**	**50**
17	Gmk South	30.0	**5**	2.57	**9**	55	**14**	101	**5**	3.0	**10**	**43**
18	Hanford	32.0	**7**	1.38	**13**	60.7	**16**	104	**5**	4.0	**10**	**51**
19	Hanford East	32.0	**7**	1.38	**13**	N/A	**10**	104	**5**	4.0	**10**	**45**
20	Little Creek Field	39.0	**15**	0.4	**20**	15	**0**	248	**5**	33.0	**10**	**50**
21	Lost Soldier (1345)	35.0	**10**	1.3	**13**	N/A	**10**	178	**5**	31.0	**10**	**48**
22	Lost Soldier (790)	35.0	**10**	1.4	**13**	N/A	**10**	181	**5**	4.0	**10**	**48**
23	Lost Soldier (120)	35.0	**10**	N/A	**10**	N/A	**10**	N/A	**4**	10.0	**10**	**44**
24	Mabee	32.0	**7**	2.3	**10**	36	**5**	104	**5**	4.0	**10**	**37**
25	Means (San Andres)	29.0	**4**	6	**5**	N/A	**10**	97	**4**	20.0	**10**	**33**
26	Northeast Purdy	38.0	**14**	1.2	**13**	46	**10**	148	**5**	44.0	**10**	**52**
27	Olive	39.0	**15**	0.34	**20**	17	**0**	250	**5**	50.0	**10**	**50**
28	Paradis (1982)	37.0	**13**	0.5	**19**	62	**17**	205	**5**	770.0	**0**	**54**
29	Paradis (1989)	38.0	**14**	35	**0**	44	**9**	190	**5**	245.0	**0**	**28**
30	Rangely Weber Sand	35.0	**10**	1.7	**12**	38	**6**	160	**5**	10.0	**10**	**43**
31	Sable	32.0	**7**	1.46	**12**	N/A	**10**	107	**5**	2.0	**10**	**44**
32	Sacroc Unit	41.0	**17**	0.35	**20**	63.3	**17**	130	**5**	19.0	**10**	**69**
33	Salt Creek	39.2	**15**	0.95	**15**	89	**20**	125	**5**	12.0	**10**	**65**
34	Seminole Unit	35.0	**10**	1.07	**13**	N/A	**0**	140	**5**	7.0	**10**	**38**
35	Sho-Vel-Tum	25.0	**0**	3.3	**7**	59	**16**	115	**5**	37.0	**10**	**38**
36	Slaughter (CMU)	31.0	**6**	1.4	**13**	N/A	**10**	105	**5**	2.0	**10**	**44**
37	Slaughter (Coons)	32.0	**7**	1.3	**13**	N/A	**10**	110	**5**	6.0	**10**	**45**
38	Slaughter (E.Mallet)	32.0	**7**	1.6	**12**	45	**9**	107	**5**	3.0	**10**	**43**
39	Slaughter (FU)	31.0	**6**	1.4	**13**	N/A	**10**	105	**5**	4.0	**10**	**44**
40	Slaughter (SEU)	31.0	**6**	1.4	**13**	N/A	**10**	105	**5**	5.0	**10**	**44**
41	South Cowden	38.0	**14**	1	**14**	70	**20**	101	**5**	11.0	**10**	**63**
42	Vacuum	38.0	**14**	1	**14**	70	**20**	101	**5**	11.0	**10**	**63**
43	Wasson (Cornell Unit)	33.0	**8**	1	**14**	N/A	**10**	106	**5**	2.0	**10**	**47**
44	Wasson (Denver)	33.0	**8**	1.24	**13**	51	**12**	105	**5**	8.0	**10**	**48**
45	Wasson (ODC)	32.0	**7**	1.3	**13**	N/A	**10**	110	**5**	5.0	**10**	**45**
46	Wasson (South)	35.0	**10**	1	**14**	60	**16**	105	**5**	2.0	**10**	**55**
47	Wasson (Willard)	32.0	**7**	2.01	**11**	55.5	**14**	110	**5**	1.0	**10**	**47**
48	Wasson (Mahoney)	33.0	**8**	0.97	**14**	54.4	**14**	110	**5**	6.2	**10**	**51**
49	Welch. South	34.0	**9**	2.1	**10**	50	**12**	98	**4**	4.0	**10**	**45**
50	Wellman	43.5	**19**	0.54	**19**	35	**5**	151	**5**	100.0	**9**	**57**
51	Wertz	35.0	**10**	1.16	**13**	N/A	**10**	163	**5**	20.0	**10**	**48**
					Average Score							**48**

리된 결과를 살펴보면 먼저 저류층은 사암층이 19개, 백운암층과 석회암층이 28개, 기타 암석층이 4개로서 다양한 암석층에서 CO_2 공법이 적용되고 있음을 알 수 있다. 이는 Taber와 Martin[3]의 연구에서도 CO_2 공법은 사암층과 탄산염층 모두 적용 가능하다고 언급된 바 있다. 또한 46개 미서블공법 유전과 5개 비미서블공법 유전에 대하여 각각 오일 비중, 점성도, 오일포화도, 투과도, 온도에 대한 각 요인별로 산출한 평균값을 CO_2 공법 적용성 평가를 위한 평균추천값으로 설정하였다. 그 결과, 미서블공법의 경우에는 비중이 35.6°API, 점성도가 1.82 cp, 오일포화도가 48%이며, 비미서블공법에서는 비중이 19.2°API, 점성도가 180 cp, 오일포화도가 61%로 산출되었다. 저류층의 온도와 투과도는 평균값이 각각 127 °F와 65 md로 나타났다.

상기의 CO_2 공법 적용을 위해 핵심적으로 고려해야 할 요인들에 대한 평가기준에 근거하여 Table 1과 같은 평가차트를 개발하였다. 여기에 Table A3의 분석결과를 토대로 각 항목별로 중요도에 따라 평가점수기준을 부여하였다. 이 차트에서 첫째로 CO_2 소스(source)가 대상 유전에 인접해있는지 여부와 그 소스의 규모 등에 따라 소스이용성을 평가한다. 이를 통해 CO_2 공법의 적용이 가능하다고 판단되면 CO_2-오일혼합도 항목에서 저류층 압력이 MMP 이상인지 여부와 오일 비중이 26°API 이상인지 여부를 평가하여 CO_2 미서블공법 또는 비미서블공법이 될 것인지를 판단한다. CO_2 공법이 결정되면 미서블 또는 비미서블공법에 따라 각각 오일 비중, 점성도, 오일포화도, 온도, 투과도의 정량적 기본평가항목에 대해 평가점수기준에 근거하여 평가점수를 평가하게 된다. 기본평가항목에서는 앞에서 분석된 요인들의 중요도에 따라 점수를 부여하였는데, 오일 비중, 점성도, 오일포화도는 온도와 투과도에 비해 상대적으로 중요한 요소이므로 각각 최대 20.0, 온도는 10.0, 투과도는 5.0으로 하여 총 75.0이 되도록 하였다.

상기의 정량적 기본평가항목의 부여된 점수에 대해 우선적으로 타당성을 확인하기 위하여 Table A4의 51개 유전을 대상으로 CO_2 공법 적용성을 평가하였다. 그 결과는 Table 2에 나타난 바와 같이, 먼저 미서블공법의 경우를 살펴보면 유망유전("promising")으로 평가된 Mabee 유전의 경우 37.0으로, 성공유전("successful")으로 평가된 Sacroc Unit 유전이 69.0으로 산출되었다. 한편 비미서블공법의 경우에는 "promising" 유전인 Area2102는 41.0으로, "successful" 유전인 Bati Raman은 46.0으로 평가되었다. 이상과 같이 51개 유전의 평가점수 결과에 근거하여 기본평가항목에서 CO_2 공법 적용 가능점수를 최소값인 28.0으로, 추천점수를 평균점수인 48.0 이상으로 결정하였다. 또한 추가평가항목은 주입 CO_2의 순도, 저류층 특성(경사도, 가스캡의 존재, 대수층과의 연계성), 저류층 불균질성(투과도, 균열 및 단층의 존재, 수직투과도 크기), 주입설비의 활용성, 환경문제 등에 대해 각각 평가점수기준을 상중하로 평가하였다. 평가점수는 추가평가항목의 경우 25.0으로서 기본평가항목과 합산하여 100.0이 되도록 하였다. 이상과 같이 평가차트에 의해 CO_2 미서블공법이 가능하다고 판단되면 마지막 단계로서 주입기법의 평가부분에서 저류층 경사도, 수직투과도 크기, 저류층 두께, CO_2 소스의 크기에 따라 WAG(CO_2) 공법을 적용할지 또는 연속주입공법을 적용할 것인지를 결정하게 된다.

3. 생산유전에의 활용

첫 번째 대상은 1977년에 발견된 캡틴 유전으로서 스코틀랜드 북서부 해상에 위치하며 유전의 면적은 44 km^2이다. 이 유전의 원시매장량은 979 MMSTB로서 2004년까지 149 MMSTB를 생산하였다. 캡틴 유전은 다른 북해 유전들의 심도가 일반적으로 10,000 ft 이상인 것과는 달리 2,700~3,000 ft 정도의 천부에 위치해 있으며, 점성도가 150 cp인 유전이다. 또한 이 유전의 저류층 특성은 공극률과 투과도도 각각 31%와 7,000 md 로서 매우 양호한 저류층이다. 캡틴 유전은 3개의 생산지역으로 나뉘는데 총 36개의 생산정에서 2004년 기준으로 연간 24 MMSTB를 생산하고 있다. 이러한 캡틴 유전에 CO_2 공법을 적용하기 위한 가능성을 평가하기 위해 본 연구에서 개발한 평가차트를 활용하여 평가하였다. 평가차트에서 CO_2

Table 3. Mole fraction for the components of 13/22a-8 oil in Captain producing oil field

Components	Mole Frac.	Components	Mole Frac.
C_1	0.0420	C_{21}	0.0350
nC_2	0.0015	C_{22}	0.0325
nC_3	0.0010	C_{23}	0.0300
iC_4	0.0010	C_{24}	0.0290
nC_4	0.0010	C_{25}	0.0275
iC_5	0.0010	C_{26}	0.0250
nC_5	0.0010	C_{27}	0.0250
C_6	0.0010	C_{28}	0.0225
C_7	0.0010	C_{29}	0.0210
C_8	0.0025	C_{30}	0.0200
C_9	0.0050	C_{31}	0.0175
C_{10}	0.0125	C_{32}	0.0160
C_{11}	0.0200	C_{33}	0.0150
C_{12}	0.0275	C_{34}	0.0125
C_{13}	0.0350	C_{35}	0.0110
C_{14}	0.0400	C_{36}	0.2075
C_{15}	0.0450		
C_{16}	0.0450		
C_{17}	0.0500		
C_{18}	0.0450		
C_{19}	0.0350		
C_{20}	0.0400		
$C_{1\sim20}$	0.4530	C_{21+}	0.5470

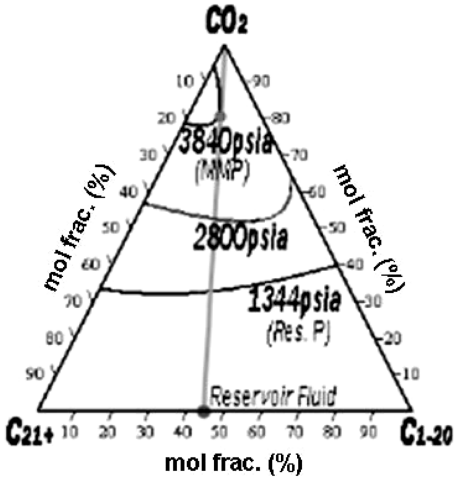

Fig. 1. The results of MMP calculation at 87.8 °F by SRK EOS model for the captain producing oil field.

Table 4. The evaluation result of CO_2 flooding applicability for Captain field

■ Source availability				
Evaluation item	Evaluation criterion			Result
CO_2 availability	Natural CO_2 availability preferred			Suitable
■ CO_2-oil miscibility				
Evaluation item	Evaluation criterion			Result
Pressure	Miscible : >1,200 psia and > MMP Immiscible : >1,000 psia and < MMP			Immiscible
Gravity	Miscible : >26°API Immiscible : 10~25°API			
■ Applicability of reservoir & oil				
- Basic evaluation item				
Evaluation item	Evaluation criterion (average recommendation value)	Score criterion		Score
Gravity	Miscible : >26°API (35.6°API)	26~32°API	0~7	15
		32~38°API	7~14	
		>38°API	14~20	
	Immiscible : 10~25°API (19.2°API)	10~16°API	0~7	
		16~21°API	7~14	
		21~25°API	14~20	
Viscosity	Miscible : <15 cp (1.82 cp)	3~15 cp	0~7	19
		1~3 cp	7~14	
		< 1 cp	14~20	
	Immiscible : 100~1,000 cp (180 cp)	600~1,000 cp	0~7	
		300~600 cp	7~14	
		100~300 cp	14~20	
Oil saturation	Miscible : >30% (48%)	25~40%	0~7	14
		40~55%	7~14	
		>70%	14~20	
	Immiscible : >50% (61%)	50~60%	0~7	
		60~70%	7~14	
		>70%	14~20	
Temperature	<195°F (127°F)	127~195°F	0~5	10
		90~127°F	5~10	
Permeability	>1 md (65 md)	1~65 md	0~3	5
		>65 md	3~5	
Subtotal (over 28: possible; over 48: recommendation)		75		63

소스는 캡틴 유전의 주변지역으로부터 안정적으로 공급될 수 있는 것으로 가정하였다. CO_2-오일혼합도 평가에서는 오일 비중이 22°API로 CO_2와 미서블되기에는 매우 비중이 큰 중질유인데 이는 MMP 예측결과에서도 알아볼 수 있다. 즉 캡틴 유전에서 샘플링된 오일 성분인 Table 3에서 보듯이 무거운 탄화수소 성분들이 주를 이루고 있다. 이 오일 성분에 대한 SRK(soave-redlich-kwong) 상거동 모델(Kim 등[9]; Kwon과 Sung[10])을 활용하여 저류층 온도 87.8 °F에서의 MMP를 계산하여 그 결과를 Fig. 1에 도시하였다. 이 결과에서 보듯이 MMP가 3,840 psia로 산출되어 저류층 압력 1,344 psia보다 훨씬 높은 것으로 나타나 캡틴 유전의 경우 비미서블공법만이 가능함을 알 수 있다. 따라서 평가차트에서 비미서블공법 기준의 오일 비중, 점성도, 오일포화도, 온도, 투과도 등의 정량적 기본항목에 대한 평가 Table 4에서 보듯이 평가점수합계 63.0으로 이는 평가추천값 48.0 이상이므로 캡틴 유전의 경우 CO_2 비미서블공법은 성공적으로 수행될 수 있을 것으로 평가되었다.

두 번째, 오나도 유전은 베네수엘라 중부 Maturin 분지에 위치하며, 심도 15,000 ft의 Merecure Unit과 13,000 ft의 Oficina Unit이 주 생산층이다. 이 유전의 원시매장량은 474 MMSTB이며 2004년 기준으로 원시매장량의 17%를 생산하였고 연간 생산량은 1.7 MMSTB이다. 본 연구에서는 오나도 유전의 Merecure Unit에 대해 평가차트를 활용하여 CO_2 공법 적용성을 평가하였다. 먼저 CO_2 소스는 캡틴 유전의 경우와 마찬가지로 주변에 충분한 CO_2 소스가 존재하는 것으로 가정하였다. 또한 점성도와 투과도가 각각 0.2 cp와 28 md로 나타났다. CO_2-오일혼합도 평가에서는 이 유전에서 생산된 오일 비중이 39 °API로 CO_2 미서블공법을 위한 최소 비중인 26 °API보다 가벼우므로 미서블공법 수행조건이 충족된다. 또한 미서블 최소 압력인 MMP는 Heller와 Taber[6]가 도출한 Fig. A2의 그림으로부터 온도 309 °F와 오일 비중 39°API를 외삽법하여 계산한 결과 MMP는 4,585 psia로 산출되었다. 이는 저류층 압력 6,600 psia보다 낮으므로 오나도 유전은 CO_2 미서블공법이 충분히 가능할 것으로 평가된다. 또한 정량적 기본평가항목에서는 오일 비중, 점성도, 오일포화도, 투과도, 온도를 평가기준에 근거하여 평가한 결과 Table 5에 나타난 바와 같이 56.0으로 산출되어 CO_2 미서블공법을 효과적으로 수행할 수 있을 것으로 평가되었다.

Table 5. The evaluation result of CO_2 flooding applicability for Onado field

■ Source availability				
Evaluation item	Evaluation criterion			Result
CO_2 availability	Natural CO_2 availability preferred			Suitable
■ CO_2-oil miscibility				
Evaluation item	Evaluation criterion			Result
Pressure	Miscible : >1,200 psia and > MMP Immiscible : >1,000 psia and < MMP			Miscible
Gravity	Miscible : >26°API Immiscible : 10~25°API			
■ Applicability of reservoir & oil				
- Basic evaluation item				
Evaluation item	Evaluation criterion (average recommendation value)	Score criterion		Score
Gravity	Miscible : >26°API (35.6°API)	26~32°API	0~7	15
		32~38°API	7~14	
		>38°API	14~20	
	Immiscible : 10~25°API (19.2°API)	10~16°API	0~7	
		16~21°API	7~14	
		21~25°API	14~20	
Viscosity	Miscible : <15 cp (1.82 cp)	3~15 cp	0~7	20
		1~3 cp	7~14	
		< 1 cp	14~20	
	Immiscible : 100~1,000 cp (180 cp)	600~1,000 cp	0~7	
		300~600 cp	7~14	
		100~300 cp	14~20	
Oil saturation	Miscible : >30% (48%)	25~40%	0~7	20
		40~55%	7~14	
		>70%	14~20	
	Immiscible : >50% (61%)	50~60%	0~7	
		60~70%	7~14	
		>70%	14~20	
Temperature	<195°F (127°F)	127~195°F	0~5	0
		90~127°F	5~10	
Permeability	>1 md (65 md)	1~65 md	0~3	1
		>65 md	3~5	
Subtotal (over 28: possible; over 48: recommendation)		75		56

4. 결 론

CO_2 공법은 오일의 회수증진을 위한 EOR 기법 중 하나로서 저류층 조건에 따라 미서블공법이나 비미서블공법이 될 수 있는데, 이에 따른 sweep 효율성으로 인해 CO_2 공법의 성공여부가 결정된다. 저류층 특성에 따라 CO_2 공법의 적용여부가 결정되므로 본 연구에서는 이들 공법에 영향을 미치는 요인에 대한 분석과 실제 사례조사를 통하여 신속하고 편리하게 CO_2 공법의 적용성 여부를 정량적으로 평가할 수 있는 평가차트를 개발하였고, 이 차트를 실제 생산유전에 대한 평가를 수행하여 아래와 같은 결론을 얻을 수 있었다.

(1) 본 연구에서 개발한 평가차트는 크게 소스이용성, CO_2-오일 혼합도(미서블, 비미서블), 저류층오일의 적용성 평가, 주입기법으로 구성되어 있다. 그 중 저류층오일의 적용성 평가는 오일 비중, 점성도, 포화도, 온도, 투과도의 기본평가항목에 대하여 각 특성의 범위에 따라 점수를 부여한 정량적 평가를 하였고, 추가평가항목인 CO_2 순도, 저류층 두께, 경사도, 수직투과도, 주입시설 등은 상중하로 구분하여 평가하였다. 또한 미서블공법에 대해서는 연속주입공법과 WAG(CO_2) 공법여부를 정성적으로 판단하도록 하였다. 평가차트를 CO_2 공법이 성공적으로 수행된 51개 유전에 대한 적용사례를 분석하여 CO_2 공법 적용 가능점수와 추천점수를 설정하였다.

(2) 상기의 평가차트를 이용하여 우리나라 기업이 참여하고 있는 생산유전인 스코틀랜드의 캡틴 유전에 대하여 CO_2 공법 적용 가능성을 평가하였다. 캡틴 유전은 공극률은 31%이며 투과도는 7,000 md로 매우 양호한 저류층이며, 오일 성분은 C_{21+}의 비율이 54%를 넘는 중질유전으로서 오일 비중은 22°API이다. 따라서 CO_2와 미서블되기에는 오일이 너무 중질이므로 이 유전에 CO_2 공법 적용시에는 비미서블공법으로 진행된다. 캡틴 유전에 대한 비미서블공법 기준하에서 평가된 정량적 기본평가항목 점수는 63.0으로 산출되었으므로, 캡틴 유전은 CO_2 비미서블공법을 효과적으로 수행할 수 있을 것으로 평가된다.

(3) 베네수엘라에 위치한 오나도 유전은 오일의 비중이 39°API로 CO_2 미서블공법 최소 비중인 26°API보다 가벼우므로 CO_2 미서블공법 수행조건이 충족된다. 또한 이 오일의 최소미서블압력 MMP는 4,585 psia로 산출되어 저류층 압력 6,600 psia보다 낮으므로 CO_2 미서블공법이 충분히 가능할 것으로 판단된다. 따라서 이 오나도 유

전은 미서블공법 기준하에서 평가된 기본평가항목점수가 56.0으로 CO_2 미서블공법이 성공적으로 수행될 것으로 평가된다.

감 사

본 연구는 한국석유공사의 지원을 받아 수행되었음(이산화탄소 활용 및 처분기술 연구).

참고문헌

1. Zick, A. A., "A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases," paper SPE 15493 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 5-8 October(1986).
2. Moritis, G., "EOR Increases 24% Worldwide; Claims 10% U.S. Production," *Oil and Gas Journal*, **90**(16), 51-79(1992).
3. Taber, J. J. and Martin. F. D., "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil," paper SPE 12069 presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA, 5-8 October(1983).
4. Sebastian, H. M., Wenger, R. S. and Renner, T. A., "Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO_2 Streams," paper SPE 12648 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 15-18 April(1984).
5. Harpole, K. J. and Hallenbeck, L. D., "East Vacuum Grayburg San Andres Unit CO_2 Ten Year Performance Review: Evolution of a Reservoir Management Strategy and Results of WAG Optimization," paper SPE 36710 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 6-9 October(1996).
6. Heller, J. P. and Taber, J. J., "Influence of Reservoir Depth on Enhanced Oil Recovery by CO_2 Flooding," paper SPE 15001 presented at the 1986 Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference of the SPE held in Midland, TX, 13-14 March(1986).
7. Carcoana, A. N., "Enhanced Oil Recovery in Rumania," paper SPE 10699 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 4-7 April(1982).
8. Klins, M. A. and Farouq Ali, S. M., "Oil Production in Shallow Reservoirs By Carbon Dioxide Injection," paper SPE 10374 presented at the SPE Eastern Regional Meeting Columbus, OH, 4-6 November(1981).
9. Kim, S. W., Noh, H. K. and Kim H. S., "Calculation of Vapor-Liquid Equilibria of Multicomponent Mixtures Using Continuous Thermodynamics," *Korean Chem. Eng. Res.*, **29**(6), 654-662(1991).
10. Kwon, O. K. and Sung, W. M., "Development and Application of Hybrid Phase Behavior Package for Phase Equilibria Computation of Reservoir Fluids Including the Components of CO_2, N_2 and C_{7+}," *J. Kor. Ins. Mineral & Energy Res. Eng.*, **31**(6), 111-118(1994).
11. Stalkup, F. I., "Status of Miscible Displacement," paper SPE 9992 Presented at the SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium held in Beijing, China, 18-26 March(1982).
12. Klins, M. A., *Carbon Dioxide Flooding - Basic Mechanisms and Project Design,* International Human Resources Development Corporation, Boston(1984).
13. Jarrell, P. M., Fox, C. E., Stein, M. H. and Webb, S. L., *Practical Aspects of CO_2 Flooding.,* SPE Monograph Series, Texas(2002).
14. Geffen, T. M., "Improved Oil Recovery Could Help Ease Energy Shortage," *World Oil,* **177**(5), 84-88(1973).
15. Lewin and Associates, Inc., "The Potential and Economics of Enhanced Oil Recovery," prepared under U.S. FEA Contract No. CO-03-50222-000, Washington, D.C., April(1976).
16. National Petroleum Council., *Enhanced Oil Recovery*, NPC, Washington, D.C., Dec(1976).
17. McRee, B. C., "CO_2: How It Works, Where It Works," *Pet. Eng.,* 52-63, Nov(1977).
18. Iyoho, A. W., "Selecting Enhanced Oil Recovery Process," *World Oil,* **187**(6), 61-64(1978).
19. Office of Technological Assessment., *EOR Potential in the United States*, McGraw-Hill, New York, NY(1978).

Appendix

Table A1. Influence of contaminants on CO_2 miscible pressure(Stalkup [11])

	Impurity of CO_2	Mole frac.	MMP (psia)
West Texas Oil at 109 °F		0.00	1,200
	C_1	0.10	1,800
		0.20	2,000
		0.00	1,200
	N_2	0.10	3,300
		0.20	4,200
Rangely Oil at 160 °F	C_1	0.05	2,100
	C_1	0.05	3,040
	N_2	0.10	

Table A2. The relationship between oil gravity and depth for the miscibility(Heller and Taber[6])

Oil gravity (°API)	Depth must be greater than (ft)
> 40	2,500
32 to 39.9	2,800
28 to 31.9	3,300
22 to 27.9	4,000
< 22	Fails miscible, screen for immiscible
13 to 21.9	1,800
< 13	All oil reservoirs, fail at any depth

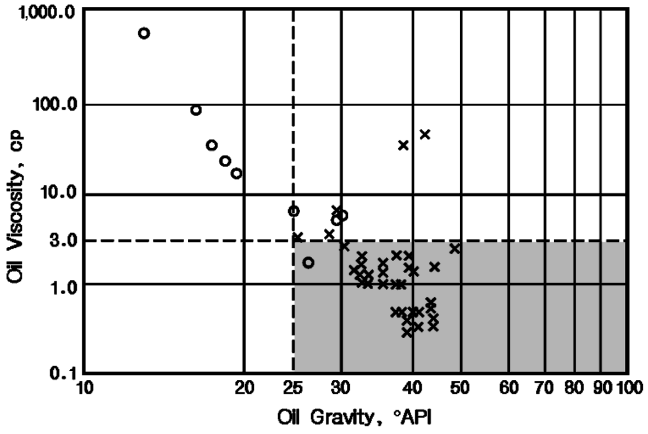

Fig. A1. The miscibility between gravity and viscosity of oil (Moritis[2]).

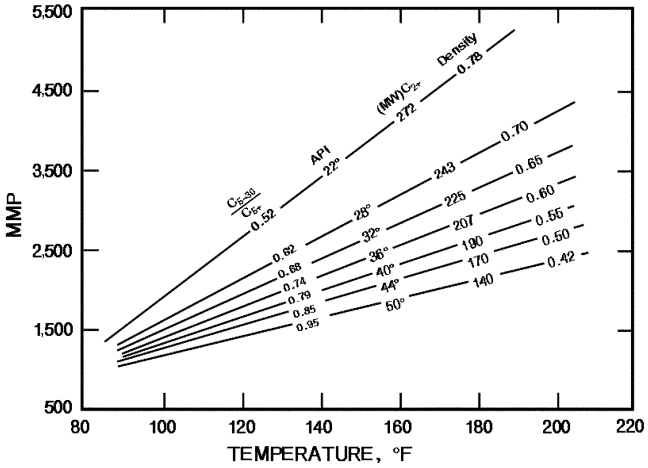

Fig. A2. Variation of minimum miscibility pressure with oil properties(Heller and Taber[6]).

Table A3. Chronology of CO_2 screening guides (Klins[12])

Reservoir parameter	Miscible flooding								Immiscible flooding
	Geffen (1973) [14]	Lewin and associates (1976) [15]	NPC (1976) [16]	McRee (1977) [17]	Iyoho (1978) [18]	OTA (1978) [19]	Carcoana (1982) [7]	Taber and martin (1983) [3]	Klins and farouq ali (1981) [8]
Viscosity (cp)	<3	<12	≤10	<5	<10	≤12	<2	<15	100 to 1,000
Gravity (°API)	>30	>30	≥ 27	>35	30 to 45	27 to 30	>40	>26	10 to 25
Oil saturation at the start of CO_2 flooding (%)	>25	>25		>25	>25		>30	>30	>50
Depth (ft)		>3,000	>2,300	>2,000	>2,500	>2,500	< 9,800	>2,000	>2,300
Temperature (°F)		NC	<250				<195		
Reservoir pressure (psia)	>1,100	NC >1,500					>1,200	NC	>1,000
Permeability (md)		NC		>5	>10		>1	NC	NC
General reservoir parameters									
Thin pay preferred					Homogeneous formation preferred				
High dip preferred					No natural water drive				
Low vertical permeability in horizontal reservoirs					No major gas cap				
Natural CO_2 availability					No major fracture				

NC: not critical

Table A4. Basic data for active CO_2 flooding field (Jarrell[13])

No	Field	Country	Location	Flood Type	Start Year	Size (ac)	No. of Producers	No. of Injectors	Formation Type	Project Evaluation	Φ (%)	k (md)	D (ft)	γ_o (°API)	μ_o (cp)	T ($^o\mu$)	So (%)	Previous Production
1	Joffre viking (1991)	Canada	Alberta	Miscible	1991	1,280	5	2	S	Succ	13.0	500.0	5,000	42.0	1.14	133	38.0	WF
2	Joffre viking (1985)	Canada	Alberta	Miscible	1985	480	6	2	S	Succ	13.0	500.0	5,140	42.0	1.14	133	38.0	WF
3	Joffre viking (1988)	Canada	Alberta	Miscible	1988	480	4	1	S	Succ	13.0	500.0	5,075	42.0	1.14	133	36.0	WF
4	Midale	Canada	Saskatchewan	Miscible	1992	2,560	60	8	LS/Dolo	Prom	23.5	50.0	4,500	27.0	3.00	145	50.0	WF
5	Area2102	Trinidad	Forest Reserve	Immiscible	1976	58	6	3	S	Succ	32.0	175.0	3,000	19.0	16.00	120	56.0	Prim
6	Area2121	Trinidad	Forest Reserve	Immiscible	1974	29	3	2	S	Prom	30.0	150.0	2,600	17.0	32.00	120	60.0	Prim
7	Area2124	Trinidad	Forest Reserve	Immiscible	1986	184	1	1	S	Prom	31.0	334.0	3,850	25.0	6.00	130	44.0	WF
8	Oropouche	Trinidad	Forest Reserve	Immiscible	1990	175	4	3	S	Prom	30.0	36.0	2,400	29.0	5.00	120	53.0	Prim
9	Bati raman	Turkey	Batman	Immiscible	1986	10,709	145	41	LS	Succ	18.0	58.0	4,265	13.0	592.00	129	78.0	N/A
10	Alvord south field	U.S	Texas	Miscible	1980	2,291	11	1	Congl	Prom	12.8	55.0	5,700	44.0	0.39	154	60.0	WF
11	Aneth/mcelmo creek unit	U.S	Utah	Miscible	1985	13,440	143	120	LS	Succ	14.0	5.0	5,600	41.0	0.50	125	50.0	Prim/WF
12	Cordona lake	U.S	Texas	Miscible	1985	2,084	30	20	Tripol	Prom	22.0	4.0	5,500	40.0	0.50	101	N/A	WF
13	Crossett (N.Cross)	U.S	Texas	Miscible	1972	1,155	25	12	Tripol	Succ	22.0	5.0	5,300	44.0	0.42	106	49.0	GI
14	Crossett (S.Cross)	U.S	Texas	Miscible	1988	1,200	22	10	Tripol	Prom	21.0	4.0	5,200	43.0	0.60	104	43.0	GI
15	East penwell (SA) unit	U.S	Texas	Miscible	1996	540	34	13	Dolo	Prom	10.0	4.0	4,000	34.0	2.00	86	55.0	WF
16	Ford geraldine unit	U.S	Texas	Miscible	1981	3,850	91	69	S	Succ	23.0	64.0	2,680	40.0	1.40	83	41.0	Prim/WF
17	Gmk south	U.S	Texas	Miscible	1982	1,143	24	24	Dolo	Succ	9.8	3.0	5,400	30.0	2.57	101	55.0	WF
18	Hanford	U.S	Texas	Miscible	1986	1,120	28	26	Dolo	Succ	10.5	4.0	5,500	32.0	1.38	104	60.7	Prim
19	Hanford east	U.S	Texas	Miscible	1997	340	7	4	Dolo	Succ	10.0	4.0	5,500	32.0	1.38	104	N/A	WF
20	Little creek field	U.S	Mississippi	Miscible	1985	6,200	19	19	S	Prom	23.0	33.0	10,640	39.0	0.40	248	15.0	WF
21	Lost soldier (1345)	U.S	Wyoming	Miscible	1989	1,345	54	60	S	Succ	9.9	31.0	5,000	35.0	1.30	178	N/A	WF
22	Lost soldier (790)	U.S	Wyoming	Miscible	1989	790	20	41	S/Dolo	Succ	10.3	4.0	5,400	35.0	1.40	181	N/A	WF
23	Lost soldier (120)	U.S	Wyoming	Miscible	1996	120	5	4	S	Succ	7.0	10.0	7,000	35.0	N/A	N/A	N/A	WF
24	Mabee	U.S	Texas	Miscible	1992	12,824	390	85	Dolo	Prom	9.0	4.0	4,700	32.0	2.30	104	36.0	WF
25	Means (san andres)	U.S	Texas	Miscible	1983	8,500	484	284	Dolo	Succ	9.0	20.0	4,300	29.0	6.00	97	N/A	WF
26	Northeast purdy	U.S	Oklahoma	Miscible	1982	3,400	75	44	S	Succ	13.0	44.0	9,400	38.0	1.20	148	46.0	WF
27	Olive	U.S	Mississippi	Miscible	1987	1,280	8	4	S	Succ	26.0	50.0	10,500	39.0	0.34	250	17.0	WF
28	Paradis (1982)	U.S	Louisiana	Miscible	1982	347	20	1	S	Prom	26.0	770.0	10,400	37.0	0.50	205	62.0	Prim
29	Paradis (1989)	U.S	Louisiana	Miscible	1989	298	4	2	S	Prom	24.0	245.0	9,950	38.0	35.00	190	44.0	Prim
30	Rangely weber sand	U.S	Colorado	Miscible	1986	15,000	204	200	S	Succ	12.0	10.0	6,000	35.0	1.70	160	38.0	WF
31	Sable	U.S	Texas	Miscible	1984	825	33	32	Dolo	Succ	8.4	2.0	5,200	32.0	1.46	107	N/A	WF
32	Sacroc unit	U.S	Texas	Miscible	1972	49,900	325	57	LS	Succ	3.9	19.0	6,700	41.0	0.35	130	63.3	Prim/WF
33	Salt creek	U.S	Texas	Miscible	1993	12,000	85	48	LS	Succ	20.0	12.0	6,300	39.2	0.95	125	89.0	WF
34	Seminole unit	U.S	Texas	Miscible	1983	15,699	408	160	Dolo	Succ	12.0	7.0	5,300	35.0	1.07	140	N/A	WF
35	Sho-vel-tum	U.S	Oklahoma	Miscible	1982	1,100	60	40	S	Succ	16.0	37.0	6,200	25.0	3.30	115	59.0	WF
36	Slaughter (CMU)	U.S	Texas	Miscible	1984	6,412	175	134	Dolo/LS	Succ	10.8	2.0	4,900	31.0	1.40	105	N/A	WF
37	Slaughter (Coons)	U.S	Texas	Miscible	1985	569	24	11	Dolo	Succ	12.5	6.0	4,900	32.0	1.30	110	N/A	WF
38	Slaughter (E.Mallet)	U.S	Texas	Miscible	1989	2,495	84	47	Dolo	Succ	10.3	3.0	5,000	32.0	1.60	107	45.0	WF
39	Slaughter (FU)	U.S	Texas	Miscible	1984	1,600	59	52	Dolo/LS	Succ	10.0	4.0	4,950	31.0	1.40	105	N/A	WF
40	Slaughter (SEU)	U.S	Texas	Miscible	1984	5,700	185	161	Dolo/LS	Succ	12.0	5.0	4,950	31.0	1.40	105	N/A	WF
41	South cowden	U.S	Texas	Miscible	1981	4,900	192	100	Dolo	Succ	11.7	11.0	4,500	38.0	1.00	101	70.0	Prim
42	Vacuum	U.S	New Mexico	Miscible	1981	4,900	192	100	Dolo	Succ	11.7	11.0	4,500	38.0	1.00	101	70.0	Prim
43	Wasson (cornell unit)	U.S	Texas	Miscible	1985	1,923	62	50	Dolo	Prom	8.6	2.0	4,500	33.0	1.00	106	N/A	WF
44	Wasson (denver)	U.S	Texas	Miscible	1983	27,848	735	365	Dolo	Succ	12.0	8.0	5,200	33.0	1.24	105	51.0	WF
45	Wasson (ODC)	U.S	Texas	Miscible	1984	7,800	293	290	Dolo/LS	Succ	9.0	5.0	5,100	32.0	1.30	110	N/A	WF
46	Wasson (south)	U.S	Texas	Miscible	1986	4,960	105	70	Dolo	Prom	6.0	2.0	6,700	35.0	1.00	105	60.0	WF
47	Wasson (willard)	U.S	Texas	Miscible	1986	8,000	282	226	Dolo	Succ	9.0	1.0	5,100	32.0	2.01	110	55.5	WF
48	Wasson (mahoney)	U.S	Texas	Miscible	1985	640	30	26	Dolo	Succ	13.0	6.2	5,100	33.0	0.97	110	54.4	WF
49	Welch. south	U.S	Texas	Miscible	1996	900	38	19	Dolo	Prom	11.0	4.0	4,550	34.0	2.10	98	50.0	WF
50	Wellman	U.S	Texas	Miscible	1983	1,400	14	9	LS	Succ	9.2	100.0	9,800	43.5	0.54	151	35.0	WF
51	Wertz	U.S	Wyoming	Miscible	1986	1,400	28	41	S	Succ	10.0	20.0	6,000	35.0	1.16	163	N/A	WF

S=sandstone, LS = limestone, Dolo = dolomite, Congl = conglomerate, Tripol = tripolite, Prim = primary, WF = waterflood, GI = gas injection, Prom = promising, Succ = successful