

孔隙型碳酸盐岩储层注气注水提高采收率试验

刘 辉¹, 董俊昌¹, 刘 扬¹, 杨胜来², 张亚蒲¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油大学 石油工程学院, 北京 102249)

摘要:中东地区部分碳酸盐岩储层类型以孔隙型为主, 裂缝不发育, 气测渗透率低, 流体物性较差。以中东某油田 S 油藏为例, 开展注气和注水可行性试验研究, 并探讨其提高采收率的微观渗流机制。结果表明: 受物性特征影响, 储层注伴生气驱最小混相压力高, 地层条件下不易达到混相驱替, 但整体上岩心注烃类气驱效率要高于水驱效率, 尤其当达到混相条件时, 气驱效率明显提高; 注烃类非混相驱油效率也相对较高, 主要是由于储层原油黏度较高, 气驱使原油体积膨胀, 黏度降低, 进而改善流动性; 试验采用的水驱和气驱方式在微观上主要动用大孔隙中的可动流体, 可考虑优化驱替方式进一步提高驱油效率。

关键词:油藏; 孔隙型碳酸盐岩储层; 混相驱; 非混相驱; 水驱效率

中图分类号:TE 341

文献标志码:A

Experiments on gas and water injection for enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir

LIU Hui¹, DONG Jun-chang¹, LIU Yang¹, YANG Sheng-lai², ZHANG Ya-pu¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

2. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: In Middle-East area, there are some porous carbonate reservoirs with low permeability, few fractures and relatively poor fluid properties. Taking S reservoir as example, the gas and water injection experiments were carried out, and micro-seepage mechanism of EOR was researched. The results show that under formation conditions, miscible associated gas flooding is not achieved easily because of high minimum miscible pressure. The flooding efficiency of hydrocarbon gas injection is higher than that of water injection, especially in the condition of miscible flooding. The immiscible flooding efficiency of gas injection is relatively high, because gas flooding makes oil volume expanse and viscosity decrease, and then oil mobility is improved. In the experiments, water injection and gas injection mainly displace mobile oil in micropore, so changing displacement manner should be considered to improve flooding efficiency further.

Key words: reservoir; porous carbonate reservoir; miscible flooding; immiscible flooding; water flooding efficiency

与中国以溶洞裂缝为主的碳酸盐岩储层不同, 中东地区碳酸盐岩油藏以孔隙型为主, 其孔隙结构以粒间孔和溶蚀孔居多, 部分储层裂缝不发育, 渗透率低, 非均质强, 而且原油物性较差。中东某油田 S 油藏主力产层岩性为生物碎屑灰岩, 裂缝不发育, 平均孔隙度为 15.7%, 平均气测渗透率约为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 原油重度 21 API, 地层原油黏度约为 10 mPa · s。这类油藏不论是储层表征还是开发模式与中国

碳酸盐岩油藏都具有很大差别^[1-4]。为合理高效开发该类油藏, 深入了解油藏流体混溶能力并为注气驱替研究提供依据, 探讨该类油藏是否适合烃类气驱以及优化提高采收率方法^[5-10]。笔者首先开展以注气为主的特殊压力、体积、温度(PVT)试验, 在测定最小混相压力及膨胀物性参数变化的基础上, 开展长岩心注气和注水驱替试验研究, 并对微观渗流机制进行分析, 为油田下一步提高采收率先导试验

设计提供依据。

1 特殊 PVT 试验

1.1 试验流体配制

考虑到在缺少其他气源的情况下,如果该油藏后期采用注气开发,主要采用注烃类气体,同时又属于未饱和油藏,因此试验注入气体采用该油藏溶解气(表 1)。参照行业标准 SY/T 5542-2000 地层原油高压物性分析,将按溶解气组分配制的气体按照气油比 50.16 与地面原油(表 2)配制,配制后的地层油在地层压力 30.6 MPa、地层温度 95 ℃ 下高压物性为饱和压力 12.21 MPa、气油比 50.16、原油体积系数 1.206、黏度 17 mPa·s。

表 1 注入气体组分

Table 1 Compositions of injection gas			
组分	摩尔分数 $n/\%$	组分	摩尔分数 $n/\%$
H ₂ S	0.06	iC ₄	1.67
N ₂	0.51	nC ₄	4.75
CO ₂	3.17	iC ₅	1.89
C ₁	58.14	nC ₅	1.99
C ₂	15.12	C ₆	1.53
C ₃	10.57	C ₇	0.60

表 2 取样井地面油组分

Table 2 Compositions of stock-tank oil			
组分	摩尔分数 $n/\%$	组分	摩尔分数 $n/\%$
C ₁	0	C ₆	5.34
C ₂	0.40	C ₇	5.05
C ₃	1.45	C ₈	6.62
iC ₄	0.60	C ₉	2.47
nC ₄	1.77	C ₁₀	4.86
iC ₅	0.94	C ₁₁	4.78
nC ₅	1.10	C ₁₂ ⁺	64.62

1.2 注气膨胀试验

膨胀试验采用美国产 RUSKA 无汞 PVT 仪等设备,在 95 ℃ 下,先后注气 4 次,压力分别升至 30.61、30.61、37.24 以及 46.90 MPa 后再逐渐降压,测定其溶气原油体积系数、饱和压力、原油黏度(图 1)。从图 1 可以看出,随着注气次数的增加,原油体积膨胀,在 4 次注气后饱和压力 30 MPa 下,原油体积系数为 1.469,比地层原油的体积系数 1.206 增加了 21.8%。

溶解气油比与原油黏度的关系曲线如图 2 所示。图 2 表明,随着溶解气油比的增加,原油黏度下降。当总溶解气油比为 139,即注入气油比达到 88 时,对应的原油饱和压力为 30 MPa,此时原油的黏度降为 6.49 mPa·s,与地层油黏度 17 mPa·s 相

比,黏度下降 61.8%。

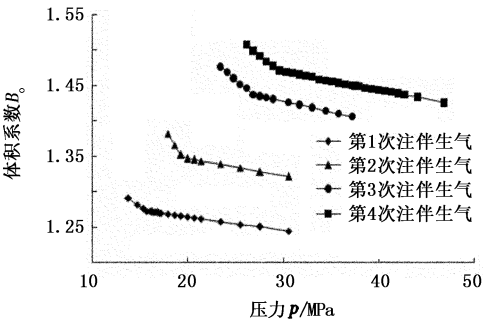


图 1 注气后体积系数与压力关系曲线

Fig. 1 Relationship between volume factor and pressure after injection gas

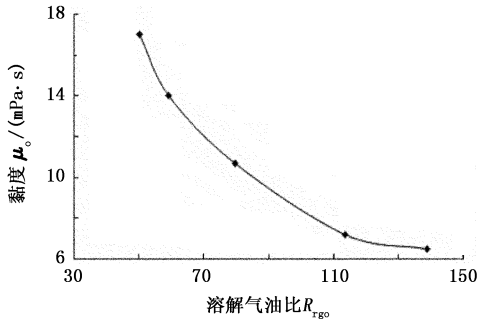


图 2 原油黏度与溶解气油比关系曲线

Fig. 2 Relationship between oil viscosity and solution gas-oil ratio

膨胀试验表明,注气可增大原油体积系数,降低原油黏度,有效改善其流动性,尤其是物性较差的流体,效果更明显。

1.3 最小混相压力测定

采用细管法测定注烃类最小混相压力。注入气体在不同的驱替压力下驱替到 1.20 倍孔隙体积时,其驱油效率区别明显。在同一图上绘出不同驱替压力和驱油效率的关系,根据作出的非混相段和混相段的趋势线,其交点对应的压力即为最小混相压力。

由图 3 中的两个拟合公式可以解出,该储层注溶解气驱的最小混相压力为 37.78 MPa。该值高于

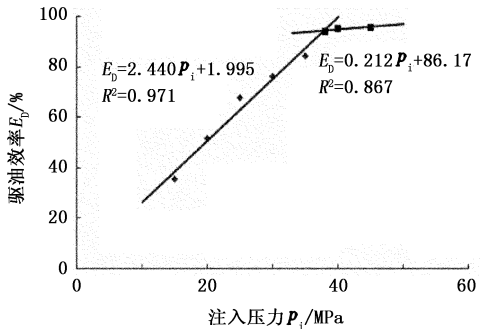


图 3 储层最小混相压力求解图

Fig. 3 Solution of reservoir minimum miscible pressure

原始地层压力 30.6 MPa,因此该储层注溶解气驱不易达到混相驱替。

2 长岩心驱替试验

2.1 试验岩心及操作步骤

选取伊朗某油田孔隙型碳酸盐岩油藏的主力产层 S 层具有代表性的 3 块岩心(表 3),组合成长岩心岩样,其长度 19.24 cm,直径 2.5 cm,孔隙体积 15.78 cm³,试验油样为复配原油。

表 3 取心参数

Table 3 Properties of core samples

序号	编号	直径 D/cm	长度 L/cm	孔隙度 φ/%	渗透率 k _{air} /10 ⁻³ μm ²
1	YC20110702	2.468	6.636	20.3	5.20
2	YC20110712	2.442	6.450	16.29	2.81
3	YC20110722	2.572	6.152	13.85	3.29

折算后的长岩心渗透率为 3.54×10⁻³ μm²。利用 CO₂ 驱替长岩心,排除其中空气并饱和水,然后调整回压,继续水驱,建立高压饱和水状态的细管模型,继续保持回压水平,用复配原油驱替水,建立束缚水条件下饱和油状态。然后根据不同的驱替压力进行气驱及水驱油试验。试验采用同一岩样,每次试验完成后进行岩心清洗。

2.2 气驱试验

根据原始地层压力及最小混相压力测试结果,模拟地层条件(地层压力 30.6 MPa,温度 95 ℃),利用多级恒温岩心驱替系统进行注烃类气长岩心的驱替试验,测量不同注气体积下驱油效率、气油比变化,结果见图 4。由图 4 可以看出:驱油效率随注入孔隙体积倍数增加而增加;当注入气体突破以后,气油比急剧增加,驱油效率增加不大。

不同驱替压力下的驱油效率如图 5 所示。

表 4 不同压力下气驱与水驱驱油效率对比

Table 4 Comparison of oil displacement efficiency of gas flooding and water flooding in different pressure

气驱压力 p=20 MPa		气驱压力 p=25 MPa		气驱压力 p=30 MPa		气驱压力 p=40 MPa		水驱压力 p _w =30 MPa	
注入孔隙 体积倍数 n	驱油效率 E _D /%	注入孔隙 体积倍数 n	驱油效率 E _D /%	注入孔隙 体积倍数 n	驱油效率 E _D /%	注入孔隙 体积倍数 n	驱油效率 E _D /%	注入孔隙 体积倍数 n	驱油效率 E _D /%
0.14	7.51	0.14	12.59	0.12	12.85	0.13	9.77	0.13	9.77
0.33	23.73	0.35	32.35	0.31	33.85	0.30	30.97	0.30	30.97
0.53	40.30	0.55	45.40	0.51	45.90	0.84	60.19	0.48	53.76
1.21	47.84	1.03	50.55	0.69	49.26	1.09	63.15	0.62	42.94
2.38	50.62	1.55	51.81	1.27	52.99	1.78	65.53	1.03	43.14
2.81	51.46	2.34	53.57	1.80	53.90	2.53	67.85	1.20	43.58
3.36	51.47	3.30	54.63	2.92	56.04	2.69	67.85	2.60	43.88
3.67	52.02	3.61	54.81	3.07	56.80	3.30	68.64	3.50	43.92

由表 4 可以看出:长岩心水驱驱油效率为

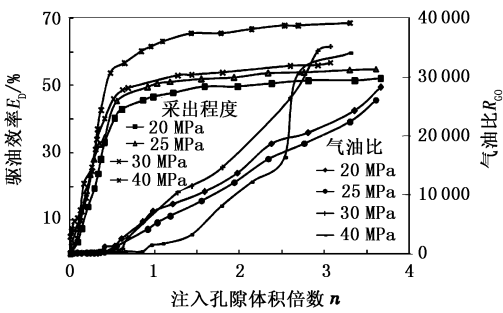


图 4 驱油效率及气油比与注入孔隙体积倍数的关系

Fig. 4 Relationship between oil displacement efficiency, gas-oil ratio and times pore volume of injected gas

图 5 表明,在混相压力以下,驱油效率随着压力的升高变化不大,本次试验中,驱替压力从 20 MPa 提高到 30 MPa 时,驱油效率仅提高 4.8%;而当压力超过混相压力后,驱油效率明显增加,试验中压力从 30 MPa 提高到 40 MPa 时,驱油效率提高了近 12%,这表明该储层混相驱效果要明显好于非混相驱替。

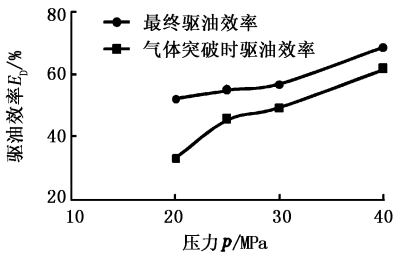


图 5 驱油效率与压力的关系

Fig. 5 Relationship between oil displacement efficiency and pressure

2.3 气驱与水驱试验对比

采用同样的长岩心及地层条件进行水驱试验,其注入孔隙体积倍数与驱油效率数据见表 4,并与气驱试验结果进行对比分析。

43.92%,低于气驱驱油效率 52.02%;非混相条件

下气驱比水驱驱油效率有所提高,在原始地层压力条件下的气驱效率比水驱高 13%,混相条件下气驱较水驱驱油效率高。

试验结果表明,虽然储层条件下不易达到混相驱替,但即使在非混相条件下,气驱驱替效率也明显高于水驱效率。原因分析认为,该储层物性较差,平均渗透率只有 $5\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 左右,原油黏度较高,平均为 $10\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。由于油水黏度比大,采用注水驱替容易形成指进,降低驱油效率。气体膨胀试验证明了注烃类气驱油可以使原油体积膨胀,黏度及相间界面张力降低,相对渗透率提高。

3 驱替微观渗流机制

为进一步分析在此类储层物性特征下的水、气驱微观渗流机制,开展了核磁共振测量残余油分布试验,其原理及方法见文献[11],可动流体测试试验参数为:试验温度 $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、水驱压力 20 MPa 、气驱

压力 25 MPa 、压差 2 MPa ,试验岩心渗透率 $1.22\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 、孔隙度 10.4% ,原油黏度 $10\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

从图 6(a)可以看出:高压水驱油状态曲线峰值左边部分基本与饱和油状态曲线重叠,而峰值右边部分则偏离较远,这表明在高压水驱下,采出的原油基本来自大孔隙中的原油;低压水驱曲线峰值左边部分与饱和油状态曲线有一定偏离,说明在低压水驱下,有一部分为小孔隙中的原油,这可能是渗吸作用的结果。从整体上看,饱和油曲线与高压水驱曲线的相差面积比与低压水驱曲线的相差面积大,说明高压驱替时可动流体饱和度更大,其驱替效率更高。

从图 6(b)可以看出,气驱油状态曲线峰值右边部分与饱和油状态曲线右部偏离较远,说明采出的原油也主要来自大孔隙中的原油,非混相气驱采出了大孔隙中 75% 的原油。同时,两条曲线的相差面积较大,也说明注气驱替可动流体饱和度较大。

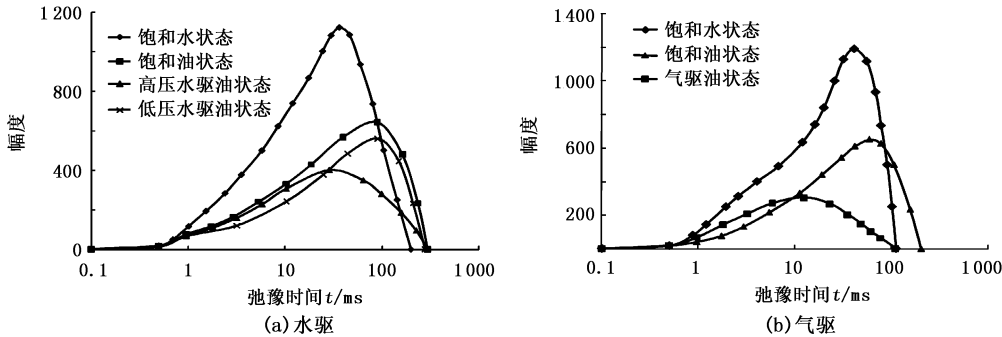


图 6 水驱和气驱弛豫时间曲线

Fig. 6 Relaxation time curve of water flooding and gas flooding

4 结 论

(1)S 油藏碳酸盐岩储层注伴生气最小混相压力大大高于原始地层压力,因此注伴生气在储层条件下不易达到混相驱替。

(2)在孔隙型碳酸盐岩储层特征及流体物性条件下,长岩心水驱驱油效率低于气驱驱油效率;当气驱达到混相时,气驱效率明显提高,主要是由于储层原油黏度较高,气驱使原油体积膨胀,黏度降低,流动性改善。

(3)水驱和气驱方式在微观上主要动用的是大孔隙中的可动流体。

参考文献:

[1] 赵树栋. 任丘碳酸盐岩油藏[M]. 北京:石油工业出版社, 1997:18-20.
[2] 郭平,袁恒璐,李新华,等. 碳酸盐岩缝洞型油藏气驱

机制微观可视化模型试验[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2012,36(1):89-91.

GUO Ping, YUAN Heng-lu, LI Xin-hua, et al. Experiments on gas injection mechanisms in carbonate fracture-cavity reservoir using microvisual model[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(1):89-91.

[3] 赵仑,范子菲,宋珩,等. 提高低渗碳酸盐岩储集层动用程度技术[J]. 石油勘探与开发, 2009,36(4):508-510.

ZHAO Lun, FAN Zi-fei, SONG Heng, et al. Technologies for improving producing degree of low permeability carbonate reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009,36(4):508-510.

[4] 任韶然,牛保伦,侯胜明,等. 新疆低渗透油田注气提高采收率技术筛选[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2011,35(2):107-109.

REN Shao-ran, NIU Bao-lun, HOU Sheng-ming, et al.

- Screening of gas injection techniques for EOR in a low permeability reservoir of Xinjiang Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011,35(2):107-109.
- [5] MANRIQUE E, THOMAS C, RAVIKIRAN R, et al. EOR: current status and opportunities [R]. SPE 130113, 2010.
- [6] WILKINSON J R, TELETZKE G F, KING K C. Opportunities and challenges for enhanced recovery in the Middle East[R]. SPE 101679, 2006.
- [7] DELFANI S, MOTTEZAPOUR A, FROUZ A Q, et al. Evaluation of miscible and immiscible gas injection in one of the Iranian fields[R]. SPE117305, 2008.
- [8] ZHANG Y P, SAYEGH S G, LUO P, et al. Experimental investigation of immiscible gas process performance for medium oil[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010,49(2):32-35.
- [9] STRAUSS J P, ALEXANDER D M, AL-AZRI N, et al. EOR development screening of a heterogeneous heavy oil field-challenges and solutions[R]. SPE 129157, 2010.
- [10] DANQUIGNY J, MATTHEWS J, NOMAN R, et al. Assessment of interwell communication in the carbonate Al Khalij Oilfield using isotope ratio water sample analysis[R]. IPTC 10628, 2005.
- [11] 王为民,郭和坤,叶朝辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力[J]. 石油学报, 2001,22(6):40-42.
- WANG Wei-min, GUO He-kun, YE Chao-hui. The evaluation of development potential in low permeability oilfield by the aid of NMR movable fluid detecting technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001,22(6):40-42.
- (编辑 李志芬)

(上接第 103 页)

- [7] 林志芳,俞启泰,赵明. 水驱特征曲线应用中的问题研究[J]. 石油勘探与开发,1986(5):37-44.
- LIN Zhi-fang, YU Qi-tai, ZHAO Ming. A study on the application of water drive characteristics curves[J]. Petroleum Exploration and Development,1986(5):37-44.
- [8] 赵永胜,张四平,黄伏生. 校正水驱曲线方法的改进及实例[J]. 石油勘探与开发,1993,20(3):49-53.
- ZHAO Yong-sheng, ZHANG Si-ping, HUANG Fu-sheng. Improvement of the method of rectifying water drive characteristics curves [J]. Petroleum Exploration and Development,1993,20(3):49-53.
- [9] 杨胜来,魏俊之. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社,2004:260-267.
- [10] IRAJ E, OSAZUWA O. A method for extrapolation of cut vs recovery curves[J]. Journal of Petroleum Technology,1978,30(2):203-204.
- [11] 葛家理. 现代油藏渗流力学原理[M]. 北京:石油工业出版社,2003:175-212.
- [12] BUCKLEY S E, EVERET M C. Mechanism of fluid displacements in sands[J]. AIME,1942,146:107-116.
- [13] HANS P L, ASLAK T, RAGNAR W. Instability of buckley-leverett flow in a heterogeneous medium[J]. Transport in Porous Media,1992,9:165-185.
- [14] 张建国,雷光伦,张艳玉. 油气层渗流力学[M]. 东营:中国石油大学出版社,2006:148-156.
- [15] 陈元千. 油气藏工程实践[M]. 北京:石油工业出版社,2005:357-368.
- [16] 童宪章. 天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨[J]. 石油勘探与开发,1978(6):38-79.
- TONG Xian-zhang. Study on statistical regularity of water flooded and artificial water flooded oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development,1978(6):38-79.
- [17] 姜汉桥,姚军,姜瑞忠. 油藏工程原理与方法[M]. 东营:中国石油大学出版社,2006:236-245.
- [18] CRAFT B C, HAWKINS M F. Applied petroleum reservoir engineering [M]. New Jersey: Prentice Hall Inc, 1991:362-364.
- [19] 喻高明. 油藏工程[M]. 北京:石油工业出版社,2012:174-175.
- [20] WILLIAM D, MCAIN JR. Petroleum fluids[M]. Oklahoma:Pennwell Publishing Company,1990:280-292.
- (编辑 李志芬)