

文章编号:1673-5005(2016)05-0151-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2016.05.019

常见气体及 CO₂ 在岩心模型和细长管模型上的驱油对比

KHLEBNIKOV V N, MISHIN A S, ANTONOV S V, KHAMIDULLINA I V,
梁 萌, SVAROVSLAU A N A

(俄罗斯国立古勃金石油天然气大学,莫斯科 119991,俄罗斯)

摘要:对地层驱油过程进行物理模拟,分别借助常规低渗碳酸盐岩心模型和细长管模型对比常见气体(氮气、甲烷、石油伴生气)及液态 CO₂ 的驱油效果。结果表明:两种模型对氮气驱油能力的评估结果几乎一致(分别为 21% 和 19.1%);随着流体与原油混溶性的增加,两种模型评估结果的差异变大,对可与原油混溶的液态 CO₂ 的评估结果分别为 52% 和 94.8%;仅基于岩心模型的常规驱替实验并不能完全评估气体/溶剂的驱油能力,尤其对混相驱油剂的评价结果是不可靠的。

关键词:细长管;岩心模型;驱替实验;提高采收率;气驱

中图分类号:TE 357 **文献标志码:**A

引用格式:KHLEBNIKOV V N, MISHIN A S, ANTONOV S V, 等. 常见气体及 CO₂ 在岩心模型和细长管模型上的驱油对比[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(5):151-158.

KHLEBNIKOV V N, MISHIN A S, ANTONOV S V, et al. Comparison of oil displacement by gases and CO₂ using core model and slim-tube[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(5):151-158.

Comparison of oil displacement by gases and CO₂ using core model and slim-tube

KHLEBNIKOV V N, MISHIN A S, ANTONOV S V, KHAMIDULLINA I V,
LIANG Meng, SVAROVSLAU A N A

(Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow 119991, Russia)

Abstract: The physical modeling of reservoir processes was conducted. A comparative study of oil displacement efficiency was investigated using gas agents (nitrogen, methane, associated petroleum gas) and liquid CO₂ with the core models of low-permeability carbonate reservoir and slim-tube. It is shown that the two models have the similar oil displacement coefficient for nitrogen (21% and 19.1%). With the increasing miscibility of fluids in crude oil, the difference between the results of the two models becomes larger. For liquid carbon dioxide, which is miscible with oil, evaluation results of the two models are 52% and 94.8%, respectively. Therefore, it is concluded that the normal displacement experiment using core models cannot evaluate the oil displacement efficiency of gas agents and solvents. Especially the evaluation results for the mixed oil displacement agents are unreliable.

Keywords: slim tube; core model; displacement experiment; EOR; gas injection

1 概 述

在进行室内原油驱替模拟时会用到各种各样的地层渗流模型,如填砂管(填充有碎岩心或其他颗

粒物)、油层的天然岩心、模型砂岩(如贝雷砂岩)、细长管(slim-tube)等,其中普遍采用的是填砂管和人造岩心^[1-6]。胶结岩心被广泛用于地层驱油模拟、二次采油工艺的优化以及提高采收率等领

收稿日期:2016-02-10

基金项目:俄罗斯教育与科学部基金项目(13.1926.2014/K)

作者简介:KHLEBNIKOV V N(1957-),男,教授,博士,研究方向为提高原油采收率技术。E-mail: khlebnikov_2011@mail.ru。

域^[2,4,7-9]。在研究气驱和溶剂驱油过程时经常用到细长管^[1,10-18]。平板模型常用于驱油的孔道内可视化研究^[2,5,19]。在俄罗斯主要是基于岩心模型开展室内地层驱油研究(见标准 OCT 39-195-86^[7])。

每类地层模型都具备其独特的优势:岩心模型很好地保留了产油层的孔喉结构和岩石的矿物特征;填砂管模型、贝雷砂岩模型和人造岩心能够在模拟近似条件下进行不同方法与组成的对比研究;细长管可以很好地模拟原油与混相剂间的传质过程。由于单一模型不能充分描述与展现地层过程,因此在研究时常会用到几种不同的模型^[2,5,16-19]。

在开展室内研究时,必须弄清的一个问题是:实验所得到的数据和规律多大程度地反映了所研究的对象?进行油气地层物理模拟时,最难再现的就是比例因子 $L/k^{1/2}$,其中, L 为多孔介质的长度; k 为渗透率,这是由于地层和物理模型尺寸上存在不可比较性。

文献[20]~[24]给出了答案,即便是一维水驱油过程,对其进行完全准确的物理模拟也是不可能的。因为满足模型和真实地层的 $L/k^{1/2}$ 准则一致是一项不可能完成的任务^[22,25]。实验室内用到的多孔介质模型,不管是岩心还是填砂管,长度一般为20~100 cm。如果选择研究的油层的尺寸为100 m,渗透率为 $0.1 \mu\text{m}^2$,那么实验室内长度1 m的模型所对应的渗透率就应该为 $0.1 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$,也就是为原始值的1/10 000。那么即便建立了具有该渗透率的地层模型,并且基于该模型开展了驱替实验,但当流体流经具有该渗透率的多孔介质时,展现出来的完全是一些和驱油几乎没有任何关系的其他物理过程。原因在于多孔介质渗透率的降低不可避免地造成毛细管力作用的改变,而毛细管作用决定了整个驱油过程的机制。

为了解决该问题必须弄清楚物理过程的相似条件,也就是寻找可以将室内实验结果推广到真实研究对象的相似准则^[22,25-26],即确定表征驱油过程的参数(如水或聚合物溶液的驱油效率)与某些无量纲准则之间的关系。如果表征驱油过程的参数不论在实验室还是真实地层层面都不随着所选择的准则变化,那么就可以将实验规律推广到真实地层,该方法称为趋近模拟。针对一维水驱油过程,在文献[22]~[25]中可以找到该类条件,以满足实验室条件下水驱油过程的模拟和研究。为了确保渗透率的相似性需要满足以下条件(P1 准则):

$$\left[\frac{\sigma}{K |\text{grad} p|} \right]_{\text{simulation}} = \left[\frac{\sigma}{K |\text{grad} p|} \right]_{\text{real}};$$

对于毛细压力($\left[\frac{\sigma}{K |\text{grad} p|} \right]_{\text{simulation}}$ P2 准则):

$$\left[\frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{K}{m}}} \right]_{\text{real}} = \left[\frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{K}{m}}} \right]_{\text{simulation}}.$$

其中, $\text{grad} p$ 为压力梯度; Δp 为压降; m 为孔隙度; σ 为界面张力;脚注 simulation 为地层模型,real 为真实地层。该方法也应用于行业标准 OCT 39-195-86^[7]。

准则 P1 和 P2 只是在一维水驱油的情况下保证了相似性条件。研究条件的改变(如选用其他驱油物质)就必须寻找新的无量纲相似标准,文献[26]中基于维度分析,提出新的无量纲准则(达到吸附平衡的时间),并找到了相对于该参数的驱替过程的相似性条件。

在关于表面活性剂驱、碱驱、气驱、溶剂驱、热载体驱等研究中几乎很少涉及或者考虑相似性条件。这有可能是因为上述驱油方式在相关研究中普及度较窄,或者是由于在地层过程模拟时较难寻找相似性条件。

为了开发低渗油藏和页岩油通常采用气驱、混相驱等工艺。在向地层注气时,存在以下几种驱油方式:非混相、部分混相和混相^[27-28]。原油和气体间的传质深度决定了它们之间的混溶度。如果传质对于流体性质影响很小,那么驱油模式为非混相,该模式常见于低温低压条件下惰性气体(氮气、甲烷、烟道气)驱替黏稠油过程。混相驱分为初次接触混溶和多次接触混溶,如果溶剂(液态二氧化碳、液化石油气)和原油属于彼此混溶,那么混相驱为初次接触混溶;如果在注气过程中通过多次质量传递达到混相,那么称其为多次接触混溶。在多次接触混溶中,接触相组成和性质的变化过程需要较长的时间和路径,而过渡区定义为地层中通过多次接触达到混相的那部分(接触相组成改变区)。

过渡区的距离有可能很长(如对于氮气-原油体系在压力为34.5~27.5 MPa时,过渡区的长度为14~25 m^[10]),其长度取决于多孔介质类型、原油和气体的组成及压力,在研究多次接触混相过程时必须使用较长的地层模型。因为如果使用短模型用于气驱或水气混和驱研究(严格来讲模型长度小于或略等于过渡区的长度),将会导致得出的结论与实际地层条件不符。

细长管(slim tube)于20世纪50年代开始用作

地层(多孔介质)模型(长度至 40 m,直径 4 ~ 10 mm),其中填充物一般为砂或者其他类似材料,该长度使稳定过渡区对驱油指数的影响降到最低。使用具备该类构造的多孔介质,驱油过程最大程度上接近一维线性驱替(管流),并消除了黏度不稳定性与注水舌进的形成。细长管常被用作研究原油和气体/溶剂混溶程度的标准方法^[11-13]。

细长管实验重现了地层的温压条件,通常选用地层原油或者合成油。多孔介质的材料常用砂、玻璃珠或者粉状岩心,然而这并不能充分还原地层条件,所以细长管方法模拟的只是原油和气体间的质量传递过程。本文中的出发点是对比岩心模型驱替结果,通过利用两类不同的地层模型来评价物理模拟过程的可靠性。研究的目的在于对比混相驱油剂在岩心模型和细长管上的驱油数据。研究几种常见气体(氮气、甲烷和石油伴生气)及溶剂(液态二氧化碳)在近某油田条件下的非混相、部分混相和混相驱。类似的研究在文献中鲜有报道,一般只借助岩心/填砂管和细长管对比一种物质(二氧化碳)的驱油效果^[1,14-17]。

实验对象为东西伯利亚某油田,其特点是低碳酸盐岩层、低原油黏度、低地层温度、高地层水矿化度,适于气驱开发。

2 实验装置与方法

2.1 装置与原料

选用岩心驱替装置(型号 УИК-5)完成所有流动实验,压力为 19.2 MPa;温度为 19.2 ℃。此外,细长管实验在改装后的岩心驱替装置^[12]上进行。

实验用模型油的配制方法:将主要的石油气成分(甲烷、乙烷、丙烷、正丁烷和异丁烷,含量≥1%)溶于脱气脱水原油得到含气模型油。模型油黏度为 3.44 ~ 3.45 mPa · s(在地层条件下用高压毛细管黏度计测得)。石油伴生气(associated petroleum gas, APG)模型由上述 5 种气体按一定比例混合而成,其平均相对分子质量与实际伴生气保持一致,组成及性质见表 1 和表 2。

表 1 石油伴生气模型组成

Table 1 Composition of the APG model

组分	体积分数/%
甲烷	78.080
乙烷	12.525
丙烷	6.740
异丁烷	0.882
正丁烷	1.773

所用气体(氮气、甲烷、CO₂、乙烷、丙烷、正丁烷和异丁烷)的纯度均不小于 99.9%。此外实验中还用到了丙烷-丁烷馏分(PBF),为莫斯科炼厂提供的液化石油气。

表 2 伴生气性质

Table 2 Characteristics of APGs

伴生气类型	气油比 <i>r</i> (体积)	平均相对分子质量 <i>M</i>	饱和压 <i>p</i> /MPa
油田伴生气	112	21.8	17.67
模型伴生气	110	21.8	—

2.2 细长管实验方法

细长管驱替实验在 УИГ-5 装置上进行^[12]。细长管模型为长度 990 cm、内径 0.8 cm 的不锈钢管,其中填充有石英砂(0.315 ~ 1.0 mm),为便于实验操作将细长管绕成直径 35 cm 的环。实验前,先用醇-苯溶液驱洗细长管,其次在 60 ~ 70 ℃下用空气将其吹干,然后用煤油饱和,最后用模型油将煤油置换出来。准备完成后,开始注气/溶剂驱油实验,考虑到驱替实验装置本身的参数要求以及实验可行性与可操作性,在所有实验中驱油剂的注入速度均保持在 12 mL/h。关于注入速率对实验结果的影响,研究发现^[29-30],随着模型长度增长,注入速率对实验结果的影响逐渐减弱,尤其对于细长管模型,注入速率对实验结果的影响不明显。

为了评价原油与气体的混溶程度,选用试剂注入 1.2 *V_p* (*V_p* 为孔隙体积)时的采收率作为衡量标准^[12]。当采收率(*R*)≥90%时为混相驱;当采收率介于 60% ~ 90%时为部分混相驱;当采收率≤60%时为非混相驱。

驱替过程中用超声波两相分离-测量计测定从地层模型中流出的油气体积。该装置与地层模型末端相连,其中维持了同样的地层压力。系统地层压力的维持是通过在地层模型末端安装液压阻尼器实现的,通过该装置可将地层模型末端流体的压力从地层压力降到大气压。脱气原油的体积用超声波分离-测量计测定,气体的体积用气体流量计测量。

2.3 岩心模型实验方法

岩心模型的制备:实验中用到的线性低渗地层模型由 5 块岩心按顺序排列组成,岩心采用通用的方法制备,模型中岩心的摆放方式保持统一的岩性类型并保持渗透率/孔隙度的关系一致。由于地层岩石含有岩盐,因此用氯仿对岩心进行了萃取。岩心中的束缚水用毛细管计创建。地层水和注入水的

密度分别为 1 255 、1 010 kg/m³,组成列于表 3。

地层岩心模型的制备工作在古勃金国立石油天然气大学岩性研究室完成。表 4 中列出了地层模型的各项参数。

表 3 模型水组成

组分	质量浓度/(g · L ⁻¹)	
	地层水	注入水
CaCl ₂	222. 44	2. 775
KBr	4. 17	—
MgSO ₄ · 7H ₂ O	0. 96	7. 483
MgCl ₂ · 6H ₂ O	90. 63	—
NaCl	71. 87	8. 965
NaHCO ₃	0. 90	0. 275
KCl	33. 64	—

表 4 地层模型参数

地层 模型 编号	渗透率 k/10 ⁻³ μm ²			孔隙体 积 V _p / mL	初始含 油饱和 度 S _o /%	长度 L/ cm	直径 d/ cm
	气相	煤油	油相				
M1	7. 09	0. 550	0. 27	8. 66	57. 3	16. 69	2. 95
M2	7. 24	0. 080	0. 07	7. 92	53. 7	16. 63	2. 95
M3	6. 97	0. 070	0. 07	7. 73	52. 0	16. 60	2. 95
M4	7. 46	0. 026	0. 019	8. 30	52. 9	16. 69	2. 95
M5	4. 58	0. 098	0. 091	7. 05	62. 7	16. 675	2. 95

3 结果分析

3.1 细长管气体/溶剂驱替实验

典型的细长管气体驱替实验曲线如图 1 所示(甲烷)。由图可见,在初始阶段气体驱油模式为活塞驱,气窜之后产油速率下降,压降趋于稳定,最后气体在较小的压差下渗流通过细长管。

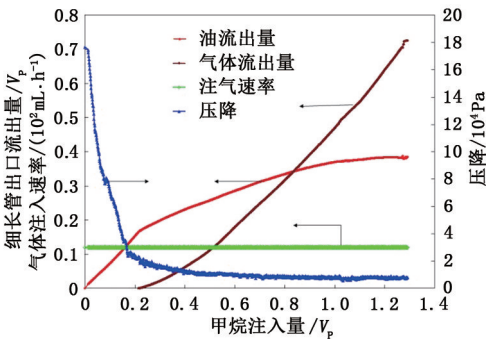


图 1 细长管模型甲烷驱替曲线
Fig.1 Dynamics of oil/methane displacement in slim tube

图 2 为液态 CO₂ 驱替结果,表 5 为细长管驱替实验结果。由图 2 和表 5 看出,注液态 CO₂ 时发生气窜的时刻远比注氮气、甲烷和石油伴生气

晚。图 2 中发生气窜的判据是气油比的迅速增加。当注入液态 CO₂ 的量到 1.2V_p 时,采收率达到 94.8%,由此可见,该种情况下驱油模式为混相驱。

在本文特定油田条件下所选的几种流体具备不同的驱油性能,对于该地层氮气和甲烷的驱油效果不好,而石油伴生气和液态 CO₂ 是较理想的驱油剂。

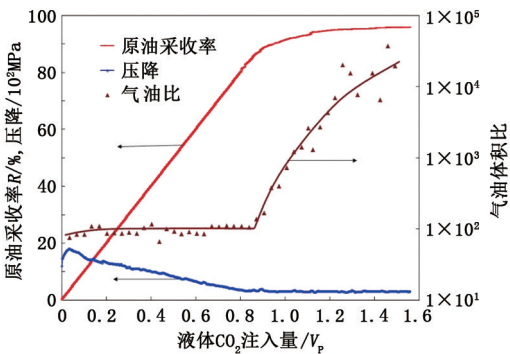


图 2 细长管模型液态二氧化碳驱替曲线
Fig.2 Dynamics of oil/liquid CO₂ displacement in slim tube

表 5 细长管驱替实验结果

Results of displacement experiments using slim tube			
驱替剂	流体注入体 积倍数 V _{in}	气窜时注入 体积倍数 V _c	采收率 R/%
甲烷	1. 20	0. 210	38. 3
	1. 29		38. 5
氮气	1. 20	0. 130	19. 1
	1. 35		19. 2
伴生气	1. 20	0. 225	68. 3
	1. 31		69. 7
液态 CO ₂	1. 20	0. 860	94. 8
	1. 56		95. 8
丙烷-丁烷馏分段塞+甲烷	1. 20	0. 905	96. 7
	1. 46		97. 1

注:长度 L=9.9 m,直径 d=0.8 cm,平均气相渗透率 k_g=31 μm²,平均煤油相渗透率 k_k=17.4 μm²,平均油相渗透率 k_o=16.5 μm²。

3.2 岩心模型驱替实验

在岩心模型上首先考察气体烃类和氮气的驱替过程,实验结果见表 6,典型的岩心模型驱替曲线见图 3。所有实验均在零压差下开始,起初在向饱含油的地层模型注惰性气体时,观察到压降的急剧增加,这与原油经过低渗岩心开始渗流有关(通常当注入量达到系统的机械无效体积时,压降达到最大值,图 3 中并无标出)。然后压降快速减小,并随之发生气窜。气窜之前驱油模式为活塞驱,气窜后驱油量急剧减少,当再无原油被驱出且压降达到稳定时停止气体的注入。

表 6 岩心模型驱替实验结果

Table 6 Results of displacement experiments using core model

地层模型 编号	流体	注入体积 倍数 V_{in}	气窜时注入 体积倍数 V_e	压降 p /MPa		注入速率 v /($\text{mL} \cdot \text{h}^{-1}$)	采收率 R /%
				最大值	实验结束时		
M1	甲烷	2.48	0.20	0.364	0.088	1.19	21.5
M2	氮气	0.54	0.13	—	1.084	0.3	21.0
M3	CO ₂	1.54	0.30	0.904	1.95 *	0~0.6	52.0
M4	伴生气	3.76	0.25	—	1.35	3.0	41.0
M5	水 **	0.57	—	—	2.06 ***	0.0127	38.0

注: * 表示驱替终止, ** 表示注入模型水, *** 表示实验装置压差的限值。

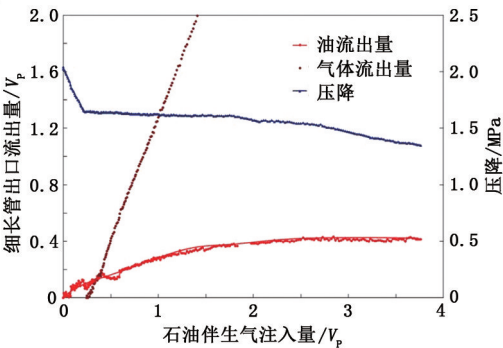


图 3 岩心模型 M4 伴生气驱替曲线

Fig.3 Dynamics of oil/APG displacement in model M4

表 6 说明,在使用岩心地层模型时氮气和甲烷表现出的驱油效率几乎是一样的,而石油伴生气要显著优于上述二者。通过对岩心模型和细长管的惰性气体驱替实验结果(表 7)进行对比发现,对于甲烷和石油伴生气,借助岩心地层模型获得的驱替效果要远低于长细管;氮气在两种模型上表现出的驱油性能非常接近;在使用两类地层模型时,气窜实际上都在同一时刻发生,该结论对任何气体都适用(氮气、甲烷及伴生气),也就是说气窜时间不因模型类型的不同而发生改变。

表 7 细长管实验和岩心模型驱替实验的比较

Table 7 Comparison of results of displacement experiments using slim tube and core model

驱替剂	驱油模式	细长管实验结果 (注入体积 1.2 V_p)		岩心模型实验结果		细长管与岩心模型 实验结果的差值/%
		采收率 R /%	气窜时注入体积 倍数 V_e	采收率 R /%	气窜时注入体积 倍数 V_e	
氮气	非混相	19.1	0.13	21.0	0.13	≈0
甲烷	非混相	38.3	0.21	21.5	0.20	16.8
伴生气	部分混相	68.3	0.225	41.0	0.25	27.3
液态 CO ₂	混相	94.8	0.85~0.87	52.0	≈0.30	42.8

在进行液态 CO₂ 驱油研究时遇到了技术瓶颈,由于低渗岩心模型注入速率太低,地层模型末端(与 CO₂ 细长管实验相似)的阻尼阀无法使用;此外,因为 CO₂ 与原油发生混溶,无法直接利用超声波分离-测量仪测定产出油的体积。为了解决上述问题,采用利用碱液对随油产生的 CO₂ 进行中和的办法。实验前先在两相超声波分离-测量仪中加入 150 mL 20% 的氢氧化钠溶液,这些量对于固定产生的 CO₂ 并测定产出油的体积是合适的。

由表 6 和表 7 的数据可以看出,CO₂ 比其他惰性气体具备更优良的原油驱替性能,但岩心模型上 CO₂ 的驱油效率远远低于细长管上的情况(分别为 52.0% 和 94.8%~95.8%)。

图 4 为岩心模型 M3 液态二氧化碳驱替结果。可以看出,压差与注入体积间的关系非常复杂,起初阶段 CO₂ 注入刚开始就观察到了压降的上升(与此

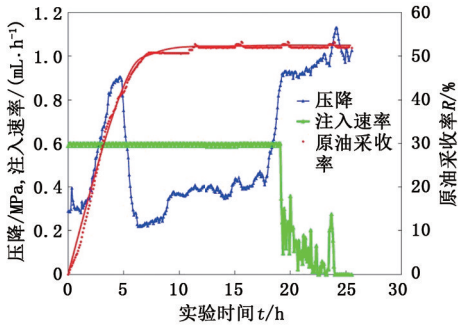


图 4 岩心模型 M3 液态二氧化碳驱替曲线

Fig.4 Dynamics of oil/liquid CO₂ displacement in model M3

同时原油被驱出),随后压降上升到最大值(0.904 MPa),之后迅速减小,不久产油停止,也就说明了气窜的发生。在实验最终阶段,随着 CO₂ 的注入压降单调递增,注入到 1.35 V_p ~1.4 V_p 的 CO₂ 后,压降上升急剧加速,直到驱替实验终止。驱替曲线的外观

说明,驱替的终止不是因为原油的驱出,也不是因为 CO_2 作用下原油中胶质沥青的析出,最可能的原因是 CO_2 导致的高矿化度残余水中盐的析出。

3.3 其他驱替实验

鉴于 CO_2 对地层渗透率的不良影响,必须寻找其他的替代驱油剂。在岩心模型M5上开展了水驱油实验,其中注入水的矿化度低于地层水(表6,图5)。结果发现,注水时的压降非常高(压降设定上限近2 MPa,但由于渗流速度较低,其没有得到很好的控制)。通常水驱油过程中随着原油的驱出,水相渗透率随着增加,而本研究中结果相反,油的驱出导致了地层水相渗透率的极大减小(图5)。实验结束时岩心的水相渗透率接近 $5 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$,该值相对于油相及煤油的渗透率(在剩余水饱和度条件下)要得多。所有这些均证明,对于低渗疏水地层,水并不是合适的原油驱替剂。

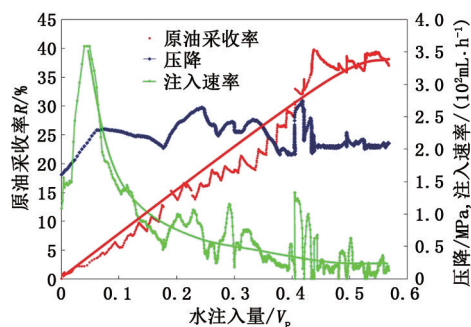


图5 岩心模型M5水驱油曲线

Fig.5 Dynamics of oil/water displacement in model M5

地层中阻碍原油被驱出的主要作用力为黏滞力和毛细管力。地层渗透率越低,毛细管力在其中的贡献越大(对于原油黏度不变的情况)。因此要想将油从低渗地层中驱替出来,必须降低毛细管力,通常表现在降低界面张力上。随着气体与原油混溶程度的增加,油/气界面张力减小,最后直到零张力(完全混相驱)。类似氮气、甲烷和伴生气等惰性气体不能与原油很好地混溶,也就不能显著地减弱油/气界面张力,因此对毛细管力的影响甚微。但是,惰性气体使用方便、原料易得且成本低廉,为了实现较好的驱油效果有必要提高其与原油的混溶度。

通常的做法是向该类气体中添加丙烷、丁烷或者 CO_2 ^[31-32]成为富气,或者在注惰性气之前先注入一段轻烃段塞^[33]。本文中研究了轻烃(丙烷-丁烷馏分(PBF))段塞对甲烷驱油性能的影响(表5)。驱替实验在细长管模型上进行,结果发现,通过连续注入0.2 V_p 的PBF和1.0 V_p 的甲烷最终可以获得

96.7%的采收率,这要高于注纯液态 CO_2 的效果。原因在于前置的PBF段塞弱化了阻碍低渗多孔介质中原油渗流的毛细管力。此外由于该馏分黏度远低于原油,它还可降低黏滞力(流动摩擦中的能量损失)。

3.4 常规岩心模型和细长管模型驱替实验结果

常规的岩心模型并不能充分评估气体/溶剂的驱油性能。气体与原油的混溶程度越高,细长管和常规岩心驱替实验的结果差别越大(表7),从而直接证明了线性的常规岩心模型并不能保证足够的渗流路径以使气体与原油达到混溶,该类模型只有在非混相的情况才可以提供较为可信的结果。如氮气驱油的过程为简单的非混相驱,其质量传递并不对驱替本身产生影响(与水驱类似),因此氮气在常规岩心模型和细长管模型上表现出相近的驱油效率(分别为21%和19.1%)。

利用常规岩心模型对气体/溶剂进行驱油能力的测试并不能得到可信的结果。氮气和甲烷在岩心模型上的驱油效率几乎一样,但按照细长管实验的数据两者相差达两倍多(表7)。所以在借助岩心模型考察不同气体/溶剂驱油性能、研究流体组成对驱油效率的影响时,对获得的实验结果必须谨慎对待。

驱替过程中原油与驱替剂的相互作用固然重要,但并不是“驱替剂-原油-水-岩石”体系中存在的唯一作用。就像岩心模型M3的实验结果, CO_2 与地层水(或者岩心)的作用直接导致了驱替实验的终止。所以,对于难开采地层和复杂油藏,必须利用油层的真实岩心进行地层模拟实验,以及时发现所选的驱替剂在应用时潜在的不适性。

4 结论

(1) 同等实验条件下,液态 CO_2 在细长管上的驱油率为94.8%,达到混相驱,但在岩心模型上的驱替效率只有52%,说明采用线性岩心地层模型进行驱替实验并不能充分评估混相驱油剂(气体/溶剂)的驱替性能,这是因为过短的渗流路径无法形成多次接触混相。氮气在两类模型上的驱油率非常接近(21%和19.1%),说明岩心模型可以很好地模拟非混相过程(水驱和非混相气驱)。

(2) 氮气和甲烷的驱油性能几乎一样(21%和21.5%),而细长管模型得出的结果是甲烷要远优于氮气(38.3%和19.1%),说明仅借助岩心模型对比驱油剂的驱替性能并不能得到可信的结果。

(3) 在选定的油层条件下 CO_2 驱油性能最好,

但其会导致地层水盐分的析出,堵塞岩心孔道,导致驱替过程的终止,因而CO₂并不是理想的驱替剂。对于复杂油田条件必须选择有代表性的岩心作为地层模型来进行活性流体(指能够改变地层油/水/岩石等性质的流体)的驱替实验,借助该研究能够预防在实际使用时流体潜在的不适性。

致谢:感谢波斯特尼科娃教授的指导和帮助!

参考文献:

- [1] 任韶然,杨昌华,侯胜明,等. 注气体积和轻质油藏空气驱机制的关系探讨[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(3):121-125.

REN Shaoran, YANG Changhua, HOU Shengming, et al. Relationship between air volume and oil-recovery mechanism for light oil air injection process[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(3):121-125.

- [2] 隋军,石梅,孙凤荣,等. 以石油烃类为唯一碳源提高采收率菌种的研究[J]. 石油学报, 2001, 22(5):53-57.

SUI Jun, SHI Mei, SUN Fengrong, et al. Microbial EOR studies on the microorganisms using petroleum hydrocarbons as sole carbon source[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5):53-57.

- [3] 吴文祥,史雪冬,卢澍韬,等. 高温油藏用新型聚合物耐温性能研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(6):67-71.

WU Wenxiang, SHI Xuedong, LU Shutao, et al. Study on heat resistant of new polymer in high temperature reservoir[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27(6):67-71.

- [4] 杨菲,郭拥军,张新民,等. 聚驱后缔合聚合物三元复合驱提高采收率技术[J]. 石油学报, 2014, 35(5):908-913.

YANG Fei, GUO Yongjun, ZHANG Xinmin, et al. Enhanced oil recovery technology of alkaline/surfactant/hydrophobically associating polyacrylamide flooding after polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5):908-913.

- [5] 鹿腾,李兆敏,李松岩,等. 稠油溶解气驱渗流特征物理模拟和数值模拟[J]. 石油学报, 2014, 35(2):332-339.

LU Teng, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Physical and numerical simulations of flow characteristics in solution gas drive for heavy oils[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2):332-339.

- [6] 李宏岭,侯吉瑞,岳湘安,等. 地下成胶的淀粉-聚丙烯

酰胺水基凝胶调堵剂性能研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4):358-361.

LI Hongling, HOU Jirui, YUE Xiang'an, et al. Performance properties of starch-acrylamide in-situ gelling fluid as profiling/water plugging agent[J]. Oilfield Chemistry, 2005, 22(4):358-361.

- [7] ОСТ 39 - 195 - 86. Нефть, метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [S]. Москва: Министерство Нефтяной Промышленности, 1986.

- [8] 闫文华,付强,杨兆明,等. 不同尺寸段塞组合等流度二元驱油效果评价[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(5):80-84.

YAN Wenhua, FU Qiang, YANG Zhaoming, et al. Evaluation of SP flooding effect of different size slug combination with equi-mobility[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27(5):80-84.

- [9] 杨大庆,尚庆华,江绍静,等. 渗透率对低渗油藏CO₂驱气窜的影响规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(4):137-141.

YANG Daqing, SHANG Qinghua, JIANG Shaojing, et al. A study about influence law of permeability on gas channeling of CO₂ flooding under low permeability reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(4):137-141.

- [10] AHMED T, MENZIE D, CRICLOW H. Preliminary experimental results of high-pressure nitrogen injection for EOR systems[J]. SPE Journal, 1983, 23(2):339-348.

- [11] ПОЛИЩУК А М, ХЛЕБНИКОВ В Н, ГУБАНОВ В Б. Использование slim-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента [J]. Нефтепромысловое Дело, 2014(5):19-24.

- [12] ХЛЕБНИКОВ В Н, ГУБАНОВ В Б, ПОЛИЩУК А М. Использование slim - моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть (2): оценка возможности применения стандартного фильтрационного оборудования для осуществления slim - методики [J]. Нефтепромысловое Дело, 2014(6):32-38.

- [13] ХЛЕБНИКОВ В Н, ГУБАНОВ В Б, и ПОЛИЩУК А М. Использование slim - моделей пласта для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами Часть (3): особенности массопереноса при вытеснении нефти

- двуокисью углерода[J]. Нефтепромысловое Дело, 2014(9):43-47.
- [14] OMOLE O, OSOBA J S. Effect of column length on CO₂-crude oil miscibility pressure[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1989,28(4):97-102.
- [15] DU Baojian, CHENG Linsong. Experimental study of enhanced oil recovery with CO₂ slug+N₂ flood in low permeability reservoir [J]. Geosystem Engineering, 2014,17(5):279-286.
- [16] 王生奎,魏旭光,张凤丽. 阿尔及利亚某油田富气混相驱试验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011,33(1):115-119.
WANG Shengkui, WEI Xuguang, ZHANG Fengli. The pilot test of enriched-gas miscible flooding in certain oil field of Algeria[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011,33(1):115-119.
- [17] 刘晓军,潘凌,孙雷,等. 低渗油藏注 CO₂/N₂ 组合段塞改善驱油效率实验[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(4):73-78.
LIU Xiaojun, PAN Ling, SUN Lei, et al. Enhancing oil-displacement efficiency experimental research of combination CO₂/N₂ slug injection in low permeability oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009,31(4):73-78.
- [18] 刘淑霞. 特低渗透油藏 CO₂ 驱室内实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(2):133-136.
LIU Shuxia. Research on laboratory experiments of CO₂ drive in ultra-low permeability reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011,33(2):133-136.
- [19] 李克华,赵福麟,焦翠,等. 调剖时机的试验研究[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2002,17(2):30-32.
LI Kehua, ZHAO Fulin, JIAO Cui, et al. Experimental study on opportune time of profile control[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition), 2002,17(2):30-32.
- [20] БРИДЖМЭН П В. Анализ размерностей[М]. Ленинград-Москва: ОНТИ - ГТТИ, 1934.
- [21] ТРЕБИН Ф А, и ЭФРОС Д А. Использование данных моделирования для некоторых случаев расчета дебитов скважин[J]. Нефтяное Хозяйство, 1955(7):36-42.
- [22] ЭФРОС Д А. Исследования фильтрации неоднородных систем[М]. Ленинград: Гостоптехиздат, 1963.
- [23] СЕДОВ Л И. Методы подобия и размерности в механике[М]. Москва: Наука, 1977.
- [24] БАРЕНБЛАТТ Г И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика: теория и приложения к геофизической гидродинамике [М]. Ленинград: Гидрометеиздат, 1982.
- [25] ЭФРОС Д А, ОНОПРИЕНКО В П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой [J]. Труды ВНИИ Вопросы Подземной Гидродинамики и Разработки Нефтяных Месторождений, 1958(12):331-360.
- [26] ПОЛИЩУК А М. О моделировании одномерного вытеснения нефти из линейных пористых сред полимерными растворами [J]. Труды ВНИИ Исследование Новых Методов Повышения Нефтеотдачи Пластов, 1982(80):40-48.
- [27] LAKE L W. Enhanced oil recovery [M]. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1989.
- [28] STALKUP Fred I. Miscible displacement [M]. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1983.
- [29] FLOCK D L, NOUAR Akli. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1984,23(5):80-88.
- [30] RANDALL T E, BENNION D B. Recent developments in slim tube testing for hydrocarbon-miscible flood (Hcmf) solvent design[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1988,27(6):33-44.
- [31] LEE Shengtai, MOULDS T P, NARAYANAN R, et al. Optimizing miscible injectant (MI) composition for gas injection projects [R]. SPE 71606, 2001.
- [32] MOULDS T P, MCGUIRE P L, JERAULD G R, et al. Pt. McIntyre: a case study of gas enrichment above MME [R]. SPE 84185, 2003.
- [33] ИСХАКОВ И А, ГАБИТОВ Г Х, ГАЙНУЛЛИН К Х, и др. Перспективы добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на истощенных рифовых месторождениях предуральского прогиба Башкортостана[J]. Нефтяное Хозяйство, 2003(4):49-54.

(编辑 刘为清)