

气驱点滴水改变渗流阻力驱油实验研究

唐许平¹ 韩 飞² 张 涛³ 杨 钊¹

(东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室¹,大庆 163318;中国石油大庆油田公司第一采油厂五矿²,
大庆 163254; 斯伦贝谢中国有限公司³,北京 100004)

摘 要 低渗透油藏注气开发极容易发生气窜,导致采收率降低。研讨一种新型驱替方法,在注入气体的同时,点滴注入水,从而增大驱替相的渗流阻力,减少气窜。随气液比的降低,压力上升无量纲值增加。点滴频率越快,压力上升无量纲值越大,即渗流阻力越大。

关键词 气窜 点滴水 渗流 驱替 注气

中图法分类号 TE341; **文献标志码** B

在已开发和新发现的油藏中,低渗透油藏占有重大比重。此类油藏开采难度较大,其中一部分由于注水困难,采用衰竭式开发或采用注气方式开发。注气开发如果未形成混相驱,气体极容易气窜,导致采收率降低。如何减少气窜,提高气驱的波及体积,以尽可能高的采收率开发注水困难的低渗透油藏,是一项新的研究课题^[1]。

表 1 实验所用人工合成盐水的离子组成/(mg·L⁻¹)

HCO ³⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ + Na ⁺	总矿化度
2 207.5	2 259	68	23	31	2 189.5	6 778

本文通过室内试验分析来研讨一种新型驱替方法,即采用以注气为主,在注入气体的同时,点滴注入水,从而增大驱替相的渗流阻力,使驱替相能注入到较低渗透的地层。点滴水的方法可增大低渗透地区气驱油井的产量,对于低渗透油藏的开发挖潜,具有重要的指导意义。

1 实验材料及设备

实验用水:人工合成盐水,饱和岩心用水矿化度为6 778 mg/L,离子组成如表 1 所示,驱替用水为蒸馏水。

实验用气:氮气(N₂);

人造岩心:石英砂环氧胶结的人造均质岩心,气测渗透率为 15 ~ 20 × 10⁻³ μm²,岩心外形尺寸 4.5 cm × 4.5 cm × 30 cm,岩心呈弱亲油性,油润湿指数为 0.64,水润湿指数为 0.4,由东北石油大学制作。

实验设备:驱替实验装置(图 1)包括岩芯模型、各种实验液容器、高压恒压恒速驱替泵、Validyne DP15TL 压力传感器、管件、阀门,除恒压恒速泵外置于温度 45℃ 的恒温箱内。

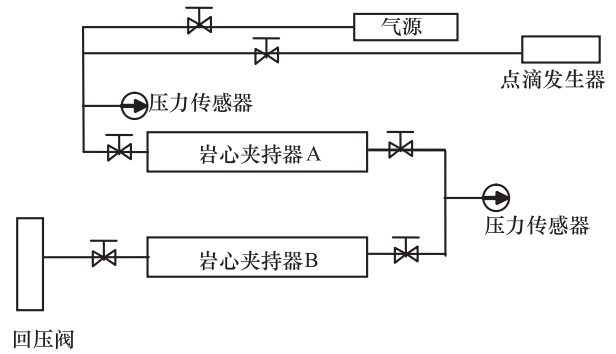


图 1 气驱物理模拟实验流程示意图

表 2 无水岩心点滴水注气实验结果表					
岩心编号	岩心水测 渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	平稳后 压力 上升值 /MPa	平稳后 压力 上升无 量纲值	实验方案 (气体 恒压)	注入相 气液比 (压力 平稳后)
DS0710-2-5	16.3	0.013	0.103	大约每 25 s1 滴	584:1
DS0710-2-9	17.2	0.016	0.127	大约每 23 s1 滴	552:1
DS0710-1-3	17.9	0.042	0.288	大约每 16 s1 滴	247:1
DS0710-1-7	16.5	0.050	0.342	大约每 12 s1 滴	189:1
DS0710-1-4	16.9	0.050	0.410	大约每 10 s1 滴	123:1
DS0710-1-2	17.6	0.074	0.607	大约每 8 s1 滴	102:1

2 实验步骤

注入恒压氮气,同时在每组岩心中点滴注入液体^[2],对比不同实验驱替相压力上升值。实验中测量岩心 A 的两端压差,岩心 B 起平衡压力的作用,避免气体流速过快引起压力偏离实际压力值。具体步骤如下:

- ① 将模型装在岩心夹持器 A、B 中,加好环压,测量岩心的气测渗透率;
- ② 将模型放置在恒温箱内,在 45 ℃ 条件下恒温 3 h 以上;
- ③ 先单独进行恒压气驱,测量岩心夹持器 A 的两端稳定气驱压差;
- ④ 按方案进行不同点滴速度的点滴注入,测量岩心 A 两端压差的变化,直至岩心 A 中压力平稳。

3 实验结果

3.1 衡量渗流阻力值的计算

由于本实验所用的人造岩心的渗透率有差别,注入气体的平稳压差不相同,因此不能采用宏观的压力梯度衡量不同驱替方案组合的渗流阻力。在这里引入压力无量纲值来衡量因为渗透率的差异引起的注入压力不相等的人造岩心渗流阻力。

3.2 压力无量纲值的计算

本实验是为了测量不同驱替方案的压差值 P_2 相对于气驱平稳压差 P_1 的上升值,因此选取气驱平稳压差 P_1 为基准值

$$P_u = \frac{P_2 - P_1}{P_1}。$$

采用压力无量纲值 P_u 来反映岩心中注入相的渗流阻力大小。

实验结果见表 2。实验中气体恒压同时点滴水注入,控制点滴水的速度,在出口采用装置计量气体的注入速度,通过这两个速度换算出气液比。点滴水的速度分别为每滴水 25 s、23 s、16 s、12 s、10 s、8 s。对应的气液比为 584:1、552:1、247:1、189:1、123:1、102:1。从实验结果可以看出,点滴注入水时岩心两端的压差比单独气驱大。压力上升无量纲值更好地说明这一现象,压力上升无量纲值大于 0,说明岩心两端的压差大于气驱平稳压差,即注入相的渗流阻力增大。点滴水后,压力上升无量纲值随时间而上升,最后达到平稳。

对比 6 个实验,不同的气液比,即不同的点滴频率,有不同的压力上升无量纲值。实验中,压力上升无量纲最小值在气液比为 584:1 时为 0.103,无量纲最大值在气液比为 102:1 时为 0.607;随气液比的降低,压力上升无量纲值增加。点滴频率越快,压力上升无量纲值越大,即渗流阻力越大。

为了使实验结果更加有针对性,采用饱和油岩心进行试验,并且在点滴水中加入表活剂,表面活性剂为大庆油田采油一厂二元驱用 HLX—BO1 型表面活性剂,大庆高新区华龙祥化工厂生产。具体实验方案如下:

方案 1:点滴注入水,每 25 s 一滴,驱替至岩心出口不出油为止,计算岩心阶段采收率。在岩心出口测量气液比。

方案 2:点滴注入水,每 16 s 一滴,驱替至岩心出口不出油为止,计算岩心阶段采收率。在岩心出口测量气液比。

方案 3:点滴注入活性水,每 25 s 一滴,驱替至岩心出口不出油为止,计算岩心阶段采收率。在岩心出口测量气液比。

方案 4:点滴注入活性水,每 16 s 一滴,驱替至岩心出口不出油为止,计算岩心阶段采收率。在岩心出口测量气液比。

实验结果如表 3 所示。

表3 低渗透率岩心气驱点滴水、
活性水阶段采出程度实验结果

水测 渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	原始 含油 饱和度	阶段采 出程度 平均	驱替过程 岩心两端 最高压差 /MPa	气液比	方案内容
16.3	64.7%	22.3%	0.236	282:1	
17.2	63.9%	21.9%	0.229	269:1	水,每25 s一滴
平均 16.8	64.3%	22.1%	0.233	276:1	
16.9	64.3%	23.4%	0.264	168:1	
18.4	65.2%	22.9%	0.271	173:1	水,每16 s一滴
平均 17.7	64.8%	23.2%	0.268	171:1	
18.2	65.6%	23.9%	0.249	209:1	
17.1	64.9%	24.3%	0.247	197:1	0.1wt% 活性水, 每25 s一滴
平均 17.7	62.3%	24.1%	0.248	203:1	
16.8	64.9%	26.2%	0.301	149:1	
16.4	63.9%	27.9%	0.294	154:1	0.1wt% 活性水, 每16 s一滴
平均 16.6	64.4%	27.1%	0.299	152:1	

从表3可以看出压差变化在饱和油的岩心上实验结果规律与未饱和油岩心点滴注入水的规律基本相同。

从阶段采收率上来看,在气液比为276:1时,点滴注入水,此方案的阶段采收率为22.1%,比气液比为171:1的点滴注入水方案阶段采收率23.2%少1.1个百分点。当点滴注入活性水,气液比为203:1时,阶段采收率为24.1%;气液比为152:1时,阶段

采收率为27.1%。不同活性水方案对比,气液比152:1阶段采收率高于气液比203:1。在含油岩心上,点滴频率增加,驱替的渗流阻力增加。相同的点滴频率下,点滴活性水体系具有更高的阻力。这是由于表面活性剂具有双亲官能结构,当表面活性剂溶于水时,分子主要分布在油水界面上,可以降低油水界面张力。油水界面张力的降低意味着黏附功的减小,即油易从地层表面洗下来,提高洗油效率。

4 结论

实验结果证明气驱过程中点滴注入水或活性水可以有效地控制驱替相的渗流阻力,在一定程度上阻碍气驱过程气体气窜的现象,通过控制渗流阻力来控制驱替相与被驱替相的流度比来增加驱替相的扫油面积,从而降低气体在驱替过程中的气窜现象,使更大面积的油被气体波及到。如果点滴体系相同,那么点滴的气液比越大,渗流阻力就越小,其采收率越高。

参 考 文 献

1 郭 平,罗玉琼,何建华,等. 注水开发油田进行注气开发的可行性研究. 西南石油学院学报;2003;(4):23—25
2 郭 平,孙 雷,孙良田,等. 不同种类气体注入对原油物性的影响研究. 西南石油学院学报;2000;(3):17—18

Experimental Study of Dropping Water in Gas Drive to Influence Filtrational Resistance

TANG Xu-ping¹, HAN Fei², ZHANG Tao³, YANG Zhao¹

(Key Lob. of Advanced Gas and Oil Recovery Ratio of Educational Mimistry, Northeast Petroleum University¹, Daqing 163318, P. R. China;
No. 5 Mine, First Oil Extraction Industry, China Petroleum Daqing Ltd. Co.², Daqing 163254, P. R. China;
Silunbexie Ltd. Co. China³, Beijing 10004, P. R. China)

[Abstract] The breakthrough of gas usually occur during low permeability reservoir development, that lead to recovery efficiency fall. A new displacing technique is worked over, which dropping water on rock core when gas is proceed drive. The new displacing technique will increase the filtrational resistance of injected phase, reduce breakthrough of gas. The air pressure dimensionless parameter will increase as long as the gas fluid ratio decreasing. The rising of frequency of dropping water will result in air pressure dimensionless parameter increased, so does filtrational resistance.

[Key words] gas breakthrough dropping water filtering flow displacement inject gas