

尺度效应对天然气混相驱油效果的影响

杨雪

(中国石化中原油田分公司勘探开发研究院,河南 濮阳 457000)

摘要:为深化研究尺度效应对天然气混相驱油效果的影响,以中原油田某区块沙三中低渗挥发性油藏为例,分别采用不同长度组合天然岩心开展小尺度天然气驱物理模拟实验,揭示了长岩心混相驱提高采收率机理,并以实际地质模型为原型采用数值模拟方法进一步研究大尺度下的气驱开发效果,研究结果表明:长度分别为1 800 mm、950 mm、500 mm的岩心天然气驱采收率分别为90.88%、82.89%、64.8%,长岩心较短岩心的驱油效率提高了25%左右,即同一注入速度下,随着注入量的增加,长岩心混相段较长,多次混相接触较充分,气体突破时间滞后,同时通过数模证实存在最佳注采井距范围300~350 m,在此井距范围内注采井距越大驱替效果越好,随着井距的继续增大,采收率增幅越来越小,经济效果变差。通过研究,进一步明确了尺度效应对天然气驱油效果的影响,对该区块注采参数优化及同类油藏的开发具有重要的现实指导意义。

关键词:尺度效应;混相驱;采收率;长岩心;数值模拟

中图分类号:TE349

文献标识码:A

Influence of scale effect on oil displacement efficiency by natural gas miscible-flooding

Yang Xue

(Research Institute of Exploration and Development of Zhongyuan Oil Field Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457000, China)

Abstract: In order to study the influence of the scale effects on the oil displacement efficiency of natural gas miscible-flooding, we proposed to take the volatile reservoir with mid-low permeability of the third section of the Shahejie formation of some block in Zhongyuan oilfield as an example, and carried out the small scaled physical simulation experiment of natural gas flooding by the combination of natural cores with different length to revealed the mechanism of enhanced oil recovery by long core miscible flooding. And then we researched the gas driving development effects with large size by the numerical simulation method based on the actual geological model. The results show that the recovery rate of the natural gas recovery with the core length of 1 800 mm, 950 mm and 500 mm respectively are 90.88 %, 82.89 % and 64.8 %. It is found that the oil displacement efficiency of the long core is about 25 % higher than that of the short one, that is to say, along with the increase of the injection volume at the same injection rate, the miscible section of the long core is longer, the miscible contact is sufficient and there are time lags in gas breakthrough. Meanwhile, it is verified by numerical simulation that the best well spacing range is 300 ~ 350 m. Within this range, the larger the well spacing is, the better the displacement effect will be. But as the well spacing increases, the increasing degree of the recovery efficiency and the economic effect all get worse. Based on this study, the influence of size effect on natural gas displacement is further clarified, which is of great practical significance for the optimization of injection and production parameters and the development of similar reservoirs.

Key words: scale effect, miscible displacement, recovery efficiency, long core, numerical simulation

天然气混相驱作为提高采收率的主要方法在世界范围内已得到了广泛应用,为提高油藏的最终采收率,增大油田的经济效益,必须了解注天然气混相

驱提高采收率的各种影响因素及其对注烃气开发效果的影响程度^[1-3],注气效果的主要影响因素分为地质、流体性质和注气参数三类。对某一特定的油藏,

收稿日期:2018-02-09。

作者简介:杨雪(1987—),女,硕士,提高油气采收率。

基金项目:中国石化重大科技先导试验项目“文南油田注天然气驱”先导试验(P03005)。

地质因素是注气开发中不可控制的,而注气参数可人为控制,通过合理的开发方案设计使其达到最佳注气效果^[7]。中原油田某区块沙三中为低渗透挥发性油藏,储层物性差,渗透率低,注水开发稳产难度大,注水困难,油藏压力高,富含C₂—C₆中间组分,符合天然气混相驱筛选标准^[4]。以该油藏为例通过室内相态、细管和长岩心物理模拟实验,再结合组分数值模型开展了不同长度的岩心对天然气混相驱驱油效果影响方面的研究,对中原油田注烃提高采收率的研究尤为重要。

1 储层特征

中原油田某区块沙三中油藏位于东濮凹陷中央隆起带文留构造东翼,储层岩性主要为长石粗粉砂岩和石英细砂岩,胶结类型为孔隙式致密胶结,原始地层压力为60~65 MPa,压力系数1.7~1.8,油藏温度120℃~140℃,平均孔隙度12%,平均渗透率 $18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油密度 0.5715 g/cm^3 ,地下原油黏度 $0.245 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,原始气油比 $334.1 \text{ m}^3/\text{m}^3$,饱和压力43.99 MPa,脱气油密度 0.8193 g/cm^3 ,地层水总矿化度高达 $(30 \sim 35) \times 10^4 \text{ mg/L}$,氯化钙型水型,属于低渗透挥发性油藏。

2 最小混相压力

用细管确定混相条件是一种常用、较好的方法,符合油层多孔介质中油气驱替过程的特征,确定MMP的速度快,更适合矿场使用。项目中细管驱替实验是在美国Core lab公司的细管装置上完成的,在实验过程中,溶剂的注入由美国RUSKA公司生产的数控平流注入泵来执行,细管直径为0.47 cm,长为18.28 m的不锈钢管,细管内装有135~225目的有孔玻璃砂,渗透率约为 $4.6 \mu\text{m}^2$,孔隙度为34.6%,容器容积为700 mL,最大工作压力为70 MPa。共进行了四组驱替实验,根据卢瑟福法则^[5-6],在同一图上绘出这些细管驱替实验采收率和压力的关系图,混相驱和非混相驱的交叉点处表示排驱机理发生了变化,其对应的压力即为最小混相压力。通过注入1.2 HCPV 烃类后的最终采收率值(采收率=采出原油体积×体积系数/饱和的原油体积×100%)以及观察室中是否存在流体界面和流体颜色变化来判断排驱是否达到混

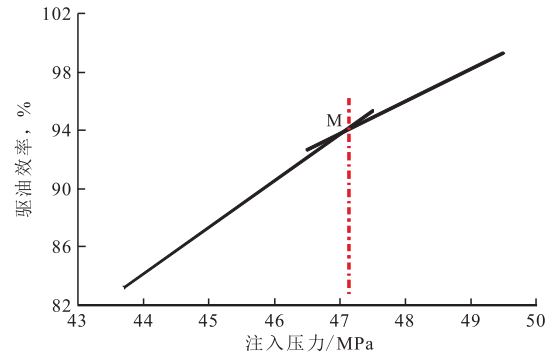


图1 细管实验注入压力与驱油效率的关系

Fig. 1 Relation between injection pressure and oil displacement efficiency in slim tube experiment

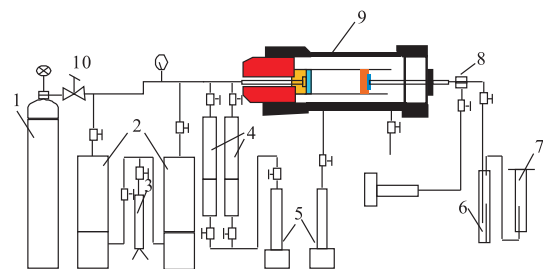
相^[7]。实验结果研究表明:该区块注天然气驱在实验温度为126℃条件下的最小混相压力约为47.3 MPa,表明天然气混相驱在该区块有较大的潜力(图1)。

3 长岩心物理模拟实验

长岩心物理模拟实验是常用的评价二、三次采油的重要方法,更接近地层的实际情况,实验中使用无破损岩心,经打磨、清洗、烘干、对岩心的基本物性参数测试后,依照布拉法则^[4]进行排序、拼接,分别拼接为长度500 mm、950 mm、1 800 mm,直径25 mm的岩心进行长岩心驱替实验。

3.1 设备与流程

实验设备主要包括抗硫耐酸岩心流动实验装置、全自动油水计量仪、长岩心夹持器、高温高压注入器、平衡油气样储样器、压力温度控制仪、回压阀等等,详细流程见图2。



1. 高压储气罐;2. 储气、储平衡油气样中间容器;3. 高温高压注入器;4. 储水、储白油中间容器;5. 注入泵;6. 气液分离器;7. 气体计量仪;8. 回压阀;9. 长岩心夹持器;10. 压力调节阀

图2 长岩心实验流程

Fig. 2 Flow of long core experiment

3.2 实验步骤

该次实验温度为地层温度 126 °C, 驱替速度为 12.5 mL/h, 每一组实验进行如下:

- 1) 首先按岩心排列顺序装好岩心, 用两台真空泵在岩心两端对岩心抽空, 随后注地层水饱和岩心, 在实验温度和压力条件下稳定一段时间, 记下饱和量^[8];
- 2) 在实验温度 126 °C 下, 当温度稳定后, 用速度为 12.5 mL/h 的流量测定其脱气原油渗透率;
- 3) 以 12.5 mL/h 的速度向岩心内注入天然气, 在实验中, 认真仔细观察实验温度、驱替压力、回压、环压, 详细记录相关数据;
- 4) 当注入 1.210 倍烃孔隙体积天然气时, 停止注气。

4 实验结果与分析

为了比较不同尺度岩心的混相驱油效果, 进行了岩心长度为 500 mm、950 mm、1 800 mm 三组长岩心驱替实验, 该三组实验分别在 0.88 HCPV、0.89 HCPV、0.91 HCPV 时气体突破, 气体突破前气油比基本不变, 较稳定, 采出油体积几乎等于注入气体体积, 突破后采油量急剧下降, 气油比迅速上升, 突破点采收率为 63.8 %、82 %、90.6 %, 最终采收率分别为 64.8 %、82.89 %、90.88 %, 驱替实验驱油效率、驱替压差、气油比与注入倍数变化曲线见图 3、图 5。

4.1 驱油效率分析

不同长度岩心条件下, 天然气混相驱油效果不同, 由注入烃体积倍数与驱油效率关系可见, 当注

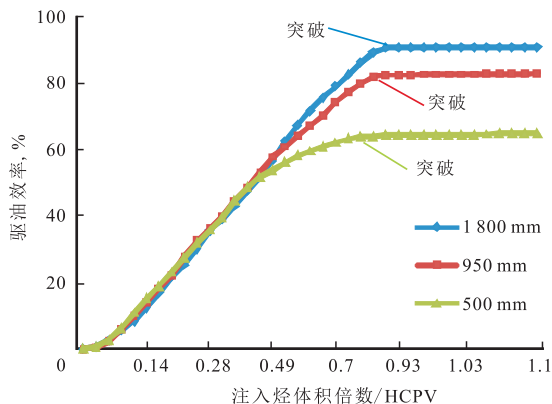


图3 不同尺度岩心条件下驱油效率对比

Fig. 3 Contrast of oil displacement efficiency with cores at different scales

入烃孔隙体积不断增加, 驱油效率也随之不断增加, 而且在注入气体突破以后, 驱油效率增加不大, 曲线出现一平台, 随着岩心长度的增加, 其驱油效率呈上升趋势, 岩心长度分别为 500 mm、950 mm、1 800 mm 的三组实验岩心驱油过程中, 天然气气体突破后并无明显的驱油效果, 最终采收率分别为 64.8 %、82.89 %、90.88 %, 这表明: 在室内长岩心物理模拟实验中, 岩心相对长的天然气混相驱油效率更高。

天然气混相驱油效果相对长的岩心较短岩心最终驱油效率高, 主要原因在于注入天然气后, 其与地层原油之间发生就地的组分传质作用, 形成一个混相段, 同时地层原油的黏度、密度和相态特征不断地发生变化^[9]。在实验过程中, 500 mm 的岩心形成混相段后进行驱油由于没有足够长的岩心, 很快可观察到气体指进即气体突破现象, 而 1 800 mm 的岩心由于岩心相对较长, 随着注入量的增加, 混相段不断扩大, 气体突破时间相对滞后, 驱油效率相对较高(图 4)。另外经室内实验^[2]证明, 相对较短的岩心即使富气混相驱, 其最终驱油效率也远不及贫气驱的相对长岩心的最终驱油效率。究其根本原因是开始注气时注入气与油藏之间没有达到平衡, 相间的传质使两相的性质发生变化, 当推进的气与驱替的油性质相似, 气驱油效果非常有效, 即当气—液界面消失, 达到完全混相时驱替效果最好, 这种通过相间质量交换多次接触实现混相的注气效果除与相态特性有关, 还有黏性指进、重力分离、扩散和油藏的非均质性等等, 关于影响采收率发生重大变化的实验管子长度(为满足两相间充分接触实现混相)的细管实验也早已有大量的研究^[10-14]。

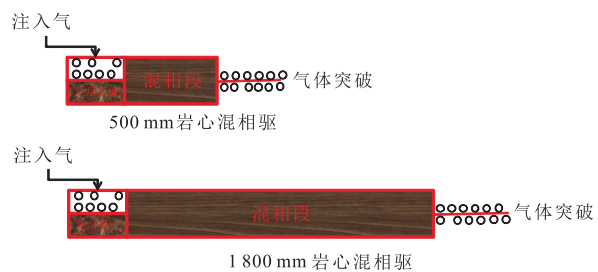


图4 不同尺度岩心条件下注气混相驱对比

Fig. 4 Contrast of gas injection miscibility with cores at different scales

4.2 驱替压差分析

不同尺度岩心条件下, 驱替压差、气油比曲线不同(图 5), 岩心长度分别为 1 800 mm、950 mm、500

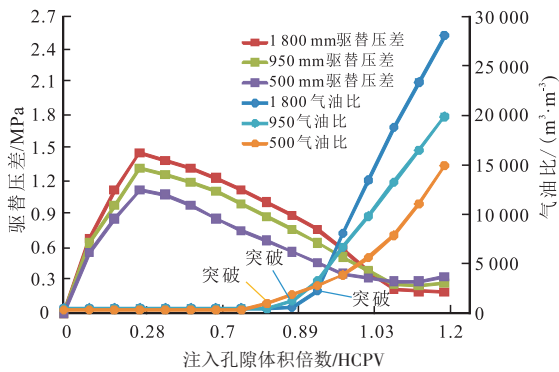


图5 不同尺度岩心条件下驱替压差、气油比对比

Fig. 5 Contrast of displacement pressure difference and gas oil ratio with cores at different scales

mm的三组岩心在实验驱替过程中,通过实验数据气油比值及观察室窗口内流体的变化可判断气体分别在0.91 HCPV、0.89 HCPV、0.88 HCPV后突破。

结合图4和图5可见,相对较短的岩心,由于尺度短,气体突破时间早,突破后,岩心中剩余油很难被驱替出来^[8],导致气油比相对长岩心上升缓慢,驱替压差上升;而相对长的岩心,由于尺度长、气体突破相对滞后,突破后,岩心中原油大部分被驱替出^[8],气油比迅速上升,驱替压差持续下降。总之,混相驱在注入气体突破前,气油比一直保持初期注入值,气体突破以后,气油比上升快,从基本不变到明显上升,说明注入气的整个过程是经过多次接触并不断使注入气更加富化的过程,延长注入气突破时间,驱油效率会相对较高^[15]。

5 大尺度下气驱开发效果

对于混相驱替过程,从经济效果来说,混相段的大小是至关重要的,要考虑保证在整个驱替过程中保持混相,需要一个合理的尺寸。通过模拟计算表明混相段尺寸直接与采收率有关,尺寸大采收率高,但随混相段的继续增大,经济效果变差,且采收率增加幅度越来越小^[9],为了确定获得最大采收率,必须对井距进行优化。

根据地质研究结果和油藏数值模拟所需要的静态数据、动态数据,通过数值化和井点插值相结合的办法,将油藏的深部数据、孔隙度、渗透率、有效厚度、地层饱和度等形成油藏静态参数,并将其整理成数值模拟文件的格式,网格节点数据是利用每个流动单元中井点数据插值产生,并对顶构造、孔隙度、

渗透率、有效厚度进行网格化处理,考虑组份的变化,该次数值模拟软件利用加拿大CMG中的GEM模块(组份模块)进行优化预测2018~2022年阶段采收率与最佳井距,优化井距结果(图6)。

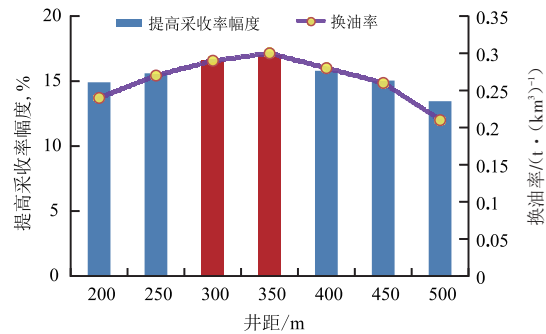


图6 中原油田某区块不同井距下的注采关系

Fig. 6 Injection and production relationship under different well spacing of some block in Zhongyuan oilfield

该区块注天然气气驱油藏数值模拟结果表明:中原油田某区块注天然气气驱2018~2022年阶段混相驱采收率可提高至18%左右,换油率高,注入气体在井距范围内驱替效果好,最佳井距优化至300~350 m,为现场合理井距部署提供可靠依据。

通过室内实验验证小尺度情况下,相对短的岩心注气混相驱油效果明显低于相对长的岩心,通过数值模拟进一步验证了大尺度条件下混相驱油效果并不是尺度越大越好,而是增大到一定值,驱油效果会变差,采收率增加幅度越来越小,并存在的最佳的注采井距。

6 结论

1) 通过细管、长岩心天然气驱室内实验验证了岩心分别500 mm、950 mm、1800 mm混相驱最终驱油效率分别为64.8%、82.89%、90.88%,主要由于多次混相接触后较长岩心气体突破时间滞后,驱油效率相对较高。

2) 低渗挥发性油藏在注水困难情况下,采用高压干气混相驱可大大降低残余油饱和度,通过注入气相与油藏液相多次接触和多次蒸发,进行物质交换,混相驱仅靠驱替就能使驱油效率达到很高的值,但真正起作用的是零界面张力下的驱替过程,即两相间充分接触混相,从而最终提高驱油效率^[16-18]。

3) 通过对该区块数值模拟优化最佳注采井距

300~350 m, 中原油田某区块注天然气气驱 2018—2022 年阶段混相驱采收率可提高 18% 左右, 为现场合理井网部署提供技术参考。

参考文献

- [1] 聂法健. 挥发性油藏天然气气驱提高采收率技术与应用研究——以中原油田文 88 区块为例[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(1): 111-114.
- [2] 马清杰, 闫斌, 蒲万芬, 等. 塔河托甫台区块注天然气与 CO₂ 提高采收率实验研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(8): 14-20.
- [3] 史玉胜, 赵宇明, 张丽颖, 等. 泉 28 断块注天然气混相驱开发效果影响因素分析[J]. 天然气与石油, 2015, 33(1): 49-53.
- [4] 李士伦, 郭平, 王仲林, 等. 中低渗透油藏注气提高采收率理论及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 29-30, 104-112.
- [5] 曾贤辉, 彭鹏商, 王进安, 等. 文 72 块沙三中油藏烃气驱室内实验[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(2): 161-163+189.
- [6] 王进安, 袁广均, 张军, 等. 长岩心注二氧化碳驱油物理模拟实验研究[J]. 特种油气藏, 2001, 8(2): 75-78.
- [7] 李士伦, 张正卿, 冉新权, 等. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001: 96-102.
- [8] FI 小斯托卡. 混相驱开发油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- [9] 汤勇. 注气混相及近混相驱提高原油采收率机理研究[D]. 四川: 西南石油大学, 2001.
- [10] Koottungal, Leena. 2010 worldwide EOR survey[J]. Oil & Gas Journal, 2014, 112(4): 79-91.
- [11] Green D W, G P Willits. Enhanced oil recovery[M]. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [12] R Brownscombe Miller. Improved oil recovery by miscible displacement[C]// paper WPC-10140 presented at the 6th World Petroleum Congress, 19-26 June 1963, Frankfurt am Main, Germany.
- [13] S T Lee, et al. Analysis of mass transfer mechanisms occurring in rich gas displacement process[C]// paper SPE-18062-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2-5 October 1988, Houston, Texas, USA.
- [14] Z Novosad, T G Costain. Mechanisms of miscibility development in hydrocarbon gas drives: New interpretation[J]. SPE Reservoir Engineering, 1989, 4(3): 341-347.
- [15] 张艳玉, 崔红霞, 韩会军, 等. 低渗透油藏天然气驱提高采收率数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(4): 61-63.
- [16] 岳清山等编译. 混相驱提高石油采收率[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [17] Nouar A, Flock D L. Prediction of the minimum miscibility pressure of a vaporizing gas drive[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(1): 182-198.
- [18] Benmekki E H, Mansoori G A. Accurate vaporizing gas-drive minimum miscibility pressure prediction[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(2): 559-564.

(编辑 常燕)

(上接第 28 页)

无法成藏也导致了高低部位油水界面出现了差异现象。

2) 根据砂体刻画追踪及沉积规律研究, 认为该井区东三段表现为退积现象, 东二段表现为进积现象, 经统计发现, 东二段砂地比高于东三段, 东三段泥岩较发育, 纵向封隔性相比较好, 进积和退积模式对应着不同砂体的叠置关系, 从而导致了油水界面差异现象。

参考文献

- [1] 张小莉, 查明, 王鹏. 单砂体高部位油水倒置分布的成因机制[J]. 沉积学报, 2006, 24(1): 148-151.
- [2] 张庆国, 王硕, 冯小东, 等. 大情字井油田高阻水层成因分析与识别方法[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(34): 8444-8446.
- [3] 姜在兴. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 64-66.
- [4] 严科, 任怀强. 稠油油藏油水倒置现象探讨——以孤岛油田中一区馆陶组 6—7 砂层组为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(5): 635-639.
- [5] 郑华, 金宝强, 杨志成, 等. 走滑断裂控制下渤海中深层复杂断块油藏潜力判别及滚动开发——以辽中凹陷 W 油田东块为例[J]. 中国海上油气, 2015, 27(5): 76-81.
- [6] 刘玉瑞, 刘启东, 杨小兰. 苏北盆地走滑断层特征与油气聚集关系[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(3): 279-283.
- [7] 邓津辉, 周心怀, 魏刚, 等. 郯庐走滑断裂带活动特征与油气成藏的关系——以金县地区为例[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 102-106.
- [8] 张云银. 郯庐断裂带构造特征及油气分布规律[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(6): 22-25.
- [9] 宋洪亮, 陈建波, 张占女, 等. 常规砂岩储层油水倒置成因分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2015, 17(1): 78-80.
- [10] 郑华, 刘宗宾, 杨志成, 等. 渤海古近系复杂断块油藏潜力识别技术研究——以辽中凹陷 W 油田为例[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(30): 205-209.
- [11] 程大强, 陈小琴, 王梦琪, 等. 高孔高渗断鼻构造油藏油水倒置成因分析[J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 102-106.
- [12] 余成林, 林承焰, 王正允. 准噶尔盆地夏 9 井区八道湾组油水倒置型油藏特征及成因[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(5): 32-36.

(编辑 黄颖)