

浅薄层稠油油藏氮气泡沫调驱适应性研究

卢川¹, 刘慧卿¹, 卢克勤², 刘程¹, 何封¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油华北油田分公司第一采油厂, 河北任丘 062552)

摘要: 针对河南油田某区块稠油粘度大、油层厚度薄、蒸汽吞吐后期汽窜超覆现象严重, 急需转变热采开发方式, 利用室内物理模拟实验和数值模拟方法, 进行了氮气泡沫调驱的适应性研究。实验结果表明, 发泡剂静态性能综合评价指数有利于发泡剂的统一筛选; 在蒸汽和发泡剂基本注入参数相同的条件下, 热泡沫(蒸汽伴随)的发泡剂利用率较高, 单位质量发泡剂产油量比冷泡沫(蒸汽不伴随)高24.4%; 多层合注合采时各层启动压差受泡沫注入方式和渗透率级差的双重影响, 冷泡沫注入时各级启动压差随渗透率级差呈线性增长, 热泡沫注入时则呈对数式增长; 此外, 不同渗透率层对采出程度贡献度差异较大, 泡沫对中、低渗透层动用率相近。在实验基础上, 利用数值模拟得到的氮气泡沫调驱最优方案为: 采用氮气泡沫段塞式注入, 在蒸汽注入速度为4.5 t/(d·m), 发泡剂质量分数为0.5%的条件下, 泡沫段塞最佳注入量为0.01倍孔隙体积, 最佳地面气汽比为20:1, 最佳采注比为1.3:1, 最佳泡沫段塞停注时间为90 d。

关键词: 浅薄层稠油 氮气泡沫调驱 渗透率级差 启动压差 采出程度

中图分类号: TE345

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)01-0070-04

蒸汽驱作为稠油油藏蒸汽吞吐后一项重要的接替技术, 已在各大油田现场得到广泛应用。但由于单纯蒸汽与地层原油在密度、粘度等方面存在较大差异, 致使在注蒸汽过程中蒸汽超覆和窜流^[1-3]。河南油田某稠油区块属于典型的浅薄层稠油油藏, 吞吐后期出现了高周期、高递减率、高含水率、高成本、低地层压力和低油气比的状况, 转变开发方式迫在眉睫, 但利用单纯蒸汽驱技术具有较大风险。随着对氮气和泡沫性能研究的深入, 氮气泡沫辅助蒸汽驱技术被广泛应用于油田的开发过程中^[4-10]。结合研究区开发实际, 运用物理模拟实验和数值模拟方法, 探讨了氮气泡沫调驱技术在浅薄层稠油油藏的扩展应用。

1 区域概况

河南油田某区块位于泌阳凹陷北部斜坡带新庄复杂断裂带北偏东, 主要产层为核三段2、3、5和6油组, 与新近系呈角度不整合接触。储层岩性以灰白色砾状砂岩、砾岩、粉砂岩为主, 物性好, 平均孔隙度为30.44%, 平均渗透率为 $2\ 209.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

原油密度大, 胶质和沥青质含量高, 地层温度下脱气原油粘度为 $1\ 1258 \sim 2\ 0876 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 属特稠油油藏。2004年正式投入蒸汽吞吐开发, 目前已进入中、高周期开采阶段, 日产油水平低、地层压力下降幅度大, 蒸汽沿高渗透层窜流严重, 单纯注蒸汽热采效果差。

2 物理模拟实验

2.1 发泡剂筛选

发泡剂静态性能一般利用发泡体积和半衰期这两个泡沫特征值来衡量。引入发泡剂静态性能综合评价指数这一新的无因次参数, 可综合考虑二者对泡沫评价结果的影响, 其值越大, 泡沫静态性能越好, 其表达式为

$$F = \frac{C}{K} \quad (1)$$

其中

$$C = \frac{1}{V} \times \frac{dV}{dt} \quad (2)$$

式中: F 为发泡剂静态性能综合评价指数; C 为泡沫发泡系数, 可表征发泡剂发泡性能, min^{-1} ; K 为泡沫衰变系数, 可表征发泡剂稳泡性能, min^{-1} ; V

收稿日期: 2012-12-06。

作者简介: 卢川, 男, 在读博士研究生, 从事稠油热力开采及油藏数值模拟研究。联系电话: (010)89731163, E-mail: ctw2106@yahoo.com.cn。
基金项目: 国家科技重大专项“蒸汽驱后稠油油藏提高采收率技术研究”(2011ZX05009-004-05)。

为 t 等于0时的泡沫体积, mL; t 为时间, min。

泡沫的衰变过程符合一级反应动力学^[11], 则

$$\frac{dV_r}{dt} = -KV_r \quad (3)$$

式中: V_r 为剩余泡沫体积, mL。

对式(3)积分, 根据泡沫半衰期的定义, 当泡沫液排出一半液体时有

$$t_{0.5} = \frac{\ln 2}{K} \quad (4)$$

式中: $t_{0.5}$ 为泡沫液排出一半液体所用的时间, min。

在常温下利用地层水配制质量分数为0.5%的5种发泡剂溶液各100 mL, 利用式(1)一式(4)计算发泡剂静态性能综合评价指数(表1)。

发泡剂序号	发泡体积/mL	泡沫半衰期/min	泡沫发泡系数/ min^{-1}	泡沫衰变系数/ min^{-1}	静态性能综合评价指数
1	640	170	0.090 00	0.004 08	22.078
2	630	170	0.088 33	0.004 08	21.669
3	650	200	0.091 67	0.003 47	26.455
4	630	180	0.088 33	0.003 85	22.944
5	680	192	0.096 67	0.003 61	26.782

选取3, 4, 5号发泡剂进行高温性能评价。研究发现, 随温度升高发泡剂的发泡性能和稳定性均下降, 在高温下3号发泡剂静态性能综合评价指数较高(表2)。结合常温下的静态性能, 选取3号发泡剂作为后续实验用剂。

发泡剂序号	实验温度为150℃			实验温度为180℃			实验温度为210℃		
	发泡体积/mL	泡沫半衰期/min	静态性能综合评价指数	发泡体积/mL	泡沫半衰期/min	静态性能综合评价指数	发泡体积/mL	泡沫半衰期/min	静态性能综合评价指数
3	250	24	0.866	160	14	0.202	140	8	0.077
4	240	20	0.673	170	12	0.202	130	6	0.043
5	260	20	0.770	180	10	0.192	140	5	0.048

2.2 氮气泡沫多级管渗透率级差适应性实验

利用5根充填玻璃微砂的填砂管并联模型模拟研究区储层纵向非均质性, 编号1—5, 测定渗透率依次为0.65, 0.94, 2.00, 4.01和8.02 μm^2 。区块平均渗透率为2.00 μm^2 , 模拟渗透率级差为1.45~12.34, 以此来评价发泡剂的渗透率级差适应性并筛选氮气泡沫的注入方式。

实验所用原油为目标区块XQ45井的井口原油样品, 发泡剂质量分数为0.5%, 注入气液比为2:1, 运用并联填砂管模型进行2组驱替实验, 具体方案为: ①冷泡沫(蒸汽不伴随)注入实验, 即蒸汽驱出现汽窜后继续驱至高渗透管高含水, 之后转氮气泡沫驱, 直至高渗透管含水率为98%; ②热泡沫(蒸汽伴随)注入实验, 即蒸汽驱出现汽窜后继续驱至高渗透管高含水, 之后转蒸汽氮气泡沫驱, 直至高渗透管含水率为98%。

2.3 实验结果分析

泡沫注入方式对比 热泡沫调驱增油效果较冷泡沫更为明显, 单位质量发泡剂产油量比冷泡沫高24.4%(表3)。注入热泡沫时, 起泡剂阻力因子虽然随温度升高而降低, 泡沫封堵能力下降, 但稠油的温度敏感性更强, 高温下粘度急剧降低, 流动性

增强。综合考虑高温稠油流动性和泡沫封堵性, 注入热泡沫能获得更好的驱油效果。

注入方式	发泡剂质量分数, %	泡沫注入孔隙体积倍数	发泡剂用量/g	注泡沫阶段采出原油/mL	单位质量发泡剂产油量/mL
冷泡沫	0.5	5.34	4.54	94.7	20.86
热泡沫	0.5	4.35	3.7	96.0	25.95

泡沫注入方式与多级渗透率级差启动压差的关系 在注入冷泡沫时, 随着起泡剂用量的增加和泡沫波及范围的扩大, 不同渗透率逐级启动所需压差随渗透率级差增大呈线性增加(图1); 而注入热

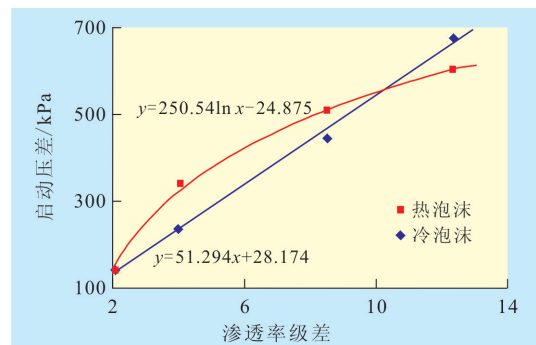


图1 冷、热泡沫逐级启动压差随渗透率级差的变化

泡沫时,泡沫稳定性受温度影响而变差,较低渗透率级差的启动需要较高的压差,但随渗透率级差的不断增大,所需启动压差的增幅明显变缓,整体呈对数式增长(图1),且较高渗透率级差启动压差低于注入冷泡沫时所需要的启动压差。由此可知,热泡沫有利于动用大渗透率级差储层。

渗透率与采出程度贡献度的关系 采出程度贡献度为在某一注入孔隙体积倍数下,单层采油量占当前多层合采油量的百分比,其表征了任一时刻各层对采出程度的贡献大小。从图2可以看出:①随着泡沫注入孔隙体积倍数的增加,高渗透、次高渗透层对采出程度的贡献度先增大后减小,但最终能维持在一个较高水平;②泡沫对较高渗透层实施有效封堵后,中、低渗透层开始启动,但受多级渗透率级差的影响,不论何种泡沫注入方式,其对渗透率级差为6.15~12.34的储层动用程度都比较有限,且对采出程度的贡献度较低;③中渗透层与低渗透层对采出程度的贡献度相当,即在泡沫调剖封堵作用下仍未能对中渗透层实现较为有效的开采。

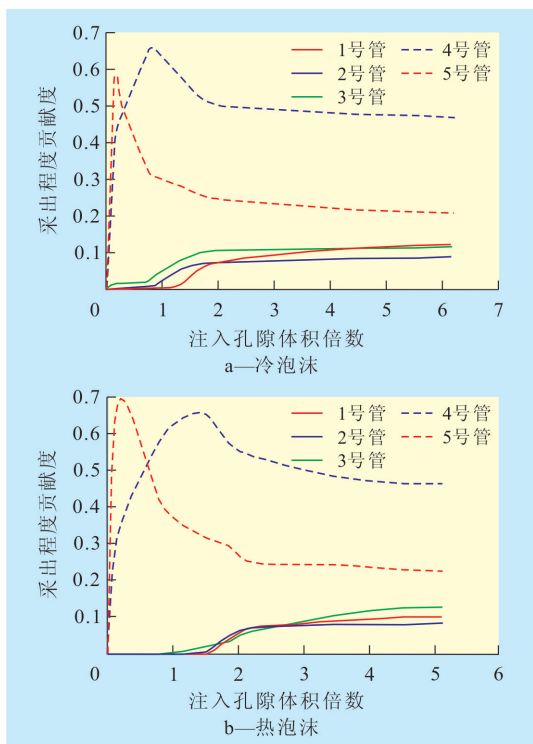


图2 渗透率对采出程度贡献度与注入量关系的影响

从以上结果可知,渗透率级差对多层合注合采开发效果具有显著影响。虽然较高渗透层残余油饱和度较低,泡沫可发挥遇油消泡、遇水生泡的特性对其实施封堵,使更多的注入流体进入中、低渗透孔道,但渗透率较高的储层仍然是产油的主力层。此外在多层多级渗透率级差条件下,泡沫对

中、低渗透层的动用差异降低,使得二者对采出程度的贡献度接近,最终采收率相差较小。因此,中渗透层残余油富集程度仍然很高,较低渗透层具有更大的开采潜力。

3 氮气泡沫调驱数值模拟

由物理模拟实验可知,热泡沫(蒸汽伴随)注入能够获得较好的开发效果,因此利用数值模拟方法和现场所提供的地质、生产资料,在建立能够较为精确地反映研究区生产实际的地质模型基础上,进行了相关热泡沫注入参数的优化设计。

3.1 发泡剂注入量优化

在蒸汽注入速度为 $4.5 \text{ t}/(\text{d}\cdot\text{m})$,地面氮气与蒸汽注入速度之比(即地面气汽比)为 $10:1$,发泡剂质量分数为 0.5% ,泡沫的注入时间为1个月的条件下,段塞分别为 $0.01, 0.02, 0.03, 0.04$ 和 0.05 倍孔隙体积时,阶段增油量分别为 $16.96 \times 10^4, 16.97 \times 10^4, 16.78 \times 10^4, 16.72 \times 10^4$ 和 $16.52 \times 10^4 \text{ t}$ 。由此可见,注入 0.02 倍孔隙体积泡沫溶液的阶段增油量与注入 0.01 倍孔隙体积相比增加幅度非常有限,且超过 0.02 倍孔隙体积后,阶段增油量反而随段塞大小的增加而降低。因此,结合工程技术及经济效益因素,发泡剂注入量选取 0.01 倍孔隙体积比较合适。

3.2 氮气注入速度优化

为便于现场实际操作,在蒸汽注入速度为 $4.5 \text{ t}/(\text{d}\cdot\text{m})$,发泡剂质量分数为 0.5% ,注入发泡剂段塞为 0.01 倍孔隙体积的条件下,对氮气注入速度进行优化。由模拟结果可知,当气汽比为 $5:1, 10:1, 15:1, 20:1$ 和 $25:1$ 时,阶段增油量分别为 $16.24 \times 10^4, 16.96 \times 10^4, 17.34 \times 10^4, 17.58 \times 10^4$ 和 $16.64 \times 10^4 \text{ t}$,即阶段增油量随气汽比的增加先增大后减小,在气汽比为 $20:1$ 时达最大值。

3.3 采注比优化

蒸汽驱要进行降压开采,在注采井间形成足够的压力梯度,使蒸汽带的体积增大,从而保证蒸汽带向前不断延伸^[12]。模拟采注比为 $1.1:1, 1.2:1, 1.3:1, 1.4:1$ 和 $1.5:1$ 时,阶段增油量分别为 $15.56 \times 10^4, 16.32 \times 10^4, 17.58 \times 10^4, 17.96 \times 10^4$ 和 $18.01 \times 10^4 \text{ t}$ 。由此可见,随着采注比增加,阶段增油量逐渐增加。在采注比达 $1.3:1$ 后,阶段增油量增加幅度明显变缓,因此可选取 $1.3:1$ 作为最优采注比。

3.4 段塞停注时间优化

基于以上参数及优化结果,在不同段塞停注时

间下进行模拟计算。当段塞停注时间为30, 60, 90, 120, 150和180 d时,阶段增油量分别为 17.58×10^4 , 17.24×10^4 , 16.73×10^4 , 15.60×10^4 , 13.17×10^4 和 11.02×10^4 t。模拟结果表明,随着段塞停注时间的增加,氮气泡沫段塞调驱效果逐渐变差。在停注30~90 d时,阶段增油量缓慢下降,当停注时间大于120 d后,降幅明显增加。考虑实际效益,最优段塞停注时间为90 d。

4 结论

发泡剂静态性能综合评价指数综合考虑了发泡体积和半衰期这2个泡沫特征参数,有利于发泡剂的统一评价和筛选。权衡稠油油藏温度敏感性和泡沫高温性能,注入热泡沫更有利于稠油油藏储层的开采。热泡沫注入时各级启动压差随渗透率级差呈对数式增加,冷泡沫注入时呈线性增加,且热泡沫对较大渗透率级差储层具有较好的适应性。受多级渗透率级差影响,较高渗透层对采出程度贡献度较高,中、低渗透层贡献度较低,且二者开采程度相近,中渗透层具有较大的开发潜力。

河南油田某区块进行氮气泡沫调驱的最优方案为:在蒸汽注入速度为 $4.5 \text{ t}/(\text{d} \cdot \text{m})$,发泡剂的质量分数为0.5%的条件下,泡沫段塞最佳注入量为0.01倍孔隙体积,最佳气汽比为20:1,最佳采注比为1.3:1,最佳泡沫段塞停注时间为90 d。

参考文献:

- [1] 张玉芳,韩伟.汽窜增油技术研究及应用[J].西部探矿工程,2011,23(1):93-97.
- [2] 王胜,曲岩涛,韩春萍.稠油油藏蒸汽吞吐后转蒸汽驱油效率影响因素——以孤岛油田中二北稠油油藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(1):48-50.
- [3] 张红玲,刘慧卿,王晗.蒸汽吞吐汽窜调剖参数优化设计研究[J].石油学报,2007,28(2):105-108.
- [4] 侯永利,李翔,张云宝,等.渤海油田氮气泡沫与水交替注入提高采收率室内实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):56-58.
- [5] 李睿娜,何建华,唐银明,等.稠油油藏氮气辅助蒸汽增产机理试验研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2006,28(1):72-75.
- [6] 曹正权,马辉,姜娜,等.氮气泡沫调剖技术在孤岛油田热采井中的应用[J].油气地质与采收率,2006,13(5):75-77.
- [7] 王敬,刘慧卿,王增林,等.稠油油藏热力泡沫复合驱数值模拟研究[J].特种油气藏,2011,18(5):75-78.
- [8] 彭昱强,沈德煌,徐绍诚,等.氮气泡沫调驱提高稠油采收率实验[J].油气地质与采收率,2008,15(4):59-61.
- [9] 范耀,刘易非,茹婷,等.稠油高温气体辅助蒸汽驱的可行性研究[J].新疆石油地质,2010,31(5):530-532.
- [10] 孙建芳.氮气及降粘剂辅助水平井热采开发浅薄层超稠油油藏[J].油气地质与采收率,2012,19(2):47-49,53.
- [11] Maimi B B, Ma V. Relationship between foam stability measured in static tests and flow behavior of foams in porous media [C]. SPE 13073, 1984.
- [12] 刘文章.热采稠油油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1998:178-179.

编辑 刘北群

(上接第69页)

参考文献:

- [1] 朱维耀,张玉广,刘合,等.大庆敖南特低渗油层非达西渗流压裂水平井优化技术[J].辽宁工程技术大学学报:自然科学版,2009,28(增刊):123-126.
- [2] 杨满平,高超,闫栋栋,等.特低渗透油藏单井产量递减规律及其影响因素——以长庆油田盘古梁长6油藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(4):68-71.
- [3] 时宇,杨正明,黄延章.低渗透储层非线性渗流模型研究[J].石油学报,2009,30(5):731-734.
- [4] 汪全林,唐海,吕栋梁,等.低渗透油藏启动压力梯度实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(1):97-100.

- [5] 蒋瑞忠,陶磊,张娜,等.低渗非均质油藏水平井油水两相产能分析[J].中国矿业大学学报,2008,37(3):384-388.
- [6] 肖毓祥,吴忠宝,康丽侠,等.整体水力压裂油藏压裂缝地质模型[J].油气地质与采收率,2008,15(1):95-97.
- [7] 孙玉凯,宋洪庆,朱维耀,等.低渗透油藏非达西渗流地层压力计算方法及分析[J].岩土力学,2009,30(增刊):138-141.
- [8] 张贤松,谢晓庆,陈民锋.低渗透断块油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):94-96.
- [9] 沈瑞,熊伟,高树生,等.低渗透多孔介质单相流体非线性渗流及计算方法[J].武汉工业学院学报,2009,28(3):33-35.
- [10] 李小波,彭小龙,苏云河,等.低渗油藏水力压裂裂缝长度优化研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2009,31(1):304-307.

编辑 常迎梅