

稠油油藏自生 CO₂ 吞吐油藏参数敏感性研究

何吉波, 陈 蕾, 赵海涛, 薛 伟, 李志豪, 王成强, 严巧丹

(中国石油长庆油田分公司第十采油厂, 甘肃 庆阳 745100)

摘要:稠油油藏自生 CO₂ 吞吐技术是一种新的增油方式。目前对该技术的研究多为增油机理分析, 缺少油藏适应性的研究。通过数值模拟计算, 应用正交试验, 分析了含油饱和度、地层压力、储层渗透率和储层厚度 4 个主要参数对自生 CO₂ 吞吐效果的敏感程度, 得出含油饱和度、地层压力、储层渗透率和储层有效厚度与自生 CO₂ 吞吐效果呈正相关, 影响稠油油藏自生 CO₂ 吞吐效果的油藏参数顺序是: 含油饱和度 > 储层有效厚度 > 储层渗透率 > 地层压力, 其中含油饱和度对自生 CO₂ 吞吐效果影响分为三段, 20% ~ 35% 之间属于弱敏感区, 35% ~ 45% 属于高敏感区; 超过 45% 之后属于不敏感区。

关键词: 自生 CO₂ 吞吐 敏感程度

中图分类号: TE357.4 ; TE345

文献标志码: A

Parametric sensitivity research of heavy – oil reservoir by self – generating carbon dioxide huff – n – puff

HE Jibo, CHEN Lei, ZHAO Haitao, XUE Wei, LI Zhihao,
WANG Chengqiang, YAN Qiaodan

(No. 10 Oil Production Plant of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Qingyang 745100, China)

Abstract: Self – generating carbon dioxide huff – n – puff (SGCDH) for heavy – oil reservoirs is a new way to improve oil recovery. At present, there is a lot of research on the stimulation mechanism of the SGCDH technology, but few studies on the reservoir adaptability. By means of numerical simulation and orthogonal experiment, it was studied on the effectiveness of the SGCDH technology affected by four major parameters including oil saturation, reservoir permeability, formation pressure, and effective thickness of reservoir. The results showed that the oil saturation, reservoir permeability, formation pressure and reservoir effective thickness are positively correlated with the effectiveness of the SGCDH technology, and the four parameters affecting the effectiveness of the SGCDH technology in a descending order as the oil saturation, the reservoir effective thickness, the reservoir permeability and the formation pressure. And then the influence of oil saturation can be divided into three areas of weak sensitive (from 20% to 35%), high sensitive (from 35% to 45%) and nonsensitive (more than 45%).

Key words: self generating CO₂; huff – n – puff; level of sensitivity

CO₂ 吞吐是提高稠油油藏采收率的有效方法, 该技术已在国外取得了成功应用^[1]。自生 CO₂ 技术就是向地层注入化学溶液, 使其在油藏条件下反应而释放出 CO₂ 气体, 该技术克服了常规注 CO₂ 过程中, 诸如 CO₂ 气源、CO₂ 气体运输、CO₂ 注入过程中对设备的腐蚀等不利因素^[2~3]。目前, 该技术已经在江苏油田稠油油藏进行了现场试验, 并取得了一定的效果^[4]。自生 CO₂ 吞吐是一种新型的提高稠油采收率方法, 国内已经有很多学者就其增油机

理做了大量研究^[5~7], 但缺少相关的油藏适应性研究。本文通过数值模拟方法, 利用正交试验对稠油油藏的含油饱和度、平均地层压力、储层渗透率和储层有效厚度等油藏参数进行敏感性分析, 旨在为稠油油藏自生 CO₂ 吞吐的现场应用提供理论支撑。

收稿日期: 2018 – 01 – 03; 改回日期: 2018 – 02 – 24。

第一作者简介: 何吉波 (1990—), 助理工程师, 主要从事油田开发工作。E – mail: 793440675@qq.com。

1 数值模拟方法

1.1 机理模型建立

根据实际油藏,建立自生 CO₂ 吞吐平面径向机理模型,油藏顶深 1 168 m,平均地层温度 59 ℃,孔隙度 20%。地层原油粘度 200.3 mPa·s,饱和压力 2.03 MPa,原始气油比 6.98 m³/m³。模型网格数 98 (20×1×7),*x* 方向网格步长为 4~50 m,*z* 方向网格步长根据实际油藏厚度建立,总厚度 31.4 m,有效厚度 22.4 m。岩石骨架体积热容量 2.35×10⁶ J/(m³·℃),岩石热传导系数为 6.6×10⁵ J/(m·d·℃),

油相热传导系数为 8.305×10³ J/(m·d·℃),水相热传导系数 5.35×10⁵ J/(m·d·℃)。

1.2 流体相态

使用相态分析软件 winprop,对流体的等组成膨胀、注气膨胀、多次脱气、饱和压力以及单次闪蒸等实验数据进行计算拟合,得到能够代表真实储层流体的状态方程参数(见表 1)。本次模拟通过对重质组分的劈分和重新归并,将油相组分最终划分为 6 个模拟组分:CO₂ (2.46%)、N₂~CH₄ (10.70%)、C₂~C₆ (1.05%)、C₇~C₁₂ (8.20%)、C₁₃~C₂₄ (48.50%) 和 C₂₅~C₃₆ (29.50%)。

表 1 肖 8 井不同流速对应的不同产气量

组分名称	分子量/(g·mol ⁻¹)	临界压力/MPa	临界温度/K	临界体积	偏心因子	方程系数 Ω _a	方程系数 Ω _b
CO ₂	44.01	7.28	304.20	0.09	0.23	0.457 2	0.077 8
N ₂ ~C ₁	16.17	4.53	189.86	0.10	0.01	0.457 2	0.077 8
C ₂ ~C ₆	48.50	4.09	383.03	0.22	0.16	0.457 2	0.077 8
C ₇ ~C ₁₂	184.36	2.71	632.35	0.55	0.46	0.457 2	0.077 8
C ₁₃ ~C ₂₄	293.00	1.70	756.26	0.91	0.74	0.457 2	0.077 8
C ₂₅ ~C ₃₆	442.55	1.02	872.75	1.40	1.08	0.457 2	0.077 8

1.3 反应参数模拟计算

自生 CO₂ 反应体系有单液法和双液法两种,单液法是通过向地层中注入可分解盐溶液,该盐溶液在地层条件下受热分解生成 CO₂ 气体。双液法是通过向地层中注入低浓度酸和盐溶液,在地层条件下两者发生化学反应,生成可溶性盐溶液和 CO₂ 气体^[8]。本文自生 CO₂ 反应采用双液法,选用生气剂为 SY₁ 与 SY₂,反应方程式如下:

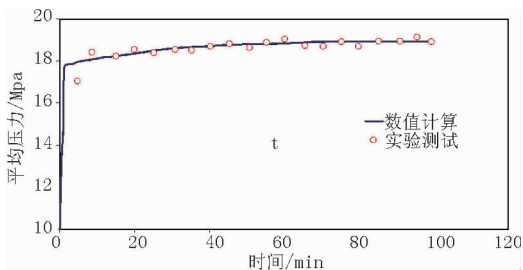
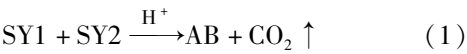


图 1 体系平均压力拟合曲线

自生 CO₂ 的反应参数主要有生气速度、反应活化能和反应焓,其中生气速度为生气反应在地层温度和压力条件下的反应速度,通过对室内实验拟合得到。自生 CO₂ 反应的活化能和反应焓通过建立反应动力学和热力学模型计算而得到。根据室内生气评价实验,建立数值模型拟合生气反应速度,拟合

的主要参数是体系的压力变化,拟合曲线如图 1。通过拟合得到的反应频率因子为 0.14,通过计算得到热力学参数,计算出反应活化能为 38 150J/mol,反应焓为 45 140 J/mol。

2 结果与讨论

2.1 油藏敏感参数模拟计算

选择模拟预测一年。生气剂注入量 250 t (SY₁150 t,SY₂100 t),注入速度 300 m³/d,生气剂摩尔浓度 0.8 mol/L,焖井时间 10 d。

在所建基础模型的基础上,以预测期内的累产油为评价指标,研究含油饱和度、地层压力、储层有效厚度、储层渗透率等油藏敏感参数对自生 CO₂ 吞吐效果的影响。

2.1.1 含油饱和度

在基础模型的基础上,选择地层压力 20 MPa,储层渗透率 50×10⁻³ μm²,储层有效厚度 30 m,模拟计算含油饱和度分别为 20%~70%时的累产油(见图 2)。由图 2 可知,随着含油饱和度的增加,累产油逐渐增加,其中含油饱和度 20%~35% 属于弱敏感区,该范围内随着含油饱和度的增加,累产油增加缓慢;含油饱和度 35%~45% 属于高敏感区,该范围内随着含油饱和度的增加,累产油迅速增加;含油饱和度高于 45% 之后,属于不敏感区域,该范围内

随着含油饱和度的增加,累产油几乎不增加。

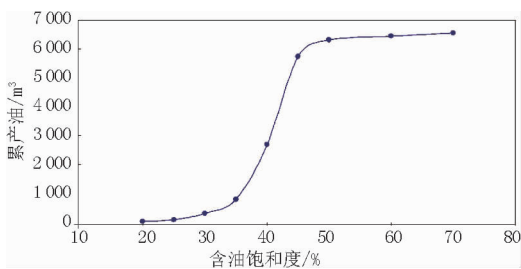


图2 累产油与含油饱和度关系曲线

2.1.2 地层压力

在基础模型的基础上,选择含油饱和度 40%, 储层渗透率 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层有效厚度 30 m, 模拟计算地层压力分别为 5 ~ 30 MPa 时的累产油。由图 3 可知,储层渗透率与累产油呈近线性关系,地层压力越高,累产油越高。

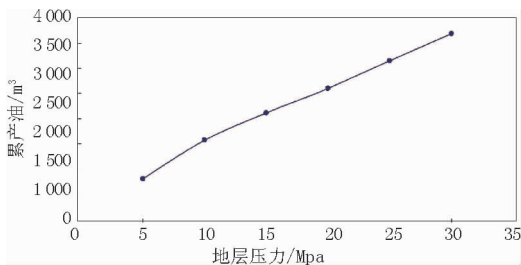


图3 累产油与地层压力关系曲线

2.1.3 储层渗透率

在基础模型的基础上,选择含油饱和度 40%, 地层压力 20 MPa, 储层有效厚度 30 m, 模拟计算储层渗透率分别为 $(10 \sim 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时的累产油。由图 4 可知,储层渗透率与累产油呈对数关系,储层渗透率越高,累产油越高。

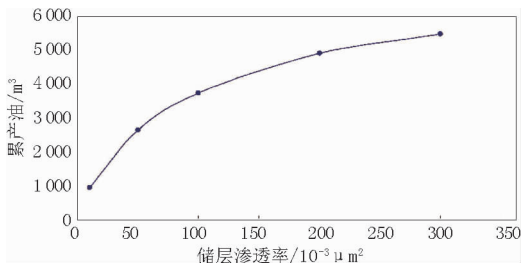


图4 累产油与储层渗透率关系曲线

2.1.4 储层有效厚度

在基础模型的基础上,选择含油饱和度 40%, 地层压力 20 MPa, 储层渗透率 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 模拟计算储层有效厚度分别为 5 ~ 30 m 时的累产油(见图 4)。由图 4 可知,储层有效厚度与累产油呈线性关系,储层有效度厚度越高,累产油越高。

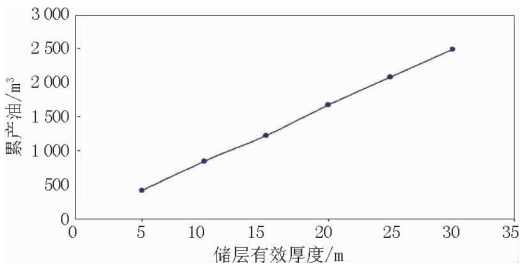


图4 累产油与储层有效厚度关系曲线

2.2 对比分析

利用正交试验进行油藏参数敏感性对比分析,以模拟预测一年的累产油为试验指标,用 A、B、C、D 分别代表含油饱和度、地层压力、储层渗透率和储层有效厚度 4 个因素,确定 5 个水平设计正交表,各因素水平见表 2,正交试验结果见表 3 和表 4。利用极差分析正交试验结果,计算出不同因素不同水平所对应的试验指标和 \bar{K} 、平均值 \bar{K} 、平均值极差 R ,平均值极差的大小代表不同因素的敏感程度。

由表 4 可知,极差顺序 $A > D > C > B$,说明影响稠油油藏自生 CO_2 吞吐的油藏参数顺序是:含油饱和度 > 储层有效厚度 > 储层渗透率 > 地层压力。

表2 各因素水平

水平	含油饱和度 (A)/%	地层压力 (B)/MPa	储层渗透率 (C)/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	储层有效厚度 (D)/m
1	20	5	10	2
2	30	10	50	10
3	40	20	100	20
4	50	30	200	30

表3 正交试验设计

序号	A	B	C	D	1 年累产油/ m^3
1	1	1	1	1	3.65
2	1	2	2	2	7.20
3	1	3	3	3	31.83
4	1	4	4	4	36.58
5	2	1	2	3	135.97
6	2	2	1	4	101.73
7	2	3	4	1	78.36
8	2	4	3	2	58.96
9	3	1	3	4	1412.31
10	3	2	4	3	2232.23
11	3	3	1	2	270.64
12	3	4	2	1	613.30
13	4	1	4	2	1441.84
14	4	2	3	1	863.12
15	4	3	2	4	5822.52
16	4	4	1	3	1946.16

表 4 极差分析计算结果				
计算参数	A	B	C	D
K_1	79. 26	2 993. 77	2 322. 18	1 558. 43
K_2	375. 02	3 204. 28	6 578. 99	1 778. 63
K_3	4 528. 48	6 203. 35	2 366. 22	4 346. 19
K_4	10 073. 64	2 655. 00	3 789. 01	7 373. 14
$\overline{K_1}$	19. 81	748. 44	580. 55	389. 61
$\overline{K_2}$	93. 75	801. 07	1 644. 75	444. 66
$\overline{K_3}$	1 132. 12	1 550. 84	591. 55	1 086. 55
$\overline{K_4}$	2 518. 41	663. 75	947. 25	1 843. 29
极差 R	2 498. 59	887. 09	1 064. 20	1 453. 68
主次顺序	$A > D > C > B$			

3 结论

(1)稠油油藏的含油饱和度、地层压力、储层渗透率和储层有效厚度与自生 CO₂ 吞吐效果均呈正相关,其中影响程度顺序为:含油饱和度 > 储层有效厚度 > 储层渗透率 > 地层压力。

(2)含油饱和度对自生 CO₂ 吞吐效果影响主要分为三段,其中含油饱和度 20% ~ 35% 属于低敏感区,35% ~ 45% 属于高敏感区,超过 45% 后,属于不敏感区。

参考文献:

[1] 何应付,梅士盛,杨正明,等. 苏丹 Palogue 油田稠油 CO₂ 吞吐开发影响因素数值模拟分析[J]. 特种油气藏,2006,13(1): 64-67.

[2] LI Y, MA K, LIU Y, et al. Enhance heavy oil recovery by in-situ carbon dioxide generation and application in China offshore oilfield [C]// SPE Enhanced Oil Recovery Conference. SPE 165215,2013.

[3] 林波,蒲万芬,赵金洲,等. 利用就地 CO₂ 技术提高原油采收率[J]. 石油学报,2007,3(2):98-101.

[4] 杨付林,朱伟明,余晓玲,等. 层内生气吞吐工艺在江苏油田 W5 断块稠油油藏的应用[J]. 复杂油气藏,2013,9(3):71-75.

[5] 刁素,蒲万芬,林波,等. 稠油油藏自生 CO₂ 吞吐技术室内实验研究[J]. 特种油气藏,2005,12(6):98-101.

[6] 汤勇,汪勇,邓建华,等. 层内自生 CO₂ 结合表面活性剂复合吞吐数值模拟[J]. 西南石油大学学报,2013,8(4):107-112.

[7] 蔡秀林,周正平. CO₂ 单井吞吐技术的增油机理及应用[J]. 石油钻采工艺,2002,24(4):45-46.

[8] GUMERSKY K K, DZHAFAROV I S, SHAKHVERDIEV A K, et al. In-situ generation of carbon dioxide: New way to increase oil recovery[R]. SPE 65170,2000.

(编辑 谢 葵)

(上接第 56 页)

田,四点井网面积波及效率影响[J]. 大庆石油学院学报,201034(1):33-38.

[11] 郭粉转,唐海,吕栋梁,等. 渗流启动压力梯度对低渗透油田五点井网面积波及效率影响[J]. 大庆石油学院学报,2010,34(3):65-68.

[12] 吕栋梁,唐海,郭粉转,等. 低渗透油田反九点井网面积波及效率影响研究[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(1):147-153.

[13] 何聪鸽,范子菲,方思东,等. 特低渗透各向异性油藏面积波及系数计算方法[J]. 油气地质与采收率,2015,22(3):77-83.

[14] 周瀛,唐海,吕栋梁,等. 排状交错水平井井网面积波及效率研究[J]. 岩性油气藏,2012,24(5):124-128.

[15] 朱圣举,朱杰,安小平,等. 低渗透油藏菱形反九点井网面积波及系数研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2013,15(2):80-83.

[16] 舒杰,唐海,王营营,等. 含裂缝正方形反九点井网面积波及效率影响研究[J]. 断块油气田,2014,21(3):360-363.

[17] 张媛,唐海,吕栋梁,等. 含裂缝的菱形反九点井网面积波及效率研究[J]. 石油化工应用,2013,32(5):8-13.

[18] MUSKAT M. Flow of homogeneous fluids through porous media [M]. McGraw-Hill Book Co., New York, 1946.

[19] PRATS. M The breakthrough sweep efficiency of the staggered line drive[R]. SPE765-G, 1956.

[20] 沈非,程林松,黄世军,等. 基于流管法的普通稠油水驱波及系数计算方法[J]. 石油钻采工艺,2016,38(5):645-649.

[21] 朱圣举,王萍,王思仪,等. 低渗透油藏菱形反九点井网见水时间研究[J]. 油气藏评价与开发,2013,3(2):41-45.

[22] 程林松. 高等渗流力学[M]. 北京:石油工业出版社,2011: 287-299.

(编辑 谢 葵)