

# 海上稠油油藏蒸汽吞吐周期注汽量优化研究

李延杰<sup>1</sup>,张艳玉<sup>1</sup>,张贤松<sup>2</sup>,陈会娟<sup>1</sup>,孙晓飞<sup>1</sup>

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2.中海油研究总院,北京 100027)

**摘要:**海上稠油油田蒸汽吞吐开发与陆上油田相比更为复杂,周期注汽量的合理选择已越来越受到重视。以渤海油田某稠油油藏为研究对象,根据海上油田特点建立概念模型,运用数值模拟方法对蒸汽吞吐周期注汽量进行优化研究,首先设计7种方案对各周期注汽段塞进行了定性研究;在此基础上,针对开发效果最好的注汽段塞方案又设计12种方案进行定量细化研究。结果表明,研究区蒸汽吞吐开发时各周期注汽量应随着周期数的增加而增加,且各周期注汽量递增率均为20%时开发效果最好。M油藏实际区块数值模拟结果表明,吞吐10周期后,蒸汽吞吐周期注汽量最优方案比各周期注汽量相同的注汽方式的累积产油量提高 $4.58 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,采出程度提高0.53%。

**关键词:**蒸汽吞吐 周期注汽量 稠油油藏 数值模拟 海上油田

中图分类号:TE345

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)05-0087-03

渤海海域稠油资源丰富,稠油热采是开采稠油的一种行之有效的方法,而蒸汽吞吐是稠油热采中一种较为成熟有效的方法<sup>[1-2]</sup>。在蒸汽吞吐过程中,注汽费用在开发成本中占有较大比重<sup>[3]</sup>。合理利用蒸汽热能、优化周期注汽量可以提高蒸汽吞吐油汽比,保持油井高产稳产;同时,海上油田开发具有井距大、纵向跨度大、埋藏深和后期转蒸汽驱可能性小等特点<sup>[4-5]</sup>。因此,有必要开展海上稠油油藏蒸汽吞吐合理周期注汽量研究,以期达到较好的开发效果。

## 1 模型建立

选取渤海海域有代表性的M油藏,依据油藏实际参数建立概念模型。基本参数包括:油藏顶界埋深为1 136 m,原始地层压力为11.0 MPa,油藏温度为53 ℃,地层原油粘度为440 mPa·s,油层厚度为13 m,初始含油饱和度为0.7,平面渗透率为 $6.065 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度为0.356。油藏数值模拟模型网格划分为 $66 \times 21 \times 13$ ,水平方向网格步长为10 m,纵向网格步长为1 m。采用水平段蒸汽吞吐方式开采,1口水平井位于模型第11层,水平段长度为300 m,单井控制储量为 $45.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。模拟计算的热物性参数包括:参考深度为1 116 m,参考压力为10.368 MPa,

岩石压缩系数为 $16.6 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ ,岩石热膨胀系数为 $1.00 \times 10^{-6} \text{ J/}^\circ\text{C}$ ,岩石热容为 $2.58 \times 10^6 \text{ J/(m}^3 \cdot ^\circ\text{C)}$ ,岩石热传导系数为 $1.63 \times 10^5 \text{ J/(m} \cdot \text{d} \cdot ^\circ\text{C)}$ ,水热传导系数为 $5.99 \times 10^4 \text{ J/(m} \cdot \text{d} \cdot ^\circ\text{C)}$ ,油热传导系数为 $9.77 \times 10^3 \text{ J/(m} \cdot \text{d} \cdot ^\circ\text{C)}$ ,气热传导系数为 $1.90 \times 10^3 \text{ J/(m} \cdot \text{d} \cdot ^\circ\text{C)}$ ,顶、底盖层热损失分别为 $2.20 \times 10^6$ 和 $0.106 \times 10^6 \text{ J/(m} \cdot \text{d} \cdot ^\circ\text{C)}$ 。

根据海上油田特点,考虑空气段、海水段、地层段井筒热损失,确定井底蒸汽干度为0.5。通过注采参数优化,确定基础方案注采参数:第1周期注汽量为6 000  $\text{m}^3$ ,注汽速度为250  $\text{m}^3/\text{d}$ ,蒸汽温度为340 ℃,焖井时间为5 d,产液速度为250  $\text{m}^3/\text{d}$ 。根据海上油田保压开发的要求,保证地层压力不低于5 MPa,后续各周期注汽量和第1周期注汽量相同。根据蒸汽吞吐经济极限界限研究,吞吐轮次转换条件是前3周期经济极限产油量分别为12, 10和8  $\text{m}^3/\text{d}$ ,后续周期经济极限产油量为6  $\text{m}^3/\text{d}$ ;蒸汽吞吐结束条件是周期油汽比低于0.22,共计吞吐10个周期。

## 2 蒸汽吞吐周期注汽量优化研究

### 2.1 定性研究

在保证各方案总注汽量(60 000  $\text{m}^3$ )相同的情

收稿日期:2014-07-04。

作者简介:李延杰,男,在读硕士研究生,从事油气田开发方面的研究。联系电话:15964277059, E-mail:liyanjie0532@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“海上稠油热采开发模式及油藏工程关键技术研究”(2011ZX05024-005-011),中央高校基本科研业务费专项资金资助项目“蒸汽吞吐筛管防砂水平井吸汽特性研究”(14CX06025A)。

况下,共设计了7种方案对各周期注汽量进行定性研究<sup>[6-8]</sup>,包括周期注汽量递增,递减,LSL(Large—Small—Large),SLS(Small—Large—Small),LSHL(Large—Small—Horizontal—Large),SLHS(Small—Large—Horizontal—Small)和固定值(各周期注汽量相同)(表1)。

周期	递增	递减	LSL	SLS	LSHL	SLHS	固定值
1	4 138	10 909	8 000	4 800	7 317	5 085	6 000
2	4 552	9 818	7 200	5 280	6 585	5 593	6 000
3	4 966	8 727	6 400	5 760	5 854	6 102	6 000
4	5 379	7 636	5 600	6 240	5 122	6 610	6 000
5	5 793	6 545	4 800	6 720	5 122	6 610	6 000
6	6 207	5 455	4 000	7 200	5 122	6 610	6 000
7	6 621	4 364	4 800	6 720	5 122	6 610	6 000
8	7 034	3 273	5 600	6 240	5 854	6 102	6 000
9	7 448	2 182	6 400	5 760	6 585	5 593	6 000
10	7 862	1 091	7 200	5 280	7 317	5 085	6 000

将周期注汽量固定值方案各周期的周期产油量作为归一化标准。从不同方案的归一化周期产油量(图1)可以看出,蒸汽吞吐初期(1—3周期)各方案周期产油量相差不大,但到蒸汽吞吐中期(4—6周期)各方案周期产油量差别较大,在蒸汽吞吐晚期(第7周期之后),递增的注汽方式产油量最高,递减的注汽方式产油量最低。

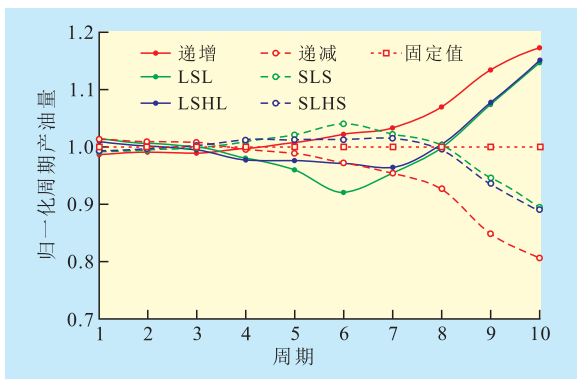


图1 不同方案的归一化周期产油量

从不同方案蒸汽吞吐结束时采出程度(图2)可以看出,采出程度由大到小的顺序为递增—SLS—LSHL—固定值—SLHS—LSL—递减。说明蒸汽吞吐多周期注汽量采用递增的注汽方式效果最好,采用递减的注汽方式效果最差。对于递减的注汽方式,由于初期采用较大的注汽量加热地层后,后续周期的注汽量较小,不能够扩大加热范围,难以波及到加热范围之外的原油;而递增的注汽方式则能不断扩大加热范围,降低原油粘度,达到更好的开

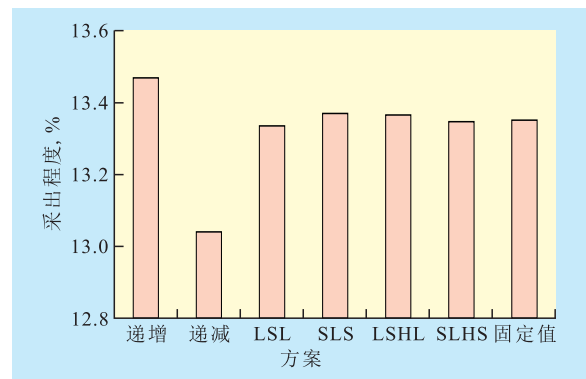


图2 不同方案蒸汽吞吐结束时的采出程度

发效果。

因此,在总注汽量相同的情况下,蒸汽吞吐开发时各周期注汽量应采用递增的方式进行开发。由于每个周期的注汽量在逐渐改变,且周期注汽量递增率的不同对吞吐效果有较大影响,因此,需要对开发效果最好的递增方案进行定量细化研究。

### 2.2 定量研究

在定性研究的基础上,针对开发效果最好的周期注汽量递增方案进行定量细化研究<sup>[9-12]</sup>。在保证各方案总注汽量(60 000 m<sup>3</sup>)相同的情况下,分为周期注汽量等量递增和周期注汽量不等量递增2类,共设计了12种不同周期注汽量递增方案进行研究(表2,表3)。

方案类型	方案编号	方案设计
周期注汽量等量递增	1	递增率为5%
	2	递增率为10%
	3	递增率为15%
	4	递增率为20%
递增率增加	5	2—10周期递增率依次为2.5%,5%,7.5%,10%,12.5%,15%,17.5%,20%,22.5%
	6	2—4周期递增率为5%,5—7周期递增率为10%,7周期以后递增率为15%
递增率递减	7	2—10周期递增率依次为22.5%,20%,17.5%,15%,12.5%,10%,7.5%,5%,2.5%
	8	2—4周期递增率为15%,5—7周期递增率为10%,7周期以后递增率为5%
周期注汽量不等量递增	9	2—10周期递增率依次为2.5%,5%,10%,15%,20%,15%,10%,5%,2.5%
	10	2—4周期递增率为10%,5—7周期递增率为15%,7周期以后递增率为5%
	11	2—10周期递增率依次为20%,15%,10%,5%,2.5%,5%,10%,15%,20%
	12	2—4周期递增率为10%,5—7周期递增率为5%,7周期以后递增率为15%

表3 蒸汽吞吐周期注汽量递增方案各周期注汽量统计结果

周期数	方案1	方案2	方案3	方案4	方案5	方案6	方案7	方案8	方案9	方案10	方案11	方案12
1	4 898	4 138	3 582	3 158	4 248	4 412	3 504	3 896	4 211	4 013	3 967	4 270
2	5 143	4 552	4 119	3 789	4 354	4 632	4 292	4 481	4 316	4 415	4 760	4 698
3	5 388	4 966	4 657	4 421	4 566	4 853	4 993	5 065	4 526	4 816	5 355	5 125
4	5 633	5 379	5 194	5 053	4 885	5 074	5 606	5 649	4 947	5 217	5 752	5 552
5	5 878	5 793	5 731	5 684	5 310	5 515	6 131	6 039	5 579	5 819	5 950	5 765
6	6 122	6 207	6 269	6 316	5 841	5 956	6 569	6 429	6 421	6 421	6 050	5 979
7	6 367	6 621	6 806	6 947	6 478	6 397	6 920	6 818	7 053	7 023	6 248	6 192
8	6 612	7 034	7 343	7 579	7 221	7 059	7 182	7 013	7 474	7 224	6 645	6 833
9	6 857	7 448	7 881	8 211	8 071	7 721	7 358	7 208	7 684	7 425	7 240	7 473
10	7 102	7 862	8 418	8 842	9 026	8 381	7 445	7 402	7 789	7 627	8 033	8 113

从图3可知,采用方案4的注汽方式效果最好,方案5的注汽方式效果次之,方案1的注汽方式效果最差。这是因为,方案4和方案5的注汽方式由于初期采用较小的注汽量加热地层,后续周期的注汽量较大,能够不断的扩大加热范围,降低原油粘度;而采用方案1的注汽方式,相对于方案4和方案5,由于初期采用较大的注汽量加热地层后,后续周期增加的注汽量较小,扩大加热范围小于方案4和方案5,不能波及到加热范围之外的原油,开采效果较差。综上所述,在总注汽量相同的情况下,蒸汽吞吐各周期注汽量递增率为20%时开发效果最好。

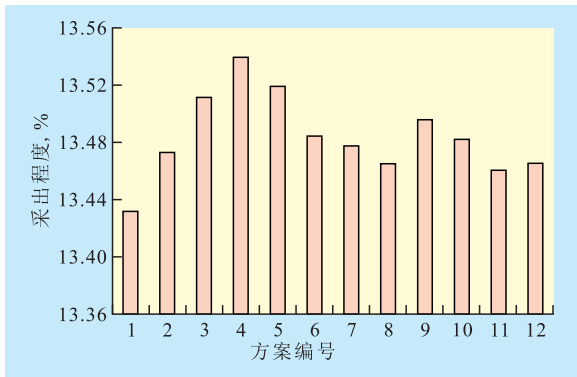


图3 不同周期注汽量递增方案蒸汽吞吐结束时的采出程度

### 3 应用效果

针对M油藏实际区块,运用油藏数值模拟方法进行效果预测,该区块共19口水平井,控制储量为 $866.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。在保证总注汽量相同的情况下,对蒸汽吞吐周期注汽量最优方案(各周期注汽量递增率为20%)和各周期注汽量相同2种注汽方式进行了对比,吞吐10周期后,蒸汽吞吐周期注汽量最优方案(表4)比各周期注汽量相同的注汽方式的累积产油量提高 $4.58 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,采出程度提高0.53%。

表4 蒸汽吞吐周期注汽量最优方案开发指标数据

周期	周期注汽量/ $10^4 \text{ m}^3$	周期产油量/ $10^4 \text{ m}^3$	周期产油/注汽比	峰值产油量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	周期生产时间/d	累积产油量/ $10^4 \text{ m}^3$	采出程度, %
1	6.00	24.55	4.09	3 715.4	319	24.55	2.83
2	7.20	21.42	2.98	3 313.3	310	45.97	5.31
3	8.40	17.32	2.06	2 861.5	279	63.29	7.31
4	9.60	13.63	1.42	2 512.4	239	76.91	8.88
5	10.80	10.57	0.98	2 253.4	195	87.48	10.10
6	12.00	7.95	0.66	1 996.7	153	95.43	11.02
7	13.20	6.45	0.49	1 834.9	127	101.89	11.77
8	14.40	5.11	0.36	1 662.0	107	107.00	12.36
9	15.60	3.87	0.25	1 464.3	86	110.87	12.80
10	16.80	3.59	0.21	1 402.8	83	114.46	13.22

### 4 结论

通过对海上稠油油藏蒸汽吞吐周期注汽量进行优化设计,得到蒸汽吞吐注汽量的最优方案:在总注汽量相同的情况下,蒸汽吞吐开发时各周期注汽量应随着周期数的增加而增加,周期注汽量等量递增且递增率为20%的注汽方式效果最好,这是因为递增的注汽方式能不断的扩大加热范围,降低原油粘度,达到更好的开发效果。

运用数值模拟方法进行预测的结果表明,利用蒸汽吞吐周期注汽量最优方案的注汽方式开发海上稠油油藏能取得较好的开发效果,对同类油藏的高效开发具有一定的借鉴作用。

#### 参考文献:

[1] 杨兵,李敬松,张贤松,等.稠油油藏水平井多元热流体吞吐高效开采技术[J].油气地质与采收率,2014,21(2):41-44.