

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2014.01.019

海上稠油两种热采方式开发效果评价

梁 丹^{1,2}, 冯国智^{1,2}, 曾祥林^{1,2}, 房茂军², 何春百^{1,2}

(1. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 100027; 2. 中海油研究总院, 北京 100027)

摘要:为了给海上稠油油田选择热采技术提供依据, 对多元热流体吞吐和蒸汽吞吐 2 种热采方式的开发效果进行了评价。根据实际地质油藏参数建立了热采单井地质模型, 运用数值模拟方法, 设置了注入热焓相同和注入量相同 2 种方案, 并结合现场先导试验对比分析了多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发特征和效果。通过数值模拟得出: 在注入热焓相同(4.3×10^{13} J)的条件下, 多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的采收率分别为 18.3% 和 12.4%; 在注入量相同(227 m³/d)的条件下, 多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的采收率分别为 17.5% 和 13.3%, 多元热流体吞吐的采收率是蒸汽吞吐的 1.3~1.5 倍。在现场先导试验中, 多元热流体井的产能是蒸汽吞吐井的 1.5 倍。研究结果表明, 多元热流体吞吐比蒸汽吞吐提高采收率的幅度大, 更适于开发海上稠油油田。

关键词:稠油油田 多元热流体吞吐 蒸汽吞吐 数值模拟 渤海 N 油田

中图分类号: TE53 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2014)01-0095-05

Evaluation of Two Thermal Methods in Offshore Heavy Oilfields Development

Liang Dan^{1,2}, Feng Guozhi^{1,2}, Zeng Xianglin^{1,2}, Fang Maojun², He Chunbai^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing, 100027, China; 2. Research Center of CNOOC, Beijing, 100027, China)

Abstract: Comparative study on development effect of multi-thermal fluid and steam huff and puff was done to provide the basis for optimum thermal technique selection in offshore heavy oilfields development. Geologic model for single thermal single well was established according to the actual reservoir parameters using numerical simulation method and in which two injection schemes were set: the same injection enthalpy value, and the same injection rate and combining with the field development pilot. The characteristics and effects of the two thermal techniques were comparatively analyzed. The numerical simulation result showed that the recovery rates of multi-thermal fluid and steam huff and puff methods were 18.3% and 12.4%, at the same injected enthalpy(4.3×10^{13} J), and those for two thermal methods are 17.5% and 13.3% at the same injection rate(227 m³/d), the recovery rate of from multi-thermal fluid was 1.3 to 1.5 times of that from steam huff and puff method. The deliverability from multi-thermal fluid huff and puff well was 1.5 times of that from steam huff and puff well in the field pilot. So the multi-thermal fluid huff and puff, which can enhance oil recovery more than steam huff and puff, is more suitable for offshore heavy oil fields development.

Key words: heavy oilfield; multi-thermal fluid huff and puff; steam soaking; numerical simulation; Bohai N Oilfield

我国渤海海域稠油资源丰富, 海上稠油油田的高效开发是中海石油实现“二次跨越”产量目标的重要阵地之一。对于地层原油黏度小于 350 mPa · s 的稠油, 通过多枝导流适度出砂、化学驱油及丛式井网整体加密调整等一系列的技术攻关得到了有效动用^[1-2]; 但对于地层原油黏度大于 350 mPa · s 的稠

收稿日期: 2013-06-09; 改回日期: 2013-12-10。

作者简介: 梁丹(1982—), 女, 四川德阳人, 2005 年毕业于中国石油大学(华东)船舶与海洋工程专业, 2008 年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事提高采收率方面的研究工作。

联系方式: (010)84526259, liangdan@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“海上稠油高效开发新技术”(编号: 2011ZX05024)部分研究内容。

油,冷采技术能动用的储量非常有限,陆地油田普遍采用热采方式来开发该类油藏^[3-5],其中蒸汽吞吐是应用较为广泛的技术之一^[6-7]。但与陆地油田相比,海上油田具有平台空间有限、井距大及安全环保要求高等特点,陆地油田的热采方式及研究成果不能直接套用,需要进行相关的深入研究。多元热流体吞吐是新一代稠油热力采油技术,该技术利用航天火箭发动机的燃烧喷射机理,在火箭动力采油设备的高压燃烧室内,注入柴油(原油或天然气)及空气燃烧,燃烧产物与燃烧室外部环空注入水混合,形成由水、CO₂ 及 N₂ 等组成的多元热流体,并直接注入油层进行吞吐采油^[8]。笔者采用数值模拟的方法,对蒸汽吞吐及多元热流体吞吐 2 种热采方式的开发效果进行了评价,以给海上稠油油田热采方式的选择提供依据。

1 油藏地质模型及基本参数

N 油田位于渤海中部海域,主力油层段位于明化镇组下段与馆陶组顶部,为多油组、多油水系统的复杂油藏。油藏埋藏浅,约 900~1 400 m,储层物性好,孔隙度主要在 33%~38% 之间(平均 34.2%),渗透率 50~5 000 mD(平均 1 664 mD),孔隙连通性较好,具有高孔高渗的特征。原油性质具有分区性,北区原油性质好于南区,其中南区为非常规重质稠油,地层原油黏度为 413~741 mPa·s。

根据 N 油田南区的地质油藏参数,应用 STARS 软件,建立了单井地质模型(见图 1)。模型采用直角坐标系,网格划分为 $N_x \times N_y \times N_z = 10 \times 5 \times 15 = 750$ 个网格,网格大小一致, D_x 、 D_y 和 D_z 分别为 50,50 和 1 m,边界为封闭边界。井型为水平井,水平段长度 300 m。

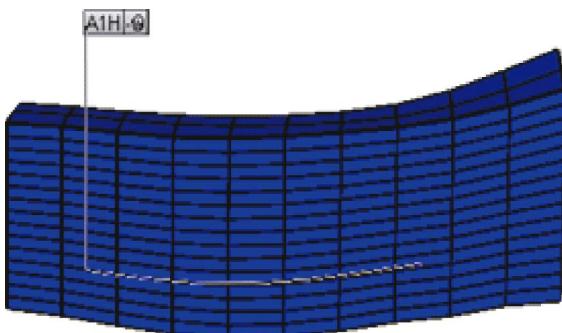


图 1 单井数值模型剖面

Fig. 1 Profile of well numerical simulation model

2 两种热采方式的数值模拟

为了使蒸汽吞吐和多元热流体吞吐 2 种不同的热采方式具有可比性,而且对比结果较为合理,设置了 2 种对比方案,即注入热焓相同(方案 1)和注入量相同(方案 2)。2 种方案具体的热采参数设置见表 1。

方案 2 中,设定多元热流体的注入水量与注气量的和等于蒸汽吞吐的注水量。方案 1 和方案 2 的生产年限和吞吐周期都相同,为 6 年 9 个周期,定液量生产。

不同注入参数下的周期产油量、累计采油量和采收率以及冷采累计采油量计算结果如图 2、图 3 所示。

从图 3 可以看出:与冷采(采收率为 10.6%)相比,热采在一定程度上提高了原油采收率,其中,多元热流体吞吐开发效果好于蒸汽吞吐;在注入热焓相同的条件下,多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的采收率分别为 18.3% 和 12.4%;在注入量相同的条件下,多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的采收率分别为 17.5% 和 13.3%,多元热流体吞吐的采收率是蒸汽吞吐的 1.3~1.5 倍。

表 1 方案 1 和方案 2 的热采注入参数

Table 1 Injection parameters for different thermal recovery schemes

参数	方案 1		方案 2	
	模型 1	模型 2	模型 3	模型 4
热采方式	多元热流体吞吐	蒸汽吞吐	多元热流体吞吐	蒸汽吞吐
注热水量/(m ³ ·d ⁻¹)	250	130	200	227
注气量/(m ³ ·d ⁻¹)	15 000	0	12 000	0
总注入量/(kg·d ⁻¹)	284×10^3	130×10^3	227×10^3	227×10^3
温度/℃	260	345	260	345
干度	0	0.4	0	0.4
累计注入热焓/J	4.28×10^{13}	4.28×10^{13}	3.42×10^{13}	7.47×10^{13}

注:多元热流体中的气体成分为 CO₂ 和 N₂,其体积比为 12:88。

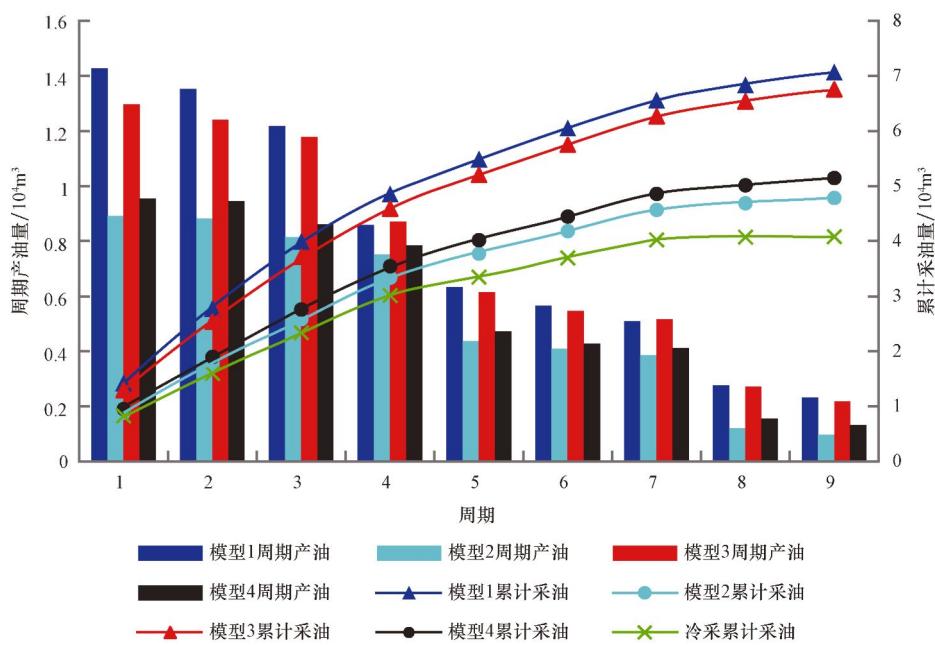


图 2 不同注入参数下的周期产油量与累计采油量

Fig. 2 Cycle production and cumulative production under different injection parameters

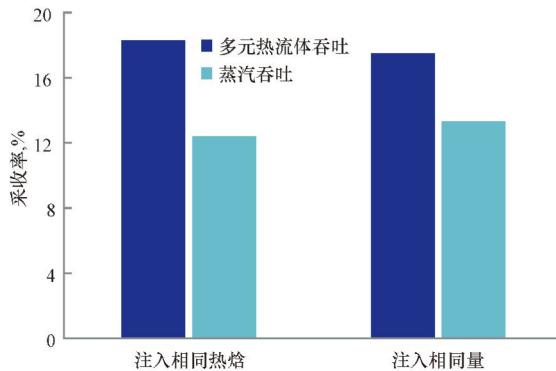


图 3 不同注入参数下的采收率

Fig. 3 Recovery rate under different injection parameters

对于同一种热采方式(蒸汽吞吐、多元热流体吞吐)，注入的热焓越高，累计采油量、采收率越高。其中，多元热流体吞吐的开发效果对注入热焓更敏感，当多元热流体吞吐的热焓从 3.42×10^{13} J 增至 4.28×10^{13} J 时，采收率提高了 0.8%，而蒸汽吞吐的热焓从 4.28×10^{13} J 增至 7.47×10^{13} J 时，采收率仅提高了 0.9%。

3 热采影响因素分析

3.1 地层能量保持水平

进行多元热流体吞吐和蒸汽吞吐生产的油井，在一个生产周期内都分为注入、焖井和生产 3 个阶段，这 3 个阶段结束后又进入下个生产周期。在注

入阶段，地层压力由于气体和蒸汽的注入得到一定程度的恢复，开井生产后，地层压力快速下降并趋于稳定。在进入下一个注入阶段后，地层压力又得到恢复，但是始终恢复不到上一个周期注入阶段的地层压力。图 4 为地层压力随着开发时间的变化曲线。从图 4 可以看出，地层压力随着原油的采出不断降低，其中地层压力恢复的程度：模型 1 > 模型 3 > 模型 4 > 模型 2。对比图 2 和图 4 可看出，地层压力恢复得越高，累计采油量越高，周期产油量随着地层压力的下降不断降低。

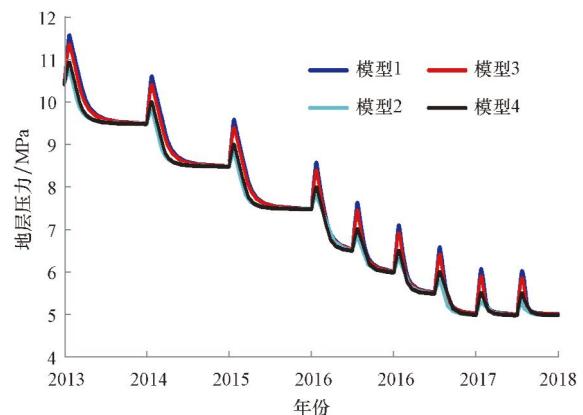


图 4 不同注入条件下的地层压力变化

Fig. 4 Formation pressure under different injection parameters

综合以上分析可以看出，多元热流体中气体的注入相对于蒸汽吞吐的水蒸气能更好地补充地层能量，是多元热流体吞吐开发效果好于蒸汽吞吐的主要原因。

要原因之一。

3.2 注入气体的组成

多元热流体主要由热水和气体组成,其中气体主要为 CO₂ 和 N₂。当其他注入参数不变时,改变注入气体中 CO₂ 与 N₂ 的体积比,累计采油量的变化如图 5 所示。

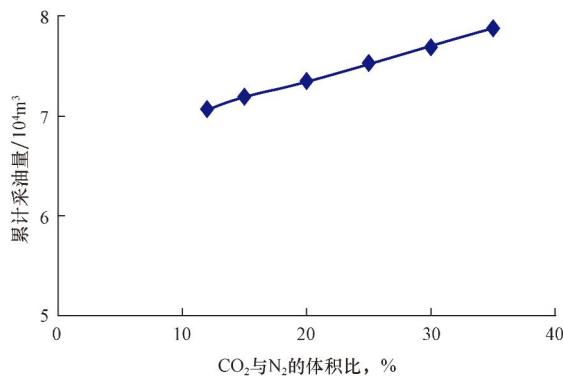


图 5 CO₂ 与 N₂ 的体积比对累计采油量的影响

Fig. 5 Effect of CO₂ and volume ratio on cumulative production

从图 5 可看出,随着气体中 CO₂ 与 N₂ 体积比的增大,累计采油量呈线性增加趋势。分析其原因,主要是 CO₂ 和 N₂ 对稠油都具有降黏的作用,CO₂ 和 N₂ 溶解于稠油后都能降低稠油的黏度,但 CO₂ 比 N₂ 对稠油黏度的影响显著,饱和 CO₂ 可使南堡稠油黏度降低 50%~90%,而 N₂ 仅为 10%~30%。

3.3 注入热焓的量

前面提到无论对于蒸汽吞吐还是多元热流体吞吐,注入热焓越高,累计采油量越高。主要原因是稠油的黏度对温度很敏感,随着注入热焓升高,油层温度进一步升高,原油黏度将不断降低,原油流向井底的阻力减小,流动性增强。注入的热焓与蒸汽及多元热流体的注入量、干度、注入温度成正比关系。

3.4 水平井的水平段位置

图 6 为水平井的水平段处于油层不同位置时对

应的累计采油量。从图 6 可以看出,对于蒸汽吞吐和多元热流体吞吐,两者表现出不一样的特征,进行多元热流体吞吐时,水平段位置越靠下则累计采油量越高,其最佳位置为油层中下部 2/3 处,主要是由于注入气体的超覆现象明显,布井位置越靠近油层底部,上部油层被 CO₂ 和 N₂ 驱替出的原油越多,开发效果越好。进行蒸汽吞吐时,累计采油量的峰值是水平段处于油层中部 1/2 处,这时盖层和底层的热损失最小,累计采油量最大。

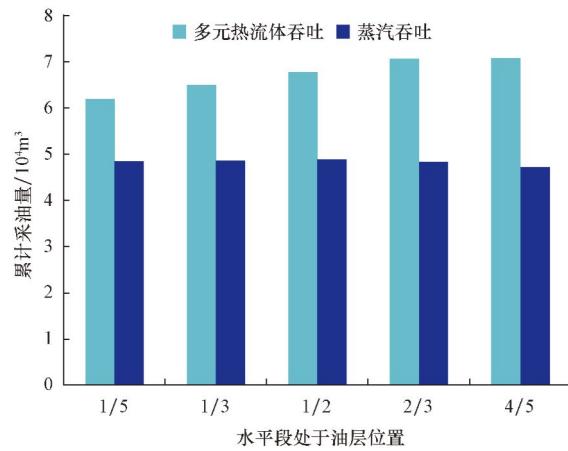


图 6 水平井水平段位置对累计采油量的影响

Fig. 6 Effect of horizontal well location on cumulative production

4 现场应用效果对比

多元热流体吞吐和蒸汽吞吐 2 种热采方式都在海上稠油油田进行了先导试验。截止目前,渤海 N 油田已在 13 口井实施多元热流体吞吐,其中正常生产井 8 口,出砂停产井 3 口,未达到方案设计井 2 口。对 6 口正常生产井的注入和生产情况进行了统计,并与同层位性质相似的冷采井产能进行了对比,结果见表 2。从表 2 可以看出,与冷采相比,多元热流体吞吐产能提高 1.7~2.1 倍,平均 1.9 倍,增产效果显著。

表 2 多元热流体吞吐生产井的生产情况

Table 2 Production performance of multi-thermal fluid huff and puff wells

井号	温度/℃	热水量/m ³	CO ₂ 量/ 10 ⁴ m ³	N ₂ 量/ 10 ⁴ m ³	平均日 采油量/m ³	冷采井平均 日采油量/m ³
N29h	240	4 166	21	139	82	45
N31h	240	4 303	22	138	61	35
N33h	240	3 251	15	94	68	38
N36m	240	7 735	36	226	71	35
N34h	240	3 037	13	85	74	35
N44h	240	3 105	13	96	61	35

蒸汽吞吐仅在渤海 C 油田的 C32H 井进行了先导性试验。C32H 井为一口水平井,在冷采开发近 1 年后转为蒸汽吞吐,累积注蒸汽 32 d, 焖井 7 d, 注蒸汽时井口温度为 338 °C,干度 0.7, 累积注入量 6 000 m³,平均日产油量为 51.5 m³,而冷采时平均日产油量为 40.0 m³。截至目前该井累计采油 5.0×10^4 m³,其中热采 3.7×10^4 m³,稳产 750 d。

现场试验效果与数模模拟结果相符,相对于冷采,多元热流体吞吐和蒸汽吞吐都在一定程度上提高了原油采收率,其中多元热流体吞吐的提高幅度高于蒸汽吞吐。

5 结论与建议

1) 与冷采相比,热采在一定程度上提高了原油采收率,其中由于多元热流体吞吐注入的高温高压气体能更有效地补充地层能量及 CO₂、N₂ 气体溶解于稠油后能降低稠油黏度等原因,导致其提高采收率的幅度比蒸汽吞吐大。

2) 考虑到影响热采开发效果的因素较多,建议进一步开展多元热流体的注入参数优化研究,以促进多元热流体吞吐技术的精细化。

3) 多元热流体吞吐技术的先导试验为海上同类型油田开发积累了宝贵经验,对海上稠油开发模式的转变具有重要的借鉴意义。

参 考 文 献

References

- [1] 周守为,韩明,向问陶,等.渤海油田聚合物驱提高采收率技术研究及应用[J].中国海上油气,2006,18(6):386-389,412.
Zhou Shouwei, Han Ming, Xiang Wentao, et al. Application of EOR technology by means of polymer flooding in Bohai Oilfields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(6):386-389,412.
- [2] 梁丹,曾祥林,房茂军.适度出砂技术在海上稠油油田的应用研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(3):99-102.
Liang Dan, Zeng Xianglin, Fang Maojun. Producing with limited sanding applied in offshore heavy oil fields[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(3):99-102.
- [3] 陈晓源.氮气辅助蒸汽吞吐工艺在西 120 区的应用研究[J].钻采工艺,2004,27(6):53-54,59.
Chen Xiaoyuan. Application of Nitrogen-assisted steam stimulation technology in West 120 Block[J]. Drilling & Production Technology, 2004, 27(6):53-54,59.
- [4] 王嘉淮,李允.注氮气改善稠油蒸汽吞吐后期开采效果[J].西南石油学院学报,2002,24(3):46-49.
Wang Jiahui, Li Yun. Improve steam soaking performance by injecting Nitrogen[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(3):46-49.
- [5] 王新征.稠油热力-化学法复合采油技术数值模拟研究[J].石油钻探技术,2004,32(4):60-62.
Wang Xinzheng. Numerical simulation study on thermal-chemical heavy oil recovery technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(4):60-62.
- [6] 周俊杰,匡艳红,武尚北,等.大港油田孔 102 井蒸汽吞吐热采试验研究[J].石油钻探技术,2005,33(6):66-67.
Zhou Junjie, Kuang Yanhong, Wu Shangbei, et al. Studies on steam recovery in Kong 102 Well, Dagang Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(6):66-67.
- [7] 吴晓东,张玉丰,刘彦辉.蒸汽吞吐井注汽工艺参数正交优化设计[J].石油钻探技术,2007,35(3):1-4.
Wu Xiaodong, Zhang Yufeng, Liu Yanhui. Steam stimulated wells gas injection orthogonal optimization design[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(3):1-4.
- [8] 唐晓旭,马跃,孙永涛.海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J].中国海上油气,2011,23(3):185-188.
Tang Xiaoxu, Ma Yue, Sun Yongtao. Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23 (3):185-188.

[编辑 刘文臣]

中国石化石油勘探开发研究院研制出热敏相转变凝胶封堵剂

为有效解决稠油热采开发中后期的汽窜和出水问题,中国石化石油勘探开发研究院成功开发了热敏相转变凝胶封堵剂。该热敏相转变凝胶封堵剂以无机-纳米复合封堵体系为基础,可注入油藏深部,耐温达 350 °C。配制好的热敏相转变凝胶封堵剂为稳态悬浮体,具有注入性好、常温不固化、150 °C 以上快速固化、350 °C 以下长期稳定等特点。该热敏相转变凝胶封堵剂通过堵剂材料的复合设计,实现了深部注入、热敏固化、选择性封堵和高温下长期稳定等优良性能,满足了稠油热采封堵要求的“进得去,封得住,耐得久”的要求。