

深层稠油天然气吞吐增产技术实施效果评价

万海乔

中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油厂,新疆 鄯善 838202

摘要:鲁克沁深层稠油油田发现于1995年,由于油层埋藏深(2 500~3 400 m),开发难度大,截至2003年只有部分区块投入注水开发试验,且一直存在含水上升速度快、单井产量低、采油速度慢等问题。2005年,技术人员提出利用吐哈油田自产天然气进行深层稠油天然气吞吐提高单井产量的设想,研究了吞吐相关工艺配套技术,进行了单井矿场试验并取得一定效果,但未能进行现场规模应用。2008年以来,技术人员通过室内物模、数模实验进一步研究超深稠油天然气吞吐增产机理,攻克了现场注气吞吐工艺技术难点,优化了注气选井选层及注入参数,逐步形成一套成熟的天然气吞吐开发技术,成功解决了含水上升速度快、单井产量低、采油速度慢等问题。2010~2011年鲁克沁深层稠油油田共开展50井次的矿场应用,规模推广后取得显著增油效果和经济效益。

关键词:深层稠油;天然气吞吐;增产;效果评价

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2013.06.018

1 鲁克沁深层稠油勘探开发现状

鲁克沁深层稠油油田发现于1995年,于1997年正式投入试采,2008年开始全面投入注水开发,截至2011年底,钻开发井280口,动用石油地质储量 $5\,503\times 10^4\text{t}$,动用率65%,累计建产能 $48\times 10^4\text{t}$ 。深层稠油注水开发取得了一定效果,但由于稠油油藏油水流动性差、平面剖面矛盾突出等问题^[1-3],油井含水上升速度快,单井产量递减快,采油速度慢。

截至2011年底,油田地质储量采出程度仅3.56%,年采油速度0.79%,综合含水达60%,年含水上升率高达14.1。因此提高单井产量、采油速度,减缓含水上升率等是实现鲁克沁稠油油田规模开发的必要途径。

2 深层稠油天然气吞吐增产机理研究

2008年,油田开发技术人员开展了鲁克沁深层稠油天然气吞吐的室内物理模拟试验,通过一维半井距模型模拟注天然气吞吐开采,认识到了天然气吞吐增产的主要机理为泡沫增产^[4-5];鲁克沁油田埋藏较深,压力高,

气油比低,地饱压差较大,而且并无出砂现象,注天然气吞吐能增加气油比,吞吐过程中天然气溶于稠油后发生气泡成核反应,形成“非天生”的泡沫油,达到增产目的,见图1。

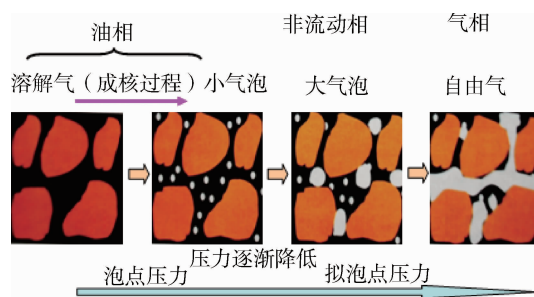


图1 泡沫油形成过程示意图

泡沫油中的小气泡以越来越大的比例在较长时间内容分散在油相中,能够大幅降低稠油密度和黏度,在溶解饱和压力达到地层压力情况下,稠油黏度下降率超过90%,见图2、表1。

收稿日期:2013-10-03

基金项目:中国石油吐哈油田分公司重大矿场试验资助项目(集-J0812)

作者简介:万海乔(1982-),男,湖北孝感人,工程师,学士,主要从事油田开发工作。

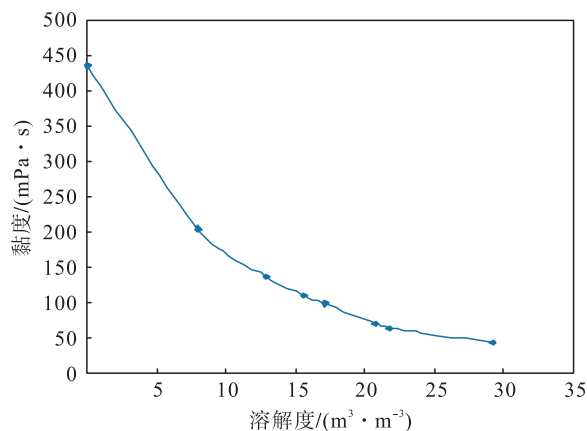


图2 玉1井油气比与黏度关系曲线

表1 天然气吞吐前后产出油黏度对比表

井号	不同温度下的黏度/(mPa·s)			
	30℃	40℃	45℃	50℃
玉西1井 (吞吐前)	101 500	45 100	21 500	10 200
玉西1井 (吞吐后)	18 957	6 808	3 968	2 493
玉101井 (吞吐后)	51 434	16 529	10 468	6 302

3 鲁克沁油田天然气吞吐方案设计

3.1 天然气吞吐区块油藏特征

鲁克沁油田中区油藏埋深2 300~3 100 m, 50℃原油黏度12 000~20 000 mPa·s, 地下原油黏度286~526 mPa·s; 孔隙度22.2%~26.7%, 渗透率319~694 μm^2 ; 西区油藏埋深3 100~3 600 m, 50℃原油黏度10 000 mPa·s, 地下原油黏度154 mPa·s; 孔隙度16%~19%, 渗透率10~120 μm^2 。单井矿场实验证明: 天然气吞吐油井只要能吸气, 均有增产效果, 这是油田增产的有力措施之一。

3.2 天然气吞吐基本参数设计

依据鲁克沁油田天然气吞吐方案设计部署, 计划只对单井产能较低的油井实施天然气吞吐(初步优选小于5 t/d)。为保证吞吐安全, 要求吞吐井水泥返深必须大于300 m, 固井质量为优或良, 套管满足吞吐压力要求。

2011年在鲁克沁油田优选注气吞吐30井次。包括玉东区块20口油井, 玉西区块5口油井, 其中5井次为2011年度重复注气井。吞吐推广应用方案的基本参数是: 直井第一轮吞吐周期注气量 $20 \times 10^4 \sim 25 \times 10^4 \text{ m}^3$, 第二轮注气吞吐时适当提高注气量, 第三轮及以上轮次注气量 $40 \times 10^4 \text{ m}^3$, 注气速度 $3 \times 10^4 \sim 6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 关井时间12 d左右, 生产周期150~180 d。

3.3 天然气吞吐配套管、杆柱优化设计

针对前期试验过程中安全风险大、作业周期长、单

井占产严重等问题, 开展了完井一趟管、杆柱工艺设计优化, 见图3; 研究应用了气密封开关, 实现四大功能: 针对环空掺稀井, 注气时不需要改变举升工艺, 生产前, 可通过套管打压方式打开开关进行套管掺稀; 针对空心杆掺稀井, 生产过程中可打开通道进行热洗; 注气时可实现注气管柱的高压气密封, 应急打开通道进行循环压井; 进行油管正打压可关闭气密封开关, 实现二次或多次注气作业。

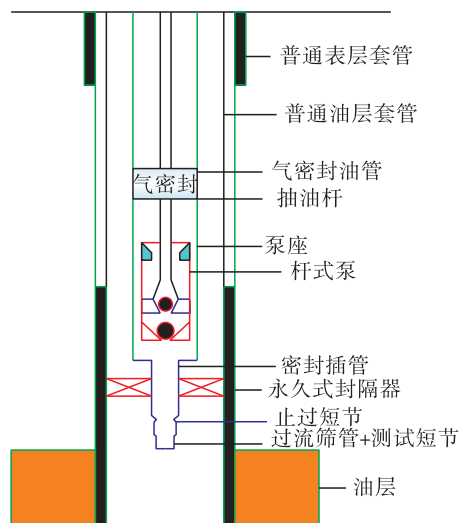


图3 天然气吞吐注气管柱结构

4 天然气吞吐实施效果

2011年鲁克沁油田共实施天然气吞吐井30井次, 地层存气率超过96%, 达到注气预计效果。根据“泡沫油”形成及增产机理研究, 结合动态分析法, 对不同井的有效厚度、能量状况及边底水的影响进行分析评价。从生产动态上看, 吞吐油井产油大于1.5 t/d的油井吞吐效果好, 初期单井增产4.7 t/d, 周期内增油2.9 t/d, 平均有效期大于120 d, 单井增油大于300 t以上。截至2012年4月底, 仍有4口井在有效期内, 累计增油 $1.3 \times 10^4 \text{ t}$, 见图4。

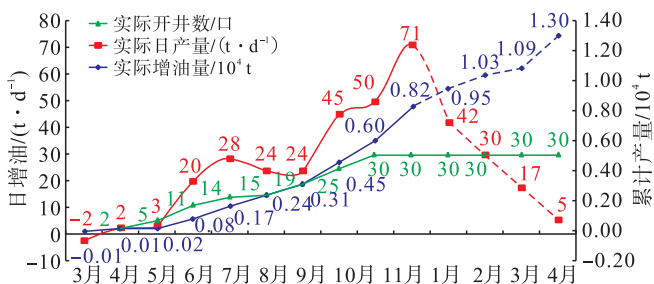


图4 2011~2012年天然气吞吐增产运行曲线图

5 评价

5.1 注气强度

在45 MPa系统压力下, 注气强度(单位有效厚度油

层的日注气量)越大,相同时间内注入的流体质量越多,降黏半径越大,溶于原油的天然气越多,泡点压力越高,越容易产生泡沫油。但是,注气速度过高,亦可能导致天然气突破时间较短,发生气窜,降低天然气利用率,因此有必要对注气强度进行控制。统计2005~2011年首轮注气可比油井26口的注气强度数据,日注气强度大于1 000 m³/m的19口油井,日增产量大于2 t,吞吐效果较好。分析认为日注气强度大于1 000 m³/m,可有效降黏半径增大,吞吐效果好。

5.2 关井时间

天然气注入地层后,需关井一段时间。关井时间的长短影响到天然气与稠油接触的效果。关井时间过短会造成注入的天然气不能与原油充分接触,影响“泡沫油”的效果;关井时间过长会导致天然气向油藏边界扩散,影响到油井近井区能量的储存。因此,天然气吞吐需要合理的关井时间。经过现场实验统计发现,关井时间控制在10~15 d,开发效果好,延长关井时间对油气混融的

改善效果不大。

5.3 地质

根据30井次天然气吞吐跟踪分析,吞吐前油井产油量大于1.5 t/d即可获得较好经济产量,油井在注入天然气后所形成的“泡沫油”会比自然衰竭式开采保存更多的弹性能量,只要油井吸气均有增产效果。生产油层段隙度大于18 %、渗透率大于10×10⁻³ μm²的油井,吸气能力相对较好。油井注气吞吐后,产液量增加且含水下降,实现增产,地层能量保持较好的井,吞吐有效期长,累计增油量高。中高含水的油井,注气吞吐后含水下降幅度大于30 %,尤其是见注入水的油井,注气后含水下降幅度相对更大。

5.4 吞吐轮次

统计对比了2005~2011年55口井的天然气吞吐实施效果,发现天然气吞吐油井吞吐前三轮是增产的黄金阶段;后续轮次吞吐中,必须通过扩大注气规模和注水补充地层能量来确保后期吞吐效益,见表2。

表2 多轮次吞吐油井实施效果统计表

吞吐轮次	井数/口	有效期/d	单井增油量/(t·d ⁻¹)	累计增油量/t	单井注气量 /10 ⁴ m ³	吸气压力/ MPa
第一轮	31	113	2.8	9 714.5	22.4	35
第二轮	14	119	2.4	3 952	24.6	36.4
第三轮	7	80	1.9	1 037	30	33
第四轮	3	38	0.9	105	42	26

6 结论

整体而言,鲁克沁深层稠油油田的油井除个别井外基本都适合上述吞吐措施,总结得出以下结论:

- a)在45 MPa系统能力下,只要油井能吸气则均有增产效果。
- b)日注气强度大于1 000 m³/m,关井12 d即可达到较为理想的混融效果。
- c)注气吞吐后地层能够保持较好的弹性,单井产液量增加,实现油井增产。
- d)天然气吞吐能够大幅降低稠油密度和黏度,油井含水下降明显,实现油井增产。
- e)天然气吞吐油井吞吐前三轮是增产的黄金阶段;后续轮次吞吐,必须扩大注气规模和注水量以补充地层能量,确保后期吞吐效益。

参考文献:

[1] 孟科全,唐晓东,邹雯炆,等.稠油降粘技术研究进展[J].天然气与石油,2009,27(3):15-17.
Meng Kequan,Tang Xiaodong,Zou Wenwen,et al. Progress

in Research on Heavy Oil Viscosity Reduction Technology[J]. Natural Gas and Oil,2009, 27(3): 15-17.
[2] 张小波.辽河油区稠油采油工艺技术发展方向[J].特种油气藏,2005,12(5):9-13.
Zhang Xiaobo. Technical Development Trend of Heavy Oil Recovery Process in Liaohe Oil Province[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2005, 12(5): 9-13.
[3] 龚秋红,王洪松,孙 祥,等.八面河油田稠油掺水降粘集输技术[J].天然气与石油,2011,29(5):15-17.
Gong Qiuhong, Wang Hongsong, Sun Xiang, et al. Viscosity Reduction of Heavy Oil Mixed With Sewage in Bamianhe Oil-field[J].Natural Gas and Oil,2011, 29(5): 15-17.
[4] 吴 奇,张义堂,任芳祥,等.国际稠油开采技术论文集[C].北京:石油工业出版社,1998.
Wu Qi,Zhang Yitang, Ren Fangxiang, et al. Proceedings of the International Heavy Oil Recovery Technology [C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
[5] 刘喜林.难动用储量开发稠油开采技术[C].北京:石油工业出版社,2005.
Liu Xilin. Exploitation Technologies of Difficult-to-Production Reserves[C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.