

乐安油田南区火烧驱油提高采收率试验*

李迎春¹⁾ 邱国清¹⁾ 袁明琦¹⁾ 杜殿发²⁾ 姚 军²⁾

1) 胜利油田有限公司地质科学研究院; 2) 石油大学 东营

摘要:通过热采筛选、物理模拟和数值模拟研究,综合论证了乐安油田南区吞吐后转火烧驱油开发的可行性,开展了火烧驱油油藏工程设计。南区火烧驱油试验已见到初步效果,为胜利油区同类油藏的开发提供借鉴和指导。

关键词:火烧驱油;稠油油藏;吞吐后期;砂砾岩;乐安油田

中图分类号:TE357.44

文献标识码:B

文章编号:1009-9603(2002)04-0072-03

引言

乐安油田南区处于济阳拗陷东营凹陷南缘,属地层-构造油气藏,主要含油层位馆陶组,埋深 780~960m。含油面积 32.2km²。地质储量 4148 × 10⁴t,该油田具有岩性复杂、原油粘度高等特点。1991 年投入注蒸汽吞吐开发,1995 年年产油量达到峰值 105 × 10⁴t。随后由于没有新建产能接替,同时也受边水侵入的影响,产能大幅度下降。目前全区油井都已吞吐了 8~12 个周期,约 90% 的油井因高含水而关井,仍在生产的油井日产油也仅 1~5t。南区评价区室内研究和现场试验结果表明,高含水后蒸汽驱开发效果差,无效益,急需探索新的开发方式,因而开展了吞吐后期火烧驱油试验研究。

1 火烧驱油的可行性

1.1 井间剩余油富集

乐安油田南区经过 10 年的开发,目前采出程度仅 15.3%,平均剩余油饱和度为 46%,仍有 3513 × 10⁴t 储量留在地下。数值模拟研究表明,吞吐的加热半径仅 70m 左右,对于南区 200m 的吞吐井距,井间基本处于原始状态。

1.2 油层条件符合火烧驱油标准

火烧驱油是最早用于开发稠油的热采技术,在国外已有多年较大规模的矿场应用历史,取得了许多成功的经验。现场试验资料证实,火烧驱油采收

率可达 50%~80%^[1]。乐安油田南区油层埋藏浅,含油井段厚且集中,渗透率大,基本符合火烧驱油筛选条件,但地面脱气原油粘度偏高,孔隙度和原油饱和度也已接近筛选标准的下限,考虑到剩余油分布的不均匀性,在点火注气井注入一定量原油可达到筛选标准要求^[2]。

1.3 火烧驱油可大幅度提高采收率

采用南区的原油和模拟岩心进行室内燃烧釜和长管实验,实验结果表明,南区原油点燃温度为 380~390;达到 500 以上的燃烧温度后可实现火烧驱油(低于 500 表现为低温氧化),一维驱油效率为 0.598~0.83(表 1),按波及体积 40% 计算,南区转火烧驱油开发可提高采收率 20% 以上。

表 1 长管实验数据

序号	储量系数 /f	点火温度 /	空气耗量 /f	空气油比 /m ³ t ⁻¹	驱油效率 /f
1	0.14	500	238	1996	0.76
2	0.12	500	240	2414	0.67
3	0.12	420	291	3408	0.598
4 (湿烧)	0.11	420	234	2205	0.83

2 先导试验井区的选择

2.1 火烧驱油试验的影响因素

2.1.1 剩余油

长管实验 1 和 2 的储量系数分别为 0.14 和 0.12,比较接近,但二者的稳定燃烧空气油比相差

收稿日期 2001-12-17;改回日期 2002-04-02。

作者简介:李迎春,男,工程师,1991 年毕业于石油大学(东营)石油地质专业,长期从事油田开发工作。联系电话:(0546)8715374,通讯地址:(257015)山东省东营市聊城路 3 号。

*本文为中国石化集团股份有限公司科学技术研究开发项目“火烧油层开采配套技术研究”(P01046)

17.3%,驱油效率相差0.09(表1)。可见先导试验区应尽量位于剩余油饱和度相对较高的井区。

2.1.2 流体性质

该区原油粘度大于10000mPa·s,筛选标准中虽然对粘度上限没有明确要求,但国外火烧驱油开发成功的实例中,原油粘度一般小于10000mPa·s。与国内其他稠油油田(二类普通稠油,原油粘度3000~10000mPa·s)的长管实验结果相比(表2),原油粘度越高驱油效率越小。因此为确保试验取得成功,试验井区应位于粘度较小的井区。

表2 长管实验结果对比表

区块	粘度/ mPa·s	空气 耗量/f	空气油比 /m ³ t ⁻¹	驱油效 率,f
南区稠油	10000~ 30000	291	2414	0.6
一般稠油 (二类普通)	3000~ 10000	200	1100	0.9

2.2 试验井区选择

根据物理模拟结果和国内外经验,选择草南45-X17井组为火烧驱油试验区,该井组位于南区构造高部位,共有生产井24口,含油面积0.64km²,石油地质储量96×10⁴t。试验区井网完善,井况正常,储层分布较均衡,剩余油饱和度均在46%以上,原油粘度15000mPa·s,综合含水86%。

3 火烧驱油方案

针对砂砾岩油层特点,采用CMG软件对草南45-X17井组进行了数值模拟研究,主要包括吞吐末期剩余油分布、点火注气参数、火烧驱油方式等,并借鉴国内外经验进行了油藏工程设计。

3.1 油层点火位置

南区馆陶组油层投产时已全井段射开,需对油层点火位置进行优化。根据油层岩性特征,油层细分为三个均质段,第1层位于油层顶部,主要岩性为砂岩层,第2层为砂质充填砾岩,第3层为砂泥质充填砾岩。分别计算了点火位置选在第1层、第2层、第3层、第1~2层、第2~3层及全层段的开发效果(图1),燃烧方式为干烧,注气速度为21m³/min。

模拟结果表明,随射孔段长度的增加,累计产油量增加。主要是由于射孔段越长,地层垂向上吸气均匀垂向波及系数越大,累计产油量高。考虑砾岩为该层主力层,并尽可能减轻火线的超覆现象,提高火烧驱油的热利用率,选择在2~3层点火。

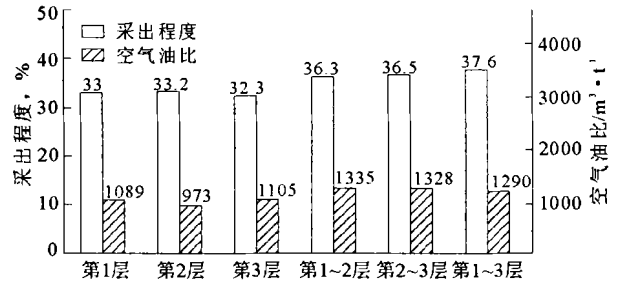


图1 不同点火位置的火烧驱油效果

3.2 注气速度

空气注入速度的选择是火烧驱油的关键。注气速度直接影响燃烧前缘的推进速度,同时也是能否维持燃烧的重要因素。

注气速度有恒速度和变速度两种方式。恒速度注入选择10000,20000,30000和40000m³/d。变速度注入采用Nelson和McNiel的三段式注入:第一阶段250d,注气速度0~80000m³/d;第二阶段1800d,注气速度80000m³/d;第三阶段250d,注气速度0~80000m³/d。

结果表明(图2),该井组以30000m³/d的注入速度注气时累积产油最高,注气速度低于8000m³/d时,不能维持燃烧,原因是注气速度较低时,燃烧缓慢且温度低,大量原油结成焦碳,火线推进速度慢;注气速度越快,燃烧前缘温度越高,推进速度越快,原油产出也越多,但注气速度过快时,容易发生气体外溢,造成空气消耗量增大,使火烧驱油成本升高。

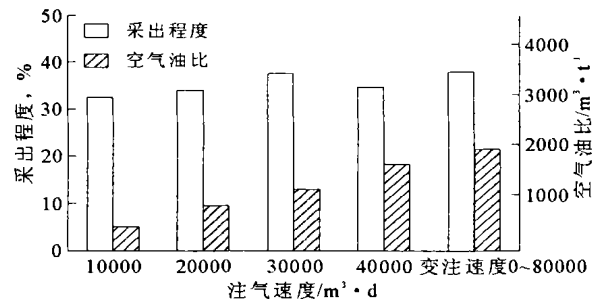


图2 不同注气速度下的开发指标对比

与恒速度注入相比,分阶段变速度注入方案更符合火烧驱油机理,累积产油量也最高,但它的空气油比也是最大的。综合考虑模拟结果及国外经验,本次试验采用分阶段变速度方式注气。

3.3 燃烧方式对火烧驱油效果的影响

空气携带热量的能力仅为水的四分之一,即燃烧产生的热量仅有四分之一对采油有利;而大部分热量留在已燃区内和损失在油层的上下隔层内,对采油毫无作用。与干式燃烧相比湿式燃烧具有充分

利用热能,减轻生产井的腐蚀,简化生产井的井筒结构,改善火烧驱油的经济效益等优点。物理模拟实验表明,湿式燃烧比干式燃烧驱油效率提高 0.232,气油比降低 35%,为此对湿式燃烧的转湿时机和注入的水气比进行了优化。

3.3.1 转湿时机的优化

为研究不同转湿时机对开发效果的影响,以 200m 井距为例,分别计算了火烧前缘推进井距的 8%,12%,16%,20%,25%和 30%后转湿式燃烧的开发效果,水气比按 1.2kg/m³计算。结果表明,随着转湿时间的延长,采出程度增加,空气油比也降低;但燃烧距离超过 25%时,采收率有所降低。因此,应选择燃烧距离为 25%时转湿烧。

3.3.2 水气比的优化

为确定最佳的水气比,计算了水气比为 0(干烧),0.4,0.6,1.0,1.2,1.5,2.0 和 3.0kg/m³八个方案的开发效果(图3)。结果表明,最佳水气比为 2.0kg/m³。在水气比小于 2.0kg/m³时,随着水气比增加,在油藏中能形成比较大的蒸汽带,使采收率增加,空气油比减少;当水气比大于 2.0kg/m³时,油藏中产生的热量有限,采收率随水气比增加而提高的幅度降低。

3.4 推荐方案及开发指标预测

综合考虑国内火烧驱油的工艺技术及乐安油田

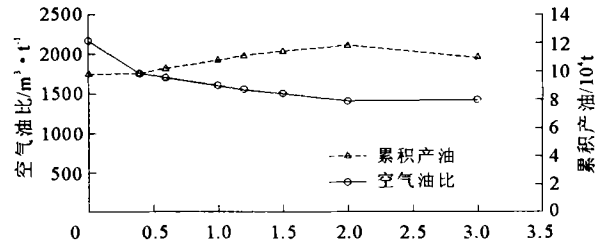


图3 不同水气比开发指标对比

南区的实际情况,推荐方案采用在砾岩中下部点火,点火温度 420 以上,变速度方式注气,生产井采用蒸汽吞吐辅助生产,预计 1.5 年后明显见效,见效期 4 年,单井组需注空气 29400 × 10⁴ m³,空气油比 3000m³/t,预测提高采收率 24.8%。

4 实施效果

2001 年 3 月 13 日,草南 45 - X17 井组开始火烧驱油现场试验,点火温度 420 ~ 430 (表 3),截止 2001 年底,累积注入空气 764.88 × 10⁴ m³,点火第 3 天周围井陆续监测到 CO₂,目前已有 18 口井监测到 CO₂,其最高含量达 15%,氧气利用率为 99%。说明油层点火成功并维持燃烧。由于燃烧生成气的驱替作用,已有 12 口生产井见到增油效果,累积增油 5537t。

表3 草南 45 - X17 井组各阶段注气参数

阶段	时间	持续时间/d	注气压力/MPa	注气速度/m ³ d ⁻¹
点火期	20010313 ~ 20010326	14	2	4200 ~ 4800
第一燃烧期	20010326 ~ 20010605	70	2	20400 ~ 20640
第一燃烧期	20010605 ~ 20011231	209	3	36000 ~ 43200

5 结论

草南 45 - X17 井组火烧驱油试验,选择在砾岩中下部点火,既可保证地层的吸气能力,又能减缓火线超覆;采用分阶段变速度注气更符合火烧驱油开发规律;现场采用湿式,当火烧驱油燃烧距离达到注采井距的 25%时,转湿效果较好,合理的水气比为 2.0kg/m³,火烧驱油 5.5 年可提高采收率 24.8%。

火烧驱油矿场试验已见到初步效果,有18口生

产井监测到 CO₂,12 口井见到增油效果,说明油层点火成功并维持燃烧,为胜利油区同类油藏的开发提供借鉴和指导。

参考文献:

- 1 岳清山,王艳辉.火烧驱油采油方法的应用.北京:石油工业出版社,2000
- 2 王弥康,张毅,黄善波等.火烧油层热力采油.东营:石油大学出版社,1998

编辑 王友启

XP3 38 well as example using the techniques of pyrolytic geochemical analysis and thermal evaporation hydrocarbon chromatography analysis. Oil bearing grade of the reservoir is determined and reservoir nature is evaluated. The methods of geochemical log and core extraction are identical on the evaluation of the distribution of the remaining oil through the comparison between the values of the oil saturation obtained by the above two methods.

Key words: geochemistry, pyrolysis analysis, thermal evaporation hydrocarbon chromatography

Ma Jianhua, Liang Kaifang, Gong Junfeng et al. Laboratory study and application of plugging agent of Amorphophallus rivieri powder. PGRE, 2002, 9 (4) : 64 ~ 65

Viscosity, swelling capacity, gel strength, heat resistance, gel performance, scouring resistance capacity and breakthrough pressure of the plugging agent of Amorphophallus rivieri powder are measured in laboratory experiments, and then the performance of the plugging agent is evaluated. Five water injection wells are operated at Shengtuo oilfield in July 2001, response has appeared in 14 oil wells among corresponding 19 oil wells with 2816.5t of cumulative incremental oil production.

Key words: laboratory experiment, plugging agent of Amorphophallus rivieri powder, profile control by water plugging, field application

Yu Yuanzhou, Yang Guangrong, Tian Jinhai et al. Improvement and application of material balance equation for condensate gas reservoir. PGRE, 2002, 9(4) : 66 ~ 68

The most effective production scheme of cyclic gas injection for keeping formation pressure at present is adopted generally to improve oil gas recovery in the condensate gas reservoir. Large deviation will appear if material balance equation of the gas reservoir for calculating OIP is used directly in this production scheme. So the equation is improved, then the material balance equation in the gas injection development for the condensate gas reservoir is obtained.

Key words: condensate gas reservoir, material balance equation, deviation factor, cyclic gas injection

Pan Juling, Huang Shangjun, Zhu Yang et al. State of the art and developing tendency on reservoir numerical simulation. PGRE, 2002, 9 (4) : 69 ~ 71

The state of the art on the reservoir numerical simulation at home and abroad is introduced. A brief description is on parallel algorithm, grid technique, rough grid, numerical solution, dynamic reservoir model building, dynamic tracing simulation, 3D display and some other techniques. The developing tendency of numerical simulation is pointed out.

Key words: parallel algorithm, grid technique, rough grid, simulation stage by stage, dynamic tracing simulation, numerical solution

Li Yingchun, Qiu Guoqing, Yuan Mingqi et al. EOR experiment of in situ combustion in south area of Lean oilfield. PGRE, 2002, 9 (4) : 72 ~ 74
Feasibility of development by in situ combustion after steam stimulation in south area of Lean oilfield is discussed comprehensively, and reservoir engineering design of in situ combustion is carried out through the study on thermal recovery screening, physical simulation and numerical simulation. Initial response appeared in the experiments of the in situ combustion in south area, and it provides reference and guiding for the development of the same kind of oil reservoirs in Shengli petroliferous province.

Key words: in situ combustion, heavy oil reservoir, later period of steam stimulation, glutenite, Lean oilfield

Zhou Jiaju, Guo Zhihua, Liu Zhiping et al. Measures for tapping potential of remaining oil in extra high water cut period of He 31 fault block. PGRE, 2002, 9 (4) : 75 ~ 76

In order to enhancing oil recovery of He 31 fault block further, rules of distribution and measures for tapping potential of the remaining oil in extra high water cut period are studied started with fine reservoir description. Many techniques are applied to adjustment and tapping potential including directed drilling, sidetrack drilling technique and hydrodynamic methods. After field practice, the effect of waterflooding development is improved obviously, and recovery efficiency increased from 42.2% to 45.98%. It is proved that the above measures are effective on tapping the potential in the complex fault block reservoirs by field application.

Key words: complex fault block reservoir, extra high water cut period, remaining oil distribution, sidetrack drilling, hydrodynamics, recovery efficiency

Chang Fangrui, You Xingyou. Research and field application of high pressure packing technique. PGRE, 2002, 9 (4) : 77 ~ 79

High pressure packing is a technique in which screen casing annulus is sealed by high pressure packing tool of PFS, and sand control system with good continuity, high permeability and big radius will be formed at high pressure using fracturing truck group and right sand transport ratio in integrated formation gravel input and wire wrapped liner outside packing. The application in Gudong oilfield proves