

火驱开发油井出砂状况分析与治理

秦洪岩

中国石油辽河油田公司, 辽宁 盘锦 124010

摘 要:曙光油田火驱开发始于 2005 年, 历经先导试验、外扩试验、规模试验等阶段, 目前已实施 105 个井组, 年产油规模达到 24.1×10^4 t。随着油井见效程度的不断提高以及日排尾气量的明显增加, 油井出砂问题日益严重。2016 年杜 66 块出砂井数达到 240 口, 是转驱前的 6.3 倍, 严重影响火驱开发效果。通过火驱油井出砂与尾气的相关性分析, 并立足于不同尾气排量情况下的焖、放、采、下等关键生产节点, 逐步摸索出一套适合火驱开发的出砂井管理办法, 提高了油井生产时率, 保障了火驱开发效果。该研究可为火驱开发油井的出砂治理提供借鉴。

关键词:火驱; 出砂; 尾气

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2018.03.014

Analysis and Treatment of Sand Production in Fire Flooding Oil Well

Qin Hongyan

Liaohe Oilfield of CNPC, Panjin, Liaoning, 124010, China

Abstract: The fire flooding development in Shuguang oilfield started in 2005, and has gone through pilot test, outstep expansion test, scale test, and etc. At present, 105 well groups have been implemented, with the annual oil production reaching 24.1×10^4 t. With the increasing effectiveness of oil wells and the obvious increase of daily exhaust emission, the sand production of oil wells is increasingly serious. In 2016, the number of sand wells in block Du 66 reached 240, which was 6.3 times higher than that before flooding conversion, seriously affecting the development effect of fire flooding. Through the correlation analysis of sand production and tail gas in fire flooding oil wells, and based on the key production nodes such as braising, releasing, collecting and lowering under different tail gas discharge conditions, a sand production well management method suitable for fire flooding development is gradually explored, which improves the oil well production time rate and ensures the development of fire flooding. This study can provide reference for sand control of oil wells developed by fire flooding.

Keywords: Fire flooding; Sand production; Tail gas

0 前言

杜 66 块-杜 48 块位于曙光油田西南部, 构造上位于辽河断陷西部凹陷西斜坡中段, 南部与杜 84 块、杜 68 块

相邻, 东部为杜 90 块, 开发目的层系为下第三系沙四段上部杜家台油层。含油面积 8.4 km^2 , 地质储量 $5\,629 \times 10^4$ t。为改善区块开发效果, 提高采收率, 2005 年在杜 66 块开展了火驱开发先导试验^[1-3], 并获得成功。杜 66 块

收稿日期: 2018-01-18

作者简介: 秦洪岩(1983-), 男, 黑龙江肇东人, 工程师, 学士, 现从事火驱采油工艺的研究与管理工作。

为曙光油田火驱开发的主力区块,目前已转驱 72 个井组,进入火驱规模实施阶段,主要体现在产油量大幅度提升、油井利用率提高等方面,同时火线单向突进、油井见效情况不同、尾气分布不均等开发矛盾逐渐突出。为解决这些问题,必须加快对火驱开发影响因素的研究。

1 研究背景

1.1 开发历程

1.1.1 热采吞吐

区块自 1985 年正式投入热采开发以来,先后经历了上产、稳产、产量递减、产量恢复等四个阶段。

上产:1986 ~ 1990 年,200 m 基础井网,采油速度 1.39 %,采出程度 4.4 %;

稳产:1990 ~ 1994 年,141 m 五点法注采井网;1994 ~ 1997 年,局部加密至 100 m,采油速度 1.28 %,采出程度 14.0 %;

产量递减:1998 ~ 2009 年,高周期缓慢递减,蒸汽驱、热水驱先导试验均未取得理想效果,采油速度 0.3 %,采出程度 21.2 %;

产量恢复:2009 年至今,火驱规模不断扩大,产量呈上升趋势。

1.1.2 火驱开发

油藏进入开发后期,存在“两高三低”(即生产周期高、动用程度高、地层压力低、产能低和采出速度低)的开发特点,为了寻求老区产量接替方式,结合区块本身油藏特点,决定选择火驱作为杜 66 块的后期开发方式,并于 2005 年进行现场试验,取得良好效果。杜 66 块火驱开发先后经历了单井单层、多井单层、多井多层的火驱先导试验,目前已转驱 105 个井组,年产油规模达到 24.1×10^4 吨,取得了较好的效果。

1.2 存在的主要问题

火驱即火烧油层,是一种用电、化学等方法使油层温度达到原油燃点,并向油层注入空气或氧气使油层原油持续燃烧的采油方法。随着火驱规模不断扩大^[3-5],油井见效程度不断提高^[6-7],油井出砂问题日益严峻,成为制约火驱开发稳产的重要因素之一。其中年砂卡井数由转驱前的 4 井次上升至目前的 65 井次,出砂井数由转驱前的 38 口上升至目前的 240 口,增长了 6.3 倍,严重影响了火驱开发效果。

当空气中的氧气被消耗,氮气及其它气体混合形成的烟道气一起通过生产井排出形成尾气。日排尾气量高于 $5\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 的油井出砂比例最高,为 89 %,而日排尾气量小于 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 的油井出砂比例最低,仅为 33 %。因此,日排尾气量越大,出砂越严重。火驱开发油井尾气量统计见表 1。

表 1 火驱开发油井尾气量统计表

日排尾气 / m^3	井数 /口	出砂比例 / (%)
< 1 000	201	33
1 000 ~ 5 000	143	59
> 5 000	73	89

2 油井出砂与尾气产量的相关性分析

目前火驱油井的生产管理方式仍延续吞吐开发模式^[8-9],未适应火驱产生的新变化,导致油井出砂加剧。

2.1 高尾气井放喷方式不匹配

火驱开发油井放喷方式仍采用吞吐开发管理模式,以放喷液量及温度为参考数据制订管理标准,油井放喷不出,压力落零后实施焖井。因火驱高尾气油井的生产特征^[10-12],部分油井待下泵时压力会恢复,因此需要二次放喷或多次非连续性放喷,导致油井出砂加剧。根据近几年卡井井数与放喷天数的统计,放喷天数大于 6 d 时卡井概率大大增加,见表 2。

表 2 卡井概率与放喷时间统计表

放喷天数 /d	总井数 /口	卡井井数 /口	卡井概率 / (%)
0 ~ 3	253	81	32
4 ~ 6	111	35	32
> 6	53	30	57

2.2 出砂井管柱设计不匹配

因杜 66 区块火驱开发高尾气的特征,为防止油井生产时产出的尾气进入泵筒影响泵效,泵深通常设计在主力产气层以下,以减小尾气对泵效的影响。但对于出砂较为严重的油井,加深泵挂增加了油井砂卡概率。

2.3 生产压差控制不平稳

2.3.1 尾气量突增,加剧油井出砂

在生产过程中火驱油井尾气量是不断变化的,部分油井尾气量波动过大(大于 $5\,000\text{ m}^3$),造成井底流压过大^[13-14],使近井地带堆积的地层砂进入泵筒。2016 年共有 8 口油井由于尾气量变化过大而造成砂卡。例如曙 1-38-52 井为 2015 年新井,原井杜 97 无出砂史,经过吞吐引效,生产效果明显改善,日产油量由 3 t/d 上升至 5 t/d,但其日排尾气量增长较快,2 天内由原来的 $3\,108\text{ m}^3$ 上升至 $10\,038\text{ m}^3$,发生砂卡现象。曙 1-38-52 井生产曲线见图 1。

2.3.2 采液强度过大,加剧油井出砂

火驱油井的采液强度大小与火线推进速度、尾气排量有较大关系^[15-16]。据统计 2016 年共有 14 口井因液量上升导致尾气排量大幅度提高,造成油井砂卡。以曙 1-045-036 井为例,该井本周期日产液量由 27 t 上升

至43 t,日产油由5 t上升至14 t,随着液量的上升日排尾气量由1 519 m³上升至5 311 m³,油井采液强度过大,加剧了油井出砂程度。曙1-045-036井生产曲线见图2。

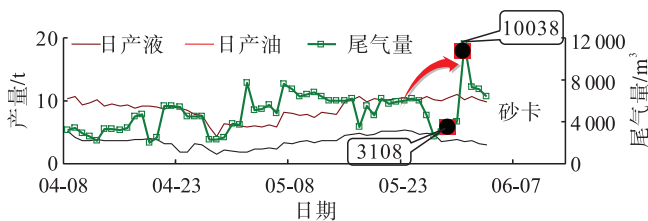


图1 曙1-38-52井生产曲线

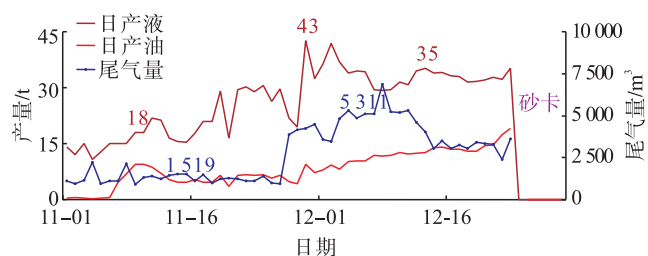


图2 曙1-045-036井生产曲线

3 综合治理方案及效果评价

针对火驱出砂井带来的上述矛盾,通过积极转变思想观念,创新生产管理方法,从“焖、放、下、采”等关键环节入手,通过实施、评价、再实施,不断探索出一套适应火驱开发的出砂井管理对策^[17]。

3.1 合理放喷方式

针对放喷难度大、时间长的问題,主要采用自制放喷流程,见图3。在放喷末期,实施油套同放,加快放喷速度,有效防止油井激动出砂,并为作业施工安全提供有力保障。共实施防喷74井次,平均单井放喷时间由6 d缩短至3 d,累计提高生产时率222 d,增油444 t。

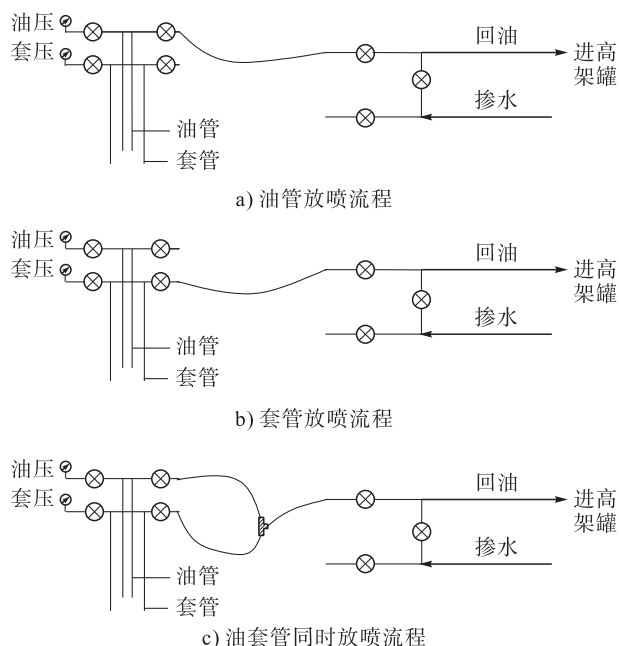


图3 合理放喷方式示意图

3.2 精细管柱设计

由于尾气及出砂对油井生产造成影响^[18-19],因此对火驱油井管柱设计实施“一井一策”,最大限度地满足生产需求。

当油井尾气量小于1 000 m³时,将泵深设计在油层顶部,并配合使用气锚,此类油井日排尾气量较小,利于沉砂,减少油井砂卡的概率。

当油井尾气量大于1 000 m³小于5 000 m³时,若油井供液能力较强,周期产液大于15 m³/d,可将泵深设计在油层顶部,并加装气锚,在防止砂卡的同时保证油井产能。否则,油井泵深应设计在油层中部,提高油井沉没度,避开主力产气层,减小尾气对泵效的影响,同时配套使用防砂泵,降低出砂影响。

当油井尾气量大于5 000 m³时,应将油井泵深设计在油层中部并加装气锚,同时配套使用防砂措施。这类油井尾气量较大,上提泵挂易造成气锁,影响油井生产。

3.3 生产压差控制

3.3.1 规范尾气排放,合理控制生产压差

开井当天尾气量控制在5 000 m³以内,之后每日增加1 000 m³,降低油井启动压差。在油井生产过程中详细观察油井日排尾气量变化情况,并对尾气流程安装自行研制的可调式多功能油嘴,发现尾气突增的油井时及时动态调控,控制尾气排放速度,防止砂卡。

3.3.2 规范采液强度,合理控制生产压差

在规范尾气排放的同时对部分单向气窜井实施控液生产,并按尾气量状况分为A、B、C三类油井。

A类油井:尾气量大于5 000 m³的油井,共有73口;

B类油井:尾气量在1 000~5 000 m³的油井,共143口;

C类油井:其他不属于A、B类的油井,共有201口。

油井在下泵初期均采取低冲次开井,降低油井启动压差,生产平稳后(开井后2~3 d),根据油井分类及产量情况,适当调整油井参数:

A类油井尾气量较大,易出砂,生产时产量控制在10~15 m³/d;

B类油井产量控制在15~20 m³/d;

C类油井尾气量较小,日产液量控制在25 m³/d以内。

3.4 合理配套防砂措施

近年来对出砂较为严重的油井实施配套防砂措施,主要以高温固砂、化学防砂及人工井壁防砂为主,共实施各项防砂措施51口,但现有防砂措施存在较大问题,影响了防砂效果。其中高温固砂不适用于杜66块油藏,易造成油藏堵塞,而化学防砂效果较好,但有效期较短,仅一周左右;人工井壁防砂有效期较长,可持续2~3

周,但投入相对较大。

3.5 总体效果评价

实施后有效生产时间增加 422 d,增油 844 t,减少检泵作业 40 井次,取得较好效果^[17-18]。

4 结论

1)随着火驱时间延长,尾气量的增加是导致油井出砂加剧的主要原因。

2)深入分析火驱出砂与尾气量的相关性,合理匹配焖、放、下、采四个环节是减少油井出砂的有效途径。

3)及时有效治理火驱出砂问题,保证火驱开发效果,增加油井有效生产时率,对老区稠油开发末期转变开发方式,推广应用新技术具有较大意义。

4)随着火驱规模不断扩大,新矛盾、新问题不断出现,相关技术的提升和改进对改善火驱开发效果尤为重要。

参考文献:

- [1] 曹宏明,巩卫芳,谢彩虹.曙光油田杜66区块储层物性及分布特征评价[J].科学技术与工程,2012,12(29):7683-7685.
Cao Hongming, Gong Weifang, Xie Caihong. DU 66 Blocks of Reservoir Properties and the Distribution Characteristics of the Dawn of the Oil Field Evaluation Analysis [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12 (29): 7683-7685.
- [2] 赵庆辉.薄互层状普通稠油油藏注热水开发可行性研究:以辽河曙光油田杜66块下层系为例[J].中国海上油气,2005,17(4):251-255.
Zhao Qinghui. A Feasibility Study of Hot-Water Injection Development for Thin-Interbedded Reservoir with Heavy Oil: A Case of Lower Interval of Du66 Block in Shuguang Oilfield, Liaohe Area [J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17 (4): 251-255.
- [3] 张方礼.火烧油层技术综述[J].特种油气藏,2011,18(6):1-5.
Zhang Fangli. An Overview of in Situ Combustion Technology [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2011, 18 (6): 1-5.
- [4] 王威,蒋明,杨平.稠油火驱开发效果模糊评价[J].广东化工,2013,40(23):26-27.
Wang Wei, Jiang Ming, Yang Ping. Fuzzy Appraisal for the Fireflood Development Effect of Heavy Oil [J]. Guangdong Chemical Industry, 2013, 40 (23): 26-27.
- [5] 蔡文,李友平,李淑兰.火烧油层技术在胜利油田的应用[J].石油钻探技术,2004,32(2):53-55.
Cai Wen, Li Youping, Li Shulan. Applications of Combustion Drive in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32 (2): 53-55.
- [6] 许国民.杜66块火驱开发动态调控技术研究[J].特种油气藏,2014,21(1):81-83.
Xu Guomin. Study on Adjustment and Control Technology of In-situ Combustion Performance in Block Du66 [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2014, 21 (1): 81-83.
- [7] 袁士宝,宁奎,蒋海岩,等.火驱燃烧状态判定试验[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(5):114-118.
Yuan Shibao, Ning Kui, Jiang Haiyan, et al. Experiments of Judging Combustion State of In-situ Combustion [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36 (5): 114-118.
- [8] 林日亿,任旭虎,谢志勤,等.火烧开发现场动态跟踪分析[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(1):141-144.
Lin Riyi, Ren Xuhu, Xie Zhiqin, et al. Tracking Analysis of Dynamic Tracking on Combustion Development Site [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36 (1): 141-144.
- [9] 杨永洪,姚团军,李涛,等.燃烧条件对火驱效果的影响[J].石油化工应用,2015,34(3):36-40.
Yang Yonghong, Yao Tuanjun, Li Tao, et al. Influence of Combustion Conditions on In-situ Combustion Effect [J]. Petrochemical Industry Applications, 2015, 34 (3): 36-40.
- [10] 曲占庆,李杨,田相雷,等.火驱燃烧前缘位置预测与影响因素研究[J].石油化工高等学校学报,2015,28(1):36-40.
Qu Zhanqing, Li Yang, Tian Xianglei, et al. Prediction Method and Influence Factors of Combustion Front in the Process of Fireflooding [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2015, 28 (1): 36-40.
- [11] 陈锐,邢晓凯.火驱地面尾气处理工艺进展[J].油气田环境保护,2013,23(6):71-75.
Chen Rui, Xing Xiaokai. Ground Tail Gas Treatment of In-situ Combustion Process [J]. Environmental Protection of Oil and Gas Fields, 2013, 23 (6): 71-75.
- [12] 王健,吴丰豆,刁长军,等.火驱过程气体流量控制体系的筛选与性能评价[J].油田化学,2016,33(1):151-154.
Wang Jian, Wu Fengdou, Diao Changjun, et al. Screening and Evaluation of Gas Mobility Control System in the Process of Fireflood [J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33 (1): 151-154.
- [13] Greaves M,王玉华,裴东旗,等. THAI——稠油开采和就地升温的注空气新技术[J].国外油田工程,2001,17(9):14-19.
Greaves M, Wang Yuhua, Pei Dongqi, et al. THAI-New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In Situ Upgrading [J]. Foreign Oilfield Engineering, 2001, 17 (9): 14-19.
- [14] 李建勋,张博,郭伟.火烧油层实验中空气流动率和压力的影响[J].辽宁化工,2014,43(1):92-93.
Li Jianxun, Zhang Bo, Guo Wei. Effect of Pressure and Air

- Flow Rate on In-situ Combustion Experiments [J]. Liaoning Chemical Industry, 2014, 43 (1): 92-93.
- [15] 李得信, 张洪, 方惠军. 涩北气田动态监测技术[J]. 油气井测试, 2012, 21 (3): 46-48.
- Li Dexin, Zhang Hong, Fang Huijun. The Dynamic Monitoring Tech in Sebei Gas Field [J]. Well Testing, 2012, 21 (3): 46-48.
- [16] 关文龙, 马德胜, 梁金中, 等. 火驱储层区带特征实验研究[J]. 石油学报, 2010, 31 (1): 100-104.
- Guan Wenlong, Ma Desheng, Liang Jinzhong, et al. Experimental Research on Thermodynamic Characteristics of In-situ Combustion Zones in Heavy Oil Reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (1): 100-104.
- [17] 金兆勋. 高升油田火烧油层过程控制技术研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35 (6): 41-44.
- Jin Zhaoxun. Study on Situ Combustion Process Control Technology in Gaosheng Oilfield [J]. Drilling and Production Technology, 2012, 35 (6): 41-44.
- [18] 孙永杰. 火驱辅助重力泄油合理燃烧方式研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2011.
- Sun Yongjie. Study on Proper Combustion Type of Combustion Assisted Gravity Drainage [D]. Beijing: China Petroleum University, 2011.
- [19] 黄祥峰, 刘锋. 东胜气田排水采气工艺技术难点及对策[J]. 天然气与石油, 2017, 35 (3): 80-84.
- Huang Xiangfeng, Liu Feng. Difficulties and Countermeasures of Drainage Gas Recovery Process in Dongsheng Gas Field [J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35 (3): 80-84.

(上接第59页)

- Yang Guang, Qi Yingxia, Zhang Hua, et al. Advancement in Experimental Research on Replacement of CH₄ from Hydrate with CO₂ [J]. Cryogenics & Superconductivity, 2010, 38 (5): 70-75.
- [13] 祁影霞, 喻志广, 闫辉, 等. CO₂ 置换甲烷水合物热力学影响因素实验研究[J]. 石油与天然气化工, 2012, 41 (3): 285-288.
- Qi Yingxia, Yu Zhiguang, Yan Hui, et al. Experimental Study of Thermodynamic Effects on Replacement of Methane Hydrates by CO₂ [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2012, 41 (3): 285-288.
- [14] 王小文, 刘昌岭, 李淑霞, 等. 甲烷水合物 CO₂ 置换开采研究现状与展望[J]. 海洋地质前沿, 2013, 29 (12): 25-31.
- Wang Xiaowen, Liu Changling, Li Shuxia, et al. Exploitation of Methane Hydrate by Replacement of Methane with CO₂: Current Status and Future Development [J]. Marine Geology Frontiers, 2013, 29 (12): 25-31.
- [15] 孙建业, 刘乐乐, 王小文, 等. 沉积物中甲烷水合物的 CO₂ 置换实验[J]. 天然气工业, 2015, 35 (8): 56-62.
- Sun Jianye, Liu Lele, Wang Xiaowen, et al. Experimental Study on the Replacement of Methane Hydrate in Sediments with CO₂ [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35 (8): 56-62.
- [16] 蒋向明. 天然气水合物的形成条件及成因分析[J]. 中国煤炭地质, 2009, 21 (12): 7-11.
- Jiang Xiangming. Forming Conditions and Genetic Analysis of Natural Gas Hydrate [J]. Coal Geology of China, 2009, 21 (12): 7-11.
- [17] 郭天民. 多元气-液平衡和精馏[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- Guo Tianmin. Multi-Component Gas-Liquid Equilibria and Rectification [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [18] 王春龙, 翟盼盼, 冯荣, 等. 多孔介质水合物中储存二氧化碳的实验研究[J]. 工程热物理学报, 2012, 33 (4): 616-618.
- Wang Chunlong, Zhai Panpan, Feng Rong. Experimental Study on CO₂ Storage with Gas Hydrate Method in Porous Media [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2012, 33 (4): 616-618.
- [19] 李旭光. 天然气水合物生成影响因素及稳定性研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2008.
- Li Xuguang. Studies on the Formation Affecting Factor and Stability of Natural Gas Hydrates [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2008.
- [20] 邢艳青, 祁影霞, 喻志广, 等. 二氧化碳置换甲烷水合物的实验研究[J]. 石油与天然气化工, 2014, 43 (1): 33-38.
- Xing Yanqing, Qi Yingxia, Yu Zhiguang, et al. Experimental Study on Replacement of Methane Hydrates by CO₂ [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2014, 43 (1): 33-38.