

文章编号: 0253-2697(2017)03-0324-09 DOI:10.7623/syxb201703009

稠油油藏火烧油层吞吐技术与矿场试验

梁金中^{1,2} 王伯军³ 关文龙³ 侯平舒⁴ 彭妥⁴ 苗利军²

(1. 中国石油大学石油工程教育部重点实验室 北京 102249; 2. 北京普新石油技术开发有限公司 北京 100083;
3. 提高石油采收率国家重点实验室 北京 100083; 4. 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司内蒙采油厂 河南濮阳 457001)

摘要:通过室内物理模拟实验和油藏数值模拟的方法,研究了稠油油藏火烧油层吞吐开发的机理和相关油藏工程问题。研究表明:火烧油层吞吐具有热力降黏、原油裂解改质和烟道气溶解降黏等多重作用机理,火烧油层吞吐开发理念在理论上是成立的。结合火烧油层吞吐面临的油藏特征和转火驱的要求,给出了火烧油层吞吐开发模式的井网设计原则、周期注气量和注气速度的优化方法,并指出了火烧油层吞吐实施过程中对点火工艺和防腐工艺等关键环节的技术要求。研究结果应用于内蒙M8井区火烧油层吞吐矿场试验中,取得了技术上的成功。该技术适合于深层、超深层以及水敏性等难以注蒸汽开发的油藏。

关键词:火烧油层吞吐;水敏油藏;物理模拟;数值模拟;矿场试验

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Technology and field test of cyclic in situ combustion in heavy oil reservoir

Liang Jinzhong^{1,2} Wang Bojun³ Guan Wenlong³ Hou Pingshu⁴ Peng Tuo⁴ Miao Lijun²

(1. Key Laboratory of Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Beijing Puxin Petroleum Technology Development Company Limited, Beijing 100083, China; 3. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China; 4. Neimeng Oil Production Plant, Sinopec Zhongyuan Oilfield Company, Henan Puyang 457001, China)

Abstract: Laboratory physical simulation experiments and reservoir numerical simulation methods were used to study the development mechanism of cyclic in situ combustion (ISC) of heavy oil reservoir and other related reservoir engineering problems. The research has shown that cyclic ISC has multiple action mechanisms, such as upgrading the crude oil through cracking and reducing the viscosity by heat and the dissolution of flue gas. Therefore, the development concept of cyclic ISC is tenable on a theoretical level. According to the reservoir characteristics of and the requirements of fire flooding for cyclic ISC, the well pattern design principle and the optimization method of cyclic gas injection volume and gas injection rate were given for the development mode of cyclic ISC. Meanwhile, this paper put forward the requirements for the ignition, anti-corrosion processes and other key technologies in the implementation of cyclic ISC. The result has been applied to the cyclic ISC pilot experiments of M8 block, Inner Mongolia, and has achieved technical success. This technology is applicable to the deep, ultra-deep and water-sensitive reservoirs difficult to be developed by steam injection.

Key words: cyclic in situ combustion; water-sensitive reservoir; physical simulation; numerical simulation; field test

引用:梁金中,王伯军,关文龙,侯平舒,彭妥,苗利军.稠油油藏火烧油层吞吐技术与矿场试验[J].石油学报,2017,38(3):324-332.

Cite: LIANG Jinzhong, WANG Bojun, GUAN Wenlong, HOU Pingshu, PENG Tuo, MIAO Lijun. Technology and field test of cyclic in situ combustion in heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(3): 324-332.

中国稠油资源丰富,火烧油层是稠油开发的一项重要方法。但火驱项目的筛选和实施往往是在其他开采方式被认为无效情况下的一种选择^[1-5]。对于物性条件优质的稠油油藏,一般采用蒸汽吞吐这种投资少、见效快的开发方式进行开发^[6-7],待蒸汽吞吐达到经济极限时才会考虑火驱作为一种接替技术^[8-9]。只有在超稠油、超深层稠油、浅薄层、薄互层稠油、水敏性稠油

等难动用的稠油储量开发过程中火烧油层技术才有可能成为油田首选的开发方式。

油藏的特殊性决定了火烧油层技术需要面对更为不利的储层物性和流体性质。储层物性主要指的是储层的渗透性。对于火驱开发,其燃烧前缘要达到一定的通风强度才能维持油层持续燃烧,低于这个通风强度,燃烧前缘则无法稳定地向前推进^[10]。在面积井网

基金项目:国家重大科技专项(2016ZX05012-004)资助。

第一作者及通信作者:梁金中,男,1984年2月生,2006年获中国石油大学(华东)学士学位,2013年获中国石油勘探开发研究院博士学位,现为中国石油大学(北京)博士后,主要从事稠油开发基础理论与应用技术研究。Email:ljz521999@163.com

火驱过程中,随着燃烧半径的加大,中心注气井必然有一个逐级提速的过程。在这个逐级提速过程中,注气压力一般均会增大。如果储层渗透性不能满足要求,则逐级提速过程就难以实现。流体性质主要是指在当前地层的温度、压力条件以及溶解气条件下的原油黏度。原油黏度越大,注气越困难,当地层条件下原油黏度高于某定值时,“油墙”所积累出的压力梯度无法突破,火驱过程自然无法维持。尽管火驱矿场可以采用提高地面压缩机的供气能力或采用缩小注采井距的办法来保证最小注气强度并降低一定注气速度下的注气压力,但其前提是注入压力不大于地层的破裂压力,同时在油藏工程上缩小的注采井距可以满足经济效益要求。这是在目前火驱技术开发的油藏中迫切需要解决的问题。

鉴于国内外稠油油藏蒸汽吞吐转蒸汽驱的技术经验,针对深层(>800 m)、超深层(>1500 m)稠油油藏提出了火烧油层吞吐后转火驱的技术模式。笔者通过室内物理模拟和数值模拟手段,对火烧油层吞吐过程的机理及关键技术参数的影响进行了研究,并将研究成果应用到内蒙 M8 井区火烧吞吐矿场试验中。

1 火烧油层吞吐开发特征

火烧油层吞吐开发方式与蒸汽吞吐过程类似,包括注入、焖井、回采 3 个阶段^[11]。注入阶段利用近井地带的原油燃烧产生热量并生成烟道气,向周围地层径向推进和扩散;焖井阶段让原油继续燃烧并最大限度消耗空气腔中的氧气,同时使非凝结气体继续扩散和溶解,热量向纵深传递;热蒸馏和热裂解后的组分与原始原油及烟道气混合被回采出来。

注气井同时是点火井,也是采油井。一个火烧油层吞吐周期结束后,可以接着进行下一个周期的火烧油层吞吐。下一个周期仍旧在该井上进行注气、点火、焖井和回采。相比蒸汽吞吐,火烧油层吞吐没有地面管线和井筒热损失,同时可形成热+蒸汽+烟道气多重作用机理。相比直接火驱开发,火烧油层吞吐前期投资少、见效快,经过若干轮次的火烧吞吐后再转成火驱开发既节约了成本又提高了采收率。同时,火烧吞吐技术将大幅度降低直接火驱开发面临的工程风险。由于采用火烧吞吐为后续火驱建立注采井间连通的方式使大井距火驱成为可能,从而进一步降低了火烧油层技术的开发成本。

2 火烧油层吞吐物理模拟实验

2.1 实验装置及步骤

火烧油层吞吐物理模拟实验采用一维燃烧管实验

装置进行模拟^[12]。一维燃烧管实验装置主要包括注入系统、模型本体、测控系统和产出系统,实验装置流程见图 1 所示。其中,燃烧管模型本体为圆柱体,长度为 80 cm,内径为 5 cm,点火器位于燃烧管注气端入口处,在燃烧管的内部沿轴向均匀布置了 16 组温度传感器(间隔为 5 cm),用于检测火驱过程中的温度场分布。同时,燃烧管模型本体具有热跟踪功能,测控系统依据燃烧管内温度传感器的温度来控制管外跟踪加热器的加热功率,尽可能减少燃烧管径向方向的散热,从而最大限度地模拟油藏内的真实状态。为了研究火烧油层吞吐燃烧带前缘推进及原油回采的过程,共设计 3 个吞吐轮次,具体实验步骤为:

- (1) 将颗粒粒径与油层相近能反映地下储层岩心物性特征的石英砂装入燃烧管,填实后封装模型。
- (2) 燃烧管抽真空,饱和水,计量孔隙度并测试渗透率。
- (3) 饱和油并测试注入原油时的注采压差。
- (4) 建立初始温度场,启动点火装置,进行室内燃烧实验,同时监测相关数据。
- (5) 燃烧前缘推进到设定位置后停注空气,焖井 30 min 后回采。
- (6) 回采结束后开始下一轮次火烧吞吐实验。

实验模型孔隙度为 38.2%,渗透率为 920 mD,实验使用原油 50℃时脱气黏度为 54 860 mPa·s,初始含油饱和度为 80.8%。

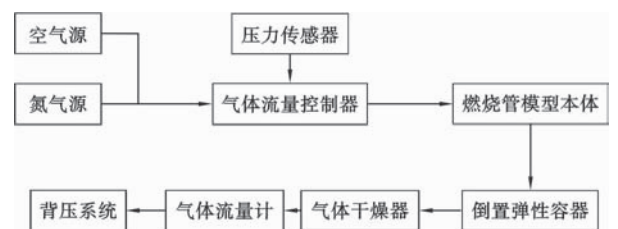


图 1 实验装置流程

Fig. 1 Flow chart of experimental device

2.2 燃烧前缘展布及回采产状

点火器设定 450℃通空气启动点火,约 30 min 后燃烧管成功点火,随着空气的持续注入,燃烧前缘沿燃烧管稳定地向前推进。第 1 轮次吞吐过程中,当燃烧前缘推进 20 cm 时停止注空气,焖井 30 min 后开井生产。第 2 轮次和第 3 轮次吞吐分别在燃烧前缘推进 35 cm 和 45 cm 时停止注空气并焖井后回采(图 2)。图 3 为第 3 轮次火烧吞吐注气阶段不同测温点温度变化。结果表明,在第 3 轮次火烧吞吐实验时燃烧前缘仍然能够稳定地向前推进,在实验室内可以实现多轮次火烧吞吐操作。

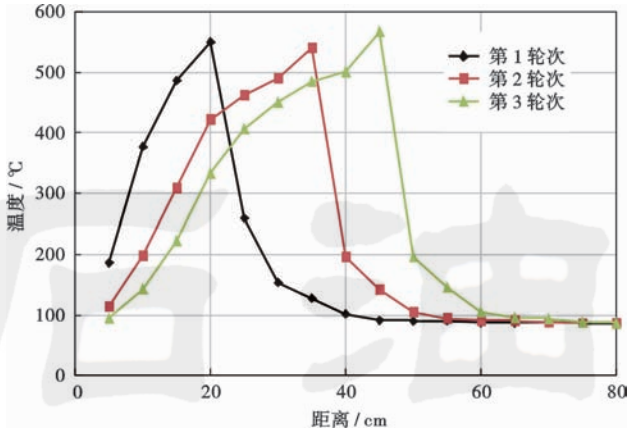


图2 不同吞吐轮次注气结束时燃烧管方向温度分布
Fig. 2 Temperature distribution along the combustion tube at the end of air injection in different turns of cyclic in situ combustion

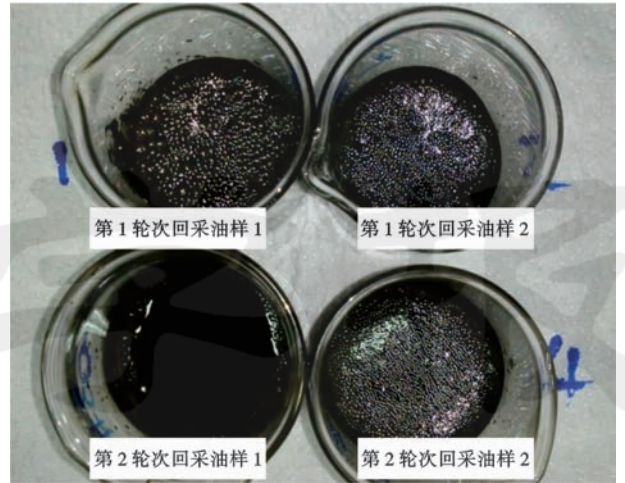


图4 火烧吞吐回采原油产状
Fig. 4 Oil occurrence at production stage in cyclic in situ combustion

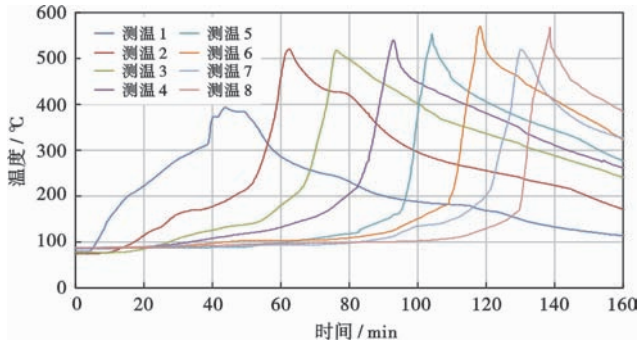


图3 第3轮次注气阶段测温点温度变化
Fig. 3 Temperature change of measuring points at air injection stage in the third turn of cyclic in situ combustion

开井回采过程中,初始阶段只有气体(含水蒸汽)产出;然后液相开始产出且气相不再连续产出,初期液相中含水率较高(约80%);最后含水率迅速降低到5%以下,原油呈泡沫油流状且产出后原油泡沫长时间不聚并(图4)。

2.3 回采原油黏度测试

分别取3个吞吐轮次回采过程中初期和中期原油样品,标记为1轮次-1、1轮次-2、2轮次-1、2轮次-2、3轮次-1和3轮次-2,并对其黏度进行测试。图5为每组样品黏温曲线测试结果,与初始原油相比,回采原油黏度降幅显著(降为原始原油黏度的20%~30%),原油在火烧吞吐过程中改质明显。如图6所示,随吞吐轮次增加,原油改质效果更好。

2.4 结焦带对火烧油层吞吐回采过程的影响

平面上,火驱储层从空气注入端(点火井)到出口端(生产井)可划分为已燃区、燃烧带、结焦带、油墙和原始油区5个区带^[13]。其中,结焦带在燃烧带前缘一个小范围内,原油高温裂解后形成焦炭状物质黏附在岩石颗粒表面,为火驱过程提供燃料^[14]。由于结焦带温度较高,在该区域几乎没有液相存在,只存在气相和固相。由于没有液相存在,在火烧驱油过程中气体通过结焦带也就不能形成明显的压力降落。但在火烧吞

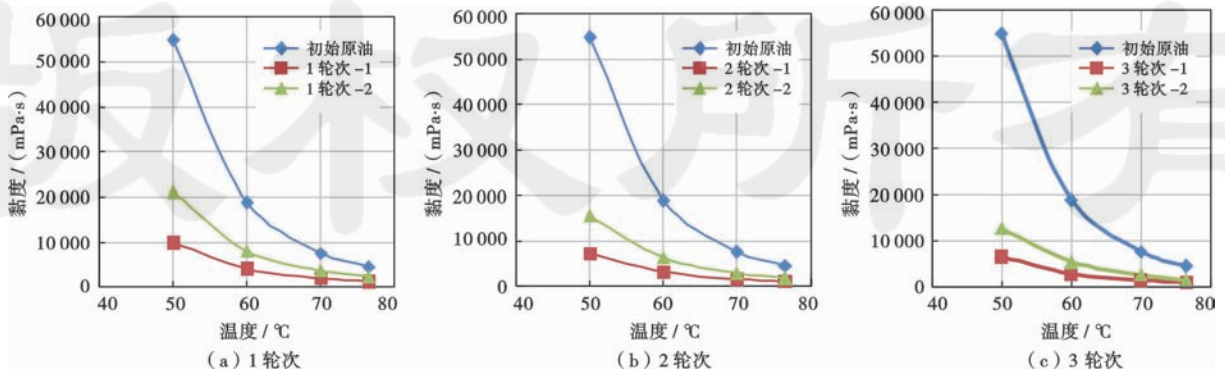


图5 不同轮次回采原油黏温测试曲线

Fig. 5 Viscosity-temperature curves of crude oil produced in different turns of cyclic in situ combustion

吐回采过程中,油、气、水流入生产井前则要穿过注气过程中形成的结焦带。因此,需要对回采过程中结焦带对渗透率的影响进行评估。在第3轮次火烧吞吐结束后,将模型管分别恒温到90℃、100℃、115℃、135℃,由模型管反向(于注气端相反的一端注入)注入油藏原始原油并测试注采压差。

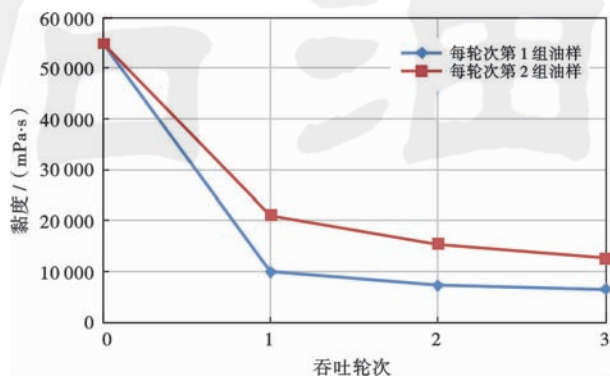


图6 不同轮次回采原油50℃下黏度对比

Fig. 6 Viscosity contrast of crude oil produced in different turns of cyclic in situ combustion at 50°C

图7表明,与火驱前模型饱和原油相比,90℃时火驱后注采压差增大了17%,且压差增幅随温度升高逐渐减小。在矿场试验过程中,结焦带半径较大(5~15 m)、温度高且原油经过改质降黏,因此结焦带对火烧吞吐回采产能的影响较小。在矿场试验中,每轮次注空气量应大于上一轮次的注空气量,以使上一轮次遗留的结焦带完全燃烧,从而消除上一轮次结焦带对本轮次原油回采时的影响。

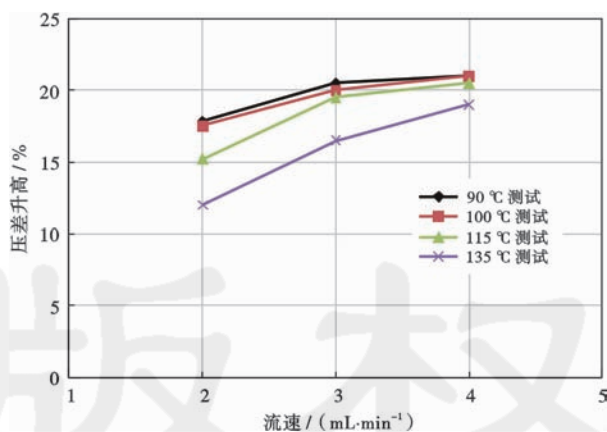


图7 结焦带对油层渗透率影响测试曲线

Fig. 7 Test curve of coking zone effect on reservoir permeability

3 火烧油层吞吐油藏工程参数优化设计

3.1 油藏数值模拟基础参数

笔者主要采用数值模拟手段来研究火烧油层吞吐的油藏工程问题,采用CMG软件的STARS模块,地

质原型为内蒙M8区块。

内蒙M8区块为中深层低温、低压、强水敏性普通稠油油藏,目前该区块注蒸汽试验区已经造成了严重水敏性伤害,继续采用注蒸汽经济效果极差。油田操作方期待在M8区块北部新区开辟若干井组的火烧油层吞吐试验区。试验区目标油层埋深为910 m,油层压力系数为0.6,油层平均厚度为11 m,油层温度为36℃,平均孔隙度为21.6%,平均渗透率为611 mD,平均含油饱和度为0.75,地层条件下平均原油黏度为5600 mPa·s。除上述基础参数外,数值模拟采用7组分模型的基本组分参数见表1。数值模型径向网格数分布为20×1 m、20×2 m、13×3 m,垂向网格尺寸分别为11×1 m。

表1 数值模拟基本组分参数

Table 1 Basic component parameters of numerical simulation

组分	分子量	临界压力/kPa	临界温度/℃
水	18	22048.0	374.15
重质油	652	872.3	682.4
轻质油	214	1226.3	471.7
CO ₂	44	7376.5	31.05
N ₂ /CO	28	3445.5	-143.6
O ₂	32	5045.9	-118.6
焦炭	13		

火驱过程中的燃烧反应由以下4个反应控制:

- ①重质油→轻质油+焦炭+吸收热量;
- ②焦炭+O₂→H₂O+CO₂/CO+放出热量;
- ③重质油+O₂→H₂O+CO₂/CO+放出热量;
- ④轻质油+O₂→H₂O+CO₂/CO+放出热量。

3.2 井距及井网设计

采用火烧油层吞吐开发的目的一方面是检验该技术在难动用稠油储量的应用潜力,另一方面采用火烧吞吐建立注采井间连通为后续的低成本火驱做准备。因此,井距及井网的设计应综合考虑2个阶段的开发特征。从井距设计来讲,首先应对火烧油层吞吐的作用半径进行数值模拟研究。通过物理模拟实验分析,认为火烧油层吞吐开采具有原油高温降黏、原油裂解改质和烟道气溶解降黏增加弹性能量等3个主要作用机理。每种机理的作用半径可通过数值模拟定量计算得到。

图8为第1轮次注空气50×10⁴ m³结束时油层从注气井沿径向不同机理的作用半径曲线。火烧热效应的作用范围为10 m(地层温度升高20℃以上区域),其中,地层峰值温度在距离注气井7 m的位置(即火线位置)。裂解后的轻质油主要分布在火线之前到距离注气井15 m的位置。烟道气的溶解降黏机理作用半径

能够达到约 80 m。在半径 15 m 范围内各种机理互相叠加,在 15~80 m 范围内基本上只有烟道气溶解降黏、增加弹性能量的作用。

这 3 个吞吐轮次注气结束时(注气量分别为 $50 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $65 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $80 \times 10^4 \text{ m}^3$) CO_2 作用半径和原油黏度分布曲线如图 9 所示。结果表明,随着吞吐轮次的增加, CO_2 气体在远端的浓度逐渐增大,地层原油黏度不断降低。在距注气井 80 m 处,原油降黏率仍可达 20%。经过 3~5 轮次的火烧吞吐实施,火烧吞吐的不同作用机理能够实现 120~150 m 注采井距的连通。

为了使火烧吞吐 + 火驱整个开发过程达到采收率和经济效益的最优化,在设计井距、井网时还要综合考虑后期火驱的有效生产时间、最优产油速度、合理生产压差等参数的要求。

制,周期注入空气量必须控制在某一个注气量内。为了经济效益的最大化,需要对周期注空气量进行优化。

分别模拟了注气量 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $50 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $70 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $90 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时,单轮次产油量、空气/油比和注气压力变化曲线(图 10)。当注气量到达 $90 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时,注气压力到达 M8 区块的安全压力,第 1 轮次注气量应小于 $90 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

火烧吞吐的操作成本主要来自注气成本和点火成本。空气/油比越低,则注气成本越低。从空气/油比的曲线可以看出,周期注气量越低,则吨油注气成本越低,但每轮次的点火成本是固定的,周期产油量越高,则其吨油点火成本越低。综合考虑以上成本及后续轮次的注气量的递增性要求,建议 M8 区块矿场试验井首轮次实施注气量设计为 $70 \times 10^4 \text{ m}^3$,后续每轮次注气量递增 $(10 \sim 20) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

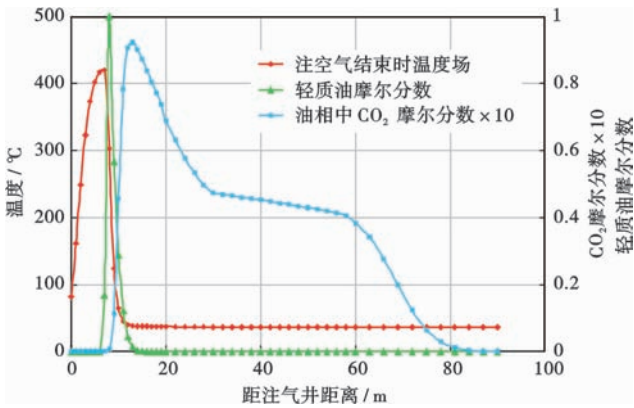


图 8 第 1 轮次火烧吞吐注气结束时不同机理作用半径
Fig. 8 Action radius of different mechanisms at the end of air injection in the first turn of cyclic in situ combustion

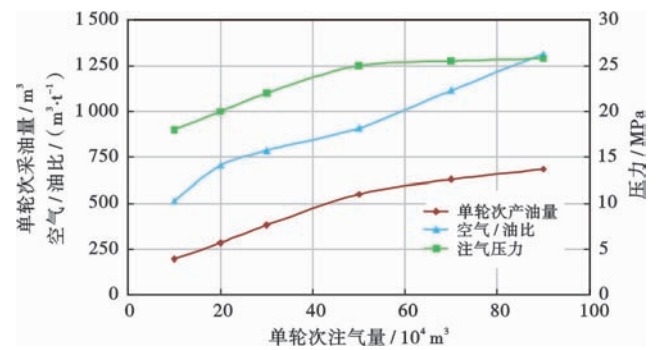


图 10 首轮次火烧吞吐注气量优化
Fig. 10 Gas injection volume optimization in the first turn of cyclic in situ combustion

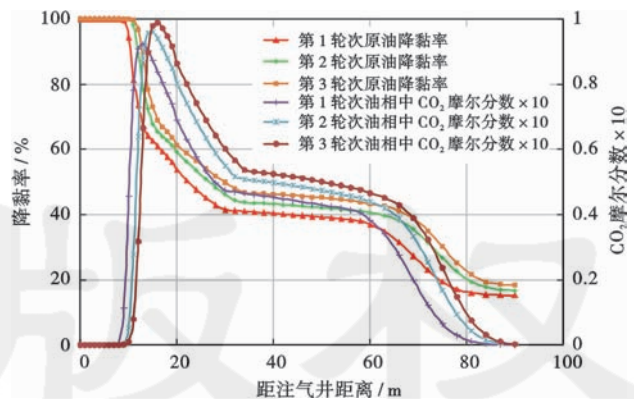


图 9 火烧吞吐 3 个轮次 CO_2 浓度分布及原油降黏曲线
Fig. 9 CO_2 concentration distribution and oil viscosity reduction curve in three turns of cyclic in situ combustion

3.3 周期注气量设计

周期注入空气量越多,则热效应和烟道气的作用半径越大,回采原油也越多。但由于地层破裂压力的限

3.4 注气速度与燃烧前缘的推进

火烧吞吐注气过程中燃烧前缘要维持稳定燃烧必须在燃烧带保持一定的通风强度(对应一定的燃烧前缘推进速度)。当通风强度低于某一值时,燃烧带高温氧化反应的放热量会小于其向周围环境的散热量,这样燃烧前缘就有熄火的风险。随着燃烧前缘由注气井沿径向扩展,在保持通风强度不变的情况下注气速度需要逐级提速才能保持燃气前缘以同样的速度向前推进。

对于火驱,由于注采井间形成连通,烟道气可以从生产井连续排出,注气速度的提升一般不会受到最大注气压力的限制。而在火烧吞吐过程注气中产生的烟道气无法从地层产出,即使不提升注气速度其注气压力也是持续上升的。受注气压力的限制,注气速度的提升可能无法维持原来的通风强度,燃烧前缘的推进速度自然也会降低。因此,需要对不同累计注气量条件下,注气速度与燃烧前缘的推进速度的关系进行研究。

假设地层中只存在高温燃烧反应且燃烧前缘是以注气井为中心近似圆形向四周均匀推进。同时燃烧反应主要发生在燃烧带附近,燃烧带向外的气体只有高温燃烧反应生成的烟道气。根据物质平衡关系:

$$Q = \pi r^2 h \rho_{\text{air}} + \pi r^2 h \phi \frac{p}{Z_p p_i} \quad (1)$$

式(1)等号右边第1项表示在已经形成的已燃区范围内空气的消耗量,第2项表示从注气井进入地层空气腔中尚未参与燃烧反应的空气量,二者之和为累计注入的空气量。由式(1)可以求出燃烧前缘半径为:

$$r = \left\{ Q / \left[\pi h \left(\rho_{\text{air}} + \frac{\phi p}{Z_p p_i} \right) \right] \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

将式(2)两端对时间求导,可以得到不同累计注气量条件下燃烧前缘推进速度和注气速度的关系式:

$$\frac{dr}{dt} = \frac{1}{2} \left[\pi h \left(\rho_{\text{air}} + \frac{\phi p}{Z_p p_i} \right) \right]^{-\frac{1}{2}} \frac{dQ}{dt} \quad (3)$$

假设注气压力为20 MPa,孔隙度取0.21, Z_p 值取1,利用燃烧管实验^[15]测得空气消耗量为 $300 \text{ m}^3/\text{m}^3$,在高温火烧模式下燃烧前缘推进速度、注气速度和单位厚度油层累计注气量关系见图11。

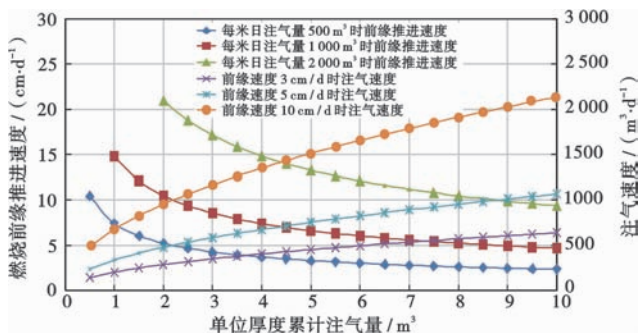


图11 燃烧前缘推进速度、注气速度和单位厚度油层累计注气量关系

Fig. 11 Relationship among combustion front moving speed, air injection rate and cumulative air injection per meter thickness reservoir

3.5 回采过程中氧气浓度控制方法

火烧油层吞吐注气阶段中注气井到地层远端会形成已燃区、燃烧带、结焦带、油墙和原始油区5个区带。在燃烧带后面已经燃烧过的区域,岩心中几乎看不到原油,岩心孔隙为注入空气所饱和。由于没有原油参与氧化反应,在该区氧气浓度为注入浓度。在火驱开发过程中,原油一直被驱向远端生产井,已燃区的空气并不会造成安全隐患。但在火驱吞吐过程中注采井为同一口井,注气结束时地层中的燃烧过程并未结束,这时需要进行一段时间的焖井,以促进近井地带空气腔的继续消耗以及烟道气径向的充分扩散。但即使是足

够时间的焖井,也不一定能将地层空气腔中的氧气完全消耗掉。为了避免回采过程中的安全问题,可以考虑在注空气结束后补充注入一个氮气段塞:一方面这个氮气段塞可以继续推动已燃区内的空气向燃烧前缘移动,继续增加氧气的消耗;另一方面合理的氮气段塞可以将气腔中氧气的浓度稀释到爆炸极限以内,从而保证了回采过程的安全^[16]。

从注空气结束后补充不同氮气段塞时回采过程中氧气浓度变化(图12)中可以看出,当注入的氮气段塞达到累计注空气量的5%时,回采氧气的峰值浓度就可以降低至7%以下,当注入氮气段塞增加到累计注空气量的7%时,回采氧气的峰值浓度就可以降低至5%以下(现场一般要求回采氧气浓度在5%以内),能够确保回采过程的安全生产^[17]。

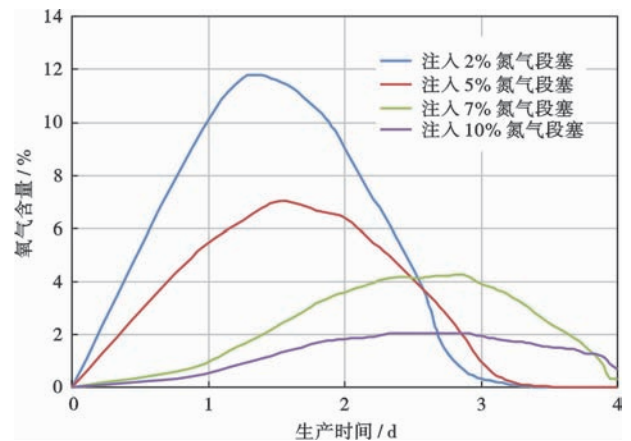


图12 注空气结束后转注氮气段塞控氧效果

Fig. 12 Oxygen control effect of injecting nitrogen after air injection

3.6 影响油藏生产动态的关键环节

点火工艺是火烧油层吞吐成功实施的关键环节之一。由于注采井为同一口井,火烧油层吞吐对点火工艺的要求比火驱更高。火烧吞吐需要多轮次点火,若采用电点火工艺,从点火成本的角度考虑要求电点火器能够多次使用,同时电点火器需要能够在点火井放喷之前带压取出,或者点火器能够承受放喷产出流体的冲击。若采用化学点火的方法,则要求采用的助燃剂、催化剂或氧化剂不能对储层造成伤害。无论采用哪种点火方式,火烧吞吐都要求在最短的时间内将油层内形成高温燃烧前缘,这样才能最大程度降低对储层渗透性及储层流体造成的伤害。

管柱防腐是火烧吞吐面临的另外一个重要的工艺环节^[18-20]。火烧吞吐井一个吞吐轮次内要同时面临氧腐蚀和 CO_2 腐蚀,而且要经受多个吞吐轮次的考验。这就要求火烧吞吐井的油套管特别是点火段管柱及油层段管柱具有更高的抗腐蚀性能。在已进行的火烧吞

吐矿场试验过程中,点火阶段多次出现了管内燃烧的问题,这对油套管和点火器都造成了一定程度的损伤,目前针对火烧吞吐点火技术的研究仍然在进行之中,并在新一轮次矿场试验取得了不错的效果。

4 火烧吞吐矿场试验

4.1 试验井概况及方案要点

为了加快火烧吞吐试验进程并降低在内蒙 M8 区块新井组试验的风险,先在 M8 区块选择一口老井(MX 井)进行了先导试验。MX 井是位于查干凹陷乌力吉构造南部高部位的一口直井,试验目标油层内仅有一口水平井(PX 井)距离 MX 井较近(MX 井距 PX 井水平段 55 m),其他井距 MX 井均在 100 m 以外。MX 井试验油层埋深为 904.4 m,油层厚度为 11 m。在开展火烧吞吐试验前,MX 井于 2013 年 12 月 1 日进行了蒸汽吞吐试验,注入防膨剂 1.8 t,注入蒸汽 1 000 t。由于该油层水敏性极强,注蒸汽比较困难,注汽压力维持在 22.2~23.9 MPa,温度为 307~350℃。从 2013 年 12 月 12 日放喷后至火烧吞吐试验前,累计产液量为 378 t,累计产油量为 59.4 t,蒸汽吞吐开发效果较差。MX 井火烧吞吐试验方案的要点包括:①电点火启动,点火温度控制在 450~500℃;②周期注气量为 $70 \times 10^4 \text{ m}^3$;③点火期间注气速度为 4 000~5 000 m^3/d ,点火后在注气压力允许条件下逐级提升至 20 000 m^3/d ;④注气结束后焖井 3~5 d;⑤回采阶段先自喷生产,自喷结束后转为常规活塞泵举升。

4.2 试验实施概况及效果评价

MX 井于 2015 年 2 月 2 日开始采用连续管点火器进行注气点火,点火完成后连续管点火器带压提出井筒,注气井持续注入空气,注气压力迅速上升到 20 MPa 后压力上升速度变慢,但仍然持续上升,由于前期注蒸汽造成的储层水敏伤害严重,地层吸气能力比预想的要低(图 13)。累计注气量到达 $24 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时,注气压力已经接近油田操作者规定的安全压力(25.5 MPa)。由于注气压力的限制,注气速度无法按照方案设计的注气量提速,只能在不超过安全压力的前提下尽可能地注入更多的空气来维持油层的燃烧。当注气量达到 $40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后,与 MX 井距离较近的 PX 井产液量开始上升。这表明 MX 井火烧吞吐燃烧产生的烟道气已经对 PX 井的产量有所贡献。当注气量达到 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后,PX 井开始有少量的烟道气产出,并表现为逐渐增大的趋势,此时在同样的注气压力下注气速度可以提升到 12 000 m^3/d 。注气量达到 $70 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后,PX 井开始大量产气,此时 MX 井与 PX 井之间已经形成了事实上的火驱。为了同时试验 MX 井与 PX

井之间火驱的效果,PX 井没有采取关井停产措施,并且 MX 井仍然持续注空气。由于 PX 井地面生产流程的限制,现场无法控制 PX 井的产气速度,导致 PX 井产气速度过大,在 MX 井注气速度增大的情况下其注气压力仍然一直下降。当注气量到达 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后,MX 井注气速度和注气压力趋于稳定。由于现场工程和安全问题,当 MX 井累计注入空气 $192 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后转注 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 氮气并焖井。在 MX 井注气期间,PX 井累计增油量为 208 t。

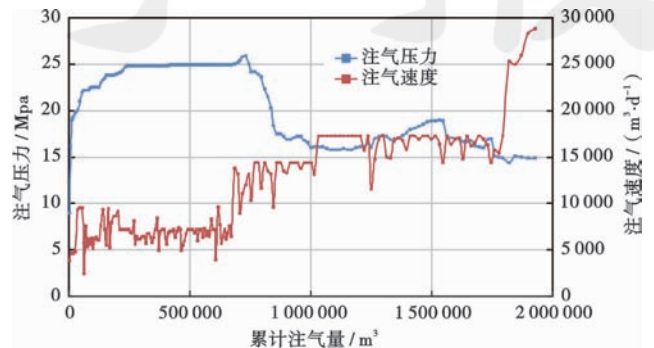


图 13 注气压力、注气速度与累计注气量关系

Fig. 13 Relationship among injection pressure, air injection rate and cumulative air injection volume

焖井 7 d 后 MX 井开始采用油嘴放喷生产,放喷 2 d 后氧气含量达到峰值(4.5%),之后氧气含量逐渐降低,72 h 后氧气浓度降低至 0.5% 以下,二氧化碳含量逐渐升高,72 h 内增加到 8.66%。随着放喷进行,产出气量逐渐减小,放喷 4 d 后油嘴前压力低于 0.5 MPa,然后改为油管直接放喷,但油管并未见液。放喷 5 d 后测试环空液面为 689 m,之后油套环空液面逐渐升高,放喷 9 日后油管开始见液,井口压力迅速上升,重新改为油嘴放喷。在最初产液的前 5 h 内,产出液含水率为 70.4%,颜色为红棕色(后经检测产出液中含有大量氧化铁),之后颜色逐渐变为咖啡色且产出液不存在游离水,产液 5 d 后产出液颜色逐渐变为黑色。取此时产出液脱水后测试在地层温度下原油黏度仅为 17.9 mPa·s,原油改质效果较明显,产液 10 d 后取样脱水后测试原油黏度为 1313 mPa·s,仍远低于初始 5 600 mPa·s 的原油黏度,并且至自喷结束产出液一直没有游离水出现。自喷初期日产液量为 6.2 t,初期日产油量为 3.3 t,自喷生产 24 d,自喷期间累计产液量为 130 t,累计产油量为 50 t。由于转抽作业过程中油管落入井筒,经过 50 d 打捞作业后,MX 井才开始下泵排采,转抽后初期日产液量为 5.8 t,初期日产油量为 3.9 t,随着地层能量的降低,MX 井日产油量逐渐降低,开井生产 178 d 后日产液量为 1.5 t,日产油量为 1.1 t,回采后阶段产液量为 511.5 t,阶段产油量为 320 t(图 14)。

对比 MX 井火烧吞吐前后生产动态曲线可以看出,火烧吞吐实施后 MX 井取得了较好的增产效果。一方面火烧吞吐的降黏和改质机理使流体黏度大幅度降低使其产量增加;另一方面从火烧吞吐和蒸汽吞吐后期日产液和日产油量看,火烧吞吐对于改善前期注蒸汽导致的储层水敏性伤害有重要作用,火烧吞吐过后储层的渗透率得到一定程度的恢复。如果 MX 井油层前期没有水敏伤害并且火烧吞吐过程中烟道气没有从 PX 井大量排出, MX 井增产效果将更加明显。根据 MX 井产出气的组分变化和原油的改质作用,矿场试验的结果与室内试验和数值模拟结果也具有较好的吻合性,火烧吞吐试验在技术上是成功的。从 MX 井与 PX 井之间较差的火驱的效果(空气/油比接近 6000)可以看出,直接高压火驱并不可取。因此,油田操作者采用火烧吞吐转火驱的开发模式时应该首先在注采井实施若干轮次火烧吞吐,使注采井间形成充分连通后再转为火驱开发,这样才能取得较好的综合效益。

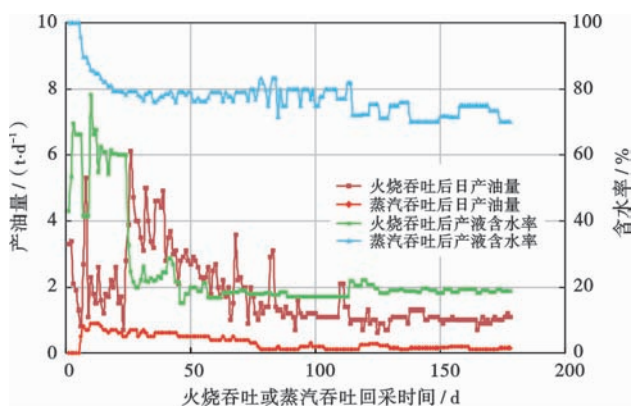


图 14 MX 井火烧吞吐及蒸汽吞吐回采阶段生产动态对比

Fig. 14 Production dynamic contrast curve of cyclic in situ combustion and steam stimulation in Well MX

5 结论

(1) 火烧吞吐室内物理模拟实验中的高温燃烧前缘、原油黏度变化和回采产状表明,火烧油层吞吐具有热力降黏、原油裂解改质和烟道气溶解降黏等多重作用机理,3 个轮次的火烧吞吐室内模拟实验中燃烧前缘都能够稳定推进,各轮次燃烧峰值温度都能够达到 450℃ 以上,多轮次的矿场火烧吞吐操作是可行的。

(2) 结焦带对油层渗透率有一定的影响,90℃ 时 80 cm 的燃烧管火驱后注采压差增大了 17%,且压差增幅随温度升高逐渐减小。在矿场试验中可逐轮次增大周期注空气量,使上一轮次遗留的结焦带完全燃烧,从而消除上一轮次结焦带对本轮次原油回采时的影响。

(3) 数值模拟结果表明,火烧热效应的作用范围约为 10 m,裂解后的轻质油主要分布在火线之前到距离注气井 15 m 的位置,烟道气的溶解降黏机理作用半径能够达到约 80 m。

(4) 火烧油层吞吐矿场试验效果明显优于前期蒸汽吞吐,在有效动用水敏性稠油、深层稠油等难动用稠油储量方面火烧油层吞吐开发模式与蒸汽吞吐相比具有明显的技术和经济优势。

符号注释: Q —累计注入空气量, m^3 ; r —燃烧半径, m ; ρ_{air} —空气消耗量, m^3/m^3 ; ϕ —孔隙度; p —注气井井底周围地层压力, MPa ; p_1 —大气压力, MPa ; h —油层厚度, m ; Z_p —地层压力下空气的压缩因子, 无因次。

参考文献

- [1] 金兆勋. 高 3618 块火烧油层试验效果跟踪研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(5): 121-123.
JIN Zhaoxun. Trace research on Gao 3618 in situ combustion testing effect[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(5): 121-123.
- [2] 柴利文, 金兆勋. 中深厚层稠油油藏火烧油层试验研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(3): 67-69.
CAI Liwen, JIN Zhaoxun. Pilot study of in situ combustion for mid-deep thick heavy oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2010, 17(3): 67-69.
- [3] 关文龙, 蔡文斌, 王世虎, 等. 郑 408 块火烧油层物理模拟研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2005, 29(5): 58-61.
GUAN Wenlong, CAI Wenbin, WANG Shihu, et al. Physical modeling research of in-situ combustion in Zheng-408 fireflooding pilot[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2005, 29(5): 58-61.
- [4] 蔡文斌, 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 Wenbin, LI Youping, LI Shulan. Applications of combustion drive in Shengli oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(2): 53-55.
- [5] 张霞林, 关文龙, 刁长军, 等. 新疆油田红浅 1 井区火驱开采效果评价[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 465-469.
ZHANG Xialin, GUAN Wenlong, DIAO Changjun, et al. Evaluation of recovery effect in hongqian-1 wellblock by in-situ combustion process in Xinjiang oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(4): 465-469.
- [6] 吴正彬, 庞占喜, 刘慧卿, 等. 稠油油藏高温凝胶改善蒸汽驱开发效果可视化实验[J]. 石油学报, 2015, 36(11): 1421-1426.
WU Zhengbin, PANG Zhanxi, LIU Huiqing, et al. A visible experiment on adoption of high-temperature gel for improving the development effect of steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(11): 1421-1426.
- [7] 何聪鸽, 穆龙新, 许安著, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐加热半径及产能

- 预测新模型[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1564-1570.
HE Congge, MU Longxin, XU Anzhu, et al. A new model of steam soaking heating radius and productivity prediction for heavy oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1564-1570.
- [8] 关文龙, 席长丰, 陈亚平, 等. 稠油油藏注蒸汽开发后期转火驱技术[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 452-462.
GUAN Wenlong, XI Changfeng, CHEN Yaping, et al. Fire-flooding technologies in post-steam-injected heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 452-462.
- [9] 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 reservoirs, 2011, 18(6): 1-5.
- [10] 张锐. 稠油热采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 547-554.
ZHANG Rui. Technology for heavy oil thermal recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 547-554.
- [11] 张义堂. EOR 热力采油提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 3-12.
ZHANG Yitang. Heat production enhanced oil recovery technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 3-12.
- [12] 王艳辉, 陈亚平, 李少池. 火烧驱油特征的实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 69-71.
WANG Yanhui, CHEN Yaping, LI Shaochi. Experiment study on oil displacement by in situ combustion[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(1): 69-71.
- [13] 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.
- [14] 江航, 许强辉, 马德胜, 等. 注空气开采过程中稠油结焦量影响因素[J]. 石油学报, 2016, 37(8): 1030-1036.
JIANG Hang, XU Qianghui, MA Desheng, et al. Influence factors of coking amount during recovery of heavy oil by air injection[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(8): 1030-1036.
- [15] 油气田开发专业标准化委员会. 火烧油层基础参数测定方法: SY/T 6898—2012[S]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
Technical Standardization Committee for Oil and Gas Field Development. Experimental testing method of in-situ combustion parameters: SY/T 6898—2012[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [16] 唐君实, 关文龙, 蒋有伟, 等. 稀油火烧油层物理模拟[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1135-1140.
TANG Junshi, GUAN Wenlong, JIANG Youwei, et al. Physical simulation of light oil in-situ combustion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1135-1140.
- [17] 吉亚娟, 周乐平, 任韶然, 等. 油田注空气工艺防爆实验的研究[J]. 中国安全科学学报, 2008, 18(2): 87-92.
JI Yajuan, ZHOU Leping, REN Shaoran, et al. Study of explosion-proof experiment on oil field air injection process[J]. China Safety Science Journal, 2008, 18(2): 87-92.
- [18] 王增林, 王世虎, 王民轩, 等. 火烧驱油高压注气井修井作业实践[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(1): 91-93.
WANG Zenglin, WANG Shihu, WANG Minxuan, et al. The workover treatment practice of wells with high-pressure injected air in situ combustion[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(1): 91-93.
- [19] 李英, 李淑兰, 曹秋芳. 火烧驱油过程中腐蚀因素分析及对策[J]. 特种油气藏, 2005, 12(5): 101-103.
LI Ying, LI Shulan, CAO Qiufang. Analysis of corrosion factors in the process of in-situ combustion and its countermeasures[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2005, 12(5): 101-103.
- [20] 韩霞. 郑 408 块火烧驱油注气井腐蚀原因分析及对策[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2010, 22(3): 247-250.
HAN Xia. Corrosion case analysis and anti-corrosion countermeasures for facilities of a combustion gas injection well for oil displacement in Zheng-408 block[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2010, 22(3): 247-250.

(收稿日期 2016-06-23 改回日期 2016-12-07 编辑 王培玺)

版权所有