

热采油田过油层深抽技术研究与应用

罗鹏飞

中国石油辽河油田 辽宁盘锦 124010

摘要: 注蒸汽热采工艺是稠油类油田开发的重要方式之一,也是降压开采的过程。在采油举升中,存在着地层压力低、动液面低,而导致泵的沉没度低,泵效低,排液不充分,难以达到采注比的要求。为此,开展热采油田过油层深抽技术研究,将泵挂位置尽可能深下,最大限度地扩大生产压差,提高油井排液强度,进一步降低地层压力,增大地下蒸汽体积,提高驱替作用及系统热效率。并形成了高温降漏失提效、抽油泵吸入压力控制及举升管柱防砂埋等三项关键配套技术。在注蒸汽热采中,由于存在水和蒸汽的相变过程,地下蒸汽体积对压力会更加敏感,本文首次提出过油层深抽度这个无量纲概念,衡量在注蒸汽热采开发方式下不同区块、不同井况的举升技术水平。目前,该技术在辽河油田 3 个采油厂 10 个区块开展了 41 井次先导性试验应用,取得显著现场应用效果,最长生产时间达到一年以上,泵效由措施前平均 36.2% 提高到 51.8%。单井平均产油由 0.89t/d 提高到 1.15t/d。研究和应用表明,该技术能进一步提高稠油热采系统效率,达到降低能耗、提质增效的目的,产生显著的经济和社会效益,具有广阔的应用前景。

关键词: 稠油热采; 过油层深抽; 提高泵效; 节能降耗

Research and application of deep pumping technology through reservoir in thermal recovery oilfield

Peng-fei Luo

Liaohu Oilfield, Petrochina, Panjin 124010, China

Abstract: Steam injection thermal recovery technology is one of the important ways to develop heavy oil fields, and it is also the process of step-down recovery. In the process of oil production and lifting, the formation pressure is low and the dynamic liquid level is low, which leads to low pump sinking degree, low pump efficiency and insufficient drainage, and it is difficult to meet the requirements of production and injection ratio. Therefore, THE research OF DEEP PUMPING technology through reservoir in thermal recovery oilfield is carried out, and the pump is placed as deep as possible to maximize the production pressure difference, improve the drainage intensity of oil Wells, further reduce the formation pressure, increase the underground steam volume, and improve the displacement action and system thermal efficiency. Three key supporting technologies have been developed, such as high temperature leakage reduction and loss improvement, suction pressure control of the pump and sand control and burial of the lifting string. In steam injection thermal recovery, the underground steam volume will be more sensitive to the pressure due to the phase transformation process of water and steam. This paper proposes the dimensionless concept of reservoir deep pumping for the first time to measure the lifting technology level of different blocks and different well conditions under the steam injection thermal recovery development mode. At present, 41 pilot tests of this technology have been carried out in 10 blocks of 3 oil production plants in Liaohu Oilfield, and remarkable field application results have been achieved. The longest production time is more than one year, and the average pump efficiency has increased from 36.2% to 51.8% before the measures. Average oil production per well increased from 0.89t/d to 1.15t/d. Research and application show that this technology can further improve the efficiency of heavy oil thermal recovery system, achieve the purpose of reducing energy consumption, improving quality and efficiency, produce significant economic and social benefits, and has broad application prospects.

Key words: Heavy oil thermal recovery; Deep pumping through the reservoir; Improve pump efficiency; Saving energy and reducing consumption

引言

辽河油田是目前国内最大的稠油热采油田,处于开发中后期,具有原油粘度高、油层成岩作用差、地层

能量低、出砂严重等特点。随着蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD 等热采工艺技术实施规模的扩大,高投入、高能耗对于油田产量及效益的制约影响逐渐显现并日益突出^{[1][7]}。

对于稠油热采油田, 高能耗是制约油田效益的主要因素, 尤其是在开发中后期, 更是关系到效益产量的突出因素。进一步降低油层压力, 可以增大地下蒸汽体积、提高蒸汽体积驱替作用, 有利于进一步提高热采收率效益, 减少蒸汽注入量^[2]。压力与湿蒸汽体积变化关系见表 1。

表 1 压力与湿蒸汽体积变化关系

压力 / (MPa)	温度 / ()	每吨湿蒸汽体积 (m ³ 汽 / t 水)					
		50% 干度	差值	30% 干度	差值	20% 干度	差值
3.5	242.5	28.942	-	17.860	-	12.318	-
3.0	233.8	33.875	4.933	20.812	2.952	14.280	1.962
2.9	232.0	35.101	1.226	21.546	0.734	14.768	0.488
2.5	223.9	40.565	5.464	24.818	3.272	16.944	2.176
2.0	212.4	50.785	10.220	30.942	6.124	21.020	4.076

稠油热采油田是降压开采, 油层埋深较浅和胶结疏松, 在生产中会出现出砂、闪蒸、下泵浅、卡泵、砂埋泵、卡井等相关联的风险。

针对这些问题, 采油工程技术研究与试验已经取得了一定的成果, 但在过油层深抽方面还没有取得实质性进展。为了进一步降低油层压力, 我们采取的主要措施是通过尽最大可能深下抽油泵, 降低动液面扩大生产压差, 来实现生产井提液。近年来虽然已经开始加深泵挂,

但采用常规结构抽油泵固定阀组设置于柱塞之下, 采用球座配合结构, 井液入泵首先要靠沉没度压力克服球阀自重打开固定阀, 通常需要 250m 以上沉没度抽油泵才能正常工作, 常规抽油泵工作中柱塞下泵腔内井液因高温及压力变化易产生闪蒸现象, 造成抽油泵破坏。常规抽油泵的固定阀、泵筒接箍等结构外径大于泵筒本体, 增加了砂埋泵后的拔出阻力, 以及卡井造成大修的风险。

此技术国外未见相关报道, 国内仅辽河油田进行了相关技术研究及先期试验, 拥有一定现场实施经验, 但当时受到关键结构件材质及表面处理方式限制, 耐砂磨损性能差, 导致高效稳产期短。针对上述问题, 开展高温降漏失提效、抽油泵吸入压力控制及举升管柱防砂埋等方面的研究, 攻克了技术难题, 形成适用于稠油热采井过油层深抽技术。

一、辽河油田稠油热采现状分析

以蒸汽驱开发为例, 辽河油田共有 6 家采油生产单位、11 个区块、262 井组, 以其中的 5 家采油单位、6 个区块、1207 口生产井为样本进行分析, 见表 2。

为了评价热采井抽油泵相对油层的位置, 本文定义了热采井抽油泵过油层深抽度: $\Delta H = (\text{泵深 } H_2 - \text{顶深 } H_1) / (\text{底深 } H_2 - \text{顶深 } H_1)$ 。

泵深在油层以上, $\Delta H < 0$;

泵深在油层以内, $0 \leq \Delta H \leq 1.0$;

泵深在油层以下, $\Delta H > 1.0$ 。

表 2 辽河油田蒸汽驱井过油层深抽度及生产情况统计表

泵挂 位置	统计 井数 / 口	对比 井数 / 口	数量 占比 /%	泵深 /m	产液 /t/d	产油 /t/d	泵效 /%	含水 /%	过油层深 抽度	泵深 - 中深 /m	泵深 - 底深 /m
汽驱	1207	923	76.5	990	13.6	1.8	45.2	84.8	-1.1	-51.4	-78.0
油层 以上		586	63.4	1003	14.1	1.8	46.1	85.5	-2.0	-75.2	-94.7
油层 中上		156	16.9	948	11.8	1.6	40.1	83.3	0.2	-44.2	-68.2
油层中 下		135	14.6	932	12.8	1.8	45.1	84.9	0.7	12.2	-13.5
油层 以下		47	5.1	1127	16.1	2.6	50.7	81.7	1.4	38.4	20.0

从表中得出, 增大过油层深抽度、降低油井动液面与热采油井生产参数之间关系的初步认识:

(1) 在汽驱开发方式下, 对于加深泵挂已经形成共识, 但主要障碍是油层井段套变和出砂油井砂埋管柱风险。

(2) 加深泵挂降低动液面, 表现出有利于提高产液量、产油量、泵效的总体趋势。

(3) 提高过油层深抽度表现出较好的生产效果, 齐 40 块过油层深抽度由油层以上的 -1.5 提高到油层以下的 1.5 后, 单井增液 5.3t/d, 增油 0.7t/d, 泵效提高 14.6%。

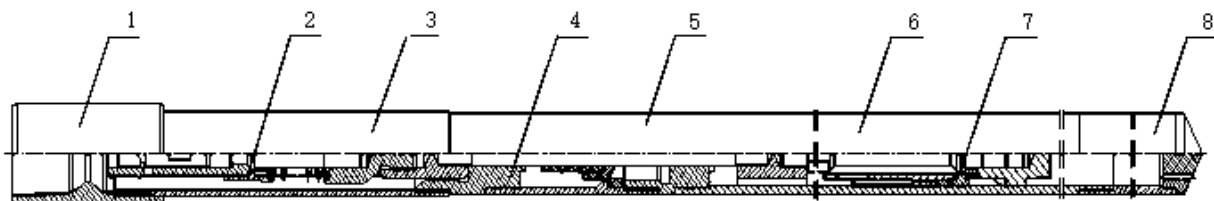
二、过油层深抽技术

降低地层压力可以显著增加湿蒸汽的体积, 进而提高蒸汽驱效果。因此降低抽油泵吸入压力, 加深泵挂位置, 提高此类油井排液强度, 降低动液面进而降低地层压力, 增大地下蒸汽体积, 解决油井砂埋泵, 是迫切需要解决的技术问题。

过油层深抽的技术原理如从图 1 所示, 通过耐高温降漏失提效、抽油泵吸入压力控制、举升管柱防砂埋三项关键技术的研究, 形成过油层深抽技术, 在因套管变形、避免砂埋管柱等原因泵挂无法深下的情况下, 同样

可以提高油井排液强度,有效降低地层压力,扩大生产压差,提高产液量,改善区块整体开发效果,降低开采成本,提高经济效益。进一步降低油井地层压力,可以

间接增大地下蒸汽体积,从而提高驱替作用及系统热效率。



1—释放接头;2—脱节器爪簧;3—释放管;4—过渡接头;5—上置固定滑阀总成;
6—泵筒;7—柱塞总成;8—尾管及砂锚

图 1 过油层深泵结构示意图

1. 耐高温抽油泵降漏失提效技术

打破抽油泵传统的柱塞结构,将柱塞设计为多级相互独立密封单元,并以中心杆进行串联,各密封单元与中心杆处于游离状态。同时各密封单元采用非接触式弹性间隙密封,在泵上液柱压力作用下可实现与泵筒密封间隙的补偿,降低整泵的漏失量,同时避免砂卡及高温热卡,提高泵效。柱塞整体结构设计为强开强闭式,在高含气情况下,有效避免游动阀气锁,实现下冲程进液时柱塞流道完全打开,降低沉没度,并提高防气效果。

2. 抽油泵吸入压力控制技术

取消传统的抽油泵柱塞下固定阀,采用上置固定阀,首创将抽油泵的固定阀设置于柱塞之上,配合强开强闭结构柱塞,将抽油泵工作所需的沉没度压力理论上降为零。上置固定阀随着抽油杆的上下往复运动实现强制开启和关闭,避免泵腔内井液因高温和压力变化而产生的闪蒸现象。

3. 举升管柱防砂埋技术

整体采用无接箍结构及阶梯式外径设计,管柱外径由上至下逐级缩小,且泵底端吸入口以上 10m 以内无接箍,最大限度减小了砂埋管柱后的拔出阻力,避免油井大修情况的发生。

为避免新技术试验失败影响产量的风险,先导试验分为两个阶段,第一阶段于 2021 年 4 月开始在辽河油田田锦州采油厂锦 45 块试验 5 井次,正常生产 5 个月确定技术可行后,开始第二阶段试验。目前在辽河油田 3 个采油厂 10 个热采区块试验应用 41 井次,平均降低近井地层压力 1.52MPa。目前正常生产 31 井次,最长生产时间已达一年以上。其余 10 井次因转注汽、高含水等非技术原因检泵或停产。平均泵效由措施前 36.2% 提高到 51.8%,提高 15.6 个百分点。平均单井产液由 11.86 t/d 提高到 18.83 t/d,提高幅度 58.8%。平均单井产油由 0.89 t/d 提高到 1.15 t/d,提高幅度 29.2%。取得显著应用效果。下面以锦 45-30-261C3 为例,进行分析。

锦 45-30-261C3 井是锦 45 块蒸汽驱采出油井,生产井段 918.0-1002.4m,措施前 2020 年 1 月至 2021 年 10 月因动液面低无法生产长停,2021 年 10 月 4 日下 $\phi 57 \times 3$ 过油层深抽泵,下泵深度 910m,对比措施前增加 9.5m。措施后平均日产液 20.3t,平均日产油 1.05t,平均泵效 60.1%,井下泵沉没度 72m。对比长停前一生产周期,平均日产液提高 15.07t,平均日产油提高 0.83t,平均泵效提高 44.3 个百分点,降低动液面 188m。目前正常生产。锦 45-30-261C3 井措施前后对比见图 2。

三、现场应用

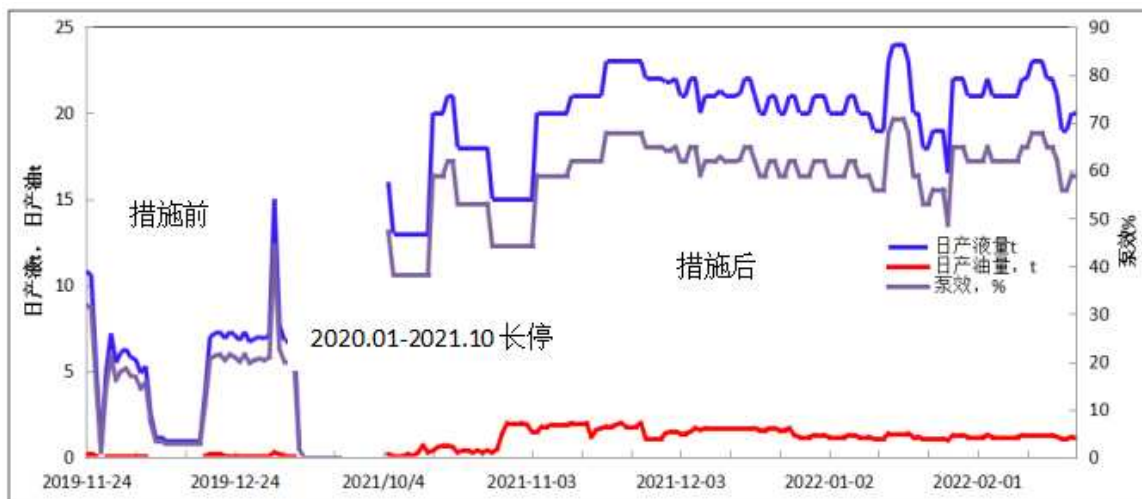


图 2 锦 45-30-261C3 井措施前后对比图

四、结论与认识

该技术自主研发了耐高温抽油泵降漏失提效技术,有效避免砂卡泵及高温热变形卡泵,降低了抽油泵的间隙漏失量提高了泵效。

该技术自主研发了抽油泵吸入压力控制技术,最大限度地降低井液进泵所需的沉没度,在抽油泵泵挂深度不变的情况下可以有效降低油井动液面。

同时,形成举升管柱防砂埋技术,消除砂埋拔出阻力,确保技术实施安全可靠。

现场应用表明,该技术提高泵效效果显著,提高了排液强度,可以实现热采油井增产。

该技术降低了油井动液面,进而降低地层压力,间接增大地下蒸汽体积,提高了驱替作用及系统热效率,改善了稠油热采的开发效果,是一项具有广阔应用前景的举升技术。

参考文献:

[1] 王学忠. 孤东九区稠油热采持续稳产技术 [J]. 当代石油石化, 2008, 16(14): 41-44.

[2] 黄春. 郑伟林. 孤东油田稠油开采配套技术及应用 [J]. 钻采工艺, 2003, 26(1).

[3] 霍光荣. 李献民. 张广卿. 胜利油田稠油油藏热力开采技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.

[4] 张琪. 万仁溥编著. 采油工程方案设计 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.

[5] 纵封臣, 齐桃, 李伟超, 等. 海上稠油井筒降黏及配套举升工艺 [J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(3): 47-50.

[6] 黄有泉, 何艳, 曹刚. 大庆油田螺杆泵采油技术新进展 [J]. 石油机械, 2003, 31(11): 65-69.

[7] 张锐, 等. 稠油热采技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 55-183.

[8] 辽河油区稠油开采技术及下步技术攻关方向探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 484-490.