

# 高凝油井水力泵排液参数分析及优化

李楠

中国石油大庆油田有限责任公司试油试采分公司 黑龙江大庆 163412

通讯作者:Email:sc\_lin@petrochina.com.cn

项目支持:大庆油田有限责任公司试油试采分公司科技研发项目“高凝油井流体特性研究及试油求产方法优选”(QR/AO/4-2-08-2015006)

引用:李楠. 高凝油井水力泵排液参数分析及优化[J]. 油气井测试, 2019, 28(1):14-19.

Cite: LI Nan. Analysis and optimization of discharge parameters of hydraulic pump in high pour-point oil well [J]. Well Testing, 2019, 28(1):14-19.

**摘要** 高凝油井在常规试油过程中,原油易结蜡且流动困难,无法达到试油求产目的。利用 Wellflo 软件模拟分析注入流体温度、下泵深度、泵压及泵入量的变化对井筒温度分布的影响,优选水力泵排液的施工参数,配合地面流程加热及保温技术,完成了大庆油田 AA 区块 A1 井等 3 井次的试油测试,施工中动力液采用温度 70℃ 的热水,井口温度及日产油量平稳,落实了储层的液性和产能。现场应用表明,高凝油井水力泵排液参数分析及优化可减少工具起下次数,防止井筒发生析蜡凝固,降低能耗损失,为高凝油井试油及求产提供了借鉴。

**关键词** 高凝油; 试油; 水力泵排液; 参数优化; 井筒温度; 动力液

中图分类号:TE353 文献标识码:B DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.01.003

## Analysis and optimization of discharge parameters of hydraulic pump in high pour-point oil well

LI Nan

Testing Company of PetroChina Daqing Oilfield Company Limited, Daqing, Heilongjiang 163412, China

**Abstract:** When conventional oil testing is conducted in high pour-point oil wells, crude oil may wax and flow difficultly, failing to meet the purpose of oil test and production. In this paper, the Wellflo software was used to simulate and analyze how the changes of injected fluid temperature, pump landing depth, pump pressure and pump rate affect the wellbore temperature distribution. Based on the optimal discharge parameters of hydraulic pump, as well as the surface process heating and isolation technology, the oil testing was completed for 3 wells (including A1) in AA block of Daqing Oilfield. During the operations, the 70℃ hot water was selected as the hydraulic fluid, the wellhead temperature and daily oil production were stable, and the liquid potential and productivity of the reservoir were determined. The field application shows that the analysis and optimization of discharge parameters of hydraulic pump in high pour-point oil well can help reduce the number of trip-out, prevent wax solidification in the wellbore, and reduce the energy consumption, thereby providing reference for the oil testing and production of high pour-point oil wells.

**Keywords:** high pour-point oil; well testing; hydraulic pump discharge; parameter optimization; wellbore temperature; hydraulic fluid

通常情况下把凝固点高于 40℃、含蜡量大于 20% 的原油称为高凝油<sup>[1]</sup>。高凝油藏在我国辽河沈阳油田、河南魏岗油田、大港枣园油田等地都有分布<sup>[2]</sup>,近年来在大庆油田 AA 区块也发现了该类油藏。高凝油流动性差,属黏塑性非牛顿流体,对温度有较强的敏感性<sup>[3]</sup>。在原油开采中,对于高凝油一般采用蒸气吞吐、电热杆加热、油管加热、原油降凝剂等方法<sup>[4-5]</sup>。美国的高凝油曾利用双油管柱投产,一套自喷出油,另一套进行热液循环,但井口温度必须保持在 60~70℃。还试验了水力活塞泵抽

油开采高凝油,动力液用热流体,可以对采出的油和井筒加热<sup>[6]</sup>。陈凡云等提出在辽河油田应用水力活塞泵采油、同心管闭式热水循环、井下电伴热采油技术等工艺,适用于高凝油油藏的不同开采阶段<sup>[7]</sup>。杨文军提出采用磁降黏、降凝技术,达到降低凝固点 6~22℃<sup>[8]</sup>。史国蕊等采用化学采油技术实现高凝油从井底到井口的冷抽生产<sup>[9]</sup>。顾启林等利用油管或连续油管将微差井温测试仪下入热采井水平段,为海上稠油热采水平井提供了有效的测试和分析手段<sup>[10]</sup>。王小通等提出开展微生物提

高高凝油采收率菌剂研究和应用评价<sup>[11]</sup>。陈广超提出在江苏油田使用自控温伴热电缆对试油管柱进行加热,改进配套测试工艺,在井下安装了测温装置,保证高凝稠油井抽汲求产,以及井筒取样工作<sup>[12]</sup>。余东合等提出在华北油田应用电加热螺杆泵与地层测试器联作试油工艺,解决了高凝、高黏稠油井试油难的问题<sup>[13]</sup>。姜建伟等提出在河南魏岗油田采用注常温水保持地层压力,用化学防蜡降凝和热洗清蜡进行常规开采<sup>[14]</sup>。

试油是钻井完井以后,对油气层定性的一种手段<sup>[15]</sup>。目前大庆油田试油一般采取抽汲排液来录取地层资料。对于非自喷高凝油井来说,由于凝固点高、含蜡量高,易结蜡且流动困难,当温度低于高凝油的凝固点时,高凝油就会出现凝固现象,抽汲作业的不连续性<sup>[16]</sup>,常常会造成抽汲遇阻或遇卡,导致试油作业不能正常开展。为保证施工的继续,常采用挤入热水来解堵,如不能解堵,则无法达到试油求产的目的。

大庆油田 2004 年引进水力泵用于压后排液求产<sup>[17]</sup>。陈悦祥针对大庆油田水平井大规模压裂后低回压求产的需要,开发出适用于水平井大规模压后返排的水力泵排液工艺<sup>[18]</sup>。董万百等首次成功将水力泵举升工艺用在大庆油田齐平 1 井,取得了良好的试油效果,在特低渗区块资料求取方面取得重大突破<sup>[19]</sup>。针对高凝油特性、现场施工条件的限制以及试油短、平、快的工艺特点,大庆油田优选水力喷射泵排液技术用于高凝油井试油。该技术的优势在于:第一,排液速度较快,可快速求取地层产能,缩短试油周期;第二,操作具有较高的安全性,可规避人身事故,以及工程事故的发生<sup>[20]</sup>;第三,地面流程可形成密闭循环通道,减少环境污染,满足试油环保要求。水力泵排液技术在高凝油储层试油过程中的应用,关键问题要解决如何提高井筒温度,使井筒温度保持在原油凝固点以上<sup>[21]</sup>,地层产出流体能顺利流动。

为减少操作的盲目性,科学有效的进行试油测试,有必要分析水力泵排液参数对高凝油井的影响。本文使用 A1 井资料,利用 Wellflo 软件模拟分析了水力喷射泵排液施工参数:注入流体温度、下泵深度、泵压及泵入量的变化对井筒温度的影响,为水力泵求产选择合适的施工参数提供参考。

## 1 水力泵排液参数分析

以 A1 井为例,原油凝固点为 46~54 ℃,含蜡量 31.3%,常温下成黑色油渣状固体,判断属于高凝油。

由图 1 可以看出,在温度较低时原油流动性不好。温度升高至 60 ℃ 时,原油流动性得到改善,原油黏度降低至 20 mPa·s 左右;在 65 ℃ 时,黏度曲线出现较明显拐点;在 65 ℃ 以上时,原油黏度随温度的变化幅度不大。

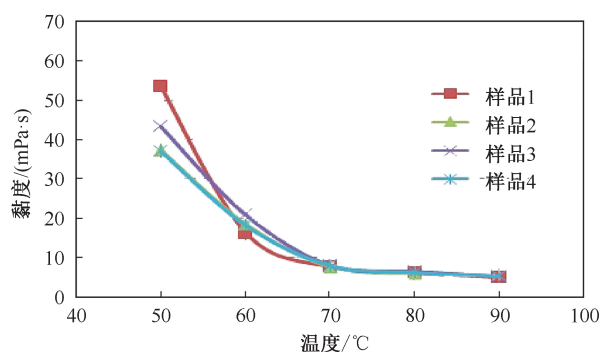


图 1 A1 井黏温曲线图版

Fig.1 Viscosity-temperature curve of Well A1

常规试油过程中,由于地层散热,产出的流体沿油管从井底流向井口时,黏度不断上升;而采用井筒加热,则在流向井口时,温度不断升高,黏度不断下降。井筒加热有助于增加产出油气混合物的流动性,对高凝油的试油非常有利<sup>[22-23]</sup>。

利用 Wellflo 软件,固定其它工作参数,改变其中的一个参数,绘制出水力泵排液施工参数对井筒温度的影响图,对其进行分析,优化水力泵施工参数,指导现场施工。

### 1.1 注入流体温度

绘制水力泵排液求产与常规求产井筒流体温度对比图(图 2),可以看出:

(1) 常规抽汲求产情况下,地层产出流体的温度随井深增加而逐渐增加。

(2) 水力泵向井筒注入热流体时,由于散热,注入流体温度不断下降;由于井筒温度随井深增加而增加,故呈现的状态是温降不断减慢;超过一定井筒深度后,井筒和地层产出流体反而对注入流体有加热作用,导致注入流体温度随井深增加而增加。注入流体到达下泵深度循环流出时,随着井深变浅,温度逐渐降低。

(3) 水力泵求产时,与常规抽汲求产相比,井筒

中流体温度明显增高,最低(井口)温度高于析蜡温度,从而保证了正常的试油施工生产。

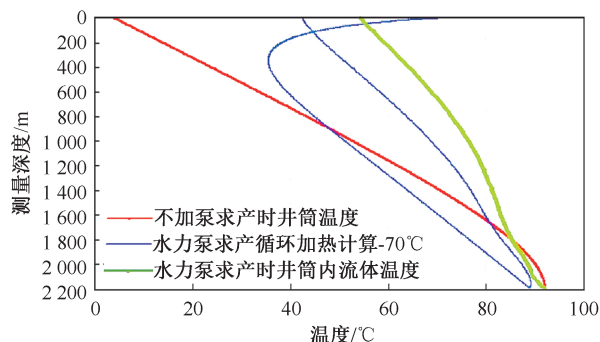


图2 水力泵排液求产与常规求产井筒流体温度对比图  
Fig.2 Comparison of wellbore fluid temperature between hydraulic pump discharge testing and conventional testing

如图3所示,给出了水力泵注入不同温度动力液对井筒温度的影响。

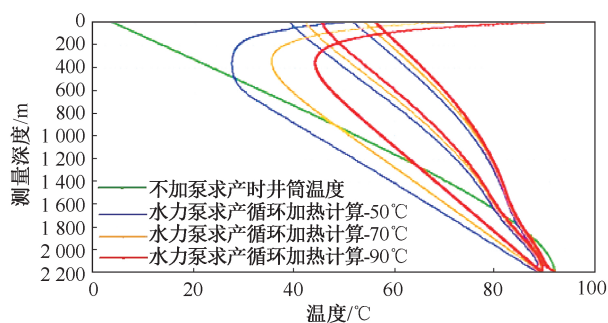


图3 不同注入流体温度对井筒温度的影响  
Fig.3 Effect of injection fluid temperature on wellbore temperature

由图3可以看出,注入流体温度越高,对地层流体的加热作用越好,井口出液温度越高。试油施工时,可以计算出多组这样的曲线,通过分析不同注入温度对井筒温度的影响,从中优选满足井条件的最佳注入温度,既保证产出流体具有良好的流动性,保证高凝油不发生析蜡凝固,又能节约成本,为提高油田的开发效益具有重要的意义。

## 1.2 下泵深度

由于井底地层温度往往高于原油的凝固点,井筒加热不需要从井底开始。所需的加热深度依据原油的物性而定,凝固点越高则所需加热的深度越深。

改变水力泵的下泵深度,绘制不加泵及不同泵深影响下的井筒温度分布曲线,如图4所示。

由图4可以看出,下泵深度越深,对地层流体的加热作用越好,井口出液温度越高。

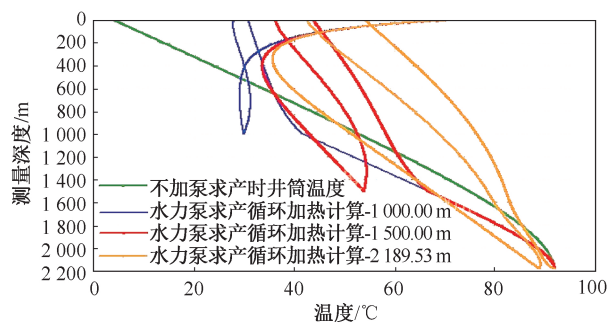


图4 不同下泵深度对井筒温度的影响  
Fig.4 Effect of pump landing depth on wellbore temperature

现场施工时,可预测水力泵在不同的深度下井筒内混合流体温度分布及相应的油层温度分布,优化选择下泵深度,既能保证高凝油不发生析蜡凝固,又能减少下井油管数量,减轻工人劳动强度。

## 1.3 泵压

选择合理的泵压,可获得地层准确的产能。

如图5所示,改变水力泵的泵压,绘制不加泵及不同泵压影响下的井筒温度分布曲线。

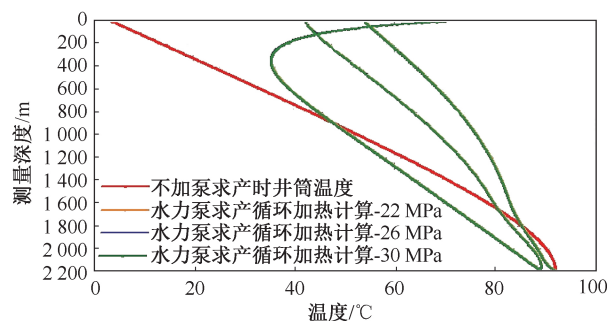


图5 不同泵压对井筒温度的影响  
Fig.5 Effect of pump pressure on wellbore temperature

由图5可以看出,曲线重合,泵压变化对井筒温度分布无明显影响。

## 1.4 泵入量

井筒循环量大,对井筒温度影响也大。如果只是为了井筒保温而加大泵入量,会加剧泵的磨损与冲击,缩短泵的寿命。

图6给出了水力泵注入不同泵入量对井筒温度的影响。

由图6可以看出,泵入液量越大,对地层流体的加热作用越好,井口出液温度越高;当泵入量过高时,对地层流体的加热作用幅度变小。

试油施工时,可以计算出多组这样的曲线,通过对不同泵入量对井筒温度的影响进行分析,从中优选满足井条件的最佳泵入量,保证产出流体具有良好的流动性,延长泵的使用寿命。



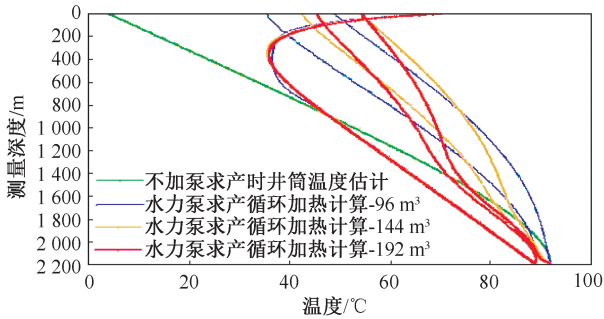


图 6 不同泵入量对井筒温度的影响  
Fig.6 Effect of pump rate on wellbore temperature

2 现场优化应用

目前,该技术共指导完成 3 口高凝油井的现场施工,均顺利地完成了试油求产,录取到了地层资料。

A1 井位于黑龙江省 AA 市,构造上位于 AA 坳陷。预测地层温度 93.6 ℃/2 310.00 m。因地层温度较高,原设计试油方案是下入 MFE 管柱常开井抽汲求产,由于原油在油管上部凝固,温度 12 ℃,抽汲遇阻无法求产。采用不动管柱三层压裂工艺压裂,打入热压裂液 1 200.00 m³,放喷结束后井口温度 32 ℃,起出压裂管柱。为快速求取地层产能情况,采用水力泵排液求产,排液管柱如图 7 所示,水力泵下深 2 189.53 m,入口流程采用锅炉对动力液加热至 70 ℃,动力液采用清水,地层返出液出口连接碎屑捕捉器,过滤返出液中的杂质,保证注入液的清洁,防止水力泵发生堵塞。使用密闭加热计量罐解决计量问题,地面流程连接成循环通道,管线使用保温带缠绕,减少热量损耗。

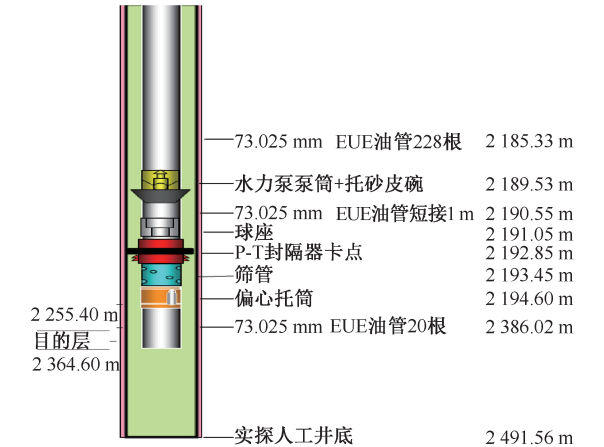


图 7 水力泵排液管柱示意图  
Fig.7 Diagram of hydraulic pump discharge string

求产期间,出口温度经测量为 33~53 ℃,泵压分别采用 12、16、18、20、22、24、26、28 MPa,求产后

期产量稳定,泵压 26 MPa 下日产油 1.618 t(已扣油含水),平均流压 0.41 MPa/2 191.05 m,试油结论为低产油层。水力泵排液求产曲线如图 8 所示(地面停泵造成间断)。

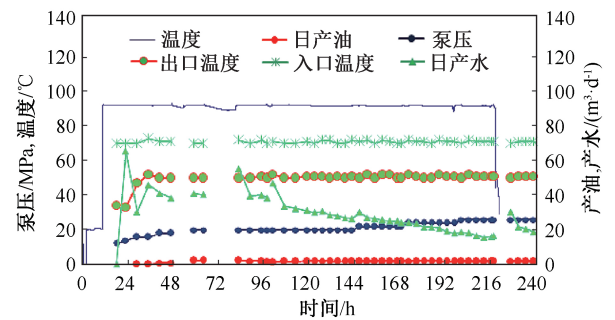


图 8 A1 井水力泵排液求产曲线  
Fig.8 Production profile of Well A1 by hydraulic pump discharge

从图 8 可看出,前期泵入热流体,随着泵压提高,因过流面积不变,泵入量提高,出口温度明显提高,后期随着泵压提高至 16 MPa 后,出口温度及日产油量平稳,说明地层能量不足,继续加热效果不明显。日产水量有明显下降趋势,经化验,水性与邻井不相符,判断为压裂液。

B1 井位于黑龙江省大庆市 AA 县,构造上位于 AA 凹陷区,井段 1 639.0~1 681.0 m,预测地层温度为 62.1 ℃/1 644.16 m,原设计试油方案是测试求流体性质及自然产能,下入 MFE(Ⅱ)管柱,管柱如图 9 所示。

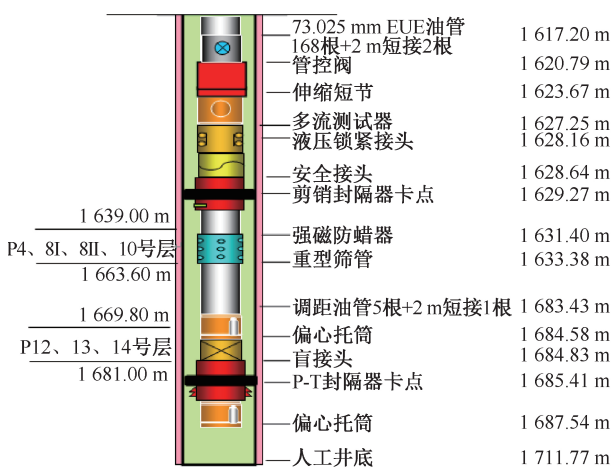


图 9 测试管柱示意图  
Fig.9 Diagram of test string

开井抽汲 3 h 抽出原油 2.1 m³ 后,抽子在 600.0 m 处遇阻。用热水洗井后,开井抽汲 2 h 抽出原油 0.5 m³,抽子在 200.0 m 处遇阻。原油分析结果显示,该层原油凝固点 40.5 ℃,含蜡 28.60%,抽

汲工艺无法实施。

采用水力泵求产,动力液采用温度 70 ℃ 的热水,水力泵深度 1 607.21 m,泵压采用 14 MPa、16 MPa,折算日产油 26.848 t。水力泵排液求产后期流压比较稳定(图 10),平均流压 5.40 MPa/1 644.16 m。

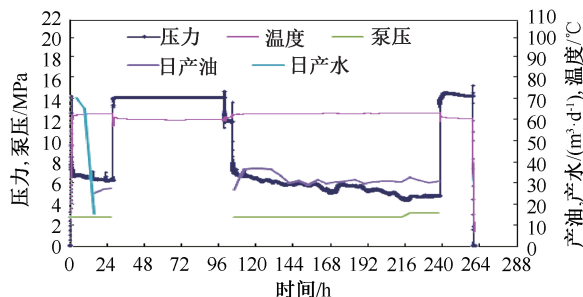


图 10 B1 井水力泵排液求产曲线

Fig.10 Production profile of Well B1 by hydraulic pump discharge

从图 10 可看出,随着泵压提高,流压降低,井下产出混合流体温度提升,地层供液比较充足,但由于喷嘴喉管配比不好,泵效不高,流压没降下去,或者可能已达到最大产能,因此日产油量变化不大。后期无水产出,经化验,水性与邻井不相符,判断地层不出水。

### 3 结论

(1) 水力泵排液技术可实现对高凝油井安全、可靠、快速排液求产,缩短试油周期,降低施工成本。地面流程可形成密闭循环通道,减少环境污染及热量损耗,满足试油环保要求。

(2) A1 井是大庆油田第一口采用水力泵排液技术求产的高凝油井,通过分析注入流体温度、下泵深度、泵压及泵入量的变化对井筒温度的影响等的水力泵排液技术参数,优选水力泵的施工参数,指导现场施工,顺利求取了目的层产能等参数,为油田勘探开发工作提供了第一手资料,对于指导高凝油井施工和开发生产具有重要实际意义。

(3) 目前施工中下泵深度尽可能靠近层位深度,降低流压对产能的影响。下一步可根据地层能量充足与否,优化下泵深度,兼顾产液量和经济效益。

致谢:感谢大庆油田试油试采分公司同意本文公开发表;感谢项目组成员在本文数据统计分析中给予的大力支持。

### 参考文献

[1] 付美龙,欧阳传湘,喻高明.稠油与高凝油油藏提高采收

率技术[M].北京:石油工业出版社,2013:2.

- [2] 孟庆学,王玉臣.高凝油及其开采技术[J].石油科技论坛, 2006(5):45-49.  
MENG Qingxue, WANG Yuchen. High pour point oil and its exploitation technology [J]. Oil Forum, 2006 (5):45-49.
- [3] 夏洪权,李辉,刘翎,等.稠油拐点温度测算方法研究[J].特种油气藏,2006,13(6):49-51.  
XIA Hongquan, LI Hui, LIU Ling, et al. Study on measuring of heavy oil inflection point temperature [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006,13(6):49-51.
- [4] 马建杰,洪光明,戴鑫,等.高凝油试油测试电加热工艺参数优化研究[J].复杂油气藏,2013,6(1):68-71.  
MA Jianjie, HONG Guangming, DAI Xin, et al. Technological parameter optimization of electrical heating for formation testing with high pour point oil [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2013,6(1):68-71.
- [5] 陈广超,吴国州.井下加热工艺在高凝油井试油测试中的应用[J].复杂油气藏,2011,4(3):76-78.  
CHEN Guangchao, WU Guozhou. Application of downhole heating technology in well testing of high pour-point oil wells [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2011,4(3):76-78.
- [6] 李海.国外开采高凝油的主要特点[J].国外油田工程, 1992(6):64.  
LI Hai, Main characteristics of high pour point oil abroad [J]. Foreign Oil Field Engineering, 1992(6):64.
- [7] 陈凡云,马文英,邓文勤.静安堡高凝油油藏采油技术[J].断块油气田,2001,8(6):53-56.  
CHEN Fanyun, MA Wenying, DENG Wenqin. Oil production techniques for high pour point reservoirs in Jing'anbao Oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2001,8(6):53-56.
- [8] 杨文军.一种新型稠油、高凝油开采工艺——磁降凝降黏技术[J].特种油气藏,2003,10(2):67-68,75.  
YANG Wenjun. A new recovery technology for heavy and high pour-point oil: Magnetic pour-viscosity reduction [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2003,10(2):67-68,75.
- [9] 史国蕊,毕海昌,占良.高凝油化学采油工艺技术研究与应用[J].特种油气藏,2001,8(3):63-65.  
SHI Guorui, BI Haichang, ZHAN Liang. Research and application of producing high pour point oil with chemicals [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001,8(3):63-65.
- [10] 顾启林,孙永涛,马增华,等.海上稠油热采井微差井温测试技术[J].油气井测试,2018,27(5):73-78.  
GU Qilin, SUN Yongtao, MA Zenghua, et al. Differential well temperature testing technology for offshore heavy oil thermal recovery wells [J]. Well Testing, 2018,27(5):73-78.
- [11] 王小通,向龙斌,张艺馨.辽河高凝油微生物采油菌剂研究及应用评价[J].岩性油气藏,2017,29(5):163-168.

- WANG Xiaotong, XIANG Longbin, ZHANG Yixin. Microorganism preparation and application evaluation on microbial enhanced high-pour point oil recovery in Liaohe Oilfield [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(5): 163-168.
- [12] 陈广超. 高凝油井试油电加热技术的研究和应用[J]. 油气井测试, 2010, 19(1): 72-74.
- CHEN Guangchao. Research and application of electrical heating technology for well testing in high pour-point oil wells [J]. Well Testing, 2010, 19(1): 72-74.
- [13] 余东合, 夏克文, 韩琴, 等. 稠油高凝油井电加热螺杆泵与地层测试器联作试油工艺[J]. 石油钻采工艺, 1999, 21(3): 105-108.
- YU Donghe, XIA Kewen, Han Qin, et al. Production test in heavy oil well by joint work of electric heat screw pump and formation tester [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1999, 21(3): 105-108.
- [14] 姜建伟, 曹凯, 刘丽娜, 等. 魏岗油田高凝油油藏开发实践[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(4): 337-339.
- JIANG Jianwei, CAO Kai, LIU Lina, et al. Development practice of high pour point oil reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(4): 337-339.
- [15] 文浩, 杨存旺. 试油作业工艺技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 48, 63.
- [16] 王爱利, 赵江援, 史文奇, 等. 冀东油田高凝油藏试油排液工艺的探索[J]. 油气井测试, 2014, 23(6): 36-39.
- WANG Aili, ZHAO Jiangyuan, SHI Wenqi, et al. Probe of oil test and unflowing technology to condensate oil reservoir in Jidong Oilfield [J]. Well Testing, 2014, 23(6): 36-39.
- [17] 高辉. 螺杆泵与水力泵在水平井排液求产中的适应性分析[J]. 油气井测试, 2018, 27(3): 22-27.
- GAO Hui. Adaptability analysis of screw pump and hydraulic pump during the production of horizontal wells [J]. Well Testing, 2018, 27(3): 22-27.
- [18] 陈悦祥. 水力泵排液技术在大庆油田水平井试油中的应用[J]. 油气井测试, 2016, 25(2): 45-47.
- CHEN Yuexiang. Application of hydraulic pump drainage technology in oil test to horizontal wells in Daqing Oilfield [J]. Well Testing, 2016, 25(2): 45-47.
- [19] 董万百, 杨东, 綦敦科, 等. 水力泵举升工艺在大庆油田水平井上应用探讨[J]. 油气井测试, 2015, 24(4): 60-61, 64.
- DONG Wanbai, YANG Dong, QI Dunke, et al. Application of hydraulic jet pump used in horizontal well of Daqing Oilfield [J]. Well Testing, 2015, 24(4): 60-61, 64.
- [20] 吕井旺. 浅析水力泵排液求产技术的完善与应用[J]. 化工管理, 2014(35): 121.
- LYU Jingwang. Simple analysis of the perfection and application of hydraulic pump drainage technology [J]. Chemical Management, 2014(35): 121.
- [21] 赵鑫, 檀德库. 高凝油层试油配套技术在大民屯凹陷油气勘探中的应用[C] // 中国石油天然气集团公司井下作业工程技术交流会. 北京: 石油工业出版社, 2009: 63-70.
- [22] 文宏武, 王靖淇, 刘萍, 等. 双空心抽油杆螺杆泵热采试油技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(5): 24-30.
- WEN Hongwu, WANG Jingqi, LIU Ping, et al. Screw pump thermal recovery test technology driven by double hollow sucker rod [J]. Well Testing, 2018, 27(5): 24-30.
- [23] 卢中原, 谭忠健, 许峰, 等. 渤海油田稠油测试井智能双频加热降黏技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 27-32.
- LU Zhongyuan, TAN Zhongjian, XU Feng, et al. Intelligent dual-frequency heating and viscosity reduction technology for heavy oil test wells in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 27-32.

编辑 王 军

**第一作者简介:**李楠,男,1981年出生,工程师,2004年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,现从事试油、测试等技术工作。电话:0459-5687759,13936972962; Email: sc\_lin@petrochina.com.cn。通信地址:黑龙江省大庆市让胡路区乘南18街试油试采分公司工程技术大队,邮政编码:163412。