

文章编号: 1000-8241(2019)05-0542-05

昌吉油田冷采稠油回掺热水集输特性

宋多培 冯小刚 李建财 单国平 贾玉庭 毕海杰

中国石油新疆油田分公司准东采油厂

摘要: 为适应注水冷采稠油地面集输要求,昌吉油田下设吉7井区采用了回掺热水集输工艺。随着产能建设规模的不断扩大,吉7井区出现了油井掺水温度和压力较低、掺水量过大等问题。通过统计现场相关生产数据,分析了油井掺水量的主要影响因素,计算了回掺热水集输过程中的热力损失,并进行了部分油井的停掺热水试验。结果表明:油井回掺水量主要受油井集输管长影响;掺水集输管道的保温效果较差,热力损失较为严重;在停掺热水集输过程中,井口采出液存在较明显的段塞流,极易造成油井采出液集输困难。研究成果可为昌吉油田冷采稠油的现场管理和工艺优化提供理论指导。(图7,表1,参20)

关键词: 昌吉油田;回掺热水;影响因素;热能损失;停掺热水试验

中图分类号: TE866

文献标识码: A

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2019.05.009

Gathering transportation characteristics of the reinjection of hot water for the heavy oil cold production in Changji Oilfield

SONG Duopei, FENG Xiaogang, LI Jiancai, SHAN Guoping, JIA Yuting, BI Haijie

Zhulong Oil Production Plant, PetroChina Xinjiang Oilfield Company

Abstract: In order to adapt to the surface gathering requirement of heavy oil cold production, the gathering process based on the reinjection of hot water is adopted in Wellblock Ji-7 of Changji Oilfield. With the continuous expansion of the productivity construction scale, a series of problems occur in Wellblock Ji-7. For example, the temperature and pressure of the blending hot water in the oil wells are lower, and the quantity of the blending hot water is too large. In this paper, the relevant field production data was statistically analyzed. Then, the major factors influencing the quantity of blending hot water were analyzed, and the heat loss in the gathering process of blending hot water was calculated. Finally, the experiment on stopping the reinjection of hot water was carried out in some oil wells. It is shown that the quantity of the blending hot water of oil well is mainly affected by the length of gathering pipeline. The gathering pipeline of blending hot water is poorer in heat preservation effect and its heat loss is more serious. In the process of stopping the reinjection of hot water, there is obvious slug flow in the wellhead produced fluid, which tends to make oil gathering and transportation difficult. The research results can provide theoretical guidance for field management and optimization of heavy oil cold production in Changji Oilfield. (7 Figures, 1 Table, 20 References)

Key words: Changji Oilfield, reinjection of hot water, influential factors, heat loss, experiment on stopping blending hot water

稠油集输的关键在于降低原油的黏度,减少输送过程中的摩擦阻力,回掺热水混输降黏就是一种经济有效的稠油集输工艺^[1-6]。随着昌吉油田吉7井区原油黏度大于2 000 mPa·s(50℃)油藏的滚动开发^[7],已投产运行近5年的回掺热水集输工艺出现了因掺水

压力、温度较低而导致的堵井现象。此外,由于油井掺水量的影响因素较多^[8-13],且各因素的影响程度尚未明确,导致现场部分油井掺水量过大,能耗较高。因此,有必要针对昌吉油田冷采稠油回掺热水的集输特性开展研究,以期在现场管理和工艺优化提供指导。

1 集输工艺

昌吉油田下设吉7井区集输系统采用二级布站:油井—计量站—联合站。回掺热水来源为联合站进站采出液依次经气液分离器、相变加热炉、沉降罐油水分离后的脱出水,而后再经回掺水储水罐缓冲、掺水泵加压和相变加热炉加热后形成回掺热水并输送至各计量站。出站后的回掺热水首先通过掺水干线输送至各计量站中的掺水橇,而后由掺水橇分水器将回掺热水分配输送至各生产油井井口与油井采出液油水混合后经集输支线混输至计量站多通橇,最后再经集输干线混输至联合站气液分离器(图1)。

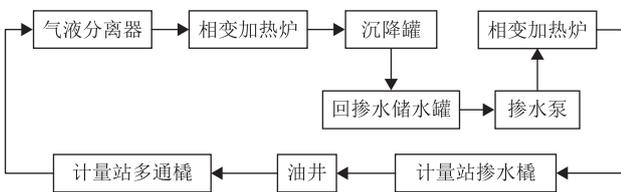


图1 昌吉油田下设吉7井区回掺热水系统工艺流程图

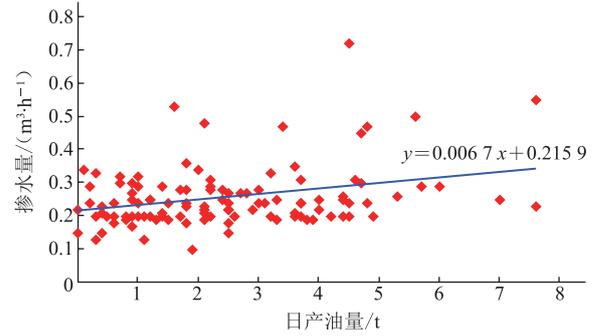
为了有效利用沿程热能,掺水橇至油井的掺水管道和油井至多通橇的集输管道采用了同沟敷设联合保温的安装方式。其中,掺水管道内的介质为温度相对较高的热流体,集输管道内的介质为温度相对较低的冷流体。

2 掺水量的影响因素

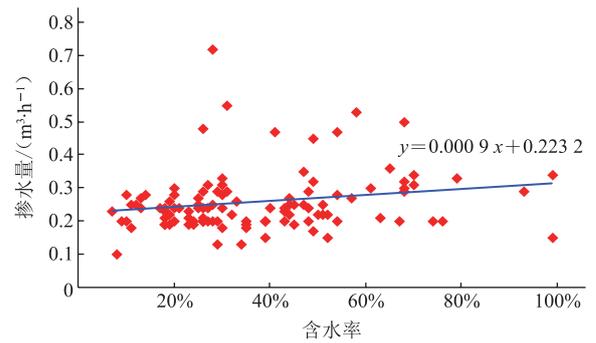
在回掺热水集输流程中,油井的掺水量与日产油量、采出液含水率、输送介质黏度、单井集输管长以及沿程热力损失等因素有关,并且这些因素相互制约。

2.1 日产油量和含水率

在日产油量一定的前提下,对于吉7井区日产油量大、含水率低的油井,集输过程中管路内流体通常黏度较高,集输过程中易在管道内壁上出现挂壁现象,导致摩阻增大,集输困难;对于日产油量低、含水率高的油井,其管路内流体黏度较小,则集输相对容易。通过统计吉7井区272口油井的日产油量和含水率,得到了掺水量与油井日产油量及含水率的对应变化关系(图2)。分析结果表明:随着油井日产油量的增加,流体黏度变大,集输管路摩阻增大,油井掺水量呈现一定的上升趋势。而部分油井采出液含水率较高,在保证正常集输情况下,其所对应的掺水量较小。



(a) 日产油量



(b) 含水率

图2 昌吉油田吉7井区掺水量与日产油量及含水率的对应变化关系

2.2 黏度和管长

由于油井日产油量和含水率直接决定集输介质的黏度,因此,需要进一步探究油井产出原油黏度对掺水量的影响。通过统计吉7井区109口已测油井的原油黏度,得到了掺水量与原油黏度的对应变化关系(图3)。分析结果表明:原油黏度与其掺水量并未呈明显的正相关关系。其原因是:影响油井掺水量的相关因素较多,在统计过程中未排除不同集输管道长度因素的影响。因此,选取吉7井区仅有的8口集输管长区间在300~320m的油井进行对比,得到了油井黏度与掺水后的综合含水率对应关系(图4)。分析结果表明:随着原油黏度的增大,部分油井掺水后的综合含水率增大,油井所需的掺水量也变大。

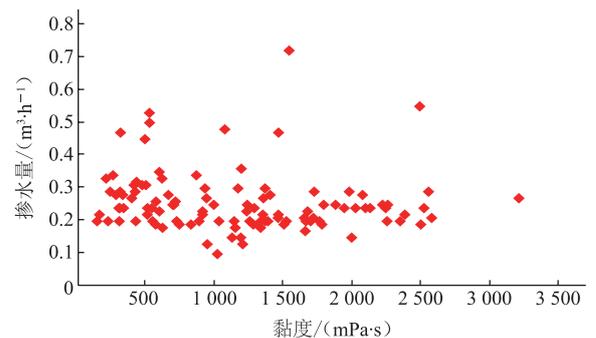


图3 昌吉油田吉7井区掺水量与原油黏度的对应变化关系

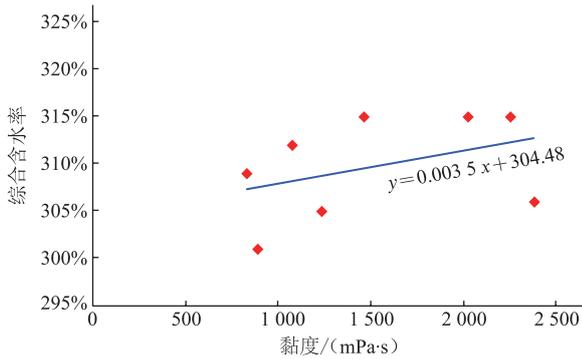


图4 昌吉油田吉7井区掺水后综合含水率与原油黏度的对应变化关系

稠油在输送过程中,油井单井集输管长越长,压降损失越大,所需掺水量也越大。因此,通过统计分析吉7井区272口油井掺水管道发现,随着单井集输管长的增加,其相对应的油井掺水量也增大(图5),且管长对掺水量的影响较为明显。

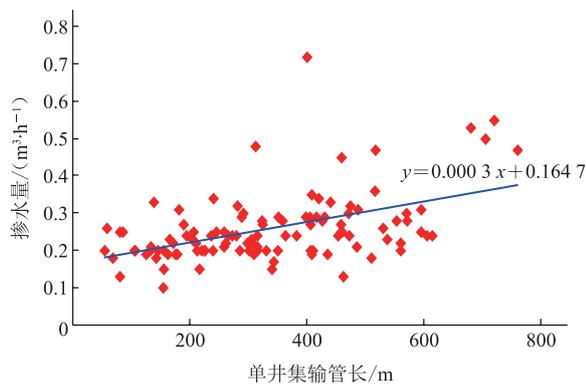


图5 昌吉油田吉7井区掺水量与油井管长的对应变化关系

2.3 温降和热损

冷采稠油地面管道在输送热流体的过程中,由于管道内的流体与外界环境有温差,因此存在热量损失。如果集输管道回掺热水过程中保温效果不佳,流体与环境的换热系数过大,便会造成在集输过程中掺水温降过大,管内流体黏度升高,集输不畅。

通过随机挑选吉7井区不同计量站的28口油井的回掺水沿程节点(包括联合站、掺水橇、井口及多通橇)温度进行统计分析,发现掺水温度从计量站掺水橇至油井井口的温降最大(图6,每种颜色曲线代表一口油井的数据)。为找出影响温降较大的关键因素,通过几何模型剖析以及相关计算公式来进一步分析各油井掺水管道和集输管道的热力损失。

吉7井区管道采用掺水管道与集输管道放在同一条管沟内联合保温的敷设方式,即双管联合保温集输工艺(图7)。通过几何剖析,掺水管道所携带的热量

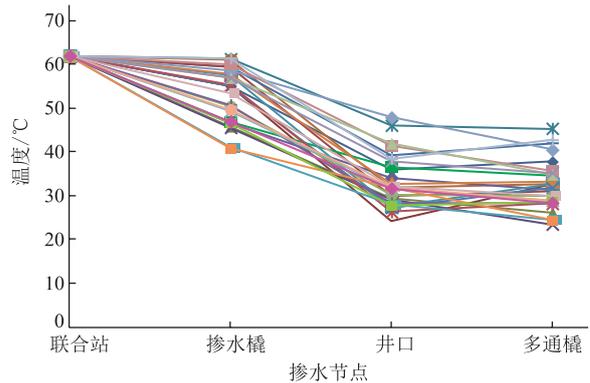


图6 昌吉油田吉7井区掺水节点温度统计分布图

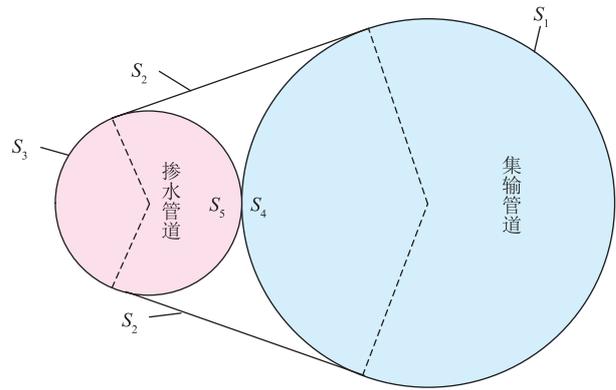


图7 昌吉油田吉7井区双管联合保温集输工艺示意图

通过 S_3 面、 S_5 面分别与土壤、集输管道进行换热。集输管线则从 S_4 面吸收掺水管道由 S_5 面放出的热量中减去 S_2 面散热损失后所剩余的热量,并且自身也通过 S_1 面与土壤进行换热^[14-18]。

考虑到掺水管流与集输管流相向而行,单位管长的换热面积一定,因此,可将其考虑成逆流换热器进行热力分析。

综上所述,根据几何剖析结果、质量守恒定律、油水混合物比热计算方法以及热平衡方程建立以下公式进行计算:

$$G_j = G_y + G_w \quad (1)$$

$$G_y = wG_w + (1-w)C_o \quad (2)$$

$$Q_1 = Q_2 + Q_3 \quad (3)$$

$$Q_1 = G_w C_w (t_{11} - t_{12}) \quad (4)$$

$$Q_2 = C_1 (G_j + G_w) (t_{22} - t_{21}) \quad (5)$$

$$C_1 = \frac{C_y G_y + C_w G_w}{G_y + G_w} \quad (6)$$

式中: G_j 为集输管道介质流量,kg/s; G_y 为油井产液量,kg/s; G_w 为掺水量,kg/s; w 为油井产出液的含水率; C_o 为油的比热,取值为1900 J/(kg·°C); Q_1 为掺水管道发热量,W; Q_2 为集输管道吸热量,W; Q_3 为掺水

管道和集输管道合计散热量, W ; C_w 为水的比热, 取值为 $4\ 200\ \text{J}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$; t_{11} 、 t_{12} 分别为掺水管道进口、出口温度, $^\circ\text{C}$; t_{21} 、 t_{22} 分别为集输管道进口、出口温度, $^\circ\text{C}$; C_1 为集输管道输送介质的比热, $\text{J}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$; C_y 为油井产出液的比热, $\text{J}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$ 。

通过对上述 28 口油井数据进行计算可知, 28 口油井掺水管道所携带的热量均仅有 21% 被集输管道吸收, 而剩下的 79% 由土壤散热消耗。因此, 吉 7 井区掺水管道与集输管道同沟敷设联合保温所采用的保温材料散热量较大, 保温效果较差。

3 停掺热水试验

随着注水开发油田采出液含水率的不断上升, 为实现集油区稠油高效节能集输, 应下调和优化现场油井掺水量^[19-20]。挑选吉 7 井区 5 口日产量和含水率均较高的油井(集输管长均大于 100 m)进行停掺热水试验(表 1), 以确定当含水率达到一定程度时油井能否停掺热水集输, 实现常温输送。试验结果表明: J5169 和 J5152 为两口自喷油井, 均实现了 30 天以上停掺热水集输, 而 J8348、J5074 及吉 006 这 3 口油井则无法实现停掺热水集输。其原因是: J8348、J5074 及吉 006 均为地面驱动螺杆泵举升油井, 当油管压力较低, 出液不连续, 停掺热水时, 集输管路压力波动较为剧烈。通过观察, 发现其流态为油气水三相段塞流。停掺热水后, 油井采出液无法克服段塞流所造成的瞬时摩擦急剧升高的影响, 进而导致无法实现停掺热水集输。

表 1 昌吉油田吉 7 井区 5 口高日产量高含水油井 3~6 个月停掺热水试验数据

井号	日产量/ ($\text{t}\cdot\text{d}^{-1}$)	含水率	管长/ m	举升 工艺	有效集输时间/ d
J5169	10.0	68%	270	自喷	>30
J5152	18.1	50%	128	自喷	>30
J8348	16.0	80%	130	螺杆泵	4
J5074	9.0	78%	305	螺杆泵	0
吉 006	7.6	86%	298	螺杆泵	0

4 结论

回掺热水集输的效果往往受多因素共同作用影响。通过统计掺水量与单井日产量、采出液含水率、原油黏度及集输管长的对应关系, 分析发现油井集输

管长是影响掺水量的主要因素。此外, 通过统计掺水过程中沿程节点温度的变化情况, 计算出单位管长的热力损失, 得到油井掺水集输管道保温效果较差、散热量较大是造成掺水温度下降较快的主要原因。

在现场生产运行管理过程中, 通过对部分油井进行停掺热水试验, 发现高产油量、高含水的油井停热水集输过程中存在较为明显的段塞流, 易导致摩阻瞬时增大, 造成油井集输困难。此外, 通过现场普查发现, 吉 7 井区 75% 以上的油井均存在不同程度的段塞流。因此, 油井在某一瞬时出液量相对较少时势必会导致其掺水量偏大。

参考文献:

- [1] 王楚琦, 沈晓燕, 蒋洪. 吉 7 井区稠油集输系统方案对比及能耗分析[J]. 石油石化节能, 2012, 2(8): 3-5.
WANG C Q, SHEN X Y, JIANG H. The plans contrast and the energy consumption analysis on gathering and transportation system of viscous oil in Ji 7 well area[J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2012, 2(8): 3-5.
- [2] 杨新平, 汪洋, 张利锋, 等. 新疆油田超稠油蒸汽吞吐产量递减率预测新方法[J]. 特种油气藏, 2017, 24(1): 96-100.
YANG X P, WANG Y, ZHANG L F, et al. New techniques for prediction of productivity reduction in extra-heavy oil development through steam soaking in the Xinjiang Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(1): 96-100.
- [3] 李建财, 单国平, 李超, 等. 昌吉油田冷采稠油回掺热水降黏集输工艺[J]. 油气储运, 2014, 33(2): 211-215.
LI J C, SHAN G P, LI C, et al. Heavy oil cold production gathering process after reducing viscosity through reinjection of hot water in Changji Oilfield[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(2): 211-215.
- [4] 张侃毅, 李阳. 中深层稠油冷采开发地面集输工艺[J]. 油气田地面工程, 2014, 33(5): 70-71.
ZHANG K Y, LI Y. Medium-deep heavy oil cold mining development ground gathering and transportation process[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2014, 33(5): 70-71.
- [5] 张雁翱, 崔立元. 稠油掺水输送机理研究[J]. 辽宁化工, 2014, 43(10): 1284-1286.
ZHANG Y A, CUI L Y. Study on the mechanism of crude oil transportation by blending water[J]. Liaoning Chemical Industry, 2014, 43(10): 1284-1286.

- [6] 尹娇,唐权龙.对含水稠油掺水乳化降粘的研究[J].辽宁化工,2013,42(10):1206-1208.
YIN J, TANG Q L. Research on emulsification and viscosity reduction of water-containing heavy oil by blending water[J]. Liaoning Chemical Industry, 2013, 42(10): 1206-1208.
- [7] 谢建勇,石彦,梁成钢,等.昌吉油田吉7井区稠油油藏注水开发原油黏度界限[J].新疆石油地质,2015,36(6):724-728.
XIE J Y, SHI Y, LIANG C G, et al. Approach to deep heavy oil viscosity limit by water flooding process: a case study of wellblock Ji-7 in Changji Oilfield, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(6): 724-728.
- [8] 陈斌,徐洪军,周冰,等.掺水集输系统掺水量的影响因素研究[J].山东化工,2017,46(1):35-41.
CHEN B, XU H J, ZHOU B, et al. Study on the parameters of water-blended crude transportation system[J]. Shandong Chemical Industry, 2017, 46(1): 35-41.
- [9] 敬加强,杨蕾,蒋明佳,等.稠油掺水流动摩擦预测误差根源及对策[J].油气储运,2013,32(11):1151-1156.
JING J Q, YANG L, JIANG M J, et al. Causes of error in flow friction prediction on heavy oil blended with water and countermeasures[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(11): 1151-1156.
- [10] 赵洪激,刘扬,郑福全.环形掺热水油气集输管网系统参数计算[J].天然气与石油,1998,16(4):1-5.
ZHAO H J, LIU Y, ZHENG F Q. Parameters calculation of circular heatwatered oil & gas gathering pipe network[J]. Natural Gas and Oil, 1998, 16(4): 1-5.
- [11] 刘扬,赵洪激,王平.环形掺热水集输系统优化设计及分析[J].石油学报,1999,20(1):77-81.
LIU Y, ZHAO H J, WANG P. An optimizing design and analysis of oil-gas gathering system of ring type mixing heat water[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(1): 77-81.
- [12] 赵洪激,刘扬,高林森.树状双管掺热水集输系统参数优化技术[J].石油学报,1997,18(1):104-110.
ZHAO H J, LIU Y, GAO L S. A study on optimizing parameters for oil-gas gathering system of tree type double pipes mixing heat water[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(1): 104-110.
- [13] 王崇新,严大凡.双管掺热水集输管网优化运行参数的选择[J].油田地面工程,1990,9(4):19-29.
WANG C X, YAN D F. The optimizing parameters selection of double pipes network mixing heat water[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 1990, 9(4): 19-29.
- [14] 张文东,徐明海.稠油掺热水件热集输管道热力计算与优化设计[J].石油规划设计,1997,12(5):12-19.
ZHANG W D, XU M H. Heat calculation and optimized design for heavy oil gathering line[J]. Petroleum Planning & Engineering, 1997, 12(5): 12-19.
- [15] 王雷振,敬加强,沈晓燕,等.同沟敷设输油管道热力计算[J].管道技术与设备,2015(3):4-9.
WANG L Z, JING J Q, SHEN X Y, et al. Thermal calculation of double oil pipelines laid in one ditch[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2015(3): 4-9.
- [16] BALCERZAK M J, RAYNOR S. Steady state temperature distribution and heat flow in prismatic bars with isothermal boundary conditions[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 1961, 3(2): 113-125.
- [17] ZHU H, YANG X, LI J, et al. Simulation analysis of thermal influential factors on crude oil temperature when double pipelines are laid in one ditch[J]. Advances in Engineering Software, 2013, 65(5): 23-31.
- [18] ALOMAIR O A, ALMUSALLAM A S. Heavy crude oil viscosity reduction and the impact of asphaltene precipitation[J]. Energy & Fuels, 2013, 27(12): 7267-7276.
- [19] 叶俊华,冯小刚,单国平,等.吉7深层稠油集输及处理参数工艺优化[J].石油石化节能,2018,8(3):16-18.
YE J H, FENG X G, SHAN G P, et al. Process optimization of gathering and treatment parameters of deep buried heavy oil in Ji-7 well area[J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2018, 8(3): 16-18.
- [20] 马猛,王聪,张永学,等.高含水稠油预分离用分离器水力特性研究[J].石油机械,2017,45(2):73-77.
MA M, WANG C, ZHANG Y X, et al. Study on hydraulic characteristics of the hydrocyclone for preliminary separation of high water cut heavy oil[J]. China Petroleum, Machinery, 2017, 45(2): 73-77.

(收稿日期:2017-06-05; 修回日期:2019-01-11; 编辑:张雪琴)

作者简介: 宋多培,男,1988年生,工程师,2015年硕士毕业于中国石油大学(华东)动力工程及工程热物理专业,现主要从事地面工艺管理及相关技术的研究工作。地址:新疆阜康市准东石油基地,831511。电话:0994-3832108。Email: songduopei@163.com