

引用格式:叶文婷,张江江,徐沛扬,等.高含水原油在不同管材中的低温集输特性研究[J].辽宁石油化工大学学报,2024,44(3):37-44.

YE Wenting, ZHANG Jiangjiang, XU Peiyang, et al. Study on Low-Temperature Gathering and Transportation Characteristics of High-Water-Cut Crude Oil in Different Pipeline[J]. Journal of Liaoning Petrochemical University, 2024,44(3):37-44.

高含水原油在不同管材中的低温集输特性研究

叶文婷¹, 张江江¹, 徐沛扬², 苗嘉旭², 庄明璋², 何利民², 吕宇玲², 杨东海²

(1.中石化西北油田分公司,新疆乌鲁木齐 830011; 2.中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院,山东青岛 266580)

摘 要: 目前,我国大部分油田已进入高含水期,采出液的流动特性发生变化,使降低集输温度成为可能。然而,关于管道材质对低温集输特性影响的研究相对较少。因此,利用现场实验装置对钢管与玻璃钢管中高含水原油低温集输特性进行了研究。结果表明,管线降低掺水量之后,井口回压上升,实验管道末点的油温缓慢下降;不同掺水量下井口回压上升过程不同,高掺水量下更容易实现低温集输;当掺水量相同时,玻璃钢管的黏壁温度低于钢管的黏壁温度,玻璃钢管低温集输的最低掺水量低于相同情况下钢管的掺水量。对黏壁温度实验数据进行拟合,得到了不同管材的黏壁温度计算模型,计算结果准确度较高,对高含水期油田实际生产中低温集输的可行性判断及其安全运行管理具有指导意义。

关键词: 油水管流; 低温集输; 高含水期; 现场实验

中图分类号: TE832

文献标志码: A

doi:10.12422/j.issn.1672-6952.2024.03.006

Study on Low-Temperature Gathering and Transportation Characteristics of High-Water-Cut Crude Oil in Different Pipeline

YE Wenting¹, ZHANG Jiangjiang¹, XU Peiyang², MIAO Jiaxu², ZHUANG Mingzhang², HE Limin²,
LÜ Yuling², YANG Donghai²

(1.Sinopec Northwest China Petroleum Bureau,Urumqi Xinjiang 830011,China; 2.College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum,Qingdao Shandong 266580,China)

Abstract: At present,most oil fields in China have entered the high water cut period,and the flow characteristics of produced fluid have changed, so it is possible to reduce the temperature of gathering and transportation.However,there are relatively few studies on the influence of pipeline materials on low-temperature gathering and transmission characteristics. Therefore, the characteristics of low-temperature gathering and transportation of high water content crude oil in steel pipe and fiberglass pipe are studied.The results show that the wellhead back pressure rises and the oil temperature at the end of pipeline drops slowly after the water content of the pipeline is reduced. The wellhead back pressure rises differently under different water content.When the water content is the same, the temperature of fiberglass pipe is lower than that of steel pipe, and the minimum water content of fiberglass pipe for low-temperature gathering and transportation is lower than that of steel pipe under the same condition.Based on the experimental data of viscosity wall temperature, the calculation models of different pipe materials are obtained, and the calculation results are accurate, which has a guiding significance for the feasibility judgment and safe operation management of the oil field in the high water cut period.

Keywords: Oil-water pipe flow; Low temperature gathering and transportation; High water cut period; Field test

收稿日期:2024-03-06 **修回日期:**2024-04-15

基金项目:国家自然科学基金面上项目(52174067)。

第一作者:叶文婷(1984-),女,经济师,从事油田地面工程建设方面的研究;E-mail:yewt.xbsj@sinopec.com。

通信作者:杨东海(1984-),男,博士,教授,博士生导师,从事多相流理论与分离技术、油气集输理论与技术、油气储运安全理论与技术等方面的研究;E-mail:ydonghai12@163.com。

我国大部分油田已进入高含水期,油井采出液含水率普遍在 80% 以上^[1-3],含水率高于原油转相点,采出液的表观黏度迅速下降,管道内的流动条件大为改善,通常允许高含水油井将集输温度降到原油凝点以下^[4]。此外,集输温度较高,热能浪费严重,因此采用低温集输能有效降低油气集输系统能耗,降低管道腐蚀概率^[5-6]。

M.E.CHARLES^[7]研究发现,原油中掺入质量分数为 40%~60% 的水,管线沿程摩阻较单相输送时的沿程摩阻降低了 90%。H.M.ZHANG 等^[8]通过多次重复环道实验,总结了不同因素对黏壁温度的影响规律。J.Q.JING 等^[9]指出,在高含水率条件下,随着油相黏度的增大,管道内稠油容易保持层流状态。罗小明等^[10-11]采用室内水平环道研究了温度为 50~80 ℃ 的高黏原油-水流动,并根据含水率差异,将高黏原油-水流动分为油基主导流和水基主导流。在研究过程中发现,油基主导流的压降梯度比水基主导流高两个数量级;在水基主导流中,温度对压力梯度的影响不大。吕勇明^[12]在敖古拉油田开展了单管通球不加热集输试验。结果表明,单管不加热集输工艺可应用于高寒地区产液量较高的油井。

文献[13-15]的研究结果表明,当温度低于凝点一定程度时,管道内会出现含蜡原油黏壁现象;在黏壁层厚度达到一定程度后,管道被堵塞;随着实验温度的降低,流速减小,原油黏壁现象更加明显。黄雪松等^[16]根据地面集输系统的现状,在中原油田东濮老区文卫油区集成应用常温集输技术后,撤减加热炉,天然气使用量日均减少 $197.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,创造效益 600 余万元。杨东海等^[17-18]通过现场可视化实验研究了管道内的流型与压降的关系。结果表明,随着输送温度的降低,含水胶凝原油大量堆积并堵塞管道,导致压降迅速增大。黑树楠等^[19]研究发现,当气油比分别为 40、80、160 m^3/t 时,集输管线可以在低于黏壁温度 3、4、6 ℃ 的温度下进入计量间,实现低温集输。张富强等^[20]研究发现,在集输系统中,凝油不易黏附于玻璃钢管道,玻璃钢管道有利于低温集输工艺的実施。

尽管关于低温集输的研究已有很多,但研究关注的焦点多集中在低温集输的集输界限以及技术改进方面^[21-22],对管材在低温集输应用中的研究较少。因此,本文利用现场实验装置对钢管与玻璃钢管进行低温集输实验,研究管材对低温集输的影响,从而为高含水期油田低温集输提供依据,指导不同材质集输管线在低温下安全、稳定运行。

1 实验部分

1.1 实验油样

实验油样为某油井所产含蜡原油,将该油井命名为 A 井。A 井含蜡原油的基础物性参数如表 1 所示,A 井含蜡原油的黏温曲线如图 1 所示。

表 1 A 井含蜡原油的基础物性参数

Table 1 Basic physical properties of waxy crude oil in well A

凝点/℃	产液温度/℃	含水率/%	实验管道长度/m
40.0	35.0	80.60	368

注:实验管道长度为井口到末点测温点的距离。

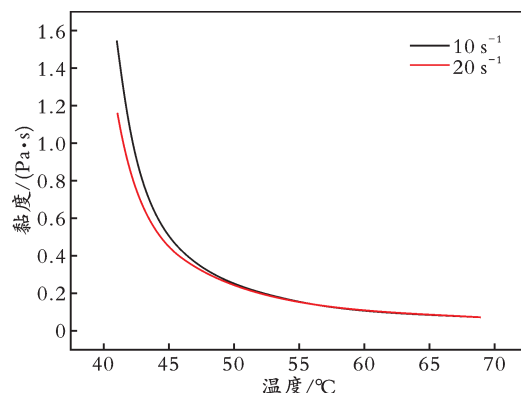


图 1 A 井含蜡原油的黏温曲线

Fig.1 Viscosity-temperature curve of waxy crude oil in well A

1.2 实验装置

实验装置由阀门、钢管道、玻璃钢管道、压力表、透明观察管、压力传感器、温度传感器、质量流量计、电加热器等设备组成。钢管内径为 64 mm,绝对当量粗糙度为 0.045 7 mm;玻璃钢管内径为 60 mm,绝对当量粗糙度为 0.001 5 mm;最高承压为 16 MPa。实验装置的工艺流程图如图 2 所示。其中,通过在末点温度(T_5)位置安装的两段透明观测管观测流型变化;通过在井口安装的电加热炉控制集输管路的起点温度。

1.3 实验方法

将实验管路系统连接到 A 井集油管路后,打开旁通钢管的阀门,然后缓慢打开观测管入口和出口的球阀;来液入管后,检查实验管路是否泄漏,若没有泄漏,则缓慢关闭旁通钢管的阀门,将观测管的控制阀门完全打开,进行可视化实验;在确认实验管路流通顺畅后,调节流量计改变掺水量,进行降掺实验,同时通过远传压力表与远传温度计的云端数据对管路中的流动情况进行实时监测。

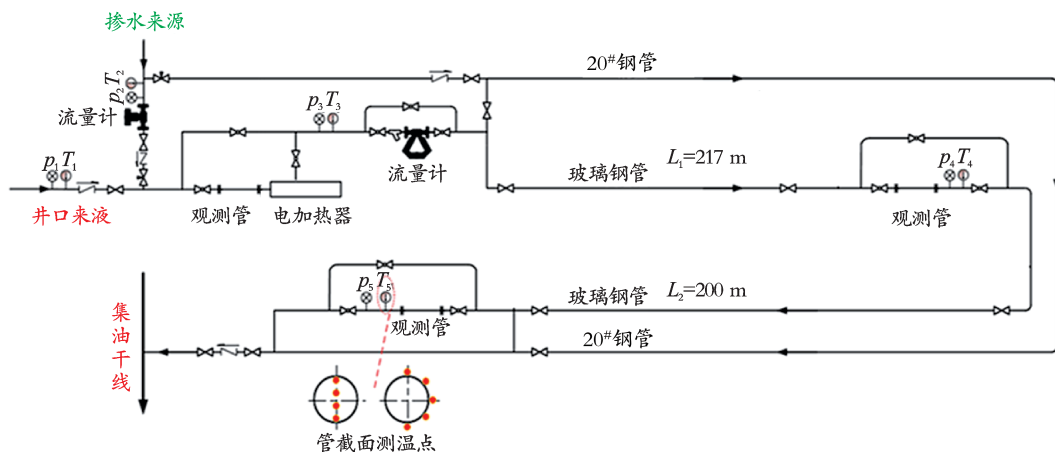


图2 低温低输实验工艺流程图

Fig.2 The process flow diagram of the low-temperature, low-throughput experiment

2 结果与讨论

在正常生产时, A 井的产液量为 $13 \text{ m}^3/\text{d}$, 掺水量为 $1 \text{ m}^3/\text{h}$ 。为了研究不同流量下管道的黏壁特性, 对钢管和玻璃钢管采取降掺运行的实验方法。

2.1 钢管掺水实验

在掺水量不同的条件下, 对钢管进行降掺实

验, 并在不同时刻记录井口回压和末点温度, 研究了掺水量不同时钢管的黏壁温度和低温集输的最低掺水量。掺水量不同时钢管的井口回压和末点温度的变化曲线如图 3 所示。图 3 中, 红色箭头处为压力随时间变化速率增大的转折点, 此点对应的温度即为黏壁温度^[23-25], 下同。

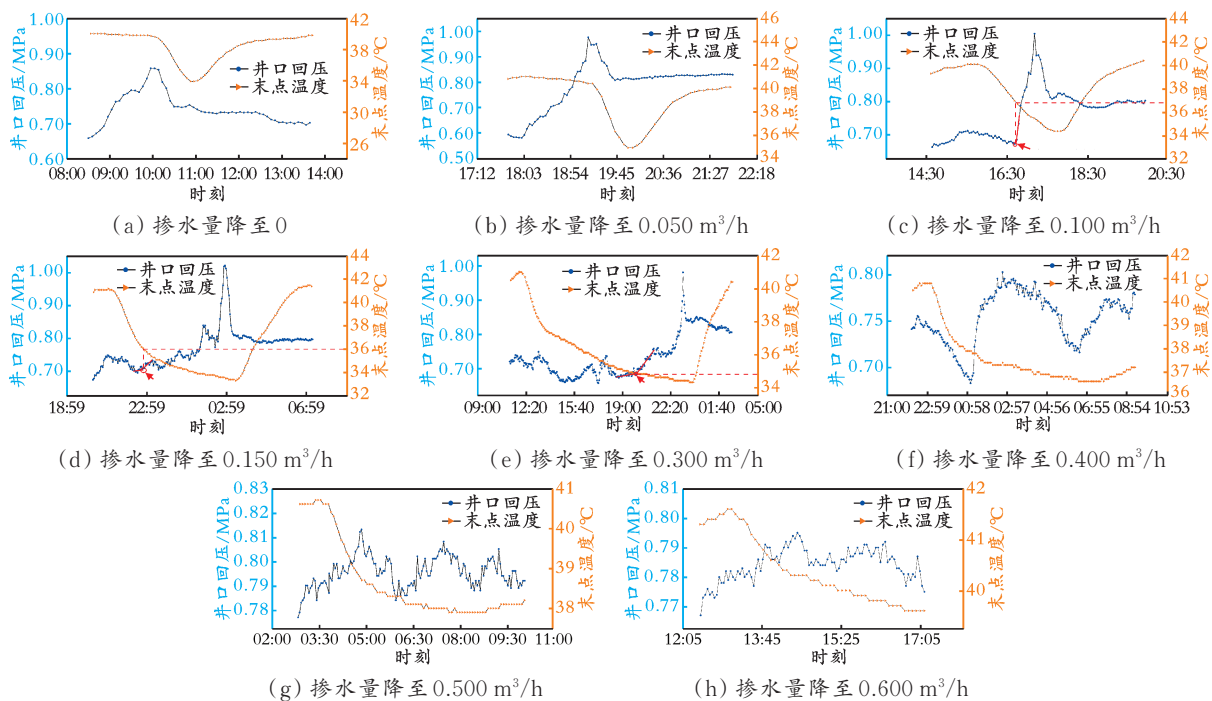


图3 掺水量不同时钢管的井口回压和末点温度的变化曲线

Fig.3 The curve of wellhead back pressure and terminal temperature of steel pipe with different water content

由图 3(a)、(b) 可知, 当掺水量从初始状态的 $1.000 \text{ m}^3/\text{h}$ 降至 0 或 $0.050 \text{ m}^3/\text{h}$ 时, 井口回压迅速上升, 末点温度缓慢下降, 无法实现低温集输, 当井口回压升高到一定值时, 为了保证安全输送, 将掺水阀门完全打开, 重新开掺。由图 3(a) 可知, 实验开始时, 末点温度变化缓慢, 当 10:05 掺水阀门完全打开之后, 末点温度没有立即上升反而快速下降。这

可能是因为: 掺水后, 原油已经在整个管线内开始胶凝, 此时只有水可以流动; 由于管线进行了保温, 末点温度变化较小, 井口压力达到高点时掺水阀门完全打开, 掺水管线前端的水液量较少, 末点温度较低, 少量的低温热水推着凝油流动, 低温的热水与部分脱落的凝油导致末点温度明显下降, 因为管线过长, 在一定时间后末点温度才能恢复正常。因此, 在

掺水量为 0 和 $0.050 \text{ m}^3/\text{h}$ 的两种工况下无法进行低温集输。

由图 3(c)、(d)、(e)可以看出,当掺水量分别降至 0.100、0.150、 $0.300 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,末点温度、井口回压的变化规律大致相同,但与掺水量降至 $0.050 \text{ m}^3/\text{h}$ 时的井口回压变化规律不同,呈先波浪式缓慢上升后快速上升再快速下降最后波浪式缓慢变化的态势;末点温度呈先小幅波动后大幅下降再快速上升至初始温度;当掺水量分别降至 0.100、0.150、 $0.300 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,黏壁温度分别为 36.8 、 36.0 、 34.7°C ,管线维持运行的时间(管道从降掺到全开的运行时间)分别为 2.5、6.5、12.0 h。与掺水量降至 0、 $0.050 \text{ m}^3/\text{h}$ 的工况相比,当掺水量降至 0.100、0.150、 $0.300 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,更大液量的高温掺水携带着井口混合液向前移动,使凝油堆积速率较低。因此,在降掺初期管线仍可正常运行,井口回压没有立即升高,当凝油在管道全线开始堆积时,井口回压才开始急剧上升。为了实现低温集输,还需要继续增加掺水量。

由图 3(f)可知,当掺水量降至 $0.400 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,井口回压的波动幅度大,井口回压升高是因为部分管线的管壁处产生了淤积(见图 4(a)),井口回压降低是因为井口来流冲散了淤积在管壁上的凝油(见图 4(b));管道内流型变化与文献[18]的研究结果类似,即降掺后井口回压虽然一直波动,但并未在某一点

突然急剧增加,表明管线在该掺水量下可以正常运行。综上可知,掺水量 $0.400 \text{ m}^3/\text{h}$ 为钢管实现低温集输的最低掺水量。经计算可得,与全开掺水量 ($1.000 \text{ m}^3/\text{h}$) 相比,掺热水加热能耗可降低 60%。

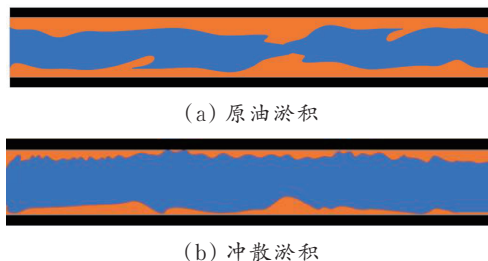


图 4 集输管线内原油淤积及井口来流冲散淤积示意图
Fig.4 A schematic diagram of the accumulation of crude oil in a gathering pipeline and its dispersal by wellhead flow

由图 3(g)、(h)可知,当掺水量降至 0.500、 $0.600 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,管道内流体含水率增加,末点温度逐渐升高,井口回压的波动幅度逐渐减小,管道内流体流动状态更加稳定,可实现低温集输。

2.2 玻璃钢管掺水实验

在掺水量不同的条件下,对玻璃钢管进行降掺实验,并在不同时刻记录井口回压和末点温度,研究了掺水量不同时玻璃钢管的黏壁温度和低温集输的最低掺水量。掺水量不同时玻璃钢管的井口回压和末点温度的变化曲线如图 5 所示。

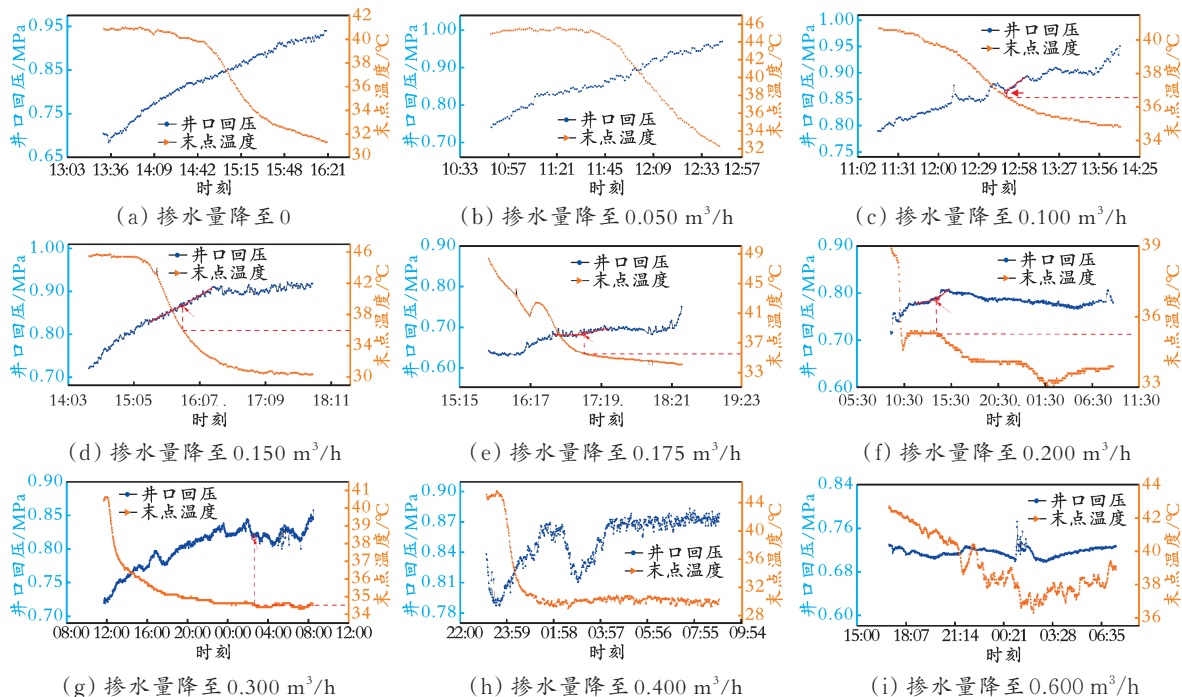


图 5 掺水量不同时玻璃钢管的井口回压和末点温度的变化曲线

Fig.5 The curve of wellhead back pressure and terminal temperature of fiberglass pipe with different water content

由图 5(a)、(b)可知,当掺水量降至 0、 $0.050 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,井口回压持续上升至 0.95 MPa 后仍有继续上升

趋势,且末点温度很快降至凝点以下,因此不能在掺水量为 0、 $0.050 \text{ m}^3/\text{h}$ 的工况下运行。由图 5(c)可

知,井口回压呈先持续上升后,稳定一段时间再继续上升的态势,此时黏壁温度为36.5℃,低于相同掺水量下钢管的黏壁温度;随着末点温度持续降低,管内黏壁越来越严重,井口回压先上升后下降的波动现象持续发生,且峰值不断增大,不利于管道的安全运行,不建议在此掺水量下输送。对比图5(c)和图3(c)发现,在压力增大0.150 MPa时,玻璃钢管井口回压变化曲线的斜率更小,堵塞的时间更长,说明玻璃钢管不容易发生堵塞,有利于原油输送。由图5(d)可知,当掺水量从阀门全开掺水调至0.150 m³/h时,井口回压持续上升。对比图5(d)、图3(d)可知,玻璃钢管不容易发生堵塞,有利于原油输送。由图5(e)可知,井口回压先是相对平稳上升,后上升速率加快,此时管内出现黏壁现象^[26],黏壁温度为35.5℃。由图5(f)可知,井口回压先快速上升,管线平稳运行16 h左右后,井口回压又开始突升,原因是管内油品长时间在管壁处淤积导致堵塞,此时黏壁温度为35.0℃。综上可知,掺水量为0.150~0.200 m³/h的工况不利于管道安全运行,不建议在此掺水量下输送。由图5(g)可知,井口回压先升高后平稳波动,第一个波动出现时管内开始发生黏壁现象,此现象与掺水量为0.300 m³/h时的现象相似,开始稳定波动时管内的原油黏壁与来液冲刷达到相对平衡,此时末点黏壁温度约为34.5℃,管线能够平稳运行,掺水量0.300 m³/h为玻璃钢管实现低温集输的最低掺水量,相较于全开掺水量(1.000 m³/h),掺水量为0.300 m³/h时可降低掺热水加热能耗70%。由图5(h)、(i)可知,井口回压在一定范围内波动,井口回压变化幅度较小,调节掺水量后的较长时间内管线能平稳运行,可以实现低温集输。

钢管与玻璃钢管在不同掺水量下的黏壁温度如表2所示。

表2 钢管与玻璃钢管在不同掺水量下的黏壁温度
Table 2 Wall sticking occurrence temperature of different water content of steel pipe and fiberglass pipe

掺水量/ (m ³ ·h ⁻¹)	钢管黏壁 温度/℃	玻璃钢管黏壁 温度/℃
0.100	36.8	36.5
0.150	36.0	36.0
0.200	35.0	35.0
0.300	34.7	34.5

由表2可知,在不同掺水量下,玻璃钢管黏壁温度低于钢管黏壁温度。这是因为:玻璃钢管内壁更

加光滑,油滴与玻璃钢管表面之间的黏附功小于油滴与钢管表面之间的黏附功,黏附于玻璃钢管表面的凝油在剪切力的作用下容易脱落^[20],更容易实现低温集输。

2.3 黏壁温度回归模型的建立

根据相关研究成果^[27-29],影响高含水原油黏壁温度的因素主要有含水率与剪切应力,油品物性、流速等因素对黏壁温度的影响因素主要为剪切应力。H.M.ZHENG等^[8]通过实验得出的黏壁温度计算公式如式(1)所示。

$$T_v = T_G - a\varphi^m \tau^n \quad (1)$$

式中: T_v 为高含水原油的黏壁温度,℃; T_G 为原油的凝点,℃; φ 为原油的含水率; τ 为平均剪切应力,Pa; a 、 m 、 n 均为无量纲参数。其中,油水两相的平均剪切应力的计算公式见式(2)和式(3)。

层流:

$$\tau = \mu \frac{8V}{D} \quad (2)$$

紊流:

$$\tau = 4.984 \times 10^{-3} Re^{0.75} \frac{8V}{D} \mu \quad (3)$$

式中: μ 为油水两相的混合黏度,Pa·s; D 为管道直径,m; V 为油水两相的平均流速,m/s; Re 为雷诺数。

在进行黏壁温度回归模型求解时,油水两相混合黏度的计算是关键。在油水两相流中,其表观黏度与单相表观黏度相差很大,不仅与多相流的温度有关,还与多相流的流型、流态、流速等有关。由于油水两相分散体系是不稳定的,目前没有办法直接用流变仪测量油水分散体系的表观黏度。可采用由现场实际压降反算油水两相黏度的方法计算黏度(见式(4)~(7))。

$$\lambda_m = -\frac{dp}{dl} / \left(\frac{\rho_m V_m^2}{D} \right) \quad (4)$$

式中: ρ_m 为混合流体的密度,kg/m³; λ_m 为摩阻系数; V_m 为混合流体的平均流速,m/s。

根据各相加权平均的方法计算混合流体密度:

$$\rho_m = \rho_w w + \rho_o (1 - w) \quad (5)$$

式中: w 为含水率; ρ_w 、 ρ_o 分别为水、油的密度,kg/m³。

采用勃拉修斯的摩阻关系式^[30],雷诺数可表示为:

$$Re_m = (\lambda_m / C)^{1/n} \quad (6)$$

油-水两相混合流体的表观黏度:

$$\mu_m = \frac{\rho_m V_m D}{Re_m} \quad (7)$$

式中: Re_m 为混合流体的雷诺数; μ_m 为混合流体的有效黏度,Pa·s。 $0.316\ 4,n=0.25$;当流动状态为层流时, $C=64.000\ 0,n=1.00$ 。

式(6)–(7)中, C 和 n 的取值由油-水两相混合流体的流动状态决定,当流动状态为紊流时, $C=$ 通过模型反算得到钢管、玻璃管在不同掺水量下的油-水两相参数,结果如表 3 所示。

表 3 钢管、玻璃钢管在不同掺水量的油-水两相参数

Table 3 Oil-water two-phase parameters of steel pipe and fiberglass pipe with different water content					
管道类型	掺水量/(m ³ ·h ⁻¹)	油水总流量/(t·d ⁻¹)	含水率/%	凝点/℃	黏度/(Pa·s)
钢管	0.100	12.0	85.52	40.0	1.160
	0.150	13.2	86.84	40.0	1.196
	0.200	14.4	87.93	40.0	1.378
	0.300	16.8	89.66	40.0	1.090
玻璃钢管	0.100	15.4	84.72	40.0	1.460
	0.150	16.6	85.82	40.0	0.970
	0.175	17.2	86.32	40.0	0.787
	0.200	17.8	86.78	40.0	0.906
	0.300	20.2	88.35	40.0	0.864

对钢管、玻璃钢管不同掺水量下的黏壁温度进行多元非线性回归,拟合结果如下。

钢管: $a=1.90,m=5.83,n=0.759$ 。

玻璃钢管: $a=27.35,m=12.38,n=0.010$ 。

钢管和玻璃钢管的回归模型分别如式(8)和式(9)所示。

钢管: $T_v = T_G - 1.90\varphi^{5.83}\tau^{0.759}$ (8)

玻璃钢管: $T_v = T_G - 27.35\varphi^{12.38}\tau^{0.010}$ (9)

表 4 为钢管、玻璃钢管黏壁温度的实验值和模型计算值。由表 4 可知,实验值和模型计算值误差很小,拟合精度较高。

3 结 论

1)掺水量比较高时容易实现低温集输,钢管能够实现低温集输的最低掺水量为 0.400 m³/h,可降低掺热水加热能耗 60%;玻璃钢管能够实现低温集输的最低掺水量为 0.300 m³/h,可降低掺热水加热能耗 70%。

2)玻璃钢管的起始黏壁温度略低于钢管的黏壁温度,发生黏壁现象后玻璃钢管井口回压升压速率低于钢管,最终稳定时玻璃钢管井口回压波动峰

值低于钢管,玻璃钢管更容易实现低温集输。

3)基于现场实验数据,得到了适合钢管和玻璃钢管的黏壁温度计算模型,模型的拟合精度较高,对现场低温集输的可行性以及安全运行管理具有指导意义。

表 4 钢管、玻璃钢管黏壁温度的实验值和模型计算值

Table 4 Experimental and model calculation values of wall sticking occurrence temperature of steel pipe and fibergalss pipe			
管道类型	掺水量/(m ³ ·h ⁻¹)	黏壁温度/℃	
		实验值	模型计算值
钢管	0.100	36.8	36.8
	0.150	36.0	36.1
	0.200	35.0	35.0
	0.300	34.7	34.7
玻璃钢管	0.100	36.5	36.4
	0.150	36.0	35.8
	0.175	35.5	35.5
	0.200	35.0	35.2
	0.300	34.5	34.0

参 考 文 献

[1] ABUBAKAR A,AL-WAHAIBI Y,AL-WAHAIBI T,et al.Effect of low interfacial tension on flow patterns, pressure gradients and holdups of medium-viscosity oil/water flow in horizontal pipe[J].Experimental Thermal and Fluid Science, 2015,68: 58-67.

[2] ABUBAKAR A,AL-WAHAIBI Y,AL-WAHAIBI T,et al. Effect of pipe diameter on horizontal oil-water flow before and after addition of drag-reducing polymer part I: Flow patterns and pressure gradients[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,2017,153: 12-22.

- [3] AL-WAHAIBI T, AL-WAHAIBI Y, AL-AJMI A, et al. Experimental investigation on flow patterns and pressure gradient through two pipe diameters in horizontal oil-water flows[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 266-273.
- [4] CUI Y, HUANG Q Y, ZHANG Y, et al. A new method for predicting wall sticking occurrence temperature of high water cut crude oil[J]. China Petroleum Processing & Petrochemical Technology, 2020, 22(2): 56-63.
- [5] 吕杨, 柴德民, 李晓宇, 等. 界面特性与粘附对探究凝油粘壁机理的启示[J]. 油气储运, 2021, 40(12): 1338-1348.
LÜ Y, CHAI D M, LI X Y, et al. Enlightenment of interfacial behavior and adhesion for study on wall sticking mechanism of condensate oil[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(12): 1338-1348.
- [6] WANG Z H, LIU Y, LI J X, et al. Study on two-phase oil-water gelling deposition behavior in low-temperature transportation[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(6): 4570-4582.
- [7] CHARLES M E. Water layer speeds heavy-crude flow[J]. Oil and Gas Journal, 1961, 8(4): 68-72.
- [8] ZHENG H M, HUANG Q Y, WANG C H, et al. Wall sticking of high water-cut, highly viscous and high gel-point crude oil transported at low temperatures[J]. China Petroleum Processing & Petrochemical Technology, 2015, 17(4): 20-29.
- [9] HU H L, JING J Q, VAHAJI S, et al. Investigation of the flow pattern transition behaviors of viscous oil-water flow in horizontal pipes[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2020, 59(47): 20892-20902.
- [10] LUO X M, LÜ G B, ZHANG W, et al. Flow structure and pressure gradient of extra heavy crude oil-water two-phase flow[J]. Experimental Thermal and Fluid Science, 2017, 82: 174-181.
- [11] 罗小明, 吕国彬, 何利民, 等. 特稠油-水两相流型研究[J]. 工程热物理学报, 2016, 37(5): 1005-1010.
LUO X M, LÜ G B, HE L M, et al. Characteristic study of flow pattern on extra heavy crude oil-water two phase flow[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2016, 37(5): 1005-1010.
- [12] 吕勇明. 外国油田单管不加热集输现场试验探讨[J]. 石油石化节能, 2011, 1(4): 6-7.
LÜ Y M. Exploration of on-site testing for single pipe unheated gathering and transportation in peripheral oil fields[J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2011, 1(4): 6-7.
- [13] 刘文臣, 黄启玉, 谢雁, 等. 高含水原油低温集输研究进展[J/OL]. 化工进展: 1-18(2023-12-19)[2023-12-20]. <https://doi.org/10.16085/j.issn.1000-6613.2023-1624>.
LIU W C, HUANG Q Y, XIE Y, et al. Research progress of low-temperature gathering and transportation of high water cut crude oil[J]. Chemical Industry and Engineering Progress: 1-18(2023-12-19)[2023-12-20]. <https://doi.org/10.16085/j.issn.1000-6613.2023-1624>.
- [14] 董燕, 丁慎圆, 王梓栋, 等. 油田特高含水油水混合物低温流动特性的室内研究[J]. 油气田地面工程, 2015, 34(6): 20-22.
DONG Y, DING S Y, WANG Z D, et al. Laboratory study on low-temperature flow characteristics of oil water mixtures with ultra-high water content in oilfields[J]. Oil-Gas field Surface Engineering, 2015, 34(6): 20-22.
- [15] 刘晓燕, 王德喜, 韩国有, 等. 特高含水采油期安全混输温度界限试验研究[J]. 石油学报, 2005, 26(3): 102-105.
LIU X Y, WANG D X, HAN G Y, et al. Temperature limit for oil-gas-water mixed transportation in safety during oil production with special high water-cut[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(3): 102-105.
- [16] 黄雪松, 李思, 朱宁宁, 等. 中原油田东濮老区高含水原油常温集输技术[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(16): 6681-6689.
HUANG X S, LI S, ZHU N N, et al. Normal temperature gathering and transportation technology of high water-cut crude oil in dongpu oil region of zhongyuan oilfield[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(16): 6681-6689.
- [17] 杨东海, 李文洋, 李金永, 等. 高含水期原油低温集输温度界限模型研究[J]. 北京化工大学学报(自然科学版), 2023, 50(1): 29-37.
YANG D H, LI W Y, LI J Y, et al. Temperature limit model of crude oil gathering and transportation at low temperature in a high water cut stage[J]. Journal of Beijing University of Chemical Technology(Natural Science Edition), 2023, 50(1): 29-37.
- [18] 杨东海, 鲁晓醒, 刘书军, 等. 高含水期高凝高黏原油低温集输特性[J]. 油气储运, 2022, 41(3): 311-317.
YANG D H, LU X X, LIU S J, et al. Characteristics of low-temperature gathering of crude oil with high pour point and high viscosity in high water-cut period[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(3): 311-317.
- [19] 黑树楠, 王坤, 郑春星, 等. 含气高含水率原油低温集输温度确定方法研究[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2023, 43(1): 32-37.
HEI S N, WANG K, ZHENG C X, et al. Research on determination method of low temperature gathering and transportation temperature of dissolved gas crude oil with high water cut[J]. Journal of Liaoning Petrochemical University, 2023, 43(1): 32-37.
- [20] 张富强, 王坤, 高丽娟, 等. 玻璃钢管壁/原油界面特性对高含水原油低温集输的影响[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2023, 43(2): 42-46.
ZHANG F Q, WANG K, GAO L J, et al. Effect of interface characteristics of FRP pipe wall/crude oil on low-temperature

- transportation of high water-cut crude oil[J]. Journal of Liaoning Petrochemical University, 2023, 4(2): 42-46.
- [21] 王业飞, 吴寒超, 丁名臣, 等. 析蜡不可逆性对低渗高凝油流动性及水驱效果的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(6): 80-86.
- WANG Y F, WU H C, DING M C, et al. Effect of wax precipitation irreversibility on flowability and water flooding for high pour point crude oil in low permeability reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(6): 80-86.
- [22] 侯春娟, 蒋庆哲, 宋昭峥, 等. 含聚合物油泥对原油稳定性及油品性质的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(2): 137-141.
- HOU C J, JIANG Q Z, SONG Z Z, et al. Effect of polymer-containing oil sludge on stability and properties of crude oil[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(2): 137-141.
- [23] 徐沛扬, 何利民, 杨东海, 等. 油水管流低温集输工艺的壅堵模式分析[J]. 工程热物理学报, 2022, 43(11): 2986-2993.
- XU P Y, HE L M, YANG D H, et al. Blocking mode of low temperature gathering and transportation process in oil-water pipe flow[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2022, 43(11): 2986-2993.
- [24] LYU Y, HUANG Q Y, LI R B, et al. Effect of temperature on wall sticking of heavy oil in low-temperature transportation [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 206: 108944.
- [25] 鲁晓醒, 檀为建, 胡雄翼, 等. 高含水期原油低温集输黏壁特性实验[J]. 油气储运, 2019, 38(11): 1245-1250.
- LU X X, TAN W J, HU X Y, et al. Experiment on wall sticking characteristics during the low temperature gathering and transportation of crude oil in the period of high water cut[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38(11): 1245-1250.
- [26] 郑海敏. 水合物在油-气-水-蜡多相体系中诱导与生长过程研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- [27] 田东恩. 西区油田高含水期原油粘壁规律研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(9): 176-179.
- TIAN D E. Study on the wall sticking law of crude oil in high water cut period of Xiqu oil field[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(9): 176-179.
- [28] CHEN Y, JING J Q, KARIMOV R, et al. Experimental investigation on flow patterns and pressure gradients of shale oil-water flow in a horizontal pipe[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2024, 176: 104839-104848.
- [29] GARMROODI M R D, AHMADPOUR A. A numerical study on two-phase core-annular flows of waxy crude oil/water in inclined pipes[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2020, 159: 362-376.
- [30] XU P Y, HE L M, YANG D H, et al. Blocking characteristics of high water-cut crude oil in low-temperature gathering and transportation pipeline[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2021, 173: 224-233.

(编辑 王戩丽)