文章编号:1673-5005(2019)03-0159-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2019.03.019

# 海洋深水海底含蜡原油管道中蜡沉积 预测和清管模拟

叶 兵1,喻西崇2,彭 伟3,邬亚玲4

(1. 中国海洋石油集团有限公司,北京 100010; 2. 中海油研究总院有限责任公司,北京 100028;

3. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司,四川泸州 646001; 4. 中国寰球工程公司,北京 100102)

摘要:针对含蜡原油管道蜡沉积会引起回接管道的流动安全问题,研究深水含蜡原油管道蜡沉积规律以及控制措施。 使用 OLGA 软件,对中国南海某深水油田 2 根 233 mm 水下回接不保温含蜡原油管道中蜡沉积速度、蜡沉积在管壁的厚 度以及清管周期等进行模拟分析,综合考虑蜡沉积厚度和蜡沉积引起的压力增加确定清管周期。结果表明:在投产后 前 2 年,清管周期约 35 d,从第 3 年开始,随着含水量大幅增加,清管周期约 60 d;单根 233 mm 管道最大输液量为 7 000 m<sup>3</sup>/d,输液量高于 7 000 m<sup>3</sup>/d 时需要采用双管输送, FPSO 平台上清管所需的最大输液量为 4 200 m<sup>3</sup>/d(175 m<sup>3</sup>/h),发 球所需的最大外输泵压力为 6 000 kPa。

关键词:深水油田;含蜡原油;回接管道;蜡沉积;清管周期;OLGA软件

中图分类号:TE 646 文献标志码:A

引用格式:叶兵,喻西崇,彭伟,等.海洋深水海底含蜡原油管道中蜡沉积预测和清管模拟[J].中国石油大学学报(自然 科学版),2019,43(3):159-166.

YE Bing, YU Xichong, PENG Wei, et al. Wax deposition prediction and pigging simulation in waxy crude oil tieback deepwater pipelines [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019,43(3):159-166.

## Wax deposition prediction and pigging simulation in waxy crude oil tieback deepwater pipelines

YE Bing1, YU Xichong2, PENG Wei3, WU Yaling4

(1. CNOOC Group, Beijing 100010, China;

2. CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China;

3. CNPC Southwest Oil & Gas Field Company, Luzhou 646001, China;

4. China Huanqiu Contracting & Engineering Company Limited, Beijing 100102, China)

**Abstract**: Wax deposition in waxy crude oil pipelines can cause the flow safety problems of the tieback pipes, therefore it is necessary to make a full study on the deposition and control laws for these pipes. In this study, based on certain waxy crude oil tieback flowlines for South China Sea deepwater oil development, the OLGA software is used to simulate transient flow characteristics in waxy crude oil tieback pipelines, such as wax precipitation rate, thickness of the wax layer deposited on the wall, pigging frequency and so on. The results show that, the pigging period is 35 days during the first 2 year after put into production. The pigging periods is 60 days from the third year with the increase of water content. The maximum liquid flow rate for a 233 mm pipeline is 7 000 m<sup>3</sup>/d. It is suggested that one single pipeline is used to transport while the flow rate is lower than 7 000 m<sup>3</sup>/d, and two pipelines are used while the flow rate is more than 7 000 m<sup>3</sup>/d. The maximum pump pressure at FPSO is kept at 6 000 kPa, and the required maximum liquid flow rate at FPSO is 4 200 m<sup>3</sup>/d(175 m<sup>3</sup>/h).

收稿日期:2018-09-10

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05028)

作者简介:叶兵(1974-),男,高级工程师,硕士,研究方向为海洋油气工艺设计和工程项目管理。E-mail:yebing@ cnooc. com. cn。

通信作者:喻西崇(1971-),男,高级工程师,博士,研究方向为深水海洋工程、深水流动安全、天然气水合物、天然气液化等。E-mail;yuxch@cnooc.com.com。

Keywords: deepwater oilfield; waxy crude oil; tieback pipeline; wax deposition; pigging period; OLGA software

中国南海深水区拥有丰富的油气资源。目前主 要采用水下井口汇聚到管汇通过管道回接到工程设 施的工程模式,深水油气田开发过程中常遇到含蜡量 高、初始析蜡温度高、凝固点高的含蜡原油,对于含蜡 海底混输管道,在正常输送、停输、再启动以及清管操 作等条件下,如果回接管道中流体介质温度低于析蜡 点,会导致蜡在回接管道中的沉积,蜡沉积可能会发 生两种情况<sup>[1]</sup>.一是蜡析出后沉积在管壁上导致管道 内径减小,其次是蜡析出后进入流体介质中,导致流 体介质黏度增加:两种情况都会导致回接管道的压降 增大,甚至有可能导致管道堵塞等严重问题,如何预 测蜡在管道的沉积以及对沉积后的蜡如何清除等问 题直接关系到深水海底管道流动安全:但由于含蜡混 输管道的流动机制非常复杂,更难准确预测蜡沉积的 速率和沉积厚度[2],目前含蜡原油海底管道清管周期 的确定无相关设计标准和规范,国外含蜡油混输管道 结蜡机制停留在试验室阶段,理论研究还不成熟,多 数是集中在单相含蜡原油输送管线蜡沉积和清除研 究[3];目前无论从理论上还是技术上都还处在探索阶 段<sup>[4]</sup>:挪威的 TULSA 大学正在联合壳牌、康菲等石油 大公司开展蜡沉积的联合工业项目(JIP)<sup>[5]</sup>。笔者 以南海某深水含蜡油田水下系统回接到 FPSO 的 管道作为研究对象,采用 OLGA 软件模拟得到典 型年份回接管道达到初始析蜡点和高峰析蜡点位 置、蜡沉积厚度、蜡沉积引起压力增加等特征参 数,并综合考虑蜡沉积引起的管道压力增加(一般 为200 kPa)和蜡沉积最大厚度(一般为2 mm)确 定目标油田回接管道的清管周期。

## 海底含蜡回接管道蜡沉积机制和沉 积模型研究现状

### 1.1 海底含蜡回接管道蜡沉积机制

海底回接管道中蜡根据结晶性质主要分为石蜡 (晶形蜡)和微晶蜡(地蜡),现阶段普遍认为含蜡原 油管道中蜡沉积机制是由分子扩散、剪切剥离及老 化机制共同作用的结果<sup>[6]</sup>,原油本身的分子结构、 碳原子数、支化度等因素将直接影响蜡沉积性 质<sup>[7]</sup>。原油中蜡的相对分子质量越大,其结构越复 杂,越易形成蜡晶网状结构<sup>[8-9]</sup>。原油在管道输送过 程中,随着温度下降,首先析出高碳原子数的蜡,并 在油流中形成蜡晶的生长中心,进而析出低碳原子 数的蜡<sup>[10-12]</sup>。除了与其自身性质有关外,原油蜡沉 积还与诸多外界影响因素相关,如原油温度、原油流 速、管壁材质和运行时间等<sup>[13-14]</sup>。

(1)原油温度。原油的析蜡特性依赖于原油自 身的温度和原油与管壁的温差。黄启玉等<sup>[11]</sup>通过 试验研究了原油温度对蜡沉积速率的影响,发现在 其他试验条件相同的情况下,当原油处于析蜡高峰 温度时,蜡沉积速率较大;当原油处于析蜡点温度或 凝点温度时,蜡沉积速率相对较小。刘扬等<sup>[15]</sup>利用 室内蜡沉积模拟装置对相同壁温与不同油温及相同 油温与不同壁温这两种情况下的蜡沉积现象进行研 究。当壁温恒定时,原油温度升高,其结蜡速率随之 增大;当油温恒定时,管壁温度降低,其结蜡速率也 随之增大。可见,增大原油与管壁的温差会使蜡沉 积速率增加。

(2)原油流速。原油流速的增大使剪切作用增强,蜡层厚度由于剪切剥离而逐渐变薄;此外,相比 紊流,在层流情况下原油流速较小,产生的剪切作用 相对较弱,剥离的蜡层厚度也较小,因此在层流流态 下蜡沉积量较多<sup>[16]</sup>。

(3)管壁材质。管壁粗糙度用于表征管壁材质 对原油及其乳状液蜡沉积的影响程度。管壁越粗 糙,壁面向原油及其乳状液提供的结晶核心数量越 多,蜡沉积量也越多;相比钢制输送管道,输送软管 产生的蜡沉积量则相对较多。

(4)运行时间。运行时间的延长会直接导致 管壁蜡沉积层厚度的缓慢增大,但随着蜡沉积层 厚度增大,原油向外界环境的散热能力相对减弱, 原油与管壁的温差减小,因此蜡沉积速率将逐渐 减小<sup>[17]</sup>。

#### 1.2 海底含蜡回接管道蜡沉积预测模型

目前,OLGA 商业软件国内外公认的预测海底 管道蜡沉积较好的软件和模拟手段之一,OLGA 软 件的蜡沉积模块可分别预测沉积在管壁上蜡和溶解 在油相中蜡的厚度、体积、质量和速度等重要参数, 考虑了不同蜡晶形态、蜡溶解在油相引起的油相黏 度变化、蜡沉积后对管壁传热系数影响、管壁粗糙度 对蜡沉积影响以及蜡沉积在管壁上引起管道压降增 加等诸多因素<sup>[18]</sup>。OLGA 软件蜡沉积模型包括 RRR、HEATANALOGY<sup>[19]</sup>和 MATZAIN 三种 模 型<sup>[20]</sup>,3 种蜡沉积模型的机制、特点以及适用范围 见表1。

表1 三种蜡沉积模型的机制、特点以及适用范围

Table 1 Mechanisms, characteristics and applications of wax deposition models

项目分类	RRR 模型	HEATANALOGY 模型	MATZAIN 模型		
机制	考虑了分子扩散、蜡晶溶和剪切剥 离等共同作用对蜡沉积的影响	考虑了分子扩散、蜡晶溶和剪切剥 离等共同作用对蜡沉积的影响	考虑了分子扩散、剪切剥离共同作 用对蜡沉积的影响,但未考虑了蜡 晶溶解和分散性对蜡沉积的影响		
边界条件	考虑了层流速度边界	考虑了层流状态下蜡沉积固相和油 相之间热量传递和质量传递浓度引 起的边界	考虑了层流传热边界		
剪切剥离作用引起的 蜡沉积影响	考虑了由于剪切剥离引起蜡沉积速 度加快的影响	没有考虑	考虑了由于剪切剥离引起蜡沉积速 度加快的影响		
适用范围	比较适合于以油为主的单相油相和 多相流体;对以天然气为主的凝析 油管道蜡沉积比较保守(预测蜡沉 积比实际蜡沉积严重)	比较适合于以油为主的单相油相和 多相流体,对于单相油相的计算结 果比 RRR 模型好;对以天然气为主 的凝析油管道蜡沉积比 RRR 模型 更保守	预测模型关键参数来自于 TULSA 大学试验数据		

从表1可以看出,对于以油为主的单相输送原油(如生产早期),建议采用 HEATANALOGY 模型; 对于以油为主的多相输送原油(生产中后期),建议 采用 RRR 模型;对于以天然气为主的凝析油管道蜡 沉积目前还没有较好的计算模型,从机制模型上不 成熟,可以采用 RRR 模型和 HEATANALOGY 模型, 后者比前者计算结果更保守。考虑到 MATZAIN 模 型关键参数来自于 TULSA 大学试验数据,一般情况 下不采用该模型。

# 2 目标深水油田水下含蜡原油回接管 道蜡沉积模拟分析

#### 2.1 模拟基础

以中国南海某深水油田水下回接含蜡原油回接 管道作为研究对象,使用 OLGA 软件模拟回接管道 的蜡沉积规律。油田水深为 404 m,水下采油树通 过跨接管连接到管汇,在水下管汇汇集,通过 2 条 233 mm 不保温海底管道回接 24 km 输送到新建 FPSO 储存和外输;水下回接管道中输送原油属于轻 质原油,胶质和沥青质含量低、原油密度低,凝点低, 轻油回收率高;析蜡起始点为 25.2 ℃,析蜡高峰点 为17.5℃,凝点为4℃,含蜡量为7.98%,20℃原 油密度为 798 kg/m<sup>3</sup>,闪点为 22 ℃,倾点为 1 ℃;夏 季最高空气温度为 36 ℃,冬季最低空气温度为 15.9 ℃:夏季最低表层海水温度为 31.5 ℃,冬季最 低表层海水温度为21.4 ℃,夏季最低底层海水温度 为10.7℃,冬季最低底层海水温度为8.1℃;脱水 原油黏度为 6.1 mPa · s(10 ℃)、1.6 mPa · s(90 ℃),含水原油反相点为10%,含水10%的原油黏度 为 60.9 mPa  $\cdot$  s(10 °C)、15.7 mPa  $\cdot$  s(90 °C)。回 接海管平管段采用不保温钢管,不考虑埋设,需要考 虑防腐层,平管段钢管的总传热系数取为 90 W/ (m<sup>2</sup>・℃),钢管的粗糙度为 0.046 mm:与 FPSO 相 连的管道采用长度为 850 m 的动态软管连接,不保 温动态软管的总传热系数取为 9.65 W/(m<sup>2</sup> · ℃), 软管的粗糙度为 0.93 mm, 假定到达 FPSO 压力为 800 kPa,以冬季的环境温度作为模拟基础,在模拟 计算时,保证钢管和软管内径相同,满足清管要求。

以投产前3年作为目标研究年份,投产前3年 配产见表2所示。

试验室测定的脱水原油 C<sub>8</sub> 及以上全烃气相色 谱分析数据如表 3 所示。

表 2 深水油田前 3 年配产

Table 2	Data of	three	years	early	production

年份	日输油量/ m <sup>3</sup>	日输水量/ m <sup>3</sup>	日输液量/ m <sup>3</sup>	含水率/ %	日输气量/ m <sup>3</sup>	气油 体积比	水下管汇处 温度/℃
第1年	5 405. 57	0.26	5405.82	0.0	8 648. 9	1.6	89.3
第2年	5 405. 57	450.76	5 856. 32	7.7	8648.9	1.6	92.7
第3年	4 545. 95	5 696. 90	10 242. 85	55.6	7 273. 5	1.6	104.9

#### 表 3 目标油田原油全烃气相色谱分析数据

(C<sub>s</sub>及以上)

Table 3 Data of gas chromatographic analysis on<br/>dehydrated crude oil (Cs and above)

			-		
组分	质量比/%	组分	质量比/%	组分	质量比/%
nC <sub>8</sub>	0	nC <sub>18</sub>	4.41	nC <sub>28</sub>	3.29
$nC_9$	0	nC <sub>19</sub>	4.75	nC29	2.95
$nC_{10}$	0.16	nC <sub>20</sub>	5.39	nC <sub>30</sub>	1.96
$nC_{11}$	1.13	nC <sub>21</sub>	6.34	nC <sub>31</sub>	1.75
$nC_{12}$	3.40	nC22	6.80	nC <sub>32</sub>	0.88
$nC_{13}$	5.38	nC <sub>23</sub>	6.73	nC <sub>33</sub>	0.66
$nC_{14}$	6.18	nC <sub>24</sub>	6.05	nC <sub>34</sub>	0.33
$nC_{15}$	6.43	nC <sub>25</sub>	5.34	nC35	0.19
$nC_{16}$	5.64	nC26	4.63	nC <sub>16</sub>	0
$nC_{17}$	4.99	nC <sub>27</sub>	4.15	nC <sub>37</sub>	0

#### 2.2 含蜡原油回接管道蜡沉积规律模拟分析

### 2.2.1 含蜡原油回接管道压力和温度变化

利用 OLGA 软件对含蜡回接管道进行热力和水 力稳态模拟计算,计算夏季和冬季沿线压力、温度、 流速和持液率等变化,考虑本项目回接管道中可能 出现砂等固相沉积的不确定性,将水下回接管道中 液体的最大流速控制在 2 m/s 内,并以此确定单根 233 mm 钢管的最大输液量为 7000 m<sup>3</sup>/d,考虑到尽 可能提高管道流速、降低蜡沉积,降低清管周期,在 配产输送量低于单管最大输液量时采用单管输送, 高于最大输送量时采用双管输送。计算结果如表 4 所示。

表4 投产前3年含蜡回接管道热力和水力稳态模拟计算结果

#### Table 4 Results of thermodynamic and hydraulic steady-state simulations for the first three years

季节		回接	医海底管道输	送量		温月	度/℃	压力/kPa		液体流速/ (m・s <sup>-1</sup> )
参数	日输油	日输水	日输液	日输气	含水率/	水下管	FPSO	水下	到达	FPSO
	量 $/m^3$	量 $/m^3$	量 $/m^3$	量/m <sup>3</sup>	%	汇处	立管出口	井口处	FPSO	立管顶部
1年/冬季	5 405. 5	0.26	5 405. 8	8648.9	0.0	89.3	8.2	6 600	800	1.48
2 年/冬季	5 405. 5	450.76	5 856. 3	8648.9	7.7	92.7	8.2	7 000	800	1.60
3年/冬季	4 545. 9	5 696. 90	10 242. 0	7 273. 5	55.6	104.9	8.2	6 700	800	1.40
1年/夏季	5 405. 5	0.26	5 405. 8	8 648. 9	0.0	89.3	12.7	6 500	800	1.48
2 年/夏季	5 405. 5	450.76	5 856. 3	8648.9	7.7	92.7	12.6	6 900	800	1.60
3年/夏季	4 545. 9	5 696. 90	10 242. 0	7 273. 5	55.6	104.9	12.6	6 600	800	1.40

投产前3年水下回接管道沿线温度变化曲线如图1所示。





# Fig. 1 Temperature distribution curves with flowline length of the first three years

从表4可以看出:夏季和冬季对压力的影响较小,冬季的压降稍大于夏季,冬季水下管汇处压力比 夏季高约100 kPa,因此可不考虑一年四季环境温度 带来的管输压力的变化。正常操作时相同输送量 下,夏季比冬季到达FPSO温度高5~10℃;无论是 夏季还是冬季,正常输送2根233 mm 不保温输送 钢管,在正常输送以及停输后(图1),回接海管的平 管段温度均会达到与海管外的海水温度相同,最低 底层海水温度为8.1℃,最高底层海水温度为 10.7 ℃。原油的析蜡起始点为 25.2 ℃, 析蜡高峰 点为 17.5 ℃, 因此正常输送和停输时都会出现蜡沉 积问题。

2.2.2 含蜡原油回接管道蜡沉积厚度、速度、沉积 量变化

投产后第1和第2年以油为主的单相输送原油,采用 HEATANALOGY 模型;投产后第3年,含水量上升后,出现多相输送原油,采用 RRR 模型。

以投产第1年为例,模拟计算在48d时管道沿 线流体温度、管壁温度及蜡沉积速度和蜡沉积厚度 变化曲线,如图2所示。投产第1年生产24、48、72 和96d后回接管道沿线蜡沉积速度变化曲线,如图 3所示。

从图 2、3 可以看出,回接管道距离管汇 2.2 km 范围以内,流体和管壁温度都高于析蜡初始点温度, 不会出现蜡沉积现象;当回接管道距离管汇超过 2.2 km,管道内流体和管壁温度低于析蜡初始点,管 道原油中蜡开始析出并逐渐沉积在管壁上;在 2.2 ~10 km内,流体和管壁温差越大,蜡沉积厚度和速 度越大,蜡沉积厚度最大达 2.5 mm(距离管汇 3 km 处),蜡沉积速度最大达 0.04 kg/s(距离管汇 4 km



图 2 第 1 年生产 48 d 时管道沿线流体温度、管壁 温度、管壁结蜡厚度和蜡沉积速度变化曲线 Fig. 2 Distribution curves of fluid temperature, wall temperature, wax layer deposited at wall and wax mass precipitation rate with distance at 48<sup>th</sup> day in the first year of production 温度高于管壁温度,是管道中蜡沉积主要发生区域, 距离超过10km后,尽管流体和管壁温度低于析蜡 点,但流体温度与管壁温度接近,原油中蜡沉积在管 壁的速度和沉积厚度都很小,可以忽略不计,原油即 便有蜡析出,析出的蜡也会随着流体带出管外,不会 沉积在管壁上。随着生产日期延长,蜡沉积在管壁 的速度逐渐减小。



回接管道沿线蜡沉积速度变化曲线 Fig. 3 Rate of wax deposition distribution curves with flowline at 24<sup>th</sup>、48<sup>th</sup>、72<sup>nd</sup> and

96<sup>th</sup> day in the first year

2.2.3 含蜡原油回接管道不同年份清管周期确定

目标油田含蜡原油的初始析蜡点和高峰析蜡点 虽然较高,但含蜡量和凝固点较低,在整个生产运行 期间(包括正常输送、停输和再启动),回接管道不 会因凝固带来安全问题;但蜡沉积在管壁后会引起 管道流通面积减少,管道输送能力降低、管道压降增 大,可通过定期清管清除管壁上沉积的蜡,提高输送 能力,减少管道压降;综合考虑蜡沉积引起的管道压 力增加(一般为 200 kPa)和最大蜡沉积厚度(一般 为2 mm)作为清管周期的确定方法。对目标油田水 下回接管道前3年进行蜡沉积模拟计算,计算结果 如表5 所示。

表 5 目标油田水下回接管道前 3 年蜡沉积模拟结果

年份 输送 「 方式 」			水 日输液日输气 n <sup>3</sup> 量/m <sup>3</sup> 量/m <sup>3</sup>	液体 入口 流速/ 温度/ (m・ ℃ d <sup>-1</sup> )		<ul> <li>平管段</li> <li>/ 出口温</li> <li>度/℃</li> </ul>	达到环 境温度 的管 长/km	达到初 始析蜡 点位 置/m	达到高 峰析蜡 点位 置/m		最大厚度2 mm		最大厚度4 mm		
	日输油 量/m <sup>3</sup>	日输油 日输水 量/m <sup>3</sup> 量/m <sup>3</sup>			入口 温度/ ℃					水下管 汇处压 力/kPa	时间/ d	水下管 汇处压 力增 加/kPa	时间/ d	水下管 汇处压 力/kPa	
第1年	单管	5 405	0.26	5405.3 8648	1.48	89.3	8.1	6.0	1 300	1 900	6 600	35	190	80	260
第2年	单管	5 405	450	5856.3 8648	1.60	92.7	8.1	6.1	1 390	2000	7 000	42	182	95	245
第3年	双管	4 5 4 5	5 696	10242 7273	1.40	104.9	8.1	10.3	4 900	7 100	6700	55	178	108	250

投产后前3年清管后经过第60d和第120d后 回接管道中蜡沉积厚度的变化,如图4所示。

从表5、图4可以看出,回接管道出口温度低于 析蜡温度,管道中均会析蜡;蜡沉积在管壁后会引起 回接管道压降增大、管汇处压力增加;随着生产年限 增加,回接管道达到析蜡初始点和析蜡高峰点位置 会沿远离管汇推移,达到相同的蜡沉积厚度所需的 时间逐年增长;对于同一年份,随着时间推移,蜡沉 积厚度和蜡沉积引起压力增加也不断增加,但增加 的幅度逐渐减少;投产第1年,输送管道原油中不含 水, 蜡沉积速度和沉积量较大, 从第3年开始, 随着 含水量增加, 蜡沉积速度和沉积量逐渐减弱, 清管周 期也延长; 综合考虑蜡沉积引起的压力增加(200 kPa) 和最大沉积厚度(2 mm), 在投产后前2年, 清 管周期约35 d, 从第3年开始, 随着含水量大幅增 加, 清管周期约2个月。



Fig. 4 Curves of thicknesses of wax deposition along flowline

2.2.4 含蜡原油回接管道蜡沉积控制

减缓蜡沉积的措施目前常用注入防蜡剂方法, 因此在正常输送和停输、再启动期间需要连续注入 防蜡剂,防蜡剂的注入量和注入浓度可根据现场实 际运行需求确定,在生产前期产水量比较少时,蜡沉 积比较严重,可以加大防蜡剂的注入量和注入浓度, 在生产中后期随着含水量增加,可以适当减少防蜡 剂的注入量和注入浓度:建议定期进行现场油品物 性测试,确定防蜡剂的类型(水相和油相)、注入浓 度和注入时间。防蜡剂注入管道放在脐带缆中,防 蜡剂在管汇处注入;如果停输时间超过4~6h,建议 再启动时先进行清管。清管操作时,在 FPSO 上同 时设置清管球发球和接收装置,清管球选择时要考 虑适合于清除蜡且不容易发生堵塞的需求,同时清 管球发球和收球装置采用双向设计,使得一旦发生 球堵塞时进行反向置换:同时在 FPSO 还需要设置 智能清管设施,定期对管道进行智能清管操作,实时 了解管道内部情况。单根 233 mm 管道最大输液量 为7000 m³/d,输液量高于7000 m³/d 时采用双管 输送。对于单管输送,清管操作时不影响生产,不需 要进行变频限产。但对于输液量超过7000 m<sup>3</sup>/d 双 管输送的年份,清管操作需要占用一条管道,只有一 条管道输送介质,因此在清管操作时需要减产,减产 情况根据电潜泵能提供的最大输出压力以及单根管 线最大输送量进行确定。经过模拟计算分析,采用 双管的所有生产年份中,由于管线距离长,清管操作 时如果不限产,输送量和水下井口压力会同时超过 最大值,而且水下井口能提供的最大压力限制条件 超过了单根管线运行的最大输送量,因此清管操作 时以水下井口所能提供的最大压力8000 kPa 对应 的输送量作为水下井口变频限产的约束条件。高峰 产液量(投产后第3年)时水下井口所需的操作压 力8000 kPa 最高,因此以高峰产液量年份作为设计 年份,为满足清管操作时水下井口所需的最大压力 维持在8000 kPa, 计算得到 FPSO 平台上清管所需 的液量为4200 m<sup>3</sup>/d(175 m<sup>3</sup>/h),发球所需的外输 泵压力为6000 kPa,前两年由于没有生产水,可以 采用处理后的合格原油作为驱动清管球进入管道循 环清管,从第3年开始建议采用生产水作为清管介 质,在生产后期建议开启部分高含水井以保证生产 水满足清管所需的水量4200 m<sup>3</sup>/d 要求。正常生产 为单管输送的年份,清管结束后,其中的一条管道中 流体介质可以不置换。在投产后建议加强对油品物 性参数测试和管道数据监测,根据实际油品特性和 现场监测数据确定清管周期。

## 3 结 论

(1)目标深水油田回接管道距离管汇 2.2 km 范围以内,流体和管壁温度均高于析蜡初始点温度, 不会出现蜡沉积现象;当回接管道距离管汇超过 2.2 km 时,管道内流体和管壁温度低于析蜡初始 点,管道原油中蜡开始析出并逐渐沉积在管壁上;在 2.2~10 km 内,流体和管壁温差越大,蜡沉积厚度 和速度越大,流体温度高于管壁温度,是管道中蜡沉 积主要发生的区域,距离超过 10 km 后,尽管流体和 管壁温度低于析蜡点,但流体温度与管壁温度接近, 原油中蜡沉积在管壁的速度和沉积厚度很小,原油 即便有蜡析出,析出的蜡也会随着流体带出管外,不 会沉积在管壁上。随着生产日期延长,蜡沉积在管 壁的速度逐渐减小。

(2)随着生产年限增加,回接管道达到析蜡初始点和析蜡高峰点位置会沿远离管汇推移,达到相同的蜡沉积厚度所需的时间逐年增长;对于同一年份,随着时间推移,蜡沉积厚度和引起压力增加也不断增加,但增加的幅度逐渐减少;投产第1年,输送

管道原油中不含水,蜡沉积速度和沉积量较大,从第 3年开始,随着含水量增加,蜡沉积速度和沉积量逐 渐减弱,清管周期也延长;在投产后前2年,清管周 期约35d,从第3年开始,随着含水量大幅增加,清 管周期约2个月。

(3)采用注入防蜡剂和定期清管操作控制回接 管道中蜡沉积引起的流通面积减少、输送量降低和 管道压降增大等问题,建议投产后根据实际油品性 质评价防蜡剂类型(水相和油相)和注入浓度,加强 对油品物性参数测试和管道数据监测,确定清管周 期。

#### 参考文献:

[1] 黄启玉,毕权,李男,等.油水两相流蜡沉积研究进展 [J].化工进展,2016,35(增1):69-74.

HUANG Qiyu, BI Quan, LI Nan, et al. Research progress of wax deposition in oil-water two-phase flow [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2016, 35 (sup 1):69-74.

[2] 盖芸.含蜡原油管道蜡沉积模型研究[D].成都:西南 石油大学,2014:2-6.

> GAI Yun. Wax deposition model research of waxy crude oil pipeline[D]. Chengdu:Southwest Petroleum University,2014:2-6.

- [3] 张宇,吴海浩,宫敬,等.海底混输管道蜡沉积研究与发展[J].石油矿场机械,2009,38(9):1-8.
  ZHANG Yu, WU Haihao, GONG Jing, et al. Research and progress of paraffin deposition in multi-phase subsea pipeline[J]. Oil Field Equipment,2009,38(9):1-8.
- [4] 伍鸿飞.含蜡原油固相沉积影响因素研究[D].成都: 西南石油大学,2014:64-67.

WU Hongfei. Solid deposition affecting factors of waxy crude oil[D]. Chengdu:Southwest Petroleum University, 2014:64-67.

[5] 李俊刚,王志华,龙安厚,等. 输油管道系统管壁温度 与原油温度对蜡沉积的影响[J]. 东北石油大学学报, 2006,30(3):21-23.

> LI Jungang, WANG Zhihua, LONG Anhou, et al. Effect of pipe wall and crude oil temperature on wax deposition in pipeline transportation[J]. Journal of Northeast Petroleum University,2006,30(3):21-23.

[6] 国丽萍,李文竹.含蜡原油及其乳状液蜡沉积研究现状[J].油气储运,2017,36(11):1227-1236.
GUO Liping, LI Wenzhu. The research status on wax deposition of waxy crude oil and its emulsions[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36 (11): 1227-1236.

- [7] WU K. Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production [J]. International Journal of the Physical Sciences, 2010, 5(15):2351-2362.
- [8] 段纪森,宫敬,张宇,等. 多相混输管道蜡沉积研究进展[J]. 油气储运,2011,30(4):241-248.
  DUAN Jimiao, GONG Jing, ZHANG Yu, et al. Research progress of wax deposition in multiphase mixed transmission pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2011,30(4):241-248.
- [9] 张宇,于达,王鹏宇,等. W/O 型乳状液蜡沉积影响因素[J],油气储运,2013,32(1):31-35.
  ZHANG Yu, YU Da, WANG Pengyu, et al. Influencing factors of W/O emulsion wax deposition[J]. Oil & Gas Storage and Transportation,2013,32(1):31-35.
- [10] 任永飞. 油水两相体系的蜡沉积规律实验研究[D]. 北京:中国石油大学(北京),2010:7-10.
   REN Yongfei. Experimental study on wax deposition law of oil-water two-phase system[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing),2010:7-10.
- [11] 黄启玉,张劲军,高雪峰,等.大庆原油蜡沉积规律研究[J].石油学报,2006,27(4):125-129.
  HUANG Qiyu, ZHANG Jinjun, GAO Xuefeng, et al. Study on wax deposition of Daqing crude oil[J]. Acta Petroleum Sinica,2006,27(4):125-129.
- [12] 田震,敬加强,靳文博,等.含蜡原油管道安全经济清管周期模型的建立与计算分析[J].中国海上油气,2015,27(2):120-126.
  TIAN Zhen, JING Jiaqiang, JIN Wenbo, et al. Development and computational analysis of the safe and economic pigging frequency model for waxy crude oil pipelines[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015,27(2): 120-126.
- [13] 蒲欢,梁光川,李维,等.含蜡原油常温输送技术的研究与应用[J].管道技术与设备,2011(3):4-6.
  PU Huan, LIANG Guangchuan, LI Wei, et al. Research and application of waxy oil transportation technique at normal temperature [J]. Pipeline Technique and Equipment, 2011(3):4-6.
- [14] 刘蓉蓉,赵珊.含蜡原油管道低输送量工艺优化运行研究[J].石化技术,2016,23(10):47.
   LIU Rongrong, ZHAO Shan. Optimization for low throughput process of waxy crude oil pipeline[J]. Petro-chemical Industry Technology, 2016,23(10):47.
- [15] 刘扬,王志华,成庆林,等.大庆原油管输结蜡规律与 清管周期的确定[J].石油学报,2012,33(5):892-896.

LIU Yang, WANG Zhihua, CHENG Qinglin, et al. The study of pipeline wax deposition law and pigging period for Daqing waxy crude oil [J]. Acta Petroleum Sinica, 2012,33(5):892-896.

[16] 韩明原,黎申,叶绍宇,等.含蜡原油管道清管周期的
 确定及影响因素分析[J].管道技术与设备,2017
 (1):1-3.

HAN Mingyuan, LI Shen, YE Shaoyu, et al. Determination and analysis of influential factors of pigging cycle for waxy crude pipeline[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2017(1):1-3.

[17] 成庆林,刘扬,刘晓燕,等.含蜡原油管道输送过程的 用能描述与能耗评价[J].油气储运,2017,36(6): 617-623.

> CHENG Qinglin, LIU Yang, LIU Xiaoyan, et al. Energy description and energy consumption evaluation of waxy crude oil pipeline transportation [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017,36(6):617-623.

- [18] 寇杰,张楠,李云.海底混输管道析蜡对水合物生成的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(4):171-175.
  KOU Jie, ZHANG Nan, LI Yun. Effect of wax formation on hydrate precipitation in subsea multiphase pipeline[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016,40(4):171-175.
- [19] RYGG O B, RYDAHL A K, RØNNINGSEN H P. Wax deposition in offshore pipeline systems: 1st North American Conference on Multiphase Technology, June 10-11, 1998[C]. Houston: Texas, 1998:193-205.
- [20] ZHANG H Q, ZHANG M, BRILL J P, et al. Multiphase flow wax deposition modeling: proceedings of ASME ETCE Petroleum Production Technology Symposium, Feb 5-7,2001[C]. Texas: Houston, 2001.

(编辑 沈玉英)