

文章编号: 1000-8241(2017)07-0843-06

深水海管并联集输系统段塞联合接收技术

马勇 刘培林 陈文峰 张姝妍

海洋石油工程股份有限公司

摘要: 深水油气开发中通常采取多条混输海管分别由不同水下生产系统回接至同一中心平台处理,不同海管的运行状态不同,清管、停输再启动或增加输量等瞬态操作将会产生体积巨大的段塞,影响平台上部流程运行。根据段塞缓冲体积计算公式,针对2种深水海管并联集输系统,从流动保障角度提出了段塞联合接收策略:优化段塞接收方式,将平台上部所有段塞接收设备联合起来,配合工艺流程调节,共同应对某一条海管的严重段塞流工况;或优化组合各海管运行状态,合理规划海管系统操作参数、步骤和时机,从而减少海管系统总体段塞缓冲体积。以某深水气田为例,对比了应用该技术前后段塞缓冲体积及段塞接收设备尺寸的变化,结果表明:在保障段塞流安全平稳接收的前提下,段塞联合接收技术可大大节省平台空间和工程投资。(图2,表3,参24)

关键词: 并联集输系统; 段塞流; 流动保障; 段塞缓冲体积; 联合接收

中图分类号: TE832

文献标识码: A

doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2017.07.016

网络出版时间: 2017-3-30 8:46:38

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1093.TE.20170330.0846.002.html>

Joint slug receiving technology for parallel gathering system of deepwater pipeline

MA Yong, LIU Peilin, CHEN Wenfeng, ZHANG Shuyan

Offshore Oil Engineering Co. Ltd.

Abstract: When deepwater oil & gas is developed, multiple mixed subsea pipelines are generally tied back to one processing center platform from different subsea production systems. Different subsea pipelines are different in running state. Slug of great volume can be induced by transient operation, such as pigging, re-start and ramp-up, and consequently the operation on the topside of platform is impacted. According to the surge volume calculation formula, two joint slug receiving strategies were proposed from the point of flow assurance for two parallel gathering systems of deepwater pipelines. Firstly, slug receiving mode is optimized. All slug receiving equipments on the topside of platform are combined to cope with the severe slug flow of a certain subsea pipeline by coordinating the slug receiving process. And secondly, various running states of subsea pipelines are optimally combined. Operation parameters, procedures and timing of subsea pipeline systems are planned rationally to reduce the total surge volume. Finally, a certain deepwater gas field was taken as an example to compare surge volume and slug receiving equipment size before and after the application of this joint slug receiving technology. It is indicated that this technology can save greatly platform space and engineering investment while receiving of slug flow is kept safe and stable. (2 Figures, 3 Tables, 24 References)

Key words: parallel gathering system, slug flow, flow assurance, surge volume, joint receiving

在深水油气田开发中,为尽可能大范围地开采油气藏,通常采用多条混输海管^[1-8]将油气水三相流体分别由不同水下生产系统回接至同一中心处理平台(浮

式处理装置)进行处理。对于这种多海管并联的集输系统,不同海管的运行状态不同,除正常运行工况外,还存在清管、停输再启动或增加输量等瞬态工况^[9-10],

海管瞬态操作将会产生体积巨大的段塞,尤其在静压高、温度低、地形起伏大的深水环境下^[11],极易产生严重段塞流^[12-15],使平台上部接收设备连续遭受冲击,严重时会造成整个集输系统关断。

在深水油气开发中,流动保障技术在确保油气流体安全经济地从油气藏中开发出来并最终输送至销售终端的过程中发挥着重要作用^[16-22],其中段塞流控制属于典型的流动保障范畴。在海管设计及运行阶段合理规划各条海管的运行状态,并统筹协调其接收设备的使用,从而优化段塞接收方案,节省工程投资,降低运行风险,是段塞接收流动保障分析中需要重点考虑的问题。

1 段塞缓冲体积及其计算方法

多相混输海管出口通常与平台上的段塞接收设备(段塞流捕集器或气液分离器)相连,段塞接收设备的一个主要功能是当段塞流出现时缓冲海底管道出口的液塞^[23-24]。为定量分析海管并联集输系统段塞接收工况,引入段塞缓冲体积概念及其计算方法。

由于段塞流的出现,海管出口进入段塞接收设备的气液流量出现剧烈波动,导致段塞接收设备内液面剧烈波动。由此,将段塞缓冲体积定义为段塞流出现时段塞接收设备需要缓冲的液塞体积,等于在给定时间间隔 Δt 内涌入段塞接收设备的新增液体体积,其表达式为:

$$V_S = \int_0^{\Delta t} [Q_L(t) - Q_D] dt \quad (1)$$

式中: V_S 为段塞缓冲体积,取非负值,当为负值时取0, m^3 ; $Q_L(t)$ 为海管出口液体流量随时间的变化关系, m^3/s ; Q_D 为计算 V_S 时所用的段塞接收设备的排液流量,为常数,在0和设备的最大液体处理能力之间取值, m^3/s ; t 为计算时间, s 。

假定瞬态操作前设备平稳运行时段塞缓冲体积为0,即 $t=0$ 时, $V_S=0$,将式(1)中的时间间隔 Δt 无限缩小,即将 $\Delta t \rightarrow 0$,则式(1)变为:

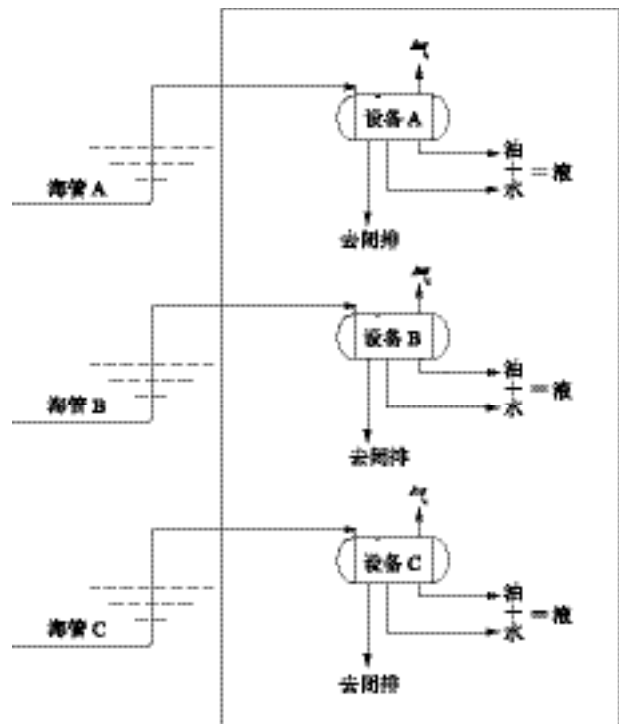
$$V_S(t) = \int_0^t [Q_L(t) - Q_D] dt \quad (2)$$

通过数值计算方法可以得到海管出口的 $V_S(t)$,其直接反映每个时刻容器内的液塞量。由式(2)可知,段塞缓冲体积与海管出口液体流量、段塞接收设备排

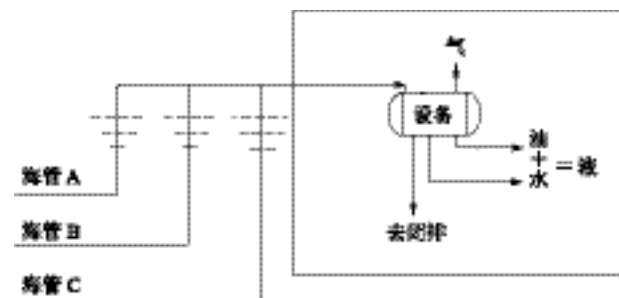
液流量有关。在实际操作中,段塞接收设备通常有复杂的液位自动控制系统,其排液流量是变化的,但作为一种系统能力设计和评估手段,该方法不失其合理性,可用于段塞接收流动保障设计。通过 OLGA 软件可对海管内油气水多相混输进行仿真模拟,计算段塞缓冲体积,合理预测和评估段塞流的剧烈程度,分析其对接收设备容积造成的影响。

2 系统分类

深水海管并联集输系统可分为两类(图1、表1):类型 I,其平台上有多台段塞接收设备分别接收来自各条海管的液体;类型 II,其平台上只有一台段塞接收设备接收来自各条海管的液体。



(a) 类型 I



(b) 类型 II

图1 两种类型深水海管并联集输系统流程示意图

表1 两种类型深水海管并联集输系统海管及接收设备参数

海管	海管出口液体流量		海管出口段塞缓冲体积峰值		计算段塞缓冲体积所用排液流量		接收设备可存储容积		接收设备液体处理能力	
	类型 I	类型 II	类型 I	类型 II	类型 I	类型 II	类型 I	类型 II	类型 I	类型 II
A	$Q_{L1}(t)$	$Q_{L1}(t)$	V_{S1}	V_{S1}	Q_{D1}	Q_{D1}	V_{A1}	V_A	Q_{V1}	Q_V
B	$Q_{L2}(t)$	$Q_{L2}(t)$	V_{S2}	V_{S2}	Q_{D2}	Q_{D2}	V_{A2}	V_A	Q_{V2}	Q_V
C	$Q_{L3}(t)$	$Q_{L3}(t)$	V_{S3}	V_{S3}	Q_{D3}	Q_{D3}	V_{A3}	V_A	Q_{V3}	Q_V

3 段塞联合接收技术

针对上述两种深水海管并联集输系统,从流动保障角度提出段塞联合接收策略,即统筹考虑各条海管的运行与段塞接收。

3.1 优化段塞接收方式

对于深水海管并联集输系统类型 I 中的海管系统,优化段塞接收方式,主要是将平台上部所有段塞接收设备联合起来使用。

假设对海管 A 进行瞬态操作,当 $Q_{D1}=Q_{V1}$ 时,即当设备以最大能力向下游排液时,若仍然 $V_{S1} >> V_{A1}$,说明单靠海管 A 自身的接收设备已无法接收其产生的段塞。假定此时海管 B 和海管 C 正常运行。一般来说,海管正常运行时流体流动较为平稳,即使有段塞也很小,即存在: $V_{S2} < V_{A2}$, $V_{S3} < V_{A3}$ 。因此,可以将海管 B 和海管 C 的接收设备液体容纳及处理能力向 A 分配,如在设备之间设置联通管道和阀门,必要时联合 3 个接收设备共同接收 3 条海管所产生的段塞,只要满足式(3)成立,即能实现对并联海管集输系统段塞的接收,这显然比单纯达到每一条海管的最大段塞都能接收更容易。

$$V_{S1} + V_{S2} + V_{S3} < V_{A1} + V_{A2} + V_{A3} \quad (3)$$

3.2 优化组合海管运行状态

对于深水海管并联集输系统类型 II 中的海管系统,在瞬态操作过程中,若式(4)、式(5)成立,则说明即使段塞接收设备以最大液体处理能力向下游排液,设备仍不能完全接收海管系统产生的段塞。

$$Q_{D1} + Q_{D2} + Q_{D3} = Q_V \quad (4)$$

$$V_{S1} + V_{S2} + V_{S3} > V_A \quad (5)$$

此时,需要在海管系统设计及后期操作过程中,仔细分析各条海管的运行特性,优化组合海管运行状态,通过调整某一条或几条海管的操作参数使式(6)成立,以实现集输系统段塞安全平稳接收。

$$V_{S1} + V_{S2} + V_{S3} < V_A \quad (6)$$

结合式(2),为了减少海管系统段塞缓冲体积之和,可采用以下 3 种途径:

(1)减少某一条(或某几条)海管的段塞缓冲体积:采取措施减缓某一条(或某几条)海管的段塞剧烈程度,从而减少其段塞缓冲体积数值,目的是使某些段塞严重的海管更多地使用接收设备的缓冲容积。如海管 A 进行瞬态操作时,保证海管 B 和海管 C 保持在一个平稳的输量上运行。

(2)减少某一条(或某几条)海管需要的排液量:
①通过减缓某一条(或某几条)海管的段塞剧烈程度,如清管前通过增大气体流量吹扫降低海管滞液量,清管操作时排液量需求便会大大降低;②采取分步增加输量也可避免短时间大量排出海管滞留液体,接收设备的排液量需求便会降低;③通过降低海管输量实现该目的,但需保证在海管安全输量之上,这是由于海管输量降低,其在接收端的排液需求也会相应降低。

(3)合理确定设备的排液能力:设备的液体处理能力对于海管系统的段塞接收非常关键,因此需要统筹考虑海管系统的各种工况组合。对于已经确定尺寸及处理能力的设备,除正常向下游生产流程排液外,在紧急情况下,可以打通流向闭式排放系统的排液通道,增大其总体排液能力,有效削减段塞缓冲体积峰值。

实际上,由式(3)、式(6)可知,无论是集输系统类型 I 还是类型 II,段塞接收控制的目标均是希望通过联合接收降低各海管段塞缓冲体积总和,只不过在解决途径上,类型 I 既可统筹考虑各个接收设备又可优化组合各海管运行状态,而类型 II 由于多条海管共用一个接收设备,只能采用优化组合各海管运行状态的方式。

4 项目设计案例

某深水气田水深约 350 m,来自水下生产系统的海底管道 1、管道 2 分别进入段塞接收设备(容积式段

塞流捕集器)1、设备2接收(图2),两台设备按相同尺寸设置,液体可存储容积均为 50 m^3 ,液体处理能力(即向下游凝析油系统排液能力)为 $40\text{ m}^3/\text{h}$ 。

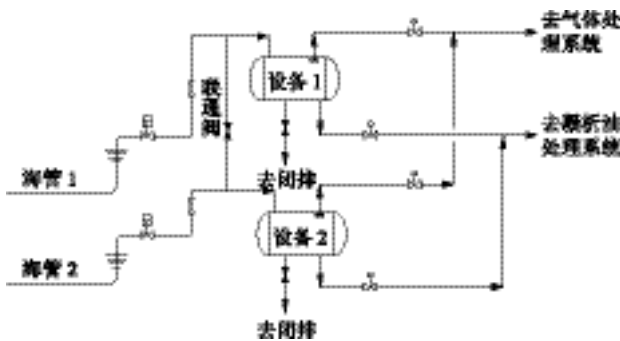


图2 某深水海管集输系统段塞接收流程示意图

海管1和海管2使用各自设备接收段塞时,由模拟结果可知:正常运行时,两条海管均运行平稳;当海

管2清管时,若设备2以正常排液速率运行,段塞缓冲体积峰值为 148 m^3 ,此时即使设备2以最大排液能力运行,段塞缓冲体积峰值仍达到 107 m^3 ,远大于单台设备 50 m^3 的液体可存储容积(表2)。

为缓冲海管清管时的巨大段塞,打开两个设备之间的联通阀,集成设备1、设备2进行联合接收,两个设备液体可存储容积合计为 100 m^3 ,向下游系统的排液能力合计为 $80\text{ m}^3/\text{h}$ 。海管1正常运行,扣除其所占用的 $17.5\text{ m}^3/\text{h}$ 的液体处理需求,其余 $62.5\text{ m}^3/\text{h}$ 排液能力可全部用于处理来自海管2的清管段塞。经模拟计算,此时海管2出口段塞缓冲体积为 88 m^3 ,整个集输系统的段塞缓冲体积合计为 89 m^3 ,而两设备液体可存储容积合计为 100 m^3 ,因此段塞可以被两个设备接收(表3)。

表2 某深水并联集输系统单设备段塞接收计算结果

运行状态	气体输量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	气液比	含水率	段塞缓冲 体积峰值/ m^3	段塞缓冲体积 对应排液流量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$	设备液体可 存储容积/ m^3	是否能 接收
海管1正常运行	1 614 060	178 108	0.978 3	1	17.5	50	是
海管2正常运行	850 000	73 323	0.129 5	0	6.5	50	是
情况①	850 000	73 323	0.129 5	148	6.5	50	否
情况②	850 000	73 323	0.129 5	107	40.0	50	否

注:情况①是指海管2清管、设备2按正常排液接收,即海管2清管、设备2接收其清管段塞,当计算段塞缓冲体积时,设备排液流量按海管正常运行时设备的排液流量取值;情况②是指海管2清管、设备2按最大排液接收,即海管2清管、设备2接收其清管段塞,当计算段塞缓冲体积时,设备排液流量按该设备的最大排液能力取值。

表3 某深水并联集输系统段塞联合接收计算结果

运行状态	气体输量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	气液比	含水率	段塞缓冲体积峰值/ m^3	段塞缓冲体积对应排液流量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$
海管1正常运行	1 614 060	178 108	0.978 3	1	17.5
情况③	850 000	73 323	0.129 5	88	62.5

注:情况③是指海管2清管,并联设备1、设备2按最大排液接收,即海管2清管,并联设备1和设备2接收其清管段塞,当计算段塞缓冲体积时,2台设备的排液流量均按设备的最大排液能力取值。

当海管2清管时,单台段塞流捕集器最大液体排放能力下清管段塞缓冲体积为 107 m^3 ,若按此设计,每台设备的尺寸至少需要 $4\text{ m} \times 14\text{ m}$ (直径 \times 长度)。但若2台段塞流捕集器联合接收,每台设备的尺寸只需 $3\text{ m} \times 9\text{ m}$ (直径 \times 长度)即可满足海管的段塞缓冲需求,可节省平台承重 40 t ,节省投资约 56×10^4 元。海洋平台的空间和质量受到严格限制,在某些情况下,采用段塞联合接收技术,不仅可以节省投资,而且可以解

决气田总体布置难题,保障气田开发方案顺利实施,充分体现了流动保障技术的重要性。

5 结论

深水海管并联集输系统分为2种,一种是平台上有多台段塞接收设备分别接收来自各条海管的液体,另一种是平台上只有一台段塞接收设备接收来自各条

海管的液体。结合段塞缓冲体积计算公式,对于前者,通过优化段塞接收方式,将平台上部所有段塞接收设备联合起来,配合工艺流程调节,共同应对某一条海管的瞬态大段塞流工况;对于后者,优化组合各海管运行状态,合理规划海管系统操作参数、步骤和时机,从而减少海管系统总体段塞缓冲体积。应用段塞联合接收技术,可在保障段塞流安全平稳接收的前提下有效节省平台空间和工程投资。

另需指出的是,案例中清管操作仅仅是海管集输系统段塞接收所面临的恶劣工况之一,在油气田运行过程中的任何瞬态操作,如启井、增加输量、停输再启动等都可能造成段塞缓冲体积过大,尤其在深水油气田滚动开发过程中,周边新发现的边远油气不断接入,使得已有段塞接收设施面临更大考验。此时,段塞联合接收技术可通过优化组合系统运行状态实现段塞接收操作风险的最低化与生产效益最大化,使油气田开发决策除设施改造之外有了更多的选择和保障。

参考文献:

- [1] 冯叔初,郭揆常. 油气集输与矿场加工[M]. 东营: 中国石油大学出版社,2006:200-203.
FENG S C, GUO K C. Oil and gas gathering and transportation and field processing[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006:200-203.
- [2] 张劲军,何利民,宫敬,等. 油气储运理论与技术进展[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(5):151-162.
ZHANG J J, HE L M, GONG J, et al. Theoretical and technological advances in petroleum storage and transportation engineering[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2013, 37(5):151-162.
- [3] 郭庆丰. 严重段塞流对JZ25-1S油田群生产的影响及对策[J]. 中国海洋平台,2014,29(6):5-9.
GUO Q F. The influence of severe slugging to the production of JZ25-1S oilfield group and its countermeasures[J]. China Offshore Platform, 2014, 29(6):5-9.
- [4] 闫正和,罗东红,许庆华. 南海东部海域油田开发模式的创新与应用实践[J]. 中国海上油气,2014,26(3):72-77.
YAN Z H, LUO D H, XU Q H. The innovation and application of the development models for the offshore oil fields in the eastern South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(3):72-77.
- [5] 薄玉宝. 南海深水油气开发海洋工程方案选择策略探讨[J]. 中国造船,2015,56(2):179-184.
BO Y B. Discussion on selection strategy of deepwater offshore engineering proposals for oil and gas development in the South China Sea[J]. Ship Building of China, 2015, 56(2):179-184.
- [6] 吴海浩,王智,宫敬,等. 虚拟流量计系统的研制及应用[J]. 中国海上油气,2015,27(3):154-158.
WU H H, WANG Z, GONG J, et al. Development and application of a virtual flow metering system[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(3):154-158.
- [7] 肖德明,吴志星,储乐平,等. 番禺35-1/35-2气田水下管汇嵌入式在线安装方案设计与建造关键技术[J]. 中国海上油气,2015,27(1):121-124.
XIAO D M, WU Z X, CHU L P, et al. Design of embedded online installation plan and key fabrication technology of subsea manifold in PY35-1/35-2 gas fields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(1):121-124.
- [8] 黄会娣,程寒生. 深水油气田开发总体架构设计应用研究[J]. 中国海洋平台,2014,29(5):4-7.
HUANG H D, CHENG H S. Application research of field architecture design for deep water oil & gas development[J]. China Offshore Platform, 2014, 29(5):4-7.
- [9] 鞠朋朋,秦家钧,刘培林. 混输管线段塞流分析[J]. 中国造船,2012,53(增刊1):79-84.
JU P P, QIN J J, LIU P L. Analysis of slug flow in multiphase subsea pipeline[J]. Ship Building of China, 2012, 53(S1):79-84.
- [10] 李鹏程. 凝析天然气海管清管段塞预防技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东),2013:1-12.
LI P C. Study on pigging slug prevention technology in condensate gas subsea pipeline[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2013:1-12.
- [11] 王东,倪浩. 流动保障技术在深水气田投产的应用[J]. 中国海洋平台,2015,30(6):61-66.
WANG D, NI H. Flow assurance technology in the application of deepwater gas field production[J]. China Offshore Platform, 2015, 30(6):61-66.
- [12] 邱伟伟,徐孝轩,宫敬. 深海立管中严重段塞流特性模拟研究[J]. 科学技术与工程,2013,13(19):5464-5468.
QIU W W, XU X X, GONG J. Simulation of severe slugging in

- the riser[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(19): 5464-5468.
- [13] 吕宇玲, 何利民, 牛殿国, 等. 海洋油气集输系统中强烈段塞流压力波动特性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(6): 118-126.
- LYU Y L, HE L M, NIU D G, et al. Pressure fluctuation characteristics of severe slugging in offshore oil-gas gathering and transportation system[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2011, 35(6): 118-126.
- [14] 李文升, 郭烈锦, 李乃良. 严重段塞流现象与立管顶部节流的瞬态模拟[J]. 工程热物理学报, 2014, 35(1): 104-108.
- LI W S, GUO L J, LI N L. Transient simulation of severe slugging and riser topside choking[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2014, 35(1): 104-108.
- [15] 刘新野. 海底混输管线严重段塞流的预测与控制[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011: 2-6.
- LIU X Y. Severe slugging prediction and elimination in offshore multiphase pipelines[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2011: 2-6.
- [16] 王军, 周晓红, 陈宏举, 等. 深水气田气井开井时瞬态流动条件下节流阀下游温度传播模拟分析——以番禺某深水气田为例[J]. 中国海上油气, 2013, 25(6): 105-108.
- WANG J, ZHOU X H, CHEN H J, et al. Simulation and analysis on cold temperature propagation in downstream of subsea production choke under momentary flowing during gas well startup: case study of Panyu deep water gas field[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(6): 105-108.
- [17] 吴海浩, 王博, 王智, 等. 深水流动安全管理系统研究现状与应用[J]. 中国海洋平台, 2015, 30(2): 4-9.
- WU H H, WANG B, WANG Z, et al. The research situation and application of deepwater flow assurance and management system[J]. China Offshore Platform, 2015, 30(2): 4-9.
- [18] 周雪梅, 段永刚, 何玉发, 等. 深水气井测试流动保障研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2014, 36(5): 149-152.
- ZHOU X M, DUAN Y G, HE Y F, et al. The flow assurance of deep water gas-well testing[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J JPI), 2014, 36(5): 149-152.
- [19] 王东, 倪浩, 周凯, 等. 水下油嘴启动低温流动保障问题分析[J]. 石油矿场机械, 2014, 43(3): 5-9.
- WANG D, NI H, ZHOU K, et al. Analysis of low temperature flow assurance at subsea choke start-up operation[J]. Oil Field Equipment, 2014, 43(3): 5-9.
- [20] FARD M P, GODHAVN J M, SAGATUN S I. Modeling of severe slug and slug control with OLGA [J]. SPE Production & Operations, 2006, 21(3): 381-387.
- [21] SCHMIDT Z, DOTY D R, DUTTA-ROY K. Severe slugging flow in offshore pipeline riser-pipe systems[J]. SPE Journal, 1985, 25: 27-38.
- [22] ROSA E S, MAZZA R A, MORALES R E, et al. Analysis of slug tracking model for gas-liquid flows in a pipe[J]. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences & Engineering, 2015, 37(6): 1-22.
- [23] 宁铜, 许言, 赵建彬, 等. 段塞流捕集器选型及设计思路[J]. 天然气与石油, 2013, 31(4): 12-14.
- NING T, XU Y, ZHAO J B, et al. Design and type selection of slug flow trap[J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(4): 12-14.
- [24] 迟大炜, 苏迪, 肖博元, 等. 油田集输系统不稳定流动对进站设施设计的影响[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2015, 35(2): 32-35.
- CHI D W, SU D, XIAO B Y, et al. The effect on the design of inlet devices from unstable flow in gathering and transportation system[J]. Journal of Liaoning Shihua University, 2015, 35(2): 32-35.
- (收稿日期: 2016-07-05; 修回日期: 2017-06-05; 编辑: 张雪琴)

基金项目: 国家重点研发计划课题“新型深水多功能干树半潜平台上部组块关键技术及建造安装研究”, 2016YFC0303602。

作者简介: 马勇, 男, 1986年生, 工程师, 2010年硕士毕业于中国石油大学(华东)油气储运工程专业, 现主要从事海底管道输送工艺与平台上部油气处理工艺的设计与研究。地址: 天津市塘沽区丹江路1078号, 300451。电话: 18622018599, Email: mayong@mail.cooc.com.cn