

陵水 L 深水气田井筒管网稳态流动保障模拟

杨 波, 廖云虎, 贾 辉, 穆永威, 刘其鑫

(中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570312)

摘要: 为保证深水气田高效开发和安全运行,使各井区产能充分释放,建立“井筒-井口-管汇-平台”一体化稳态模型。基于配产方案,从产量验证、水合物防治、段塞分析、携液分析等方面开展研究。结果表明:全生命周期内东西区生产路由均有水合物生产风险,通过优化各井嘴后 MEG(乙二醇)贫液注入量,生产路由最大水合物过冷度均小于 -5°C 。东西区物流登平台温度为 $-2.4\sim 9^{\circ}\text{C}$,登平台压力为 $1.3\sim 11\text{ MPa}$ 。研究成果可为后续类似深水气田的高效开发提供技术指导。

关键词: 深水气田; 流动保障; 稳态; 水合物; 段塞; 携液

中图分类号: TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2025)05-0061-05

近年来南海西部海域陆续勘探发现了多个深水气田。陵水 L 气田为中海油首个自主开发的深水气田^[1],由于目前深水气田自主开发技术及经验较缺乏,国内外可借鉴的资料较少,开发过程面临着诸多难题。L 气田为多个独立气藏呈窄长条带状分布,东西跨距近 120 km,砂体多且各砂体水体能量差异大,多个分散气藏采用多套水下井口长距离串联开发,开发过程中各气藏、井间相互干扰较大^[2]。为尽可能实现均衡高效开发和深水开发生产系统的安全运行,建立 L 气田“井筒-井口-管汇-平台”稳态一体化模型,基于以销定产方案,从产量验证、水合物防治、段塞分析、携液分析等^[3-16]方面开展了深水气田全生命周期开发生产一体化流动保障研究。研究方法及其成果对于 L 气田以及后续待开发深水气田具有重要指导意义。

1 基础建模

1.1 工艺流程简介

L 气田水深 1 220~1 560 m,主要包括 11 口生产井,1 套西区管汇和 3 套东区管汇,自西区全部井流通过两条 10 in(1 in=25.4 mm)海管以及两条 10 in 立管输送到平台处理,来自东区管汇的全部井流在东 1 管汇汇集后通过两条 12 in 立管直接输送到平台处理。水下生产系统所需水合物抑制剂 MEG(乙二醇)通过 6 in 管道输送至水下节点,然后

通过 4.5 in 管道向东区分注入各井水下采油树油嘴下游,通过脐带缆向西区分注入各井水下采油树油嘴下游。平台设置 2 台段塞流捕集器,分别处理来自东、西区水下生产系统物流。

1.2 稳态一体化建模

稳态井筒-管网一体化模型基于 PIPESIM 软件建立。拟组分取至 C11+,气油比和含水率根据探井测试数据校核。东西区海管考虑一定起伏度。保守考虑恶劣工况,海水环境温度和气温参考冬季最低温度。海水流速按照 10 年重现期设置。考虑到东、西区稳态生产时分别进入各自段塞流捕集器,理论上东、西区互不干扰,因此分开建模,如图 1 所示。

1.3 管流参数校核

采用该气田 2023 年稳定生产半年的井筒温压数据进行管流校核。单井流动相关式采用 OLGAS-2017.1-3-Phase-HD,摩阻系数为 0.85,传热系数 U 为 $13.5\text{ J/s}^{\circ}\text{C}/\text{m}^2$,井筒流压拟合平均绝对误差 0.21%,井筒温度拟合平均绝对误差 0.24%。管网流动相关式采用 OLGAS-2017.1-3-Phase-HD,摩阻系数、持液因子均取 1。西区 10 in 立管、东区 12 in 立管和 6 in MEG 立管按照 X65 碳钢+防腐涂层+75%VIV(螺旋列板涡激振动抑制装置)设置传热参数。西区 8 in 柔性管、10 in 海管和东区 8 in 柔性管、12 in 海管、4.5 in MEG 海管按照 X65 碳钢+

收稿日期: 2024-09-09

基金项目: 中国海洋石油有限公司综合科研项目(KJZH-2023-2204)

作者简介: 杨波(1994—),男,四川阆中人,硕士,工程师,研究方向为海上采油气工艺;廖云虎(1981—),男,四川南溪人,硕士,高级工程师,研究方向为海上采油气工艺;贾辉(1982—),男,河北邢台人,硕士,高级工程师,研究方向为海上采油气工艺;穆永威(1994—),男,河南驻马店人,高级工程师,研究方向为海上采油气工艺;刘其鑫(1997—),男,山东临沂人,硕士,助理工程师,研究方向为海上采油气工艺。

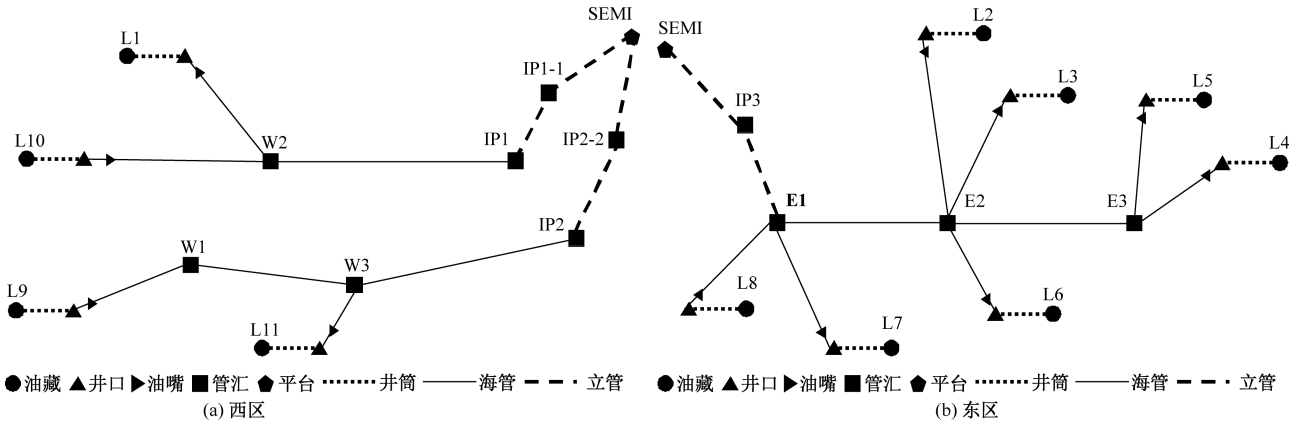


图 1 L 气田井筒-管网稳态一体化模型示意图

防腐涂层设置传热参数。东西区所有 8、10、12 in 跨接管均按照 X65 碳钢+防腐涂层+100% VIV 设置传热参数。

2 逐年产量验证

对标配产方案,模拟了各年份西区 4 口井的产气量,结果见表 1。生产前期,如 2024 年,西区物流登平台压力控制在最大值 11 MPa,此时各井能量足,油嘴开度较小。生产中期,如 2031 年,西区物流登平台压力可控,当登平台压力为 3 MPa 时,各井油嘴开度适中,均能达到配产。生产后期,如 2037 年、2043 年,西区物流登平台压力控制在最小值 1.3 MPa,各井油嘴开度较大。特别是 2037 年,L9、L10 井油嘴开度已达到最大值,油嘴前后无压差,仍无法达到配产要求。考虑到 L11 井油嘴前后压力相差 2.5 MPa,可适当提高 L11 井配产,以达到当年西区总体配产目标。同理,模拟各年份东区 7 口井产气量,结果见表 2,结果表明东区各年份 7 口井均能达到配产要求。

3 水合物防治

3.1 水合物预测

根据 2024 年配产拟合,在未考虑注 MEG 情况

下,L10、L1 井嘴前温度分别为 70、71 °C,嘴后温度分别为 53、54 °C。生产流体进入海管或柔性管后,温度快速下降,输送 2~3 km 后温度接近环境温度。进入立管后,温度先降低后升高,最低温度 -1.6 °C,低于海水环境温度,输送至立管顶部的温度为 0.1 °C,亦低于环境温度。从水合物过冷度曲线上可以看出,如图 2 所示,L10、L1 井井筒在稳态生产状态下,水合物过冷度均小于 -45 °C,不会有水合物生成风险。而所有海管和柔性管,最大水合物过冷度均大于 0 °C,均有水合物生成风险。同理,其他年份西区和东区柔性管、海关和立管均存在水合物生成风险。

3.2 MEG 注入温度模拟

模拟不同注入量和注入压力下,常温 25 °C 的 MEG 贫液(90%)输送至距离平台最近的东区 E1 的温度,如图 3 所示。结果表明,当注入量小于 700 m³/d 时,注入压力对温度影响较小,随着注入量越大,温度越高,但基本接近环境海水温度,为 2.4~3.8 °C。考虑到 E1 仅通过跨接管连接东区 L7、L8 井,东西区其余井距离平台更远,因此东西区所有井嘴后 MEG 注入温度均可以按照环境温度考虑。

表 1 西区 4 口井逐年产量验证

年份	模拟产气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)				登平台压力/ MPa	备注
	L1	L9	L10	L11		
2024	81.8	51.3	49.9	57.6	11.0	登平台压力最大值
2031	87.1	61.8	53.2	60.8	3.0	登平台压力可控
2037	57.2	31.2	31.4	35.0	1.3	登平台压力最小值
2043	34.1	15.9	19.9	24.2	1.3	登平台压力最小值

表 2 东区 7 口井逐年产量验证

年份	模拟产气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)							登平台压力/ MPa	备注
	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8		
2024	126.2	26.7	60.8	63.2	70.9	75.2	81.3	11.0	登平台压力最大值
2031	151.9	32.2	70.5	76.2	84.5	91.9	99.7	3.0	登平台压力可控
2037	84.5	21.1	35.6	37.1	37.3	42.4	44.9	1.3	登平台压力最小值
2043	40.9	9.0	16.6	22.1	13.0	16.2	21.2	1.3	登平台压力最小值

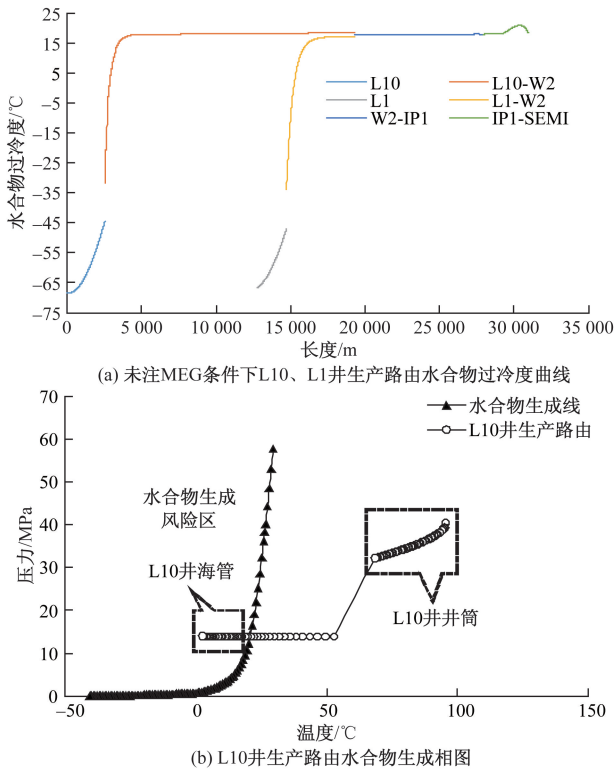


图 2 水合物生成分析

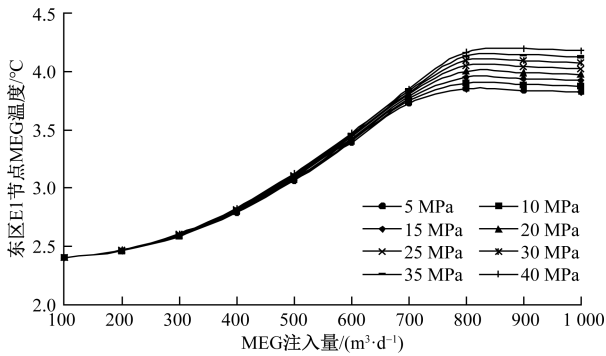


图 3 不同注入量和注入压力下 MEG 贫液输送至 E1 处温度

3.3 MEG 注入量优化

工程上常以水合物过冷度 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 为界限,水合物过冷度大于 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 认为有水合物生成风险。以 2024 年西区生产路由为例,L1、L9、L10、L11 井井筒没有水合物生成风险,海管、柔性管、立管均有水合物生成风险。通过优化各井 MEG 贫液注入量,以保障生产路由水合物过冷度均小于 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$,优化后 L1、L9、L10、L11 井 MEG 注入量分别为 20、14、15、15 m^3/d ,生产路由注 MEG 后水合物过冷度曲线如图 4 所示,生产路由水合物过冷度均小于 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$,满足流动保障需求。

对于西区生产初期如 2024 年,水合物过冷度最高点出现在立管中部,即立管低温区,说明立管低温区生成水合物风险最高,如 MEG 注入不合理,立管低温区优先生成水合物。由于生产初期西区生

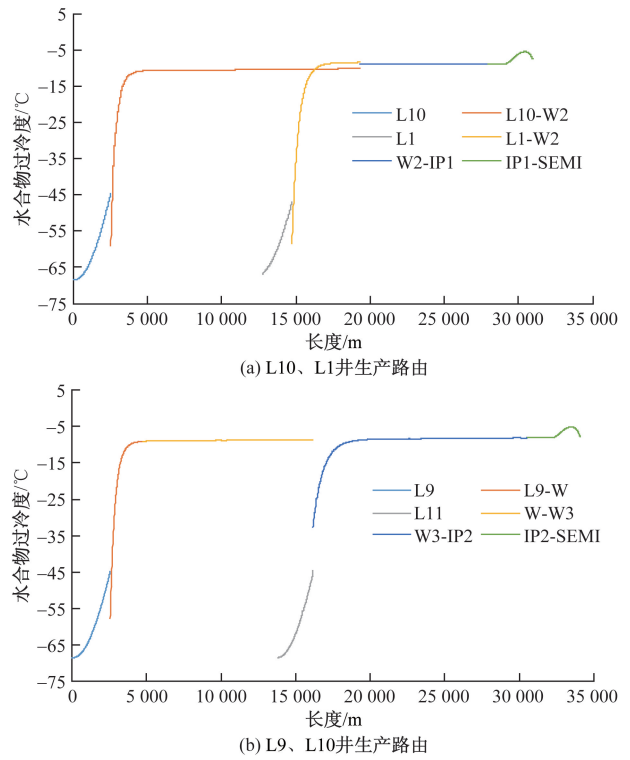


图 4 L 气田 2024 年西区注 MEG 水合物过冷度曲线

产路由压力较高(11~14 MPa),参考图 2 中 L10 井水合物相图,生产初期压力对于水合物生成的影响较小,温度对于水合物生成影响较大,因此立管低温区最易生成水合物。对于生产中后期,西区生产路由压力较低(1.3~5 MPa),压力和温度对于水合物生成均有较大影响。立管低温区物流压力低,水合物生成温度也低。因此从 2031—2043 年西区生产路由优先生成水合物风险区域可以看出,立管优先生成水合物的位置逐渐下移,各年份海管低温区均有可能优先生成水合物。

对于东区生产路由,无论是 E3-E2、E2-E1、E1-SEMI,各节点均有井流体流入,通过各井嘴后注入 MEG 贫液,可以防止各生产通路生成水合物。以 2024 年东区生产路由为例,优化后 L2、L3、L4、L5、L6、L7、L8 井 MEG 注入量分别为 27、6、14、14、17、29、30 m^3/d ,生产路由水合物过冷度曲线如图 5 所示,生产路由水合物过冷度均小于 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$,满足流动保障需求。对于 2024 年东区生产路由,各段海管如 MEG 注入不合理,均有可能优先生成水合物,立管水合物过冷度最高点出现在立管顶部,即立管低温区,如 MEG 注入不合理,立管顶部低温区优先生成水合物。2031—2043 年东区生产路由水合物生成风险与西区类似,立管优先生成水合物的位置逐渐下移,各年份海管低温区均有可能优先生成水合物。优化后的逐年东西区各井嘴后 MEG 注入量及

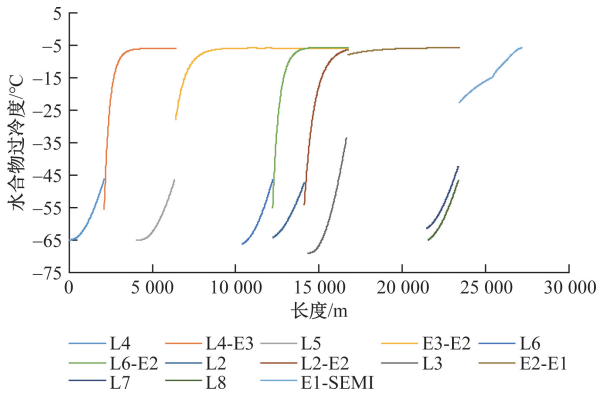


图 5 L 气田 2024 年东区生产路由注 MEG 水合物过冷度曲线

可能优先生成水合物风险区域,见表 3。

4 生产路由温压模拟

考虑稳态生产情况下,MEG 贫液持续从各井嘴后注入,混合流体进入海管或柔性管后,温度快速下降,输送 2 000~3 000 m 后温度接近环境温度。进入立管后,温度先降低后升高,西区生产路由的最低温度均出现在立管段,最低温度点逐年下移,均低于海水环境温度。2024 年,最低温度 $-1.6\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台温度为 $0.6\text{ }^{\circ}\text{C}$;2031 年最低温度 $-0.4\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台温度为 $2.7\text{ }^{\circ}\text{C}$;2037 年最低温度 $1.1\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台温度为 $6.6\text{ }^{\circ}\text{C}$;2043 年最低温度 $1.3\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台温度为 $9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。西区生产路由压力模拟结果表明,不同生产年份下各井嘴后的压力与立管底部的压力均接近,立管输送压力逐渐降低,登平台压力最低。L 气田西区由西至东水深逐渐加深,L9 井水深 1 220 m,IP1 和 IP2 水深分别为 1 437、1 443 m。物流由西至东,高程压降和摩阻压降基本抵消,所以海管物流压力基本接近。2024—2043 年生产周期内,西区物流登平台温度 $0.6\sim 9\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台压力 $1.3\sim 11\text{ MPa}$ 。

东区混合流体进入海管或柔性管后,温度快速下降,类似西区。由于东区 E3、E2、E1 节点均有高温井流体通过跨接管流入,因此节点温度均高于海管温度,海管最低温度基本接近环境温度。进入立管后,温度先降低后升高,东区生产路由的最低温度均出现在立管段,低于海水环境温度。2024 年,

最低温度 $-2.4\text{ }^{\circ}\text{C}$,最低温度点在立管顶部,登平台温度即为 $-2.4\text{ }^{\circ}\text{C}$;2031 年最低温度 $-1.2\text{ }^{\circ}\text{C}$,最低温度点据平台 251 m,登平台温度为 $-0.8\text{ }^{\circ}\text{C}$;2037 年最低温度 $-0.2\text{ }^{\circ}\text{C}$,最低温度点据平台 680 m,登平台温度为 $2.1\text{ }^{\circ}\text{C}$;2043 年最低温度 $0.7\text{ }^{\circ}\text{C}$,最低温度点据平台 970 m,登平台温度为 $5.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。总体来说,立管低温区逐年下移,最低温度逐年升高,登平台温度逐年升高。东区生产路由压力模拟结果表明,E3-E2-E1 生产路由压力逐渐较低,压差小于 1 MPa ,立管输送压力逐渐降低,登平台压力最低。陵水 L 深水气田东区由东至西水深逐渐变浅,A4H 井水深 1 534 m,E3、E2 和 E1 水深分别为 1 526、1 485、1 463 m。因此,东区物流从东至西,高程压降和摩阻压降作用下,生产路由压力逐渐下降。2024—2043 年生产周期内,东区物流登平台温度为 $-2.4\sim 5.5\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台压力为 $1.3\sim 11\text{ MPa}$ 。

5 段塞分析

动力段塞是指多相管流输送时产生的段塞。稳态分析时,常以严重段塞指数来判断是否有严重段塞流发生,当严重段塞指数小于或等于 1 时,认为稳态生产过程中将产生严重段塞。通过模拟计算,不同年份西区生产路由严重段塞指数均大于 1,认为稳态生产过程中不会产生严重段塞。东区生产路由 2043 年 E3~E2 海管严重段塞指数 0.8,认为可能存在严重段塞流,生产后期可依托于其他深水气田接入,消除段塞流影响。

6 携液分析

稳态携液分析时,工程上常以临界携液流量来评价垂直管、倾斜管和水平管的携液能力。当临界携液流量小于实际气流量时,认为可以稳定携液生产;当临界携液流量大于实际气流量时,认为液相可能回落至井底或海管低洼处,产生积液,增大井底或海管回压,导致低产甚至停喷。对于东西区稳态携液分析,应重点考虑单井和立管的携液能力。模拟结果表明,东西区不同年份稳态生产情况下单井和立管气流量均大于最大临界携液流量,积液风险较小。2043 年,东区两根立管的气流量略高于临界携液流量,理论上虽可携液生产,但考虑到距离临界点较近,有局部积液的风险,如当年暂无其他气

表 3 L 气田东西区 MEG 注入量及优先生成水合物风险区域

年份	西区 MEG 贫液注入量/($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)				西区优先生成水合物风险区域	东区 MEG 贫液注入量/($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)							东区优先生成水合物风险区域
	L1	L9	L10	L11		L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	
2024	20	14	15	15	立管中部	27	6	14	14	17	29	30	海管、立管顶部
2031	13	26	9	20	海管、立管中下部	24	22	135	142	21	15	57	海管、立管中上部
2037	9.5	23	18.5	19	海管	25	15	103	128	12	5	25	海管、立管中下部
2043	8	25	24	23	海管	14	9	85	105	6	3	64	海管、立管底部

田气量接入,建议采用单根立管输送,增大单管气流量,确保正常携液生产。

7 结论

(1)2037 年西区 L9、L10 井无法达到配产要求,但可适当提高 L11 井配产,以达到当年总体配产目标。

(2)全生命周期内东西区生产路由均有水合物生产风险,通过优化各井嘴后 MEG 注入量,生产路由最大水合物过冷度均小于 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$,有效抑制水合物生成。

(3)全生命周期内东西区海关和柔性管低温区均有可能优先生成水合物,立管优先生成水合物的位置逐年下移。

(4)全生命周期内西区物流登平台温度为 $0.6\sim 9\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台压力为 $1.3\sim 11\text{ MPa}$;东区物流登平台温度为 $-2.4\sim 5.5\text{ }^{\circ}\text{C}$,登平台压力为 $1.3\sim 11\text{ MPa}$ 。

(5)全生命周期内东西区生产路由最低温度均出现在立管段,立管最低温度点逐年下移,最低温度逐年升高,但均低于海水环境温度。

(6)东区生产路由 2043 年 E3~E2 海管严重段塞指数为 0.8,认为可能存在严重段塞流,可考虑接入其他气田气量,消除段塞流影响。

(7)全生命周期内东西区单井和立管气流量均大于最大临界携液流量,积液风险较小,2043 年东区两根立管气流量略高于临界携液流量,建议采用单根立管输送,增大单管气流量,确保正常携液生产。

参考文献

- [1] 王振峰,孙志鹏,张迎朝,等. 南海北部琼东南盆地深水中央峡谷大气田分布与成藏规律[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 54-64.
- [2] 朱海山,李达,魏澈,等. 南海陵水 17-2 深水气田开发工

- 程方案研究[J]. 中国海上油气, 2018, 30(4): 170-177.
- [3] 靳书凯,张崇,孟文波,等. 陵水 17-2 深水气田钻完井天然气水合物生成风险及预防措施[J]. 中国海上油气, 2015, 27(4): 93-101.
- [4] 张崇,任冠龙,董钊,等. 深水气井测试井筒温度场预测模型的建立及应用[J]. 中国海上油气, 2016, 28(5): 78-84.
- [5] 郭小哲,王福升,赵志辉. 气井天然气水合物预警临界线预测与试验对比分析[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(2): 149-152.
- [6] 孙可明,王婷婷,翟诚,等. 不同饱和度天然气水合物加热分解界面变化规律[J]. 特种油气藏, 2018, 25(5): 129-134.
- [7] 孙可明,王婷婷,翟诚,等. 天然气水合物加热分解储层变形破坏规律研究[J]. 特种油气藏, 2017, 24(5): 91-96.
- [8] WANG Z Y, ZHAO Y, SUN B J, et al. Modeling of hydrate blockage in gas-dominated systems[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(6): 4653-4666.
- [9] 周振维,孟子文. 中国南海某气田海管投产的虚拟调试分析及应用[J]. 油气田地面工程, 2022, 41(10): 69-75.
- [10] 李清平,孙钦,程兵,等. 陵水 17-2 气田深水水下生产系统工程设计关键技术[J]. 中国海上油气, 2021, 33(3): 180-188.
- [11] 李晓辉,刘勇,莫军,等. 葡北油田天然气水合物化学防治技术研究[J]. 化学与生物工程, 2024, 41(7): 60-63, 68.
- [12] 李鹏程,陈宏举,路宏,等. 单管输送模式开发深水气田水合物的防治措施分析[J]. 天然气化工-C1 化学与化工, 2022, 47(5): 166-170.
- [13] 苏羽,张兵,魏超,等. 基于 OLGA 一体化模型的新井接入流动模拟[J]. 科技和产业, 2024, 24(14): 220-226.
- [14] 马剑林,李又绿,王爱玲,等. 天然气冷放空模拟及实验研究[J]. 科技和产业, 2024, 24(1): 252-259.
- [15] 侯玉培,杨耀忠,孙业恒,等. 油藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法及应用[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 124-130.
- [16] 战征. 顺北油气田集输管网气液混输特性模拟[J]. 油气储运, 2022, 41(4): 424-430.

Simulation on Steady Flow Assurance of Wellbore-pipe Network of LS L Deep Water Gas Field

YANG Bo, LIAO Yunhu, JIA Hui, MU Yongwei, LIU Qixin
(CNOOC China Limited, Hainan Branch, Haikou 570312, China)

Abstract: In order to ensure the efficient development and safe operation of deep water gas field and fully release the production capacity of each well area, the integrated steady-state model of "wellbore-wellhead-manifold-platform" was established. Based on the production plan, the research was carried out from the aspects of production verification, hydrate prevention and control, slug analysis and liquid carrying analysis. The results show that there are hydrate production risks in the whole life cycle in the east and west production routes. The maximum hydrate sub-cooling degree in the production route is less than $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ by optimizing the MEG injection amount in each well. The platform temperature of eastern and western logistics is $-2.4\sim 9\text{ }^{\circ}\text{C}$, and the platform pressure is $1.3\sim 11\text{ MPa}$. The research results can provide technical guidance for the effective development of similar deep water gas fields in the future.

Keywords: deep water gas field; flow assurance; steady state integration; hydrate; slug; liquid loading