

深水气田长距离混输模式下水相运动规律研究

刘培林 张 欢 陈文峰 鞠朋朋 曾树兵

海洋石油工程股份有限公司, 天津 300451

摘 要:陵水 25-1 深水气田混输管道距离长、管道爬坡段坡度大,初始投产阶段混输流体水相到达平台的时间长且预测困难,给管道安全运行带来风险。基于多相流计算模型,运用 LedaFlow 软件,对陵水 25-1 深水气田初始投产阶段的水相运动规律进行研究,并深入分析含水率、油量、气量、油水相间摩擦系数等因素对水相运行的影响。结果表明:初始投产阶段水相在爬坡段分离和积聚,形成长时间的停滞,管道坡度越大,水相波动越剧烈;含水率越高的物流,水相在爬坡段聚集时间越短;气量增大则会降低水相滞液程度,提高水相运行速度,有助于水相爬坡;油量变化对水相运行速度的影响较小,油水相间摩擦系数对爬坡段水相运动有直接影响,油水相间摩擦系数修正拟合,对实际管道运行有重要指导意义。研究结果可为深水气田开发研究提供借鉴。

关键词:深水气田;混输流体;水相运动;初始投产;相间摩擦

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2024.01.002

Research on water phase movement pattern in long distance multiphase mode transportation of deep-water gas field

LIU Peilin, ZHANG Huan, CHEN Wenfeng, JU Pengpeng, ZENG Shubing

Offshore Oil Engineering Co., Ltd., Tianjin, 300451, China

Abstract: The LS25-1 deep-water gas field, with its long-distance pipeline and steep climbing sections, presents challenges in predicting the arrival time of the water phase of multiphase fluid, posing risks to pipeline flow assurance. Based on the multiphase flow equation, LedaFlow software was used to study the water phase movement in the initial startup stage of the deep-water gas field and to analyze the influence of water cut, oil flow rate, gas flow rate and oil-water interface friction coefficient. The results indicate that during the initial start-up stage, water can separate and accumulate in the uphill regions, creating pools of water that are essentially stagnant. In regions with larger pipeline slopes, the water phase experiences violent fluctuations. A higher water content in the fluid leads to shorter accumulation times in uphill regions; an increase in gas flow rate can diminish water phase stagnation and expedite water movement in these areas; Variations in oil volume have a relatively low impact on the movement of the water phase. Oil-water interface friction coefficient has a direct impact on water phase accumulation in the uphill section and precise adjustments to this coefficient are of significant guiding importance for actual pipeline operations. This research result can provide a reference for the development of deep-water gas fields.

Keywords: Deep-water gas field; Multiphase fluid; Water phase movement; Initial startup; Interface friction

收稿日期:2023-09-22

基金项目:国家工信部高技术船舶科研项目“东方 1-1 气田水下生产系统集成技术工程示范——水下油气生产系统施工方案设计”(2019GXB01-08)

作者简介:刘培林(1965-),男,山东平度人,教授级高级工程师,学士,主要从事海洋石油工程研究工作。E-mail:liupl2@cooec.com.cn

通信作者:张 欢(1995-),男,辽宁葫芦岛人,工程师,硕士,主要从事海洋油气流动保障设计与研究工作。E-mail:zhanghuan13@cooec.com.cn

0 前言

深水长距离回接气田开发风险高,任何非预期事件都有可能延长作业时间,增加操作成本^[1-3]。陵水 25-1 深水气田是目前中国回接距离最长的混输模式开发的深水气田,回接距离为 113 km,将 900 m 水下多井口物流输送至 88 m 水深浅水平台。回接管道深水段开始到 15 km 处,从 900 m 爬坡至 200 m 水深,此爬坡段管道起伏明显,且坡度逐渐增大。初始投产阶段,回接海管内充满氮气,物流流态及水相滞液分布规律直接关系到浅水平台贫乙二醇回收系统启动时间,水相滞液分布预测不精确,将会给管道运行安全带来风险^[4]。

学者针对深水气田长距离混输系统多相流开展了大量研究,但是由于多相流在输送过程中不稳定,目前还没有普遍适用的理论计算方法^[5-7]。Hewitt G F^[8]、Bonizzi M^[9]、Wengmanna A^[10]等人在实验条件下模拟了油气水三相流的流动,对三相流流型、管道压力和截面持率进行了分析。汪笑楠等人^[11]利用流体体积(Volume of Fluid, VOF)模型模拟了水平管内不同含气体积分数、黏度等对油气水三相流动的影响。目前,Barnea D^[12]、Brauner N^[13]、Zaghoul J^[14]等人都倾向于假设光滑的油水界面。Jorn K 等人^[15]通过挪威科技工业研究院(SINTEF)实验室测量了油水流中积水的临界条件,并得出平滑的界面摩擦系数不适合预测水相积聚的开始,须结合界面波的影响来模拟这种情况。Kelvin-Helmholtz 理论可以准确预测界面波的开始。综上所述,目前界面波原理为水相运动规律的最新理论,但是国内外基于最新理论的深水气田长距离混输模式下水相运动规律研究较少。

本文针对陵水 25-1 深水气田长距离混输管道,基于多相流计算模型以及 Jorn K 等人根据 SINTEF 实验室修订的相间摩擦新模型,运用 LedaFlow 软件,对深水气田初始投产阶段水相运动规律进行系统性研究,总结含水率、油量、气量、油水相间摩擦系数等因素对水相运动的影响,指导现场运行操作。

1 模型建立

1.1 计算模型

LedaFlow 是国际上著名的瞬态三相流模拟器之一,旨在模拟管道中的多相流沿流动方向求解质量、动量和能量守恒方程。求解质量守恒方程时 LedaFlow 除了对连续相外,还对所有可能的分散相进行求解。求解动量和能量守恒方程时是对三种连续相进行求解^[16-21]。

质量守恒方程见式(1)。

$$\frac{\partial \alpha_k \rho_k}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_k \rho_k u_k) = \sum_{i \neq k} \Gamma_{ki} + \Gamma_{kext} \quad (1)$$

动量守恒方程见式(2)。

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \rho_k u_k) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_k \rho_k u_k u_k) = & -\frac{\partial \alpha_k p_k}{\partial x} - \alpha_k \rho_k g \sin \theta + \\ & \frac{\partial \alpha_k f_k}{\partial x} + p_{int} \frac{\partial \alpha_k}{\partial x} + \sum_{i \neq k} F_{ki} - f_{kw} + \sum_{i \neq k} \Gamma_{ki} u_{ki} + \Gamma_{kext} u_{kext} \end{aligned} \quad (2)$$

能量守恒方程见式(3)。

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\sum \alpha_k \rho_k h_k) + \frac{\partial}{\partial x}(\sum \alpha_k \rho_k u_k h_k) = & \frac{D(\alpha_k p_k)}{Dt} + \\ & \sum_{m \neq k}^{N_f} Q_k^m + Q_k^w + \sum_{m \neq k}^{N_f} \Gamma_{km} h_{km} + \sum \Gamma_{kext} h_{kext} \end{aligned} \quad (3)$$

式中: k 为油、气、水的各连续相与分散相; α_k 为各相体积分数; ρ_k 为各相密度,kg/m³; u_k 为各相速度,m/s; u_{kext} 为外部质量进入或离开场 k 的速度,m/s; t 为时间,s; g 为重力加速度,m/s²; f_k 为场 k 的内部摩擦力,N; f_{kw} 为单位长度上的管壁摩擦力,kg/(m²·s²); x 为管道的坐标,m; Γ_{kext} 为场 k 的净外部质量源,kg/(m³·s); Γ_{ki} 为场 k 从其他场中获得的净质量流量,kg/(m³·s); p_k 为场 k 压力,Pa; p_{int} 为界面压力,Pa; θ 为管道倾角,rad; F_{ki} 为场 k 与场 i 的界面动量总和,kg/(m²·s²); Q_k^m 为场 k 到场 m 接收到的体积热流量,W/m³; Q_k^w 为场 k 到壁面接收到的体积热流量,W/m³; h_k 为各相焓值,J/kg; h_{km} 为场 k 到场 m 的净焓,J/kg; h_{kext} 为外部进入或离开场 k 时的焓变,J/kg。

此外,Jorn K 等人^[15]根据 SINTEF 实验室修订了相间摩擦系数的新模型,且在 LedaFlow 软件中进行了应用。

修订后的相间摩擦系数计算方程见式(4)~(5)。

$$f_{ij} = f_{ij,smooth} \left(1 + \min \left(4.0 \max \left(\frac{\Delta u - u_c}{u_c}, 0 \right), 7.0 \right) \right) \quad (4)$$

$$f_{ij,smooth} = \frac{\tau_{ij}}{1/2 \rho_i |u_i - u_j| (u_i - u_j)} \quad (5)$$

式中: f_{ij} 为相间摩擦系数; $f_{ij,smooth}$ 为光滑界面相间摩擦系数; ρ_i 为较轻相密度,kg/m³; Δu 为两相滑移速度,m/s; u_c 为波浪起始流速,m/s; u_i 为较轻相流速,m/s; u_j 为较重相流速,m/s; τ_{ij} 为相间剪切力,N。

1.2 管道与流体参数

根据陵水 25-1 深水气田水下布置情况,采用 LedaFlow 软件建立从水下井口至浅水平台分离器数值模型。采用 PVTsim 软件进行井流物性处理。数值基础模型中管道输送气量为 290 × 10⁴ m³/d,油量为 333 m³/d (本文采用的气量和油量均为 101.3 kPa、15.6 °C 状态下的体积流量),含水率为 0.23。管道直径为 508 mm,总长 113 km,爬坡段约 12 km,水平段约 101 km。管道 0~10 km 坡度由 0°增加至 8°,10 km 后管道坡度由 8°降低至 0°并维持在 0°。陵水 25-1 深水气田总体布置见图 1,流体组分摩尔分数见表 1,混输管道路由概图见图 2。

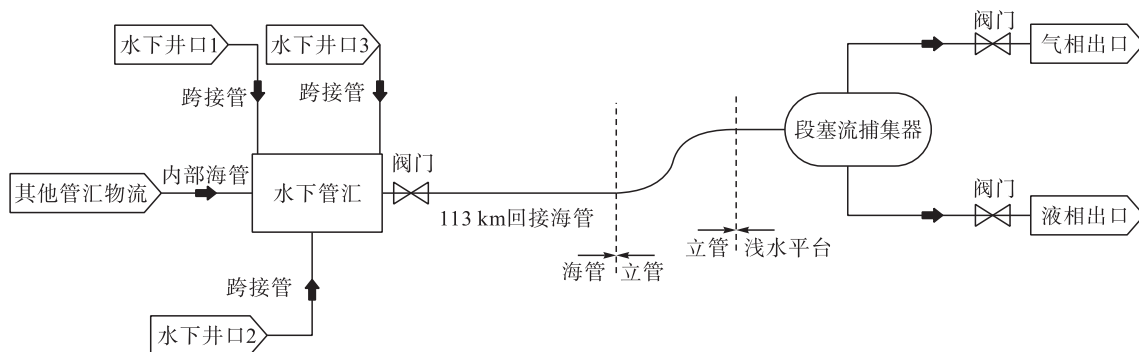


图1 陵水25-1深水气田总体布置图

表1 陵水25-1深水气田流体组分摩尔分数表

H ₂ O	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄
1.56%	0.93%	2.99%	83.35%	4.89%	1.95%	0.52%	0.55%
iC ₅	nC ₅	nC ₆	nC ₇	nC ₈	nC ₉	nC ₁₀	
0.29%	0.20%	0.65%	0.67%	0.21%	0.32%	0.21%	

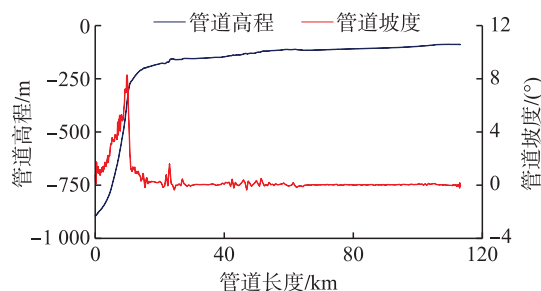


图2 陵水25-1深水气田混输管道路由概图

2 陵水25-1深水气田混输管道初始投产阶段水相运行预测

为探究陵水25-1深水气田混输管道初始投产阶段水相爬坡能力及其制约因素,采用数值基础模型,对爬坡段及平缓段水相运行速度进行预测分析,陵水25-1深水气田混输管道初始投产阶段水相滞液趋势见图3。

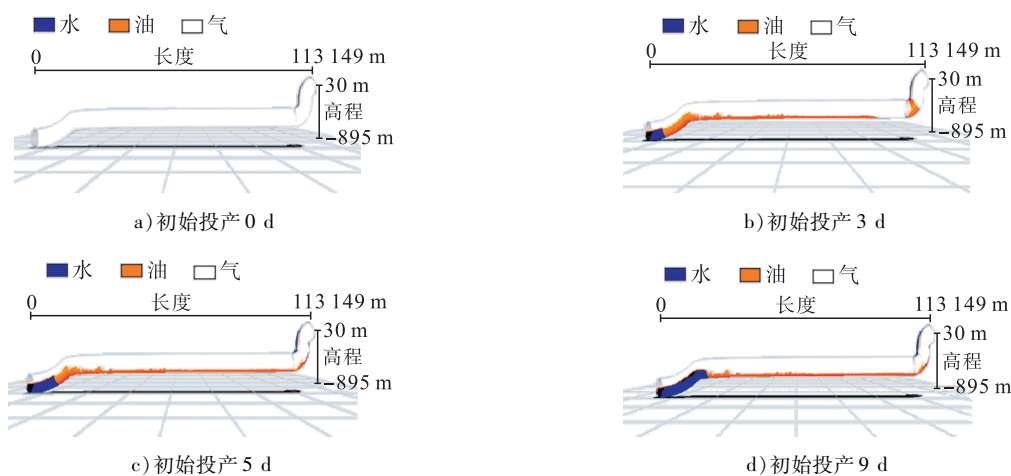


图3 陵水25-1深水气田混输管道初始投产阶段水相滞液趋势图

由图3可见,当管道输送流量为 $290 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油气比为 8 683, 含水率为 0.23 时,油气物流进入回接管道爬坡段中,水相一直在坡地处于积聚状态,投产 5 d 后油相已到达平台,水相仅到达管道爬坡段中部区域,运行距离仅 10 km(约占全程 9%),运行速度远低于油相运行速度。当物流进入回接管道平缓段后,水相运行速度明显增加,进入平缓段 4 d,运行距离为 27 km(约占全程 24%)。由此可见,陵水25-1深水气田混输管道初始投产阶段,爬坡段水相积聚时间长,需达到一定程度后才

会被油相携带继续向前。

3 水相运行影响因素研究

深水气田长距离回接管道初始投产阶段水相滞液分布对投产策略有着重要影响,上述相间摩擦系数计算模型实验管道直径 203.3 mm,倾角 2.5° ,与陵水25-1深水气田 508 mm, $0^\circ \sim 8^\circ$ 爬坡段管道特征差别大。因此,选取陵水25-1深水气田混输管道爬坡段初始点 0 km/ 0° 、最大坡度点 10 km/ 8° 以及 5 km/ 3° 、8 km/ 5°

(如图 2)4 处典型位置,深入研究分析含水率、油量、气量、油水相间摩擦系数等因素,总结水相运行规律,找出控制方法来驱使水相爬坡进程,指导深水长距离回接气田安全投产。

3.1 含水率

油气物流含水率对水相运动有直接影响,水相在爬

坡过程中分离、积聚,甚至水相出现“倒流”情况。陵水 25-1 深水气田混输管道回接距离长,坡度变化大,不同坡度下物流含水率的变化对管道水相滞液影响模拟研究结果见图 4~5。

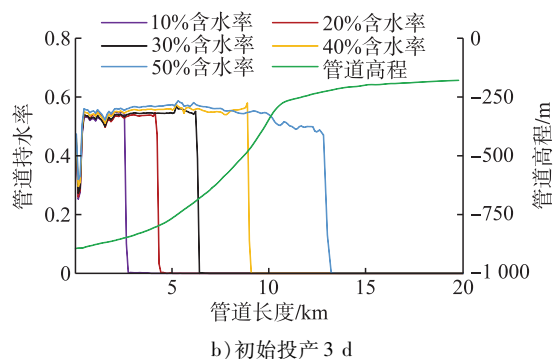
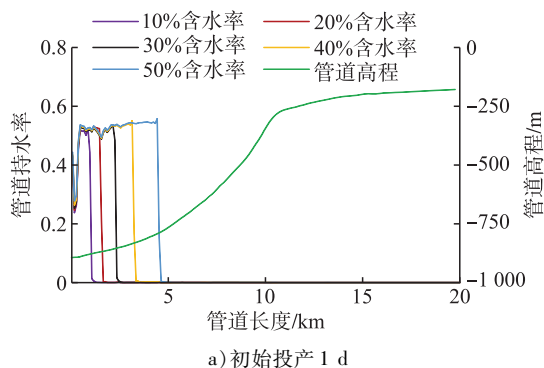


图 4 不同含水率水相滞液趋势图

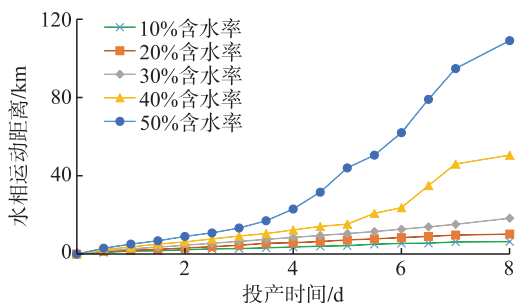


图 5 不同含水率水相运动距离图

由图 4 可见,不同含水率物流爬坡段水相滞液程度相同,低含水率物流水相需要积聚时间长,导致其向前运动极其缓慢。由图 5 可见,管道 0~10 km (坡度由 0° 增加至 8°) 区域,随着物流含水率的增加,相同时间内高含水率物流水相运动距离更长。管道 10 km 后 (坡度由 8° 降低至 0° 并维持在 0°), 相同含水率情况下平缓段水相运行距离比爬坡段增加明显。

以上模拟结果可以看出,管道坡度和物流含水率对水相运动有明显影响,为探究管道坡度对水相速度影响,模拟管道不同坡度的水相速度,结果见图 6。

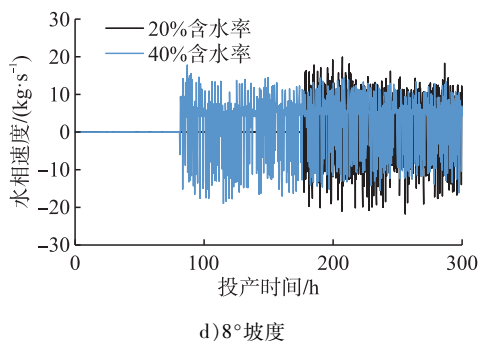
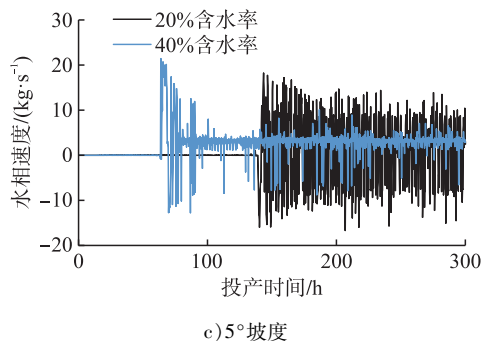
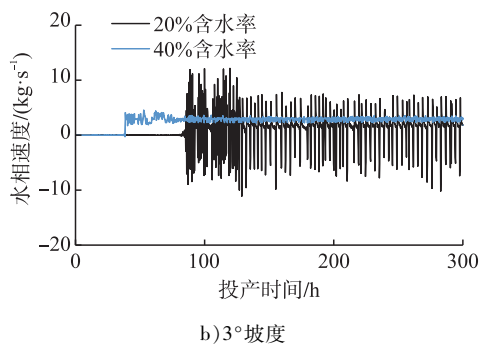
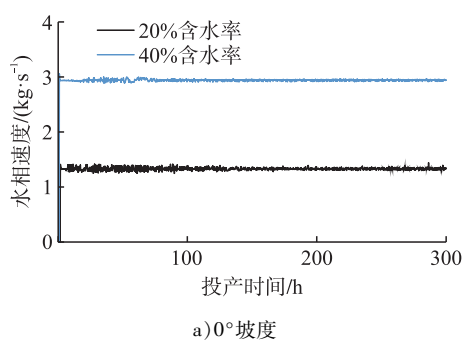


图 6 不同含水率物流在不同坡度的水相速度图

由图6可见,物流含水率为20%时,0°位置水相速度波动幅度小,管道坡度提升至3°,水相速度波动幅度为-10~11 kg/s,出现了明显倒流现象,随着管道坡度增大,水相速度波动幅度继续增加,最大坡度8°处水相速度波动幅度达-22~22 kg/s。当物流含水率为40%时,同坡度下水相速度波动幅度更小,倒流现象减弱。

3.2 油量

理想状态下,混输海管流体运动是以油、气、水三相进行,水相密度最高,连续水相在运动过程中处于管道最底层,油相则处于水相之上且与水相紧密接触。油量对水相速度的影响模拟研究结果见图7~8。

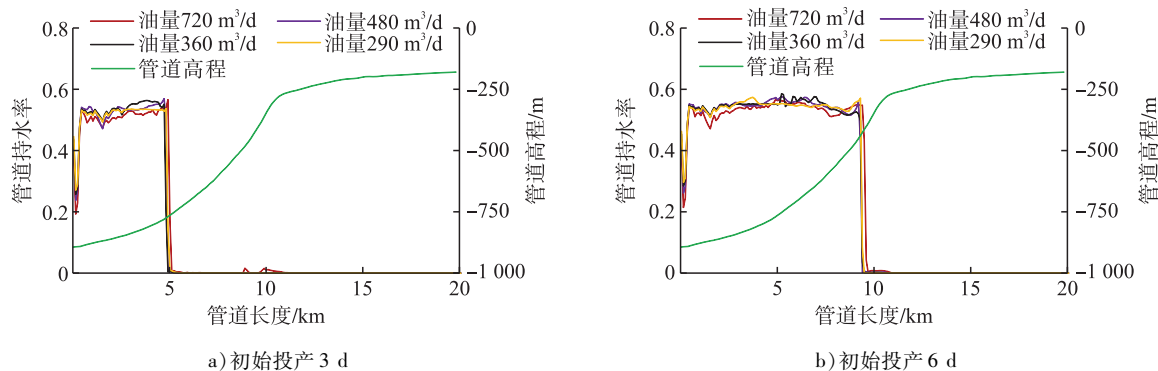


图7 不同油量物流水相滞液趋势图

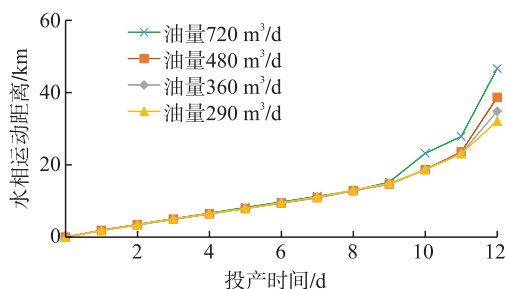


图8 不同油量物流水相运动距离图

由图7~8可见,在管道0~10 km(坡度由0°增加至8°)区域,不同油量对应的水相运动趋势基本相同,油量的增加并没有给爬坡段水相带来更好驱动力。管道10 km后(坡度由8°降低至0°并维持在0°)区域,随着油量增多,水相速度逐渐加快,但是增加幅度不显著。可以得出,油量的变化对水相滞液分布影响较低。为探究不同油量下,管道不同坡度位置处水相速度变化趋势,选取480 m³/d和290 m³/d油量,对管道不同坡度的水相速度模拟采样分析,模拟结果见图9。

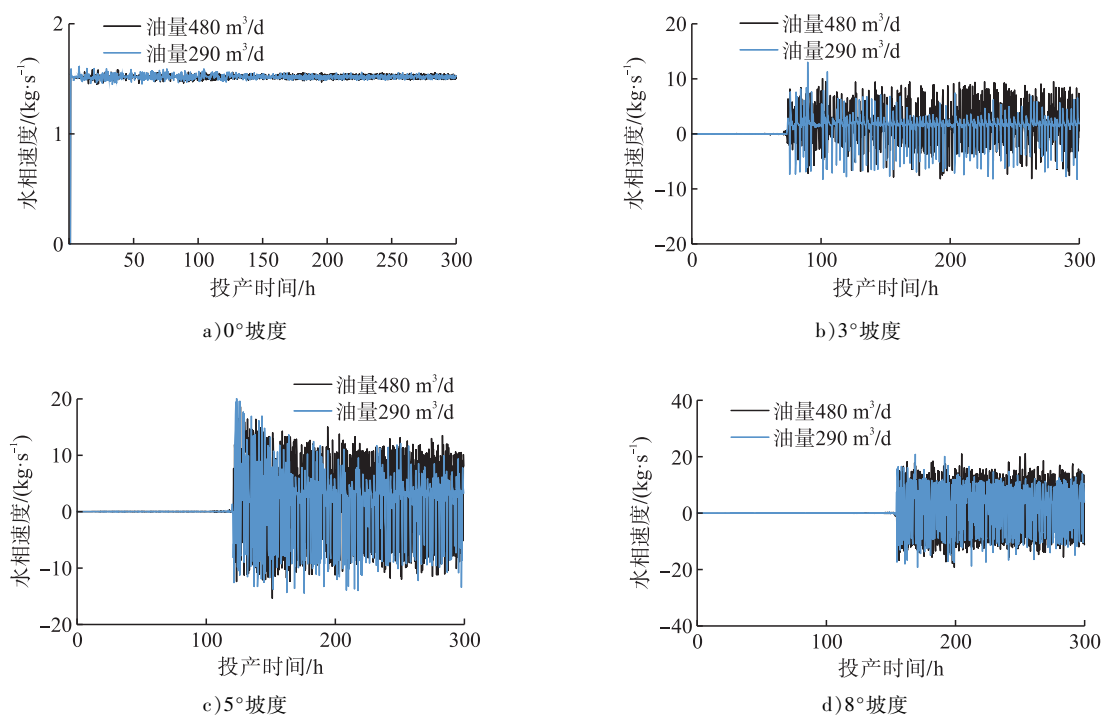


图9 不同油量物流在不同坡度的水相速度图

由图 9 可见,油量为 $480 \text{ m}^3/\text{d}$ 、坡度为 0° 时,水相速度稳定,坡度提升至 3° ,水相速度波动幅度为 $-8 \sim 10 \text{ kg/s}$,出现了明显倒流现象,随着管道坡度增大,水相速度波动幅度继续增加,最大坡度 8° 处,水相波动幅度达 $-20 \sim 25 \text{ kg/s}$ 。油量为 $290 \text{ m}^3/\text{d}$ 的物流在相同坡度下的水相速度和倒流程度与油量为 $480 \text{ m}^3/\text{d}$ 的物流基本相同,因此可以得出,爬坡段区域油量的变化对水相

运动趋势影响较小。

3.3 气量

气相是混相输送模式下重要组成部分之一。在气液输送过程中,气量增加,气体流速将增大,气体快速流动带走大量液体,使管道持液率减少。为研究气量对水相速度的影响,选取不同气量进行研究分析,模拟研究结果见图 10~11。

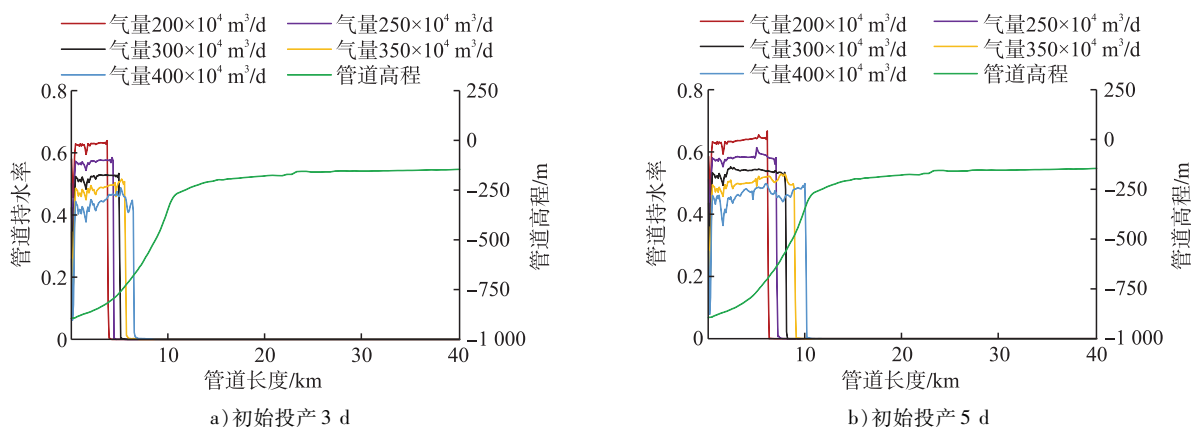


图 10 不同气量物流水相持液趋势图

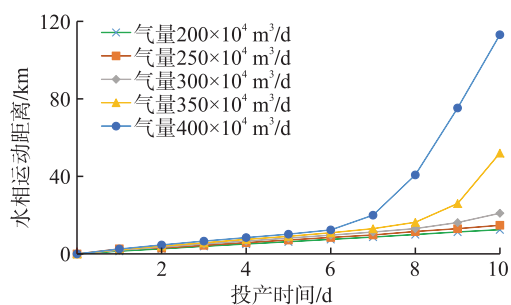


图 11 不同气量物流水相运动距离图

由图 10~11 可见,在管道 $0 \sim 10 \text{ km}$ (坡度由 0° 增加至 8°) 区域,不同气量物流水相积聚程度不同,越大气量水相积聚程度越低,说明随着气量增加,气体流速增快,携带水量增多,给水相带来更强大的驱动力。在物流水量相同情况时,同等时间下管道中气量越高,水相运动距离越长。在管道平缓段区域,水相速度提升更显著。为探究在不同气量下,物流在管道不同坡度的水相速度变化趋势,选取气量为 $250 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $350 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 物流,管道不同坡度水相速度模拟结果见图 12。

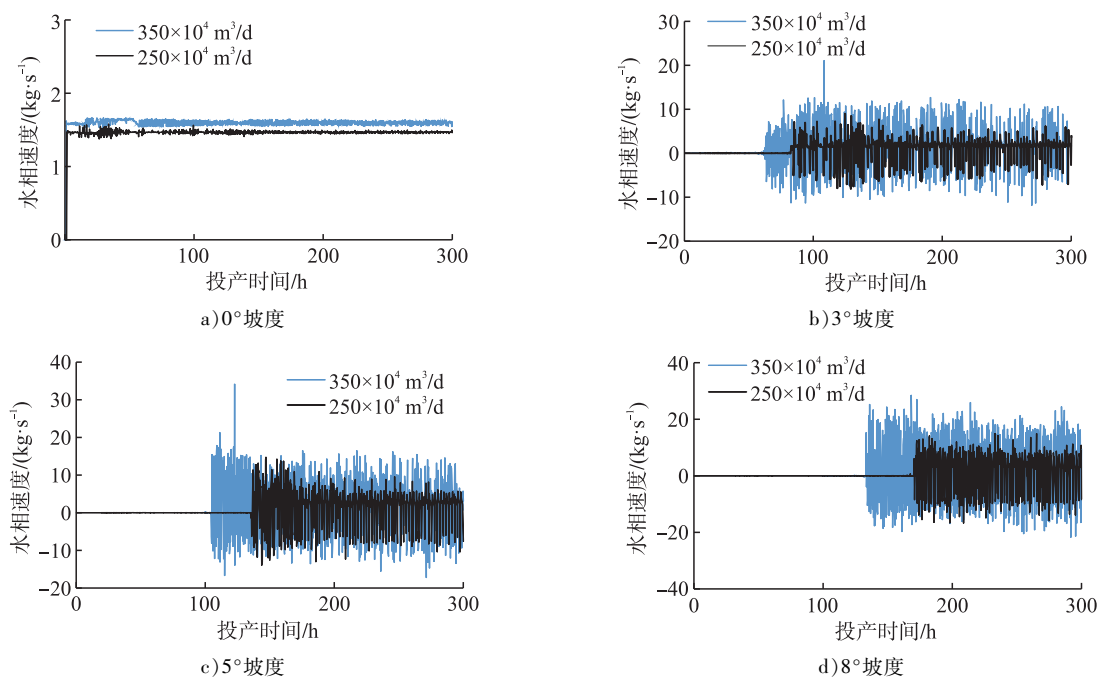
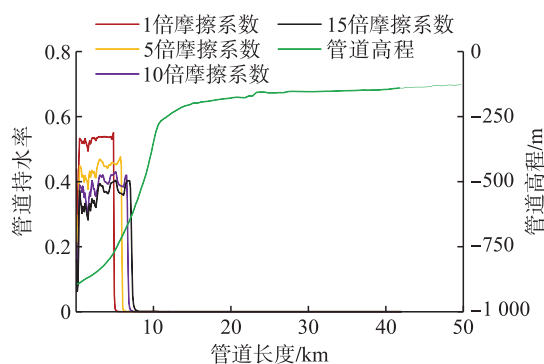
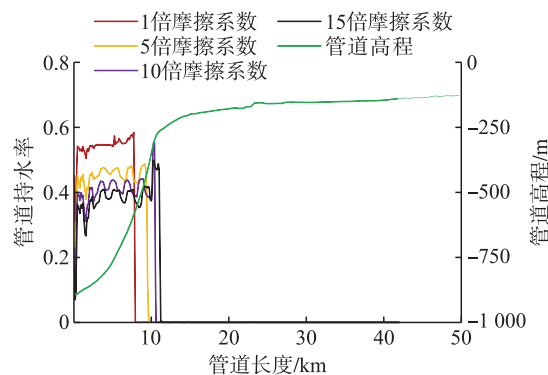


图 12 不同气量物流在不同坡度的水相速度图

由图12可见,在坡度为 0° 处,不同气量下水相速度趋势基本相同。最大坡度 8° 处、 $250 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 气量时,水相速度波动幅度为 $-18 \sim 18 \text{ kg/s}$; $350 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 气量时,水相速度波动幅度为 $-19 \sim 30 \text{ kg/s}$ 。可以得出随着坡度增大,气量越大水相速度波动幅度增加,倒流现象越明显。



a) 初始投产 3 d



b) 初始投产 5 d

图13 不同油水相间摩擦系数水相滞液趋势图

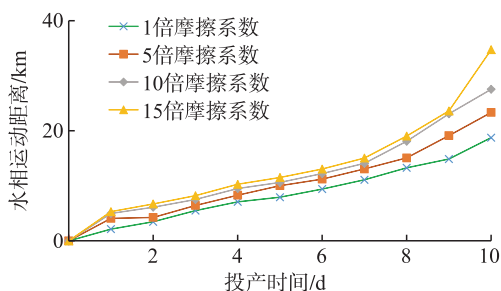


图14 不同油水相间摩擦系数物流水相运动距离图

由图13~14可见,爬坡段内,油水相间摩擦系数越大,水相滞液程度越低,油相携带水相的能力越强,但是油水相间摩擦系数增加到一定程度后继续增加时,带来滞液减少幅度明显变小。可以得出,油水相间摩擦力越高,油水相间剪切力越大,油相能够携带更多的水相向前,水相滞液程度越低,水相更容易到达回接平台。物流在不同油水相间摩擦系数下,管道不同坡度水相运动趋势模拟结果见图15。

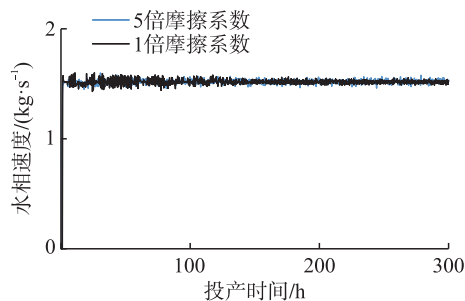
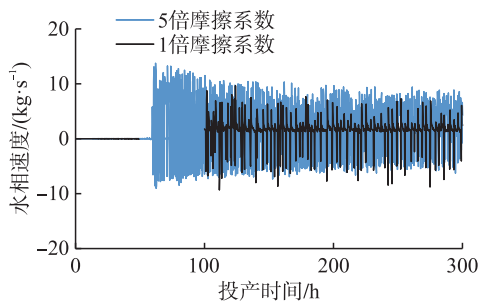
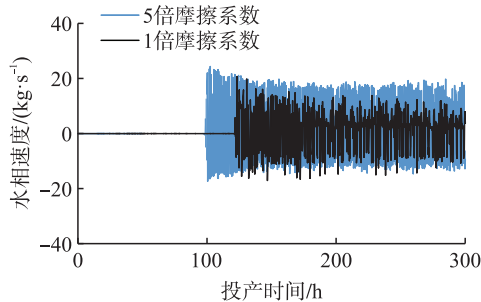
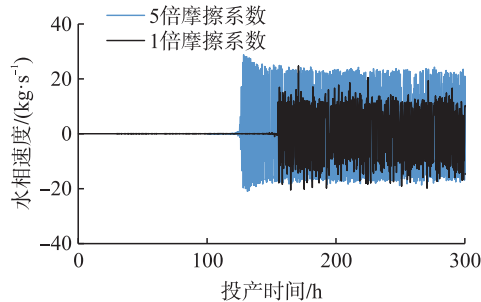
a) 0° 坡度b) 3° 坡度c) 5° 坡度d) 8° 坡度

图15 不同摩擦系数不同坡度水相速度图

由图15可见,在坡度为 0° 处,不同相间摩擦系数带来的水相速度基本相同,最大坡度 8° 处,1倍摩擦系数,水相速度波动幅度为 $-20 \sim 20 \text{ kg/s}$,5倍摩擦系数时,水相速度波动幅度为 $-20 \sim 30 \text{ kg/s}$ 。可见,随着坡度增加,油水相间摩擦系数越大,水相速度波动幅度增加。

4 结论

1)深水长距离回接气田初始投产阶段,水相易在管道爬坡段分离和积聚,并形成长时间的停滞,导致水相到达平台时间过长,工程设计应充分考虑其影响,促使水相尽快到达平台,降低初始投产管道运行风险。

2)物流参数中气量和含水率对于水相速度影响较大,越高的气量和含水率,水相爬坡能力越强,油量变化对其影响较小,投产时应重点关注实际物流气量和含水率与工程设计阶段的变化,评估其对水相运动的影响,制定相应的投产策略。

3)基于Jorn K等人修正的实验模型研究发现,油水相间摩擦系数越大,水相爬坡能力越强,因相间摩擦理论模型基于实验的管道、油水物性数据与实际管道数据存在相应差距,工程设计阶段应重点评估油水相间摩擦系数的选取对水相速度的影响,推荐采用保守设计,并采集实际投产数据进行修正,为下一阶段深水气田开发提供指导。

参考文献:

- [1] 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.
LI Qingping, SUN Qin, CHENG Bing, et al. Key technologies for engineering design of deepwater subsea production system in LS17-2 gas field [J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33 (3): 180-188.
- [2] 李 焱,李清平,喻西崇,等.海底管道内部流动引起的流致振动问题研究进展[J].中国海上油气,2021,33(1):208-215.
LI Yan, LI Qingping, YU Xichong, et al. Research progress of flow-induced vibration caused by internal flow in submarine pipeline [J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33 (1): 208-215.
- [3] 高德利.深海天然气及其水合物开发模式与钻采技术探讨[J].天然气工业,2020,40(8):169-176.
GAO Deli. Discuss on development modes and engineering techniques for deepwater natural gas and its hydrates [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40 (8): 169-176.
- [4] 官 敬,史博会,陈玉川,等.含天然气水合物的海底多相管输及其堵塞风险管控[J].天然气工业,2020,40(12):133-142.
GONG Jing, SHI Bohui, CHEN Yuchuan, et al. Submarine multiphase pipeline transport containing natural gas hydrate and its plugging risk prevention and control [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40 (12): 133-142.
- [5] 周云龙,袁俊文,石 强.基于图像处理的油气水三相流型演化特性分析[J].油气储运,2010,29(4):306-312.
ZHOU Yunlong, YUAN Junwen, SHI Qiang. Evolution characteristic analysis of oil-gas-water three-phase flow pattern based on image processing [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 29 (4): 306-312.
- [6] 刘文红,郭烈锦,程开河,等.水平及微倾斜管内油气水三相流型特性[J].石油学报,2006,27(3):120-125.
LIU Wenhong, GUO Liejin, CHENG Kaihe, et al. Characteristics of oil-gas-water three-phase flow pattern in horizontal and slightly inclined pipes [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (3): 120-125.
- [7] 杨广峰,吴 明,王卫强,等.水平管油气水三相流的研究进展[J].油气储运,2006,25(3):1-6.
YANG Guangfeng, WU Ming, WANG Weiqiang, et al. The study and progress on oil-gas-water three-phase flow in horizontal pipes [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2006, 25 (3): 1-6.
- [8] HEWITT G F, KHOR S H, PAN L. Three-phase gas-liquid-liquid flow: Flow patterns, holdups and pressure drop [C] //Proceedings of the International Symposium on Multiphase Flow, 1997: 1-18.
- [9] BONIZZI M, ISSA R I, HEWITT G F. Studies of three phase oil-water-gas flow in pipe lines [J]. International Symposium on Multiphase: Extending the Boundaries of Flow Assurance, 2003: 407- 423.
- [10] WEGMANNA A, MELKE J, ROHR P. Three phase liquid-liquid-gas flows in 5.6 mm and 7 mm inner diameter pipes [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2007, 33 (5): 484- 497.
- [11] 汪笑楠,马贵阳,孙 皓,等.高含水期水平管油气水三相流动数值模拟[J].石油化工高等学校学报,2013,26(5):78-82.
WANG Xiaonan, MA Guiyang, SUN Hao, et al. Numerical simulation of oil-gas-water three phase flow in horizontal pipeline during the high water-cut period [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2013, 26 (5): 78-82.
- [12] BARNEA D, TAITEL Y. Structural and interfacial stability of multiple solutions for stratified flow [J]. International Journal of Multiphase Flow, 1992, 18 (6): 821-830.
- [13] BRAUNER N, MARON D M, ROVINSKY J. A two-fluid model for stratified flows with curved interfaces [J].

- International Journal of Multiphase Flow, 1998, 24 (6): 975-1004.
- [14] ZAGHLOUL J, ADEWUMI M, ITYOKUMBUL M T. Hydrodynamic modeling of three-phase flow in production and gathering pipelines [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2008, 130 (4): 043004.
- [15] JORN K, MARITA W. Onset of water accumulation in oil / water pipe flow—Experiments and modelling with LedaFlow [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2021, 134: 103469.
- [16] 陈宏举,王靖怡,康琦,等.多相管流模拟软件 MPF 与 OLGA 和 LedaFlow 预测能力对比[J].中国海上油气, 2022,34(6):168-176.
- CHEN Hongju, WANG Jingyi, KANG Qi, et al. Prediction ability comparison of multiphase pipe flow simulation software MPF, OLGA and LedaFlow [J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34 (6): 168-176.
- [17] 宋尚飞,史博会,兰文萍,等.多相混输管道水合物流动的 LedaFlow 软件模拟[J].油气储运,2019,38(6):655-661.
- SONG Shangfei, SHI Bohui, LAN Wenping, et al. Flow simulation of hydrate in multiphase pipeline by LedaFlow software [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38 (6): 655-661.
- [18] 杨可嘉.多相流模拟软件 LedaFlow 与 OLGA 的对比分析研究[D].北京:中国石油大学,2018.
- YANG Kejia. Comparison of multiphase flow simulator LedaFlow between OLGA [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018.
- [19] 徐孝轩,宫敬.海底油气管道多相流动中的若干技术[J].油气储运,2007,26(12):1-7.
- XU Xiaoxuan, GONG Jing. Oil and gas mixing-transportation technology in offshore pipelines [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2007, 26 (12): 1-7.
- [20] 李玉星,唐建峰,王武昌.水平管路油气混输模拟技术[J].化工学报,2007,58(2):341-346.
- LI Yuxing, TANG Jianfeng, WANG Wuchang. Simulation of transient process in multiphase horizontal pipelines [J]. CIESC Journal, 2007, 58 (2): 341-346.
- [21] 邓娇,赵晓乐,刘争芬.天然气凝析液起伏管道集输敏感特性模拟研究[J].当代化工,2020,49(4):654-657.
- DENG Jiao, ZHAO Xiaole, LIU Zhengfen. Simulation study on the sensitivity of natural gas condensate gathering and transportation pipeline under complicated geomorphic conditions [J]. Contemporary Chemical Industry, 2020, 49 (4): 654-657.

中国石油新能源业务全面提速实现新跨越 “油气热电氢”综合性供能格局初步形成

2023 年,中国石油新能源业务全面提速发展,新能源开发利用规模取得历史性突破,发电量为 2022 年的 3.4 倍,“油气热电氢”综合性供能格局初步形成。

多措并举开拓市场,新能源开发利用规模实现跨越式增长。从喀什地区 110 万千瓦光伏发电项目、青海油田格尔木燃机重启及配套新能源项目等一批新能源项目开工建设,到建成新疆百万千瓦级光伏电站、吉林大型集中式风电、北京中深层地热供暖、玉门规模化绿氢等一批项目,中国石油新能源业务“热电氢”三驾马车齐驱并进,新能源产能当量持续增长。

全面推动油气和新能源深度融合,生产经营管理水平持续提升。中国石油上游业务坚持在建设、生产、技术和管理四个方面深化油气和新能源融合,推进油气生产绿色低碳转型。大庆油田、吉林油田、塔里木油田等 8 家油气田企业打造了 17 个低碳示范区。华北油田采油四厂建成中国石油首个分布式智能电网示范区,实现油气生产用电和新能源生产一体化、智能化管控。

加快推进科技创新和关键技术攻关,厚植新能源高质量发展关键优势。从利用现有天然气管道成功试验长距离输送氢气技术,掺氢比例达到 24%,到世界首座电热熔盐储能注汽试验站在辽河油田顺利投产……中国石油一体化推进关键技术攻关,新能源产业发展的核心竞争力不断提高。

终端业务加快向“油气氢电非”综合性能源服务商转型。中国石油收购普天新能源 100% 股权,在充电领域加快全国战略布局。截至 2023 年底,中国石油累计建成光伏库站 1 875 座、充电站 957 座、换电站 69 座、加氢站 22 座、综合能源服务站 72 座。