

基于 OLGA 一体化模型的新井接入流动模拟

苏羽¹, 张兵¹, 魏超², 甘霖临³, 陈思佳³, 冷吉辉³, 陈璐³

(1. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100016; 2. 中海艾普油气测试(天津)有限公司, 天津 300450;
3. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500)

摘要: 针对 A 气田地面管网出现较为严重的积液和段塞流的问题, 根据 A 气田现场数据, 建立了基于 OLGA 软件的油藏-井筒-管网一体化模型, 研究了新井接入条件下相邻井的压力变化和集输管线中积液与段塞流的变化情况。结果表明, 建立的油藏-井筒-管网 OLGA 一体化模型最大误差为 6.92%, 满足生产模拟; 新井产量增加到一定条件时(11 万 m³/d), 相邻井平台汇压明显下降(从 3.75 MPa 降至 2.56 MPa), 其他井平台的汇压变化不大(0.1 MPa 范围内波动), 主要原因是新井和相邻井汇合后的管线压降出现明显降低。而汇合管线压降降低的原因是新井汇入后管线输量增大, 管内积流量、持液率、段塞流数量明显降低, 增大了汇合管线的输送效率。同时, 模拟发现管网积液高风险位置主要为低洼段, 段塞流高风险位置主要为上坡段。

关键词: 新井接入; OLGA; 一体化模型; 积液; 段塞流预测

中图分类号: TE832; **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)14-0220-07

随着现代社会的发展, 管道运输普遍运用于多种行业^[1], 在石油与天然气行业中, 管道运输是重要输送方式^[2], 因此管道流动的安全和高效需要得到保证^[3]。A 气田气藏类型为低产、特低丰度、中浅层、特大型致密砂岩气藏, 且地层压力低、高产水(水气比达到 3 m³/万), 地面管网出现较为严重的积液和段塞流等流动保障问题。根据滚动生产需求, 新井接入会影响原管网所辖井的回压, 同时会使管网流动保障问题更为复杂。学者们引入油藏-井筒-管网一体化模型分析新井接入的管网问题, 使得一体化模型的研究成为了一个热点问题。

目前, 在一体化模型研究方面, 有许多学者取得了非常优秀的成果。首先, 在一体化模型的建立方面, Afanasyev^[4]、Senel 和 Arutchelvi^[5]、石海磊等^[6]、刘静等^[7]将井底、井口作为中间节点, 通过计算流入动态曲线(inflow performance relationship curve, IPR 曲线)与流量-长度-压力曲线(volume-length-pressure curve, VLP 曲线)交点的方式, 耦合油藏、井筒、管网 3 个系统, 消除单系统模拟时边界条件的影响, 实现数据流的成功流转, 并体现一体

化模型与传统独立模型相比精度更高、系统性更强的特点。在一体化模型的应用方面, Ghasemi 和 Safran^[8]、廉培庆等^[9]通过沥青质油藏的油藏-井筒-管网一体化模型准确预测了沥青沉积位置; Mohammed 和 Gregory^[10]、侯玉培等^[11]、朱彦杰等^[12]通过一体化模型发现制约单井生产的瓶颈为油藏产能, 优化增产措施、配产配注方案等, 提高了油气田开发系统产量效益。

在新井接入方面, 吕劲和曾庆辉^[13]针对新井接入后天然气产量远超压缩机处理能力的问题, 提出了低压天然气综合利用和生产流程优化方法; 孙健飞等^[14]针对新区块新井接入导致的管网拓扑结构变化问题, 建立集输管网滚动开发的布局优化模型, 采用 Prime 算法优化了集输管网拓扑结构; 邢鑫等^[15]为适应新井接入后油田生产开发需求, 提出了一种新的原油处理系统流程; 孟令尊等^[16]基于 SPS 软件建立了常见的井间串联来气、阀组连接等连接方式的模型, 通过改变单井井口压力, 观察各口井和外输点流量的变化, 分析各种接入方式单井压力扰动对管网系统的影响, 对新井接入的井间匹配性进行研究, 得出新井

收稿日期: 2024-02-28

基金项目: 国家自然科学基金(52174062)

作者简介: 苏羽(1989—), 女, 河北高碑店人, 硕士, 工程师, 资深开发工程师, 研究方向为非常规气藏开发; 张兵(1982—), 男, 山东济宁人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为非常规油气勘探开发; 魏超(1987—), 男, 山东寿光人, 工程师, 研究方向为完井试气技术; 甘霖临(1997—), 男, 重庆人, 硕士研究生, 研究方向为管道流动保障; 陈思佳(1997—), 女, 四川成都人, 博士研究生, 研究方向为管道流动保障; 冷吉辉(1995—), 男, 广东惠州人, 博士研究生, 研究方向为管道流动保障; 陈璐(2000—), 女, 吉林长春人, 硕士研究生, 研究方向为管道流动保障。

接入时阀组连接匹配性最佳的结论。

在 OLGA 软件的应用方面,李新宏^[17]利用 OLGA 软件建立了海底油气管道的全过程泄露模型,结果发现此模型在实际生产工况中,有良好的估计和预测效果。邱伟伟等^[18]建立了严重段塞流处的组分模型,研究了严重段塞流处的流动规律,将模型计算结果与 OLGA 模型模拟结果对比,发现该组分模型有较好的适用性。刘浠尧等^[19]采用 OLGA 软件建立了中缅天然气管道流动模型,分析了管道在不同输量下的临界积液量,发现在输量增大的情况下,管道积液量有所降低。

在积液分析方面,李金潮等^[20]建立了适用于不同管径、不同液相流量、不同倾角的气井积液预测新模型,相比其他模型,能更准确地预测气井临界流速。战征^[21]建立了气液混输管网水力仿真计算模型,并用现场数据进行修正,结果与实测误差在 6% 以内,同时,根据此计算模型对积液量大的管道提出了保护建议。

综上所述,国内外学者在油藏-井筒-管网一体化模型与新井接入以及积液分析等方面已有较多研究,但基于 OLGA 一体化模型的应用较少,且对于新井接入的流动模拟分析较少。因此,本文根据 A 气田现场实际条件,基于 OLGA 软件建立了油藏-井筒-管网一体化模型,分析了新井接入对相邻井的影响以及原管网的积液和段塞流的影响,为致密气田集输管网安全运行提供一定的技术支撑和参考价值。

1 基于 OLGA 的油藏-井筒-管网一体化模型建立及误差分析

1.1 OLGA 一体化模型

A 气田的管网拓扑结构如图 1 所示,油藏-井筒-管网的一体化模型如图 2 所示,主要包括 A3-64、A3-74、A3-106 井平台、新井 A3-109 井平台和一号至七号集输管线,其中 OLGA 一体化模型涉及的对象/设备包括油藏、井筒、节流阀汇管、计量撬、集输管网、管汇、集气站。新井 A3-109 流出的管线为七号管线,与连接 A3-106 井平台的一号管线汇合后流经二、三、四号管线,最后流入集气站。新井的产量梯度设计为 0、3 万 m³/d、7 万 m³/d、11 万 m³/d、15 万 m³/d。

调研并整理 A 气田气藏、井筒、井口流动、管道、阀门等的设计、生产与管理数据作为一体化模型的输入数据,如图 3 所示。

1.2 模型误差分析

根据各井实际产量参数,进行一体化模型的产

量数据校核,误差分析如表 1 所示,可知最大误差为 4.87%;结合井口起点和集气站终点的温压数据校核一体化模型,最大误差为 6.92%,如表 2 所示。

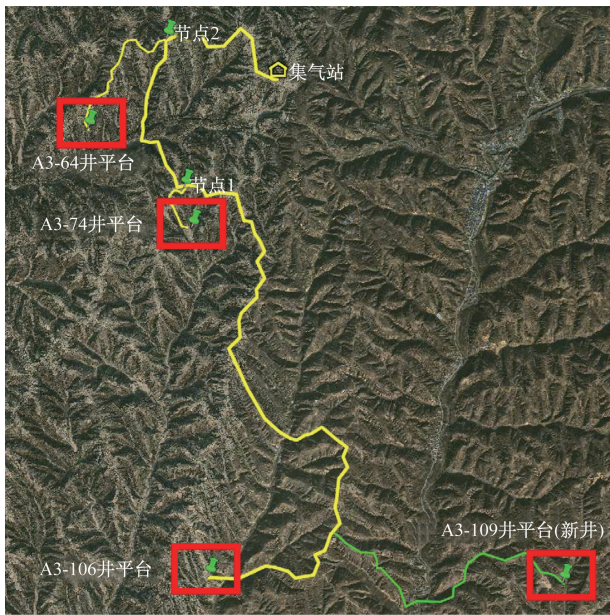


图 1 A 气田管网拓扑结构

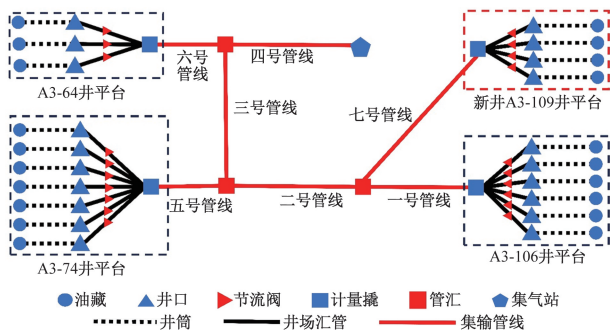


图 2 油藏-井筒-管网一体化模型示意图

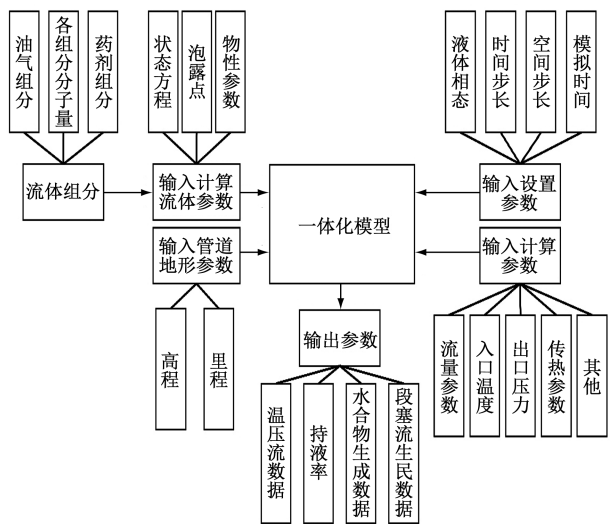


图 3 一体化模型建模所需数据结构

表 1 各井产气量与产水量的误差分析

井号	产气生产值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	产气模拟值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	产气误差/ %	产水生产值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	产水模拟值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	产水误差/ %
A3-74	27 792	27 612	-0.65	0.53	0.53	0.40
A3-74-1D	22 152	22 149	-0.02	0.42	0.42	0.09
A3-74-2D	45 984	45 984	0.00	0.87	0.87	-0.02
A3-74-3D	36 648	36 581	-0.18	0.70	0.70	0.24
A3-74-4H	160 896	160 896	0.00	3.05	3.05	0.01
A3-74-5D	4 272	4 094	-4.17	0.08	0.08	4.84
A3-74-6D	40 176	40 176	0.00	0.76	0.76	0.08
A3-64-1D	27 288	27 271	-0.06	0.52	0.52	-0.09
A3-64-2D	44 568	44 549	-0.04	0.85	0.85	-0.03
A3-64-3D	15 168	15 146	-0.14	0.29	0.29	-0.07
A3-106	6 336	6 631	4.65	0.13	0.13	2.92
A3-106-1D	27 744	28 347	2.17	0.53	0.55	5.24
A3-106-2D	6 096	6 393	4.87	0.12	0.12	3.88
A3-106-3D	5 952	6 120	2.82	0.11	0.12	2.47
A3-106-4D	13 608	13 644	0.26	0.26	0.26	0.53
A3-106-5D	6 432	6 571	2.17	0.12	0.12	2.08
集气站	491 112	492 164	0.21	9.34	9.37	0.32

表 2 管网起终点误差分析

节点	压力生产值/ MPa	压力模拟值/ MPa	油压误差/%	温度生产值/ ℃	温度模拟值/ ℃	温度误差/%
A3-74	2.52	2.42	-4.06	16.67	17.20	3.22
A3-74-1D	3.54	3.69	4.21	17.57	17.76	1.08
A3-74-2D	4.36	4.33	-0.72	18.88	18.50	-2.01
A3-74-3D	2.97	3.01	1.47	18.57	18.41	-0.88
A3-74-4H	4.72	4.87	3.09	19.33	20.12	4.10
A3-74-5D	2.11	2.08	-1.20	13.35	13.05	-2.24
A3-74-6D	3.83	3.93	2.58	18.00	18.68	3.77
A3-64-1D	2.21	2.17	-1.56	17.08	17.35	1.58
A3-64-2D	2.26	2.16	-4.13	17.86	18.09	1.32
A3-64-3D	2.05	1.94	-5.44	16.00	16.00	-0.02
A3-106	3.83	4.08	6.47	14.60	14.54	-0.35
A3-106-1D	4.42	4.36	-1.40	18.31	18.54	1.24
A3-106-2D	4.55	4.24	-6.82	14.96	14.56	-2.67
A3-106-3D	4.46	4.39	-1.46	14.96	14.46	-3.33
A3-106-4D	5.60	5.99	6.92	16.59	16.90	1.90
A3-106-5D	4.70	4.49	-4.53	14.18	14.52	2.43
集气站	1.01	1.01	0.00	9.84	9.70	-1.42

综上可知,油藏-井筒-管网一体化模型最大误差为 6.92%,满足模拟要求。

2 基于一体化模型的新井接入流动模拟分析

2.1 新井接入对相邻井的影响

图 4 为新井 A3-109 平台产量在 0、3 万 m^3/d 、7 万 m^3/d 、11 万 m^3/d 、15 万 m^3/d 条件下接入原管网时对相邻井井口汇压的影响结果。由图 4 可知,相邻最近的 A3-106 井平台汇压在新井后 0~7 万 m^3/d 条件下轻微下降,但在 11 万 m^3/d 时由 3.75 MPa 突降至 2.56 MPa,后较为平稳。表明

A3-106 沿线(一、二、三、四号管线)的压降在新井产量到达 11 万 m^3/d 时发生突降,具体哪根管线压降低,需进一步确定。而相邻较远的 A3-74 井平台和 A3-64 井平台的汇压变化不大,存在轻微的波动,波动区间在 0~0.1 MPa,可能是管道内部的少量段塞流引起的压力波动。

为了进一步分析 A3-106 井平台汇压降低原因,统计 A3-106 途经管线(一、二、三、四号管线)的压降情况,如图 5 所示。结果表明,随着新井产量从 0 增加至 15 万 m^3/d ,一号、三号和四号管线的压降变化不大,存在轻微的波动,波动区间在 0~

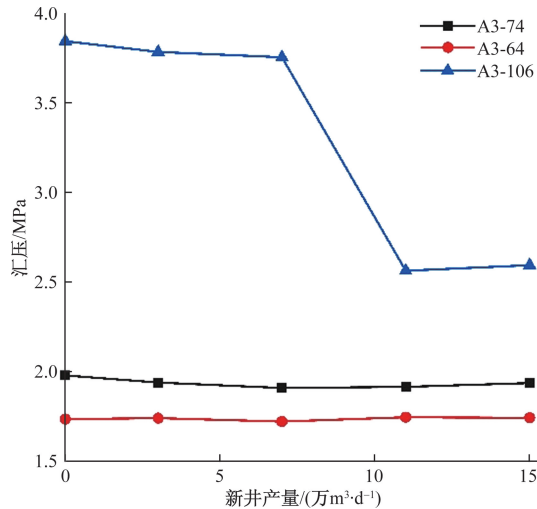


图4 不同新井产量各井汇压

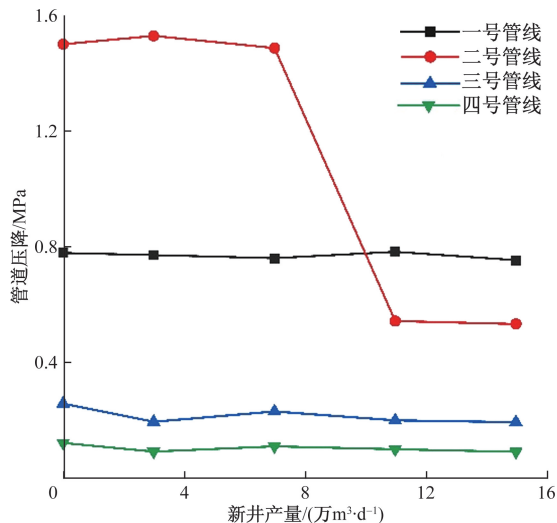


图5 不同新井产量各管线压降

0.05 MPa,但二号管线的压降却在新井产量到达 11 万 m^3/d 时,由 1.50 MPa 突降 0.53 MPa。二号管线是新井 A3-109 接入的七号管线与 A3-106 井平台一号管线交汇后的管线,在新井接入后二号管线的输量有所提升,但是压降反而降低,表明接入后沿程摩阻对压降的影响不是主要的因素,可能原因是新井接入后输量增大影响了二号管线的积液和段塞流情况。因此,接下来需进一步分析途经管线(一、二、三、四号管线)的积液和段塞流情况,着重关注汇合后二号管线的变化情况。

2.2 新井接入后管网积液量分析

一号至四号管线的积液量随新井产量的变化结果如图 6 所示。结果表明二号管线的积液量在新井产量为 0~7 万 m^3/d 产量时变化不大,当新井产量达到 11 万 m^3/d 时,积液量由 85 m^3 急剧减少至

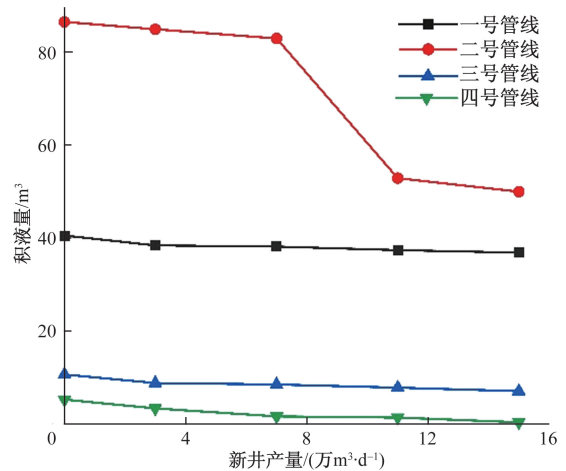


图6 不同新井产量各管线积液量

50 m^3 左右,然后保持稳定,而一号、三号和四号管线的积液量变化不大,随着新井产量的提升略微减小,波动幅度为 5 m^3 以内。因此,进一步分析二号管线的沿程持液率变化结果。

不同新井产量下二号管线的沿程持液率变化如图 7 所示。二号管线积液高风险位置为低洼段,最大持液率位置为 1 900~2 100 m。在新井产量为 0~7 万 m^3/d 时,持液率变化不大,低洼段持液率保持在 0.7~1.0,如图 7(a)~图 7(c)所示;随着新井产量增大至 11 万 m^3/d 以上时,低洼段持液率明显降低,保持在 0.6 以下,如图 7(d)和图 7(e)所示。这是因为随着新井产量的增加,二号管线的输气量也增加,管内气流速度更快,更容易带出管道中的积液,使得管道持液率下降。

2.3 新井接入后段塞流分析

进一步分析不同新井产量下二号管线的段塞流变化如图 8 所示,二号管线段塞流高风险位置为管线上坡段,在新井产量为 0~7 万 m^3/d 时,段塞流数量变化不大且保持在 50 个左右,如图 8(a)~图 8(c)所示;随着新井产量增大至 11 万 m^3/d 以上时,段塞流数量明显降低且保持在 15 个以内,如图 8(d)和图 8(e)所示,这与二号管线中的积液量和持液率变化趋势相互对应。

因此,新井 A3-109 接入后,相邻井 A3-106 汇压变化较大的原因主要是汇合后二号管线内的积液、持液率和段塞流发生较大的变化。新井产量为 0~7 万 m^3/d 时,积液量轻微降低,持液率和段塞流数量变化不大,因此相邻井汇压变化不大。当新井产量增大至 11 万 m^3/d ,二号管线的积液量、持液率、段塞流数量发生明显降低,增大了二

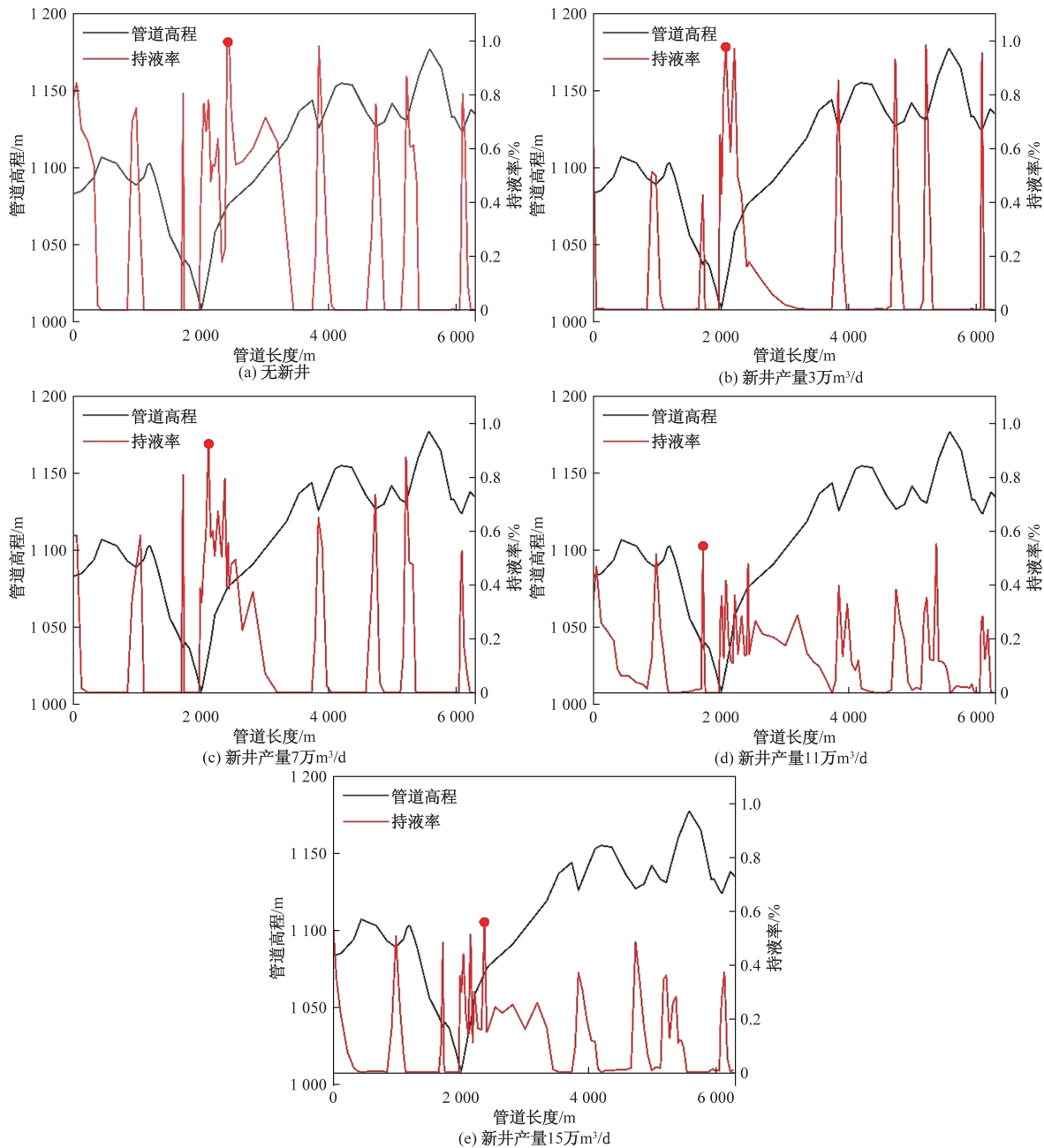


图7 不同新井产量下二号管线的沿程持液率

号管线的输送效率,降低沿程压降,使得相邻井汇压降低。

3 结论

(1)基于OLGA建立了A气田新井A3-109接入的油藏-井筒-管网一体化模型,最大误差为6.92%,满足生产模拟。

(2)新井产量增加到一定条件(如11万m³/d),相邻井平台汇压明显下降(3.75 MPa降至2.56 MPa),其他井平台的汇压变化不大(0.1 MPa范围内波动),主要原因是新井和相邻井汇合后的沿线汇合管道压降出现明显降低。

(3)新井产量增加到一定条件(如11万m³/d),汇合管道的输量增大,管内积液量、持液率、段塞流数量明显降低,增大汇合管线的输送效率,降低沿程压降,使得相邻井汇压降低。

(4)管网积液高风险位置主要为低洼段,段塞流高风险位置主要为上坡段。

参考文献

- [1] 张雨晨,王海亮,石晨晨,等. 隧道爆破作用下邻近输油管道安全距离[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(5): 1903-1911.
- [2] 方迎潮,王小松,蒋毅,等. 基于时序InSAR技术的中贵

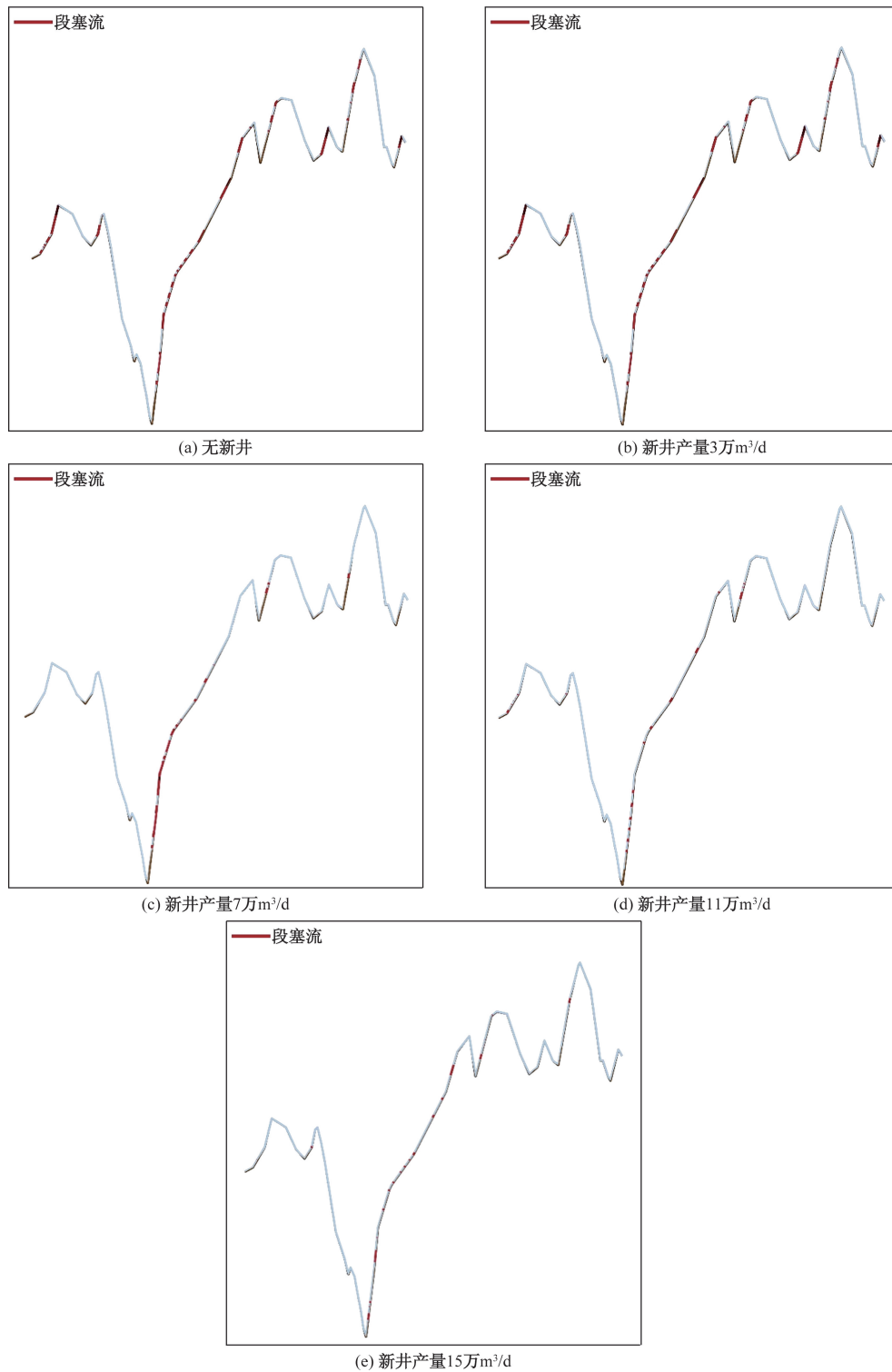


图 8 不同新井产量下二号管线的段塞流数量示意图

- 天然气管道天水市段沿线滑坡隐患识别与形变分析[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(4): 1357-1369.
- [3] 马剑林, 李义绿, 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.
- [4] ANDREY A. Hydrodynamic modelling of petroleum reservoirs using simulator MUFITS[J]. Energy Procedia, 2015, 76: 427-435.
- [5] OZGUR S, ARUTCHELVI H. CO₂ injection and storage: coupling pipeline network, wellbore, and reservoir models[J]. Energy Procedia, 2011(4): 2348-2355.
- [6] 石海磊, 赵迎, 杨勇, 等. 油气藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(10): 92-94.
- [7] 刘静, 陈勇光, 李宗林, 等. 普光气田主体区块生产集输

- 系统优化分析研究[J]. 石化技术, 2015 (7): 233-235.
- [8] GHASEMI M, AL-SAFRAN E. Integrated reservoir/wellbore production model for oil field asphaltene deposition management[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2020, 192: 107213.
- [9] 廉培庆, 丁美爱, 高慧梅, 等. 富含沥青质油藏沥青质沉积位置预测方法[J]. 特种油气藏, 2016, 23(5): 70-73.
- [10] MOHAMMED K, GREGORY B. Combined well path, submarine pipeline network, route and flow rate optimization for shallow-water offshore fields [J]. Applied Ocean Research, 2020, 105: 102396.
- [11] 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.
- [12] 朱彦杰, 戴宗, 匡宗攀, 等. 油藏管网一体化在气田群联合开发中的应用[J]. 石化技术, 2016, 23(7): 59-60.
- [13] 吕劲, 曾庆辉. 某油田群低压天然气综合利用研究[J]. 中国石油石化, 2016 (21): 34-35.
- [14] 孙健飞, 罗佳, 梁永图. 老油田滚动开发过程中的集输管网拓扑优化[J]. 油气储运, 2020, 39(6): 714-720.
- [15] 邢鑫, 李靖宇, 伍成云, 等. 渤海油田原油处理系统流程的优化[J]. 化学工程与装备, 2022 (6): 137-138.
- [16] 孟令尊, 辛胜超, 高杰. 煤层气田井间匹配性分析[J]. 油气田地面工程, 2018, 37(9): 22-26.
- [17] 李新宏. 海底油气管道泄漏风险演化机理及防控方法研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- [18] 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(19): 5464-5469.
- [19] 刘浠尧, 李长俊, 彭阳, 等. 中缅天然气管道清管临界积液量研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(19): 318-323.
- [20] 李金潮, 邓道明, 沈伟伟, 等. 倾斜气井积液临界气相流速预测新模型[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 708-718.
- [21] 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.

Flow Simulation of New Well Access Based on OLGA Integrated Model

SU Yu¹, ZHANG Bing¹, WEI Chao², GAN Linlin³, CHEN Sijia³, LENG Jihui³, CHEN LU³

(1. China United Coalbed Methane Co. Ltd., Beijing 100016, China; 2. COSL-EXPRO Services(Tianjin)Co. Ltd., Tianjin 300450, China; 3. School of Oil and Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: Given the serious problems of liquid accumulation and slug flow in the surface pipe network of A gas field with high water production (the water/gas ratio reaches $3\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3\text{ gas}$), a reservoir-wellbore-pipe network integration OLGA model was established based on the field data of A gas field and the changes of pressure in adjacent wells and the changes in liquid accumulation and slug flow in gathering and transportation pipelines under the conditions of new well access were studied. The results shows that the maximum error of the OLGA model established in this paper is 6.92%, which can satisfy the production simulation. When the production of the new well increases to a certain condition (such as $110\ 000\text{ m}^3/\text{d}$), the converge pressure of the adjacent well platform decreases significantly (3.75 MPa to 2.56 MPa), while the converge pressure of other well platforms do not change much (fluctuating within 0.1 MPa), mainly because the pressure drop of the confluent pipeline along the new well and the adjacent well confluent decreases significantly. The reason for the decrease in the pressure drop of the confluent pipeline is that after the new well is merged into the pipeline, the pipeline liquid accumulation, liquid holdup, and slug flow quantity are significantly reduced, which increase the transportation efficiency of the confluent pipeline, reduce the pressure drop along the pipeline, and reduce the converge pressure of the adjacent well. At the same time, it is found that the high-risk locations of fluid accumulation are mainly low-lying sections and the high-risk locations of slug flow are mainly uphill sections.

Keywords: new well access, OLGA, integrated model, liquid accumulation, slug flow prediction