

基于瞬态多相流模拟器的柱塞排水采气模型及故障诊断

朱建军¹, 贾皓¹, 王浩宇², 曹光强², 朱海文^{3*}

1 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院, 北京 102249

2 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

3 塔尔萨大学石油工程系, 塔尔萨 74104, 美国

* 通信作者, haiwen-zhu@utulsa.edu

收稿日期: 2020-10-17

国家自然科学基金青年基金(项目号: 52004304)和中央高校基本科研业务费专项资金(项目号: 20190184, 20200127)联合资助

摘要 天然气是国民经济发展的重要能源。井底积液是其开采过程中面临的重要问题之一。目前柱塞气举工艺被广泛应用于采出井底积液。从现场监测数据中可以看出: 故障工况一般很少重复发生, 出现故障时的数据趋势特征也各不相同。因此需要大量异常工况的数据来提高模型精度, 若从现场整理总结这部分数据则会大大损失天然气井的经济效益。因此在柱塞气举工艺中使用动态模拟来生成特定异常工况的数据集, 有助于更好地了解监测数据中反映的工况变化趋势。

通过监测使用柱塞气举的气井实时数据, 分析了同一时刻下气井不同位置的不同参数, 并总结出相应的数据特征。使用瞬态多相流模拟器(OLGA), 通过调整气藏储层动态、柱塞参数或管道边界条件, 对柱塞气举工艺的动态模型进行优化, 使模型与生产数据吻合良好, 得到符合预测的正常与异常工况的模拟数据。在不同生产条件下分别与现场数据验证; 最后使用OLGA生成了几种异常工况数据(如油管破裂、电动阀故障等), 并对模拟结果作相应分析, 也可将该结果添加到机器学习数据库中对模型进行训练, 能够有效减少数据的相关性, 提高模型预测精度。

基于OLGA模拟柱塞举升系统在不同运行条件下的工艺参数, 发现与现场数据拟合较好, 尤其是在预测管压、套压以及产量等方面有很好的一致性。通过控制变量模拟, 可以获得柱塞工艺在反常工况下的运行参数和特征, 进而可得合成数据用于训练深度学习模型。与常规数据清洗方法相比, 本文提出的基于瞬态柱塞举升工艺模型的合成数据方法被验证为一种有效且可靠的数据准备方法, 可用于更好地训练基于机器学习算法的柱塞反常工况诊断模型。

关键词 气井积液; 柱塞气举工艺; 动态模拟; 异常工况诊断; OLGA

Modeling and applications of plunger lift for gas well deliquification via a transient multiphase simulator

ZHU Jianjun¹, JIA Hao¹, WANG Haoyu², CAO Guangqiang², ZHU Haiwen³

1 College of Mechanical and Transportation Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

引用格式: 朱建军, 贾皓, 王浩宇, 曹光强, 朱海文. 基于瞬态多相流模拟器的柱塞排水采气模型及故障诊断. 石油科学通报, 2021, 04: 626-637
ZHU Jianjun, JIA Hao, WANG Haoyu, CAO Guangqiang, ZHU Haiwen. Modeling and applications of plunger lift for gas well deliquification via a transient multiphase simulator. Research. Petroleum Science Bulletin, 2021, 04: 626-637. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.044

3 McDougall School of Petroleum Engineering, The University of Tulsa, Tulsa 74104, USA

Abstract Plunger lift has been widely used in unconventional gas wells to remove liquid accumulated at the well bottom. Production surveillance provides large amount of data of production processes and abnormal operations, which can be used in machine learning (ML) to develop algorithms for anomaly diagnosis and operation optimization. However, in the surveillance data the majority is daily operation and the data of failure cases are rare. Also, the failure cases may not be repeatable, and many failure case signatures are not available until they happen. Large data of anomaly cases are needed to improve the ML model accuracy. Dynamic simulation of the plunger lift process offers an alternative way to generate synthetic data on the specified anomalies to be used to train the ML model. It also helps better understand the trends reflected in the surveillance data and their root causes.

From the available surveillance data of gas wells with plunger lift, the simultaneous measurements of different parameters at different points in a production system with normal and abnormal occurrences can be analyzed and the corresponding trends/signatures can be identified. The typical signatures that conform to pre-determined anomalous patterns can be obtained. Using a commercial transient multiphase flow simulator, the actual field data of tubing/casing pressures can be matched through a tuning process. Trial-and-error is needed to improve the dynamic plunger lift model so that a good agreement with the production data can be achieved by adjusting the reservoir performance, plunger parameters or surface pipeline boundary conditions. After validation under different flow conditions, synthetic datasets for various operational and flow conditions can be generated by performing parametric studies. Unlike the field data, the synthetic data from the dynamic simulations mainly comprise anomaly signatures (e.g. tubing rupture, missed arrival of plunger, etc.), which can be added to the ML data pool to reduce the data covariance and increase independency.

The dynamic multiphase simulator OLGA has been applied to gas wells with artificial lift to simulate the parameter trends in plunger lift systems under different flow and operational conditions. The preliminary comparison of simulation results against field data shows good agreement in predicted tubing/casing/line pressure as well as production rates. Assuming an abnormal occurrence, the parameter trends at different locations versus time can be characterized. Compared to the conventional data munging techniques based on surveillance data only, the proposed data preparation method by generating synthetic datasets from dynamic simulations is an efficient and economical solution towards better ML models to detect/predict the anomalies in plunger-lift operations.

Keywords liquid loading; plunger lift; dynamic simulation; abnormal condition diagnosis; OLGA

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.04.044

0 研究背景及目的

随着天然气开采过程的持续进行,气藏枯竭且伴随着储层能量和井底压力逐渐降低,导致气井产量不断下降。因此,气体动能不足以将气井产生的液体带到地面^[1],导致井筒内液相回流,进而在井底形成积液。积液多为边底水与天然气产生凝析油的混合物。其中,边底水占绝大部分。

积液会给储层、井筒等带来一系列不利影响:侵入水会沿高渗透带和裂缝对气层进行分隔与阻挡,造成储层中大量天然气无法有效采出,积液还降低了气相渗透率,导致产气量迅速下降,递减期提前,降低气田采收率。同时积液也可能造成井筒内壁结垢与腐蚀。另一方面,气藏出水增加了流体在井筒中的流动阻力,原有的气体单相流变为气液两相流,导致气井生产困难。当积液严重时,可使气井完全停产。同时,气井积液不但降低天然气的品质,增加脱水设备也需要一定的费用,会大幅增加天然气的开采成本。

图1展示了国内某气田出水前后对气井的严重影响^[2]。如果气藏能量充足,高动能气体产生足够曳力,将井筒内液体全部携带至井口。一般地,低水气比气井以雾状流的形式将液体带至井口;而高水气比气井中则会出现稳定的段塞流或环状流。当气层能量不足时,气体流速降低,井筒内壁液膜变厚,气体能量不足以将气井内部液体全部带至井口,井筒壁面处的液膜速度发生反转,由向上流动转变为向下流动,并在井底处形成积液。因此,如何预测气井积液开始的条件对于天然气井的稳定生产极为重要。

柱塞气举工艺已经广泛应用于积液气井。作为一种间歇式人工举升方法,柱塞仅利用储层能量从积液气井中排除积液,实现天然气间歇稳定开采^[3]。柱塞气举工艺通过井口电动阀开闭来控制循环周期,并在井筒内使用一个可自由上下移动的柱塞,从而最大限度地减少了积液回流和气体上窜。同时,柱塞作为气液分界面比段塞流或气泡流更有效地利用了储层能量^[4]。与其他人工举升方法相比,柱塞气举工艺能够高效地将液体从井筒中采出,保护储层能量与井底压

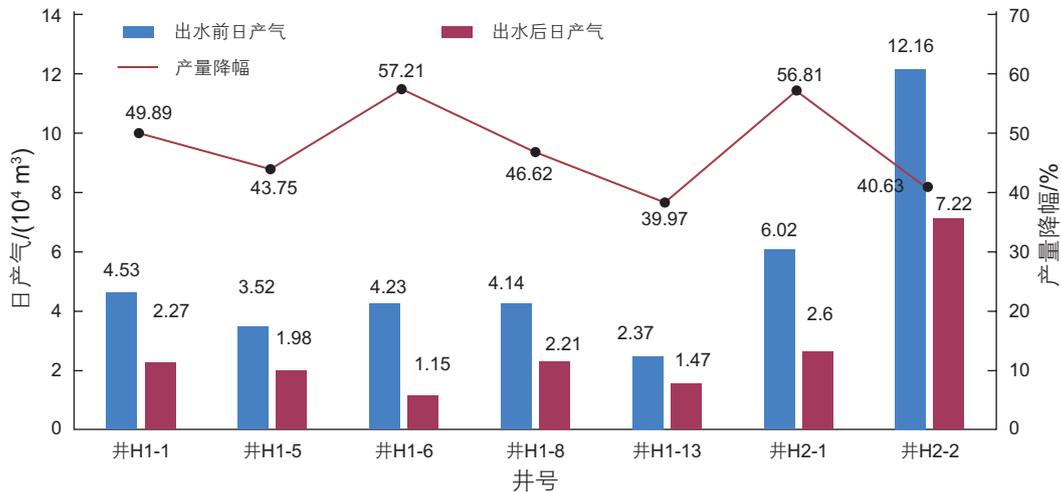


图1 国内某气田出水前后气井产量对比^[2]

Fig. 1 Variation of natural gas production of the horizontal well in a certain domestic gasfield before and after water breakthrough^[2]

力,并且有效延长气井的开采周期^[5]。

当电动阀关闭时,由于重力作用,柱塞从井口捕捉器下入油管,首先通过气体,然后是积液部分,最终经过缓冲弹簧到达井底卡定器处完成下落阶段。在柱塞下落过程中,气体在套管内压力趋于平衡,关井瞬间套压会保持不变或略有下降,此时油压会急剧升高,其变化速度主要由地层压力决定。油管与柱塞之间缝隙为积液由井底至柱塞上部提供了通道。当电动阀打开时,管线处于完全畅通状态,柱塞下部积聚的压力此时完成释放。在膨胀作用下,柱塞和积液离开卡定器被举升至井口处。在柱塞上升过程中,套管中的气体进入油管,因此套压持续降低,油压也呈现降低趋势。当柱塞上升至井口捕捉器时,天然气能被正常开采,待井底压力降低,且产量明显下降时,开启下一周期柱塞气举操作^[6]。

随着微处理器和电子控制器的发展,柱塞气举工艺也得到了长足发展^[7-8]。地面控制系统也从简单的开关控制发展到自动调节压力控制。后来,自动化系统和计算机辅助工具能够发现柱塞潜在故障并立即进行调整^[9]。李锐等人^[10]基于无线传感网络设计了地面控制系统。以CC2530为核心,利用ZigBee网络实现数据传输,集成了柱塞到达时间、油压套压采集、电磁阀精确控制等模块,按需调控以保障柱塞的平稳运行。张春等人^[11]基于苏里格气田的实际情况设计了定时、定压、压力微升、时间优化4个模式来提升地面控制系统智能化运行管理水平,目前已取得良好推广效果。

柱塞气举工艺的正常运行取决于信号有效识别、柱塞各部件正常运行和准确操作。如果处理不当,可

能导致柱塞出现各种故障问题。Lea和Nickens概述了柱塞气举过程中遇到一些常见问题的解决方案^[12],并根据系统组件和特定位置对故障类型进行了分类。表1总结了常规气井柱塞气举工艺遇到的潜在故障。除了表中列出的问题,其他一些如水合物生成,泥沙堵塞、井筒内壁结垢、蜡沉积等问题,也可能使柱塞组件(电动阀、井筒、缓冲弹簧)出现故障而导致柱塞不能正常工作。

目前,已有文献提出了几种用于预测和优化柱塞气举工艺的模型,并将其用于故障诊断和排除。Foss和Gaul基于Ventura Avenue气田中的100余口气井生产数据提出了简化的柱塞气举工艺静态模型^[13],并验证了该模型理论计算和实际现场数据之间的相关性。Lea从柱塞在井筒内受力平衡方程出发,求解了柱塞位置、速度、加速度和压力等参数,提出了柱塞气举工艺的动态模型^[14]。Marcano和Chacin提出了一种新的力学模型用于预测柱塞气举过程中的积液回流问题^[15],并通过计算回流损耗,估算了柱塞气举工艺的最佳循环周期。Charcin结合柱塞气举过程和油藏性能曲线(IPR),对间歇气柱塞气举工艺进行了建模和优化,提高了模型精度,使其应用更加广泛。Gasbarri和Wiggins也提出了一种柱塞气举动态模型。该模型包括一个完整的生产周期中的4个组成部分,即举升过程、采出积液、储层恢复和储层动态^[16]。以采出积液为初始阶段,通过对柱塞周期每个阶段迭代计算,能够在模拟中检查异常工况,例如柱塞阻塞,柱塞下落未到达井底卡定器或柱塞上升未到达地面捕捉器等等。何顺利等将柱塞气举周期划分为柱塞上行、气井续流生

表 1 柱塞气举工艺中故障分类

Table 1 Summary of the plunger lift failures

组件或位置	故障	解决办法
电动阀	阀门泄露	更换密封垫与衬垫螺母
	内部泄露	检查阀门调节情况；若有水合物生成，可注入甲醇去除
	阀门堵塞	无法打开：增加地面管线压力；调整电动阀的压缩螺栓；检查阀门有无机械故障 无法关闭：降低地面管线压力；调松电动阀的压缩螺母
控制器	显示故障	检查LCD/LED显示器与线路部分
	气动故障	检查仪表，更换故障阀门；检查电源电压和接线，必要时更换电子模块
井底变送器	故障或失效	检查开关和电磁传感器；检查测量探针是否老化腐蚀
井口	泄露	检查有缺陷的螺纹与捕集器总成；检查螺栓插入套管的位置
捕捉器	故障或失效	检查柱塞是否到达井口；打开捕集器上方的出口，关闭下部出口
压力传感器	故障或失效	检查压力表上控制器的连接点，确保所有压力管路已连接；检查周围有无电磁干扰，测点周围有无持续的冲击与振动
柱塞	堵塞	无法上升：检查柱塞是否有机机械故障，磨损或者是零部件松动 无法下降：检查导通孔中是否有阻塞物或者柱塞本身机械故障
	升降速度异常	速度过快：减少关井时间或者减小套管压力 速度过慢：检查柱塞密封与旁路调节，考虑更换小直径柱塞或者增大套管压力
气井	井底积液	将气井关闭，使气藏积累压力
	气藏压力不足	实施柱塞气举工艺或者向井底注射气体

产、柱塞下降与压力恢复 3 个连续过程^[17]。将所研究段气体分割成若干控制体，并假设在时间单元内控制体的参数是恒定的。利用 3 个守恒方程，研究了段塞流和柱塞的运动特征和动态变化。基于 Gupta 等提出的柱塞气举工艺动态模型，Nandola 等人对页岩气井柱塞气举过程进行了优化^[18]。把柱塞气举看作一个包含二进制决策以及连续和离散状态变量的循环过程，通过测量值和周期连续型输出变量的转换，开发了降阶的单周期模型。通过模型优化，能够最大化气井每日产量，并在计算机模拟中得到验证。除分析模型外，国内外研究者还采用动态仿真和数据挖掘技术辅助柱塞气举系统设计和故障诊断排除。Nguyen 通过商业动态模拟软件研究有杆泵和柱塞泵的最佳工况^[19]，表明柱塞气举最佳操作条件在主要依赖于特定的井筒条件（如液气比、砂面和流线之间的压差、环空和气藏体积），这有助于更好地探究最优井筒条件，实现最佳柱塞性能，并且节约时间和经济成本，为完善柱塞操作步骤，检验新预测提供了便利。Singh 提出了数据挖掘技术（分类回归树）在柱塞气举工艺的实际应用^[20]。作为故障原因识别和生产诊断工具，分类回归树（CART）能够被用于分析实施柱塞气举工艺的现场生产数据，尤其是在判别影响气井产量的主要变量（柱塞运行周期、积液载荷、套管压力等）上取得了较好效果。Kamari 等人研究表明^[21]，利用杠杆法检测数据集中的离群数据法可用

于预测柱塞气举工艺性能，例如柱塞气举的最大产液率。结合耦合模拟退火算法，能够为柱塞气举系统的优化提供了一种新的特征选择机制。

虽然动态模型及优化和数据挖掘技术在柱塞气举工艺中有很多成功的应用，但是针对柱塞系统故障工况识别和综合解决方案很少受到重视。本文从现有的监测数据出发，分析并预测柱塞气举系统中异常工况发生时不同参数范围，并识别相应的趋势和特征。同时，利用井内多相流力学模型或动态仿真器可以模拟不同流动条件下举升系统的参数变化趋势。对于不同的异常工况，表征不同的生产数据（压力、流量等）趋势。通过设定力学模型或动态模拟器中特定参数，模拟柱塞气举的故障工况，并获得模拟数据。所得到的模拟数据集可用于进一步训练和优化机器学习模型，更好地提升柱塞气举工艺中的潜在故障诊断。

1 气井现场数据分析

本次研究的气井位于长庆油田，是一口典型致密气藏气井。其原始储层压力约为 4350 Psi。通过油藏表现曲线（IPR）可以估算井底流量^[22]：

$$q_{\text{AOF}} = \frac{0.439q_g}{\sqrt{1+1.07p_D-1}}$$

其中， q_{AOF} 为绝对无阻流量， p_D 为井筒无量纲压降。

该气井采出的天然气主要组分见表2。可以看出,其主要成分是轻质烷烃类。

表2 长庆油田某气井天然气组分

Table 2 Natural gas compositions

天然气组分	含量/%
CH ₄	93.13
C ₂ H ₆	2.912
C ₃ H ₈	0.494
iC ₄ H ₁₀	0.093
nC ₄ H ₁₀	0.086
iC ₅ H ₁₂	0.045
nC ₅ H ₁₂	0.019
C ₆₊	0.008
N ₂	1.318
CO ₂	1.892

通过PVTsim软件生成的天然气相态如图2所示。相态图中横纵坐标分别为温度(°C)和压力(Bara),由于甲烷占比超过93%,相态变化在-50~-45 °C发生。表明在柱塞气举过程中,气相占主导地位。

该长庆油田的气井为水平井,如图3所示,射孔共8段。测得的总深度(MD)为16 218 ft,实际垂直深度(TVD)为11 783 ft。表层套管深度2330 ft,造斜点深度10 486 ft,油管垂直段内径为3.5 in,造斜点及气井水平部分油管直径为2.875 in,套管内径为7 in。虽然该气井不产生凝析油,由于井底出现了边底水为主的积液,导致气井产量大幅降低。因此,该气井中实施了柱塞排水采气工艺。使用的柱塞是一种自缓冲式活塞,由于冲击作用,在不同截面积的油管接头处自

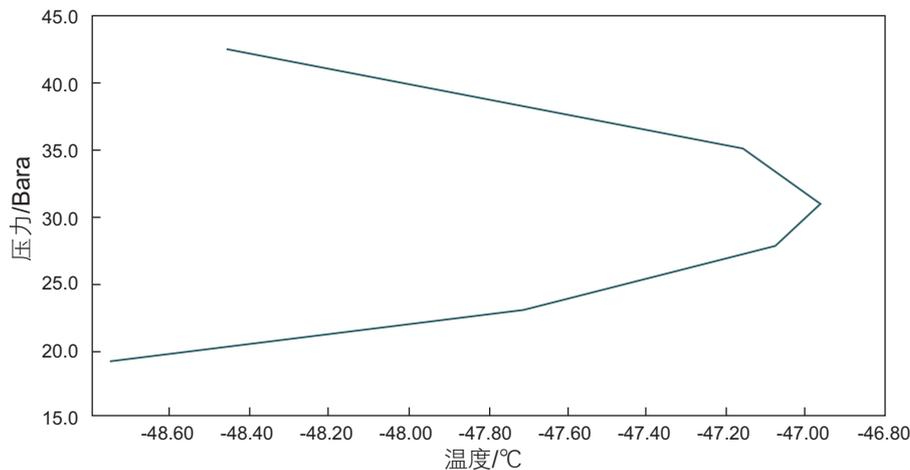


图2 该气井采出天然气相态图

Fig 2 Phase envelop of the studied natural gas

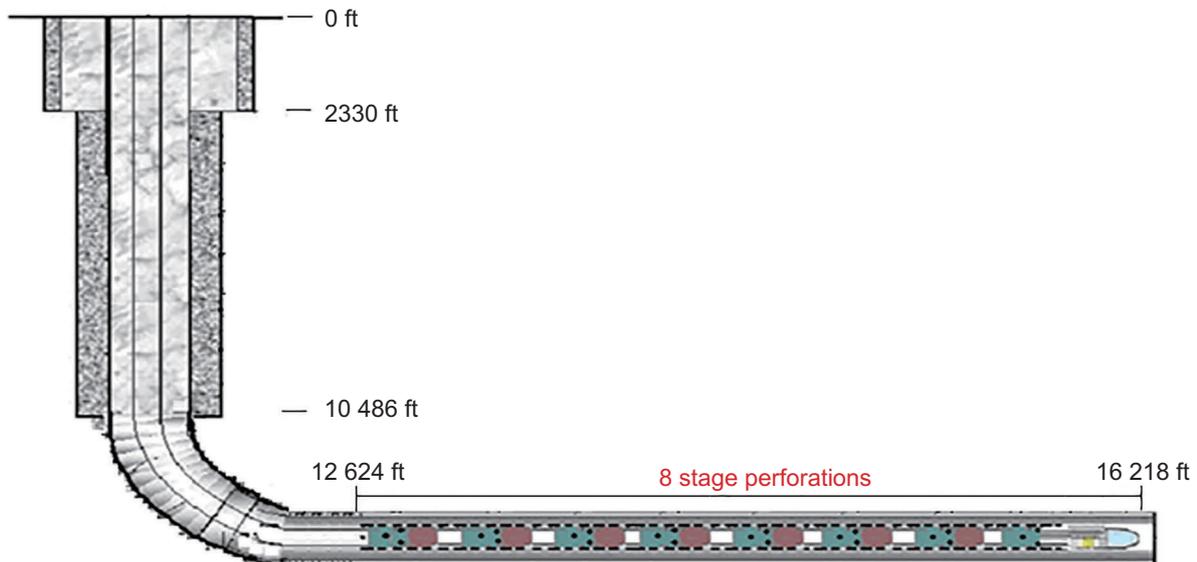


图3 气井轨迹示意图

Fig. 3 Schematic of the gas well trajectory

动降低其下落速度，垂直段底部安装有卡定器。柱塞长度为 16.8 in，外径约为 2.323 in，重量为 10 lb。

在柱塞气举工艺的辅助下，该气井已稳定生产了 3 年以上。图 4 反映了两个月内管压套压的变化趋势。其中，红线方框选择较为规整的 4 周内生产数据进行分析。当柱塞在井筒内上下移动时，油管压力和套管压力展现出了明显的周期性特征，其变化趋势相同，变化幅度油管大于套管。井底积液将油管套管阻隔，导致油管和套管的总压差大于 203 Psi。由于相关保密协议限制，本文未提供有关天然气产量数据。

图 5 展示了该气井实施柱塞气举工艺在一个周期内油管压力和套管压力随时间变化图。将其叠加在同一个周期内能更好的体现变化趋势及曲线特征。如图所示，柱塞气举单周期约为 1000 min，除去个别不稳定周期数据外，其余周期长度基本一致。对于单周期，

电动阀全开时间为 182 min。该过程分两个阶段，一阶段为柱塞上升与排液；二阶段为天然气正常开采。电动阀关闭时间为 818 min，全程由柱塞下入井底与井底恢复压力两阶段构成。

2 瞬态柱塞模拟及分析

本文采用工业上常用的商业多相流模拟器 OLGA 来构建瞬态柱塞气举模型。根据软件操作条件，需要气井的钻井数据、井眼轨迹等信息。图 6(左)显示了基于勘测数据的井眼轨迹图，而图 6(右)给出了 OLGA 软件设定的该气井详细信息，包括油管/套管的内径/外径以及油藏位置等。截止阀位于管道垂直部分的末端，以防柱塞掉入井眼或环空。

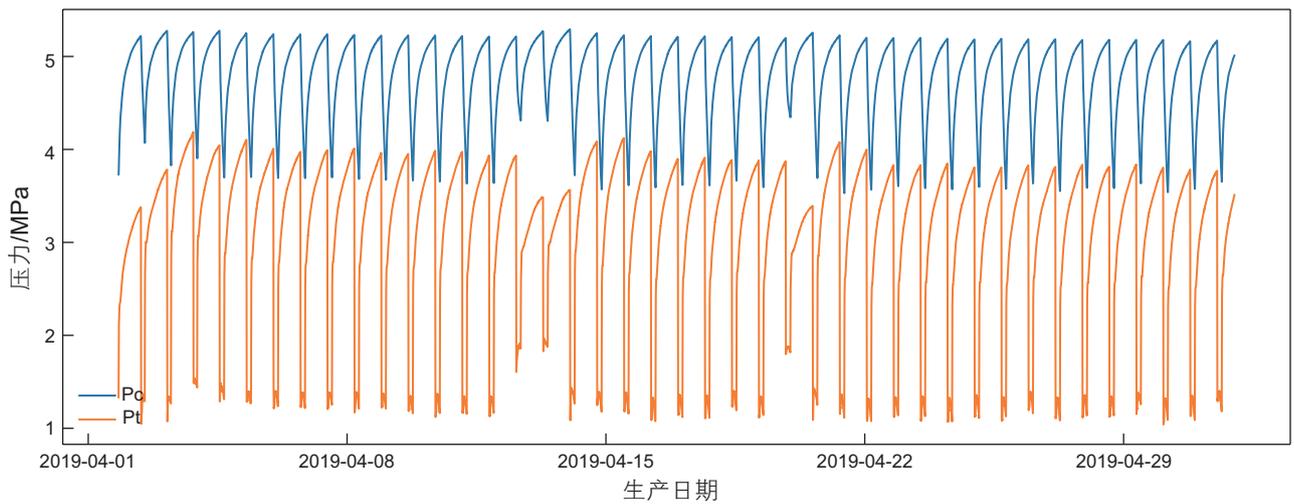


图 4 两个月内该气井管压套压图

Fig. 4 Casing and tubing pressures in two-month plot

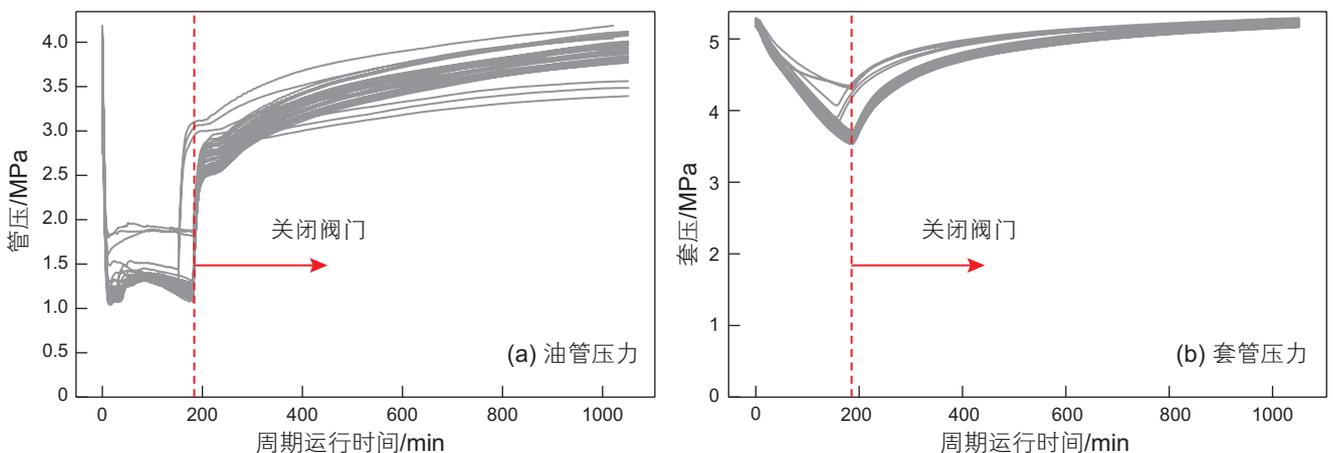


图 5 柱塞气举气井内单个周期的压力变化

Fig. 5 Tubing and casing pressures in one plunger lift cycle

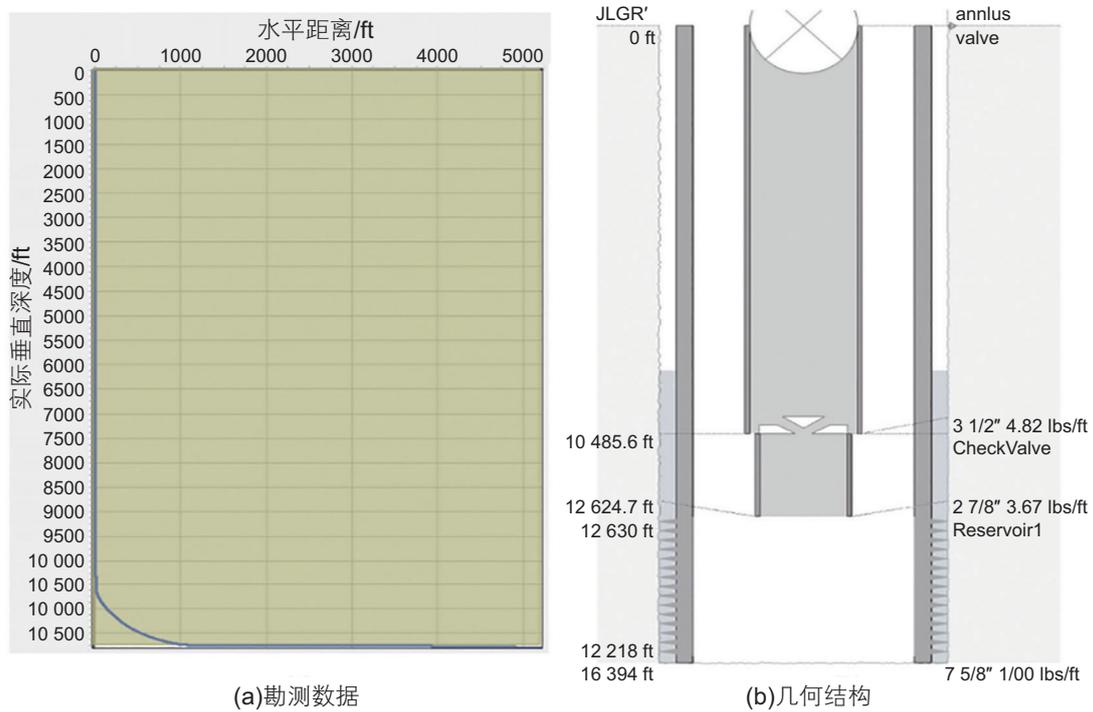


图 6 井眼轨迹和几何结构

Fig. 6 Well trajectory and geometries

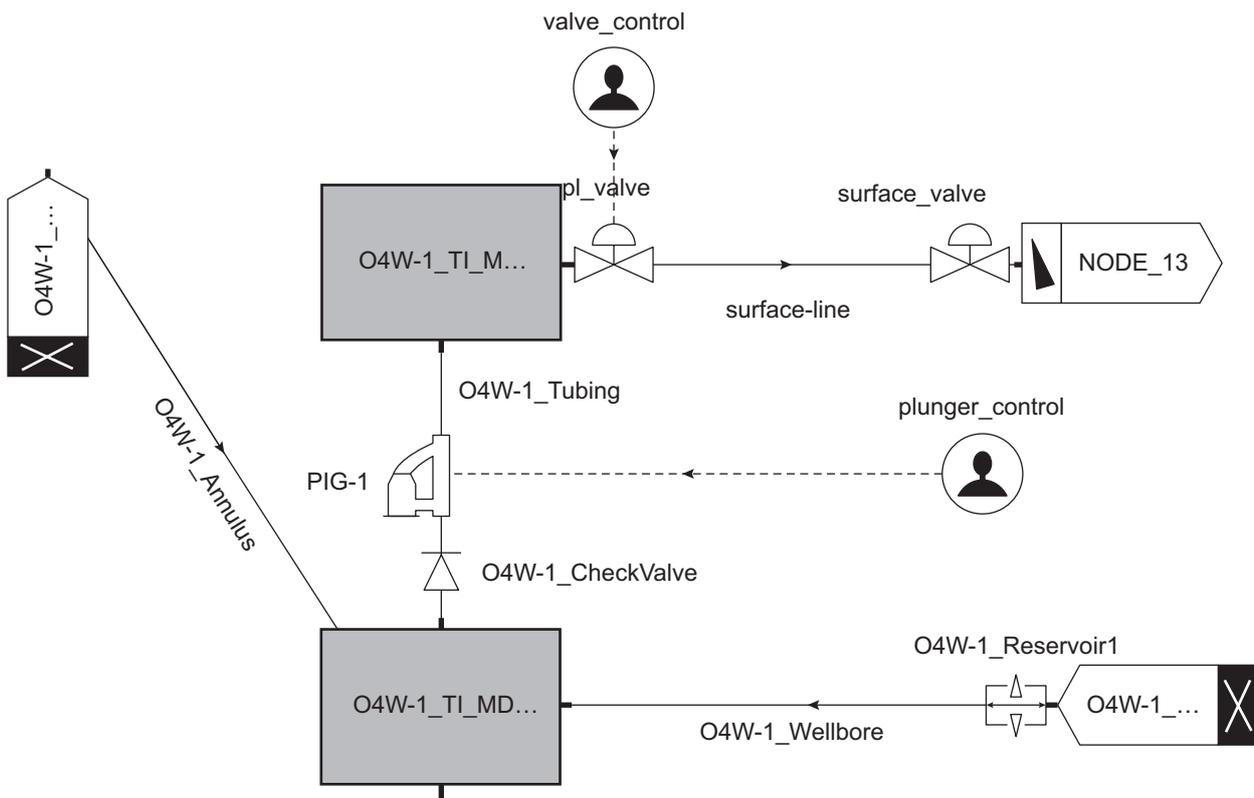


图 7 OLGA 中的动态柱塞举升模型的示意图

Fig 7 Schematic representation of the dynamic plunger lift model in OLGA

为了更好地匹配现场数据，应在模拟设置中提供地面管线和控制阀以及控制原理图。管道中清管球常

常被用来清理管道内残存杂质、结垢、残液等。本次建模无需考虑二者几何结构差异，主要功能均为提供

物理界面,清除积液或结构等,因此选择清管球模型代替柱塞(见图7)。电动阀和柱塞通过OLGA中人工控制器进行操作。对于电动阀控制,在设置中给出了打开和关闭的时间序列数据。对于柱塞,需要使用多个柱塞升降动作来模拟柱塞气举工艺的长周期运行。本文中的模拟设置15个柱塞气举周期,总时长为15 500 min。此外为保障模拟计算的正常进行,阀门和柱塞的控制所设置的时间序列应保持一致。

尽管没有地面管线设施的详细信息,在模拟中也需要设置下游的地面管线,阀门和分离器。基于边界条件与生产数据特性,可以粗略设定地面管线长度和分离器处阀门的开度等参数。然后反复调试出口边界条件,使模拟结果与现场数据尽可能一致。将稳定单周期内的模拟数据与生产现场数据相比较,结果如图8所示。蓝色散点对应现场数据,红色散点是OLGA的模拟结果。通过正确设置和微调OLGA模拟器中的柱塞气举模型及进出口参数,得到了与现场数据拟合

较好的结果。因此,可将OLGA动态模拟用于预测柱塞气举工艺中的异常工况。

对于长周期运行的柱塞气举工艺,OLGA动态模拟的套管压力和油管压力与相应现场数据的比较见图9。图9表明,OLGA模拟器可以连续模拟多个柱塞气举周期,并且数值与变化趋势均与现场数据非常吻合,尽管图中显示在多个周期下模拟数据与现场数据相比略有提前。其原因在于OLGA模拟设定中,电动阀的手动控制器设置了统一的打开和关闭时间间隔。但是,现场电动阀通常由SCADA(监控和数据采集)系统自动控制,该系统不一定会设置统一的电动阀门打开和关闭时间间隔。另外,可能由于井筒内壁结垢阻塞,阀门的关闭时间略有延长也会造成两者不匹配。

3 异常工况下的模拟结果及分析

通过分析不同工况下的生产数据,本文模拟了柱

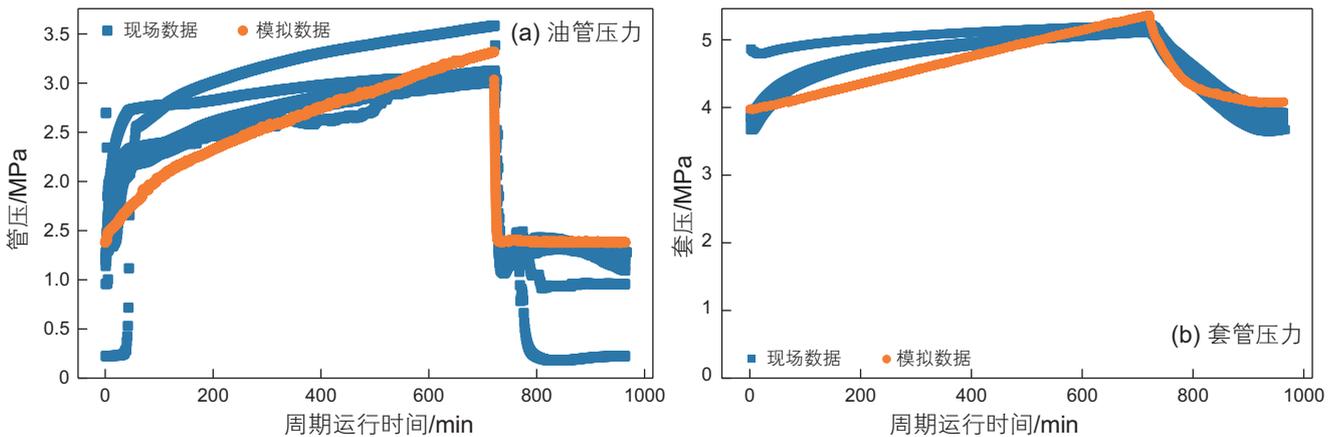


图8 模拟套管和油管压力与现场数据的比较

Fig. 8 Comparison of simulated casing and tubing pressure against the field data

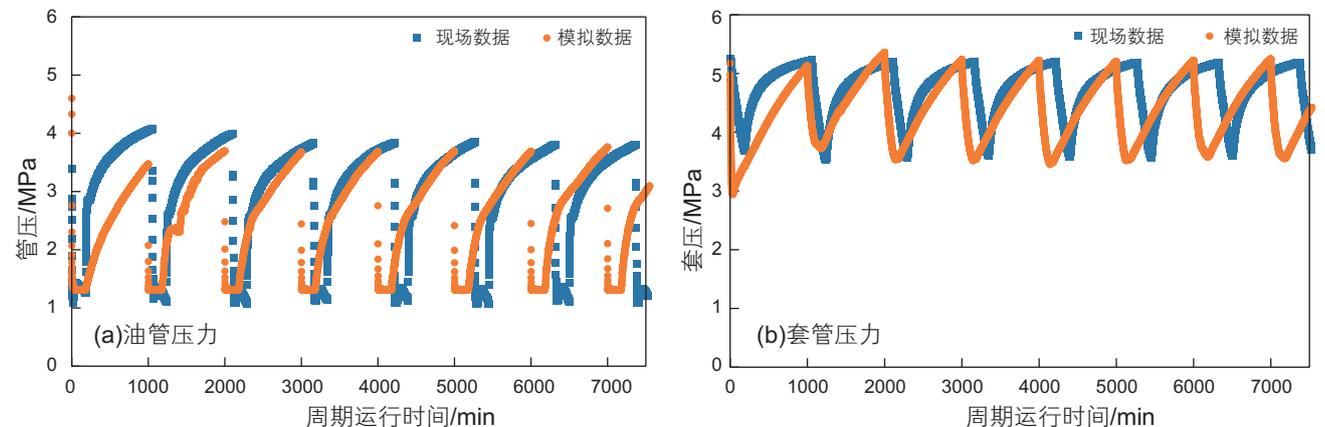


图9 生产数据与模拟数据多个周期拟合示意图

Fig. 9 Comparison of multiple plunger lift cycles with OLGA simulated casing and tubing pressure against field data

塞气举工艺中可能会出现多种异常工况,例如气井积液,井筒破裂,电动阀阻塞和管路压力升高等。下面对各种异常工况展开模拟和具体分析。

3.1 气井积液

对于气井而言,连续开采过程会大幅降低储层压力和气体流速,井筒内流动形态逐渐由雾状流过渡为段塞流或气泡流,携液能力直线下降,进而使气体无法将积液带到地面。井底积液会增加静压并进一步降低储层压力。由于油管管径较小(2~3 in),积液高度增长十分迅速,当井底的液位大幅增加时,管道压力和套管压力就会明显分离,如图10所示。

在电动阀关闭期间,套管压力高于油管压力。因此,气井承受的液体负荷适中。然而,井底液气比(WGR)突然增加之后,油管和套管表面压差越来越大,如图11所示。忽略气体质量产生的静压,套管压

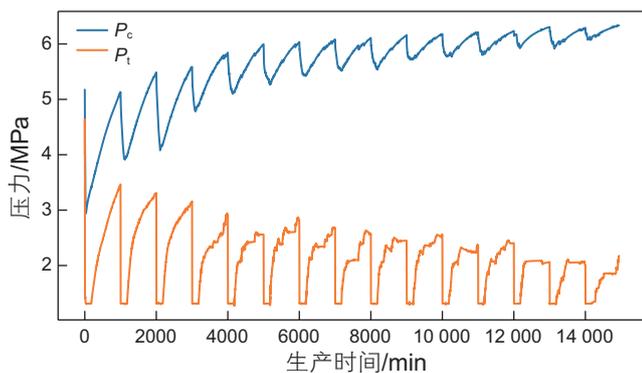


图10 实施柱塞气举工艺的气井中严重积液模拟
Fig. 10 Simulated severe liquid loading effect in a gas well assisted by plunger lift

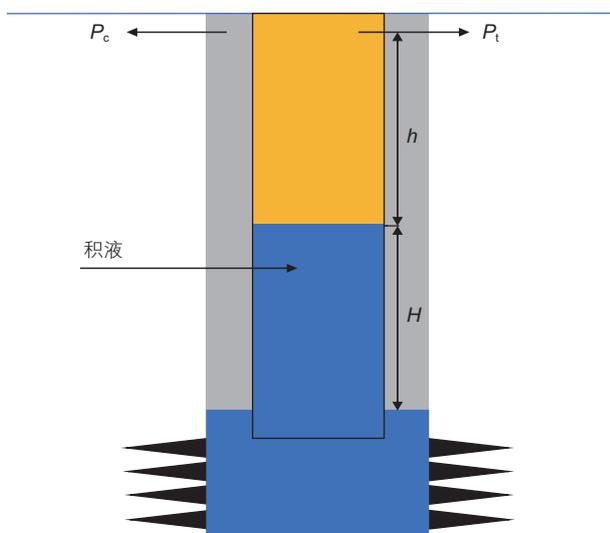


图11 气井严重积液时井筒内压力示意图
Fig. 11 Schematic of a gas well with severe liquid loading

力约等于油管压力与井筒内液柱静压力之和。随着井筒内液体高度不断增加,管压与套压呈现出明显分离趋势,这也印证气井发生了严重的积液事故。

3.2 井筒破裂

井筒通常会由于结垢、腐蚀、磨损而破裂。发生破裂时,在油管和套管中的压力变化有不同表现。图12展示了5个周期内,管压和套压变化曲线(含井筒破裂工况)。这里假定破裂位于井筒垂直部分的末端,破裂尺寸为0.2 in。其中蓝色曲线表示井筒破裂前后的套压变化,黄色曲线对应破裂前后的油压变化。一旦气井关闭时井筒破裂,油管与套管之间相互连通,导致二者压力近似相同。而且,图中表明井筒破裂后套管压力迅速下降,油管压力迅速上升。这是由于井筒破裂后积液从套管流入油管造成的。

图13和图14显示了破裂尺寸和破裂位置对管压与套压的影响。分别模拟了3种不同的破裂尺寸(0.2 in、0.4 in、0.6 in)和破裂位置(油管顶部,中间和底部)。从图14可以看出,随着破裂尺寸的增加,油管和套管压力最大值减小,曲线形态基本相同。破裂尺寸为0.4 in和0.6 in时,套管和油管压力大小几乎相同。可以推断,在破裂开始时,管道破裂会极大影响管压和套压。而当破裂尺寸大于某一数值时油管和套管压力不再变化,因此还需要其他参数,例如天然气产量、液气比、积液量等,才能印证破裂尺寸的影响。

在气井生产过程中,由于积液中含有泥沙造成的磨损,或是井筒内壁结垢腐蚀都有可能井筒破裂。而破裂位置通常沿着破裂点向周围扩大,这也增加了预测破裂位置的难度。通过模拟3个典型位置,即井

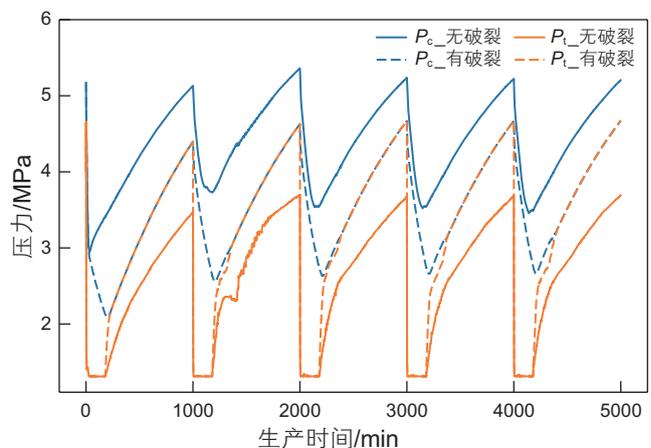


图12 使用柱塞气举工艺气井井筒破裂工况模拟结果
Fig. 12 Simulated tubing rupture effect in a gas well assisted by plunger lift

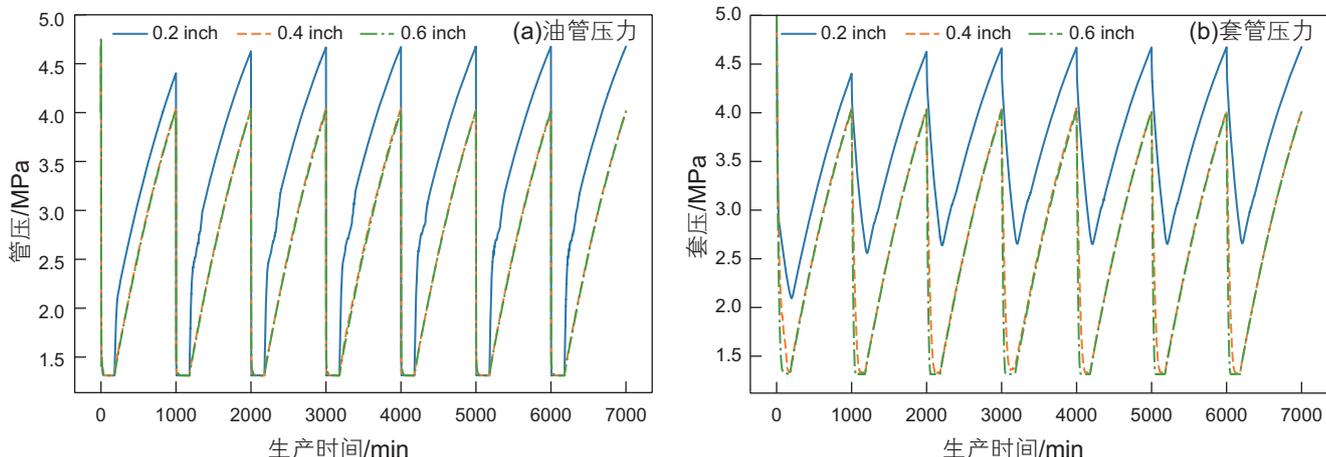


图 13 井筒破裂尺寸对气井的影响

Fig. 13 Effect of tubing rupture size in a gas well assisted by plunger lift

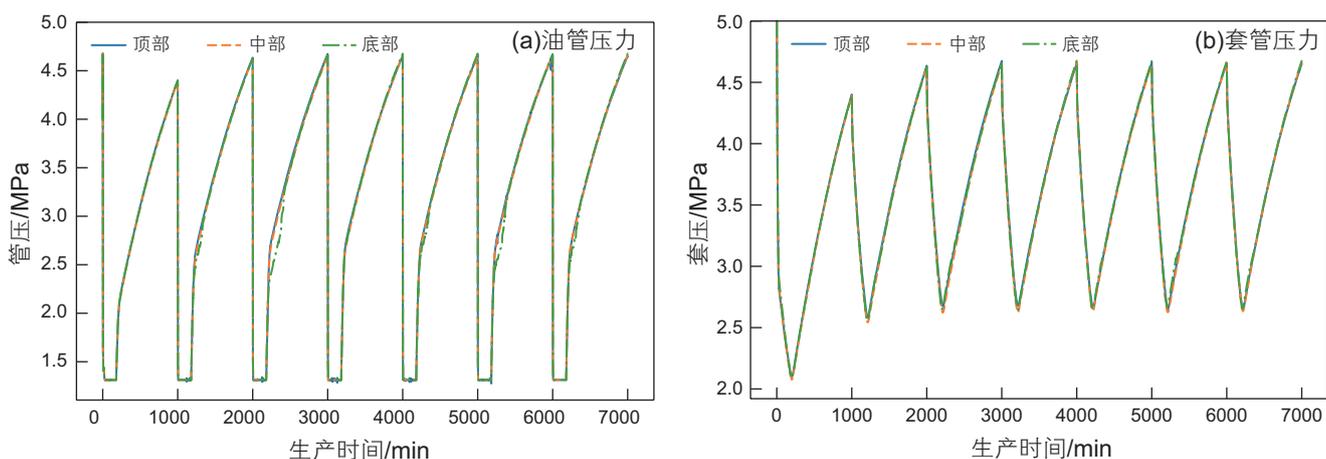


图 14 井筒破裂位置对气井的影响

Fig. 14 Effect of tubing rupture position in a gas well assisted by plunger lift

筒垂直部分的顶部，中间和底部来观察油管 and 套管压力。如图 14 所示，由于破裂位置的不同造成的套管压力与油管压力的差异很小，因此，需要更多的生产条件和数据来确定油管破裂位置导致的故障工况。

3.3 电动阀阻塞

电动阀有可能在打开和关闭过程中，由于泥沙堵塞阀片等原因导致阻塞，导致阀门无法关闭或打开，并且显著影响管压与套压。图 15 显示了当电动阀阻塞时，管压和套压的变化特征。图 15(上)中 4000~8000 min 显示了在电动阀始终打开的情况下的管压/套压变化曲线。由于此时阀门保持全开状态，导致油压接近地面管线压力。该过程缺少了关井恢复气藏压力的过程，因而在气井底部产生积液，套管压力逐渐升高也可以验证这一特征。电动阀恢复正常时，气井将在其关闭时停止生产。此时，套压和油压迅速增加。由于管套

压差进一步增大，发生了严重的井底积液现象。

如果电动阀无法打开，则气井管压/套压的表现与电动阀无法关闭时相反。由于关井的时间变长，管压和套压在达到稳定值之前逐渐增加。这一过程中，气藏气体在油管/套管中持续累积。当阀门再次打开时，气相携液能力较正常工况时有一定提高。这对于井底积液的去留有促进作用。因此，在不损坏电动阀的前提下，适当提高气井的关闭时间不影响天然气正常开采。

3.4 管路压力变化

地面管线压力变化与分离器控制有关。分离器主要用来将积液与气体分离并运输气体，通常其压力保持恒定。但是由于流量变化，分离器压力也会有一定波动，进而导致地面管线压力变化，这对气井的稳定生产有显著影响。图 16 显示了地面管线压力增加/减

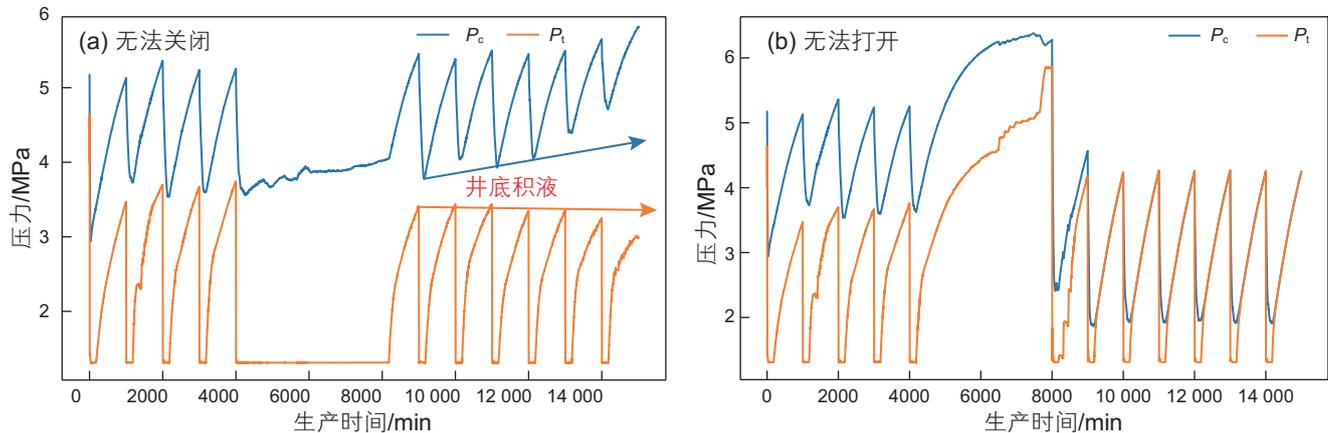


图 15 气井中电动阀阻塞对油管与套管压力影响

Fig. 15 Effect of motor valve stuck in a gas well assisted by plunger lift

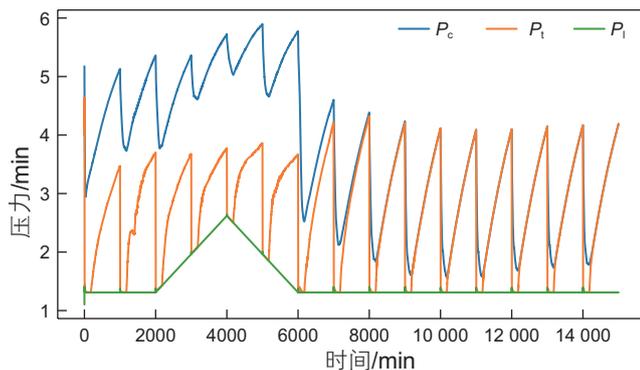


图 16 地面管线压力变化对气井影响模拟结果

Fig. 16 Simulated line pressure change effect in a gas well assisted by plunger lift

少后的管压和套压的变化趋势。其中，绿色曲线代表地面管线压力。在地面管线压力变化之前，管压和套压的偏差较大，表明井筒中存在部分积液。在地面管线压力增加的过程中，井筒积液情况进一步加剧；而管线压力下降至变化前水平后，管压和套压几乎完全

相同，这表明井底积液被气体排出，柱塞气举系统恢复到了完全正常的工况。

5 结论

(1) 本文通过对实施柱塞气举工艺气井生产数据的整理，结合动态柱塞气举模型的准确建立与参数微调，将模拟数据与生产数据良好拟合。

(2) 利用商用瞬态多相流模拟器(OLGA)调节相应参数来模拟气井在不同异常工况下表现，获得了井底积液、电动阀阻塞、井筒破裂、地面管线压力变化等异常工况的综合数据集。通过分析柱塞气举工艺生产周期中正常工况和常见异常工况特点，并据此确定相应数据的典型趋势和特征。

(3) 针对生产中数据测量不准确与采集间隔时间长的问题，本文提出的合成数据集的方式是对此的良好补充，在分析数据时将二者结合使用，可有效减少数据协方差，提高分析精度与准确性。

参考文献

- [1] ZHANG J, DARIHAKI F and SHIRAZI S A. A comprehensive CFD-based erosion prediction for sharp bend geometry with examination of grid effect[J]. *Wear*, 2019, 430–431.
- [2] 曹光强, 姜晓华, 李楠, 等. 产水气田排水采气技术的国内外研究现状及发展方向[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(05):614–623. [CAO G Q, JIANG X H, LI N, et al. Domestic and foreign research status and development direction of drainage gas recovery technologies[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(05):614–623.]
- [3] LEA J F, NICKENS H V. *Gas well deliquification*. Gulf Professional Publishing, 2011.
- [4] FU W Q. *Gas well liquid loading onset and plunger lift modeling*[D], Master thesis, The University of Tulsa, 2016.
- [5] ZHU J, ZHU H, ZHAO Q, et al. A transient plunger lift model for liquid unloading from gas wells. In *International Petroleum Technology Conference*. International Petroleum Technology Conference, 2019.
- [6] 郭瑞祥, 向欣, 李勇龙, 等. 论柱塞气举排水采气工艺关键技术[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2019, 39(17): 251–252. [GUO R X, XIANG X, LI Y L, et al. On the key technology of plunger gas lift drainage gas production process[J]. *China Petroleum and*

- Chemical Standard and Quality, 2019, 39(17): 251–252.]
- [7] MORROW Jr S J, ROGERS Jr J R. Increasing production using microprocessors and tracking plunger-lift velocity. In SPE Mid-Continent Gas Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1992.
- [8] MOWER L N, LEA J F, BEAUREGARD E, et al. Defining the characteristics and performance of gas-lift plungers. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1985.
- [9] CLEGG J D, LAKE L W. Petroleum engineering handbook: production operations. Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [10] 李锐, 丁瑞, 姚成龙, 等. 基于无线传感网络的柱塞气举排水采气控制系统设计[J]. 长江大学学报(自科版), 2018, 15(13):57–61+7. [LI R, DING R, YAO C L, et al. Design of control system of water drainage and gas recovery for plunger gas lift based on wireless sensor network[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018, 15(13):57–61+7.]
- [11] 张春, 金大权, 李双辉, 等. 苏里格气田新型柱塞气举系统应用研究[J]. 钻采工艺, 2017, 40(06):74–76+10. [ZHANG C, JIN D Q, LI S H, et al. Application of new type plunger lift system at sulige gasfield[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(06):74–76+10.]
- [12] LEA J F, NICKENS H V. Gas well deliquification. Gulf Professional Publishing, 2011.
- [13] FOSS D L, GAUL R B. Plunger-lift performance criteria with operating experience – Ventura Avenue Field. Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute. 1965, API–65–124.
- [14] LEA J F. Dynamic analysis of plunger lift operations. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(11), 2617–2629.
- [15] MARCANO L, CHACIN J. Mechanistic design of conventional plunger lift installations. SPE Advanced Technology Series, 1994, 2(01), 15–24.
- [16] GASBARRI S, WIGGINS M L. A dynamic plunger lift model for gas wells. SPE production & Facilities, 2001, 16(02)89–96. SPE–72057–PA.
- [17] 何顺利, 吴志均. 柱塞气举动态模型的建立[J]. 石油学报, 2005(04):88–92. [HE S L WU Z J. Establishment of dynamic model for plunger gas lift[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005(04):88–92.]
- [18] NANDOLA N N, KAISARE N S, GUPTA A. Online optimization for a plunger lift process in shale gas wells. Computers & Chemical Engineering, 2018, 108, pp. 89–97.
- [19] NGUYEN H T, DEL MUNDO F C. Improving artificial lift design through dynamic simulation. In SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2016, October.
- [20] SINGH A. Application of data mining for quick root-cause identification and automated production diagnostic of gas wells with plunger lift. SPE Production & Operations, 2017, 32(03), pp.279–293.
- [21] KAMARI A, BAHADORI A, MOHAMMADI A H. Prediction of maximum possible liquid rates produced from plunger lift by use of a rigorous modeling approach. SPE Production & Operations, 2017, 32(01), pp.7–11.
- [22] LI Y, XIAO F, XU W, WANG J. Performance evaluation on water-producing gas wells based on gas & water relative permeability curves: A case study of tight sandstone gas reservoirs in the Sulige gas field, Ordos Basin. Natural Gas Industry B, 2016, 3(1), pp.52–58.

(责任编辑 王雨墨 编辑 马桂霞)