文章编号:1673-2677(2026)01-0088-09 DOI:10.12388/j.issn.1673-2677.2026.01.010
引用:韩国庆,何天,郭玲,等.高温高压凝析气井压力预测精度影响因素分析及模型优选[J].新疆石油天然气,2026,22(1):88-96.
Cite: HAN Guoqing, HE Tian, GUO Ling, et al. Analysis of factors affecting pressure prediction accuracy and model selection for HPHT condensate gas wells[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(1): 88-96.

# 高温高压凝析气井压力预测精度影响因素分析及模型优选

韩国庆[1],何天[1],郭玲[2],来思俣[2],刘彤[3]
(1.中国石油大学(北京),北京昌平 102249;2.中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院,新疆克拉玛依 834000;
3.中国石油勘探开发研究院提高油气采收率全国重点实验室,北京海淀 100089)

**摘 要**:我国投入开发的深层凝析气田大部分具有高温高压、相态复杂的特点。出于测试成本和安全方面的考虑,无法直接测试井下压力等资料,需要利用适合高温高压凝析气井的井筒多相管流模型,由井口参数反演井底流压。为了明确高温高压凝析气井井筒压力预测中多相管流模型的适用性差异,建立合理的模型优选依据,研究分析了跨露点后的相态演化及高压条件下的流型转换条件,比较了黑油模型与组分模型的适用性差异,并对4种机理模型和5种经验模型进行了实例井检验对比。结果表明,在7口实例井的预测对比中,机理模型在深井中的平均误差仅为1.76%,优于经验模型;机理模型和经验模型在常规井中的平均误差均增大至10%以上。考虑极性水影响的组分模型后,基于高压流动实验和现场测试数据拟合修正的多流体机理模型能更好反映凝析液析出及井筒持液率变化,更适用于高温高压凝析气井压力预测。研究成果为高温高压凝析气井井筒压力剖面及井底流压预测方法的改进与应用提供了重要参考。

**关键词**:凝析气井;高温高压;井筒压力剖面;多相流;机理模型
**中图分类号**:TE21 **文献标识码**:A

## Analysis of Factors Affecting Pressure Prediction Accuracy and Model Selection for HPHT Condensate Gas Wells

HAN Guoqing[1], HE Tian[1], GUO Ling[2], LAI Siyu[2], LIU Tong[3]
(1. China University of Petroleum (Beijing), Changping 102249, Beijing, China; 2. Oil Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China; 3. State Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Haidian 100089, Beijing, China)

**Abstract**: Most of the deep condensate gas fields under development in China are characterized by high temperature, high pressure, and complex phase behaviors. Due to the constraints of testing cost and safety, direct measurement of downhole pressure is not feasible, and therefore, multiphase pipe flow models suited to high pressure and high temperature (HPHT) condensate gas wells are required to predict bottomhole pressure according to wellhead data. To clarify the applicability differences of multiphase wellbore flow models for pressure prediction in HPHT condensate gas wells and establish a rational basis for model selection, this study analyzes the phase behavior evolution across the dew point and the flow pattern transitions under high pressure conditions, compares the applicability of

**基金项目**:中国石油天然气集团公司关键核心技术攻关项目"热辅助混相驱油技术研究"(2023ZG18)。
**第一作者**:韩国庆(1969-),2004年毕业于中国石油大学(北京)油气田开发工程专业,博士,教授,目前从事油气井智能举升方面的研究。(E-mail)hanguoqing@163.com
**通讯作者**:刘彤(1989-),2015年毕业于中国地质大学(北京)石油与天然气工程专业,硕士,副研究员,目前从事热介质提高采收率方面的研究。(E-mail)liutong1116@petrochina.com.cn

black-oil and compositional models, and evaluates four mechanistic models and five empirical models through case studies. The results indicate that for the seven case wells, the average error of mechanistic models is only 1.76% in deep wells, lower than that of empirical models; in conventional wells, the average errors of both model types exceed 10%. The multi-fluid mechanistic model corrected by high pressure flow experiments and field test data, combined with compositional models accounting for the effect of polar water, can better capture condensate dropout, liquid holdup variation, and are thus more suitable for HPHT condensate gas well pressure prediction. This study provides important references for improving and applying prediction methods of wellbore pressure profiles and bottomhole pressure in HPHT condensate gas wells.

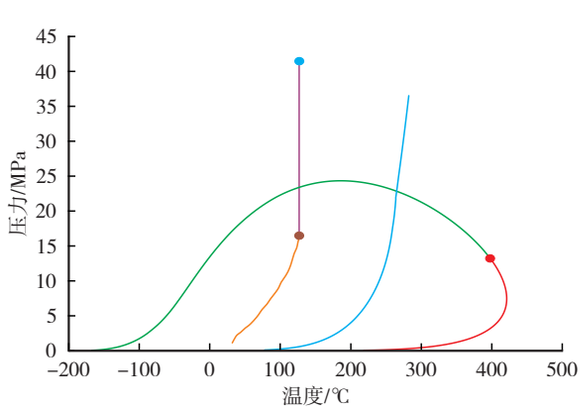
**Key words**: condensate gas well; HPHT; wellbore pressure profile; multiphase flow; mechanistic model

我国目前开发的深层凝析气田多具有高温、高压及相态复杂的特点[1]。在实际生产中，此类高温高压凝析气井井筒压力分布的获取途径受到很大限制。例如，新疆油田H井井深达7 600 m，地层压力超过140 MPa、地层温度超160 ℃，受制于测试成本与安全因素，难以在生产过程中直接获取井下压力等参数[2-3]。若仅通过井口压力折算井底流压，往往会产生较大误差，严重影响凝析气井产能评价[4]。准确掌握井筒压力分布不仅是产能分析与动态评价的基础，也是制定合理开发方案及投产方案[5]的前提。陈凯等[6]指出，井筒压力的变化直接影响产量预测，而凝析气藏中普遍存在的气液相态转变使压力分布规律显著复杂化。周忠亚[7]和谢泱等[8]的实验研究表明，反凝析效应与复杂热力条件下的相态演化是加剧预测难度的重要因素。鹿克峰等[9]和黄磊等[10]提出了物质平衡方程和数据判别法，解决了凝析油体积系数、溶解气油比等关键参数难以准确获取的问题，为井筒压力分布计算提供了更加可靠的物性输入。吴存辉[11]进一步发现，相态演化与多相流动特征会显著改变压降计算与携液能力，使常规气井的计算方法难以直接适用。此外，管流模型的选取和完井方式对井筒压力分布亦有显著影响，但受限于现场监测条件，计算结果仍存在不确定性[12]。为提升高温高压凝析气井井筒压力分布预测精度，部分学者提出了改进方法。熊坤[13]发展了适用于凝析气井复杂流动的多相流模型；陈岭等[14]在耦合模型中引入微观机理，提高了与实测数据的匹配度；明瑞卿等[15]基于雾状流理论建立预测方法，并在一定条件下取得良好效果；白文鹏等[16]则针对致密凝析气井提出不稳定产量模型，指出常规方法在低渗透储层条件下存在明显局限。

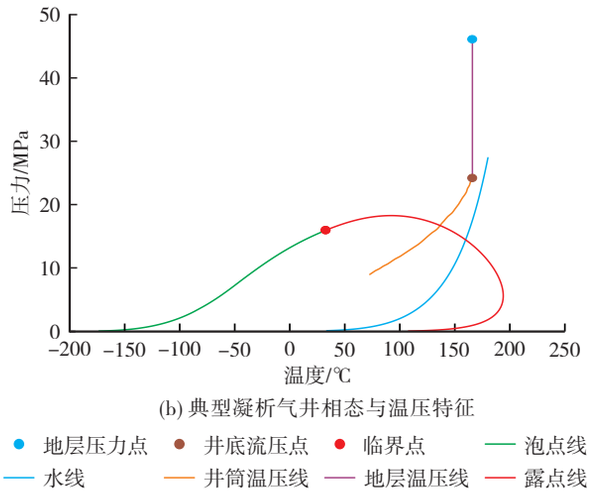
当前研究在深层凝析气井压力分布预测方面仍有一定局限。其一，高温高压条件下实验难度大，关键参数获取受限；其二，相态突变导致传统公式应用受限；其三，井下压力监测数据不足，模型验证缺乏充分支撑。针对以上现状，亟需发展适应深层凝析气井特征的压力分布预测方法。本文在分析深层凝析气井与常规气井在流体性质、温压条件、流型特征及气液比等方面差异的基础上，对比了不同管流模型与物性计算方法的适用性，并结合实验测试与7口实例井的现场数据总结了提升井筒压力预测精度的有效途径，为高温高压凝析气井压力分布预测提供了更可靠的技术支撑。

## 1　凝析气井流体相态对井筒持液率的影响

凝析气藏与常规油气藏在流体相态特征方面存在显著差异。常规油气藏的地层温压条件通常位于泡点线附近，如图1(a)所示。在此温度条件下，当井底流压低于泡点压力时，地层中原本处于单相状态的原油开始释放溶解气，形成气液两相流动；同时，井筒内也会出现油气两相共流，其中气相主要来源于地层压力降低导致的溶解气析出。典型油井的相态变化规律相对简单，可通过黑油模型中的溶解气油比经验关系进行表征。典型凝析气藏的地层压力和温度普遍较高，其储层条件一般处于露点线以上，如图1(b)所示。在地层温度高于临界温度、压力高于露点压力的条件下，井筒流体状态位于临界点右侧，相态演化过程以闪蒸-凝析为主。随着井筒压力逐步降低并跨越露点线，气相中将不断析出凝析液，在井筒内形成气液共存状态。由于反凝析过程涉及多组分烃类的相对挥发性差异和复杂的相平衡行为，黑油模型难以准确表征，基于状态方程的组分模型则能够更为真实地反映凝析气的相态变化规律。




(a) 典型油井相态与温压特征




(b) 典型凝析气井相态与温压特征

**图1 典型油井与凝析气井相态与温压特征对比**

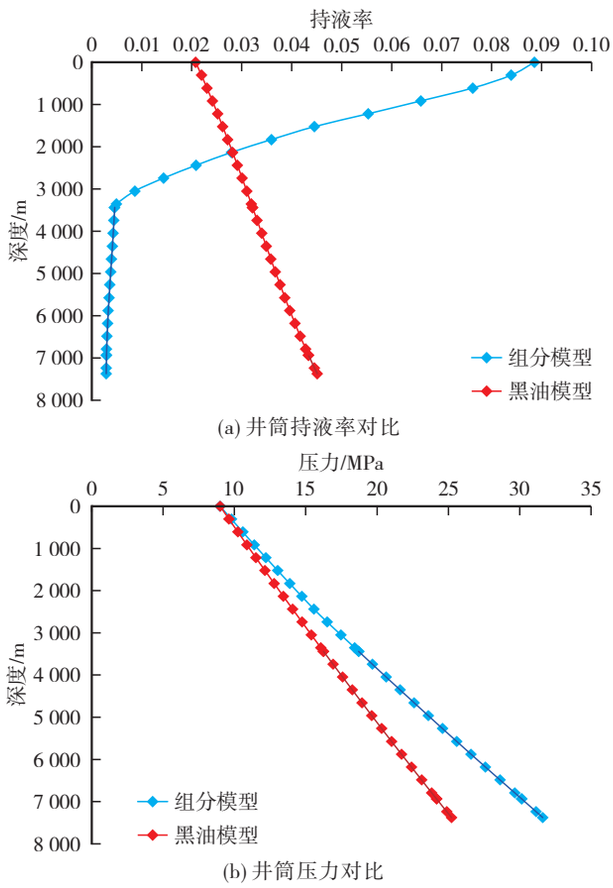
Fig. 1 Comparison of phase behavior and P–T characteristics between typical oil wells and condensate gas wells

因此,在凝析气井的井筒压降计算中,黑油模型与组分模型的适用性存在明显差异。黑油模型虽具有简便性,但易低估露点压力以下的液体析出;组分模型则能够捕捉井筒压力下降过程中气液相态的动态演化,更适用于高温高压条件下凝析气井的井筒流动分析。

在相同井口压力下,对具有相同生产气油比、含水量及油气水密度的流体,分别采用Beggs–Brill黑油模型[17]和组分模型进行井筒压力剖面、持液率预测,结果对比如图2所示。可以看出,两种模型计算得到的压力分布差异显著,其主要原因在于对持液率的模拟效果不同。组分模型能够模拟当井筒压力降至露点压力以下后,凝析液不断析出并导致持液率显著增加的过程;而黑油模型无法描述液相析出的过程,沿程压力降低仅表现为气相膨胀,使持液率逐渐减小。该对比结果表明,井筒压力计算应基于合适的组分模型获取凝析气井的物性参数,以提高预测精度。

## 2 高温高压对井筒气液流型及流型转换的影响

现有井筒气液两相流经验模型大多是基于空气–水体在低压条件下的可视化实验结果。然而油田现场监测表明,在高温高压条件下,特别是高压环境对流型转换特征和井筒压降梯度具有显著影响,这一现象也已得到部分高压流动实验的验证[18–20]。在高压作用下气体压缩性增强,气液密度差减小,界面张力和相间作用力随之变化,从而改变了气泡聚并、液滴分散及液膜稳定性等流动微观机理。这些效应使得流型边界发生偏移,并导致摩阻压降和重力压降的分布规律与




(a) 井筒持液率对比

(b) 井筒压力对比

**图2 基于组分模型和黑油模型的预测对比**

Fig. 2 Comparison of predictions based on compositional and black–oil models

在低压条件下的存在明显差异。气井流动中常见的流型是环流,随着气体流速的降低,环流中的液膜会向下反转导致流型由环流转为搅动流或拟段塞流。液膜回落会使摩擦压降梯度由负转正,这一现象已引起研究者的广泛关注,并在Daraboina等[19]和AL–Safran等[21]的实验研究中得到验证。图3描述了在不同压力($P$)条件下随气相表观流速的变化重力压降梯度和摩擦压降梯度的降落趋势,横轴为气相表观流速,纵轴为压降梯度。由图可见,压力越高,压降梯度越小,表明高压条件使得气相密度增大、动量增强,气相向液相传递的携带能力显著提高,从而抑制了液膜回落,减缓了井筒内液体的滞留。然而,传统气–液两相流经验模型及其对应的流型图主要以表观流速、相含率等几何或运动学参数为判据,未显式引入气液两相间动量与能量传递强度的表征参数,因此难以反映不同压力条件下气相携液能力的差异性。

以Beggs–Brill流型图(图4)为例进行说明。该流型图用四条虚线$L_1$、$L_2$、$L_3$、$L_4$将流动模式划分为四个流型区,横轴是液相含率,纵轴是弗鲁德准数,该准数与气液混合流速有关,没有考虑气液之间相互作用的影响,但事实是不同压力体系下气液之间的剪切力有很

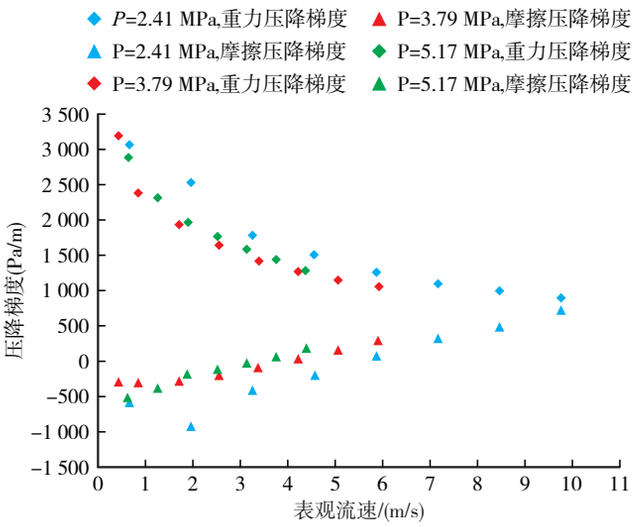



**图3 不同气体表观流速对应的重力压降梯度和摩擦压降梯度实验结果**

Fig. 3 Experimental results of gravity and friction pressure drop gradients in cases of different superficial gas velocities

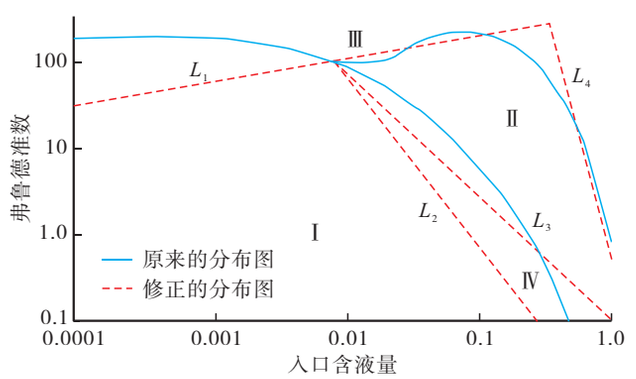



**图4 Beggs-Brill流型图**

Fig. 4 Beggs-Brill flow pattern map

大不同。图5展示了不同压力下的摩擦系数测试实验结果以及Wallis模型预测结果,横轴为无因次滑脱速度,纵轴为摩擦系数。可以看出,摩擦系数随压力升高呈显著增大趋势,2.0 MPa条件下摩擦系数主要分布在2~3;4.5 MPa条件下摩擦系数增加至4~7;而在7.0 MPa条件下摩擦系数可增大至5~8.5。该规律表明高压条件下气液两相间的动量交换明显增强。相比之下,Wallis模型在各压力条件下预测的摩擦系数整体维持在较低水平,且对压力变化不敏感,明显低估了高压条件下的实际摩擦效应。因此,传统基于常压或中低压实验建立的经验模型难以反映压力对两相界面摩擦与动量传递的影响,在高压条件下用于流型判别及流型转换预测时将产生较大偏差。

## 3 多相流机理模型适应性分析

机理模型通常通过建立各相的动量平衡方程来描述井筒多相流,其中常见的形式包括二流体模型和

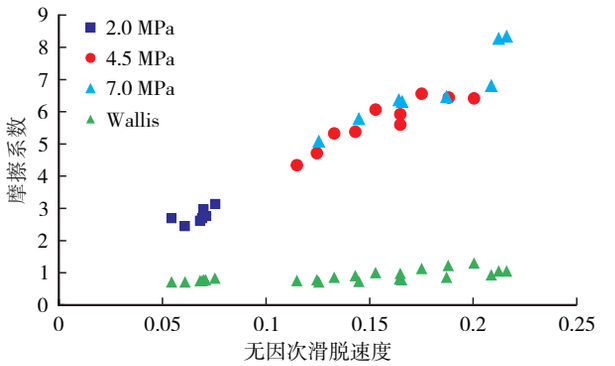



**图5 摩擦系数与无因次滑脱速度的关系**

Fig. 5 Friction coefficient vs. dimensionless slip velocity

多流体模型。通过连续性方程可刻画各相的生成与流动行为,而流型判定及转换准则依赖对动量方程的求解。不同机理模型的差异主要体现在闭合关系中经验公式的引入程度,经验公式依赖性越强,模型越简化;反之,若尽可能基于基本原理构建模型,则能在较大程度上减少对经验关系的依赖。常见的机理模型包括Hasan & Kabir模型、Taitel & Dukler模型、Govier模型、Aziz & Forgarasi模型、Xiao模型、Ansari模型,以及工业应用广泛的OLGAS、TUFFP和Leda-PM模型。

TUFFP模型[22]由塔尔萨大学多相流研究项目提出,其核心假设是段塞流可与其他流型相互转化。不同于将每种流型转换单独设定条件的传统方法,TUFFP模型中段塞流过渡到分层流/环流的条件是通过求解段塞流的动量方程获得的[23-24]。这种统一的流体动力学建模方法能够自然体现流型转换、段塞特征、持液率与压力梯度之间的内在耦合关系,从而避免人为划分流型边界所带来的不连续性。结合室内实验结果,TUFFP模型已被修正和验证,显示出较好的适用性和可靠性。TUFFP模型采用混合能量守恒方程来刻画气液两相流动过程,并分别对气体、液膜和液滴建立独立的连续性方程,三者之间通过相间传质项实现耦合。在动量方程的构建上,模型将气体与液滴视为一个整体,采用组合动量方程反映两者在高速携带过程中的相互作用;同时,对液膜部分建立单独的动量方程,以描述其在井筒壁面形成、流动及回落过程中的动力学特征。该方法能够在兼顾整体能量守恒的同时,更加细致地表征不同相态之间的传递与耦合关系。

气体、液膜以及液滴的质量守恒方程如下:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_g\rho_g)=-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_g\rho_g v_g)+\psi_g+G_g \qquad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_L\rho_L)=-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_L\rho_Lv_L)+\psi_g\frac{V_L}{V_L+V_D}-\psi_e+\psi_d+G_L \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_D\rho_L)=-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_D\rho_Lv_D)+\psi_g\frac{V_D}{V_L+V_D}+\psi_e-\psi_d+G_D \tag{3}$$

式中：$V$为体积分数，无量纲；$\rho$为密度，kg/m³；$v$为速度，m/s；$G$为某相下的可能质源，kg/(m³·s)；以上参数的下标g、L、D分别表示气体、液膜、液滴；$A$为管道截面积，m²；$\psi_g$为两相间传质速率，kg/(m³·s)；$\psi_e$、$\psi_d$分别为夹带和沉积速率，kg/(m³·s)；$t$为时间，s；$z$为沿井筒轴向坐标，m。

气体、液滴和液膜的动量守恒方程如下：

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_g\rho_gv_g)=-V_g(\frac{\partial p}{\partial z})-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_g\rho_gv_g^2)-\lambda_g\frac{1}{2}\rho_g|v_g|v_g\frac{S_g}{4A}-\lambda_i\frac{1}{2}\rho_g|v_r|v_r\frac{S_i}{4A}+v_g\rho_gg\cos\alpha+\psi_gv_a-F_D \tag{4}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_D\rho_Lv_D)=-V_D(\frac{\partial p}{\partial z})-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_D\rho_Lv_D^2)+v_D\rho_Lg\cos\alpha-\psi_g\frac{V_D}{V_L+V_D}v_a+\psi_ev_i-\psi_dv_D+F_D \tag{5}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_L\rho_Lv_L)=-V_L(\frac{\partial p}{\partial z})-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_L\rho_Lv_L^2)-\frac{\lambda_L}{2}\rho_L|v_s|v_s\frac{S_L}{4A}+\lambda_i\frac{1}{2}\rho_g|v_r|v_r\frac{S_i}{4A}+v_L\rho_Lg\cos\alpha-\psi_g\frac{V_L}{V_L+V_D}v_a-\psi_ev_i+\psi_dv_a \tag{6}$$

式中：$p$为压力，MPa；$\lambda_g$、$\lambda_i$分别为气相壁面摩擦系数、气液界面摩擦系数，无量纲；$S_g$、$S_i$分别为气相湿周、气液界面湿周，m；$g$为重力加速度，m/s²；$\alpha$为井斜角，°；$v_a$为发生质量转移的来源相速度，m/s；$v_i$为气液界面迁移速度，m/s；$F_D$为气体与液滴间阻力，N/m³。

将公式(4)和(5)组合成一个组合动量方程，将气体和液滴的阻力项$F_D$消去，见公式(7)。

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_g\rho_gv_g+V_D\rho_Lv_D)=-(V_g+V_D)\frac{\partial p}{\partial z}-\frac{1}{A}\frac{\partial}{\partial z}(AV_g\rho_gv_g^2+AV_D\rho_Lv_D^2)-\lambda_g\frac{1}{2}\rho_g|v_g|v_g\frac{S_g}{4A}-\lambda_i\frac{1}{2}\rho_g|v_r|v_r\frac{S_i}{4A}+(v_g\rho_g+v_D\rho_L)g\cos\alpha+\psi_g\frac{V_L}{V_L+V_D}v_a+\psi_ev_i-\psi_dv_D \tag{7}$$

气体、液膜以及液滴的混合能量守恒方程如下：

$$\frac{\partial}{\partial t}[m_g(E_g+\frac{1}{2}v_g^2+gh)]+\frac{\partial}{\partial t}m_L(E_L+\frac{1}{2}v_L^2+gh)+\frac{\partial}{\partial t}m_D(E_D+\frac{1}{2}v_D^2+gh)=\frac{\partial}{\partial z}[m_gv_g(H_g+\frac{1}{2}v_g^2+gh)+m_Lv_L(H_L+\frac{1}{2}v_L^2+gh)]+m_Dv_D(H_D+\frac{1}{2}v_D^2+gh)]+H_S+U \tag{8}$$

式中：$m$为质量，kg；$E$为单位质量的内能，J/kg；$H$为来自质量源的焓，J/kg；以上参数的下标g、L、D分别表示气体、液膜、液滴；$h$为高度，m；$U$为来自管壁的传热，J/m³。

从以上方程可以看出，TUFFP模型基于质量守恒方程、动量守恒方程以及能量守恒方程，是一维多流体多流场热流体动力学的完整系统方程[25]。使用该模型需要先定义界面处的质量和动量传递及管道内表面的质量、动量和能量传递，该方程组才得以求解[26]。

目前，广泛使用OLGAS模型[27]的OLGA瞬态模拟器稳态版在很大程度上是基于SINTEF多相流实验室的数据。实验中的测试回路长792.48 m，管道直径0.2 m和0.3 m，操作压力2.07~9.10 MPa。也有通过现场数据验证改进OLGA模型精度的相关报道。

Leda-PM是瞬态模型LedaFlow的稳态版，分为两相Leda2P-PM和三相Leda3P-PM。该模型的构建是基于SINTEF多相流实验室十多年的实验研究和康菲、道达尔公司的油井实测数据验证[28]。

机理模型通常以质量、动量和能量守恒为基础，并通过界面传递与摩擦闭合实现多相流动的可解性。考虑到本文研究对象为高温高压凝析气井，井筒流动过程伴随显著相态变化且易出现环雾流等复杂流型，经验模型难以系统反映相间动量/能量交换对压降与流型转变的影响，因此本文选取三类代表性的井筒多相流机理模型(TUFFP、OLGAS、Leda-PM)进行对比分析。三种机理模型在控制方程形式、相结构假设及闭合处理上的主要差异见表1。需要说明的是，本文TUFFP模型未对油相和水相进行单独描述，而是将其统一等效为液相，并划分为液膜与液滴两种形态，因此公式(1)~公式(7)中未单列油相。表1中部分模型在相结构划分上采用了不同处理方式，与本文模型假设存在差异。

表1　三种主要多相流机理模型对比

Tab. 1　Comparison of three main multiphase flow mechanistic models

| | TUFFP | Leda-PM | OLGAS |
|---|---|---|---|
| 连续性方程 | **三个质量守恒方程**<br>气体<br>水滴<br>水膜 | **九个质量守恒方程**<br>包含气泡的连续油相<br>包含气泡的连续水相<br>包含油滴的连续气相<br>包含油滴的连续水相<br>包含水滴的连续气相<br>包含水滴的连续油相<br>连续油相<br>连续水相<br>连续气相 | **五个质量守恒方程**<br>气相<br>油膜<br>油滴<br>水膜<br>水滴 |
| 动量方程 | **三个动量守恒方程**<br>段塞中气团<br>液膜中油相和水相<br>段塞中油相和水相 | **三个动量守恒方程**<br>包含油滴和水滴的连续气相<br>包含气泡和水滴的连续油相<br>包含气泡和油滴的连续水相 | **三个动量守恒方程**<br>包含液滴的连续气相<br>油膜<br>水膜 |
| 气液流型 | 分层流<br>间歇流<br>环流<br>泡流<br>分散泡流 | 平滑分层流<br>波状分层流<br>段塞流<br>环流<br>泡流 | 平滑分层流<br>波状分层流<br>段塞流<br>环流<br>泡流 |
| 油水流型 | 分层流<br>环流<br>水中分散油滴<br>油中分散水滴<br>全混合（乳化） | 平滑分层流<br>波状分层流<br>水中分散油滴<br>油中分散水滴<br>全混合（乳化） | 平滑分层流<br>波状分层流<br>水中分散油滴<br>油中分散水滴<br>全混合（乳化） |
| 流动方向 | 垂直/倾斜向上、向下、水平 | 垂直/倾斜向上、向下、水平 | 垂直/倾斜向上、向下、水平 |
| 气液摩擦系数 | 基于Wallis经验公式 | 实验修正的机理模型 | 基于Wallis经验公式 |
| 高压数据拟合 | 无 | 有 | 有 |

## 4　实例井计算结果对比分析

选取9种多相管流模型对7口凝析气井的井底流压进行预测，其中包括4口井深7 375~8 166 m的高温高压深井和3口井深2 597~4 286 m的常规井。所用模型涵盖4种机理模型（Ansari、TUFFP、Leda-PM、OLGAS）和5种经验模型（Beggs & Brill、Duns & Ros、Orkiszewski、Gray、Hagedorn & Brown）。井基础参数见表2，流体组分见表3。

统计了各模型井底流压预测值与现场实测井底流压之间的误差，见表4。无论是深层凝析气井还是常规凝析气井，机理模型整体预测精度均优于经验模型，其中OLGAS、Leda-PM与Ansari模型误差维持在较低水平，体现出较高的可靠性。而经验模型在常规凝

表2　各实例井基础数据

Tab. 2　Basic data of case wells

| 井号 | 井类型 | 套管内径/mm | 套管深度/m | 一级油管内径/mm | 一级油管深度/m | 二级油管内径/m | 二级油管深度/m | 三级油管内径/mm | 三级油管深度/m | 地层压力/MPa | 地层温度/℃ | 油压/MPa | 井口温度/℃ | 含水/% | 气油比/($m^3$·$m^{-3}$) | 实测井底流压/MPa |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| H-1 | 直井 | 119 | 7 375 | 70 | 3 438 | 59 | 6 934 | — | — | 146.07 | 166.00 | 90.00 | 15 | 22 | 6 284 | 120.5 |
| H-2 | 直井 | 119 | 7 610 | 89 | 4 951 | 70 | 7 278 | — | — | 144.3 | 161.00 | 87.00 | 18 | 19 | 5 766 | 115.2 |
| H-3 | 直井 | 119 | 7 440 | 89 | 3 965 | 70 | 5 456 | 59 | 7 103 | 145.7 | 162.00 | 104.00 | 22 | 45 | 7 477 | 133.7 |
| T-1 | 直井 | 119 | 8 166 | 89 | 3 895 | 70 | 5 912 | 59 | 7 821 | 170.5 | 174.00 | 126.00 | 21 | 51 | 4 657 | 164.3 |
| M-1 | 直井 | 119 | 2 597 | 59 | 2 490 | — | — | — | — | 28.20 | 63.48 | 18.64 | 22 | — | 13 942 | 24.56 |
| K-8 | 直井 | 119 | 3 677 | 70 | 1 712 | 59 | 3 540 | — | — | 45.50 | 88.90 | 13.40 | 18 | 20 | 3 189 | 31.80 |
| Q-1 | 直井 | 119 | 4 286 | 89 | 3 957 | — | — | — | — | 39.04 | 98.00 | 22.50 | 21 | — | 5 131 | 35.70 |

**表3 各井流体组分数据**

Tab. 3 Fluid composition data of wells

| 井号 | 组分摩尔含量/mol% | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | iC5 | nC5 | C6 | C7 | C8 | C9 | C10 | C10+ | $H_2O$ | $CO_2$ | $N_2$ |
| H-1 | 83.25 | 3.73 | 0.88 | 0.28 | 0.26 | 0.17 | 0.14 | 0.72 | 0.42 | 0.18 | 0.29 | 0.34 | 0.80 | 7.04 | 0.55 | 0.95 |
| H-2 | 93.17 | 4.15 | 0.94 | 0.25 | 0.21 | 0.09 | 0.05 | — | — | — | — | — | — | — | 0.31 | 0.73 |
| H-3 | 87.65 | 0.87 | 0.95 | 0.26 | 0.23 | 0.06 | — | — | — | — | — | — | — | — | 4.24 | 2.24 |
| T-1 | 93.36 | 3.07 | 0.63 | 0.18 | 0.21 | 0.10 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.11 | 0.10 | 0.15 | 1.13 | — | 0.04 | 0.58 |
| M-1 | 89.57 | 4.10 | 1.02 | 0.35 | 0.37 | 0.22 | 0.25 | 0.15 | — | — | — | — | — | — | 0.04 | 3.92 |
| K-8 | 86.67 | 5.12 | 1.82 | 0.46 | 0.66 | 0.27 | 0.34 | — | — | — | — | — | — | — | 0.23 | 4.23 |
| Q-1 | 89.32 | 4.60 | 1.49 | 0.41 | 0.56 | 0.18 | 0.68 | 0.28 | — | — | — | — | — | — | 0.40 | 2.09 |

**表4 各模型预测误差**

Tab. 4 Prediction errors of models

| 模型 | | 深层凝析气井 | | 常规凝析气井 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 误差/% | 平均误差/% | 误差/% | 平均误差/% |
| 经验模型 | Beggs & Brill | 5.71 | 5.86 | 13.66 | 13.66 |
| | Duns & Ros | 6.17 | | 18.31 | |
| | Orkiszewski | 7.44 | | 17.14 | |
| | Gray | 7.99 | | 10.59 | |
| | Hagedorn & Brown | 1.97 | | 8.58 | |
| 机理模型 | Ansari | 1.56 | 1.76 | 11.77 | 10.74 |
| | TUFFP | 3.79 | | 9.98 | |
| | Leda-PM | 1.24 | | 12.24 | |
| | OLGAS | 0.42 | | 8.96 | |

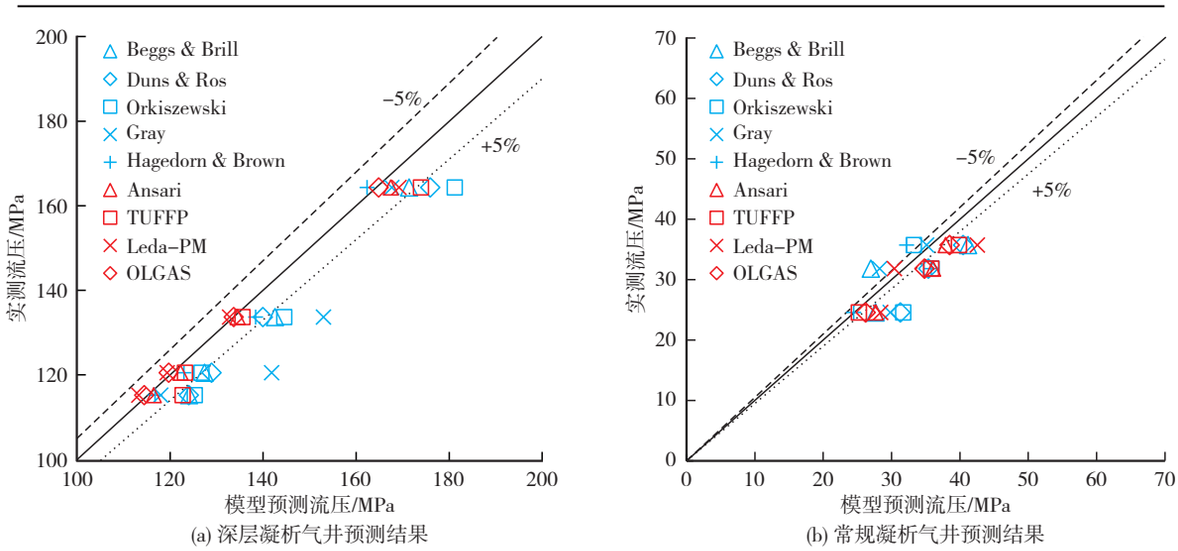



**图6 凝析气井各模型预测精度对比**

Fig. 6 Comparison of prediction accuracy of various models in HPHT gas wells

析气井中误差显著增大，尤其是Duns & Ros与Orkiszewski模型，平均误差超过13%，说明在复杂工况下的适用性不足。

图6进一步对比了各模型预测精度。从图6(a)可以看出，在深层凝析气井中，机理模型的预测结果大多落在±5%误差带内，分布明显更集中；而经验模型由于

未能充分考虑深层凝析气井的高温高压条件及凝析液滞留效应，导致压力预测存在系统性高估。图6(b)表明，在常规凝析气井中，两类模型的误差整体增大。图7所示的平均误差对比结果亦印证了这一趋势。

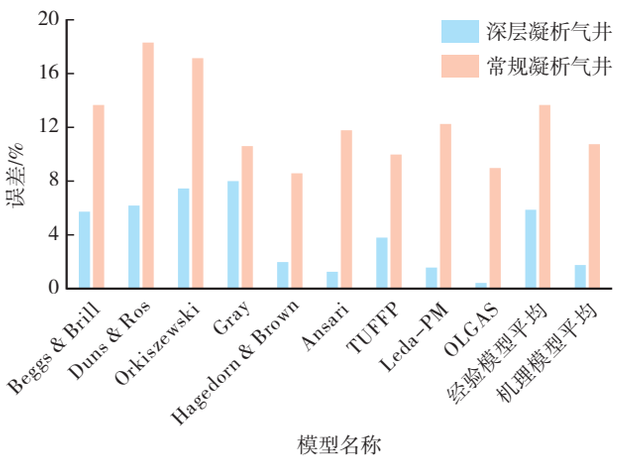



**图7　不同多相管流模型预测误差对比**

Fig. 7　Comparison of prediction errors for different multiphase pipe flow models

综上，各模型在深层凝析气井中的预测误差普遍小于常规凝析气井，说明深层条件下的流动规律更符合组分流体模型的假设前提，凸显了机理模型的优势。因此，在深层凝析气井压力预测中应优先采用机理模型，尤其是经过高压数据拟合的OLGAS、Leda-PM等高精度模型；而经验模型在常规气井中仍具一定参考价值，但其适用范围相对有限。

## 5　结论

1)凝析气井井筒流动涉及跨露点相态变化，黑油模型在描述凝析液析出及持液行为方面存在局限，组分模型在相态与物性计算中的适用性更好。

2)当地层水含量较高时，水相会影响相平衡与混相物性参数，进而影响持液率与压降预测，相态计算中应考虑水相效应。

3)不同流动压力影响气液两相间的摩擦携带作用，造成相同气相就地表观流速下的流型和流型转换受压力影响，基于常压或低压流动实验建立的经验流动模型不适用于高压气井流动的压力预测。

4)机理模型是基于流动过程中不同相的动量、能量守恒，相比经验模型能够更准确预测高压流体的流动规律和流型变化，高压模拟实验和现场实测数据拟合能够增加高压流体流动压力的预测精度。

5)基于7口实例井井底流压预测结果的对比分析表明，机理模型在深层凝析气井中的预测精度显著优于经验模型，OLGAS、Leda-PM等模型体现出更强的稳定性与适用性，应作为深层气井压力预测的首选方法。

## 参考文献

[1]李熙喆，郭振华，胡勇，等. 中国超深层构造型大气田高效开发策略[J]. 石油勘探与开发，2018，45(1)：111-118.
LI Xizhe，GUO Zhenhua，HU Yong，et al. Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China[J]. Petroleum Exploration and Development，2018，45(1)：111-118.

[2]郑永建，曾桃，李跃林，等. 南海高温高压气井外部温度场建立与井底压力计算[J]. 中国海上油气，2019，31(4)：125-134.
ZHENG Yongjian，ZENG Tao，LI Yuelin，et al. Establishment of external temperature field and calculation of bottom-hole pressure of HTHP gas wells in the South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas，2019，31(4)：125-134.

[3]杨谋，赵鹏超，赵文奎，等. 页岩气水平井套管偏心条件下注水泥全过程压力动态预测[J]. 新疆石油天然气，2023，19(4)：42-48.
YANG Mou，ZHAO Pengchao，ZHAO Wenkui，et al. Dynamic prediction of cementing pressure through the whole process under eccentric casing conditions in shale gas horizontal wells[J]. Xinjiang Oil & Gas，2023，19(4)：42-48.

[4]梁拓，杨昌华，张衍君，等. 纳米流体提高原油采收率研究和应用进展[J]. 新疆石油天然气，2023，19(4)：29-41.
LIANG Tuo，YANG Changhua，ZHANG Yanjun，et al. Research and application progress of nanofluid for enhanced oil recovery[J]. Xinjiang Oil & Gas，2023，19(4)：29-41.

[5]张绍鹏，鄢雨，冯小刚，等. 临投工艺技术及标准化研究应用[J]. 新疆石油天然气，2020，16(2)：83-87.
ZHANG Shaopeng，YAN Yu，FENG Xiaogang，et al. Research and application of temporary production technology and standardization[J]. Xinjiang Oil & Gas，2020，16(2)：83-87.

[6]陈凯，姚为英，张强，等. 渤海某凝析气田气井井筒积液分析及处理措施[J]. 油气井测试，2020，29(2)：37-42.
CHEN Kai，YAO Weiying，ZHANG Qiang，et al. Analysis of liquid accumulation and treatment measures for gas wells in a condensate gas feld of Bohai[J]. Well Testing，2020，29(2)：37-42.

[7]周忠亚. 涪陵气田凝析气井相态模拟研究[J]. 内蒙古石油化工，2023，49(11)：116-120.
ZHOU Zhongya. Phase simulation study of condensate gas wells in Fuling Gas Field[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry，2023，49(11)：116-120.

[8]谢泱，刘建仪，汪春浦. 高压含蜡凝析气析蜡点实验测试方法及应用[J]. 特种油气藏，2022，29(5)：132-138.
XIE Yang，LIU Jianyi，WANG Chunpu. Experimental test method and application of high-pressure wax-bearing condensate gas wax precipitation point[J]. Special Oil & Gas Reservoirs，2022，29(5)：132-138.

[9]鹿克峰，石美雪，王睿，等. 基于物质平衡方程的凝析气PVT

实验数据检查方法及其应用[J]. 石油学报,2025,46(2):402-412.
LU Kefeng, SHI Meixue, WANG Rui, et al. Research and application of condensate gas PVT experimental data checking method based on material balance equation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(2): 402-412.
[10]黄磊,康凯,张雷,等. 凝析气藏PVT实验数据合格性的判别方法[J]. 断块油气田,2022,29(3):390-394.
HUANG Lei, KANG Kai, ZHANG Lei, et al. Distinguishing method for conformity of PVT data for condensate gas reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(3): 390-394.
[11]吴存辉. 凝析气井气举排水采气工艺[J]. 化学工程与装备,2021,(10):118-119.
WU Cunhui. Gas lift drainage and gas production technology for condensate gas wells[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2021, (10): 118-119.
[12]宋昱东,孙帅帅,周祥,等. 深层潜山凝析气井完井管柱和工艺优化研究与应用[J]. 石化技术,2025,32(3):202-204.
SONG Yudong, SUN Shuaishuai, ZHOU Xiang, et al. Study and application on optimization of completion string and process of deep buried mountain gas condensate well[J]. Petrochemical Industry Technology, 2025, 32(3): 202-204.
[13]熊坤. 新型抗凝析油泡排剂在东胜气田的研究与应用[J]. 复杂油气藏,2025,18(3):375-381.
XIONG Kun. Research and application of a novel anti-condensate oil foam drainage agent in Dongsheng Gas Field [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2025, 18(3): 375-381.
[14]陈岭,白玉湖,徐兵祥,等. 页岩凝析气藏数值模拟方法及其在鹰滩的应用[C]//第31届全国天然气学术年会(2019)论文集(03非常规气藏),四川:中国石油学会天然气专业委员会,2019:557-572.
CHEN Ling, BAI Yuhu, XU Bingxiang, et al. Numerical simulation method for shale condensate gas reservoir and its application in Eagle Ford[C]//Proceedings of the 31st National Natural Gas Academic Annual Conference (2019) (03 Unconventional Gas Reservoirs), Sichuan: Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society, 2019: 557-572.
[15]明瑞卿,张全立,罗淮东,等. 一种预测凝析气井临界携液流量的通用模型[J]. 钻采工艺,2019,42(6):69-72、5.
MING Ruiqing, ZHANG Quanli, LUO Huaidong, et al. A universal model for predicting the critical continuous liquid removal rate from condensate gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(6): 69-72, 5.
[16]白文鹏,程时清,汪洋,等. 致密凝析气井多相流不稳定产量预测方法[J]. 石油勘探与开发,2024,51(1):154-160.
BAI Wenpeng, CHENG Shiqing, WANG Yang, et al. A transient production prediction method for tight condensate gas wells with multiphase flow [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 154-160.
[17]BEGGS D H, BRILL J P. A study of two-phase flow in inclined pipes[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(5): 607-617.
[18]MARIA S, IYALLA I, OKULAJA O, et al. Investigating flow regimes in high temperature high pressure HPHT gas subsea tieback [C]//SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, August 2020: SPE-203758-MS.
[19]DARABOINA N, CHI Y, SARICA C, et al. Effects of high pressure on the performance of existing two-phase flow models in wellbores[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September 2018: SPE-191597-MS.
[20]蒲万芬,靳星,唐晓东,等. 基于BP神经网络的低渗透底水油藏油井见水模式预测模型[J]. 新疆石油天然气,2024,20(2):37-47.
PU Wanfen, JIN Xing, TANG Xiaodong, et al. Prediction model of water breakthrough patterns of low-permeability bottom water reservoirs based on BP neural network[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(2): 37-47.
[21]AL-SAFRAN E, AL-QENAE K. A study of flow-pattern transitions in high-viscosity oil-and-gas two-phase flow in horizontal pipes[J]. SPE Production & Operations, 2018, 33(2): 269-280.
[22]ZHANG H Q, WANG Q, SARICA C, et al. A unified mechanistic model for slug liquid holdup and transition between slug and dispersed bubble flows[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2003, 29(1): 97-107.
[23]王长权,汤勇,杜志敏,等. 含水凝析气相态特征及非平衡压降过程产液特征[J]. 石油学报,2013,34(4):740-746.
WANG Changquan, TANG Yong, DU Zhimin, et al. Phase behaviors of condensate gas with vaporous water and liquid production characteristics in a non-equilibrium pressure drop process[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4): 740-746.
[24]MAHMOUD M. Development of a new correlation of gas compressibility factor (Z-factor) for high pressure gas reservoir [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2014, 136(1): 012903.
[25]石德佩,孙雷,刘建仪,等. 高温高压含水凝析气相态特征研究[J]. 天然气工业,2006,6(3):95-97、168-169.
SHI Peide, SUN Lei, LIU Jianyi, et al. Phase behavior of wet condensate gas at high temperature and pressure[J]. Natural Gas Industry, 2006, 6(3): 95-97, 168-169.
[26]KJOLAAS J, SHMUELI A, MORIN A. Liquid loading and multiple solutions in vertical flows-experiments and modelling with LedaFlow[C]//BHR North American Conference on Multiphase Production Technology, Houston, Texas, USA, 2016: BHR-2016-403.
[27]BENDIKSEN K H, MAINES D, MOE R, et al. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and application[J]. SPE Production Engineering, 1991, 6(2): 171-180.
[28]DANIELSON T J, BANSAL K M , HANSEN R, et al. Leda: the next multiphase flow performance simulator[C]//BHR International Conference on Multiphase Production Technology, Houston, Texas, USA, 2005: BHR-2005-H4.

(修改回稿日期:2025-12-02 编辑:何园)