

引用格式:赵令博,段永刚,罗乐,等.基于流动物质平衡理论的凝析气藏动态储量计算方法[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):96-102.

ZHAO Lingbo, DUAN Yonggang, LUO Le, et al. Dynamic reserve calculation method for gas-condensate reservoirs based on flowing material balance theory[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 96-102.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.012

基于流动物质平衡理论的凝析气藏动态储量计算方法

赵令博,段永刚,罗乐,周金鑫

(西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川成都610500)

摘要:凝析气藏衰竭过程会发生显著凝析现象,现有物质平衡方法计算凝析气藏动态储量时,压降曲线不呈现线性关系导致动态储量评价存在困难,因此,研究复杂多相流气藏物质平衡储量计算方法具有重要意义。依据凝析气藏渗流力学理论,引入油气两相拟压力参数,建立了基于流动物质平衡理论的凝析气藏动态储量计算新方法,多相流动物质平衡法中规整化产率与规整化累计产量呈现明显的线性关系。分析结果认为,当生产未达到拟稳态时,计算得到的动态储量结果会存在偏差。研究凝析气藏在不同流动阶段饱和度变化规律的差异,形成了油气两相拟压力参数的计算方法,修正的生产指示曲线能够提高凝析气藏动态储量计算的准确性。方法应用于某凝析气藏现场实例,与常规方法和Blasingame图版拟合方法的对比计算结果认为新方法计算得到动态储量结果更为准确。结果表明新计算方法提高了凝析气藏动态储量评估的准确性,有助于指导现场及时调整开发方案。

关键词:凝析气藏;动态储量;多相渗流;流动物质平衡;拟压力

中图分类号:TE372

文献标识码:A

Dynamic reserve calculation method for gas-condensate reservoirs based on flowing material balance theory

ZHAO Lingbo, DUAN Yonggang, LUO Le, ZHOU Jinxin

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The depletion process of a gas-condensate reservoir is characterized by significant condensation phenomenon. Existing material balance methods often fail to establish a linear relationship between pressure drop and cumulative production, resulting in considerable errors in dynamic reserve evaluations. Therefore, it is crucial to study material balance methods tailored for complex multiphase flow gas reservoirs. Based on the fluid flow poromechanics of gas-condensate reservoirs, a new method for calculating dynamic reserves in gas-condensate reservoirs was established by introducing two-phase pseudo-pressure parameter and applying flowing material balance theory. In the multiphase flowing material balance method, a clear linear relationship was observed between the normalized production rate and normalized cumulative production. The analysis results showed that when the production did not reach the pseudo-steady state, the calculated dynamic reserve results would be biased. By analyzing the differences in saturation behavior across various flow regimes, a calculation method for the two-phase pseudo-pressure parameter was developed. The modified production indication curve could improve the accuracy of dynamic reserve calculations for condensate gas reservoirs. The method was applied to wells in a gas-condensate reservoir. Compared with conventional methods and the Blasingame chart fitting method, the proposed approach yielded more accurate dynamic reserve evaluations. The results demonstrate that the proposed calculation method enhances the accuracy of dynamic reserve evaluations for gas-condensate reservoirs and supports timely adjustments to development plans in the field.

Keywords: gas-condensate reservoirs; dynamic reserves; multiphase flow; flowing material balance; pseudo-pressure

凝析气藏在开采过程中随着地层压力下降会发生显著凝析现象^[1-2],存在油气多相渗流,复杂的流动规律导致气藏动态储量计算难度大^[3]。由于动态储量对于开发

方案制定具有重要的参考作用^[4],因此,有必要研究有效的凝析气藏动态储量计算方法。

目前气藏动态储量的计算方法主要有产量递减分析

收稿日期:2024-02-04。

第一作者简介:赵令博(1998—),男,在读硕士研究生,主要从事油气藏开发研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。

E-mail: 1223511160@qq.com

通信作者简介:罗乐(1993—),男,博士,讲师,主要从事非常规油气藏动态分析研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail: le-luo@swpu.edu.cn

基金项目:中国石油—西南石油大学创新联合体科技合作项目“鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气规模建产开发关键技术研究”(2020CX030000)。

法、压降法和流动物质平衡法^[5-6]。产量递减分析法^[7]的基本原理是当气藏内流体处于非稳态阶段时,通过拟合气藏生产动态数据来评价动态储量,产量递减分析法主要包括了Arps产量递减分析法、Fetkovich产量递减分析法、Blasingame产量递减分析方法^[8],此类方法需要准确的储层物性、井口压力等参数^[9],在图版拟合过程中调整模型参数以达到最佳拟合效果^[10]。实践表明能够较好地适用于处于边界控制流动阶段的凝析气藏,而对于生产时长较短的凝析气藏动态储量计算精度低^[11-12]。采用压降法计算气藏动态储量时需要进行关井测量静压数据,静压数据测量时地层处于稳定流动状态,对压力资料要求较高,同时测试时长可能会影响计算结果精度,在早期生产阶段运用该方法会导致动态储量计算结果准确性低^[13-17]。生产指示曲线呈现直线趋势才能通过外推获取动态储量,凝析气藏实际开发过程曲线偏离线性关系,计算结果可能存在偏差。流动物质平衡法最初是由MATTER等^[18]所提出,该方法基于拟稳态渗流,利用气井生产压力来表征其平均地层压力,通过建立流动物质平衡方程计算单相气井动态储量,反映了累计产量与地层压力的变化关系^[19]。该方法不需要关井测静压,利用产量和井底流压数据可以计算动态储量^[20-22],相比其他动态储量计算方法具有一定优势。近年来,学者基于凝析油的流动特征,通过传统物质平衡方程对凝析气藏动态储量进行预测^[23-24]。从摩尔质量守恒^[25]的角度推导了物质平衡方程计算凝析气藏动态储量,以上方法未充分考虑凝析气藏流体相变且要求现场测试数据量大^[26],在现场应用时具有一定局限性。

基于流动物质平衡理论,充分考虑气藏中多相渗流现象,引入多相拟压力函数来描述凝析气藏中流体物性随压力的变化,建立凝析气藏规整化产率与规整化产量的数学关系,进而评价气藏的动态储量。

1 凝析气藏动态储量计算方法

凝析气藏动态储量受其本身埋藏深度、气藏压力温度等影响,同时气藏中流体黏度、体积系数等参数变化不可忽视。基于渗流力学中油气两相渗流理论,推导适用于凝析气藏的多相流动物质平衡方程,阐述了方法的计算流程并展示了拟压力函数生产指示曲线特征。

1.1 多相流动物质平衡方程

流动物质平衡方法是通过井底流动压力与累计产量数据估算油气藏的动态储量。凝析气藏在衰竭式开发过程中达到拟稳态后,根据可压缩气体压缩系数的定义,给出凝析气压缩系数为:

$$c_g = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} = -\frac{1}{GB_{gi}} \frac{q_g B_g dt}{dp} \quad (1)$$

式中: c_g 为凝析气压缩系数,单位 MPa^{-1} ; G 为凝析气藏天然气动态储量,单位 m^3 ; B_{gi} 为原始地层压力条件下气相体积系数,单位 m^3/m^3 ; q_g 为天然气日产量,单位 m^3 ; B_g 为气相体积系数,单位 m^3/m^3 ; V 为凝析气藏内气体体积,单位 m^3 ; p 为气藏压力,单位 MPa ; t 为时间,单位 h 。

根据质量守恒原理,将油气两相渗流中气相流动连续性方程表示为:

$$\frac{\partial(\rho_g \varphi S_g)}{\partial t} + \nabla(\rho_g V_g) = \rho_g q_g \quad (2)$$

式中: ρ_g 为凝析气藏内气相密度,单位 kg/m^3 ; φ 为孔隙度; S_g 为气相饱和度; V_g 为气藏体积,单位 m^3 。

将式(2)中密度 ρ_g 改用气相体积系数 B_g 表示,并结合Darcy定律,得到:

$$\nabla \left[\left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \right) \nabla p \right] = \frac{1}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} R_s \right) \right] \quad (3)$$

式中: k_{rg} 为气相相对渗透率; μ_g 为气体黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; k_{ro} 为油相相对渗透率; μ_o 为原油黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; R_s 为溶解气油比,单位 m^3/m^3 ; S_o 为油相饱和度; B_o 为油相体积系数,单位 m^3/m^3 ; K 为凝析气藏渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

为线性化连续性方程同时并保持拟压力量纲与压力一致的原则,定义多相拟压力表达式为:

$$p_p = \mu_{gi} B_{gi} \int_{p_{base}}^p \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \right) dp \quad (4)$$

式中: p_p 为拟压力,单位 MPa ; μ_{gi} 为原始地层压力条件下气体黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p_{base} 为参考压力,单位 MPa 。

式中 B_g 和 μ_g 可通过PVT(不同温度压力下相态特征)实验得到关于压力的关系。

对式(4)求导得到:

$$\frac{dp_p}{dp} = \mu_{gi} B_{gi} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \right) \quad (5)$$

将式(5)代入压缩系数定义式(1)中

$$c_g = -\frac{1}{G} q_g B_g \mu_{gi} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \right) \frac{dt}{dp_p} \quad (6)$$

对上式进行积分得到气藏原始地层拟压力与平均拟压力的差值为:

$$p_{pi} - p_{pavg} = \int_0^t \frac{q_g B_g \mu_{gi}}{G c_g} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \right) dt \quad (7)$$

式中: p_{pi} 为气藏原始地层压力下的拟压力,单位 MPa ; p_{pavg} 为气藏平均压力下的拟压力,单位 MPa 。

当生产进入拟稳态状态时,地层中任意点压力变化量完全一致,可得:

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q}{\pi r_e^2 h \varphi c_t} \quad (8)$$

式中: q 为凝析气藏日产量,单位 m^3 ; φ 为孔隙度; h 为储层厚度,单位 m ; c_i 为储层综合压缩系数,单位 MPa^{-1} ; r_e 为泄气半径,单位 m ; p_{wf} 为井底流动压力,单位 MPa 。

另有气藏流体的渗流微分方程为:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\mu \varphi c_i}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (9)$$

式中: r 为半径,单位 m ; p 为压力,单位 MPa ; k 为渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

将式(8)代入式(9),由平均压力定义并沿径向距离进行积分变换后可得到:

$$\int_{p_{wf}}^p dp = \frac{q\mu}{2\pi kh} \int_{r_e}^r \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right) dr \quad (10)$$

根据式(10)和拟压力定义得到拟稳定流动状态下平均拟压力和流动拟压力差值

$$p_{pavg} - p_{pwf} = \frac{q_g B_{gi} \mu_{gi}}{2\pi kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right) \right] \quad (11)$$

联立式(7)和式(11),可得多相流动物质平衡方程通式如下:

$$\frac{q_g}{\Delta p_p} = \frac{1}{b} - \frac{1}{bG} \left[\frac{(p_{pi} - p_{pavg}) G_p}{(p_{pi} - p_{pwf})} \right] \quad (12)$$

$$\text{其中 } \Delta p_p = (p_{pi} - p_{pwf}); b = \frac{B_{gi} \mu_{gi}}{2\pi kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right) \right];$$

$$G_p = \int_0^t \frac{\mu_{gi} q_g}{c_g} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \right) dt。$$

式(10)一式(12)中: r_w 为井半径,单位 m ; A 为井面积,单位 m^2 ; C_A 为形状因子; γ 为流体比重; G_p 为凝析气藏天然气累计产量,单位 m^3 。

1.2 多相流拟压力函数的生产指示曲线

根据推导方程通式,基于多相流动物质平衡方法可以计算凝析气藏动态储量。具体步骤为:首先整合已有生产数据、两相相对渗透率和气藏流体PVT相关参数与

平均地层压力之间的函数关系,其次,计算多相拟压力 p_p 及日产量 q_g 下的规整化产率和规整化累产,绘制规整化产率 $\frac{q_g}{\Delta p_p}$ 和规整化累产 $\frac{(p_{pi} - p_{pavg}) G_p}{(p_{pi} - p_{pwf})}$ 的线性关系,最后,拟合气井生产达到拟稳态时的散点数据,可外推线性关系得到横坐标截距视为凝析气藏动态储量。

运用上述多相流动物质平衡法与常规流动物质平衡法回归的线性关系对比结果,如图1所示。图1a中多相流动物质平衡法中规整化产率与规整化累计产量呈现明显的线性关系,对比图1b中的常规流动物质平衡法,产率与累计产量的整体线性关系不明显,尝试不同数据下的线性回归有较大差异。

2 凝析气藏动态储量影响参数讨论

2.1 拟稳态时间对计算结果的影响

根据井底流压的变化规律,凝析气藏流动状态可分为3类。图2显示了凝析气藏的3类流动状态,根据井底流压的变化规律,当井底流压及其导数不恒定时的流动状态称为非稳态流动;当井底流压变化率保持不变时气藏流动状态为拟稳态流动;当井底流压不发生变化,此时气藏内流体流动处于稳态流动。

考虑到多相流动物质平衡方程通式是在拟稳态流动阶段建立的,因此有必要讨论生产历史时间对动态储量计算结果的影响。

模拟气藏原始压力为94 MPa,气藏中气体露点压力为37 MPa,在地层条件下气体黏度为0.04 mPa·s,体积系数为0.002 67 m^3/m^3 ,生产气油比为764 m^3/m^3 。以拟稳态时间为800 d的模拟数据为例,根据不同生产时长(200 d、400 d、600 d和800 d)数据计算动态储量(表1),并分析计算结果的误差(图3)。

当拟合时长未达到拟稳态时,所得到动态储量计算结果会与真实值存在不同程度的偏差。当生产时间仅为

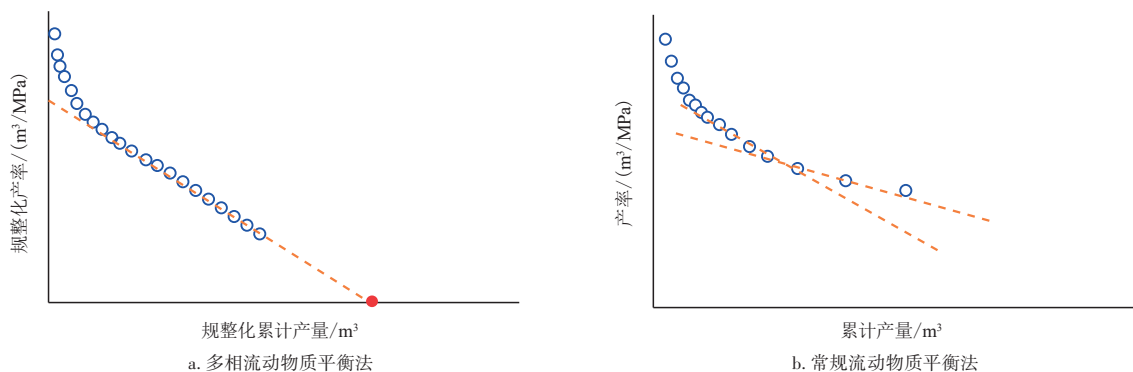


图1 多相流动物质平衡法与常规流动物质平衡法生产指示曲线对比

Fig. 1 Comparison of production indication curves between multiphase flowing material balance method and conventional flowing material balance method

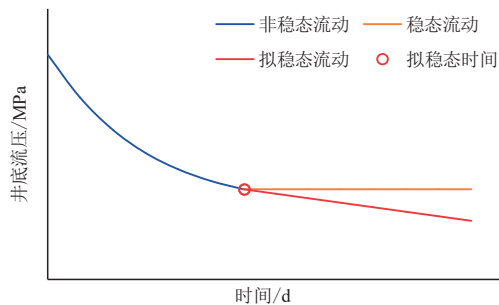


图2 井底流压变化规律示意图

Fig. 2 Schematic diagram of bottom-hole flowing pressure variation

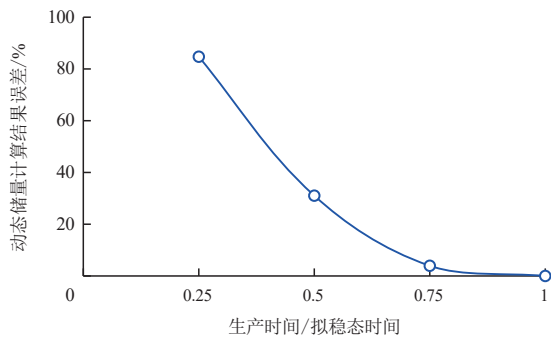


图3 不同生产时长动态储量计算结果误差

Fig. 3 Error curve of dynamic reserve calculation results for different production periods

表1 不同生产时长动态储量计算结果

Table 1 Dynamic reserve calculation results for different production periods

生产时长/d	动态储量计算结果/(10 ⁸ m ³)
200	3.1
400	14.0
600	19.5
800	20.3

拟稳态时间的25%时,动态储量的计算误差高达84.73%。而生产时间达到拟稳态时间的80%时,动态储量的计算误差大大缩小为3.94%。因此,用拟压力流动物质平衡方程通式估算动态储量时应评估气井生产是否进入拟稳态流动阶段,以掌握计算结果的准确程度。

2.2 气相饱和度与压力关系

凝析气藏涉及复杂的多相流动,建立的流物质平衡方程中的拟压力包含了油气两相相对渗透率参数,准确计算拟压力是保证动态储量计算结果准确性的关键。相对渗透率是关于饱和度的函数,因此,需要建立压力与饱和度之间的数学关系,从而准确计算拟压力数值。

在稳态模型中,当油气两相流动处于稳定阶段时,该

阶段内的气油比是恒定的,根据FETKOVICH等^[27]所提出两相相对渗透率方程,气相和油相的相对渗透率比值的

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \left(\frac{R_p - R_s}{1 - R_v R_p} \right) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \quad (13)$$

式中: k_{rg} 为气相相对渗透率; k_{ro} 为油相相对渗透率; R_p 为生产气油比,单位 m^3/m^3 ; R_s 为溶解气油比,单位 m^3/m^3 ; R_v 为凝析油气比,单位 m^3/m^3 ; μ_g 为当前压力下气相黏度,单位 $mPa \cdot s$; B_g 为气相体积系数,单位 m^3/m^3 ; μ_o 为当前压力下油相黏度,单位 $mPa \cdot s$; B_o 为油相体积系数,单位 m^3/m^3 。

将式(13)变形可得:

$$R_p = \frac{R_s k_{ro} \mu_g B_g + k_{rg} \mu_o B_o}{R_v k_{rg} \mu_o B_o + k_{ro} \mu_g B_g} \quad (14)$$

对于凝析气藏原始地层压力大于露点压力时,初始条件下气藏中只存在单相气体流动,当压力下降至露点压力以下,气藏会出现多相流动情况,故满足两相相对渗透率方程的使用条件。

饱和度与压力之间的关系可以采用WALSH等^[28]所提出的凝析气藏的“Tank-type”模型,给出平均气相饱和度方程为:

$$S_g = \frac{B_o \left[(1 - G_p/G) - (G/N) (1 - N_p/N) R_s \right]}{(1 - N_p/N) (B_o - R_s B_g) + (1 - G_p/G) (G/N) (B_g - R_v B_o)} \quad (15)$$

式中: N 为凝析气藏油相动态储量,单位 m^3 ; N_p 为油相累计产量,单位 m^3 ; G_p 为气相累计产量,单位 m^3 。

FEVANG等^[29]提出通过实验的手段测得油气两相相对渗透率,即通过流体定容衰竭实验模拟凝析气藏中流体相变的过程,通过该实验得到地层流体在定容衰竭过程中,得到流体产量及组分变化相关数据,通过计算出流体在不同压力条件下析出液滴量,得到反凝析液量与压力之间关系,实验结果如图4所示。

通过等组分膨胀测试也可以获得饱和度与压力之间

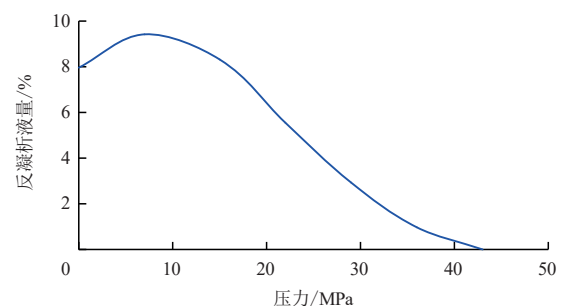


图4 流体定容衰竭实验模拟反凝析液量与压力关系曲线
Fig. 4 Relationship curve between simulated retrograde condensate volume and pressure in constant volume depletion experiment

的关系,该测试可以获得油气两相相对量的关系。实验模拟了气藏中流体在恒温条件下,整体组分稳定的衰竭过程,可以用于计算压力在露点附近时的饱和度,在该压力附近有凝析油的析出,但流动性较差可忽略其在地层中流动的情况。

以上4种饱和度与压力之间关系表征了气藏开采时平均地层压力与平均饱和度之间的关系,但在实际开采过程中不能通过单一的计算模型得到原始地层压力到井底流压范围内的多相拟压力参数的计算,应采用不同方法的饱和度与压力关系式进行组合计算。

2.3 多相拟压力计算方法

凝析气藏内流体的流动可根据凝析油在其中的流动特征分为3个区域,每个流动区域内压力区间各有差异,拟压力参数积分区间也可分为3部分,凝析气藏流动区域如图5所示。

图5显示凝析气藏在不同区域中表现出不同的流动特征,根据不同流动特征之间的压力差异可以将拟压力的计算分为3部分。每个部分代表了从井筒向气藏深处的不同区域,根据平均压力和井底流压与露点压力之间的关系,将拟压力参数积分的上下限分为3个部分计算。

区域1中存在油气两相流动,此时该区域压力介于平均地层压力与井底流压之间且小于露点压力,此阶段采用“Tank-type”模型计算油气相对渗透率得到拟压力参数的结果更加准确,拟压力参数计算式为:

$$p_{\text{pavg}} - p_{\text{pwf}} = \int_{p_{\text{wf}}}^{p_{\text{pavg}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} + \frac{k_{\text{ro}}}{\mu_{\text{o}} B_{\text{o}}} R_{\text{s}} \right) dp \quad (16)$$

区域2中油相饱和度快速下降,该流动区域中压力处于露点压力附近,存在油气两相,但凝析油不可流动,此时油相相对渗透率为0,拟压力积分上下限变为露点压力和平均压力,得到拟压力差计算式为:

$$p_{\text{b}} - p_{\text{pavg}} = \int_{p_{\text{pavg}}}^{p_{\text{b}}} \frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} dp \quad (17)$$

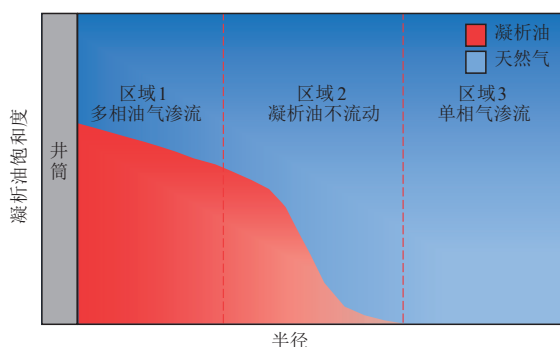


图5 凝析气井径向流动方向的流动区域示意图

Fig. 5 Schematic diagram of flow areas in the radial flow direction of gas-condensate well

$$p_{\text{pi}} - p_{\text{b}} = k_{\text{rg}} \int_{p_{\text{b}}}^{p_{\text{pi}}} \frac{1}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} dp \quad (18)$$

式中: p_{b} 为泡点压力,单位MPa; p_{pi} 为原始地层拟压力,单位MPa; p_{i} 为原始地层压力,单位MPa。

当计算压力大于平均地层压力时,只存在单相气体流动,故当压力区间为原始地层压力和平均地层压力时,拟压力参数计算为:

$$p_{\text{pi}} - p_{\text{pavg}} = \int_{p_{\text{pavg}}}^{p_{\text{pi}}} \left[\frac{k_{\text{rg}}(S_{\text{wi}})}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right] dp \quad (19)$$

式中: S_{wi} 为原始地层中含水饱和度。

同理,压力区间处于露点压力与流压之间时,拟压力参数计算为:

$$p_{\text{b}} - p_{\text{wf}} = \int_{p_{\text{wf}}}^{p_{\text{b}}} \left(\frac{k_{\text{ro}}}{\mu_{\text{o}} B_{\text{o}}} R_{\text{s}} + \frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp \quad (20)$$

综合式(16)一式(20),可以得到凝析气藏中各个压力区间内各个拟压力参数的计算公式,为了准确计算多相拟压力参数,气藏流体流动往往是2种或3种流动特征的共同存在,所以在运用式(12)时,多相拟压力的计算可以按照以下方法计算。

当平均地层压力高于露点压力时,拟压力差计算为:

$$p_{\text{pi}} - p_{\text{pavg}} = \mu_{\text{gi}} B_{\text{gi}} \int_{p_{\text{pavg}}}^{p_{\text{pi}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp \quad (21)$$

$$p_{\text{pi}} - p_{\text{pwf}} = \mu_{\text{gi}} B_{\text{gi}} \left[\int_{p_{\text{b}}}^{p_{\text{pi}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp + \int_{p_{\text{wf}}}^{p_{\text{b}}} \left(\frac{k_{\text{ro}}}{\mu_{\text{o}} B_{\text{o}}} R_{\text{s}} + \frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp \right] \quad (22)$$

当平均地层压力低于露点压力时,拟压力差计算为:

$$p_{\text{pi}} - p_{\text{pavg}} = \mu_{\text{gi}} B_{\text{gi}} \left[\int_{p_{\text{pavg}}}^{p_{\text{b}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp + \int_{p_{\text{b}}}^{p_{\text{pi}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp \right] \quad (23)$$

$$p_{\text{pi}} - p_{\text{pwf}} = \mu_{\text{gi}} B_{\text{gi}} \left[\int_{p_{\text{pavg}}}^{p_{\text{pavg}}} \left(\frac{k_{\text{ro}}}{\mu_{\text{o}} B_{\text{o}}} R_{\text{s}} + \frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp + \int_{p_{\text{pavg}}}^{p_{\text{b}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp + \int_{p_{\text{b}}}^{p_{\text{pi}}} \left(\frac{k_{\text{rg}}}{\mu_{\text{g}} B_{\text{g}}} \right) dp \right] \quad (24)$$

3 实例分析

M区块凝析气藏生产气井钻完井深为7996m,气藏原始地层压力为82.06MPa,酸压施工后投产,平均日产气 $29.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,气油比 $2300 \text{ m}^3/\text{m}^3$,图6为该区块实际生产气油比,目前生产达到拟稳态流动。由PVT测试得到该凝析气藏流体性质,其中露点压力为43.01MPa,地层原始压力条件下天然气体积系数为 $0.00317 \text{ m}^3/\text{m}^3$,黏度为 $0.04 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,储层有效厚度为10m,凝析油含量为 $237.08 \text{ g}/\text{m}^3$ 。气井产水量可忽略不计,目前采用衰竭式开发方式开采。

将提出的动态储量计算方法应用于M区凝析气藏,

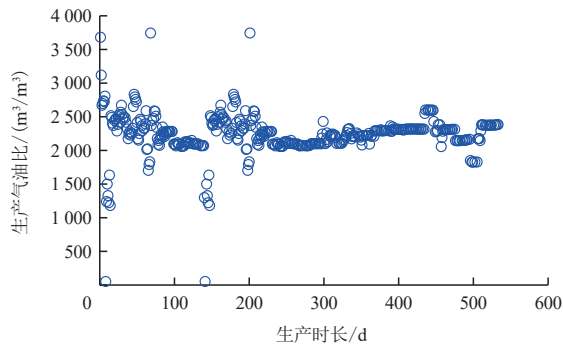


图6 M凝析气藏气井生产气油比

Fig. 6 Produced gas-oil ratio of gas wells in the M gas-condensate reservoir

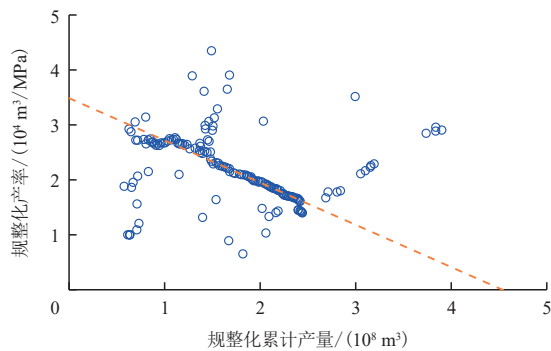


图7 多相流物质平衡法的规范化产率与规范化累计产量关系

Fig. 7 Relationship between normalized production rate and normalized cumulative production in multiphase flowing material balance method

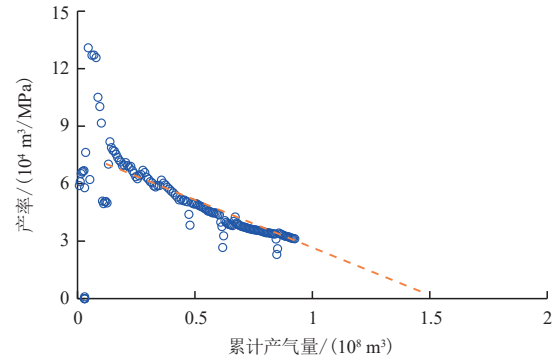


图8 常规流动物质平衡法的产率与累计产气量关系

Fig. 8 Relationship between production rate and cumulative gas production in the conventional flowing material balance method

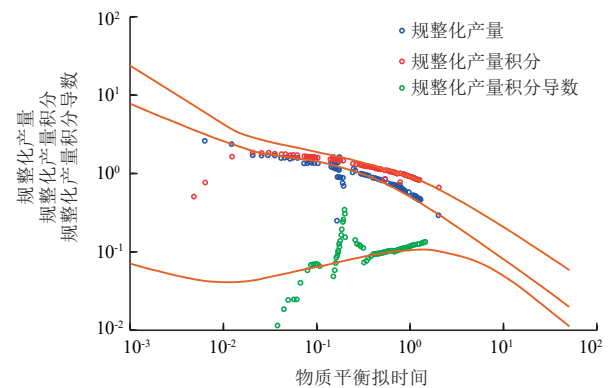


图9 现代产量递减分析图版拟合曲线

Fig. 9 Matching curves of modern production decline analysis

并且运用了常规流动物质平衡法和Blasingame现代产量递减分析法进行对比。图7绘制了规范化产率与规范化累计产量关系图,数据显示了明显的线性数学关系,通过拟合获取图中虚线的斜率,进而得到气井的动态储量。而常规流动物质平衡曲线呈现非线性趋势(图8),通过外推的方法获取气井产率与累计产量的关系会存在一定偏差。图9绘制了现代产量递减分析图版拟合曲线,通过规范化产量图版拟合可以得到气井的动态储量。经过计算多相流物质平衡法得到动态储量为 $4.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,常规流动物质平衡法计算动态储量为 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,现代产量递减分析图版拟合方法计算得到的动态储量为 $6.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

对于凝析气藏的动态储量计算,3种方法的结果具有一定的差异。采用现代产量递减图版拟合得到的结果大于多相流物质平衡法得到的计算结果,COX等^[30]分析认为使用基于单相渗流理论的现代产量递减分析方法计算多相流动储层动态储量结果偏高,因此认为真实的动态储量应小于现代产量递减分析的结果。而常规流动物质平衡法计算得到的结果会小于考虑多相流动的方法计算结果,导致结果偏小的原因是常规计算方法中未考

虑到气藏复杂流体的压缩性和黏度及相对渗透率的变化。从井生产历史情况来看,目标凝析气井累计产气量为 $0.95 \times 10^8 \text{ m}^3$,地层平均压力下降了24%,综合判断新方法通过引入多相拟压力参数提高了计算精度,相比于传统方法得到的动态储量结果更为可靠。

4 结论

1) 提出的凝析气藏动态储量计算新方法充分考虑了拟稳态流动阶段下凝析气藏油气两相渗流特点,引入多相拟压力参数建立了规范化产率与规范化累产的关系式,能够运用生产数据拟合线性关系计算凝析气藏的动态储量。模拟研究结果表明气井生产达到拟稳态所需时间80%后,动态储量计算结果精度能够满足工程计算要求。

2) 根据凝析气藏在不同流动阶段的特征,对多相拟压力参数的计算方法进行了讨论。采用不同饱和度和压力关系对该拟压力参数进行计算,在不同压力区间给出了多相拟压力积分计算的公式,确保拟压力计算的准确性。

3) 新方法成功应用于M凝析气藏动态储量的计算,而采用常规流动物质平衡方法计算的动态储量偏小,新方法考虑了气藏复杂多相渗流的影响,提高了动态储量评价结果的准确性。

参考文献

- [1] 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):1-7.
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): 1-7.
- [2] 韩剑发,邬光辉,杨海军,等.塔里木盆地塔中隆起凝析气藏类型与成因[J].天然气工业,2021,41(7):24-32.
HAN Jianfa, WU Guanghui, YANG Haijun, et al. Type and genesis of condensate gas reservoir in the Tazhong uplift of the Tarim basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(7): 24-32.
- [3] 孙贺东,李世银,刘志良,等.缝洞型碳酸盐岩凝析气藏提高采收率关键技术[J].天然气工业,2023,43(1):113-121.
SUN Hedong, LI Shiyin, LIU Zhiliang, et al. EOR technologies for fractured-vuggy carbonate condensate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 113-121.
- [4] 杜鹏斌.高含凝析油凝析气藏开发中后期注气提高采收率机理研究[D].成都:西南石油大学,2018.
DU Pengbin. Study on mechanism of enhanced oil recovery by gas injection in the middle and late phases of condensate gas reservoir with high condensate oil content development[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [5] 刘晓华.气藏动态储量计算中的几个关键参数探讨[J].天然气工业,2009,29(9):71-74.
LIU Xiaohua. A discussion on several key parameters of gas reservoir dynamic reserves calculation[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 71-74.
- [6] 冯东,唐永槐,李阳,等.延安地区陆相页岩气动态储量计算方法研究[J].非常规油气,2023,10(1):27-31.
FENG Dong, TANG Yonghuai, LI Yang, et al. Dynamic reserves calculation method of continental shale gas in Yan'an Area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(1): 27-31.
- [7] 陈元千,徐良,王丽宁.泛指数产量递减模型在评价美国页岩气田井控可采储量中的应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):469-475.
CHEN Yuan qian, XU Liang, WANG Lining. Applications of the generic exponential production decline model on estimating well-controlled recoverable reserves of shale gas fields in the United States [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 469-475.
- [8] 刘晓华,邹春梅,姜艳东,等.现代产量递减分析基本原理与应用[J].天然气工业,2010,30(5):50-54.
LIU Xiaohua, ZOU Chunmei, JIANG Yandong, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-54.
- [9] 姜瑞忠,何吉祥,姜宇,等.页岩气藏压裂水平井Blasingame产量递减分析方法建立与应用[J].石油学报,2019,40(12):1503-1510.
JIANG Ruizhong, HE Jixiang, JIANG Yu, et al. Establishment and application of Blasingame production decline analysis method for fractured horizontal well in shale gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1503-1510.
- [10] 赵玉龙,贺戈,刘香禹,等.基于数据赋权的经验产量递减模型拟合新方法:以四川盆地长宁区块为例[J].天然气工业,2022,42(11):66-76.
ZHAO Yulong, HE Ge, LIU Xiangyu, et al. A new method for fitting empirical pro-duction decline model based on data weighting: A case study on Changning Block of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(11): 66-76.
- [11] 刘文锋,张旭阳,盛舒遥,等.致密油产量递减分析新组合方法研究:以玛湖致密油藏为例[J].油气藏评价与开发,2021,11(6):911-916.
LIU Wenfeng, ZHANG Xuyang, SHENG Shuyao, et al. Research on a new combination method of production decline analysis for tight oil: Cases study of Mahu tight reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 911-916.
- [12] 张烈辉,陈果,赵玉龙,等.改进的页岩气藏物质平衡方程及储量计算方法[J].天然气工业,2013,33(12):66-70.
ZHANG Liehui, CHEN Guo, ZHAO Yulong, et al. A modified material balance equation for shale gas reservoirs and a calculation method of shale gas reserves[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 66-70.
- [13] 郭平,欧志鹏.考虑水溶气的凝析气藏物质平衡方程[J].天然气工业,2013,33(1):70-74.
GUO Ping, OU Zhipeng. Material balance equation of a condensate gas reservoir considering water soluble gas[J]. Nature Gas Industry, 2013, 33(1): 70-74.
- [14] 黄全华,陈冲,皮建,等.“流动”物质平衡法理论依据研究[J].油气藏评价与开发,2015,5(5):30-33.
HUANG Quanhua, CHEN Chong, PI Jian, et al. Study on theoretical basis of “flowing” material balance[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5(5): 30-33.
- [15] 郝玉鸿,许敏,徐小蓉.正确计算低渗透气藏的动态储量[J].石油勘探与开发,2002,29(5):66-68.
HAO Yuhong, XU Min, XU Xiaorong. Correct calculation of dynamic reserves of low permeability gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 66-68.
- [16] 钟海全,周俊杰,李颖川,等.流动物质平衡法计算低渗透气藏单井动态储量[J].岩性油气藏,2012,24(3):108-111.
ZHONG Haiquan, ZHOU Junjie, LI Yingchuan, et al. Dynamic reserve calculation of single well of low permeability gas reservoir based on flowing material balance method[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(3): 108-111.
- [17] 杨永庆.基于流动物质平衡原理计算气藏平均地层压力[J].断块油气田,2015,22(6):747-751.
YANG Yongqing. Calculation of average reservoir pressure by using modified flowing material balance[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(6): 747-751.
- [18] MATTAR L, MCNEIL R. The “flowing” gas material balance[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, 37(2): 52-55.
- [19] 郭智栋,康毅力,王玉斌,等.低压高含水致密气藏气-水相渗特征及生产动态响应[J].油气藏评价与开发,2024,14(1):138-150.
GUO Zhidong, KANG Yili, WANG Yubin, et al. Gas-water relative permeability characteristics and production dynamic response of low pressure and high water cut tight gas reservoirs[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 138-150.

- [14] 李力,孙杰,陈伟华,等.四川盆地二叠系玄武岩储层微粒运移损害机理研究[J].河南科学,2021,39(3):403-411.
LI Li, SUN Jie, CHEN Weihua, et al. Study on the mechanism of particle migration damage in permian basalt reservoirs in Sichuan Basin[J]. Henan Science, 2021, 39(3): 403-411.
- [15] 崔传智,韦自健,刘力军,等.低矿化度水驱中的微粒运移机理及其开发效果[J].工程科学学报,2019,41(6):719-730.
CUI Chuazhi, WEI Zijian, LIU Lijun, et al. Mechanism of fines migration in low-salinity waterflooding and its development effect[J]. Chinese Journal of Engineering, 2019, 41(6): 719-730.
- [16] 何雨丹,毛志强,肖立志,等.核磁共振 T_2 分布评价岩石孔隙分布的改进方法[J].地球物理学报,2005,48(2):737-742.
HE Yudan, MAO Zhiqiang, XIAO Lizhi, et al. An improved method of using NMR T_2 distribution to evaluate pore size distribution[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2005, 48(2): 737-742.
- [17] 王翼君,李雪梅,沈建军,等.油气储层孔隙结构核磁共振分析局限性探讨[J].油气藏评价与开发,2016,6(4):44-52.
WANG Yijun, LI Xuemei, SHEN Jianjun, et al. Discuss on the limitation of nuclear magnetic resonance method for the analysis of reservoir porosity structure[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2016, 6(4): 44-52.
- [18] 任晓娟.低渗砂岩储层孔隙结构与流体微观渗流特征研究[D].西安:西北大学,2006.
REN Xiaojuan. Pore structure of low permeability sand rock and fluid flowing characteristics[D]. Xi'an: Northwest University, 2006.
- [19] MITCHELL J, GLADDEN L F, CHANDRASEKERA T C, et al. Low-field permanent magnets for industrial process and quality control[J]. Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy, 2014, 76.
- [20] 范宜仁,刘建宇,葛新民,等.基于核磁共振双截止值的致密砂岩渗透率评价新方法[J].地球物理学报,2018,61(4):1628-1638.
FAN Yiren, LIU Jianyu, GE Xinmin, et al. Permeability evaluation of tight sandstone based on dual T_2 cutoff values measured by NMR[J]. Chinese Journal of geophysics, 2018, 61(4): 1628-1638.
- [21] 王赞惟.鄂尔多斯盆地东缘临兴地区盒8段储层微观孔隙结构及渗流特征[J].非常规油气,2020,7(1):59-64.
WANG Zanwei. Microscopic pore structure and the seepage characteristics in tight sandstone reservoir of the 8th member of lower Shihezi Formation in Linxing area of East Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(1): 59-64.
- [22] 李楚雄,申宝剑,卢龙飞,等.松辽盆地沙河子组页岩孔隙结构表征:基于低场核磁共振技术[J].油气藏评价与开发,2022,12(3):468-476.
LI Chuxiong, SHEN Baojian, LU Longfei, et al. Pore structure characterization of Shahezi Formation shale in Songliao Basin: Based on low-field nuclear magnetic resonance technology[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 468-476.

(编辑 顾丽媛)

(上接第102页)

- [20] 辛翠平,王永科,徐云林,等.修正的流动物质平衡法计算致密气藏动态储量[J].特种油气藏,2018,25(2):95-98.
XIN Cuiping, WANG Yongke, XU Yunlin, et al. Tight gas reservoir dynamic reserve calculation with modified flowing material balance [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 95-98.
- [21] 张雨薇,王晓冬.气藏流动物质平衡方法的不适用性[J].特种油气藏,2016,23(1):120-122.
ZHANG Yuwei, WANG Xiaodong. Inapplicability of flowing material balance method in gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 120-122.
- [22] 黄家宸,张金川.机器学习预测油气产量现状 [J]. 油气藏评价与开发,2021,11(4):613-620.
HUANG Jiachen, ZHANG Jinchuan. Overview of oil and gas production forecasting by machine learning[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 613-620.
- [23] 陈玉祥,马发明,王霞,等.凝析气藏物质平衡方程计算新方法[J].天然气工业,2005(2):104-106.
CHEN Yuxiang, MA Faming, WANG Xia, et al. New calculation method of material equilibrium equation for condensate reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2005(2): 104-106.
- [24] 鹿克峰,程超逸.定容凝析气藏动态储量计算简易新方法[J].中国海上油气,2021,33(5):100-106.
LU Kefeng, CHENG Chaoyi. A new simple method for calculating dynamic reserves of constant volume condensate gas reservoir[J]. China Off-shore Oil and Gas, 2021, 33(5): 100-106.
- [25] 王娟,郭平,王芳,等.物质平衡法计算缝洞型凝析气藏动态储量 [J]. 特种油气藏,2015,22(4):75-77.
WANG Juan, GUO Ping, WANG Fang, et al. Calculation of dynamic reserves in fracture-cavity gas condensate reservoirs with material balance method[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 75-77.
- [26] 王怒涛,陈仲良,祝明谦,等.基于质量守恒原理的凝析气藏单井动态储量计算[J].天然气地球科学,2018,29(3):424-428.
WANG Nutao, CHEN Zhongliang, ZHU Mingqian, et al. Dynamic reserve calculation of single well in condensate gas reservoirs based on a principle of mass conservation[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(3): 424-428.
- [27] FETKOVICH M D, GUERRERO E T, FETKOVICH M J, et al. Oil and gas relative permeabilities determined from rate-time performance data[C]// Paper SPE-15431-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 1986.
- [28] WALSH M P, LAKE L W. A generalized approach to primary hydrocarbon recovery[M]. Amsterdam: Elsevier, 2003: 256-289.
- [29] FEVANG Ø, WHITSON C H. Modeling gas-condensate well deliverability[J]. SPE Reservoir Engineering, 1996, 11(4): 221-230.
- [30] COX S, SUTTON R, BLASINGAME T. Errors introduced by multiphase flow correlations on production analysis[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006(5): 132-138.

(编辑 徐佩)