石油与天然气地质
第47卷 第5期 OIL & GAS GEOLOGY 2026年10月

文章编号:0253-9985(2026)05-1693-17 doi:10.11743/ogg20260517

页岩凝析气藏储量计算的多因素耦合物质平衡方法

石军太[1,2,3],张 硕[3],黄 海[1,2],徐凤银[4,5],曹运兴[6],黄红星[7],王虹雅[8],任 龙[1,2],蓝佳怡[1,2],阚宝羲[1,2],吉义天宇[3],王晓阳[3],罗本亮[3]

[1. 西安石油大学 石油工程学院,陕西 西安 710065;2. 复杂难动用油气勘探开发教育部重点实验室(西安石油大学),陕西 西安 710065;3. 中国石油大学(北京) 煤层气研究中心,北京 102249;4. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院),四川 成都 610059;5. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川 成都 610059;6. 河南省非常规能源与开发国际联合实验室,河南 焦作 454003;7. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司,北京 100095;8. 中国石油煤层气有限责任公司,北京 100028]

摘要:页岩凝析气藏储量评价受气体吸附-解吸和凝析油析出等多重复杂物理机理影响,其作用机制与影响程度尚不明确。基于流体摩尔守恒与储层体积动态变化,建立了综合考虑吸附-解吸、凝析油析出、孔隙压缩、束缚水膨胀、基质收缩及水蒸气膨胀多效应耦合的物质平衡方程;经线性化推导,提出了储量计算新方法,结合现场实例试算与数值模拟开展了可靠性验证,并通过与传统方法对比,系统分析了影响储量评价的关键因素及其敏感性。研究结果表明:①所提储量计算方法仅需利用储层与流体物性参数、若干平均地层压力及累计产量数据,即可通过线性函数的斜率和截距分别计算游离态和吸附态凝析气的原始地质储量,进而获取天然气和凝析油的原始地质储量。②新方法储量结果与数值模拟参考值之间的相对误差小于1%,表明其具有较高的准确性与可靠性;该方法在忽略部分因素时可退化为现有常规方法,兼具全面性和兼容性。③忽略吸附效应会导致储量较实际值偏低40.71%,忽略凝析油析出和孔隙压缩会导致储量较实际值偏高17.71%,而束缚水膨胀、基质收缩和水蒸气膨胀则对储量评价结果影响甚微。研究结果可为页岩凝析气藏的开发规模确定、井距优化、动态分析及采收率预测提供理论依据。

关键词:吸附-解吸;反凝析作用;物质平衡方程;原始地质储量;储量计算;凝析气藏;页岩

中图分类号:TE132.2 **文献标识码:**A

Multi-factor coupled material balance method for reserves calculation in shale condensate-gas reservoirs

SHI Juntai[1,2,3], ZHANG Shuo[3], HUANG Hai[1,2], XU Fengyin[4,5], CAO Yunxing[6], HUANG Hongxing[7], WANG Hongya[8], REN Long[1,2], LAN Jiayi[1,2], KAN Baoxi[1,2], JI Yitianyu[3], WANG Xiaoyang[3], LUO Benliang[3]

[1. *College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi* 710065, *China*; 2. *Key Laboratory of Exploration and Development of Complex and Difficult-to-Produce Oil & Gas Reservoirs (Xi'an Shiyou University), Ministry of Education, Xi'an, Shaanxi* 710065, *China*; 3. *Coalbed Methane Research Center, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*; 4. *College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan* 610059, *China*; 5. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan* 610059, *China*; 6. *Henan International Joint Laboratory for Unconventional Energy Geology and Development, Jiaozuo, Henan* 454003, *China*; 7. *China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing* 100095, *China*; 8. *PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing* 100028, *China*]

Abstract: Reserve assessment of shale condensate-gas reservoirs is affected by multiple complex physical mechanisms, such as gas adsorption-desorption and condensate dropout, but their mechanisms of action and degrees of influence remain unclear. Based on fluid mole conservation and dynamic changes in reservoir volume, we established a material balance equation by

收稿日期:2026-03-03;**修回日期:**2026-05-31。
第一作者简介:石军太(1984—),男,教授、博士研究生导师,复杂气藏和非常规气藏渗流机理、产能预测与开发技术。**E-mail:** shijuntai_1984@163.com。
通信作者简介:曹运兴(1955—),男,教授、博士研究生导师,非常规天然气开发技术。**E-mail:**yxcao17@126.com。
基金项目:国家自然科学基金重点项目(42230814)。

comprehensively considering the multi-effect coupling of adsorption-desorption, condensate dropout, pore compression, bound water expansion, matrix shrinkage, and water vapor expansion. Subsequently, a new reserve calculation method was proposed through linearization. The reliability of the method was verified by case-application calculation and numerical simulation, and key factors affecting reserve assessment and their sensitivities were systematically analyzed through comparison with traditional methods. As indicated by the research results, (1) the proposed reserve calculation method requires only reservoir and fluid physical parameters, several average formation pressures, and cumulative production data. The original geological reserves of free-state and adsorbed-state condensate gas can be calculated from the slope and intercept of the linear function, respectively, thereby enabling the estimation of original geological reserves of both natural gas and condensate. (2) The relative error between the reserves calculated using the new method and the numerical simulation reference values is less than 1%, indicating high accuracy and reliability. When some factors are ignored, this method can be reduced to existing conventional methods, showing both comprehensiveness and compatibility. (3) Ignoring the adsorption effect causes the calculated reserves to be 40.71% lower than the actual value, whereas ignoring condensate dropout and pore compression causes the calculated reserves to be 17.71% higher than the actual value. In contrast, bound water expansion, matrix shrinkage, and water vapor expansion have only minor effects on reserve evaluation results. The research results can provide a theoretical basis for determining the development scale, optimizing well spacing, conducting performance analysis, and predicting recovery factors in shale condensate-gas reservoirs.

Key words: adsorption-desorption, retrograde condensation, material balance equation, original geological reserves, reserve calculation, condensate-gas reservoir, shale

引用格式:石军太,张硕,黄海,等. 页岩凝析气藏储量计算的多因素耦合物质平衡方法[J]. 石油与天然气地质,2026,47(5):1693-1709. DOI:10.11743/ogg20260517.

SHI Juntai, ZHANG Shuo, HUANG Hai, et al. Multi-factor coupled material balance method for reserves calculation in shale condensate-gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology,2026,47(5):1693-1709. DOI:10.11743/ogg20260517.

页岩凝析气藏在国内外均有分布,如中国的涪陵气田复兴区块[1-3]和美国的鹰滩页岩(Eagle Ford Shale)区块等[4-6]。该类气藏具有双重特性:与页岩气藏相比,存在反凝析现象[7];与常规凝析气藏相比,又具备吸附-解吸特征[8-9]。因此,页岩凝析气藏兼具凝析气藏的反凝析特点与页岩储层的吸附-解吸能力。在原始地层条件下,储层中的凝析气以吸附态与游离态维持着动态平衡[10-11];在开发过程中,随流体采出导致地层压力不断降低,该平衡被打破,引发吸附气解吸[12-15]。当压力降至露点以下时,重质烃组分发生相态反转,形成凝析液并滞留在页岩孔隙中[16-18]。与此同时,高温、高压环境促使地层水蒸发并随气相运移,在开发过程中产生显著的水蒸气体积膨胀效应[19]。此外,压力下降还会引发基质-裂缝系统孔隙压缩和束缚水膨胀等多重地质响应[20-22]。

原始地质储量计算方法包括静态法和动态法。静态法受控于储层非均质性导致的面积不确定性问题,多适用于开发早期;动态法则依托生产数据,通过物质平衡方程法和试井分析法等实现,其中物质平衡法因参数需求简洁而应用最广。物质平衡方程法最早由Schilthuis[23](1936年)提出,具有方法简单、所需地质资料较少等优点,在油气藏工程中得到广泛应用。针对凝析气藏物质平衡方程,Havlena和Odeh[24](1963年)考虑了凝析油和凝析气在地层条件下的相互转化,引入两相偏差系数Z_2,建立了凝析气藏物质平衡方程。Hagoort和Jones[25](1989年)结合等容衰竭实验与油藏数值模拟,对Havlena和Odeh提出的两相偏差系数进行计算,并由此绘制出凝析气藏目前平均地层压力与两相偏差系数比值p/Z_2和累计产气量G_p的关系曲线,可通过迭代法计算凝析气储量。Humphreys[19](1991年)考虑了凝析气藏在开发过程中地层水蒸发的影响,将气相中的水蒸气含量引入到高温、高压条件下凝析气藏的物质平衡方程。Walsh[26](1995年)将凝析液纳入凝析气藏物质平衡方程中,提出了广义物质平衡方程(GMBE)。相较于体积守恒,摩尔数守恒可避免相态变化的影响,逐渐被学者运用于凝析气藏储量计算。Ma等[27](1997年)基于弹性能释放及反凝析现象,建立了凝析气藏的摩尔数物质平衡方程。李骞等[28](2010年)建立了考虑凝析油在地层中反凝析机理的凝析气藏物质平衡方法。上述凝析气藏物质平衡方程均未考虑吸附气的影响,不适用于页岩凝析气藏。

针对煤层气藏和页岩气藏,King[29](1993年)提出了考虑吸附气影响的物质平衡方程。该方法基于拟偏差系数构建目前平均地层压力与拟偏差系数比值p/Z^*

和累计产气量 G_p 的线性关系，用以估算原始地质储量，但未考虑基质收缩和原始游离气的影响。Moghadam 等[30]（2010 年）建立了考虑游离气、水侵量、孔隙压缩性、束缚水膨胀性和吸附-解吸特性的气藏通用物质平衡方程，但未考虑基质收缩效应。Ibrahim 和 Nasr-el-din[31]（2015 年）在此基础上额外考虑了基质收缩效应，建立了适用于煤层气藏的物质平衡方程。Orozco 和 Aguilera[5]（2017 年）综合考虑了基质中气体吸附、干酪根中气体溶解、基质-裂缝系统孔隙压缩及地层水膨胀等效应，建立了页岩凝析气藏的物质平衡方程，采用试算法计算基质游离气、裂缝游离气、吸附气和溶解气储量，但该方法忽略了凝析油的析出效应。Shi 等[32-33]综合考虑吸附气、游离气、溶解气、临界解吸压力、孔隙压缩性、束缚水膨胀、基质收缩、产水量和水侵量等因素，建立了适用于页岩气藏和煤层气藏原始地质储量估算的广义物质平衡方程。石军太等[34]（2025 年）进一步考虑基质-裂隙压差和储层改造的影响，建立了深层煤层气藏物质平衡方程。对于欠饱和煤层气藏，石军太等[35]通过简化剩余游离气储量占比，建立了基于不同吸附模型的欠饱和煤层气藏物质平衡方程。上述考虑吸附气的物质平衡方程均未考虑储层中凝析油析出现象，因此同样不适用于页岩凝析气藏。

综上所述，现有物质平衡方程或未考虑吸附气影响，或未考虑储层中凝析油析出现象，综合考虑二者耦合效应的页岩凝析气藏物质平衡方程鲜有报道。因此，本文基于流体摩尔数守恒原理与储层体积变化特征，建立了综合考虑气体吸附-解吸、凝析油析出、基质-裂缝孔隙压缩、束缚水膨胀、页岩基质收缩及凝析气中水蒸气膨胀多效应耦合的物质平衡方程；通过线性化推导，提出了页岩凝析气藏凝析气、天然气和凝析油原始地质储量评价方法，并开展了实例计算；借助商业数值模拟软件对退化后的新方法进行了验证；对比分析了新方法与常规方法的差异性，并对储量计算影响因素进行了敏感性分析。

1　页岩凝析气藏物质平衡方程的建立

1.1　页岩凝析气藏中流体摩尔数守恒方程

异常高压页岩凝析气藏中流体相态变化极其复杂，兼具吸附气解吸与凝析油析出双重效应，地层中烃类流体的体积对温度和压力变化敏感，而摩尔数不受温压影响。因此，本研究采用摩尔数平衡原理而非体积平衡原理，推导页岩凝析气藏的物质平衡方程。

摩尔数平衡原理为：累计采出井流物的摩尔数＝原始游离态凝析气的摩尔数+原始吸附态凝析气的摩尔数- 剩余游离态凝析气的摩尔数-剩余吸附态凝析气的摩尔数-反凝析在地层中的凝析油摩尔数，即：

$$n_{wp} = n_{if} + n_{ia} - (n_{rf} + n_{ra} + n_{ro}) \tag{1}$$

根据真实气体状态方程，累计采出井流物的摩尔数可表示为：

$$n_{wp} = \frac{10^8 p_{sc} G_{wp}}{T_{sc} R Z_{sc}} \tag{2}$$

累计采出烃类井流物的地面体积的计算公式为[36]：

$$G_{wp} = G_p + V_{og} \frac{N_o \rho_o}{M_o} \tag{3}$$

在页岩凝析气藏高温高压条件下，原始游离态气体由原始游离态凝析气和水蒸气组成。根据真实气体状态方程，气藏中原始游离态凝析气的摩尔数可表示为：

$$n_{if} = \frac{10^8 p_i V_{fgi} (1 - x_{wi})}{T R Z_i} \tag{4}$$

假设页岩储层中气体吸附-解吸规律符合 Langmuir 吸附模型，原始吸附态凝析气的摩尔数可表示为：

$$n_{ia} = \frac{10^8 p_{sc}}{T_{sc} R Z_{sc}} \frac{V_{fgi}}{\Phi_i (1 - S_{wi})} \frac{\rho_s V_L p_i}{p_L + p_i} \tag{5}$$

剩余游离态凝析气的摩尔数计算公式为：

$$n_{rf} = \frac{10^8 p V_{fg} (1 - S_o)(1 - x_w)}{T R Z_w} \tag{6}$$

剩余吸附态凝析气的摩尔数可表示为：

$$n_{ra} = \frac{10^8 p_{sc}}{T_{sc} R Z_{sc}} \frac{V_{fgi}}{\Phi_i (1 - S_{wi})} \frac{\rho_s V_L p}{p_L + p} \tag{7}$$

反凝析在地层中的凝析油摩尔数可表示为：

$$n_{ro} = \frac{10^8 V_{fg} \rho_o S_o}{M_o} \tag{8}$$

1.2　页岩凝析气藏中流体体积变化特征

在页岩凝析气藏开发过程中，随着天然气、凝析油和水从气藏中采出，地层压力下降，在岩石（包括基质和裂缝）孔隙压缩、地层束缚水膨胀、水的产出[37-38]、水蒸气膨胀及凝析油地下析出等共同作用下，原始游离态气体的地下体积将转变为目前压力下游离态气体和凝析油的地下体积，其变化关系为：

$$V_{fg} = V_{fgi} - (\Delta V_w + \Delta V_p) - (W_e - W_p B_w) + \Delta V_{wv} \tag{9}$$

根据地层水压缩系数 C_w 的定义式，积分求出压力 p 下的地层束缚水体积 $V_{fgi} S_{wi}/(1-S_{wi}) \cdot \exp[C_w(p_i - p)]$，减去原始地层压力 p_i 下的地层束缚水体积 $V_{fgi} S_{wi}/(1-S_{wi})$，即可得到地层束缚水的膨胀量，可表示为[32]：

$$\Delta V_{\mathrm{w}}=\frac{V_{\mathrm{fgi}}S_{\mathrm{wi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left(\mathrm{e}^{C_{\mathrm{w}}(p_{\mathrm{i}}-p)}-1\right) \tag{10}$$

页岩储层在应力变化和基质收缩的耦合作用下，其孔隙体积发生变化，根据岩石孔隙压缩系数C_{p}的定义式，积分求出压力p下的孔隙体积$V_{\mathrm{fgi}}/(1-S_{\mathrm{wi}})\cdot\exp[-C_{\mathrm{p}}(p_{\mathrm{i}}-p)]$，减去原始地层压力$p_{\mathrm{i}}$下的孔隙体积$V_{\mathrm{fgi}}/(1-S_{\mathrm{wi}})$，再加上页岩基质收缩量，即可得到孔隙体积变化量，可用公式(11)表示[32]：

$$\Delta V_{\mathrm{p}}=\frac{V_{\mathrm{fgi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left[1-\mathrm{e}^{-C_{\mathrm{p}}(p_{\mathrm{i}}-p)}+C_{\mathrm{a}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{p}{p_{\mathrm{L}}+p}\right)\right] \tag{11}$$

页岩由基质和裂缝组成[39-40]，岩石基质-裂缝系统孔隙压缩系数C_{p}的表达式为：

$$C_{\mathrm{p}}=\frac{\Phi_{\mathrm{f}}C_{\mathrm{f}}+\Phi_{\mathrm{m}}C_{\mathrm{m}}}{\Phi_{\mathrm{f}}+\Phi_{\mathrm{m}}} \tag{12}$$

页岩基质收缩系数C_{a}的表达式为[31]：

$$C_{\mathrm{a}}=\frac{2v\varepsilon_{\max}}{1+2v} \tag{13}$$

根据Ibrahim和Nasr-el-din[31](2015年)的实验结果，页岩基质收缩系数C_{a}的取值范围为0.002～0.026。

根据气体体积系数的定义式，原始地层压力p_{i}下水蒸气的地下体积为$V_{\mathrm{fgi}}x_{\mathrm{wi}}$，除以原始体积系数$B_{\mathrm{gi}}$，得到原始地层压力$p_{\mathrm{i}}$下水蒸气的地面体积$V_{\mathrm{fgi}}x_{\mathrm{wi}}/B_{\mathrm{gi}}$，再乘以当前压力$p$对应的气体体积系数$B_{\mathrm{g}}$，得到当前压力$p$下水蒸气的地下体积$V_{\mathrm{fgi}}x_{\mathrm{wi}}B_{\mathrm{g}}/B_{\mathrm{gi}}$。用该值减去原始地层压力$p_{\mathrm{i}}$下水蒸气地下体积$V_{\mathrm{fgi}}x_{\mathrm{wi}}$，即得到水蒸气膨胀量，可表示为：

$$\Delta V_{\mathrm{wv}}=V_{\mathrm{fgi}}x_{\mathrm{wi}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}Z_{\mathrm{w}}}{Z_{\mathrm{i}}p}-1\right) \tag{14}$$

将公式(10)、公式(11)和公式(14)代入公式(9)可得：

$$\begin{aligned}V_{\mathrm{fg}}=V_{\mathrm{fgi}}-&\left\{\frac{V_{\mathrm{fgi}}S_{\mathrm{wi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left(\mathrm{e}^{C_{\mathrm{w}}(p_{\mathrm{i}}-p)}-1\right)+\frac{V_{\mathrm{fgi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\cdot\right.\\&\left.\left[1-\mathrm{e}^{-C_{\mathrm{p}}(p_{\mathrm{i}}-p)}+C_{\mathrm{a}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{p}{p_{\mathrm{L}}+p}\right)\right]\right\}-\\&\left(W_{\mathrm{e}}-W_{\mathrm{p}}B_{\mathrm{w}}\right)+V_{\mathrm{fgi}}x_{\mathrm{wi}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}Z_{\mathrm{w}}}{Z_{\mathrm{i}}p}-1\right)\end{aligned} \tag{15}$$

将公式(15)中含V_{fgi}的项合并，得到：

$$\begin{aligned}V_{\mathrm{fg}}=V_{\mathrm{fgi}}\Bigg\{&1-\frac{S_{\mathrm{wi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left(\mathrm{e}^{C_{\mathrm{w}}(p_{\mathrm{i}}-p)}-1\right)-\frac{1}{1-S_{\mathrm{wi}}}\cdot\\&\left[1-\mathrm{e}^{-C_{\mathrm{p}}(p_{\mathrm{i}}-p)}+C_{\mathrm{a}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{p}{p_{\mathrm{L}}+p}\right)\right]+\\&x_{\mathrm{wi}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}Z_{\mathrm{w}}}{Z_{\mathrm{i}}p}-1\right)\Bigg\}-\left(W_{\mathrm{e}}-W_{\mathrm{p}}B_{\mathrm{w}}\right)\end{aligned} \tag{16}$$

1.3 页岩凝析气藏物质平衡方程的推导

将公式(2)—公式(8)和公式(16)代入公式(1)，约去公式等号两边公因子10^8，并同乘以$T_{\mathrm{sc}}\mathrm{R}Z_{\mathrm{sc}}/p_{\mathrm{sc}}$，整理可得：

$$\begin{aligned}G_{\mathrm{p}}+V_{\mathrm{og}}\frac{N_{\mathrm{o}}\rho_{\mathrm{o}}}{M_{\mathrm{o}}}=&\frac{p_{\mathrm{i}}V_{\mathrm{fgi}}(1-x_{\mathrm{wi}})}{TZ_{\mathrm{i}}}\frac{T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}}{p_{\mathrm{sc}}}+\\&\frac{V_{\mathrm{fgi}}}{\Phi_{\mathrm{i}}(1-S_{\mathrm{wi}})}\frac{\rho_{\mathrm{s}}V_{\mathrm{L}}p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\\&\frac{T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}}{Tp_{\mathrm{sc}}}\left[\frac{p(1-S_{\mathrm{o}})(1-x_{\mathrm{w}})}{Z_{\mathrm{w}}}+\frac{\mathrm{R}T\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}}{M_{\mathrm{o}}}\right]V_{\mathrm{fgi}}\cdot\\&\left\{1+x_{\mathrm{wi}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}Z_{\mathrm{w}}}{Z_{\mathrm{i}}p}-1\right)-\frac{S_{\mathrm{wi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left(\mathrm{e}^{C_{\mathrm{w}}(p_{\mathrm{i}}-p)}-1\right)-\right.\\&\left.\frac{1}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left[1-\mathrm{e}^{-C_{\mathrm{p}}(p_{\mathrm{i}}-p)}+C_{\mathrm{a}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{p}{p_{\mathrm{L}}+p}\right)\right]\right\}+\\&\frac{T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}}{Tp_{\mathrm{sc}}}\left[\frac{p(1-S_{\mathrm{o}})(1-x_{\mathrm{w}})}{Z_{\mathrm{w}}}+\frac{\mathrm{R}T\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}}{M_{\mathrm{o}}}\right]\left(W_{\mathrm{e}}-W_{\mathrm{p}}B_{\mathrm{w}}\right)-\\&\frac{V_{\mathrm{fgi}}}{\Phi_{\mathrm{i}}(1-S_{\mathrm{wi}})}\frac{\rho_{\mathrm{s}}V_{\mathrm{L}}p}{p_{\mathrm{L}}+p}\end{aligned} \tag{17}$$

游离态凝析气和吸附态凝析气的原始地质储量计算公式分别为：

$$G_{\mathrm{wf}}=\frac{V_{\mathrm{fgi}}(1-x_{\mathrm{wi}})T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}p_{\mathrm{i}}}{TZ_{\mathrm{i}}p_{\mathrm{sc}}} \tag{18}$$

$$G_{\mathrm{wa}}=\frac{V_{\mathrm{fgi}}}{\Phi_{\mathrm{i}}(1-S_{\mathrm{wi}})}\frac{\rho_{\mathrm{s}}V_{\mathrm{L}}p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}} \tag{19}$$

将公式(18)和公式(19)代入公式(17)并整理，即可得到异常高压条件下页岩凝析气藏的物质平衡方程：

$$\begin{aligned}G_{\mathrm{wf}}+G_{\mathrm{wa}}=&G_{\mathrm{p}}+V_{\mathrm{og}}\frac{N_{\mathrm{o}}\rho_{\mathrm{o}}}{M_{\mathrm{o}}}+\frac{V_{\mathrm{fgi}}}{\Phi_{\mathrm{i}}(1-S_{\mathrm{wi}})}\frac{\rho_{\mathrm{s}}V_{\mathrm{L}}p}{p_{\mathrm{L}}+p}+\\&\frac{T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}}{Tp_{\mathrm{sc}}}\left[\frac{p(1-S_{\mathrm{o}})(1-x_{\mathrm{w}})}{Z_{\mathrm{w}}}+\frac{\mathrm{R}T\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}}{M_{\mathrm{o}}}\right]\cdot\\&V_{\mathrm{fgi}}\left\{1+x_{\mathrm{wi}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}Z_{\mathrm{w}}}{Z_{\mathrm{i}}p}-1\right)-\frac{S_{\mathrm{wi}}}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left(\mathrm{e}^{C_{\mathrm{w}}(p_{\mathrm{i}}-p)}-1\right)-\right.\\&\left.\frac{1}{1-S_{\mathrm{wi}}}\left[1-\mathrm{e}^{-C_{\mathrm{p}}(p_{\mathrm{i}}-p)}+C_{\mathrm{a}}\left(\frac{p_{\mathrm{i}}}{p_{\mathrm{L}}+p_{\mathrm{i}}}-\frac{p}{p_{\mathrm{L}}+p}\right)\right]\right\}-\\&\frac{T_{\mathrm{sc}}Z_{\mathrm{sc}}}{Tp_{\mathrm{sc}}}\left[\frac{p(1-S_{\mathrm{o}})(1-x_{\mathrm{w}})}{Z_{\mathrm{w}}}+\frac{\mathrm{R}T\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}}{M_{\mathrm{o}}}\right]\left(W_{\mathrm{e}}-W_{\mathrm{p}}B_{\mathrm{w}}\right)\end{aligned} \tag{20}$$

2 页岩凝析气藏中流体原始地质储量计算方法

2.1 凝析气原始地质储量线性计算方法

将异常高压条件下页岩凝析气藏的物质平衡方

程，即公式(20)中含 V_{fgi} 的项合并至等式左侧，其他项移至右侧，然后将等式两端同除以 $V_{gi}T_{sc}Z_{sc}/(Tp_{sc})$，整理可得：

$$\frac{Tp_{sc}}{T_{sc}Z_{sc}}\frac{1}{\Phi_i(1-S_{wi})}\frac{\rho_s V_L p}{p_L+p}+\left[\frac{p(1-S_o)(1-x_w)}{Z_w}+\frac{RT\rho_o S_o}{M_o}\right]\cdot\left\{1+x_{wi}\left(\frac{p_i Z_w}{Z_i p}-1\right)-\frac{S_{wi}}{1-S_{wi}}\left(e^{C_w(p_i-p)}-1\right)-\frac{1}{1-S_{wi}}\left[1-e^{-C_p(p_i-p)}+C_a\left(\frac{p_i}{p_L+p_i}-\frac{p}{p_L+p}\right)\right]\right\}=\frac{Tp_{sc}}{V_{fgi}T_{sc}Z_{sc}}(G_{wf}+G_{wa})-\frac{Tp_{sc}}{V_{fgi}T_{sc}Z_{sc}}\cdot\left\{G_p+V_{og}\frac{N_o\rho_o}{M_o}-\frac{T_{sc}Z_{sc}}{Tp_{sc}}\left[\frac{p(1-S_o)(1-x_w)}{Z_w}+\frac{RT\rho_o S_o}{M_o}\right](W_e-W_pB_w)\right\} \tag{21}$$

公式(21)可以写成线性表达式：

$$Y=b-mX \tag{22}$$

$$Y=\frac{Tp_{sc}}{T_{sc}Z_{sc}}\frac{1}{\Phi_i(1-S_{wi})}\frac{\rho_s V_L p}{p_L+p}+\left[\frac{p(1-S_o)(1-x_w)}{Z_w}+\frac{RT\rho_o S_o}{M_o}\right]\cdot\left\{1+x_{wi}\left(\frac{p_i Z_w}{Z_i p}-1\right)-\frac{S_{wi}}{1-S_{wi}}\left(e^{C_w(p_i-p)}-1\right)-\frac{1}{1-S_{wi}}\left[1-e^{-C_p(p_i-p)}+C_a\left(\frac{p_i}{p_L+p_i}-\frac{p}{p_L+p}\right)\right]\right\} \tag{23}$$

$$X=G_p+V_{og}\frac{N_o\rho_o}{M_o}-\frac{T_{sc}Z_{sc}}{Tp_{sc}}\left[\frac{p(1-S_o)(1-x_w)}{Z_w}+\frac{RT\rho_o S_o}{M_o}\right](W_e-W_pB_w) \tag{24}$$

$$b=\frac{Tp_{sc}}{V_{fgi}T_{sc}Z_{sc}}(G_{wa}+G_{wf}) \tag{25}$$

$$m=\frac{Tp_{sc}}{V_{fgi}T_{sc}Z_{sc}} \tag{26}$$

由公式(25)和公式(26)可知，气藏温度 T、标准状况压力 p_{sc}、原始游离态气体地下体积 V_{fgi}、标准状况温度 T_{sc}、标准状况下凝析气偏差系数 Z_{sc}、吸附态凝析气原始地质储量 G_{wa} 和游离态凝析气原始地质储量 G_{wf} 均为常数，因此 b 和 m 为常数，线性关系恒成立。根据生产过程中搜集的多个累计产气量、累计凝析油产量、累计产水量数据及对应的平均地层压力数据，应用公式(23)和公式(24)分别计算页岩凝析气视压力 Y 和折算累计产烃量 X 的值。以 X 为横轴、Y 为纵轴在直角坐标图中绘制散点图，采用线性函数拟合散点数据，即可得到线性函数的负斜率和纵轴截距。

根据线性函数的负斜率和纵轴截距，可计算凝析气原始地质储量(包括游离态和吸附态)，计算公式为：

$$G_w=G_{wa}+G_{wf}=\frac{b}{m} \tag{27}$$

联立公式(18)、公式(19)和公式(26)，得到根据线性函数负斜率计算游离态和吸附态凝析气原始地质储量的公式分别为：

$$G_{wf}=\frac{(1-x_{wi})p_i}{mZ_i} \tag{28}$$

$$G_{wa}=\frac{Tp_{sc}}{mT_{sc}Z_{sc}\Phi_i(1-S_{wi})}\frac{\rho_s V_L p_i}{p_L+p_i} \tag{29}$$

将计算得到的游离态和吸附态凝析气原始地质储量相加，也可得到凝析气原始地质储量的值。应用公式(28)计算出的游离态凝析气原始地质储量除以公式(27)计算出的凝析气原始地质储量，即可得到页岩凝析气藏中游离气储量占比；应用公式(29)计算出的吸附态凝析气原始地质储量除以公式(27)计算出的凝析气原始地质储量，即可得到页岩凝析气藏中吸附气储量占比。

2.2　天然气和凝析油原始地质储量计算方法

凝析气中天然气体积占比的计算公式为[36]：

$$f_g=\frac{R_{go}}{R_{go}+V_{og}\rho_o/M_o} \tag{30}$$

由此可计算页岩凝析气藏中天然气原始地质储量和凝析油原始地质储量：

$$G=G_w f_g \tag{31}$$

$$N=10^4\rho_o G/R_{go} \tag{32}$$

2.3　计算流程

建议按照以下流程计算异常高压页岩凝析气藏的原始地质储量：

1) 收集给定页岩凝析气藏的储层和流体物理参数，包括：气藏温度 T、原始地层压力 p_i、页岩基质孔隙度 Φ_m、页岩裂缝孔隙度 Φ_f、页岩基质孔隙压缩系数 C_m、页岩裂缝孔隙压缩系数 C_f、地层水压缩系数 C_w、原始含水饱和度 S_{wi}、原始游离态气体中水蒸气的体积分数 x_{wi}、凝析油密度 ρ_o、凝析油分子量 M_o、Langmuir 体积 V_L、Langmuir 压力 p_L、页岩储层视密度 ρ_s、地层水体积系

数B_w、原始生产气/油比R_{go}、凝析气相对密度γ_{go}、基质最大吸附-解吸体积应变ε_{max}及页岩泊松比v。

2）将Φ_m和Φ_f相加，得到Φ_i。将Φ_m，Φ_f，C_m和C_f代入公式（12）计算页岩基质-裂缝系统孔隙压缩系数C_p。将ε_{max}和v代入公式（13）计算页岩基质收缩系数C_a。若已知Φ_i，C_p和C_a，则可省略该步计算。

3）收集给定页岩凝析气藏多组生产动态数据，包括：累计产气量G_p、累计产油量N_o、累计产水量W_p、累计水侵量W_e（通常为0）、对应的平均地层压力p、游离态气体中水蒸气的体积分数x_w及凝析油地下体积占游离态气体与凝析油地下体积之和的体积分数S_o。

4）应用Dranchuk-Abou-Kassem方法[41]或李相方等[42]提出的方法，根据γ_{go}和T，计算平均地层压力下游离态凝析气偏差系数Z_w。

5）将页岩凝析气藏储层和流体物理参数及生产动态数据分别代入公式（23）和公式（24），计算对应的页岩凝析气视压力Y和折算累计产烃量X。

6）以Y为纵轴、X为横轴在直角坐标图中绘制散点图，采用线性函数拟合散点数据，确定该线性函数的纵轴截距b和负斜率m。

7）将b除以m，即公式（27），得到凝析气原始地质储量G_w，也可通过m，应用公式（28）和公式（29）分别计算游离态凝析气原始地质储量G_{wf}和吸附态凝析气原始地质储量G_{wa}，然后相加得到G_w。若通过b和m计算的凝析气原始地质储量与通过m计算的凝析气原始地质储量相差较大，则调整S_{wi}，重复步骤1—步骤6，直到两种方法计算的凝析气原始地质储量的绝对误差小于$\pm 0.1\times10^8$ m^3。

8）根据R_{go}，ρ_o和M_o，应用公式（30）计算凝析气中天然气的体积占比f_g。将G_w和f_g代入公式（31），得到页岩凝析气藏天然气原始地质储量G；将G，ρ_o和M_o代入公式（32），得到页岩凝析气藏凝析油原始地质储量N。

值得注意的是，公式（23）和公式（24）是综合考虑气体吸附-解吸、页岩基质收缩、储层中凝析油析出、凝析气中水蒸气膨胀、页岩基质-裂缝系统孔隙压缩、束缚水膨胀、水侵及产水多个效应的表达式。对于特定的页岩凝析气藏，可视具体情况简化公式（23）和公式（24）。例如，若页岩基质收缩效应不明显，可假设C_a为0；若原始游离态气体中水蒸气的体积分数很小，可假设x_{wi}和x_w为0；若束缚水膨胀效应较弱，可假设C_w为0；若页岩凝析气藏中凝析油析出不严重，可假设S_o恒为0等。

2.4 实例试算

某页岩凝析气藏的储层和流体物性参数见表1。该页岩凝析气藏采用2个井组的压裂水平井进行天然气与凝析油开采，两井组控制范围是尺寸为2 750 m×1 500 m的矩形，控制面积为4.125 km^2，页岩储层厚度为25 m，生产动态数据如表2所示。

将表1中ε_{max}和v代入公式（13），计算得出页岩基

表1 页岩凝析气藏的储层和流体物理参数

Table 1 Reservoir and fluid physical parameters of the shale condensate-gas reservoir

参数	取值
T/K	363.15
p_i/MPa	45.62
Φ_i	0.05
C_p/MPa^{-1}	0.001 088
C_w/MPa^{-1}	0.000 435
S_{wi}	0.25
x_{wi}	0.000 587 165
γ_{go}	0.68
ρ_o/(t/m^3)	0.780 8
V_L/(m^3/t)	5
p_L/MPa	5
ρ_s/(t/m^3)	2.7
B_w/(m^3/m^3)	1
M_o/(t/kmol)	0.137
R_{go}/(m^3/m^3)	3 000
ε_{max}	0.031
v	0.26

表2 页岩凝析气藏中两井组所有井生产动态数据

Table 2 Production performance data for all wells in two well groups in the shale condensate-gas reservoir

G_p/(10^8 m^3)	N_o/(10^8 m^3)	W_p/(10^8 m^3)	p/MPa	x_w	S_o	Z_w	X/(10^8 m^3)	Y/MPa
0.006 516 03	0.000 002 17	0.000 001 36	45.62	0.000 587	0	1.127 683	0.007 253	81.154 680
0.752 260 09	0.000 250 75	0.000 157 33	41.36	0.000 646	0	1.076 527	0.834 762	78.444 504
1.671 200 34	0.000 557 07	0.000 349 51	38.24	0.000 700	0.058	1.040 541	1.846 680	75.130 370
2.353 232 60	0.000 784 41	0.000 492 15	35.84	0.000 751	0.097	1.013 965	2.592 370	72.688 161
3.322 542 19	0.001 107 51	0.000 694 88	31.79	0.000 863	0.116	0.972 014	3.645 343	69.239 567
4.943 444 95	0.001 647 81	0.001 033 87	25.68	0.001 135	0.126	0.918 992	5.388 147	63.531 710

质收缩系数 C_a 为 0.010 6。

按照前述页岩凝析气藏原始地质储量计算流程，应用第 4 步计算平均地层压力下游离态凝析气偏差系数 Z_w，结果见表 2 倒数第 3 列。应用第 5 步计算得到页岩凝析气视压力 Y 和折算累计产烃量 X，结果见表 2 最后两列。应用第 6 步以 Y 为纵轴、X 为横轴在直角坐标图中绘制散点图（图 1），通过线性函数拟合，得到该线性函数的负斜率 m 为 3.275 101 03 MPa/(10^8 m^3)，纵轴截距 b 为 81.178 433 9 MPa。应用第 7 步，根据公式（27），将纵轴截距 b 除以线性函数负斜率 m，得到凝析气原始地质储量 G_w 为 24.786 543 42 × 10^8 m^3。利用负斜率 m，由公式（28）和公式（29）分别计算游离态凝析气原始地质储量 G_{wf} 等于 12.352 175 84 × 10^8 m^3，吸附态凝析气原始地质储量 G_{wa} 为 12.434 367 58 × 10^8 m^3，两者相加得到凝析气原始地质储量 G_w 为 24.786 543 42 × 10^8 m^3，与通过线性函数截距和负斜率计算的凝析气原始地质储量相差无几。采用容积法［公式（18）；取 V_{fgi} =0.01$Ah\Phi_i(1-S_{wi})$ = 0.01 × 4.125 × 25 × 0.05 × (1−0.25) = 0.038 67 × 10^8 m^3，x_{wi} = 0.000 587 165，p_{sc} =0.101 325 MPa，T_{sc} = 293.15 K，Z_{sc} = 1，p_i = 45.62 MPa，T = 363.15 K，Z_i = 1.127 7］计算的游离态凝析气静态储量为 12.456 5 × 10^8 m^3；采用体积法［公式（19）；取 $V_{fgi}/[\Phi_i(1-S_{wi})]$ = 0.01Ah = 0.01 × 4.125 × 25 = 1.031 25 × 10^8 m^3，ρ_s = 2.7 t/m^3，V_L = 5 m^3/t，p_i = 45.62 MPa，p_L = 5 MPa］计算的吸附态凝析气静态储量为 12.546 7 × 10^8 m^3。二者之和为 25.003 2 × 10^8 m^3，与拟合法所得 24.786 543 42 × 10^8 m^3 较为接近，说明凝析气原始地质储量计算结果可靠。应用第 8 步计算凝析气中天然气的体积占比 f_g 为 0.956 298 45，天然气原始地质储量 G 为 23.703 333 16 × 10^8 m^3，凝析油原始地质储量 N 为 61.691 9 × 10^4 t。

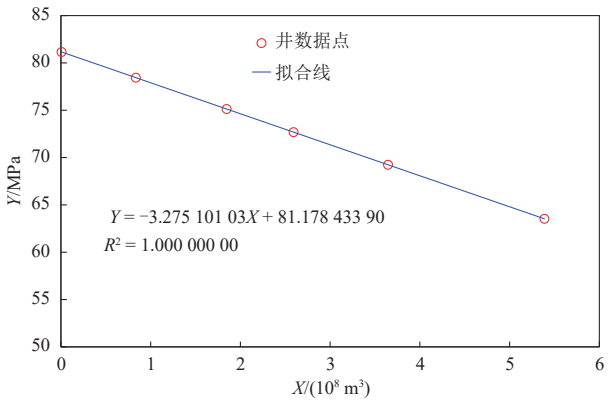

图 1　实例页岩凝析气井视压力（Y）与折算累计产烃量（X）线性拟合效果图

Fig. 1　Linear fitting plot of shale condensate-gas apparent pressure Y versus converted cumulative hydrocarbon production X in a case application

3　方法验证

鉴于商业数值模拟软件无法考虑凝析气中水蒸气膨胀和页岩基质收缩效应，本文假设 $x_w = 0$，$C_a = 0$。如 4.2 小节影响因素分析所示，水蒸气膨胀和页岩基质收缩效应对储量计算结果精度影响较小，因此忽略这两个因素以验证方法的合理性。此外由于页岩储层很少发生水侵，通常可设 $W_e = 0$，因此公式（21）可简化为：

$$\frac{Tp_{sc}}{T_{sc}Z_{sc}}\frac{1}{\Phi_i(1-S_{wi})}\frac{\rho_s V_L p}{p_L+p}+\left[\frac{p(1-S_o)}{Z_w}+\frac{RT\rho_o S_o}{M_o}\right]\cdot \left[1-\frac{S_{wi}}{1-S_{wi}}\left(e^{C_w(p_i-p)}-1\right)-\frac{1}{1-S_{wi}}\left(1-e^{-C_p(p_i-p)}\right)\right] = \frac{Tp_{sc}}{V_{fgi}T_{sc}Z_{sc}}(G_{wf}+G_{wa})-\frac{Tp_{sc}}{V_{fgi}T_{sc}Z_{sc}}\cdot \left\{G_p+V_{og}\frac{N_o\rho_o}{M_o}+\frac{T_{sc}Z_{sc}}{Tp_{sc}}\left[\frac{p(1-S_o)}{Z_w}+\frac{RT\rho_o S_o}{M_o}\right]W_pB_w\right\} \tag{33}$$

在不考虑凝析气中水蒸气膨胀、页岩基质收缩和水侵影响的情况下，采用商业数值模拟软件 CMG（computer modeling group）中的 GEM 模块，建立了长、宽、高分别为 1 363，300 和 25 m 的页岩凝析气藏的单井概念模型，采用水平井多段压裂方式进行开采，沿水平井延伸方向等间距布设 20 条压裂裂缝，裂缝展布图如图 2 所示。页岩储层物性、流体物性和井的特征参数见表 3，凝析气组分和组成参数见表 4。凝析气的压力与温度相图、恒组成膨胀 CCE（constant composition expansion）实验中的相对体积与压力关系、定容衰竭 CVD（constant volume depletion）实验中气体单相偏差系数和油气两相偏差系数与压力关系及含油饱和度与压力关系，均如图 3 所示。油-水相渗曲线和油-气相渗曲线如图 4 所示。设置该井以 2 × 10^4 m^3/d 的定产气量生产，模型输出的生产动态如图 5 所示。

部分时间点的生产动态数据选取结果见表 5 前 3 列。根据图 3d 中凝析油饱和度 S_o 与压力 p 的关系得到各平均地层压力对应的凝析油饱和度 S_o，见表 5 第 4 列。根据图 3c 中气、液两相偏差系数与压力的关系得到各平均地层压力下游离态凝析气偏差系数 Z_w，见表 5 第 5 列。

将表 3 中的储层和流体物性参数和表 5 前 5 列数据代入公式（23）和公式（24），计算得到对应的页岩凝

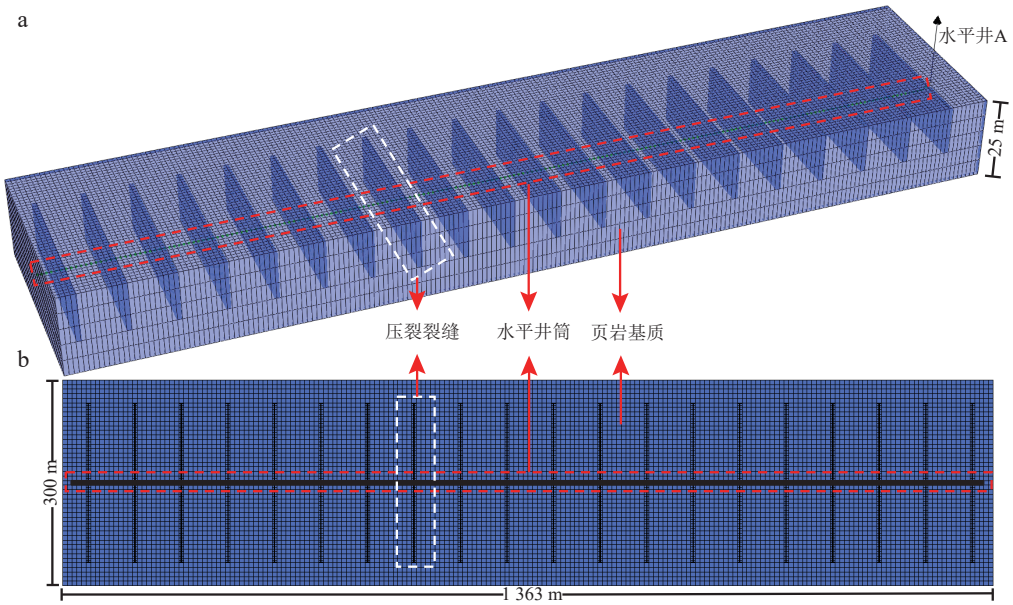

图2 页岩凝析气藏CMG数值模型裂缝展布示意图

Fig. 2 Schematic showing fracture distribution of the CMG numerical model for the shale condensate-gas reservoir

a. 立体图;b. 俯视图

表3 页岩凝析气藏单井概念模型的储层物性、流体物性和井的特征参数

Table 3 Reservoir properties, fluid properties, and well characteristic parameters of the single-well conceptual model for the shale condensate-gas reservoir

参数	取值
T/K	397.55
p_i/MPa	45
h/m	25
A/m^2	408 900
Φ_i	0.045
K_i/(10^{-3} μm^2)	0.01
p_{dew}/MPa	41.536 6
C_p/MPa^{-1}	0.001
C_w/MPa^{-1}	0.000 435
S_{wi}	0.2
V_L/(m^3/t)	5
p_L/MPa	5
ρ_s/(t/m^3)	2.578 5
B_w/(m^3/m^3)	1
ρ_o/(t/m^3)	0.807
M_o/(t/kmol)	0.084 51
R_{go}/(m^3/m^3)	1279.079 59

析气视压力Y和折算累计产烃量X,其结果见表5最后两列。

以页岩凝析气视压力Y为纵轴,折算累计产烃量X为横轴,在直角坐标图中绘制散点图并进行线性函数拟合(图6)。得到该线性函数的负斜率m为34.009 158 MPa/(10^8 m^3),纵轴截距b为82.287 19 MPa。将纵轴截距b除以负斜率m,即公式(27),得到凝析气原始地质储量G_w为2.419 559 76 × 10^8 m^3。由直线的负斜率m,应用公式(28)和公式(29)分别计算游离态凝析气原始地质储量G_{wf}为1.118 126 88 × 10^8 m^3、吸附态凝析气原始地质储量G_{wa}为1.285 168 53 × 10^8 m^3,两者相加得到凝析气原始地质储量G_w为2.403 295 41 × 10^8 m^3。两种方法计算的G_w相差仅为0.016 264 35 × 10^8 m^3,小于0.1 × 10^8 m^3,满足精度要求。应用公式(30)计算凝析气中天然气的体积分数f_g为0.847 754 84;将计算得出的G_w和f_g代入公式(31),得到页岩凝析气藏中天然气原始地质储量G为2.051 193 49 × 10^8 m^3;再

表4 页岩凝析气藏单井概念模型凝析气组成

Table 4 Condensate-gas composition of the single-well conceptual model for the shale condensate-gas reservoir

凝析气组分	体积分数
CO_2	0.000 1
N_2, CH_4, C_2H_6	0.776 7
C_3H_8, iC_4, nC_4	0.088 2
iC_5, nC_5, C_6	0.035 1
C_7—C_{12}	0.070 865 095
C_{13}—C_{17}	0.018 963 911
C_{18+}	0.010 070 994

注:CO_2为二氧化碳;N_2为氮气;CH_4为甲烷;C_2H_6为乙烷;C_3H_8为丙烷;iC_4为异丁烷;nC_4为正丁烷;iC_5为异戊烷;nC_5为正戊烷;C_6为己烷;C_7为庚烷;C_{12}为十二烷;C_{13}为十三烷;C_{17}为十七烷;C_{18+}为十八烷以上烷烃。

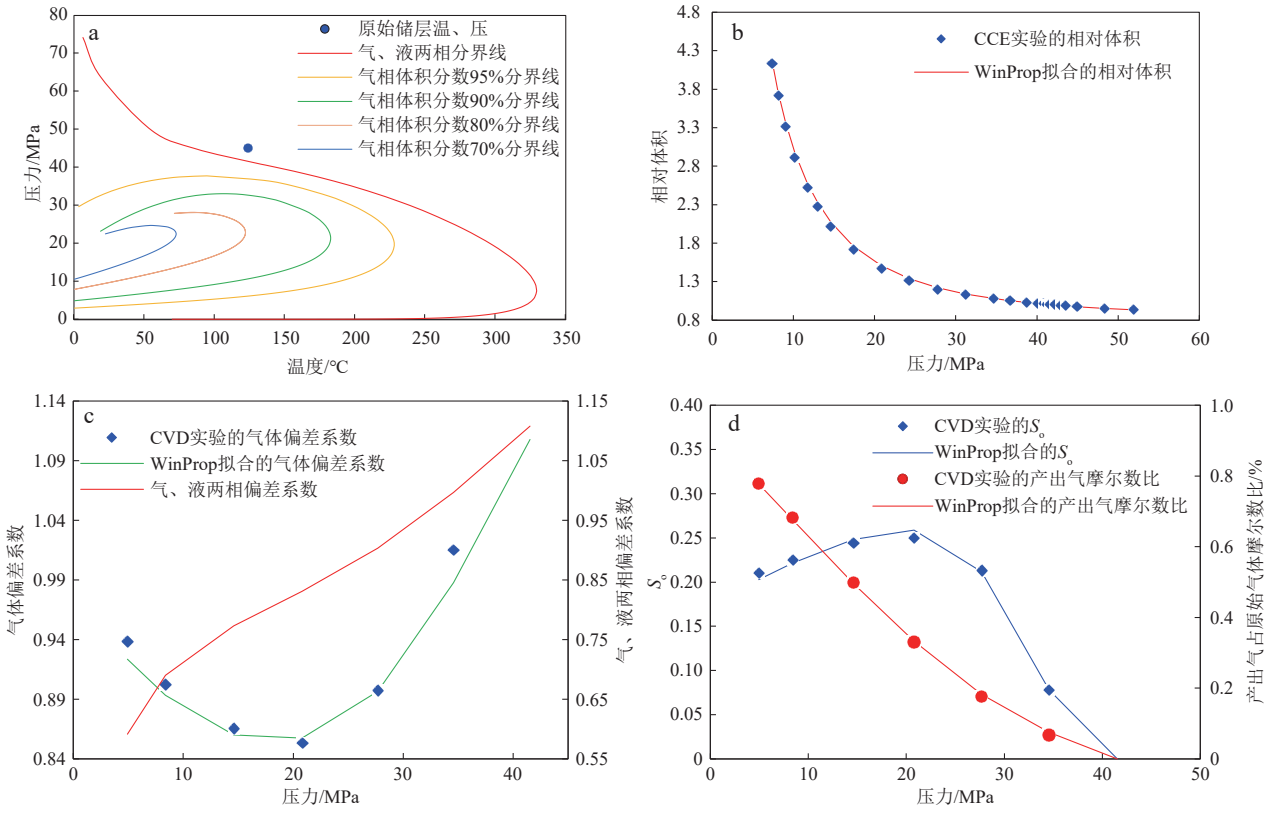

图3　页岩凝析气藏流体相态拟合图

Fig. 3　Fluid phase fitting plot of shale condensate gas

a. 凝析气压力-温度(p-T)相图；b. 恒组成膨胀CCE实验结果；c. 偏差系数随压力变化曲线；d. 定容衰竭CVD实验结果

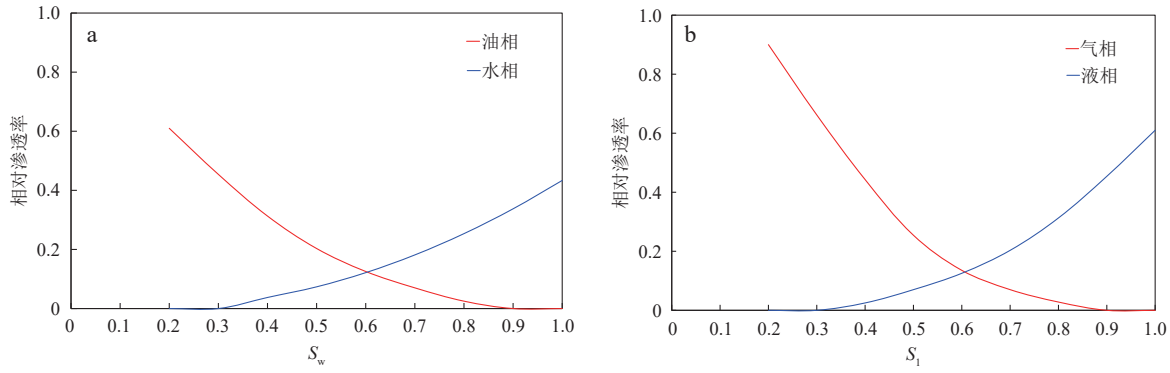

图4　页岩凝析气藏单井概念模型流体相对渗透率曲线

Fig. 4　Fluid-phase relative permeability curves for the single-well conceptual model of a shale condensate-gas reservoir

a. 油、水相渗曲线；b. 气、液相渗曲线

应用公式(32)，计算得到该页岩凝析气藏中凝析油原始地质储量N为12.941 439 75 × 10^4 t。

CMG数值模拟输出的页岩凝析气藏概念模型中天然气原始地质储量G为2.050 23 × 10^8 m^3，凝析油原始地质储量(体积)为16.029 × 10^4 m^3，乘以凝析油密度计算得到凝析油原始地质储量(质量)为12.935 403 × 10^4 t。以CMG数值模拟输出结果作为真实值，对本文新方法计算结果进行误差分析(表6)。本文新方法计算的天然气原始地质储量G和凝析油原始地质储量N与真实值的相对误差分别仅为0.047 0%和0.046 7%，均小于1%，验证了该方法的准确性和可靠性。

4　新方法与常规方法的对比及影响因素

4.1　新方法与常规方法的对比分析

通过将公式(21)中相关参数设为0，该方程可退

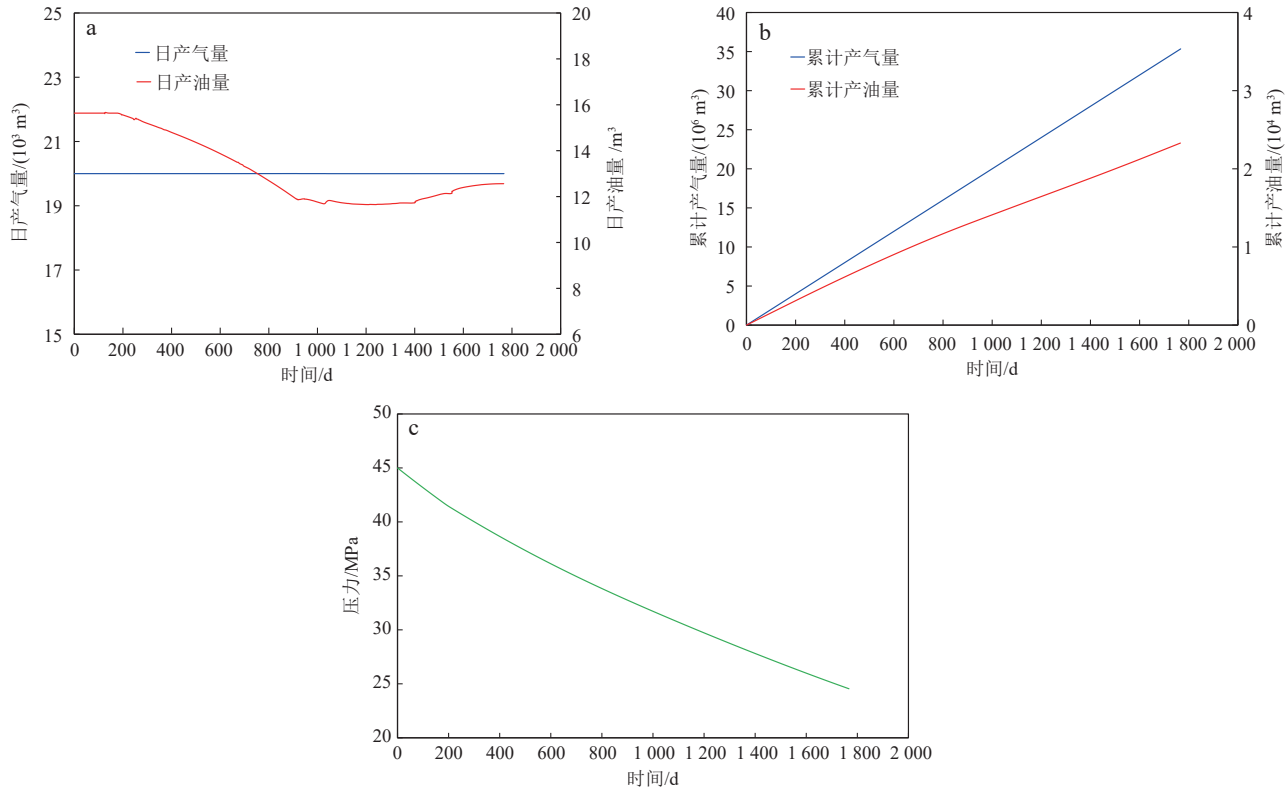

图5 页岩凝析气藏单井概念模型输出生产动态曲线

Fig. 5 Production performance output curves for the single-well conceptual model of a shale condensate-gas reservoir

a. 日产动态曲线;b. 累产动态曲线;c. 平均地层压力动态曲线

表5 页岩凝析气藏单井概念模型生产动态数据

Table 5 Production performance data of the single-well conceptual model for a shale condensate-gas reservoir

G_p/(10^8 m^3)	N_o/(10^8 m^3)	p/MPa	S_o	Z_w	X/(10^8 m^3)	Y/MPa
0. 042 600 04	0. 000 033 28	41. 253 804 69	0	1. 102 219 06	0. 050 245 01	80. 551 926 47
0. 048 800 07	0. 000 038 07	40. 807 324 22	0. 001 811 61	1. 094 061 78	0. 057 544 58	80. 339 498 45
0. 054 800 11	0. 000 042 68	40. 381 683 59	0. 004 533 96	1. 086 497 29	0. 064 603 15	80. 122 132 41
0. 061 000 16	0. 000 047 39	39. 947 359 38	0. 007 920 73	1. 078 971 57	0. 071 886 75	79. 888 561 50
0. 067 000 22	0. 000 051 92	39. 533 042 97	0. 011 683 80	1. 071 957 19	0. 078 926 51	79. 655 681 76
0. 073 200 28	0. 000 056 57	39. 110 976 56	0. 016 011 76	1. 064 961 11	0. 086 194 04	79. 409 300 92
0. 097 200 58	0. 000 074 18	37. 535 636 72	0. 035 925 10	1. 039 950 79	0. 114 240 04	78. 422 931 75
0. 121 801 00	0. 000 091 56	36. 015 757 81	0. 059 427 39	1. 017 068 04	0. 142 832 09	77. 398 564 68
0. 146 201 57	0. 000 108 01	34. 595 988 28	0. 083 790 91	0. 996 473 18	0. 171 011 26	76. 400 610 74
0. 170 202 78	0. 000 123 29	33. 274 878 91	0. 107 522 82	0. 977 829 65	0. 198 524 18	75. 448 710 51
0. 194 804 30	0. 000 138 05	31. 984 113 28	0. 130 887 66	0. 960 035 80	0. 226 516 07	74. 502 649 96
0. 219 204 14	0. 000 152 41	30. 747 109 38	0. 152 807 86	0. 943 368 90	0. 254 213 26	73. 582 365 46
0. 243 202 86	0. 000 166 42	29. 564 148 44	0. 172 845 00	0. 927 811 10	0. 281 430 05	72. 688 197 79
0. 267 801 64	0. 000 180 78	28. 383 347 66	0. 191 538 83	0. 912 699 77	0. 309 328 36	71. 778 326 21
0. 292 200 92	0. 000 195 23	27. 244 347 66	0. 208 017 28	0. 898 572 39	0. 337 045 28	70. 879 407 90
0. 316 400 54	0. 000 209 93	26. 147 941 41	0. 222 201 11	0. 885 440 20	0. 364 622 43	69. 988 907 36

化为多种常规气藏的物质平衡方程:①当不考虑页岩凝析气藏中气体吸附-解吸和凝析气中水蒸气膨胀效应时,将公式(21)中的V_L,C_a和x_w设为0,公式(21)即可退化为常规凝析气藏的物质平衡方程[28];②当不考虑页岩凝析气藏中凝析油的析出、凝析油的产出及凝析气中水蒸气膨胀效应时,将公式(21)中的S_o,N_o和x_w设

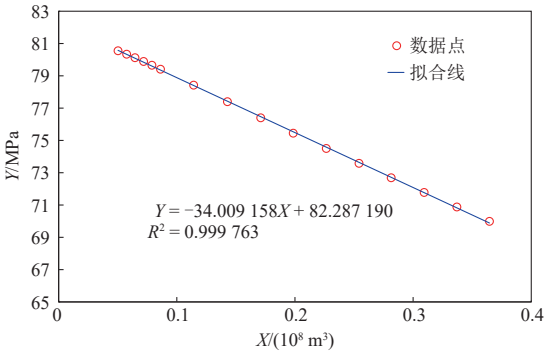

图6　概念数值模拟模型中页岩凝析气井视压力(Y)与折算累计产烃量(X)线性拟合效果图

Fig. 6　Linear fitting plot of apparent pressure Y versus converted cumulative hydrocarbon production X in the conceptual numerical simulation model of shale condensate gas

表6　本文新方法储量计算结果误差分析

Table 6　Error analysis of reserve calculation results obtained using the new method proposed in this study

参数	CMG模型实际值	本文新方法计算值	RE/%
G/(10^8 m^3)	2.050 230 0	2.051 193 49	0.047 0
N/(10^4 t)	12.935 403	12.941 439 75	0.046 7

为0，公式(21)即可退化为页岩气藏或深层煤层气藏的物质平衡方程[32-34]；③当不考虑页岩凝析气藏中气体吸附-解吸、储层中凝析油的析出、凝析油的产出和凝析气中水蒸气膨胀效应时，将公式(21)中的V_L，C_a，S_o，N_o和x_w设为0，公式(21)即可退化为异常高压水驱气藏的物质平衡方程[22,43]；④当不考虑页岩凝析气藏中气体吸附-解吸、储层中凝析油的析出、凝析油的产出、凝析气中水蒸气膨胀、孔隙压缩和束缚水的膨胀效应时，将公式(21)中的V_L，C_a，S_o，N_o，x_w，C_p和C_w设为0，公式(21)即可退化为水驱气藏的物质平衡方程[43]；⑤当不考虑页岩凝析气藏中气体吸附-解吸、储层中凝析油的析出、凝析油的产出、凝析气中水蒸气膨胀、水侵与产水的影响，将公式(21)中的V_L，C_a，S_o，N_o，x_w，W_e和W_p设为0，公式(21)即可退化为异常高压气藏的物质平衡方程[44-46]；⑥当不考虑页岩凝析气藏中气体吸附-解吸、储层中凝析油的析出、凝析油的产出、凝析气中水蒸气膨胀、孔隙压缩、束缚水的膨胀、水侵与产水的影响，将公式(21)中的V_L，C_a，S_o，N_o，x_w，C_p，C_w，W_e和W_p设为0，公式(21)即可退化为定容封闭干气藏(定容气驱气藏)的物质平衡方程[23,36]。

上述分析表明，所建立的页岩凝析气藏物质平衡方程及储量计算方法在忽略不同因素时，可分别退化为现有的凝析气藏、页岩气藏、异常高压水驱气藏、水驱气藏、异常高压气藏和定容气驱气藏的物质平衡方程，该方法考虑因素更为全面，具有一定的优越性。

以2.4小节实例试算所展示的页岩凝析气藏为例，分别对比分析新方法、李骞等[28]、Shi等[32-33]、Fetkovich等[22]、Ramagost和Farshad[44]以及Schilthuis[23]提出的储量计算方法与静态法储量计算结果的差异(表7)。以静态法储量计算结果为基准，新方法由于考虑因素全面，相对误差仅为-0.853 8%；李骞等[28]方法因适用于常规凝析气藏，未考虑气体吸附-解吸、基质收缩和水蒸气膨胀效应，其储量评价结果较实际偏小41.192 1%；Shi等[32-33]方法因适用于页岩气藏或煤层气藏，未考虑储层中凝析油的析出、水蒸气膨胀和凝析油产出，其结果较实际偏大10.132 7%；Fetkovich等[22]方法因适用于异常高压水驱气藏，未考虑气体吸附-解吸、基质收缩、储层中凝析油的析出、水蒸气膨胀效应和凝析油的产出，其结果较实际偏小33.123 0%；Ramagost和Farshad[44]方法因适用于异常高压气藏，仅考虑孔隙压缩和束缚水的膨胀效应，其结果较实际偏小36.071 2%；Schilthuis[23]的方法因适用于定容气驱气藏，忽略上述所有因素，其结果较实际偏小31.444 3%。由此可见，对于页岩凝析气藏的储量计算，既不能忽略吸附气解吸效应而直接选用常规凝析气藏方法，也不

表7　不同储量计算方法评价结果对比

Table 7　Comparison of evaluation results obtained using different reserve calculation methods

方法	适用气藏类型	V_L	C_a	S_o	x_w	C_p	C_w	W_p	N_o	G/(10^8 m^3)	N/(10^4 t)	RE/%
静态法	页岩凝析气藏	√	—	—	√	—	—	—	—	23.907 461 25	62.223 2	0
本文新方法	页岩凝析气藏	√	√	√	√	√	√	√	√	23.703 333 16	61.691 9	-0.853 8
李骞等[28]	凝析气藏	×	×	√	×	√	√	√	√	14.059 472 97	36.592 1	-41.192 1
Shi等[32-33]	页岩气藏	√	√	×	×	√	√	√	×	26.329 931 95	68.528 0	10.132 7
Fetkovich等[22]	异常高压水驱气藏	×	×	×	×	√	√	√	×	15.988 591 14	41.613 0	-33.123 0
Ramagost和Farshad[44]	异常高压气藏	×	×	×	×	√	√	×	×	15.283 753 2	39.778 5	-36.071 2
Schilthuis[23]	定容气驱气藏	×	×	×	×	×	×	×	×	16.389 925 46	42.657 5	-31.444 3

注：表中“√”表示考虑该因素，参数取值见表1和表2；“×”表示忽略该因素，参数取值为0；“—”表示不涉及该因素。

能忽略储层中凝析油的析出效应而直接选用页岩气藏方法，而应选用融合了页岩气藏的吸附-解吸效应和凝析气藏的反凝析效应于一体的页岩凝析气藏储量计算方法。

新方法与Orozco和Aguilera[5]方法对比后发现，后者额外考虑了干酪根中的气体溶解效应，并对基质和裂缝系统分别进行了储量计算，所需参数较多。由于2.4小节实例试算列出的参数无法满足该方法所需的参数条件，故采用Orozco和Aguilera[5]文献中的数据进行对比分析。

Orozco和Aguilera方法评价的天然气原始地质储量为9.478 7×10^8 m^3（由33.47 Bcf折算，Bcf为十亿立方英尺），其中裂缝系统中游离气储量占比为0.343 2，基质孔隙中游离气储量占比为0.462 6，吸附气储量占比为0.108 1，溶解气储量占比为0.086 1；凝析油储量为133.034 5×10^4 m^3，乘以凝析油密度0.820 3 t/m^3，得出凝析油储量为109.128 2×10^4 t。研究发现，Orozco和Aguilera文献中将凝析气储量误认为是天然气储量，计算凝析油储量时直接采用凝析气储量乘以油/气比的方法。若修正该错误，按气/油比712.462 m^3/m^3（由250 STB/ MMscf折算，STB/MMscf为标准桶每百万立方英尺）和凝析油密度0.820 3 t/m^3进行计算，可得凝析气中天然气体积分数为0.8566，天然气原始地质储量为8.119 5×10^8 m^3，凝析油原始地质储量为93.484 7×10^4 t。

若采用本文新方法，基于Orozco和Aguilera文献中的数据，绘制页岩凝析气视压力Y与折算累计产烃量X线性拟合效果图（图7）。评价得到凝析气原始地质储量为9.776 1×10^8 m^3，天然气原始地质储量为8.374 0×10^8 m^3，凝析油原始地质储量为96.414 1×10^4 t。结果表明，新方法与修正后Orozco和Aguilera方法评价结果相当。

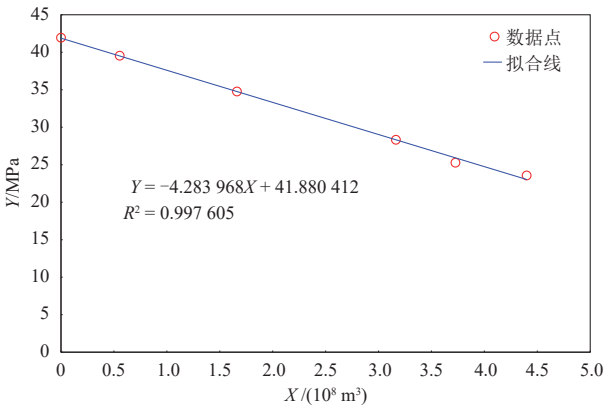

图7 基于Orozco和Aguilera[5]文献的页岩凝析气井视压力（Y）与折算累计产烃量（X）线性拟合效果图

Fig. 7 Linear fitting plot of apparent pressure Y versus converted cumulative hydrocarbon production X for the shale condensate gas from the reference by Orozco and Aguilera[5]

对比两种方法可知：Orozco和Aguilera方法的优势体现在将基质和裂缝系统分开处理，且考虑了裂缝系统孔隙压缩系数随压力的动态变化；而新方法将基质-裂缝系统合并为统一系统，且采用了孔隙压缩系数的平均值。但是Orozco和Aguilera方法未考虑凝析气在地层中反凝析效应，即未考虑S_o随压力的变化，而新方法具有能够考虑凝析油随压力降低而导致在地层中析出的优势。

4.2 影响因素分析

页岩凝析气藏天然气和凝析油原始地质储量评价结果的影响因素包括：气体吸附-解吸、页岩基质收缩、储层中凝析油析出、水蒸气膨胀、孔隙压缩和束缚水膨胀，分别通过参数V_L，C_a，S_o，x_w，C_p和C_w表征。当不考虑气体吸附-解吸时，页岩基质收缩效应亦不存在，因此当V_L为0时，C_a必然为0。为探究上述6个因素对页岩凝析气藏原始地质储量计算的影响程度，基于2.4小节实例试算中的储层和流体物性参数及动态数据，应用所提出的储量计算方法，在不同假设条件下（考虑某因素时参数取值见表1和表2；忽略时参数取值为0），分别得出不同假设条件下页岩凝析气藏中天然气和凝析油原始地质储量（表8）。以综合考虑所有因素的计算结果为基准（方案1），计算不同假设条件下储量计算结果的相对误差（表8）。据此分析各参数对储量评价结果的影响程度（图8），并分析误差产生的原因。

根据表8和图8中的单因素分析结果（方案2—方案7），影响页岩凝析气藏地质储量评价的因素按影响程度从强到弱依次为：气体吸附-解吸、凝析油析出、孔隙压缩、束缚水膨胀、页岩基质收缩和水蒸气膨胀等效应。其中，气体吸附-解吸为增能效应，凝析油析出、孔隙压缩、束缚水膨胀、基质收缩和水蒸气膨胀为减能效应。当忽略气体吸附-解吸效应（V_L为0；C_a为0；方案7）时，储量计算结果较实际值偏低40.71%，说明该效应是必须考虑的关键增能机制；当忽略凝析油析出（S_o为0；方案3）时储量较实际值偏高11.05%；忽略孔隙压缩效应（C_p为0；方案5）时，储量计算结果较实际值高4.44%表明二者均为必须考虑的关键减能机制。而束缚水膨胀、页岩基质收缩和水蒸气膨胀对储量影响较小，忽略后误差均小于1%，表明这3个效应为不敏感因素，可忽略不计。

表 8　页岩凝析气藏储量评价结果影响因素

Table 8　Factors influencing reserve assessment results for a shale condensate-gas reservoir

方案	忽略的因素	V_L	C_a	S_o	x_w	C_p	C_w	$G/(10^8\ m^3)$	$N/(10^4\ t)$	$RE/\%$
1	—	√	√	√	√	√	√	23. 703 333 16	61. 691 9	0. 000 0
2	C_a	√	×	√	√	√	√	23. 735 072 67	61. 774 5	0. 133 9
3	S_o	√	√	×	√	√	√	26. 321 762 97	68. 506 8	11. 046 7
4	x_w	√	√	√	×	√	√	23. 705 311 45	61. 697 0	0. 008 3
5	C_p	√	√	√	√	×	√	24. 756 275 78	64. 432 3	4. 442 2
6	C_w	√	√	√	√	√	×	23. 806 189 93	61. 959 6	0. 433 9
7	V_L+C_a	×	×	√	√	√	√	14. 054 823 53	36. 580 0	−40. 705 3
8	$C_a+S_o+x_w+C_p+C_w$	√	×	×	×	×	×	27. 901 661 65	72. 618 7	17. 712 0
9	$C_a+x_w+C_w$	√	×	√	×	√	×	23. 840 295 71	62. 048 3	0. 577 8
10	S_o+C_p	√	√	×	√	×	√	27. 697 659 65	72. 087 8	16. 851 3

注：表中各物理过程通过各自参数表征（气体吸附-解吸 V_L、页岩基质收缩 C_a、凝析油析出 S_o、水蒸气膨胀 x_w、孔隙压缩 C_p、束缚水膨胀 C_w）。“√”代表考虑该因素（参数取值见表 1）；“×”代表忽略该因素（参数取值为 0）；“—”表示不涉及该因素。

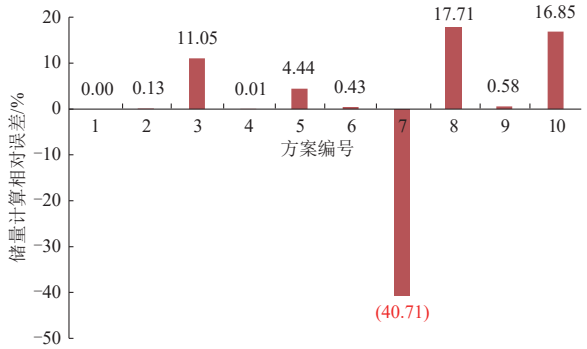

图 8　不同方案下各个参数对储量评价结果的影响程度柱状图

Fig. 8　Histogram showing the degree of influence of each parameter on reserve assessment results under different schemes

忽略吸附-解吸效应导致储量计算结果较实际值偏低的原因：如公式（21）所示，实际对视压力产生贡献的，既包括原始游离态凝析气，也包括由吸附态凝析气转化而来的等效游离态凝析气。若仅按单一游离态处理，会低估每一折算累计产烃量 X 对应的视压力 Y，进而使储量计算结果偏低。忽略凝析油析出导致储量计算结果较实际值偏高的原因：在页岩凝析气藏生产过程中，当压力下降至露点压力以下，储层中发生反凝析现象，析出的凝析油占据部分孔隙空间，若忽略凝析油析出，这部分空间会被误认为由凝析气占据，导致同等压力下凝析气的地下体积和储量计算结果偏高。忽略孔隙压缩效应导致储量计算结果较实际值偏高的原因：实际存在的孔隙压缩能被误认为是凝析气自身的弹性膨胀能，夸大了凝析气实际的弹性膨胀能，导致凝析气储量计算结果偏高。

根据表 8 和图 8 中的多因素分析结果（方案 8—方案 10），同时忽略基质收缩、凝析油析出、孔隙压缩、束缚水膨胀和水蒸气膨胀 5 个减能效应（方案 8）时，仅考虑吸附-解吸效应，储量较实际值偏高 17. 71%；同时忽略 3 个不敏感因素（方案 9）时，储量较实际值仅偏高 0. 58%，表明其综合影响微弱；忽略凝析油析出和孔隙压缩 2 个关键减能效应（方案 10）时，储量较实际值偏高 16. 9%。

方案 1 综合考虑所有因素；方案 2 仅忽略页岩基质收缩；方案 3 为仅忽略储层中凝析油析出；方案 4 仅忽略水蒸气膨胀；方案 5 仅忽略孔隙压缩；方案 6 仅忽略束缚水膨胀；方案 7 忽略气体吸附-解吸这一关键增能效应；方案 8 同时忽略所有减能效应仅考虑吸附-解吸；方案 9 同时忽略束缚水膨胀、页岩基质收缩和水蒸气膨胀 3 个不敏感因素；方案 10 同时忽略储层中凝析油析出和孔隙压缩两个关键减能效应。图中纵轴为储量计算相对误差值，该值大于 0 表明储量计算结果偏高，大于 0 越多，偏高程度越大；该值小于 0 表明储量计算结果偏低，小于 0 越多，偏低程度越大；其值越接近于 0 表明储量评估越精确。

综合上述敏感性分析，在应用新方法计算页岩凝析气藏储量时，必须考虑吸附气解吸、凝析油析出和孔隙压缩这 3 个关键敏感效应。对于束缚水膨胀、页岩基质收缩和水蒸气膨胀这 3 个不敏感效应，可视资料完备程度酌情考虑：若相关资料充足可予以考虑，若资料不完备则可忽略。

5　结论

1）提出的储量计算方法通过应用储层和流体物性参数、若干组平均地层压力和累计产量数据，利用线

性函数的斜率和截距，计算得到页岩凝析气藏中游离态凝析气和吸附态凝析气的原始地质储量，进而获得天然气和凝析油的原始地质储量。

2）新方法计算的储量与数值模拟参考值之间的相对误差小于1%，验证了该方法的准确性和可靠性；新方法在忽略部分影响因素的情况下可退化为现有常规方法，兼具全面性和兼容性。

3）影响页岩凝析气藏原始地质储量评价结果的因素从强到弱依次为：气体吸附-解吸、凝析油析出、孔隙压缩、束缚水膨胀、页岩基质收缩和水蒸气膨胀等效应。

4）气体吸附-解吸效应是储量计算时必须考虑的增能效应，若忽略该效应储量将比实际值低40.71%；凝析油析出和孔隙压缩效应是储量计算时必须考虑的减能效应，若忽略这两个效应储量将比实际值高17.71%；束缚水膨胀、页岩基质收缩和水蒸气膨胀这3个效应对储量评价结果影响甚微。

符号注释

A—页岩凝析气藏控制面积，km^2；

b—页岩凝析气原始视压力，为游离态凝析气和由吸附态凝析气等效而来的游离态凝析气共同作用的原始视压力，MPa；

B_w—地层水体积系数，m^3/m^3；

C_a—页岩基质收缩系数，无量纲（取值在0.002～0.026）；

C_f—裂缝孔隙的压缩系数，MPa^{-1}；

C_m—基质孔隙的压缩系数，MPa^{-1}；

C_p—岩石基质-裂缝系统孔隙压缩系数，MPa^{-1}；

C_w—地层水压缩系数，MPa^{-1}（取值在4×10^{-4}～6×10^{-4}）；

f_g—凝析气中天然气的体积分数，小数；

G—页岩凝析气藏中天然气原始地质储量，10^8 m^3；

G_p—累计产气量，10^8 m^3；

G_{wa}—吸附态凝析气原始地质储量，10^8 m^3；

G_{wf}—游离态凝析气原始地质储量，10^8 m^3；

G_{wp}—累计采出烃类井流物的地面体积（折算成气相后的地面体积），10^8 m^3；

h—页岩储层厚度，m；

K_i—页岩储层原始渗透率，10^{-3} μm^2；

m—单位储量所对应的页岩凝析气视压力，MPa/（10^8 m^3）；

M_o—凝析油的分子量，t/kmol（取值在0.08～0.15）；

n_{ia}—原始吸附态凝析气的摩尔数，kmol；

n_{if}—原始游离态凝析气的摩尔数，kmol；

n_{ra}—剩余吸附态凝析气的摩尔数，kmol；

n_{rf}—剩余游离态凝析气的摩尔数，kmol；

n_{ro}—反凝析在地层中的凝析油摩尔数，kmol；

n_{wp}—累计采出井流物的摩尔数，kmol；

N—页岩凝析气藏中凝析油原始地质储量，10^4 t；

N_o—累计产油量，10^8 m^3；

p—气藏目前平均地层压力，MPa；

p_{dew}—凝析气上露点压力，MPa；

p_i—气藏原始地层压力，MPa；

p_L—Langmuir压力，MPa；

p_{sc}—标准状况压力，MPa；

R—通用气体常数，$MPa\cdot m^3/(kmol\cdot K)$（取值0.008 314）；

RE—储量计算相对误差，%；

R_{go}—原始生产气/油比，m^3/m^3；

S_o—凝析油饱和度，为目前平均地层压力下凝析油地下体积占游离态气体与凝析油地下体积之和的体积分数，小数；

S_{wi}—页岩储层中原始含水饱和度，小数；

S_w—含水饱和度，小数；

S_l—液相饱和度，小数；

T—气藏温度，K；

T_{sc}—标准状况温度，K；

V_{fg}—目前平均地层压力下游离态气体和凝析油的地下体积，10^8 m^3；

V_{fgi}—原始游离态气体的地下体积，等于原始游离态凝析气的地下体积与水蒸气的地下体积之和，10^8 m^3；

V_L—Langmuir体积，m^3/t；

V_{og}—1 kmol凝析油折算成气体的体积，$m^3/kmol$（取值24.055）；

$\triangle V_p$—气藏岩石基质-裂缝系统孔隙的收缩量，10^8 m^3；

$\triangle V_w$—地层束缚水的膨胀量，10^8 m^3；

$\triangle V_{wv}$—水蒸气的膨胀量，10^8 m^3；

W_e—累计水侵量，10^8 m^3（页岩凝析气藏W_e一般为0）；

W_p—累计产水量，10^8 m^3；

X—折算累计产烃量，10^8 m^3；

x_w—目前平均地层压力下游离态气体中水蒸气的体积分数，小数；

x_{wi}—原始游离态气体中水蒸气的体积分数，小数；

Y—页岩凝析气视压力，MPa；

Z_i—原始游离态凝析气偏差系数，无量纲；

Z_{sc}—凝析气在标准状况下的偏差系数，无量纲；

Z_2—两相偏差系数，无量纲；

Z^*—拟偏差系数，无量纲；

Z_w—目前平均地层压力下游离态凝析气偏差系数，无量纲；

Φ_f—裂缝孔隙度，小数；

Φ_i—页岩储层原始孔隙度，等于基质孔隙度与裂缝孔隙度之和，小数；

Φ_m—基质孔隙度，小数；

ε_{max}—基质的最大吸附-解吸体积应变，无量纲（≤0.1）；

ρ_o—凝析油密度，t/m^3（取值在0.70～0.85）；

ρ_s—页岩储层视密度，t/m^3（取值在2.2～2.8）；

γ_{go}—凝析气相对密度，无量纲；

v—页岩泊松比，无量纲。

参　考　文　献

［1］ 赵睿智．涪陵页岩气田复兴区块页岩凝析气藏试采规律分析［J］．江汉石油职工大学学报，2023，36（2）：14-16.
ZHAO Ruizhi. Analysis of production characteristics of shale condensate gas reservoir in Fuxing Block，Fuling shale gas field［J］. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers，2023，36（2）：14-16.

［2］ 乔润伟，张士诚，李凤霞，等．复兴地区高含黏土页岩凝析气藏渗吸排驱及液体渗流特征研究［J］．石油钻探技术，2024，52（1）：96-106.
QIAO Runwei，ZHANG Shicheng，LI Fengxia，et al. Characteristics of imbibition，displacement，and fluid seepage in high clay content shale condensate gas reservoir in the Fuxing area［J］. Petroleum Drilling Techniques，2024，52（1）：96-106.

［3］ YE Tianrui，MENG Jin，XIAO Yitian，et al. Integrated AutoML-based framework for optimizing shale gas production：A case study of the Fuling shale gas field［J］. Energy Geoscience，2025，6（1）：100365.

［4］ 白玉湖，王苏冉，徐兵祥．页岩凝析气井体积压裂外区产能贡献分析——以Eagle Ford典型页岩凝析气井为例［J］．科技和产业，2024，24（19）：251-257.
BAI Yuhu，WANG Suran，XU Bingxiang. Production contribution analyse on outer region of stimulated reservoir volume in condensate shale gas well：Taking typical condensate shale gas well in Eagle Ford as an example［J］. Science Technology and Industry，2024，24（19）：251-257.

［5］ OROZCO D，AGUILERA R. A material-balance equation for stress-sensitive shale-gas-condensate reservoirs［J］. SPE Reservoir Evaluation & Engineering，2017，20（1）：197-214.

［6］ CHINAMO D，BIAN Xiaoqiang. Impact of pore confinement and adsorption on gas condensate critical properties confined in Marcellus Shale［J］. Journal of Natural Gas Geoscience，2025，10（3）：199-218.

［7］ 陈浩，左名圣，王红平，等．高含CO_2凝析气藏成藏过程中的流体相行为及油环体积预测［J］．吉林大学学报（地球科学版），2024，54（5）：1506-1518.
CHEN Hao，ZUO Mingsheng，WANG Hongping，et al. Fluid phase behavior and oil ring volume prediction during formation of high CO_2 condensate gas reservoirs［J］. Journal of Jilin University（Earth Science Edition），2024，54（5）：1506-1518.

［8］ 谢通，陈威，潘诗洋，等．鄂西地区二叠系大隆组含气页岩岩相类型及储层特征［J］．吉林大学学报（地球科学版），2024，54（4）：1154-1176.
XIE Tong，CHEN Wei，PAN Shiyang，et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of gas-bearing shale of Permian Dalong Formation in Western Hubei［J］. Journal of Jilin University（Earth Science Edition），2024，54（4）：1154-1176.

［9］ 樊冬艳，罗飞，孙海，等．考虑人工裂缝展布及井间干扰的多井图卷积与门控循环单元耦合页岩气井产量预测方法［J］．中国石油大学学报（自然科学版），2025，49（6）：141-151.
FAN Dongyan，LUO Fei，SUN Hai，et al. A novel IMWs-GCN-GRU coupled shale gas well production forecasting method considering hydraulic fracture distribution and inter-well interference［J］. Journal of China University of Petroleum（Edition of Natural Science），2025，49（6）：141-151.

［10］ 陈辉，曹小朋，孙强，等．页岩凝析气藏高效开发及碳埋存效率［J］．石油与天然气地质，2025，46（6）：2059-2070.
CHEN Hui，CAO Xiaopeng，SUN Qiang，et al. Efficient exploitation and carbon storage efficiency of shale condensate gas reservoirs［J］. Oil & Gas Geology，2025，46（6）：2059-2070.

［11］ 郭艳东，胡小虎，刘华，等．陆相页岩凝析气衰竭及注气吞吐长岩心实验研究［J］．石油实验地质，2026，48（1）：89-98.
GUO Yandong，HU Xiaohu，LIU Hua，et al. Experimental study on depletion development and gas injection huff-n-puff in long cores for continental shale condensate gas［J］. Petroleum Geology & Experiment，2026，48（1）：89-98.

［12］ 徐兵祥．页岩凝析气井生产数据分析新方法［J］．天然气地球科学，2016，27（5）：905-909.
XU Bingxiang. New production data analysis technique for gas condensate well in shale reservoirs［J］. Natural Gas Geoscience，2016，27（5）：905-909.

[13] 吴永辉，程林松，黄世军，等. 页岩凝析气井产能预测的三线性流模型[J]. 天然气地球科学，2017，28(11)：1745-1754.
WU Yonghui，CHENG Linsong，HUANG Shijun，et al. A tri-linear model for production prediction in retrograde shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience，2017，28(11)：1745-1754.

[14] 汤勇，陈焜，胡小虎，等. 页岩凝析气受限空间相态及开发特征研究[J]. 油气藏评价与开发，2024，14(3)：343-351.
TANG Yong，CHEN Kun，HU Xiaohu，et al. Phase behavior and development characteristics of shale condensate gas in confined space [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development，2024，14(3)：343-351.

[15] 胡小虎，刘华，王妍妍，等. 高含凝析油陆相页岩凝析气井动态储量评价方法研究[C]// ECF2024第十四届亚太页岩油气暨非常规能源大会论文集. 上海：上海联合非常规能源研究中心，2024：4-13.
HU Xiaohu，LIU Hua，WANG Yanyan，et al. Study on dynamic reserve evaluation method for continental shale condensate gas wells with high condensate content [C]//Proceedings of the 14th Asia-Pacific Shale Oil & Gas and Unconventional Energy Conference (ECF2024). Shanghai：Shanghai United Institute for Unconventional Energy Resources，2024：4-13.

[16] YANG C H，EMAMI-MEYBODI H. Flowback rate transient analysis of multiphase flow through hydraulic fractures in gas condensate shales[J]. Gas Science and Engineering，2025，135：205561.

[17] KUMAR V，ELKADY M H，MISRA S，et al. Rapid production forecasting for heterogeneous gas-condensate shale reservoir[J]. Geoenergy Science and Engineering，2024，240：213065.

[18] 包友书，王永诗，李政，等. 济阳坳陷深层沙河街组四段轻质油—凝析气成藏条件[J]. 石油学报，2021，42(12)：1615-1624，1639.
BAO Youshu，WANG Yongshi，LI Zheng，et al. Accumulation conditions for deep light oil and condensate gas from Member 4 of Shahejie Formation in Jiyang Depression [J]. Acta Petrolei Sinica，2021，42(12)：1615-1624，1639.

[19] HUMPHREYS N V. The material balance equation for retrograde gas reservoirs considering water vaporization [J]. SPE Reservoir Engineering，1991，6(3)：329-336.

[20] WANG Shihao，ZHANG Hongwei，JIN Bikai，et al. Molecular insights of condensate trapping mechanism in shale oil reservoirs and its implications on lean gas enhanced oil recovery [J]. Chemical Engineering Journal，2023，476：146366.

[21] DAHIM S，TAGHAVINEJAD A，RAZGHANDI M，et al. Pressure and rate transient modeling of multi fractured horizontal wells in shale gas condensate reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering，2020，185：106566.

[22] FETKOVICH M J，REESE D E，WHITSON C H. Application of a general material balance for high-pressure gas reservoirs [J]. SPE Journal，1998，3(1)：3-13.

[23] SCHILTHUIS R J. Active oil and reservoir energy [J]. Transactions of the AIME，1936，118(1)：33-52.

[24] HAVLENA D，ODEH A S. The material balance as an equation of a straight line [J]. Journal of Petroleum Technology，1963，15(8)：896-900.

[25] HAGOORT J，JONES J R. A two-phase deviation factor method for calculating gas condensate reservoir performance [J]. SPE Reservoir Engineering，1989，4(4)：555-562.

[26] WALSH M P. A generalized material balance equation for gas condensate reservoirs [J]. SPE Advanced Technology Series，1995，3(1)：75-82.

[27] MA T D，YOUNG T M，JERAULD G R. A molar balance method for gas-condensate reservoir performance [J]. SPE Reservoir Engineering，1997，12(2)：114-121.

[28] 李骞，李相方，郭平，等. 异常高压凝析气藏物质平衡方程推导[J]. 天然气工业，2010，30(5)：58-60.
LI Qian，LI Xiangfang，GUO Ping，et al. Deduction of the material balance equation of abnormal high pressure gas condensate reservoirs[J]. Natural Gas Industry，2010，30(5)：58-60.

[29] KING G R. Material-balance techniques for coal-seam and Devonian shale gas reservoirs with limited water influx [J]. SPE Reservoir Engineering，1993，8(1)：67-72.

[30] MOGHADAM S，JEJE O，MATTAR L. Advanced gas material balance，in simplified format [J]//Canadian International Petroleum Conference，Calgary，2009. Calgary：Petroleum Society of Canada，2009：PETSOC-2009-149.

[31] IBRAHIM A F，NASR-EL-DIN H A. A comprehensive model to history match and predict gas/water production from coal seams[J]. International Journal of Coal Geology，2015，146：79-90.

[32] SHI Juntai，CHANG Yucui，WU Shigui，et al. Development of material balance equations for coalbed methane reservoirs considering dewatering process，gas solubility，pore compressibility and matrix shrinkage[J]. International Journal of Coal Geology，2018，195：200-216.

[33] SHI Juntai，JIA Yanran，ZHANG Longlong，et al. The generalized method for estimating reserves of shale gas and coalbed methane reservoirs based on material balance equation [J]. Petroleum Science，2022，19(6)：2867-2878.

[34] 石军太，徐凤银，曹运兴，等. 煤储层改造背景下深部煤层气藏物质平衡方程的建立与应用[J]. 煤炭科学技术，2025，53(3)：200-217.
SHI Juntai，XU Fengyin，CAO Yunxing，et al. Establishment and

application of material balance equation for deep coalbed methane reservoirs based on coal formation stimulation background [J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 200-217.

[35] 石军太，张硕，黄红星，等. 欠饱和煤层气藏储量平均地层压力和采出率计算方法[J]. 煤炭学报，2025，50(8)：3991-4007.
SHI Juntai, ZHANG Shuo, HUANG Hongxing, et al. The methods for calculating reserves, average reservoir pressure and gas recovery ratio for under-saturated coalbed methane reservoirs [J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(8): 3991-4007.

[36] 李士伦. 天然气工程[M]. 2版. 北京：石油工业出版社，2000.
LI Shilun. Natural gas engineering [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.

[37] 廖科健，刘波，姚猛，等. 有限水侵页岩气藏物质平衡方程及储量计算[J]. 天然气与石油，2014，32(6)：50-52，57.
LIAO Kejian, LIU Bo, YAO Meng, et al. Material balance equation and reserve estimation method for shale gas reservoirs with limited water influx[J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(6): 50-52, 57.

[38] 蒋一欣，刘成，高浩宏，等. 昭通国家级页岩气示范区泡沫排水采气工艺技术及其应用[J]. 天然气工业，2021，41(增刊1)：164-170.
JIANG Yixin, LIU Cheng, GAO Haohong, et al. Foam drainage gas recovery technology and its application in the shale gas wells of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(S1): 164-170.

[39] 缪欢，姜振学，龚训，等. 川中地区筇竹寺组深层—超深层页岩孔隙结构与分形特征[J]. 现代地质，2025，39(5)：1305-1315.
MIAO Huan, JIANG Zhenxue, GONG Xun, et al. Pore Structure and Fractal Characteristics of Deep to Ultra-Deep Shale in the Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Area [J]. Geoscience, 2025, 39(5): 1305-1315.

[40] 蒋代琴，李平平，邹华耀. 川东北元坝地区侏罗系陆相页岩天然裂缝发育特征及其对页岩油气富集和保存的影响[J]. 现代地质，2024，38(2)：362-372. DOI：10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.065.
JIANG Daiqin, LI Pingping, ZOU Huayao. Characteristics of Natural Fractures and Their Influence on Oil and Gas Enrichment and Preservation of the Jurassic Continental Shale in the Yuanba Area, Northeastern Sichuan Basin [J]. Geoscience, 2024, 38(2): 362-372. DOI: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.065.

[41] DRANCHUK P M, ABOU-KASSEM H. Calculation of Z factors for natural gases using equations of state[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1975, 14(3): 34-36.

[42] 李相方，任美鹏，胥珍珍，等. 高精度全压力全温度范围天然气偏差系数解析计算模型[J]. 石油钻采工艺，2010，32(6)：57-62.
LI Xiangfang, REN Meipeng, XU Zhenzhen, et al. A high-precision and whole pressure temperature range analytical calculation model of natural gas Z-factor [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(6): 57-62.

[43] SHI Juntai, WU Jiayi, LV Ming, et al. A new straight-line reserve evaluation method for water bearing gas reservoirs with high water production rate[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107808.

[44] RAMAGOST B P, FARSHAD F F. P/Z abnormally pressured gas reservoirs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 1981. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1981: SPE-10125-MS.

[45] ROACH R H. Analyzing geopressured reservoirs—a material balance technique[C]//SPE Conference in Richardson. [S. l.]: [s. n.], 1981: SPE-9968-MS.

[46] RAHMAN N M A, ANDERSON D M, MATTAR L. New, rigorous material balance equation for gas flow in a compressible formation with residual fluid saturation[C]//SPE Gas Technology Symposium, Calgary, 2006. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006: SPE-100563-MS.

（编辑　张玉银）