



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2402994

引用格式:李会会,李冬梅,梅胜文,等.断控型挥发油藏连通井组动态储量计算新方法 with 主控因素分析[J].科学技术与工程,2025,25(9):3657-3663.

Li Huihui, Li Dongmei, Mei Shengwen, et al. New method for calculating dynamic reserves in fault-controlled volatile oil reservoirs and analysis of key controlling factors[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(9): 3657-3663.

# 断控型挥发油藏连通井组动态储量计算 新方法 with 主控因素分析

李会会<sup>1</sup>, 李冬梅<sup>2</sup>, 梅胜文<sup>3</sup>, 万小勇<sup>4</sup>, 邹宁<sup>4</sup>

(1. 中国石化西北油田分公司完井测试管理中心, 轮台 841600; 2. 中国石化西北油田分公司工程技术管理部, 乌鲁木齐 830000; 3. 中国石化西北油田分公司采油四厂, 沙雅 842200; 4. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 乌鲁木齐 830000)

**摘要** 断控型碳酸盐岩挥发油藏地质条件 and 生产井间关系复杂, 常规方法应用于计算动态储量的适用性差。考虑油藏缝洞发育、油气两相渗流 and 井间强连通性的特征, 提出了挥发油藏拟压力函数并给出油相饱和度变化规律, 建立了挥发油藏多相流动物质平衡理论的井组动态储量计算新方法, 该方法利用井底流压计算动态储量, 且井组无静压测试需求。结果表明: 基于多相拟压力函数的流动物质平衡方程描述了产油率 and 累计产量的线性关系。对井组动态储量主控因素进行偏相关分析, 认为影响生产动态特征的主要因素是平均产油量、产量递减率 and 地层能量。定量评价地层及流体重要参数误差对动态储量计算结果的影响, 认为断控性油藏的地层压缩系数 and 孔隙度对动态储量计算精度影响大。将井组动态储量计算方法应用于顺北油田典型井组, 利用多相拟压力代替压力绘制流动物质平衡诊断曲线, 规整化产油量 with 规整化累计产油量关系趋势具有线性特征。实践表明, 新方法为准确计算挥发油藏井组的动态储量提供了有效的途径。

**关键词** 挥发油藏; 多井干扰; 流动物质平衡; 动态储量; 参数优选

**中图分类号** TE353; **文献标志码** A

## New Method for Calculating Dynamic Reserves in Fault-controlled Volatile Oil Reservoirs and Analysis of Key Controlling Factors

LI Hui-hui<sup>1</sup>, LI Dong-mei<sup>2</sup>, MEI Sheng-wen<sup>3</sup>, WAN Xiao-yong<sup>4</sup>, ZOU Ning<sup>4</sup>

(1. Completion Test Management Center, Sinopec Northwest Oil Field Company, Luntai 841600, China;  
2. Engineering Technology Management Department, Sinopec Northwest Oil Field Company, Urumqi 830000, China;  
3. No. 4 Oil Production Plant, Sinopec Northwest Oil Field Company, Shaya 842200, China;  
4. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Northwest Oil Field Company, Urumqi 830000, China)

**[Abstract]** The geological conditions of fault-controlled carbonate volatile oil reservoirs in Shunbei oilfield and the relationship between production wells are complex, and conventional methods have poor applicability in calculating dynamic reserves. Considering that the reservoir has the characteristics of fracture and cavity development, multi-phase seepage and inter-well interference, a volatile oil reservoir pseudo-pressure function was proposed and the functional relationship between saturation and pressure was given. The multi-phase flow material balance well group dynamics of the volatile oil reservoir material balance theory were established. The proposed method utilizes bottomhole flow pressure to calculate dynamic reserves, while there is no need for static pressure testing in the well group. The results show that the multi-phase flow material balance equation describes the linear relationship between oil production rate and cumulative production. A partial correlation analysis was conducted on the main controlling factors of the well group's dynamic reserves, and it was concluded that the main factors affecting the production dynamic characteristics are average oil production, production decline rate and formation energy. Quantitatively evaluate the impact of errors in important parameters of the formation and fluid on the calculation results of dynamic reserves. It is believed that the compression coefficient and porosity of the formation have a great influence on the accuracy of dynamic reserve calculations. The well group dynamic reserve calculation method was applied to a typical well group in the Shunbei oilfield, and the dynamic reserve decrease in the calculation results of a single well was compared to quantify the decrease in dynamic reserves in the Shunbei oilfield due to inter-well interference. The method can accurately calculate the dynamic reserves of well groups in the Shunbei fault-controlled volatile oil reservoirs.

**[Keywords]** light oil reservoir; multi-well interference; material balance; reserve estimate; parameter optimization

收稿日期: 2024-04-23 修订日期: 2024-12-11

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科技攻关项目(P24010)

第一作者: 李会会(1987—), 女, 汉族, 山东临沭人, 硕士, 高级工程师。研究方向: 完井试油及油藏工程。E-mail: 137494261@qq.com。

断控型碳酸盐岩油藏储集空间以走滑断裂带控制的大型“洞穴”为主,天然大规模裂缝作为渗流通道<sup>[1-2]</sup>,生产井间关系复杂<sup>[3-5]</sup>,存在多相流体特征,对该类油气在缝洞空间流动形态认识难度大,导致储量动用情况认识不清的问题,严重制约了缝洞型油藏高效开发技术政策和调整策略的制定与实施<sup>[6]</sup>。

油藏动态储量计算方法可分为经验类产量递减分析法、现代产量递减分析法和物质平衡法三大类<sup>[7-9]</sup>。典型经验类产量递减分析方法主要包括 Arps 产量递减方程和 Duong 产量递减法,此类方法可以根据产量数据快速预测油井的生产动态趋势,方法简单且实用性好,不需求油藏与井相关参数参加计算,因而可考虑应用于具有复杂地质条件的碳酸盐岩油藏。但该方法假设生产条件不变,与顺北区块实际生产情况不相符。另外大量实践表明,经验类产量递减分析方法对于不稳定流动阶段的生产井产量预测不确定性高。现代产量递减分析法根据物理现象和地质特征,建立油藏渗流力学模型来描述油藏流体流动规律,从而预测油井产量和压力参数计算动态储量<sup>[10-13]</sup>。Fetkovich 产量递减分析法和 Blasingame 产量递减分析法是常用的现代产量递减分析方法。断控型油藏大尺度裂缝、溶洞并存,产量递减快<sup>[14]</sup>,生产气油比高属于挥发性油藏,常规渗流力学源汇理论和叠加原理难以准确描述油藏流体流动特征,此类方法在目标油藏的实际应用中具有一定困难<sup>[15-17]</sup>。物质平衡法克服了现代产量递减分析法难以描述断控型挥发油藏特征的困难,方法将油藏视为零维“储罐”模型,由累计产量与平均压力的线性关系计算动态储量<sup>[18-20]</sup>。但平均压力评价困难<sup>[21]</sup>,挥发油藏动态储量计算方法需要进一步解决多相流体渗流的影响<sup>[22]</sup>。

现依据物质守恒原理建立一套挥发油藏井组的动态储量计算新方法。该方法联物质平衡方程和流物质平衡方程,无需提前预知油藏的平均压力,流物质平衡方程的计算引入新的拟函数校正多相流体渗流中累计产量与平均压力的非线性关系,为准确计算挥发油藏井组的动态储量提供有效的方法。

## 1 挥发油藏井组动态储量计算方法

### 1.1 井组物质平衡方程

油藏物质平衡方法描述了在封闭空间内油、气、水开采量与地下流体及岩石膨胀量的守恒定律。在多井开采系统中同样满足守恒定律,计算所有生产井的油、气、水开采量之和,根据相关已有理论,多井系统的油藏物质平衡方程式可写为

$$N_p \frac{\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g}{1 - \bar{R}_s \bar{R}_v} + G_p \frac{\bar{B}_g - \bar{B}_o \bar{R}_v}{1 - \bar{R}_s \bar{R}_v} + W_p \bar{B}_w = G_{f_{gi}} (\bar{B}_{ig} - \bar{B}_{gi}) + N_{foi} (\bar{B}_{to} - \bar{B}_{oi}) + W_{fi} (\bar{B}_w - \bar{B}_{wi}) (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + V_{pi} E_f \quad (1)$$

式(1)中涉及的参数计算公式如下。

$$N_{foi} = \frac{N}{1 + \frac{m \bar{B}_{oi} \bar{R}_{vi}}{\bar{B}_{gi}}};$$

$$G_{f_{gi}} = \frac{G m \bar{B}_{oi}}{m \bar{B}_{oi} + \bar{B}_{gi} \bar{R}_{si}};$$

$$\bar{B}_{to} = \frac{\bar{B}_g (\bar{R}_{si} - \bar{R}_s) + \bar{B}_o (1 - \bar{R}_v \bar{R}_{si})}{1 - \bar{R}_s \bar{R}_v};$$

$$\bar{B}_{ig} = \frac{\bar{B}_g (1 - \bar{R}_s \bar{R}_{vi}) + \bar{B}_o (\bar{R}_{vi} - \bar{R}_v)}{1 - \bar{R}_s \bar{R}_v};$$

$$m = \frac{S_{gi}}{S_{oi}}; E_f = \frac{V_{pi} - V_p}{V_{pi}}; W_{fi} = W。$$

式(1)中: $N_p$ 为累计产油量, $m^3$ ;  $G_p$ 为累计产气量, $m^3$ ;  $W_p$ 为累计产水量, $m^3$ ;  $\bar{B}_o$ 为平均原油体积系数; $B_o$ 为原油的体积系数; $\bar{B}_g$ 为平均天然气体积系数; $B_g$ 为天然气的体积系数; $\bar{B}_w$ 为平均地层水体积系数; $B_w$ 为地层的体积系数; $\bar{R}_s$ 为平均溶解气油比, $m^3/m^3$ ;  $\bar{R}_v$ 为平均析出油气比, $m^3/m^3$ ;  $V_{pi}$ 为地层孔隙体积, $m^3$ ;  $N$ 为动态原油储量, $m^3$ ;  $G$ 为动态天然气储量, $m^3$ ;  $W$ 为地层水量, $m^3$ ,下标*i*代表初始值。

方程式中 PVT 参数是平均压力的函数,原油储量与平均压力是未知参数,故方程无法直接求解。油藏的平均压力一般可通过试井分析或者静压测试获取,但顺北油田断控型碳酸盐岩油藏的地质特征复杂,且在强井间干扰下试井分析可靠性受到影响,分析压力数据来求取平均压力具有一定困难。通过静压测试获取油藏平均压力的结果一般可靠性高,但是在多井系统的静压测试对测次要求高,现场测试数据不足会导致无法获取油藏平均压力趋势。例如顺北油田 SHB1#井组,该连通井组共 4 口生产井,建产 4 年仅集中关井测试静压 3 井次,难以预测井组的平均压力趋势。相比于地层静压需要关井测量,井底流压是根据井口压力计数据折算获取,因而井底流压数据量且准确性较高。井组动态储量计算方法可以综合流物质平衡方法,克服平均压力计算困难的问题。

新计算方法根据累计产量预估油藏动态储量,将估算的动态储量值代入多井系统的油藏物质平衡方程式计算井组的平均压力。建立基于多相拟压力的流物质平衡方程,由平均压力和井底流压数据可以获取油藏动态储量理论计算值,将动态储

量的理论计算值与预估值相比较,代入接近于真实值的动态储量理论计算值进行下一轮计算,直到动态储量的理论计算值与预估值一致,此时可以得到油藏的动态储量。

## 1.2 多相流物质平衡方程

已有相关论文报道流动物质平衡法对于非均质油藏动态储量计算效果较好,流动物质平衡方程描述了原油产率与累计产量的线性关系,通过该线性关系得到压力衰竭时的累计产量作为油藏的动态储量。传统的流动物质平衡方程表达式为

$$\frac{q}{\Delta p} = -\frac{B_o}{c_1 N B_{oi} b_{pss}} \frac{N_p}{\Delta p} + \frac{1}{b_{pss}} \quad (2)$$

式(2)中: $q$ 为产油量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $\Delta p$ 为生产压差,  $\text{MPa}$ ;  $B_o$ 为原油的体积系数;  $c_1$ 为地层综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $N$ 为动态储量,  $\text{m}^3$ ;  $B_{oi}$ 为原始原油的体积系数;  $b_{pss}$ 为拟稳态流动条件下的系数,  $\text{MPa} \cdot \text{d}/\text{m}^3$ 。

根据传统的流动物质平衡方程,由产量和压力数据可以绘制出原油产率和累计产量的趋势图。顺北断控型挥发油藏生产井的原油产率与累计产量的关系曲线,观察到曲线中晚期没有呈现线性趋势,曲线的斜率在变缓,导致通过外推方法获取的动态储量增加。顺北油田生产井的生产气油比高达  $300 \text{ m}^3/\text{t}$ ,属于挥发油藏,存在明显的油气水三相复杂渗流。挥发油藏衰竭开采过程地层压力降低,降至泡点压力后溶解气析出,气体为原油流动提供了驱动能量,因此原油产率和累计产量的趋势线斜率放缓,显示油藏的动态储量增加。

由于挥发油藏存在明显的多相流体渗流,拟稳态流动阶段的生产数据在传统流动物质平衡诊断曲线上不呈现线性特征,导致无法使用单相流动物质平衡方程估算动态储量。为了使流动物质平衡方程适用于多相渗流的情形,基于多相流连续性方程的定义,引入新多相拟压力为

$$p_p = \int_{p_r}^p \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} R_v \right) dp \quad (3)$$

式(3)中: $p_p$ 为拟压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_r$ 为参考压力(一般选大气压),  $\text{MPa}$ ;  $k_{ro}$ 为油相相对渗透率;  $B_o$ 为原油的体积系数;  $\mu_o$ 为气体黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $k_{rg}$ 为气相相对渗透率;  $B_g$ 为天然气的体积系数;  $\mu_g$ 为气体黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $R_v$ 为溶解气油比,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

多相流物质平衡方程的新形式可表达为

$$\frac{q_o}{\Delta p_p} = -\frac{1}{b_{pss} N} \frac{(p_{pi} - p_{pavg}) N_p}{p_{pi} - p_{pwf}} + \frac{1}{b_{pss}} \quad (4)$$

式(4)中: $p_{pavg}$ 为平均压力下的拟压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_{pwf}$ 为井底压力下的拟压力,  $\text{MPa}$ 。

式(4)显示基于拟压力的规整化原油产率和累

计产量保持线性的数学关系,消除非线性参数的影响,线性关系将允许通过已有的生产数据外推计算动态储量。多相拟压力的定义中包含了随饱和度/压力变化的相对渗透率和 PVT 参数,利用多相拟压力代替压力绘制流动物质平衡诊断曲线,规整化产油量与规整化的累计产油量具有线性特征,能够通过诊断曲线估算动态储量。

## 1.3 多相拟压力计算

方程推导引入了多相拟压力对渗流偏微分方程线性化,因此需要精确计算拟压力和压力的关系。Fevang 和 Whitson 建议劈分拟压力定义方程式中的积分来计算多相拟压力,计算拟压力差的关键是清楚相对渗透率和压力关系。饱和度是连接这两个变量之间的参数,因此饱和度和压力关系与多相拟压力计算密切联系。常用的饱和度与压力关系,包括稳态流动模型、等组分膨胀实验(CCE)、等容衰竭实验(CVD)和物质平衡储罐模型。

稳态流动模型意味着油气水的总体积保持恒定并且与位置无关,在该流动状态下,气油比保持恒定。此流动阶段通常发生在生产早期,稳态流动模型的饱和度与压力关系可以通过式(5)计算。

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{R_p - R_s \mu_g B_g}{1 - R_v R_p \mu_o B_o} \quad (5)$$

式(5)中: $R_p$ 为生产气油比,  $\text{m}^3/\text{sm}^3$ 。

等组分膨胀实验(CCE)是一种实验室 PVT 参数测试方法。油气水三相流系统中的油饱和度预测结果为

$$S_o = \frac{1 - S_w}{1 + \frac{B_g (R_{si} - R_s)}{B_o (1 - R_{si} R_v)}} \quad (6)$$

式(6)中: $S_w$ 为含水饱和度, %。

等容衰竭实验(CVD)也是实验室 PVT 参数测试方法。但在 CVD 实验中,每次容器压力降低后都移除固定体积的气体。因 CVD 实验中的容器体积随着压力的降低而保持恒定,当油藏中油相产量较低时,该过程接近于油藏的枯竭过程。对于挥发油藏,完全遵循此方法确定饱和度与压力关系可能会导致误差。

Turner 提出了物质平衡储罐模型计算挥发油藏的饱和度,此模型是从油藏物质平衡方法推导得出的,油相饱和度可写为

$$S_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N_{p,ult}}\right) \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} + \frac{S_{gi} R_{vi}}{B_{gi}}\right) \frac{\varphi_i}{\varphi} - (1 - S_w) \frac{R_v}{B_g}}{\frac{1}{B_o} - \frac{R_v}{B_g}} \quad (7)$$

式(7)中: $N_{p,ult}$ 为极限累计产油量, $m^3$ ; $S_{oi}$ 为原始含油饱和度, $\%$ ; $S_{gi}$ 为原始含气饱和度, $\%$ ; $\varphi_i$ 为原始孔隙度, $\%$ ; $\varphi$ 为目前孔隙体积, $\%$ 。

对于产水的生产井,地层可流动原生水饱和度变化不可忽略。但非常规油藏中水饱和度的变化特征相对简单。基于生产数据资料,可以对水饱和度的趋势进行预测。通过求解物质平衡方程,可以确定挥发油藏的平均含水饱和度。

$$S_w = \frac{\varphi_i}{\varphi} \left[ \frac{B_w(W_1 - W_p) + W_e}{V_{pi}} + \frac{B_w S_{wi}}{B_{wi}} \right] \quad (8)$$

式(8)中: $W_1$ 为累计注水量, $m^3$ ; $W_p$ 为累计产水量, $m^3$ ; $W_e$ 为累计水侵量, $m^3$ ; $S_{wi}$ 为原始含水饱和度, $\%$ 。

饱和度与油藏平均压力的定量关系在挥发油产量预测分析方法中至关重要,上述4种方法是利用解析方法确定该关系的常用方法。将流体组分运行流体数值模拟,输出4种常用关系结果进行比较,并找到最接近的饱和度与压力经验关系以进行精确的拟压力计算。

## 2 断控型油藏多井干扰动态储量的影响因素

### 2.1 动态储量主控因素

井组动态储量计算过程涉及许多参数变量,变量之间不是简单的线性关系,变量的数学关系复杂,难以从计算方程组中直接确定动态储量的主控因素。当影响某个变量的因素过多时,常假定其中某些因素固定不变,考察其他因素对该目标变量的影响,从而达到简化研究的目的。

偏相关分析就是在控制对两变量之间的相关性可能产生的影响的其他变量的前提下,即在剔除其他变量的干扰后,研究两个变量之间的相关性。偏相关分析可以有效揭示变量之间的真实关系,认识干扰变量并寻找隐含相关性。

根据偏相关分析的结果,得到了3类动态储量的影响因素大小的主要对比,得到了每类储层在不同角度的影响因素。根据 Pearson 相关性分析原则,认为影响因素的绝对值大于0.6则属于显著相关。图1展示了相关性分析结果,认为产量、气油比、产量递减率、地层能量与动态储量关联性强。

### 2.2 动态储量的重要计算参数

相关性分析结果确定的动态储量主控因素实际上对应油井产量、产量递减及地层能量。定量分析动态储量计算参数与动态储量的关系,需要确定主控因素涉及的油藏工程参数及动态储量计算参数,总结的参数如表1所示。

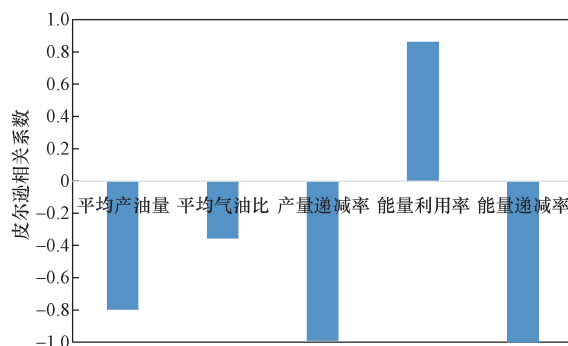


图1 生产特征对动态储量的敏感性偏相关分析

Fig. 1 Partial correlation analysis of sensitivity of production characteristics to dynamic reserves

表1 主控因素与油藏参数的关系

Table 1 The relationship between main control factors and reservoir parameters

主控因素	主控因素涉及参数	动态储量计算参数
产量	流动系数	渗透率
	生产压差	井底流压
产量递减	综合压缩系数	压缩系数、孔隙度
	流体体积系数	流体体积系数
地层能量	地层压力系数	原始地层压力
	地层压缩性	岩石压缩系数

经过分析,渗透率、孔隙度、井底流压、原始地层压力、地层压缩系数与流体体积系数是动态储量计算的重要参数。在对应的动态储量计算参数的范围内,选取某一参数的一系列数值,在其他参数不变的情况下,分别计算井组动态储量,记录给定参数值对应的井组动态储量数值,参数变化百分比对应的动态储量变化。图2展示了计算的结果,渗透率和地层压缩系数反映了地层的供液能力,在同一生产数据下,高渗透率/地层压缩系数数值对应的动态储量计算结果越低;而孔隙度和压力增加后,原油储存量和地层能量增加,计算所得到的动态储量数值越高。

同时考虑到参数的合理范围不一致,将动态储量计算参数归一化。

$$y_i = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (9)$$

式(9)中: $y_i$ 为归一化参数; $x_i$ 为参数值; $x_{\min}$ 为参数最小值; $x_{\max}$ 为参数最大值。

分析归一化参数计算误差与对应的井组动态储量误差的关系,从而评价参数对井组动态储量精度的风险性。

总结参数敏感性分析,将所有参数的结果绘制在图3中。发现地层压力与井底压力的误差对井组动态储量影响大,确保原始地层压力准确性与井底压力折算精度十分重要。

但考虑到不同参数实际的误差范围有很大差别,在对比时考虑各个参数可能的最大误差,将各个参数归一化对比相应的井组动态储量误差。从工程技术建议的误差范围出发,将原始地层压力、井底流压、流体体积系数的最大误差约束为5%,地层压缩系数、孔隙度、渗透率的最大误差约束

为50%。

基于归一化处理后的动态储量结果如图4所示。由于各参数实际上有一定的误差范围,在该范围内动态储量误差分析结果更能够反应实际情况。归一化井组动态储量参数误差分析结果显示主控参数是地层压缩系数和孔隙度。

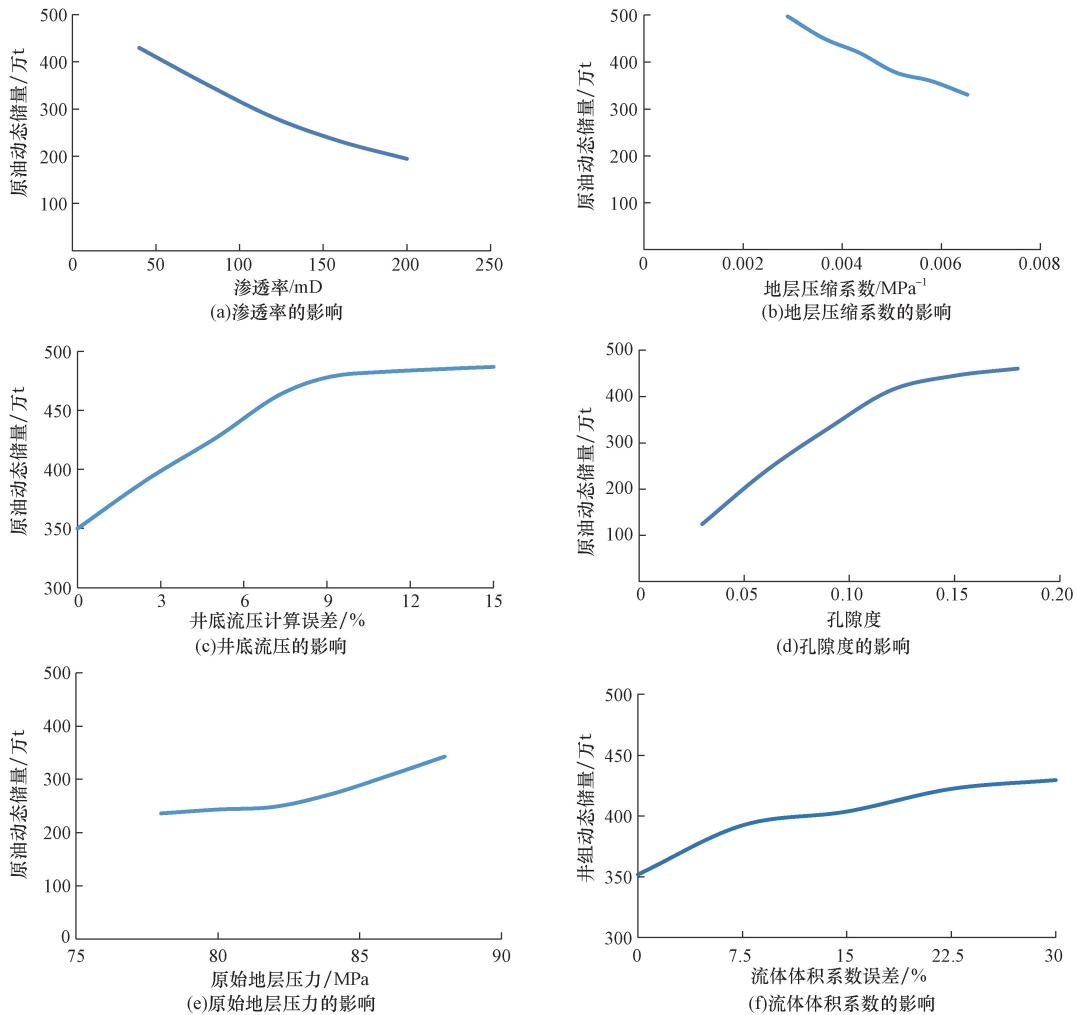


图2 参数计算误差对应的井组动态储量误差

Fig. 2 Dynamic reserve errors of well groups corresponding to calculation errors of different parameters

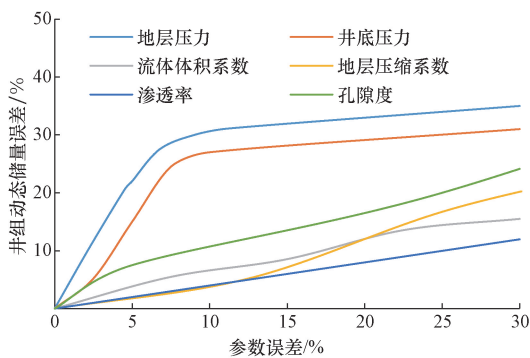


图3 单一参数误差对应的动态储量误差综合对比图  
Fig. 3 Comprehensive comparison of dynamic reserve errors with varying single parameter errors

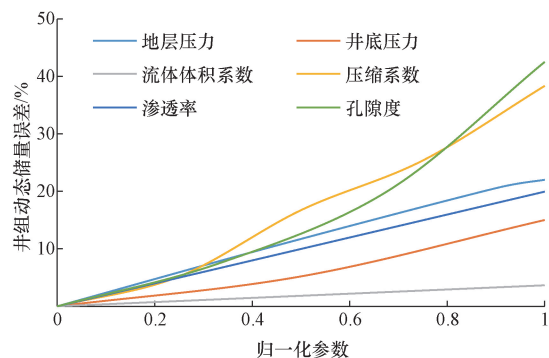


图4 归一化参数误差对应的动态储量误差对比图  
Fig. 4 Comparison of dynamic reserve errors with varying normalized parameter errors

### 3 实例应用

顺北油田 SHB2#单元体位于断裂中部,该单元体共有 4 口生产井。单元体累产液 41.82 万 t,单元体累产油 41.33 万 t。该单元体静态及生产动态资料均表明连通性较好,缝洞连通性较好,纵横向均有不同程度连通,储量动用情况复杂。SHB2#井组的原始地层压力 85.5 MPa,原始压力下原油体积系数 1.52,饱和压力为 32.4 MPa,原始压力下的溶解气油比 222.6 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,地层压缩系数为 0.000 4 MPa<sup>-1</sup>。

若采用传统的流动物质平衡动态储量诊断曲线(图 5),数据没有显示线性趋势,难以外推趋势估算井组动态储量。按照计算新方法初始结果输入后(图 6),经反复迭代后,直至前后两次计算误差在约定范围内,外推拟合曲线可以计算井组原油动态储量,结果显示原油动态储量 274.59 万 t,井组天然气动态储量为 6.12 亿 m<sup>3</sup>。

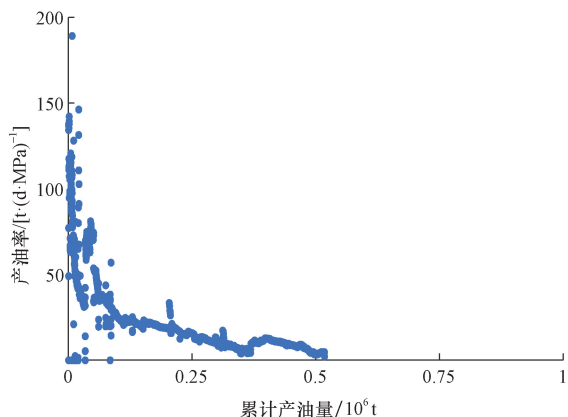


图 5 SHB2#井组的常规 FMB 动态储量诊断曲线图  
Fig. 5 Diagnostic curve of conventional FMB dynamic reserves for SHB2 well group

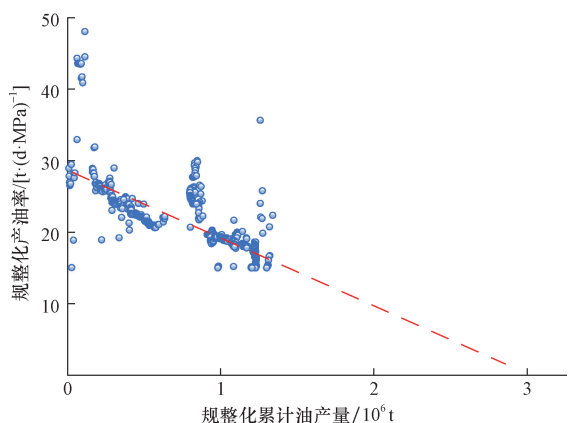


图 6 SHB2#井组的多相 FMB 动态储量诊断曲线图与外推结果图  
Fig. 6 Diagnosis curve and extrapolation result of multiphase FMB dynamic reserves in SHB2 well group

### 4 结论

(1) 顺北断控型油藏具有缝洞发育、多相渗流和井间干扰的特征,提出了挥发油藏拟压力函数并给出饱和度与压力的函数关系,建立了适用于断控型挥发油藏物质平衡方程与多相流物质平衡理论方程结合的井组动态储量计算方法,该方法可以不依赖于地层静压测试需求。

(2) 对井组动态储量主控因素进行偏相关分析,认为影响动态生产特征的主要因素是平均产油量、产量递减率和地层能量。定量评价归一化主控参数误差对动态储量计算结果的影响,认为地层压缩系数和孔隙度是对动态储量计算准确性影响大。

(3) 将井组动态储量计算新方法应用于顺北油田典型井组,利用多相拟压力代替压力绘制流动物质平衡诊断曲线,规整化产油量与规整化的累计产油量具有线性特征,能够通过诊断曲线估算动态储量。

#### 参考文献

- [1] 计秉玉,郑松青,顾浩. 缝洞型碳酸盐岩油藏开发技术的认识与思考——以塔河油田和顺北油气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1459-1465.  
Ji Bingyu, Zheng Songqing, Gu Hao. On the development technology of fractured-vuggy carbonate reservoirs: a case study on Tahe oilfield and Shunbei oil and gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1459-1465.
- [2] 李阳,范智慧. 塔河奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞系统发育模式与分布规律[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 101-106.  
Li Yang, Fan Zhihui. Developmental pattern and distribution rule of the fracture-cavity system of Ordovician carbonate reservoirs in the Tahe oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 101-106.
- [3] 王伟吉,李大奇,金军斌,等. 顺北油气田破碎性地层井壁稳定技术难题与对策[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(13): 5205-5212.  
Wang Weiji, Li Daqi, Jin Junbin, et al. Technical problems and measures of wellbore stability of broken formation in Shunbei oil and gas field [J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(13): 5205-5212.
- [4] 苏泽中. 利用动态资料研究碳酸盐岩缝洞型油藏井间连通性[D]. 西安: 西安石油大学, 2018.  
Su Zezhong. The study of interwell connectivity in fracture-vuggy carbonate reservoirs by dynamic data [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018.
- [5] 杨敏. 塔河油田 4 区岩溶缝洞型碳酸盐岩储层井间连通性研究[J]. 新疆地质, 2004(2): 196-199.  
Yang Min. Interwell communication in dissolved fracture-cavity type carbonate reservoir at block 4 in the Tahe oil fields [J]. Xinjiang Geology, 2004(2): 196-199.
- [6] 雷雨. 塔河 4 区碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发效果评价研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.  
Lei Yu. Comprehensive evaluation of water injection effect of the

- fracture-cavern reservoirs in the 4 district of Tahe oil field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [7] 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.
- [8] 申颖浩,何顺利,王少军,等. 低渗透气藏动态储量计算新方法[J]. 科学技术与工程, 2010, 10(28): 6994-6997.  
Shen Yinghao, He Shunli, Wang Shaojun, et al. A new method for calculating dynamic reserves of low permeability gas reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2010, 10(28): 6994-6997.
- [9] 巫波,杨文东,姜应兵,等. 利用注水替油资料计算塔河缝洞型油藏动态储量的方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 59-66.  
Wu Bo, Yang Wendong, Jiang Yingbing, et al. Calculating method of the dynamic reserves by water injecting and oil flooding data for the fractured-vuggy oil reservoirs in Tahe oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(2): 59-66.
- [10] 徐兵祥,陈岭,白玉湖,等. 产水致密气井动态储量评价新方法[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(16): 6482-6487.  
Xu Bingxiang, Chen Ling, Bai Yuhu, et al. A new technique of reserve estimation in water-production tight gas wells [J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(16): 6482-6487.
- [11] 吕晶. 井-缝-单洞试井解释模型在缝洞型碳酸盐岩油藏动态储量计算中的应用[J]. 石化技术, 2021, 28(4): 91-92, 90.  
Lü Jing. Application of well fracture single hole well test interpretation model in dynamic reserves calculation of fractured vuggy carbonate reservoir [J]. Petrochemical Industry Technology, 2021, 28(4): 91-92, 90.
- [12] 于清艳,胡向阳,李勇,等. 钻遇大型溶洞的油井参数及储层参数动态评价方法[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 647-654.  
Yu Qingyan, Hu Xiangyang, Li Yong, et al. Dynamic evaluation of well and reservoir parameters on large-scale karst caverns encountered in drilling [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 647-654.
- [13] 李勇,于清艳,李保柱,等. 缝洞型有水油藏动态储量及水体大小定量评价方法[J]. 中国科学: 技术科学, 2017, 47(7): 708-717.  
Li Yong, Yu Qingyan, Li Baozhu, et al. Quantitative evaluation method of OOIP and aquifer size for fractured-caved carbonate reservoirs with active aquifer support [J]. Scientia Sinica (Technologica), 2017, 47(7): 708-717.
- [14] 熊钰,滕鹏,牛新年,等. 塔里木油田缝洞型油藏试井解释新模型研究[J]. 油气井测试, 2017, 26(3): 1-4, 75.  
Xiong Yu, Teng Peng, Niu Xinnian, et al. A new model for well test interpretation of fractured and caved reservoirs in Tarim oilfield [J]. Well Testing, 2017, 26(3): 1-4, 75.
- [15] 赵宽志,张丽娟,郑多明,等. 塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油气藏储量计算方法[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 251-256.  
Zhao Kuanzhi, Zhang Lijuan, Zheng Duoming, et al. A reserve calculation method for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tarim Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 251-256.
- [16] 王孔杰,默远哲,同昕鑫,等. 塔河油田缝洞型油藏动态储量计算方法[J]. 辽宁化工, 2010, 39(9): 955-958.  
Wang Kongjie, Mo Yuanzhe, Tong Xinxin, et al. Calculation methods of dynamic of fracture-cave reservoir in Tahe oilfield [J]. Liaoning Chemical Industry, 2010, 39(9): 955-958.
- [17] 段永刚,董全,魏明强,等. 考虑相态变化的缝洞型碳酸盐岩凝析气藏生产特征分析新方法[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(10): 3946-3951.  
Duan Yonggang, Dong Quan, Wei Mingqiang, et al. A new method for analyzing production of fracture-cavity-typed carbonate condensate gas reservoirs considering phase behavior changes [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(10): 3946-3951.
- [18] 李珂,李允,刘明. 缝洞型碳酸盐岩油藏储量计算方法研究[J]. 石油钻采工艺, 2007(2): 103-104, 107, 125.  
Li Ke, Li Yun, Liu Ming. Study on reserves calculating method of fractured and caved carbonate reservoirs [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007(2): 103-104, 107, 125.
- [19] 吕爱民. 碳酸盐岩缝洞型油藏油藏工程方法研究 [D]. 东营: 中国石油大学, 2007.  
Lü Aimin. Study of reservoir engineering methods for fractured-vuggy carbonate reservoirs [D]. Dongying: China University of Petroleum, 2007.
- [20] 李忠兴,郝玉鸿. 对容积法计算气藏采收率和可采储量的修正[J]. 天然气工业, 2001(2): 71-74, 4.  
Li Zhongxing, Hao Yuhong. Correction of the gas reservoir recovery factor and recoverable reserves estimated by volumetric method [J]. Natural Gas Industry, 2001(2): 71-74, 4.
- [21] 杜康,时勇勇,程汉列. 利用酸化压裂评价验证井间连通性[J]. 石化技术, 2016, 23(10): 73, 79.  
Du Kang, Shi Yongyong, Cheng Hanlie. Using the acid fraction evaluation to verify the connectivity between wells [J]. Petrochemical Industry Technology, 2016, 23(10): 73, 79.
- [22] 施英,程汉列,王连山,等. 一种碳酸盐岩凝析气藏储量的计算方法[J]. 石油地质与工程, 2016, 30(4): 83-84, 148.  
Shi Ying, Cheng Hanlie, Wang Lianshan, et al. A method for calculating reserves of carbonate rock condensate gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016, 30(4): 83-84, 148.