

引用格式:舒志国,刘莉,梁榜,等.基于物质平衡原理的页岩气井产能评价方法[J].天然气地球科学,2021,32(2):262-267.  
SHU Zhiguo, LIU Li, LIANG Bang, et al. Study on productivity evaluation method of shale gas well based on material balance principle[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(2): 262-267.  
DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2020.10.001

## 基于物质平衡原理的页岩气井产能评价方法

舒志国<sup>1</sup>, 刘莉<sup>1</sup>, 梁榜<sup>1</sup>, 陆亚秋<sup>1</sup>, 郑爱维<sup>1</sup>, 包汉勇<sup>2</sup>

(1. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北 武汉 430223;

2. 中国石化江汉油田分公司, 湖北 潜江 433124)

**摘要:**页岩气已成为特低渗透储层中最重要的非常规能源之一,由于其独特的储层性质和多级水力压裂改造的共同作用,形成了复杂的多尺度流动机制。在物质平衡理论的基础上,采用五线性流模型的储层构造简化方式,依据储集容量和渗流特征关系将地层分为基质压力系统和裂缝压力系统,将具有“一井一藏”特征的页岩气井SRV分为基质压力系统和压裂裂缝压力系统,建立了一种基于物质平衡理论的页岩气井产能评价新方法,该方法能准确有效地评价页岩气井产能和地层能量的下降,证明了页岩气井裂缝缝网储集容量是真实存在的、不可忽略的。与RTA软件中的HZ Multifrac模型相比,提出的模型在涪陵页岩气田的典型生产井应用中取得了更准确的评价结果,准确匹配上了不同生产时期的实测井底流压和关井静压,能够为涪陵页岩气井合理配产制度的科学制定提供理论依据。

**关键词:**物质平衡;双压力系统;产能评价;分段压裂水平井;涪陵页岩气田

**中图分类号:**TE34 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2021)02-0262-06

### 0 引言

页岩气是指赋存于页岩及其夹层中、以吸附和游离状态为主要存在方式的烃类气体<sup>[1-2]</sup>。由于页岩气储层具有特低孔特低渗、丰度低等特点<sup>[3-4]</sup>,使得在页岩气田开发过程中需经过多级水力压裂改造才能达到工业产量和经济开发收益<sup>[5-6]</sup>。页岩气井的生产能力主要由前期储层改造工艺—多级水力压裂的压裂效果决定,压裂缝网发育程度越高,则气井的生产能力越强<sup>[7-9]</sup>。研究人员常把水力压裂裂缝和伴生的次级裂缝连通的储层称为压裂有效改造体积(SRV)<sup>[10]</sup>。因此,对SRV大小和渗流能力的评估是页岩气井产能评价和技术可采储量预测准确性的关键问题。

国内外学者对页岩气井SRV的评价方式主要有以下几种方式:①压力恢复试井模型,通过建立

复杂渗流机理的压力恢复试井模型(解析解和半解析解),利用压力恢复试井数据进行解释和分析,过量参数导致的多解性、对实测压力数据质量的要求较高、假设为气体单相流动等难以克服的问题,除此之外,压力恢复过程中压裂液的流动会极大降低数据测试质量,因此,这一类方法对页岩气SRV评估的实用性并不太理想。②传统产量递减分析,运用常规的Arps递减模型或者针对页岩气井的Duong、PLE、SEPD和LGM等产量递减模型对页岩气井进行产量递减分析和技术可采储量评价<sup>[11-14]</sup>,这一类方法(特别是采用前3个月平均产气量作为初期产气量的Duong递减模型)对美国的页岩气田具有较好的适应性,但无法应用于中国最大的页岩气田——涪陵页岩气田,原因是美国页岩气井绝大部分是采用定井口压力的生产制度,而涪陵页岩气井采用定产量或变产量的生产制度,即使采用Blasin-

收稿日期:2020-07-13;修回日期:2020-10-01;网络首发日期:2021-02-10.

基金项目:国家科技重大专项“涪陵页岩气开发示范工程”(编号:2016ZX05060);中国石化页岩气“十条龙”科技攻关项目“涪陵页岩气田焦石坝区块稳产技术”(编号:P18052)联合资助。

作者简介:舒志国(1966-),男,湖南常德人,研究员,博士,主要从事非常规天然气勘探开发研究.E-mail: shuzg.jhyt@sinopec.com.

通信作者:梁榜(1983-),男,广西玉林人,副研究员,硕士,主要从事非常规天然气勘探开发研究.E-mail: liangbang.jhyt@sinopec.com.

game 提出的 PNR 进行递减计算,其拟合效果和评价结果均难以取得理想效果。③基于气井生产数据分析(PDA):采用物质平衡理论或 URM、Hz Multifrac 等综合评价方法<sup>[15-16]</sup>,运用气井井口实际生产数据对 SRV 进行评价,这一类方法的优点在于数据容易获取、对数据质量要求不高。由于有充足的生产数据进行支撑,与其他方法相比,气井采用任何生产制度都能得到更好的综合评价结果。

现有针对页岩气藏 SRV 评估的理论和方法中,物质平衡理论具备对生产数据波动的超高抗噪性和对气藏能量评价的较强适应性,使其作为辅助角色存在于各综合分析方法,用以描述和评估储层能量下降程度<sup>[17]</sup>。但现有物质平衡的地层压力仍按照储层连通能力较好的常规气藏单个平均压力来表征,未体现出页岩 SRV 中压裂裂缝网与基质间渗透性差异导致两者之间的压降滞后性<sup>[18]</sup>。因此,本文在现有理论方法的基础上,建立了针对页岩气井“一井一藏”特征、在任何生产制度条件下均适用的页岩气井物质平衡模型,该模型能够有效计算页岩

气井的生命周期中地层能力下降程度,预测不同生产制度条件下的技术可采储量,为页岩气井合理配产制度的科学制定提供理论依据。

## 1 基本物理结构

XU 等<sup>[16]</sup>、YOU 等<sup>[18]</sup>和 FAN 等<sup>[19]</sup>运用压裂模拟软件对经过多级水力压裂改造后的页岩气井地层结构进行了数值模拟(图1)。STALGOROVA 等<sup>[20]</sup>和 COKAR 等<sup>[21]</sup>对该地质模型进行简化后建立了页岩气井五线性流模型(图2),简化模型体现了页岩气井 SRV 中水平段井筒、压裂裂缝和储层基质的连接关系、页岩气的渗流方向和顺序,这种一定程度上降低各段压裂效果非均质性的物理模型,符合建立物质平衡模型所需的均质性要求,因此本文采用这一简化的物理模型进行页岩气井物质平衡模型的推导。单个压裂段由4个流动单元构成,每个流动单元具有相同的物理结构、渗流能力以及压力递减规律;假设压裂段数为  $n_i$  个,则页岩气井单井由  $4 \times n_i$  个流动单元构成。

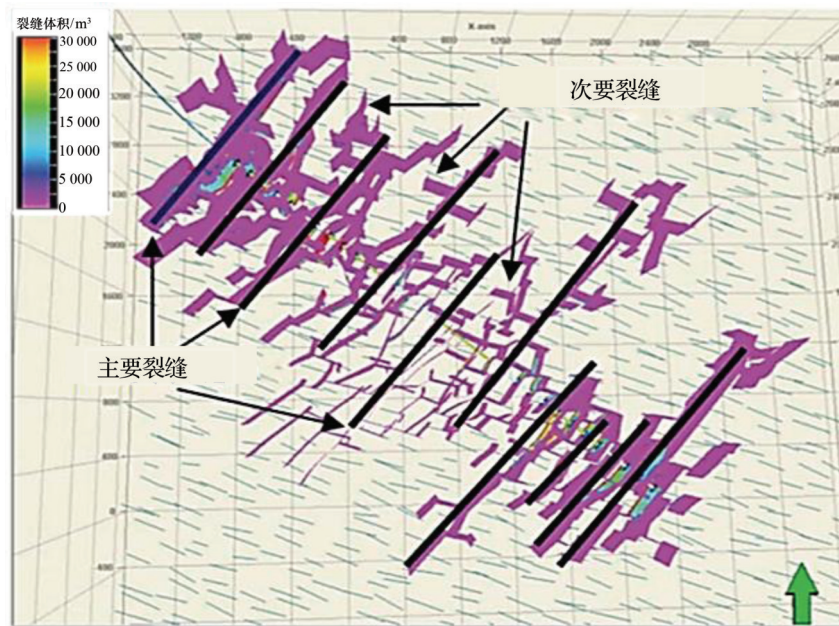


图1 多级水力压裂改造后的页岩气井地层结构数值模拟结果

Fig.1 Numerical simulation results of stratum structure reformed by multi-level hydrofracture in shale gas wells

## 2 物质平衡模型的建立

由于页岩气藏压裂后的基质和压裂裂缝在物性条件和渗流能力方面存在明显的差别,因此依据储集容量的大小将地层分为基质压力系统和裂缝压力系统(图3中的①和②),模型中各系统的压力

分别为基质压力( $P_m$ )、裂缝压力( $P_f$ )和井底流压( $P_{wf}$ )。基质压力系统向裂缝压力系统的流动形式为窜流,裂缝压力系统向井筒的流动形式为线性渗流(图3中的③和④),气体标准状况条件下,井口累产气量是裂缝压力系统与基质压力系统的累产气量之和。

$$G_p^k = G_{mi} - G_{mr}^k + G_{fi} - G_{fr}^k \quad (1)$$

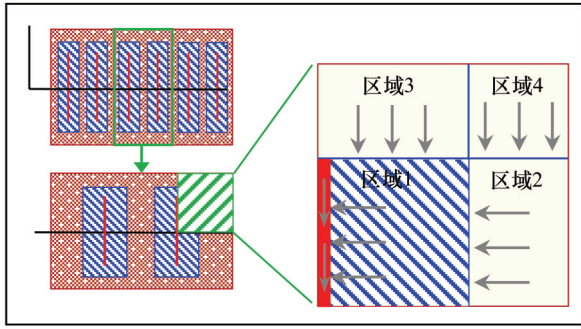


图2 页岩气井单个流动单元结构和渗流顺序关系  
Fig.2 The relationship of single flow unit structure and seepage sequence in shale gas well

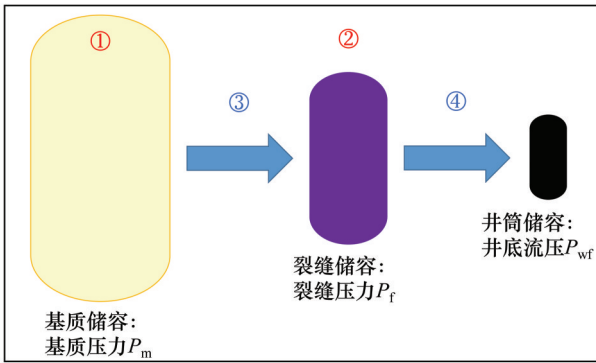


图3 页岩气井不同压力系统流动图  
Fig.3 Flow map of the different pressure system in shale gas wells

式中:  $G_p$  为井口累积产气量,  $m^3$ ;  $G_{mi}$  为基质系统原始含气量,  $m^3$ ;  $G_{mr}$  为基质系统剩余含气量,  $m^3$ ;  $G_{fi}$  为裂缝压力系统原始含气量,  $m^3$ ;  $G_{fr}$  为裂缝压力系统剩余含气量,  $m^3$ 。

基质压力系统原始地质储量与剩余地质储量的表达式分别为

$$G_{mi} = \frac{V_m \phi_m}{B_{gmi}} + V_m (1 - \phi_m) \frac{V_L P_{mi}}{P_{mi} + P_L} \quad (2)$$

$$G_{mr} = \frac{V_m \phi_m}{B_{gm}^k} + V_m (1 - \phi_m) \frac{V_L P_m^k}{P_m^k + P_L} \quad (3)$$

式中:  $V_m$  为基质系统表观体积,  $m^3$ ;  $\phi_m$  为基质系统平均孔隙度, 无因次;  $V_L$  为 Langmuir 体积,  $m^3/m^3$ ;  $P_L$  为 Langmuir 压力, MPa;  $P_m$  为基质系统当前压力, MPa;  $B_{gm}$  为基质系统的气体体积系数, 无因次。

裂缝压力系统剩余储量的表达式为:

$$G_{fr} = \frac{V_f \phi_f}{B_{gf}^k} \quad (4)$$

式中:  $V_f$  为裂缝压力系统表观体积,  $m^3$ ;  $\phi_f$  为裂缝压力系统平均孔隙度, 无因次;  $B_{gf}$  为裂缝压力系统的

气体体积系数, 无因次。

定义视压力为:

$$\varphi = P/Z \quad (5)$$

将式(2)一式(6)带入式(1), 由于后文中会涉及不同时间步长问题, 则引入时间步长表达方式, 得:

$$G_p^k = V_m \left[ \frac{\phi_m}{B_{gmi}} \left( 1 - \frac{\varphi_m^k}{\varphi_{mi}} \right) + \left( 1 - \phi_m \right) V_L \left( \frac{\varphi_{mi}}{\varphi_{mi} + P_L} - \frac{\varphi_m^k}{\varphi_m^k + P_L} \right) \right] + V_f \frac{\phi_f}{B_{gf}} \left( 1 - \frac{\varphi_f^k}{\varphi_{fi}} \right) \quad (6)$$

## 2.1 裂缝压力系统与井筒水平段的流动方程

由于裂缝压力系统向井筒的流动等势线为椭圆形, 根据保角变换原理和茹科夫斯基函数, 对椭圆形等势面变化为圆形等势面。

$$\frac{h/2}{x_f} = \frac{1}{2} \left( \omega + \frac{1}{\omega} \right) \quad (7)$$

$$\omega = \frac{h + \sqrt{h^2 - 4x_f^2}}{2x_f} \quad (8)$$

式中:  $h$  为储层有效厚度, m;  $x_f$  为压裂裂缝平均半长, m。

则裂缝向井筒的流动方程为:

$$Q_{gsc}^k = \frac{1}{B_g^k} \frac{2\pi r_w w_f K_f}{F_g \mu_g} \frac{1}{\ln \frac{h + \sqrt{h^2 - 4x_f^2}}{2x_f}} (\varphi_f^k - \varphi_{wf}^k) \quad (9)$$

$$F_g = 1 + \frac{K_f}{\mu_g} \beta \rho_{gf}^k \frac{Q_{gsc}^k B_g^k}{2\pi r_w w_f} \quad (10)$$

式中:  $Q_{gsc}$  为井口产气量,  $m^3/d$ ;  $r_w$  为水平段井筒半径, m;  $w_f$  为平均裂缝缝宽, m;  $K_f$  为裂缝压力系统平均渗透率,  $10^{-15} m^3$ ;  $\mu_g$  为气体黏度, Pa·s;  $\beta$  为气体滑脱修正系数, 无因次。

将式(10)带入式(9), 整理化简得:

$$\varphi_{wf}^k = \varphi_f^k - n_f \frac{Q_{gfs-sc}^k B_g^k}{2\pi r_w w_f} \ln \frac{h + \sqrt{h^2 - 4x_f^2}}{2x_f} \left( \frac{\mu_g}{K_f} + \beta \rho_{gf}^k \frac{Q_{gfs-sc}^k B_g^k}{2\pi r_w w_f} \right) \quad (11)$$

## 2.2 页岩气井物质平衡模型

联立式(7)、式(9)、式(10)、式(11)和式(12), 得:



$$\varphi_m^k = \frac{-(m_1\varphi_L + m_2 + m_3) - \sqrt{(m_1\varphi_L + m_2 + m_3)^2 - 4m_1m_3\varphi_L}}{2m_1} \quad (12)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} m_1 = -\frac{V_m\phi_m}{B_{gm}^0\varphi_m^0} - \frac{V_f\phi_f}{B_{gi}^0\varphi_f^0} \left( 1 + \frac{V_m\phi_m}{J_{m-f}B_{gm}^{k-1}\varphi_m^{k-1}} \right) \\ m_2 = -V_m(1-\phi_m)V_L - \frac{V_mV_f\phi_f}{B_{gi}^0\varphi_f^0J_{m-f}}(1-\phi_m)V_L \\ m_3 = \frac{V_m\phi_m}{B_{gm}^0} + V_m(1-\phi_m)V_L\theta^0 + \frac{V_f\phi_f}{B_{gi}^0} + \\ \quad \frac{V_f\phi_fV_m}{B_{gi}^0\varphi_f^0J_{m-f}} \left[ \frac{\phi_m}{B_{gm}^{k-1}} + (1-\phi_m)V_L\theta^{k-1} \right] - G_p^k \\ s.t. \left\{ \begin{array}{l} J_{m-f} = \frac{8hx_in_f\beta_m^{k-1}k_m\Delta t}{\mu_{gm}B_{gm}y_e} \\ \beta_m = 1 + \frac{b}{P_m} \\ V_f = n_fw_fx_fh \\ V_m = 2L_wx_fx_fh - n_fw_fx_fh \\ y_e = \frac{L_w}{2n_f} \\ \beta_m = 1 + \frac{b}{P_m} \\ \varphi_L = \frac{P_L}{Z_L} \end{array} \right. \end{array} \right.$$

式(12)即为生产第 $k$ 天的基质视压力最终表达式。求得当前时间步长的基质系统视压力后,带入式(6)和式(11)分别得到生产第 $k$ 天的裂缝压力系统视压力和视井底流压,最终将各压力系统视压力转换为实际压力即完成第 $k$ 天的计算过程。

### 3 涪陵页岩气田单井实例计算

涪陵页岩气田自2013年成功开发试验井组起,至2017年底已拥有 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的生产能力<sup>[22]</sup>。涪陵气田页岩气井主要采用定产方式生产,在生产过程中会进行井底流动压力、地层静测试。通过本文建立的页岩气井物质平衡模型进行产能评价。

A1井为涪陵气田一口水平段1486 m的页岩气井,该井分22段进行压裂,初期配产 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,生产到200 d左右时,因为气田产量任务要求,将该井配产提高至 $21 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,此后由于现场生产需要,频繁调配产。将基础储层参数代入本文所建立的双压力系统物质平衡模型(表1)。通过模型计算,裂缝压力系统压力与关井测试地层静压拟合度达到93%,说明基质压力与关井地层静压之间的确由于不可忽略的裂缝储容导致的压力滞后性,并且通过本文模型所计算得到的压力恢复速度与实际完全一致,表明了本文模型的基本假设条件和计算结果能够精确表征实际的页岩气井储层结构和压力传递规律。

将上述参数带入建立的双压力系统物质平衡模型,并与RTA软件中的Hz multifrac模型计算结果进行对比,结果见表2。

从以上典型井的产气量来看,该井配产不稳定,本文模型仍能保持较好的拟合效果(图4)。充分体现了建立的模型具有较好的计算稳定性,能够体现出“一井一藏”特征的页岩气井各压力系统间的内在联系和由于储容与渗流能力导致各压力系

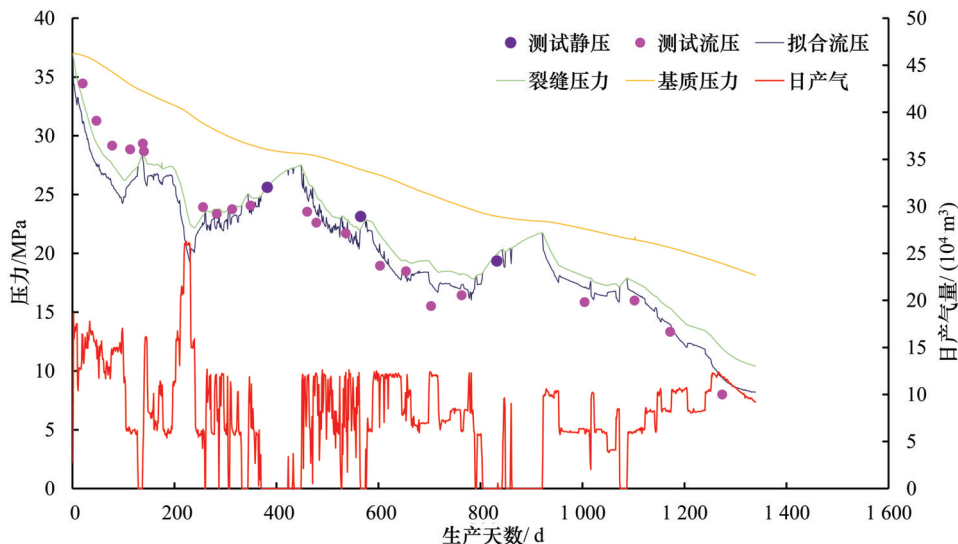


图4 双压力系统物质平衡模型压力拟合结果

Fig.4 Outcomes of model fitting in dual-pressure system material balance

表1 储层物性参数汇总

Table 1 Parameter summary list of reservoir physical property

参数/单位	数值	参数/单位	数值
原始地层压力/MPa	37.80	地层温度/℃	89.86
吸附体积/(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0.27	吸附压力/MPa	6.00
气体黏度/(mPa·s)	0.02	气相相对分子量	16.22
基质孔隙度/%	3.22	基质渗透率/(10 <sup>-6</sup> μm <sup>2</sup> )	127.00
压裂段数/段	22	储层有效厚度/m	32.00
水平段长/m	1 486	综合压缩系数/(10 <sup>-3</sup> MPa <sup>-1</sup> )	2.51

表2 双压力系统物质平衡模型与Hz Multifrac模型的  
计算结果对比

Table 2 Compare result in dual-pressure system material balanced model amd Hz Multifrac model

模型名称	$x_f/m$	$x_e/m$	$K_f/(10^{-15} m^3)$	$\phi_f/\%$	$\beta_m$
新模型	135.07	142.28	1.87	4.93	1.97
Hz Multifrac	122.58	134.61	-	-	-

统能量下降程度的差异。

4 结论

在物质平衡理论的基础上,采用五线性流模型的储层构造简化方式,建立了页岩气井物质平衡模型。模型将现有理论的单一储层压力系统转换为基质系统压力系统和裂缝压力系统,各压力系统间的流动关系按照渗流尺度和方式的不同划分为基质向裂缝的窜流和裂缝向井筒的渗流,提出的物质平衡模型对生产数据具有较强的抗噪性,能够对复杂生产制度的页岩气井进行生产动态评价。结合模型特征和计算结果,得到以下认识:

(1)由于页岩气藏特殊的物性特征导致了生产井的井间干扰现象较弱,即“一井一藏”特征。通过对生产数据的分析和模型计算结果上看,生产井的能量下降规律是符合定容封闭条件的,亦是能够对一口生产井进行物质平衡分析的前提。

(2)本文提出的模型计算结果能够很好地匹配上涪陵页岩气田典型生产井的实测井底流压、关井井底静压,证明了模型对涪陵页岩气井的压力下降规律的评价是有效的,也进一步证明了页岩气井裂缝缝网储容是真实存在的、不可忽略的。

参考文献(References)

[1] 李玉喜,乔德武,姜文利,等.页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J].地质通报,2011,30(Z1):308-317.  
LI Y X, QIAO D W, JIANG W L, et al. Gas content of gas-

bearing shale and its geological evaluation summary[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(Z1): 308-317.

[2] 张金川,金之钧,袁明生.页岩气成藏机理和分布[J].天然气工业,2004,24(7):15-18.  
ZHANG J C, JIN Z J, YUAN M S. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.

[3] 郑爱维,李继庆,卢文涛,等.涪陵页岩气田分段压裂水平井非稳态产能评价方法[J].油气井测试,2018,27(1):22-30.  
ZHENG A W, LI J Q, LU W T, et al. Unsteady productivity evaluation of horizontal wells with staged fracturing in Fuling shale gas field[J]. Well Testing, 2018, 27(1): 22-30.

[4] 廖勇,谭判,石文睿,等.涪陵页岩气储层产气性评价方法[J].石油钻探技术,2018,46(5):69-75.  
LIAO Y, TAN P, SHI W R, et al. An evaluation method for gas production property for shale gas reservoirs in the Fuling area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(5): 69-75.

[5] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.  
ZOU C N, DONG D Z, WANG S J, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.

[6] 陈勉,葛洪魁,赵金洲,等.页岩油气高效开发的关键基础理论与挑战[J].石油钻探技术,2015,43(5):7-14.  
CHEN M, GE H K, ZHAO J Z, et al. The key fundamentals for the efficient exploitation of shale oil and gas and its related challenges[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(5): 7-14.

[7] OZKAN E, RAGHAVAN R S, APAYDIN O G. Modeling of Fluid Transfer From Shale Matrix to Fracture Network[C]. Paper SPE 134830-MS. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 19-22 September 2010, Florence, Italy.

[8] 吴克柳,李相方,陈掌星.页岩气纳米孔气体传输模型[J].石油学报,2015,36(7):837-848,889.  
WU K L, LI X F, CHEN Z X. A model for gas transport through nanopores of shale gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 837-848, 889.

[9] 盛茂,李根生,黄中伟,等.考虑表面扩散作用的页岩气瞬态流动模型[J].石油学报,2014,35(2):347-352.  
SHENG M, LI G S, HUANG Z W, et al. Shale gas transient flow model with effects of surface diffusion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2): 347-352.

[10] 任岚,林然,赵金洲,等.页岩气水平井增产改造体积评价模型及其应用[J].天然气工业,2018,38(8):47-56.  
REN L, LIN R, ZHAO J Z, et al. A stimulated reservoir volume (SRV) evaluation model and its application to shale gas well productivity enhancement[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(8): 47-56.

[11] ARPS J J. Analysis of decline curves[J]. Transactions of the

- AIME, 1945, 160(1): 228-247.
- [12] ILK D, RUSHING J A, PEREGO A D, et al. Exponential vs. hyperbolic decline in tight gas sands: Understanding the origin and implications for reserve estimates using Arps' decline curves[C]// SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [13] VALKÓ P P, LEE W J. A better way to forecast production from unconventional gas wells[C]//SPE Annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [14] DUONG A N. Rate-decline analysis for fracture-dominated shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(3): 377-387.
- [15] MOGHADAM S, JEJE O, MATTAR L. Advanced gas material balance in simplified format[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2011, 50(1):90-98.
- [16] XU Y M, ADEFIDIPE O, DEGHANPOUR H. A flowing material balance equation for two-phase flowback analysis[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 142(6): 170-185.
- [17] 梅海燕,何浪,张茂林,等.考虑多因素的页岩气藏物质平衡方程[J].新疆石油地质,2018,39(4):456-461.
- MEI H Y, HE L, ZHANG M L, et al. A multifactorial material balance equation for shale gas reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(4):456-461.
- [18] YOU X T, JIA C S, LI J. A New Quantitative predicting model of fracturing fluid flow-back: Based on fractal theory and fuzzy statistic method[J]. Energy Procedia, 2019, 158(15): 3696-3701.
- [19] FAN L, THOMPSON J W, ROBINSON J R. Understanding gas production mechanism and effectiveness of well stimulation in the Haynesville shale through reservoir simulation[J]. Society of Petroleum Engineers, 2010, 10(21):1-15
- [20] STALGOROVA E, MATTAR L. Analytical model for history matching and forecasting production in multistage composite systems[J]. Society of Petroleum Engineers, 2012, 10(30): 20-32
- [21] COKAR M, FORD B, KALLOS M S. New gas material balance to quantify biogenic gas generation rates from shallow organic-matter-rich shales[J]. Fuel, 2013, 104(2):443-451.
- [22] 梁榜,李继庆,郑爱维,等.涪陵页岩气田水平井开发效果评价[J].天然气地球科学,2018,29(2):289-295.
- LIANG B, LI J Q, ZHENG A W, et al. Development effect evaluation for shale gas wells in Fuling shale gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(2):289-295.

## Study on productivity evaluation method of shale gas well based on material balance principle

SHU Zhi-guo<sup>1</sup>, LIU Li<sup>1</sup>, LIANG Bang<sup>1</sup>, LU Ya-qiu<sup>1</sup>, ZHENG Ai-wei<sup>1</sup>, BAO Han-yong<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China;

2. SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Qianjiang 433124, China)

**Abstract:** Shale gas has become one of the most important unconventional energy sources in ultra-low permeability reservoir. Due to its unique reservoir properties and the combined action of multi-stage hydraulic fracturing, it forms a complex multi-scale flow mechanism. On the basis of flow material balance theory, using the simplify way of reservoir structural with Five-lines Flow Model, according to the relationship of reservoir capacity and seepage characteristics, the stratum can be divide into matrix pressure system and fracturing fracture pressure system. This article divided shale gas well SRV into matrix pressure system and fracturing fracture pressure system, built a new method of shale gas well productivity evaluation which is based on the flow material balance theory. This method can accurately and effectively evaluate the decrease in shale gas production and formation energy, and proved the fracture net reservoir capacity of the fractures in shale gas well is existed. Compared with HZ Multistage model in RTA software, the model in this article has get more accurate evaluation result in typical production wells of Fuling shale gas field, exactly matches the measured flowing bottom hole pressure and shut-in static pressure in different production period, provided a theoretical basis for scientific formulation of reasonable production allocation system for Fuling shale gas wells.

**Key words:** Material balance; Dual-pressure system; Productivity evaluation; Staged fracturing horizontal well; Fuling shale gas field

**Foundation items:** The China National Science and Technology Major Project (Grant No.2016ZX05060); The SINOPEC Ten Keys Programs for Science and Technology Development (Grant No.P18052).