

# 基于物质平衡的页岩气井 压裂改造裂缝体积与面积计算

杨 斌<sup>1</sup>,游利军<sup>1</sup>,康毅力<sup>1</sup>,何志君<sup>1,2</sup>,李相臣<sup>1</sup>

(1.西南石油大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室,四川 成都 610500;

2.中国石化西南油气分公司川西采气厂,四川 德阳 618000)

**摘要:**页岩气井的压后排采过程呈现明显的阶段性特征,根据生产气液比与累积产气量的关系曲线可将整个排采阶段划分为早期阶段和晚期阶段。在排采生产早期,气井表现为气液同产,并以产液为主,此时页岩基质向裂缝系统的供气能力不足,整个水力裂缝系统(主压裂缝、次级压裂缝及沟通天然裂缝)可视为封闭体系。从物质平衡原理出发,建立了基于排采早期阶段生产数据的压裂裂缝初始体积和面积的计算模型,并以龙马溪组典型页岩气井进行了实例分析。结果显示,分析井的裂缝体积为注入压裂液量的70%左右,裂缝面积可达 $10^7\text{m}^2$ 量级,较大的改造裂缝面积也说明压裂形成了较复杂的缝网,提高了气井有效泄流面积。该模型解释结果与页岩气井排采参数和产气能力吻合良好,是评价压裂裂缝参数和改造效果的有效途径,对矿场水力压裂效果评估具有指导意义。

**关键词:**页岩气;排采阶段;物质平衡;裂缝体积;裂缝面积

**中图分类号:**TE122.1

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2017)07-1059-06

**引用格式:**Yang Bin, You Lijun, Kang Yili, *et al.* Estimation of fracture volume and its surface area on stimulated shale gas wells by material balance method[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(7): 1059-1064. [杨斌, 游利军, 康毅力, 等. 基于物质平衡的页岩气井压裂改造裂缝体积与面积计算[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(7): 1059-1064.]

## 0 引言

页岩气储层具有富含有机质与吸附气、基质渗透率极低、脆性矿物含量高且可压性强、天然裂缝发育等特征<sup>[1,2]</sup>,大规模水力压裂可在储层段形成复杂缝网,增大气井有效泄流面积,从而实现页岩气的商业化开采<sup>[3,4]</sup>。然而,有效评价水力压裂改造效果仍面临巨大的挑战。目前,微地震和示踪剂井下示踪监测技术得到了一定的矿场应用,但受制于成本因素和数据解释技术,二者的实际应用效果与矿场认识和需求仍存在较大差距<sup>[5]</sup>。压后开井生产初期的排采数据作为最能反映压裂改造效果的第一手

资料,近年来逐渐被深入研究以分析气井的生产动态、产能预测和压裂改造效果评价<sup>[6-10]</sup>。

不同于致密砂岩油气/井压后返排初期会呈现较为明显单相水流阶段,页岩气井压后通常是快速气水两相同产阶段<sup>[11]</sup>。Ilk等<sup>[12]</sup>首次提出了根据返排过程气液比(Gas Water Ratio, GWR)与生产时间/累积产气量关系曲线来判定页岩气井排采阶段。Adefidipe等<sup>[13]</sup>分析生产数据指出气液比诊断曲线通常呈V型,并根据气液比转折点将页岩气井的压后排采返排划为早期阶段(Early gas production stage, EGP)和晚期阶段(Late gas production stage, LGP),早期气液比随着生产时间而降低,表

收稿日期:2017-04-05;修回日期:2017-06-15。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(编号:2016ZX05061);国家自然科学基金(编号:51674209);非常规油气层保护四川省青年科技创新团队项目(编号:2016TD0016)联合资助。

作者简介:杨斌(1989-),男,四川南充人,博士研究生,主要从事储层保护理论与技术、页岩气开发地质研究。E-mail: cwct2012yb@sina.com。

明此阶段主要是裂缝系统的游离气产出;晚期气液比逐渐升高,说明微裂缝和基质逐渐开始向气井供气。Xu等<sup>[14,15]</sup>进一步将早期排采阶段的页岩压裂裂缝系统假设为封闭储集空间,根据物质平衡原理建立了生产数据与裂缝和储层参数关系模型,并用于改造裂缝体积评价。本文在改进 Xu等<sup>[14]</sup>的模型基础上,实现了压裂裂缝初始体积和裂缝壁面面积的同时计算,并基于页岩气井排采数据对模型进行了实例验证和有效性分析。

## 1 页岩气井排采阶段划分

对于典型的分段压裂页岩气井,压裂后压裂液的赋存如图1所示。压后开井前,压裂缝网中主要赋存压裂液,但也具有一定的初始游离气饱和度( $S_{gi}$ ),而这部分游离气来源于沟通地层天然裂缝和压裂液渗吸引发的气水置换产生的游离气<sup>[6,7,15]</sup>。一旦开井生产,气井则迅速呈现出气水同产的特征。

以四川盆地龙马溪组同一井组的页岩气 L-2 井和 L-3 井为例,绘制气液比与排采阶段累积产气量关系曲线(图2)。在排采早期阶段(EGP)气液比稳定在较低值,此时主要是压裂缝网中的压裂液和气体膨胀导致气水同产,且以产液为主,可以忽略基质向裂缝供气,整个裂缝系统可认为是封闭系统。随排采阶段进行,气液比出现快速上升趋势,说明页岩基质的供气作用开始变得显著,气水同产以气流携液为主,排采进入晚期阶段。以图2为例,在早期阶段,气液比保持在较低的稳定值;进入排采晚期阶段,气井产液能力降低,且产气量快速上升,导致气液比急剧增大。

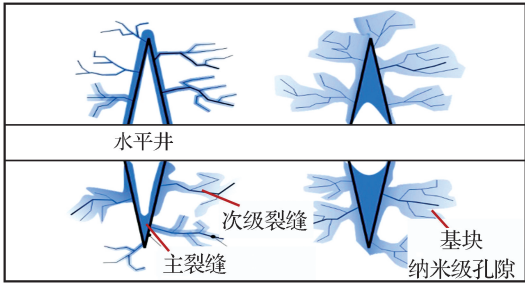


图1 页岩气井压后压裂液赋存示意

Fig.1 Schematic diagram of fracturing fluid retention in stimulated shale gas well

## 2 计算模型

页岩气井水力压裂后的裂缝系统可以看作是压裂主裂缝、次级裂缝以及沟通天然裂缝的总和(图1)。本文主要通过物质平衡法分析该改造裂缝

系统的总体积和总裂缝面积,以定量评价水力压裂改造效果。如前述分析,在开井后的早期排采阶段,忽略页岩基质气体向裂缝中的窜流,将整个改造裂缝系统当作封闭压力系统,流体产出依靠其弹性能量和裂缝闭合驱动,满足如下物质平衡关系式:

$$V_{fi} = G_{fi}B_{gi} + W_{fi}B_{wi} = (G_{fi} - G_p)B_g + (W_{fi} - W_p)B_w + \Delta V_f \tag{1}$$

式中: $G_{fi}$ 和 $G_p$ 分别为开井前气相体积和累积产气体积(标准状态), $m^3$ ;  $W_{fi}$ 和 $W_p$ 分别为开井前水相体积和累积产水体积(标准状态), $m^3$ ;  $B_{gi}$ 、 $B_{wi}$ 和 $B_g$ 、 $B_w$ 分别为初始状态和某温度压力下流体体积系数; $\Delta V_f$ 为裂缝闭合减小的裂缝空间体积, $m^3$ 。

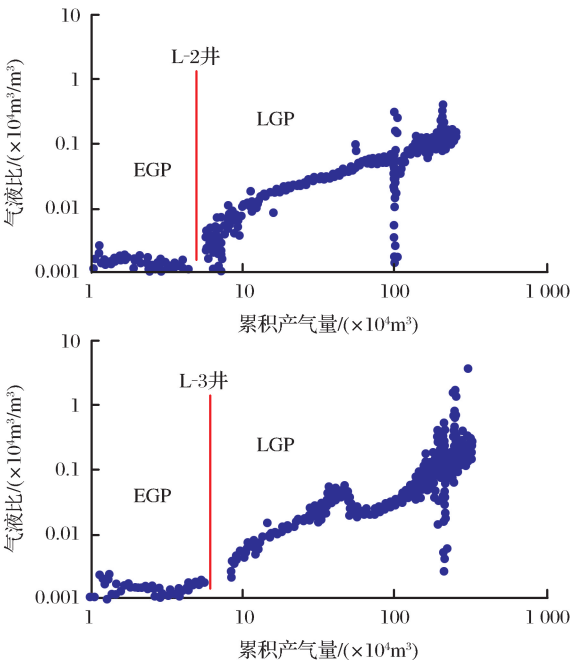


图2 排采阶段气液比与累积产气量关系

Fig.2 Diagnostic plots of the gas water ratio(GWR) versus the cumulative gas production

在排采早期阶段,假设裂缝刚度( $S_f$ )为常数,则裂缝闭合体积( $\Delta V_f$ )可表示为:

$$\Delta V_f = A_f \Delta \omega_f = A_f \frac{\Delta(P_f - P_c)}{S_f} = \frac{A_f \Delta P_f}{S_f} \tag{2}$$

式中: $\Delta \omega_f$ 为裂缝宽度改变量。将方程(2)带入方程(1),并整理:

$$G_p B_g + W_p B_w = G_{fi} (B_g - B_{gi}) + W_{fi} (B_w - B_{wi}) + \frac{A_f}{S_f} \Delta P_f \tag{3}$$

假设裂缝中水的压缩系数为常数,压缩系数( $C_w$ )可表示为:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left( \frac{\partial V_w}{\partial P} \right)_T = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T \tag{4}$$

将方程(4)带入方程(3),整理可得:

$$G_p B_g + W_p B_w = G_{fi} B_{gi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_{fi} B_{wi} C_w \Delta P + \frac{A_f}{S_f} \Delta P \quad (5)$$

开井前,裂缝系统中的初始水体积( $W_{fi} B_{wi}$ )与初始裂缝总体积( $V_{fi}$ )满足如下关系:

$$W_{fi} B_{wi} = V_{fi} S_{wi} = \frac{G_{fi} B_{gi}}{S_{gi}} S_{wi} = \frac{1 - S_{gi}}{S_{gi}} G_{fi} B_{gi} \quad (6)$$

式中: $S_{gi}$ 和 $S_{wi}$ 为初始含气饱和度和初始含水饱和度; $G_{fi} B_{gi}$ 为开井前裂缝系统初始气体体积。将方程(6)带入方程(5),即可得到 Xu 等<sup>[14,15]</sup>提出的计算压裂改造裂缝系统体积的物质平衡方程式:

$$G_p B_g + W_p B_w = G_{fi} B_{gi} \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \left( \frac{1 - S_{gi}}{S_{gi}} C_w + \frac{A_f}{S_f G_{fi} B_{gi}} \right) \Delta P_f \right] \quad (7)$$

$$V_{fi} = G_{fi} B_{gi} / S_{gi} \quad (8)$$

式中: $A_f$ 为压裂改造的总裂缝壁面面积,  $m^2$ ;  $S_f$ 为裂缝刚度,  $MPa/m$ ;  $\Delta P_f$ 为压力降落值,  $MPa$ 。根据方程(7)作总采出体积( $G_p B_g + W_p B_w$ )与方程右边的关系曲线,通过线性回归求得斜率( $G_{fi} B_{gi}$ ),再根据开井前裂缝初始含气饱和度换算即可求得改造裂缝体积( $V_{fi}$ )。然而,运用方程(7)求取斜率  $G_{fi} B_{gi}$  和裂缝体积,实际计算前必须先假设  $G_{fi} B_{gi}$  值,带入方程右边进行迭代计算;同时,求得斜率  $G_{fi} B_{gi}$  后,仍需要取合适的初始含气饱和度( $S_{gi}$ )值计算裂缝系统体积  $V_{fi}$ ,关于  $S_{gi}$  的合理取值后文(3.1 节)将讨论;此外,方程(7)的裂缝系统总面积  $A_f$  也需要通过其他途径获得。以上因素均增加了利用方程(7)计算改造裂缝系统体积的难度和不确定性。本文对方程(7)进行改进,可同时计算改造裂缝系统体积和总面积:

$$G_p B_g + W_p B_w = G_{fi} B_{gi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \left( \frac{1 - S_{gi}}{S_{gi}} G_{fi} B_{gi} C_w + \frac{A_f}{S_f} \right) \Delta P_f \quad (9)$$

相比于方程(7),方程(9)的主要优势在于不需要进行复杂的参数预估和迭代计算,而是将线性回归分析的横坐标变为了矿场可直接测量的压力降落值( $\Delta P_f$ )。由于水相压缩系数很小,处于  $10^{-4} MPa^{-1}$  量级,相比于裂缝闭合所提供的驱替能量,裂缝中水相膨胀的贡献可以忽略。因而,将方程(9)进一步简化为:

$$G_p B_g + W_p B_w = G_{fi} B_{gi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{A_f}{S_f} \Delta P_f \quad (10)$$

作总采出体积( $G_p B_g + W_p B_w$ )与压力降( $\Delta P_f$ )关系曲线,线性回归得到直线的斜率和截距。根据直线截距,并取一合适的裂缝系统初始含气饱和度  $S_{gi}$ ,根据方程(10)可计算得到改造裂缝系统的初始体积:

$$V_{fi} = G_{fi} B_{gi} / S_{gi} = a / \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) S_{gi} \right] \quad (11)$$

式中: $a$  为回归直线的截距(图 3)。

同理,根据回归直线的斜率即可求得压裂改造裂缝系统的总表面积:

$$A_f = b S_f \quad (12)$$

式中: $b$  为回归直线的斜率,此处页岩的裂缝刚度( $S_f$ )由实验获取。

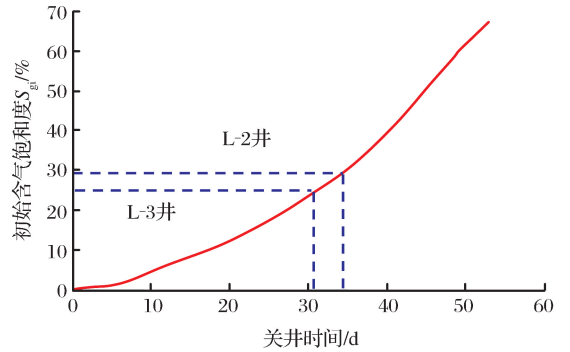


图 3 裂缝初始含气饱和度随关井时间变化曲线<sup>[15]</sup>

Fig.3 The initial gas saturation versus shut-in time in shale fractures<sup>[15]</sup>

## 3 结果与讨论

### 3.1 改造裂缝体积

以 L-2 井和 L-3 井早期排采数据为例,根据方程(10)绘制总采出体积( $G_p B_g + W_p B_w$ )与压力降( $\Delta P_f$ )关系曲线。图 4 显示,总采出体积与压力降呈现显著的线性关系,证实了物质平衡方程(10)的有效性。根据回归直线截距可求得改造裂缝系统中气相的初始体积  $G_{fi} B_{gi}$ (表 1),计算初始裂缝系统体积( $V_{fi}$ )的关键在于确定初始含气饱和度。在压裂裂缝刚形成时,可认为裂缝中完全被压裂液占据,或仅在沟通的天然裂缝中存在极少量气体。但由于页岩气井的压裂施工周期较长,且压裂后通常采取焖井措施,气井压后关井长达数十天(表 1)。关井期间,在重力分异、毛管自吸和气水置换等作用下,裂缝中液相逐渐向基质滤失,同时裂缝中含气饱和度升高。根据 Xu 等<sup>[15]</sup>给出的气水两相流模拟方法,得到的裂缝中含气饱和度随关井时间变化趋势如图 3 所示。

通常认为,水力压裂过程中形成的裂缝体积不超过注入的总压裂液体积(Total Injected Volume, TIV),结合方程(11)可反推出裂缝初始含气饱和度的最小值 $S_{gi-min}$ 。将该值与根据图3所取的L-2井、L-3井初始含气饱和度 $S_{gi}$ 对比,说明该2井 $S_{gi}$ 的取值处于合理区间(表1)。将最终确定的 $S_{gi}$ 带入方程(11)即可求得L-2井、L-3井的初始裂缝体积为25 346m<sup>3</sup>和27 928m<sup>3</sup>,分别占总注入液压裂的66.9%和72.3%。需要指出的是,L-3井的改造裂缝体积相比L-2井略大,但并不表示L-3井的压裂效果一定更好。当水力压裂裂缝以较大的主压裂缝为主,而次级裂缝及沟通的天然裂缝不足时,也可能呈现出压裂裂缝体积大的特点,但此时并未形成复

杂的压裂缝网,不利于页岩气的产出。并且,通常压裂形成的裂缝越复杂,压裂液返排率越低<sup>[8,10,14]</sup>,此处L-2井的返排率明显低于L-3井,也为前述观点提供了支撑。因此,要更可靠地评价水力压裂改造效果,还需要对总改造裂缝面积进行分析。

3.2 改造裂缝面积

将图4回归直线的斜率带入方程(12),再确定页岩的裂缝刚度( $S_f$ )的值即可求得改造裂缝的总面积。裂缝刚度参数难以通过模拟手段获取,此处通过可视化实验观测手段获取。首先,将研究区块页岩岩样造缝后,通过可视化观测和分析技术,测试造缝页岩缝宽随有效应力变化(图5,图6)。Lavrov等<sup>[16]</sup>和Majidi等<sup>[17]</sup>研究表明,岩石中裂缝缝宽的

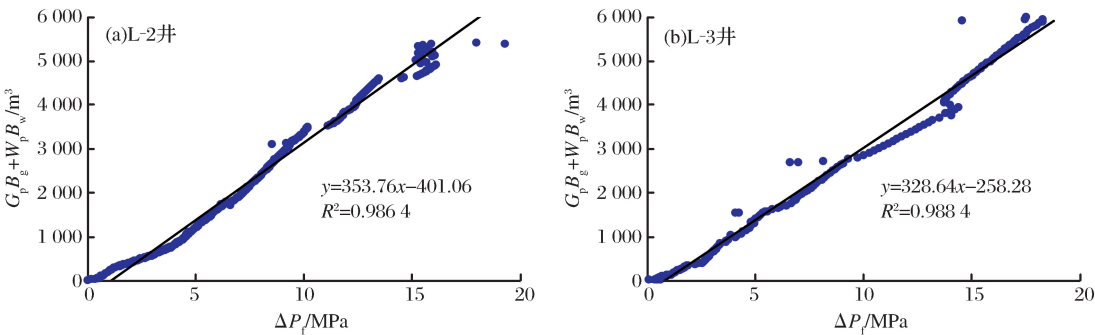


图4 总采出体积与压降关系曲线

Fig.4 The relationships of total recovery volume versus pressure drop

表1 根据排采早期阶段数据所求改造裂缝系统关键参数

Table 1 Key parameters of stimulated shale fracture networks calculated from early flowback data

井号	注入液量(TIV) /m³	关井时间 /d	$G_{fi}B_{gi}$ /m³	$S_{gi-min}$ /%	$S_{gi}$ /%	$V_{fi}$ /m³	$(V_{fi}/TIV)$ /%	$A_f$ /( $\times 10^7 m^2$ )	开井30d后 返排率/%
L-2井	37 841	36	7 401	19.6	29.2	25 346	66.9	1.56	24.5
L-3井	38 629	31	6 591	17.1	23.6	27 928	72.3	1.45	30.7

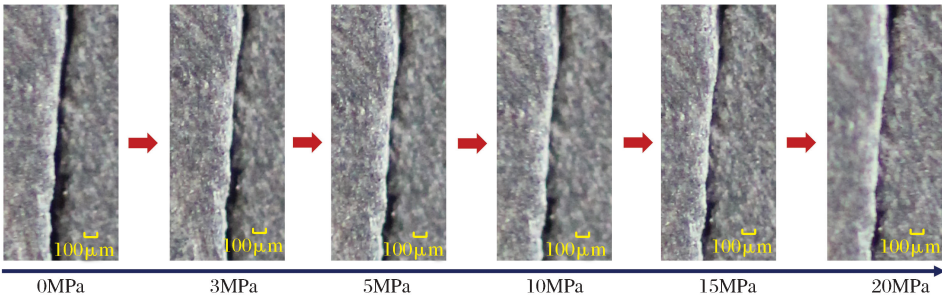


图5 页岩裂缝宽度随有效应力变化的可视化观测

Fig.5 Visual observation of shale fracture width versus effective stress

线性变形满足:

$$\omega = \omega_0 + \frac{P_{eff}}{K_n}$$

(13)

式中: $P_{eff}$ 为裂缝面所受的法向有效应力,MPa; $\omega$

和 $\omega_0$ 分别为加载过程中有效应力取任意值和最大值时的缝宽, $\mu m$ ;  $K_n$ 为裂缝的法向刚度系数,MPa/m。结合方程(13)和图6,求得页岩的裂缝法向刚度系数 $K_n$ 为 $4.421 \times 10^5$  MPa/m,略小于文献



所报道的碳酸盐岩裂缝刚度<sup>[18]</sup>。将  $K_n$  带入方程 (12), 求得 L-2 井和 L-3 井的总裂缝壁面面积为  $1.56 \times 10^7 \text{ m}^2$  和  $1.45 \times 10^7 \text{ m}^2$  (表 1)。

对比分析显示 (表 1), 尽管 L-2 井压裂注入液量和改造裂缝初始体积均小于 L-3 井, 但 L-2 井却具有更大改造裂缝面积。相比于 L-3 井, L-2 井压裂形成了更为复杂的网状裂缝, 增大了有效泄流面积, 有助于页岩气的产出。后期生产数据监测也表明, 位于同一井场且储层物性相近的 2 口井中, L-2 井尽管经历了更多的关井时间和次数, 其单井日产气量、累积产气量和产气潜力也明显好于 L-3 井 (图 7)。因此, 在采用物质平衡法和排采初期数据评价页岩气井压后裂缝参数时, 应综合改造裂缝系统体积、壁面面积等因素进行分析。总裂缝面积与储层有效泄流面积和缝网复杂程度相关性更强, 应作为更优先的评价参数。

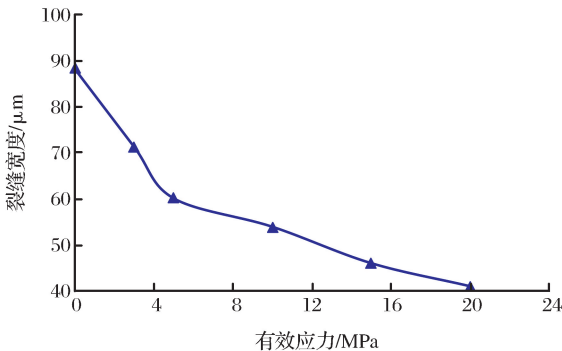


图 6 人工造缝页岩缝宽随有效应力变化曲线

Fig.6 Fracture width changes versus effective stress

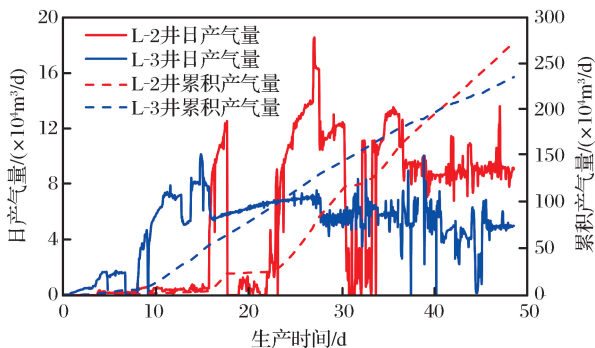


图 7 分析井实测日产气量与累积产气量曲线

Fig.7 The curves of dialy gas production rate and cumulative gas production for wells

## 4 结论

(1) 页岩气井的排采阶段呈现明显的阶段性特征, 根据生产气液比可将排采阶段划分为早期阶段和晚期阶段, 在早期阶段, 由于基质向裂缝的供气缓

慢且不足, 可将整个裂缝系统视为封闭系统。

(2) 在排采早期阶段, 建立了改造裂缝初始体积和面积计算的物质平衡模型, 结果显示龙马溪组典型页岩气井的改造裂缝体积达到注入压裂液量的 70% 左右, 改造裂缝面积可达  $10^7 \text{ m}^2$  量级。

(3) 本文模型解释结果与气井排采参数吻合良好, 是评价水力压裂改造裂缝参数和压裂效果的有效途径, 鉴于改造裂缝面积与压裂缝网复杂程度、气井产量相关性更强, 建议将其作为更优先的压裂效果评价参数。

## 参考文献 (References)

- [1] Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Xinjing, *et al.* Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Low Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12-21. [王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 12-21.]
- [2] Chen Qiang, Kang Yili, You Lijun, *et al.* Micro-structure of gas shales and its effect on gas mass transfer [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1299-1306. [陈强, 康毅力, 游利军, 等. 页岩微孔结构及其对气体传质方式影响[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1299-1306.]
- [3] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, *et al.* Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178. [邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景 (二) [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-178.]
- [4] Fu Haifeng, Liu Yunzhi, Liang Tiancheng, *et al.* Laboratory study on hydraulic fracture geometry of Longmaxi Formation shale in Yibin area of Sichuan Province [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 2231-2236. [付海峰, 刘云志, 梁天成, 等. 四川省宜宾地区龙马溪组页岩水力裂缝形态实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 2231-2236.]
- [5] Warpinski N. Microseismic monitoring: Inside and out [J]. Journal of Petroleum Technology, 2009, 61(11): 80-85.
- [6] Makhanov K, Habibi A, Dehghanpour H, *et al.* Liquid uptake of gas shales: A workflow to estimate water loss during shut-in periods after fracturing operations [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014, 7: 22-32.
- [7] Ghanbari E, Dehghanpour H. Impact of rock fabric on water imbibition and salt diffusion in gas shales [J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 138: 55-67.
- [8] Ghanbari E, Dehghanpour H. The fate of fracturing water: A field and simulation study [J]. Fuel, 2016, 163: 282-294.
- [9] Wu Tianpeng. The Effective Fracture Volume Evaluation of Shale Gas Wells Based on Flowback Data [C]. Yinchuan: National Natural Gas Annual Conference of China, 2016. [吴天鹏. 基于返排数据的页岩气井压后裂缝体积评价 [C]. 银川: 全国天然气学术年会, 2016.]

- [10] Liu Naizhen, Liu Ming, Zhang Shicheng. Flowback patterns of fractured shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 50-54. [刘乃震, 柳明, 张士诚. 页岩气井压后返排规律[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 50-54.]
- [11] Abbasi M A, Ezulike D O, Dehghanpour H, *et al.* A comparative study of flowback rate and pressure transient behavior in multifractured horizontal wells completed in tight gas and oil reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2014, 17: 82-93.
- [12] Ilk D, Currie S M, Symmons D, *et al.* A Comprehensive Workflow for Early Analysis and Interpretation of Flowback Data from Wells in Tight Gas/Shale Reservoir Systems[C]. Florence, Italy: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010.
- [13] Adefidiye O, Dehghanpour H, Virues C. Immediate Gas Production from Shale Gas Wells: A Two-phase Flowback Model [C]. Woodlands, USA: SPE Unconventional Resources Conferences, 2014.
- [14] Xu Y, Adefidiye O, Dehghanpour H. Estimating fracture volume using flowback data from the Horn River Basin: A material balance approach[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015, 25: 253-270.
- [15] Xu Y, Adefidiye O, Dehghanpour H. A flowing material balance equation for two-phase flowback analysis[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 142: 170-185.
- [16] Lavar A, Tronvoll J. Mechanics of Borehole Ballooning in Naturally-fractured Formations[C]. Kingdom, Bahrain: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2005.
- [17] Majidi R, Miska S Z, Yu M, *et al.* Fracture Ballooning in Naturally Fractured Formations: Mechanism and Controlling Factors[C]. Denver, USA: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008.
- [18] Li Daqi. Numerical and Experimental Investigations of Drilling Fluid Losses in Fractured Formations[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012. [李大齐. 裂缝性地层钻井液漏失动力学研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.]

### Estimation of fracture volume and its surface area on stimulated shale gas wells by material balance method

Yang Bin<sup>1</sup>, You Li-jun<sup>1</sup>, Kang Yi-li<sup>1</sup>, He Zhi-jun<sup>1,2</sup>, Li Xiang-chen<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation

in Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. West Sichuan Gas Production Plant, SINOPEC Southwest Oil & Gas Company, Deyang 618000, China)

**Abstract:** The flowback data of stimulated shale gas wells usually show different features along with well production process, and consequently the data may be divided into two stages: the early gas production stage (EGP) and late gas production stage (LGP) according to the changes of gas water ratio (GWR). The early stage indicates a two-phase flow, and the water phase is the dominant because the gas supply of shale matrix to the fracture network is still insufficient. Also, in this stage, the whole fracture network (including primary fractures, secondary fractures and connected natural fractures) can be regarded as a closed system. This paper established a material balance model to estimate the stimulated fracture volume and surface area via the early stage flowback data, and the validity of this model was verified through two field cases of Longmaxi Formation shale gas wells. The results showed that fracture volume of the analyzed wells was about 70% of the total injected fluid volume, and the fracture surface area reached  $10^7 \text{ m}^2$ . Huge fracture surface area indicated that complex fracture network had been formed during fracturing, which could significantly increase the drainage area of the stimulated wells. The analytical results of this model agreed well with the flowback data and well production characteristics. It further demonstrated that this approach is an effective method to evaluate the fracture parameters of stimulated wells, and is of significance to field evaluation of fractured shale gas wells.

**Key words:** Shale gas; Flowback stages; Material balance; Fracture volume; Fracture surface area