

引用格式:石军太,李文斌,张龙龙,等.压裂过程数据对原始煤储层压力反演方法研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(4):564-571.

SHI Juntai, LI Wenbin, ZHANG Longlong, et al. An inversion method of initial coal reservoir pressure using fracturing process data[J].

Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 564-571.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.04.003

压裂过程数据对原始煤储层压力反演方法研究

石军太^{1,2,3},李文斌^{1,2},张龙龙^{1,2},季长江³,李国富³,张遂安^{1,2,3}

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249;2. 中国石油大学(北京)煤层气研究中心,北京 102249;3. 煤与煤层气共采国家重点实验室,山西 晋城 048012)

摘要:原始煤储层压力是煤层气储量和产能评价中一个非常重要的参数,对煤层气开采具有指导作用,准确计算原始煤储层压力具有重大意义。因此,基于渗流力学理论压力势叠加原理,建立了压裂过程中和压裂后关井过程中压力势模型,并分忽略与考虑煤储层压裂过程中和压裂后裂缝网络渗透率变化两种情况,提出了利用水力压裂煤层气井关井阶段井口压力降落数据反演原始煤储层压力的方法,并进行了实例应用。从实例井拟合结果可以看出,忽略与考虑煤储层裂缝网络渗透率变化的原始地层压力方法线性关系都很明显,说明建立的方法有效。从解释精度的角度来看,考虑煤储层压裂后裂缝网络渗透率变化的方法参与拟合的数据点更多,且压裂过程和压裂后煤储层裂缝网络渗透率变化是不争的事实,解释结果更加可靠。如果忽略压后关井期间煤层气裂缝网络渗透率的变化过程,评价的裂缝网络稳定的渗透率及原始煤储层压力会偏高。该方法在确定原始煤储层压力的同时,还可以确定煤储层压裂后裂缝网络稳定的渗透率并评价裂缝网络渗透率变化趋势,为煤层气藏类型划分、煤层气储量计算、压裂效果评价和排采制度优化设计提供依据。

关键词:原始煤储层压力;煤层气藏;水力压裂;井口压力;裂缝网络渗透率

中图分类号:TE32

文献标识码:A

An inversion method of initial coal reservoir pressure using fracturing process data

SHI Juntai^{1,2,3}, LI Wenbin^{1,2}, ZHANG Longlong^{1,2}, JI Changjiang³, LI Guofu³, ZHANG Sui'an^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China;

2. Coalbed Methane Research Center, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 3. State Key Laboratory of Coal and CBM Co-Mining, Jincheng, Shanxi 048012, China)

Abstract: The initial formation pressure of coalbed methane (CBM) reservoir is a key parameter used for the evaluation of CBM reserves and productivity, which plays a guiding role in CBM production. Therefore, it is of great significance to accurately calculate the initial reservoir pressure of CBM reservoir. Based on the pressure potential superposition principle of the seepage mechanics theory, the pressure potential model in the process of fracturing and shut in after fracturing is established, and a method for determining the initial reservoir pressure of CBM reservoir is proposed by using the wellhead pressure drop data in the shut-in stage of hydraulically fractured gas well under two conditions: ignoring or considering the fracture network permeability change in the process of fracturing and shut in after fracturing. And then, a field application is carried out. From the fitting results of the case study, it can be seen that the linear relationships for both methods are obvious, indicating that the established methods are effective. From the perspective of interpretation accuracy, the method of considering the fracture network permeability change after fracturing involves more data points in fitting, and the fracture network permeability change during fracturing and after fracturing is an indisputable fact, so the interpretation result by using the method considering the fracture network permeability change is more

收稿日期:2021-12-17。

第一作者简介:石军太(1984—),男,博士,副教授,主要从事复杂气藏和非常规气藏渗流机理、产能预测、开发技术等方面的教学与科研工作。地址:北京市昌平区府学路18号,邮政编码:102249。E-mail: shijuntai@cup.edu.cn

基金项目:山西省科技重大专项“基于气藏工程的煤层气井人工智能排采技术与示范”(20201101002);中国石油大学(北京)优秀青年学者基金“煤层气藏储层物性改造技术及增产机理研究”(2462020QNXX003)。

reliable. If the change process of fracture network permeability of coal formation during shut in after fracturing is ignored, the interpreted stable permeability of fracture network and initial reservoir pressure will be high. Since this method can not only be used to determine the initial reservoir pressure, but also to determine the stable permeability of fracture network after fracturing and evaluate the change trend of fracture network permeability, it provides a basis for the classification of CBM reservoir types, CBM reserve calculation, fracturing effect evaluation, and optimization design of drainage and production system.

Keywords: initial coal reservoir pressure; coalbed methane (CBM) reservoir; hydraulic fracturing; wellhead pressure; fracture network permeability.

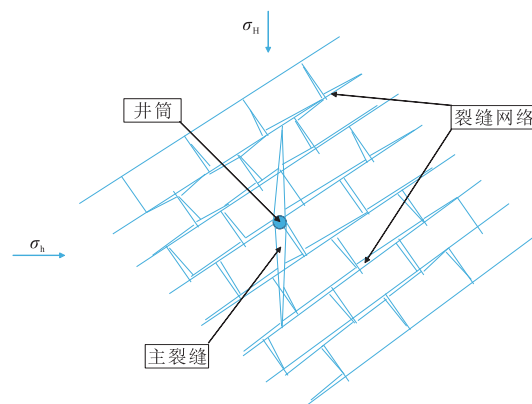
中国煤层气储量可观,位居全球第三,地质资源量为 $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$,有巨大开发潜力^[1]。其中原始煤储层压力的评价对煤层气的开发至关重要^[2],它可直接影响煤层气藏类型的划分^[3-7]、煤层气的储量计算^[8-10]、排采制度的优化设计等环节^[11-14]。原始煤储层压力一般通过油气井中途测试(DST)和注水压降试井确定,其中DST的主要目的是求取煤储层的整套参数。由于在钻井过程中运用DST测试的煤储层压力接近原始煤储层压力,故在实际生产前通常用DST获得原始煤储层压力^[15]。而评价储层压力最直接的方法是试井,煤层气藏一般采用注入/压降测试以评价原始煤储层压力,注入/压降测试是一种将水或者2%的KCl水溶液以低于煤层破裂压力的注入压力和一定排量注入地层一段时间后关井,使压力逐渐降落并与原始煤储层压力逐渐平衡的试井方法^[16-18]。但上述方法中DST测试需多次开井关井,且对于低压煤储层,测试前的施工可能将施工液注入煤层,对煤层气藏渗透率伤害较大。同样使用注入/压降试井方法时,通常需要暂停生产一段时间进行注入溶液,这会导致煤层气井再次生产时容易发生产量波动、骤降甚至不产气。不同学者也在尝试研究其他求取原始地层压力方法,陈江萌、杨玲等^[19-20]针对低渗气藏提出了求取平均地层压力的计算方法,但都需要进行关井,这同样会影响煤储层的渗透率以及实际生产。刘林松等^[21]提出了一种不关井求取原始地层压力的方法,但是仅选用两组生产数据,选用资料较少,可靠性不易保证。

针对中国大部分煤层气藏低渗、低压、非均质性、变质程度高以及储层构造复杂等特点^[22-28],以及大部分煤层气井需采取水力压裂等增产措施才能商业开发的现状^[29-33],采用压裂过程中井口压力数据求取原始煤储层压力的方法值得探索。目前由于压裂过程中裂缝网络渗透率变化过程很难在商业压裂模拟软件中体现^[34-38],导致商业压裂模拟软件求取的原

始煤储层压力存在较大误差。截至目前,鲜有学者考虑压裂后裂缝网络渗透率变化特征对原始煤储层压力计算的影响。因此,基于渗流力学理论,考虑压后裂缝网络渗透率变化的影响,建立了一种应用水力压裂关井阶段井口压力降落数据计算原始煤储层压力的方法,并且对该方法进行了实例验证和应用。

1 模型建立

一煤层气井水力压裂后关井,压裂和关井期间压裂液向地层渗流,基本假设为:①煤储层为原生结构煤,无夹矸,且水平、均质、等厚、各向同性、横向无限大;②煤层气井注入压裂液前地层中各点的压力均匀分布,压裂中气井以定排量注入;③地层流体和岩石微可压缩,压缩系数不发生变化;④地层流体流动符合达西渗流定律;⑤考虑稳态表皮效应,即看成是井壁无限小薄层上的压降;⑥忽略重力和毛管力的影响;⑦煤层中压裂裂缝的形状除了具有主裂缝外,还存在辐射状的裂缝网络,井周围流体的流态可近似视为平面径向流,示意图见图1。



注: σ_H 为最大水平主应力,MPa; σ_h 为最小水平主应力,MPa。

图1 煤层压裂后形成的裂缝网络示意图

Fig. 1 Schematic diagram of fracture network formed after coal seam fracturing

应用地下流体渗流理论,可得煤层中压力势的渗流方程如方程组(1)所示:

$$\begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right) = \frac{\varphi \mu_1 C_1}{3.6 k_{in}} \frac{\partial \Phi}{\partial t} \\ \Phi(r, t = 0) = \Phi_i \\ \Phi(r = \infty) = \Phi_i \\ \left(r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right)_{r=r_w} = -\frac{q_1 B_1}{0.12 \pi h} \end{cases} \quad (1)$$

式中: Φ 为地层势函数, $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{MPa})/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; φ 为地层孔隙度; μ_1 为压裂液黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; C_1 为综合弹性压缩系数, MPa^{-1} ; k_{in} 为煤储层压裂后裂缝网络渗透率, μm^2 ; Φ_i 为原始地层势函数, $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{MPa})/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; q_1 为压裂液排量, m^3/min ; B_1 为压裂液体积系数, m^3/m^3 ; r 为距离井口的距离, m ; t 为时间, h ; r_w 为井半径, m ; h 为地层厚度, m 。

可假设 $r_w=0$, 方程组(1)的解可简化为:

$$\Phi(r, t) = \Phi_i + \frac{q_1 B_1}{0.24 \pi h} \left[-E_i \left(-\frac{\varphi \mu_1 C_1 r^2}{14.4 k_{in} t} \right) \right] \quad (2)$$

式中: E_i 为指数积分函数。

考虑井底存在污染或改善, 并且当 $\frac{\varphi \mu_1 C_1 r_w^2}{14.4 k_{in} t}$ 小于0.01时, 井底势函数为:

$$\Phi_{wf}(t) = \Phi_i + \frac{3.054 q_1 B_1}{h} \left[\lg \frac{k_{in} (t_p + \Delta t)}{\varphi \mu_1 C_1 r_w^2} + 0.9077 + 0.8686 S \right] \quad (3)$$

式中: Φ_{wf} 为井底势函数, $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{MPa})/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; t_p 为压裂液注入时间, h ; Δt 为关井时间, h ; S 为表皮系数。

由此可利用叠加原理来分析煤层气井注水后关井期间井底势函数的变化情况, 可将一口煤层气井以排量为 q_1 注入 t_p 时间后关井测试过程假设为两口井井底势函数的叠加: 一口井从0时刻开始以 q_1 排量注入至关井结束, 另一口井从 t_p 时刻以 q_1 产量采出至关井结束。由此 $t=t_p$ 后, 假设煤层气井继续向地层注入压裂液, 势函数变化为:

$$\begin{aligned} \Delta \Phi_1 &= \Phi_i - \Phi_{wf}(t_p + \Delta t) = \\ &= \frac{3.054 q_1 B_1}{h} \left[\lg \frac{k_{in} (t_p + \Delta t)}{\varphi \mu_1 C_1 r_w^2} + 0.9077 + 0.8686 S \right] \end{aligned} \quad (4)$$

在 t_p 时, 气井关井测试, 相当于一口虚拟采出井, 势函数变化为:

$$\begin{aligned} \Delta \Phi_2 &= \Phi_i - \Phi_{wf}(\Delta t) = \\ &= \frac{3.054 q_1 B_1}{h} \left[\lg \frac{k_{in} \Delta t}{\varphi \mu_1 C_1 r_w^2} + 0.9077 + 0.8686 S \right] \end{aligned} \quad (5)$$

$(t_p + \Delta t)$ 时刻, 势函数叠加:

$$\int_{\Phi_{wf}}^{\Phi_i} d\Phi = \Delta \Phi_1 + \Delta \Phi_2 = -\frac{3.054 q_1 B_1}{h} \lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (6)$$

式(4)一式(6)中: $\Delta \Phi_1$ 为虚拟注入井井底势函数变化量, $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{MPa})/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; $\Delta \Phi_2$ 为虚拟采出井井底势函数变化量, $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{MPa})/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ 。

2 求取原始地层压力方法推导

2.1 忽略裂缝网络渗透率变化

由于已知势函数公式为:

$$d\Phi = \frac{k_{in}}{\mu_1} dp \quad (7)$$

式中: p 为当前煤储层压裂后裂缝网络所受地层压力, MPa 。

当忽略裂缝网络渗透率变化时, k_{in} 与 μ_1 为常数, 因此, 由式(6)可得井底流压计算公式为:

$$\int_{p_i}^{p_{wf}} dp = p_{wf} - p_i = \frac{3.054 q_1 \mu_1 B_1}{k_{in} h} \lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (8)$$

式中: p_{wf} 为井底压力, MPa ; p_i 为原始煤储层压力, MPa 。

其中, 压裂液稳定注入时间 t_p 可用包括总压裂液量和钻井滤失量在内的总注入液量除以稳定的压裂液排量而得到, 计算公式为:

$$t_p = \frac{V_1}{60 q_1} \quad (9)$$

式中: V_1 为总注入液量(总注入液量中不包含加砂量), 包括总压裂液量和钻井滤失量, m^3 。

由于关井过程中可监测井口压力变化, 根据液柱压力计算公式, 可以计算得到井筒液柱压降为:

$$\Delta p_1 = p_{wf} - p_1 = 10^{-6} \rho_1 g H \quad (10)$$

式中: Δp_1 为井筒液柱压降, MPa ; p_1 为油管压力, MPa ; ρ_1 为井筒中压裂液密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; H 为煤层埋深, m 。

将式(10)代入式(8)中整理可得井口油管压力变化为:

$$p_1 = p_i - \Delta p_1 + \frac{3.054 q_1 \mu_1 B_1}{k_{in} h} \lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (11)$$

令:

$$Y = p_1 \quad (12)$$

$$X = \lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (13)$$

因此, 以无因次时间 $\lg((t_p + \Delta t)/\Delta t)$ 为 X 轴, 油管压力 p_1 为 Y 轴可绘制散点图。并分析煤储层压裂后裂

缝网络渗透率变化并计算稳定后渗透率。由式(11)进一步化简,可令:

$$m_s = \frac{3.054q_1\mu_1B_1}{k_{in}h} \quad (14)$$

$$b = p_i - \Delta p_1 \quad (15)$$

式中: b 为直线纵轴截距,MPa; m_s 为应用压裂后关井后期的数据点拟合直线的斜率,MPa。

整理可得:

$$Y = mX + b \quad (16)$$

式中: m 为普适性的直线斜率,MPa。

由此可知,若煤储层压裂后裂缝网络渗透率一定时, m_s 为常数,无因次时间 $\lg((t_p + \Delta t)/\Delta t)$ 与井口油管压力 p_i 具有线性关系。则煤储层压裂后裂缝网络渗透率可根据直线斜率 m_s 、煤储层厚度、压裂液排量、压裂液黏度和压裂液体积系数的值,应用 $k_{in} = \frac{3.054q_1\mu_1B_1}{mh}$ 计算得出。

通常情况下,煤层气井压裂后关井,煤储层压裂后裂缝网络渗透率逐渐降低并趋于稳定。可以通过绘制无因次时间 $\lg((t_p + \Delta t)/\Delta t)$ 与井口油管压力 p_i 的散点图,分段线性拟合,观察斜率变化,进而分析压裂后煤储层裂缝网络渗透率的变化趋势。因此,应选取压裂后关井后期的数据点,拟合直线,求出应用压裂后关井后期的数据点拟合直线的斜率 m_s 。根据直线斜率,可计算出煤储层压裂后裂缝网络渗透率的具体数值:

$$k_{ins} = \frac{3.054q_1\mu_1B_1}{m_s h} \quad (17)$$

式中: k_{ins} 为煤储层压裂后裂缝网络稳定的渗透率, μm^2 。

进一步运用压裂后关井后期的数据点拟合直线的纵轴截距 b_s ,求得原始煤储层压力:

$$p_i = b_s + \Delta p_1 \quad (18)$$

式中: b_s 为压裂后关井后期的数据点拟合直线的纵轴截距,MPa。

2.2 考虑裂缝网络渗透率变化求取原始地层压力

由于煤储层应力敏感性较强^[38],压后关井期间,孔隙压力降低,有效应力增加^[39],裂缝闭合、支撑剂迁移、煤粉迁移、部分支撑剂可能嵌入煤层,造成煤储层裂缝网络渗透率逐渐降低^[37]。煤储层压裂后裂缝网络渗透率为压力的函数^[38,40]:

$$k_{in} = k_{ins} e^{\beta(p - p_i)} \quad (19)$$

式中: β 为煤储层压裂后裂缝网络渗透率变化指数,MPa⁻¹。

若考虑压裂后关井期间煤储层裂缝网络渗透率的变化, k_{in} 此时不为常数,应参与积分。由式(6)可知井底流压计算公式为:

$$\int_{p_i}^{p_{wf}} k_{in} dp = \int_{p_i}^{p_{wf}} k_{ins} e^{\beta(p - p_i)} dp = \frac{3.054q_1\mu_1B_1}{h} \lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (20)$$

积分公式(20),并根据式(10)将井底流压换算到井口油管压力,可得出井口油管压力变化的表达式:

$$e^{\beta p_i} = \frac{\beta C e^{\beta(p_i - \Delta p_1)}}{k_{ins}} \lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} + e^{\beta(p_i - \Delta p_1)} \quad (21)$$

其中:

$$C = \frac{3.054q_1\mu_1B_1}{h} \quad (22)$$

式中: C 为煤储层压裂常数,MPa· μm^2 。

由式(21)可令:

$$Y_D = e^{\beta p_i} \quad (23)$$

因此,以无因次时间 $\lg((t_p + \Delta t)/\Delta t)$ 为 X 轴,无因次油管压力函数 $e^{\beta p_i}$ 为 Y 轴,并去除关井时刻不稳定数据可绘制散点图。由式(21)进一步化简,可令:

$$m_D = \frac{\beta C e^{\beta(p_i - \Delta p_1)}}{k_{ins}} \quad (24)$$

$$b_D = e^{\beta(p_i - \Delta p_1)} \quad (25)$$

整理可得:

$$Y_D = m_D X_D + b_D \quad (26)$$

式中: Y_D 为无因次油管压力函数; m_D 为无因次油管压力函数与无因次时间图中拟合直线的斜率; b_D 为无因次油管压力函数与无因次时间图中拟合直线的纵轴截距。

拟合直线,根据 b_D 和 m_D ,可计算煤储层压裂后裂缝网络稳定的渗透率的具体数值:

$$k_{ins} = \frac{\beta C b_D}{m_D} \quad (27)$$

进一步,根据直线的纵轴截距 b_D ,可求得原始煤储层压力:

$$p_i = \Delta p_1 + \frac{1}{\beta} \ln b_D \quad (28)$$

3 实例应用

实例选取了一口煤层气井W的压裂数据资料进

行分析,W井所用压裂液密度为 $1\ 000\ \text{kg/m}^3$,体积系数为 $1\ \text{m}^3/\text{m}^3$ 。压裂液稳定排量为 $8\ \text{m}^3/\text{min}$ 。W井煤层埋深 $755.49\ \text{m}$,煤储层厚度 $4.90\ \text{m}$,总压裂液量 $650\ \text{m}^3$,经过多次调整确定的渗透率变化指数 $0.07\ \text{MPa}^{-1}$,压裂施工数据见图2。

将总压裂液量 V_1 与压裂液稳定排量 q_1 代入式(9)可计算压裂液注入时间 $t_p=1.354\ \text{h}$ 。并根据液柱压力计算公式,将煤层埋深 H 、压裂液密度 ρ_1 以及重力加速度 g 代入式(10)计算得到W井井筒液柱压降为 $\Delta p_1=7.403\ 8\ \text{MPa}$ 。

3.1 忽略裂缝网络渗透率变化

以无因次时间 $\lg((t_p+\Delta t)/\Delta t)$ 为 X 轴,油管压力 p_1 为 Y 轴绘制散点图(图3)。

已知在煤储层压裂后裂缝网络渗透率一定时,无因次时间 $\lg((t_p+\Delta t)/\Delta t)$ 与井口油管压力 p_1 具有线性关系 $Y=mX+b$,因此可绘制散点图并进行分段线性拟合(图4)。

W井注入压裂液关井后,压裂液向地层中渗流。由图4可知随着关井时间增加,无因次时间逐渐降

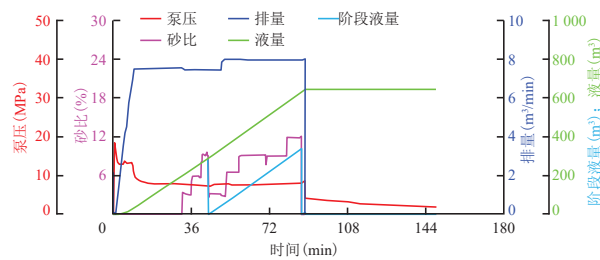


图2 W井煤层压裂施工综合曲线

Fig. 2 Comprehensive curve of coal seam fracturing of Well-W

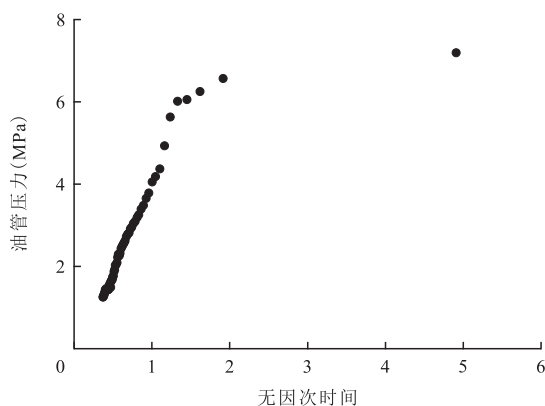


图3 油管压力与无因次时间散点

Fig. 3 Scatter plot of tubing pressure and dimensionless time

低,因此斜率随着时间逐渐增大,可得知煤储层压裂后裂缝网络渗透率逐渐降低并趋于稳定^[37]。选取压裂后关井后期的数据点,拟合直线(图5)。

由图5可知,压裂后关井后期的数据点拟合直线的斜率 $m_s=5.036\ 3\ \text{MPa}$,将求得直线斜率 m_s 、煤储层厚度 h 、压裂液稳定排量 q_1 、压裂液体积系数 B_1 以及压裂液黏度 μ_1 代入式(17)可计算煤储层压裂后裂缝网络稳定的渗透率 $k_{ms}=1.488\ 2\ \mu\text{m}^2$ 。压裂后关井后期的数据点拟合直线的截距 $b_s=-0.686\ 5\ \text{MPa}$,将 b_s 值与W井井筒液柱压降 Δp_1 代入式(18),计算得到W井所在原始煤储层压力 $p_1=6.717\ 3\ \text{MPa}$ 。

3.2 考虑裂缝网络渗透率变化

将压裂液稳定排量 q_1 、压裂液体积系数 B_1 、压裂液黏度 μ_1 以及煤储层厚度 h 代入式(22)可求得

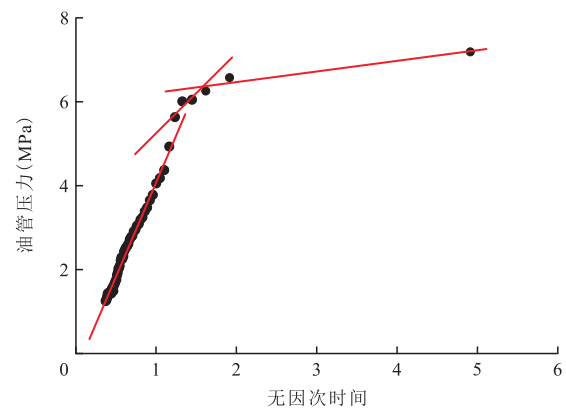


图4 油管压力与无因次时间分段拟合

Fig. 4 Piece wise fitting plot of tubing pressure and dimensionless time

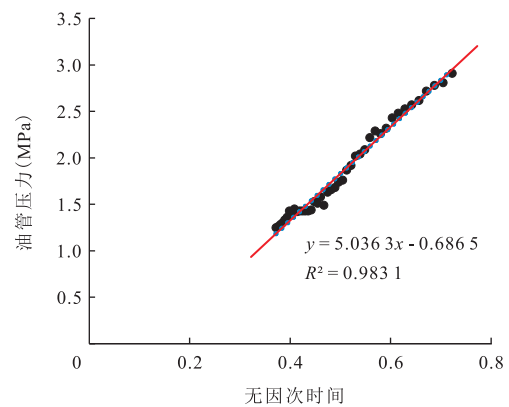


图5 稳定阶段油管压力与无因次时间线性拟合

Fig. 5 Linear fitting plot of tubing pressure and dimensionless time in stable stage

$C=7.479 \text{ MPa} \cdot \mu\text{m}^2$ 。并以无因次时间 $\lg((t_p+\Delta t)/\Delta t)$ 为 X 轴,无因次油管压力函数 $e^{\beta n}$ 为 Y 轴绘制散点图,经过多次调整确定的渗透率变化指数 β 的数值,使直线拟合效果最好,最终确定出 β 等于 0.07 时直线拟合效果最好。无因次油管压力函数 $e^{\beta n}$ 和无因次时间 $\lg((t_p+\Delta t)/\Delta t)$ 存在明显线性关系(图 6)。

图 6 可知,直线斜率 $m_b=0.3776$,截距 $b=0.9496$,将煤储层裂缝网络渗透率变化指数 β 、煤储层压裂常数 C 以及直线斜率 m_b 和截距 b 代入式(27),可计算 W 井煤储层压裂后裂缝网络稳定的渗透率为 $k_{ms}=1.3166 \mu\text{m}^2$ 。进一步运用 W 井拟合直线的纵轴截距 b_b ,将 W 井的井筒液柱压降 Δp_l 、煤储层裂缝网络渗透率变化指数 β 以及拟合直线截距 b_b 代入式(28),求得 W 井的原始煤储层压力 $p_i=6.6650 \text{ MPa}$ 。

3.3 结果分析与讨论

通过对比以上是否考虑压裂后关井期间煤储层裂缝网络渗透率变化,所求得的原始煤储层压力和煤储层裂缝网络稳定的渗透率,发现两种方法解释的数值较为接近。当忽略煤储层裂缝网络渗透率的变化过程,解释的煤储层裂缝网络稳定的渗透率为 $1.4882 \mu\text{m}^2$,原始煤储层压力为 6.7173 MPa ;而当考虑压后关井期间煤储层裂缝网络渗透率的变化过程,解释的煤储层裂缝网络稳定的渗透率为 $1.3166 \mu\text{m}^2$,原始煤储层压力为 6.6650 MPa ,与区内早期测试井的测试结果更为吻合。由于煤储层压裂过程和压后关井期间煤储层裂缝网络渗透率变化是客观存在的,并且在压裂过程中裂缝的延伸促使煤岩微通道结合水向自由水转化,渗透率也会有所改善,因此考

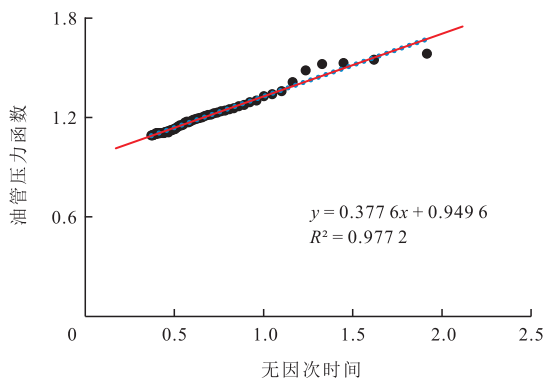


图 6 W 井无因次油管压力函数与无因次时间拟合
Fig. 6 Fitting plot of dimensionless tubing pressure function and dimensionless time for Well-W

虑压后关井期间煤储层裂缝网络渗透率变化所求得的原始地层压力和渗透率更加符合实际。而忽略煤储层裂缝网络渗透率的变化过程的方法,假设煤储层裂缝网络渗透率后期达到完全稳定。事实上,随着压力降低,煤储层裂缝网络渗透率依然会逐渐降低,只是降低的幅度越来越小。综上所述,在计算煤层原始地层压力时,有必要考虑压裂后煤储层裂缝网络渗透率的变化。

4 结论

1) 考虑压后裂缝网络渗透率变化的影响,应用压裂后井口关井压力数据,提出了一种新的原始煤层压力反演方法。该方法只需将压后关井时间处理为无因次时间,将井口油管压力数据处理成为无因次油管压力函数,作图进行线性拟合,根据拟合直线的斜率和纵轴截距即可计算出原始煤储层压力。

2) 建立的原始煤储层压力反演方法通过现场实例验证发现拟合结果线性关系明显,所用数据容易获取并且计算简便,反演结果与区内测试井测试结果一致,表明建立的应用压裂过程数据反演原始煤储层压力的方法可靠有效。

3) 该方法考虑到了煤储层压裂过程和压后关井期间煤储层裂缝网络渗透率变化的客观现象,因此在计算原始煤储层压力时考虑压后裂缝网络渗透率的变化是十分有意义的。

4) 该方法基于压裂过程中压裂液主要在裂缝和宏观孔隙中渗流,且满足达西渗流的假设条件,未考虑压裂液在微孔隙中的渗吸现象。对于压后长时间关井的煤层气井,压裂液在微孔隙中的渗吸作用不可忽略,该方法解释的结果将存在一定误差。综合考虑裂缝、宏观孔隙中的达西渗流和微孔隙中的渗吸机理,建立原始煤储层压力反演方法,是下一步的研究方向。

参考文献

[1] 陈美英,刘亢,宁树正,等.中国煤层气资源区划研究[J].中国煤炭地质,2020,32(11):1-5.
CHEN Meiyong, LIU Kang, NING Shuzheng, et al. Study on CBM resources zoning in China[J]. Coal Geology of China, 2020, 32(11): 1-5.

[2] 曾泉树,高清春,汪志明.煤岩吸附高压甲烷的实验与模型研究[J].石油科学通报,2020,5(1):78-92.
ZENG Quanshu, GAO Qingchun, WANG Zhiming. Experimental and modeling studies on high pressure methane adsorbed on

- coals[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(1): 78-92.
- [3] 宋岩,柳少波,赵孟军,等.煤层气与常规天然气成藏机理的差异性[J]. *天然气工业*, 2011, 31(12): 47-53.
SONG Yan, LIU Shaobo, ZHAO Mengjun, et al. Difference of gas pooling mechanism between coalbed methane gas and conventional natural gas[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(12): 47-53.
- [4] 李相方,石军太,杜希瑶,等.煤层气藏开发降压解吸气运移机理[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2): 203-213.
LI Xiangfang, SHI Juntao, DU Xiyao, et al. Transport mechanism of desorbed gas in coalbed methane reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 203-213.
- [5] 石军太,李相方,徐兵祥,等.煤层气解吸扩散渗流模型研究进展[J]. *中国科学:物理学 力学 天文学*, 2013, 43(12): 1548-1557.
SHI Juntao, LI Xiangfang, XU Bingxiang, et al. Review on desorption-diffusion-flow model of coal-bed methane[J]. *Scientia Sinica (Physica, Mechanica & Astronomica)*, 2013, 43(12): 1548-1557.
- [6] 李勇,孟尚志,吴鹏,等.煤层气成藏机理及气藏类型划分——以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. *天然气工业*, 2017, 37(8): 22-30.
LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, et al. Accumulation mechanisms and classification of CBM reservoir types: A case study from the eastern margin of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8): 22-30.
- [7] 宋先知,姚学喆,李根生,等.基于LSTM-BP神经网络的地层孔隙压力计算方法[J]. *石油科学通报*, 2022, 7(1): 12-23.
SONG Xianzhi, YAO Xuezhe, LI Gensheng. A novel method to calculate formation pressure based on the LSTM-BP neural network[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 7(1): 12-23.
- [8] 胡素明,李相方,胡小虎,等.考虑煤层气藏地解压差的物质平衡储量计算方法[J]. *煤田地质与勘探*, 2012, 40(1): 14-19.
HU Suming, LI Xiangfang, HU Xiaohu, et al. Reserves calculation method with a material balance equation considering the difference between initial coal seam pressure and critical desorption pressure[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2012, 40(1): 14-19.
- [9] 曹毅民,丁蓉,赵启阳,等.煤层气可采储量计算方法的评价与应用[J]. *天然气工业*, 2018, 38(S1): 50-56.
CAO Yimin, DING Rong, ZHAO Qiyang, et al. Evaluation and application of calculation method of recoverable reserves of coalbed methane[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(S1): 50-56.
- [10] SHI J T, WU J Y, SUN Z, et al. Methods for simultaneously evaluating reserve and permeability of undersaturated coalbed methane reservoirs using production data during the dewatering stage[J]. *Petroleum Science*, 2020, 17(4): 1067-1086.
- [11] 司淑平,李文峰,马建民.煤层气井产能影响因素分析及对策[J]. *断块油气田*, 2001, 8(5): 50-53.
SI Shuping, LI Wenfeng, MA Jianmin, et al. Influence factors of production capacity and strategy on coalbed gas well[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2001, 8(5): 50-53.
- [12] 肖宇航,朱庆忠,杨延辉,等.煤储层能量及其对煤层气开发影响研究——以郑庄区块为例[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(10): 3286-3297.
XIAO Yuhang, ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, et al. Coal reservoir energy and its impact on CBM exploitation: Illustrated by the case of Zhengzhuang block[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(10): 3286-3297.
- [13] 石军太,吴嘉仪,房焯欣,等.考虑煤粉堵塞影响的煤储层渗透率模型及其应用[J]. *天然气工业*, 2020, 40(6): 78-89.
SHI Juntao, WU Jiayi, FANG Yexin, et al. A new coal reservoir permeability model considering the influence of pulverized coal blockage and its application[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(6): 78-89.
- [14] 赵兴龙,常昊.煤层气井整体压裂及排采技术研究——以延川南煤层气田为例[J]. *中国煤炭地质*, 2021, 33(1): 31-35.
ZHAO Xinglong, CHANG Hao. Study on CBM well integral fracturing and drainage technology: A case study of Yanchuannan CBM Field[J]. *Coal Geology of China*, 2021, 33(1): 31-35.
- [15] 姚艳芳,李新春,贾江丽,等.煤层气井DST与注入/压降测试对比分析[J]. *油气井测试*, 2000, 9(1): 60-65.
YAO Yanfang, LI Xinchun, JIA Jiangli, et al. Comparison and analysis of DST and injection/draw-down test in coal gas wells[J]. *Well Testing*, 2000, 9(1): 60-65.
- [16] 方世跃,许哲,何建琴,等.煤层气井注入/压降试井研究进展[J]. *煤炭科学技术*, 2018, 46(9): 227-232.
FANG Shiyue, XU Zhe, HE Jianqin, et al. Study progress of injection/pressure drop test well for coalbed methane well[J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(9): 227-232.
- [17] 李士才,邵先杰,乔雨朋,等.韩城矿区煤层气井试井分析[J]. *延安大学学报(自然科学版)*, 2015, 34(2): 31-35.
LI Shicai, SHAO Xianjie, QIAO Yupeng, et al. Analysis of CBM well test in Hancheng[J]. *Journal of Yan'an University (Natural Science Edition)*, 2015, 34(2): 31-35.
- [18] 罗斌.煤层气注水压降试井工艺发展及存在问题[J]. *内蒙古煤炭经济*, 2019, (15): 170.
LUO Bin. Development and existing problems of water pressure drop test technology for coalbed methane injection[J]. *Inner Mongolia Coal Economy*, 2019, (15): 170.
- [19] 陈江萌,乔亚斌,贾连超.求取低渗低压气藏地层压力的一种新方法[J]. *石油化工应用*, 2013, 32(1): 56-59.
CHEN Jiangmeng, QIAO Yabin, JIA Lianchao. A new method to calculate formation pressure in low permeable gas reservoirs[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2013, 32(1): 56-59.
- [20] 杨玲,文彩霞,董悦.低渗透气藏气井平均地层压力简便计算方法[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 28(5): 80-82.
YANG Ling, WEN Caixia, DONG Yue. A simplified calculation method for average formation pressure of gas well in low-permeability gas reservoir[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science)*, 2013, 28(5): 80-82.
- [21] 刘林松,李闽,计曙东.低渗透气藏生产过程中不关井求取原始地层压力[J]. *钻采工艺*, 2017, 40(1): 54-55.
LIU Linsong, LI Min, JI Shudong. A method to calculate original formation pressure of low-permeability gas reservoirs without shut-in[J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(1): 54-55.
- [22] 张学英,王钧剑,王刚,等.煤层气藏气体产出路径研究——以

- 沁水盆地南部马必东区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(2): 137-142.
- ZHANG Xueying, WANG Junjian, WANG Gang, et al. Gas production path of coalbed methane reservoir: A case study of Mabidong Block, southern Qinshui Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 137-142.
- [23] 秦勇, 袁亮, 胡千庭, 等. 我国煤层气勘探与开发技术现状及发展方向[J]. 煤炭科学技术, 2012, 40(10): 1-6.
- QIN Yong, YUAN Liang, HU Qianting, et al. Status and development orientation of coal bed methane exploration and development technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2012, 40(10): 1-6.
- [24] 张遂安, 张典坤, 彭川, 等. 中国煤层气产业发展障碍及其对策[J]. 天然气工业, 2019, 39(4): 118-124.
- ZHANG Sui'an, ZHANG Diankun, PENG Chuan, et al. Obstacles to the development of CBM industry and countermeasures in China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(4): 118-124.
- [25] 张遂安, 刘欣佳, 温庆志, 等. 煤层气增产改造技术发展现状与趋势[J]. 石油学报, 2021, 42(1): 105-118.
- ZHANG Sui'an, LIU Xinjia, Wen Qingzhi, et al. Development situation and trend of stimulation and reforming technology of coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1): 105-118.
- [26] 徐凤银, 王勃, 赵欣, 等. “双碳”目标下推进中国煤层气业务高质量发展的思考与建议[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 9-18.
- XU Fengyin, WANG Bo, ZHAO Xin, et al. Thoughts and suggestions on promoting high quality development of China's CBM business under the goal of “double carbon” [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 9-18.
- [27] LIU Z H, LIU J S, PAN O Z, et al. Evolution and analysis of gas sorption-induced coal fracture strain data[J]. Petroleum Science, 2020, 17(2): 376-392.
- [28] LI T, WU C F, WANG Z W. The dynamic change of pore structure for low-rank coal under refined upgrading pretreatment temperatures[J]. Petroleum Science, 2021, 18(2): 430-443.
- [29] 张正朝. 煤层气井压裂效果影响因素分析与技术对策[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(10): 187-188.
- ZHANG Zhengchao. Analysis on influencing factors of fracturing effect of coalbed gas well and technical countermeasures[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38(10): 187-188.
- [30] HOLDITCH S A, ELY J W, SEMMELBECK M E, et al. Enhanced recovery of coalbed methane through hydraulic fracturing[C]// Paper SPE-18250-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 1988.
- [31] 杨琦. 煤层气压裂新技术研究[J]. 能源与环保, 2017, (1): 117-120.
- YANG Qi. Study on new technology of coal-bed gas fracturing [J]. China Energy and Environmental Protection, 2017, (1): 117-120.
- [32] 刘乐, 胡千庭, 李全贵, 等. 流量引起的注入压力变化对水力压裂效果的影响研究[J]. 矿业安全与环保, 2020, 47(4): 1-5.
- LIU Le, HU Qianting, LI Quanguai, et al. Study on the influence of injection pressure variation caused by flow on hydraulic fracturing effect[J]. Mining Safety & Environmental Protection, 2020, 47(4): 1-5.
- [33] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 1-14.
- XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1-14.
- [34] 曾泉树, 汪志明. 鄂尔多斯盆地东缘煤岩渗透率的应力和温度敏感特征[J]. 石油科学通报, 2020, 5(4): 512-519.
- ZENG Quanshu, WANG Zhiming. Stress and temperature sensitivity of coal permeability in the Eastern Ordos Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 512-519.
- [35] 谭鹏, 金衍, 陈刚. 四川盆地不同埋深龙马溪页岩水力裂缝缝高延伸形态及差异分析[J]. 石油科学通报, 2022, 7(1): 61-70.
- TAN Peng, JIN Yan, CHEN Gang. Differences and causes of fracture height geometry for Longmaxi shale with different burial depths in the Sichuan basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(1): 61-70.
- [36] 史臻, 林伯韬. 页岩储层压裂裂缝扩展规律及影响因素研究探讨[J]. 石油科学通报, 2021, 6(1): 92-113.
- SHI Can, LIN Botao. Principles and influencing factors for shale formations[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(1): 92-113.
- [37] 石军太, 李文斌, 张龙龙, 等. 煤储层原始地层压力的计算方法及装置: CN202110880725.4[P]. 2021-11-05.
- SHI Juntai, LI Wenbin, ZHANG Longlong, et al. Calculation method and device of original formation pressure of coal reservoir: CN202110880725.4[P]. 2021-11-05.
- [38] 石军太, 李文斌, 贾焰然, 等. 基于压裂后压力确定煤储层原始地层压力的方法及装置: CN202110880145.5[P]. 2021-09-21.
- SHI Juntai, LI Wenbin, JIA Yanran, et al. Method and device for determining original formation pressure of coal reservoir based on post fracturing pressure: CN202110880145.5[P]. 2021-09-21.
- [39] 李晓蓉, 古臣旺, 冯永存, 等. 考虑井筒加载历史的压裂过程中套管剪切变形数值模拟研究[J]. 石油科学通报, 2021, 6(2): 245-261.
- LI Xiaorong, GU Chenwang, FENG Yongcun, et al. Numerical study of shear deformation of casings during hydraulic fracturing considering wellbore loading history[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(2): 245-261.
- [40] SHI J T, HOU C H, WANG S, et al. The semi-analytical productivity equations for vertically fractured coalbed methane wells considering pressure propagation process, variable mass flow, and fracture conductivity decrease[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 178(7): 528-543.

(编辑 尹淑容)