

天然气开发

致密气藏分段压裂水平井产量递减规律及影响因素

王军磊, 贾爱林, 何东博, 位云生, 齐亚东

(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:为得到致密气藏压裂水平井的产量影响因素及递减规律,利用考虑气体滑脱效应的拟压力和拟时间变量,建立带有矩形封闭边界的分段压裂水平井渗流数学模型,应用 Newman 乘积、Laplace 变换、相似流动替换及压力叠加原理求解模型以得到气井不稳态产量公式。通过公式研究裂缝长度、导流能力、裂缝数和水平压裂段长度等参数对气井产能的影响,并应用正交试验法做参数敏感度分析。研究表明:裂缝参数不影响封闭气藏的弹性采收率,但决定达到弹性采收率的有效开采年限;增加裂缝导流能力、裂缝长度均可有效减缓气井递减速率,减小开采年限;压裂段长度、裂缝数间存在最优组合,当各裂缝泄流面积相等时开采效果最佳。在实例分析中,裂缝数、压裂段长度、缝长、导流能力对气井产能的影响程度依次降低,最优参数组合为裂缝数 3 条、缝长为 97.6m,压裂段长为 279.2m,导流能力为 $2\,446.8 \times 10^3 \mu\text{m}^3$ 。

关键词:致密气;多裂缝;压力叠加;产量递减;正交试验;有效开采年限

中图分类号:TE34

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2014)02-0278-08

引用格式:Wang Junlei, Jia Ailin, He Dongbo, *et al.* Rate decline of multiple fractured horizontal well and influence factors on productivity in tight gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 278-285. [王军磊, 贾爱林, 何东博, 等. 致密气藏分段压裂水平井产量递减规律及影响因素[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 278-285.]

0 引言

从 Arps 到 Fetkovich 再到 Blasingame, 油(气)井产量变化规律一直都是油藏研究者所关心的核心问题之一^[1-3]。分段压裂水平井能有效增加气藏泄流面积、提高气井产能,是实现致密气藏有效开发的关键技术^[4-5]。但压裂水平井渗流机理复杂,分析气井产量递减规律难度大,廉培庆等^[6]在考虑井筒导流能力基础上应用约束条件建立压裂水平井的非稳态流动模型,研究了气井产量递减规律;郝明强等^[7]以椭圆渗流理论和质量守恒定律为基础,利用叠加原理研究了低渗透无限大地层压裂水平井的产量递减规律;Chen 等^[8]基于 Ozkan 研究结果给出了计算压裂水平井产能的有效方法,详细分析存在边界条件下的裂缝相互干扰问题;谢维扬等^[9]运用等值

渗流阻力法推导出页岩气藏压裂水平井稳定渗流公式,并用拟压力替换方法对压裂效果进行研究。

对裂缝几何形状、导流能力,王晓冬等^[10]给出了单条垂直裂缝导流能力的优化图版,曾凡辉等^[11]研究了气藏压裂水平井的多参数综合优化问题,张枫等^[12]利用当量井径模型提出了有限导流裂缝水平井的产能评价方法, Pedro 等^[13]提出了一种评估裂缝实际导流能力及支撑剂选择的经济影响的压裂优化方法。本文在此基础上研究更有实际意义的矩形封闭地层压裂水平井产量递减问题,建立了井口定压条件下的致密气压力控制方程,通过定义气体拟压力、拟时间消除方程气体动态滑脱、高压物性非线性影响,利用 Newman 乘积、Laplace 变换、相似流动替换和附加表皮因子修正的方法得到单条有限导流裂缝的压力公式,同时根据叠加原理和气井定

收稿日期:2013-03-28;修回日期:2013-05-10.

基金项目:国家科技重大专项(编号:2011ZX05015)资助.

作者简介:王军磊(1986-),男,山东威海人,博士研究生,主要从事渗流力学、气藏工程和数值模拟等方面的研究.

E-mail: williamwang_2@126.com.

压生产的约束条件计算压裂水平井的产量递减问题,分析裂缝长度、导流能力、条数和水平压裂长度等裂缝参数对气井产量的影响,以达到弹性采收率所需的有效开采年限为评价标准,利用正交试验法做参数的敏感度分析,为分段压裂水平井的裂缝参数优化设计提供理论依据。

1 致密气渗流模型

液体在多孔介质中为层状流动,自壁面至孔隙中心流动速度呈抛物线状[图 1(a)],致密储层渗透率极低,广泛发育纳米级孔隙,平均孔隙半径接近于孔隙半径^[13],气体沿固体壁面的滑脱效应明显[图 1(b)],与达西流动相比会产生额外的流量。

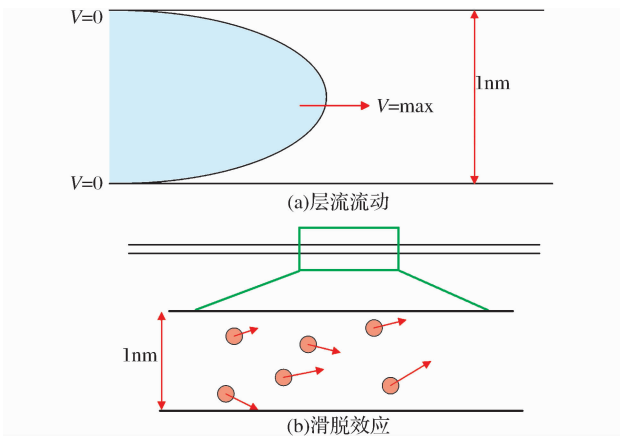


图 1 液体与气体在介质中流动示意

Fig. 1 Sketch of liquid and gas flowing in porous media

通过 Darcy 渗流定律和 Fick 扩散定律模拟纳米级孔隙的流动,总质量流速公式为:

$$v_t = v_D + v_F = -\rho_g \frac{k_\infty}{\mu_g} \cdot \nabla P - M_g D \cdot \nabla P \quad (1)$$

式中: ρ_g 为气体密度, g/cm^3 ; μ_g 为气体黏度, $mPa \cdot s$; k_∞ 为液体等效渗透率, μm^2 ; P 为气体压力, MPa^{-1} ; M_g 为气体分子量, mol/g ; D 为扩散系数, cm^2/s ; C 为气体浓度, g/cm^3 。利用气体的高压物性 $\rho_g = (PM_g)/(Z_g RT)$, 以及气体浓度 $C = \rho_g/M_g$ 处理式(1)

$$v_t = -\frac{M_g}{RT} \left[\frac{k_\infty P}{\mu_g Z_g} \cdot \nabla P + D \cdot \nabla \left(\frac{P}{Z_g} \right) \right] \quad (2)$$

利用高压物性关系进一步处理式(2)可得到:

$$v_t = -\rho_g \frac{k_\infty}{\mu_g} \left(1 + \frac{Pc_g \mu_g D}{Pk_\infty} \right) \nabla P \quad (3)$$

在式(3)中定义有效渗透率 k_a

$$k_a = k_\infty \left(1 + \frac{Pc_g \mu_g D/k_\infty}{P} \right) \quad (4)$$

式(4)与 Klinkenberg 公式形式相同,在 SI 单位制下定义气体动态滑脱因子 b_a

$$b_a = Pc_g \mu_g \frac{D}{0.006328k_\infty} \quad (5)$$

其中:扩散系数 D 与等效渗透率和气体分子量的关系式^[14-15]:

$$D = \frac{31.54}{\sqrt{M_g}} k_\infty^{0.67} \quad (6)$$

2 分段压裂水平井渗流模型

气体分子自地层孔隙通过渗流、扩散作用流入水力裂缝中,沿裂缝流入井筒后向井口流动(图 2)。为明确研究背景,渗流模型做如下假设:①地层等厚、均质,矩形,长轴 y_e ,短轴 x_e ;②水平井筒与地处长轴 y_e 平行,水力裂缝垂直于井筒;③不考虑水平井筒引起的地层流动,井筒无限导流,保持井口定压生产;④各裂缝等长、等间距,井筒两翼缝长相等。

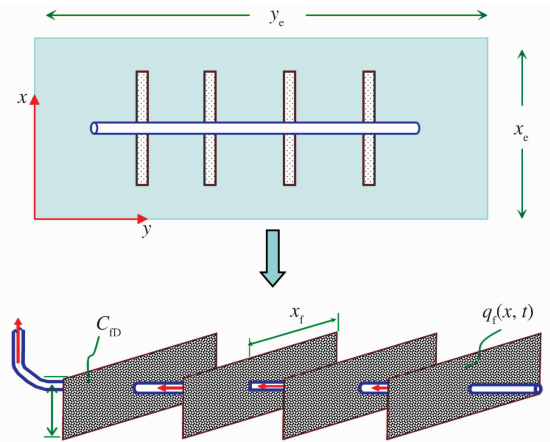


图 2 分段压裂水平井示意

Fig. 2 The structure of multiple fractured horizontal well

基于抽象的渗流数学模型,利用已得到的动态滑脱因子 b_a 定义气体拟压力、拟时间,同时对渗流模型进行无量纲化处理,得到单条裂缝压力动态;根据压力叠加原理及相关约束条件,求解方程组得到压裂水平井产量的不稳态递减规律,以形成裂缝参数敏感度分析的理论基础。

2.1 单条裂缝渗流模型

2.1.1 地层非稳态渗流模型

在时空域内,利用 Green 函数和 Newman 乘积原理可得到封闭地层中不同源/汇条件下的压力分布,但源/汇强度包含在关于时间的积分中,处理变强度时计算速度很慢,数值易发散,借助卷积公式的 Laplace 变换性质可以很好地处理这个问题。

第 i 条裂缝的缝长为 x_{fi} ,裂缝中心坐标为 $(x_{wi}$,

y_{wi}), 在致密气藏中形成的压力控制方程为:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[k_r(P) \frac{P}{\mu_g(P)Z(P)} \nabla P \right] + q_{fi}(x, t) \delta(y - y_{wi}) \\ & = \frac{\varphi \mu_g(P) c_g(P)}{k_\infty} \left[\frac{P}{\mu_g(P)Z(P)} \right] \frac{\partial P}{\partial t} \end{aligned} \quad (7)$$

式中: q_{fi} 为沿裂缝 i 流量分布, 定义致密气体拟压力式(8)和拟时间式(9)以处理式(7)

$$m(P) = \frac{\mu_{gi} Z_i}{P_i} \int_{P_{ref}}^P \frac{k_r}{\mu_g Z} P dP \quad (8)$$

$$t_a = (\mu_g c_t)_i \int_0^i \frac{k_r}{\mu_g c_t} dt \quad (9)$$

同时对式(7)做无量纲处理, 处理结果如下:

$$\nabla^2 M_D + q_{fDi}(x_D, t_D) \delta(y_D - y_{wDi}) = \frac{\partial m_D}{\partial t_D} \quad (10)$$

其中相关的 SI 制无量纲定义为:

$$t_D = \frac{0.0036 \times 24 k_\infty t_a}{\phi \mu_{gi} c_{gi} x_{ref}^2}; x_D = \frac{x}{x_{ref}}$$

$$m_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{2\pi}{x_{eD} y_{eD}} \int_0^{t_D} q_{fDi}(\tau) \underbrace{[S_{xDi} \cdot S_{yDi}]}_v d\tau \quad (11)$$

其中:

$$S_{xDi}(x_D, t_D, x_{wDi}, x_{fDi}) = \left[1 + \frac{2x_{eD}}{\pi x_{fDi}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 t_D}{x_{eD}^2}\right) \sin \frac{n\pi x_{fDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_{wDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_D}{x_{eD}} \right] \quad (12)$$

$$S_{yDi}(y_D, t_D, y_{wDi}) = \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 t_D}{y_{eD}^2}\right) \cos\left(\frac{n\pi y_{wDi}}{y_{eD}}\right) \cos\left(\frac{n\pi y_D}{y_{eD}}\right) \right] \quad (13)$$

根据卷积的 Laplace 反演性质处理式(11):

$$\tilde{m}_D(x_D, y_D, s) = \frac{2\pi}{x_{eD} y_{eD}} \bar{q}_{fDi}(x_D, s) \tilde{V}(x_D, y_D, s) \quad (14)$$

其中:

$$\begin{aligned} \tilde{V} &= \frac{1}{s} + \frac{2x_{eD}}{\pi x_{fDi}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \frac{1}{s + \frac{n^2 \pi^2}{x_{eD}^2}} \sin \frac{n\pi x_{fDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_{wDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_D}{x_{eD}} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{s + \frac{n^2 \pi^2}{y_{eD}^2}} \cos\left(\frac{n\pi y_{wD}}{y_{eD}}\right) \cos\left(\frac{n\pi y_D}{y_{eD}}\right) \\ &+ \frac{4x_{eD}}{\pi x_{fDi}} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{n} \sin \frac{n\pi x_{fDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_{wDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_D}{x_{eD}} \cdot \left[\sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{s + \frac{n^2 \pi^2}{x_{eD}^2} + \frac{m^2 \pi^2}{y_{eD}^2}} \cos\left(\frac{n\pi y_{wD}}{y_{eD}}\right) \cos\left(\frac{n\pi y_D}{y_{eD}}\right) \right] \right\} \end{aligned} \quad (15)$$

利用相关数学公式处理式(15), 可得到裂缝压力公式:

$$\tilde{m}_D(x_D, y_D, x_{wDi}, y_{wDi}, s) = \bar{q}_{fDi}(s) \Delta \tilde{m}_D(x_D, y_D, x_{wDi}, y_{wDi}, s) \quad (16)$$

其中:

$$\begin{aligned} \Delta \tilde{m}_D &= \frac{2\pi}{x_{eD}} \left\{ \frac{\cosh \sqrt{s} (y_{eD} - |y_D \pm y_{wDf}|)}{2\sqrt{s} \sinh y_{eD} \sqrt{s}} + \frac{x_{eD}}{\pi x_{fDi}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_{fDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_{wDi}}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi x_D}{x_{eD}}}{n \alpha_n} \right. \\ &\cdot \left. \frac{\cosh \alpha_n (y_{eD} - |y_D \pm y_{wDf}|)}{\sin(\alpha_n y_{eD})} \right\} \end{aligned} \quad (17)$$

注意, 需要利用 Bessel 函数等特殊函数对式(17)进行简化后才能进行计算。

$$x_{fDi} = \frac{x_{fi}}{x_{ref}}; C_{fDi} = \frac{k_{fi} \omega_{fi}}{k_\infty x_{fi}}$$

$$P_D(x_D, y_D, s) = \frac{m(P_i) - m(P)}{m(P_i) - m(P_{ref})}$$

$$q_{fDi} = \frac{1.842 \times 10^4 q_{fi}(t) \mu_{gi}}{k_\infty h [m(P_i) - m(P_{ref})]}$$

式中: k 为地层渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$; k_{fi} 为裂缝 i 渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$; ω_{fi} 为裂缝 i 宽度, m ; x_{fi} 为裂缝 i 长度, m ; x_{ref} 为参考长度, m ; φ 为地层孔隙度; μ_g 为气体黏度, $mPa \cdot s$; P_i 为原始地层压力, MPa ; P_w 为气井井底压力, MPa ; P_{ref} 为参考压力, MPa ; q_{fDi} 为裂缝 i 产量; c_g 为气体压缩系数; t 为生产时间, h ; x_{fi} 为裂缝 i 半长, m ; ω_{fi} 为裂缝 i 宽度, m ; k_{fi} 为裂缝 i 渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$ 。

利用 Newman 乘积原理处理式(10), 可以得到实空域单条均匀流量垂直裂缝形成的压力场:

2.1.2 裂缝内稳态渗流模型
气体从地层流入到裂缝后, 通过渗流作用运动

至水平井筒。对于填砂裂缝,由于裂缝体积较小,弹性较小,可忽略裂缝弹性的影响,流体在裂缝中简化为稳态形式。Riley 等^[16]曾用椭圆坐标处理线状裂缝内的流动,故可将裂缝近似为长轴为 x_f ,短轴为 w_f 的椭圆形裂缝,这里为了研究裂缝的导流能力可弱化裂缝内变质量流动效应^[7,17]。

水平井横向裂缝内的流动可分解为垂直裂缝流动+表皮因子 2 部分,表皮因子可以对横向裂缝内近井筒地带的径向流动效应进行定量表征,表皮因子表达式为^[18]:

$$skin = \frac{1}{C_{fdi}} \frac{h_D}{x_{fdi}} \left(\ln \frac{h_D}{2r_{wD}} - \frac{\pi}{2} \right) \quad (18)$$

垂直裂缝内流动可利用相似流动替换法计算^[19]:在 2 条无限长的相距为 d 的等压边界中线处有一井筒半径为 r_w 的生产井,流量为 q_{fi} (图 3)。

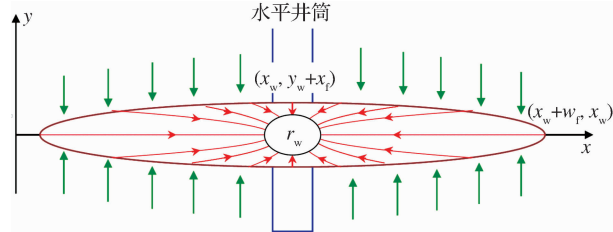


图 3 裂缝内椭圆形流动示意

Fig. 3 Elliptical flow pattern in vertical fracture

根据位势叠加原理结合贝塞特公式,得到裂缝内流动的解析解:

$$m_f(P) = \frac{(\mu_g)_i}{4\pi k_{fi} h} \ln \frac{\cosh \frac{\pi x}{2d} - \cos \frac{\pi y}{2d}}{\cosh \frac{\pi x}{2d} + \cos \frac{\pi y}{2d}} \quad (19)$$

假设认为式(18)中某一特定椭圆等压线与裂缝形状近似, $(0, w_f/2)$ 和 $(x_f, 0)$ 处为裂缝表面的(等)压力,从而可得到参数 d 与 $x_f, w_f/2$ 的函数关系式:

$$\tan \frac{\pi w_f}{8d} = \tanh \frac{\pi x_f}{4d} \quad (20)$$

同理可以得到(圆形)井筒处压力,利用式(19)可以得到裂缝内的产量关系式:

$$q_{fi}(t) = \frac{2\pi k_{fi} h}{(\mu_g)_i \ln \left(\tan \frac{\pi w_f}{8d_i} / \tan \frac{\pi r_w}{4d_i} \right)} \cdot [m_f(P_e(t)) - m_f(P_w)] \quad (21)$$

对式(21)进行无量纲化处理并做 Laplace 变换,可得到裂缝 i 表面的压力:

$$\begin{aligned} \bar{m}_{fD}(P_{eD}) &= \bar{q}_{fDi}(s) \cdot \\ &\frac{1}{C_{fdi} x_{fDi}} \ln \left(\tanh \frac{\pi x_{fDi}}{4d_{Di}} / \tan \frac{\pi w_{fD}}{4d_{Di}} \right) \end{aligned} \quad (22)$$

在地层中,对式(17)积分平均可得到裂缝 i 表面的压力:

$$\begin{aligned} \bar{m}_{wDi} &= \bar{q}_{fDi}(s) \Delta \bar{m}_{wDi} = \\ &\frac{\bar{q}_{fDi}(s)}{2x_{fDi}} \int_{x_{wDi}-x_{fDi}}^{x_{wDi}+x_{fDi}} \Delta \bar{m}_{fD}(x_{fD}, y_{wDi}, x_{wDi}, y_{wDi}, s) dx_{fD} \end{aligned} \quad (23)$$

利用地层与裂缝的耦合条件,即式(22)与式(23)相等,得到具有有限导流能力的水平井单条横向裂缝压力场:

$$\begin{aligned} \bar{m}_{fD}(x_{fD}, y_{fD}, x_{wDi}, y_{wDi}, s) &= \\ \bar{q}_{fDi}(s) \left\{ \Delta \bar{m}_{fD} - \Delta \bar{m}_{wDi} + \frac{1}{C_{fdi} x_{fDi}} \right. \\ &\left. \ln \left(\tanh \frac{\pi x_{fDi}}{4d_{Di}} / \tan \frac{\pi r_{wD}}{4d_{Di}} \right) + skin \right\} \end{aligned} \quad (24)$$

2.2 多段裂缝渗流模型

根据式(7)可知,地层中的压力控制方程为线性齐次方程,利用压力叠加原理,可得到 Laplace 空间下 n 条裂缝沿第 j 条裂缝产生的压力分布

$$\begin{aligned} \bar{m}_{fDj}(x_{fD}, y_{fDj}, s) &= \\ &\sum_{i=1}^n \bar{q}_{fDi}(s) \Delta \bar{m}_{fDji}(x_{fD}, y_{fDj}, x_{wDi}, y_{wDi}, s) \end{aligned} \quad (25)$$

不考虑水平井筒的导流能力,井口定压生产,各裂缝井筒处压力相等,裂缝产量及井口产量为时间的函数,形成 n 阶的线性方程组:

$$\begin{aligned} &\begin{bmatrix} \Delta \bar{m}_{fD11}(s) & \Delta \bar{m}_{fD12}(s) & \cdots & \Delta \bar{m}_{fD1n}(s) \\ \Delta \bar{m}_{fD21}(s) & \Delta \bar{m}_{fD22}(s) & \cdots & \Delta \bar{m}_{fD2n}(s) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \Delta \bar{m}_{fDn1}(s) & \Delta \bar{m}_{fDn2}(s) & \cdots & \Delta \bar{m}_{fDnm}(s) \end{bmatrix} \cdot \\ &\begin{bmatrix} \bar{q}_{fD1}(s) \\ \bar{q}_{fDf}(s) \\ \vdots \\ \bar{q}_{fDn}(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/s \\ 1/s \\ \vdots \\ 1/s \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (26)$$

利用 Stehfest 数值反演,Newton 迭代方法处理式(26)可以得到满意的计算结果,则任意时刻 t_D 下,压裂水平井气井产量满足:

$$q_{fD}(t_D) = q_{fD1}(t_D) + q_{fD2}(t_D) + \cdots + q_{fDn}(t_D) \quad (27)$$

3 气井产量递减规律

利用式(26)可以得到裂缝产量及井口产量随时间的变化规律。以 5 条裂缝为例进行计算分析,结果表明:压裂水平井自开井生产将先后经历 3 个流动阶段(图 4):①瞬时流阶段($t_D < 0.2$),包括双线性流、拟径向流,此时裂缝未相互干扰,流量相等且随时间平稳递减,相当于无限大地层中单条裂缝引

起的流动；②过渡流阶段 ($0.2 < t_{D} < 10$)，包括复合线性流和复合径向流，此时裂缝间相互干扰，各裂缝产量递减幅度开始不同，裂缝对应的泄流面积越大递减幅度越低；③晚期流阶段 ($t_{D} > 10$)，主要是边界控制流，此时压力波完全传播到边界上，压裂水平井的流动特征近似于缝长等于压裂段的单条裂缝特征，气井产量呈现指数型递减规律。

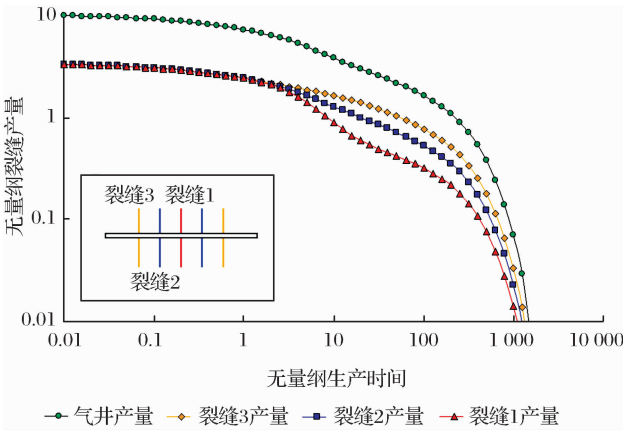


图4 裂缝流量递减规律及流态变化

Fig. 4 Rate decline and flow regime of single fracture

对于特定气藏而言，储层属性及气体物性固定。当井口压力恒定时气藏最终弹性采收率为常数，此时压裂水平井递减规律主要受裂缝属性(长度及导流能力)、数量和压裂段长度等因素影响，导致达到弹性采收率所需的开采年限不同(记为 $t_{D,max}$)。

(1)压裂段长度 L_{FD} 影响(图5)。设定相同裂缝数(均为3条)，从图5可看出， L_{FD} 越小裂缝干扰出现的越早越不利于开采，增加 L_{FD} 可改善开采效果，但并不是 L_{FD} 越大有效开采年限越短，而是存在最优值， $L_{FD}/y_{eD} = 2/3$ 。其主要原因是，当 L_{FD} 过小时裂缝相互干扰严重，导致内部阻力增加， L_{FD} 增加能够扩大裂缝系统与地层的接触面积，减小外部渗流阻力， L_{FD} 过大导致内外阻力不匹配，气井增产效果降低。

(2)裂缝数 n 影响(图6)。压裂段长度 L_{FD} 相同，沿井筒压裂3~9条裂缝，在裂缝未相互干扰阶段裂缝数决定气井产量，裂缝数越多增产效果越好，随着开采进行裂缝数少的气井递减加剧，在总体上呈现裂缝数越多气井递减幅度越小有效开采年限越小的规律，但同时改善递减幅度的效果也随着裂缝数增加而减小。

图5—图6反映出裂缝数、压裂段长度之间存在着最优组合，偏于最优值增产改善效果降低。其主要原因是，压裂水平井流动阻力可以分为水力裂缝内的人工阻力压裂段内裂缝相互干扰形成的内

阻力和压裂水平井与封闭地层间的外阻力，只有总的渗流阻力最小时气井产量递减幅度才最小。由镜像反演原理可知，各裂缝同时生产时裂缝间将形成虚拟的封闭边界，裂缝产量与各自对应的有效泄流面积呈正相关关系，当泄流面积相同时各裂缝递减规律一致，达到最优值，开采效果最好(图7)。

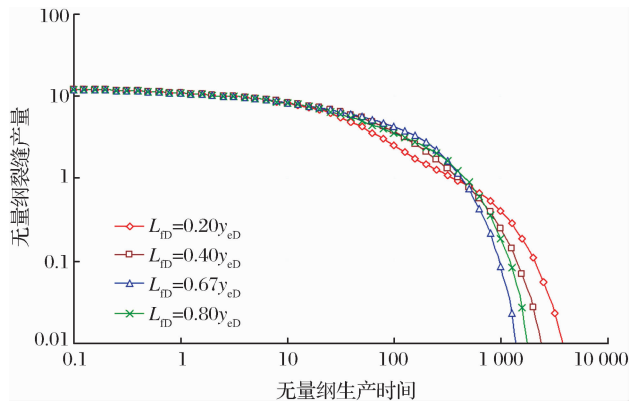


图5 压裂段长度对气井产量递减规律的影响

Fig. 5 The effect of fractured length on rate decline of gas well

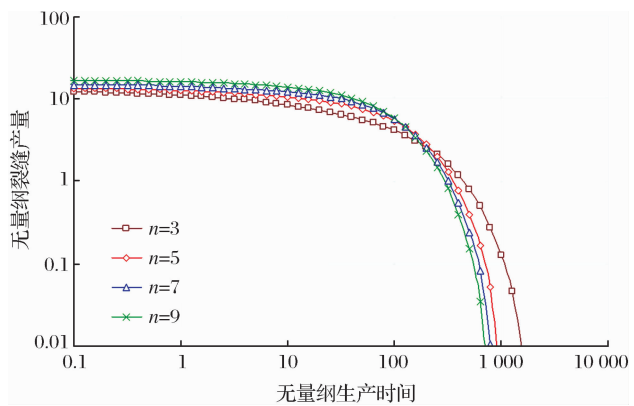


图6 裂缝数对气井产量递减规律的影响

Fig. 6 The effect of fracture number on rate decline of gas well

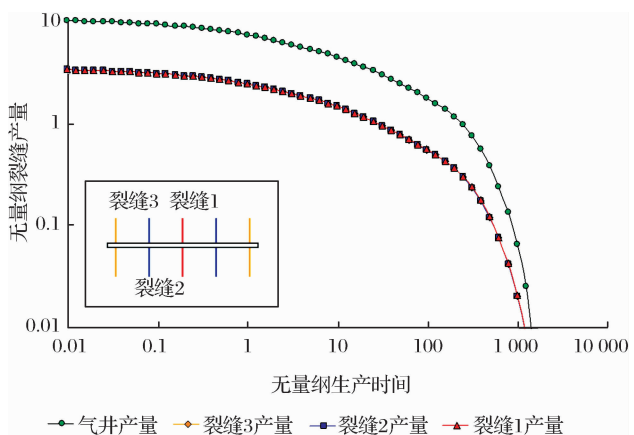


图7 最优裂缝间距下裂缝及气井递减规律

Fig. 7 The rate decline of gas well in the optimal fracture spacing

(3)裂缝长度影响(图 8)。图中反映缝长越大,气井产量越高,但随着缝长的增加气井产量增幅减小,产量增加与缝长不是简单的线性关系。主要原因是,大缝长能有效地增加了水力裂缝系统与气藏的接触面积,减少了气体从地层流入裂缝过程中的阻力,压裂水平井的等效井筒半径增加,但增加缝长也导致了裂缝干扰加剧内阻力增大,改善效果降低。

(4)裂缝导流能力影响与缝长变化规律一致。可解释为,当裂缝导流能力过低时,人工阻力过大,气藏供气能力较强,使得在裂缝表面形成流体聚集,形成附加压力,此时增加裂缝导流能力能够有效减小附加压力,增加气井产量。

4 裂缝参数敏感性分析

从图 5—图 9 可以看出,各个裂缝参数对气井

产量递减规律的影响方式和程度都是不同的,但上文只分析了各个单因素对压裂水平井产量递减规律的影响,没有实现各参数对气井产能影响的重要程度排序,即敏感度分析。通过引入正交试验设计法,以典型的具有代表性的有限个方案反映大量方案中所包含的内在本质规律,定量地确定参数对气井产量递减规律的影响。

根据致密气藏的基础数据,储层规模为 $349\text{m} \times 244\text{m}$,有效厚度为 20m ,孔隙度为 0.19 ,地层渗透率为 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,水平井筒半径为 0.107m ,原始地层压力为 29.13MPa ,井底流压为 1.45MPa ,气体初始黏度为 $0.021\text{mPa} \cdot \text{s}$,初始偏差因子为 0.87 ,初始压缩系数为 $2.28 \times 10^{-3} \text{MPa}^{-1}$ 。以达到弹性采收率所用的有效开采年限为评价标准,对相关裂缝参数进行敏感度分析,试验方案见表 1。

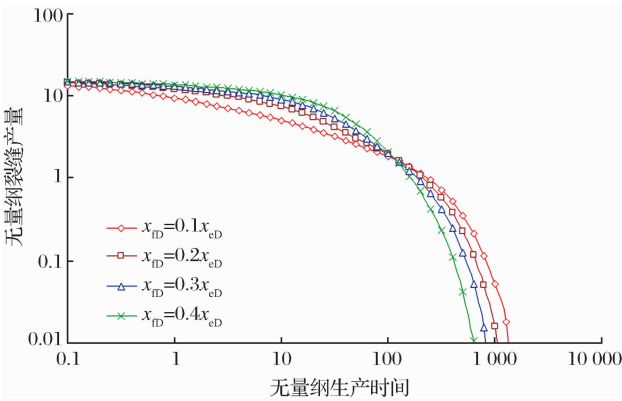


图 8 缝长对气井产量递减规律的影响

Fig. 8 The effect of fracture length on rate decline of gas well

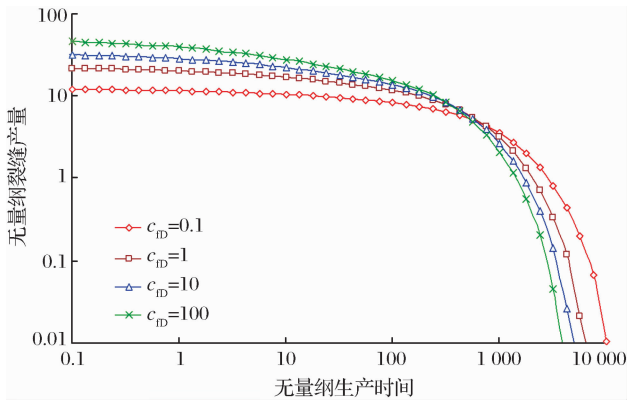


图 9 裂缝导流能力对气井产量递减规律的影响

Fig. 9 The effect of fracture conductivity on rate decline of gas well

表 1 分段压裂水平井产量递减规律分析结果

Table1 The rate decline of multiple fractured horizontal well

试验号	裂缝条数/n	缝长/m	压裂段长/m	导流能力/($\times 10^3 \mu\text{m}^3$)	开采时间/d
试验 1	3	24.4	69.8	122.3	2 786.749
试验 2	3	48.8	139.6	615.5	1 396.682
试验 3	3	73.2	219.4	1 223.0	881.251
试验 4	3	97.6	279.2	2 446.8	556.024
试验 5	5	24.4	139.6	1 223.0	2 004.044
试验 6	5	48.8	69.8	2 446.8	1 758.316
试验 7	5	73.2	279.2	122.3	1 109.423
试验 8	5	97.6	219.4	615.5	881.251
试验 9	7	24.4	219.4	2 446.8	1 123.409
试验 10	7	48.8	279.2	1 223.0	866.635
试验 11	7	73.2	69.8	615.5	2 213.589
试验 12	7	97.6	139.6	122.3	1 214.402
试验 13	9	24.4	279.2	615.5	1 109.423
试验 14	9	48.8	219.4	122.3	1 359.967
试验 15	9	73.2	139.6	2 446.8	881.251
试验 16	9	97.6	69.8	1 223.0	808.192

对试验结果进行极差分析(表2),从表中可以看出各裂缝参数对气井产量递减规律的影响程度由强到弱依次为:裂缝数>压裂段长度>缝长>导流能力。说明致密气藏开发要更加重视水力裂缝系统与地层之间的外部阻力,尽可能增大水力裂缝系统与地层的接触面积,有效增加压裂水平井的等效井径,在此基础上再对裂缝的导流能力进行合理的优化设计。

通过比较各参数4个水平的计算结果可知,裂缝数取 K_1 的指标值最小,所用开采年限最小,效果最好,缝长取 K_4 水平,压裂段长度为 K_4 水平,导流能力为 K_4 水平,由此看来该区块压裂水平井的最佳裂缝参数组合为裂缝数3条、缝长97.6m,压裂段长279.2m,导流能力为 $2\ 446.8 \times 10^3 \mu\text{m}^3$ 。

当然这种敏感度反应也会随着评价标准的不同而变化,在实际致密气藏开采中,应以“经济效益为中心”进行相关的经济技术评价。

表2 各裂缝参数对气井产量递减规律的极差分析

Table 2 The effect of fracturing parameters on range analysis of rate decline

取值水平	各因素不同取值水平有效开采时间/d			
	裂缝条数/n	缝长/m	段长/m	导流能力 ($\times 10^3 \mu\text{m}^3$)
水平 K_1	1 305.18	1 755.91	1 603.49	1 617.52
水平 K_2	1 438.26	1 076.24	1 099.61	1 390.67
水平 K_3	1 935.01	1 217.10	1 061.27	1 139.81
水平 K_4	1 485.29	691.85	910.47	1 079.58
极差	729.83	679.67	693.02	537.94

5 结论

(1)建立了考虑致密气动态滑脱效应的封闭地层分段压裂水平井渗流模型,通过新定义的气体拟压力、拟时间以消除模型非线性影响,应用相关数埋理论、相似流动替换和叠加原理得到模型的解析解。

(2)压裂水平井先后经历裂缝独立流动、裂缝干扰和拟稳态流动三大阶段,递减特征受裂缝数、压裂段长度、裂缝长和导流能力的影响。大裂缝长度和高导流能力可有效提高气井产能,压裂段长度和裂缝条数满足各裂缝泄流面积相等时,气井的开采效果最佳。

(3)以达到弹性采收率所需的有效开采年限为评价标准,在正交试验中,裂缝数、压裂段长度、缝长和导流能力对气井产能的影响程度依次降低,最优

参数组合为裂缝数3条、缝长为97.6m,压裂段长为279.2m,导流能力为 $2\ 446.8 \times 10^3 \mu\text{m}^3$,这为分段压裂水平井的优化设计提供了理论依据。

参考文献(References):

- [1] Arps J J. Analysis of decline curves[J]. Trans Aime, 1945, 160:228-247.
- [2] Fetkovich M J. Decline curve analysis using type curves[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 1:1-16.
- [3] Blasingame T A, McGrat T J, Lee W J. Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flow Rate System [C]. SPE 21513, 1991.
- [4] Ran Xinquan. The new approach of development in Sulige low permeability gas field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(21):59-62. [冉新权. 苏里格低渗透气田开发技术最新进展 [J]. 天然气工业, 2011, 31(21):59-62.]
- [5] Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(supplement 1):108-114. [董大忠, 邹才能, 杨桦, 等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景 [J]. 石油学报, 2012, 33(增刊1):108-114.]
- [6] Lian Peiqing, Tong Dengke, Cheng Linsong, et al. Analysis of productivity in unsteady state of vertical fractured horizontal well [J]. Journal of China University of Petroleum, 2009, 33(4):98-102. [廉培庆, 同登科, 程林松, 等. 垂直裂缝水平井非稳态条件下的产能分析 [J]. 中国石油大学学报, 2009, 33(4):98-102.]
- [7] Hao Mingqiang, Hu Yongle, Li Fanhua. Production decline laws of fractured horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2):269-273. [郝明强, 胡永乐, 李凡华. 特低渗透油藏压裂水平井产量递减规律 [J]. 石油学报, 2012, 33(2):269-273.]
- [8] Chen C C, Raghavan R S. A multiply-fractured horizontal well in a rectangular drainage region [J]. SPE Journal, 1997, 2:455-465.
- [9] Xie Weiyang, Li Xiaoping. Steady productivity of horizontal well in hydraulic fracture induced shale gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2):378-383. [谢维扬, 李晓平. 水力压裂导流的页岩气藏水平井稳态产能研究 [J]. 天然气地球科学, 2012, 23(2):378-383.]
- [10] Wang Xiaodong, Zhang Yitang, Liu Ciqun. Productivity evaluation and conductivity optimization for vertical fractured wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6):78-81. [王晓冬, 张义堂, 刘慈群. 垂直裂缝井产能及导流能力优化研究 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6):78-81.]
- [11] Zeng Fanhui, Guo Jianchun, He Songgen, et al. The optimization of fracturing parameters for fractured horizontal well in tight gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(11):1-5. [曾凡辉, 郭建春, 何颂根, 等. 致密砂岩气藏压裂水平井裂缝参数的优化 [J]. 天然气工业, 2012, 32(11):1-5.]
- [12] Zhang Feng, Zhao Shimin, Qin Jianmin, et al. Productivity of

the horizontal well with finite-conductivity fractures[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20 (5): 817-821. [张枫, 赵仕民, 秦建敏, 等. 有限导流裂缝水平井产能研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20 (5): 817-821.]

[13] Pedro E S, Terry T P. Hydraulic Fracture Optimization in Unconventional Reservoirs[C]. SPE 151128, 2012.

[14] Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.

[15] Ertekin T, King G A, Schwerer F C. Dynamic gas slippage: A unique dual-mechanism approach to the flow of gas in tight formation[J]. SPE Formation Evaluation, 1(1): 43-52.

[16] Riley M F, Brigham W E, Horne R N. Analytic Solutions for Elliptical Finite-Conductivity Fractures [C]. SPE 22656, 1991.

[17] Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case[C]. SPE 1515, 1961.

[18] Sollman M Y, Hunt J L, EirabaI A M. Fracturing aspects of horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990: 966-973.

[19] Liu Yuetian, Ge Jiali. Analytic solution for fluid flow through a circular anisotropic formation[J]. Journal of the University of Petroleum, 2000, 24(2): 40-43. [刘月田, 葛家丽. 各向异性圆形地层渗流的解析解[J]. 石油大学学报, 2000, 24(2): 40-43.]

Rate Decline of Multiple Fractured Horizontal Well and Influence Factors on Productivity in Tight Gas Reservoirs

WANG Jun-lei, JIA Ai-lin, HE Dong-bo, WEI Yun-sheng, QI Ya-dong

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: To investigate rate decline and influence factors on gas well productivity, a mathematical model was established based on new definitions of pseudo pressure and time incorporating the slippage effect. Rate solution for model was presented through applying Newman product principle, Laplace transform, substitution method and superposition method. The effect of fracture length, number, conductivity and length on rate decline was analyzed respectively, and the influence degree was measured based on orthogonal experimental design. The result shows that the value of elastic energy recovery is constant, but the maximal production time is the function of fracturing parameters. Better development effect means higher productivity and smaller maximal production time. It is realized by larger conductivity, fracture length, and equivalent drainage area controlled by fracture length and number. In orthogonal experimental design, fracture number owns the most obvious effect on maximal production time, and fracturing length takes second place, fracture length third, fracture conductivity fourth. In practical application, the optimization of MFHW is that fracture number equals to 3, fracture length equals to 97.6m, fracturing length equals to 279.2m, fracture conductivity equals to $2446.8 \times 10^3 \mu\text{m}^3$.

Key words: Tight gas; Multiple fracture; Pressure superposition; Production decline; Orthogonal experimental design; Maximal development time

简讯

2013 年国际石油十大科技进展

①海域深水沉积体系识别描述及有利储层预测技术有效规避勘探风险;②地震沉积学分析技术大幅提高储层预测精度和探井成功率;③天然气水合物开采试验取得重大进展;④深水油气开采海底工厂系统取得重大进展;⑤百万道地震采集系统样机问世;⑥钻井远程作业指挥系统开启钻井技术决策支持新模式;⑦三维流体采样和压力测试技术问世;⑧大型浮式液化天然气关键技术取得重大进展;⑨世界首创中低温煤焦油全馏分加氢技术开发成功;⑩天然气一步法制乙烯新技术取得突破性进展。

(摘自《中国石油报》)