

页岩气水平井体积压裂试井压力特征

李彦尊, 李相方, 徐敏

中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

摘要 页岩气藏普遍采用体积压裂方式开发。通过考虑吸附解吸影响的渗流方程,建立了考虑压裂体体积及展布的水平井渗流模型,分析了不同压裂体体积及展布情况下的压力特征。研究表明:压裂体体积及展布主要影响早期线性流曲线形态特征;压裂体的压裂程度影响着早期线性流持续时间的长短;早期线性流曲线特征受多重因素影响,在对体积压裂进行试井评价时需要综合考虑。

关键词 页岩气藏;压裂水平井;渗流模型;不稳定压力

中图分类号 TE357.1⁺²

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.22.010

Pressure characteristics of shale gas fractured horizontal well

LI Yanzun, LI Xiangfang, XU Min

College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Abstract Most shale gas reservoirs are exploited with the multi-hydraulic fracture method. In this paper, a new shale gas fractured horizontal well flow model is established which considers the effects of stimulated area's nonuniform distribution and gas desorption. With the plots of pressure and derivative curves, the stimulated area's volume and distribution characteristics are analyzed. The results demonstrate that the pressure curves are sensitive to fracturing effect. The well bottom hole pressure is lower when more areas are stimulated. The plots show that the duration of early linear flow depends on the volume of stimulated areas and their distribution, and that the fracture degree of stimulated area also affects the duration of early linear flow.

Keywords shale gas reservoir; multi-fracture horizontal well; flow model; transient pressure

由于页岩气藏具有较为致密的储层,渗透性差,通常利用水平井多重水力压裂方式(multi-fractured horizontal well, MFHW)进行开发^[1-3]。该工艺能在水平段产生一系列压裂体,同时在压裂体内部形成复杂裂缝网络,有效改善储层渗透率。实际生产表明,压裂体的体积大小和压裂程度决定着生产井的开发效果。但由于储层的非均质性及压裂过程中工艺控制的影响,常造成水平井各压裂段压裂效果差异巨大,研究显示,在压裂水平井中约1/3的压裂体贡献了大部分的产气量^[4]。但目前的压裂水平井模型主要以压裂体均匀分布为主^[5-7],未考虑各压裂体内压裂程度的差异,因此利用这些渗流模型所做的试井分析及产能评价均存在较大误差,无法反应水平井真实渗流情况,在开发评价中,需要建立水平井非均匀压裂渗流模型对页岩气井产能进行模拟预测。

本研究以双孔单渗模型为基础^[8-10],推导页岩气考虑吸附解吸作用的渗流方程,在此基础上建立考虑压裂体展布的水平井渗流模型,利用该模型评价不同压裂体展布情况及压裂程度对页岩气藏开发的影响。

1 页岩气非均匀压裂渗流模型的建立

1.1 物理模型

非均匀压裂水平井模型示意如图1所示。在实际储层中,由于压裂效果存在差异,各压裂体扩展范围互不相同,因此在本模型中引入了表征压裂体长宽高展布特征的参数。利用这些参数,结合实际压裂效果,可以对储层中压裂体的非均匀分布进行描述。该渗流模型假设条件如下:1)气藏外边界封闭;2)压裂体为长方体形,不同大小压裂体沿水

收稿日期:2015-06-24;修回日期:2015-09-24

基金项目:国家自然科学基金重大项目(51490654)

作者简介:李彦尊,博士研究生,研究方向为非常规油气渗流及产能评价,电子邮箱:liyanzun@gmail.com

引用格式:李彦尊,李相方,徐敏.页岩气水平井体积压裂试井压力特征[J].科技导报,2015,33(22):65-68.

平井轴向分布;3) 页岩气从基质解吸进入裂缝系统;4) 压裂体内以裂缝渗流为主,基质渗透率极低,气体在基质中的渗流过程可以忽略。

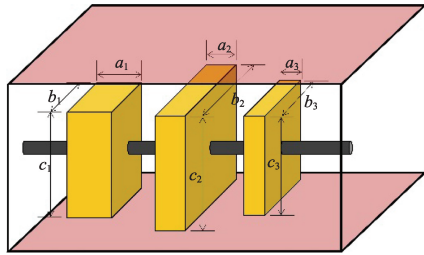


图1 非均匀压裂水平井示意

Fig. 1 Conceptual schematic of the nonuniform MFHW

1.2 数学模型

1.2.1 考虑吸附解吸的渗流方程

在页岩气藏中,页岩气主要以游离气和吸附气两种方式赋存在储层中。游离气赋存在储层孔隙中,其赋存量为:

$$n_f = \frac{p\phi}{RT} \quad (1)$$

式(1)中, n_f 为游离气量, mol; p 为压力, Pa; ϕ 为孔隙度; R 为理想气体常数, J/(K·mol); T 为温度, K。

吸附气量可以利用 Langmuir 等温吸附公式表示:

$$n_{ad} = \frac{n_{max}\beta p}{1+\beta p} \quad (2)$$

式(2)中, n_{ad} 为吸附气量, mol; n_{max} 为最大吸附量, mol; β 为 Langmuir 常数, MPa⁻¹。

对于可压缩气体的渗流方程可以表示为:

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \quad (3)$$

式(3)右侧表示研究对象单位时间内气体变化量,对式(2)进行时间求导,并连同式(1)一并代入式(3)可得

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = \left[\frac{M\phi}{RT} + \frac{Mn_{max}\beta}{(1+\beta p)^2} \right] \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

对式(4)进行展开并化简可得:

$$K_x \frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} + K_z \frac{\partial^2 p^2}{\partial z^2} = \frac{\mu}{\bar{p}} \left[\phi + \frac{RTn_{max}\beta}{(1+\beta p)^2} \right] \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (5)$$

式(5)中, K_x, K_y, K_z 分别为压裂体 x, y, z 方向渗透率, μ m²; \bar{p} 为 t 时刻的储层平均压力, MPa。

式(5)即为单个压裂体内的气体渗流公式。

1.2.2 压裂水平井渗流模型

在 Babu 等^[11]推导的水平井模型解的基础上,可以推得考虑吸附解吸作用渗流方程的解析解:

$$p_e^2 - p^2(x, y, z, t) = \left(\frac{1}{p} \left[\phi + \frac{RTn_{max}\beta}{(1+\beta p)^2} \right] \right)^{-1} \frac{q}{abcL} \int_{y_1}^{y_2} (S_x S_y S_z) dy_0 dt \quad (6)$$

式中, p_e 为地层压力, MPa; p 为 t 时刻, 点 (x, y, z) 处压力, MPa; a, b, c 分别为压裂体的长、宽、高, m; q 为该压裂段产量, m³/s; x_0, y_0, z_0 分别为压裂段中心位置坐标; y_1, y_2 分别为压裂段两端 y 方向上坐标; L 为该压裂体内水平井射孔段长度, m; S_x, S_y, S_z 表示坐标 (x_0, y_0, z_0) 处的瞬间点变换函数, 它们在 $x=0, a, y=0, b$ 和 $z=0, c$ 处满足封闭边界条件, 可表示为:

$$S_1 = S_1(x, x_0, t) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos \frac{n\pi x}{a} \cos \frac{n\pi x_0}{a} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 K_x t}{\alpha a^2} \right] \quad (7)$$

$$S_2 = S_2(y, y_0, t) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos \frac{n\pi y}{b} \cos \frac{n\pi y_0}{b} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 K_y t}{\alpha b^2} \right] \quad (8)$$

$$S_3 = S_3(z, z_0, t) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos \frac{n\pi z}{c} \cos \frac{n\pi z_0}{c} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 K_z t}{\alpha c^2} \right] \quad (9)$$

式中

$$\alpha = \frac{\mu}{p} \left[\phi + \frac{RTn_{max}\beta}{(1+\beta p)^2} \right] \quad (10)$$

式(6)可简化为

$$p_e^2 - p^2(x, y, z, t) = \Delta p^2 = F(t)q \quad (11)$$

式(11)即为单个压裂体的渗流方程解。

假设水平井有 n 段压裂段, 则第 i 段的压降为各压裂段 ($j=1, 2, \dots, n$) 在 i 处压降叠加总和:

$$\Delta p_i^2 = \sum_{j=1}^n F_{j,i}(t)q_j \quad (12)$$

1.3 模型求解

当页岩气井以定产方式生产时,在各压裂段产量之和为总产量:

$$Q_i = \sum_{j=1}^n q_j \quad (13)$$

忽略井筒流动总的流动摩阻,则各段在井筒处压差为0,可以建立如下关系:

$$\begin{cases} 0 = \Delta p_1^2 - \Delta p_2^2 = q_1[F_{1,1}(t) - F_{1,2}(t)] + q_2[F_{2,1}(t) - F_{2,2}(t)] + \dots + q_n[F_{n,1}(t) - F_{n,2}(t)] \\ 0 = \Delta p_2^2 - \Delta p_3^2 = q_1[F_{1,2}(t) - F_{1,3}(t)] + q_2[F_{2,2}(t) - F_{2,3}(t)] + \dots + q_n[F_{n,2}(t) - F_{n,3}(t)] \\ \vdots \\ 0 = \Delta p_{i-1}^2 - \Delta p_i^2 = q_1[F_{1,i-1}(t) - F_{1,i}(t)] + q_2[F_{2,i-1}(t) - F_{2,i}(t)] + \dots + q_n[F_{n,i-1}(t) - F_{n,i}(t)] \end{cases} \quad (14)$$

将式(13)、(14)联立得到的方程组中有 n 个方程, n 个未知数,采用高斯迭代法进行求解,可以得到在生产时间为 t 时各段的产量 q_i ($i=1, 2, \dots, n$),代入式(12),则计算出生产压差,并算出此时井底压力。

2 水平井井底压力特征评价

利用上述模型可以对定产情况下的水平井压降特征进行模拟计算。页岩气水平井由于采取体积压裂,压裂段数可以达到 15~20 段^[12]。本研究旨在揭示不同压裂体大小及展布的影响,为了减少计算量,因此将该计算模型进行简化,气

藏面积为 500 m×2000 m, 储层厚度 80 m, 水平井长度为 150 m, 分 3 段进行压裂。模型中页岩气井以定产方式生产, 计算结果如图 2 所示。

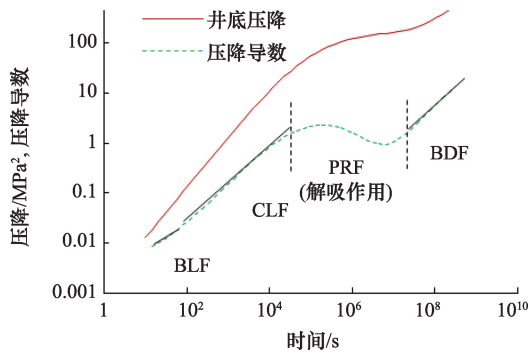


图 2 页岩气藏压裂水平井典型压降曲线

Fig. 2 Flowregimes in pressure drop and derivative plot of MFHW in shale gas reservoir

利用上述数据计算可以得到典型的页岩气压裂水平井压降曲线, 曲线可以分为早期线性流 (BLF, CLF), 中期径向流 (PRF) 和后期边界控制流阶段 (BDF)^[13-15]。由于该模型考虑了吸附解吸的影响, 该曲线特征与常规曲线特征有所不同。在早期线性流阶段, 气体通过压裂体内的裂缝系统进入井筒, 存在裂缝线性流及各压裂体间的线性流过程。由于该过程时间较短, 吸附解吸的影响较小, 曲线形态与常规压裂水平井试井曲线类似, 显示为固定斜率的直线段。但在中期径向流阶段, 压裂体周围的储层及内部基质页岩气体解吸向裂缝系统供气, 造成井底压力下降缓慢。此时曲线特征与常规水平井试井曲线不同, 在导数曲线上形成下降趋势。进入后期边界控制流阶段, 压力传播到气藏边界, 形成边界控制流, 曲线上翘。

2.1 压裂体展布对压力特征影响

对压裂体均匀分布及压裂体非均匀展布下的压力特征进行了对比。研究中压裂体分布类型如图 3 所示。

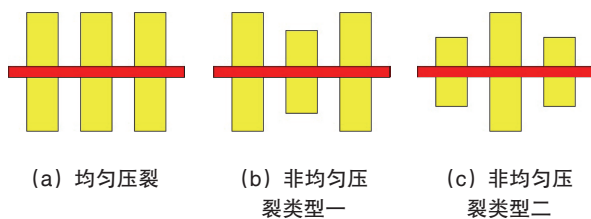


图 3 不同压裂体分布模型

Fig. 3 Types of heterogeneous models used in this study

图 4 为不同压裂体积下, 井底压力特征曲线。从图 4 可以看出, 不同类型的压裂体展布主要影响早期线性流阶段压降的大小, 在各压裂体均匀分布的情况下, 早期线性流阶段压降较小。而当各压裂体非均匀展布时, 其井底压降均有所增大, 在线性流阶段, 其对应曲线均在均匀展布曲线上方。

同时从曲线上也可以看出, 压裂体两端较发育时的生产压降小于压裂体中段较发育时的生产压降, 表明水平段两端压裂效果要比中段压裂效果好。

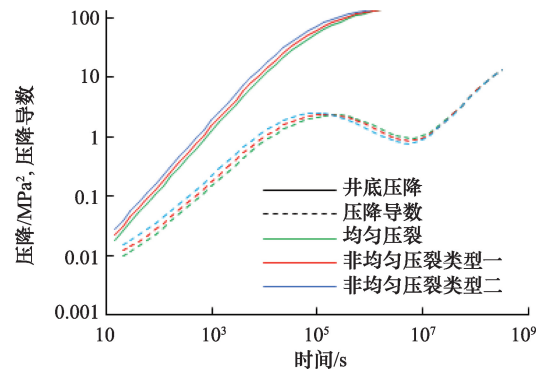


图 4 不同压裂体分布下压力特征

Fig. 4 Effects of heterogeneous of SRV on pressure drop and derivative plot

2.2 压裂程度对压力特征影响

由于不同压裂程度下, 裂缝发育密度不同, 在压裂体内的渗透率不同, 裂缝越发育, 其储层渗透率也越高。本研究利用储层渗透率来表征储层的压裂程度。图 5 是不同储层渗透率下的压降及导数曲线。从曲线可以看出, 在早期线性流阶段, 不同渗透率下的压降曲线重合; 随着渗透率的减小, 中期径向流阶段出现时间随之推迟, 达到后期边界控制流的时间也越晚, 这表明储层的压裂程度主要影响早期线性流持续的时间。

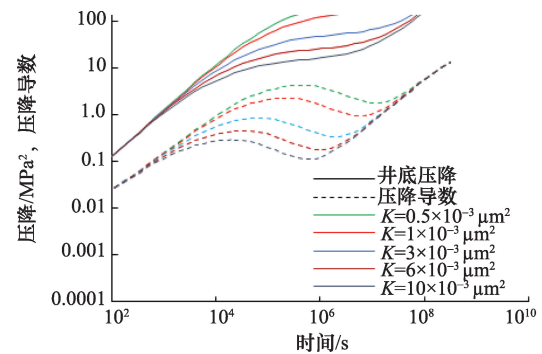


图 5 不同压裂程度下的压降及导数曲线

Fig. 5 Effects of stimulation degree on pressure drop and derivative plot

2.3 压裂体积对压力特征的影响

在水平井各段压裂体体积一致的情况下, 取压裂体 $a=200$ m, $b=40$ m, $h=80$ m 为参考体积, 令水平井总压裂体积 $SRV=1$ 。本研究中分别对 $SRV=0.5, 1.0, 1.5$ 的 3 种情况进行了模拟计算, 其计算结果如图 6 所示。

从图 6 可看出, 压裂体体积的大小主要影响早期线性流阶段。在早期线性流阶段, 不同压裂体积下压降曲线及压降

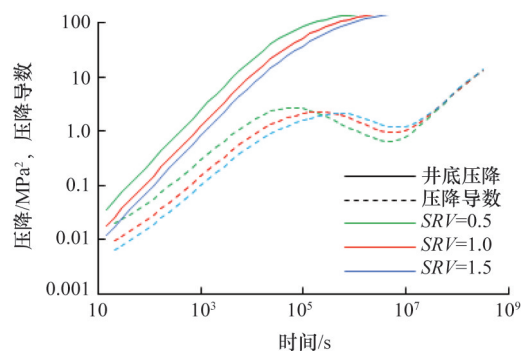


图6 不同压裂体体积下压力特征

Fig. 6 Effects of SRV size on pressure drop and derivative plot

导数曲线均不重合。压裂体体积越大,线性流阶段压降值越小,相应的导数值也越小。如当SRV=0.5、1.0、1.5时早期线性流结束的时间和径向流出现时间分别为6.5、18.6、37.5 h。同时研究结果表明,压裂体体积越大,早期线性流持续时间越长,相应的中期径向流出现时间越晚。在中期径向流阶段,由于压裂体体积越小,压降越大,则吸附气解吸量越多,对井底压力的影响越大。后期边界控制流阶段,不同压裂体体积情况下的压降及导数曲线分别汇聚成一条曲线,显示该阶段主要受气藏边界大小影响。

3 结论

1) 针对页岩气储层压裂过程中,压裂体体积大小不一,展布复杂的情况,本文建立了考虑压裂体体积及展布的页岩气压裂水平井渗流模型,并对其压力特征进行了评价分析。与常规渗流模型相比,该渗流模型较为符合生产实际情况。

2) 压裂体体积及展布主要影响早期线性流阶段及中期径向流阶段。在早期线性流阶段,压裂体体积越大,供气能力越强,对应的井底压降越小,该阶段持续时间也越长;而在中期径向流阶段,压裂体体积越小,对应压降越大,则单位体积解吸气量越多,对井底压力影响也越大,在导数曲线上呈现的下降趋势越明显。

3) 压裂体的压裂程度影响着早期线性流持续时间的长短。压裂体压裂程度越高,裂缝越发育,其储层渗透率也越高,对应井底压降也较低,早期线性流阶段持续时间越长。

参考文献(References)

[1] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 24-29.
Xue Chengjin. Technical advance and development proposals of shale gas fracturing[J]. Drilling Petroleum Techniques, 2011, 39(3): 24-29.
[2] 马超群, 黄磊, 范虎, 等. 页岩气井压裂技术及其效果评价[J]. 石油化工应用, 2011, 30(5): 1-3.
Ma Chaoqun, Huang Lei, Fan Hu, et al. Fracture in shale gas play and the evaluation of its effects[J]. Petrochemical Industry Application,

2011, 30(5): 1-3.
[3] 崔青. 美国页岩气压裂增产技术[J]. 石油化工应用, 2010, 29(10): 1-3.
Cui Qing. Fracture-stimulation technology of American shale gas[J]. Petrochemical Industry Application, 2010, 29(10): 1-3.
[4] David Spain, Glen Anderson. Controls on reservoir quality and productivity in the Haynesville Shale, northwestern Gulf of Mexico Basin[J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2010, 60: 657-668.
[5] 段永刚, 李建秋. 页岩气无限导流压裂井压力动态分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 26-29.
Duan Yonggang, Li Jianqiu. Transient pressure analysis of infinite conductivity fractured wells for shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 26-29.
[6] 樊冬艳, 姚军, 孙海, 等. 页岩气藏分段压裂水平井不稳定渗流模型[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014(5): 116-123.
Fan Dongyan, Yao Jun, Sun Hai, et al. Transient flow model of stage-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2014(5): 116-123.
[7] 曾慧, 姚军, 樊冬艳, 等. 页岩气藏分段压裂水平井产能影响因素分析[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(3): 324-328.
Zeng Hui, Yao Jun, Fan Dongyan, et al. Analysis of influencing factors about multi-stage fractured horizontal well productivity in shale gas reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(3): 324-328.
[8] 高杰, 张烈辉, 刘启国, 等. 页岩气藏压裂水平井三线性流试井模型研究[J]. 水动力学研究与进展, 2014, 29(1): 108-113.
Gao Jie, Zhang Liehui, Liu Qiguo, et al. Well test model of trilinear flow for fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Journal of Hydrodynamics, 2014, 29(1): 108-113.
[9] Ozkan E, Raghavan R, Apaydin O G. Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network[R]. SPE134830, Society of Petroleum Engineers, 2010.
[10] Gupta J, Templeton Barrett E, Yao Y, et al. Integration of fracture, reservoir, and geomechanics modeling for shale gas reservoir development[C]/SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition. Muscat, Oman: Society of Petroleum Engineers, 2013: 1-15.
[11] Babu D K, Odeh A. Productivity of a Horizontal Well (includes associated papers 20306, 20307, 20394, 20403, 20799, 21307, 21610, 21611, 21623, 21624, 25295, 25408, 26262, 26281, 31025, and 31035)[J]. Spe Reservoir Engineering, 1989, 4(4): 417-421.
[12] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2014(3): 425-430.
Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area[J]. Oil & Gas Geology, 2014(3): 425-430.
[13] Yan B, Wang Y, Killough J E. Beyond dual-porosity modeling for the simulation of complex flow mechanisms in shale reservoirs[C]/SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2013: 1-22.
[14] Bettam Y, Zerzar A, Tiab D. Interpretation of multi-hydraulically fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs[C]/SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2005: 1-8.
[15] Nobakht M, Clarkson C R, Kaviani D. New type curves for analyzing horizontal well with multiple fractures in shale gas reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2013, 10(1): 99-112.

(编辑 傅雪)