

改进的低渗透底水气藏压裂井见水时间预测公式

李晓平¹, 尚颖雪¹, 刘启国¹, 宋力², 谭晓华¹

1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500

2. 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 广汉 618300

摘要 低渗透底水气藏中的气井在实际生产中需通过压裂改造获得工业产能, 预测压裂井见水时间对合理开发该类气藏具有重要指导意义。针对低渗透底水气藏压裂井的渗流特征, 将渗流场划分为射孔段及其下部两个部分, 以稳态渗流理论为基础, 分别建立了符合各区渗流状态的产能方程, 结合水锥顶点的运动方程建立了低渗透底水气藏压裂井见水时间预测公式。实例计算表明, 压裂并能显著延缓气井见水时间, 利用本方法计算的见水时间更接近实际。敏感性分析表明, 随气藏打开程度增加, 气井见水时间先增大后减小; 增大裂缝半长及裂缝导流能力都将延缓气井见水, 但增加幅度逐渐降低, 存在最优值。

关键词 低渗透; 底水气藏; 压裂井; 有限导流; 见水时间

中图分类号 TE375

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.09.006

A modified prediction equation of water breakthrough time for fractured wells in low permeability gas reservoirs with bottom water

LI Xiaoping¹, SHANG Yingxue¹, LIU Qiguo¹, SONG Li², TAN Xiaohua¹

1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2. Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, PetroChina, Guanghan 618300, China

Abstract Jeopardized by poor reservoir properties, gas wells in low permeability reservoirs with bottom water should be fractured in order to acquire industrial capacities. Therefore, a modified equation for predicting well's water breakthrough time is studied for effectively developing low permeability gas reservoirs with bottom water. Based on the characteristics of seepage flow in fractured wells, the seepage field is divided into two parts, the perforation interval and its lower section. With the aid of steady state seepage theory, productivity equations for all fields are derived respectively. Eventually, a modified prediction equation is established by means of utilizing the motion equation of water cone apex. Case study shows that fracturing will postpone the process of water breakthrough and the time calculated by this article has less error as compared with the value gained by practical production data. The analysis on sensitive factors reveals that each parameter has its optimal value. With the increase of perforation degree, water breakthrough time will increase at first and then decrease. And the larger the fracture half-length and conductivity are, the longer the water breakthrough time will be. However, the increasing rates tend to be reduced gradually.

Keywords low permeability; gas reservoir with bottom water; fractured well; finite conductivity; water breakthrough time

低渗透气藏是中国重要的供应气源, 主要分布于四川盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、鄂尔多斯盆地以及渤海湾地

区^[1]。这类气藏储层物性差, 单井自然产能低, 在实际生产中需通过压裂、增大气井生产压差等手段获得工业产能^[2]。由

收稿日期: 2015-01-27; 修回日期: 2015-03-26

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239205)

作者简介: 李晓平, 教授, 研究方向为渗流力学、油气藏工程及试井分析, 电子信箱: lixiaoping@swpu.edu.cn

引用格式: 李晓平, 尚颖雪, 刘启国, 等. 改进的低渗透底水气藏压裂井见水时间预测公式[J]. 科技导报, 2015, 33(9): 40-45.

于生产压差较大,与气藏连通关系较好的底水将在井底附近形成水锥。低渗气藏储层物性差,底水锥进后易滞留于孔隙中,造成气体渗流面积减小,进而降低气井产能。因此,合理预测见水时间对高效开发该类气藏具有重要的指导意义。目前对直井见水时间的研究较多^[3-8],但针对压裂井方面的研究较少。Mohammad^[9]利用支持向量机及人工神经网络方法对压裂井见水时间进行了预测,研究表明影响见水时间最主要的3个因素依次为射孔深度、裂缝参数及气井产量。张庆辉^[10]利用保角变换方法建立了压裂气井产能方程,结合见水模型推导出压裂气井见水时间预测公式,研究表明气井压裂将延缓见水时间,但在推导过程中视裂缝具有无限导流能力,忽略了裂缝中气体的渗流过程,不符合压裂气井的真实渗流情况;在建立半球面向心流产能公式时,误将这部分流动的外边界当作整个气藏的外边界,这些都将成为见水时间预测的不准确。鉴此,本文将渗流场划分为射孔段、射孔段下部两个区域,基于稳态渗流理论及等价发展矩形思想,分别推导各区域的产能方程,结合水锥顶点的运动方程最终建立低渗透底水气藏压裂井见水时间预测公式,运用实例分析气藏打开程度、裂缝半长及裂缝导流能力对见水时间的影响。

1 模型建立及公式推导

1.1 物理模型

对于底水气藏,通常采用避射水层的方式延缓底水锥进,即当气井完井时在接近气藏顶部30%的位置进行射孔^[11,12]。假设一口压裂直井位于泄气半径为 r_e 、储层有效厚度为 h 的均质各向同性圆形低渗透底水气藏上部,射孔段长度为 h_p ,井筒半径为 r_w ,外边界压力为 p_e ,井筒压力为 p_{wf} 。为简化计算,作如下假设:1) 压裂裂缝为沿井眼对称分布的有限导流垂直裂缝,裂缝剖面呈高为射孔段长度 h_p 的矩形;2) 地层及裂缝内气体均为等温稳态渗流,不考虑地层及裂缝壁面污染;3) 忽略重力及毛管力的影响。在三维空间中,低渗透底水气藏压裂井水锥物理模型如图1所示。

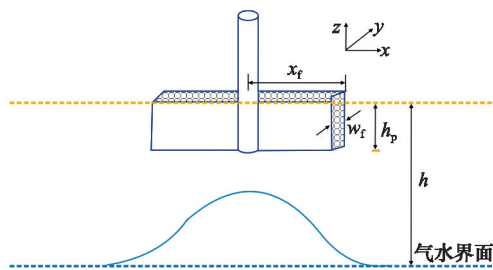


图1 低渗透底水气藏压裂井水锥物理模型

Fig. 1 Physical seepage model of fractured wells in low permeability gas reservoirs with bottom water

1.2 产能公式推导

将压裂井生产时的渗流场划分为射孔段及射孔段以下

两个区域。对于射孔段区域,压裂裂缝内的渗流为线性流。随着生产的进行,压力波不断向地层扩展,压裂裂缝的存在使地层内的平面径向流将变为以气井为中心,以裂缝端点为焦点的椭圆流。对于射孔段以下区域可划分为井底附近的半球面向心流以及远离井底的椭圆流。

1.2.1 射孔段产能方程推导

椭圆渗流稳态产能求解方法主要分为保角变换法^[13-16]与等价发展矩形法^[17-19]。本文假设的压裂裂缝具有有限导流能力,由于保角变换在数学处理时忽略了裂缝宽度,故本文采用等价矩形法求解射孔段产能。该区域水平面内的渗流场如图2所示,I区为地层内的椭圆流,II区为裂缝内的线性流。

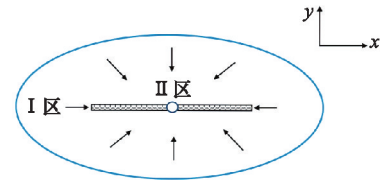


图2 射孔段水平面渗流场

Fig. 2 Perforation interval seepage field in the horizontal plane

将I区在 xy 坐标系下的渗流场转化为椭圆坐标,椭圆坐标与直角坐标的关系为

$$\begin{cases} x = a \cos \eta \\ y = b \sin \eta \end{cases} \quad (1)$$

其中,

$$a = x_f \cosh \xi \quad b = x_f \sinh \xi \quad \xi = \sinh^{-1} \left(\frac{2\pi r}{x_f} \right)$$

用发展的矩形族描述等压椭圆族,定义平均短半轴^[20]为

$$\bar{y} = \frac{2}{\pi} \int_0^{\frac{\pi}{2}} y d\eta = \frac{2b}{\pi} = \frac{2x_f \sinh \xi}{\pi} \quad (2)$$

则

$$\frac{dp}{d\bar{y}} = \frac{dp}{d\xi} \frac{d\xi}{d\bar{y}} = \frac{\pi}{2x_f \cosh \xi} \frac{dp}{d\xi} \quad (3)$$

地层内气体渗流的运动方程为

$$\frac{dp}{d\bar{y}} = \frac{\mu_g}{k_f} \frac{q_{gsc11}}{4x_f h_p \cosh \xi} \frac{p_{sc} Z T}{T_{sc} p} \quad (4)$$

式中, a, b 分别为椭圆的长半轴、短半轴长, m ; ξ, η 为椭圆坐标; r 为平面径向距离, m ; \bar{y} 为平均短半轴, m ; x_f 为裂缝半长, m ; h_p 为射孔厚度, m ; k_f 为气藏渗透率, m^2 ; μ_g 为气体黏度, $Pa \cdot s$; q_{gsc11} 为射孔段I区气体产量, m^3/s ; p 为渗流区域内压力, Pa ; p_{sc} 为标准状态下压力,常取 $101325 Pa$; T 为气藏温度, K ; T_{sc} 为标准状态下温度,常取 $293.15K$; Z 为渗流区域内气体偏差因子,无量纲。

将式(3)代入式(4),分离变量后由裂缝尖端到气藏外边界积分得

$$\int_{p_i}^{p_e} \frac{2p}{\mu_g} dp = \int_{\xi_i}^{\xi_e} \frac{q_{gsc11} p_{sc} T}{\pi k_f T_{sc} h_p} d\xi \quad (5)$$

将式(4)转化成现场常用的压力平方形式为

$$p_c^2 - p_i^2 = \frac{(\xi_c - \xi_i) \bar{\mu}_g \bar{Z} p_{sc} T}{\pi k_f h_p T_{sc}} q_{gsc11} \quad (6)$$

式中, p_c 为气藏外边界压力, Pa; p_i 为裂缝尖端压力, Pa; ξ_c 为椭圆坐标下泄气半径处坐标; ξ_i 为椭圆坐标下裂缝尖端处坐标。

II 区内气体在裂缝中流速较高, 采用 Forchheimer^[21] 提出的高速非达西流动方程描述该区气体渗流, 运动方程为

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\mu_g q_{gsc12} p_{sc} Z T}{k_f 2w_i h_p T_{sc} p} + \beta_i \frac{p M_{air} \gamma_g \left(\frac{q_{gsc12} p_{sc} Z T}{2w_i h_p T_{sc} p} \right)^2}{Z R T} \quad (7)$$

其中, $\beta_i = \frac{7.644 \times 10^{10}}{k_f^{1.5}}$ 。

对式(7)由井底到裂缝尖端积分得

$$\int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{2p}{\mu_g Z} dp = \int_{r_w}^{x_i} \left(\frac{q_{gsc12} p_{sc} T}{k_f w_i h_p T_{sc}} + \frac{\beta_i M_{air} \gamma_g T p_{sc}^2 q_{gsc12}^2}{2w_i^2 h_p^2 \mu_g R T_{sc}^2} \right) dx \quad (8)$$

将式(8)转化成压力平方形式为

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \frac{(x_i - r_w) \bar{\mu}_g \bar{Z} p_{sc} T}{k_f w_i h_p T_{sc}} q_{gsc12} + \frac{\beta_i M_{air} \gamma_g (x_i - r_w) \bar{Z} p_{sc}^2 T}{2w_i^2 h_p^2 R T_{sc}^2} q_{gsc12}^2 \quad (9)$$

式中, p_{wf} 为井底压力, Pa; r_w 为井筒半径, m; q_{gsc12} 为射孔段 II 区气体产量, m^3/s ; k_f 为裂缝渗透率, m^2 ; w_i 为裂缝宽度, m; β_i 为裂缝内的速度系数, m^{-1} ; M_{air} 为空气相对分子质量, 常取 28.96; γ_g 为气体相对密度, 无量纲; R 为摩尔气体常数, 常取 $8314 \text{ Pa} \cdot m^3 / (kmol \cdot K)$ 。

1.2.2 射孔段下部产能方程推导

射孔段下部区域水平面渗流场如图 3 所示, 可将其视为 I 区远离井底区域的椭圆流与 II 区井底附近半球面向心流的组合流动。

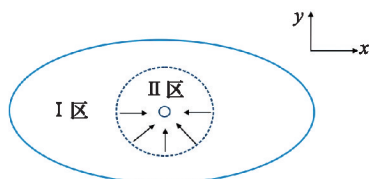


图 3 射孔段下部水平面渗流场

Fig. 3 Bottom section of perforation interval seepage field in the horizontal plane

I 区与 II 区分界面处的半径为^[22]

$$r_m = 1.5(h - h_p) \quad (10)$$

式中, r_m 为 1、2 区分界面处半径, m; h 为气层有效厚度, m。

由式(6)可得 I 区相应的产能方程为

$$p_c^2 - p_m^2 = \frac{(\xi_c - \xi_m) \bar{\mu}_g \bar{Z} p_{sc} T}{\pi k_f h_p T_{sc}} q_{gsc21} \quad (11)$$

式中, p_m 为射孔段下部 I、II 区分界面处压力, Pa; ξ_m 为椭圆坐标下射孔段下部 I、II 区分界面处坐标; q_{gsc21} 为射孔段下部 I 区气体产量, m^3/s 。

由于井底附近渗流速度较高, 故 II 区的渗流状态为高速非达西下的半球面向心流, 其运动方程为

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu_g q_{gsc22} p_{sc} Z T}{k_f 2\pi r^2 T_{sc} p} + \beta_f \frac{p M_{air} \gamma_g \left(\frac{q_{gsc22} p_{sc} Z T}{2\pi r^2 T_{sc} p} \right)^2}{Z R T} \quad (12)$$

其中, $\beta_f = \frac{7.644 \times 10^{10}}{k_f^{1.5}}$ 。

对式(12)分离变量后由井底到 r_m 积分得

$$\int_{p_{wf}}^{p_m} \frac{2p}{\mu_g Z} dp = \int_{r_w}^{r_m} \frac{q_{gsc22} p_{sc} T}{k_f \pi T_{sc}} \frac{1}{r^2} dr + \int_{r_w}^{r_m} \frac{\beta_f M_{air} \gamma_g T p_{sc}^2 q_{gsc22}^2}{2\pi^2 \mu_g R T_{sc}^2} \frac{1}{r^4} dr \quad (13)$$

将式(13)转化成压力平方形式为

$$p_m^2 - p_{wf}^2 = \frac{1}{\pi k_f} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_m} \right) \frac{\bar{\mu}_g \bar{Z} p_{sc} T}{T_{sc}} q_{gsc22} + \frac{\beta_f M_{air} \gamma_g}{6\pi^2} \left(\frac{1}{r_w^3} - \frac{1}{r_m^3} \right) \frac{\bar{Z} p_{sc}^2 T}{R T_{sc}^2} q_{gsc22}^2 \quad (14)$$

式中, q_{gsc22} 为射孔段下部 II 区气体产量, m^3/s ; β_f 为地层速度系数, m^{-1} 。

1.3 见水时间公式推导

设水锥顶点为 P , 则 P 点到达井底的时间即为压裂井见水时间。由于气水界面内外压力梯度相等^[10], 则水锥顶点 P 处水相的渗流速度为

$$V_w = \frac{k_w / \mu_w}{k_g / \mu_g} V_g \quad (15)$$

式中, V_w 为底水渗流速度, m/s; V_g 为气体渗流速度, m/s; k_g 为束缚水饱和度下的气相渗透率, m^2 ; k_w 为残余气饱和度下的水相渗透率, m^2 ; μ_w 为底水黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

P 点处水质点沿井轴方向运动所需时间为

$$dt = \frac{\phi(1 - S_{wc} - S_{gr})}{V_w} dr \quad (16)$$

将式(15)代入式(16), 由气水界面处到井底积分得

$$t_{bl} = \int_0^{h-h_p} \frac{\phi(1 - S_{wc} - S_{gr})}{\frac{k_w / \mu_w}{k_g / \mu_g} V_g} dr \quad (17)$$

式中, ϕ 为气藏孔隙度, 无量纲; S_{wc} 为束缚水饱和度, 无量纲; S_{gr} 为残余气饱和度, 无量纲; t_{bl} 为气井见水时间, s。

在稳态渗流场中, 求解见水时间的产能衔接条件为

$$\begin{cases} q_{gsc1} = q_{gsc1} + q_{gsc2} \\ q_{gsc1} = q_{gsc11} = q_{gsc12} \\ q_{gsc2} = q_{gsc21} = q_{gsc22} \end{cases} \quad (18)$$

式中, q_{gsc1} 为总产气量, m^3/s ; q_{gsc1} 为射孔段气体产量, m^3/s ; q_{gsc2} 为射孔段下部气体产量, m^3/s 。

将式(6)、式(9)、式(11)及式(14)的各项系数记为

$$a_1 = \frac{\pi k_f h_p T_{sc}}{(\xi_c - \xi_i) \bar{\mu}_g \bar{Z} p_{sc} T} \quad b_1 = \frac{(x_i - r_w) \bar{\mu}_g \bar{Z} p_{sc} T}{k_f w_i h_p T_{sc}}$$

$$c_1 = \frac{\beta_i M_{air} \gamma_g (x_i - r_w) \bar{Z} p_{sc}^2 T}{2w_i^2 h_p^2 R T_{sc}^2}$$

$$a_2 = \frac{\pi k_f h_p T_{sc}}{(\xi_c - \xi_m) \mu_g \bar{Z} p_{sc} T} \quad b_2 = \frac{1}{\pi k_f} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_m} \right) \frac{\mu_g \bar{Z} p_{sc} T}{T_{sc}}$$

$$c_2 = \frac{\beta_f M_{air} \gamma_g \left(\frac{1}{r_w^3} - \frac{1}{r_m^3} \right) \bar{Z} p_{sc} T}{6 \pi^2 R T_{sc}^2}$$

结合式(18)并转化为SI矿场单位制得

$$\begin{cases} a_1 b_1 (p_c^2 - p_i^2) + 10^{-18} a_1^2 c_1 (p_c^2 - p_i^2)^2 - (p_i^2 - p_{wf}^2) = 0 \\ a_2 b_2 (p_c^2 - p_m^2) + 10^{-18} a_2^2 c_2 (p_c^2 - p_m^2)^2 - (p_m^2 - p_{wf}^2) = 0 \end{cases} \quad (19)$$

则各区域交界面处的压力平方形式为

$$p_i^2 = \frac{(a_1 b_1 + 2 \times 10^{-18} a_1^2 c_1 p_c^2 + 1) - \sqrt{(a_1 b_1 + 2 \times 10^{-18} a_1^2 c_1 p_c^2 + 1)^2 - 4 \times 10^{-18} a_1^2 c_1 (a_1 b_1 p_c^2 + 10^{-18} a_1^2 c_1 p_c^4 + p_{wf}^2)}}{2 \times 10^{-18} a_1^2 c_1} \quad (20)$$

$$p_m^2 = \frac{(a_2 b_2 + 2 \times 10^{-18} a_2^2 c_2 p_c^2 + 1) - \sqrt{(a_2 b_2 + 2 \times 10^{-18} a_2^2 c_2 p_c^2 + 1)^2 - 4 \times 10^{-18} a_2^2 c_2 (a_2 b_2 p_c^2 + 10^{-18} a_2^2 c_2 p_c^4 + p_{wf}^2)}}{2 \times 10^{-18} a_2^2 c_2} \quad (21)$$

将式(20)、式(21)分别代入式(6)、式(11),即可得到射孔段及其下部区域相应的产能方程,则两区产能之比为

$$D = \frac{p_c^2 - p_i^2}{p_c^2 - p_m^2} \frac{\xi_c - \xi_m}{\xi_c - \xi_f} \quad (22)$$

由于现场通常为定地面产量生产,则将水锥顶点处气相速度表示为

$$V_g = \frac{q_{gsc2} B_g}{2 \pi r^2} = \frac{q_{gsc1} p_{sc} \bar{Z} T}{2 \pi r^2 (1 + D) T_{sc} p} \quad (23)$$

式中, B_g 为气体体积系数, m^3/m^3 ; D 为射孔段与射孔段下部产气量之比,无量纲。

文献[10]将气体体积系数 B_g 视为常数,但实际上由于 B_g 是压力 p 的函数,而在半球面向心流状态下 p 与径向距离 r 的关系为

$$p = p_{wf} + \frac{p_m - p_{wf}}{\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_m}} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r} \right) \quad (24)$$

将式(22)~式(24)代入式(17),整理得

$$t_{bt} = \int_0^{h-h_p} \frac{2 \pi \phi (1 - S_{wc} - S_{gr}) (1 + D)}{\frac{k_w / \mu_w}{k_g / \mu_g} q_{gsc1}} \cdot \frac{T_{sc}}{p_{sc} \bar{Z} T} \cdot \left[p_{wf} + \frac{p_m - p_{wf}}{\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_m}} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r} \right) \right]^2 dr \quad (25)$$

即为低渗透底水气藏压裂井见水时间预测公式,该式形式较为复杂,可通过数值积分进行求解。

2 实例计算及敏感性分析

2.1 实例计算

四川地区某低渗透水驱气藏利用压裂直井技术开发。该区主力开发层段储集层内存在边底水,但由于砂层组内隔夹层的隔挡削弱了边水的作用,故该区主要的水侵模式为底水锥进型。压裂井 X 未穿过隔夹层,所在气层有效厚度为 15.2 m,气层温度为 364.6 K,平均孔隙度为 5.8%,渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \mu m^2$,外边界压力为 30.2 MPa,泄气半径为 734 m,气体平均黏度为 0.028 mPa·s,气体相对密度为 0.6767,气体平均偏差因子为 0.9103,地层水黏度为 0.65 mPa·s。束缚水饱和度为 0.29 时的气相渗透率为 0.65,残余气饱和度为 0.18 时的水相渗透率为 0.21。压裂井 X 的射孔深度为气层有效厚度

的 1/3,井筒半径为 0.1 m,裂缝半长为 50 m,裂缝宽度为 5 mm,裂缝渗透率为 $10000 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。

将上述参数代入式(20)~式(22)中,即可求出交界面处压力与射孔段及其下端区域产能之比,计算结果如表 1 所示。

表 1 相关参数计算结果

Table 1 Results of relevant parameters

a_1	b_1	c_1	p_i	D
352.829	0.000684	324423.541	17.125	16.495
a_2	b_2	c_2	p_m	
277.935	0.0544	1545757127	29.401	

将气藏及气井 X 相应的参数与表 1 计算结果代入式(25)中,利用 Matlab 中的数值积分语句即可求得该井见水时间。再利用文献[10]及文献[6]的方法分别计算该井在压裂与未压裂情况下的见水时间,对比结果如表 2 所示。

表 2 见水时间对比结果

Table 2 Results of water breakthrough time calculated by different methods

计算方法	气井 X 情况	见水时间/d
本文	压裂	1093.6
文献[10]	压裂	376.5
文献[6]	未压裂	23.9

结合图 4 所示的该井生产水气体积比与氯根质量浓度可以看出,该井于 2009 年 9 月投产,投产初期水气体积比及氯根质量浓度维持在较低范围内,气井产出水主要为凝析水。2012 年 7 月开始,生产水气比显著增加,氯根质量浓度也呈上升趋势,这说明底水已锥进至井底,此时产出水成分主要为底水。结合该井生产资料,扣除关井时间,求得见水时间约为 993 d。由表 2 中的见水时间理论计算值可以看出,气井压裂可以明显延缓见水时间,这是因为压裂裂缝能够改善气体在井筒附近的渗流形态,将其由平面径向流转变为线性流,降低了渗流阻力。在地面定产量生产情况下,气井压裂后井底压力较高,底水锥进的动力也相应降低,因此见水时间晚于未压裂气井。利用本文公式计算的见水时间更接近于气井实际见水时间,证明本文建立的预测公式实用性较强。

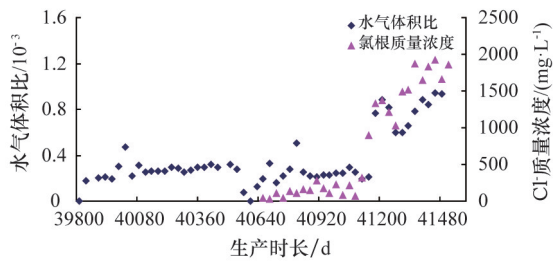


图4 气井X水气体积比与氯根质量浓度

Fig. 4 Gas water volume ratio and chloride concentration of gas well X

2.2 敏感性分析

根据实例计算中的基本数据,分别在不同的气藏打开程度,裂缝半长及裂缝导流能力下利用本文提出的方法计算气井X的见水时间(图5、图6、图7)。

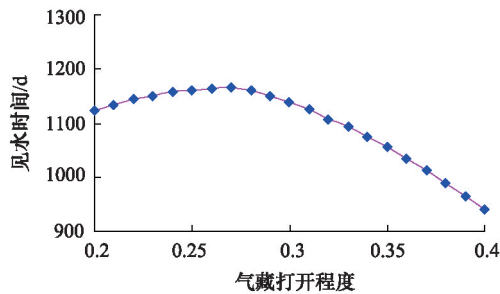


图5 气藏打开程度与见水时间关系曲线

Fig. 5 Relationship curve between perforation degree and water breakthrough time

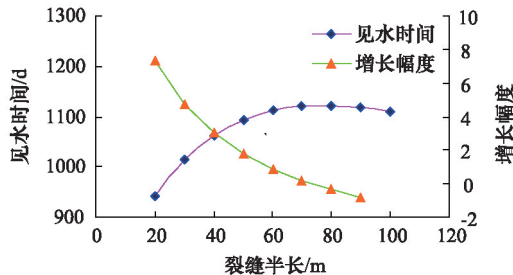


图6 裂缝半长与见水时间关系曲线

Fig. 6 Relationship curves between fracture half-length and water breakthrough time

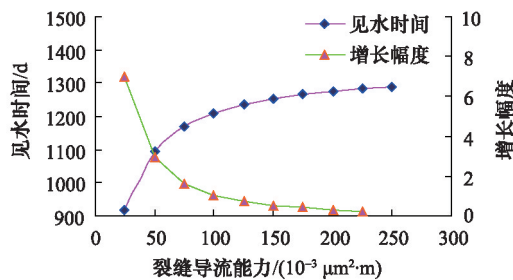


图7 裂缝导流能力与见水时间关系曲线

Fig. 7 Relationship curves between fracture conductivity and water breakthrough time

2.2.1 气藏打开程度

气藏打开程度为气井射孔厚度与气层有效厚度之比。当其他参数一定时,不同气藏打开程度下气井X见水时间如图5所示。由图5可以看出,其他参数一定时,随气藏打开程度增加,气井见水时间呈先增大后减小的趋势。这是因为增大气藏打开程度,射孔段部分越长,因压裂裂缝改善的储层区域越大,气体渗流入井的阻力越小,井底压力越高,底水锥进的动力越小,见水时间随之增加。但当打开程度继续增加时,井底离原始气水界面的距离将占据主导因素,将加快见水速度。从图5还可以看出,气藏打开程度存在最优值,该井最佳打开程度约为27%,在射孔施工前可依据本文建立的公式对气藏打开程度进行合理设计。

2.2.2 裂缝半长

当其他参数一定时,不同裂缝半长下气井X见水时间如图6所示。由图6可以看出,其他参数一定时,随裂缝半长增加,气井见水时间逐渐增加,但增加幅度逐渐减小,当裂缝半长增大到一定程度时,见水时间略有降低。这是因为增加裂缝半长将增大裂缝与储层的接触面积,更多的气体将通过裂缝到达井筒,即储层中更多气体的渗流阻力得以降低,井底附近压力降减少,底水锥进速度变慢,见水时间随之延长。但增加裂缝半长将导致裂缝内的压降增大,井底附近压力也会随之降低,因此裂缝半长并非越长越好。该井最佳压裂半长约为80 m,应在压裂施工前对裂缝半长进行合理设计,以期达到压裂效果最优化。

2.2.3 裂缝导流能力

当其他参数一定时,不同裂缝导流能力下气井X见水时间如图7所示。可以看出,其他参数一定时,随裂缝导流能力增加,气井见水时间逐渐增加,但增加幅度逐渐减小。这是因为增加裂缝导流能力既增加了裂缝与储层的接触面积,又降低了裂缝内的渗流阻力,见水时间随之增加。但增加裂缝导流能力也将一定程度上增加裂缝内气体渗流的压降,因此见水时间的增加幅度将逐渐减小。从图7可以看出,该井最佳裂缝导流能力约为 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。因此不应盲目增大裂缝导流能力,在压裂施工前应对裂缝导流能力进行合理设计。

3 结论

1) 建立了更符合低渗透底水气藏压裂井渗流特征的见水时间预测公式。相较于文献中的方法,该公式综合考虑了各区渗流状态,裂缝有限导流能力及气体体积系数的影响,预测结果更接近气井实际见水时间。

2) 敏感性分析表明,压裂能延缓气井见水时间。随气藏打开程度增加,气井见水时间变化趋势为先增大后减小;随裂缝半长及裂缝导流能力增加,气井见水时间逐渐增大但增幅变缓。因此在气井投产前,可利用本文方法对各参数进行合理设计,以期达到延缓气井见水,延长气井无水采收期的目的。

参考文献 (References)

- [1] 张宁生. 低渗气藏开发的关键性技术与发展趋势 [J]. 天然气工业, 2006, 26 (12): 38-41.
Zhang Ningsheng. Key production technologies of low-permeability gas reservoirs and their development trend[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 38-41.
- [2] 李士伦, 孙雷, 杜建芬, 等. 低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策 [J]. 新疆石油地质, 2004, 25(2): 156-159.
Li Shilun, Sun Lei, Du Jianfen, et al. Difficulties and measures for development of low permeability tight gas reservoirs and condensate gas reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(2): 156-159.
- [3] Sobocinski D P, Cornelius A J. A correlation for predicting water coning time[J]. Journal of Petroleum Technology, 1965, 17(5): 594-600.
- [4] Tabatabaei M, Ghalambor A, Guo B. An analytical solution for water coning in vertical wells [J]. SPE Production & Operations, 2012, 27(2): 195-204.
- [5] 郑洪印. 底水气藏气井动态模拟研究 [J]. 新疆石油地质, 1991, 12 (3): 223-228.
Zheng Hongyin. Simulation study of gas well performance for gas reservoir with bottom water[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1991, 12 (3): 223-228.
- [6] 黄炳光, 刘蜀知. 实用油藏工程与动态分析方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 199-203.
Huang Bingguang, Liu Shuzhi. Reservoir engineering and dynamic practical analysis methods[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 199-203.
- [7] 王会强, 李晓平, 杨琪, 等. 底水气藏见水时间预测方法[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(1): 92-93.
Wang Huiqiang, Li Xiaoping, Yang Qi, et al. A prediction of water breakthrough time in gas reservoirs with bottom water [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(1): 92-93.
- [8] 张庆辉, 李相方, 张磊, 等. 考虑启动压力梯度的低渗底水气藏见水时间预测[J]. 石油勘探技术, 2012, 40(5): 96-99.
Zhang Qinghui, Li Xiangfang, Zhang Lei, et al. Prediction of water breakthrough time in low permeability gas reservoirs with bottom water in consideration of threshold pressure[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(5): 96-99.
- [9] Ahmadi M A, Ebadi M, Hosseini S M. Prediction breakthrough time of water coning in the fractured reservoirs by implementing low parameter support vector machine approach[J]. Fuel, 2014, 117: 579-589.
- [10] 张庆辉, 屈信忠, 柳金城, 等. 低渗底水气藏压裂气井见水时间预测[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 77-81.
Zhang Qinghui, Qu Xinzong, Liu Jincheng, et al. Prediction of water breakthrough time in fractured gas well in low-permeability gas reservoir with bottom water [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35 (1): 77-81.
- [11] 关文龙, 李敬松, 李相方. 低渗底水气藏设开水层气水合采新方法 [J]. 天然气工业, 2006, 23(5): 79-82.
Guan Wenlong, Li Jingsong, Lixiangfang. New technique of gas water recovering together for low permeability and bottom water reservoir by perforating water-bearing formation[J]. Natural Gas Industry, 2006, 23 (5): 79-82.
- [12] 吴克柳, 李相方, 韩易龙, 等. 底水气藏水平井临界生产压差变化规律[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(6): 630-633.
Wu Keliu, Li Xiangfang, Han Yilong, et al. Variation of critical producing pressure differential of horizontal well in gas reservoir with bottom water[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(6): 630-633.
- [13] 汪永利, 蒋廷学, 曾斌. 气井压裂后稳态产能的计算[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 65-68.
Wang Yongli, Jiang Tingxue, Zeng Bin. Productivity performances of hydraulically fractured gas well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 65-68.
- [14] 郭晶晶, 张烈辉, 梁斌, 等. 考虑启动压力梯度的低渗气藏压裂井产能分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(7): 45-47.
Guo Jingjing, Zhang Liehui, Liang bin, et al. Productivity analysis of a fractured well in low-permeability gas reservoirs considering threshold pressure gradient[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 45-47.
- [15] 熊健, 刘向君, 陈朕. 低渗气藏压裂井动态产能预测模型研究[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(2): 82-85.
Xiong Jian, Liu Xiangjun, Chen Zhen. Dynamic productivity prediction model for fracturing wells in low permeability gas reservoir [J]. Lithology Reservoirs, 2013, 25(2): 82-85.
- [16] 孟令强, 黄炳光, 孟琦, 等. 考虑变启动压降的低渗气藏压裂井产能分析[J]. 天然气勘探与开发, 2013, 36(4): 57-60.
Meng Lingqiang, Huang Bingguang, Meng Qi, et al. Analysis on fractured-well productivity in low-permeability gas reservoir with consideration of variable starting pressure drop[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2013, 36(4): 57-60.
- [17] 罗天雨, 赵金洲, 郭建春. 求取压裂后气井产能的椭圆流方法[J]. 天然气工业, 2005, 25(10): 94-96.
Luo Tianyu, Zhao Jinzhou, Guo Jianchun. Elliptical flow method to calculate productivity of gas wells after fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(10): 94-96.
- [18] 何应付, 徐联玉, 吕万一, 等. 低渗气藏压裂井产能分析[J]. 特种油气藏, 2006, 13(5): 59-61.
He Yingfu, Xu Lianyu, Lü Wanyi, et al. Productivity analysis of fractured well in low permeability gas reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2006, 13(5): 59-61.
- [19] 周琦, 姜汉桥, 李志刚. 低渗气藏垂直裂缝井产能计算[J]. 油气井测试, 2009, 18(2): 8-11.
Zhou Qi, Jiang Hanqiao, Li Zhigang. Deliverability calculation for gas wells with vertical fracture in low permeability reservoir[J]. Well Testing, 2009, 18(2): 8-11.
- [20] 邓英尔, 刘慈群, 王允诚. 垂直裂缝井两相非达西椭圆渗流特征线解、差分分解及开发指标计算方法 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 60-63.
Deng Yinger, Liu Ciqun, Wang Yuncheng. Characteristic solution and finite difference solution of two-phase percolation in the direction of normal of ellipse and calculation of development indexes[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(1): 60-63.
- [21] Forchheimer P. Wasserbewegung durch boden[J]. Zeitz Vereines Deutsch Ingenieure, 1901, 45(1782): 1781-1788.
- [22] 杨丽娟. 低渗底水气藏水锥动态及合理开采对策应用研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2006: 41-43.
Yang Lijuan. Water coning dynamics in low permeability gas reservoir with bottom water and reasonable production plan[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006: 41-43.

(责任编辑 刘志远)