

一种改进的非均质底水气藏水平井产出动态预测方法

李亚辉¹, 冯伊涵², 王伟¹, 钟吉彬³

- 1. 榆林学院化学与化工学院 陕西榆林 719000
- 2. 中国石油测井有限公司长庆事业部解释中心 陕西西安 710201
- 3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院 陕西西安 710018

通讯作者: Email: liyahui723@126.com

项目支持: 国家自然科学基金项目“低渗透压裂水平气井多场耦合热变规律及裂缝诊断理论研究”(41904128)、榆林学院高层次人才科研启动基金项目“基于温度(压力)数据的水平气井产出剖面评价技术研究”(18GK23)

引用: 李亚辉, 冯伊涵, 王伟, 等. 一种改进的非均质底水气藏水平井产出动态预测方法[J]. 油气井测试, 2021, 30(5): 1-8.

Cite: LI Yahui, FENG Yihan, WANG Wei, et al. An improved production performance prediction method for horizontal wells in heterogeneous bottom water gas reservoirs [J]. Well Testing, 2021, 30(5): 1-8.

摘要 未考虑渗透率非均质性 & 井筒附近非达西效应的影响时, 底水气藏水平井产出动态预测方法难以确定储层非均质性和气井位置对产能和见水时间的影响。在镜像反映和势函数的叠加原理基础上, 考虑非均质、非达西效应和气-水界面抬升等因素的影响, 提出了水平井井筒见水时间及产出剖面预测模型。模拟结果表明, 底水气藏水平井的产能受渗透率非均质性和井筒位置的影响, 不考虑非均质拟表皮的影响, 将导致产气剖面偏高, 非均质性越强产量越低; 垂向渗透率越大更有利于提高气井产气量, 而垂向渗透率越小、水平渗透率越大, 越利于控制底水脊进; 无因次避水高度越大, 水平井见水时间越长, 水平井生产初期底水脊进速度相对比较均匀, 后期将急速上升。改进的预测方法对底水气藏水平井的开发具有一定的指导意义。

关键词 底水气藏; 水平井; 非均质储层; 拟表皮系数; 渗透率; 底水脊进; 见水时间; 动态分析

中图分类号: TE353 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.05.001

An improved production performance prediction method for horizontal wells in heterogeneous bottom water gas reservoirs

LI Yahui¹, FENG Yihan², WANG Wei¹, ZHONG Jibin³

- 1. School of Chemistry and Chemical Engineering, Yulin University, Yulin, Shaanxi 719000, China
- 2. Interpretation Center of Changqing Division, China Petroleum Logging Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710201, China
- 3. Exploration and Development Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China

Abstract: Without considering the influence of permeability heterogeneity and non-Darcy effect near the wellbore, the production performance prediction method of horizontal wells in bottom water gas reservoir is difficult to determine the influence of reservoir heterogeneity and gas well location on productivity and water breakthrough time. Based on the superposition principle of mirror reflection and potential function, considering the influence of heterogeneity, non-Darcy effect and gas-water interface lifting, a prediction model of water breakthrough time and production profile of horizontal well wellbore is proposed. The simulation results show that the productivity of horizontal wells in bottom water gas reservoir is affected by permeability heterogeneity and wellbore location. If the influence of heterogeneous pseudo skin is not considered, the gas production profile will be higher, and the stronger the heterogeneity, the lower the production. The larger the vertical permeability is, the more favorable it is to improve the gas production of the gas well, while the smaller the vertical permeability is and the larger the horizontal permeability is, the more favorable it is to control the ridging of bottom water; The larger the dimensionless water avoidance height is, the longer the water breakthrough time of the horizontal well is. At the initial stage of horizontal well production, the bottom water ridge velocity is relatively uniform, and will rise rapidly in the later stage. The improved prediction method has certain guiding significance for the development of horizontal wells in bottom water gas reservoirs.

Keywords: bottom water gas reservoir; horizontal well; heterogeneous reservoir; pseudo skin coefficient; permeability; bottom water ridging; water breakthrough time; dynamic analysis

水平井具有较小的生产压差及较大的泄气面积等优点,随着近年来钻井和采油采气技术的发展,使得水平井的应用范围变得越来越广泛^[1-4],尤其是在薄层和具有底水的储层当中。水平井在油藏工程方面已有大量的研究,主要包括水平井见水前水脊形态的二维解析解、产能和临界生产条件及见水时间预测等方面^[5-6]。范子非等^[7]从物质平衡原理出发,得出底水驱动油藏中水平井临界产量公式并定量地表示出水平井临界产量随着开采时间的增加而呈现递减趋势的变化规律。程林松等^[8]利用镜像反映和势的叠加原理,对底水驱油藏水平井稳定渗流问题进行了研究,得到了水平井流场分布、渗流速度、产能以及油井见水时间的计算公式,对水平井产能及见水时间的影响因素进行了分析。水平井在底水气藏方面的研究还相对较少。吴克柳等^[9]根据物质平衡原理推导了底水气藏开发的临界生产压差计算模型。朱维耀等^[10]在镜像反映和势函数叠加原理的基础上,推导了底水气藏水平井产能及见水时间预测模型。袁淋等^[11]基于渗流理论,在定采气指数的基础上,推导了底水气藏水平井产能预测的耦合模型。但上述研究中均未考虑渗透率非均质性及井筒附近非达西效应的影响。因此,本文在镜像反映和势函数叠加原理的基础上,综合考虑渗透率非均质性、非达西效应、气-水界面抬升和束缚水及残余气等因素影响,以球面向心流模式为基础建立了底水气藏水平井势的分布、水平井产能及见水时间预测模型,并分析了非均质性和气井位置对产能和见水时间的影响。

1 数学模型建立

本文在模型建立时以球面向心流为基本渗流模式,根据镜像反映和势的叠加原理,综合考虑界面抬升和束缚水及残余气等多种因素的影响,建立非均质性表征模型,从而得出考虑非均质性影响的底水气藏水平井产出动态预测模型。

1.1 压力分布及底水突破时间预测模型

根据镜像反映原理,可以将上边界封闭、下边界定压,四周无限大地层中一口生产井转换为无限大地层中两口生产井和两口注水井交替出现的无穷井排^[12],即通过镜像反映原理将原储层转换为空间无限大地层。

图1中原生产井轴心的 z 坐标为 z_w ,原储层厚度为 h ,假设水平井平行于 x 轴,则无穷井排中生产井的 z 坐标可表示为 $4nh+z_w$ 、 $4nh+2h-z_w$,而注水井

的 z 坐标可表示为 $4nh-z_w$ 、 $4nh-2h+z_w$,其中 $n=0, \pm 1, \pm 2, \dots$ 。

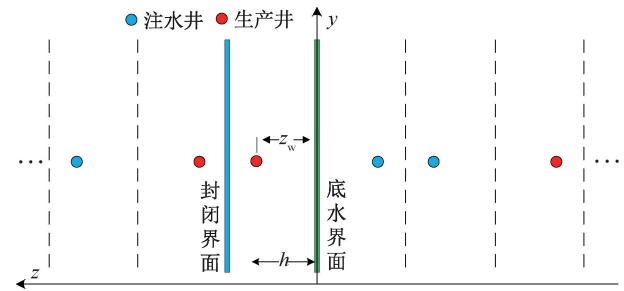


图1 底水气藏水平井镜像反映

Fig. 1 Mirror reflection of horizontal wells in bottom water gas reservoir

根据势的叠加原理可得,当水平井第 i 微元井段在生产时,其在空间点 $W(x,y,z)$ 处产生的拟压力分布模型为^[13-14]

$$\Phi(x,y,z) = \Phi_e + \sum_{i=1}^N \Phi_i(x,y,z) \quad (1)$$

$$\Phi_i(x,y,z) = -\frac{q_{D,i}}{L_i} \sum_{n=-\infty}^{n=+\infty} \times \left(\begin{aligned} &f(x,y,z,x_{i1},y_{i1},4nh+z_w,L_i) - \\ &f(x,y,z,x_{i1},y_{i1},4nh-z_w,L_i) + \\ &f(x,y,z,x_{i1},y_{i1},4nh+2h-z_w,L_i) - \\ &f(x,y,z,x_{i1},y_{i1},4nh-2h+z_w,L_i) \end{aligned} \right) \quad (2)$$

$$f(x,y,z,x_{i1},y_{i1},z_{i1},L_i) = \ln \left(\frac{d_1 + d_2 + L_i}{d_1 + d_2 - L_i} \right) \quad (3)$$

$$q_{D,i} = \frac{p_{sc} T q_{sci}}{2\pi K_i T_{sc}} \quad (4)$$

$$d_j = \sqrt{(x - x_{ij})^2 + (y - y_{ij})^2 + (z - z_{ij})^2} \quad j = 1, 2 \quad (5)$$

式中: h 为储层厚度,m; z_w 为水平井距底水距离,m; L_i 为第 i 微元段长度,m; $x_{i1}, y_{i1}, x_{i2}, y_{i2}$ 分别为第 i 微元段左右两端的 x, y 坐标,m; N 为水平井微元段数目; Φ_e, Φ 分别为定压边界及任意位置处的拟压力, $\text{Pa} \cdot \text{s}^{-1}$; q_{sc} 为标准状况下产气量, m^3/s ; K_i 第 i 微元段渗透率, m^2 。

对于各向异性储层,储层厚度和垂向位置可分别修正为 $h \sqrt{K_h/K_v}$ 和 $z \sqrt{K_h/K_v}$,渗透率则采用 $\sqrt{K_h K_v}$ 代替。

式(1)两边同时对 z 求偏导数可得:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial z} = \sum_{i=1}^N \frac{\partial \Phi_i}{\partial z} \quad (6)$$

其中

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial z} = -\frac{q_{D,i}}{L_i} \sum_{n=-\infty}^{n=+\infty} \left[\frac{\frac{\partial f(x,y,z,x_{il},y_{il},4nh+z_w,L_i)}{\partial z}}{\frac{\partial f(x,y,z,x_{il},y_{il},4nh-z_w,L_i)}{\partial z}} + \frac{\frac{\partial f(x,y,z,x_{il},y_{il},4nh+2h-z_w,L_i)}{\partial z}}{\frac{\partial f(x,y,z,x_{il},y_{il},4nh-2h+z_w,L_i)}{\partial z}} \right] \quad (7)$$

$$\frac{\partial f(x,y,z,x_{il},y_{il},z_{il},L_i)}{\partial z} = \frac{2L_i(z_{il}-z)}{(d_1+d_2+L_i)(d_1+d_2-L_i)} \frac{d_1+d_2}{d_1d_2} \quad (8)$$

垂直方向气相和水相的渗流速度可分别表示为^[15-16]

$$v_{gz} = -\frac{K_{rgwi}K_v}{\mu_g} \frac{dp_g}{dz} \quad (9)$$

$$v_{wz} = -\frac{K_{rwgr}K_v}{\mu_w} \left(\frac{dp_w}{dz} + \rho_w g \right) \quad (10)$$

式中: K_{rgwi} 为束缚水饱和度下气相相对渗透率,小数; K_{rwgr} 为残余气饱和度下水相相对渗透率,小数; v_{gz} 为气相垂向渗流速度,m/s; v_{wz} 为水相垂向渗流速度,m/s; ρ_w 为水的密度,kg/m³。

由于在气-水界面处气相和水相的压力梯度相等^[17],则

$$v_{wz} = \frac{K_{rwgr}\mu_g}{K_{rgwi}\mu_w} v_{gz} - \frac{K_{rwgr}K_v}{\mu_w} \rho_w g \quad (11)$$

因此根据复合函数的求导法则有

$$\nabla \Phi = \frac{2p}{\mu Z} \nabla p \quad (12)$$

将上式(12)代入式(9)和式(11)并化简可得

$$v_{wz} = -\frac{K_{rgwi}K_v}{2\mu_w} \frac{\mu Z}{p_g} \frac{d\Phi}{dz} - \frac{K_{rwgr}K_v}{\mu_w} \rho_w g \quad (13)$$

根据渗流速度与真实渗流速度之间的关系,并考虑原始束缚水饱和度 S_{wi} 和残余气饱和度 S_{gr} 的影响,则真实渗流速度为^[18]

$$v_{wz}^* = v_{wz} \varphi^{-1} (1 - S_{wi} - S_{gr})^{-1} \quad (14)$$

随着天然气的采出,气藏势必会亏空,亏空的部分则由底水补充。因此,气-水界面必将不断的抬升,单位时间内的抬升幅度为

$$\Delta h = v_{up} \Delta t = \frac{B_g q_{sc}}{\varphi \left(\frac{\pi}{3} r_e^2 + L_r \right) (1 - S_{wi} - S_{gr})} \Delta t \quad (15)$$

式中: φ 为气藏孔隙度,小数; r_e 为泄气半径,m; L 为水平井长度,m; S_{wi} 为束缚水饱和度,小数; S_{gr} 为残余气饱和度,小数; Δh 为气-水界面抬升高度,m; Δt 为时间,s; B_g 为天然气体积系数,小数。

根据上述(14)式、(15)式可得

$$dt = \varphi (1 - S_{wi} - S_{gr}) \left(v_{wz} + \frac{3B_g q_{sc}}{\pi r_e^2 + 3L_r} \right)^{-1} dz \quad (16)$$

对上式两边同时积分可得

$$t = \int_0^z \frac{\varphi (1 - S_{wi} - S_{gr}) (\pi r_e^2 + 3L_r)}{(\pi r_e^2 + 3L_r) v_{wz} + 3B_g q_{sc}} dz \quad (17)$$

式中: t 为底水突破时间,s。

当 $z=z_{well}=z_w-r_w$ 时,通过上式即可得到底水到达水平井井筒的时间,即水平井底水突破时间为

$$t_{bt} = \min \left(\int_0^{z_{well}} \frac{\varphi (1 - S_{wi} - S_{gr}) (\pi r_e^2 + 3L_r)}{(\pi r_e^2 + 3L_r) v_{wz,i} + 3B_g q_{sc}} dz \right) \quad (18)$$

1.2 非均质拟表皮表征模型

水平井入流速度剖面对水平井附近渗透率的非均质性比较敏感^[19],导致沿水平井井筒方向渗透率分布的非均质性会对产出剖面产生较大影响,因此引入非均质拟表皮系数来表征渗透率非均质性对整个水平井产出剖面的影响。根据表皮系数的定义及镜像反映后无限大空间中无穷水平井生产的情况,建立如图2所示的球面向心流油藏复合地质模型。

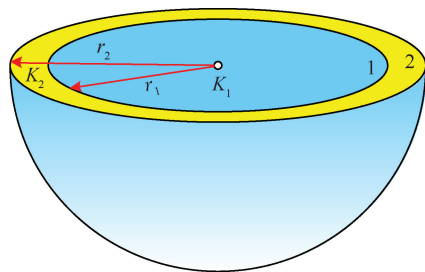


图2 球面向心流油藏复合地质模型

Fig. 2 Composite geological model of spherical core flow reservoir

在图2所示的复合模型中,根据球面向心模式,当 $r_2=r_e, p_2=p_e$ 时,则有

$$p_e - p_{wf} = \frac{q\mu_1}{2\pi K_1} \left[\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) + \left(\frac{1}{r_e} - \frac{1}{r_1} \right) + \frac{K_1\mu_2}{K_2\mu_1} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_e} \right) \right] \quad (19)$$

令:

$$S_{1,2} = \left(\frac{1}{r_e} - \frac{1}{r_1} \right) + \frac{K_1\mu_2}{K_2\mu_1} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_e} \right) \quad (20)$$

则(19)式可改写为

$$p_e - p_{wf} = \frac{q\mu_1}{2\pi K_1} \left[\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) + S_{1,2} \right] \quad (21)$$

式中: $S_{1,2}$ 为以区域1为主体时由于非均质性在区域2产生的拟外表皮因子。

同理,将水平井离散为 n 段,第 i 段的渗透率为 K_i ,该段段长为 L_i 。当汇点位于第1段时,以第1段中点为球心,以 $r_{11}=0.5L_1$ 为半径的球体区域内渗透率为 K_1 ,以 $r_{12}=r_{11}+L_2$ 为球半径作球形区域,两个区域的非重叠部分的渗透率为 $K_2^{[20]}$,依次类推可绘制出汇点位于第1微元段时所代表的非均质复合油藏剖面图如图3所示。

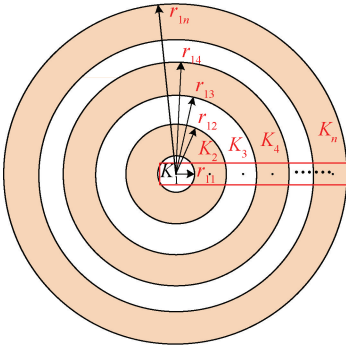


图3 拟表皮系数表征储层非均质性

Fig.3 Reservoir heterogeneity description by pseudo-skin factor

按照上述方法,当汇点位于第2微元段中点时,且假设流体黏度不随空间位置变化而变化,则由非均质性在第5段处产生的压差可表示为

$$\Delta p_{25} = \frac{q\mu}{2\pi K_2} \left[\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_{22}} \right) + \frac{K_2}{K_3} \left(\frac{1}{r_{22}} - \frac{1}{r_{23}} \right) + \frac{K_2}{K_4} \left(\frac{1}{r_{23}} - \frac{1}{r_{24}} \right) + \frac{K_2}{K_5} \left(\frac{1}{r_{24}} - \frac{1}{r_{25}} \right) \right] \quad (22)$$

则拟表皮系数可表示为

$$S_{2,5} = \left(\frac{1}{r_{25}} - \frac{1}{r_{22}} \right) + \sum_{j=2+1}^5 \left[\frac{K_2}{K_j} \left(\frac{1}{r_{2,j-1}} - \frac{1}{r_{2,j}} \right) \right] \quad (23)$$

由此可得,当汇点位于第 i 段时,由非均质性在第 j 段产生的拟表皮系数为

$$S_{i,j} = \left(\frac{1}{r_{i,j}} - \frac{1}{r_{i,i}} \right) + \sum_{t=i+1}^j \left[\frac{K_i \mu_t}{K_i \mu_i} \left(\frac{1}{r_{i,t-1}} - \frac{1}{r_{i,t}} \right) \right] \quad (24)$$

同理:

$$S_{j,i} = \left(\frac{1}{r_{j,i}} - \frac{1}{r_{j,j}} \right) + \sum_{t=i+1}^j \left[\frac{K_j \mu_{t-1}}{K_t \mu_j} \left(\frac{1}{r_{j,t}} - \frac{1}{r_{j,t-1}} \right) \right] \quad (25)$$

则整个水平井的拟表皮因子矩阵可表示为

$$S = \begin{bmatrix} 0 & S_{1,2} & \cdots & S_{1,n-1} & S_{1,n} \\ S_{2,1} & 0 & \cdots & S_{2,n-1} & S_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ S_{n-1,1} & S_{n-1,2} & \cdots & 0 & S_{n-1,n} \\ S_{n,1} & S_{n,2} & \cdots & S_{n,n-1} & 0 \end{bmatrix} \quad (26)$$

因此,沿水平井筒在第 i 段的总拟表皮系数可表示为

$$S_i = \sum_{t=1}^n S_{t,i} \quad (27)$$

由于 $r_w \ll r_e$,故水平井任意离散微元段 i 的等效井半径可表示为

$$r_{eff,i} = (r_w^{-1} + S_i + S_i^*)^{-1} \quad (28)$$

式中: S_i^* 为水平井第 i 段实际钻井污染产生的表皮因子。

气体黏度较小,从边界到井筒渗流面积逐渐减小,井筒周围的惯性和湍流效应变得十分显著,这将会在井筒周围产生额外的附加压降损失。在平面径向流模式下,水平井因非达西效应产生的附加压降损失为^[13,21]

$$\Delta p_n^2 = 21.1109 \beta \gamma_g Z T q_{sc}^2 L^{-2} (r_w^{-1} - r_n^{-1}) \quad (29)$$

其中

$$\beta = 7.644 \times 10^{10} / K^{1.5}$$

$$r_n = 10r_w$$

式中: Δp_n 为非达西流动压降损失,Pa; β 为速度系数, m^{-1} ;K为渗透率,mD; γ_g 为气体相对密度; r_w 为井半径,m; r_n 为非达西渗流区域半径,m。

则在近井非达西区域由非达西效应引起的拟压力可表示为

$$\Phi_{nD,i} = \frac{\Delta p_{n,i}^2}{\mu Z} \quad (30)$$

2 实例验证

以文献[10]中的相关数据在定0.1 MPa压差生产时,分别采用朱氏模型和本文提出的模型计算该井的产量分别为 $48.678 \times 10^4 m^3/d$ 和 $51.206 \times 10^4 m^3/d$ 。对比结果可以看出,在定生产压差的情况下,两种模型计算水平井产量比较接近,两者相差5.19%,说明本文所提模型是可靠的;但本文所提模型计算的产量大于前者,这主要是由于前者是基于平面径向流的渗流模式提出的模型,而本文则是基于球面向心流的渗流模式所提出的,平面径向流未能考虑水平井端面以外的两部分泄气区域,从而导致计算的产气量偏低。

3 敏感性分析

根据上述模型,对某底水气藏中存在的一口水平井进行敏感性分析,其基础参数为^[10-11,22]:储层温度 371 K,储层压力 30 MPa,储层厚度 10 m,垂向渗透率 0.01 mD,孔隙度 0.09,供给半径 750 m,井筒直径 0.2 m,井筒轴心距底水 5 m,井壁绝对粗糙度 0.05 m,水平段长 1 000 m,地层水黏度 0.65 mPa·s,束缚水饱和度和 0.25,束缚水饱和度下气相相对渗透率 0.75,残余气饱和度 0.3,残余气饱和度下水相相对渗透率 0.3,地层水密度 1 000 kg/m³,井底压力 25 MPa,天然气相对密度 0.617 8。不同水平渗透率分布规律见表 1。

表 1 水平渗透率分布

Table 1 Horizontal permeability distribution

距根端位置/ m	水平渗透率 K_h /mD		
	第 1 组	第 2 组	第 3 组
0 ~ 50	0.110	0.014	0.100
50 ~ 100	0.130	0.128	0.100
100 ~ 150	0.126	0.218	0.100
150 ~ 200	0.110	0.066	0.100
200 ~ 250	0.132	0.122	0.100
250 ~ 300	0.031	0.065	0.100
300 ~ 350	0.057	0.062	0.100
350 ~ 400	0.134	0.115	0.100
400 ~ 450	0.100	0.125	0.100
450 ~ 500	0.100	0.210	0.100
500 ~ 550	0.036	0.006	0.100
550 ~ 600	0.041	0.112	0.100
600 ~ 650	0.173	0.088	0.100
650 ~ 700	0.096	0.131	0.100
700 ~ 750	0.020	0.038	0.100
750 ~ 800	0.080	0.121	0.100
800 ~ 850	0.088	0.219	0.100
850 ~ 900	0.128	0.026	0.100
900 ~ 950	0.151	0.100	0.100
950 ~ 1 000	0.157	0.034	0.100

3.1 非均质拟表皮对产气剖面的影响

以第 1 组渗透率分布为例,分别计算不考虑和考虑非均质拟表皮影响的产出剖面和压力剖面,对比结果如图 4 和图 5 所示。

由图 4 可以看出,不考虑非均质拟表皮的影响时,其产量明显大于考虑拟表皮影响时的产量,且产出剖面的差值与水平渗透率分布规律一致,这是因为考虑非均质产生的拟表皮影响时导致井筒等效半径减小,从而使得井的产量降低,这也进一步导致水平井筒中摩擦压降和流体混合压降减小,使得压力剖面降低(图 5)。

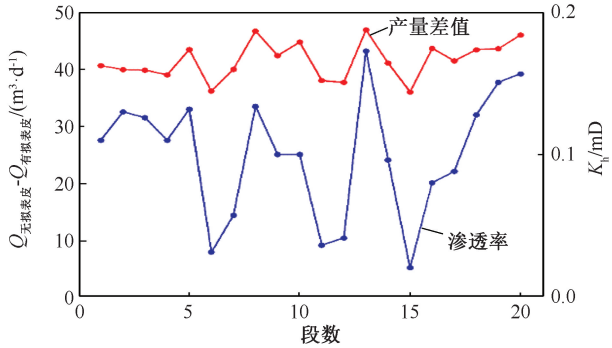


图 4 非均质拟表皮对产出剖面的影响
Fig.4 Effect of heterogeneous pseudo skin on production profile

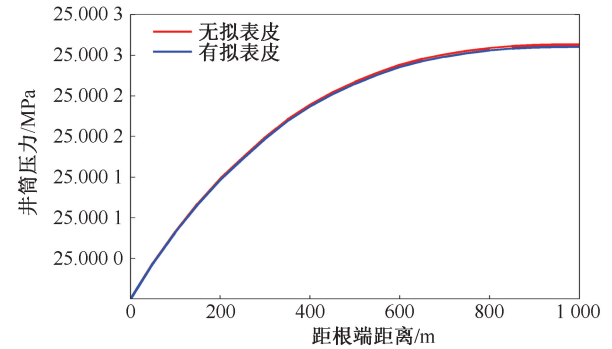


图 5 非均质拟表皮对压力剖面的影响
Fig.5 Effect of heterogeneous pseudo skin on pressure profile

3.2 渗透率分布对产气剖面的影响

以相同的平均渗透率,3 组不同的渗透率分布计算产出剖面及压力剖面,对比结果如图 6~8 所示。

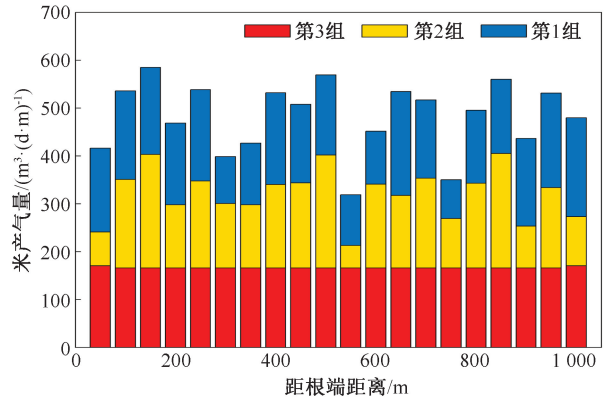


图 6 不同渗透率分布对应的产出剖面
Fig.6 Production profile corresponding to different permeability distribution

由图 6 可以看出,沿水平井渗透率分布越均匀,水平渗透率越大,则水平井的产量越高,随着水平渗透率极值比(K_{max}/K_{min})的增加,水平井的产量逐渐降低;这是由于渗透率非均质性越强,水平井生

产时不同渗透率段之间相互的影响越显著,致使水平井等效半径越小(图7),产量越低;这也进一步导致了井筒中压降损失出现差异,使得极值比越大压力剖面越低(图8)。

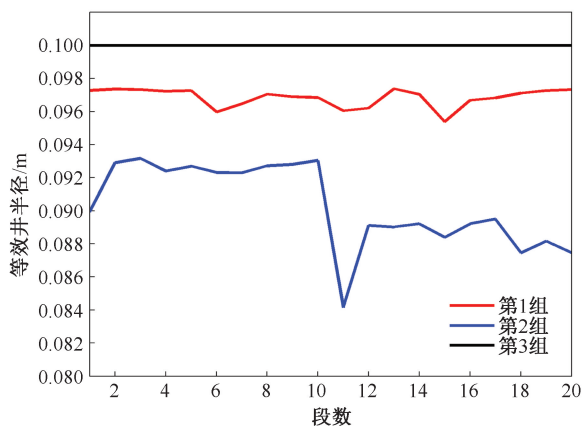


图7 不同渗透率分布对应的等效井半径

Fig. 7 Equivalent well radius profile corresponding to different permeability distributions

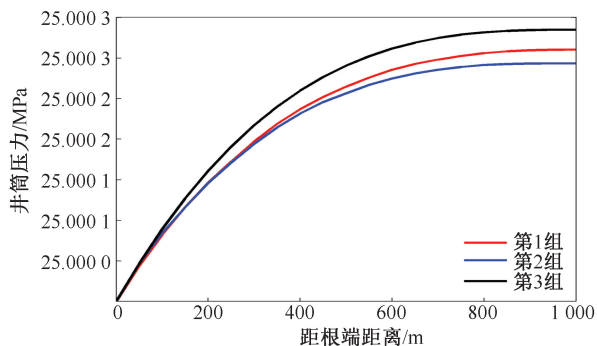


图8 不同渗透率分布对应的井筒压力剖面

Fig. 8 Wellbore pressure profile corresponding to different permeability distributions

3.3 底水脊进分析

非均质储层水平渗透率分布为第1组,分别以定井底压力 25 MPa 和定产气量 $14.264 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产时,由不同垂向渗透率对应的水平井底见水剖面可知(图9),在非均质储层中,水平井的见水时间分布与水平渗透率(K_h)分布规律一致,而随着垂向渗透率(K_v)的增大而减小。这是因为 K_h 越大,水平方向渗流阻力越小,使得垂向上底水的运动速度变慢,从而使井筒见水越晚; K_v 越大,垂向上渗流阻力越小,使得垂向上底水的运动速度越快,故水平井见水越早。以定井底压力生产时,水平井的产量随着渗透率的增加而增大,导致由非达西效应引起的渗流阻力逐渐变大,底水垂向运动速度随 K_v 的增加而增大,致使见水时间随 K_v 增加而减小。因此,

K_v 越大更利于提高气井产量,但不利于控制底水脊进;而 K_v 越小,越利于控制底水脊进。

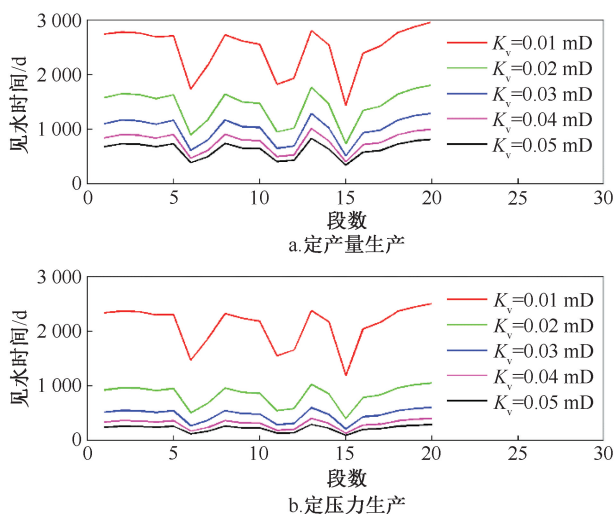


图9 不同渗透率分布对应的见水时间剖面

Fig. 9 Water breakthrough time profile corresponding to different permeability distributions

由图10可知,在其他参数相同的情况下,随着水平井无因次避水高度的增加,水平井见水时间越长即无水期越长。当无因次避水高度小于0.4时,见水时间增加比较缓慢,当无因次避水高度大于0.4时,见水时间快速增加。因此,增加水平井无因次避水高度将有效延长水平井的无水生产期。

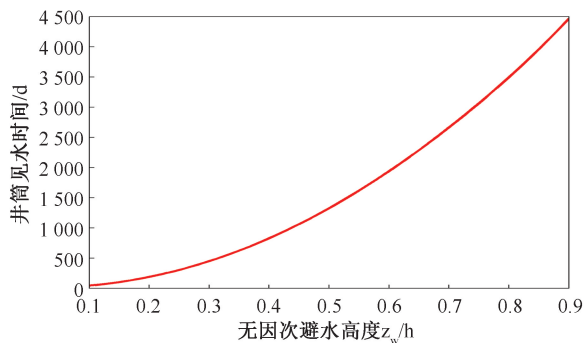


图10 无因次避水高度与井筒见水时间关系曲线

Fig. 10 Relationship between dimensionless water avoidance height and wellbore water breakthrough time

由图11可知,在定井底压力生产的情况下,随着无因次避水高度的增加,早期底水脊进的速度在明显减缓;同时还可以得出大致在前70%的时间段内,底水脊进速度相对比较均匀,而在后30%的时间段内底水脊进速度急剧增大。因此,如需要采取相关控水措施时,最好在前70%的时间段内进行。

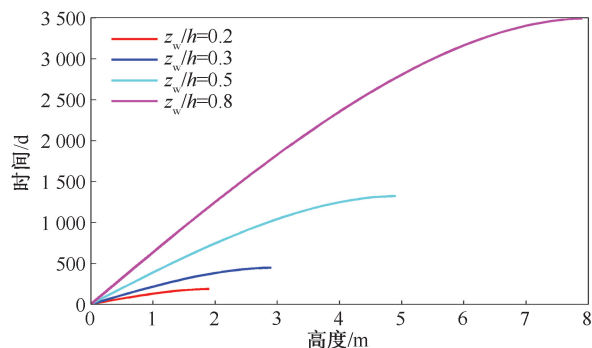


图11 不同水脊高度与生产时间关系

Fig. 11 Relationship between different ridge heights and production time

4 结论

(1) 基于镜像反映和势函数的叠加原理,在球面向心流模式基础上建立了考虑非均质拟表皮、非达西效应和气-水界面抬升影响的底水气藏水平井底水见水时间预测模型。

(2) 不考虑非均质拟表皮的影响会导致相同压差条件下产出剖面明显偏高;水平渗透率极值比(K_{\max}/K_{\min})增大会导致定压条件下水平井的产量降低。

(3) 水平井的见水时间受渗透率的分布影响,垂向渗透率越大在相同压差条件下更有利于提高产气量,但不利于控制底水脊进;而水平渗透率越大越利于延长无水期。

(4) 水平井见水时间受水平井垂向位置影响,无因次避水高度越大,见水越晚;水平井在投产后底水脊进速度逐渐加快,到后期底水将急速上升。

(5) 对于非均质底水气藏,在相同条件下为有效延缓底水锥进建议以相对较小的产量进行定产量生产,且控水措施可在中期进行,从而进一步延缓气井见水。

致谢:感谢榆林学院化学与化工学院的支持与帮助。

参考文献

[1] 陈志海,马新仿,郎兆新. 气藏水平井产能预测方法[J]. 天然气工业,2006,26(2):98-99.
CHEN Zhihai, MA Xinfang, LANG Zhaoxin. Deliverability prediction of horizontal gas well [J]. Natural Gas Industry, 2006,26(2):98-99.

[2] 肖寒. 威远区块页岩气水平井基于灰色关联分析的产能评价方法[J]. 油气井测试,2018,27(4):73-78.
XIAO Han. Production evaluation method based on grey correlation analysis for shale gas horizontal wells in Weiyuan block [J]. Well Testing, 2018,27(4):73-78.

[3] 王涛,赵进义. 底水油藏水平井含水变化影响因素分析[J]. 岩性油气藏,2012,24(3):103-107.
WANG Tao, ZHAO Jinyi. Influencing factors of water cut for horizontal wells in bottom water reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2012,24(3):103-107.

[4] 曹朋亮,杨小松,张一果,等. 致密低渗气藏水平井新的产能评价“一点法”[J]. 油气井测试,2019,28(6):1-8.
CAO Pengliang, YANG Xiaosong, ZHANG Yiguo, et al. “Single point” productivity evaluation method for horizontal wells in tight and low permeability gas reservoirs [J]. Well Testing, 2019,28(6):1-8.

[5] 范子菲. 底水驱动油藏水平井产能公式研究[J]. 石油勘探与开发,1993,20(1):71-75.
FAN Zifei. Study for horizontal well's productivity formula in bottom-water drive reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 1993,20(1):71-75.

[6] GIGER F M. Analytic two-dimensional models of water cresting before breakthrough for horizontal wells [J]. SPE Reservoir Engineering, 1989, 4(4):409-416.

[7] 范子菲,林志芳. 底水驱动油藏水平井临界产量公式及其变化规律研究[J]. 石油勘探与开发,1994,21(1):65-70.
FAN Zifei, LIN Zhifang. A study of critical rate of a horizontal well in a reservoir with bottom-water drive [J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(1):65-70.

[8] 程林松,郎兆新,张丽华. 底水驱油藏水平井锥进的油藏工程研究[J]. 石油大学学报(自然科学版),1994,18(4):43-47.
CHENG Linsong, LANG Zhaoxin, ZHANG Lihua. Reservoir engineering problem of horizontal wells coning in bottom-water driven reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 1994, 18(4):43-47.

[9] 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 Kelu, 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.

[10] 朱维耀,黄小荷,岳明. 底水气藏水平井见水时间研究[J]. 科技导报,2014,32(8):27-31.
ZHU Weiyao, HUANG Xiaohe, YUE Ming. Prediction of water breakthrough time of horizontal wells in gas reservoirs with bottom water [J]. Science & Technology Review, 2014,32(8):27-31.

[11] 袁淋,李晓平,张璐,等. 非均质底水气藏水平井井筒流量及压力剖面研究[J]. 岩性油气藏,2014,26(5):124-128.
YUAN Lin, LI Xiaoping, ZHANG Lu, et al. Study on the flow rate and pressure profile of horizontal well in hetero-

- geneous gas reservoir with bottom water [J]. Lithologic Reservoirs, 2014,26(5):124-128.
- [12] 郭希秀. 水平井变质量流与油藏渗流耦合研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2008.
- GUO Xixiu. Coupling study on variable-mass-rate flow in horizontal well and flow in reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2008.
- [13] 李亚辉. 基于 DTS 数据的底水气藏水平井产出剖面解释模型及实现[D]. 成都:西南石油大学,2018.
- LI Yahui. Production profile interpretation model and its software development based on DTS data for horizontal well in bottom water gas reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [14] LI Haitao, LI Yahui, FENG Yihan, et al. An interpretation method for a gas production profile based on the temperature and pressure behavior of low-permeability gas reservoirs [J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2020, 45:7773-7792.
- [15] 李璽,陈军斌. 油气渗流力学[M]. 北京:石油工业出版社,2009:96.
- [16] 熊小伟,李云鹏,张静蕾,等. 一种预测底水油藏水锥动态及见水时间的新方法[J]. 断块油气田,2014,21(2):222-223.
- XIONG Xiaowei, LI Yunpeng, ZHANG Jinglei, et al. A new method of predicting water coning performance and water breakthrough time in bottom water reservoir [J]. Fault-Block Oil & Field, 2014,21(2):222-223.
- [17] 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]. 石油钻探技术,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.
- [18] LI Yahui, LI Haitao, LI Ying. Prediction method of bottom water coning profile and water breakthrough time in bottom water reservoir without barrier [J]. Mathematical Problems in Engineering, 2015(PTa 15):1-6.
- [19] 张欣. 渗透率非均质对水平井入流规律影响分析[J]. 特种油气藏,2010,17(2):88-91.
- ZHANG Xin. The effect of permeability heterogeneity on inflow performance in horizontal wells [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010,17(2):88-91.
- [20] 廉培庆,陈志海,董广为,等. 水平井与非均质盒式油藏耦合模型[J]. 深圳大学学报理工版,2015,32(3):266-271.
- LIAN Peiqing, CHEN Zhihai, DONG Guangwei, et al. A coupling model for horizontal well in heterogeneous box-shaped reservoir [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2015,32(3):266-271.
- [21] 康晓东,李相方,郝伟. 气井高速非达西流动附加压降计算公式的修正[J]. 油气井测试,2004,13(5):4-5.
- KANG Xiaodong, LI Xiangfang, HAO Wei. Pressure drop calculation of non darcy flow at high velocity for gas well [J]. Well Testing, 2004,13(5):4-5.
- [22] 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.

编辑 穆立婷

第一作者简介:李亚辉,男,1987年出生,博士,讲师,2018年毕业于西南石油大学油气田开发工程专业,现从事提高油气采收率及井筒温度场分布研究工作。电话:0912-3891144; Email:liyahui723@126.com。通信地址:陕西省榆林市崇文路榆林学院化学与化工学院石油工程教研室,邮政编码:719000。