

高含硫复合气藏试井解释模型研究

王海涛,寇祖豪,张烈辉,郭晶晶

(西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500)

摘要:高含硫气藏在开采过程中,当近井地带压力降低到临界值后,溶解在气体中的硫就会逐渐沉积并堵塞孔道,严重影响气井的产能。利用分形理论,基于高含硫气藏的硫沉积区和未沉积区建立了复合气藏模型。该模型考虑了井筒相分离、井筒储集效应、表皮系数以及硫沉积区渗透率变化等因素的影响,利用 Stehfest 数值反演得到真实空间下模型井底拟压力解,结合 Visual Basic 6.0 绘制井底拟压力及导数的双对数曲线,并就表皮因子、渗透率变化指数、流度比等因素进行了敏感度分析,所得结论具有重要的实际意义。

关键词:高含硫气藏;复合模型;渗透率解析式;相分离;试井曲线绘制

中图分类号:TE373

文献标识码:A

Research on well test interpretation model for composite gas reservoir with high sulfur

Wang Haitao, Kou Zuhao, Zhang Liehui and Guo Jingjing

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: During the development process of gas reservoirs with high sulfur, when the pressure near the wellbore reduced to a critical value, the sulfur particles precipitated gradually and clogged the pores and fractures, decreasing the productivity of gas wells. Based on the fractal theory, this model for composite gas reservoirs with high sulfur, consisted of inner region and outer region, was established. Taking wellbore fluid phase separation, wellbore storage factor, skin factor and varying permeability into consideration and by the Stehfest numerical inversion method, this model solved the bottom hole pseudo-pressure solutions in real space. Then with the assistance of Visual Basic 6.0 programming, the log-log type curves for pseudo-pressure and pseudo-pressure derivative were obtained. Finally, the influence of some factors such as skin factor, varying permeability index and mobility ratio on type curves were analyzed. The results had some essential practical significance.

Key words: gas reservoirs with high sulfur, composite model, permeability analytical expression, phase separation, well test type curves drawing

四川盆地是我国重要的天然气产区,盆地内如普光气田、中坝气田等的天然气中 H_2S 含量极高,在开采过程中溶解于气体中的部分硫颗粒会随着压力降低而沉积出来,堵塞孔道,降低储层的孔隙度和渗透率^[1],严重影响气田的合理开发。试井分析作为重要的储层评价手段,在高含硫气田的开发过程中有着重要的指导作用,即通过对井底压力的测试,获得如储层渗透率、表皮因子等储层参数。

目前,已有的气体渗流模型大多采用两区复合气藏模型来描述高含硫气藏气体流动规律。针对复合气藏,1995年,贺胜宁等人^[2]推导了封闭外边界的双孔介质复合气藏试井模型。对于近井地带硫沉积的影响,2006年,李成勇等人^[3]将高含硫气藏考虑为均质复合气藏,建立了无限大复合气藏试井模型;2008年,李晓平等^[4]利用有效井径,将硫沉积的影响转变为内外区流度比的变化,从而建立了相应的

收稿日期:2017-10-10。

第一作者简介:王海涛(1980—),男,博士,副教授,油气藏渗流力学、油气井试井及油气藏工程理论与应用技术研究。

基金项目:国家自然科学基金“基于高精度边界元法的多尺度多机制复杂缝网页岩气藏压裂水平井动态模拟”(51774243);国家自然科学基金“致密气藏储层干化、提高气体渗流能力的基础研究”(51534006);国家科技重大专项“长宁—威远页岩气开发示范工程”(2016ZX05062);国家科技重大专项“昭通页岩气勘探开发示范工程”(2017ZX05063)。

试井模型;2013年,方晓春等人^[5]推导了简化的高含硫复合气藏试井模型;2014年,卢婧等人^[6]将内外区双重介质孔隙中的流动考虑为球状不稳定流,并建立了封闭外边界复合两区气藏的试井模型;2016年,杨苗苗等人^[7]在考虑井筒相分离的基础上,将高含硫气藏划分为内外两个双孔介质渗流区,推导得到了相应的试井模型。

1 气藏数学模型的建立及求解

1.1 气藏物理模型

在高含硫气藏的开发过程中,近井地带由于储层压力的降低会导致气体中硫的沉积,沉积出的硫会堵塞气体流通孔道,导致储层物性变差。因此,储层径向上往往存在一个界面,界面以内,硫逐渐开始沉积,并导致储层物性发生较大变化,而界面以外储层区域的物性则未发生改变。将储层近井地带硫沉积区划分为储层内区,其余储层区域则为未沉积外区,如图1所示。此外,考虑到实际生产的情况,近井地带径向上不同位置处的渗透率减小程度一般是不同的,因此,为了描述硫沉积区内储层渗透率的变化,考虑内区渗透率为径向距离的函数^[8],即:

$$K_1 = K_{li} \left(\frac{r_m}{r} \right)^n \Big|_{-1 \leq n \leq 0} \quad (1)$$

式中: r_m 为内区半径, m; r 为内区径向距离, m; K_{li} 为内外区交界面处内区原始渗透率, μm^2 ; K_1 为 r 处的渗透率, μm^2 ; n 为渗透率变化指数。

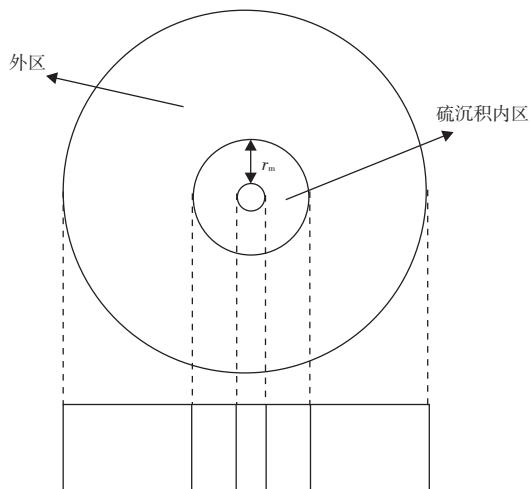


图1 储层物理模型

Fig. 1 Physical model of high sulfur gas reservoir

1.2 气藏假设条件

1) 气藏等温渗流;2) 气井以定产量生产且开井前气藏原始压力处处相等;3) 内区渗透率随径向距离的增大而增大;4) 气藏中气体流动为单相渗流,忽略毛管力和重力;5) 流动过程符合 Darcy 流动规律;6) 考虑井筒相分离的影响。

1.3 渗流数学模型

1.3.1 外区

储层外区裂缝系统无因次渗流微分方程:

$$\frac{\partial^2 \psi_{2D}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial \psi_{2D}}{\partial r_D} + \lambda_2 (\psi_{2mD} - \psi_{2D}) = \omega_2 \frac{\partial \psi_{2D}}{\partial t_D} \quad (2)$$

外区基质流体渗流微分方程:

$$\lambda_2 (\psi_{2D} - \psi_{2mD}) = (1 - \omega_2) \frac{\partial \psi_{2mD}}{\partial t_D} \quad (3)$$

1.3.2 内区

内区渗透率采用式(1)来表征,将其带入内区气藏渗流微分方程后得到:

$$\frac{\partial^2 \psi_{1D}}{\partial r_D^2} + \frac{1-n}{r_D} \frac{\partial \psi_{1D}}{\partial r_D} = \frac{W_{12}}{M_{12}} r_m^{-n} r_D^n \frac{\partial \psi_{1D}}{\partial t_D} \quad (4)$$

1.4 定解条件

井储内边界条件为:

$$C_D \left(\frac{\partial \psi_{wD}}{\partial t_D} - \frac{\partial \psi_{\phi D}}{\partial t_D} \right) - M_{12} r_m^n \left(r_D^{1-n} \frac{\partial \psi_{1D}}{\partial r_D} \right) \Big|_{r_D=1} = 1 \quad (5)$$

表皮效应内边界条件为:

$$\psi_{wD} = \left[\psi_{1D} - SM_{12} r_m^n \left(\frac{\partial \psi_{1D}}{\partial r_D} \right) \right] \Big|_{r_D=1} \quad (6)$$

内外区连界面条件为:

$$\frac{\partial \psi_{1D}}{\partial r_D} = \frac{1}{M_{12}} \frac{\partial \psi_{2D}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=r_m} \quad (7)$$

$$\psi_{1D} = \psi_{2D} \Big|_{r_D=r_m} \quad (8)$$

外边界条件为:

$$\psi_{2D}(\infty, t_D) = 0 \quad (9)$$

相分离条件^[9]为:

$$\psi_{\phi D} = C_{\phi D} \left(1 - e^{-\frac{t_D}{\alpha_D}} \right) \quad (10)$$

初始条件为:

$$\psi_{1D}(r_D, 0) = \psi_{2D}(r_D, 0) = \psi_{2mD}(r_D, 0) = 0 \quad (11)$$

1.5 无因次参数定义

为了简化计算,无因次参数定义如下:

无因次拟压力定义为:

$$\psi_{\xi D} = \frac{\pi K_{2f} h T_{sc}}{q_{sc} T p_{sc}} (\psi_i - \psi_{\xi}) \Big|_{\xi=1D, 2mD, 2fD} \quad (12)$$

$$\psi_{\varphi D} = \frac{\pi K_{2f} h T_{sc}}{q_{sc} T p_{sc}} \psi_{\varphi} \quad (13)$$

无因次时间定义为:

$$t_{D} = \frac{K_{2f} t}{\mu_{2i} (\phi_{2i} C_{g2i})_{f+m} r_w^2} \quad (14)$$

无因次井储定义为:

$$C_{D} = \frac{C}{2\pi h (\phi_{2i} C_{g2i})_{f+m} r_w^2} \quad (15)$$

$$C_{\varphi D} = \frac{\pi K_{2f} h T_{sc}}{q_{sc} T p_{sc}} C_{\varphi} \quad (16)$$

$$\alpha_{D} = \frac{K_{2f} \alpha}{\mu_{2i} (\phi_{2i} C_{g2i})_{f+m} r_w^2} \quad (17)$$

其他无因次参数定义为:

$$r_{D} = \frac{r}{r_w} \quad (18)$$

$$\omega_{2} = \frac{\phi_{2f} C_{g2f}}{\phi_{2f} C_{g2f} + \phi_{2m} C_{g2m}} \quad (19)$$

$$\lambda_{2} = \sigma r_w^2 \frac{K_{2m}}{K_{2f}} \quad (20)$$

$$M_{12} = \frac{K_{1i}}{K_{2f}} \quad (21)$$

$$W_{12} = \frac{\mu_{1i} \phi_{1i} C_{g1i}}{\mu_{2i} (\phi_{2f} C_{g2f} + \phi_{2m} C_{g2m})} \quad (22)$$

1.6 模型的求解

将式(2)~(10)进行Laplace变换,并将式(3)代入式(2),联立式(4),得到方程(2)、(4)的通解分别为^[8]:

$$\bar{\psi}_{1D} = r_D^{\frac{n}{2}} \left[AI_v \left(\frac{2\sqrt{F_1(u)}}{n+2} r_D^{\frac{n+2}{2}} \right) + BK_v \left(\frac{2\sqrt{F_1(u)}}{n+2} r_D^{\frac{n+2}{2}} \right) \right] \quad (23)$$

$$\bar{\psi}_{2m} = CI_0 [r_D \sqrt{F_2(u)}] + DK_0 [r_D \sqrt{F_2(u)}] \quad (24)$$

式中: I_v 为第一类 v 阶虚宗量贝塞尔函数; K_v 为第二类 v 阶虚宗量贝塞尔函数; I_0 为第一类 0 阶虚宗量贝塞尔函数; K_0 为第二类 0 阶虚宗量贝塞尔函数; $F_1(u) = \frac{W_{12}}{M_{12}} u r_{mb}^{-n}$, $F_2(u) = \omega_2 u + \lambda_2 - \lambda_2 f_2(u)$, $f_2(u) =$

$$\frac{\lambda_2}{\lambda_2 + u(1 - \omega_2)} \circ$$

根据无限大外边界条件式(9),可以知道 $C=0$,为了得到最终 Laplace 空间下井底拟压力的解,将式(23)、式(24)代入式(5)~式(10),得到一个四阶矩阵,通过消元法得到 Laplace 空间下的井底无因次拟压力解:

$$\bar{\psi}_{wD} = \frac{1 + C_D u^2 \left(\frac{C_{\varphi D}}{u} - \frac{C_{\varphi D}}{1 + \frac{1}{\alpha_D}} \right)}{C_D u^2 - \frac{A}{B} u} \quad (25)$$

其中: $A = CM_{12} r_{mb}^n D - M_{12} r_{mb}^n E$;

$B = SM_{12} r_{mb}^n E - I_v(X_1) + CK_v(X_1) - CSM_{12} r_{mb}^n D$;

$$C = \frac{r_{mb}^{\frac{n}{2}} I_v(X_{11}) + \frac{F}{G} K_0(r_{mb} \sqrt{F_2})}{r_{mb}^{\frac{n}{2}} K_v(X_{11}) + \frac{H}{G} K_0(r_{mb} \sqrt{F_2})};$$

$$D = \frac{n}{2} K_v(X_1) - \frac{1}{2} \sqrt{F_1} K_{v-1}(X_1) - \frac{1}{2} \sqrt{F_1} K_{v+1}(X_1);$$

$$E = \frac{n}{2} I_v(X_1) + \frac{1}{2} \sqrt{F_1} I_{v-1}(X_1) + \frac{1}{2} \sqrt{F_1} I_{v+1}(X_1);$$

$$F = \frac{n}{2} r_{mb}^{\frac{n-2}{2}} I_v(X_{11}) + \frac{1}{2} r_{mb}^n \sqrt{F_1} I_{v-1}(X_{11}) + \frac{1}{2} r_{mb}^n \sqrt{F_1} I_{v+1}(X_{11});$$

$$G = \frac{\sqrt{F_2} K_1(r_{mb} \sqrt{F_2})}{M_{12}};$$

$$H = \frac{n}{2} r_{mb}^{\frac{n-2}{2}} K_v(X_{11}) - \frac{1}{2} r_{mb}^n \sqrt{F_1} K_{v-1}(X_{11}) - \frac{1}{2} r_{mb}^n \sqrt{F_1} K_{v+1}(X_{11});$$

$$\sqrt{F_1} = \sqrt{F_1(u)}, \sqrt{F_2} = \sqrt{F_2(u)}, X_1 = \frac{2\sqrt{F_1}}{n+2};$$

$$X_{11} = \frac{2\sqrt{F_1}}{n+2} r_{mb}^{\frac{n+2}{2}}$$

2 特征曲线绘制及参数敏感性分析

对式(25)进行 Stehfest 数值反演,在 Visual Basic 6.0 环境下绘制出拟压力、拟压力导数与时间的双对数曲线,结果如图2所示。

由图2可以看出,整个气藏流动阶段可划分为7个阶段,即:1)井筒储集效应阶段,在该阶段无因次拟压力曲线及导数曲线均呈斜率为1的直线;2)井筒储集到内区径向流过渡段;3)内区径向流阶段,该阶段由于硫沉积导致了渗透率的降低,即离井筒越远的区域,渗透率越大,在压力导数曲线上表现为下降趋势;4)内区径向流向外区裂缝系统流动的过渡段;5)外区裂缝系统流动阶段,拟压力导数呈值为0.5的直线;6)外区基质系统向裂缝系统供液阶段,该阶段“凹子”的大小和出现的早晚和与外区的弹性

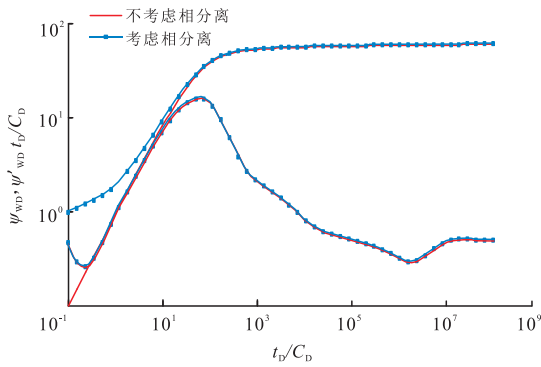


图2 高含硫气藏拟压力及拟压力导数双对数曲线
Fig. 2 Double logarithmic curves of pseudo pressure and pseudo pressure derivative for high sulfur gas reservoir

储容比和窜流系数有关;7) 外区基质裂缝系统径向流阶段,此时无因次拟压力导数值为0.5的直线。

从图2可以看出,考虑井筒相分离的试井曲线和不考虑相分离的曲线相比,前期井储阶段拟压力值更大,拟压力导数会出现一个凹子。拟压力和拟压力导数早期的变化分别与 C_{eD} 、 α_D 两个参数有关。

图3所示为渗透率变化指数 n 对试井曲线的影响,从图中可以看出,随着渗透率变化指数的逐渐增大,内区径向流阶段的拟压力导数曲线逐渐向水平方向倾斜,当 $n=0$,即不考虑渗透率变化时,曲线退化为经典复合气藏模型曲线。

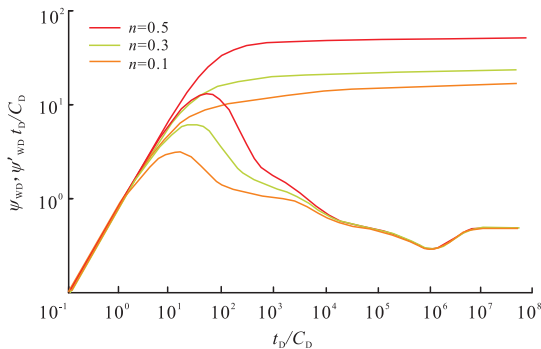


图3 渗透率变化指数对气藏拟压力及拟压力导数的影响
Fig. 3 Influence of varying permeability index on bottom hole pseudo pressure and pseudo pressure derivative

图4为表皮因子对试井曲线的影响,从图4中可以看出,表皮因子 S 主要影响井储向内区流动的过渡段,随着表皮因子的逐渐增大,该阶段“驼峰”越高,拟压力、拟压力导数越大。

图5为内外区流度比对试井曲线的影响,从图中可以看出,内外区流度比 M_{12} 主要影响内区径向流动阶段,随着流度比的逐渐增大,该阶段曲线越平。

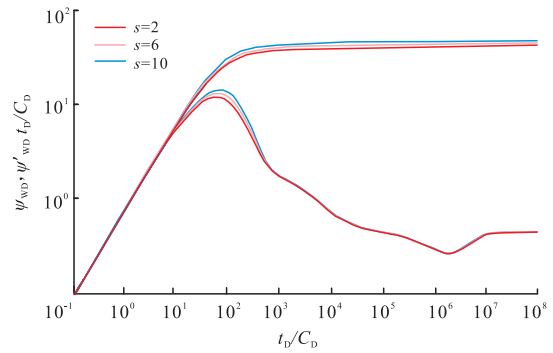


图4 表皮因子对气藏拟压力及拟压力导数的影响
Fig. 4 Influence of skin factor on bottom hole pseudo pressure and pseudo pressure derivative

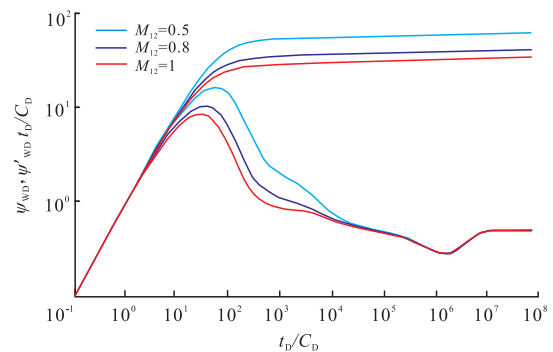


图5 内外区流度比对气藏拟压力及拟压力导数的影响
Fig. 5 Influence of mobility ratio on bottom hole pseudo pressure and pseudo pressure derivative

图6为外区窜流系数对试井曲线的影响,从图6中可以看出,外区窜流系数主要影响外区基质向裂缝供液阶段,随着窜流系数的逐渐减小,该阶段出现的时间越晚;当窜流系数大到一定程度,该阶段可能淹没外区裂缝径向流阶段。

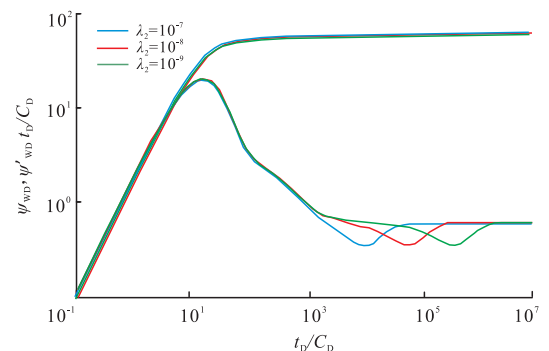


图6 外区窜流系数对气藏拟压力及拟压力导数的影响
Fig. 6 Influence of inter-porosity flow coefficient of outer region on bottom hole pseudo pressure and pseudo pressure derivative

(下转第44页)