

引用格式:付天宇,刘启国,岑雪芳,等.碳酸盐岩三重介质气藏NPI产量递减分析研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(6):905-910.

FU Tianyu, LIU Qiguo, CEN Xuefang, et al. Normalized pressure integral production analysis of triporate-uniphase parallel inter-porosity flow model[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 905-910.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.06.016

碳酸盐岩三重介质气藏NPI产量递减分析研究

付天宇¹,刘启国¹,岑雪芳²,李隆新³,彭先³

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院,四川 成都 610500;2. 宁波华润兴光燃气有限公司,浙江 宁波 315000;
3. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院,四川 成都 610041)

摘要:规整化压力积分(NPI)产量递减分析方法是一种使用积分定义新参数的现代产量递减分析方法,它不仅可以反映出受边界影响的拟稳定流动阶段特征,还可以反映出早期不稳定流动阶段特征。为了研究碳酸盐岩储层NPI产量递减分析方法,建立三孔单渗并行窜流模型,其中裂缝为主要渗流通道,溶洞与基质流体分别向裂缝窜流,通过拉普拉斯变换和杜哈美原理求得了考虑表皮效应影响下的井底无因次拟压力解;再通过压力积分方法和Stehfest数值反演方法,绘制的NPI产量递减分析方法复合曲线反映出了三孔单渗并行窜流碳酸盐岩储层的生产特征;讨论了弹性储容比、窜流系数和供给半径对NPI方法复合曲线的影响。研究表明:弹性储容比主要影响导数曲线下凹段的深浅,窜流系数主要影响导数曲线下凹段出现的早晚,供给半径主要影响曲线的早中期不稳定流动阶段特征。

关键词:碳酸盐岩;三重介质;规整化压力积分;产量递减分析;敏感性分析

中图分类号:TE33

文献标识码:A

Normalized pressure integral production analysis of triporate-uniphase parallel inter-porosity flow model

FU Tianyu¹, LIU Qiguo¹, CEN Xuefang², LI Longxin³, PENG Xian³

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Ningbo China Resources Xingguang Gas Co., LTD., Ningbo, Zhejiang 315000, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, CNPC Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Normalized Pressure Integral (NPI) Production Analysis is a kind of modern production decline analysis method which defines new parameters by integral. It can not only reflect the pseudo-steady state flow stage influenced by outer boundary, but also can reflect the unsteady state flow stage. In order to study the NPI production decline analysis method of carbonate reservoir, we established triporate-uniphase parallel inter-porosity flow model. In this model, fracture is the main flow channel and inter-porosity flow happens from cave to fracture and matrix to fracture. The bottom hole pseudopressure solution with considering the effect of skin factor of this model was obtained by Laplace transform and Duhamel principle. The NPI method curves were plotted by using normalized pressure integral method and Stehfest numerical inversion. And the curves can reflect the production performance of this model accurately. The storage ratio, inter-porosity flow coefficient, and dimensionless outer boundary radius were chosen to be sensibility parameter for sensibility analysis. The result shows that the storage ratio mainly influences the depth of depression on derivative curve and the inter-porosity flow coefficient mainly influences the time when inter-porosity flow stages happen. The skin factor just influences the dimensionless pseudopressure and dimensionless pseudopressure integral curves, while the dimensionless outer boundary radius will also influence the unsteady state flow stage of derivative of dimensionless pseudopressure integral curve.

Keywords: carbonatite; triple medium; normalized pressure integral; production decline analysis; sensibility analysis

收稿日期:2020-08-14。

第一作者简介:付天宇(1996—),男,在读硕士研究生,主要从事试井分析与产量递减分析方面的研究。地址:四川省成都市新都区西南石油大学国家重点实验室,邮政编码:610500。E-mail: 527645356@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“深层碳酸盐岩气藏高效开发技术”(2016ZX05015-003)。

NPI产量递减分析最早是由BLASINGAME提出的^[1],这一方法是基于边界控制流基础上,以压力积分及其导数和物质平衡拟时间的函数关系建立典型分析曲线,并与产量规整化处理的实际数据进行拟合分析。相比传统产量递减分析图版,所得图版不仅可以反映出受边界影响的拟稳定流动阶段特征,还可以反映出早期不稳定流动阶段特征。这种方法的优点在于经过积分处理消除了数据分散带来的影响^[2],降低了对数据的精度要求,扩大了可使用数据的范围,使得不稳定流动阶段的数据也可被用来分析,降低了分析结果的多解性。CLARKSON等^[3]针对页岩气藏的复杂情况,在双重介质基础上进行了NPI方法分析,进一步证明了NPI方法的优越性。刘晓华等^[4]针对现代产量递减分析方法理论进行了详细的论述,并进行了实例分析测算。孙召勃^[5]利用点源函数法求解出均质和双重介质顶底封闭、侧面封闭油藏水平井和压裂水平井的定产压力解,绘制出NPI方法复合图版并做出敏感性分析。祝晓林等^[6]针对海上均质矩形边界油藏,考虑了表皮系数的影响,建立了NPI理论图版,对油气井的渗流特征及原始地质储量预测作用显著。肖翠^[7]根据煤层气的等温吸附性基质收缩效应,引入Palmer-Mansoori双重介质模型,对物质平衡拟时间进行了修正,利用NPI方法进行分析,所得结果与数值模拟基本一致。刘宝华等^[8]利用安达凹陷6口双重介质试采井生产数据进行了NPI等方法的现代产量递减分析,对地层动态参数进行了拟合分析,证实其较好的适用性。崔彬等^[9]系统阐述了现代产量递减分析方法的发展,并应用NPI等现代产量递减分析方法对某煤层气井组生产数据进行了实例分析。

碳酸盐岩储层在溶蚀或破裂作用下,会产生大量的溶蚀孔洞^[10],进一步复杂化孔隙介质。针对碳酸盐岩储层中复杂的孔隙介质系统,CLOSSMAN^[11]提出了三重孔隙介质模型,而后学者们在此基础上不断创新^[12-18],建立了多种三重介质模型,并进行了试井分析求解。但是针对三重介质的现代产量递减分析的研究,还存在不足,尤其是NPI产量递减分析的研究,更是鲜有文章提到。

针对碳酸盐岩气藏建立了三孔单渗并行窜流模型,通过拉普拉斯变换对模型进行求解,并且用压力积分的方法绘制了NPI方法复合图版,对图版进行了敏感性分析。所得图版能够通过拟合方法计算出储

层参数和气井控制储量,并对井的生产特征进行诊断,具有较好的应用价值。

1 物理模型建立

该模型中基质、裂缝与溶洞共同存在且视为连续介质系统,裂缝作为渗流通道向井筒提供流体,基质和溶洞作为储集空间分别向裂缝窜流^[19],如图1所示。

对模型作出以下假设:

- 1) 圆形封闭气藏均匀且各向同性;
- 2) 垂直气井位于地层正中心;
- 3) 地层中流体为单相可压缩气体,渗流符合达西定律;地层岩石微可压缩,压缩系数为常数;
- 4) 考虑表皮效应的影响,不考虑重力和毛管力的影响;
- 5) 各点初始地层压力均等于原始地层压力;
- 6) 3种介质的物性参数不相互影响。

2 数学模型求解

根据质量守恒原理,引入AL-HUSSAINY^[20]定义的拟压力将非线性的流动方程线性化,可得无因次渗流数学模型:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{mD}}{\partial r_{D,D}^2} + \frac{1}{r_{D,D}} \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial r_{D,D}} + \lambda_{vf} (\psi_{vD} - \psi_{mD}) + \lambda_{mf} (\psi_{mD} - \psi_{mD}) = \beta \omega_f \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial t_{DA}} \\ \beta \omega_v \frac{\partial \psi_{vD}}{\partial t_{DA}} + \lambda_{vf} (\psi_{vD} - \psi_{mD}) = 0 \\ \beta \omega_m \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial t_{DA}} + \lambda_{mf} (\psi_{mD} - \psi_{mD}) = 0 \\ \psi_{mD}(r_{D,D}, 0) = \psi_{vD}(r_{D,D}, 0) = \psi_{mD}(r_{D,D}, 0) = 0 \\ r_{D,D} \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial r_{D,D}} \Big|_{r_{D,D}=1} = -1 \\ \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial r_{D,D}} \Big|_{r_{D,D}=R_0} = \frac{\partial \psi_{vD}}{\partial r_{D,D}} \Big|_{r_{D,D}=R_0} = \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial r_{D,D}} \Big|_{r_{D,D}=R_0} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

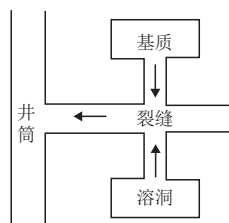


图1 碳酸盐岩气藏三孔单渗并行窜流模型
Fig. 1 Triporate-uniphase parallel inter-porosity flow model

其中:

$$\psi_D = \frac{K_f h}{0.01273qT} [\psi_0 - \psi(r, t)];$$

$$t_{DA} = \frac{3.6K_f t}{(\varphi_f C_{if} + \varphi_m C_{im} + \varphi_v C_{iv}) \mu r_w^2} \beta;$$

$$r_D = \frac{r}{r_w}; R_D = \frac{R}{r_w}; \lambda_{mf} = \frac{\alpha_{mf} K_m r_w^2}{K_f}; \lambda_{vf} = \frac{\alpha_{vf} K_v r_w^2}{K_f};$$

$$\omega_j = \frac{\varphi_j C_{ij}}{\varphi_f C_{if} + \varphi_m C_{im} + \varphi_v C_{iv}}, \beta = \frac{1}{\pi(R_D^2 - 1)}; j=f, m, v.$$

对式(1)进行 Laplace 变换,可以得到拉氏空间下的无因次渗流数学模型,消去基质拟压力变量与溶洞拟压力变量简化得:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{\psi}_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial \bar{\psi}_{fD}}{\partial r_D} = F(s) \bar{\psi}_{fD} \\ r_D \frac{\partial \bar{\psi}_{fD}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = -\frac{1}{s} \\ \frac{\partial \bar{\psi}_{fD}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_D} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

其中:

$$F(s) = \beta \omega_f s + \frac{\beta \omega_v \lambda_{vf} s}{\beta \omega_v s + \lambda_{vf}} + \frac{\beta \omega_m \lambda_{mf} s}{\beta \omega_m s + \lambda_{mf}} \quad (3)$$

式(2)的通解为:

$$\bar{\psi}_{fD}(r_D, s) = A I_0[r_D \sqrt{F(s)}] + B K_0[r_D \sqrt{F(s)}] \quad (4)$$

将通解式(4)代入式(2)中的内、外边界条件,联立方程可求得通解系数A与B:

$$\begin{cases} A = \frac{K_1 [R_D \sqrt{F(s)}]}{s \sqrt{F(s)} \{I_1 [R_D \sqrt{F(s)}] K_1 [\sqrt{F(s)}] - I_1 [\sqrt{F(s)}] K_1 [R_D \sqrt{F(s)}]\}} \\ B = \frac{I_1 [R_D \sqrt{F(s)}]}{s \sqrt{F(s)} \{I_1 [R_D \sqrt{F(s)}] K_1 [\sqrt{F(s)}] - I_1 [\sqrt{F(s)}] K_1 [R_D \sqrt{F(s)}]\}} \end{cases} \quad (5)$$

则无因次数学模型的解即为:

$$\bar{\psi}_{fD}(r_D, s) = \frac{I_0 [r_D \sqrt{F(s)}] K_1 [R_D \sqrt{F(s)}] + K_0 [r_D \sqrt{F(s)}] I_1 [R_D \sqrt{F(s)}]}{s \sqrt{F(s)} \{I_1 [R_D \sqrt{F(s)}] K_1 [\sqrt{F(s)}] - I_1 [\sqrt{F(s)}] K_1 [R_D \sqrt{F(s)}]\}} \quad (6)$$

当 $r_D=1$, 得到上述模型无因次井底拟压力解即为:

$$\bar{\psi}_{fD}(1, s) = \frac{I_0 [\sqrt{F(s)}] K_1 [R_D \sqrt{F(s)}] + K_0 [\sqrt{F(s)}] I_1 [R_D \sqrt{F(s)}]}{s \sqrt{F(s)} \{I_1 [R_D \sqrt{F(s)}] K_1 [\sqrt{F(s)}] - I_1 [\sqrt{F(s)}] K_1 [R_D \sqrt{F(s)}]\}} \quad (7)$$

结合 Duhamel 原理,可得到考虑表皮系数的无因次井底拟压力解:

$$\bar{\psi}_{fD}(S) = \frac{s \bar{\psi}_{fD} + S}{s + s^2 (s \bar{\psi}_{fD} + S)} \quad (8)$$

利用拟压力积分的形式,通过积分处理消除数
据分散带来的影响,定义无因次拟压力积分为:

$$\psi_{wDi} = \frac{1}{t_{DA}} \int_0^{t_{DA}} \psi_{wD} dt_{DA} \quad (9)$$

可以表示为:

$$\psi_{wDi} = \frac{1}{t_{DA}} L^{-1} \left[\frac{\psi_{wD}}{s} \right] \quad (10)$$

其微分形式为:

$$d\psi_{wDi} = \frac{t_{DA} \psi_{wD} dt_{DA} - \int_0^{t_{DA}} \psi_{wD} dt_{DA}}{t_{DA}^2} \quad (11)$$

定义拟压力积分导数为:

$$\psi_{wDid} = \frac{d\psi_{wDi}}{d \ln t_{DA}} = t_{DA} \frac{d\psi_{wDi}}{dt_{DA}} \quad (12)$$

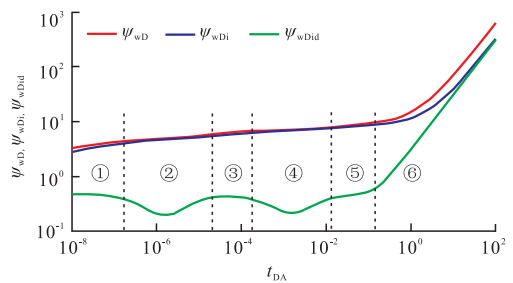
将式(11)代入式(12),可进一步表示为:

$$\psi_{wDid} = \psi_{wD} - \psi_{wDi} \quad (13)$$

以上就求得了无因次拟压力、无因次拟压力积分和无因次拟压力积分导数^[21]。

3 三孔单渗并行窜流模型NPI方法复合图版

通过 Stehfest 数值反演求得无因次井底拟压力实空间解,通过积分处理得到无因次拟压力积分与无因次拟压力积分导数。取参数 $\omega_f=0.01, \omega_v=0.1, \lambda_{vf}=10^{-4}, \lambda_{mf}=10^{-6}, R_D=10^4, S=0$ 绘制出三孔单渗并行窜流模型NPI方法复合图版如图2所示。红色曲线为无因次拟压力曲线,蓝色曲线为无因次拟压力积分曲线,绿色曲线为无因次拟压力积分导数曲线。曲线较好地表现出了2个窜流阶段,在晚期拟稳定流动阶段无因次拟压力积分与无因次拟压力积分导数曲线为斜率为1的直线。



注: ψ_{wD} 为无因次拟压力; ψ_{wDi} 为无因次拟压力积分;
 ψ_{wDid} 为无因次拟压力积分导数; t_{DA} 为无因次时间。

图2 三孔单渗并行窜流模型NPI方法复合图版曲线
Fig. 2 NPI method curves of triporate-uniphase parallel inter-porosity flow model

对流动阶段进行了划分。

第1段为纯裂缝流动阶段,该阶段无因次拟压力积分导数为0.5的水平线;第2段为溶洞向裂缝窜流过渡段,随着流体产出,窜流系数较大的溶洞系统最先向裂缝窜流,无因次拟压力导数曲线出现凹子状特征;第3段是溶洞与裂缝系统的径向流动阶段,该阶段的无因次拟压力积分导数为0.5的水平线;第4段为基质向裂缝窜流过渡段,无因次拟压力积分导数出现凹子状特征;第5段为总系统的径向流动阶段,该段描述了整个系统的径向流动,无因次拟压力积分导数为0.5的水平线;第6段为边界控制拟稳定流动段,在该流动阶段无因次拟压力积分及其导数曲线逐渐重合为斜率为1的直线。

4 NPI方法复合图版敏感性分析

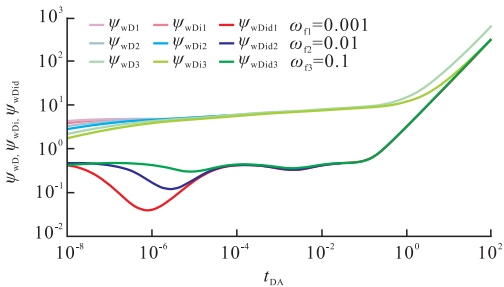
由模型的解可知,三孔单渗并行窜流模型NPI方法复合图版受窜流系数、储容比和供给半径等参数的影响,敏感性分析过程中其余参数同第三节。

1) 裂缝弹性储容比的影响

图3反映了裂缝弹性储容比对NPI方法复合曲线的影响。裂缝弹性储容比主要影响无因次拟压力积分导数曲线溶洞向裂缝窜流的“凹子”特征;裂缝弹性储容比越小,说明溶洞发育越好,裂缝发育越差,溶洞向裂缝的窜流需要更长的时间,无因次拟压力积分导数曲线上溶洞向裂缝窜流的“凹子”越深,持续时间越长。

2) 溶洞弹性储容比对曲线的影响

图4反映了溶洞弹性储容比对NPI方法复合曲线的影响。溶洞弹性储容比对两个窜流阶段的无因次拟压力积分导数曲线均有较明显的影响。在三重



注: ψ_{wD} 为无因次拟压力; ψ_{wDi} 为无因次拟压力积分; ψ_{wDiD} 为无因次拟压力积分导数; t_{DA} 为无因次时间; ω_f 为裂缝弹性储容比。

图3 裂缝弹性储容比对NPI方法复合图版的影响
Fig. 3 Impact of fracture storage ratio on NPI method curves

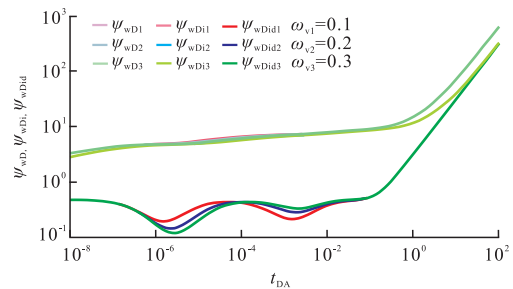
介质系统中,3种介质弹性储容比之和为1。因此,当裂缝弹性储容比不变时,溶洞弹性储容比和基质弹性储容比的变化是相对的;针对溶洞向裂缝的窜流,溶洞弹性储容比越小,相当于裂缝的弹性储容比越大、裂缝越发育,无因次拟压力积分导数曲线上溶洞向裂缝窜流的“凹子”越浅且持续时间越短;针对基质向裂缝的窜流,溶洞弹性储容比越小,相当于裂缝的弹性储容比越小、裂缝越不发育,无因次拟压力积分导数曲线上基质向裂缝窜流的“凹子”越深且持续时间越长。

3) 溶洞向裂缝窜流系数的影响

图5反映了溶洞向裂缝窜流系数对NPI方法复合曲线的影响。溶洞向裂缝窜流系数越大,表明溶洞与裂缝的渗透率差异就越小。裂缝密度就越大,则窜流发生的时间就越早,无因次拟压力积分导数曲线上的溶洞向裂缝窜流的“凹子”就越往左平移。

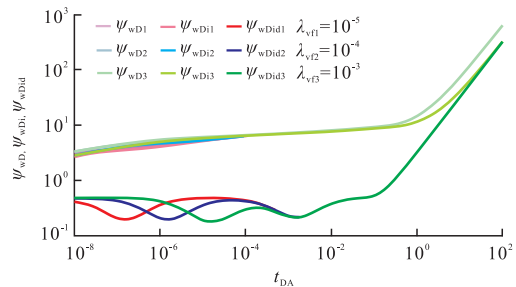
4) 基质向裂缝窜流系数的影响

图6反映了基质向裂缝窜流系数对NPI方法复合曲线的影响。基质向裂缝窜流系数越小,表明基质与裂缝的渗透率差异就越大或者裂缝密度就越小,



注: ψ_{wD} 为无因次拟压力; ψ_{wDi} 为无因次拟压力积分; ψ_{wDiD} 为无因次拟压力积分导数; t_{DA} 为无因次时间; ω_c 为溶洞弹性储容比。

图4 溶洞弹性储容比对NPI方法复合图版的影响
Fig. 4 Impact of cave storage ratio on NPI method curves



注: ψ_{wD} 为无因次拟压力; ψ_{wDi} 为无因次拟压力积分; ψ_{wDiD} 为无因次拟压力积分导数; t_{DA} 为无因次时间; λ_{ij} 为溶洞向裂缝窜流系数。

图5 溶洞向裂缝的窜流系数对NPI方法复合图版的影响
Fig. 5 Impact of inter-porosity flow coefficient between cave and fracture on NPI method curves

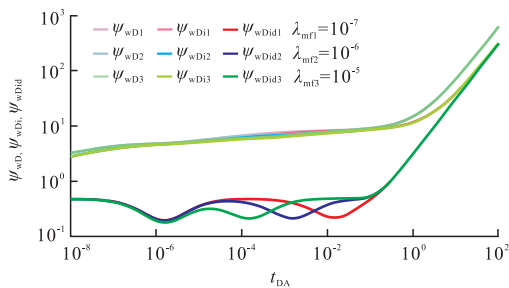
则窜流发生的时间就越晚,无因次拟压力积分导数的基质向裂缝窜流的“凹子”的位置就越往右平移。

5) 供给半径的影响

图7反映了供给半径对NPI方法复合曲线的影响。供给半径的大小只会影响不稳定流动阶段,而不会影响晚期拟稳定流动阶段的特征。供给半径越小,总系统径向流阶段持续时间越短,总系统径向流特征越不明显,基质向裂缝的窜流将发生在边界控制阶段以后。由于无因次时间 t_{DA} 按井控制面积定义,供给半径越大,相同时间对应的 t_{DA} 越小,因而在无因次拟压力积分导数曲线上,2个窜流段的“凹子”将越靠左。

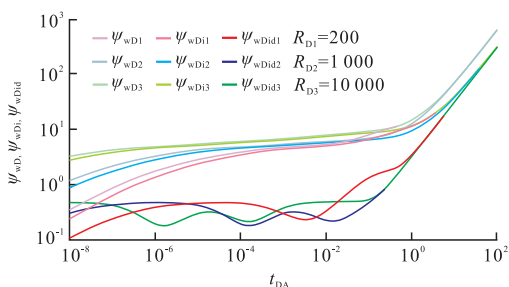
5 实例分析

某碳酸盐岩气井基本参数如下:原始地层压力为52.8 MPa,温度为123.97 °C,井筒半径为0.1 m,储层厚度为408.3 m,孔隙度为5.17%。采用该文研究



注: ψ_{wD} 为无因次拟压力; ψ_{wDi} 为无因次拟压力积分; ψ_{wDiD} 为无因次拟压力积分导数; t_{DA} 为无因次时间; λ_m 为基质向裂缝窜流系数。

图6 基质向裂缝窜流系数对NPI方法复合图版的影响
Fig. 6 Impact of inter-porosity flow coefficient between matrix and fracture on NPI method curves



注: ψ_{wD} 为无因次拟压力; ψ_{wDi} 为无因次拟压力积分; ψ_{wDiD} 为无因次拟压力积分导数; t_{DA} 为无因次时间; R_D 为基质向裂缝窜流系数。

图7 供给半径对NPI方法复合图版的影响
Fig. 7 Impact of dimensionless outer boundary radius on NPI method curves

模型进行拟合解释,对实际生产数据进行产量规整化处理,拟合解释结果如表1所示,拟合效果如图8所示,拟压力积分曲线拟合效果较好;由于早期实际数据点间距较大,且窜流过程持续时间较短,因此拟压力积分导数曲线早期段拟合效果稍差,但晚期段拟合效果较好。其中拟压力积分 Pearson 相关系数为0.998,拟压力积分导数 Pearson 相关系数为0.558,拟压力积分导数晚期段 Pearson 相关系数为0.713。

产量规整化处理方法如下:

$$t_c = \frac{N_p}{q} \quad (14)$$

$$\frac{\Delta\psi}{q} = \frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q} \quad (15)$$

$$\left(\frac{\Delta\psi}{q}\right)_i = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} \frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q} dt_{DA} \quad (16)$$

$$\left(\frac{\Delta\psi}{q}\right)_{id} = \frac{d\left(\frac{\Delta\psi}{q}\right)_i}{d \ln t_c} = t_c \frac{d\left(\frac{\Delta\psi}{q}\right)_i}{dt_c} \quad (17)$$

6 结论

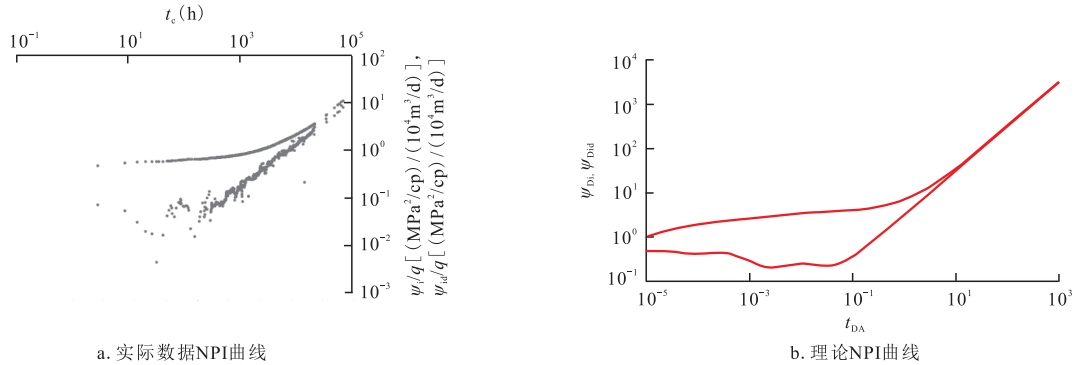
1) 建立并求解了圆形封闭边界条件下,溶洞与基质为储集空间、裂缝为流动通道的碳酸盐岩气藏三孔单渗并行窜流递减分析模型。

2) 通过 Stehfest 数值反演法绘制出了NPI方法复合图版,溶洞和基质向裂缝的窜流在拟压力积分导数曲线上呈现明显的“凹子”特征,不同供给半径对应的拟压力积分导数曲线在晚期拟稳定流动阶段重合为斜率为1的直线。

3) 裂缝弹性储容比越小,溶洞向裂缝窜流凹子越深越宽;溶洞弹性储容比越小,溶洞向裂缝窜流凹子越浅越窄,基质向裂缝窜流凹子越深越宽。窜流

表1 拟合解释结果
Table 1 Fitting interpretation results

参数	解释结果
渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	4.01
表皮系数	0.58
井控储量(10^8m^3)	83.95
裂缝弹性储容比	0.02
溶洞弹性储容比	0.1
溶洞向裂缝窜流系数	3.35×10^{-7}
基质向裂缝窜流系数	1×10^{-7}



注: ψ_i 为实际拟压力积分, MPa^2/cp ; $\psi_{i,d}$ 为实际拟压力积分导数, MPa^2/cp ; q 为产量, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$; ψ_{Di} 为无因次拟压力积分; $\psi_{Di,d}$ 为无因次拟压力积分导数; t_e 为物质平衡时间, h; t_{DA} 为无因次时间。

图8 NPI拟合曲线

Fig. 8 NPI production decline fitting-curves

系数越大,窜流发生越早,对应窜流段凹子越往左移。供给半径越大,两个窜流段的“凹子”将越靠左。

符号说明

ψ_{mD} 为无因次基质系统拟压力; ψ_{iD} 为无因次裂缝系统拟压力; ψ_{vD} 为溶洞系统拟压力; r_D 为无因次半径; λ_{vf} 为溶洞向裂缝窜流系数; λ_{mf} 为基质向裂缝窜流系数; ω_m 为基质弹性储容比; ω_f 为裂缝弹性储容比; ω_v 为溶洞弹性储容比; t_{DA} 为无因次时间; R_D 为无因次供给半径; A 为常数; B 为常数; I_0 为第 I 类零阶虚宗量 Bessel 函数; K_0 为第 II 类零阶虚宗量 Bessel 函数; I_1 为第 I 类一阶虚宗量 Bessel 函数; K_1 为第 II 类一阶虚宗量 Bessel 函数; K_m 为基质渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_v 为溶洞渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; α_{vf} 为溶洞向裂缝窜流过程形状因子, $1/\text{m}^2$; α_{mf} 为基质向裂缝窜流过程形状因子, $1/\text{m}^2$; h 为储层厚度, m; q 为产量, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$; T 为温度, K; φ_f 为裂缝孔隙度; φ_m 为基质孔隙度; φ_v 为溶洞孔隙度; C_{ff} 为裂缝压缩系数, $1/\text{MPa}$; C_{mm} 为基质压缩系数, $1/\text{MPa}$; C_{vv} 为溶洞压缩系数, $1/\text{MPa}$; t 为时间, h; μ 为黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; s 为拉普拉斯变量; S 为表皮系数; r_w 为井筒半径, m; ψ_{wD} 为无因次井底拟压力; ψ_{wDi} 为无因次井底拟压力积分; $\psi_{wDi,d}$ 为无因次井底拟压力积分导数; t_e 为物质平衡时间, h。

参考文献

[1] BLASINGAME T A, JOHNSTON J L, LEE W J. Type-curve analysis using the pressure integral method[C]// Paper SPE-18799-MS presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, April 1989.

[2] 张倩倩. 产量递减分析方法简评[J]. 油气地球物理, 2013, 11(3): 41-44.
ZHANG Qianqian. A brief review of production decline analysis methods[J]. Petroleum Geophysics, 2013, 11(3): 41-44.

[3] CLARKSON C R, BEIERLE J J. Integration of microseismic

and other post-fracture surveillance with production analysis: A tight gas study[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2011, 3(2): 382-401.

- [4] 刘晓华, 邹春梅, 姜艳东, 等. 现代产量递减分析基本原理与应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 50-54.
LIU Xiaohua, ZOU Chunmei, JIANG Yandong, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-54.
- [5] 孙召勃. 水平井及压裂水平井现代产量递减分析方法研究及软件研制[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2015.
SUN Zhaobo. Research on horizontal well and fractured horizontal well advanced production dynamics analysis method and software development[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2015.
- [6] 祝晓林, 郭林, 朱琴, 等. NPI产量递减分析在海上油田试井中的应用[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 112-114.
ZHU Xiaolin, GUO Lin, ZHU Qin, et al. Application of NPI production decline analysis in well test of offshore oil field[J]. Special Oil Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 112-114.
- [7] 肖翠. 现代产量递减分析法在鄂尔多斯盆地延川南煤层气田中的应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 102-106.
XIAO Cui. Application of modern production decline analysis method in the South Yanchuan coalbed methane field of Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 102-106.
- [8] 刘宝华, 杨东. 现代产量递减分析方法求取安达凹陷试采气井储层参数[J]. 油气井测试, 2019, 28(6): 59-65.
LIU Baohua, YANG Dong. Using modern production decline analysis to obtain the gas well properties in Anda sag[J]. Well Testing, 2019, 28(6): 59-65.
- [9] 崔彬, 付玉通. 煤层气井现代产量递减分析应用研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(3): 101-104.
CUI Bin, FU Yutong. Applied study on modern gas production decrease analysis of coalbed methane well[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(3): 101-104.
- [10] 陈金勇, 李振鹏. 碳酸盐岩储层的主要影响因素[J]. 海洋地质动态, 2010, 26(4): 19-25.
CHEN Jinyong, LI Zhenpeng. The main influencing factors of carbonate reservoir[J]. Marine Geology Letters, 2010, 26(4): 19-25.

(下转第916页)