

# 井打在溶洞外的缝洞型油藏数值试井模型

陈方方, 张福祥, 邓兴梁, 朱永峰, 袁玉春, 马小平

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发研究院, 库尔勒 841000

**摘要** 缝洞型碳酸盐岩油藏多发育大尺度的溶洞和裂缝, 非均质性极强。这类油藏不能使用常规连续介质理论描述。根据缝洞型碳酸盐岩油藏的特征, 结合地震、地质等资料, 建立了并未钻遇溶洞的缝洞型碳酸盐岩油藏数值试井物理数学模型。利用有限元方法对模型进行求解并绘制了试井样版曲线, 对影响井底压力动态的主要因素进行了分析。研究表明: 当井打在洞外时, 由于洞内的渗透性远优于洞外地层, 压力导数曲线后期出现明显下掉, 溶洞的尺寸主要影响压力导数曲线的下掉幅度。模型解释结果与实测数据对比分析表明, 该试井模型具有较高的预测精度, 能够为碳酸盐岩油藏的试井分析提供理论指导。

**关键词** 缝洞型油藏; 碳酸盐岩; 大尺度溶洞; 数值试井

**中图分类号** TE28

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.09.007

## A numerical well test model for wells drilled out of big-size cavity of fractured carbonate reservoirs

CHEN Fangfang, ZHANG Fuxiang, DENG Xingliang, ZHU Yongfeng, YUAN Yuchun, MA Xiaoping

Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China

**Abstract** Conventional continuous multiple medium theories are not suitable for describing the fractured-cavernous carbonate reservoir with big-size fractures and caves. An interpretation model for well test of naturally fractured vuggy reservoir has been developed with consideration of wells drilled outside a big cavity. The model equations are solved with the finite-element method. The analysis of the affecting factors of dynamic pressure at well bottom indicates that the pressure derivative curve of the late stage will go down and form a concave because of the high permeability of the cave. The scale and permeability of the cave mainly affect the amplitude of the pressure derivative reduction. The predicted model has a good agreement with the field test. This can provide a theoretical basis and guidance for well test interpretation of carbonate reservoir.

**Keywords** fractured-cavernous reservoir; carbonate rock; big-size cavity; numerical well test

碳酸盐岩油气田在全球分布广泛, 储量巨大。世界范围内碳酸盐岩储层的油气产量约占油气总产量的60%。中国的塔里木盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地和华北地区广泛发育碳酸盐岩储层, 石油地质储量为22.35亿吨<sup>[1]</sup>, 资源量巨大, 开发前景广阔。

碳酸盐岩渗流理论经历了从双重介质到多重介质理论, 从连续介质到离散介质理论发展。1960年, Barenblatt等<sup>[2]</sup>针对天然裂缝油气藏提出了双重介质的概念, 建立了双孔单渗

和双孔双渗拟稳态窜流模型。Warren等<sup>[3]</sup>提出了均质正交各向异性的双重介质拟稳态窜流模型, 这是目前双重介质中应用最为广泛的模型。Closmann<sup>[4]</sup>提出了三重介质拟稳态窜流模型。刘慈群<sup>[5]</sup>、吴玉树等<sup>[6]</sup>、常学军等<sup>[7]</sup>在三重介质理论方面做了一定工作。

多重介质模型是将各个系统在空间上叠加在一起, 其本质是连续介质理论。但是在缝洞型碳酸盐岩中, 溶洞的尺度可达米量级, 甚至十几米量级, 且溶洞的分布具有随机性, 尺

收稿日期: 2014-12-12; 修回日期: 2015-02-02

基金项目: 国家重大科技专项(2011ZX05004-004)

作者简介: 陈方方, 工程师, 研究方向为碳酸盐岩油藏工程与渗流力学, 电子信箱: chenff-tlm@petrochina.com.cn

引用格式: 陈方方, 张福祥, 邓兴梁, 等. 井打在溶洞外的缝洞型油藏数值试井模型[J]. 科技导报, 2015, 33(9): 46-49.

度相差大。因此,不宜将缝洞型碳酸盐岩油藏处理为连续介质。在此背景下,等效连续介质模型和离散介质模型开始出现并得到发展<sup>[8-11]</sup>。

鉴于常规的多重介质理论无法描述缝洞型碳酸盐岩油藏的渗流特征,本文结合钻完井、地震和地质资料,建立井打在洞外的数值试井解释新模型,采用有限元方法对模型进行求解并绘制样板曲线,分析溶洞大小、溶洞流度比和井到溶洞距离对试井样板曲线的影响。利用建立的模型对1口生产井的实测资料进行分析解释,验证所建模型的正确性。

### 1 物理数学模型

对于缝洞型碳酸盐岩油藏而言,储层类型与地震反射特征有着较好的对应关系,洞穴型及大尺度缝洞型储层对应的地震反射类型为“串珠”状反射特征(图1)。通过地震“串珠”反射,可以识别大尺度储集体。根据钻录井资料和实钻井眼轨迹的地震标定,可以判断井是否钻遇大尺度储集体。

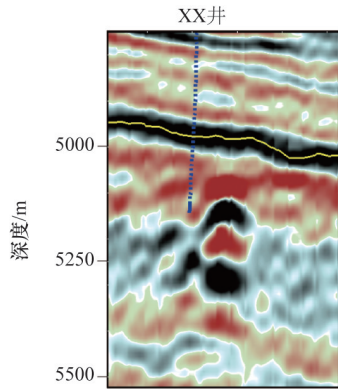


图1 井未钻遇串珠的地震反射剖面  
Fig. 1 Seismic cross-section plot of well out of cave

从图1可看出,井未钻遇溶洞,其物理模式如图2所示,  $d$  为井筒到溶洞的距离,  $r_v$  为溶洞的半径。

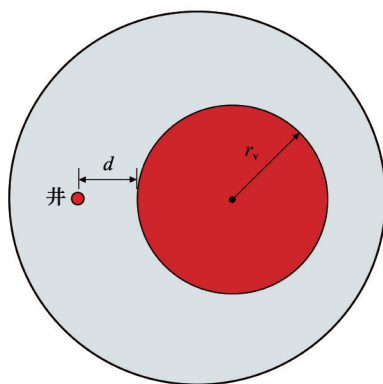


图2 井未钻遇溶洞模型示意  
Fig. 2 Schematic map of well out of cave

数学模型建立的基本假设条件:① 单相弱可压缩流体在水平、等厚、顶底封闭的地层中渗流;② 地层中发育溶洞,井

未钻遇溶洞,并以定产量生产;③ 溶洞和地层其他区域渗流均满足达西定律;④ 考虑井筒和表皮效应,忽略重力和毛细管压力的影响,温度恒定,不考虑其他物理化学作用的影响。基于以上假设条件,建立以下数学模型。

基质区域

$$\frac{\partial^2 p_{1D}}{\partial x_D^2} + \frac{\partial^2 p_{1D}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{C_D e^{2S}} \frac{\partial p_{1D}}{\partial T_D} \quad (1)$$

溶洞内区

$$\frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial x_D^2} + \frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{C_D e^{2S}} \frac{\omega}{M} \frac{\partial p_{2D}}{\partial T_D} \quad (2)$$

初始条件

$$p_{1D} = 0, p_{2D} = 0 \quad (3)$$

井筒边界条件

$$\left. \frac{\partial p_D}{\partial n_i} \right|_{r_i} = -1 + \frac{dp_{wD}}{dT_D} \quad (4)$$

溶洞和基质界面条件

$$p_{1D}|_{r_i} = p_{2D}|_{r_i} \quad (5)$$

$$\left. \frac{\partial p_{1D}}{\partial n_v} \right|_{r_i} = M \left. \frac{\partial p_{2D}}{\partial n_v} \right|_{r_i} \quad (6)$$

油藏边界条件

$$\text{封闭边界} \quad \left. \frac{\partial p_D}{\partial n_o} \right|_{r_o} = 0 \quad (7)$$

$$\text{定压边界} \quad p_D|_{r_o} = 0 \quad (8)$$

定义无量纲量

$$p_D = \frac{Kh(p_i - p)}{1.842q\mu B} \quad p_{wD} = \frac{Kh(p_i - p_w)}{1.842q\mu B} \quad T_D = \frac{t_D}{C_D}$$

$$t_D = \frac{3.6 \times 10^{-3} Kt}{\phi\mu C_i r_w^2} \quad C_D = \frac{0.1592C}{\phi h C_i r_w^2} \quad M = \frac{(K/\mu)_2}{(K/\mu)_1}$$

$$\omega = \frac{(\phi C_i)_2}{(\phi C_i)_1} \quad D = \frac{d}{r_w} \quad r_{vD} = \frac{r_v}{r_w}$$

式中,  $p_D$  为无量纲地层压力;  $p_{wD}$  为无量纲井底压力;  $T_D$  为无量纲有效时间;  $t_D$  为无量纲时间;  $C_D$  为无量纲井储系数;  $D$  为井筒到溶洞的无量纲距离;  $r_{vD}$  为无量纲溶洞半径;  $M$  为溶洞区域和基质区域的流度比;  $\omega$  为溶洞区域和基质区域储能比;  $r_i$  为井筒边界;  $r_v$  为溶洞边界;  $r_o$  为油藏外边界;  $n_i$  为井筒边界外法线方向;  $n_v$  为溶洞边界外法线方向;  $n_o$  为油藏边界外法线方向;  $K$  为基质区域渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $h$  为储层有效厚度, m;  $d$  为井筒到溶洞的距离, m;  $r_v$  为溶洞半径, m;  $p_i$  为原始地层压力, MPa;  $p$  为地层压力, MPa;  $p_w$  为井底压力, MPa;  $q$  为地面总流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $\mu$  为流体黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $B$  为流体体积系数;  $t$  为时间, h;  $\phi$  为储层孔隙度;  $C$  为井筒储集系数,  $\text{m}^3/\text{MPa}$ ;  $C_i$  为综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $N$  为井筒边界上离散单元的线段数;  $L$  为井筒边界上线单元的长度。

## 2 模型求解

采用三角形三结点单元,单元插值函数为线性插值,利用伽辽金加权余量法,令权函数为单元插值函数,即

$$N_i = a_i + b_i x + c_i y$$

基质区域内弱形式的单元积分方程为

$$\iint_A \left( \frac{\partial \delta p_{10}}{\partial x} \frac{\partial p_{10}}{\partial x} + \frac{\partial \delta p_{10}}{\partial y} \frac{\partial p_{10}}{\partial y} + \frac{1}{C_D e^{2S}} \delta p_{10} \frac{\partial p_{10}}{\partial T_D} \right) dA = \int_r \delta p_{10} \frac{\partial p_{10}}{\partial n} d\Gamma \quad (9)$$

单元压力为

$$p_{10} = p_{1i} N_i + p_{1j} N_j + p_{1k} N_k$$

式中,  $p_{1i}$ 、 $p_{1j}$ 、 $p_{1k}$  为单元结点压力,离散后得基质区域的单元有限元方程为

$$\begin{aligned} & A \left( b_i^2 + c_i^2 + \frac{1}{6C_D e^{2S} \Delta T} \right) p_{1i}^{n+1} + A \left( b_i b_j + c_i c_j + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T} \right) p_{1j}^{n+1} + \\ & A \left( b_i b_k + c_i c_k + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T} \right) p_{1k}^{n+1} - \frac{L}{3} \frac{\partial p_{1i}^{n+1}}{\partial n} - \frac{L}{6} \frac{\partial p_{1(j,k)}^{n+1}}{\partial n} = \\ & \frac{A}{6C_D e^{2S} \Delta T} p_{1i}^n + \frac{A}{12C_D e^{2S} \Delta T} p_{1j}^n + \frac{A}{12C_D e^{2S} \Delta T} p_{1k}^n \end{aligned} \quad (10)$$

溶洞区域的方程与基质区域有相同的形式,其弱形式的单元积分方程为

$$\iint_A \left( \frac{\partial \delta p_{20}}{\partial x} \frac{\partial p_{20}}{\partial x} + \frac{\partial \delta p_{20}}{\partial y} \frac{\partial p_{20}}{\partial y} + \frac{1}{C_D e^{2S}} \frac{\omega}{M} \delta p_{20} \frac{\partial p_{20}}{\partial T_D} \right) dA = \int_r \delta p_{20} \frac{\partial p_{20}}{\partial n} d\Gamma \quad (11)$$

式(9)和式(11)的右端项为单元边界的流量。由式(6)流量连续条件可知,若式(11)乘以  $M$  后与式(9)叠加,可消除右端项。因此,溶洞区域的有限元方程为

$$\begin{aligned} & AM \left( b_i^2 + c_i^2 + \frac{1}{6C_D e^{2S} \Delta T} \right) p_{2i}^{n+1} + AM \left( b_i b_j + c_i c_j + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T} \right) p_{2j}^{n+1} + \\ & AM \left( b_i b_k + c_i c_k + \frac{1}{12C_D e^{2S} \Delta T} \right) p_{2k}^{n+1} - \frac{LM}{3} \frac{\partial p_{2i}^{n+1}}{\partial n} - \frac{LM}{6} \frac{\partial p_{2(j,k)}^{n+1}}{\partial n} = \\ & \frac{AM}{6C_D e^{2S} \Delta T} p_{2i}^n + \frac{AM}{12C_D e^{2S} \Delta T} p_{2j}^n + \frac{AM}{12C_D e^{2S} \Delta T} p_{2k}^n \end{aligned} \quad (12)$$

井筒边界总流量等于总生产量,可得

$$\sum_{j=1}^N L_j \frac{\partial p_{1j}^{n+1}}{\partial n} \Big|_{\Gamma_i} - \frac{1}{2\pi} \frac{P_{wD}}{\Delta T} = \frac{1}{2\pi} \left( -1 - \frac{P_{wD}}{\Delta T} \right) \quad (13)$$

井筒边界上各点压力相等,均为井底压力

$$p_{1j} \Big|_{\Gamma_i} = P_{wD} \quad (14)$$

式中,  $A = \frac{1}{2} \begin{vmatrix} 1 & x_i & y_i \\ 1 & x_j & y_j \\ 1 & x_k & y_k \end{vmatrix}$ ,  $b_i = -\frac{1}{2A} \begin{vmatrix} 1 & y_j \\ 1 & y_k \end{vmatrix}$ ,  $c_i = \frac{1}{2A} \begin{vmatrix} 1 & x_j \\ 1 & x_k \end{vmatrix}$

联立式(10)、(12)、(13)、(14),由单元刚度方程组装为整体刚度方程,可求得所有结点上各时刻的压力值。

## 3 井底压力动态特征分析

### 3.1 溶洞大小对试井样板曲线的影响

图3是识别井打在洞外时所对应的典型双对数特征曲

线。井筒储集阶段之后,开始出现径向流动阶段,压力导数为水平0.5线。当压力扩展到溶洞时,由于溶洞渗透率高,压力导数曲线下掉形成一个“凹子”,压力传过溶洞之后,出现系统径向流,压力导数回到水平0.5线。从图3可看出,溶洞半径越大,压力导数曲线下掉的幅度越大,且压力导数曲线的最低点随着溶洞半径增大而后移。

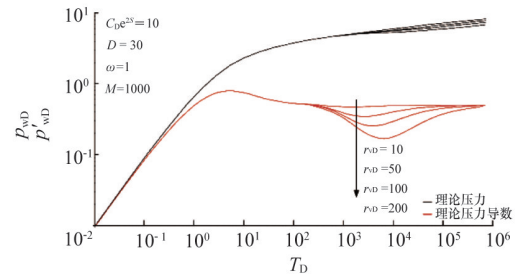


图3 溶洞无因次半径  $r_{cD}$  对试井理论曲线的影响  
Fig. 3 Effect of dimensionless cave radius on pressure behavior

### 3.2 井到溶洞距离对试井样板曲线的影响

图4为井到溶洞的无因次距离  $D$  对试井理论曲线的影响。从图4可看出,随着井到溶洞距离的增大,压力导数开始下掉的时间越晚,并且下掉的幅度越小。这是因为当距离越远时,溶洞占整个压力波及区域的比例越小,其对地层压力补充越弱。

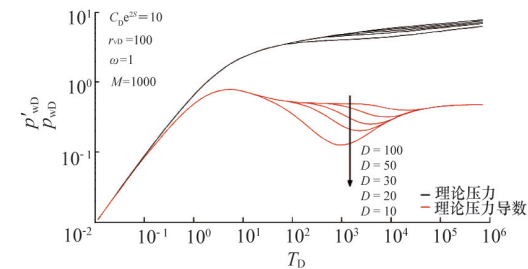


图4 井到溶洞距离  $D$  对试井理论曲线的影响  
Fig. 4 Effect of the distance from well to cave on pressure behavior

### 3.3 溶洞流度比对试井样板曲线的影响

图5为溶洞流度比  $M$  对试井理论曲线的影响。

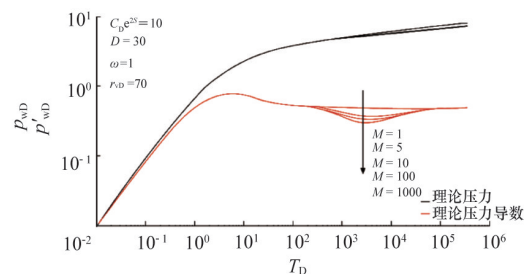


图5 溶洞流度比  $M$  对试井理论曲线的影响  
Fig. 5 Effect of mobility ratio of cave on pressure behavior

从图5可看出,溶洞流度比越大,压力导数曲线下掉幅度越大,但是当流度比增大到一定幅度后,压力导数曲线的下

掉幅度到达一个极限值,这是因为溶洞的流度比越大,流动阻力越小,压力导数曲线下掉的幅度越大,但是流动阻力的下限为无阻力,因此压力导数曲线下掉的幅度最大为无流动阻力的情况。

#### 4 应用实例

塔里木油田某 A 井主力层位于奥陶系,属于典型的缝洞型碳酸盐岩油藏,井和油藏的物性参数:孔隙度为 4.2%,储层有效厚度为 67 m,井筒半径为 0.079 m,综合压缩系数为 0.00114 MPa<sup>-1</sup>,原油体积系数为 1.12,原油黏度为 1.49 mPa·s。该井在钻井过程中并未发生漏失和放空等现象,选用本文建立的并未钻遇溶洞的模型进行解释。通过双对数曲线拟合(图 6)解释结果为:井储系数为 0.291 m<sup>3</sup>/MPa,表皮系数为 -4.98,井附近溶洞的渗透率为 8278 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,溶洞半径为 185 m,井距溶洞的最近距离为 35 m。图 7 为该井所在的流动单元平面,从平面可以看出,井确实未钻遇溶洞,并且井附近溶洞的面积约为 0.12 km<sup>2</sup>,折算为圆形半径为 195.5 m,与解释的 185 m 结果接近。解释结果与现场实际的地震、地质和钻井数据吻合较好。

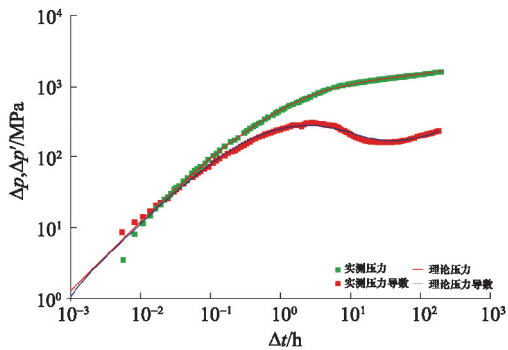


图 6 A 井实测压力恢复曲线双对数拟合结果  
Fig. 6 Type curve matching of theoretical curves against tested curves of well A

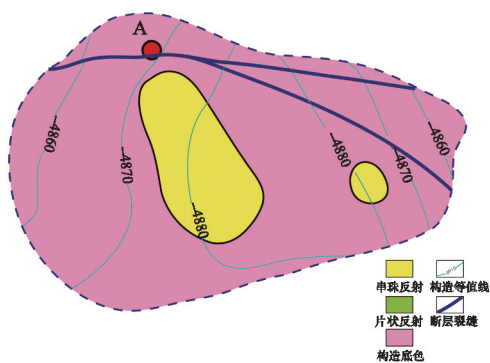


图 7 A 井流动单元平面图  
Fig. 7 Planar graph of flow unit of well A

#### 5 结论

1)根据缝洞型碳酸盐岩油藏的特征,结合地震反射特征和钻录井等静态资料,建立了缝洞型碳酸盐岩油藏中井打在

洞外的数值试井解释模型,并采用有限元数值求解方法进行了模型求解,绘制出新型的样板曲线,分析了曲线特征。

2)通常考虑洞内的渗透性要远好于洞外的渗透性,压力扩展到溶洞时类似于遇到一个定压边界,表现为压力导数曲线出现明显下凹,且溶洞尺寸越大,压力导数下凹的幅度越大。

3)井到溶洞距离主要影响压力导数曲线下掉的时间早晚,距离越小,压力导数曲线下掉的时间越早,反之越晚。

4)利用建立的模型,分析了一口生产井的压恢测试数据,解释结果和实际地质情况相吻合,验证了所建模型的正确性。

#### 参考文献 (References)

- [1] 江怀友, 宋新民, 王元基, 等. 世界海相碳酸盐岩油气勘探发现状与展望[J]. 海洋石油, 2008, 28(4): 6-13.  
Jiang Huaiyou, Song Xinmin, Wang Yuanji, et al. Current situation and forecast of the world's carbonate oil and gas exploration and development[J]. Offshore Oil, 2008, 28(4): 6-13.
- [2] Barenblatt G I, Zheltov J P, Kochina I N. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks strata[J]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 1960, 24(5): 852-864.
- [3] Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1963, 3(3): 245-255.
- [4] Closmann P J. An aquifer model for fissured reservoir[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1975, 15(5): 385-398.
- [5] 刘慈群. 三重介质弹性渗流方程组的精确解[J]. 应用数学和力学, 1981, 2(4): 419-424.  
Liu Ciqun. Exact solution for the compressible flow equations through a medium with triple- porosity[J]. Applied Mathematics and Mechanics, 1981, 2(4): 419-424.
- [6] 吴玉树, 葛家理. 三重介质裂-隙油藏中的渗流问题[J]. 力学学报, 1983, 19(1): 81-85.  
Wu Yushu, Ge Jiali. The transient flow in naturally fractured reservoirs with three- porosity systems[J]. Acta Mechanica Sinica, 1983, 19(1): 81-85.
- [7] 常学军, 姚军, 戴卫华, 等. 裂缝和洞与井筒连通的三重介质油藏试井解释方法研究[J]. 水动力学研究与进展, 2004, 19(3): 339-346.  
Chang Xuejun, Yao Jun, DAI Weihua, et al. The study of well test interpretation method for a triple medium reservoir[J]. Journal of Hydrodynamics, 2004, 19(3): 339-346.
- [8] Snow D T. Anisotropic permeability of fractured Media[J]. Water Resources Research, 1969, 5(6): 1273-1289.
- [9] Neale G H, Nader W K. The permeability of a uniformly vuggy porous medium [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1973, 13(2): 69-74.
- [10] 李亚军, 姚军, 黄朝琴, 等. 裂缝性油藏等效渗透率张量计算及表征单元体积研究[J]. 水动力学研究与进展, 2010, 25(6): 1-7.  
Li Yajun, Yao Jun, Huang Zhaoqin, et al. Calculation of equivalent permeability tensor and study on representative element volume for modeling fractured reservoirs[J]. Journal of Hydrodynamics, 2010, 25 (6): 1-7.
- [11] 徐轩, 杨正明, 祖立凯, 等. 多重介质储层渗流的等效连续介质模型及数值模拟[J]. 断块油气田, 2010, 17(6): 733-737.  
Xu Xuan, Yang Zhengming, Zu Likai, et al. Equivalent continuous medium model and numerical simulation of multimedia reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(6): 733-737.

(责任编辑 赵业玲)