

文章编号:1673-5005(2006)01-0077-05

基于微观渗流机理的宏观油藏数值模拟研究

谷建伟

(中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061)

摘要:处于高含水开发期油藏的剩余油分布主要受流体性质和岩石孔隙结构的影响,而经典数值模拟并没有考虑微观孔喉特征的影响。为此建立了描述微观孔喉特征的地层孔隙网络模型,并对构成网络的基本连线单元进行改进,使网络模型能更细致地描述油水分布特征和水驱油微观机理。利用逾渗理论计算了基于微观渗流机理的相对渗透率曲线,并将其应用到经典数值模拟计算中,实现了微观渗流机理与宏观数值模拟计算的结合。实例分析表明,利用该数值模拟计算方法得到的基于微观特征的剩余油分布更符合地下实际流体分布,其结果可为剖割堵水、化学驱提供技术参数。

关键词:微观渗流机理; 逾渗理论; 网络模型; 剩余油分布; 高含水开发期; 宏观油藏数值模拟

中图分类号: TE 311 **文献标识码:** A

Macroscopic numerical reservoir simulation based on microscopic percolation mechanism

GU Jian-wei

(College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China)

Abstract: The remaining oil distribution during high water-cut development period was controlled by the fluid properties and pore configuration of rock. The microscopic features of pore throat were not taken into account in the classical numerical reservoir simulation. The network model was established to describe the microscopic features of pore throat, and the hypothesis of basic line unit was improved, which could describe fluid distribution features and water flooding mechanism more precisely. The relative permeability curves based on microscopic percolation mechanism were calculated by percolation theory, and which were used in classical reservoir simulation. The combination of microscopic percolation mechanism and macroscopic numerical reservoir simulation became a reality. The macroscopic simulation results of the remaining oil distributing form and rules based on microscopic percolation mechanism agree well with real fluid distribution. The results can provide technical parameters for profile controlling, water plugging and chemical flooding.

Key words: microscopic percolation mechanism; percolation theory; network model; remaining oil distribution; high water-cut development period; macroscopic numerical reservoir simulation

油水粘度差异、岩石宏观非均质性和岩石微观特征是影响油水分布的3个主要因素。岩心水驱油实验和数值模拟是不同尺度上研究油水分布特征的两种基本方法。小尺度的岩心实验侧重于利用岩石微观特征研究油水运动的微观机理,但没有考虑油藏宏观因素的影响;数值模拟考虑了油水粘度差异和岩石宏观非均质性的影响,但没有考虑岩石微观特征。在中低含水开发期,油水粘度差异和岩石宏

观非均质性是影响油水分布的主要因素,因此数值模拟结果能有效地指导油田开发。但是在高含水开发期,岩石微观特征是影响油水分布不可忽视的因素。因此如何将微观因素考虑到宏观数值模拟计算中是高含水开发期油田迫切需要解决的问题。相对渗透率曲线是联系微观特征与宏观计算的桥梁,笔者利用网络模型描述地层孔隙的微观结构,采用逾渗理论计算基于微观特征的相渗曲线,并将此相渗

收稿日期:2005-09-09

基金项目:国家自然科学基金资助项目(10302021)

作者简介:谷建伟(1971-),男(汉族),河北保定人,副教授,博士,从事油气田开发方面的教学和科研工作。

曲线应用到宏观数值模拟计算中,得到微观机理与宏观计算相结合的数值模拟方法。

1 利用网络模型计算油水相对渗透率

从油水渗流的微观过程分析,岩石的孔隙结构对油水分布有着重要影响。利用恒速或恒压压汞资料可以得到岩石的微观孔隙结构特征,即岩石孔喉半径分布及孔喉的连通程度^[1]。通常将压汞分析得到的孔喉分布特征拟合成某种分布函数,常用的分布函数有 Rayleigh 分布和 Γ 分布^[2]。实际油藏岩石孔隙空间的形态是极不规则、连通关系复杂的网络空间,采用数学语言进行描述非常困难。Jerauld 等人^[3]指出,只要规则网络空间的连通数等于不规则或无序网络的平均连通数,则这两个网络在流动上的实际意义是相同的,所以实际岩石的无序孔隙空间可以利用具有相同连通程度的有序网络模型来代替。在得到孔喉分布函数后,就可以构造网络模型来描述实际孔隙空间的分布特征。决定网络流动特征的主要参数是孔喉分布规律和配位数,而这两个参数都可以从压汞实验得到。常用的网络模型是 Bethe 网络,该网络是由交点和连线构成、具有无穷分支结构、没有闭环的网络,其特征参数为配位数 Z 。在该网络空间中,用连线来代表孔隙,连线具有一定的半径和分布特征、体积和流动阻力;连线之间的交点视为没有体积和阻力的部分,只是起到连接的作用^[3]。

目前的网络模型都假设连线是截面为圆形的管道,管道中为单相流体,当两端的压差满足条件后,其中的流体全部被驱替出,管道完全被后来的流体占有。该假设与实际微观流动机理有很大出入,因此笔者以截面为等边三角形的棱柱管道代替圆形管道,如图 1 所示。

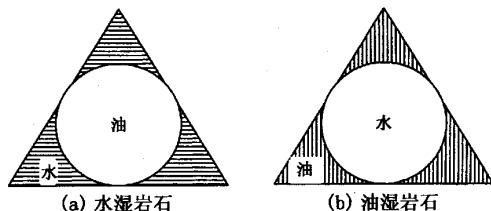


图 1 网络模型中不同润湿性岩石流体分布

采用这种处理方法有 3 个优点:①孔喉形态和流体分布描述更加贴近实际。实际岩石空间是参差不齐的,棱柱筒比简单的圆筒更接近实际孔隙的形状。由于润湿性的影响,润湿相分布于岩石孔道表面的一定范围之内,而非润湿相占据孔道的中央。

圆形孔道假设其中只有单相流体,没有考虑润湿的影响;在棱柱筒中润湿相占据等边三角形内切圆以外的空间,非润湿相占据内切圆部分(图 1),这种流体分布形式更接近于实际的流体分布特征。②初步描述了微观水驱油机理。水湿油藏进行水驱时,注入水首先沿孔道表面进入,和原有的岩石孔道表面的束缚水结合,驱替中央部位的原油。而圆形孔道由于假设只有单相流体,因此不能描述出这种现象。③更好地描述高含水后期地层中油水分布。对于油湿岩石,水驱过后油以油膜的形式粘附在颗粒表面,相当于棱柱筒内切圆以外的部分,水则存在于管道中央,相当于棱柱筒内切圆的部分。对于以油膜形式存在的残余油,由于岩石的吸附,需要采取化学驱提高采收率。

采用棱柱筒代替圆筒后,流体分布(与网络中饱和度的计算有关)及流动参数计算相应地要改变,在计算饱和度时不能只统计某相流体所占的连线概率,还应考虑流体分布,根据等边三角形和内切圆的几何关系(图 2),可以确定润湿相和非润湿相流体的分布比例。

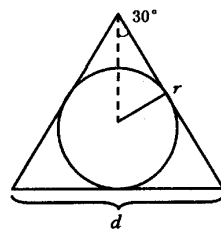


图 2 等边三角形和内切圆的几何关系

润湿相饱和度相当于三角形面积与内切圆面积之差与三角形面积的比值,非润湿相饱和度为内切圆面积与三角形面积的比值,表达式分别为

$$S_w = \frac{A_T - A_C}{A_T} = \frac{4(3\sqrt{3} - \pi)r^2}{\sqrt{3}d^2}, \quad (1)$$

$$S_{NW} = \frac{A_C}{A_T} = \frac{4\pi r^2}{\sqrt{3}d^2}. \quad (2)$$

式中, S_w, S_{NW} 分别为润湿相和非润湿相饱和度,小数; A_T, A_C 分别为三角形和内切圆的面积, μm^2 ; d 为三角形的边长, μm ; r 为内切圆的半径, μm 。

由于各相流体在网络空间中的分布不同,每相流体的流动能力计算方法也不同。非润湿相占据孔道中央部位,其导流能力 g_{NW} 可以用 Poiseuille 定律描述^[4],即

$$g_{NW} = \frac{\pi r^4}{8\mu_{NW}l},$$

润湿相的导流能力 g_w 可用 Ransohoff^[5] 推导的形式计算,即

$$g_w = \frac{A_w r^2}{\beta_w \mu_w l}$$

式中, μ_w, μ_{nw} 分别为润湿相和非润湿相的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; l 为管道的长度, μm ; A_w 为过流面积, μm^2 ; β_w 为无因次阻力系数,其值与流体性质、岩石颗粒性质、表面粗糙度、润湿角及管径有关,初始状态下润湿相是不能流动的, β_w 为无穷大。

在以上网络模型基础上,统计网络中每相流体的饱和度,并计算对应饱和度下的相导流能力,结合逾渗理论即可计算基于微观渗流机理的相渗曲线。Stinchcombe 提供了计算 Bethe 网络中相流体导流能力的方法^[6],即以网络中任意选定的一点为入口端,与该入口相连接的远处所有点为出口端,当网络中存在单相流体时,网络总的导流率 G 可以通过积分计算,表达式为

$$G = \int \alpha(r) |dr/dg| dg.$$

定义单位压降下某相流体的流量为该相流体的导流率 g_i ,即

$$g_i = -Zc'(0),$$

则对应某一流体饱和度的相渗透率 K_{ri} 为

$$K_{ri} = g_i/G.$$

$c(x)$ 是网络导流率生成函数,可用下列积分方程求解:

$$\int_0^\infty \exp(-\tau x) c(x) dx = \int_0^\infty dg G_i(g) \times \left[\frac{1}{\tau + g} + \frac{g^2}{(\tau + g)^2} \int_0^\infty \exp\left(\frac{-g+x}{g+\tau}\right) c(x)^{Z-1} dx \right].$$

式中, g 为孔喉半径 r 对应的导流率; $\alpha(r)$ 为孔喉分布特征函数; τ 为网络极限导流率; $G_i(g)$ 为 i 相流体在网络中导流率的分布函数。其边界条件为 $c(0) = 1$ 。

利用该方法得到的相对渗透率考虑了岩石微观孔喉特征和水驱油机理,从其计算过程来看,完全不同于实验室测量的相对渗透率曲线。实验室得到的相对渗透率曲线是岩心出口端面油水分布比例的宏观统计特征,没有考虑岩心中油水分布形式和岩心微观孔隙结构。

2 基于微观机理的宏观数值模拟

为了满足油藏高含水开发期的数值模拟计算要求,将微观渗流机理与宏观计算相结合,使数值模拟结果对实际生产具有更大的指导意义。将考虑微

观孔喉特征后计算得到的相对渗透率曲线应用到数值模拟计算中,即对于油藏中每一个网格位置都应该有一条对应的相对渗透率曲线。在已有的数值模拟软件中,同一油藏可以采用多条相对渗透率曲线来刻画,但是这些相渗曲线来源于实验室测量,其资料数量很大程度上受到限制。虽然这种处理方法和基于微观机理的宏观计算考虑问题的想法相似,但却是两个完全不同的概念。

因为每个网格位置都需要基于微观机理的相对渗透率曲线,所以对数值模拟方程做相应改进,即将出现相对渗透率的部分都替换为利用网络模型得到的渗透率。此时的相对渗透率曲线已经不是一组简单的数值,而是与物性参数类似的空间分布函数。但是该空间分布函数不是通过井点和等值线插值得到,而是在进行数值计算之前由油藏不同部位的孔喉分布特征计算得到。在计算程序的实现过程中,相邻网格块之间关于相渗曲线的流动参数采用上游权的方法进行处理,即

$$K_{di+(1/2),jk} = \begin{cases} K_{di,jk}, & \text{当 } p_i \geq p_{i+1}, \text{流体由 } i \text{ 点} \\ & \text{流到 } i+1 \text{ 点,取 } i \text{ 点相渗曲线;} \\ K_{di+1,jk}, & \text{当 } p_{i+1} > p_i, \text{流体由 } i+1 \\ & \text{点流到 } i \text{ 点,取 } i+1 \text{ 点相渗曲线.} \end{cases}$$

在油藏开发过程中,取心井比较少,因此压汞资料也是有限的,这是限制该方法应用的一个大问题,解决的办法是根据油藏渗透率的分布进行区间划分,确定不同油藏部位的孔喉分布特征。孔喉分布特征不同的岩石具有不同的渗透率,在同一油藏中,渗透率相同的部位其孔喉特征是相似的,因此收集整理模拟区域内所有取心井的岩心压汞资料,这些岩心的渗透率分布区间涵盖了油藏的渗透率分布,根据油藏某部位的渗透率即可对应确定出该位置上的孔喉结构,进而利用网络模型计算出该网格部位上的相对渗透率曲线,再将该曲线作为油藏的空间物性参数输入到油藏数值模型中。

3 流体饱和度分布特征

由于模拟计算中每个网格都有其对应的孔喉分布特征和相对渗透率曲线,经过模拟计算得到的流体分布能反映孔喉的微观特征,即能得到不同孔喉区间内的油水分布特征。油藏岩石的润湿性和饱和历史都会影响到水驱油过程中的流体分布。对于驱替过程,驱替相流体首先进入最大的孔喉空间,然后在压差逐渐增加的情况下,依次进入比较小的孔道;

对于吸吮过程,在毛管力的作用下驱替相流体会自发地进入到小孔喉中,然后依次进入大的孔喉。因此不同的驱替过程和润湿性决定了驱替相和被驱替相在网络孔喉空间中的分布特征。

首先定义网络空间原有流体为占有相,驱替流体称为驱替相,以占有相润湿网络空间为例来讨论流体的分布特征。

在网络特征决定后,驱替相作为非润湿相在一定压差 p_c 下,允许进入网络空间的范围为 X_D ,即为从最大的孔喉半径 $r_{\max}$ 到该压差控制的孔喉半径 r_D 之间的部分, $r_D = 2\delta \cos \theta / p_c$ 。但是在驱替范围内,并不是所有的孔道都被驱替相占据,还应考虑到不连续的部分和残余相占有部分,以及在整个网络空间是否已经形成驱替相的连续通道。进入函数 X^A 是描述驱替相流体可以进入的孔喉区间与总的孔喉区间比例关系的参数,它是 X_D 的函数,与具体的网络性质和其中流体分布有关。在驱替相流体网络没有形成连续通道前, $X^A = 0$; 当形成连续通道后, X^A 逐渐增加,在数值上与 X_D 相等。考虑以上因素,某时刻占有相饱和度 S_D 和驱替相饱和度 S_O 分别为

$$S_D = \frac{\int_{r_D}^{r_{\max}} g(r) V_p(r) dr}{\int_0^{r_{\max}} g(r) V_p(r) dr},$$

$$S_O = 1 - S_D.$$

式中, $V_p(r)$ 是考虑网络模型连线单元为棱柱筒,润湿相和非润湿相流体饱和度的校正函数,由式(1),(2)得到。

这样,不同的饱和度数值对应了不同的空间油水分,由此可以计算出不同孔喉区间内的剩余油

量,并可以确定调剖堵水需要的颗粒粒径和化学驱需要降低的界面张力范围。对于吸吮过程,同理也可以计算出其油水分布特征。

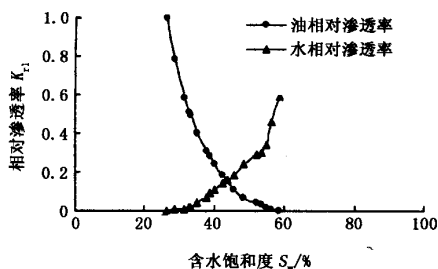
4 实例计算及其结果分析

将以上网络模型进行编程实现,其中相对渗透率曲线计算作为数值模拟预处理部分,剩余油饱和度特征分析和数值模拟计算过程合为一体。利用编制的计算程序,对胜利油田的部分注采井组进行了计算分析。

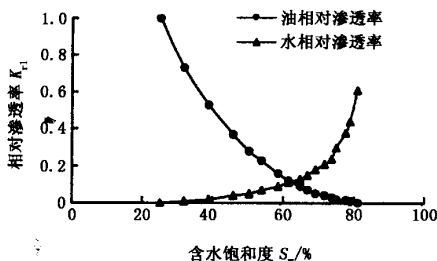
首先整理、分析岩心压汞资料,该区域有两口取心井,压汞实验数据由胜利油田地质院提供。模拟计算区域的渗透率为 $0.447 \sim 2 \mu\text{m}^2$,将地层渗透率分为 $0.4 \sim 0.7, 0.7 \sim 1.0, 1.0 \sim 1.3, 1.3 \sim 1.6, 1.6 \sim 1.9$ 和大于 $1.9 \mu\text{m}^2$ 6个级别,对应每个级别的渗透率选用一块属于该渗透率范围内岩心的压汞数据,共选择了6块岩心,其渗透率分别为 $0.525, 0.744, 0.980, 1.34, 1.66, 3.51 \mu\text{m}^2$,求解这6块岩心的孔喉分布特征,计算相对渗透率。表1为岩心1和5计算得到的孔喉分布特征,图3为计算得到的油、水相对渗透率曲线。

表1 由岩心1和5计算得到的孔喉分布特征

孔喉半径 $r/\mu\text{m}$	对应孔喉半径 体积频率 $F/\%$		孔喉半径 $r/\mu\text{m}$	对应孔喉半径 体积频率 $F/\%$	
	岩心1	岩心5		岩心1	岩心5
120.71	0.00	0.30	5.38	4.85	2.10
74.33	0.00	0.48	4.11	6.15	1.89
43.30	0.00	13.56	2.90	7.38	2.58
27.79	6.38	35.98	1.81	9.18	2.89
20.46	4.24	16.38	0.94	10.91	3.31
15.92	4.24	6.59	0.57	4.54	1.07
11.91	6.08	4.85	0.41	3.97	0.77
9.06	4.76	1.45	0.24	10.27	1.73
6.94	4.38	3.01	0.12	12.65	1.04



(a) 岩心1(渗透率 $0.525 \mu\text{m}^2$)



(b) 岩心5(渗透率 $1.66 \mu\text{m}^2$)

图3 利用微观孔喉特征计算的相对渗透率曲线

计算中发现,数值模拟计算前的数据准备阶段消耗的时间较长,因为要分析岩心压汞资料和计算相渗曲线;而数值模拟历史拟合过程需要的时间少,由于

在不同的油藏部位建立了反映区域特征的油水渗流关系,生产动态拟合比较快,计算结果精度也比较高。

在相同的生产历史、生产指标和采出程度条件

下,将模拟对象分别用本文中提出的数值模拟计算方法和 Eclipse 软件(经典黑油模型)进行历史拟合,比较两个模型计算得到的剩余油分布,结果见图 4、5。图 4 和图 5 说明了两种计算结果的差别,数值有正有负,说明整体上物质是平衡的。比较图 4 和图 5 发现,剩余油饱和度差值的高值区与地层渗透率低值区比较一致,而饱和度差值低值区与渗透率高值区比较一致。产生这种现象是由于具有不同渗透率的岩石孔喉分布特征不同,渗透率越低,相应的孔喉区间越小,滞留的剩余油越多;渗透率越高,相应的孔喉区间越大,滞留的剩余油越少。经典数值模拟没有考虑微观孔喉特征和由此而导致的相渗曲线差别。实际生产资料证明,基于微观机理计算的饱和度精度较高,更符合实际生产动态。

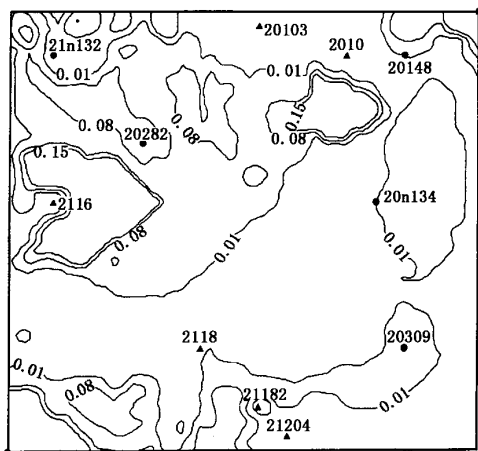


图 4 两种模拟方法得到的剩余油饱和度差值

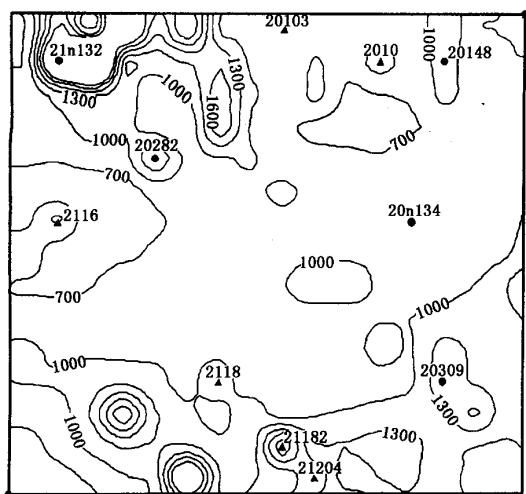


图 5 模拟区域渗透率分布特征(单位: $10^{-3} \mu\text{m}^2$)

根据逾渗方法进行相渗曲线计算和饱和度微观分析,可以求出每个网格块内剩余油分布的孔喉区

间。统计模拟计算区域内剩余油分布状况,将孔喉区间分为小于 1.0, 1.0 ~ 2.5, 2.5 ~ 5.0, 5.0 ~ 10.0, 10.0 ~ 30.0, 30.0 ~ 50.0 和大于 50.0 μm 7 个区间,每个区间控制的剩余油量不同,小孔喉剩余油较多,大孔喉剩余油较少。图 6 为模拟计算区域内不同孔喉区间控制的剩余储量分布。

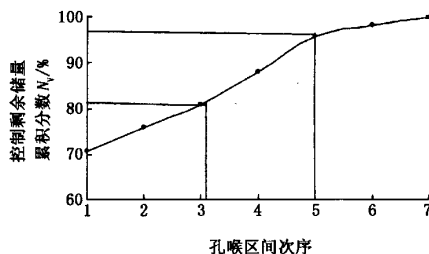


图 6 不同孔喉区间控制的剩余储量分布

由图 6 可知,目前约有 80% 的剩余储量控制在小于 30 μm 的孔喉中,只有当外加压力大于毛管压力后才能将这些原油驱动。常规生产压差的普通注水开发没办法动用这部分剩余油,只有在表面活性剂降低油水界面张力和毛管压力后才能动用。在确定了孔喉半径和生产压差后,根据毛管压力方程就可以求出油水界面张力的具体范围,从而为化学剂的配方提供依据。此外,利用计算出的剩余油分布状况还可以为调剖堵水提供决策依据,从图 6 中可以看出,在绝大部分储量不损失的情况下,可以将较大的孔喉封堵,封堵颗粒半径可以确定为 30 μm ,大于此孔喉半径的孔喉控制的剩余储量已经很少。

5 结束语

以截面为等边三角形的棱柱筒代替圆筒对网络模型进行改进,使网络模型能更有效地描述油水分布特征和渗流机理。基于微观机理的数值模拟计算比经典数值模拟需要的历史拟合工作量小,结果更加符合地下实际情况,可以得到剩余油的具体分布形式和存在孔喉区间的分布范围,为调剖堵水及化学驱等提供技术参数。

参考文献:

- [1] 王金勋,杨普华,刘庆杰,等. 应用恒速压汞实验数据计算相对渗透率曲线[J]. 石油大学学报:自然科学版,2003,27(4):66-69.
WANG Jin-xun, YANG Pu-hua, LIU Qing-jie, et al. Determination of relative permeability curves using data measured with rate-controlled mercury penetration[J]. Journal of the University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 2003,27(4):66-69.

(下转第 85 页)

皮系数与不考虑时相差比较大,有效渗透率增加 21.07%,而非达西流动表皮系数减小 17.65%。本例中,忽略非达西流动边界影响将过高估计非达西流对产能的影响。

表 2 非达西效应分析结果

分析项目	有效渗透率 $k_e/10^{-3} \mu\text{m}^2$	非达西 流动系数 $D/(10^4 \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	表皮 系数 S	非达西流 动表皮系 数 S'
忽略 r_{mD}	4.75	0.2322	-4.16	3.67
考虑 r_{mD}	5.75	0.1913	-3.51	3.02
相对偏差 $E_R/\%$	21.07	-17.63	-15.62	-17.65

5 结 论

(1)考虑非达西流动边界的气体径向流动规律为近井区高速非达西流动与远井区达西流动的耦合流动。

(2)考虑非达西流动边界影响的非达西流动系数小于忽略流动边界影响的非达西流动系数,其差值与气井产量成反比。计算实例中,考虑非达西流动边界影响的有效渗透率增加了 21.07%,而非达西流动系数减小了 17.63%。

参考文献:

[1] 许少松,陈钦雷.井筒附近地层高速非达西渗流的数值分析[J].石油大学学报:自然科学版,1994,18(5):53-59.
XU Shao-song, CHEN Qin-lei. Numerical simulation of unsteady flow in an infinite composite reservoir with turbulence near the wellbore [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1994,

18(5):53-59.
[2] 康晓东,李相方,郝伟.气井非达西流动附加压降计算方法[J].油气井测试,2004,13(5):4-5.
KANG Xiao-dong, LI Xiang-fang, HAO Wei. Pressure drop calculation of non-Darcy flow at high velocity for gas well[J]. Well Testing, 2004, 13(5):4-5.
[3] 张黔川,吕涛,吕劲.气藏水平井非达西流动二项式产能试井公式[J].天然气工业,2004,24(10):83-85.
ZHANG Qian-chuan, LÜ Tao, LÜ Jin. Non-Darcy binomial deliverability testing formula of horizontal gas wells[J]. Nature Gas Industry, 2004, 24(10): 83-85.
[4] 康晓东,覃斌,李相方,等.凝析气藏考虑毛管数和非达西效应的渗流特征[J].石油钻采工艺,2004,26(4):41-45.
KANG Xiao-dong, QIN Bin, LI Xiang-fang, et al. Characteristics of gas condensate flow in porous media considering capillary number and non-Darcy effect[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(4): 41-45.
[5] 李士伦.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2000:128-129.
[6] FORCHHEIMER Abbas and KATZ Donald L. An analysis of high-velocity gas flow through porous media[R]. SPE 6827, 1979.
[7] 喻西崇,赵金洲,郭亚玲,等.深部凝析气井流入动态分析研究[J].石油勘探与开发,2002,29(3):72-73.
YU Xi-chong, ZHAO Jin-zhou, WU Ya-ling, et al. A study on deep condensate gas well inflow performance equation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(3): 72-73.

(编辑 李志芬)

(上接第 81 页)

[2] HARDY H H. Mathematical model of microscopic fluid flow in porous media [J]. Transport in Porous Media, 1990, 4:24-27.
[3] JERAULD G R, SCRIVEN L E, DAVIS H T. Percolation and conduction on the 3D regular networks: a second case study in topological disorder [J]. J Phys Chem, 1984, 17:3429-3439.
[4] 秦积舜,李爱芬,孙仁远.油层物理学[M].东营:石油

大学出版社,2001:178-180.
[5] RANSOHOFF T C, RADKE C J. Laminar flow of a wetting liquid along the corners of a predominantly gas-occupied noncircular pore[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 1987, 121(2):392-401.
[6] STINCHCOMBE R B. Conductivity and spin-wave stiffness in disorder system: an exactly soluble model[J]. Journal of Physic (C): Solid State Physics, 1974, 7:179-203.

(编辑 李志芬)