

文章编号:0253-9985(2008)06-0812-07

基于毛管压力曲线的储层渗透率估算模型 ——以塔里木盆地上泥盆统某砂岩组为例

童凯军,单钰铭,王道串,杨露,陈文玲

(成都理工大学“油气藏地质与开发工程”国家重点实验室,四川 成都 610059)

摘要:渗透率是反映储层渗流能力的重要参数。目前对于储层渗透率的获取主要是基于室内岩心分析,但它又受取心及测试成本的限制。另外,其它常规渗透率解释模型也有预测误差较大的缺陷,难以满足油气田勘探开发的要求。毛管压力曲线表征了储层岩石孔喉大小和分布,大多数情况下,岩石绝对渗透率主要取决于孔喉分布。由此,在前人提出的大量经验公式的基础上,根据一种反映理想岩石孔隙结构的毛细管束模型和达西渗流理论,利用压汞曲线实验数据资料推导出了—种储层岩石渗透率的计算公式,建立了—种新的渗透率估算模型。通过塔里木盆地上泥盆统某砂岩段的实例实践表明,用该模型估算的渗透率与岩心实测渗透率值符合较好。

关键词:渗透率;毛管压力曲线;孔喉分布;估算模型;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

CP-curve-based model for estimating reservoir permeability: an example from a sandstone of the Upper Devonian in Tarim Basin

Tong Kaijun, Shan Yuming, Wang Daochuan, Yang Lu, Chen WenLing

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,
ChengDu University of Technology, Chengdu 610059, China)

Abstract: Permeability is a key parameter which reflects the seeping capacity of a reservoir. However, reservoir permeability is currently obtained mainly through laboratory core analysis and is confined because of coring and testing cost limits. Other conventional permeability models also have the disadvantage of relatively large errors and can hardly meet the requirements of oil & gas field exploration and development. The pore throat size and distribution of reservoir rocks can be characterized by capillary pressure curves. In most cases, the absolute permeability of rocks mainly depends on the distribution of pore throats. Based on many previous empirical formulas, a capillary bundle tube model that simulates ideal pore structure, and the Darcy flow theory, this paper puts forward a formula of reservoir permeability by using intrusive mercury curves. Its application to a sandstone layer of the Upper Devonian in Tarim Basin shows that the predicted and measured permeability coincides well.

Key words: permeability; capillary pressure curve; distribution of pore throat; estimation model; Tarim Basin

在油气田勘探开发过程中,进行储层渗透率评价对于正确认识储层特性、确定油气井产能以及进行开发方案设计和调整工作具有非常重要的意义^[1]。目前,地层的渗透率通常由岩心分析和

地层压力测试获得,但钻井取心成本昂贵,并且由于地层的非均质性,仅靠几口取心井或层段的岩心来了解整个油气作业区各油气层的渗透率是比较困难的。另外,也经常采取辅以测井手段先确

收稿日期:2008-04-08。

第一作者简介:童凯军(1984—),男,硕士研究生,油气田开发。

定地层孔隙度,再利用 Kozeny 公式求取渗透率,由于公式中的比表面积不能准确得到,再加上目标区各井层中,油、气、水和岩石物理性质的差异以及钻井过程中泥浆污染程度的不同,想用同一模式来有效的解释各井层的渗透率,也是不理想的,对于碳酸盐地层尤为如此,因此其应用效果不明显,导致渗透率测井技术和解释方法一直没有很大的进展。

毛管压力曲线是对岩样进行压汞分析得出来的,是研究岩样孔喉结构、连通性和流体分布的主要手段,通过对压汞毛管压力曲线分析可以得到表征岩样孔隙结构的特征参数。而后者将最终体现在岩石的孔隙度和绝对渗透率的大小上。因此可以利用大量随钻井壁取心和钻屑的压汞曲线来估算地层的渗透率^[2]。本文参考前人所作工作^[3~8],在毛细管束模型及达西定律基础上,利用压汞曲线数据,给出了一个储层渗透率定量计算的关系式,由于将储层渗透率由定性到定量的跟压汞曲线特征参数有机的联系起来,充分地利用了压汞资料,为储层渗透率的计算提供了新的手段,具有一定的应用价值。

1 岩石孔隙结构模型的选择

国内外关于多孔岩石微观结构的模型有很多,如毛细管束、管子网络、球形孔隙段节(SPS)、格子气自动机和喉腔等模型。不同模型适用于不同的岩石孔隙结构。在综合分析实际储层岩石微观孔隙特征的基础上,鉴于毛细管束模型可看成是许多单根毛细管的组成,且各单根毛细管液体的流动都遵循泊谟叶定律,毛细管束集合体在岩石中遵循达西定律。另外,模型可作严格的数学推导,弥补了其自身在某中程度上不能精确地代表实际孔隙介质地不足。因此,这里利用毛细管束模型(图1)来模拟推导储层渗透率。

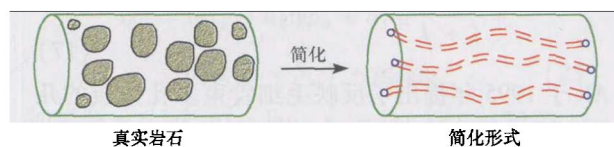


图1 岩石孔隙结构毛细管束模型示意图

Fig.1 Schematic diagram showing capillary bundle model of rock pore structure

2 渗透率估算模型的公式推导

本文渗透率估算模型的建立是基于 Purcell 模型、Burdine 模型以及 Willie 和 Gardner 于 1958 年提出 Kozeny - Garman 方程^[4,9-12]。其中, Kozeny - Garman 方程的确立是假设储层岩石多孔介质由一组随机分布的大小不等的毛细管束组成(图1),其多孔介质截面形态极其复杂。但是总体说来,截面积是恒定的管路,并且在毛细管束中流体的流动遵从以下3个假设:①不混溶的两相驱动;②水平线性稳定渗流;③流体流动遵从达西定律。在如图1所示的模型中,Willie 引入了一个描述毛管半径的分布函数 $\alpha(r)dr$,它表征了毛管半径由 r 至 $r+dr$ 的变化。

在具有多孔介质特征的实际储层岩石中,一般认为水相为润湿相,当多孔介质最初被水相占据时,在原油运移、油藏形成过程中,由于毛细管作用和岩石颗粒表面的吸附作用,油气等非润湿相不可能将水全部驱走,因此存在一部分不可流动水,即束缚水。而如图1所示的模拟岩石多孔介质的毛细管束模型是建立在当多孔介质为非润湿相完全占据时,在所有管子中是不存在不可流动水的。因而,在理想模型中,实际有效润湿饱和度及孔隙度可用如下方程进行校正:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (1)$$

$$\phi^* = \phi(1 - S_{wi}) \quad (2)$$

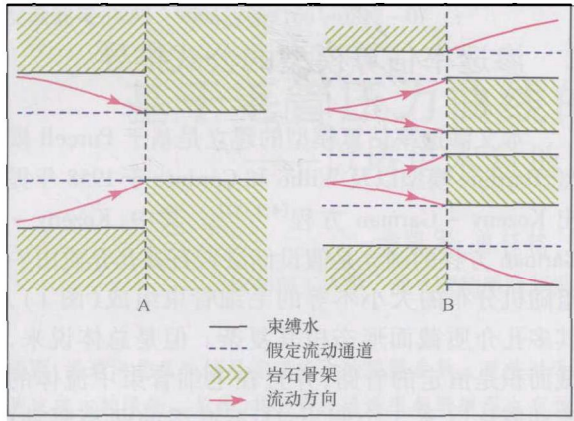
毛管压力方程可用下式表述:

$$p_c = 2\sigma \cos\theta / r \quad (3)$$

在毛管压力为 p_c 的条件下,油、水两相在实际储层岩石多孔介质中的分布形式往往是水相环绕于颗粒表面,占据着孔喉半径由 r_1 变化到 R 的所有小孔隙,而油相则占据着孔喉半径由 R 变化到 r_2 的大孔喉中心。并且含水饱和度是与孔喉半径 R 及孔喉尺寸大小密切相关的,由此可将归一化的含水饱和度用如下关系式表述:

$$S_w^* = \frac{\int_{r_1}^R \pi r^2 \alpha(r) dr}{\int_{r_1}^{r_2} \pi r^2 \alpha(r) dr} \quad (4)$$

另外,鉴于实际储层岩石截面形态具有极强地复杂性,为了使引入的毛细管束模型能够更加

图2 多孔介质孔隙几何因子 n 与 β 示意图Fig. 2 Schematic diagram showing pore geometrical factor n and β of porous mediumA. $n = 1$; B. $\beta > 1$

真实地模拟实际储层岩石结构,因此可用数学表述方式对模型本身做一些修正。如图2所示,流体在多孔介质中流动时,流动方式将与模型中孔隙出口端的形态密切相关,此时可引入模型多孔介质几何因子 n 来修正上述模型,该因子表征与模型中单个孔隙相连的出口端形态变化($n = 1$) (图2A)。此外,还可以引入一个反映岩石多孔介质平均孔隙形状的几何因子 β ,其物理意义在于反映了流体通过孔隙出口端时,忽略了出口端两边收缩区的可流动区域,由此增大的流动渗流阻力(图2B)。

经过上述假设后,为了简化公式的推导,对于模型中多孔介质孔隙毛细管半径的非均匀变化,我们可以描述一个平均分布,即定义了一个有效平均孔喉半径 $\bar{r}$,形式如下:

$$\bar{r} = \frac{r \sqrt{(\phi^* S_w^*)}}{\sqrt{n}} \quad (5)$$

在得到有效平均半径关系式之后,根据泊谟叶流量定律,流体通过单根毛细管孔道的流量为式(6):

$$q_i = \frac{\pi \bar{r}_i^4 \Delta p}{8 u L_i} \quad (6)$$

因此对于每个孔隙存在 n 个出口端的毛细管而言,其流量公式可改写成下式:

$$q_i = \frac{\pi \bar{r}_i^4}{8 u} \left(\frac{\Delta p}{L_i} \right) \left(\frac{\beta}{n} \right) \quad (7)$$

将平均孔喉半径关系式代入式(7),可得:

$$q_i = \frac{\pi r_i^4 (\phi^* S_w^*)^2}{8 u} \left(\frac{\Delta p}{L_i} \right) \left(\frac{\beta}{n} \right) \quad (8)$$

则毛细管束总的流体流量为:

$$Q = \frac{\pi (\phi^* S_w^*)^2}{8 u} \left(\frac{\Delta p}{L} \right) \left(\frac{\beta}{n} \right) \int_{r_1}^R r^4 \alpha(r) dr \quad (9)$$

而毛细管束的横截面积可由下式计算得到:

$$\phi^* A = \int_{r_1}^R \pi r^2 \alpha(r) dr \quad (10)$$

联立式(9)(10),可得下式:

$$\frac{Q}{A} = \frac{\pi \phi^{*3} S_w^{*2}}{8 u} \left(\frac{\Delta p}{L} \right) \left(\frac{\beta}{n} \right) \frac{\int_{r_1}^R r^4 \alpha(r) dr}{\int_{r_1}^R r^2 \alpha(r) dr} \quad (11)$$

对上式进行变换运算,并用毛管半径 r 替换 R ,可得:

$$dS_w^* = \frac{r^2 \alpha(r) dr}{\int_{r_1}^R r^4 \alpha(r) dr} \quad (12)$$

联立式(3)、式(12)以消除毛管半径 r ,并且有,当 $R = r_1$ 时, $S_w^* = 0$; $R = r_2$ 时, $S_w^* = 1$;由此联立关系式可变为:

$$\frac{Q}{A} = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \phi^{*3} S_w^{*2}}{2 u} \left(\frac{\Delta p}{L} \right) \left(\frac{\beta}{n} \right) \int_0^1 \frac{dS_w^*}{p_c^2} \quad (13)$$

代入达西定律关系式,可得:

$$k_{rw} k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \phi^{*3} S_w^{*2}}{2 u} \left(\frac{\beta}{n} \right) \int_0^1 \frac{dS_w^*}{p_c^2} \quad (14)$$

易知有 $S_w^* = 1$ 时, $k_{rw} = 1$,于是上式可继续简化为

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \phi^{*3}}{2} \left(\frac{\beta}{n} \right) \int_0^1 \frac{dS_w^*}{p_c^2} \quad (15)$$

引入 Brook 在文献[4]中推导出的毛管压力模型,方程如下:

$$p_c = p_d S_w^{*-1/\lambda} \quad (16)$$

其中, λ 为孔隙大小分布指数,无量纲。将式(16)整理变换后代入式(15),并考虑到假想岩石与真实岩石的差别,引入一校正系数 F ,可得:

$$k = 2.245 \times 10^5 F \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \phi^{*3}}{p_d^2} \left(\frac{\beta}{n} \right) \left(\frac{\lambda}{\lambda + 2} \right) \quad (17)$$

Ali 于 1995 年提出了反映毛细管束多孔介质的几何因子计算关系式:

$$\beta = 1/\phi \quad (18)$$

$$n = 1/(1 - S_{wi}) \quad (19)$$

将上述关系式代入式(17)并写成渗透率估算模型

的一般通式,如下:

$$k = a_1 \frac{1}{(p_d)^{a_2}} \left(\frac{\lambda}{\lambda + 2} \right)^{a_3} (1 - S_{wi})^{a_4} \phi^{a_5} \quad (20)$$

其中, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 分别为上述关系式的待定系数,由此即完成了基于毛管压力数据的储层岩石渗透率估算模型的建立。

3 模型参数确定及应用步骤简述

由前述推导可知,要利用模型(20)进行储层渗透率预测,首先要收集工区内可用的毛管压力资料及相应物性参数数据,包括毛管曲线参数(P_c)、束缚水饱和度(S_{wi})、孔隙大小分布参数 λ 及物性参数(ϕ)。其中,孔隙度数据可由岩心实验分析或测井手段得到,排驱压力及束缚水饱和度参数可直接读取毛管曲线或通过相应变换获得。其次,完成模型的构建需要确定其中一系列相关参数,包括方程待定 a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 及孔隙大小分布参数等。下面主要就重点介绍一下孔隙大小分布参数 λ 的获取及各待定系数的确定。根据 Brook 于 1966 年提出的毛管压力模型方程:

$$p_c = p_d \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{-1/\lambda} \quad (21)$$

对式(20)两边取对数后整理得:

$$\lg p_c = -\frac{1}{\lambda} \lg \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) + \lg p_d \quad (22)$$

显然,利用压汞试验所取得的试验数据,以毛管压力数据 P_c 和有效润湿相饱和度 S_w^* 画双对数曲线图,由图中出现的直线段斜率值的倒数即为孔隙大小分布参数 λ (图3)。

另外,渗透率估算模型方程中的待定系数的求取则可遵循以下思路方程(20)为一多元非线性函数,观察可知,该式经简单处理后可将其进行线性化。对式(20)两端取对数后变为:

$$\lg k = \lg a_1 - a_2 \lg p_d + a_3 \lg \frac{\lambda}{\lambda + 2} + a_4 \lg (1 - S_{wi}) + a_5 \lg \phi \quad (23)$$

如果令 $y = \lg k, x_1 = \lg p_d, x_2 = \lg(\lambda/(\lambda + 2)), x_3 = \lg(1 - S_{wi}), x_4 = \lg \phi$,则式(23)可以改写为:

$$y = b_1 - b_2 x_1 + b_3 x_2 + b_4 x_3 + b_5 x_4 \quad (24)$$

由此,可根据求解多元线性回归方程的方法来处

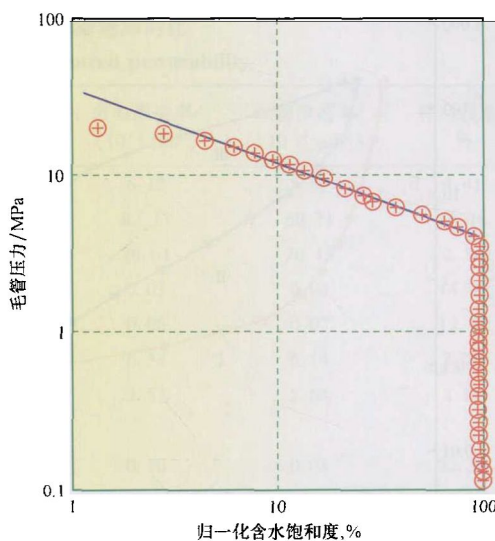


图3 $P_c - S_w^*$ 双对数关系

Fig. 3 $\lg\text{-}\lg$ plot of P_c and S_w^*

理式(24),从而实现式(20)中待定系数最佳求取并最终完成渗透率估算模型的确立。

综上所述,本文方法的具体操作步骤可归纳如下:①综合收集物性参数数据和压汞实验数据;②根据压汞数据做毛管压力曲线 $p_c - S_w$ 图;③在毛管压力曲线图上确定以下参数:排驱压力 p_d 、束缚水饱和度 S_{wi} ;④运用 Brooks - Corer's 方程计算出孔隙大小分布指数 λ ;⑤运用多元线性回归方法完成方程(20)中待定系数的求取;⑥代入优化参数,完成目标区渗透率估算模型。

4 模型应用效果分析

笔者以塔里木盆地上泥盆统某层组砂岩段为例,利用前述所建的渗透率估算模型对该储层渗透率进行了预测,同时也论证了其适用性与有效性。

4.1 研究区储层特征

研究区储层岩石类型有含砾砂岩、中-细粒砂岩和少量的粉砂岩等。储层特征表现有:储层形成于较高能的滨相海滩和河口湾河道,沉积物冲刷较干净,岩石结构成熟度较高。砂岩中陆源碎屑颗粒主要有石英、长石和岩屑等,泥质杂基含量不高,胶结物以碳酸盐岩为主,部分井段含有浊沸石等胶结物,胶结类型多为孔隙式胶结,颗粒间为

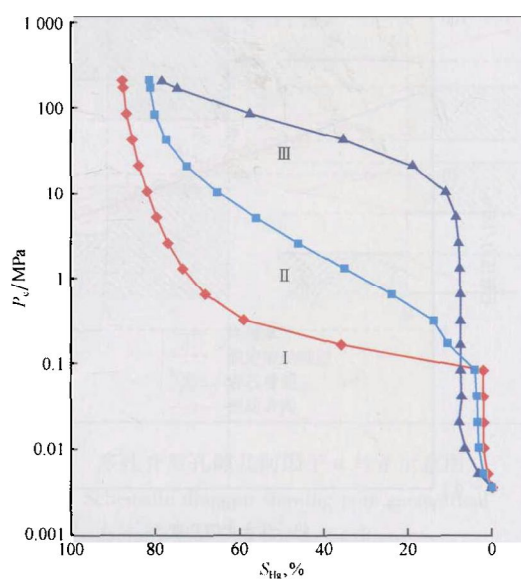


图4 I-II类储层典型毛管压力曲线

Fig. 4 Typical capillary curves of I-II types of reservoirs

点线接触。颗粒以次圆状为主,大小多为细砂级。孔隙类型以粒间孔隙和粒间溶蚀孔隙为主。储层的孔隙结构特征主要通过压汞曲线参数来体现,工区所取岩样实验毛管曲线所反映出来的孔隙结构特征总体上可分成如图4所示的3种类型。不同类型的毛管曲线对应着不同分布范围的定量特

征参数,表现在排驱压力、中值半径以及最小非饱和孔喉体积百分数等方面的差异,将最终体现在储层物性参数分布上。

4.2 渗透率非均质性

通过对区内多口井物性分析认为储层属于中低孔低渗地层。储层受多期次成岩后生作用,导致渗透率与孔隙度相比,具有较强的非均质性。如A井井深5845 m处的石英砂岩其渗透率可达 $116 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而井深5895.2 m处石英砂岩渗透率仅为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因此,应用常规渗透率计算模型结果误差较大。另外,由于渗透率的影响因素较多,不确定性和非结构化的特点非常严重,利用专家系统、神经网络等近年来广泛使用的非线性方法对渗透率进行预测,虽然取得一定成果,但其总体解释的精度一直偏低。

对研究区储层发育的主要控制因素进行分析认为,工区储层的孔隙度、渗透率以及孔喉结构的发育状况等物性因素,直接决定其储集性能和品质。而这些物性条件又受到储集体的沉积地质环境、岩石学特征以及成岩作用的控制和影响。其中,渗透率大小主要受沉积相带的岩性、孔喉连通分布及微裂缝发育等主要因素控制,而这些因素又将最终体现在压汞曲线特征参数上。另外,图5

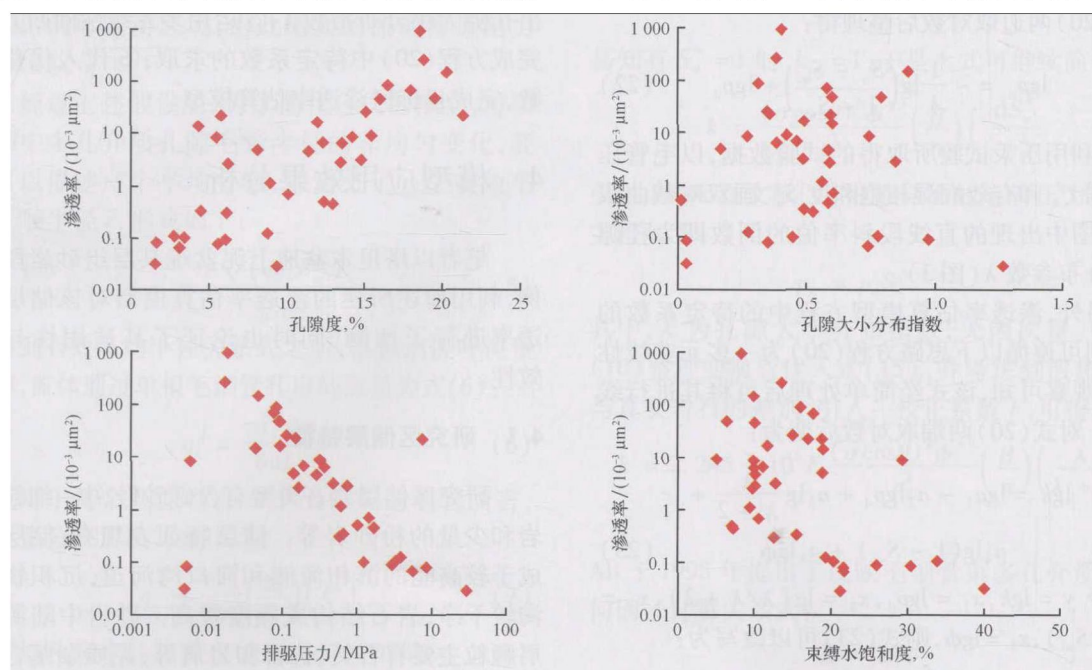


图5 储层渗透率与各影响因素的单相关关系

Fig. 5 Relationships between permeability and each affecting factors

表1 估算模型计算储层渗透率与岩心渗透率对比
Table 1 Comparison of calculated and measured permeability

样号	孔隙度, %	排驱压力/ MPa	束缚水饱和度, %	几何因子 λ	岩心渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	预测渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	相对误差, %
1	13.48	0.350 8	9.821	0.377 6	6.12	5.85	4.41
2	16.46	0.082 7	15.875	0.320 7	82.17	69.71	15.16
3	5.76	7.413 6	16.839	0.592 7	20.61	20.13	2.34
4	9.26	27.979 4	20.951	0.613 9	0.03	0.02	14.00
5	1.58	0.005 3	30.368	0.108 8	0.08	0.07	12.49
6	12.29	0.190 4	10.953	0.591 9	6.38	6.14	3.75
7	6.17	0.160 3	9.645	0.663 9	2.52	2.64	4.88
.....							
33	2.71	3.285 8	33.850	0.707 8	0.10	0.08	22.33
34	11.95	0.093 3	11.607	0.616 5	16.16	18.11	12.06
35	14.69	0.472 8	12.555	0.593 6	3.01	2.97	1.19

显示了储层渗透率与各影响因素之间的单相关关系,由图可见,除孔隙大小分布指数外,渗透率与其它三个指标之间均有良好的趋势关系,说明 p_d , S_{wi} 及 λ 反映了岩样孔隙结构本质特征,是毛管压

关系图,预测 35 个样品,相关系数高达 0.998。由此可见,上述渗透率预测结果优于常规经验公式及一般统计学方法,从而可说明上述估算模型可以较好地估算储层岩样的渗透率参数。在实际应用中,特别是对于岩层毛管压力曲线确定岩层的

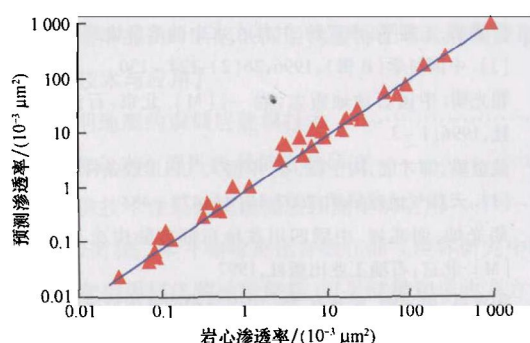


图6 储层预测渗透率与实测渗透率相关关系
Fig.6 Relationship between predicted and measured reservoir permeability

的成因。

2) 将该估算模型运用到国内某油田,经与室内岩心渗透率数据对比,结果显示模型预测精度高,可在现场推广应用。

3) 工区储层由于受构造运动及由于沉积相带的影响,其底界地形起伏变化大,储层非均质较严重,导致渗透率变化范围比较大,因此在实际应用过程中,鉴于石油地质的研究越来越精细化,可在微相研究的基础上再建立不同微相内的参数预测模型,这样可大大提高预测的精度,减少相对误差。从目前国内外储层建模研究方向看,都强调在微相内产生储层参数分布规律。

符号注释

- S_w ——含水饱和度,小数;
 S_{wi} ——束缚水饱和度,小数;
 S_w^* ——有效润湿相饱和度,%;
 ϕ ——孔隙度,%;
 Δp ——单根毛细管压力差,Pa;
 L_i ——有效连通通道长度,cm;
 u ——液体粘度,mPa·s。

参考文献

- 1 安小平,李相方,程时清,等.不同方法获取渗透率的对比分析[J].油气井测试,2005,14(5):14~17
- 2 李建明,吴锡令.根据压汞曲线建立砂岩储层渗透率估算模型[J].中国石油勘探,2007,15(1):72~74
- 3 俞仁连,闫相宾,金晓辉,等.塔里木盆地研究进展与勘探方向[J].石油与天然气地质,2005,26(1):598~604
- 4 Purcell W R. Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. Petroleum Transactions AIME,1949,186:39~48
- 5 Swanson B F. Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks[J]. Journal of Petroleum Technology,1979,31:10~18
- 6 罗蛰潭,王允诚.油气储集层的孔隙结构[M].北京:科学出版社,1986.15~40
- 7 廖明光,李士伦,付晓文,等.储层岩石渗透率估算模型的建立[J].天然气工业,2001,21(4):45~48
- 8 单敬福,纪友亮,柳成志.改进人工神经网络原理对储层渗透率的预测[J].石油与天然气地质,2007,28(1):106~115
- 9 Wardlaw N C. Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Fluid Distribution[J]. Bull. CPG, 1976,24(2):70~89
- 10 Burdine N T. Pore-size Distribution of Reservoir Rocks[J], AIME, 1950:198
- 11 Wyllie M R J, Gardner G H F. The Generalized Kozeny-Carman Equation[J]. AIME,1958,32(1):101~124
- 12 Caroline C H. Semi-Analytical Estimates of Permeability Obtained from Capillary Pressure[D]. Texas A&M University,2005.149~172
- 10 童崇光.新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J].成都理工大学学报,2000,27(2):123~130
- 11 童崇光.四川盆地构造演化与油气聚集[M].北京:地质出版社,1992
- 12 罗志立,李景明,刘树根,等.中国板块构造和含油气盆地分析[M].北京:石油工业出版社,2005
- 13 吴珍汉,吴中梅,胡海道,等.青藏高原渐新世晚期隆升的地质证据[J].地质学报,2007,81(5):577~586
- 14 郭正吾.四川盆地形成与演化[M].北京:地质出版社,1996
- 15 朱光有,张水昌,梁英波,等.四川盆地天然气特征及气源[J].地学前缘,2006,13(2):234~248
- 16 罗平,张静,刘伟,等.中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征[J].地学前缘,2008,15(1):36~50
- 17 冉隆辉,谢姚祥,王兰生.从四川盆地解读中国南方海相碳酸盐岩油气勘探[J].石油与天然气地质,2006,27(3):289~294
- 18 马永生,郭旭升,郭彤楼,等.四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示[J].地质论评,2005,51(4):477~480
- 19 马永生,蔡勋育,李国雄,等.四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律[J].地质学报,2005,79(6):858~865
- 20 刘殊,郭旭升,曲国胜.通南巴构造带新统缝洞型气藏勘探远景评价[J].石油物探,2007,46(4):394~401
- 21 陈宗清.四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探[J].中国石油勘探,2007,12(5):1~11
- 22 蔡勋育,马永生,李国雄,等.普光气田下三叠统飞仙关组储层特征[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2005,27(1):43~45
- 23 赵雪凤,朱光有,刘钦甫,等.深部海相碳酸盐岩储层孔隙发育的主控因素研究[J].天然气地球科学,2007,18(4):514~521
- 24 李淳.川东石炭系碳酸盐岩成岩环境对次生孔隙的影响[J].石油大学学报(自然科学版),1999,23(5):6~8
- 25 刘文汇,张殿伟,高波,等.天然气来源的多种途径及其意义[J].石油与天然气地质,2005,26(4):393~400
- 26 王云鹏,赵长毅,王兆云,等.海相不同母质来源天然气的鉴别[J].中国科学(D辑),2007,37(增刊II):125~140
- 27 付广,薛永超.天然气运移相态及其变化[J].海洋石油,2001,2:25~30
- 28 付晓泰,王振平,卢双舫.气体在水中的溶解机理及溶解方程[J].中国科学(B辑),1996,26(2):124~130
- 29 翟光明.中国石油地质志(卷一)[M].北京:石油工业出版社,1996.1~3
- 30 戴金星,邹才能,陶士振,等.中国大气田形成条件和主控因素[J].天然气地球科学,2007,18(4):473~484
- 31 胡光灿,谢兆祥.中国四川盆地东部高陡构造石炭系气田[M].北京:石油工业出版社,1997
- 32 张水昌,梁狄刚,朱光有,等.中国海相油气田形成的地质基础[J].科学通报,2007,52(增刊1):19~31
- 33 冉隆辉.论四川盆地天然气勘探前景[J].天然气工业,2006,26(12):42~44

(编辑 董立)

(上接第792页)

(编辑 李军)