

# 储层毛管压力曲线的拟合及其地质应用

钟大康

(西南石油学院勘探系,四川南充 637001)

**提 要** 本文以辽河油田新开地区沙一、沙三段砂岩储层为例阐述了如何利用原始压汞数据建立注汞压力与进汞饱和度之间的函数关系,然后再从这些关系式出发导出它们的一些地质应用。研究结果表明:新开地区注汞压力与进汞饱和度之间存在着良好的双曲线函数关系,根据这些关系可以利用孔渗两个参数反求毛管压力和毛管压力曲线,很方便地计算某一样品的渗透率以及任意进汞区间的渗透率贡献值。

**关键词** 压汞数据 毛管压力曲线函数 地质应用

**分类号** P 5, P 618. 68

**第一作者简介** 钟大康 35岁 硕士 副教授 石油地质学

## 1 引 言

水银注入法(即压汞法)是目前研究储层孔隙结构的有效方法之一。喉道的大小和分布控制着储集层的渗透性,对油气的产能有直接影响。压汞法中注入汞的每一个压力点(值)对应一个喉道大小,每一压力区间内的进汞量反映了某一级大小喉道所连通的孔隙多少,因此注汞压力与进汞量这一对数据点包含了储层的许多信息<sup>[1]</sup>,利用这一对数据除了可以得到一些常用的储层孔隙结构特征参数(诸如  $P_a$ ,  $P_{50}$ ,  $R_3$ ,  $R_{50}$ ,  $r$  等)外,还可利用它们建立孔隙度、渗透率与毛管压力之间的关系,再根据这些关系,用孔隙度、渗透率反求毛管压力曲线;利用它们可以计算一个样品的渗透率和任意汞饱和度区间内的渗透率贡献值。要达到上述目的,其关键的一步是拟合毛管压力曲线,建立起  $P_c$  与  $SH_g$  的函数关系式。本文的目的就是介绍如何从原始压汞数据出发,建立起  $P_c$  与  $SH_g$  之间的关系,进而找到这些关系的一些地质应用。

## 2 毛管压力曲线的拟合

本文以辽河油田新开地区沙一、沙三段为例对 32 个中~细粒长石砂岩储层样品进行了压汞分析,得到了毛管压力  $P_c$  与进汞饱和度  $SH_g$  这一对数据,根据 D. Pittman(1992)等人的研究<sup>[2]</sup>, $P_c$  与  $SH_g$  之间呈近于一双曲线关系(图 1),双曲线在垂向上

的渐近线位于最大进汞饱和度值附近,水平方向上的渐近线位于横轴附近。为此,我们按照双曲线模型对每一个样品的  $P_c$  与  $SH_g$  进行了双曲线函数拟合,得到了每个样品的  $P_c$  与  $SH_g$  的双曲线函数关系式(表 1),表中给出了每一个拟合方程的相关系数,从这些相关系数可以看出:所拟合的每一个关系式的相关系数均在 0.999 以上,说明这些关系是可信的,是能够反映  $P_c$  与  $SH_g$  之间的关系的。

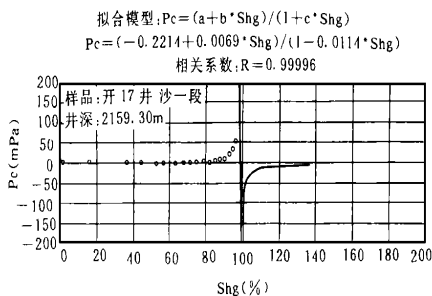


图 1 毛管压力与汞饱和度之间的近似双曲线关系  
Fig. 1 Approximate hyperbola relationship between  $P_c$  and  $SH_g$

为了检验每一个拟合函数的精度,我们对这些函数关系作了误差分析,以 3 号样品为例,首先分析每一个实测压力点与计算压力点之间的关系,从图 2 可以看出:计算毛管压力与实测毛管压力呈一极好的直线关系,斜率近于 1,相关系数在 0.99 以上,即计算  $P_c$  与实测  $P_c$  几乎相等,该误差在  $-0.15 \text{ mPa} \sim 0.25 \text{ mPa}$  之间(图 2 右下角),大部分误差都

在 - 0. 1~ 0. 1 mPa 之内, 即围绕 0 值线变化, 从图 2 左上角还看出: 随着进汞压力的增加, 误差值的变化。从上述误差分析可以看出: 这些毛管压力曲线函数式的精度是较高的, 从曲线拟合的角度看是可信的。

表 1 拟合毛管压力曲线函数及其相关系数

Table 1 Functions fitted of capillary pressure curves

1	$P_c = (-0.0958 + 0.0075Sh_g) / (1 - 0.0107Sh_g)$	0.99990
2	$P_c = (-0.0993 + 0.0047Sh_g) / (1 - 0.0114Sh_g)$	0.99995
3	$P_c = (-0.2214 + 0.0069Sh_g) / (1 - 0.0114Sh_g)$	0.99996
4	$P_c = (-0.0653 + 0.0061Sh_g) / (1 - 0.0104Sh_g)$	0.99992
5	$P_c = (-0.1205 + 0.0055Sh_g) / (1 - 0.0104Sh_g)$	0.99989
6	$P_c = (-0.1306 + 0.0045Sh_g) / (1 - 0.0106Sh_g)$	0.99987
7	$P_c = (-0.2102 + 0.0110Sh_g) / (1 - 0.0145Sh_g)$	0.99965
8	$P_c = (-0.1745 + 0.0083Sh_g) / (1 - 0.0107Sh_g)$	0.99978
9	$P_c = (-0.2415 + 0.0070Sh_g) / (1 - 0.0109Sh_g)$	0.99981
10	$P_c = (0.04849 + 0.0254Sh_g) / (1 - 0.0102Sh_g)$	0.99959
11	$P_c = (-0.0851 + 0.0031Sh_g) / (1 - 0.0108Sh_g)$	0.99988
12	$P_c = (-0.1397 + 0.0076Sh_g) / (1 - 0.0111Sh_g)$	0.99966
13	$P_c = (-0.2201 + 0.0132Sh_g) / (1 - 0.0116Sh_g)$	0.99986
14	$P_c = (-0.2231 + 0.0135Sh_g) / (1 - 0.0100Sh_g)$	0.99985
15	$P_c = (-0.2219 + 0.0087Sh_g) / (1 - 0.0110Sh_g)$	0.99995
16	$P_c = (-0.2489 + 0.0089Sh_g) / (1 - 0.0103Sh_g)$	0.99994
17	$P_c = (-0.0121 + 0.0997Sh_g) / (1 - 0.0094Sh_g)$	0.99974
18	$P_c = (-0.0611 + 0.0118Sh_g) / (1 - 0.0102Sh_g)$	0.99957
19	$P_c = (-0.0452 + 0.0141Sh_g) / (1 - 0.0124Sh_g)$	0.99991
20	$P_c = (-0.0486 + 0.0412Sh_g) / (1 - 0.0126Sh_g)$	0.99938
21	$P_c = (-1.7719 + 1.5715Sh_g) / (1 + 0.0054Sh_g)$	0.99494
22	$P_c = (-0.1841 + 0.0133Sh_g) / (1 - 0.0105Sh_g)$	0.99982
23	$P_c = (-0.0622 + 0.0215Sh_g) / (1 - 0.0112Sh_g)$	0.99968
24	$P_c = (-0.2125 + 0.0162Sh_g) / (1 - 0.0139Sh_g)$	0.99978
25	$P_c = (-0.1717 + 0.0123Sh_g) / (1 - 0.010Sh_g)$	0.99984
26	$P_c = (-0.1278 + 0.0113Sh_g) / (1 - 0.0105Sh_g)$	0.99981
27	$P_c = (-0.1366 + 0.0114Sh_g) / (1 + 0.0107Sh_g)$	0.99986
28	$P_c = (-0.2769 + 0.0169Sh_g) / (1 - 0.0102Sh_g)$	0.99964
29	$P_c = (-0.0388 + 0.0197Sh_g) / (1 - 0.0110Sh_g)$	0.99996
30	$P_c = (0.0311 + 0.0625Sh_g) / (1 - 0.0094Sh_g)$	0.99991
31	$P_c = (0.0604 + 0.0159Sh_g) / (1 - 0.0116Sh_g)$	0.99997
32	$P_c = (0.0863 + 0.0189Sh_g) / (1 - 0.0104Sh_g)$	0.99996

### 3 拟合毛管压力曲线函数的地质应用

有了这些毛管压力曲线函数后, 从中可以找到它们的如下几点地质应用:

1) 根据这些函数建立孔隙度和渗透率与毛管压力之间的关系, 再从这些关系式出发利用孔隙度和渗透率反求毛管压力, 绘出毛管压力曲线, 分析其孔隙结构特征。

首先我们利用表 1 中的每个函数式计算出每个样品的进汞量为 5 10 15 … 85 时的每个压力值, 然后再将这些压力值与每个样品的孔隙度和渗透率进行非线性拟合, 便得到了孔隙度和渗透率与毛管压力之间的关系 (表 2)。表中给出了排替压力和最叁进汞饱和度与孔渗两个参数之间的关系。

表 2 孔隙度、渗透率与毛管压力之间的关系式

Table 2 Functions between Porosity, permeability and  $P_c, Sh_g$

序号	$\log(P_c) = a + b \cdot \log \Phi + C \cdot \log K$	相关系数	样品数
1	$\log P_{c10} = 1.3005 - 1.4459 \log \Phi - 0.2861 \log K$	0.9435	32
2	$\log P_{c15} = 1.6222 - 1.6362 \log \Phi - 0.3137 \log K$	0.9161	32
3	$\log P_{c20} = 1.5232 - 1.2625 \log \Phi - 0.4030 \log K$	0.9499	32
4	$\log P_{c25} = 1.4118 - 0.9745 \log \Phi - 0.4367 \log K$	0.9317	32
5	$\log P_{c30} = 1.2194 - 0.6017 \log \Phi - 0.5034 \log K$	0.9040	32
6	$\log P_{c35} = 1.4108 - 0.7454 \log \Phi - 0.4248 \log K$	0.884	32
7	$\log P_{c40} = 1.6758 - 1.0075 \log \Phi - 0.3068 \log K$	0.9115	32
8	$\log P_{c45} = 1.7823 - 1.0558 \log \Phi - 0.2644 \log K$	0.9091	32
9	$\log P_{c50} = 1.8488 - 1.0527 \log \Phi - 0.2399 \log K$	0.9022	32
10	$\log P_{c55} = 1.8920 - 1.0192 \log \Phi - 0.2244 \log K$	0.8905	32
11	$\log P_{c60} = 1.9174 - 0.9612 \log \Phi - 0.2138 \log K$	0.8703	32
12	$\log P_{c65} = 1.9286 - 0.8824 \log \Phi - 0.2032 \log K$	0.8189	32
13	$\log P_{c70} = 1.7876 - 0.5825 \log \Phi - 0.2613 \log K$	0.8198	31
14	$\log P_{c75} = 1.7373 - 0.3939 \log \Phi - 0.2960 \log K$	0.8864	30
15	$\log P_{c80} = 1.6447 - 0.1749 \log \Phi - 0.2957 \log K$	0.7962	28
16	$\log P_{c85} = 1.8079 - 0.2126 \log P - 0.2419 \log K$	0.7407	28
	$\log P_{t1} = 1.5632 - 1.8744 \log \Phi - 0.1986 \log K$	0.9166	32
	$\log Sh_g = 1.7816 + 0.2038 \log \Phi - 0.0302 \log K$	0.8305	32

上述关系式的相关系数在 0.74 以上,远远大于相关系数的临界值 0.43,说明其相关方程是可信的。

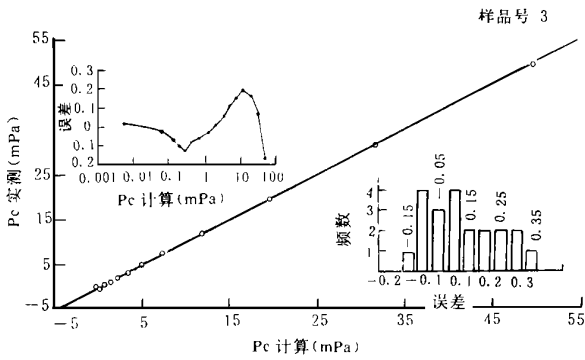


图 2 计算毛管压力与实测毛管压力之间的关系及误差分析

Fig. 2 Relationship between calculated Pc and tested one as well as the error analysis

有了孔隙度和渗透率与毛管压力之间的关系式之后,就可以从一个已知孔隙度和渗透率数据的样品计算其在不同汞饱和度下的毛管压力,根据这些压力再绘出其近似的毛管压力曲线,进而分析其孔隙结构。其具体步骤为:首先根据孔隙度和渗透率计算出该样品可能的最大进汞饱和度,再根据该最大进汞饱和度从表 2 中选择出可能用到的计算式范围。

2)根据毛管压力曲线函数计算某个样品的渗透率。

在没有求得毛管压力曲线的关系式之前,人们利用压汞数据计算一个样品的渗透率常常是采用分区间求和的形式<sup>[3]</sup>,即

$$K = 0.66\Phi F^0 \sum_{i=1}^N \frac{\Delta S_i}{(P_{ci})^2}$$

式中:  $\Delta S$  为某区间进汞量;  $\Phi$  为孔隙度;

$P_c$  为某区间注汞压力 (取平均值);  $F$  为岩性系数;  $N$  为区间数

无疑这种方法有些粗略,因为它把注汞压力分为若干区间,每个区间用平均值代替,而实际压汞过程中,注汞压力是在连续变化,因而在拟合出每个样品的毛管压力曲线函数后,计算渗透率的公式就变成了积分式即:

$$K = 0.66\Phi F^0 \int_0^{100} \frac{1}{P_c^2} dSHg$$

将毛管压力曲线函数代入上式便可对  $SHg$  积分,求出  $K$ 。本文利用该方法计算了不同渗透率级别的储层渗透率,计算结果列于表 3,从表中可看出,绝对误差在  $0.03 \times 10^{-3} \mu m^2 \sim 92 \times 10^{-3} \mu m^2$ ,相对误差在 1% ~ 62% 范围,平均为 24.96%。

表 3 计算渗透率与实测渗透率值对比及误差

Table 3 Comparison and error between calculated Pc and tested one

序号	实测值 ( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )	计算值 ( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )	绝对误差 ( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )	相对误差 (%)
1	1.00	1.03	0.03	2.73
2	1.00	0.67	-0.33	-48.44
3	29.00	44.34	15.34	34.59
4	28.00	24.41	-3.59	-14.72
5	240.00	243.55	3.55	1.46
6	212.00	130.43	-81.57	-62.54
7	1014.00	921.16	-92.84	-10.08

3)根据毛管压力曲线函数求任意区间的渗透率贡献值。

同理,在以往的研究中,只能计算压汞过程中所确定的压力区间内某个区间的渗透率贡献值<sup>[3]</sup>,即:

$$\Delta K_{贡献} = \left[ \frac{\sum_{i=1}^N \frac{\Delta S_i}{(P_{ci})^2}}{\sum_{i=1}^N \frac{\Delta S_i}{(P_{ci})^2}} \right] \times 100$$

在拟合了每个样品的毛管压力曲线函数后,我们便可求任意一个区间的渗透率贡献值,而不受注汞区间的限制,上式便变为:

$$\Delta K_{贡献} = \left( \int_{SHg1}^{SHg2} \frac{1}{P_c^2} dSHg / \int_0^{100} \frac{1}{P_c^2} dSHg \right) \times 100$$

最后,作者感谢国家八六三计划的资助。

参 考 文 献

[1] 袁亦楠,薛树浩等.油气储层评价技术.北京:石油工业出版社,1994,151.  
 [2] Eward D. Pittman Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone, AAPG, 76(2): 191- 198.  
 [3] 罗蛰潭,王允诚.油气储集层的孔隙结构.北京:科学出版社,1986,92- 98.

## The Fitting of Capillary Pressure Curves of Reservoirs and Its Geological Applications

*Zhong Dakang*

(Department of Geology, Southwest Petroleum Institute, Nanchong Sichuan 637001)

### Abstract

This paper took the sandstone reservoirs of Liaohe Oilfield (Es1, Es3) as a case and elaborated how to establish functions between mercury injection pressure ( $P_c$ ) and mercury saturation ( $SH_g$ ), then to conduct some geological applications of these functions. The results indicated that there exists a good hyperbola relationship between  $P_c$  and  $SH_g$  in the studied area. From these functions one can calculate the capillary pressure, obtain the capillary pressure curves from porosity and permeability, and compute the permeability and permeability contribution at any  $SH_g$  intervals.

**Key Words** mercury injection data capillary pressure curve functions geological application

---

(Continued from page 157)

The other is the combination without kaolinite. The distributive regularity of clay minerals in Neogene System was controlled chiefly by arid-semiarid paleoclimate, composition of source rock and paleosedimentary environment. In Eocene System, because the sediments were buried very deep, it was controlled nearly completely by diagenesis, but the sedimentary environment still was a its important controlling factor.

**Key Words** clay minerals transverse distributive regularity controlling factors tertiary system Qaidam basin