

川东中石炭统碳酸盐储集岩的 孔隙结构研究

罗蛰潭 王允诚 邓恂康

(成都地质学院)

1977年在川东发现的新产气层位——中石炭统是碳酸盐岩,在近二年的勘探中,钻出了许多高产气井,其中相国寺气田已投入开发。因此,深入认识该类储集岩的孔隙结构特征就显得特别重要。本文采用静态与动态相结合的方法来研究该储层,以图说明它的孔隙结构特征和孔隙度参数。

碳酸盐储集岩的基本孔隙类型

根据相16井、卧49井及张2井的岩心铸体薄片观察,可将川东中石炭统碳酸盐储集岩的孔隙按其几何形态分成三个类别,这就是:晶间孔、缝隙与不规则的溶孔。

晶间孔

1. 细的晶间孔(A—代号,下同) 小于0.1微米,呈片状,它既是孔隙又是喉道。中石炭统储集岩基块的孔隙绝大部分都以这种细的晶间孔形式存在,它是无效孔隙。

2. 粗的晶间孔(B) 孔隙喉道宽度一般为0.1到1微米,有的可达4微米。片状晶间隙是孔隙间的喉道,在晶间隙接合处为四面体孔隙或不规则多边形孔隙,其大小可以从几微米到几十微米。这类孔隙包括它的喉道可以构成好的储集空间和流动通道。但它不是大片存在,只是局部地散布在细的晶间孔分布的范围内。

3. 粒间晶间孔(C) 包括原生的以及粒间溶孔内充填矿物的晶间孔。当碳酸盐岩层内由于溶蚀作用形成溶孔,后在孔内沉淀白云石也可以形成这类孔隙。不同成因的这类孔隙最后保存下来的形状是相同的,在某些层段中,粒间晶间孔是主要的储集空间和渗透通道。

缝隙

1. 溶蚀缝(D) 在成岩期或后生期淡水淋滤形成,呈不规则的流线状,宽窄不一,它在粗的晶间孔、粒间晶间孔中以扩大形式出现的机率较大,是沟通溶孔的主要通道,也是沟通晶间孔的主要通道。储集岩中溶蚀缝数量的多少,可以直接影响气井的产能。

2. 构造缝(E) 其形状比较规则,成组系或有一定的方向性。缝壁比较平直,宽度一般只有几微米到几十微米。它所占的比例一般很小。

不规则的溶孔

1. 无选择性溶孔(F) 这是中石炭统储集岩的主要储集空间,它在主要产气层段

的不少样品中都占总孔隙体积的相当大的比例。溶孔是一种不规则的次生孔隙,大的可以有几毫米,小的为几十微米不等。它的分布初步看来有以下规律,即在致密基块中常形成孤立的、较小的溶孔;而在晶粒粗的基块中则可以形成较大的、相当密集的溶孔。这显然是与被溶蚀介质的渗透性有关。在中石炭统储集岩中,溶孔的发育程度可以表示该类储集岩储渗性能的好坏。

2. 粒内溶孔(G) 碳酸盐粒屑内的溶孔主要出现在鲕块石和核形石内。在角砾内的溶孔也可概括到这类溶孔中。它不是主要的储集空间。

3. 粒间孔(H) 当沉积物中颗粒的百分含量较高时,形成颗粒支撑。在粒间没有胶结物沉淀或胶结物未充满时,即形成粒间孔。它的大小可以由几微米到几百微米,既是好的储集空间又是好的渗滤通道。在川东某些构造上它是主要的储集空间。

当颗粒间的充填物质被溶蚀则形成粒间溶孔。它从形态上也归为粒间孔类,其大小和形状均受颗粒的限制,大都呈点状散布在颗粒周围。

4. 藻架孔(I) 这类孔隙在中石炭统储集岩中,分布稀少。

以上的孔隙分类基本上是按孔隙的形态并结合成因的综合实用分类。在使用名词时参考了奇林加所归纳的一些孔隙名词^[1]以及沃特洛的分类名词^[2]。图1清楚地表示上述各种基本孔隙类型的特征。

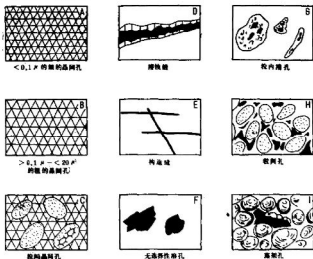


图1 川东中石炭统碳酸盐储集岩的基本孔隙类型示意图

碳酸盐储集岩的孔隙组合关系

本文提及的孔隙组合关系是指各种基本孔隙类型的相互连通和配合的关系,用以反映各种基本孔隙类型在储渗性上所起的作用。

根据相16井、卧49井和张2井的岩石铸体薄片观察和压汞资料的研究,中石炭统储集岩的孔隙组合关系可以分成三种基本类型。

1. 以粗的晶间孔为基底的类型

粗的晶间孔(B)-溶孔(F)-溶蚀缝(D)组合 这类储集岩以粗的晶间孔为基底,其中又增加了数量较多尺寸较大的溶孔,溶孔间又有溶蚀缝沟通,是储集岩中的最佳组合。出现这类组合的岩石不仅孔隙度高(9—12%),渗透能力也好,典型毛细管压力曲线全部为恒压型,孔隙分选好的类型(图2)。晶间孔宽度一般为0.5—2微米,大的溶孔肉眼可见(图版1—1)

该类样品因溶孔比较发育、分布密集,随机切取样品时其表面都有大小不等之溶孔。岩样表面存在溶孔时将大大改善压汞时注入水银的进入性。因此在测定该类岩样时,首先应用蜡泥将岩样表面溶孔的体积测出。图2中毛细管压力与横轴一致的部分即为表面溶孔占气体法测定孔隙体积的百分数。

粗的晶间孔(B)-细的晶间孔(A)组合 这类储集岩的基本孔隙是晶间孔,其中粗的晶间孔占50%以上。它不是主要的组合类型,常出现在含角砾的或含球粒的碳酸盐岩中。这类组合的岩石的孔隙率一般不太高,变化却较大,一般在4—6%的范围内。其储渗情况和砂岩类似。它的流动通道是由粗的晶间孔提供的。典型的毛细管压力曲线如图3所示,曲线有一平台,表示晶间孔的排驱压力较高,典型样品的铸体薄片见图版1—2。

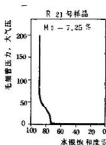


图2 B—F—D孔隙组合的典型毛细管压力曲线

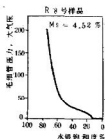


图3 B—A孔隙组合的典型毛细管压力曲线

2. 以粒间孔为主的类型

粒间孔(H)-粒间晶间孔(C)组合 以粒间孔或粒间溶孔为主的岩石,其孔隙率变化在3—8%之间,其储渗能力有的可以很好。这类孔隙组合发育在碳酸盐粒屑含量较高的岩石内。其典型的毛细管压力曲线如图4。根据孔隙被溶蚀的程度,曲线可以有较大的差别。总的来看,粒间孔受溶蚀作用越大则孔隙度越大,且毛细管压力曲线呈恒压型。其典型的铸体薄片如图版1—3、4所示。

粒间晶间孔(C)-粒间溶孔(H)组合 这类孔隙组合实际上与细的晶间孔(A)-小的溶孔(F)-粗的晶间孔(B)组合相类似。其孔隙率一般只有3—6%。储集容积和渗

滤能力均属中等。典型的毛细管压力曲线为歪度略粗、孔隙分选较差(图5);典型的铸体薄片如图版I—5所示。

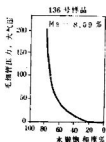


图4 H—C孔隙组合的典型毛细管压力曲线

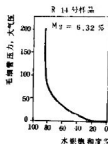


图5 C—H组合的典型毛细管压力曲线

3. 以细的晶间孔为基底的类型

细的晶间孔(A)—溶孔(F)或缝(D/E)组合 中石炭统储集岩的基块有的是大块角砾,有的整片呈花斑状或雾状,孔隙基本上是细的晶间孔(小于0.1微米的无效孔隙)。这类基块由于渗透性极差,次生溶蚀作用不易发生,只有在个别易溶的薄弱环节形成小的次生溶孔或少量溶蚀缝。在这类致密基块中则可能有较多的构造型缝。这些溶孔和缝是这类基块的主要有效储集空间和渗滤通道。孔隙率一般只有0.5—3%,个别溶孔发育的可达4%,典型的毛细管压力曲线为细歪度,除了溶孔、缝在曲线上有反映外,基本上是一条垂直线(图6),典型的铸体薄片见图版I—6。

细的晶间孔(A)—粗的晶间孔(B)—溶孔(F)组合 这类储集岩孔隙组合的特点是:在溶孔云岩各种角砾间有一些粗的晶间孔存在,砾内有少量溶孔。小于0.1微米的细的晶间孔占总孔隙的一半以上。主要的有效储集空间是溶孔和粗的晶间孔。孔隙率只有4%左右,渗滤通道是粗的晶间孔,其毛细管压力曲线特征为细歪度,如晶间孔较细,则排驱压力就很高(图7)。典型的铸体薄片如图版I—7所示。

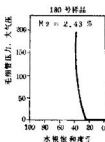


图6 A—F或A—D/E组合的典型毛细管压力曲线

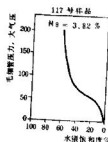


图7 A—B—F组合的典型毛细管压力曲线

此外，中石炭统储集岩中还出现这样一种情况，即在角砾或菱团粒之间出现大小为0.1到0.5毫米的晶粒，属于亮晶充填矿物，它们之间的排列相当紧密，这类储集岩仍然是(A—F)或(A—B)组合。孔隙度不超过3%，储渗性能都很差。

综上所述，可以看出孔隙组合关系与储集岩的岩性、孔隙度、毛细管压力曲线特征和储渗性能有密切的关系。可以将它们之间的关系概括为图8所示的那样。该图基本上将中石炭统储集岩的各种储集特征包括在内，用它可以作为划分储渗层段的重要依据之一。

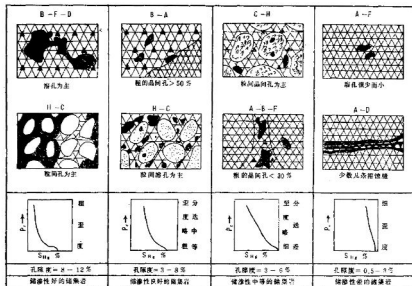


图8 中石炭统碳酸盐储集岩的孔隙组合及储集性的关系图

最重要的是，孔隙组合关系的研究提供我们一个启示——这种具复杂孔隙结构的碳酸盐储集岩看来已不能用一个简单的双重介质的模型来概括了，这里包含了许多中间类型的孔隙。比较确切地说，该储集岩应当属于多重介质。

碳酸盐储集岩的有效含烃孔隙度

在岩心分析中，过去以煤油法或气体法所测定的孔隙度称为储集岩的有效孔隙度。国外有的油气田使用3%的煤油法孔隙度作为储层的下限。根据我们对中石炭统储集岩的孔隙组合关系的研究，认为它有自身的特点，即孔隙组合多种多样，粗细孔隙相间。因此，不能轻易否定低孔隙率的储集岩。对每一种储集岩的孔隙空间都必须划分成能够储气的和无效的（水饱和的）二部分。划分的标准应当使用喉道大小较为合理。斯托特^[3]指出：能够储油气的有效孔隙度只是岩石总孔隙体积的一部分。墨累^[4]提出了一种根据

孔隙喉道大小划分的标准,他指出,在225磅/时²的压力下,岩样的总孔隙体积被水银充填50%以上时,该类样品定为储集岩。折合起来,墨累所提出的标准实际上相当于用0.5微米的孔隙宽度作为划分界限。对于气层来说,由于气体的分子较小,因此孔隙喉道大小的界限还可以更小一些。我们综合了四川二叠系、三叠系等气层储集岩的资料,确定中石炭统气层储集岩的孔隙喉道宽度的下限为0.1微米。根据碳酸盐岩片状喉道的特征,0.1微米的孔喉宽度相当于在75个大气压下水银注入所对应的孔喉宽度值^[5]。根据每一块样品测出的毛细管压力曲线,就可求出孔喉宽度小于0.1微米的孔隙体积占总孔隙体积(即煤油法或气体法测定的岩样孔隙体积)的百分数,而大于0.1微米的孔隙体积占岩样总体积的百分数即为有效(含烃)的孔隙度。

对川东中石炭统相16井及卧49井的48块岩心样品分别用气体测定孔隙度并做了压汞。气体法测定的孔隙度(M_g)与大于0.1微米的有效含烃孔隙度之间的关系如图9所示。

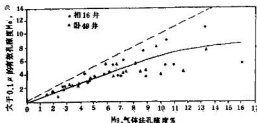


图9 气体法测定的孔隙度与大于0.1微米有效(含烃)孔隙度的关系图

由图9可见,对中石炭统储集岩来说,煤油法或气体法所测定的孔隙度越大,则有效含烃孔隙度也相应增加。

有效含烃孔隙度既是评价储集能力又是评价产能的重要参数。对中石炭统来说,我们将有效含烃孔隙度小于2%的储集岩评价为差—极差的储集岩,这种储集岩由于生产潜能很小而常常需要采取增产措施来扩大渗滤面积。因为深井压裂费用昂贵,所以该类储集岩在实际上是非工业性储层,即无效储层。

孔隙分布的数字特征及储集岩的分类

中石炭统溶孔云岩的孔隙分布是比较复杂的。一般不能用一种简单的数学分布来描述它。这是因为碳酸盐岩的后生作用强烈,使孔隙大小造成明显的数量级差异。溶孔分布的随机性造成了定量解释的困难。根据地质数据统计分析的理论^[6],我们将溶孔云岩的孔隙分布看成是在成岩及后生作用过程中多种成因所造成的孔隙分布的组合。亦即:这类岩石的孔隙分布在统计学上应使用混合经验分布的数字特征,并将它作为对储集岩进行分类评价的标准之一。

以往在计算砂岩或孔隙型碳酸盐岩孔隙的数字特征时,是将数据绘在正态概率纸上

用图解法求得的 $\bar{x}$ 。这是基于正态分布的置信区间推算出来的。然而对于混合分布来说,需要使用矩法来求得其特征参数。

使用矩法处理时,岩石孔隙的重要数字特征参数可以有以下几种。

均值 $\bar{x}$ 是位置特征参数之一,也是描述实验数据取值的平均位置。对储集岩的孔隙来说,即表示孔隙大小分布的平均值。它可以用观测值的加权平均得到,即:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n x_i f_i / 100$$

式中 x_i ——区间的始值(中值、末值亦可),即 $-\log_2 D$ 用 Φ 表示;

f_i ——观测值,即 $(\Delta S_{\text{Hg}})_i$,用小数表示;

n ——分组数, $n=11$ 。

标准差 σ 属于散布特征参数,它是描述以均值 $\bar{x}$ 为中心的散布程度。标准差在孔隙中的应用是描述孔隙大小的分选程度,它也可以称为孔隙的分选系数。对于岩石的孔隙系统来说,孔隙分选越好,则分选系数数值越小。

$$\sigma = \left[\sum_{i=1}^n f_i (x_i - \bar{x})^2 / 100 \right]^{1/2}$$

变异系数 C 是标准差 σ 对平均值 $\bar{x}$ 之比,是观测值相对变化性的一种很有用的度量。它用以描述孔隙平均值和分选程度的比较。若孔隙的平均值越大(细孔越多)、分选越好(都是细孔),则 C 值越小。而孔隙的平均值越小(粗孔较多)但因基块中总是存在着一定数量的细孔,其分选只能是较好的或中等的,此时,对于中石炭统储集岩来说, C 值则仍有增大的趋势。无论对砂岩或碳酸盐岩, C 值都要随 $\bar{x}$ 及 σ 二者的变化趋势来确定其大小。在一定的范围内, C 值可以反映储集岩孔隙结构的好坏。一般来说, C 值越大,则表示储集岩的孔隙结构越好。

$$C = \sigma / \bar{x}$$

偏度 Sk 是分布特征参数之一,它是分布不对称的测度。即通常所说的歪度。偏度表示孔隙分布相对于平均值来说是偏于大孔或偏于小孔。一般在 $+2$ — -2 之间。

$$Sk = \sum_{i=1}^n f_i (x_i - \bar{x})^3 / 100 \sigma^3$$

孔隙度和孔隙结构的综合参数 对碳酸盐储集岩来说,总的连通孔隙度可以反映储集容量,而在一定程度上也反映了渗滤能力。但是,总的连通孔隙度还必须结合其孔隙结构特征来综合评价。孔隙度越小,并不意味着它的结构特征越坏。例如,在致密的白云岩中,溶孔构成了主要的储集空间,虽然这种致密的白云岩其总的连通孔隙度是小的,然而,从孔隙结构的观点来看,溶孔具有很弱的毛细管阻力,它对采气是十分有利的。因此,应当使用孔隙度和孔隙结构的综合参数来评价储集岩,才能真实地反映出储集岩的价值。

可以使用 $[M_g \times C]$ 及 $[M_g + \bar{x}]$ 二个指标之一,来作为储集岩分类的主要依据。

对中石炭统碳酸盐储集岩来说, $[M_g \times C]$ 或 $[M_g + X]$ 与大于 0.1 微米的有效(含烃)孔隙度(Me)都呈线性关系。相 16 井和卧 49 井共 46 块样品的回归方程为:

$$[M_g \times C] = 0.471Me + 0.37 \quad (\text{相关系数为 } 0.784)$$

$$[M_g + X] = 0.126Me + 0.1 \quad (\text{相关系数为 } 0.91)$$

由此可见, 该二个综合参数可以起到有效含烃孔隙度的同样作用, 它们都能作为评价储集岩的重要依据。

综合 $[M_g + X]$ (或 $M_g \times C$)、大于 0.1 微米的有效(含烃)孔隙度以及主要的孔隙组合类型等三方面的资料, 可对中石炭统储集岩进行分类评价(表 1)。

表 1 中石炭统储集岩的分类评价表

类 别	主要分类参数			主要孔隙 组合类型	储渗性 评 价
	大于 0.1 微米的有效含 烃孔隙度	M_g/x	$M_g \times C$		
I	>6	1—1.6	>4	B—F—D C—H(少量)	好
II	4—6	0.6—1.0	2.6—4	B—A H—C	良好
III	2—4	0.3—0.6	1.0—2.5	C—H A—B—F	中
IV	<2	<0.3	<1.5	A—F A—D	差

按照上述对储集岩的分类评价, 就可以充分利用岩心分析资料, 对一口井的纵剖面划分储渗层段, 以及计算储集岩的平均有效含烃孔隙度。下面以相 16 井为例阐述应用上述方法来划分碳酸盐储集岩的储渗层段和计算各个层段的平均有效含烃孔隙度。

相 16 井取心率较高, 样品分析密度较大, 其中石炭统储集岩厚 12.62 米, 可划分为七个层段。分层的综合数据见表 2。

由表 2 可见, 相 16 井七个层段的平均有效含烃孔隙度为 3.68%; 有效厚度为 10.63 米, 平均有效含烃孔隙度为 4.22%。

表 2 中所列出分层段标准大都具有一致性。在岩心分析资料比较全时, 将这些资料并列出来显然具有相互印证和相互参考的作用; 当只有岩石薄片资料时, 鉴别其主要孔隙类型和孔隙组合类型也能有效地划分和评价储渗层, 并可大致估计出有效含烃孔隙度的范围。

根据动态测试资料研究中石炭统储集层

前面已论述了储集岩的评价及划分储渗层段的方法, 然而, 对碳酸盐岩储集层来说, 研究其裂缝孔隙度仍是一个重要的课题。为此, 需要应用动态测试资料来分析储层的孔隙-裂缝的组合关系。

川东中石炭统现有气井大部是高产或中产井。它们的特点是关井后压力恢复迅速。

表2 相16井随渗压段的划分表

深度 (米)	铸体薄片鉴定		岩心分析资料			分选厚度 (米)	主要储集 岩类型	储油性 评价	备 注
	主要孔隙类型	孔隙组合类型	M_g/X	$M_g \times C$	有效含深 孔隙度				
2280	少量溶蚀缝	A—E	<0.3	<1.5	1.25	0.78	Ⅲ	极差	非工业性
2281									
2282	粗的晶间孔	C—H—F	$0.3-0.6$	$1.0-2.5$	3.62	5.24	I、II	中	该层如采用增产措施,可使产能增加
2283	较粗晶间孔	B—F—D	$0.6-1.0$	$2.5-4$					
2284	粒间孔								
2285									
2286									
2287	基块及粒间溶孔	C—H—G	$1-1.6$	$4-7$					
2288	较粗晶间孔	B—F—D	$0.6-1.0$	$2.5-4$	4.81	2.98	I、II	好	储集岩储量大,产能高,渗透力产层
2289									
2290	少量溶孔	A—F—D	$0.3-0.6$	$1.0-2.5$	2.95	0.80	II	中下	
2291	基块及粒间溶孔	C—F—D	$1-1.6$ $0.6-1.0$	$2.5-6$	6.58	0.85	I、II	好	
2292	少量溶孔	A—F—D	$0.3-0.6$	$1.0-2.5$	3.40	0.78	II	中下	
2293	粗的晶间孔	A	<0.3	<1.0	0.50	1.23	Ⅲ	非	
用整个层段计算					3.68	$\Sigma 12.62$			
用有效厚度计算					4.22	$\Sigma 10.65$			

所测得的实际压力恢复曲线很少与双重介质的理论曲线^[7]一致。多数井与理论曲线不同。其表现为曲线不只是三段而是多段。主要是中间过渡段曲线与第二直线段出现不止一次而是多次。关井后气井压力是呈几个台阶形上升,压力恢复曲线呈多台阶状,这是川东中石炭统气井压力恢复曲线的主要特点。相18井的多台阶压力恢复曲线可作为它们的代表。(图10)。

多台阶型气井压力恢复曲线产生的原因是由于储集岩的孔隙组合关系与双重介质理论^[7]所假设的前提之间有所不同所致。亦即,根据本文前面所研究的孔隙类型和孔隙组合关系,可发现基块

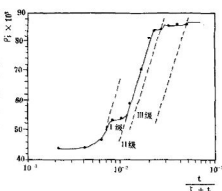


图10 相18井多台阶压力恢复曲线

(1977年10月27日)

T—折算生产时间,秒; t_i —关井时间,秒;
 p_i —随关井时间变化的气井底部压力,绝对大气压。

并非单纯由某种统一均匀的原生孔隙组成,而是具有多种不同大小喉道所控制的孔隙存在。因此,中石炭统碳酸盐储集岩的基块部分的孔隙应进一步细分,该储层应当是一种多重孔隙系统所组合的介质。

推测的多重介质的物理模型如图11所示。

这种模型表示基块部分的孔隙并不是均匀的,它们由于连接这些孔隙容积的喉道大小而被分成等级(如图11中的6、7等),一种等级的喉道所控制的孔隙容积称为一种喉容,其孔隙度以 Φ_{s1} ($j=1,2,\dots,n$ 等级)表示。

另外,此模型也表示岩石基块是被裂缝、节理以及其所贯穿的溶洞构成的系统所切割。流体在这类容积空间内的渗透性较在各种喉容内的渗透性为大,二者的渗透率有较大的数量级差别。这种容积空间称为缝洞容积,它的孔隙度以 Φ_1 表示。

这样,多重介质的总孔隙度“ Φ ”将是上述诸孔隙度之和,即:

$$\Phi = \Phi_1 + \sum_{i=1}^n \Phi_{s1}$$

缝洞容积与每种喉容的比值,称为喉容比,以符号“ A_j ”表示,则

$$A_j = \Phi_1 / \Phi_{s1}$$

缝洞容积与诸喉容的孔隙、容积总和(记为 $\sum_{i=1}^n \Phi_{s1}$)的比值称为总喉容比,以符号“ A ”表示,则

$$A = \frac{\Phi_1}{\sum_{j=1}^n \Phi_{s1}}$$

上述这种多重介质的模型,使过去所应用的裂缝—均匀基块的模型得到了进一步的完善,对基块内均匀孔隙的概念作了修正。改进了过去所提出的原生孔隙与次生孔隙、粒间孔隙与裂缝孔隙等简单的划分方法。而渗透性与喉道大小则是储集空间划分的主要依据。

在作孔隙度计算时,多台阶压力恢复曲线的每一台阶表示一种喉容复压作用的逐渐消失。该过程实质上是与双重介质理论^[7]所描述的过程一致。因此,每一台阶的前后二段直线段就与该理论的第一直线与第二直线相当。如此,就可以按照该理论的原理,

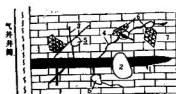


图11 多重介质模型示意图

1. 最大主裂缝
2. 与主裂缝连通的大溶洞
3. 小的构造裂缝
4. 小的溶蚀缝
5. 与溶蚀缝或构造缝连通的溶洞
6. 粗喉道所控制的晶间隙和其它孔隙的基块部分
7. 细晶间隙为主的基块部分

用类似的方法求出每级喉容的弹性容积系数(ω_j),每级的喉容比(A_j),缝洞容积与诸喉容和的比(A)以及储集层的总孔隙度(Φ)。

计算公式如下:

$$\omega_j = 10^{-\frac{D_{pi}}{i}}$$

$$A_j = \frac{\Phi_1}{\Phi_2} = \frac{\Phi_1}{\sum_{j=1}^n \Phi_{2j}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n A_j}$$

$$\Phi = (\Phi_1 + \Phi_2) = \left(\frac{1+A}{1+A\Phi_m} \right) \Phi_m$$

式中 Φ_m ——岩心分析的孔隙度, 小数;

D_{pi} ——同一关井时刻(t)的二个直线段上点的压力平方差值;

Φ_2 ——诸喉容的孔隙容积总和。

碳酸盐储集层的总孔隙度计算

在上述研究的基础上, 我们使用了特殊岩心分析及压力恢复曲线理论综合的方法来确定中石炭统储集层的总孔隙度。各井的计算结果列于表3。

表3 相国寺气井储层总孔隙度试算表

井号	曲线台阶类	平方值	压力恢复曲线参数				总喉容比岩心总孔隙度				裂缝(洞)孔隙度
			D_{pi}	i	D_{pi}/i	ω_j	喉容比 Φ_1/Φ_2	A	孔隙度 %	孔隙度 %	孔隙度 %
相16井	1	80000	20000	1410×10^4	0.2086	0.6187	1.6224	1.6224	4.22	10.26	6.14
	1	53307	16100	935×10^3	0.1721	0.6728	3.0560				
	2	84520	7350	"	0.0766	0.8345	6.0418		4.88	6.01	2.13
相18井	3	85798	21100	"	0.2258	0.5949	1.4683	0.7322			
	1	53400	28000	4286×10^3	0.0662	0.8607	6.1762				
	2	79620	250000	"	0.5819	0.2619	0.3548	0.3355	5.54	7.26	1.72
相25井	1	80038	3300	12190	0.2707	0.5382	1.1559				
	2	80741	1900	"	0.1559	0.6985	2.3162				
	3	82053	2100	"	0.1723	0.6726	2.0540		4.22	5.24	1.02
	4	83284	6050	"	0.4963	0.3189	0.4683	0.2552			

由表3可以看出:

1. 相国寺气田中石炭统储层总孔隙度的变化是自北向南各井逐渐减小。位于构造高点的相16井裂缝孔隙最为发育, 而位于翼部的相25井裂缝孔隙不发育。

2. 该气田储层的裂缝孔隙度占总孔隙度的很大比例, 特别在构造顶部更为突出。

裂缝孔隙度既是主要的孔隙空间又是主要的渗透通道。相16井是以裂缝为主,自北向南由裂缝为主转为孔隙为主。

结 论

1. 川东中石炭统碳酸盐储集岩的孔隙结构比较复杂,它具有多种孔隙类型,多种孔隙组合关系。基于岩样的压汞及铸体薄片研究,以及从压力恢复曲线来研究储层后,本文指出川东中石炭统碳酸盐岩储集层属于多重孔隙介质。

2. 多重孔隙介质的实质是将储集层看成一种由裂缝及不同大小喉道所控制的孔隙介质。其压力恢复曲线上的反映呈多台阶状。台阶的高度和宽度反映了储集岩的孔隙空间结构特征。压力恢复曲线的平行直线段的垂直距离反映的是裂缝溶洞与各种孔隙空间的“喉容比”,而不是双重介质中所指的缝洞比;多重孔隙介质在铸体薄片及压汞资料上的反映主要是不同的喉道所控制的孔隙组合关系。溶孔-粗的晶间孔-细的晶间孔的组合是最典型的例子。

3. 本文采用特殊岩心分析——压力恢复曲线组合法来确定并在纵剖面上的总孔隙度的方法是一种新的尝试。特殊岩心分析主要用以确定各种孔隙(包括由喉道所控制的各种次生孔隙)的有效含烃孔隙度;而压力恢复曲线主要用以确定总喉容比。二者的相加即为该井的总孔隙度。

4. 本文在岩心孔隙结构研究的基础上,提出可以利用孔隙组合关系、大于0.1微米的有效含烃孔隙度以及应用矩法处理所得孔隙大小分布的特征参数等资料综合,对储集岩进行分类评价,并进而划分储渗层段。储渗层段的划分对确定有效厚度、试油、射孔、估计井的产能等都有实际意义。对于有底水的油气田,必须对纵剖面上各层段有清楚的认识,以便防止底水的早期推进。

5. 孔隙组合关系是指基本孔隙类型的相互连通和配合的情况。不同的孔隙组合关系反映了不同的储渗特点。川东中石炭统碳酸盐储集岩有九种基本孔隙类型,这些孔隙的组合有八种形式。最佳的孔隙组合为B-F-D类型,其次是B-A及H-C类型。C-H、A-B-F二种类型是属于中下等的,而A-F及A-D/E类型则是低储渗性的。溶孔和粗的晶间孔的发育程度决定了该层段储渗性的好坏。

6. 基于中石炭统碳酸盐储集岩的孔隙成因和大小分布的复杂性,本文提出的该类储集岩的孔隙分布属于地质数理统计中的混合经验分布。并应用矩法处理求得孔隙大小分布的均值、标准差、变异系数和偏度等特征参数。文中使用气体法所测的孔隙度乘上变异系数或除以均值($Mg \times C$ 或 $Mg/\bar{x}$)作为储集岩的分类标志之一。这个数值既反映了碳酸盐岩总的储集能力,同时又考虑了孔隙结构的好坏。因此,这个特征参数在今后对各种碳酸盐储集岩的分类评价中将会有更大的实际意义。

7. 本文采用0.1微米作为川东中石炭统气体储集岩的孔喉宽度下限。利用岩样的压汞资料,可以确定每个样品的大于0.1微米的有效含烃孔隙度。有效含烃孔隙度反映了储集岩的实际储渗能力,它的数值与孔隙度和孔隙结构的综合参数有明显的线性关系。它也是划分储集岩类别的重要参数之一。考虑到经济界线,当有效含烃孔隙度小于2%时,该类储集岩可评价为非工业性储集岩。

8. 本文是将孔隙结构从静态研究发展到动态研究的一种探索。这一研究结果使孔隙结构资料更能为现场所实用。但是本文所提出的观点和方法,所应用的实例尚少,因此,有些工作尚待今后进一步检验与完善。

本文是我院一份科研报告的缩写,采收率研究室的全体同志都参加了有关工作,此外,川东矿区地质室和实验室向我们提供了许多方便,在此一并表示感谢。

(收稿日期 1981年3月18日)

参 考 文 献

- [1] G.V. 吉林加, R.W. 曼友, H.H. 里克第三, 1972, 碳酸盐石油和天然气开采, 成都地质学院地质地质教研室、四川石油管理局地质科研大队译, 科学出版社 (1978)
- [2] Wardlaw N.C. & Cassan J.P., 1978, Estimation of recovery efficiency by visual observation of pore systems in reservoir rocks, CAPG, Vol. 26, No. 4
- [3] Stout, J.L., 1964, Pore geometry as related to carbonate stratigraphic traps, AAPG Bull. Vol. 48, No. 3, P. 329-337
- [4] Murray, R.C., 1960, Origin of porosity in carbonate rocks, J. Sedimentary Petrology, Vol. 30, No. 1, P. 59-84
- [5] Wardlaw, N.C., 1978, Pore geometry of carbonates as revealed by pore casts and capillary pressure data, AAPG Bull. Vol. 60, No. 2
- [6] 小乔治·S·柯克, 理查德·F·林克, 1979, 地质数据统计分析, 王仁译, 刘成宣译, 赵鹏大校, 科学出版社 (1978)。
- [7] Warren, J.E. & Root, P.J., 1963, The behavior of naturally fractured reservoirs, SPEJ, No. 9 P245-255, Trans. AIME 228.

ON THE PORE GEOMETRY OF THE MIDDLE CARBONIFEROUS CARBONATE RESERVOIR IN EASTERN SICHUAN

Luo Zhetan Wang Yuncheng Deng Xunkang

(Chengdu College of Geology)

Abstract

This paper applied the mercury capillary-pressure test, pore casts and dynamic test to study the pore geometry of the Middle Carboniferous carbonate reservoir in eastern Sichuan and attempted to explain its pore geometry characteristics and porosity parameter.

On the basis of the observation of core-cast-sections of Xiang-16, Wo-49 and Zhang-2 wells, the pores of the reservoir may be classified into three types, i.e. intercrystal pore, fracture and irregular corrosion pore. In order to precisely evaluate the role of every basic pore type in capacity and permeability, the relationship of pore combination have been further studied and divided into eight combination forms. The optimum pore combination is the "coarse intercrystal pore-corrosion pore-corrosion fracture", the second, will be "coarse intercrystal pore-fine intercrystal pore" and "intergranular pore-intergranular intercrystal pore", the others, belong to low capacity-permeability. In short, the goodness of the capacity-permeability

of the reservoir depends on the development of corrosion pore and coarse intercrystal pores.

The authors propose that the lower limit of width of effective (hydrocarbon bearing) porosity in reservoir may be defined as 0.1μ . This value, according to the characteristics of flaky throats of carbonate rocks, corresponds to the pore-throat width of mercury injection at 75 atm. Applying the mercury capillary-pressure method, the effective porosity of more than 0.1μ of each sample may be determined. With respect to the Middle Carboniferous, the effective porosity is one of the main parameters in evaluating reservoirs.

The pore-size distribution of corroded dolomite is caused by various origins during the diagenetic and deutero-genetic processes. In statistics, they would be characterized by the numeral characteristic parameter of the geological mixed experimental distribution. By using the matrix operation method, we can calculate four important characteristic parameters expressing the pore distribution of reservoir rocks, i.e., mean value ($\bar{X}$), standard deviation (σ) variable coefficient (C) and skewness (S_k). In order to describe completely the capacity of carbonate reservoir, the authors suggest a synthetical parameter of effective porosity (M_g) and pore geometry, i.e., $M_g \times C$ or $M_g/\bar{X}$.

Consequently, on the basis of main pore combination, effective porosity ($>0.1\mu$) and the synthetical parameter of porosity and pore geometry, we can classify and evaluate the Middle Carboniferous reservoir. On these grounds, the reservoir of Xiang-16 well may be divided into seven members, the thickness of effective reservoir of each member and its effective mean porosity have been listed in table 2.

For the sake of studying fracture porosity, the data of dynamic test has been used to analyse the combination relationship of pore-fracture in reservoir. The main characteristics of actual build-up pressure curve of shut-in gas wells in Middle Carboniferous appear to be multistep-shaped. This is because of that the matrixes of reservoir rocks are not homogeneous, therefore, their original pores are multigrade, and inevitably there exist multigrade pore throats. They indicate that the reservoir must be a medium composed of multipore systems—a multiporous medium. In this paper, we have suggested a reservoir model of multiporous medium, and dealt with the method which applied multistep build-up curve to calculate the total porosity.

Finally, some actual calculations of porosity in various parts of Xingguosi gas field have been made, they reflect that the fracture porosity predominates over this gas field, especially in the structural high.