

相对渗透率法评定储集层岩石表面润湿性

李 琴

(江苏油田地质科学研究院, 江都 225261)

作者通过理论分析,认为用相对渗透率法,即用相对渗透率曲线特征值、水相渗透率与油相渗透率的比值与含水饱和度关系及 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值,评定润湿性在理论上可靠,与实际油田结合,定性结果可信度高。该方法与现行的驱替法、离心机法并用,能使润湿性评价更为客观。在无润湿性实验资料情况下,用相渗资料评定润湿性,可以弥补资料空白。

关键词 非稳态流 油水相对渗透率曲线 岩心实验 储集层岩心 润湿性

作者简介 李 琴 女 30 岁 技术员 石油地质

润湿性是储集层岩石的基本特性之一,是油藏评价的一个重要参数,它描述的是一种流体在另一种不相混溶流体存在时对固体的相对吸引力。无论是油田开发动态计算、驱油机理研究还是提高采收率等研究,都必须掌握油层岩石的润湿性。目前国内外有许多种测定岩石表面润湿性的方法:静止接触角法、AMOTT 法(自动吸入法)、离心机法、液滴试验法、染料吸附法、核磁松弛法等。根据美国阿莫特岩心公司研究中心观点,目前尚无一种十全十美的方法测定岩石润湿性,公司推荐 AMOTT 法、Wilbelmy 动力法和相对渗透率曲线法,认为上述 3 种方法考虑影响润湿性因素的侧重面不同,综合应用测试结果,使结论更为客观。

用离心机法和 AMOTT 法测定岩石润湿性。常用的 AMOTT 法方法是基于油、水在岩石颗粒表面选择润湿的特性,根据岩石吸水排油量和吸油排水量的多少,定性地判断油层岩石表面润湿性。相对渗透率法是试验室科研人员在大量实验基础上提出的评定润湿性又一重要方法。它是利用相对渗透率实验数据、实验曲线评定岩石表面润湿性,即:用相对渗透率曲线特征值评定润湿性、用水相渗透率与油相渗透率的比值与含水饱和度关系评定润湿性、 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值法评定润湿性(即残余油饱和度下水相渗透率 $K_w(S_{or})$ 与束缚水饱和度下水相渗透率 $K_o(S_{wc})$ 比值大小评定润湿性。

1 相对渗透率法评定油层岩石表面润湿性

1.1 用相对渗透率曲线特征值评定润湿性

采用非稳态恒压法测定油水相对渗透率,得到油水相对渗透率曲线。非稳态恒压法以一维两相水驱油基本理论为出发点,按照模拟条件的要求,在油藏岩样上进行恒压水驱油试验,在岩样出口端记录油水两种流体的产量和岩样两端的压力差随时间的变化。根据贝克利-莱费利特理论以及油水两相流动达西定律,利用岩样水驱油的实验资料,经数学方法处理,求得相对渗透率,绘制油、水相对渗透率与含水饱和度的关系曲线。

相对渗透率曲线是影响流体在岩石孔道内渗流多种因素的综合反映，它主要取决于岩石孔隙结构、岩石表面润湿性、流体的分布、饱和顺序、毛细管力等。

在油藏岩石中，润湿性是决定的控制油水微观分布的重要因素，并在很大程度上决定束缚水饱和度、残余油饱和度、最终期驱油效率以及油水两相的流动能力，是油水相对渗透的主要因素，不同润湿性的相渗曲线有其特有的形态及特征值，因此，可以用相对渗透率实验曲线的特征值判断油藏岩石表面的润湿性。

图 1 是不同润湿性的油水相渗曲线，图 2 是典型的亲水亲油岩石相渗曲线。

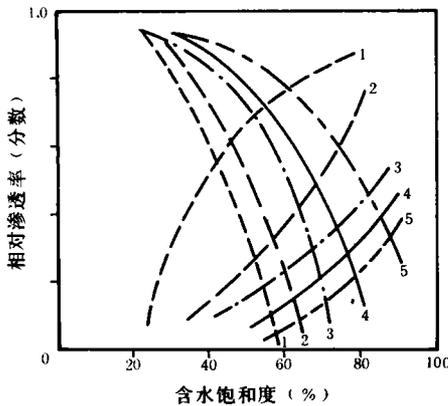


图 1 不同润湿性岩石相渗曲线

1. $\theta=180^\circ$; 2. $\theta=138^\circ$; 3. $\theta=90^\circ$; 4. $\theta=47^\circ$; 5. $\theta=0^\circ$

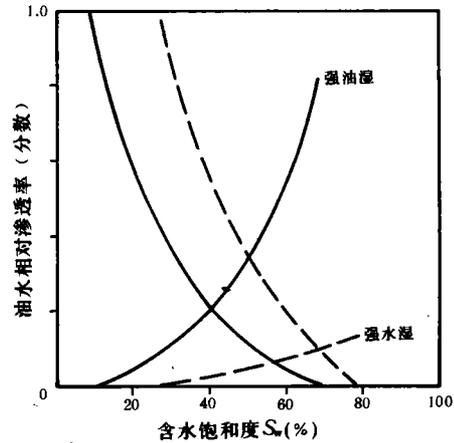


图 2 典型的亲油、亲水岩石相渗曲线

Morrow 和 McCaffery 系统地研究了润湿接触角(θ)对毛管曲线和相对渗透率曲线的影响。岩石的油湿程度越深，曲线越靠近低含水饱和度区；反之，岩石的水湿程度越深，曲线越靠近高含水饱和度区(见图 2)。当岩石润湿接触角从 180° 逐渐减小至 0° ，即润湿性从强亲油变为强亲水过程中(见图 1)，相渗曲线呈规律性变化，每组油水两相曲线逐渐右移，束缚水饱和度逐步增加；曲线交叉点对应的含水饱和度(也称等渗点含水饱和度)逐步增大，交叉点依次右移；水相端点(即残余油饱和度下的水相相对渗透率值)由高变低，曲线变化很有规律。不同润湿性岩石相渗曲线的特征值见下表 1。

表 1 不同润湿性岩心相渗曲线特征值

	强亲水	亲 水	中 性	亲 油	强亲油
束缚水饱和度(%)	>35	20~30	15~20	10~15	<10
交点含水饱和度(%)	>60	50~60	50	40~50	<40
残余油下水相渗透率 束缚水下油相渗透率	≤ 0.1	0.1~0.25	0.50	0.5~0.7	0.7~1.0

通过 GG 地区 G6、G7 井 Ef_1 、 Ef_2 岩心及 MTZ 地区庄 2-(22,18,13,8) 井 Ef_1 段岩心相对渗透率分析,相渗曲线特征值如下(见表 2,表 3)。

表 2 GG 地区相渗曲线特征值及润湿性结论

井号	岩心号	层位	气体渗透度 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	束缚水饱和度 (%)	交叉点含水饱和度 (%)	水相端点值	相渗评定润湿性结论	润湿性实验结论
G6	34	Ef_1	30.93	33.77	53.4	0.23	亲水	偏亲水
	41	Ef_1	28.77	33.93	52.8	0.21	亲水	亲水
G7	3	Ef_2	98.57	28.93	57.4	0.17	亲水	亲水
	平均值		52.76	31.4	54.5	0.20		

表 3 MTZ 地区储集层相渗曲线特征值及润湿性结论

井号	岩心号	层位	气体渗透度 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	束缚水饱和度 (%)	交叉点含水饱和度 (%)	水相端点值	相渗评定润湿性结论	润湿性实验结论
	7	Ef_1	17.3	32.6	61	0.185	亲水	亲水
	13	Ef_1	149	28.8	57.1	0.187	亲水	亲水
Z2-22	23	Ef_1	31.6	35.47	58.6	0.316	亲水	亲水
	29	Ef_1	57.2	29.37	53.6	0.161	亲水	亲水
	33	Ef_1	68.0	30.5	53.6	0.170	亲水	亲水
Z2-18	6	Ef_1	19.4	29.03	53.6	0.097	亲水	亲水
Z2-13	6	Ef_1	46.7	34.67	54.3	0.217	亲水	亲水
	8	Ef_1	168.4	25.57	47.1	0.109	亲水	亲水
	10	Ef_1	46.7	27.97	54.3	0.224	亲水	亲水
Z2-8	43	Ef_1	61.7	26.20	54.3	0.133	亲水	亲水
	15	Ef_1	61.3	29.13	52.1	0.194	亲水	亲水
	23	Ef_1	10.0	33.8	52.9	0.287	亲水	亲水
	平均值		61.4	30.27	54.38	0.19		

GG 地区储集层岩心束缚水饱和度在 28.93%~33.93%,平均 31.4%,曲线交叉点含水饱和度在 52.8%~57.4%,平均值 54.5%;水相端点值在 0.17~0.23 内,平均 0.20。上

述相渗曲线特征值表明:GG 地区 Ef_1 、 Ef_2 段油层岩石具亲水特性,这与润湿性实验测定结果基本相符。

MTZ 地区储集层岩心束缚水饱和度在 26.2%~35.2%,平均 30.27%,曲线交叉点含水饱和度在 47.1%~61.0%,平均值 54.38%;水相端点值在 0.097~0.316 内,平均 0.19。上述相渗曲线特征值表明:MYZ 地区 Ef_1 、 Ef_2 段油层岩石具亲水特性,这与润湿性实验测定结果相符。

1.2 相对渗透率比值法评定润湿性

用水相渗透率与油相渗透率的比值与含水饱和度关系作出曲线图确定岩石的润湿性(图 3、图 4)。

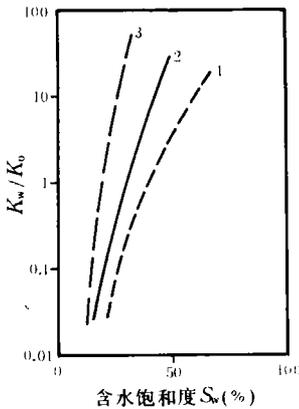


图 3 亲油岩心 K_w/K_o 与 S_w 关系图
1. $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 2. $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;
3. $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;

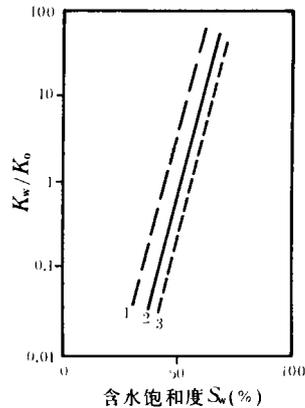


图 4 亲水岩心 K_w/K_o 与 S_w 关系图
(图例同图 3)

润湿性相同的岩石,渗透率大小影响曲线位置:亲水岩石随空气渗透率由高到低曲线从左向右有规律排列,同一含水饱和度下,高渗透率者水相、油相对渗透率比值大,曲线居上方;低渗透率者水相、油相对渗透率比值小,曲线居下方。亲油岩心则相反(图 3、图 4)。

曲线的形态与岩石的润湿性有关,亲水岩石,曲线在较大的含水饱和度内坡度较小,不同渗透率岩心,曲线平行排列;亲油岩心曲线不成平行排列,但仍有规律,低渗透率者曲线居上方,高渗透率者曲线居下方。同一含水饱和度下相同渗透率的,亲油岩心水相油相相对渗透率比值 K_w/K_o 高于亲水岩心。图中气体渗透率为 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,在相同含水饱和度 50% 时,亲水岩心水相、油相相对渗透率比值为 2.9,亲油岩心为 7.3。

根据相渗实验资料作出的水相、油相渗透率比值与含水饱和度关系显示出高渗透率岩心曲线在上方,低渗透率者居下方,曲线平缓,近于平行排列,反映出 GG 地区 Ef_1 、 Ef_2 和 MTZ 地区 Ef_1 储层岩石表面润湿性具亲水特性,与润湿性实验得到的结论相吻合。

1.3 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值法评定润湿性

即残余油饱和度下水相渗透率 $K_w(S_{or})$ 与束缚水饱和度下油相渗透率 $K_o(S_{wc})$ 比值大小确定润湿性。不同润湿性 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值有如下特征(表 4)。

表 4 不同润湿性 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值特征

	强亲水	亲水	中性	亲油	强亲油
$\frac{K_w(S_{or})}{K_o(S_{wc})}$	≤ 0.1	0.1~0.25	0.5	0.5~0.7	0.7~1.0

GG 地区储集层岩心和 MTZ 地区储集层岩心 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 分别在 0.175~0.233, 平均 0.20, 和 0.097~0.316, 平均 0.19, 对照表 4, 不同润湿性 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值特征, 表明岩石表面润湿性具亲水特性, 与润湿性实验得到的结论相吻合。

2 结 论

(1) 通过上述分析, 笔者认为用相对渗透率法, 即用相对渗透率曲线特征值、用水相渗透率与油相渗透率的比值与含水饱和度关系、 $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ 比值评定润湿性在理论上可靠, 并结合实际油田进行评定, 定性结果可信度高, 证明此方法评定润湿评价更为客观。

(2) 此方法与现行的驱替法、离心机法并用, 能使润湿性评价更为客观。

(3) 在无润湿性实验资料情况下, 用相渗透资料评定润湿性, 可以弥补资料空白。

(4) 该方法简单易行, 成本低, 效益高, 用在生产中是可行的, 具推广使用价值。

(收稿日期: 1995 年 12 月 12 日)

A RELATIVE PERMEABILITY METHOD FOR ASSESSING THE MOISTENING CAPACITY OF RESERVOIR ROCK SURFACE

Li Qin

(Geological Scientific Research Institute of Jiangsu Oil Field)

Abstract

After theoretical analyses, the author considers that the assessment of moistening capacity by a relative permeability method, that is, by the characteristic value of relative permeability curves, the relationship between the permeability ratio of water facies to oil facies and water-bearing saturability and the ratio of $K_w(S_{or})/K_o(S_{wc})$ is reliable theoretically. When combined with data from actual oil fields, qualitative results have high reliability. This method used together with a present displacement method and a centrifugal machine method can make moistening capacity evaluation more objective. When experimental data of moistening capacity is unavailable, facies permeability data can be used to assess moistening capacity in order to make up gaps in the data.