

储层含油性热解评价方法*

潘志清 梅博文 苏秀方 方孝林 杨绍方 侯读杰

(江汉石油学院,湖北荆沙 434102)

根据某盆地热解数据建立的储层含油性热解评价标准可将储层定性分为油层、油水同层、含油层和干层(或水层)等。热解参数除与地质油气显示级别具有良好的对应关系外,还可通过变异系数、有效油层厚度系数描述油层的非均质性。

关键词 储层 含油性 热解 评价 非均质性

第一作者简介 潘志清 男 32岁 讲师 石油地质

储层热解分析弥补了地下含油气显示的早期判断主要依靠现场地质录井的不足,它不仅能及时地判断地下油气显示,还能对所发现的油气层进行初步定量评价^[1]。通过对某盆地几十口探井岩芯和岩屑2万多个热解样品数据分析,建立了一套储层含油性热解评价方法。

1 储层含油性热解评价标准

图1、图2是根据热解参数 S_1 、 S_2 、 PG 、 TPI 值和试油结论作出的,据此图和统计结果,我们建立了储层含油气性的热解评价标准。

1.1 油层

游离烃 $S_1 > 8.5 \text{ mg/g}$,热解烃 $S_2 > 4.0 \text{ mg/g}$,产油潜量 $PG > 12.5 \text{ mg/g}$,油质系数 TPI 即 $S_1/(S_1+S_2)$ 分布在0.55~0.8之间。

1.2 油水同层和差油层

这两类含油性储层分布在同一区域内(图1、图2),通常情况下不易区分, S_1 值5.0~9.0 mg/g, S_2 大于2.0 mg/g, PG 值7.0~12.5 mg/g,油质系数 TPI 值0.45~0.8。从图1可看出,当 TPI 值小于0.55时,无论 PG 值多大,都难以进入油层区域,如某井4 910~4 915 m,其 PG 值18.2 mg/g,远超出油层界限,但其 TPI 值仅为0.456(表明轻质组分少,重质组分多),试油结果为油水同层。

1.3 含油水层

热解参数值介于干层与油水同层之间, S_1 一般为2.0~5.0 mg/g, S_2 为1.0~2.1 mg/g, PG 值为3.0~7.0 mg/g, TPI 值变化范围大,分布在0.4~0.75间。

1.4 干层和水层

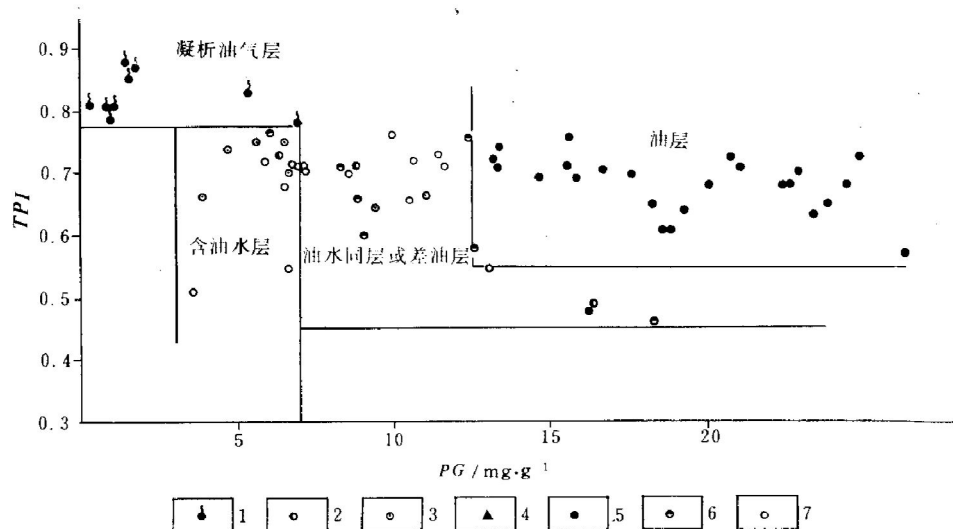
$S_1 < 2.0 \text{ mg/g}$, $S_2 < 1.0 \text{ mg/g}$, PG 值小于3.0 mg/g, TPI 值分布不具规律,但通常小于0.75。

1.5 凝析油气层(包括轻质油气层)

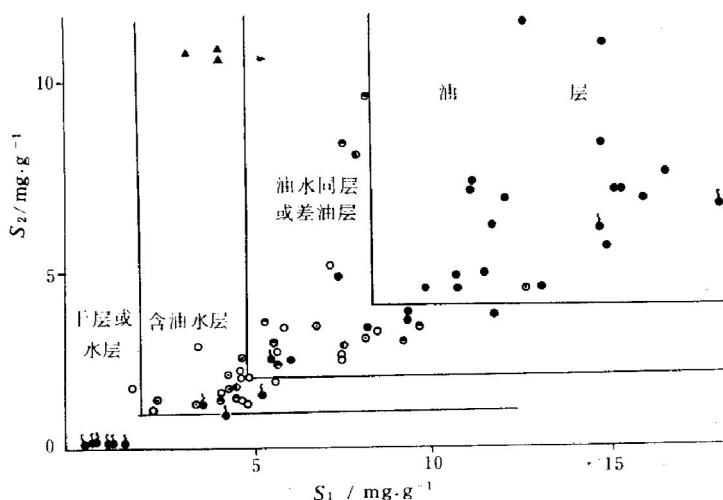
由于该类含油气储层油质轻,易于挥发,在岩石或岩屑尚未到达地表前,就已经散失到泥浆和大气中,因此,根据 S_1 、 S_2 和 PG 值难于判断其含油气性,但是根据油质系数 TPI 值大于0.78,可以判断出该类含油气储层,如英买701井4 663~4 699 m凝析油气层 PG 值最大值仅为1.36 mg/g,但其 TPI 值高达0.882。

* 国家攻关项目(85-101-05-05-03)部分内容,参加工作的还有朱扬明、张敏、李亮巧等

收稿日期:1995-02-15

图1 储层热解参数 PG 与 TPI 关系图

1—凝析油气层;2—差油层;3—含油层;4—沥青;5—油层;6—油水同层;7—干层或水层

图2 储层热解参数 S_1 与 S_2 关系图

(图例与图1相同)

按此评价标准对某盆地 103 层储层进行评价,与试油结果对比符合率达 87.7%,表明了该标准具有一定的实用性。

由于砂岩储层的储集空间比较均匀,通过含油岩芯的热解分析,能定量确定其含油性,并能准确地确定出储层含油性的纵、横向变化,从而评价出含油气层级别;但岩屑样品经过泥浆的循环作用,使其岩石表面吸附和孔隙间的油气部分散失,所测出的含油级别往往低于原始含油率,因此,在使用岩屑热解数据时要慎重。

碳酸盐岩储层中油气储集空间以孔洞和裂隙为主,油气分布不均匀,难以取到代表性的样品,并且赋存在碳酸盐岩储层中的油气油质轻,易于挥发,岩芯或岩屑中,多数油气都已散失。因此,在评价碳酸盐岩储层含油性时,其热解分析

数据仅供参考。

2 热解参数与地质录井显示级别的关系

石油钻探现场主要根据油的浸满程度及荧光程度来确定含油级别。正构烷烃不发荧光,发荧光的是芳烃,原油越重,含芳烃、胶质沥青质越多,荧光越强,致使它的含油级别越高。油质越轻,饱和烃含量越高,荧光级别低,容易把含油级别定得很低或漏失油气层。

岩石热解是以单位岩石含烃量多少来确定含油级别的,它不受油质的轻重、原油组成、饱和烃和芳烃比例大小的制约,因此,其测定结果比地质录井测定结果精确,但它们之间仍然存在一定关系^[2]。根据岩石热解参数 PG 值的不同,可划分出不同的油气显示级别。 PG 值在 20 以上为饱含油,20~10 之间为含油,10~7 之间为油浸,7~3 之间为油斑,3~0.5 之间为油迹,荧光显示的 PG 值小于 0.5。

在系统分析某地区储层样品基础上,将岩石热解实测数据与相应层段地质录井含油级别比较,饱含油和含油中上限为油层,含油的下限和油浸为差油层或油水同层,油斑对应于含油层,油迹对应于水层或干层,

而荧光显示级别难于作出对应关系,有可能是气层、凝析油气层,或者是无油气显示(表1)。

表1 热解参数 PG 值与油气显示关系

地质录井级别	饱含油	含油	油浸及油斑	油迹	荧光
PG 值/ $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$	>20	$20 \sim 10$	$10 \sim 3$	$3 \sim 0.5$	<0.5
热解划分级别	油层	差油层或 油水同层	含油水层	干层或水层	干层

3 油层非均质性评价方法

由于砂岩的沉积环境和成岩作用的不同,常常造成储层物性及含油率在纵向上的非均质性,致使同一油组不同层段热解参数值(如产油潜量 PG)产生差异。油层的非均质性不仅直接影响着油层的产能,而且对储量的计算也有较大的影响。根据不同油组 PG 值大小和分布特征,可用下列指标对油层非均质性进行描述:

3.1 有效油层厚度系数 C_e

C_e = 有效油层厚度/储层总厚度。 C_e 值越接近1,均质性越好,反之,均质性越差。

3.2 变异系数 V

对同一层段 PG 值进行数理统计,计算出平均值与标准偏差。 V 指的是 PG 值的标准偏差和平均值之比, V 越大,非均质性越强。

$$V = \sigma / PG$$

式中 σ 为 PG 值标准偏差,用 $\Sigma(X_i - \bar{X})^2 / n - 1$ 表示; PG 为平均值,用 $\Sigma PG / n$ 表示。

应用上述指标对某井三叠系 I、II 油组非均质性描述如下:

(1) 4 829~4 848 m,有效油层厚度系数 C_e 为 0.91,47 个样品 PG 值平均为 20.7 mg/g,标准偏差 σ 为 8.98,变异系数 V 为 0.44,表明该油层均质性较好,其测试结果获日产油 301.5 m^3 。

(2) 4 982~5 009 m,有效油层厚度系数 C_e 仅为 0.35, PG 值平均为 6.3 mg/g,标准偏差 5.76,变异系数 0.91,表明其均质性较差,试油结果仅见少量油花。

参 考 文 献

- 1 郭立言,顾信章,盛志伟等.生油岩热解快速定量评价.北京:科学出版社,1986.1~198
- 2 李玉恒,郭立言,黄九思等.储油岩热解地球化学录井评价技术.北京:石油工业出版社,1993.1~220

THERMOLYSIS ASSESSMENT METHOD FOR RESERVOIR OIL POTENTIAL

Pan Zhiqing Mei Bowen Su Xiufang

Fang Xiaolin Yang Shaofang Hou Dujie

(Jiangnan Petroleum Institute, Jingsha, Hubei)

Abstrac

According to the thermolysis assessment standard of reservoir oil potential which is based on the thermolysis data of a certain basin, a reservoir could be qualitatively classified into oil bed, oil-water bed, water-bearing bed and dry bed (or water bed). Except well correspondence with oil showings, thermolysis parameters could also be used to describe oil heterogeneity through variation coefficient and oil thickness coefficient.