

储层热解分析——一种值得 推广的录井方法

牟 录 文

(华北石油勘探开发研究院)

在油气资源的早期评价工作中,探井录井资料的解释是一项极其重要的基础工作,录井手段又是这一工作的基础。目前常用的手段都存在一定的局限性,因而,对各种录井资料都不能作出单一的比较直接解释。多年来,石油地质工作者一直在寻找更为直接有效的录井方法。早在1933年B.A.索科洛夫等人曾提出根据泥浆来进行油气测井,可以取得直接评价探井含油气性的依据,后来又发展了岩屑油气测井及岩心油气测井,70年代发展起来的罐装岩屑样品顶部空间气体的色谱分析,便是泥浆油气测井与岩屑油气测井结合的产物,这一手段的利用使录井资料解释的可靠程度大为提高。

近年来,我们应用生油岩评价仪采用分析生油岩的方法对砂岩岩屑进行热解分析,以提供探井砂岩含油气性的资料并取得了明显的效果,为华北油田开展地球化学录井打下了一个良好的基础。

一.砂岩热解分析

(一)样品采集与处理

1.样品采集

供分析用的样品采用钻井岩屑,在钻井现场从泥浆槽内按一定间隔(一般3—5m或见砂层)捞取砂样,从中挑选有代表性的砂岩岩屑3—5g供分析用。

2.采样时的注意事项

为取准分析资料,在采样时应注意:

- (1)挑选能代表实际深度地层的样品;
- (2)样品不能烤干,只能将挑出的砂岩岩屑放在滤纸上吸干,并立即用塑料袋封装好;
- (3)填写标签时,一定要写好准确的深度。

(二)样品分析

1.样品处理

(1) 首先将分析用的样品压碎过0.5—1.0mm孔径的筛子;

(2) 称取0.5—1.0mm颗粒的砂岩岩屑样品100mg左右, 装入分析坩锅中盖好, 放入样品架, 上仪器测试。

2. 分析条件

用法国ROCK-EVAL I型生油岩评价仪, 在氦气清洗岩样2分钟后仪器自动将样品送入炉内, 在300℃条件下恒温3分钟测得 S_1 值, 再按每分钟50℃的速率, 程序升温到550℃测得 S_2 值, 最后由计算机输出结果。

(三) 结果解释

1. 分析结果

用ROCK-EVAL仪对砂岩进行分析, 与分析生油岩一样, 可得到三个峰, 即 P_1 、 P_2 及 P_3 峰和与之相对应的峰面积 S_1 、 S_2 、 S_3 , 以及最高热解峰温 T_{max} 。在这里 S_1 代表在300℃恒温条件下热解出来的轻质烃类的量; S_2 代表从300℃程序升温到550℃之间热解出来的重质烃类的量。此外, 还可根据 S_1 与 S_2 的比值得原油的比重等参数。例如:

对间19井51块样品分析的结果, $S_1 = 0.0141—0.4479\text{mg/g}$, $S_2 = 0.0009—0.2577\text{mg/g}$, $S_1 + S_2 = 0.0142—0.7056\text{mg/g}$, $T_{max} = 367—515\text{℃}$ 。

对文75井35块样品分析结果为 $S_1 = 0.0008—4.4196\text{mg/g}$, $S_2 = 0.0001—1.8052\text{mg/g}$, $S_1 + S_2 = 0.0008—6.2248\text{mg/g}$, $T_{max} = 374—485\text{℃}$ 。

对路33井154块样品分析结果为 $S_1 = 0.0093—73.0072\text{mg/g}$, $S_2 = 0.0—28.8728\text{mg/g}$, $S_1 + S_2 = 0.0093—101.88\text{mg/g}$, $T_{max} = 353—505\text{℃}$ 。

2. 结果解释

对上述三口井分析资料的对比, 可以说明以下几个问题:

(1) 识别砂岩的含油、气性, 指出含油层段, 划分油、气、水层

既然 S_1 代表砂岩中轻烃的含量, S_2 代表砂岩中重烃的含量, 这样我们就可以认为 $S_1 + S_2$ 代表砂岩含油、气的丰度, 即每吨砂岩含油、气的公斤数。由于在钻井过程中, 地层中烃类的一部分已在井筒中散失, 只部分留在砂岩岩屑中, 目前我们所测得的只是残留在岩屑中的部分, 因此把砂岩的 $S_1 + S_2$ 值叫做单位储集层的残留烃量。根据 S_1 及 $S_1 + S_2$ 值的大小, 便可以判断储集层的含油、气性, 划分油、气、水层, 评价油层的好坏。如路33井的分析结果表明: $S_1 + S_2$ 变化在0.0093—101.88之间, 明显存在几个高值区(表一)。

文75井的分析结果, 除4块样品的 $S_1 + S_2 > 1$ 以外, 其余全部小于1, 最大也只有6.2248mg/g, 而间19井则没有一块样品的 $S_1 + S_2 > 1$, 说明这两口井都没有工业价值的油、气层。

(2) 定性评价油层的产能大小

一般来说, $S_1 + S_2$ 的值愈大, 说明残留在砂岩岩屑中的烃就多, 该油层的产量就高。如京271井的分析结果表明: $S_1 + S_2 < 10\text{kg/t}$ 的地层就不可能获得工业性油、气流; 在 $S_1 + S_2 > 50\text{kg/t}$ 时, 试油结果日产原油21.2t; $S_1 + S_2 = 30.67\text{kg/t}$ 的井段, 试油结果日产原油4.3t。如此看来, 路33井在1960—1969m及1836m、1855m所代表的井段可

表1 路33井砂岩热解分析结果的异常评价

井深 (m)	层位	T _{max} (℃)	S ₁ (kg/t)	S ₁ +S ₂ (kg/t)	S ₁ /S ₂ *	原油比重 (20℃)	初步评价 **
1665	Nm	432	12.8810	18.9093	2.14	0.9117	差油层
1699	Nm	432	20.9028	30.5552	2.17	0.9106	差油层
1765	Nm	372	21.1508	21.3774	93.34	0.7900	差油层
1774	Ng	432	5.8214	7.2849	2.55	0.8970	油水层
1810	Ng	433	20.2231	27.9363	2.62	0.8948	差油层
1812	Ng	434	23.4737	29.0696	4.19	0.8618	油层
1813	Ng	423	13.2406	19.5174	2.11	0.9128	差油层
1815	Ng	421	15.9038	22.8889	2.38	0.9063	差油层
1836	Ng	436	47.8020	58.7104	4.38	0.8592	油层
1855	Ng	433	36.5609	46.5566	3.66	0.8706	油层
1860	Ng	428	9.2301	12.8894	2.52	0.8979	油水层
1952	Ng	428	8.1859	8.2736	93.54	0.7900	油水层
1960	Ng	433	32.9348	43.2954	3.18	0.8803	油层
1966	Ng	433	28.2632	41.7292	2.10	0.9132	油层
1968	Ng	419	52.9449	61.9311	5.89	0.8431	油层
1969	Ng	433	73.0072	101.8800	2.53	0.8977	油层
2003	Ng	433	18.0345	27.6179	1.88	0.9228	油层
2004	Ng	435	17.5828	24.1257	2.69	0.8929	差油层
2190	Ed ¹	441	11.9153	17.1394	2.28	0.9082	油水层

* S₁+S₂<5以下的多为水层或干层，未列入

** 以上结果为初步解释，有待试油结果证实

能获得高产油、气流。

(3) 反映地层流体的性质

从表1所列结果可看出：S₁/S₂大于10的，原油的比重小于0.8，S₁/S₂小于2.3的，原油的比重大于0.9。说明S₁/S₂的值愈大，原油的轻质成分愈多，原油的比重和粘度也愈小，容易采出。相反，S₁/S₂的值愈小，重质成分愈多，比重和粘度愈大，不易采出。这可以为原油的开采提供一定的依据。

二. 与其它录井资料的对比

在路33井、文75井及间18井的钻井过程中，除采用了目前常用的录井手段外，还进行了上述的地球化学录井试验，并取得了直接评价油气层的良好效果。表2列出了路33井的此项录井与其它各种录井资料解释结果的对比。

表2 路33井不同录井资料解释结果的对比

井深(m)	地质	气测	电测	井壁取心	罐顶气	热解	试油结果
1375—1400	无	无	水层	未取	水层	水层	未试
1500—1510	无	无	水层	未取	水层	水层	未试
1661—1666	无	无	水层	油斑		差油层	未试
1699—1725	无	无	水层	油浸	气层	油气层	未试
1810—1814	油浸	油水	油水	油浸	油层	差油层	未试
1850	油浸	差油	油水	油浸	油层	油层	油层
—1870	油斑	油水	水层	油斑	油层	差油层	油10.5m ³
1950—1975	油斑	油水	油水	油侵	油气层	油水层	油水层
2000—2005	无	油水	油气	油侵	差油层	差油层	水层
2189—2200	无	无	水层		差油层	差油层	未试

从表2可看出,各种录井资料解释基本一致的井段有:1810—1814m,1850—1870m,1950—1975m三个井段,都解释为油层或油水层。值得提出的是:1661—1666m及1699—1725m两个井段,地质、气测两种录井都无显示,电测解释为水层,而地化录井都有显示,罐顶气分析结果:甲烷含量高达5776ppm,砂岩热解分析结果: $S_1 + S_2 = 30.56\text{mg/g}$,井壁取心见到油浸、油斑,荧光薄片观察也解释为油层,说明有油气层存在。不过还须试油证实。

三.结论与建议

1.地化录井资料与其它录井资料的对比结果(表2)表明,只要取样密度适当,地化录井就不易漏掉油层,因此,地化录井是一种很有前途的录井方法。

2.地化录井资料可直观的反映钻井剖面中储集层的含油气性,并能对储集层做出定性定量评价。从目前分析结果看,可暂定如下标准:

$$S_1 + S_2 > 30\text{mg/g} \text{ 为油层}$$

$$S_1 + S_2 = 15-30\text{mg/g} \text{ 为差油层}$$

$$S_1 + S_2 = 5-15\text{mg/g} \text{ 为油水层}$$

$$S_1 + S_2 = 1-5\text{mg/g} \text{ 为水层}$$

$$S_1 + S_2 < 1\text{mg/g} \text{ 为干层}$$

3.在储集层评价中,利用 S_1/S_2 值可初步评价原油的性质。我们初步认为:当 $S_1/S_2 > 3.0$ 时为轻油,当 $S_1/S_2 < 3.0$ 时为稠油。

4.砂岩热解分析,需要样品少,分析速度快,可及时提供含油气资料,是评价储集层的一种有效方法,值得推广。建议在探井录井中增加地化录井,以提高录井资料解释的可靠程度。

(收稿日期,1989年7月6日)