

从镜煤反射率看鄂尔多斯盆地北部石炭系 太原组有机质的成熟度和含油气远景

祝总祺 李璧琪 谢秋元

(西北大学) (地质部第三普查勘探大队)

五十年代后期,地质部和石油部先后在鄂尔多斯盆地北部——伊克昭盟地区展开了大规模的石油普查、详查和钻探工作。当时,钻探主要集中在乌兰格勒一隅,未获工业油气流。

1976年三普再上内蒙,对伊盟西部广阔地区开展了区域石油普查勘探工作,并在伊深1井的二叠系石盒子组中钻获了天然气和少量原油,这就进一步引起人们对本区油源和远景的极大关注。

鉴于目前在盆地内所钻的井中,均未发现石炭系羊虎沟组浅海相沉积,绝大多数的井,在钻穿了广覆型沉积的太原组之后,即达前寒武系或下古生界,而石盒子组本身又是一套河流相和杂色湖相沉积。在生油条件方面先天不足,故目前认为盆地内的主要生油岩系是太原组。因而,研究太原组中有有机质的成熟度就有十分重要的意义。本文通过镜煤反射率的研究,从一个侧面为此目的提供依据。

一 原理与方法

在煤岩学中,利用煤的光学性质确定煤的变质程度已是人们所熟知的方法。但是,把这个方法引入石油地质中来,藉以查明一般沉积物中分散有机质的变质程度——或称有机质成熟度的历史,还不是很久。

煤岩学研究表明,在弱氧化至还原环境下植物遗体的木质纤维,经厌氧细菌的作用,发生降解,失去植物结构,形成凝胶,这个过程即一般所谓的凝胶化作用。凝胶化作用过程中形成的组分,称为凝胶化组分。由于凝胶化作用进行的强度不同,这些组分在埋藏过程中可以转化成性质差异的煤组分,如木煤、木质镜煤、无结构镜煤等。它们的共同特征是在反射光下具有象镜子似的光学特性,故称镜煤或镜质组。在透射光下,它们呈橙红、棕红至褐红色,在油浸反射光下呈深灰色,没有突起。

当植物遗体裸露在氧化条件下,木质纤维强烈碳化,且在不同程度上保留着原来结构,它们在进一步成岩作用中转变成具有纤维状结构和丝绸光泽的丝质组分。这个过程称为丝炭化作用。由于丝炭化作用的程度不同,或因以后覆水条件的变化,也可以产生不同的丝炭化组分,如丝炭、木质丝炭等。丝质组在透射光下呈黑色不透明,反射光下呈高突起,油浸反射光下为白色到亮黄白色。丝质组与镜质组相比具有较大的稳定性,因而,它与下述第三种组分——壳质组合称为惰性组。

壳质组亦称稳定组,是煤组分中稳定性最强的部分,包括孢子、花粉体,树脂、角质体等。在泥炭化和成岩阶段,它们几乎没有发生什么质的变化,在凝胶化作用结束后的变

质作用阶段中,稳定组中的个别分子,发生沥青化作用,同时,本身开始具有反射能力。它们在透射光下为透明一半透明,呈黄色到橙红色,油浸反射光下呈灰黑色—灰黑色。

上述煤化过程的总趋势是:随着变质程度的逐渐增强,煤,尤其是其中的凝胶化物质的芳香核面网不断缩合、增大,脂肪族成分渐次以挥发物形式脱出,分子排列渐趋紧密,规则定向化变得明显起来,碳含量逐渐增加,随着煤化作用的加强,镜煤的反射能力亦相应增高,这是由于碳原子的折射率比氢、氧原子折射率大,同时也是芳香化程度提高的结果。特别应当指出的是,在沉积—成岩—变质作用的整个过程中,作为有机质沉积物的镜煤质,对于周围温度、压力的反应远比无机组分敏感得多,而且这个演化过程是不可逆的,这就是运用镜煤反射率研究有机质成熟度的理论基础,它也为研究古代沉积物的古地温提供了一个有效的地温计。

镜煤反射率(R)是指镜煤光面上反射出来的反射光强度与入射光强度之比,用百分数表示,它的最大值($R_{\max}$)乃是表示镜煤所受煤化作用影响程度最大的光学参数。根据大量煤的分析数据统计,碳含量在82—86%时,镜煤的反射率为0.7—1.0%;碳含量大于87%时,氢含量迅速减少;当碳含量增加到92%时,镜煤反射率急速增高,二者呈明显的函数关系(图1)。

$R_{\max}$ 的测定是在反射率测定仪上进行的。一支30瓦的显微灯通以稳压电流为测定 $R_{\max}$ 提供稳定光源,光线通过波长为5300—5500 Å的绿色滤光片获得单色光。显微镜采用目镜×10,物镜×80,用GDB—23型光电倍增管和AC 6/3型直流反射式检流计组成的测量系统,测定样品的光电流大小。然后,按标准样标定的光电流—反射率理论曲线,求得最大反射率值。测定是在用香柏油为介质($N=1.515$)、室温保持在15°C左右条件下进行的。每个样品的测点数目不得少于20个,并力求均匀分布在整片光片上。然后用数学平均法计算出该样品中镜煤的平均最大反射率(油浸 $R_{\max}$)。

测定 $R_{\max}$ 的精度决定于光片制作时的抛光质量,测定时光源的稳定性。镜煤颗粒过小,也会因周围其它组分的干扰而影响精度。当然,在测定中一定要寻找真正的镜煤颗粒,特别要防止把某些过渡类型当作典型的镜煤加以测定。

在这次工作中,我们共采集和测定样品20块,其中,石炭系太原组12块,二叠系山西组2块,石盒子组5块,三叠系1块,分析结果见表1。

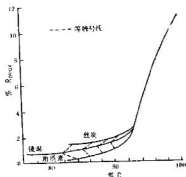


图1 煤质系的反射率(在香柏油中)

二 成果讨论

本文的主要研究对象是石炭系太原组,但也包括了一些二叠系及中生界的样品,目

表 1

井号	时 代	井 深 (米)	岩 性	R ^o max%
伊 7	T ₂ y	1920.00—1924.00	煤 (岩屑)	0.854
伊探1	P ₁₋₂ ch	2143.00	砂岩夹炭质	0.880
伊 4	"	2862.00	砂岩夹厚层炭质	1.240
伊 4	"	2701.00	砂岩夹煤线	1.254
伊 6	"	3019.10	砂岩夹炭质	1.284
伊 13	"	2757.00	炭质泥岩	1.175
伊 13	P ₂ s	2817.00	煤	1.288
伊 13	"	2822.00	煤	1.306
伊 6	C ₈ t	3077.00	炭质页岩	2.044
伊 8	"	3248.00	煤	2.110
伊 9	"	3288.00	煤	1.350
伊 12	"	805.00	煤	0.584
伊 3	"	1175.00	煤	1.110
五一	"	792.00—800.0	煤	0.528
320孔	"	375.00	煤	0.706
龙王沟	"	小煤窑采样	煤	1.146
72 孔	"	岩心样*	煤	0.726
944 孔	"	295.00	煤	0.960
944 孔	"	459.00	炭质泥岩	0.960
944孔	"	350.00	炭质泥岩	1.106

* 1978年甘肃省地质局中心实验室测定

的是为了能在更广泛的范围内了解本区不同时代有机质的变质程度。

分析数据表明,随着地层由新到老,埋藏由浅到深,R^omax的值明显增大。尽管在不同的井内,R^omax的增长速率有所不同。

图2是用几个井的不同层位不同深度的样品组合而成的一张镜煤反射率值纵向变化图,它表示了本区R^omax和地层之间的一般关系。

本区太原组内有机质的变质程度在平面上虽有很大的差异,但还是有一定的区域性变化规律可循。

在盆地的西缘,包括桌子山的西侧—卡布其槽谷和西南端低桌子山区(伊3井周围),大体上呈南北向延伸,这里太原组的镜煤反射率均在1.1%上下,相当于高挥发性沥青煤阶段。特别引人注意的是,桌子山南北两端的太原组煤的反射率变化,几乎不受现代埋藏深度的控制。例如,卡布其槽谷中的944孔,在井深350米的炭质页岩,R^omax为1.106%;而桌子山南端的伊3井,1175.0米的煤的R^omax为1.11%,暗示着这里的碳化作用可能是属于形变前的^[1]。

伊8—伊6井及其以南地区,不仅是本区石炭系现今埋藏最深的地方,而且在中生代也是拗陷最深、堆积最厚的地区。因而表现为 $R^{\circ}\max$ 是这次测定中最高(2.04—2.11%),显然,这里的有机质已经达到了半无烟煤—无烟煤阶段了。该区向东可能包括伊13井及其以南地区,因为伊13井井深2800米的二叠系山西组,其镜煤反射率已达1.306%,太原组的煤成熟度当会更高。

伊8、伊6井以北和乌兰格隆起以南地区,以石炭系沉积薄、埋藏浅为特征,有些地方还缺失太原组沉积,二叠系石盒子组直接覆盖在古老的结晶基岩之上(伊7井)。根据现有资料,石炭系的反射率均在0.5—1.00%之间,如伊12井、五一井、72孔(表1),主要属于褐煤—次新青煤阶段。向南,随着石炭系埋深的增大,推断反射率会有所增加,伊9井太原组的 $R^{\circ}\max$ 为1.30%就是很好的明证。不过,东部的南界由于目前缺少资料,一时尚难确定。

由此可见,本区石炭系太原组的有机质成熟度的变化总趋势是, $R^{\circ}\max$ 值由北向南明显增高,并以伊8井—伊6井为中心,向东、西两侧降低,其中尤以东部最低(图3)。引起这种差异的地质机制,我们将在下一节中讨论。

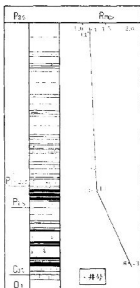


图2 镜煤反射率纵向变化图

三 对太原组有机质成熟度的初步评价和远景预测

在使用反射率资料进行含油气区域评价时首先要确定生油阶段的开始与终结的界限,文献资料表明,不同作者对不同地区的研究结果是有差别的。在澳大利亚联邦科学与工业研究组织实验室发表的成岩带分类试行表中^[8],把生油带的范围限定在 $R^{\circ}\max$ 0.5—1.3%之间,与阿莫索夫和瓦索耶维奇(1969)的结论相一致;西德伯特特尔特提出的成油界限为 $R^{\circ}\max$ 0.3—1.3%;蒂索则把生油阶段限制在 $R^{\circ}\max$ 0.5—1.0%这个范围内^[9]。这种差别可能是由于不同地区的埋藏史和“热史”不同或各地的有机质性质差异的缘故。

在评价鄂尔多斯盆地上古生界的含油气性时,我们采用了 $R^{\circ}\max$ 0.5—1.3%作为主要成油阶段的界限,即 $R^{\circ}\max < 0.5\%$ 时为未成熟阶段, $R^{\circ}\max > 1.3\%$ 为过成熟阶段,也就是裂解气生成阶段。所以采用这个界限,主要考虑到:

1) 这个界限是根据煤岩学研究油气保存条件得出的成果,而本文研究的对象主要也就是镜煤。

2) 根据尚楚蓉等人的研究成果^[1],认为我国陆相生油岩的主要成油期是在镜煤反

1) 见蒂索1973年11月在北京与地质总局石油组部分人员座谈“石油地质中生油源特点的研究”的讲话稿。

2) 尚楚蓉,1970,陆相石油生成的有机物丰度及类型,未刊稿。

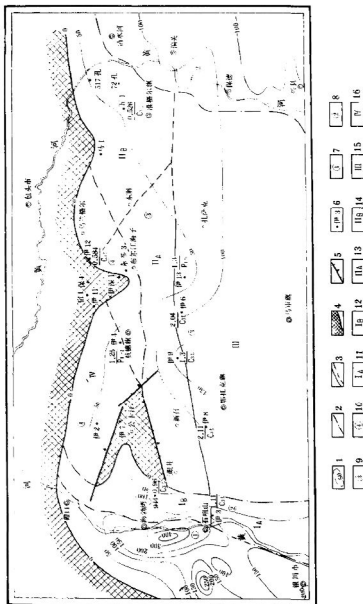


图3 石炭系太原组生油气层评价图

1. C_{2+} 等厚线(米) 2. 岩相分区界线 3. 生油(气)区界线及地质界线 4. 古陆 5. 断层 6. 井号 7. $R_{\max}$ /油层 7. 得胜、得胜面积为正
8. 潜田沉积物为主 9. 潜上沉积物为主 10. 潜田沉积物 11. 生油区 12. 无油区 13. 生油区 14. 无油区 15. 油气、凝析油区 16. 无油区

射率0.5—1.3%之间。从推理上这个界限似乎也适用于我国北方上古生界陆源碎屑占很大优势的地区。

3) 本区目前的勘探实践也初步证明了0.5—1.3%这个界限是较为合适的。

在根据有机质演化来评价一个地区的含油气可能性时,成油的门限深度是一项十分有用的资料,可惜由于缺少地温资料,我们无法对鄂尔多斯盆地北部广大地区的门限深度作确切的估量。大多数学者认为:在正常的地温梯度下,主要成油阶段的门限深度大致在1000—1500米之间。

据此,结合鄂尔多斯盆地北部的沉积、构造发育史及岩相加以分析,我们初步把本区分为四个类别(图3)。

I区大体上包括卡布其槽谷和低桌子山区南北向的狭长地带。从北部944孔和南部的伊3井太原组的反射率值来看,大部分的样品变动在0.9—1.1%范围内。

夹持在两块古陆之间的IV区,包括伊4—伊7和伊2井这一范围。其中,伊7井缺失石炭系。伊4井和伊2井虽有太原组沉积,但与上覆二叠系之间均有一侵蚀间断,下伏太原组的残留厚度仅50米,且岩性粗。这里大规模下沉是从晚二叠世才开始的。IV区内我们没有采到太原组的样品,只是在伊4井的石盒子组中找到分散的炭屑,测定结果 $R_{\text{max}}^0=1.24—1.254\%$,估计下伏太原组的镜煤反射率可能超过1.30%;又考虑到这里太原组泥质岩的厚度甚小,提供大量的烃类可能性不大,故认为本区为远景区。

乌兰格尔蒙起和公卡汗断块以南,伊6井—伊8井—伊13井以北地区为II区。这里广泛发育有太原组的沉积,其镜煤反射率的变化范围较大,东部伊12井和五一井一带, R_{max}^0 在0.5—0.6%之间,西部伊9井 R_{max}^0 为1.3%,东西有明显差别。东部只是刚刚开始进入主要生油阶段,而西部已高度成熟。

III区以南,主要指鄂托克旗一带的伊6井—伊8井附近为III区。这里太原组沉积埋藏深,保存条件好,厚度也较其它地区大,并以镜煤反射率值高为其特征,一般在2%以上,有机质成熟度已超过主要成油阶段,进入了湿气和凝析油生成阶段。可以推测,在伊6—伊8井以南,甚至包括伊13井以南的太原组以及比太原组更老的地层中,生油的可能性很小,而是天然气—凝析油的有利生成区。

太原组有机质成熟度平面上展布的差异,显然是反映了不同地区构造发育史的差异。

盆地北部加里东时期构造运动塑造了早古生代末东、西两侧相对拗陷,伊盟广大地区长期相对隆起的格局,因此,晚古生代中石炭世的滨海相沉积仅限于“中央隆起”的东、西两侧。人们曾寄希望于中石炭统羊虎沟组巨厚的暗色泥质岩沉积,但它仅局限于本区西缘,没有进入盆地内部。晚石炭世,“华北海”与“祁连海”在本区沟通,沉积范围扩大,但具有潮间带海相沉积和滨岸沼泽相沉积的太原组厚度不大,一般仅几十米,最厚的伊9井为152.5米,而沉积拗陷中心仍承袭中石炭世位于西缘,其沉积厚度最大可达415米。

早二叠世又发生海退,沉积了较薄的山西组煤系地层之后,盆地北部一度上升,使一些地区遭到剥蚀,只是到了晚二叠世,本区才大面积沉降,接受石盒子组河湖相沉积。在这个从海相到陆相的沉积过渡和从分割海盆转化为统一海城,最终海水完全退却变为陆相沉积的地壳变动过程中,“中央隆起”不仅控制石炭纪的沉积范围,而且对二叠纪

的沉积也有一定的控制作用。从沉积史看,这时的太原组尚不可能达到生油的门限深度(图4),据估计,真正进入生油门限深度至少是在三叠纪晚期。



图4 鄂尔多斯盆地北部伊3—五一井地质剖面略图

早三叠世印支运动对鄂尔多斯盆地影响巨大,它使整个伊盟地区和盆地南部处在强烈拗陷过程之中,接受了1000—1300米的三叠系沉积,这就使得盆地内部太原组所包含的有机质逐渐进入成熟的阶段。

印支末期运动曾使本区一度抬升,可能对太原组有机质演化有一定的影响。燕山A幕使盆地又一次拗陷,沉积了厚500—800米的侏罗系,为太原组有机质进一步向油气演化提供了条件。但是,燕山末期盆地整体隆起,结束大型拗陷阶段,并使东部迅速抬升,基本上确定了盆地内东高西低大单斜的格局(图4)。西部的桌子山—岗德尔山也崛起成高山,古生代地层在不同程度上遭到剥蚀,油气的保存条件遭到破坏,特别是在I区的北部(ⅡB区)保存条件变得十分不利,故将ⅡB区定为无远景区。但是,其南的低桌子山地区(ⅡA区),这里的埋藏条件较北端为好,太原组的有机质又具有合适的成熟度,附近乌达地区又发现有厚度较大的石炭系良好生油岩层,应能有一定量的石油生成。其南边的辉探1井已试出少量原油就是佐证。

乌兰格隆起以南的ⅡB区,东部抬升范围很大,且在长期的地质历史过程中显示了东部抬升较高的态势,因而太原组有机质所受的压力、温度均比西部低,而受到的侵蚀作用和表生作用则较强,开启程度比西部高,因而 R^{o}_{max} 比较低,不利于有机质的成熟和向石油转化。生物化学阶段生成的一部分天然气也因保存条件欠佳而易于溢散,故ⅡB区亦属无远景区。

只有ⅡA区,太原组埋藏深度和古地温适中,保存和转化条件均较理想。伊9井的 R^{o}_{max} 为1.3%(向北可能会更低一些),为有利于石油生成地区。估计乌兰格隆起南坡伊深1井石盒子组的油气和乌兰格隆起南沿的油苗可能主要来源于此区。唯由于石盒子组主要为河流相沉积,岩性变化很大,形成大规模的油气聚集估计是困难的,但寻找小型的油气田则是有可能的。

考虑到盆地北部和鄂尔多斯全盆地一样,是一个稳定的构造区,褶皱较微弱,断裂不发育,缺乏有利于烃类聚集的大型局部构造,加之作为主要储集层的二叠系石盒子组侧向变化很大,岩性一般比较致密,孔隙喉道窄小,除局部地区液态烃可能聚集外,一般很难高度集中,但作为储气层则是符合条件的。因此,在这里(如Ⅱ区)寻找岩性或岩性—构造气藏和在局部地区(如ⅡA区、ⅡB区)寻找岩性或岩性—构造油气藏还是有希望的。

这次工作中曾得到陈佩元、陈沐秋、高文生、侯慧敏和罗国兴等同志的帮助, 在此一并表示感谢。

(收稿日期 1980年11月7日)

参 考 文 献

- [1] Haquebard, P.A., 1978, Pre- and postdeformational coalification and its significance for oil and gas exploration. *Petrographie Organique et Potentiel Petrolier*
- [2] Shibaku, M., Bennett, A.J.R., Gould, K.W., 1979, Diagenesis of organic matter and occurrence of hydrocarbons in some Australian sedimentary basins. *Australian Petroleum Association Journal*, Vol 13
- [3] 祝总斌, 1978, 运用镜煤反射率资料对韩城华子山地区寒武系生油条件的分析评价. 西北大学学报, 第2期.
- [4] 武汉地质学院煤田教研室, 1979, 煤田地质学, 地质出版社.

THE MATURITY OF ORGANIC MATTER AND OIL AND GAS POTENTIAL OF TAIYUAN FORMATION IN NORTHERN ORDOS BASIN ACCORDING TO THEIR VITRITE REFLECTIVITY

Zhu Zongqi

(Northwest University)

Lee Biqi Xie Qiuyuan

(The 3rd Petroleum Prospecting and Exploration Brigade, Ministry of Geology)

Abstract

This paper briefly clarifies the basic geological theories of vitrite reflectivity ($R^0_{\max}$) and gives a preliminary discussion with $R^0_{\max}$ on the conditions of oil and gas origin in Taiyuan formation of Carboniferous System in northern Ordos Basin. It is suggested that $R^0_{\max}$ ranging from 0.5 to 1.3% is confirmed as the main stage of oil formation; $<0.5\%$, as immature stage; $>1.3\%$, as overmature stage, that is, gas formation stage. The result shows that the organic matter of Otoc County and its southern region have reached overmature stage; in its northern region, the Taiyuan formation is just at the main mature stage, but the conditions of conservation on both sides of east and west are rather defective, the available region is only restricted in a narrow zone in the southern part of the west. Finally, in combination with the geotectonic evolution, sedimentary characteristics and lithofacies of the basin, the districts of oil and gas potential of Taiyuan formation has been divided.