

文章编号: 1001-6112(2004)01-0068-05

地表砂岩样品含油气显示与确认

——以青藏高原措勤、比如、昌都、可可西里盆地为例

许怀先^{1,2}, 蒲秀刚¹, 韩德馨¹

(1. 中国矿业大学, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 地面岩石油气显示对于新区油气勘探具有极重要的意义。岩石热解、薄片分析、氯仿“*A*”抽提、电子探针等技术可用于地面砂岩样品含油显示的确认。青藏高原地区地面砂岩含油显示判定标准是, 薄片鉴定发荧光, 裂隙充填物电子探针分析 C 原子 > 70%, O/C 原子比 < 0.5 为有含油显示。热解含烃量换算的原始含油饱和度 > 45%, 氯仿“*A*”含量 > 120×10^{-6} , 原始含油级别为含油—饱和油; 原始含油饱和度 20% ~ 45%, 氯仿“*A*”含量 $(60 \sim 120) \times 10^{-6}$, 原始含油级别为油浸—油斑; 原始含油饱和度 < 20%, 氯仿“*A*”含量 < 60×10^{-6} , 原始含油级别为油迹—荧光。研究确定措勤盆地 3 个砂岩样品、比如盆地 3 个细砂岩样品为含油气显示, 可可西里盆地 4 个砂岩、昌都盆地 4 个砂岩样品为含油显示。其中含油显示级别最高的是措勤盆地郎山组 C163 号深灰色细砂岩, 氯仿抽提物 123×10^{-6} , 恢复后岩石中含烃量 28.36mg/g, 估算原始含油饱和度 51.16%, 原始储油层性质评价为油层。最后指出, 措勤盆地、可可西里盆地具有良好的石油勘探远景, 而昌都盆地、比如盆地应以找气为目标。

关键词: 地面砂岩; 含油显示; 含油饱和度; 岩石热解; 荧光分析

中图分类号: TE135

文献标识码: A

人们最早认识石油与天然气是以地面油、气苗开始的, 并以此为开始寻找地下油气藏。随着技术的发展才不断形成了中浅层、中深层到深层的勘探技术。四川自流井地区气苗、新疆克拉玛依黑油山油苗、吐哈胜金口油砂及油苗的发现等, 对四川气田、克拉玛依油田、吐哈油田的发现都起过重要的作用。一个盆地地面油气显示的发现, 清楚地告诉我们一个信息, 即盆地发生了油气生成、运移、聚集的过程, 具备了油气生成、储集、运移的条件。因此, 地面岩石油气显示对于盆地勘探, 尤其对新区勘探具有极重要的意义。

青藏地区属于寒冷、半干旱的高原地带, 由于自然地理条件恶劣, 石油地质研究程度很低。中国石油天然气总公司从 1995 年开始对羌塘盆地、措勤盆地、昌都盆地、比如盆地、可可西里盆地进行了以寻找石油天然气为主的地质勘察与研究, 在野外先后发现了多处含油显示(图 1)。但是由于受施工的限制, 除个别用荧光进行了观察以外, 含油显示一般仅凭颜色、气味和特殊特征产状, 总的来讲比较粗略, 有待于实验分析的最终确认。而这些含油显示的研

究与确认对青藏高原地区的油气勘探前景具有重要的意义。

1 地表砂岩样品含油气显示的确认原则

含油气显示是指在地质历史过程中, 储层中含有运移而来的油气。对青藏高原地区地表样品而言, 由于经历了漫长地质年代的风化剥蚀, 仅残留极少部分烃类在储层中。因此远不如井下油气显示现象那样明显易于辨认。由于野外含油气显示观察本身的难度和条件的限制, 含油气显示必须综合野外和实验室的研究成果, 才能最后确认。

实验室确定岩石样品是否为含油气显示, 主要是用分析测试手段检测岩石中是否含有烃类, 以及烃类的含量与组成。碳酸盐岩中所含烃, 既可能是自身生成的烃, 也可能是运移来的烃(含油气显示)^[1]。而砂岩中一般沉积有机质保存很少, 因此砂岩中采用岩石热解法直接测定岩石中烃类含量。而用氯仿“*A*”抽提法, 确定出来的烃类, 即为油气运移而来, 所含烃类的多少也即含油气的多少^[2]。本次

收稿日期: 2003-07-09; 修订日期: 2004-01-08

基金项目: 中国石油“九五”科技攻关项目。

作者简介: 许怀先(1963—), 男(汉族), 四川射洪人, 高级工程师, 主要从事有机地球化学和测试技术研究工作。

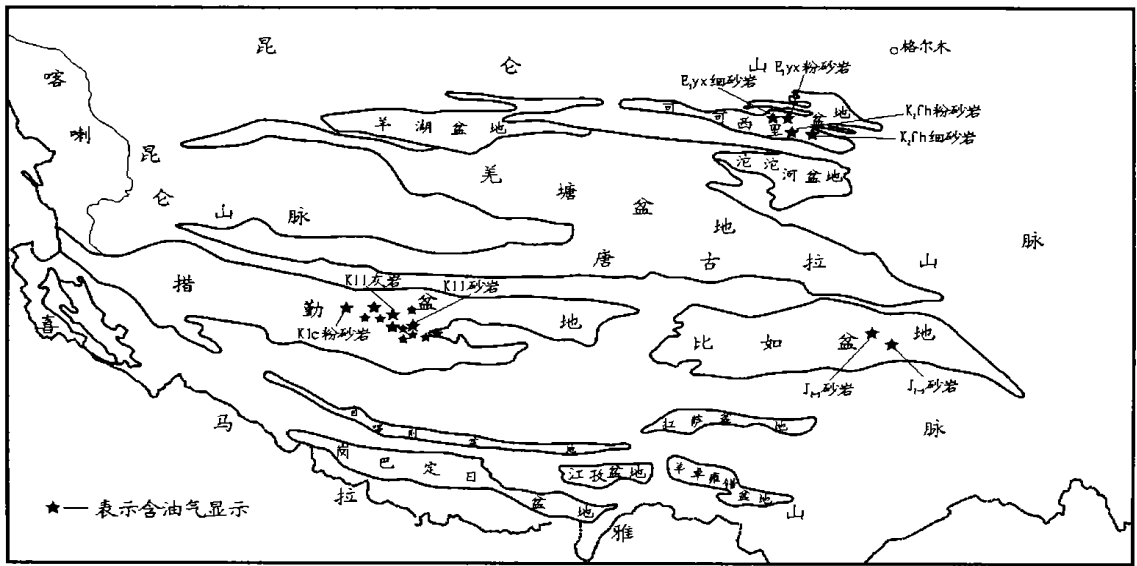


图 1 青藏高原盆地及含油显示分布图

Fig. 1 Basins and oil shows in Tibet

研究中我们应用了定砂岩中所含可溶有机质的量。第三是薄片法,主要是荧光观察,并对孔隙裂缝充填物进行元素分析以确定其是否为残留沥青。前两者可以给出含烃量的评价,后者立足于是否含油的定性识别。

1.1 岩石热解法判别砂岩含油气显示

所谓的干气、湿气、凝析油、轻质油、重质油,是由于不同碳数烃类的混合比例不同。天然气的烃类组成为 C_1-C_7 ,凝析油为 C_1-C_{15} ,轻质油为 C_1-C_{25} ,中质油为 C_1-C_{35} ,重质油为 $C_{12}-C_{50}$ 。碳数不同的烃类从液态热蒸发为气态所需温度不同。通常碳数越小热蒸发温度越低,而碳数越大则热蒸发温度越高。基于油气组分在不同温度下恒温热蒸发分离的原理,将岩样在不同温度下恒温热解,可以确定不同的含油气组分与含量。总烃量大小是确定含油级别的依据。邬立言(1991)通过对全国数万个含油气样品的分析测试研究,发明了储油岩热解分析方法^[3]。其分析步骤如下:

- a) 用加热 90°C 的氦气吹岩样 2min,把岩样的天然气(C_1-C_7)吹出,出天然气峰(S_0 峰,mg/g)。
- b) 岩样被送入热解炉内,在 200°C 炉温下恒温 1min,出汽油馏分峰(S_1 峰,mg/g)。
- c) $50^\circ\text{C}/\text{min}$ 程序升温至 350°C ,在此温度下恒温 1min,出煤油+柴油峰(S_2 峰,mg/g)。
- d) 继续程序升温至 450°C ,在此温度下恒温 1min,出蜡+重油峰(S_3 峰,mg/g)。
- e) 继续程序升温至 600°C ,在此温度下恒温 1min,出胶质沥青质热解烃峰(S_4 峰,mg/g)。

根据上述不同组分含量多少不同,我们用如下判别指数确定含油的特性:

凝析油指数 P_1

$$\frac{S_1}{S_0 + S_1 + S_2 + S_3} > 0.9 \text{ 为凝析油} \quad (1)$$

轻质原油指数 P_2

$$\frac{S_1 + S_2}{S_0 + S_1 + S_2 + S_3} > 0.9 \text{ 为轻质原油} \quad (2)$$

中质原油指数 P_3

$$\frac{S_2 + S_3}{S_0 + S_1 + S_2 + S_3} = 0.5 \sim 0.8 \text{ 为中质原油} \quad (3)$$

重质原油指数 P_4

$$\frac{S_3 + S_4}{S_0 + S_1 + S_2 + S_3 + S_4} = 0.5 \sim 0.7 \text{ 为重质原油} \quad (4)$$

通过上面的分析,我们可以知道砂岩样品中所含油气的性质。用岩石热解总烃量,结合岩石孔隙度可以计算岩石的含油饱和度,通过不同含油饱和度范围来确定含油的级别。关于岩石含油饱和度的计算,经过计算推导,公式如下:

$$S_0(\%) = \frac{S_T \times d_{\text{砂岩}}}{d_{\text{油}} \times \Phi_e} \times 10 \quad (5)$$

式中: $S_0(\%)$ 为含油饱和度, $S_T(\text{mg/g})$ 为岩石

热解总烃量, $d_{\text{砂岩}}$ 为砂岩密度, 一般取 $2.3\text{g}/\text{cm}^3$, $d_{\text{油}}$ 为原油密度, Φ_e 为有效孔隙度, 10 为换算系数。

值得特别重视的是, 现今岩石测得的热解总烃量 ($S_0 + S_1 + S_2 + S_3 + S_4$) 并不代表和反映最原始的总含烃量。实验研究表明, 含有中质原油的岩样在室温 18°C 下, 空气中放置 24h 后, S_0 损失 100%, S_1 损失 40%, S_2 损失 20%, 只有 S_3 和 S_4 没有损失。随着时间的变长, S_1 及 S_2 将会进一步变化。所以在计算含油饱和度时都必须进行烃类损失补偿。对青藏高原地面样品而言, 含油显示的样品在漫长的地质时期暴露地表, 同时经历了昼夜温差极大的风化降解, 烃类补偿就尤为重要。

鄂立言(1991) 对全国不同油田的不同性质含油样品进行实验研究, 编制了钻井干样轻烃损失恢复系数 (k_d) 与放置时间的图版^[3]。根据岩屑中所含原油性质和在室温条件下放置时间, 从图版上可查出恢复系数 (k_d), 并根据轻烃补偿系数可计算出恢复补偿后的含油气量 S_T (mg/g), 公式如下:

$$S_T = k_d [k_{w1}(S_0 + S_1) + k_{w2}S_2] + k_{w2}S_3 + S_4 + R_0 \quad (6)$$

式中: S_T 为恢复补偿后岩屑所含的总烃量 (mg/g), k_{w1} 为轻烃损失恢复补偿系数, k_{w2} 为重烃损失恢复补偿系数, R_0 为残余烃 (mg/g)

由于青藏高原地区是长期出露地表风化的样品, 同钻井岩屑短期挥发损失有很大的不同。实际分析中我们发现, 含油岩样品轻组分天然气、汽油组分已不存在, 煤油、柴油、蜡、胶质、沥青质含量也极低, 仅为 $0.01 \sim 0.3\text{mg}/\text{g}$, 为残余油的 $2\% \sim 6\%$ 。因此, 我们考虑轻烃损失 100%, 重烃损失 40%, 另外 60% 即为残余油, 轻烃含量为重烃含量的 30%。根据这个推断, 最终得出样品的含油气量。由于所测岩样都太小无法钻井测孔隙度, 只能进行估算。对细砂岩样品, 我们取孔隙度为 15%; 对粉—细砂岩, 我们取孔隙度为 8%, 所含油气以中质油对待, 中质油平均密度取 $0.85\text{g}/\text{cm}^3$ 。按公式(5) 来进行含油饱和度计算, 并进一步确定含油级别和储层含油性质。

通过上述方法, 我们就可以确定岩石的含油性质及含油饱和度。一般说来, 含油级别与储油层的特征是密切相关的, 饱含油的上限为油层; 饱含油的下限和油浸的上限为含水层; 荧光为水层或干层。据此我们可最终确定青藏高原地面砂岩样品含油显示判别标准(表 1)。

表 1 青藏高原地面砂岩样品含油显示判别标准

Table 1 Discriminant features of surface sandstone samples with oil shows in Tibet

含油显示级别	含油样品原始含油饱和度/%	含油样品原始储油性质	氯仿抽提物/ 10^{-6}	薄片鉴定
饱含油	> 55	油层 含水油层 油水同层	> 120	荧光鉴定发荧光。薄片裂隙中充填物电子探针分析 C 原子 > 70%, O/C 原子比 < 0.5, 为含油显示。
含油	45~ 55		120~ 60	
油浸	30~ 45			
油斑	20~ 30	含水水层	< 60	
油迹	10~ 20			
荧光	< 10	水层或干层		

1.2 氯仿抽提法判别砂岩含油气显示

烃源岩中氯仿沥青“ A ”, 主要是干酪根热解成石油的中间产物^[4]。而砂岩中可溶有机质只可能是石油运移而来的产物。因此砂岩中的氯仿沥青“ A ”含量是判别砂岩含油的良好指标。由于青藏高原地区地表样品残留主要是固体干沥青, 氯仿抽提物含量相对较小。考虑到这一因素, 我们与本区烃源岩氯仿“ A ”含量做了比较。尽管本区烃源岩演化程度较高, 好的碳酸盐岩烃源岩氯仿沥青“ A ”含量一般仍小于 120×10^{-6} 。残余 $TOC > 1\%$ 的一些泥岩烃源岩氯仿“ A ”也小于 100×10^{-6} 。考虑到砂岩孔隙比碳酸盐岩更加发育, 风化也应更厉害, 所以参照碳酸盐岩烃源“ A ”含量标准, 我们确定用氯仿抽提物判别青藏高原地面砂岩样品含油性的标准是, 砂岩中氯仿抽提物含量 $> 120 \times 10^{-6}$ 为好的含油显示, $(120 \sim 60) \times 10^{-6}$ 为中等含油显示, $< 60 \times 10^{-6}$ 为差的含油显示(表 1)。

1.3 岩石薄片法判别砂岩含油显示

通过薄片在镜下观察有无荧光, 以确定有无含油显示。若荧光弱或没有, 那么要确定孔隙中充填物究竟是干的沥青, 还是铁质或其它矿物, 凭光学观察很难。因此用电子探针对孔隙充填物进行元素分析, 确定充填的是有机质还是无机矿物, 最终确定是否为含油气显示。根据化学分子计算薄片孔隙充填物元素组成, C 元素含量应 $> 70\%$, O/C 原子比 < 0.5 时为有机物质, 否则为无机矿物。

2 青藏高原地面砂岩野外特征

2.1 措勤盆地地面砂岩野外特征

a) C163 号油浸砂岩, 大地位置为 $N31^\circ 26' 22''$, $E85^\circ 45' 46''$ (图 1), 北部坳陷它日错复式褶皱带聂木纳向斜的南翼, 下白垩统郎山组下部黄色薄层状细砂岩。岩石表面潮湿, 油浸颜色深, 敲开闻之油味很浓。为人迹罕至的地方, 人为污染可能性很小。

b) C160号含沥青灰岩,在 C163号油浸砂岩东面约 7 km 处(图 1),同属它日错复式褶皱带聂木纳向斜的南翼,下白垩统郎山组灰黑色中薄层生物碎屑灰岩裂缝中充填的黑色沥青,火烧后有浓烈的沥青味。

c) 位于 $N31^{\circ}25'30''$, $E85^{\circ}42'39''$ (图 1),下白垩统多巴组下段,它日错复式向斜南翼,灰岩裂隙中充填干沥青脉。

d) 位于 $N31^{\circ}26'23''$, $E85^{\circ}45'45''$ (图 1),下白垩统多巴组,它日错复式向斜南翼,油浸砂岩。

e) 位于 $N31^{\circ}25'19''$, $E85^{\circ}49'08''$ (图 1),下白垩统多巴组,它日错复式向斜南翼,含沥青灰岩。

f) 位于 $N31^{\circ}45'18''$, $E85^{\circ}44'21''$ (图 1),下白垩统多巴组,强龙松纳背斜东北翼,泥灰岩中见油污面,荧光显示呈淡蓝色。

g) 位于 $N31^{\circ}24'17''$, $E85^{\circ}51'59''$ (图 1),下白垩统川巴组,它日错复式向斜南翼近东西向断层南侧,油浸砂岩,油污面荧光显示呈淡蓝色。

h) 位于 $N31^{\circ}24'11''$, $E85^{\circ}52'13''$ (图 1),下白垩统川巴组,它日错复式向斜南翼近东西向断层南侧,泥质生物灰岩中见油污面,荧光显示呈淡蓝色。

i) 位于 $N31^{\circ}28'31''$, $E85^{\circ}19'25''$ (图 1),下白垩统多巴组,它日错复式向斜南翼,泥质圆笠虫灰岩中见油污面,荧光显示呈淡蓝色。

j) P9B23-1,下白垩统郎山组,灰色细砂岩(图 1),砂岩裂缝中充填有沥青条带。

2.2 可可西里盆地地面砂岩野外特征

1997年青藏油气勘探经理部对可可西里盆地进行了野外地质调查。在野外未有含油气显示记录。该盆地地面露头样品含油气显示主要依靠室内分析测试研究确定。

2.3 昌都盆地地面砂岩野外特征

昌都察雅县荣周区发现沥青砂岩,产于上侏罗统砂岩中,厚 30~40m。昌都芒康县见沥青脉,产于红色碎屑岩中,地层为侏罗系-第三系。昌都类乌齐大果卡上三叠统波里拉组地层中发现沥青灰岩、油浸灰岩及油页岩 120m。上三叠统波里拉组灰岩中,20余处发现有强烈的 H_2S 味。昌都妥坝上二叠统卡香达组暗色泥岩间的砂岩中有 H_2S 味。

2.4 比如盆地地面砂岩野外特征

1995年在野外发现一个沥青显示。位于安多东巧琼草山北坡($N32^{\circ}01'32''$, $E90^{\circ}46'22''$),层位为下白垩统多巴组,沥青为碳质沥青,点火不燃,不溶于

有机溶剂,裂隙式充填。

3 青藏高原地区地面砂岩样品含油气显示的确认

3.1 措勤盆地地面砂岩样品含油气显示的确认

措勤盆地含油显示较活跃,前已述及野外发现 10 处含油显示(图 1),我们经过岩石热解研究确认 3 个砂岩样品为含油显示(图 1、表 2)。从热解分析看,3 个砂岩样品目前主要以残余油形式存在,含量可达 5.08~13.09mg/g,但天然气及汽油等轻组分已不存在,煤油、柴油、蜡及重油、胶质、沥青质等组分含量也极低,分别仅为 0.01~0.305mg/g。原因是措勤盆地含油气样品长期出露地表,严重风化降解,轻质组分跑掉,重质部分被氧化以有机质残余形式存在。恢复后的总烃数据和其他含油特性参数见表 2。从表 2 中我们可以看出这 3 个样品氯仿抽提物含量为 $(88\sim 123) \times 10^{-6}$,其中烃类为 $(30.8\sim 74.9) \times 10^{-6}$,说明砂岩中确实存在烃类。C163 和 B₉B₂₃₋₁样品粒间充填物有荧光显示,证实该区曾经有油气运移过程存在。含油性最好的是北部拗陷它日错复式褶皱带聂木纳向斜南翼,下白垩统郎山组下部 C163 号薄层状细砂岩,原始含油饱和度达 51.16%,因此郎山组具有良好的油气勘探远景。其次为川巴组 P10S8-1 号细-粉沥青砂岩,原始含油饱和度达 44.15%,也是值得重视的勘探领域。

3.2 可可西里盆地地面砂岩样品含油气显示的确认

野外调查时并未发现含油显示特征。在进行薄片观察的基础上,选择沥青多的 8 个样品进行了岩石热解、氯仿抽提,最后确定 4 个含油显示(图 1、表 2)。从表 2 看,含油显示主要层位为 E_3yx 和 K_2fh 。最好的是查日加那东 GZ126 号 E_3yx 细砂岩(表 2),粒间隙中充填有沥青,岩石中的热解烃达 1.02mg/g,残余油 15.30mg/g,氯仿抽提物 297×10^{-6} ,原始含油饱和度达 59.8%,原始储油层性质为油层。其次为二道沟地区 RP_{19-11ch} 号 K_2fh 细-粉砂岩,粒间孔隙被沥青充填,岩石中总热解烃为 0.24 mg/g,残余油达 5.04mg/g,氯仿抽提物 137×10^{-6} ,原始含油饱和度 36.94%,原始储油层为含水油层。另两个砂岩样品含油级别较低,仅为油迹、油斑级含油显示。这些含油显示说明,可可西里盆地地下第三系 E_3yx 和晚白垩统 K_2fh 砂岩储层有油气勘探远景。

3.3 昌都盆地地面砂岩样品含油气显示的确认

根据野外描述观察了 46 个样品薄片,镜下观察

表 2 措勤盆地、可可西里盆地含油砂岩特征

Table 2 Characteristics of oil-bearing sandstones in Cuogin and Kekexili Basins

盆地	样号	层位	岩性	氯仿抽提物 含量/ 10^{-6}	薄片特征	恢复后含 油量/(mg/g)	原始含油饱 和度/%	含油显 示级别	原始储油 层性质	估算孔隙 度/%
措勤盆地	C163	K_1l	深灰色 细砂岩	123	颗粒间有荧光显示	28.36	51.16	含油	油层	15
措勤盆地	P9B23-1	K_1l	灰黑色泥 钙质粉砂岩	88	颗粒间有荧光显示	11.01	38.24	油浸	油水同层	8
措勤盆地	P10S8-1	K_1ch	细-粉 沥青砂岩	108		13.05	44.15	油浸	含水油层	8
可可西里 盆地	RP19-11ch ₁	K_2fh	细-粉 砂岩	137	孔隙充填物: C69.45%, O28.29%, O/C 原子比 0.41	10.92	36.94	油浸	含油油层	8
可可西里 盆地	SP17-31ch ₁	K_2fh	细砂岩	30	粒间溶蚀孔 隙充填沥青	11.83	21.34	油斑	油水同层	15
可可西里 盆地	G212.5ch ₁	E_3yx	细砂岩	45	孔隙充填物: C84.44%, O2.32%, O/C 原子比 0.15	9.56	17.25	油迹	含油水层	15
可可西里 盆地	G212.6ch ₁	E_3yx	粉-细砂岩	279	孔隙充填物: C74.5%, O23.31%, O/C 原子比 0.31	33.15	59.8	含油	油层	8

孔隙中为黑色物质充填,采用电子探针进行元素分析,确定是否为干沥青。最后确认马查拉煤矿石炭系 NC1- α_2 岩屑长石砂岩,溶蚀的岩屑颗粒形成孔隙,呈斑状和长条状,被黑色物质充填,探针分析 C 为 98.36%, Al 为 0.26%, Si 为 1.00%, S 为 0.19%, Ca 为 0.08%, Ti 为 0.05%, Fe 为 0.05%, O/C 原子 HC 极低为干沥青;上三叠统 NT1-R11 长石岩屑砂岩镜下特征与 NC1- α_2 相同,探针分析孔隙充填物 C 为 90.31%, Mg 为 0.34%, Al 为 1.65%, Si 为 6.02%, S 为 0.09%, Ca 为 1.22%, Fe 为 0.38%, O/C 原子 HC 极低也为干沥青。妥坝上二叠统 NP1-R1 长石碎屑砂岩,溶蚀孔隙发育且为黑色物质充填, C 为 96.36%, Na 为 0.15%, Mg 为 0.08%, Al 为 0.25%, Si 为 2.76%, K 为 0.07%, Ca 为 0.25%, Fe 为 0.07%, O/C 原子 HC 极低为干沥青。

昌都盆地沥青主要充填于长石溶蚀孔隙中,表明油气为晚期进入。对孔隙中充填的沥青进行电子探针分析表明, C 原子含量为 90.31%~98.36%, O/C 原子比极小,其它原子成份含量很低。这说明两个问题:一是镜下根据形态、颜色观察的充填于孔隙中的充填物确为有机成因的干沥青,应为以前含油气的证据。二是这些含油气岩石 C 原子含量极高,而 O 原子含量极低,说明沥青并非氧化的结果,而且后期经历过很高的温度,沥青质已高度碳化,从侧面反映昌都盆地经历了较高的热演化阶段。热演化

程度相对较低的可可西里盆地沥青探针 C 原子含量为 69.45%~84.44%, O/C 原子比为 0.15~0.41,从沥青显示的碳化程度表明可可西里盆地有机质热演化程度相对较低。因此昌都盆地应以天然气为勘探目标。

3.4 比如盆地地面砂岩样品含油气显示的确认

从岩石薄片看,许多样品孔隙中都有黑色充填物,似乎为含油气氧化后的干沥青。但电子探针分析结果表明,缝隙中充填物 C 原子含量均较低,为 0%~32.76%,也即许多缝隙中充填物貌似沥青却根本就不含碳;而 O 原子含量较高,为 66.52%~66.64%, O/C 原子比 > 2,表明这些充填物主要为无机物,而被氧化的沥青质含量极少。通过岩石热解和抽提分析发现 3 个砂岩样品有微弱的烃类显示(表 3)。热解烃最大仅 0.01mg/g,氯仿抽提物含量为 $(34\sim 56) \times 10^{-6}$,说明岩石中含烃极其微弱,只相当于录井中的荧光显示。分析含油气显示级别低的原因是有机质热演化程度高,主要生成天然气,而地表砂岩样品天然气已经散失。所以天然气为比如盆地的勘探目标。

4 结论

a) 岩石热解、薄片分析、氯仿“ A ”抽提、电子探针分析等是判别地面砂岩是否为含油显示及含油级别的重要技术。青藏高原地面砂岩样品鉴定发荧

表 3 比如盆地含油显示样品特征

Table 3 Characteristics of samples with oil show in Biru Basin

样号	层位	岩性	天然气 S ₀ / (mg/g)	汽油 S ₁ / (mg/g)	煤油、柴油 S ₂ / (mg/g)	蜡、重油 S ₃ / (mg/g)	胶质、沥青质 S ₄ / (mg/g)	氯仿提取物/ 10 ⁻⁶	含油 级别
CPA054R1	J ₂₋₃ lg	细砂岩	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34	荧光
CPB023ch	J ₂₋₃ lg	细砂岩	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	49	荧光
CPB115ch	J ₂₋₃ lg	细砂岩	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	56	荧光

光, 裂隙中充填物电子探针分析 C 原子含量 > 70%, O/C 原子比 < 0.5 可定性确定为含油显示。热解含烃量换算的原始含油饱和度 > 45%, 氯仿“ A ”含量 > 120 × 10⁻⁶, 原始含油显示级别为含油—饱和油; 原始含油饱和度 20% ~ 45%, 氯仿“ A ”含量 (60-120) × 10⁻⁶, 原始含油显示级别为油浸—油斑; 原始含油饱和度 < 20%, 氯仿“ A ”含量 < 60 × 10⁻⁶, 原始含油显示级别为油迹—荧光。

b) 青藏高原地区通过实验测试研究确定措勤盆地 3 个砂岩样品、比如盆地 3 个细砂岩样品为含油气显示, 可可西里盆地 4 个砂岩样品、昌都盆地 4 个砂岩样品为含油显示。

c) 含油显示级别最高的是措勤盆地和可可西里盆地。措勤盆地郎山组 C163 号深灰色细砂岩, 含油显示级别为含油, 原始储油层性质评价为油层。因此该盆地具有很好的油气勘探远景。可可西里盆地

查日加那东 E_{3yx}, G2126ch 砂岩样品, 含油显示级别为含油, 原始储油层性质为油层。结合生储盖组合条件, 该盆地也是值得重视的油气勘探领域。

d) 昌都盆地、比如盆地含油显示级别很低。昌都盆地仅有 4 个干沥青; 而比如盆地砂岩样品仅为荧光级含油显示。因此, 昌都盆地、比如盆地应以找气为目标。

参考文献:

[1] 许怀先, 蒲秀刚. 碳酸盐岩中烃源的识别[J]. 地质学报, 2002, (3): 395-399.
 [2] 许怀先, 陈丽华. 石油地质实验测试技术与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001. 285-292.
 [3] 邬立言, 丁莲花. 油气储集岩热解快速定性定量评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 35-54.
 [4] 黄第藩. 成烃理论的发展—未熟油、煤成油及有机质成烃演化和油气运移模式[A]. 中国石油勘探开发科学研究院论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 201-202.

**OIL-BEARING CHARACTERISTICS IDENTIFICATION
 IN SURFACE SANDSTONES
 —TAKING CUOQIN, KEKEXILI, BIRU AND CHANGDU
 BASINS IN TIBET FOR EXAMPLE**

XU Huai-xian^{1, 2}, PU Xi-gang¹, HAN De-xin¹

(1. China University of Mining Industry, Beijing 100083, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: It is very important to find oil shows in surface samples for a new oil and gas exploration area. Rock-Eval, chloroform extract, fluorescence observation, and element analysis of filling matter in pores can be used to determine whether surface sandstone is oil-bearing. If the fluorescence exist and carbon content is > 75% and O/C atom ratio is < 0.5 in pore filling matter, the surface oil-bearing sandstone will be characterized qualitatively in Tibet area. Meanwhile, pyrolysis hydrocarbon content can be used to calculate original oil-bearing saturation. In Tibet area oil-bearing level originally was from oil saturated to oil-showing if original oil-bearing saturated is > 45% and chloroform extract is > 120 × 10⁻⁶. It was oil immersed to oil spot while oil-bearing saturation is 20%-45% and extracts is (60-120) × 10⁻⁶. It was only

(to be continued on page 79)

- [9] 彼得斯 K E, 莫尔多万 J M. 生物标记化合物指南——古代沉积物和石油中分子化石的解释[M]. 北京:石油工业出版社, 1995.

DETERMINATION OF DOUBLE FILLING RATIO OF MIXED CRUDE OILS IN THE ORDOVICIAN OIL RESERVOIR, TAHE OILFIELD

WANG Tie-guan¹, WANG Chun-jiang¹, HE Fa-qi², WANG Jun-qi³,
ZHU Dan¹, WANG Chuan-gang^{1,4}, XIE Ming-liang¹

- (1. *The Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanism of the Education Ministry, University of Petroleum, Beijing 102200, China*; 2. *E & P Department, SINOPEC, Beijing 100029, China*;
3. *Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 83001, China*;
4. *Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China*)

Abstract: Be aimed at oil filling conditions in reservoir and taking the Ordovician reservoir in Tahe Oilfield as an example, the authors attempt to conduct an artificial partitioning experiment of mixed crude oils by double filling into the reservoir using individual filling oils as the end-member of artificial mixed oil samples. By means of data processing software in the GC working station, the GC peak area ratios R/U between resolved components and unresolved complex mixture (UCM) can be measured on the gas chromatograms of all artificial mixed oil samples, the conversion diagram of double filling ratios of subsurface mixed crude oils were established based on the correlation curve between the partitioning ratios of artificial mixed oil samples and their R/U values. Owing to the heavy biodegradation only on the early filled oil, the R/U ratios can also be measured on the GC of subsurface crude oil samples, which can characterize the double filling ratios of hydrocarbons in the mixed crude oils, and then the double filling ratios of subsurface crude oils were obtained from above-mentioned conversion diagram and the R/U values.

Key words: double oil filling, oil filling ratios; resolved components; unresolved complex mixture (UCM)

(continued from page 73)

oil trace if they respectively are $< 20\%$ and $< 60 \times 10^{-6}$. Surface oil-bearing sandstones have been found in 4 basins of Tibet, that is, 3 in Cuoqin, 4 in Kekexili, 3 in Biru, and 4 in Changdu basins. Among them the best is C163 sandstone in Cuoqin basin. The pyrolysis hydrocarbon is 28.36mg/g and saturation is 51.8% and chloroform extracts is 123×10^{-6} . Finally, Cuoqin and Kekexili basins are considered as oil-bearing basins, and Biru and Changdu basin natural gas-bearing ones.

Key words: surface sandstone; oil show; oil saturation; pyrolysis; fluorescence observation