

碳酸盐岩中烃源的识别

——以西藏措勤盆地碳酸盐岩为例

许怀先^{1,2)} 蒲秀刚²⁾ 韩德馨²⁾

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

内容提要 碳酸盐岩既可作为烃源岩, 也可作为储集岩存在。因此, 除直接发现液态石油和气苗外, 在野外和室内碳酸盐岩含油的识别都较困难。确定碳酸盐岩中含有的烃类是原生的, 还是它处运移充填而来的, 这在勘探实践中具有不同的指导意义。本文阐述了用岩石热解分析技术判别碳酸盐岩中烃源的方法。提出了碳酸盐岩含油判别指数 P 、岩石热解烃最高温度 $T_{\max}$ 和岩石中游离烃 S_1 含量等判别碳酸盐岩是否含运移烃的指标。用此方法研究了西藏措勤盆地碳酸盐岩含油显示, 发现强龙松纳背斜在1805剖面下白垩统郎山组1段(K_1l^1)碳酸盐岩曾有油气运移过程存在。同时用其他方法证明了岩石热解技术对碳酸盐岩含运移烃的识别是可靠的。

关键词 碳酸盐岩 运移烃 岩石热解 含油判别指数 游离烃 S_1

一个盆地地面油气显示的发现, 清楚地告诉人们一个信息, 即盆地发生了油气生成、运移、聚集的过程, 具备了油气生成、运移、储集的条件, 因而具有油气勘探的良好远景。对井下油气层的正确识别则是勘探开发的最终目的。因此岩石中含油气的识别对于盆地油气勘探, 尤其对新区的油气勘探具有极重要的意义。对于砂岩而言, 其中如含有烃类则是含油气的标志。但碳酸盐岩既可作为烃源岩, 也可作为储集岩存在。因此, 除直接发现液态石油和气苗外, 碳酸盐岩在野外和室内含油的识别都较困难。确定含有烃类碳酸盐岩是烃源岩, 还是它处运移烃类充填形成的储油岩, 这在勘探实践中具有不同的指导意义。

1 岩石热解技术判别岩石含油气特征

1.1 基本原理

从野外油气显示分布的特征来看, 除古油藏破坏出露地表发现液态油苗外, 往往含油的级别都相对较低。在野外地面露头踏勘时, 所观察和采集的样品经历了漫长地质年代的风化剥蚀。现今观察的岩石在地质时期发生的油气运移和储集过程, 所含油气经过长期的风化降解, 由于风化氧化已绝大部分损失, 仅残留极少部分。因此含油气证据远不如井下油气显示现象那样易于辨认和明显。由于野外受施

工的限制, 野外所观察的岩石含油显示的识别一般仅凭颜色、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。除此之外井下岩屑样品和含油气级别较低的含油气显示也必须经实验室分析测试研究才能最后确认。

实验室确定岩石样品是否含油气, 主要是用现代化的分析测试手段, 检测岩石中烃类的含量与组成。众所周知, 石油和天然气均是不同碳数烃类的混合物。我们常称的干气、湿气、凝析油、轻质油、重质油, 其实就是不同碳数烃类的比例不同。含碳数小的烃多则油轻, 含碳数大的多则油重。天然气的烃类组成为 $C_1 \sim C_7$, 凝析油为 $C_1 \sim C_{15}$, 轻质油为 $C_1 \sim C_{25}$, 中质油为 $C_1 \sim C_{35}$, 重质油为 $C_{12} \sim C_{50}$ 。碳数不同的烃类从液态热蒸发为气态所需温度不同。通常碳数越少热蒸发温度越低, 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蒸发, 可以确定不同的含油气组分与含量。总的含油气量大小就是确定岩石含油级别的依据。通过含油气组分的差别, 可以确定所含油气的性质。

1.2 储油岩热解分析方法

基于前面所述油气组分在不同温度下恒温热蒸发分离的原理, 用岩石热解仪按不同的升温程序可以确定岩石中的含油气组分, 并据此确定所含油气

收稿日期: 2001-12-11; 改回日期: 2002-04-26; 责任编辑: 王增吉、周健。

作者简介: 许怀先, 男, 1963年生。1984年毕业于西南石油学院石油地质专业, 1990年获工学硕士学位。现任中国石油勘探开发研究院实验中心副主任, 高级工程师。中国矿业大学在读博士。通讯地址: 100083, 北京市910信箱, 实验中心。

的特征。最后根据岩石样品中含烃的总量,来确定是否为储油岩。储油岩热解分析的方法如下(邬立言等,2000):

(1)用加热到90℃的氦气吹岩样2 min,把岩样的天然气($C_1 \sim C_7$)吹出,出天然气峰(S_0 峰)。

(2)将岩样送入热解炉内,在200℃炉温下恒温1 min 出汽油馏分峰(S_{11} 峰)。

(3)从200℃升温(50℃/min)至350℃,在350℃温度下恒温1 min 出煤油+柴油峰(S_{21} 峰)。

(4)类似程序(3),从350℃~450℃,出蜡+重油峰(S_{22} 峰)。

(5)类似程序(3),从450℃~600℃,出胶质沥青质热解烃峰(S_{23} 峰)。

根据全国数万个含油气样品的分析测试研究,按上述不同组分含量多少不同,我们可以确定岩石中含油的特性:

(1)凝析油指数 $P_1 = \frac{S_{11}}{S_0 + S_{11} + S_{21} + S_{22}} > 0.9$ 为凝析油。

(2)轻质原油指数 $P_2 = \frac{S_{11} + S_{21}}{S_0 + S_{11} + S_{21} + S_{22}} > 0.9$ 为轻质原油。

(3)中质原油指数 $P_3 = \frac{S_{21} + S_{22}}{S_0 + S_{11} + S_{21} + S_{22}} = 0.5 \sim 0.8$ 为中质原油。

(4)重质原油指数 $P_4 = \frac{S_{22} + S_{23}}{S_0 + S_{11} + S_{21} + S_{22} + S_{23}} = 0.5 \sim 0.7$ 为重质原油。

2 碳酸盐岩中烃源的识别

2.1 岩石热解最高峰温(T_{max})

除直接发现液态石油和气苗外,碳酸盐岩在野外和室内含油的识别都较困难。因为碳酸盐岩既可作为烃源岩,也可作为储集岩存在。碳酸盐岩中含有烃类是原生的,还是它处运移而来的,这在勘探实践中具有不同的指导意义。与砂岩含油气样品不同,碳酸盐岩本身含有机质,当其富集到一定程度时就成为烃源岩,在热力学作用下生成大量油气。因此用实验方法检测碳酸盐岩中存在的烃类既可能是裂缝中运移而来的烃,也可能是碳酸盐岩中有机质热降解的烃。为了区别碳酸盐岩中所含烃类是运移而来的烃,还是岩石本身有机质生成的烃,多年来笔者等用岩石热解分析方法做了大量研究工作。研究表明,原油热蒸发烃高峰温度和干酪根热降解烃高峰温度具有明显的不同,岩石中干酪根热降解烃高峰温度 T_{max} 为400~600℃,而岩石中原油热蒸发烃热解最

高峰温度 T_{max} 为300~400℃。因此通过干酪根的热解烃高峰温度和原油的热蒸发烃高峰温度差异可以区分原油热蒸发烃和干酪根的热解烃。对碳酸盐岩进行热解分析,如最高热解峰温 $T_{max} > 400℃$,该岩石为烃源岩,热解检测的烃为干酪根热解烃。 $T_{max} < 400℃$ 则该岩石为储集岩,热解检测的烃为运移而来的烃。

2.2 碳酸盐岩含油判别指数 P

笔者等对干酪根热解的进一步研究表明,不同成熟度的干酪根在不同的热降解温度范围内的产烃量是不同的。低成熟度的干酪根在450~600℃范围内所产生的烃占总热解烃的5%~20%,而高成熟度的干酪根在此温度范围内所产生的热解烃占总热解烃的50%~70%以上,也就是说无论何种干酪根在高温区450~600℃产生的烃至少为5%。据此笔者等提出碳酸盐岩含油的判别指数 P :

$$P = \frac{S_{23}}{S_0 + S_{11} + S_{21} + S_{22} + S_{23}}$$

当 $P > 0.05$ 时,碳酸盐岩中所含烃为岩石本身原生烃,为烃源岩,当 $P < 0.05$ 时,碳酸盐岩中所含烃为运移而来的烃,本身为储油岩。

2.3 碳酸盐岩中游离烃 S_1 含量

碳酸盐岩极易产生裂缝,这是油气运移的通道和滞留的空间。其中的油气既可是异地运移而来的,也可是自身生成的。对于碳酸盐岩要确定其是否含有运移而来的烃,关键是要看其中所含的烃量。对于同一个盆地的类似碳酸盐岩,在成熟度基本相似的情况下,其烃源岩中游离烃(已生烃 S_1)应当基本一致(邬立言等,1986)。如果某一地区的碳酸盐岩中游离烃 S_1 远远高于该区域的背景值,则认为含有运移而来的烃。同时不一定有运移烃的碳酸盐岩就是储油岩,必须有一定的含烃量。为了明显地进行区分,笔者等将碳酸盐岩所含游离烃(S_1)含量高于区域背景值5倍以上的认为是运移而来的含油气显示。

表 1 碳酸盐岩样品运移烃识别标准

Table 1 Identification criteria of oil-bearing carbonate rock

指标	生油热解最高峰温 $T_{max}(℃)$	含油判别指数 P	岩石中游离烃 S_1 (mg/g)	含油样品分布	显微镜下鉴定
界限	<400	<0.05	$S_1 >$ 区域平均值5倍, S_1 绝对值根据地地质条件定	总与一定的构造和特定层位相联系	荧光下发光

同时游离烃应具有一定的量才具有意义,不宜太低。笔者等将碳酸盐岩含油气判别标准汇总如表

1。

但对碳酸盐岩中游离烃 S_1 含量应根据不同地区不同地质背景确定不同的标准。笔者等在西藏措勤盆地野外碳酸盐岩的含油气显示时将 S_1 标准定为大于 0.5mg/g 。

3 应用实例

笔者等系统分析了西藏措勤盆地碳酸盐岩样品,按生油热解程序分析了254块样品(图1),从图1可以看出,总的来讲碳酸盐岩中游离烃和热解烃都较低。58%的样品 $S_1 < 0.05\text{mg/g}$, 95%的样品 $S_1 < 0.2\text{mg/g}$, S_1 平均值为 0.1316mg/g (图1)。但值得注意的是,有3%的样品 $S_1 > 1.0\text{mg/g}$,最高可达 2.12mg/g ,高于其他样品的20~40倍。笔者等仔细分析了这些 S_1 含量异常高的样品,都集中分布在 S1805 剖面上,而且集中在 K_1l^1 地层样品中。这个剖面35%的样品 $S_1 > 0.5\text{mg/g}$,平均值高达 0.5168mg/g (图2)。如果去掉 S1805 剖面进行统计(图3),211个灰岩样品中97.6%样品的 $S_1 < 0.2\text{mg/g}$, S_1 平均值仅 0.0557mg/g 。通过 S_1 与生油热解 $T_{\max}$ 峰值的关系分析表明(图4), S_1 高含量的样品对应着 $T_{\max}$ 的低值。 $S_1 > 0.5\text{mg/g}$ 的全部样品 $T_{\max} < 390^\circ\text{C}$,一般 $< 380^\circ\text{C}$ 。说明碳酸盐岩中 $S_1 > 0.5\text{mg/g}$ 样品检测的烃类主要为热蒸发烃类,即运移烃而非烃源岩热降解烃。

为了进一步确定措勤盆地 S1805 剖面碳酸盐岩 K_1l^1 地层中所含烃类是否为运移而来的烃,笔者等对 $S_1 > 0.5\text{mg/g}$ 的样品和另一个 $S_1 < 0.5\text{mg/g}$ 而 TOC(0.24%)基本相当的 S5106 样品同时进行分析比较,结果如表2。 $S_1 > 0.5\text{mg/g}$ 的样品产烃组分主要在煤油和柴油区间范围内,含量占热解烃的98%以上(表2),而干酪根热降解烃一般不足总烃

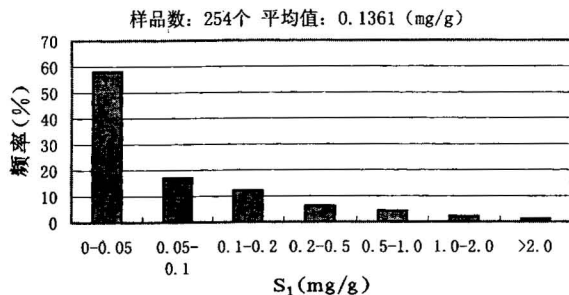


图1 措勤盆地白垩系灰岩游离烃分布频率图
Fig. 1 Free hydrocarbon S_1 histogram of carbonate rock in Cretaceous in Coqên basin

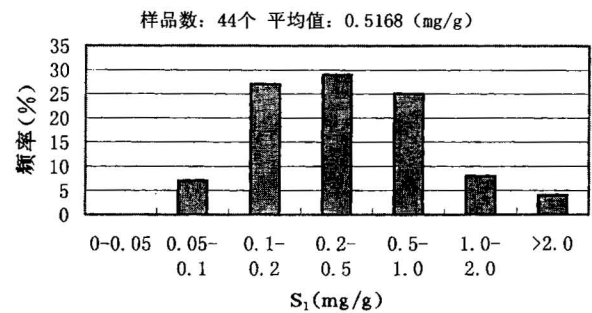


图2 措勤盆地白垩系1805剖面灰岩游离烃分布频率图
Fig. 2 Free hydrocarbon S_1 histogram of carbonate rock in Cretaceous of 1805 profile in Coqên basin

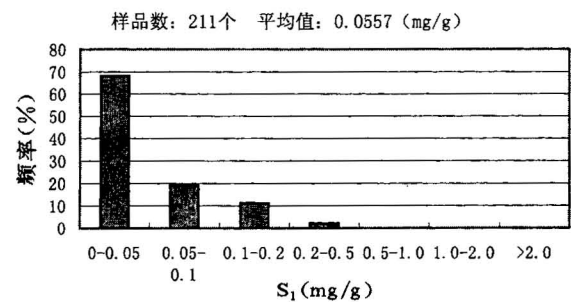


图3 措勤盆地白垩系除1805剖面以外灰岩游离烃分布频率图
Fig. 3 Free hydrocarbon S_1 histogram of carbonate rock in Cretaceous removing 1805 profile in Coqên basin

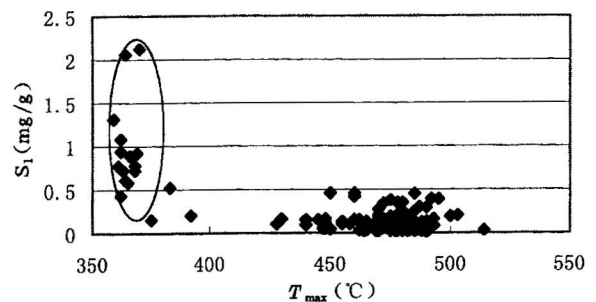


图4 措勤盆地白垩系灰岩 $T_{\max}$ 与游离烃 S_1 关系图

Fig. 4 The relationship between $T_{\max}$ and S_1 for carbonate rock of Cretaceous in Coqên basin of Tibet

的1%,含油判别指数 P 为 $0.02 \sim 0.04$ 。一般说来,烃源岩中残碳远高于已生烃碳,但是 $S_1 > 0.5\text{mg/g}$ 的样品已生烃碳却都远高于残碳,这也说明这些样品中接受了大量运移而来的油气(许怀先等,2001)。而同样的 S5106 号样品 TOC 为 0.24%, S_1 为 0.05mg/g ,其热解残碳却是已生烃碳的38.5倍,分析表明 S5106 样品含油判别指数 P 高达 0.30, $T_{\max}$ 为 514°C (表2),说明它不是储油岩而是烃源岩。

表 2 西藏措勤盆地碳酸盐岩含运移烃样品汇总表

Table 2 Oil-bearing carbonate rock list in Coqên Basin of Tibet

样号	岩性	有机碳 (%)	汽油组分	柴油煤油组分	蜡重油组分	沥青胶质组分	含油判别指数 P	$T_{\max}$ (°C)	游离烃 S_1 (mg/g)	判别结果
S1805/2-1	灰岩	0.39	0.12	1.91	0.19	0.04	0.02	370	2.12	储油岩
S1805/1-1	灰岩	0.36	0.12	1.68	0.20	0.04	0.02	364	2.06	储油岩
S1805/3-1	灰岩	0.25	0.10	0.97	0.12	0.03	0.02	362	0.94	储油岩
S1805/14-1	灰岩	0.22	0.05	0.78	0.07	0.02	0.03	359	1.31	储油岩
S1805/13-1	灰岩	0.19	0.05	0.76	0.09	0.03	0.02	365	1.30	储油岩
S1805/11-1	灰岩	0.21	0.05	0.66	0.09	0.02	0.03	366	0.89	储油岩
S1805/22-1	灰岩	0.21	0.04	0.57	0.05	0.02	0.04	362	1.08	储油岩
S1805/7-1	灰岩	0.29	0.04	0.87	0.16	0.04	0.04	369	0.92	储油岩
S1805/25-2	灰岩	0.24	0.03	0.45	0.07	0.02	0.04	363	0.72	储油岩
S1805/12-1	灰岩	0.14	0.03	0.36	0.05	0.02	0.04	365	0.58	储油岩
S1805/17-1	灰岩	0.20	0.03	0.37	0.10	0.02	0.04	384	0.52	储油岩
S5106/1	灰岩	0.24	0.01	0.04	0.02	0.03	0.30	514	0.03	烃源岩

表 3 含裂缝和无裂缝碳酸盐岩热解对比表

Table 3 Rock-Eval comparison between the carbonate rock removing crack and containing crack

剖面位置	层位	岩性	S_{11} (汽油)		S_{21} (煤油+柴油)		S_{22} (蜡+重油)		S_{23} (胶质+沥青)	
			含裂缝	无裂缝	含裂缝	无裂缝	含裂缝	无裂缝	含裂缝	无裂缝
S1805/1-1	K_1l	灰岩	0.12	0.00	1.68	0.01	0.20	0.00	0.04	0.01
S1805/2-1	K_1l	灰岩	0.12	0.00	1.91	0.01	0.19	0.00	0.04	0.01
S1805/3-1	K_1l	灰岩	0.10	0.00	0.97	0.01	0.12	0.00	0.03	0.00
S1805/7-1	K_1l	灰岩	0.04	0.01	0.87	0.01	0.16	0.01	0.02	0.02
S1805/11-1	K_1l	灰岩	0.05	0.00	0.66	0.01	0.09	0.00	0.02	0.00
S1805/12-1	K_1l	灰岩	0.03	0.00	0.36	0.01	0.05	0.00	0.02	0.00
S1805/13-1	K_1l	灰岩	0.05	0.00	0.76	0.01	0.09	0.00	0.03	0.00
S1805/14-1	K_1l	灰岩	0.05	0.00	0.78	0.01	0.07	0.00	0.02	0.00
S1805/17-1	K_1l	灰岩	0.03	0.00	0.37	0.00	0.10	0.00	0.02	0.00
S1805/22-1	K_1l	灰岩	0.04	0.00	0.57	0.01	0.05	0.00	0.02	0.00
S1805/2-2	K_1l	灰岩	0.03	0.00	0.45	0.01	0.07	0.00	0.02	0.01

注: S_{11} 、 S_{21} 、 S_{22} 、 S_{23} 单位为 mg/g。

除了上述碳酸盐岩含油气显示特征以外,笔者等认为油气的运移和聚集过程应具有一定的区域性,不会是几个孤立的样品才会有显示,同时总是与一定的构造活动相联系。事实上,笔者等用热解技术发现确定的含油样品都集中在强龙松纳背斜上,所以笔者等认为含油气判别结果还是可信的。

为了更进一步的证实前述样品是否是含油样品而非烃源岩样品,做了两种热解试验。第一即是前述的热解分析,样品包含裂缝粉碎进行分析,得出数据如表3。然后对同一样品笔者等仔细除去裂缝及其中的物质,挑选致密岩块进行热解分析(表3),从表3中可以看出不含裂缝的同一个样品油气组分显著下降,一般下降50倍,最大可达198倍。说明 $S_1 > 0.5$ mg/g 的样品中的游离烃主要存在于碳酸盐岩的裂缝中。作为烃源岩来讲,碳酸盐岩裂缝中如果没有外来油气运移,它可能会略高一些,但不至于大到几十

到几百倍,本身产生的游离烃主要分散地被吸附在碳酸盐岩中。因此上述的热解实验说明,碳酸盐岩所含烃为运移而来的烃,且充填于裂缝中。

笔者等对这些样品还做了部分荧光显微镜鉴定,镜下观察表明,主要是在碳酸盐岩裂缝中发荧光,有的裂缝中偏光下可见黑色干沥青,荧光下发弱褐色荧光或不发荧光,说明风化氧化严重,所有这些都表明这些碳酸盐岩样品含有油气,且主要赋存于碳酸盐岩裂缝中。根据岩石热解参数判别西藏措勤盆地 S1805剖面 K_1l 地层碳酸盐岩中含轻质油。西藏措勤盆地研究实例表明笔者等提出的岩石热解技术判别碳酸盐岩含油气方法是可行的。

4 结论

岩石热解仪用储油岩热解分析方法,按一定的升温程序测定碳酸盐岩中的含油气组分,据此可确

定所含油气的特征。根据岩石样品中含烃的总量,来确定是否为储油岩。但碳酸盐岩既可作为烃源岩,也可作为储集岩存在。所以必须确定其中所含烃类是原生的,还是它处运移而来充填的。由于原油热蒸发烃高峰温度和干酪根热降解烃高峰温度具有明显的不同,因此,研究确定碳酸盐岩最高热解峰温 $T_{\max} > 400^{\circ}\text{C}$, 该岩石为烃源岩,热解检测的烃为干酪根热解烃。 $T_{\max} < 400^{\circ}\text{C}$ 则该岩石为储集岩,热解检测的烃为运移而来的烃。

由于无论何种干酪根在高温区 $450\sim 600^{\circ}\text{C}$ 产生的烃至少为总烃5%。而油热蒸发温度一般小于 400°C , 据此笔者等提出碳酸盐岩是烃源岩还是储油岩含油的判别指数 P , 当 $P > 0.05$ 时,碳酸盐岩为烃源岩,当 $P < 0.05$ 时,碳酸盐岩所含烃为运移而来的烃。碳酸盐岩中游离烃 S_1 含量是判别是否为含油岩的重要参数,含油碳酸盐岩 S_1 应比区域背景质高5倍,具体量的下限因地质条件而定。西藏措勤盆地碳酸盐岩含油显示研究实例证明岩石热解技术对碳酸

盐岩含油气识别是可靠的。

参 考 文 献

- 邬立言,顾信章. 1986. 生油岩热解快速定量评价. 北京:科学出版社, 41~47.
 邬立言,丁莲花. 2000. 油气储集岩热解快速定性定量评价. 北京:石油工业出版社, 35~54.
 许怀先,陈丽华. 2001. 石油地质实验测试技术与应用. 北京:石油工业出版社, 285~292.

References

- Wu Liyan, Gu Xinzhang. 1986. The Quantitative Evaluation of Source Rock with Pyrolysis Technology. Beijing: Science Press, 41~47 (in Chinese).
 Wu Liyan, Ding Lianhua. 2000. The Qualitative and Quantitative Evaluation of Oil-bearing Reservoir with Pyrolysis Technology. Beijing: Petroleum Industry Press, 35~54 (in Chinese).
 Xu Huaixian, Cheng Lihua. 2001. Petroleum Geology Measurement Technology and their Application. Beijing: Petroleum Industry Press, 285~292 (in Chinese).

Source Identification of Hydrocarbons in Carbonate Rocks

— A Case Study of the Coqên Basin in Tibet

XU Huaixian^{1,2)}, PU Xiugang²⁾, HAN Dexin²⁾

1) Research Institute of Petroleum Exploration and Development of PetroChina, Beijing, 100083

2) China University of Mining and Technology, Beijing, 100083

Abstract

Carbonate rocks are both source rocks and reservoir rocks. Therefore, it is very difficult for us to determine if they are reservoir rocks and contain hydrocarbons having migrated from other source rocks. But it is very important in decision making of oil exploration whether the oil in carbonate rocks is generated in situ or is transported from other sources. This paper describes the source identification method of hydrocarbons in carbonate rocks with the Rock-Eval technology. Meanwhile, we also show the indicators of source identification for carbonate rocks including the oil potential identification parameter, P , $T_{\max}$ and free hydrocarbon content S_1 . The Coqên basin in Tibet is an example of the hydrocarbon source identification for carbonate rocks. It has been proven that it is reliable to use the Rock-Eval technology to determine the carbonate rocks containing migrating hydrocarbons.

Key words: carbonate rock; migrating hydrocarbon; Rock-Eval; oil potential identification parameter; free hydrocarbon content S_1