

文章编号:0253-2697(2000)01-0034-06

塔里木盆地石炭系生烃潜力的 模糊数学综合评价

程顶胜 刘 松 吴培红

(石油勘探开发科学研究院 遥感所 北京 100083)

摘 要:运用石油资源量定量评价的一种新方法——模糊数学法,对塔里木盆地石炭系烃源岩不同沉积有机相的生烃潜力进行评价预测,该方法不同于前人常用的盆地模拟法、趋势面分析法、干酪根降解动力学法等,它是将地质变量作为模糊变量,用模糊数学的原理进行计算。将石炭系烃源岩的厚度、有机质丰度、有机质类型、有机质成熟度及沉积有机相作为模糊变量,计算不同沉积有机相烃源岩生烃潜力。计算结果表明,开阔台地沉积有机相和半闭塞台地沉积有机相生烃潜力最大,蒸发台地沉积有机相和开放泻湖沉积有机相的生烃潜力次之,并根据计算结果,指出塔里木盆地西部石炭系烃源岩发育,在合适的构造条件下最有可能钻遇石炭系自生自储自盖式的人油气藏,同时应重视塔里木盆地东部地区石炭系泥质烃源岩的生烃贡献。

主题词:塔里木盆地;石炭系;沉积有机相;生烃潜力评价;模糊数学

中图分类号:TE16 **文献标识码:**A

1 引 言

模糊数学是美国控制论专家 L. A. Zadeh(1965)^[1]在提出“模糊集合”概念的基础上,对模糊体系用数学方法进行描述,从而创立了模糊数学,它把普通集合论只取 0 或 1 两个值的“非此即彼”的特征函数,推广到在[0, 1]区间上取值的“亦此亦彼”的隶属函数,从而用数学方法处理,尽管目前模糊数学还不完善,但是,模糊数学的思想方法与地质圈闭含油性的评价思路却十分相近,因此,可以应用模糊数学方法对地质圈闭含油性进行综合评价。我国学者张守本等(1988)^[2]、赵旭东(1992)^[3]曾应用该方法对二连盆地局部构造圈闭的含油性进行了全面评价,取得了良好效果。本文仅从生油条件的角度,用模糊数学法对不同沉积有机相的生烃潜力进行预测。

2 原理与公式

将影响沉积有机相生烃潜力评价的因素,如沉积相、有机质丰度(有机碳含量)、有机质类型、有机质成熟度及生油岩厚度等因素,构成因素集合 U

$$U = (U_1, U_2, U_3, U_4, U_5)$$

把评价因素的优劣又分成差、较差、中等、较好、好五个级别,构成评判集合 V

$$V = (V_1, V_2, V_3, V_4, V_5)$$

又考虑到每个因素在评价时所起的作用不同,设 U 上的模糊集合 A 为评价因素的权重分配,即: $A = (a_1, a_2, a_3, a_4, a_5)$, $\sum a_i = 1$ 。

为了用五个评价因素来评价沉积有机相的生烃潜力等级,必须建立集合 U 与集合 V 之间的关系,因而定义 U 到 V 的五个模糊映射 R ,叫作综合评判的变换矩阵。

作者简介:程顶胜,男,1966 年 8 月生。1995 年毕业于北京石油大学。现为石油勘探开发科学研究院(北京)工程师、博士。通讯处:北京 910 信箱。

$$R = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & r_{13} & r_{14} & r_{15} \\ r_{21} & r_{22} & r_{23} & r_{24} & r_{25} \\ r_{31} & r_{32} & r_{33} & r_{34} & r_{35} \\ r_{41} & r_{42} & r_{43} & r_{44} & r_{45} \\ r_{51} & r_{52} & r_{53} & r_{54} & r_{55} \end{bmatrix}$$

评价因素的权重分配 A 与综合评判变换矩阵 R 的合成,称为单一沉积有机相带的综合评价

$$B_h = A \bigcirc R_h \quad (h = 1, 2, \dots, 7, 8, 9, 10)$$

h 代表沉积有机相相带的编号; \bigcirc 代表合成算子,在此,合成算子选用乘积求和算法

$$b_i = \bigoplus_{j=1}^5 (a_j \cdot r_{ij}) \quad (j = 1, 2, \dots, 5; \quad i = 1, 2, \dots, 5)$$

最后用 $D_h = B_h C^T \quad (h=1, 2, \dots, 7, 8, 9, 10)$ 计算综合评价值,式中的 C^T 是等级矩阵 V 的转置矩阵,评价集合分为好、较好、中等、较差、差 5 个级别,可令: $C = [-2, -1, 0, 1, 2]$

求出 10 个沉积有机相相带生烃潜力的综合评价 D_h 后,则可按 D 值的大小进行生烃潜力排队,对于一个勘探目标地区,可按计算得到的排队次序作为勘探的先后顺序。

3 评价参数的选取

根据塔里木盆地石炭系烃源岩的地质地球化学特征(表 1),选择评价因子和确定评分标准。

表 1 塔里木盆地石炭系烃源岩生油条件表
Table 1 Generating hydrocarbon conditions of Carboniferous source rocks in Tarim Basin

地 区 (代表井位)	沉积相	岩 性	有机碳 (%)	生油岩厚度 (m)	有机质 类型	有机质成 熟度 R_0 (%)	备 注
叶城,和田	开阔台地	碳酸盐岩	0.15	520.3	I	1.63	露头 样品
		泥岩	0.76	540.4	II ₁	1.63	
柯 坪	开阔台地	碳酸盐岩	0.24	572.6	II ₁	2.01	
		泥岩	0.25	840.5	II ₂	2.01	
巴 楚 (B4,B2,Q1)	局限台地	碳酸盐岩	0.27	280	II ₁	0.56	岩 心 样 品
	—蒸发台地	泥岩	0.483	48.5	II ₂	0.56	
和田河 (H1,H2,玛参 1)	半闭塞台地	碳酸盐岩	1.36	110	II ₁	0.80	
		泥岩	2.12	232	II	0.80	
满加尔 (MC1,MX1)	开放泻湖相	碳酸盐岩	0.48	48	II ₂	0.98	
		泥岩	.75	68	II ₂	0.82	
塔中地区 (TZ1,TZ3,TZ4, TZ5,TZ8,TZ401)	海陆过渡相	碳酸盐岩	0.19	24	II ₂	1.00	
		泥岩	0.26	123	III	0.93	
LN44, LN22, LN46, S10, X1, JF123, HA1, HA2, LN19, YW1	半闭塞台地	碳酸盐岩	0.305	11	II	0.78	
		泥岩	1.079	131	II	0.78	
LN32, LN57, LN59, LN53, LN15, TH1, JN1, LN16, LN45, 波斯 1	蒸发台地	碳酸盐岩	0.376	<50	II	0.79	
		泥岩	0.271	166	III	0.79	
LX2, C2, DH4, LN10, LN9, LN20, LN30, LN11	陆地边缘相	泥岩	0.414	62	II	0.75	
阿瓦提(AC1)	台内凹槽	碳酸盐岩	1.65	58	II ₁	>2.0	
		泥岩	>1.62	293.5	II ₂	>2.0	

- (1) 沉积相 据表 1 可知,塔里木盆地石炭系沉积相分为以开阔台地相、半闭塞台地相、开放泻湖相、蒸发台地相、海陆过渡相、陆地边缘相,其生油条件依次为好、较好、中等、较差、差。
- (2) 有机质丰度 对碳酸盐烃源岩和泥质烃源岩的丰度评价按不同的评价标准(表 2),对于露头样品的丰

DISCUSSION ON SYSTEM TRACT FOUR-DIVISION FOR A TERRIGENOUS SEQUENCE STRATIGRAPHY IN FAULT-DEPRESSED LACUSTRINE BASIN ACTA 2000,21(1):23~28.

HU Shou-quan et al. (*Zhongshan University*)

A complete terrigenous sequence in fault-depressed lacustrine basin can be divided into four system tract: Lowstand System Tract (LST), Transgressive System Tract (TST), Highstand System Tract (HST) and Regressive System Tract (RST), which has typical geometrical configuration and respectively consists of lowstand-aggradation regression, highstand-aggradation and progradation. The four-divided system tracts in a complete terrigenous sequence were sedimentational response to accommodation change resulting from a sedimentary baselevel cyclicity. The principle to divide system tracts for a complete terrigenous sequence in fault-depressed lacustrine basin is that the lacustrine thick-layer mudstone represents HST and boundary between RST and TST, and that the above first flooding surface (f. f. s) is TST and below f. f. s is LST. From bottom to top, a complete terrigenous sequence in fault-depressed lacustrine basin consists of the following sequence units in turn: Sequence Boundary (SB)→Lowstand System Tract (no coast-onlap)→Transgressive System Tract (distinct coast-onlap)→Highstand System Tract being composed aggradational lacustrine mudstone with low sedimentation rate→Regressive System Tract (distinct coast-dropback)→Sequence Boundary (SB).

Key words: fault-depressed lacustrine basin; terrigenous sequence; system tract four-division; system tract configuration; sedimentary baselevel; accommodation

PALEOCURRENT PROPERTIES OF DONGYING DELTA IN BOHAI BAY BASIN ACTA 2000,21(1):29~33.

FAN Dai-du et al. (*Tongji University*)

Sedimentary fabric analysis shows that middle member III of Shahejie Formation (S_3^m) is mainly composed of normal delta-front sediments in this study areas. Magnetic anisotropy measurements were carried out on samples from rotary drilling cores, and the results were used to calculate the direction of paleo-current oriented by magnetic polarity. The distribution of paleo-current, coinciding with the prograding direction of the Dongying Delta from the southeast to northwest, distinctly manifests that in the study areas, X, Y and Z blocks in Dongying depression are directly controlled by Dongying Delta during the sedimentary epoch of S_3^m . The comprehensive analysis on the source and the sedimentary characteristics proves that area of Dongying Delta should be expanded. Thus, there will be widening area in the Dongying Delta inferred to be further prospect of lithological oil pool exploration. The method shown in this paper could be a new way to analyze the paleocurrent in paleo-limnological delta and will provide new scientific data to serve the petroleum exploration.

Key words: Dongying depression; lithological oil pool; delta; paleo-current

COMPREHENSIVE EVALUATION BY FUZZY MATHEMATICS ON HYDROCARBON GENERATION POTENTIAL OF CARBONIFEROUS SOURCE ROCKS IN TARIM BASIN ACTA 2000,21(1):34~39.

CHENG Ding-sheng et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing*)

Evaluation and prediction on hydrocarbon generation potentials of various sedimentary organic facies of carboniferous source rocks in Tarim Basin were carried out in this paper by fuzzy mathematics, a new method for quantitative petroleum resources evaluation. This method is different from the methods of basin modeling trend surface analysis, kerogen degradation dynamics et al. With this method, geological variables are taken as fuzzy variables and calculation is carried out based on the theory of fuzzy mathematics. In this paper, parameters of thickness, organic matter abundance, organic matter type, organic matter maturation and sedimentary organic facies of Carboniferous source rocks were taken as fuzzy variables to calculate hydrocarbon generation potential of source rocks in various sedimentary organic facies. The calculation results indicate that hydrocarbon generation potential of open platform and semi-restricted platform sedimentary organic facies are best, which are followed by evaporated platform and open lagoon sedimentary organic facies. From the calculation results, the authors put forward that Carboniferous source rocks are well-developed in the western Tarim and possible big oil and gas pools can be found which may be self-generated, self-reservored and self-capped under suitable structures. Meanwhile, we should pay attention to the hydrocarbon generation of Carboniferous argillaceous source rocks in the eastern Tarim.

Key words: Tarim Basin; Carboniferous; sedimentary organic facies; hydrocarbon generation potential evaluation; fuzzy mathematics

表 2 不同类型烃源岩有机质丰度评价标准(有机碳值%)^①

Table 2 Evaluation norm of organic matter abundance of source rocks of various type kerogen

母质 类型	演化阶段	评 价 等 级					
		非生油岩	较差生油岩	较好生油岩	好生油岩	很好生油岩	
碳 酸 盐 岩	Ⅰ型	生油门限附近	<0.1	0.1~0.3	0.3~0.7	0.7~1.7	>1.7
		塔里木现演化阶段	<0.043	0.043~0.13	0.13~0.3	0.3~0.73	>0.73
	Ⅱ型	生油门限附近	<0.19	0.19~0.39	0.39~0.79	0.79~1.79	>1.79
		塔里木现演化阶段	<0.1	0.1~0.21	0.21~0.42	0.42~0.94	>0.94
	Ⅲ型	生油门限附近	<0.54	0.54~0.74	0.74~1.145	1.14~2.14	>2.14
		塔里木现演化阶段	<0.43	0.43~0.59	0.59~0.9	0.9~1.69	>1.69
泥 岩	未成熟、成熟	<0.4	0.4~0.6	0.6~1.0	1.0~2.0	>2.0	
	高成熟、过成熟	<0.3	0.3~0.5	0.5~1.0	1.0~1.5	>1.5	

度值以其三倍作为实际丰度的估计值参与评价。

(3) 有机质类型 不同类型母质的生烃能力不同,一般认为 III 型干酪根生烃潜力为 I 型干酪根的 $\frac{1}{6} \sim \frac{1}{7}$ 。就各类型母质生烃潜力的相对大小来说, I 型 > II₁ 型 > II₂ 型 > III 型。

(4) 有机质成熟度 分别采用 Welte 等(1984)^[4]经典的泥岩 II、III 型干酪根的成烃模式和黄第藩等(1995)^①建立的典型碳酸盐岩成烃模式,对低熟、成熟及高过成熟烃源岩分别进行成熟度评价。

(5) 烃源岩厚度 根据塔里木盆地石炭系烃源岩的厚度分布特征(表 1),将烃源岩累计厚度分为五个等级:大于 500m——好;200~500m——较好;100~200m——中等;50~100m——较差;小于 50m——差。

(6) 各评价因素的权重分配 研究认为:沉积相、丰度、类型、成熟度、厚度诸因素对生油条件所起的作用是不同的,因而在定量评价时还需赋予不同的权系数值以示区别,其权系数值的大小既反映客观事物的属性差异,又反映人们对事物认识的差异。有机质丰度是影响生油条件的最为直接的因素,故赋予最高的权系数值(0.22),而有机质类型(0.21)、沉积相(0.20)、烃源岩厚度(0.19)、有机质成熟度(0.18)的权系数值依次降低。

由上述可知,对生油条件的综合评价,所引用的地质因素有的具有准确的定量数据,有的是只有相对关系或者定性描述,为了统一起见,在此一律采用相对评语表示子集 $R(U_i)$,对于定量数据,可以通过等级变换转化为相对评语。为此,将每项地质评价因素分为五个等级(表 3),相应的评语见表 4。

表 3 各评价因素的评语分级标准

Table 3 Grade norm of comment of evaluation factors

评 价 因 素			差	较 差	中 等	较 好	好	
沉积相			陆地边缘相	海陆过渡相	蒸发台地相	开放泻湖相	开阔台地相 半闭塞台地相	
有机 质 丰 度 (%)	泥 岩	成熟门限附近	<0.5	0.5~0.8	0.8~1.0	1.0~2.0	>2.0	
		成熟—过成熟	<0.3	0.3~0.5	>0.5			
	碳酸盐	I 型	<0.043	0.043~0.13	0.13~0.3	0.3~0.73	>0.73	
	岩(现演 化阶段)	II 型	<0.1	0.1~0.21	0.21~0.42	0.42~0.94	>0.94	
		III 型	<0.43	0.43~0.59	0.59~0.9	0.9~1.69	>1.69	
有机质类型			II 型	II 型	I ₂ 型	II ₁ 型	I 型	
有机 质 成 熟 度 R ₀ %		碳酸盐岩	<0.3		0.3~0.8	0.8~1.05	1.05~1.5	
			>2.0		1.85~2.0	1.5~1.85		
	泥岩	II ₂ 型	0.95~1.1	<0.45	0.85~0.95	0.55~0.65	0.65~0.75	
			>1.2	1.1~1.2	0.45~0.55	0.75~0.85		
			<0.65	0.65~0.71	0.71~0.76	0.76~0.81		0.81~0.95
			>1.22	1.12~1.22	1.03~1.12	0.95~1.03		
烃源岩厚度(m)			<50	50~100	100~200	200~500	>500	

① 黄第藩,梁狄刚.塔里木盆地油气生成与演化(“八五”科研报告).1995.

表 4 生烃潜力评价因素评语表

Table 4 Comment of evaluation factors of generating hydrocarbon potential

评 价 因 素	开阔台地 沉积有机相				半闭塞台地 沉积有机相	蒸发台地 沉积有机相		开放泻湖 沉积有机相	海陆过渡 沉积有机相	陆地边缘 沉积有机相
	西南缘	柯坪	阿瓦提	和田河	LN46、X1、 HA1 等井区	巴楚	TH1、LN59 JN1 等井区	满加尔	塔 中	LN14、LN3 草湖、东河 塘(10)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
	沉积相	好	好	好	好	中等	中等	较好	较差	差
碳酸盐烃源岩	有机质类型	较好	好	好	好	并	中等	差	较差	较差
	有机质类型	好	较好	较好	较好	较差	较好	较差	较差	中等
	有机质成熟度	较好	差	差	较好	好	中等	好	较好	较好
	烃源岩厚度	好	好	较差	中等	差	较好	差	差	差
泥质源岩	有机质丰度	好	好	好	好	较好	差	差	较好	差
	有机质类型	较好	中等	较差	较差	较差	中等	较差	中等	较差
	有机质成熟度	差	差	差	较好	较好	较好	好	较好	好
	烃源岩厚度	好	好	较好	较好	中等	差	中等	较差	中等

评价集合分为好、较好、中等、较差、差 5 个级别,按表 5 中的评语级别表示为子集 $R(U_i)$,地质因素的权重分配集合 $A=(0.2,0.22,0.21,0.18,0.19)$ 。

4 计算及结果

先评价各沉积有机相相带的碳酸盐烃源岩的生烃潜力,对于沉积有机相相带(1),有综合评价变换矩阵

$$R_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.8 \\ 0 & 0 & 0.2 & 0.6 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.8 \\ 0 & 0 & 0.2 & 0.6 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.8 \end{bmatrix}$$

地质因素的权重分配集合 A 与综合评价变换矩阵 R_1 的合成称为沉积有机相相带(1)的综合评价矩阵 B_1 ,合成运算规则取用“乘积求和”算子搭配方法,得

$$B_1 = \bigoplus_{i=1}^5 (a_i \cdot r_{ij}) \quad (j = 1, 2, 3, 4, 5)$$
$$= (0.2 \ 0.22 \ 0.21 \ 0.18 \ 0.19) \odot \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.8 \\ 0 & 0 & 0.2 & 0.6 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.8 \\ 0 & 0 & 0.2 & 0.6 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.8 \end{bmatrix} = (0, 0, 0.08, 0.36, 0.56)$$

按同样方法计算,可以得到其余沉积有机相相带的碳酸盐烃源岩生烃潜力的综合评价:

$$B_2 = (0.144, 0.036, 0.042, 0.248, 0.53)$$
$$B_3 = (0.182, 0.15, 0.08, 0.21, 0.378)$$
$$B_4 = (0, 0.0475, 0.173, 0.3655, 0.414)$$
$$B_5 = (0.37, 0.208, 0.042, 0.076, 0.304)$$
$$B_6 = (0, 0.15, 0.38, 0.39, 0.08)$$
$$B_7 = (0.37, 0.258, 0.142, 0.086, 0.144)$$
$$B_8 = (0.238, 0.296, 0.162, 0.228, 0.076)$$
$$B_9 = (0.236, 0.3425, 0.225, 0.1605, 0.036)$$
$$B_{10} = (0.53, 0.248, 0.042, 0.036, 0.144)$$

最后,按 $D_h = B_h C^T$ ($h=1,2,3,\dots,8,9,10$) 式计算各个沉积有机相相带的综合评价价值 D_h , 其中 D_1 为

$$D_1 = (0, 0, 0.08, 0.36, 0.56) \odot \begin{bmatrix} -2 \\ -1 \\ 0 \\ 1 \\ 2 \end{bmatrix} = 1.48$$

按同样方法计算,可以得到第 2,3,4, \dots ,10 号沉积有机相相带的综合评价价值

$$\begin{array}{lll} D_2 = 0.984 & D_3 = 0.452 & D_4 = 1.146 \\ D_5 = -0.264 & D_6 = 0.4 & D_7 = -0.624 \\ D_8 = -0.392 & D_9 = -0.582 & D_{10} = -0.984 \end{array}$$

对于泥质烃源岩的生烃潜力评价按上述步骤计算,可得各沉积有机相相带的综合评价价值

$$\begin{array}{lll} D'_1 = 0.984 & D'_2 = 0.774 & D'_3 = 0.412 \\ D'_4 = 0.916 & D'_5 = 0.592 & D'_6 = 0.558 \\ D'_7 = -0.282 & D'_8 = 0.41 & D'_9 = 0.482 \\ D'_{10} = -0.656 & & \end{array}$$

5 生烃潜力评价

对塔里木盆地石炭系沉积有机相生烃潜力的模糊计算结果见表 6 和图 1。

表 6 模糊计算评价结果
Table 6 Evaluation results of fuzzy calculation

评价因素	开阔台地 沉积有机相			半闭塞台地 沉积有机相		蒸发台地 沉积有机相		开放泻湖 沉积有机相	海陆过渡 沉积有机相	陆地边缘 沉积有机相
相	西南缘	柯坪	阿瓦提	和田河	LN46、 X1、HA1 等井区	巴楚	TH1、LN59 JN1 等 井区	满加尔	塔中	LN14、LN3 草湖、 东河塘
带	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
碳酸盐 烃源岩	评价价值	1.48	0.984	0.452	1.146	-0.264	0.4	-0.624	-0.392	-0.582
	评价排队	1	3	4	2	6	5	9	7	8
	域值 λ	$\lambda > 0.5$	$\lambda > 0.5$	$0 < \lambda < 0.5$	$\lambda > 0.5$	$\lambda < 0$	$0 < \lambda < 0.5$	$\lambda < 0$	$\lambda < 0$	$\lambda < 0$
泥质 烃源岩	评价价值	0.984	0.774	0.412	0.916	0.592	-0.558	-0.282	0.41	-0.482
	评价排队	1	3	5	2	4	9	7	6	8
	域值 λ	$\lambda > 0.5$	$\lambda > 0.5$	$0 < \lambda < 0.5$	$\lambda > 0.5$	$\lambda > 0.5$	$\lambda < 0$	$\lambda < 0$	$0 < \lambda < 0.5$	$\lambda < 0$
总 烃 源 岩	评价总值	2.464	1.758	0.864	2.062	0.328	-0.158	-0.906	0.018	-1.064
	总分排队	1	3	4	2	5	7	8	6	9
	域值 λ	$\lambda > 1$	$\lambda > 1$	$0 < \lambda < 1$	$\lambda < 0$	$\lambda < 0$	$0 < \lambda < 1$	$\lambda < 0$	$\lambda < 0$	$\lambda < 0$

需要说明几点:①选定域值(λ)的大小决定评价的等级及其个数,本文域值采用 $\lambda > 0.5$ 为 I 类,包括三个相带,即西南缘、和田河、柯坪; $0 < \lambda < 0.5$ 为 II 类,对碳酸盐烃源岩有两个相带,即阿瓦提和巴楚地区;对泥质烃源岩有三个,即阿瓦提、满加尔和 LN46 等井区; $\lambda < 0$ 为 III 类,包括了其余的沉积有机相带。②就各相带碳酸盐烃源岩与泥质烃源岩生烃潜力比较而言,西南缘、和田河、柯坪、巴楚、阿瓦提五个相带碳酸盐烃源岩的生烃潜力大于泥质烃源岩。③就总的烃源岩来说,域值采用 $\lambda > 1$ 为 I 类,有西南缘、和田河、柯坪三个相带; $0 < \lambda < 1$ 为 II 类,有阿瓦提、LN46 等井区、满加尔凹陷; $\lambda < 0$ 为 III 类,包括了其余的沉积有机相带。④就沉积有机相来

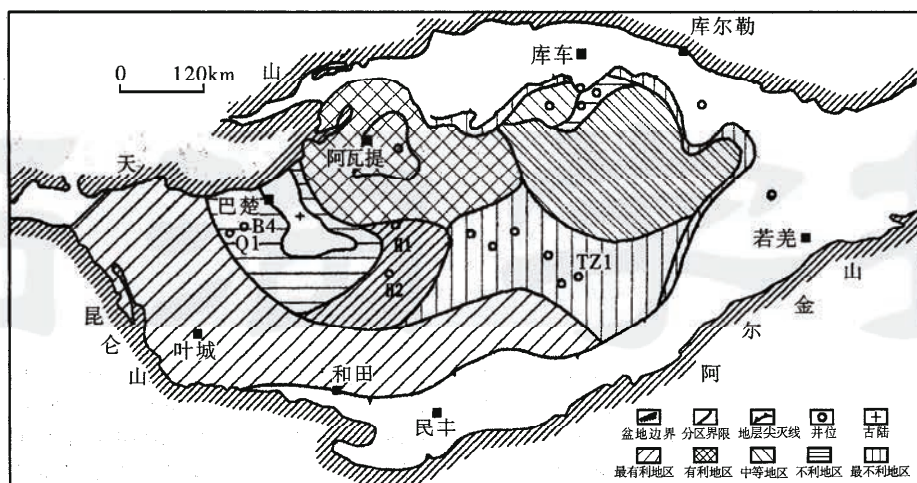


图1 石炭系烃源岩生油条件评价图

Fig.1 Evaluation of generating hydrocarbon conditions of Carboniferous source rocks

说,以开阔台地沉积有机相和半闭塞台地沉积有机相对生油最有利,其次为蒸发台地和开放泻湖沉积有机相。⑤就地区分布而言,有利生油相带集中分布在盆地西部(西南拗陷、阿瓦提凹陷、柯坪),碳酸盐烃源岩和泥质烃源岩均有较大量的油气生成。东部(满加尔、塔中和塔北隆起)暗色碳酸盐岩的生烃量非常有限,而暗色泥岩仅局部地区可能有油气生成,如波1井、LN46井、LN10井等井区。

6 今后勘探建议

综上所述,作者认为塔里木盆地石炭系生油岩厚度大、生油指标较高,具有良好的含油气远景,特别是盆地西部石炭系生油条件更好,包括西南缘、柯坪、阿瓦提、和田河一带,应该会有较大规模的油气聚集,尤其在麦盖提斜坡部位,建议加强该部位的构造研究,理清油气的来龙去脉,在石炭系以上地层中寻找合适的圈闭,因为这些地区不但生油岩发育,而且具有成油作用活跃、油气运移坡度大等有利油气聚集条件,预计塔里木盆地的主力油田很有可能在这些地区钻遇。

由石炭系生油岩有机质成烃演化史的分析可知,石炭系生油岩在侏罗纪中期开始进入生油门限,中生代末期开始大量生烃,并整体大规模地进入成烃高峰期,在生油岩进入成烃高峰期以后,塔里木盆地基本上一直处于整体下降沉积时期,而且石炭系本身分布稳定,具有面积宽广的双峰灰岩、膏泥岩和较大面积分布、阻隔油气性能极好的膏盐岩层;在其下部有分布范围较广、储集性能良好的东河砂岩及其它海侵砂岩体,组成良好的自生自储自盖式组合。因此,石炭系是塔里木盆地重要的油气勘探目的层之一,而且其埋深能为现今钻探技术所接受。建议对石炭系的勘探重点放在自生自储式的油气藏上。

在对塔里木盆地西部麦盖提斜坡加强石炭系油气勘探的同时,对盆地东部地区应以寻找泥质烃源岩生成的油气为重点,特别是满加尔凹陷泥质烃源岩的生烃贡献不容忽视。塔中低隆北斜坡,轮南至英买力一线以南满加尔凹陷的北斜坡应该有满加尔凹陷泥质烃源岩生成的油气储集,应该加强这些构造部位的油气勘探。

参 考 文 献

- [1] Zadeh L A. 模糊集合语言变量及模糊逻辑[M]. 北京:科学出版社,1982.
- [2] 油气资源评价方法研究与应用编委会. 油气资源评价方法研究与应用[M]. 北京:石油工业出版社,1988.
- [3] 赵旭东. 石油数学地质概论[M]. 北京:石油工业出版社,1992.
- [4] 汪龙文等译. 石油地球化学和盆地评价[M]. 北京:石油工业出版社,1990.

(收稿日期 1998-08-01 修订日期 1998-12-06 编辑 孟伟铭)