

洪浩尔舒特凹陷下白垩统热成熟度地震预测

刘震 孙强

(石油大学, 北京 102200)

武耀辉

(华北石油管理局, 河北任丘 610041)

洪浩尔舒特凹陷下白垩统巴彦花群泥岩孔隙度与泥岩干酪根镜质体反射率(R^o)之间存在密切关系。经对比发现该泥岩孔隙度与镜质体反射率之间的关系与幂函数最为接近。本文根据该幂函数关系先由泥岩的地震速度转换成孔隙度, 然后从孔隙度计算出镜质体反射率, 最终定量地圈定凹陷主力烃源岩的未成熟区和成熟区, 为近源圈闭的选择提供评价依据。这种由地震信息直接测定有机质热成熟度的方法, 对于勘探程度较低尤其是钻井稀少的盆地, 有着较高的使用价值。

关键词 层速度 孔隙度 镜质体反射率 地震预测

第一作者简介 刘震 男 34岁 博士 石油地质

0 引言

在钻井稀少或者热成熟度实测资料很少的盆地, 如何整体并准确的估算烃源岩的热演化程度, 一直是勘探家长久探求的一个问题。进行早期盆地模拟的专家试图通过 TTI (时间温度指数) 的模拟来预测烃源岩的热成熟度, 然而, TTI 的计算需要先确定盆地古地温和诸点的埋藏史(张厚福等, 1989), 但实际上在勘探程度较低的盆地, 因钻井少, 且各类实测资料有限, 造成古地温的恢复本身就己十分困难。同时因横向各点岩性和物性的变化(影响古厚度), 再加上剥蚀厚度恢复中的不确定性, 使得盆地模拟计算的 TTI 值不会有太高的准确性。

Schmoker(1984) 早先在进行碳酸盐岩孔隙度区域预测时首先认识到碳酸盐岩孔隙度与热成熟度之间存在一种内在联系(Schmoker, 1984), 后来, Schmoker(1988) 又一次指出, 砂岩孔隙度与其相邻的泥岩有机质热成熟度也有一定关系(Schmoker, 1988), 并且根据这种关系可以由热成熟度预测砂岩孔隙度。Hayes(1991) 研究了砂岩成岩作用演化阶段与镜质体反射率关系后指出, 由镜质体反射率可以预测砂岩孔隙演化的阶段(Hayes, 1991)。

上述规律的勘探价值固然重要, 但是它们对笔者的启发更为有趣: 既然能用热成熟度去预测碳酸

盐岩和砂岩的孔隙度, 为何不能反过来用孔隙度来预测地层的热成熟度呢? 在地震勘探技术有了长足进步的今天, 在钻前获取地层的孔隙度要比获得热成熟度容易得多, 也准确得多。

由于泥岩的成岩作用不象砂岩那样复杂, 而且厚层泥岩的孔隙度也比一般砂岩的孔隙度更容易进行地震估算。另外考虑到有机质干酪根本身就发育在泥岩孔隙中, 故在洪浩尔舒特凹陷选择泥岩作为研究对象, 进行镜质体反射率的地震预测。

1 凹陷主力生油层与油气分布的关系

洪浩尔舒特凹陷位于二连盆地乌尼特坳陷西南边缘, 是海西期褶皱带基底上发育起来的一个断陷。凹陷南断北超, 呈北东走向, 长 80km, 宽 10~15km, 面积约为 1100km²。

1.1 洪参 1 井生油层特征

阿尔善组和腾一段是本凹陷的两套主力生油层位。洪参 1 井系统取样分析表明, 下白垩统干酪根为 I_2 型, 即偏腐植型, 阿尔善组有机碳含量为 2.0%, 腾一段有机碳含量为 2.4%。洪参 1 井阿尔善组实测镜质体反射率为 0.55%~0.76%, 腾一段实测镜质体反射率为 0.48%~0.57%(见表 1), 显然阿尔善组有机质已经成熟, 但腾一段只有底部有机质接近成熟, 而上部还未成熟。

表1 洪参1井镜质体反射率和孔隙度数据表

深度 (m)	镜质体反射率 (%)	声波时差 ($\mu\text{s}/\text{m}$)	速度 (m/s)	孔隙度 (%)
425.0	0.47	470.7	2124.4	66.3
646.0	0.50	395.6	2527.8	49.9
710.0	0.52	357.7	2795.6	41.6
800.4	0.48	376.2	2657.4	45.7
900.0	0.53	356.1	2800.1	41.3
1000.2	0.54	360.8	2770.8	42.3
1147.0	0.48	393.2	2542.5	49.4
1201.8	0.51	328.7	3041.3	35.3
1249.0	0.50	360.3	2714.4	44.0
1303.5	0.56	283.8	3522.3	25.5
1400.6	0.42	318.7	3136.7	33.1
1500.0	0.50	303.5	3294.8	29.8
1671.0	0.57	314.5	3179.6	32.2
1707.5	0.65	282.7	3537.3	25.3
1969.4	0.55	256.6	3897.1	19.6
2058.0	0.55	278.0	3597.1	24.2
2113.0	0.55	259.1	3859.5	20.1
2254.0	0.67	222.8	4486.3	12.2
2348.0	0.76	248.3	4027.3	17.8

1.2 油气藏与生油层洼陷的关系

目前已发现的含油气圈闭均依附于各自的主要生油洼陷,这表明油气以生油洼陷为单元发生运移和聚集。达林构造位于中部生油洼陷的西南部,结果在洪1井断块获工业油流,洪9井断块见天然气。乌兰诺尔构造位于中部洼陷的东北边缘,在洪6井获工业油流,洪2、洪8断块见良好油气显示。努格达构造位于东部生油洼陷北翼,洪4井在阿尔善组和侏罗系均见良好油气显示,并在阿尔善组获低产油流。

由于洪浩尔舒特凹陷下白垩统砂岩输导层物性较差,陡岸近岸水下扇储层表现为低孔、特低渗特征,缓坡扇三角洲为中孔、中渗特征,故烃类在地下的运移距离较短,油气聚集部位紧邻成熟生油区或位于成熟生油岩之中,从而表现出已发现油气藏受生油洼陷控制的规律。

1.3 有机质成熟度面貌

从整个凹陷讲,下白垩统有机质热成熟度的状态仍不完全清楚。同一层位在不同洼陷的热成熟度

肯定会有差别,同一洼陷不同层位的热成熟度更是相差甚远。凹陷仅有洪参1井作了 R^0 的系统测定,其它井无实测数据。因此,目前对西洼、中洼和东洼3个洼陷热成熟条件的分析均属大致推断,除中洼西部外,并无定量依据。

虽然已知中洼的阿尔善组现已成熟,但仍不能断定发现的天然气是伴生气还是过成熟裂解气,且西洼和东洼阿尔善组达到何种成熟度也是未知。另外,腾一段有机质演化程度尚不清楚。这一切都影响到含油气的评价和有利钻探目标的筛选。

2 预测模型的建立

2.1 通用模型

Schmoker(1984)提出碳酸盐岩孔隙度与热成熟度之间存在乘方关系(Schmoker, 1984),即:

$$\Phi = a(TTI)^b \quad (1)$$

式中: Φ 是区域孔隙度; a 、 b 是常数; TTI 是时间-温度指数。后来Schmoker(1988)又一次指出,上述关系对砂岩和泥岩均适用(Schmoker, 1988),并存在下式:

$$\Phi = a'(M)^{b'} \quad (2)$$

其中: Φ 为碳酸盐岩、砂岩或泥岩孔隙度; M 为成熟度,可以是 TTI ,也可以是镜质体反射率 R^0 , a' 和 b' 均为常数。

若将(2)式变形,可得下式

$$M = A(\Phi)^B \quad (3)$$

式(3)不但表明热成熟度与岩石孔隙度之间的关系为幂函数关系,而且预示着当岩石孔隙度已知时可以按(3)式估算出相邻地层中有机质热演化程度。

2.2 实际模型

洪浩尔舒特凹陷洪参1井实测镜质体反射率与泥岩孔隙度存在显著的相关性(图1),分别用4种模型进行拟合,即(1)指数;(2)对数;(3)直线和(4)幂函数,所得结果表明,其中以幂函数符合程度最高。表2中幂函数拟合的平均绝对误差和平均相对误差均为最小。

因此,该凹陷泥岩孔隙度与镜质体反射率经验关系确定为(3)式形式的幂函数关系。

表2 洪浩尔舒特凹陷镜质体反射率拟合对比数据表

序号	绝对误差 1	相对误差 1	绝对误差 2	相对误差 2	绝对误差 3	相对误差 3	绝对误差 4	相对误差 4
1	0.0441	0.0658	0.0035	0.0052	0.0425	0.0634	-0.0001	0.0002
2	0.1588	0.2089	0.1437	0.1891	0.1549	0.2039	0.1472	0.1937
3	0.0433	0.0787	-0.0531	0.0967	-0.0476	0.0867	-0.0486	0.0884
4	0.0409	0.0744	-0.0494	0.0899	-0.0454	0.0827	-0.0447	0.0813
5	0.0235	0.0427	-0.0244	0.0444	-0.0287	0.0523	-0.0187	0.0340
6	0.0208	0.0379	-0.0209	0.0381	-0.0262	0.0476	-0.0152	0.0276
7	0.0081	0.0145	-0.0074	0.0133	-0.0135	0.0242	-0.0017	0.0030
8	0.0507	0.1015	-0.0466	0.0932	-0.0562	0.1125	-0.0412	0.0824
9	0.1145	0.1735	0.1192	0.1806	0.1091	0.1653	0.1243	0.1884
10	0.1175	0.2799	-0.1123	0.2674	-0.1227	0.2922	-0.1076	0.2562
11	0.0191	0.0374	-0.0137	0.0269	-0.0239	0.0469	-0.0096	0.0188
12	0.0097	0.0190	-0.0046	0.0091	-0.0139	0.0237	-0.0012	0.0025
13	0.0233	0.0439	0.0272	0.0513	0.0201	0.0380	-0.0294	0.0555
14	0.0371	0.0688	0.0405	0.0751	0.0344	0.0637	0.0424	0.0785
15	0.0031	0.0062	0.0056	0.0113	0.0010	0.0021	0.0069	0.0138
16	0.0107	0.0222	-0.0091	0.0190	0.0119	0.0249	-0.0085	0.0177
17	0.0493	0.1146	-0.0499	0.1161	-0.0488	0.1137	-0.0505	0.1176
18	0.0023	0.0049	0.0013	0.0028	0.0030	0.0063	0.0005	0.0011
19	0.0059	0.0126	0.0017	0.0038	0.0091	0.0194	-0.0006	0.0013
20	0.0475	0.1011	0.0309	0.0659	0.0614	0.1306	0.0232	0.0493
平均	0.0402	0.0735	0.0377	0.0694	0.0414	0.0763	0.0364	0.0667

误差 1 为指数拟合;误差 2 为对数拟合;误差 3 为线性拟合;误差 4 为幂函数拟合

3 预测过程

虽然由泥岩孔隙度估算镜质体反射率本身并不复杂,但在井少的情况下由地震资料来实现这一过程,就必须解决几个重要的环节问题。

3.1 泥岩层段的拾取

受地震垂向分辨率的影响,在反射地震剖面上拾取泥岩层段的速度值并非一件易事。这是因为地震剖面在中等深度(2000~3000m)的垂向分辨率一般在 15~25m 左右,只有当厚度大于分辨率的泥岩才可能单独在地震剖面上识别出来。但常规地震剖面只反映地下速度差,并无层速度的概念,要获取层速度值,还需要用到地震速度谱,而地震速度谱上能量团的垂向分辨率不小于 100ms(刘震等,1992),相

当于 150m 左右的厚度。因此,从反射地震剖面上只能对较厚层(约 150m 以上)的泥岩提取速度信息,而在合成声波测井类剖面上,提取层速度的最小厚度有可能达到 15~25m。

在反射地震剖面上厚层泥岩段的反射特征即地震相一般为空白相,或弱振幅相(刘震等,1992)。图 2 显示出洪浩尔舒特凹陷阿尔善层序水进体系域中大套的空白相—弱振幅相,反过来将空白相作为细粒厚层泥岩段则是一种假设。

3.2 泥岩层速度求取

空白相顶底界面所对应的速度谱能量团提供的叠加速度,经过倾角校正得到相应的均方根速度,然后通过 Dix 公式转换,获得空白相的层速度值。

空白地震相可能存在多解性,空白相中不一定是泥岩层。这时可以根据空白相层速度这种隐

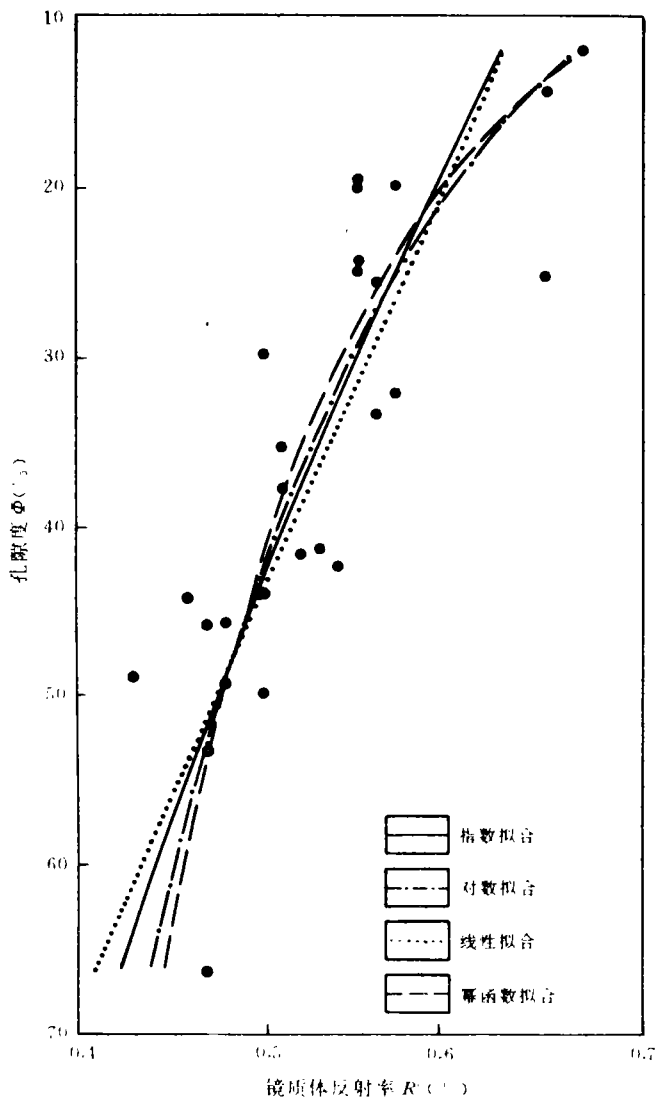


图1 洪浩尔舒特凹陷泥岩孔隙度与镜质体反射率交汇图

含信息来进一步圈定;参考砂泥岩压实模型,在层速度平面图上将空白相范围内层速度值过分偏离泥岩压实曲线的点剔除,剩余的空白相基本上代表较纯的泥岩区。

3.3 泥岩孔隙度转换

双相介质的孔隙度与层速度之间遵循怀利公式,即

$$\frac{1}{V_{int}} = \frac{\Phi}{V_f} + \frac{1-\Phi}{V_{ma}} \quad (4)$$

式中: V_{int} 为层速度; Φ 为孔隙度; V_f 为流体速度; V_{ma} 为颗粒速度。一般情况下 V_f 和 V_{ma} 的变化远远小于

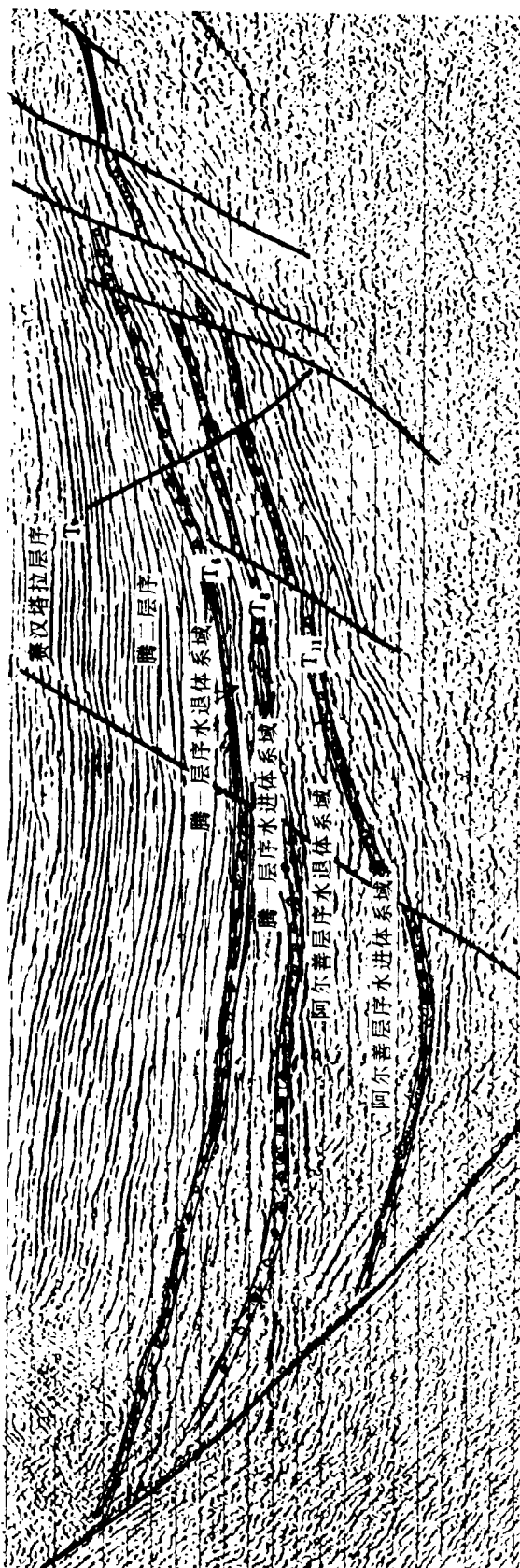


图2 洪浩尔舒特凹陷某地震剖面

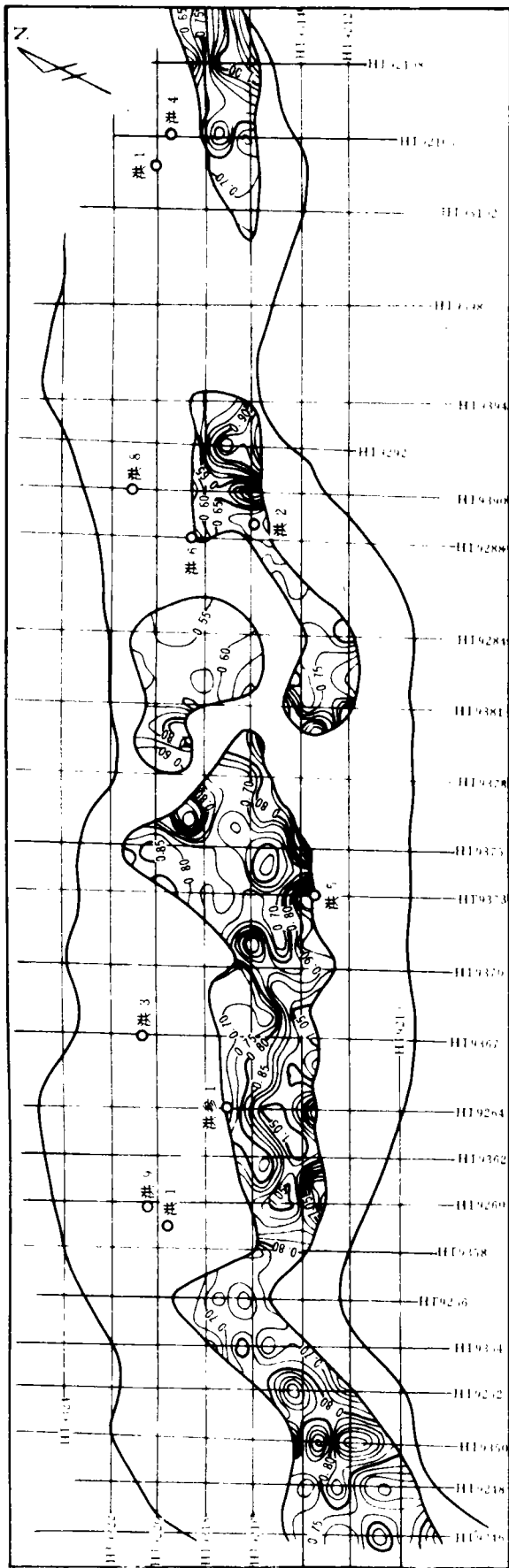


图 3 阿尔善层序水进体系域 R₁ 等值线平面图

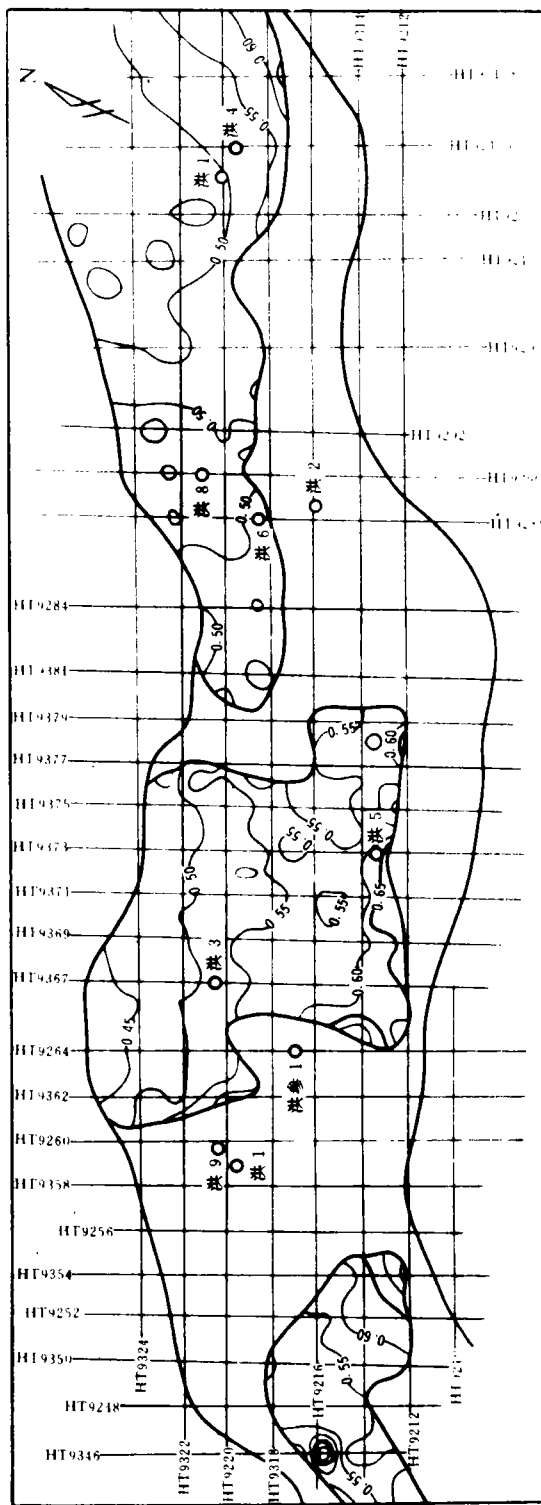


图 4 腾一序层水进体系域 R₁ 等值线平面图

V_{in} 的变化,故可将它们视为常数。 V_f 可取为 1500m/s, V_m 取值为 5500m/s。当泥岩段地震层速度确定后,就可由(4)式计算出泥岩孔隙度。

最后,可按(3)式的预测模型,从泥岩孔隙度 ϕ 直接求出镜质体反射率 R° 。

4 预测结果讨论

水进体系域是洪浩尔舒特凹陷下白垩统各层序中泥岩最为发育的层段,应是主力源岩层,故对水进体系域进行了 R° 的预测。

4.1 阿尔善水进体系域 R° 预测结果

从图 4 中可以看出,凹陷内 3 个次洼的大部分地区有机质均已成熟($R^\circ > 0.65$),而且在中洼的西部(洪参 1 井附近) R° 超过 1.0,这与先前的认识是一致的,值得注意的是,图 3 揭示了过去未知的现象。

(1)洪 6 井西侧的源岩并未成熟,它的油源只能在南部的次洼,即中洼的东部,而该地区 R° 一般小于 0.9,成熟度远远低于中洼西部,因此洪 6 井区附近斜坡的油气聚集程度可能偏低。

(2)凹陷东洼(洪 4 井区)范围虽小,但有机质演化程度却不低, R° 达 1.0,故在东洼成熟生油岩的周围可望找到较丰富的油气。

(3)西洼(洪 1 井以南)有机质成熟度也不低, R° 在 0.7~0.85 之间,面积比东洼还大,目前尚未钻探,有利的生油条件应该引起钻探部署的重视。

4.2 腾一层序水进体系域 R° 预测结果

图 4 表明该层段基本上未达到成熟阶段,在 3

个次洼中 R° 均小于 0.65。该层段钻探部署须慎重。

5 结论

(1)洪浩尔舒特凹陷泥岩孔隙度与镜质体反射率之间存在幂函数关系,这种关系是地震资料预测镜质体反射率的基础。

(2)从反射剖面中空白地震相的层速度获得泥岩孔隙度后,可利用上述幂函数关系编制 R° 等值线图。

(3)阿尔善层序和腾一层序水进体系域的镜质体反射率等值线平面图定量圈定成熟烃源岩范围,能为油气综合评价提供重要依据。

参 考 文 献

- 1 张厚福等. 石油地质学. 北京:石油工业出版社,1989
- 2 Schmoker J W. Empirical relation between carbonate porosity and thermal maturity an approach to regional porosity, *AAPG Bull.*, 1984, 67(4):1697~1903
- 3 Schmoker J W *et al.* Sand porosity as a function of thermal maturity, *Geology*, 1988, 16(11):1007~1010
- 4 Hayes J W. Porosity evolution of sandstones related to vitrinite reflectance. *Organic Geochemistry*, 1991, 17(2):117~129
- 5 刘雯林等. 应用层速度解释岩性的限制. 石油地球物理勘探, 1992, 17(1):60~65
- 6 刘震等. 陆相断陷盆地地震相解释专家系统. 石油地球物理勘探, 1992, 27(2): 261~269

(收稿日期:1996年6月17日)

(下转 381 页)

GEOCHEMICAL PROPERTIES OF CRUDE OIL IN ZANG 1 WELL, LUPOLA BASIN, NORTHERN TIBET

Lu Yaping

*(Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongnan Bureau
of Petroleum Geology, MGMR, Changsha 410117)*

Shao Zhibing Bai Senshu

(Central Laboratory of Petroleum Geology, MGMR, Wuxi 214151)

Abstract

Zang 1 Well is the well where the first commercial oil and gas discovery in Lupola basin was located. Geochemical study shows that its crude oil is essentially conventional oil characteristic of high wax and low sulfur; chemically it is classified as intermediate aromatics; and its source materials include alga and higher plants, ranging from sapropelic to humic—sapropelic types; its original depositional environment is salt lake basin. Basically the evolution of crude oil reaches to low—mature stages; and waterwashing and oxidation with a relative weak biodegradation are considered as the main epigeneses.

(上接 376 页)

SEISMOLOGIC PREDICTION OF THERMAL MATURITY OF LOWER CRETACEOUS IN HONGHOLSHUT DEPRESSION

Liu Zheng Sun Qiang

(Petroleum University, Beijing 102200)

Wu Yaohui

(Huabei Petroleum Administration)

Abstract

There is a close relation between the porosity and vitrinite reflectance (R_o) of kerogen in the mudstones of Bayanhua Group, lower Cretaceous in Hongholshut depression. By a correlation, it is found that the relation between the porosity and vitrinite reflectance is most closely approximating to a power function. Based on this power functional relation, porosity was converted from the seismic velocity of mudstones, then the vitrinite reflectance was calculated from the porosity, finally to delineate the immature and mature areas for the main hydrocarbon source rocks in the sag, and provide evidences for the selection of near-source targets. The method that measures organic thermal maturity directly from seismic information is of great value for areas with lower exploratory levels, especially for the basins with sparse well drillings.