

苏北东台坳陷地温与油气的关系

费富'安 刘培华

(江苏石油勘探指挥部)

地温是控制石油生成及其演化的主要因素之一。近十多年来国内外石油地质工作者都十分重视地温的研究,发现好多地区油气田的分布与一定的地温异常有关。所以研究含油气盆地的区域地温特点,对认识成油规律、石油区域远景评价和指导油气勘探都具有一定的意义。

苏北盆地是印支—燕山期发育形成的中—新生代断陷盆地,其中沉积了厚约5000米的第三系陆相碎屑岩,由下而上分为泰州组、阜宁组、戴南组、三垛组和盐城组。经勘探证实主要生油层厚达1400多米。其中以阜二段、四段的黑色泥岩最好。目前已在阜一段、阜二段、阜三段、戴一段、戴二段、垛一段和垛二段获得工业油气流,并圈定了真武等十多个油气田。

本文收集了苏北东台坳陷55口井的地温资料(其中大部分是试油井和油井的地温资料,少部分是电测井地温资料),进行了整理、计算。试图通过对地温资料的分析研究,结合地球化学分析资料和区域地质情况,讨论生油岩的演化、生油门限值,以及对含油气远景评价和预测,提出初浅的看法。

一 地温异常的分布特点

本文收集的地温是石油探井、试油井和采油井所测的地层温度,这些地温不能代表地层的真正温度,因此需要进行校正。我们按浅川忠的修正地层温度的公式¹⁾求得:

$$TBHP = 1.31 (TES - 15^{\circ}\text{C}) + 15^{\circ}\text{C} \quad (1)$$

(TBHP是校正后的地层温度, TES是实测地层温度, 1.31是校正系数, 15°C是本地年平均地面温度)

地温梯度是地下等温面的法线向地球中心方向上单位距离内的温度所增加的数值。可按下列公式求得:

$$G = \frac{T - T_0}{H} \quad (2)$$

(G是地温梯度, T是地层深度H处的温度, H是地层的深度, T₀是平均地表温度)。或用实测地温梯度乘上(1)式校正系数1.31, 即可求得(表1)。

1) 浅川忠, 1979, 泥质岩—碳酸盐岩沉积阶段和油气的生成、运移、聚集与压实特征之间的关系。石油地质实验, 第4期。

苏北东台坳陷地处北纬 $32^{\circ}30'$ — $33^{\circ}30'$ ，气温变化较大，根据南京气象台 1975 年 1 月出版的江苏气象资料，将苏北东台、兴化等七个地区累计近 20 年实测气温资料的平均值 14.6°C (约为 15°C)，作为本区年平均地面温度 (表 2)。

表 1 东台坳陷地温数据表

地 区	井 号	井 深 (米)	实 测 值		校 正 值	
			地 温 $^{\circ}\text{C}$	地温梯度 $^{\circ}\text{C}/100\text{米}$	(按 浅 川 忠 方 法) 地 温 $^{\circ}\text{C}$	地温梯度 $^{\circ}\text{C}/100\text{米}$
金 湖 凹 陷	东60	1200	60	3.78	73.95	4.95
	东64	1100	56	3.76	68.71	4.92
	苏93	1300	54	3.03	66.1	3.97
	苏102	1600	68	3.34	84.34	4.37
	天深4	2300	71	2.45	88.36	3.21
高 邮 凹 陷	真 3	2450	85	2.87	106.7	3.76
	苏58	1800	63	2.69	77.88	3.52
	苏61	2200	75	2.75	93.6	3.60
	苏60	1600	58	2.71	71.3	3.55
	永2—1	1100	44	2.67	52.99	3.50
	永 7	2950	90	2.56	113.25	3.34
	苏42	1500	58.5	2.79	89.37	3.56
溱 潼 凹 陷	苏63	1800	68	2.97	84.43	3.88
	苏20	2400	80	2.73	100.15	3.56
	苏38	3000	105	3.02	132.9	3.95
	苏115	2700	91	2.83	114.46	3.70
	苏65	2580	89	2.88	119.4	3.78
	苏59	2800	102	3.12	128.79	4.08
	东 3	1620	65.5	3.14	81.16	4.11
博 镇 凸 起	苏111	1250	48.49	2.71	58.87	3.54
	苏21	1200	61.7	3.93	76.18	5.13
	镇 4	2500	98	3.34	123.73	4.37
泰 州 凸 起	东 1	1920	96.5	4.27	121.77	5.58
	苏87	1250	68	4.27	84.43	5.59
	苏103	2800	101.8	3.11	128.7	4.08
	苏135	800.45	46.5	3.98	56.27	5.21
	泰 4	654	46.5	4.88	56.27	6.37

表2

气象台名称	统计时间(年)	年平均温度
大丰县	1958—1972	14.4°C
东台县	1953—1972	14.3°C
宝应县	1957—1972	15.0°C
兴化县	1957—1972	14.6°C
高邮县	1954—1972	14.7°C
泰州市	1955—1972	14.8°C
扬州市	1956—1972	14.6°C
平均		14.6°C

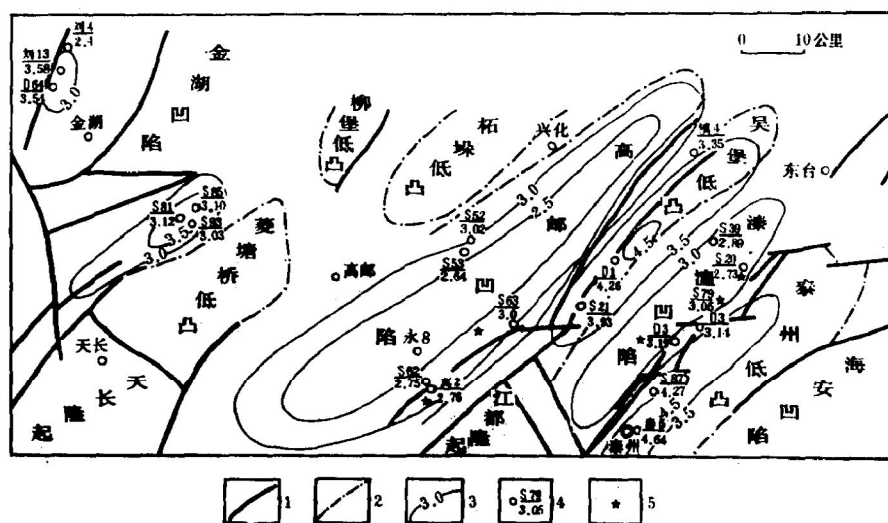


图1 东台坳陷等地温梯度分布图(未经校正等地温梯度值)

1. 断层 2. 构造线 3. 等地温梯度线 4. 井位地温点 5. 油气田

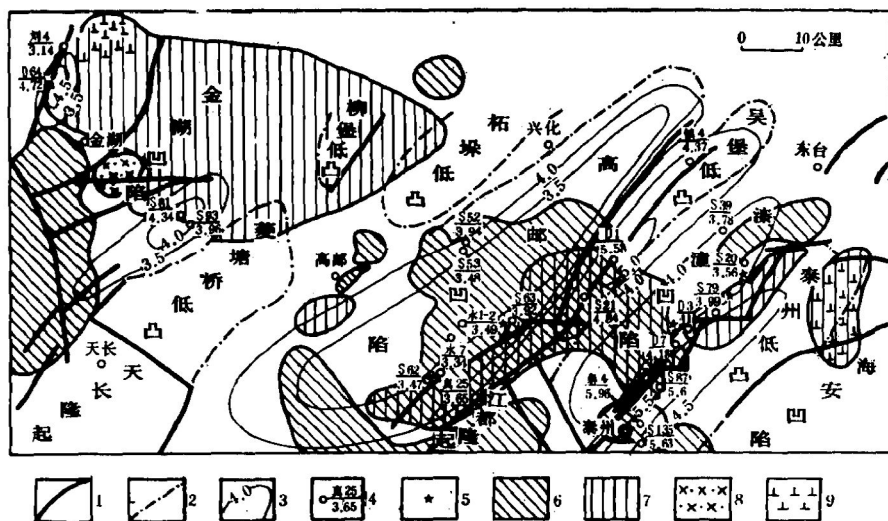


图2 东台坳陷等地温梯度与火成岩分布图(经校正后等地温梯度值)

1. 断层 2. 构造线 3. 等地温梯度线 4. 井位地温点 5. 油气田 6. 上第三系玄武岩 7. 下第三系玄武岩 8. 辉绿岩 9. 安山岩

东台坳陷地温异常的分布基本上受北东向的区域构造和大断裂所控制。等地温梯度异常线和区域构造线是一致的（图1、2）。

图1和图2分别是实测的和校正后的等地温梯度分布图。由二图相比，可知校正后地温梯度比实测的地温梯度约高 $0.8-1.0^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ ，但其分布特征是一致的。

在图2上可以明显看出，吴堡—博镇凸起、泰州凸起上的地温梯度高达 $4.5^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ 以上，最高可达 $6.0^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ ；在断阶带（如泰州大断裂带）和斜坡枢纽带（如金湖刘庄构造）地温梯度一般在 $4.0-4.5^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ ；而凹陷中心的地温梯度一般低于 $3.5^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ ，可见地温异常的分布基本上受基岩起伏和大断裂控制。讨论如下：

地温异常受基岩起伏控制，新生界广泛分布于东台坳陷内，其基底由古—中生界组成，由于基岩和盖层的热传导性能不同以及基岩埋藏深浅不同，可形成凸起区和凹陷区的地温差异。由布格重力与等地温梯度图（图3）可知，等地温梯度最小值与布格重力最小值的位置一致，同处于凹陷的中心；地温梯度的高值带与布格重力线密集带相吻合，同处于凸起区。由此可见，基岩起伏控制着地温异常的分布。

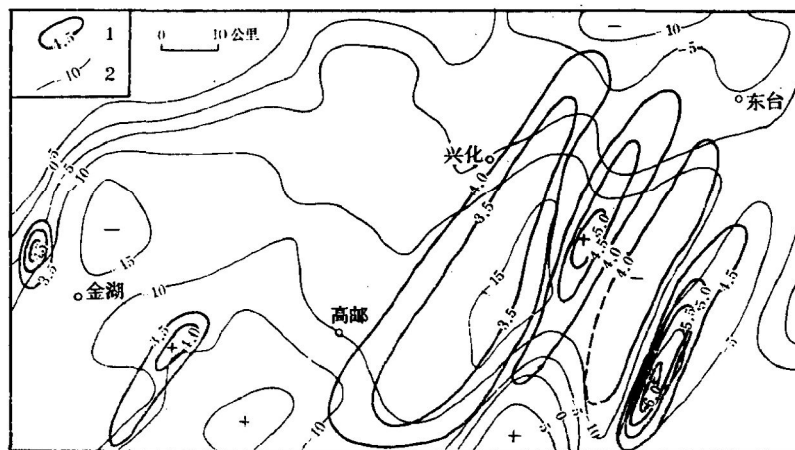


图3 东台坳陷布格重力与等地温梯度图

1.等地温梯度线 2.布格重力线

地温异常受断裂活动控制：大断裂带和断层带常常是地下热能的良好通道，因此在一定的范围内、一定的程度上影响着地温异常的分布，尤其是继承性长期活动的大断裂影响极大。东台坳陷内控制地温异常分布的大断裂主要是邵伯—草埕大断裂和泰州大断裂，它们附近的地温梯度较高，达 $4.0^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ 左右（图2）。

岩浆活动对地温异常的影响不显著：东台坳陷中，喜山期岩浆活动可分为早第三纪、晚第三纪和第四纪三期，其中，第一期最强烈，后两期较弱。图2表明，无论是在单期岩浆活动区，或在多期岩浆活动区中，地温梯度较之其它地区均无明显增高的现象。可见本区的岩浆活动对地温的影响不大。从史家堡、三垛等构造早第三纪的玄武岩、辉绿岩中含油亦说明了这点。尤其是对生油来说影响更小。因对生油起作用的温度是长期性的、持续性的地温。而岩浆活动的影响，即使有也是暂时性的或局部性的，不起主导作用，仅起一些加速作用而已。

二 地温与生油岩的演化

众所周知,油气的性质和数量,是由其母岩的“干酪根”的性质和在地温作用下所经历的演化程度所决定,烃类形成的速度随生油岩埋藏深度(温度)而变化,埋藏浅的地温低,烃类形成速度低;只有达到并超过一定的门限值(门限温度或门限深度),烃类才大量的形成,进入成油主带;在更大的深度(温度)上开始出现热裂化气,而进入成气主带。

苏北东台坳陷中,主力生油层为阜宁组二段和四段的暗色泥岩,根据对本区生油岩各项地球化学分析资料的研究,可将其演化过程分为三个阶段:

未成熟阶段:深度小于2000米,相应的温度小于90.6°C。在此阶段,“干酪根”脱氧为主,生成CO₂和H₂O,形成烃类的作用是很微弱的,因此岩石中烃类含量低,且不成熟。表现在沥青“A”族组份中非烃含量很高,一般大于70%;烃类和沥青质含量低,烃含量一般小于200PPM;饱和烃一般不超过20%;转化效率低,烃/C_{有机}一般小于2.0, A/C_{有机}一般小于5.2,饱和烃/芳香烃一般小于3(表3、图4);正构烷烃的OEP值一般都大于2;相对轻组份与重组份之比 $\frac{C_{21}+C_{22}}{C_{28}+C_{29}}$ 多小于2;正构烷烃碳数分布曲线图上(图5)各碳数峰值连线呈多峰锯齿型,主峰碳陡峭,偏于高碳部位,一般在C₂₇;红外光谱中明显存在含氧基团C—O—OH、和R—O—R(1000cm⁻¹—1300cm⁻¹)的特征吸收峰,而稠环芳核上740cm⁻¹、810cm⁻¹、860cm⁻¹处的特征吸收峰均无明显的峰值出现,表明其芳核上,三类氢原子相对贫乏,缩合程度低(图6);810cm⁻¹/740cm⁻¹芳烃结构指数(ASI)一般都小于0.8。总之,在这阶段由于生油岩埋藏浅,温度较低,岩石中有机质未能得到充分的转化。

低成熟阶段:埋藏深度在2000—3200米,相应的温度为90.6—136.2°C。在此阶段由于生油岩深埋,并已达到一定的温度,干酪根裂解形成大量的沥青“A”,烃含量、饱和烃、沥青质含量明显增加,非烃含量迅速减少,转化效率也明显增加;正构烷烃的

表3 东台坳陷生油岩地球化学分析数据表

井深 (米)	项 目	有机质含量			族 组 份				转 化 率			正 构 烷 烃			红外光谱		样 品	
		C ⁺ %	A %	烃 %	饱和 烃%	芳香 烃%	非烃 %	沥青 质%	烃/C %	A/C %	饱和 烃和 芳香 烃	主峰 碳	OEP	C ₂₁ +C ₂₂ C ₂₈ +C ₂₉	810 cm ⁻¹ 740 cm ⁻¹	1380 cm ⁻¹ 740 cm ⁻¹	编 号	数 量
1170		0.87	0.011	0.0028	14.9	10.90	73.40	0.80	0.34	1.3	1.4	C ₂₇	2.8	1.4	0.65	1.35	1	2块
1505		1.11	0.025	0.0056	15.13	7.24	75.57	2.00	0.51	2.3	2.1	C ₂₇	2.0	1.4	0.75	1.40	2	2块
2078		1.15	0.06	0.023	30.06	9.94	58.0	4.00	2.0	5.2	3.0	C ₂₃	0.97	3.4	0.80	1.38	3	4块
2505		1.05	0.11	0.052	39.13	8.0	48.04	5.01	4.8	10.5	4.9	C ₂₁	0.98	3.9	0.83	1.10	4	4块
3000		1.20	0.09	0.055	50.20	11.0	35.0	3.80	4.6	7.5	4.6	C ₂₁	1.01	3.6	0.87	1.00	5	4块
3210		1.30	0.09	0.050	45.84	10.19	40.49	3.48	3.8	6.9	4.5	C ₂₁	1.0	3.7	0.86	0.98	6	3块

• 有机碳

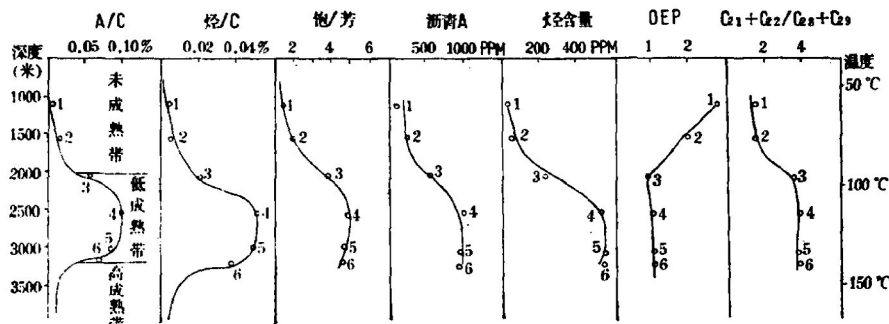


图4 有机地化指标纵向分布图

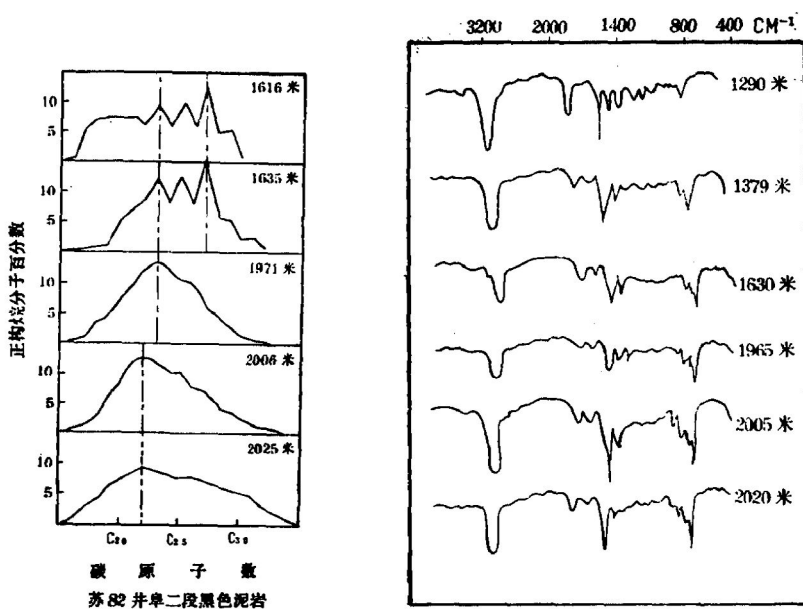


图5 碳原子数

图6 苏82井阜二段黑色泥岩芳烃红外光谱

OEP值下降到1左右,主峰碳位置偏向低碳,一般在 C_{22} ;图谱中各碳数峰连线呈园滑线型(图5);红外光谱中,含氧基团的特征吸收峰明显消失, 740cm^{-1} 明显增加,并大于 810cm^{-1} 峰,更大于 860cm^{-1} 峰,芳烃结构指数(ASI)在0.8—0.9,取缩比在1左右。说明随着温度的增加,沥青中脂肪族侧链逐渐断掉,夺取了氢原子而进一步形成烃类,并进一步缩合成更大分子量的化合物。可见本区的生油岩在这一阶段开始大量生成石油。

高成熟阶段:深度在3200—4000米,其相应温度为136.7—166.6℃。此阶段由于资料少,其深度界限为推测的。当深度大于4000米(地温高于166.6℃)时,岩石中沥青“A”的烃类开始减少,说明由于液态烃进一步裂解而形成气态烃,进入生气阶段。

三 生油门限值的讨论

上述演化过程表明,只有生油岩深埋并达到一定的温度时才大量生油。对年代相同的生油岩来说,生油门限温度基本上是相同的。年代越老,所需要的门限温度越低;年

代越新,所需要的门限温度越高。因此温度和时间在某种意义上来说是互为补偿的。

但是,对生油岩的演化来说,重要的不是地层的绝对年代,而是它所处生烃温度下的时间长短。例如,一个时代相同的生油层,由于上覆沉积盖层厚、薄的不同(即该生油层所处的位置不同,如位于盆地坳陷区或隆起区和斜坡带),它处在生烃温度下经受热演化的有效反应时间长短不同。则盖层薄者经受的有效反应时间短,生成的烃量就少或微,甚至未成熟;反之,盖层厚者经受的有效反应时间长,生成的烃量就多。

据东台坳陷生油岩有机地化资料的计算整理,通过作图求得的实测生油门限深度大约为2000米,又据10个油田55口井的平均地温梯度为 $3.8^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ (校正后的),按公式(2)求得生油门限温度为 90.6°C 。

坳陷内各次一级凹陷,由于它们所处的部位不同,基岩埋藏的深浅不同以及所经历的各种构造运动也不尽相同,因此在地温梯度上亦表现出略有差异,所以反映在生油门限温度上也略有出入。但基本上均在 90°C 上下(表4)。

表4

地 区	平均地温梯度	观 测 井 数	生 油 门 限 温 度		生 油 门 限 深 度	
			上 限	下 限	上 限	下 限
金湖凹陷	$4.0^{\circ}\text{C}/100\text{米}$	8	86.6°C	166.6°C	1800米	3800米
高邮凹陷	$3.6^{\circ}\text{C}/100\text{米}$	35	93.8°C	156.1°C	2200米	4200米
溱潼凹陷	$3.8^{\circ}\text{C}/100\text{米}$	12	90.6°C	166.6°C	2000米	4000米

J. 康南¹⁾根据化学动力学法则,认为石油生成过程中的时间和温度的关系是一互为补偿的平衡关系。这种关系符合阿雷厄斯定律,因此J. 康南按上述定律计算了世界上12个盆地的油田资料得出公式:

$$\begin{aligned} \ln t(10^6 \text{年}) &= 6942 \times 1/T - 14.965 \\ \text{或者 } \log t(10^6 \text{年}) &= 3014 \times 1/T - 6.498 \end{aligned} \quad (3)$$

(t 为生油岩时代,本文按中国地质科学院编制1/200万中国地质图的年代表,单位百万年; T 为绝对温度。)

我们对溱潼凹陷新生代沉积埋藏史的实际资料进行了整理,根据微体古生物鉴定成果,相应地求出各组段的地层距今年令,代入公式(3)进行计算。求出各组段地层不同时代的生油门限温度(表5)。

按年令计算阜四段距今约64百万年,阜二段距今约70百万年,代入康南公式求出,阜四段的生油门限温度为 89.96°C ,阜二段生油门限温度为 88.26°C 。

采用校正后的平均地温梯度 $3.8^{\circ}\text{C}/100\text{米}$,求得生油门限深度:阜四段为1983米,阜二段为1938米。

如果采用实测平均地温梯度 $3.0^{\circ}\text{C}/100\text{米}$,则求得的生油门限深度:阜四段为2512米,阜二段为2455米。

1) J. 康南, 1974, 石油生成过程中的时间温度关系。石油勘探与开发《石油成因译文集》1978 增刊。

表5 溱潼凹陷各组段生油门限值计算表

地 层 时 代	距 今 年 令 (百万年)	层 位	最 大 厚 度 (米)	生油门限温度 (°C)	生 油 门 限 深 度 (米)	
					按公式(2)校正 地温梯度3.8°C/100米	实 测 地温梯度3°C/100米
全新世	2	Q	216	170.30	4097	5200
上新世	12	N ₃ ²	840	124.78	2900	3673
	25	N _y ¹	720	108.71	2477	3137
渐新世	40	E _s ²	616	99.10	2224	2817
始—古新世	47	E _s ¹	423	95.91	2140	2710
	53	E _d ²	256	93.58	2078	2633
	60	E _d ¹	234	91.19	2016	2553
	64	E _f ⁴	258	89.96	1983	2512
	66	E _f ³	320	89.53	1972	2492
	70	E _f ²	370	88.26	1938	2455
	74	E _f ¹	800	87.22	1911	2421
	80	E _t	400	85.77	1873	2372

表6

采 用 方 法	地温梯度(校正后)	生 油 门 限 温 度	生 油 门 限 深 度
实测地化资料作图	3.8°C/100米	90.6°C	2000米
康南理论公式	3.8°C/100米	89.96°C	1983米

从表6中看出,用地化资料作图和用公式(3)计算所求得生油门限值基本相符。这不是偶然的巧合,说明通过地化资料求得生油门限值是确实可信的,可供应用。同时,也说明用康南的理论公式来计算苏北生油门限值也是行之有效的。

如果采用未经校正的地层实测温度(或地温梯度)所求得生油门限温度为74.6°C,则与用公式(3)计算的生油门限温度(89.96°C)相差较大(约差15°C之多),说明生油层的古地温比现地温要高。

这次我们对实测地温采用浅川忠的方法进行了校正。对上述两种计算生油门限值的结果进行比较,无论是用生油岩实测地化资料推测的门限深度(2000米)求得的门限温度(90.6°C),或是用康南公式计算的生油门限温度(89.96°C),来计算生油门限深度(1983米),其结果是一致的。说明实测地温必需经过校正才能反映地层真正的古地温;同时也证明了用浅川忠公式校正地温后求得生油门限值是可靠的,该式适用于本区生油门限值的计算。

四 根据生油岩“熟圈”的概念预测和评价含油气远景

通过上述讨论,确认本区生油岩“成熟”,生成石油的温度界于90—166.6°C之间

(即“熟圈”)。根据公式(2),可以推算出石油生成的深度,或根据深度与地温梯度的线性关系求出其深度范围。由于本区各凹陷的地温梯度略有不同,因此反映在石油生成的深度范围上也不同(图7)。东台拗陷内,生储油层系紧密配套,可以认为无大规模的长距离运移。假定目前的温度代表了生油层阜二、四段曾经历的最高温度,则可计算出油气生成和破坏的临界温度或深度(图7和表7)。

从图7看出溱潼凹陷ZZ构造的石油生成的深度为2016—4064米;而西部金湖凹陷LZ构造的生油深度为1714—3455米。其它地区或油田则有不同的生油深度范围,这些不同的深度范围代表了含油远景的深度范围,由此可预测深部地层的含油气远景及确定应钻遇的深度。例如高邮凹陷,目前所钻深度均未超过4000米,仅钻至戴南组的深度,而对于阜宁组的油层尚少钻遇,根据“熟圈”阜宁组生油深度范围为2200—4200米(即93.8—156.1°C),

则至少需要超过4200米才能钻到阜宁组油层,按其地温梯度分布(图2)推测在凹陷中部可能大约在5000米深度才能钻到阜宁组油层,这就说明在深部还有很大的含油气潜力。尤其是勘探程度较低的海安凹陷,如能获得地层的温度资料,也可以根据“熟圈”计算出生油层温度范围的生油深度,为进一步拓展石油勘探工作提供参考依据。

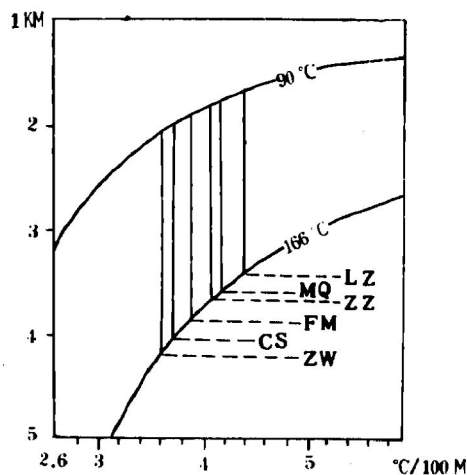


图7 东台拗陷不同构造理论上予测的含油气远景

注: LZ 等代表不同的含油构造

表7

地 区	地 温 梯 度 °C/100米	生 油 门 限 深 度 (米)	
		上 (温度 90°C) 限	下 (温度 156.1°C) 限
金 湖 凹 陷	4.40	1714	3455
	4.17	1808	3645
高 邮 凹 陷	3.56	2118	4270
	3.88	1943	3918
	3.60	2094	4222
	3.63	2077	4187
溱 潼 凹 陷	3.78	1995	4021
	4.08	1848	3725
	4.10	1839	3707
	3.54	2130	4294
	3.74	2016	4064

其次,在超过“熟圈”范围(即超过156.1°C)尚有大量的热解天然气和凝析油存在,因此东台拗陷的深部还有大量的油气潜量,尚待寻找。

另外, 经勘探证实, 东台坳陷大多数油气田都位于地温梯度为 $3.5-4.0^{\circ}\text{C}/100$ 米的异常区。说明油气的分布与地温关系十分密切, 我们认为本区的上述异常区, 是油气富集最有利的地区 (图2)。如溱潼凹陷南部断阶带地温梯度大约在 $3.5-4.0^{\circ}\text{C}/100$ 米, 是该区油气富集最有利的地带。

本文编写过程中孙贤恺同志提供了井温资料, 特此致谢。

(收稿日期 1980年6月9日)

主要参考文献

- [1] 汪维安、杨淑贞, 1979, 油田区的地温研究, 国外地质, 第1期。
- [2] 古地温与油气勘探, 国外地质, 1979, 第8期。
- [3] Nwachukwu, S.O., 1976, Approximate geothermal gradients in Niger Delta sedimentary basin, AAPG. Bull. Vol. 60. No. 7.

THE RELATION BETWEEN PETROLEUM AND GEOTHERM IN THE DONGTAI DEPRESSION, NORTHERN JIANGSU

Fei Fuan Liu Peihua

(The Petroleum Exploration Headquarters of Jiangsu Province)

Abstract

In this paper, theoretical calculations of the geothermal data on 55 wells in the Dongtai depression are made. The results obtained are identical to those obtained from measurements of the organic geochemical evolution. It has been established that the range of the threshold temperatures for oil generation in the area is between $90-166^{\circ}\text{C}$ (i.e. mature sphere), and found that the distribution of the oil-gas fields in the area is closely related to the anomalous area with geothermal gradients ranging from $3.5-4.0^{\circ}\text{C}$ per 100M. This shows that the anomalous area is the most favourable area for oil-gas concentration.

The threshold oil-generating depths calculated from the above-mentioned threshold oil-generating temperatures in the area are between 2000 and 4000M. The prediction and evaluation of the oil-gas prospects in the area show that there seem to be still considerable potential oil and gas within the threshold depths in the area that have not been struck by drill holes and that large amounts of condensing oil and gas below the threshold depth remain to be discovered.