

文章编号: 1001 - 6112(2006)01 - 0085 - 06

大港油田注水开发过程中 油藏参数变化规律分析

郭莉¹, 王延斌¹, 刘伟新¹, 张春雷², 刘卫林³, 刘天鹤³

(1. 中国矿业大学, 北京 100083; 2. 北京中恒利华
石油技术研究所, 北京 100101; 3. 大港油田公司研究中心, 天津 300280)

摘要: 对大港油田高孔高渗和中孔中渗 2 种类型油藏进行注水前后油藏参数变化规律研究后发现, 油藏经过长期注水开发后, 高孔高渗油藏粘土矿物和胶结物含量减少, 溶蚀孔隙增多, 整体表现出储层孔喉增大、物性变好的趋势; 而中孔中渗油藏大部分储层呈现喉道堵塞、孔喉减小、物性变差趋势。2 类油藏注水开发后, 微观和宏观非均质性都有所增强, 储层润湿性向强亲水方向转化, 原油性质也表现出变差趋势。该项研究对高含水油藏的后期开发具有重要的指导意义。

关键词: 注水开发; 油藏参数变化; 孔隙结构; 非均质性; 大港油田
中图分类号: TE34 **文献标识码:** A

注水开发是目前常规砂岩油藏普遍采用的二次采油方式。水的注入可以补充因地层水采出而造成的亏空, 有效维持地层压力, 进而可以提高采油速度和采收率。但是水的注入也会对油藏产生一定的改造作用, 使油藏的一些特性或者参数如储层非均质性、储层润湿性、孔隙度和渗透率、储层微观孔隙结构以及储层中的流体性质等发生变化^[1]。油藏参数的变化对油藏的开发效果会产生很大的影响, 例如油藏开发早期确定的注采方式和相应的注采参数经常不再适合于油藏高含水期的开发。所以在油藏进入高含水期之后, 开发调整方案的制定必须充分考虑到油藏参数在长期注水开发过程中的变化。注水开发过程中油藏参数变化规律及其变化机理的研究, 是油藏进入高含水期之后地质模型重建、注采关系合理化调整以及注采参数优化等研究的一项重要内容。

大港油田港西开发区和官 104 断块都属于陆相

碎屑岩油藏, 为河流相沉积, 以细砂岩储层为主。港西开发区为高孔高渗(平均孔隙度 31%, 渗透率 $854 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 官 104 断块为中孔中渗(平均孔隙度 19.2%, 渗透率 $298 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 分别进行了 30 年和 11 年的注水开发。通过室内化验分析、注水模拟实验、测井、测试及开发动态资料的研究, 运用相似结构分析、对子井分析、单井历史分析、参数相关分析等研究方法, 研究了 2 个油藏注水前后油藏参数的变化规律, 并从机理上分析影响油藏参数变化的因素。

1 储层宏观特征变化

1.1 储层宏观非均质性的变化

注水开发过程中, 储层宏观非均质性变化较为明显。通过港西开发区和官 104 断块注水前后储层层内和层间非均质参数的对比分析(表 1)发现, 注水开发后大部分水淹层的层内和层间变异系数都比

表 1 注水前后层内、层间非均质性参数变化

Table 1 Changes of intraformational and interformational heterogeneity before and after water flooding

	港西开发区				官 104 断块			
	层位	注水前	注水后	变化值	层位	注水前	注水后	变化值
层内变异系数	Nm ⁹	0.55	0.93	0.39	枣 ²⁺³	1.01	1.07	0.06
	Nm ⁷	0.62	0.67	0.05	枣 ¹	0.40	1.08	0.68
	Ng ¹	0.68	0.72	0.04	枣 ³	0.52	0.91	0.39
	Ng ³	0.93	1.03	0.10	枣 ⁴	0.80	1.08	0.28
平均值		0.70	0.84	0.14		0.68	1.03	0.35
层间变异系数	Nm	0.71	0.92	0.21	枣	0.73	0.51	-0.22
	Nm	0.78	0.86	0.08	枣	0.63	0.52	-0.11
平均值		0.81	0.99	0.18		0.68	0.52	-0.16

收稿日期: 2005 - 05 - 12; 修订日期: 2005 - 12 - 09。

作者简介: 郭莉(1973 -), 女(汉族), 四川富顺人, 在读博士生, 主要从事开发地质、油藏描述等研究工作。

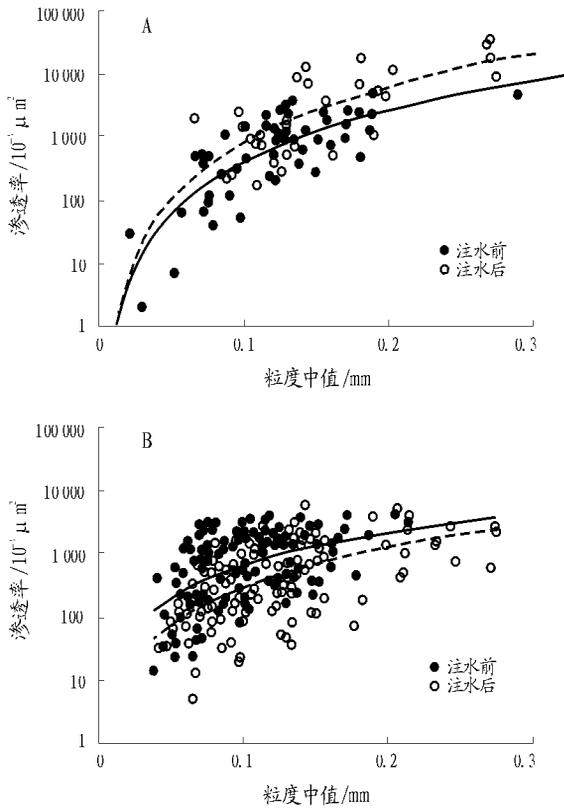


图 1 港西开发区和官 104 断块注水前后渗透率变化
A. 港西开发区;B. 官 104 断块

Fig. 1 Changes of permeability before and after water flooding in the Gangxi area and the Guan 104 block

未水洗层大,说明大部分储层在注水后层内和层间非均质性都有所增强。也有少部分储层的非均质性减弱,变异系数减小,例如官 104 断块水淹后储层的层间变异系数减小,主要是由于该油藏开发过程中采取了卡堵水、调剖等“控水稳油”的开发措施,使层间矛盾有所缓解。

1.2 储集物性的变化

根据水淹前后密闭取心井的岩石物性对比分析发现,研究的 2 个油藏具有明显不同的变化趋势。与相同层位、相同沉积微相、粒度中值接近的邻井油层对比,水洗后高孔高渗的港西开发区储层的物性整体表现出变好的趋势,而中孔中渗的官 104 断块储层物性普遍变差。从注水前后渗透率与粒度中值关系(图 1)看,注水后港西开发区渗透率最高可增大 2~3 倍,而中孔中渗的官 104 断块渗透率整体表现出降低的趋势。

1.3 储层润湿性的变化

根据港西开发区和官 104 断块注水开发早期和中后期的储层润湿性和相对渗透率资料分析对比发现,注水开发后储层都由弱亲水转变为强亲水的特征,表明储层亲水性增强。

2 储层微观特征变化

储层微观特征参数在注水前后的变化,主要是因为注水开发过程中储层微观孔隙结构、粘土矿物含量和赋存状态发生了变化,进而影响到储层的孔隙度、渗透率等参数。储层微观特征的变化在不同类型的油藏中不尽相同。

2.1 孔隙类型的变化

对比港西开发区和官 104 断块的早期取心井和水淹后检查井的岩心图像分析资料发现,注水后储层的溶蚀孔隙明显增多,特别是粒间溶孔更为发育,其面积百分比约增加 5%~15%,另外还出现了特大型孔隙和裂缝性孔隙。

2.2 孔喉特征参数的变化

通过建立孔喉半径参数与粒度中值的关系,可以研究不同岩性在水洗前后孔隙结构参数的变化规律^[1]。从本次研究的 2 个油藏平均孔喉半径与粒度中值的关系(图 2)上可见,注水后高孔高渗油藏平均孔喉半径增大 2~4 μm 左右,而中孔中渗油藏水洗后平均孔喉半径整体减小。

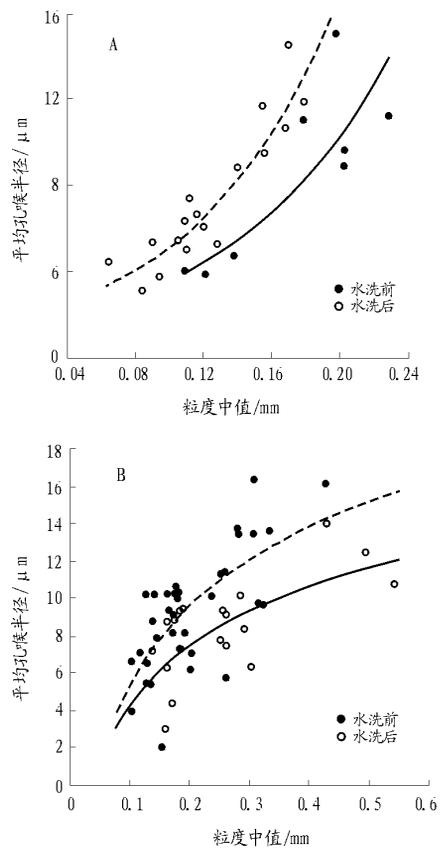


图 2 水洗前后粒度中值与平均孔喉半径的关系
A. 港西开发区;B. 官 104 断块

Fig. 2 Relationship between average radius of porethroat and size median before and after water flooding

表 2 注水前后原油性质参数变化

性质参数	开发阶段	港西开发区			官 104 断块		
		平均值	变化率, %	样品数/ 个	平均值	变化率, %	样品数/ 个
20 原油密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	见水前	0.905 4		65	0.889 6		28
	见水后	0.917 0	+ 1.28	78	0.892 6	+ 0.33	34
50 原油粘度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	见水前	38.34		63	218.37		28
	见水后	62.01	+ 61.74	78	271.77	+ 24.45	34
初馏点/	见水前	127.0		51	140.8		23
	见水后	165.0	+ 29.92	78	156.7	+ 11.32	34
凝固点/	见水前	6.5		62	37.3		28
	见水后	5.8	- 0.70	78	38.2	+ 2.49	34
含蜡量, %	见水前	10.17		46	21.96		26
	见水后	10.32	+ 1.38	38	21.54	- 1.91	34
(胶质 + 沥青质) 含量, %	见水前	12.70		46	19.80		20
	见水后	16.20	+ 27.56	10	21.08	6.46	34

2.3 粘土矿物的变化

对注水前后取心井进行粒度分析和电镜观察发现,港西开发区储层水洗后粘土矿物总含量普遍降低,相同沉积微相邻井储层水洗后泥质含量平均减少约 2%~10%;而中孔中渗的官 104 断块水洗后粘土矿物总含量变化不大。

岩心 X 衍射分析表明,注水后储层中粘土矿物相对含量发生了变化。水洗后岩心中高岭石的相对含量比早期取心井有所增大,伊/蒙混层相对含量有所下降。这些变化导致储层的速敏强度有所增强,水敏性减弱^[2]。

3 流体性质变化

3.1 原油性质变化

2 类油藏注水开发过程中原油性质都表现出变差的趋势,即原油密度和粘度增加,胶质和沥青质含量上升,原油初馏点上升(表 2)。其中原油粘度、初馏点和胶质沥青质含量基本都增大 10%~30%,含蜡量和原油密度变化幅度相对较小,变化率都 < 3%。

在注水开发过程中,原油性质参数的变化呈现出一定的阶段性。在油井含水 20% 以前,原油粘度变化幅度较大;含水在 20% 到 80% 之间,变化幅度比较小;在高含水期原油粘度上升较快(图 3)。

3.2 产出水性质变化特征

由于不同油田不同时期注入水性质较复杂,有清水也有污水,因此产出水性质变化也较复杂。港西开发区明化镇组注水后地层水矿化度总体上呈现出降低的趋势,而馆陶组总矿化度却有所上升。官 104 断块地层水矿化度总体上呈现出先降后升的趋势,注水开发初期由于注入水为清水使总矿化度降低,而中后期注入水为污水使总矿化度升高。官 104 断块因注

入水为其它地区的污水,其地层水类型由原始的 NaHCO_3 型变为以 CaCl_2 和 Na_2SO_4 型为主。随着油田的注水开发,水淹程度加大,2 类油藏的镁离子、钙离子含量都有不同程度的上升,但幅度比较小。这说明由于长期的注水冲刷,岩石中部分碳酸盐胶结物发生了溶蚀,但由于其含量本身比较少,所以增加的幅度不大。据取心井资料分析,港西开发区馆陶组平均胶结物含量 17.0%,其中泥质占 51.5%,方解石、白云石、菱铁矿等占 48.5%;明化镇组胶结物含量较高,为 23.3% 左右,其中泥质胶结物占 87%,碳酸盐胶结物非常低。据官 104 断块注水实验分析,注水后方解石胶结物含量由 7.5% 减少为 7.17%,而溶蚀颗粒孔的相对比例增大了 1.9%。

4 油藏参数变化机理

4.1 注入水与岩石和地层流体的相互作用

注入水进入油层后,由于水对粘土矿物的聚散和水化膨胀作用,大孔隙中的粘土矿物被冲散、迁移而随水流带出,使孔隙变得干净、畅通,扩大了喉道直径;另一方面,一些被剥落或冲散的粘土可能在小孔隙中或大孔隙角落中重新聚集,使小孔隙变得更

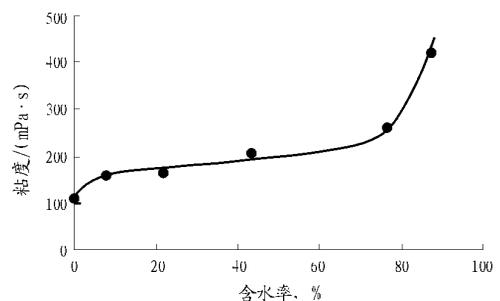


图 3 原油粘度与含水率的关系

Fig. 3 Relationship between oil viscosity and water cut

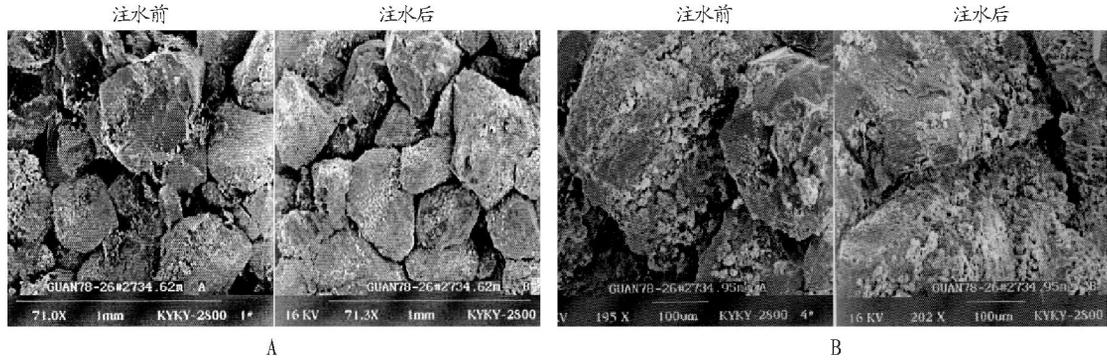


图 4 官 78 - 26 井岩心水驱前后扫描电镜照片对比

A. 中 - 细砂岩; B. 极细 - 细砂岩

Fig. 4 Changes of the cores in Well G78 - 26 under SEM before and after water flooding

小,从而增强了微观非均质性^[3~5]。

对官 104 断块官 78 - 26 井岩心的注水模拟试验和注水前后的环境扫描电镜观察(图 4)发现,中—细砂岩水驱后填隙物含量减少,由 9.5% 减小为 8%;溶蚀孔隙增多,由 12% 增大到 13%;喉道增大,平均孔喉直径由 26 μm 增大到 31.5 μm。而极细—细砂岩水驱后粘土矿物总量有所增多,由 11.5% 增加到 12.5%;喉道更为狭窄,平均孔喉直径由 11.6 μm 减小为 10.3 μm。因此,注入水对岩石填隙物的溶解冲刷导致了注水后高孔高渗储层泥质含量减少,孔喉增大,物性变好;而孔隙喉道相对细小的中孔中渗储层却因粘土杂基的堆积导致泥质含量增多,孔喉减小,物性变差。

另外,注入水对骨架颗粒的侵蚀作用和注入水性质变化对储层的改造作用也会造成储层结构变化。注入水对储层孔道的长期冲洗,会使矿物颗粒受到侵蚀,类似山涧流水对岩石的侵蚀作用。这种侵蚀作用一般发生在大孔道中,结果使大孔道更大,更畅通。另一方面,注入水对储层岩石中酸性和碱性矿物的长期冲刷和溶蚀使储层溶孔发育,增大流动迂曲度,也使高含水后期地层水含盐量增大,导致部分地方发生沉淀作用,其沉淀物堵塞孔喉,使储层孔隙结构更加复杂,物性变差。

4.2 注入水水质对孔隙的影响

港西开发区和官 104 断块的注入水主要为污

水,其中含有多种杂质。注入水水质分析(表 3)显示,注入水中悬浮固体、含油量、还原菌、腐生菌、铁细菌的含量都较高,悬浮物中值粒径也较大。与其对应的注入水水质标准对比,由于港西开发区储层物性好,对注水水质的要求不高,其注入水中悬浮固体和中值粒径、含油量基本合格,还原菌含量超标;官 104 储层物性相对较差,注入水水质标准较严格,而实际注入水其悬浮固体和中值粒径、含油量、还原菌、腐生菌、铁细菌的含量基本都超标,对储层有严重的堵塞作用。因此注入水水质超标是造成中孔中渗的官 104 断块储层物性降低的原因之一,在注水时应严格控制注入水水质^[6,7]。

另外注入水的性质还可引起原油性质的变化。港西开发区采取开放式注水,只是早期以注清水为主,水未经脱氧。因此,注入水所携带的溶解氧或者游离氧,也会使原油遭受一定程度的氧化,原油性质变坏。后来,采取污水回注方式,含氧量比较低,因此,目前氧化作用对原油性质的影响不大。

4.3 注水温压条件的影响

注入水的温度一般比地层水温度低,这种差别所引发的热胀冷缩效应对于油层孔隙的变化是很微小的,只有当注入水温度低于原油析蜡温度,在井底附近地层中产生蜡的沉淀时,会缩小或堵塞油层孔隙喉道。

但注水温度对原油性质的变化影响较大。根据港西开发区测温资料,油层原始地层温度一般

表 3 近几年注入水水质平均值与标准值对比

Table 3 Contrast of the average and standard of injection water quality in recent years

注水站	悬浮固体/ (mg · L ⁻¹)	悬浮物中值 粒径/μm	溶解氧/ (mg · L ⁻¹)	含油量/ (mg · L ⁻¹)	还原菌/ (个 · mL ⁻¹)	腐生菌/ (个 · mL ⁻¹)	铁细菌/ (个 · mL ⁻¹)
港西	实测	17.6	2.175	0.026	29.2	4 975	20 220
	标准	9	3	0.1	15	<25	<1 000
官 104	实测	14.7	2.75	0.011 4	39.2	6 014	30 428
	标准	3	2.5	0.1	5	<25	<100

在 50 ~ 65 ℃, 由于采用常温注水(平均温度约 20 ℃), 二者之间存在一定的温度差。根据油分析资料, 温度由 50 ℃ 下降为 20 ℃ 时, 明化镇组原油密度平均上升 0.022 g/cm³, 馆陶组原油密度平均上升 0.023 g/cm³。因此, 注入水温度与地层温度的差别是造成原油性质变差的重要因素。由于原油粘度对温度的变化反映更加敏感, 在常温注水情况下, 注入水的温度一般大大低于地层温度, 更会造成原油粘度的大幅度增加。

随着油藏投入注水开发, 特别是油井见水后, 原油中的溶解气也会部分转溶于水, 从而使得原油的饱和压力和气油比降低, 也会导致原油密度和粘度增加。

压力对油层的影响主要表现为, 当油层压力发生变化并破坏了其压力平衡后, 就会使岩石胶结强度破坏, 导致岩石物性变化, 产生裂缝或使地层出砂。地层压力不断下降时, 岩石骨架受压增大, 孔隙变小, 这就必然造成油层渗透率下降。因此降压开采的油田, 即使采用注水二次采油, 把压力恢复上去, 但由于油层实际存在一定程度的塑性形变, 所以很难恢复到原来的状态^[2]。

5 结论与建议

5.1 结论

1) 油藏经过长期的注水开发后, 储层非均质性、储层润湿性、孔隙度和渗透率、储层微观孔隙结构以及储层中的流体性质均发生了明显的变化。总体而言, 储层非均质性明显增强, 储层的润湿性趋向于亲水, 原油性质变差。储层的孔隙度、渗透率以及储层的微观孔隙结构在不同类型的油藏中其变化是不相同的。

2) 高孔高渗油藏在注水开发后, 储层的物性整体表现出变好的趋势, 平均孔喉半径增大, 储层泥质

含量和粘土矿物含量均有所减少; 而中孔中渗油藏储层物性普遍变差, 平均孔喉半径整体减小, 粘土矿物总含量变化不大。

3) 油藏参数变化从机理上分析主要是由于注入水对储层的冲刷作用、粘土矿物的迁移和再堆积、注入水与地层流体的相互作用等, 同时注入水的水质和温压条件也是造成油藏参数变化的重要外在原因。

5.2 建议

1) 由于注水开发过程中油藏参数发生变化, 油藏注采关系和注采参数需要根据参数的变化而进行调整, 特别是油藏进入高含水期, 早期的开发方式已经不能适应油藏后期的开发。

2) 在高孔高渗油藏注水开发过程中, 要控制注水压力和注水速度, 采取“温和”注水的策略, 以减少大通道的形成和油层出砂; 而对中孔中渗油藏, 需要严格控制注入水与储层粘土矿物的配伍, 避免粘土矿物的水敏、速敏等造成孔喉的堵塞。

3) 严格控制注入水水质, 特别是对于物性较差的储层, 做好油层保护工作。

参考文献:

- 1 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993. 82 ~ 105
- 2 张绍槐, 罗平亚. 保护储集层技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993. 63 ~ 93
- 3 刘宇红, 吴胜和, 陈亮. 胡状集油田胡十二块注水开发过程中储层动态变化研究[J]. 石油实验地质, 1999, 21(2): 141 ~ 145
- 4 陈清华, 曲志浩, 李继红. 注水开发对孤岛油田储层微观结构的影响[J]. 石油实验地质, 2001, 23(3): 424 ~ 428
- 5 任宝生, 芦凤明. 黄骅凹陷北大港油田唐家河开发区东三段储层精细描述[J]. 石油实验地质, 2004, 26(1): 58 ~ 62
- 6 刘斌, 谈士海, 杨琦. 苏北盆地台兴油田注水水质对储层的伤害和对策[J]. 石油实验地质, 2002, 24(6): 56 ~ 57
- 7 闫育英, 李建容, 黄仁平. 注水开发对储集层孔隙结构的影响[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(2): 54 ~ 56

VARIATION LAW OF RESERVOIR PARAMETERS DURING WATERFLOODING IN DAGANG OIL FIELD

Guo Li¹, Wang Yanbin¹, Liu Weixin¹, Zhang Chunlei², Liu Weilin³, Liu Tianhe³

(1. China University of Mining & Technology, Beijing 100083, China;

2. Beijing Zhongheng Lihua Petroleum Technology Institute, Beijing 100101, China;

3. Research Center of Dagang Oil Field, PetroChina, Tianjin 300280, China)

Abstract: Researches on the variation law of reservoir parameters of both high porosity high permeability

and medium porosity medium permeability reservoirs during water flooding in Dagang oilfield indicate that after long time waterflooding reservoirs show regular changes. In high porosity and high permeability reservoir, contents of clay mineral and cement decrease, dissolution pores increase, pore-throat enlarges and reservoir physical properties are improved. Whereas most of medium porosity and medium permeability reservoirs show the trend that pore-throat reduces and reservoir physical properties become poor. The two types of reservoirs bear similar trends that the microscopic and macroscopic heterogeneity is enhanced, the wettability changes into strong water-wetting and the properties of crude oil become poor. This research is significant in later development of high water cut reservoir.

Key words: waterflooding; variation of reservoir parameter; pore structure; heterogeneity; Dagang oil field

(上接第 84 页)

- | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>3 郭政隆. 镜质体反光率在台湾西部油气探勘的应用[D]: [学位论文]. 台北:台湾大学地质学研究所,1997. 302</p> <p>4 孙立中,杨宗霖,蔡龙. Gini 系数在镜质体反射率量测分析上之应用[J]. 石油实验地质,2001,23(3):338~340</p> <p>5 Davis A. The reflectance of coal[A]. In: Karr C Jr, ed. Analytical methods for coal and coal products[M]. New York: Academic Press Inc, 1978. 27~81</p> | <p>6 Ting F T C. Petrographic techniques in coal analysis[A]. In: Karr C Jr, ed. Analytical methods for coal and coal products[M]. New York: Academic Press Inc, 1978. 3~26</p> <p>7 Lorenz M C. Methods of measuring the concentrations of wealth[A]. 见:高叔康编. 经济学新辞典[M]. 台北:三民书局出版, 1983. 598</p> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

STUDY OF GINI COEFFICIENT ON THE ANALYSIS OF VITRINITE REFLECTANCE MEASUREMENT —A CASE STUDY OF MIOCENE SEDIMENTARY ROCKS OF THE WESTERN TAIWAN

Sun Lichung¹, Yang Chunglin², Tsai Louis L², Kuo Chenglung³

(1. Department of Electric Engineering, Nankai Institute of Technology, Nantou, Taiwan, China;

2. Institute of Applied Geology, Central University, Zhongli, Taiwan, China;

3. Institute of Exploration & Development Research, CPC, Miaoli, Taiwan, China)

Abstract: In order to evaluate the correlation between variance of measured vitrinite reflectance data and Gini coefficient, 34 Miocene sedimentary rock samples were collected from western Taiwan. Their vitrinite reflectance and Gini coefficients were measured and calculated. The good correlation evaluating indicates that the Gini coefficient can be applied as a quantitative index in the variation of vitrinite reflectance measured.

Key words: measurement and analysis; vitrinite reflectance; Gini coefficient; Miocene; the Western Taiwan