

任丘油田雾迷山组碳酸盐岩储层与非储层划分标准

余家仁 潘祖荫*

(华北石油勘探开发设计研究院)

雾迷山组储层非均质程度很高,确定储层与非储层的划分标准,是计算储层有效厚度的一环。据岩样残余油饱和度与孔隙率关系统计,二者大致呈正相关,基本能反映地下油层含油的丰富程度,据此所统计的不含油岩心90%孔隙度 $<2\%$,渗透率 $<1\text{mD}$ 。孔隙度与孔隙均值呈负相关,毛管压力曲线所反映的不具渗透能力的岩样73%孔隙度 $<2\%$,76%的孔隙均值 $>12.3\phi$,对应的喉道直径小于 $0.2\mu\text{m}$ 。电性资料分析,自然伽马 $>3\mu\text{R/h}$ 的岩类,其孔隙度仅1%,渗透率 $<1\text{mD}$ 。利用井下流量将产量小于 1t/d 者视为非储层,统计结果自然伽马 $\geq 3\mu\text{R/h}$,中子伽马 >5.1 条件单位。归纳其划分标准储层下限为孔隙度 $<2\%$,渗透率 $<1\text{mD}$,自然伽马 $>3\mu\text{R/h}$,中子伽马 >5.1 条件单位。

任丘油田的主要储层,为雾迷山组具隐藻结构的硅质白云岩。由于储渗空间非均质程度很高,常有孔缝洞不发育的泥质白云岩存在,根据生产实践,证明系属非储层。而储层的有效厚度,是容积法计算储层的重要参数之一,因此储层非储层的划分,是确定储层有效厚度的重要一环。本文在任丘油田79口井初步划分的基础上,对雾迷山组储层非储层的划分标准略述已见。

一、标准讨论

(一) 物性划分标准

1. 储层的物性下限 不同类型的岩石具有不同的物性,而含油性与物性关系又十分密切。据任28井的96块岩样残余油饱和度与孔隙度关系的统计,二者大致呈正相关。表明任丘雾迷山组基质岩块孔隙中,残余油的多少,能相对地大致反映地下油层含油的丰富程度。一般肉眼观察未见含油显示的岩心,大部分孔隙度 $<2\%$,渗透率 $<1\text{mD}$ 。据任28井292块样品的小直径物性统计,不含油的40块样品,有90%均在孔隙度 $<2\%$,渗透率 $<1\text{mD}$ 的范围以内,因此认为含油的储层物性下限为:孔隙度 $<2\%$,渗透率 $<1\text{mD}$ (图1)。

2. 储层孔隙度下限值

(1) 依据孔隙结构:碳酸盐岩储层,由于非均质程度高,如仅用储层物性来衡量储集性能的好坏,尚嫌不足,这就需要研究孔隙结构。目前,毛细管压力曲线是定量研究孔隙结构的重要手段。据任28、48、观2、观4等井岩心压汞资料编绘的孔隙度与孔隙

本文1984年10月15日收到,1985年5月21日改回。

* 参加此项研究工作的有樊哲仁、刘珂、李厚义、白雪玲。

均值关系图(图2),说明:①孔隙度与孔隙均值(DM)大致呈负相关趋势,也就是说孔隙均值大,相应孔隙度低,孔隙喉道小。②毛管压力曲线显示不具备储渗能力的35块样品中,有73%的样品孔隙度 $<2\%$,76%的样品孔隙均值 $>12.3(\phi)$,样品点多分布在Ⅲ区,故孔隙度下限值定为 2% 。③据压汞资料统计,30块Ⅰ类储集岩样品,有73.3%的样品分布于孔隙度 $>3\%$,孔隙均值 $<11.5(\phi)$,孔喉直径 $>0.35\mu\text{m}$ 的Ⅰ区;29块Ⅱ类储集岩样品,有79.3%的样品分布于孔隙度 $2\sim 3\%$,孔隙均值为 $11.5\sim 12.3(\phi)$,孔喉直径为 $0.2\sim 0.35\mu\text{m}$ 的Ⅱ区。因此Ⅰ、Ⅱ类分界限,孔隙度定为 3% ,孔隙均值为 $11.5(\phi)$,相应的孔喉直径为 $0.35\mu\text{m}$ 。

(2)依据岩性特征:据任28井岩心含油显示统计(图3)泥至细粉晶白云岩

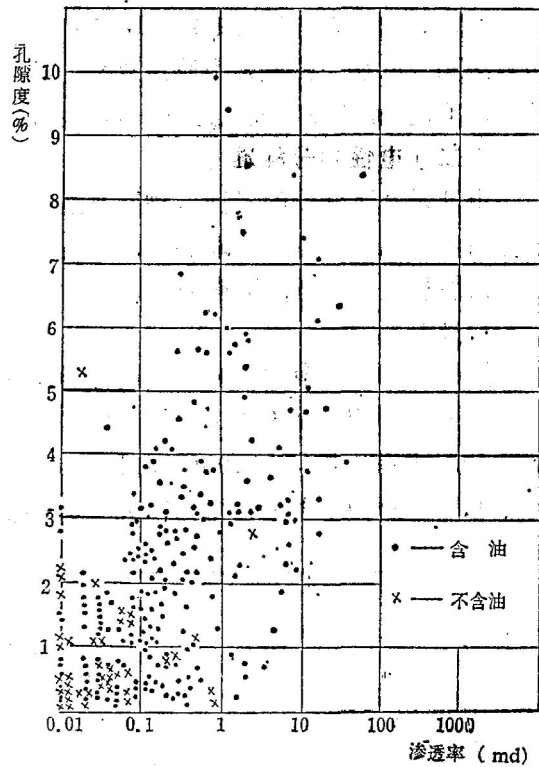


图1 任28井物性与含油性关系图

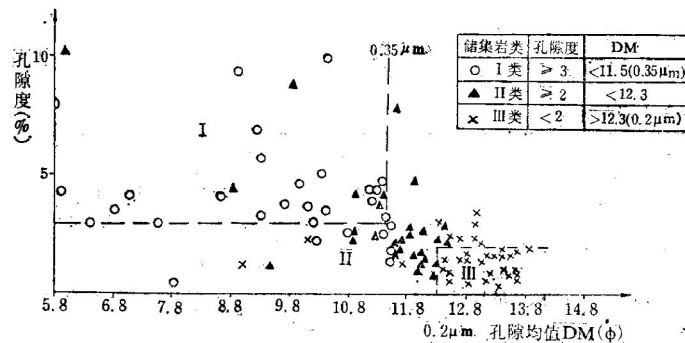


图2 孔隙度与孔隙均值(DM)关系图

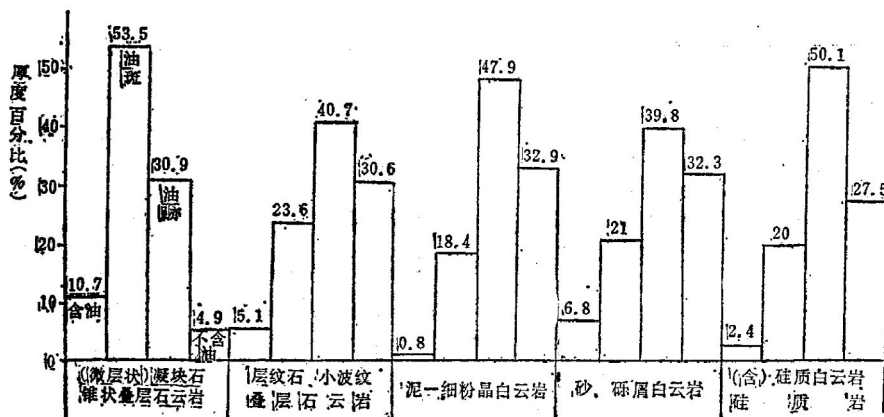


图3 任28井各岩类见油显示厚度百分比直方图

及硅质岩,油迹岩心长占本岩类厚度47.9—50.1%,不含油岩心长则占27.5—32.9%,两者之和 $>60\%$ 。这些岩类胶结致密,孔隙不发育,孔隙度多 $<2\%$ 。其余粗结构孔隙发育的岩类,孔隙度高含油也好。根据岩性与含油特点看,孔隙下限值定为2%也是合适的。

(二) 电性划分标准

电性是井下储层的岩性、物性及所含流体性质的综合反映,因此电性是储层非储层划分的重要指标,但由于取心少,岩性、电性、物性、含油性等关系尚不十分清楚,故目前只能从以下两方面资料进行讨论:

1. 岩类

据任9井400余件岩屑样品统计,凝块石白云岩等储集条件好的岩类,多分布在自然伽马 $\leq 1.5 \mu\text{R/h}$, $\text{K}_2\text{O} \leq 0.02\%$ 的I区;含泥、泥质白云岩等非储集岩多分布在自然伽马 $\geq 3 \mu\text{R/h}$, $\text{K}_2\text{O} \geq 0.05\%$ 的II区;介于上述两区之间储集条件差的储集岩,自然伽马为 $1.5-3 \mu\text{R/h}$, K_2O 含量为 $0.02-0.05\%$ (表1)。

表1

岩 类	样品总数 (块)	I 区		II 区		III 区	
		样 品 数	占本岩类 百分比%	样 品 数	占本岩类 百分比%	样 品 数	占本岩类 百分比%
凝块石(核形石、锥状 叠层石)白云岩	127	87	70	40	30		
层纹石(小波纹、掌状 叠层石)白云岩	155	39	25	111	72	5	3
砂、砾屑白云岩 泥 晶	42			41	98	1	2
含泥、泥质白云岩	86			16	18.6	70	81.4

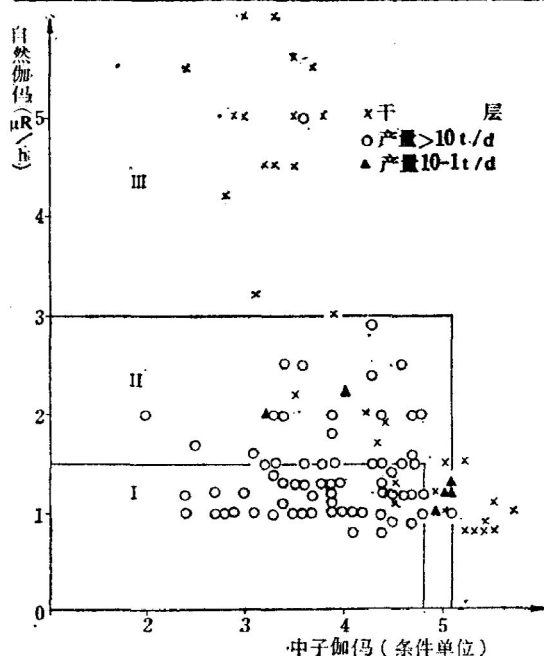


图4 任丘雾迷山组白云岩自然伽马与中子伽马分布图

自然伽马的高低,主要取决于泥质含量的多寡。一般泥质白云岩多为非储集岩,如任观2井20—22次取心为泥质白云岩,自然伽马均大于 $3 \mu\text{R/h}$,最高可达 $6.5 \mu\text{R/h}$,物性分析孔隙度1%,渗透率 $<1 \text{ mD}$,属非储集岩。

2. 井下流量计测试成果和试油资料

据此将产量划分三级:产量 $>10 \text{ t/d}$ 为I类储层; $1-10 \text{ t/d}$ 为II类储层; $<1 \text{ t/d}$ 为III类非储层。据107层统计,其中I类(好储层)67层,II类(差储层)为6层,III类(非储层)34层。如图4所示,I类储层主要分布于自然伽马 $\leq 1.5 \mu\text{R/h}$ 中子伽马 <4.8 条件单位的I区;II类储层多分布于自然伽马 $1.5-3 \mu\text{R/h}$,中子伽马 $4.8-5.1$ 条件单位的II区;III类非储层

多分布于自然伽马 $\geq 3 \mu R/h$ 或中子伽马 > 5.1 条件单位的区间。Ⅲ类又可分为含泥、泥质白云岩所组成的Ⅲ₂类分布区和致密白云岩组成的Ⅲ₁类分布区。

综上所述，将储层、非储层划分标准归纳列表如下（表2）。

表2 储层非储层划分标准

类 别	电 性 标 准				录 井 显 示	岩 心 孔 隙 度 (%)	孔 隙 值 (ϕ)	生产测试 产 量 (t/d)
	自然伽马 $\mu R/h$	中子伽马 条件单位	电 阻	声波时差				
I 类 (好储层)	≤ 1.5	< 4.8	低电阻 密梳状	高跳跃	放空、大漏 井喷、扩位	> 3	< 11.5	> 10
Ⅱ 类 (差储层)	< 3	4.8—5.1			风化壳	≥ 2	11.5 12.3	10—1
		< 4.8	块高 低阻					
		> 5.1	密梳状 块状高阻 (限幅值)					
Ⅲ类 (非储层)	Ⅲ ₁	< 3	> 5.1			< 2	> 12.3	< 1
	Ⅲ ₂	≥ 3						

在依上述标准划分过程中，应考虑钻具放空、井涌、井喷、大量泥浆漏失及溶洞的井径扩大等，反映大型溶蚀缝洞发育的录井资料，此种井段，不论其电性如何，均划为Ⅰ类储层。此外，由于古风化壳淋滤溶蚀作用强，缝洞较发育，除部分被泥质填充外，仍有一定的储集条件，虽然有时电性显示不理想，但仍划分为Ⅱ类储层，若风化壳属大段泥质白云岩，则仍划为Ⅲ₂非储层。

二、储层与非储层的特征

由不同物性的各种岩类所组成储层非储层，其含油性也有较大的差异，并有各自的电性特征。按上述标准，对任丘油田70余口钻遇雾迷山组的井，进行储层与非储层的划分，其特征简述如下：

Ⅰ类（好储层）：主要由锥状叠层石、凝块石白云岩，构造角砾岩等储集岩组成。晶孔及溶蚀孔洞发育，由裂缝或短宽喉道串通。此外尚发育大缝大洞，具有良好的储渗条件。据任28井岩心统计，含油及油斑级别的岩心占本类的64.2%，油迹占30.9%，不含油岩心仅占4.9%。又据任28、48井的Ⅰ类层统计，大直径岩心平均孔隙度为4.23%，电性反映为：低自然伽马，低中子伽马，高声波时差或跳跃性，电阻一般多为低阻或密梳状跳跃（图5）。

又如任49井井深3100—3102.8m及3106—3110m井段，划为Ⅰ类好储层，经四次流量计生产测试，产量均大于500t/d，为主要出油层段。

Ⅱ类（差储层）：主要为层纹石白云岩，微层状凝块石白云岩等组成。孔隙及溶蚀孔洞不及Ⅰ类发育，据16个Ⅱ类储层统计，大直径岩心平均孔隙度为2.6%。含油显示也较差，据任28井岩心统计，油迹占40.7%，不含油岩心为30.6%。电性显示分下列三种情况：

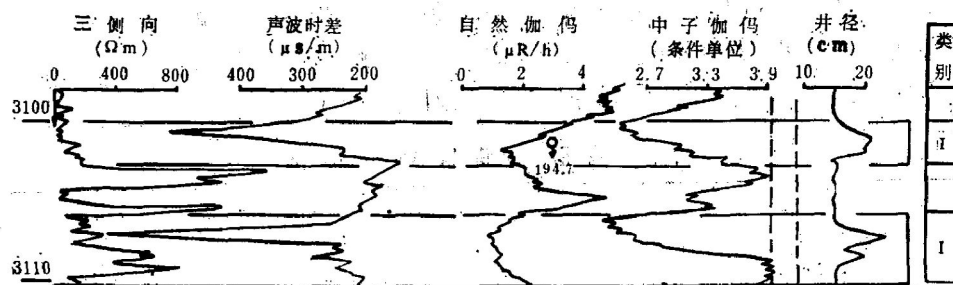


图5 任49井I类储层典型曲线

(1) 自然伽马 $< 3 \mu\text{R/h}$, 中子伽马为 4.8 条件单位, 电阻以高阻为主, 呈密梳状跳跃 (图6)。

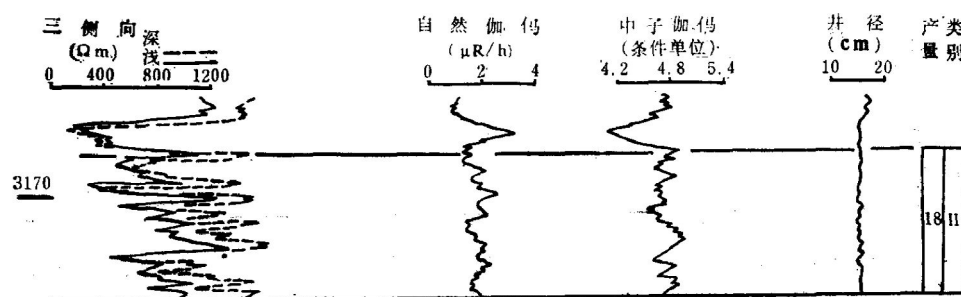


图6 任34井I类储层典型曲线

(2) 中子伽马 < 4.8 条件单位, 电阻为块状高阻, 反映孔隙度高, 但连通较差 (图7)。

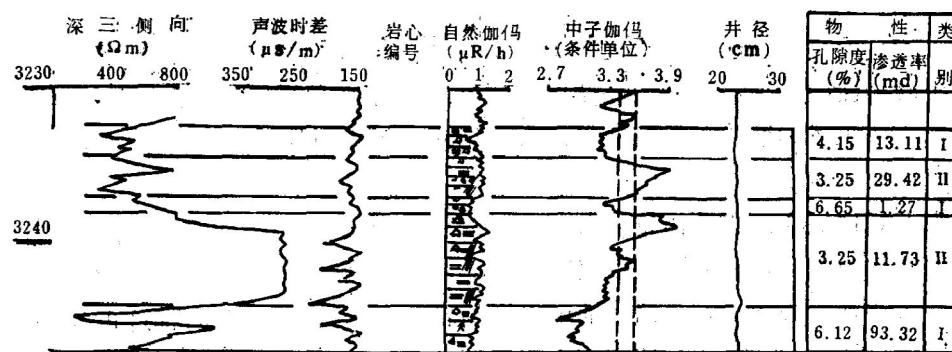


图7 任28井I类储层典型曲线

(3) 中子伽马 > 5.1 条件单位, 电阻为低值或密梳状跳跃 (图8), 表明孔隙度相对较低, 但裂缝发育。

如新任 17 井在 3202.8—3207.2 m 井段, 任 34 井 3166—3178.2 m 井段, 划分为 I 类储层, 经两次生产测试, 产量均较低。

II类 (非储层): 主要由致密的泥晶白云岩或硅质岩以及泥质白云岩组成, 依岩性及电性特征可分为 II₁和 II₂。

II₁类由含硅质白云岩或致密的泥晶白云岩组成, 平均孔隙度为 1.27%。据任 28 井

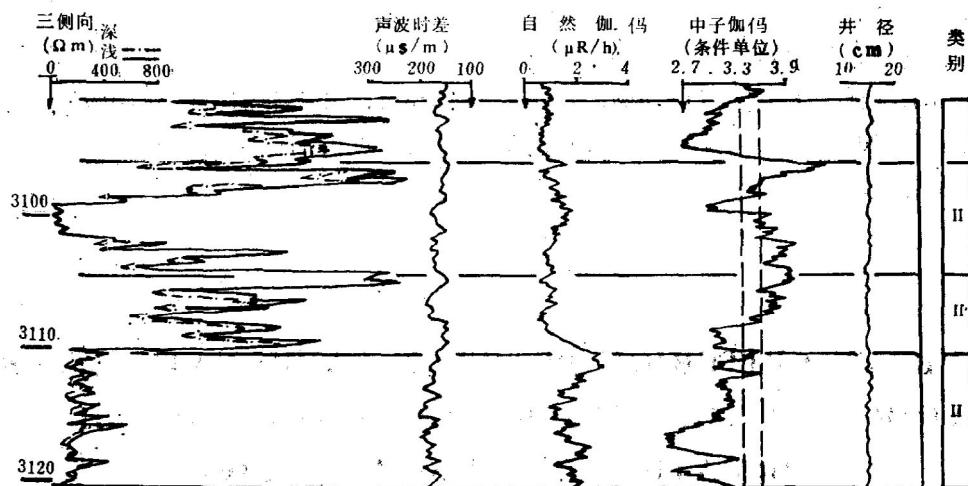


图8 任248井Ⅰ类储层典型曲线

岩心统计，含油极差，未见含油显示的岩心占岩心长的27.5%，油迹显示占50.1%。电性反映，自然伽马 $<3 \mu\text{R/h}$ ，中子伽马 >5.1 条件单位，电性显示块状高阻（限幅值）声波时差为骨架值（图9）。

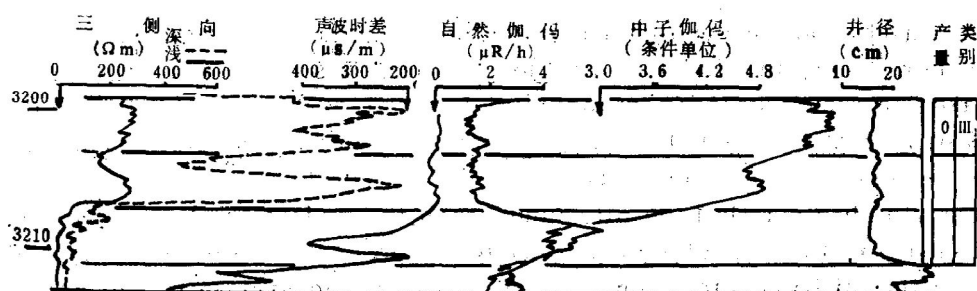


图9 新任17井Ⅱ1层典型曲线

Ⅱ1类由含泥、泥质白云岩组成，孔隙不发育，裂缝较少。据任观2井岩心资料，孔隙度1.05%，未见任何含油显示。电性特征为：自然伽马 $\geq 3 \mu\text{R/h}$ ，中子伽马值低，电阻趋近于零（图10）。

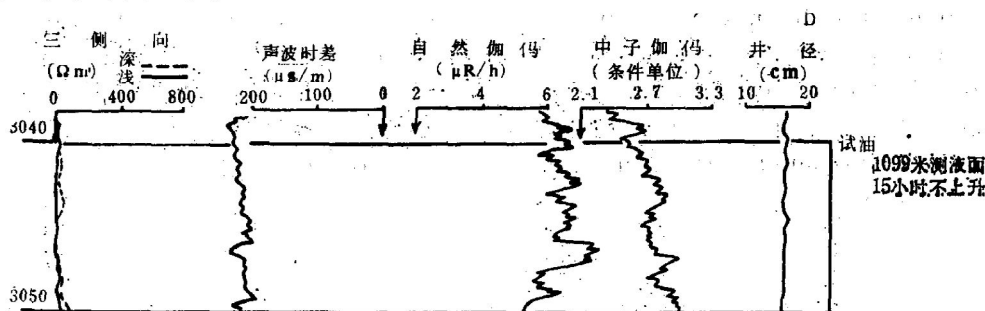


图10 任260井Ⅱ2层典型曲线

上述划分的Ⅱ类非储层，经任260井分层测试，如3040—3050 m井段，Ⅱ2类（非储层）试油结果无流量，为干层。又如3073.6—3082 m井段，上部为Ⅱ1，下部为Ⅱ2非储层，

测试结果也为干层。

综上所述,应用储层非储层划分标准,对任丘钻遇雾迷山组各井进行了初步划分,据划分结果统计,Ⅰ类层占18.9%;Ⅱ类层占46.3%;Ⅲ类非储层占34.8%,其中Ⅰ、Ⅱ类储层共占65.2%。而开发动态计算的最小出油厚度占油层厚度的61.5%,两者大致接近,吻合性较好。

DIVISION CRITERION BETWEEN CARBONATE RESERVOIR AND NON-RESERVOIR IN THE WUMISHAN FORMATION OF RENQIU OILFIELD

Yu Jiaren Pan Zuyin

(Research Institute of petroleum Exploration and Development,
Huabei Petroleum Administration)

Abstract

In consideration of the high heterogeneity of carbonate reservoirs in the Wumishan Formation, the division criterion between reservoir and non-reservoir is taken, to some extent, as an important factor in evaluation of valuable thickness of a reservoir. Statistical data between residual oil saturation and porosity in rock samples show that, they are generally in normal correlation and may probably reflect the oil abundance of the underground reservoir rocks, and just so, in 90% of non-petroliferous cores, the porosity is less than 2%, permeability less than 1mD. As the porosity and average size of pores are negatively correlated, it is revealed by capillary pressure curve that the porosity of the unpermeable samples is less than 2% (73%), and the average size of pores is more than 12.3 ϕ (76%), the related throat diameter less than 0.2 μ m. According to electrical log, rocks with GR greater than 3 μ R/h, the porosity is only 1%, and the permeability is less than 1mD. Based on the measurement of downhole outflow and oil production test, wells with oil output less than 1t per day should be considered to non-reservoirs. The statistic results show that non-reservoirs' GR $\geq$ 3 μ R/h, and NG $>$ 5.1con.u. So the authors suggest that porosity is 2%, permeability is 1mD and GR $>$ 3 μ R/h, NG $>$ 5.1 condition unit should be taken as the dividing criterion between reservoir and non-reservoir.