

文章编号: 1000-0550(2000)01-0127-06

# 利用测井资料分析成岩作用对储集层的影响<sup>①</sup>

张小莉<sup>1</sup> 沈英<sup>2</sup> 陈文学<sup>3</sup>

1(西北大学地质系 西安 710069) 2(新疆石油管理局勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000)

3(河南石油勘探局勘探开发研究院 河南南阳 473132)

**摘要** 应用测井资料进行压实作用、孔隙演化、裂缝、矿物成分详尽分析基础上,结合成岩作用各个阶段对储集层性能影响的研究,讨论了应用测井资料分析成岩作用对储集层影响的物理基础,进而指出应用测井资料分析成岩作用不同阶段对储集层影响的可行性。方法为:(1)成岩作用早期:应用孔隙度测井和岩性测井资料,通过压实曲线分析压实作用区间;(2)成岩作用中期:首先根据孔隙度测井资料分析声波孔隙度、密度—中子测井孔隙度,分析次生孔隙,并应用交会图技术,确定矿物成分,分析胶结、交代作用形式和强度,然后根据泥质指示测井确定泥质含量,进一步利用自然伽玛能谱测井,尤其是Th、K含量分析粘土矿物;(3)成岩作用晚期:进行次生孔隙、裂缝、颗粒成分与含量、粘土矿物分布规律研究。以上分析方法经吐哈盆地实际资料验证,效果良好。

**关键词** 成岩作用 储集层 自然伽玛能谱 矿物成分 孔隙度

**第一作者简介** 张小莉 女 1968年生 副教授 硕士 石油地质与测井

**中图分类号** P618.130.2<sup>+</sup>1 **文献标识码** A

随着勘探程度提高,成岩作用研究在储集层评价、油气成藏研究、滚动勘探和后期开发方案设置等方面日益显示出重要性。成岩作用分析过程中,需对储集层岩性、矿物组成、孔隙类型及孔隙度大小等方面进行大量的资料处理与化验分析。作为对地层特征响应的测井资料,包含了丰富地质信息,因此试从测井信息的有效挖潜,探讨测井资料用于分析成岩作用对储集层影响的可行性与重要性,以此作为对分析及化验资料的扩充和补充。成岩作用分析是储集层评价的重要内容。不同成岩阶段,储集层岩石组成、孔隙大小、类型等特征各不相同,据成岩作用分析方法,以下分不同成岩阶段讨论利用测井资料分析成岩作用对储集层影响的可行性。

## 1 测井资料在成岩作用早期分析中的应用

成岩作用早期主要作用形式为压实作用。不同沉积相决定了岩石空间分布,不同岩石对于压实作用反映形式各有差异,其中泥岩、页岩等反映较为灵敏,坚硬砂岩、灰质岩石反映较差。成岩作用分析方法通过镜下观察颗粒接触关系及定向性、分析孔隙类型、岩石强度等。泥岩压实与油气运移研究中

于压实程度研究,主要通过测井资料的孔隙度分析,应用孔隙度与有效应力之间关系,绘制孔隙度—深度关系曲线,进而分析压实作用强度<sup>[1-2]</sup>。其中测井资料孔隙度约束反演结果的可靠性,制约着纵、横向压实规律分析及油气运移指向的正确评价。压实与油气运移研究多年来研究成果表明,一般地层正常压实作用底界位于1 200~1 800 m左右;成岩作用分析专家研究成果指出,压实作用主要发生在成岩作用早期,一般压实作用分布深度小于2 000 m。二者从不同研究思路、方法所得研究结果是相近的。因此有关储集层压实作用研究,可借助于压实曲线分析来进行。通过对吐哈盆地不同构造带测井资料详细分析,不同地区选取代表井声波时差绘制声波时差—深度关系曲线,确定正常压实作用区间(表1)。

表1中显示不同地区正常压实深度各不相同,深度范围一般在1 200~1 800 m左右,其中墩1井压实曲线(图1)表明正常压实作用底界为1 760 m。该井通过系统采样,进行成岩作用研究表明,该段岩石中主要为原生孔隙,孔隙度随深度增大逐渐减小,压实作用区间为1 757 m以上。勒1井成岩作用分析压实作用井段为1 206 m以上,该段储集层孔隙

① 西北大学青年基金(编号:98NW23J)资助。

收稿日期:1998-12-20 收修稿日期:1999-07-14

表1 不同地区代表井压实作用范围

Table 1 Compression depth of typical wells in different area

构造带	代表井	正常压实作用区间
胜北次凹	胜北1	5.0~1 150 m
巴略构造带	巴北2	4.6~1 200m
鄯勒构造带	勒1	4.5~1 200m
	勒4	0.0~1 250m
了墩隆起	墩1	4.7~1 760m
十三间房构造带	房1	4.5~1 400m

表2 勒1井成岩作用分析结果

Table 2 Results of diagenesis analysis in Lei1 well

成岩阶段	深度 /m	孔隙特征	粘土矿物	碳酸盐矿物
早成岩期	4.68	原生孔隙随深度加大迅速减小。	上部大量蒙脱石,底部少量伊/蒙混层矿物。	方解石含量0~35%,一般10%
	2020			
中成岩期	半成熟 2020	原生孔隙减小,次生孔隙出现	伊/蒙混层矿物和蒙脱石	方解石局部分布。
	低成熟 2600			
	高成熟 3300	次生孔隙较发育	伊/蒙混层矿物和伊利石	方解石含量分布不均
高成熟	3300	次生孔隙发育,成岩裂缝在底部局部发育。	伊利石含量增高	方解石含量分布不均
	3670			
晚成熟期	3670 m 以下	推测裂缝发育区域		

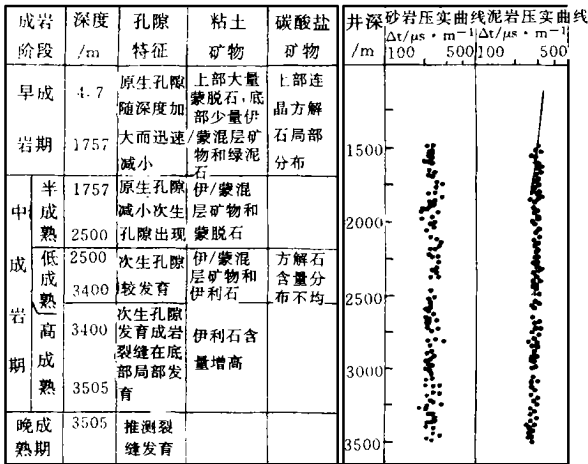


图1 墩1井成岩作用分析与压实曲线

Fig. 1 Results of diagenesis analysis and compression curves

度演化及粘土矿物组合特征如表2所示。勒1井砂岩、泥岩压实曲线表明正常压实作用底界位于1 200 m。根据三孔隙度测井原理,声波测井孔隙度主要为储集层原生粒间孔隙度,中子测井孔隙度或密度-中子交会法所求孔隙度为储集层总孔隙度。勒1井900-1 200 m井段三孔隙度分析结果见图2,该井段中储集层的三种孔隙度基本相等。米1井由于测井井段偏深,根据区域特征综合分析,其正常压实作用底界应位于2 000 m左右。图中显示井段已进入非正常压实作用区间。

## 2 测井资料在成岩作用中晚期分析中的应用

成岩作用中晚期影响储集层性能的主要成岩作用形式为胶结、交代作用及次生孔隙、裂隙形成,它们对储集层的组成、粘土矿物类型和含量、孔隙类型和孔隙演化研究具有重要意义。

### 2.1 矿物成分与胶结、交代作用

粘土矿物类型与含量、重晶石、方解石、白云石、砂岩等矿物成分、含量及空间分布,是胶结、交代作

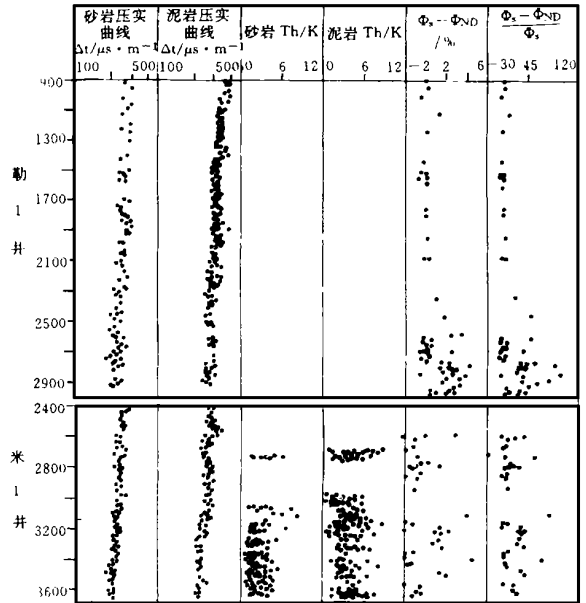


图2 勒1井、米1井测井资料分析曲线

图2 勒1井、米1井测井资料分析曲线  
 $\Phi_s - \Phi_{ND}(\%)$ : 声波孔隙度与密度-中子孔隙度之差  
 $100(\Phi_s - \Phi_{ND})/\Phi_s(\%)$ : 声波孔隙度与密度-中子孔隙度相对百分比  
 Fig. 2 Curves of well log analysis in Well Lei1 and Well Mi1

用重要研究内容。伊利石、蒙脱石、绿泥石、高岭石、伊/蒙混层比等可以分析胶结、交代作用强弱及其相应类型,进行成岩作用阶段划分;一般情况下,自生粘土矿物蒙脱石在成岩作用中期有机质进入成熟阶

段消失, 高岭石在有机质进入高成熟阶段的中后期消失, 粘土矿物伊/蒙混层矿物比例和绿/蒙混层矿物比例变化及伊利石含量则进入一定深度和成岩阶段后出现和含量迅速增高, 这常是人们用来划分成岩阶段的标志。随着成岩作用程度加大, 伊利石在混层矿物中所占比例明显加大, 而蒙脱石含量呈明显减小趋势, 依此来分析成岩作用过程中矿物转化及胶结作用形式; 另外根据碳酸盐岩成分、含量及分布, 分析胶结物类型及胶结作用、交代作用形式。如勒 1、米 1 井成岩作用(表 2、表 3)研究中均涉及矿物成分和粘土矿物分析。因此矿物成分确定对于系统分析成岩作用十分有利。

表 3 米 1 井成岩作用分析结果

Table 3 Results of diagenesis analysis in Well Mi 1

成岩阶段	深度 / m	孔隙特征	粘土矿物	碳酸盐矿物
早成岩期	4.5   1206	原生孔隙随深度加大迅速减小。	上部大量蒙脱石, 底部少量伊/蒙混层矿物。	方解石零散分布
中成岩期	半成熟 1206   2540	原生孔隙减小, 次生孔隙出现	伊/蒙混层矿物和蒙脱石	方解石局部分布
	低成熟 2540 	次生孔隙较发育下部成岩裂缝在底部局部发育。	伊/蒙混层矿物和伊利石, 下部伊利石含量增高	上部方解石分布不均, 下部普遍分布
	高成熟 3136			
晚成熟期	未钻遇地层	推测成岩裂缝发育区域。		

### 2.2 粘土矿物成分

测井资料中包含了丰富的粘土矿物信息, 常见粘土矿物主要测井响应特征见表 4。那么利用测井资料中的自然电位、自然伽玛等参数, 或通过孔隙度系列中子—密度交会图技术确定碎屑岩中泥质含量。在确定泥质含量基础上, 充分应用组合测井资料及岩性—密度测井、自然伽玛能谱测井等资料与粘土矿物关系, 应用交会图技术进行粘土矿物分析, 确定出粘土矿物类型及其相应百分及含量<sup>[4-5]</sup>。图 3 为利用自然伽玛能谱资料确定粘土矿物类型图版。根据关系图版, 在详细分析资料的基础上, 选取测井质量较好的米 1 井自然伽玛能谱测井资料, 制作了 2 700 m 井段以下储集层及泥岩层 Th/K 比值随深度变化曲线, Th/K 比值由浅入深总体具减小趋势(图 2), 钍—钾比值交会图表明主要粘土矿物类型为蒙脱石、伊/蒙混层矿物和伊利石(图 3)。由于 U 含量与油页岩、生油岩或含油层存在很好相关性, 因而选用无铀自然伽玛曲线和钾、钍含量进行分析。

### 2.3 重晶石、方解石、白云石含量变化

由于密度测井和岩性—密度测井对重晶石有较灵敏反映, 重晶石的光电吸收截面指数较大(为 267bar/e), 特征明显便于识别, 因此可通过该资料进行综合解释, 应用交会图技术, 如中子—密度交会图和利用构造岩性参数 M、N 所做 M—N 交会图, 确定砂质、方解石、白云石等不同矿物成分类型和其相应百分含量(图 4)。参照国内外资料, 结合吐哈地区实际情况, 选定各矿物的 M、N 值为: 石英 M

表 4 粘土矿物成分及其主要测井响应特征<sup>[3]</sup>

Table 4 Clay mineral content and its major well logging responses<sup>[3]</sup>

名称	分子式	$\rho_b \Phi$ g°cm <sup>-3</sup>	$\rho_{ma}$ g°cm <sup>-3</sup>	$\Phi_{NL}$ /p.u	$\Phi_n$ /p.u	N	Pe /bar°e <sup>-1</sup>	GR /API	U /×10 <sup>-6</sup>	Th /×10 <sup>-6</sup>	K /%	Th/K	总特征
高岭石	Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>4</sub> (OH) <sub>2</sub>	2.42	2.96	37	28	0.45	1.83	90~130	4.4~7.0	6~19	0~0.5	≥12	二高(Th, Th/K) 三低( $\rho_b$ , Pe, K)
绿泥石	(MgFeOH) <sub>6</sub> (SiAl) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>8</sub>	2.77	3.39	52	26	0.27	6.3	180~250	17.4~36.2	0~8	0~0.3	3.5~12	一高(Th) 一中(K, Th/K) 二低( $\rho_b$ , Pe)
伊利石	K <sub>1-1.5</sub> Al(Si <sub>7-8.5</sub> Al <sub>1-1.5</sub> )O <sub>20</sub> (OH) <sub>4</sub>	2.53	2.9	30	21	0.46	3.45	250~300	8.7~12.4	10~25	3.51~8.31	2~3.5	一高(K) 三中( $\rho_b$ , Pe, U) 一低(Th/K)
蒙脱石	(CaNa) <sub>7</sub> (AlMgFe) <sub>4</sub> (SiAl) <sub>8</sub> O <sub>20</sub> (OH) <sub>4</sub> (H <sub>2</sub> O) <sub>n</sub>	2.12	2.88	44	41	0.5	2.04	150~220	4.3~7.7	14~24	0~1.5	≥12	三高( $\rho_b$ , Pe, Th/K) 二低(K, Th)

注:  $\rho_b$ —体积密度  $\rho_{ma}$ —骨架密度  $\Phi_{NL}$ —中子测井孔隙度  $\Phi_n$ —中子测井视孔隙度 N—岩性参数 M、N 中的 N Pe—有效光电截面指数 GR—自然伽玛 U—铀 TH—钍 K—钾 Th/K—钍/钾比值

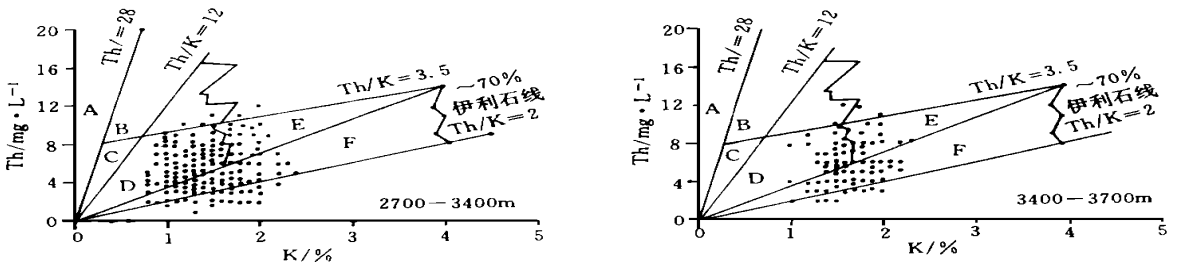


图3 钍—钾比值交会图

A—重钍层物质 B—高岭石 C—绿泥石 D—蒙脱石 E—混合粘土 F—伊利石

Fig.3 Crossplot of Th/ K ratio

A—material of heavy thorium, B—kaolinite C—chlorite D—montmorillonite, E—I/S mixed-layer, F—illite

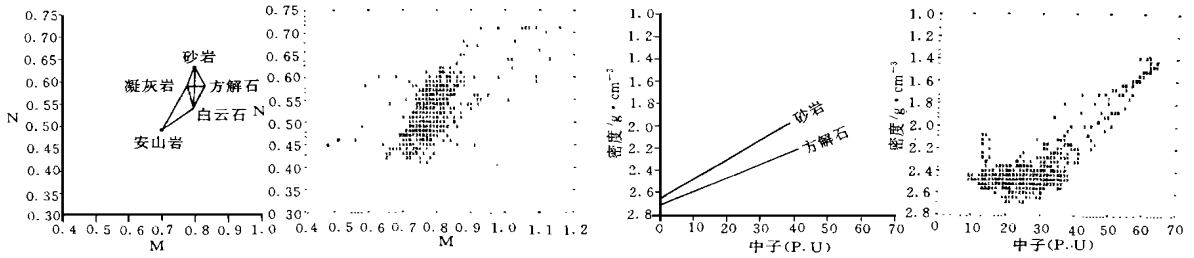


图4 M—N 交会图和中子—密度交会图

A.M—N 交会图 B.中子—密度交会图

Fig.4 M—N crossplot and neutron density crossplot

A. M—N crossplot, B. neutron—density crossplot

= 0.8, N = 0.61, 长石 M = 0.79, N = 0.64 ~ 0.68, 凝灰岩 M = 0.78, N = 0.55, 方解石 M = 0.83, N = 0.59。根据交会图特征, 勒1井中碳酸盐在 919.0 ~ 1549.0 m 井段分布, 1549.0 ~ 2614.0 m 井段则不发育, 2614.0 ~ 2946.0 m 井段普遍发育。图4为勒1井 2864 ~ 2946 m 井段交会图法识别方解石方法示例, 方解石的骨架密度 2.71g/cm<sup>3</sup>, 骨架中子为 0P. U, 砂岩骨架密度 2.65g/cm<sup>3</sup>, 骨架中子为 -0.05P. U, 纯岩性线如图4所示。

### 2.4 次生孔隙、裂隙分析

成岩作用中后期, 由于压实作用、交代与溶蚀作用, 地层中产生较多的次生孔隙或裂隙, 次生孔隙或裂隙的发育程度, 关系到油气运移途径及储集层优劣<sup>[6]</sup>。

因此, 次生孔隙、裂隙评价, 是成岩作用研究的又一主要内容。

自然伽玛能谱测井中高放射异常与高密度地层倾角测井中裂隙识别测井有利于对地层中裂隙产状、开启度、延伸状况、裂隙密度、空间分布及裂隙孔隙度、渗透率的认识和定量求解, 进而结合岩心观

察、薄片分析、电镜扫描、区域构造分析等资料研究裂缝成因及空间分布。吐哈地区裂缝主要为构造裂缝和成岩裂缝, 一般情况下构造裂缝分布及产状与地应力有较好藕合关系, 呈规律性分布。成岩作用产生的裂缝, 出现在一定深度范围内, 延伸较短, 且大都成弯曲状, 产状无规律变化。图5为米1井 3495 ~ 3675 m、勒1井 2446 ~ 2946 m 井段裂缝频率交会图, 图中反映除主要方向(组合呈X形或一个主要方位)构造裂缝外, 存在其他方向成岩裂

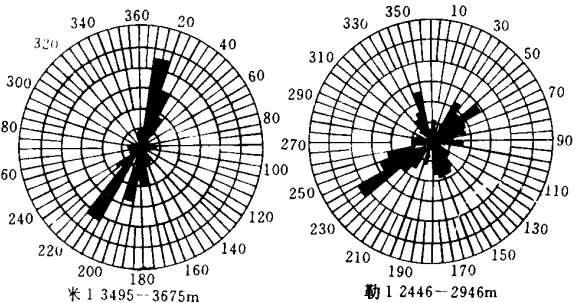


图5 裂缝方位频率图

Fig.5 Diagram showing fracture azimuth frequency

缝。成岩裂缝、构造裂缝存在, 加大了储集层非均质性, 在一定程度上改善了储集层孔、渗特性<sup>[6]</sup>。

成岩作用早期, 岩石总孔隙度较大, 次生孔隙很小或无, 随着成岩作用强度增强, 总孔隙度呈逐渐减小趋势。成岩作用中期, 次生孔隙出现。一般总孔隙度求取有效途径为: (1) 实测: 在实验室采用样品破碎法测量孔隙度。(2) 测井解释: 根据三孔隙度测井方法中子测井孔隙度和密度—中子交会图法确定岩石总孔隙度, 声波测井孔隙度法确定岩石粒间孔隙度, 次生孔隙度等于以上二者之差( $\Phi_s - \Phi_{ND}$ )。图 2 中吐哈盆地米 1 井、勒 1 井储集层中声波孔隙度与密度—中子交会图孔隙度对比, 米 1 井 2 800 m、勒 1 井 2 540 m 以下两种孔隙度相差较大, 相对差值( $(\Phi_s - \Phi_{ND}) / \Phi_s$ )明显, 次生孔隙发育。

## 5 结论与认识

分析成岩作用对储集层性能影响的有效手段有多种, 以上分析试用测井资料有效挖潜, 进行单井、多井系统分析, 以此作为成岩作用分析过程中有效资料补充和扩展, 增加成岩作用分析的系统性和可靠性。

(1) 应用孔隙度测井资料, 制作压实曲线, 根

据正常压实曲线分布规律分析成岩作用早期作用形式及其对孔隙度演化影响。

(2) 通过测井资料分析岩石矿物成分及含量(颗粒和粘土矿物), 进行成岩作用中晚期胶结、交代作用研究及其对储集层影响, 并进行成岩作用阶段划分。

(3) 孔隙特别是次生孔隙及裂隙评价, 对于成岩作用阶段划分、孔隙度演化、孔隙结构分析、储集层评价和油藏类型分析, 具有十分重要的意义。

## 参 考 文 献

- 1 真柄钦次原著, 陈荷立, 汤锡元等译. 压实与流体运移 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1981. 1~16
- 2 陈发景, 田世澄主编. 压实与油气运移 [M]. 北京: 中国地质大学出版社, 1989. 7~11
- 3 O. 塞拉. 测井解释基础与数据采集 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1992. 4~5
- 4 谭廷栋著. 测井解释粘土矿物 [A]. 现代石油测井论文集 [C]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 201~207
- 5 傅有升, 牛超群. 利用自然伽玛能谱测井资料对大庆地区泥质成分及其分布规律的探讨 [A]. 第一届测井年会论文集 [C]. 北京: 石油工业出版社, 1988. 375~385
- 6 白玉宝, 刘勇, 杨晓萍. 低渗透油层的综合工业评价 [A]. 见: 杨俊杰主编. 低渗透油气藏勘探开发技术 [C]. 北京: 石油工业出版社, 1993. 71~76

# Application of Well Logging Information to Analysis on the Effect of Diagenesis in Reservoirs

ZHANG Xiao-li<sup>1</sup> SHEN Ying<sup>2</sup> CHEN Wen-xue<sup>3</sup>

1(Department of Geology, Northwest University Xi'an 710069)

2(Research Institute of Exploration and Development Xinjiang Petroleum Administration Bureau Karamay Xinjiang 834000)

3(Institute of Exploration and Development Bureau of Petroleum Exploration, Henan Nanyang Henan 473132)

## Abstract

Based on the analysis of compression pore evolution, fracture, mineral component and the study of effect of diagenesis stages on reservoirs, the physical base of effects of diagenesis stages on reservoirs is discussed by applying well logging information. These results indicate that the effect of diagenetic stages on reservoirs are available by means of well log information. The method include as follows: (1) In Early diagenesis stage, the porosity and lithology well logging data are applied to analysis compression curve, and to determine the compression area. (2) In Middle diagenetic stage, first, it is used to analysis the secondary pores by means of acoustic porosity and density—neutron porosity. The crossplot technique is used to determine mineral component and the types of cementation and replacement. The mud content is able to be determined by means of mud indication log. The clay mineral can be studied by using the gamma spectrometry, special thorium, and potassium content. (3) In the late diagenetic stage, the distributions of secondary pore, fracture, grain component, grain content and clay mineral can be researched by logging. The above methods are tested in Th—Ha basin and show an ideal effect.

**Key words** diagenesis reservoir gamma spectrometry mineral component porosity