

doi:10.3799/dqkx.2016.147

普光地区碳酸盐岩储层孔隙类型测井识别及孔渗关系

张 翔¹, 张 伟², 靳秀菊³, 刘红磊³, 姜贻伟³, 毕建霞³

1. 长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北武汉 430010

2. 中国石油集团测井有限公司, 河北任丘 062550

3. 中国石化中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南濮阳 457001

摘要: 普光地区长兴组和飞仙关组碳酸盐岩储层孔隙度与渗透率之间没有严格通用的数学关系, 导致储层渗透率计算具有很大困难。通过对该地区测井资料、常规薄片、铸体薄片和岩心物性等资料进行分析, 表明碳酸盐岩孔隙类型是影响孔渗关系的主要因素。基于常规测井资料构造出对孔隙结构比较敏感的测井特征: 声波时差与密度比值和深浅侧向电阻率比值, 可用于对该地区碳酸盐岩孔隙类型进行识别, 再针对不同的孔隙类型建立相应的孔渗关系模型, 用于计算该地区储层渗透率。实例资料处理结果表明, 模型计算渗透率与岩心分析渗透率符合较好, 且井间规律具有一致性, 基于孔隙结构建立的储层孔隙度与渗透率模型能较好地确定储层渗透率。

关键词: 碳酸盐岩; 测井特征; 孔渗关系; 孔隙类型; 渗透率; 地球物理。

中图分类号: P548

文章编号: 1000-2383(2016)12-2119-08

收稿日期: 2016-04-11

Identification of Pore Types and Study of Poroperm Relationships Based on Logging Data in Puguang Carbonate Reservoir

Zhang Xiang¹, Zhang Wei², Jin Xiuju³, Liu Honglei³, Jiang Yiwei³, Bi Jianxia³

1. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan 430010, China

2. China Petroleum Logging Co. Ltd., Renqiu 062550, China

3. Research Institute of Exploration & Development, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang 457001, China

Abstract: There is no strict general mathematical relationship between the porosity and permeability of the carbonate reservoir in Changxing Formation and Feixianguan Formation in Puguang area, which results in difficulty of reservoir permeability calculation. In this study, we establish a model to solve this issue. By the analysis of the logging data, conventional slices, casting slices and core physical properties in this area, it is found that the carbonate rock pore type is the main factor influencing the porosity and permeability relationship. Based on the conventional logging data, the more sensitive logging characteristics of pore structure are constructed: AC/DEN (the ratio of acoustic transit-time and density) and LLD/LLS (the ratio of deep lateral resistivity and shallow lateral resistivity) are used to identify the carbonate pore types; then the poroperm relationship model is established according to different pore types to calculate the reservoir permeability in this area. The site data processing results show that the model calculated permeability is in good agreement with the core analysis permeability, also the law among wells is consistent, and the reservoir porosity and permeability model that based on the pore structure can well determine the reservoir permeability.

Key words: carbonates; well log characteristics; porosity and permeability relationship; pore type; permeability; geophysics.

普光气田位于四川省宣汉县境内, 地表属中—低山区, 地面海拔在300~900 m, 其主体构造属于

川东断褶带东北段双石庙—普光NE向构造带上的一个鼻状构造, 介于大巴山推覆带前缘断褶带与川

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 41374148); 国家科技重大专项(No. 2011ZX05017-001-HZ01); 中国石油集团公司“十二五”《测井前沿技术与应用基础研究》(No. 2014A-3911); 湖北省教育厅科学技术研究重点项目(No. D20121201)。

作者简介: 张翔(1969—), 教授, 主要从事成像测井、碳酸盐岩储层评价与地球物理信息处理的研究工作。E-mail: zx_jr_xl@163.com

引用格式: 张翔, 张伟, 靳秀菊, 等, 2016. 普光地区碳酸盐岩储层孔隙类型测井识别及孔渗关系. 地球科学, 41(12): 2119—2126.

中平缓褶皱带之间。该构造带西侧由 3 条断层控制，东部紧邻 NW 的清溪场—宣汉东、老君山构造带（郭彤楼, 2011）。

普光地区长兴组主要为海相碳酸盐与海陆过渡相碳酸盐夹页岩沉积，顶部为青灰色含白云质、硅质、泥质灰岩，含生物层、局部富集发育礁或滩，中、上部为中厚层状灰色白云质灰岩，富含燧石结核，底部为灰岩（秦建中等, 2008；王存武, 2008），台地边缘一台地鲕粒滩相沉积，目的层段岩性为灰色、深灰色结晶白云岩、溶孔状白云岩、鲕状白云岩，总体以溶孔状白云岩较发育为特征，形成于台地边缘暴露浅滩相（刘宏等, 2009），几组储层经历多种成岩环境和成岩事件，如泥晶化作用、胶结作用、溶蚀作用、压实压溶作用、白云石化作用及重结晶作用（陈志斌等, 2010）。普光地区海相碳酸盐岩与常规碳酸盐岩相比，其储集空间厚度较大，岩性、孔隙结构比较复杂，具有高孔隙发育特点，局部发育少量裂缝（储昭宏, 2006）。一般情况下，孔隙度与渗透率没有严格通用的数学关系，普光地区碳酸盐岩孔渗关系复杂多变，储层在纵向和横向均表现出明显的非均质性（靳秀菊等, 2011）。

一般影响碳酸盐岩孔渗关系的因素有很多，如：岩性；基质孔隙类型、基质孔隙度和基质孔隙分布；孔洞类型、孔洞充填状况、孔洞半径、孔洞孔隙度及其分布；裂缝类型、裂缝充填状况、裂缝产状、裂缝孔隙度、裂缝张开度、裂缝几何形态（Chen *et al.*, 2008；张玺华, 2010）。由于影响因素众多，故无法直接建立孔渗关系（徐炳高, 2004；Chilingar *et al.*, 2008；曾大乾等, 2011）。笔者通过对岩心资料分析发现，由于普光地区碳酸盐岩储层的特性，孔隙类型对孔渗关系的影响占主导地位。针对此问题，笔者在不同孔隙类型情况下分别建立相应的孔渗关系模型，并通过交会图技术分析对孔隙结构最敏感的测井特征，识别该地区碳酸盐岩的孔隙类型。

1 孔隙类型分类

普光地区碳酸盐岩孔隙结构类型丰富多样，但相似孔隙类型的孔渗规律相差不大（苏立萍等, 2005）。为便于研究孔渗关系，笔者根据孔隙类型特征进行分类：将粒内溶孔、鲕模孔和鲕粒内溶孔等合并为粒内孔，晶间孔、晶间溶孔、晶间溶蚀扩大孔与溶洞等合并为粒间孔，同时具有粒内孔和粒间孔结构的则合并为混合孔。因此可将碳酸盐岩储层分为两大类：孔隙型和裂缝型。孔隙型又分为粒内孔隙型、粒间孔隙型和混合孔隙型。如图 1 所示为不同孔隙类型的薄片资料。从图中可见粒间孔、粒内孔、混合孔及裂缝的孔隙结构形态具有明显差别，物理性质也有很大不同。

1.1 粒内孔隙

粒内孔隙是由于地层水的性质发生变化，导致鲕粒内部的易溶物质发生溶解而形成的孔隙（杨有星等, 2012）。岩心观察结果显示，由鲕粒部分或全部溶蚀形成的粒内溶孔和鲕模孔保留了岩石颗粒形态，大多数鲕模孔未被充填，少数被沥青充填。笔者通过对岩性分析并观察岩心薄片资料，发现粒内孔隙主要发育于鲕粒白云岩类岩性，如亮晶鲕粒白云岩、粉晶鲕粒白云岩、泥晶鲕粒灰质白云岩等。

1.2 粒间孔隙

粒间孔隙可分为与溶蚀无关的孔隙和与溶蚀有关的孔隙。与溶蚀无关的粒内孔隙主要为晶间孔（何幼斌和王文广, 2007；杨永飞等, 2016）。作为该地区主要的储集空间，晶间孔的发育非常丰富，晶体大小可分为粉晶、细晶、中晶、粗晶等。与溶蚀有关的粒内孔隙主要为晶间溶孔、晶间溶蚀扩大孔、溶洞等。晶间溶孔、晶间溶蚀扩大孔普遍发育于各种结晶白云岩、残余鲕粒白云岩和砂屑白云岩中。由颗粒间胶结物或部分颗粒溶蚀扩大形成的粒间溶孔，主要发育于鲕粒白云岩及砂屑白云岩中。溶蚀作用形成的溶洞直

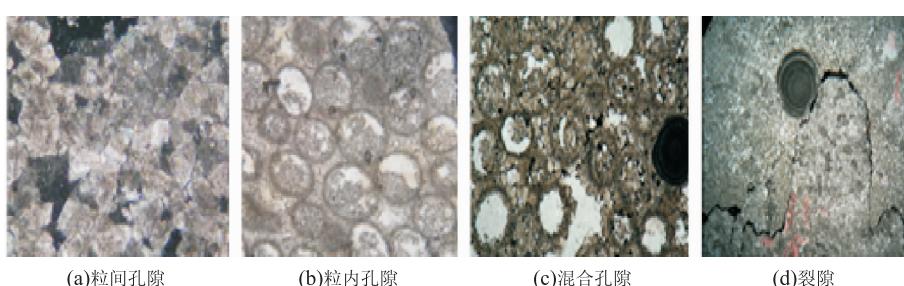


图 1 研究区碳酸盐岩不同的孔隙类型

Fig. 1 Different pore types in carbonate rocks

径一般为 3~4 cm,且溶洞形态不规则,溶洞壁大部分未被充填,少量生长有白云石、方解石和石英。

1.3 混合孔隙

在混合孔隙类型岩石中,同时具有粒内孔隙和粒间孔隙,这种孔隙结构主要发育于残余鲕粒细晶白云岩中,其孔隙结构复杂多样(赖锦等,2013;张创等,2014)。

1.4 裂缝

碳酸盐岩中因构造或溶蚀作用可形成相应的构造缝和溶蚀缝。岩心薄片和电阻率成像测井等资料表明,该研究区块裂缝发育很少,且大部分被充填,主要有 3 期裂缝:第 1 期裂缝形成于浅埋藏阶段,为张性缝,多被方解石等矿物充填;第 2 期裂缝形成于中一深埋藏阶段,为压性缝,多被沥青充填;第 3 期裂缝形成于深埋藏环境的气烃阶段,为张性缝,大多数未被充填。该研究区裂缝主要发育于粉晶白云岩和细晶白云岩中。

根据岩心资料,笔者统计了研究区 1161 个岩样,粒内孔隙、粒间孔隙、混合孔隙和裂缝在研究区所占比如图 2 所示,可见粒间孔在该地区最为发育,粒内孔和混合孔发育程度次之,裂缝发育则非常少。

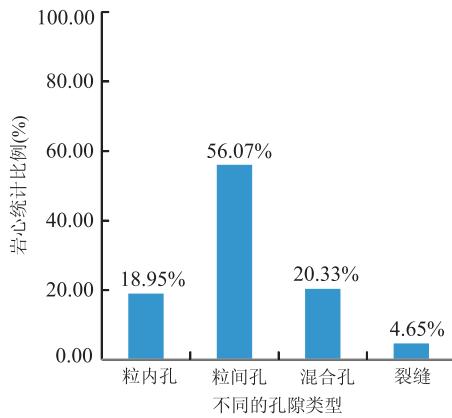


图 2 研究区不同孔隙类型所占比例

Fig. 2 The proportion of different pore types

2 孔渗关系建立

碳酸盐岩储层由于孔隙结构不同,其渗流特征也不同,由于复杂的成岩及成岩后作用,可形成复杂多样的储集空间(Zhao et al., 2013)。该地区孔隙度分布范围为 1%~25%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-12} \sim 1000 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ 。对研究区 4 口取心井中共 1161 个岩心进行物性分析,通过实验测量出每个岩心的孔隙度和渗透率,并建立孔渗关系(图 3)。

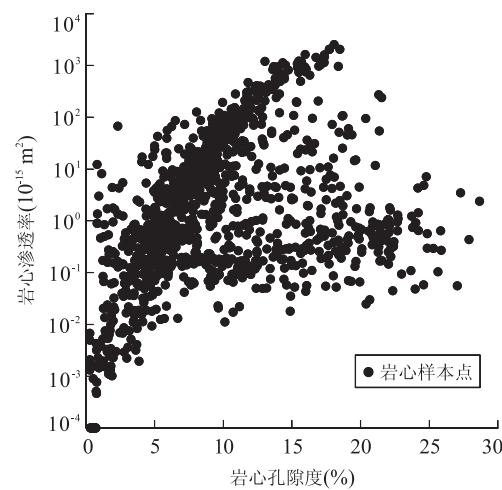


图 3 研究区碳酸盐岩孔渗关系

Fig. 3 Relationship between porosity and permeability

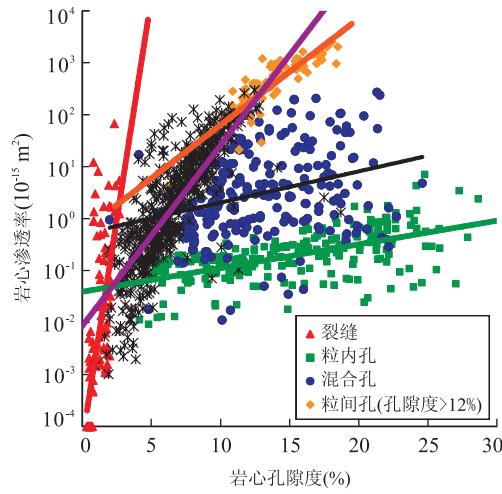


图 4 不同储层孔隙类型对应的孔渗关系

Fig. 4 Relationship between porosity and permeability corresponding to different pore types

由图 3 可以看出,岩心孔隙度与岩心渗透率在整体上没有显著相关性,其原因在于多种孔隙类型导致孔渗关系较为复杂(王小敏和樊太亮,2012)。为研究不同孔隙类型情况下的孔渗关系,笔者按上述孔隙合并方法,通过对常规薄片、铸体薄片和油层物性等资料分析,对不同的孔隙类型进行合理归类,共分 4 类:粒间孔隙型、粒内孔隙型、混合孔隙型(粒内孔和粒间孔并存)和裂缝型。

将孔隙类型分类后再建立相应的孔渗关系,如图 4 所示。不同的孔隙类型明显具有不同的孔渗关系,说明在该地区通过划分不同孔隙类型的方法研究碳酸盐岩孔渗关系是合理的。

在半对数坐标系下,岩心孔隙度与岩心渗透率呈正相关。研究区粒间孔隙类型岩心渗透率随岩心

表 1 不同储层孔隙类型的孔渗关系模型

Table 1 Model of porosity and permeability corresponding to different pore types

孔隙类型	孔渗关系模型	拟合模型点数	拟合模型相关系数
粒内孔	$\ln K = 0.1050 \cdot POR - 3.2416$	220	0.7023
粒间孔(孔隙度<12%)	$\ln K = 0.8002 \cdot POR - 4.7560$	553	0.6518
粒间孔(孔隙度>12%)	$\ln K = 0.5209 \cdot POR - 1.2160$	99	0.6255
混合孔	$\ln K = 0.1384 \cdot POR - 0.6724$	236	0.3223
裂缝	$\ln K = 3.9288 \cdot POR - 9.8452$	53	0.5881

注: K 表示渗透率; POR 表示孔隙度。

孔隙度增大而增大,当岩心孔隙度超过 12%时,其岩心渗透率增大速率明显比之前小,故可将粒间孔隙类型以岩心孔隙度 12%为界限进一步细分为两部分。

通过最小二乘法对裂缝、粒内孔、混合孔、孔隙度 $>12\%$ 的粒间孔和孔隙度 $<12\%$ 的粒间孔共 5 类样本点进行拟合,建立该研究区不同孔隙类型的孔渗模型,如表 1 所示。

整体上各孔隙类型的岩心渗透率随岩心孔隙度增大而增大,但不同孔隙类型表现出不同的孔渗规律。将粒间孔与粒内孔比较,粒间孔的岩心渗透率随岩心孔隙度增加而增加的速率更大,粒间孔具有低孔高渗特性,而粒内孔则具有高孔低渗特性。混合孔的孔渗特性介于粒间孔和粒内孔之间,其中存在多种孔隙类型及相互之间组合的情况,导致其样本点相对比较发散,其孔渗规律相对复杂,但整体上其岩心渗透率随岩心孔隙度增大而增大。研究区裂缝发育较少,且主要发育于致密岩性段(岩心测量孔隙度小于 5%),虽然岩石总孔隙度较小,但岩心渗透率随岩心孔隙度增加速率比其他孔隙类型大得多,充分说明裂缝对岩心渗透率提高具有显著作用。

3 孔隙类型常规测井识别

3.1 识别依据

笔者研究发现,不同孔隙类型在常规测井曲线上响应特征有差别,从而可对不同孔隙类型进行识别。由于该研究区发育少量裂缝,且主要为高孔隙地层,裂缝发育的岩石又受其产状、张开度不同的影响,导致裂缝的常规测井响应特征不明显。所以本文主要针对粒内孔、粒间孔及混合孔的岩石进行识别。

岩石颗粒发生粒内溶蚀作用使颗粒内部大部分被溶蚀,形成的粒内孔隙结构复杂、曲折度高,且粒内孔隙被地层流体充填。粒间孔隙主要发育于结晶白云岩等,重结晶作用形成的晶粒不易发生粒内溶蚀作用,这种情况主要形成粒间孔隙。声波在岩石中的传

播具有选择性传播特征,即始终沿着岩石颗粒骨架传播。声波在粒内孔隙岩石中的传播路径相对于粒间孔隙岩石更为曲折复杂,从而具有更长的传播时间。密度测井可反映岩石整体密度,由于粒内孔隙岩石中颗粒内部被溶蚀,故具有更低的密度值。将声波时差(AC ,单位: $\mu s/3.28 \mu s/m$)与密度测井值(DEN ,单位: g/cm^3)相除,构造出新特征 AC/DEN (单位: $(\mu s \cdot cm^3)/(3.28 \mu s/m \cdot g)$),能反映粒内孔隙和粒间孔隙的差别,即:粒内孔隙岩石的 AC/DEN 值相对较高,粒间孔隙岩石的 AC/DEN 值相对较低。深浅侧向电阻率比值 LLD/LLS (单位:无量纲)反映岩石渗透性,粒内孔隙岩石渗透性相对较差,具有高孔低渗的特点,其 LLD/LLS 值较小;粒间孔隙岩石渗透性相对较好,具有低孔高渗的特点,其 LLD/LLS 值较高。基于常规测井曲线对孔隙类型的判别具有重要意义,是针对不同孔隙类型建立孔渗关系模型的前提。

3.2 识别方法

笔者通过对取心井测井曲线深度校正、岩心归位等资料预处理后,以 AC/DEN 值和 LLD/LLS 值为判别特征,对孔隙结构类型进行识别,结果如图 5 所示。

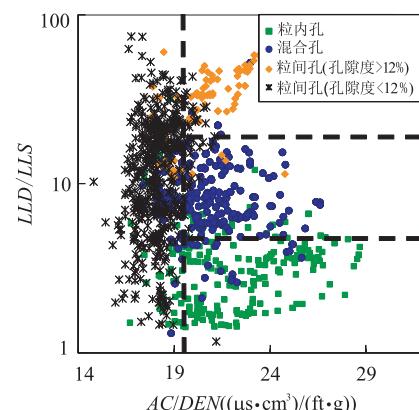


图 5 常规测井特征识别孔隙结构类型

Fig. 5 Identification of pore types based on conventional logging

$$1 \text{ ft} = 30.48 \text{ cm}$$

表 2 不同的孔隙类型综合评价

Table 2 Comprehensive evaluation of different pore types

孔隙类型	常规测井识别	孔隙结构及储集性能	孔渗关系模型	拟合模型相关系数
粒内孔	AC/DEN: 19~29 LLD/LLS: 1~5	颗粒粒内溶孔非常发育, 粒间孔不发育, 溶蚀作用强, 高孔低渗, 连通性很差	$\ln K = 0.1050 \cdot$ $POR - 3.2416$	0.7023
粒间孔 (孔隙度<12%)	AC/DEN: 16~19 LLD/LLS: 2~20	砂屑粒间孔、晶间孔及晶间溶蚀扩大孔比较发育, 溶蚀作用较强, 较低孔、高渗, 连通性较好	$\ln K = 0.8002 \cdot$ $POR - 4.7560$	0.6518
粒间孔 (孔隙度>12%)	AC/DEN: 19~25 LLD/LLS: 20~60	砂屑粒间孔、晶间孔及晶间溶蚀扩大孔非常发育, 溶蚀作用很强, 高孔高渗, 连通性非常好	$\ln K = 0.5209 \cdot$ $POR - 1.2160$	0.6255
混合孔	AC/DEN: 19~27 LLD/LLS: 5~11	粒间孔和粒内孔同时发育, 渗透性及连通性介于粒间孔和粒内孔之间	$\ln K = 0.1384 \cdot$ $POR - 0.6724$	0.3223

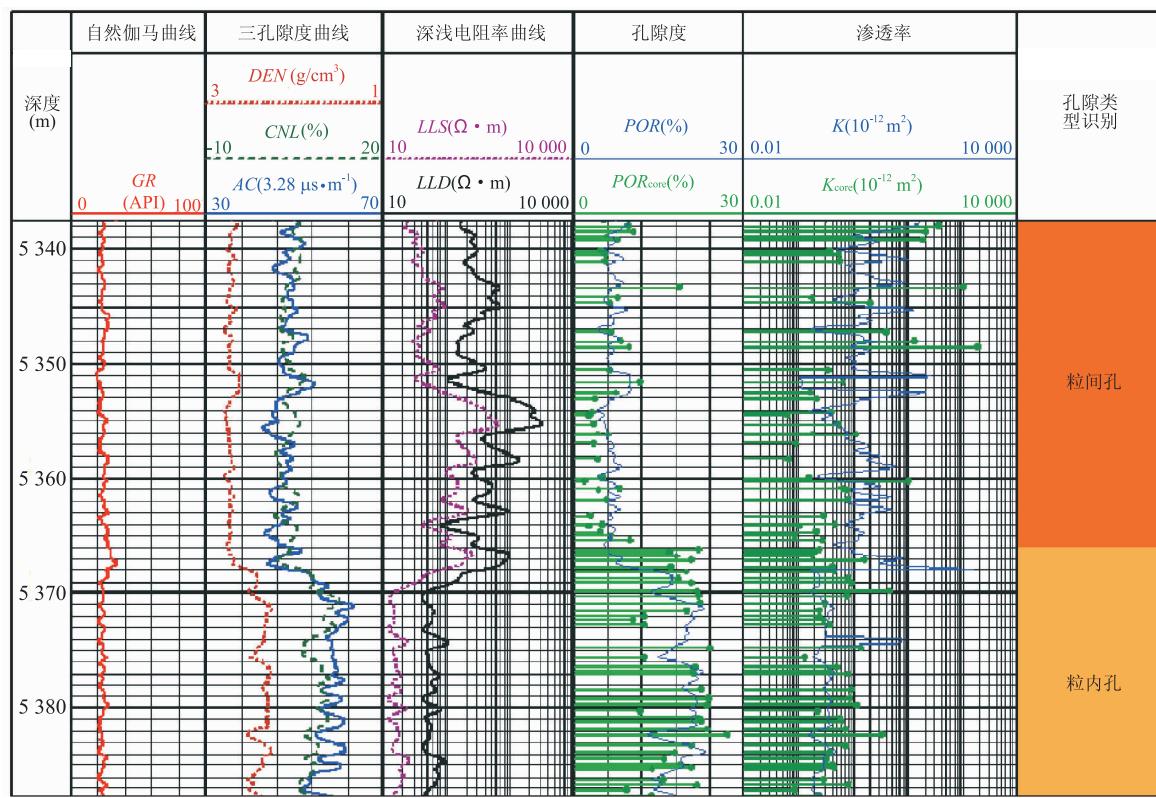


图 6 应用实例 1

Fig. 6 Application example 1

从各孔隙类型在常规测井特征交会图版上的分布情况可见, 粒间孔样本点(孔隙度<12%)的 AC/DEN 值相对较低, 值域较窄, 主要分布范围为 16~19, LLD/LLS 值域较宽, 主要分布范围为 2~20; 粒间孔样本点(孔隙度>12%)的 AC/DEN 值相对较高, 值域较宽, 主要分布范围为 19~25, LLD/LLS 值相对较高, 值域较宽, 主要分布范围为 20~60; 粒内孔样本点的 AC/DEN 值相对较高, 值域较宽, 主要分布范围为 19~29, LLD/LLS 值相对较低, 值域较窄, 主要分布范围为 1~5。混合孔隙样本点的

AC/DEN 值主要分布范围为 19~27, LLD/LLS 主要分布范围为 5~11(表 2)。在该图版上, 粒间孔与粒内孔样本点相互之间有明显界限, 而混合孔样本点与粒间孔和粒内孔有少部分重合区域。

由颗粒及其他颗粒发生内溶蚀作用而形成的粒内孔隙在岩石中相对独立、彼此之间连通性差, 虽然这类岩石具有较高的孔隙度, 但其渗透率普遍很低, 表现为高孔低渗的特性。岩心照片分析结果表明, 连通粒间孔隙之间的喉道相对较短, 喉道半径较大, 这种孔隙结构连通性非常好, 渗透性相对较高, 表现为

高孔高渗的特性。混合孔隙结构的岩石,由于同时发育粒内孔及粒间孔,其渗透性介于粒内孔与粒间孔之间。

4 应用实例

针对 4 口取心井共 1 161 个岩心点,基于常规测井三孔隙度系列曲线(声波 AC、中子密度 CNL、体积密度 DEN),笔者采用多元线性回归模型拟合岩心孔隙度,回归模型如下:

$$POR = 0.5712 \cdot AC - 0.0271 \cdot CNL - 21.2799 \cdot DEN + 35.7903,$$

式中:POR 为孔隙度,回归模型相关系数为 0.85。

笔者通过计算 AC/DEN 和 LLD/LLS 值来判别层段所属的孔隙类型,针对不同孔隙类型层段选择相应的孔渗关系模型计算渗透率,孔渗关系模型为: $\ln K = A \cdot POR + B$,系数 A、B 参考表 2。计算结果如图 6 和图 7 所示。

图 6 中,第 1、2、3 道为常规测井曲线;第 4 道中

POR 为回归模型计算的孔隙度(单位:%), POR_{core} 为岩心孔隙度(单位:%);第 5 道中 K 为孔渗关系模型计算的渗透率(单位: 10^{-12} m^2), K_{core} 为岩心渗透率(单位: 10^{-12} m^2);第 6 道储层孔隙类型判别结果。其中 5 340~5 366 m 层段为粒间孔,5 366~5 390 m 层段为粒内孔,回归模型计算的孔隙度和孔渗关系模型计算的渗透率与岩心孔隙度和岩心渗透率变化趋势较为一致。该层段中粒间孔层段比粒内孔层段的孔隙度低,而两层段的渗透率相差不大,说明粒间孔具有低孔高渗特性。

图 7 中,5 725~5 755 m 层段和 5 762~5 771 m 层段发育粒间孔隙,5 755~5 762 m 层段发育混合孔隙。该层段主要为粒间孔隙,其中夹有混合孔隙发育段,整体上回归模型计算的孔隙度和孔渗关系模型计算的渗透率与岩心孔隙度和岩心渗透率变化趋势较为一致。5 750~5 765 m 层段计算渗透率与岩心渗透率误差较大,主要原因因为该段夹有混合孔隙类型,其孔渗关系不显著,且该层段计算孔隙度与岩心孔隙度误差相对较大。

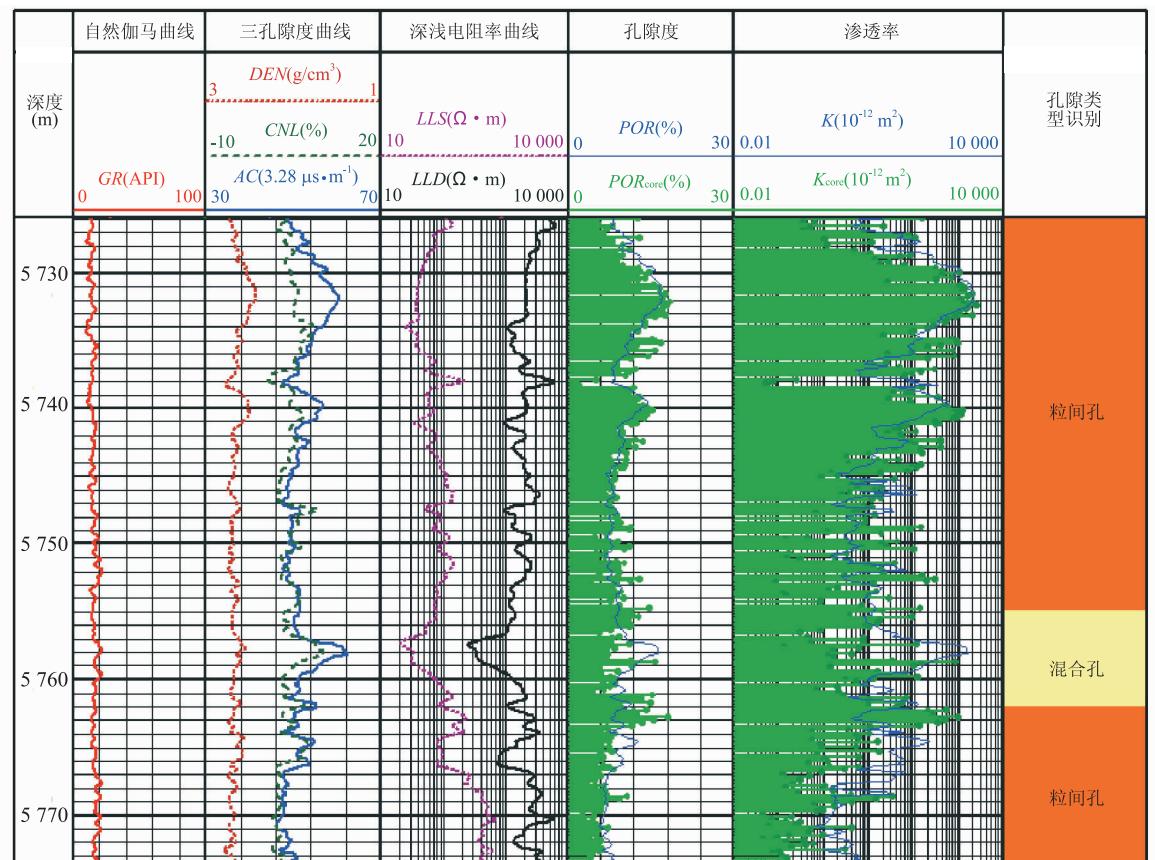


图 7 应用实例 2

Fig. 7 Application example 2

5 结论

(1) 普光地区碳酸盐岩储层的孔隙结构复杂多样,但大致可将孔隙结构类型分为 4 类:粒内孔隙、粒间孔隙、混合孔隙和裂缝。这 4 类孔隙结构类型分别具有不同的孔渗关系,相对而言,粒内孔隙具有高孔低渗特性,粒间孔具有低孔高渗特性,混合孔的孔渗特性则介于粒内孔和粒间孔之间。裂缝发育对岩石渗透率具有明显提高的作用。

(2) 声波时差与密度比值和深浅侧向电阻率比值特征能较好识别粒内孔隙、粒间孔隙和混合孔隙,原因在于声波在岩石中的选择性传播、密度测井可测量岩石体积密度以及深浅侧向电阻率比值能反映岩石渗透性的特点,不同的碳酸盐岩孔隙结构的上述测井特征具有一定差异。

(3) 该研究区裂缝发育很少且受孔洞影响非常严重,从而导致常规测井特征不能很好地识别裂缝,需通过其他测井方法(例如成像测井等)进一步研究。

(4) 为便于对孔渗关系进行分析,找出研究区影响碳酸盐岩孔渗关系的主要因素,笔者先将复杂多样的孔隙类型按相同的特点进行归类,再针对不同孔隙类型建立相应的孔渗关系模型,该方法是合理且有效的。在研究区内不同井中的验证表明,井间孔渗规律具有一致性。

References

- Chen, S. H. , Jacobi, D. , Kwak, H. , et al. , 2008. Pore Connectivity Based Permeability Model for Complex Carbonate Formations. SPWLA 49th Annual Logging Symposium, Austin.
- Chen, Z. B. , Chen, M. , Wang, L. Z. , 2010. Diagenesis of Carbonate Reservoir in the Lower Triassic Feixianguan Formation of the NE Sichuan Basin, China. *Natural Gas Geoscience*, 21(5): 742—747 (in Chinese with English abstract).
- Chilingar, G. V. , Haroun, M. R. , Bagrintseva, K. I. , 2008. Examples of Fractured Carbonate Reservoir Rocks of Russia and Relationship between Porosity and Permeability in Carbonate Rocks. CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, Calgary, 16—19. doi:10.2118/114177-ms
- Chu, Z. H. , 2006. The Studies of Carbonate Reservoir in the Changxing and the Feixianguan Formations in the Northeastern Sichuan Basin in China (Dissertation).
- Guo, T. L. , 2011. The Characteristics of Sedimentation and Reservoirs of Reef-Beach Gas Fields in Carbonate Platform Margins, Northeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 18(4): 201—211 (in Chinese with English abstract).
- He, Y. B. , Wang, W. G. , 2007. Sedimentary Rocks and Sedimentary Facies. Petroleum Industry Press, Beijing, 104—135 (in Chinese).
- Jin, X. J. , Wang, S. P. , Bi, J. X. , et al. , 2011. Study on Identification Method of Reef Flat Carbonate Rock Reservoir Fracture. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 18(2): 165—168 (in Chinese with English abstract).
- Lai, J. , Wang, G. W. , Chen, M. , et al. , 2013. Pore Structures Evaluation of Low Permeability Clastic Reservoirs Based on Petrophysical Facies: A Case Study on Chang 8 Reservoir in the Jiyuan Region, Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 40(5): 566—573 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H. , Tan, X. C. , Zhou, Y. , et al. , 2009. Prediction of Platform-Edge Bank Carbonate Reservoir in Feixianguan Formation of Huanglongchang Gas Field in the Northeastern Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 30(2): 219—224 (in Chinese with English abstract).
- Qin, J. Z. , Meng, Q. Q. , Fu, X. D. , 2008. Three Hydrocarbon Generation and Accumulation Processes of Marine Carbonate Rocks in Northeastern Sichuan Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 35(5): 548—556 (in Chinese with English abstract).
- Su, L. P. , Luo, P. , Luo, Z. , et al. , 2005. Characteristics of Feixianguan Formation Oolitic Shoal Reservoirs in Northeast Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 25(6): 14—17 (in Chinese with English abstract).
- Wang, C. W. , 2008. Study on the Overpressure Development, Evolvement and Origin Mechanism in the Carbonate Reservoir of the Northeast Area, Sichuan Basin (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Wang, X. M. , Fan, T. L. , 2012. Classification of Carbonate Reef-Shoal Reservoir Rocks. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 43(5): 1837—1844 (in Chinese with English abstract).
- Xu, B. G. , 2004. On Carbonate Reservoir Classification and Oil-Gas Identification in the North-East Sichuan. *Well Logging Technology*, 28(5): 410—413 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y. F. , Wang, C. C. , Yao, J. , et al. , 2016. A New

- Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix. *Earth Science*, 41(6): 1067—1073 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y. X., Jin, Z. K., Gao, B. S., 2012. Characteristics and Origin of Lacustrine Carbonate High-Quality Reservoirs in the Slope Area of Qikou Sag. *Acta Petrolei Sinica*, 33(6): 978—986 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, D. Q., Peng, X. L., Liu, Z. Y., et al., 2011. Characterization Methods of Reef-Beach Facies Reservoirs in the Puguang Gas Field. *Natural Gas Industry*, 31(3): 9—13 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, C., Sun, W., Gao, H., et al., 2014. Reservoir Diagenetic Facies and Porosity Evolution Pathways of Chang 8 Formation in Huachi, Ordos Basin. *Earth Science*, 39(4): 411—420 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. H., 2010. The Study of Seismic Prediction for Oolitic Reservoir of the 2nd Member of Feixianguan Formation in HCL Region in Northeast of Sichuan (Dissertation). Chengdu University of Technology, Chengdu (in Chinese with English abstract).
- Zhao, L. X., Nasser, M., Han, D. H., 2013. Quantitative Geophysical Pore-Type Characterization and Its Geological Implication in Carbonate Reservoirs. *Geophysical Prospecting*, 61(4): 827—841. doi:10.1111/1365—2478.12043
- 郭彤楼, 2011. 川东北地区台地边缘礁、滩气藏沉积与储层特征. 地学前缘, 18(4): 201—211.
- 何幼斌, 王文广, 2007. 沉积岩与沉积相. 北京: 石油工业出版社, 104—135.
- 靳秀菊, 王寿平, 毕建霞, 等, 2011. 礁滩相储层裂缝识别方法研究. 断块油气田, 18(2): 165—168.
- 赖锦, 王贵文, 陈敏, 等, 2013. 基于岩石物理相的储集层孔隙结构分类评价. 石油勘探与开发, 40(5): 566—573.
- 刘宏, 谭秀成, 周彦, 等, 2009. 川东北黄龙场气田飞仙关组缘滩型碳酸盐岩储层预测. 石油学报, 30(2): 219—224.
- 秦建中, 孟庆强, 付小东, 2008. 川东北地区海相碳酸盐岩三期成烃成藏过程. 石油勘探与开发, 35(5): 548—556.
- 苏立萍, 罗平, 罗忠, 等, 2005. 川东北飞仙关组鲕粒滩储层特征研究. 天然气工业, 25(6): 14—17.
- 王存武, 2008. 川东北地区碳酸盐岩层系超压发育演化于成因机制(博士学位论文). 北京: 中国地质大学.
- 王小敏, 樊太亮, 2012. 碳酸盐岩礁滩相储层分类. 中南大学学报(自然科学版), 43(5): 1837—1844.
- 徐炳高, 2004. 川东北地区碳酸盐岩储层分类与油气识别方法研究. 测井技术, 28(5): 410—413.
- 杨永飞, 王晨晨, 姚军, 等, 2016. 页岩基质微观孔隙结构分析新方法. 地球科学, 41(6): 1067—1073.
- 杨有星, 金振奎, 高白水, 2012. 歧口凹陷缓坡区湖泊碳酸盐岩优质储层特征及成因. 石油学报, 33(6): 978—986.
- 曾大乾, 彭鑫岭, 刘志远, 等, 2011. 普光气田礁滩相储层表征方法. 天然气工业, 31(3): 9—13.
- 张创, 孙卫, 高辉, 等, 2014. 鄂尔多斯盆地华池长 8 储层成岩相与孔隙度演化. 地球科学, 39(4): 411—420.
- 张玺华, 2010. 川东北碳酸盐岩鲕粒滩储层预测研究——以 HCL 地区飞仙关组二段为例(硕士学位论文). 成都: 成都理工大学.

附中文参考文献

- 陈志斌, 陈梅, 王龙樟, 2010. 川东北地区下三叠统飞仙关组碳酸盐岩储层成岩作用. 天然气地球科学, 21(5): 742—747.
- 储昭宏, 2006. 川东北长兴组—飞仙关组碳酸盐岩储层研究(硕士学位论文). 北京: 中国地质大学.