

文章编号:0253-9985(2010)05-0678-07

多旋回复杂碳酸盐岩储层渗透率测井评价

刘宏¹, 吴兴波¹, 谭秀成¹, 周彦¹, 姚宴波², 唐青松², 周成刚³

(1. 西南石油大学 资源与环境学院, 四川 成都 610500;

2. 中国石油天然气股份有限公司 西南油气田分公司 川中油气矿, 四川 遂宁 629000;

3. 中国石油天然气集团公司 东方地球物理公司研究院 库尔勒分院, 新疆 库尔勒 841001)

摘要:以四川盆地中部磨溪气田下三叠统嘉陵江组二段第二亚段多旋回碳酸盐岩为例,通过岩心观察,利用物性分析、压汞、铸体、扫描电镜等实验室分析资料,从储层微观孔喉结构及储层成因机理出发,提出地质约束条件下的渗透率测井评价方法。根据不同岩性及不同孔喉结构建立储层渗透率测井解释模型。实际应用效果表明,利用该方法所得到的渗透率与岩心分析数据相关性较好,其结果能准确表征非均质性极强的多旋回复杂碳酸盐岩储层渗透率,为储层评价提供可靠依据。

关键词:孔-渗关系;渗透率模型;孔喉结构;嘉陵江组;碳酸盐岩储层;四川盆地中部

中图分类号:TE121.3 **文献标识码:**A

Logging evaluation of permeability of multicyclic carbonate rock reservoirs in the Middle Sichuan Basin

Liu Hong¹, Wu Xingbo¹, Tan Xiucheng¹, Zhou Yan¹, Yao Yanbo², Tang Qingsong² and Zhou Chenggang³

(1. School of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Chuazhong Oil and Gas Field, PetroChina Southwest Oil and Gas Company, Suining, Sichuan 629000, China;

3. PetroChina BGP Korla Branch, Korla, Xinjiang 841001, China)

Abstract: Taking multicyclic carbonate reservoirs in the 2nd interval of the 2nd member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation in the Moxi gas field as an example, and from the perspective of microscopic pore-throat structure and reservoir genesis, this paper puts forward a geology-constrained logging evaluation method of permeability based on experimental data such as core observation, physical property analysis, mercury penetration, cast and electron scanning microscope. Various logging interpretation models of permeability are set up according to different lithologies and pore-throat structures. Practical application shows that permeability obtained with this method correlates well with core analysis and can accurately characterize permeability of multicyclic carbonate reservoirs with great heterogeneity. This new method provides another reliable tool for reservoir evaluation.

Keywords: porosity-permeability relationship, permeability model, pore-throat structure, Jialingjiang Formation, carbonate rock reservoir, Middle Sichuan Basin

在多沉积旋回的碳酸盐岩地层中,因沉积环境及成岩作用类型复杂多样,使碳酸盐岩储层的储集空间类型多样,孔-喉配置关系复杂,孔-渗关系常表现出低孔-高渗、高孔-低渗等相对特殊的孔-渗关系特征,此时,孔隙度并不能作为表征储层质量好坏的唯一标准,渗透率严格控制了储集体中流体的产出能力,因而在多旋回复杂碳酸盐岩储层评价

中起着至关重要的作用。然而渗透率的准确求取一直是碳酸盐岩储层测井评价中的一大难题,因传统的渗透率解释均建立在均质的、理想的模型之上^[1,2],其渗透率解释结果往往不能准确表征不同沉积微相内的不同类型储集岩的渗透性能。

近年来,国内外学者逐渐认识到地质因素在测井解释中应该扮演着重要角色^[3,4],提出相控测

收稿日期:2009-07-29,修订日期:2010-09-25。

第一作者简介:刘宏(1981—),男,博士,讲师,油气藏描述。

基金项目:中国石油天然气集团公司石油科技中青年创新基金项目(06E1018);四川省教育厅省级重点学科建设项目(SZD0414)。

井解释方法^[5]、基于岩石物理相分类的测井解释方法^[6,7]等,这些考虑地质条件的测井解释方法较大地提高了储层参数测井解释的准确程度。本文以四川盆地中部磨溪气田下三叠统嘉(嘉陵江组)二段第二亚段碳酸盐岩储层为例,提出地质约束下的测井精细解释,利用地质-测井相结合的方法,从储层成因机理出发,以储层微观孔喉结构特征为依据,分小层建立具有不同类型储集岩的渗透率解释模型,准确求取渗透率,为复杂碳酸盐岩储层评价提供可靠依据。

1 地质背景

磨溪气田位于四川盆地川中古隆中斜平缓构造带的南部,紧邻加里东期形成的龙女寺古隆起(图1)。早三叠世嘉陵江期,四川盆地以发育海相碳酸盐岩台地为特征^[8],由于台地上水体较浅,其沉积物对地壳震荡性升降变化、海平面升降变化以及气候周期性变化等的响应比较明显,导致下三叠统嘉陵江组尤其是嘉二段发育了多个不同成因、不同级次的沉积旋回。磨溪气田嘉二段第二亚段为气田的主力产层之一,主要由海相碳酸盐岩、蒸发岩和少量陆源碎屑岩组成,钻厚从39 m

到48 m不等,根据岩性、电性及沉积旋回的不同界面特征,可将第二亚段自下而上细分为A、B、C 3个小层。A层岩性以深灰色泥岩、泥晶灰岩及浅灰色鲕粒灰岩为主,地层厚度在10~14 m之间;B层为深灰色泥晶灰岩、土黄色泥-粉晶云岩及膏岩,地层厚度为14~22 m;C层岩性以浅灰色砂屑云岩、深灰色块状及纹层状膏岩为主,地层厚度为10~16 m。

2 储层特征

2.1 岩石学及物性特征

受古气候变化旋回、水体盐度变化旋回、海侵方向和海侵-海退旋回及微地貌的影响,嘉二段第二亚段具有了多种岩性组合,使得储集岩石类型多样,其中A层储集岩主要为浅灰-灰色亮晶鲕粒灰岩,岩心可见明显针孔,孔隙度范围在0.11%~26.50%之间,而渗透率多小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,往往表现为高孔-低渗特征。B层储集岩主要以褐灰色、土黄色中层-块状粉晶云岩为主,白云石晶体较粗,溶蚀孔隙极为发育,面孔率最高可超过20%,岩心分析孔隙度范围在0.38%~24.72%之间,平均值为7.68%,53%的样品渗透率值大于

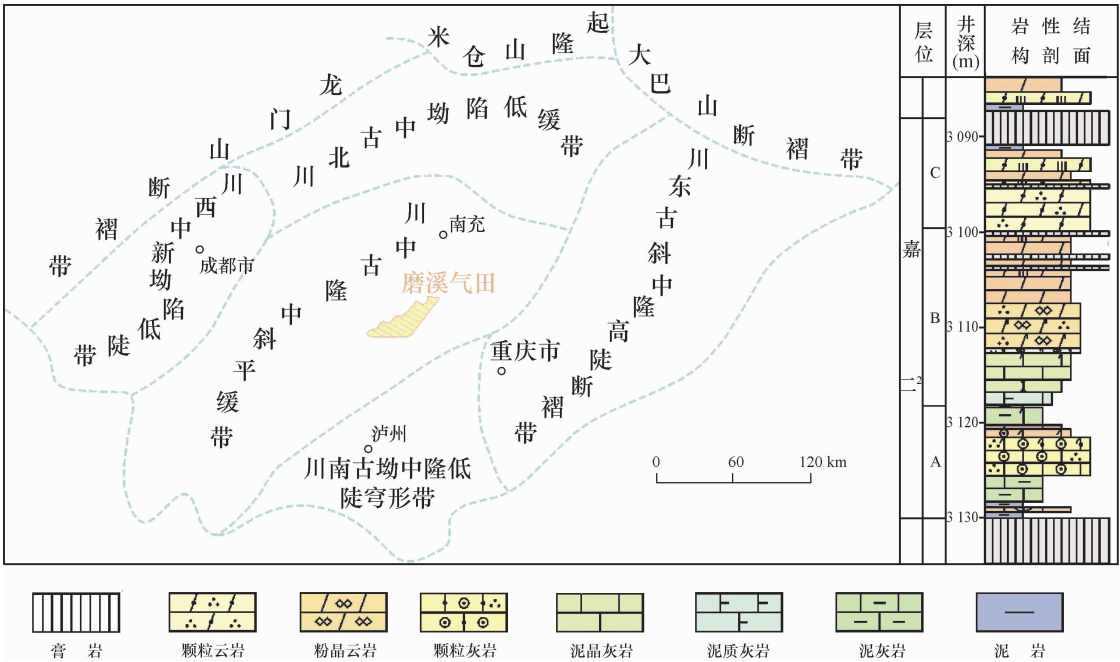


图1 研究区构造位置及下三叠统嘉二段第二亚段岩性剖面

Fig. 1 Location of structures in the study area and lithologic profile of the 2nd interval in the 2nd member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation

$0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层物性较好, 是嘉二段最重要的储集岩类。C 层储集岩则以褐灰色砂屑云岩和鲕粒云岩为主, 孔隙值范围在 $0.14\% \sim 15.34\%$ 之间, 35% 的样品渗透率值大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层物性较好, 但局部因膏质胶结使得物性变差。

2.2 储集空间类型

多旋回碳酸盐岩地层的储集岩类型多样, 加

上后期复杂的成岩作用, 使得储层储集空间具有多种类型, 变化较大^[9]。微观照片表明磨溪气田嘉二段第二亚段主要储集空间类型为晶间孔、晶间溶孔、粒内溶孔、铸模孔和残余粒间孔等。其中: A 层以鲕粒灰岩相对孤立的铸模孔及粒内溶孔为主, 虽孔隙度较高但连通性较差 (图 2a, b); B 层以粉晶云岩的晶 (溶) 孔为主, 连通性较好 (图 2c, d); 而 C 层主要表现为砂屑、鲕粒云岩的

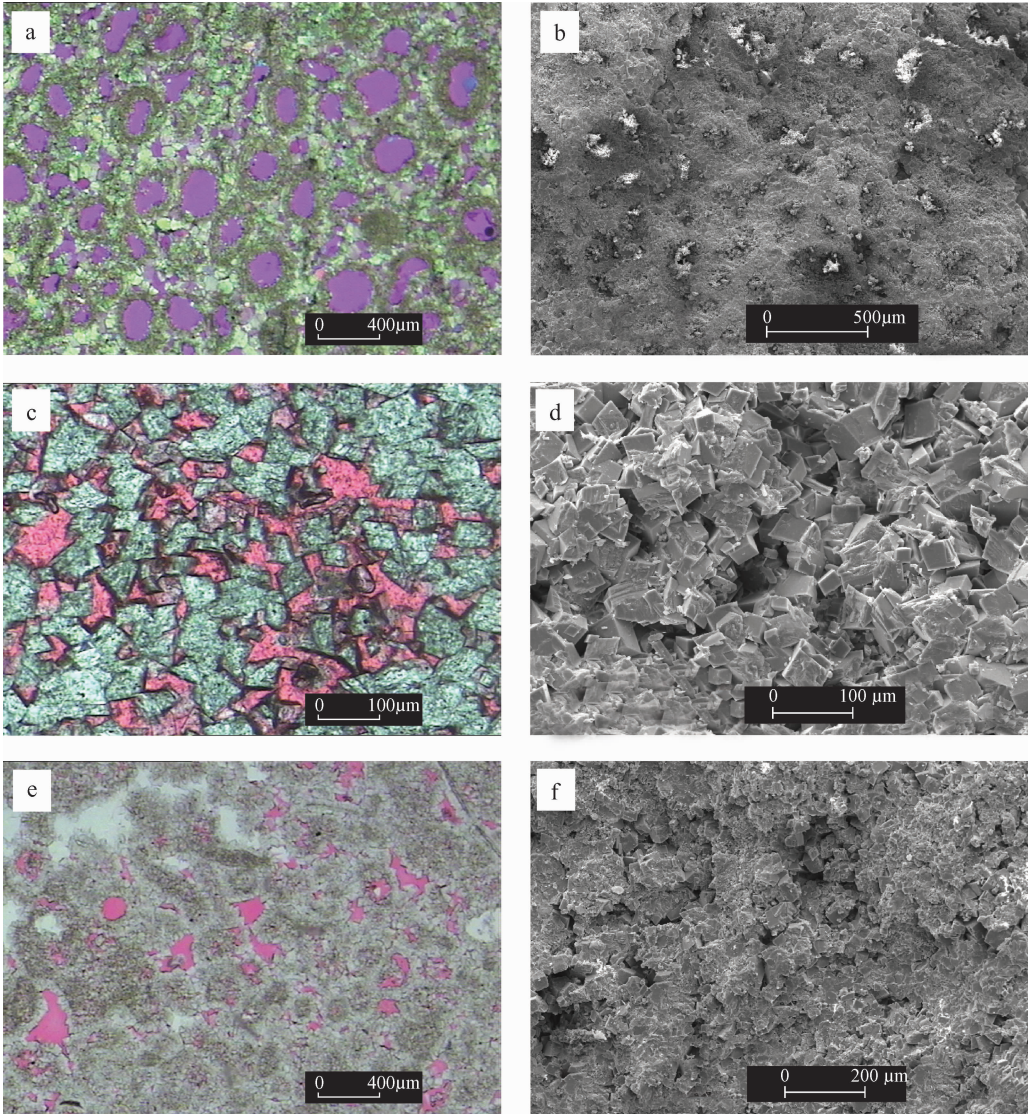


图 2 四川盆地中部磨溪气田嘉二段第二亚段主要孔隙类型

Fig. 2 Main types of pores in the 2nd interval of the 2nd member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation in Moxi gasfield, the Middle Sichuan Basin

a. 磨 13 井, 3 124.03 m, A 层, 鲕粒灰岩中的铸模孔, 铸体薄片; b. 磨 151 井, 3 151.79 m, A 层, 鲕粒灰岩粒内溶孔, 扫描电镜, 粒内溶孔极发育, 孔径较大, 但喉道细, 连通性差 ($\Phi = 20.99\%$, $K = 0.0534 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); c. 磨 151 井, 3 140.03 m, B 层, 粉晶云岩中的晶间溶孔, 铸体薄片; d. 磨 151 井, 3 140.03 m, B 层, 粉晶云岩晶间 (溶) 孔, 扫描电镜, 孔径大, 连通性好 ($\Phi = 24.72\%$, $K = 119 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); e. 磨 13 井, 3 100.54 m, C 层, 砂屑云岩中的残余粒间孔及粒内溶孔, 铸体薄片; f. 磨 151 井, 3 126.32 m, C 层, 砂屑云岩中的残余粒间孔及粒内溶孔, 扫描电镜, 孔隙之间的连通性较好 ($\Phi = 12.54\%$, $K = 0.666 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

表1 四川盆地中部下三叠统嘉二段第二亚段各小层储层样品主要压汞参数

Table 1 Main mercury penetration parameters of reservoir samples from different layers in the 2nd interval of the 2nd member of the Lower Triassic Jianglingjiang Formation in the Middle Sichuan Basin

地层	岩性	排驱压力/ MPa	中值压力/ MPa	中值孔喉 半径/ μm	平均孔喉 半径/ μm	退汞效率, %	样品数/ 个
C 层	砂屑 灰岩	0.023 ~ 30.650 (4.360)	0.150 ~ 104.770 (15.450)	0.006 ~ 5.220 (0.610)	0.008 ~ 3.310 (0.640)	0 ~ 28.190 (17.870)	24
B 层	粉晶 云岩	0.008 ~ 58.400 (5.140)	0.220 ~ 92.430 (15.080)	0.008 ~ 3.330 (0.730)	0.011 ~ 4.170 (0.790)	0 ~ 48.810 (22.720)	37
A 层	鲕粒 灰岩	0.007 ~ 75.320 (4.870)	0.660 ~ 213.960 (25.650)	0.002 ~ 1.120 (0.190)	0.001 ~ 0.640 (0.210)	0 ~ 41.670 (9.310)	33

注:括号中数字为平均值。

残余粒间孔及粒内溶孔(图2e,f)。本区裂缝及溶洞不发育。

2.3 孔喉结构特征

孔喉结构特征在多旋回复杂碳酸盐岩储层评价中具有重要意义,喉道的大小及其连通孔隙的方式对储层的渗流有决定性的作用^[10,11]。

A层的鲕粒灰岩储层中,作为其主要储集空间类型的粒内溶孔及铸模孔多呈孤立状,喉道极细,粒内溶蚀孔隙之间连通不畅,其压汞参数表现为低排驱压力,高中值压力,低退汞效率,分选差,孔-喉配置关系为粗孔-微喉,渗透性能较差(表1)。

B层发育质纯的泥-粉晶、细粉晶云岩,镜下观察发现白云石晶体较粗,片状喉道连通大量发育的晶间孔和晶间溶孔,孔径大,连通性好,反映出良好的储集性能,为嘉二段主力产层;压汞曲线的平台段较宽(图3),具体表现为低排驱压力,低中值压力,高退汞效率,分选好,粗歪度,孔-喉配置关系为中孔-中喉,渗透性能较好。

C层以为砂屑云岩为主,孔隙类型为残余粒间孔和粒间溶孔,孔隙间连通性较好,以颈缩喉道为主,压汞曲线的平台段较短,孔、喉分选相对较差,孔-喉配置关系为中孔-细喉,渗透性较B层差,但好于A层。

2.4 电性特征

碳酸盐岩储层在常规测井曲线上主要表现为“三低两高”的响应特点,即:低自然伽马背景下的低电阻率、低密度、高声波时差以及高中子孔隙度。但是由于多旋回碳酸盐岩储层的孔隙及喉道多受到后期复杂成岩作用的影响,使得储层孔喉

的形状、大小、配置等变化较大,因而在测井曲线上也出现不同响应特征。如在磨溪气田M151井综合测井曲线图(图4)可以看出:3个储层段自然伽马均呈现低值,平均为22.23 API;声波时差和补偿中子明显增大,特别是B层储层段中,声波时差最大值可达70.12 $\mu\text{s}/\text{ft}$,中子孔隙度达19.56%,显示其良好的储集性能;补偿密度明显降低,平均值为2.53 g/cm^3 ;储层段电阻率降低明显,深侧向电阻率值分布于10.36 ~ 240.09 $\Omega \cdot \text{m}$,而致密碳酸盐岩电阻率一般都大于1 000 $\Omega \cdot \text{m}$,B和C层储层段深、浅侧向电阻率差异明显,反映良好的渗透性能,而A层基本无差异,主要是由于鲕粒灰岩储层粗孔-微喉的孔-喉配置关系导致储层渗透率较低,造成泥浆难以侵入。

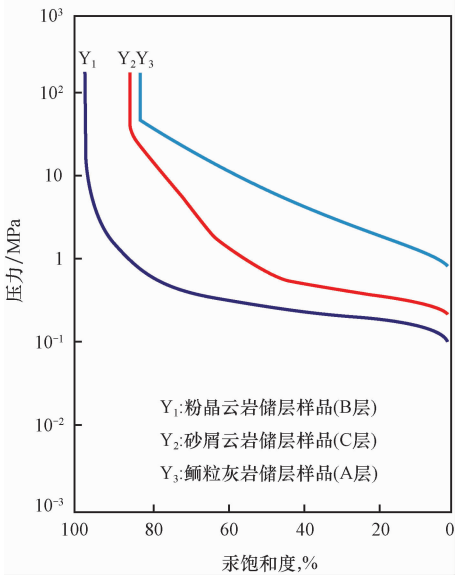


图3 四川盆地中部下三叠统不同储集岩典型压汞曲线

Fig. 3 Typical mercury penetration curves of different reservoir rocks in the Lower Triassic of the Middle Sichuan Basin

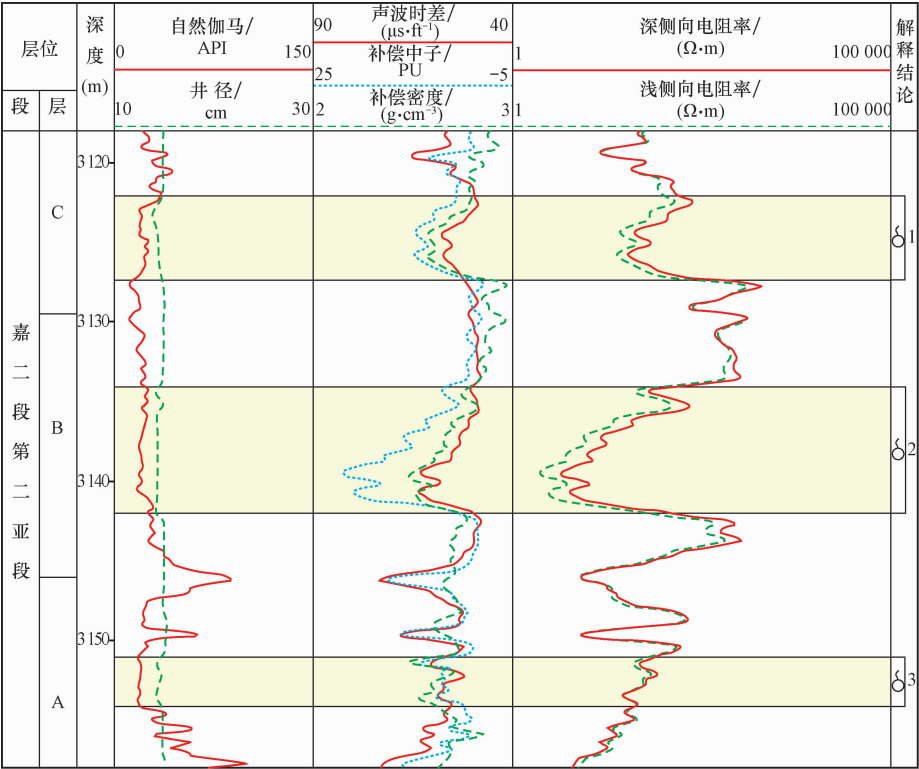


图 4 四川盆地中部磨溪气田 M151 井嘉二段第二亚段综合测井曲线

Fig. 4 Composite log of the 2nd interval in the 2nd member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation in M-151 well of Moxi gasfield, the Middle Sichuan Basin

3 渗透率测井解释模型

“岩心刻度测井”一直是测井解释所遵循的原则。上述研究表明,多旋回碳酸盐岩储层具有多种类型的岩性、储集空间类型、孔喉结构特征等,储层非均质性强,常规测井解释在一个区块采用同一个渗透率解释模型并不能准确反映孔-渗之间的变化,势必造成较大的误差^[12,13]。因此本次研究以岩心的各项数据为基础,以储层微观孔喉结构特征为依据,利用孔渗实测数据分不同岩性、不同孔喉结构特征建立渗透率解释模型,利用地质认识去约束测井解释,从而为多旋回复杂碳酸盐岩储层评价提供可靠依据。

3.1 孔-渗关系

3.1.1 A 层鲕粒灰岩储层

磨溪气田嘉二段第二亚段 A 层的鲕粒灰岩储层的储集空间以孤立的粒内溶孔及铸模孔为主,残余粒间孔少见,喉道细小连通性较差,因此,虽储层孔隙度发育较好,但渗透率值普遍不高,从孔-渗关

系图上看(图 5a),渗透率随孔隙度增大而增大的关系不甚明显,拟合直线的斜率较低,即使储层样品孔隙度值大于 12% 时,渗透率值一般都小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,体现为高孔-低渗的典型特征。

3.1.2 B 层粉晶云岩储层

磨溪气田嘉二段第二亚段 B 层粉晶云岩储层为气田主力产层,粗大的白云石晶体之间大量发育连通性较好的晶间溶孔,因而孔-渗相关性较好,表现在随孔隙度的增加,渗透率显著增大(图 5b),且高孔样品占有相当的比例,储层渗透性明显优于 A 层,平均渗透率值可达 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙度大于 12% 的样品,渗透率一般大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,良好的孔-喉配置关系,使得储层储集性能优良。

3.1.3 C 层砂屑云岩储层

磨溪气田嘉二段第二亚段 C 层砂屑云岩储层孔-渗关系较分散(图 5c),说明该层孔隙结构相对复杂,受微裂缝的影响稍大。该段储层孔隙度相对较低,但渗透性较好,平均渗透率为 $2.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集性能优于 A 层。

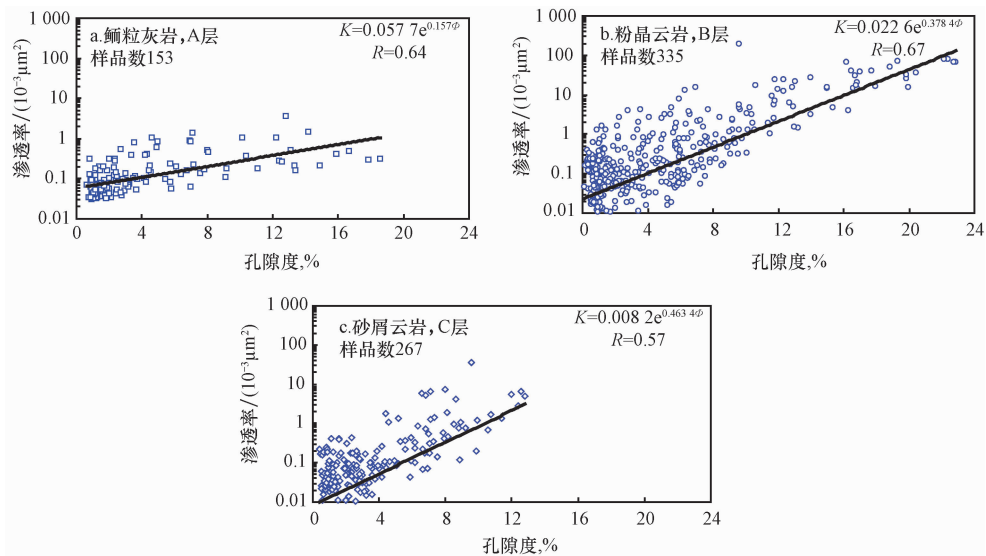


图5 四川盆地中部磨溪气田嘉二段第二亚段不同类型储集岩孔-渗关系

Fig. 5 Relationship between porosity and permeability of different reservoir rocks in the 2nd interval of the 2nd member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation in Moxi gasfield, the Middle Sichuan Basin

表2 四川盆地中部磨溪气田嘉二段第二亚段测井渗透率解释模型

Table 2 Logging interpretation model of permeability for the 2nd interval of the 2nd member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation in Moxi gasfield, the Middle Sichuan Basin

层位	岩性	孔隙类型	孔-喉配置	渗透率解释模型
A 层	鲕粒灰岩	粒内溶孔、铸模孔	粗孔-微喉	$K=0.0577e^{0.157\phi}$
B 层	粉晶云岩	晶间孔、晶间溶孔	中孔-中喉	$K=0.0226e^{0.3784\phi}$
C 层	砂屑云岩	粒内溶孔、残余粒间孔	中孔-细喉	$K=0.0082e^{0.4634\phi}$

3.2 渗透率解释模型

3 类不同的孔渗关系(图 5)代表了 3 种不同成因类型碳酸盐岩储集层。以岩心分析为基础,根据不同岩性、不同孔隙类型以及不同孔喉结构特征,建立了磨溪气田嘉二段第二亚段储层渗透率测井解释模型(表 2),其意义在于通过岩性识别技术^[14,15],把非均质性极强的多旋回复杂碳酸盐岩储层等效转换为相对均质性的储层进行精细测井解释,准确求取储层渗透率。

4 应用效果

以上述不同岩性的渗透率解释模型对磨溪气田多口井进行测井渗透率解释,与常规方法得出的渗透率值比较发现(图 6),常规方法解释的渗透率与岩心实测偏差较大。主要表现在当储层孔隙度较低时,所解释渗透率严重低于真实值,而当储层孔隙度较高时,所解释渗透率又普遍高于真实值。特别是对于孔-喉配置较差的鲕粒灰岩储

层,其差异程度可达数个量级,而考虑储层孔喉结构特征,利用地质约束的测井解释所得到的渗透率与岩心分析数据相关性较好,其解释结果能准确表征非均质性极强的多旋回复杂碳酸盐岩储层渗透率,为储层评价提供可靠依据。

5 结论

通过地质与测井相结合的方法,建立起地质约束下的测井渗透率解释模型,其意义在于通过小层划分、岩性分析、储层孔-喉分类以及储层孔喉配置关系等研究,把非均质性极强的多旋回复杂碳酸盐岩储层等效转换为相对均质性的储层进行精细测井解释。从测井解释的效果来看,所得到的渗透率值与岩心分析数据吻合度高,达到了把复杂问题简单化的目的,较好地解决了准确求取复杂碳酸盐岩储层渗透率这一长期困扰人们难题。该方法特别适用于受微观孔喉结构影响的多旋回复杂碳酸盐岩储层的测井精细解释,为后续的储层评价提供了准确的评价参数。

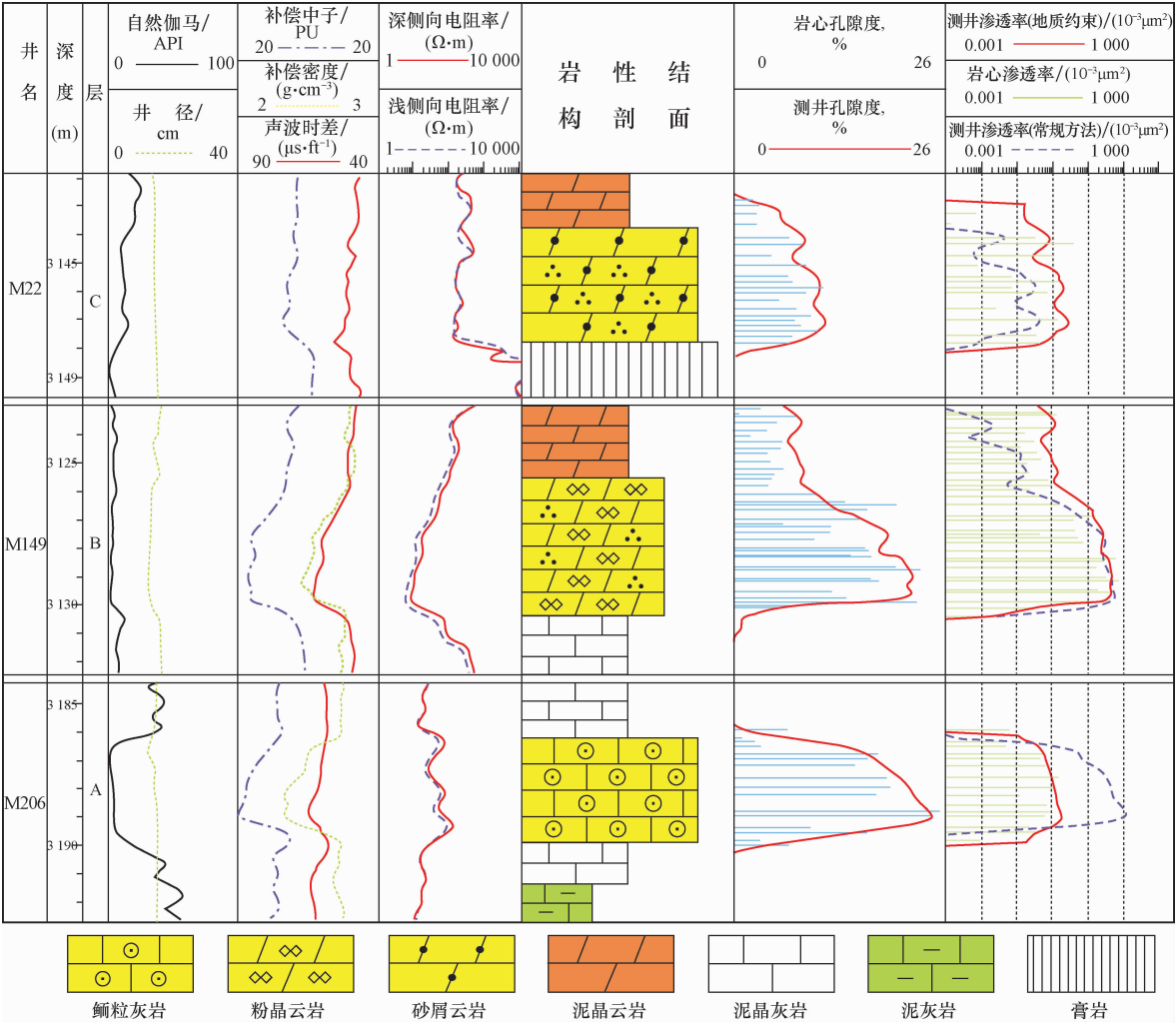


图 6 四川盆地中部磨溪气田下三叠统地质约束的渗透率解释结果与常规解释结果对比

Fig. 6 Correlation between permeability from geology-constrained interpretation and that from conventional interpretation in the Lower Triassic of Moxi gasfield, the Middle Sichuan Basin

参 考 文 献

1 赵良孝, 补勇. 碳酸盐岩储层测井评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994

2 赵良孝. 测井在四川碳酸盐岩储层研究中的作用(上)[J]. 天然气工业, 1991, 11(4): 43 ~ 46

3 李翎, 魏斌, 贺铎华. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层的测井解释[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 49 ~ 54

4 樊政军, 柳建华, 张卫峰. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层测井识别与评价[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 61 ~ 66

5 马向东, 朱曰荣, 马俊芳, 等. SN 油田 S19 块阜三段储层相控测井解释与评价[J]. 测井技术, 2002, 26(4): 286 ~ 291

6 谭成仟, 段爱英, 宋革生, 等. 基于岩石物理相的储层渗透率解释模型研究[J]. 测井技术, 2001, 25(4): 287 ~ 290

7 石玉江, 张海涛, 侯雨庭, 等. 基于岩石物理相分类的测井储层参数精细解释建模[J]. 测井技术, 2005, 29(4): 328 ~ 332

8 谭秀成, 邹娟, 李凌, 等. 磨溪气田嘉二段陆表海型台地内沉积微相研究[J]. 石油学报, 2008, 29(2): 219 ~ 225

9 程芳, 宁维林, 蔡云, 等. 利用常规测井资料识别某碳酸盐岩储层次生孔隙类型[J]. 国外测井技术, 2005, 20(2): 5, 10 ~ 12

10 张龙海, 周灿灿, 刘国强, 等. 不同类型低孔低渗储集层的成因、物性差异及测井评价对策[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(6): 702 ~ 710

11 张龙海, 周灿灿, 刘国强, 等. 孔隙结构对低孔低渗储集层电性及测井解释评价的影响[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 671 ~ 676

12 徐胜胜, 赵培荣, 聂鹏飞, 等. 石灰岩、白云岩储层孔隙度-渗透率关系研究[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 806 ~ 811

13 刘运备, 顾伟康, 王军, 等. 高孔隙度低渗透率碳酸盐岩储层测井解释难点分析[J]. 测井技术, 2003, 27(6): 486 ~ 491

14 刘宏, 谭秀成, 周彦, 等. 基于灰色关联的复杂碳酸盐岩测井岩相识别[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(1): 122 ~ 125

15 游章隆, 汪徐焱. 碳酸盐岩测井沉积相的模糊识别系统[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 42 ~ 48

(编辑 高 岩)