



成像测井缝洞解释评价研究进展

年涛^{1,2)}, 王贵文³⁾, 范旭强³⁾, 谭成仟^{1,2)}, 王松³⁾, 侯涛⁵⁾, 刘之的^{1,2)}

1) 西安石油大学地球科学与工程学院, 西安, 710065;

2) 西安石油大学陕西省油气成藏地质学重点实验室, 西安, 710065;

3) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249;

4) 中国石油经济技术研究院, 北京, 100724; 5) 中石油华北油田分公司, 河北任丘, 062551

内容提要: 综合露头刻度井、数值模拟和物理模拟的实验结果对微电阻率扫描成像测井缝洞解释评价的研究进展进行了总结和探讨, 分别包括岩芯归位、缝洞刻度率、岩芯和成像裂缝参数的差异性, 以及裂缝宽度和地层孔隙度的计算。岩芯归位确定了缝洞体在地层中的深度和方位。电成像测井对过井眼未充填缝和孔洞发育段的刻度率为100%, 而单个孔洞在岩芯和电成像测井中通常无法一一对应。单条裂缝的倾角或井周长度在岩芯和成像测井中具有较高的相关性, 而裂缝宽度的相关性一般。数模和物模的结果表明电成像测井裂缝宽度的计算受多种因素影响, 当裂缝的视宽度大于0.1 mm时, 电成像测井计算的裂缝宽度和裂缝视宽度基本一致, 当小于0.1 mm时, 电成像测井计算的宽度值误差较大。目前电成像测井通过孔隙度谱法和图像分割法计算地层的孔隙度, 但都受限于除孔洞的其他低阻地质体的影响, 因此需要加强岩芯刻度的功能。

关键词: 电成像测井; 岩芯归位; 缝洞; 裂缝参数; 地层孔隙度

微电阻率扫描成像测井的出现起源于研究者希望通过不取芯而仅用测井方法就能够获取类似岩芯中的沉积和储层方面的信息(Ekstrom et al., 1986; Lloyd et al., 1986)。在这一理念驱使下, 斯伦贝谢公司于20世纪80年代中期在倾角测井仪的基础上率先研发了FMS(Formation MicroScanner)微电阻率成像测井。30多年来为了提高该技术对井壁地层的覆盖率以及对复杂井眼状况的适用性, 国内外不同测井公司相继研发了多种微电阻率成像测井仪器, 同时该技术在碎屑岩、碳酸盐岩、混积岩、火山岩和变质岩地层的解释评价中得到了相对广泛的应用, 尤其是对与油气储集和运移相关性较强的缝洞体的刻画; 解释人员通常将图像中与地层相交的正弦曲线解释为天然裂缝(Ekstrom et al., 1986; Nian Tao et al., 2016; 王贵文等, 2000; Momeni et al., 2020), 而将一些暗色斑点或暗块解释为孔洞(Ekstrom et al., 1986; 王贵文等, 2000; 何文渊等, 2011; Wilson et al., 2013; Nian Tao et al., 2018; 王松等, 2018; Fan Xuqiang et al., 2019)。基于笔者多年在该领域的研究工作, 对电成像测井缝洞解释评

价中的一些基础性问题的研究进展进行了分析和探讨, 包括岩芯归位、岩芯和电成像测井中缝洞的刻度比率、同一条裂缝的参数在岩芯和成像测井之间的相关性、成像测井裂缝宽度的计算模型以及利用电成像测井资料进行地层孔隙度解释的方法。通过这些基础性问题的研究和探讨有助于更加深入、准确地理解缝洞体在图像中的定性和定量响应特征。目前主要的微电阻率成像测井有斯伦贝谢FMS(Ekstrom et al., 1986)、FMI(Safinya et al., 1991)和FMI-HD(Robert et al., 2011), 哈雷伯顿的EMI(Seiler et al., 1994)和XRMI(Chitale et al., 2004), 阿特拉斯的Star(Tetzlaff et al., 1997), 威德福的CMI(Kalathingal et al., 2010), 以及中油测井的MCI-A和MCI-B(魏海云, 2003), 各仪器的径向探测深度均为2 in, 而在关腿直径、适用井眼尺寸、最大温压和井壁覆盖率等技术指标方面略有差异。

1 岩芯归位

岩芯归位是电成像测井缝洞解释评价中的基础, 用以确定裂缝和孔洞在图像中的特征, 具体又包

注: 本文为国家科技重大专项(编号: 2016ZX05056)和陕西省教育厅科学研究计划项目的成果。

收稿日期: 2020-06-22; 改回日期: 2021-02-01; 网络首发: 2021-02-20; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2021.02.016

作者简介: 年涛, 男, 1987年生, 讲师, 博士, 主要从事测井地质学和沉积岩石学方面的教学和研究; Email: niantao@163.com。

括了岩芯的深度和方位归位。岩芯破碎等导致单筒钻井取芯的收获率小于100%,取芯地层出现了缺失;井壁地层的脱落或取芯筒残留的岩块等可能导致取芯收获率大于100%(Fontana et al., 2010)。因此钻井岩芯记录的深度可能存在误差。单筒岩芯内部由于岩芯的破碎和缺失也需要对各岩芯块进行深度归位。同时,在利用岩芯资料对电成像测井的图像特征进行标定刻度时,岩芯及其分析数据的深度来自于钻井深度,而成像测井显示的深度为测井深度,导致了同一裂缝或溶蚀孔洞等地质体在岩芯和成像测井图像上具有不同的显示深度,需要对岩芯进行系统的深度归位处理。现今岩芯深度归位的方法包括了数学概率模型法(Agrinier et al., 1994)、岩芯—常规测井刻度法(Bartetzko et al., 2001; Tominaga et al., 2009)、岩芯—成像测井刻度法(MacLeod et al., 1994; Paulsen et al., 2002; Fontana et al., 2010; Nian Tao et al., 2016)。笔者在利用微电阻率扫描成像测井对岩芯进行深度归位时分别利用伽马曲线标定法和图像对比刻度法对每一块岩芯进行了深度的精细归位。其中伽马曲线标定是通过岩芯伽马与对应取芯地层伽马的相关分析来完成的。在碎屑岩地层中各取芯井的岩芯深度归位值一般小于5 m,很少超过10 m。在岩芯地面伽马归位的基础上,通过成像测井图像和岩芯扫描图像(或岩芯照片)的交互刻度完成单块岩芯的深度归位。其基本原理是裂缝和层理等线状体在两者图像中的可对比性。处理时要以单筒取芯进尺作为单筒岩芯深度归位的长度限定范围,即假定单筒取芯进尺为2.0 m,在深度归位之后取芯进尺也应该是2.0 m,防止以不同深度的地质现象作为标志进行归位时人为造成的进尺误差。

大多数岩芯在取至地表时已经失去了其在地层中的方位信息,进而缺失了岩芯裂缝和定向排列孔洞的方位信息,无法通过天然裂缝的产状去推测古构造应力的方位。在缝洞定量评价时需要岩芯进行方位归位处理。岩芯方位归位的方法包括古地磁法(Cannat and Pariso, 1991; Allerton et al., 1995; 谢基海等, 2020)、岩芯—成像测井刻度法(MacLeod et al., 1994; Paulsen et al., 2002; Tartarotti et al., 2006; Fontana et al., 2010; Nian Tao et al., 2016)。在岩芯深度归位的基础上,通过岩芯和成像测井的标定刻度,可以使岩芯具有方位意义。除了裂缝和定向排列的孔洞,层理、冲刷面、火山岩流纹界面以及定向排列的砾石和塑性浆屑等都可以用于方位指

示,是利用电成像测井进行岩芯方位归位的主要参考物。

2 裂缝和孔洞的刻度率

缝洞刻度率指地层中发育的裂缝和孔洞与成像测井中缝洞特征的刻度比率。选取塔里木盆地巴楚凸起一间房碳酸盐岩露头刻度井进行刻度率研究(图1a和b)。该井从奥陶系鹰山组到良里塔格组进行了全井段取芯以及电成像测井数据的采集,并对岩芯和电成像测井图像进行了图像特征的交互刻度(图1c)。观察结果显示地层中天然裂缝和溶蚀孔洞较为发育,在120多米的岩芯和成像测井图像中共拾取了329条天然裂缝,其中充填缝96条,未充填或半充填缝233条(图1d)。根据这些裂缝在图像中的响应差异又可以划分为两类,第一类是岩芯存在单条裂缝但电成像测井对应深度段没有裂缝特征显示(图2a),这些裂缝被方解石全充填使得充填物和围岩的导电性基本相同,即使是高分辨率的电流束也无法刻画裂缝的轮廓特征。第二类是岩芯存在单条裂缝且成像测井对应深度段具有裂缝特征显示(图2b)。标定刻度的结果表明,排除裂缝被方解石等高阻物质充填的情况,岩芯和成像测井裂缝交互刻度的符合率可达100%,即岩芯发育的高导缝在电成像测井图像中都具有对应的图像特征显示。研究层段存在两个孔洞发育段,在成像图像中都有明显的特征显示(图2c)。单个孔洞是不规则的体状体,且在侧向的延伸范围远没有裂缝广,因此岩芯上发育的单个孔洞延伸到井壁时通常可能已经没有了对应的孔洞特征显示,导致单个孔洞在岩芯和成像测井中不具有——刻度关系。

成像测井缝洞标定刻度时可见一些岩芯中的缝洞具有异常的电成像图像特征,是测量仪器的物理属性与地质体相互作用导致电流在地层中复杂流动产生的测量衍生假象(Williams et al., 1997; Loftis et al., 1999)。最常见的表现形式为缝洞边缘出现的晕圈现象(图3),即暗斑和暗线的高阻边缘或亮斑和亮线的低阻边缘。其本质是电流流动时会优先向低阻方向流动。这些图像假像有时容易和一些正常的地质现象相混淆,如低阻斑块周围出现的高阻晕圈现象与周缘残留方解石充填物的碳酸盐孔洞具有几乎相同的图像特征。因此在图像解释时需要根据可用的岩芯资料对这些图像特征代表的含义加以甄别。

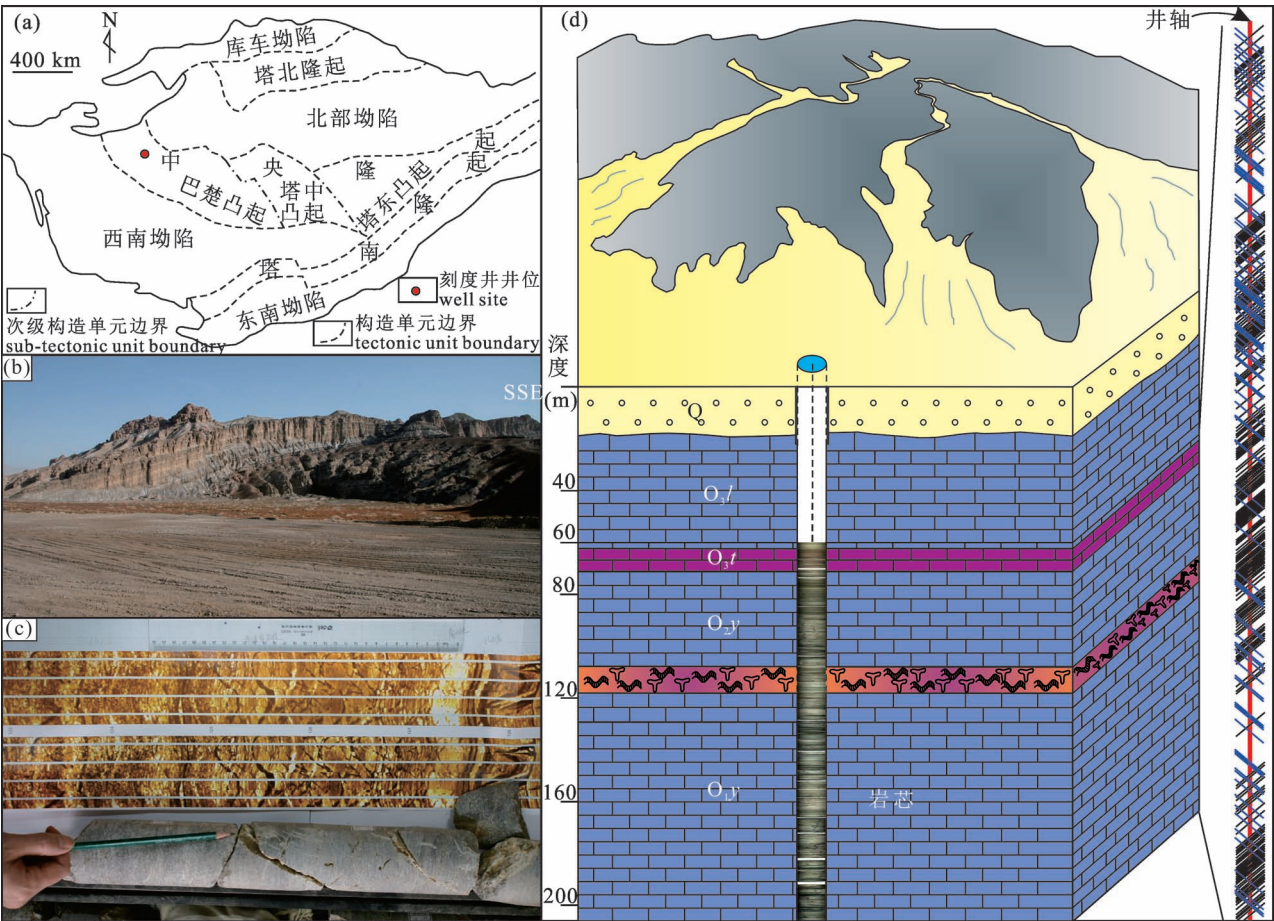


图 1 露头刻度井井况:(a) 刻度井井位示意图;(b) 刻度井对应的碳酸盐露头;(c) 同一深度岩芯和成像测井对比示意图;(d) 取芯情况示意图,右侧为全井段裂缝分布情况,黑线代表了未充填缝,蓝线代表了充填缝

Fig. 1 The calibration well condition:(a) diagram showing the well location;(b) the corresponding carbonate outcrop;(c) diagram showing the calibration between cores and borehole images at the same depth;(d) diagram showing the coring depths, the right figure shows the fracture distribution, and the black and blue lines represent filled and unfilled fractures, respectively

3 岩芯与成像测井裂缝参数的相关性

钻井井眼中单条裂缝的参数通常包括产状、井周长度和宽度等。在刻度井中选取 46 条岩芯裂缝面完整的未充填缝,基于岩芯和成像测井分别计算裂缝的上述参数,其中裂缝倾角相关性高,相关系数为 95.14%,且倾角变化趋势基本一致(图 4a)。电成像测井是贴井壁 360°方向测量井壁附近地层电阻率的变化,提供的动静态图像是井壁的图像特征;岩芯是通过取芯筒钻取的,显示的是井壁向井轴方向延伸一定距离后的地层特征。岩芯和井壁之间的间隔一般不会影响岩芯和成像图像中线状地质特征的标定刻度(如裂缝和层理),但同一条裂缝在岩芯和成像上计算的井周长度不同,如该刻度井岩芯半径是 32.75 mm,井眼半径是 76.20 mm,是岩芯半径

的 2.33 倍;同一条裂缝在成像上计算的井周长度是岩芯的 2~3 倍(图 4b),平均为 2.28 倍,与岩芯半径和井眼半径的比例关系一致。

利用刻度放大镜对岩芯中的裂缝宽度进行计算(沿迹线多点统计),该放大镜的精度为 0.05 mm。单条裂缝的平均视宽度主要在 0.1~1 mm 之间变化,少数大于 1 mm;FMI 电成像测井计算的裂缝宽度在微米级,个别大于 0.1 mm,多数小于 0.06 mm。刻度井岩芯和成像测井计算的裂缝宽度具有一定的线性关系(图 4c),暗示浅层钻井岩芯中计算的裂缝宽度可能相对准确。电成像测井的裂缝宽度是利用泥浆滤液电阻率(R_m)、冲洗带电阻率(R_{xo})以及电导异常面积等参数,根据数值模拟方法建立的模型计算的,其并非裂缝的视几何宽度。根据上述关系可以利用电成像测井计算的裂缝宽度去大致推测地

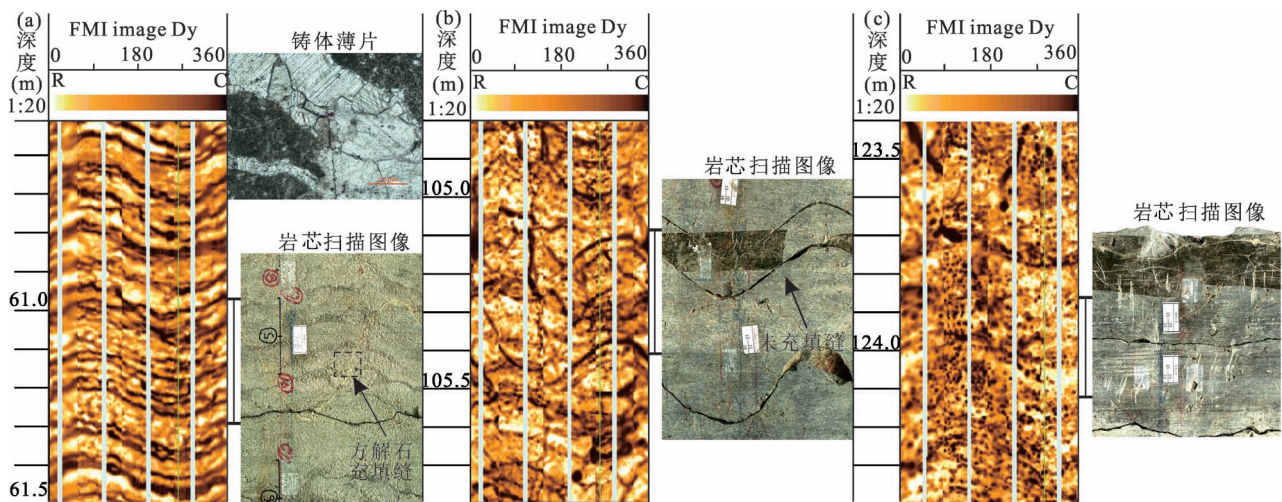


图 2 刻度井缝洞刻度示例:(a)方解石充填缝;(b)未充填缝;(c)孔洞发育带

Fig. 2 Correspondence of fractures, pores and vugs between cores and electrical images in the calibration well:

(a) calcite-filled fracture;(b) unfilled fracture;(c) dissolved pores and vugs

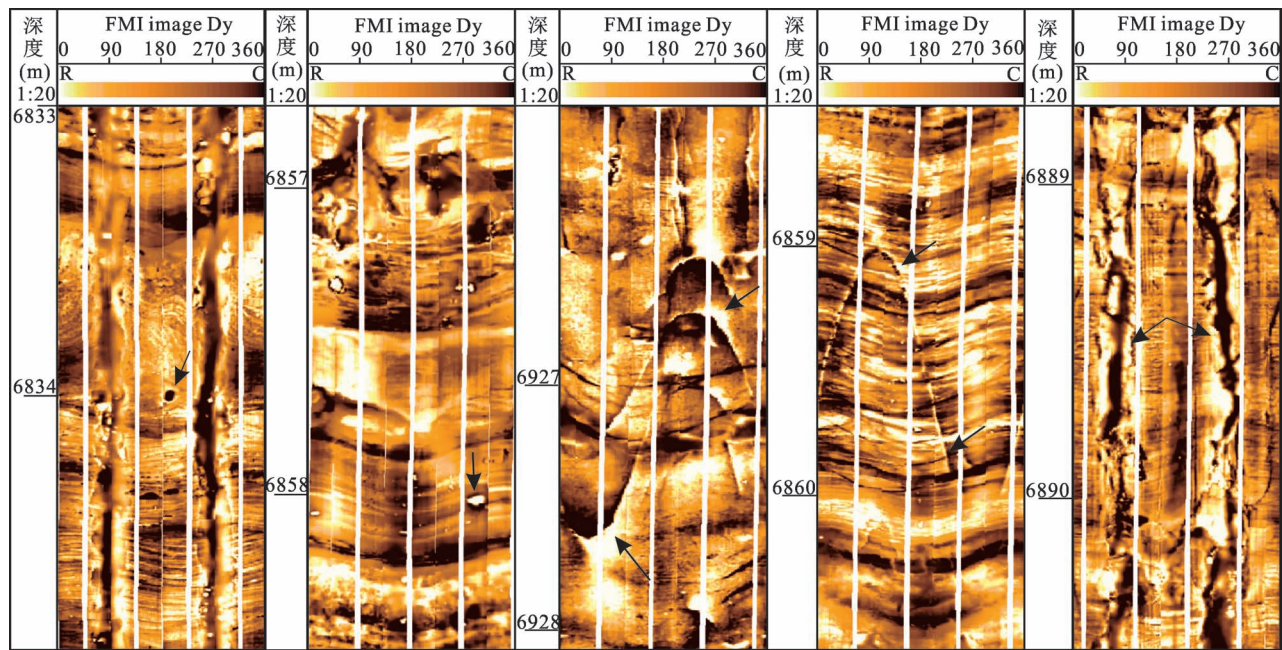


图 3 缝洞边缘的晕圈现象:(a)发育亮色边缘的暗斑;(b)发育暗色边缘的亮斑;(c)发育亮色边缘的高导裂缝;

(d)发育亮色和暗色边缘的半充填缝;(e)发育亮色边缘的井壁垮塌及呈亮色的岩石碎块

Fig. 3 Halo effects:(a) light rim surrounding a conductive spot;(b) dark rim around a resistive spot;(c) conductive fractures with light rim;(d) a half-filled fracture with partially developed light or dark rim;(e) borehole breakouts with light rim and rock fragments showing light colour

表岩芯中裂缝的视宽度。对于深埋条件下未发生矿物胶结的裂缝,其宽度多在微米级变化(曾联波等, 2010),因此可以在岩芯裂缝宽度计算的基础上进一步通过含裂缝岩芯覆压测试的方法估算地层条件下裂缝的有效宽度(Nian Tao et al., 2021);也可以对比电成像测井物模实验计算的裂缝宽度和对应裂

缝的测量宽度来大致评估地层条件下裂缝的视宽度。

4 成像测井裂缝宽度计算模型

4.1 数值模拟

不同研究者先后对裂缝宽度的电成像测井计算

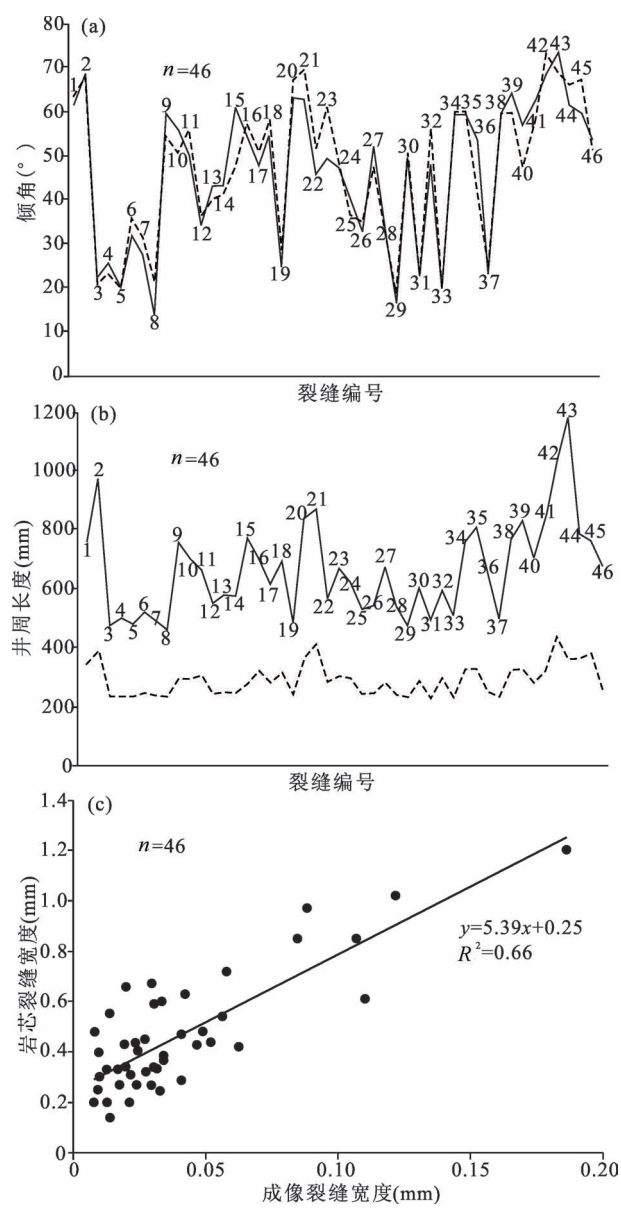


图4 刻度井中单条未充填缝的参数在岩芯和电成像测井中的对比关系:(a)倾角;(b)井周长度;(c)宽度
Fig. 4 Unfilled fracture parameters between cores and electrical images in the calibration well:(a) dip angle;(b) circumferential length;(c) aperture

模型进行了数值模拟考察,使用的方法主要为三维有限元法,考察的因素主要包括裂缝倾角、地层电阻率、泥浆电阻率、仪器与井壁之间的距离、裂缝侧向延伸长度和裂缝间距(表1),并提出了较为相似的裂缝宽度计算模型。其中,斯伦贝谢的Luthi等人首先利用三维有限元法提出了电成像测井裂缝宽度的计算模型,并在Moodus科研井中利用FMS进行了现场测试(Luthi et al., 1990)。其研究认为裂缝倾角以及仪器与井壁之间的距离(stand-off)对裂缝

宽度的计算没有太大的影响,而主要和异常电流面积A、冲洗带地层电阻率、泥浆滤液电阻率以及与仪器有关的两个系数等有关;同时,单条裂缝的宽度沿裂缝迹线存在变化且理论上成像测井计算的裂缝宽度可以小于 $10\text{ }\mu\text{m}$ 。王大力对裂缝宽度计算模型的影响因素进行了较为系统的数值模拟研究,除了得到与前人相似的研究成果以外,认为与地层电阻率相比,泥浆电阻率对附加电流的影响更大(王大力, 2001)。复合裂缝的考察则表明当裂缝间距大于或等于纽扣电极直径时,两条裂缝可以区分开,当裂缝间距小于电极直径时,两条裂缝无法被区分开,而且裂缝间距变化不影响总的附加电流(王大力, 2001)。另外,当地层电阻率和泥浆滤液电阻率的比值较大(大于1000),或(和)裂缝宽度较小(小于 $100\text{ }\mu\text{m}$)时,裂缝倾角对附加电流的影响基本可以忽略;裂缝侧向的延伸长度对宽度的计算影响较为明显,裂缝测井响应的幅度随着延伸程度的增大而升高,当延伸程度增大到一定程度时(约200 mm),测井响应的幅度便不再发生明显的变化(王大力, 2001)。其他研究者同样对电成像测井裂缝宽度的计算模型进行了数值模拟研究(柯式镇等, 2002;柯式镇, 2008;王振杰, 2011;曹宇, 2014),模拟结果和前人的基本一致。

当测井仪器的纽扣电极靠近某条未发生矿物充填的天然裂缝(还未到达裂缝处),相比较围岩而言,裂缝内钻井液的电阻率异常低,会引起仪器纽扣电极电流的增大。受仪器与井壁之间距离等的影响,这种电流异常增大的现象直到该纽扣电极远离裂缝而不受其影响为止(图5)。因此,地层中较窄的裂缝在成果图像中显示的宽度可能为裂缝视宽度的好几倍甚至几十倍,但是仪器和井壁之间的距离对附加电流A值却没有太大的影响,仅改变了电极测量的异常电流信号的宽度和高度(Luthi et al., 1990;王大力, 2001)。一些基于成像测井图像中的裂缝轮廓来直接计算裂缝宽度的做法显然存在问题。笔者在对致密砂岩、碳酸盐岩和火山岩地层实例研究的基础上发现电成像测井计算的裂缝宽度一般在 $10\sim 100\text{ }\mu\text{m}$ 之间变化,且多小于 $20\text{ }\mu\text{m}$ 。

4.2 物理模拟

物理模拟方法是数值模拟的有益补充。目前通过物理模拟方法对电成像测井裂缝宽度的计算模型进行考察主要是利用单个成像测井极板(王大力, 2001;Ponziani et al., 2015),或利用特制的仿真仪器(曹宇, 2014)对含裂缝岩样进行特定条件下的重

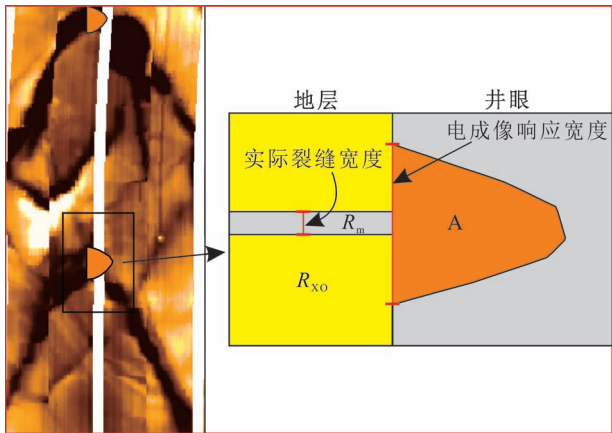


图 5 FMI 电成像测井裂缝响应宽度示意图

Fig. 5 Schematic diagram showing the difference between a true fracture aperture and a FMI-derived fracture aperture

复测量,考察的因素较之数值模拟少(表 2)。王大力的物理模拟实验装置主要包括了测量系统和实验水槽两部分。其测量系统完全使用了微电阻率成像测井仪器的数据采集、传输和处理的对应部分,而在模拟时只使用了一个极板。实验水槽由绝缘塑料制作,模拟井眼环境下的含裂缝地层,含裂缝地层的地质体模型由致密砂岩制作而成,在砂岩中人为制造裂缝,且裂缝延伸方向和水平面垂直(水平裂缝),保证极板和电极垂直裂缝面滑过。实验时将极板贴靠在水槽中的地质模型上。该模拟实验使用的致密砂岩没有进行实验前的烘干和抽真

表 2 电成像测井的裂缝宽度物理模拟考察

Table 2 Physical simulation test of fracture aperture calculated by electrical imaging logs

文献	地层电阻率 $R_{xo}(\Omega \cdot m)$	泥浆滤液 电阻率 R_m ($\Omega \cdot m$)	裂缝宽度 (mm)	仪器与井壁 之间的距离 (mm)
王大力,2001	/	/	0.1~0.3; 0.2~0.6	/
Ponziani et al., 2015	2400	0.24、0.8、 2.4、8、24	0.1、0.2、 0.5、1.0	0、1、 2.5、5

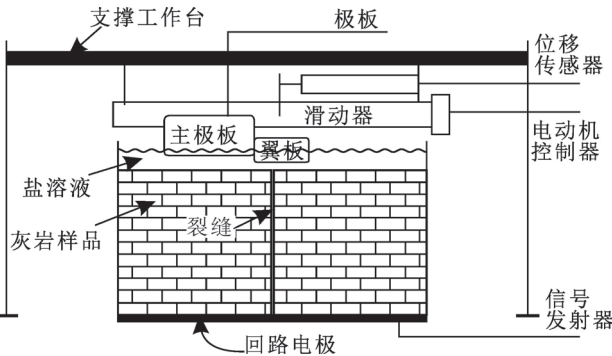


图 6 物理模拟实验装置示意图

(改自 Ponziani et al., 2015)

Fig. 6 Schematic diagram of experimental facility used for physical simulation (modified from Ponziani et al., 2015)

空,同时实验时的室温也没有进行人为控制,其模拟的结果表明地质体模型的骨架电阻率(等价于地层电阻率 R_{xo})或水溶液矿化度(等价于泥浆滤液电阻率 R_m)的变化对异常电流有影响,且异常电流和裂

表 1 电成像测井裂缝宽度数值模拟考察

Table 1 Numerical simulation test of fracture aperture derived from electrical imaging logs in water-base mud

文献	地层电阻率 $R_{xo}(\Omega \cdot m)$	泥浆滤液 电阻率 R_m ($\Omega \cdot m$)	裂缝宽度 (μm)	裂缝倾角 ($^{\circ}$)	仪器与井壁 之间的距离 stand-off(mm)	裂缝延伸 长度 (mm)	复合裂缝 考察(裂缝间 间距:mm)
Luthi and Souhaite, 1990	10、100、1000	0.1	50~200	0~40	0~2.5	/	/
王大力,2001	10、16、30、100、 200、600、1000、 3000、5000、20000	0.02、0.1、 0.2、0.5	5、10、20、30、 50、100、200、500	0、26、 45、64	0、1、2、5	10、20、200	4、6、8
柯式镇等,2002; 柯式镇,2008	R_m/R_{xo} 分别为 0.001、 0.005、0.01、0.05、0.1、0.5		100、150、200、250、 300、350、400、450、500	/	/	50、100、150、 200、250、300	0.2、1、4、 6、8、10
王振杰,2011	R_m/R_{xo} 分别为 0.001、0.005、 0.01、0.05、0.1、0.5		100、150、200、250、 300、350、400、450、500	/	/	50、100、150、 200、250、300	0.2、1、4、 6、8、10
曹宇,2014	1000	0.1、0.2、 0.5、1、5	20、40、60、80、 100、200、400、500、 600、700、800	0、15、30、 45、60、75	/	20、30、40、50、 100、300 以及 无限延伸	3、5、5.4、 6、8、10
Ponziani et al., 2015	2400	0.24~24	0.1~1	/	0~2.0	/	/

缝宽度之间也呈较好的线性关系。Ponziani 等人所做的物理模拟实验和王大力的实验具有相似性,但是在许多方面都进行了改进,如实验环境的温度得到了控制、测量了实验使用的盐溶液电阻率,同时实

验使用的岩石样品为更加致密的石灰岩 (Irish blue limestone),从而避免整个实验过程中发生流体向岩石的侵入,导致地层电阻率在实验过程中发生变化而影响结果的分析。实验过程中可以近似认为石灰

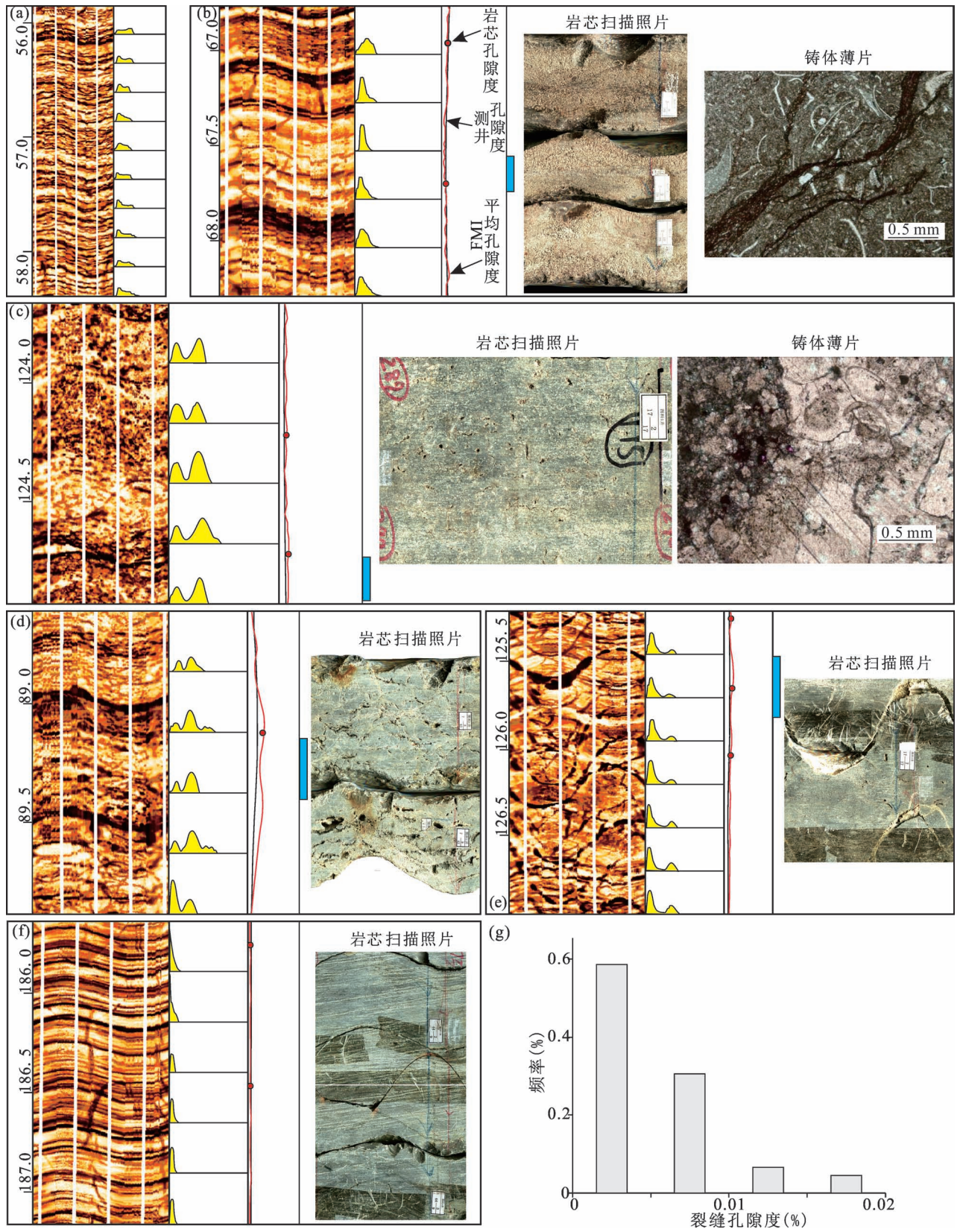


图7 露头刻度井孔隙度对比分析:(a)泥质条带发育段,可见双峰谱图特征,但并不指示任何次生孔隙的发育,深度单位m;(b)原状地层,岩芯和薄片均未见明显的孔隙;(c)溶孔发育段,岩芯和薄片均可见次生溶孔;(d)溶洞发育段;(e)扩溶缝发育段;(f)未扩溶缝段,裂缝孔隙度为0.026%;(g)未扩溶缝孔隙度分布直方图

Fig. 7 The porosity contrast in the calibration well: (a) depth interval developing pelitic strips show bimodal characteristics although it is not related to any secondary pores or vugs; (b) undisturbed interval without any obvious pores in cores or thin sections; (c) dissolved pores which can be seen in cores and thin sections; (d) dissolved pores and vugs; (e) dissolved fractures; (f) the undissolved fracture with fracture porosity of 0.026%; (g) the histogram of fracture porosity

岩样品的电阻率(R_{xo})为定值,由四电极电阻率仪器测量。盐溶液电阻率(R_m)用导电计测量。由于盐溶液的导电性与温度有关,因此整个实验装置安装在一个控温室,控制室温度在整个实验过程中恒定。附加电流通过测量电极电流利用公式计算。实验时在两块灰岩样品中间人为设置一个宽度为 W 的裂缝,由数字显微镜(Dino-Lite Pro AM-413T)首先对其宽度值进行测量。模拟测量时极板电极的中心和石灰岩样品的顶部接触,回路电极(铜板)位于石灰岩样品的底部(图6)。同一裂缝宽度下,不同盐溶液测量前都需要对样品进行烘干处理,当完成了同一宽度下的5次测量时需要重新调整裂缝宽度。模拟的结果表明仪器和井壁之间的距离对附加电流 A 值没有太大的影响,仅改变了电极测量的异常电流信号的宽度和高度;异常电流和裂缝宽度之间也呈较好的线性关系;同一条裂缝,基于数字显微镜和电成像测井分别计算的裂缝宽度值相差小于10%,说明电成像在一定程度上可以用于评价地层裂缝宽度的实际大小,但是当裂缝的实际宽度越小时,成像测井计算的宽度值相对实际宽度值的偏差越大;当裂缝宽度为0.90 mm时变异系数仅为8.6%,而当宽度减小到0.10 mm时,变异系数高达44%。考虑埋深条件下地层中裂缝的宽度多小于0.1 mm(Nelson, 2001; 曾联波, 2010),因此在油气储层评价时电成像测井计算的宽度值和地层中实际裂缝的宽度值可能存在较大的差距。

曹宇利用电磁多参数平面扫描仪(AutoScan II)对含裂缝的致密砂岩、碳酸盐岩和玄武岩进行了考察。仪器设计了一个电阻率探头,探头上安装一个直径3 mm(0.12 in)的纽扣电极,电极绝缘环厚度10 mm。测量过程中岩样浸泡在电导率恒定的盐水中(R_m 不变),扫描仪探头与岩样接触并对打磨光滑的岩样表面进行电扫描;探头中的温度传感器用于校正温度对溶液电导率的影响。扫描数据的成图结果表明该方法显示的裂缝宽度(实际是电成像图像中裂缝处的异常电流面积)明显大于实际的裂缝

宽度值,但电阻率变化的曲线形态与相同条件下数值模拟的基本一致。相比较单极板岩石物理试验,扫描仪试验的操作简单,可重复性强,但是已有的试验并没有系统地考察裂缝倾角、地层电阻率、泥浆电阻率、仪器与井壁之间的距离、裂缝侧向延伸长度和裂缝间距对计算模型的影响(曹宇, 2014)。

5 成像地层孔隙度计算

目前有两种利用电成像测井资料计算地层孔隙度的方法,一种是基于成像测井数据本身(Newberry et al., 1996; Akbar et al., 2000),即孔隙度谱法(李宁等, 2013),另一种是基于处理的成像测井图像开展的。孔隙度谱法的本质是阿尔齐公式,该方法仅适用于水基泥浆。在选定的成像测井滑动窗长范围内,对冲洗带地层用阿尔奇公式计算电成像测井每个像素点(电极)的孔隙度大小,图像中暗色部分对应的电阻率值低,计算的孔隙度大,浅色部分对应的电阻率值高,计算的孔隙度小,统计该窗长内不同孔隙度区间的频数,绘制孔隙度的统计分布图,从而分析该窗长内地层孔隙度的分布特征。分布谱图中各孔隙度峰值的大小反映了对应孔径的孔隙在地层孔隙中的比例大小,宽窄反映了各孔径的孔隙在地层中的均一度,即地层孔隙大小分布不均时,直方图分布较宽,反之当孔隙大小分布均匀时,直方图分布则较窄。相比较传统的常规测井孔隙度计算方法,孔隙度谱法在计算地层孔隙度方面具有如下几个优势:①可以对地层次生孔隙度进行连续的定量表征,结合电成像计算的裂缝孔隙度,可以给定地层的原生孔隙度、次生溶蚀孔洞孔隙度和裂缝孔隙度;②在均质地层中,常规测井和电成像测井计算的地层孔隙度类比特性可以较好,主要是因为均质地层中在井周不同方位计算的孔隙度近似相同,但是在非均质地层中(尤其是复杂孔隙结构的碳酸盐岩和混积岩地层),地层孔隙度在井周不同方位存在变化,而密度或中子测井主要反映的是地层一个深度点某一个方位的孔隙度,因此会导致地层孔隙度大小的评价

失真,电成像测井环井周的数据采集方式可以充分考虑井周不同方位上孔隙度的变化,从而客观有效地评价非均质地层的孔隙度大小;③高分辨率的数据采集使得孔隙度计算的精度更高。该方法的不足之处在于当地层中存在高导矿物或泥页岩时,也会出现类似孔洞发育的低阻响应特征,从而限制了该方法的使用(Newberry et al., 1996)。另外,基于浅侧向标定的电成像测井数据去计算地层的孔隙度,最初假定冲洗带含水饱和度为 1,通过公式变换认为孔隙度的计算仅和泥浆滤液电阻率与冲洗带地层电阻率有关。考虑含油层段的冲洗带一般还存在残留的石油导致冲洗带含水饱和度小于 1,且在含水层需要对泥浆滤液电阻率进行刻度,Akbar 等人在公式变换的基础上消除了饱和度对计算结果的影响,但同时引入了常规测井孔隙度(Akbar et al., 2000)。因此该计算方法虽然兼顾了成像测井高分辨率数据采集的优点,但影响常规测井孔隙度计算的因素同样对该方法的计算结果有影响。

在刻度井中对上述方法的应用进行了详细的探讨。从刻度井高质量的电成像测井图像中可以清晰地观察到原状地层、发育溶孔($<2\text{ mm}$)的地层、发育溶洞($\geq 2\text{ mm}$)的地层和发育裂缝的地层。通过岩芯刻度可以剔除含泥质条带的地层(如良里塔格组),防止泥质条带对解释结果的影响(图 7a)。同时在该井连续的岩芯中按照小于 1m 的采样间隔连续测试了 149 组全直径孔渗数据,因此可以对比常规测井孔隙度、全直径岩芯孔隙度和孔隙度谱法计算的孔隙度在不同地层条件下的差异。通过对比发现在没有次生溶孔和裂缝的原状地层,常规测井计算的孔隙度略有偏大,但是岩芯孔隙度、常规测井(中子)计算的孔隙度和 FMI 电成像测井的平均孔隙度基本一致(图 7b),孔隙度谱呈单峰,仅有原生孔隙部分。在溶孔发育段,FMI 计算的数值略大,孔隙度谱呈双峰,右峰峰值略高,但是三类方法获取的孔隙度数值也基本一致(图 7c),其主要原因是该溶孔发育段,溶孔的孔径基本相当,且环井眼分布较为均匀,因此可以认为这些层段不属于溶解作用导致的非均质地层。在溶洞发育的非均质段,岩芯孔隙度和 FMI 测井计算的孔隙度匹配度较高,且显著大于常规测井计算的孔隙度(图 7d),孔隙度谱呈双峰,右峰显著高于左峰。在扩溶缝较发育的层段可以看出,岩芯和成像测井计算的孔隙度也大于常规测井(图 7e),孔隙度谱呈双峰,且右峰的峰值小,其原因是扩溶缝代表地层沿裂缝发生了溶蚀作用,相

当于地层中存在不均一分布的溶蚀孔洞。未发生溶蚀的裂缝段,岩芯、常规测井和成像测井获取的孔隙度值基本一致(图 7f),孔隙度谱呈单峰,暗示裂缝孔隙度在井下可能较小。通过电成像测井对该段地层的裂缝孔隙度进行计算,其值小于 0.04%(图 7g),也暗示了碳酸盐岩地层中未扩溶的裂缝可能对地层总孔隙的贡献相对有限。

刻度井是全井段取芯的露头科探井,在岩芯系统刻度的前提下,电成像测井图像中的暗色条带、暗色斑块或斑点的地质含义都较为清楚,可以准确区分溶蚀孔洞、泥质条带、扩溶缝和天然缝的发育段。对于油田生产井,取芯资料通常较为匮乏,而图像中广泛分布不同形态的低阻图像特征,其地质含义需要尽可能地借助各钻井有限的岩芯,利用目的层已有的构造、沉积和成岩的图像分析结果加以明确,排除泥质条带、黄铁矿等高导物质对孔隙度解释结果的影响。

基于成像图像的孔隙度计算方法本质是利用图像分割技术将图像中的孔洞体剥离出来从而实现计算地层孔隙度的目的。斯伦贝谢最新的 PoroTex 分析技术便是一种对电成像图像进行分割从而识别(碳酸盐岩)地层不同孔隙类型的方法,可以识别地层中的连通孔隙、孤立孔隙、与裂缝连通的孔隙、沿层界面分布的孔隙或岩石基质中的孔隙,还可以量化不同孔隙对地层总孔隙的贡献和孔隙连通性、描述孔隙的几何形状。这一技术的基本原理是利用分水岭变换数学形态学的分割算法(Meyer et al., 1990),将处理的成像图像视为测地学的拓扑地貌进行分割,被脊线(Crest lines)相连的低阻暗斑代表了连通的孔洞,反之为孤立分布的孔洞。这一方法的不足之处在于分割算法处理的对象是图像,而非所有的暗斑或暗块在图像中都代表了溶蚀孔洞,因此在实际研究时同样需要利用可用的岩芯对图像进行刻度才能得出相对合理的结果。另外,为了提高成像图像中缝洞的拾取效率,前人提出了一些基于小波变换等技术(张晓峰等, 2012; 刘瑞林等, 2017)或基于图像阈值分割的缝洞(自动)提取方法(秦巍等, 2001; Kherroubi, 2008),但是成像测井孔隙度计算方法中存在的问题同样限制了这些方法的缝洞自动提取效果,即较难自动区分低阻的裂缝特征、低阻的层界面以及应力诱导缝、较难自动区分低阻孔洞和非孔洞的低阻图像特征。

6 存在的问题及发展方向

岩芯归位主要是基于钻井中离散的岩芯对成像

图像进行刻度从而寻找岩芯缝洞在图像中的位置。研究表明这一方法在碎屑岩地层裂缝评价中的应用效果好,但在碳酸盐岩和火山岩地层中所得的结论可信度可能较低,即岩芯可以来自任何一个具有相似成像图像特征的地层段。另外,由于成像测井的成果图反映的是地层的微电阻率变化特征,图像特征虽然在一定程度上可以间接反映地层结构的变化,但其并非真正的岩芯图像,因此两者反映的地质现象不存在完全的一一对应关系,只有具有明显电阻率差异的地质体才能在成像测井图像上具有较好的特征显示,而电阻率相同或接近的不同地质体在成像测井图像中较难区分,在方位以及深度归位时,需要对这一现实予以考虑。

以 Luthi 等(1990)为代表提出的电成像测井裂缝宽度的计算模型沿用至今,在很大程度上满足了裂缝性储层的油气勘探和开发。过去通过数值模拟方法建立的电成像测井裂缝宽度的计算模型都假定裂缝为水平裂缝(不考虑倾角因素时),而实际情况是地层中的天然裂缝都具有一定的倾角。已有的研究表明在较大岩石电阻率($>1000 \Omega \cdot m$)和较小裂缝宽度($<0.1 \text{ mm}$)的情况下裂缝倾角对微电阻率成像测井响应的影响可以忽略(王大力,2001)。虽然储层条件下裂缝的宽度多小于 0.1 mm ,但是碎屑岩地层的岩石电阻率通常较低,因此在后续的模拟中可以进一步尝试建立不同倾角范围倾斜裂缝的数学模型,提高成像测井在碎屑岩地层中裂缝参数定量计算的精度。另外,天然裂缝并非理想的光滑平板裂缝,即裂缝面存在不同程度的粗糙度,而随着裂缝壁的弯曲度或粗糙度的增加,电测量的裂缝宽度越小(Brown, 1989)。因此在电成像测井裂缝宽度的计算模型中可以考虑增加一个弯曲度因子。

在物理模拟时,过去的实验将裂缝假定为沿轨迹宽度不变的理想平板裂缝,且极板和裂缝垂直(假定为水平裂缝),显然天然裂缝多不满足这些条件,裂缝多具有一定的倾角且沿裂缝轨迹存在弯曲度(Odling, 1994; Yeo et al., 1998)。在后续的研究中可以建立含不同倾角裂缝的物理模型模拟倾斜裂缝的实验响应特征。同时,已有的物理模型都只针对了无限延伸水平裂缝的情况,而数模试验的结果表明裂缝的延伸长度对计算模型也具有重要的影响,因此还需要建立具有不同延伸长度的裂缝物理模型去试验其对裂缝响应的影响。已有的物理模拟暗示当裂缝的实际宽度越小时,成像计算的宽度值相对实际宽度值的误差越大(实际宽度为 0.1 mm

的裂缝误差可达 44%)。过去建立的物理模型中裂缝宽度都在 0.1 mm 及以上,小于 0.1 mm 的裂缝研究没有涉及,而在地层条件下,裂缝的宽度多小于 0.1 mm ,需要进一步建立含微裂缝的物理模型去客观评价深埋条件下电成像测井计算的裂缝宽度的合理性。

7 结论

微电阻率扫描成像测井缝洞图像特征的解释需要以岩芯刻度为准则,开展岩芯深度和方位归位。露头取芯井岩芯刻度的结果表明过井眼的未充填缝及溶蚀孔洞发育段在岩芯和电成像测井图像中具有——对应的关系,两者的刻度率为 100%,而单个溶蚀孔洞在岩芯和电成像测井中通常无法交互刻度。单条裂缝的倾角和井周长度在岩芯与成像测井中具有较高的相关性,而受岩芯和成像测井裂缝宽度计算方法的影响,裂缝宽度的相关性一般。电成像测井裂缝宽度可用于裂缝视宽度大小的评价,且受裂缝倾角、地层电阻率、泥浆电阻率、仪器与井壁之间的距离、裂缝侧向延伸长度等因素的影响;物模结果进一步表明只有当裂缝视宽度大于 0.1 mm 时,电成像测井计算的裂缝宽度和裂缝视宽度才基本一致,而当视宽度小于或等于 0.1 mm 时,成像测井计算的宽度值误差较大。在地层孔隙度计算方面,目前主要有成像测井孔隙度谱法和图像分割法两种,且都受地层中非孔洞低阻物质的影响。在后续的研究中,需要针对裂缝宽度的计算模型开展倾斜裂缝和裂缝弯曲度因子等的数模研究,开展倾斜裂缝、有限延伸裂缝和微裂缝的物模研究。在孔隙度解释时需要重视岩芯刻度的作用,最大化地剔除非孔洞因素对解释结果的影响。

致谢:塔里木油田勘探开发研究院的郭秀丽、信毅和周磊帮助收集了刻度井的资料,中国石油大学(北京)李瑞杰、邓黎和周正龙对本文的内容提供了宝贵的意见,在此一并表示感谢!感谢审稿人对本文提出的宝贵意见。

参 考 文 献 / References

- (The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)
- 曹宇. 2014. 裂缝性储层电成像测井数值模拟及实验验证. 导师: 张超谟. 荆州: 长江大学: 1~59.
- 何文渊, 郝美英. 2011. 油气勘探新技术与应用研究. 地质学报, 85 (11): 1823~1833.
- 柯式镇. 2008. 井壁电成像测井全三维数值模拟与裂缝评价模型.

- 中国科学 D 辑: 地球科学, 38(增刊 I): 150~153.
- 柯式镇, 孙贵霞. 2002. 井壁电成像测井资料定量评价裂缝的研究. 测井技术, 26(2): 101~103.
- 李宁等. 2013. 中国海相碳酸盐岩测井解释概论. 北京: 科学出版社: 1~209.
- 刘瑞林, 谢芳, 肖承文, 张丽莉. 2017. 基于小波变换图像分割技术的电成像测井资料裂缝、孔洞面孔率提取方法. 地球物理学报, 60(12): 4945~4955.
- 秦巍, 陈秀峰. 2001. 成像测井井壁图像裂缝自动识别. 测井技术, 25(1): 64~69.
- 王大力. 2001. 微电阻率成像测井在裂缝性储集层中的解释方法研究. 导师: 冯启宁. 北京: 中国石油大学(北京): 1~120.
- 王贵文, 郭荣坤. 2000. 测井地质学. 北京: 石油工业出版社, 1~225.
- 王松, 王贵文, 赖锦, 李梅, 陈旭, 杨科夫, 宋秋强. 2018. 塔北地区一间房组碳酸盐岩储层测井识别方法及应用. 地球物理学进展, 33(6): 2462~2470.
- 王振杰. 2011. 声电成像测井在裂缝性储层中的定量解释应用研究. 导师: 邵才瑞. 青岛: 中国石油大学(华东): 1~74.
- 魏海云. 2003. 国产 MCI 微电阻率成像测井仪的图像处理办法. 导师: 李宁. 北京: 中国石油勘探开发研究院: 1~71.
- 谢基海, 葛坤朋, 徐慧茹, 邓居智. 2020. 古地磁学岩心定向方法回顾. 地球物理学进展, 35(3): 906~917.
- 曾联波. 2010. 低渗透油气储层裂缝研究方法. 北京: 石油工业出版社: 1~187.
- 张晓峰, 潘保芝. 2012. 二维小波变换在成像测井识别裂缝中的应用研究. 石油地球物理勘探, 47(1): 173~176.
- Agrinier P, Agrinier B. 1994. A propos de la connaissance de la profondeur a laquelle vosechantillons sont collectes dans les forages. Cr. Acad. Sci. II, 318(12): 1615~1622.
- Akbar M, Chakravorty S, Russell S D, Al Deeb M A, Efnik M R S, Thower R, Karakhanian H, Mohamed S S, Bushara M N. 2000. Unconventional approach to resolving primary and secondary porosity in gulf carbonates from conventional logs and borehole images. 2000 SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, SPE 87297.
- Allerton S A, McNeill A W, Stokking L B, Pariso J E, Tartarotti P, Marton F C, Pertsev N N. 1995. Structures and magnetic fabrics from the lower sheeted dike complex of Hole 504 B reoriented using stable magnetic remanence. Proc. ODP, Sci. Results, 137: 245~252.
- Bartetzko A, Pezard P, Goldberg D, Sun Y F, Becker K. 2001. Volcanic stratigraphy of DSDP/ODP Hole 395A: an interpretation using well-logging data. Mar. Geophys. Res., 22(2): 111~127.
- Brown S R. 1989. Transport of fluid and electric current through a single fracture; Journal of Geophysical Research, 94: 9429~9438.
- Cannat M, Pariso J. 1991. Partial reorientation of the deformational structures at site 735 using paleodeclination measurements. In: Von Herzen R P, Robinson P T et al. (eds.). Proc. ODP, Sci. Results, 118: 409~414.
- Cao Yu. 2014. The numerical simulation and experimental verification of electrical imaging logging in fractured formations. Tutor: Zhang Chaomo. Jingzhou: Yangtze University, 1~59.
- Chitale D V, Quirein J, Perkins T, Lambert G B, Cooper J C. 2004. Application of a new borehole imager and technique to characterize secondary porosity and net-to-gross in vugular and fractured carbonate reservoirs in Permian Basin. The SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Noordwijk.
- Ekstrom M, Dahan C A, Chen M Y, Lloyd P M, Rossi D L. 1986. Formation imaging with microelectrical scanning arrays. The SPWLA 27th Annual Logging Symposium.
- Fan Xuqiang, Wang Guiwen, Dai Quanqi, Li Yafeng, Zhang Fengsheng, He Zhibo. 2019. Using image logs to identify fluid types in tight carbonate reservoirs via apparent formation water resistivity spectrum. Journal of Petroleum Science and Engineering, 178: 937~947.
- Fontana E, Iturrino G J, Tartarotti P. 2010. Depth-shifting and orientation of core data using a core-log integration approach: A case study from ODP—IODP Hole 1256D. Tectonophysics, 494: 85~100.
- He Wenyuan, Hao, Meiying. 2011. Application study of New Technology in Petroleum Exploration. Acta Geologica Sinica, 85(11): 1823~1833.
- Kalathingal P, Kuchinski R. 2010. The role of resistivity image logs in deep natural gas reservoirs. The SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Manama.
- Ke Shizhen. 2008. Numerical simulation and fracture evaluation model of borehole electrical imaging logs. Scientia Sinica (Terrae), 38(Supplement): 150~153.
- Ke Shizhen, Sun Guixia. 2002. On quantitative evaluation of fractures by STAR Imager II. Logging Well Technology, 26(2): 101~103.
- Kherroubi J. 2008. Automatic extraction of natural fracture traces from borehole images. The 19th International Conference on Pattern Recognition, IEEE, Tampa, Florida, USA, 1~4.
- Li Ning et al. 2013. Introduction to Logging Interpretation of China Marine Carbonate Rocks. Beijing: Science Press: 1~209.
- Liu Ruiling, Xie Fang, Xiao Chengwen, Zhang Lili. 2017. Extracting fracture—vug plane porosity from electrical imaging logging data using dissection of wavelet-transform-based image. Chinese Journal of Geophysics, 60(12): 4945~4955.
- Lloyd P M, Dahan C, Hutin R. 1986. Formation imaging with micro-electrical scanning arrays—a new generation of stratigraphic high resolution dipmeter tool. The 10th European Formation Evaluation Symposium Transactions.
- Lofts J C, Bourke L T. 1999. The recognition of artefacts from acoustic and resistivity borehole imaging devices. In: Lovell M. A. et al (eds.). Borehole Imaging: Applications and Case Histories. London: The Geological Society of London Special Publication, 159: 59~76.
- Luthi S, Souhaite P. 1990. Fracture aperture from electrical borehole scans. Geophysics, 74: 821~833.
- MacLeod C J, Parson L M, Sager W W. 1994. Reorientation of cores using the Formation MicroScanner and Borehole Televiewer; application to structural and paleomagnetic studies with the Ocean Drilling Program. Proceedings of the Ocean Drilling Program. Scientific Results, 135: 301~312.
- Meyer F, Beucher S. 1990. Morphological segmentation. Journal of Visual Communication and Image Representation, 1(1): 21~46.
- Momeni A, Rostami S, Hashemi S, Mosalman-Nejad H, Ahmadi A. 2020. Fracture and fluid flow paths analysis of an offshore carbonate reservoir using oil-based mud images and petrophysical logs. Marine and Petroleum Geology, 109: 349~360.
- Nelson R A. 2001. Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Houston: Gulf Publishing Company: 1~332.
- Newberry W M, Grace L M, Stief D D. 1996. Analysis of carbonate dual porosity systems from borehole electrical images. 1996 SPE Permian

- Basin Oil & Gas Recovery Conference, SPE 35158.
- Nian Tao, Jiang Zaixing, Song Hongyu. 2018. Borehole image electrofacies with a comparative carbonate petrography analysis: An outcrop well study associated with reservoir application in the Ordovician Tarim Basin. *Interpretation*, 6(3): 723~737.
- Nian Tao, Wang Guiwen, Xiao Chengwen, Zhou Lei, Sun Yanhui, Song Hongyu. 2016. Determination of in-situ stress orientation and subsurface fracture analysis from image—core integration: an example from ultra-deep tight sandstone (BSJQK Formation) in the Kelasu Belt, Tarim Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147: 495~503.
- Nian Tao, Wang Guiwen, Tan Chengqian, Fei Liyin, He Wenhao, Wang Song. 2021. Hydraulic apertures of barren fractures in tight-gas sandstones at depth: Image—core calibration in the lower cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196: 108016.
- Odling N E. 1994. Natural fracture profiles, fractal dimension and joint roughness coefficients. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 27(3): 135~153.
- Paulsen T S, Jarrard R D, Wilson T J. 2002. A simple method for orienting drill core by correlating features in whole-core scans and oriented borehole-wall imagery. *J. Struct. Geol.*, 24(8): 1233~1238.
- Ponziani M, Slob E, Luthi S, Bloemenkamp R, Le Nir I. 2015. Experimental validation of fracture aperture determination from borehole electric microresistivity measurements. *Geophysics*, 80(3): 175~181.
- Qin Wei, Chen Xiufeng. A math—morphological approach for automatic fracture recognition on sidewall images. *Well Logging Technology*, 25(1): 64~69.
- Robert L, German T L, Fernando M P, Philip C, Steven M H. 2011. A high definition approach to formation imaging in wells drilled with nonconductive muds. The SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, Colorado.
- Safinya K A, Le Lan P, Villegas M, Cheung P S. 1991. Improved formation imaging with extended microelectrical arrays. The 66th Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas.
- Seiler D, King G, Eubanks D. 1994. Field test of a six arm microresistivity borehole imaging tool. The SPWLA 35th Annual Logging Symposium, Tulsa.
- Tartarotti P, Crispini L, Einaudi F, Campari E. 2006. Data report: reoriented structures in the East Pacific Rise basaltic crust from ODP Hole 1256D, Leg 206; integration of core measurements and electrical—acoustic images. In: Teagle D A H W (eds.). *Proc. ODP, Sci. Results*, 206: 1~26.
- Tetzlaff D, Paaue E. 1997. Combined formation imaging provides more than the sum of its parts. In: *Western Atlas International* (eds.). *Depth*, 1: 47~49.
- Tominaga M, Teagle D A H, Alt J C, Umino S. 2009. Determination of the volcanostratigraphy of oceanic crust formed at superfast spreading ridge: electrofacies analyses of ODP/IODP Hole 1256D. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 10(1), Q01003.
- Wang Dali. 2001. Research on Interpretation Methods of Microresistivity Imaging Logs in Naturally Fractured Reservoirs. Tutor: Feng Qining. Beijing: China University of Petroleum (Beijing): 1~120.
- Wang Guiwen, Guo Rongkun. 2000. *Logging Geology*. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~225.
- Wang Song, Wang Guiwen, Lai Jing, Li Mei, Chen Xu, Yang Kefu, Song Qiuqiang. 2018. Logging identification method and application of carbonate reservoir in Yijianfang formation, northern Tarim basin. *Progress in Geophysics*, 33(6): 2462~2470.
- Wang Zhenjie. 2011. Application Researching of the Quantitative Interpretation of Borehole Resistivity and Acoustic Imaging Logging in Fractured Reservoir. Tutor: Shao Cairui. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong): 1~74.
- Wei Haiyun. 2003. Image processing method of Microconductivity imaging log. Tutor: Li Ning. Beijing: Research Institute of Petroleum Exploration & Development: 1~71.
- Williams C G, Jackson P D, Lovell M A, Harvey P K. 1997. Assessment and interpretation of electrical borehole images using numerical simulations. *The Log Analyst*, 38(6): 34~44.
- Wilson M E J, Lewis D, Yogi O, Holland D, Hombo L, Goldberg A. 2013. Development of a Papua New Guinean onshore carbonate reservoir: A comparative borehole image (FMI) and petrographic evaluation. *Marine and Petroleum Geology*, 44: 164~195.
- Xie Jihai, Ge Kunpeng, Xu Huiru, Deng Juzhi. 2020. Review of paleomagnetic core orientation method. *Progress in Geophysics*, 35(3): 906~917.
- Yeo I W, Freitas M H, Zimmerman R W. 1998. Effect of shear displacement on the aperture and permeability of a rock fracture. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 35(8): 1051~1070.
- Zeng Lianbo. 2010. *Study Methods of Natural Fractures in Low Permeability Reservoirs*. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~187.
- Zhang Xiaofeng, Pan Baozhi. 2012. Two-dimensional wavelet transform to identify fractures in imaging logging. *OGP*, 47(1): 173~176.

Advances in fracture and vug interpretation using microresistivity imaging logs

NIAN Tao^{1, 2)}, WANG Guiwen³⁾, FAN Xuqiang⁴⁾, TAN Chengqian^{1, 2)},
WANG Song³⁾, HOU Tao⁵⁾, LIU Zhidi^{1, 2)}

- 1) *School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065;*
- 2) *Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065;*
- 3) *School of Earth Sciences, China University of Petroleum, Beijing, 102249;*
- 4) *CNPC Economics & Technology Research Institute, Beijing, 100724;*
- 5) *Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu, Hebei, 062552*

Abstract: In combination with outcrop calibration well, numerical and physical simulation, advances in fracture and vug interpretation using microresistivity imaging logs have been analysed and discussed, which include core-shifting, calibration rate, correlation of fracture parameter between cores and imaging logs, and fracture aperture and formation porosity calculation, respectively. Unfilled fractures cutting through drilling wells and pore or vug intervals have a 100% calibration rate, while a single pore or vug generally lost one to one correspondence. Dip angle or circumferential length of a single fracture show good correlation between cores and imaging logs, yet have a moderate relation for fracture apertures. Numerical and physical simulations both indicate that fracture apertures derived from imaging log are controlled by several factors. Apparent apertures more than 0.1 mm, are basically equal to the calculated apertures; on the contrary, the value error increases. Present methods for formation porosity based on imaging logs include porosity spectrum and image segmentation, yet both are restrained by other conductive geological objects except open pores and vugs. Thus, cores should be further used to calibrate borehole images.

Keywords: borehole image logs; core-shifting; fractures and vugs; fracture parameter; formation porosity

Acknowledgements: This study is supported by National Science and Technology Major Project of China (No. 2016ZX05056) and Scientific Research Program of Education Department of Shaanxi Province

First author: NIAN Tao, male, born in 1987, Ph. D., postdoctor, lecturer, is mainly engaged in logging geology and sedimentology; Email: niantao@163.com

Manuscript received on: 2020-06-22; Accepted on: 2021-02-01; Network published on: 2021-02-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2021.02.016

Edited by: LIU Zhiqiang