鄂尔多斯盆地南部延长组中段剪裂缝方向分析

马珊^{①②}, 林伟^{①*}, 王清晨^①, 徐辉^①, 王香增^③, 张丽霞^③, 姜呈馥^③

① 中国科学院地质与地球物理研究所, 岩石圈演化国家重点实验室, 北京 100029;

② 中国科学院大学地球科学学院, 北京 100049;

③ 陕西延长石油(集团)有限责任公司, 西安 710075

* 联系人, E-mail: linwei@mail.iggcas.ac.cn

2016-04-13 收稿, 2016-06-18 修回, 2016-06-20 接受, 2016-09-07 网络版发表

国家自然科学基金(41472193, 41225009)、国家重大科技专项课题(2011ZX08005-004)和延长石油陆相页岩气成藏机理及资源潜力评价(2012KTZB03-03-01-01)资助

摘要 鄂尔多斯盆地南部延长组中段长6~长8段发育6组高角度天然构造剪性缝, 组成3组共轭裂缝系统, 分别为走向60°和120°的共轭剪裂缝, 最大主应力为E-W向; 走向150°和75°的共轭剪裂缝, 最大主应力为NWW-SEE向; 走向30°和90°的共轭剪裂缝, 最大主应力为NEE-SWW向。由于延长组地层的各向异性, 走向约75°的裂缝为延长组中段的优势裂缝。地震各向异性计算和成像测井识别得到的裂缝走向玫瑰图均显示: 和长6与长8相比, 长7中的优势裂缝走向顺时针偏转了约5°。而各层的平面裂缝分布图也显示各层的裂缝密度分布发生了改变。根据常规测井曲线计算划分岩性, 分别统计成像测井的图像识别结果中泥页岩和砂岩中的裂缝。走向玫瑰图结果显示, 同一构造背景下, 砂岩中的优势裂缝走向和泥岩相比较, 逆时针方向旋转了约10°, 和野外露头的节理测量结果一致。由常规测井曲线的值带入公式和前人总结的经验数学关系中, 计算得到泥岩的内摩擦角较砂岩的大18.6°, 因此泥岩的剪裂角较砂岩小约9.2°。根据库伦破裂准则, 一组共轭剪裂缝的锐角平分线方向与最大挤压应力方向一致, 剪裂缝和最大挤压应力的夹角为剪裂角。而延长组地层在鄂尔多斯盆地南部近水平, 成像测井中识别的剪性天然构造张开缝均为高角度近垂直, 由于优势裂缝走向约75°, 对应的最大主应力方向为NWW-SEE向, 因此砂岩中的NEE至E-W向的裂缝较泥岩中的向逆时针方向发生偏转。根据单井中自然伽马值(GR)的分布具有正态分布的特点, 进行了各层砂泥比计算: 长6砂泥比0.72; 长7砂泥比0.24; 长8砂泥比1.04。将长7作为纯泥岩段, 长8作为砂泥互层段, 计算得到的剪破裂角和成像识别出的裂缝走向差异一致。

关键词 鄂尔多斯盆地, 延长组长6~长8, 剪裂缝, 岩石物理参数, 剪破裂角

裂缝是岩石中没有明显位移的断裂, 它既是油气储集空间也是渗流通道, 一方面显著提高了储层的渗透率, 另一方面加剧了储层的各向异性, 其空间分布影响储集体的非均质性和油水运动规律, 因此油藏中裂缝的研究对于页岩气开发有重大意义^[1-3]。岩芯裂缝观察和岩石力学试验表明, 由于砂岩和泥岩的岩石力学性质存在差异, 在受力变形条件相同

情况下, 韧性岩石的内摩擦角往往要小于脆性岩石的内摩擦角, 即泥岩的剪裂角要大于砂岩的剪裂角^[1,4-6]。同样受力变形条件下, 裂缝在砂岩中产生并延伸穿过砂岩-泥岩界面时, 由于剪裂角的不同, 裂缝在砂岩和泥中会有产状的变化^[7,8]。裂缝两侧的岩石的岩性差别越大, 力学参数差异增大, 岩性界面两侧发生裂缝扩展转向的可能性越大^[1,3,7,9]。

引用格式: 马珊, 林伟, 王清晨, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组中段剪裂缝方向分析. 科学通报, 2016, 61: 3049-3063

Ma S, Lin W, Wang Q C, et al. Shear fracture direction and mechanical characteristics of the middle Yanchang Formation, southern Ordos Basin, China (in Chinese). Chin Sci Bull, 2016, 61: 3049-3063, doi: 10.1360/N972016-00469

多种成像测井技术和仪器(FMI, FMS, STAR等)的飞速发展,使得对地下裂缝的识别更为直观和精确^[10,11]. 成像测井技术不仅可以精确地识别裂缝,而且能更直观地显示出裂缝面的倾角、方位和密度. 地震P波的各向异性分析也可以进行裂缝识别. 由于纵波垂直于裂缝带传播会有衰减和旅行时延迟,以及反射强度降低和频率降低的现象^[12]. 沿裂缝走向地震纵波随炮检距衰减慢,垂直裂缝走向纵波衰减快,且裂缝密度越大衰减越快^[13,14]. 因此可以通过分析地震波不同方位角上的速度和频率特征,反演裂缝的密度和方向.

井下裂缝根据成因可以分为天然缝与诱导缝两大类,天然缝中的构造缝可以分为张性裂缝和剪性裂缝,本文在成像测井图像中仅识别天然构造缝中的剪性裂缝. 地震数据中识别的裂缝,包括天然裂缝和极少数区域内单井中的人工诱导缝. 本区域内延长组地层倾角小于5°,野外露头观察中,研究区延长组长6~长8段中的裂缝以高角度近直立为主,倾角普遍大于80°. 由于地层相对平缓且总体变形弱的地层中较为广泛发育的高角度和垂直裂缝,为区域性构造裂缝系统^[9],受远程统一应力场的控制以及岩性和层厚等因素共同影响^[15~20]. 长6~长8油气组的泥质含量变化较大,因此对延长组中段不同岩性下的裂缝发育特征的研究,为探讨泥质岩的裂缝发育特征和分布,以及盆地中部中生界储层的压裂方向的预测提供研究资料,有重大意义.

本文将通过对鄂尔多斯盆地南部延长组中段地层的多口井的成像测井资料和小区域内地震数据进行处理,利用井眼微电阻率扫描成像测井的图像识别井下的裂缝,并采用各向异性和蚂蚁追踪算法自动提取地震数据中的裂缝信息,得到延长组中段长6~长8的单井和平面区域上的裂缝分布,以及各层的裂缝方向. 根据常规测井曲线计算砂泥比并划分岩性,分别分析同一构造背景下砂岩和页岩中的裂缝方向,再由常规测井曲线计算得到岩石物理参数进行解释分析. 这一研究,对于探讨泥质岩的裂缝发育特征和分布,古构造应力场方向的恢复,以及盆地中部中生界储层的压裂方向的预测提供研究资料.

1 鄂尔多斯盆地的区域构造背景

鄂尔多斯盆地处于位于华北板块西部,我国沉积盆地分布的中带,盆地西以六盘山弧形逆冲构造

带和贺兰断褶带为其边界,东以离石断裂为界,北部与古阴山褶皱造山带相邻,西南缘被秦岭-祁连复合型造山带所限(图1). 鄂尔多斯盆地早古生代为克拉通边缘,至晚古生代发育为克拉通内陆拗陷盆地,发育海相沉积,从中生代开始与华北板块东部发生了构造分异^[21,22]. 至晚三叠世,鄂尔多斯盆地南部秦岭洋闭合,华南-华北板块陆-陆碰撞,印支运动导致位于华北地块西部的鄂尔多斯盆地变形,形成了地形高低不同的镶嵌不整合,抬升区遭受剥蚀而沉降区接受沉积,进而演化为大型内陆拗陷湖盆,盆地周边水系发育,河水携带碎屑物质从周边的古隆起入湖,形成一系列向盆地中心发育的河湖三角洲裙和半深湖-深湖的延长组^[23~26]. 延长组主要为一套灰绿色、灰色中厚层粉细砂岩、粉砂岩和深灰色、灰黑色泥岩沉积,下部以河流相中、细砂岩沉积为主,中部为一套湖泊——三角洲相砂泥互层沉积,上部为河流相砂泥岩沉积^[27]. 虽然鄂尔多斯盆地到三叠纪末整体演化成陆内盆地,但此后仍然持续受到周缘造山事件远程效应的影响^[19,23,28,29],包括蒙古-鄂霍次克海的闭合,古太平洋板块开始向新生的欧亚板块下俯冲,新生代印度板块与欧亚板块碰撞^[23,24,28,30]. 中晚侏罗世,蒙古-鄂霍次克海闭合,西伯利亚板块向南与华北板块发生碰撞,古太平洋板块开始向新生的欧亚板块下俯冲,藏南地块向北拼贴,鄂尔多斯盆地处在一个多向挤压的构造背景下^[19,29,30]. 晚白垩世地层普遍缺失,早白垩世的构造应力状态发生重大变化,构造活动以岩石圈引张作用为主,挤压作用相对较弱^[19,29]. 新生代以来,印度板块与欧亚板块碰撞并在后期陆内俯冲,太平洋板块向西的俯冲消减,使得鄂尔多斯盆地西南缘处于强烈的挤压状态,并发生了向东的蠕散,并随时间改变^[30,31].

2 数据采集和分析方法

2.1 成像测井裂缝识别

成像测井资料均由STAR-II电阻率扫描仪器采集于yanye1, yanye18, yanye22, yanye28, yongye2, yongye3这6口井. 通过对成像测井资料进行了井斜矫正、深度对齐、速度矫正、极板图像建立、归一化处理的前期处理后,输出的成像成果是沿井壁正北方向向右的展开图,裂缝面在电阻率成像测井图像上是一个波长的黑色正弦曲线. 根据正弦曲线的特

图 1 研究区域构造简图(据Darby和Ritts^[19]修改)。淡灰色区域为华北板块；灰色区域为晚侏罗至早白垩陆内的挤压变形；深灰色区域为秦岭造山带；斑点区域为鄂尔多斯盆地内未变形的中生代地层；方格区域为蒙古弧地体

Figure 1 Simplified structural map of study area (after Darby and Ritts^[19]). Light gray shading represents the North China Block; medium gray represents the area of Late Jurassic-Early Cretaceous contractional intraplate deformation; dark gray indicates the Qinling Orogen; stippled pattern shows the undeformed Mesozoic; grid areas show Mongolian Arcs Terrane

征和分布，可以确定裂缝面产状(图2)。对成像图像中的具有正弦曲线特征的裂缝进行了识别，得到有效裂缝。而延伸较短，或仅显示正弦曲线中的一段裂缝，是通过Techlog程序根据裂缝显示线段匹配模拟正弦曲线得到产状的。由于鄂尔多斯盆地中的延长组地层近水平，因此在地震数据和成像测井图像中均不需要做地层和裂缝的产状再恢复。

地下裂缝根据成因分为天然裂缝和人工诱导缝。天然缝为多期构造运动和成岩风化等作用形成，遭受地下水溶蚀、钻头的破坏和泥浆的冲刷，和人工诱导缝相比缝面更粗糙，产状更不稳定，此外，人工诱导缝通常呈180°对称或雁行状排列。天然缝包括构造缝与非构造缝。非构造缝中的风化裂缝发育在近地表，收缩缝在砂泥岩中少见，成岩缝和页理缝通常

顺层面发育，成像图像中也未出现明显的岩溶崩塌或溶洞。由于各向异性识别的地震数据中的人工诱导缝仅在单井处出现，而成像测井数据采集段在井下1000~2000 m内，因此成像图像和地震数据识别得到的高角度的裂缝均可视为构造缝。而构造缝根据形成机制可以分为张性裂缝和剪性裂缝。张性裂缝缝面短且粗糙，并且多被石膏和方解石充填，难以识别。常规测井曲线上裂缝段表现为电阻率减小、声波时差增加、密度值增大、孔隙度增大。

2.2 各向异性裂缝识别

地震数据来自鄂尔多斯盆地南部11340 m×9280 m平面区域内的三维地震数据，在EPT软件中进行各向异性计算识别裂缝。Thomsen^[32]提出各项异性监测

图2 成像测井图像识别裂缝方向原理示意图

Figure 2 Schematic diagram of fractural orientation identification from imaging logging

裂缝的基本公式:

$$R(\theta, \Phi) \approx B0 + (G1 + G2 \cos 2\Phi) \sin 2\theta, \quad (1)$$

式中, R 是反射系数, θ 是入射角, $B0$ 是 AVO 截距, $G1+G2\cos 2\phi$ 是 AVO 梯度. ϕ 是椭圆方向, $G1$ 是椭圆短轴, $G2$ 是椭圆长轴, 三个变量构成各向异性椭圆. 利用标准的反演拟合算法可以对公式进行求解. AVO 梯度最小的方向是裂缝走向, 梯度最大的方向是裂缝法线方向, 并且差值与裂缝的密度成正比. 因此用 AVAZ 分析法计算出 360° 范围内的每一组方位

角的梯度值, 就可以得到由正交的方位角范围内计算的梯度间的最大差值, 据此判定裂缝的走向.

将原始方位角道集进行了5个方位角度内的部分叠加,中心方位角分别为 18° , 53° , 90° , 128° , 162° 。首先对不同方位角叠加数据体进行地震同相轴和振幅比对,分析其数据是否满足各向异性裂缝预测的条件。如果分方位角叠加数据不满足各向异性裂缝预测的条件时,将分方位角度叠加的数据导入EPT软件,用同一速度对各分方位角叠加数据体分别进行

叠后偏移,并计算各方位角叠加数据体的地震属性,将不同方位角的地震属性投影到以方位角和地震属性为坐标轴的坐标系中,进行地震属性方位各向异性椭圆的拟合,预测研究区裂缝的空间分布特征。

2.3 岩性划分方法

自然伽马测井GR反映的是岩石中放射性核含量,主要受控于U系、Th系和⁴⁰K。泥岩颗粒小,其中黏土矿物比表面积大,和较砂岩含量更高的有机质都对大离子亲石元素有更强的吸附能力,所以泥岩较砂岩具有更高的GR值。由于自然伽马测井值GR对岩性的反映好,选择进行砂泥比计算。先对yanye1, yanye18, yanye22, yanye28, yongye2和yongye3这6口

井长6~长8段的GR值作频率分布直方图,可以看出GR值在单井内按大小具有正态分布的特征(图3)。选择研究层位长6~长9段内GR最小值作为GR_{min},代表纯砂岩;选择正态分布的右端1σ的数据^[33],即右侧概率15.87%的GR值为GR_{max},代表纯泥岩,去掉凝灰岩和油页岩的影响。将自然伽马曲线数值GR带入求取砂泥比: $R_{sash} = (GR_{max} - GR) / (GR - GR_{min})$ 。其中 R_{sash} 为砂岩泥岩的体积比。计算得出这6口井的长6~长8岩层段的砂泥比。再根据常规测井曲线中的声波时差曲线和自然伽马曲线结合,划分6口井中目标层位的岩性,密度大孔隙度大的砂岩段显示高值,密度小孔隙度小的泥岩段显示低值,分别提取出各口井中砂岩段和泥岩段中的裂缝。

图3 各井研究层位内自然伽马测井值频率分布图

Figure 3 Frequency histogram of the value of gamma-ray logging in each well

3 裂缝分析

3.1 裂缝方向和分组

野外露头观察结果表明,研究区及周边延长组中发育大量高角度裂缝,主要为和构造相关的节理,优势裂缝走向为NEE-SWW向至E-W向,其次为近N-S向,倾角近直立^[34~36].与地层产状近似平行的主要为层间缝或层理缝,局部可见因沉积垮塌等作用

形成的低角度斜交缝.

成像测井资料显示,研究区长6~长9段,裂缝的倾角从50°至90°均有发育,但是主要分布区间在80°~90°,裂缝主体发育表现为高角度、近平行分布的特征.统计了6口井的单井中长6~长8的有效裂缝和全裂缝走向,作裂缝走向玫瑰图(图4).从走向玫瑰图中可以看出延长组中段的优势裂缝走向集中在NEE向至E-W向,但也发育近N-S向,NE-SW向,NW-SE向,

图4 单井延长组长6~长8有效裂缝走向玫瑰图(浅蓝色)和全裂缝走向玫瑰图(深蓝色)

Figure 4 Rose diagram of effective fractural trend (light blue) and all fractural trend (dark blue) from Chang 6 to Chang 8 group in single well

NWW-SEE向的裂缝。

Yanye18井的单井裂缝数目最大,从成像测井图像中识别出的延长组中段的有效裂缝共73条,根据走向分布频率,去掉分布频率中间的50%,得到两侧共37条的裂缝,作走向玫瑰图(图5),可以看出3组共轭裂缝系统,分别为走向60°和120°的共轭剪裂缝,对应最大主应力方向为E-W向;走向150°和75°的共轭剪裂缝,对应最大主应力方向为NWW-SEE向;走向30°和90°的共轭剪裂缝,对应最大主应力方向为NEE-SWW向,和前人在野外露头中的观察成果一致^[29~31,37~39]。

理论上,剪性裂缝为共轭的2支,且锐角平分线与最大主应力方向平行。但由于岩层的非均质性,相同构造背景下岩石内部的应力状态不均一,因此多组共轭剪裂缝的发育程度不一致,一组共轭剪裂缝的2支的发育程度也不一样,通常沿抗剪强度最小的方向的一支发育为优势裂缝,而另一支被抑止^[15~17,20]。研究者对鄂尔多斯盆地延长组的剪裂缝预测也集中在走向NEE向^[20,33~35],这是在NWW-SEE向的最大挤压应力下形成的,走向150°和75°的共轭剪裂缝中的一支。

从三维地震体中通过各向异性计算得到的鄂尔多斯南部延长组中段不同油层的裂缝分布(图6),其中每一条黄线表示了该点的裂缝平均走向,黄线越密集显示裂缝发育程度越强烈。从图中也显示出方

向为NEE至E-W的裂缝在延长组中段的发育程度最高,但长6,长7和长8的裂缝发育区和裂缝走向分布出现差异。根据以往的研究成果,鄂尔多斯盆地自中生代起经历了4期构造活动,第一期为中侏罗世的N-S至NNE-SSW向的弱引张作用;第二期为晚侏罗世太平洋板块向欧亚板块俯冲带来的N-S向、NW-SE向和NE-SW向的多向挤压;第三期为早白垩世末太平洋板块俯冲方向偏转形成的NW-SE向拉张的应力场;第四期为晚白垩世至新生代,印度板块与欧亚板块碰撞并在后期陆内俯冲形成的NE-SW远程挤压^[28,31,36~40]。姜琳等人^[38]对鄂尔多斯盆地东南中生界地层的节理做了全面的测量,结论认为该区内的节理最早一期形成于中晚侏罗世。由于延长组中段的沉积期均在最早一期的节理形成前,其中长6~长8均受到以上多期构造活动的影响,应该具有相同的裂缝走向。这说明长6,长7和长8的裂缝差异并非由构造因素引起。

3.2 不同岩性中的裂缝

统计yanye1, yanye18, yanye22, yanye28, yongye2, yongye3这6口井的有效裂缝的裂缝走向,长6中有效裂缝34条,长7中有效裂缝67条,长8有效裂缝93条,得到了各层的优势裂缝走向(图7(a))。在各向异性计算结果中,按照地层分层对延长组中段长6,长7和长8的裂缝进行区别提取,作裂缝走向玫瑰图,显示各层的裂缝优势走向(图7(b))。地震数据反映了区域内的裂缝平均分布,结果更具有统计意义。成像识别结果和地震数据计算结果,均显示出不同层位的裂缝优势走向有差异,虽然长6~长8中的裂缝优势走向均为NEE-SWW,但长7较长8和长6,裂缝优势走向顺时针方向偏转,并且在最小间隔10°的走向玫瑰花图中,同一组优势裂缝,在长7中表现出更为分散的特征,且两侧较对称(图7(b))。这说明NEE向的优势裂缝,在长7中较长6和长8逆时针偏转的角度接近5°。长6和长8的裂缝优势走向一致,也表明和中间长7的差异不是由构造活动引起的。虽然裂缝的形成是由多期古构造应力场与先进构造应力场决定的,但裂缝走向还受到其他因素的影响。根据自然伽马GR值计算得到这6口井的长6~长8各层的砂泥比,得到各层平均的砂泥比为:长6砂泥比0.72;长7砂泥比0.24;长8砂泥比1.04。长7段含泥量明显高于上部和下部的层位,可以作为纯泥岩,而长8可以作为砂泥

图5 Yanye18井目标层位部分裂缝走向玫瑰图

Figure 5 Rose diagram of partial fractures' trend in study section of well yanye18

图6 各向异性计算提取地震数据中延长组长6~长8各层的裂缝走向分布平面图

Figure 6 Distribution map of fractural trend in each group, extracted from anisotropic calculation of seismic data

图7 延长组长6~长8裂缝走向玫瑰图。(a) 成像测井识别有效裂缝; (b) 地震数据的各向异性计算识别裂缝

Figure 7 Rose diagram of fracture strike in Chang 6 to Chang 8 group of Yanchang formation. (a) Effective fractures identified from logging images; (b) fractures identified by anisotropic calculation of seismic data

互层段。裂缝走向的差异可能受岩性影响。

常规测井曲线中的声波时差曲线和自然伽马曲线结合,对yanye1, yanye18, yanye22, yanye28, yongye2, yongye3这6口井的目标层位划分岩性,分别从单井成像测井图像中提取出砂岩和泥岩中的有效裂缝。其中从泥岩中识别的有效裂缝69条,砂岩中识别的有效裂缝125条(图8(a))。砂岩和泥岩中发育的裂缝倾角并没有太大差异,均为高角度裂缝近直立,倾角平均大于 80° 。但砂岩中裂缝的优势走向较泥岩发生了逆时针偏转,偏转角度近 10° 。由于单井中yanye18识别得到的有效裂缝数目最多,因此对yanye18井中的砂岩和泥岩中的裂缝分别作裂缝走向玫瑰图。从yanye18井长6~长8中识别得到的有效裂缝共73条,其中泥岩中发育有效裂缝21条,砂岩中发育有效裂缝52条,砂岩中的优势裂缝走向较泥岩中向逆时针方向偏转了约 10° (图8(b)),和6口井的综合结果一致。

在野外露头观察中,砂岩中发育的节理进入泥页岩后会发生折射,页岩层系中的砂岩或页岩上覆或下伏砂岩中的裂隙的走向总体和页岩中的基本类似,即发育一组走向近东西的高角度节理和一组走

向近N-S和NNE-SSW向或NNE-SSW向的节理,但砂岩中节理的走向和页岩中节理的走向存在近 10° 的差异。根据砂泥比,将长7作为纯泥岩,长6和长8作为砂泥互层,优势裂缝在长6和长8中较7也偏转了约 5° ,表现为在走向玫瑰图中的走向分布对称分散,并向逆时针方向偏转。即砂泥互层段的优势裂缝走向较纯泥岩段逆时针偏转了约 5° 。成像测井识别的井下裂缝在不同岩性中的走向结果和野外露头的观察结果,也显示延长组中段的优势裂缝,在砂岩中的走向较泥岩众向逆时针方向偏转了约 10° 。

根据学者们的研究,构造因素是岩石破裂的外因。但沉积岩中的颗粒的粒度、脆性组分的含量,通过影响沉积岩的岩石物理特征来影响裂缝的发育^[3,41]。这表明,虽然裂缝的形成是由多期古构造应力场与先进构造应力场决定的,但裂缝走向还受到岩性的影响。而岩性的不同主要是通过岩石物理特征的不同影响裂缝走向,因此需要比较同一构造应力场下的泥岩和砂岩的岩石物理参数,并分析裂缝的形成和发育过程,讨论 10° 的裂缝走向角度差的原因。

图8 泥岩和砂岩中有效裂缝的走向玫瑰图。(a) 6口井识别裂缝;(b) yanye18井识别裂缝

Figure 8 Rose diagram of the effective fracture trend in sand and shale. (a) Fractures identified in six wells; (b) fractures identified from yanye18

3.3 岩石物理特征分析

通过学者们总结的沉积岩的岩石物理参数的计算公式,对常规测井曲线计算得到研究区内长6~长8段内泥岩和砂岩的岩石力学参数。

依据鄂尔多斯延长组的多口井阵列声波、全波测井资料提出的经验公式^[42],计算横波时差 $T_s(\mu\text{s}/\text{m})$

$$T_s = 96.075 + 0.358 \times \text{GR} + 1.202 \times \text{AC}, \quad (2)$$

式中,GR(API)为自然伽马值,AC($\mu\text{s}/\text{m}$)为声波测井值。

由横波波速 $V_s(\text{m}/\text{s})$ 和纵波波速 $V_p(\text{m}/\text{s})$,计算动态泊松比 μ_d 与动态弹性模量 $E_d(\text{GPa})$,

$$\mu_d = (V_p^2 - 2V_s^2) / (2V_p^2 - 2V_s^2), \quad (3)$$

$$E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \times 10^{-6}, \quad (4)$$

式中, $\rho(\text{g}/\text{cc})$ 为岩样密度,

根据室内试验提出的数学关系^[43],计算岩石单轴抗压强度 $\sigma_c(\text{MPa})$ 和抗张强度 $\sigma_t(\text{MPa})$,

$$\sigma_c = [0.0046E_d(1 - V_{sh}) + 0.008V_{sh}E_d] \times 10^3, \quad (5)$$

$$\sigma_t = 0.375E_d(1 - 0.78V_{sh}). \quad (6)$$

岩石动态体积模量 $K_d(\text{GPa})$ 由动态泊松比 μ_d 与动态弹性模量 E_d 计算得出:

$$K_d = E_d / [3(1 - 2\mu_d)], \quad (7)$$

依据沉积岩内聚力与抗压强度的经验公式,得到内聚力 C 与砂岩和页岩的内摩擦角 $\phi_{\text{砂岩}}$ 和 $\phi_{\text{页岩}}$ ^[44,45],

$$C = 3.626 \times 10^{-3} \sigma_c K_d, \quad (8)$$

$$\theta_{\text{砂岩}} = 36.545 - 0.4952C, \quad (9)$$

$$\theta_{\text{泥岩}} = \sin^{-1} \left(\left(V_p - 1000 \right) / \left(V_p + 1000 \right) \right). \quad (10)$$

对yanye1, yanye18, yanye22, yanye28, yongye3井的测井曲线进行以上计算, 得到单井目标层位的岩石力学参数. 伴随泥质含量的增大, 岩石的泊松比减小, 抗张强度减小而抗压强度增大. 由于 V_{sh} 的频率分布具有正态分布的特点, 而井下目标层位中多发育砂泥互层和夹粉砂层页岩, 因此取 V_{sh} 分布的左侧 1σ 和右侧 1σ 为纯砂岩和纯泥岩, 计算了yanye18井中延长组中段长6~长8的纯泥岩和纯砂岩的岩石物理参数(表1). 根据计算结果显示, 延长组中段的泥岩的内摩擦角为 34.65° , 砂岩的内摩擦角为 16.28° .

根据库伦破裂准则, 当岩石发生剪切破裂时, 剪裂面(S_1)与最大主应力轴 σ_1 的夹角, 即剪破裂角 $\theta = 45^\circ - \phi/2$. 由于延长组中段长6~长8发育的剪裂缝均为高角度近垂直, 并且地层近水平, 因此剪破裂角为裂缝走向与水平最大主应力轴 σ_1 的夹角. 由yanye18的测井数据计算得到的参数, 砂岩的内摩擦角 $\theta_{\text{砂岩}}$ 较泥岩的内摩擦角 $\theta_{\text{泥岩}}$ 小约 18.37° . 因此在相同的构造背景下, 砂岩中的剪破裂 $\theta_{\text{砂岩}}$ 较泥岩中的剪破裂 $\theta_{\text{泥岩}}$ 大 9.2° . 各向异性计算识别地震数据中的裂缝结果, 成像测井图像识别的裂缝结果和野外露头观察, 均显示延长组中段长6~长8发育的优势裂缝为走向 $70^\circ \sim 90^\circ$, 即在NWW-SEE向的最大挤压应力下形成的, 走向 150° 和 75° 的共轭剪裂缝中的一支. 由于砂岩中的剪破裂 $\theta_{\text{砂岩}}$ 较泥岩中的剪破裂 $\theta_{\text{泥岩}}$ 大 9.2° , 因此这支优势裂缝走向在NWW-SEE向的最大挤压应力

下, 较泥岩向逆时针方向偏转了, 在最小间隔 10° 的走向玫瑰图和野外观察中, 显示出近 10° 的走向角度差异. 根据前文的砂泥比计算结果, 长7段接近纯泥岩段, 而长8可以作为砂泥互层段. 而分层统计结果显示长7与长8的平均内摩擦角只差约 12° , 因此剪破裂角之差为 6° . 这与在最小间隔为 10° 的走向玫瑰图中, 长7的优势裂缝走向分布对称分散, 并向逆时针方向偏转的结果一致.

4 结论

根据野外露头观察, 成像测井图像识别裂缝, 各向异性计算识别地震数据中的裂缝结果显示, 鄂尔多斯盆地南部延长组中段, 长6~长8发育6组高角度天然构造剪性缝, 组成3组共轭裂缝系统: 走向 $N60^\circ$ 和 $N120^\circ$ 的共轭剪裂缝, 形成于近E-W向的最大挤压应力下; 走向 $N150^\circ$ 和 $N75^\circ$ 的共轭剪裂缝, 形成于近NWW-SEE向的最大挤压应力下; 走向 $N30^\circ$ 和 $N90^\circ$ 的共轭剪裂缝, 形成于NEE-SWW向的最大挤压应力下.

由于延长组地层的各向异性, 6组高角度剪性缝在延长组中段地层中发育程度不同, 一组共轭裂缝系统中裂缝发育程度也不相同. 地震数据的各向异性计算, 野外露头观察和成像测井裂缝识别得到的裂缝走向统计结果均显示, 鄂尔多斯盆地南部延长组中段长6~长8发育的优势裂缝为走向 150° 和 75° 的共轭剪裂缝系统中近 75° 的一支, 因在不同构造位置 and 不同岩性中而角度略有差异. 根据常规测井曲线计算划分岩性, 分别统计成像测井的图像识别结果中泥页岩和砂岩中的裂缝. 同一构造背景下的裂缝,

表1 Yanye18井砂泥岩岩石物理参数

Table 1 Petrophysical parameters of sand and shale in well yanye18

yanye18	μ_d	$E_d(\text{GPa})$	$\sigma_c(\text{GPa})$	$\sigma_1(\text{GPa})$	$K_d(\text{GPa})$	$C(\text{GPa})$	$\phi(^{\circ})$
泥岩	0.268	32.498	254.148	3.183	23.363	22.593	34.649
砂岩	0.279	55.273	265.455	19.764	42.059	40.917	16.283

表2 Yanye18井长6~长8各层平均岩石物理参数

Table 2 Petrophysical parameters of Chang 6 to Chang 8 reservoir set in well yanye18

yanye18	μ_d	$E_d(\text{GPa})$	$\sigma_c(\text{GPa})$	$\sigma_1(\text{GPa})$	$K_d(\text{GPa})$	$C(\text{GPa})$	$\phi(^{\circ})$
长6	0.284	39.439	260.046	7.997	30.695	29.292	22.04
长7	0.269	32.034	231.535	4.765	24.09	22.015	34.24
长8	0.275	39.667	253.643	8.752	29.757	27.895	22.73

在砂岩中的走向较泥岩中的走向向逆时针方向偏转了约10°。分层统计结果也显示,长6和长8的优势裂缝走向一致,较长7的优势裂缝走向向逆时针偏转了约5°,各层的平面裂缝分布图也显示各层的裂缝密度分布发生了改变。

常规测井曲线计算得到的砂岩的内摩擦角较泥岩的内摩擦角小约18.4°,因此在相同的构造背景下,砂岩中的剪破裂角较泥岩中的剪破裂角大9.2°。而延长组地层在鄂尔多斯盆地南部近水平,成像测井中识别的剪性天然构造张开缝均为高角度近垂直,因此剪破裂角为裂缝走向与水平方向的最大挤压应力

夹角。由于优势裂缝走向近N75°,对应的最大主应力方向为NWW-SEE向,因此砂岩中的NEE至E-W向的裂缝较泥岩中的向逆时针方向发生偏转约10°。由于单井中自然伽马值(GR)的分布具有正态分布的特点,因此进行了砂泥比计算,显示长6砂泥比0.72;长7砂泥比0.24;长8砂泥比1.04。将长7段作为纯泥岩,而长6和长8可以作为砂泥互层段,计算得到的剪破裂角显示出6°差,和成像测井裂缝识别以及各向异性计算得到的分层裂缝走向差异一致。这表明,虽然裂缝的形成是由多期古构造应力场与先进构造应力场决定的,但裂缝走向还受到岩性的影响。

参考文献

- Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. *AAPG Bull*, 2007, 91: 603–622
- Engelder T, Lash G G, Uzcátegui R S. Joint sets that enhance production from Middle and Upper Devonian gas shales of the Appalachian Basin. *AAPG Bull*, 2009, 93: 857–889
- Ding W, Li C, Li C, et al. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation. *Geosci Front*, 2012, 3: 97–105
- Hobbs D W. Rock tensile strength and its relationship to a number of alternative measures of rock strength. In: *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. Pergamon, 1967, 4: 115–127
- Narr W, Suppe J. Joint spacing in sedimentary rocks. *J Struct Geol*, 1991, 13: 1037–1048
- Gross M R. The origin and spacing of cross joints: Examples from the Monterey Formation, Santa Barbara Coastline, California. *J Struct Geol*, 1993, 15: 737–751
- Dai J S, Feng J W, Li M, et al. Discussion on the extension law of structural fracture in sand-mud interbed formation (in Chinese). *Earth Sci Front*, 2011, 18: 277–283 [戴俊生, 冯建伟, 李明, 等. 砂泥岩间互地层裂缝延伸规律探讨. 地质前缘, 2011, 18: 277–283]
- Lu H S, Zhang J F, Li S Y, et al. Best selection among crack criteria to sandstone-mudstone formation and its application to fracture penetration ability evaluation (in Chinese). *J Univ Petrol China (Ed Nat Sci)*, 2012, 36: 14–19 [卢虎胜, 张俊峰, 李世银, 等. 砂泥岩间互地层破裂准则选取及在裂缝穿透性评价中的应用. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36: 14–19]
- Liu H, Lan Z X, Wang S L, et al. Hydraulic fracture initiation mechanism in the definite plane perforating technology of horizontal well (in Chinese). *Petrol Explor Develop*, 2015, 42: 794–800 [刘合, 兰中孝, 王素玲, 等. 水平井定面射孔条件下水力裂缝起裂机理. 石油勘探与开发, 2015, 42: 794–800]
- Wu H, Pollard D D. Imaging 3-D fracture networks around boreholes. *AAPG Bull*, 2002, 86: 593–604
- Williams J H, Johnson C D. Acoustic and optical borehole-wall imaging for fractured-rock aquifer studies. *J Appl Geophys*, 2004, 55: 151–159
- Schoenberg M, Sayers C M. Seismic anisotropy of fractured rock. *Geophysics*, 1995, 60: 204–211
- Wang Z. Seismic anisotropy in sedimentary rocks, part 2: Laboratory data. *Geophysics*, 2002, 67: 1423–1440
- Will R, Archer R A, Dershowitz W S. Integration of seismic anisotropy and reservoir performance data for characterization of naturally fractured reservoirs using discrete feature network models. *SPE Reserv Eval Eng*, 2005, 8: 132–142
- Lorenz J C, Teufel L W, Warpinski N R. Regional fractures I: A mechanism for the formation of regional fractures at depth in flat-lying reservoirs (1). *AAPG Bull*, 1991, 75: 1714–1737
- Hancock P L. Brittle microtectonics: Principles and practice. *J Struct Geol*, 1985, 7: 437–457
- Zoback M L. First- and second-order patterns of stress in the lithosphere: The world stress map project. *J Geophys Res-Solid Earth*, 1992, 97: 11703–11728
- Eyal Y, Gross M R, Engelder T, et al. Joint development during fluctuation of the regional stress field in southern Israel. *J Struct Geol*, 2001, 23: 279–296
- Darby B J, Ritts B D. Mesozoic contractional deformation in the middle of the Asian tectonic collage: The intraplate Western Ordos fold-thrust belt, China. *Earth Planet Sci Lett*, 2002, 205: 13–24

- 20 Zeng L B, Gao C Y, Qi J F, et al. The distribution rule and seepage effect of the fractures in the ultra-low permeability sandstone reservoir in east Gansu Province, Ordos Basin. *Sci China Ser D-Earth Sci*, 2008, 51: 44–52 [曾联波, 高春宇, 漆家福, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用. *中国科学 D 辑: 地球科学*, 2008, 38(S1): 41–47]
- 21 Chen J B, Wu T S. *North China Regional Stratigraphy* (in Chinese). Wuhan: China University of Geosciences Press, 1997. 87–106 [陈晋镛, 武铁山. 华北区区域地层. 武汉: 中国地质大学出版社, 1997. 87–106]
- 22 Meng X, Ge M, Tucker M E. Sequence stratigraphy, sea-level changes and depositional systems in the Cambro-Ordovician of the North China carbonate platform. *Sediment Geol*, 1997, 114: 189–222
- 23 Enkin R J, Yang Z, Chen Y, et al. Paleomagnetic constraints on the geodynamic history of the major blocks of China from the Permian to the present. *J Geophys Res-Solid Earth*, 1992, 97: 13953–13989
- 24 Dong S W, Wu X H, Wu Z H, et al. On tectonic seesawing of the East Asia Continent—Global implication of the Yanshanian Movement (in Chinese). *Geol Rev*, 2000, 1: 8–13 [董树文, 吴锡浩, 吴珍汉, 等. 论东亚大陆的构造翘变——燕山运动的全球意义. *地质论评*, 2000, 1: 8–13]
- 25 Meng Q R, Zhang G W. Geologic framework and tectonic evolution of the Qinling orogen, central China. *Tectonophysics*, 2000, 323: 183–196
- 26 Yao S P, Zhang J R, Hu W X, et al. Experimental study of hydrocarbon generation potentiality of Mesozoic coal measure, Ordos Basin (in Chinese). *Coral Geol Expl*, 2004, 32: 24–28 [姚素平, 张景荣, 胡文瑄, 等. 鄂尔多斯盆地中生界煤成烃潜力的实验研究. *煤田地质与勘探*, 2004, 32: 24–28]
- 27 Yu J, Yang Y J, Du J L. Sedimentation during the transgression period in Late Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin (in Chinese). *Petrol Explor Develop*, 2010, 37: 181–187 [喻建, 杨亚娟, 杜金良. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组湖侵期沉积特征. *石油勘探与开发*, 2010, 37: 181–187]
- 28 Zorin Y A. Geodynamics of the western part of the Mongolia-Okhotsk collisional belt, Trans-Baikal region (Russia) and Mongolia. *Tectonophysics*, 1999, 306: 33–56
- 29 Dong S W, Zhang Y Q, Long C X, et al. Jurassic tectonic revolution in China and new interpretation of the Yanshan Movement (in Chinese). *Acta Geol Sin*, 2007, 81: 1449–1461 [董树文, 张岳桥, 龙长兴, 等. 中国侏罗纪构造变革与燕山运动新诠释. *地质学报*, 2007, 81: 1449–1461]
- 30 Zhang Y Q, Liao C Z. Transition of the Late Mesozoic-Cenozoic tectonic regimes and modification of the Ordos basin (in Chinese). *Geol China*, 2006, 33: 28–40 [张岳桥, 廖昌珍. 晚中生代-新生代构造体制转换与鄂尔多斯盆地改造. *中国地质*, 2006, 33: 28–40]
- 31 Xu L M, Zhou L F, Zhang Y K, et al. Characteristics and tectonic setting of tectono-stress field of Ordos Basin (in Chinese). *Geotecton Metallogenia*, 2006, 30: 455–462 [徐黎明, 周立发, 张义楷, 等. 鄂尔多斯盆地构造应力场特征及其构造背景. *大地构造与成矿学*, 2006, 30: 455–462]
- 32 Thomsen L. Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 1986, 51: 1954–1961
- 33 Zhang N N, Zhang S Y. Research in lithologic identification of well logging curves of oil shale section in Huanglin area or Ordos Basin (in Chinese). *World Well Log Technol*, 2014, 3: 35–38 [张宁宁, 张世一. 鄂尔多斯盆地黄陵地区油页岩段测井曲线岩性识别研究. *国外测井技术*, 2014, 3: 35–38]
- 34 Zhou X G, Zhang L Y, Fan K. Characteristics and distribution of tectonic fractures in Chang 61 low-permeable reservoir in Wuqi area in Ordos Basin (in Chinese). *J Jilin Univ (Earth Sci Ed)*, 2008, 1: 43–49 [周新桂, 张林炎, 范昆. 吴旗探区长 61 储层构造裂缝特征及分布规律. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2008, 1: 43–49]
- 35 Zhou X G, Zhang L Y, Qu X F, et al. Characteristics and quantitative prediction of distribution laws of tectonic fractures of low-permeability reservoirs in Yanhewan area (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2009, 30: 195–200 [周新桂, 张林炎, 屈雪峰, 等. 沿河湾探区低渗透储层构造裂缝特征及分布规律定量预测. *石油学报*, 2009, 30: 195–200]
- 36 Zhang L Y, Fan K, Liu J H, et al. Quantitative prediction of distribution of tectonic fractures in the Yanchang formation in the Zhenyuan-Jingchuan area, Ordos Basin (in Chinese). *J Geomech*, 2006, 12: 476–484 [张林炎, 范昆, 刘进东, 等. 鄂尔多斯盆地镇原泾川地区三叠系延长组构造裂缝分布定量预测. *地质力学学报*, 2006, 12: 476–484]
- 37 Zhang Y Q, Liao C Z, Shi W, et al. On the Jurassic deformation in and around the Ordos Basin, North China (in Chinese). *Earth Sci Front*, 2007, 14: 182–196 [张岳桥, 廖昌珍, 施伟, 等. 论鄂尔多斯盆地及其周缘侏罗纪变形. *地学前缘*, 2007, 14: 182–196]
- 38 Jiang L, Wang Q C, Wang X Z, et al. Joint development and paleostress field in Mesozoic strata of the southeastern Ordos Basin (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2013, 29: 1774–1790 [姜琳, 王清晨, 王香增, 等. 鄂尔多斯盆地东南部中生界地层节理发育特征与古应力场. *岩石学报*, 2013, 29: 1774–1790]
- 39 Wang X Y, Zhang Q L, Wang L H, et al. Structural features and tectonic stress fields of the Mesozoic and Cenozoic in the eastern margin of the Ordos Basin, China (in Chinese). *Geol Bull China*, 2010, 29: 1168–1176 [王锡勇, 张庆龙, 王良书, 等. 鄂尔多斯盆地东缘-新生代构造特征及构造应力场分析. *地质通报*, 2010, 29: 1168–1176]

- 40 Liu W G, Zhou L F, Gao S J. Fracture characteristics of the Triassic Yanchang Formation in the midwest of Ordos Basin (in Chinese). *Lithol Reser*, 2012, 6: 66–71 [刘伟刚, 周立发, 高淑静. 鄂尔多斯盆地中西部三叠系延长组裂缝特征研究. *岩性油气藏*, 2012, 6: 66–71]
- 41 Gross M R. Fracture partitioning: Failure mode as a function of lithology in the Monterey Formation of coastal California. *Geol Soc Amer Bull*, 1995, 107: 779–792
- 42 Ran L M. The study of formation stress and its application in the Zhenjing Oil Field (in Chinese). Doctor Dissertation. Wuhan: China University of Geosciences, 2014 [冉利民. 镇泾油田地应力研究及其应用. 博士学位论文. 武汉: 中国地质大学, 2014]
- 43 Deer D U, Miller R P. Engineering Classification and Index Properties for Intact Rock. Technical Report. No AFWL-TR 65-116. Urbana: Univers, 1966
- 44 Lal M. Shale stability: Drilling fluid interaction and shale strength. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1999
- 45 Deng J G. Wellbore Stability Prediction Technology. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008 [邓金根. 井壁稳定预测技术. 北京: 石油工业出版社, 2008]

Shear fracture direction and mechanical characteristics of the middle Yanchang Formation, southern Ordos Basin, China

MA Shan^{1,2}, LIN Wei¹, WANG QingChen¹, XU Hui¹, WANG XiangZeng³,
ZHANG LiXia³ & JIANG ChengFu³

¹ State Key Laboratory of Lithospheric Evolution, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;

² College of Earth Science, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

³ Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., LTD, Xi'an 710075, China

Field observations, fractures identified from micro-resistivity logging images from six wells, and seismic anisotropy analysis all show that six sets of vertical shear fractures are developed in the middle Yanchang Formation in the southern Ordos Basin, comprising three orthogonal fracture systems. Of these, System I fracture sets predominate, trending approximately 75° and 150°, the result of NWW-SEE directed maximum compressive stress. System II fracture sets trend approximately 60° and 120°, the result of E-W directed maximum compressive stress, while System III fracture sets trend approximately 30° and 90°, the result of NEE-SWW directed maximum compressive stress. Fractures with a strike of 75° are most common in the middle Yanchang Formation because of rock heterogeneity, while three reservoir sets are present, comprising fluvial medium-to-fine grained blocky sandstones and thin interbeds of sandstone and shale from lacustrine-delta facies.

Based on a combination of data from natural gamma ray and interval transit time curves from six vertical wells, we classify the stratigraphic lithology of the middle Yanchang Formation and extract shear fractures recognized from logging images within the sandstones and shales. Fractures plotted in striking rose diagrams demonstrate the dominant strike of fractures in sandstone deflects approximately 10° counterclockwise compared to the orientation in shale. Field observation also provides the evidence of 10° deflection of dominant fracture trending in sandstone and shale.

Conventional logging values are substituted with empirical correlations in order to determine and quantify the mechanical properties of the sandstones and shales in the middle Yanchang Formation of the southern Ordos Basin. As the result puts, shale has averaged Poisson's ratio of 0.268, compression strength of 3.18 MPa and internal friction angle of 34.6°. Sandstone has averaged Poisson's ratio of 0.279, compression strength of 19.76 MPa and internal friction angle of 16.3°. The internal friction angle in sand is 18.3° more than that in shale, thus the shear angle in sand is 9.2° more than in shale. The classic Coulomb-Mohr failure criterion predicts the development of two conjugate shear planes that are inclined at shear angle to the axis of maximum compressive stress.

Striking rose diagrams of natural shear cracks within each set are plotted respectively from seismic anisotropy analysis and image logging interpretation, showing that Chang 6 to Chang 8 sets develops dominant fracture trending approximately 75°, which is one set of conjugated shear fractural system of 150° and 75° in responding to NWW-SEE maximal principal stress. This leads to the counterclockwise deflection of the shear fracture in sand. Compared to Chang 6 and Chang 8, the dominant striking of fracture deflects clockwise of nearly 5 degree. Considering the same dominant fracture striking in Chang 6 and Chang 8, tectonic setting isn't responsible for the trending deflection. On the basis of normal distribution of GR value of single well from Chang 6 to Chang 8 set, we calculated the sand to shale ratio in each reservoir set: 0.72 within Chang 6, 0.24 within Chang 7, 1.04 within Chang 8. According to the sand to shale ratio from natural gamma ray logging calculation, take Chang 7 group as pure shale section and Chang 8 group as interbedded sandstone and shale, the shear angle from calculation provided approximately 6° difference consistent with the fractural strike difference from logging images and seismic data.

Ordos Basin, Chang 6 to Chang 8 reservoir groups, shear fracture, petrophysical parameter, shear angle

doi: 10.1360/N972016-00469