

文章编号: 1006-6616 (2013) 02-0214-11

## 深层砂泥岩储层继承性裂缝发育特征

张奎华<sup>1,2</sup>, 冯建伟<sup>2</sup>, 戴俊生<sup>2</sup>

(1. 胜利油田分公司西部新区研究中心, 山东 东营 257015;

2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580)

**摘要:** 西部挤压盆地内低渗性含油气砂泥岩储层构造运动期次多、埋藏深度大、泥质夹层多、高角度网状缝继承性发育, 裂缝不仅是油气的有效运移通道, 也是储层压裂开发效果的主要影响因素。选择西部天山山前某区块深层砂泥岩裂缝性气藏为研究区, 以裂缝形成机制的探讨和研究为突破点, 在岩心观察、CT层析成像扫描、成像测井解释的基础上, 精细统计裂缝产状、开度、充填度, 结合流体包裹体及古应力场划分裂缝发育期次, 最后总结继承性裂缝的发育模式。研究表明, 砂泥岩储层裂缝继承性缝的有利发育条件为多期次构造运动、低应力差、低逼近角度、适当泥质含量或低摩擦因数, 岩性是内因, 构造应力是外因。

**关键词:** 深层砂泥岩储层; 继承性裂缝; CT层析扫描; 主控因素

**中图分类号:** TE122. 2<sup>+</sup>21

**文献标识码:** A

### 0 引言

随着油气资源勘探开发逐渐由东部向西部、由常规储层向非常规储层转变, 寻找裂缝性储集层已成为热点。中国已探明的低渗透油气藏储量约占总探明储量的23%, 如何预测储层裂缝的空间分布和定量表征裂缝参数是石油地质研究中的前沿问题。目前的裂缝预测主要涉及到裂缝识别、裂缝空间展布预测和裂缝参数定量建模3个方面。与其他裂缝相比, 构造裂缝在各种储集层中占主导地位<sup>[1~3]</sup>, 其发育规律、空间展布特征以及渗流规律主要受控于构造应力场和储层岩石物理性质<sup>[4]</sup>, 因此国内外学者多采用构造应力场法预测裂缝分布; 此外还有已知井点约束法、分形几何法、曲率分析法、测井分析法、地震分析法、应变场分析法等等。早在20世纪80年代就有研究者开始尝试从应力场角度, 以岩石破裂准则为依据进行裂缝预测; 20世纪90年代丁中一等<sup>[5]</sup>基于裂缝产生机制的研究, 提出了预测裂缝的二元法; 随着地质力学和应力场模拟技术的发展, 出现了基于三维精细构造模型的裂缝数值模拟技术, 并形成了一套系列方法; 国内外学者基于岩石破裂准则, 以能量守恒为前提, 提出了多元统计法定量计算裂缝密度和开度, 将裂缝预测技术提高到了新的水平; Price最早提出岩石中储存的应变能是裂缝产生的直接原因<sup>[6]</sup>; 最近又出现了以测井成像解释为基础的

**收稿日期:** 2012-12-02

**基金项目:** 国家科技重大专项“准噶尔盆地碎屑岩层系大中型油气田形成规律与勘探方向”(2011ZX05002-002); 山东省博士后基金项目“基于应力场模拟的低渗透砂岩储层裂缝多参数定量建模”(201003104)

**作者简介:** 张奎华(1972-), 男, 山东沾化人, 高级工程师, 在读博士, 主要从事油气勘探与地质综合研究。  
E-mail: zhangkuihua. slyt@sinopec.com

DFN 离散化裂缝网络模型技术和基于地层曲率和开发动态资料的裂缝综合预测方法<sup>[7]</sup>。

可见，通过应力场手段，以岩性、物性、开发动态资料为约束进行裂缝的空间预测是必然的趋势。但实际上裂缝产生的应力条件十分复杂，不仅会发生力的分解，也会产生各种力的组合。开展裂缝预测研究之前首先要分析裂缝的微观和宏观形成机制，还需要结合实际地质特征分析主控因素。本文以西部天山山前某区块深层砂泥岩裂缝性气藏为例，在对岩心进行计算机层析成像扫描、岩石物理测试、岩石力学实验和镜下薄片观察的基础上，分析岩心尺度内天然缝和继承性缝之间的差异特征，并结合岩性、沉积相、古应力及流体充注期次研究裂缝的主控因素，总结裂缝形成、发育和接受改造的发育过程，最终从力学角度厘清继承性裂缝形成机制，为裂缝的定量预测提供坚实基础。

## 1 继承性裂缝类型及特征

目前裂缝的识别和评价方法主要有野外露头法、岩心观测法、测井分析法等，但由于常规方法局限于直接观测或测井仪器直接读取，得出的裂缝产状开度、充填程度、力学性质和组系性等参数不够精确<sup>[8]</sup>。尤其是在多组裂缝发育层段，裂缝相互切割构成网状系统，复杂程度高，岩心或露头内部裂缝的延伸性难以观察或测量，直接降低了“以点带面”大尺度下裂缝展布规律预测的精度。计算机层析成像（CT）技术近年在油气勘探开发领域开始获得应用，通过对岩心进行计算机层析成像扫描，能够得到全直径岩心内部裂缝的空间展布形态，可测量和计算裂缝的开度、倾角、密度、充填程度、充填物类型等，为油藏渗滤规律和产能研究提供有力的技术保证。

### 1.1 双层充填继承性缝

通过 CT 扫描并结合岩心观察，认为研究区以直立缝为主，高角度斜交缝次之，水平缝和低角度斜交缝相对不发育。该地区储集层内裂缝充填物主要为灰白色碳酸盐，大部分为方解石类，镜下可见白云石类，灰黑色炭质常见，泥质和褐色铁矿物少见。早期构造裂缝壁两侧发生方解显晶石逐渐充填，尚未完全充填时，就被后期烃类注入，并沉淀下来；受到后期挤压运动的影响，当最大主应力与裂缝面呈低角度状态时，低密度的炭质充填发生剪切破坏，裂缝开启；随着挤压运动的继续，在缝壁上残留的烃类由于埋深的增大和缝壁的相互挤错向碳黑或石墨转化，形成灰黑色炭质层（见图 1a）。在摩擦的缝壁上往往会形成摩擦镜面、擦痕和阶步，且方解石晶体与缝壁斜交。如 T1 井发育在砂岩中的剪切缝，属于高角度缝（见图 1b），为炭质和方解石混合充填模式，缝宽 5 cm 左右，根据主裂缝旁边的火焰状充填构造推测为成岩期产物。早期产生的裂缝在适当的应力条件下会再次活动，从而造成类似裂缝密集剪切带的特征（见图 1c）。从 T2 井岩心（见图 1d）看，方解石由于仅为半充填状态，受到后期的挤压力作用会重新错开继续活动，从而造成擦痕和阶步等剪性缝特征，由于泥质夹层的遮挡使得后期的剪切错动很快终止，夹层厚度仅为 4~5 cm。

### 1.2 界面转换继承性缝

界面转换继承性缝可以认为是不同力学性质、不同发育时期的裂缝发育在一起相互切割、相互限制的多期裂缝模式，多位于泥岩夹层附近。界面转换继承性缝又可以进一步分为派生型继承缝和限制型继承缝。派生型继承缝一般发育在早期垂直、高角度张性缝或剪切缝的周围，多靠近泥岩夹层处，充填方式为大部分或半充填的方解石-炭质双层充填，由于炭质密度小于周围砂岩或方解石充填物的密度，更容易被后续的剪切或拉张活动所改造，但这

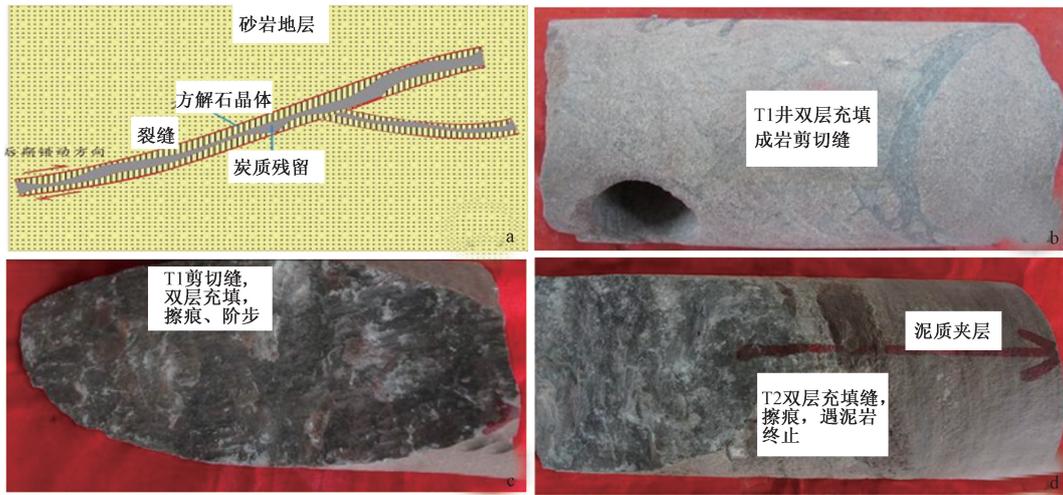


图1 天山山前某地区岩心裂缝识别及继承性缝发育模式

Fig. 1 Inherited fracture mode and fracture identification in a given area before Tianshan mountain

时由于泥质夹层的存在，增加了整体岩石的塑性变形能力，会直接阻碍后期裂缝的扩展，从而导致旁侧产生一系列的次级派生缝，规模小，且杂乱排列（见图2a）。这种岩性界面缝要求在砂岩中出现一定厚度的泥岩，由于砂岩与泥岩力学特征不同，导致受力时两者变形程度不同，界面处产生新的力偶从而派生出张应力，有的限制了剪切缝的发育，有的切割了剪切缝，有的则从泥岩内向砂岩内延伸。限制型继承缝一般表现为：直立张性缝被稍晚发育的高角度剪切缝切割，高角度剪切缝同时又受到早期张性缝的限制，这主要是在早期张性缝双层充填的情况下出现，剪切缝一般呈雁行或平行状归并于张性缝内，有时直接切过张性缝（见图2b）。

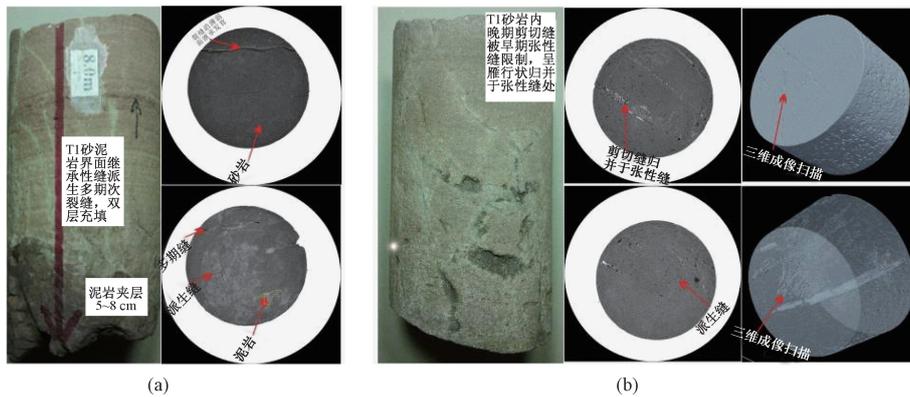


图2 天山山前某地区岩性界面处岩心观察、CT 成像扫描继承性缝发育特征

Fig. 2 Inherited fracture characteristics in an area in front of the Tianshan Mountain by core observation and CT scanning

### 1.3 继承性网状缝

继承性网状缝往往发育在层状厚层粉细砂岩内，是晚期构造应力场下的裂缝系统对早期缝的近似平行或斜交改造，并形成擦痕、阶步等。在早期缝是部分充填或者碳质充填的情况

下，后期应力达到充填物的抗剪或抗张强度时，便会引起早期缝的继续活动，属于平行或低角度改造型。如果为剪切破坏，则会形成裂缝面充填物的擦痕或镜面；如果为拉张破坏，则会绕过密度大的方解石形成锯齿状裂缝面。当早期缝大部充填或者全部充填时，原先早期缝的部位仍代表了储集层岩性的薄弱带（见图 3）。因此，这种天然缝的改造或者破坏取决于水平应力差、逼近角、裂缝面摩擦因数以及泥质含量等因素。在大部分充填、低应力差、低逼近角、摩擦因数小或者泥质含量少的条件下，晚期缝易沿着早期缝继续活动，部分会绕过密度大的地区；在高水平主应力差、高逼近角、泥质含量增加或泥质条带出现时，晚期缝会直接切穿早期缝网，早期缝网仅仅被渗透，不会发生剪切或拉张破坏。

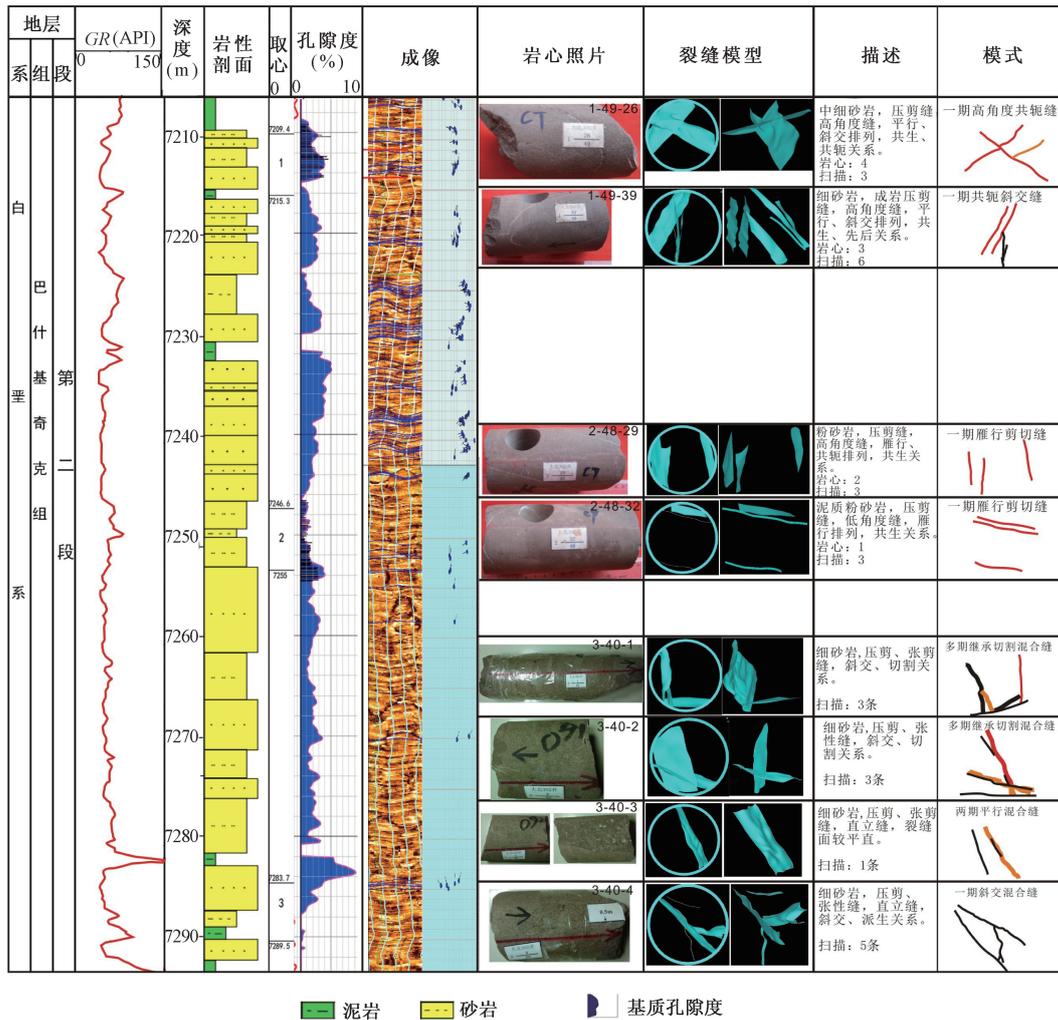


图 3 天山山前某地区白垩系储层 T3 井裂缝发育模式

Fig. 3 Fracture development model of Cretaceous reservoir in Well T3 in an area in front of the Tianshan Mountain

因此，典型继承性缝的形态为主裂缝充填程度高，次级派生裂缝与主裂缝斜交且充填程度低，裂缝内部具有成层性或分期性充填模式，且早期亮晶方解石受后期改造与裂缝壁面斜交，也只有当裂缝后期受挤压力正好与裂缝面斜交时才会继续活动。

## 2 继承性缝发育主控因素

### 2.1 岩性因素

裂缝的发育程度与岩性密切相关,不同的岩石类型因其成分、结构和构造不同,力学性质各异,在相同构造应力作用下,裂缝发育程度不同<sup>[9~10]</sup>。脆性程度高、孔隙度低,裂缝更容易发育。在大多数沉积岩储层中,原生脆性组分是各种石英、长石、方解石和白云石等。岩石中裂缝的形成还与组分的粒度有关,一般颗粒较细的岩石,裂缝分布更稳定,裂缝发育程度也较高;若岩石粒度较粗,则其中的裂缝线密度较低,且分布不稳定,沿其走向变化较大。值得注意的是,在本区低渗透砂岩储层的泥质夹层中,由于含钙质、灰质、白云质等脆性成分,极大地提高了泥岩的脆性程度,使泥岩中裂缝较发育。另外还发现,在碎屑岩中,随着岩石的粒度变细,岩石中裂缝线密度变大,而裂缝的延伸长度、切穿深度和开度反而变小;反之,裂缝延伸长、切割深、开度大。

根据 CT 扫描结果、岩性观察结果和成像测井解释结果对大北地区不同岩性的裂缝发育情况进行了统计分析(见图 3、表 1),在剔除异常点(裂缝线密度超过同类岩石均值的一倍以上)后,不同岩性岩石裂缝发育程度具有明显差异,并呈现一定的规律性。整体而言,泥质含量越高,岩石塑性越强,越不容易产生裂缝,从泥岩到砂岩裂缝线密度逐渐增大。泥岩中平均裂缝线密度最低,为 0.384 条/m,细砂岩中裂缝最为发育,平均裂缝线密度达到 1.211 条/m,中细砂岩和中砂岩的平均裂缝密度中等(见表 1)。另外,在岩性变化较快的互层岩石中裂缝发育水平普遍较高。从 T3 井单井裂缝发育模式上看,取心段岩心属于水下分流河道和下水砂坝微相,中部为厚层层状砂岩,泥岩夹层少,上端和下端为薄层砂岩夹泥质薄层,裂缝线密度随着深度增加呈降低趋势,裂缝形态在中部以简单平行、雁行缝为主,两端则以高角度斜交网状缝为主,下端主要为细砂岩和粗砂岩的互层组合,裂缝发育密度相对较低,但由于处于 6000 m 以下的深层,水平应力差变小,层间力学强度差异小,后期构造应力与早期应力方向基本一致,裂缝主要以平行式改造为主,靠近泥岩夹层的晚期缝则直接切割早期缝(见图 3)。

表 1 天山山前某地区不同岩性岩石裂缝分布特征

Table 1 Fractures distribution features of different rocks in an area in front of the Tianshan Mountain

岩性	物性	厚度/m	裂缝条数	裂缝线密度/ (条·m <sup>-1</sup> )	同类岩石平均裂缝 线密度/(条·m <sup>-1</sup> )	备注
泥岩	差	1.3	3	2.307	0.384	界面缝
泥质粉砂岩	差	3.6	9	2.500	0.695	
粉砂岩	中	0.7	5	7.142	0.652	界面缝
细砂岩	好	3.0	7	2.333	1.211	界面缝
中砂岩	差	1.8	6	3.333	1.095	界面缝
中细砂岩	中	1.0	3	3.000	0.868	界面缝
粉砂细砂互层	好	7.3	34	4.657	1.258	

### 2.2 岩层厚度因素

一般来说,裂缝密度与岩层厚度呈负相关关系,岩层越薄,裂缝密度越大,换句话说,裂缝间距与地层厚度之间呈正相关关系。这种关系在本区的粉砂岩、细砂岩、中砂岩中都表现得相当明显,并且在不同岩性中不同。单一岩层中,构造裂缝的发育程度与该层厚度密切

相关。然而，某一部位构造裂缝的整体发育程度还与岩层组合有关，若岩石颗粒细、单层厚度薄但其累计厚度大，则该部位整体上构造裂缝发育；反之，如果单层厚度薄，但细粒级薄岩层数量少，累计厚度小，或者虽然累计厚度大，但单层厚度也大，亦或岩石粒级粗，则整体上构造裂缝仍不发育。

根据 CT 扫描、岩心观察和成像测井识别出的早期充填程度高的构造裂缝发育程度与单层厚度关系看出，随着岩石单层厚度的逐渐增大，裂缝密度逐渐减小（见图 3），这也是由岩石本身的抗压（剪）强度决定的，岩石越薄，受力会越集中，越容易破裂<sup>[11]</sup>。此外单层岩石厚度小，意味着岩性变化快，而不同单层岩石的力学性质仍存在一定差异，在受力时各自的变形程度不同，在交界面上容易发育裂缝。然而，识别出的晚期改造继承缝则随着岩层单层厚度的变大更为发育。观察分析发现岩层厚度越小，裂缝的充填程度越高，地层水循环越快；反之，岩层厚度大则地层水不易切入，裂缝充填程度差，而且构造应力随着岩层厚度增大分布越来越稳定，当构造应力方向与早期古应力方向一致时，很容易导致裂缝的继承性发育，这在图 3 下端砂岩中表现得非常明显。当砂泥岩互层时，由于砂岩与泥岩的岩石力学参数不同，地应力的分布具有显著的差异。泥岩相对于砂岩属于韧性岩石，在变形条件相同情况下，韧性岩石的内摩擦角往往小于脆性岩石的内摩擦角，即泥岩的剪裂角大于砂岩的剪裂角，且相同应力条件下泥岩相对于砂岩更难产生裂缝。前人研究证明，实际上泥岩在深层围压下是一种弹塑性体，要使泥岩内产生裂缝必须另外提供一部分塑性功，尤其在岩性界面附近由于压、张应力的转换效应，力发生分解，因此很难达到充填缝继续破坏的条件，只能在其他方向的岩性薄弱带上产生派生的次级裂缝。总体上看，泥岩层的出现一方面阻碍了裂缝的扩展进程，同时也增加了裂缝发育的多方向性，可以说，裂缝发育密度大，但改造程度低。

### 2.3 古应力场的多期性

裂缝间的组系关系可用于确定裂缝形成的先后顺序，一般被切割错开的裂缝形成时间较早。节理分期就是将不同时期形成的节理加以区别，划分出其形成的先后关系，分期的依据通常有切断错开，限制中止、相互切错等<sup>[12]</sup>。研究区常见较低倾角的剪裂缝切割错开较高倾角裂缝，表明剪裂缝形成于中高角度裂缝之后；高角度裂缝又可以分为充填缝和未充填缝，后者要早于前者。结合前人研究成果，认为研究区目的储层发育 4 个期次的构造缝（见图 4）：第一期为成岩期剪切缝，主应力为近似垂向，裂缝面为高角度和垂直，水平构造力弱，充填程度高，为高角度全充填压剪缝；第二期为高角度、直立张性缝和剪切缝，方解石和碳质双层全充填，主要为网状缝和砂泥岩界面缝；第三期以高角度剪切裂缝、低角度顺层缝为主，充填程度低，主要为雁行、斜交剪切缝，发育靠近砂泥岩界面缝和继承缝；第四期为垂直剪切缝，未充填，直接切割了早期裂缝系统，并造成早期缝的继承性活动。

本文在前人研究<sup>[13]</sup>基础上，增加了包裹体分析测试资料。从 T3 井 3 张薄片取 38 个裂缝（包括石英颗粒裂纹）包裹体（其中方解石裂缝脉体内 12 个，石英颗粒裂纹内 26 个，均为盐水包裹体）进行测试，包裹体均一温度分布的峰值为 90 ~ 100 °C 和 120 ~ 130 °C（次要）（见图 5a）。对照 T2 井白垩系的热史-埋藏史图（见图 5b）可得：均一温度为 90 ~ 100 °C 的包裹体发育于距今约 5 Ma（ $N_1/N_2$  界限），当时目的层  $K_1bs$ （下白垩统巴什基奇克组）的埋深大致在 4000 m（包裹体样品当时的埋深）；均一温度为 120 ~ 130 °C 的包裹体发育于距今约 2 Ma（ $N/Q$  界限），当时目的层的埋深大致在 4900 m（包裹体样品当时的埋深）。

已有研究成果表明，研究区白垩纪以来主要经历了燕山运动和喜马拉雅运动，分为燕山

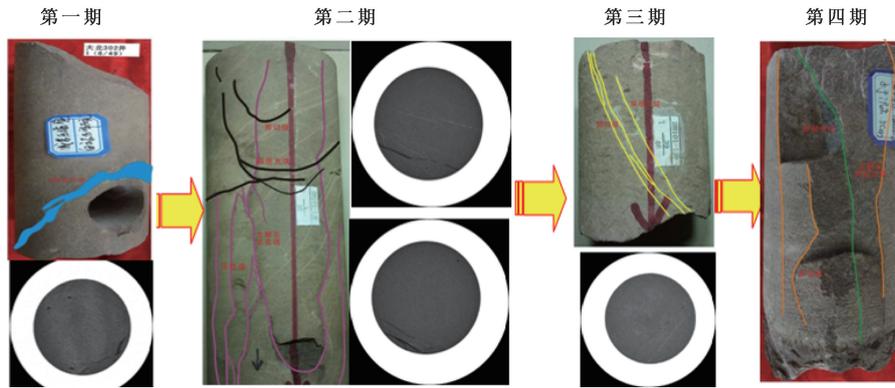


图4 天山山前某地区裂缝发育期次

Fig. 4 Fracture development periods in an area in front of the Tianshan Mountain

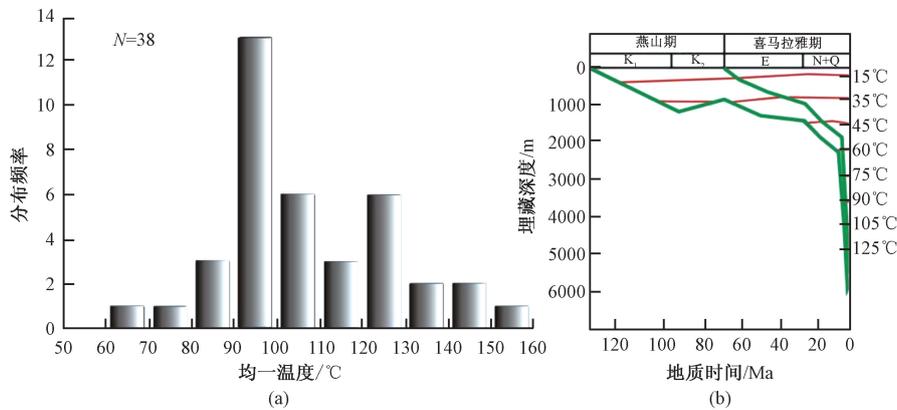


图5 裂缝包裹体均一温度分布直方图及白垩系热史-埋藏史图(据塔里木研究院, 2009)

Fig. 5 Burial history figure of Cretaceous and uniform temperature distribution histogram of fracture fillings inclusions

晚期、喜马拉雅早期、喜马拉雅中期和喜马拉雅晚期4次构造运动,挤压力方向均为北西或北北西向,其中喜马拉雅晚期运动是主导力源,控制了另外三期裂缝的形成。

燕山运动使得研究区整体处于南北向挤压环境,最大主压应力方向为 $0^{\circ}$ ,该时期平均最大古有效应力为 $39.3 \sim 60.0 \text{ MPa}$ <sup>[14-15]</sup>。随着挤压强度的增加,白垩系目的层自燕山后期开始抬升至地表遭受长期(30 Ma左右)的暴露剥蚀,此种情况下会形成错综交织的网络状风化破裂缝。同时,由于大气淡水的注入会形成一系列溶蚀孔洞,这与研究区早期发育的成岩压剪缝不符合。因此,这些裂缝应该形成于生长断裂的挤压活动过程中。第二期裂缝由于发育一系列规模较大的直立张性缝和剪切缝,仍保持了一定的成岩期变形特征,因此应该属于白垩纪末(距今65 Ma)的晚期燕山抬升运动。可见多期次构造运动是形成继承性裂缝的必要条件,相似作用力方向 and 低应力逼近角是形成继承性缝的关键。

### 3 继承性缝发育模式

研究区深层气藏处于高三轴围压条件下,气田现今最大主应力仍为南北向挤压应力,但相对于造缝期地应力,南北向挤压明显减弱,应力差明显变小,导致在目前地应力状态下没

有产生新的裂缝；此外，最小主应力主要出现在垂向上，局部也可以出现在东西方向上。最终，地应力类型不再是单一的Ⅱ类地应力，局部也可以出现少量的Ⅲ类地应力分布。例如在各断块构造高点及其附近，由于区域挤压应力的基础上叠加了局部的拉张应力，从而普遍表现为应力低值区；构造低洼区则是在区域挤压应力基础上叠加了局部的挤压应力，从而表现为应力高值区（见图6）。

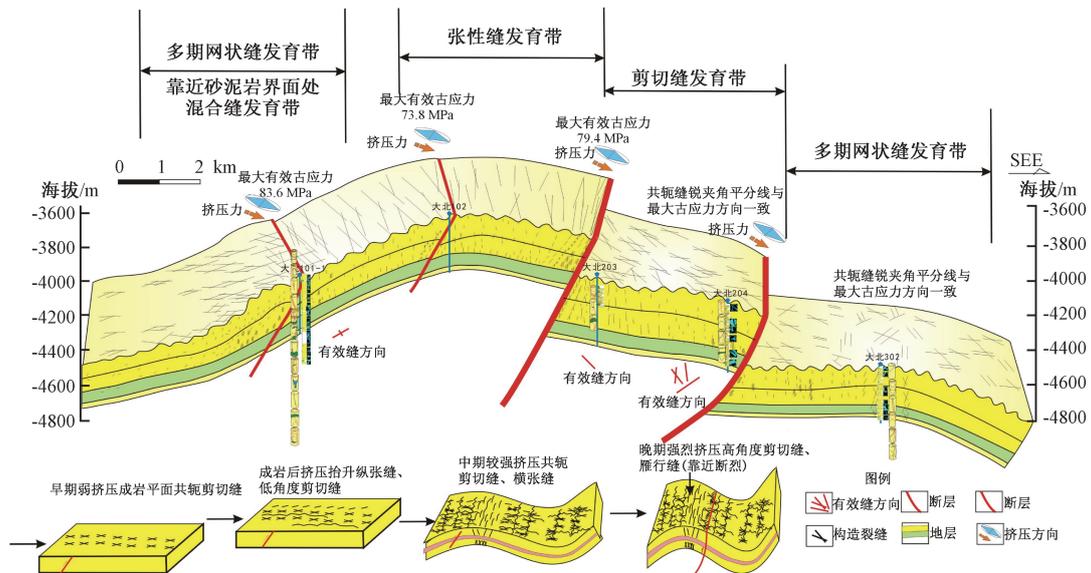


图6 天山山前某气田继承性缝发育演化模式

Fig. 6 Inherited fracture evolution mode in an area in front of the Tianshan Mountain

结合继承性裂缝的单井发育模式，就可以总结出研究区多期运动叠加构造带的裂缝发育演化模式。早期，早白垩世地层沉积完成后，岩层尚未固结成岩，随着欧亚大陆南缘发生一系列碰撞事件<sup>[16]</sup>，导致研究区在早白垩世末整体处于南北向挤压环境，最大主压应力方向为 $0^{\circ}$ ，该时期平均最大古有效应力为 $39.3 \sim 60.0$  MPa<sup>[15]</sup>。在这种弱挤压背景下，未固结砂泥岩界面附近的裂缝，主要成因于同沉积断裂地震作用，是震积岩的重要识别标志，这些裂缝目前基本闭合或被方解石充填，有时充填上下围岩的同生砂泥沉积物，或被亮晶方解石充填。随着中特提斯洋的闭合，印度板块向欧亚板块碰撞<sup>[17]</sup>，古近纪末整体处于近南北向挤压环境，最大水平主压应力方向为 $350^{\circ}$ ，该时期平均最大古有效应力为 $55.7 \sim 80.0$  MPa，属于构造抬升之前应力挤压作用，主要发育一系列高角度双层充填缝，在岩性界面处有时可见低角度剪切裂缝，总体上属于早期平面“X”型裂缝组系，其锐夹角指向挤压力方向，钝角指向背斜枢纽方向，它们的产状随着岩层的弯曲而变缓；另外发育一系列张性缝，力学模式上应该属于早期岩层弯曲前的横张节理。印度板块进一步向欧亚板块楔入，中新世末是一次较强烈的构造运动，整体呈较强的近南北向挤压，最大主压应力方向仍为近南北向，该时期平均最大古有效应力为 $63.6 \sim 80.0$  MPa，应力强度明显较前期增大，地层发生明显褶皱，发育一系列晚期平面高角度“X”型共轭剪切缝，与褶皱前相比，挤压方向变化小，但因褶皱的形成改变了边界条件，并诱导出新的应力场，从而使得与早期裂缝发育位置不尽相同，在背斜顶部出现部分与枢纽方向垂直的张应力，两组共轭缝锐夹角方向指向背斜枢纽方向，对于向斜而言，局部应力与区域挤压方向一致，两组共轭裂缝夹角的平分线指向挤压力方向。

随着印度板块向欧亚板块迅速楔入,青藏高原快速隆升以及天山山体强烈抬升,上新世末整体呈更强烈的近南北向挤压,最大主压应力方向为近南北向,该时期平均最大古有效应力为 79.4 ~ 100.0 MPa,表现为持续的挤压力作用,不仅对早期的裂缝系统进行了强烈的改造,而且产生了一系列直立缝。由于强烈的挤压,岩层褶皱发展到一定程度,伴随着褶皱的形成导致局部应力发生相应变化,产生的共轭剪切缝在剖面上呈现“X”形态,这两组裂缝的走向均平行于褶皱的枢纽方向,倾角一般较平缓。

在挤压背景下,发生于岩层弯曲前的横张裂缝,常常追踪早期的两组平面共轭裂缝呈锯齿状延伸(见图6),它是由于沿褶皱枢纽方向的张应力作用而产生的,走向垂直于褶皱枢纽方向<sup>[18]</sup>。发生于褶皱后的横张裂缝在向斜部位,常常追踪晚期的平面共轭缝呈锯齿状延伸,发生在背斜倾伏部位的裂缝,不呈锯齿状延伸,裂缝面与层面垂直,倾向与枢纽倾伏方向相反,且互为余角。平行于褶皱枢纽方向的纵张裂缝往往与岩层拱弯部位的局部拉张应力有关,裂缝垂直于层面,呈现上宽下窄的楔形,在脆性砂岩中发育较好,但延伸不远,常常也追踪共轭裂缝呈锯齿状延伸,这便是第二期裂缝系统的张性缝,一般归并于第二期剪切缝处,并被第三期剪切缝所切割。另外,层间裂缝的发育与砂泥岩互层间不协调滑动诱导的局部剪应力有关,在脆性砂岩层中往往形成一组与岩层层理斜交的剪裂缝,走向平行于褶皱枢纽方向,其锐夹角指向相邻岩层的滑动方向。由于软硬岩层的拉-压应力转换效应,还会产生弧形剪切缝和放射状张性缝,都发育在离岩性界面很近的位置。

### 参 考 文 献

- [1] 戴俊生,汪必峰. 综合方法识别和预测储层裂缝[J]. 油气地质与采收率, 2003, 10(1): 1~2, 8.  
DAI Jun-sheng, WANG Bi-feng. Reservoir fracture recognition and prediction by comprehensive methods [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2003, 10(1): 1~2, 8.
- [2] 冯建伟,戴俊生,刘美利. 低渗透砂岩裂缝孔隙度、渗透率与应力场理论模型研究[J]. 地质力学学报, 2011, 17(4): 303~311.  
FENG Jian-wei, DAI Jun-sheng, LIU Mei-li. Theoretical model about fracture porosity, permeability and stress field in the low-permeability sandstone [J]. Journal of Geomechanics, 2011, 17(4): 303~311.
- [3] 唐永,梅廉夫,陈友智,等. 川东北宣汉—达县地区构造应力场对裂缝的控制[J]. 地质力学学报, 2012, 18(2): 120~139.  
TANG Yong, MEI Lian-fu, CHEN You-zhi, et al. Controlling of structural stress field to the fractures in Xuanhan-Daxian region, northeastern Sichuan Basin, China [J]. Journal of Geomechanics, 2012, 18(2): 120~139.
- [4] 宋勇,冯建伟,戴俊生,等. 前陆冲断带构造应力场与裂缝发育关系[J]. 地质力学学报, 2010, 16(3): 310~324.  
SONG Yong, FENG Jian-wei, DAI Jun-sheng, et al. Relationship between structural stress field and development of fractures in foreland thrust belt [J]. Journal of Geomechanics, 2010, 16(3): 310~324.
- [5] 丁中一,钱祥麟,霍红,等. 构造裂缝定量预测的一种新方法——二元法[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 1~7, 14.  
DING Zhong-yi, QIAN Xiang-lin, HUO Hong, et al. A new method for quantitative prediction of tectonic fractures: Two-factor method [J]. Oil & Gas Geology, 1998, 19(1): 1~7, 14.
- [6] Price N J. Fault and joint development in brittle and semi-brittle rock [M]. Oxford: Pergamon Press, 1966: 210~218.

- [ 7 ] Gray D, Head K V. Fracture detection in the Manderson Field; A 3D AVAZ case history [J]. *Leading Edge*, 2000, 19 (11): 1214 ~ 1221.
- [ 8 ] 张雨晴, 王志章. 致密碎屑岩裂缝性储层预测方法综述 [J]. *科技导报*, 2010, 28 (4): 109 ~ 111.  
ZHANG Yu-qing, WANG Zhi-zhang. A review of prediction methods for reservoirs of tight fractured clastic rock [J]. *Science & Technology Review*, 2010, 28 (4): 109 ~ 111.
- [ 9 ] 张娟, 周文, 邓虎成, 等. 麻黄山地区延安组、延长组储层裂缝特征及识别 [J]. *岩性油气藏*, 2009, 21 (4): 53 ~ 57.  
ZHANG Juan, ZHOU Wen, DENG Hu-cheng, et al. Fracture identification of reservoir of Yan'an and Yanchang Formation in Mahuangshan area [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2009, 21 (4): 53 ~ 57.
- [ 10 ] 蔡国刚, 童亨茂. 太古宇潜山不同岩石类型裂缝发育潜力分析——以辽河西部凹陷为例 [J]. *地质力学学报*, 2010, 16 (3): 260 ~ 270.  
CAI Guo-gang, TONG Heng-mao. Analysis on fracture potential for different types of rocks in Archean buried hill; A case study of Liaohu western sag [J]. *Journal of Geomechanics*, 2010, 16 (3): 260 ~ 270.
- [ 11 ] 刘旭征, 张金功, 王永诗, 等. 盆地演化过程中裂缝的形成机制及类型初步分析 [J]. *兰州大学学报: 自然科学版*, 2008, 44 (增刊): 28 ~ 32.  
LIU Xu-zheng, ZHANG Jin-gong, WANG Yong-shi, et al. Preliminary analysis of the formation and character of cracks during the tectonic evolution of sedimentary basins [J]. *Journal of Lanzhou University: Natural Sciences*, 2008, 44 (Supp.): 28 ~ 32.
- [ 12 ] 曾联波, 漆家福, 王永秀. 低渗透储层构造裂缝的成因类型及其形成地质条件 [J]. *石油学报*, 2007, 28 (4): 52 ~ 56.  
ZENG Lian-bo, QI Jia-fu, WANG Yong-xiu. Origin type of tectonic fractures and geological conditions in low-permeability reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28 (4): 52 ~ 56.
- [ 13 ] 商国玺, 程明华, 杨涛, 等. 库车坳陷克拉苏构造带东西构造差异及油气成藏 [J]. *石油天然气学报*, 2008, 30 (3): 192 ~ 195.  
SHANG Guo-xi, CHENG Ming-hua, YANG Tao, et al. Tectonic differences between eastern and western Kelasu tectonic zone in Kuqa depression and oil/gas accumulation [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30 (3): 192 ~ 195.
- [ 14 ] 谭成轩, 王连捷. 三维构造应力场数值模拟在含油气盆地构造裂缝分析中应用初探 [J]. *地球学报*, 1999, 20 (4): 392 ~ 394.  
TAN Cheng-xuan, WANG Lian-jie. An approach to the application of 3-D tectonic stress field numerical simulation in structural fissure analysis of the oil-gas-bearing basin [J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 1999, 20 (4): 392 ~ 394.
- [ 15 ] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布 [M]. 北京: 科学出版社, 2008: 115 ~ 119.  
ZENG Lian-bo. Formation and distribution of the low permeable sandstone reservoir fractures [M]. Beijing: Science Press, 2008: 115 ~ 119.
- [ 16 ] 汤良杰. 略论塔里木盆地主要构造运动 [J]. *石油实验地质*, 1997, 19 (2): 109 ~ 113.  
TANG Liang-jie. An approach to major tectogenesis of Tarim Basin [J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1997, 19 (2): 109 ~ 113.
- [ 17 ] 贾承造, 顾家裕, 张光亚. 库车坳陷大中型气田形成的地质条件 [J]. *科学通报*, 2002, 47: 50 ~ 54.  
JIA Cheng-zao, GU Jia-yu, ZHANG Guang-ya. Formation geological conditions of large and medium gas fields in Kuche depression [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2002, 47: 50 ~ 54.
- [ 18 ] 陆克政. 构造地质学教程 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 1999: 107 ~ 109.  
LU Ke-zheng. Tectonic geology [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 1999: 107 ~ 109.

## DEVELOPMENT CHARACTERISTICS OF INHERITED FRACTURES IN DEEP SAND-SHALE RESERVOIR

ZHANG Kui-hua<sup>1,2</sup>, FENG Jian-wei<sup>1</sup>, DAI Jun-sheng<sup>2</sup>

(1. *Western New Area Research Center of Shengli Oilfield, Dongying 257015, China;*

2. *School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China*)

**Abstract:** Aiming at low-permeability sand-shale reservoir in western compressional basin, with multiple tectonic movements, deep layers, many shale interlayers and high angle fracture network, the fractures not only acts as an effective migration pathway for oil and gas, but also are the main influencing factors to reservoir fracturing development. Taking one of given area for the deep sand shale fractured gas reservoirs before western Tianshan mountain, aiming at bottle neck effect in fracture prediction, carrying out formation mechanism study will be the break through, firstly on the base of core observation, CT computed tomographic scans and imaging logging interpretation, the study subtly statistics fracture occurrences, apertures and packing, then combing fluid inclusion testing and palaeostress field to divide formation times and conclude development models. The result shows that favorable conditions for inherited fractures in sand-shale reservoir are multiple tectonic movements, low stress difference, low approaching angle, appropriate shale content, on the whole, tectonic stress is the external factor, but lithology is the internal cause.

**Key words:** deep sand shale observation; inherited fractures; CT computed tomographic scan; main controlling factor