

致密低渗透储层多尺度裂缝及其形成地质条件

曾联波^{1,2}, 吕 鹏², 屈雪峰³, 樊建明³

[1. 油气资源与探测国家重点实验室 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710021]

摘要:根据限制致密低渗透砂岩储层天然裂缝扩展的岩石力学层及其界面特征,提出了多尺度裂缝的划分标准,探讨了多尺度裂缝形成的地质条件。根据油藏内天然裂缝规模及其控制界面,将天然裂缝分为大尺度裂缝、中尺度裂缝、小尺度裂缝和微尺度裂缝4级。大尺度裂缝在砂层组内发育,切割夹层,受隔层控制,延伸长度通常为百米级;中尺度裂缝在复合砂体内发育,切割层面,受夹层控制,延伸长度通常为数十米级;小尺度裂缝在单砂体内发育,受层面控制,延伸长度一般为米级至十米级;微尺度裂缝需要借助微观分析手段进行观察和识别,延伸长度一般为厘米级以下。不同尺度裂缝具有幂律分布的特点。裂缝尺度越大,数量越少;裂缝尺度越小,数量越多。多尺度裂缝的形成主要受岩石力学性质差异、岩石力学边界厚度和构造应力的控制。构造应力越大,越容易形成穿层的大尺度裂缝,较大的岩石力学性质差异和较厚的岩石力学边界才能够限制裂缝扩展;构造应力越小,越容易形成小尺度裂缝,较小的岩石力学性质差异和较薄的岩石力学边界就能够限制裂缝扩展。不同尺度裂缝对致密低渗透油藏的作用不同。微尺度裂缝主要起储集空间作用,改善了致密低渗透储层的储渗性能,是致密低渗透油藏稳产的重要因素;小尺度裂缝起储集空间和渗流通道作用,它们是控制致密低渗透储层早期产量高低的关键因素;大、中尺度裂缝主要起渗流作用,它们影响油藏开发中后期的剩余油分布规律。

关键词:天然裂缝;多尺度裂缝;岩石力学层;渗流作用;剩余油分布规律;致密低渗透砂岩油藏;延河剖面;鄂尔多斯盆地
中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Multi-scale fractures in tight sandstone reservoirs with low permeability and geological conditions of their development

Zeng Lianbo^{1,2}, Lyu Peng², Qu Xuefeng³, Fan Jianming³

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Changqing Oilfield Branch Company Ltd., PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China]

Abstract: Given the mechanical stratigraphic units and their interface properties constraining natural fracture propagation in tight sandstone reservoirs with low permeability, we propose the division criterion of multi-scale fractures, and discuss the geological conditions of multi-scale fracture formation. According to the scale of natural fracture and mechanical stratigraphy interfaces controlling their development, the natural fractures within reservoirs can be grouped into 4 levels, namely the large-scale, meso-scale, small-scale and micro-scale fractures. Large-scale fractures were developed within sandstone layer groups with a propagation of hundreds of meters, cutting through interlayers and constrained by barriers; meso-scale fractures were developed within composite sand bodies with a propagation of tens of meters, cutting through beddings and constrained by interlayers; small-scale fractures were developed within single sand bodies with a propagation ranging from several meters to over ten meters, and constrained by beddings; micro-scale fractures are to be observed and identified under microscopes, usually with a propagation of less than several centimeters. These fractures feature power-law distribution; the fracture size is in negative correlation with the number of fractures. Multi-scale fracture formation is mainly controlled by the differential rock mechanical properties, thickness of mechanical stratigraphic unit and tectonic stress. The greater tectonic stress is favorable for generating large-scale, cross-layer fractures, the propagation of which can

收稿日期:2019-06-05;修订日期:2020-03-26。

第一作者简介:曾联波(1967—),男,博士、教授,裂缝性储层与非常规油气储层形成、分布及预测技术研究。E-mail:lbzeng@cup.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05009001, 2017ZX05013004)。

be constrained only by relatively large differential rock mechanical properties and thick mechanical stratigraphic units; while the smaller tectonic stress is conducive to developing small-scale fractures, the propagation of which can be sufficiently constrained by relatively small differential rock mechanical properties and thin mechanical stratigraphic units. Fractures of multiple scales are of different contributions to the formation of tight, low-permeability reservoirs. Micro-scale fractures are the major reservoir space, improving the storage and permeability of tight, low-permeability reservoirs; thus they are key to the reservoir stable production of this kind; small-scale fractures act as both storage space and seepage channels, key to controlling the initial productivity of tight, low-permeability reservoirs; large- and meso-scale fractures mainly function as seepage channels, affecting the distribution pattern of remaining oil at the middle and late stages of reservoir development of the kind.

Key words: natural fracture, multi-scale fracture, mechanical stratigraphic unit, seepage flow, distribution pattern of residual oil, tight sandstone oil reservoir with low permeability, Yanhe outcrop, Ordos Basin

天然裂缝是致密低渗透储层的有效储集空间和主要渗流通道,影响致密低渗透储层的油气成藏、富集规律、单井产量、开发方式和开发效果^[1-7]。研究天然裂缝的形成条件和发育规律,对指导致密低渗透油气藏的勘探开发具有十分重要的意义。

对储层天然裂缝的研究,过去主要针对以节理为主的小尺度裂缝开展,认为天然裂缝的分布受岩层控制,天然裂缝的间距与岩层厚度呈较好的线性关系^[8-12]。实际上,自然界地层中天然裂缝的分布要复杂得多。有的天然裂缝在单一岩性层内分布,贯穿同一套岩性层,并终止于上、下岩性层的界面上,这时的天然裂缝规模受单一岩性层厚度的控制;有的天然裂缝不受单个岩性层控制,可以切穿多个岩性层,这时的天然裂缝规模要远大于单个岩性层厚度;而有的天然裂缝甚至只在单一岩性层内部的局部发育,并不贯穿整个岩性层,天然裂缝的规模要小于单个岩性层厚度^[13-14]。因此,在规模上,天然裂缝通常具有多尺度的分布特征。天然裂缝的尺度和规模不同,它们在致密低渗透储层中的数量和所起的作用也不尽相同^[15]。研究不同尺度天然裂缝分布特征,对深入认识不同尺度裂缝的发育规律及其对致密低渗透储层的作用至关重要。

一些学者对天然裂缝的多尺度性进行了探讨^[16-18]。Ortega 等(2006)认为,在对天然裂缝参数进行统计时需要考虑裂缝尺度效应对裂缝参数(裂缝密度、开度)估算的影响^[16]。Laubach 等(2009)提出了裂缝层的概念,并分析了岩石力学层与裂缝层的关系,建立了地表露头区不同级次裂缝网络模型^[17]。Guerriero 等(2010)提出需要选取合适的置信区间对裂缝的开度分布进行估计,以定量评价不同尺度裂缝参数统计的不确定性,并探讨了综合利用野外露头及微观扫描分析等不同尺度的数据来降低多尺度裂缝统计的

不确定性^[18]。这些基于野外地表露头的天然裂缝多尺度性的探讨和认识,为建立地下储层多尺度裂缝网络模型提供了很好的思路。

天然裂缝的多尺度性研究对致密低渗透储层的重要性不容置疑。本文利用鄂尔多斯盆地延河剖面地表露头资料,结合有限元数值模拟和岩石物理模拟方法,探讨了多尺度裂缝的分布特征、形成地质条件及其主控因素,建立多尺度裂缝的划分标准,对深入认识致密低渗透储层多尺度裂缝分布规律、指导多尺度裂缝的三维地质建模及致密低渗透油藏高效合理开发具有重要的意义。

1 岩石力学层及其界面类型

天然裂缝的形成与分布受岩石力学层控制^[13-14,17,19-21]。岩石力学层是指岩石力学行为相近或岩石力学性质相一致的岩层,是由岩石力学界面所限定的具有相同或相近的强度、脆性和断裂力学性质的岩石力学单元,它包括岩石力学单元和岩石力学界面两部分(图1)。岩石力学层控制了岩石的变形行为,从而控制了天然裂缝的形成和分布。严格地讲,天

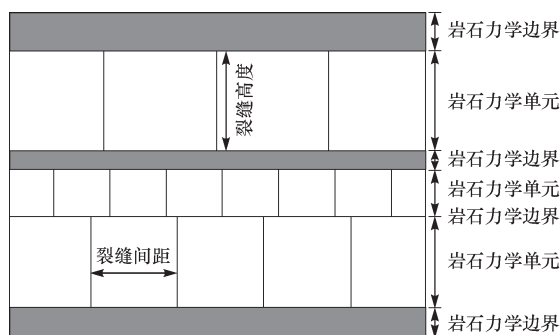


图1 岩石力学层结构示意图

Fig. 1 The schematic diagram of mechanical stratigraphic units

然裂缝在岩石力学层内发育,垂直并终止于岩石力学层界面,因此,岩石力学层通常也称之为裂缝层^[17]。确定岩石力学界面,合理地划分岩石力学层,对深入认识天然裂缝的分布规律具有重要指导作用。

识别岩石力学层界面是划分岩石力学层的基础。通过野外地表露头天然裂缝系统观察,层理面、沉积间断面、韵律岩性变化界面、沉积冲刷面、泥岩隔夹层和钙质隔夹层等层面都可以限制天然裂缝的纵向扩展和延伸而成为岩石力学边界。岩石力学层界面可以是一个面(如层理面),也可以是具有一定厚度的相对塑性岩性层(如泥岩层)。当岩石力学层界面是具有一定厚度的塑性岩性层时,就可以称之为非岩石力学层。在相同的地质条件下,天然裂缝在岩石力学层内发育,而非岩石力学层通常不会产生裂缝。在纵向上,岩石力学层和非岩石力学层可以相间出现,这时,天然裂缝发育层与非裂缝层互层分布。当岩石力学层界面是一个面时(如层理面),非岩石力学层不发育,此时,岩石力学层和裂缝层就会连续叠置分布。

根据鄂尔多斯盆地延河剖面上三叠统延长组砂岩地表露头区不同类型界面对天然裂缝终止的统计概率,限制天然裂缝纵向扩展延伸的岩石力学层界面主要分为层理面、沉积间断面、韵律岩性变化界面、泥岩隔层、泥岩夹层、钙质隔层、钙质夹层和沉积冲刷面8种类型。通过岩石力学层与碎屑沉积地质体构型的对比分析,岩石力学层界面与储层构型界面之间具有一定的内在联系。以浅水三角洲沉积体系为例,其岩石力学层界面包括11级至7级构型界面,对应于Miall(1988)所定义的1级界面至5级界面^[22-24]。由于不同类型岩石力学界面所限制的岩石力学单元性质不同,因而它们对天然裂缝纵向扩展的限制作用也明显不同(图2)。

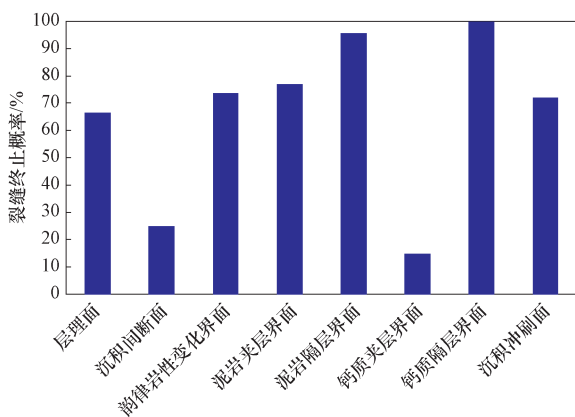


图2 不同类型界面对天然裂缝限制的概率分布

Fig. 2 The density distribution of natural fractures restricted by different interfaces



图3 鄂尔多斯盆地延河剖面上三叠统延长组多尺度裂缝分布

Fig. 3 Multi-scale fracture distribution in the Upper Triassic

Yanchang Formation on Yanhe outcrop, Ordos Basin

AF. 终止于层面的裂缝; IF. 终止在层内的裂缝; TF. 穿层裂缝

从限制天然裂缝纵向扩展的岩石力学层界面类型可以看出,致密低渗透砂岩储层的岩石力学层与岩性层并不是一一对应关系,岩性层界面并不总是天然裂缝的终止界面,大部分天然裂缝在岩性层内发育,但也有部分天然裂缝切穿岩性层界面,而且切穿岩性界面的天然裂缝规模明显大于在岩性层内发育的天然裂缝(图3)。这表明,由于岩石力学层界面可以跨越多个构型界面,从而使得致密低渗透储层中天然裂缝表现出明显的多尺度分布特征和不同的规模大小。

2 多尺度裂缝分类标准

天然裂缝是指由于构造变形作用或物理成岩作用形成的、在岩石中天然存在的宏观不连续面^[25],包括节理和利用三维地震资料目前无法识别的小断层,前者称之为节理型裂缝,后者称之为断层型裂缝^[26]。天然裂缝的形成与分布受控于岩石力学层,由于岩石力学层厚度的变化,使得天然裂缝具有多尺度性。在油气藏范围内,根据天然裂缝的规模以及限制天然裂缝发育的岩石力学层界面,可将天然裂缝分为大尺度裂缝、中尺度裂缝、小尺度裂缝和微尺度裂缝4级(图4;表1)。

大尺度裂缝在油藏范围内发育,一般同时切割水道复合体或坝复合体和泥岩夹层,受厚层泥岩隔层等界面的控制。大尺度裂缝在平面上延伸长度主要为数百米级至千米级,在纵向上为数十米级,地下开度数百微米级至毫米级。此类裂缝通常表现为高角度断层型裂缝,即目前在三维地震资料上无法识别的小断层。

中尺度裂缝主要在复合砂体内发育,一般切割层理面、沉积体沉积间断面和韵律岩性变化界面,受泥岩夹层的控制。中尺度裂缝在平面上延伸长度为数十米

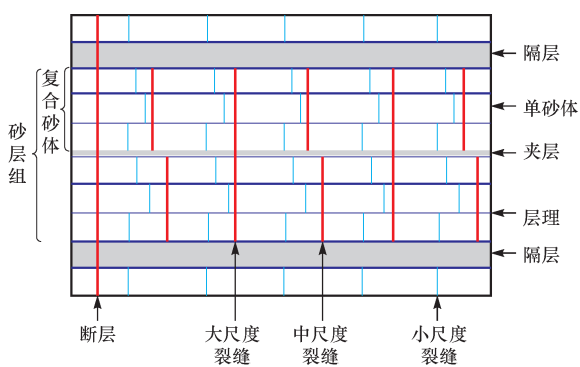


图 4 多尺度裂缝分布模式

Fig. 4 The distribution pattern of multi-scale fractures

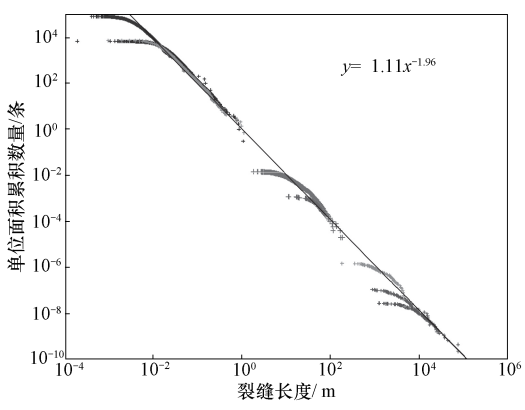


图 5 多尺度裂缝长度的幂律分布(据 Bertrand 等^[29]修改)

Fig. 5 Power-law distribution of the multi-scale fracture lengths (modified from Bertrand et al. ^[29])

表 1 不同尺度裂缝主要特征

Table 1 The main characteristics of fractures of various scales

裂缝尺度	主要分布特征	所起作用
大尺度裂缝	在油藏范围内发育,切割泥岩夹层等界面,受厚层泥岩隔层限制,在平面延伸长度为百米级,地下开度为数百微米级,表现为高角度断层型裂缝	渗流作用
中尺度裂缝	在复合砂体内发育,切割层理等界面,受泥岩夹层控制,平面上延伸长度为数十米级,地下开度百微米级	渗流作用
小尺度裂缝	在单砂体内发育,受层理面等界面限制,平面上延伸长度为米级至十米级,地下开度一般在 50 ~ 100 μm,表现为与层面垂直的节理型裂缝	渗流和储集作用
微尺度裂缝	在单砂体内发育,规模小,长度为厘米级及以下,地下开度主要小于 40 μm	储集作用

级至百米级,在纵向上为米级至十米级,地下开度百微米级。

小尺度裂缝主要在单砂体内发育,受层理面、加积体沉积间断面、韵律岩性变化界面等限制。小尺度裂缝在平面上延伸长度为米级至十米级,在纵向上为分米级至米级,地下开度主要分布在 50 ~ 100 μm,表现为与地层层面近垂直的节理型裂缝。

微尺度裂缝在单砂体内发育,其规模更小,需借助微观测试手段进行识别和描述。微尺度裂缝的长度一般在毫米级和厘米级,其地下开度主要小于 40 μm^[27]。

已有研究表明,天然裂缝的规模越大,其数量越少;相反,天然裂缝的规模越小,其数量越多。通过地表露头及岩石薄片资料对不同尺度裂缝的开度和长度进行统计,不同尺度裂缝长度及开度总体服从幂律分布的特点(图 5),但其呈幂律分布的具体参数因不同尺度、不同发育程度的天然裂缝有所差异^[28-29]。根据不同尺度裂缝的幂律分布特点,可以实现多尺度裂缝的三维地质建模。

3 多尺度裂缝形成地质条件

由于控制裂缝形成的岩石力学层界面不同,因而导致裂缝具有多尺度性。在同一个地区之所以出现多个尺度的岩石力学层界面,与天然裂缝形成时期的地质条件有关。为了反映不同地质条件下岩石力学层界面对裂缝形成的控制作用,在以鄂尔多斯盆地延长组为对象建立的岩石力学层概念模型和边界应力的基础上,采用有限元数值模拟和断裂力学模型相结合的方法,对裂缝的形成演化过程进行了数值模拟和岩石物理模拟实验,建立了裂缝的形成扩展与岩石力学性质、夹层厚度和构造应力之间的关系(图 6)。岩石力学层模型由砂岩层和泥岩夹层组成,通过改变泥岩夹层的岩石力学参数、厚度和边界

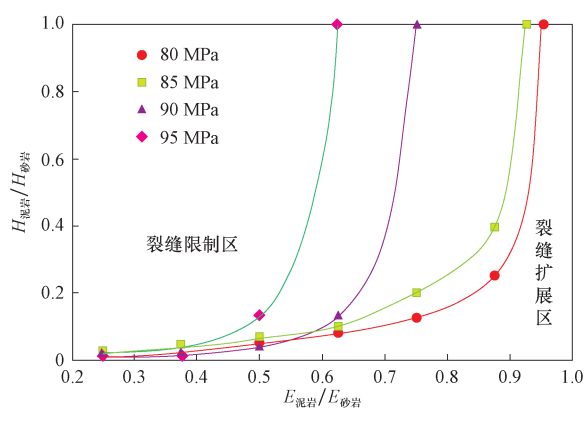


图 6 构造应力、岩石力学性质差异和夹层厚度控制裂缝关系

Fig. 6 The control of tectonic stress, mechanical property difference and interlayer thickness on natural fractures

($H_{\text{泥岩}}/H_{\text{砂岩}}$ 分别为泥岩和砂岩夹层厚度, m; $E_{\text{泥岩}}/E_{\text{砂岩}}$ 分别为泥岩和砂岩弹性模量, MPa。图中曲线从左至右分别表示构造应力为 95, 90, 85, 80 MPa 时裂缝终止或扩展界线。)

应力大小,来反映岩石力学性质、夹层厚度与构造应力对裂缝发育的控制作用。从图6可以看出,当构造应力一定时,砂岩和泥岩夹层的岩石力学性质差异越大,限制裂缝扩展所需要的夹层厚度越小;相反,砂岩和泥岩夹层的岩石力学性质差异越小,限制裂缝扩展所需要的泥岩夹层厚度越大。构造应力越大,限制裂缝扩展需要砂岩和泥岩夹层的岩石力学性质差异或者泥岩夹层厚度越大;相反,构造应力越小,限制裂缝扩展需要砂岩和泥岩夹层的岩石力学性质差异或者泥岩夹层厚度也越小。

上述数值模拟和物理模拟结果表明,天然裂缝的形成与分布除了受岩石力学性质控制以外,还与天然裂缝形成时期的古构造应力大小以及非岩石力学的厚度等因素有关^[9]。当某一时期的构造应力相对较小时,较小的岩石力学性质变化就可能成为岩石力学层边界,此时岩石力学层边界越多,岩石力学层与非岩石力学层的力学性质相差较小,或者岩石力学层边界厚度较小,天然裂缝就容易受到限制而形成小尺度裂缝;相反,当构造应力相对较大时,有较大的岩石力学性质变化才可能成为岩石力学层界面,此时岩石力学层边界越少,岩石力学层与非岩石力学层的力学性质差异大,或者岩石力学层边界厚度变大,天然裂缝的扩展才会受到限制,裂缝越容易穿层而形成大尺度裂缝。正是由于在不同地质历史时期和不同地质条件下岩石力学层及其界面的变化,从而控制了不同尺度天然裂缝的形成和分布。

4 油气意义

由于不同尺度裂缝的规模大小不一样,其所起作用也不同。大尺度裂缝的规模大,在油层组内发育,但数量相对较少,主要起油藏的渗流通道作用,其储集意义较小。中尺度裂缝在复合砂体内发育,是致密低渗透储层流体渗流的重要通道。小尺度裂缝在单砂层发育,数量多,是致密低渗透储层的主要渗流通道和有效的储集空间。微尺度裂缝数量多,其长度和开度较小,是致密砂岩储层的有效储集空间,但其裂缝的渗流作用较小。微尺度裂缝包括穿裂缝、粒内缝和粒缘缝3种类型;其中,粒内缝和粒缘缝是沟通粒内孔、粒间孔的主要通道,使储层连通性变好,它们极大地改善了致密储层的储集和渗流性能,是致密砂岩油气藏稳产的重要因素^[27]。小尺度裂缝是控制致密砂岩储层早期产量高低的关键因素。大、中尺度裂缝影响油藏开发中后期剩余油的分布规律。

5 结论

1) 针对油气藏天然裂缝规模以及限制天然裂缝纵向扩展的岩石力学层界面,将天然裂缝分为大尺度裂缝、中尺度裂缝、小尺度裂缝和微尺度裂缝4级。大尺度裂缝在油藏内发育,受厚层泥岩隔层控制;中尺度裂缝在复合砂体内发育,受薄层泥质或钙质夹层的控制;小尺度裂缝在单砂体内发育,受岩性层面控制;微尺度裂缝需要借助微观分析观察,其长度和开度均较小。

2) 多尺度天然裂缝的形成与分布受形成时期的古构造应力大小、岩石力学层性质差异和非岩石力学层厚度3个主要因素的控制。构造应力越大,岩石力学层与非岩石力学层的力学性质和厚度差异越大,才能限制裂缝的扩展,此时容易形成大尺度裂缝;构造应力越小,较小的岩石力学层与非岩石力学层的力学性质和厚度差异,即可限制裂缝的扩展,此时容易形成小尺度裂缝。

3) 不同尺度裂缝分布具有幂律分布的特点,裂缝尺度越大,数量越少;裂缝尺度越小,数量越多。大、中尺度裂缝主要起渗流作用,小尺度裂缝起渗流和储集作用,而微尺度裂缝主要起储集作用。

参 考 文 献

- [1] Nelson R A, Moldovanyi E P, Mateck C C, et al. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo Basin, Venezuela [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1791-1809.
- [2] Law B E, Spencer C W. The Pinedale gas field: A sweet spot in a regionally pervasive basin-centered gas accumulation, Green River and Hoback Basin, Wyoming // Longman M, Kneller S, Meyer T, et al, eds. Pinedale field: Case study of a giant tight-gas sandstone reservoir [C]. AAPG Memoir 107, 2014: 37-59.
- [3] Baytok S, Pranter M J. Fault and fracture distribution within a tight-gas sandstone reservoir: Mesaverde Group, Mamm Creek field, Piceance Basin, Colorado, USA [J]. Petroleum Geoscience, 2013, 19(3): 203-222.
- [4] 曾联波. 低渗透砂岩油气储层裂缝及其渗流特征 [J]. 地质科学, 2004, 39(1): 11-17.
Zeng Lianbo. Fissure and its seepage characteristics in low-permeable sandstone reservoir [J]. Chinese Journal of Geology, 2004, 39(1): 11-17.
- [5] Zeng L B, Li X Y. Fractures in sandstone reservoirs of ultra-low permeability: The Upper Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin, China [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(4): 461-477.
- [6] Fall A P, Eichhubl R J, Bondnar S E, et al. Natural hydraulic fracturing of tight-gas sandstone reservoirs, Piceance Basin, Colorado [J]. GSA Bulletin, 2015, 127(1-2): 61-67.

- [7] 赵向原,曾联波,靳宝光,等.低渗透油藏注水诱导裂缝特征及形成机理——以鄂尔多斯盆地安塞油田长6油藏为例[J].石油与天然气地质,2018,39(4):696–705.
- Zhao Xiangyuan, Zeng Lianbo, Jin Baoguang, et al. Characteristics and formation mechanisms of waterflood induced fractures in low permeability reservoirs: A case study from Chang 6 reservoir in Ansai oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 696–705.
- [8] Narr W, Suppe J. Joint spacing in sedimentary rocks[J]. Journal of Structural Geology, 1991, 13(9): 1037–1048.
- [9] 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.
- Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low permeability sandstone reservoir[M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [10] 吕文雅,曾联波,汪剑,等.致密低渗透储层裂缝研究进展[J].地质科技情报,2016,35(4):74–83.
- Lyu Wenya, Zeng Lianbo, Wang Jian, et al. Fracture research progress in low permeability tight reservoirs[J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(4): 74–83.
- [11] 王珂,杨海军,张惠良,等.超深层致密砂岩储层构造裂缝特征与有效性——以塔里木盆地库车坳陷克深8气藏为例[J].石油与天然气地质,2018,39(4):719–729.
- Wang Ke, Yang Haijun, Zhang Huiliang, et al. Characteristics and effectiveness of structural fractures in ultra-deep tight sandstone reservoir: A case study of Keshen-8 gas pool in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 719–729.
- [12] Zeng L B, Li Y G. Tectonic fractures in the tight gas sandstones of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the western Sichuan Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(5): 1229–1238.
- [13] Underwood C A, Cooke M L, Simo J A, et al. Stratigraphic controls on vertical fracture patterns in Silurian dolomite, northeastern Wisconsin[J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(1): 121–142.
- [14] Cooke M L, Simo J A, Underwood C A, et al. Mechanical stratigraphic controls on fracture patterns within carbonates and implications for groundwater flow[J]. Sedimentary Geology, 2006, 184(3): 225–239.
- [15] Zeng L B, Jiang J W, Yang Y L. Fractures in the low porosity and ultra-low permeability glutenite reservoirs: A case study of the Late Eocene Hetaoyuan Formation in the Anpeng oilfield, Nanxiang Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(7): 1642–1650.
- [16] Ortega O J, Marrett R A, Laubach S E. A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(2): 193–208.
- [17] Laubach S E, Olson J E, Gross M R. Mechanical and fracture stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1413–1426.
- [18] Guerriero V, Iannace A, Mazzoli S, et al. Quantifying uncertainties in multi-scale studies of fractured reservoir analogues: Implemented statistical analysis of scan line data from carbonate rocks[J]. Journal of Structural Geology, 2010, 32(9): 1271–1278.
- [19] Corbett K, Friedman M, Spang J. Fracture development and mechanical stratigraphy of Austin Chalk, Texas[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(1): 17–28.
- [20] Gross M R, Fischer M P, Engelder T, et al. Factors controlling joint spacing in interbedded sedimentary rocks: Interpreting numerical models with field observations from the Monterey Formation, USA//Ameen M S, ed. Fractography: Fracture topography as a tool in fracture mechanics and stress analysis[C]. Geological Society of America Special Publication, 1995, 92: 215–233.
- [21] Hanks C L, Lorenz J, Lawrence T, et al. Lithologic and structural controls on natural fracture distribution and behavior within the Lisburne Group, northeastern Brooks Range and North Slope subsurface, Alaska[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(10): 1700–1720.
- [22] Miall A D. Architectural elements and bounding surfaces in fluvial deposits: Anatomy of the Kayenta Formation (Lower Jurassic), Southwest Colorado[J]. Sedimentary Geology, 1988, 55(3–4): 233–262.
- [23] 吴胜和,纪友亮,岳大力,等.碎屑沉积地质体构型分级方案探讨[J].高校地质学报,2013,19(1):12–22.
- Wu Shenghe, Ji Youliang, Yue Dali, et al. Discussion on hierarchical scheme of architectural units in clastic deposits[J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(1): 12–22.
- [24] 赵向原,曾联波,刘忠群,等.致密砂岩储层中钙质夹层特征及与天然裂缝分布的关系[J].地质论评,2015,61(1):163–171.
- Zhao Xiangyuan, Zeng Lianbo, Liu Zhongqun, et al. Characteristics of calcareous interbeds and their impact on distribution of natural fractures in tight sandstone reservoirs[J]. Geological Review, 2015, 61(1): 163–171.
- [25] Nelson R A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs[M]. Houston, USA: Gulf Publish Company, 1985.
- [26] 曾联波.雷家油田下第三系低渗透储层裂缝特征[J].石油与天然气地质,1999,20(2):167–169.
- Zeng Lianbo. Fracture characteristics of Eocene low-permeable reservoirs in Leijia oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(2): 167–169.
- [27] Zeng L B. Microfracturing in the Upper Triassic Sichuan Basin tight-gas sandstones: Tectonic, overpressure, and diagenetic origins[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(12): 1811–1825.
- [28] Guerriero V, Vitale S, Ciarcia S, et al. Improved statistical multi-scale analysis of fractured reservoir analogues[J]. Tectonophysics, 2011, 504(1): 14–24.
- [29] Bertrand L, Géraud Y, Le G E, et al. A multiscale analysis of a fracture pattern in granite: A case study of the Tamariu granite, Catalunya, Spain[J]. Journal of Structural Geology, 2015, 78: 52–66.

(编辑 李 军)