

沁水盆地南部煤岩储层天然裂缝有效性及对煤层气开发的影响

史今雄^{1,2}, 曾联波^{1,2}, 谭青松³, 王继鹏⁴, 张云钊^{1,2}, 李宏为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 华北油田公司, 河北 任丘 062552; 4. 中国石油 长庆油田公司, 陕西 西安 710018]

摘要:沁水盆地南部煤岩储层天然裂缝普遍发育,天然裂缝有效性是决定煤岩储层渗流能力、影响煤层气井能否高产的重要因素。综合利用野外露头、岩心和扫描电镜等资料,在分析沁水盆地南部上古生界煤岩储层天然裂缝类型和发育特征的基础上,对裂缝有效性及其主控因素开展研究,并结合单井生产动态资料,探讨了裂缝有效性对煤层气开发的影响。结果表明:沁水盆地南部煤岩储层主要发育割理和构造裂缝,其中割理包括面割理和端割理,构造裂缝包括剪切裂缝和张性裂缝。受多种地质因素影响,不同类型裂缝的有效性存在明显差异。割理形成于煤化作用阶段,多被方解石和粘土矿物等全充填或半充填,整体上其裂缝有效性较差。构造裂缝多未被矿物充填,其有效性主要受控于裂缝规模、倾角、储层埋深及与现今地应力最大主应力方向夹角。构造裂缝开度大、延伸较远,裂缝有效性好;高角度构造裂缝有效性好于斜交缝;受地应力状态变化影响,随储层埋深的增加,裂缝有效性依次表现为较差、较好、较差;NE-SW向裂缝有效性最好,其次为近EW向和近NS向裂缝,NW-SE向裂缝有效性最差。相比于割理,构造裂缝在规模和裂缝有效性方面均好于前者,可作为煤层主要的渗流和产出通道,对煤层气的开发具有明显积极作用。然而,过大规模尺度的构造裂缝,尤其当构造裂缝穿过煤层在顶底板发育时,不仅会造成煤岩储层内煤层气散失和储层压力降低,同时还将导致外来地层水对煤层的补充,不利于煤层气的保存和有效开采。

关键词:天然裂缝;有效性;煤岩储层;煤层气开发;上古生界;沁水盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Effectiveness of natural fractures in CBM reservoirs and its influence on CBM development in the southern Qinshui Basin

Shi Jinxiong^{1,2}, Zeng Lianbo^{1,2}, Tan Qingsong³, Wang Jipeng⁴, Zhang Yunzhao^{1,2}, Li Hongwei³

[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. Huabei Oilfield Branch Company Ltd., PetroChina, Renqiu, Hebei 062552, China;
4. Changqing Oilfield Branch Company Ltd., PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China]

Abstract: Natural fractures were well developed in coalbed methane (CBM) reservoirs in the southern Qinshui Basin, and their effectiveness is an important factor affecting the seepage ability of CBM reservoirs and the high production of CBM wells. In this study, the types and development characteristics of natural fractures in the Upper Paleozoic CBM reservoirs, southern Qinshui Basin, are investigated by using outcrop, core and scanning electron microscopy (SEM) data. Then, the fracture effectiveness and its main controlling factors are analyzed. Finally, the influence of effective fractures on CBM development is discussed in combination with single-well dynamic production performance. The results show that cleats and tectonic fractures were mainly developed in the study area. The cleats include face and butt cleats, and the tectonic fractures include shear and tension fractures. There are marked differences in the fracture effectiveness of various types under the influence of multiple geological factors. The cleats were formed at the stage of coalification and mostly filled or semi-filled by calcites and clay minerals, resulting in poor effectiveness of fractures. Most tectonic fractures were

收稿日期:2018-12-22; 修订日期:2019-04-15。

第一作者简介:史今雄(1989—),男,博士研究生,油气储层裂缝表征。E-mail:shijinxiong1988@126.com。

通讯作者简介:曾联波(1967—),男,教授,裂缝性储层和非常规油气储层评价与预测。E-mail:lbzeng@cup.edu.cn。

not filled with minerals, and their effectiveness is mainly controlled by fracture size, dip angle, reservoir depth and their included angle with the direction of the in-situ maximum principal stress at present. The tectonic fractures feature large aperture, longer propagation and good fracture effectiveness. High-angle tectonic fractures are more effective than oblique fractures. Affected by the change of in-situ stress state, the fracture effectiveness varies systematically with the increasing burial depth, i. e., from fair to good and then fair again. The NE-SW-trending fractures are the most effective, followed by nearly EW-trending and nearly NS-trending fractures, and the NW-SE-trending fractures coming at last. The tectonic fractures, better in terms of both scale and fracture effectiveness compared with the cleats, are the main seepage and production channels of coalbeds, and play a positive role in the CBM development. However, over-sized tectonic fractures, especially when cutting through the coal seam and extending into the roof and floor, will result in the loss of CBM, the decrease of reservoir pressure, and the incursion of external formation water. Therefore, it is not conducive to the preservation and effective exploitation of CBM.

Key words: natural fracture, effectiveness, CBM reservoir, CBM development, Upper Paleozoic, Qinshui Basin

煤层气作为一种重要非常规天然气能源^[1-3],在中国具有广阔的勘探开发前景,主要分布在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东南缘、准噶尔盆地南部和滇东黔西盆地北部^[4]。煤岩储层是由基质孔隙和天然裂缝组成的双重孔隙介质^[5-6]。基质孔隙为煤层气的主要储集空间,通常具有较低渗透率,而天然裂缝作为煤岩主要的流体渗流通道,对煤层气的开采具有重要影响^[7-11]。近年来,随着中国煤层气产业的不断发展,煤岩储层天然裂缝研究逐渐受到地质学家的普遍重视。国内外诸多学者对煤岩储层天然裂缝的成因类型、发育特征、形成演化及控制因素进行了相关研究^[12-18],而针对于裂缝有效性研究相对较少,仍处于初步探索、发展阶段。天然裂缝有效性是决定煤岩储层渗流能力的重要因素,系统开展煤岩储层天然裂缝有效性研究,对中国煤层气开发具有重要指导作用。

受复杂地质条件、成岩作用和构造运动影响,沁水盆地南部上古生界煤岩地层发育多种类型、多期次的天然裂缝^[19]。天然裂缝有效性存在较大差异,成为制约该区域煤层气高效开采的关键地质因素。因此,本文综合利用野外露头、岩心、扫描电镜和生产动态数据等资料,对沁水盆地南部上古生界煤岩储层天然裂缝类型、发育特征、有效性及其主控因素进行了系统分析,探讨了裂缝有效性对煤层气开发的影响。该研究成果可为明确沁水盆地南部有效裂缝有利分布区、煤层气井勘探部署及制定合理的煤层气开发方案提供地质依据与借鉴。

1 地质概况

研究区位于沁水盆地南部(图1),其北部与盆地

腹部相接,总体构造形态为马蹄形斜坡,地层宽阔平缓,地层倾角一般为 $2^{\circ} \sim 7^{\circ}$,平均为 4° 左右^[20-22]。区内构造简单,平缓褶皱构造发育,褶皱轴向主要为NNE-SSW和近NS向(图1)。断层较少,主要在东南部发育寺头正断层、后城腰正断层及一系列伴生小断层,断层走向主要为NE-SW向和近E-W向^[21]。上古生界太原组(C_3t)和山西组(P_1sh)为该区主要的含煤层系,主要岩性为砂岩、泥岩、灰岩和煤层。太原组连续沉积于本溪组之上,为一套海陆交互相沉积,厚度83~100 m;山西组以K7砂岩与太原组分界,整合沉积在太原组之上,为河流三角洲沉积体系,厚度37~72 m。太原组15号煤层和山西组3号煤层在研

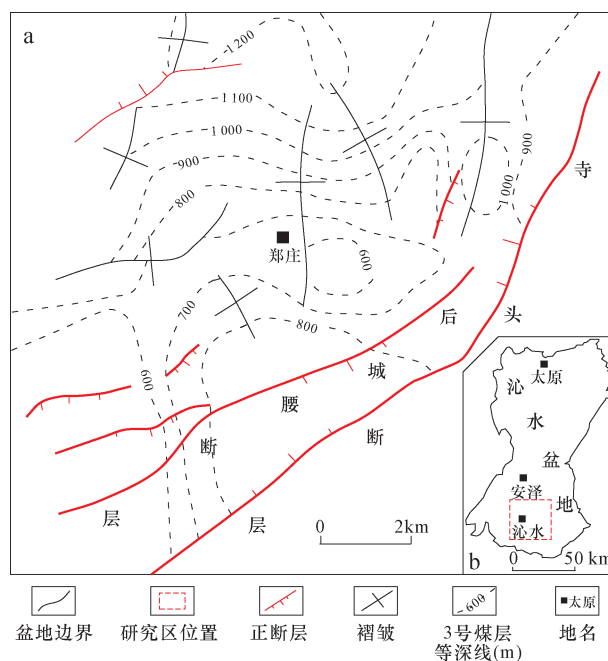


图1 沁水盆地南部构造特征(a)与位置简图(b)

Fig. 1 A map showing the tectonic features of the southern Qinshui Basin(a) and the basin location(b)

究区内厚度较大且稳定分布,为该区主要的煤层气储层^[23-24]。其中山西组3号煤层为本次研究的主要目的层段,主要形成于泥炭沼泽沉积环境,煤岩类型以亮煤、半亮煤为主,部分为半暗煤。山西组3号煤层厚度4~7 m,平均值为5.5 m,煤层埋深400~1 200 m,呈现北深南浅的特点。储集空间以微裂隙和小孔为主,发育少量的中孔和大孔,孔隙度和渗透率均较低。煤岩演化程度高,煤岩镜质组最大反射率($R_{o,max}$)介于2.2%~4.0%^[25],煤层大量裂解生气,使得该区煤层气藏的含气量和含气饱和度都达到相对高值,分别为10~37 m³/t和56%~80%^[25]。

2 天然裂缝特征

根据野外露头、岩心和扫描电镜资料,按照天然裂缝的地质成因类型,可将沁水盆地南部山西组3号煤层储层中的天然裂缝划分为割理和构造裂缝,其中构造裂缝包括剪切裂缝和张性裂缝。

割理是在煤化作用过程中受区域构造应力和煤化作用过程中产生的内应力形成的裂缝系统^[8,26-27]。根

据野外露头 and 岩心观察,割理主要在光亮煤和半亮煤中发育,由两组相互垂直的、且与煤层层面垂直或近垂直的两组裂隙组成(图2a,b),即面割理和端割理。其中面割理连续性较好,具有较大的延伸长度,先于端割理形成、发育。端割理连续性较差、延伸较短,通常发育在两个相邻的面割理之间。扫描电镜中,割理分布受煤岩显微组分限制,多发育于均质镜质体为主的组分中。割理面平整,两侧没有位移,无擦痕。根据割理的组合形态特征,可将割理分为规则网状割理和不规则网状割理两类^[26]。规则网状割理为主要的割理组合类型,长度较长、平直、具有定向性,常呈等间距排列(图3a)。不规则网状割理一般长度较短、开度较小,单条割理多呈弯曲状,不同方向性的割理常组合成不规则网状,形似干裂纹(图3b)。野外露头统计结果表明,研究区山西组3号煤岩割理走向主要为NE-SW向和NW-SE向,其中面割理走向为NE-SW向,端割理的走向为NW-SE向(图4a)。绝大多数割理为高角度裂缝(占88%),斜交缝数量较少。野外露头和岩心观察割理发育规模较小,纵向高度主要分布在30 cm内。

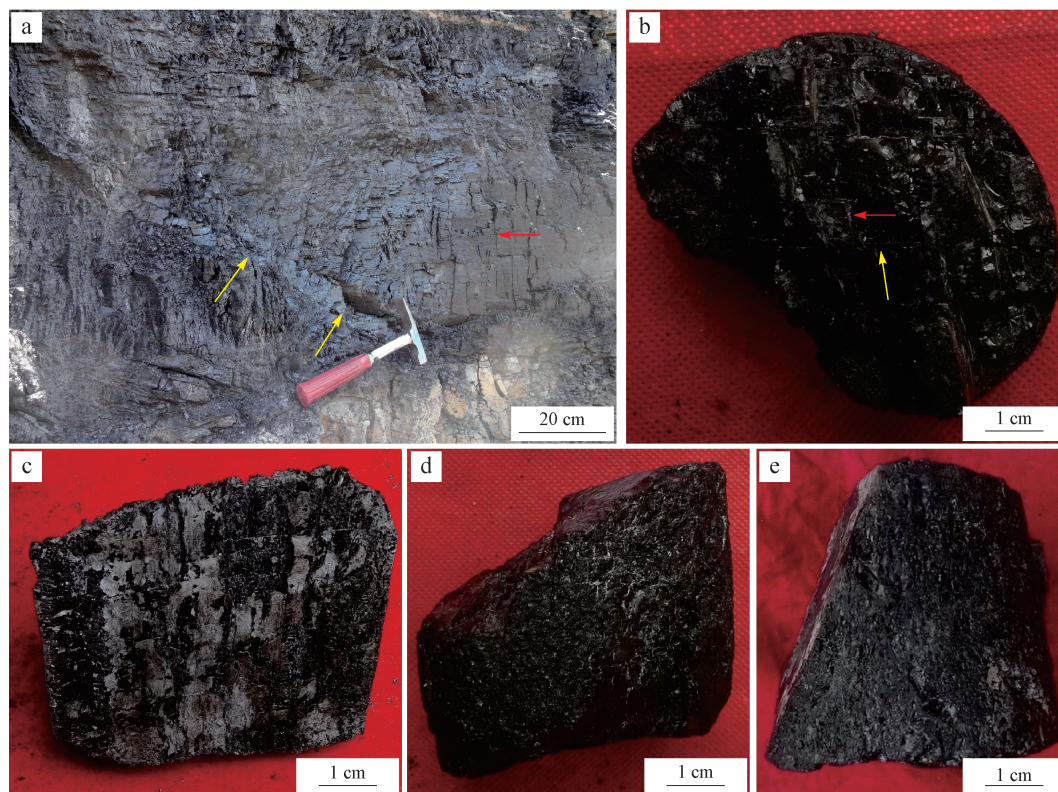


图2 沁水盆地南部野外露头和岩心观察3号煤岩天然裂缝特征

Fig. 2 Characteristics of the fractures in No. 3 coal seam revealed by outcrop and core observation in the southern Qinshui Basin

a. 沁水盆地南部野外露头3号煤岩中发育的割理(红色箭头)和一组相互平行构造剪切裂缝(黄色箭头); b. M7井,埋深1 200.3 m,相互垂直发育的一组面割理(黄色箭头)和端割理(红色箭头),方解石全充填; c. H5井,埋深793.3 m,单条割理,割理面被方解石局部充填; d. H11井,埋深802.5 m,一条斜交剪切裂缝,无充填; e. H9井,埋深792.5 m,一条高角度无充填剪切裂缝,裂缝面平直光滑

构造裂缝是在煤岩形成后受局部或区域构造应力形成的、与构造变形密切相关的一类裂缝^[27]。不同于割理,构造裂缝的发育不受煤岩组分的限制,通常穿透不同煤岩组分发育。剪切裂缝为主要的构造裂缝类型,野外露头 and 岩心观察这类裂缝缝面平直光滑、产状稳定、分布规律(图2a),裂缝宽度通常较为均匀。扫描电镜中,剪切裂缝延伸距离较长,通常不受特定显微组分的限制,穿过显微组分发育。单条剪切裂缝通常称直线型,多组剪切裂缝组合则表现为阶梯状、菱形、

X形、T形(图3c—e)。张性裂缝野外露头 and 岩心观察中较为少见,该类裂缝一般延伸较短,缝面较为粗糙且多开口,裂缝宽度多不均匀,产状不稳定。扫描电镜下张性裂缝较为常见,其缝面粗糙不平,呈不规则波状或锯齿状(图3f),在穿过不同煤岩组分时,通常会发生裂缝方向或宽度的变化。研究区剪切裂缝主要为NE—SW向和NW—SE向,其次为近EW向和近NS向(图4b)。根据野外露头 and 岩心统计结果,研究区剪切裂缝以斜交裂缝为主($30^{\circ} \sim 60^{\circ}$),占剪切裂缝总比例

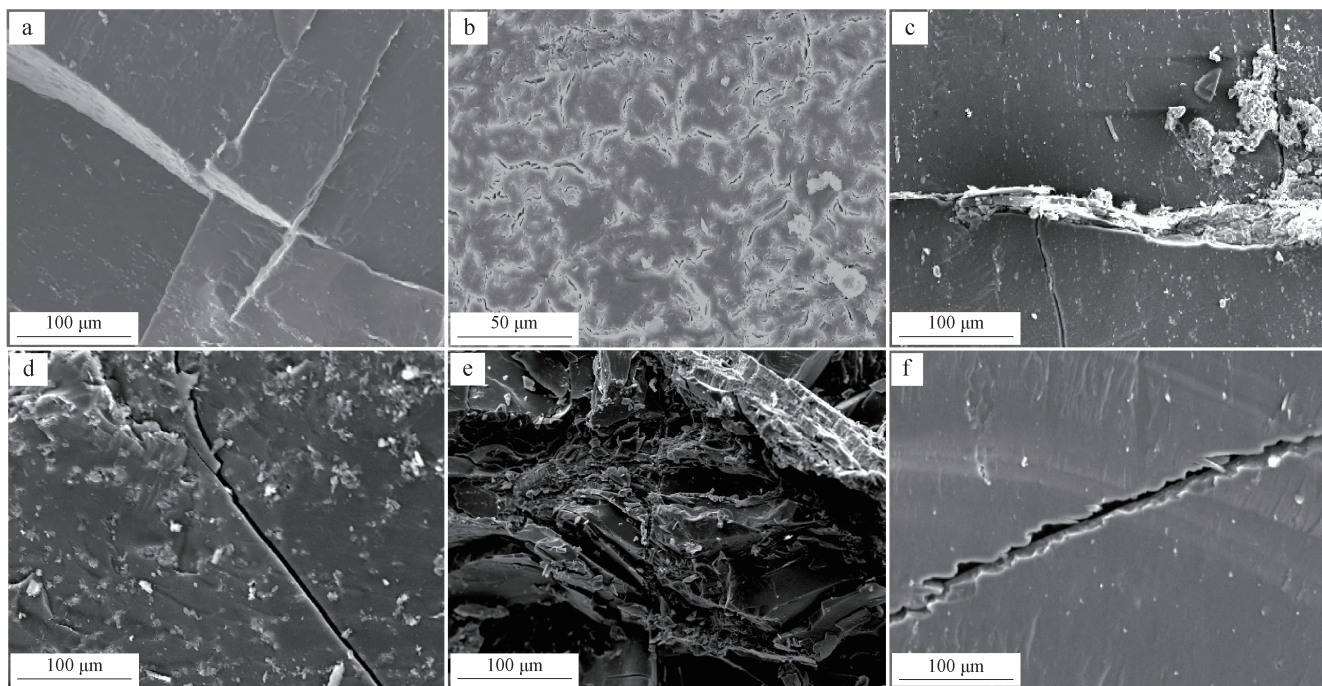


图3 沁水盆地南部3号煤岩天然裂缝微观特征

Fig. 3 Microscopic characteristics of the natural fractures in No. 3 coal seam in the southern Qinshui Basin

a. M7井,埋深1 200.35 m,规则网状割理,方解石全充填;b. H9井,埋深1 021.1 m,不规则网状割理;c. M8井,埋深1 115.8 m,一组相互垂直发育的割理,其中面割理被粘土矿物全充填,端割理无充填;d. H6井,埋深793.3 m,无充填剪切裂缝,缝面平直;e. M10井,埋深1 058.5 m,一组呈X形发育的剪切裂缝,无充填;f. H8井,埋深876.4 m,张性裂缝,裂缝面呈锯齿状,无充填

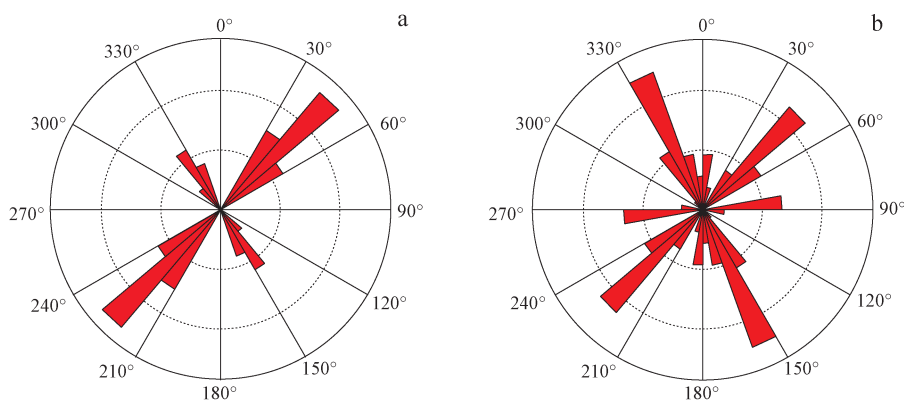


图4 沁水盆地南部山西组3号煤岩天然裂缝走向玫瑰花图

Fig. 4 Strike rose diagrams of the natural fractures in No. 3 coal seam in the Shanxi Formation, southern Qinshui Basin

a. 割理走向玫瑰花图($N=158$ 条); b. 构造剪切裂缝走向玫瑰花图($N=37$ 条)

的65.9%,其次为高角度裂缝($>60^\circ$,占29.4%),低角度裂缝($<30^\circ$)较为少见。相比于割理,剪切裂缝规模较大,野外露头及岩心统计表明,裂缝纵向高度主要分布在5~80 cm(占83.5%),但部分剪切裂缝纵向高度最大可达3 m。

3 天然裂缝有效性

沁水盆地南部煤岩储层不同类型、不同期次裂缝的有效性存在差异。有效裂缝是决定煤岩储层渗流能力的关键,无效裂缝不但对储层没有任何贡献,反而起到渗流屏障的作用。天然裂缝的充填特征和开启程度是最为直观体现裂缝有效性的两个参数^[28-29],主要受裂缝的形成时间、构造运动、流体活动和现今地应力等因素的控制。

3.1 裂缝充填特征

裂缝充填特征包括充填程度和充填物类型两个方面。研究区山西组3号煤岩天然裂缝的充填程度主要分为全充填、半充填、局部充填和无充填4类。其中全充填和半充填裂缝一般为无效裂缝,不利于煤岩储层中流体渗流;局部充填裂缝有效性一般,能起到一定的提高储层渗流能力的作用;无充填裂缝为有效裂缝,为煤岩储层主要的渗流通道。研究区天然裂缝充填程度统计结果表明,割理中以全充填和半充填裂缝为主(图5a),分别占41.2%和29.5%,其次为局部充填裂缝(占19.7%),无充填裂缝数量最少(占9.6%)。构造剪切裂缝中以无充填和局部充填裂缝为主(分别为69.9%和17.5%,图5a),半充填裂缝和全充填裂缝较为少见(分别为8.2%和4.4%)。割理充填物类型主要包括方解石、粘土矿物和黄铁矿(图5b),其中被方解石充填裂缝数量占62.3%,被粘土矿物充填裂缝占

32.5%,被黄铁矿充填裂缝占5.2%。剪切裂缝充填物以方解石为主(91.4%),包含少量的粘土矿物和煤粉(图5b)。统计结果反映出,总体上构造剪切裂缝的充填情况少于割理,说明剪切裂缝对研究区煤岩储层渗流能力起到主要贡献作用。

3.2 裂缝开启程度

天然裂缝的开度指地下受到静岩围压、地层流体压力、现今地应力等综合作用表现的张开度,即裂缝在地层围压条件下的真实开度^[29],可以客观定量地评价天然裂缝对储层的作用和贡献大小。直接测量裂缝地下开度难度较大,通常采用野外露头及岩心对其进行实际测量,但存在一定误差,一般测量精度为0.05 mm左右^[30-32]。由于岩心及野外露头出露地表,地层围压释放,岩心膨胀,导致地表岩心裂缝开度远远大于其在地下的真实开度,但仍能从一定程度上反映裂缝地下开度的相对大小^[31]。沁水盆地南部3条露头剖面及研究区12口取心井天然裂缝开度统计结果表明,割理开度介于几百微米到几毫米之间,集中分布于0~1.7 mm,平均值为0.86 mm;构造剪切裂缝开度数量级为毫米级,开度分布为0~6.8 mm,平均值为2.1 mm。扫描电镜下,天然裂缝开度与野外露头、岩心裂缝开度相差2~3个数量级,数量级主要为微米级。根据150块样品的扫描电镜观测统计,割理开度主要以小于6 μm 为主,其中开度小于4 μm 占67.6%,开度在4~6 μm 占19.7%,开度大于6 μm 占12.7%(图6a);构造剪切裂缝开度主要分布在10 μm 之内,部分裂缝开度可达到20 μm ,其中开度小于2 μm 占13.6%,开度在2~8 μm 占81.7%,开度大于8 μm 占4.7%(图6b)。综合野外露头、岩心及扫描电镜观察结果表明,总体上构造剪切裂缝开度大于割理开度。

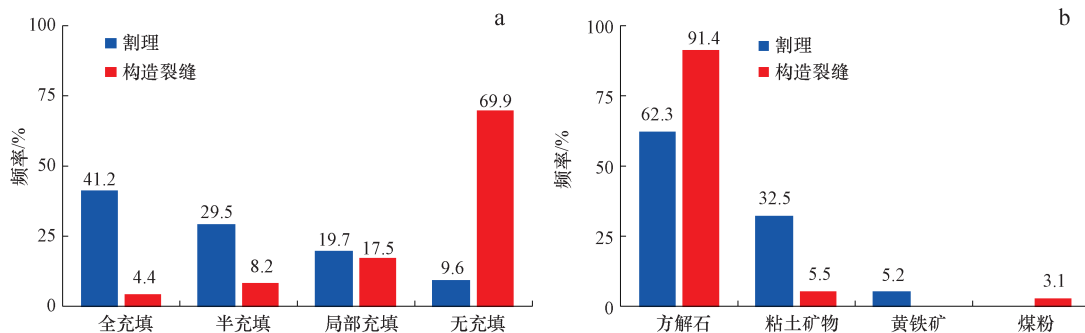


图5 沁水盆地南部3号煤岩天然裂缝充填特征

Fig. 5 Filling characteristics of the natural fractures in No. 3 coal seam in the southern Qinshui Basin

a. 裂缝充填程度 ($N=366$); b. 裂缝充填物类型 ($N=270$)

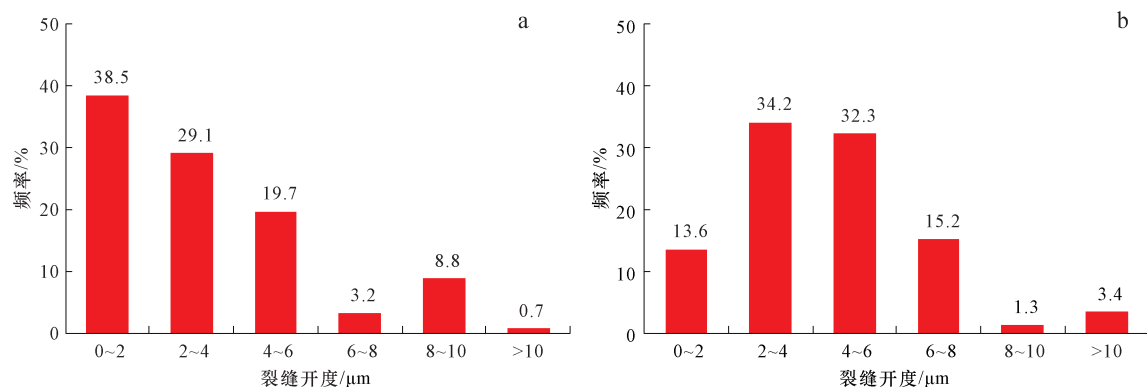


图6 沁水盆地南部3号煤岩天然裂缝开度分布特征(扫描电镜)

Fig. 6 Aperture distribution characteristics of the natural fractures in No. 3 coal seam in the southern Qinshui Basin (SEM)

a. 割理 ($N=572$); b. 构造裂缝 ($N=316$)

3.3 裂缝有效性控制因素

矿物充填对煤岩储层天然裂缝有效性具有较大影响,而流体活动是引起充填现象的主要原因。天然裂缝形成时间越早,越容易受流体活动影响,越易被矿物充填而成为无效裂缝^[33]。如前所述,沁水盆地南部山西组3号煤岩发育多种类型天然裂缝,根据天然裂缝地质成因可划分为割理和构造裂缝两大类。割理形成于煤化作用过程中,而构造裂缝形成于煤层形成之后,割理形成时间整体早于构造裂缝。受成煤过程中基质脱水、脱挥发分和成煤后构造运动伴随的流体活动影响,研究区3号煤岩割理普遍存在矿物充填,充填程度以全充填和半充填为主,导致割理渗透能力的降低。

此外,野外露头构造裂缝产状、形态,以及岩心和扫面电镜中构造裂缝交切、限制关系表明,该区构造裂缝具有多期形成的特点。构造裂缝的形成主要与煤层形成之后的主要构造运动相对应。自沁水盆地南部二叠系形成以来,研究区山西组煤岩储层先后经历了印支期、燕山期和喜马拉雅期3期构造运动。印支运动时期,沁水盆地整体处于近NS向的水平挤压应力场环境下,但由于构造运动强度相对较弱,此时期研究区构造裂缝不发育。综合沁水盆地南部构造演化史、地层埋藏史、裂缝交切关系及充填差异等,可将山西组3号煤岩储层构造裂缝的形成期次划分为2期。第1期构造裂缝形成于燕山运动时期,受库拉-太平洋板块挤压,该期构造应力场表现为NW-SE向近水平挤压应力场,主要形成走向为NW-SE向和近EW向的两组构造剪切裂缝。第2期构造裂缝形成于喜马拉雅运动早期,受印度-欧亚板块碰撞和西太平洋板块俯冲共同作用的影响,该期构造应力场表现为NNE-SSW向近水平挤压应力场,主要形成走向为NE-SW向和

近NS向的两组构造剪切裂缝。燕山运动是沁水盆地中生代以来最强烈的一次构造变形,由于构造活动强度大、作用时间长,该时期形成的构造裂缝规模广、开度大,充填程度相对于喜马拉雅期构造裂缝较高,但两期构造裂缝充填情况差异较小,均以局部充填、未充填为主。值得注意的是,喜马拉雅运动期以来研究区二叠系煤系地层遭受强烈抬升剥蚀,造成地层应力大幅降低,原先闭合程度较大的天然裂缝会再次发生活动或重新张开,形成有效裂缝。研究区煤岩储层中构造裂缝以斜交缝为主,而割理主要呈垂直或近垂直裂缝,因此这种作用对构造裂缝的影响尤为明显。相比于割理,构造裂缝充填程度较低,具有较长的延伸长度和开度,对煤岩储层流体渗流能力的贡献更大。

现今地应力是影响裂缝开度的重要因素,主要包括现今地应力状态及最大主应力方向与天然裂缝走向的关系2个方面。地应力由重力和构造应力叠加而成,现今地应力状态决定于储层条件下垂直应力、最大主应力和最小主应力之间的相互关系^[34-35]。研究区山西组3号煤岩储层渗透率与埋深关系显示,随埋深增加,储层渗透率呈现出减小、增大、再减小的变化趋势(图7)。煤岩储层渗透性与其埋藏深度之间的关系,其实质是不同地应力状态对储层裂缝开度的控制^[36-40]。当埋深小于600 m和大于800 m时,地应力处于挤压状态,煤岩储层主要受水平挤压应力作用,随水平主应力的增加,裂缝开度逐渐减小;而当埋深介于600~800 m时,地应力以垂直应力为主,水平主应力较小,地应力处于挤压向拉伸转换、拉伸状态,裂缝开度较大。

而同一埋深条件下,天然裂缝开度主要与最大主应力方向与天然裂缝走向的关系相关。当现今最大主应力方向与储层裂缝走向一致或呈小角度相交时,裂缝面实质上受到相对拉张作用,有利于裂缝开度的增

大;而在现今最大主应力方向与裂缝走向垂直时,裂缝面受到挤压作用,裂缝开度减小甚至闭合。研究区成像测井眼崩落及钻井诱导缝发育情况表明,煤岩储层现今地应力场最大主应力方向主要为 NNE-NE 向。因此,储层中 NE-SW 向裂缝开度最大,其次为近 NS 向和近 EW 向裂缝,而 NW-SE 向裂缝开度最小。

4 有效裂缝对煤层气开发的影响

煤岩储层天然裂缝是决定煤层气解吸、扩散、渗流和产出的关键因素,对煤层气井的产量特征具有重要影响。通过分析研究区 3 号煤岩储层煤层气井的生产动态资料,将煤层气井分为产气井和高产水井两大类,其中根据产气井单井日平均产气量,可将其分为高产气井(日产气 $>2\,000\text{ m}^3$)、中产气井(日产气为 $500\sim 2\,000\text{ m}^3$)和低产气井(日产气 $<500\text{ m}^3$)。研究区 42

口煤层气井中,高产气井占 28.2%,中产气井占 33.4%,低产气井占 25.6%,高产水井占 12.8%。结合岩心、扫描电镜观察等成果,对不同产量特征煤层气井天然裂缝发育情况进行对比分析(图 8),结果表明,构造裂缝是导致研究区煤层气单井产量特征差异的主要因素,而割理对煤层气开发的影响较小。虽然各煤层气井均呈现出割理比较发育的特点(图 8a),但一方面受矿物充填的影响,割理渗流能力较差,不能作为流体有效的渗流通道;另一方面,由于割理一般在镜煤分层较为发育,其纵向延伸高度受到限制,导致割理分布具有明显的分带性,整体连通性较差。因此,割理有效性较差,对煤岩储层渗透率贡献较小。

高产气井、中产气井和低产气井的区别主要表现在构造裂缝发育的差异性。总体上看,煤层气产量随构造裂缝发育强度的增大而增加(图 8b)。煤岩储层中构造裂缝发育的情况下,储层渗透能力强,可以使井

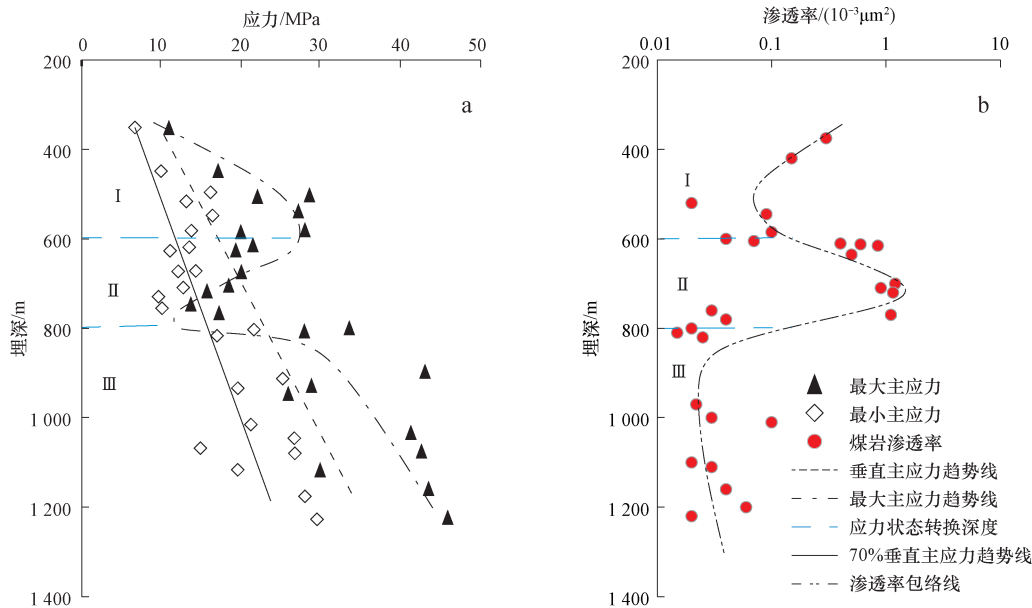


图 7 沁水盆地南部 3 号煤岩储层埋深与应力(a)及渗透率(b)的关系

Fig. 7 Burial depth vs. in-situ stress(a) and burial depth vs. permeability(b) of No. 3 coal seam in the southern Qinshui Basin
I: $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$, 挤压应力状态; II: $\sigma_V \approx \sigma_H > \sigma_h$, 挤压-拉伸应力转换状态, $\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$, 拉伸应力状态; III: $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$, 挤压应力状态

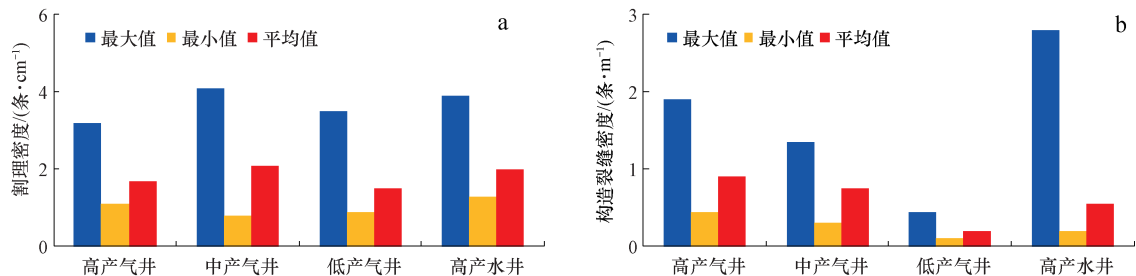


图 8 沁水盆地南部不同产量特征煤层气井天然裂缝发育情况

Fig. 8 Fracture development degrees of CBM wells of various productivity in the southern Qinshui Basin

a. 割理发育强度; b. 构造裂缝发育强度

口附近煤层气快速解吸。研究区煤岩储层构造裂缝以斜交裂缝为主,当多组构造裂缝相互连通形成较大范围的裂缝网络时,构造裂缝在煤岩储层不同的煤级中延伸,加强了煤储层整体连通性,可以促进储层压降垂向、横向的有效传播。而构造裂缝不发育时,煤岩储层渗流能力差,储层中地层水渗流缓慢,排水降压慢。只有近井地带小范围面积内出现短期渗流,排采后虽可形成短时间的产气高峰,但由于不能形成有效的压力传导,煤层气解吸速度衰减较快,造成煤层气井在较短的产气高峰过后产量明显下降。同时,受不同储层埋深条件下现今应力场状态差异对构造裂缝开度的影响,研究区3号煤岩储层埋深在600~800 m范围内的高产气井比例明显高于储层埋深浅于600 m和深于800 m,这主要是由于此埋深条件下水平主应力较小,构造裂缝开度大、有效性较好,为煤层气开发的有利埋深。

此外,构造裂缝规模对煤层气的保存和产出具有较大影响。统计结果表明,研究区高产水井多位于断层附近(图9),尤其是大型断层(寺头断层、后城腰断层)附近,高产水井分布比例较高。分析其原因认为受大型断层强烈构造作用影响,其附近构造裂缝规模较大,通常具有较大的开度和纵向延伸距离。储层中发育较大规模的构造裂缝,特别是当裂缝切穿煤层上下边界时,一方面煤储层中的煤层气沿构造裂缝大量散失,导致含气量和储层压力的降低;另一方面构造裂缝沟通煤层与上部含水层,使得煤储层中的地层水获得补充,储层压力难以下降,吸附态的煤层气无法达到临界解吸压力,煤层气井始终维持高日产水量,不利于煤层气的有效产出。

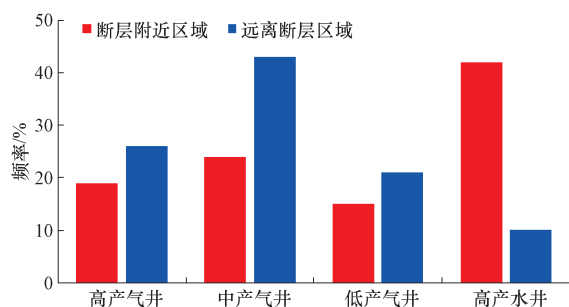


图9 沁水盆地南部不同构造部位煤层气井产量

Fig. 9 The production of CBM wells at different structural positions in the southern Qinshui Basin

5 结论

1) 沁水盆地南部山西组3号煤层主要发育割理和构造裂缝两大类天然裂缝,其中割理包括面割理和端割理,构造裂缝包括剪切裂缝和张性裂缝。天然裂

缝有效性分析结果表明,研究区3号煤岩储层中构造裂缝有效性整体好于割理,其中构造裂缝中NE-SW向裂缝有效性最好,其次为近NS向和近EW向裂缝,而NW-SE向裂缝有效性最差。

2) 山西组3号煤层天然裂缝有效性主要受裂缝的形成时间、构造运动、流体活动、现今地应力等因素控制。其中天然裂缝形成时间越早,越容易受流体活动影响,越易被矿物充填而成为无效裂缝;煤岩储层处于拉伸地应力状态下,裂缝开度较大,有效性较好;裂缝走向与现今最大主应力方向一致或小角度相交时,裂缝开度较大。

3) 相比于割理,构造裂缝对煤岩储层渗透能力的贡献作用更大,是决定煤层气解吸、扩散、渗流和产出的关键因素。但构造裂缝规模过大时,将不利于煤岩储层中煤层气的保存以及煤层气井的高产。

参 考 文 献

- [1] 刘成林,朱杰,车长波,等.新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J].天然气工业,2009,29(11):130-132.
Liu Chenglin, Zhu Jie, Che Changbo, et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132.
- [2] 马平华,邵先杰,霍梦颖,等.煤储层地质建模思路与方法——以鄂尔多斯盆地东南缘韩城矿区为例[J].石油与天然气地质,2018,39(3):601-610.
Ma Pinghua, Shao Xianjie, Huo Mengying, et al. Concepts and methods for coalbed geology modeling: A case study in the Hancheng mining area, Southeastern margin of Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 601-610.
- [3] 王勃,姚红星,王红娜,等.沁水盆地成庄区块煤层气成藏优势及富集高产主控地质因素[J].石油与天然气地质,2018,39(2):366-372.
Wang Bo, Yao Hongxing, Wang Hongna, et al. Favorable and major geological controlling factors for coalbed methane accumulation and high production in the Chengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 366-372.
- [4] 康永尚,孙良忠,张兵,等.中国煤储层渗透率主控因素和煤层气开发对策[J].地质论评,2017,63(5):1401-1418.
Kang Yongshang, Sun Liangzhong, Zhang Bing, et al. The controlling factors of coalbed reservoir permeability and CBM development strategy in China[J]. Geological Review, 2017, 63(5): 1401-1418.
- [5] 陈振宏,贾承造,宋岩,等.高、低煤阶煤层气藏物性差异及其成因[J].石油学报,2008,29(2):179-184.
Chen Zhenhong, Jia Chengzao, Song Yan, et al. Differences and origin of physical properties of low-rank and high-rank coal-bed methanes[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 179-184.
- [6] 刘大锰,李振涛,蔡益栋,等.煤储层孔裂隙非均质性及其地质影响因素研究进展[J].煤炭科学技术,2015,43(2):10-15.
Liu Dameng, Li Zhentao, Cai Yidong, et al. Study progress on pore crack heterogeneity and geological influence factors of coal reservoir[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 10-15.

- [7] 苏现波,张丽萍,林晓英.煤阶对煤的吸附能力的影响[J].天然气工业,2005,25(1):19-21.
Su Xianbo, Zhang Liping, Lin Xiaoying. Influence of coal rank on coal and sorption capacity[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(1): 19-21.
- [8] Laubach S E, Marrett R A, Olson J E, et al. Characteristics and origins of coal cleat: A review[J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 35(1-4): 175-207.
- [9] 姚艳斌,刘大锰,黄文辉,等.两淮煤田煤储层孔-裂隙系统与煤层气产出性能研究[J].煤炭学报,2006,31(2):163-168.
Yao Yanbin, Liu Dameng, Huang Wenhui, et al. Research on the pore-fractures system properties of coalbed methane reservoirs and recovery of coalbed methane in Huainan and Huaibei coal-field[J]. Journal of Coal Society, 2006, 31(2): 163-168.
- [10] 王镜惠,梅明华,梁正中,等.沁水盆地南部高煤阶煤层气高产区定量评价[J].油气藏评价与开发,2019,9(4):68-72.
Wang Jinghui, Mei Minghua, Liang Zhengzhong, et al. Quantitative evaluation of high production areas of CBM with high coal rank in southern Qinshui Basin[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(4): 68-72.
- [11] 唐书恒.煤储层渗透性影响因素探讨[J].中国煤田地质,2001,13(1):28-30.
Tang Shuheng. Probe into the influence factors on permeability of coal reservoirs[J]. Coal Geology of China, 2001, 13(1): 28-30.
- [12] 傅雪海,秦勇,李贵中,等.山西沁水盆地中、南部煤储层渗透率影响因素[J].地质力学学报,2001,7(1):45-52.
Fu Xuehai, Qin Yong, Li Guizhong, et al. An analysis of the principal control factor of coal reservoir permeability in central and southern Qinshui Basin, Shanxi[J]. Journal of Geomechanics, 2001, 7(1): 45-52.
- [13] 丁文龙,梅永贵,尹帅,等.沁水盆地煤系地层孔-裂隙特征测井反演[J].煤炭科学技术,2015,43(2):53-56.
Ding Wenlong, Mei Yonggui, Yin Shuai, et al. Logging inversion on pore-crack features of coal measure strata in Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 53-56.
- [14] 王生维,陈钟惠.煤储层孔隙、裂隙系统研究进展[J].地质科技情报,1995,4(1):53-59.
Wang Shengwei, Chen Zhonghui. Advances in the research of pore fracture system in coal reservoir[J]. Geological Science and Technology Information, 1995, 4(1): 53-59.
- [15] 刘大锰,李振涛,蔡益栋.煤储层孔-裂隙非均质性及其地质影响因素研究进展[J].煤炭科学技术,2015,43(2):10-15.
Liu Dameng, Li Zhentao, Cai Yidong. Study progress on pore-crack heterogeneity and geological influence factors of coal reservoir[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 10-15.
- [16] 秦勇,张德民,傅雪海,等.山西沁水盆地中、南部现代构造应力场与煤储层物性关系之探讨[J].地质论评,1999,45(6):576-583.
Qin Yong, Zhang Demin, Fu Xuehai, et al. A discussion on correlation of modern tectonic stress field to physical properties of coal reservoirs in central and southern Qinshui Basin[J]. Geological Review, 1999, 45(6): 576-583.
- [17] 王镜惠,梅明华,梁正中,等.煤层气储层应力敏感性定量表征及影响因素研究[J].石油实验地质,2018,40(6):859-863.
Wang Jinghui, Mei Minghua, Liang Zhengzhong, et al. Controls and quantitative characterization of stress sensitivity for coal seams[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(6): 859-863.
- [18] Close J C. Natural Fractures in Coal[J]. 1993, 180: 119-132.
- [19] Liu S Q, Sang S X, Liu H H, et al. Growth characteristics and genetic types of pores and fractures in a high-rank coal reservoir of the southern Qinshui Basin[J]. Ore Geology Reviews, 2015, 64(1): 140-151.
- [20] 陈世达,汤达祯,陶树,等.沁南-郑庄区块深部煤层气“临界深度”探讨[J].煤炭学报,2016,41(12):3069-3075.
Chen Shida, Tang Dazhen, Tao Shu, et al. Discussion about “critical depth” of deep coalbed methane in Zhenghuang area, Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(12): 3069-3075.
- [21] 房璐,王硕,徐珂,等.山西沁水盆地现今地应力特征[J].断块油气田,2018,25(4):413-418.
Fang Lu, Wang Shuo, Xu Ke, et al. Characteristics of current in-situ stress of Qinshui Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(4): 413-418.
- [22] Teng J, Yao Y B, Liu D M, et al. Evaluation of coal texture distributions in the southern Qinshui basin, North China: Investigation by a multiple geophysical logging method[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 140: 9-22.
- [23] 陈振宏,王一兵,杨焦生,等.影响煤层气井产量的关键因素分析——以沁水盆地南部樊庄区块为例[J].石油学报,2009,30(3):409-412.
Chen Zhenhong, Wang Yibing, Yang Jiaosheng, et al. Influencing factors on coalbed methane production of single well: a case of Fanzhuang block in the south part of Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 409-412.
- [24] 孟召平,田永东,李国富.沁水盆地南部地应力场特征及其研究意义[J].煤炭学报,2010,35(6):975-981.
Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. Characteristics of in-situ stress field in Southern Qinghai Basin and its research significance[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(6): 975-981.
- [25] Su X B, Lin X Y, Liu S B, et al. Geology of coalbed methane reservoirs in the Southeast Qinshui Basin of China[J]. International Journal of Coal Geology, 2005, 62(4): 197-210.
- [26] Su X B, Feng Y L, Chen J F, et al. The characteristics and origins of cleat in coal from Western North China[J]. International Journal of Coal Geology, 2001, 47(1): 51-62.
- [27] Shi J X, Zeng L B, Dong S Q, et al. Identification of coal structures using geophysical logging data in Qinshui Basin, China: Investigation by kernel Fisher discriminant analysis[J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 217, 103314.
- [28] 曾联波,巩磊,祖克威,等.柴达木盆地西部古近系储层裂缝有效性的影响因素[J].地质学报,2012,86(11):1809-1814.
Zeng Lianbo, Gong Lei, Zu Kewei, et al. Influence factors on fracture validity of the Paleogene reservoir, western Qaidam Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(11): 1809-1814.
- [29] 赵向原,胡向阳,曾联波,等.四川盆地元坝地区长兴组礁滩相储层天然裂缝有效性评价[J].天然气工业,2017,37(2):52-61.
Zhao Xiangyuan, Hu Xiangyang, Zeng Lianbo, et al. Evaluation on the effectiveness of natural fractures in reef-flat facies reservoirs of Changxing Fm in Yuanba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 52-61.
- [30] 张玉银.溶蚀作用对火山岩有效储层形成的控制作用——以松辽盆地徐家围子断陷营城组为例[J].石油与天然气地质,2018,

- 39(3):587-593.
Zhang Yuyin. Controlling effect of dissolution on valid volcanic reservoir formation; A case study of the Yingcheng Formation in the Xujia-wei Fault Depression, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3):587-593.
- [31] 童亨茂, 钱祥麟. 储层裂缝的研究和分析方法[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1994, 18(6):14-20.
Tong Hengmao, Qian Xianglin. Research and analysis on natural fracture[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1994, 18(6):14-20.
- [32] Marrett R, Laubach SE, Olson J E. Anisotropy and beyond: Geologic perspectives on geophysical prospecting for natural fractures[J]. The Leading Edge, 2007, 26(9):1106-1111.
- [33] Bordet E, Malo M, Kirkwood D. A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Québec: A fracture analysis that integrates surface and subsurface structural data[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2010, 58(1):36-55.
- [34] 赵向原, 胡向阳, 肖开华, 等. 川西彭州地区雷口坡组碳酸盐岩储层裂缝特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1):30-39, 152.
Zhao Xiangyuan, Hu Xiangyang, Xiao Kaihua, et al. Characteristics and major control factors of natural fractures in carbonate reservoirs of Leikoupo Formation in Pengzhou area, western Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1):30-39, 152.
- [35] 刘大锰, 周三栋, 蔡益栋, 等. 地应力对煤储层渗透性影响及其控制机理研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(6):1-8.
Liu Dameng, Zhou Sandong, Cai Yidong, et al. Study on effect of geostress on coal permeability and its controlling mechanism[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(6):1-8.
- [36] Ju W, Jiang B, Miao Q, et al. Variation of in situ stress regime in coal reservoirs, eastern Yunnan region, South China: Implications for coalbed methane production[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(11):2283-2303.
- [37] Chen S D, Tang D Z, Tao S, et al. In-situ stress measurements and stress distribution characteristics of coal reservoirs in major coalfields in China: Implication for coalbed methane (CBM) development[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 182:66-84.
- [38] Shi J X, Zeng L B, Zhao X Y, et al. Characteristics of natural fractures in the upper Paleozoic coal bearing strata in the southern Qinshui Basin, China: Implications for coalbed methane (CBM) development[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 113, 104152.
- [39] Shen J, Qin Y, Li Y P, et al. In situ stress field in the FZ Block of Qinshui Basin, China: Implications for the permeability and coalbed methane production[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 170:744-754.
- [40] Ju W, Jiang B, Qin Y, et al. The present-day in-situ stress field within coalbed methane reservoirs, Yuwang Block, Laochang Basin, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102:61-73.

(编辑 张玉银)

(上接第542页)

- [35] Chitrala Y, Moreno C, Sondergeld C, et al. An experimental investigation into hydraulic fracture propagation under different applied stresses in tight sands using acoustic emission[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 108:151-161.
- [36] 巩磊, 曾联波, 张本键, 等. 九龙山构造致密砾岩储层裂缝发育的控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(6):6-12.
Gong Lei, Zeng Lianbo, Zhang Benjian, et al. Control factors for fracture development in tight conglomerate reservoir of Jiulongshan structure[J]. Journal of China University of petroleum, 2012, 36(6):6-12.
- [37] 徐珂, 戴俊生, 冯建伟, 等. 磨溪—高石梯区块断层对裂缝分布的控制作用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 13(1):1-12.
Xu Ke, Dai Junsheng, Feng Jianwei, et al. Fault system and its controlling effect on fracture distribution in Moxi - Gaoshiti Block, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 13(1):1-12.
- [38] 沈海超, 程远方, 王京印, 等. 断层对地应力场的有限元研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(2):34-37.
Shen Haichao, Cheng Yuanfang, Wang Jingyin, et al. Study of finite element on effects of faults on ground stress field[J]. Petroleum geology and oilfield development in Daqing, 2007, 26(2):34-37.
- [39] 姜岩, 李雪松, 付宪弟. 特高含水老油田断层表征及剩余油高效挖潜[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5):246-253.
Jiang Yan, Li Xuesong, Fu Xiandi. Fault characterizing and high-efficiency potential tapping of the remained oil for extra-high-watercut mature oilfields[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5):246-253.
- [40] 李如一. 断层圈闭封闭性综合判别方法及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4):1-6.
Li Ruyi. Comprehensive judging method for the sealing of the fault trap and its application[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4):1-6.
- [41] 张广远, 朱占平. 大庆长垣南部 BQD 区块断层精细解释[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4):137-142.
Zhang Guangyuan, Zhu Zhanping. Fine interpretation of the fault for BQD Block in Southern Daqing Placanticline[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4):137-142.
- [42] 司丽. 大庆长垣北部萨、葡、高油层北东向断层成因及对油田开发的作用[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1):66-70.
Si Li. Genesis of NE fault and its action to the oilfield development for Sapugao oil reservoirs in North Daqing Placanticline[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1):66-70.

(编辑 张亚雄)