

裂缝发育对超深层致密砂岩储层的改造作用 ——以塔里木盆地库车坳陷克深气田为例

王俊鹏¹,张惠良¹,张荣虎¹,杨学君²,曾庆鲁¹,陈希光¹,赵建权³

[1. 中国石油 杭州地质研究院,浙江 杭州 310023; 2. 中国石油 塔里木油田公司,新疆 库尔勒 841003;
3. 中国石油大学(北京),北京 102249]

摘要:塔里木盆地库车坳陷是“西气东输”的主力气源地之一,克深气田区白垩系巴什基奇克组是库车山前的主力产气层段,埋深超过6 000 m,储层基质渗透率低,普遍小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。裂缝发育可以显著改善储层渗透率,分析、量化裂缝发育特征,预测裂缝渗透率空间分布规律是该区天然气开发的关键问题。利用钻井取心、FMI成像、碳氧同位素年代学分析与露头区全息激光扫描裂缝建模,结合CT扫描定量分析、扫描电镜、阴极发光、激光共聚焦显微镜、高压压汞以及电子探针显微镜等实验分析方法,从静态定性到动态定量分析了裂缝发育对该区储层储集性的改造作用。克深气田构造裂缝以半充填剪切缝为主,有效开启度为0.2~1.5 mm。主要发育3期构造裂缝,不同期次裂缝受控于构造应力,以不同的排列方式分布在不同构造位置。裂缝孔隙度整体小于0.1%,但可提升储层渗透率1~3个数量级,纵向上不整合面下方150 m以内发育裂缝改造的高渗流储层。早期和中期裂缝成为致密储层成岩胶结的通道,不利于连通孔喉的保存;晚期裂缝发育伴随油气充注期,对储层基质孔喉有溶蚀扩大的改造作用;微裂缝对储层孔喉沟通具有一定的选择性及局限性,仅沟通其开度10~100倍范围内的孔喉。总之,晚期形成的裂缝网络为储层的高渗流区,是气田高产的关键。

关键词:超深层;裂缝;储层;致密砂岩;库车坳陷;塔里木盆地

中图分类号:TE121.2

文献标识码:A

Enhancement of ultra-deep tight sandstone reservoir quality by fractures: a case study of Keshen gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin

Wang Junpeng¹, Zhang Huiliang¹, Zhang Ronghu¹, Yang Xuejun², Zeng Qinglu¹, Chen Xiguang¹, Zhao Jianquan³

[1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841003, China; 3. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: Kuqa Depression in Tarim Basin is one of the major gas sources for the west-east national gas transmission project. The Lower Cretaceous Bashijiqike Formation in the Keshen gas field is the major pay zone with a burial depth exceeding 6 000 m and low matrix porosity and permeability ($< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). Fractures can tremendously improve the permeability of reservoirs. Therefore, a thorough analysis and quantitative description of fracture growth and accurate prediction of the spatial distribution pattern of fracture permeability of the Formation are critical to natural gas development in the study area. Methods including drilling and coring, FMI imaging, carbon oxygen isotopic chronological analyses, fracture modeling through holographic laser scanning of outcrop were combined with experimental analysis procedures such as CT scanning, SEM, cathode luminescence, laser scanning confocal microscope, high pressure mercury injection and electron microprobe to study both qualitatively and quantitatively the enhancement of reservoir properties of the Formation by fractures. The fractures in the gas field are dominated by half-filled shear fractures with an effective opening ranging between 0.1 and 1.5 nm. There are three stages of structural fractures developed in the Formation, and the fractures of each stage line up in different patterns at different structural locations under the control of structural stress. The fractures have a general porosity of less than 0.1%, but they can effectively improve the permeability of the reservoirs by 1 to 3 orders of magnitude and result in the formation of high-permeability reservoirs 150 m below the unconformity face. Fractures

收稿日期:2017-06-20;修订日期:2017-12-01。

第一作者简介:王俊鹏(1983—),男,硕士、工程师,储层地质及裂缝预测。E-mail: wangjp_hz@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05003-001, 2016ZX05015005-002)。

formed during early and middle stages served as pathways of fluids for tight reservoir diagenesis and cementation, unfavorable for the preservation of connective pores and throats. Those formed during later stage were accompanied by oil and gas charging processes and enlarged pore throats in reservoir matrix through dissolution. Micro-fractures had limited effect upon the connectivity of pores and throats in the reservoirs (only effectively connecting pore-throats with aperture between 10 to 100 times). In summary, fracture network formed during the late stage is the key to high productivity of the gas field.

Key words: ultra-deep layer, fracture, reservoir, tight sandstone, Kuqa Depression, Tarim Basin

塔里木盆地库车坳陷克深气田区属背斜型气田,构造上位于库车前陆冲断带中部(图1),为我国“西气东输”的重要气源地,截至目前,探明储量超千亿方区块两个。按照目前国内外对超深层储层的定义^[1-5],埋深超过6 000 m 储层为超深层储层,研究区储层(白垩系巴什基奇克组),埋深6 000~8 000 m,属超深层储层。依据目前国内油气储层评价标准(SY/T 6285—2011),该区不含裂缝岩心实测孔隙度平均约为5.5%,不含裂缝岩心实测渗透率约为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于致密砂岩储层^[6]。同时该区高产天然气井普遍裂缝较发育,实测试井渗透率达 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对该区22口试采井产能分析表明,裂缝对气井产能贡献率大于95%,缝网发育的气井完井测试产量达 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,无裂缝发育气井的自然产量约 $1 \times 10^4 \sim 4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。裂缝发育也加剧了储层的空间非均质性,进入开发阶段,裂缝成为储层有效性评价的关键参数之一,气田区内裂缝的沟通范围,裂缝与储层基质孔喉是如何配置的等问题亟待解决。

塔里木盆地库车坳陷白垩系沉积后,主要受燕山期弱伸展、早喜马拉雅期弱构造挤压及晚喜马拉雅期强构造挤压影响,白垩系巴什基奇克组构造裂缝普遍发育。关于致密储层中裂缝的评价方法,可大致分为露头裂缝建模分析法^[6]、岩心裂缝系统描述法^[7]、地质综合统计法^[8]、物理模拟实验法^[9-10]、地震资料属

性分析法^[11-15]、岩石破裂性质分析法^[16-18]、生产动态分析法及数值模拟法^[19-23]等,单一的裂缝评价方法具有一定的局限性。因此,往往采取多方法综合分析^[24-25],且研究由定性分析转向定量表征^[26-27],但整体缺少裂缝对储层储集性能改造、储层孔喉结构改造方面的定量评价,且未见针对超深层致密砂岩储层类型的裂缝改造作用分析研究。同时研究区地震反射差,分辨率低,构造变形复杂,难以利用地震属性进行裂缝预测及分析其对储层改造的影响。本文利用碳氧同位素年代学分析、结合CT扫描定量分析、扫描电镜、阴极发光、激光共聚焦显微镜、高压压汞、电子探针显微镜等实验分析方法,定量分析了裂缝的发育期次与充填差异性,表征了裂缝与微观孔喉的配置关系,预测了裂缝高渗流区的分布。对该类储层的精细勘探及开发具有一定启示意义,同时为该类储层的裂缝改造作用评价方法及流程提供了重要参考。

1 裂缝发育特征

1.1 裂缝类型及有效开启度

按裂缝发育的力学成因,通过岩心构造裂缝观察描述,认为该区主要发育逆冲挤压背景下的剪切缝,裂缝面平直、光滑(表1),该类裂缝以高角度缝($45^\circ <$ 与

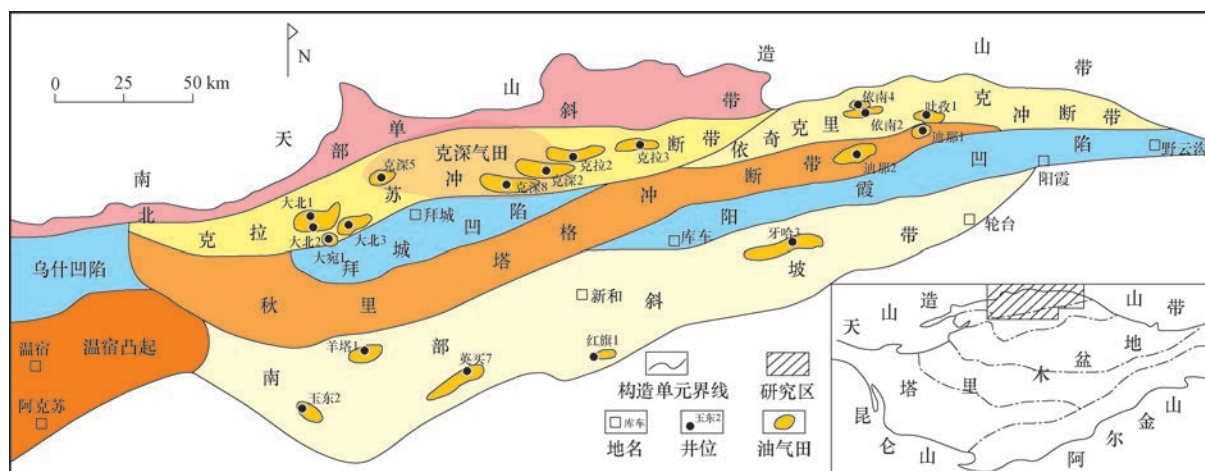


图1 塔里木盆地克深气田构造位置

Fig. 1 Tectonic location of Keshen gas field in Tarim Basin

表 1 克深气田裂缝类型及典型特征

Table 1 Types and typical characteristics of fractures in Keshen gas field

按力学成因	裂缝面特征	排列方式	倾角/(°)	裂缝线密度	有效开启度/mm	充填程度/%	裂缝主要走向	主要构造位置	主要发育期次	代表井(克深-)
		平行、雁列	>75	低	0.8~1.2	10~50	近 NS,NE,NW	高部位		506,6,206,2-2-8,2-2-4,8,8-1,8-2,801
剪切缝	平直、光滑	斜交	45~75	中	0.4~1	40~60	NE,NW	翼部	中、晚期	505,503,601,205,203,802,8-11,902,904
		网状	$\frac{45\sim75}{\leq45}$	高	0.1~0.5	80~100	无	近断裂		5,207,2-2-3,2-2-5,902
张裂缝	粗糙、分叉、间断	雁列	>75	低	0.2~1.2	60~100	近 WE	高部位	早期	501,503,602,8003,807
			>75	低	0.2~2	10~20	近 WE	高部位	晚期	201,202,8004,8-8,9

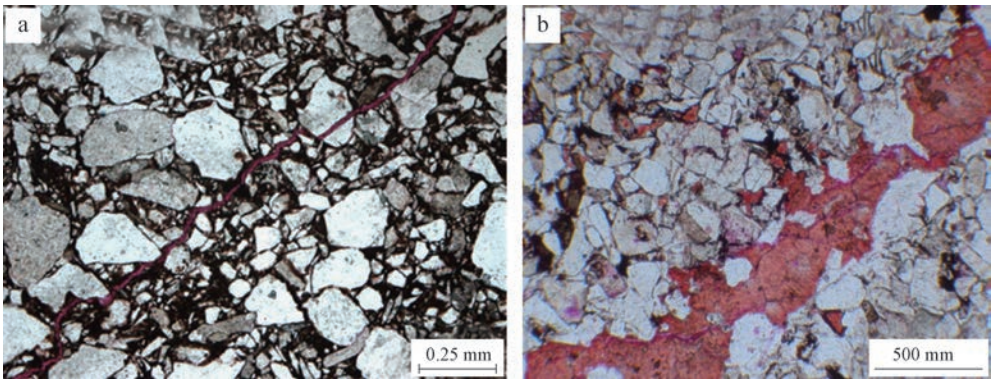


图 2 克深气田铸体薄片下的剪裂缝与张裂缝

Fig. 2 Shear and tension micro-fractures in the cast thin sections of cores from Keshen gas field

a. 克深 505,埋深 6 788.74m,剪裂缝,铸体薄片;b. 克深 501,埋深 6 514.14m,张裂缝,方解石胶结,铸体薄片

地层夹角 $\leq 75^\circ$)及直立缝(与地层夹角 $> 75^\circ$)为主,以平行、雁列及斜交形式排列,多数低角度缝(与地层夹角 $\leq 45^\circ$)以斜交形式排列,可见裂缝交叉排列成网状的裂缝段,该类裂缝密度较高,以克深 207、克深 2-2-3 等井最为典型;铸体薄片下可见到剪性微裂缝,裂缝面平直,且裂缝断穿骨架颗粒(图 2)。其次为构造张裂缝,裂缝面粗糙,见分叉、间断(表 1),主要以直立缝为主(与地层夹角 $> 75^\circ$),该类裂缝整体密度较低,以克深 501、克深 8003、克深 8-8 最为典型;铸体薄片下张性微裂缝,裂缝面粗糙,裂缝绕骨架颗粒而过,多见胶结充填物(图 2)。

井下大尺度裂缝及密集裂缝网络带难以通过测井方法或完整取心来准确定量表征其裂缝开度,在此不做考虑。岩心裂缝开度存在减压膨胀的影响,但直接测量裂缝在井下的真实开度存在困难,因此岩心观察及 CT 扫描选取完整岩心上发育的裂缝,且筛除取心后应力释放产生的新裂缝。观察表明,克深气田岩心构造裂缝开启度一般小于 1 mm,为进一步定量分析岩心裂缝有效开启度,系统选取克深气田岩心 112 块,总长 20.21 m,利用微米 CT 扫描 236 条岩心构造

裂缝。整体来看,岩心裂缝有效开启度主值区间为 0.2~1 mm,占所扫描裂缝的 92.19%。以克深 503 井为例,分辨率为 9 μm ,扫描全直径岩心(约 6.5 cm),截面图显示裂缝有效开启部分为暗色条缝,裂缝充填物为亮色片状、条状物(图 3a)。在选区取样后(样品直径 2.5 cm),采取 0.9 μm 扫描精度,CT 定量分析及统计表明,裂缝张开空间被充填物分割,呈片状不均匀连通(图 3b),裂缝内部空间沟通良好(图 3c),有效开启度介于 0.2~1.5 mm,主值分布区间为 0.2~0.6 mm(图 3d)。

1.2 裂缝空间分布及充填特征

裂缝空间分布与构造位置具有较强相关性(表 1)。结合 FMI 成像裂缝解释成果及岩心裂缝统计,平面上,直立、高角度裂缝以平行、雁列方式排列,多分布于背斜高部位,克深 8 区块、克深 9 区块多数井位于构造长轴高部位,因此高倾角裂缝比例相对更大(图 4)。背斜长轴高部位裂缝主要走向多与背斜长轴平行(图 5),克深 6 区块、克深 2 区块、克深 8 区块及克深 9 区块背斜长轴高部位裂缝主要走向均以近 SE

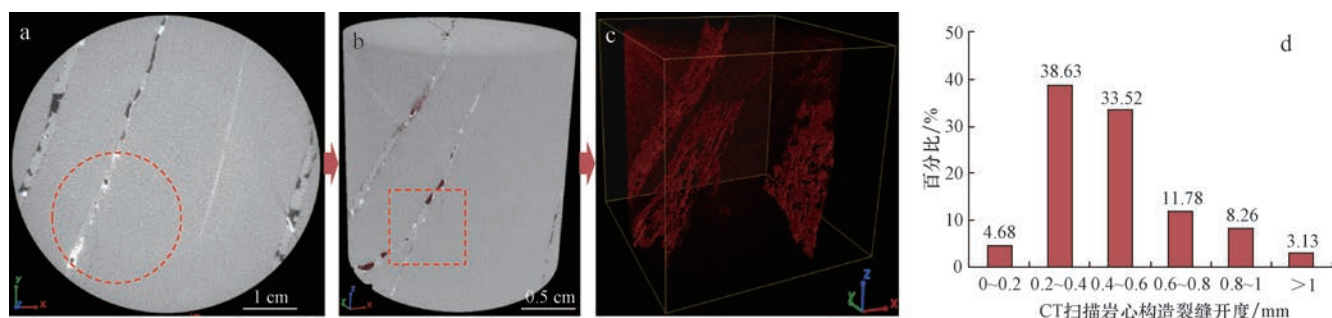


图3 岩心构造裂缝CT扫描与定量评价(克深503井,埋深6901.21 m)

Fig. 3 CT scanning and quantitative evaluation of structural fractures in cores (Keshen 503 well, 6901.21 m)

a. 全直径岩心CT扫描横截面,分辨率为 $9\mu\text{m}$,图a红圈部分为选定取样区;b. 2.5 cm取样CT扫描,红色框部分为定量分析区;c. 定量分析分析区裂缝、孔喉3D分布,红色为孔隙、白色为喉道;d. 全直径岩心CT扫描构造裂缝有效开度分布

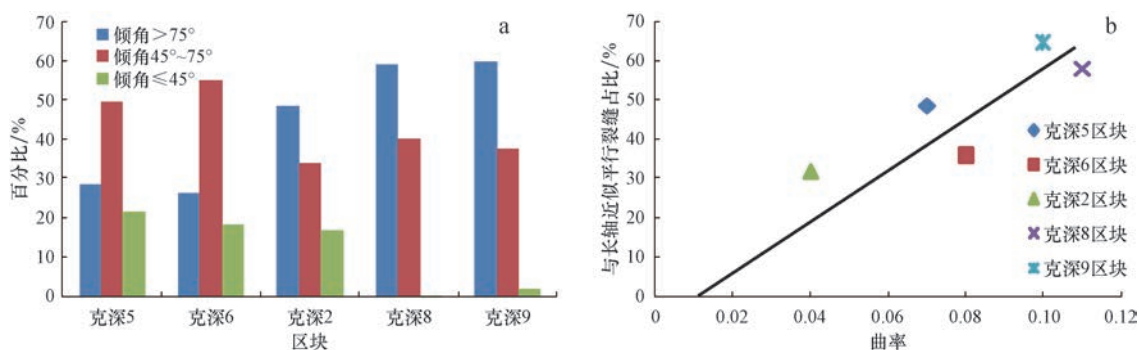


图4 克深气田各区块裂缝倾角分布(a)及构造长轴近似平行裂缝百分比与曲率关系(b)

Fig. 4 Dip distribution of fractures (a) and percentage of fractures approximately paralleling to structure long axis vs. structure curvature for different blocks in Keshen gas field

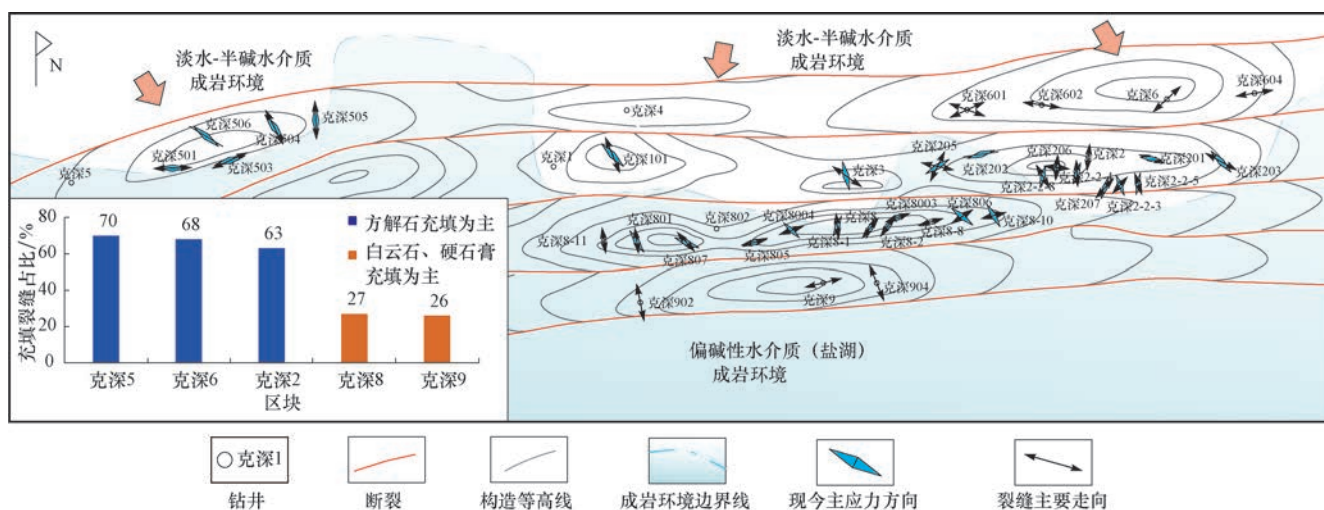


图5 克深气田裂缝主要走向、现今应力分布与充填特征

Fig. 5 Distribution of main strikes, present stress and filling characteristics of fractures in Keshen gas field

向为主,克深5区块背斜长轴高部位裂缝主要走向以NE向为主,纵向上该类裂缝贯穿地层更厚,主要分布于巴什基奇克组上部地层,线密度低,开度相对较大(0.2~2 mm),裂缝面粗糙,充填物不均匀,反

映了典型张裂缝性质;主要受挤压环境下的张性应变控制,与气田区内各区块构造曲率具有较好的相关性(图4)。另外,该部位亦发育近NS,NE和NW向剪切缝,开度较大(0.8~1.2 mm),反映了挤压环

境下强剪切应变特征;且多与现今应力交角较小,裂缝有效性更高。该类裂缝发育与其顶部不整合面紧密相关,裂缝多呈雁列式排列,间断向下延伸、减少,沟通了不整合面下方约150 m厚的地层,利于天然气在储层层间渗流。

斜交排列裂缝密度中等平面上多分布于背斜翼部,纵向上多分布于巴什基奇克组中下部,开度为0.4~1 mm,裂缝主要走向以NE、NW向为主,反映了挤压环境下多期剪切应变特征。网状排列裂缝平面上多分布于断裂附近,裂缝密度高,开度小,纵向上多分布于巴什基奇克组下部,亦反映了挤压变形过程中,地层剪应力的叠加释放及断裂发育的影响作用。

一般来说,裂缝走向与水平最大主应力平行,裂缝面正应力最小,利于其保持开启,成为流体渗流的通道;而裂缝走向与水平最大主应力垂直,裂缝面正应力最大,则裂缝易被关闭,不利于流体渗流。诱导裂缝为钻井完成后现今应力释放形成,因此依据FMI成像上诱导缝的分布位置及岩石破裂准则,可反推出克深气田区现今水平主应力方向(图5)。现今水平主应力与裂缝走向交角越大,裂缝面所受正应力越大,裂缝地下有效开启度将降低;反之,将有利于裂缝的有效开启。从平面来看,背斜高部位裂缝主要走向与现今主应力交角较小,一般为 $10^{\circ}\sim 30^{\circ}$,背斜翼部裂缝主要走向与现今主应力交角相对较大,一般大于 45° 。

裂缝充填方面,研究区构造裂缝以半充填为主,各区块间充填裂缝所占比例有所不同。北部区块整体裂缝充填程度相对较高,充填裂缝占比约65%,具体来说克深5区块为70%,克深6区块为68%,克深2区块为63%,相比之下,克深8区块充填裂缝占比约27%,克深9区块充填裂缝占比约26%(图5)。充填物类型主要为方解石及白云石,平面上,北部克深5区块、克深6区块及克深2区块大部分井的岩心裂缝充填物主要为方解石,而南部克深8区块、克深9区块岩心裂缝充填物主要为白云石及硬石膏(图5)。克深气田巴什基奇克组为辫状河(扇)三角洲沉积环境,为山前物源,淡水搬运入宽浅湖的沉积背景。前人研究表明,克深气田北部为淡水-半碱水介质成岩环境,南部为偏碱性水介质(盐湖)成岩环境,综合克深气田各井岩心裂缝充填物类型统计结果及沉积微相平面分布,厘定该区裂缝充填物分布界限及成岩环境边界线(图5)。整体来看,克深5区块以南,克深1井区以南,克深8井区以南,克深2井区以南基本为偏碱性水介质(盐湖)成岩环境,裂缝充填物类型以白云石、硬石膏为主;其以北地区为淡水-半碱水介质成岩环境,

裂缝充填物类型以方解石为主。

利用全息激光扫描技术对索罕村露头区进行扫描,建立露头区裂缝数字化模型剖面(图6)。具体分析各砂体内部、砂体间裂缝发育特征,建模区地层为巴什基奇克组第三段(K_1bs^3),为扇三角洲沉积。露头区单砂体厚度约1~4 m,横向展布宽度大,主砂体宽/厚比大于27.7,一般为40~80,泥质夹层分布零散,层厚一般小于0.8 m,横向展布不大。对比砂体分布,根据裂缝发育位置,露头区裂缝发育两种类型:层内裂缝与层间裂缝(图6c,d),均为挤压构造背景下的剪切裂缝性质。层内裂缝主要发育于薄层砂体层内,砂体厚度一般小于1 m,该类裂缝线密度较高,约1.5~3条/m,裂缝间距为0.2~0.5 m,主值长度为0.5~0.8 m(图6),为层内渗流的主要通道。层间裂缝多贯穿3~4层单砂体,整体裂缝线密度较低,约1条/m,裂缝间距较大,约1~3 m,主值长度1.5~5 m(图6),有效沟通单砂体,为层间渗流的主要通道。

2 裂缝对致密储层储集物性的改造

2.1 裂缝孔隙度及渗透率的测定

裂缝孔隙度的测定主要利用FMI成像裂缝解释成果——裂缝视面积法、CT扫描定量分析及氮气实验实测3类方法。裂缝渗透率主要通过CT扫描定量计算裂缝渗透率、含裂缝岩心实测裂缝渗透率和完井实测井下裂缝发育段渗透率。研究区有2口井下实测裂缝渗透率数据,其余完井实测裂缝渗透率数据为井口实测折算。

2.2 提升致密储层孔隙度

超深层致密砂岩储层裂缝发育对储层基质孔隙度的提升非常有限。从FMI成像裂缝视孔隙度及CT扫描定量计算的裂缝孔隙度数据来看(图7),裂缝孔隙度小于0.1%。在整个气田区域,上部地层受挤压弯曲拉张变形,拉张缝占比大,裂缝开度大,同时裂缝充填物受上部不整合面流体淋滤溶蚀改造,使不整合面下方150 m以内裂缝孔隙度整体较高,主值区间为0.003%~0.04%;不整合面150 m以深,流体淋滤溶蚀改造作用减弱,同时挤压弯曲变形中,多发育网状、斜交裂缝,且开度较小,因此不整合面150 m以深裂缝孔隙度小于0.02%。从岩心裂缝CT扫描数据来看,裂缝孔隙度对储层整体孔隙度的整体提升是有限的,裂缝孔隙度 $\leq 0.1\%$,占比为60.87%。

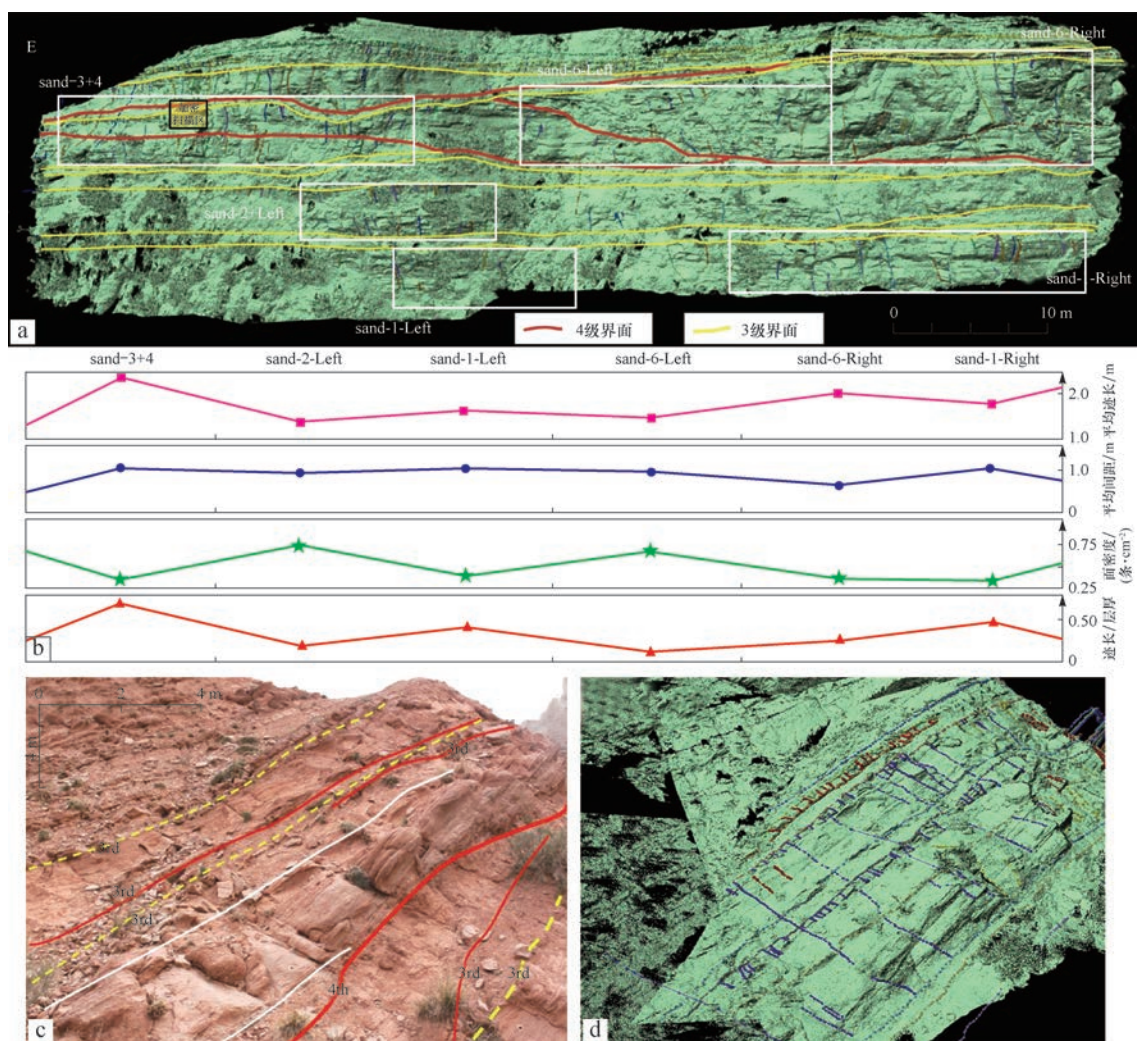


图 6 克深气田索罕村露头区全息激光扫描裂缝建模实测剖面

Fig. 6 Holographic laser scanning of fractures in Sohan Village outcrop, Keshen gas field

a. 露头区全息激光扫描剖面及砂体分布; b. 各砂体中裂缝参数及展布; c. 加密扫描区实测砂体分布; d. 加密扫描区全息激光扫描剖面

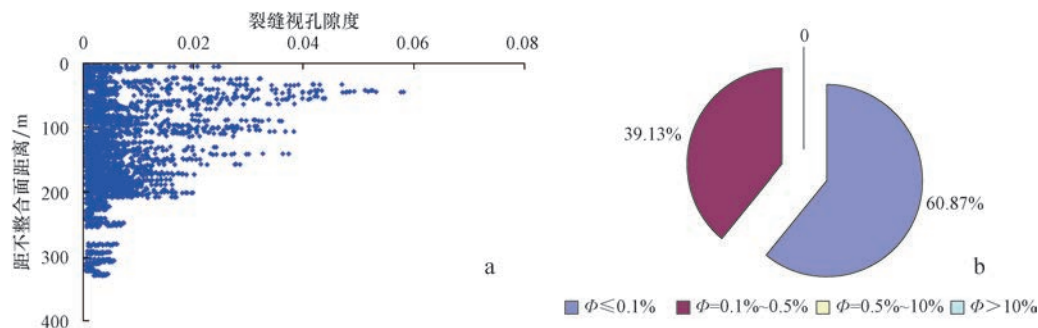


图 7 克深气田井下裂缝孔隙度分布及占比

Fig. 7 Distribution of fracture porosity and its proportion in total porosity of subsurface reservoirs in Keshen gas field

a. FMI 成像裂缝孔隙度与不整合距离; b. CT 扫描不同裂缝孔隙度占比

2.3 改善致密储层渗透率

对于超深层致密砂岩储层而言,裂缝发育可显著改善其渗透率。通过实测对比含裂缝岩心及不含裂缝

岩心渗透率、CT 扫描全直径岩心构造裂缝渗透率、完井测试实测井下裂缝渗透率及试采资料分析,发现裂缝发育可有效提升储层渗透率 1~3 个数量级(图 8),研究区储层基质渗透率主要为 $0.01 \times 10^{-32} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,

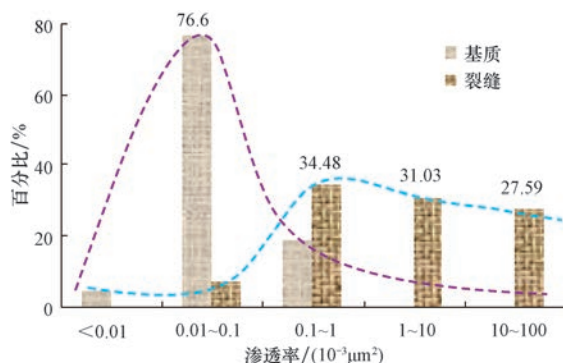


图8 克深气田储层裂缝渗透率与基质渗透率百分比

Fig. 8 Percentages of fracture permeability and matrix permeability of reservoirs in Keshen gas field

约占76.6%,实测储层裂缝渗透率普遍介于 $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中实测基质渗透率数据351个,裂缝渗透率数据29个。

以克深201井、克深202井及克深8井为例,无裂缝岩心实测渗透率均值为 $0.043 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,完井实测克深201井(发育裂缝网络)渗透率可达 $28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,克深202井岩心构造裂缝实测渗透率可达 $8.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。另外,目的层段泥岩及粉砂质泥岩多以夹层的形式出现,泥岩及粉砂质泥岩单层厚度一般小于2.5 m,而井下裂缝发育段厚度一般为5~25 m,可完全穿过此类泥质夹层。从露头裂缝建模来看,层间裂缝大量发育亦可保证砂体间的有效沟通,同时大段测试资料及钻井液漏失情况也反映了裂缝显著提高了储层整体连通性。通过岩心样品的高压压汞实验对比分析,含裂缝样品平均渗透率是不含裂缝样品平均渗透率的10~1 000倍,含裂缝样品排驱压力小、低分选、粗歪度,都反映裂缝对储层渗透率的提升明显。

3 裂缝发育期次及对储层孔喉结构的改造

研究区储层基质储集相对较小,孔隙主要为微米级,喉道为纳米级^[31],因此裂缝对致密储层孔喉结构的改造研究,主要基于铸体薄片显微镜观察、CT扫描、阴极发光显微镜观察、扫描电镜、场发射扫描及激光共聚焦显微镜观察等微观实验资料的分析。

3.1 裂缝发育期次

前人通过对克深气田露头区裂缝发育特征研究,系统论述了该区应力场演化及与裂缝发育关系^[28-30]。白垩系沉积期以来,克深地区主要经历了3期构造运动,通过古应力场分析及岩石破裂规律,系统分析了

FMI成像裂缝主要走向(图5)、岩心构造裂缝特征(裂缝面、开度、排列方式、充填程度),认为克深地区构造裂缝发育3期:早期拉张裂缝、中期剪切缝与晚期剪-张缝(图9)。同时,开展了裂缝充填物“碳氧同位素年代学分析”(通过测定充填物中C、O同位素相对含量推算对应时期古地温),数据亦表明,早期构造裂缝充填物碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)值为0.16‰,氧同位素 $\delta^{18}\text{O}$ (VPDB)值为-9.01‰,对应裂缝发育期次中的早期张裂缝。中期构造裂缝充填物碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)值为-1.1‰~-3.4‰,氧同位素 $\delta^{18}\text{O}$ (VPDB)值为-14.1‰~-16.8‰,对应早喜马拉雅期的剪切缝。气藏区内的晚期构造裂缝未见充填物。另外,利用前人关于“碳氧同位素年代学分析”古地温的计算公式 $[T = 31.9 - 5.55(\delta^{18}\text{O} - \delta^{18}\text{O}_w) + 0.7(\delta^{18}\text{O} - \delta^{18}\text{O}_w)^2]$,其中古湖水 $\delta^{18}\text{O}_w$ 为-8‰^[19],武汉地质院(1979)开展了古地温的推算,进一步印证了裂缝的发育期次。

早期拉张裂缝:白垩系巴什基奇克组—古近系库姆格列木群沉积末,受板块构造运动影响,区域整体为拉张应力环境,克深气田区总体受近南北向伸展作用^[28-30],发育了一定数量的近东西向张裂缝(图9,图10)。该类裂缝不多,发育位置主要受岩石结构及应变控制。此类裂缝发育后将成为后期岩石变形的软弱面,一些规模较大的裂缝在后期的挤压中,亦可能演化为各断块的边界断层。该期构造裂缝在克深气田整体数量不多,只在部分井区发育,但开度相对晚期裂缝较大。此时,碳、氧同位素年代学分析数据计算对应古地温为38.5℃(图11),地层埋深约1 000 m,反映了在巴什基奇克组沉积末期或深埋早期裂缝开始被充填(图9)。另外,显微镜下微裂缝观察表明充填物的成分为石英颗粒、长石颗粒,且分选、磨圆度与同期沉积物相当(图10),表明了裂缝于早期形成的成因特征;同时在后期的构造事件中,早期裂缝被多次改造,形成了局限于先期裂缝充填物范围内的后期改造裂缝(图10),此类裂缝有效性中等。

中期剪切缝:古近系苏维依组—新近系库车组沉积期末,受喜马拉雅早期构造运动影响,印度板块北向挤压效应传递,塔里木板块遭受来自南部挤压,克深气田区整体为近南北向挤压应力环境,最大有效主应力约为80 MPa左右^[28-30]。该时期水平最大主应力方向近南北向,依据库伦—莫尔岩石破裂准则推测,由于该区岩石内摩擦角约为28°,该时期可形成一定量的近NW—SE与NNE—SSW向剪切缝。另外,岩心构造裂缝特征分析及FMI成像裂缝主要走向表明,该期裂缝主要发育于背斜翼部,背斜顶部亦有分布。同时挤压

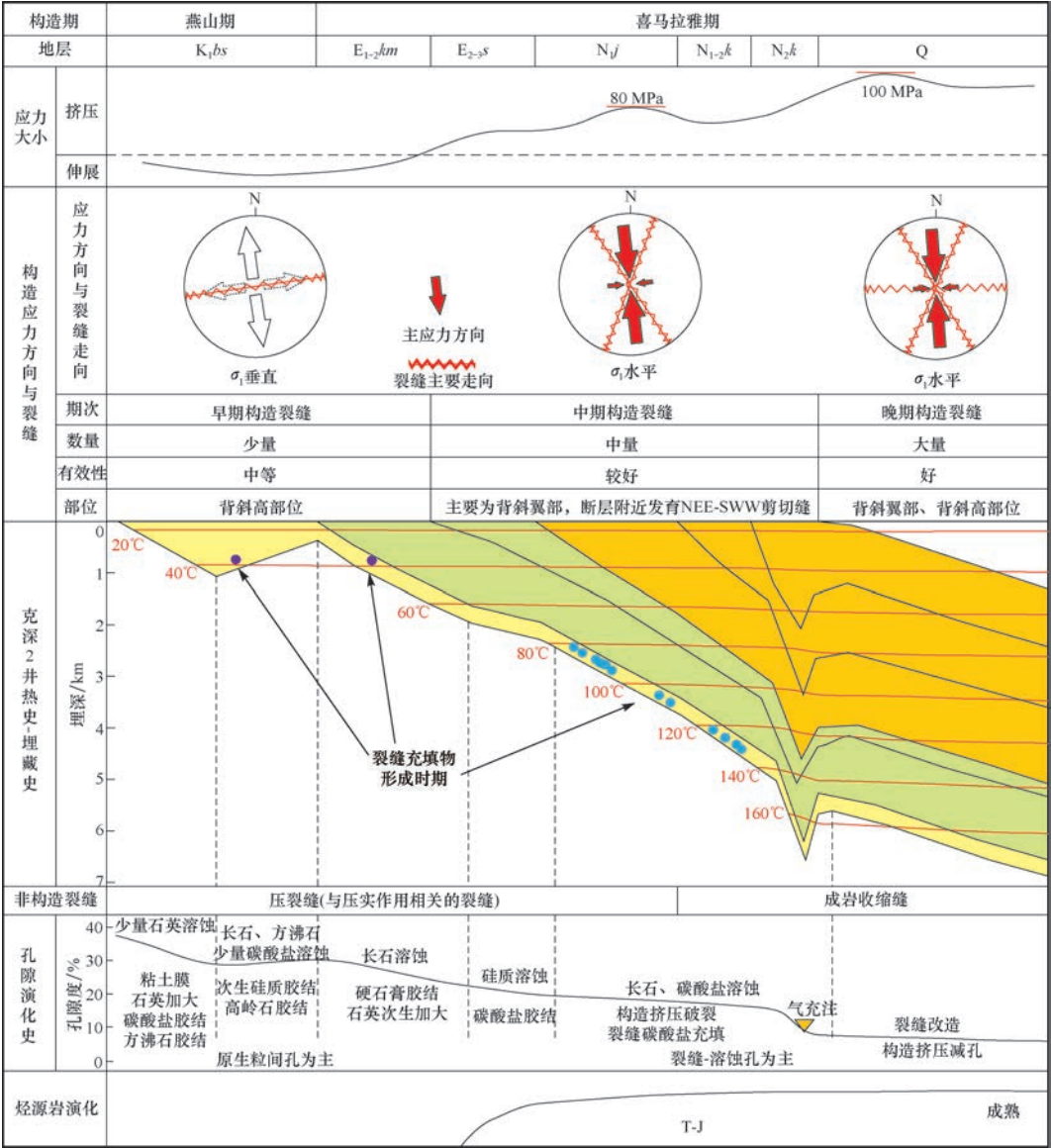


图 9 克深气田裂缝发育期次与储层演化配置关系

Fig. 9 Timing of fracture development and reservoir evolution in Keshen gas field

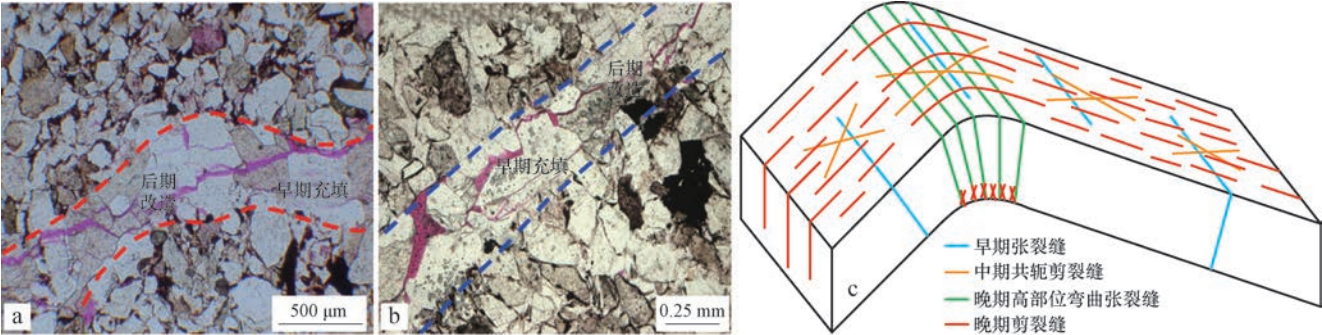


图 10 克深气田早期微裂缝及不同期次裂缝发育模式

Fig. 10 Development patterns of early-stage micro-fractures and fractures of different stages in Keshen gas field

a. 克深 501, 埋深 6 506.03 m, 铸体薄片; b. 克深 8004, 埋深 7 004.16 m, 铸体薄片; c. 裂缝分布模型

弯曲导致背斜顶部拉张破裂,形成 NEE – SWW 向张裂缝(图 10),早期裂缝在此时亦被拉张改造。在这一时

期,由于地层埋深较浅,上覆重力可能较小,从而成为最小主应力,产生少量近东西走向的低角度剪切缝。

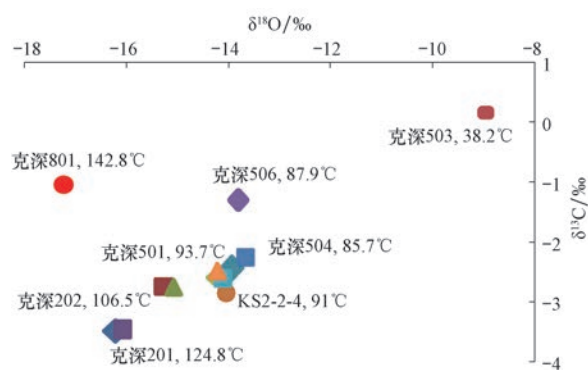


图11 克深气田岩心裂缝充填物碳、氧同位素分布及古地温指示

Fig. 11 Distribution of carbon and oxygen isotopes and paleo-temperature indication from core fracture fillings

此时,碳、氧同位素年代学分析数据计算对应古地温为85.7~124.8℃(图11),反映了裂缝形成具有一定的时间跨度,地层深埋从2 000~5 000 m(图9)。岩心裂缝观察表明,充填的碳酸盐矿物部分晶形完好,棱角突出,而部分充填矿物表面光滑、圆润,反映了碳酸盐类充填的同时,亦接受了地层流体的溶蚀改造。

晚期张-剪缝:第四系沉积时期,喜马拉雅运动晚期,印度板块俯冲挤压作用达到最大,整个库车坳陷遭受强烈挤压,最大主应力方向在克深气田区表现为近南北向,大量剪裂缝发育,区域最大主应力约为100 MPa^[28-31]。依据库伦-莫尔岩石破裂准则,由于该区岩石内摩擦角约为28°,推测主要发育剪切缝,其主要走向为NNW-SEE向(图9),发育在背斜翼部及背斜高部位。随挤压弯曲变形,背斜高部位拉张应变进一步加强,形成张裂缝,地层下部形成一定量剪裂缝(图10)。另外,断层附近发育NEE-SWW的剪切裂缝,相对数量大,有效性较好,地层下部地层挤压剪切作用进一步增强,亦形成了网状剪切裂缝。此时储层孔隙度约为12%,伴随裂缝的大量产生,天然气沿缝网快速充注后^[32](图9),储层内流体活动减弱,成岩胶结作用显著减弱,因此岩心观察该期裂缝一般未见裂缝充填物或仅见零星点状碳酸盐充填物,为气田区内有效性最好的一期裂缝。值得一提的是,天然气充注在整个气藏区内有效保护了裂缝有效性,避免了大规模的充填影响,但气水界面以下及深大断裂附近,水体依然活跃,例如克深5区块、克深6区块和克深2区块气水界面的岩心裂缝观察表明,气水界面以下岩心裂缝充填程度明显高于其上部岩心裂缝。

3.2 早-中期裂缝成为致密储层成岩胶结的通道

不是所有裂缝都对储层渗透率的提升做出了贡

献,早-中期裂缝则成为致密储层成岩胶结的通道。早期拉张性构造裂缝形成时,白垩系巴什基奇克组整体处于浅埋成岩期,埋深不到1 km,储层孔隙度约为30%(图9),裂缝开度相对较大,可作为储层新储集空间接收上部沉积物。同时流体活动频繁,伴随碳酸盐与高岭石胶结等成岩作用的影响,裂缝充填物形成(图10)。此时,裂缝充填物多为被碳酸盐类胶结的石英与岩屑颗粒形态。另外,表生溶蚀作用在一定程度上减弱了充填和胶结过程,裂缝整体对储层孔喉结构的改善有限,成岩胶结与溶蚀并存。

在喜马拉雅期的强挤压环境下,先期已经胶结成岩的裂缝充填物由于与周边岩石成岩的结构差异,更易被再次改造,形成新的裂缝(图10)。中期构造裂缝的形成伴随储层快速深埋,地层中泥质层自由水不断释放,孔隙度持续降低,碳酸盐岩胶结成岩作用进一步加强。此时裂缝网络更利于流体的成岩活动,成为碳酸盐类(主要为方解石、白云石及硬石膏)对孔喉胶结的通道。此时储层孔隙度相对较高,约为20%(图9)。阴极发光显微镜下方解石胶结物为桔黄色,普通显微镜下方解石胶结物被染成红色,微裂缝本身及其沟通的周围大量孔隙、喉道一并被碳酸盐岩胶结(图12)。值得注意的是,开度较大且距离不整合面近的裂缝,流体活跃,碳酸盐不容易沉淀或在未全充填之前进行了溶蚀改造。如克深2区块及克深8区块的构造高部位井的岩心裂缝都说明了这一点,从而在较大尺度上保留了一定的连通空间。早-中期形成的裂缝主要充当了成岩胶结通道的作用,对裂缝附近储层储集空间的保存及孔喉的连通都是不利的。

3.3 晚期裂缝的溶蚀及改造

库车组沉积末期,距今约3 Ma,伴随更大规模的构造挤压运动,储层裂缝大量形成,同时先期形成的两期裂缝被再次改造。天然气开始逐步向白垩系储层充注^[32],有机烃类沿断层与裂缝网络等优势通道运移,其携带的有机酸溶蚀了裂缝网络中的部分碳酸盐充填物,对储层基质孔喉的连通起到积极作用(图13),同时也为后期成岩溶蚀作用提供了一定通道。从镜下资料来看,晚期裂缝有两种存在形式:一为天然气充注后,挤压新形成的裂缝,该类裂缝未被充填,裂缝面干净,周边孔喉亦未被胶结充填,裂缝与孔喉沟通较好;二为早期裂缝改造后形成的新裂缝,该类裂缝裂缝面粗糙,见充填物溶蚀残余,同时微裂缝与周边孔喉沟通良好,可见粒缘微缝,随有机烃充注,沿微缝亦发生溶蚀(图13)。

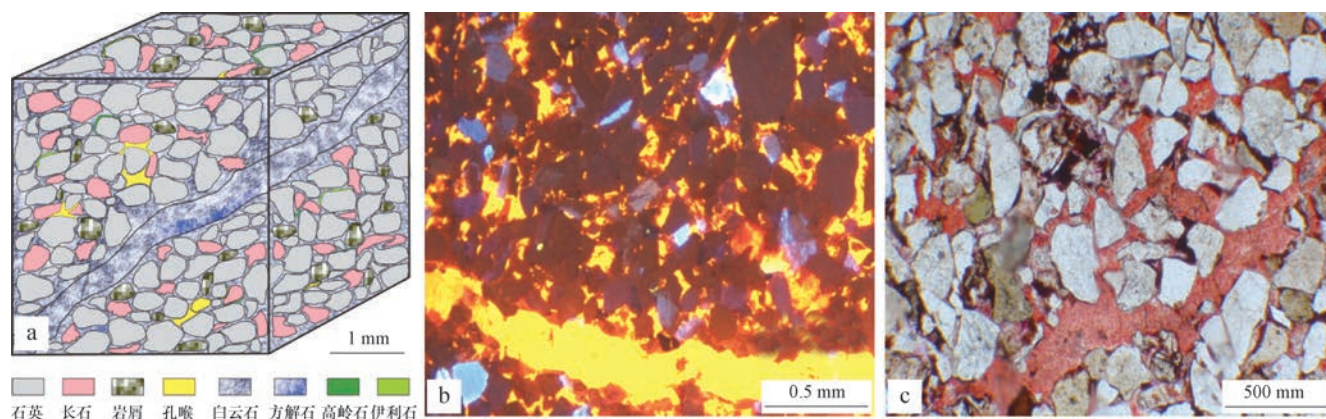


图 12 克深气田早期裂缝与储层孔喉结构配置示意图及镜下早期微裂缝与基质孔喉沟通形态

Fig. 12 Schematic diagram showing configuration of early-stage micro-fracture and pore-throat configurations and the patterns of early-stage fractures connecting matrix pore throats under microscope

a. 裂缝与储层孔喉结构配置示意图; b. 克深 202 井, 埋深 6 766.16 m, 阴极发光; c. 克深 501 井, 埋深 6 364.65 m, 铸体薄片

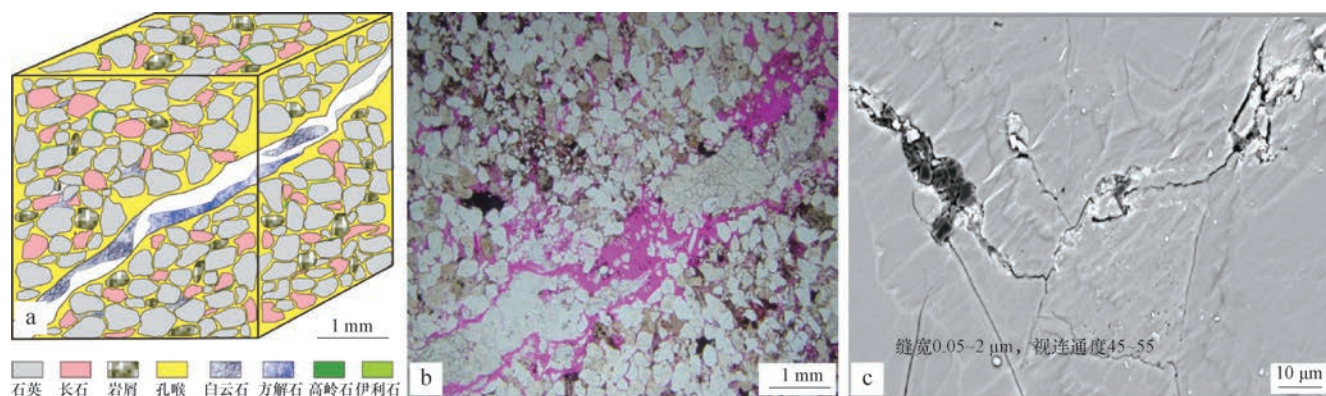


图 13 克深气田中、晚期裂缝与储层孔喉结构配置示意图及镜下中、晚期微裂缝与基质孔喉沟通形态

Fig. 13 Schematic diagram showing configuration of late- or middle-stage micro-fracture and pore-throat configurations and the patterns of late- or middle-stage fractures connecting matrix pore throats under microscope

a. 裂缝与储层孔喉结构配置示意图; b. 克深 501 井, 埋深 6 360.16 m, 铸体薄片; c. 克深 207 井, 埋深 6 801.74 m, 场发射扫描电镜

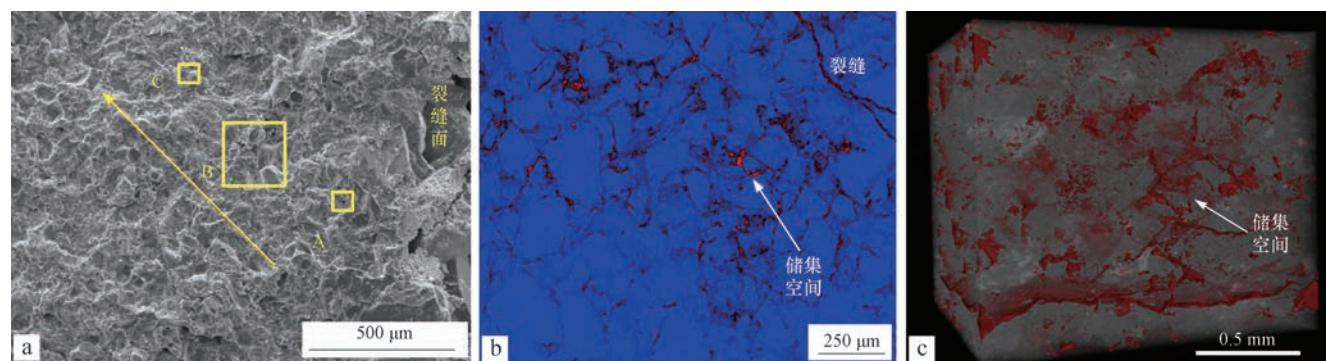


图 14 克深气田储层微裂缝对基质孔喉沟通范围镜下观察照片

Fig. 14 Microscopic observation of the range of matrix pore throats connected by micro-fractures in reservoirs of Keshen gas field

a. 克深 504 井, 埋深 6 360.15 m, 扫描电镜; b. 克深 501 井, 埋深 6 513.17 m, 激光共聚焦; c. 克深 8 井, 埋深 6 761.3 m, CT 扫描, 分辨率 0.9 μm

3.4 微裂缝对孔喉沟通具有选择性及局限性

尽管中、晚期裂缝的发育有利于储层的溶蚀改造及孔喉连通,但这种沟通作用具有一定选择性及局限性。镜下资料观察表明,微裂缝可有效连通裂缝周围

孔喉,但有效沟通距离约为微裂缝开度的 20 ~ 100 倍范围,在微裂缝周围呈聚团聚带分布(图 14),随着距离微裂缝的距离加大,显孔明显减少。同时,镜下微观观察表明,在微裂缝沟通的孔喉范围内,流体活动的溶蚀改造作用具有一定选择性,在岩石的差异矿物之间

(一般为石英颗粒及长石颗粒)矿物更易被溶蚀,从而产生新的连通喉道。

总之,克深气田目的层埋深大,成岩作用强,不同期次发育的裂缝对储层的影响及改造是不同的。早-中期裂缝发育密度不大,但成岩胶结沿小开度的裂缝网络发展,不利于储层孔喉的保存和连通;而晚期裂缝的发育及天然气的充注对储层孔隙空间保存、喉道的连通都起到了关键的改造作用。但对于气水界面附近裂缝而言,因沟通了底水,则不利于天然气的效益开采。因此,晚期裂缝的发育区将是滚动勘探的潜力区,同时也应看到,镜下观察到的微裂缝对储层孔喉的沟通具有一定的范围,因此这对于该类气藏的开发亦具有一定启示意义。

4 结论

1) 克深气田构造裂缝以半充填剪切缝为主,有效开启度为0.2~1.5 mm;平行、雁列排列裂缝主要分布于构造高部位,整体开度较大,贯穿地层厚,有效性好,纵向上主要分布中上部地层;斜交排列裂缝主要分布于构造翼部,开度中等,纵向上主要分布于中下部地层;网状排列裂缝平面多分布于断裂附近,裂缝密度高,开度小,纵向上多分布于下部地层;平面上,受沉积、成岩环境控制,裂缝充填物呈现北部方解石为主,南部白云石、硬石膏为主特征。

2) 超深层致密砂岩储层裂缝能有效沟通单砂体,裂缝孔隙度小于0.1%,提升储层渗透率1~3个数量级,成为气井高产的关键因素;晚期发育的微裂缝可有效连通裂缝周围孔喉,有效沟通范围约为裂缝开度的10~100倍,但对储层孔喉沟通具有一定的选择性及局限性。

3) 克深气田主要发育3期构造裂缝:早期张裂缝、中期剪切缝、晚期张-剪缝;早-中期裂缝成为致密储层成岩胶结的通道,裂缝周围基质孔喉被胶结,不利于基质孔喉保存;晚期张-剪裂缝在气藏区内有效开启度好,未见明显充填,同时伴随油气充注期,对储层孔隙空间保存、喉道的连通都起到了关键的改造作用。

参 考 文 献

- [1] 牛嘉玉,王玉满,淮汉生. 中国东部老油田区深层油气勘探潜力分析[J]. 中国石油勘探,2004,9(1):33-40.
Niu Jiayu, Wang Yuman, Jiao Hansheng. The analyses of petroleum exploration potential of the old oilfield in east China[J]. China Petroleum Exploration, 2004, 9(1): 33-40.
- [2] 李武广,杨胜来,孙晓旭,等. 超深油气藏储层岩孔隙度垂向变化

研究[J]. 特种油气藏,2011,18(5):83-85.

Li Wuguang, Yang Shenglai, Sun Xiaoxu, et al. Study of change in length wise of sandstone reservoir of Ultra-deep oil-gas reservoir[J]. Special Oil-Gas Reservoir, 2011, 18(5): 83-85.

- [3] 姜辉,樊生利,赵应权,等. 超深层致密砂岩储层致密初始期的厘定——以中东鲁卜哈里盆地为例[J]. 石油实验地质,2016,38(2):219-223.
Jiang Hui, Fan Shengli, Zhao Yingquan, et al. Initial porosity reduction phase of ultra-deep tight sandstone reservoirs: A case study of the Rub' Al Khali Basin in the Middle East[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2): 219-223.
- [4] 何治亮,张军涛,丁茜,等. 深层-超深层优质碳酸盐岩储层形成控制因素[J]. 石油与天然气地质,2017,38(4):633-644,763.
He Zhiliang, Zhang Juntao, Ding Qian, et al. Factors controlling the formation of high-quality deep to ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 633-644, 763.
- [5] 贾承造,庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. 石油学报,2015,36(12):1457-1469.
Jia Chengzao, Pang Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [6] 刘春,张荣虎,张惠良,等. 塔里木盆地库车前陆冲断带不同构造样式裂缝发育规律:证据来自野外构造裂缝露头观测[J]. 天然气地球科学,2017,28(1):52-61.
Liu Chun, Zhang Ronghu, Zhang Huiliang, et al. Fracture development of different structural styles in Kuqa foreland thrust belt: From outcrop observation of structural fracture[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1): 52-61.
- [7] 周林,陈波,凡睿,等. 川北地区须四段致密砂岩储层特征及成岩演化[J]. 石油与天然气地质,2017,38(3):543-550,560.
Zhou Lin, Chen Bo, Fan Rui, et al. Characteristics and diagenesis of tight sandstone reservoirs in the 4th member of Xujiahe Formation, northern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 543-550, 560.
- [8] Laubach S E, Olson J E, Gross, M R. Mechanical and fracture stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1413-1426.
- [9] Lander R H, Laubach S E. Insights into rates of fracture growth and sealing from a model for quartz cementation in fractured sandstones[J]. AAPG Bulletin, 2014, doi:10.1130/B31092.1.
- [10] 杨建,康毅力,王业众,等. 裂缝性致密砂岩储层气体传质实验[J]. 天然气工业,2010,30(10):39-41.
Yang Jian, Kang Yili, Wang Yezhong, et al. An experimental study of gas mass-transfer for fractured tight sand gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 39-41.
- [11] 杨克明,张虹. 地震三维三分量技术在致密砂岩裂缝预测中的应用——以川西新场气田为例[J]. 石油与天然气地质,2008,29(5):683-689.
Yang Keming, Zhang Hong. Application of 3D-3C seismic technique to the prediction of fractures in tight sandstone—an example from Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 683-689.
- [12] 卢颖忠,黄智辉,管志宁,等. 储层裂缝特征测井解释方法综述[J]. 地质科技情报,1998,17(1):85-90.
Lu Yingzhong, Huang Zhihui, Guan Zhining, et al. Summary of the methods of well logging interpretation on the fracture features of reser-

- voirs[J]. Geological Science and Technology Information, 1998, 17(1): 85-90.
- [13] 尹志军, 黄述旺, 陈崇河. 用三维地震资料预测裂缝[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 78-80.
- Yin Zhijun, Huang Xiuwang, Chen Chonghe. Fracture determination by means of 3-dimensional seismic data[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(1): 78-80.
- [14] 周灿灿, 杨春顶. 砂岩裂缝的成因及其常规测井资料综合识别技术研究[J]. 石油地球物理勘探, 2003, 38(4): 425-430.
- Zhou Cancan, Yang Chunding. Contributing factor of sandstone fracture and its integrated identifying technology for regular logging data[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2003, 38(4): 425-430.
- [15] Aguilera R. Naturally fractured reservoirs(2nd edition)[M]. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1995: 211-268.
- [16] Olson J E, Laubach S E, Lander R H. Natural fracture characterization in tight gas sandstones; Integrating mechanics and diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1535-1549.
- [17] 戴俊生, 汪必峰, 马占荣. 脆性低渗透砂岩破裂准则研究[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(4): 393-395.
- Dai Junsheng, Wang Bifeng, Ma Zhanrong. Research on cracking principles of brittle low-permeability sands[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(4): 393-395.
- [18] 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 sands reservoir[M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [19] Wang W, Zheng D, Sheng G, et al. A review of stimulated reservoir volume characterization for multiple fractured horizontal well in unconventional reservoirs[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2017, 1(1): 54-63, doi:10.26804/ager.2017.01.05.
- [20] William R, Jamison. Quantitative evaluation of fractures on Monksbood anticline, a detachment fold in the footwalls of western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(7): 1110-1132.
- [21] 商琳, 戴俊生, 贾开富, 等. 碳酸盐岩潜山不同级别构造裂缝分布规律数值模拟—以渤海湾盆地富台油田为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1260-1267.
- Shang Lin, Dai Junsheng, Jia Kaifu, et al. Numerical simulation for the distribution of different levels of tectonic fractures in carbonate buried hills; Taking Futai Oilfield in Bohai Bay Basin as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1260-1267.
- [22] 邹华耀, 赵春明, 尹志军, 等. 渤海湾盆地新太古代结晶岩潜山裂缝发育的露头模型[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 879-885.
- Zou Huayao, Zhao Chunming, Yin Zhijun, et al. Fracture-occurring outcrop model in Neoproterozoic crystalline rock-buried hill, Bohai Bay Basin, north China[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 879-885.
- [23] 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): 1-17.
- Ding Zhongyi, Qian Xianglin, Huo Hong, et al. A new method for quantitative prediction of tectonic fractures—two-factor method[J]. Oil & Gas Geology, 1998, 19(1): 1-17.
- [24] 袁静, 曹宇, 李际, 等. 库车坳陷迪那气田古近系裂缝发育的多样性与差异性[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 840-850.
- Yuan Jing, Cao Yu, Li Ji, et al. Diversities and disparities of fracture systems in the Paleogene in DN gas field, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 840-850.
- [25] 刘春, 张荣虎, 张惠良, 等. 库车前陆冲断带多尺度裂缝成因及其储集意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 469-478.
- Liu Chun, Zhang Ronghu, Zhang Huiliang, et al. Genesis and reservoir significance of multi-scale natural fractures in Kuqa foreland thrust belt, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 469-478.
- [26] 王俊鹏, 张荣虎, 赵继龙, 等. 超深层致密砂岩储层裂缝定量评价及预测研究——以塔里木盆地克深气田为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(11): 1735-1745.
- Wang Junpeng, Zhang Ronghu, Zhao Jilong, et al. Characteristics and evaluation of fractures in ultra-deep tight sandstone reservoir; taking keshen gasfield in Tarim Basin, NW China as an Example[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(11): 1735-1745.
- [27] 丁文龙, 王兴华, 胡秋嘉, 等. 致密砂岩储层裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 2015, 30(7): 737-750.
- Ding Wenlong, Wang Xinghua, Hu Qiujia, et al. Progress in tight sandstone reservoir fractures research. advances in earth science, 2015, 30(7): 737-750.
- [28] 曾联波, 谭成轩, 张明利. 塔里木盆地库车坳陷中新生代构造应力场及其油气运聚效应[J]. 中国科学 D 辑(地球科学), 2004, 34(增刊 I): 98-106.
- Zeng Lianbo, Tan Chengxuan, Zhang Mingli. Tectonic stress field and its effect on hydrocarbon migration and accumulation in Mesozoic and Cenozoic in Kuqa depression, Tarim basin[J]. Science in China: Series D Earth Sciences, 2004, 34(Suppl I): 98-106.
- [29] 张仲培, 王清晨. 库车坳陷节理和剪切破裂发育特征及其对区域应力场转换的指示[J]. 中国科学 D 辑(地球科学), 2004, 34(增刊 I): 63-73.
- Zhang Zhongpei, Wang Qingchen. Development of joints and shear fractures in Kuqa depression and its implication to regional stress field switching[J]. Science in China (Series D), 2004, 34(Suppl. I): 63-73.
- [30] 张明利, 谭成轩, 汤良杰, 等. 塔里木盆地库车坳陷中新生代构造应力场分析[J]. 地球学报, 2004, 25(6): 615-619.
- Zhang Mingli, Tan Chengxuan, Tang Liangjie, et al. An analysis of the Mesozoic-Cenozoic tectonic stress field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2004, 25(6): 615-619.
- [31] 张惠良, 张荣虎, 杨海军, 等. 构造裂缝发育型砂岩储层定量评价方法及应用——以库车前陆盆地白垩系为例[J]. 岩石学报, 2012, 28(3): 827-835.
- Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, Yang Haijun, et al. Quantitative evaluation methods and applications of tectonic fracture developed sand reservoir; A Cretaceous example from Kuqa foreland basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2012, 28(3): 827-835.
- [32] 卓勤功, 李勇, 宋岩, 等. 塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带古今系膏盐岩盖层演化与圈闭有效性[J]. 石油实验地质, 2013, 35(1): 42-47.
- Zhuo Qingong, Li Yong, Song Yan, et al. Evolution of Paleogene saline deposits and effectiveness of traps in Kelasu tectonic zone, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 42-47.