

# 深层致密砂砾岩储层构造裂缝分布规律与有效性评价 ——以库车坳陷KT1气藏亚格列木组为例

何巧林<sup>1,2</sup>, 王珂<sup>3</sup>, 胡春雷<sup>1,2</sup>, 王俊鹏<sup>3</sup>, 邓建忠<sup>1,2</sup>,  
张知源<sup>3</sup>, 孙金佳杰<sup>1,2</sup>, 黄箐璇<sup>3</sup>, 刘渊<sup>1,2</sup>

1 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院; 2 中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏  
勘探开发技术研发中心; 3 中国石油杭州地质研究院

**摘要** 构造裂缝是库车坳陷KT1气藏白垩系亚格列木组深层致密砂砾岩储层获得高产天然气的重要条件,开展构造裂缝分布规律与有效性研究,有助于亚格列木组的有利储层预测。综合岩心和成像测井资料,对KT1气藏亚格列木组的构造裂缝特征进行了描述,并采用有限元方法对构造裂缝的分布规律进行了半定量预测,从时间有效性和空间有效性两个方面对构造裂缝的有效性进行了评价,最后开展了水平应力不变、上覆岩层重力载荷依次增加条件下的构造裂缝数值模拟。结果表明:①KT1气藏亚格列木组砂砾岩储层发育张性裂缝和剪切裂缝,以中—高角度为主,优势走向为NW—SE向,与NNW向的区域最大古构造应力方位有较好的对应关系。②KT1气藏亚格列木组至少发育2期裂缝:第1期裂缝为无效裂缝,形成于新近系康村组沉积期之前;第2期裂缝为有效裂缝,形成于上新世库车组沉积期—第四纪(5 Ma至今),该期裂缝与天然气充注具有良好的匹配关系,是天然气大规模充注成藏的重要条件。③裂缝空间有效性主要受控于裂缝的密度和开度。KT1气藏背斜高部位裂缝密度相对翼部较低,但裂缝开度大,裂缝渗透率显著高于翼部。这是位于翼部的KT204井裂缝密度最大、但产气量最低的重要原因。④数值模拟结果表明:在一定深度范围内,随储层埋深增大,构造裂缝密度降低,但开度与渗透率显著增大、有效性显著变好,更有利于天然气在储层中的高效渗流。

**关键词** 深层; 致密砂砾岩储层; 构造裂缝; 数值模拟; 裂缝有效性; 亚格列木组; 库车坳陷

**中图分类号**: TE122.2 **文献标识码**: A

**引用**: 何巧林, 王珂, 胡春雷, 等. 深层致密砂砾岩储层构造裂缝分布规律与有效性评价: 以库车坳陷KT1气藏亚格列木组为例[J]. 海相油气地质, 2024, 29(4): 437-447.

HE Qiaolin, WANG Ke, HU Chunlei, et al. Distribution regularity and effectiveness evaluation of structural fractures in deep tight glutenite reservoir: a case study of KT-1 gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(4): 437-447.

## 0 前言

在深层低孔致密碎屑岩储层中,构造裂缝通常是改善储层渗流能力的关键地质因素,系统开展构造裂缝的分布规律与有效性研究,对储层甜点预测和井位部署具有重要意义<sup>[1-2]</sup>。砂砾岩储层是近年来在中国西部盆地获得油气勘探突破的重要储层类型,特别是准噶尔盆地玛湖大型砾岩油田的发现,揭示了该类储层巨大的勘探潜力<sup>[3]</sup>。玛湖地区砾岩储层属于典型的致密砾岩储层,平均孔隙度为

8.79%,平均渗透率为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,微观尺度裂缝发育,但宏观尺度的构造裂缝发育程度较差<sup>[4-5]</sup>。2022年,塔里木盆地库车坳陷的KT1井在白垩系亚格列木组厚层砂砾岩储层中获日产 $52.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产工业气流,标志着发现了KT1气藏,拉开了又一个万亿方级大气区的序幕<sup>[6]</sup>。与玛湖砾岩油田不同的是,亚格列木组砂砾岩储层基质物性更差,多尺度构造裂缝的大量发育是获得天然气高产的必要条件。针对库车坳陷的构造裂缝,前人已开展过大量研究工作。对于构造裂缝分布预测,一般采用

收稿日期: 2024-06-19; 改回日期: 2024-08-16

本文受中国石油天然气股份有限公司基础性前瞻性课题“叠合盆地中下组合油气成藏与保持机制研究”(编号:2023ZZ02),国家自然科学基金企业创新发展联合基金集成项目“环青藏高原原山体系动力学与天然气富集机理”(编号:U22B600002)联合资助

**第一作者**: 何巧林, 硕士, 高级工程师, 主要从事沉积储层方面的研究工作。通信地址: 841000 新疆维吾尔自治区库尔勒市石化大道26号; E-mail: heql-tlm@petrochina.com.cn

**通信作者**: 王珂, 博士, 高级工程师, 主要从事构造地质与碎屑岩储层地质研究。通信地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号; E-mail: wangk\_hz@petrochina.com.cn

基于有限元方法的数值模拟来开展,而对于构造裂缝有效性的系统分析仍然较少,一定程度上制约了构造裂缝的客观评价<sup>[7-9]</sup>。因此,本文综合岩心、成像测井等资料,结合有限元方法,开展亚格列木组砂砾岩储层构造裂缝分布预测,并对裂缝有效性进行分析评价,以期对亚格列木组有利储层预测提供地质依据,同时对其他地区的砂砾岩储层裂缝研究提供借鉴。

## 1 地质背景

库车坳陷位于塔里木盆地北缘,由北部单斜带、克拉苏构造带、依奇克里克构造带、乌什凹陷、拜城凹陷、阳霞凹陷、秋里塔格构造带和南部斜坡带共8个次级构造单元组成<sup>[10]</sup>(图1a)。KT1气藏位于克拉苏构造带KL2号构造上,与KL2大气田为近似同轴变形的大型背冲断背斜,背斜长轴在气藏西部为近EW向,东部为NE—SW向,构造较为简单,局部发育一些断距不大的次级断层(图1a)。亚格列木组是库车坳陷白垩系最底部的一套沉积层序,下伏地层为侏罗系齐古组泥岩,上覆地层为舒善河组泥岩<sup>[11]</sup>。

亚格列木组在KT1井埋深为5 006~5 226 m,厚达220 m,可分为2个岩性段:下段以辫状河三角洲平原相的厚层块状灰色砂砾岩夹薄层小砾岩、含砾粗砂岩为主,厚约76 m,为主产气层;上段为辫状河三角洲前缘相的灰色(含砾)细砂岩与红褐色泥岩互层(图1b)。KT1井、KT203井、KT204井等3口钻井的岩心实测物性数据表明:亚格列木组基质孔隙度一般<6%,基质渗透率一般<0.1×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,并且在相同孔隙度条件下,含裂缝样品的渗透率较不含裂缝样品要高出1~3个数量级(图1c)。这表明构造裂缝有效提高了砂砾岩储层的渗透率,属于深层裂缝性低孔致密砂砾岩储层。需要注意的是,图1c中有部分含裂缝样品中的裂缝规模(包括开度和长度)较小,并且充填程度较高,因而渗透率相对较低。在KT1气藏北部的库车河剖面,发育一个近东西走向的背斜,出露地层主要为白垩系亚格列木组—巴什基奇克组,其中的亚格列木组以褐色砾岩为主,高角度构造裂缝发育<sup>[12]</sup>(图2)。库车河背斜与KT1气藏的构造形态相似,因而其构造裂缝发育模式可以类比到KT1气藏的构造裂缝预测与评价。

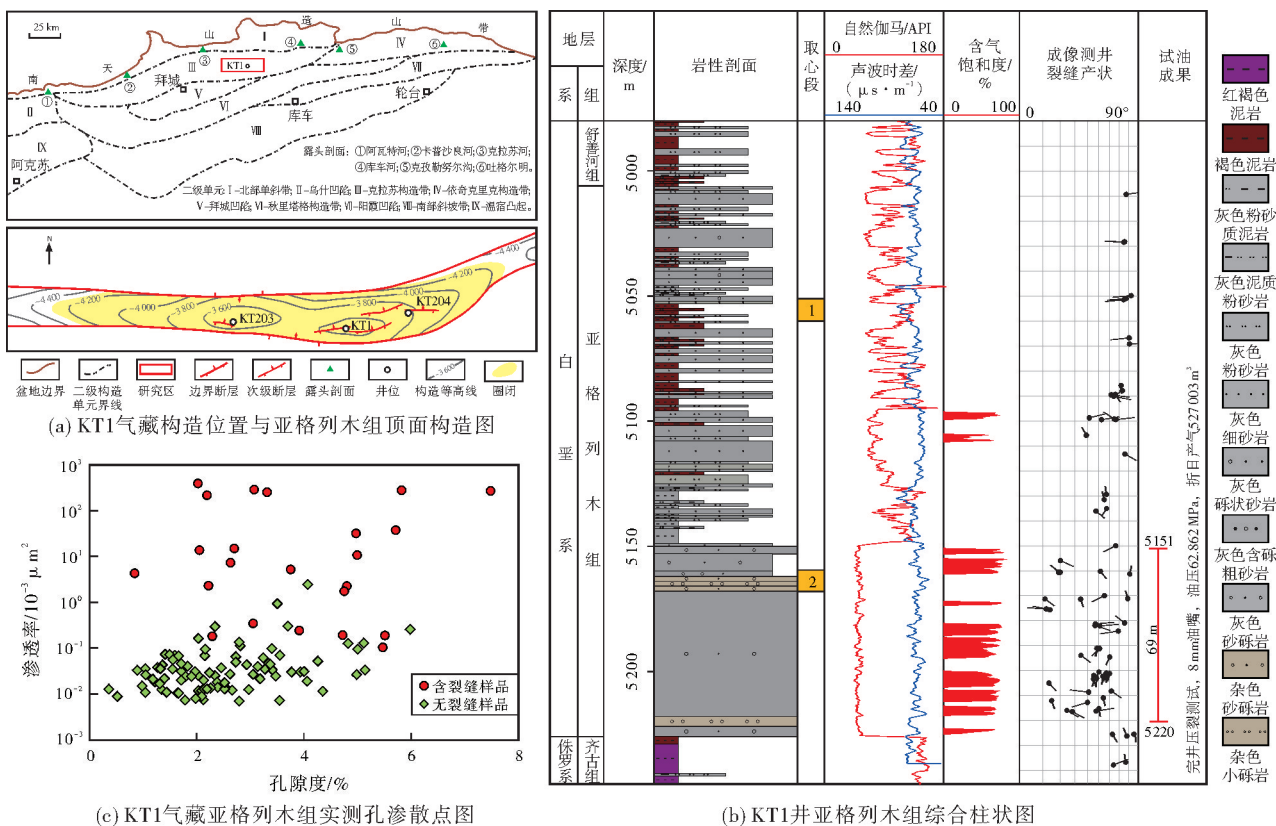


图1 库车坳陷KT1气藏地质综合图

Fig. 1 Comprehensive geological map of KT-1 gas reservoir in Kuqa Depression



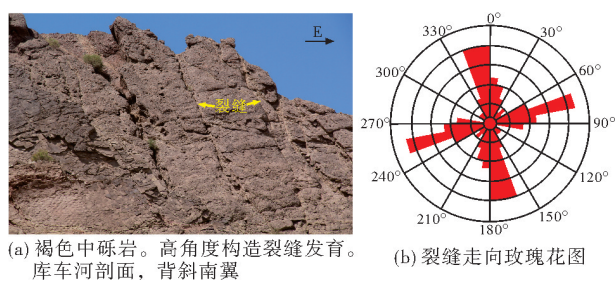


图2 库车河剖面亚格列木组构造裂缝特征与走向玫瑰花图

Fig. 2 Structural fracture characteristics and strike rose diagram of  $K_{1y}$  in Kuqa river outcrop

## 2 构造裂缝特征

### 2.1 基本特征

岩心观察发现,KT1气藏亚格列木组构造裂缝既有张性裂缝,又有剪切裂缝。张性裂缝的缝面不平,开度一般在0.5 mm以上,大者可达3 mm,并且通常已被方解石等矿物完全充填(图3a—3c);剪切裂缝的缝面平直,开度一般<0.5 mm,基本不含充填物,常见擦痕、摩擦镜面等反映剪切滑移的现象(图3d,3e)。



图3 KT1气藏亚格列木组典型岩心裂缝

Fig. 3 Typical core fractures of  $K_{1y}$  in KT-1 gas reservoir

构造裂缝在成像测井图像上表现为正弦曲线形态,通过对正弦曲线特征参数的提取分析,可以对构造裂缝的倾向、倾角、密度等进行计算<sup>[13]</sup>。其中,裂缝密度为单位井段长度内裂缝发育条数,计算公式为 $D=N/H$ ,式中: $D$ 为裂缝密度,条/m或 $m^{-1}$ ;  $N$ 为成像测井图像上识别的裂缝数量,条;  $H$ 为井段长度,m。

KT1气藏亚格列木组构造裂缝在成像测井图像上主要发育平行式、斜交式组合(图4),偶见孤立式发育的单条裂缝。利用成像测井构造裂缝识别结果,对KT1井、KT203井、KT204井等3口井的构造裂缝产状进行了提取,并计算了裂缝密度。构造裂缝的优势走向为NW—SE向,与NNW向的区域最大古构造应力方位有较好的对应关系<sup>[14]</sup>;裂缝倾角主要分布在 $20^{\circ}$ ~ $70^{\circ}$ 之间(图5),以中—高角度缝为主。由于该气藏的测试及产气层段均为下部砂砾岩段,

为了使构造裂缝与产能有更好的可对比性,仅对下部砂砾岩段的成像测井裂缝进行了统计。统计显示:KT204井裂缝密度最高,为1.08条/m;KT1井、KT203井裂缝密度相对较低,分别为0.57条/m、0.72条/m(表1)。需要注意的是,KT203井的地层倾角达 $70^{\circ}$ ,因此在统计裂缝密度时对该井的地层厚度进行了地层倾角校正。

KT1气藏亚格列木组的微观裂缝以切穿颗粒的贯穿缝为主(图6)。微观裂缝开度不均,最小约为 $10\mu m$ ,大者可达约 $200\mu m$ 。多数微观裂缝未见充填物,但少量大开度的裂缝可见方解石完全充填(图6c)。由于开度一般较小,微观裂缝对直接提高储层渗透率的贡献十分有限,但因其可以连通大量基质孔隙,因而可以有效改善储层孔隙结构,提高储层质量<sup>[15-16]</sup>。



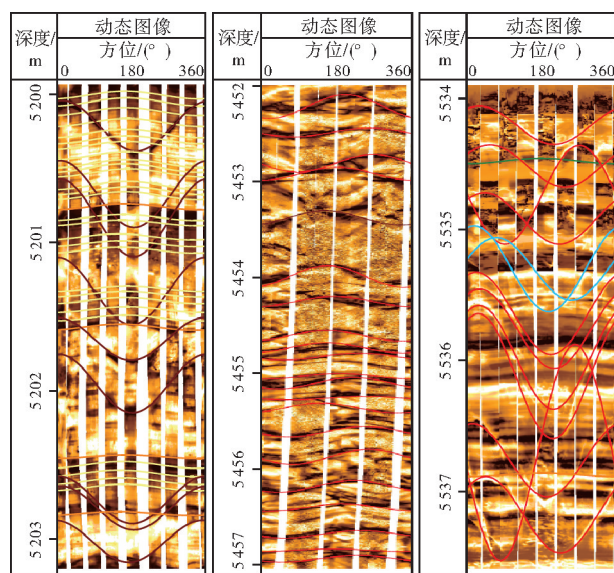


图4 KT1气藏亚格列木组典型成像测井裂缝  
Fig. 4 Typical imaging logging fractures of  $K_{1y}$  in KT-1 gas reservoir

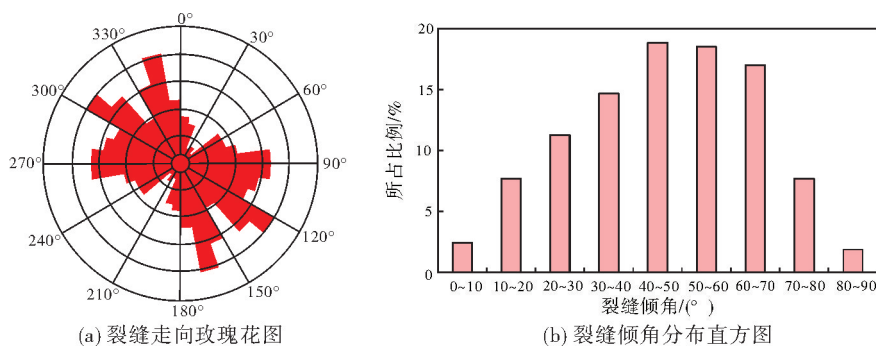


图5 KT1气藏亚格列木组成像测井解释裂缝产状  
Fig. 5 Occurrence of imaging logging fractures of  $K_{1y}$  in KT-1 gas reservoir

表1 KT1气藏亚格列木组裂缝发育与气产量  
Table 1 Development degree of fractures and gas production of  $K_{1y}$  in KT-1 gas reservoir

井号	井段厚度/m	构造位置	裂缝数量/条	裂缝密度/(条·m <sup>-1</sup> )	油嘴/mm	油压/MPa	日产气量/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>
KT1	77	背斜东高点	44	0.57	8	62.9	52.7
KT203	40	背斜西高点	29	0.72	6	68.3	36.9
KT204	38	背斜转折端	41	1.08	7	9.3	2.7

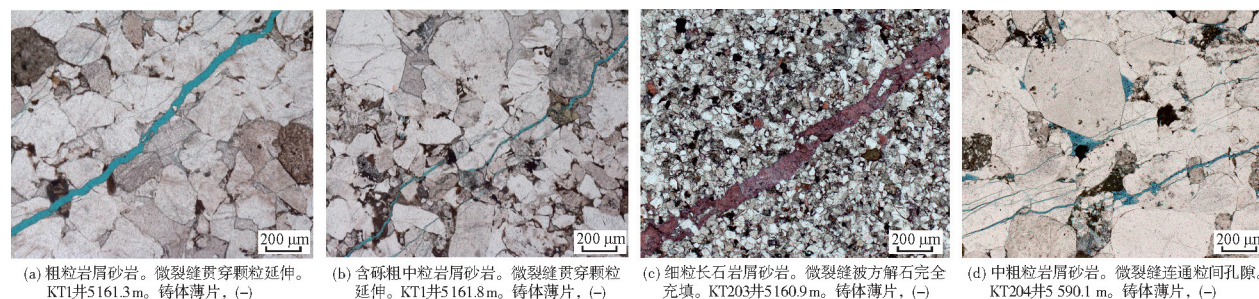


图6 KT1气藏亚格列木组微观裂缝典型薄片  
Fig. 6 Typical thin sections showing the micro fractures of  $K_{1y}$  in KT-1 gas reservoir

## 2.2 构造裂缝的形成期次

综合KT1气藏岩心裂缝特征以及前人在克拉苏构造带的裂缝研究成果<sup>[17-18]</sup>,认为KT1气藏至少发育2期裂缝。第1期裂缝主要为已被方解石、白云石、石膏等矿物完全充填的无效裂缝(图3a—3c,图6c)。从KT1井岩心中选取1个方解石充填的裂缝样品,对其中的方解石充填物进行了碳氧同位素测试,其中碳同位素组成( $\delta^{13}C$ )值为 $-4.01\text{‰}$ (碳氧同位素采用VPDB标准,下同),氧同位素组成( $\delta^{18}O$ )值为 $-15.51\text{‰}$ 。利用Epstein等<sup>[18-19]</sup>建立的方解石形成温度( $t$ )计算公式: $t = 31.9 - 5.55(\delta^{18}O - \delta^{18}O_w) + 0.7(\delta^{18}O - \delta^{18}O_w)^2$ ,式中 $\delta^{18}O_w$ 为方解石充填物形成时的水介质氧同位素值,计算出方解石充填物的形成温度为 $113\text{℃}$ ;结合埋藏史分析认为这些充填物形成于新近系康村组沉积期(约6 Ma,图7)。据此分析,第1期被完全充填的无效裂缝应在此之前形成,主要



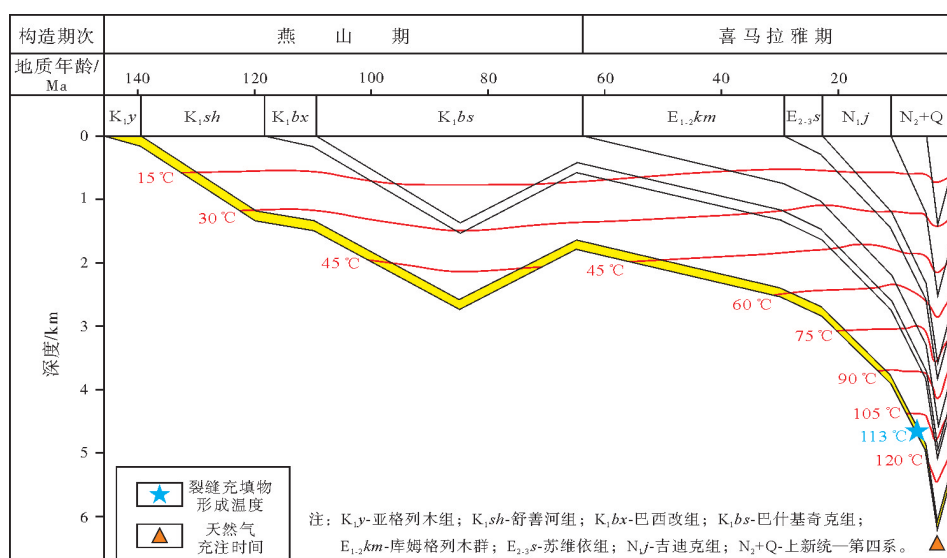


图7 KT1井亚格列木组热史-埋藏史

Fig. 7 Thermal history and burial history of K<sub>1y</sub> in Well KT-1

受控于燕山运动和喜马拉雅早—中期运动。第2期裂缝为未充填或仅有少量充填的裂缝(图3d, 3e; 图6a, 6b, 6d)。根据克拉苏构造带的演化过程分析<sup>[20-21]</sup>, 该期裂缝主要形成于上新世库车组沉积期—第四纪(5 Ma至今), 主要受控于喜马拉雅晚期运动。

### 3 构造裂缝分布规律

#### 3.1 构造裂缝预测模型

前人研究表明, 现今发育的构造裂缝主要形成于地质历史时期的古构造应力作用, 并受现今构造应力的改造, 构造裂缝的密度、开度、孔隙度和渗透率等参数与裂缝形成时期的古构造应力场和现今状态下的构造应力场具有式(1)、式(2)所示的理论定量关系<sup>[22-23]</sup>:

$$\left\{ \begin{aligned} D_{\text{vf}} &= \frac{\sigma_1 \varepsilon_1 + \sigma_2 \varepsilon_2 + \sigma_3 \varepsilon_3 - 0.5 \sigma_d^2 - \mu \sigma_d (\sigma_2 + \sigma_3)}{2E \left[ J_0 + \sigma_3 (|\varepsilon| - |\varepsilon_0|) / D_{\text{lf}} \right]} \\ D_{\text{lf}} &= \frac{2D_{\text{vf}} L_1 L_3 \sin \theta \cos \theta - L_1 \sin \theta - L_3 \cos \theta}{L_1^2 \sin^2 \theta + L_3^2 \cos^2 \theta} \\ b &= \frac{(1-C)(|\varepsilon| - |\varepsilon_0|)}{(1+9\sigma'_n / \sigma_{\text{ref}}) D_{\text{lf}}} \\ \varphi &= \sum_i^n b_i D_{\text{vf}i} \end{aligned} \right. \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} K_{\text{ix}} \\ K_{\text{iy}} \\ K_{\text{iz}} \end{bmatrix} = \sum_i^n \begin{bmatrix} K_{\text{ix}i} \\ K_{\text{iy}i} \\ K_{\text{iz}i} \end{bmatrix} = (1-C)^3 \sum_i^n \frac{b_i^3 D_{\text{lf}i}}{12} \begin{bmatrix} \cos^2 \theta_i \\ 1 \\ \sin^2 \theta_i \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中:  $D_{\text{vf}}$  为裂缝体密度,  $\text{m}^2/\text{m}^3$ ;  $\sigma_1$ 、 $\sigma_2$ 、 $\sigma_3$  分别为最

大、中间、最小有效古应力, MPa;  $\varepsilon_1$ 、 $\varepsilon_2$ 、 $\varepsilon_3$  分别为最大、中间、最小古应变, 无量纲;  $\sigma_d$  为产生前兆微裂缝时的单轴压缩应力值, MPa;  $\mu$  为岩石泊松比;  $E$  为杨氏弹性模量, GPa;  $J_0$  为零围压下的裂缝表面能,  $\text{J}/\text{m}^2$ ;  $\varepsilon$  为当前应力状态下的最大张应变;  $\varepsilon_0$  为最大弹性张应变;  $D_{\text{lf}}$  为裂缝线密度, 条/m;  $L_1$ 、 $L_3$  分别为沿  $\sigma_1$ 、 $\sigma_3$  方向的表征单元体长度, m;  $\theta$  为破裂角, ( $^\circ$ );  $b$  为裂缝开度, m;  $C$  为裂缝充填系数;  $\sigma'_n$  为现今有效正应力, MPa;  $\sigma_{\text{ref}}$  为使裂缝开度减小 90% 的有效正应力, MPa;  $\varphi$  为裂缝孔隙度, %;  $n$  为裂缝的组数;  $b_i$  为第  $i$  组裂缝的开度, m;  $D_{\text{vf}i}$  为第  $i$  组裂缝的体密度,  $\text{m}^2/\text{m}^3$ ;  $K_{\text{ix}}$ 、 $K_{\text{iy}}$ 、 $K_{\text{iz}}$  分别为多组裂缝存在时裂缝在  $\sigma_1$ 、 $\sigma_2$ 、 $\sigma_3$  方向上的渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $K_{\text{ix}i}$ 、 $K_{\text{iy}i}$ 、 $K_{\text{iz}i}$  分别为第  $i$  组裂缝在  $\sigma_1$ 、 $\sigma_2$ 、 $\sigma_3$  方向上的渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $D_{\text{lf}i}$  为第  $i$  组裂缝线密度, 条/m;  $\theta_i$  为第  $i$  组裂缝破裂角, ( $^\circ$ )。

通过对古、今构造应力场的地质解析和基于有限元方法的构造应力场数值模拟, 利用该理论定量关系可以实现对构造裂缝的数值模拟预测。由于该模型是一个理想模型, 而实际上的裂缝形成发育受多种地质因素(如岩石力学参数、地层流体、基质物性等)的非均质性影响, 因此利用该模型开展的构造裂缝预测一般认为是半定量化的结果。

#### 3.2 构造裂缝分布规律预测

根据 KT1 气藏亚格列木组顶面构造数据, 采用 ANSYS 有限元分析软件, 建立了 KT1 气藏亚格列

本组的地质模型,模型中设置了2条边界断层及5条主要的次级断层(图8)。通过测井资料解释,可对单井全井段的杨氏弹性模量、泊松比等岩石力学参数进行计算,并将其赋值到建立的地质模型中。为了与表1对应,地质模型中采用的岩石力学参数为下部砂砾岩段的数值。岩石力学参数的计算公式为<sup>[24]</sup>:

$$E = \frac{\rho}{\Delta t_s^2} \cdot \frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \quad (3)$$

$$\mu = \frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{2(\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)} \quad (4)$$

式中: $E$ 为杨氏弹性模量, GPa; $\mu$ 为泊松比,无量纲; $\rho$ 为岩石密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\Delta t_p$ 和  $\Delta t_s$ 分别为纵波时差和横波时差,  $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

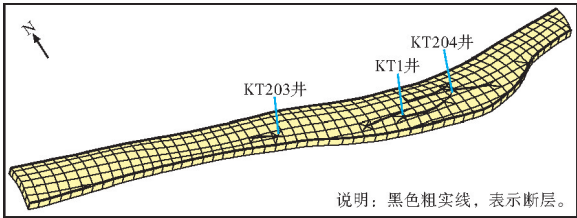


图8 KT1气藏亚格列木组 ANSYS地质模型  
Fig. 8 ANSYS geological model of  $K_1y$  in KT-1 gas reservoir

前述分析表明,KT1气藏亚格列木组有效构造裂缝主要形成于喜马拉雅晚期,该时期是库车地区中新世构造应力作用最强的时期,因此在裂缝数值模拟预测中采用这一时期的古构造应力场<sup>[25]</sup>。该时期水平最大古构造应力方位以近SN向为主,应力数值参考了冯阵东在KL2气田的研究成果<sup>[26]</sup>。现今应力场数值模拟的边界条件是首先利用测井资料解释获得单井现今应力,再通过多次数值模拟反演最终确定。现今应力的方位可通过钻井诱导缝或井壁崩落方位确定,其中钻井诱导缝的走向代表水平最大主应力方位,井壁崩落方位代表水平最

小主应力方位。以KT1井为例,该井成像测井解释的井壁崩落方位为近EW向(图9),因此可确定水平最大主应力方位为近SN向。

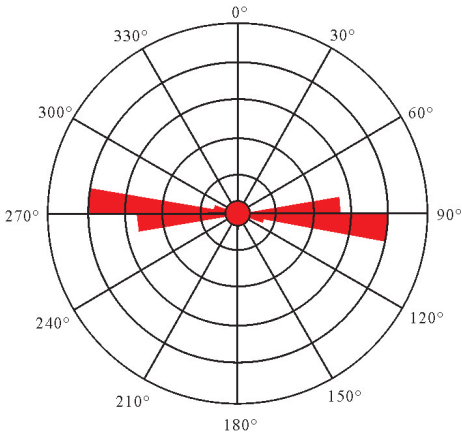


图9 KT1井亚格列木组井壁崩落方位( $N=22$ )  
Fig. 9 Borehole collapse direction of  $K_1y$  in KT-1 gas reservoir ( $N=22$ )

全井段的现今应力大小可由如下方程组,利用测井资料计算得到<sup>[24]</sup>:

$$\begin{cases} \sigma_h = \sigma_x + \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_v + \frac{1-2\mu}{1-\mu} \alpha P \\ \sigma_v = \int_0^z \rho(z) g dz \\ \sigma_H = \sigma_y + \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_v + \frac{1-2\mu}{1-\mu} \alpha P \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\sigma_h$ ,  $\sigma_v$ 和  $\sigma_H$ 分别为水平最小主应力、垂向主应力和水平最大主应力, MPa;  $\sigma_x$ 和  $\sigma_y$ 分别为  $x$ 方向和  $y$ 方向上的构造应力分量, MPa;  $\mu$ 为地层泊松比;  $\alpha$ 为 Biot 系数,是一个用于修正真实有效应力的经验系数,其值介于0~1,无量纲,对于KT1气藏,该系数取值为0.4;  $P$ 为地层压力, MPa;  $z$ 为地层深度, m;  $\rho(z)$ 为上覆岩层密度,是与地层深度  $z$ 有关的函数,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $g$ 为重力加速度,  $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$ 。

最终确定的数值模拟参数和边界条件见表2,数值模拟结果如图10所示。由图10可见,KT1气藏

表2 KT1气藏亚格列木组地质模型岩石力学参数及边界应力条件  
Table 2 Rock mechanical parameters and boundary stress conditions of geological model of KT-1 gas reservoir

数值模拟类别	岩石力学参数			边界应力条件		
	单元类型	杨氏弹性模量/ GPa	泊松比	密度/ ( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	南北方向应力/ MPa	东西方向应力/ MPa
古构造应力场	地层单元	28.6	0.25	2 500	300	70
	断层单元	32.0	0.28	2 200		
现今构造应力场	地层单元	28.6	0.25	2 500	166	145
	断层单元	17.2	0.15	2 200		



背斜高部位裂缝密度较低,但开度大、渗透率高;翼部裂缝密度较高,但开度小、渗透率低;次级断层发育区的裂缝密度、开度和渗透率均较高。构造裂缝的这种发育特征与相邻的克深2、克深8气藏白垩系巴什基奇克组非常相似<sup>[17,27]</sup>,表明这种裂缝发育模式应是库车地区背斜型气藏的普遍规律。

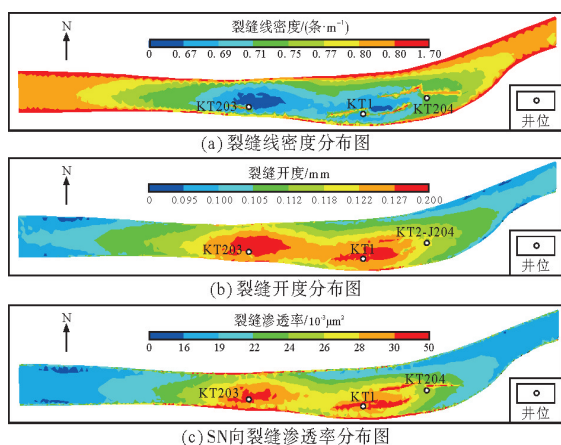


图10 KT1气藏亚格列木组构造裂缝数值模拟结果  
Fig. 10 Numerical simulation results of structural fractures of KT1 in KT-1 gas reservoir

## 4 构造裂缝的有效性

裂缝的有效性反映了天然裂缝系统的综合渗流能力,是评价裂缝性储层质量的重要指标<sup>[28-30]</sup>。本文将裂缝有效性分为时间有效性和空间有效性。时间有效性主要评价裂缝形成时期与油气充注的关系,空间有效性主要评价裂缝密度、开度、充填程度、走向与现今水平主应力夹角等内容。

### 4.1 时间有效性

对裂缝性储层而言,若主要的有效裂缝网络形成于油气大规模充注之前或近于同时,裂缝会成为油气的高效渗流通道,有利于油气的大规模充注成藏;反之,若主要的裂缝网络形成于油气充注之后,则裂缝对油气成藏的贡献较小<sup>[17]</sup>。天然气来源分析表明,KT1气藏与KL2气田的天然气具有同源性,充注成藏时间也基本一致(3~2 Ma)<sup>[31-32]</sup>,与第2期构造裂缝的形成时间(5 Ma至今)近于同步,因此第2期裂缝与天然气充注具有良好的匹配关系,是KT1气藏天然气大规模充注成藏的重要条件。

### 4.2 空间有效性

由表1可见,KT1气藏亚格列木组的裂缝密度

与日产气量并非正相关关系,KT1井和KT203井的裂缝密度显著低于KT204井,但日产气量前者明显高于后者,因此仅靠裂缝密度来评价裂缝发育程度存在不足,需要对裂缝的空间有效性进行综合分析。

岩心观察发现,KT1气藏不同井的裂缝充填程度差异不明显,总体充填率均在50%~60%之间,平均为53.5%,并且成像测井解释的井壁崩落方位也指示不同井的现今水平最大主应力均为近SN向,与裂缝走向的夹角没有显著差异。因此,KT1气藏亚格列木组砂砾岩储层的裂缝空间有效性主要受控于裂缝的密度和开度。

由图10可见,位于背斜高部位的KT1井和KT203井裂缝密度相对较低,而位于翼部的KT204井裂缝密度相对较高,这与成像测井解释结果具有很好的一致性(表1)。这种分布规律与背斜高部位岩层发生弯曲变形,抵消了部分古构造挤压应力从而成为相对低应力区有关。但KT1井和KT203井的裂缝开度明显高于KT204井,这主要是因为背斜高部位岩层弯曲程度高,产生了较大的张应变,从而使裂缝张开程度增强。构造裂缝的这种分布规律与库车河剖面的裂缝发育模式也有很好的一致性,即背斜高部位最大古构造应力低、裂缝线密度小、开度大,翼部最大古构造应力高、裂缝线密度大、开度小<sup>[33]</sup>(图11)。

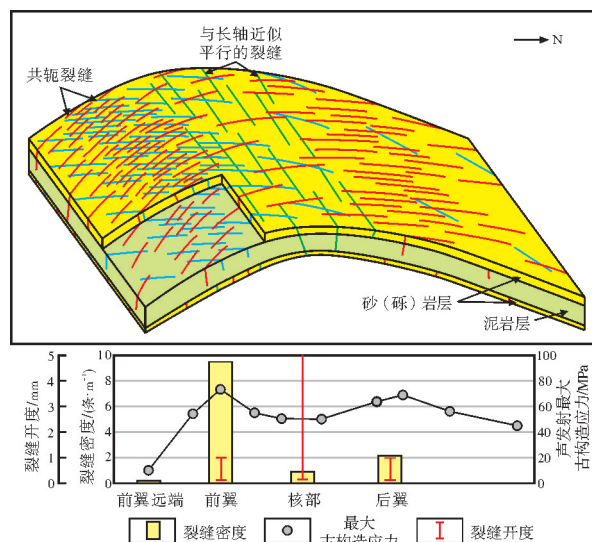


图11 库车坳陷库车河背斜白垩系构造裂缝发育模式  
(据文献[33]修改)

Fig. 11 Development model of the Cretaceous structural fractures of Kuqa river anticline in Kuqa depression  
(cited from reference [33], modified)

构造裂缝的渗透率是能够较好地综合反映裂缝有效性的重要参数。由式(2)可见,裂缝的渗透率与裂缝密度线性正相关,而与裂缝有效开度的三次幂正相关,这表明有效开度对裂缝渗透率的影响要显著高于裂缝密度。KT1气藏的KT1井和KT203井虽然裂缝密度相对较低,但裂缝有效开度明显高于KT204井,因此其裂缝渗透率显著高于KT204井,这是KT204井裂缝密度最大、但产气量最低(表1)的重要原因。

## 5 讨论

对于深层—超深层储层,埋藏深度对构造裂缝的发育程度有重要影响。为了对这一影响进行定量分析,在不改变水平构造应力的条件下,通过改变上覆岩层的重力载荷来模拟构造裂缝参数的变化特征。具体方案为:以表2中的边界应力条件为初始条件,埋深依次增加300 m、1 200 m、2 100 m、3 000 m进行

构造裂缝的数值模拟,对应增加的上覆岩层重力载荷依次为7.8 MPa、31.2 MPa、54.6 MPa、78.0 MPa。

由最终的数值模拟结果(图12)可见:在水平应力不变的情况下,随着埋深的逐渐增大,构造裂缝的密度呈现降低趋势;构造裂缝开度和渗透率均呈上升趋势,且上升幅度比较可观。这种现象的出现,是由于随着埋深增加,岩石压实程度变高、抗压强度增大,在水平应力不变的前提下,岩石发生破裂的难度增加,导致裂缝密度降低;同时在前述边界应力条件下形成的构造裂缝多为高角度一直立裂缝,在上覆岩层重力载荷增加的情况下,垂向应力形成的水平应力分量增大,使裂缝两壁的岩石更易向两侧“压开”,因而使裂缝开度增大,裂缝渗透率也相应升高。因此,在一定深度范围内,随着储层埋深增大,构造裂缝密度降低,但有效性显著变好,更有利于天然气在储层中的高效渗流。

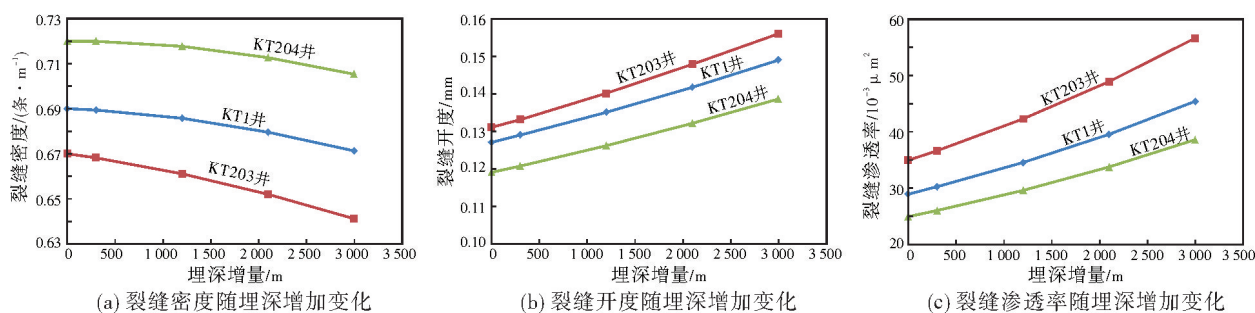


图12 KT1气藏亚格列木组不同深度增量下的构造裂缝数值模拟结果

Fig. 12 Numerical simulation results of structural fractures of  $K_{1y}$  in KT-1 gas reservoir under different depth increment

## 6 结论

(1)库车坳陷KT1气藏亚格列木组发育张性裂缝和剪切裂缝,裂缝以中—高角度为主,倾角主要分布在 $20^{\circ}\sim 70^{\circ}$ ,优势走向为NW—SE向,与NNW向的区域最大古构造应力方位有较好的对应关系。

(2)KT1气藏亚格列木组至少发育2期裂缝。第1期裂缝为无效裂缝,形成于新近纪康村组沉积期之前,受控于燕山运动和喜马拉雅早—中期运动;第2期裂缝为有效裂缝,形成于上新世库车组沉积期—第四纪(5 Ma至今),受控于喜马拉雅晚期运动,该期裂缝与天然气充注具有良好的匹配关系,是KT1气藏天然气大规模充注成藏的重要条件。

(3)KT1气藏亚格列木组裂缝空间有效性主要受控于裂缝的密度和开度。背斜高部位岩层发生

弯曲变形,抵消了部分古构造挤压应力从而成为相对低应力区,因此裂缝密度相对翼部较低,但同时岩层弯曲程度高也产生了较大的张应变,从而使裂缝张开程度增强,总体上背斜高部位的裂缝渗透率要显著高于翼部。这是位于翼部的KT204井裂缝密度最大但产气量最低的重要原因。

(4)数值模拟结果表明:在一定深度范围内,随储层埋深增大,构造裂缝密度降低,但开度和渗透率显著增大、有效性显著变好,更有利于天然气在储层中的高效渗流。

### 参考文献

- [1] 蒋有录,李明阳,王良军,等.川东北巴中—通南巴地区须家河组致密砂岩储层裂缝发育特征及控制因素[J].地质学报, 2020, 94(5): 1525–1537.  
JIANG Youlu, LI Mingyang, WANG Liangjun, et al. Character-



- istics and controlling factors of tight sandstone reservoir fractures of the Xujiahe Formation in the Bazhong-Tongnanba area, Northeast Sichuan [J]. *Acta geologica sinica*, 2020, 94(5): 1525–1537.
- [2] 吕文雅, 苗凤彬, 张本键, 等. 四川盆地剑阁地区须家河组致密砾岩储层裂缝特征及对天然气产能的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 484–491, 557.
- LV Wenyu, MIAO Fengbin, ZHANG Benjian, et al. Fracture characteristics and their influence on natural gas production: a case study of the tight conglomerate reservoir in the Upper Triassic Xujiahe Formation in Jian'ge area, Sichuan Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2020, 41(3): 484–491, 557.
- [3] 李国欣, 覃建华, 鲜成钢, 等. 致密砾岩油田高效开发理论认识、关键技术与实践: 以准噶尔盆地玛湖油田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1185–1197.
- LI Guoxin, QIN Jianhua, XIAN Chenggang, et al. Theoretical understandings, key technologies and practices of tight conglomerate oilfield efficient development: a case study of the Mahu Oilfield, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum exploration and development*, 2020, 47(6): 1185–1197.
- [4] 孙靖, 尤新才, 张全, 等. 准噶尔盆地玛湖地区深层致密砾岩储层发育特征及成因[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(2): 240–252.
- SUN Jing, YOU Xincan, ZHANG Quan, et al. Development characteristics and genesis of deep tight conglomerate reservoirs of Mahu area in Junggar Basin [J]. *Natural gas geoscience*, 2023, 34(2): 240–252.
- [5] 尹路, 许多年, 乐幸福, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组储层特征及油气成藏规律[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(1): 59–68.
- YIN Lu, XU Duonian, YUE Xingfu, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation rules of Triassic Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Lithologic reservoirs*, 2024, 36(1): 59–68.
- [6] 王清华, 杨海军, 徐振平, 等. 塔里木盆地库车坳陷克探1井重大突破与勘探意义[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(2): 1–10.
- WANG Qinghua, YANG Haijun, XU Zhenping, et al. Major breakthrough and exploration significance of Well Ketan 1 in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *China petroleum exploration*, 2023, 28(2): 1–10.
- [7] 鞠玮, 侯贵廷, 黄少英, 等. 库车坳陷依南—吐孜地区下侏罗统阿合组砂岩构造裂缝分布预测[J]. *大地构造与成矿学*, 2013, 37(4): 592–602.
- JU Wei, HOU Guiting, HUANG Shaoying, et al. Structural fracture distribution and prediction of the Lower Jurassic Ahe Formation sandstone in the Yinan-Tuzi area, Kuqa Depression [J]. *Geotectonica et metallogenia*, 2013, 37(4): 592–602.
- [8] 王珂, 戴俊生, 王俊鹏, 等. 塔里木盆地克深2气田储层构造裂缝定量预测[J]. *大地构造与成矿学*, 2016, 40(6): 1123–1135.
- WANG Ke, DAI Junsheng, WANG Junpeng, et al. Distribution of reservoir structural fractures and quantitative prediction of Keshen-2 gas field, Tarim Basin [J]. *Geotectonica et metallogenia*, 2016, 40(6): 1123–1135.
- [9] 史超群, 王佐涛, 朱文慧, 等. 塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带大北地区超深储层裂缝特征及其对储层控制作用[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(12): 1687–1699.
- SHI Chaoqun, WANG Zuotao, ZHU Wenhui, et al. Fracture characteristic and its impact on reservoir quality of ultra-deep reservoir in Dabai region, Kelasu tectonic belt, Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Natural gas geoscience*, 2020, 31(12): 1687–1699.
- [10] 王珂, 杨海军, 李勇, 等. 塔里木盆地库车坳陷北部构造带地质特征与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2021, 42(7): 885–905.
- WANG Ke, YANG Haijun, LI Yong, et al. Geological characteristics and exploration potential of the northern tectonic belt of Kuqa Depression in Tarim Basin [J]. *Acta petrolei sinica*, 2021, 42(7): 885–905.
- [11] 李小陪, 高志勇, 李书凯, 等. 库车前陆盆地上侏罗统一白垩统砾岩特征与构造演化关系[J]. *沉积学报*, 2013, 31(6): 980–993.
- LI Xiaopei, GAO Zhiyong, LI Shukai, et al. Relationship between conglomeratic characteristics and tectonic evolution of upper Jurassic–Lower Cretaceous in Kuqa foreland basin [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2013, 31(6): 980–993.
- [12] 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.
- [13] 黄继新, 彭仕必, 王小军, 等. 成像测井资料在裂缝和地应力研究中的应用[J]. *石油学报*, 2006, 27(6): 65–69.
- HUANG Jixin, PENG Shimi, WANG Xiaojun, et al. Applications of imaging logging data in the research of fracture and ground stress [J]. *Acta petrolei sinica*, 2006, 27(6): 65–69.
- [14] 郑淳方, 侯贵廷, 詹彦, 等. 库车坳陷新生代构造应力场恢复[J]. *地质通报*, 2016, 35(1): 130–139.
- ZHENG Chunfang, HOU Guiting, ZHAN Yan, et al. An analysis of Cenozoic tectonic stress fields in the Kuqa Depression [J]. *Geological bulletin of China*, 2016, 35(1): 130–139.
- [15] 曾联波, 李跃纲, 王正国, 等. 邛西构造须二段特低渗透砂岩储层微观裂缝的分布特征[J]. *天然气工业*, 2007, 27(6): 45–47.
- ZENG Lianbo, LI Yuegang, WANG Zhengguo, et al. Distribution of microfractures in ultralow permeability sandstone reservoirs of the second member of Xujiahe Formation ( $T_3x_2$ ) in Qiongsi structure [J]. *Natural gas industry*, 2007, 27(6): 45–47.
- [16] 曾联波, 吕鹏, 屈雪峰, 等. 致密低渗透储层多尺度裂缝及其形成地质条件[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 449–454.
- ZENG Lianbo, LV Peng, QU Xuefeng, et al. Multi-scale frac-

- tures in tight sandstone reservoirs with low permeability and geological conditions of their development[J]. *Oil & gas geology*, 2020, 41(3): 449–454.
- [17] 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.
- [18] 张月, 韩登林, 杨铨晔, 等. 超深层碎屑岩储层裂缝充填流体迁移规律: 以库车坳陷克深井区白垩系巴什基奇克组为例[J]. *石油学报*, 2020, 41(3): 292–300.
- ZHANG Yue, HAN Denglin, YANG Chengye, et al. Migration law of fracture filling fluid in ultra-deep clastic reservoirs: a case study of the Cretaceous Bashijiqike Formation in Keshen well block, Kuqa Depression[J]. *Acta petrolei sinica*, 2020, 41(3): 292–300.
- [19] EPSTEIN S, BUCHSBAUM R, LOWENSTAM H A, et al. Revised carbonate-water isotopic temperature scale[J]. *GSA bulletin*, 1953, 64(11): 1315–1326.
- [20] 王招明, 李勇, 谢会文, 等. 库车前陆盆地超深层大油气田形成的地质认识[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(1): 37–43.
- WANG Zhaoming, LI Yong, XIE Huiwen, et al. Geological understanding on the formation of large-scale ultra-deep oil-gas field in Kuqa foreland basin[J]. *China petroleum exploration*, 2016, 21(1): 37–43.
- [21] 谢会文, 李勇, 漆家福, 等. 库车坳陷中部构造分层差异变形特征和构造演化[J]. *现代地质*, 2012, 26(4): 682–690.
- XIE Huiwen, LI Yong, QI Jiafu, et al. Differential structural deformation and tectonic evolution in the middle part of Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Geoscience*, 2012, 26(4): 682–690.
- [22] 冯建伟, 戴俊生, 马占荣, 等. 低渗透砂岩裂缝参数与应力场关系理论模型[J]. *石油学报*, 2011, 32(4): 664–671.
- FENG Jianwei, DAI Junsheng, MA Zhanrong, et al. The theoretical model between fracture parameters and stress field of low-permeability sandstones[J]. *Acta petrolei sinica*, 2011, 32(4): 664–671.
- [23] 季宗镇, 戴俊生, 汪必峰. 地应力与构造裂缝参数间的定量关系[J]. *石油学报*, 2010, 31(1): 68–72.
- JI Zongzhen, DAI Junsheng, WANG Bifeng. Quantitative relationship between crustal stress and parameters of tectonic fracture[J]. *Acta petrolei sinica*, 2010, 31(1): 68–72.
- [24] 周文, 闫长辉, 王世泽, 等. 油气藏现今地应力场评价方法及应用[M]. 北京: 地质出版社, 2007.
- ZHOU Wen, YAN Changhui, WANG Shize, et al. Evaluation methods and application on current in-situ stress field in oil-gas reservoirs[M]. Beijing: Geology Press, 2007.
- [25] 曾联波, 谭成轩, 张明利. 塔里木盆地库车坳陷中新世代构造应力场及其油气运聚效应[J]. *中国科学(地球科学)*, 2004, 34(增刊1): 98–106.
- ZENG Lianbo, TAN Chengxuan, ZHANG Mingli. Tectonic stress field and its effect on hydrocarbon migration and accumulation in Mesozoic and Cenozoic in the Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Scientia sinica (terrae)*, 2004, 34(S1): 98–106.
- [26] 冯阵东. 克拉2气田储层裂缝研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- FENG Zhendong. The research of reservoir fracture in the Kela-2 gas field[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
- [27] 王珂, 张惠良, 张荣虎, 等. 塔里木盆地克深2气田储层构造裂缝多方法综合评价[J]. *石油学报*, 2015, 36(6): 673–687.
- WANG Ke, ZHANG Huiliang, ZHANG Ronghu, et al. Comprehensive assessment of reservoir structural fracture with multiple methods in Keshen-2 gas field, Tarim Basin[J]. *Acta petrolei sinica*, 2015, 36(6): 673–687.
- [28] 毛哲, 曾联波, 刘国平, 等. 准噶尔盆地南缘侏罗系深层致密砂岩储层裂缝及其有效性[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(6): 1212–1221.
- MAO Zhe, ZENG Lianbo, LIU Guoping, et al. Characterization and effectiveness of natural fractures in Jurassic deep tight sandstones at the south margin of the Junggar Basin, Northwestern China [J]. *Oil & gas geology*, 2020, 41(6): 1212–1221.
- [29] 邓虎成, 周文, 周秋媚, 等. 新场气田须二气藏天然裂缝有效性定量表征方法及应用[J]. *岩石学报*, 2013, 29(3): 1087–1097.
- DENG Hucheng, ZHOU Wen, ZHOU Qiumei, et al. Quantification characterization of the valid natural fractures in the 2nd Xu Member, Xinchang gas field[J]. *Acta petrologica sinica*, 2013, 29(3): 1087–1097.
- [30] 杨海军, 张荣虎, 杨宪彰, 等. 超深层致密砂岩构造裂缝特征及其对储层的改造作用: 以塔里木盆地库车坳陷克深气田白垩系为例[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(7): 942–950.
- YANG Haijun, ZHANG Ronghu, YANG Xianzhang, et al. Characteristics and reservoir improvement effect of structural fracture in ultra-deep tight sandstone reservoir: a case study of Keshen gasfield, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Natural gas geoscience*, 2018, 29(7): 942–950.
- [31] 鲁雪松, 刘可禹, 卓勤功, 等. 库车克拉2气田多期油气充注的古流体证据[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(5): 537–544.
- LU Xuesong, LIU Keyu, ZHUO Qingong, et al. Palaeo-fluid evidence for the multi-stage hydrocarbon charges in Kela-2 gas field, Kuqa foreland basin, Tarim Basin[J]. *Petroleum exploration and development*, 2012, 39(5): 537–544.
- [32] 郭小文, 刘可禹, 宋岩, 等. 库车坳陷克拉2气田油气充注



- 和超压对储层孔隙的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 935-943.
- GUO Xiaowen, LIU Keyu, SONG Yan, et al. Influences of hydrocarbon charging and overpressure on reservoir porosity in Kela-2 gas field of the Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Oil & gas geology, 2016, 37(6): 935-943.
- [33] 王珂, 张荣虎, 李宝刚, 等. 致密砂岩储层构造裂缝特征及

- 地质建模: 以塔里木盆地库车坳陷大北12气藏为例[J]. 海相油气地质, 2023, 28(1): 72-82.
- WANG Ke, ZHANG Ronghu, LI Baogang, et al. Characteristics and geological modeling of structural fractures in tight sandstone reservoir: taking Dabai-12 gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin as an example[J]. Marine origin petroleum geology, 2023, 28(1): 72-82.

编辑:董 庸

## Distribution regularity and effectiveness evaluation of structural fractures in deep tight glutenite reservoir: a case study of KT-1 gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin

HE Qiaolin<sup>1,2</sup>, WANG Ke<sup>3</sup>, HU Chunlei<sup>1,2</sup>, WANG Junpeng<sup>3</sup>, DENG Jianzhong<sup>1,2</sup>, ZHANG Zhiyuan<sup>3</sup>, SUN-JIN Jiajie<sup>1,2</sup>, HUANG Qingxuan<sup>3</sup>, LIU Yuan<sup>1,2</sup>

1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Tarim Oilfield Company;

2. Exploration and Development Technology Research and Development Center for Ultra Deep Complex Oil and Gas Reservoirs, CNPC;

3. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology

**Abstract:** Structural fracture is an important condition for obtaining high gas yield from the deep tight glutenite reservoir of the Cretaceous Yageliemu Formation in KT-1 gas reservoir of Kuqa Depression. To study the distribution and effectiveness of structural fracture is conducive to favorable reservoir prediction of Yageliemu Formation. Based on core and imaging logging data, the characteristics of structural fractures in Yageliemu Formation of KT-1 gas reservoir are described, and the distribution of structural fractures is semi-quantitatively predicted by finite element method. The effectiveness of structural fractures is evaluated from two aspects: time and space effectiveness. Finally, the numerical simulation of structural fracture is carried out under the condition of constant horizontal stress and increasing gravity load of overlying strata. The results show that the glutenite reservoir of Yageliemu Formation in KT-1 gas reservoir develops tensile fractures and shear fractures, mainly at medium-high angles, and the dominant trend is NW-SE, which has a good correspondence with the maximum paleotectonic stress orientation in the NNW direction. There are at least two stages of fracture in Yageliemu Formation of KT-1 gas reservoir. The first stage of fracture is invalid, which was formed before the depositional period of the Neogene Kancun Formation. The second stage of fracture is effective formed in the depositional period of the Pliocene Kuqa Formation-Quaternary (5 Ma until now), which has a good matching relationship with natural gas charging, and is an important condition for the formation of large-scale natural gas reservoir. The fracture spatial effectiveness is mainly controlled by the fracture density and fracture opening. The fracture density in the high position of anticline of KT-1 gas reservoir is lower than that in the wing, but the fracture opening is larger and the fracture permeability is significantly higher than that in the wing, which is an important reason why Well KT204 located in the wing has the highest fracture density but the lowest gas production. The numerical simulation results show that in a certain depth range, with the increase of reservoir buried depth, the density of structural fractures decreases, but the aperture and permeability increase significantly, and the effectiveness becomes significantly better, which is more conducive to the efficient flow of natural gas in the reservoir.

**Key words:** deep strata; tight glutenite reservoir; structural fracture; numerical simulation; fracture effectiveness; Yageliemu Formation; Kuqa Depression

**HE Qiaolin**, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in research on sedimentology and reservoir geology. Add: No. 26, Shihua Avenue, Korla, Xinjiang 841000, China. E-mail: heql-tlm@petrochina.com.cn

**WANG Ke**, Corresponding author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in research on structural geology and detrital reservoir geology. Add: No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China. E-mail: wangk\_hz@petrochina.com.cn