

DOI: 10.16108/j.issn1006-7493.2018059

引用格式: 冯建伟, 孙致学, 王焰东, 余皎凤. 2019. 塔里木盆地和田河气田奥陶系裂缝应力敏感性研究[J]. 高校地质学报, 25 (2): 276-286

塔里木盆地和田河气田奥陶系裂缝应力敏感性研究

冯建伟¹, 孙致学¹, 王焰东², 余皎凤²

1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580;

2. 中石油塔里木油田勘探开发研究院, 库尔勒 841000

摘要: 为研究碳酸盐岩储层应力敏感性及其对气藏产能和气井见水的影响, 选取塔里木盆地和田河气田奥陶系钻井岩心, 开展了应力敏感性研究, 结合实验结果及数学推导建立了裂缝开度和有效应力之间的力学关系模型, 最终借助有限元方法, 对持续开发过程中碳酸盐岩储层裂缝开度的空间变化规律进行了模拟分析。结果表明: 裂缝开度的变化随围压或有效应力变化呈非线性关系; 随着围压或有效应力的升高, 裂缝开度不断减小, 0~0.8 MPa之间减小速度快, 岩样应力敏感性强, 到2.6 MPa或5.4 MPa后变化趋于稳定, 说明高应力环境下, 岩样的应力敏感性减弱, 塑性变形特征明显; 随着围压的逐渐降低, 裂缝开度不断增大, 但不能恢复至初始情况; 未来若干年内随着快速开采, 和田河气田有效应力增大, 裂缝闭合, 产能下降; 随着生产井关闭或开采速度放缓, 气水界面之上有效应力仍然降低, 裂缝闭合, 界面之下有效应力增大, 裂缝开启, 底水上升, 破坏气藏生产。建议在裂缝性碳酸盐岩气藏开发政策的制定过程中, 一方面要开展裂缝分布精细研究, 分析裂缝应力敏感性主控因素, 同时要制定合理的开发方式和开采速度, 确保气藏稳产、高产。

关键词: 碳酸盐岩; CT扫描; 裂缝开度; 应力敏感性; 数值模拟

中图分类号: TE371 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-7493 (2019) 02-276-11

Study on Stress Sensitivity of Ordovician Fractures in Hetianhe Gas Field, Tarim Basin

FENG Jianwei¹, SUN Zhixue¹, WANG Yandong², SHE Jiaofeng²

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China

Abstract: To investigate the stress sensitivity of carbonate reservoir as well as its effect on oil and water productivities, seven rock samples from the Upper Ordovician Lianglitage Formation of the southwestern Tarim Basin were selected for sensitive experiment. Based on the experimental results and mathematical derivation, the relationship between stress-strain and fracture aperture of rock was established. Spatial distribution of fracture aperture under various confining pressure and pore pressure was simulated through finite element method. Results show that effective stress and fracture aperture change rate have a good inverse nonlinear proportional relationship. Along with the increase of confining pressure, the fracture aperture decreases continuously, with a fast decreasing rate at the initial stage (0-0.8 MPa). This indicates that the stress sensitivity of rocks is strong. To a high pressure (2.6 MPa or 5.4 MPa), the aperture changes only a little, implying that the stress sensitivity is weakened under high stress and the plastic deformation is obvious. With the decrease of confining pressure, the fracture aperture tends to be opened till to a zero pressure, but the aperture cannot be

收稿日期: 2018-05-19; 修回日期: 2018-07-21

基金项目: 国家自然科学基金面上项目 (41572124); 中央高校基本科研业务费专项资金 (17CX05010); 国家重大专项 (2016ZX05047-003; 2016ZX05014002-006; 2017ZX05013-006) 联合资助

作者简介: 冯建伟, 男, 1979年生, 副教授, 主要从事构造地质学、岩石力学研究; E-mail: linqu_fengjw@126.com

restored to the initial state. This is indicative of certain plastic deformation. In the next few years, with continuous and rapid exploitation in the Hetianhe Gas Field, the effective stress will increase, the fractures will tend to be closed and the productivity will decline. However, along with discontinuous mining or manual well shutdown, the effective stress above the gas-water interface will still decrease and the fractures tend to be closed. In contrast, the effective stress below the interface will increase, fractures tend to be opened and bottom water rises to destroy the gas reservoir production. As such, we suggest that a fine study on the fracture distribution and the main controls for fracture stress sensitivity must be carried out when shaping development plan for fractured carbonate gas reservoir. Meanwhile, reasonable development model and producing rate should be developed and taken.

Key words: carbonate reservoir; CT scanning; fracture aperture; stress sensitivity; numerical simulation

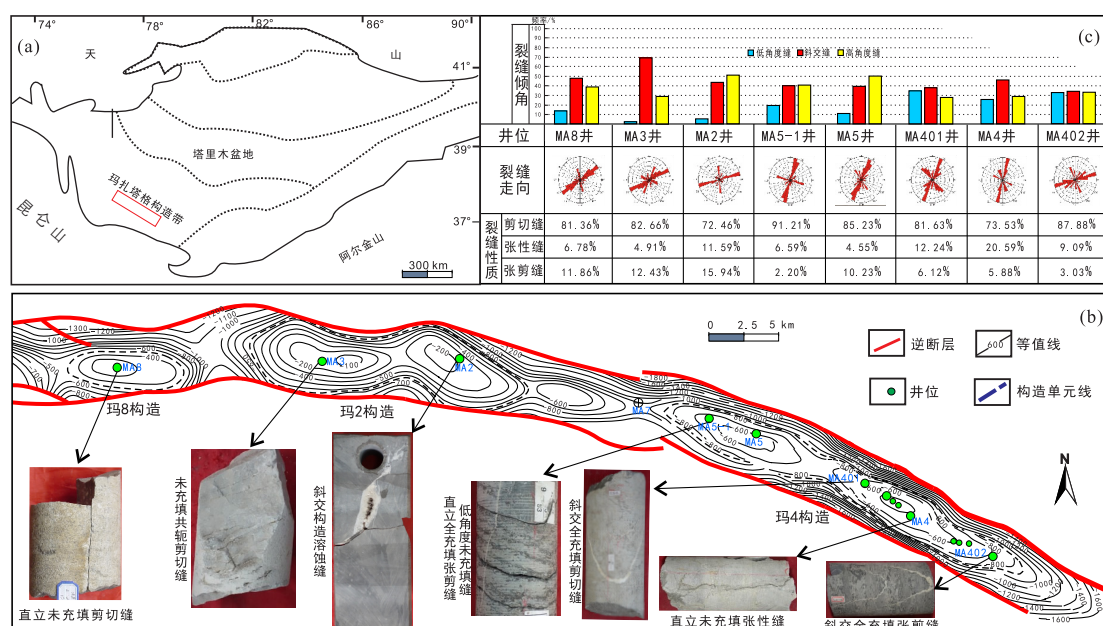
First author: FENG Jianwei, Associate Professor; E-mail: linq_fengjw@126.com

1 引言

储层应力敏感性研究对产能预测、油气藏开发及储层保护等意义重大,已经引起了学术界的广泛关注(Fatt et al., 1952; Warpinski et al., 1992; Javadpour et al., 2007; 卞德智等, 2011; 刘宏等, 2011; 丁文龙等, 2015; 新丽, 2015),并取得了一系列显著成果(Wang et al., 2009; Gai et al., 2015; Dou et al., 2016; Xiao et al., 2016; Guo et al., 2017; Shovkun et al., 2017)。碳酸盐岩储层是中国油气资源二次创业的主战场,其天然气资源量十分丰富(赵文智等, 2012),而构造裂缝是其主要储集空间之一,也是最主要的渗流通道(张鹏

等, 2013)。然而,在钻井、完井、生产及注水等过程中,有效应力或围压的生变化会引起裂缝闭合或张开,易引起钻(完)井液滤失或漏失,进而改变储集层的渗流系统和油气流通通道,致使产量降低(钟高润等, 2016),因此,正确认识储层的应力敏感性有利于碳酸盐岩气藏的高效开发。

和田河气田是一个以海相碳酸盐岩储层为主的大型气田,位于塔里木盆地中央隆起巴楚凸起玛扎塔格构造带(图1a)。该构造带为一受南、北两条逆断裂所加持的断背斜,轴向与断层走向基本一致。平面上,构造带表现为西宽东窄,西高东低,南北宽约5 km,东西长约90 km,从西向东依次发育玛8、玛2、玛4等3个局部构造。自奥陶



(a) 和田河气田构造位置; (b) 和田河气田奥陶系顶构造图; (c) 奥陶系裂缝发育特征

图1 和田河气田构造位置和裂缝发育特征

Fig. 1 Structural location and characteristics of tectonic fractures in the Hetianhe Gas Field

系地层沉积以来,经历了加里东末—早海西、晚海西、喜马拉雅等多期构造运动(图1b),断层裂缝十分发育,其中,NNE走向的低角度裂缝主要发育在玛4构造区,NE走向的近直立缝主要发育在玛2构造区。从西向东,随着背斜轴向的偏转,大致从玛5井开始,裂缝产状发生了明显转变。总体上,研究区构造裂缝以剪切缝为主,张剪缝次之,张性缝少量发育,且张性缝主要发育在幅度较大的玛4构造区(图1c)。喜马拉雅运动是和田河地区裂缝的主要形成时期,所形成的裂缝多以高角度共轭未充填缝为主(图1b)。作为最主要的生产目的层,奥陶系良里塔格组生物灰岩段(O_3T)主要为碳酸盐台地相,岩性以灰色、浅灰色泥晶灰岩、生屑灰岩为主,储集层孔隙度1.01%~3.30%,渗透率0.12~1.47 mD,储集空间类型主要包括裂缝和孔隙,其中,孔隙以晶间孔为主,晶间溶孔和晶内孔次之,属于典型的低孔低渗碳酸盐岩储层(邬光辉等,2011)。

截止到目前,和田河奥陶系气藏总钻井数达到18口,其中开井数13口,日产气90万方,日产水54吨。该储层原始地层压力23.15 MPa、温度71.1℃,在当前采气速度下,2015年压力为19.16 MPa,下降3.99 MPa,2013年底正式开发后压力下降速度加快后趋缓,目前已有5口井见水,其中构造高部位3口、低部位2口,存在连片见水风险,开发形势严峻,急需开展储层应力敏感性研究。因

此,本研究以CT扫描技术为基础,通过围压的变化来代替地下应力场的变化,通过定量测量裂缝开度的变化实验,评价裂缝的应力敏感性,为气藏的开发方案优化和合理采气速度制定提供依据。

2 实验样品及程序

2.1 实验样品制备

7块实验样品选自研究区奥陶系良里塔格组钻井岩心,岩性以泥晶灰岩、生屑灰岩为主,埋深为1950.86~2476.6 m,裂缝微孔相对发育。样品的选择要保证涵盖不同深度、不同岩性、不同矿物组分、不同物性等信息(图2)。为了选择理想的裂缝敏感性实验样品,根据CT机的属性、岩心本身的物性以及扫描图像要求,选择采用10 μm 左右扫描分辨率先对直径25 mm的标准岩心进行粗扫和初期观察,以获取二维灰度图像。不难发现,岩样16-66/69和SX-016/10岩心裂缝发育明显,裂缝信息比较完整;而岩样6-3/14,17-59/93以及16-36/69捕获到微裂缝,但由于分辨率的关系,无法精确获取裂缝相关信息;岩样17-59/93,5-18/71,14-27/70岩心没有捕获裂缝,因此,不在选择范围内。

根据实验要求,对岩心进行进一步观察,选取用于应力敏感实验的岩样。首先针对西部玛3井奥陶系16-66/69岩样开展裂缝研究,获取裂缝相关参数。首先,提取裂缝区域数据($400 \times 400 \times 400$

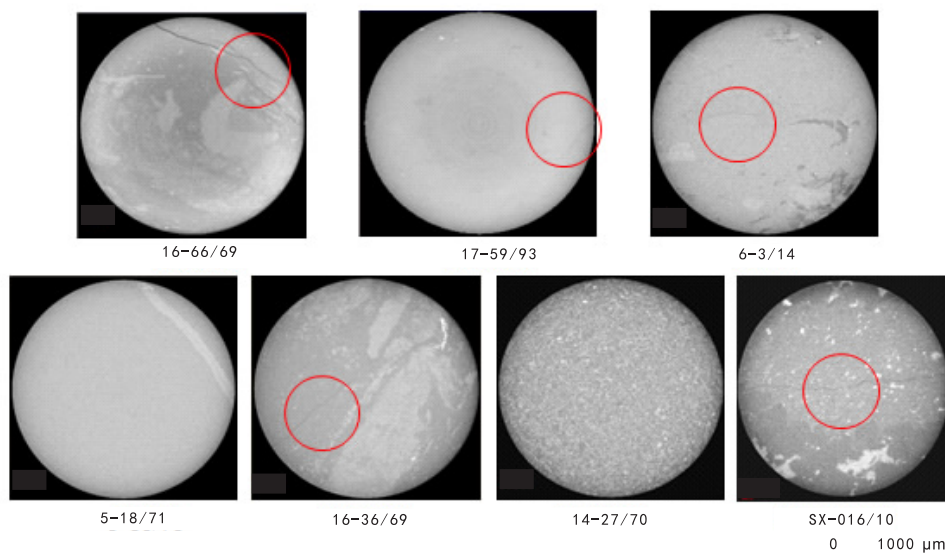


图2 和田河气田奥陶系储层岩样初步观察及应力敏感性实验样品选取

Fig. 2 Preliminary sample observation and sampling for the stress sensitivity experiments in the Hetianhe Gas Field

pixel³), 对图像处理、分割, 剔除骨架相, 获取裂缝三维数字岩心; 其次, 测量该裂缝的基本参数, 其中裂缝开度约为 57.90~112.37 μm , 裂缝倾角约为 59.03°~71.76°。岩样内明显裂缝定位且提高扫描分辨率后, 可较为清晰地看到视野中心处的裂缝, 然而该裂缝为贯穿缝, 若钻取可能会发生碎裂。针对 SX-016/10 岩样开展裂缝研究, 发现该岩样内为非贯穿缝, 利用钻取小岩心的工具在原 25 mm 标准岩样上钻取裂缝区域小岩样 (图 3), 直径 0.95 cm 左右, 长约 2~3 cm。经测试, SX-016/10 岩样的孔隙度平均值为 2.20%, 渗透率平均值为 1.07 mD, 岩性为泥粉晶云质灰岩, 含非常破碎的生物碎屑, 局部被白云石化, 埋藏深度为 2033.21 m。

2.2 实验仪器及步骤

扫描实验所用设备为 Zeiss 公司生产的 MicroXCT-400 型 CT 机。该设备配有 0.4x, 4x, 10x, 20x 四种镜头, 扫描分辨率可达 0.7 μm , 本次小样扫描精度可达 3.46 μm 。同时配有专业可视化软件 XM 3Dviewer 和三维重构软件 XM Reconstruction。围压加载设备采用特别定做的岩心夹持器, 该夹持器耐腐蚀性且密度低, 最重要的是 X 射线透过性好, 从而最大可能的减少外界条件对整个实验的干扰。使用该夹持器为外壳使 X 射线可以通过 CT 设备, 准确获知围压改变过程中岩心裂缝开度以及其它参数的变化状态。

实验采取气测法, 用氮气作为测试流体 (朱维耀等, 2016)。考虑到截止 2015 年气藏地层压力

平均下降了 3.99 MPa, 截止目前已平均下降了 4.57 MPa, 以当前采气速率和压力下降趋势来预测 2018 年年底将下降 5 MPa, 同时岩石有效应力最高增大到 5 MPa, 因此在施加围压时最高设定为 5 MPa。为控制外界条件 (主要是温度) 对实验的影响, 本次研究将温度控制在 24 $^{\circ}\text{C}$, 即 CT 扫描都在 24 $^{\circ}\text{C}$ 下完成。实验步骤为: (1) 将岩心放入岩心夹持器中, 调整 CT 机中 X 射线源和探测器与样品的相对位置, 开始扫描并得到压力为 0 MPa 时的三维岩心数据; (2) 组装仪器, 将手摇泵、六通阀、夹持器连在一起, 在围压步长为 0.4 MPa 时不断增大围压; (3) 每一压力点持续 1h 后, 在 CT 机内进行扫描, 所有条件参数与 (1) 相同; (4) 缓慢减小围压, 使净围压依次为 5.0 MPa, 4.0 MPa, 3.0 MPa, 2.0 MPa, 1.0 MPa, 0 MPa; (5) 每一压力点持续 1h 后, 在 CT 机内进行扫描, 所有条件参数与 (1) 相同; (6) 对获得的所有图像, 从中提取裂缝区域数据 ($400 \times 400 \times 400 \text{ pixel}^3$), 对图像处理、分割, 剔除骨架相, 获取裂缝三维数字岩心, 并通过将二维图片放大, 测量裂缝的开度。如图 3 所示, 在对裂缝的开度进行测量时, 测量工具测量的是裂缝的实际距离, 即 3D length 定量表征裂缝开度直接记录, 所求的开度是整条裂缝的平均值, 具体结果如下表 1、表 2 所示。进一步结合岩心实际观察及古地磁定向结果, 确定该裂缝为一未充填的高角度构造缝, 走向为 NE 向, 推断为喜马拉雅运动的产物。

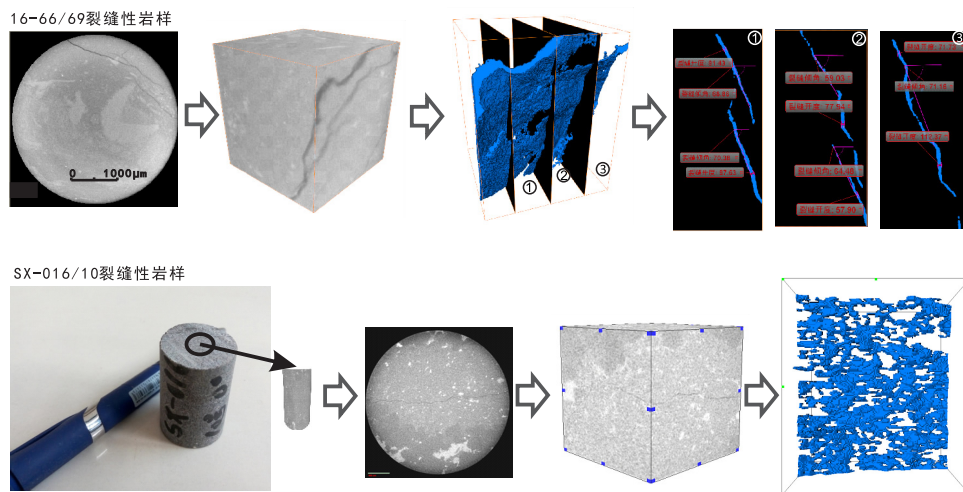


图3 和田河气田应力敏感性实验小样精细扫描及优选

Fig. 3 Fine CT scanning of hand specimens and sample selection for stress sensitivity experiments in the Hetianhe Gas Field

表1 和田河气田CT扫描下裂缝开度随围压变化数据表
(围压升高)(SX-016/10岩样)

Table 1 Relationship between confining pressure and fracture aperture during CT scanning (confining pressure increasing) (sample SX-016/10)

升高压力/MPa	0	0.4	0.8	1.2	1.8	2.6	3.4	4.2	5.4
裂缝开度/ μm	12.21	10.63	10	9.65	9.31	9.11	8.96	8.84	8.73

表2 CT扫描下裂缝开度随围压变化数据表(围压降低)
(SX-016/10岩样)

Table 2 Relationship between confining pressure and fracture aperture during CT scanning (confining pressure decreasing) (sample SX-016/10)

降低压力/MPa	5.4	4	3	2	1	0
裂缝开度/ μm	8.73	8.83	8.94	9.1	9.43	10

3 实验结果分析

经过CT扫描、图像处理及二值化后,为了获得清晰的裂缝识别结果,进一步剔除数字岩心的骨架相,即可得到围压上升时的0 MPa(初始时刻),1.8 MPa, 3.4 MPa, 5.4 MPa和围压下降时4 MPa, 2 MPa, 0 MPa的裂缝三维数字岩心(图4),以为

裂缝开度应力敏感性分析和后面的微观渗流模拟提供可靠的结果。

3.1 围压增大时裂缝开度应力敏感性

根据有效应力原理:总应力=有效应力+孔隙水压力,即:有效应力就是储层的总应力或围压减孔隙流体的压力(郭平等,2007)。由于该实验岩样中的氮气压力不变,仅是围压发生变化,因此,当围压增大时代表地下碳酸盐岩储层所承受的有效应力不断增加,即流体不断被采出,相反,当围压减小时代表储层所承受的有效应力不断减小,即酸化压裂过程。通过以上表格数据统计发现,总体上,和田河碳酸盐岩储层裂缝平均开度随围压变化呈非线性关系。随着围压的升高,裂缝平均开度不断减小,且开始0 MPa到0.8 MPa减小速度快,这说明该岩样具有较强的应力敏感;而到2.6 MPa后变化幅度很小,说明在应力较高时,岩样的应力敏感性减弱(图5)。具体地,根据数字岩心结果能够更清晰地观察到裂缝内部的结构特征,在围压为零时,裂缝开度主要分布在4.16~22.65 μm 范围内,裂缝内部结构连续性好,渗透

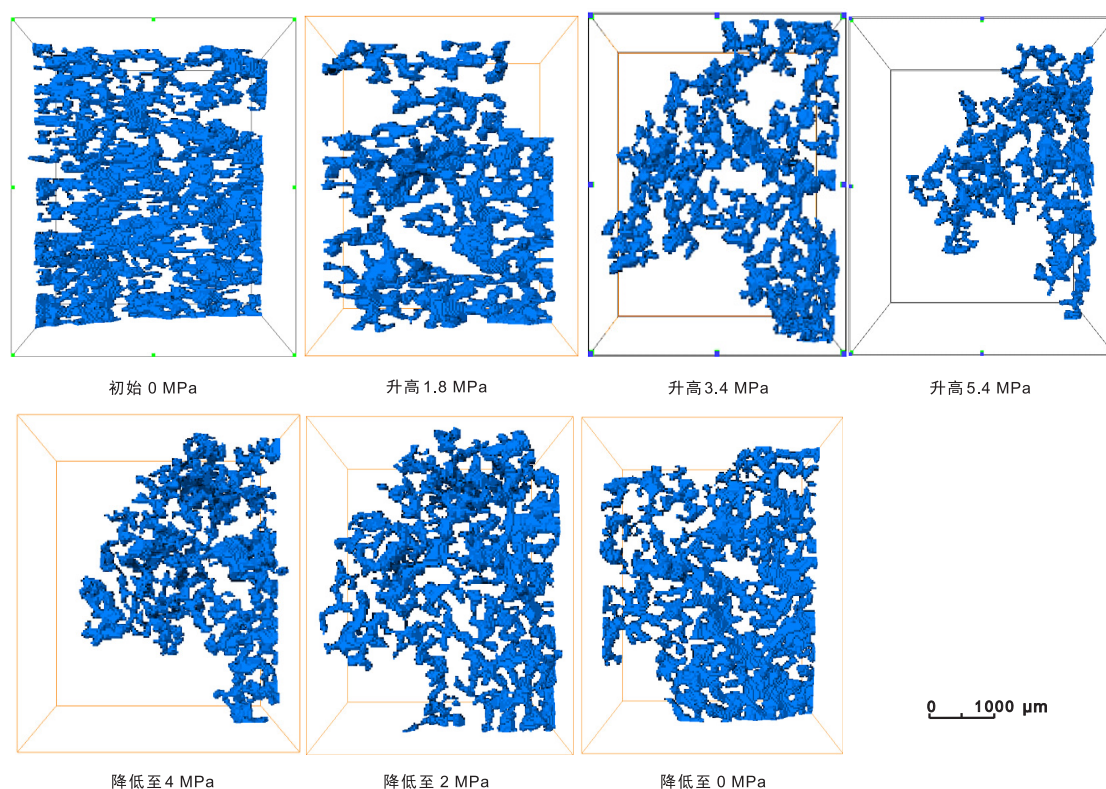


图4 不同围压下的裂缝开度变化规律及数字岩心图(SX-016/10岩样)

Fig. 4 Digital core photos and variation law of fracture aperture under various pressures (sample SX-016/10)

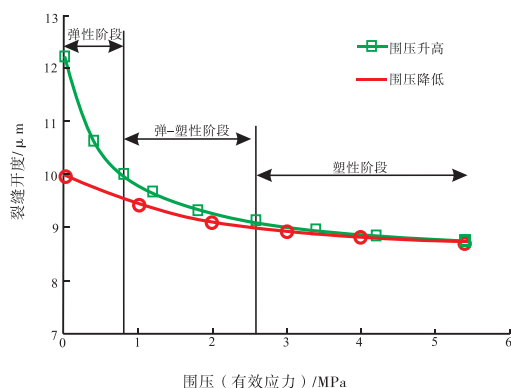


图5 裂缝开度随围压变化曲线(SX-016/10岩样)

Fig. 5 Curves showing variation of fracture aperture under various pressures (sample SX-016/10)

性好, 开度较大部位主要集中在中下部, 即水平向连通性高于垂向; 随着围压升高至 1.8 MPa 时, 裂缝开度迅速降低到 3.3~19.71 μm 范围内, 说明原先开度小的裂缝部位闭合, 只剩下开度相对较大且连通性好的部位, 但此时仍保持了较好的连通性, 即优势连通方位开始向左上方偏斜; 当围压增大至 3.4 MPa 时, 裂缝开度连通优势方位较 1.8 MPa 时明显偏转到右上方方向, 而且连通性明显降低, 尽管裂缝平均开度仅有小的降幅, 但总体上以低开度为主, 即位于 2.57~16.64 μm 范围内; 当升高至 5.4 MPa 时, 开度总体分布趋势与 3.4 MPa 时相近, 只是损失了局部小开度点, 即仍保持了优势连通方位, 且此时垂向连通性明显高于水平方向。

3.2 围压降低时裂缝开度应力敏感性

总体上, 随着围压的降低, 碳酸盐岩储层裂缝开度不断增大, 但不能恢复至初始情况, 开度-围压变化曲线明显与前者不同。具体来看, 当围压由 5.4 MPa 降低到 4 MPa 时, 整体开度分布趋势变化很小, 仅在中下部出现小开度点恢复现象, 这代表着一定的弹性恢复变形特征; 当降低到 2 MPa 时, 开度分布趋势整体保持不变, 小开度点的弹性恢复主要出现在右侧; 当降低到 0 MPa 时, 裂缝开度尽管没有全部恢复至初始状态, 整体出现开度损失现象, 但在右下侧裂缝开度反而增大, 即出现了新的开度点, 导致连通性变好, 这很可能是由于脆性矿物在压力释放后体积膨胀发生脆断的结果, 另外裂缝连通结构变得复杂, 不再有连通性优势方位。由上可知, 随着围压的降低或升

高, 碳酸盐岩储层裂缝开度的变化过程具有明显的非弹性变形特征。

3.3 有效应力与裂缝开度变化的力学关系

为了建立裂缝开度与有效应力之间的函数关系, 国内外学者对此进行了研究 (Hicks et al., 1996; Wills-Richards et al., 1996; Jing et al., 1998; 新丽, 2015), 主要有指数式、多项式以及幂律式等关系。对比各种评价模型, 对数关系或指数关系与实验数据的拟合精度最高, 且多项式项数越多拟合程度越好, 然而, 这需要对大量的实验数据进行分析。由于和田河气田奥陶系目的层内最主要的渗流通道是喜马拉雅期的共轭剪切缝网, 裂缝角度高、充填程度低、有效性好, 因此, 可选取经典的平行板裂缝渗流模型。此渗流模型中, 渗透率 K 与裂缝开度 b 的三次方成正比, 因而开度 b 对裂缝的渗流能力有显著的影响, 能正确预测或决定气藏描述的有效性。根据以上应力敏感性实验, 已明确 b 的大小受应力、应变控制, 且两者符合反比例指数模型关系, 若不考虑裂缝壁内流体化学反应, 则应力-应变和裂缝开度 b 成较好的函数关系。

Willis Richards 等 (1996)、Hicks 等 (1996) 以及 Jing 等 (1998) 在 HDR 油气藏模拟中同时考虑了正应力和剪应力对裂缝开度的影响, 提出裂缝开度计算模型:

$$b_m = \frac{b_0}{1 + 9\sigma'_n / \sigma'_{nref}} + \Delta b_s + b_{res}$$

式中: 等号右边第一项反映法向正应力对裂缝开度的影响。其中 σ'_n 为有效正应力, 单位 MPa, σ'_{nref} 代表使裂缝开度降低 90% 的有效正应力, 单位 MPa, b_0 为天然列分开度, 单位 m; 第三项 b_{res} 代表裂缝表面承受最大正应力时的裂缝开度, 单位 m, 相当于“残余”开度; 第二项表示由剪切位移引起的开度增量, 单位 m。

现今地应力场下, 低渗透砂岩储集层不发生剪切位移, 故上式第二项舍去, 变为:

$$b_m = \frac{b_0}{1 + 9\sigma'_n / \sigma'_{nref}} + b_{res}$$

式中: σ'_{nref} 代表使裂缝开度降低 90% 的有效正应力, 是一与岩性有关的系数, Willis Richards 等 (1996) 将 σ'_{nref} 取值为 10~26 MPa 之间的一个常数, Durham 和

Bonner (1996) 试验结果显示出较高的 σ_{nref} 值 (可以超过 200 MPa), Chen 等 (2000) 也使用了较高的 σ_{nref} 值 (95 MPa 和 180 MPa)。据秦积舜 (2002) 对胜利油田低渗透砂岩变围压下渗透率试验测试, 单轴压缩强度为 30~50 MPa 的低渗透砂岩, σ_{nref} 略高于 Willis Richards 等 (1996) 的 26 MPa, 可达 50 MPa。残余隙宽就目前的技术方法还做不到精细确定, 因其很小, 在模拟计算中取值为零。此外, 式中 σ'_n 为有效正应力 (Pa), 它为裂缝面上的正应力 σ_n 与裂缝中的流体压力 P 之差, 即: $\sigma'_n = \sigma_n - P$ 。

4 裂缝应力敏感性机理及应用

4.1 裂缝应力敏感性力学机理

储层应力敏感性研究主要集中在致密砂岩储层领域, 对碳酸盐岩储层的研究相对较少, 但两者的基质都属于低渗透脆性岩石, 因此其应力敏感性与岩石变形有着密切的关系。碳酸盐岩储集层黏土矿物含量相对较少, 颗粒主要由白云岩、

石灰岩、石膏组成。受到外力作用时, 脆性强的方解石和白云石颗粒不容易发生变形或者颗粒间的滑移。但当微裂缝出现时, 所形成的空间结构容易发生变形, 即接触点周围的颗粒会朝空间方向发生位移, 从而导致裂缝岩样体积缩小、裂缝开度减小、渗透率降低 (图 6a)。而致密砂岩储集层多富含黏土矿物, 在高有效应力作用下容易发生塑性或滑移变形, 变形后不能恢复原状, 从而使裂缝开度和基质孔喉变小, 进一步降低渗透率 (图 6b)。致密砂岩储集层往往表现出较高的岩屑含量且裂缝一定程度发育, 岩屑和其他颗粒一同构成了储集层的岩石骨架, 岩石骨架的力学性质一定程度上决定了储集层的应力敏感性, 随着有效应力增加, 骨架颗粒发生本体变形和结构变形。在变围压条件下 (5~45 MPa), 塔里木盆地和田河奥陶碳酸盐岩弹性模量为 27.38~50.18 GPa, 平均为 40.11 GPa, 破坏峰值强度为 92.27~316.18 MPa, 平均为 216.97 MPa, 泊松比为 0.149~0.251, 平均为 0.194; 在变围压条件下 (5~60 MPa), 库车凹陷地区致密砂岩弹性模量为 10.63~44.11

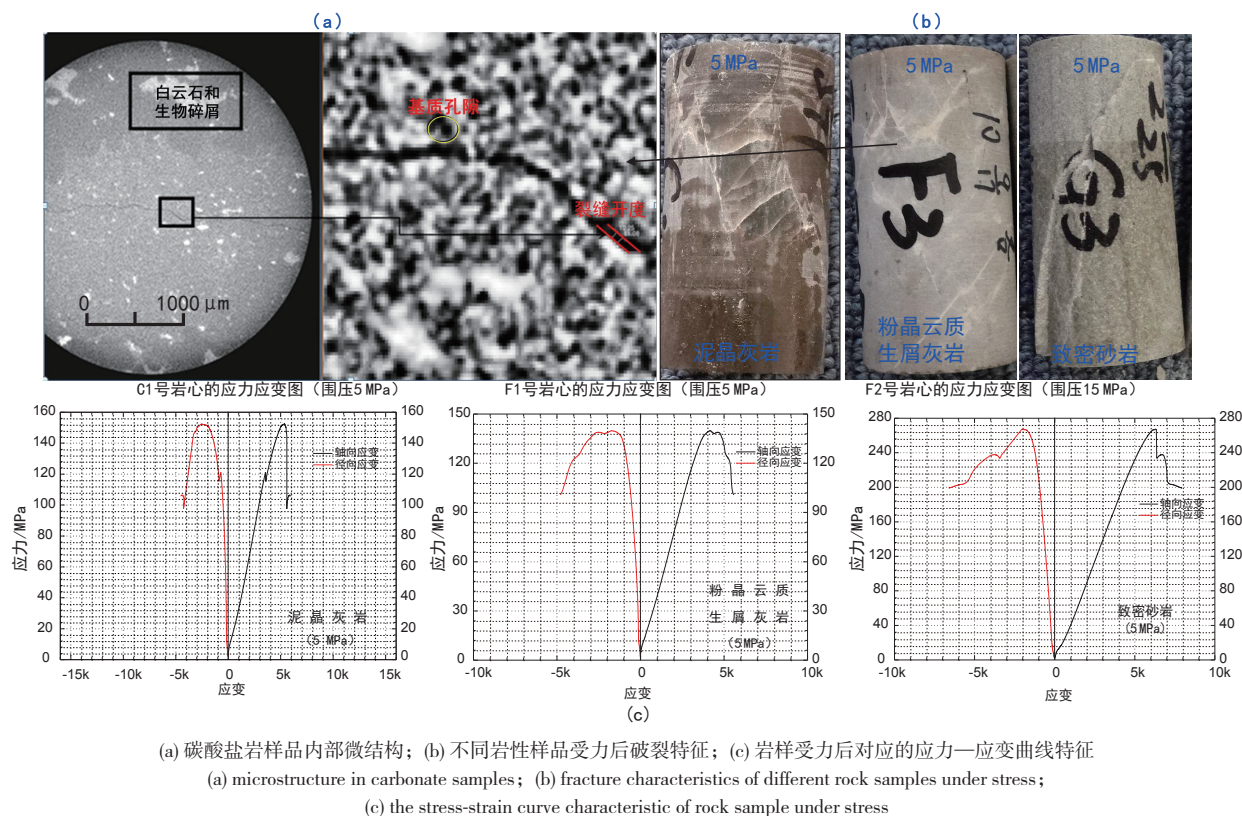


图6 基于CT扫描的不同岩性岩石力学特征及微观结构变化

Fig. 6 Variation of mechanical characteristics and microstructure of different lithologies based on CT scanning

GPa, 平均为 34.38 GPa, 破坏峰值强度为 93.84~499.42 MPa, 平均为 301.27 MPa, 泊松比为 0.139~0.438, 平均为 0.241 (图 6c)。碳酸盐岩弹性模量明显高于致密砂岩, 且泊松比明显小于致密砂岩, 在外力作用下, 碳酸盐岩比致密砂岩更难发生形变, 但碳酸盐岩破坏强度明显低于致密砂岩, 即脆性更强, 相对容易发生破裂。在相同低围压条件下, 泥晶灰岩较粉晶生屑灰岩具有更高的峰值破坏应力和弹性模量, 但前者泊松比要明显小于后者, 这主要是由于粉晶生屑灰岩中生物碎屑的含量较大导致了更强烈的力学非均质性, 且裂缝形态不规则。正是在不规则裂缝形态的影响下, 裂缝表面的微凸体在有效应力作用下容易产生塑性变形并发生闭合, 闭合后的裂缝在卸压过程不易恢复张开, 其实质是裂缝孔隙闭合的综合滞后效应。

4.2 开发过程中裂缝开度随压力变化数值模拟

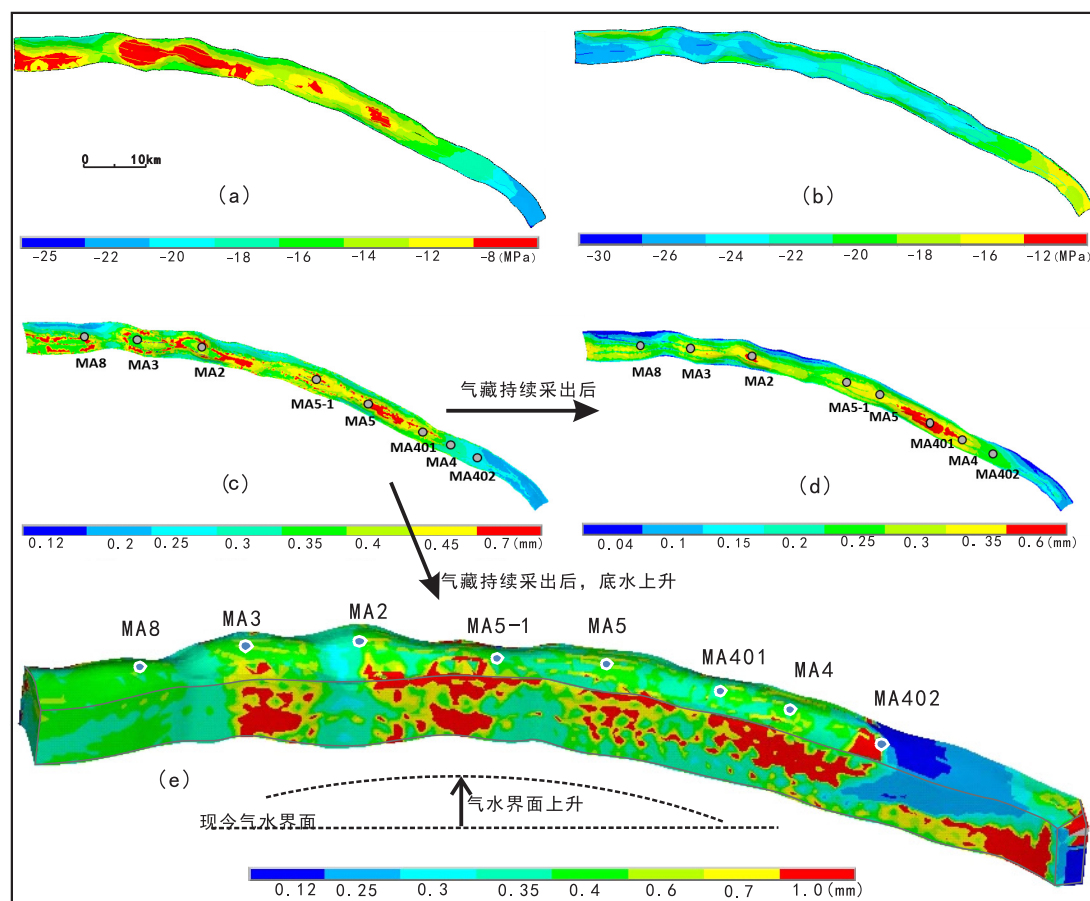
针对和田河气田目前地层压力下降快、生产井面临大面积见水的情况, 急需开展对天然缝网随地层压力变化的渗透性变化研究。和田河气田地处昆仑造山带前缘部位, 现今地应力场以 NE 向区域挤压为主, 在不发生强烈构造运动的前提下, 三向主应力往往比较接近, 主应力差难以产生新的裂缝, 仅对早期形成的裂缝有一定的改造作用, 使裂缝部分闭合, 裂缝的开度、孔隙度、渗透率都会随之下降; 开发若干年后, 随着储层内天然气等流体被采出, 有效应力增大, 原本由流体平衡掉的一部分力转移到岩石骨架上, 裂缝进一步闭合, 达到一个新的平衡状态。根据开发方案计算出每个阶段的地层压力、地应力、有效应力, 模拟各种应力的分布状态, 以实现对未来若干年裂缝开度、渗透性的近似计算。

根据前期研究, 基于“古应力场产生裂缝, 现今应力场改造裂缝”的思路建立了应力-应变与裂缝参数(密度、开度、孔隙度、渗透率)的力学关系模型(戴俊生等, 2011; 冯建伟等, 2011; 鞠玮和侯贵廷等, 2014; Laubach 等, 2016), 并取得了较好的实际应用效果。以构造区域背景分析和构造形迹力学为出发点, 首先恢复了喜马拉雅期和和田河奥陶系顶面古构造形态, 然后设置力有效应力学边界条件、赋予力学参数, 最终经过反复模拟得出了和田河奥陶系储层的古构造应力

场, 并计算出了空间裂缝密度、开度、倾角等参数(图 7)。根据井壁崩落法、古地磁法、压裂解除法综合手段, 确定了和田河地区现代构造最小主应力的方向为 140°或 320°, 大小平均值为 43 MPa, 水平最大主应力方向为 50°或 230°, 大小平均为 56 MPa。由于研究区有效缝主要为高角度或近直立缝, 因此水平方向最小主应力与孔隙压力共同决定着裂缝开启和闭合程度。水平方向最小主应力作为某一方向的总应力, 主要由构造挤压力和孔隙压力共同组成, 孔隙压力近似等于地层压力, 因此, 总应力减去地层压力即为岩石骨架所承受的有效应力, 该应力值越大裂缝趋于闭合, 渗流能力降低, 该值越小裂缝趋于开启, 渗流能力变大。

由前所述, 随着开采的不断进行, 和田河气藏地层压力不断下降, 根据下降趋势预测, 未来第 5 年后地层压力或孔隙压力较现在下降近 10 MPa, 那么在构造挤压力不变的情况下, 有效应力会持续增大。动态应力场模拟结果显示, 和田河气田现今有效应力有着东高西低、背斜顶部低、两翼高的分布特点, 主要分布在 -25~8 MPa 之间(图 7a), 而 5 年后的第 5 年有效应力呈升高趋势, 即主要分布在 -30~12 MPa 之间, 但此时高值区主要位于两翼, 低值区反而迁移到背斜顶部(图 7b)。相应地, 未来 5 年后的第 5 年裂缝开度较现今开度明显具有变小趋势, 如玛 8、玛 2 和玛 4 西部井区尤为明显, 但玛 4 东部 MA401 井开度却变得更大, 达到 0.7 mm 以上(图 7c, d)。究其原因, 和田河奥陶系构造总体上西高东低, 一方面, 当裂缝性储层中的油气被大量采出时, 基质岩块内流体得不到及时补给, 必然导致整个储层裂缝系统内流体压力势下降, 造成裂缝开度降低, 裂缝渗透性也因此减小, 另一方面, MA401 井既是流体从背斜倾没端向高部位运移的必经之路, 也会因呈局圈闭起而封闭住一部分流体, 从而使有效应力增大, 导致裂缝开度变大。另外, 由上知, 碳酸盐岩储层裂缝一旦在作用力下(围压或有效应力超过 5.4 MPa)发生闭合将不易恢复, 即使后期采取注气等措施以恢复地层压力, 但裂缝的渗流能力也将变得很弱。这将会导致基质岩石中大量的残余油气无法开采, 从而将使得该区块油气采收率低。

当气藏整体发生地层压力下降的同时, 气体



气田内现今有效应力分布特征 (负值代表挤压); (b) 未来第5年气田内有效应力分布特征; (c) 气田内现今裂缝开度分布特征; (d) 未来第5年气田内裂缝开度分布特征; (e) 未来5年后气田气水界面上升后裂缝开度分布特征

图7 和田河气田现今地应力分布及未来5年裂缝开度变化预测

Fig. 7 Distribution of current stress and prediction of fracture variation within the next five years in the Hetianhe Gas Field

上升, 作为底水断块型的和田河气田气水界面也会相对上移, 由于水的孔隙压力明显高于气体压力, 因此, 气藏内部产生了地应力场的再分配, 当然这属于低渗透碳酸盐岩储层渗透率恢复过程中存在的严重滞后效应 (图7e)。持续的大量开采最终导致了气水界面以上地层压力仍然下降, 界面以下则地层压力或等于原先值或高于原先值, 相应地, 气藏有效应力降低, 水平方向上裂缝呈开启或开度变大趋势, 渗流能力增强, 直接会导致生产气井的大面积见水。此种情况的发生主要取决于储层裂缝的发育程度、发育类型、分布特征和裂缝的几何性质。

4.3 裂缝应力敏感性主控因素

由上分析, 同时结合前人研究成果 (Yin et al., 2018), 将裂缝应力敏感性的主控因素分为两个部分: 内因和外因。其中内因主要包括: 岩石组分、

晶粒结构、含水饱和度、裂缝力学形态、充填程度和密度; 外因主要包括: 有效应力、储层温度、加载方式和启动压力, 其中内因各因素是影响裂缝敏感性的最重要因素。具体地, 在外力作用下, 硬度高的矿物不容易发生形变或形变量很小, 矿物硬度越低, 越容易发生形变 (刘晓旭等, 2006), 常见碳酸盐累矿物中白云石的硬度最高, 方解石次之, 粘土类矿物最低。当白云石和方解石中混入一定量粘土类矿物时, 储层在外力作用下, 岩石容易变形或破碎, 使裂缝体积减小, 还可能产生微粒运移而堵塞通道, 使储层开度和渗透率明显降低。碳酸盐岩晶粒结构越好, 外力作用下越不容易发生变形, 所表现出的应力敏感性也就越弱。因此, 泥粉晶灰岩、细晶白云岩中的裂缝应力敏感性要强于生物灰岩和生屑灰岩。含水饱和度越高, 储层应力敏感性越强, 邓玉珍 (2010)、傅春梅等 (2009)、李孟涛

等(2006)指出,水或束缚水的存在降低了渗透率,导致了应力敏感性的加强,并通过实验证明了这一观点。这是因为岩石孔隙中水的存在影响了岩石的杨氏模量,岩石的含水饱和度越高,其杨氏模量越小,有效上覆岩层压力的增加更容易使岩石变形,渗透率降低的幅度增大,从而表现为应力敏感性程度增强。一般地,表面平直、起伏较小且无充填物的裂缝在应力作用下最容易变形和闭合(Zhang et al., 2018)。从裂缝的产状来说,水平裂缝最易闭合,其次为低角度裂缝,而高角度裂缝和垂直裂缝不易发生闭合。根据赵伦等(2013)的研究结果,基质和全充填裂缝的应力敏感性相对较弱,表现为平缓型应力敏感模式,随着压力的恢复,开度和渗透率恢复程度较高,表现为弹塑性特征;对于不充填和半充填裂缝性岩心,早期裂缝闭合,主要表现为较强的裂缝应力敏感,后期敏感性减弱,主要表现为基质的应力敏感;半充填和不充填裂缝性岩心开度和渗透率恢复程度较低,表现为塑性特征,总体上,随着裂缝充填程度的降低,岩石应力敏感性增强。裂缝越发育,储层应力敏感性越强。通过实验,游利军等(2004)认为裂缝的应力敏感系数和裂缝渗透率的对数呈线性正相关关系,说明裂缝的存在加剧了应力敏感程度,裂缝越发育,渗透率越高,应力敏感性越强。

另外,有效应力、储层温度、加载方式和启动压力等多项因素都从外部层面对裂缝的开度和渗透率应力敏感性造成了一定影响,并起到了一定的控制作用,如重复施压加剧储层应力敏感程度(康毅力等, 2006),启动压力梯度越大储层应力敏感性越强,衰竭式开采要比保持地层压力(注水开发或循环注气)开采产生更强的应力敏感现象等等。由此可见,裂缝性碳酸盐岩储层的开发中应开展裂缝分布特征精细研究,对在不同作用力下的裂缝闭合、裂缝渗流变化规律及其影响因素进一步准确认识,制定合理的开发方式和开采速度,确保气藏稳产,提高油气采收率。同时,在开发过程中应该充分结合储层特点和开发需要,综合考虑内因和外因对其的影响,从而更好地指导碳酸盐岩储层油气的勘探开发。

5 结论

(1) 基于CT三维扫描技术,完成了变围压下

的裂缝性碳酸盐岩应力敏感性实验,结果表明:裂缝开度随围压变化呈非线性变化,随着围压(有效应力)的升高,裂缝开度不断减小,从开始的0 MPa到0.8 MPa期间减小速度快,说明岩样具有较强的应力敏感;而到2.6 MPa后变化幅度很小,说明在有效应力较高时,岩样的应力敏感性减弱;随着围压的降低,裂缝开度不断增大,但不能恢复至初始情况,说明在较高围压下,裂缝壁面发生了弹塑性变形。

(2) 随着和田河气藏的持续开采,未来5年内地层压力将不断下降,当超过5.4 MPa后,如果开采速度加快,流体得不到及时补充,岩石骨架的有效应力将增大,裂缝进一步闭合,气井产能下降,直至达到一个新的平衡状态,即使地层压力恢复,网状裂缝系统的整体开度仍有损失;如果开采速度放缓或关闭部分生产井,气水界面会随之上升,气藏整体地层压力下降,但出现纵向分层的情况,气水界面之上有效应力仍然降低,裂缝趋于闭合,产能下降,界面之下有效应力或增大或不变,裂缝网络趋于开启,将会导致底水上升,使部分井面临见水风险,从而破坏气藏生产。

参考文献(References):

- 卞德智, 赵伦, 陈烨菲, 等. 2011. 异常高压碳酸盐岩储集层裂缝特征及形成机制: 以哈萨克斯坦肯基亚克油田为例[J]. 石油勘探与开发, 38(4): 394-399.
- 戴俊生, 冯建伟, 李明. 2011. 砂泥岩间互地层裂缝延伸规律探讨[J]. 地学前缘, 18(2): 277-283.
- 邓玉珍. 2010. 低渗透储层应力敏感性评价影响因素分析[J]. 油气地质与采收率, 17(4): 80-83.
- 冯建伟, 戴俊生, 马占荣, 等. 2011. 低渗透砂岩裂缝参数与应力场关系理论模型[J]. 石油学报, 32(4): 664-671.
- 丁文龙, 王兴华, 胡秋嘉, 等. 2015. 致密砂岩储层裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 30(7): 737-750.
- 傅春梅, 唐海, 吕栋梁, 等. 2009. 不同含水饱和度下应力敏感性对致密低渗气井产能影响分析[J]. 天然气勘探与开发, 32(1): 32-34.
- 鞠玮, 侯贵廷, 黄少英, 等. 2014. 断层相关褶皱对砂岩构造裂缝发育的控制约束[J]. 高校地质学报, 20(1): 105-113.
- 郭平, 张俊, 杜建芬, 等. 2007. 采用两种实验方法进行气藏岩心应力敏感研究[J]. 西南石油大学学报, 121(2): 7-9.
- 李孟涛, 姚尚林, 单文文, 等. 2006. 低渗透气藏应力敏感性实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 25(6): 69-72.
- 刘宏, 谭秀成, 李凌, 等. 2011. 孔隙型碳酸盐岩储集层特征及主控因素: 以川西南嘉陵江组嘉5段为例[J]. 石油勘探与开发, 38(3): 275-281.
- 刘晓旭, 胡勇, 朱斌, 等. 2006. 储层应力敏感性影响因素研究[J]. 特种油气藏, 13(3): 18-21.
- 游利军, 康毅力, 陈一健, 等. 2004. 含水饱和度和有效应力对致密砂

- 岩有效渗透率的影响[J]. 天然气工业, 24(12): 105-107.
- 康毅力, 张浩, 陈一健, 等. 2006. 鄂尔多斯盆地大牛地气田致密砂岩气层应力敏感性综合研究[J]. 天然气地球科学, 17(3): 335-344.
- 秦积舜. 2002. 变围压条件下低渗砂岩储层渗透率变化规律研究[J]. 西安石油学院学报, 17(4): 28-35.
- 邬光辉, 朱海燕, 张立平, 等. 2011. 和田河气田奥陶系碳酸盐岩气藏类型再认识及其意义[J]. 天然气工业, 31(7): 5-10.
- 新丽. 2015. 含微裂缝低渗储层应力敏感性及其对产能影响[J]. 特种油气藏, 22(1): 127-130.
- 曾联波, 漆家福, 王成刚, 等. 2008. 构造应力对裂缝形成与流体流动的影响[J]. 地学前缘, 15(3): 292-298.
- 赵文智, 沈安江, 胡素云, 等. 2012. 中国碳酸盐岩储集层大型化发育的地质条件与分布特征[J]. 石油勘探与开发, 39(1): 1-12.
- 赵伦, 陈焯菲, 宁正福, 等. 2013. 异常高压碳酸盐岩油藏应力敏感实验评价——以滨里海盆地肯基亚克裂缝—孔隙型低渗透碳酸盐岩油藏为例[J]. 石油勘探与开发, 40(2): 194-199.
- 钟高润, 张小莉, 杜江民, 等. 2016. 致密砂岩储层应力敏感性实验研究[J]. 地球物理学进展, 31(3): 1300-1306.
- 朱维耀, 马东旭, 朱华银, 等. 2016. 页岩储层应力敏感性及其对产能影响[J]. 天然气地球科学, 27(5): 892-896.
- 张鹏, 侯贵廷, 潘文庆, 等. 2013. 塔里木盆地北缘碳酸盐岩野外构造裂缝发育规律研究[J]. 高校地质学报, 19(4): 580-587.
- Dou H G, Zhang H J, Yao S L, et al. 2016. Measurement and evaluation of the stress sensitivity in tight reservoirs [J]. Petrol. Explor. Develop., 43(6): 1116-1123.
- Durham W B and Bonner B P. 1994. Self-propping and fluid flow in slightly offset joints at high effective pressures [J]. Journal of Geophysical Research, 99(B5): 9391-9399.
- Fatt I and Davis D H. 1952. Reduction in permeability with overburden pressure [J]. Trans AIME, 195: 329-334.
- Gai S H, Liu H Q and He S L. 2015. An improved particles model for stress sensitivity in low-permeability sandstones [J]. Geosystem Engineering, 19 (2): 89-95, DOI: 10.1080/12269328.2015.1110059.
- Guo X, Zou G F, Wang Y H, et al. 2017. Investigation of the temperature effect on rock permeability sensitivity [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 156: 616-622.
- Hicks T W, Pine R J, Willis Richards J, et al. 1996. A hydro-thermo-mechanical numerical model for HDR geothermal reservoir evaluation [J]. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech. Abstr., 33(5): 499-511.
- Javadpour F, Fisher D and Unsworth M. 2007. Nanoscale gas flow in shale gas sediment [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 46(10): 53-61.
- Jing Z, Wills-Richards J, Watanabe K and Hashida T. 1998. A new 3-D stochastic model for HDR geothermal reservoir in fractured crystalline rock [A]// Fourth International HDR Forum, Strashbourg, France, September, 28-30.
- Laubach S E, Fall A, Copley L K, et al. 2016. Fracture porosity creation and persistence in a basement-involved Laramide fold, Upper Cretaceous Frontier Formation, Green River Basin, U.S.A. [J]. Geological Magazine, 153 (5/6): 887-910.
- Shovkun I and Espinoza D N. 2017. Coupled fluid flow-geomechanics simulation in stress-sensitive coal and shale reservoirs: Impact of desorption-induced stresses, shear failure, and fines migration [J]. Fuel, 260-272.
- Wang R, Yue X A, Zhao R B, et al. 2009. Effect of stress sensitivity on displacement efficiency in CO₂ flooding for fractured low permeability reservoirs [J]. Pet. Sci., 6: 277-283.
- Warpinski N R and Teufel I W. 1992. Determination of the effective stress law for permeability and determination in low-permeability rock [J]. SPE Formation Evaluation, 7(2): 123-131.
- Wills-Richards J, Watanabe K and Takahashi H. 1996. Progress toward a stochastic rock mechanics model of engineered geothermal systems [J]. J Geophys Res., 101(B8): 17, 481-17,496.
- Xiao W L, Li T, Li M, et al. 2016. Evaluation of the stress sensitivity in tight reservoirs [J]. Petrol. Explor. Develop., 43(1): 115-123.
- Yin S, Lv D W, Ding W L, et al. 2018. New Method for Assessing Microfracture Stress Sensitivity in Tight Sandstone Reservoirs Based on Acoustic Experiments [J]. Int. J. Geomech., 18(4): 04018008, DOI: 10.1061/(ASCE)GM.1943-5622.0001100.
- Zhang L Q, Zhou J, Brauna A, et al. 2018. Sensitivity analysis on the interaction between hydraulic and natural fractures based on an explicitly coupled hydro-geomechanical model in PFC2D [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 167: 638-653.