



缝面摩滑：深部裂缝性地层钻井液漏失加剧的新机制

康毅力 田国丰 游利军 闫霄鹏 许成元

Friction & Sliding on Fracture Surfaces: A New Mechanism for Increasing Drilling Fluid Leakage in Deep Fractured Reservoirs

KANG Yili, TIAN Guofeng, YOU Lijun, YAN Xiaopeng, XU Chengyuan

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021033>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于分形理论的粗糙裂缝钻井液漏失模型研究

Drilling Fluid Loss Model in Rough Fractures Based on Fractal Theory

石油钻探技术. 2017, 45(4): 46–52 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201704008>

裂缝性地层溢流侵入动态规律研究

The Dynamic Laws of Overflow Intrusion in Fractured Formations

石油钻探技术. 2018, 46(6): 26–32 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018137>

无安全压力窗口裂缝性地层五步压回法压井方法

A Five-Step Bullheading Killing Well Control Method for Fractured Formations without a Safety Pressure Window

石油钻探技术. 2018, 46(6): 20–25 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018157>

顺北油气田碳酸盐岩破碎性地层防塌钻井液技术

Anti-Collapse Drilling Fluid Technology for Broken Carbonate Formation in Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(2): 12–16 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020005>

钻井液漏失位置测量仪的研制及试验

The Development and Testing of Lost Circulation Position Detector

石油钻探技术. 2017, 45(6): 55–59 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706010>

基于声波变密度测井信息识别水平井压裂裂缝的方法

Method about Improving Accuracy of Fracture Fluid Friction Pressure

石油钻探技术. 2017, 45(5): 113–117 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201705020>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2021033

引用格式: 康毅力, 田国丰, 游利军, 等. 缝面摩滑: 深部裂缝性地层钻井液漏失加剧的新机制 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 45-53.

KANG Yili, TIAN Guofeng, YOU Lijun, et al. Friction & sliding on fracture surfaces: a new mechanism for increasing drilling fluid leakage in deep fractured reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(1): 45-53.

缝面摩滑: 深部裂缝性地层钻井液漏失加剧的新机制

康毅力, 田国丰, 游利军, 闫霄鹏, 许成元

(油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500)

摘 要: 针对深层裂缝性地层在初次堵漏失败后多发生漏失量更大的重复性漏失的问题, 设计并进行了裂缝面间摩擦滑动(简称缝面摩滑)前后的裂缝封堵模拟试验, 以钻井液环境下岩板与岩块的摩擦滑动试验、基于微压痕的岩石力学参数测试、表面三维扫描等手段为辅, 分析了钻井液侵入对天然裂缝缝面摩滑的诱发作用, 探讨了缝面摩滑对裂缝性储层钻井液漏失的影响。油基钻井液或水基钻井液侵入天然裂缝, 均能使岩石缝面摩擦因数减小, 油基钻井液使岩石缝面摩擦因数减小的作用更强, 这会诱发缝面摩滑形成错位裂缝, 为钻井液漏失加剧提供通道和空间; 缝面摩滑可使裂缝渗透率升高, 导致钻井液封堵能力降低, 钻井液漏失加剧; 摩滑后缝面更光滑, 可能会进一步扩大错位程度, 使裂缝长度和宽度大幅增大, 造成钻井液漏失加剧。研究结果表明, 缝面摩滑是导致深部裂缝性地层钻井液漏失加剧的原因之一, 提高天然裂缝面之间的摩擦因数、有效控制缝面摩滑可控制深部裂缝性地层的钻井液漏失。

关键词: 深部; 裂缝性地层; 摩擦; 滑动; 钻井液漏失; 机制

中图分类号: TE21

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)01-0045-09

Friction & Sliding on Fracture Surfaces: A New Mechanism for Increasing Drilling Fluid Leakage in Deep Fractured Reservoirs

KANG Yili, TIAN Guofeng, YOU Lijun, YAN Xiaopeng, XU Chengyuan

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China)

Abstract: Because repetitive leakage in greater volume often occurs in deep fractured reservoirs after the failure of initial plugging, fracture plugging simulation before and after the sliding with friction happens on fracture surfaces (referred to as friction & sliding on fracture surfaces) was designed and carried out. Supported by the friction & sliding experiments of rock plates and blocks in drilling fluid environment, rock mechanics parameter test based on micron indentation and the three-dimensional surface scanning, the inducing effect of drilling fluid intrusion on the friction & sliding on fracture surfaces was analyzed, and the influence on drilling fluid leakage in fractured reservoirs brought by friction & sliding on fracture surfaces was explored. Experiments showed that when the drilling fluid invaded natural fractures, both oil-base and water-base drilling fluids could decrease the friction factors of fractured rock surfaces, and the oil-base drilling fluid could brought a stronger effect, which would induce friction & sliding on fracture surfaces to form dislocated fractures, providing channels and space for the aggravation of drilling fluid leakage. Also, friction & sliding on fracture surfaces can increase the permeability of fractures, resulting in a decrease in the plugging capacity of drilling fluid and increasing drilling fluid leakage. Moreover, fracture surfaces were smoother after friction & sliding, which may further intensify the degree of dislocation. With the huge increase in the length and width of fractures, the leakage of drilling fluid was exacerbated. The research results showed that friction & sliding on fracture surfaces was

收稿日期: 2021-02-21; 改回日期: 2021-08-15。

作者简介: 康毅力(1964—), 男, 天津蓟县人, 1986年毕业于大庆石油学院石油地质与勘探专业, 1989年获西南石油学院矿产普查与勘探专业硕士学位, 1998年获西南石油学院石油与天然气工程专业博士学位, 教授, 博士生导师, 主要从事储层保护理论与技术方向的研究工作。系本刊编委。E-mail: cwctkyl@163.com。

基金项目: 四川省科技计划项目“保护储层并改善优势天然裂缝导流能力的钻井预探裂缝堵漏基础研究”(编号: 2018JY0436)、国家自然科学基金“基于逾渗和固液两相流理论的裂缝性储层工作液漏失损害预测与控制”(编号: 51604236)和非常规油气层保护四川省青年科技创新研究团队项目(编号: 2016TD0016)联合资助。

one of the reasons for the exacerbation of drilling fluid leakage in deep fractured reservoirs. Drilling fluid leakage in deep fractured reservoirs could be controlled by increasing the friction factors of natural fracture surfaces and effectively controlling the friction & sliding on fracture surfaces.

Key words: deep part; fractured reservoir; friction; sliding; drilling fluid leakage; mechanism

裂缝性油气藏主要包括碳酸盐岩油气藏、致密砂岩油气藏、页岩油气藏等,在中国乃至全球油气开发中占有重要地位。对于裂缝性油气储层,钻井液完井液漏失是最严重的储层损害方式,更是长期影响安全高效钻井的复杂工程问题之一^[1]。随着油气勘探开发走向深部地层,进一步增加了控制钻井液漏失的难度,有效控制钻井液漏失显得尤为重要^[2]。深部裂缝性油气藏钻井实践表明,裂缝性储层在初次堵漏失败后,多会发生漏失量更大的重复性漏失,重复性漏失不仅增加了钻井成本、延长了钻井周期,还会使大量的钻井液/完井液通过裂缝通道侵入远井地带,给储层带来严重损害^[3-6]。因此,针对深部地层钻井液漏失机制的研究,对于有效控制漏失量、降低钻完井液对储层的损害具有重要意义。

大量研究结论表明,诱导破裂性漏失、裂缝扩展延伸性漏失、大型缝洞性漏失都可能导致钻井液漏失加剧^[7-9]。近年来,有研究者提出在水力压裂过程中弱化岩石摩擦特性,可增强裂缝面的摩擦滑动(或称为剪切滑移,以下简称摩滑),形成自支撑裂缝,提高裂缝的导流能力^[10]。在水力压裂过程中,对于页岩和砂岩,裂缝发生摩滑后,在没有支撑剂的情况下,导流能力可提高2个数量级以上^[11-12],这对油气开采有利,但可能对钻井完井不利。因缝面摩滑形成的自支撑裂缝极有可能是钻井液漏失加剧

的主要通道,故推测缝面摩滑可能是导致深部裂缝性储层钻井液漏失加剧的原因之一。因此,笔者以塔里木盆地库车山前深部裂缝性致密砂岩储层为研究对象,设计并开展了缝面摩滑前后裂缝封堵模拟试验,结合钻井液环境下岩块摩擦试验、基于微米压痕试验的岩石力学参数测试、摩擦表面三维扫描等手段,探讨了缝面摩滑对裂缝性储层钻井液漏失的作用机制。

1 岩块摩滑试验

1.1 岩样与试验方法

试验所用岩样取自塔里木盆地库车坳陷侏罗系阿合组砂岩露头。采用X射线衍射方法分析岩样的全岩及黏土矿物,岩样石英含量为68.0%,黏土矿物含量13.7%,黏土矿物中伊利石含量64.1%,次为伊/蒙间层和绿泥石。

岩块摩滑试验实质为岩板与岩片的摩滑试验,笔者采用自制M-1型岩石缝面摩擦因数测量仪(见图1)^[13]进行试验。选用同一岩块切割制成的板条状岩样和圆片状岩样,岩板与岩片的摩擦面为同一平行面,采用相同磨料打磨。为保证试验过程中摩擦面的面积不发生改变,长方形岩板的宽度要大于圆形岩片的直径,且长度约为直径的2倍。

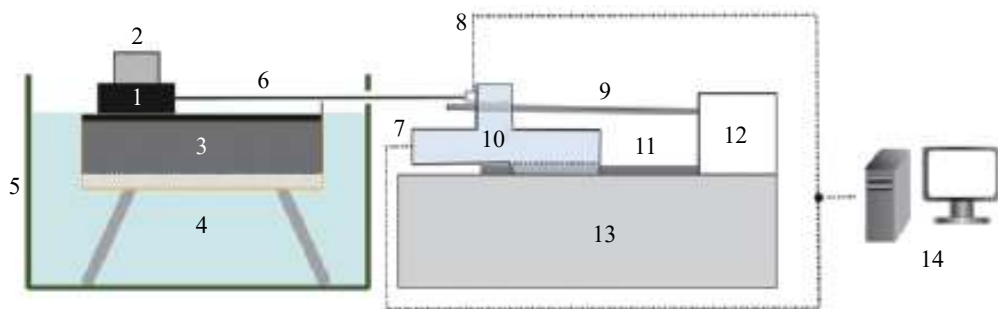


图1 岩石缝面摩擦因数测量装置^[13]

Fig.1 Measuring device for friction factors of rock fracture surfaces^[13]

1.圆形岩片; 2.砝码; 3.岩板; 4.浸泡液体; 5.恒温系统; 6.拉杆; 7.位移传感器; 8.拉力传感器;
9.驱动杆; 10.牵引支架; 11.直线滑轨; 12.电动机; 13.平台; 14.计算机

将岩样分为2组,分别测试水基钻井液和油基钻井液浸泡对岩块摩滑的影响。试验前需将制备好的岩板和岩片放入烘箱中干燥48 h(60℃),减少未

知因素的影响。添加钻井液时需缓慢将其注入恒温液槽内,保证恒温液槽内液面恰好没过摩擦面,以避免液体浮力的影响。试验用水基钻井液为BH-WEI

复合有机盐钻井液,油基钻井液为 UDM-2 聚磺钻井液。

岩石缝面摩擦因数为摩擦力与正压力之比:

$$\mu = \frac{F_f}{m_a g} \tag{1}$$

式中: μ 为摩擦因数; F_f 为摩擦力, N; m_a 为圆形岩片与砝码的质量和, kg; g 为重力加速度, m/s^2 。

1.2 试验结果与分析

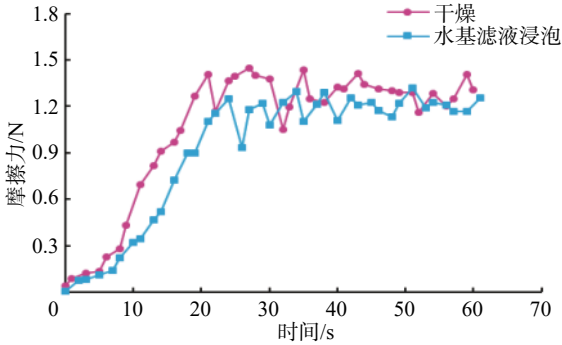
测量岩样经不同钻井液滤液浸泡前后(岩样在钻井液滤液中浸泡 3 d)不同时间下的摩擦力,结果见图 2。提取图 2 中岩样面的最大静摩擦因数(μ_0)与动摩擦因数(μ_1),结果见表 1。摩擦力-时间曲线首个拐点处的摩擦力为最大静摩擦力,对应的摩擦因数为最大静摩擦因数,动摩擦力为第 2 个拐点后摩擦力的平均值,对应的摩擦因数为动摩擦因数,拐点反应了岩块从静止到运动的瞬时变化。由表 1 可知:钻井液滤液浸泡后,岩样面的 μ_0 与 μ_1 均有明显降低;水基钻井液滤液浸泡后的 μ_0 由干燥状态下的 0.63 降至 0.55,下降幅度为 12.7%;水基钻井液滤液浸泡后的 μ_1 由干燥状态下的 0.58 降至 0.53,下降幅度为 8.6%;油基钻井液滤液浸泡后的 μ_0 由干燥状态下的 0.60 降至 0.55,下降幅度为 8.3%;油基钻井液滤液浸泡后的 μ_1 由干燥状态下的 0.59 降至 0.48,下降幅度为 18.6%。测试结果与延长组和龙马溪组页岩钻井完井液浸泡前后缝面摩擦因数测量结果一致^[14-15]。由此可知,钻井液的渗滤具有降低岩石缝面摩擦因数的作用,且油基钻井液滤液减小岩石缝面摩擦因数的作用更强。

2 岩样裂缝封堵模拟试验

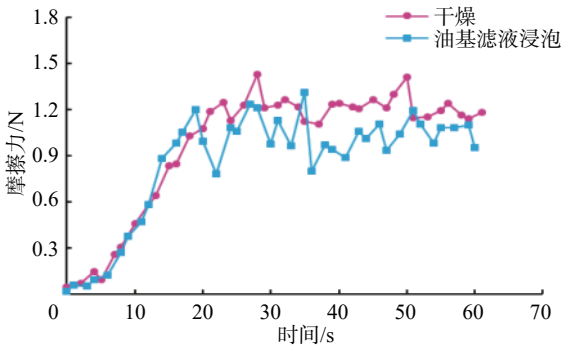
2.1 试验方法

选用物性参数和动态杨氏模量接近,且肉眼观察无裂缝的圆柱形岩样进行裂缝封堵模拟试验。基于巴西劈裂法对岩样进行人工造缝。嵌合裂缝岩样(见图 3)用于模拟滑动前的天然裂缝,错位裂缝岩样(见图 3)用于模拟滑动后的天然裂缝。根据地层测试得到的地层参数估算裂缝产生的错位量约为 2 mm(裂缝长 0.8 m、裂缝与最大主应力夹角 40°、应力差 50 MPa、泊松比 0.25、杨氏模量 17.42 GPa)^[11]。将造缝后的圆柱形岩样沿裂缝错位 2 mm 固定,将岩样两端打磨平整,就得到错位裂缝岩样。

采用自制 MFC-1 型高温高压多功能水平井损害评价仪^[16]进行岩样裂缝封堵模拟试验,钻井液为



(a) c-1 岩样



(b) c-2 岩样

图 2 岩样在不同钻井液滤液浸泡前后缝面摩擦力与时间的曲线

Fig. 2 The curve of friction force on fracture surfaces of rock samples with time before and after soaking in different drilling fluids

表 1 岩样不同环境下缝面摩擦因数测量结果

Table 1 Measurement results of friction factors of rock fracture surfaces under different situations

岩样 编号	试验环境	浸泡流体	最大静摩擦 因数 μ_0	动摩擦 因数 μ_1	浸泡时 间/d
C-1	干燥		0.63	0.58	0
	滤液浸泡	水基钻井 液滤液	0.55	0.53	3
C-2	干燥		0.60	0.59	0
	滤液浸泡	油基钻井 液滤液	0.55	0.48	3

水基钻井液,钻井液循环压力为 3.5 MPa,循环温度为 90 ℃。试验前,将嵌合裂缝岩样和错位裂缝岩样抽真空饱和地层水(3% 氯化钾溶液)48 h。为弱化裂缝岩样应力敏感干扰,饱和地层水的岩样需要放入岩心夹持器,在围压(5 MPa)下静置 3 h 后,再进行岩样裂缝封堵模拟试验。采用初始渗透率和 1 h 累计滤失量评价裂缝岩样的漏失行为。

2.2 试验结果与分析

图 4 为测试得到的嵌合裂缝岩样和错位裂缝岩

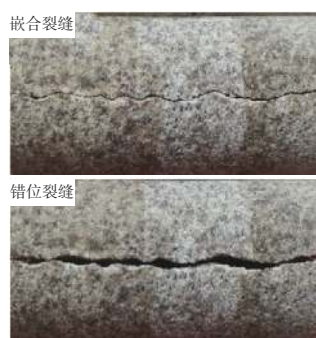


图3 试验岩样

Fig.3 Experimental rock samples

样的初始渗透率-流压曲线。从图4可以看出: 嵌合裂缝岩样(L-1、L-2、L-3)的初始渗透率为1.12~4.14 mD, 初始渗透率中值为1.46 mD; 错位裂缝岩样(L-4、L-5、L-6)的初始渗透率为95.25~301.76 mD, 渗透率中值为163.10 mD。这表明, 在相同钻井液环境下, 嵌合裂缝缝面发生摩滑后形成错位裂缝, 能极大地提高岩样的初始渗透率, 显著增强裂缝岩样的渗流能力, 这与页岩天然裂缝剪切滑移后的导流能力改变趋势一致^[11]。

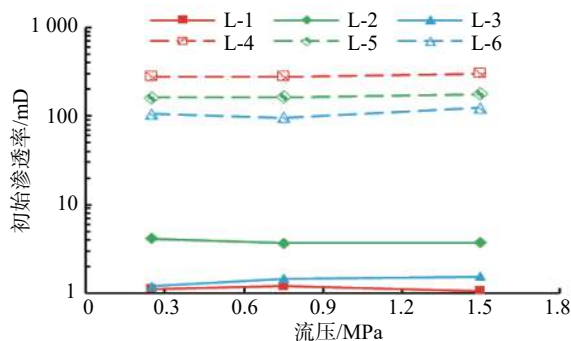


图4 裂缝岩样初始渗透率随流体压力的变化曲线

Fig.4 The change curve of initial permeability of fractured rock samples with fluid pressure

图5为裂缝岩样端面封堵情况。由图5可知, 嵌合裂缝岩样均被成功封堵, 并在端面形成稳定坚固的滤饼。图6为裂缝岩样累计滤失量随时间的变化曲线。由图6可知: 嵌合裂缝岩样前20 min的累计滤失量占1 h累计滤失量的一半以上, 说明嵌合裂缝岩样被快速封堵; 20 min后随着时间增长, 嵌合裂缝岩样的累计滤失量曲线变缓, 1 h累计滤失量仅1.5 mL左右, 说明滤饼质量较好, 可见该钻井液对嵌合裂缝岩样具有良好的封堵效果。在相同钻井液环境下, 错位裂缝岩样L-4和L-5未能形成滤饼(见图5), 在3.5 MPa循环压力下直接破漏, 说明错

位裂缝岩样L-4和L-5具有较强的钻井液漏失能力。错位裂缝岩样L-6被成功封堵, 形成滤饼, 滤饼形态呈中间高四周低的凸起的形状, 中部较为干燥(见图5), 液相滤失严重, 且1 h累计滤失量达3.6 mL(见图6), 为嵌合裂缝岩样L-3的2.4倍, 说明错位裂缝岩样L-6具有较强的钻井液渗滤能力。试验结果表明, 在该钻井液循环环境下, 成功封堵错位裂缝岩样的概率为1/3, 即缝面摩滑后发生钻井液严重漏失的概率较高。

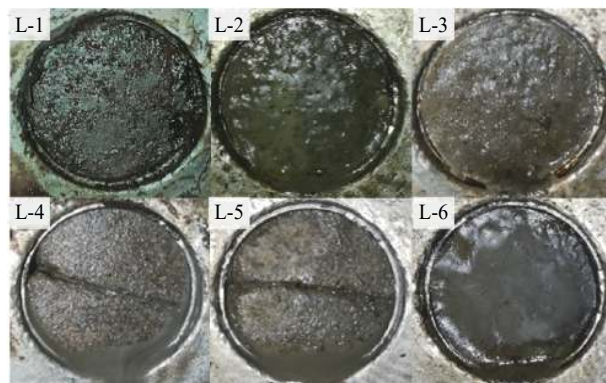


图5 裂缝岩样端面封堵情况

Fig.5 Results of end face plugging in fractured rock samples

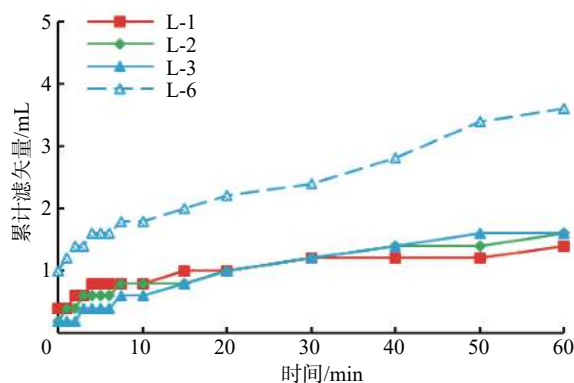


图6 裂缝岩样累计滤失量随时间的变化曲线

Fig.6 The change curve of cumulative filtration loss in fractured rock samples with time

3 微米压痕试验

3.1 试验方法

微米压痕试验可以快速确定出岩样的压痕模量和压痕硬度这2个重要的力学参数, 能够较好地取代三轴岩石力学试验。采用MFT-4000多功能材料性能表面试验仪^[17]进行微米压痕试验。取圆形岩片的一个面进行压痕试验, 随后在实验室环境

下用水基钻井液滤液浸泡 3 d, 放入烘箱中 60 ℃ 下干燥 48 h, 取另一个面进行压痕试验。试验点取测试面任一直径上的 3 个点, 其间隔不得小于 4 mm。该试验最大载荷为 50 N, 加载速率为 10 N/min。

3.2 试验结果及分析

图 7 为 3 个岩样在钻井液浸泡前后的微米压痕试验结果。从图 7 可以看出: 浸泡前岩样的加载曲线连贯性好, 载荷达到 50 N 时的压入深度约为 70 μm ;

浸泡后岩样的加载曲线呈明显的阶梯状, 载荷达到 50 N 时的压入深度增加一倍。采用文献 [17] 中的方法计算出岩样在钻井液滤液浸泡前后的平均弹性模量分别为 13.74 和 5.60 GPa, 平均压入硬度分别为 0.23 和 0.06 GPa, 岩样钻井液浸泡后的平均弹性模量降低 59.2%, 平均压入硬度降低 72.5%。由此可知, 岩石经钻井液浸泡后, 岩石表面强度降低, 这对裂缝面间发生摩擦滑动有利。

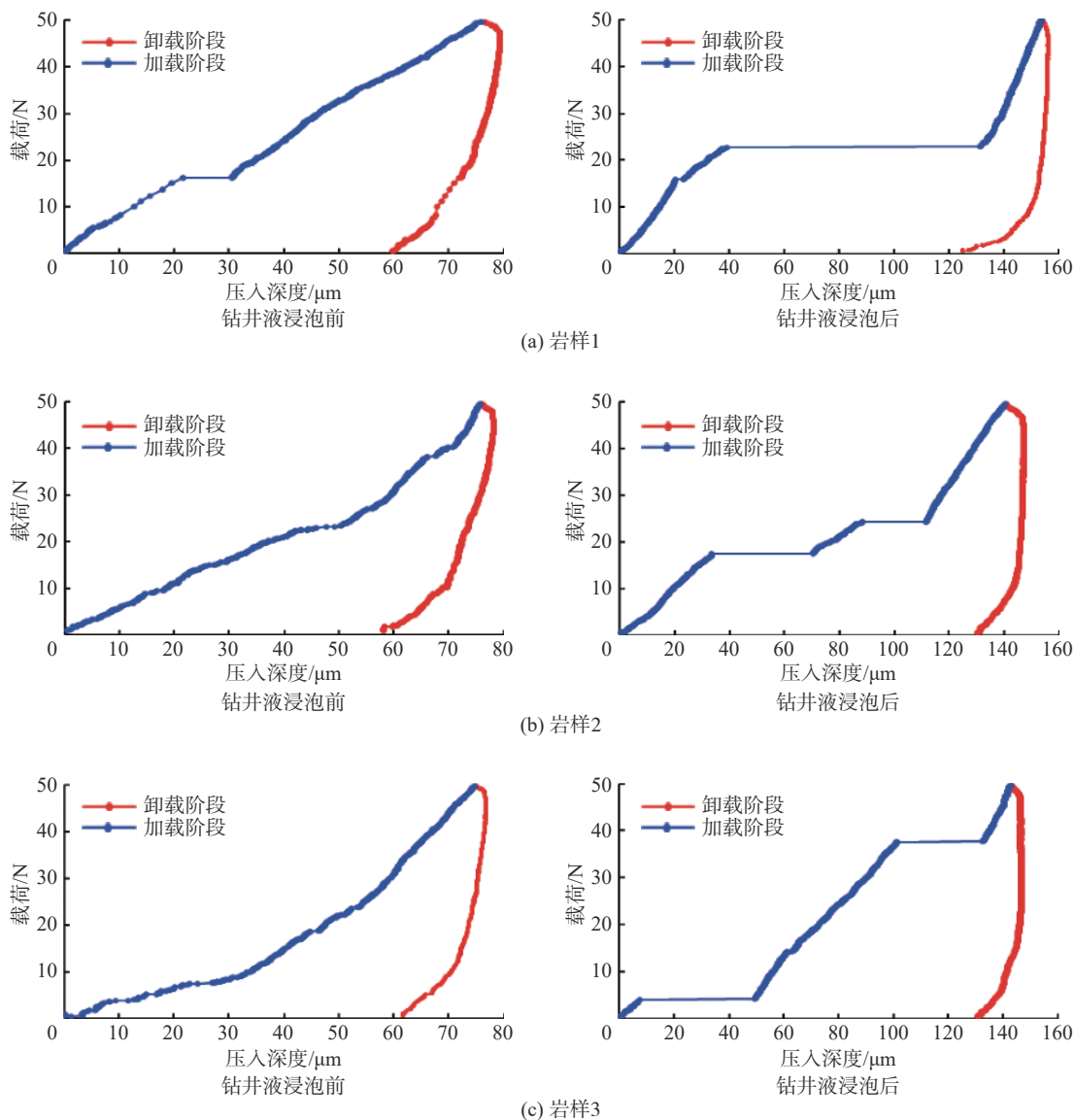


图 7 微米压痕试验结果

Fig.7 Test results of micron indentation

4 缝面摩滑机理探讨

4.1 钻井过程中的缝面摩滑

钻井与压裂有较多不同, 如压裂所用液体的性

能、井筒压力等方面与钻井过程都不同。A.W.Chan 等人^[18-19]假设天然裂缝发生了剪切滑移, 解释了液压试验(即漏失试验 LOT)漏失压力与根据地质和地球物理参数计算漏失压力之间存在差距的原因。文献 [20] 列举了秘鲁 Camisea 气田和某个深水褶皱冲

断带钻井实例,并基于观察到的井筒变形情况,利用有限元模拟验证了井筒变形为压应力状态下的变形,证实了钻井过程中某些情况下的钻井液漏失的确与缝面摩滑有关。韩秀玲等人^[21]基于现场采集的地质资料进行模拟,发现当孔隙压力增量从5 MPa增至10 MPa时,天然裂缝发生剪切滑移。钻井过程中,管柱(钻柱、套管柱、油管柱等)在充有钻井液的井眼内运动会产生附加压力(抽汲/激动压力)。通常情况下,激动压力要大于抽汲压力,激动压力可达10 MPa以上。激动压力作用在天然裂缝内所增大的孔隙压力满足文献^[21]中的模拟条件。基于以上认识,钻井过程中在钻进正压差、下钻激动压力、构造压应力以及裂缝面摩擦力综合作用下,天然裂缝可以发生剪切滑移,即缝面摩滑。

4.2 缝面摩滑诱发条件

诱导裂缝的形成机理与水力裂缝相似,在裂缝性储层钻井完井过程中,由于外力(井筒有效压力,包括钻进正压差、下钻激动压力)大于地层破裂压力造成岩石破裂所形成的诱导裂缝,或外力造成闭合裂缝开启所形成的诱导裂缝,在裂缝发生扩展延伸时,势必会与天然裂缝发育带相遇,形成网状裂缝。诱导裂缝与天然裂缝相交的受力情况如图8所示(图8中: σ_H 为最大水平主应力,MPa; σ_h 最小水平主应力,MPa; θ 为天然裂缝与最大水平主应力夹角, $0<\theta<\pi/2$; τ 为剪切应力,MPa)。

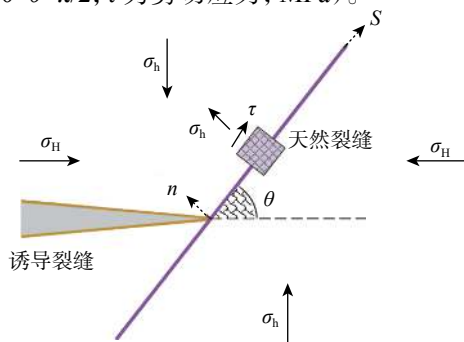


图8 诱导裂缝与天然裂缝相交示意^[11]

Fig.8 Intersection of induced fractures and natural fractures^[11]

根据摩尔库仑破裂准则,假设诱导裂缝仅诱发天然裂缝摩滑但不发生裂缝扩展的临界压力 p_c 为^[11]:

$$p_c = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(\cos 2\theta + \frac{\sin 2\theta}{\mu} \right) + \frac{\tau_0}{\mu} \quad (2)$$

诱发缝面摩滑须满足,

$$\Delta p > p_c - p_p \quad (3)$$

式中: τ_0 为天然裂缝面黏聚力,MPa; Δp 为孔隙压力增量,MPa; p_p 为地层压力,MPa。

由式(2)和式(3)可知,诱导裂缝与天然裂缝相交后,决定天然裂缝是否发生缝面摩滑的因素包括天然裂缝与最大水平主应力的夹角、岩石缝面摩擦因数、水平主应力差和天然裂缝面黏聚力。

以塔里木盆地北部KS区块为例^[21],分析缝面摩擦因数对临界孔隙压力的影响。塔里木盆地北部KS区块的应力场为走滑型应力场,6 945.32~7 245.06 m井段为储层段,储层裂缝较发育,裂缝倾角 $30^\circ \sim 85^\circ$,多为高角度裂缝,天然裂缝与最大水平主应力夹角为 $30^\circ \sim 50^\circ$ 。用MATLAB软件模拟最大水平主应力为195.82 MPa、最小水平主应力为146.30 MPa、地层压力为124.30 MPa和裂缝面黏聚力为0(未填充时拥有最大滑移率)时,该区块不同缝面摩擦因数下的临界孔隙压力,结果见图9。

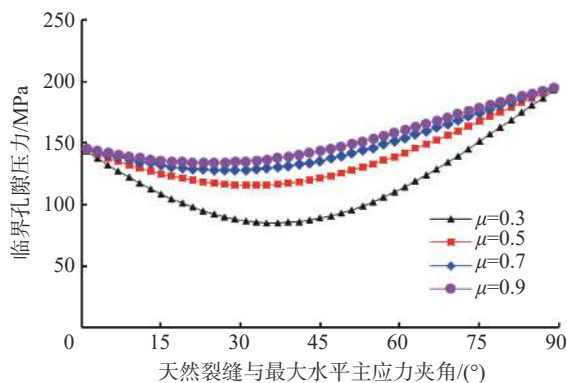


图9 不同缝面摩擦因数对临界孔隙压力的影响

Fig.9 Effects of different friction factors of fracture surfaces on critical pore pressure

从图9可以看出,在其他条件不变时,缝面摩擦因数越小,诱发天然裂缝摩擦滑动的临界孔隙压力就越低,缝面发生摩滑的趋势就会增强。因此,缝面摩擦因数减小,对缝面摩滑有利,容易形成错位裂缝,为钻井液漏失加剧提供通道和空间。相反,随着缝面摩擦因数增大,缝面摩滑的临界孔隙压力升高,说明缝面摩擦因数增大可有效阻止缝面发生摩滑。

4.3 钻井液侵入诱发缝面摩滑

缝面摩滑是含天然裂缝储层岩石主要的运动形式^[22],当裂缝面受到的剪切应力大于缝面间摩擦阻力与天然裂缝面黏聚力之和时,裂缝会发生摩滑。缝面黏聚力远远小于摩擦阻力,缝面间摩擦阻力起主要作用,其大小取决于岩石缝面摩擦因数和有效正应力。

水-岩反应^[20]、碱液侵蚀^[21]、液相润滑^[23]等

液-固相互作用对缝面摩擦因数有较大影响。钻井液通常呈碱性, 含油或水。岩样经过钻井液浸泡后, 裂缝面间微凸体强度减弱, 在缝面摩擦过程中发生屈服破坏, 导致部分骨架颗粒脱落(主要为石英颗粒), 裂缝面变得光滑, 缝面粗糙度降低, 反映为缝面摩擦因数减小^[24-26]。局部石英颗粒的滚动同样具有减弱裂缝面摩擦的作用。因此, 钻井液侵入是导致缝面摩擦因数减小的重要原因。

深层裂缝性油气藏天然裂缝发育, 一旦堵漏失败, 钻井液和破裂封堵层的颗粒在外力作用下向前推进不断挤压裂缝尖端。高 pH 值的钻井液^[27] 和钻井液滤液^[28] 均能使岩石内部胶结强度降低, 导致裂缝尖端破裂扩展延伸。诱导裂缝扩展延伸沟通天然裂缝后, 在外力作用下, 钻井液侵入天然裂缝内会使缝内孔隙压力升高, 裂缝面有效正应力降低, 缝面间摩擦阻力降低, 促使缝面发生摩滑。另外, 天然裂缝内流体压力较高(异常高压地层)时, 可能使微凸体处于“悬空”状态, 天然裂缝面间没有接触, 可将其视为完全润滑状态, 此时缝面间摩擦阻力极低, 近似等于流体黏聚力。

4.4 缝面摩擦提高裂缝渗流能力

对于裂缝性地层, 裂缝宽度是决定漏失是否发生、漏失严重程度、封堵带承压能力等的一个重要参数。由修改后的“立方定理”(式(4))可知^[29-30],

缝面发生摩滑后初始渗透率增大可认为是平均裂缝宽度变大, 平均裂缝宽度随初始渗透率升高呈指数增长。因此, 缝面发生摩滑后会导致平均裂缝宽度发生很大的变化。

$$K = \frac{w^2}{12f} \quad (4)$$

式中: K 为渗透率, mD; w 为平均缝宽, μm ; f 为缝宽修正系数, 取值范围 1.04~1.65。

图 10 为钻井过程中裂缝性地层钻井液的漏失示意图。通常情况下, 天然裂缝在有效正应力作用下为闭合状态(见图 10(a))。诱导裂缝沟通天然裂缝后, 在外力作用下钻井液或其滤液进入到天然裂缝内, 由于天然裂缝具有一定的粗糙度, 缝面摩滑后裂缝面局部较高强度的微凸体和脱落的较大岩石矿物颗粒可以起支撑作用, 使错位裂缝能够保持, 扩大了钻井液漏失通道, 钻井液漏失量急剧增加(见图 10(b)、图 10(c))。随着钻井液或其滤液的侵入, 经过复杂的物理化学反应^[21-23], 天然裂缝尖端可能发生新的破裂并扩展延伸, 沟通其余天然裂缝, 构成复杂的网状裂缝系统, 钻井液漏失情况愈发严重。若外力足够大, 漏失还可能向远井地带蔓延, 诱发地层深处天然裂缝发生缝面摩滑和钻井液漏失的恶性循环。因此, 有效控制缝面的摩滑, 能够控制深部裂缝性地层钻井液漏失加剧的问题。

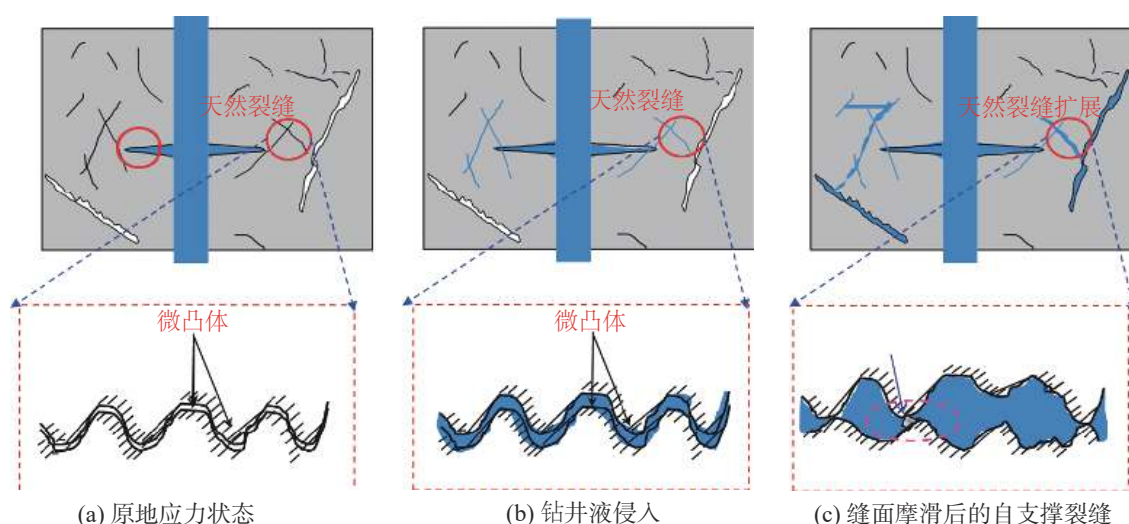


图 10 裂缝性地层钻井液漏失示意

Fig.10 Drilling fluid leakage in fractured reservoirs

为验证摩擦过程中伴有微凸体破坏、岩石矿物颗粒脱落, 对抛光岩样摩擦前后的表面进行基于白光干涉的三维扫描分析, 结果见图 11 和图 12。由图 11 和图 12 可知: 抛光岩样的表面依旧是凹凸不平的,

高度分布范围为 $-40 \sim 9 \mu\text{m}$, 均匀分布在 $-6 \sim 6 \mu\text{m}$; 抛光岩样摩擦后表面高度主要分布在 $-42 \sim 4 \mu\text{m}$, 大部分集中在 $-2 \sim 2 \mu\text{m}$, 抛光岩样摩擦后表面变得更加光滑平整, 证实了摩擦时岩样表面微凸体

发生了破坏,摩擦滑动过程伴有表面颗粒脱落现象。

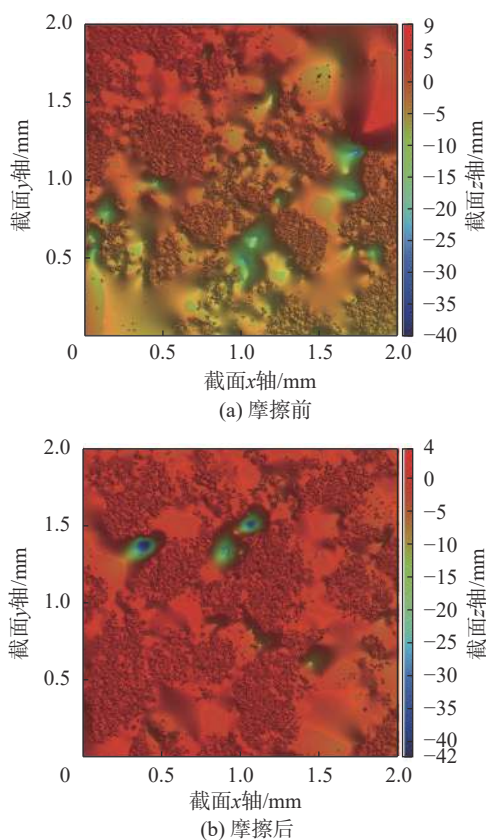


图 11 基于白光干涉的岩样表面三维扫描

Fig.11 Three-dimensional surface scanning of rock samples based on white light interference

摩擦前后裂缝面形貌分析表明,摩擦后缝面更光滑,可能会进一步扩大错位程度,裂缝长度和宽度大幅增加,导致钻井液漏失加剧。

5 结 论

1) 钻井液的侵入导致裂缝表面强度降低,微凸体发生屈服破坏,诱发缝面摩擦。在钻井液环境下的缝面摩擦因数较干燥环境下有明显降低,且在油基钻井液环境下更低,可使储层裂缝面摩擦因数减小。摩擦因数减小可导致缝面摩擦的临界孔隙压力降低,诱发缝面摩擦。

2) 缝面摩擦可使裂缝渗透率增大,导致钻井液封堵能力降低,钻井液漏失加剧。裂缝渗透率越高,钻井液封堵能力越弱,裂缝越不容易被封堵。

3) 缝面摩擦是人为诱导漏失通道与天然漏失通道相互连通后导致钻井液漏失加剧的新机制,是导致深部裂缝性地层钻井液漏失加剧的原因之一。提

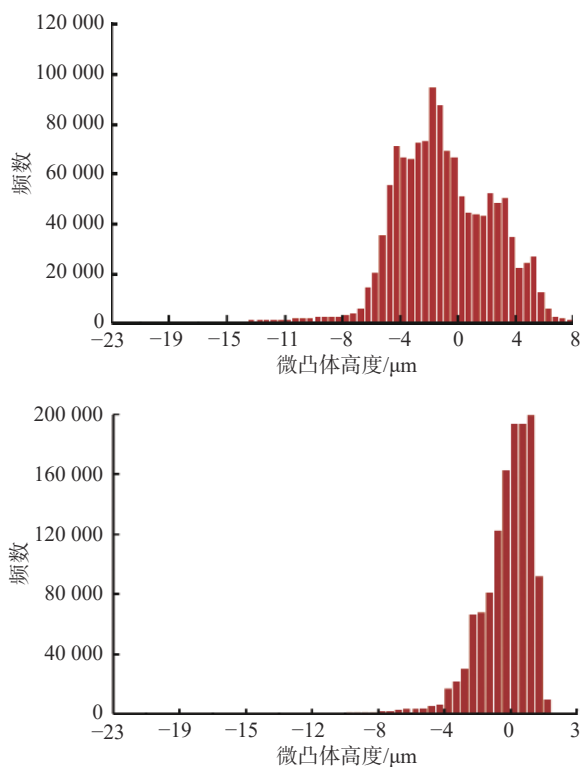


图 12 扫描区域的微凸体高度统计直方图

Fig.12 Statistical histogram of asperity height in scanning regions

高天然裂缝面间的摩擦因数、有效控制缝面摩擦是控制深部裂缝性地层钻井液漏失的重要方式。

参 考 文 献

References

- [1] 臧艳彬,王瑞和,张锐.川东北地区钻井漏失及堵漏措施现状分析[J].石油钻探技术,2011,39(2):60-64.
ZANG Yanbin, WANG Ruihe, ZHANG Rui. Current situation analysis of circulation lost and measures in Northeast Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 60-64.
- [2] KANG Yili, YOU Lijun, XU Xinghua, et al. Prevention of formation damage induced by mud lost in deep fractured tight gas reservoir in Western Sichuan Basin[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2012, 51(1): 46-51.
- [3] 张杜杰,金军斌,陈瑜,等.深部裂缝性致密储层随钻堵漏材料补充时机研究[J].特种油气藏,2020,27(6):158-164.
HANG Dujie, JIN Junbin, CHEN Yu, et al. Study on the supplement timing of leakage stoppage materials while drilling for deep fractured tight reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 158-164.
- [4] 王建云,杨晓波,王鹏,等.顺北碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井关键技术[J].石油钻探技术,2020,48(3):8-15.
WANG Jianyun, YANG Xiaobo, WANG Peng, et al. Technologies for the safe drilling of fractured carbonate gas reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(3): 8-15.
- [5] 周志世,张震,张欢庆,等.长裸眼多层系砂泥岩互层井底断层洞穴裂缝失返井漏桥接堵漏工艺技术[J].钻井液与完井液,2020,37(4):456-464.

- ZHOU Zhishi, ZHANG Zhen, ZHANG Huanqing, et al. Controlling mud losses into caves with bridging techniques in ultra-deep long open hole[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(4): 456–464.
- [6] 李冬梅, 柳志翔, 李林涛, 等. 顺北超深断溶体油气藏完井技术[J]. *石油钻采工艺*, 2020, 42(5): 600–605.
- LI Dongmei, LIU Zhixiang, LI Lintao, et al. Well completion technologies for the ultra-deep fault-dissolved oil and gas reservoir in Shunbei Oil and Gas Field[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(5): 600–605.
- [7] 王维斌, 马廷虎, 邓团. 川东宜汉-开江地区恶性井漏特征及地质因素[J]. *天然气工业*, 2005, 25(2): 90–92.
- WANG Weibin, MA Tinghu, DENG Tuan. Characteristics and geological factors of vicious lost circulation in Xuanhan-Kaijiang Area of East Sichuan[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(2): 90–92.
- [8] 杨振杰. 国外礁灰岩漏失地层钻井技术[J]. *钻井液与完井液*, 2004, 21(1): 45–49.
- YANG Zhenjie. Drilling technology for biolithite loss zone abroad[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2004, 21(1): 45–49.
- [9] MAURY V, GUENOT A. Practical advantages of mud cooling systems for drilling[J]. *SPE Drilling & Completion*, 1995, 10(1): 42–48.
- [10] YAN Wei, GE Hongkui, WANG Jianbo, et al. Experimental study of the friction properties and compressive shear failure behaviors of gas shale under the influence of fluids[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 153–161.
- [11] 邹雨时, 张士诚, 马新仿. 页岩压裂剪切裂缝形成条件及其导流能力研究[J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(18): 5152–5157.
- ZOU Yushi, ZHANG Shicheng, MA Xinfang. Research on the formation conditions and conductivity of shear fracture for hydraulic fracturing in gas-shale[J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(18): 5152–5157.
- [12] FREDD C N, MCCONNELL S B, BONEY C L, et al. Experimental study of fracture conductivity for water-fracturing and conventional fracturing applications[J]. *SPE Journal*, 2001, 6(3): 288–298.
- [13] YAN Xiaopeng, YOU Lijun, KANG Yili, et al. Impact of drilling fluids on friction coefficient of brittle gas shale[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2018, 106: 144–152.
- [14] YOU Lijun, KANG Yili, CHEN Zhangxin, et al. Wellbore instability in shale gas wells drilled by oil-based fluids[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2014, 72: 294–299.
- [15] 康毅力, 余继平, 林冲, 等. 钻井完井液浸泡弱化页岩脆性机制[J]. *力学学报*, 2016, 48(3): 730–738.
- KANG Yili, SHE Jiping, LIN Chong, et al. Brittleness weakening mechanisms of shale soaked by drilling & completion fluid[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2016, 48(3): 730–738.
- [16] 康毅力, 游利军, 李大奇, 等. 高温高压钻井液漏失动态评价仪: CN201210023152.4[P]. 2012-02-02.
- KANG Yili, YOU Lijun, LI Daqi, et al. High temperature and high pressure drilling fluid leakage dynamic evaluation instrument: CN201210023152.4[P]. 2012-02-02.
- [17] 陈平, 韩强, 马天寿, 等. 基于微米压痕实验研究页岩力学特性[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 662–670.
- CHEN Ping, HAN Qiang, MA Tianshou, et al. The mechanical properties of shale based on micro-indentation test[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 662–670.
- [18] CHAN A W, HAUSER M, COUZENS-SCHULTZ B A, et al. An alternative interpretation of leakoff and lost circulation pressure measurements[R]. ARMA-2013-302, 2013.
- [19] COUZENS-SCHULTZ B A, CHAN A W. Stress determination in active thrust belts: an alternative leak-off pressure interpretation[J]. *Journal of Structural Geology*, 2010, 32(8): 1061–1069.
- [20] 黄元敏, 马胜利, 杨马陵. 不同岩性下水对断层摩擦性状影响的实验研究[J]. *地震*, 2015, 35(4): 21–29.
- HUANG Yuanmin, MA Shengli, YANG Maling. Experimental study of water effect on frictional characteristics for different lithology[J]. *Earthquake*, 2015, 35(4): 21–29.
- [21] 韩秀玲, 杨贤友, 熊春明, 等. 超深裂缝性厚层改造效果影响因素分析与高效改造对策[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(8): 1280–1286.
- HAN Xiuling, YANG Xianyou, XIONG Chunming, et al. Influencing factors and efficient reservoir stimulation countermeasures in thick and ultra-deep naturally fractured reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(8): 1280–1286.
- [22] 陈颢, 黄庭芳, 刘恩儒. 岩石物理学[M]. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 2009: 172–182.
- CHEN Yong, HUANG Tingfang, LIU Enru. Rock physics[M]. Hefei: University of Science and Technology of China Press, 2009: 172–182.
- [23] ZHANG Huijie, LIU Shuhai, XIAO Huaping. Frictional behavior of sliding shale rock-silica contacts under guar gum aqueous solution lubrication in hydraulic fracturing[J]. *Tribology International*, 2018, 120: 159–165.
- [24] 高文龙, 姜耀东, 湛川. 软弱结构面表面形态与充填度的力学特性研究[J]. *工程地质学报*, 2010, 18(1): 127–131.
- GAO Wenlong, JIANG Yaodong, ZHAN Chuan. The study of structural-plane based on appearance and backfilling state[J]. *Journal of Engineering Geology*, 2010, 18(1): 127–131.
- [25] 雷国辉, 陈晶晶. 有效应力决定饱和岩石材料抗剪强度的摩擦学解释[J]. *岩土工程学报*, 2011, 33(10): 1517–1525.
- LEI Guohui, CHEN Jingjing. Tribological explanation of effective stress controlling shear strength of saturated geomaterials[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2011, 33(10): 1517–1525.
- [26] 曾义金, 李大奇, 杨春和. 裂缝性地层防漏堵漏力学机制研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2016, 35(10): 2054–2061.
- ZENG Yijin, LI Daqi, YANG Chunhe. Leakage prevention and control in fractured formations[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2016, 35(10): 2054–2061.
- [27] 俞杨烽. 富有机质页岩多尺度结构描述及失稳机理[D]. 成都: 西南石油大学, 2013: 61–80.
- YU Yangfeng. Multi-scale structure description and borehole instability mechanism of organic rich shale[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013: 61–80.
- [28] 李鹏, 刘建, 李国和, 等. 水化学作用对砂岩抗剪强度特性影响效应研究[J]. *岩土力学*, 2011, 32(2): 380–386.
- LI Peng, LIU Jian, LI Guohe, et al. Experimental study for shear strength characteristics of sandstone under water-rock interaction effects[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2011, 32(2): 380–386.
- [29] WITHERSPOON P A, WANG J S Y, IWAI K, et al. Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture[J]. *Water Resources Research*, 1980, 16(6): 1016–1024.
- [30] 王剑波. 页岩储层缝面摩擦滑动特性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016: 61–62.
- WANG Jianbo. Study on frictional sliding characteristics of fracture surface of shale reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2016: 61–62.