



中国科学引文数据库 (CSCD) 来源期刊
全国中文核心期刊
美国《化学文摘》(CA) 收录期刊
俄罗斯《文摘杂志》(AJ) 收录期刊
EBSCO学术数据库收录期刊 (美)
AAPG协会期刊出版平台收录期刊 (美)
中国科技论文统计源期刊
RCCSE中国核心学术期刊

考虑多因素的固井二界面胶结抗拉强度室内评价方法

杨春和 王磊 曾义金 郭印同 杨广国 刘奎

A Laboratory Method for Evaluating the Bonding Tensile Strength of the Cement–Formation Interface Considering Multiple Factors

YANG Chunhe, WANG Lei, ZENG Yijin, GUO Yintong, YANG Guangguo, LIU Kui

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023041>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

涪陵页岩气储层产气性评价方法

An Evaluation Method for Gas Production Property for Shale Gas Reservoirs in the Fuling Area

石油钻探技术. 2018, 46(5): 69–75 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018112>

新型固井冲洗液评价装置适用性分析

Applicability of a New Device for Cementing Flushing Fluid Evaluation

石油钻探技术. 2017, 45(1): 73–77 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701013>

厄瓜多尔Parahuacu油田固井技术

Cementing Technology Applied in the Parahuacu Oilfield of Ecuador

石油钻探技术. 2021, 49(1): 74–80 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020109>

油基钻井液用冲洗液PCW31L的制备及性能研究

The Development and Properties of PCW31L Flushing Fluid for Oil-Based Drilling Fluid

石油钻探技术. 2019, 47(2): 81–86 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019015>

随钻电阻率成像测井仪定量评价地层界面探究

Probe into Quantitative Stratigraphic Interface Evaluation Using a Resistivity Imaging LWD Tool

石油钻探技术. 2020, 48(4): 124–130 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020087>

LQ乳液亲油水泥浆研究与性能评价

The Study and Property Evaluation of a Lipophilic Cement Slurry With LQ Emulsion

石油钻探技术. 2017, 45(1): 39–44 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701007>



扫码关注公众号，获取更多信息！

doi:10.11911/syztjs.2023041

引用格式: 杨春和, 王磊, 曾义金, 等. 考虑多因素的固井二界面胶结抗拉强度室内评价方法 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 48-54.

YANG Chunhe, WANG Lei, ZENG Yijin, et al. A laboratory method for evaluating the bonding tensile strength of the cement-formation interface considering multiple factors [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 48-54.

考虑多因素的固井二界面胶结抗拉强度室内评价方法

杨春和¹, 王 磊¹, 曾义金², 郭印同¹, 杨广国², 刘 奎²

(1. 岩土力学与工程国家重点实验室(中国科学院武汉岩土力学研究所), 湖北武汉 430071; 2. 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘要: 受井壁表面粗糙度、钻井液残留和温压扰动等因素的影响, 固井二界面是整个环空封隔的最薄弱环节, 且极易发生张拉破坏导致环空密封失效, 但已有的评价方法只能获得固井二界面的胶结剪切强度, 不能很好地评价固井二界面抗拉破裂性能。为此, 考虑岩性、界面粗糙度、钻井液残留、冲洗液清洗和水泥浆等主要因素, 建立了一种固井二界面胶结抗拉强度室内评价方法, 从冲洗效率、胶结细观结构、抗拉强度、破裂形貌等多个维度对固井二界面胶结抗拉性能进行了系统评价。研究结果表明, 该评价方法科学合理、步骤清晰、简单适用、试验结果离散性小, 不同因素下测试结果区分度好, 进一步完善了固井二界面胶结强度评价方法, 具有较高的推广应用价值。

关键词: 固井二界面; 胶结抗拉强度; 评价方法; 表面粗糙度; 钻井液污染; 冲洗效率

中图分类号: TE256⁺.9 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2023)04-0048-07

A Laboratory Method for Evaluating the Bonding Tensile Strength of the Cement-Formation Interface Considering Multiple Factors

YANG Chunhe¹, WANG Lei¹, ZENG Yijin², GUO Yintong¹, YANG Guangguo², LIU Kui²

(1. State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan, Hubei, 430071, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd., Beijing, 102206, China)

Abstract: Due to the influence of surface roughness of wellbore walls, residual drilling fluids, and temperature perturbation, the cement-formation interface is the weakest link in the whole annulus sealing system. Additionally, tensile fracture is prone to occur and can lead to annulus sealing failure. The existing evaluation methods, however, can only determine the bonding shear strength of the cement-formation interface and cannot adequately evaluate its bonding tensile property. Therefore, a laboratory method was established to evaluate the bonding tensile strength of the cement-formation interface. This method took into consideration the main factors such as lithology, interface roughness, drilling fluid deposit, flushing fluid washing, and cement slurry. It systematically evaluated the bonding tensile strength of the cement-formation interface from multiple perspectives, including the flushing efficiency, the mesoscopic structure of bonding, tensile strength, and fracture morphology. Results from the research suggest that the proposed method is scientific and reasonable, and it reveals clear steps, simple application, and small discreteness of test results, and the test results are discriminative under different factors. Hence, the method improves the evaluation method for the bonding strength of the cement-formation interface and merits dissemination.

Key words: cement-formation interface; bonding tensile strength; evaluation method; surface roughness; drilling fluid contamination; flushing efficiency

收稿日期: 2023-01-15; 改回日期: 2023-02-13。

作者简介: 杨春和 (1962—), 男, 江西丰城人, 1983 年毕业于江西冶金学院地质工程专业, 1986 年获中国科学院武汉岩土力学研究所地质工程专业硕士学位, 1999 年获美国内华达大学地质工程专业博士学位, 研究员, 中国工程院院士, 主要从事盐岩水溶法建腔与油气地下储备的理论和技术研究。系本刊编委。E-mail: chyang@whrsm.ac.cn。

通信作者: 王磊, lwang@whrsm.ac.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目“高强压裂交变荷载下深部页岩储层固井二界面密封失效机理研究”(编号: 52104010) 和“复杂环境下水泥环全生命周期密封理论与控制方法”(编号: U22B6003)、中国石化科技攻关项目“深层页岩气井固井水泥环失效机理与密封性评价方法研究”(编号: P21056) 联合资助。

水泥环是固井施工后在套管与地层之间形成的环状水泥石结构, 具有封隔地层、加固井眼的作用^[1], 其封固性能直接影响着油气井^[2-3]、地热井^[4-5]、地下储能库^[6-7]等的长期安全生产与运行。从套管-水泥环-地层的角度来看, 环空密封失效的发生存在于水泥环的 3 个部位: 水泥环本体、一界面(套管-水泥环界面)和二界面(水泥环-地层界面)。与前面 2 个部位相比, 由于井壁面不规则、钻井液残留等原因, 固井二界面的胶结质量不易控制, 是整个环空封隔的最薄弱环节, 当前油气井固井质量问题的根源大都是固井二界面封固系统的失效^[8]。

针对固井二界面的胶结特性, 顾军等人^[9]详细阐述了固井二界面封固系统及其重要性; 郭辛阳等人^[10]认为固井微环隙是导致密封失效的重要原因之一, 二界面存在的滤饼及水泥石体积收缩会导致微环隙形成。多位学者^[11-15]开展了固井二界面力学胶结强度的试验研究, 设计了不同类型的评价装置, 模拟了高温高压环境下钻井液在岩心上形成滤饼、钻井液动态冲洗滤饼和水泥环的形成养护等过程, 并采用压剪或冲剪的方式获得了界面胶结强度。杨振杰^[16]、M. Maagi 等人^[17]在其研究中呈现了扫描电镜下水泥浆-滤饼-岩石过渡界面的复杂胶结特征; N. Opedal 等人^[18]采用 CT 扫描重构的方法, 研究了冲剪作用后水泥石-地层界面的贯通破坏路径。

文献调研可知, 以往的研究主要聚焦于水泥环-地层界面的胶结剪切强度, 很少针对胶结抗拉强度开展研究, 主要瓶颈在于尚未系统建立含界面试样的制备及相应的测试方法, 二界面张拉破裂是一种典型的破裂模式, 可由水泥石收缩、温度压力扰动等因素诱发^[19-20]。此外, 以往的评价方法也较少考虑岩性和界面粗糙度这 2 个重要因素, 评价维度较为单一。为此, 笔者综合考虑了岩性、界面粗糙度、钻井液污染、冲洗液清洗和水泥浆体系等主要因素, 形成了岩石-水泥石组合体试样制备方法, 从冲洗效率、胶结细观结构、抗拉强度、破裂形貌等多个维度, 建立了较为全面系统的固井二界面胶结抗拉强度室内评价方法, 通过多因素试验, 验证了该方法的有效性, 并初步获得了各因素对固井二界面胶结抗拉强度的影响规律。

1 评价方法的建立

考虑固井二界面的形成过程和影响因素的多样性, 该评价方法主要包括岩样制备、岩样界面钻井液沉积与冲洗液清洗、岩石-水泥石组合体试样制

备、岩石-水泥石界面细观结构表征和界面胶结抗拉强度测试等步骤。

1.1 岩石-水泥石组合体试样制备

1) 岩样制备。先将岩石样品加工成 $\phi 50 \text{ mm} \times 25 \text{ mm}$ 的圆柱岩样, 接着利用数控高精度雕刻机和线切割设备在岩样中部制作界面, 再将岩样与后续水泥浆接触的表面制备成粗糙起伏的形貌, 以模拟井壁。可根据地层岩性, 选择页岩、砂岩、灰岩等不同岩性的岩石制备岩样。

2) 岩样界面处理。岩样表面沉积钻井液, 模拟钻井液在井壁面沉积形成滤饼的过程, 可考虑钻井液类型、温度、压力和时间等因素的影响。岩样表面用冲洗液清洗, 模拟固井工序中前置冲洗液清洗残留钻井液的过程, 可考虑冲洗液类型和不同冲洗条件, 采用冲洗效率指标评价冲洗效果。冲洗效率的计算公式为:

$$\eta = \frac{m_1 - m_2}{m_1 - m_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中: η 为冲洗效率; m_0 为岩样的初始质量, g; m_1 为钻井液沉积并倒出表层流动部分后岩样的质量, g; m_2 为清洗后岩样的质量, g。

3) 岩石-水泥石组合体试样制备。将处理完界面的岩样放入模具, 浇注水泥浆, 在设定的温度、压力条件下充分养护, 确保水泥石内部结构和强度趋于稳定, 可考虑水泥浆类型、养护温度、压力、时间等因素。对养护后组合体试样水泥石部分的端面进行切割打磨, 得到可用于抗拉强度测试的标准组合体试样($\phi 50 \text{ mm} \times 25 \text{ mm}$ 圆柱)。

1.2 界面细观结构表征

利用工业显微镜观测岩石-水泥石组合体试样的界面, 分析界面处岩石-水泥石胶结状态、钻井液残留分布、孔洞-微裂缝形态等特征。

1.3 界面胶结抗拉强度测试设备及试验原理

利用中国科学院武汉岩土力学研究所自主研制的 RMT-150C 岩石力学测试系统测试岩石-水泥石界面抗拉强度, 测试过程中为避免加载接触区域应力集中, 采用了国际岩石力学协会推荐的弧面加载方式(见图 1)。界面抗拉强度的计算公式为:

$$\sigma_{ft} = \frac{2P}{\pi Dh} \quad (2)$$

式中: σ_{ft} 为界面抗拉强度, MPa; P 为组合体界面中心位置起裂扩展时对应的荷载, N; D 为试样直径, mm; h 为试样厚度, mm。

观测并分析张拉破裂后的岩石-水泥石界面, 获得裂缝路径、界面形貌、有效胶结区域等特征。

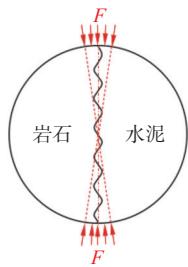


图 1 试样中部界面的受力状态

Fig.1 Stress state of middle interface of rock sample

2 新评价方法合理性验证试验

考虑岩性、界面粗糙度、钻井液沉积、冲洗液冲洗和水泥浆等影响固井二界面胶结强度的主要因素,设计了界面胶结抗拉强度评价试验,一方面检验所建评价方法的有效性,另一方面初步评价各因素对界面胶结抗拉强度的影响。具体的试验方案设计见表 1,各因素下进行 3 次重复试验。

表 1 试验方案设计

Table 1 Experimental scheme design

岩性	界面粗糙度/mm	界面清洁度	水泥浆	试样编号
页岩	0.2	新鲜界面		T3-YT-1-0-1,2,3
		钻井液+冲洗液+清水		T3-YT-1-1-1,2,3
		钻井液+清水	3%弹韧性水泥浆	T3-YT-1-2-1,2,3
	1.0	钻井液+冲洗液+清水		T3-YT-0-1-1,2,3
		钻井液+冲洗液+清水	6%弹韧性水泥浆	T6-YT-1-1-1,2,3
		钻井液+冲洗液+清水	9%弹韧性水泥浆	T9-YT-1-1-1,2,3
砂岩	0.2	常规水泥浆		C-YT-1-1-1,2,3
		树脂水泥浆		S-YT-1-1-1,2,3
		3%弹韧性水泥浆		T3-ST-1-1-1,2,3
		钻井液+冲洗液+清水	3%弹韧性水泥浆	T3-ST-1-1-1,2,3

注: 常规水泥浆的配方为水泥+4.00%降滤失剂+0.25%消泡剂+40.00%清水; 3%, 6%和9%弹韧性水泥浆的配方为水泥+3.00%/6.00%/9.00%弹性材料+3.00%降滤失剂+10.00%液硅+0.25%消泡剂+33.00%清水; 树脂水泥浆的配方为水泥+5.00%树脂+4.00%降滤失剂+35.00%清水+0.25%消泡剂。

选择页岩和砂岩 2 种岩性的岩样,页岩岩样取自重庆涪陵龙马溪组页岩露头,砂岩岩样取自鄂尔多斯盆地致密砂岩露头,测试了页岩和砂岩岩样的物理力学参数,结果见表 2。由表 2 可知,页岩的抗压强度、弹性模量和抗拉强度均显著高于砂岩,砂岩的渗透率显著高于页岩。

度为 1.0 mm, 较大的凹凸起伏对应局部地层破碎较严重、存在轻微掉块垮塌的区域(见图 2)。

表 2 不同岩性岩样的力学参数
Table 2 Mechanical parameters of rock sample with different lithology

岩性	单轴抗压强度/MPa	弹性模量/GPa	泊松比	巴西劈裂抗拉强度/MPa	渗透率/mD
页岩	98.5	24.10	0.20	13.0	0.000 21
砂岩	41.2	6.23	0.13	4.4	0.760 00

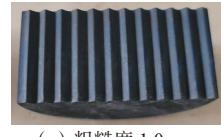
对于岩样界面粗糙度,共设置了 3 种界面形态:1)光滑界面,表面完全平整光滑,是一种理想状态;2)轻微起伏界面,粗糙度为 0.2 mm,用于模拟真实井壁的轻微凹凸起伏状态;3)较大起伏界面,粗糙



(a) 光滑界面



(b) 粗糙度 0.2 mm



(c) 粗糙度 1.0 mm

图 2 岩样表面粗糙度设置

Fig.2 Roughness setting of rock surface

对于岩样的界面处理, 采用取自重庆涪陵页岩气井钻井现场的油基钻井液和冲洗液, 共设置 3 种钻井液沉积与冲洗方案: 1) 新鲜干净表面, 不做任何处理, 作为空白对照组; 2) 10 mL 钻井液沉积 6 h+10 mL 冲洗液 (60 °C) 冲洗+10 mL 清水 (60 °C) 冲洗, 对应清洗较为充分的情况; 3) 10 mL 钻井液沉积 6 h+10 mL 清水 (60 °C) 冲洗, 对应清洗效果较差的情况。

制备岩石-水泥石组合体试样时, 分别选择了常规水泥浆、3% 弹韧性水泥浆、6% 弹韧性水泥浆、9% 弹韧性水泥浆和树脂水泥浆等 5 种水泥浆, 在 60 °C、常压条件下养护 28 d, 以确保水泥石内部结构和强度趋于稳定, 对水泥石部分的端面进行切割和打磨, 得到可用于试验的标准组合体试样 ($\phi 50 \text{ mm} \times 25 \text{ mm}$ 圆柱), 制备完成的典型组合体试样见图 3。



图 3 制备完成的部分典型组合体试样

Fig.3 Some prepared typical rock-cement composite specimens

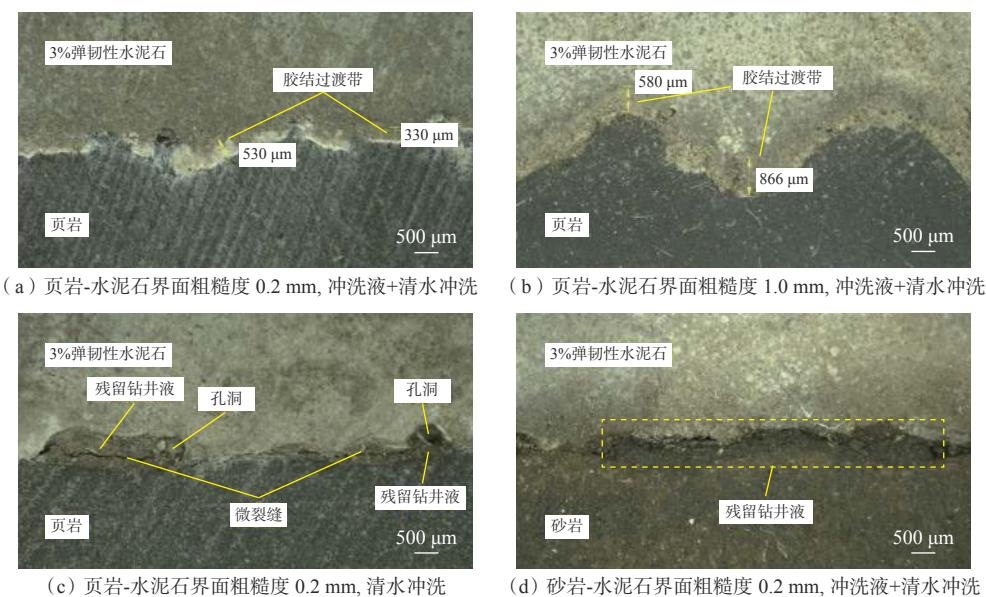


图 4 岩石-水泥石界面胶结细观结构

Fig.4 Meso-structure of the rock-cement interfaces

3 试验结果分析

3.1 界面冲洗效率

采用冲洗液+清水冲洗界面粗糙度为 0, 0.2 和 1.0 mm 的页岩岩样, 冲洗效率分别为 93.0%, 91.2% 和 89.6%。可以看出, 随界面粗糙度增大, 冲洗效率小幅度降低, 原因在于页岩表面凹陷低洼位置的钻井液不易清洗干净。采用清水、冲洗液+清水冲洗界面粗糙度 0.2 mm 页岩岩样时的冲洗效率分别为 76.5% 和 91.2%, 表明清水无法有效清洗页岩表面附着的油基钻井液, 而加入冲洗液可显著提高冲洗效果。在相同的钻井液沉积和清洗条件下, 由于页岩结构致密, 渗透率较小 (0.21 μD), 钻井液残留较少, 冲洗效率较高 (91.2%); 而砂岩结构相对疏松, 渗透率较大 (0.76 mD), 钻井液残留较多, 且附着紧密, 不易清洗, 清洗效率仅为 63.1%。

3.2 界面胶结细观结构

岩石-水泥石典型的界面胶结细观结构如图 4 所示。在冲洗液和清水联合冲洗后, 由于页岩表面的冲洗效率较高, 页岩-水泥石界面无明显缺陷, 整体胶结良好 (见图 4(a) 和图 4(b)), 界面处的水泥石部分存在胶结过渡带, 厚度约 0.33~0.87 mm, 该区域内水泥石胶结相对疏松, 含较多孔隙; 随着界面粗糙度增加, 胶结过渡带厚度增大, 且缺陷区域更大。页岩表面仅用清水冲洗时, 页岩-水泥石界

面附近可观测到残留钻井液分布,局部厚度超过600 μm ,滤饼内部还含有较多微裂缝、孔洞,界面整体胶结较差(见图4(c))。砂岩表面用冲洗液和清水冲洗后,由于冲洗效率较低,砂岩-水泥石界面处残留的钻井液连续分布,界面处具有较多孔洞、微裂缝等缺陷,界面整体胶结最差(见图4(d))。

3.3 界面抗拉强度

采用上文的评价方法分析岩性、界面粗糙度、界面清洁度和水泥浆对岩石-水泥石界面抗拉强度的影响。界面粗糙度0.2 mm页岩和砂岩岩样经相同钻井液污染,采用冲洗液和清水冲洗后,与3%弹韧性水泥浆形成岩石-水泥石界面的抗拉强度如图5所示。从图5可以看出,页岩-水泥石界面的抗拉强度为0.35 MPa,砂岩-水泥石界面的抗拉强度仅为0.01 MPa,这是因为砂岩冲洗效率较低(63.1%)、残留的钻井液过多造成的。

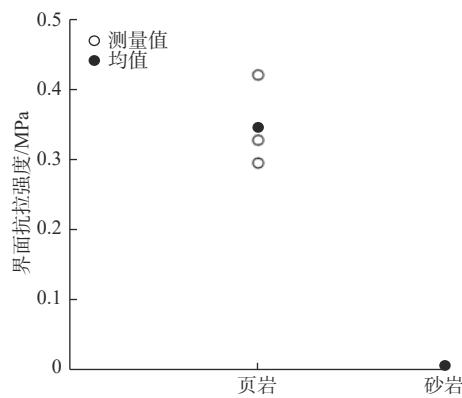


图5 岩性对岩石-水泥石界面抗拉强度的影响

Fig.5 Influence of lithology on the tensile strength of rock-cement interface

界面粗糙度分别为0, 0.2和1.0 mm的页岩岩样,用相同钻井液污染,采用冲洗液和清水冲洗后,与3%弹韧性水泥浆形成岩石-水泥石界面的抗拉强度如图6所示。从图6可以看出:在光滑(粗糙度为0 mm)和较小粗糙度(粗糙度为0.2 mm)的情况下,水泥石和页岩表面的胶结面积差异较小,界面抗拉强度变化不大,约0.35 MPa;当粗糙度较大时(粗糙度为1.0 mm),胶结面积有较大幅度增加,界面抗拉强度明显增强,达到0.62 MPa。

界面粗糙度为0.2 mm的页岩岩样经钻井液污染+冲洗液和清水冲洗、钻井液污染+清水冲洗、保持原状等3种方式处理后,与3%弹韧性水泥浆形成岩石-水泥石界面的抗拉强度如图7所示。从图7可以看出;随着界面残留的钻井液增多,抗拉强度

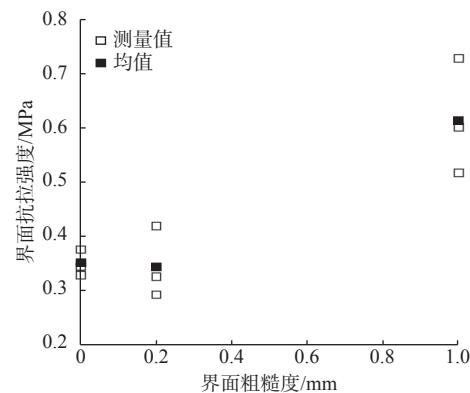


图6 界面粗糙度对岩石-水泥石界面抗拉强度的影响

Fig.6 Influence of surface roughness on the tensile strength of rock-cement interface

急剧降低;在界面完全清洁的状态下,界面抗拉强度为0.83 MPa;钻井液污染后,用冲洗液与清水联合冲洗,界面抗拉强度降至0.35 MPa,而只用清水冲洗,界面抗拉强度仅为0.09 MPa。

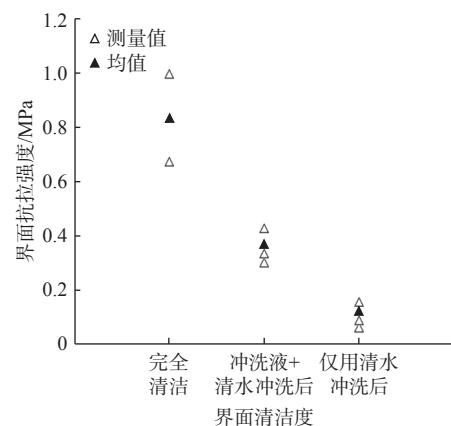


图7 界面清洁度对岩石-水泥石界面抗拉强度的影响

Fig.7 Influence of surface cleanliness on the tensile strength of rock-cement interface

界面粗糙度为0.2 mm的页岩岩样经钻井液污染,与弹韧性水泥浆(弹性材料加量为3%, 6%和9%)、常规水泥浆和树脂水泥浆形成岩石-水泥石界面的抗拉强度如图8所示。由图8可知:页岩-树脂水泥石界面的抗拉强度最高,达到1.34 MPa;页岩-常规水泥石界面的抗拉强度为0.60 MPa;页岩-弹韧性水泥石界面的抗拉强度相对最低,为0.29~0.35 MPa,且随着弹性材料加量增大,界面抗拉强度呈缓慢降低趋势。

总体来看,各因素下3次重复试验的结果离散性较小,表明该评价方法的重现性较好;不同因素之间的测试结果具有较显著的差异,说明该评价方

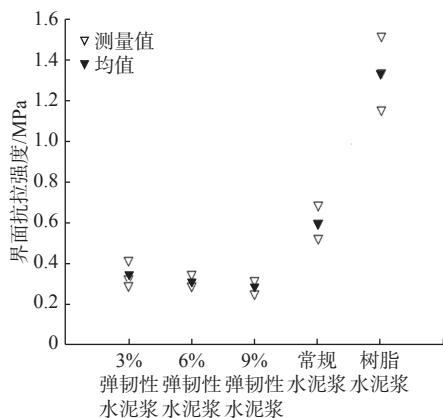


图 8 水泥浆对岩石-水泥石界面抗拉强度的影响

Fig.8 Influence of cement slurry on the tensile strength of rock-cement interface

法的区分度较好。

3.4 界面破裂形貌分析

岩石-水泥石界面张拉破裂典型形貌如图 9 所示。从图 9 可以看出, 破裂模式为张拉裂缝, 裂缝在界面

处起裂并沿着界面扩展, 岩石-水泥石组合体沿界面断裂为两半。

经冲洗液和清水联合清洗后界面比较洁净的状态下, 在页岩部分的张拉破裂面可以观察到较大面积的残余水泥附着(见图 9(a)、图 9(b)和图 9(c)), 表明页岩和水泥石形成了一定的胶结强度; 随着界面粗糙度增加, 残留水泥的面积有减小趋势, 并可观察到局部残留钻井液。冲洗方式对裂缝面特征的影响显著, 仅用清水冲洗的情况下, 整个页岩断裂面大部分被残留的钻井液覆盖(见图 9(d)), 与此相对应的是较低的界面抗拉强度。砂岩-水泥石破裂面残留的钻井液更多, 原因在于, 即使用冲洗液和清水充分清洗, 砂岩表面仍然残留大量的钻井液, 阻隔砂岩与水泥浆的有效胶结(见图 9(e))。页岩-树脂水泥石破裂面的特征与弹性水泥石的情况相似, 只是页岩表面残留水泥的面积更大(见图 9(f)), 表明树脂水泥浆和页岩的胶结更为充分, 对应的界面抗拉强度也更高。

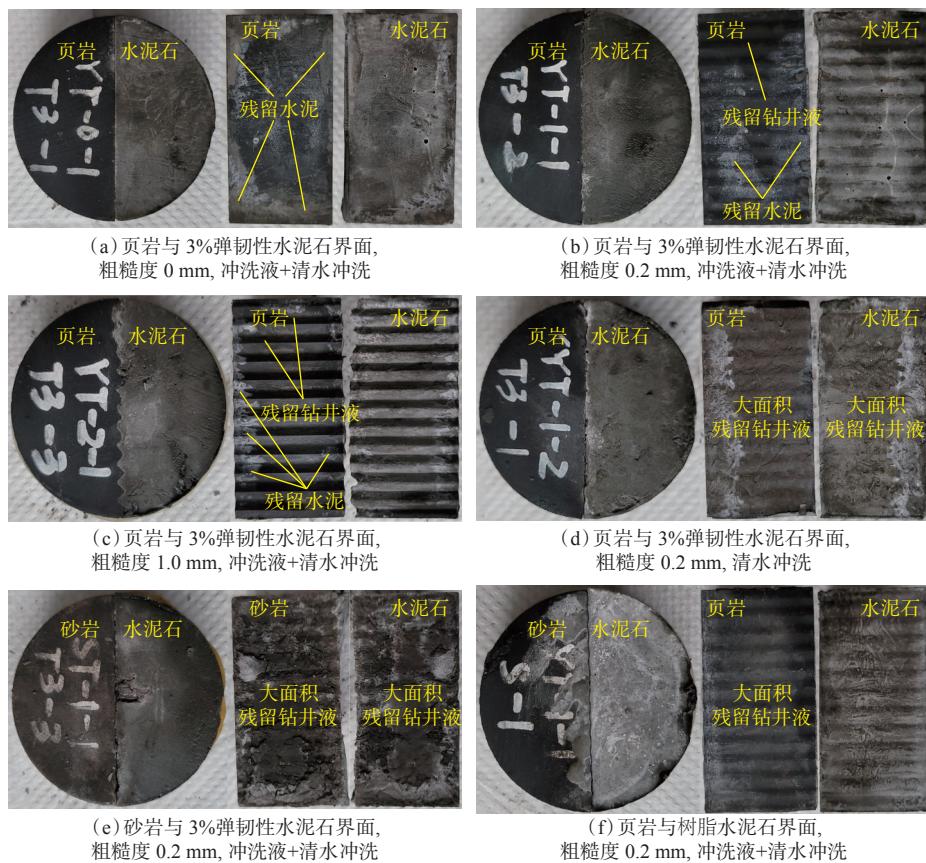


图 9 岩石-水泥石界面张拉破裂形貌

Fig.9 Tensile fracture morphology of rock-cement interface

4 结 论

1) 考虑冲洗效率、胶结细观结构、抗拉强度和

破裂形貌等因素, 建立了一种固井二界面胶结抗拉强度评价新方法。多因素试验结果表明, 该评价方法科学合理、步骤清晰、简单适用、试验结果离散性

小, 不同因素下测试结果区分度好, 具有较高的推广价值。

2) 页岩界面在冲洗液和清水联合清洗下, 随着界面粗糙度增加, 界面冲洗效率呈小幅降低趋势; 较大的界面粗糙度可提供更多的胶结面积, 有利于提高界面的胶结抗拉强度。

3) 页岩-水泥石界面抗拉强度主要受界面清洁程度影响, 随着界面残留的钻井液增多, 界面抗拉强度降低。

4) 高渗透性砂岩相对于低渗透页岩, 更易于吸附钻井液且不易清洗, 导致界面残留大量的钻井液, 无法与水泥浆形成有效胶结。

5) 尽可能地提高冲洗效果, 降低井壁钻井液残留是保障固井二界面胶结质量的关键, 水泥浆中添加树脂能够进一步显著提高固井二界面的胶结强度。

参 考 文 献

References

[1] 陈平. 钻井与完井工程 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
CHEN Ping. Drilling and completion engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.

[2] 孙坤忠, 陶谦, 周仕明, 等. 丁山区块深层页岩气水平井固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2015, 43(3): 55-60.
SUN Kunzhong, TAO Qian, ZHOU Shiming, et al. Cementing technology for deep shale gas horizontal well in the Dingshan Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(3): 55-60.

[3] 王磊, 曾义金, 张青庆, 等. 高温环境下油井水泥石力学性能试验 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(6): 88-95.
WANG Lei, ZENG Yijin, ZHANG Qingqing, et al. Experimental study on mechanical properties of oil well cement under high temperature[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(6): 88-95.

[4] 曾义金. 干热岩热能开发技术进展与思考 [J]. 石油钻探技术, 2015, 43(2): 1-7.
ZENG Yijin. Technical process and thinking for development of hot dry rock (HDR) geothermal resources[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(2): 1-7.

[5] 王培义, 马鹏鹏, 张贤印, 等. 中低温地热井钻井完井工艺技术研究与实践 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(4): 27-33.
WANG Peiyi, MA Pengpeng, ZHANG Yinxian, et al. Drilling and completion technologies for geothermal wells with medium and low temperatures[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(4): 27-33.

[6] 杨春和, 王同涛. 深地储能研究进展 [J]. 岩石力学与工程学报, 2022, 41(9): 1729-1759.
YANG Chunhe, WANG Tongtao. Advance in deep underground energy storage[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2022, 41(9): 1729-1759.

[7] HE Tao, WANG Tongtao, SHAN Baodong, et al. Fatigue damage of wellbore cement sheath in gas storage salt cavern under alternating internal pressure[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2022, 55: 715-732.

[8] 顾军, 高兴原, 刘洪. 油气井固井二界面封固系统及其破坏模型 [J]. 天然气工业, 2006, 26(7): 74-76.
GU Jun, GAO Xingyuan, LIU Hong. Two interface isolation system of oil/gas well cementing and its damage model[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(7): 74-76.

[9] 顾军, 高德利, 石凤歧, 等. 论固井二界面封固系统及其重要性 [J]. 钻井液与完井液, 2005, 22(2): 7-10.
GU Jun, GAO Deli, SHI Fengqi, et al. The two contacts cementing system in cementing job and its importance[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2005, 22(2): 7-10.

[10] 郭辛阳, 沈忠厚, 步玉环, 等. 固井微环空成因研究进展及解决方法 [J]. 钻采工艺, 2009, 32(5): 1-3.
GUO Xinyang, SHEN Zhonghou, BU Yuhuan, et al. Research development of cementing microannular and its solving methods[J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(5): 1-3.

[11] 崔茂荣, 马勇. 评价钻井液滤饼对固井二界面胶结质量影响的新方法 [J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 92-93, 96.
CUI Maorong, MA Yong. A new method for evaluating the effects of drilling fluid filter cake on bond quality of the second cementing interface[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 92-93, 96.

[12] 郭辛阳, 步玉环, 李娟, 等. 变温条件下泥饼对二界面胶结强度的影响 [J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(1): 55-57.
GUO Xinyang, BU Yuhuan, LI Juan, et al. The effect of mud cake on the bond strength of the second interface under varied temperatures[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2010, 27(1): 55-57.

[13] PLANK J, TIEMEYER C, BUELICHEN D, et al. A study of cement/mudcake/formation interfaces and their impact on the sealing quality of oilwell cement[R]. SPE 170452, 2014.

[14] 徐璧华, 卢翔, 谢应权. 高温高压下油井水泥环胶结强度测试新方法 [J]. 天然气工业, 2016, 36(11): 65-69.
XU Bihua, LU Xiang, XIE Yingquan. A new bonding strength measurement method for oil well cement sheath under high temperatures and high pressures[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 65-69.

[15] 柳华杰, 步玉环, 梁岩, 等. 环空扰动固井二界面胶结性能评价装置及方法 [J]. 实验室研究与探索, 2020, 39(7): 78-83.
LIU Huajie, BU Yuhuan, LIANG Yan, et al. Device and method for evaluating the cementation property of cement-formation interface under disturbance[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2020, 39(7): 78-83.

[16] 杨振杰, 姜晓强, 吴志强, 等. 固井水泥环完整性模拟评价实验研究 [J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(6): 9-12.
YANG Zhenjie, JIANG Xiaoqiang, WU Zhiqiang, et al. Research on simulation evaluation instrument of the integrity of cement sheath[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(6): 9-12.

[17] MAAGI M, PIN G, JUN G. Influence of nano-TiO₂ on the wellbore shear bond strength at cement-formation interface[J]. Upstream Oil and Gas Technology, 2020(5): 100016.

[18] OPEDAL N, TODOROVIC J, TORSAETER M, et al. Experimental study on the cement-formation bonding[R]. SPE 168138, 2014.

[19] BOIS A R, GAMIER A, RODOT F, et al. How to prevent loss of zonal isolation through a comprehensive analysis of microannulus formation[R]. SPE 124719, 2011.

[20] SHENOLD C, TEODORIU C. Development of a structured workflow for enhanced well cement integrity: Lessons learned and the way ahead[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 36: 824-836.