

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2018089

川渝地区龙马溪组页岩储层水化特征评价方法

高书阳^{1,2}, 豆宁辉^{1,2}, 林永学^{1,2}, 柴龙^{1,2}, 刘锐³

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100101;2. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101;3. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工程技术公司,山东东营 257061)

摘要:为有效评价页岩地层水化特征变化规律,引入了新评价方法,并对川渝地区龙马溪组页岩的储层水化特征进行了评价。分析了川渝地区龙马溪组页岩的岩石组构和理化特征,证明滚动回收、线性膨胀等常规试验方法不能有效评价不同钻井液条件下龙马溪组页岩的井眼稳定性;分别介绍了基于岩石强度刻划技术的页岩力学性能评价方法、基于CT层析成像技术的裂缝扩展评价方法和基于压力穿透技术的微裂缝封堵评价方法,并用取自川渝地区龙马溪组的页岩岩心进行了评价试验。试验发现,岩石连续刻划技术可定量评价页岩微观组构对水化后页岩强度的影响程度,CT层析成像技术可用于直观描述水化后页岩内部微观结构的变化,压力穿透试验可有效评价压力在页岩中的穿透效应,并可指导页岩封堵材料粒径的选择。研究表明,上述3种方法可有效评价川渝地区龙马溪组页岩水化后性能的变化,可作为该地层井眼稳定性评价的常用方法。

关键词:页岩;水化特征;刻划测试;CT扫描;压力穿透;龙马溪组;川渝地区

中图分类号:TE21 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2018)03-0020-07

A New Method for Evaluating the Characteristics of Hydration in the Longmaxi Shale Gas Reservoir in Sichuan-Chongqing Area

GAO Shuyang^{1,2}, DOU Ninghui^{1,2}, LIN Yongxue^{1,2}, CHAI Long^{1,2}, LIU Rui³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Developemt, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 3. Drilling Engineering & Technology Company, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257061, China)

Abstract: A new method has been introduced in order to effectively evaluate the changes in hydration characteristics of shale formations. It is also used to evaluate the reservoir hydration characteristics of Longmaxi shale in Sichuan and Chongqing area. This paper analyzes the rock fabric and physiochemical features of Longmaxi shale, showing that the conventional test methods like rolling recovery and linear expansion cannot effectively evaluate the wellbore stability in Longmaxi shale under different drilling fluid conditions. Also, this paper explains the method for evaluating rock mechanical properties based on rock depiction technique, the method for evaluating the fracture extension based on CT imaging technique and the method for evaluating the micro-fracture sealing based on pressure penetration technique, and tests were made on the cores taken from Longmaxi shale in Sichuan and Chongqing area. The tests showed that the continuous rock depiction technique could quantitatively evaluate the effect of micro shale fabric on the strength of hydrated shale. CT imaging technique could also be used to visually describe the changes in the internal micro-structure of shale. Finally, the pressure penetration method could effectively evaluate the penetration effect of shale in shale and could help select the size of shale plugging grains. The study showed that the above three methods could effectively evaluate the changes of Longmaxi shale properties after hydration and could be used as a common method for evaluating the wellbore stability in this area.

Key words: shale; hydration characteristics; cut test; CT scanning; pressure penetration; Longmaxi Formation; Sichuan-Chongqing area

川渝地区是我国古生界海相地层页岩气开发最为有利的地区,资源量巨大^[1],其中五峰组—龙马溪组黑色富有机质页岩是该地区页岩气主力产层^[2]。而受沉积作用及后期构造运动的影响,五峰组—龙马溪组页岩储层层理性强,微裂隙极为发育,给钻井工程尤其是长水平段钻井施工带来了极大的安全隐患,因此有效评价页岩储层的井

收稿日期:2017-11-27;改回日期:2018-05-13。

作者简介:高书阳(1984—),男,山东茌平人,2007年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,2010年获中国石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位,2017年获中国地质大学(北京)钻井工程专业博士学位,工程师,主要从事钻井液技术方向的研究工作。E-mail:gaosy.sripe@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩油气高效开发基础理论研究”(编号:51490650)和国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发利用工程”(编号:2016ZX05061)联合资助。

眼稳定性极为重要。

国内刘向君、梁利喜等人^[3-4]通过室内试验研究了龙马溪组页岩水化作用和润湿性，并分析了水化作用和润湿性对页岩裂纹扩展的影响；康毅力、崔云海、卢运虎等人^[5-7]采用三轴力学试验方法评价了龙马溪组页岩力学性能，并评价了钻井液浸泡后的力学性能变化情况；刘敬平等^[8]人采用矿物组分分析、电镜扫描、线性膨胀和滚动回收试验等方法评价了昭通地区龙马溪组页岩水化特征；刘向君等人^[9]采用三轴抗压法评价了多种不同钻井液体系浸泡前后 Quka 页岩的强度降低程度，认为钻井液体系性能可极大影响页岩的井眼稳定性能。国外 S. Gomez 等人^[10-11]和 Q. Guo 等人^[12]主要采用浸泡试验和滚动回收试验评价了多种不同的页岩与流体接触后的井眼稳定性能；M. K. Al-Arfaj 等人^[13]认为，为了开发适用的钻井液体系，确定页岩地层的特性是非常重要的，并建议采用矿物组分分析、岩石力学测试和可交换阳离子容量等方法对页岩进行评价。综上所述，国内外学者主要采用页岩组构分析、线性膨胀、滚动回收和三轴力学试验等常规方法对页岩储层的井眼稳定性进行了评价，也取得了很多有益的认识。但由于页岩储层通常具有非均质性强、层理及微裂缝发育的特点，上述方法无法评价矿物组分和结构等特征对井眼稳定的影响，也无法反映水化作用下页岩内部微观结构的变化，更不能有效评价钻井液体系对页岩微裂隙的封堵效果，而这对深入评价水化后页岩的井眼稳定性能具有重要意义。

为此，笔者在分析微观组构等因素对页岩储层井眼稳定的影响的基础上，引入了岩石强度连续刻划技术、高精度 CT 层析成像技术和岩石压力穿透技术，以期对川渝地区龙马溪组页岩水化特征及井眼稳定作出更为全面和深入的评价。

1 岩石组构及理化特征分析

岩石组构和理化特征反映岩石的特性。因此，为深入研究川渝地区龙马溪组页岩水化及井眼失稳机理，分析了其岩石组构和理化特征。

1.1 页岩组构

文献[14-15]研究表明，川渝地区龙马溪组页岩的矿物组分主要以黏土矿物和石英为主，其中石英含量为 13.0%~73.0%，平均含量为 42.5%左右；黏土矿物含量为 16.0%~63.0%，平均含量为

37.0%左右。黏土矿物又以伊利石和伊/蒙混层为主，且混层比仅 5.0%左右。因此，从矿物组分上可初步断定，川渝地区龙马溪组页岩属于弱膨胀性的硬脆性页岩。

电镜扫描结果(见图 1)显示，龙马溪组页岩在平行和垂直层理面 2 个方向上差异较大，在垂直层理方向上可以看到大量方向较为一致的微裂缝，表现出较强的各向异性特征。

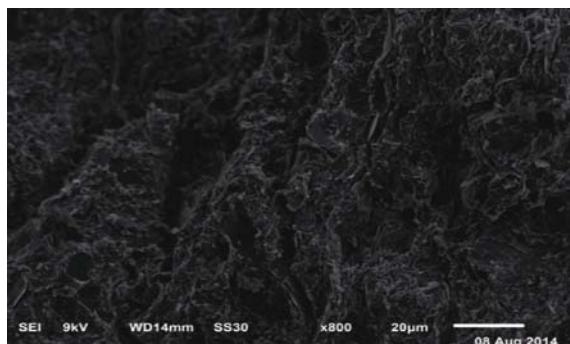


图 1 龙马溪组页岩垂直层理方向扫描电镜照片

Fig. 1 SEM pictures of Longmaxi shale in vertical direction

1.2 滚动回收和线性膨胀试验

滚动回收和线性膨胀试验是评价钻井液条件下泥页岩井眼稳定性能最为常用的 2 种方法。因此，用取自涪陵和彭水地区龙马溪组地层的页岩岩心，分别在去离子水、5.0%KCl 溶液、聚胺和油基钻井液中进行了滚动回收试验，试验结果见图 2；并用膨润土、W 泥岩、H 泥岩和取自不同地区的页岩进行了线性膨胀试验，试验结果见图 3。

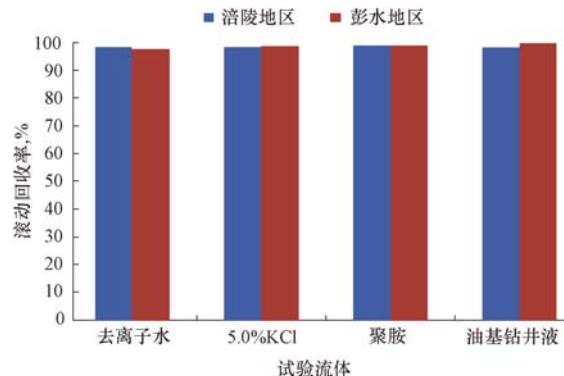


图 2 龙马溪组页岩滚动回收率试验结果

Fig. 2 Rolling recovery of Longmaxi shale

从图 2 可以看出，无论是在清水条件下，还是在抑制能力很强的油基钻井液条件下，涪陵和彭水地区龙马溪组页岩的滚动回收率都在 97%以上，从该

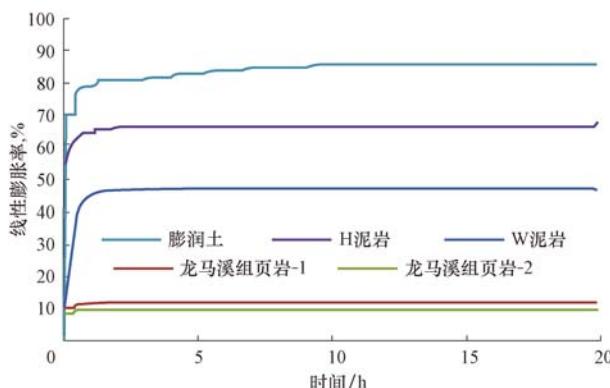


图 3 龙马溪组页岩线性膨胀率

Fig. 3 Linear expansion rate of Longmaxi shale

试验结果无法评价哪种钻井液体系对龙马溪组页岩的抑制能力更强。

从图 3 可以看出,与膨润土、W 泥岩和 H 泥岩相比,龙马溪组页岩 20 h 的膨胀率仅为 10% 左右,而且来自不同地区的岩心线性膨胀率几乎相同,难以分辨。分析认为,这可能是因为该试验采用的是先粉碎再压实的岩心,粉碎再压实过程中破坏了页岩本身的结构特征,给试验结果带来了较大的误差。

由上述试验结果可知,常规的滚动回收、线性膨胀等方法不能有效区分不同钻井液条件下龙马溪组页岩的井眼稳定性能。鉴于此,引入新方法非常有必要。

2 基于岩石刻划技术的页岩力学性能评价方法

2.1 岩石强度连续刻划技术

岩石强度连续刻划技术是 20 世纪末形成的一种新型强度测试技术^[16-17]。该技术采用金刚石刀片以一定速率在全尺寸岩心表面刻划获取强度连续剖面,具有对岩心损坏程度小、准确快捷、可体现岩石矿物组分和结构特征的影响等优点,并可避免传统抗压法在取心过程中对岩心造成的损伤。

2.2 龙马溪组页岩力学性能评价

采用基于岩石强度连续刻划技术的评价方法对川渝地区 P 区块 PY-1 井龙马溪组页岩的岩心强度进行了评价,结果如图 4 所示。

由图 4 可知,龙马溪组页岩不同位置处的抗压强度不同,且变化幅度比较大。为进一步分析其原

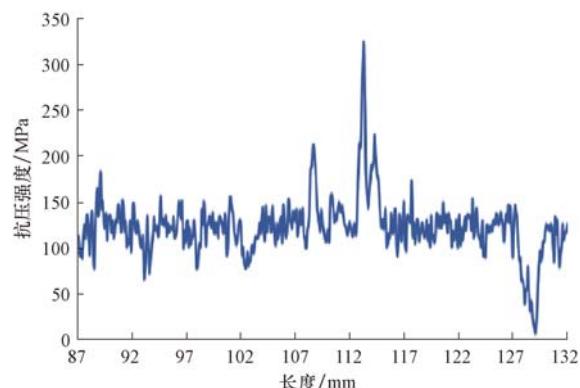


图 4 龙马溪组页岩强度连续刻划曲线

Fig. 4 Continuous strength profile of Longmaxi shale

因,对页岩不同位置处的全岩矿物组分进行了测试分析,发现抗压强度变化与矿物组分具有明显的对应关系。如图 4 中长度为 93 和 122 mm 等抗压强度值较低处黏土矿物含量达 60% 左右,石英含量只有 20% 左右;而长度为 108 和 114 mm 等抗压强度较高处石英含量超过了 70%,黏土矿物只有 15% 左右。抗压强度最低的位置出现在长度为 129 mm 处的裂缝周围。

为进一步评价被流体浸泡后不同区域岩石的抗压强度的变化情况,测试了上述龙马溪组页岩岩心在去离子水中常温下浸泡 48 h 后的强度剖面,并计算了浸泡前后其抗压强度的降低率,结果如图 5 所示。

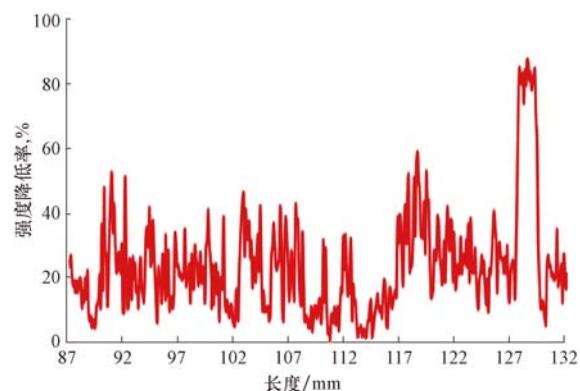


图 5 龙马溪组页岩强度降低率

Fig. 5 Strength reduction rate of Longmaxi shale

由图 5 可知,浸泡后页岩的抗压强度明显降低,且降低率变化很大。通过与图 4 对比可以发现,黏土矿物含量比较高的区域抗压强度降低率较大,普遍在 15%~30%;抗压强度降低率最大的地方在裂缝周围,达到了 70% 以上;而石英含量较高的区域降低率较小,在 10% 以下。这也说明,在钻井液设计中,必须加强对裂隙、微裂缝的封堵,以尽量降低裂缝中的滤失量,有效防止井眼失

稳的发生。

3 基于 CT 层析成像技术的裂缝扩展评价方法

3.1 高精度工业 CT 层析成像技术

高精度工业 CT 采用 X 射线束围绕样品进行层面扫描，并由探测器记录扫描过程中 X 射线的衰减信息，经软件处理后获得样品的二维、三维结构图像^[18]。目前，高精度工业 CT 已成为诸多大型石油公司和石油院校实验室的重要设备，广泛应用于岩心三维结构扫描、无损检测等方面。而在页岩评价方面，可用于检测钻井液、压裂液作用下页岩内部结

构的变化情况，为页岩井眼稳定评价、压裂效果评价等提供参考。笔者分析页岩裂缝扩展情况时，选用了美国通用公司生产的 Phoenix v | tome | x 工业 CT，该产品配置 240 kV/320 W 微米级焦点 X 射线管，运行稳定，空间分辨率最小可达 $2 \mu\text{m}$ 。

3.2 龙马溪组页岩裂缝扩展评价

采用高精度工业 CT 层析成像技术，研究了龙马溪页岩在去离子水中浸泡不同时间条件下，其内部结构的变化情况。试验按以下步骤进行：1) 将岩心固定于烧杯中，对岩心进行原始扫描；2) 将去离子水注入烧杯中，当岩心分别浸泡至 0.5, 2.0, 10.0 和 720.0 h 时对岩心进行扫描；3) 重建扫描图像，并对同一位置处的扫描图像进行分析对比(结果见图 6)。

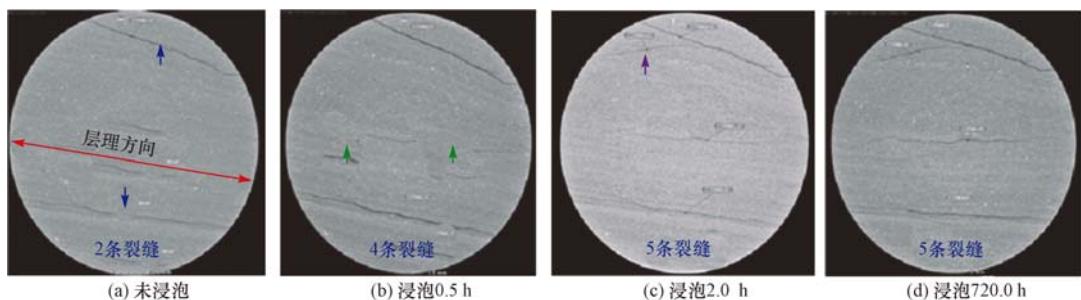


图 6 在流体中浸泡不同时间后页岩内部结构的变化

Fig. 6 Changes of inner structure of rocks after being immersed in fluid for different times

从图 6 可以看出，页岩岩心浸泡之前已经存在 2 条较为明显的裂缝；浸泡 0.5 h 后，在页岩中部出现了 2 条新裂缝；浸泡 2.0 h 后，在岩心上部又出现 1 条新缝；浸泡 2.0 h 之后直至 720.0 h 时，再无裂缝产生。深入分析图 6 还可以发现：1) 龙马溪组页岩裂缝基本都平行于层理面，呈现出明显的方向性；2) 裂缝都产生于与流体接触后的 2.0 h 内，呈现出明显的瞬时性。上述特征都与常规泥页岩具有显著差别。这表明，龙马溪组页岩与去离子水接触后，在自吸作用下水沿着裂缝不断侵入，使裂缝周围的黏土矿物发生水化作用，造成裂缝不断产生、扩展，并最终形成岩体宏观裂缝。

4 基于压力穿透技术的微裂缝封堵评价方法

4.1 压力穿透试验

压力穿透概念自 1994 年首次提出以来^[19]，已有部分学者^[20-22]将其应用于井眼稳定的研究。目前，压

力穿透试验主要用于评价钻井流体对泥页岩孔隙压力的影响及泥页岩半透膜效率的计算等方面^[23]。

压力穿透试验的原理(如图 7 所示)是将岩心置于岩心夹持器中，岩心上游通过钻井液循环维持压力恒定，在压差和活度差的影响下，流体向岩心内部渗透，并促使页岩下游压力逐渐升高，然后通过检测页岩下游压力的变化获取流体在页岩中传递压力的情况。

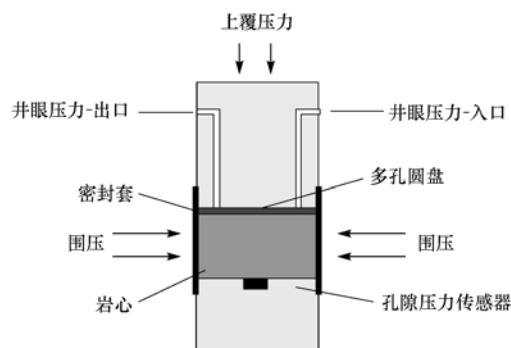


图 7 压力穿透试验原理示意

Fig. 7 Schematic diagram of pressure penetration test

4.2 页岩储层压力穿透试验

利用压力穿透试验装置评价了龙马溪组页岩平行层理和垂直层理方向的压力穿透规律,结果分别如图 8、图 9 所示。

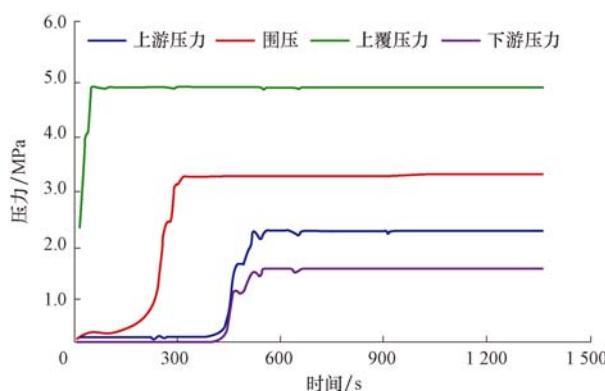


图 8 平行层理方向龙马溪组页岩压力穿透试验结果

Fig. 8 Results of pressure penetration test on parallel bedding in Longmaxi shale

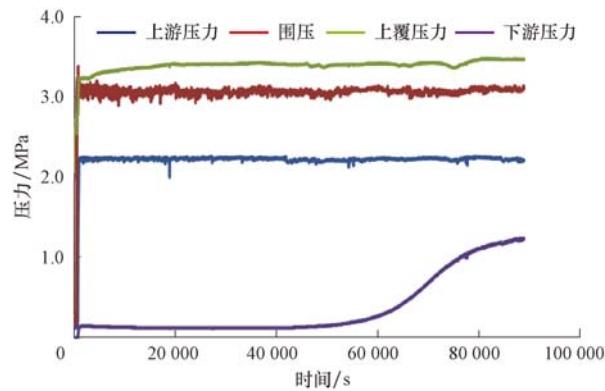


图 9 垂直层理方向龙马溪组页岩压力穿透试验结果

Fig. 9 Results of pressure penetration test on vertical bedding in Longmaxi shale

从图 8 可以看出,随着岩心的上游压力增大,下游压力也随之增大,在不到 50 s 时间内就已完成穿透。通过换算,其相对渗透率达 1.54 mD。从图 9 可以看出,龙马溪组页岩在垂直层理方向的压力穿透速度极慢,在 50 000 s 时岩心的下游压力才略有上升。通过换算,其相对渗透率为 6.94 μ D。分析认为,出现此现象主要是受页岩层理和微裂缝等结构特征的影响。压力极易沿平行层理方向发生穿透,这就导致在实际钻井过程中,压力极易沿层理裂隙穿透,造成井壁周围应力状态的改变,使井眼更容易失稳。

4.3 页岩储层微裂缝封堵评价

对压力穿透试验装置进行改进,使其柱塞泵、管线和压力阀等能通过微米级颗粒,以便进行页岩储层微裂缝封堵评价试验。这样,不仅有效解决了割缝钢板法和玻璃刻蚀法等不能真实反映页岩裂缝壁面形态的缺点,还可真实地模拟页岩的微裂缝尺寸,试验结果直观可靠,可重复性强。

采用改进后的压力穿透试验装置,对不同封堵剂的封堵效果进行了评价。颗粒类封堵剂 A 的封堵试验结果见图 10,微纳米级化学封堵剂 B 的封堵试验结果见图 11。

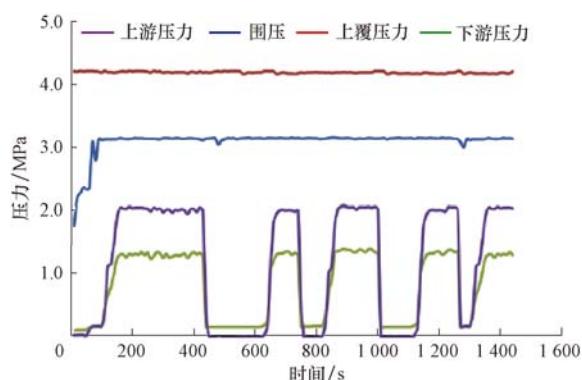


图 10 封堵剂 A 的封堵试验结果

Fig. 10 Test result of sealing material A

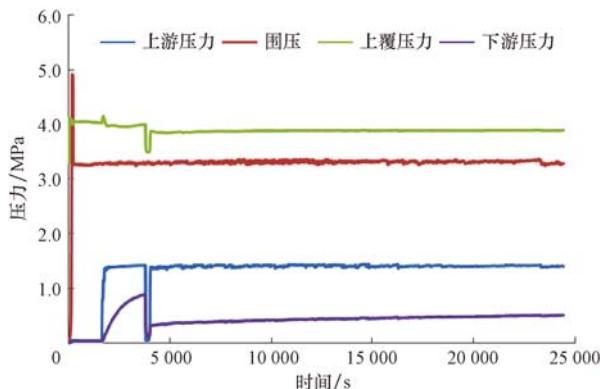


图 11 封堵剂 B 的封堵试验结果

Fig. 11 Test result of sealing material B

从图 10 可以看出,自 50 s 开泵岩心的上游压力开始上升后,下游压力也随之快速上升。随后重复该过程 4 次,下游压力仍快速上升,说明封堵剂 A 并没有对页岩岩心中的微裂缝形成较好的封堵。

从图 11 可以看出,从 2 000 s 时上游压力达到 1.40 MPa 开始,岩心下游压力以一定的速度缓慢上升,至 4 000 s 时升至 0.89 MPa 后基本不再增

加;停泵,上游压力和下游压力都降至 0 MPa,重新开泵上游压力继续维持在 1.40 MPa,而下游压力在增至 0.35 MPa 后缓慢增大,至 25 000 s 时下游压力只有 0.53 MPa。该试验说明经过 2 次封堵后,微纳米化学封堵剂 B 对龙马溪组页岩微裂缝产生了明显的封堵作用,有效延缓甚至阻止了流体向微裂缝中渗透,起到了较好的井眼稳定作用。

5 结 论

1) 常规的滚动回收、线性膨胀试验方法不能有效评价不同钻井液条件下龙马溪组页岩的井眼稳定性。

2) 基于岩石强度刻划技术的页岩力学性能评价方法,可定量评价页岩微观组构对水化后页岩抗压强度的影响程度;基于 CT 层析成像技术的裂缝扩展评价方法,可用于直观描述页岩水化后内部微观结构的变化;基于压力穿透技术的微裂缝封堵评价方法,可有效评价压力在页岩中的穿透效应,并对页岩封堵材料的选择具有指导意义。

3) 综合运用基于岩石刻划技术、CT 层析成像技术和压力穿透技术的 3 种评价方法,可以评价矿物组分和结构等特征对井眼稳定的影响,可以反映水化作用下页岩内部微观结构的变化,也可以评价钻井液体系对页岩微裂隙的封堵效果,因此可以将其作为川渝地区龙马溪组页岩储层水化特征的评价方法。

参 考 文 献

References

- [1] 陆廷清,胡明,刘墨翰,等.页岩气开发对川渝地区水资源环境的影响[J].科技导报,2016,34(23):51–56.
LU Tingqing, HU Ming, LIU Mohan, et al. On the impact of shale gas development on water resource and environment in Sichuan and Chongqing[J]. Science & Technology Review, 2016,34(23):51–56.
- [2] 梁峰,王红岩,拜文华,等.川南地区五峰组—龙马溪组页岩笔石带对比及沉积特征[J].天然气工业,2017,37(7):20–26.
LIANG Feng, WANG Hongyan, BAI Wenhua, et al. Graptolite correlation and sedimentary characteristics of Wufeng–Longmaxi shale in Southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017,37(7):20–26.
- [3] 刘向君,熊健,梁利喜,等.川南地区龙马溪组页岩润湿性分析及影响讨论[J].天然气地球科学,2014,25(10):1644–1652.
LIU Xiangjun, XIONG Jian, LIANG Lixi, et al. Analysis of the wettability of Longmaxi Formation shale in the South Region of Sichuan Basin and its influence[J]. Natural Gas Geoscience, 2014,25(10):1644–1652.
- [4] 梁利喜,熊健,刘向君.水化作用和润湿性对页岩地层裂纹扩展的影响[J].石油实验地质,2014,36(6):780–786.
LIANG Lixi, XIONG Jian, LIU Xiangjun. Effects of hydration swelling and wettability on propagation mechanism of shale formation crack[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2014, 36(6):780–786.
- [5] 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.
- [6] 崔云海,刘厚彬,杨海平,等.焦石坝页岩气储层水平井井壁失稳机理[J].石油钻采工艺,2016,38(5):545–552.
CUI Yunhai, LIU Houbin, YANG Haiping, et al. Mechanisms of sidewall stability loss in horizontal wells drilled for shale gas development in Jiaoshiba Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016,38(5):545–552.
- [7] 卢运虎,陈勉,金衍,等.钻井液浸泡下深部泥岩强度特征试验研究[J].岩石力学与工程学报,2012,31(7):1399–1405.
LU Yunhu, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Experimental study of strength properties of deep mudstone under drilling fluid soaking[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012,31(7):1399–1405.
- [8] 刘敬平,孙金声.页岩气藏地层井壁水化失稳机理与抑制方法[J].钻井液与完井液,2016, 33(3):25–29.
LIU Jingping, SUN Jinsheng. Borehole wall collapse and control in shale gas well drilling[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(3):25–29.
- [9] LIU Xiangjun, LUO Pingya, LIU Hong, et al. Keeping shale formation stability by optimizing drilling fluids, in Yangtze Oilfield, Western China[R]. IPTC 13313, 2009.
- [10] GOMEZ S, ROJAS J C, ODENTHAL R, et al. Laboratory study of fracture development in the Anadarko Basin shale, Texas, using drilling fluids for coiled-tubing operations[R]. AADE-08-DF-HO-18, 2008.
- [11] GOMEZ S, HE Wenwu. Laboratory method to evaluate fracture development in hard shale formations exposed to drilling fluids[R]. AADE-06-DF-HO-38, 2006.
- [12] GUO Q, BLUE A, FRIEDHEIM J. Testing methods for evaluating drilling fluid effects on gas shale stability[R]. ARMA-2015-479, 2015.
- [13] AL-ARFAJ M K, ABDULRAHEEM A, SULTAN A, et al. Mitigating shale drilling problems through comprehensive understanding of shale formations[R]. IPTC 18377, 2015.
- [14] 林永学,高书阳,曾义金.龙马溪组页岩强度评价与分析[J].石油钻探技术,2015,43(5):20–25.
LIN Yongxue, GAO Shuyang, ZENG Yijin. Evaluation and analysis of the rock strength of Longmaxi shale[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015,43(5):20–25.

- [15] 唐文泉,高书阳,王成彪,等.龙马溪页岩井壁失稳机理及高性能水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2017,34(3):21-26.
TANG Wenquan, GAO Shuyang, WANG Chengbiao, et al. Research on mechanisms of wellbore instability of Longmaxi Shale Formation and high performance water base drilling fluid technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34 (3):21-26.
- [16] 林永学,高书阳,曾义金.基于层析成像技术的页岩微裂缝扩展规律研究[J].中国科学:物理学 力学 天文学,2017,44 (11):114606.
LIN Yongxue, GAO Shuyang, ZENG Yijin. State key laboratory of shale oil and gas enrichment mechanisms and effective development[J]. Scientia Sinica: Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 44(11):114606.
- [17] 韩艳浓,陈军海,孙连环,等.一种确定岩石抗压强度的新技术:刻划测试[J].科学技术与工程,2015,15(9):151-155.
HAN Yannong, CHEN Junhai, SUN Lianhuan, et al. A new technique for determining strength of rocks: scratch test[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(9):151-155.
- [18] 石秉忠,夏柏如,林永学,等.硬脆性泥页岩水化裂缝发展的CT成像与机理[J].石油学报,2012,33(1):137-142.
SHI Bingzhong, XIA Bairu, LIN Yongxue, et al. CT imaging and mechanism analysis of crack development by hydration in hard-brittle shale formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1):137-142.
- [19] TAN C P, WAVERLEY G, RAHMAN S S. The mechanism of mud support reduction due to mud pressure penetration [R]. SPE 28063, 1994.
- [20] 梁大川.硅酸盐钻井液稳定井壁机理分析[J].西南石油学院学报,1998,20(2):53-55,60.
LIANG Dachuan. Borehole stability mechanism of silicate-based drilling fluids[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1998, 20(2):53-55,60.
- [21] 唐汉林,孟英峰,李皋,等.页岩气层钻井压力穿透效应研究[J].科学技术与工程,2015,15(6):59-63.
TANG Hanlin, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. Research for the mechanism of pressure penetration effect during the drilling in shale gas formation[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(6):59-63.
- [22] 魏武,邓虎,李皋,等.气体钻井井壁稳定处理剂评价方法探讨[J].天然气工业,2010,30(9):51-54.
WEI Wu, DENG Hu, LI Gao, et al. A discussion on the evaluation methods of the additives for wellbore stability in gas drilling[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9):51-54.
- [23] 徐加放,邱正松.泥页岩水化-力学耦合模拟实验装置的研制[J].中国石油大学学报(自然科学版),2006,30(3):63-66.
XU Jiafang, QIU Zhengsong. Simulation test equipment of coupled hydra-mechanics of shales[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30 (3):63-66.

[编辑 令文学]

国民油井公司 StreamThru 随钻测量工具

StreamThru 随钻测量工具是国民油井公司 BlackStream EMS(增强测量系统)家族中的一款新工具,主要用于随钻实时数据采集,目前有Φ165.1 mm 和Φ209.6 mm 两种尺寸,已实现商业化应用,其在工具尺寸、外形设计、传感器以及数据采集方面与传统 BlackStream 工具保持一致。

StreamThru 随钻测量工具在其底端(公接头处)连接了一个 IntelliServ 电缆线圈(以前的测量工具只在顶端母接头处装有一个电缆线圈,无法与测量系统以下的任何工具相连),解决了其只能作为最末端测量工具的问题,实现了数据测量和传输至地面的并行处理。此外,该工具不仅实现沿有线钻杆配置多个 StreamThru 工具,而且可以连接第三方的有线钻杆。

该工具的特点与优势为:1)通过 IntelliServ 有线钻杆实现了数据存储与实时遥控的并行处理;2)以 80 Hz 的速率向地面传输数据;3)每隔 2.56 s 存储一次数据;4)记录井下工具的重量、井下扭矩、弯曲度、旋转角度、三轴向振动、环空压力、内部压力和温度等参数;5)数据记录有助于降低风险和优化作业过程,例如钻压传递、钻柱粘滑以及井眼弯曲;6)针对特殊需求,有两种材料可选,即标准非磁性材料和适用于硫化氢酸性环境的材料。

[供稿 杨传书]