

龙马溪组页岩强度评价与分析

林永学, 高书阳, 曾义金

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要:准确全面地评价页岩储层的岩石强度,对页岩水平井井壁稳定性研究具有重要意义。针对龙马溪组页岩储层的特性,采用抗压法、屈曲硬度法和刻划测试法等多种评价方法,对其页岩抗压强度进行了综合评价与分析。评价表明,龙马溪组页岩的抗压强度大体为 100~300 MPa,平均为 123.71 MPa;与水接触后,页岩微裂缝附近的抗压强度可降低 80% 左右。研究表明,龙马溪组页岩的抗压强度受矿物组分相对富集的影响较大,石英含量高、黏土矿物含量低的区域抗压强度大;微裂隙对页岩整体强度具有决定性影响;在页岩水平井并采用水基钻井液钻进时,必须加强对微裂隙的封堵能力,才能有效降低井壁失稳的风险。

关键词:龙马溪组 页岩 矿物分析 刻划测试 抗压强度

中图分类号:TE21 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)05-0020-06

Evaluation and Analysis of Rock Strength for the Longmaxi Shale

Lin Yongxue, Gao Shuyang, Zeng Yijin

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to study the hole stability of horizontal wells in a shale formation, it is necessary to accurately and completely evaluate the rock strength in shale reservoirs. Based on the characteristics of shale reservoirs in the Longmaxi Formation, multiple evaluation methods (e. g. compression test, buckle hardness test and scratch test) were used to evaluate and analyze the compressive strength of shale. It is shown that the compressive strength of Longmaxi shale is generally in the range of 100–300 MPa, with an average of 123.71 MPa. After the shale has a contact with water, its compressive strength around the micro cracks fall by about 80%. Research showed that the compressive strength of Longmaxi shale was more influenced by the relative enrichment of mineral composition, the formations with high content of quartz and low content of clay mineral have higher compressive strength. The effect of micro cracks on strength of shale is a dominant characteristic. When water based drilling fluids are used for drilling horizontal wells in shale formation, it is necessary to strengthen the sealing capacity in micro cracks so as to effectively lower the risk of hole instability.

Key words: Longmaxi formation; shale; mineral analysis; scratch test; compressive strength

与常规具有较强水敏性的膨胀性泥页岩所带来的井壁失稳形式不同,页岩油气储层水敏性黏土矿物含量一般较低,微裂缝和层理发育^[1-3],采用水基钻井液钻进时,易坍塌掉块,引起井壁失稳;加之目前页岩油气均采用长水平段水平井开发,致使井壁失稳问题更加突出。因此,开展页岩井壁稳定性研究是非常必要的,而准确全面地评价页岩储层岩石强度特性,是研究页岩水平井井壁稳定性的关键。近年来,国内外学者^[4-12]均采用抗压或直剪方法进行页岩强度研究,而这些方法都需预先制备岩样,但制备过程中不可避免地会对岩样造成损害,使评价结果产生较大误差;且这些方法只可获取某一点处的页岩强度,无法反映整个地层的强度非均质性特征,因此也就难以全面有效地评价页岩水平井井壁的稳定性的。龙马溪组页岩广泛分布于我国南方川渝湘鄂等省市,是典型的页岩储层,具有广泛的代

表性。为此,笔者通过抗压方法、屈曲硬度方法和刻划测试方法等多种测试手段,对龙马溪组页岩与不同流体接触后强度的变化情况进行了系统评价,并对其适用性进行了深入分析,以期页岩水平井井壁失稳问题的研究提供借鉴。

1 页岩储层特性分析

下志留统龙马溪组页岩为黑色页岩,层理性强。岩心表面可见灰黑色含炭粉砂质页岩与泥质粉砂岩呈条带状或条纹状互层^[13]。图 1 为龙马溪组页岩的电镜扫描照片。

收稿日期:2015-07-15;改回日期:2015-09-06。

作者简介:林永学(1963—),男,山东乳山人,1984年毕业于华东石油学院钻井工程专业,2001年获石油大学(北京)油气井工程专业工学硕士学位,教授级高级工程师,从事钻井液技术研究及管理工作。

联系方式:(010)84988158, linyx, sripe@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金重大项目“页岩油气高效开发基础理论研究”(编号:51490650)资助。

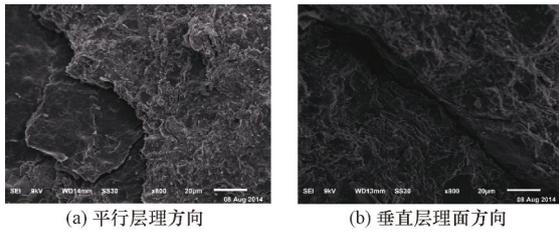


图 1 龙马溪组页岩电镜扫描照片

Fig.1 Scanning electron microscope (SEM) results of Longmaxi shale

从图 1 可以看出,龙马溪组页岩平行层理和垂直层理面两个方向的微观结构具有显著区别。平行层理面方向断裂面较为光滑平整,各种矿物定向排列,且其排列方向与层理面平行;而垂直层理面方向断裂面凹凸不平,可见大量的走向较为一致的微裂缝,且裂缝方向与层理面方向相同。

表 1 为涪陵、彭水区块不同深度处 184 个龙马溪组页岩岩样的矿物组分分析结果。

表 1 龙马溪组页岩矿物组分分析结果

Table 1 Analysis of mineral composition in of Longmaxi shale

区块	岩样数量	石英含量,%		黏土含量,%		钾长石含量,%		钠长石含量,%		方解石含量,%		白云石含量,%		黄铁矿含量,%	
		区间	平均	区间	平均	区间	平均	区间	平均	区间	平均	区间	平均	区间	平均
涪陵	156	13.4~70.6	39.6	16.6~62.8	38.28	1.0~3.6	2.2	6.6~9.3	7.7	0.5~1.7	1.2	0~3.2	1.8	0~8.2	3.1
彭水	28	16.6~73.1	45.7	18.2~50.8	29.80	2.0~5.5	3.3	3.0~8.8	5.3	0~3.2	1.2	0~5.3	2.6	0~6.9	4.0

由表 1 可知,涪陵和彭水区块的龙马溪组页岩矿物组成大体相当,均以石英和黏土矿物为主,含有少量的长石、方解石、白云石和黄铁矿。其中,石英含量 13.4%~73.1%,平均含量 40.5%;黏土矿物含量 16.6%~62.8%,平均含量 37.0%。

从表 1 也可发现,石英和黏土矿物含量都具有极大的分布区间,表明龙马溪组页岩本身具有较强的非均质性。

表 2 为涪陵、彭水区块龙马溪组页岩的黏土矿物组分分析结果。

表 2 龙马溪组页岩黏土矿物组分分析结果

Table 2 Clay mineral composition of Longmaxi shale

区块	岩样数量	蒙脱石含量	伊/蒙混层含量,%		伊利石含量,%		绿泥石含量,%		伊/蒙混层比,%
			区间	平均	区间	平均	区间	平均	
涪陵	156	微量	13.0~68.0	37.0	25.0~85.0	58.0	1.0~12.0	5.0	5.0~10.0
彭水	28	微量	34.0~65.0	45.0	24.0~57.0	43.2	5.0~15.0	11.0	5.0~10.0

由表 2 可知,龙马溪组页岩黏土矿物主要以伊/蒙混层和伊利石为主,且伊/蒙混层中混层比非常低,几乎全部为伊利石,膨胀性较强的蒙脱石含量极少。因此,龙马溪组页岩总体活性较弱,膨胀性较差。

为深入了解各种矿物组分的局部分布情况,特选择渝东南某井龙马溪组页岩岩心(以下记为岩心 A)进行研究,在该岩心 8 个位置处取样(见图 2),分析了不同位置处的矿物组分,结果见表 3。



图 2 岩心 A 及其取样点

Fig.2 Core A and its sampling parts

表 3 岩心 A 不同位置处的矿物组分分析结果

Table 3 Analysis results of mineral composition in different parts of core A

取样点编号	埋深/m	矿物含量,%						
		石英	黏土	钾长石	钠长石	方解石	白云石	黄铁矿
①	2 115.495	35.2	48.0	2.6	8.2	1.4	2.5	2.1
②	2 115.535	67.3	23.0	1.8	5.7	1.0	0	1.2
③	2 115.545	33.9	41.5	5.1	9.8	0.9	6.6	2.2
④	2 115.555	62.1	21.2	4.3	5.5	2.6	3.3	1.0
⑤	2 115.562	39.3	46.4	4.0	6.8	2.1	1.4	0
⑥	2 115.570	72.3	20.1	3.1	3.0	1.5	0	0
⑦	2 115.600	33.4	48.3	5.1	3.6	2.6	4.4	2.6
⑧	2 115.610	32.4	57.4	0.8	6.4	0	0	3.0

通过观察岩心,可发现不同深度处矿物组分与岩样表面颜色变化具有较强的相关性。岩样表面灰白色区域(②、④、⑥处)石英含量 62.1%~72.3%,黏土矿物含量 20.1%~23.0%,具有石英含量高、黏土含量低的特点;而黑色区域(①、③、⑤、⑦和⑧处)石英含量 32.4%~39.3%,黏土含量 41.5%~57.4%,具有黏土含量高、石英含量低的特点。

页岩矿物的上述分布特征与常规泥页岩相比差异明显,或很大程度上影响钻井过程中的井眼稳定性。

2 页岩强度测试方法评价与选择

2.1 抗压法

室内岩石抗压试验是研究岩石力学性质的常用方法^[14];根据岩样受压过程中的应力-应变曲线确定岩石强度及弹性等参数。但该方法所需岩心数量较大,一般的井下取心难以满足,且抗压试验需要对岩样进行取心、断面磨平等深度加工^[15],使之形成一定规格的标准岩心之后才能进行测试。而在岩样加工过程中,会对岩样造成一定程度的损坏。特别是对于层理性强、微裂隙发育的页岩来说,在加工过程中极易沿层理面发生断裂。图 3 为 2 个不同岩样的三维结构扫描照片,虽然岩样外观均完好,但其内部已经形成大量贯通的裂缝,可见加工对岩样所造成的损伤极大。采用这样的岩心进行试验,必然会对结果产生极大的影响。

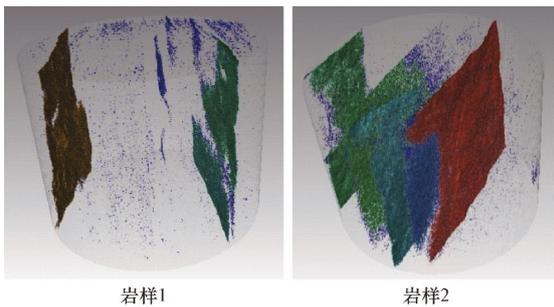


图 3 龙马溪组页岩 CT 扫描三维图像

Fig. 3 3D image of Longmaxishale by CT scanning

表 4 为龙马溪组页岩力学抗压测试结果。

表 4 龙马溪组页岩力学抗压测试结果

Table 4 Compressive strength test results of Longmaxi shale

试样	抗压强度/MPa	弹性模量/MPa	泊松比
1	41.78	25 153	0.192
2	62.20	36 864	0.215
3	30.57	37 963	0.198
4	130.35	47 456	0.236

从表 4 可以看出,页岩抗压强度结果分散,数值差别较大。

2.2 屈曲硬度法

屈曲硬度法可反映泥页岩与流体作用后硬度的变化情况,间接反映页岩水化后强度的变化。由于该方法对岩样规格无特殊要求,因此大颗粒的岩屑及破碎的岩石均可作为试样。试验时将一定粒度的岩样热滚 16 h,筛洗后放入测试仪中,通过转动扭矩扳手施加压力,使岩样通过孔板挤出,测定与钻井液作用后岩样抗挤压屈曲的扭矩^[16]。试验岩样的硬度越大,扭矩也就越大。

图 4 为龙马溪组页岩和川西 X 泥岩与老化去离子水、KCl 聚合物钻井液、高性能水基钻井液和油基钻井液作用后的屈曲硬度试验结果。由图 4 可以看出,与龙马溪组页岩相比,X 泥岩黏土矿物含量更高,且黏土矿物以蒙脱石和伊/蒙混层为主,为典型的膨胀性泥页岩。通过对比,即可发现这两种泥页岩被流体浸泡后的显著变化特征。

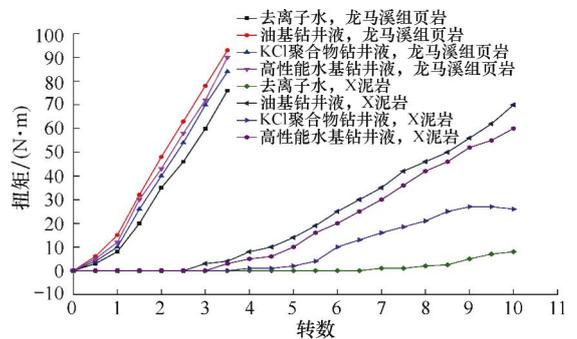


图 4 龙马溪组页岩和 X 泥岩屈曲硬度试验结果对比

Fig. 4 Comparison of hardness test results between Longmaxi shale and X mudstone

由图 4 可知:老化流体对 X 泥岩硬度产生较大的影响,扭矩扳手转动 3 转后才有明显的扭矩显示,但随着转数的增加,4 种流体作用后扭矩变化趋势差别越明显,且硬度差别较大;对于龙马溪组页岩而言,4 种流体作用下扭矩都随着转速的增加而快速增大,趋势相同,扭矩差值较小,说明龙马溪组页岩强度受流体浸泡作用较弱,采用该方法难以区分不同流体对龙马溪组页岩强度影响的强弱。

利用该方法测量的是试样与流体作用后的硬度变化情况,因此可以间接反映不同流体对试样水化的影响。但由于硬度无法转化为强度参数,因此无法直接用于井眼力学稳定性分析。

2.3 刻划测试法

刻划测试是 20 世纪 90 年代以来国外建立的一种新型岩石强度测试技术^[17-18],该方法利用金刚石刀片沿岩石表面以一定的横切面积和速率刻划,即可获得岩石抗压强度等岩石力学参数,具有选样灵活、对岩样损坏程度小、准确便捷、利用率高等特点^[19]。

采用美国 TerraTek 公司的全尺寸岩石强度连续刻划测试系统,对龙马溪组页岩的强度剖面及水化对强度的影响进行了分析。该系统主要由刻划驱动装置、载荷测量仪、深度测量仪、水平位移测量仪、刻划刀、岩样固定装置和计算机采集控制装置组成。试验时,刻划刀以某一恒定的速度和深度对岩样表面进行刻划,计算机实时采集刻划刀的位移和受力等数据,并将数据代入刻划理论模型计算得到岩石的抗压强度。刻划过程中刀片受力模型如图 5 所示(水平方向定义为 S,垂直方向定义为 N;F 为刻划过程中刀片受到的力,N;v 为刻划速度,mm/s;d 为刻划深度,mm; θ 为刀片后倾角, $^{\circ}$; ψ 为界面摩擦角, $^{\circ}$)。

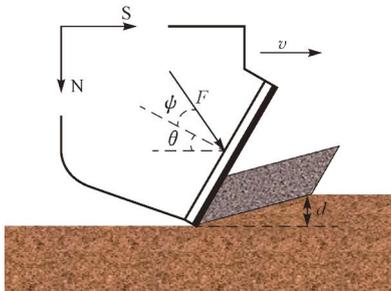


图 5 刻划测试中的刀片受力模型

Fig. 5 The force model of blades during a scratch test

3 页岩强度连续刻划试验结果与分析

3.1 页岩抗压强度连续剖面

图 6 为龙马溪组页岩岩心 A 的抗压强度连续剖面。从图 6 可以看出,页岩抗压强度随其埋深变化剧烈,但大体为 100~300 MPa,平均为 123.71 MPa。高强度点(②、④、⑥处)抗压强度可达 250~320 MPa,低强度点(①、③、⑤和⑦处)抗压强度 80~150 MPa。

通过对比图 6 和图 2 可发现,页岩抗压强度与其本身颜色的变化具有极强的相关性,即灰白色区域岩石强度较大,黑色区域岩石强度普遍较低。进

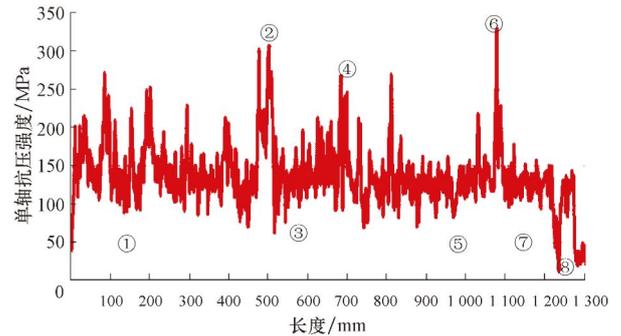


图 6 岩心 A 及其抗压强度连续剖面

Fig. 6 Core A and its continuous profile of compressive strength

而可确定出页岩抗压强度与矿物组分之间的对应关系:石英含量高、黏土矿物含量低的灰白色区域抗压强度大;黏土矿物含量高、石英含量低的黑色区域抗压强度小。换言之,石英或黏土等矿物的相对富集对该位置处页岩的强度具有重要影响。

同时,采用连续刻划的方式可精确定岩石中薄弱面或微裂缝的位置。如岩心 A 位置⑧处存在一肉眼难以看清的微裂缝,而在岩心 A 的抗压强度剖面中,可发现位置⑧处岩石抗压强度要远远小于其他位置处(见表 5)。

表 5 岩心 A 不同位置处的抗压强度

Table 5 Compressive strength at different points of core A

取样点编号	埋深/m	抗压强度/MPa
①	2 115.495	92.60
②	2 115.535	306.23
③	2 115.545	97.63
④	2 115.555	268.39
⑤	2 115.562	85.63
⑥	2 115.570	326.76
⑦	2 115.600	110.38
⑧	2 115.610	20.65

3.2 水化对不同深度处页岩抗压强度的影响

图 7 为龙马溪组页岩岩心 A 在去离子水中常温常压下浸泡 48 h 前后的抗压强度曲线,其中红色为浸泡前的抗压强度 σ_1 ,蓝色为浸泡后的抗压强度 σ_2 。

从图 7 可以看出,用去离子水浸泡 48 h 后,不同埋深处岩心的抗压强度均出现一定程度的降低。

为进一步分析水化对不同埋深处页岩抗压强度的影响程度,特对水化后抗压强度的降低率 η 进行计算,公式为:

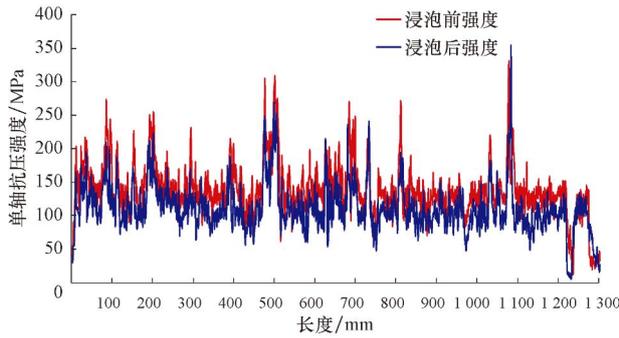


图 7 去离子水浸泡 48 h 前后页岩岩样的抗压强度剖面
 Fig. 7 Compressive strength of the shale before and after soaked in deionized water for 48 hours

$$\eta = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{\sigma_1} \times 100\% \quad (1)$$

用去离子水浸泡 48 h 后页岩抗压强度的降低率计算结果见图 8。

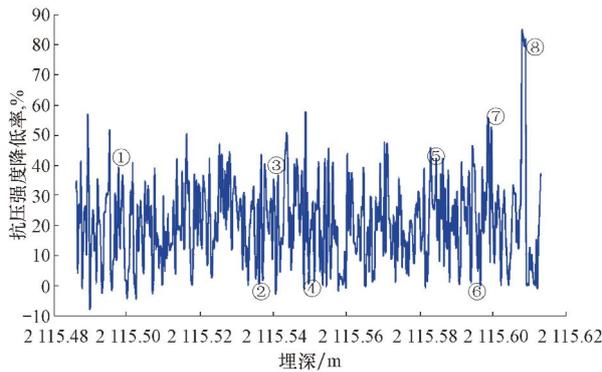


图 8 去离子水浸泡 48 h 后页岩岩样抗压强度的降低率
 Fig. 8 Reduced rate of compressive strength of the shale after soaked in deionized water for 48 hours

从图 8 可以看出,页岩抗压强度的降低率整体变化较为剧烈(在 0~40% 间不断变化),平均降低率为 20.49%。通过深入分析图 8 中曲线,可以确定页岩抗压强度的降低率主要由页岩矿物组分所决定:石英含量高、黏土矿物含量低的区域(②、④、⑥处)页岩抗压强度降低程度较小,仅有不到 10%;黏土矿物含量高、石英含量低的区域(①、③、⑤和⑦处)页岩抗压强度降低率为 40%~50%;页岩抗压强度降低率最大点出现在埋深 2 115.610 m 处(即⑧处),降低率达 80% 以上,说明流体浸泡对页岩微裂缝处的强度影响极大。因此,在采用水基钻井液进行页岩水平井钻进时,必须提高钻井液的封堵性能,加强对微裂隙的封堵能力,才能有效降低井壁失稳的风险。综合上述分析,可以发现页岩黏土矿物的含量对页岩水化后抗压强度的影响较大。黏土矿物含量越高,抗压强度降低率也就越大。

3.3 不同流体浸泡对页岩平均抗压强度的影响

通过试验分析了流体和浸泡时间对页岩强度的影响程度。4 种流体分别为去离子水、KCl 聚合物钻井液、高性能水基钻井液和油基钻井液。试验条件为常温常压,岩样取自渝东南某井龙马溪组页岩。分别测定浸泡 0, 0.5, 1.0, 2.0, 12.0, 24.0 和 48.0 h 后的岩样强度,通过对比确定页岩岩样平均抗压强度的降低程度,结果见图 9。

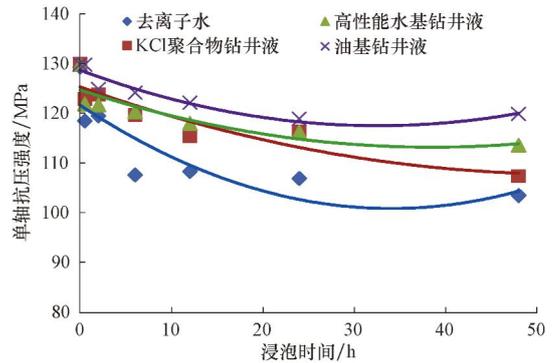


图 9 流体和浸泡时间对页岩岩样抗压强度的影响
 Fig. 9 The effect of fluids and soak time on the compressive strength of shale

由图 9 可知:随着浸泡时间的延长,各种流体浸泡后页岩抗压强度的均值都有所降低,其中油基钻井液条件下 48 h 降低率最小(7.0%),高性能水基钻井液次之(10.5%),KCl 聚合物钻井液条件下的降低率为 12.8%,去离子水条件下降低率最大(20.49%)。

图 10 为评价流体抑制能力常用的页岩滚动回收试验结果。

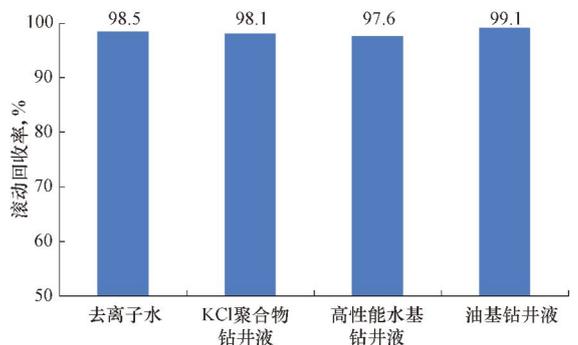


图 10 龙马溪组页岩滚动回收率
 Fig. 10 Rolling shale recovery rate of Longmaxi Formation

由图 10 可知,不同流体中龙马溪组页岩的滚动回收率都在 97.5% 以上,难以有效判定流体抑制能力的强弱。对比图 9、图 10 可以发现,通过测定强度的降低程度,结合刻划方法可较好地判别不同流

体对页岩水化的抑制性能。

4 结 论

1) 与其他方法相比,岩石强度连续刻划方法具有准确、便捷、对岩样损坏程度小的特点,可有效反映页岩强度非均质性的特点。

2) 局部区域黏土矿物的相对富集对页岩强度及水化后强度的降低程度影响较大;黏土矿物含量高的区域,强度相对较小,水化后强度的降低率也就越大。

3) 采用连续刻划方法测定页岩抗压强度的降低程度,可有效评价不同流体抑制页岩水化的能力,可区分程度高于常规的滚动试验方法。

参 考 文 献

References

- [1] 牛新明. 涪陵页岩气田钻井技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 1-6.
Niu Xinming. Drilling technology challenges and resolutions in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 1-6.
- [2] 杨恒林, 申瑞臣, 付利. 含气页岩组分构成与岩石力学特性[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 31-35.
Yang Henglin, Shen Ruichen, Fu Li. Composition and mechanical properties of gas shale[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 31-35.
- [3] Quan Guo, Ji Lujun, Vusal Rajabov, et al. Shale gas drilling experience and lessons learned from Eagle Ford[R]. SPE 55542, 2012.
- [4] Chris Gallant, Zhang Jianguo, Wolfe C A, et al. Wellbore stability considerations for drilling high angle wells through finely laminated shale[R]. SPE 110742, 2007.
- [5] Li Yufei, Fu Yongqiang, Tang Geng, et al. Effect of weak bedding planes on wellbore stability for shale gas wells[R]. IADC/SPE 155666, 2012.
- [6] Park B, Min K B. Discrete element modeling of transversely isotropic rock[R]. ARMA 13-490, 2013.
- [7] Paul Fekete, Adewale Dosunmu, Chimaroke Anyanwu, et al. Wellbore stability management in weak bedding plane and angle of attack in well planning[R]. SPE 172361, 2014.
- [8] Emadi H, Soliman M, Heinze L, et al. An experimental study of the swelling properties of unconventional shale-oil rock samples using both water-based and oil-based muds and effects of invasion on rock mechanical properties[R]. SPE/IADC 173051, 2015.
- [9] 马天寿, 陈平. 层理页岩水平井井周剪切失稳区域预测方法[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 26-36.
Ma Tianshou, Chen Ping. Prediction method of shear instability region around the borehole for horizontal wells in bedding shale[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 26-36.
- [10] 梁川, 陈勉, 赵飞, 等. 裂缝性层状富有机质页岩储层大位移井井壁稳定研究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(2): 31-35.
Liang Chuan, Chen Mian, Zhao Fei, et al. Study on wellbore stability of extended reach well in jointed and lamellar organic-rich shale reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(2): 31-35.
- [11] 袁俊亮, 邓金根, 蔚宝华, 等. 页岩气藏水平井井壁稳定性研究[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 66-70.
Yuan Junliang, Deng Jingen, Yu Baohua, et al. Wellbore stability of horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 66-70.
- [12] 闫传梁, 邓金根, 蔚宝华, 等. 页岩气储层井壁坍塌压力研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(8): 1595-1602.
Yan Chuanliang, Deng Jingen, Yu Baohua, et al. Research on collapsing pressure of gas shale[J]. Chinese Journal of Rock mechanics and Engineering, 2013, 32(8): 1595-1602.
- [13] 李湘涛, 石文睿, 郭美瑜, 等. 涪陵页岩气田焦石坝区海相页岩气层特征研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(11): 11-15.
Li Xiangtao, Shi Wenrui, Guo Meiyu, et al. Characteristics of marine shale gas reservoirs in Jiaoshiba Area of Fuling Shale Gas Field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(11): 11-15.
- [14] 路保平, 鲍洪志. 岩石力学参数求取方法进展[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 44-47.
Lu Baoping, Bao Hongzhi. Advances in calculation methods for rock mechanics parameters[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 44-47.
- [15] 陈勉, 金衍, 张广清. 石油工程岩石力学[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 5-6.
Chen Mian, Jin Yan, Zhang Guangqing. Petroleum engineering rock mechanics[M]. Beijing: Science Press, 2008: 5-6.
- [16] 邱正松, 钟汉毅, 黄维安, 等. 高性能水基钻井液特性评价实验新方法[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(2): 58-59.
Qiu Zhengsong, Zhong Hanyi, Huang Weian, et al. A new method for evaluating the properties of high performance drilling fluids[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(2): 58-59.
- [17] Roberto Suarez-Rivera, Jørn Stenebråten, Fabrice Dagrain. Continuous scratch testing on core allows effective calibration of log-derived mechanical properties for use in sanding prediction evaluation[R]. SPE 78157, 2002.
- [18] Cerasi P, Stenebraten J F, Sonstebo E F. Scratch testing of drilling mud filter cakes[R]. SPE 100130, 2006.
- [19] 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.