

# 中牟页岩气区块泥页岩井壁稳定 影响因素分析及技术对策

袁青松<sup>1,3</sup>, 汪超<sup>2,3</sup>, 刘艳杰<sup>1,3</sup>, 李中明<sup>1,3</sup>, 朱德胜<sup>1,3</sup>

(1.河南省地质调查院,河南 郑州 450001; 2.河南豫矿地质勘查投资有限公司,河南 郑州 450001; 3.地下清洁能源勘查开发产业技术创新战略联盟,河南 郑州 450001)

**摘要:**井壁失稳是钻井过程中常常遇见的难题之一,尤其在钻遇泥页岩井段。针对河南中牟页岩气区块在山西组—太原组泥页岩钻进过程中发生井壁坍塌掉块、卡钻、井径扩大率大等复杂情况,利用 MY1 井钻井岩心从泥页岩类型划分、孔渗特征、微观结构、岩石力学以及地应力等方面开展井壁稳定性影响因素实验分析。通过分析可知,中牟区块泥页岩属硬脆性泥页岩,造成井壁失稳的主要因素为地层非均质性强,岩石脆性程度较高,微裂缝发育,易导致井壁机械剥落、坍塌掉块。通过合理控制钻井液密度、优化井身结构及钻井参数、研发低自由水强封堵钻井液提高井壁稳定性,在区块钻井实践中取得了较好的应用效果,基本解决了井壁失稳难题。

**关键词:**页岩气;中牟区块;泥页岩;井壁失稳

**中图分类号:**P634;TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)11-0012-07

**Analysis on the Influence Factors to Mud Shale Borehole Stability in Zhongmu Shale Gas Block and the Technical Countermeasures/YUAN Qing-song<sup>1,3</sup>, WANG Chao<sup>2,3</sup>, LIU Yan-jie<sup>1,3</sup>, LI Zhong-ming<sup>1,3</sup>, ZHU De-sheng<sup>1,3</sup>** (1. Henan Institute of Geological Survey, Zhengzhou Henan 450001, China; 2. Henan Yukuang Geological Exploration Investment Co., Ltd., Zhengzhou Henan 450001, China; 3. Henan Industry & Technology Innovation Strategy Alliance of Underground Clean Energy Exploration and Development, Zhengzhou Henan 450001, China)

**Abstract:** Borehole wall instability is one of the common difficulties in drilling process, especially in the mud shale interval drilling. In view of the complicated conditions of borehole collapse, block falling, drill pipe sticking and borehole diameter enlargement in Shanxi-Taiyuan formation mud shale drilling process in Henan Zhongmu shale gas block, the experimental analysis on the influence factors to borehole stability is carried out in the shale classification, pore permeability characteristics, microstructure, rock mechanics and in-situ stress by using the cores of well MY1. The analysis shows that the mud shale of Zhongmu block belongs to hard-brittle mud shale, the main factors that cause wellbore instability are strong heterogeneity, high rock brittleness and micro fracture development, which are easily lead to wellbore wall mechanical flaking, collapse and block falling. Through the reasonable control of drilling fluid density, optimization of the wellbore structure and drilling parameters and the development of low free water and strong plugging drilling fluid to improve the wellbore stability, good application effect is obtained.

**Key words:** shale gas; Zhongmu block; mud shale; wellbore instability

井壁失稳一直是钻井过程中常常遇到的难题之一,易导致井壁发生坍塌掉块、井眼扩径、缩径、卡钻、固井质量低等井下复杂和事故,直接造成钻井周期长和低经济效益<sup>[1-4]</sup>。大量的资料显示,钻井过程中井壁失稳现象大多数发生在泥页岩井段,影响井壁稳定性的因素很多,主要集中在力学和物理、化

学方面。

中牟页岩气区块位于河南省开封市中部,属第二轮国土资源部投标区块之一,主要钻遇泥页岩层位为石炭系—二叠系山西组—太原组。该区块勘查程度较低,目前仅实施了 1 口直井(MY1 井),在该井钻遇山西组—太原组过程中出现井眼坍塌掉块、

收稿日期:2018-06-05

基金项目:国土资源部第二轮页岩气探矿项目“河南中牟页岩气勘查”(编号:GT2012YQTKQCR0020);河南省重大科技专项项目“河南页岩气勘查开发及示范应用研究”(编号:151100311000)

作者简介:袁青松,男,汉族,1989 年生,地质工程(油气钻井)专业,硕士,从事页岩气钻完井相关技术研究工作,河南省郑州市高新技术开发区科学大道 81 号,yqingsongcug@163.com。

卡钻、井眼缩径、井径扩大率大等井下复杂情况,为了弄清构成井壁失稳的主要影响因素,本文利用牟页 1 井(MY1 井)钻井岩心及测井资料,从中牟区块山西组—太原组泥页岩岩石基础物性、岩石矿物组成、岩石微观结构及地应力多方面进行分析,研讨造成井壁失稳要素,为区块下一步安全钻井施工提供指导。

## 1 井壁稳定性影响因素分析

钻井过程中常遇到的井壁失稳现象主要包括破碎性失稳、塑性失稳、泥页岩失稳,其中泥页岩井壁失稳占到了 90% 以上。造成泥页岩井壁失稳的缘由有很多,当前国内外研究重点主要集中在井壁力学稳定研究及泥页岩物理-化学稳定性研究。

造成井壁失稳的泥页岩主要有 2 种:第一种是含蒙皂石粘土矿物的泥页岩,该类泥页岩埋藏较浅,胶结程度低,成岩性差,遇水后容易发生水化膨胀,造成井眼缩径现象;第二种是伊利石、伊蒙混层、绿蒙混层含量较高的泥页岩,该类泥页岩在泥页岩分类中定义为硬脆性泥页岩,此种泥页岩,在钻开井眼后掉块现象频繁发生,导致井眼扩径、埋钻、卡钻等事故。

泥页岩井壁失稳主要分为 2 类情况。第一类为井壁剪切破坏,剪切破坏主要是因为钻开井眼后,打破了井眼本身的力学平衡,假如此时井筒中的钻井液密度值不够,将无法支撑地层本身岩石强度和应力集中造成的破坏,导致井眼发生井径扩大和缩径现象。井径扩大现象通常发生在硬脆性泥页岩段,井眼缩径通常发生在易水化膨胀的软泥页岩段,井眼扩径对完井后的测井及固井危害极大,尤其在实施页岩气钻井,后期需要进行大型水力压裂,测井及固井质量好坏直接影响页岩气井储层评价及压裂施工规模。第二类为拉伸破坏,井壁拉伸破坏主要是因为井筒内钻井液密度过高,静液柱压力超过了岩石的抗张强度,造成井漏事故。本文主要从泥页岩物理化学特性、岩石力学、地应力场分布多方面分析造成井壁失稳的原因,通过对各影响因素的综合分析,针对性地制定应对措施,以解决中牟页岩气区块井壁钻井泥页岩层井壁失稳难题。

### 1.1 泥页岩类型分析

泥页岩种类很多,一般由蒙脱石、伊利石、绿泥石、伊蒙混层三类晶质的粘土矿物等,石英、长石、方

解石三类非粘土矿物(等)以及非晶体粘土矿物(如蛋白石等)组成<sup>[5]</sup>。其中晶体矿物和非晶体矿物为井壁失稳的主要因素,根据晶质矿物组成将泥页岩分为硬脆性泥页岩和软泥页岩,一般井下复杂事故均发生在硬脆性泥页岩层中。

采取 MY1 井山西组和太原组泥页岩岩心,利用 X 射线衍射对岩石矿物展开分析,分析结果显示岩石矿物中主要矿物成分为石英和粘土矿物,其中石英含量平均 45%,粘土矿物含量平均 46%,长石含量 3%~5%,黄铁矿和碳酸盐岩含量占少量。粘土矿物的主要成分为伊利石和伊蒙混层,伊蒙混层含量占大部分,绿泥石含量较低,不含蒙皂石和高岭石,伊利石的平均含量达到了 59%,高岭石的含量平均值为 13.8%,伊蒙混层含量平均为 17%(见表 1)。

表 1 岩心 X 射线粘土矿物成分分析

岩心 编号	粘土矿物含量/%					
	蒙皂石	伊利石	高岭石	绿泥石	伊蒙混层	绿蒙混层
1	0	39	20	13	28	0
2	0	46	6	4	44	0
3	0	46	22	12	20	0
4	0	68	4	5	23	0
5	0	48	20	14	18	0
6	0	77	14	9	0	0
7	0	52	16	8	24	0
8	0	38	20	14	28	0
9	0	59	8	5	28	0
10	0	63	3	2	32	0

对 MY1 井泥页岩岩屑在 100 °C 温度条件下做清水滚动实验,评价泥页岩水化分散性能,实验老化时间 16 h,老化过后过 40 目筛网,取筛余物烘干至恒重,计算热滚回收率(见表 2)。同时利用专用仪器在高温高压条件下测定泥页岩的膨胀率(见表 3)。

表 2 岩屑热滚回收率

溶液	编号	滚前岩屑质量/g	滚后岩屑质量/g	热滚回收率/%
清水	1	30.5	27.3	89.51
	2	31.2	28.2	90.38
	3	31.8	28.6	89.94
	4	30.9	27.9	90.29

综合以上实验结果,从矿物组成和粘土矿物类型分析,粘土矿物成分较高,强膨胀性的粘土矿物蒙脱石含量较少,主要是弱膨胀性的伊利石、伊蒙混层等,伊蒙混层中蒙脱石的混层比也很低,清水热滚实验

表3 岩屑高温高压膨胀率

时间/h	膨胀率/%		
	清水+山西组岩屑	清水+太原组岩屑	清水+膨润土
0	0	0	0
1	7.845	13.326	11.575
2	8.696	13.759	21.614
3	8.979	13.976	31.090
4	9.452	14.193	38.059
5	9.735	14.410	41.818
6	9.830	14.518	43.776
7	10.019	14.518	45.185
8	10.208	14.626	46.336
9	10.302	14.735	47.221
10	10.397	14.951	47.848
11	10.491	14.951	48.459
12	10.491	14.951	48.622

回收率都在90%左右,水化分散性弱,山西组、太原组泥页岩高温高压膨胀率分别为10.491%和14.951%,具有一定的膨胀性,但整体属于弱膨胀类型,综合矿物组成、水化分散性及膨胀性实验结果,硬脆性为MY1井山西组—太原组泥页岩特征。

## 1.2 物性分析

钻井过程中钻井液液柱压力作用在井壁上,在钻遇低孔隙度、低渗透率的泥页岩地层时,因压力传递相对缓慢,井壁附近地层孔隙压力会在钻井液作用下发生变化,近井地带的地应力场也会发生变化,地层有效强度变弱,井壁发生失稳性剥落,不利于井壁稳定<sup>[6-7]</sup>。

对MY1井岩心进行取样,分析孔隙度和渗透率情况,实验结果显示泥页岩的孔隙度0.3%~8.8%,平均值为2.7%,孔隙度大小分布区间为2.0%~3.0%,孔隙度总体表现较低。渗透率主要为 $0.0045 \times 10^{-3} \sim 1.2135 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,渗透率平均值为 $0.1328 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,其中 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 占主导地位,属于特低孔隙度、特低渗透率的泥页岩(图1)。

## 1.3 岩石微观结构、理化特性分析

硬脆性页岩理化特征能反映出其遇水后发生水化反应能力的强弱,而岩石的结构与构造是影响岩石的力学性质以及变形行为的内部因素<sup>[8-9]</sup>。通常层理缝、微裂缝会普遍存在于硬脆性泥页岩中,其中一部分裂缝结构会导致钻井过程中掉块、阻卡、坍塌等井下复杂情况和事故频发,研究发现,硬脆性泥页岩中的微裂缝在毛细管作用下自吸水使得裂缝扩展

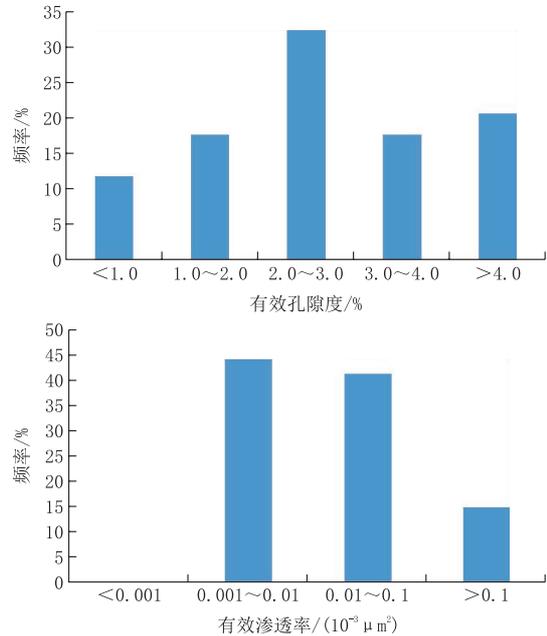


图1 泥页岩有效孔隙度和有效渗透率频率分布图

连通是造成硬脆性泥页岩井壁失稳的主要原因之一。

### 1.3.1 微观结构分析

采用扫描电镜观察MY1井太原组泥页岩微观结构,可以观察到发育较多的溶蚀孔、粒间孔及大量有机孔缝和微裂缝,其中粘土矿物粒间孔达到 $1.9 \mu\text{m}$ ,有机孔缝基本在 $0.18 \sim 0.3 \mu\text{m}$ ,如图2所示。在钻井过程中钻井液在液柱压力及毛细管力作用下易渗透进入这些微孔隙和裂缝,在地层内部形成膨胀应力,逐渐弱化地层结构,造成井壁机械剥落失稳。

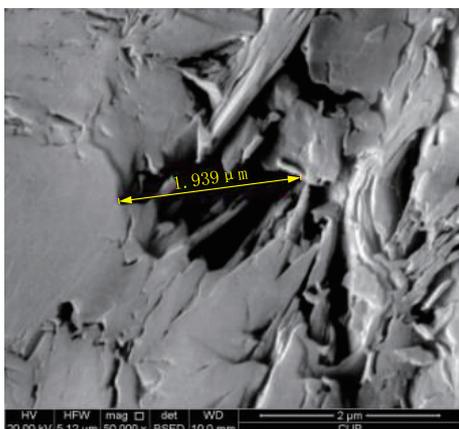
### 1.3.2 CT扫描实验

选取MY1井太原组泥页岩岩心,浸泡在水中,进行不同时间局部CT扫描实验,来观察不同时间内的微观变化,实验结果如图3所示,从图3中可以看出看似没有裂缝的岩样在浸泡很短时间内迅速形成裂缝开启,随着时间的变化,裂缝越来越宽,且裂缝数量也越来越多,表明页岩层理缝非常发育,且极易开启,遇水后裂缝开启速度较快。

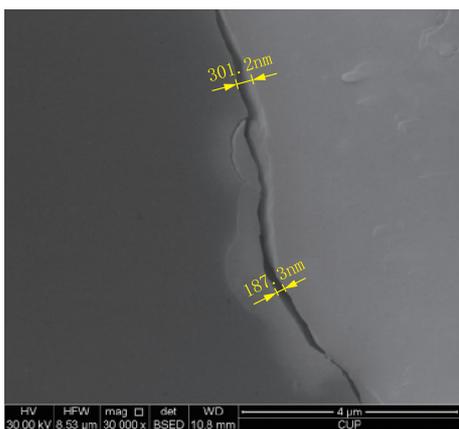
## 1.4 页岩力学特征

岩石力学特征是井壁稳定性的另一个重要影响因素,岩石的抗压强度特性、抗剪强度特性、抗张强度特性、硬度及岩石的脆性从不同角度反映了岩石变形和破坏特征。

对MY1井山西组—太原组岩心进行取样并开展



(a) 粘土矿物聚合物粒间孔



(b) 有机质收缩缝

图 2 微观结构分析

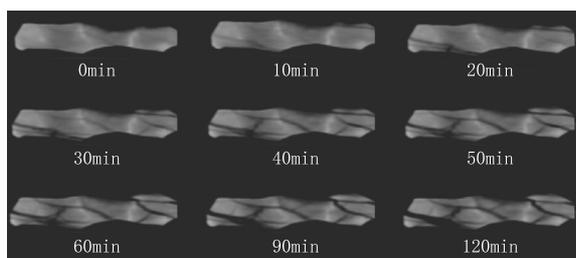


图 3 岩样浸泡在水中不同时间局部 CT 扫描变化

三轴岩石力学实验(见表 4),实验结果显示泥页岩具有较高的抗压强度(99.65~108.04 MPa)和较强的弹性变形特点,弹性模量较高(27.50~36.83 GPa),泊松比较低(0.15~0.18),根据页岩脆性指数计算<sup>[9]</sup>结果脆性指数平均为 51.6%,根据 Rickman(2008)脆性系数判断<sup>[11]</sup>区块页岩脆性很强,易发生脆性劈裂破坏。

### 1.5 地应力分析

当钻头钻进至泥页岩层时,打破了岩石原来的稳定状态,井周开始出现应力集中。通常情况下,

表 4 岩心三轴力学实验结果

样品编号	围压/MPa	三轴抗压强度/MPa	弹性模量 E/GPa	泊松比 $\nu$	脆性指数/%
1	57.00	105.37	36.20	0.18	52.7
2	57.00	106.68	35.14	0.16	55.9
3	57.00	108.04	36.83	0.17	55.2
4	60.00	102.05	29.12	0.19	45.6
5	60.00	104.58	33.58	0.19	48.8
6	60.00	107.60	31.25	0.17	51.2
7	60.00	103.76	27.50	0.16	50.5
8	60.00	99.65	28.94	0.15	53.5

地应力是非均匀的,地应力相对大小和差异也反映了地层非均质性。水平主应力比值越大,能够提供的泥浆的安全密度窗口越窄,井壁稳定性越差。井壁破裂压力和坍塌压力的大小与地应力的值有关<sup>[12]</sup>,为弄清区块地应力与井壁稳定性相关性对 MY1 井展开地应力方向和大小研究。

#### 1.5.1 地应力方向

一般通过 FMI 成像测井来测得地应力的方向,在 FMI 成像测井图像上,井眼崩落方向即为地应力方位。通过分析 MY1 井泥页岩段 FMI 图像可以看到清晰的钻井诱导缝和井壁崩落特征。崩落主要发生在北北西-南南东方位,钻井诱导缝的方位为北东-南西向(图 4),基本确定中牟区块 MY1 井最大水平主应力方向为北东-南西 70°。

#### 1.5.2 地应力大小

利用偶极子声波测井数据,采用多孔弹性模型,计算本井主应力大小,计算结果显示山西组一太原组地层三向主应力状态为  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ ,最小水平主应力介于 45~65 MPa,最大水平主应力介于 56~77 MPa,水平二向应力差异平均为 13 MPa,二向应力差异为 26%,说明地层具有较强非均质性。结合莫尔-库伦准则,在此地应力状态下,井斜角越大,坍塌压力越小,当井斜角保持不变时,较小的井眼方位角能够有效降低坍塌压力,井壁稳定性越好<sup>[4]</sup>。

## 2 井壁稳定防塌技术对策

通过上述研究分析可知中牟区块山西组一太原组泥页岩井壁失稳机理主要为:

(1)微裂缝在泥页岩表面大量分布,泥浆滤液很容易经过这些发育的微观裂缝向泥页岩内部渗入,因此它是导致泥页岩垮塌、掉块的直接原因。

(2)泥页岩中伊利石、伊蒙混层、高岭石等不易

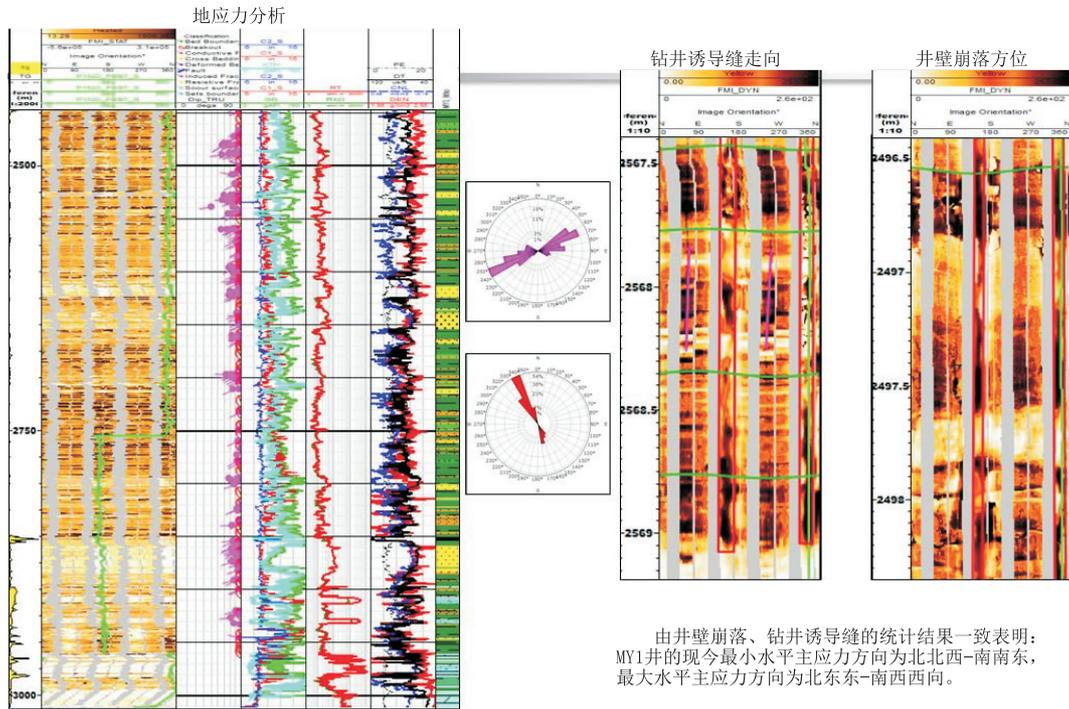


图4 FMI井地应力分析结果

膨胀的粘土矿物含量占比高,基本不含易水化膨胀的蒙脱石,因此膨胀率不是很高,尽管如此,当泥页岩内部被泥浆滤液侵入后,这些粘土矿物产生的水化膨胀作用仍会造成泥页岩内部不均匀受力,从而加快了泥浆滤液对泥页岩的侵入,促进了泥页岩表面微观裂缝张开,因此,可以说这些粘土矿物的存在是硬脆性泥页岩垮塌的内部因素。

(3)地层二向应力差异大,地层非均质性较强,当钻开井眼后,原始地层垂向和水平方向应力平衡关系被破坏,导致井壁易发生机械失稳,顺着最小水平主应力方向发生物理性坍塌崩落。

针对中牟区块泥页岩井壁失稳特征采取的主要技术对策有:控制钻井液密度、优化井身结构及钻井技术参数提高井身质量,研发出一套自由水含量低且具有强封堵性的钻井液体系,减少泥浆滤液侵入地层,减缓压力传递,保证井壁稳定<sup>[13-14]</sup>。

### 2.1 合理控制钻井液密度

钻进过程中要保持合理的钻井液密度,不要过大,大了会压裂地层,也不要过小,小了会造成应力释放,使裂缝崩裂坍塌。对于硬脆性泥页岩一旦发生坍塌掉块后,最有效的防塌手段为提高钻井液密度<sup>[15]</sup>,中牟区块泥页岩层属于特低渗地层,高钻井液密度不利于储层保护,同时对气测录井产生干扰,

易丢失气层。根据中牟区块 MY1 井实钻资料,结合区域地层孔隙和坍塌压力大小,采用近平衡钻进,控制钻井液漏斗粘度 40~60 s,密度 1.15~1.18 g/cm<sup>3</sup>,泥页岩井段钻井液的滤失量<5 mL,流变参数动切力 2~5 Pa。

### 2.2 优化井身结构及钻井参数

在 MY1 井二开井身结构基础上进行优化,转为三开井身结构。一开表层套管封隔新近系,该层系具有胶结程度低、易塌、易漏特征,减少上部地层裸露时间;二开技术套管封隔三叠系和尚沟组;三开生产套管下至奥陶系马家沟组。采用单弯双扶螺杆+减震器+钻铤复合钻具组合控制井身质量,井斜角控制在 4°以内,全角变化率<2°,井径扩大率<10%,降低坍塌压力,保证井壁稳定性。泥页岩层段控制钻压 40~80 kN,转速 60 r/min,泥浆泵排量控制在 25 L/s。

### 2.3 低自由水强封堵钻井液体系研发

钻井液进入地层有着不同的驱动方式,减少地层钻井液滤液的进入量,控制泥页岩表面发生水化作用以及毛细管渗吸效应很关键。在此基础上,开展低自由水强封堵泥浆体系研究,体系研究思路为:(1)虽然页岩膨胀性弱,但研发的钻井液体系仍然必须具备较好的抑制性,能够控制钻井液侵入地层造

成粘土膨胀,从而造成堵塞;(2)封堵能力强,能够大幅度提高钻井液泥饼的质量,减少钻井液滤液对微裂缝的侵入、降低压力传递;(3)添加自由水络合剂,降低钻井液自由水含量,从而增加钻井液滤液进入地层的阻力;(4)钻井液体系中应加入一定量的防水锁剂,能有效降低钻井液滤液的油水界面张力和气液表面张力,尽可能降低侵入的滤液造成的水锁效应。

最终形成的钻井液配方为:2%~3%膨润土+0.2%NaOH+0.3%~0.5%LV-PAC(降失水剂)+0.5%~1%HXY(自由水络合剂)+3%HDR(降滤失剂)+1%HAS(抑制剂)+3%HGW(强封堵剂)+2%HSM(封堵剂)+2%HBJ(封堵剂)+1%~2%HLB(润滑剂)+3%~5%KCl+2%HAR-D(防水锁剂)+重晶石加重。

### 2.3.1 砂床封堵实验

低自由水钻井液体系构建的一个主要目的就是减少钻井液滤液的侵入,提高钻井液封堵能力以及地层承压能力,因此室内研究对构建的低自由水钻井液体系进行了模拟砂床实验评价,为了评价该套钻井液体系的封堵能力,室内对 60~80 目砂床的封堵效果进行了评价(见图 5),实验结果显示滤液侵入深度为 2.2 cm,侵入深度较小,封堵能力较强。

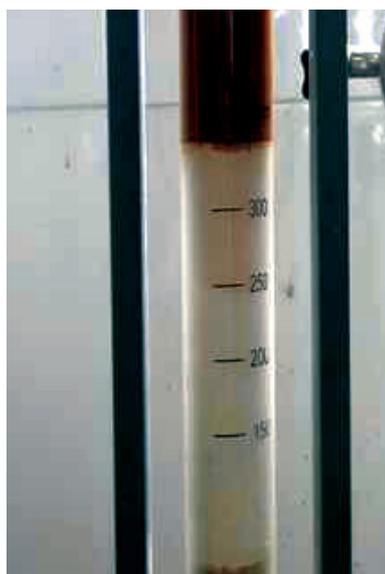


图 5 钻井液砂床封堵实验

### 2.3.2 滤膜实验评价

室内使用纳米滤膜作为泥岩表面封堵介质在 API/HTHP 滤失量测定仪上分析了滤失量与时间的关系曲线,同时将 MY1 井采用的聚合物钻井液

体系作对比分析实验,实验数据见表 5。

表 5 滤膜实验

时间/ h	滤膜滤失量/mL			
	MY1 井聚合物体系		低自由水体系	
	FL <sub>API</sub>	FL <sub>HTHP</sub>	FL <sub>API</sub>	FL <sub>HTHP</sub>
0.5	4.2	4.6	2.9	3.2
1	5.4	6.0	3.2	4.7
2	7.2	8.4	4.5	6.2
3	9.1	10.5	5.5	7.1
4	10.5	11.9	6.8	7.8
5	11.7	13.8	7.4	8.3
6	12.8	14.9	7.8	9.0

注:滤膜 HTHP, 100 °C × 3.5 MPa。

由表 5 中滤膜实验数据可以看出,低自由水强封堵钻井液体系的 API 和高温高压滤膜滤失量,分别从 MY1 井聚合物体系的 12.8 和 14.9 mL,下降到 7.8 和 9.0 mL,下降幅度达 39% 和 40%,说明研发的钻井液体系对微纳米级孔喉具有较好的封堵能力,有利于井壁稳定和储层保护。

### 2.3.3 低渗岩心封堵实验

室内将空气渗透率为  $79.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的人造岩心用标准盐水饱和后,在多功能高温高压岩心流动试验仪上测定钻井液在 3.5 MPa、100 °C、120 min 条件下对低渗岩心微孔隙的封堵能力。实验结果见表 6,实验数据表明清水在 2.5 min 即漏完,低自由水钻井液体系 0~120 min 滤失量为 0,说明低自由水钻井液体系在低渗岩心中的封堵能力非常强,岩心表面形成的封堵层非常致密且承压能力强,有利于预防减少井漏和井壁稳定。

表 6 低自由水强封堵钻井液对低渗岩心的封堵实验

时间/min	滤失量/mL	
	清水	低自由水强封堵钻井液
0.5	100	0
1	200	0
2	440	0
2.5	480(漏完)	0
3		0
4		0
4.5		0
9		0
10		0
15		0

### 2.3.4 CST 毛细管吸水实验

室内研究了低自由水钻井液体系与其他常用水基钻井液在 CST 毛细管吸允仪器上的吸水实验来考察钻井液束缚水的能力,实验结果如表 7 所示,实

验结果表明低自由水钻井液体系由于束缚了大量的自由水,从而显示毛细管吸水时间远超过以往使用的聚合物体系,说明该体系对自由水的束缚效果较好,在钻井过程中能够很大程度上降低钻井液滤液对地层的侵入。

表7 钻井液体系吸水能力对比

钻井液体系	时间/s
MY1井聚合物体系	1964
低自由水体系	21800

### 2.3.5 储层保护评价

基于研究对象为页岩气井,气层保护也是重点。在室内进行该套钻井液体系储层保护效果评估,实验根据石油天然气行业标准,岩心选用人工岩心做气测渗透率恢复值,储层保护效果评价结果如表8所示。

表8 低自由水强封堵钻井液储层保护效果

岩心 编号	驱替 流体	$K_0/$ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	$K_1/$ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	$(K_1/K_0)/$ %
1	氮气	0.47	0.42	89.4
2	氮气	2.78	2.47	88.9

注: $K_0$ 为原始岩心渗透率; $K_1$ 为浸泡钻井液后岩心渗透率。

### 3 现场应用情况

2017年在 中牟区块部署实施了第二口直井(ZDY2井),该井完钻井深 2976 m,通过变换井身结构以及调整钻井参数,现场严格控制钻井液密度,采用研发的钻井液体系,在钻进山西组一太原组井段基本无坍塌掉块现象出现,整个钻井过程顺利,未出现因井壁稳定性导致的复杂事故,目的层起下钻均较为顺畅,较好地解决了中牟页岩气区块山西组一太原组泥页岩层段井壁失稳难题,保证了钻井安全,较 MY1 井大幅度降低了施工成本。完井测井结果显示目的层井径扩大率 6.26%,同时钻井周期由邻井 67.91 d 降至 55.24 d,井斜角最大值  $1.8^\circ$ (表 9),各项井身质量指标均高于行业标准。

表9 2口井关键指标对比

井名	井深/m	钻井周期/d	井眼扩大率/%	固井质量	井下复杂
MY1井	3028	67.91	21.77	合格	较多
ZDY2井	2976	55.24	6.26	优	无

### 4 结语

(1)通过对 MY1 井山西组一太原组泥页岩各项物理、力学特征及地应力场分析,中牟区块泥页岩的类型为硬脆性泥页岩,岩石脆性程度较高,微观结构观察发育了较多的微裂缝,地层非均质性较强,在钻井过程中井壁易产生机械失稳情况,属于物理-力学型坍塌掉块。

(2)通过对山西组一太原组泥页岩井壁稳定性影响因素分析,采取针对性技术对策,控制钻井液密度,优化井身结构及钻井参数,针对性地研发钻井液体系,较好地控制钻井液自由水进入地层产生膨胀压差,实践结果表明该对策较好地解决了中牟区块山西组一太原组泥页岩井壁坍塌难题。

### 参考文献:

- [1] 梁涛.地应力与井壁稳定性关系研究[D].北京:中国地质大学(北京),2012.
- [2] 刘厚彬,孟英峰,李皋,等.超深井井壁稳定性分析[J].天然气工业,2008,(4):67-69.
- [3] 王倩,周英操,唐玉林,等.泥页岩井壁稳定影响因素分析[J].岩石力学与工程学报,2012,31(1):171-179.
- [4] 赵维超.硬脆性页岩井壁稳定性影响因素研究[D].四川成都:西南石油大学,2014.
- [5] 雷又层,向兴金.泥页岩分类简述[J].钻井液与完井液,2007,(2):63-66.
- [6] 柏明星.泥页岩井壁稳定性及钻井液密度优化[J].科学技术与工程,2012,12(5):1025-1029.
- [7] 刘玉石.地层坍塌压力及井壁稳定对策研究[J].岩石力学与工程学报,2004,(14):2421-2423.
- [8] 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.
- [9] 赵峰,唐洪明,孟英峰,等.微观地质特征对硬脆性泥页岩井壁稳定性影响与对策研究[J].钻采工艺,2007,(6):16-18.
- [10] 袁俊亮,邓金根,张定宇,等.页岩气储层可压裂性评价技术[J].石油学报,2013,34(3):523-527.
- [11] Rickman R, Mullen, Petre E, et al. A practical of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale[J]. SPE 115258, 2008.
- [12] 冯永存,邓金根,李晓蓉,等.井壁稳定性评价准则分析[J].断块油气田,2012,19(2):244-248.
- [13] 刘洪,刘庆,陈乔,等.页岩气水平井井壁稳定影响因素与技术对策[J].科学技术与工程,2013,13(32):9598-9603.
- [14] 吕方,张古彬,袁青松,等.河南海陆过渡相页岩气水基钻井液室内评价[J].辽宁化工,2017,46(9):903-904.
- [15] 毕博.泥页岩渗透水化作用对井壁稳定的影响[J].钻井液与完井液,2011,28(S1):1-3.