

# 硅酸钾钻井液在页岩气水平井中的可行性研究

游云武<sup>1</sup>, 许明标<sup>2</sup>, 由福昌<sup>2</sup>

(1. 中石化江汉石油工程有限公司, 湖北 潜江 433124; 2. 长江大学非常规油气湖北省协同创新中心, 湖北 武汉 430100)

**摘要:**页岩气开发以水平井为主, 由于页岩地层裂缝与层理发育, 在长水平段钻井过程中极易发生垮塌等井眼稳定问题, 同时还有携岩、摩阻等一系列问题; 大量的研究工作表明, 硅酸盐钻井液的抑制性是较为接近油基钻井液体系的, 但其能否用于页岩气水平井的钻井过程中是值得探讨的。本文在对硅酸盐钻井液体系及页岩稳定分析的基础上, 建立了一套硅酸钾钻井液体系, 该钻井液体系除了具有良好的抑制性能以外, 更具有较低的滤失量(高温高压滤失量 < 6 mL), 并且流变性易于控制, 润滑性好, 分析认为该体系能够满足页岩气水平井钻井的要求。

**关键词:**页岩气; 水平井; 井眼稳定; 硅酸钾; 钻井液

**中图分类号:** P634.6; TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2016)07-0116-05

**Feasibility Study of Potassium Silicate Drilling Horizontal Wells in Shale Gas/**YOU Yun-wu<sup>1</sup>, XU Ming-biao<sup>2</sup>, YOU Fu-chang<sup>2</sup> (1. Sinopec Jiangnan Oilfield Service Corporation, Qianjiang Hubei 433124, China; 2. Yangtze University Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Wuhan Hubei 430100, China)

**Abstract:** The mainly of shale gas development are horizontal wells, due to fracture and bedding developed in shale formation, collapse and other wellbore stability problems can easily occur in the process of drilling long horizontal sections, as well as carrying rocks, friction and other issues; A lot of research work surface silicate drilling fluid inhibition is closer to the oil-based drilling fluid system, but it can be used during drilling horizontal wells in shale gas is worth exploring. On the basis of silicate drilling fluid system and shale stability analysis, the establishment of a potassium silicate drilling fluid system, beside a good suppression performance outside, the drilling fluid system having lower fluid loss (high temperature and high pressure loss is less than 6mL), and easy to control rheology, good lubrication, analysts believe that the system can meet shale gas horizontal drilling requirements.

**Key words:** shale gas; horizontal wells; wellbore stability; potassium silicate; drilling

页岩气开发以大位移井、丛式水平井布井为主, 由于页岩地层裂缝发育、水敏性强, 在长水平段钻井中, 不仅容易发生井漏、垮塌、缩径等问题, 而且水平段较长, 还会带来摩阻、携岩及地层污染等问题, 从而增大了产生井下复杂情况的几率。目前, 国内在页岩气水平井中常常采用油基钻井液体系进行钻进, 但是油基钻井液存在环境污染和高成本两大缺点, 如何能够研发出一套适合于页岩气水平井的水基钻井液体系是摆在钻井液研究人员面前的重要课题。笔者从对页岩岩性的认识与分析出发, 从对前期大量科研工作者对硅酸盐钻井液体系的研究成果的分析 and 再认识出发, 认为硅酸盐钻井液体系在页岩气水平井的钻井过程中应用是值得肯定的, 但必须解决硅酸盐钻井液体系本身所具有的缺点。

## 1 页岩气水平井钻井液体系选择

### 1.1 油基钻井液与水基钻井液

用于页岩气水平井钻井, 油基钻井液和水基钻井液体系各具特点, 其优缺点如下。

#### 1.1.1 油基钻井液

##### 1.1.1.1 优点

(1) 井壁稳定性好, 抑制能力强; (2) 润滑性好, 卡钻趋势低, 定向滑动钻进不拖压; (3) 热稳定性好, 高温、高压条件下滤失量低; (4) 抗污染能力强(盐、膏、固相以及 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S 气体污染), 维护处理工作量小; (5) 无腐蚀性; (6) 有利于保护储层。

##### 1.1.1.2 缺点

(1) 环保性差; (2) 成本相对高, 后勤保障工作量大; (3) 影响天然气浸探测; (4) 温度对流变性影

收稿日期: 2016-03-11

作者简介: 游云武, 男, 汉族, 1963年生, 钻井公司经理, 教授级高级工程师, 钻井工程专业, 硕士, 从事钻井完井技术工作, 湖北省潜江市广华江汉路1号, 13886608699@163.com。

响较大;(5)循环漏失趋势高。

### 1.1.1.2 水基钻井液

#### 1.1.1.2.1 优点

(1)环保;(2)天然气浸易发现;(3)温度对流变性影响较小;(4)成本相对低;(5)遇井漏容易处理。

#### 1.1.1.2.2 缺点

(1)井壁稳定性差;(2)热稳定性相对较差,易于高温凝胶化;(3)抗污染性差(固相及 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 气体污染),维护处理工作量大;(4)润滑防卡能力不足。

#### 1.1.1.3 分析

由以上分析可知,相对于水基钻井液,油基钻井液用于页岩气水平井钻井,在井壁稳定、润滑、防卡方面具有绝对优势,目前国内的页岩气开发主要以油基钻井液体系为主。随着环保意识的增强,水基钻井液将会逐渐取代油基钻井液成为页岩气钻井液开发的发展方向。

### 1.2 硅酸盐水基钻井液体系

蔡利山等在2007年发表的文章中提到:鉴于硅酸盐体系优秀的抑制性能和膜封堵效应,中国从20世纪90年代开始对该体系进行系统研究,并在2000—2003年间达到高潮,然而由于种种原因,绝大部分工作局限于室内评价及相关的机理分析,实质性的现场应用技术进展缓慢,应用于现场的不超过7口井,更不用谈及应用于页岩气井了。

笔者结合文献报道及分析认为,硅酸盐体系虽然具有极强的抑制性能,但其缺陷也非常明显,具体表现为:

(1)与钻井液外加剂配伍性差,可选择性外加剂较少,是制约其发展的主要因素之一;

(2)粘度不易控制,粘度过高时有发生,无法获得稳定的粘度;

(3)滤失量控制难,滤失控制难是其很难应用于页岩气水平井中的一个关键技术指标;

(4)早期常规钻井所遇到的困难系数低,普通钻井液亦能够解决问题,也是导致硅酸盐钻井液体系发展缓慢的一个因素。

如果页岩气开发中要采用水基钻井液体系,硅酸盐钻井液所具备的强抑制性是所必须的,只需要解决上述所说的制约硅酸盐体系的发展的难点,并结合页岩气开发特点,建立一套适合于页岩气开发的硅酸盐钻井液体系是可行的。因此,笔者在分析

页岩岩性的基础上,尝试建立了一套硅酸钾水基钻井液体系,并对其性能进行了系统评价。

### 1.3 页岩岩心分析

#### 1.3.1 页岩岩心矿物组分分析

室内利用X衍射对涪陵页岩气某井的岩心进行了矿物组分分析,结果如表1、表2所示。

表1 焦石坝某井矿物组成分析

深度/m	层位	矿物成分含量/%						
		粘土	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿
2563~2594	龙马溪	35.5	47.0	1.4	6.9	1.9	5.2	2.1
2722~2765	龙马溪	33.1	44.0	1.7	6.2	4.2	6.8	4.0

表2 焦石坝某井粘土矿物组成分析

深度/m	层位	粘土/ %	粘土矿物成分含量/%			
			伊蒙混层	伊利石	高岭石	绿泥石
2563~2594	龙马溪	35.5	21.3	6.5	0	7.7
2700~2750	龙马溪	33.1	19.3	9.6	0	4.2

从以上分析可以看出,页岩地层的粘土矿物含量均较高,达到了30%以上,其中以伊蒙混层和伊利石为主,粘土矿物具有较强的分散性能。

#### 1.3.2 页岩岩心自吸实验

实验室采用自吸的方式来评价各个抑制剂对页岩的抑制性能,由于页岩的非均质性非常强,页岩本身非常致密,而能够导致其自吸的主要是由微裂缝引起的,因此实验室为观察并对比抑制性能,主要采用以下实验方法进行:

(1)将岩心制备成规则的形状备用;

(2)将制备好的岩心浸泡于去离子水中,查看其随着浸泡时间的延长的自吸现象,记录一定时间内去离子水自吸的位置;

(3)将使用过的岩心烘干备用;

(4)将刚刚烘干过的岩心在待测试溶液中进行自吸实验测试。该实验主要是通过统一微裂缝的自吸对比实验来评价不同抑制剂的抑制性能。

结果显示(参见图1):页岩在硅酸钾溶液中的自吸速率最慢,并且会在与硅酸钾溶液接触的位置发生反应,生成白色沉淀,进一步阻止自吸;聚胺的自吸速率居中,氯化钾的自吸速率最快,甚至比去离子水本身的自吸速率还要快。自吸实验说明了硅酸钾能够阻止钻井液通过微裂缝进行孔隙压力传递。

### 1.4 页岩气水基钻井液技术难点及对策

#### 1.4.1 技术难点

综合以上分析认为,水基钻井液体系在页岩气

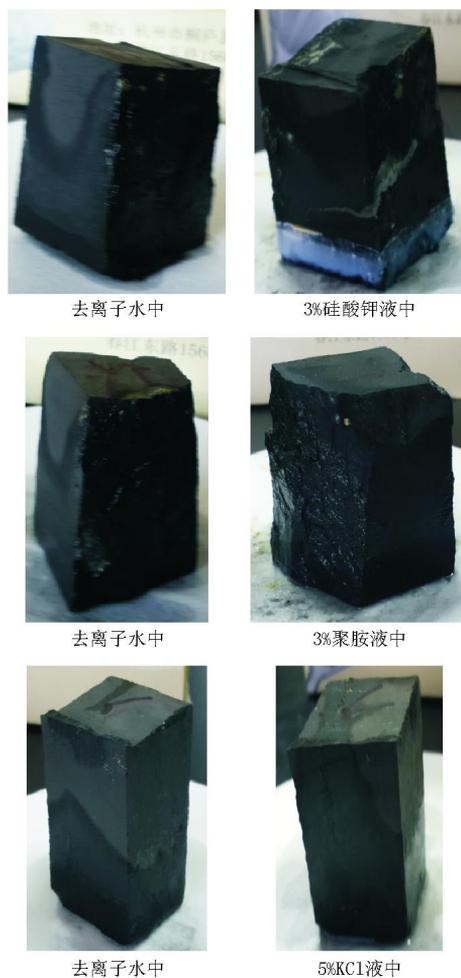


图1 页岩岩心在不同抑制剂中的自吸实验

钻井过程主要存在以下难点,并根据其技术难点,提出相应的技术对策。

(1)井壁稳定问题:页岩中粘土矿物含量较高,并且存在微裂缝和层理,其井眼稳定问题主要来自粘土矿物的水化膨胀与分散以及微裂缝和层理所带来的孔隙压力传递,从而破坏了页岩的胶结,导致了应力破坏以及井壁坍塌。

(2)扭矩摩阻问题:页岩气开发常常采用水平井,井斜角经常达到或大于 $90^\circ$ ,更有三维井等井身结构设计,这在很大程度上都会造成摩阻与扭矩的增大。

(3)井眼清洁问题:复杂的井身结构也会导致井眼清洁困难,尤其对于硅酸盐钻井液体系来说,粘度不易控制更给井眼清洁带来了极大的挑战。

#### 1.4.2 对策

笔者拟建立一套硅酸钾钻井液体系来解决上述问题。

(1)井壁稳定问题主要从2个方面入手:第一,采用具有强抑制性能的硅酸钾作为抑制剂,解决粘土矿物水化膨胀带来的膨胀压力问题;第二,采用强封堵技术,解决微裂缝和层理所带来的孔隙压力传递导致的井壁稳定问题,并且硅酸钾本身也能够降低孔隙压力传递。

(2)为解决摩阻与扭矩问题,从润滑剂的合成入手,采用吸附和成膜相结合的方式来达到润滑的目的,使水基钻井液的润滑性能无限接近于油基钻井液体系。

(3)为解决硅酸盐体系的粘度控制问题,实现低粘高切的流变性能,解决井眼清洁问题,有针对性地开发一种适合于调节硅酸盐体系的流变助剂,其能够稳定硅酸盐体系的流变性,并实现低粘高切,达到井眼清洁的要求。

## 2 硅酸钾水基钻井液体系性能评价

### 2.1 基本性能评价

通过对岩心性质的分析建立了一套适合于页岩气水平井钻井的硅酸钾水基钻井液体系,其基本配方如表3所示。

表3 硅酸钾水基钻井液体系配方

材料	代号	用途	加量/( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )
碱度调节剂	KOH	调节 pH	3
聚阴纤维素	PAC-LV	降滤失	3
提粘提切剂	JHVIS	流变性调节	1
硅酸钾	ShaleHIB	抑制剂	30
多功能材料	ShaleMAX	流变、降滤失、稳定	20
降滤失剂	ShaleFLO	降滤失、封堵	30
封堵防塌剂	ShaleSeaL	封堵、防塌、降滤失	30
纳米封堵剂	MicroSeaL	成膜封堵、降滤失	30
页岩抑制剂	UHB	抑制剂	30
流变助剂	JHX-RH	流变调节	25
润滑剂	JHLUB	润滑、封堵	40
重晶石	加重至所需密度,以下密度为 $1.50 \text{ g/cm}^3$		

实验室对上述基本配方进行了基本性能评价,结果如表4所示。实验条件:100℃老化16h后,50℃测试流变性能。

表4 硅酸钾水基钻井液体系基本性能

温度/ 条件 ℃	AV/ ( $\text{mPa} \cdot \text{s}$ )	PV/ ( $\text{mPa} \cdot \text{s}$ )	YP/ Pa	$\Phi_6/\Phi_3$	YP/ PV	FL <sub>API</sub> / mL	FL <sub>HTHP</sub> / mL	pH 值
100	滚前	32	21	11	8/7	0.524		
	滚后	35	26	9	7/6	0.346	1.6	5.6

从表4可以看出,该硅酸钾钻井液体系在密度

为  $1.5 \text{ g/cm}^3$  时,具有良好的流变性能,动塑比高,利于携砂,并且滤失量低,API 中压滤失量  $< 2 \text{ mL}$ ,高温高压滤失量  $< 6 \text{ mL}$ ,能够满足尽可能减少滤液侵入地层的要求。

## 2.2 封堵性能评价

页岩钻井过程中,由于存在应力垮塌而导致井壁失稳,要求钻井液要具有较好的防塌性能,这就必须提高钻井液的封堵性能。室内采用不同粒径的刚性颗粒进行架桥作用,再采用可变型的沥青粉及成膜封堵剂挤入裂缝及层理间,增加封堵及粘结效果,进一步降低钻井液及滤液侵入地层,防止地层垮塌。室内采用无渗透封堵仪对该硅酸钾钻井液的封堵性及漏失性能进行了评价。

实验室采用无渗透仪进行了填砂管封堵性能实验,填砂目数选择为  $60 \sim 80$  目。也采用了 PPT 封堵实验仪进行了高温高压封堵实验。实验条件:填砂,常温  $0.7 \text{ MPa}$ ,  $30 \text{ min}$ ; PPT,  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $3.5 \text{ MPa}$ ,  $30 \text{ min}$ 。实验结果参见表 5 和图 2。

表 5 硅酸钾水基钻井液体系的封堵性能

实验方法	压力/MPa	温度/ $^\circ\text{C}$	滤失量/mL
无渗透填砂	0.7	室温	0(侵入 $1.0 \text{ cm}$ )
PPT	3.5	100	8.0(泥饼厚 $2 \text{ mm}$ )



图 2 硅酸钾钻井液成膜封堵效果

硅酸钾钻井液体系具有极佳的封堵性能,在普通砂床上,侵入深度仅为  $1 \text{ cm}$ ,在高温高压 PPT 实验上,滤失量仅为  $8 \text{ mL}$ 。另外对采用页岩制备的岩心进行了封堵实验,滤失量仅为  $0.2 \text{ mL}$ ,滤失量更低,说明硅酸钾体系在页岩中具有非常好的封堵性能。

## 2.3 抑制性能评价

室内主要采用 2 种方法评价了硅酸钾体系的抑制性能,并与油基钻井液体系进行了对比实验,结果如下。

### 2.3.1 膨胀性测试

实验室采用 ZNP-1 型膨胀量测定仪测定了页岩岩心在不同介质中的膨胀量,实验条件:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  测试  $8 \text{ h}$ 。结果表明(参见图 3):清水中的膨胀量为  $5.43 \text{ mm}$ ,硅酸钾钻井液中的膨胀量为  $0.54 \text{ mm}$ ,油基钻井液中的膨胀量为  $0.35 \text{ mm}$ ,常用的聚合物/氯化钾钻井液中的膨胀量为  $0.88 \text{ mm}$ ,硅酸钾钻井液的抑制性能非常接近油基钻井液体系。

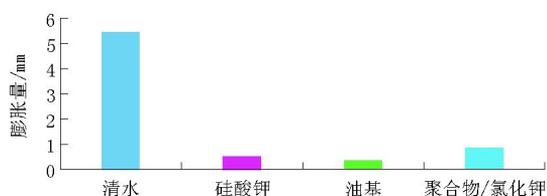


图 3 页岩膨胀性测试

### 2.3.2 滚动回收率测试

为了进一步考察硅酸钾钻井液体系的抑制性能,采用页岩滚动回收率的方法进行了测试。将页岩岩心制备成  $6 \sim 10$  目颗粒,加入到钻井液中在  $100 \text{ }^\circ\text{C}$  下滚动  $16 \text{ h}$  后取出,用  $40$  目筛回收页岩岩心,并计算滚动回收率。结果表明(参见图 4):硅酸钾钻井液体系具有较好的滚动回收率,达到了  $88\%$ ,接近于油基钻井液体系的  $93\%$ ,而聚合物/氯化钾钻井液体系回收率仅为  $70\%$ 。

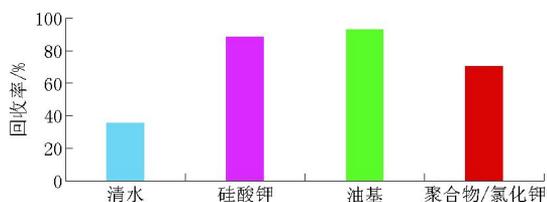


图 4 页岩回收率测试

## 2.4 润滑性能评价

室内采用 EP 极压润滑仪测试了硅酸钾钻井液体系的润滑性能,并对比了其它体系的润滑性能,结果见表 6。从表 6 可以看出,本文研究的硅酸钾钻井液体系的润滑性能已经非常接近于油基钻井液体系,远远好于普通的清水和膨润土浆。

表 6 硅酸钾水基钻井液体系的润滑性能

钻井液体系	EP 润滑系数	钻井液体系	EP 润滑系数
清水	0.34	油基钻井液	0.08
3% 膨润土浆	0.62	硅酸钾钻井液	0.11

## 2.5 抗污染性能评价

室内考察了硅酸钾钻井液体系的抗钻屑反复污染的能力,钻屑为龙马溪页岩钻屑(过  $100$  目筛)。