

# 北京凤河营热水储层的钻井液体系优化研究

付宇, 裴小龙, 南天浩, 刘星宇, 宋东阳  
(武警黄金部队第四支队, 辽宁 辽阳 111000)

**摘要:** 凤河营位于冀中拗陷处, 具有丰富的地热资源。凤河营热水储层主要是蓟县系的雾迷山组, 属于碳酸盐岩裂隙, 岩溶型储层。在钻井过程中, 热水储层出现了漏失、粘土膨胀坍塌等事故。在分析储层地质特征的基础上, 对原钻井液体系的性能进行评价。实验表明原钻井液体系的失水造壁性和堵漏能力较差。根据储层的地质特征和出现事故的机理, 优化原钻井液体系的性能。原钻井液体系中加入 5% 超细碳酸钙和 5% 氯化钾之后, 钻井液体系的性能得到很大改善, 具有良好的流变性、较强的抑制性、良好的堵漏能力和低滤失量。优化后的钻井液体系能减少凤河营地热储层的损害。

**关键词:** 热水储层; 地层特征; 储层损害; 钻井液

**中图分类号:** P634.6   **文献标识码:** A   **文章编号:** 1672 - 7428(2018)01 - 0014 - 05

**Optimization Research on Drilling Fluid System for Beijing Fengheying Hot Water Reservoir/FU Yu, PEI Xiaolong, NAN Tian-hao, LIU Xing-yu, SONG Dong-yang** (The Fourth Team of Armed Police Gold Forces, Liaoyang Liaoning 111000, China)

**Abstract:** There are abundant geothermal resources in Fengheying which is located at the depression of Central Hebei, and the hot water reservoir is mainly JXW, belongs to carbonate crack and karst reservoirs. There are accidents such as leakage in hot water reservoir, clay swelling and collapse in the drilling process. Based on the analysis on the geological characteristics of the reservoir, the performance evaluation is made on the drilling fluid system. The experiment shows that the original drilling fluid system had poor wall building and leakage blocking properties. According to the geological characteristics of the reservoir and the mechanism of accidents, the performance of the original drilling fluid is optimized. By adding 5% superfine calcium carbonate and 5% potassium chloride into the original drilling fluid system, the performance of new drilling fluid is greatly improved with good rheology, strong inhibition, good blocking capacity and low filtration. The damage to Fengheying geothermal reservoir can be reduced by the optimized drilling fluid system.

**Key words:** hot water reservoir; geological characteristics; reservoir damage; drilling fluid

## 0 引言

北京市大兴区采育镇凤河营, 位于京津冀交汇处, 地处环渤海经济圈的中心地带, 是按照 21 世纪城市生态学理论—全新的概念规划的“北京市 33 个重点建设的中心城镇”之一。为了将采育镇建设成全国闻名的生态型、可持续发展型明星小城镇, 北京市大兴区采育镇政府决定开发凤河营地热地热资源用于地热集中供暖, 以响应国家节能减排工作号召, 在减少烟尘对大气污染的同时, 降低运行成本, 达到节能环保的目的。

热水储层在钻井、完井、开采等勘探开发作业过程中, 由于储层本身物理、化学、热力学和水动力学等原平衡状态的变化, 以及各种作业因素的影响, 使外来工作液与底层岩石之间和外来工作液与地层内

的热水流体之间发生物理化学作用, 从而导致储层受到损害, 它不仅使储层的产能降低, 甚至完全丧失产水能力, 还会导致漏失、粘土膨胀等事故, 给地热能的开发造成巨大的经济损失<sup>[1]</sup>。因此, 为了确保钻进的顺利进行, 需要优化钻井液的性能。

## 1 凤河营热水储层基本特征

### 1.1 区域地质特征

凤河营热水储层在冀中拗陷处。冀中拗陷东邻沧县隆起, 西以太行山东缘断裂为界, 北至燕山台褶带, 南抵邢衡隆起<sup>[2]</sup>。

### 1.2 构造基本特征

蓟县纪杨庄运动以来, 冀中拗陷经历了 7 次较大规模的构造运动, 伴随发育七期岩溶<sup>[3]</sup>。多期次

收稿日期: 2017 - 03 - 30; 修回日期: 2017 - 11 - 07

作者简介: 付宇, 男, 汉族, 1988 年生, 硕士, 地质工程专业, 从事岩土工程方面的研究工作, 辽宁省辽阳市文圣区新城路 15 号, 626400269@qq.com。

岩溶的特点对碳酸盐岩储层发育具有明显的控制作用<sup>[4]</sup>。不同部位岩溶叠加改造次数和程度的不同,造成了裂缝、溶蚀孔洞储集层的垂向非均质性和不同的横向水力连通性,形成了目前冀中拗陷复杂的岩溶作用垂向模式。

### 1.3 热水储层地层特征

根据凤河营地区石油探井揭露的地层并结合物探资料显示,该区发育有新生界第四系平原组、新近系明化镇组、古近系沙河组,上古生界石炭—二叠系、下古生界奥陶系、寒武系、中上元古界青白口系、蓟县系、长城系、基底为太古界。而中元古界蓟县系雾迷山组为主要的热水储层<sup>[5]</sup>。根据地层特征设计凤河营开采井井身结构简图见图 1。

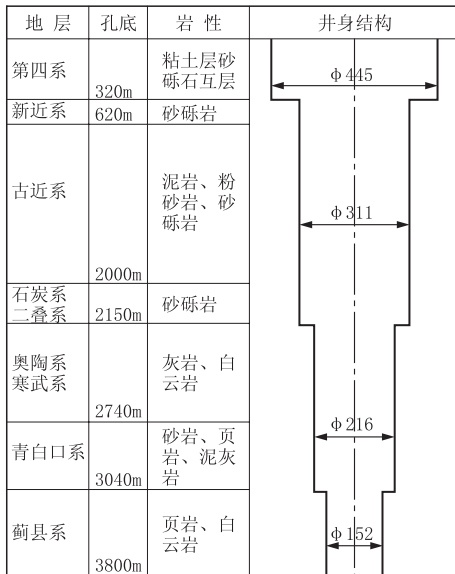


图 1 凤河营开采井井身结构简图

### 1.4 地热地质条件

凤河营地区热储层可分为两大类型,一类为新近系碎屑岩孔隙型热储层;二类为下古生界—中上元古界碳酸盐岩裂隙,岩溶型热储层,共 4 套热储层。

(1)新近系碎屑岩高孔隙型热储层。

(2)下古生界—中、上元古界碳酸盐岩裂隙、岩溶型热储层:奥陶系热储层(O),蓟县系铁岭组热储层(Jxt),蓟县系雾迷山组热储层(Jxw),其中雾迷山组热储层是华北地区最好的热储层<sup>[6]</sup>。

不规则分布的溶蚀孔洞和根须状裂缝在多个深度段可见;扫描电镜分析,晶间孔、晶间微孔发育,岩石中原生孔隙多被后期成岩作用破坏或溶蚀改造<sup>[7]</sup>。

### 1.5 凤河营热水储层岩石学特征

凤河营的热水储层主要集中在雾迷山组热储层,采取 X-射线衍射实验对岩石学特征进行测试,成分和各含量见表 1。

表 1 储层岩石的矿物成分及含量 %

矿物种类和含量						粘土矿物总量
石英	钾长石	钠长石	方解石	白云石	赤铁矿	
20.2	0.4		0.4	72.2		6.8

从表 1 可以看出,凤河营热水储层中主要的矿物是白云石,次要的矿物是石英,还含有少量的钾长石和方解石,同时还存在部分粘土矿物。

同时,利用 X-射线衍射实验对粘土含量进行了分析,结果见表 2。

表 2 岩样粘土含量比例 %

粘土矿物相对含量						混层比	
S	L/S	I	K	C	C/S	I/S	C/S
		83	10	7			

注:S 蒙脱石,L/S 伊利石/蒙脱石不规则间层矿物,I 伊利石,K 高岭石,C 绿泥石,C/S 绿泥石蒙脱石间层矿物。

从表 2 可以看出,粘土矿物以伊利石为主,其次是高岭石,绿泥石。粘土矿物相对含量较高,透水性差,吸水膨胀,失水收缩,具有较大的胀缩变形能力,遇水导致强度降低,引起孔壁不稳定,出现膨胀掉块的现象<sup>[8]</sup>。因此,当钻进到储层时,需加入抑制剂。

## 2 凤河营钻井出现的事故

### 2.1 井漏

通过资料统计发现,蓟县系雾迷山组热储层发育下古生界—中上元古界碳酸盐岩裂隙。另外凤河营热水通过 10 号井现场观测,井漏现象在热水储层相对较普遍(见图 2),因此需要在泥浆中加入一些暂堵剂<sup>[9]</sup>。

### 2.2 粘土水化膨胀

凤河营的热水储层主要集中在雾迷山组热储层,采取 X-射线衍射实验对其岩石学特征进行测试。表 1 和表 2 结果显示,凤河营热水储层粘土矿物绝对含量较高,存在潜在的水敏损害<sup>[10]</sup>。因此,为了保证孔壁的稳定,需要在泥浆中加入一些抑制剂<sup>[11-12]</sup>。

## 3 原钻井液体系性能评价

原钻井液体系(a)的配方如下:4% 的钠土粉 +

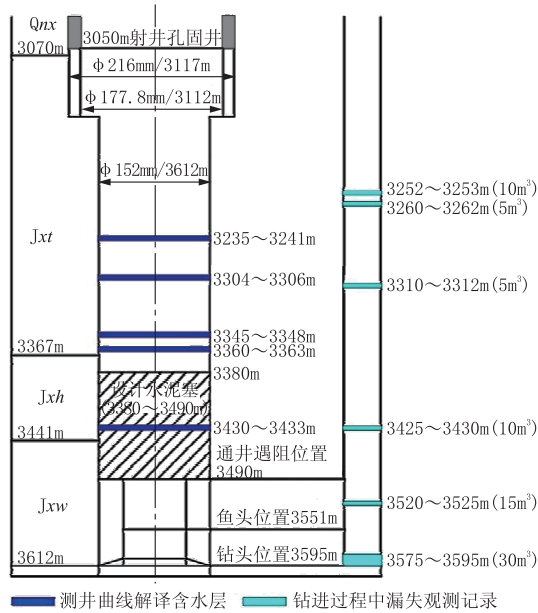


图2 漏失简图

0.2% 纯碱 + 0.2% ~ 0.4% 防塌润滑剂 + 0.4% 聚丙烯酸钾 + 0.2% CMC + 0.2% 聚丙烯晴胺盐 + 3% 磺化沥青粉。因此,首先需要考虑防塌润滑剂加量对原钻井液体系性能的影响。

通过室内进行泥浆 API 失水量实验、流变性实验、热滚回收率实验和堵漏试验,了解现有钻井液体系的流变性、失水造壁性、防塌抑制性、堵漏能力。

### 3.1 确定防塌润滑剂的加量

为了获得更好的钻井液体系的性能,考虑防塌润滑剂在不同加量下钻井液的基本性能,从而确定防塌润滑剂的加量,实验结果见表3。

表3 不同防塌润滑剂加量的旋转粘度计的读数

实验序号	防塌润滑剂的加量/%	$\theta_{600}$	$\theta_{300}$	$\theta_{200}$	$\theta_{100}$	$\theta_6$	$\theta_3$
1	0.2	41	24	18	12	2	1.5
2	0.3	46	28	22	13	2	1.0
3	0.4	40	25	18	12	2	1.5

根据实验数据,计算出表观粘度、塑性粘度、动塑比以及 API 失水量见表4和图3、图4。

上述实验结果表明,随着原钻井液体系中的防塌

表4 不同防塌润滑剂加量的钻井液基本性能

实验序号	防塌润滑剂的加量/%	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV	FL <sub>API</sub> /[mL·(30 min) <sup>-1</sup> ]
1	0.2	20.5	17	3.578	0.21	11.5
2	0.3	23.0	18	5.111	0.28	10.5
3	0.4	20.0	15	5.111	0.34	11.9

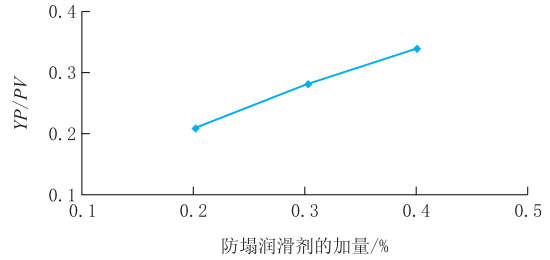


图3 不同防塌润滑剂加量的原钻井液体系的动塑比(YP/PV)

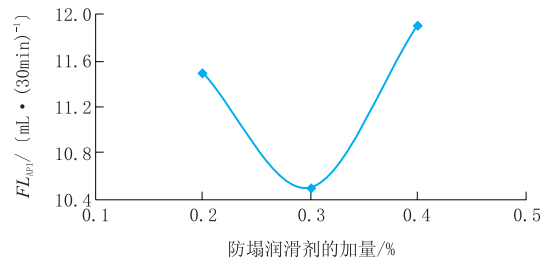


图4 不同防塌润滑剂加量的原钻井液体系的API失水量

润滑剂加量的增加,动塑比提高,在防塌润滑剂加量为4%时,原钻井液体系的动塑比达到最大,而在不同防塌润滑剂加量的原钻井液体系下,API失水量差别不大。因此,确定防塌润滑剂的加量为4%。

### 3.2 原钻井液体系的性能评价

根据上述确定防塌润滑剂的加量为4%,配制原钻井液体系。测定其基本性能,失水造壁性,抑制性,堵漏能力,然后进行优化。

#### 3.2.1 原钻井液体系的基本性能

测定其原钻井液体系的流变性见表5。

表5 现用钻井液体系的流变性

实验序号	防塌润滑剂的加量/%	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV
1	0.4	20	15	5.11	0.34

从表5中可以看出现用钻井液体系的表观粘度,塑性粘度,静切力相对较低,还有待提高。

#### 3.2.2 原钻井液体系的失水造壁性

室内研究对原钻井液体系的失水造壁性进行评价,根据上述测的数据见表6。

表6 原钻井液体系的失水造壁性

实验序号	防塌润滑剂的加量/%	泥皮厚度/mm	FL <sub>API</sub> /[mL·(30 min) <sup>-1</sup> ]
3	0.4	0.3	11.9

从表6看出,原钻井液体系的API失水量相对较大,还有待继续降低。

#### 3.2.3 原钻井液体系的抑制性

采用滚动回收率法评价现用钻井液体系的抑制性能。实验方法是取40目的岩样50g,加入体系中,在150℃下滚动16h,测定40目滚动回收率。实验结果见表7。

表7 原钻井液体系的抑制性能

配 方	实验条件	岩屑的质量/g		热滚回收率/%
		热滚前	热滚后	
原钻井液体系	150℃, 16h	50.062	49.282	98.44

从数据可知,岩样的现用钻井液体系的热滚回收率较高,该现用钻井液具有良好的抑制性能,但在钻进过程中,出现了坍塌事故。因此,建议在现用钻井液中加入KCl<sup>[13]</sup>。

### 3.2.4 原钻井液体系的堵漏性能

通过地层特征分析,裂缝的大小>1mm。利用API堵漏试验装置测定现用钻井液体系在1号缝隙下的堵漏情况。实验结果见表8。

表8 原钻井液体系的堵漏性能

配 方	实验现象	瞬间失水量/mL	总的失水量/mL
原钻井液体系	部分被堵,流空	100	4000

从上述实验结果表明,原钻井液体系的堵漏效果很差,需要进一步改善。因此,建议在原钻井液的基础上加入超细碳酸钙<sup>[14]</sup>。

## 4 确定钻井液的优化方案

### 4.1 确定超细碳酸钙和氯化钾的加量

为了达到更好的钻井液体系的性能,在原钻井液体系的基础上加3%~5%超细碳酸钙和3%~5%KCl,利用正交试验<sup>[15]</sup>确定超细碳酸钙和KCl的加量,实验结果见表9和表10。

表9 不同超细碳酸钙和KCl加量下旋转粘度计读数

实验序号	超细CaCO <sub>3</sub> 的加量/%	KCl的加量/%	$\theta_{600}$	$\theta_{300}$	$\theta_{200}$	$\theta_{100}$	$\theta_6$	$\theta_3$
1	3	3	48	27	19	12	2.0	1.0
2	3	5	32	19	14	8	1.5	1.0
3	5	3	72	44	34	22	5.0	3.5
4	5	5	75	48	37	24	7.0	5.0

实验结果进行简单的直接对比,可以看出第4号实验的动塑比最好,失水量最小,这说明5%超细碳酸钙和5%KCl的加量比较好。实验第2号的动塑比最小,与实验第1号相比动塑比下降,但失水量有所下降。同时,实验第4号与实验第3号相比,动塑比

表10 不同超细碳酸钙和KCl加量的钻井液体系的基本性能

实验序号	超细CaCO <sub>3</sub> 加量/%	KCl加量/%	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV	FL <sub>API</sub> /[mL·(30min) <sup>-1</sup> ]
1	3	3	24.0	21	3.066	0.246	8.5
2	3	5	16.0	13	3.066	0.236	7.5
3	5	3	36.0	28	8.178	0.292	8.7
4	5	5	37.5	27	10.733	0.398	6.4

提高,失水量下降,而且实验第3号和第4号与实验第1号和实验第2号相比,动塑比都提高。可以初步判断超细碳酸钙对动塑比的影响较大,KCl对失水量的影响较大。

利用直观分析法确定影响指标的主要因素,最后找到最佳因素水平组合。计算结果显示影响动塑比的最主要的因素是超细碳酸钙,氯化钾的影响相对较小。5%超细碳酸钙和5%氯化钾为最佳组合。

### 4.2 钻井液的优化方案

综合上述实验可知,现用钻井液体系具有良好的抑制性,但现用钻井液体系的基本性能,失水造壁性较差,同时堵漏效果极差。为了改善上述性能,提出了如下2套方案。

(1)新钻井液体系-1:4%钠土粉+0.2%纯碱+0.2%~0.4%防塌润滑剂+0.4%聚丙烯酸钾+0.2%CMC+0.2%聚丙烯晴胺盐+3%磺化沥青粉+3%~5%超细碳酸钙+3%~5%KCl。

(2)新钻井液体系-2:4%钠土粉+0.2%纯碱+0.2%~0.4%防塌润滑剂+0.4%聚丙烯酸钾+2%瓜胶+0.2%聚丙烯晴胺盐+3%磺化沥青粉+3%~5%超细碳酸钙+3%~5%KCl。

## 5 优化后的钻井液的性能评价

### 5.1 钻井液的基本性能评价

室内测的2种新钻井液的基本性能,与原钻井液体系相比,结果见表11和图5。

表11 钻井液的基本性能

实验序号	配 方	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV
1	原钻井液体系	20.0	15	5.111	0.340
2	新钻井液体系-1	37.5	27	10.733	0.398
3	新钻井液体系-2	32.0	25	7.155	0.286

从实验结果看出,新钻井液体系-1与原钻井液体系相比,表观粘度、塑性粘度、静切力及动塑比有很大的提高,说明原钻井液加入超细碳酸钙和

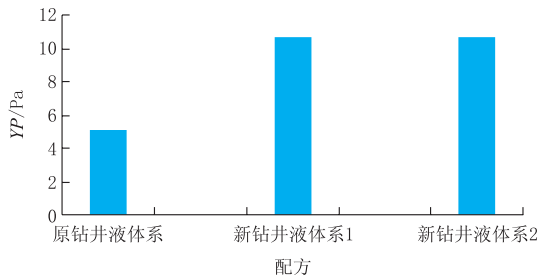


图5 3种钻井液体系动塑比

KCl后,对钻井液体系的基本性能有了很大的改善。但新钻井液体系-1与新钻井液体系-2相比,表观粘度、塑性粘度、静切力及动塑比有所降低,说明用瓜胶取代新钻井液体系-1中的CMC之后,新钻井液体系-2的基本性能没有提高,反而有所下降。因此,可以初步判读,新钻井液体系-1的配方比较好。

## 5.2 钻井液的失水造壁性

室内测的新钻井液体系的失水造壁性,与原钻井液体系的相比,结果见表12和图6。

表12 钻井液的失水造壁性

实验序号	配方	泥皮厚度/mm	$FL_{API}/[mL \cdot (30min)^{-1}]$
1	原钻井液体系	0.3	11.9
2	新钻井液体系-1	0.3	6.4
3	新钻井液体系-2	0.4	25.6

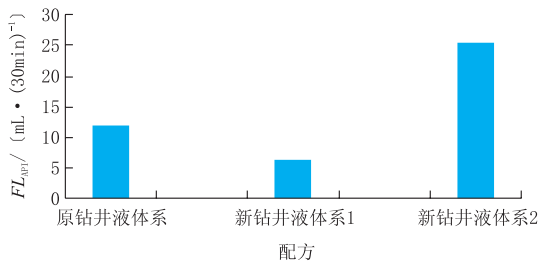


图6 3种钻井液体系的失水量

从实验结果可知,新钻井液体系-1的失水造壁性最好,而新钻井液体系-2的失水造壁最差。说明向原钻井液体系中加入超细碳酸钙和氯化钾之后,API大大降低,对原钻井液体系的失水造壁性有很大的改善,但用瓜胶取代新钻井液体系-2中的CMC之后,API大大提高,不但没有得到改善,而与原钻井液体系相比,失水造壁性大大降低。因此,综合3种钻井液体系的基本性能和失水造壁性的对比和评价,发现用瓜胶取代新钻井液体系-2中CMC的方案不可取。

## 5.3 钻井液体系的抑制性评价

采用滚动回收率法测的2种新钻井液体系的热滚回收率,评价新钻井液体系的抑制性,与原钻井液体系相比。结果见表13。

表13 岩屑的热滚回收率

实验序号	配方	实验条件	岩屑的质量/g		热滚回收率/%
			热滚前	热滚后	
1	新钻井液体系-1	150℃,16h	50.062	49.282	98.44
2	新钻井液体系-2	150℃,16h	50.086	49.310	98.45

从实验结果可以看出,钻井液体系和新钻井液体系-1都具有很好防塌抑制性,而优化后的钻井液体系具有更好的防塌抑制性。

## 5.4 钻井液体系的堵漏能力评价

与评价原钻井液体系一样,测定新钻井液体系的堵漏能力,与钻井液体系相比,结果见表14和图7。

表14 钻井液体系的堵漏性能评价

实验序号	配方	实验现象	瞬间失水量/mL	总的失水量/mL
1	原钻井液体系	部分被堵,流空	100	4000
2	新钻井液体系-1	被堵住	50	480

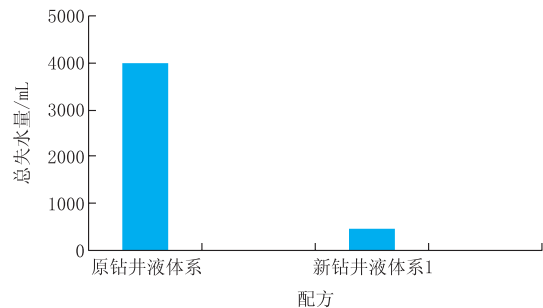


图7 钻井液体系的堵漏能力

## 6 优化后的钻井液体系性能验证

将优化后的新钻井液体系-1应用到11号井。通过现场观测,在热水储层,没有出现坍塌掉块现象,井漏现象大大得到改善,只在3565~3585m出现小于1m<sup>3</sup>的漏失,对钻进影响不大,因此优化后的钻井液性能具有较好的实用价值。

## 7 结论与认识

(1) 凤河营储层因地层的特点,易出现井漏,孔壁坍塌等事故。

(2) 原钻井液体系有较强的抑制性,但其失水造壁性能、封堵能力较差,瞬间失水量大,不利于井壁稳定。