

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019103

南海西江油田古近系泥页岩地层防塌钻井液技术

张伟国¹, 狄明利², 卢运虎^{3,4}, 张健^{3,4}, 杜宣^{3,4}

(1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518067; 2. 中海油田服务股份有限公司, 河北三河 065201; 3. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 4. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

摘要:为了解决南海西江油田古近系泥页岩地层钻井过程中出现的井下掉块和阻卡等问题,进行了防塌钻井液技术研究。通过地层矿物组分、理化特性和力学参数分析,明确了古近系泥页岩地层井眼失稳机理;建立了维持井壁稳定的钻井液密度与岩石黏聚力关系图版,确定了保持井壁稳定的最低岩石黏聚力;为提高泥页岩经钻井液浸泡后的强度,优选了抑制剂和封堵剂并确定了其加量,得到了新防塌钻井液配方。研究发现,钻井液滤液进入地层引起泥页岩强度降低,是该油田古近系泥页岩地层井眼失稳的主要原因;在KCl-聚合物钻井液中加入2.0%聚铵盐、0.5%纳米二氧化硅和3.0%碳酸钙配成的新防塌钻井液,泥页岩岩样在其中浸泡10 d后黏聚力可达8.8 MPa,满足预计工期内岩石内聚力大于8.7 MPa的要求。研究认为,新防塌钻井液具有较好的抑制性、封堵性和良好的防塌效果,能有效减小井径扩大率,从而解决南海西江油田古近系泥页岩地层钻井中出现的井眼失稳问题。

关键词:古近系;泥页岩;井眼失稳;防塌钻井液;西江油田;南海

中图分类号:TE254⁺.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2019)06-0040-08

Anti-Sloughing Drilling Fluid Technology for the Paleogene Shale Stratum of the Xijiang Oilfield in the South China Sea

ZHANG Weiguo¹, DI Mingli², LU Yunhu^{3,4}, ZHANG Jian^{3,4}, DU Xuan^{3,4}

(1. CNOOC China Limited, Shenzhen Branch, Shenzhen, Guangdong, 518067, China; 2. China Oilfield Services Limited, Sanhe, Hebei, 065201, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 4. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China)

Abstract: In order to address the problems of borehole caving, blockage and sticking while drilling the Paleogene shale formation in the Xijiang Oilfield of the South China Sea, technical research has been carried out on anti-sloughing drilling fluids. Through analyses of stratigraphic mineral composition, physicochemical properties and mechanical parameters, the mechanisms of wellbore instability in the Paleogene shale formation have been clarified, and have established the relationship chart between the drilling fluid density required for maintaining wellbore stability and rock cohesion, so as to determine the minimum rock cohesion index required to sustain wellbore stability. In order to improve the strength of surrounding shale immersed in drilling fluid, a new anti-sloughing drilling fluid formula was obtained through selection of proper inhibitor and plugging agent as well as their optimal dosages. The research showed that the intrusion of drilling fluid filtrate would lead to the reduction of shale strength, which is the main reason for the wellbore instability of Paleogene shale formation in this oilfield; After immersing for 10 days in the new anti-sloughing drilling fluid added by 2.0% polyammonium salt, 0.5% nano-silica and 3.0% calcium carbonate into KCl-polymer drilling fluid, the rock sample still has the cohesive force of 8.8 MPa, which satisfies the required rock cohesion of greater than 8.7 MPa in the expected period. According to the comprehensive analysis, the new anti-sloughing drilling fluid featured by good inhibition, plugging and anti-sloughing effect, it can solve the problems encountered during Paleogene shale drilling in the Xijiang Oilfield of the South China Sea, and effectively control the borehole enlargement rate.

Key words: Paleogene; shale; wellbore instability; anti-sloughing drilling fluid; Xijiang Oilfield; the South China Sea

西江油田位于我国南海珠江口盆地^[1],地质构造复杂^[2-3],油井钻井过程中,古近系泥页岩地层易发生掉块、阻卡和井径扩大严重等井下故障,已成为制约该油田安全钻井的关键技术难题之一。现用防塌钻井液(KCl-聚合物钻井液)滤失量较大,滤液大量进入地层后易造成井眼失稳。因此,需要从提高钻井液抑制性和封堵性入手,开展防塌钻井液技术研究。

收稿日期:2019-01-23;改回日期:2019-09-30。

作者简介:张伟国(1979—),男,山东烟台人,2002年毕业于石油大学(华东)石油工程专业,高级工程师,主要从事海上钻井完井技术研究及相关管理工作。E-mail: zhangwg@cnooc.com.cn。

通信作者:卢运虎, luyunhu20021768@163.com。

基金项目:国家自然科学基金面上项目“高温高应力盐膏层弯曲井筒围岩失稳机理与控制理论研究”(编号:51774305)、石油化工联合基金(A类)重点支持项目“超深井井筒安全构建工程基础理论与方法”(编号:U1762215)资助。

针对泥页岩地层井眼失稳问题,国内外学者在井眼稳定性机理、钻井液性能优化和现场实例处理等方面开展了大量的工作^[4-12]。其中,在防塌钻井液方面,目前常见的方法是采用新型处理剂提高钻井液的封堵性和抑制性,阻止近井筒孔隙压力局部升高与泥页岩地层水化膨胀^[13-17],如:张建斌等人^[18]针对碳质泥岩段井眼失稳难题,综合采用纳米乳液、软硬结合的封堵技术,形成了强封堵、强抑制的高性能钻井液配方;邱正松等人^[19]研发了新型铝基防塌钻井液,确定了防塌作用机理及适用地层;张金龙^[20]通过室内评价试验优选出强封堵剂和强抑制剂,现场应用表明有助于解决胜利油田浅海深部地层钻井过程中井眼失稳的技术难题。

KCl-聚合物钻井液设计多从提高钻井液性能入手,对地层的物性特征和力学性质考虑不足,并

且不同区块地层的物性参数差别很大,因此需要结合目标区域的具体特征来设计钻井液体系。为此,笔者基于岩石力学理论和岩石物性特征分析井眼失稳机理,基于物理、化学理论改善钻井液性能,将力学与化学结合设计了新防塌钻井液体系,并结合实例,对该钻井液的抑制性和承压能力进行了综合评价。

1 井眼失稳机理分析

1.1 泥页岩矿物组分

选取南海西江油田古近系泥页岩岩样,利用 MiniFlex II 型台式 X 射线衍射仪,按照石油天然气行业标准《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 射线衍射分析方法》(SY/T 5163—2010)进行矿物组分分析试验,结果见表 1。

表 1 南海西江油田古近系泥页岩矿物种类与含量

Table 1 Mineral types and contents of Paleogene shale in the Xijiang Oilfield of the South China Sea

样品编号	矿物含量, %						黏土成分含量, %			
	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黏土	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层
1	46.9	3.9	5.1	3.3	3.4	37.4	25	19	14	42
2	47.8	4.4	4.2	3.8	3.9	35.9	17	17	4	62
3	51.8	12.9	4.5	6.9	2.9	21.0	15	17	5	63
4	43.5	5.8	4.7	6.6	3.2	36.2	11	18	3	70
5	48.7	7.3	5.8	4.8	3.1	30.3	23	9	10	58
6	46.0	5.6	3.0	6.5	7.2	31.7	19	15	6	60

由表 1 可知,南海西江油田古近系泥页岩黏土矿物含量较高,为 21.0%~37.4%,并且黏土矿物中强膨胀性的伊/蒙混层和高岭石的平均含量分别达到 59% 和 16%,因此该泥页岩易水化膨胀。

1.2 泥页岩微观结构

对取自南海西江油田 XJ24-6-1 井古近系泥页岩地层的岩样(取心深度为 4 405.00~4 570.00 m),用 Quanta 200F 型场发射环境扫描电镜观察其微观结构,结果见图 1(a)—图 1(d);与此同时,将部分岩样置于蒸馏水中浸泡 7 d 并取出烘干后,用该扫描电镜观察了岩样浸泡前后的特征部位,结果分别见图 1(e)和图 1(f)。

图 1(a)和图 1(b)分别显示出泥页岩中夹杂有块状方解石和石英等颗粒;图 1(c)和图 1(d)表明岩样中含有缝宽 100~500 nm、缝长 5.0~30.0 μm

的原生微裂缝,以及直径 0.5~2.0 μm 的原生孔洞,此外在 100 μm² 的面积上含有 2~3 条天然裂缝以及多达 10 余处易辨认的孔洞。由此可知,岩样中存在很多纳米级、微米级的微裂隙和孔洞。

从图 1(e)和图 1(f)可以看出,在蒸馏水中浸泡后,岩样表面的孔洞面积增大,裂缝宽度也明显增大(从 27.4 nm 增大到 183.2 nm);岩样表面出现了新裂缝和孔洞,裂缝宽度在 26.5~377.8 nm,岩样中有明显的黏土析出并沉积在岩样表面。由此可知,泥页岩经水浸泡后,岩样中的黏土矿物被溶解,这不仅会造成原有裂缝和孔洞尺寸明显增大,还会有新裂缝和孔洞出现。

微裂缝和孔洞为钻井液滤液侵入提供了通道,并且该层段泥页岩膨胀性矿物含量较高,钻井液滤液进入岩石内部后会造成黏土分散,裂缝和孔洞的体积增大、数量增多,进而造成岩石微观结构发生

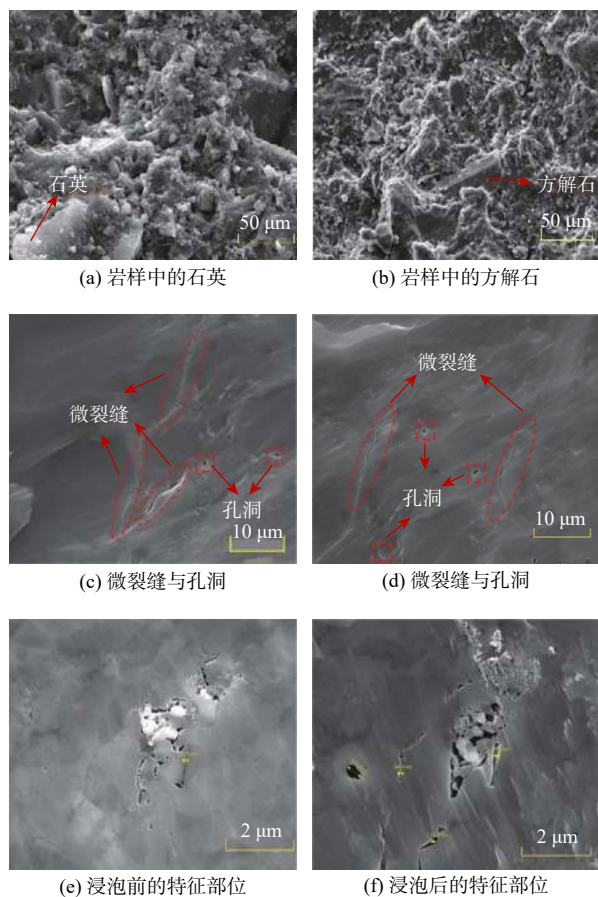


图1 南海西江油田古近系泥页岩岩样扫描电镜图

Fig. 1 Scanning electron micrograph of rock sample of Paleogene shale in the Xijiang Oilfield of the South China Sea

很大的改变,并最终导致井眼失稳。

1.3 泥页岩膨胀性和滚动回收率

南海西江油田古近系泥页岩在清水和 KCl-聚合物钻井液中的膨胀率和滚动回收率测试结果如图2所示。KCl-聚合物钻井液配方为0.167% NaOH+0.167% Na_2CO_3 +1.670% PF-SPNH+5.000% PF-LSF+5.000% PF-LPF+5.000% KCl+11.433% NaCl+0.250% PF-PLH+0.125% PF-XC+3.000% 膨润土。由图2可知,泥页岩在清水中的线性膨胀率为22.4%,在KCl-聚合物钻井液中的膨胀率为10.7%,水化膨胀风险高;泥页岩在清水和KCl-聚合物钻井液中的平均滚动回收率分别为24.0%和50.6%,水化分散严重。可见,KCl-聚合物钻井液抑制泥页岩膨胀和分散的效果不理想。

1.4 坍塌压力当量密度与岩石黏聚力的关系

以南海西江油田 XJ24-6-1 井为例,该井从钻

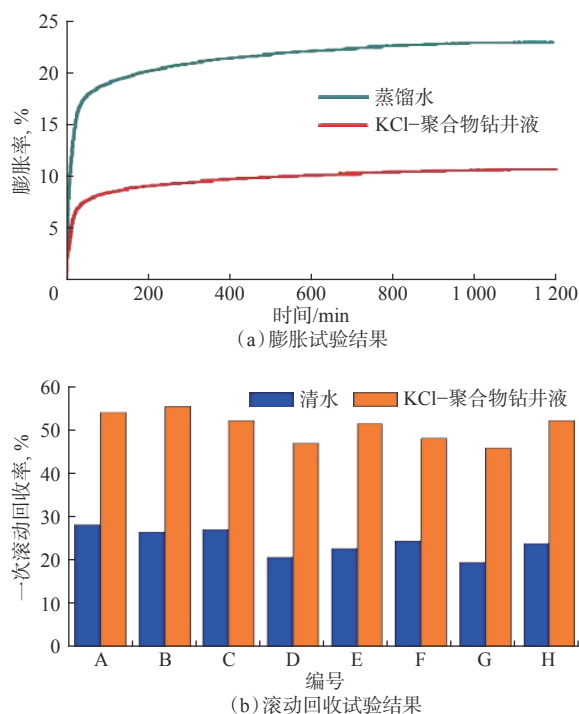


图2 线性膨胀率与滚动回收率试验结果

Fig. 2 The test results of linear expansion and rolling recovery

开地层到完井的时间约为10 d,因此只要保证该时间段内井壁的稳定性,就能保证钻井正常进行。为了获得井壁垮塌程度与坍塌压力当量密度、岩石黏聚力的关系,通过力学-化学耦合井壁稳定模型确立了坍塌压力当量密度与岩石黏聚力关系图版,如图3所示。图3中,3条曲线表示的井径扩大率分别为20%、15%和10%;现场施工中,钻开某一井段时的钻井液密度往往是固定的,因此所能允许的井径扩大率越大,需要的井壁岩石黏聚力越小。

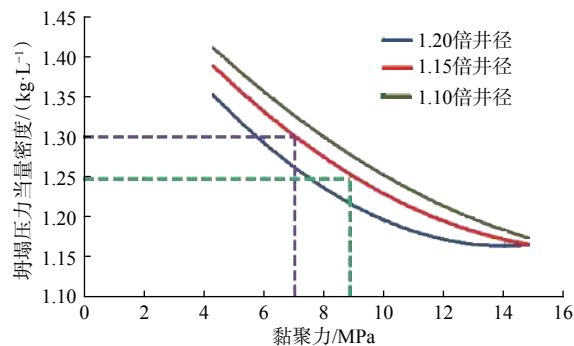


图3 坍塌压力当量密度与岩石黏聚力关系图版

Fig. 3 Relationship between collapse pressure equivalent density and rock cohesion

由图3可知,当坍塌压力当量密度为1.25 kg/L时,为使井径扩大率小于20%、15%和10%,所需要

的黏聚力分别应为 7.4, 8.7 和 10.0 MPa, 现场要求的井径扩大率小于 15%, 所以只要保持黏聚力大于 8.7 MPa 即可。

1.5 岩石抗压强度和黏聚力

利用高温高压岩石力学试验机和南海西江油田古近系泥页岩岩样, 进行了 KCl-聚合物钻井液与岩石耦合力学评价试验, 得到了岩样在钻井液中浸泡前后的抗压强度与黏聚力变化情况, 如图 4 所示。

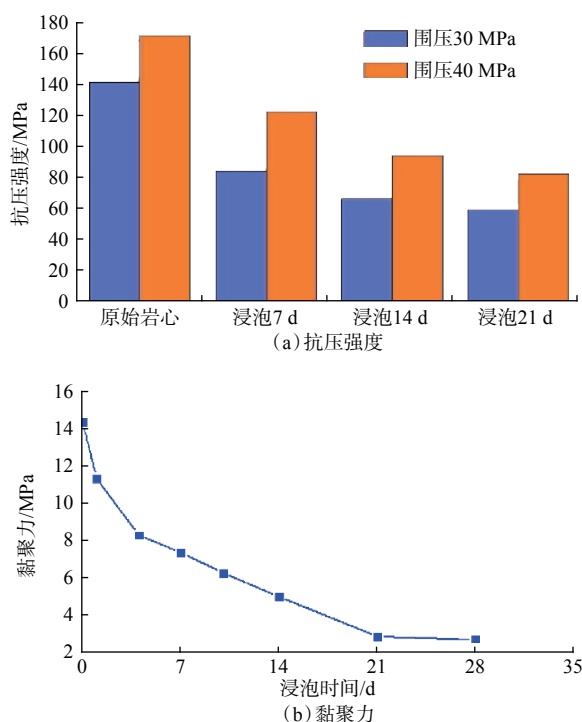


图 4 岩样在钻井液中浸泡后抗压强度与黏聚力的变化
Fig. 4 The change of compressive strength and cohesion of rock samples after immersion in drilling fluid

由图 4 可知, 岩石抗压强度随着钻井液浸泡时间增长而降低, 但降低幅度越来越小, 逐渐趋于稳定; 浸泡 7 d 后, 岩石黏聚力变为 6.4 MPa, 相比原始岩样黏聚力降低约 54.3%, 不能满足维持井壁稳定所需要的岩石黏聚力。

通过以上试验可知, 南海西江油田古近系泥页岩地层微裂缝和孔洞广泛发育, 井眼失稳可归结为微裂隙发育和高含量黏土矿物的水化作用。微裂隙不但会降低岩石的强度, 且提供了钻井液侵入地层的通道; 水化作用产生的水化应力会改变井周围岩应力分布, 导致裂缝扩展, 加剧弱化岩石力学强度, 进而导致井眼失稳。此外, 在 KCl-聚合物钻井液作用下, 泥页岩水化膨胀严重, 岩屑滚动回收率很低

且易分散, 岩样的力学强度降低幅度大, 不能满足维持井壁稳定所需要的岩石黏聚力, 井壁存在很大的坍塌风险, 必须对目前常用的 KCl-聚合物钻井液体系进行优化。

2 抑制剂和封堵剂优选

针对现用防塌钻井液 (KCl-聚合物钻井液) 的不足, 在原有配方的基础上, 通过优选、加入抑制剂提高钻井液的抑制性, 解决黏土矿物水化膨胀分散问题; 通过优选、加入封堵剂, 封堵裂缝和孔洞, 减小钻井液的侵入量, 并在其基础上, 形成新防塌钻井液配方。

2.1 抑制剂优选

通过综合比对, 选择在原 KCl-聚合物钻井液配方的基础上加入聚铵盐来提高钻井液的抑制性能。随着聚铵盐加量的增大, 钻井液的滤失量和表观黏度的变化曲线如图 5 所示。

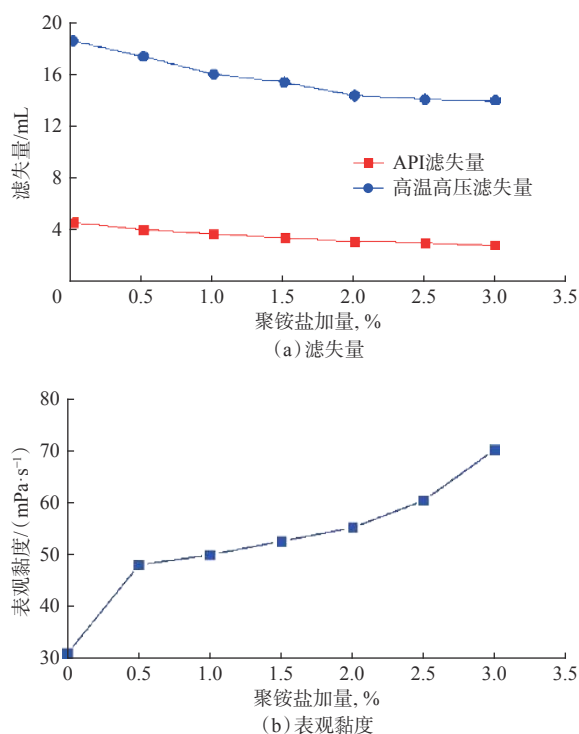


图 5 不同聚铵盐加量下钻井液的滤失量和表观黏度
Fig. 5 Filtration and apparent viscosity of drilling fluid under different polyammonium dosages

由图 5 可知, 随着聚铵盐加量增大, 钻井液的抑制性能增强, API 滤失量和高温高压滤失量均有所降低, 但其表观黏度升高。当聚铵盐加量达到一定程度后, 钻井液抑制性能的提高程度减小。

综合考虑性能和现场施工成本,聚铵盐加量确定为2.0%。

2.2 封堵剂优选

KCl-聚合物钻井液加入聚铵盐后的其抑制性能有所提高,但高温高压滤失量依然较高(>14 mL)。为了满足保持井壁稳定的要求,还需要加入适当的封堵剂来提高钻井液的封堵性能,以减少侵入地层的钻井液滤液,从而有利于抑制黏土矿物的水化膨胀分散。

2.2.1 微米级裂缝封堵

测试了KCl-聚合物钻井液加重前后的粒度分布,结果如图6所示。

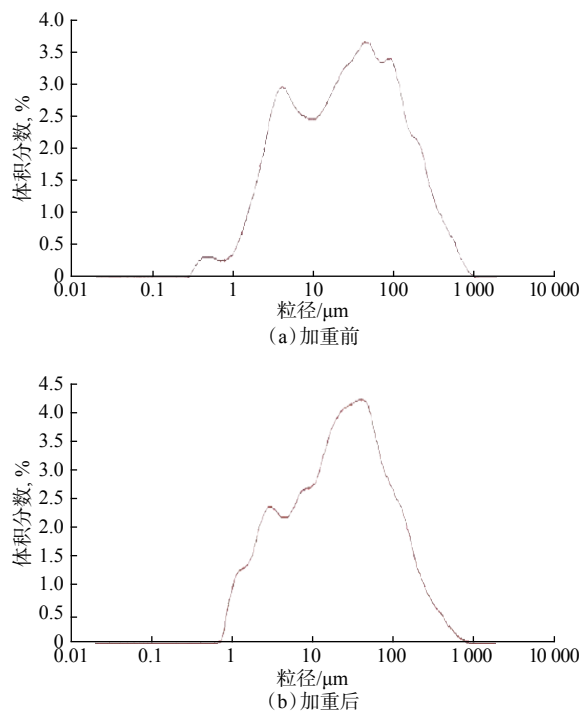


图6 钻井液粒度分布测试结果

Fig. 6 Test results of drilling fluid particle size distribution

由图6可知,KCl-聚合物钻井液加重前后粒度均主要分布在10~100 μm。根据 D_{90} 封堵理论,以该粒度分布测试结果作为设计复配不同粒度超细碳酸钙比例的依据,可得到最优封堵的基础数据。

在KCl-聚合物钻井液中加入复配超细碳酸钙,测试其滤失性能随复配超细碳酸钙加量增大的变化情况,结果如图7所示。

从图7可以看出,加入复配超细碳酸钙后,KCl-聚合物钻井液的滤失量有所降低,但降低幅度不大。综合考虑物性参数和成本,最终确定超细碳

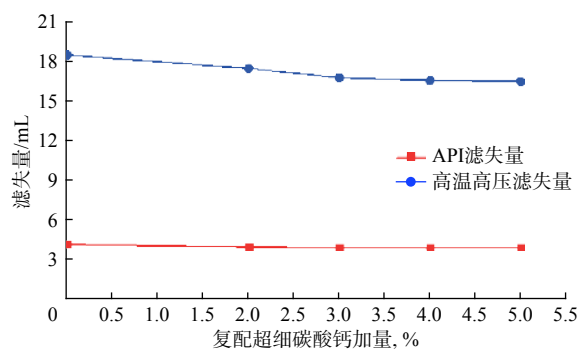


图7 钻井液滤失性能与复配超细碳酸钙加量的关系曲线

Fig. 7 Relationship between filtration performance of drilling fluid and addition of composite superfine CaCO_3

酸钙的加量为3.0%,且其2000目和1000目的复配比例为7:3。

2.2.2 纳米级微裂缝封堵

对于南海西江油田古近系泥页岩地层,纳米级微裂缝也是钻井液侵入地层的重要通道。目前所用封堵剂无法有效封堵纳米级微裂缝。为此,引入纳米二氧化硅,利用纳米二氧化硅的扩散与对流作用,在岩石表面形成致密的封堵层。随着二氧化硅加量的变化,钻井液滤失性能的变化情况如图8所示。

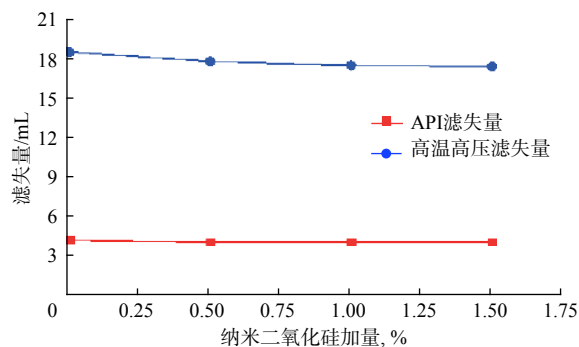


图8 钻井液滤失性能与纳米二氧化硅加量的关系曲线

Fig. 8 Relationship between the filtration performance of drilling fluid and the addition of nano SiO_2

从图8可以看出,加入纳米二氧化硅后,钻井液的API滤失量和高温高压滤失量均有所降低。

由上述封堵试验结果可知,不管是微米级裂缝还是纳米级微裂缝,加入封堵剂后,钻井液的API滤失量和高温高压滤失量均有所降低,但是加量增大到一定值后,滤失量趋于稳定。综合分析效果并考虑成本,纳米二氧化硅加量确定为0.5%。

综合分析抑制性与封堵性试验结果,得到了新

防塌钻井液的配方: 0.167%NaOH+0.167%Na₂CO₃+1.667%PF-SPNH+5.000%PF-LSF+5.000%PF-LPF+5.000%KCl+11.433%NaCl+0.250%PF-PLH+0.125%PF-XC+2.000% 聚铵盐+0.500% 纳米二氧化硅+3.000% 复配超细钙(2 000 目和 1 000 目的复配比为 7:3)+3.000% 膨润土。

3 新防塌钻井液性能评价

3.1 常规性能

通过室内试验, 对比了新防塌钻井液与目前常用的 KCl-聚合物钻井液的常规性能, 结果见表 2。

表 2 新防塌钻井液与 KCl-聚合物钻井液常规性能对比情况

Table 2 Comparison of the conventional performances between new anti-sloughing drilling fluid and KCl-polymer drilling fluid

钻井液	密度/(kg·L ⁻¹)	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	API滤失量/mL	高温高压滤失量/mL	老化情况
KCl-聚合物钻井液	1.16	14.25	10.4	3.9	8.0		老化前
	1.16	26.25	18.7	7.7	3.9	19.0	老化后
	1.25	17.50	12.0	4.3	8.0		老化前
	1.25	30.90	22.3	8.8	4.3	18.5	老化后
新防塌钻井液	1.16	26.50	18.5	8.0	3.6		老化前
	1.16	54.50	39.0	15.8	3.0	12.5	老化后
	1.25	30.50	21.0	9.7	3.4		老化前
	1.25	58.00	41.0	17.4	2.8	11.5	老化后

注: 高温高压滤失量测试条件为温度 130 ℃、压差 3.5 MPa; 老化条件为 130 ℃下滚动 16 h。

由表 2 可知, 新防塌钻井液和 KCl-聚合物钻井液均具有良好的流变特性。在密度为 1.25 kg/L 时, 新防塌钻井液的高温高压滤失量和 API 滤失量分别为 11.5 和 2.8 mL, 比 KCl-聚合物钻井液分别低 37.8% 和 34.9%; 塑性黏度 41.0 mPa·s, 比 KCl-聚合物钻井液高 83.9%。可见, 相较于 KCl-聚合物钻井液, 新防塌钻井液各方面性能均有所提高。

3.2 抑制性

通过线性膨胀试验和滚动回收试验评价了新防塌钻井液的抑制性, 结果如图 9 和图 10 所示。泥页岩在新防塌钻井液中浸泡后 10 d 的力学性能测试结果如图 11 所示。

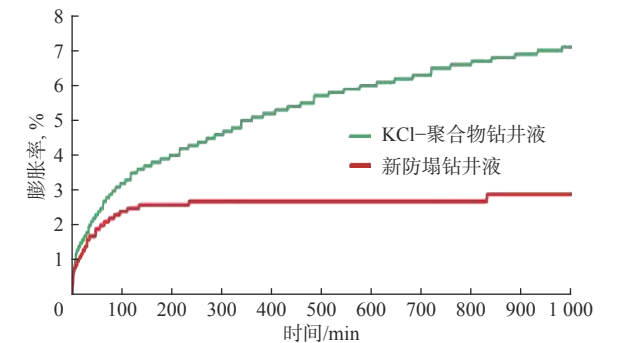


图 9 线性膨胀率试验结果
Fig. 9 Results of a linear expansion rate test

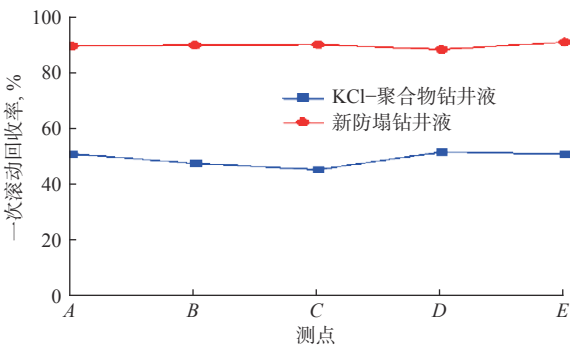


图 10 滚动回收率试验结果
Fig. 10 Results of a rolling recovery test

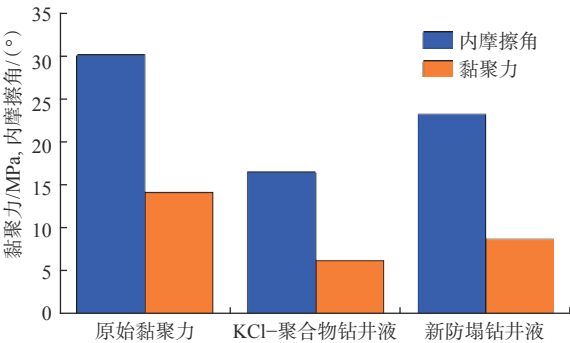


图 11 岩石黏聚力与内摩擦角试验结果
Fig. 11 Experimental results of rock cohesion and internal friction angle

由图 9 和图 10 可知: 泥页岩在新防塌钻井液中

的线性膨胀率为2.9%,表明其抑制泥页岩膨胀的能力强;新防塌钻井液具有很好的抑制性,泥页岩岩屑在其中的平均滚动回收率为90%,较优化前增加了23%~28%。从图11可以看出,泥页岩在新防塌钻井液中浸泡10 d后的黏聚力为8.8 MPa,大于8.7 MPa,因此新防塌钻井液可以满足井径扩大率小于15%时,井壁稳定对岩石黏聚力的要求。

3.3 承压能力

参考石油天然气行业标准《钻井液用桥接堵漏材料室内试验方法》(SY/T 5840—2007),用粒径40~60目砂床模拟地层,进行了承压能力评价试验,结果如图12所示。试验仪器为高温高压滤失仪(试验前对其进行了改装,使其能够测试高温高压条件下的承压能力)。试验时,向高温高压滤失仪中的钻井液持续加压,直至压穿为止,记录最大的施加压力(即钻井液在该砂床中的承压能力)。

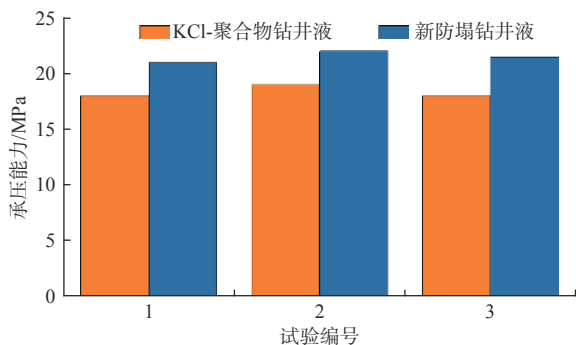


图12 承压能力试验结果

Fig. 12 Results of pressure-bearing capacity test

由图12可知,KCl-聚合物钻井液的平均承压能力为18.3 MPa,而新防塌钻井液的平均承压能力为21.5 MPa,承压能力有较大幅度提高,可以有效封堵不同渗透性地层,具有广谱防漏和保护储层效果,能满足现场要求。

4 现场应用效果预测

井径扩大率可以直观展示井眼坍塌状况,并且可在测井过程中直接测出,因此可以用其评价钻井液的作用效果。因此,选取南海西江区块XJ24-6-1井古近系泥页岩地层3 478.00~4 700.00 m井段,进行了新防塌钻井液(密度为1.25~1.27 kg/L)应用效果预测分析。

首先根据坍塌压力当量密度与岩石黏聚力关系图版,确定保持井径扩大率小于15%时的临界黏聚

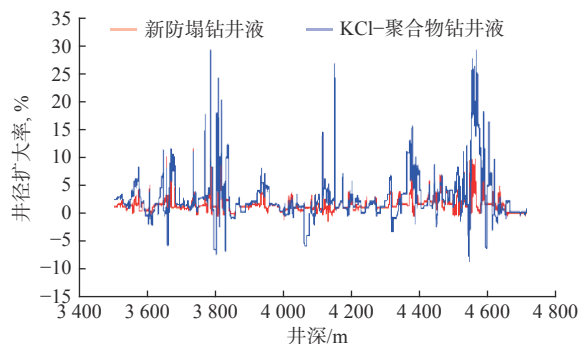


图13 新防塌钻井液和现用钻井液条件下的井径扩大率

Fig. 13 Comparison of the hole enlargement rates between new anti-sloughing drilling fluid and KCl-polymer drilling fluid

力为8.7 MPa。然后,进行了岩心浸泡试验,试验发现:使用KCl-聚合物钻井液时,有多处井段的黏聚力小于8.7 MPa,不能满足保持井径扩大率小于15%的要求;采用新防塌钻井液,地层岩石在钻井液浸泡后的黏聚力明显较大,在3 478.00~4 700.00 m井段黏聚力始终大于8.7 MPa,满足要求。由此可知,采用新防塌钻井液之后,可以有效提高钻井液浸泡后地层的黏聚力值。

在此基础上,进行了井径扩大率的计算分析,结果如图13所示。XJ24-6-1井3 478.00~4 700.00 m井段实钻中采用了KCl-聚合物钻井液,得到了井径扩大率曲线(图13中蓝线);根据井况和相关参数,计算得到了新防塌钻井液对应的井径扩大率(图13中红线)。分析发现:KCl-聚合物钻井液对应的井径扩大率为-6%~28%,井眼缩径、坍塌状况严重;如果使用新防塌钻井液(密度1.25~1.27 kg/L)钻进该井段,井径扩大率为-2%~11%,井径扩大率及其变化幅度大大减小。由此可见,新防塌钻井液能够有效控制井径扩大率,且效果显著。

5 结论及认识

1)分析了南海西江油田古近系泥页岩地层井壁失稳机理,确定了钻井液密度、岩石黏聚力和井壁垮塌程度的关系图版,提出从强化钻井液抑制性和封堵性2方面入手解决井壁失稳问题。

2)在现用防塌钻井液(KCl-聚合物钻井液)的基础上,通过优选抑制剂和封堵剂及确定其加量,形成了新防塌钻井液配方。室内评价试验表明,新防塌钻井液能够满足预计工期内维持岩石黏聚力大于8.7 MPa的要求。

3) 新防塌钻井液目前仅仅进行了效果预测, 还需要通过现场试验来验证其真实效果。同时, 钻井液密度、岩石黏聚力和井壁垮塌程度的关系图版, 受地层地质特征、微观结构和施工参数等因素的影响较大, 还需要结合具体的施工数据和岩心试验结果进一步完善, 以期其在解决井壁失稳及支撑防塌钻井液方案设计方面起更大作用。

参 考 文 献

References

- [1] 傅成玉, 罗汉. 当代中国海洋石油工业 [M]. 北京: 当代中国出版社, 2008: 5–30.
FU Chengyu, LUO Han. Marine oil industry in contemporary China[M]. Beijing: Contemporary China Publishing House, 2008: 5–30.
- [2] 李平鲁. 珠江口盆地新生代构造运动 [J]. 中国海上油气(地质), 1993, 7(6): 11–17.
LI Pinglu. Cenozoic tectonic movement in the Pearl River Mouth Basin[J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 1993, 7(6): 11–17.
- [3] 茹克. 南海北部边缘叠合式盆地的发育及其大地构造意义 [J]. 石油与天然气地质, 1988, 9(1): 22–31.
RU Ke. The development of superimposed basin on the northern margin of the South China Sea and its tectonic significance[J]. Oil & Gas Geology, 1988, 9(1): 22–31.
- [4] 黄荣樽, 陈勉, 邓金根, 等. 泥页岩井壁稳定力学与化学的耦合研究 [J]. 钻井液与完井液, 1995, 12(3): 15–21, 25.
HUANG Rongzun, CHEN Mian, DENG Jingen, et al. Study on shale stability of wellbore by mechanics coupling with chemistry method[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1995, 12(3): 15–21, 25.
- [5] 卢运虎, 金衍, 陈勉, 等. 高温高压耦合下含不同倾角充填缝砂岩的强度实验研究 [J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(增刊 1): 2668–2679.
LU Yunhu, JIN Yan, CHEN Mian, et al. Experimental study on strength of sandstone with different crack angle and different filling method under high-temperature and high-pressure coupling[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(supplement 1): 2668–2679.
- [6] 张健, 卢运虎. 超深井筒温度分布及其对围岩力学性质的影响研究 [J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(增刊 1): 2831–2839.
ZHANG Jian, LU Yunhu. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(supplement 1): 2831–2839.
- [7] CHENEVERT M E. Shale alteration by water adsorption[J]. Journal of Petroleum Technology, 1970, 22(9): 1141–1148.
- [8] BRADLEY W B. Failure of inclined boreholes[J]. Journal of Energy Resources Technology, 1979, 101(4): 232–239.
- [9] CROOK A J L, YU J G, WILLSON S M. Development of an orthotropic 3D elastoplastic material model for shale[R]. SPE 78238, 2002.
- [10] LU Y H, CHEN M, JIN Y, et al. A mechanical model of borehole stability for weak plane formation under porous flow[J]. Petroleum Science and Technology, 2012, 30(15): 1629–1638.
- [11] 石秉忠, 解超, 李胜, 等. 杭锦旗区块锦 58 井区钻井液技术实践与认识 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 37–41.
SHI Bingzhong, XIE Chao, LI Sheng, et al. Development and application of drilling fluid in the Jin-58 Well Block of the Hangjinqi Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 37–41.
- [12] 陈明, 黄志远, 马庆涛, 等. 马深 1 井钻井工程设计与施工 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(4): 15–20.
CHEN Ming, HUANG Zhiyuan, MA Qingtao, et al. Design and drilling of Well Mashen 1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(4): 15–20.
- [13] 邱梦觉. 海洋防塌钻井液体系适用性分析与应用比较 [J]. 工程技术, 2016(6): 158.
QIU Mengjue. Applicability analysis and application comparison of marine anti sloughing drilling fluid system[J]. Engineering Technology, 2016(6): 158.
- [14] 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.
- [15] 刘向君, 罗平亚. 泥岩地层井壁稳定性研究 [J]. 天然气工业, 1997, 17(1): 45–48.
LIU Xiangjun, LUO Pingya. Study on wellbore stability in mudstone formation[J]. Natural Gas Industry, 1997, 17(1): 45–48.
- [16] 马成云, 宋碧涛, 徐同台, 等. 钻井液用纳米封堵剂研究进展 [J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(1): 1–8.
MA Chengyun, SONG Bitao, XU Tongtai, et al. Progresses in studying drilling fluid nano material plugging agents[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(1): 1–8.
- [17] 孔勇, 金军斌, 林永学, 等. 封堵防塌钻井液处理剂研究进展 [J]. 油田化学, 2017, 34(3): 556–560.
KONG Yong, JIN Junbin, LIN Yongxue, et al. Research advances of plugging anti-sloughing drilling fluid additives[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(3): 556–560.
- [18] 张建斌, 贾俊, 刘兆利. 长庆气田碳质泥岩防塌钻井液技术 [J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 38–73.
ZHANG Jianbin, JIA Jun, LIU Zhaoqi. Drilling fluid technology for preventing collapse of carbargilite formation in Changqing gas field[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(3): 38–73.
- [19] 邱正松, 张世锋, 黄维安, 等. 新型铝基防塌剂的研制及防塌作用机理 [J]. 石油学报, 2014, 35(4): 754–758.
QIU Zhengsong, ZHANG Shifeng, HUANG Weian, et al. A novel aluminum-based shale/mudstone stabilizer and analysis of its mechanism for wellbore stability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 754–758.
- [20] 张金龙. 胜利海区深部地层防塌钻井液技术 [J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(5): 40–42.
ZHANG Jinlong. Anti-sloughing drilling fluid technology of deep formation in offshore of Shengli Oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(5): 40–42.