

桩西滩海中生界地层水平井钻井液技术

于 雷, 冯光通, 李海斌, 徐运波

(中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东 东营 257017)

摘要:桩西滩海地区实施全井小循环泥浆不落地工艺,上部地层快速钻进固相控制难度大,东营组泥岩和沙河街油泥岩掉块坍塌严重,中生界水平段钻进润滑防塌要求高,分别采取了针对性的措施。现场试验表明,中上部地层采用氯化钙强抑制钻井液体系,抑制了粘土造浆和钻屑分散,满足了快速钻进阶段小循环泥浆不落地的工程要求;中下部地层采用了低活度强抑制钻井液体系,钻井液活度控制在 0.96 以下,高温高压滤失量 < 12 mL,保证了泥岩地层的井壁稳定;三开水平段应用了油基钻井液回收循环利用工艺,性能优化后的钻井液乳化稳定性好,破乳电压 > 460 V,解决了水平井钻进中生界地层摩阻扭矩大、易坍塌等问题。

关键词:水平井;钻井液;泥浆不落地;低活度;油基钻井液回收利用

中图分类号:TE254+.6;P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)04-0023-04

Horizontal Well Drilling Fluid Technology for Mesozoic Formation in Zhuangxi Beach Area/YU Lei, FENG Guang-tong, LI Hai-bin, XU Yun-bo (Drilling Technology Research Institute of Shengli Petroleum Engineering Company, Ltd., Dongying Shandong 257017, China)

Abstract: The whole well small circulation technology with zero-discharge of drilling fluid is implemented in Zhuangxi beach area, solid control is difficult at upper strata with rapid drilling; for there are serious block falling and collapse in mudstone of the Dongying formation and the oil mudstone of the Shahejie formation and high requirements in lubrication and collapse prevention for Mesozoic horizontal section, some targeted measures are taken respectively. The field test shows that by the use of calcium chloride high-inhibition drilling fluid system at upper formation, the dispersion of clay and cuttings is inhibited to meet the engineering requirements of the rapid drilling with small circulating and mud zero-discharge; low-activity and strong-inhibition drilling fluid system is used at lower formations, the drilling fluid activity is controlled below 0.96 and HTHP filtration loss is less than 12mL, which ensures the well stability of mudstone formation. The oil-base drilling fluid recycling technology is applied at the third horizontal section, the emulsification stability of the optimized drilling fluid performs well, demulsification voltage is greater than 460 v, which solves the problems such as big friction torque and collapse in horizontal well drilling in the Mesozoic formation.

Key words: horizontal well; drilling fluids; zero-discharge of mud; low activity; recovery and utilization of oil-base mud

0 引言

桩西滩海地区东营组底部泥岩和沙一、沙三段油泥岩地层容易发生坍塌掉块,中生界深灰色泥岩井壁失稳严重,近年来该区块施工了多口井,均出现了不同程度的复杂情况和事故,桩 129-平 10 在三开油泥岩井段因为井塌两次填井侧钻,桩 202-平 10 井三开使用油基钻井液发生井壁坍塌被迫填井侧钻,不但造成了巨大的经济损失,一定程度上延缓了勘探开发的进程^[1-2]。同时,随着近年来环保要求的提高,该地区实施全井小循环泥浆不落地工艺,固相控制难度大,对流变性的调控要求越来越高。

本文以桩 202-平 11 井为例,分析了桩西滩海地区井壁失稳的原因,优选确定了二开井段采用低活度水基钻井液体系,提高抑制封堵性能确保井壁稳定,三开井段采用油基钻井液,实现了中生界水平井段的安全高效钻进,提高了油层保护效果,完成了钻探目的。

1 概况

桩 202-平 11 井是部署于济阳坳陷沾化凹陷长堤潜山披覆构造带南部一口滚动勘探井,钻探目的是为了扩大长堤潜山中生界含油面积。该井设计为一口三开次水平井,一开完钻井深 355.00 m,表层

收稿日期:2017-10-22

基金项目:国家重大科技专项“致密油藏开发钻井技术优化及集成”(编号:2017ZX05072-003)、国家重大科技专项“致密油气开发环境保护技术集成及关键装备”(编号:2016ZX05040-005);中国石化科技攻关项目“低活度水基钻井液体系研究”(编号:JP15015)

作者简介:于雷,男,汉族,1982年生,高级工程师,硕士,主要从事油田化学及油气层保护方面的研究工作,山东省东营市北一路 827 号,leiyu205@126.com。

套管直径 273.1 mm。二开井眼直径 241.3 mm,完钻井深 3037.00 m,垂深 2719.58 m,井斜 86.5°,钻遇地层依次为明化镇组、馆陶组、东营组、沙一段、沙三段和中生界,下入直径 177.8 mm 的技术套管。三开井眼直径 152.4 mm,完钻井深 3487.00 m,垂深 2736.04 m,井斜 90.5°,钻遇地层为中生界,下入 $\varnothing 114.3$ mm 油层尾管完井。

2 桩西滩海地区水平井钻井液技术难点及对策

2.1 钻井液技术难点

(1)二开裸眼段长,并且所钻井段泥质含量高,钻井液流变性控制难度大;

(2)全井采用小循环泥浆不落地工艺,固相控制难度大;

(3)东营组底部泥岩及沙河街油泥岩易坍塌掉块,井壁稳定问题突出;

(4)三开中生界地层泥岩易坍塌掉块,设计采用油基钻井液,油基钻井液已经过多口井重复使用,老浆利用流变性调控难度大。

2.2 钻井液技术对策

(1)上部采用氯化钙强抑制钻井液,下部采用低活度强抑制钻井液,保证活度调节剂的有效加量,充分提高钻井液抑制性,配合高效使用四级固控设备,尽可能地清除劣质固相;

(2)不落地工艺对固控设备要求高,保证钻井液抑制性的同时最大化发挥四级固控设备的利用率;

(3)进入东营组逐渐降低失水,补充防塌材料,保持适当的钻井液密度提供有效力学支撑,补充超细碳酸钙等刚性颗粒提高泥饼质量,沙河街地层严格控制高温高压滤失量同时保持体系抑制性;

(4)控制合理的钻井液密度,配制油基钻井液新浆,在室内实验基础上与油基钻井液老浆混配并调节油基钻井液良好的流变性能;加强现场小型实验,及时补充乳化剂和润湿剂,并注意调整油水比。

3 二开低活度水基钻井液技术

3.1 中上部氯化钙强抑制钻井液体系

桩西地区上部地层明化镇组、馆陶组以泥岩为主,泥岩压实程度低,地层成岩性较差,易造浆,同时钻时快和全井小循环不落地工艺的实施很容易造成钻井液固相控制和流变性难以调控,因此该井段采用了氯化钙强抑制钻井液体系。该体系的原理就是

以 Ca^{2+} 提供抑制性化学环境,使钻井液中的钠土转变为钙土,从而使粘土颗粒由高度分散转变为适度絮凝,以利于固相清除,达到降低固相含量、调整流型的目的^[3-4]。

该井段钻井液采用强抑制钙处理钻井液配方:一开基浆+1%~1.5%氯化钙+0.2%~0.4%铵盐+0.5%~1%LV-CMC。

氯化钙强抑制钻井液的重点是控制造浆,主要思路是通过粘切情况控制氯化钙加量,二开开钻后按每 100 m 进尺加入 200 kg 氯化钙,保持 Ca^{2+} 含量为 1500~2000 mg/L,控制钻井液密度 < 1.15 g/cm³。明化镇组钻进期间漏斗粘度应控制在 28~32 s。进入馆陶组后,停用氯化钙,开始补充聚丙烯酰胺干粉(PAM)胶液和胺基抑制剂,将体系逐渐转化为聚合物钻井液体系。施工中按照 0.2%浓度配制 PAM 胶液,实时跟入维护,保持体系中高聚物含量在 0.15%以上;维持钻井液较强的抑制性,抑制粘土造浆及钻屑分散。

通过应用氯化钙强抑制钻井液,该段地层钻进过程中,钻屑返出基本成清爽状态,没有筛布粘糊现象;钻井液流型好、粘滞性弱,在无任何缓冲池的条件下,压滤机压制泥饼顺利。

3.2 中下部低活度强抑制钻井液体系

3.2.1 体系的选择与配方

桩 202-平 11 井中下部钻遇地层为东营组和沙河街组,东营组底部灰褐色泥岩和沙三段油泥岩极易掉块坍塌,该井段采用了低活度强抑制钻井液体系。该体系的基本原理就是通过控制钻井液的活度使钻井液活度与地层活度达到适度平衡,减少水向近井地带扩散、渗透以及与地层矿物发生物理化学反应的趋势,从而利于稳定井壁。根据活度平衡理论,降低钻井液活度和提高膜效率可以阻缓水的渗透,膜效率的改善可以通过提高封堵性、减小孔隙尺寸来实现^[5-9]。为此设计了低活度钻井液体系配方:4%膨润土浆+0.1%烧碱+0.15%聚丙烯酰胺干粉+0.5%胺基抑制剂+0.5%天然高分子降滤失剂+0.5%铵盐+10%活度调节剂+1.5%抗高温防塌降粘降滤失剂+2%磺化酚醛树脂+0.5%磺酸盐共聚物+2%低荧光磺化沥青+2%纳米乳液+3%多级配封堵剂+3%聚醚多元醇润滑剂。钻井液性能为:漏斗粘度(FV)57 s,密度(ρ)1.30 g/cm³,塑性粘度(PV)35 mPa·s,动切力(YP)12 Pa,静切

力(GEL)2/11 Pa, API 滤失量 3.4 mL, 150 °C 高温高压(HTHP)滤失量 9.2 mL, pH 值 8.5, 含砂量 0.3%, 固相含量 14.0%, 粘滞系数 0.0612。

3.2.2 维护处理措施

(1) 馆陶组底部对钻井液进行预处理, 加入循环总量约 0.7% 改性铵盐(调整钻井液流变性)及 0.1%~0.3% 天然高分子降滤失剂(初步降低滤失量), 保证低粘低切, 能充分携带钻屑, 保证对井壁的适度冲刷, 防止井眼缩径造成阻卡。调整流变性后视进尺情况进行短程起下钻, 先期畅通井眼, 为进入东营组后逐步降低滤失量奠定井眼基础。

(2) 进入东营组后将体系转换为低活度强抑制钻井液体系, 一次性加入 10% 的活度调节剂, 并继续补充天然高分子降滤失剂加量至 0.5%, 铵盐加量至 0.5%, 控制钻井液滤失量 < 12 mL。

(3) 配合加入一定量抗温抗盐降滤失剂以及磺酸盐共聚物(加量为 0.2%~0.3%), 提高体系抗盐抗钙能力, 钻进至造斜点前降低 API 滤失量至 10 mL 以下。

(4) 定向施工中逐步降低钻井液中压滤失量至 5 mL, 钻至沙一段进一步降低钻井液 API 滤失量 ≤ 4 mL, 加入磺甲基酚醛树脂、抗温抗盐降滤失剂、天然高分子降滤失剂、磺酸盐共聚物等降低体系的高温高压滤失量至 12 mL 以内, 提高钻井液高温稳定性。

(5) 钻进至东营组底部, 补充并保持胺基抑制剂加量为 0.5%, 活度调节剂加量为 10%, 调节钻井液活度在 0.96 以下, 保证体系具有很强的抑制能力, 抑制泥页岩水化分散, 同时根据设计要求添加足量多级配堵剂和低荧光磺化沥青, 增强封堵效果, 提高膜效率, 从而保证体系具有较强的防塌能力。

(6) 至二开完钻, 整个钻进过程要保持各种处理剂的有效含量, 并根据消耗情况及时补充, 严格控制钻井液性能符合设计要求。定向钻进过程中, 根据摩阻扭矩变化情况, 及时补充聚醚多元醇润滑剂, 降摩减扭, 防止粘卡。

(7) 正常钻进时, 应避免定点循环; 定点测斜时, 应降低排量循环, 防止井眼局部冲蚀破坏形成不规则井眼。

3.2.3 应用效果

自东营组转化为低活度钻井液体系, 钻进过程中不断补充活度调节剂, 控制加量在 10% 左右, 调节钻井液活度在 0.96 以内, 保证了体系具有很强的

抑制能力, 有效抑制了泥页岩的水化分散, 保证了钻进时具有良好的流变性, 同时通过增强封堵能力有效提高了泥岩地层的井壁稳定性能。整个二开钻进期间体系流变性保持良好(见图 1), 未出现掉块及井下复杂情况。

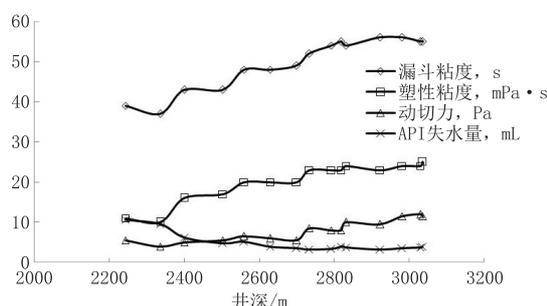


图 1 桩 202-平 11 井二开钻井液性能

4 三开油基钻井液重复利用技术

三开水平段钻进地层为中生界, 桩西潜山中生界砂泥岩地层交互, 砂岩较薄, 泥岩地层极易坍塌, 为有效保证钻井成功率, 三开水平段设计了油基钻井液。从经济效益和环境保护的角度出发, 本井对桩 202-平 10 井的油基钻井液进行了回收利用。

4.1 油基钻井液回收利用性能调整实验

对桩 202-平 10 井的油基钻井液老浆性能进行了测试, 其实验结果为: $\rho = 1.48 \text{ g/cm}^3$, $FV = 102 \text{ s}$, $AV = 49 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $PV = 42 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $YP = 7 \text{ Pa}$, $GEL = 1.5/4$, HTHP 失水量 6.0 mL, 破乳电压 $ES = 310 \text{ V}$, 油水比 = 68 : 32。

由评价实验结果可知, 回收的钻井液体系长期放置后电稳定性和流变性变差, 油水比降低, 高温高压滤失量增大, 分析是因为老井固井和回收过程中混入了一些水, 同时钻井液经长时间静置后, 电稳定性降低, 油相与水相的乳化状态变差, 较多固相偏亲水状态^[10-11]。

经过分析, 确定通过混配高油水比基浆的方法来提高油水比, 其中基浆中补充了乳化剂、润湿剂和亲油胶体来提高体系的乳化稳定性^[12-15]。新配制高油水比油基钻井液基浆配方: (白油 + 氯化钙溶液)(油水比 90 : 10) + 1.5% 有机土 + 2% 主乳化剂 + 1% 辅乳化剂 + 2% 润湿剂 + 2% 乳化封堵剂 + 3% 油基泥浆降滤失剂。调整后钻井液性能为: $\rho = 1.30 \text{ /cm}^3$, $AV = 47.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $PV = 38 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $YP = 9.5 \text{ Pa}$, $GEL = 3/7.5$, HTHP 失水量 3.6 mL, ES

=475 V,油水比=80:20。

4.2 现场维护处理措施

(1)体系转换:在地面循环罐中储备足够的顶替用油基钻井液,顶替清水,然后替入油基钻井液,将井眼内清水完全顶替,顶替过程中保持排量不变,通过计算及井口观察确保将井眼内的油基钻井液全部顶替。

(2)根据小型实验结果,向井眼内混入20%的新配制高油水比油基钻井液,充分循环,检测钻井液性能,达到设计要求后,开始钻进。

(3)振动筛使用140目或以上筛布,配合除砂、除泥器控制钻井液中的劣质固相含量,保证钻井液密度维持在合理的范围之内,如需调整密度,则采用基油稀释、使用离心机的方法降低密度,现场储备足够重晶石。

(4)现场严格控制钻井液流变性能在设计范围之内,如出现钻井液粘切变化时必须全面检测钻井液各项性能及油水比,配合小型实验以便有针对性的调整,提高粘切方法主要是增大钻井液中有有机土、氧化沥青等亲油胶体的含量,必要时加入0.2%左右的油基钻井液提切剂;对于降低油基钻井液粘切现场采用增大油基钻井液中基油含量配合固控设备清除劣质固相的办法实现。

(5)钻进期间及时补充乳化剂和润湿剂,保证钻井液中的有效含量,并注意及时调整油水比,保证油基钻井液的乳化稳定性。

(6)保持油基钻井液中封堵剂的有效含量以提高体系的封堵能力,并根据振动筛返砂情况及摩阻扭矩变化,及时补充以提高地层的井壁稳定性。

(7)现场采用合理的钻井液密度,地面不允许用水冲洗振动筛,除钻井液工程师下技术指令加入水外,不允许任何形式的水进入钻井液,以保证钻井液合理的油水比及乳化稳定性。

(8)以室内小型实验调整为依据,采取按一定比例混配新配制基浆的方式,维护钻进过程中体系性能符合设计要求及维持循环总量稳定。

4.3 应用效果

通过现场及时调控钻井液性能,保证了油基钻井液良好的流变性能(参见表1),提高了携岩能力,钻进过程中破乳电压稳定,高温高压滤失量<4 mL,展现了良好的乳化稳定性,整个过程安全顺利,无任何复杂情况发生。

表1 三开油基钻井液性能

| 井深/ m | 密度/ (g·cm ⁻³) | 粘度/ s | HTHP失 水量/mL | 油水 比 | 破乳电 压/V | PV/ (mPa·s) | YP/ Pa |
|----------|------------------------------|----------|----------------|---------|------------|----------------|-----------|
| 3137 | 1.34 | 81 | 3.0 | 78:22 | 464 | 44 | 8.5 |
| 3265 | 1.34 | 81 | 3.0 | 79:21 | 461 | 45 | 9.0 |
| 3294 | 1.34 | 80 | 2.8 | 80:20 | 468 | 45 | 8.0 |
| 3370 | 1.35 | 80 | 2.0 | 80:20 | 477 | 46 | 8.5 |
| 3414 | 1.35 | 78 | 2.0 | 79:21 | 475 | 47 | 8.0 |
| 3487 | 1.35 | 81 | 1.6 | 80:20 | 481 | 43 | 9.5 |

5 结论及认识

(1)氯化钙强抑制钻井液体系抑制性强,絮凝明化镇高活性粘土效果好,能够满足上部地层小循环不落地工艺的要求。

(2)控制低活度钻井液的活度在0.97以下可以适度平衡东营组底部地层活度,抑制防塌效果好。

(3)油基钻井液老浆性能变差,混配高油水比基浆,补充乳化剂、润湿剂和亲油胶体可以改善性能,满足新井的钻探需要。

参考文献:

- [1] 姚良秀,徐旭升.桩129-平10井大井斜、油页岩破碎带的钻井技术[J].科技视界,2016,(23):290-291.
- [2] 张志财,赵怀珍,慈国良,等.桩129-1HF大位移井钻井液技术[J].石油钻探技术,2014,42(6):34-39.
- [3] 马日,王月.钙处理泥浆在内蒙古忙来煤矿钻探生产中的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2007,34(2):55-56.
- [4] 孙举,王中华,王善举,等.强抑制高钙盐聚合物钻井液体系的研究与应用[J].断块油气田,2011,38(4):541-544.
- [5] 张行云,郭磊,张兴来,等.活度平衡高效封堵钻井液的研究及应用[J].钻采工艺,2014,37(1):84-87.
- [6] 刘敬平,孙金声.钻井液活度对川滇页岩气地层水化膨胀与分散的影响[J].钻井液与完井液,2016,33(2):31-35.
- [7] 温航,陈勉,金衍,等.钻井液活度对硬脆性页岩破坏机理的实验研究[J].石油钻采工艺,2014,36(1):57-60.
- [8] 钟汉毅,黄维安,林永学,等.新型聚胺页岩抑制剂性能评价[J].石油钻探技术,2011,39(6):44-48.
- [9] 金军斌.塔里木盆地顺北地长裸眼钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(4):5-9.
- [10] 鄢捷年,赵雄虎.高温高压下油基钻井液的流变特性[J].石油学报,2003,24(3):104-109.
- [11] 李胜,王显光,李舟军,等.白-平2HF井回收油基钻井液的优化研究及应用[J].特种油气藏,2013,20(6):112-115.
- [12] 梁文利.现场废弃油基钻井液的优化研究[J].钻井液与完井液,2012,29(3):9-12.
- [13] 张炜,刘振东,刘宝锋,等.油基钻井液的推广及循环利用[J].石油钻探技术,2008,36(6):34-38.
- [14] 万绪新,刘振东,侯业贵.胜利油田页岩油藏钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(9):25-29.
- [15] 孙举,李晓岚,刘明华,等.涪陵页岩气水平井油基钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(7):14-18.