

鄂尔多斯盆地浅层大位移水平井钻井液体系优选

陶红胜, 马振锋, 杨全枝, 李红梅, 赵毅
(陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 陕西 西安 710075)

摘要:针对鄂尔多斯盆地浅层水平井钻井过程中的井壁稳定、井眼清洁、润滑减阻和储层保护的技术难题,通过分析储层的地质特征,在该区原用聚合物钻井液基础上,选择性加入MC-VIS、ABS、纳米乳液和复合屏蔽暂堵剂,形成纳米乳液封堵钻井液体系,在保证施工安全的前提下,可将岩心渗透率恢复提高至83.50%。通过七平1井的应用表明,纳米乳液封堵钻井液体系能够满足低渗透油层大位移水平井的钻井施工需求,为高效开发鄂尔多斯盆地浅层油气藏提供技术支持。

关键词:浅层大位移水平井;纳米乳液钻井液;低渗透;润滑性;井眼净化;储层保护;鄂尔多斯盆地

中图分类号:P634.6;TE254⁺.6 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2015)09-0001-04

Optimization of Drilling Fluid System for Shallow Extended-reach Horizontal Well in Ordos Basin/TAO Hong-sheng, MA Zhen-feng, YANG Quan-zhi, LI Hong-mei, ZHAO Yi (Research Institute of Shaanxi Yan-Chang Petroleum Group, Xi'an Shaanxi 710075, China)

Abstract: In order to solve the hard technical difficulties of wellbore stability, borehole-cleaning, lubricating & resistance reducing and reservoir protection for shallow horizontal well drilling in Ordos basin, by the analysis on the geological characteristics of the reservoir and based on the previous use of polymer drilling fluid, MC-VIS, ABS, nano-emulsion and composite shielding temporary plugging agent were selectively added to develop a nano-emulsion plugging drilling fluid system. On the premise of safety drilling, the core permeability was restored up to 83.50%. By the application in Qiping 1, it is showed that the nano-emulsion plugging drilling fluid system can satisfy drilling construction requirements of shallow extended-reach horizontal well in low permeability reservoir and provide technical support for efficient exploiting shallow reservoirs in Ordos.

Key words: shallow extended-reach horizontal well; nano-emulsion drilling fluid; low permeability; lubricity; hole cleaning; reservoir protection; Ordos basin

七平1井是延长石油首口浅层大位移水平井,完钻井深1366 m,垂深499.16 m,水平位移1003.58 m,位垂比2.01,创造了延长石油鄂尔多斯盆地垂比最大记录。大位移水平井能大范围控制含油面积、提高油气采收率^[1]、降低油田开发成本、突破油田“开发禁区”。

延长油田地处鄂尔多斯盆地,是典型的低孔低渗油田,油层埋藏浅,且粘土含量高,因而很容易因各种流体侵入造成水敏、水锁等损害。而钻井液作为影响钻井成败的关键因素,是浅层大位移水平井技术的核心内容^[1]。

1 储层地质特征

七里村油区区域构造位置位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东部,主要为西倾单斜背景上由差异压实作

用形成的一系列由东向西倾没的低幅鼻状隆起,鼻状隆起轴线近于东西向。主要目的层为三叠系延长组长2和长6油组。长6油层在西倾单斜的背景之上,主要发育2个鼻状隆起。

长6地层以灰色细粒长石砂岩为主,其次为中—细粒、中粒及粉—细粒长石砂岩。矿物成分以长石、石英为主。油层孔隙度最小为1.8%,最大13.2%,平均9.18%;渗透率在(0.04~28.1)×10⁻³ μm²之间,平均0.79×10⁻³ μm²,主要分布在(0.1~1.0)×10⁻³ μm²之间,非均质性严重。

储集空间主要为孔隙式,孔隙类型为原生孔隙、剩余粒间孔和粒间溶孔;孔喉分布较宽,以细孔喉为主成单峰形状,孔喉半径一般为0.1~1.2 μm。储层裂缝发育较差且形态不规则。粘土含量在8%左右,主要为绿泥石、伊利石、伊蒙混层等敏感性矿物。

收稿日期:2015-02-27

作者简介:陶红胜,男,汉族,1967年生,副院长,高级工程师,从事石油地质和油田开发等研究工作,陕西省西安市科技二路75号,taohongsheng1967@163.com。

通讯作者:马振锋,男,汉族,1984年生,工程师,从事石油钻井工程等研究工作,陕西省西安市科技二路75号,m1006@foxmail.com。

具体岩心矿物含量为:绿泥石 69.58%,伊利石 13.64%,伊蒙混层 9.62%,高岭石 7.16%。

综合分析储层特征,七里村油区储层具有孔隙度低、渗透性差、孔喉细小、裂缝不发育且非均质性强的特点;储集层中粘土含量较高,其中以绿泥石含量最高,会导致一定程度的水敏损害^[2]。

2 浅层大位移水平井钻井液技术难点

2.1 井壁稳定问题

七里村油区井眼失稳严重,主要表现在水平段的钻探过程中,由于储层长时间暴露在钻井液中,其中的水敏性泥岩会发生膨胀缩径,硬脆性泥岩发生水化剥落、掉块。先前施工的郑 027 井和郑 027-2 井在钻至延长组时发生严重掉块,分析认为是井壁发生剥落引起。

2.2 井眼清洁问题

大位移水平井普遍存在井眼净化问题,由于井眼上大下小,上部井眼环空返速低,加上井斜大、环空钻井液不能满眼流动,在大斜度井段极易形成岩屑床;该地区水平井的井径扩大率一般都 >15%,且极易形成“大肚子”井眼,增加了岩屑的上返难度,特别在大斜度井段和水平段发生岩屑堆积的可能性大,严重影响钻井安全。

2.3 润滑减阻问题

管柱的摩阻扭矩问题是大位移井技术的核心问题之一,它决定水平位移的最大延伸^[3]。钻进过程中,随着井斜和位移不断增加,裸眼段不断增长,钻具与井壁接触面积越来越大,钻进过程中的扭矩和摩阻也越来越大,特别是定向钻进时,钻具与井壁紧贴,极易发生“托压”现象^[4]。特别是泥质含量较高的地层,增加了发生粘附卡钻和泥包卡钻的风险。

2.4 储层保护问题

低渗透储层中,由于孔道狭窄,毛细管效应十分显著,当油水两相在地层孔隙中流动时,水滴流经孔喉细处会发生遇阻,导致渗透率降低,发生水锁效应,如图 1 所示。水锁是低渗透储层的主要损害类型,一般损害率在 70%~90%^[5]。大位移水平井,由于储层裸露时间长,对储层保护要求更高^[6]。

3 浅层大位移水平井钻井液体系优化及性能评价

聚合物钻井液体系是陕北地区常用的储层保护钻井液体系,针对该钻井液体系在浅层大位移水平

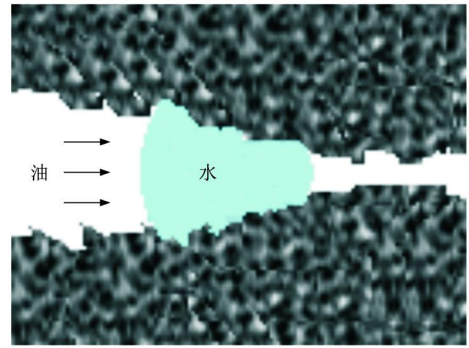


图 1 水锁效应示意

井中的不足,在调研国内外浅层大位移水平井钻井液技术的基础上^[1,7-9],对原钻井液体系进行优化,选择性地加入流型调节剂 MC-VIS、表面活性剂 ABSN、纳米石蜡乳液和理想充填暂堵剂,提高钻井液的抑制性、润滑性、携岩性和储层保护性能。

3.1 钻井液体系优选

3.1.1 MC-VIS 加量优化

提高大位移水平井的井眼清洁程度,主要方法是提高低剪切速率下的钻井液粘度,控制塑性粘度和动塑比在合理的范围之内。通过实验分析 MC-VIS 加量对钻井液性能的影响,优选出流型调节剂 MC-VIS 的最佳加量。实验结果见表 1。

表 1 MC-VIS 加量对钻井液性能的影响

| MC-VIS 加量/ % | 表观粘 度 AV/ (mPa·s) | 动切力 YP/ Pa | 塑性粘 度 PV/ (mPa·s) | 动塑比 YP/ PV | 静切力 Gell/Pa | |
|--------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------|----------------|--------|
| | | | | | 10 s | 10 min |
| 0 | 15.0 | 3.0 | 11.0 | 0.27 | 3.0 | 6.0 |
| 0.2 | 22.5 | 7.5 | 14.0 | 0.54 | 4.5 | 8.0 |
| 0.3 | 25.5 | 9.5 | 15.0 | 0.63 | 5.0 | 9.0 |
| 0.4 | 28.0 | 11.0 | 14.0 | 0.79 | 6.0 | 9.5 |
| 0.5 | 30.0 | 14.0 | 15.0 | 0.93 | 6.5 | 10.0 |

注:基浆为本地区常用钻井液体系(聚合物钻井液体系)。

由表 1 可以看出,MC-VIS 能大幅提高钻井液的屈服值,并不会对塑性粘度产生太大影响,具有良好流型调节性能。现场应用发现,当 MC-VIS 加量达到 0.3% 时,钻井液的携岩性有较大提高;当 MC-VIS 含量超过 0.3% 以后,虽然钻井液仍具有良好的携岩性,但机械钻速明显降低。因此,优选 MC-VIS 加量为 0.3%。

3.1.2 表面活性剂 ABSN 加量优化

在钻井液中使用能够有效降低油/水界面张力的表面活性剂,可以防止或及时解除水锁伤害。通过室内实验测量油水界面张力的方法对 ABSN 的加

量进行优化,实验结果见图 2。

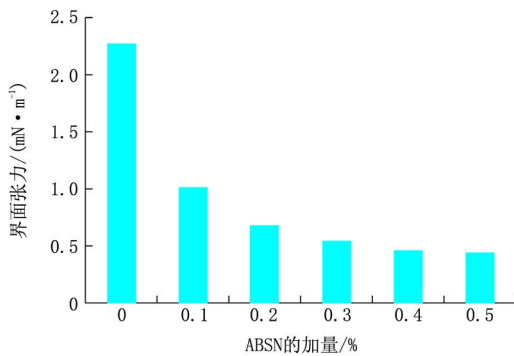


图 2 ABSN 加量对界面张力的影响

由图 2 可知, ABSN 能显著降低油水分子的向心收缩力, 当 ABSN 加量达到 0.2% 时, 油/水界面张力 0.68 mN/m, 说明 ABSN 在极低的浓度下就能有效降低油/水的表面张力, 从而降低水滴两侧的界面压差, 防止水锁发生。

3.1.3 纳米石蜡乳液加量优化

纳米石蜡乳液能有效抑制粘土矿物膨胀, 提高钻井液的抑制性; 同时乳液中的石蜡能提高钻井液的润滑性, 可降低钻井过程中的摩阻, 防止“托压”发生。为了优选出纳米石蜡乳液的最佳加量, 对不同加量下钻井液的抑制性和润滑性进行了评价, 见图 3、图 4。

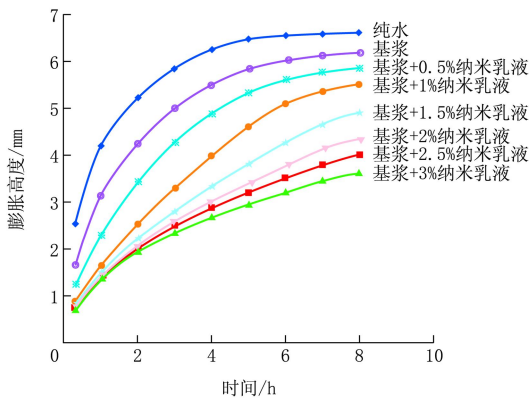


图 3 不同体系中岩石膨胀量随时间变化

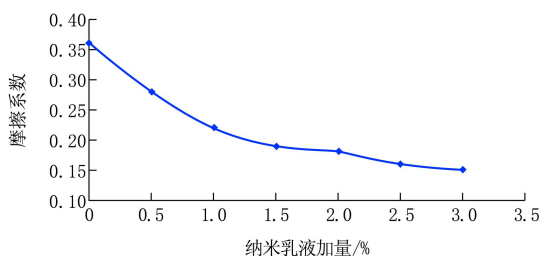


图 4 纳米乳液加量与摩擦系数的关系

从图 3、图 4 可以看出, 随着纳米乳液加量的增

加, 钻井液体系的抑制性逐渐增强, 摩擦系数逐渐降低, 但当纳米乳液加量达到 2% 以后, 钻井液体系的抑制性降幅降低; 当纳米乳液加量达到 1.5% 以后, 钻井液体系的摩擦系数变化很小。综合以上 2 组实验, 优选出纳米乳液的最佳加量为 2%。

3.1.4 理想充填暂堵剂优选

应用理想充填理论和 d_{90} 规则, 根据延长组长 6 储层的孔喉及裂缝尺寸分布, 采取 1000 目 CaCO_3 和 600 目 CaCO_3 两种暂堵剂复配, 复配比例为 4: 1, 对不同加量条件的暂堵剂的封堵效果进行评价, 优选出暂堵剂的最佳加量。理想充填暂堵剂对钻井液性能的影响见表 2。

表 2 理想充填暂堵剂对钻井液性能的影响

| 配 方 | AV/ (mPa·s) | YP/ Pa | PV/ (mPa·s) | Gell/Pa | | API 失水量 FL/[mL·(30 min) ⁻¹] |
|-------------|----------------|-----------|----------------|---------|--------|--|
| | | | | 10 s | 10 min | |
| 配方 1 | 25.5 | 15.0 | 9.5 | 5.0 | 9.0 | 5.8 |
| 配方 1+1% 暂堵剂 | 27.0 | 15.0 | 9.5 | 5.0 | 11.2 | 5.1 |
| 配方 1+2% 暂堵剂 | 28.0 | 16.0 | 9.7 | 5.0 | 11.5 | 4.6 |
| 配方 1+3% 暂堵剂 | 36.0 | 20.0 | 14.2 | 6.0 | 13.0 | 4.4 |
| 配方 1+4% 暂堵剂 | 48.0 | 26.0 | 16.9 | 8.0 | 15.6 | 4.2 |

注: (1) 配方 1 为基浆 + 0.3% MC-VIS + 0.4% ABSN + 2% 纳米乳液; (2) 暂堵剂由 1000 目 CaCO_3 和 600 目 CaCO_3 按照 4: 1 的比例复配形成。

从表 2 可以看出: 加入暂堵剂后, 钻井液的封堵效果明显增加。当暂堵剂加量为 2% 时, 钻井液的基本性能在合理范围之内, 失水得到进一步降低; 当暂堵剂加量超过 2% 以后, 会对钻井液的基本性能产生影响。因此, 确定暂堵剂的加量为 2%。

3.2 钻井液体系性能评价

根据实验结果结合现场应用情况, 确定纳米乳液封堵钻井液体系的最终配方为: 基浆 + 0.3% MC-VIS + 0.4% ABSN + 2% 纳米乳液 + 2% 理想充填暂堵剂。按照 GB/T 16783.1—2006(石油天然气工业钻井液现场测试第 1 部分: 水基钻井液) 对纳米乳液封堵钻井液体系进行常规性能评价, 见表 3。由表 3 可知, 该体系流变性、润滑性好, 滤失量低, 满足浅层大位移水平井钻进要求。

表 3 纳米乳液封堵钻井液体系基本性能数据表

| 测试条件 | ρ /(g·cm ⁻³) | AV/(mPa·s) | YP/Pa | PV/(mPa·s) | FL/[mL·(30 min) ⁻¹] | pH 值 | k_f |
|------|-------------------------------|------------|-------|------------|---------------------------------|------|-------|
| 室温 | 1.07 | 29 | 16 | 9 | 4.3 | 9 | 0.17 |

为了评价纳米乳液封堵钻井液的储层保护效

果,使用岩心动态污染损害评价仪,对岩心进行污染实验,将纳米乳液封堵钻井液与基浆(聚合物钻井液)进行了比较,见表4。

表4 优化前后钻井液渗透率恢复对比

| 岩样 | 钻井液类型 | $K_o / (10^{-3} \mu\text{m}^2)$ | $K_r / (10^{-3} \mu\text{m}^2)$ | $(K_r / K_o) / \%$ |
|----|-----------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Y1 | 聚合物钻井液 | 2.034 | 1.208 | 59.39 |
| Y2 | 纳米乳液封堵钻井液 | 1.764 | 1.473 | 83.50 |

由表4可知,原聚合物钻井液渗透率恢复值仅为59.39%,优化后的纳米乳液封堵钻井液渗透率恢复值可达83.50%,较原聚合物钻井液有较大提高,储层保护效果明显。

4 现场应用

七平1井是延长石油首口浅层大位移水平井,为了实现同时动用2个目的层,该井水平段设计为复杂的U形轨道。在钻至临入窗时靶点垂深下调了10m之多,后期又进行了多次靶窗修正,给井壁稳定、井眼净化和摩阻控制带来了极大的挑战。现场通过应用纳米乳化石蜡封堵钻井液体系,并配合相应的钻井液维护处理工艺,钻井过程中井壁稳定,井眼净化效果好,无“托压”现象发生,漂浮下套管一次性下放到位。钻井周期较设计减少11天,平均井眼扩大率控制在13%以内,平均机械钻速达5.68m/h。最终七平1井完钻井深1366m,垂深499.16m,水平位移1003.58m,位垂比达2.01,创下了延长石油水平井位垂比的最大记录。

5 结论

(1)七里村油区长6油层具有低孔隙度、非均质性强等低渗透储层的基本特征,钻井过程中钻井液滤液易污染储层,并引起水锁。

(2)针对浅层大位移水平井钻井过程中,造斜

点浅、井眼清洁难度大、扭矩摩阻大的特点,优化研究出纳米乳化石蜡封堵钻井液体系,降低了钻井过程中的摩阻,提高了井眼净化能力,保证钻井顺利进行。

(3)纳米乳液钻井液中应用理想充填技术,能有效克服纳米乳液颗粒偏小,不能在储层孔喉中形成架桥的特点,可将钻井液失水量降至4.6mL/30min,减少钻井液滤液对储层的伤害。

(4)实验表明,纳米乳液封堵钻井液体系具有良好的流变性,携岩性,其渗透率恢复值高达83.50%,储层保护效果显著。

(5)纳米乳液封堵钻井液体系成功在七平1井应用,钻井过程中井壁稳定,井眼净化效果好,无“托压”现象发生,钻井周期减少11天,未发生各种复杂事故。

参考文献:

- [1] 谢彬强,邱正松,黄维安,等.大位移井钻井液关键技术问题[J].钻井液与完井液,2012,29(2):76-82,96.
- [2] 于兴河.油气储层地质学基础[M].北京:石油工业出版社,2009:256-287.
- [3] 鄢捷年,杨虎,王利国.南海流花大位移井水基钻井液技术[J].石油钻采工艺,2006,28(1):23-28.
- [4] 李文明,向刚,王安泰,等.苏里格气田大位移水平井钻井液技术[J].石油钻采工艺,2012,34(3):33-35.
- [5] 耿娇娇,鄢捷年,邓田青,等.低渗透凝析气藏储层损害特征及钻井液保护技术[J].石油学报,2011,32(5):893-899.
- [6] 战启帅,杨卫东,王天放,等.鲁页参1井钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2014,41(9):27-31.
- [7] Ahmed R M, Takach N E, Savitri M. Experimental Study on Fiber Sweeps in Horizontal and Highly Deviated Configurations[C]. SPE 120644, 2009.
- [8] Doonechaly N G, Tahmsbi K, Davani E. Development of high-performance water-based mud formulation based on amine derivatives[C]. SPE 121228, 2009.
- [9] 王亚宁,黄物星,龚厚平,等.周深X1井钻井液技术[J].钻井液与完井液,2011,28(4):40-43.