

红河油田低压易漏地层水平段固井技术

闫吉曾

(中石化华北油气分公司石油工程技术研究院, 河南 郑州 450006)

摘要:为提高红河油田水平井固井质量,满足后期分段压裂需求,对红河油田水平井固井技术进行了研究。针对红河油田水平段固井技术难点,通过室内和现场试验,优选出了 GSJ 水泥浆体系,基于实测地层压力与地层破裂压力,进行平衡压力固井设计确定了环空浆体结构,为提高顶替效率,优化了扶正器类型与加放位置,专业软件模拟表明套管居中度 $>73\%$,良好的井眼准备和套管漂浮措施确保了管柱的顺利下入;加长胶塞、树脂滚轮刚性旋流扶正器和关井阀等附件的使用,保证了固井质量。现场应用 53 口水平井,水泥浆全部返至地面,CBL 测井结果表明,固井优良率达 81.13%。该固井技术成功应用于红河油田水平井中,保证了固井质量,满足了后期分段压裂的需要。

关键词:固井;水平井;平衡压力;固井质量;水泥浆;红河油田

中图分类号:TE256 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)05-0040-06

Horizontal Well Cementing Technology for Low Pressure and Leakage Formation in Honghe Oilfield/YAN Ji-zeng (Research Institute of Petroleum Engineering Technology of Huabei Branch, SINOPEC, Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstract: In order to improve horizontal well cementing quality in Honghe oilfield and meet the requirements of later staged fracturing, the horizontal well cementing technology in Honghe oilfield is studied. In view of the difficulties in horizontal section cementing, GSJ cement slurry system is selected through laboratory and field tests. Based on the measured formation pressure and formation rupture pressure, the balanced pressure cementing design is used to determine the annulus structure of slurry. In order to improve the displacement efficiency, the stabilizer type and placement location are optimized. The professional software simulation indicates that the centralized degree is more than 73%. High-quality well bore preparation and casing floating measure ensure smooth casing strings running down; the use of lengthened rubber plug, resin wheel rigid cyclone centralizer, shut-in valve and other accessories ensure the cementing quality. In the actual application in 53 horizontal wells, cement slurry all returned to the ground. CBL logging show that superior rate of cementing reaches 81.13%. This cementing technology is successfully applied in the horizontal wells in Honghe oilfield, which guarantees the cementing quality and meets the needs of later staged fracturing.

Key words: well cementing; horizontal well; balanced pressure; cementing quality; cement slurry; Honghe oilfield

0 引言

红河油田位于鄂尔多斯盆地,三叠系延长组长 8 层段是主力含油层系,为提高单井产量,2013 年采用水平井套管固井射孔压裂完井方式^[1-2],由于地层承压能力低易发生井漏,水平段长套管居中度不高顶替效率低,要求水泥浆体系流变性好,因此固井难度大。通过技术攻关,针对红河油田窄密度窗口、长裸眼度和低压易漏等特点,进行了水泥浆体系优选、油层压稳设计、综合防漏、提高长裸眼固井顶替效率的研究,形成了红河油田易漏地层水平井固井技术,固井 53 口,其中优质优良 43 口,合格 10 口,保证了固井质量,满足了后期压裂的需要,为该油田

有效开发提供了技术支撑。

1 固井难点分析

(1)防漏和压稳矛盾突出。红河油田延长组、延安组,漏失严重,钻井过程中漏失率 75%,而通过实钻及 DST 测试资料分析,红河油田长 8 层段地层空隙压力系数在 0.8~1.13,破裂压裂系数 1.50,固井施工排量必须进行精细控制,否则会引起气窜、漏失、井控险情等复杂情况。

(2)裸眼段长,施工难度大。红河油田水平井采用二级井身结构,二开 $\varnothing 215.9$ mm 钻头钻进至 B 靶点,裸眼段长达 2700 m 以上,所需水泥量约 150

收稿日期:2017-10-31; 修回日期:2017-12-16

作者简介:闫吉曾,男,汉族,1975 年生,高级工程师,油气井工程专业,硕士,主要从事钻井液、水泥浆及固井工艺技术研究,河南省郑州市陇海西路 199 号,yan1975@126.com。

t,整个环空施工压力将达到 30 MPa 左右,增加了固井风险,且易压漏地层,影响固井质量。

(3)井底位移大,套管居中度低,顶替效率低。在保证套管安全下入的前提下,使扶正器下入数量受到限制,难以保证居中度 > 67%,顶替效率低^[3-7]。

(4)岩屑难以清除干净。岩屑和钻井液固相沉积,形成固井沉积带,而沉积带很难被完全清除干净,从而影响界面胶结质量。

2 低压易漏水平井固井工艺技术

通过优选出防气窜、低成本水泥浆体系,利用现

场实钻资料及压裂参数预测地层原始压力,确定合理的井内流体结构,实现平衡压力固井。利用变排量压力节点控制防止固井中发生漏失,通过软件模拟和现场实践,合理加放刚性扶正器和弹性扶正器,提高套管居中度,提高顶替效率。

2.1 水泥浆体系优选

优选一套防气窜、低成本的水泥浆体系是红河油田水平井固井的关键。针对红河油田低孔、低渗、低压的特点,通过室内试验,通过控制水泥浆的失水、流变性、稠化时间等重要参数,研制出了 GSJ、DZJ 和 G306 为主剂的水泥浆体系。通过室内和现场试验,3 种水泥浆性能见表 1。

表 1 3 种水泥浆体系性能

体系	类型	密度/(g·cm ⁻³)	失水量/mL	初始稠度/BC	稠化时间/min	过渡时间/min	抗压强度/MPa	六速读数
GSJ	低密度	1.30	150	15	175	30	6.8/24 h	
	领浆	1.70	20	8	153	25	18/12 h	97/50/33.5/21/6/4
	尾浆	1.94	20	23	61	16	19/12 h	113/63/45/24/5/3
DZJ	低密度	1.28	16	12	127	15	6.3/24 h	
	领浆	1.75	12	9	114	<15	10/24 h	97/50/33.5/21/6/4
	尾浆	1.90	16	20	70	<10	23.4/24 h	109/63/47/30/9/5
G306	领浆	1.55	96	12	210	42	7.6/24 h	93/54/36/16/6/2
	尾浆	1.90	19	20	62	12	23/24 h	113/66/48/29/7/5

这 3 种水泥浆体系均具有早高强、低失水、初始稠度低、短过渡、直角稠化,防窜性能好等特点。从前期技术套管固井实践来看,GSJ 水泥浆现场便于配制、流变性较好,且具有成本较低的优势,因此优选 GSJ 水泥浆体系。

GSJ 水泥浆体系配方,低密度:嘉华 G 级水泥 + 25%漂珠 + 2.5%GQD + 0.2%USZ + 0.4%GH - 3;领浆:嘉华 G 级水泥 + 2.0%GSJ + 2.0%GCA + 0.2%USZ;尾浆:嘉华 G 级高抗水泥 + 1.6%GSJ + 3.0%GCA + 0.4%USZ。

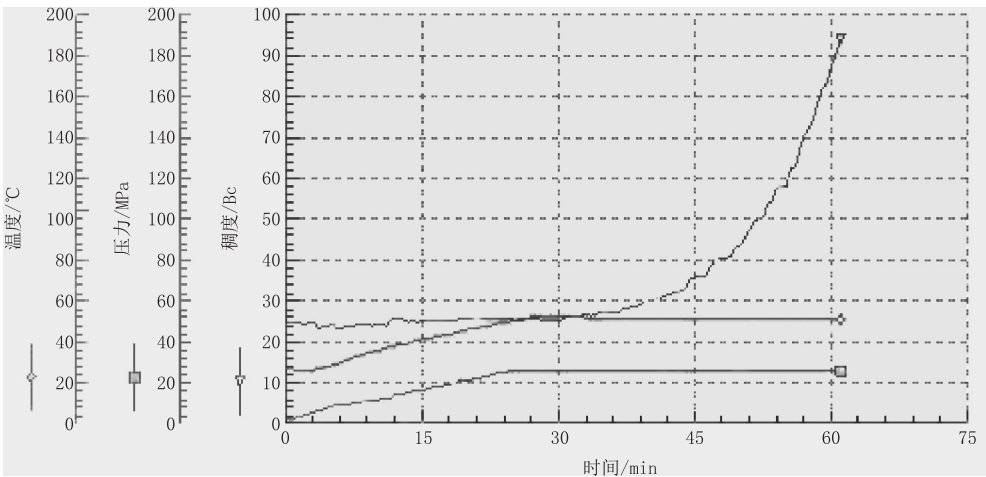


图 1 GSJ 尾浆稠化时间

2.2 平衡压力固井设计

2.2.1 地层原始压力预测

地层压力上界主要是利用 DST 测试资料确定,

多口探井和评价井 DST 测试结果表明,最小地层压力系数 0.82,最大地层压力系数 1.13(见图 3),因此,考虑一定的安全系数,地层压力系数最大值取 1.15。

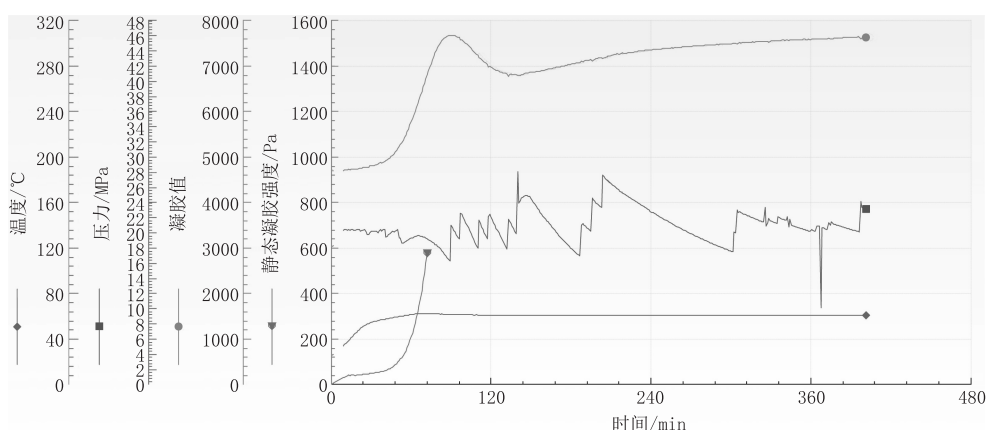


图2 胶凝强度实验

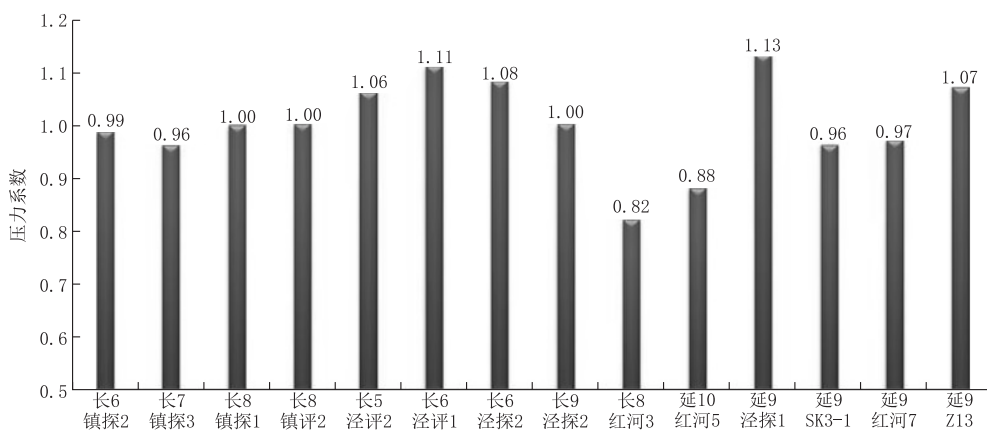


图3 红河油田 DST 测试地层压力

地层破裂压力利用现场压裂施工实测数据,最大地层破裂压力系数 2.02,最小地层破裂压力系数

1.52(见图 4)。因此,考虑一定的安全系数,地层破裂压力取最小值 1.50。

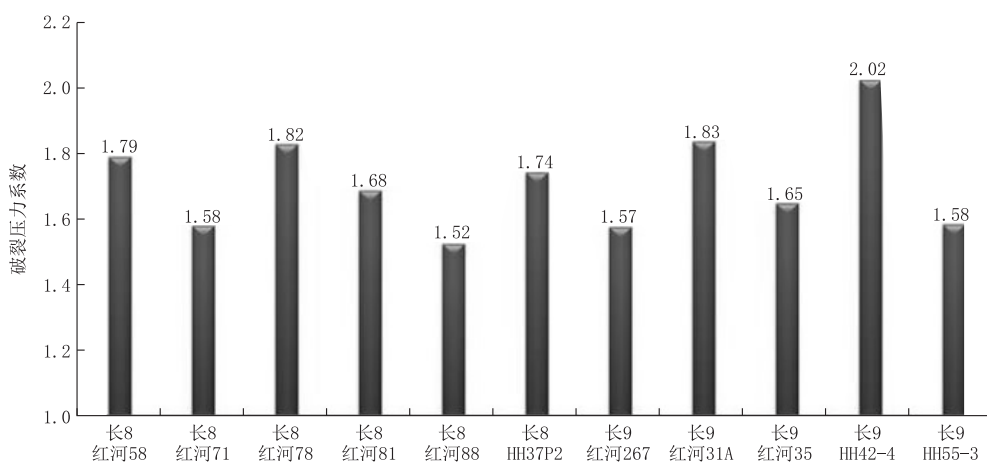


图4 红河油田压裂测试地层破裂压力

2.2.2 流体结构设计

合理设计井内流体结构是提高固井质量的重要一环,在尾浆失重时保证上部液柱压力能压稳油气层,尾浆失重时压力预测和领浆封长的确定是合理

设计井内流体结构的关键。

领浆最大失重的计算公式为^[8]:

$$P_{ls} = 0.1921L_{cl} / (D_h - D_p) \quad (1)$$

式中: P_{ls} ——领浆最大失重, MPa; D_h ——井眼直

径, mm; D_p ——套管外径, mm; L_{c1} ——领浆段长, m。

尾浆失重压力计算模式:

$$P_{ts} = 0.96L_{c2}/(D_h - D_p) \quad (2)$$

式中: P_{ts} ——尾浆最大失重, MPa; L_{c2} ——尾浆段长, m。

平衡压力固井满足的基本条件:

$$\begin{cases} \rho_{\max} \leq G_f \\ \rho_{\min} \geq \rho_p \end{cases} \quad (3)$$

设 $l_i (i=1, 2, 3, 4, 5)$ 分别为尾浆、过渡浆、低密度、前置液和钻井液在环空中的垂深段长, 则根据式(3)得到:

$$\begin{cases} 9810 \sum_{i=1}^5 \rho_i l_i + P_f \leq 9810 G_f H \\ 0.00981 \sum_{i=1}^5 \rho_i l_i - (P_{ls} + P_{ts}) \geq 0.00981 \rho_p H \end{cases} \quad (4)$$

针对红河油田地层特点, 采用“双凝水泥浆体系+平衡压力固井”方案, 尾浆返至油层顶界以上垂深 200 m, 过渡浆垂深段长 90~120 m, 通过式(4)可确定低密度垂深段长。

如果红河油田水平井垂深 2300 m, 水平段长 800 m, 靶前距 350 m, 通过计算, GSJ 水泥浆体系流体结构: 尾浆 $\times 1250 \sim 1400$ m + 过渡浆 $\times 90 \sim 120$ m + 低密度 $\times 1950 \sim 2200$ m + 前置液 $\times 150$ m + 钻井液。见图 5。

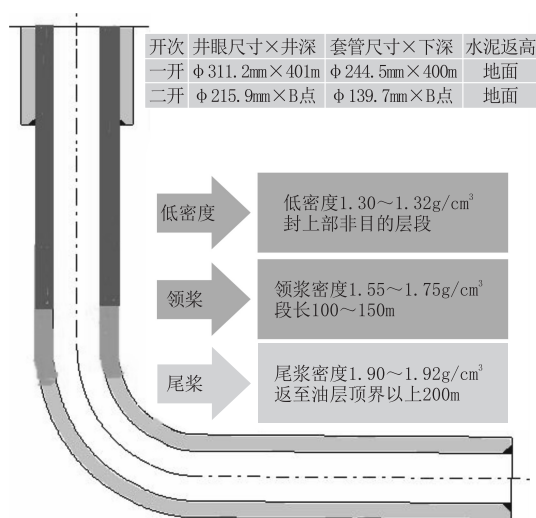


图 5 红河油田环空浆体结构示意图

2.3 提高顶替效率

2.3.1 合理设计前置液

前置液的组成: 清水 + 5% G402 - CXY。前置液与钻井液、水泥浆有良好的相容性及配伍性。密度在 $1.0 \sim 1.10$ g/cm³; 塑性粘度控制在 $3.0 \sim 3.5$ mPa·s; 动切力控制在 $0.65 \sim 0.82$ Pa。保证有效清除岩屑和紊流顶替钻井液, 设计用量按照其与井壁的接触时间 7~10 min。

2.3.2 扶正器加放

扶正器加放越多, 套管居中度越高, 水泥浆顶替效率越高, 固井质量越好, 但管柱下入难度与风险也随之增大, 利用 CemCADE 固井软件进行分析模拟, 合理加放弹性扶正器、树脂旋流刚性扶正器(见图 6)和刚性扶正器(见表 2), 使套管居中度达到 70%。

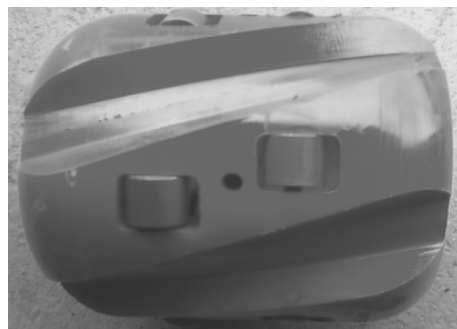


图 6 树脂滚轮刚性旋流扶正器

表 2 扶正器加放

井 段	类 型	规格/in	加放方法	扶正器 数量/只
一开直井段	刚性扶正器	Ø5½×Ø8½	1 只/10 根套管	3
二开直井段	刚性扶正器	Ø5½×Ø8½	1 只/8 根套管	22
二开定向段	树脂旋流刚性扶正器	Ø5½×Ø8½	1 只/2 根套管	15
二开水平段	树脂旋流刚性扶正器	Ø5½×Ø8½	1 只/1 根套管	79
最后 2 m	弹性扶正器	Ø5½×Ø8½	1 只/1 m	2

注: 1 in=25.4 mm。

2.3.3 复合顶替工艺技术

替浆初期使低密度水泥浆达到紊流, 提高对生产层的顶替效率, 紊流顶替接触时间 < 7 min; 然后进行变排量压力节点控制, 根据井口压力变化控制替浆排量, 采用“紊流+塞流”复合顶替工艺, 若压力过高则降低排量, 采用塞流顶替, 可减少环空摩阻, 降低压漏地层的风险。紊流排量依据水泥浆的流变参数计算, 根据 GSJ 水泥浆性能来看, 实现紊流时环空上返流速 > 1.5 m/s, 利用 Schlumberger CemCADE 软件模拟结果见图 7。

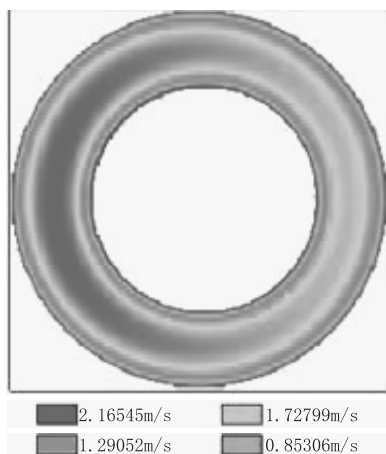


图7 环空流速模拟(环空截面)

2.4 配套工艺技术

2.4.1 地层承压堵漏技术

钻至易漏层段前,提前在钻井液里加入综合堵漏剂等材料以防井漏,罗汉洞组、洛河组易出现井漏。罗汉洞组出现漏失现象首先采取随钻堵漏的措施,堵漏浆主要配方:井浆+0.2% Na_2CO_3 +2% 钠土+1%~2%单封。如果堵漏效果不明显则采取复配堵漏剂,堵漏浆配制:井浆中加入3%复合堵漏剂和0.5%麦壳进行封堵。洛河组和延安组主要以小到中等漏失为主,因此,在进入该层前50~30 m时,在井浆中加入1%~2%单项压力封闭剂进行漏失预防,钻入该层后要不断地使用单封进行维护,加量要根据渗漏速度大小进行调整可实现封堵效果。堵漏后要进行承压试验,根据平衡压力固井条件,要求地层承压 >4 MPa。

2.4.2 井眼准备技术

下套管前要进行通井作业,通井钻具组合刚度要大于套管柱刚度,具体钻具组合为 $\varnothing 215.9$ mm牙轮钻头+ $\varnothing 158.8$ mm无磁钻铤9 m+ $\varnothing 214$ mm稳定器+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆2~3柱+ $\varnothing 127$ mm斜台阶钻杆+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆300 m+ $\varnothing 127$ mm斜台阶钻杆。下钻过程中,根据测井井径和井斜数据,在井径小和狗腿大的井段,必须划眼,直至上提下放无显示。下钻过程中下至造斜点循环泥浆一次,下至A点循环泥浆一次,下钻到底后先小排量顶通,待泵压稳定后,逐渐提高循环排量循环两周以上,直至振动筛无明显岩屑返出,然后进行钻井液性能调整^[9],固井前钻井液性能要求为:密度1.12

~1.15 g/cm^3 ,漏斗粘度38~45 s,API失水量 <5 mL,泥饼厚度 <0.3 mm,初切力1~3 Pa,终切力3~5 Pa,含砂量 $<0.2\%$,塑性粘度 <15 $\text{mPa}\cdot\text{s}$,动切力 <7 Pa,pH值8~9。

2.4.3 套管下入技术

套管柱自下而上为浮鞋+2根套管+浮箍+1根套管+关井阀(浮箍)+套管+水泥头。采用套管抬头工艺,套管抬头即使用抬头短套管,在浮鞋后加短套管,短套管上加装2个弹性扶正器,以减小前部套管摩阻,导引套管顺利进入斜井段及水平井段,保证套管能够顺利下入。

3 现场试验与应用效果

3.1 现场试验

3.1.1 试验井基本数据

HH36P114井是一口长8层二级井身结构水平井,进行水平段固井、压裂试验,以期提高单井产量。一开采用 $\varnothing 311.2$ mm钻头钻进至372 m,下入 $\varnothing 244.5$ mm表层套管至371.80 m进行固井;二开采用 $\varnothing 215.9$ mm钻头钻进至3408 m完钻,下入 $\varnothing 139.7$ mm油层套管至3405 m。该井实钻垂深2295.44 m,水平位移1220 m,水平段长920 m,平均井径扩大率5.97%,完钻钻井液密度1.12 g/cm^3 ,API失水量5 mL,地层承压3.5 MPa。

3.1.2 管串结构与固井附件

自下而上为浮鞋+2根套管+浮箍+1根套管+关井阀+套管串+水泥头。加长胶塞(图8):增加三道裙部胶皮,实现水泥浆与顶替液有效组隔。采用关井阀(图9),以隔离套管内外的压力传递,避免环空水泥倒返,能够有效避免套管内的高压传递到套管鞋部位和环空。



图8 加长胶塞



图 9 关井阀

3.1.3 流体结构设计

基于平衡压力固井条件设计条件,根据 HH36P114 井实钻情况,进行流体结构设计,见表 3。

表 3 HH36P114 环空流体结构

类型	密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	段长/m	注入量/ m^3	封固井段/m
前置液	1.03	229	6	
低密度	1.35	2200	75	0~2200
过渡浆	1.80	100	3	2200~2300
尾浆	1.90	1108	32	2300~3408

3.1.4 施工与效果

严格按照设计进行固井施工,实际注入低密度 68 m^3 ,过渡浆 2.58 m^3 ,尾浆 25 m^3 ,水泥浆返至地面。循环出多余水泥浆后,关井候凝 48 h 进行固井质量测井,结果显示固井质量优质。

3.2 推广应用

在 HH36P114 井水平段固井试验初获成功后,随后在红河油田 HH36P121 井、HH74P84 井等推广应用了 53 口井,裸眼段最长 3343.10 m,水平段长最长 1200.00 m,CBL 测井结果显示,优质井 19 口,良好井 24 口,合格井 10 口,优良率高达 81.13%,取得了较好的效果,为后期分段压裂奠定了基础。

4 结论与认识

(1)针对红河油田水平井低压、易漏等固井技术

难点,通过水泥浆体系优选、平衡压力固井设计及提高顶替效率技术措施,提高了水平井固井质量,固井优良率达 81.13%,满足了后期分段压裂的需要。

(2)优选出的 GSJ 水泥浆体系,具有流变性好、低失水、初始稠度低、直角稠化和防窜性能好等优点,且具有成本较低的优势,为水平井固井大规模推广应用提供了支撑。

(3)基于 DST 预测的地层压力与压裂施工实测地层破裂压力是准确合理的,满足了平衡压力固井设计与固井施工中变排量压力节点控制的需要,实现了防漏压稳的目标。

(4)良好的井眼准备与套管下入技术为水平井固井顺利施工创造了条件,加长胶塞、树脂滚轮刚性旋流扶正器、关井阀等附件的使用,进一步提高了固井质量。

参考文献:

- [1] 闫吉曾,罗懿.镇泾油田 HH37P1 水平井钻完井技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2012,37(7):31-34.
- [2] 李克智,闫吉曾.红河油田水平井钻井提速难点与技术对策[J].石油钻探技术,2014,42(2):117-122.
- [3] 陈勇,杨伟平,冯杨.涪陵页岩气井长水平段漏失井固井技术应用研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(7):42-44.
- [4] 马艳超.龙凤山气田易漏失井固井工艺技术研究与应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(6):58-61.
- [5] 林强,胡萍,仵伟,等.低压易漏裸眼井段技术套管固井技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(7):10-12.
- [6] 覃毅,吴永超,张玉平,等.文 75X1 井长裸眼长封固段小间隙小尾管固井实践[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(6):32-34.
- [7] 秦国宏,覃毅,尤凤堂,等.水泥浆失重对高压油气井固井质量的影响分析及工艺对策[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(3):33-36.
- [8] 巢贵业,高春华.大牛地气田保护储层固井技术研究与应用[J].石油钻探技术,2007,35(1):38-40.
- [9] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].山东东营:中国石油大学出版社,2000:75-76.