

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019114

顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术研究

邹书强, 张红卫, 伊尔齐木, 李翔

(中国石化西北油田分公司, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘要: 顺北一区超深井窄间隙小尾管固井面临水泥环薄弱、注替泵压高、顶替效率低、井下温度高和高压盐水层发育等一系列技术难题, 固井质量难以保证。为解决该问题, 在总结前期固井施工经验的基础上, 完善了井眼准备技术, 优化了抗高温防气窜弹韧性水泥浆体系, 开展了水泥石密封完整性研究, 进行了固井流变学设计及压稳防气窜工艺优化, 形成了顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术。该固井技术在现场应用 3 井次, 固井质量良好, 后期施工未发生水侵, 保证了窄间隙段的长效密封性。顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术, 不但解决了该区块的固井难题, 还保障了该区块的安全、高效开发。

关键词: 超深井; 窄间隙; 尾管固井; 防气窜; 弹韧性水泥浆; 顺北一区

中图分类号: TE256⁺.4 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2019)06-0060-07

Slim Liner Cementing Technology for Ultra-Deep Wells with a Narrow Annulus in No.1 District of Shunbei Block

ZOU Shuqiang, ZHANG Hongwei, Eerqm , LI Xiang

(Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumuqi, Xinjiang, 830011, China)

Abstract: Slim liner cementing in ultra-deep wells with narrow annulus in the No.1 District of the Shunbei Block faces a series of technical challenges such as weak cement sheath, high displacement pumping pressure, low displacement efficiency, high bottomhole temperature and the development of high-pressure brine layer, which compromises the cementing quality. In order to solve those problems, on the basis of summarizing the previous operation experiences, small liner cementing technology for ultra-deep wells with narrow annulus in the No. 1 District of the Shunbei Block was formed by improving wellbore preparation technologies, optimizing the high temperature/gas channeling-proof elastic toughness cement slurry system, conducting cement stone sealing integrity research and carrying out cementing rheology design and stable-killing gas channeling-proof optimization. It has been applied in 3 wells in this area with good cementing quality. The subsequent operations were free from water intrusion, ensuring the long-term sealing of section with a narrow annulus. This cementing technology can not only effectively solve the cementing problems of this block, but also effectively ensure the safe and efficient development of the block.

Key words: ultra-deep wells; narrow annulus; liner cementing; anti-gas channeling; elastic toughness cement slurry; No.1 District of Shunbei Block

西北油田顺北一区超深井井深约为 7 300.00~7 700.00 m, 平均温度梯度约 1.93 °C/100m, 尾管固井施工存在环空间隙小、超深和超高压等特点^[1-3]。前期施工的顺北 1-4H 井、顺北 1-5H 井和顺北 1-6H 井均在三开井段钻遇高压水层, 小尾管固井结束后, 四开钻进及后期完井作业过程中均发生了盐水侵, 表明三开尾管未能对高压水层实现有效封隔。因此, 垫需解决该问题, 以保证四开井段的钻井安全。但目前国内外相同井深、温度和压力下窄间隙

小尾管固井施工可借鉴的经验不多。为此, 笔者分析总结了顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术难

收稿日期: 2019-01-15; 改回日期: 2019-10-16。

作者简介: 邹书强 (1988—), 男, 贵州印江人, 2009 年毕业于中国地质大学 (武汉) 石油工程专业, 工程师, 主要从事固井技术研发工作。E-mail: zhoushuq.xbsj@sinopec.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划 (“973” 计划) 项目 “深井复杂地层安全高效钻井基础研究” (编号: 2010CB226700)、国家自然科学基金项目 “控压钻井测控理论及关键问题研究” (编号: 51334003) 联合资助。

点,完善了井眼准备措施,优化了抗高温防气窜弹韧性水泥浆配方,研究了其水泥石力学性能,进行了固井流变学设计及压稳防气窜工艺优化,形成了顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术。3 井次的现场应用结果表明,该技术能实现高压水层的有效封隔。

1 固井技术难点

顺北一区桑塔木组地层发育辉绿岩侵入体,且含高压盐水层,超深井通常设计为四级井身结构,其中三开采用 $\phi 165.1\text{ mm}$ 钻头钻进,下入 $\phi 139.7\text{ mm}$ 尾管专封桑塔木组辉绿岩侵入体,理论环空间隙仅 12.7 mm 。为了满足成像测井录取资料以及施工效率的需要,对井身结构进行了优化,得到了新四级井身结构,其三开采用 $\phi 190.5\text{ mm}$ 钻头钻进,进入奥陶系一间房组顶界 4.00 m 中完,下入 $\phi 168.3\text{ mm}$ 尾管专封桑塔木组辉绿岩侵入体。典型的新四级井身结构(以顺北 1-11 井为例)如图 1 所示。

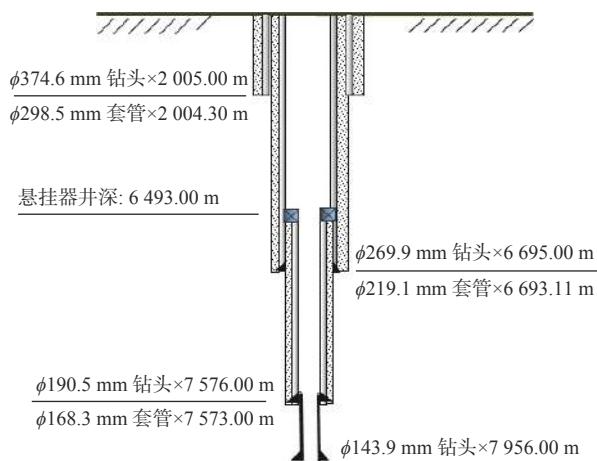


图 1 顺北一区典型的新四级井身结构示意

Fig. 1 Schematic of typical new four-level casing program in No. 1 District of Shunbei Block

在新四级井身结构中,三开井段的理论环空间隙由 12.7 mm 减小至 11.1 mm ,由此带来了一系列固井技术挑战,主要包括:1)环空间隙小,下套管遇阻卡和井漏风险大,对井眼准备要求和套管下放速度控制要求高;2)三开井深 $6\ 500.00\sim7\ 800.00\text{ m}$,井底静止温度高($150\sim160\text{ }^{\circ}\text{C}$),对水泥浆抗高温性能要求高;3)水泥环薄,后期钻井、完井和采油作业时间长,且井筒压力变化幅度大,对水泥石密封完整性要求高;4)循环摩阻大,施工压力高,排量受限,难以实现紊流顶替,顶替效率低;5)封固段含厚度 $5.00\sim$

50.00 m 的辉绿岩侵入体,伴随发育高压盐水层,压力系数达 1.47 左右,难以压稳,易发生盐水侵。

2 井眼准备及下套管技术

2.1 井眼准备技术

顺北一区 $\phi 168.3\text{ mm}$ 尾管固井时,由于环空间隙小、封固段灰绿岩易掉块,下套管前需加强井眼准备工作,确保尾管顺利到位、开泵正常。在通井时应优化通井钻具组合,确保通井钻具刚性大于套管刚性,并结合实测井径对缩径、遇阻井段进行通井和短起下钻,保证井眼顺畅。通井钻具组合的刚性一般用刚性比来表示,其计算公式为:

$$M = \frac{D_c^4 - d_c^4}{D_o^4 - d_i^4} \quad (1)$$

式中: M 为刚性比; D_c 为钻铤外径, mm ; d_c 为钻铤内径, mm ; D_o 为套管外径, mm ; d_i 为套管内径, mm 。

在选择通井钻具组合时,应确保通井钻具组合刚性与套管刚性之比不小于 1.0 。例如,顺北 1-14 井使用的通井钻具组合为 $\phi 190.5\text{ mm}$ 牙轮钻头+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 钻铤 $\times 2$ 根+ $\phi 185.0\text{ mm}$ 稳定器+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 钻铤 $\times 8$ 根+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆,该钻具组合与 $\phi 168.3\text{ mm}$ 套管的刚性比为 1.1 ,且钻具组合中增加了 $\phi 185.0\text{ mm}$ 稳定器,说明钻具组合刚性能模拟套管刚性,满足通井要求。为确保井眼清洁,应通井到底,并大排量循环洗井不少于 2 个循环周,期间确保地面固控设备运转正常,以清除有害固相,并使用“高黏稠浆+超细纤维”清洁井眼;起钻前调整钻井液的防塌、护壁、润滑等性能,对于辉绿岩易掉块地层注入防塌封闭浆,进行针对性处理。

2.2 套管下放速度设计

顺北一区新四级井身结构中,二开井段的套管下深比原井身结构浅,因此三开封固段地层承压能力比原井身结构小, $\phi 168.3\text{ mm}$ 尾管封固地层破裂当量密度为 $1.73\sim1.75\text{ kg/L}$ 。由于环空间隙小,套管下入过快极易产生较大激动压力,因此需严格控制套管下放速度以免压漏地层。目前主要采用等环空返速法进行计算套管下放速度,计算公式为:

$$v_x < \frac{2v_s q_h}{2q_w + q_h} \quad (2)$$

式中: v_x 为套管下放速度, m/s ; v_s 为环空安全上返速度, m/s ; q_w 为每米套管外容积, L/m ; q_h 为每米套管

环容积, L/m。

以顺北 1-14 井为例, 根据实测井径和钻进时的循环参数, 若安全系数取 1.0, 套管下放速度应小于 0.4 m/s, 若安全系数取 2.0, 套管下放速度应小于 0.2 m/s。套管出裸眼后, 考虑激动压力影响, 安全系数取值应不小于 2, 需严格控制套管下放速度, 通过平稳操作延长套管下放时间, 防止压漏地层。

3 抗高温防气窜水泥浆优化及评价

3.1 水泥浆体系优化

顺北一区早期超深井小尾管固井主要采用常规抗高温水泥浆, 其主要配方为 G 级水泥+35.0% 硅粉+3.0% 膨胀剂+4.5% 降滤失剂+1.2% 缓凝剂+1.0% 分散剂++42.0% 水, 密度为 1.92 kg/L, 93 °C×20 min 条件下的六速黏度计读数为 286, 159, 112, 62, 7 和 4, API 滤失量为 40 mL, 自由液为 0 mL, 流动度为 20 cm。

135 °C、48 h 和 0.1 MPa 试验条件下, 该水泥浆形成的水泥石其强度和弹性模量分别为 30.2 MPa 和 12.6 GPa。该水泥浆先后在顺北一区 5 口井进行了应用。其中, 顺北 1-4H 井、顺北 1-5H 井和顺北 1-6H 井在三开井段均钻遇高压水层, 固井施工正常, 且声幅测井显示固井质量均在合格以上, 但 3 口井在后期降密度钻进作业和完井作业时环空均发生了不同程度的盐水侵, 分析认为小尾管固井中采用常规抗高温水泥浆难以封隔高压水层。

目前, 弹韧性水泥浆已广泛应用于储气库、页岩气井固井^[4-6], 其水泥石具有弹性模量低、抗压强度高、抗冲击及疲劳破坏能力强等特点, 可提高水泥环的长效密封能力, 但其施工温度、压力等与顺北一区井况有别。因此, 需要针对顺北一区超深、超高温和小尾管固井的特点, 评价、优选抗高温弹性材料和增韧材料, 形成适合该区块的抗高温防气窜弹韧性水泥浆体系。

弹性材料可以降低水泥石弹性模量, 增强水泥环抗交变载荷和疲劳破坏的能力, 但会在一定程度上削弱水泥石的抗压强度, 因此需要优化弹性材料的加量。以某弹性材料为例进行了试验分析。试验条件为 90 °C、48 h 和 0.1 MPa; 基浆配方为 G 级水泥+35.0% 硅粉+2.5% 膨胀剂+3.5% 降滤失剂+42.0% 水。试验方法为: 向基浆中加入弹性材料, 测试该试验条件下不同加量弹性材料所对应水泥石的抗压强度和弹性模量, 试验结果如图 2 所示。

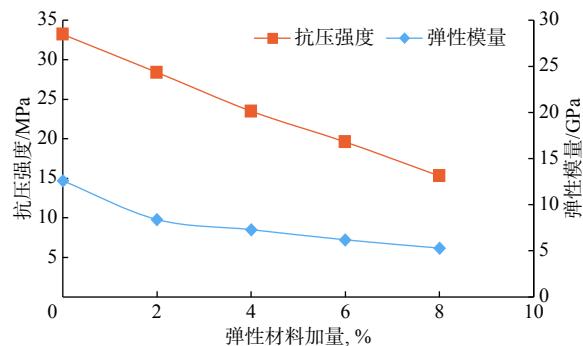


图 2 水泥石抗压强度、弹性模量与弹性材料加量的关系

Fig. 2 Relationship between the compressive strength, elastic modulus and the elastic material dosage of cement stone

由图 2 可知, 弹性材料加量从 0 逐渐增加到 8% 时, 水泥石的抗压强度从 33.2 MPa 降至 15.3 MPa, 弹性模量由 12.6 GPa 减至 5.3 GPa, 即水泥石的抗压强度和弹性模量随弹性材料加量增加而逐渐降低。综合考虑后期作业对水泥石强度的要求, 保证水泥石弹性模量小于 7 GPa, 抗压强度高于 20 MPa, 弹性材料的最优加量应为 4%~6%。

为进一步增强水泥石韧性, 提高抗折强度, 防止形成微裂隙, 需要复配一定量的增韧材料(3~5 mm 长有机纤维)。以某有机纤维为例进行了加量优化试验, 试验条件及基浆同上, 试验结果如图 3 所示。

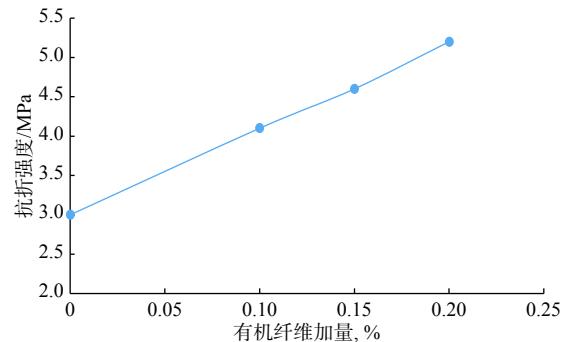


图 3 有机纤维加量与水泥石抗折强度的关系

Fig. 3 Relationship between the organic fiber dosage and bending strength of cement stone

由图 3 可知, 有机纤维加量越大, 水泥石抗折强度越高。但分析认为, 加入纤维过多会影响水泥浆的流变性。综合考虑水泥浆性能, 有机纤维加量在 0.1%~0.2% 较为合适。

在优化弹性材料与增韧材料加量的基础上, 根据颗粒级配和紧密堆积理论复配硅粉, 以减小水泥石高温下的强度衰退幅度; 同时, 可采用纳米液硅、胶乳等防气窜剂形成聚合物膜或滤饼并填充水泥空隙, 降低水泥石的渗透率, 提高水泥石的防气窜

性能。据此形成了抗高温防气窜弹韧性水泥浆配方: G 级水泥+40.0% 硅粉+4.0% 降滤失剂+10.0% 胶乳+4.0% 弹性材料+1.5% 缓凝剂+0.6% 消泡剂+0.2% 有机纤维+38.0% 水, 主要性能为: 密度 1.91 kg/L, 93 °C、20 min 条件下六速黏度计读数>300, 195, 128, 73, 6 和 4, API 滤失量 40 mL, 自由液 0 mL, 流动度 20.5 cm。在 135 °C、48 h、0.1 MPa 条件下测试了其水泥石的抗压强度和弹性模量, 结果分别为 21.5 MPa 和 7.1 GPa。

3.2 水泥环密封完整性评价

顺北 1-4H 井和顺北 1-6H 井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井施工正常, CBL 声幅显示固井质量分别为良好和优秀, 但在后续钻井作业中降钻井液密度之后(顺北 1-6H 井由 1.81 kg/L 降至 1.25 kg/L, 顺北 1-4H 井由 1.76 kg/L 降至 1.27 kg/L)却发生了盐水侵, 说明水泥环未能封隔高压水层。为充分模拟后续钻井作业对水泥环密封完整性的影响, 设计水泥环密封完整性评价装置(见图 4), 模拟顺北一区原四级井身结构并用 $\phi 165.1$ mm 钻头钻进、 $\phi 139.7$ mm 尾管裸眼固井、水泥环厚度 12.7 mm 条件, 进行了水泥环密封完整性评价试验。

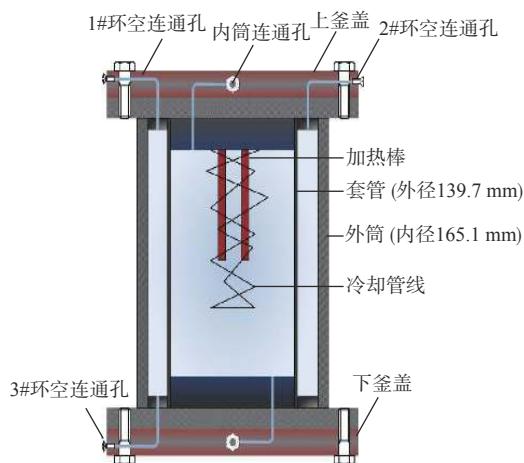


图 4 水泥环密封完整性评价装置示意

Fig. 4 Schematic of the evaluation device of cement sheath integrity

根据顺北 1-6H 井实测水层压力系数 1.47, 盐水层之上水泥环长度按 100 m 计算, 可以得到每米水泥环所受水驱压力约 0.15 MPa; 根据顺北一区小尾管固井结束后, 钻井作业时井筒压差变化情况, 在 0~60 MPa 用 4 次交变压力模拟井下工况。设置的模拟参数: 温度 90 °C(考虑装置耐温能力和试验安全, 低于实际井下温度), 注水压力大于 0.15 MPa。

试验步骤: 1) 将待测水泥浆搅拌后倒入环空, 养护; 2) 养护完成后, 用 1.5 MPa 氮气测试初始状态下的密封情况, 若密封良好, 开始水驱测试; 3) 采用自来水驱替, 驱替压力控制在 0.15 MPa 以上; 4) 用压力泵调节套管内压, 根据实际工况条件调节套管内压变化周期(不短于 10 min); 5) 根据达西定律, 试验目标函数采用环空渗流能力进行表征。

环空渗流能力的计算公式为:

$$\kappa = KA = \frac{Q\mu L}{\Delta p} \quad (3)$$

式中: κ 为渗流能力, $D \cdot \text{cm}^2$; K 为渗透率, D ; A 为水泥环截面积, cm^2 ; Q 为驱替流量, mL/s ; μ 为流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$, 该试验取 1 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; L 为水泥环长度, cm ; Δp 为水泥环两端压差, 0.1 MPa。

顺北一区前期使用的常规抗高温水泥浆和抗高温防气窜弹韧性水泥浆的水泥环密封试验结果, 分别见图 5 和图 6。

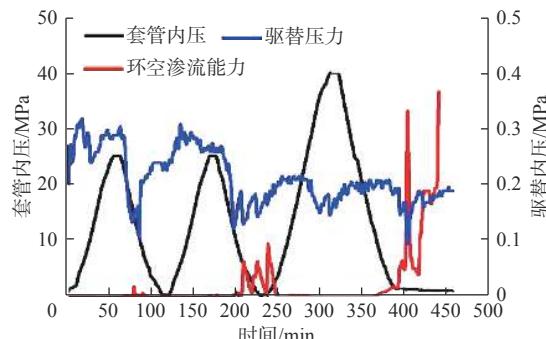


图 5 常规抗高温水泥浆水泥环密封试验结果

Fig. 5 Test results of the sealing performance of cement sheath formed by conventional high temperature resistant cement slurry

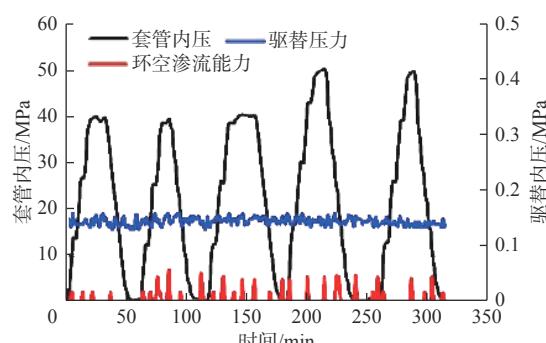


图 6 抗高温防气窜弹韧性水泥浆水泥环密封试验结果

Fig. 6 Test results of the sealing performance of cement sheath formed by high temperature/gas channeling-proof elastic toughness cement slurry

由图 5、图 6 可知, 常规抗高温水泥浆在经过 2 次 25 MPa 压力交变后, 环空出现轻微渗流, 说明

水泥环密封已经劣化,再经过1次40 MPa内压交变后渗流明显,折算环空当量渗透率大于500 mD,说明环空密封已经完全失效;而抗高温防气窜弹韧性水泥浆的水泥环在0~60 MPa经过5次交变压力后,无明显渗流,折算环空当量渗透率为0.1 mD,水泥环密封性能良好。

4 固井流变学设计及压稳防气窜工艺优化

4.1 流变学设计

根据水泥浆流变学设计相关规范标准,采用宾汉模式和幂律模式来描述水泥浆的流变特性,流变模式的具体选用应根据水泥浆的剪切速率和剪切应力对应2个模式的吻合程度来确定。流变模式的判别公式为:

$$F = \frac{\theta_{200} - \theta_{100}}{\theta_{300} - \theta_{100}} \quad (4)$$

式中: F 为流变模式判别系数; θ_{300} , θ_{200} 和 θ_{100} 分别为黏度计转速达到300,200和100 r/min时的黏度计读数。

当 $F=0.5\pm0.3$ 时,可选用宾汉模式;反之选用幂律模式。根据不同模式的环空流临界雷诺数公式、临界流速公式等计算水泥浆的对应紊流、塞流临界流速,从而根据井径计算出紊流、塞流临界排量。

以抗高温防气窜弹韧性水泥浆在93 °C温度下养护后的六速黏度计读数(145, 67, 45, 28, 5和3)为例,平均井径扩大率按5%计算,则井径为200.03 mm,套管直径为168.3 mm,通过流变学设计软件计算得

到固井时水泥浆所需紊流临界排量为1.8 m³/min、塞流临界排量为0.17 m³/min。顺北区块超深井小尾管固井时,套管到位后的循环排量和压力分别在0.6~0.8 m³/min和16~22 MPa,受循环泵压限制,很难达到紊流所需排量;由于顺北区块钻井作业均使用钻深能力达7 000 m以上的电动钻机,塞流排量较易实现。因此,顺北一区小尾管固井施工,在替浆过程中水泥浆出管鞋时宜降排量采用塞流顶替方式,以提高顶替效率,确保固井质量。

4.2 压稳防气窜工艺优化

油气井注水泥后,由于环形空间液柱压力与地层压力不平衡关系的变化,地层中的流体进入环形空间后产生纵向流动,这种纵向流动称为环空窜流^[7-11]。水泥浆失重是造成环空窜流的主要原因之一。水泥浆失重后,浆柱压力的最小值为水柱压力,故水泥浆失重造成的大压力差可表示为:

$$\Delta p_{\max} = 0.00981(\rho_s - 1)h \quad (5)$$

式中: Δp_{\max} 为水泥浆失重造成的大压力差, MPa; ρ_s 为水泥浆密度, kg/L; h 为水泥浆封固段长度, m。

以顺北1-14井为例,通过地层破裂试验可知,其三开地层破裂压力当量密度1.73 kg/L,三开中完井深7 580.00 m,7 135.00~7 152.00 m井段存在盐水层,中完钻井液密度为1.65 kg/L。全井筒为钻井液时,井底静液柱压力为122.69 MPa,井深7 152.00 m处(水层)静液柱压力为118 MPa。 ϕ 168.3 mm尾管固井浆柱结构设计结果见表1。速凝水泥浆设计封固至水层以上,水泥浆替浆到位后静液柱压力当量密度为1.67 kg/L,小于地层破裂压力当量密度。

表1 顺北1-14井小尾管固井浆柱结构设计结果

Table 1 Structural design results of cement slurry column in Wells 1-14 cemented with slim liner in Shunbei Block

序号	液体	液体密度/(kg·L ⁻¹)	用量/m ³	长度/m	分段压力/MPa	累计压力/MPa
1	钻井液	1.65		5 467.00	88.49	88.49
2	隔离液	1.75	16.00	750.00	12.88	101.37
3	水泥浆(领浆)	1.88	12.31	783.00	14.44	115.81
4	水泥浆(尾浆)	1.90	7.74	580.00	10.81	126.62

若按中完钻井液密度1.65 kg/L计算水泥浆失重前后的压差,水泥浆尾浆失重时,井深7 152.00 m处静液柱压力为117.33 MPa,此时环空需补压0.67 MPa;水泥浆领浆、尾浆均失重时,井深7 152.00 m处静液柱压力为110.72 MPa,此时环空需补压7.28 MPa。若按顺北1-6H井实测水层压力系数1.47进行计

算,领浆、尾浆均失重时,井深7 152.00 m处静液柱压力为110.72 MPa,大于水层压力105.13 MPa,理论上仍能压稳水层。

顺北一区5口井三开所用钻井液密度及出水情况见表2。

从表2可以看出,5口井三开所用钻井液密度

表 2 顺北一区 5 口井三开所用钻井液密度及出水情况

Table 2 Drilling fluid density and water production in the third spud of 5 wells in No.1 District of Shunbei Block

井号	井身结构	三开钻井液密度/(kg·L ⁻¹)	出水情况
顺北1-4H	原四级	1.76	钻至井深7 253.32 m, 出口密度由1.76 kg/L降至1.00 kg/L, 地层出水排放污染钻井液9.947 m ³ , 未发现液面上升
顺北1-5H	原四级	1.68	钻至井深7 401.00 m, 液面无变化, 出口密度由1.66 kg/L降至1.62 kg/L, 地层出水排放污染钻井液26 m ³
顺北1-11	新四级	1.62	钻至井深7 209.55 m, 遇到井深7 205.40 m, 出口密度由1.60 kg/L降至1.55 kg/L, 液面无变化, 判断地层出水
顺北1-13	新四级	1.63	中完通井下钻划眼到底循环, 出口密度由1.63 kg/L降至1.20 kg/L, 判断井下出盐水, 液面无明显上升, 循环排污15 m ³
顺北1-14	新四级	1.65	中完通井到底, 循环期间循环出的盐水及混浆总计49.79 m ³ , 液面无明显上升

均高于顺北 1-6H 井实测水层压力系数 1.47, 理论上已压稳水层。5 口井在实际三开钻进过程中依然出水, 但出水时池液面并无发现明显上升, 循环期间出口钻井液密度却明显降低, 分析认为出水原因主要为井筒内钻井液与水层之间存在置换现象。

因此, 对于三开小尾管固井, 快速封固水层减少水泥浆和地层水置换是关键, 在设计浆柱结构时宜用速凝水泥浆封固至水层以上。为确保候凝期间能压稳水层, 小尾管固井结束后应及时起钻循环洗井并关井憋压候凝, 憋压值应高于水泥浆失重后水层位置减少的压差值(采用中完钻井液密度值计算比较), 但环空加压后井底静液柱压力当量密度不宜超过地层破裂压力当量密度, 防止压漏地层。

5 现场应用

5.1 基本数据

抗高温防窜弹韧性水泥浆先后在顺北一区顺北 1-11 井、顺北 1-13 井、顺北 1-14 井等 3 口新四级结构井 $\phi 168.3$ mm 尾管固井中进行了应用。以顺北 1-14 井为例介绍现场施工情况。

1) 水泥浆基础配方: G 级水泥+40.0% 硅粉+4.0% 降滤失剂+10.0% 胶乳+4.0% 弹性材料+0.5%~1.5% 缓凝剂+0.6% 消泡剂+0.2% 纤维+38.0% 水。

2) 水泥浆性能要求(试验条件为 140 °C×120 MPa) 见表 3。

表 3 水泥浆性能要求

Table 3 The performance of the cement slurry

水泥浆密度/(kg·L ⁻¹)	滤失量(6.9 MPa×30 min)/mL	析水量/mL	24 h 抗压强度/MPa	100 Be 混凝时间/min	流动度	六速黏度计读数
领浆 1.88	40	0	23.8	369	22	245/151/110/64/7/5
尾浆 1.91	36	0	24.1	180	21	298/216/175/138/10/6

3) $\phi 168.3$ mm 尾管串结构: 加长浮鞋+3 根套管+1#浮箍+3 根套管+2#浮箍+6 根套管+球座+套管串(每 3~5 根套管按装 1 支扶正短节)+尾管悬挂器(重叠段约 200 m)+送放钻具。

4) 顺北 1-14 井 $\phi 168.3$ mm 尾管固井施工简况: 套管到位循环, 期间排盐水及混浆 36.0 m³, 纯盐水 24.9 m³; 注密度 1.75 kg/L 的加重隔离液 16.0 m³; 注水泥浆 24.0 m³, 其中领浆 14.0 m³, 尾浆 10.0 m³; 替浆 41.6 m³ 碰压, 放回水断流, 回压阀正常, 起钻 7 根, 反循环洗井, 关井憋压候凝。

5.2 应用效果评价

顺北 1-11 井、顺北 1-13 井和顺北 1-14 井 $\phi 168.3$ mm 尾管固井质量声幅测井曲线见图 7。从

图 7 可以看出, 3 口井套管鞋以浅 100 m 及悬挂器以深 100 m 的封固质量声幅值均在 15% 左右, 水层段的封固质量声幅值均在 25% 左右, 施工结束后扫塞期间钻井液密度从 1.65 kg/L 降至 1.26 kg/L, 井筒未发生盐水侵, 直至后期完井作业均未发生盐水侵, 表明水层封隔良好。

6 结 论

1) 顺北一区超深井小尾管固井时环空间隙小, 为确保套管顺利到位需加强井眼准备工作, 强化通井措施, 优化调整钻井液性能; 送放套管时, 应严格控制套管下放速度, 防止压漏地层。

2) 通过加入弹性材料、增韧材料和防气窜材料

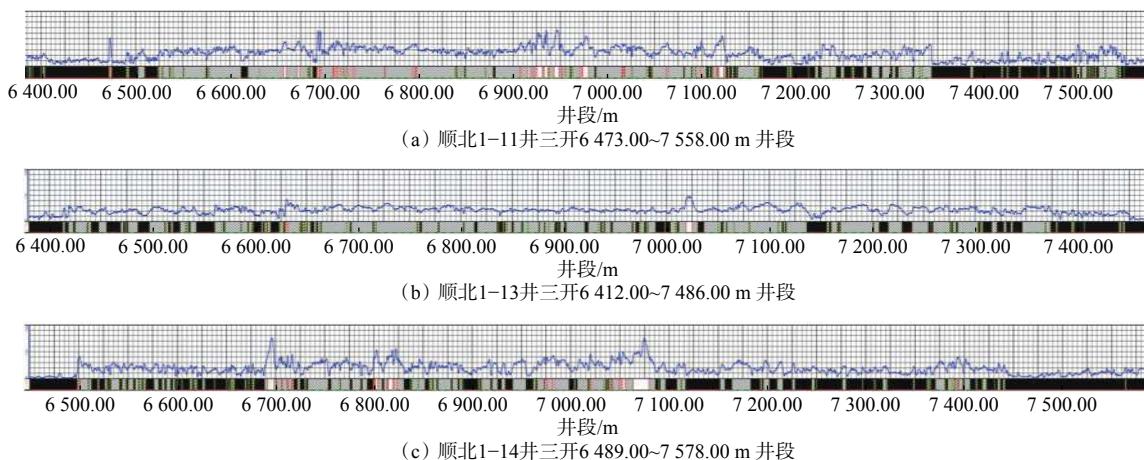


图 7 应用抗高温防气窜弹韧性水泥浆的 3 口井的声幅测井曲线

Fig.7 Acoustic logging curve of 3 wells adopting high temperature/gas channeling-proof elastic toughness cement slurry system

形成的抗高温防气窜弹韧性水泥浆,可有效改善窄间隙水泥力学性能,提高水泥环的密封完整性。

3)为了压稳和快速封固水层,设计速凝水泥浆,速凝水泥浆宜封固至水层以上,施工结束后及时起钻循环洗井之后关井憋压候凝,憋压值应不小于水泥浆失重后水层位置减小的压差值。

4)顺北一区 3 口井应用了改进后的抗高温防窜弹塑性水泥浆体系,后期施工作业过程中均未发生盐水侵,实现了对高压水层的有效封隔。

参 考 文 献

References

- [1] 赵志国,白彬珍,何世明,等.顺北油田超深井优快钻井技术[J].石油钻探技术,2017,45(6): 9–13.
ZHAO Zhiguo, BAI Binzen, HE Shiming, et al. Optimization of fast drilling technology for ultra-deep wells in the Shunbei Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 9–13.
- [2] 刘彪,潘丽娟,张俊,等.顺北区块超深小井眼水平井优快钻井技术[J].石油钻探技术,2016,44(6): 12–15.
LIU Biao, PAN Lijuan, ZHANG Jun, et al. The optimized drilling techniques used in ultra-deep and slim-hole horizontal wells of the Shunbei Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(6): 12–15.
- [3] 董小虎,商森.顺北区块超深 120 mm 小井眼定向技术难点及对策[J].西部探矿工程,2018,30(1): 47–50.
DONG Xiaohu, SHANG Sen. Difficulties and countermeasures of ultra-deep 120 mm slim hole orientation technical in Shunbei Block[J]. West-China Exploration Engineering, 2018, 30(1): 47–50.
- [4] 李壮,牛朝伟,高玮,等.热采侧钻井塑性水泥浆研究与应用[J].钻井液与完井液,2009,26(4): 40–42.
LI Zhuang, NIU Chaowei, GAO Wei, et al. The study and application of plastic cement slurry for thermal production sidetracked wells[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(4): 40–42.
- [5] 罗长斌,李治,胡富源,等.韧性水泥浆在长庆储气库固井中的研究与应用[J].西部探矿工程,2016,28(1): 72–76.
LUO Changbin, LI Zhi, HU Fuyuan, et al. Research and application of toughness cement slurry in cementing of Changqing gas storage[J]. West-China Exploration Engineering, 2016, 28(1): 72–76.
- [6] 彭志刚,陈大钧,冯茜.深井塑性水泥浆体系研究[J].钻井液与完井液,2003,20(4): 4–6.
PENG Zhigang, CHEN Dajun, FENG Qian, et al. The research of plastic cement slurry system in deep wells[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2003, 20(4): 4–6.
- [7] 刘崇建,黄柏宗,徐同台,等.油气井注水泥理论与应用[M].北京:石油工业出版社,2001: 316–339.
LIU Chongjian, HUANG Bozong, XU Tongtai, et al. Theory and application of cementing in oil and gas wells[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 316–339.
- [8] 宋会光,李跃明,李良兵,等.对水泥浆失重规律的认识[J].西部探矿工程,2008,20(12): 114–117.
SONG Huiguang, LI Yueming, LI Liangbing, et al. The opinion of cement slurry weightlessness law[J]. West-China Exploration Engineering, 2008, 20(12): 114–117.
- [9] 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.
QIN Guohong, QIN Yi, YOUNG Fengtang, et al. Analysis on the impact of weight loss of cement slurry on cementing quality for high-pressure oil and gas well and the technical countermeasures[J]. Prospecting Engineering(Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2015, 42(3): 33–36.
- [10] 杨建雄,杨宝国,胡小兰.高温高压固井防气窜技术[J].江汉石油职工大学学报,2009,22(2): 34–36.
YANG Jianxiong, YANG Baoguo, HU Xiaolan. High temperature and high pressure anti-gas channeling cementing technology[J]. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers, 2009, 22(2): 34–36.
- [11] 高元,桑来玉,杨广国,等.胶乳纳米液硅高温防气窜水泥浆体系[J].钻井液与完井液,2016,33(3): 67–72.
GAO Yuan, SANG Laiyu, YANG Guangguo, et al. Cement slurry treated with latex nano liquid silica anti-gas-migration agent[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(3): 67–72.

[编辑 令文学]