

Research and Application of Cementing Technology for Adjustment Wells in Fushan Oilfield

Wenqiang Yao

Engineering Technology Branch of East China Petroleum Engineering Co., Ltd., Yangzhou, Jiangsu, 225101, China

Abstract

There are some difficulties in the cementing of adjustment wells deployed in Fushan Oilfield, such as low casing centricity, great difficulty in preventing channeling of formation fluid and water layer, and high requirements for the performance of cement slurry in high temperature and large temperature difference resistance. In view of the difficulties in the cementing process of adjustment wells, measures such as "turbulent displacement+plug flow bump" are adopted by optimizing the placement position of centralizers, strengthening the anti-channeling performance of cement slurry, improving the resistance to high temperature and temperature difference of cement slurry, and so on. Finally, the cementing quality of adjustment wells in Huachang, Bailian and other blocks is high.

Keywords

centralizer; cement slurry formula; cementing; replacement efficiency

福山油田调整井固井工艺研究与应用

姚文强

华东石油工程有限公司工程技术分公司, 中国·江苏·扬州 225101

摘要

福山油田目前所部署的调整井固井存在套管居中度低, 地层流体及水层防窜难度大, 对水泥浆抗高温耐大温差性能要求高等难点, 针对调整井固井过程存在的相关难点, 通过优化扶正器安放位置, 强化水泥浆的防窜性能, 完善水泥浆抗高温及耐温差性能, 采用“紊流顶替+塞流碰压”等举措, 最终在花场、白莲等区块施工调整井固井质量均为优质。

关键词

扶正器; 水泥浆配方; 固井; 顶替效率

1 固井难点

1.1 套管不易入井

由于调整井在井位部署过程中要考虑防碰绕障, 因此调整井的井眼轨迹偏于复杂多变, 导致套管入井后与井壁之间的接触面积增大, 随着套管不断下入, 下套的摩阻也不断增大, 最终导致套管难以顺利下到设计井深。

1.2 水泥浆配方设计困难

目前福山油田开发的调整井井下普遍现象为产层地层流体活跃, 非产层段存在大段水层, 在水泥浆候凝呈胶凝状态时环空整体的静液柱压力会因此下降, 导致地层流体侵入环空, 造成界面胶结质量变差, 此外, 水层还会与正在侯宁过程中的水泥环进行界面置换, 导致水泥环缺失。

福山油田地处中国南边, 地层梯度高达 $3.83^{\circ}\text{C}/100\text{m}$, 目前所施工的调整井均为全封固作业, 因此导致水泥浆在整

个封固段内需兼有井底高温及整个封固段上下大温差性能。

1.3 顶替效率低下

由于目前采用清水替浆及全封固井作业模式, 导致整个固井施工过程中施工压力较高, 为保证施工现场安全连续进行, 施工过程中不得不采用小排量替浆以此来降低施工过程中的压力, 因此环空返速达不到施工要求, 导致顶替效率难以保证^[1]。

2 技术措施

2.1 降低套管遇阻的方法

2.1.1 模拟套管刚度的钻具组合通井

下套前必须采用双扶钻具组合进行通井, 通井钻具组合下钻过程中若有遇阻现象, 必须在遇阻位置上下活动, 下放摩阻趋于正常摩阻后方可正常下钻, 下到低后需注入 20m^3 稠浆清扫井筒, 确保井筒内的岩屑及虚泥饼能顺利带出井筒, 而后用正常性能的钻井液进行循环清洗井壁, 确保井壁上附着的虚泥饼及岩屑能被彻底清除掉, 为套管能顺利下到设计井深夯实基础。

【作者简介】姚文强(1985-), 男, 中国陕西宝鸡人, 本科, 工程师, 从事固井水泥浆体系及现场施工工艺研究。

2.1.2 合理使用套管扶正器

采用翼板为曲面的刚性旋流扶正器，首先，流体经过该曲面时能获得瞬时提速，因此在小排量替浆过程中钻井液仍能获得较高返速；其次，该类型旋流扶正器可将套管与井壁的面接触转换成点接触，可有效降低下套管过程中的摩擦阻；最后，为保证整个封固段内套管居中度大于67%，通过软件模拟，产层段两根套管安装一个扶正器，非产层段三根套管安装一个扶正器。

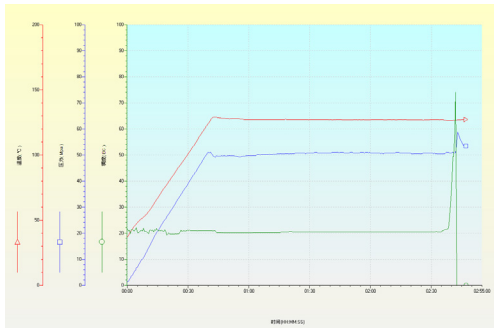
2.2 水泥浆配方设计

2.2.1 抗高温耐大温差防窜水泥浆配方

经过室内大量实验，最终确定了抗高温耐大温差的水泥浆配方：葛洲坝G级水泥+25%硅粉+15%CP-56+3.125%G33S（低密度专用）+1.25%G401（膨胀剂）+1.4%GH-9（缓凝剂）。

表1 该配方在158℃时相关性能数据

水泥浆密度 (g/cm ³)	1.88
实验条件	158℃/60MPa/50min
稠化时间 (min)	143
93℃流变	-/205/152/83/7/3
133℃失水 (mL)	30
沉降稳定性	0.01g/cm ³
158℃热浆, 70℃/48h 增压强度 (MPa)	9.8MPa



注：实验条件 50min 升温升压至 158℃ × 60MPa，30min 降温降压至 100℃ × 40MPa 稠化时间 162min/70BC。

图1 该配方在158℃时的稠化曲线

2.2.2 该配方的优点

①抗高温性能突出：该配方完全能够满足福山油田所有固井最高温度的需要，该配方中的高温缓凝剂 GH-9 可抗高温 200℃左右。而福山油田的中深井固井循环温度在 130℃左右。

②优异耐大温差性能：该配方耐大温差性能非常突出，在满足井底循环温度 158℃固井稠化时间条件下，顶部温度稠化时间为不超过 10 个小时。

③防窜能力强：该水泥浆体系防窜能力强，防窜系数高，能够满足油气窜活跃的油气层防窜要求^[2]。

2.3 前置液设计

该前置液体系为：

冲洗液 (5%WH-2) + 隔离液 (5%WH-8)+5%GH-9 (密度 1.05 g/cm³)。

从表 2 可以看出该前置液在 30℃和 120℃时，其流变性能基本无变化，该前置液表现出优良的耐温差性能，而在这两种实验条件下也表现出优良的沉降稳定性，经过室内模拟实验从图 2 及表 3 可以看出该冲洗液与井壁接触 5 min 后虚泥饼及岩屑基本被冲洗干净，冲洗效率高达 97.7%。

表2 1.05 g/cm³ 高效冲洗前置液流变及沉降稳定性

温度/℃	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	沉降稳定性
30	-	-	55	33	11	3	静置 30min 无沉降
120	-	-	63	38	15	6	静置 30min 无沉降



图2 冲洗泥饼前后对比

表3 1.05 g/cm³ 冲洗液的冲洗效率

冲洗液	圆筒附件净重 W ₀ /g	含原始泥饼圆筒质量 W ₁ /g	冲刷 3 min 圆筒质量 W ₂ /g	3 min 的冲洗效率 η ₁ /g	冲刷 5 min 圆筒质量 W ₃ /g	5 min 的冲洗效率 η ₂ /g (%)
1.05 g/cm ³	191.5	196.0	-	-	191.6	97.7

①抗高温性能突出：该体系在高温环境下性能稳定，能有效防止水泥浆与钻井液接触形成混浆。

②冲洗效率高：该体系对井壁的虚泥饼及残存原油具有很强的分解能力和内部润湿反转能力，仅需在低流速状态下就可达到 97% 的冲洗效率。

③对产层无污染：该体系中的外加剂均为目前市场上的环保材料，因此对地层无任何污染。

2.4 固井流变学指导固井施工

我们可以根据雷诺数来判别流体流态，其临界雷诺数是随流体的流变性能而变化的，具体紊流临界流速计算公式：

$$v_c = 0.01 [0.83 \times (3470 - 1370n) K / \rho] \times [1 / (2-n)] \times [n \times (8n+4) / (D_w - D_c)] \times [n \times (2-n)]$$

式中：v_{cpg}—塞流临界流速，m/s；

v—平均流速，m/s；

v_c—紊流临界流速，m/s；

N_{Re}—雷诺数，无量纲；

N_{Rec}—临界雷诺数，无量纲；

τ₀—动切应力，Pa；

η_p—塑性粘度，Pa·s；

- D_w ——平均井眼直径, cm;
- D_c ——套管外径, cm;
- K ——稠度系数, $\text{mPa} \cdot \text{s}^n$;
- n ——流性指数, 无量纲;
- ρ ——水泥浆密度, g/cm^3 。

n 、 K 可用六速粘度计通过测顶替液性能求得:

$$n=3.32 \lg (\Phi 600 / \Phi 300)$$

$$K=(0.511 \Phi 600) / 1022^n$$

通过统计海南地区的各个区块井径及钻井液相关性能数据, 结合以上公式及各个施工井队泥浆泵的规格型号、施工压力可以得出: ①塞流的临界流速 v_{cpg} 为 0.8m/s , 泥浆泵的替浆排量 $\leq 1\text{m}^3/\text{min}$ 即可满足塞流要求; ②紊流的临界流速 v_c 为 1.2m/s , $2.1\text{m}^3/\text{min} \leq$ 泥浆泵的排量 $\leq 2.5\text{m}^3/\text{min}$, 即可满足紊流要求且能确保施工安全。

2.5 引流降压举措

通过不断循环将地层汇集的能量排出井筒, 可通过气测仪器监测井筒内地层流体排出井筒的具体情况, 待仪器监测的数值长时间处于波谷时, 表明地层流体储存能量已经释放完全。此外, 要随机抽测返浆槽中钻井液的比重, 若连续随机抽测三个点比重没变化, 表示井筒已经处理干净^[3]。

为进一步降低井筒内地层流体能量, 可在保证井壁稳定的前提下, 通过注入一定量的前置液降低井筒内液柱压力, 诱使地层流体在水泥浆进入环空时排出, 可根据地层坍塌压力与施工过程中井底所承受的动态压力之间的关系式, 反推出所需前置液的量, 因此根据式(1)及式(2)可以得出:

$$(\rho_1 \times H \times g + \rho_2 \times h \times g) \times 10^{-3} + P_1 \geq P \quad (1)$$

$$H + h = 4100 \quad (2)$$

$$[1.43 \times (4100 - h) \times 9.8 + 1.10 \times h \times 9.8] \times 10^{-3} + 13 \geq 68$$

$$h \leq 759.8\text{m}$$

式中, P ——地层坍塌压力, MPa;

ρ_1 ——钻井液比重, g/cm^3 ;

ρ_2 ——前置液比重, g/cm^3 ;

H ——钻井液所占长度, m;

h ——前置液所占长度, m;

P_1 ——流动阻力, MPa (取 13MPa);

g ——重力加速度, m/s^2 。

以花 107-50X 为例, 根据计算结果并结合前置液进入环空过程中流动阻力的波动变化, 因此前置液占环空高度小于 759.8m 时在井下不会出现垮塌复杂事故的发生, 而此时环空的动态液柱压力最小, 而根据测井提供的井径, 前置液完全进入环空时该井段的平均环容为 $26.3\text{L}/\text{m}$, 因此前置液使用量为 19.5m^3 时可满足“降压—引流”的要求。

该井在下完套管循环 4h 后全烃含量基值仍然高达 39%, 当 19m^3 前置液全部进入环空, 录井实测地层全烃含量的由 39% 升至 65%, 通过此举将地层能量多排了 26%, 此法有效缓解了水泥浆防窜的压力。

3 现场应用效果

今年通过将以上的固井技术措施在福山油田进行推广应用, 海南项目以高达 93.3% 优秀率及测固井质量一次成功率 100% 的技术指标领跑整个海南固井市场。具体统计数据如表 4 所示。

表 4 福山油田 2017 年固井质量统计表

序号	井号	套管下深 (m)	测固井质量是否一次成功	固井质量
1	花 107-33X	3285.92	是	优秀
2	永 8-4X	3049.26	是	优秀
3	莲 103-9X	3246.25	是	优秀
4	花 19X	3143.06	是	优秀
5	金凤 7X	3568.66	是	优秀
6	花 107-34X	3307.14	是	优秀
7	花 107-35X	3407.26	是	优秀
8	永 8-5X	3269.14	是	优秀
9	花 107-36X	3157.73	是	优秀
10	花 107-50X	3097.15	是	优秀
11	花东 1-15X	4462.87	是	优秀
12	花 107-37X	3273.98	是	合格
13	花 107-51X	3023.18	是	优秀
14	朝 8X	3099.93	是	优秀
15	莲 23-1X	4501.12	是	优秀

4 结论与认识

①强化水泥浆的触变性可有效解决水泥浆与水层界面置换的难题, 水泥浆的抗高温耐温差性能需从水泥浆稠化时间、顶部强度、高温高压失水等多方面进行实验测试。

②固井前通过长时间循环可有效释放地层能量, 可从侧面达到防窜的目的。

③紊流+塞流顶替重要关键点在于临界排量转换, 且要兼顾施工压力, 在保证施工安全的情况下采用合理的顶替方式。

参考文献

[1] 丁保刚,王忠福.固井技术基础[J].注水泥设计,2011(11).
 [2] 刘世彬,宋艳,李兵,等.LG地区超深井固井工艺技术[J].天然气工业,2009(10).
 [3] 胡树联,杜辉强,王剑波,等.百色油田调整井固井技术研究与应用[J].钻井液与完井液,2001,18(5):4.