

元坝地区 $\phi 146.1\text{mm}$ 尾管固井技术难点与对策

周仕明^{1,2} 李根生¹ 方春飞²

(1. 中国石油大学(北京)石油天然气工程学院,北京 昌平 102249;2. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

摘要:元坝地区已完成11口井的 $\phi 146.1\text{mm}$ 尾管固井施工,其中有5口井固井质量不合格,合格率只有54.6%,这严重影响了地层评价及油气勘探开发进程。计算分析认为,不能压稳易导致气窜、窄间隙偏心、环空顶替效率低、井下高温及存在腐蚀性气体是该地区产层固井质量低的主要原因。室内数值模拟结果表明,水泥浆顶替效率随着偏心度的增大近似呈指数降低,而通过改善隔离液的稠度系数与流性指数可有效提高顶替效率,从而提出了合理设计环空液柱结构并采取环空加压措施以确保压稳、改善隔离液的流变性能、应用高温胶乳水泥浆体系等提高固井质量的技术措施,并在元坝11井 $\phi 146.1\text{mm}$ 尾管固井中进行了应用,固井质量合格率100%,优良率85.9%。

关键词:尾管固井;固井质量;顶替效率;数值模拟;防窜;防腐;元坝地区;元坝11井

中图分类号:TE256⁺.4 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)04-0041-04

Difficulties and Countermeasures for $\phi 146.1\text{ mm}$ Liner Cementing in Yuanba Area

Zhou Shiming^{1,2} Li Gensheng¹ Fang Chunfei²

(1. College of Oil & Gas Engineering, China University of Petroleum, Changping, Beijing, 102249, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Eleven wells in Yuanba area were finished with $\phi 146.1\text{ mm}$ liner cementing, among which 5 wells are not qualified, which means only 54.6% are qualified. It restrains the formation evaluation and oil-gas exploration and exploitation. Analysis shows that the main reasons resulting in poor cementing quality are gas kick, low displacing efficiency due to narrow eccentric annulus, high bottom-hole temperature, and existence of corrosive gases, etc. The result of numerical simulation indicates that the displacing efficiency of slurry reduced exponentially with the increase of eccentricity. With the improvement of spacer's viscosity coefficient and liquidity index, the displacing efficiency can be improved effectively. A reasonable technical measures was used to improve cementing quality by designing liquid-structure, keeping stable pressure in annular space, improving rheology of spacer, using anti-high temperature latex slurry system, etc. The test in Well Yuanba-11 with $\phi 146.1\text{ mm}$ liner cementing shows that the qualification is 100% and excellent rate is 85.9%.

Key words: liner cementing; cementing quality; displacing efficiency; numerical simulation; channeling prevention; corrosion control; Yuanba Area; Well Yuanba-11

元坝地区海相天然气勘探的主要目标是三叠系的飞仙关组和二叠系的长兴组地层^[1],埋深6 500~7 200 m,岩性是鲕粒云岩、灰岩和生物灰岩,地层压力系数1.0~1.2,井底温度约160 °C。该地区气层含H₂S和CO₂等腐蚀性气体,如元坝2井气层H₂S和CO₂的含量分别是5.8%和12.3%。元坝地区已有11口井完成了 $\phi 146.1\text{mm}$ 尾管固井施工,其中5口井固井质量不合格,合格率只有

收稿日期:2010-06-25;改回日期:2010-07-08

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”之专题“水泥石腐蚀机理研究”(编号2008ZX05017-002-04-01)部分内容

作者简介:周仕明(1972—),男,安徽和县人,1993年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业,2003年获石油大学(北京)工学硕士学位,在读博士研究生,高级工程师,主要从事深井、超深井复杂地层固井方面的研究工作。

联系方式:(010)84988220;zhousm@sipee.cn

54.6%，这严重影响了地层评价及油气勘探开发进程。因此，必须解决元坝地区超深高温小间隙的固井难题。

1 $\phi 146.1$ mm 尾管固井难点

元坝地区 $\phi 146.1$ mm 尾管主要用于封固飞仙关和长兴组地层，封固段长 600~1 200 m，上层套管直径 193.7 mm，下深 5 800~6 500 m。由于完钻钻头直径只有 165.0 mm，尾管环空间隙只有 9.5 mm，所以尾管都采用无接箍的直连扣套管，无法安放套管扶正器，造成套管无法居中，严重影响了水泥浆的顶替效率，从而影响了固井质量。从元坝地区 11 口井 $\phi 146.1$ mm 尾管固井施工情况看，存在的主要固井技术难点包括：环空液柱结构不合理，易气窜；顶替效率低；井底高温对水泥浆性能要求高；存在腐蚀性气体。

1.1 不能压稳易气窜

以元坝 4 井为例，该井 $\phi 146.1$ mm 尾管下深 6 772.90 m，尾管顶部 6 292.67 m，钻井液密度 2.03 kg/L，水泥浆密度 2.13 kg/L，按气层在底部，水泥浆在静胶凝强度 248 Pa 后不会发生气窜，进行压稳计算如下^[2]：

水泥浆在环空的最大失重： $p_l = \frac{0.96 L_c}{D_h - D_p} = \frac{0.96(6 772.90 - 6 292.67)}{165.0 - 146.1} = 24.39$ MPa，而水泥浆液柱压力 $p_c = 2.13 \times (6 772.90 - 6 292.67) / 100 = 10.22$ MPa，即 $p_l > p_c$ ，所以失重后的水泥浆液柱按静水压力计算 $p_c = 1.0 \times (6 772.90 - 6 292.67) / 100 = 4.8$ MPa。

则压稳系数 F_p 为：

$$F_p = \frac{\rho_m g L_m + \rho_c g L_c - p_l}{\rho_m g L_w g} = \frac{\rho_m L_m + 4.80}{\rho_m L_w g} = \frac{2.03 \times 6 292.67 \times 10^{-2} + 4.80}{2.03 \times 6 772.90 \times 10^{-2}} = 0.96。$$

由于 F_p 小于 1，显然不能压稳气层，因而固井过程中易发生气窜。其中， p_l 为水泥浆柱失重压力，MPa； p_c 为水泥浆柱压力，MPa； L_c 为水泥浆柱长度，m； L_m 为固井结束后钻井液柱长度，m； L_w 为井深，m； D_h 为井眼直径，mm； D_p 为套管外径，mm； ρ_c 为水泥浆密度，kg/L； ρ_m 为钻井液密度，kg/L。

经计算，元坝地区其他发生气窜井的压稳系数均小于 1。可见，发生气窜的主要原因是不能压稳。

1.2 窄间隙偏心环空顶替效率低

$\phi 146.1$ mm 尾管与 $\phi 165.0$ mm 井眼的理论环空间隙只有 9.5 mm，无法安装套管扶正器，套管不能有效居中，甚至可能贴边。为了准确了解偏心环空对顶替效率的影响，笔者利用 FLUENT 软件对偏心环空的顶替效率进行计算和预测^[3]。

根据井眼的对称关系，以环形空间的 1/2 为研究对象建立物理模型（见图 1），划分网格采用结构化网格，预设水泥浆填充段 1 m，其余 7 m 均充满隔离液。液体从左端进入，右端流出。边界条件：速度（排量）入口；出口边界条件：质量出口。模型侧面为对称边界，套管和地层壁面为光滑壁面。

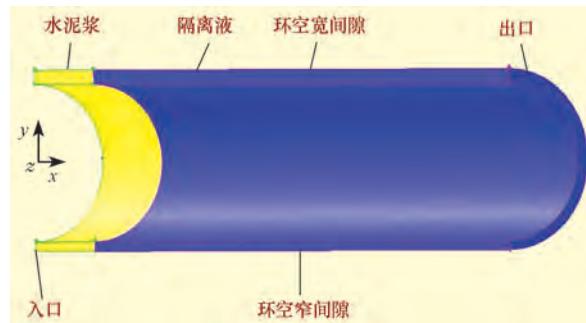


图 1 偏心环形空间物理模型

应用元坝 11 井固井流体进行不同排量和偏心度条件下顶替效率的模拟计算，结果见表 1，其中，水泥浆密度 1.90 kg/L，流性指数 0.70，稠度系数 0.50 Pa·sⁿ；隔离液密度 1.67 g/cm³，流性指数 0.67，稠度系数 0.73 Pa·sⁿ。从表 1 可以看出，水泥浆顶替效率随着偏心度的增大降明显降低，近似呈指数衰减，减小幅度约为 18%。所以，可以认为元坝地区 $\phi 146.1$ mm 尾管固井质量不好与套管不能居中、顶替效率低有直接关系。

表 1 不同排量和偏心度条件下顶替效率的数值模拟计算结果

| 偏心度 | 顶替效率 | | | |
|-----|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 0.8 ^① | 1.0 ^① | 1.2 ^① | 1.4 ^① |
| 0.2 | 91.30 | 91.84 | 92.44 | 92.75 |
| 0.4 | 85.04 | 85.52 | 85.92 | 86.26 |
| 0.6 | 83.57 | 83.91 | 84.40 | 84.88 |

注：①为排量，m³/min。

1.3 井底高温对水泥浆性能要求高

元坝地区的井底温度超过 160 °C，对水泥浆的抗高温性能要求很高，增加了优选油井水泥添加剂

的难度。目前,国内能够适用高温的水泥添加剂产品种类少,水泥浆综合性能不能完全满足要求,元坝 5 井、元坝 27 井等井的 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井质量较差与水泥浆性能有较大关系。表现最明显的就是稠化时间长,已完成的 11 口井 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井作业水泥浆稠化时间都在 400 min 以上,这对水泥石早期强度增长和防气窜都会产生不利的影响。

1.4 存在腐蚀性气体

元坝地区气层含 CO_2 和 H_2S 等腐蚀性气体^[4],在湿环境下这些气体会溶入水而使水溶液呈弱酸性,从而与碱性的水泥石发生酸碱反应。水泥石发生 CO_2 腐蚀后会出现强度降低和渗透率提高的现象。室内试验表明^[5], CO_2 腐蚀 21 d 后,水泥石抗压强度可降低 21%,渗透率升高 10% 以上。

高温下,水泥石发生 H_2S 腐蚀后会出现强度降低和渗透率提高的现象,并伴随试块开裂^[6]。室内试验表明^[6], H_2S 腐蚀 21 d 后水泥石抗压强度损失可达 40%,渗透率提高 6 倍。

2 固井技术对策

2.1 合理设计环空液柱结构并采取环空加压措施,确保压稳

防止气窜的前提是环空液柱压力与地层压力之间有正压差,根据水泥浆环空失重计算公式^[2],环空间隙越小,水泥浆的失重压力越大,所以 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管环空液柱结构设计非常困难。参照文献[2]进行环空液柱结构分段设计,但要确保地层不被压漏。根据前文压稳系数 F_p 的计算公式,在 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管环空的水泥浆失重过程中,水泥浆液柱压力已与水泥浆密度没有关系,而且水泥浆密度设计过高反而会压漏地层。因此可采取固井后环空加压的措施,施加的井口压力不能低于经计算的欠压差,在不压漏地层的前提下,环空加压越高越好。

2.2 提高顶替效率

元坝地区 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井时由于无法安放扶正器,因而只能从流体的角度提高顶替效率。由于水泥浆受到保证防气窜和胶结性能的限制,调整空间不大,而钻井液和隔离液的流变性能有优化的潜力。为此,笔者应用图 1 所示的物理模型,模拟分析了隔离液稠度系数和流性指数对顶替效率的影

响。其中密度差为 0.10 kg/L,偏心度为 0.2,排量为 $1.2\text{ m}^3/\text{min}$,水泥浆的稠度系数和流性指数分别为 $0.5\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$ 和 0.7。

在模拟试验条件下(隔离液流性指数为 0.8),当隔离液稠度系数分别为 0.2、0.3、0.4 和 $0.5\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$ 时,水泥浆顶替效率分别为 97.10%、96.61%、96.31% 和 96.13%。由此可见,当偏心度、密度差、排量和流性指数一定时,顶替效率随着隔离液稠度系数的增大而减小,减小幅度约为 0.8%。

在同样试验条件下(隔离液稠度系数 $0.5\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$),当隔离液流性指数分别为 0.2、0.4、0.6 和 0.8 时,水泥浆顶替效率分别为 96.23%、96.67%、96.95% 和 97.10%。由此可见,当偏心度、密度差、排量和稠度系数一定时,顶替效率随着隔离液流性指数的增大而增大,增大幅度约为 0.8%。

由以上模拟结果可以看出,提高隔离液的流性指数和降低其稠度系数都可以提高偏心环空的顶替效率。根据模拟结果,建议元坝地区 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井隔离液的流变参数为:稠度系数 $0.1\sim 0.4\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$,流性指数 $0.6\sim 0.8$ 。

2.3 高温防气窜和防酸性气体腐蚀水泥浆研究

为了满足元坝地区超深井防气窜固井的需求,笔者研制了抗高温胶乳 DC200 和防酸性气体腐蚀添加剂 DC206。DC200 是丁苯类胶乳乳液,胶乳颗粒直径 $10\sim 20\text{ nm}$,能够充填水泥石孔隙,降低渗透率。而且胶乳颗粒具有弹性,并可聚结成膜,具有良好的防气窜能力。抗腐蚀剂 DC206 具有火山灰活性,能够与 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 反应生成低碱且稳定的硅酸盐物质,对酸性气体不敏感。高温胶乳水泥浆的主要性能参数见表 2,防腐性能试验结果见表 3,稠化曲线见图 2。

表 2 高温胶乳水泥浆体系主要性能参数

| 性能参数 | 技术指标 | 试验结果 |
|-----------------------------|-------------|--------------------------------|
| 高温高压失水/mL | ≤ 50 | 39 |
| 稠化时间/min | >160 | 175(缓凝剂 0.8%) 308(缓凝剂 1.3%) |
| 防气窜性能 | 要求 | 未发生气窜 |
| 抗压强度/MPa | ≥ 14 | 23.6 |
| 渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | ≤ 0.15 | 0.12 |
| 自由液/mL | ≤ 1.0 | 0 |
| 流变性 | | 287/171/123/69/8/6 |

注:高温高压失水测试条件为 $140\text{ }^\circ\text{C}\times 6.9\text{ MPa}$;稠化时间测试条件 $140\text{ }^\circ\text{C}\times 110\text{ MPa}$;抗压强度测试条件为 $170\text{ }^\circ\text{C}\times 24\text{ h}\times 21\text{ MPa}$;水泥浆基本配方为 G 级水泥+硅粉+稳定剂+DC200+分散剂+缓凝剂+防腐蚀剂 DC206+消泡剂+水。

表3 高温胶乳水泥浆抗腐蚀性能试验结果

| 腐蚀气体 | 水泥浆配方 | 抗压强度/MPa | | 渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | |
|----------------------|-------|----------|-------|-----------------------------|-------|
| | | 腐蚀前 | 腐蚀后 | 腐蚀前 | 腐蚀后 |
| CO_2 | 1 | 16.33 | 19.51 | 0.380 | 0.353 |
| | 2 | 9.07 | 19.05 | 0.592 | 0.390 |
| H_2S | 3 | 26.08 | 26.90 | 0.279 | 0.299 |
| | 4 | 16.90 | 26.34 | 0.364 | 0.316 |

注:配方1为G级水泥+3.5%DZS+12%DC200+35%硅粉+15%DC206;配方2为G级水泥+3.0%DZS+12%DC200+35%硅粉+17%DC206;配方3为G级水泥+2.5%DZS+12%DC200+35%硅粉+20%DC206;配方4为G级水泥+2.0%DZS+12%DC200+35%硅粉+30%DC206;腐蚀试验温度160℃,时间21d。

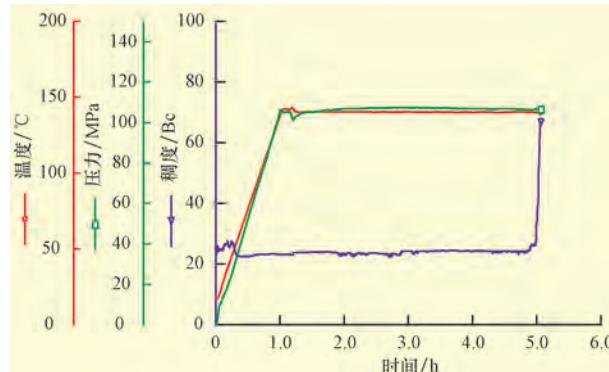


图2 高温胶乳水泥浆稠化时间曲线

由以上试验结果可以看出:高温胶乳水泥浆具有良好的抗高温性能,在170℃试验条件下,具有水泥浆失水低、强度高且不衰退,初始稠度较低,稠化时间易于调节,后期稠化过渡时间短,可实现直角稠化,有利于防止环空油气水窜;该水泥浆体系具有良好的高温高压流变性能和流动度,其流性指数大于0.7,流动度为20~23cm;该水泥浆具有较强的抗 H_2S 、 CO_2 腐蚀的能力,水泥石腐蚀后的抗压强度有不同程度的提高,渗透率有不同程度的降低,这为提高固井质量及确保后续作业安全提供了保证。

3 现场应用

在总结分析元坝地区已完钻井 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井施工情况的基础上,在元坝11井 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井中采取了相应的提高固井质量的技术措施,包括改善隔离液流变参数、进行压稳计算、环空加压等,获得良好效果。

元坝11井完钻井深7 026.28 m, $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管下深7 026 m,封固段6 200~7 026 m。钻井液密度1.50 kg/L,井底静止温度为157℃。试验温度取135℃,顶部温度135℃,井底压力100 MPa。水泥浆主要性能为:密度1.90 kg/L,API失水46 mL,自由液为0,稠化时间352 min,流性指数n为0.79,

稠度系数为0.11 Pa·sⁿ,24 h抗压强度26 MPa。隔离液密度为1.60 kg/L,流性指数为0.83,稠度系数为0.08 Pa·sⁿ。

通过计算,压稳系数 $F_P=0.96$,有4.1 MPa的欠压差,所以在固井结束后环空加压6~8 MPa,确保压稳。

固井施工时先注入35 m³先导浆:使用密度与井浆相同、黏度小于50 s、塑性黏度≤30 mPa·s、动切力≤8 Pa,未参与循环的冷浆以降低井眼温度、清洁井眼。注入12 m³密度1.60 kg/L的隔离液(要达到紊流顶替),占环空高度800 m,与环空容积相当。注入密度1.90 kg/L水泥浆16 m³。起20柱憋压循环一周半后再起5柱,关井憋压6 MPa候凝。

该井声幅测井解释:测井井段6242.10~6 994.00 m,段长751.9 m,合格率100%;其中优良段长672.9 m,占85.9%,合格段长79.0 m,占14.1%。

4 结论与建议

1) 水泥浆候凝过程中不能压稳地层是元坝地区 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井后发生气窜的主要原因,通过压稳计算来设计环空液柱结构可有效解决该问题。

2) 由于元坝地区 $\phi 146.1\text{ mm}$ 尾管固井环空间隙仅为9.5 mm,不能安放扶正器,无法保证套管居中,导致顶替效率低,严重影响了固井质量。而模拟结果也表明,环空顶替效率随着环空偏心度的增大近似呈指数降低。

3) 室内模拟结果表明,改善隔离液的流变性是提高固井质量的可行方法。根据模拟结果,建议元坝地区隔离液的流变参数为:稠度系数0.1~0.4 Pa·sⁿ,流性指数0.6~0.8。

4) 在元坝11井的现场应用表明,应用高温胶乳水泥浆可有效提高固井质量,建议进一步扩大其应用范围。

参 考 文 献

- 李真祥,王瑞和,高航献.元坝地区超深探井复杂地层固井难点及对策[J].石油钻探技术,2010,38(1):20~25.
- 牛新明,张克坚,丁士东,等.川东北地区高压防气窜固井技术[J].石油钻探技术,2008,36(3):10~15.
- 周仕明,方春飞.固井工程数值模拟与地面监控技术先导试验[R].北京:中国石油化工工程技术研发中心,2010.
- 丁士东,周仕明,陈雷.川东北地区高温高压高含硫气井配套固井技术[J].天然气工业,2009,29(2):58~60.
- 周仕明,王立志,杨广国,等.高温环境下 CO_2 腐蚀水泥石规律的实验研究[J].石油钻探技术,2008,36(6):9~13.
- 马开华,周仕明,初永涛,等.高温下 H_2S 气体腐蚀水泥石机理研究[J].石油钻探技术,2008,36(6):4~8.