

! 固井与泥浆#

# 水泥环胶结质量随地质环境变化规律的现场试验研究

贾付山, 杨哲坤, 闫家新

(大庆石油管理局钻井技术服务公司, 黑龙江大庆 163358)

**摘要:** 针对大庆油田高含水后期调整井测声变时间由固井后 2d 延迟到 15d 引起的固井质量下滑的问题, 开展了不同地层压力对固井声变质量的影响以及声变质量随测井时间变化的对比试验, 分析了固井声变质量随不同检测时间的变化规律, 提出了水泥石胶结不饱和度的计算方法, 为客观评价延时声变质量提供了可靠证据。

**关键词:** 调整井; 地层压力; 声波测井; 固井质量; 现场试验; 大庆油田

**中图分类号:** TE26 **文献标识码:** B **文章编号:** 100120890 (2003) 0120028203

大庆长垣油田开发已进入高含水后期, 调整井固井后声变质量衰减问题已成为制约油田产能的关键问题。为此, 大庆油田从 2001 年 3 月开始, 将调整井固井后测声变时间由 2d 改为 15d, 结果固井质量急剧下滑, 合格率由 99% 下降到 90%。为了准确了解固井后水泥环胶结质量随地层压力、测声变时间的变化规律, 科学地提出延时声变固井质量的考核指标, 大庆油田在萨南三区开展了不同压力对调整井延时声变固井质量影响的对比试验。试验区分为相对稳定区和相对不稳定区, 稳定区内钻井 20 口, 不稳定区钻井 18 口, 全部在固井后 2d 和 15d 测声变, 为了增加对比度, 在部分井加测了 4d、6d、8d 和 10d 声变。

## 1 基本试验情况

### 1.1 地理位置

试验区位于萨南油田三区, 西起 167 号断层, 东至萨大路东约 200m, 北起南三区丁 30 排, 南至三区丁 50 排之间。以南 32 丁 302430 井与南 32 丁 502435 井连线为界, 以西是相对稳定试验区, 以东是相对不稳定试验区。

### 1.2 试验环境设置

1) 相对稳定区。萨葡层系注水井钻关距离 450m, 在钻开油层前, 300m 以内的注水井关井 24h 内井口压力小于 21MPa, 300~450m 注水井关井 24h 内井口压力小于 31MPa; 高台子层系注水井钻关距离小于 300m, 钻开油层前井口剩余压力小于 41MPa, 所有注水井关井时间从新井开钻前 7d 至固井后 15d 测声变结束为止。采油井依据不同层位和产液量按三种情况进行关井: 面积井网及行列井网采油井关井距离控制在 150m 以内; 一次加密萨葡系油层

井, 日产液量大于  $25\text{m}^3$  的井关井距离控制在 100m, 日产液量小于  $25\text{m}^3$  的控制在 50m 以内; 高台子层系采油井关井距离控制在 50m 以内, 所有的采油井关井时间从新井钻开油层至固井后 15d 测完声变为止。

2) 相对不稳定区。注水井关井距离、关井开始时间及井剩余压力与相对稳定区要求相同, 恢复注水时间为一次测声变结束 (固井后 2d)。同井场采油井关井距离 50m (产液量  $40\text{m}^3$ ), 关井时间从新井钻至油层至一次测声变结束为止。

### 1.3 油水井关井情况

按照试验方案, 试验区内所有 38 口注水井于开钻前 20d 开始关井放溢, 稳定区内 10 口相关采油井从首轮井钻开油层之时开始停产。注水井井口压力及采油井关井时间均符合试验要求。在相对不稳定试验区内, 由于每口注水井影响周围几口新钻井, 只有 3 口新井 (南 32 丁 412433 井、南 32 丁 402 斜 435 井和南 32 丁 502 435 井) 在固井后 2d 周围注水井转注。

### 1.4 钻井施工情况

从试验开始至试验结束, 共钻直井 34 口, 定向井 4 口, 均应用聚合物防塌高密度钻井液体系。整个钻井过程中, 除南 32 丁 402434 井、南 32 丁 312 斜 434 井发生油气侵, 南 12 丁 412432 发生井漏失外, 其它井均正常, 未发生任何事故。

### 1.5 固井作业

38 口井固井施工参数均达到设计要求: 平均注速大于  $1125\text{m}^3/\text{s}$ , 水泥浆单点密度全部控制在  $1188\sim$

收稿日期: 2002203227; 改回日期: 2002212210

作者简介: 贾付山 (1968—), 男, 河南方城人, 1991 年毕业于大庆石油学院钻井工程专业, 技术站工程技术队副队长, 高级工程师。

联系电话: (0459) 4194755

1195kg $\ddot{L}$ , 平均替速大于 112m $\ddot{o}$ s。相对稳定区 20 口井全部采用常规固井措施, 相对不稳定区 18 口井有 7 口使用 DSK 锁水抗窜剂, 4 口井使用 DRK 抗冲击韧性水泥。

## 116 声变检测

所有试验井均采用 DL S21: SBB 261 井声变测井仪, 共测井 108 次, 其中相对稳定区 5 口井和相对不稳定区 3 口井, 分别测 2d、4d、6d、8d、10d、15d 声变, 其余井测 2d 和 15d 声变。

## 2 试验结果

### 211 不同试验环境的地层压力对比

根据试验区内部部分井 RFT 测压资料和利用电测资料对小层压力计算的结果可以看出, 在同一层位, 不同试验环境的地层压力系数差别较大。在平面上, 自北向南, 小层压力有升高趋势, 由西向东, 小层压力逐步增大, 且同一层位不同小层压力变化范围较大, 这说明非稳定区地层压力比稳定区活跃, 这与提前恢复注水及采油有关。在纵向压力剖面上, 稳定区和非稳定区各主力油层内部高压低压交互存在, 但总的趋势是自上而下, 压力系数逐步减小,  $S_0 \sim S_2$  组存在高压层,  $S_3$  至 P、G 油层的部分小层呈欠压状态。

### 212 不同试验环境下固井质量对比

以固井后 15d 声变检测结果为标准, 稳定区 20 口试验井中, 14 口井固井质量优质, 6 口井固井质量合格, 优质率 70%, 合格率达 100%。非稳定区 18 口试验井中, 2 口井固井质量优质, 14 口井固井质量合格, 2 口井固井质量不合格, 优质率 1111%, 合格率 8819%。与稳定区相比, 优质率和合格率分别下降了 5819% 和 1111%。

### 213 声变指数随测井时间变化对比

#### 21311 固井后 2d 和 15d 声变检测结果对比

统计试验区内 38 口井 2d 和 15d 声变数据, 单井声变异常井段 ( $B I < 0.18$ ) 基本一致。但异常井段的长度及 B I 指数大小均发生了不同程度的变化。根据南 3 试验区 2d 与 15d 声变胶结指数异常井段 ( $B I < 0.18$ ) 变化情况可以看出, 在稳定区和非稳定区,  $B I < 0.18$  的井段都随测井时间推移而增加 (平均增加 419%); 但在稳定区增加幅度较小, 增幅仅 117%, 而在非稳定区增幅则高达 817%。南 3 区试验井不同层位两次声变 B I 指数变化情况统计结果表明, 在稳定区内, B I 指数随时间的增加变差的层占 33%, 变好的占 715%, 维持不变的层占 5915%; 在非稳定区, B I 指数随时间增加变差的层占 3712% (比稳定区增加 412%), 变好的占

914% (比稳定区增加 119%), 维持不变的占 5313% (比稳定区减少 612%)。在纵向剖面上, B I 指数随时间增加变差的井段主要集中在封固段的上、下端, 上部以  $S_0$  组、 $S_0 \sim S_1$  夹层为主, 下部主要集中在  $P_2$  组和  $G_1$  组。其主要原因是上部的  $S_0$  组、 $S_0 \sim S_1$  夹层属非生产层, 且渗透性较差, 地层处于长期憋压状态, 固井后, 流体一旦侵入水泥环, 则在水泥环中窜通, 形成孔洞, 随着时间的推移, 流体在孔洞中运移引起水泥石强度下降。在 P、G 油层, 由于地层渗透性较好 (渗透率一般约  $500 \times 10^{-23} \text{Lm}^{-2}$ ), 且呈欠压状态, 钻井过程中泥饼增厚, 固井时引起水泥浆大量滤失, 引起第二界面胶结强度下降。

B I 指数随时间增加变好的井段主要集中在  $S_3$ 、 $S_3$  组、 $S \sim P$  夹层和  $P_1$  组, 均为南 3 区主力油层, 受周围注水井、采油井的停注、停产影响, 地层压力变化波动较大。胶结指数随时间增加变化不大的层段主要以  $S_1$  组、 $S_1 \sim S_2$  夹层为主。

#### 21312 固井后六次声变检测结果对比

为了定量直观地评价声变质量随时间的变化情况, 这里引入一个胶结不饱和度 (H) 概念, 它表示在水泥石中, 未胶结的部分 (孔隙或混窜) 占整个水泥石的体积百分比。在声变检测图上, H 可以近似地用下式表示:

$$H = \left\{ \left[ 1 - \frac{b}{a} \right]^{b/a} \right\} (1 - B I_i) \times 100\% \quad (1)$$

其中,  $a$ 、 $b$  为计算井段的上下点深度;  $B I_i$  表示  $a$ 、 $b$  之间井深为  $i$  处的 B I 值。

利用上述计算方法对试验区内 7 口井 (稳定区内 4 口、不稳定区 3 口) 固井后经历六次声变检测的井平均胶结不饱和度进行评价, 统计结果见表 1。从表 1 可以看出, 在稳定区和非稳定区, 所有井的平均 H 值都有随测声变时间增加而增大的趋势, 但稳定区内增幅较慢, 非稳定区内增幅较快。例如南 32 丁 502435 井 2d 声变的 H 值为 210%, 15d 声变的 H 值为 18136%, 同比增加了 812 倍。

表 1 南 3 试验区六次声变井胶结不饱和度对比

井区	井号	H %					
		2d	4d	6d	8d	10d	15d
稳定区	南 32 丁 312428	2157	1175	4165	2154	1165	2121
	南 32 丁 312429	3139	3182	11143	2179	4125	3199
	南 32 丁 402428	1180	1130	6110	2170	6160	10180
	南 32 丁 402429	2111	311	312	2162	7113	2110
非稳定区	南 32 丁 312433	2160	3108	3160	3120	9150	5120
	南 32 丁 412433	2128	4181	6113	9193	13139	13129
	南 32 丁 502435	2100	3174	8120	15111	12198	18136

## 214 声变质量与层位压力关系对比

为掌握试验区固井质量问题发生的原因,对试验区内所有井15d声变指数异常( $BK < 0.18$ )层位进行了

统计,结果见表2。由表2可以看出,胶结质量不好的井段主要集中在 $S_0$ 以及 $S_2$ 、 $P_1$ 、 $P_2$ 等主力油层,这与前边统计的声变质量衰减的主要层位分布基本一致。

表2 南32丁试验区固井质量异常层位统计

异常层位		$S_0$	$S_0 \sim S_1$	$S_1$	$S_1 \sim S_2$	$S_2$	$S_3$	$S \sim P$	$P_1$	$P_2$	$G_1$
稳定区	井数,口	15	6	3	5	14	3	6	4	7	8
	比例, %	7510	3010	1510	2510	7010	1510	3010	2010	3510	4010
非稳定区	井数,口	13	13	10	3	17	10	6	14	12	5
	比例, %	7212	7212	5516	1617	9414	5516	3313	7718	6617	2718
合计	井数,口	28	19	13	8	31	13	12	18	19	13
	比例, %	7317	5010	3412	2111	8116	3412	3116	4714	5010	3412

以南32丁502435井压力剖面为例, $S_0$ 组为低渗层,地层压力系数达1.16,固井后压差仅0.13MPa; $S_2$ 组、 $P$ 、 $G$ 油层均存在压力系数低于1.10的欠压层,如 $P_1$ 组井深965m处压力系数仅0.17,固井后压差达8.12MPa,因而在固井后,无论在高压低渗层,还是在低压高渗层,均出现较大幅值,固井质量不合格(见图1)。

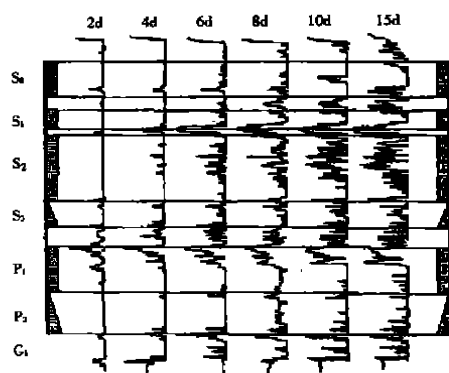


图1 南32丁502435井6次声变对比

## 3 结论与建议

1) 稳定的地层压力环境是保证延时声变固井质量的前提。试验结果表明,调整井周围的注水井停注放溢时间滞后,以及提前恢复注水或油井投产,是造成地层压力环境不稳定的根本原因。因此,在钻调整井时,油田开发部门应予以配合,处理好产能与固井质量的关系。

2) 在地层压力环境相对稳定的情况下,水泥石胶结质量衰减幅度不大;在地层压力环境不稳定条件下,水泥石胶结质量衰减速度较快,15d声变与2d声变的胶结饱和度上升11%以上, $BK > 0.18$ 井段所占的比例下降81.7%。

3) 在不稳定的地层压力环境条件下,现有的钻井完井工艺技术很难解决延时声变固井质量问题,急需开展新型水泥外加剂和钻井工艺技术攻关。

4) 在现有条件下,要提高加密调整井的固井质量,最根本的途径是要创造稳定的地下动态环境。

## Field Study on the Changing Rule between Cement Sheath Bonding Quality and Geologic Environment

Jia Fushan, Yang Zhekun, Yan Jixin

(Drilling Technique & Service Company, Daqing Petroleum Administration, Daqing, Heilongjiang, 163358, China)

**Abstract:** Aimed at the bad cementing quality of adjustment wells in Daqing Oilfield during late high water-bearing stage, the comparative tests are made about the influence of different formation pressure on cementing acoustic change quality, as well as the tests of acoustic change quality varying with the logging time. The changing rules are found about the acoustic change quality varying with the different logging time. The method for calculating the degree of unsaturation of cement bond is put forward, which provides the useful references for objectively evaluating the cementing acoustic change quality.

**Key words:** adjustment well; formation pressure; sonic logging; cementing quality; field test; Daqing Oilfield

《石油钻探技术》编辑部祝广大作者、读者新春快乐