

# 大港油田大位移水平井固井技术

孙勤亮 1 付家文 1 马作朋 1 秦建民 2

(1. 渤海钻探第二固井公司 2. 渤海钻探工程技术院)

**摘要:** 自 2007 年以来, 大港油田埕海一区已经完成 11 口大位移水平井钻探, 采用漂浮接箍解决了套管下入问题, 形成了  $\phi 339.7\text{mm}$  表层套管批量固井技术、 $\phi 244.4\text{mm}$  技术套管漂浮下入技术、套管漂浮顶替技术和双凝固固井技术等综合配套大位移水平井固井技术。针对大位移井施工压力高、固井施工过程易发生漏失、窜槽、套管下入困难、顶替效率低进行深入研究, 通过选用  $1.45\text{g/cm}^3$  微膨胀、增韧低密度乳胶水泥浆体系、优选施工参数和采用固井软件进行平衡压力设计等技术措施, 确保了大位移水平井固井质量, 同时为下一步完成水垂比大于 4 以上大位移水平井固井积累了一定经验。

**关键词:** 大位移井、漂浮技术、胶乳水泥浆、固井工艺

## 引言

随着国民经济的迅速发展, 我国已成为世界上能源消耗大国, 因此加快能源开发, 尤其是海上油气开发, 已成为国家的重要发展战略。渤海海域有丰富的石油资源, 总勘探面积达 1.2 万平方公里, 预计地质储量为 20 亿吨。大港油田埕海一区人工井场位于河北省黄骅市关家堡村以东的滩涂——海域水深 4m, 距大港油田中心区约 45Km, 距离黄骅市约 20Km。埕海油田一区 1 号岛设计实施的 15 口大位移水平井, 其斜深为 4100~6000m, 垂深为 1009~1660m, 水平位移在 2920~5453m 之间, 其中, 14 口井的水垂比均在 2~5 之间, 一口井的水垂比达到 5.4。为了加快开发进度, 采用一部移动钻机进行钻井作业, 表层、技套实行批钻作业。为了确保工程项目的顺利实施, 我公司开展了《表层套管、技术套管短候凝固固井技术的研究与应用》、《端岛无钻机固井综合配套技术研究》和《大位移井固井综合配套技术研究》等项目的研究, 并形成了多项配套技术, 以确保埕海油田的大斜度、大位移水平井固井工程的顺利实施和固井质量。

## 1 基本情况

### 1.1. 地质情况

埕海油田一区 1 号岛主要包括两个断块, 庄海 4×1 断块和庄海 8 断块, 大位移水平井主要是在庄海 8 断块实施。该区油藏埋深 500~2050m, 目的层包括明化镇、馆陶、东营组和沙河街 (地质分层见表 1)。预计三年内将在庄海 8 断块实施水垂比 2~5 之间的大位移水平井 15 口, 分支井 2 口。

表 1 庄海 8 断块地层分层数据

地层			岩性	底界深度 (m)	厚度 (m)
界		组			
新生界	第四系	平原组	黄色黏土或散砂	270	270
	上第三系	明化镇	泥岩、细砂岩、粉砂岩	1222	952
		馆陶组	砂岩泥岩互层	1518	396
	下第三系	沙河街	泥岩、砂岩或互层	1550	32
中生界			红色、棕红色泥岩夹薄层细	1650	100

			砂岩		
--	--	--	----	--	--

### 1.2 井身结构

大位移水平井主要有两种井身结构，三开井和四开井，目前完成的 11 口井全是三开井（部分井井身结构数据见表 2）， $\phi 339.7\text{mm}$  表层套管和  $\phi 244.5\text{mm}$  技术套管采用固井完井，三开除庄海 8ES-L1 和庄海 8ES-L3 两口井采用悬挂  $\phi 177.8\text{mm}$  尾管固井完井以外，其余采用了悬挂  $\phi 177.8\text{mm}$  筛管砾石充填完井方式完井。

表 2 部分大位移水平井井身结构数据

井号	井型	井身结构					
		钻头 (mm)			套管 (mm)		
		444.5	311.1	215.9	339.7	244.5	177.8 (筛管)
庄海 8Ng-H1	三开	1203m	3376m	4102m	1199.91m	3370.48m	4101.7m
庄海 8Ng-H2	三开	1208.8m	3208m	3696m	1202.5m	3203.156m	3617.7m
庄海 8Ng-H3	三开	1254.36m	3482m	3482m	1251.32m	3479.28m	3979.7m
庄海 8ES-H1	三开	1253m	3490m	4347m	1250.88m	3486.42m	4346.42m
庄海 8ES-H2	三开	1220m	4438m	4729m	1218.40m	4435.42m	4625.07m
庄海 8ES-L1	三开	1352m	3303m	4035m	1332.34m	3297.14m	4032.5m (尾管)
庄海 8ES-L3	三开	1302m	3788m	4880m	1299.9m	3786.61m	4877m (尾管)
庄海 8Es-H5	三开	1502m	4873m	5536m	1501.77m	4870.23m	5535 m

### 1.3 主要难点

1) 下套管难度大。埕海油田大位移水平井的造斜点浅 (180m 左右)、水平位移较大 (在 2922-4450m 之间)、地层疏松、井径不规则，下套管摩阻系数确定较困难。

2) 由于大位移水平井不电测井径数据，因此  $\phi 339.7\text{mm}$  表层套管和  $\phi 244.5\text{mm}$  的技术套管固井时水泥量较难确定。

3) 井斜角较大 ( $90^\circ$  左右)，裸眼段较长，对水泥浆的性能要求较高。

4) 上部地层疏松，井壁易跨塌形成不规则“糖葫芦”或“椭圆型”井眼，影响顶替效率。

5) 由于地层疏松和井径不规则，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，难以保证居中度大于 67%。

6) 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理干净，从而影响界面胶结质量。