

2 水泥浆体系选择

2.1 固井水泥浆体系应满足以下要求

1) 水泥浆的自由水(析水)为零。测定用于大位移水平井固井水泥浆的自由水,应将配制水泥浆先在井下循环温度条件下预制后,再置于测试量筒中,并倾斜至实际井下井斜角或45°,测定其自由水量,严格控制到零。这样,可以有效的防止大位移水平井高边出现自由水带窜槽。

2) 具有良好的稳定性。大位移井及水平井固井要求水泥石上下密度差 $<0.03\text{g}/\text{cm}^3$,否则在大斜井段或水平井段的垂直剖面上易形成上稀下稠,井眼高边强度偏低,渗透性偏高的水泥封隔截面,易产生高渗透性封隔带窜槽。

3) API 失水 $\leq 50\text{ml}/30\text{min}$;在大位移水平井中,油气层裸眼段长,水泥浆与油层接触面积大,由于水泥浆失水,不仅会加大油气层污染,而且会导致水泥浆变稠,流动阻力增大,影响顶替效率。因此,应严格控制水泥浆失水,要求水泥浆 API 失水量 $<50\text{ml}$ 。

4) 水泥石具有一定的抗冲击韧性。大位移水平井,套管难于居中,往往存在偏向于井眼低边,则此时的低边水泥环较薄,在后续各种工况作业时易于导致其碎裂。因此,提高用于封固大位移水平井固井水泥浆体系水泥石的抗冲击韧性,有利于提高油气井在大斜度及水平井段的封隔完整性和正常生产寿命。

5) 具有一定的微膨胀特性。用微膨胀水泥浆体系封固大位移水平井,有利于有效封隔地层,防止层间窜流。

6) 水泥浆具有防窜性能。大位移水平井固井,由于井斜角大,在水泥浆凝结过程中,容易形成较大的自由水和产生体系沉降,井眼高边易形成油气窜流的通道。因此,对水泥浆体系的防窜特性要求更高。

2.2 水泥浆体系配方及性能

按照上述要求,通过优化筛选出一套适合大位移水平井的水泥浆体系,其主剂主要包括胶乳 BCT-800L,膨胀剂 F17A,分散剂 CF40S,缓凝剂 BXR-200L 和消泡剂 XP-1 等。具体配方为:四川嘉华 G 级+微硅+漂珠+胶乳+分散剂+降失水剂+纤维+早强剂+膨胀剂+消泡剂+调凝剂。水泥浆综合性能满足了大位移水平井固井要求(水泥浆体系综合性能见表 3)。

表 3 胶乳水泥浆体系试验性能

密度 (g/cm^3)	API 失水 (ml)	游离液 (%)	稠化时间 (min)	流动度 (cm)	抗压强度 (MPa/24h)
1.40	45	0	256	21.0	15.2/55°C
1.40	48	0	361	20.5	15.1/55°C
1.45	42	0	266	20.5	16.9/75°C
1.45	45	0	381	20.5	16.5/75°C
1.50	46	0	261	21.0	17.5/91°C

1.50	48	0	356	20.5	17.8/120℃
------	----	---	-----	------	-----------

3 套管安全下入

套管安全下入问题是大位移水平井一个最主要的问题。目前，国内、外各研究单位及院校有关此方面的计算软件很多，综合考虑也比较全面。大港油田在大位移井、水平井套管安全下入计算上主要使用北京奥格特技术有限公司的 Cempro 固井设计软件包进行设计和计算。从目前的使用情况上看，与实际情况基本吻合，其关键是摩阻系数的确定。

套管安全下入考虑主要影响因素：

- 1) 井身结构设计——井眼轨迹、地层特性、复杂地层封固、井眼控制的难易程度、井眼和套管尺寸配合等；
- 2) 套管柱设计——设计的套管允许下入的最小曲率半径能否满足井眼的曲率；套管柱强度、安全系数等
- 3) 实钻井眼控制及规则程度（大狗腿角、糖葫芦井眼）；
- 4) 下套管的摩擦阻力计算；
- 5) 井眼干净程度、钻井液的携沙能力、井下的稳定性等。

3.1 摩擦阻力系数确定

一般来说，摩擦系数 μ 的推荐取值：

$$\text{套管内： } \mu = 0.2-0.3$$

$$\text{套管外： } \mu = 0.3-0.6$$

实际现场摩擦系数 μ 的确定方法是：

- 1) 通过分析、总结同一区块已完成水平井套管下入的实际大钩载荷，计算出实际摩阻力，通过反算求得摩阻系数，作为该区块水平井下套管摩阻系数的计算值。
- 2) 综合考虑钻井过程起下钻、通井的情况修订下套管摩阻系数。

3.2 摩擦阻力的计算

套管对井壁的摩擦力 F 等于管柱对井壁的法向合力 P 乘以摩擦系数 μ ：

$$\text{即： } F = \mu P \dots\dots\dots (3.1)$$

1) 浮重的法向分力：

$$\text{即： } P_{hAB} = 0.001 L_{hAB} Q_n B_F \dots\dots\dots (3.2)$$

P_{hAB} —— A B 段浮重的法向分力，kN

L_{hAB} —— A B 段在水平面上的投影长度，m

Q_n —— 套管每米质量，N/m

B_F —— 浮力系数， $B_F = 1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}$

ρ_m —— 钻井液密度，g/cm³

ρ_s —— 管柱平均密度，取 8.0g/cm³

2) 套管轴向拉力对井壁的作用

在井眼弯曲处，套管柱轴向拉力对井壁产生的压力 P_c ，它分解为：垂直面上的分力 P_{cv} 和空间全角面上的分力 P_{cs}

$$\text{垂直面上的分力: } p_{cv} = (w_{bA} + w_{bB}) \sin(\Delta\alpha/2) \dots\dots\dots (3.3)$$

$$\text{空间全角面上的分力: } p_{cs} = (w_{bA} + w_{bB}) \sin(\Delta\beta/2) \dots\dots\dots (3.4)$$

W_{bA} 、 W_{bB} —— A、B 点截面上合成稠向拉力, kN;
 $\Delta\alpha$ —— A、B 段井斜角变化量, (°)
 $\Delta\beta$ —— A、B 段井眼全角变化量, (°)

$$\Delta\beta = \arccos(\cos^2 \bar{\alpha} + \sin^2 \alpha \cos \Delta\phi)$$

$\Delta\phi$ —— 为方位角变化量, $\Delta\phi = \phi_A - \phi_B$; $\bar{\alpha} = (\alpha_A - \alpha_B)/2$

3) 法向合力与摩擦力

套管柱作用在井壁上总法向合力 P 是由垂直面上分力 P_V 和全角面上分力 P_S 组成:

$$P_V = P_{hAB} \pm P_{cv}$$

$$P_S = P_{cs}$$

$$\text{整理得: } P_V = 0.001L_{hAB} Q_n B_F \pm (W_{bA} + W_{bB}) \sin(\Delta\alpha/2) \dots\dots\dots (3.5)$$

$$P_S = (W_{bA} + W_{bB}) \sin(\Delta\beta/2) \dots\dots\dots (3.6)$$

$$P = \sqrt{P_V^2 + P_S^2} \dots\dots\dots (3.7)$$

因此, 套管对井壁的摩擦力: $F = \mu P$, 式中, 降斜井段取正号, 增斜井段取负号。

3.3 漂浮下套管技术

在大位移井固井中, 为保证套管的安全下入, 国内、外目前采取较多的下套管辅助措施, 主要是应用漂浮接箍的漂浮下套管技术, 来有效减少大斜度井段的摩擦阻力, 以保证套管的安全下入。

漂浮下套管技术主要是将漂浮接箍连接在套管柱上(见图 1), 在套管内构成临时屏障, 漂浮接箍以下的套管柱内充满空气, 而漂浮接箍以上的套管柱内充满钻井液。这样一方面实现了下部套管串在下套管过程中处于漂浮状态, 降低套管对井眼低边正压力, 从而减小了下套管时的摩擦阻力; 另一方面, 由于漂浮接箍上部分的套管柱内充满了钻井液, 钻井液柱的重量直接作用于套管柱上, 推动井眼内的套管顺利下入。

已经完成的 11 口井中, 基本上都在 90°左右, 最大井斜 93.09°, 裸眼段长在 2100-3500m 之间, 套管漂浮段长在 2200-2770m 之间, 其中庄海 8Nm-H3 井斜深 4728.5m, 垂直深度为 1071.02m, 井底水平位移 4195.86m, 水垂比达到 3.92, $\phi 244.5\text{mm}$ 套管下到 4435m, 套管漂浮长 2770m。利用该工具在套管内没有钻井液的情况下使套管对井眼低边正压重量减少 120t 左右, 大大降低了摩擦阻力, 使套管顺利地地下到了设计井深。

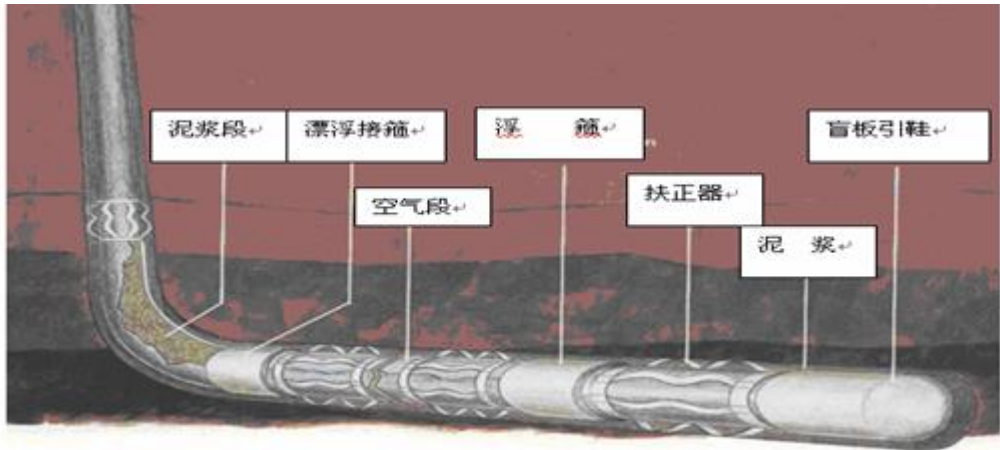


图 1 大位移水平井漂浮下套管管串结构