

川渝深层页岩气水平井固井技术研究与应用

刘红星 杨吉祥 郑永生 曾 勇 郑 涛

(中国石油西部钻探固井公司(固井技术研究中心), 新疆 克拉玛依 834009)

摘 要: 我国深层页岩气主要分布在川渝地区, 该地区地质构造普遍存在埋藏较深、井底温度高(130-150℃)、地层压力高(90-100MPa)、目的层页岩气异常活跃等特征, 水平段井眼轨迹呈现“S”型; 部分井段井径不规则, 存在“糖葫芦”现象; 完井固井使用的油基钻井液与水泥浆相容性较差, 影响顶替效率和固井施工安全等难题。近年西部钻探固井公司在川渝地区有针对开展科研立项和技术攻关, 有效解决深层页岩气长水平段套管安全下入困难、油基钻井液隔离冲洗效果不理想、长水平段顶替效率差等技术难题, 形成一套适应深层页岩气水平井完井固井工艺配套技术, 为我国深层页岩气实现高效开发和高质量发展提供有利的技术保障。

关键词: 深层页岩气; 水平井; 高温高压; 长封固段

页岩气是一种非常规的天然气, 页岩气的储层主要是页岩, 其主要吸附在页岩颗粒的表面, 并以游离状态存在自然缝隙当中。本文针对水平井完井固井存在水平段长、套管安全下入风险大、水平段居中难度大、目的层高温高压、油基钻井液与水泥浆相容性差、双界面有效清洗和驱替效果差、环空顶替效率低、后期大型压裂易造成水泥环破裂产生气窜形成套间压力等诸多技术难点, 开展科研立项和技术攻关, 研究制定出一套深井水平井完井固井配套工艺技术。截至目前, 西部钻探固井公司在永川黄瓜山、泸县地区完成深层页岩气水平井完井固井近 30 口, 固井施工一次成功率 100%, 固井质量声幅检测均达到钻井设计要求。

1 基本情况

表 1 阳 101H56-1 井身结构表

序号	钻头		套管			
	尺寸 (mm)	钻深 (m)	尺寸 (mm)	壁厚 (mm)	下深 (m)	水泥返 深 (m)
1	660.4	80	508	11.13	78	地面
2	444.5	950	339.7	12.19	948.4	地面
3	311.2	2800	244.5+250.8	11.99+15.16	2798.1	地面
4	215.9	6480	139.7	12.70	6478	地面

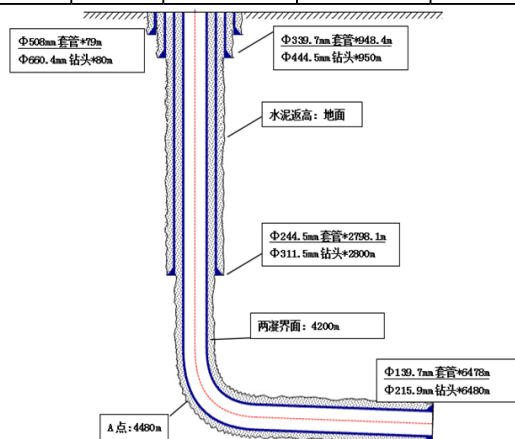


图 1 井身结构示意图

(A 点: 4480m, 井斜 91.60°, 方位 25.02°, 垂深 3992.9m; B 点: 6480m, 井斜 87.04°, 方位

22.00°, 垂深 4122.09m, 水平段长 2000m)。

本文以阳 101H56-1 井 $\Phi 139.7\text{mm}$ 生产套管固井施工为例, 论述川渝地区深层页岩气水平井固井技术研究与应用情况。

2 深层水平井固井难点

2.1 套管下入难点

该井水平段较长(2000m), 水平井段对井壁的侧压力很大, 由于井斜角大、裸眼水平段较长, 导致下套管摩阻较大, 套管下入存在一定难度。

2.2 水泥浆设计难点

①在水平段水泥浆析出的自由水在井眼高边积聚形成通道, 造成窜槽; ②水泥浆在水平井段凝固时, 由于重力作用, 水泥浆易发生沉降, 造成上侧的水泥强度低, 渗透率高; ③本井最大垂深 4122.09m, 井底温度 159℃, 保证水泥浆抗高温性能达标是本次水泥浆设计难点。顶部和底部温差大(120℃), 对水泥顶部强度发展要求高。

2.3 提高顶替效率难点

水平井段套管所受的重力方向不再是轴向而是径向, 这一重力极易导致套管偏心, 甚至贴边, 使套管与井壁窄边的钻井液很难被顶替出来, 形成窜槽, 影响封固质量。钻井液中的固相颗粒物质和岩屑在水平段沉淀不易携带出来, 影响水泥环胶结质量。

2.4 防气窜技术难点

本井实钻目的层气测显示较好, 水泥浆候凝过程中易因失重导致气体上窜, 影响胶结质量, 防止环空气窜是本次固井的一大技术难点。

2.5 清洁井眼、套管壁存在难点

长水平段、井壁应力稳定性差, 容易沉砂掉块堵塞环空; 岩屑在水平井段因自重作用贴底边下沉, 因此如何保证井眼稳定, 防止坍塌掉块、清洁净化井眼沉砂、掉块, 为后期作业提供稳定、畅通井眼通道是关键。该井油基钻井液固相含量高, 清洗井壁困难, 保证固井施工时井壁清洗干净, 提高固井第一、二界面胶结质量是

本次固井的一个难点。

3 针对性技术措施

3.1 下套管技术措施

①下入套管前认真做好通井或划眼工作,采用不低于套管刚度的管串通井至井底,对狗腿较大的点和上翘井段应进行多次划眼处理,洗净岩屑和井底沉砂确保井眼干净,同时调整好钻井液的润滑性及各项性能,确保套管顺利下入;②通井到底后大排量(不低于 $2.1\text{m}^3/\text{min}$)充分循环洗井两周以上,井内岩屑携带干净后再起钻准备下套管;③在浮鞋上接一根1m左右短套管,安装滚珠旋流扶正器一只,确保套管“抬头”和“浮鞋居中”,减少下套管摩阻;④下套管及时灌满钻井液,下套管逐根灌浆,每下入15根灌满钻井液一次,控制好掏空段长,防止挤坏回压凡尔,最大掏空不超过300m。坚持中途洗井,在2750m、3700m、4500m、5200m、5800m循环洗井,排量 $1.2\sim 1.5\text{m}^3/\text{min}$,循环洗井1周以上。

3.2 防漏技术措施

下套管前动态承压方案:考虑固井时静液柱压差及循环摩阻,建议通井到底后采用当前钻井液大排量不少于 $2.1\text{m}^3/\text{min}$ 循环20min以上验漏。严格控制套管下放速度,每根下放时间不少于45s,并实时观察返浆情况。套管下放到底后小排量($< 0.5\text{m}^3/\text{min}$)开泵顶通,循环排量由小到大,最后以大排量($1.7\text{m}^3/\text{min}$,环空返速 1.15m/s)充分循环两周以上、确保井眼无沉砂。

3.3 水泥浆技术要求

①做好领浆、尾浆实验(低失水,零析水,高强度等),保证各方面性能满足施工要求;特别是针对后期大规模压裂施工,要求水泥石弹性模量低于8GPa,以保证压裂后水泥石完好,避免环空带压;同时做好水泥浆、前置液和泥浆的相容性实验,确保施工安全和固井质量;②采用双凝双密度水泥浆体系,领浆采用 $2.25\text{g}/\text{cm}^3$ 加重型防气窜水泥浆体系,封固0~3600m;尾浆采用 $1.90\text{g}/\text{cm}^3$ 弹韧性防气窜水泥浆体系,封固段3600~6480m。同时优选水泥外加剂,保证水泥浆与地层、钻井液的配伍性。

3.4 提高顶替效率措施

①为保证套管居中度,合理设计扶正器安放位置,本井采用刚性旋流扶正器、滚珠扶正器相结合的方式,使用固井软件进行模拟,提高顶替效率和封固质量;②采用加重隔离液作为前置液体系,保证井眼清洗效果和润湿反转,增强油基钻井液顶替效率及水泥石与一二界面的胶结强度,同时确保压稳气层;③套管下到位,接芯轴悬挂器,提起开泵顶通确保环空通畅后,坐挂悬挂器,先采用小排量循环一周,确保环空通畅后再缓慢提至大排量($1.7\text{m}^3/\text{min}$)充分循环两周,确保井眼条件(无岩屑、沉砂)、泥浆性能、后效满足固井施工要求方可进行固井施工;④为提高水泥浆顶替效果,根据施工注替排量达到实测井径条件下返速在 1.0m/s ,注水泥浆排

量($1.50\text{m}^3/\text{min}$),替浆采用前期大排量($1.50\text{m}^3/\text{min}$)紊流顶替与后期小排量塞流顶替相结合的方式,以提高顶替效率,确保生产套管固井质量。

3.5 套管扶正器设计

表2 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管扶正器安放设计

井段(m)	扶正器类型	扶正器型号	安放间距(m)	数量(只)	备注
0-55	刚性旋流	$\Phi 210\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$	11	5	井口居中
55-2800	刚性旋流	$\Phi 210\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$	55	50	重合段
2800-4000	刚性旋流	$\Phi 205\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$	33	36	上层套管鞋-井斜 30°
4000-4480	滚珠旋流	$\Phi 206\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$	22	22	井斜 30° -A靶点
4480-6480	滚珠旋流	$\Phi 206\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$	11	186	A靶点-井底

4 固井工艺设计

水泥与水泥浆用量(领浆密度 $2.25\text{g}/\text{cm}^3$,尾浆密度 $1.90\text{g}/\text{cm}^3$)。

表3 水泥浆领尾浆结构参数表

名称		封固井段（m）		套管 外径 （mm）	单位 环容 （L/m）	段长 （m）	段容积 （m ³ ）
		自	至				
领浆	重叠段	0	2800	139.7	22.85	2800	64.0
	裸眼段	2800	3600	139.7	23.60	800	18.9
	合计						82.9
尾浆	裸眼段	3600	6477.06	139.7	23.58	2877.06	67.8
	水泥塞	6442.2	6477.06	139.7	10.26	34.86	0.4
	口袋	6477.06	6480	——	40.36	3	0.1
	合计						68.3

5 结束语

经固井质量声幅检测评价,阳101H56-1井 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井固井第一界面优质率85.4%,第二界面优质率84.6%,固井质量满足页岩气井开发投产的需要。近年来,西部钻探固井公司在页岩气固井过程中,引入了可控胶凝堵漏技术、强弹浮双作业式浮箍浮鞋、滚珠扶正器、导向引鞋等新工具和新技术,通过推广应用自主研发的高效冲洗型隔离液、双凝双密度水泥浆体系,为川渝地区页岩气勘探开发,实现高质量发展提供有利的技术保障。

参考文献:

- [1] 辜涛,李明,魏周胜.等.页岩气水平井固井技术研究进展[J].钻井液与完井液,2013,30(4):75-80.
- [2] 王建龙,冯冠雄,刘学松,等.长宁页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术[J].石油钻探技术,2020,48(5):9-14.

作者简介:

刘红星(1967-),男,大学本科,高级工程师,近年来主要在哈萨克斯坦国阿克纠宾、阿克套地区从事固井技术管理,2019年在川渝地区长宁页岩气固井技术服务工作。