

彭页 HF-1 页岩气井水平段固井技术

闫联国¹, 周玉仓²

(1. 中国石化华东石油局固井公司, 江苏扬州 225100; 2. 中国石化华东石油局非常规资源勘探开发指挥部, 江苏南京 210031)

摘 要: 为了提高页岩气水平井固井质量, 满足分段压裂需求, 对彭水地区海相页岩气水平井固井技术进行了研究。针对彭页 HF-1 井固井技术难点, 开展了以通井数据为基础的水平井套管下入数值模拟分析, 优选了扶正器类型和扶正器安放间距, 针对该井部分井段地层漏失特性, 采用“应力笼”理论开展承压堵漏作业, 并优选合适的高效驱油冲洗液和隔离液及水泥浆, 满足界面润湿反转和驱油要求。通过数值模拟分析, 设计的弹性水泥浆弹性模量 6.5~8.5 GPa, 扶正器端面居中度达到 67%, 水平段固井质量能够满足压裂的需求。CBL 测井结果表明, 彭页 HF-1 井水平段固井优良率 78.4%, 质量合格, 压裂过程未发现层间窜现象。该技术对海相页岩气井固井有一定的借鉴意义, 但需要进一步研究其适应性。

关键词: 承压能力 堵漏 固井质量 油基钻井液 水平井 彭页 HF-1 井

中图分类号: TE256 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)04-0047-05

Horizontal Well Cementing Technology of Shale Gas Well Pengye HF-1

Yan Lianguo¹, Zhou Yucang²

(1. Well Cementing Company, East China Petroleum Bureau, Sinopec, Yangzhou, Jiangsu, 225100, China; 2. Unconventional Oil & Gas Exploration and Development Headquarters, East China Petroleum Bureau, Sinopec, Nanjing, Jiangsu, 210031, China)

Abstract: In order to improve the shale gas well cementing quality and meet the demand of multi-stage fracturing, studies on marine shale gas horizontal well cementing in Pengshui Area were carried out. Based on cementing difficulties for Pengye HF-1 well, we carried out horizontal well casing data simulation analysis based on the tripping data, optimized the stabilizer type and placement space, conducted pressure sealing using the “stress cage” theory to overcome the lost circulation in this section as well as optimized mud flusher and spacer, to meet interface wettability reversal and flushing requirements. Field data showed that, through the numerical simulation analysis and by designing the elastic modulus of elasticity cement slurry to 6.5~8.5 GPa, the end centralization of centralizer reached 67%, which could effectively guarantee the cementing quality and meet the demands of fracturing. CBL logging data showed the acceptance rate of cementing in horizontal section of Pengye HF-1 Well was 78.4%, in line with quality standard, and no inter-layer channeling occurred during the fracturing. The research showed that, the technique had guiding significance to cementing in marine shale formation, but adaptability of the technique must be studied further.

Key words: pressure bearing capacity; loss circulation control; cementing quality; oil base drilling fluid; horizontal well; Well Pengye HF-1

页岩气井 90% 以上采用套管固井, 以满足井壁稳定、后期大型分段压裂和生产的要求。国外页岩水平井大多采用油基钻井液钻进水平段, 形成了一系列针对页岩气水平井固井的相关技术, 如双作用驱油前置液、柔性水泥浆, 并利用性能稳定的漂浮接

箍、水平井可钻式浮箍浮鞋及可旋转式高性能水平

收稿日期: 2012-05-11; 改回日期: 2012-07-08。

作者简介: 闫联国 (1980—), 男, 陕西乾县人, 2004 年毕业于西南石油学院应用化学专业, 工程师, 现从事固井技术管理工作。

联系方式: (0514) 87530228, hgdgyig@163.com。

井套管扶正器,提高水平段大于1 000 m及水垂比大于4的井眼中套管下入能力,同时采用数值模拟软件和固井施工设计软件,分析不同井段固井顶替效率和水泥石力学性能,可满足各类复杂水平井固井工程的需求^[1-4]。

截至2012年6月,我国完钻的页岩油气井共30余口,其中中国石化完成页岩气水平井4口,固井质量均达到了预期效果。但是由于各地区地层差异较大,技术难点不尽相同。彭页HF-1井为我国第一口海相页岩气水平评价井,主要评价下志留统龙马溪组一上奥陶统五峰组页岩气资源潜力,侧钻水平段设计采用高性能油基(柴油)钻井液,保证后期页岩产层的安全钻进。通过和国外技术服务公司合作,首次采用性能良好的双作用隔离液、冲洗液以及弹性水泥浆,优选先进的水平井套管扶正器和突破性扶正器方案,并选用油基钻井液堵漏技术,顺利完成了固井施工,满足了后期大型压裂的需求。

1 固井技术难点分析

彭页HF-1井为彭页1井基础上侧钻的一口页岩气水平井,产层段为黑色碳质泥岩、页岩,黏土矿物、石英等脆性矿物含量适中。鉴于该井水平段以页岩层为主,为保证安全钻进,采用了油基钻井液钻井;为了达到有效开发和试验相关工艺的目的,采用了长水平段水平井钻井技术^[5-9],井身结构如图1所示。设计井深3 362.12 m,实钻井深3 446.15 m。

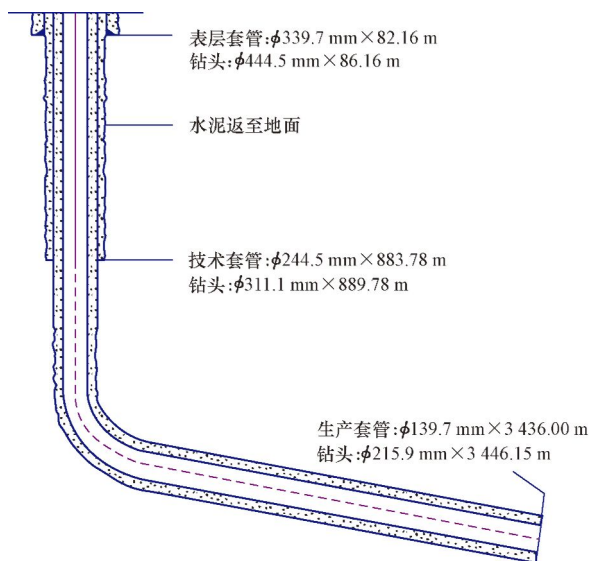


图1 彭页HF-1井井身结构

Fig. 1 Casing program of Well Pengye HF-1

该井固井技术难点主要表现在以下5个方面。

1) 油基钻井液钻进井段固井技术难度大。水平段采用油基钻井液钻进,固井时需要足量的特殊化学冲洗液来恢复水润性,达到润湿反转,提高水泥浆顶替效率及水泥与井壁的胶结质量。油基钻井液与2个界面的超强附着力以及高黏度给水泥浆顶替带来了很大的难度。裸眼井段的泥饼需要高剪切力的冲洗液隔离液侵蚀去除,2个界面的油膜也需要润湿反转。否则,会严重影响水泥与2个界面的胶结质量。

2) 长水平段套管下入难度大。由于彭页HF-1井是在原井眼基础上侧钻施工,裸眼段长,水平段长,增加了套管下入风险。

3) 页岩气井套管居中度要求高,而造斜段/水平段套管居中度难以得到保证。为了保证水泥环均匀等厚、压裂过程中不损伤水泥环,要求全井段居中度高于普通井,同时水平段页岩较脆、水平段长,因此对扶正器的选择与安放间距提出了挑战。

4) 页岩层存在天然裂缝,安全密度窗口窄,固井施工中易发生漏失。从地层应力及钻井过程中遇到的漏失情况可知, $\phi 215.9$ mm井段安全密度窗口狭窄,900~2 150 m井段最大地层压力当量密度约为1.50 kg/L。

5) 产层段水泥浆需具备良好的弹性,基本性能要求高,必须同时满足压稳和防漏的技术要求。目的层为低孔低渗的页岩气储层,而页岩气层的开采需要采取压裂增产措施,大型压裂与分段压裂均对水泥环胶结质量提出了较高的要求,对其抗冲击力要求高。在满足生产井段水泥浆胶结质量良好的前提下,还要保证水泥石的长期封固效果;同时该井地层承压能力低,且存在后效,因此必须同时满足压稳与防漏失要求。

2 提高地层承压能力技术

彭页HF-1井在施工过程中发生大小漏失22次。为了保证固井质量和后期固井施工的顺利开展,固井施工前井底承压当量密度需达到1.60 kg/L。针对该井“小漏失,小裂缝;大漏失,大裂缝”的漏失特征,采用“应力笼”理论开展堵漏承压作业^[6],当钻井液的液柱压力超过地层的破裂压力时,便会产生裂缝;在裂缝形成后,固相颗粒和泥饼迅速在裂缝的近井眼处形成封堵,就像一个楔子一样楔进裂缝当中,对地层形成压缩;此时钻井液的液柱压力

通过“楔子”作用在裂缝的近井眼端的两侧,形成了压缩环,即“应力笼”(如图 2 所示),它的产生使井眼的强度得以提高,尤其是对裂缝性地层的堵漏效果明显。

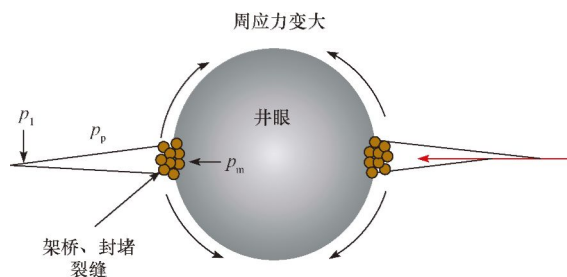


图 2 提高地层承压的应力笼原理

Fig. 2 Stress cage theory for improving the stress bearing capacity of the formation

在井深 2 800 m 以浅地层,裂缝以小裂缝、中裂缝为主,数量分布不均匀,采用高质量分数的堵漏材料(一般为 20%)、并以大颗粒材料(如 BARACARB 600)为主的堵漏浆具有较好的效果;在井深 2 800 m 以深地层,以小粒径颗粒为主的封堵浆没有起到良好的作用,采取“高浓度,宽分布”的措施,通过数次堵漏作业,最终将井底承压当量密度提高至 1.51 kg/L,上开次管鞋处提高至 1.61 kg/L,保证了后续作业的正常进行,没有发生漏失现象。

3 套管下入与扶正器的合理安放

彭页 HF-1 井上层技术套管下入较浅,裸眼段较长,水平段采用导向钻具钻进,水平段井径相对规则,且狗腿度较小,但老井眼在井深 1 350 m 附近存在“大肚子”,在该处起下钻多次遇阻,下压 300 kN 通过该点,初步判断该处存在沉砂和掉块现象。为了保证套管顺利下入,需制定合理的通井方案,保证通井钻具刚度不低于套管刚度,同时为了保证通井施工的安全,通井钻具组合刚度逐步增加:1)原钻具通井;2)单扶正器通井;3)双扶正器($\phi 212$ mm)通井,且 2 个扶正器间隔 1 根钻铤。

该井首次采用整体式半刚性扶正器,外径 $\phi 213$ mm,相当于国内弹性扶正器,但是居中能力较强,具有一体化设计,结构强健,承受力强,可以上提下放,无打捞风险。相对于螺旋刚性扶正器,具有居中效果高、过流面积大、活动阻力小等特点,且刚度较小,降低了下入过程遇阻风险。扶正器安放方案见表 1,2 根套管安放 3 只扶正器方法为:第一只扶正器 2 只卡箍固定,距离套管公扣 4 m,第二只扶正

器不使用卡箍,滑动于第一只扶正器与母扣之间,第三只扶正器滑动于第二根套管上。套管居中度模拟表明,2 只扶正器中部的居中度在 60% 左右,扶正器端面的居中度约为 67% (见图 3)。

表 1 彭页 HF-1 井套管扶正器选择与安放方案

Table 1 Stabilizer selection and placement plan

| 井段/m | 扶正器类型 | 外径/mm | 安放方案 |
|-----------------------|--------|-------|----------------|
| 1 560.00~ 3 446.15 | 半刚性扶正器 | 213 | 2 根套管安放 3 只扶正器 |
| 0~1 560.00 | 半刚性扶正器 | 213 | 4 根套管安放 1 只扶正器 |

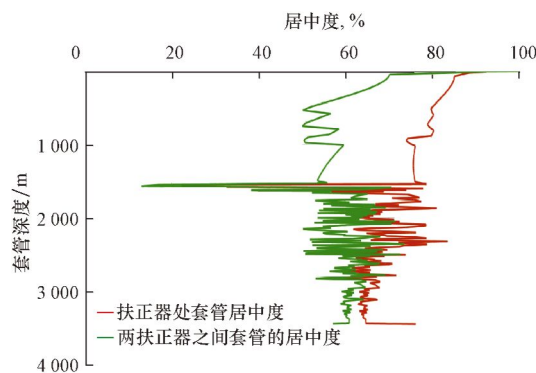


图 3 套管居中度模拟结果

Fig. 3 Simulation result of casing centralization

套管下入时严格控制下放速度、控制上扣扭矩、坚持灌浆,按照扶正器安放方案安装扶正器,并开展施工前套管下入能力模拟计算与分析,制定合理的应急预案,保证套管顺利下入。该井套管下入过程中未发现遇阻现象,套管到位前下入悬重 840 kN,静止悬重 1 000 kN,理论计算结果如图 4 所示,理论计算与实际误差为 100 kN。结合现场实际下入过程,可以看出该井扶正器安放间距小,居中度高,下入过程中未遇阻。

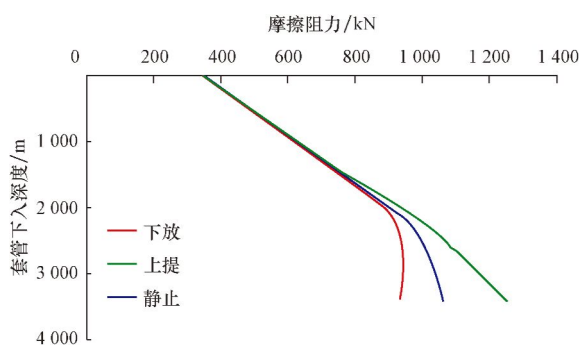


图 4 彭页 HF-1 井套管下入过程摩擦阻力分析

Fig. 4 Friction drag analysis for casing running of Well Pengye HF-1

4 高效驱油前置液技术

该井水平段钻井时采用油基钻井液,在井壁和套管上形成的油膜采用常规冲洗液和隔离液难以有效冲洗,因此采用高效驱油隔离液和冲洗液。其基本原理为:冲洗液中的表面活性剂会吸附在油基钻井液的泥饼表面,其疏水基一端吸附泥饼的表面,亲水基一端吸附水,油基钻井液表面覆盖了一层表面活性剂分子。由于吸附层中的表面活性剂分子的亲水基伸入水中,所以油基钻井液具有了亲水性能,使油基钻井液冲洗液中的溶剂和水易渗入油基钻井液的表面,产生溶胀作用,削弱油泥饼的内聚力,同时也减弱了油泥饼和套管之间的作用力,油基钻井液被冲洗液中的表面活性剂分子形成的胶束包裹,分散到油基钻井液隔离液和冲洗液中。

前置液主要包括稀释型冲洗液和润湿反转隔离液,采用了“稀释+冲刷”技术,用量各为 10 m^3 ,其润湿反转相变角小于 15° ,明显改善了油润湿性。现场进行油基钻井液取样,采用黏度计外筒旋转方法评价隔离液冲洗效果。该体系对油基钻井液冲洗效果明显,能够保证层流状态及短接触时间条件下良好的冲洗效果,润湿恢复率 41.18% ,润湿效果良好。

5 水泥浆配方及性能

为了满足后期压裂,同时为了防止施工中发生漏失,领浆采用低密度水泥浆,尾浆采用弹性水泥浆。首先进行数值模拟分析,建立地层-水泥环-套管地层耦合力学模型,按照地层弹性模量 $12\sim 15\text{ GPa}$,套管弹性模量 $200\sim 250\text{ GPa}$,压裂过程井口最大施工压裂 100 MPa 计算,得到水泥环抗压强度-

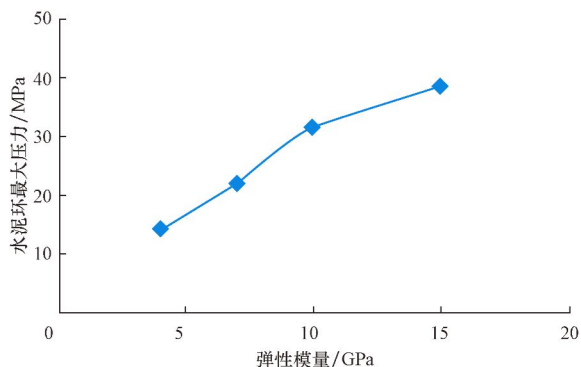


图5 水泥环弹性模量与抗压强度关系

Fig. 5 Relationship between elastic modulus and compressive strength of the cement sheath

弹性模量的关系曲线(见图5)。可以看出弹性模量越低,水泥环压裂过程中自身受抗压强度越低,越利于保护自身强度。结合彭页 HF-1井实际情况,设计弹性模量范围 $6.5\sim 8.5\text{ GPa}$ 。

该井采用的领浆配方为:嘉华 G 级水泥 + 1.00% 防气窜剂 + 15.00% 微硅 + 15.00% 微珠 + 2.00% 降失水剂 + 3.50% 膨胀剂 + 0.40% 缓凝剂 + 0.05% 消泡剂 + 117.00% 水,密度 1.38 kg/L ,六速黏度计读数为 $152/84/58/33/8/3$, $48\text{ h}\times 35^\circ\text{C}$ 下抗压强度为 1.1 MPa ,API 失水 32 mL , $2\text{ h}\times 15^\circ\text{C}$ 沉降稳定性为 $1.32, 1.38, 1.41$ 和 1.45 kg/L 。

尾浆配方为:嘉华 G 级水泥 + 0.40% 防气窜剂 + 1.00% 降失水剂 + 3.50% 膨胀剂 + 0.30% 缓凝剂 + 0.05% 消泡剂 + 44.00% 水,密度 1.87 kg/L ,六速黏度计读数为 $280/183/142/95/12/8$, $48\text{ h}\times 35^\circ\text{C}$ 抗压强度为 18 MPa ,API 失水 46 mL , $2\text{ h}\times 15^\circ\text{C}$ 沉降稳定性为 $1.86, 1.86, 1.87$ 和 1.88 kg/L 。

领浆和尾浆的流变性、失水、析水满足要求,但领浆沉降稳定性较差,强度较低,由于配浆缓凝剂用量失误,导致领浆稠化时间低于尾浆稠化时间(见表2)。尾浆稠化时间 357 min ,相比设计时间偏长 200 min 。根据压裂需求,该井水平段固井采用了弹性水泥浆,其弹性模量为 7.5 GPa (见图6),能够满足分段压裂的需求。

表2 彭页 HF-1井领尾浆稠化时间

Table 2 Thickening time of lead and tail slurry of Well Pengye HF-1

| 领浆 | | 尾浆 | |
|-------|----------|-------|----------|
| 稠度/Bc | 稠化时间/min | 稠度/Bc | 稠化时间/min |
| 17.5 | 10 | 15.2 | 10 |
| 20.0 | 50 | 16.0 | 50 |
| 30.0 | 50 | 30.0 | 330 |
| 70.0 | 208 | 70.0 | 350 |
| 100.0 | 209 | 100.0 | 357 |

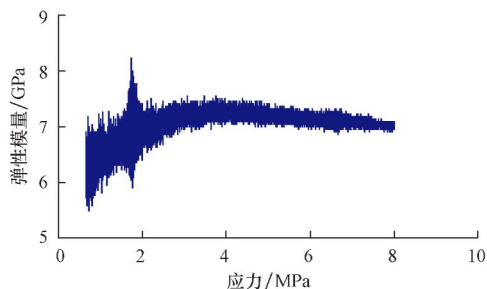


图6 彭页 HF-1水泥石弹性模量测试

Fig. 6 Cement stone elastic modulus testing for Well Pengye HF-1

6 施工过程与固井质量分析

彭页 HF-1 井于 2012 年 3 月 11 日下套管至目的层位,按照制定的施工程序施工:

- 1) 以 $1 \text{ m}^3/\text{min}$ 的排量循环水泥浆 5 h;
- 2) 管线试压 25 MPa;
- 3) 注入冲洗液 6.4 m^3 ,排量 $0.7 \text{ m}^3/\text{min}$;
- 4) 注入隔离液 15 m^3 ,排量 $0.3 \text{ m}^3/\text{min}$,排量较小的主要原因是隔离液黏度大,造成从水罐向固井车供液排量较小;
- 5) 注领浆、尾浆,其中领浆 47 m^3 ,尾浆 36 m^3 ;
- 6) 开档销、尾浆水压顶塞 1 m^3 ;
- 7) 替浆,排量 $0.3 \sim 0.4 \text{ m}^3/\text{min}$,压力控制小于 14 MPa,最后碰压 14 MPa 升至 18 MPa。

该井采用一次注水泥,水泥浆返至地面,领浆和尾浆的分界点在井深 2 200 m 外,水平段固井质量合格率 78.4%,直井段固井质量合格率 48.2%。对该井固井施工过程、水泥浆、前置液等因素进行分析,认为影响其固井质量的原因为:

1) 该井水泥浆整体性能未能完全达到行业标准,尤其是低密度领浆的沉降性、自由液和抗压强度均未达到施工标准,尾浆稠化时间 357 min,比设计时间长了 200 min;

2) 水泥浆注替排量在 $1 \text{ m}^3/\text{min}$ 以内,替浆排量偏低,影响了顶替效率;3) 冲洗液和隔离液用量较少,未能完全清洗干净油基钻井液,导致井口返出水泥浆仍能见油膜,影响了界面胶结质量。

7 结 论

1) 通过优选合理的驱油冲洗液、套管扶正器、水泥浆及施工程序,保证了彭页 HF-1 井的固井质量,为该地区后期固井施工提供了借鉴。

2) 彭页 HF-1 井采用的前置液用量不足,且领浆基本性能未能达到石油行业标准,影响了上部地层固井质量,导致该井上部井段固井质量较差,因此需要进一步开展冲洗液和冲洗工艺优化及低密度水泥浆性能优化。

3) 结合彭页 HF-1 井套管下入过程、扶正器安放方案,建议同类页岩气水平井上层套管应该下至

井斜角大于 60° 井段,以利于后期井筒强化与套管下入,降低产层段套管固井施工的难度。

参 考 文 献

References

- [1] 孙海成,汤达祯,蒋廷学,等. 页岩气储层压裂改造技术[J]. 油气地质与采收率,2011,18(4):90-93.
Sun Haicheng, Tang Dazhen, Jiang Tingxue, et al. Fracturing and stimulation techniques of shale gas reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(4): 90-93.
- [2] 蒲伯伶,包书景,王毅,等. 页岩气成藏条件分析:以美国页岩气盆地为例[J]. 石油地质与工程,2008,22(3):33-36,39.
Pu Boling, Bao Shujing, Wang Yi, et al. Shale gas accumulation condition analysis: taking American shale gas basin as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(3): 33-36, 39.
- [3] 张雪芬,陆现彩,张林晔,等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展,2010,29(1):25-29.
Zhang Xuefen, Lu Xiancai, Zhang Linye, et al. Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance[J]. Advances in Earth Science, 2010, 29(1): 25-29.
- [4] 崔思华,班凡生,袁光杰. 页岩气钻完井技术现状及难点分析[J]. 天然气工业,2011,31(4):72-74.
Cui Sihua, Ban Fansheng, Yuan Guangjie. Status quo and challenges of global shale gas drilling and completion[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 72-74.
- [5] 裴建忠,刘天科,周飞,等. 金平 1 浅层大位移水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2009,37(1):87-90.
Pei Jianzhong, Liu Tianke, Zhou Fei, et al. Horizontal drilling techniques to penetrate shallow formations in Well Jinping-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 87-90.
- [6] 冯京海,郝新朝,白亮清,等. 冀东油田水平井固井技术[J]. 石油钻采工艺,2007,29(增刊 1):32-34.
Feng Jinghai, Hao Xinchao, Bai Liangqing, et al. Cementing technology of horizontal wells of Jidong Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(supplement 1): 32-34.
- [7] 祖峰. D2-20 大位移井固井技术[J]. 石油钻探技术,2003,31(1):47-48.
Zu Feng. Cementing techniques for D2-20 extended reach well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(1): 47-48.
- [8] 王祥林,王允良,王立平,等. 射孔对水泥环损伤的综合试验研究[J]. 地震工程与工程振动,1994,14(1):89-99.
Wang Xianglin, Wang Yunliang, Wang Liping, et al. Synthetic experimental research on the damage to the concrete circle during the hole shooting[J]. Earthquake Engineering and Engineering Vibration, 1994, 14(1): 89-99.
- [9] 李维,李黔. 大位移水平井下套管漂浮接箍安放位置优化分析[J]. 石油钻探技术,2009,37(3):53-56.
Li Wei, Li Qian. Optimization of float collar position in extended reach wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 53-56.