

# 页岩气长水平井段防气窜固井技术

赵常青<sup>1,2</sup> 胡小强<sup>1</sup> 张永强<sup>3</sup> 梁洪<sup>1</sup> 房皓<sup>1</sup> 张磊<sup>3</sup> 唐守勇<sup>3</sup> 曾凡坤<sup>1,2</sup>

1. 中国石油川庆钻探工程公司井下作业公司 2. 国家能源页岩气研发(实验)中心

3. 中国石油浙江油田公司

**摘 要** 页岩气开发的核心技术为水平井配合大型水力压裂,而固井质量不佳已成为页岩气完井和实施储层改造的主要瓶颈问题。为此,以四川盆地页岩气开发区块为例,探索了水力压裂作用下保持水泥环力学完整性的方法及其配套工艺技术措施。研究结果表明:①采用模拟套管刚度的近钻头三扶正器通井钻具组合,可以降低长水平段页岩气井套管下放难度,提高下套管时效和安全度;②研制的高效洗油冲洗隔离液体系在常温至 120 °C 下的冲洗效率均大于 90%,能够保证水泥浆对油基钻井液的顶替效率和井壁的有效胶结;③确定了该区长水平段固井韧性防窜水泥浆凝固后的性能——水泥石弹性模量应小于 7 GPa、三轴强度最好大于 40 MPa,以减轻和避免压裂时的水泥环破坏;④形成的钻井液调整、预应力固井、地面高压泵注工艺等配套技术提高了页岩气井固井质量。2015—2016 年期间运用上述系列固井技术在四川盆地开展了 85 口井固井作业,平均井深 4 832 m,平均水平段长 1 560 m,固井质量优质率达 89.58%;水平井固井后候凝期间无环空带压,钻完井及试油期间环空气窜得到明显改善。结论认为,该配套技术可以保证并提高长水平段页岩气井的固井质量。

**关键词** 页岩气 水平井 固井 下套管 韧性防窜水泥浆 隔离液 水泥石 强度 弹性模量 四川盆地

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2017.10.008

## Anti-channeling cementing technology for long horizontal sections of shale gas wells

Zhao Changqing<sup>1,2</sup>, Hu Xiaoqiang<sup>1</sup>, Zhang Yongqiang<sup>3</sup>, Liang Hong<sup>1</sup>, Fang Hao<sup>1</sup>, Zhang Lei<sup>3</sup>,

Tang Shouyong<sup>3</sup> & Zeng Fankun<sup>1,2</sup>

(1. Downhole Operation Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. National Energy Shale Gas R & D <Experiment> Center, Langfang, Hebei 065007, China. 3. PetroChina Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou, Zhejiang 310023, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 10, pp.59-65, 10/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** Large-scale hydraulic fracturing combined with horizontal well drilling is the key technology in shale gas development. But poor cementing quality is a crucial bottleneck restricting well completion and reservoir stimulation. In this paper, the shale gas development blocks in the Sichuan Basin were taken as the examples to explore the process and support measures that can be used to keep the mechanical integrity of cement sheath under the effect of hydraulic fracturing. It is indicated that the near-bit three-centralizer drifting BHA used for casing stiffness simulation can decrease the casing running difficulty in the long horizontal section of a shale gas well and increase the time efficiency and safety of casing running; that the flushing efficiency of high-efficiency oil flushing spacer fluid system is higher than 90% from room temperature to 120 °C, so it can guarantee the displacement efficiency of cement slurry to the oil-based drilling fluid and the effective cementing of borehole wall; that the performance of anti-channeling ductile cement slurry used in the cementing of long horizontal sections in this area after it is set is confirmed, with the elastic modulus of set cement being lower than 7 GPa and triaxial strength being higher than 40 MPa, so as to alleviate or avoid the damage to cement sheath in the process of fracturing; and that cementing quality is improved by applying the support technologies, e.g. drilling fluid adjustment, pre-stress cementing and ground high-pressure pumping. During 2015–2016, these cementing technologies were applied in 85 wells in the Sichuan Basin. The average well depth of these wells is 4 832 m, the average length of horizontal sections is 1 560 m and the quality rate of well cementing is 89.58%. During the waiting-on-cement (WOC) time after well cementing, there is no sustained casing pressure. And gas channeling in the annulus during well drilling, completion and test is improved remarkably. It is concluded that this suite of technologies can guarantee and improve the cementing quality of long horizontal sections in shale gas wells and provides good cementing conditions for shale gas development.

**Keywords:** Shale gas; Horizontal well; Cementing; Casing running; Anti-channeling ductile slurry; Spacer fluid; Set cement; Strength; Elastic modulus; Sichuan Basin

**基金项目:** 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”子课题“提高大型体积压裂条件下固井质量与井筒完整性新技术”(编号: 2016ZX05022-005)。

**作者简介:** 赵常青, 1978 年生, 高级工程师, 硕士; 主要从事固井技术研究和现场服务等方面的工作。地址: (610051) 四川省成都市成华区龙潭工业园华盛路 46 号。电话: (028) 86019374。ORCID: 0000-0003-3884-4068。E-mail: zhaocq\_jx@cnpc.com.cn

随着页岩气水平井钻井技术的不断进步,其水平段长度也在不断增加,页岩气开发初期的水平段长度介于500~1 000 m,目前水平段长度已超过1 500 m。前期探索的相关完井技术成果已经表现出一定的不适应性<sup>[1]</sup>,如下套管困难,个别井下套管超过10 d,分段压裂作业由前期几段增加至20~30段,大规模体积压裂技术的推广给水泥环封固性能、固井质量和井筒完整性等方面也提出了更高的要求。

## 1 难点分析

### 1.1 水平井套管安全顺利下入困难

由于页岩气水平井水平段长,导致大斜度及水平井井段套管易贴井壁,随着水平段增加,沿程摩擦阻显著增加,套管有效重量低,靠套管自身重量难以克服下套管过程摩擦阻。

井眼轨迹复杂,页岩气“工厂化”生产模式下建立的丛式井平台,井眼轨迹为典型的三维水平井,总体上采用“直—增—扭—增—水平段”模式中靶,井眼轨迹较为扭曲,全角变化率大,加之钻遇地层构造多变、邻井防碰绕障作业,实际井眼轨迹比设计轨迹更为复杂(图1)。

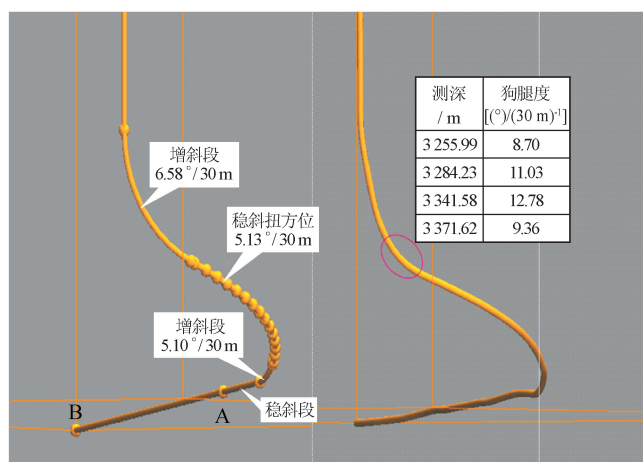


图1 W204H4-6井设计与实际井眼轨迹示意图

页岩气井为达产,必须进行多级分段压裂,但所需完井工具管串结构复杂,下入过程中损坏风险大,下套管遇阻时技术措施有限。

### 1.2 油基钻井液应用对固井质量影响大

油基钻井液黏度高、附着力强,需要更高的驱动力,同时与水泥浆相容性差,接触变稠,驱动油基钻井液更加困难,使施工泵压更高、“灌香肠”潜在风险大。

井筒长期在油基钻井液环境中,井筒表面与套管壁形成了(黏附一层)油膜,形成“亲油憎水”环境,如不能有效清除井壁油膜改变润湿环境将导致(产生)环空微间隙造成水泥环水力密封失效。

水泥浆与油基钻井液相混会严重地影响水泥石抗压强度,试验表明:水泥浆与油基钻井液相混比例达9:1时,水泥石抗压强度将降低50%。

### 1.3 大型分段压裂井筒密封完整性要求高

良好的固井胶结质量和水泥石性能是页岩气井长期生产寿命和水力压裂有效性的重要保证。页岩气水平井固井要求水泥浆:①稳定性好、无沉降,不能在水平段形成窜槽;②滤失量小,储层保护能力好;③具有良好的防气窜能力,稠化时间控制得当;④流变性控制合理,顶替效率高;⑤水泥石力学性能优良,弹性模量小抗压强度高。同时页岩气固井设计不仅要考虑层间封隔,而且还要考虑到后续的大型分段压裂增产措施对井筒密封完整性要求。

## 2 固井技术研究

### 2.1 水平井下套管技术对策

尽管国内外对大位移水平井套管可下入做了大量研究<sup>[2-3]</sup>,但是水平井管柱摩擦力与泥饼的润滑性能、岩石性质、井眼类型、管柱结构和井眼几何情况等关系复杂,目前这些理论与现场实际情况仍存在太大的偏差,为了保证套管能够安全快速地下入,采用模拟套管串刚度的钻具组合进行通井作业,对特殊井段进行预处理,对管串和井眼轨迹的相容性进行测试和磨合,仍是现场作业最有效的手段。

在威远—长宁区块通井措施主要是采用模拟下套管的刚度通井和特殊井段处理。特殊井段处理是除了遇阻点以外,造斜点、A点和井底附近无论遇阻与否均应采取全部划眼方式通过,并对划眼井段采取短起下钻验证套管能否顺利通过,通井到底后,对于存在挂卡、遇阻井段进行短起、反复拉划,并循环洗井至少2周以上。先后经历了通井钻具组合由页岩气开发初期的单扶正器通井,逐步变为双扶正器(以下简称双扶)通井,后采用再加大扶正器尺寸的双扶通井,近钻头三扶正器(以下简称三扶)通井探索,不同通井方式时效对比如表1所示。表1统计结果表明,在井身结构变复杂和水平井段增长情况下,三扶通井仍能够提高下套管时效。

选择适当的扶正器间距和合理的扶正器类

表 1 通井方式与下套管时效对比表

通井钻具组合	统计井数 / 口	平均水平段长度 / m	平均时效 / (m · h <sup>-1</sup> )
单扶	11	997	61
单扶 + 双扶	40	1 517	75
双扶 + 三扶	20	1 566	82

型，能够有效降低下套管摩擦阻<sup>[4]</sup>。付建红等<sup>[1]</sup>应用 ANSYS 对水平井下套管进行分析后指出：每 3 根套管之间加 1 只扶正器，将有三分之一的套管将与井壁接触，每 2 根套管加 1 只扶正器，则扶正器之间套管的中点与井壁接触，如果每根套管安装 1 个刚性扶正器，套管将不会与井壁接触。为改善套管贴边问题，减少套管与井壁摩擦，现场实行大斜度及水平井井段每根套管加 1 只扶正器。不同的扶正器下套管的摩擦阻不同，总体说来滚珠扶正器的摩擦系数最小，刚性扶正器次之，弹性扶正器最大。为了降低套管下入摩擦阻与兼顾成本需求，现场组合使用普通刚性扶正器、大倒角旋流刚性扶正器和滚珠扶正器。并通过软件模拟计算，合理设计扶正器安放间距。目前已形成扶正器安放的基本模板，如表 2 所示。

表 2 扶正器类型选择及安放方式表

井段	扶正器类型	安放间距
井斜角大于 60° 井段	Ø205 mm 旋流刚性扶正器 (下倾轨迹)	每根套管加 1 只
	Ø205 mm 滚珠扶正器 (上翘轨迹)	
斜井段	Ø205 mm 旋流刚性扶正器	每 1 ~ 3 根加 1 只
直井段	Ø205 mm 旋流刚性扶正器	每 3 ~ 5 根加 1 只
重合段	Ø210 mm 普通刚性扶正器	每 10 根加 1 只

## 2.2 高效洗油冲洗隔离液技术

为解决油基钻井液条件下固井界面清洗<sup>[5]</sup>与隔离难题，通过实验研究和评价，研制出了洗油冲洗剂和高效洗油冲洗隔离液体系。其中洗油冲洗剂主要通过表面活性剂复配技术，优化组合不同性质的表面活性剂，充分利用表面活性剂对油的“卷缩、乳化、增溶”等作用，发挥“协同增效”的作用，提高清洗界面油污、油膜的能力。高效洗油冲洗隔离液体系主要由悬浮稳定剂 XFJ-5、冲洗剂 CXJ-0、水和加重剂组成，密度可在 1.50 ~ 2.40 g/cm<sup>3</sup> 范围内任意调节。通过实验对此隔离液体系的综合性能进行了评价，评价结果如表 3、4 所示。

表 3 不同密度隔离液流变参数表

密度 / (g · cm <sup>-3</sup> )	六速值 (90℃)						流变模式	η / (Pa · s)	τ <sub>0</sub> / Pa
	θ <sub>600</sub>	θ <sub>300</sub>	θ <sub>200</sub>	θ <sub>100</sub>	θ <sub>6</sub>	θ <sub>3</sub>			
1.40	40	23	16	8	3	2	宾汉	0.015	5
1.60	52	32	21	11	4	3	宾汉	0.020	6
2.10	70	43	31	19	5	3	假塑性	0.027	8
2.30	78	48	40	25	6	4	假塑性	0.030	9

表 4 不同密度隔离液的稳定性表

序号	密度 / (g · cm <sup>-3</sup> )	温度 / °C	Δρ <sub>2h</sub> / (g · cm <sup>-3</sup> )	析水率 (2 h)
1	1.50	50	0.00	0
		90		
2	1.60	50	0.00	0
		90		
3	1.70	50	0.00	0
		90		
4	1.80	50	0.00	0
		90		
5	1.90	50	0.00	0
		90		
6	2.00	50	0.00	0
		90		
7	2.20	50	0.00	0
		90		
8	2.40	50	0.01	0
		90		

由表 3、4 可以看出，该隔离液体系的密度在 1.50 ~ 2.40 g/cm<sup>3</sup> 的范围内可以任意调节，浆体的流变性和稳定性能够得到保证，浆体在 90 °C 下养护 20 min 后静止 2 h 上下密度差 (Δρ<sub>2h</sub>) 均小于 0.02 g/cm<sup>3</sup>，在常温下的流动度均在 22 cm 以上，满足安全泵送的要求。

由表 5 可以得出此隔离液在常温至 120 °C 均具有良好的冲洗效果，常温和高温 120 °C 条件下冲洗效率稍低些，但也都达到了 90% 以上的冲洗效率，

表 5 隔离液体系冲洗性能评价表<sup>[6]</sup>

序号	温度 / °C	冲洗效率	冲洗效果
1	常温	90.1%	冲洗效果好，表面为水润湿
2	50	96.4%	
3	70	96.9%	
4	90	95.0%	
5	120	93.6%	

完全能够保证水泥浆与井壁的有效胶结。

由表6可知水泥浆与油基钻井液混合稠度增大,无法流动,污染严重,隔离液的加入能够有效改善水泥浆和钻井液的流变性,无论在低温还是高温下都具有良好的相容性,混浆流动度均在18 cm以上,随着温度的升高,混合液的流动度增加。

表6 隔离液体系的抗污染性能评价表

编号	混配比例			常温 流动度/cm	高温(90℃) 流动度/cm
	水泥浆	隔离液	钻井液		
1	100%	—	—	20	22
2	—	—	100%	18	19
3	1/3	1/3	1/3	20	22
4	70%	10%	20%	19	20
5	20%	10%	70%	20	21
6	70%	—	30%	12	13
7	50%	—	50%	13	13
8	30%	—	70%	12	13
9	95%	5%	—	2	23

另取水泥浆与钻井液7:3比例混浆做稠化试验,70℃稠化时间只有15 min,加入1份冲洗液代替1份钻井液,即7:2:1,三相污染实验270 min时仍未稠。

综上所述,该隔离液体系泵送性能良好,能够有效清洁井壁,改善固井二界面胶结环境,防止水泥浆与油基钻井液接触污染,从而使施工安全和固井质量得到了良好保证。

### 2.3 韧性防窜水泥浆体系应用

页岩气井开发使用的大规模体积压裂技术,在

其施工时高泵压大排量注替产生剧烈的压力变化和冲击容易对普通高脆易裂的水泥石造成严重影响,导致水泥环的微间隙产生甚至水泥环破裂,破坏了井筒密封性,从而发生环空窜气,后期开发受到制约<sup>[7-14]</sup>。

为开发适合体积压裂下的水泥浆体系,根据长宁—威远页岩气开发示范区的实际井身结构、地应力状况、井口压力等因素,在考虑了水泥环的初始应力状态和井筒温度变化等因素条件下,应用弹塑性模型,进行了全井段水泥环在压裂时的塑性变形量和微间隙产生预测,并着重分析了水平段和造斜点出水泥石环受力状态和微间隙的大小。预设井口压力为60 MPa,垂向地应力梯度为2.6 MPa/100 m,最大主应力梯度3.0 MPa/100 m,最小主应力梯度1.9 MPa/100 m,水泥环泊松比0.19。分析结果如图2所示。

由图2的分析可以看出,压裂施工时,全井段水泥环承受较大的剪应力,发生剪切破坏的可能性大。井口压力介于60~70 MPa时,固井井段不同位置水泥石的受力情况如表7所示。

由表7可知,水平段普通水泥环(弹性模量10 GPa)最大 Tresca 应力达到了57.1 MPa,高于水泥石围压下的抗压强度。要避免水泥环破坏需将弹性模量控制在5 GPa左右,且三轴应力条件下抗压强度应达到38 MPa。而造斜点处水泥石的弹性模量为10 GPa时,水泥环最大 Tresca 应力48.4 MPa,降低水泥石的弹性模量,水泥环的最大 Tresca 应力明显降低。

因此,对于长水平段页岩气固井,应采用水泥石弹性模量小于7 GPa、三轴强度最好大于40 MPa的水泥浆体系,以减轻和避免压裂时的水泥环破坏。

为满足上述研究结果对水泥石力学性能提出的要求,确保长水平段的良好封固质量和井筒密封完

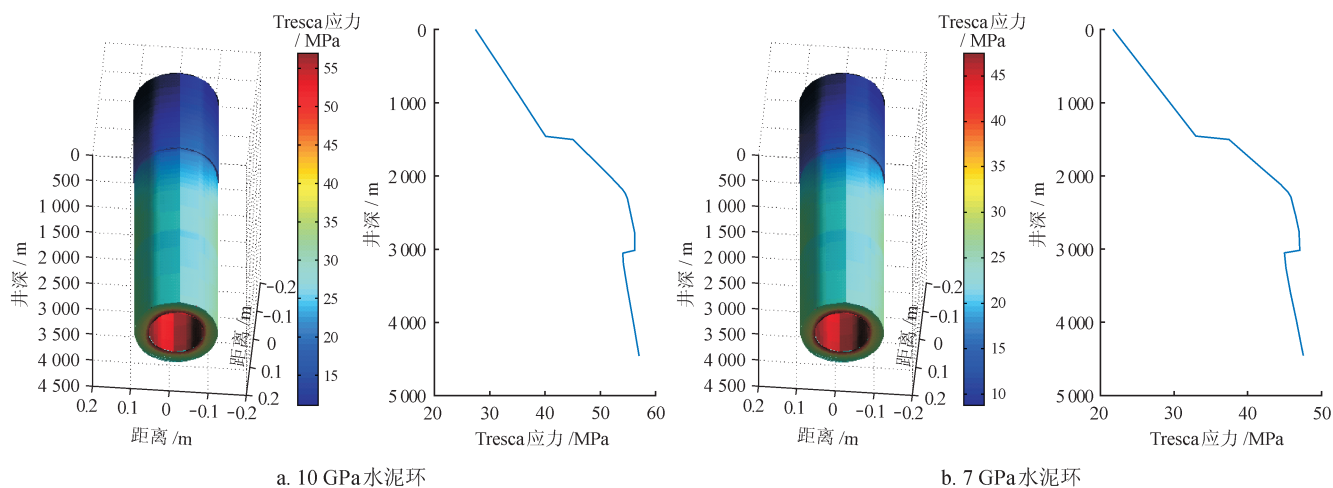


图2 压裂期间2种弹性模量的水泥环 Tresca 应力分布图

表 7 不同弹性模量水泥石应力表

水泥石 弹性模量 / GPa	水平段位置 最大 Tresca 应力 / MPa	造斜点位置 最大 Tresca 应力 / MPa
10	53.5 ~ 57.1	45.5 ~ 48.4
7	44.7 ~ 47.6	41.1 ~ 43.2
5	36.6 ~ 38.9	34.5 ~ 35.3
3	25.9 ~ 27.5	24.8 ~ 25.3

整性，研发了以防窜剂 FCJ-7、加筋增韧剂 ZRJ-6 和聚合物降失水剂 JSSJ-13 为核心外加剂的韧性防窜水泥浆体系。该体系水泥在水泥浆凝固时产生轻度体积膨胀，以封闭环空微隙，改善水泥环与套管、地层的界面胶结状况。同时，该体系水泥浆凝固后的水泥石力学性能也得到了提升和改善，具有低弹性模量高强度的特点，韧性和抗冲击性能良好。

通过室内研究和现场试验优化，形成了满足不同水泥浆密度要求的韧性防窜水泥浆体系配方，各密度韧性防窜水泥浆体系综合性能如表 8 所示。

表 8 各密度韧性防窜水泥浆体系综合性能评价表

密度 ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	流动度 /cm	游离液	API 滤失量 /mL	稠化时间 /min	抗压强度 /MPa
1.90	21	0	30	152	30.0
2.00	20	0	38	181	26.1
2.10	20	0	42	201	23.5
2.20	20	0	42	198	20.4
2.30	20	0	42	204	18.2

由表 8 可以看出，该水泥浆体系流动性好，滤失低，稠化可调，抗压强度高，具有良好的工程性能。

同时还通过实验对韧性水泥石和纯水泥石的力学性能进行了对比分析，如表 9 所示。韧性水泥石与常规水泥石相比，在保持较高的抗压强度下，抗拉强度提高至 3.30 MPa，而弹性模量明显下降至 5.75 GPa，水泥的韧性增强，可有效地改善水泥石的力学性能。

表 9 不同类型水泥石力学性能对比表

力学指标	纯水泥石	韧性水泥石
抗压强度 /MPa	48.90	33.89
弹性模量 /GPa	10.14	5.75
抗拉强度 /MPa	2.20	3.30

从图 3、4 可以看出，在同等强度等级的情况下，纯水泥石破裂时的应变值为 0.8%，纯水泥石无明显

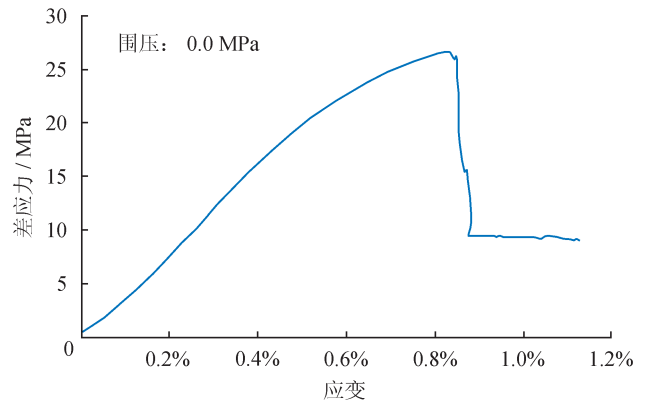


图 3 纯水泥石应力应变曲线图

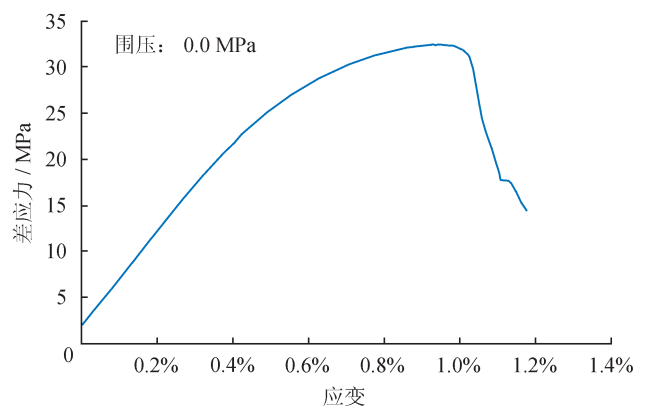


图 4 韧性防窜水泥石应力应变曲线图

的塑性变形特征，表现为硬脆性；而韧性防窜水泥石破裂应变值为 1.0%，同时曲线上有明显的塑性变形段，具有一定的脆塑性，对于保持水泥环在受压状态下的完整性和密封性有利。

## 2.4 提高长水平段固井质量配套技术

为提高长水平段固井质量，对钻井液调整技术、预应力固井技术、地面高压泵注工艺技术等进行研究与集成，确保页岩气水平井顶替效率与井筒完整性。

### 2.4.1 钻井液调整技术

在固井时，为提高井眼净化程度及有效提高顶替效率和二界面胶结质量，需要钻井液具有较低黏度、切力、高悬浮、高携屑能力及优质泥饼、优良流变性、弱凝胶特性。通过数值模拟研究结果表明(图 5)，随着钻井液动切力增加，顶替效率下降。为了获得较好的顶替效率（超过 90%），针对区块钻井液性能，建议高密度钻井液动切力小于 11 Pa，尽量控制在 9 Pa 左右。

施工前，在保证井壁稳定前提下，可适当降低钻井液密度 0.1  $\text{g}/\text{cm}^3$  左右，并改善钻井液流变性，

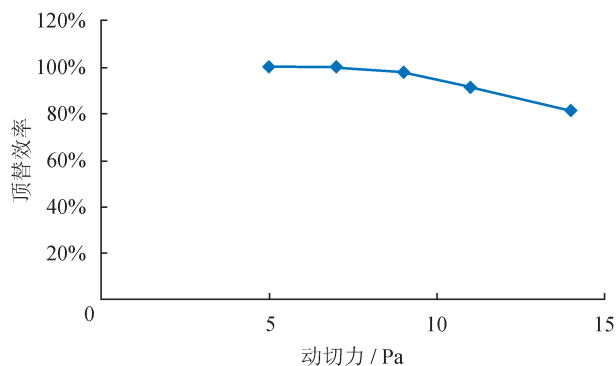


图5 顶替效率随动切力变化规律图

根据情况提高油水比, 及时补充乳化剂, 保证体系稳定, 流动性能良好, 利于顶替。

#### 2.4.2 预应力固井技术

在页岩气井固井后, 其后续开发措施容易造成在固井第一界面出现不同程度的微裂环、微间隙, 为气窜提供了上窜通道, 从而导致环空压力的出现或增加。

通过数值计算分析可以看出(图6), 长宁地区的页岩气井压裂后, 井口压力卸载, 套管收缩, 可能形成 12.3 ~ 13.8  $\mu\text{m}$  的微环隙。

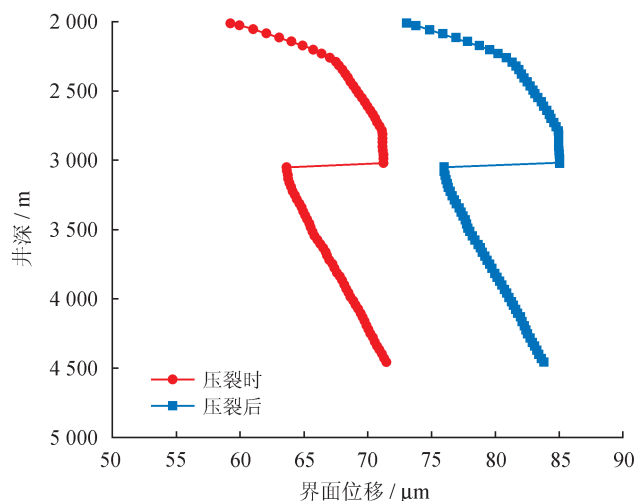


图6 压裂后微环隙分析图

为避免上述问题, 考虑在水泥石收缩之前就给予套管一个受挤压的预应力, 而待水泥石收缩后, 根据作用力与反作用力的原理, 套管在弹性条件范围内就会试图恢复原状态, 产生向外的挤压力, 该力迫使套管恢复形变来弥补水泥环收缩时留下的微裂缝, 始终保证水泥环与套管间的紧密接触, 从而保持套管与水泥环之间的封隔效果。

基于此原理, 应用于页岩气井的预应力固井技

术, 以采用全部清水顶替, 并在施工结束后环空憋压增大管内外负压差至 20 ~ 30 MPa<sup>[8]</sup> 来实现。

#### 2.4.3 地面高压泵注工艺技术

长水平段页岩气井由于采用预应力固井技术而进行清水顶替, 固井施工泵压一般介于 40 ~ 50 MPa, 为了确保施工安全, 地面工艺流程也进行了相应的优化和调整。①应用 70 MPa 整体式水泥头, 提升管线抗压等级, 保证井口安全; ②采用水泥车与 2000 型压裂车配合注替, 保证在高泵压条件下的注替排量达到设计要求; ③完善试压流程, 先整体试压 5 MPa, 再整体试压 35 MPa, 最后关地面五通水泥车旋塞, 压裂车试压 55 MPa, 由低到高、分段试压验证管线连接密封性, 预防施工中管线刺漏爆裂, 保证施工安全。

### 3 现场应用效果

目前该技术在威远、长宁、昭通国家级页岩气开发示范区进行推广应用, 最深井深 5 880 m (W204H4-6)、最大垂深 3 603 m (W204H6-5)、最长水平段 2 000 m (CNH5-1), 固井质量得到大幅度提升, 固井后井筒完整性得到改进, 满足了大型分段压裂的需求。

#### 3.1 产层固井质量大幅度提升

2011 年长宁—威远示范区开展了 3 口页岩气水平井的先导性试验, 平均井深 3 395 m, 水平段长 954 m, 固井质量合格率平均为 87.92%, 优质率 52.40%。通过技术攻关, 2015—2016 年期间, 累计在威远、长宁、昭通开展了 85 口井固井作业, 平均井深 4 832 m, 平均水平段长 1 560 m, 固井段固井质量优质率 89.58%、合格率 97.32%。在井深加深, 水平段增长, 固井难度进一步提高的情况, 固井质量得到了大幅度提高。

#### 3.2 钻完井及试油期间环空气窜得到明显改善

2011 年在威远、长宁、昭通累计完成页岩气水平井 4 口钻完井, 固井后出现 2 口井环空带压, 环空带压率达到 50%, 其中 N201-H1 井油层固井候凝期间, 最高达 30 MPa, 泄压后, 环空窜气, 放一段时间后, 套管头不带压, 试油期间, 外环空最高压力 7.0 MPa, 放空天然气回收期间环空最高压力达 22 MPa。2015—2016 年, 水平井固井后候凝期间无环空带压, 仅 W204H10-1 在压裂 3 段后, 由于未施加平衡压, 井口泄压后, 套管变形量大, 形成微间隙导致 B 环

空带压, 总体上钻完井及试油期间环空气窜得到显著改善。

## 4 认识与结论

1) 应用韧性防窜水泥浆体系, 水泥石力学性能得到大幅提升, 环空水泥环胶结质量得到提高, 确保满足后期开发需要。

2) 应用高效驱油隔离液体系, 能有效清除井壁油污, 改善水泥胶结界面环境, 避免水泥浆污染, 提高水泥浆对油基钻井液的顶替效率。

3) 采用模拟套管刚度的近钻头三扶正器钻具组合进行通井, 可以降低长水平段页岩气井套管下放难度, 提高下套管时效和安全性。

4) 该套技术可以保证并提高长水平段页岩气井的固井质量, 为今后页岩气开发奠定了良好的固井基础。

### 参 考 文 献

- [1] 付建红, 龚龙祥, 胡顺渠, 罗飞, 马立, 尚立. 基于 ANSYS 的水平井下套管摩阻分析计算 [J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(4): 32-35.  
Fu Jianhong, Gong Longxiang, Hu Shunqu, Luo Fei, Ma Li & Shang Li. Calculation of frictional drag of casing running in horizontal well based on ANSYS[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(4): 32-35.
- [2] 张海山, 张凯敏, 宫吉泽, 赵军. 不同类型扶正器对水平井下套管摩阻的影响研究 [J]. 钻采工艺, 2014, 37(3): 22-25.  
Zhang Haishan, Zhang Kaimin, Gong Jize & Zhao Jun. Study on influence of different types of centralizer on running casing friction in horizontal[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(3): 22-25.
- [3] 周战云, 李社坤, 郭子文, 刘华俊, 包振江, 郭继刚. 页岩气水平井固井工具配套技术 [J]. 石油机械, 2016, 44(6): 7-13.  
Zhou Zhanyun, Li Shekun, Guo Ziwen, Liu Huajun, Bao Zhenjiang & Guo Jigang. Supporting technology of shale gas horizontal well cementing tool[J]. China Petroleum Machinery, 2016, 44(6): 7-13.
- [4] 杨广国, 陶谦, 刘伟, 丁士东, 马鹏. 页岩气井固井套管居中与下入能力研究 [J]. 石油机械, 2012, 40(10): 26-30.  
Yang Guangguo, Tao Qian, Liu Wei, Ding Shidong & Ma Peng. Research on the running and centralization of casing in shale gas well[J]. China Petroleum Machinery, 2012, 40(10): 26-30.
- [5] 郭小阳, 欧红娟, 李明, 辜涛, 柳洪华. 适用于柴油基钻井液的洗油型冲洗液研究 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2017, 39(1): 155-160.  
Guo Xiaoyang, Ou Hongjuan, Li Ming, Gu Tao & Liu Honghua. Flushing fluid for diesel-based drilling fluid cleaning[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Edition of Natural Science), 2017, 39(1): 155-160.
- [6] 王乐顶. 页岩气水平井固井前置液体体系研究及应用 [D]. 成都: 西南石油大学, 2014.  
Wang Leding. Study and application of cementing fluid system for horizontal well of shale gas[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [7] 赵常青, 冯彬, 刘世彬, 曾凡坤, 范成友, 冷永红. 四川盆地页岩气井水平井段的固井实践 [J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 61-65.  
Zhao Changqing, Feng Bin, Liu Shibin, Zeng Fankun, Fan Chengyou & Leng Yonghong. Cementing practices in horizontal intervals of shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 61-65.
- [8] 黄海鸿. 页岩气水平井固井水泥浆体系研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2014.  
Huang Haihong. Cementing slurry system of horizontal well in shale gas[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [9] 赵常青, 谭宾, 曾凡坤, 冷永红, 段敏. 长宁—威远页岩气示范区水平井固井技术 [J]. 断块油气田, 2014, 21(2): 256-258.  
Zhao Changqing, Tan Bin, Zeng Fankun, Leng Yonghong & Duan Min. Cementing technology of horizontal well in Changning-Weiyuan shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(2): 256-258.
- [10] 辜涛, 李明, 魏周胜, 王小娜, 李早元, 刘小利, 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.  
Gu Tao, Li Ming, Wei Zhousheng, Wang Xiaona, Li Zaoyuan, Liu Xiaoli, et al. Research development of horizontal shale well cementing technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(4): 75-80.
- [11] 李伟, 王涛, 王秀玲, 李社坤, 周战云, 李艳. 陆相页岩气水平井固井技术——以延长石油延安国家级陆相页岩气示范区为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 106-112.  
Li Wei, Wang Tao, Wang Xiuling, Li Shekun, Zhou Zhanyun & Li Yan. Cementing technology for horizontal wells of terrestrial shale gas: A case study of the Yan'an national terrestrial shale gas E&P pilot area[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 106-112.
- [12] 马自伟. 页岩气水平井固井技术难点与对策分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014(6): 202-203.  
Ma Ziwei. Technical difficulties and countermeasures of cementing horizontal wells in shale gas[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2014(6): 202-203.
- [13] 刘伟. 彭水地区海相页岩气水平井固井技术 [J]. 石油天然气学报, 2014, 36(1): 83-87.  
Liu Wei. Horizontal well cementing technology for marine shale gas in Pengshui region[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(1): 83-87.
- [14] 李勇, 刘硕琼, 王兆会. 水泥环厚度及力学参数对其应力的影响 [J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(4): 37-40.  
Li Yong, Liu Shuoqiong & Wang Zhaohui. Effect of cement thickness and its mechanical parameters on cement stress[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(4): 37-40.