



渝东地区常压页岩气水平井充氮泡沫水泥浆固井技术

匡立新 陶谦

Cementing Technology Using a Nitrogen-Filled Foamed Cement Slurry for Horizontal Shale Gas Wells in the Eastern Chongqing Area

KUANG Lixin, TAO Qian

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021103>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

杭锦旗区块漂珠-氮气超低密度泡沫水泥固井技术

Ultra-Low Density Hollow Microspheres-Nitrogen Foamed Cementing Technology in Block Hangjinqi

石油钻探技术. 2018, 46(3): 34-38 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018049>

套管外防气窜装置的研制

Development of an Outer Casing Anti-Gas Channeling Device

石油钻探技术. 2018, 46(5): 57-62 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018074>

南川地区页岩气水平井优快钻井技术进展及发展建议

Progress and Development Recommendations for Optimized Fast Drilling Technology in Shale Gas Horizontal Wells in the Nanchuan Area

石油钻探技术. 2020, 48(5): 15-20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020057>

四川盆地外缘常压页岩气水平井低成本钻井技术探讨

Discussion on Low-Cost Drilling Technologies of Normal Pressure Shale Gas in the Outer Margin of the Sichuan Basin

石油钻探技术. 2018, 46(6): 9-14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018127>

涪陵油田水平井固井难点与对策研究

Challenges and Countermeasures of Well Cementing Operations for Horizontal Wells in the Jinghe Oilfield

石油钻探技术. 2017, 45(6): 19-23 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706004>

川南页岩气水平井钻井技术难点与对策

Difficulties and Countermeasures in Horizontal Well Drilling for Shale Gas in Southern Sichuan

石油钻探技术. 2020, 48(3): 16-21 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020055>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2021103

引用格式: 匡立新, 陶谦. 渝东地区常压页岩气水平井充氮泡沫水泥浆固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 39-45.

KUANG Lixin, TAO Qian. Cementing technology using a nitrogen-filled foamed cement slurry for horizontal shale gas wells in the eastern Chongqing area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 39-45.

渝东地区常压页岩气水平井充氮泡沫水泥浆固井技术

匡立新¹, 陶 谦²

(1. 中国石化华东油气分公司, 江苏南京 210019; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 102206)

摘 要: 为了解决渝东地区常压页岩气水平井用生产套管固井时易漏及分段压裂后环空带压的技术难点, 研究了机械充氮泡沫水泥浆固井技术。通过优选发泡剂、稳泡剂, 设计了泡沫低密度水泥浆; 基于高压气体状态方程, 进行了泡沫水泥浆全过程平衡压力及浆柱结构设计, 建立了井筒压力条件下的泡沫水泥浆密度计算模型, 形成了机械充氮泡沫水泥浆固井技术。泡沫低密度水泥浆的密度调整范围为 0.80~1.55 kg/L, 水泥浆中泡沫的半衰周期为 33.8 h, 泡沫水泥石的弹性模量为 4.6 GPa。泡沫水泥石在循环载荷测试条件下的残余应变为 0.21%, 具有良好的力学性能; 采用全过程平衡压力固井技术和分段注气泡沫低密度水泥浆注结构设计方法, 能满足固井防漏要求。渝东地区 20 口常压页岩气水平井应用了机械充氮泡沫水泥浆固井技术, 固井过程中未发生漏失, 固井质量优良率 100%, 且压裂后未出现环空带压现象。研究和现场应用表明, 采用机械充氮泡沫水泥浆固井技术可以解决渝东地区常压页岩气水平井生产套管固井时的漏失问题, 且泡沫水泥石具有良好的弹性变形性能, 能够防止压裂后环空带压。

关键词: 页岩气; 水平井; 固井; 环空带压; 机械充氮; 泡沫水泥浆; 渝东地区

中图分类号: TE256 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2022)03-0039-07

Cementing Technology Using a Nitrogen-Filled Foamed Cement Slurry for Horizontal Shale Gas Wells in the Eastern Chongqing Area

KUANG Lixin¹, TAO Qian²

(1. Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210019, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 102206, China)

Abstract: Normal pressure horizontal shale gas wells in the eastern Chongqing area are prone to leakage during the process of production casing cementing, and often encounter sustained casing pressure (SCP) after staged fracturing. To solve these technical difficulties, this paper studied the cementing technology of mechanical nitrogen-filled foamed cement slurry. Foaming agents and foam stabilizers were selected in the design of low-density foamed cement slurry. Based on the high-pressure gas equation of state, the whole-process pressure balancing of foamed cement slurry and the design of the slurry column structure were performed, and a density calculation model of foamed cement slurry under wellbore pressure was built. In this way, a cementing technology using mechanical nitrogen-filled foamed cement slurry was developed. Specifically, the density of low-density foamed cement slurry ranged from 0.80 to 1.55 kg/L, and the half-life of foam in cement slurry was 33.8 h, with the elastic modulus of foamed cement paste being 4.6 GPa. The residual strain of foamed cement paste under cyclic loading was 0.21%, which demonstrated its good mechanical properties. The whole-process pressure-balancing cementing technology and the slurry column structure design of low-density foamed cement with staged gas injection could meet the requirements of cementing for leakage prevention. When the technology was applied to 20 horizontal shale gas wells in the eastern Chongqing area, no leakage occurred during the construction process, with an excellent rate of cementing quality of 100%, and there was no SCP after fracturing. Research and field applications indicate that the cementing technology using mechanical nitrogen-

收稿日期: 2021-08-15; 改回日期: 2021-12-26。

作者简介: 匡立新(1966—), 男, 江苏扬州人, 1989年毕业于江汉石油学院钻井专业, 2009年获中国地质大学(武汉)钻井工程专业博士学位, 高级工程师, 主要从事石油工程技术管理和研究工作。E-mail: frankkuang1966@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“彭水地区常压钻井及高效压裂工程工艺优化技术”(编号: 2015ZX05069-002)资助。

filled foamed cement slurry can solve the leakage problem of horizontal shale gas wells in the eastern Chongqing area during the production casing cementing, and the foamed cement paste has good elastic deformation, which can prevent SCP after fracturing.

Key words: shale gas; horizontal well; cementing; sustained casing pressure; mechanical nitrogen filling; foamed cement slurry; eastern Chongqing area

川渝地区常压页岩气分布广泛,资源潜力巨大。其中,渝东南盆缘转化带的资源量达 $2.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 储层压力系数 $0.9 \sim 1.3$, 属于高压与常压过渡带, 以常压页岩气为主, 目前该地区南川一期页岩气田已建成 $6.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能^[1-2]。由于该地区的改造作用较强, 高角度裂缝及层理裂缝发育, 钻井和固井过程中频繁发生漏失, 其中平桥南区块平均单井漏失6次以上, 漏失井占82%; 彭水区块平均单井漏失8次以上, 漏失井占100%^[3-5]。而且, 该地区页岩气井均采用“水平井+分段压裂”开发, 2018年产能建设初期B环空带压比例达到48%, 严重影响了页岩气井安全生产^[6-7]。目前, 国内外针对漏失井主要采用加入粉煤灰、高抗挤空心漂珠等减轻材料配制的常规低密度水泥浆进行固井。由于受减轻材料自身密度、性能的限制, 常规低密度水泥浆密度的可调范围有限, 通常在 $1.30 \sim 1.50 \text{ kg/L}$, 对于漏失严重、承压能力低的井, 并不能从根本上解决固井过程中的漏失问题, 最终影响固井质量。因此, 需要研究采用更加高效的防漏、长效密封固井技术, 保障固井质量和密封要求。为此, 笔者通过优选发泡剂、稳泡剂等关键水泥浆添加剂, 设计了泡沫低密度水泥浆, 结合机械充氮泡沫固井装置及机械发泡技术, 研究形成了适用于渝东地区常压页岩气水平井的机械充氮泡沫水泥浆固井技术。渝东地区常压页岩气水平井应用该技术, 解决了常压页岩气水平井固井易发生漏失的技术难点, 达到了长效密封的目的, 为该地区常压页岩气井后期进行大型分段压裂奠定了良好基础, 保障了该地区页岩气资源的高效开发。

1 固井技术难点

川渝地区常压页岩气地层裂缝发育, 地层承压能力低, 从上至下漏失层段主要为三叠系雷口坡组、嘉陵江组, 二叠系茅口组, 志留系韩家店组、小河坝组和龙马溪组。渝东地区常压页岩气水平井的目的层主要为龙马溪组, 而龙马溪组漏失次数占48.48%^[8]。由于地层裂缝发育, 地层压力和漏失特征差异大, 该地区通常采用三开井身结构^[9-11]: 一开, 采用 $\phi 406.4 \text{ mm}$ 钻头钻进, 下入 $\phi 339.7 \text{ mm}$ 套

管, 封固三叠系飞仙关组以上地层, 采用正注反挤工艺固井; 二开, 采用 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 钻头钻进, 下入 $\phi 244.5 \text{ mm}$ 套管, 封固龙马溪组以上地层, 采用正注反挤压工艺固井; 三开, 采用 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 钻头钻进, 下入 $\phi 139.7 \text{ mm}$ 套管, 对目的层龙马溪组进行专打专封, 水平段长 $1\,500.00 \sim 2\,800.00 \text{ m}$ 。

由于该地区属于背斜构造, 且页岩脆性高、层理发育, 页岩气主要储集空间为有机孔和微裂缝(见图1), 原始地层压力条件下微裂缝未开启, 钻进中由于井筒压力超过微裂缝开启压力, 微裂缝开启导致漏失, 安全密度窗口仅 $0.02 \sim 0.06 \text{ kg/L}$ ^[12-13]。2018年前, 漏失井固井前均需进行3~6次承压堵漏作业, 但堵漏作业后井口静态承压能力仅 $1.5 \sim 2.5 \text{ MPa}$, 难以满足固井防漏要求^[14]。

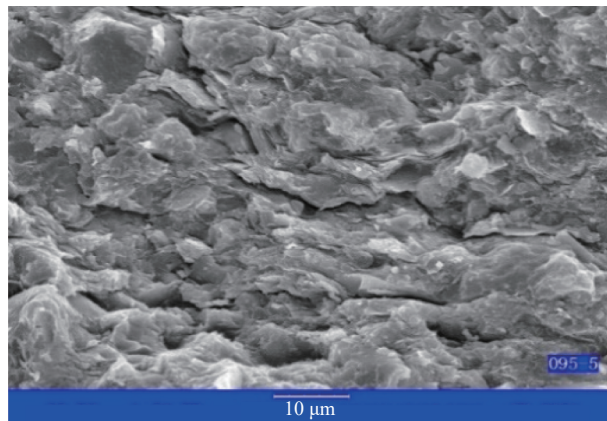


图1 平桥南区块龙马溪组页岩微观裂缝

Fig.1 Shale microfractures in Longmaxi Formation of Pingqiaonan Block

同时, 常压页岩气井需要进行分段压裂投产, 该地区早期投产的井约有48%出现了B环空带压现象。因此, 该地区常压页岩气水平井固井技术难点表现为^[15-16]: 1) 地层裂缝发育, 易漏失, 地层压力与地层漏失压力窗口窄, 导致固井过程中易发生漏失; 2) 分段压裂后水泥环本体及界面密封能力降低, 导致井口带压影响生产安全。

针对该地区地质特征及工程技术难点, 拟采用机械充氮泡沫固井技术实现防漏防窜的目的, 主要技术对策为: 1) 采用分段充氮低密度泡沫水泥浆柱, 实现全过程平衡压力固井; 2) 采用低密度泡沫

水泥浆,降低水泥石弹性模量,提高界面胶结强度和压裂后水泥环的长效密封能力。

2 低密度泡沫水泥浆优化与评价

2.1 低密度泡沫水泥浆优化

为了有良好的胶结质量并达到长效密封的目的,低密度泡沫水泥浆需具有良好的稳定性,防止微泡沫滑脱,同时需要保障微泡沫均匀分布。因

此,需要优选高效的发泡剂和稳泡剂,使水泥浆中氮气泡沫能够均匀分散,且能维持原位稳定。笔者在评价蛋白质发泡剂、高分子发泡剂、高分子稳泡剂和高温稳定泡剂性能的基础上,选用了高分子发泡剂、高温稳泡剂,并优化了其加量,结果见表 1。从表 1 可以看出,2.0% 高分子发泡剂+0.6% 温稳泡剂形成的泡沫在温度 110 ℃ 下的半衰期达到 33.8 h,静切力达到 13 Pa,能够保证泡沫水泥浆在流态、塑

性态及固态全生命周期的稳定性^[17]。

表 1 发泡剂和稳泡剂加量优化
Table 1 Dosage optimization of foaming agents and foam stabilizers

发泡剂种类	发泡剂加量, %	稳泡剂种类	稳泡剂加量, %	半衰期/h		静切力/Pa
				93 ℃	110 ℃	
蛋白质发泡剂	1.0	高分子稳泡剂	0.6	4.2	1.6	3
	2.0		1.0	18.6	9.1	5
高分子发泡剂	1.0	高温稳泡剂	0.6	12.5	10.9	6
	2.0		0.6	36.5	33.8	13

针对不同的封固井段和地层温度分布,设计了作为领浆的基础配方 1 和作为尾浆的基础配方 2。基础配方 1 为 700.0 g G 级水泥+14.0 g 蛋白质发泡剂+4.2 g 高温稳泡剂+21.0 g 耐高温降滤失剂+1.4 g 缓凝剂+340.0 g 现场水,密度 1.85 kg/L;基础配方 2 为 800.0 g G 级水泥+16.0 g 高分子发泡剂+4.8 g 高温稳泡剂+32.0 g 弹性材料+24.0 g 耐高温降滤失剂+8.0 g 硅质防气窜剂+2.4 g 分散剂+1.6 g 缓凝剂+340.0 g 现场水,密度 1.88 kg/L。

基础配方 1 水泥浆,主要作为直井段泡沫低密度水泥浆基础浆,降低密度达到防漏的目的;基础配方 2 水泥浆,主要作为斜井段泡沫低密度水泥浆基础浆和水平段尾浆,实现防漏和提高水泥环密封能力的目的。基础配方 1 水泥浆和基础配方 2 泡沫水泥浆在温度 110 ℃ 和压力 20 MPa 条件下养护 72 h,均能形成泡沫均匀分散的泡沫水泥石(见图 2)。

2.2 性能评价

2.2.1 流变性能

泡沫水泥浆中的气泡微小、均匀稳定分散,对水泥浆流变性能影响较小,因此,常压条件下测得的流变特性参数对固井施工具有一定的参考意义。笔者在室内利用范式旋转黏度计,测定基础配方 1 和基础配方 1 泡沫水泥浆的流变参数^[18-19],结果见表 2。

由表 2 可知:2 种配方泡沫水泥浆为假塑性流

体,与常规水泥浆的流变性能保持一致;2 种配方泡沫水泥浆的黏度合适,可以防止出现气泡滑脱现象,保持气泡在水泥浆中分散的稳定性。因此,2 种配方泡沫水泥浆均满足现场固井施工需求。

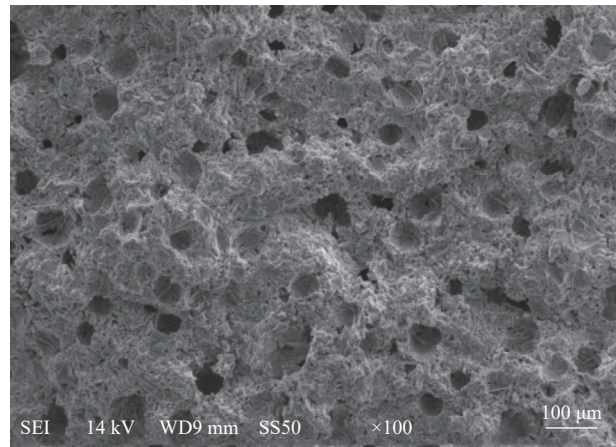


图 2 泡沫水泥石的微观结构
Fig.2 Microstructure of foamed cement pastes

2.2.2 水泥石渗透率

向 2 种配方泡沫水泥浆中充入氮气,配制成密度为 1.37 和 1.85 kg/L 的泡沫水泥浆,固化形成水泥石,在 27.5 ℃ 和 20 MPa 水浴条件下养护 72 h,测得基础配方 1 和基础配方 2 水泥浆形成水泥石的渗透率分别为 0.002 5 和小于 0.001 0 mD。由此可知,随着泡沫水泥浆密度升高,泡沫水泥石的渗透率降

表 2 泡沫水泥浆的流变参数

Table 2 Rheological properties of foamed cement slurry

配方	黏度计读数						n	K/(Pa·s ⁿ)
	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3		
1	>300	255	190	121	15	10	0.71	1.51
2	232	120	95	56	10	7	0.65	1.14

低,接近非渗透性^[20-21]。因此,泡沫水泥石在井下高温环境中属于低渗透性水泥石,能够有效预防固井水泥环本体渗透造成的气窜问题。

2.2.3 水泥石力学性能

向基础配方 1 泡沫水泥浆中充入氮气,配制成密度为 1.37 kg/L 的泡沫水泥浆,固化形成水泥石,在 27.5 ℃ 和 20 MPa 水浴条件下养护 72 h 后,进行单轴力学试验,结果见图 3。由图 3 可知,泡沫水泥石的单轴抗压强度为 14.6 MPa,割线弹性模量为 4.6 GPa,泊松比为 0.21。为了进一步测试泡沫水泥石在循环载荷下的力学性能,在围压 10 MPa、轴向压力 35 MPa 条件下,测得 30 个循环加-卸载条件下泡沫水泥石的残余应变为 0.21%(见图 4),相比常规水泥石降低 50% 以上,能够有效提高分段压裂及后期生产过程中水泥环的长效密封能力^[6]。

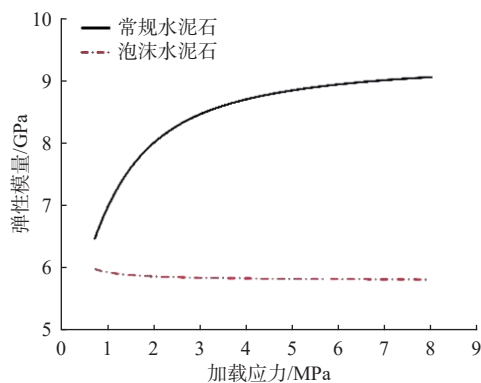


图 3 连续加载条件下不同水泥石的弹性模量

Fig.3 Elastic modulus of different cement pastes under continuous loading

3 机械充氮泡沫水泥浆固井工艺

机械充氮泡沫低密度水泥浆固井技术在国外已经广泛应用,尤其在易漏易窜井、分段压裂井的固井中取得良好应用效果^[22],其技术优点为:1)密度调整范围大,在 0.80~1.60 kg/L 内任意调节,实现控制静液柱压力防止固井漏失;2)泡沫水泥石弹性模

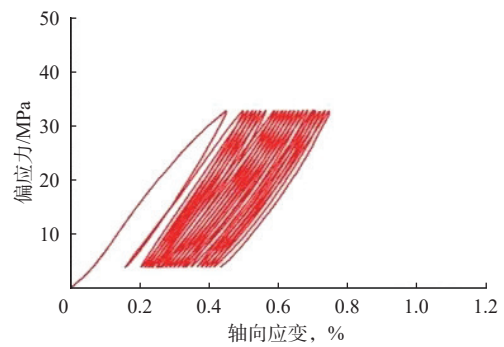


图 4 循环载荷下泡沫水泥石的应力-应变曲线

Fig.4 Stress-strain curve of foamed cement paste under cyclic loading

量低至 2.1 GPa,具有良好的弹性变形能力和微膨胀特性,能够提高水泥环的长效密封能力。

3.1 机械充氮泡沫水泥浆固井关键参数设计

3.1.1 水泥浆浆柱结构设计

结合渝东地区同类型井的井身结构,生产套管固井水泥浆分为领浆和尾浆(见表 3),其中 2 号和 3 号为领浆,4 号、5 号和 6 号为尾浆。钻井液的主要作用是保持井口压力,防止因井口压力过低导致泡沫水泥浆过度膨胀;2 号和 3 号低密度泡沫水泥浆的主要作用是降低井筒液柱压力,防止固井过程中发生漏失;4 号弹韧性水泥浆的主要作用是进一步提高套管鞋处的密封能力和固井质量;5 号泡沫水泥浆的主要作用是控制造斜井段漏失,提高造斜井段水泥环的长效密封能力;6 号弹韧性水泥浆的主要作用是提高射孔、压裂过程中水泥环的密封能力,保障分段压裂效果。

表 3 渝东地区常压页岩气水平固井防漏防窜浆柱结构设计

Table 3 Slurry column structure design for leakage and channeling prevention of cementing in horizontal shale gas wells under ordinary pressure in the eastern Chongqing area

序号	浆体	密度/(kg·L ⁻¹)	井筒位置
1	钻井液	1.30~1.35	0~400 m
2	低密度泡沫水泥浆	1.25~1.32	400~1 500 m
3	低密度泡沫水泥浆	1.32~1.37	1 500 m至技术套管鞋以浅300 m
4	弹韧性水泥浆	1.88~1.90	技术套管鞋以浅300 m至技术套管鞋以深100 m
5	泡沫水泥浆	1.55~1.60	技术套管鞋以深100 m至4靶点
6	弹韧性水泥浆	1.88~1.90	4靶点以深地层

3.1.2 注氮气量设计及井筒压力控制

通过调整标况下水泥浆与氮气的注入排量,调

节水泥浆密度。由于氮气泡沫具有可压缩性,采用分段注气量设计方法,依据不同井深处的温度和压力,设计不同井段泡沫水泥浆和氮气的用量。井筒压力条件下泡沫水泥浆密度的计算公式为^[23]:

$$\rho_f = \left(1 - \frac{V_g p_{st} Z T}{V_g p_{st} Z T + V_s p T_{st}}\right) \rho_s + \frac{V_g p_{st} Z T}{V_g p_{st} Z T + V_s p T_{st}} \rho_{N_2} \quad (1)$$

式中: ρ_f 为泡沫水泥浆井下条件的密度, kg/L; V_g 为标准状况下的氮气体积, m^3 ; V_s 为未发泡前水泥浆体积, m^3 ; p 为井下压力, MPa; ρ_s 为水泥浆发泡前的密度, kg/L; T 为井下温度, K; Z 为氮气压缩因子; p_{st} 为标准状况下的压力, MPa; T_{st} 为标准状况下的

温度, K; ρ_{N_2} 为一定压力和密度下的氮气密度, kg/L。

3.2 机械充氮泡沫固井作业流程

为了实现防漏和水泥环长效密封,设计了机械充氮泡沫水泥浆固井作业流程: 1) 由水泥泵车混配未发泡的基础水泥浆, 通过高压管线注入机械发泡水泥浆固井装置; 2) 液氮蒸发模块/装置实现液氮气化, 并输送到机械发泡水泥浆固井装置; 3) 在线注入发泡剂等, 并与水泥浆在泡沫发生器前端预混合; 4) 水泥浆、氮气在机械发泡水泥浆固井装置的泡沫发生器模块中混合, 形成均匀分散的泡沫水泥浆, 并通过高压管线输送至井口, 进行固井作业, 如图 5 所示。

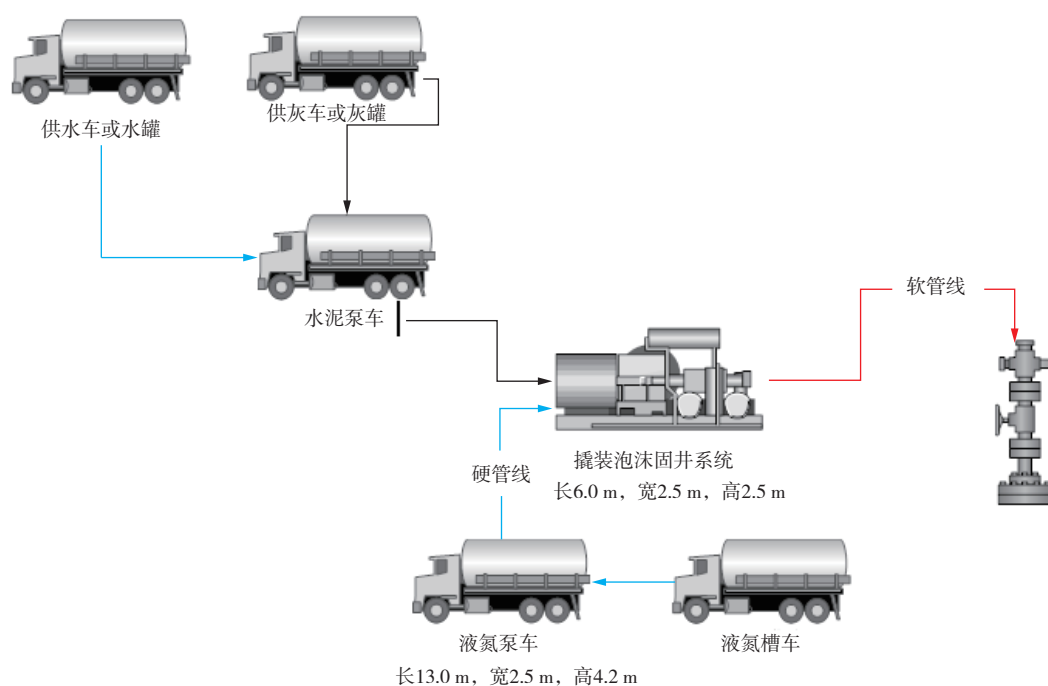


图 5 机械充氮泡沫水泥浆固井设备连接示意

Fig.5 Equipment connection for cementing of mechanical nitrogen-filled foamed cement slurry

4 现场应用

2018 年以来, 渝东地区 20 口易漏窄密度窗口常规页岩气水平井应用了机械充氮泡沫固井技术, 固井质量优质率 100%, 且压裂后均无环空带压现象。固井质量优良率较 2018 年 16 口同类井提高 31.25%, B 环空带压比例由 48% 降至 0。下面以焦页 207-1HF 井为例, 介绍机械充氮泡沫固井技术的应用情况。

焦页 207-1HF 井完钻井深 5 966.00 m, 垂深 3 616.70 m, 最大井斜角 83.9°, 水平段长 1 130.00 m。该井采用三开井身结构, $\phi 244.5$ mm 技术套管下至

井深 3 203.80 m; $\phi 139.7$ mm 生产套管井段井眼直径 215.9 mm, $\phi 139.7$ mm 生产套管下至井深 5 963.00 m。地层压力系数为 1.35, 易漏点井深 3 210.00 m 处的承压能力为 1.37 kg/L。采用上述方法设计机械充氮泡沫水泥浆注气参数, 结果见表 4。结合上述水泥浆柱计算方法, 模拟计算注水泥及替浆过程中井筒内的动态压力、当量密度分布、泡沫水泥浆静态密度和井底动态压力, 结果见图 6。从图 6 可以看出, 易漏点井深 3 210.00 m 处注替过程中的动态压力当量密度为 1.35~1.38 kg/L, 而此处的承压能力为 1.37 kg/L, 说明采用机械充氮泡沫水泥浆固井技术可以防止薄弱地层漏失和气窜发生。

表 4 焦页 207-1HF 井机械充氮泡沫水泥浆注气参数设计

Table 4 Parameter design of gas injection for mechanical nitrogen-filled foam cement slurry in Well Jiaoye 207-1HF

段序	井深/m	水泥浆排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	水泥浆用量/ m^3	氮气与水泥浆体积比	氮气排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	水泥浆井下密度/ ($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)
1	0~400					1.35(钻井液)
2	400~1 500	1.2	12.80	65.0	78.0	1.30(平均)
3	1 500~2 100	1.0	10.50	83.0	83.0	1.32
	2 100~2 900	0.8	14.50	106.3	85.0	1.37
4	3 000~4 100	1.3	24.20	67.0	87.1	1.60
5	4 100~5 966	1.4	52.24			1.88

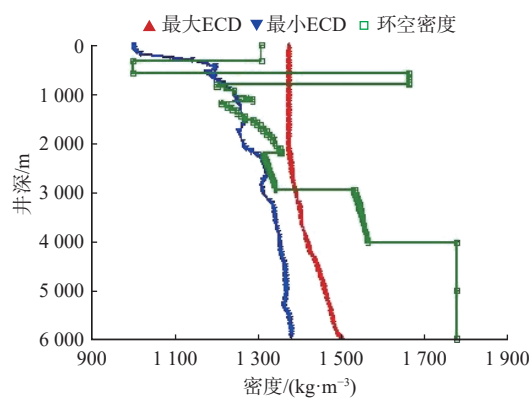


图 6 注替过程中的动态压力监测结果

Fig.6 Dynamic pressure monitoring results during injection and displacement

焦页 207-1HF 井技术套管鞋附近存在易漏点,承压能力仅 1.37 kg/L。通过分段精细设计泡沫水泥浆密度,优化现场施工注替排量,成功实现全过程平衡压力固井,整个固井过程中未发生漏失。注水泥结束候凝 72 h,采用声幅测井评价测固井质量,采用机械充氮泡沫水泥浆固井井段的固井质量为优质(见图 7);水泥浆成功返至井深 701.00 m,与固井施工设计返至井深 700.00 m 吻合,证实注水泥过程中及候凝阶段未发生漏失。该井分 21 段压裂后投产,投产至今未出现井口环空带压现象,说明采用机械充氮泡沫水泥浆固井技术可以解决常压页岩气水平井固井漏失和压裂后生产时环空带压的问题。

5 结 论

1)泡沫水泥浆平衡压力固井技术能够实现窄密度窗口水平井固井防漏和水泥环长效密封的目的,形成的泡沫低密度水泥浆及机械充氮泡沫水泥浆固

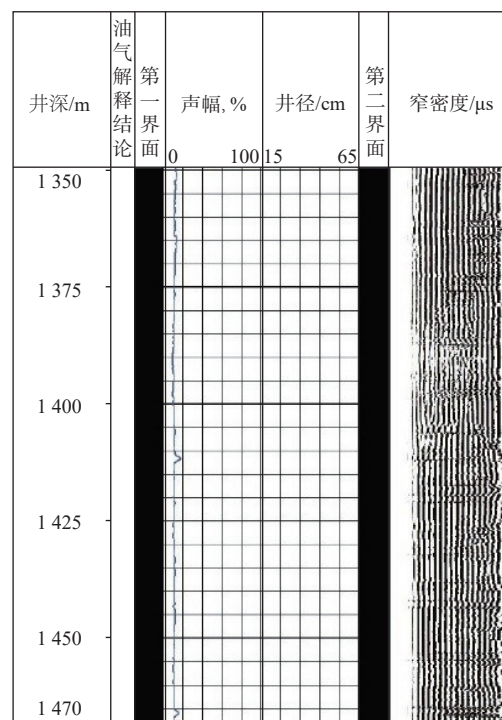


图 7 焦页 207-1HF 井超低密度泡沫水泥浆封固井段的固井质量

Fig.7 Cementing quality of the cementing section in Well Jiaoye 207-1HF with ultra-low density foamed cement slurry

井工艺对后续同类井固井具有重要的参考价值。

2)通过优选高分子发泡剂、耐高温稳泡剂,实现了泡沫在水泥浆中的均匀分散,提高了泡沫水泥石在全生命周期的稳定性。

3)泡沫水泥石弹性模量低,循环载荷下残余应变低,具有良好的力学性能,能满足分段压裂对水泥环本体及界面密封能力的要求。

4)现场应用表明,机械充氮泡沫水泥浆固井技术可以解决渝东地区常压页岩气水平井生产套管固井易漏及分段压裂后环空带压的问题。

参 考 文 献

References

- [1] 方志雄. 中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 1-13.
FANG Zhixiong. Challenges and countermeasures for exploration and development of normal pressure shale gas in Southern China[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(5): 1-13.
- [2] 魏力民, 王岩, 张天操, 等. 页岩气富集与高产主控因素: 以川南地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 断块油气田, 2020, 27(6): 700-704.
WEI Limin, WANG Yan, ZHANG Tiancao, et al. Main control factors of enrichment and high-production of shale gas: a case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Southern Sichuan[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(6): 700-704.
- [3] 彭兴, 周玉仓, 龙志平, 等. 南川地区页岩气水平井优快钻井技术进展及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 15-20.
PENG Xing, ZHOU Yucang, LONG Zhiping, et al. Progress and development recommendations for optimized fast drilling technology in shale gas horizontal wells in the Nanchuan Area[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 15-20.
- [4] 左京杰, 张振华, 姚如钢, 等. 川南页岩气地层油基钻井液技术难题及案例分析[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(3): 294-300.
ZUO Jingjie, ZHANG Zhenhua, YAO Rugang, et al. Technical difficulties and case study of oil base drilling fluid operation in shale gas drilling in south Sichuan[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(3): 294-300.
- [5] 李传武, 兰凯, 杜小松, 等. 川南页岩气水平井钻井技术难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 16-21.
LI Chuanwu, LAN Kai, DU Xiaosong, et al. Difficulties and countermeasures in horizontal well drilling for shale gas in Southern Sichuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 16-21.
- [6] 陶谦, 陈星星. 四川盆地页岩气水平井B环空带压原因分析与对策[J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(5): 588-593.
TAO Qian, CHEN Xingxing. Causal analysis and countermeasures on b sustained casing pressure of shale-gas horizontal wells in the Sichuan Basin[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017, 39(5): 588-593.
- [7] 陈雷, 陈会年, 张林海, 等. JY页岩气田水平井预防环空带压固井技术[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(2): 152-159.
CHEN Lei, CHEN Huinian, ZHANG Linhai, et al. A cementing technology for preventing the annulus pressure of horizontal wells in JY Shale Gasfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(2): 152-159.
- [8] 谭春勤, 丁士东, 刘伟, 等. SFP弹性水泥浆体系在页岩气井中的应用[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 53-56.
TAN Chunqin, DING Shidong, LIU Wei, et al. Application of SFP elasto-toughness slurry in shale gas well[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(3): 53-56.
- [9] 刘洋, 严海兵, 余鑫, 等. 井内压力变化对水泥环密封完整性的影响及对策[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 95-98.
LIU Yang, YAN Haibing, YU Xin, et al. Negative impacts of bore-hole pressure change on cement sheath sealing integrity and countermeasures[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(4): 95-98.
- [10] 肖京男, 刘建, 桑来玉, 等. 充气泡沫水泥浆固井技术在焦页9井的应用[J]. 断块油气田, 2016, 23(6): 835-837.
XIAO Jingnan, LIU Jian, SANG Laiyu, et al. Application of foamed cement slurry to Jiaoye-9 Well[J]. *Fault-Block Oil & Field*, 2016, 23(6): 835-837.
- [11] 肖京男, 方春飞, 周仕明, 等. 泡沫分数对泡沫水泥性能的影响规律分析[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(5): 69-72.
XIAO Jingnan, FANG Chunfei, ZHOU Shiming, et al. Effect of gas volume fraction in foam on performance of foam cement slurry[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(5): 69-72.
- [12] 周仕明, 李根生, 初永涛. 防气窜固井分段设计方法[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 52-55.
ZHOU Shiming, LI Gensheng, CHU Yongtao. Sectional design for anti-gas channeling cementing[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2013, 41(5): 52-55.
- [13] 孙坤忠, 陶谦, 周仕明, 等. 丁山区块深层页岩气水平井固井技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(3): 55-60.
SUN Kunzhong, TAO Qian, ZHOU Shiming, et al. Cementing technology for deep shale gas horizontal well in the Dingshan Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(3): 55-60.
- [14] DRECQ P, PARCEVAUX P A. A single technique solves gas migration problems across a wide range of conditions[R]. SPE 17629, 1988.
- [15] DEBRUIJN G G, SISO C, REINHEIMER D. Flexible cement improves wellbore integrity for steam assisted gravity drainage (SAGD) wells[R]. SPE 117859, 2008.
- [16] 孙宝江, 王雪瑞, 王志远, 等. 控制压力固井技术研究进展及展望[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 56-61.
SUN Baojiang, WANG Xuerui, WANG Zhiyuan, et al. Research development and outlook for managed pressure cementing technology[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(3): 56-61.
- [17] 李早元, 郭小阳, 罗发强, 等. 油井水泥环降脆增韧作用机理研究[J]. 石油学报, 2008, 29(3): 438-441.
LI Zaoyuan, GUO Xiaoyang, LUO Faqiang, et al. Research on mechanism of increasing flexibility and decreasing brittleness of cement sheath in oil well[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(3): 438-441.
- [18] 刘仍光, 周仕明, 陶谦, 等. 掺橡胶乳液和弹性粒子柔性油井水泥石的微结构[J]. 硅酸盐学报, 2015, 43(10): 1475-1482.
LIU Rengguang, ZHOU Shiming, TAO Qian, et al. Micro-structure of flexible oilwell cement stone mixed with latex and elastic particle[J]. *Journal of the Chinese Ceramic Society*, 2015, 43(10): 1475-1482.
- [19] DAVIES D R, HARTOG J J, COBBETT J S. Foamed cement: a cement with many applications[R]. SPE 9598, 1981.
- [20] JEAN D, FERRIERE R. Foamed cement characterization under downhole conditions and its impact on job design[J]. *SPE Production Engineering*, 1991, 6(3): 297-304.
- [21] GUILLOT D J, BASTARD E L. Learnings from foamed cement job simulations[R]. OTC 23666, 2012.
- [22] GREEN K, JOHNSON P G, HOBBERSTAD R. Foam cementing on the eldfisk field: a case study[R]. SPE 79912, 2003.
- [23] DOOPLY M, ELHANCHA A, BRUIJN G D, et al. Application of real-time process control and engineering software simulation in foam cementing[R]. SPE 168033, 2014.

[编辑 刘文臣]