

川南区块页岩气井压稳防漏固井技术研究

杨 伟

(中石化华北石油工程有限公司井下作业分公司,河南 郑州 450007)

摘要:川南区块深层页岩气井技术套管井深在2600~2900 m,通过前期11井次的技术套管固井施工,发现该区块技术套管固井主要难题为发育多套气层,浅层气活跃,同时茅口组易漏失,固井过程中压稳与防漏矛盾突出。本文系统分析了川南区块页岩气技术套管固井面临的主要难题,通过开展易漏地层堵漏后承压能力研究,水泥浆及浆柱结构设计,注替排量设计,压稳辅助技术研究,形成了一套适合川南区块页岩气技术套管多套气层固井压稳防漏的工艺技术,现场应用效果显著。

关键词:页岩气井;压稳防漏;固井技术;承压能力;川南区块

中图分类号:TE256 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2023)05-0153-06

Research on pressure stabilization and anti-leakage cementing technology of shale gas in Southern Sichuan Block

YANG Wei

(Downhole Operation Branch of Sinopec Huabei Oilfield Service Corporation, Zhengzhou Henan 450007, China)

Abstract: The technical casing depth of shale gas wells in Southern Sichuan Block is 2600~2900 m. Through the previous 11 times of technical casing cementing construction, it is found that the main problems of technical casing cementing in this block are the development of multiple gas layers with active shallow gas, and the Maokou Formation is easy to leak. In the process of cementing, the contradiction between pressure stabilization and anti-leakage is prominent. This paper systematically analyzes the main problems encountered in the process of technical casing cementing of shale gas in Southern Sichuan Block. Through the research on the pressure bearing capacity after plugging in easy-to-leak formations and the design of cement slurry, slurry column structure, displacement, and the auxiliary technology for pressure stabilization, a set of process technology suitable for the cementing of shale gas technical casing cementing in Southern Sichuan Block is formed, and the effect of field application is remarkable.

Key words: shale gas well; pressure stabilization and anti-leakage; cementing technology; pressure bearing capacity; Southern Sichuan Block

0 引言

川南是中国页岩气资源最丰富、最具有开发价值的地区,主要包括长宁区块、威远区块和泸州区块。川南区块三开钻进钻遇主要气层为须家河组、嘉陵江组、飞仙关组、龙潭组、茅口组,同时茅口组易漏失,钻井中极易出现由漏转喷的井控问题,处

理难度大。目前钻井压稳措施主要依靠提高钻井液密度,防漏堵漏措施主要为桥浆堵漏和水泥浆堵漏。固井主要依靠优化水泥浆性能、水泥浆浆柱结构及注替排量等措施来达到压稳防漏的目的,但是存在水泥浆性能、浆柱结构设计不合理,缺少对地层的承压能力及压稳当量密度的理论计算分析等

收稿日期:2022-10-26; 修回日期:2023-06-16 DOI:10.12143/j.ztgc.2023.05.022

作者简介:杨伟,男,汉族,1989年生,主管师,工程师,石油工程专业,长期从事固井工艺技术研究工作,河南省郑州中原区中原西路188号郑煤大厦东塔,328461884@qq.com。

引用格式:杨伟.川南区块页岩气井压稳防漏固井技术研究[J].钻探工程,2023,50(5):153-158.

YANG Wei. Research on pressure stabilization and anti-leakage cementing technology of shale gas in Southern Sichuan Block[J]. Drilling Engineering, 2023,50(5):153-158.

问题,技术套管固井依然存在漏失频发,环空带压等问题。

1 页岩气技术套管固井施工技术难点分析

1.1 浅层气活跃,易发生气窜

川南区块上部发育多套浅层气地层,结合该区块前期打钻异常情况,发现该区块浅层气活跃,固井候凝过程中易发生气窜,导致环空带压。前期有4口井技术套管固井结束后发生环空带压(如表1所示)。

表1 技术套管固井环空带压情况统计

Table 1 Statistics of annular pressure in technical casing cementing process

序号	井号	井深/m	带压值/MPa
1	阳101H3-8	2656	5
2	泸203H59-1	2980	4
3	泸203H59-2	2850	12
4	泸203H59-4	2991	4

1.2 茅口组易漏失,压稳与防漏矛盾突出

川南区块技术套管钻进过程中漏失主要集中在茅口组,茅口组岩性特征主要为灰岩夹杂灰黑色碳质泥页岩,地震剖面显示裂缝发育,漏失类型主要为裂缝性漏失(见表2)。同时漏失地层气层发育,极易出现由漏转喷,处理难度大^[1]。如何保证在压稳前提下防漏是一个主要难题。

表2 川南区块页岩气井钻井漏失统计

Table 2 Statistics of drilling loss of shale gas wells in Southern Sichuan Block

序号	井号	漏失井段/m	层位	漏失量/m ³
1	泸205	2883.17	茅口组	29.91
2	泸203H56-3	2515.73	茅口组	44.00
3	泸203H59-2	2830.28	茅口组	20.01
4	泸203H59-3	2761.30	茅口组	535.00
5	泸203H59-4	2537.80	龙潭组	188.40

1.3 钻井液密度高,顶替效率低

川南区块在进入飞仙关组后,为了压稳浅层气,钻井液密度提高至2.05 g/cm³左右,固井水泥浆密度高达2.15 g/cm³,且裸眼段环容较大,受排量影响,环空返速较低,水泥浆易污染、易窜槽,影响顶替

效率和胶结质量^[2]。

2 易漏地层堵漏后承压能力研究

川南区块技术套管钻进漏失主要集中在茅口组,漏失类型主要为裂缝性漏失。结合钻井资料,茅口组漏失当量密度可能<1.55 g/cm³。为了压稳,进入茅口组后钻井液密度提高至2.05 g/cm³左右,固井水泥浆密度为2.10~2.15 g/cm³,单独研究茅口组地层漏失压力对指导固井没有意义,应分析茅口组在经过漏失堵漏后的地层承压能力,为固井防漏提供依据和参考。本文以固井前地层漏失压力动态测试方法为指导,通过计算经过堵漏后漏失地层的承压能力和固井施工过程中作用在漏层的最大动液柱压力,分析固井过程中是否存在漏失的可能性,以此指导注替排量的设计^[3-6]。

2.1 循环摩阻计算

为了便于研究,做如下假设:(1)环空通畅,不存在明显憋堵井段;(2)钻井液满足宾汉流变模式;(3)充分循环后,井内钻井液性能一致;(4)套管串上的浮箍、浮鞋水眼直径较大,节流效应较小,井口立压主要是套管、环空的循环摩阻叠加。固井前循环钻井液,充分降粘切,逐步提高排量,钻井液在环空内的流态变为紊流。套管和环空流动摩阻计算公式如下^[7-11]:

$$\text{套管内流体平均流速: } V=40Q/(\pi D_i^2) \quad (1)$$

环空内流体平均流速:

$$V=40Q/[\pi(D_w^2-D_e^2)] \quad (2)$$

$$\text{套管内雷诺数: } N_{Re}=10\rho VD_i/\eta_p \quad (3)$$

$$\text{环空雷诺数: } N_{Re}=10\rho V(D_w-D_e)/\eta_p \quad (4)$$

$$\text{紊流时的范宁摩阻系数: } f=0.57/N_{Re}^{0.2} \quad (5)$$

塞流与层流时环空范宁摩阻系数:

$$f=24/N_{Re} \quad (6)$$

$$\text{套管内摩阻: } P_f=0.2f\rho LV^2/D_i \quad (7)$$

$$\text{环空内摩阻: } P_f=0.2f\rho LV^2/(D_w-D_e) \quad (8)$$

式中: η_p ——钻井液塑性粘度, mPa·s; D_i ——套管内径, mm; D_w ——井眼内径, mm; D_e ——套管外径, mm; ρ ——钻井液密度, g/cm³; Q ——循环排量, L/s; L ——井深, m。

2.2 易漏地层堵漏后承压能力计算

根据摩阻“线性分布”和“可叠加”特征,计算不同层位处承受的动摩阻,进而计算此排量循环时的

动液柱压力^[12]。以泸203H59-4井 $\varnothing 244.5$ mm套管固井为例。固井前钻井液密度 2.05 g/cm^3 ,动切力 14 Pa ,塑性粘度 $36\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。固井前最大循环排量 43 L/s ,井口压力为 11 MPa 。环空不同井段承受的动液柱压力见表3。环空分2段,套管分1段,技术套管平均直径为 342.3 mm ,计算得出环空摩阻和套管内的总摩阻分别为 7.509 MPa 和 2.364 MPa ,二者之和为 9.873 MPa ,和井口压力相差 1.127 MPa ,满足相对误差 $<15\%$ 的要求,考虑浮箍、浮鞋及扶正器的节流效应,理论计算结果偏小,符合实际情况。

表3 根据井口压力计算的环空及套管内摩阻

Table 3 Calculation of annular and casing internal friction based on wellhead pressure

	长度/ /m	井径/ /mm	套管直径/ mm	摩阻 系数	摩阻/ MPa
环空摩阻	1126	317.32	244.5(外径)	0.4045	4.605
	1865	342.30	244.5(外径)	0.4081	2.904
套管内摩阻	2991		220.52(内径)	0.3353	2.364

根据式(8)和线性叠加原理,可得作用在漏层位置 2537.8 m 处的循环摩阻为 6.803 MPa ,换算成动液柱当量密度为 2.323 g/cm^3 。即漏层处经过堵漏后的地层承压能力 $<2.323\text{ g/cm}^3$ 。

3 技术套管水泥浆性能及浆柱结构设计

3.1 水泥浆体系性能设计

川南区块技术套管固井压稳与防漏矛盾突出,要求水泥浆具有良好的防窜性能和良好的流动性。根据这一现状,研发了一套单密多凝防气窜水泥浆体系^[13-15],该体系配方组成为:100%嘉华G级水泥(JHG)+25%铁矿粉(Fe_3O_4)+0.4%分散剂+2.0%降失水剂+1.5%防窜剂+0.5%~1.1%缓凝剂+42%水。其性能参数见表4。该体系水泥浆

防气窜性能良好,流动性适中,且具有一定的微膨胀性能,能够弥补水泥浆在稠化过程中的体积收缩,避免胶结面产生微间隙。图1、图2为水泥浆稠化曲线。

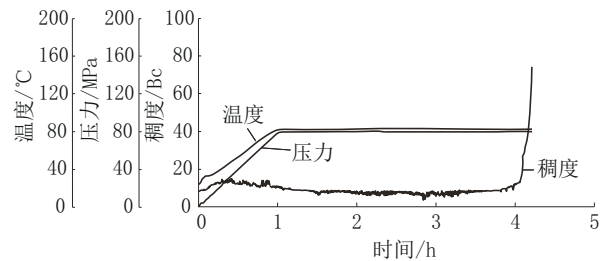


图1 领浆稠化曲线

Fig.1 Collar slurry thickening curve

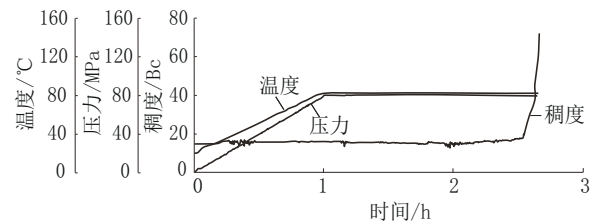


图2 尾浆稠化曲线

Fig.2 Tail slurry thickening curve

由图1、图2可知,该体系水泥浆稠化曲线平稳,过渡时间短,具有直角稠化的特性,一旦水泥浆开始稠化立刻就能形成较强的胶凝结构,增强了抗窜阻力,有助于防窜。

3.2 浆柱结构优化设计

优化前浆柱结构为领浆+尾浆,尾浆封固井底—飞仙关组底井段,领浆封固飞仙关组底—井口井段。该区块飞仙关组全烃值大,气层活跃,领浆稠化过程中逐渐失重,无法压稳浅层气,且领浆稠化时间较长,不利于防气窜,易发生环空带压。根据前期固井情况,本文从浆柱结构、浆体密度两方面进行优化,将原先的单密两凝水泥浆体系改成单密三凝水

表4 水泥浆体系性能参数

Table 4 Parameters of cement slurry system

项 目	密度/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	流动度/ mm	失水量/[$\text{mL}\cdot$ ($6.9\text{MPa})^{-1}\cdot 30\text{min}$]	水泥浆沉降稳定 性/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	自由液/ %	48 h抗压 强度/MPa	初始稠 度/Bc	100Bc稠化 时间/min
领浆	2.10	225	35	0.02	0	18.5	12.0	249
中浆	2.10	225	35	0.02	0	18.5	13.5	207
尾浆	2.10	225	26	0.02	0	18.3	15	161

泥浆体系,尾浆封固井底—最上部主力气层以上200 m井段,中浆封固尾浆顶—表套鞋井段,领浆封固中浆顶—井口井段。同时缩短中浆的稠化时间,稠化时间在尾浆基础上附加30 min左右,对承压实验满足要求的井适当提高水泥浆密度至2.13 g/cm³。优化后的固井浆柱结构以入井顺序依次为前置液(冲洗液+隔离液)、领浆、中浆和尾浆。

隔离液作用是分隔钻井液与保证顶替界面稳态,用量设计为:占环空高度300 m;密度设计为:钻井液<隔离液<水泥浆;流变性应满足^[16]:(τ_0/η)_{隔离液(浆)}>(τ₀/η)_{钻井液}或φ_{100隔离液(浆)}>φ_{100钻井液}。

优化后的浆柱结构尾浆封固所有主力气层,中浆封固气测异常层,将原来的领浆替换为中浆,中浆稠化时上部领浆还未稠化,依然能保证压稳。同时尾浆稠化时间控制在施工结束后30 min,中浆稠化时间控制在施工结束后60 min,既能满足施工需要,又能达到“以快制气”的目的。

4 注替排量设计

相比于层流顶替与塞流顶替,紊流顶替效率最大。根据式(9)、式(10)计算出技术套管固井隔离液达到紊流所需排量为98 L/s,根据软件模拟出隔离液达到紊流所需排量为101.7 L/s,该排量明显在现场无法实施,故需要重新设计注替排量。

$$Re_c = 3470 - 1370n \quad (9)$$

$$Q_c = 0.01 \times \frac{\pi(D_w^2 - d_c^2)}{40} \times \left[\frac{0.83 \cdot Re_c \cdot K}{\rho_i} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{8n+4}{n(D_w - D_c)} \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (10)$$

式中: D_w ——井径,cm; D_c ——套管外径,cm; Q_c ——环空紊流临界排量,L/s; Q_w ——环空塞流临界排量,L/s; Re_c ——浆体紊流临界雷诺数; K ——稠度系数,Pa·s; n ——流性指数。

以泸203H59-4井为例,该井技术套管固井隔离液密度为2.08 g/cm³,水泥浆密度为2.10 g/cm³,根据承压实验结果,结合环空摩阻计算方法反推施工最大排量。

假设隔离液全部返出后仍然以最大排量替浆,此时环空均为密度2.1 g/cm³的水泥浆,最大值假设有助于为施工预留安全空间。此时要求作用在漏层2537.8 m处的最大摩阻≥5.64 MPa,结合式(4)、(6)、(8)(此时环空为层流)反推出流速的计算公

式为:

$$V = \frac{50P_f(D_w - D_c)^2}{24L\eta_p} \quad (11)$$

式中: η_p ——水泥浆塑性粘度,mPa·s; P_f ——环空摩阻,MPa; D_w ——井眼内径,mm; D_c ——套管外径,mm; L ——井深,m。

水泥浆塑性粘度为52 mPa·s,计算出 $V=0.84$ m/s,利用式(2)计算出 $Q=37.86$ L/s,本井替浆过程中最大排量≥37.86 L/s。

5 压稳辅助技术研究

区块浅层气发育,固井候凝过程中容易发气窜,造成环空带压,针对这一情况,固井结束后采取环空加压的方式^[17-18]。具体加压值计算过程如下(以2423和2991 m处为例)。

2423 m处循环时最大动液柱压力当量密度为2.329 g/cm³,此时进出口密度一致,说明该循环排量下的动液柱压力能压稳气层,固井结束后该处的静液柱压力当量密度为2.10 g/cm³,需要加压值为5.45 MPa;2991 m循环时最大动液柱压力当量密度为2.306 g/cm³,尾浆失重前需要加压值为6.05 MPa,尾浆失重后需要加压值为10.83 MPa。

7个浅层气最为活跃的点的计算结果见表5。由表5可以得出所需环空加压值随井深增加而增大,考虑到防漏的需要,采取阶梯式加压的方式,首先加压1~2 MPa,停泵,观察压力变化,若5 min后压力基本稳定不降,则继续加压,每次加压值为1~2 MPa,直至加压至井底压稳所需压力;若压力下降较快,则30 min后再进行加压,重复上述步骤,直至加压至设计值,泸203H59-4井最终加压值为11 MPa。通过优化浆柱结构和科学的环空加压,截止2022年底,川南区块共进行13井次的技术套管固井施工,环空带压率由50%降低至10%。

6 现场应用情况

泸203H56-4井技术套管井深为2616 m,采用常规单级固井,使用单密多凝微膨胀防气窜水泥浆体系,密度为2.10 g/cm³的领浆封固0~960 m井段,中浆封固960~2000 m井段,尾浆封固2000~2616 m井段;采用密度为2.05 g/cm³的泥浆替浆+环空预应力固井。本井共注入密度2.08 g/cm³隔离液15 m³,密度1.02 g/cm³冲洗液5 m³,密度2.10 g/cm³领

表5 环空加压值计算结果

Table 5 Calculation results of annular pressure value

井深/m	加压值(失重前/失重后)/MPa
1179	4.11
1650	4.54
2423	5.45
2588	5.61/6.01
2655	5.68/6.81
2805	5.83/8.58
2991	6.05/10.83

浆 30 m³, 密度 2.10 g/cm³ 中浆 48 m³, 密度 2.10 g/cm³ 尾浆 31 m³, 替密度 1.02 g/cm³ 压塞液 4 m³, 替密度 2.05 g/cm³ 钻井液 96 m³。施工结束后立刻组织进行环空加压, 环空加压采用阶梯式加压, 最终加压至 12 MPa, 加压持续时间为 12 h, 固井质量如表 6 所示。

表6 第一界面水泥胶结质量

Table 6 The cementing quality of first interface

序号	标准/%	厚度/m	比例/%	解释结论
1	0.00~20.0	1720.0	66.1	优
2	20.0~40.0	621.9	23.9	中等
3	40.0~-100.0	261.7	10.1	差

7 结论及建议

(1) 川南区块深层页岩气技术套管易漏地层为茅口组和龙潭组, 主要漏失层位为茅口组, 可以通过地层漏失压力动态测试方法求出漏层经过堵漏后的承压能力, 根据易漏地层承压能力反推注替最大排量, 保障固井过程中不发生漏失。

(2) 经过优化后技术套管固井浆柱结构为: 尾浆封固井段为井底—最上部主力气层以上 200 m 井段, 中浆封固井段为尾浆顶—表层套管鞋井段, 领浆封固井段为中浆顶—井口, 同时缩短水泥浆稠化时间, 实现“以快制气”。

(3) 技术套管固井结束后采取环空加压, 保证压稳, 加压过程采取阶梯式加压, 防止加压过快压漏地层。

(4) 应进一步加强川南区块井筒承压能力, 为提高水泥浆密度, 增加环空加压值等提升环空压稳系数等技术措施提供可行条件, 进一步降低环空带压情况的发生。

参考文献(References):

- [1] 焦建芳, 姚勇, 舒秋贵. 川西南高压页岩气井固井技术[J]. 钻采工艺, 2015, 17(2): 111-115.
JIAO Jianfang, YAO Yong, SHU Qiugui. Cementing technology for high-pressure shale gas wells in southwest Sichuan [J]. Drilling & Production Technology, 2015, 17(2): 111-115.
- [2] 周福新, 王晓亮, 宋建建, 等. 高温高密度页岩气固井技术研究及应用[J]. 石油钻探技术, 2017, 40(2): 55-58.
ZHOU Fuxin, WANG Xiao, SONG Jianjian, et al. Research and application of high temperature and high density shale gas cementing technology [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 40(2): 55-58.
- [3] 李大齐, 康毅力, 刘修善, 等. 基于漏失机理的碳酸盐岩地层漏失压力模型[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 900-904.
LI Daqi, KANG Yili, LIU Xiushan, et al. The lost circulation pressure of carbonate formation on the basis of leakage mechanism [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 900-904.
- [4] 邹德永, 赵健, 郭玉龙, 等. 渗透性砂岩地层漏失压力预测模型[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 33-36.
ZOU Deyong, ZHAO Jian, GUO Yulong, et al. A model for predicting leak-off pressure in permeable sand stone formation [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 33-36.
- [5] 石林, 蒋宏伟, 郭庆丰. 易漏地层的漏失压力分析[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(3): 40-44.
SHI Lin, JIANG Hongwei, GUO Qingfeng. Analysis on the leakage pressure of thief formation [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(3): 40-44.
- [6] 张景富, 岳宏野, 张德兵, 等. 分析与计算地层渗透性漏失漏层深度和压力的新方法[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(3): 12-15.
ZHANG Jingfu, YUE Hongye, ZHANG Debing, et al. New analysis and calculation method for permeable leakage layer depth and pressure [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(3): 12-15.
- [7] Bittleston S H, Ferguson J, Frigaard I A. Mud removal and cement placement during primary cementing of an oil well: Laminar non-Newtonian displacements in an eccentric annular Hele-Shaw cell [J]. Journal of Engineering Mathematics, 2002, 43: 229-253.
- [8] Pelipenko S, Frigaard I A. On steady state displacement in primary cementing of an oil well [J]. Journal of Engineering Mathematics, 2004, 48(1): 1-26.
- [9] 郭小阳, 刘崇建, 马四平. 非牛顿液体流变模式的研究[J]. 天然气工业, 1997, 17(4): 43-49.
GUO Xiaoyang, LIU Chongjian, MA Siping. Research on non-newtonian liquid rheological mode [J]. Natural Gas Industry, 1997, 17(4): 43-49.
- [10] 张磊, 许杰, 谢涛, 等. 几种裂缝性漏失压力计算模型的分析[J]. 石油机械, 2018, 46(9): 13-17.
ZHANG Lei, XU Jie, XIE Tao, et al. Comparison of several

- calculation models for loss pressure of fractured formation[J]. China Petroleum Machinery, 2018,46(9):13-17.
- [11] 翟晓鹏,郝红永,楼一珊,等.地层漏失压力研究在哈拉哈塘凹陷的应用[J].油气地质与采收率,2013,20(2):108-110.
ZHAI Xiaopeng, HAO Hongyong, LOU Yishan, et al. Study on leakage pressure and its application in Hala hatang Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 108-110.
- [12] 闵江本,向蓉,陈博.长庆油田小套管二次固井工艺技术研究与应用[J].钻探工程,2021,48(8):26-32.
MIN Jiangben, XIANG Rong, CHEN Bo. Research and application of secondary cementing technology for slim casing in Changqing Oilfield[J]. Drilling Engineering, 2021,48(8): 26-32.
- [13] 王银东.页岩气储层弹性水泥浆体系研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2015.
WANG Yindong. Study on elasticity and toughness cement slurry system of shale gas reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2015..
- [14] 刘学鹏.温敏堵漏水泥浆体系研究与应用[J].钻探工程,2022,49(2):110-116.
LIU Xuepeng. Research and application of the temperature sensitive plugging cement slurry system[J]. Drilling Engineering, 2022,49(2):110-116.
- [15] 李永丰,李建中,陈颖.两种高抗硫酸盐水泥稳定浆液性能对比试验研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(7):88-93.
LI Yongfeng, LI Jianzhong, CHEN Ying. Experimental study on performance comparison of two kinds of high sulfate-resistant cement stabilized grout[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(7):88-93.
- [16] SY/T 5480—92,注水泥流变性设计[S].
SY/T 5480—92, Rheological design of cement injection[S].
- [17] 丁士东,刘奎,刘小刚,等.环空加压固井对双层套管水泥环界面径向应力的影响[J].石油钻探技术,2021,48(8):26-32.
DING Shidong, LIU Kui, LIU Xiaogang, et al. Effect of annular pressurization and cementing on the radial stress of the cement sheath interface of double-layer casing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022,38(4):67-73.
- [18] 李忠庆,李传武,朱达江.利用环空压力测试数据评价高温高压气井固井水泥环的密封完整性[J].钻探工程,2021,48(6):15-21.
LI Zhongqing, LI Chuanwu, ZHU Dajiang. Cement integrity evaluation of HTHP gas wells based on annulus pressure diagnosis test[J]. Drilling Engineering, 2021,48(6):15-21.

(编辑 王文)