

不完全驱替条件下提高固井质量应用研究

张 猛

(中石化华北石油工程有限公司井下作业分公司,河南 郑州 450000)

摘要:随着勘探开发的不断深入,超深井末开次固井中完井深已超过 7400 m。地质结构复杂与井身结构多样化给固井带来了诸多质量控制难点,尾管固井均具有“二高一小一低”的特点,即易漏风险高、施工压力高、注替浆排量小、顶替效率低的特点,造成了固井期间浆体的不完全驱替。本文通过顺北油田固井技术应用实例,寻求在不完全驱替条件下提高固井质量的方法,达到提高该区块固井质量的目的,提高油井寿命。

关键词:超深井;尾管固井;不完全驱替;固井工艺

中图分类号:TE242 **文献标识码:**A **文章编号:**1672—7428(2020)03—0016—07

Application research on improving cementing quality under incomplete displacement condition

ZHANG Meng

(Downhole Operation Branch of Sinopec North China Petroleum Engineering Co., Ltd.,
Zhengzhou Henan 450000, China)

Abstract: With the deepening of exploration and development, the completion depth of the ultra-deep well during the final stage cementation has exceeded 7400m. The complex geological structure and variety of borehole structures bring many quality control difficulties for cementing. Liner cementing has the characteristics of “two highs, one small and one low”, that is, high risk of leakage, high working pressure, small displacement of slurry and low displacement efficiency, leading to incomplete displacement of slurry during cementing. Through a field case of application of cementing technology in Shunbei Oilfield, this paper investigates the method to improve the cementing quality under the condition of incomplete displacement, so as to improve the cementing quality in this block and increase the service life of oil wells.

Key words: ultra deep well; liner cementing; incomplete displacement; cementing technology

0 引言

顺北油田超深井地质结构复杂^[1-4],三开钻遇地层中志留系、奥陶系存在多个压力体系,地层存在辉绿岩侵入体和高压盐水层,固井制约为易漏、易涌。同时多种井身结构并存^[5-6],目前常用结构为顺标 1 结构(Ø339.7 mm 表层套管下 Ø244.5 mm 双级套管挂 Ø177.8 mm 尾管四级结构)与顺标 2 结构(Ø298.5 mm 表层套管下 Ø219.1 mm 双级套管挂 Ø168.3 mm 尾管四级结构),末开次尾管固井均表现为施工压力高,注替浆排量小,顶替效率低的现状^[7-8],环空浆体存在不完全驱替情况。本文通

过对该油田固井难点分析,结合实际情况提出在不完全驱替条件下提高固井质量的技术措施,达到提高该区块固井质量目的。

1 造成不完全驱替的原因

1.1 易漏风险高、压力窗口窄

顺北油田绝大多数井在三开钻遇志留系地层塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组均有发生漏失,同时漏失后出盐水。奥陶系桑塔木组存在辉绿岩侵入体或是发育高压盐水层。易漏失风险高,导致井筒承压能力低,窗口压力窄,制约固井施工参数,影响顶替效

收稿日期:2019—06—10;修回日期:2019—08—14 DOI:10.12143/j.tkgc.2020.03.003

基金项目:中石化华北石油工程有限公司项目“顺北区块窄间隙尾管固井工艺应用研究”(编号:HBGC18—08K)

作者简介:张猛,男,汉族,1986 年生,工程师,油气井工程专业,硕士,从事固井技术现场应用与研究,河南省郑州市中原区须水街道须贾路 4 号,zhangm.oshb@sinopec.com。

引用格式:张猛.不完全驱替条件下提高固井质量应用研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(3):16—22,30.

ZHANG Meng. Application research on improving cementing quality under incomplete displacement condition[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(3):16—22,30.

率。

1.2 固井附件失效

因超深井井底温度高、压力高的原因易造成浮鞋、浮箍回压凡尔失效,导致固井后水泥浆倒返。树

脂旋流扶正器抗高温、抗高压能力不强,在入井后变形,影响套管居中度,影响顶替效率。

1.3 环空间隙小,施工压力高,顶替效率低

表 1 给出了顺北油田部分井施工参数数据。

表 1 顺北油田部分井施工参数数据

Table 1 Drilling data of some wells

井 号	井身结构	井深/ m	钻头尺寸/ mm	套管尺寸/ mm	悬挂器位置/ m	平均井径/ mm	注浆排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	替浆排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	施工压力/ MPa
井 Y1	标 1 加深	8395	215.9	177.8	7414.0	259.10	1.0	1.0~0.3	15~8
井 7	标 1	7570	215.9	177.8	5308.0	226.70	0.7	0.7~0.3	18~12
井 5-4H	标 1	7395	215.9	177.8	5292.0	234.40	0.8	1.0~0.3	19~11
井 P2H	标 1	7405	215.9	177.8	5299.6	225.60	0.8	1.2~0.3	22~13
井 1-11	标 2	7576	190.5	168.3	6473.9	203.20	0.7	0.8~0.3	17~11
井 1-13	标 2	7487	190.5	168.3	6412.0	201.42	0.6	0.8~0.3	18~15
井 1-14	标 2	7580	190.5	168.3	6489.0	209.50	0.5	0.8~0.2	18~15

从表 1 数据可以看出该油田尾管悬挂器位置,标 1 结构(除井 Y1)均设计在 5300 m 左右,尾管的长度一般大于 2000 m,环空间隙平均在 24 mm 左右;而标 2 结构均设计在 6400 m 以深,尾管长度一般在 1000 m 左右,且套管采用直联扣,环空间隙平均在 18 mm 左右。但根据实际井径来分析,标 1 和

标 2 结构井的井径均表现为上小下大“钟形”,中部长段呈锯齿状,下部由于掉块和大肚子井段的存在,平均井径大于上部,水泥浆在下部驱替效果差。图 1 给出了 Y1 井井径数据曲线。图 2 为 1-11 井水泥浆流态分布。

从注浆浆情况来看,注浆排量都较低,多数在

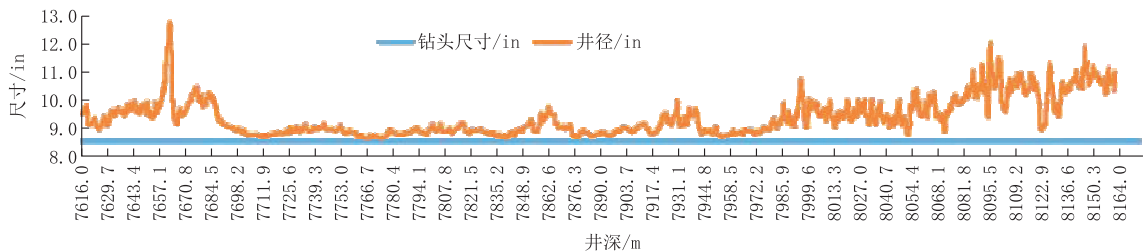


图 1 Y1 井井径数据曲线

Fig.1 Caliper logging curve of Well Y1

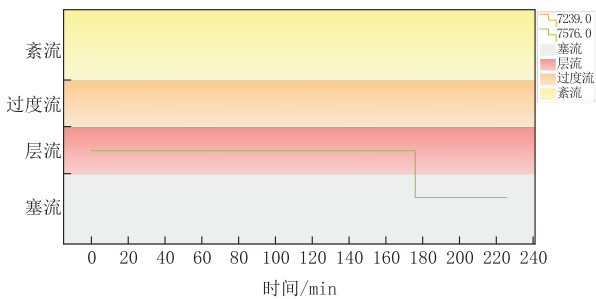


图 2 1-11 井水泥浆流态分布

Fig.2 Flow pattern of Well 1-11

0.7~0.8 m^3/min ,替浆排量均在 1.0 m^3/min 以内,虽然部分井水泥浆返速较高,但依据水泥浆流变学计算,通过软件模拟^[9]可以看出,环空水泥浆基本处于过渡流(层流)形态,在替浆后期降低排量以塞流流态顶替^[10]。由于稠化时间制约,不能长时间采

用低排量塞流,若在不改变前置液和水泥浆体性能和套管居中度的情况下,想要提高顶替效果,则难以实现。其次,考虑固井防漏,应控制好施工压力,这也是制约替浆排量无法提至紊流排量因素之一。

从以上各种因素可以得出该油田水泥浆在固井过程中存在驱替效果不佳,存在不完全驱替的情况。

2 不完全驱替条件下提高固井质量应用研究

2.1 纤维清洁井眼技术

由于井身结构和地质情况的制约,两种井身结构下的三开尾管井径平均扩大率均较低,环空间隙小,井底存在一定沉沙、掉块,易造成环空憋堵。若在下套管前不能将井眼清洁干净,易造成套管到位后循环憋堵,导致高泵压。

通过纤维洗井^[11],在钻井液中加入等比例的5 mm和10 mm纤维,前期将纤维钻井液注入井内,随后进行短起作业,在这个过程中,分散在钻井液中的纤维参与钻井液结构力的构建,形成立体网状结构包裹岩屑(图3给出了实验室高温高压养护1 h后钻井液中纤维分散效果图,养护条件100℃×21 MPa),该种网状结构力能够更好地清洁井眼。该清洁井眼技术已在该油田得到了推广应用,近年内套管到位后未出现憋堵等异常情况。



图3 高温养护后纤维在钻井液中的分散效果

Fig.3 Dispersion effect of fibers in mud after high temperature curing

2.2 固井前钻井液性能优化

在保证井眼安全的条件下,适当降低钻井液屈服值,在压力窗口过窄的情况下,还可以通过固井前注入低密度、低切力先导钻井液,以减少循环压耗,改善同等条件下驱替效果。

2.3 优化隔离液设计

低粘高切隔离液有效隔离钻井液和水泥浆,有效冲刷井壁和套管壁虚泥饼与油膜,改善井壁和套管润湿性,提高固井质量^[12]。此外,考虑井下安全需要,隔离液密度尽可能达到 $\rho_{\text{隔离液}} = 0.5(\rho_{\text{钻井液}} + \rho_{\text{水泥浆}})$,至少应满足处于钻井液与水泥浆密度之间。

同时,为提高顶替效率,满足环空流体流变性梯级级配,环空流体层层推进的原则,隔离液动塑比满足式(1):

$$\frac{\tau_0}{\eta_s \text{ 钻井液}} < \frac{\tau_0}{\eta_s \text{ 隔离液}} < \frac{\tau_0}{\eta_s \text{ 水泥浆}} \quad (1)$$

式中: τ_0 ——动切力,Pa; η ——塑性粘度,mPa·s。

隔离液与水泥浆、钻井液相融性良好,能有效避免水泥浆受钻井液污染。室内优化高效隔离液体系,在低排量下易达到紊流,与常用钻井液相容性实验结果如表2所示,抗污染稠化曲线如图4所示。

前置液用量需满足紊流冲洗接触时间 < 10 min,且在安全前提下尽可能提高紊流接触时间。

表2 高效隔离液相容性实验

Table 2 Compatibility test of high performance spacing fluid

配 浆 比 例	流变读数 (93℃×20 min)	流动 度/ cm	稠化 时间/ min
100%前置液	84/53/40/26/5/3	23	
前置液:钻井液=25:75	180/130/105/87/32/24	28	
前置液:钻井液=50:50	120/70/30/21/8/7	28	
前置液:钻井液=75:25	65/35/25/14/2/1	26	
水泥浆:前置液=25:75	145/90/71/46/10/9	21	
水泥浆:前置液=50:50	149/92/76/51/20/18	25	
水泥浆:前置液=75:25	140/85/66/43/12/9	26	
水泥浆:前置液:钻井液=1:1:1	105/61/45/29/8/6	24	>420
水泥浆:前置液:钻井液=7:2:1	255/176/151/125/87/76	23	>400
100%水泥浆	155/95/72/45/9/6	22	336
100%纯泥浆	50/30/25/15/7/5	28	

注:隔离液配方:水+5%隔离剂+3%悬浮剂+10%烧碱+152%加重剂+0.5%缓凝剂。密度1.80 g/cm³。

隔离液按幂律流变模式设计,用量如式(2)所示:

$$V_{sp} = Q_c t \quad (2)$$

式中: V_{sp} ——隔离液用量,m³; Q_c ——紊流临界排量,m³/min; t ——紊流接触时间,min。实际应用中,为保证界面冲刷效果,加重隔离液均按紊流用量的1.5倍设计,充分冲洗井眼。

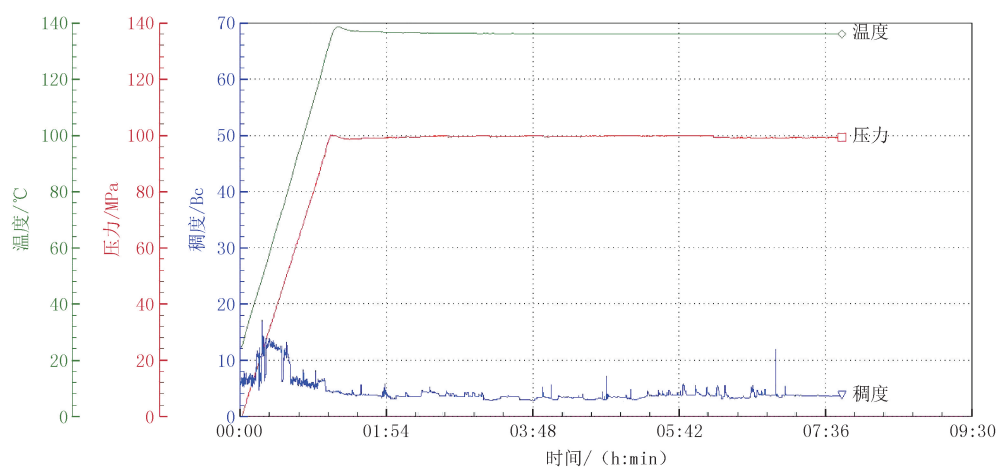
超深井固井,由于特殊的地质及井身结构制约,水泥浆几乎不可能达到最佳的顶替效果,为了更好的驱替钻井液,减少钻井液对水泥浆的污染,通过加大隔离液用量,或者分段设计隔离液,确保接触点井段钻井液和虚泥皮能得到冲刷和驱替。然而受环空容积限制,在有限水泥浆量情况下,水泥浆难以完全顶替隔离液,导致隔离液与水泥浆形成混浆带。这就需要优化隔离液性能,让隔离液中部分成分参与到水泥水化反应中,与水泥浆胶结成为一体,降低隔离液对水泥石强度影响^[13]。

基于上述思路,在隔离液中加入适量烧碱,调整其pH值到10。并做了相应比例隔离液与水泥浆^[14-15]的固化强度实验,数据见表3。

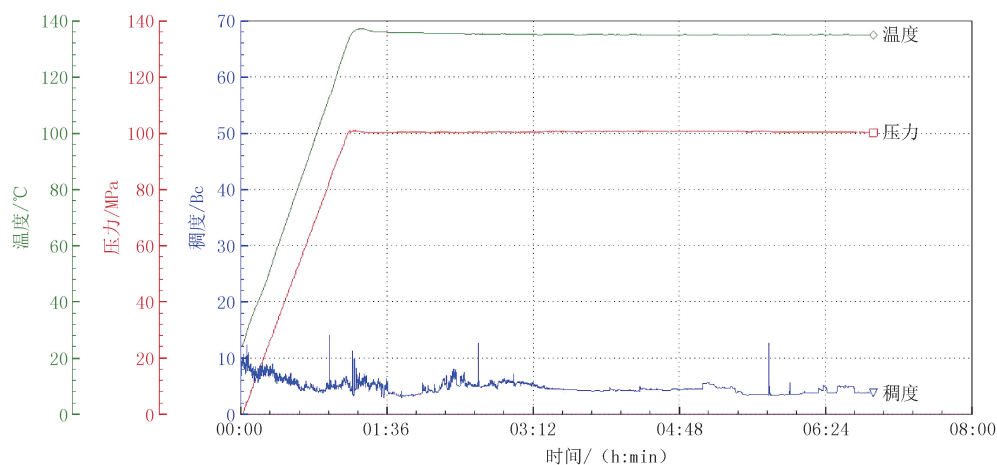
由表3数据可以看出,随着隔离液体积比增大水泥石的强度相应减小。但隔离液体积比例 $< 25\%$ 以下,其水泥石的强度可以满足钻井设计的基本要求。

2.4 合理设计固井工具

考虑长时间循环可能造成浮鞋、浮箍回压凡尔失效,设计复合附件加放,即水泥式浮鞋+1个水泥式浮箍+1个金属式浮箍结构,最大程度避免固井附件失效,从目前应用来看,该种设计未发生过回压



(a) 水泥浆:隔离液:钻井液=1:1:1



(b) 水泥浆:隔离液:钻井液=7:2:1

图 4 相溶性稠化曲线

Fig.4 Phase-solubility thickening curve

表 3 隔离液与水泥浆以不同比例混合养护后的抗压强度

Table 3 Compressive strength of the mixture of spacer fluid and cement slurry at different ratio after curing

隔离液: 水泥浆 (体积比)	抗压强度/MPa			
	110 °C ×24 h	110 °C ×48 h	130 °C ×24 h	130 °C ×48 h
50 : 50	6.9	7.0	6.1	6.8
25 : 75	9.1	11.3	9.3	11.2
5 : 95	17.9	20.8	18.7	20.7
0 : 100	22.9	23.1	23.8	23.9

注:水泥浆配方:AG+35%(180目)硅粉+2%缓凝剂+5.5%降失水剂+5%液硅+1.5%防窜剂+0.3%消泡剂+50%纯水+0.1%纤维。密度 1.88 g/cm³。

凡尔失效。

通过对已施工井分析,可以通过安放旋流树脂和单弓弹性扶正器或者是扶正短节以提高套管居中度,这样可以在适当井段(定点)改变流体流态,提高驱替效率。

2.5 憋压候凝工艺

在尾管固井中,部分井不能通过提高水泥浆的密度或改变浆柱结构来压稳油气层。但为弥补候凝期间水泥浆失重造成的液柱压力损失,采用环空憋压的方法来补充水泥浆失重引起的压力降,这种方法对预防气窜发生很有效^[16]。而抑制气窜对于提高环空水泥环的界面胶结质量有一定帮助。一般认为憋压的最佳时间段为水泥石产生足够的结构阻力前,凝固后应该撤掉其压力。现场总结经验认为环空憋压应在注替施工完成 1 h 内加上,施加压力应根据理论计算得出,有压降则需要补压作业。

针对顺北油田存在侵入体、高压盐水层尾管在固井施工均中采取了部分加回压措施,取得良好效果,在下一开次钻井过程中未发生盐水窜情况。

2.6 良好的水泥浆性能

为适应超深井固井相关需求,配套相适应水泥

浆体系。表 4 给出了水泥浆基本性能数据,表 5 给出了水泥浆体系稠化实验数据。图 5、图 6 分别给出了水泥浆稠化曲线和降温停机稠化曲线。

表 4 水泥浆基本性能数据

Table 4 Basic performance data of cement slurry

密度/ (g · cm ⁻³)	六速流变读数	API 失水量 /[mL · (30 min) ⁻¹]	自由 液/ mL	流动 度/ cm
1.91	>300/195/128/73/6/5	40	0	21
1.88	295/183/112/69/5/4	41	0	22
1.95	>300/215/143/91/11/10	42	0	20

注:API 失水量测试条件为 135 ℃×6.9 MPa。

表 5 水泥浆体系稠化实验数据

Table 5 Thickening experimental data of cement slurry systems

密度/ (g · cm ⁻³)	达到相应稠度对应时间/min		
	30 Bc	70 Bc	100 Bc
1.91	319	320	320
1.88	340	341	341
1.95	288	289	289

注:表中水泥浆体系稠化实验条件均为 135 ℃×120 MPa×70 min。

表 4 说明水泥浆流变性能良好,API 失水量均控制在 50 mL 以内,自由液为 0 mL。

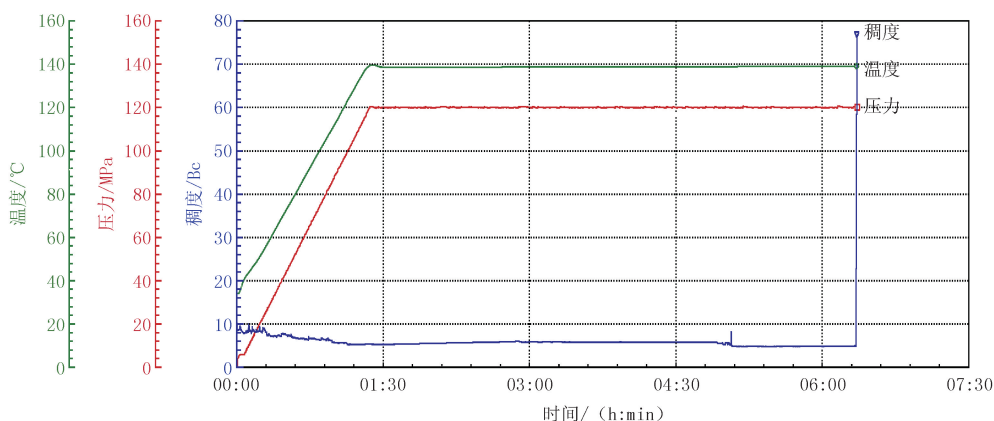


图 5 水泥浆稠化曲线

Fig.5 Cement slurry thickening curve

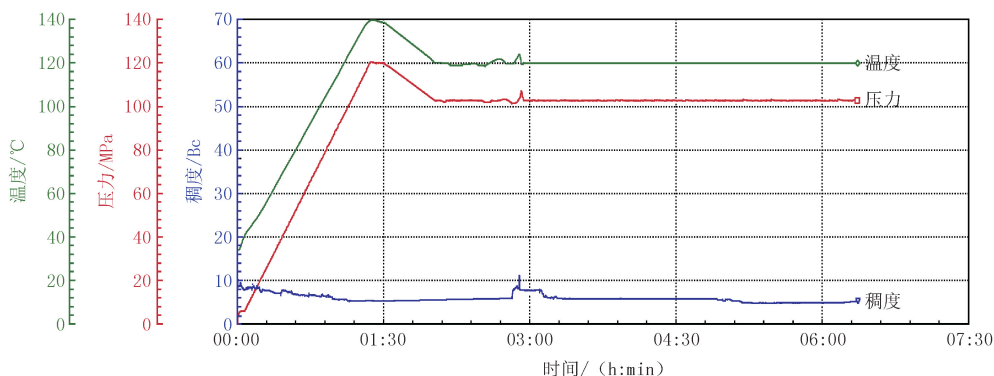


图 6 降温停机稠化曲线

Fig.6 Down-time thickening curve for reducing temperature

表 5 说明水泥浆密度变化对水泥浆稠化时间影响较小。图 5 显示该水泥浆体系稠化值平稳,且呈直角稠化。图 6 显示降温停机 36 min 后水泥浆稠度轻微上涨后很快就恢复平稳,表明该浆体在高温条件下稳定,固井过程中短暂停止作业不会影响后续施工。

表 6 给出了强度及沉降稳定性数据,图 7 给出了该水泥浆在 135 ℃下强度发展曲线。

表 6 强度及沉降稳定性数据

Table 6 Strength and settlement stability data

密度/ (g · cm ⁻³)	强 度 试 验			沉 降 稳 定 性		
	抗压强度/ MPa		弹性 模量/ GPa	密度(500 mL ×2 h)/(g · cm ⁻³)		
	48 h	7 d		上	中	下
1.91	21.5	23.5	6.9	1.91	1.91	1.91
1.88	19.5	24	6.8	1.88	1.88	1.88
1.95	21	25.5	6.9	1.95	1.95	1.95

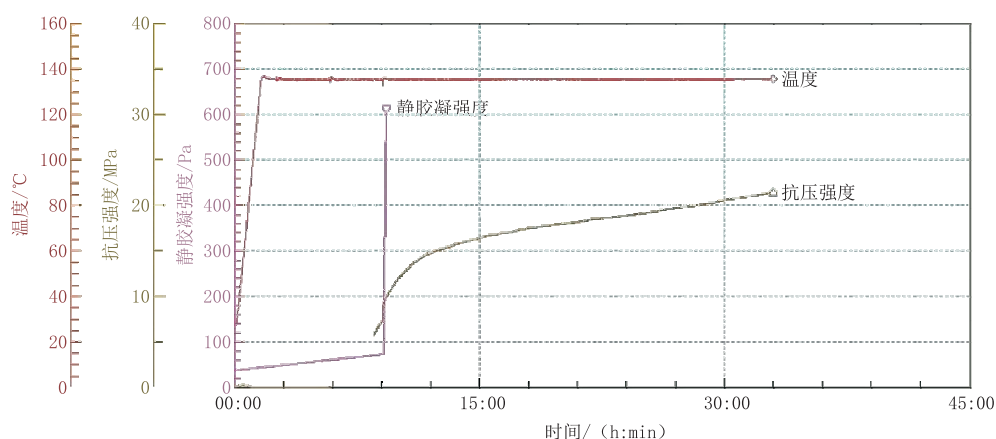


图 7 水泥浆强度发展曲线

Fig.7 Strength development curve of cement slurry

从表 6 数据可以看出该水泥浆体系弹性模量 $< 7 \text{ GPa}$, 水泥石具有较好的韧性, 具有较好的沉降稳定性; 从图 7 可以看出接近 9 h 水泥石开始起强度 (6 MPa), 后期强度一直在增长。结合图 7 和表 6 中数据 7 d 强度 $> 23.5 \text{ MPa}$ 可以得出该水泥浆体系强度在后期不断增长, 强度无衰减。

3 现场应用效果

图 8、图 9 给出了前期 1-11 井与 P2H 井的三开固井 CBL 曲线。通过以上措施应用, 图 10、图 11 给出了 1-17H 井与 5-9 井三开固井 CBL 曲线。

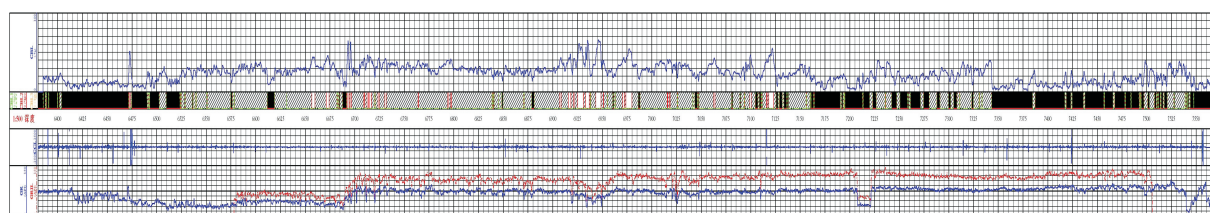


图 8 1-11 井三开固井 CBL 曲线

Fig.8 CBL curve of Well 1-11 3rd stage cementing

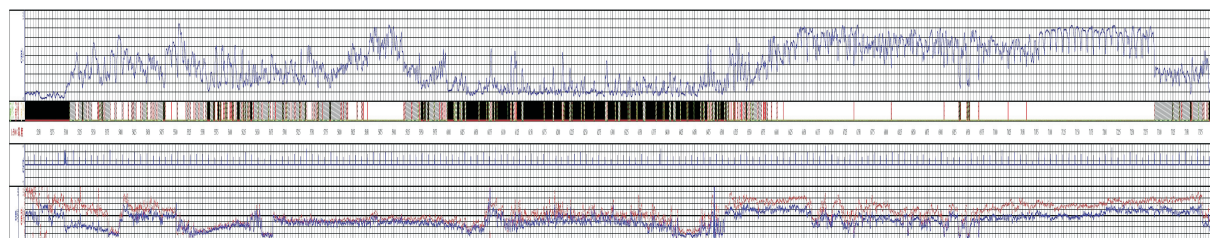


图 9 P2H 井三开固井 CBL 曲线

Fig.9 CBL curve of Well P2H 3rd stage cementing

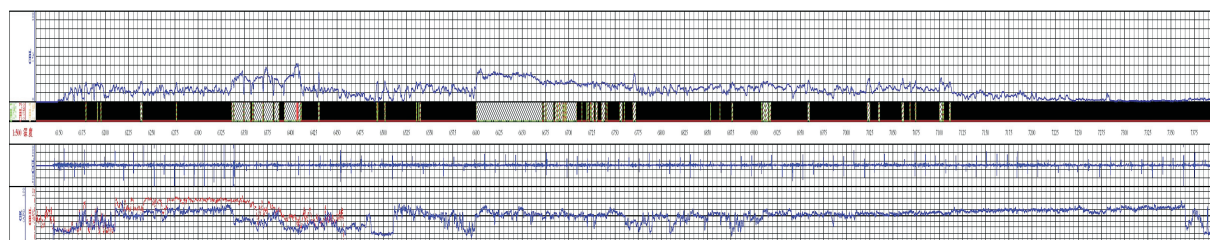


图 10 1-17H 井三开固井 CBL 曲线

Fig.10 CBL curve of Well 1-17H 3rd stage cementing

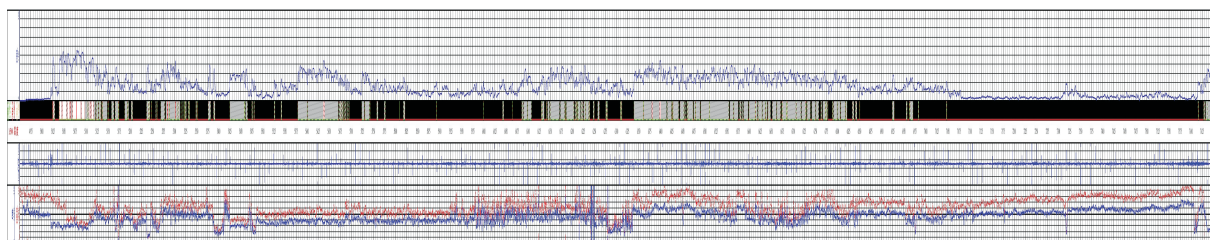


图 11 5-9 井三开固井 CBL 曲线

Fig.11 CBL curve of Well 5-9 3rd stage cementing

从上述固井 CBL 曲线图可以看出,通过在不完全驱替条件下应用相关配套固井技术措施,声幅值有所降低,一定程度上提高了固井封固质量。

4 结论与认识

(1)顺北油田超深井易漏、易涌的地质条件与现有井身结构是造成固井水泥浆不完全驱替的主要原因。

(2)通过纤维清洁井眼有效预防施工期间环空憋堵,给水泥浆驱替建立良好前提条件。

(3)通过优化钻井液性能、隔离液设计,提高了隔离液对钻井液的驱替效率,防止了流体间的污染,同时减少了隔离液对水泥浆强度的影响,在不完全驱替条件下能够更好地提高水泥石强度,从而提高固井质量。

(4)良好的水泥浆性能,满足不完全驱替条件下超深井固井需求。

参考文献(References):

- [1] 高晓歌,吴鲜,洪才均,等.顺北油田 1 号断裂带奥陶系原油地球化学特征[J].石油地质与工程,2018,32(6):37-40.
GAO Xiaoge, WU Xian, HONG Caijun, et al. Geochemical characteristics of Ordovician crude oil in No.1 fault zone of Shunbei Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018,32(6):37-40.
- [2] 肖学,胡俊卿,吴建平,等.塔里木盆地阿北一顺北区块古近系油气成藏条件[J].石油地质与工程,2006,20(6):16-17.
XIAO Xue, HU Junqing, WU Jianping, et al. Paleogene hydrocarbon accumulation conditions in Abei-Shunbei Block, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2006,20(6):16-17.
- [3] 刘汪威,林修阔,张新刚,等.特殊地质条件下定向对接复杂井组的工艺设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(4):13-16.
LIU Wangwei, LIN Xiukuo, ZHANG Xingang, et al. Process design of complex connection well units in special geological conditions[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2011,38(4):13-16.
- [4] 高伟.顺北 4 井志留系失返性漏失堵漏技术[J].化学工程与装备,2018(10):188-189.
GAO Wei. Plugging technology for lost-return loss over the Silurian section of Well Shunbei-4[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2018(10):188-189.
- [5] 张猛,赵磊.顺北油田固井工艺技术浅析[J].中国石油和化工标准与质量,2016,36(18):109-110.
ZHANG Meng, ZHAO Lei. A brief analysis of cementing technology in Shunbei Oilfield[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2016,36(18):109-110.
- [6] 刘彪,潘丽娟,王圣明,等.顺北油气田超深井井身结构系列优化及应用[J].石油钻采工艺,2019,41(2):130-136.
LIU Biao, PAN Lijuan, WANG Shengming, et al. Casing program optimization and application of ultradeep wells in Shunbei oil and gas field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019,41(2):130-136.
- [7] 王永洪.顺北油气田超深窄间隙固井技术研究[D].成都:西南石油大学,2018.
WANG Yonghong. Research on narrow gap cementing technology in extra-deep of oil and gas field of Shunbei[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [8] 张华,丁志伟,肖振华,等.窄密度窗口及小间隙超深井尾管固井技术[J].钻井液与完井液,2018,35(4):87-91,96.
ZHANG Hua, DING Zhiwei, XIAO Zhenhua, et al. Liner cementing in ultra-deep wells with narrow drilling window and small annular clearance[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018,35(4):87-91,96.
- [9] 刘高,黄志强,于建涛,等.固井注水泥动态过程模拟[J].河南科技,2012(19):74-75.
LIU Gao, HUANG Zhiqiang, YU Jiantao, et al. Dynamic process simulation of cementation slurry pumping[J]. Henan Science and Technology, 2012(19):74-75.
- [10] 丁士东.塔河油田紊流、塞流复合顶替固井技术[J].石油钻采工艺,2002,24(1):20-22.
DING Shidong. Combination displacement cementing of turbulent and plug flow in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling and Production Technology, 2002,24(1):20-22.
- [11] 艾贵成,王卫国,穆辉亮,等.超级纤维清扫液工艺的应用[J].钻井液与完井液,2008,25(6):85-86.
AI Guicheng, WANG Weiguo, MU Huiliang, et al. The application of super fiber sweeps techniques[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2008,25(6):85-86.

(下转第 30 页)

- (4):17-20.
- [15] 齐月魁,徐学军,李洪俊,等.BPX3X1 大位移井下套管摩阻预测[J].石油钻采工艺,2005,27(S1):11-13.
QI Yuekui, XU Xuejun, LI Hongjun, et al. Friction prediction method for extended reach well during casing running[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005,27(S1):11-13.
- [16] Netichuk I, Suvorov A, Galimov A. Special features of casing running and cementing in ERD Wells[C]//Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 2016.
- [17] 何树山,岳发辉,周明信.大港油田大位移钻井技术与实践[J].西南石油大学学报,2008,30(2):104-108.
HE Shushan, YUE Fahui, ZHOU Mingxin. Study and practice of ERD well drilling technologies in Dagang Oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2008,30(2):104-108.
- [18] Tracy Cummins. Top-drive casing-running tool solves tough ERD Problems[J]. Journal of Petroleum Technology, 2007, 59(8):26-92.
- [19] GAO Deli, TAN Chengjin, TANG Haixiong. Limit analysis of extended reach drilling in South China Sea[J]. Petroleum Science, 2009,6(2):166-171.
- [20] 陈保山,程智远,徐敏,等.新型 Ø139.7mm 漂浮接箍的研制与应用[J].石油机械,2016,44(11):29-32.
CHEN Baoshan, CHENG Zhiyuan, XU Min, et al. The development and application of novel Ø139.7mm casing floating tool[J]. China Petroleum Machinery, 2016,44(11):29-32.
- [21] 刘春全,史海涛,梅宇光,等.大位移井套管可下入深度预测[J].石油矿场机械,2008,37(7):53-56.
LIU Chunquan, SHI Haitao, MEI Yuguang, et al. Forecast depth for casing running in extended reach well[J]. Oil Field Equipment, 2008,37(7):53-56.
- [22] 黄正吉,李秀芬.渤海中坳陷天然气地球化学特征及部分气源浅析[J].石油勘探与开发,2001,28(3):17-21.
HUANG Zhengji, LI Xiufen. Geochemical characteristics and natural gas sources of Bohong depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration & Development, 2001,28(3):17-21.
- [23] 徐杰,马宗晋,邓起东,等.渤海中部渐新世以来强烈沉陷的区域构造条件[J].石油学报,2004,25(5):11-16,23.
XU Jie, MA Zongjin, DENG Qidong, et al. Regional tectonic conditions for intensive subsidence of the middle Bohai Sea since Oligocene[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004,25(5):11-16,23.
- [24] 薛永安,王应斌,赵建臣.渤海海上第三系油藏形成特征及规律分析[J].石油勘探与开发,2001,28(5):1-3,7.
XUE Yongan, WANG Yingbin, ZHAO Jianchen. Pool forming characteristics and regularity of the upper Tertiary reservoirs in Bohai Bay[J]. Petroleum Exploration & Development, 2001,28(5):1-3,7.
- [25] 薛永安.精细勘探背景下渤海油田勘探新思路与新进展[J].中国海上油气,2017,29(2):1-8.
XUE Yongan. New ideas and progresses under refine exploration background of Bohai Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2017,29(2):1-8.

(编辑 韩丽丽)

(上接第 22 页)

- [12] 黄文红,李爱民,张新文,等.油基泥浆固井清洗液评价方法初探及性能研究[J].新疆石油天然气,2006,2(2):33-35,99.
HUANG Wenhong, LI Aimin, ZHANG Xinwen, et al. A probe into an evaluation method of washing fluid of oil-based drilling fluid and its performance study[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2006,2(2):33-35,99.
- [13] 邓慧.提高界面胶结质量的可固化隔离液体体系研究[D].成都:西南石油大学,2012.
DENG Hui. Study on solidifying spacing fluid systems for improving interfacial bonding quality[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [14] 穆海鹏.纳米液硅水泥浆技术[J].石油钻探技术,2012,40(5):76.
MU Haipeng. Nano-liquid silicon cement slurry technology[J]. Petroleum drilling Techniques, 2012,40(5):76.
- [15] 高元,桑来玉,杨广国,等.胶乳纳米液硅高温防气窜水泥浆体系[J].钻井液与完井液,2016,33(3):67-72.
GAO Yuan, SANG Laiyu, YANG Guangguo, et al. Cement slurry treated with latex nano liquid silica anti-gas-migration agent[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(3):67-72.
- [16] 陈滨,陈波,李定文,等.环空底部加压固井技术的研究与应用[J].复杂油气藏,2016,9(4):62-67.
CHEN Bin, CHEN Bo, LI Dingwen, et al. Research and application of pressure cementing technology at the annular bottom[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2016,9(4):62-67.

(编辑 韩丽丽)