



呼探1井139.7 mm尾管精细动态控压固井技术

王敬朋 张伟 吴继伟 魏瑞华 马锦明 杨虎

Precise Dynamic Managed-Pressure Cementing Technologies for $\phi 139.7$ mm Liner Cementing in Well Hutun-1

WANG Jingpeng, ZHANG Wei, WU Jiwei, WEI Ruihua, MA Jinming, YANG Hu

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022021>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

川深1井超高温高压尾管固井技术

Ultra-High Temperature and High Pressure Liner Cementing Technology in Well Chuanshen 1

石油钻探技术. 2019, 47(4): 17–21 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019094>

顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术研究

Slim Liner Cementing Technology for Ultra-Deep Wells with a Narrow Annulus in No.1 District of Shunbei Block

石油钻探技术. 2019, 47(6): 60–66 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019114>

马深1井钻井工程设计与施工

Design and Drilling of Well Mashen 1

石油钻探技术. 2017, 45(4): 15–20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201704003>

顺北鹰1井444.5 mm长裸眼固井技术

444.5 mm Long Openhole Cementing Technology for Well SBY-1

石油钻探技术. 2020, 48(1): 40–45 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020008>

顺北油气田一区超深井三开长封固段固井技术

Anti-Leakage Cementing Technology for the Long Well Section below Technical Casing of Ultra-Deep Wells in the No.1 Area of Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(6): 33–39 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020110>

满深1井碳酸盐岩地层自愈合水泥浆固井技术

Cementing Technology of a Self-Healing Cement Slurry in the Carbonate Formations in the Well Manshen 1

石油钻探技术. 2021, 49(1): 67–73 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020071>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2022021

引用格式: 王敬朋, 张伟, 吴继伟, 等. 呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管精细动态控压固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(6): 92-97.

WANG Jingpeng, ZHANG Wei, WU Jiwei, et al. Precise dynamic managed-pressure cementing technologies for $\phi 139.7$ mm liner cementing in Well Hutun-1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(6): 92-97.

呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管精细动态控压固井技术

王敬朋^{1,2}, 张 伟², 吴继伟², 魏瑞华², 马锦明³, 杨 虎⁴

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500; 2. 中国石油新疆油田分公司, 新疆克拉玛依 834000; 3. 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206; 4. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 新疆克拉玛依 834000)

摘 要: 呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井时封固段长、井底温度高, 导致存在漏失与溢流风险大、对水泥浆性能要求高及水泥浆稠化时间不易控制等技术难点。为解决上述技术难点, 在该井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井段进行了精细动态控压固井技术试验。通过优化水泥浆配方、精细设计浆柱和优化设计套管扶正器安放位置, 制定确保井筒动态压力介于地层孔隙压力与漏失压力之间等的技术措施, 利用精细控压钻井装备, 实现了控压下尾管、注水泥和水泥浆候凝, 最终实现了全过程精细动态控压固井, 该井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井质量合格。呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管精细控压固井成功, 表明精细控压固井能够提高超深井长封固段窄安全密度窗口地层的固井质量, 可为准噶尔盆地南缘深层油气勘探提供技术保障。

关键词: 超深井; 尾管固井; 水泥浆; 控压固井; 呼探 1 井; 准噶尔盆地

中图分类号: TE256⁺.3

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)06-0092-06

Precise Dynamic Managed-Pressure Cementing Technologies for $\phi 139.7$ mm Liner Cementing in Well Hutun-1

WANG Jingpeng^{1,2}, ZHANG Wei², WU Jiwei², WEI Ruihua², MA Jinming³, YANG Hu⁴

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 3. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering Co. Ltd., Beijing, 102206, China; 4. School of Petroleum, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Due to long cementing intervals and high bottomhole temperature, the $\phi 139.7$ mm liner cementing in Well Hutun-1 was exposed to various technical difficulties, such as high lost circulation and overflow risks, high requirements on the performance of the cement slurry, and difficult control of the thickening time of the cement slurry. Precise dynamic managed-pressure cementing technologies were tested in the $\phi 139.7$ mm liner cementing section in this well to address the above technical difficulties. Specifically, the cement slurry formulation was improved, the slurry column was precisely designed, and the casing centralizer placement was optimized. Technical measures were developed to ensure that the dynamic wellbore pressure was between the formation pore pressure and the lost circulation pressure, and the precise managed-pressure drilling equipment was utilized. Managed-pressure liner running, cement slurry injection, and waiting-on-cement were thereby implemented. As a result, a “whole-process” precise dynamic managed-pressure cementing was ultimately achieved. The $\phi 139.7$ mm liner cementing in Well Hutun-1 was considered up to standard. The successful implementation of precise managed-pressure cementing during the $\phi 139.7$ mm liner cementing in Well Hutun-1 indicates that precise managed-pressure cementing can effectively enhance the cementing quality of long cementing intervals of ultra-deep wells in formations with narrow safety pressure window and can provide technical assurances for the exploration of deep oil and gas at the southern margin of the Junggar Basin.

Key words: ultra-deep well; liner cementing; cement slurry; managed-pressure cementing; Well Hutun-1; Junggar Basin

收稿日期: 2021-12-14; 改回日期: 2022-06-15。

作者简介: 王敬朋(1986—), 男, 河北元氏人, 2013年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 2017年获西南石油大学石油与天然气工程专业硕士学位, 在读博士研究生, 工程师, 主要从事钻井与固井技术研究。E-mail: 296504445@qq.com。

基金项目: 中国石油重大专项“准噶尔南缘和玛湖等重点地区优快钻完井技术集成与试验”(编号: 202019F-33)部分研究内容。

呼探 1 井是位于准噶尔盆地南缘冲断带霍玛吐背斜带呼西背斜圈闭的一口风险探井^[1-3],主探侏罗系喀拉扎组、白垩系清水河组,完钻井深 7 601 m,为准噶尔盆地完钻井深最深的井。该井日产气量 6.1×10^5 m³,日产油量 106.3 m³。该井采用五开井身结构,五开井段为 5 700~7 601 m, $\phi 139.7$ mm 尾管封固 3 480~7 601 m 井段,该井段上部为高压水层,中下部为易漏地层,抑制水侵与防漏的矛盾突出。呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井时存在安全密度窗口窄、密度高、温差大和环空间隙窄等技术难点。若采用常规固井工艺,环空窄间隙造成的高循环摩阻,易导致井漏^[4-5];若采用“正注反挤”固井工艺^[6-8],固井质量难以满足试采要求。因此,为了保证固井顶替效率的同时,又满足窄安全密度窗口地层固井压力平衡,在该井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井段进行了全程精细动态控压固井技术试验。固井声幅测试表明,呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管与套管重叠段固井质量为优质, $\phi 139.7$ mm 尾管固井段固井质量合格。

1 呼探 1 井概况

呼探 1 井钻遇地层自上而下为第四系,新近系独山子组、塔西河组和沙湾组,古近系安集海河组和紫泥泉子组,白垩系东沟组和吐谷鲁群(连木沁组、胜金口组、呼图壁河组和清水河组),侏罗系喀拉扎组^[9-10]。独山子组为深灰色含砾砂岩及含砾泥岩,呈不等厚互层;塔西河组以灰黄色、黄褐色泥岩、粉砂质泥岩为主,夹薄层灰黄色、褐灰色泥质粉砂岩。安集海河组以泥岩和泥质粉砂岩为主,呈不等厚互层;紫泥泉子组为粉砂质泥岩、细砂岩。胜金口组为泥质粉砂岩、砂质泥岩;清水河组为泥质粉细砂岩,粉砂质泥岩。喀拉扎组为以厚层中粗砂岩、不等粒砂岩、砂砾岩为主,夹薄层灰质粉砂岩。

图 1 所示为呼探 1 井地层三压力剖面。从图 1 可以看出:纵向上,独山子组下部—塔西河组上部、安集海河组上部和紫泥泉子组孔隙压力系数分别为 1.06~1.30,1.60~1.77 和 1.50~1.60,钻进过程中易垮塌,阻卡严重;东沟组—连木沁组中上部孔隙压力系数为 1.60~1.70;胜金口组为高压水层,孔隙压力系数为 2.157;呼图壁河组—清水河组中上部孔隙压力系数为 1.85~1.95;清水河组下部—喀拉扎组孔隙压力系数为 1.95~2.02。

呼探 1 井采用五开井身结构(见图 2),该井五

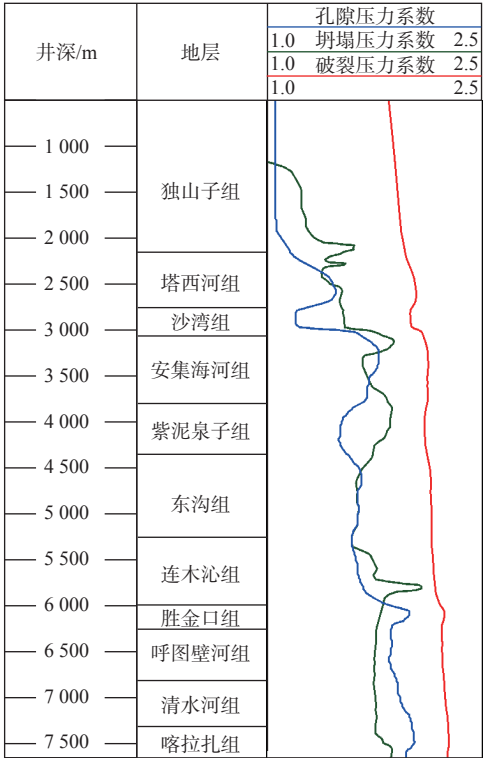


图 1 呼探 1 井地层三压力剖面
Fig.1 Formation three-pressure profile of Well Hutan-1

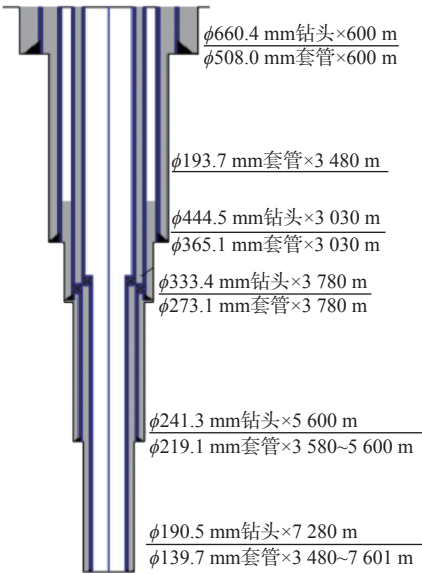


图 2 呼探 1 井实钻井身结构
Fig.2 Actual casing program of Well Hutan-1

开 6 092~6 108 m 井段(胜金口组)钻遇高压水层,钻井液密度低于 2.16 kg/L 时水侵严重,且井壁垮塌;钻进清水河组和喀拉扎组时累计发生漏失 17 次。分析表明,清水河组和喀拉扎组微细裂缝发育,物性较好,承压能力弱,钻井液密度偏高会导致裂缝—孔隙性漏失,虽然漏失速度较低,但堵漏难度

较大。由于胜金口组高压水层(压力系数为2.157)与易漏层清水河组、喀拉扎组(漏失压力系数为2.08~2.18)处于同一裸眼段,不存在安全密度窗口,无法同时抑制水侵和预防漏失,于是通过添加堵漏材料及优化钻井液流变性,提高清水河组和喀拉扎组的承压能力(钻井液当量密度为2.17 kg/L),采用精细控压技术,将钻井液密度控制在2.08~2.18 kg/L,顺利钻至设计完钻井深。

2 $\phi 139.7$ mm 尾管固井技术难点

呼探1井四开(3 596~5 700 m井段)下入 $\phi 219.1$ mm尾管,五开(3 480~7 601 m井段)悬挂 $\phi 139.7$ mm油层尾管,水泥浆返至尾管悬挂器位置(井深3 480 m), $\phi 193.7$ mm套管回接至井口,水泥浆返至地面。该井 $\phi 139.7$ mm尾管固井存在以下技术难点:

1)井漏与溢流风险大。通过钻井,将五开胜金口组、清水河组及喀拉扎组的安全密度窗口扩大为2.16~2.17 kg/L,若采用常规固井技术,水泥浆顶替过程中环空压力变化易造成胜金口组溢流,甚至发生井喷;同时,有可能引发清水河组和喀拉扎组漏失,导致环空密封失败。

2)对水泥浆性能要求较高。 $\phi 139.7$ mm尾管封固段长为4 121 m,裸眼段长为1 901 m。井底温度约为159 $^{\circ}\text{C}$,喇叭口温度约73 $^{\circ}\text{C}$,温差达86 $^{\circ}\text{C}$ 。大温差易引起高密度水泥浆出现超缓凝现象,导致尾管悬挂器位置水泥浆长期不凝固^[11-12]。

3)井底温度较高,水泥浆稠化时间不易控制。为避免漏失需要小排量注水泥,难以保证紊流顶替,对顶替效率有较大影响;环空窄间隙下水泥浆运移段长,水泥浆极易受到钻井液的污染^[13-15]。

3 精细控压固井关键技术

为保证固井顶替效率,满足窄安全密度窗口地层固井压力平衡,呼探1井 $\phi 139.7$ mm尾管窄间隙固井采用精细控压固井技术,其关键技术包括控压固井装备及工艺流程、水泥浆配方与性能设计和套管扶正器安放设计等。

3.1 控压固井原理及主要设备

首先,根据模拟计算结果、实钻中油气显示和地层承压试验结果等确定地层安全压力窗口;然后,据此进行下套管、注替排量、水泥浆浆柱结构、固井各阶段井口回压等参数设计,确保井筒中循环当量密度大于地层压力而小于地层漏失压力,保证固井作业期间井筒处于压稳而不漏的状态^[16-17]。全程平衡压稳是核心,实现动态压力平衡是关键,要求从下套管作业、注前置液、注水泥浆、替浆到候凝等整个工况实现井口回压动态精准控制。

精细控压固井设备包括固井泵、旋转控制头和自动节流系统(见图3)。钻井液等流体从井内返出后,经过旋转控制头流向自动节流系统,自动节流系统控制自动节流阀的开度,从而控制施加在井口的回压,保持稳定的预设井底压力。

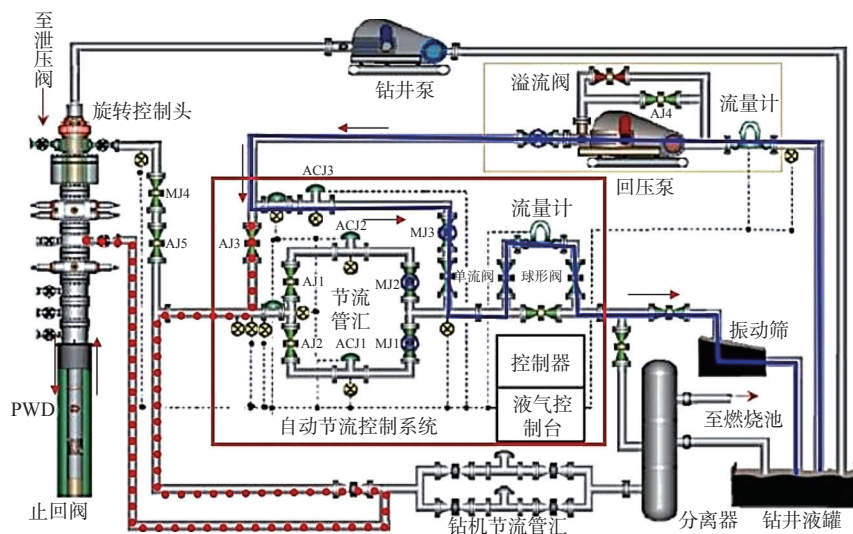


图3 精细控压系统地面装备示意

Fig.3 Ground equipment of precise managed-pressure system

3.2 水泥浆配方及性能

呼探 1 井五开裸眼段长, 封固段长, 且裸眼段油、气、水显示活跃, 通过添加功能性添加剂对水泥浆进行优化, 精细设计浆柱结构, 分段设计水泥浆, 因此 $\phi 139.7$ mm 尾管采用三凝水泥浆, 具体设计用量及性能见表 1。领浆封固 3 523~5 300 m 井段, 其配方为 G 级水泥+35.0% 加重剂+4.0% 膨胀剂+6.0% 微硅+3.0% 早强剂+8.0% 降滤失剂+2.0% 减阻剂+6.5% 缓凝剂+0.1% 消泡剂+水, 密度为

2.10 kg/L。中间浆封固 5 300~6 100 m 井段, 其配方为 G 级水泥+35.0% 硅粉+3.0% 膨胀剂+5.0% 微硅+3.0% 早强剂+2.0% 防窜剂+8.0% 降滤失剂+2.0% 减阻剂+5.2% 缓凝剂+0.1% 消泡剂+水, 密度为 1.90 kg/L。尾浆封固 6 100~7 601 m 井段, 其配方为 G 级水泥+35.0% 硅粉+3.0% 膨胀剂+5.0% 微硅+3.0% 早强剂+2.0% 防窜剂+8.0% 降滤失剂+2.0% 减阻剂+4.4% 缓凝剂+0.1% 消泡剂+水, 密度为 1.90 kg/L。

表 1 水泥浆设计用量及性能
Table 1 Design dosage and performance of cement slurry

水泥浆	封固井段/ m	密度/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	水泥浆 用量/ m^3	温度/ $^{\circ}\text{C}$	压力/ MPa	稠化时间/ min	24 h抗压 强度/MPa	静胶凝 时间/s	稠度系数	流性指数
领浆	3 523~5 300	2.10	24	143	158	525	18.8	4 130	0.933	0.666
中间浆	5 300~6 100	1.90	12	143	158	401	23.2	1 955	0.906	0.666
尾浆	6 100~7 600	1.90	22	135	158	336	24.3	915	0.906	0.666

3.3 套管扶正器安放设计

呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管于上层套管重合段长 2 177 m, 采用一次性正注固井工艺, 需优化套管扶正器安放位置, 提高套管居中度。根据实钻井身结构、井眼轨迹及完钻通井情况, 反演求出裸眼井段

和套管重叠段的摩阻系数。根据标准《套管柱结构与强度设计》(SY/T5724—2008), 确定选用弹性扶正器。在兼顾套管下入与居中度情况下, 为确保套管柱满足最大偏心距要求, 采用从下往上逐步逼近试算法来计算套管扶正器安放间距, 结果见表 2。

表 2 套管扶正器安放设计结果与套管居中度
Table 2 Design result of casing centralizer placement and casing centrality

井段/m	套管扶正器类型	扶正器外径/mm	安放间距/m	扶正器数量/个	套管居中度, %
3 523~5 694	弹性扶正器	190.5	33	66	90~95
5 694~7 060	弹性扶正器	190.5	22	63	65~91
7 060~7 400	弹性扶正器	190.5	44	8	73~90

4 现场施工

呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管固井阶段采用了精细控压固井技术, 主要工艺流程包括控压下尾管、控压替注水泥浆和控压水泥浆候凝等。

4.1 控压下尾管

$\phi 139.7$ mm 尾管入井前采用刚度大于尾管的钻具组合通井, 并采用稠浆大排量循环洗井。同时调整钻井液性能, 确保其在高温条件下长时间静止后性能稳定。尾管下至井深 4 100 m 后, 将下放速度控制在 0.079 m/s, 防止激动压力过高压漏地层。模拟计算钻井液密度为 2.12 kg/L、尾管下放速度为 0.079 m/s 时, 呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管下至不同井深的激动压力和将井底循环当量密度控制在

2.16 kg/L 时的井口回压, 结果见表 3。

从表 3 可以看出, 尾管静止时井口回压控制在 2.98 MPa, 尾管下放时井口回压需控制在 2.37~2.71 MPa。尾管下到井底后, 将钻井液密度由 2.12 kg/L 调整至 2.08 kg/L, 循环时井底循环当量密度维持在 2.16 kg/L, 井口回压需控制在 0.120~0.555 MPa。停泵时井口回压为 5.965 MPa, 随后泵注隔离液、水泥浆及钻井液, 拆水泥头、拔中心管和起钻全过程中排量优化为 6~12 L/s, 实现了井底压力平衡。

4.2 控压注水泥

呼探 1 井 $\phi 139.7$ mm 尾管控压注水泥技术措施: 1) 依据入井流体密度及其他性能参数、用量、泵入次序等, 模拟出最佳替注排量为 11 L/s, 并设定合理的井口回压; 2) 按照停泵控制井口回压、开泵不

表3 呼探1井 $\phi 139.7$ mm尾管入井过程中的激动压力和井口回压Table 3 Surge pressure and wellhead back pressure during $\phi 139.7$ mm liner running in Well Hutan-1

尾管下深/ m	工况	钻井液密度/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	下放速度/ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	激动压力/ MPa	井口回压/ MPa
5000	静止	2.12	0.079	0.273	2.98
	下放				2.71
5694	静止	2.12	0.079	0.367	2.98
	下放				2.62
6100	静止	2.12	0.079	0.42	2.98
	下放				2.56
7000	静止	2.12	0.079	0.538	2.98
	下放				2.44
7601	静止	2.12	0.079	0.617	2.98
	下放				2.37

控制井口回压的原则,固井过程中控制井底循环当量密度为2.160 kg/L,控制胜金口组井段循环当量密度为2.170 kg/L,实现水层压稳并兼顾井底防漏。呼探1井 $\phi 139.7$ mm尾管控压注水泥过程:1)以排量 $0.65\text{ m}^3/\text{min}$ 注入 15.0 m^3 密度为2.00 kg/L的平衡液,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.164 kg/L;2)注平衡液结束后,停泵倒闸门,此间井口回压控制在4.52 MPa,井底循环当量密度为2.145 kg/L;3)以排量 $0.65\text{ m}^3/\text{min}$ 注入 15.0 m^3 密度为2.05 kg/L的前置液,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.164 kg/L;4)注前置液结束后,停泵倒闸门,此间井口回压控制在4.52 MPa,井底循环当量密度为2.145 kg/L;5)以排量 $0.65\text{ m}^3/\text{min}$ 注入 24.0 m^3 密度为2.10 kg/L的领浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.164 kg/L;6)注前置液结束后,停泵倒闸门,此间井口回压控制在4.52 MPa,井底循环当量密度为2.145 kg/L;7)以排量 $0.65\text{ m}^3/\text{min}$ 分别注入 14.0 m^3 密度为1.90 kg/L的中间浆和 22.0 m^3 密度为1.90 kg/L的尾浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.164 kg/L;8)注尾浆结束后,停泵倒闸门、释放胶塞,此间井口回压控制在4.52 MPa,井底循环当量密度为2.145 kg/L;9)以排量 $0.42\text{ m}^3/\text{min}$ 分别注入 2.0 m^3 密度为2.05 kg/L的压塞液,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.160 kg/L;10)注压塞液结束后,停泵倒闸门,此间井口回压控制在5.00 MPa,井底循环当量密度为2.150 kg/L;11)以

排量 $0.65\text{ m}^3/\text{min}$ 替入 30.0 m^3 密度为1.95 kg/L的轻浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.160 kg/L;12)以排量 $0.50\text{ m}^3/\text{min}$ 替入 5.8 m^3 密度为1.90 kg/L的轻浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.162 kg/L;13)以排量 $0.50\text{ m}^3/\text{min}$ 替入 2.0 m^3 密度为2.00 kg/L的井浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.162 kg/L;14)以排量 $0.36\text{ m}^3/\text{min}$ 替入 23.0 m^3 密度为2.08 kg/L的井浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.164 kg/L;15)以排量 $0.42\text{ m}^3/\text{min}$ 替入 23.7 m^3 密度为2.08 kg/L的井浆,此间不控制井口回压,井底循环当量密度为2.131 kg/L;16)替浆结束后,碰压、放回水,此间井口回压控制在6.40 MPa,井底循环当量密度为2.109 kg/L;17)卸水泥头、接顶驱、上提钻具,此间井口回压控制在6.40 MPa,井底循环当量密度为2.109 kg/L;18)在喇叭口处,以排量 $2.40\text{ m}^3/\text{min}$ 循环密度为2.08 kg/L的钻井液,循环45 min,此间井口回压控制在3.36 MPa,井底循环当量密度为2.109 kg/L。

4.3 控压水泥浆候凝

水泥浆注替后,考虑中间浆失重对胜金口组水层循环当量密度的影响,设计采用循环控压的方式进行加压候凝。井口回压由6.4 MPa(中间浆初凝前)逐渐升至13.0 MPa(中间浆完全失重),继续循环加压18 h后,停泵泄压2 h,开泵循环一周,井底压力无异常,采用常规水泥浆候凝至固井结束。声幅测井表明,呼探1井 $\phi 139.7$ mm尾管固井水泥返至井深3 530 m,尾管与套管重叠段的固井质量为优质, $\phi 190.5$ mm裸眼段的固井质量为合格。

5 结论及认识

1)呼探1井 $\phi 139.7$ mm尾管精细动态控压固井成功,为提高超深井窄间隙尾管固井质量提供了技术思路。

2)精细动态控压固井时,应根据前期钻井参数确定封固地层的安全密度窗口,优化入井流体的配方和综合性能,按照下套管、注替水泥浆和水泥浆静止候凝等工况,优化注替排量,模拟井底循环当量密度和井口压力,细化精细控压固井技术措施,确保固井全过程井筒压力平稳。

3)呼探1井动态控压固井候凝时,井口回压是依据水泥完全失重丧失液柱压力的假设条件下模拟求取的,该假设目前没有充分的理论支撑。因此,候凝时井口回压偏大,会影响水泥浆实际返高。

4)呼探1井 $\phi 139.7$ mm尾管固井时中间浆与领浆的静胶凝时间分别为1 955和4 130 min,水泥浆失重时间及胜金口组高压水层的暴露时间偏长,地层出水风险给控压固井增加了困难,影响了固井质量。

参 考 文 献

References

- [1] 付超胜,敖天,余加水,等.强封堵防塌剂XZ-OSD在准噶尔盆地南缘山前构造带的现场应用[J].*钻井液与完井液*,2021,38(4):469-473.
FU Chaosheng, AO Tian, YU Jiashui, et al. Field application of a plugging borehole wall anti-collapse agent XZ-OSD in the piedmont structural belt on the south margin of Junggar Basin[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2021, 38(4): 469-473.
- [2] 王敬朋,李渊,葛晓波,等.准噶尔盆地南缘冲断带:呼探1井超深井钻井方案优化[J].*新疆石油天然气*,2020,16(2):19-23.
WANG Jingpeng, LI Yuan, GE Xiaobo, et al. Optimization of drilling scheme for ultra deep well Hutan 1 in thrust belt in southern margin of Junggar Basin[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2020, 16(2): 19-23.
- [3] 王启祥,梁宝兴,刘欢,等.呼探1井清水河组气藏流体相态特征及气藏类型[J].*新疆石油地质*,2021,42(6):709-713.
WANG Qixiang, LIANG Baoxing, LIU Huan, et al. Fluid phases and gas reservoirs of qingshuihe formation in Well Hutan-1[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(6): 709-713.
- [4] 邹书强,张红卫,伊尔齐木,等.顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术研究[J].*石油钻探技术*,2019,47(6):60-66.
ZOU Shuqiang, ZHANG Hongwei, Eerqm, et al. Study on cementing technology of narrow gap small liner in ultra deep wells in Shunbei Area 1[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(6): 60-66.
- [5] 李洪,邹灵战,汪海阁,等.玛湖致密砂砾岩2 000 m水平段水平井优快钻完井技术[J].*石油钻采工艺*,2017,39(1):47-52.
LI Hong, ZOU Lingzhan, WANG Haige, et al. High-quality fast drilling and completion technologies for horizontal wells with horizontal section of 2 000 m long in Mahu tight glutenites[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017, 39(1): 47-52.
- [6] 杨红歧,孙连环,敖竹青,等.顺北油气田一区超深井三开长封固段固井技术[J].*石油钻探技术*,2020,48(6):33-39.
YANG Hongqi, SUN Lianhuan, AO Zhuqing, et al. Anti-leakage cementing technology for the long well section below technical casing of ultra-deep wells in the No.1 area of Shunbei Oil and Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(6): 33-39.
- [7] 费中明,党冬红,孔哲,等.柴达木盆地狮70井溢漏同层尾管固井实践[J].*石油钻采工艺*,2022,44(2):173-177.
FEI Zhongming, DANG Donghong, KONG Zhe, et al. Practice of liner cementing facing both well kick and lost circulation in Well Shi-70 of Qaidam Basin[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2022, 44(2): 173-177.
- [8] 吴天乾,李明忠,李建新,等.杭锦旗地区正注反挤固井技术研究[J].*钻采工艺*,2021,44(3):104-107.
WU Tianqian, LI Mingzhong, LI Jianxin, et al. Study on cementing technology of forward injection and reverse extrusion in Hangjing Area[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(3): 104-107.
- [9] 张凤奇,刘伟,鲁雪松,等.喜马拉雅晚期构造应力场及其与油气分布的关系:以准噶尔盆地南缘为例[J].*断块油气田*,2021,28(4):433-439.
ZHANG Fengqi, LIU Wei, LU Xuesong, et al. Late Himalayan tectonic stress field and its relationship with hydrocarbon distribution: a case study of southern margin of Junggar Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(4): 433-439.
- [10] 田孝茹,卓勤功,张健,等.准噶尔盆地南缘吐谷群盖层评价及对下组合油气成藏的意义[J].*石油与天然气地质*,2017,38(2):334-344.
TIAN Xiaoru, ZHUO Qingong, ZHANG Jian, et al. Sealing capacity of the Tugulu Group and its significance for hydrocarbon accumulation in the lower play in the southern Junggar Basin, northwest China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(2): 334-344.
- [11] 宋有胜,邹建龙,赵宝辉,等.高石梯-磨溪区块高压气井尾管固井技术[J].*钻井液与完井液*,2017,34(2):112-116.
SONG Yousheng, ZOU Jianlong, ZHAO Baohui, et al. Cementing the $\phi 177.8$ mm Liner in the Block Gaoshiti-Moxi[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2017, 34(2): 112-116.
- [12] 高元,杨广国,陆沛青,等.一种大温差弹性水泥浆[J].*钻井液与完井液*,2019,36(1):97-101.
GAO Yuan, YANG Guangguo, LU Peiqing, et al. Study and application of a large temperature difference cement slurry with good elasticity and toughness[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36(1): 97-101.
- [13] 杨谋,唐大千,袁中涛,等.固井注水泥浆顶替效率评估的新模型[J].*天然气工业*,2019,39(6):115-122.
YANG Mou, TANG Daqian, YUAN Zhongtao, et al. A new model for evaluating the displacement efficiency of cement slurry[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(6): 115-122.
- [14] 宋琳,滕卫卫,王翔宇,等.不规则井眼注水泥顶替过程数值模拟[J].*钻采工艺*,2020,43(2):27-29.
SONG Lin, TENG Weiwei, WANG Xiangyu, et al. Numerical simulation of cement injection displacement process in irregular well-bore[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(2): 27-29.
- [15] 魏凯,褚冰川,包莉军,等.基于相场法的偏心环空注水泥顶替过程数值模拟[J].*钻采工艺*,2020,43(3):123-126.
WEI Kai, CHU Bingchuan, BAO Lijun, et al. Numerical simulation of cement injection displacement process in eccentric annulus based on phase field method[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(3): 123-126.
- [16] 刘书杰,吴怡,谢仁军,等.深水深层井钻井关键技术发展与展望[J].*石油钻采工艺*,2021,43(2):139-145.
LIU Shujie, WU Yi, XIE Renjun, et al. Development and prospect of the key technologies for the drilling of deep wells in deep water[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(2): 139-145.
- [17] 马勇,郑有成,徐冰青,等.精细控压压力平衡法固井技术的应用实践[J].*天然气工业*,2017,37(8):61-65.
MA Yong, ZHENG Youcheng, XU Bingqing, et al. Application precise MPD & pressure balance cementing technology[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8): 61-65.