

米桑油田高压盐膏层固井问题分析和优化

张晓广

(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司,天津 300452)

摘要:对米桑油田部分井出现的高压盐膏层井段固井质量差且影响下步作业的情况进行了分析,优化了前置液设计、水泥浆设计、入井套(尾)管现场检查、下套管前井眼要求、固井前井筒要求、套管居中、固井注替、固井质量检验等,并成功应用于 47 井高压盐膏层井段固井,为后续开发井类似井段的固井质量提升提供了借鉴。

关键词:高压盐膏层;固井;防窜;米桑油田

中图分类号:TE256 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)09-0037-05

Analysis and Optimization of Cementing in High Pressure Salt-gypsum Layer of Missan Oilfield/ZHANG Xiao-guang
(CNOOC EnerTech-Drilling & Production CO., Tianjin 300452, China)

Abstract: The poor cementing quality occurred in some high pressure salt-gypsum layer of Missan oilfield is analyzed together with the influence on the next operation are analyzed, the design of preflush and cement slurry, on-site inspection of casing and liner, borehole requirements before casing running, borehole requirements before cementing, casing eccentricity, cementing by mud grouting & displacing and cementing quality checking are successfully applied in the high pressure salt-gypsum sections of 47 well, which provides a reference for the cementing quality improvement in similar situation.

Key words: high pressure salt-gypsum layer; well cementing; channeling prevention; Missan oilfield

高压盐膏层固井技术一直是固井界公认的难题^[1]。伊拉克米桑油田高压盐膏层固井防漏防窜是中国海洋石油总公司在作业过程中出现的一系列固井技术难题之一^[2]。米桑油田高压盐膏层井段固井质量直接决定了能否进行下步钻井作业和开发井是否顺利投产。由于国外钻井作业的区域局限性,由高压盐膏层井段固井问题引起的射孔、挤水泥等作业成本也相当高。因此,高压盐膏层固井必须从固井前井眼的处理、固井期间的工艺及操作、固井工具的稳定性等方面精心考虑,精细操作。

1 固井问题分析

1.1 地质概况

米桑油田区域盖层第三系 Lower Fars 组以石膏、盐岩、页岩为主,埋深 3000 m 左右,厚约 800 m,夹层存在高压盐水,地层孔隙压力系数最高为 2.2,坍塌压力系数最高为 1.88,破裂压力系数为 2.4 ~ 2.9,地温梯度 3.35 °C/100 m;压力过渡带为硬石膏层,隔层厚度 5 m。某国际知名油田服务公司在该油田进行了十多口井的固井作业,但盐膏层固井质

量差,大多数井固井后出现环空带压等井筒完整性方面问题,部分井在固井过程中发生井漏,钻穿压力过渡带时发生高压盐水窜流。根据目前钻井设计,高压盐膏层井段全部在 $\varnothing 311.2$ mm 井眼($\varnothing 244.5$ mm 套管段)。

1.2 问题分析

米桑油田高压盐膏层井段固井主要问题有:固井前循环环眼漏失、一级固井期间或固井后循环候凝期间井漏、一级固井期间或候凝后放压时溢流等问题。上述问题极易造成固井水泥环有效封隔段不足、水泥环胶结质量差(特别是在盐侵情况下)。

由于该井段地层压力安全作业窗口窄,高压盐膏层固井漏失风险极高,进而导致套管鞋处等关键封固段固井质量差,在下开次作业时有溢流、环空带压的风险。

另外,该油田高压盐膏层井段固井还面临着其他困难。 $\varnothing 311.2$ mm 井段 MB1 顶石膏层中间压力过渡带夹有 0.3~0.6 m 厚的白云质砂岩,此处较易发生井漏。为了防止井漏,固井前循环排量不足,导致井眼清洁度不高;而固井过程中顶替排量偏低,进

收稿日期:2018-03-04;修回日期:2018-07-02

作者简介:张晓广,男,汉族,1983年生,钻井总监,石油工程专业,主要从事石油钻井工作,天津市滨海新区(塘沽)渤海石油路 688 号石油大厦 B 座 B809-2 室,zhangxg@cnooc.com.cn。

而顶替效率不足。前置液和水泥浆及钻井液配伍性调配困难,从而影响钻井液、水泥浆的隔离。高密度钻井液,性能维护困难,井壁上容易形成虚厚泥饼且难以冲洗(下套管至设计井深后,固井前循环时,钻井液性能处理受限或排量不足,导致井壁上仍存在较多虚厚泥饼)。高压盐膏层井段夹杂的盐岩易蠕变或盐溶,夹杂的页岩易蠕变或水化,进而造成井径不规则。由于套管下深 3000 m 左右,且全井段封固,配浆量较大,导致水泥浆性能不均。

2 解决思路

压稳高压盐水层、防窜、防漏是高压盐膏层固井施工的关键点。

油气井固井施工中必须保证“三压稳”,即固井前、固井过程中和候凝过程中水泥浆失重时的压稳。一般水泥浆凝固失重条件下的压稳容易被忽略,这也是影响油气井固井质量及环空密封性差的一个主要原因^[3]。

根据高压盐膏层的地质特性,采取有针对性的水泥浆体系和配套的隔离液及冲洗液体系。根据以往作业井的经验,前置液粘度调高时,能够降低顶替过程中水泥浆发生窜槽的几率,最终的固井质量也较好。当然,在套管居中度不高时,高粘度的前置液在环形空间的(套管与地层之间)的底边时,由于套管与地层间隙较小,流态易由“紊流”转为“层流”状态,进而降低前置液的冲洗效果,甚至残存前置液在水泥环中。因此应在保证套管居中度的基础上提高前置液的粘度。直井每 3 根套管安放 1 只弹性扶正器。斜井段弹性扶正器和刚性扶正器交互安放。提高水泥浆顶替效率与尽量提高套管居中度相结合。

盐膏层固井水泥浆具有高密度、优良的流变性和沉降稳定性、对盐膏层有抑制性、抗盐性、防窜、防漏等性能^[4]。水泥浆性能具体要求:水泥浆失水可控;水泥浆尾浆应达到“直角稠化”的效果,减少水泥浆“失重”期间窜槽的风险;高强度的水泥石;稠化时间可控;良好的流变性。另外水泥浆应采用领浆、尾浆双凝设计。根据高压盐膏层地层钻井情况尽量提高排量,提高顶替效率。一级固井循环加压候凝与二级井口憋压候凝相结合。

3 优化措施

3.1 前置液设计

采用冲洗型隔离液段长 250 m,一级冲洗液段长 100~150 m,二级冲洗液段长 350 m,密度 1.10 g/cm³,提高冲洗效率。适当提高隔离液粘度,为防止固井期间井漏,隔离液中加入 0.03%~0.05%防漏纤维。另外,在井眼压稳的基础上,泵入前置液前,根据计算,泵入适量低密度且流变性较好的钻井液。

3.2 水泥浆设计

采用高密度抗盐防漏防窜水泥浆体系,严格控制水泥浆失水、抗压强度、流动性、自由水(析水)等性能。缩短稠化时间,速凝水泥浆稠化时间严格控制为理论施工时间加安全余量^[5]。

采用双凝水泥浆体系,提高一级固井水泥浆的“直角稠化”性能;水泥浆中加入防漏纤维,提高水泥浆的防漏性能,同时也可提高水泥环的韧性^[6]。提前做好水泥浆、前置液与钻井液的相容性实验^[7]。47 井采用优化后的水泥浆,其性能分别见表 1 和图 1。

表 1 47 井水泥浆实验数据

项 目	水泥级别	混合水类型	井底静 止/循环 温度/°C	井底 压力/ MPa	稠化 时间/ min	水泥浆密 度/(g· cm ⁻³)	造浆量/ (m ³ · t ⁻¹)	用水量/ (m ³ · t ⁻¹)	失水量/ [mL·(30 min) ⁻¹]	自由 水/ %	24 h 抗 压强 度/MPa
一 级 领浆	OMAN “G”	欠饱和 NaCl 盐水	85/70	67	412.0	2.35	1.034	0.555	62.20	0.00	10.0
一 级 尾浆	OMAN “G”	欠饱和 NaCl 盐水	85/70	67	185.0	2.35	1.033	0.553	62.20	0.00	16.0
二 级 领浆	OMAN “G”	淡水	75/60	49	224.0	2.35	1.035	0.538	114.50	0.00	15.7
二 级 尾浆	OMAN “G”	淡水	75/60	49	141.0	2.35	1.047	0.568	114.50	0.00	16.4

3.3 工艺实施

47 井井身结构数据如表 2 所示。

3.3.1 套(尾)管现场检验

从图 2 的完井生产管柱图可以看出:高压盐膏

层井段为 $\varnothing 244.5$ mm 套管,下开次为 $\varnothing 244.5$ mm 套管内悬挂 $\varnothing 168.3$ mm 尾管, $\varnothing 168.3$ mm 尾管与 $\varnothing 244.5$ mm 套管重叠 150 m。在后期完、修井及生产期间,在 RTTS 封隔器失效或油管泄漏的情况下,

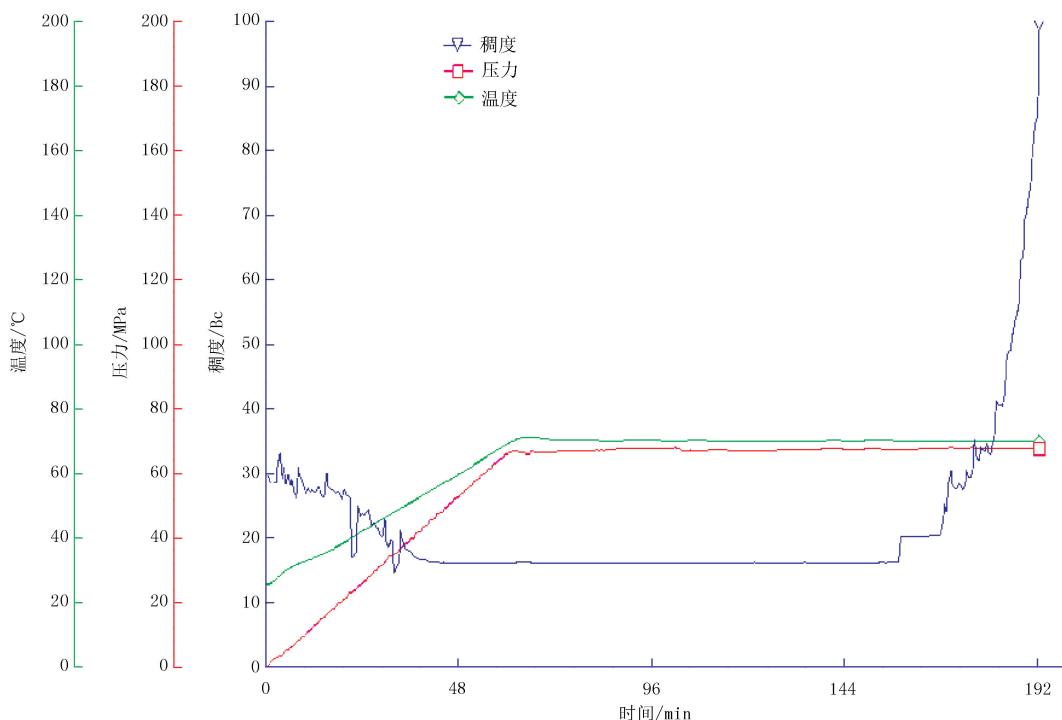


图 1 47 井一级固井尾浆稠化曲线

表 2 47 井高压盐膏层段井身结构数据

钻头尺寸/mm	套管尺寸/mm	井深/m	套管下深/m	阻流环深度/m	分级箍深度/m	套管钢级扣型	套管每米重/kg
444.5	339.7	2213.80	2213.60	2171.04	1004.55	N80 * BTC	101.20
311.2	339.7		2000.11			L80 * VAM TOP	69.90
311.2	339.7	2968.40	2968.30	2926.09	1789.81	R95 * VAM TOP	87.50

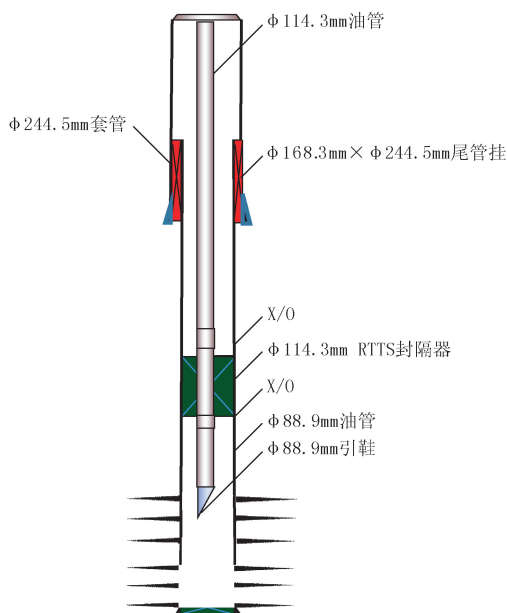


图 2 47 井完井生产管柱图

另外 $\text{O}244.5 \text{ mm}$ 套管抗外挤强度不足时,在固井后,高压盐膏层的蠕变可能会挤毁套管,进而影响油井寿命。

为此,现场在《石油套管现场检验、运输与贮存》(SY/T 5396-2012)的基础上,制定了更严格的套(尾)管现场检验标准,主要体现在:管体外表面不应有任何影响使用的缺陷,如波纹、折叠、裂纹、划痕、擦伤、凹槽等,其深度不应大于规定壁厚的 10% (原标准为 12.5%);螺纹不应有连续性缺陷,不接受用机加工或打磨外表面方法清除或减小到可接受的限度内等套管接箍缺陷处理方式。原标准:用机加工或打磨外表面方法清除或减小到可接受的限度内时,应保证接箍外径在规定的偏差范围内,且应平滑地过渡到接箍外轮廓线上^[8]。

依据上述要求检查出的部分不合格套(尾)管见图 3、图 4。

3.3.2 下套管前井眼要求

压稳:短起下和通井过程中,观察是否发生盐侵,如发生盐侵应逐步提高钻井液密度直至压稳,确保

$\text{O}244.5 \text{ mm}$ 套管、 $\text{O}168.3 \text{ mm}$ 尾管均需承受一定的油层压力,因此入井套(尾)管应具有合格的抗内压强度。



图3 本体不合格的 $\text{O}168.3 \text{ mm}$ 尾管

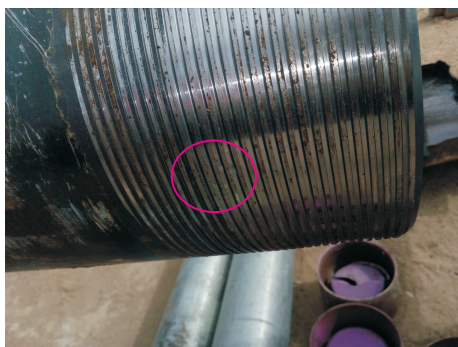


图4 螺纹不合格的 $\text{O}244.5 \text{ mm}$ 套管

下套管前压稳高压盐水水层。

确定地层的承压能力,为固井作业期间循环、顶替等作业的顺利进行提供依据;该井 $\text{O}311.2 \text{ mm}$ 井

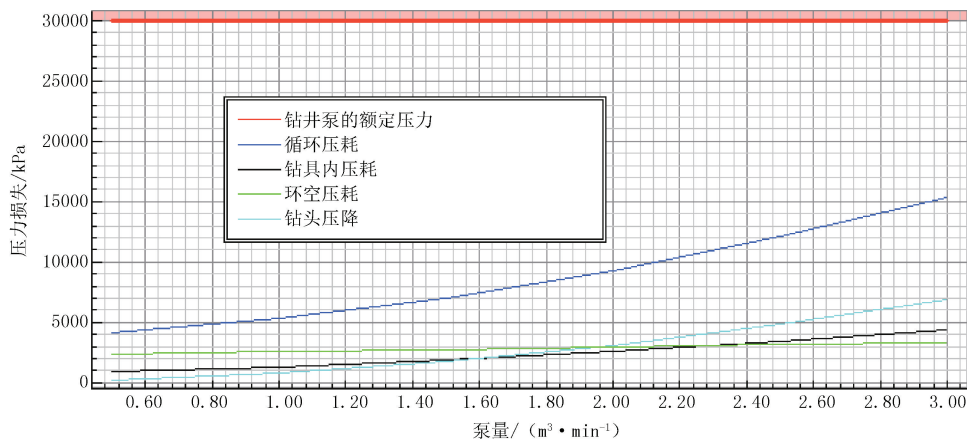


图5 循环洗井期间压耗与排量关系

调整钻井液性能。循环时调整钻井液性能,要求振动筛干净,钻井液密度不低于完钻时钻井液的密度,且进出口密度一致,流动性能良好。

3.3.4 套管居中

为保证套管居中度,每3根套管安放1只弹性扶正器。“大肚子”井段加放弓形扶正器,既扶正套管又有助于形成“紊流”。

段所用最大钻井液密度 2.28 g/cm^3 ,最薄弱地层承压能力 2.37。

地层防漏:易漏井段控制起下钻速度,必要时低至 0.1 m/s ;缓慢开泵(7min 开泵至正常排量),避免“激动”压力憋漏地层,对环空压耗计算及时更新。进行钻进和通井过程中如发生漏失,应进行堵漏作业,为固井施工提供良好的井眼条件,确保固井施工顺利。

通井:采用原钻具通井,通井过程中遇阻、遇卡井段反复划眼,保证井眼通畅;通井循环时逐步提高排量,循环排量 $2.2 \sim 2.3 \text{ m}^3/\text{min}$,保证井眼清洁;密切观察钻井液量变化,防止发生井漏或水侵,保证井下正常。

3.3.3 固井前井筒要求

由于下完套管后,环空间隙更小,环空压耗更高,为防止井漏,循环时更要控制好排量和泵压。套管到位后,环空压耗计算结果见图5。现场根据环空压耗曲线和最薄弱地层处地层完整性试验数据 (2.37 g/cm^3)确定最大循环排量 $1.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 。具体做法:灌满排空,小排量顶通,以每泵冲为单位缓慢提排量,逐步将排量提高到 $1.0 \text{ m}^3/\text{min}$;正常后分阶段逐步将排量提高至 $1.5 \text{ m}^3/\text{min}$,同时记录泵压和返出,并至少循环三周。

3.3.5 固井注、替排量

固井施工注替排量采用大排量注、替,注水泥浆 $0.8 \sim 1.0 \text{ m}^3/\text{min}$,顶替钻井液 $1.8 \text{ m}^3/\text{min}$ (裸眼段环空返速 1.0 m/s),采用大排量顶替提高顶替效率。

3.3.6 固井质量检测

由于高压盐膏层井段的固井特殊性,除了使用常规的固井质量测井手段对固井质量进行评估外,

在进行下开次钻井作业之前,现场还采用了溢流检查(负压)手段对高压盐膏层段固井质量进行检验。具体做法:钻水泥塞及浮鞋至原井深后,循环,溢流观察;起钻,分段每 500 m 用清水替出井内原浆(折合井底钻井液当量密度为下开次钻进钻井液密度),每次替完浆进行溢流观察;下钻至井底,替入下开次井段所用钻井液,循环调整钻井液性能均匀,并溢流观察。由于高压盐膏层井段固井的特殊性,在进行溢流检查时还需排除井筒热效应的影响。47 井高压盐膏层井段固井质量中等—良好,溢流检查确认井眼稳定,不溢不漏。

4 结语

针对米桑油田高压盐膏层固井的难点及出现的问题,在前人大量技术研究的基础上,主要从现场施工的技术应用方面进行了优化,主要优化措施有:

(1)提高隔离液粘度与套管居中度综合考虑,隔离液中加入防漏纤维,泵入前置液前,泵入适量低密度且流变性较好的钻井液。

(2)采用双凝水泥浆体系,提前进行大量水泥浆实验室试验,最优化一级固井水泥浆的“直角稠化”性能及水泥浆、前置液与钻井液的相容性。

(3)制定更为严格的套(尾)管现场检验标准。

(4)易漏井段对起下钻速度、下套管速度均严格

定量限制;钻进期间及固井前循环,均限时缓慢开泵。固井前循环由于环空间隙窄,循环压耗大,更要慎重、耐心,逐泵冲提排量至正常排量。

(5)采用了溢流检查(负压)手段对高压盐膏层段固井质量进行检验,并排除井筒热效应的影响。

优化措施取得了良好的效果,高压盐膏层井段固井质量合格,为下部钻井作业顺利进行奠定了技术基础。由于各区块地质条件和井型的差异性,该措施的应用还有一定的局限性。

参考文献:

- [1] 蒋凯,罗宇维,史元,等.M 油田高压盐膏层固井技术研究与应用[J].中国海上油气,2013,(3):44—49.
- [2] 罗宇维,赵璇,宋茂林,等.中国海油固井技术发展现状与展望[J].石油科技论坛,2017,(1):32—36.
- [3] 齐奉忠,杨成颀,刘子帅.提高复杂油气井固井质量技术研究——保证水泥环长期密封性的技术措施[J].石油科技论坛,2013,(1):19—22,66—67.
- [4] 薛雷,杨海席,王长月,等.高压盐膏层固井技术研究及在伊拉克米桑油田的应用[J].内蒙古石油化工,2016,(7):77—81.
- [5] 于小龙,王涛,刘云,等.无氯低温早强剂及其在浅层水平井固井中的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(4):55—58.
- [6] 戴小毛.伊拉克鲁迈拉油田优化固井技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(11):45—47.
- [7] 嵇井明,杨远光,安新朝.固井水泥浆主要性能模糊评价方法研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(2):24—27.
- [8] SY/T 5396—2012,石油套管现场检验、运输与贮存[S].

(上接第 36 页)

5 结论及建议

(1)高温地热钻井关键技术的应用为土耳其高温地热高效钻井提供了技术保障,但仍存在基岩井段机械钻速慢的问题,下步将吸取石油钻井硬地层提速经验进行水力加压器、扭冲工具等提速工具的推广,进一步提高机械钻速,缩短钻井周期。

(2)钻头类型的优选是基岩地层高效提速的关键,下步将根据该地层特性进行耐磨混合钻头的研发及优化,提高基岩地层的钻井速度。

(3)卡钻、井漏及井控风险的控制对高温地热安全钻进至关重要,建议制定相应的高温地热安全钻进技术规范,进一步提高高温地热钻井过程的安全性。

参考文献:

- [1] 戴宝华.我国地热资源开发利用与战略布局思考[J].石油石化绿色低碳,2017,2(1):6—12.
- [2] 郑人瑞,周平,唐金荣.欧洲地热资源开发利用现状及启示[J].中国矿业,2017,(5):22—25.
- [3] 许刘万,伍晓龙,王艳丽.我国地热资源开发利用及钻进技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2013,40(4):1—5.
- [4] 查永进,冯晓炜,葛云华.高温地热发电钻井技术进展[J].科技导报,2012,30(32):12—15.
- [5] 秦林猛,董璐.浅谈我国地热井钻探工艺及方法[J].商品与质量,2016,(14):30—33.
- [6] 邵保平,赵金昌,赵阳升.高温岩体地热钻井施工关键技术研究[J].岩石力学与工程学报,2011,(11):2234—2243.
- [7] 金子辉.肯尼亚 OLKARIA 高温地热井钻探技术应用[J].黑龙江科技信息,2012,(25):43—45.
- [8] 王文勇,龙俊西,刘博伟.超高温地热井泡沫钻井井筒压力剖面计算方法[J].天然气工业,2012,32(7):59—62.
- [9] 吕洁,武争.气举反循环钻进技术在地热深井施工中的应用[J].工程技术,文摘版,2016,(10):16—20.
- [10] 黄学勤,柯柏林,赵连海.定向井工艺在复杂基岩地层地热钻井中的应用[J].城市地质,2007,2(2):37—42.