

琼东南盆地深水钻井关键技术及其实践效果

赵苏文

(中海油能源发展股份有限公司工程技术深圳分公司,广东 深圳 518067)

摘要:针对琼东南盆地深水钻井过程中存在的地层孔隙压力预测精度低、井身结构设计要求高、低温异常压力和较窄的钻井液密度安全窗口等难题,通过对区域地层压力预测方法、井身结构优化设计、钻井液技术优化、表层套管固井技术优化、环空圈闭压力控制技术等关键技术的研究和实践,形成了一套适用于该地区的深水钻井关键技术体系,已在该盆地近几年深水井的钻井作业中成功应用,实现了钻井作业时效高、事故率低、费用控制合理的目标。对该盆地后续的深水井钻井作业及类似地区深水井的钻井作业具有借鉴意义。

关键词:深水钻井;钻井液;固井;地层压力预测;地温梯度;琼东南盆地

中图分类号:P634;TE242 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2016)11-0026-06

Key Technology and the Practical Effects of Deepwater Drilling in Southeast Hainan Basin/ZHAO Su-wen (Engineering Technology Company of CNOOC energy Technology & Services Limited, Shenzhen Guangdong 518067, China)

Abstract: Aiming at the low prediction accuracy on formation pore pressure, high requirements of casing program design, abnormal pressure at low temperature and narrow security window of drilling fluid density in deepwater drilling process in Southeast Hainan basin, through the regional formation pressure prediction method and based on the research and practice of key technologies of casing program optimization design, drilling fluid technology optimization, surface casing cementing technology optimization and annular trapped pressure control technology, a set of key technology system suitable for deepwater drilling in this region is formed and has been successfully applied in deep wells drilling operation in recent years with high drilling efficiency, low accident rate and reasonable cost.

Key words: deepwater drilling; drilling fluid; cementing; formation pressure prediction; geothermal gradient; Southeast Hainan basin

1 概述

南海琼东南盆地深水区块具有水深深,目的层地质年代新,成岩性差,地层孔隙压力较高,破裂压力较低,地层孔隙压力和破裂压力之间的窗口窄等特点,加之对于海洋深水钻井而言,钻井环境条件随着水深的增加变得更加复杂,遇到的钻井技术难题更多,钻井工艺过程也更复杂。例如,该地区浅部地层的“2高2低”特点(低破裂压力、低漏失压力和高坍塌压力、高地层压力),安全压力窗口窄,且可能存在多套压力层系,迫使采用多层次、非常规井身结构;由于水深较深,钻井液从井下到井口,温度差异较大,钻井液流变性调控困难,造成体系性能变化大等;深水表层套管固井,受到海底低温、地层压力窗口窄以及浅层流、气和水合物等各种因素的影响,导致表层套管固井质量难以保证,对水下井口稳定性及后续作业安全产生较大影响等。

近几年来,通过对深水钻井技术的广泛研究和对前期该区块合作深水钻井中遇到的常见问题分析和总结,及对区块地层特征的针对性研究,先后在地层压力预测、井身结构设计、钻井液技术、表层套管固井技术及环空圈闭压力控制技术等方面进行了一系列技术攻关,结合不断的现场实践和优化,逐渐形成了一整套适应于该地区浅部异常压力地层的深水井钻井关键技术体系,并在该地区十几口深水井中取得成功,从而实现了该地区深水井钻井作业时效高、事故率低、费用控制合理的目标。本文是对琼东南盆地浅部地层深水井钻井关键技术与实践的总结,为盆地后续的深水井钻井作业及类似地区深水井的钻井作业提供借鉴。

2 深水钻井面临的难题

琼东南盆地深水区的浅部储层为异常压力地

收稿日期:2016-02-17

作者简介:赵苏文,男,汉族,1982年生,钻井总监,工程师,钻井工程专业,主要从事海洋钻井监督和钻井工艺技术研究工作,广东省深圳市南山区蛇口金融中心大厦8楼808室,zhaosw@cnooc.com.cn。

层,压力系数1.4左右,中深层则为高温高压地层,目前该区块的深水井主要钻探的是浅部异常压力储层。深水钻井作业中,随着水深的增加,上覆地层压力比浅水井低,从而引起地层破裂压力降低,地层孔隙压力和破裂压力之间的窗口变窄^[1]。另外,水深的增加,钻井作业环境的改变等,导致深水井钻井面临着很多难题。

(1)琼东南盆地处于南海区域性活动断裂交汇处,地层压力横向与纵向上变化较大,不同区块差异较大,没有明显规律,地层压力各向异性强,地层压力预测难度大,精度低^[2]。另外,该区块浅部目的层以下地层压力系数上升较快,压力过渡带短,使得钻井设计与地层实际匹配性不高,容易造成钻井液密度设计不合理而发生井涌、井漏等复杂情况,进而导致被迫下套管或增加非常规套管结构,严重影响钻井工程安全和时效。

(2)水深的增加,上覆岩层压力被海水水柱静水压力代替,岩石破裂压力随着水深的增加而减少,加之,区域浅部地层孔隙压力较高,使得地层压力窗口非常狭窄^[3]。如该区块某井 $\varnothing 311.15$ mm井段作业窗口仅为 0.10 g/cm^3 , $\varnothing 212.7$ mm井段作业窗口仅为 0.06 g/cm^3 。深水钻井地层压力窗口狭窄可能引起的影响包括:钻井液损失、井涌、井漏、卡钻、井眼垮塌、需要多下层套管等。

(3)深水海底泥线附近温度 $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右,加上水深较深,钻井液面临的外部环境温度变化非常大,对钻井液的低温流变性或恒流变性提出较高要求。另外,深水钻井液还面临着浅层水流、浅层气及气体水合物等影响。

(4)深水表层套管固井面临的主要难题:深水低温,水泥浆强度发育缓慢,强度较低,水泥浆稠化时间、强度发展、流变性能受到较大的影响;表层套管固井要求水泥浆返高至泥线,附加量难确定;压力窗口窄,井漏风险大等。

(5)由于深水井较高的费用,以及深水井特殊的水下井口生产方式,为了提高对前期探井或评价井的利用,近年来提出“勘探开发一体化”思路,即对前期有较好油气发现的探井或评价井保留井口,进行临时弃井,后续根据区域联合开发进程,进行开发,这就要求在探井设计和作业过程中,充分考虑后续开发需要。温度变化会引起井内流体热胀冷缩(温度效应),导致环空带压,同时,灌浆前后的压力

差引起环空管柱的鼓胀效应也会导致环空带压。除了温度和鼓胀效应外,窜流也是形成环空带压的主要原因之一,例如,套管和油管漏失、井口密封组件泄漏等形成的窜流通道;水泥封固质量不理想,会使高压地层的流体流向低压地层形成层间窜流,或者在水泥内形成窜流通道;套管收缩,会在水泥环和套管之间形成小的环空或窜流通道。深水井环空压力难以监测或释放,环空带压给现场安全生产带来极大的安全隐患^[1]。

(6)由于受到深水井作业窗口较窄的影响,井漏是深水钻井遇到的最常见复杂情况之一,对其处理不及时或措施不当,又可能造成溢流、卡钻等更严重的井下事故。井漏发生的几种常见情况,固井设计不科学,造成固井过程中漏失;钻进过程中,由于ECD值较高、钻遇薄弱地层、作业措施不当等造成漏失;注弃井水泥塞时,由于压力预测有误,实际地层承压能力偏低,或水泥浆当量密度过高等。

3 深水钻井关键技术及其实践效果

3.1 井身结构优化设计

深水探井井身结构均采用由下到上的设计方法,根据钻井液密度,压力“激动”系数和安全系数,估计出最大井深处井筒最高压力,在压力剖面上向上做一条垂线与破裂压力相交,从而确定中间套管的下入深度,进而对其进行校核,依次反复逐渐完成井身结构设计^[4]。

(1)在地层压力预测精度不断提高的基础上,结合作业实践,对该区块井身结构进行了不断的优化设计,使井身结构由6层次降为5层次,进而降至4层次,由非常规井身结构逐渐向常规井身结构转变。前期的合作井,由于地层压力预测精度低、地层资料掌握有限以及区块深水井刚开始作业的其它风险,采用了6层次非常规的井身结构,如 $\varnothing 914.4$ mm导管+ $\varnothing 508$ mm表层套管+ $\varnothing 339.73$ mm中间套管+ $\varnothing 298.45$ mm中间尾管+ $\varnothing 244.48$ mm中间尾管(根据需要回接至井口)+ $\varnothing 177.8$ mm尾管^[5]。这种井身结构设计,没有备用井眼,或备用井眼较小难以满足深水井作业需要,且存在施工难度大,非生产时间长、作业周期长、单井费用高等问题。

(2)随着作业井数的不断增加,加之对区块地层的深入认识及对前期作业的分析总结,逐渐尝试对井身结构的优化,如 $\varnothing 914.4$ mm导管+ $\varnothing 508$ mm

表层套管 + $\varnothing 406.4$ mm 中间尾管 + $\varnothing 339.73$ mm 中间套管 + $\varnothing 244.48$ mm 生产套管的 5 层次井身结构设计,另外,以 $\varnothing 215.9$ mm 井眼 $\times \varnothing 177.8$ mm 尾管作为备用井段。通过对作业程序和作业装置能力的分析总结,提高了表层套管的下入深度,恰当分配压力窗口,最终形成了该区块目前较为成熟的 4 层次常规井身结构, $\varnothing 914.4$ mm 导管 + $\varnothing 508$ mm 表层套管 + $\varnothing 339.73$ mm 中间套管 + $\varnothing 244.48$ mm 生产套管,若 $\varnothing 508$ mm 套管或上部井段地层承压能力达不到作业要求,则提前下入各层次的套管,用 $\varnothing 215.9$ mm 井眼,下 $\varnothing 177.8$ mm 尾管作为备用井眼。优化后的常规井身结构比非常规的 6 层次或 5 层次井身结构,作业效果大幅提高,平均钻井后期大幅下降了 40%。

3.2 钻井液优化

深水钻井中,油基钻井液具有稳定性好,抑制性强,润滑性好,有利于降低水合物生产等优点,但其维护费用高,环保风险大,且油基钻井液的堵漏能力弱等,限制了其在深水钻井中的使用^[6]。考虑到该区块的地层特点及钻井液面临的主要难点,水合物预防、压力窗口窄、储层保护、井眼净化、井壁稳定及井漏预防和处理等^[1],并在做了大量针对性研究和分析基础上,确定使用水基钻井液体系。

(1) 区块井前期作业中,选用外企较成熟的 Ultradril 水基钻井液体系,根据不同井段需要,钻井液中加入 12% ~ 15% NaCl 盐水 + 3% MEG 用于预防水合物生成。开钻前,向井浆补充加入 1% ~ 2% 细颗粒的 CaCO_3 (Carb20, Carb40),保持泥浆的随钻封堵能力;钻进过程中,保持边钻进边缓慢向井浆补充含 14.3 kg/m^3 的 Carb250 和 G-Seal 的胶液,提高泥浆的封堵性和防漏能力,根据井下情况可以提高井浆中的封堵材料浓度至 3%,达到对地层的随钻封堵效果。

根据井眼状况调整钻井液的密度,降低因力学不平衡造成井壁失稳的风险;保持钻井液的强抑制性降低泥页岩地层因水化膨胀导致井壁失稳的风险;严格控制钻井液的失水(中压失水 $< 5 \text{ mL/30 min}$)和泥饼质量,提高泥浆的护壁性;加入软性可变形粒子 DYFT(沥青质防塌剂),结合加入硬性粒子,如石墨(G-Seal)、碳酸钙等加强对地层的充填和封堵,提高井壁的稳定性等措施,做好井壁稳定,保证井下安全。

钻井液密度在满足井控的前提下尽可能低,流变性控制中下限以获得较低的 ECD 值,减小压差;发挥固控设备的作用,结合胶液稀释控制井浆 LGS $< 4\%$ 以减少劣质固相对储层的污染;严格钻井液的失水量和泥饼质量控制,减少滤液对储层的侵入;保持 ULTRAHIB 浓度 $> 2\%$,提高钻井液的抑制性、降低滤液的表面张力和界面张力以降低对储层的水锁损害;根据储层物性资料(孔隙度、渗透率等),优选与地层相匹配的封堵材料(Carb20: Carb40: Carb250 = 2: 3: 1),提高钻井液的封堵性等措施,做好储层保护。

(2) Ultradril 水基钻井液体系在使用中,具有极强的抑制性,优质的润滑性,不易形成气体水合物,满足了区块深水钻井的作业需要,但是其整口井的材料和人员费用较高。为了降低单井钻井液成本,满足地区大规模深水钻井勘探需要,急需构建一套强抑制性的国产深水钻井液体系。为了实现水基钻井液强抑制性的技术要求,研制了一种具有 pH 值缓冲作用的聚胺强抑制剂、一种低分子量阳离子聚合物包被剂和一种高效防泥包润滑剂,其中低分子量阳离子聚合物包被剂易溶于水,低温下流变性好,不糊振动筛,不跑浆。利用上述 3 种材料为主剂,配合流型调节剂、降滤失剂及 NaCl 等材料构件了一套 HEM 聚胺钻井液体系,其基础配方为:海水 + Na_2CO_3 + PF-FLO + XCH + PF-UHIB + PF-HLUB + KCl + PF-UCAP + NaCl + 重晶石^[7]。

通过实验数据以及现场应用总结,逐渐掌握了该体系的使用和维护关键点:钻井液中 PF-UHIB 加量必须保证在 $20 \sim 50 \text{ kg/m}^3$,以提高钻井液的抑制性;使用 $5 \sim 10 \text{ kg/m}^3$ 低分子量包被剂 PF-UCAP,避免低温下糊振动筛跑浆;加入一定量的 NaCl 盐水和乙二醇,一方面达到抑制水合物的目的,另一方面起到调节钻井液密度的作用;加入 $10 \sim 30 \text{ kg/m}^3$ 的防泥包润滑剂 PF-HLUB,防止泥包钻头、钻具;加入足量的封堵材料 PF-FT-1 及 PF-FPA,以提高地层的承压能力。目前,HEM 体系在地区多口深水井中成功应用,成功解决了深水低温、裂缝性地层漏失、窄压力窗口等钻井液技术难题。

3.3 表层套管固井技术

深水表层套管固井质量的好坏,对后续井口稳定和作业有很大影响,但是由于其受到很多深水环

境的影响,如何保证其质量对固井技术要求很高^[8]。前期该地区作业过程中,普遍采用国外公司较成熟的 DeepSet slurry 水泥浆体系,随着作业经验的积累及相关的科研攻关,逐渐研制形成了国产的深水表层套管固井水泥浆体系 PC - LoLET,满足了作业需要,降低了作业费用。

(1)针对深水低温,海底泥线 4℃左右,套管鞋 30°左右,循环温度 20°左右^[9]的特点,选择使用早强速凝轻质水泥浆 DeepSet slurry 体系,提高早期和最终抗压强度,采用首尾浆浆柱设计,首浆 1.58 g/cm³,返至泥线,尾浆 1.8 g/cm³,返至套管鞋以上 100 m。针对地层疏松,作业窗口窄,易漏的特点,在尾浆添加纤维防止漏失(同时加入纤维的水泥石,其强度和韧性都有所提高,尤其是韧性),但是需要注意的是,由于这类纤维长度较长(1.5~2 cm),如果返到井口头的循环孔,则可能会堵塞循环孔,导致没有环空循环通道,所以控制其均匀的添加和不能返到井口是固井设计和作业中应该重点考虑的。

(2)PC - LoLET 水泥浆体系是针对深水水合物的特点以及结合深水低温,压力窗口窄的特点研发的。PC - LoLET 是以天然漂珠、人造空心微珠等固体减轻剂为主材料降低水泥浆密度的水泥浆体系。体系以线性堆积模型和固体悬浮模型为基础,以紧密堆积技术为基本理论,提高了单位体积水泥浆中固相,增强了水泥石的致密性;利用合理材料改善物料的表面性质,减少物料颗粒间的充填水和表面的润滑水,使水泥浆有良好的流变性,改善了水泥浆的整体性能^[10]。

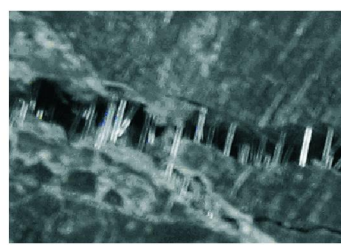
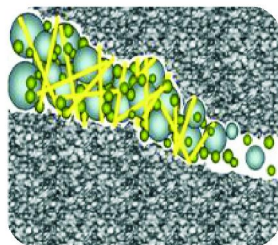
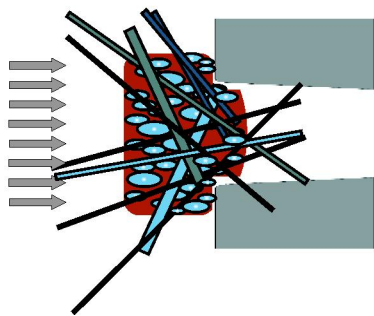


图2 PC - B66 和 PC - B62 配合堵漏示意图

(3)针对表层井眼扩大率及裸眼附加量难以确定的难题,可以采取扫稠浆反算、投电石反算、观察前置液、泵入显示液等措施^[13],结合井口处 ROV 观察,确认井口处有水泥浆返出后,即停止注水泥作业,立即进行水泥浆顶替等,满足表层裸眼附加量确

该水泥浆体系具有沉降稳定性好;水化热低,有利于防止气体水合物生产;防气窜能力强,有利于防浅层流;低温下早期抗压强度高^[11]。另外,体系采用了 2 种不含氯离子的低温早强剂 PC - DA92S 和 PC - DA93L,它们在 3~30℃ 温度内能大范围改善水泥浆的早期强度^[12],同时,体系还依托了悬浮聚合、低自由基引发而成的 PC - DG72S 降失水剂、PC - GS13L 纳米防窜剂来应对深水浅层流的威胁。PC - LoLET 水泥浆体系稠化曲线如图 1 所示。

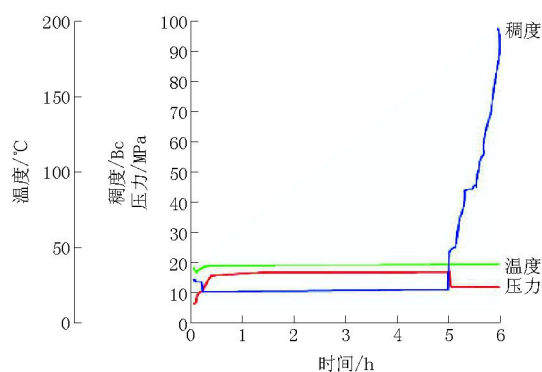


图1 PC - LoLET 水泥浆体系稠化曲线

另外,通过在该水泥浆体系中加入堵漏材料 PC - B66 及 PC - B62,增加水泥浆的防漏失能力,采用软纤维和硬颗粒实现缠绕复合堵漏(见图 2),还可以适当提高井底的承压当量,通过区块近 20 口井的表层套管固井作业实践,没有一口井发生井下漏失,说明了复合堵漏达到了很好的效果。

定需要,保证水泥浆返至泥线。

3.4 井漏预防处理

针对深水井的特点,对于井漏问题,本着“预防为主,处理为辅”的原则,从井身结构设计、钻井液方案优化设计及工程技术措施等方面,做好对井漏

的预防和处理^[14]。

(1)随钻封堵:开钻前,向井浆加入2%~3% CaCO_3 (Carb20: Carb40: Carb250 = 2: 3: 1),保证泥浆具有随钻封堵的能力。钻进过程中,保持以每小时4~6包的速度边钻进边加入粗颗粒封堵材料(Carb250、G-Seal),加强泥浆的随钻封堵性,另外,钻进中密切观察井眼状况,如有漏失($< 3 \text{ m}^3/\text{h}$),则提高井浆中的封堵材料浓度至4%以上,且边钻进边观察封堵效果,然后再决定下步措施,如漏失量 $> 5 \text{ m}^3/\text{h}$,立即停钻并将堵漏浆打入井底后观察漏失,再根据漏失情况制定相应的堵漏措施。同时应该预先配好 60 m^3 的高浓度堵漏浆,加入 $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ Carb20 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ Carb40 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ Carb250 + $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ G-seal, (其它堵漏材料在使用前根据井漏情况再决定加入的类型和浓度)。

(2)降低压差:钻井液密度在满足井控的前提下尽可能低。流变性控制中下限以获得低ECD值,减小压差。钻井需适当地控制钻速,减少环空的钻屑浓度,以获得较低的ECD值。工程上在产层段控制起下钻(或套管)速度,开泵不宜过猛等避免压力“激动”,同时,在产层段开泵起下钻、井下如静止较长时间,下钻时小排量打通、分段循环等措施减小对地层的机械伤害等。

(3)井漏处理:LCM1-小型漏失($< 3 \text{ m}^3/\text{h}$):井浆 $15 \sim 30 \text{ m}^3$ 加入总浓度为 $43 \text{ kg}/\text{m}^3$ 的堵漏材料: $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细单封 + $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细果壳 + $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 综合堵漏材料。LCM2-中型漏失($3 \sim 15 \text{ m}^3/\text{h}$):井浆 $15 \sim 30 \text{ m}^3$ 加入总浓度为 $143 \text{ kg}/\text{m}^3$ 的堵漏材料: $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细云母 + $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 中云母 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细果壳 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 综合堵漏材料 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细单封 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 中单封。LCM3-中到大型漏失($> 15 \text{ m}^3/\text{h}$):井浆 $15 \sim 30 \text{ m}^3$ 加入总浓度为 $200 \text{ kg}/\text{m}^3$ 的堵漏材料: $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细云母 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 中云母 + $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 粗云母 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细果壳 + $14.3 \text{ kg}/\text{m}^3$ 中粒果壳 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 综合堵漏材料 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 细单封 + $28.5 \text{ kg}/\text{m}^3$ 中单封。在LCM2和LCM3堵漏时,需要起出井内钻具,下入光钻杆至漏失层进行堵漏。如常规堵漏仍无效,则需考虑使用Form-A-Blok、水泥堵漏、下套管封漏漏层等措施。

FORM-A-BLOK高失水高固相塞,是一种高效、高强度的堵漏剂,其用于段塞中,通过迅速脱水

或脱油形成高强度的堵漏塞(见图3),抗温高达 177°C ,酸溶率约为35%。



图3 FORM-A-BLOK脱水后形成的堵漏塞

3.5 环空圈闭压力控制

深水井圈闭环空的形成因素:气侵、悬空自由段套管、水泥浆窜槽、自由水造成的自由段、固井质量欠佳等形成^[4]。深水井圈闭环空的主要存在形式:油层套管固井作业时水泥浆不上返到井口,形成的自由段套管段环空;水泥浆在封固段由于各种原因没有完全替换掉隔离液或者固结质量差导致的套管没被完全固定,形成的环空^[11]。

深水井环空圈闭压力控制的主要措施,增强套管强度:增强套管钢级,增强套管壁厚;消除环空:全封固井,悬挂尾管;释放圈闭压力:水泥环返至上层套管鞋以下,安装破裂盘 Rupture Disc;平衡膨胀体积:可压缩泡沫材料 CFW,氮气泡沫隔离液 Foamed Spacer;隔断热传递:真空隔热油管 VIT,隔热封隔液 IPF 等等^[10]。

综合考虑环空圈闭压力控制措施的各种优缺点,目前该地区深水井主要从以下两个方面展开研究,做好环空圈闭压力控制,一方面从水泥浆柱设计结构上入手,水泥浆不返至上层套管鞋,留下薄弱点(套管环空圈闭压力可以卸压释放进管鞋外的地层中),另一方面在该段环空中充填热塑性好、热稳定性高、可压缩弹性隔离液,同时从水泥石的力学性能上下功夫,增加水泥石的密实度,提高其抗压强度,降低弹性模量,增加水泥石在弹性区内的力学形变能力,使得水泥石的韧性提高。

井况假设 $\varnothing 339.73$ mm 套管钢级 68 lb/ft; $\varnothing 244.48$ mm 套管钢级 47 lb/ft; 测试方案: 一开一关。通过专业软件模拟计算可知, 150×10^4 m³/d 测试 8 h 后井筒温度最高。详细的模拟计算数据如表 1 和表 2 所示。

表 1 测试项目及时间

项目	时间/h
30×10^4 m ³ /d	10
70×10^4 m ³ /d	8
120×10^4 m ³ /d	8
150×10^4 m ³ /d	8
关井	34

表 2 环空流体温度膨胀效应 (150×10^4 m³/d 测试 8 h 后)

项目	环空体积 增量/m ³	环空压力 增量/MPa
$\varnothing 339.73$ mm 套管环形密闭空间	0.25	12.0
$\varnothing 244.48$ mm 套管环形密闭空间	0.35	18.6
$\varnothing 114.3$ mm 油管环形密闭空间	0.51	0

通过对该地区井的具体分析、不同措施费用和效果的对比研究, 以及作业实践, 发现在水泥浆柱结构设计中使用弹性隔离液, 其特点是热塑性好、热稳定性高、可压缩, 且费用较低, 实现起来较容易等, 因此, 目前在该地区作业井中, 主要是通过这种方式实现对环空圈闭压力的控制^[15]。从多口井的施工效果分析, 实施井在测试期间没有出现套管胀损现象, 说明采取的措施在一定程度上解决了该地区井环空圈闭压力管理的难题, 也为区块探井或评价井“勘探开发一体化”的实施奠定了基础。

4 结论

(1) HEM 聚胺水基钻井液体系解决了该地区深水井钻井面临的低温流变性差, 气体水合物危害、井壁失稳、漏失等技术难题, 保证了井下安全, 满足作业需要, 降低了作业费用。

(2) 深水 PC-LoLET 水泥浆体系具有良好的综合性能, 满足了深水作业的需要, 在深水表层套管固井中应用效果良好。

(3) 优化固井工艺, 采取显示液等多种方式, 可以解决由于表层井眼扩大率而导致的裸眼附加量难以确定的难题, 保证水泥浆返高至泥线, 另外, 通过在水泥浆中加入堵漏材料, 可以达到很好的防漏堵漏效果。

(4) 在深水油田开发中, 由于水下井口和生产

系统设计的限制, 有些密闭的环空没有释放圈闭压力的通路, 此时密闭环空的圈闭压力成为深水钻井套管柱设计中需要考虑的重要因素, 通过水泥浆返高和采用弹性隔离液设计, 能够有效地解决环空圈闭压力控制难题。

(5) 环空圈闭压力是多因素影响(油藏初始静态温度、地层流体的类型和生产时的流速、圈闭流体的特性、水泥的封固位置等)的复杂情况, 需综合各因素分析。

(6) 琼东南盆地深水井钻井关键技术先后在该区十几口深水井中成功应用, 实现了钻井作业时效高、事故率低、费用控制合理的目标, 可为类似地区深水井的钻井作业提供借鉴。

参考文献:

- [1] 杨进, 曹氏敬. 深水石油钻井技术现状及发展趋势[M]. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 16-19.
- [2] 潘继平, 张大伟, 岳来群, 等. 全球海洋油气勘探开发状况及发展趋势[J]. 中国矿业, 2006, 15(11): 1-4.
- [3] 谭强, 蔚宝华, 邓金根, 等. 深水油气田钻井安全密度窗口计算方法[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(10): 98-100.
- [4] 王松, 宋明全, 刘二平. 国外深水钻井液技术进展[J]. 石油勘探技术, 2009, 37(3): 8-12.
- [5] 窦玉玲, 管志川, 徐云龙. 海上钻井发展综述与展望[J]. 海洋石油, 2006, 26(2): 64-67.
- [6] 田波. 深水钻井安全钻井液密度窗口确定方法研究[J]. 山东东营: 中国石油大学, 2009.
- [7] 周守为. 南中国海深水开发的挑战和机遇[J]. 高科技与产业化, 2008(12): 20-23.
- [8] 张辉, 高德利, 刘涛, 等. 深水钻井中浅层水流的预防与控制方法[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(1): 19-22.
- [9] 吴时国, 姚根顺, 董冬冬, 等. 南海北部陆坡大型气田区天然气水合物的成藏地质构造特征[J]. 石油学报, 2008, 29(3): 324-328.
- [10] 卢春阳, 狄敏燕, 朱炳兰, 等. 超深水海洋双梯度钻井技术[J]. 钻采工艺, 2001, 24(4): 25-27.
- [11] 王友华, 王文海, 蒋兴迅. 南海西部深水钻井作业面临的挑战和对策[J]. 石油勘探技术, 2011, 39(2): 50-55.
- [12] 刘杰鸣, 王世圣, 冯玮, 等. 深水油气开发工程模式及其在我国南海的适应性探索[J]. 中国海上油气, 2006, 18(6): 413-418.
- [13] 蔚宝华, 同传梁, 邓金根, 等. 深水钻井井壁稳定性评估技术及其应用[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(6): 1-4.
- [14] 陈国俊, 吕成福, 王琪, 等. 珠江口盆地深水区白云凹陷储层孔隙特征及影响因素[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 566-572.
- [15] 杨川恒, 杜栩, 潘和顺, 等. 国外深水领域油气勘探新进展及我国南海北部陆坡深水区油气勘探潜力[J]. 地学前缘, 2000, 7(3): 247-256.