

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2022032

引用格式: 李万东, 吴阳, 兰小林. 厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 83-89.

LI Wandong, WU Yang, LAN Xiaolin. Cementing technologies of balanced off-bottom cement plugs in Eastern Ecuador [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 83-89.

厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术

李万东, 吴 阳, 兰小林

(中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆固井公司, 陕西西安 710018)

摘 要: 为了解决厄瓜多尔东部油区打水水泥塞作业成功率不高的问题, 研究了作业中影响水泥塞稳定性及质量的各种因素, 采取针对性措施, 形成了厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术。针对水泥塞与下部钻井液所形成界面不稳定的问题, 研制了低密度高强水泥浆和反应性支撑液; 针对打水水泥塞钻杆与井筒环空间隙过窄导致水泥塞质量不合格的问题, 设计了插管工具; 针对打水水泥塞钻杆下端开口造成水泥浆向下喷射、与钻井液混合严重的问题, 研制了分流器工具; 针对钻杆内缺乏隔离塞及现有工具成本高、操作复杂等问题, 研制了海绵球塞工具。室内试验表明, 低密度高强水泥浆密度 1.74 kg/L, 24 h 抗压强度 22.5 MPa, 满足作业要求; 反应性支撑液密度 1.44 kg/L, 动切力 48 Pa, 胶凝强度 49 Pa, 能够有效支撑上部水泥浆; 设计的插管、分流器和海绵球塞等工具, 能够解决水泥塞放置过程中的质量问题。现场应用表明, 厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术应用效果良好, 能够大幅提高作业成功率, 可推广应用。

关键词: 平衡法; 水泥塞; 固井; 水泥浆; 支撑液; 插管; 分流器; 海绵球塞; 厄瓜多尔

中图分类号: TE256 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2022)04-0083-07

Cementing Technologies of Balanced Off-Bottom Cement Plugs in Eastern Ecuador

LI Wandong, WU Yang, LAN Xiaolin

(Changqing Cementing Company, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co. Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: Because the setting cement plugs applied in Ecuador oil field have a low success rate, this study explored the factors that influence the stability and quality of cement plugs during operation. It also took targeted measures to develop the cementing technologies of balanced off-bottom cement plugs in Eastern Ecuador. Specifically, low-density and high-strength cement slurry and viscous reactive pills were prepared to solve the problem of the unstable interface between a cement plug and the lower drilling fluid. A drill pipe with an inserted pipe was designed to address unqualified cement plugs due to the excessively narrow annular gap between the drill pipe and the wellbore. A flow diverter was developed to deal with the severe mixture of slurry and drilling fluid caused by the downward slurry spraying due to the lower open end of the drill pipe. Then, sponge balls were prepared to tackle the shortcomings such as no isolation plug in the drill pipe, as well as high costs and complex operations of existing tools. Laboratory tests show that the high-strength cement slurry with a low density of 1.74 kg/L and a compressive strength of 22.5 MPa for 24 h could satisfy the requirements of operations. The viscous reactive pills, with a density of 1.44 kg/L, a yield stress of 48 Pa, and a gel strength of 49 Pa, could effectively support the upper cement slurry. All of the above-mentioned tools can solve quality problems in the cement plug placement. The field application in Eastern Ecuador shows that the developed cementing technologies perform well and can greatly raise the success rate of operations, and thus, it can be widely popularized and applied.

Key words: balanced method; cement plug; cementing; cement slurry; viscous-pill; inserted pipe; flow diverter; sponge ball; Ecuador

收稿日期: 2021-06-03; 改回日期: 2022-04-04。

作者简介: 李万东 (1990—), 男, 陕西西安人, 2012 年毕业于中国石油大学 (华东) 石油工程专业, 2015 年获中国石油大学 (北京) 油气井工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事固井技术研究工作。E-mail: 979834445@qq.com。

厄瓜多尔的油气资源主要集中在东部亚马逊雨林地区,钻井过程中存在一系列固井技术难点,采用常规平衡法悬空水泥塞固井技术固井时,存在打水水泥塞成功率不高的问题。为了提高固井质量和固井效率,需要研究针对性固井技术措施。

对于油气井,打水水泥塞是一项常规固井作业,比较简单,但悬空水泥塞固井施工难度很大^[1-3],通常需要多次尝试才能达到作业目的。2019年厄瓜多尔东部油区共完成悬空水泥塞固井28井次,其中成功15井次,在设计位置未探到水泥塞顶11井次,水泥塞质量不合格2井次。对于悬空水泥塞固井,现场一般采用平衡法作业,分析其失败的原因主要有2点:1)密度较大的水泥浆与密度较小的钻井液所形成的界面天然不稳定^[4],在放置水泥塞及起出钻杆过程中,水泥浆会向下滑落造成上部体积减小,直至不能在设计位置有效封堵;2)打水水泥塞过程中,水泥浆容易在钻杆内和钻杆与井筒环空内与钻井液混合,导致水泥塞质量不合格。

针对水泥塞下界面不稳定而导致水泥浆向下滑落的问题,国内外油田现场一般的做法是增大水泥浆用量^[5-6],附加比例设为100%,但是水泥浆用量过大不仅造成更多钻井液受到污染、后续钻塞所用时间增长,而且更容易发生水泥塞固结钻杆故障。针对打水水泥塞时钻杆内和环空中水泥浆与钻井液混合的问题,墨西哥南部在固井时,通过计算机模拟水泥浆与钻井液的界面混合情况,从而确定无污染水泥浆的真实返高^[7],但该方法比较复杂、考虑的因素较多,对其他地区打水水泥塞作业的参考价值有限;也有国外固井公司设计出专门的水泥塞放置工具,但该类工具一般由上、下刮塞及捕获器构成,安装及操作流程复杂,工具及技术服务成本高,现场应用较少。

基于上述情况,笔者分析了厄瓜多尔东部油区的主要固井技术难点,研制了一种低密度高强水泥浆和一种新型支撑液,设计了插管、分流器、海绵球塞等工具,形成了厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术,并进行了现场应用,取得了良好的效果,解决了厄瓜多尔东部油区打水水泥塞作业成功率不高的问题。

1 固井技术难点及针对性措施

1.1 固井技术难点

厄瓜多尔东部油区上部地层以黏土岩为主,其

中夹杂砾石层及粉砂岩;下部地层主要是砂岩、灰页岩与石灰岩交错分布,部分砂岩内含高岭土和海绿石。该油区地层成岩性及稳定性较差,特别是储层段灰页岩吸水性强、分散度高,易垮塌。开发井一般采用三开井身结构,如果油层显示差,要求在三开 $\phi 215.9$ mm裸眼段内打水水泥塞作弃井处理;另外,部分老井产量下降后,要求在 $\phi 244.5$ mm技术套管内打水水泥塞,然后侧钻新井眼。

采用常规的平衡法悬空水泥塞固井技术时,水泥浆与其下部钻井液所形成的界面不稳定,会发生滑落与交换现象,这与二者之间的密度差有关系,密度差越大,滑落与交换现象越严重;同时,钻井液的动切力和胶凝强度较低,无法支撑并阻止水泥浆滑落;对于 $\phi 244.5$ mm井筒及小于该尺寸的井筒而言, $\phi 139.7$ mm钻杆从水泥塞中起出时会对其稳定性造成严重破坏^[8-9]。另外,受U形管效应影响^[10],水泥浆在钻杆内向下流动时容易与钻井液或前置液、后置液混合;钻杆最下端设计的开口会使水泥浆向下喷射,与下部钻井液大量混合。

综合上述分析,厄瓜多尔东部油区的主要固井技术难点为:

1)储层段砂岩、灰页岩与石灰岩交错分布,且部分砂岩含有高岭土,因此三开裸眼真实井径变化较大,容易出现“大肚子”及“缩径”现象,在这些位置放置水泥塞时很难将井壁上的钻井液顶替干净,水泥界面胶结质量会受到影响。

2)打水水泥塞之前,要充分循环井内钻井液,保证其在井筒各处性能一致,一般此时钻井液密度约为 1.10 kg/L,动切力约为 25 Pa, 10 s胶凝强度约为 8 Pa,无法稳定地支撑上部高密度水泥浆,水泥浆在放置水泥塞及起出钻杆过程中容易向下滑落,并与下部钻井液交换。

3)基于当地政府的环保要求及现场生产要求,井筒内设置的水泥塞在规定时间内必须达到一定的抗压强度,水泥石 24 h的抗压强度一般要高于 20 MPa,如果为了缩小水泥浆与钻井液的密度差而降低水泥浆的密度,水泥塞的强度发展及最终强度将面临很大挑战。

4)现场用于打水水泥塞的钻柱多由 $\phi 139.7$ mm或 $\phi 127.0$ mm钻杆组成,当在 $\phi 244.5$ mm技术套管或三开 $\phi 215.9$ mm裸眼段内作业时,其与井筒的环空间隙过窄且不易居中,打水水泥塞时容易出现窜槽现象;起出钻杆过程中抽汲效应也更明显,极易破坏水泥塞的稳定性。

1.2 针对性措施

1) 选用具有强度稳定特性的优质减轻材料, 加入早强剂、膨胀剂等化学添加剂, 研制出一种低密度高强水泥浆, 在降低水泥浆密度的同时保证水泥石强度达到相关要求, 并且具有成本低、现场易混配等优点。

2) 研制一种新型支撑液, 其密度介于水泥浆和钻井液之间, 动切力和 10 s 胶凝强度都高于 48 Pa, 作业时放置在井筒内水泥浆与钻井液中间, 用以支撑上部水泥浆, 避免其滑落及向下交换; 加入反应剂, 反应剂与水泥浆中的某些成分发生反应, 在液体界面形成一定结构, 形成反应性支撑液, 进一步增强水泥浆与支撑液界面的稳定性。

3) 设计一段外径较小的管具连接在钻杆下部, 作为插管插入水泥塞中, 在提高水泥浆环空顶替效率的同时降低起出钻杆时对水泥塞稳定性的破坏。研制一种分流器工具, 连接在打水水泥塞管柱的最下端, 将水泥浆向下喷射改为沿径向及向上顶替, 避免其与下部钻井液大量混合, 保证水泥浆界面的胶结质量。

4) 研制一种钻杆内隔离塞工具, 用来分隔水泥浆与其他流体, 避免不同流体混合; 能够刮拭钻杆内壁上残留的水泥浆, 保证钻杆内壁清洁, 避免后期残留的水泥块掉落引发井下故障。

2 水泥浆与支撑液的研制

2.1 低密度高强水泥浆

根据文献 [11] 的研究结果得知, 水泥浆与钻井液界面的稳定性和水泥浆在钻井液中滑落的距离, 与水泥浆与钻井液密度差的关系最大。因此, 适当降低水泥浆的密度, 能够增强水泥浆与钻井液界面的稳定性。

目前常用的水泥减轻材料主要有粉煤灰漂珠和人造玻璃微珠, 其中粉煤灰漂珠产品 CPM-5K 的抗压强度为 34.5 MPa, 市场价格为 3.0 美元/kg; 人造玻璃微珠产品 BGM-6K 的抗压强度为 41.4 MPa, 市场价格为 26.0 美元/kg。室内试验结果表明^[12], 在压力低于 35 MPa 时, 2 种材料的微球都能保持较好的完整性, 低密度水泥石的最终强度也能够得到保障。考虑成本因素, 选用粉煤灰漂珠产品 CPM-5K 作为减轻材料。

通过向水泥浆中加入减轻材料 CPM-5K、早强剂 CA-13L 和膨胀剂 EXC-13^[13], 研制出一种低密度

高强水泥浆, 其配方为: 西班牙 G 级水泥+7.50% CPM-5K+2.50% 降滤失剂+3.00% CA-13L+2.00% EXC-13+0.34% 缓凝剂, 密度 1.74 kg/L, 析水率为 0, API 滤失量 18 mL, 水泥浆沉降稳定性的密度差小于 0.02 kg/L; 63 °C、31 MPa 条件下初稠 24 Bc, 70 Bc 稠化时间 248 min, 78 °C、31 MPa 条件下水泥石 24 h 抗压强度 22.5 MPa, 渗透率小于 0.05 mD, 收缩率为 0。该水泥浆的稠化曲线如图 1 所示 (0~60 min, 模拟现场水泥浆批混过程), 强度曲线如图 2 所示。

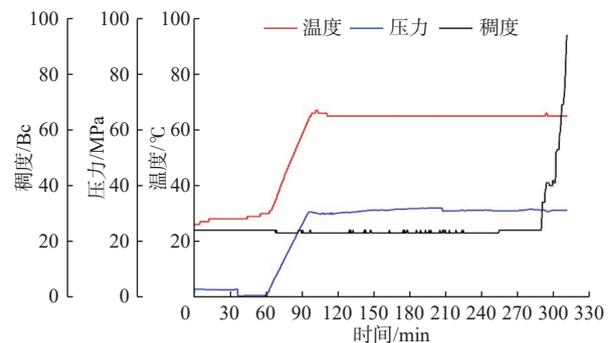


图 1 低密度高强水泥浆稠化曲线

Fig.1 Thickening curve of high-strength and low-density cement slurry

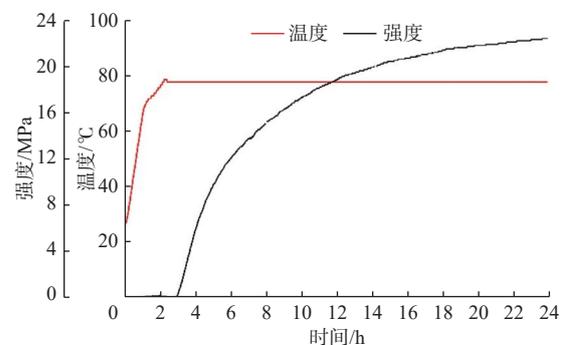


图 2 低密度高强水泥浆强度曲线

Fig.2 Strength curve of high-strength and low-density cement slurry

为了保证现场低密度高强水泥浆性能均匀稳定, 首先在干混站将水泥与减轻材料定量干混, 然后在现场与液混的水泥添加剂在批混车内完成水泥浆配制。整个过程操作简单, 质量可控。

2.2 反应性支撑液

水泥塞下部没有物理基底(井底或机械支撑工具)时, 为了提高平衡法悬空水泥塞固井的成功率, 一般需要在水泥塞下设置一段高黏度的液体作为支撑液, 目的是防止水泥浆向下滑落并与钻井液交换。为了达到支撑效果, 支撑液的密度必须介于上

部水泥浆与下部钻井液之间;长度一般不应小于上部水泥塞长度,裸眼段最少 92 m。同时,必须具有高动切力和凝胶强度,一般高于 48 Pa,不仅能使支撑液与上部水泥浆形成的界面不被二者之间的密度差破坏,还可以保证支撑液与下部钻井液形成的界面维持稳定^[14]。

2.2.1 支撑液

为了提高支撑液的动切力及胶凝强度,一般会使用增黏剂,常用的有黄原胶聚合物、生物聚合物、CMC 聚合物及膨润土等。同时,为了获得合适的密度,一般使用碳酸钙或重晶石作为加重材料。考虑增黏剂的提黏效率和加重材料的沉降稳定性^[15],选用 325 目碳酸钙作为加重材料,用黄原胶聚合物作为增黏剂,配制密度 1.44 kg/L、动切力和胶凝强度高于 48 Pa 的支撑液。当碳酸钙加量提高至 49.75%、黄原胶加量提高至 0.50% 时,支撑液密度 1.44 kg/L,动切力 48 Pa,六速旋转黏度计的读数分别为 165, 130, 110, 88, 46 和 40, 10 s 胶凝强度 49 Pa, 10 min 胶凝强度 55 Pa, 满足相应要求。

2.2.2 反应剂

为了进一步提高水泥浆与支撑液界面的稳定性,选取硅酸钠作为反应剂,加入到上述支撑液中,形成一种反应性支撑液,当水泥塞底面与该反应性支撑液相互接触时,支撑液中的硅酸根离子能与水泥浆中的钙离子、镁离子结合形成结构性凝胶,使水泥塞底部的强度迅速发展^[16],对水泥浆向下滑落的趋势或已经开始的滑落运动形成有效阻挡。

按照 2.2.1 中各物质的加量,在实验室中制备了 5 份等量支撑液,随后分别向其中加入质量分数为 0, 2.0%, 4.0%, 6.0% 和 8.0% 的硅酸钠,搅拌均匀后倒入塑料杯中,然后向其表面灌注 2.1 节中的低密度高强水泥浆,在常压、78 ℃ 条件下养护 24 h 后,取出水泥塞观察底部状态,结果如图 3 所示。



图 3 不同硅酸钠加量下水泥塞的底部状态

Fig.3 Bottom states of a cement plug under different sodium silicate dosages

从图 3 可以看出,1 号—5 号塑料杯中的水泥浆均未出现明显滑落现象;1 号杯中未加入硅酸钠,水泥塞底部未完全凝固且部分脱落;2 号—5 号杯中水泥塞完整,2 号杯中水泥塞底部部分与硅酸钠反应,但未完全凝固,3 号—5 号杯中水泥塞底面虽略有差异,但都已完全凝固。试验结果表明,碳酸钙与黄原胶配制成支撑液的支撑效果良好,硅酸钠加量为 4% 时,即可保证反应性支撑液的使用效果,达到稳定水泥浆与支撑液界面的目的。因此,反应性支撑液的最终配方为 47.83% 碳酸钙+0.48% 黄原胶+3.80% 硅酸钠。

3 配套工具设计

3.1 插管

环空的顶替效率与所用管具的居中度有很大关系。对于同一井筒,管具外径越大,越不容易居中。一些打水水泥塞失败的原因,就是环空间隙太窄、居中度差,导致水泥塞未完全封隔井筒横截面,造成流体窜槽,试压失败。另外,当水泥塞放置完毕后,必须起出水泥浆中的钻杆,此时会产生抽汲效应,尤其是在 $\phi 244.5$ mm 井筒及小于该尺寸井筒内打水水泥塞时,抽汲效应更为明显,会破坏液界面,加剧水泥浆向下滑落与钻井液的交换。

对于以上问题,笔者提出在钻杆下部设置一段外径较小的管具作为插管,打水水泥塞过程中保持其插在水泥塞内;插管与井眼或套管之间的最小间隙(即井筒的最小内径与插管接箍处的最大外径之间的间隙)应不小于 25.4 mm;起出钻杆时应严格控制上提速度,一般不大于 9 m/min。

简言之,插管是一根连接在钻杆下面直径较小的管具,其长度应为水泥塞长度的 1.5 倍,或至少比水泥塞长 60 m。插管的材质可以是成本相对低廉的钢、铝、玻璃纤维等,如果打水水泥塞过程中其被固结而无法正常起出,可拉断下部插管,损失相比钻杆要小很多。对于大斜度井或水平井打悬空水泥塞的情况,插管会增强水泥塞的稳定性,可以在水泥凝固后从上部拉断插管使其留在水泥塞内,这样不仅能控制水泥浆下滑,还能提高水泥塞的强度。对于 $\phi 244.5$ mm 套管及大于该尺寸的套管,推荐将 $\phi 127.0$ mm 钻杆+ $\phi 76.2$ mm 油管作为插管;对于 $\phi 177.8$ mm 套管,推荐将 $\phi 88.9$ mm 钻杆+ $\phi 69.9$ mm 油管作为插管;对于 $\phi 139.7$ mm 套管,推荐将 $\phi 73.0$ mm 油管作为插管;对于 $\phi 127.0$ mm 套管,推荐将 $\phi 60.3$ mm

油管作为插管。目前,现场经常将 $\phi 88.9$ 和 $\phi 73.0$ mm 油管作为插管。

3.2 分流器

常规打水泥塞作业时,钻杆最下端连接一个短接头,底面为斜切面开口,作为水泥浆的出口。泵注过程中,水泥浆离开钻杆时往往呈向下喷射状,与下部钻井液会发生大量混合,同时会破坏二者界面,加剧水泥浆的滑落与交换。为此,提出在打水泥塞管柱末端使用分流器,将水泥浆向下的流动变为沿井筒径向及向上的流动。分流器的最简单形式是一个下端面封闭的短接,在其侧面开孔。但要注意:1)侧面开孔太小,可能会发生堵塞;2)侧面开孔太多,可能会使沿径向的喷射作用减弱;3)侧面开孔的总过流面积应至少与管柱横截面积相同。研究认为,一个标准分流器的长度为 2~3 m,管壁从上到下沿周向均匀开 10 个切孔,如图 4 所示。

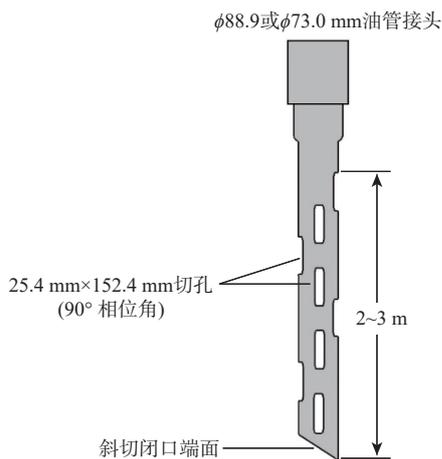


图 4 标准分流器示意

Fig.4 Typical specifications of a standard flow diverter

该分流器的优点主要有:1)水泥塞放置过程中,将水泥浆与下部钻井液的混合量最小化,减少污染;2)将水泥浆的流动改为侧向喷射及向上顶替,可提高环空顶替效率,特别在井眼扩大段放置水泥塞时使用沿周向均匀开孔的分流器在该区域上下移动,能够提高水泥塞界面的胶结质量。

3.3 海绵球塞

受 U 形管效应的影响,水泥浆在钻杆内向下流动过程中容易与钻井液、前置液或后置液相互混合受到污染,从而导致水泥塞强度发展缓慢,最终强度降低。同时,水泥浆流过后,残留在钻杆内壁上的水泥浆固结后形成水泥块,后期掉入井下会堵塞钻头水眼或损坏动力钻具^[17]。因此,在打水泥塞作业中使用隔离工具不仅能够有效隔离水泥浆与其他

流体,而且能够保证钻杆内壁的清洁,不会产生水泥残留物。

目前常用的隔离工具是钻杆内刮塞^[18]。使用时,在钻杆下部某处设置刮塞捕获装置,通过上刮塞、下刮塞的隔离及刮拭作用,解决钻杆内混浆和钻杆内壁水泥残留的问题。虽然该类工具使用效果较好,但存在成本高、程序复杂和需要专业服务人员等缺点。因此,笔者研制了一种海绵球塞工具(如图 5 所示),以解决上述问题。



图 5 海绵球塞及其在管内压缩后的形态

Fig.5 Sponge ball and its status upon compression in the pipe

该海绵球塞采用多孔的天然橡胶制成,无毒,耐钻井液、水泥浆腐蚀;抗高温,最高可达 150 °C;压缩率(原体积与压缩之后表观体积之比)一般为 1.4,最高可达 2.5。海绵球塞放于钻杆内,能够有效隔离水泥浆;移动过程中,能够清除钻杆内壁的水泥残留物;多个海绵球塞可以同时使用;可以通过不同内径的管柱及其连接处;不需要专门的捕获装置,使用、携带方便,成本低廉。标准海绵球塞的直径为 175.0 mm,在 $\phi 168.3$ mm+ $\phi 135.5$ mm、 $\phi 139.7$ mm+ $\phi 88.9$ mm 钻杆组合和 $\phi 127.0$ mm 钻杆中都可使用。根据使用效果,可将海绵球塞加工成不同的硬度(其物理性能见表 1),现场可根据具体井况进行选择。

表 1 不同硬度海绵球塞的物理性能

Table 1 Physical performance of sponge balls with different hardness

海绵球塞类型	表观密度/($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	承压/kPa	耐温/°C	压缩率
低硬度型	0.16~0.18	3.45~10.00	-40~150	1.0~2.5
中硬度型	0.21~0.23	10.07~14.00	-40~150	1.0~2.3
高硬度型	0.33~0.37	34.00~62.95	-40~150	1.0~1.8

4 现场应用

2020 年至今,厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术在该国东部油区共完成 8 井次的现场应用,成功率 100%,总体效果良好。

TMBA-X井是厄瓜多尔东部43油区的一口开发井,由于产量下降,决定在原井筒1683~1807m井段 $\phi 244.5$ mm技术套管内设置一段悬空水泥塞封堵下部产层,之后在上部开窗侧钻新井眼。该井完井液密度1.07kg/L,动切力1Pa,流变性能极差;打水泥塞井段井斜角 $71^{\circ}\sim 82^{\circ}$,属于增斜段,管柱居中难度大。针对以上问题,固井时决定:1)用平衡法

打悬空水泥塞完成封堵,设计130m反应性支撑液作为基底;2)使用低密度高强水泥浆,减小水泥浆与下部支撑液之间的密度差;3)使用 $\phi 139.7$ mm钻杆,下面连接 $\phi 88.9$ mm油管作为插管,油管下端接分流器(管柱结构如图6所示);4)水泥浆前后分别使用隔离液作为前置液和后置液,同时使用2个海绵球塞分别隔离水泥浆与前置液及后置液。

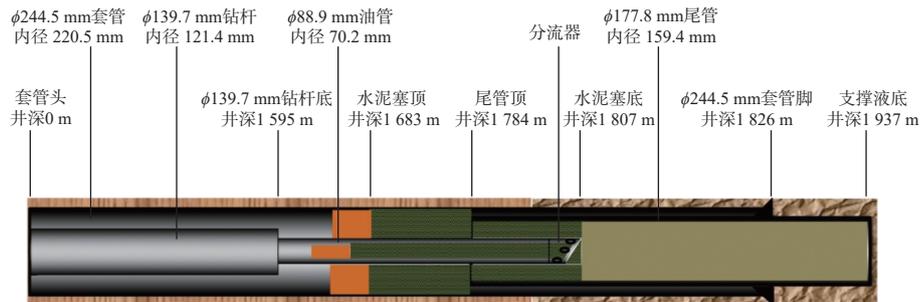


图6 平衡法打悬空水泥塞管柱结构

Fig.6 Pipe string structure for a balanced off-bottom cement plug

打水泥塞作业过程为:1)固井人员、设备现场就位;2)试运转固井设备,接入井管柱,下至预定井深位置;3)召开作业前安全会;4)井队钻井泵循环,配制反应性支撑液、前置液和后置液;5)管线试压25MPa;6)泵注反应性支撑液 2.6m^3 ;7)泵注清水替量 19.3m^3 ,泄压;8)上提4柱钻杆,安装井口装置,放置海绵球塞,批混低密度高强水泥浆;9)泵注前置液 2.0m^3 ,泵注低密度高强水泥浆 4.3m^3 ,泵注后置液 0.24m^3 ;10)泵注清水替量 17.8m^3 ,打开泄压阀,利用重力平衡水泥塞面;11)以 $9\text{m}/\text{min}$ 的速度缓慢上提7柱钻杆;12)开泵循环井筒内液体,直至将多余水泥浆全部循环出来;13)清洗固井设备,水泥塞候凝24h。在此过程中,支撑液、水泥浆泵注正常,分流器使用顺利,钻杆起出正常,海绵球塞顺利坐在分流器中。候凝24h后,下入钻具探得实际塞面位于井深1682m处,套管内试压合格,平衡法打悬空水泥塞一次成功。

与TMBA-X井同一井场的开发井TMBA-W井采用常规技术,第一次注水泥作业未获成功。由于油层显示不佳,决定在三开 $\phi 215.9$ mm裸眼段的2004~2179m井段设置一段悬空水泥塞封堵下部油层。采用密度 $1.98\text{kg}/\text{L}$ 的常规水泥浆,通过 $\phi 139.7$ mm钻杆完成打水泥塞作业,候凝24h后发现井口套管内出水,关闭闸门后套压缓慢上升,确认打水泥塞失败后,随即进行第二次打水泥塞作业,候凝48

h后井内无异常,试压合格,第二次打水泥塞成功。

对比上述2口井施工效果可以看出,厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术能够解决打水泥塞作业一次成功率不高的问题,缩短固井作业时间、降低作业成本。

5 结论与建议

1)厄瓜多尔东部油区打水泥塞作业过程中,由于缺乏物理基底,高密度的水泥浆容易向下滑落并与其下低密度钻井液交换,造成水泥塞体积减小。由于 $\phi 139.7$ mm钻杆与井筒的环空间隙过窄、钻杆最下端开口、钻杆内缺乏隔离塞工具等原因,水泥浆在钻杆内和钻杆与井筒环空内容易与钻井液混合,造成打水泥塞失败。

2)针对悬空水泥塞与下部钻井液形成的界面不稳定的问题,研制了低密度高强水泥浆以及反应性支撑液。针对打水泥塞钻杆与井筒环空间隙窄引起的水泥塞质量不合格问题,设计了插管工具;针对打水泥塞钻杆下端开口造成水泥浆向下喷射、与钻井液混合严重的问题,研制了分流器。针对缺乏钻杆内隔离塞工具或现有工具成本高、操作复杂等问题,研制了海绵球塞工具。

3)室内试验表明:低密度高强水泥浆配合反应性支撑液能够解决水泥塞与下部液体界面不稳定的

问题, 不会发生水泥浆滑落及交换现象; 插管能够增大打水泥塞管柱与井筒的环空间隙, 提高顶替效率, 并且最大程度降低起出管柱对水泥塞质量的影响; 分流器能够改变水泥浆进入环空的流动方向, 避免水泥浆与下部钻井液大量混合, 并且提高水泥浆界面胶结质量; 海绵球塞能有效隔离水泥浆与其他流体, 并且清洁钻杆内壁, 避免水泥残留物引发井下故障。

4) 现场应用表明, 厄瓜多尔东部油区平衡法悬空水泥塞固井技术能够解决打水泥塞作业成功率不高的问题, 具备推广应用价值。但在高温高压的深井, 打水泥塞作业对支撑液、胶塞工具性能的要求更高, 替量误差也更大, 并要考虑区块的差异, 建议进一步深化该技术研究, 以拓宽平衡法悬空水泥塞固井技术的应用范围。

参 考 文 献

References

- [1] WEBBER C, TURNER J. A new fluid-based isolation spacer increases success when spotting off-bottom cement plugs[R]. SPE 195879, 2019.
- [2] 杨玉豪, 王成龙, 韩成, 等. 海上高温高压天然气水平井临时隔离储层悬空水泥塞技术 [J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(3): 345–350.
YANG Yuhao, WANG Chenglong, HAN Cheng, et al. Running suspended cement plug to temporarily isolate reservoir in an offshore HTHP horizontal gas well[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(3): 345–350.
- [3] 谭森, 王成. “悬空水泥塞”技术在塔河油田的一次成功应用 [J]. 石化技术, 2021, 28(2): 32–33.
TAN Sen, WANG Cheng. A successful exploration of “suspended cement plug” technology in Tahe Oilfield[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2021, 28(2): 32–33.
- [4] FOSSO S W, TINA M, FRIGAARD I A, et al. Viscous-pill design methodology leads to increased cement plug success rates; application and case studies from southern Algeria[R]. SPE 62752, 2000.
- [5] 覃毅, 张越, 李利军, 等. 盐穴储气库茅 23 井 “凸”形井眼井底注水泥塞技术 [J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(4): 463–466.
QIN Yi, ZHANG Yue, LI Lijun, et al. Bottom-hole cementing plug technology for convex well in Mao 23 Well of salt cavern gas storage[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(4): 463–466.
- [6] 王德坤. 川西地区超深井注水泥塞技术实践 [J]. 钻采工艺, 2021, 44(5): 127–130.
WANG Dekun. Practice of cementing plug technology in ultra-deep wells in Western Sichuan[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(5): 127–130.
- [7] DIAZ L O, FLORES J C, JUSTUS F, et al. Innovative computer model increases success rate when placing deep kickoff plugs in southern Mexico[R]. SPE 119415, 2009.
- [8] ALGHAMDI M, ALWARTHAN A, BOUARAKI M, et al. Utilization of pump and pull cementing technique in highly deviated and horizontal wells[R]. IPTC 19938, 2020.
- [9] CARPENTER C. Stinger or tailpipe placement of cement plugs[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2014, 66(5): 147–149.
- [10] 郑双进, 胡晓强, 陈英明, 等. 注水泥 U 型管效应分析与施工参数优化设计 [J]. 石油天然气学报, 2014, 36(7): 100–102.
ZHENG Shuangjin, HU Xiaoqiang, CHEN Yingming, et al. Analysis for cementing U-shaped tube effect and optimized design for its operation parameters[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2014, 36(7): 100–102.
- [11] CALVERT D G, HEATHMAN J F, GRIFFITH J E. Plug cementing: horizontal to vertical conditions[R]. SPE 30514, 1995.
- [12] CURTIS J A, DAJANI M R. Guidelines for appropriate application of non-foamed ultralightweight cement slurries[R]. SPE 119535, 2009.
- [13] 刘钰龙. 触变早凝膨胀水泥浆体系在厄瓜多尔 TAMBOCOCHA 区块尾管固井中的应用 [J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(6): 754–758.
LIU Yulong. Application of thixotropic early-setting expanding cement slurry in cementing liner string in block TAMBOCOCHA, Ecuador[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36(6): 754–758.
- [14] CRAWSHAW J P, FRIGAARD I. Cement plugs: stability and failure by buoyancy-driven mechanism[R]. SPE 56959, 1999.
- [15] 李万东. 厄瓜多尔 Parahuacu 油田固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 74–80.
LI Wandong. Cementing technology applied in the Parahuacu Oilfield of Ecuador[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(1): 74–80.
- [16] 党冬红, 宋元洪, 吴永超, 等. 裸眼事故复杂高压气井注侧钻水泥塞技术 [J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(1): 93–96.
DANG Donghong, SONG Yuanhong, WU Yongchao, et al. Pumping cement slurry and drilling set cement plug in high pressure open hole gas well[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36(1): 93–96.
- [17] EDWARDS J H, FULLER G A, PALLA V G, et al. Prediction of residual cement in drillpipe after balanced-plug job using finite difference 3D displacement simulator[R]. SPE 166799, 2013.
- [18] LEBLANC T. Going the distance cement wiper plug technology[R]. SPE 184712, 2017.

[编辑 令文学]