

油基钻井液固相控制在泸 203H6 平台应用

李忠庆 张攀辉 付庆林 乐守群

中石化中原石油工程公司钻井一公司 河南 濮阳 457300

【摘要】：近些年，在西南页岩气开发水平段钻井施工中，油基钻井液应用越来越广泛。为降低成本、减轻环保压力，油基钻井液重复使用率高，有害固相含量不断增加，流变性控制越来越难。特别容易导致塑性黏度和终切力大幅度增加，流动阻力增大，泥浆泵功耗增大。此外，有害固相（钻屑）含量高还可能导致滤饼增厚，容易发生井下复杂等情况。本文对泸 203H6 平台 4 口井固相控制情况进行分析，浅谈固相控制对其他钻井液性能的影响；固相控制技术与机械钻速的关系；固相控制对井下复杂产生的危害等。

【关键词】：固相控制；油基钻井液；泸 203H6 平台；应用

1 泸 203H6 平台固相控制技术难点

(1) 地层可钻性差，机械钻速低。水平段岩屑容易产生多次切削，反复研磨加剧有害固相分散。

(2) 地层温度高达 150° 以上，循环温度 140℃ 以上。高温易造成钻井液高温高压滤失量增加、沉降稳定性降低，添加油基降滤失剂会使钻井液黏切增加，有害固相分离难度增大。

(3) 地层压力系数高，目的层龙马溪密度 2.07~2.30g/cm³，龙马溪—宝塔组钻井液密度为 2.12g/cm³。高密度油基钻井液，固相含量大多数为重晶石，使用离心机容易将重晶石等有用固相清除。

(4) 地层存在井漏、井塌的风险，高密度油基钻井液加入封堵材料预防井下复杂固相控制不好容易润湿反转，流变性失控等情况。

(5) 固相控制低密度固相含量过低，会造成岩屑产生量过大，油基钻井液量消耗增大，增加了钻井液和环保成本。

2 地层岩性概况

龙马溪组：上部为灰色、深灰色页岩，下部灰黑色、深灰色页岩互层，底部见深灰褐色生物灰岩。防井漏、防井喷、防垮塌、防卡。根据区内泸 203 等井实钻岩性特征，龙一 1 亚段岩性以灰黑色页岩为主，且自上而下颜色逐渐加深，底部为黑色页岩。五峰组岩性为黑色硅质页岩，顶部见薄层介壳灰岩。页岩储层的基质渗透率很低，岩性致密，需要通过水力压裂形成裂缝系统，才能最终形成工业产能。一般而言页岩本身具有一定的硬度和脆性，当硅质含量较大时，在外力作用下，容易产生裂缝。泸 203 井区五峰组—龙一 1 亚段脆性矿物含量为 60%~74%，粘土 21%~28%，龙一 14 小层粘土矿物含量较五峰组—龙一 13 小层明显增加。

据已钻井实测地层压力，泸州区块龙马溪组压力系数在 1.74~2.24 之间（如下表）。

井号	层位	产层中部垂深 (m)	地层压力 (MPa)	压力系数
泸 203	龙马溪组	3816.30	72.88	1.96
泸 201	龙马溪组	3600.91	61.232	1.74
镇 101	龙马溪组	3476.00	74.1	2.17
来 101	龙马溪组	3971.20	81.2	2.09
梯 201-H1	龙马溪组	3654.00	80.2	2.24
海 202-H1	龙马溪组	3365.00	72.9	2.21
阳 101H1-2	龙马溪组	3690.73	69.12	1.91

3 常见钻井液固相控制方法

多种形式都可以对油基钻井液进行固相控制，像机械清除、替换、稀释、沉淀以及化学絮凝等。在现代固相控制之中，机械处理是人们最为常用也是最为有效的策略，但人们往往将其与非机械处理方法进行融合使用，保证获得理想效果。机械法是指工作人员科学应用清洁器、除泥器、振动筛、离心机等工作设备采用强制沉陷以及筛分的工作原理，依靠颗粒以及密度的大小将油基钻井液之中存在的固相进行分离，并根据实际工作进行取用，以此达到完美控制油基钻井液之中固相的目的的过程。与其他固相控制形式相比，机械方法效果良好，且操作时间短，投入成本较低，可以为施工企业带来更大的经济效益。但此种操作形式需要较大的工作场地，且其处理量应在 15m³ 每小时以下，无法对大量废浆进行处理。

稀释法指的是工作人员在循环系统中的钻井液中直接使用清水或者其他较疏的流体进行稀释,也可以在泥浆池的容量超过一定限额之后,使用符合性能需求的新泥浆或者清水对原有蕴含高固相含量的钻井液进行等体积的置换,从而致使油基钻井液值中的固相含量有效降低。如果工作人员在使用机械方法对有害固相进行降低或驱除的过程中,无法满足最终施工需求,则可以采用稀释法对固相含量进行进一步降低或在无法开展机械法去除的情况下选用此种去除形式。稀释法虽然操作过程极为简便、成效显著,但工作人员在添加清水的同时还必须向池内加入处理器,如若对加重钻井液进行处理还需要添加重晶石等材料,会在一定程度上提高经济投入成本。为了保证企业的良好效益,一般情况下工作人员必须保证油基钻井液整体稀释后的体积较小,在加水稀释之前,优先进行旧浆的排放工作。

化学絮凝法是指工作人员在油基钻井液之中加入一定含量的絮凝剂(常见的有无机盐、正电胶、聚合物等),而后利用絮凝作用,将钻井液之中较小的固相聚集成较大的固相,最后将此类固相利用机械法进行筛分。此种形式既是机械法的补充又是其的拓展,二者之间相互补充,互相成就。现如今在不分散聚合物钻井液之中通常都会应用此种方式进行固相控制,使其固相含量低于4%。化学絮凝法的应用还可以对油基钻井液之中的膨润土进行清除,膨润土最大的颗粒为 $5\mu\text{m}$ 左右,使用离心机通常情况无法消除,机械法对膨润土的含量降低毫无功效,因此可以在钻井液通过所有固控设备之后,对其开展化学絮凝。

4 钻井液消耗量与固相控制的关系

钻井液消耗量 U_m 是指维持钻井作业所需钻井液的总体积。

$$U_m = \frac{V_{ds} E_f}{f_{ld}} - \frac{V_{ds}(1 - E_f)}{f_{lm}} - V_{ds}$$

式中: V_{ds} ——进入钻井液的钻屑体积, m^3 ;

E_f ——固控设备清除钻屑的百分比,即钻屑的清除效率;

f_{ld} ——排除物中低密度固相的体积分数;

f_{lm} ——钻井液中低密度固相的体积分数。

例:在某钻井液体系中,已知 $V_{ds}=100\text{m}^3$, $E_f=50\%=0.5$, $f_{ld}=0.5$, $f_{lm}=0.05$,试求 U_m 。

$$\begin{aligned} \text{解: } U_m &= [(100)(0.5)/(0.5)] + 100(1-0.5)/0.05 - 100 \\ &= 1000(\text{m}^3) \end{aligned}$$

本例显示,如果钻井液中有一半的钻屑以50%的深度从

体系中排掉,而另一半钻屑以5%的浓度滞留在钻井液中,那么钻开 100m^3 岩石将需要 1000m^3 钻井液。

如果所用固控设备能够将钻屑的清除效率提高至0.8,而其余数据不变,则:

$$U_m = [(100)(0.8)/(0.5)] + 100(1-0.8)/0.05 - 100 = 460(\text{m}^3)$$

即 U_m 比原来减少了一半以上。由此可见,良好的固控设备可使钻井液消耗量大大减少,从而带来可观的经济效益。

5 固相含量对流变性的影响

油基钻井液重复利用的关键在流变性控制和固相控制。低密度油基钻井液可以加大老浆使用量,高密度油基钻井液少用或不用老浆维护钻井液体系。

有害固相的增加使表观粘度和塑性粘度增大,严重时会使油基钻井液出现糊筛子、跑浆、失去流动性。泥饼发虚、变厚、中压失水和高温高压失水增加。在下钻过程中可能会遇阻遇卡,极易发生粘附卡钻情况。同时,泥饼渗透性越大,滤失量越大,会致使井壁发生缩径、剥落、膨胀甚至坍塌情况,易发生井塌卡钻,减少油气生产能力及油气层渗透率。

有害固相抢占液相空间,现场往往通过减少封堵材料的加量来维护流变性。也同时增加了井壁坍塌的风险。

油基钻井液在井底会经历高温老化,性能发生变化。密度为 2.0 和 $2.1\text{g}/\text{cm}^3$ 时油基钻井液老化前后不同温度下的塑性黏度和动切力值。老浆体系中含有大量粒径小于 $20\mu\text{m}$ 的固相颗粒,适合用于渗漏地层。稳定的油包水体系,能有效地包裹、堆积在微型裂缝及孔喉中,在缝内喉道处能形成相对致密的封堵层,而不会引发岩体水化膨胀。

有害固相含量的提高还会降低钻井液性能,提高切力与粘度,易发生化学污染与粘土侵害。还会提高钻井液的成本投入,阻碍电测环节的开展,降低测井资料的准确度。

6 现场应用情况

通过现场已钻完成井,下表沪203H6平台上部井段和下部井段性能对比可以看出,密度升高会增加油基钻井液固相,同时黏度、切力也相应升高。密度相近,低密度固相较低,黏度、切力也相应变低。上部井段较下部井段易于控制固相含量,黏度、切力也比较容易维护。随着水平段加深,塑性粘度相应增加,动切力也随之变大。若低密度固相降低,则动切力变化较小,塑性粘度增加。动塑比值变大,携带岩屑能力增强,井眼清洁效果好。低密度固相小于8%时,钻井液流动性较好,能够充分发挥喷射钻井,提高机械钻速。

泸 203H6 平台上部井段和下部井段性能对比表

井号	井段	密度	固相含量	低密度固相含量	黏度	塑性粘度	动切力
泸 203H6-1	4027-4154	2.18	46	7.74	72	62	6
泸 203H6-1	5570-5674	2.15	49	9.65	100	71	13
泸 203H6-2	4063-4115	2.13	48	10.55	89	75	15
泸 203H6-2	5580-5732	2.08	45	7.07	85	62	13.5
泸 203H6-3	4075-4180	2.20	47	7.65	85	70	12.5
泸 203H6-3	5540-5656	2.14	48	8.02	92	73	18
泸 203H6-4	4005-4130	2.18	46	7.41	75	69	14
泸 203H6-4	5859-5916	2.18	49	9.58	99	68	18

7 结论

(1) 油基钻井液固相指的是在井液之中存在的固体颗粒状物质，其一部分来源于工作人员钻探过程之中由于岩石碎裂而出现的砂岩颗粒或劣质土，被人们称为有害固相，必须在后续环节进行去除。另一部分是指人们为了满足最终钻井的工艺需求而人为加入的物质成分，被称为有用固相，需要在一定范围内进行保留。有害固相的产生不仅会对油气储层造成大量污染，阻碍通道，还会对钻孔机的使用寿命产生影响，提高企业投入成本。

(2) 油基钻井液固相控制是处理钻井液的基础，钻井液低密度固相过高，流动性失稳，封堵材料被迫较少，对于地层稳定性差的常常出现垮塌掉块，有划眼、卡钻风险。

(3) 固相高含砂高，高温高压很难控制，泥饼发虚变厚。降滤失剂使用量增加，提高了钻井液成本。

(4) 控制号低密度固相含量尤其是低密度油基钻井液，降低环空压耗，减少设备磨损，提高机械钻速。

(5) 正确认识固相控制的重要性，不能为节约成本，存有密度自然上升可减少重晶石的使用的错误思想。

参考文献:

- [1] 张家旗, 王建华, 魏风奇, 闫丽丽. 基于线性回归的油基钻井液有害低密度固相含量计算方法[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(05): 560-563.
- [2] 海卫国, 于培志. 油基钻井液在阳 101H3-8 井中的应用[J]. 辽宁化工, 2020, 49(10): 1293-1296.
- [3] 张晓威. 高密度钻井液稳定性和流变性控制技术[J]. 化工设计通讯, 2017, 43(10): 33.
- [4] 程玉生, 张立权, 莫天明, 等. 北部湾水基钻井液固相控制与重复利用技术[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(2): 60-63.
- [5] 王臣, 明向东, 代炳晓, 等. 钻井液固相控制系统发展历程及发展趋势展望[J]. 设备管理与维修, 2021(5): 140-141.
- [6] 左京杰, 张振华, 姚如钢, 等. 川南页岩气地层油基钻井液技术难题及案例分析[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(3): 294-300.