

页岩气油基钻井液损耗分析与回收利用

李文涛 南旭 王刚 曾小芳 胡金喜

(中国石油长城钻探钻井液公司四川页岩气项目部)

摘 要 针对四川页岩气井三开采用油基钻井液产生的油基钻屑污染环境、难以处理的问题,首先分析了现场钻进过程中油基钻井液损耗的问题,钻屑携带的油基钻井液是造成钻井液损失的主要原因且数量较多,需要将其回收利用从而降低成本。文章介绍了现场回收钻井液的设备及其原理。利用评价回收油基钻井液性能的公式,在 W-7 井进行了回收效果的讨论,结果表明,回收设备可以较好降低回收钻井液的低密度固相,回收后的油基钻井液没有对循环中的油基钻井液造成影响。四川页岩气多口井在现场使用了回收设备,节约了成本,效果显著。

关键词 页岩气;油基钻井液;钻屑;回收

DOI:10.3969/j.issn.1005-3158.2018.05.011

文章编号:1005-3158(2018)05-0036-04

0 引 言

威远页岩气开发区域是国家级页岩气开发示范区,在开发过程中,三开造斜段和水平段通常采用油基钻井液。油基钻井液具有抑制性强、稳定井壁、润滑性能好、对储层伤害少、钻时快等诸多优点。然而油基钻井液缺点同样明显:成本高昂、污染环境^[1]。油基钻井液成本远高于水基钻井液,因此需要控制油基钻井液的使用量,统计好损耗量(泥浆损失量),降本增效。另一方面,含油钻屑(>5%)已列入《国家危险废物名录》(2016),存在着严重的环境风险^[2-4]。本文着重讨论页岩气井钻井过程中油基钻井液损耗量分析以及回收的问题。

1 现场钻井液损耗分析及其对成本的影响

1.1 钻井液损耗量 C 的现场统计

在现场日常钻进过程中,统计油基钻井液损耗量的方法是:在交、接班巡查过程中统计循环罐上标尺的读数,然后计算差值,再加上当班期间添加的钻井液量,即是该班钻井液损耗量,即:钻井液损耗量 $C = \text{上班钻井液量} - \text{下班钻井液量} + \text{维护钻井液液体体积}$,注:维护钻井液液体包含新配钻井液、基浆、胶液、水等。

在威远地区,根据现场长期采用该方法的统计结果显示:在日常钻井期间(无井漏、井涌等复杂情况),钻井液损耗量 $C = 10 \sim 12 \text{ m}^3/100 \text{ m}$,即每钻进 100 m 损耗 $10 \sim 12 \text{ m}^3$ 钻井液,完钻后,统计所有的损耗量,

即为钻井液损失。

1.2 钻井液损耗量 C 的分析

钻井液损耗量 C 包含以下几部分:当班新钻井段填充的钻井液;固控设备分离出的钻屑“沾”走了一部分钻井液;水分的挥发;钻井液在井下的滤失。

对以上四部分进行分析:

三开钻井采用 215.9 mm 钻头,井眼裸眼体积为 $3.569 1 \text{ m}^3/100 \text{ m}$,以 10% 井眼扩大率计,则为 $3.926 0 \text{ m}^3/100 \text{ m}$;井底采用 14 cm 钻杆,其占用体积为 $0.621 8 \text{ m}^3/100 \text{ m}$;最终,需要钻井液填充的井眼体积为 $3.926 0 - 0.621 8 = 3.304 2 \text{ m}^3/100 \text{ m} \approx 3.3 \text{ m}^3/100 \text{ m}$ 。这些填充新井眼的油基钻井液参与了循环,没有损失。

日常钻进期间,每钻进一柱(27 m)会得到一箱经固控设备分离出的钻屑(约 2.3 m^3);经计算得到一柱(27 m)钻屑的体积(裸眼体积)为 1.06 m^3 ;则得到的 2.3 m^3 中包含 1.06 m^3 钻屑以及 1.24 m^3 油基钻井液,即每产生 1 m^3 干钻屑(裸眼段)就会损失 1.17 m^3 的钻井液,再根据计算的裸眼体积($3.926 0 \text{ m}^3/100 \text{ m}$),可得到因钻屑分离而损失的钻井液量: $4.593 4 \text{ m}^3/100 \text{ m} \approx 4.6 \text{ m}^3/100 \text{ m}$ 。被钻屑带走的钻井液会随着钻屑一起处理掉,这部分为损失的钻井液。

威远地区页岩气井三开主要是在 2 500 ~ 2 800 m 左右的龙马溪组钻进,正常钻进情况下,返出钻井液温度通常在 $65 \sim 70^\circ\text{C}$,这种高温会使

李文涛,2012 年毕业于西南石油大学钻井液与完井液专业,硕士,现在中国石油长城钻探钻井液公司四川页岩气项目部从事钻井液研究工作。通信地址:四川省内江市威远县吉金宾馆(四川项目部)长城钻探钻井液公司,642400

钻井液中的水分快速挥发,为了保持油包水钻井液的油水比($O/W=85:15$),需要加水以保持平衡,平均每个班(12 h)需要加水 $2\sim 3\text{ m}^3$ 以保持油水比。加水引起了钻井液量的变化,但这部分损失由蒸发造成,不需要计入损失。

威远地区页岩气井三开油基钻井液通常测试 HTHP(150°C)的失水量,而且很低,范围为 $1.5\sim 2.5\text{ mL}$ 。井底的滤失量很低,与钻井液损失的其他部分相比很少,对钻井液损耗的影响很小,可以忽略。

1.3 损耗分析验证

从 1.2 分析可知,填充新井眼所需钻井液量与被钻屑带走的钻井液损失量共为 $7.9\text{ m}^3/100\text{ m}$,再加上每班加入的水量,三部分之和应等于日常记录得到的损耗量 $10\sim 12\text{ m}^3/100\text{ m}$ 。验证方法如下:

假设正常钻进期间某班(12 h)进尺米数为 x ,对应则该类钻井液损耗量为 $0.079x+2$,那么百米钻井液损耗量 $C=[(0.079x+2)/x]\times 100$,即 $C=200/x+7.9$ 。

以 x 为横坐标, C 为纵坐标做曲线,见图 1。

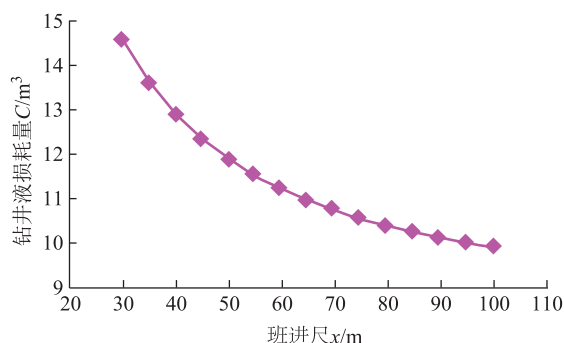


图 1 班进尺与钻井液损耗量 C 的关系

日常钻进中,每班(12 h)进尺通常为 $50\sim 100\text{ m}$ 。由图 1 可以看出, x 在 $50\sim 100\text{ m}$ 区间对应的百米钻井液损耗量为 $9.9\sim 11.9\text{ m}^3/100\text{ m}$,这符合日常钻井液损耗记录的量,因此以上分析方法正确。

对油基钻井液损耗量的分析可以看出,实际的钻井液损失是钻屑被分离时,由钻屑带走的钻井液: $4.6\text{ m}^3/100\text{ m}$ 。威远地区页岩气三开通常为 $2\,400\sim 3\,000\text{ m}$,钻屑带走了大量的油基钻井液,一方面造成了油基钻井液的损失,同时处理这些含油钻屑增加了钻井成本,回收这部分钻井液势在必行。

2 油基钻井液回收技术

2.1 油基钻井液回收设备及工艺

油基钻井液回收设备是油基钻屑处理的第一步,

同时也是降低钻屑含油量的关键步骤。目前国内外对油基钻屑的处理方法很多,如:萃取、热蒸馏、微生物处理、固化等方法,但都有其缺陷,技术复杂,不利于现场使用^[5-8],而不管选用哪种方法,都不能实现对钻屑中的钻井液进行回收利用。而现场采用甩干机、离心机等设备进行机械分离,设备简单易操作,还可明显降低钻屑含油量。

钻屑处理设备是由钻屑储存设备、砂泵、甩干机、储液罐、离心机等组成。钻屑处理流程见图 2。

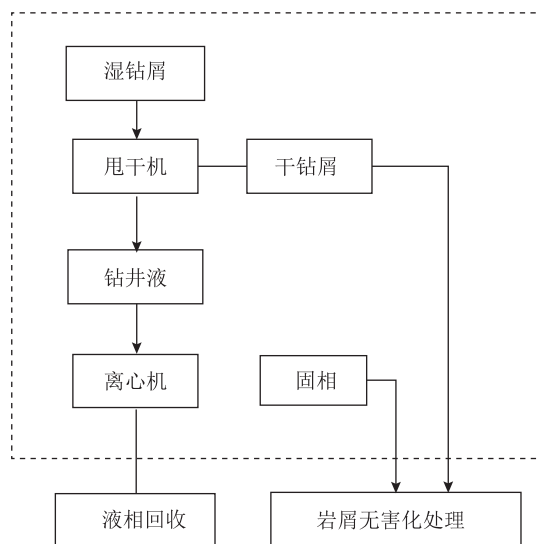


图 2 油基钻井液回收流程

甩干机与离心机设备参数见表 1。

表 1 油基钻屑回收设备参数

设备名称	设备型号	设备参数
立式甩干机	SGL-01	转速 896 r/min
		筛网直径 711.2 mm
		筛网空隙 $0.2\sim 0.5\text{ mm}$
		最大处理能力 40 t/h
变频高速离心机	LW355x1257	转鼓最高转速 $4\,000\text{ r/min}$
		工作常用转速 $2\,800\sim 3\,400\text{ r/min}$
		分离因数 $\leq 2\,296$

甩干机和离心机是油基钻井液回收体系的主要设备,其原理都是利用机械离心原理分离固相和液相^[9-11]。适用于离心机的离心力公式如下^[12]:

$$F=F_r \cdot G \quad (1)$$

$$F_r=\omega^2 R/g \quad (2)$$

式中: F_r 为分离因数; ω 为离心机转鼓角速度, s^{-1} ; R 为离心机转鼓内半径, m ; g 为重力加速度, m/s^2 。

分离因数 F , 是离心机运转时的内在属性, 由运转离心机的转速(角速度)和转鼓内半径决定。对于确定参数的离心机, 其离心力与角速度平方 ω^2 和固相颗粒所受重力 G 正相关, 即: $F \propto \omega^2 \cdot G$ 。随着离心机角速度(转速)的增加, 钻井液中的固相受到的离心力呈几何倍数增加, 逐渐被沉降分离出来。

2.2 回收钻井液性能评价

现场使用的油基钻井液主要由油、盐水(CaCl_2 溶液)、加重剂(重晶石)以及低密度固相组成。这四种成分的体积比计算方法可参考标准 GBT 16783. 2—2012《石油天然气工业 钻井液现场测试 第 2 部分: 油基钻井液》的计算公式。

当回收的油基钻井液低密度固相含量较低时, 则需要重新加重至循环钻井液密度, 由于加重后体积发生了变化, 从而低密度固相含量也发生了变化, 利用加重公式可以得到加重后低密度固相含量计算公式:

$$\varphi l g' = \frac{\rho_{um} - \rho_{of}}{\rho_{um} - \rho_s} \cdot \varphi l g \quad (3)$$

式中: $\varphi l g'$ 为高速离心机溢流钻井液加重后低密度固

相体积比, %; $\varphi l g$ 为高速离心机溢流钻井液低密度固相体积比, %; ρ_{of} 为高速离心机溢流(overflow)钻井液密度, g/cm^3 ; ρ_{um} 为加重剂即重晶石密度, 现场采用密度为 $4.3 \text{ g}/\text{cm}^3$ 的重晶石; ρ_s 为钻井液密度, g/cm^3 。

回收的钻井液标准为: 经过加重后的低密度固相含量应小于循环钻井液的低密度固相含量。

油基钻井液回收设备在四川地区多口井现场都有使用, 表 2 为四川威远地区 W-7 井钻进期间循环油基钻井液性能。

表 2 W-7 井 3 661 m 油基钻井液组分分析

项目	数值
油水比 O/W	85:15
油体积比/%	52
盐水体积比/%	9.83
重晶石体积比/%	32.26
低密度固相体积比/%	5.91

钻屑首先经甩干机进行分离, 表 3 为回收过程中各部分钻井液的组分分析数据。

表 3 W-7 井 3 661 m 回收过程中各部分钻井液组分分析

组分分析	油水比 O/W	油体积比/%	盐水体积比/%	重晶石体积比/%	低密度固相体积比/%
甩干机分离出的油基钻井液	87:13	52	8.84	28.16	10.99
离心机分离出的油基钻井液	88:12	73	11.05	8.67	7.28
重新加重后回用油基钻井液	88:12	54	7.96	32.74	5.30

从表 2、表 3 对比可以看出, 经甩干机处理后的钻井液低密度固相较高。这是因为甩干机把颗粒较大的钻屑分离了出来, 而经过钻头磨碎的颗粒更细的钻屑成为有害的低密度固相进入钻井液。经离心机处理后的钻井液, 密度和低密度固相都会明显降低。回收的钻井液性能较好, 回收后基本满足钻井需要。

2.3 油基钻井液回收效果与经济性分析

页岩气项目自 2015 年逐渐开始使用钻屑处理系统, 既解决了油基钻屑污染环境的问题, 同时也回收了油基钻井液。页岩气井近两年来部分井的使用情况见表 4。

从表 4 可以看出, 平均每口井可以回收约 $40 \sim 50 \text{ m}^3$ 的钻井液(密度约为 $1.27 \text{ g}/\text{cm}^3$), 通常配制 1 m^3 基浆(不加重的油基钻井液)毛成本约 $8\,000 \text{ 元}/\text{m}^3$, 回收的油基钻井液即使按照 $5\,000 \text{ 元}/\text{m}^3$ 计算, 每口井也可节约 $20 \text{ 万} \sim 25 \text{ 万元}$ 。另一方面, 如果没有使

用钻屑回收系统, 不仅无法节约成本, 同时处理油基钻井液还需增加支出: 油基钻屑处理成本约为 $1\,000 \text{ 元}/\text{t}$, 口井处理成本约为 $60 \text{ 万} \sim 72 \text{ 万元}$, 不仅增加了成本, 而且还容易对环境造成污染。

表 4 页岩气井部分油基钻屑回收情况

井号	三开井段/m	回收钻井液平均密度/ (g/cm^3)	回收钻井液总量/ m^3
Y-1	2 580	1.21	44
Y-7	3 584	1.27	51
Y-1	2 424	1.28	50
Y-6	2 207	1.28	49
W-7	2 465	1.28	35
W-6	2 310	1.28	43

回收钻井液单独储存, 有两种利用途径: 开钻前保证钻井液量, 通常采用回收钻井液与新配钻井液为

1:1的比例,开钻后不再使用回收钻井液而使用新浆保证钻井液性能;储存一部分回收钻井液用于发生漏失的井,保证钻井液量。

3 结 论

①通过对油基钻井液损耗量的分析可知,被钻屑带走的钻井液损失是实际的损耗,口井钻井液损失量很高,回收势在必行;

②现场分析了W-7井回收钻井液的效果,回收后的钻井液低密度固相含量略低于循环钻井液;

③现场每口井钻井液回收量约为40~50 m³,既减少了处理钻屑的费用支出,又充分利用了油基钻井液。

参 考 文 献

- [1] 魏平方,王春宏,姜林林,等.废油基钻井液除油试验研究[J].钻井液与完井液,2005,22(1):12-13.
- [2] 谢水祥,蒋官澄,陈勉.利用化学强化分离-无害化技术处理废弃油基钻井液[J].环境工程学报,2011,5(2):425-430.
- [3] 邓皓,谢水祥,王蓉沙.含油钻屑高效除油剂及除油机理研究[J].环境工程学报,2013,9(7):3607-3612.
- [4] 李学庆.油基钻井液含油钻屑无害化处理工艺技术[J].钻井液与完井液,2013,30(4):81-84.

- [5] 黄贤斌,蒋官澄,王伟,等.含油钻屑微乳状液除油剂的研制及机理[J].石油学报,2016,37(6):815-820.
- [6] 屈撑国,马娟,刘咚.气井废弃泥浆微生物-固化复合处理技术[J].环境工程学报,2016,10(6):3180-3184.
- [7] MKPAORO MIF, OKPOKWASILI G C, JOEL O F. A review of drill-cuttings treatment and disposal methods in Nigeria-the gaps and way forward [C]//Conference paper of the SPE Nigeria annual international conference and exhibition on treatment and disposal methods for the drill-cuttings. Lagos, Nigeria, 2015:1-9.
- [8] ALAVIN, MESDAGHINIA, NADDAFIK, et al. Biodegradation of petroleum hydrocarbons in a soil polluted sample by oil-based drilling cuttings [J]. Soil & sediment contamination, 2014, 23(5):586-597.
- [9] 何伦,周凤山,刘瑜,等.钻井完井废弃物固化处理技术及其工业应用[J].钻井液与完井液,2007(增刊1):55-59.
- [10] 胡小刚,康涛,蔡占文,等.国外钻井钻屑处理技术与国内应用研制分析[J].石油机械,2009(9):159-161.
- [11] 赵姗姗,鄢捷年,刘晓平,等.西非深水钻井含油钻屑清洗方法室内研究[J].钻井液与完井液,2011(4):8-10.
- [12] 张洪斌.钻井液离心机工作理论研究[D].成都:西南石油大学,2006:28-46.

(收稿日期 2018-05-14)

(编辑 王薇)

(上接第30页)

③酸性水罐应采用氮封系统,在使用氮封系统时,应根据酸性水罐最大进出料量,选择安装适宜口径的呼吸阀,保证呼吸阀正压大于酸性水罐顶气排往处理装置的启动压力且负压小于酸性水罐氮气进气压力,也可以仅在罐顶安装液压安全阀作为安全保障。

④增设酸性水罐氮封微压计压力远传,方便罐压力监控;增设进水流量控制措施,防止进水量突然增大,保证罐内压力平稳。更换氮气排空线,改用316 L材质管线代替碳钢管线,并根据来水流量计算排气量,确定排气管直径。定期检查氮封系统排气线内腐蚀产物积存情况,定时清除罐内及管线内腐蚀产物。

⑤为了防止由于FeS氧化放热而引发自燃,应在油品进罐前进行脱水,尽可能将储罐施工过程中的积水排除,可有效控制因FeS氧化放热引起的自燃或爆

炸事故。

参 考 文 献

- [1] 李萍. FeS引发储油罐着火温度动态变化曲线的研究[J]. 中国安全科学学报, 2004, 14(3): 45-48.
- [2] 马金秋. 典型炼油装置FeS自燃分析及对策[J]. 山东化工, 2010(39): 42-44.
- [3] 陈良超. 酸性水汽提装置腐蚀及防护分析[J]. 全面腐蚀控制, 2015, 29(5): 51.
- [4] 李萍. 含硫油品储罐自燃着火原因的研究[J]. 火灾科学, 2004, 13(3): 146.
- [5] 刘忠生. 酸性水罐氮气保护防止FeS自燃事故的设计分析[J]. 当代化工, 2009, 38(2): 157.

(收稿日期 2018-01-16)

(编辑 李娟)