

# 大庆油田高密度油包水钻井液技术研究与应用

刘永贵, 胡志强, 王俊杰, 盖大众

(中石油大庆钻探工程公司, 黑龙江 大庆 163413)

**摘要:**针对大庆油田朝503区块地层压力高、地层流体活跃、水平井施工难度大的特点,通过室内实验,将原有的低粘高切油包水钻井液体系配方进行了改进完善,使其在密度上限达到 $2.00\text{ g/cm}^3$ 时,油水比可控范围90:10~75:25,仍然具有良好的流变性、电稳定性和沉降稳定性。经过在朝42-平125井的应用,满足现场的施工要求,保证了井下安全。

**关键词:**水平井;高密度钻井液;油包水;水侵;沉降稳定性

**中图分类号:**TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2014)12-0024-03

**Research and Application of High-density Water-in-oil Drilling Fluid Technology in Daqing Oilfield/LIU Yong-gui, HU Zhi-qiang, WANG Jun-jie, GAI Da-zhong** (Daqing Drilling Engineering Technology Research Institute, Daqing Heilongjiang 163413, China)

**Abstract:** According to the characteristics of high formation pressure, active formation fluid and difficult construction for horizontal wells in 503 block of Daqing oilfield and by the laboratory experiments, the original low-viscosity water-in-oil drilling fluid system formula has been optimized so that when the upper limit of density reaches  $2.00\text{ g/cm}^3$ , the controllable range of oil-water ratio is from 75:25 to 90:10, and the drilling fluid still has good rheology, electrical stability and sedimentation stability. By the application in well Chao42-P125, the construction requirements are met and downhole safety is ensured.

**Key words:** horizontal well; high density drilling fluid; water-in-oil; water invasion; sedimentation stability

大庆油田朝503区块的扶余油层压力系数较高,平均压力系数为1.60,且注水井密集,存在异常高压水层,施工过程中存在水侵风险。本文通过室内研究,针对该井地层特点,对原有低粘高切油包水钻井液的配方进行了改进完善,在朝42-平125井获得了较好的应用效果。在施工过程中虽然发生了水侵,但现场通过对钻井液性能进行调整,使得各项指标满足施工的要求,保证了井下安全。

## 1 高密度油包水钻井液技术难点

高密度油包水钻井液的技术难点主要体现在流变性和沉降稳定性之间的矛盾以及现场维护上的困难,而对于朝42-平125井的特殊井下情况,又增加了水侵方面的风险,具体分析如下。

(1)流变性和沉降稳定性的矛盾。高密度油包水钻井液体系属于胶体悬浮体系,本身具有固相含量高、固相颗粒的内摩擦力大、体系中自由油相含量少、钻屑的侵入和积累不易清除这4方面的特点<sup>[1]</sup>。根据钻井液流变参数的胶体化学意义,钻井液体系的粘度是由钻井液溶液粘度、总固相产生的粘度、固

相粒子分散带来的粘度及固相粒子间相互作用产生的粘度4部分构成<sup>[2]</sup>。显然,各部分的变化均要影响到总粘度值的变化。所以在流变性和沉降稳定性之间便存在显著的矛盾,如果体系粘度切力低,悬浮能力弱,沉降稳定性则差,会造成重晶石粉沉淀,堵塞循环管线,更给井控安全带来隐患,但如果为了实现良好的沉降稳定性而盲目提高粘度切力,必然造成油包水钻井液的粘度升高难以控制,在现场施工过程中,粘度过高会造成开泵困难、泵压过高和“激动”压力过大等一系列复杂问题。

(2)现场维护的困难主要是体系固相含量太高导致粘度过高。巨大的固相粒子比表面积通过润湿和吸附作用使得整个油包水体系的润湿剂大量减少,导致体系的钻屑容量降低,一旦没有及时处理维护,固相粒子极易连接形成结构,从而导致体系粘切增高,若有害固相不能及时清除,则会细分散在体系中,造成恶性循环<sup>[3]</sup>。而高固相的体系对外来物质的污染敏感性也更强,本身高密度钻井液中的钻屑不易清除,钻屑与大量的重晶石粉协同作用,会进一步导致粘度切力的升高。

收稿日期:2014-05-09; 修回日期:2014-11-19

作者简介:刘永贵(1973-),男(汉族),黑龙江大庆人,中石油大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院钻井液研究所所长、高级工程师,钻井工程专业,硕士,黑龙江省大庆市八百垅钻井工程技术研究院,liuyonggui@cnpc.com.cn。

(3)该井油层压力高,周围注水井较多,存在异常高压水层,水侵发生几率较大,水侵会导致钻井液密度降低、流变性变差、粘度急剧升高,严重时会造成油包水体系破乳,全井钻井液报废,甚至诱发井喷。

## 2 室内配方评价优选

基础配方为低粘高切油包水钻井液体系,该体系在大庆长垣区块已成功应用了百余口水平井,但主要应用于常规密度范围,密度未超过  $1.40 \text{ g/cm}^3$ ,且油水比可调范围为 90:10~85:15,其原配方为:柴油+3%~5%乳化剂+1%~3%润湿剂+2%~

4%有机土+2%~4%降滤失剂+3%~5%CaO+盐水(含20%~40%CaCl<sub>2</sub>)+重晶石粉。

针对该井高密度油包水钻井液的技术难点,室内对原配方进行了调整和改进。主要从悬浮能力、流变性和抗水侵污染能力3个方面进行配方调整,油水比可调范围为90:10~75:25,改进后的配方为:柴油+7%~9%乳化剂+3%~5%润湿剂+3%~5%有机土+3%~5%降滤失剂+4%~6%CaO+盐水(含20%~40%CaCl<sub>2</sub>)+重晶石粉。室内评价了1.60、1.80和2.00 g/cm<sup>3</sup>三种密度下的各项性能指标,如表1所示。

表1 三种密度钻井液各项性能指标对比

油水比	密度 /(g·cm <sup>-3</sup> )	测定 时间	AV /(mPa·s)	YP /Pa	PV /(mPa·s)	YP/ PV	Gel /(Pa/Pa)	HTHP/[mL· (30 min) <sup>-1</sup> ]	静止 24 h 上下密度差	E <sub>s</sub> /V
90:10	1.60	滚后	34	10	24	0.42	3.0/8.0	2.0	0.03	1650
	1.80	滚后	41	13	28	0.46	4.0/9.0	2.0	0.03	1546
	2.00	滚后	48	15	33	0.45	5.5/10.0	1.6	0.03	1442
85:15	1.60	滚后	40	12	28	0.42	4.0/9.5	2.4	0.03	1432
	1.80	滚后	46	15	31	0.48	5.5/10.5	2.2	0.03	1342
	2.00	滚后	56	17	39	0.44	6.0/12.0	2.0	0.04	1313
80:20	1.60	滚后	47	15	32	0.47	5.5/10.5	3.2	0.02	1065
	1.80	滚后	54	17	37	0.46	6.0/11.5	3.0	0.04	1018
	2.00	滚后	66	21	45	0.47	7.5/13.5	2.2	0.04	1104
75:25	1.60	滚后	56	18	38	0.47	6.0/11.0	3.6	0.02	1012
	1.80	滚后	62	20	42	0.48	7.0/13.0	3.2	0.04	987
	2.00	滚后	72	24	48	0.50	8.5/16.0	2.8	0.04	965

注:老化条件为150℃×16h,流变性和破乳电压测定温度为50℃;AV为表观粘度;PV为塑性粘度;YP为动切力;Gel为初终切;HTHP为高温高压滤失量;E<sub>s</sub>为破乳电压。

从表1的数据可以看出,密度不变时,随着油水比降低,体系粘切有所增加,虽然增幅明显,但流变性可控,而破乳电压有所下降,但仍高于800V,HTHP滤失量变化不大,沉降稳定性良好。当密度增加时,粘切增幅也比较明显,但流变性、动塑比等均在正常变化范围内,没有发生数值骤变的情况,其它指标也均正常,说明在这种高密度高固相和低油水比的情况下,该体系的内部结构仍然足以适应,没有达到体系的结构极限。因此,经过配方调整后的高密度油包水钻井液体系在流变性和沉降稳定性上表现良好,抗水侵能力较强,综合性能符合现场要求。

## 3 现场应用

### 3.1 施工基本情况

朝42-平125井完钻井深2150m,井斜84.2°,方位358°,水平段长510m,油包水钻井液施工井段为950~2150m,钻进周期16.72d,平均机械钻速

7.87m/h,钻遇地层为青山口组和泉头组,平均井径扩大率3%,固井质量优质。该井设计密度1.15~1.60g/cm<sup>3</sup>,但在实际施工过程中由于多次水侵,为平衡地层压力,密度最高提至1.65g/cm<sup>3</sup>,且机械钻速高,有害固相侵入严重,现场科学地控制全井钻井液的综合性能,顺利完成该井的技术服务。

### 3.2 日常维护

该井钻井液现场日常维护主要包括以下几个方面。

(1)根据实际情况控制密度范围。该井密度设计是依据地层压力和邻井实钻情况,但在施工过程中,现场通过每小时监测一次振动筛返砂和泥浆量变化,根据实际情况第一时间做出调整,不断摸索最合适的密度来平衡地层压力。对于特殊地层、特殊的井,设计只能作为参考,一切要以井控安全为前提。

(2)现场备料充足。由于该井为高密度井,易发生水侵,现场储备2.00g/cm<sup>3</sup>重浆50m<sup>3</sup>,重晶石

粉 120 t,如发生水侵可以第一时间提高钻井液密度平衡地层压力。各种处理剂储备量很大,尤其是乳化剂和降滤失剂,能够及时补充消耗和应对复杂情况。

(3)流变性控制。低密度固相含量及其分散特性是控制流变性的关键,通过配方的改进,在保证钻井液沉降稳定性的前提下,现场采取了一系列的措施,其中包括:①采用密度为  $4.25 \text{ g/cm}^3$  的优质重晶石粉加重;②合理利用四级固控设备,振动筛 120 目,除砂器 200 目,利用率 100%,如果密度增长过快则适当启动离心机;③补充的新浆密度要与井浆一致,少加或不加盐水,加足乳化剂,新浆粘度要低于井浆;④严格控制有机土含量,前期配浆遵循配方加量,后期维护少加或不加;⑤定期排放沉沙罐,防止过量的钻屑重新入井反复研磨;⑥所有处理过程,包括加药、加重和补充新浆,必须均匀缓慢进行。

(4)保证乳化剂含量。乳化剂是油包水乳状液的稳定剂,该体系的两种乳化剂也同时起到润湿剂的作用,能让亲水的重晶石粉和钻屑颗粒表面迅速转变成油相润湿,从而保证它们能较好地悬浮在油相中<sup>[4]</sup>,所以充足的加量对于体系的稳定、切力的保证和钻屑能否及时清除都起到至关重要的作用。现场配浆时遵循配方加量,每进尺 200 m 补充一次,并实时通过返砂和  $E_s$  的监测来判断乳化剂的缺失量,一旦  $E_s$  值低于 600 V 要立即补充。

(5)维持充足的 CaO 含量,pH 值控制在 8.5 ~ 10。CaO 可与油包水钻井液体系中的有机酸等作用生成二元金属皂,能够保证乳化剂充分发挥作用,同时遇水形成 CaOH,可以增加结构强度,一旦地层侵入流体中含有  $\text{CO}_2$  或  $\text{SO}_2$ ,还可以吸收中和<sup>[5]</sup>。现场根据 pH 值来监测 CaO 的缺失量,及时加以补充。

### 3.3 水侵的处理

该井在钻进高压层时密度为  $1.55 \text{ g/cm}^3$ ,粘度 60 s,油水比 89:11,破乳电压 1130 V,性能稳定,循环钻进时一切正常。但后续共发生了 3 次水侵,前 2 次是由于突发状况,导致 2 次空井静止,分别为 48 和 24 h,2 次发生 18 和  $12 \text{ m}^3$  不同程度的水侵,第 3 次是测井期间,空井静止 47 h,水侵  $20 \text{ m}^3$ 。由于发生水侵,密度逐渐摸索提至  $1.65 \text{ g/cm}^3$ ,钻井液性能变化如表 2 所示。

可以看出,虽然经历多次水侵,钻井液油水比波动范围较大,但经过及时的维护处理,流变性始终保持在可控范围内,没有影响正常施工,而油包水体系的破乳电压  $E_s$  最低值也  $>800 \text{ V}$ ,乳状液稳定,没有

表 2 钻井液性能变化

井深 /m	密度 /( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	FV /s	YP /Pa	PV /( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	YP /PV	Gel/ (Pa/Pa)	油水比	$E_s$ /V	固相含量 /%
950	1.20	50	12	24	0.50	2.0/5.0	90:10	805	14
1154	1.55	62	13	29	0.45	3.5/6.5	90:10	1050	24
1268	1.60	80	22	48	0.46	6.0/10.0	84:16	840	27
1412	1.60	76	20	45	0.44	5.0/9.0	80:20	886	28
1824	1.63	96	25	56	0.45	8.0/13.0	76:24	960	30
2150	1.65	95	22	46	0.48	7.0/12.0	82:18	985	31

发生明显破乳现象。

钻井液方面处理措施如下。

(1)每次重新建立循环后,密切观察井口返出情况,将水侵严重的混浆段适当排放,防止混入循环罐污染全井钻井液,必须控制好排放量,既保证性能可调,又要节约成本,混浆段密度和排放量要记录准确,以便于后续计算。

(2)确定密度的依据:由于循环时未发生水侵,所以可通过软件计算出当量循环密度,该密度产生的静液柱压力即可平衡地层压力。连续测量混浆段密度变化情况,根据密度下降值和水侵量计算重浆混入比例,重浆要均匀混入。

(3)测量水侵后的钻井液性能,准确掌握油水比、流变参数、 $E_s$  等数据,通过室内小型实验,确定最合理的处理方案。实际的处理方法是利用高油水比新浆进行均匀调整,新浆中各种处理剂的比例按照污染后井浆的性能有针对性地进行增减,着重补充乳化剂含量。将全井钻井液性能调整完毕后方可钻进。

(4)配制重浆时要用井浆作为基浆,高粘切的井浆具有良好的沉降稳定性,可以保证重晶石粉的悬浮度。重浆量由  $50 \text{ m}^3$  增加至  $80 \text{ m}^3$ ,以便能够第一时间应对井下复杂情况。

## 4 结论与认识

(1)经过室内配方评价优选,该高密度油包水钻井液体系在  $1.60 \sim 2.00 \text{ g/cm}^3$  范围内具有良好的流变性和沉降稳定性,且抗水侵污染能力强,在油水比降到 75:25 时,仍然具有稳定的综合性能,尤其是破乳电压  $E_s$  能够始终保持在 800 V 以上。

(2)通过对高密度油包水钻井液体系内部作用机理的分析,更加深刻认识到高密度高固相体系的复杂性,这对于配方的改进优化至关重要。由室内评价和现场应用的结果看出,虽然该配方处理剂

(下转第 30 页)

钻具并将  $\varnothing 325$  mm 管内灌满清水→桥塞候凝。

### 3 效果检验与相关认识

#### 3.1 效果检验

(1) 经井内摄像检验, 静止水位以上井段已确认完全封闭, 再没有发现封闭井段向井内刺水、漏水现象, 实现了预期的止水目的。

(2) 经多次下泵试抽水, 深井泵组起下顺畅, 井内各级管柱安全、可靠无异常, 完全满足深井泵正常运行及起下安装作业。

(3) 经过对含水层段机械活塞洗井, 最终出水量达到了  $23 \text{ m}^3/\text{h}$  以上, 比原井出水量有所增大, 水质有所改善。

(4) 完成洗井、抽水试验后, 在下入深井泵组之前, 多次下入专用的清渣、捞渣工具, 清捞至井底, 圆满完成了清孔作业。

#### 3.2 体会与认识

(1) 由本次止水修井工程所获得的封闭层(本溪组以上)区域水位埋深资料和施工中有益的经验与沉痛的教训, 能使我院今后在该区域施工类似深井时, 提前采取针对性的防范措施, 少走弯路。

(2) 对于井深大、口径大、变径次数多、水位埋深大的基岩深井, 必须从井身结构设计、管材选择、成孔工艺与工序、含水层保护及洗井方法等方面, 全面严格把关, 确保成井质量, 从源头上避免旧井修复

作业。

(3) 井内水位骤降吸扁井管这种恶性事故, 不仅在本次修井作业中多次发生, 而且在正常施工中频频出现, 由此而报废水井的工程实例屡见不鲜。对于取水层水位埋深较大的水井, 在揭开含水层前, 施工单位应高度重视, 采取措施, 严防井内水位骤降。

(4) 对于旧井修复工程, 全面收集, 认真分析旧井的各种技术数据与技术资料非常关键, 否则, 会误导修复技术方案的制定, 造成旧井修复处理复杂化, 甚至会造成旧井报废, 进而给委托方与施工方带来更大的劳动付出和经济损失。

#### 参考文献:

- [1] 中国地质调查局主编. 水文地质手册(第二版)[M]. 北京: 地质出版社, 2012.
- [2] 钻探管材手册编写组主编. 地质、水文、石油钻探管材手册[M]. 北京: 地质出版社, 1975.
- [3] 朱宗培, 王启华, 华雪芳, 等. 地质勘探用水泥[M]. 北京: 地质出版社, 1984.
- [4] 魏碧波. 钻井成井工艺对出水量的影响分析及技术措施[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2013, 40(1): 31-34.
- [5] 许刘万, 王艳丽, 刘江, 等. 影响水井钻探效率的因素及提高钻井速度的关键技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(4): 18-21.
- [6] 于孝民, 杨春光, 董国明, 等. 唐山市第一眼蓟县系地热井钻探及成井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(2): 41-44.

(上接第 26 页)

种类不多, 但互相协同作用, 可以形成稳定而优质的乳状液结构, 易于维护处理, 可操作性很强。

(3) 在现场应用过程中, 该体系沉降稳定性好, 没有发生重晶石粉沉淀的情况。该体系动塑比  $> 0.4$ , 携岩能力很强。该体系的润滑性和抑制性非常突出, 定向钻进时摩阻力仅  $10 \sim 20 \text{ kN}$ , 起下钻顺利, 井壁规则, 平均井径扩大率为  $3\%$ 。

(4) 由于事先针对该井易发生水侵的情况作了充分的室内评价工作, 所以在现场虽然钻遇了异常高压水层, 发生了多次水侵, 但经过正确的应对处理, 将钻井液性能及时调整到正常范围, 将钻井液成本影响控制在最低, 保证了钻井的正常施工, 最终顺

利优质地完成了该井的技术服务。

#### 参考文献:

- [1] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 山东青岛: 中国石油大学出版社, 2006. 13-15.
- [2] 李健鹰. 粘土胶体化学[M]. 山东青岛: 中国石油大学出版社, 1988.
- [3] 蒲晓林, 黄林基, 罗兴树, 等. 深井高密度水基钻井液流变性、造壁性控制原理[J]. 天然气工业, 2001, 21(6): 48-50.
- [4] 李春霞, 黄进军. 一种新型高温稳定的油基钻井液润湿反转剂[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(5): 22-24.
- [5] 罗立公, 关增臣. 油基钻井液在特殊井中的应用[J]. 钻采工艺, 1997, 20(3): 71-74.
- [6] 刘永福. 高密度钻井液的技术难点及其应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2007, 34(5): 47-49.