

塔中油气田超长水平井油基钻井液技术

刘松¹ 李同川²

1. 中石化中原石油工程有限公司塔里木分公司 新疆 轮台 841699

2. 中国石油化工股份有限公司东北油气分公司 吉林 长春 130051

摘要: 针对塔中油气田超长水平井存在的携岩困难、摩阻大及润滑防卡性能差等问题,开展了高性能油基钻井液技术研究,研制出支化型提切剂VSP-1,构建了低黏高切油基钻井液体系,该体系抗温达180℃,抗岩屑污染达20%以上。钻井液密度在1.20~1.50g/cm³时,塑性粘度低于40mPa·s,动塑比控制在0.32~0.40,有利于携岩和降低ECD。该体系在塔中6-6H井三开进行了现场应用,井壁稳定,返砂正常,平均井径扩大率8.6%,起钻摩阻最大仅为22t,下放摩阻8t,平均机械钻速达15.4m/h,助力了塔里木油田水平段最长油气井的安全高效开发。

关键词: 油基钻井液;长水平井;携岩;井壁稳定

塔中油气田受地质构造影响,目的层CⅡ油组储层岩性为膏质云岩、生屑灰岩、鲕粒灰岩,生屑灰岩的生屑含量50%~65%,鲕粒含量<15%;CⅢ油组储层岩性主要为石英砂岩和少量的岩屑砂岩、长石岩屑砂岩,目的层发育存在不稳定性。前期施工井多为斜井、水平段小于1500m的水平井,目的层采用强抑制水基钻井液体系,多口井发生井漏、垮塌和卡钻事故,影响安全施工^[1]。近年来,塔中油气田为新建产能,进行了超长水平井部署,水平段长达3000m。相对于常规井,超长水平井因环空间隙小、裸眼段长存在压耗高、ECD值高、易憋漏地层、携岩困难、起下摩阻大等施工问题^[2],采用常规水基钻井液技术难以解决。

1 塔中油气田水平井钻井液技术难点与对策

1.1 塔中水平井钻井液技术难点

塔中油气田地质分层为古近系、侏罗系、三叠系、二叠系、石炭系,二叠系以浅为直井段,着陆于石炭系巴楚组。水平段钻进时容易出现井眼失稳、起下钻阻卡、环空压耗高、携岩差及机械钻速慢等问题。

1.2 钻井液技术措施

针对施工难点,从钻井液方面进行了深入分析和研究,制订了以下技术措施:(1)为确保超长水平井钻井液具有良好的防塌、润滑性及稳定性,应用油基钻井液体系^[3]。(2)控制钻井液流型,提高携岩性能,保障井眼清洁,降低ECD值。(3)采用合适的钻井液密度,同时强化其封堵性能以保障井壁稳定。(4)长水平段中后期钻屑运移距离长、研磨细,采用高目筛布,提高固控

效率。

2 低黏高切油基钻井液技术

根据塔中油田长水平井钻井技术难点和钻井液技术措施,构建了低黏高切油基钻井液体系,通过其优良的防塌、润滑减阻和携岩带砂性能来解决长水平段施工存在的问题。

2.1 支化型提切剂的研制

以低聚酸、N,N-双(2-羟乙基)乙二胺和支化单体为主要原料合成出一种具有三维拓扑结构的支化型提切剂VSP-1,对合成产品进行红外光谱分析(见图1),3102cm⁻¹处的弱吸收峰为-NH-基的特征振动峰,2849cm⁻¹~2943cm⁻¹处出现的强吸收双峰,表明提切剂分子结构中含亚甲基类亲油基团,1601cm⁻¹处吸收峰为氨基的特征振动峰,表明分子结构中含有支化结构的C—C、C—N基团。

对油基提切剂进行性能评价,基础配方:240mL柴油+2%主乳+2%辅乳+60mL CaCl₂盐水+2%有机土+3%降滤失剂+3%CaO+重晶石,ρ=1.50g/cm³;在此基础上分别加入0%、0.5%和1%的提切剂,钻井液分别经120℃、150℃滚动老化16h,老化后性能评价见表1。结果表明,随着提切剂加量的提高,钻井液经120℃热滚后的黏切呈增加趋势,加量达1%时,动塑比由对比样的0.25提高至0.39,有效提高钻井液的悬浮性能和携岩能力。老化温度从120℃提高至150℃,基础浆中加入1%提切剂后动塑比仍保持在0.37,较基础浆提高60%以上,表明研制的提切剂VSP-1具有较好的提切作用,同时有助于提高钻井液抗温性能和乳化稳定性。

2.2 低黏高切油基钻井液及综合性能评价

通过室内评价,优选出乳化剂、有机土、提切剂、氧化沥青及封堵材料,研究形成了低黏高切油基钻井

作者简介: 刘松(1977-12),男,汉族,湖北省新洲县,硕士研究生,工程师,研究方向:钻井工程、会计学。

液配方，即：基础油+2%乳化剂PEMUL+2%乳化剂LEMUL+CaCl₂盐水（25%wt）+2.5%有机土+4%氧化沥青+3%CaO+1%球状凝胶+2%纳微米封堵剂+0.5%提切剂

VSP-1+重晶石，油水比80：20~90：10可调。依据GB/T 16783.2—2012《钻井液现场测试第2部分油基钻井液》，对低黏高切油基钻井液进行综合性能评价。

表1 提切剂性能评价

老化条件	提切剂加量	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	Q _{10s} /Q _{10min} / (Pa/Pa)	动塑比	ES/V
120°C/16h	0%	28	22	5.5	3.0/5.5	0.25	891
	0.5%	30.5	23	7.5	5.0/9.0	0.32	992
	1%	32	23	9.0	7.0/12	0.39	1002
150°C/16h	0%	27	22	5.0	3.0/5.0	0.23	820
	0.5%	30	23	7.0	5.0/8.5	0.30	913
	1%	31.5	23	8.5	6.0/10.5	0.37	942

2.2.1 钻井液抗温性能评价

配制油水比80：20、密度1.50g/cm³三组钻井液，考察了不同老化温度对钻井液性能的影响，结果见表2。随

着老化温度的升高，钻井液经180°C老化后表观黏度和塑性黏度稍有降低，综合性能稳定，说明该体系具有良好的热稳定性。

表2 钻井液抗温性能评价

老化条件	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	Q _{10s} /Q _{10min} / (Pa/Pa)	FL _{HHP} /mL	ES/V
120°C/16h	40	29	11	7.5/14.5	2.0	1140
150°C/16h	39.5	30	9.5	7.0/13	2.8	1036
180°C/16h	38	31	7.0	5.5/9.5	4.0	920

2.2.2 钻井液长期热稳定性评价

针对油水比80：20、密度1.50g/cm³钻井液进行长期老化稳定性实验，性能见表3。钻井液经150°C/88h静止至

室温后开罐均质，性能稳定，黏切度保持较好，高温高压滤失控制在4.0mL以内，破乳电压在800V以上。

表3 钻井液长期热稳定性评价

老化条件	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	Q _{10s} /Q _{10min} / (Pa/Pa)	FL _{HHP} /mL	ES/V	备注
150°C/16h	39.5	30	9.5	7.0/13	2.8	1036	无沉降
150°C/40h	39.5	31	8.5	6.0/12	3.0	949	无沉降
150°C/64h	38	31	7	5.0/9.0	3.2	880	无沉降
150°C/88h	37.5	32	5.5	4.5/8.0	3.8	821	无沉降

2.2.3 不同密度对钻井液性能的影响

选取油水比80：20基础配方，考察了不同密度钻井液性能的影响，性能评价见表4。提切剂加量0.5%时，密度1.27和1.50g/cm³的钻井液表现出较好的低黏高切流型，

有利于携岩带砂，降低循环压耗；塔中油气田目的层压力系数低于1.30，因此，低黏高切油基钻井液体系在该工区具有较好的适用性。

表4 不同密度对油基钻井液性能的影响

密度/g·cm ⁻³	老化条件	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	Q _{10s} /Q _{10min} / (Pa/Pa)	ES/V
1.27	150°C/16h	28	20	8.0	4.5/9.0	997
1.50	150°C/16h	39.5	30	9.5	7.0/13	1036
1.80	150°C/16h	51	37	14	9.5/18	1104

2.2.4 钻井液抗岩屑污染评价

采用油水比80：20、密度1.50g/cm³钻井液作为基础配方，钻屑粉分别按10%、20%、30%加入到体系中，评价结果见表5。随着钻屑粉加量的增加，钻井液稳定性呈

下降趋势，黏度增加，钻屑加量20%时，仍表现出较好的低黏高切性能。当钻屑加量30%时，钻井液经高温老化后出现粘稠，切力下降，流型从低黏高切变成高黏低切。

表5 钻井液抗岩屑污染评价

老化条件	钻屑加量	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	Q _{10s} /Q _{10min} /(Pa/Pa)	ES/V
150°C/16h	0%	39.5	30	9.5	7.0/13	1036
	10%	43.5	34	9.0	6.5/12	953
	20%	47	39	8.0	5.0/9.0	811
	30%	51.5	46	5.5	3.5/7.0	579

3 现场应用

塔中6-6H井构造位置为塔中隆起中央断裂带塔中6号，是塔里木油田分公司部署的第一口超长水平井。该井设计井深7014m，设计水平段3000m，水平段采用168.3mm钻头钻进，临井借鉴资料少，施工难度大，此前塔里木油田最长水平段为1636m（中古541-H1）。

3.1 钻井液维护与处理

该井三开采用低黏高切油基钻井液技术，开钻密度1.25g/cm³，进入水平段后密度控制在1.27-1.28g/cm³，使用油基乳液维护井浆的稳定性，使用300目振动筛、高速离心机等固控设备保障泥浆的清洁性，同时配合工程短起下措施，降低起下摩阻，满足长水平段携砂和润滑防卡要求。

3.2 应用效果

低黏高切油基钻井液技术在塔中6-6H井表现出较好的应用效果，井壁稳定，钻井液润滑防卡效果突出，水平段返砂正常。完井期间，下套管一次下到位，顺利固井。实际钻井周期仅为26d，较设计周期（54d）节约52%，三开平均机械钻速15.4m/s，实现了安全高效钻井。

表6 三开钻井液分段性能

井深/m	密度/g/cm ³	FV/s	PV/mPa·s	YP/Pa	Q _{10s} /Q _{10min} /(Pa/Pa)	FL _{HHP} /mL	油水比	ES/V
3890	1.25	52	20	7.0	3.5/8.0	2.0	82 : 18	920
4585	1.27	53	21	7.5	4.0/8.0	2.4	83 : 17	1200
5046	1.27	54	22	8.0	4.0/8.5	2.4	85 : 15	1220
5955	1.27	55	23	8.0	4.5/9.0	2.6	84 : 16	1150
6295	1.26	54	21	8.0	4.5/8.5	2.4	84 : 16	1124

(3) 润滑防卡效果好，摩阻扭矩低

施工期间起下钻通畅，开泵上提、下放摩阻较低，井底停泵起钻摩阻最大仅为22t、下放最大8t，较好的解决了超长水平井摩阻扭矩大的问题。

结束语

根据塔中油田地质特征和超长水平井的钻井需求，研制出油基提切剂VSP-1，构建出低黏高切油基钻井液体系配方，该体系具有较好的流变性能、携岩性能、润滑防卡性能。低黏高切油基钻井液在塔中6-6H井取得良好的应用效果，应用井段平均井径扩大率为8.6%，井径规则，起下钻摩阻低，井底停泵最大上提摩阻22t、下放摩

(1) 井壁稳定效果突出

油基钻井液在施工过程中表现出较强的抑制性和封堵性能，高温高压滤失小于3mL，减少了滤液渗透和压力传递，有效保障了井壁稳定；钻进过程中返出岩屑完整，无掉块产生，井径规则，平均井径扩大率为8.6%，见图3。

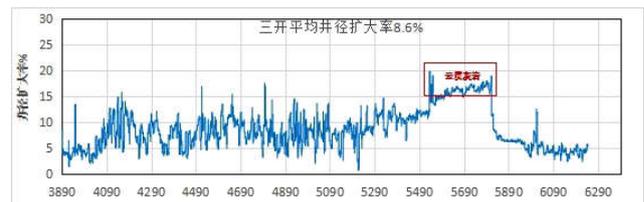


图3 塔中6-6H井三开井径扩大率

(2) 钻井液流型可控，携岩带砂效果突出

钻进过程中油基钻井液性能稳定，见表6，塑性粘度控制在20-22mPa·s，动塑比维持在0.35-0.38，保障钻井液具有极佳的携岩性能；同时，根据定向仪器实时监测，钻井液ECD维持在1.37-1.45g/cm³，有效保障了井筒泥浆的清洁性。

阻8t，完井期间套管顺利下到位，很好的解决了超长水平井的井壁稳定和携岩、摩阻扭矩大的问题。

参考文献

- [1]于洋飞,杨光,陈涛,等.新疆玛湖区块2000m长水平段水平井钻井技术[J].断块油气田,2017,24(5):727-730.
- [2]孙金声,蒋官澄,贺垠博,等.油基钻井液面临的技术难题与挑战[J].中国石油大学学报(自然科学版),2023,47(5):76-85.
- [3]陈涛,冉照辉,罗亮,等.苏77-21-40H2水平井超长水平段钻井技术[J].石油钻采工艺,2015,37(6):1-4.