

耐 230 °C 高温海水钻井液室内实验研究

邹志飞, 熊正强*, 李晓东, 付帆

(北京探矿工程研究所, 北京 100083)

摘要:为了解决深海油气井工程和大洋科学钻探深部高温井段钻井液流变稳定性和护壁性能等变差问题,以复合粘土为造浆材料,通过优选抗温抗盐降滤失剂、防塌剂和高温稳定剂等关键处理剂及钻井液配方优化研究,研发了一套耐 230 °C 高温海水钻井液配方。采用高温高压流变仪、六速旋转粘度计和高温高压滤失仪等仪器,开展耐 230 °C 高温海水钻井液的综合性能评价,如热稳定性、高温流变性等。实验结果显示,密度 1.5 g/cm³ 的钻井液在 230 °C 老化 16 h 前后,表观粘度变化率为 2.5%,高温高压滤失量为 23 mL。研究结果表明,该海水钻井液抗温可达 230 °C,具有良好的抗高温稳定性、高温流变性能以及较低的高温高压滤失量,可满足深海高温硬岩钻探要求。

关键词:耐高温海水钻井液;高温稳定性;高温流变性;大洋科学钻探

中图分类号:P634.6 文献标识码:A 文章编号:2096-9686(2022)01-0049-08

Laboratory research on 230°C high temperature-resistant seawater-based drilling fluids

ZOU Zhifei, XIONG Zhengqiang*, LI Xiaodong, FU Fan

(Beijing Institute of Exploration Engineering, Beijing 100083, China)

Abstract: A seawater-based drilling fluid has been developed through selection of key additives such as fluid loss reducers, high-temperature stabilizers, and optimization of the components to deal with the problems encountered in deep drilling, such as instability of the borehole wall, unstable rheological properties of drilling fluid, and large fluid loss. The comprehensive performance of the drilling fluid was analyzed, and the results showed that the drilling fluid with density of 1.5g/cm³ had an apparent viscosity change rate of 2.5% after aging for 16h at 230°C, and the HPHT filtration loss was 23mL; indicating that the seawater drilling fluid could resist temperature up to 230°C with good high-temperature stability, high-temperature rheological properties and low filtration loss at high-temperature and high-pressure, and it can meet the requirements of deep-sea high-temperature drilling.

Key words: high temperature-resistant seawater-based drilling fluids; high temperature stability; high temperature rheology; ocean scientific drilling

0 引言

随着深海油气勘探开发及大洋科学钻探工程实施,井筒深度不断增加,钻遇地层日趋复杂,井内高温及井壁稳定性问题逐渐严重,对海水钻井液提

出了更高的要求^[1-6]。为此,围绕海水钻井液抗温问题,国内外开展了较多的研究与应用工作。例如,斯伦贝谢公司研制的 Envirotherm NT 钻井液体系,抗温可达 232 °C^[7];EXXON 公司以抗高温聚合物处

收稿日期:2021-08-31; 修回日期:2021-12-27 DOI:10.12143/j.ztgc.2022.01.007

基金项目:中国地质调查局地质调查项目“深海钻探技术与工程支撑(北京探矿工程研究所)”(编号:DD20190586)

第一作者:邹志飞,男,苗族,1992年生,助理工程师,硕士,从事钻井液材料研究与应用工作,北京市海淀区学院路29号探工楼,18511761125@163.com。

通信作者:熊正强,男,汉族,1985年生,高级工程师,博士在读,从事钻井液材料研究与应用工作,北京市海淀区学院路29号探工楼, xiongzq1012@126.com。

引用格式:邹志飞,熊正强,李晓东,等.耐 230 °C 高温海水钻井液室内实验研究[J].钻探工程,2022,49(1):49-56.

ZOU Zhifei, XIONG Zhengqiang, LI Xiaodong, et al. Laboratory research on 230°C high temperature-resistant seawater-based drilling fluids[J]. Drilling Engineering, 2022,49(1):49-56.

理剂为基础,研制了一套耐高温海水钻井液体系EHT,并成功应用于莫尔比湾某油气井,现场应用温度最高达215℃^[8];朱宽亮等^[9]通过室内研究,研发了一套抗200℃高温海水钻井液,并成功应用于南堡5-4井,井深5359m时实测温度193℃,现场应用表明该钻井液性能稳定,维护简单,可满足海上钻探要求;方满宗等^[10]在HEM深水钻井液体系的基础上,优选高温降失水剂和抑制剂,研发出耐温可达180℃的高温海水钻井液体系,并在南海LSX-1井成功应用,井底温度151℃;刘晓栋等^[11]研发抗温180~200℃的聚合物降滤失剂BDF-100S、提切剂BDV-1等,构建了一套抗温200℃的无毒高温海水钻井液体系,并在渤海3-XX井成功应用,完钻实测井底温度最高204℃。但是,目前研发的海水钻井液体系实际应用温度基本不超过220℃。

为了满足深海油气钻探和大洋科学钻探深部高温井段钻井液要求,笔者开展了耐230℃高温海水钻井液处理剂优选及配方优化研究,评价了海水钻井液的高温稳定性、高温流变性能等。

1 耐高温海水钻井液技术难点

耐高温海水钻井液技术难点主要有:(1)处理剂必须具备良好的抗盐性能,否则由于胶体稳定性差钻井液易出现分层^[12-16];(2)海水钻井液中的各种组分在高温下会发生增稠、降解、交联与胶凝等变化,导致钻井液流变性恶化、滤失量变大、携带能力变差等问题,严重时甚至会导致钻井作业无法正常进行^[17-20];(3)大洋钻探深部硬岩地层可能较为破碎,要求高温海水钻井液具备良好的防塌护壁性能^[21-22];(4)地层压力系数变化较大,需要钻井液具有较好的密度可调性^[23-26]。

基于上述技术难点,开展高温海水钻井液配方设计,并重点评价钻井液的高温稳定性、高温流变性、抑制性和抗污染性能。

2 钻井液体系设计思路

深海钻探钻遇的复杂地层将主要以破碎地层和压力地层为主,因此从井壁稳定及高温下钻井液携带能力考虑,选择低固相细分散钻井液更为合适。海水存在中高价金属离子,普通膨润土在海水中难以水化分散,导致膨润土钻井液容易出现分层。本研究在优选优质钠基膨润土基础上,搭配抗盐粘土

作为造浆材料,可提高钻井液的悬浮稳定性,避免出现钻井液分层问题。引入适量氢氧化钠作为pH调节剂,维持钻井液的pH值在合理水平,促进粘土颗粒分散和聚合物分子水化,有利于处理剂发挥更有效的作用。在此基础上,围绕钻井液的热稳定性、流变性能和降滤失性能等,通过对抗温抗盐降滤失剂、高温防塌剂和高温稳定剂的优选和配方优化,进行体系设计与评价。

3 耐230℃高温海水钻井液配方研究

3.1 优选方法

(1)模拟海水及基浆配制:由于不同地区海水矿化度不同,为保证实验条件一致,采用模拟海水配制钻井液,模拟海水配方为:1L蒸馏水+1.65g $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ +8g $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ +3.48g $\text{MgSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ +27.2g NaCl。基浆配方为:模拟海水+1%NaOH+3%钠基膨润土+2%抗盐粘土。

(2)测试方法;使用XGRL-4型高温滚子加热炉进行钻井液高温老化实验;采用HTD13145型六速旋转粘度计测试钻井液的流变性能,并计算表观粘度(AV)、塑性粘度(PV)、动切力(YP)以及动塑比(YP/PV);采用SD-6型多联中压滤失仪测试钻井液的API滤失量(FL_{API});采用GG571-B型高温高压滤失仪测试高温老化后钻井液的HTHP滤失量(FL_{HTHP});采用Fann 50 SL型高温高压流变仪测试钻井液的高温高压流变性能。

3.2 关键处理剂优选

根据高温环境下钻井液存在流变性能难以控制、HTHP滤失量大、热稳定性差等问题,重点开展耐230℃高温海水钻井液用抗温抗盐降滤失剂、高温防塌剂和高温稳定剂等关键处理剂优选。

3.2.1 抗温抗盐降滤失剂优选

深海钻探作业时,海水组分中的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等金属离子会抑制普通聚合物处理剂的水化作用,导致处理剂性能无法充分展现,因此钻井液处理剂需有优良的抗盐性能。此外,井底温度较高,普通聚合物处理剂在高温下易降解失效,导致钻井液滤失量增大,泥饼质量也随之变差从而失去护壁能力。因而抗盐、抗温性是衡量降滤失剂的关键指标。本实验收集了6种不同降滤失剂,测试230℃老化16h前后钻井液的API滤失量和HTHP滤失量,结果见表1。从实验结果可知,聚合物降滤失剂DDP在海水

中具有有良好的增粘作用,并且在高温高压条件下的滤失量最低,因此优选 DDP 为主降滤失剂,聚合物降滤失剂 GSP-1 性能次之,可作为辅助降滤失剂。

表 1 不同抗温抗盐型降滤失剂性能评价结果
Table 1 Test results of temperature and salt-resistant fluid loss additives

样品名称	实验条件	AV/(mPa·s)	FL _{API} /mL	FL _{HTHP} /mL
聚合物降滤失剂 GSP-1	常温	21	7	
	230 °C、16 h	3	41	158
聚合物降滤失剂 GPNA	常温	6	13	
	230 °C、16 h	2	91	180
酚醛树脂 SMP-II	常温	2	52	
	230 °C、16 h	3.5	232	338
褐煤树脂 SPNH	常温	2.5	12	
	230 °C、16 h	1.5	176	200
聚合物降滤失剂 DDP	常温	43.75	7	
	230 °C、16 h	3.5	60	90
有机硅类降滤失剂 SO-1	常温	15	6	
	230 °C、16 h	3.5	17	422
海水基浆	常温	2.25	152	
	230 °C、16 h	2	280	238

注:钻井液配方为:基浆+2%抗温抗盐降滤失剂;FL_{HTHP}均在 200 °C、3.5 MPa 下测定,下同

聚合物降滤失剂 DDP 为乙烯基单体和酰胺基单体的共聚物经强碱水解后的产物,聚合物分子量较大,支链多且含有抗盐官能团,因而具有良好的增粘作用和抗盐性。相比于其他降滤失剂,DDP 在高温下可更好地吸附在粘土颗粒表面并提高粘土颗粒水化分散程度,增强粘土颗粒水化膜,封堵泥饼孔隙,从而降低钻井液滤失量。聚合物降滤失剂 GSP-1 作为一种多元共聚物,聚合物分子刚性大,具有较好的抗剪切性和降滤失性能。从应用成本考虑,DDP 的市场价格比 GSP-1 高,因此引入 GSP-1 作为辅助降滤失剂可降低应用成本。

3.2.2 高温防塌剂优选

高温防塌剂的作用是高温下软化变形充填裂隙,提高破碎地层的胶结性,从而稳定井壁。对收集的 3 种高温防塌剂进行降滤失性能评价,钻井液配方为:基浆+2% 高温防塌剂,测试 230 °C 老化 16 h 前后钻井液的 API 和 HTHP 滤失量,结果见图 1。

从实验结果可知,含磺化沥青 GST 的钻井液 HTHP 滤失量为 80 mL,API 滤失量为 158 mL,HTHP 滤失量远低于其他钻井液,表明其封堵和改善泥饼质量的能力优于其他防塌剂。API 滤失量高

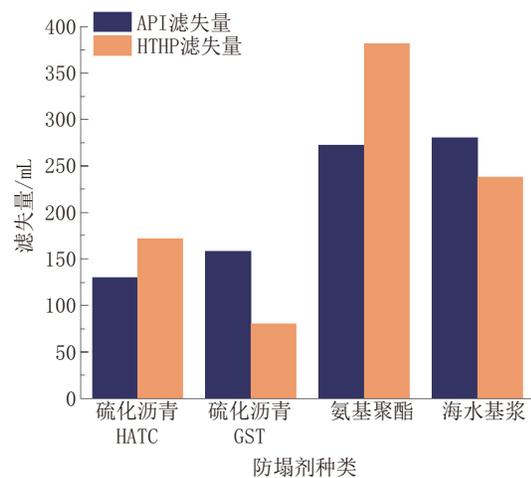


图 1 不同高温防塌剂性能评价结果
Fig.1 Test results of different high temperature anti-collapse agents

于 HTHP 滤失量,分析其原因为 GST 为沥青类处理剂,在常温下是固体颗粒状,因而无法改善泥饼质量,封堵降滤失作用有限,而在高温环境下,沥青颗粒因高温而软化,可以更好地渗透入泥饼孔隙中,提高泥饼质量,降低钻井液滤失量,在应用中表现为增强井壁稳定性,起到防塌封堵的作用。因此,优选磺

化沥青 GST 作为耐 230℃ 高温海水钻井液用高温防塌剂。

3.2.3 高温稳定剂优选

高温稳定剂一般为具有强还原性的材料,其作用是在高温条件下与钻井液中溶解氧进行氧化还原反应,降低钻井液中的溶解氧含量,从而减少分子链的氧化分解,提高聚合物处理剂和钻井液体系的抗温性能。对收集的 4 种高温稳定性进行性能评价,钻井液配方为:基浆+1% 降滤失剂 DDP+2% 降滤失剂 GSP-1+2% 高温防塌剂 GST+3% 高温封堵剂 GFD-1+2% 高温稳定剂。测试配制的钻井液在 230℃ 老化 16 h 前后的流变性能、API 滤失量及 HTHP 滤失量,结果见图 2。由实验结果,230℃ 老化前后,含 WTD-1 钻井液的表现粘度相对稳定,HTHP 滤失量低,表明 WTD-1 可以降低聚合物分子链在高温环境中的氧化分解作用,增强聚合物的热稳定性。而含 EOC 和 GHTS 的钻井液老化后表现粘度大幅降低,且 HTHP 滤失量大幅增加,说明其钻井液性能恶化明显。因此,优选 WTD-1 作为耐 230℃ 高温海水钻井液用高温稳定剂。

3.3 耐 230℃ 高温海水钻井液配方优化

通过对不同处理剂配伍性研究和配方优化实验,优化出一套耐 230℃ 高温海水钻井液配方,具体为:模拟海水+3% 纳基膨润土+2% 抗盐粘土+1% NaOH+1.5% 降滤失剂 DDP+2% 降滤失剂 GSP-1+3% 高温防塌剂 GST+2% 高温封堵剂 GFD-1+5% 高温稳定剂 WTD-1+重晶石粉,不同密度下的钻井液性能见表 2。钻井液封堵剂可以封

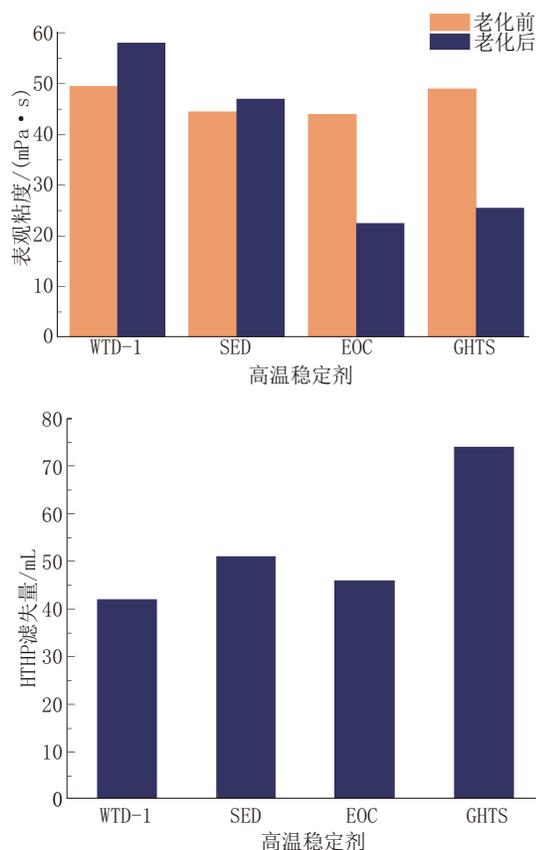


图 2 不同高温稳定剂对海水钻井液性能的影响

Fig.2 Influence of high temperature stabilizers on the performance of seawater drilling fluids

堵属于力学不稳定的裂缝或是松散破碎带,是高温钻井液中的常用材料。封堵剂 GFD-1 的粒径为 15~20 μm,对于随钻过程中出现的细裂缝具有良好的封堵作用,并且 GFD-1 的货源广、价格低,因此选择该处理剂作为封堵剂。

表 2 不同密度下耐 230℃ 高温海水钻井液的性能

Table 2 Properties of 230℃ high temperature seawater drilling fluids with different densities

$\rho/(g\cdot cm^{-3})$	实验条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/Pa	FL _{API} /mL	FL _{HTHP} /mL
1.1	常温	47.5	32	15.8	4/6	3.6	
	230℃、16 h	52	34	18.4	3.5/4	5.2	21
1.3	常温	60.5	40	20.9	5/19	3.6	
	230℃、16 h	72	50	22.48	4/11	4.4	20
1.5	常温	81	51	30.7	4.5/13	3.2	
	230℃、16 h	83	53	30.7	5/11	5.2	23

4 耐230℃高温海水钻井液综合性能评价

4.1 热稳定性

为了评价耐230℃高温海水钻井液在高温工况下长时间作业后的性能,测试钻井液在高温下老化16、32和48 h后性能(见表3)。实验结果表明耐230℃高温海水钻井液经过不同时间的老化,其性能变化较小,且均无重晶石沉降,表明该钻井液体系具有良好的热稳定性。钻井液中的抗盐粘土可提高

钻井液的悬浮性能,2种高分子聚合物降滤失剂复配之后可以形成桥联作用,进一步提升钻井液悬浮重晶石等有用固相的能力。高温稳定剂的加入,钻井液体系的抗温能力得以提高,但是这种材料的消耗较大,因而在高温地层钻探作业时,应当提高对钻井液性能的检测频率,及时补充聚合物处理剂及高温保护剂,更好地维持钻井液性能。

表3 230℃高温下老化16~48 h后钻井液的性能

Table 3 Performance of the drilling fluid after aging for various time periods at 230℃

测试调件	密度/(g·cm ⁻³)	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/Pa	FL _{API} /mL	FL _{HTHP} /mL	AV降低率/%
常温	1.5	83	58	25.55	4.5/13.5	3.2		
16 h后	1.5	82	56	26.57	4/8.5	4.8	19	1.2
32 h后	1.5	67.5	56	11.75	1.5/6	5.2	28	18.7
48 h后	1.5	56	49	7.15	2/4.5	5.6	60	32.5

4.2 高温高压流变性

井内高温高压环境对钻井液流变性能的影响十分严重。实践证明,钻井液经高温作用后,常表现高温增稠、胶凝、固化及减稠,从而使钻井液流变性能发生剧烈变化,难以调控,严重时可能导致无法正常进行钻探作业。因此,对钻井液的高温高压流变性能进行研究,对高温海水钻井液的研究与现场应用具有重要的指导意义。采用Fann 50SL高温高压流变仪对经230℃老化16 h后密度为1.5 g/cm³的耐230℃高温海水钻井液高温高压流变性能进行测试,测试压力约5.5 MPa,结果见图3。从图3看出,当温度从30℃升高至230℃,钻井液的表现粘度从81.5 mPa·s逐渐降低至13.2 mPa·s;当温度逐渐降低时,钻井液粘度也逐渐恢复。例如,当温度降低至30℃,钻井液表现粘度恢复至70.1 mPa·s。表现粘度恢复率达到86.1%。实验结果表明,该钻井液具有稳定的高温高压流变性能,可以适应深海高温地层的钻探作业。

4.3 页岩抑制性

深海钻探时,由于海床存在未固结的沉积物或者软结构岩石,地层松散,上部井段含有泥岩,易水化膨胀,导致缩径、井壁稳定性下降等问题。因此,需要对海水钻井液的页岩抑制性能进行研究。测试钻井液页岩抑制性的方法包括线性膨胀量和滚动回收率。线性膨胀量测试实验方法为:采用NP-02型

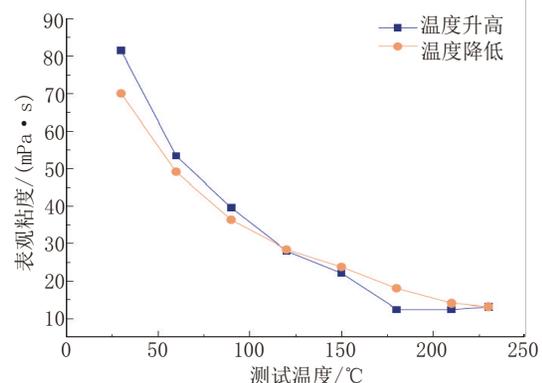


图3 耐230℃高温海水钻井液高温高压流变性能

Fig.3 Rheological properties of 230°C HTHP seawater drilling fluid

页岩膨胀仪测试,使用老化后的耐230℃高温海水钻井液浸泡钙土岩心6 h,测试岩心线性膨胀量,计算相对膨胀降低率,测试结果见图4。滚动回收率测试实验方法为:取50 g页岩岩屑放入装有400 mL钻井液的老化罐中,将老化罐置于滚子加热炉中,在230℃下老化16 h,将岩屑取出过筛孔为0.45 mm的筛,并在流动的清水下冲洗;将收集到的岩屑在105℃干燥5 h后称重,计算岩屑回收率,测试结果见图4。由实验结果可知,模拟海水中的岩屑回收率为53.94%;钻井液的岩屑回收率为95.56%,相对膨胀降低率为87.27%。实验结果证明,钻井液具有良好的页岩抑制性能。

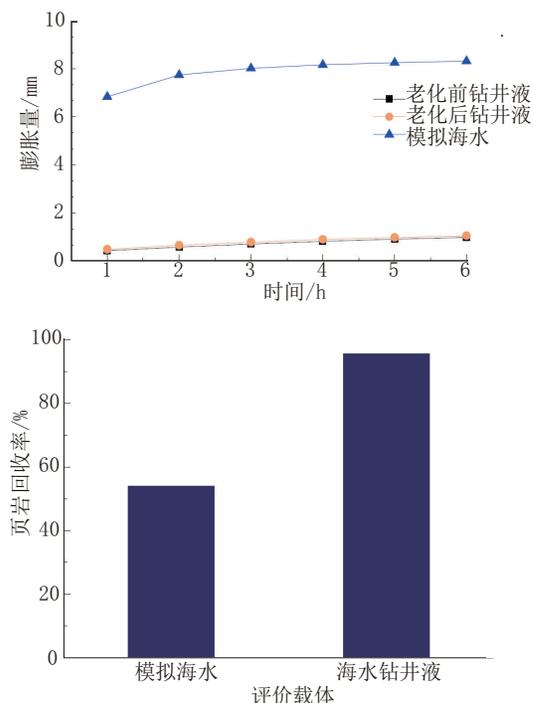


图4 页岩抑制性能评价结果

Fig.4 Results of shale inhibition performance evaluation

4.4 抗污染性

钻井液的固相分为2大类:一是有用固相,主要包括膨润土、加重材料等;二是有害固相,包括钻屑、侵入的砂岩泥岩、劣质土等。有害固相过多容易导致钻井液性能恶化,现场应用主要表现为粘切增大,滤失量增大,泥饼增厚,钻探作业效率降低,严重时可导致井下事故隐患。因此,钻井液抗劣质固相污染的能力尤为重要。加入不同数量的劣质固相对钻井液抗污染性能进行评价,结果如表4所示。从表4可知,分别加入10%钙土和10%岩屑(该岩屑取自皖望地4井,主要成分为泥岩和砂岩)至耐230℃高温海水钻井液中,钻井液性能并未发生明显恶化,说明钻井液具有良好的抗污染性能,满足复杂工况下的钻探作业要求。

4.5 不同海水钻井液性能对比

不同海域的海水成分不同,对钻井液性能会产生较大影响。为了更加充分评价耐230℃高温海水钻井液性能,分别采用渤海海水和黄海海水依据研发的配方配制耐230℃高温海水钻井液,测试钻井液经230℃老化16h前后性能,结果如表5所示。

表4 抗污染性评价结果

Table 4 Results of anti-pollution evaluation

劣质固相	实验条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV/(Pa/mPa·s)	Gel/Pa	FL _{API} /mL	FL _{H_{THP}} /mL
0	常温	45.5	32	13.8	0.43	1.5/6	5.2	
	230℃、16 h	57.5	36	21.9	0.61	3/3.5	6.4	24
10% 钙土	常温	61	42	19.42	0.46	2/9	4	
	230℃、16 h	58.5	41	17.89	0.44	2/5	4	29
10% 岩屑	常温	57	41	16.35	0.40	1.5/3.5	4	
	230℃、16 h	60.5	44	16.86	0.38	2/2.5	6	32

表5 不同海水钻井液性能对比

Table 5 Property comparison of different seawater-based drilling fluids

配浆水	实验条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV/(Pa/mPa·s)	Gel/Pa	FL _{API} /mL	FL _{H_{THP}} /mL
模拟海水	常温	47.5	32	15.84	0.50	4/6	4.8	
	230℃、16 h	52	34	18.40	0.54	3.5/4	5.6	21
渤海海水	常温	43.5	31	12.78	0.41	1.5/7	5.2	
	230℃、16 h	61.5	37	25.04	0.68	3/4	7.2	16
黄海海水	常温	42	29	13.29	0.46	1.5/6.5	4.8	
	230℃、16 h	61.5	38	24.02	0.63	3.5/4.5	6.8	24

结果显示,采用渤海海水和黄海海水配制的耐230℃高温海水钻井液,在高温老化前后,各项性能指标变化较小,表明耐230℃高温海水配方性能稳定,受不同地区海水的影响较小。深海钻探与陆地和浅海钻探不同,井位一般距离海岸线较远,就地取海水配浆可以降低钻井液成本,提高钻探效率,这突出了海水钻井液体系的重要性。该钻井液体系通过多种处理剂之间的协同效应,以及高温稳定剂的保护作用,体系耐温能力可以达到230℃。经过高温老化之后,钻井液动塑比(YP/PV)可达到0.4 Pa/mPa·s以上,根据现场应用经验来看,该钻井液可有效地携带岩屑。

5 结论

(1)通过关键处理剂优选及钻井液配方优化实验,研制了一套耐230℃高温海水钻井液配方,其配方为:海水+3%纳基膨润土+2%抗盐粘土+1%NaOH+1.5%降滤失剂DDP+2%降滤失剂GSP-1+3%高温防塌剂GST+2%高温封堵剂GFD-1+5%高温稳定剂WTD-1+重晶石粉,密度 $\leq 1.5 \text{ g/cm}^3$ 。

(2)室内研究结果表明,研发的耐230℃高温海水钻井液具有良好的高温稳定性、高温流变性能、降滤失及抑制性能,在深海高温钻探工程中具有良好的应用前景。密度为 1.5 g/cm^3 时,耐230℃高温海水钻井液在230℃分别老化16、32和48 h后,表观粘度降低率只有1.2%、18.7%和32.5%,其中老化32 h后的HTHP滤失量为28 mL。

(3)采用不同海域海水配制的耐230℃高温海水钻井液性能稳定,表明该钻井液具有良好的适应性,满足就地取海水配浆的施工要求。

参考文献(References):

- [1] 单文军,呼和满都拉,陶士先,等. 高温海水钻井液现状及关键技术研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2019, 46(5): 13-18.
SHAN Wenjun, HUHE Mandula, TAO Shixian, et al. Research on status and key technologies of high-temperature seawater drilling fluids [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019, 46(5): 13-18.
- [2] 张树德,吕旭鹏,吴益泉,等. 海上定向钻穿越泥浆体系研究[J]. 地质科技情报, 2016, 35(6): 218-221.
ZHANG Shude, LÜ Xupeng, WU Yiquan, et al. Drilling mud system for directional crossing drilling under the seabed seafloor [J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(6): 218-221.
- [3] 李颖,谭现锋,韩炜超,等. 耐240℃高温水基成膜钻井液的室内研究[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(5): 548-554.
LI Ying, TAN Xianfeng, HAN Weichao, et al. Laboratory study on water base filming drilling fluid resistant to 240℃ [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(5): 548-554.
- [4] 杨鹏,吕开河,隗虎,等. 抗高温海水无黏土相钻井液研究[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(6): 21-23, 27.
YANG Peng, LÜ Kaihe, WEI Hu, et al. Research on high temperature seawater base clay-free drilling fluid system [J]. Drilling Fluids & Completion Fluids, 2012, 29(6): 21-23, 27.
- [5] 刘智勤,余意,徐一龙,等. 莺-琼盆地新型高温高压水基钻井液技术[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2729-2735.
LIU Zhiqin, YU Yi, XU Yilong, et al. The development and application of high performance water base muds for HTHP wells in Yingqiong Basin [J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2729-2735.
- [6] 张万栋,吴江,蒋官澄,等. MEGADRIL油基钻井液在南海西部高温高压气田的适用性研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2018, 15(1): 43-49.
ZHANG Wandong, WU Jiang, JIANG Guancheng, et al. Applicability analysis of megadril oil-based drilling fluid in HPHT gas field in the west of South China Sea [J]. Journal of Yangtze University (Nat. Sci. Edit), 2018, 15(1): 43-49.
- [7] J Fernandez, YOUNG S. Environmentally acceptable water based fluids for hthp applications [C]//OMC 2011 Program Committee, Special for the Tenth Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2011.
- [8] ELWARD-BERRY Julianne, Darby J.B. Rheologically stable, nontoxic, high-temperature water-base drilling fluid [J]. SPE Drilling and Completion, 1997, 12(3): 158-162.
- [9] 朱宽亮,卢淑芹,徐同台,等. 南堡5-4井抗200℃高温钻井液的研究及应用[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(2): 49-51.
ZHU Kuanliang, LU Shuqin, XU Tongtai, et al. A study and application of high temperature drilling fluid for Well Nanpu5-4 [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(2): 49-51.
- [10] 方满宗,刘和兴,刘智勤,等. 南海西部深水高温高压钻井液技术研究与应用[J]. 中国海上油气, 2017, 29(1): 89-94.
FANG Manzong, LIU Hexing, LIU Zhiqin, et al. Research and applications of deep water HTHP drilling fluid in western South China Sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(1): 89-94.
- [11] 刘晓栋,谷卉琳,马永乐,等. 高性能抗高温聚合物钻井液研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(1): 13-20.
LIU Xiaodong, GU Huilin, MA Yongle, et al. Study and application of a high performance high temperature polymer drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(1):

- 13-20.
- [12] 王茂功, 颜星, 彭洁. 爆聚法合成抗高温抗盐水基降滤失剂及性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(2): 148-152.
WANG Maogong, YAN Xing, PENG Jie. High temperature salt resistant filter loss reducers for water base drilling fluids: Synthesis with explosive polymerization method and performance evaluation [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(2): 148-152.
- [13] 夏小春, 赵志强, 郭磊, 等. 国外HTHP水基钻井液的研究进展[J]. 精细石油化工进展, 2010(10): 1-8.
XIA Xiaochun, ZHAO Zhiqiang, GUO Lei, et al. Progress of research on HTHP water-base drilling fluid overseas [J]. Advance in Fine Petrochemicals, 2010(10): 1-8.
- [14] 宋世杰, 李晓东, 陈师逊. 南黄海大陆架科钻CSDP-02井第四系、新近系地层海水冲洗液研究与应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2017, 44(4): 10-13.
SONG Shijie, LI Xiaodong, CHEN Shixun. Study on seawater flushing fluid and its application in quaternary and Neogene Strata for CSDP-02[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(4): 10-13.
- [15] 钮建定, 胡建平, 王照明. 海上勘探海水造浆装置设计[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(8): 9-12.
NIU Jianding, HU Jianping, WANG Zhaoming. Design of seawater-mud making device for offshore exploration[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2014, 41(8): 9-12.
- [16] 周雪风, 王林钢, 所建成, 等. 西岭勘查区海水冲洗液的研究与应用[J]. 钻探工程, 2021, 48(8): 68-71.
ZHOU Xuefeng, WANG Lingang, SUO Jiancheng, et al. Seawater drilling fluid for Xiling exploration area[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(8): 68-71.
- [17] 胡正文, 任庭飞, 邓小刚, 等. 聚合物降滤失剂PAAAA的合成及其性能评价[J]. 油田化学, 2020, 49(4): 378-383.
HU Zhengwen, REN Tingfei, DENG Xiaogang, et al. Synthesis and property evaluation of polymer fluid loss additive PAAAA [J]. Petrochemical Technology, 2020, 49(4): 378-383.
- [18] 王西江, 曹华庆, 郑秀华, 等. 甲酸盐钻井液完井液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 79-83.
WANG Xijiang, CAO Huaqing, ZHENG Xiuhua, et al. Study and application of drilling and completion fluid based on formate [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(4): 79-83.
- [19] 许洁, 乌效鸣, 朱永宜, 等. 抗240℃超高温水基钻井液室内研究[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(1): 10-13, 97.
XU Jie, WU Xiaoming, ZHU Yongyi, et al. Laboratory study of 240 °C ultra-high temperature water-based drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(1): 10-13, 97.
- [20] 胡建平, 董教社, 冯蓓蕾. 聚合物海水泥浆的研制[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2012, 39(12): 29-31.
HU Jianping, DONG Jiaoshe, FENG Beilei. Development of polymer seawater drilling fluid [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2012, 39(12): 29-31.
- [21] 蒋官澄, 张峰, 吴江, 等. 低密度无固相海水钻井液在南海西部D气田的应用[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(5): 61-66.
JIANG Guancheng, ZHANG Feng, WU Jiang, et al. Application of low density solids-free seawater drilling fluid in D gas field in western South China sea [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(5): 61-66.
- [22] 廖奉武, 李坤豫, 胡友林, 等. 莺琼盆地抗高温高密度水基钻井液[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(5): 570-574.
LIAO Fengwu, LI Kunyu, HU Youlin, et al. High temperature high density drilling fluid technology for drilling in Ying-Qiong Basin [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(5): 570-574.
- [23] 黄熠. 南海高温高压勘探钻井技术现状及展望[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(6): 737-745.
HUANG Yi. Drilling technology for HTHP exploration in South China Sea and its prospect [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(6): 737-745.
- [24] 何胜林, 张海荣, 杨冬, 等. 南海西部盆地高温超压储层CO₂气层测井评价技术[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(12): 2200-2206.
HE Shenglin, ZHANG Hairong, YANG Dong, et al. Research on the CO₂ gas logging evaluation technology of HTHP reservoir in Western South China Sea Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(12): 2200-2206.
- [25] 李炎军, 马二龙, 张万栋, 等. 莺琼盆地高温高密度水基钻井液流变性调控方法[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(26): 10740-10744.
LI Yanjun, MA Erlong, ZHANG Wandong, et al. Rheology control method of high-temperature and high-density water-based drilling fluid in Yingqiong Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(26): 10740-10744.
- [26] 吴江, 李龙, 任冠龙, 等. 海上复杂易垮塌地层高性能油基钻井液研发与应用[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(5): 55-60.
WU Jiang, LI Long, REN Guanlong, et al. Development and application of a high performance oil base drilling fluid for drilling complex sloughing formations in offshore operations [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(5): 55-60.

(编辑 李艺)