

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.102>



莺-琼盆地新型高温高压水基钻井液技术

刘智勤, 余意, 徐一龙, 郑浩鹏, 杨玉豪

中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057

摘要: 位于南海西部的莺歌海-琼东南盆地(下称:莺-琼盆地)具有井底压力与温度双高、安全作业密度窗口极窄等特点,在高温高压工况下引发钻井液流变性难以控制、井下恶性漏失、电测仪器阻卡和储层保护难度大等情况。因此,基于此区块复杂的地质条件,经过多次的室内试验研究,在常规聚磺高温高压水基钻井液的基础上,通过引入甲酸钾作为配方抑制剂,同时优选抗高温聚合物以及磺化钻井液材料,在提高了体系的抑制性同时,有效地降低了钻井液的活度,并且通过加重材料的优选,钻井液的流变性得到了改善,使得体系具有较低的高温高压滤失量,密度 2.5 g/cm^3 的体系可以抗高温达 $240\text{ }^\circ\text{C}$ 。现场实践表明,新型高温高压水基钻井液体系具有良好的抗高温性和流变性,较低的高温高压滤失量,优良的滤饼质量,同时根据电缆测井井壁取心结果,此新型水基钻井液体系的储层保护效果良好。

关键词: 莺-琼盆地;水基钻井液;高温高压;储层保护;甲酸钾;石油地质。

中图分类号: P588

文章编号: 1000-2383(2019)08-2729-07

收稿日期: 2019-01-22

The Development and Application of High Performance Water Base Muds for HTHP Wells in Yingqiong Basin

Liu Zhiqin, Yu Yi, Xu Yilong, Zheng Haopeng, Yang Yuhao

Zhanjiang Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd., Zhanjiang 524057, China

Abstract: High temperature and high pressure deep wells drilled in Yinggehai penetrated formations with narrow density windows. Conventional polymer sulfonate drilling fluids become highly viscous and difficult to flow in complex geological environment, and false thick mud cakes are generated. These generally result in resistance to drill pipe tripping, pipe sticking and lost circulation. A high performance water base drilling fluid has been formulated in laboratory with new high temperature polymers replacing conventional polymers. Laboratory evaluation shows that the high performance water base drilling fluid with density 2.50 g/cm^3 maintained its thermal stability for a long time at $240\text{ }^\circ\text{C}$, was resistant to the contamination caused by 50 g/L drilled cuttings, 50 mL/L formation water and 5 g/L CO_2 , and performed well in reservoir protection, the return permeability reaches 84.6% . This high performance drilling fluid has been used on a well in Yinggehai with formation pressure coefficient of $2.20\sim 2.40$ and formation temperature between $190\text{ }^\circ\text{C}$ and $200\text{ }^\circ\text{C}$, which conventional polymer sulfonate drilling fluid has failed the drilling operation previously. This proved that the high performance water base drilling fluid had good high temperature stability and superior rheology. The successful application of the high performance drilling fluid has provided an reference for selecting drilling fluids for HTHP complex well drilling.

Key words: Yingqiong Basin; high temperature high pressure; high performance water base drilling fluid; high temperature stability; Rheology; petroleum geology.

基金项目: 国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”(No. 2016ZX05026-002).

作者简介: 刘智勤(1989-), 男, 硕士, 钻井工程师, 现从事海洋油气钻完井的研究和管理工作. ORCID: 0000-0001-5517-7215. E-mail: 34374216@qq.com.

引用格式: 刘智勤, 余意, 徐一龙等, 2019. 莺-琼盆地新型高温高压水基钻井液技术. 地球科学, 44(8):2729-2735.

位于南中国海西部的莺—琼盆地是全球三大高温高压油气资源成藏区之一(马勇新等,2017;田冬梅等,2017),地层压力系数高达 2.40 g/cm^3 ,安全作业密度窗口小于 0.08 g/cm^3 (裴健翔等,2014;何胜林等,2016;谢玉洪,2016).在南中国海已钻高温高压井最高温度达 $233\text{ }^\circ\text{C}$,最大钻井液密度 2.4 g/cm^3 ,在此盆地已钻高温高压井中,钻井液的流变性在高温下容易受到破坏(谢玉洪等,2015),在高地层压力下井壁易坍塌带来的井下恶性漏失和钻具遇卡等复杂情况,为钻井作业埋下了极大的安全隐患(崔云海等,2016;赵凯等,2016;郭永宾等,2017).同时,在温度与压力双高的复杂工况下,电缆测井和储层保护等问题便愈发严峻.在前期已钻高温高压井中,温度小于 $190\text{ }^\circ\text{C}$ 时主要选择水基钻井液,温度大于 $190\text{ }^\circ\text{C}$ 时首选油基钻井液(王振峰和罗晓容,2004;李炎军等,2015).

为了进一步提高莺—琼盆地的高温高压井钻井效率,笔者以前期高温高压钻井液为基础进一步优化配方(Annis,1967;Huang *et al.*, 2004;王中华,2016),通过引入甲酸钾作为抑制剂,优选了磺化及抗高温的聚合物钻井液材料,使用高纯度重晶石(密度 4.5 g/cm^3)作为加重剂,从而构建了一套新型高温高压水基钻井液体系,密度最高可达 2.5 g/cm^3 ,抗高温达 $240\text{ }^\circ\text{C}$.室内研究实验表明,此新型水基钻井液体系具有较低的高温高压滤失量,形成的滤饼薄而韧,流变性良好.现场实践结果表明,新型钻井液体系具有良好的流变性和抗高温性,高温高压滤失量低,形成的滤饼质量优良,同时储层保护效果良好.

1 实验室研究

高温高压水基钻井液体系的良好流变性、稳

定的性能与抗高温性是钻井作业取得成功的主要因素(谢玉洪,2016).需要从钻井液的体系构建、封堵性、抗污染性、防塌抑制性和储层保护等综合因素进行评价.

1.1 新型钻井液体系构建

新型钻井液体系主要由磺化材料、抗高温聚合物、抑制性盐、加重剂和抗高温稀释剂构成,体系要求良好的抑制粘土矿物水化分散的能力,较强的高温流变性、优良的润滑性以及岩屑悬浮能力.在储层保护效果方面需要减少钻井液滤液侵入,保证电缆测井取心作业时的取心质量.

基础配方:2.5%海水膨润土浆+0.6%PF-PAC-LV(聚阴离子纤维素)+2%PF-GBL(磺化沥青)+2%~3%PF-SHP(磺化树脂)+3%~4%PF-SKCH(磺化聚煤)+2%HTFL(抗高温聚合物)+1%~2%Drilldillute抗高温稀释剂+0.5%~0.9%烧碱+ 4.5 g/cm^3 高纯度重晶石.不同密度下的基础配方钻井液性能如表1.

1.1.1 抑制剂优选 通过使用吸附等温法测试饱和状态下的盐溶液的活度数值,结果显示甲酸钾HCOOK的活度为最低(见表2).

实验室内选取莺—琼盆地的地层岩屑进行泥页岩膨胀与岩屑滚动回收率实验,优选与评价抑制剂.在基础配方中加入等量的NaCl与HCOOK,测得钻井液样品16h的线性膨胀率如表3所示,结合表2实验结果可知,甲酸钾HCOOK作为钻井液的抑制剂可以有效降低溶液水的活度同时具有优良的抑制泥页岩水化效果.

1.1.2 润滑剂优选 在基础配方中加入不同种类的润滑剂后,进行钻井液体系的润滑系数测试(表4),实验结果表明,几种润滑剂均能满足高温高压工况下的对润滑性的需求,可在钻井过程中进行配合使用,达到最佳效果.

表1 不同密度下的基本配方钻井液性能

Table 1 Property of drilling fluid under different density

$\rho(\text{g/cm}^3)$	表观黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	塑性黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	动切力 (Pa)	静切力 $\Phi 6/\Phi 3$	高温高压滤失量 (mL)	pH
2.1	50	45	6.5	3/7	6.0	10.0
2.3	56	48	9.0	3/8	6.3	10.0
2.5	59	51	13.0	3/13	7.1	10.0

注:实验条件为 $240\text{ }^\circ\text{C}$ 老化16h.

表 2 饱和状态下的盐溶液的活度值

Table 2 Activity index of saturated salinity

编号	溶液名称	平均吸附量(%)	活度值
1	饱和甲酸钾 HCOOK	3.307	0.145
2	饱和甲酸钠 HCOONa	5.250	0.236
3	饱和有机盐 KLS-1	6.101	0.290
4	饱和有机盐 KLS-2	6.705	0.325
5	饱和氯化钠 NaCl	7.045	0.368
6	饱和氯化钙 CaCl ₂	7.525	0.420

表 3 抑制性能评价

Table 3 Inhibition evaluation

配方	线性膨胀率(%)	滚动回收率(%)
基础配方	22.23	68.5
基础配方+10%NaCl	17.23	89.2
基础配方+10%HCOOK	15.02	96.4

注:实验条件为 240℃老化 16 h.

表 4 钻井液润滑性测试结果

Table 4 Lubrication test result of drilling fluid

配方	润滑系数
基础配方	0.201 3
基础配方+1.5%PF-BLA B(小球)	0.164 2
基础配方+1.5%PF-LUBE(油性润滑材料)	0.158 9
基础配方+1.5%GRA(石墨)	0.151 0

1.2 钻井液体系性能评价

1.2.1 高温工况下的稳定性能 钻井液使用抗高温聚合物 HTFL 和抗高温稀释剂 Drilldillute 有效抑制和减少膨润土粒子的高温分散.控制钻井液中的膨润土含量在 3% 以下,使新型高温高压水基钻井液只发生高温增稠而不至于胶凝.评价了密度为 2.5 g/cm³ 新型高温高压水基钻井液 A 和密度为 2.3 g/cm³ 常规聚磺高温高压水基钻井液 B,表 5 为评价结果.

从表 5 可以看出,密度 2.50 g/cm³ 的新型高温高压水基钻井液在 240℃ 下性能变化相对较小;而密度 2.30 g/cm³ 的常规聚磺高温高压水基钻井液在 180℃ 下的性能变化相对较大.实验结果表明,加入 2% 抗高温聚合物 HTFL 能明显提高钻井液的高温工况下的稳定性.

1.2.2 封堵性能 控制钻井液较低的高温高压滤失量,在进入目的层前,加入 PF-GBL(磺化沥青)对砂岩孔隙形成较好的封堵,防止钻井液滤液过多地侵入地层.使用两端均开口的高温高压滤失仪进行

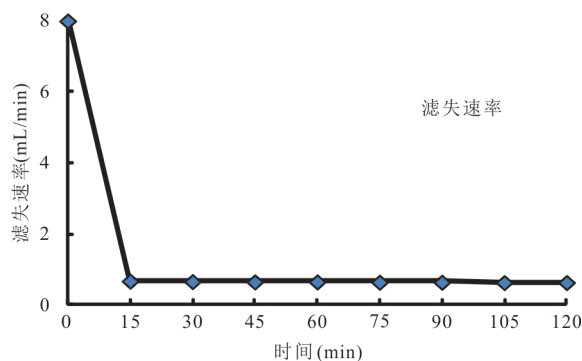


图 1 高温高压钻井液体系滤失速率统计

Fig. 1 Filtration statistics of HTHP drilling fluid

漏失实验,在压力为 10 MPa,温度为 150℃ 的实验条件下进行漏失测试来评价封堵性能.从滤失速率统计(图 1)可以看出,15 min 后钻井液体系的滤失速率接近于平缓,小于 0.7 mL/min,表明已经在岩心的端面形成了有效封堵,能够阻止滤液和固相进入岩心,取得了良好的封堵承压效果.

1.2.3 抗岩屑污染能力 新型水基钻井液的抗污染能力取决于其抑制性,添加甲酸钾 HCOOK 作为钻井液抑制剂,水活度低、离子嵌入、压缩双电层的机理决定了其抑制性极强.强抑制性使得污染进入钻井液的岩屑变成惰性物,对性能没有太大的不良影响.选取莺—琼盆地的岩屑经过干燥处理后进行抗污染实验,实验结果见表 6.通过对实验结果分析可以发现,钻井液体系具有良好的抗岩屑污染能力,在加入 10% 的岩屑后,体系依然保持稳定的流变性,满足了井下复杂工况的作业需求.

1.2.4 储层保护评价 钻井液中加入磺化沥青 PF-GBL 和甲酸钾 HCOOK,提高高温高压条件下的封堵及抑制性能.添加抗高温聚合物 HTFL 控制高温高压滤失量,从而降低钻井液滤液大量进入储层孔隙,防止滤液造成储层敏感性矿物发生物理化学反应,损害储层.选用高纯度重晶石,控制钻井液中的膨润土含量,形成优质滤饼,减少钻井液的固相颗粒进入储层堵塞喉道.选取莺—琼盆地的岩心进行渗透率恢复值实验,从实验结果表 7 可以看出,渗透率恢复值为 90% 以上,表明高温高压钻井液体系具有良好的储层评价效果.

1.2.5 沉降稳定性评价 在钻进过程中加入抗高温聚合物 HTFL 控制高温高压失水在设计范围之内,钻井液材料先配成胶液,再缓慢均匀地补充到循环系统.抗高温材料的浓度随井温、密度的增加而增加,从而保持钻井液在高温、高密度下具有良

表 5 新型高温高压水基钻井液 A 与常规聚磺高温高压水基钻井液 B 的高温工况下的稳定性能评价结果

Table 5 High temperature stability evaluation of type A novel HTHP drilling fluid and type B conventional HTHP drilling fluid

配方	实验条件	ρ (g/cm ³)	塑性黏度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 $\Phi 6/\Phi 3$	高温高压滤失量 (mL)
A	室温	2.5	41	8	2/7	5.5
	热滚	2.5	48	10	3/10	6.2
	静置老化	2.5	51	13	3/13	7.1
B	室温	2.3	44	9	7.0/12.5	7.2
	热滚	2.3	49	16	8.0/14.5	8.5
	静置老化	2.3	55	21	9.0/16.5	9.6

注: A 配方热滚的实验条件是 240 °C、16 h, 静置老化实验条件是 240 °C、静置 7 d; B 配方热滚的实验条件是 180 °C、16 h, 老化实验条件是 180 °C、静置 7 d; A、B 配方室内评价显示均无重晶石沉淀

表 6 抗钻屑污染实验结果

Table 6 Anti-cutting pollution test result

测试对象	ρ (g/cm ³)	表观黏度 (mPa·s)	塑性黏度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 $\Phi 6/\Phi 3$	高温高压 滤失量(mL)
未污染钻井液	2.5	59	51	13	3/13	7.1
10% 岩屑污染	2.5	61	53	14	4/15	7.5

表 7 储层保护评价结果

Table 7 Evaluation result of reservoir protection

岩心号	K_1 (mD)	K_2 (mD)	渗透率恢复值(%)
10 #	1.496	1.376	92
13 #	4.435	4.124	93

表 8 沉降稳定性评价结果(热滚后)

Table 8 Evaluation of sag stability

试验温 度(°C)	上部钻井液 密度(g/cm ³)	下部钻井液 密度(g/cm ³)	密度差 (g/cm ³)	沉降 因子
70	2.2	2.31	0.11	0.512
240	2.4	2.53	0.13	0.513

好的沉降稳定性. 使用静态沉降法对高温高压钻井液体系的沉降稳定性进行评价, 钻井液体系沉降因子 S_f 利用公式(1)进行计算, 结果见表 8. 从表 8 可以看出, 钻井液体系的沉降因子维持在 0.51, 表明体系具有良好的沉降稳定性.

$$S_f = \rho_{\text{bottom}} / (\rho_{\text{bottom}} + \rho_{\text{top}}), \quad (1)$$

式中: S_f . 沉降因子; ρ_{bottom} . 热滚后下部钻井液密度(g/cm³); ρ_{top} . 热滚后上部钻井液密度(g/cm³).

2 现场实践

2.1 现场实践情况

X1、X2、X3 是位于莺—琼盆地已经钻探的 3 口

高温高压井. X1、X2、X3 地层压力系数分别为 2.22 g/cm³、2.21 g/cm³、2.37 g/cm³, 地层温度分别为 190 °C、210 °C、220 °C. X1 井使用常规聚磺高温高压水基钻井液. X2、X3 井高温高压井段使用新型高温高压水基钻井液, 钻井及地质录取资料过程顺利, 电缆起下无阻挂, 测井作业中没有发生压差卡钻, 电缆测井井壁取心结果显示泥饼薄而韧, 泥饼质量好. 从现场实践中, 对比不同体系钻井液的高温工况下的稳定性及钻井液摩阻.

2.1.1 高温工况下的稳定性对比 新型高温高压水基钻井液现场测量及室内评价的高温工况下的稳定性见表 9, 从表 9 可以看出, 钻井液在钻进过程中及室内高温老化实验, 其性能变化相对较小, 与常规聚磺高温高压水基钻井液比较, 其高温工况下的稳定性更好.

2.1.2 钻井液摩阻数据对比 小球 PF-BLA B、油性润滑材料 PF-LUBE 和石墨 GRA 是很好的润滑剂, 可以吸附在金属或黏土表面, 形成润滑膜. 钻井液中配合使用这几种润滑剂, 并保持低固相含量, 从而有效降低摩擦系数.

钻进过程中 X1、X2、X3 井的钻井液摩阻数据见表 10.

在 $\Phi 149.22$ mm 小井眼中, 新型高温高压水基钻井液摩阻当量密度低, 约 0.05~0.08 g/cm³; 新型高温高压水基钻井液摩阻当量密度在 $\Phi 212.73$ mm

表 9 新型高温高压水基钻井液高温工况下的稳定性

Table 9 Stability of novel HTHP drilling fluid

井名	备注	井深 (m)	$\rho(\text{g}/\text{cm}^3)$	FV (s)	塑性黏度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa/Pa)	高温高压滤 失量 (mL)
X1	钻进	368.2	2.06	43	27	8.0	3.5/7.0	7.5
	钻进	373.6	2.17	45	30	8.5	4.0/8.0	7.4
	钻进	377.3	2.24	52	34	9.5	4.0/8.5	6.9
	室温	381.1	2.24	56	44	9.0	7.0/16.5	7.5
	180 °C 静止 120 h		2.24	59	55	21.0	9.0/16.5	9.4
	井底静置 100 h 后返出		2.24	61	56	20.5	9.0/17.0	9.3
X2	钻进	399.1	2.11	41	20	8.5	3.0/7.0	7.4
	钻进	402.5	2.16	44	22	8.0	3.0/6.5	7.0
	钻进	410.2	2.22	47	26	9.5	4.0/7.5	7.1
X3	钻进	379.6	2.03	39	21	8.0	3.0/6.0	7.5
	钻进	388.1	2.15	41	24	8.0	3.0/6.5	7.4
	钻进	396.3	2.39	48	31	8.5	3.5/7.0	7.0
	室温		2.39	45	24	8.5	4.0/7.0	6.7
	200 °C 静止 120 h		2.39	57	54	13.0	8.5/14.0	8.4
	井底静置 100 h 后返出		2.39	59	56	13.0	9.0/15.0	8.5

表 10 钻井液摩阻数据对比表

Table 10 Drag and friction comparison of drilling fluid

井名	井深(m)	Φ 上层套管(mm)	Φ 井鞋(mm)	$\rho(\text{g}/\text{cm}^3)$	循环排量(L/min)	ρ 摩阻当量(g/cm^3)
X1	3 811	244.475	212.73	2.24	1 300~1 800	0.10~0.13
X2	4 102	177.800(尾管)	149.22	2.22	700~1 200	0.05~0.08
X3	3 963	244.475	212.73	2.39	1 300~1 800	0.05~0.08

井眼中较常规聚磺高温高压水基钻井液低 0.05~0.06 g/cm^3 , 从而说明新型高温高压水基钻井液的流变性能更好, 更加适合应用于密度窗口窄的复杂地层中。

2.1.3 现场钻井液性能维护措施 场应用过程中, 性能维护非常重要, 主要有以下几个要点: (1) 通过加入 HCOOK 保证钻井液的抑制黏土水化膨胀的性能, 控制液相黏度, 减少滤液侵入深度; (2) 通过加入高温降失水剂、抗高温聚合物 HTFL 来控制高温高压滤失量不超过 8 mL/30 min, 并且形成高质量的泥饼; (3) 加入 PF-LUBE 等润滑剂从而提高钻井液的润滑性; (4) 通过使用抗高温的稀释剂从而调整钻井液流动型态, 维护钻井液的流变性; 为了防止高温工况下发生胶凝和为了后续加重留性能调整窗口, 在保证重晶石悬浮的前提下, 钻井液的黏度尽可能低; (5) 通过加入石灰和烧碱, 确保钻井液 pH 值为 10~11, 加入一定的过量石灰, 提高新型钻井液的抗酸性气体的污染能力; (6) 通过添加胶

液稀释和固控设备清除的方式, 控制钻井液的膨润土含量在 14~23 g/cm^3 (张群等, 2015; 谢玉洪, 2016)。

3 结论

(1) 通过抑制剂和润滑剂优选构建了新型高温高压水基钻井液体系。室内性能评价结果表明, 新型高温高压水基钻井液良好的封堵性, 较强的抗岩屑污染能力、优良的储层保护性能以及沉降稳定性均达到了莺—琼盆地高温高压井段对钻井液性能的要求。

(2) 现场应用表明, 在高密度 2.5 g/cm^3 , 高温 240 °C 环境下, 钻井液具有良好的抗高温性和流变性, 较低的高温高压滤失量, 优良的滤饼质量, 保障了现场钻探及地质资料录取的顺利。

(3) 为确保新型高温高压水基钻井液的优良性能, 现场应用过程中应采取不同措施进行性能维护。

References

- Annis, M. R., 1967. High-Temperature Flow Properties of Water-Base Drilling Fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 19(8): 1074–1080. <https://doi.org/10.2118/1698-pa>
- Cui, Y.H., Liu, H.B., Yang, H.P., et al., 2016. Mechanisms of Sidewall Stability Loss in Horizontal Wells Drilled for Shale Gas Development in Jiaoshiba Block. *Oil Drilling & Production Technology*, 38(5): 545–552(in Chinese with English abstract).
- Guo, Y.B., Guan, S., Liu, Z.Q., et al., 2017. Solid-Free Organic Salt Drilling Fluid for Horizontal Wells in the Weizhou 12-1 Oilfield. *Petroleum Drilling Techniques*, 45(6): 31–36(in Chinese with English abstract).
- Huang, B.J., Xiao, X.M., Zhu, W.L., 2004. Geochemistry, Origin, and Accumulation of CO₂ in Natural Gases of the Yinggehai Basin, Offshore South China Sea. *AAPG Bulletin*, 88(9): 1277–1293. <https://doi.org/10.1306/04120403045>
- He, S.L., Zhang, H.R., Yang, D., et al., 2016. Logging Evaluation Technology of CO₂ HTHP Reservoir in Western South China Sea Basin. *Natural Gas Science*, 27(12): 2200–2206(in Chinese with English abstract).
- Li, Y.J., Wu, J., Huang, Y., et al., 2015. Key Technology and Application of HTHP Drilling in Mid-Deep Formation in Yinggehai Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 27(4): 102–106(in Chinese with English abstract).
- Ma, Y.X., Xiao, Q.H., Mi, H.G., et al., 2017. Influence of Water-Soluble Gas Releasing on Gas-Water Interface for Yinggehai Basin High Temperature and Overpressured Gas Field. *Earth Science*, 42(8): 1340–1347(in Chinese with English abstract).
- Pei, J.X., Tong, C.X., Zhu, Y., 2014. HTHP Natural Gas Accumulation Theory and Great Discovery in Yinggehai Basin. *Management and Research on Scientific & Technological Achievements*, 6: 70–73(in Chinese with English abstract).
- Tian, D.M., Jiang, T., Zhang, D.J., et al., 2017. Genesis Mechanism and Characteristics of Submarine Channel: A Case Study of the First Member of Yinggehai Formation in Ledong Area of Yinggehai Basin. *Earth Science*, 42(1): 130–141(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y.H., Li, X.S., Tong, C.X., 2015. High Temperature and Overpressure of Yingqiong Basin and Gas Accumulation Exploration Theory and Practice. Petroleum Industry Press Gas Press, Beijing, 45–46(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y.H., 2016. The Mechanism and Resource Prospect of Natural Gas Accumulation Under High Temperature and High Pressure in the Western Part of the South China Sea—Taking Yingqiong Basin as an Example. *Petroleum Drilling Technology*, 38(6): 713–722(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y.H., Zhang, Y., Huang, K.W., 2016. HTHP Drilling Technology of Yinggehai Basin. Petroleum Industry Press, Beijing, 110–113(in Chinese with English abstract).
- Wang, Z.F., Luo, X.R., 2004. National High-Tech Research and Development Program Results, Pressure Prediction and Monitoring Technology of HTHP Formation in Yinggehai Basin. Petroleum Industry Press, Beijing, 21–24(in Chinese with English abstract).
- Wang, Z.H., 2016. Present Status and Trends in Research and Development of Drilling Fluid Additives in China. *Petroleum Drilling Techniques*, 44(3): 1–8(in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q., Liu, J.Q., Jiang, G.C., et al., 2015. High Temperature and High Density Drilling Fluid Technology for Yinggehai Basin. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 32(5): 27–31(in Chinese with English abstract).
- Zhao, K., Fan, Y.J., Yu, B., et al., 2016. Research Progress of Wellbore Stability in Hard Brittle Shale. *Oil Drilling & Production Technology*, 38(3): 277–285(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 崔云海, 刘厚彬, 杨海平, 等, 2016. 焦石坝页岩气储层水平井井壁失稳机理. 石油钻采工艺, 38(5): 545–552.
- 郭永宾, 管申, 刘智勤, 等, 2017. 涠洲 12-1 油田水平井无固相有机盐钻井液技术. 石油钻探技术, 45(6): 31–36.
- 何胜林, 张海荣, 杨冬, 等, 2016. 南海西部盆地高温超压储层 CO₂ 气层测井评价技术. 天然气地球科学, 27(12): 2200–2206.
- 李炎军, 吴江, 黄熠, 等, 2015. 莺歌海盆地中深层高温高压钻井关键技术及其实践效果. 中国海上油气, 27(4): 102–106.
- 马勇新, 肖前华, 米洪刚, 等, 2017. 莺歌海盆地高温高压气藏水溶气释放对气水界面的影响. 地球科学, 42(8): 1340–1347.
- 裴健翔, 童传新, 朱颖, 2014. 莺歌海盆地高温高压天然气成藏规律与重大发现. 科技成果管理与研究, 6: 70–73.
- 田冬梅, 姜涛, 张道军, 等, 2017. 海底水道特征及其成因机

- 制:以莺歌海盆地乐东区莺歌海组一段为例.地球科学,42(1):130—141.
- 谢玉洪,李绪深,童传新,2015.莺琼盆地高温超压天然气成藏理论与勘探实践.北京:石油工业出版社,45—46.
- 谢玉洪,2016.南海西部海域高温高压天然气成藏机理与资源前景——以莺—琼盆地为例.石油钻采工艺,38(6):713—722.
- 谢玉洪,张勇,黄凯文,2016.莺歌海盆地高温高压钻井技术.北京:石油工业出版社,110—130.
- 王振峰,罗晓容,2004.国家高技术研究发展计划成果,莺歌海盆地高温高压地层钻井压力预监测技术研究.北京:石油工业出版社,21—24.
- 王中华,2016.国内钻井液处理剂研发现状与发展趋势.石油钻探技术,44(3):1—8.
- 张群,刘建全,蒋官澄,等,2015.莺歌海盆地抗高温高密度钻井液技术.钻井液与完井液,32(5):27—31.
- 赵凯,樊勇杰,于波,等,2016.硬脆性泥页岩井壁稳定研究进展.石油钻采工艺,38(3):277—285.