

南海深水水基钻完井液防水合物技术

赵学战, 方满宗, 刘和兴, 徐一龙, 刘智勤

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘要:深水区油气钻完井作业相比浅水区和陆地遇到了很多难题,由于海底压力增大和低温的环境,天然气水合物已成为影响深水钻井安全的主要危害之一。目前,国际上深水钻完井作业中通常采用油基钻井液来防水合物,但是油基钻井液环保风险高,为此在陵水区块超深水钻完井作业中尝试采用水基钻井液进行作业。鉴于国内无类似经验可循,结合陵水区块超深水井的实际情况,首先模拟分析了2口井的水合物风险,明确该区块水合物形成的条件;其次,针对水合物形成的风险,筛选合适的抑制剂及钻完井液配方;在此基础上,研究出相配套的工艺措施。陵水区块深水钻井作业的成功实践表明,由此形成的一套深水水基钻完井液防水合物技术在深水钻完井作业中能够较好地防治天然气水合物,保障作业安全,对后续类似深水井的作业具有借鉴意义。

关键词:深水钻井;水基钻完井液;水合物防治;抑制剂;井筒温度场

中图分类号: P634.6⁺4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2017)02-0006-05

Deepwater Water-based Mud Hydrate Inhibition Technology in South China Sea/ZHAO Xue-zhan, FANG Man-zong, LIU He-xing, XU Yi-long, LIU Zhi-qin (Zhanjiang Branch-CNOOC, Zhanjiang Guangdong 524057, China)

Abstract: Compared to shallow water and onshore drilling, a number of technical difficulties are encountered in deepwater drilling and completion. Due to subsea high pressure and low temperature, hydrate has become a main threat to the safety of deepwater drilling and completion operation. Currently, OBM is the priority to prevent hydrate generation in deepwater drilling and completion. However, OBM is not environmental-friendly compared to WBM, so the latter was selected to use in ultra-deep water drilling. In view of the absence of similar experience, according to the actual situation of ultra-deep well in Lingshui block, the hydrate risk of 2 wells are simulated in order to identify hydrate generation condition; on the other hand, aiming at the risk of hydrate generation, proper hydrate inhibitor and drilling & completion fluid are selected. On the above basis, the matching technical scheme has been worked out. By the successful practice of deepwater drilling in Lingshui block, it is proved that WBM hydrate inhibition technology can well prevent hydrate generation during deepwater drilling operation and ensure operation safety, which has great reference and popularization value for the similar deep water well operation.

Key words: deepwater drilling; WBM; hydrate inhibition; inhibitor; wellbore temperature field

0 引言

在深油气开发过程中,水合物对井控、测试、钻完井液性能及生产过程产生影响。在钻完井过程中,在井筒、隔水管、钻柱、井口管线和防喷管汇内形成气体水合物,将造成堵塞,给正常钻进和井控作业带来严重影响。具体表现为:压井管线或地面管线堵塞,无法建立循环;在井控情况下,节流压井管线被水合物堵塞时,将会降低防喷器系统的作用;套管密闭空间中形成的水合物,如果在油气井生产中受到加热后分解,则会使得套管环空压力增大,造成套管被挤毁;在防喷器系统内部形成水合物时,将会引起防喷器闸板的正常开启和关闭困难^[1]。在深水钻完井过程中,由于泥线环境的低温和浅层气体的

存在,将引起井筒、隔水管和防喷器控制管线容易形成水合物并导致堵塞,给正常钻完井作业带来严重制约。新几内亚的某深水钻井平台,在钻遇异常高压层引发溢流,但因水合物生成导致防喷器阻流压井管被堵塞,无法进行正常压井循环作业,只能强行起钻,下光钻杆注水泥塞进行处理,给生产时效带来严峻的挑战。

在生产测试过程中,水合物的形成会堵塞测试管柱及地面流程,造成测试作业无法进行,无法取得地层资料;同时也会堵塞压井通道,对井控带来较大隐患;影响测试环空压力操作工具的正常工具,带来复杂情况和事故等。在油气测试过程中,水合物的产生会给测试管柱及地面流程管线造成堵塞,使得

收稿日期:2016-03-17; 修回日期:2016-12-14

基金项目:国家“十三五”重大专项子课题“深水油气田开发钻完井工程关键技术研究及配套工艺”(编号:2016ZX05028001-009)

作者简介:赵学战,男,汉族,1985年生,钻井总监,从事海洋钻井工艺研究及钻井监督工作,广东省湛江市坡头区南调路22号,zhaozh@cnooc.com.cn。

测试作业无法正常开展,造成地层取资料困难;巴西某深水钻井平台,在进行测试求产时遭遇水合物堵塞测试管柱,导致被迫转入弃井作业,给储层评价工作造成极大影响。因此,为了解决钻井、测试过程中的水合物生成,有必要对钻井液防水合物技术进行研究,从而提高生产作业时效。

天然气水合物形成的主要条件是:天然气和液体混合物中有液相水的存在或含水处于饱和状态。天然气水合物生成的条件是:(1)低温液体中有气体的存在;(2)足够高的压力和足够低的温度。针对水合物形成条件,抑制水合物生成的最有效的方法就是破坏其生成条件。总的来说,防治水合物的措施是创造出与水合物形成相背的条件:高温、低压、除去自由水(或降低水露点)^[2]。

目前,根据对天然气水合物形成条件的研究,水合物的防治措施主要有:脱水法、加热法、添加化学抑制剂法。

(1) 钻井过程中的水合物预防。在水深 > 1500 m 以后,海底温度将降至 4 ℃ 以下,钻井液设计需要充分考虑防止水合物的形成。目前深水钻井中通常使用的钻井液有 2 种:①水基钻井液,深水钻井中常用到 NaCl/聚合物钻井液体系;②油基钻井液或合成基钻井液,最简单地解决水合物防治的问题。

(2) 生产测试中的水合物预防。在正常生产过程中,油气会伴随着地层水一起产出,可以采取井下脉冲或持续注入热力学抑制剂的方法,防止井筒内水合物的形成,可用于井下注入的热力学抑制剂包括甲醇、乙二醇、二甘醇和三甘醇^[3]。

通过研究确定了 LS × × -1 井钻完井及开发过程中水合物形成的条件和工况,为测试及生产过程中制定综合水合物防治工艺和措施提供依据,同时给出了水合物预防措施及不同工况条件下的钻完井液抑制剂配方。

1 南海陵水区块概况

陵水区块位于中国南海琼东南盆地深水区的陵水凹陷东部,海南省三亚市东南偏东方向的南海海域,LS × × -1 井井位水深 1683 m,海底温度 3 ~ 4 ℃,采用深水钻井平台海洋石油 981 钻探。LS × × -1 井井身结构如图 1 所示。

根据表 1 ~ 表 3 所列的天然气及地层水组成,进行水合物的相平衡曲线计算,结算结果见图 2。

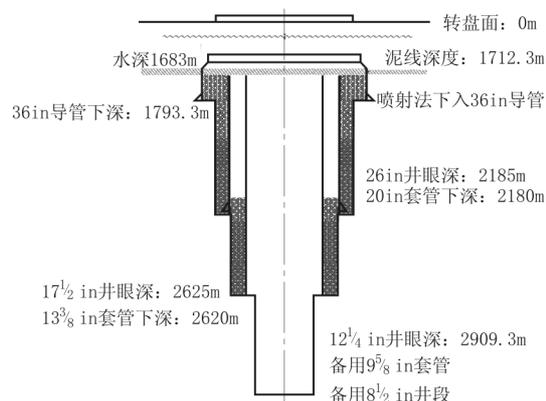


图 1 LS × × -1 井井身结构图(1 in = 25.4 mm)

表 1 天然气分析数据表(C代表碳元素) % mol

深度/m	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆ ⁺	N ₂	CO ₂
3407	92.87	4.32	1.00	0.21	0.20	0.09	0.06	0.19	0.31	0.76
3391	91.53	4.95	1.39	0.32	0.31	0.14	0.10	0.39	0.55	0.32
3391	91.70	4.95	1.36	0.31	0.30	0.14	0.09	0.30	0.54	0.30
3339	91.12	5.04	1.49	0.34	0.34	0.16	0.10	0.55	0.56	0.31
3339	91.16	5.04	1.49	0.34	0.34	0.16	0.11	0.50	0.55	0.31
3352.5	91.37	4.94	1.44	0.33	0.33	0.15	0.10	0.47	0.57	0.32
平均值	91.63	4.87	1.36	0.31	0.30	0.14	0.09	0.40	0.51	0.39

表 2 地层水各种离子成分

阳离子	原子量	质量浓度/ (mg · L ⁻¹)	阴离子	相对原子质量	质量浓度/ (mg · L ⁻¹)
K ⁺	39	126	Cl ⁻	35.5	15200
Na ⁺	23	7950	SO ₄ ²⁻	96	4.88
Ca ²⁺	40	1868	HCO ₃ ⁻	61	1596
Mg ²⁺	24	105	F ⁻	19	8.9
Ba ²⁺	137	21.40	NO ₃ ⁻	62	142
Sr ²⁺	88	99	总计		16951.78
Li ⁺	7	0.64			
NH ₄ ⁺	18	48			
总计		10218.04			

表 3 地层水中各无机盐浓度

物质名称	分子量	质量浓度/ (mg · L ⁻¹)	物质名称	分子量	质量浓度/ (mg · L ⁻¹)
Na ₂ SO ₄	142	7.22	MgCl ₂	95	415.63
NaHCO ₃	84	2197.77	BaCl ₂	208	32.49
NaF	42	19.67	SrCl ₂	159	178.88
NaNO ₃	85	194.68	LiCl	42.5	3.89
KCl	74.5	240.69	NH ₄ Cl	53.5	142.67
CaCl ₂	111	5183.70	NaCl	58.5	18546.84

如图 2 所示,曲线左边为水合物稳定区,如果流体的工作温度和压力在稳定区内有可能形成水合物。曲线右边为非水合物稳定区,流体的工作温度和压力在非稳定区内不会形成水合物。地层水矿化度的存在对水合物的形成有一定的抑制作用,使得

水合物相态曲线向左移动。

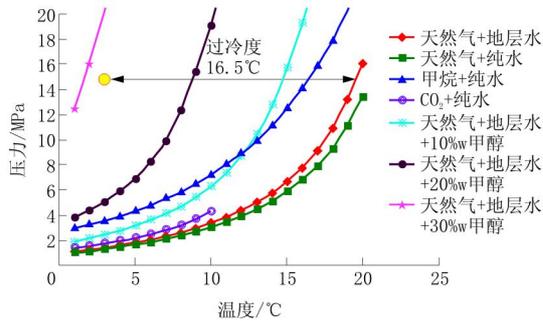


图2 陵水区块水合物相态曲线预测

海底附近井筒内处于高压低温状态,水合物形成的风险极大。假设在海底井口附近,井筒温度与海水温度一致为3~4℃(停钻或关井状态),井筒中充满纯水,则海底附近井筒内的静水压力为14~15 MPa,在此条件下存在约16.5℃的过冷度(图中黄点),存在水合物风险。若井筒内充满密度较高的泥浆或是密度较轻的天然气,海底附近井筒内的压力会进一步提高,水合物形成的风险也会进一步增强。若向地层水中加入一定浓度的抑制剂(如甲醇),可使天然气的水合物相态曲线向左偏移,使得海底附近井筒内的温度和压力条件处于水合物稳定区外,例如当水中含有30%的甲醇时,海底附近井筒内将不存在水合物风险^[4]。

2 陵水区块深水水基钻完井液防水合物技术

2.1 水合物风险分析

根据井身结构、钻井液、水力参数设计,进行钻井井筒的温度压力场计算。目标气藏钻井的水合物相态见图3。

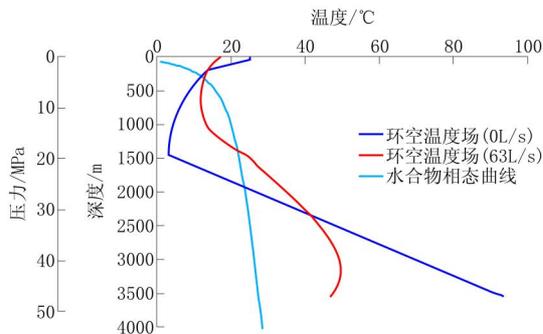


图3 钻井井筒温度压力场及水合物相态曲线

如图3所示,井筒环空温度场与水合物相态曲线向交叉的区域为水合物稳定区。在停钻过程中,海面以下300~1963 m井筒内处于水合物稳定区,

最大过冷度出现在海底附近井筒内,为19℃。当正常钻进过程中,由于循环泥浆被地层温度加热,井筒环空内的水合物稳定区间变小,但仍存在水合物风险,最大过冷度出现在895 m深处,为6.5℃。

根据井身结构、测试管柱尺寸,进行了生产井筒在静止(关井)状态下的温度压力场计算,目标气藏生产的水合物相态如图4所示。

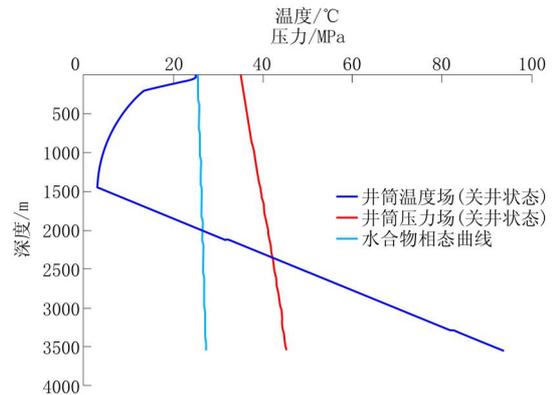


图4 生产井筒温度压力场及水合物相态曲线

在测试及生产过程中,井筒内将充满天然气和少量地层水,在静止或关井状态下,井筒内的温度与环境温度一致,井筒内气体停止流动,气体产生的重力压差较小,因此整个井筒将承受高压。由图4可知,在关井状态时,井筒内的压力在35~45 MPa,从海面至井下1981 m均处于水合物稳定区。最大过冷度出现在海底附近井筒,为23℃^[6]。

2.2 抑制剂类型筛选

钻进过程中,不同工况下(停泵和循环)的水合物风险,选用甲醇、NaCl + 甲醇、乙二醇、NaCl + 乙二醇等不同的水合物抑制剂配方添加至钻井液中,相对应的水合物相态曲线及水合物稳定区如图5所示。

随着抑制剂添加浓度的增大,水合物稳定区逐渐减小,最后消失,进而实现全井筒内无水合物风险。

考虑到抑制剂的成本、使用安全以及现场应用情况,推荐采用NaCl + MEG的水合物抑制剂配方作为钻井液基液,满足不同钻井工况下的水合物抑制要求。

为防止清喷测试过程中,上涌的天然气在海底低温高压条件下,与测试液、地层水和泥浆滤液接触而形成水合物,测试液中添加不同抑制剂配方时的水合物形成区域如图6所示。

由图6可知,推荐采用CaCl₂ + 乙二醇的抑制剂配方作为测试液基液,可考虑进一步调整CaCl₂和MEG的含量来调整测试液性质,如密度等。在测试

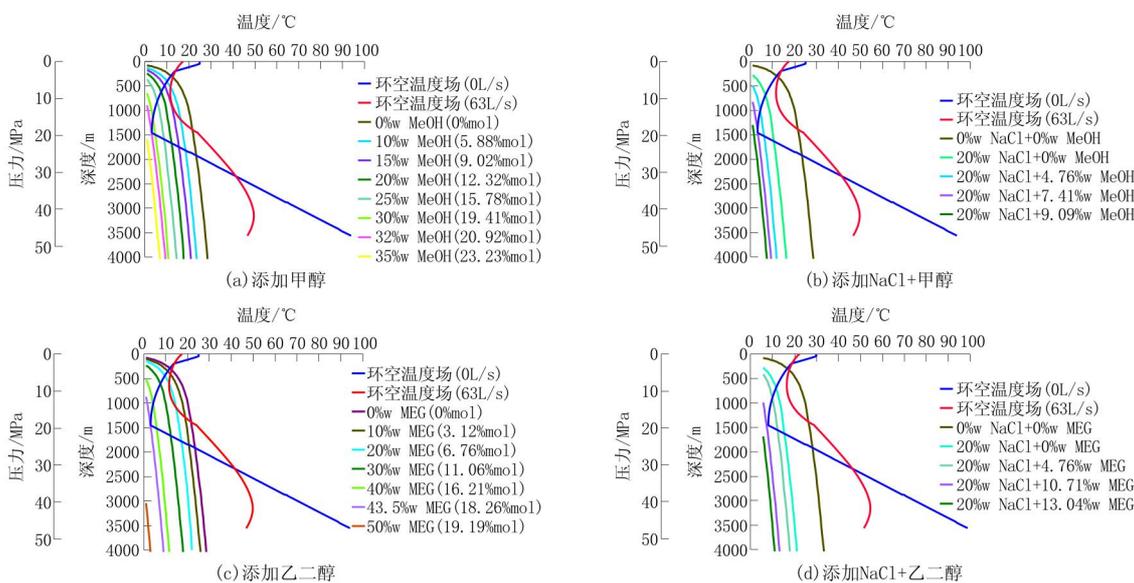


图 5 钻井液中添加不同抑制剂配方时的水合物形成区域

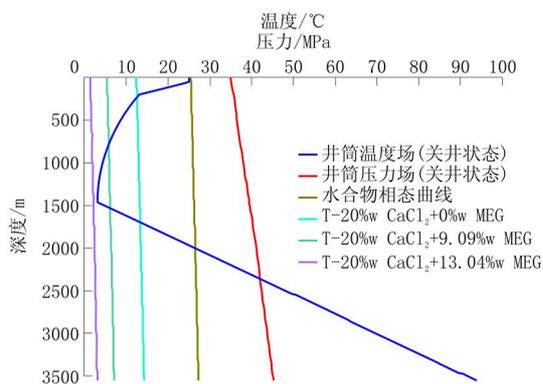


图 6 测试液中添加不同抑制剂配方时的水合物形成区域

完毕长时间关井过程中,可向井筒中注入同样的测试液体系进行压井^[7]。

为预防日常生产过程中,跟随天然气一起产出的少量地层水在井筒内形成水合物,采取井下持续注入甲醇的方法,注入不同浓度甲醇时的水合物形成区域见图 7。

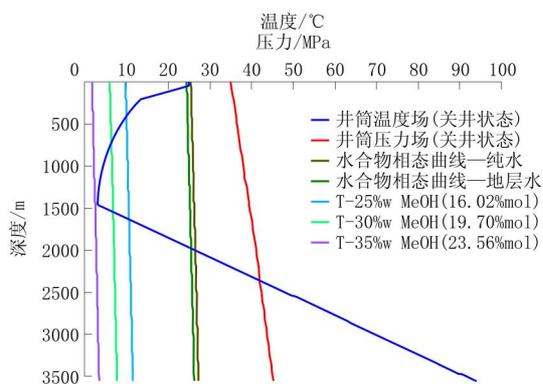


图 7 生产过程中注入不同浓度甲醇时的水合物形成区域

由图 7 所示,注入甲醇可以有效抑制井筒中水合物的形成。

2.3 抑制剂配方设计

钻井过程中 17½ in 和 20 in 井段抑制剂比例筛选(见图 8)。

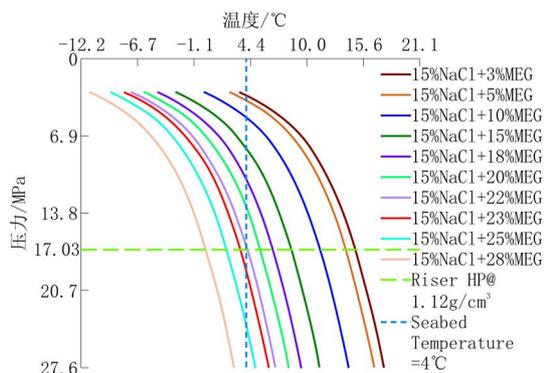


图 8 17½ in 和 20 in 井段不同抑制剂比例水合物形成区域

本井段由于受到压力窗口窄的限制(套管鞋破裂压力折算成当量钻井液密度为 1.21 g/cm³),钻井液密度需控制 < 1.13 g/cm³,因此本井段的钻井液选用的基液(15% NaCl + 3% MEG)压制水合物生成温度 < 14.8 °C (低于最低循环温度的 21 °C);选用的全效水合物抑制液(15% NaCl + 25% MEG)全效水合物抑制液可以把水合物的生成温度压制到 2.1 °C^[8]。

钻井过程中 14¾ in 和 17½ in 井段抑制剂比例筛选如图 9 所示。

本井段的钻井液选用的基液(20% NaCl + 3% MEG)压制水合物生成温度 < 11.4 °C,低于最低循环

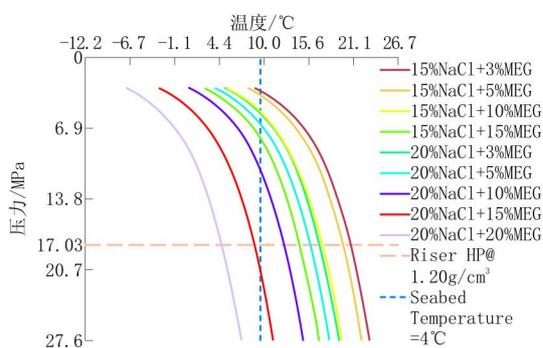


图9 14 $\frac{1}{4}$ in 和 17 $\frac{1}{2}$ in 井段不同抑制剂比例水合物形成区域

温度的 29 °C;选用的全效水合物抑制液(20% NaCl + 18% MEG)则把水合物的生成温度压制到约 1.0 °C。

钻井过程中目的层 12 $\frac{1}{4}$ in 井段抑制剂比例筛选如图 10 所示。

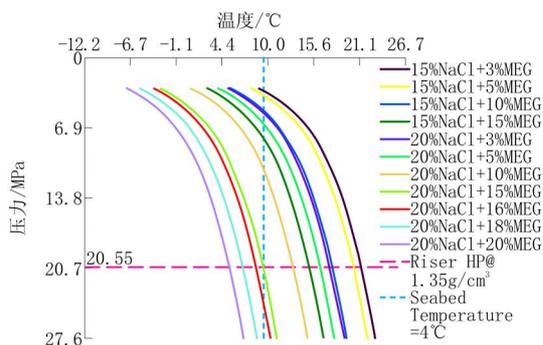


图10 12 $\frac{1}{4}$ in 目的层井段不同抑制剂比例水合物形成区域

本井段的钻井液选用的基液(20% NaCl + 3% MEG)压制水合物生成温度 < 12.1 °C, 低于最低循环温度的 26 °C;选用的全效水合物抑制液(20% NaCl + 18% MEG)则把水合物的生成温度压制到约 1.5 °C。

测试过程中的抑制剂比例筛选:由图 6 可知,推荐采用 20% CaCl₂ + 13.04% MEG 的抑制剂配方作为测试液基液^[9]。

生产过程中的抑制剂比例筛选:由图 7 可知,在开井生产初期注入 35% 甲醇可以有效抑制井筒中水合物的形成。

2.4 其他技术措施

(1)隔离 BOP 和阻流、压井管线;(2)静止作业前(如电测等),水下管柱(压井管汇、阻流管汇等)和 BOP 腔室注满水合物抑制液,并定期顶替;(3)如需关井,关井前尽可能将泥浆中的气体排出^[10];(4)尽量缩短关井时间,采用司钻法压井;(5)压井完成后,用水合物抑制液将压井管汇、阻流管汇、BOP 腔室等的泥浆顶替出来。

3 结论

(1)海底高压低温的特性为深水天然气井生产测试中形成水合物提供了有利条件,给深水天然气钻井增加了作业风险。南海西部陵水区块海底具有的高压低温特性容易导致深水气井在钻井测试过程中生成水合物,给深水井作业带来极大的风险。

(2)针对深水天然气井的特殊性,通过井筒分段方式建立了井筒温度分布预测模型,预测了水合物生成区域和条件。南海西部钻井作业者针对深水气井的特点,应用井筒分布预测模型,得出水合物生成区域和条件。

(3)实验评价了不同水合物抑制剂在正常钻进和测试期间的水合物抑制效果,并给出了正常钻进和测试期间的抑制剂配方。

参考文献:

- [1] 刘正礼,许明标,唐海雄,等.深水气藏评价防水合物综合技术[J].长江大学学报(自然科学版)理工卷,2010,(1):55-56.
- [2] 郭小哲,王福升,等.气井天然气水合物预警临界线预测与试验对比分析[J].石油天然气学报,2013,(2):149-152.
- [3] 许明标,唐海雄,黄守国,等.深水钻井中水合物的预防和危害处理方法[J].长江大学学报:自科版,2010,(3):547-548.
- [4] 马庆涛,张卫东,刘玉明.天然气水合物钻井中的地质灾害分析[J].海洋科学集刊,2010,(0):72-78.
- [5] 付强,周守为,李清平.天然气水合物资源勘探与试采技术研究现状与发展战略[J].中国工程科学,2015,(9):123-132.
- [6] 杨洪烈,熊勇.深水钻井气体水合物防治技术[C]//第十七届中国科协年会.2015.
- [7] 杨雄文,周英操,方世良,等.国内窄窗口钻井技术应用对策分析与实践[J].石油矿场机械,2010,39(8):7-11.
- [8] 杨进,曹式敬.深水石油钻井技术现状及发展趋势[J].石油钻采工艺,2008,30(2):10-13.
- [9] 李清平.我国海洋深水油气开发面临的挑战.中国海上油气,2006,18(2):1-2.
- [10] 李中,方满宗,李磊.南海西部深水钻井井实践[J].石油钻采工艺,2015,1(5):92-95.
- [11] 邱正松,徐加放,赵欣,等.深水钻井液关键技术研究[J].石油钻探技术,2011,39(2):27-34.
- [12] 王友华,王文海,蒋兴迅.南海深水钻井井作业面临的挑战和对策[J].石油钻探技术,2011,39(2):50-55.
- [13] 路保平,李国华.西非深水钻井完井关键技术[J].石油钻探技术,2013,41(3):1-6.
- [14] 欧阳传湘,马成,唐海雄,等.深水天然气井水合物预测研究[J].特种油气藏,2011,(6):109-112,130.
- [15] 褚道余.深水井控工艺技术探讨[J].石油钻探技术,2012,40(1):52-57.
- [16] 徐荣强,陈建兵,刘正礼,等.喷射导管技术在深水钻井作业中的应用[J].石油钻探技术,2007,35(3):19-22.
- [17] 宁伏龙,张凌,蒋国盛,等.深水油基钻井液中抑制水合物形成的实验研究[J].石油学报,2009,30(3):440-443.
- [18] 王志远,孙宝江,程海清,等.深水钻井井筒中天然气水合物生成区域预测[J].石油勘探与开发,2008,35(6):731-735.