

东海深部致密储层主要钻井技术及其应用

张海山, 宫吉泽

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

摘要:随着东海对深部致密储层油气资源的勘探开发,深井、超深井钻井面临的地层埋藏深、压力体系复杂、地层可钻性差、裸眼段长、井斜大等难题,需要研究可行的技术方案加以解决。为此,2012 年以来,在东海实施的深井、超深井中,通过应用深井井身结构优化、高效抗摩减阻剂、动力导向和复合冲击提速技术、井口回注固井技术和随钻声波固井质量评价技术,实现了安全、快速的钻井效果。上述技术的应用对致密地层钻进、提高钻井速度、缩短钻井周期、降低作业成本、获得更好的经济效益,具有重要的保障作用。

关键词:东海;致密储层;井身结构;抗摩减阻;动力导向;复合冲击;井口回注;随钻声波

中图分类号:TE242 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2019)01-0039-06

Key drilling technologies in deep tight reservoir in the East China Sea and their application

ZHANG Haishan, GONG Jize

(CNOOC China Limited, Shanghai Branch, Shanghai 200335, China)

Abstract: With the exploration and development of oil and gas resources in tight reservoir in the East China Sea, the difficulties such as the deep buried reservoir, complex pressure system, poor drillability, long open hole, high deviation angle must be solved by means of the feasible technical solutions. Since 2012, safe and efficient drilling has been achieved by applying the deep well casing program optimization, high efficiency wear-resistant additive, cuttings bed removal technology, power-steering and composite impact drilling technology, wellhead reinjection cementing and acoustic logging while drilling for cementing quality evaluation technology during the implementation of the deep and ultra-deep wells in the East China Sea. The application of the above technology has an important role in drilling tight strata, improving the drilling rate, shortening the drilling period, reducing the operating cost and obtaining good economic and social benefits.

Key words: the East China Sea; tight reservoir; casing program; wear-resistant and drag reduction; power steering tool; composite percussion; wellhead reinjection; acoustic while drilling

东海盆地处于中国东部海域,属大陆边缘断陷—坳陷盆地,是重要的油气勘探领域^[1]。近年来,东海盆地西湖凹陷勘探发现了大量致密油气储层,且储量呈逐年增长的势头^[2],初步估算该地区致密油气储量占目前已发现油气储量的 70%左右^[3]。致密储层主要埋藏在 3500 m 以下的深层^[4]。“十二五”期间,东海钻井平均井深为 4652 m,最深达 6370 m,已步入深井、超深井行列,并有多口大斜度井、大位移井、水平井等,而面临的地层埋藏深、压力体系

复杂、地层可钻性差、裸眼段长、井斜大等一系列难题,影响着东海致密储层的勘探开发,迫切需要开发和应用新型钻井技术。2012 年以来,通过应用复杂地层井身结构优化、高效抗摩减阻剂、动力导向和复合冲击提速技术、井口回注固井技术和随钻声波固井质量评价技术等,解决了上述难题,安全、快速的完成了 45 口深井、3 口超深井的作业,取得了良好的应用效果。

收稿日期:2018-05-28 **DOI:**10.12143/j.tkge.2019.01.007

基金项目:国家重大科技专项课题“东海深层低渗一致密天然气钻井测试及储层改造关键技术”(编号:2016ZX05027-003)

作者简介:张海山,男,汉族,1968 年生,教授级高级工程师,油气钻井工程专业,硕士,从事海上油气勘探开发的钻完井工程技术工作,上海市长宁区通协路 388 号,zhanghsh@cnooc.com.cn。

引用格式:张海山,宫吉泽.东海深部致密储层主要钻井技术及其应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(1):39-44.

ZHANG Haishan, GONG Jize. Key drilling technologies in deep tight reservoir in the East China Sea and their application[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019,46(1):39-44.

1 深井井身结构优化

东海常规深井探井井身结构如图1所示,主要特点是利用下至600 m左右的 $\phi 508.0$ mm表层套管封固不稳定地层并建立井口,提供充足的井控能力。 $\phi 339.7$ mm技术套管尽量下深至2400 m,降低 $\phi 311.15$ mm井眼作业难度, $\phi 244.5$ mm技术套管下入深度4000 m,以确保 $\phi 177.80$ mm生产套管下至5000 m以深^[5]。

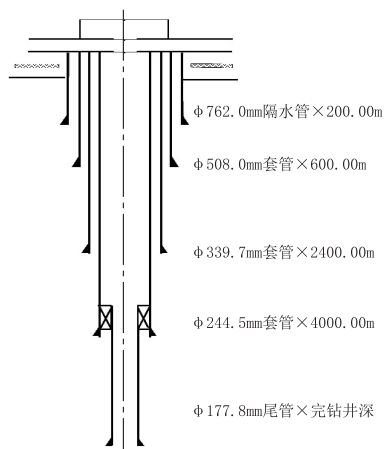


图1 东海深井井身结构

Fig.1 The deep well casing program in the East China Sea

常规井身结构虽然较好地解决了东海高温高压、压力体系复杂等问题,但作业效率低,费用较高。随着作业经验积累、技术进步,对此井身结构进行了进一步优化,省去 $\phi 508$ mm套管,并增加 $\phi 244.5$ mm技术套管下入深度至2500 m,使完钻井深达到5000.00 m以深(见图2)。此次优化主要基于以下技术进步:

(1) $\phi 444.50$ mm井段的快速钻进:使用小弯角、高扭矩马达配套新型PDC钻头复合钻进,采用海水钻进并辅以稠膨润土浆携砂,可在2 d内快速钻完含砾及软硬交错的地层,在地层坍塌前下入 $\phi 339.7$ mm套管封固该井段,为 $\phi 311.15$ mm井段钻进打好基础。该技术同时可降低钻井液费用。

(2)钻井液体系优化改进:东海地区薄煤层广泛

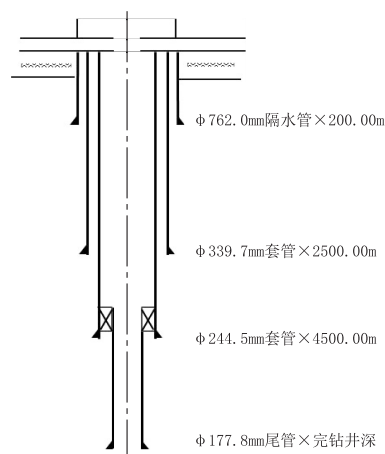


图2 东海深井井身结构优化

Fig.2 The deep well casing program optimization in the East China Sea

分布,节理微裂缝发育,胶结疏松,脆性大,同时与砂岩、泥页岩以不等厚互层存在,通过对东海下部井段井壁失稳机理分析,研发并优化了低自由水钻井液体系,能有效提高井壁稳定性及起下钻效率^[6-8]。

通过井身结构优化,单井可节省 $\phi 660.4$ mm井眼作业时间38.5 h,节省作业费用约280万元。

2 高效抗摩减阻剂

在大斜度井及大位移井钻井过程中,钻柱摩阻过大,常常导致送钻困难、顶驱能力超限、钻柱和套管磨损严重等复杂情况,给钻井作业带来很大困难。向钻井液中添加优质润滑剂降低井下摩阻,是预防和解决钻井安全问题的主要技术手段之一^[9-10]。东海西湖地区优选使用高效抗摩减阻剂ARDR LUBE-100,在饱和盐水无固相钻井液中磨损速率降低300倍左右(见表1),从室内对ARDR LUBE-100与常用液体润滑材料在基浆中进行的润滑性能对比实验来看,其润滑性能更是优于广泛使用的液体抗摩减阻剂LUBE167和LUBE776,与其它固体高效抗摩减阻剂Steel Lube EP和Star-glide润滑性能基本相当,润滑性能良好(见表2)。

表1 ARDR LUBE-100在饱和盐水无固相钻井液中不同加量下的磨损速率
Table 1 Wear rate of ARDR LUBE-100 in saturated salt water solid-free drilling

条 件	金属磨损量/mg	磨损速率/ $[10^{-6} \text{ kg} \cdot (\text{h} \cdot \text{kN})^{-1}]$
饱和盐水+0.5%生物聚合物,试验压力0.24 kN,运行时间4 min(卡死)	21.0	1286.2
饱和盐水+0.5%生物聚合物+0.3%ARDR LUBE-100(高效抗摩减阻剂),试验压力2.4 kN,运行时间3 min10 s	0.6	4.6
饱和盐水+生0.5%生物聚合物+0.5%ARDR LUBE-100(高效抗摩减阻剂),试验压力2.4 kN,运行时间3 min10 s	0.4	3.1
饱和盐水+0.5%生物聚合物+1.0%ARDR LUBE-100(高效抗摩减阻剂),试验压力2.4 kN,运行时间3 min10 s	0.4	3.1

表 2 不同抗摩减阻剂的润滑性能对比

Table 2 Comparison of lubrication properties of different wear-resistant and drag reduction agents

项 目	润滑系数	
基浆+3% LUBE 167(液体抗摩减阻剂)	平均值	0.0602
	最大值	0.0650
基浆+3% LUBE 776(液体抗摩减阻剂)	平均值	0.0566
	最大值	0.0600
基浆+2% steel LUBE EP(固体抗摩减阻剂)	平均值	0.0484
	最大值	0.0480
基浆+3% starglide(固体抗摩减阻剂)	平均值	0.0530
	最大值	0.0520
基浆+3% ARDR LUBE-100(高效抗摩减阻剂)	平均值	0.0539
	最大值	0.0520

注:基浆配方为 4.0% 膨润土浆+0.8% NaOH+0.1% PAC-HV+1.0% SMP-1+1.0% SYP-1+1.0% PSC-2+0.1% SP-80+1.0% XHL+3.0% KCL。

某水平井井深 5466 m, 储层使用无固相钻井液, 在钻至 5172 m 时扭矩在 51~53 kN·m, 裸眼上提悬重为 2450 kN, 套管内上提悬重 2350 kN, 加入 1% 左右的 ARDR LUBE-100 高效抗摩减阻剂循环一周后, 扭矩降至在 45~47 kN·m, 裸眼上提悬重为 2000 kN, 套管内上提悬重 1910 kN, 扭矩降低 11%, 裸眼内摩阻降低 34%, 套管内降低 37%, 减阻效果明显, 且对钻井液性能影响很小。

3 动力导向和复合冲击提速技术

3.1 导向钻井井下动力提速技术

东海西湖地区深部致密储层可钻性差、裸眼段长, 钻具的摩阻消耗了大部分顶驱输出的能量, 导致传送到钻头的能量不足, 破岩效果不理想, 井眼轨迹调整困难, 由此, 优选并试用 Vortex 动力导向钻井技术, 很好地解决了井下动力不足的问题, 提速效果显著。

Vortex 动力导向工具是将旋转导向系统和等壁厚、耐高温、高扭矩井下动力总成进行整合, 其中的动力总成是一种功率大、可靠性高的直螺杆钻具, 为

钻头提供额外的转速和能量, 旋转导向工具则用于井眼轨迹控制^[11-12]。

某开发井开发层位埋深在垂深 3800 m 左右, 邻井资料分析该地层抗压强度增高, 研磨性强, 使用常规的 Xceed 旋转导向工具机械钻速偏低, 更换 Vortex 动力导向钻具后, 机械钻速明显提高, 提速 1 倍以上(见表 3)。

表 3 Vortex 动力导向钻具和 Xceed 旋转导向钻具对比

Table 3 Vortex power steering drilling tool and Xceed rotary steering drilling tool

井段/m	进尺/m	钻具组合	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)
4370~4448	78	Xceed 旋转导向钻具组合	3.51
4448~4717.28	269	Vortex 动力导向钻具组合	8.15

3.2 复合冲击提速技术

PDC 钻头在钻硬地层时破岩效率低, 钻头粘滑现象明显, 严重降低了机械钻速和钻头的使用寿命^[13-14]。东海西湖地区使用扭力冲击提速工具, 效果明显^[15]。为进一步提高钻井速度, 缩短作业周期, 降低钻井费用, 试验应用了新型复合冲击提速工具, 取得了良好的提速效果。该提速工具安装在 PDC 钻头上部, 可同时向 PDC 钻头施加高频低幅的单向轴向冲击和往复的扭转冲击, 使钻头具有三维“立体破岩效果”, 弥补了旋冲钻井和扭冲钻井技术的不足^[16]。

H-2 井 $\varnothing 311.15$ mm 井段(2160~4039.76 m)总进尺 2079.79 m, 共用 6 趟钻完成该井段的作业, 其中在第三趟钻和第六趟钻使用了复合冲击提速工具, 加放于 XCEED(旋转导向)与 PDC 钻头之间, 具体钻具组合为: $\varnothing 311.15$ mm PDC 钻头 + $\varnothing 203.20$ mm 复合冲击器 + $\varnothing 228.60$ mm XCEED + $\varnothing 209.55$ mm 随钻电阻率 + $\varnothing 209.55$ mm 随钻测量 + $\varnothing 203.20$ mm 无磁钻铤 + $\varnothing 203.20$ mm 滤网短节 + $\varnothing 203.20$ mm 震击器 + 变扣 + $\varnothing 139.7$ mm 加重钻杆 $\times 14$ 。

表 4 H-2 井 $\varnothing 311.15$ mm 井段不同钻具组合机械钻速

Table 4 Drilling rate of different BHA in 311.15mm diameter well section of the well H-2

钻次	井段/m	进尺/m	钻具组合	钻头磨损	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)
第一趟	2160.00~2788.74	628.74	常规马达钻具组合	2-4-WT-A-X-I-CT-BHA	21.11
第二趟	2788.74~2881.81	93.07	Xceed 旋转导向钻具组合	0-1-WT-S-X-I-NO-PR	5.68
第三趟	2881.81~3497.96	616.15	复合冲击器+Xceed 钻具组合	1-1-WT-A-X-1/16-NO-DTF	12.59
第四趟	3497.96~3944.35	446.39	Xceed 旋转导向钻具组合	1-2-WT-A-X-I-NO-PR	5.88
第五趟	3944.35~4064.00	119.55	Xceed 旋转导向钻具组合	1-3-WT-A-X-I-NO-PR	2.27
第六趟	4064.00~4239.79	175.79	复合冲击器+Xceed 钻具组合	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	7.80

从表4可以看出,在钻头保护方面:第一趟钻使用马达钻进,PDC钻头在高转速下磨损严重,第三趟和第六趟钻使用复合冲击提速工具,起出钻头内外排齿磨损较第四趟和第五趟均小,因此该工具对保护钻头方面有明显的效果。机械钻速方面:第三趟钻使用复合冲击提速工具,平均机械钻速12.59 m/h,较第二趟钻提速200%,后期由于旋转导向工具故障被迫起钻,起钻前机械钻速仍有10~20 m/h;第五趟钻平均机械钻速仅2.27 m/h,尤其是后期钻遇灰质含量较高的地层时,钻速仅0~1 m/h;第六趟钻再次使用复合冲击器,刚入井时就获得了较高的机械钻速,并成功钻进至中完井深,平均机械钻速高达7.80 m/h,较第五趟钻及第四趟钻分别提速344%和133%。降低粘滑方面:由表5可知,第三趟、第六趟与第四趟、第五趟,STICK值降低近550%~1300%。在减少钻头卡滑和钻柱的扭转震荡方面效果显著。

表5 $\varnothing 311.15$ mm 井段各趟钻钻进期间 STICK 值统计

Table 5 STICK value of 311.15mm diameter well section drilling

序号	STICK 值 (波动范围)	STICK 值(散点概率 分布—集中值)	备注
第二趟	10~80	15	未使用提速工具
第三趟	20~100	45	使用提速工具
第四趟	220~350	250	未使用提速工具
第五趟	200~350	300	未使用提速工具
第六趟	10~100	23	使用提速工具

4 井口回注固井技术

4.1 井口回注固井技术概述

海上对于 $\varnothing 244.48$ mm 套管固井作业,一般采用单级全封或双封^[17]固井方式,但由于东海深井 $\varnothing 311.15$ mm 裸眼段较长(2000~2500 m),造成这2种固井方式限制较多。若采用常规的单级全封固井方式,则井底当量密度较大,易发生漏失;若采用单级双封固井方式,因环空附加量无法精确定,水泥返高位置不易把控,加之裸眼段过长,首浆在固井过程中混浆严重,达不到封固强度要求。为解决上述难题,设计了井口回注固井技术,即先单级固井封固油气层,候凝结束后再进行环空挤注水泥,精确封固上部套管重叠段和环空裸眼段,满足了作业安全和生产要求,确保了井筒完整性。回注施工工艺为:水泥浆配方化验、挤注水泥浆量设计、试挤、固井管线下通水试压、按设计挤入水泥、顶替、憋压候凝。

井口回注技术有4个关键条件:

(1)通过分析,东海浅部地层易漏失,无窜漏至泥面风险,在不挤毁套管的前提下可将水泥浆挤入地层。

(2)合理设计单级固井方案,通过使用聚合物防气窜水泥浆体系、合理的压稳设计,确保单级固井有效压稳深部油气层,不发生气窜。

(3)综合考虑上层套管抗内压, $\varnothing 244.48$ mm 套管抗外挤压力,挤注结束后套管内外压差、地漏实验数据等,并考虑70%的套管额定强度,确定环空挤注压力。

(4)通过使用合理的排量、套管头双翼阀同时挤注、合理加放套管扶正器确保居中、憋压候凝24 h防止上窜等措施,防止环空挤注水泥单边固井,确保固井质量。

4.2 技术套管井口回注固井技术应用效果

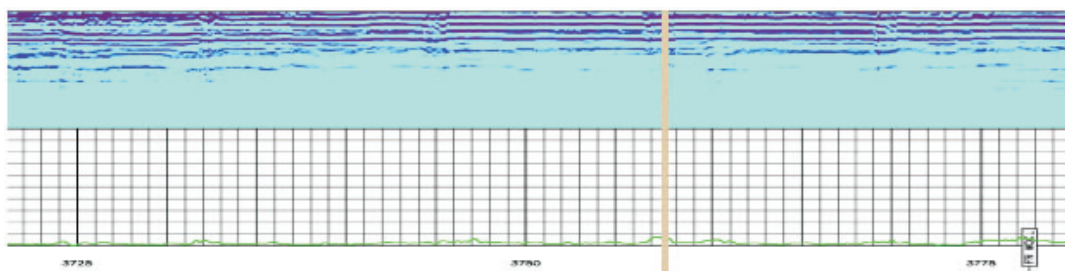
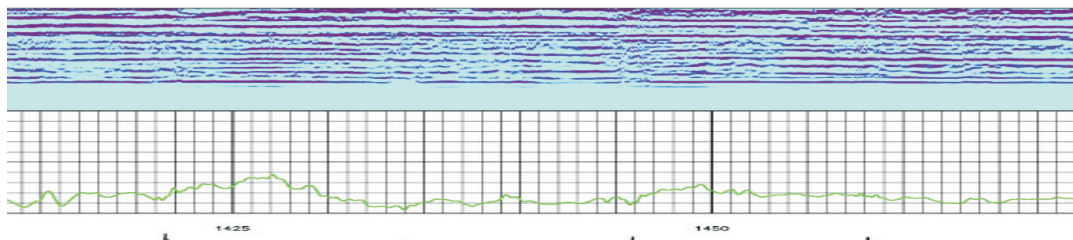
H-1井井深4653 m, $\varnothing 244.48$ mm 套管下深3558.75 m, $\varnothing 339.73$ mm 套管下深1506.00 m, $\varnothing 311.15$ mm 裸眼段长达2057.32 m,采用井口回注固井技术进行施工,后期对 $\varnothing 244.48$ mm 套管单级固井封固段和环空挤注水泥段进行CBL固井质量测井,结果显示单级固井段评价为优(见图3);环空挤注水泥浆段, $\varnothing 339.73$ mm 套管鞋以上250 m总体上声波幅度在30%左右,说明第一界面与水泥胶结良好,通过套管头翼阀对两层套管环空进行试压,低压2.1 MPa/5 min、高压10.3 MPa/15 min试压合格,水泥封固良好(见图4)。

5 随钻声波固井质量评价技术

5.1 随钻声波测固井质量基本原理

固井质量的好坏直接影响油气田的开发效果,大斜度及水平井的固井质量对测井提出了更大的挑战,常规评价方法采用声幅测井(CBL)^[18],测井仪器送入方式有爬行器和钻杆传输,而这2种方式风险较高,有较多缺点。为解决以上难题,在国内首次应用了斯仑贝谢的随钻声波测井仪(SonicScope)进行大位移井的固井质量评价,取得了良好的应用效果。

该技术基本原理是:传统的电缆测量固井质量主要是通过套管声幅值的大小来确定水泥固井质量^[19],通过对随钻声波测量首波声幅值进行分析处理,一定范围内也可以反映固井质量情况。但是由于随钻测井仪器的钻铤设计,声波在钻具中的传播

图 3 H-1 井 $\varnothing 244.48$ mm 套管单级固井封固质量Fig.3 Single-stage cementing quality of $\varnothing 244.48$ mm casing in the well H-1图 4 H-1 井环空挤水泥后 $\varnothing 339.73$ mm 管鞋处的固井质量Fig.4 Cementing quality of $\varnothing 339.73$ mm casing shoe after annular cement squeezing in the well H-1

会与在套管中的传播相混合,钻具直达波的存在会限制随钻声波在固井质量评价中的应用范围,尤其是在固井质量较好的情况下。在此情况下,采用基于声幅衰减的固井质量评价方法。通过计算声波幅度在接收器阵列内的衰减,确定套管波的视衰减速率。然后将视衰减速率基于相关的数学模型(同时考虑套管中的衰减和钻具中的衰减)转化成胶结指数^[20],最终形成在固井质量较差情况下采用声幅方法、在固井质量较好的情况下使用声幅衰减的综合评价方法(QBI)。

5.2 应用效果

P-1 井为一口大位移井,井深 6866 m,水平位移 5350 m,水垂比 1.70,井斜角最高 71° , $\varnothing 244.48$ mm 套管下至 7000 m, $\varnothing 177.8$ mm 套管下至 6866 m。采用随钻声波测井技术进行固井质量检测,结果显示总体数据采集质量良好,信噪比较高,基于 SonicScope QBI 的固井质量评价成果见图 5,该井顺利实施了 4 个气层的射孔作业。

6 结论

(1)基于 $\varnothing 444.5$ mm 井段快速钻进,钻井液体系优化改进等技术进步,优化了常规深井井身结构由五开简化至四开,在满足作业安全的情况下,节省了 $\varnothing 660.40$ mm 井段作业时间和 $\varnothing 508.00$ mm 套管材料及固井费用,缩短了作业周期,降低了作业成本。

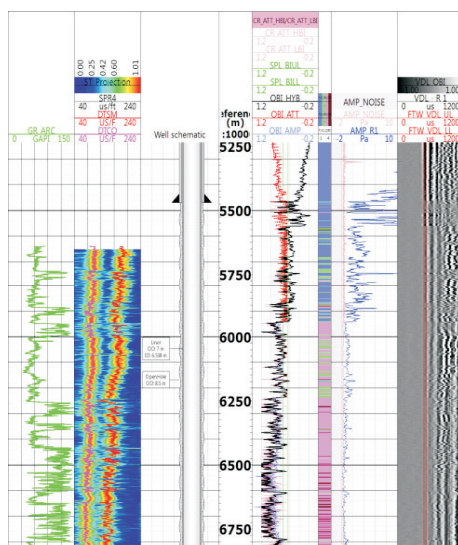


图 5 P-1 井 SonicScope QBI 固井质量评价成果图

Fig.5 Cementing quality evaluation of SonicScope QBI in the well P-1

(2)使用新型抗摩减阻剂,大幅降低了大斜度井及大位移井作业过程中的摩阻,有效地保护了套管,确保了深井、超深井等高难度钻井作业的成功实施。

(3)新型 Vortex 动力导向工具和复合冲击提速工具配合,在精确控制井眼轨迹的前提下,机械钻速明显提高,并保护了钻头、延长了钻头使用寿命,减少了起下钻时间,缩短了钻井周期。

(4)针对长裸眼井段常规单级双封和全封固井的局限性,设计并实施了技术套管井口回注固井工艺,满足了标准规范要求,有效地封固了套管环空,

防止了油气泄漏。

(5)国内首次使用随钻声波测大斜度井固井质量,克服了爬行器和钻杆传输2种方式的难题,使用综合评价方法(QBI)定量评价了P-1井固井质量,为后续射孔作业提供了可靠的实施依据。

参考文献(References):

- [1] 李敏,陈永进,姜文斌.西湖凹陷平湖组岩性油气藏形成条件[J].油气地质与采收率,2012,19(2):23-25.
LI Min, CHEN Yongjin, JIANG Wenbin. Hydrocarbon accumulation conditions for lithologic reservoirs in Pinghu formation, Xihu depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012,19(2):23-25.
- [2] 朱伟林,米立军,高阳东,等.领域性突破展现中国近海油气勘探前景:2011年中国近海油气勘探回顾[J].中国海上油气,2012,24(1):1-5.
ZHU Weilin, MI Lijun, GAO Yangdong, et al. Exploratory field breakthroughs exhibit the future of hydrocarbon exploration offshore China: a review of hydrocarbon exploration offshore China in 2011[J]. China Offshore Oil and Gas, 2012,24(1):1-5.
- [3] 施荣富.西湖凹陷低孔低渗储层压裂改造技术体系探索与实践[J].中国海上油气,2013,25(2):79-82.
SHI Rongfu. Exploration and application of fracturing reconstruction technique for low porosity and low permeability reservoirs in Xihu sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013,25(2):79-82.
- [4] 彭己君,张金川,唐玄,等.东海西湖凹陷非常规天然气分布序列与勘探潜力[J].中国海上油气,2014,26(6):21-27.
PENG Jijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan, et al. Unconventional gas distribution sequence and exploration potential in Xihu sag, East China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014,26(6):21-27.
- [5] 张海山,杨进,宫吉泽,等.东海西湖区块高温高压深探井井身结构优化[J].石油钻探技术,2014,42(6):25-29.
ZHANG Haishan, YANG Jin, GONG Jize, et al. Optimization of casing program for HTHP deep exploratory wells in Block Xihu of East China Sea[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014,42(6):25-29.
- [6] 张海山,蔡斌,王荐,等.低自由水钻井液在东海地区的研究与应用[J].石油天然气学报,2013,35(10):138-140.
ZHANG Haishan, CAI Bin, WANG Jian, et al. Research and application of low free-water drilling fluid in the East China Sea[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013,35(10):138-140.
- [7] 徐博韬,邱正松,刘均一,等.东海低孔渗油气田井壁失稳分析与对策[J].中外能源,2014,19(7):36-40.
XU Botao, QIU Zhengsong, LIU Junyi, et al. Analysis and countermeasures of wellbore instability in low-porosity and low-permeability oil and gas field in the East China Sea[J]. Sino-Global Energy, 2014,19(7):36-40.
- [8] 张岩,向兴金,鄢捷年,等.低自由水钻井液体系[J].石油勘探与开发,2011,38(4):490-494.
ZHANG Yan, XIANG Xingjin, YAN Jienian, et al. A novel drilling fluid with less free water[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011,38(4):490-494.

- [9] 杨进,朱虎军,于海永,等.套管磨损防护技术应用研究[J].石油钻采工艺,2006,28(3):10-23.
YANG Jin, ZHU Hujun, YU Haiyong, et al. Research on application of protection technique to casing wear[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006,28(3):10-23.
- [10] 董晓强,王琳,杨小华.水基钻井液润滑剂研究进展[J].中外能源,2012,17(10):28-33.
DONG Xiaoqiang, WANG Lin, YANG Xiaohua. Advances in the lubricant of water based drilling fluid[J]. Sino-Global Energy, 2012,17(10):28-33.
- [11] 付建民,韩雪银,马英文,等.vorteX型动力导向钻井系统在渤海油田的应用[J].石油钻探技术,2014,42(3):118-122.
FU Jianmin, HAN Xueyin, MA Yingwen, et al. Application of PowerDrive vorteX rotary steering drilling system in Bohai Bay[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014,42(3):118-122.
- [12] 熊继有,温杰文,荣继光,等.旋转导向钻井技术研究新进展[J].天然气工业,2010,30(4):87-90.
XIONG Jiyou, WEN Jiewen, RONG Jiguang, et al. New progress in the research of rotary steerable drilling technology[J]. Natural Gas Industry, 2010,30(4):87-90.
- [13] R. HernandezSuarez, H. Puebla, R. AguilarLopez, E. HernandezMartinez. an integral high-order sliding mode control approach for stick-slip suppression in oil drillstrings[J]. Petroleum Science & Technology, 2009,27(8):788-800.
- [14] AlexandreDepouhona, EmmanuelDetournay. Instability regimes and self-excited vibrations in deep drilling systems[J]. Journal of Sound & Vibration, 2014,333(7):2019-2039.
- [15] 张海山,段飞飞,宫吉泽,等.东海深井探井钻井提速配套技术及其应用[J].海洋石油,2015,35(3):67-71.
ZHANG Haishan, DUAN Feifei, GONG Jize, et al. Matching technologies and their application for increasing drilling speed in deep exploratory well in East China Sea[J]. Offshore Oil, 2015,35(3):67-71.
- [16] 柳贡慧,李玉梅,李军,等.复合冲击破岩钻井新技术[J].石油钻探技术,2016,44(5):10-15.
LIU Gonghui, LI Yumei, LI Jun, et al. New technology with composite percussion drilling and rock breaking[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016,44(5):10-15.
- [17] 房恩楼.单级双封固井技术简介[J].中国海上油气(工程),2001,13(1):30-33.
FANG Enlou. Multi-Primary Cementing Technology Presentation[J]. China Offshore Oil and Gas(Engineering), 2001,13(1):30-33.
- [18] 齐奉忠,申瑞臣,李萍.固井质量评价技术探讨[J].石油钻探技术,2005,33(2):37-40.
QI Fengzhong, SHEN Ruichen, LI Ping. Discussions on cementing quality evaluations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005,33(2):37-40.
- [19] Matthew Blyth, Douglas Hupp, Lain Whyte, et al. LWD sonic cement logging: benefits applicability and novel uses for assessing well integrity[C]//SPE 163461, 2013.
- [20] V. Pistre, T. Kinoshita, M. Blyth, et al. Attenuation-based quantitative cement bond index with lwd sonic: a novel approach applicable to all casing and cement cases[C]//SPE 170886, 2014.