

窄密度窗口条件下降低循环压降的钻井液技术

谷穗¹ 蔡记华² 乌效鸣²

(1. 中国地质大学(武汉) 江城学院,湖北 武汉 430200;2. 中国地质大学(武汉) 工程学院,湖北 武汉 430074)

摘要:循环压降是指钻井过程中在钻井液循环系统中所产生的阻力损失。在泵压一定的条件下,降低循环压降是窄安全密度窗口条件下的重要技术之一。以宾汉流体为例,用理论计算的方法分析了密度、动塑比、润滑性和固相含量等钻井液性能对循环压降的影响规律。计算结果表明:在保证井壁稳定的前提下,降低钻井液密度可有效降低循环压降;一定的工程条件和一定的表观黏度对应着一个临界动塑比,此时的循环压降最小;当动塑比小于临界动塑比时,提高动塑比可以降低循环压降;提高钻井液的润滑性和降低固相含量,也可以降低循环压降。通过室内管内循环压降测试和松科1井(主井)钻井工程实例对上述结论进行了验证。分析结果对窄安全密度窗口条件下的钻井液设计具有重要的指导作用。

关键词:窄密度窗口;循环压降;钻井液密度;润滑;固相控制;松科1井

中图分类号:TE21 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)06-0065-06

Drilling Fluid Technologies to Decrease Circulating Pressure Loss under Narrow Mud Density Window

Gu Sui¹ Cai Jihua² Wu Xiaoming²

(1. Jiangcheng Institute of China University of Geosciences, Wuhan, Hubei, 430200, China; 2. Engineering Institute of China University of Geosciences, Wuhan, Hubei, 430074, China)

Abstract: Circulating pressure loss refers to the sum of pressure loss caused by flow resistance on drill pipe, drill collar, annular space, and in surface pipelines, etc. Under a certain pump pressure, decreasing circulating pressure loss is one of the important drilling technologies under narrow mud density window. Taking the Bingham fluid as an example and using theoretical calculations, the paper presents the effects of mud density, shearing thinning properties, lubricating property and solid content on circulating pressure loss. Calculation shows that, with the assurance of wellbore stability, decreasing mud density can effectively reduce circulating pressure loss. Certain engineering conditions and apparent viscosity corresponds to a critical ratio of yield point to plastic viscosity (YP/PV), where the circulating pressure loss is minimum. When YP/PV is smaller than the critical ratio, increasing YP/PV ratio can reduce circulating pressure loss. Improvements of mud lubricating ability and reducing solid content can decrease circulating pressure loss. Lab circulating pressure loss tests and the application in Well CCSD-SK1 proved the above conclusions. The analysis results provide guidance to drilling fluid design under narrow mud density windows.

Key words: narrow density window; circulating pressure loss; drilling fluid density; lubrication; solid phase control; Well Score-1

复杂条件下深探井钻井常出现喷、漏、塌、卡、斜等复杂情况,而钻井过程出现的复杂情况阻碍了油气勘探开发的顺利进行,综合分析出现复杂情况的机理及各种复杂情况的相互关系发现,它们都可以归纳为深井重钻井液窄安全密度(压力)窗口的钻井、钻井液技术问题,因此,降低循环压降成为窄安全密度窗口条件下的重要技术之一^[1]。

循环压降是指钻井过程中在钻井液循环系统中所产生的阻力损失。钻井液循环系统主要由地面管汇、钻杆、钻具和环空等组成。计算循环压降时,应

收稿日期:2010-05-07;改回日期:2010-10-25

基金项目:国家自然科学基金项目“可降解钻井液在松软煤层瓦斯抽采孔钻进中的扩孔和储层保护机理研究”(编号:40802031)资助,国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目“白垩纪地球表层系统重大地质事件与温室气候变化”(编号:2006CB701400)和中国地质大学(武汉)优秀青年教师资助计划资助项目“窄安全密度窗口下降低循环压降的泥浆技术研究”(编号:CUGQNL0711)的部分研究内容

作者简介:谷穗(1983—),女,河南开封人,2006年毕业于河南理工大学建筑工程专业,2009年获中国地质大学(武汉)地质工程专业硕士学位,助教,主要从事于钻井液等方面的教学与研究工作。

联系方式:(027)81820239, gusui2006@tom.com

首先测定钻井液的流型,再判断钻井液在循环系统中各部分的流态,然后根据不同流型和不同流态下循环压降的计算公式计算各部分的压降,最后综合求出循环系统的总压降^[2]。为了简化计算,通常事先假定钻井液的流型,如幂律模式^[3]、赫-巴模式^[4]、卡森模式^[5]和宾汉模式^[6],再根据钻井液的流变参数,计算各种钻具内和环空等部分的循环压降。研究窄安全密度窗口条件下降低循环压降的钻井液技术,分析密度、动塑比、润滑性和固相含量等因素对循环压降的影响规律,可为复杂条件下深探井钻井的钻井液设计提供依据。

1 影响循环压降的钻井液因素

循环压降计算是一个非常复杂的问题,这是因为:1)循环系统的管路是不规则的;2)钻井液是一种非牛顿流体,其流变特性变化较大。工程上计算循环压降时,为了简化计算过程,往往进行如下假设:1)钻井液为宾汉流体;2)钻井液循环系统各部分的流动均为等温紊流;3)钻柱处于与井眼同心的位置;4)不考虑钻柱旋转;5)井眼为已知直径的圆形井眼;6)钻井液是不可压缩的^[2]。目前已有多种循环压降计算模型和计算公式。相关资料分析表明^[7-12],在钻井液中加入润滑剂(固体类和液体类)、调节钻井液的动塑比和控制固相含量等方法可以降低循环压耗。

笔者将分析密度、动塑比、润滑性和固相含量等因素对循环压降的影响规律。假设钻进工况条件为:井深 1 000.00 m,井眼直径 215.90 mm,钻杆外径 127.00 mm、内径 108.61 mm,钻井泵排量 1 200.00 L/min;立管长 12.20 m、内径 76.20 mm,水龙带长 13.70 m、内径 50.80 mm,水龙头长 1.20 m、内径 50.80 mm,方钻杆长 12.20 m、内径 57.20 mm。

循环压降的计算公式为:

$$\Delta p_L = \Delta p_g + \Delta p_p + \Delta p_c \quad (1)$$

式中: Δp_g 为地面管汇压降,MPa; Δp_p 为钻杆内外压降,MPa; Δp_c 为钻铤内外压降,MPa。 Δp_g 、 Δp_p 和 Δp_c 的详细计算公式见文献^[2]。

1.1 密度

假设钻井液 $\phi_{600} = 40.00$ 、 $\phi_{300} = 25.00$,改变钻井液密度,按上述工况条件计算循环压降,结果见图 1。从图 1 可以看出,循环压降与密度之间基本上呈线性关系。由此可知,在保证井壁稳定的前提下,降

低钻井液密度可以降低循环压降,提高水力射流效率。

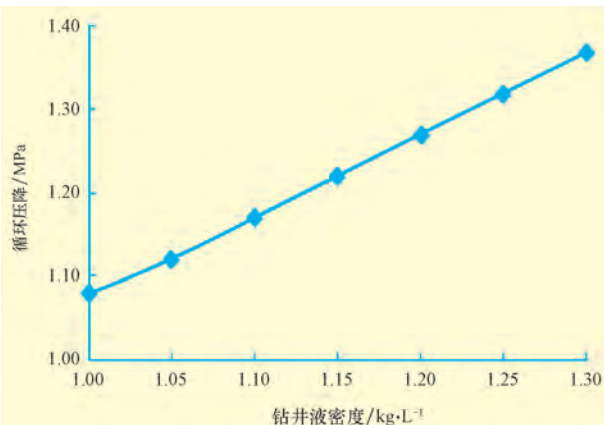


图1 密度对循环压降的影响规律

Fig.1 Effect of density on circulating pressure loss

1.2 动塑比

钻井液的剪切稀释作用是指表观黏度随着剪切速率的增加而降低的特性。钻井液的剪切稀释性能通常用动塑比或流性指数 n 来表征。

假定钻井液 $\phi_{600} = 30.00$,钻井液密度为 1.05 kg/L,改变 ϕ_{300} ,计算对应的动塑比。按前面的工况条件计算循环压降,并绘制动塑比-循环压降的关系曲线,如图 2 所示。从图 2 可以看出:存在一个临界动塑比,即 2.75 Pa/mPa·s,在此点时循环压降最小;当动塑比小于该值时,随动塑比的增大,循环压降降低;当动塑比超过此值时,随动塑比的增大,循环压降增大。

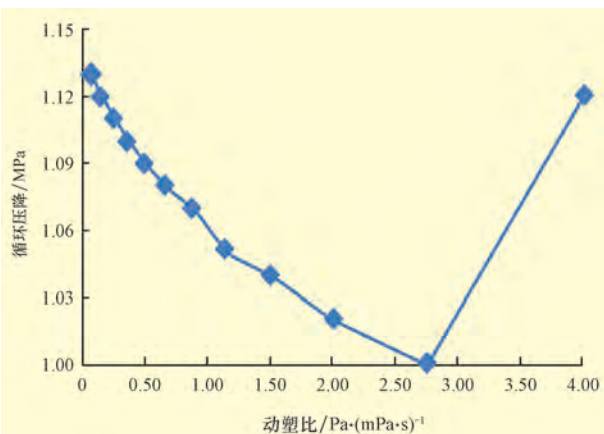


图2 动塑比-循环压降关系曲线($\phi_{600}=30.00$)

Fig.2 Curves of effect of YP/PV ratio on circulating pressure loss($\phi_{600}=30.00$)

当钻井液 ϕ_{600} 为 20.00、40.00 和 50.00 时,也可以得到类似的关系曲线,见图 3~5。

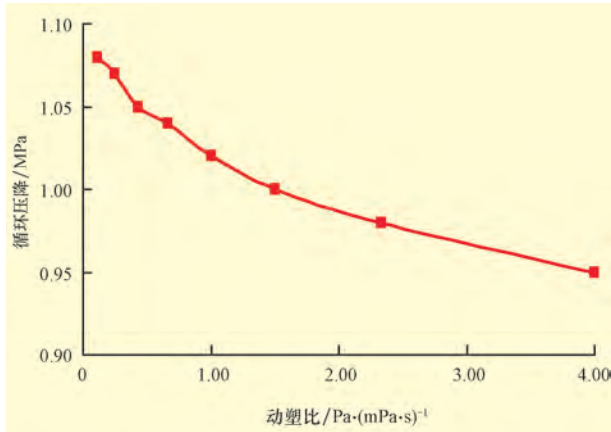


图3 动塑比-循环压降关系曲线($\phi_{600}=20.00$)
Fig.3 Curves of effect of YP/PV ratio on circulating pressure loss($\phi_{600}=20.00$)

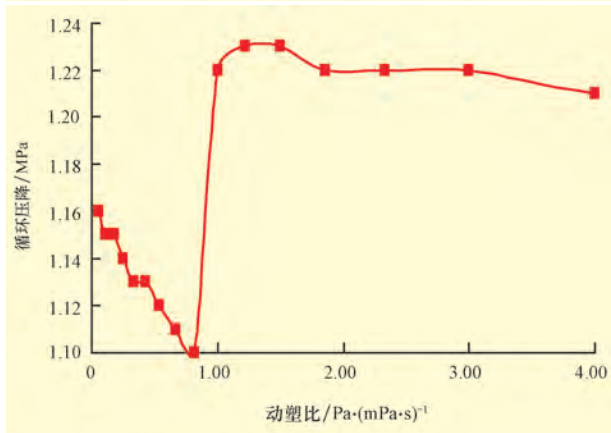


图4 动塑比-循环压降关系曲线($\phi_{600}=40.00$)
Fig.4 Curves of effect of YP/PV ratio on circulating pressure loss($\phi_{600}=40.00$)

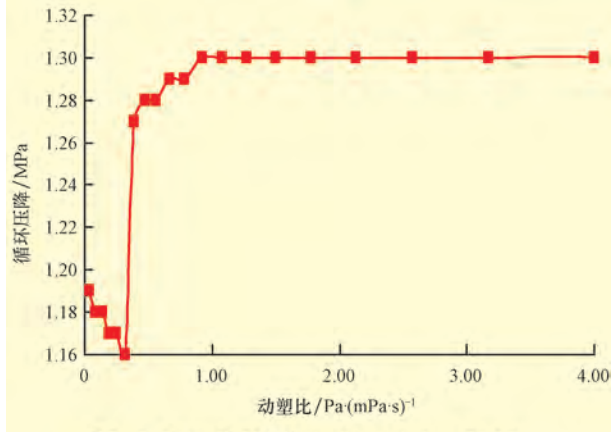


图5 动塑比-循环压降关系曲线($\phi_{600}=50.00$)
Fig.5 Curves of effect of YP/PV ratio on circulating pressure loss($\phi_{600}=50.00$)

由此可见,在工程实际中,可先计算出钻井液的临界动塑比,将钻井液的动塑比调节到临界动塑比,可获得最小的循环压降,这对窄安全密度窗口的下的钻井液性能调整是有重要指导意义的。

计算还表明,即使钻井液的 ϕ_{600} 相同,改变钻井工况条件(如钻杆内径、环空大小等),其临界动塑比也随之改变。

1.3 润滑性

通常,计算循环压降时只考虑管路的摩擦因数,不考虑钻井液的润滑性。由于摩擦作用是相互的,无论管路的摩擦因数较小,还是钻井液的润滑性能较好,都能降低循环压降。从另外一个角度来说,提高钻井液的润滑性能,可以降低钻井液黏度,从而降低循环压降。取 2 份松科 1 井(主井)井浆,1 份加入 0.625% SAKH + 1.000% SPNH + 0.500% NaOH + 2.500% BaSO₄, 编为 1 号;1 份加入 0.625% SAKH + 1.000% SPNH + 0.500% NaOH + 2.500% BaSO₄ + 0.500% RH, 编为 2 号。测得它们的流变参数,并按照前面的工程条件计算循环压降,结果见表 1。

表 1 钻井液润滑性对流变参数和循环压降的影响
Table 1 Effect of mud lubricity on rheological parameters and circulating pressure loss

编号	黏度/s	ϕ_{600}	ϕ_{300}	表观黏度/ mPa·s	塑性黏度/ mPa·s	动切 力/Pa	循环压降/ MPa
1	38.90	46.50	31.00	23.25	15.5	7.75	1.26
2	34.50	42.50	27.50	21.25	15.0	6.25	1.13

从表 2 可以看出,加入 0.50% 润滑剂 RH 后,循环压降从 1.26 MPa 降至 1.13 MPa。由此可见,提高钻井液的润滑性能是降低循环压降的重要途径之一。

1.4 固相含量

钻井液中的固相含量也是影响循环压降的重要因素之一。如果钻井液体系中的固相控制不好,特别是活性固相,会使钻井液的黏度和切力大幅度上升,从而使循环压降升高。

1.4.1 活性固相对循环压降的影响

- 配制 4 种不同配方的基浆:
- 1# 基浆的配方为水 + 3.0% 预水化膨润土浆 + 1.5% DFD + 0.3% PLUS;
 - 2# 基浆的配方为水 + 3.0% 预水化膨润土浆 + 1.5% DFD + 1.0% LG;
 - 3# 基浆的配方为水 + 3.0% 预水化膨润土浆 + 1.5% DFD + 1.0% CMC;
 - 4# 基浆的配方为水 + 3.0% 预水化膨润土浆 + 1.5% DFD + 0.2% XC。

将上述 4 种基浆以 3 000 r/min 的转速搅拌 20 min,测其流变参数,并按照前面的工况条件计算

循环压降,结果见表 2。

表 2 4 种基浆的流变参数						
Table 2 Rheological parameters of base mud						
配方	ϕ_{600}	ϕ_{300}	表现黏度/ mPa·s	塑性黏度/ mPa·s	动切 力/Pa	循环压降/ MPa
1	43.0	28.5	21.5	15.5	7.0	1.14
2	32.0	20.0	16.0	12.0	4.0	1.11
3	15.0	8.0	7.5	7.0	0.5	1.05
4	42.5	30.0	21.3	12.5	8.8	1.24

在以上 4 种不同配方的基浆中分别加入 5% 的膨润土(模拟活性固相),然后以 6 000 r/min 的转速搅拌 10 min,测其流变性,并按照前面的工况条件计算循环压降,结果见表 3。

表 3 活性固相对基浆流变性能的影响						
Table 3 Effect of active solids on the rheological parameters of base mud						
配方	ϕ_{600}	ϕ_{300}	表现黏度/ mPa·s	塑性黏度/ mPa·s	动切 力/Pa	循环压降/ MPa
1	127.0	98.0	63.5	29.0	34.5	1.81
2	76.0	58.0	38.0	18.0	20.0	1.48
3	68.0	52.0	34.0	16.0	18.0	1.42
4	116.5	84.0	58.3	32.5	25.8	1.70

对比表 3 和表 4 可以发现,加入 5% 的活性固相后,基浆的黏度和切力大幅升高,循环压降也随之大幅升高。

1.4.2 惰性钻屑(石英砂)对循环压降的影响

在 6% 膨润土基浆中加入不同粒径的标准石英砂,评价石英砂加量对基浆流变参数和循环压降的影响,结果分别见表 4、表 5 和表 6。

表 4 20~40 目石英砂对基浆流变性能的影响			
Table 4 Effect of quartz sand (20~40 meshes) on the rheological properties of base mud			
石英砂加量, %	ϕ_{600}	ϕ_{300}	循环压降增加率, %
0	46.0	35.0	
0.5	46.0	36.0	0
1.0	49.0	37.0	1.57
3.0	52.0	39.0	3.15
6.0	57.0	41.0	5.51

表 5 80~100 目石英砂对基浆流变性能的影响			
Table 5 Effect of quartz sand (80~100 meshes) on the rheological properties of base mud			
石英砂加量, %	ϕ_{600}	ϕ_{300}	循环压降增加率, %
0	46.0	35.0	
0.5	48.0	36.0	0.79
1.0	48.0	38.0	1.57
3.0	49.0	38.0	1.57
6.0	50.0	39.0	2.36

表 6 160~180 目石英砂对基浆流变性能的影响			
Table 6 Effect of quartz sand (160~180 meshes) on the rheological properties of base mud			
石英砂加量, %	ϕ_{600}	ϕ_{300}	循环压降增加率, %
0	46.0	35.0	
0.5	47.0	36.0	0.79
1.0	47.5	37.0	0.79
3.0	51.0	39.0	3.15
6.0	52.5	41.0	3.94

对比表 4~6 与表 3 可以看出,相对于活性固相(膨润土),惰性钻屑(石英砂)对钻井液流变参数的影响不大,对循环压降的影响幅度较小。当然,过大的含砂量会增大钻井泵、地面管汇和钻具的磨损。

综合活性固相和惰性钻屑对循环压降的影响规律,主要得到以下两点启示:1)应充分考虑钻井过程中产生的活性钻屑(如钻进泥页岩地层时)对循环压降的影响;2)控制固相含量,降低活性钻屑含量是降低循环压降的重要技术手段。

控制固相含量,可从以下几个方面着手:

- 1) 选择能将井底岩屑及时地携带至地面的排量;
- 2) 充分发挥振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备的作用,并结合其他化学除砂方法,将整个循环系统的固相含量控制在最低水平;
- 3) 增强钻井液的抑制性。

2 室内循环压降测试

室内管内循环压降测试系统主要由 BW-150 钻井泵、特制循环管路、钻井液池和检测系统 4 部分组成,如图 6 所示。

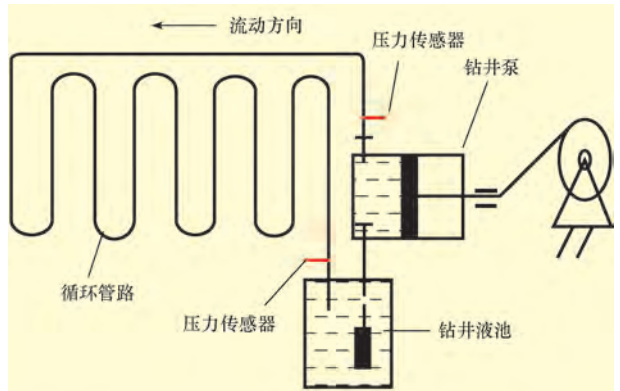


图6 管内循环压降测试系统
Fig.6 Testing system on circulating pressure loss inside pipes

室内管内循环压降测试系统通过压力传感器检

测钻井液在管路流动前后的压降大小,方便直观、易于操作。笔者测试了 4.00%膨润土浆加入 0.25%

RH-3+0.50%GR+0.50%LG 前后的性能和管内循环压降,结果见表 7。

表 7 钻井液性能与管内循环压降测试结果

Table 7 Testing results of mud properties and circulating pressure loss inside pipes

钻井液	ϕ_{600}	ϕ_{300}	塑性黏度/ mPa·s	动切力/ Pa	动塑比	n	f	管内压降/MPa			
								32 L/min ^①	38 L/min ^①	58 L/min ^①	72 L/min ^①
1 [#]	22.00	15.00	7.00	4.00	0.57	0.55	0.46	0.25	0.30	0.54	0.63
2 [#]	23.50	17.00	6.50	5.25	0.81	0.47	0.06	0.25	0.23	0.40	0.60

注: f 为摩阻因数;①为流量;1[#]为 4.00%膨润土浆;2[#]为 4.00%膨润土浆+0.25%RH-3+0.50%GR+0.60LG。

从表 8 可以看出,4.00%膨润土浆加入 0.25% RH-3+0.5%GR+0.50%LG 后,塑性黏度变化不大,但动塑比增大,摩阻因数降低,管内的循环压降降低。这与前面关于动塑比和润滑性对循环压降的影响规律是一致的。

3 工程实例

松科 1 井是全球第 1 口陆相白垩纪科学探井。该井采用“一井双孔”方案,由南孔和主井(又称北孔)组成^[13-14]。

松科 1 井(主井)二开钻至井深 1 305 m 时,井眼直径 157.0 mm,钻铤外径 140.0 mm、内径 57.0 mm、长 51 m;钻杆外径 88.9 mm、内径 66.1 mm、长 1 255 m;一开套管内径 230 mm、下入深度 245 m;钻井液排量 800 L/min,密度 1.15 kg/L;立管内径 76.2 mm、长 12.2 m;水龙头内径 50.8 mm,长 13.7 m;水龙头内径 50.8 mm,长 1.20 m;方钻杆内径 57.2 mm,长 12.2 m。在不同时段分别从井口取钻井液样,测量其流变参数并计算循环压降,结果见表 8。

表 8 松科 1 井(主井)循环压降计算结果

Table 8 Calculating results of circulating pressure loss of Well SK1 (main well)

编号	ϕ_{600}	ϕ_{300}	动塑比	n	循环压降/MPa
1	40.50	26.00	0.40	0.64	5.12
2	40.00	27.00	0.54	0.57	5.02
3	40.00	28.00	0.67	0.51	4.95

当钻井液 ϕ_{600} 为 40 左右,根据松科 1 井具体的工况条件,计算其临界动塑比大于 100,表 8 中的动塑比都低于这一临界值。由表 8 可以看出,随着动塑比的增大,循环压降呈明显的下降趋势。这与前面动塑比对循环压降的影响规律是一致的。

4 结 论

- 1) 钻井液密度与循环压降基本呈线性关系。在保证井壁稳定的前提下,降低钻井液密度可有效降低循环压降。
- 2) 一定的工程条件和一定的表观黏度对应着一个临界动塑比,此时的循环压降最小。在临界动塑比以下,提高动塑比可以降低循环压降。
- 3) 应充分考虑钻井过程中活性钻屑(如钻进泥页岩地层时)对循环压降的影响,控制固相含量,降低活性钻屑含量可以降低钻井液循环压降。

参 考 文 献

[1] 罗平亚. 深井重泥浆窄安全密度(压力)窗口 Δp 的钻井泥浆技术:2005 年中国石油工程学会钻井液学组会暨 CNPC 钻井工程重点实验室钻井液学术研讨会,北京,2005-09-15—19[C]. Luo Pingya. Drilling & mud technologies under narrow density (pressure) windows of deep wells and heavy muds:2005 China Petroleum Engineering Drilling Fluid Group Conference and CNPC Key Laboratory of Fluid Engineering Conference, Beijing, September 15-19, 2005[C].

[2] 陈庭根,管志川. 钻井工程理论与技术[M]. 山东东营:中国石油大学出版社,2006,148-154. Chen Tinggen, Guan Zhichuan. Theories and technologies of drilling engineering [M]. Shandong Dongying: China University of Petroleum Press, 2006, 148-154.

[3] 刘文红,张宇生. 小井眼钻井环空压耗计算与分析[J]. 西安石油学院学报:自然科学版,2000,15(1):6-9. Liu Wenhong, Zhang Ningsheng. Calculation and analysis of the pressure loss in narrow annular in slim hole drilling [J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2000, 15(1), 6-9.

[4] 钟兵,付建红,施太和. 预测井下循环压力损失的精确水力模型[J]. 天然气工业,2003,23(1):58-60. Zhong Bing, Fu Jianhong, Shi Taihe. Accurate hydraulic model of predicting downhole circulating pressure loss [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23 (1): 58-60.

- [5] 贾军,史冬梅. 中国大陆科学钻探 CCSD-1 井钻井液流变模式的选择与循环压力降[J]. 探矿工程: 岩土钻掘工程, 2003, 30(1): 63-67.
Jia Jun, Shi Dongmei. Option on drilling-fluid rheology-pattern for CCSD-1 and circulation pressure drop [J]. Exploration Engineering: Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2003, 30(1): 63-67.
- [6] 张斌,严新新. 计算高温高压条件下的钻井液当量循环密度[J]. 国外油田工程, 2006, 22(6): 28-32.
Zhang Bin, Yan Xinxin. Evaluation of equivalent circulating density of drilling fluids under high-pressure/high-temperature conditions [J]. Foreign Oil Field Engineering, 2006, 22(6): 28-32.
- [7] 王信,黄达全,王鲁坤,等. G104-5P42 分支水平井钻井液工艺技术[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(1): 30-33.
Wang Xin, Huang Daquan, Wang Lukun, et al. Drilling fluid technology in multilateral horizontal Well G104-5P42 [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(1): 30-33.
- [8] 马世昌,陈涛,黄治中,等. 克拉玛依油田水平井钻井液及油气层保护技术[J]. 新疆石油天然气, 2008, 4(4): 51-55.
Ma Shichang, Chen Tao, Huang Zhizhong, et al. Technology of horizontal well drilling fluid and oil/gas reservoir protection in Karamay Oil Field [J]. Xinjiang Oil and Gas, 2008, 4(4): 51-55.
- [9] 李爱军,刘志良,怡宝安. 盆 5 油气田钻井液稳定井壁和减阻防卡配套技术[J]. 新疆石油科技, 2005, 15(4): 14-18.
Li Aijun, Liu Zhiliang, Yi Baoan. Drilling fluid technologies stabilizing wellbore and matching technologies decreasing resistance and pipe-sticking prevention in Pen-5 Oil and Gas Field [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2005, 15(4): 14-18.
- [10] 谢海龙. 塔河油田 GK1H 水平井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2008, 25(1): 47-49.
Xie Hailong. Drilling fluid technology for horizontal Well GK1H in Tahe Oilfield [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2008, 25(1): 47-49.
- [11] 王在明,邱正松,徐加放,等. 用生物聚合物 XC 解决水平井系列问题[J]. 钻采工艺, 2007, 30(4): 121.
Wang Zaiming, Qiu Zhengsong, Xu Jiafang, et al. Using biopolymer XC resolving a series of problems of horizontal well [J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(4): 121-124.
- [12] 谷穗. 循环减阻泥浆机理及在松科 1 井(主井)中的应用研究[D]. 湖北武汉: 中国地质大学(武汉), 2009.
Gu Sui. Study on the resistance decreasing mechanism of mud circulating and the application in Well CCSD-SK1 (main well) [D]. Hubei Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2009.
- [13] 孙庆仁,申胡成,杨新斌,等. 松科 1 井南孔钻井取心技术[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(5): 8-12.
Sun Qingren, Shen Hucheng, Yang Xinbin, et al. Nankong well drilling and coring technology for Songke 1 Well [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(5): 8-12.
- [14] 蔡纪华,乌效鸣,朱永宜,等. 松科 1 井(主井)防塌钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(5): 54-57.
Cai Jihua, Wu Xiaoming, Zhu Yongyi, et al. Anti-sloughing drilling fluid in main wellbore of Score-1 Well [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(5): 54-57.

欢迎订阅 2011 年《石油钻探技术》

《石油钻探技术》创刊于 1973 年,是由中国石油化工集团公司主管、中国石化集团石油工程技术研究院主办的科技期刊,是全国中文核心期刊和历年中国科技论文统计源刊,被美国《石油文摘》、《中国石油文摘》和《中国地质文摘》等大量摘录。国内连续出版物号:CN11-1763/TE,国际连续出版物号:ISSN1001-0890。

《石油钻探技术》主要报道国内石油工程(包括钻井、钻井液、固井、完井、开采等专业)以及钻采机械设备与自动化方面的科技进展和现场经验,适当介绍国外石油工程技术发展的水平和动向。2011 年,本刊栏目调整为:学术探讨、钻井完井、油气开采、钻采机械、现场交流、科技信息。适合于广大石油工程技术人员、石油类高等院校师生和油田企业经营管理者阅读。

《石油钻探技术》为双月刊,大 16 开版本,逢单月末出版。2011 年每期定价 15 元(含邮寄费),全年 6 期共 90 元。自办发行,邮汇与信汇均可。欢迎有关单位和个人及时订阅,可破季订阅。订阅办法:

1. 登录本刊网站(www.syzl.com.cn)下载期刊订阅单,认真填写订阅单及汇款单,切勿潦草,以免因地址不详而无法邮寄。

2. 银行汇款:工行北京市海淀支行,帐号 0200049629200702219,户名“中国石油化工股份有限公司石油工程技术研究院”,开户行代码:102100004960,并注明“期刊”字样。

3. 邮局汇款:北京市朝阳区北辰东路 8 号北辰时代大厦 710 室,邮编 100101,收款人:刘文臣。

联系电话:010-84988356,84988317;传真:010-84988316;E-mail: [syzt@vip.163.com](mailto:syzl@vip.163.com)。