

文章编号: 0253-2697(2015)02-0232-06 DOI:10. 7623/syxb201502013

深水动态压井钻井井筒压力模拟

付建红¹ 冯 剑¹ 陈 平¹ 韦红术² 刘正礼²

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 四川成都 610500; 2. 中国海洋石油有限公司深圳分公司 广东深圳 518067)

摘要:动态压井钻井技术可有效解决深水表层钻井过程中出现的溢流或井漏、井塌等井下复杂事故。为研究深水表层动态压井钻井过程中的压力变化特征,结合动态压井钻井基本原理,建立了动态压井钻井井筒物理模型,通过设定海水和加重钻井液的初始排量、排量随时间的变化率,推导出了变排量、变密度模式下的动态压井钻井井筒压力数学模型。根据墨西哥湾深水钻井实例数据,计算分析了动态压井钻井过程中环空密度、环空压力、环空压耗以及井底压力随时间的变化关系。结果表明,动态压井钻井技术的关键在于通过实时调整海水排量、加重钻井液排量控制混浆密度,进而控制环空液柱压力,达到深水表层安全钻井的目的;机械钻速是影响井底压力的重要因素,机械钻速越大,由岩屑产生的附加密度越大,井底压力越大。

关键词:深水;动态压井钻井;井筒压力;排量;密度

中图分类号: T E24 **文献标识码:** A

Simulation on wellbore pressure during dynamic kill drilling in deep water

Fu Jianhong¹ Feng Jian¹ Chen Ping¹ Wei Hongshu² Liu Zhengli²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China; 2. CNOOC Shen Zhen Company, Guangdong Shenzhen 518067, China)

Abstract: Dynamic kill drilling technology can effectively handle the well kick, loss of circulation or wellbore collapse during surface drilling of deep water. In order to figure out the pressure variation characteristics of dynamic kill drilling in deep water, this paper established a physical model of wellbore in dynamic kill drilling in combination with the basic theory of dynamic kill drilling. By setting up the initial flow rate and change rates of seawater flow rate and weighted drilling fluid flow rate, it derived the wellbore pressure computation model in variable flow rate and variable density scheme. According to the field data of Mexico Gulf deep water drilling, it calculated the annular density, annular pressure, annular pressure loss, and bottom hole pressure during dynamic kill drilling. The results demonstrated that the key step of dynamic kill drilling technology is controlling the mixture density by regulating the flow rate of sea water and weighted drilling fluid in timely, therefore, the annular fluid column pressure in drilling process is controlled, which is favorable to safety drilling in surface of deep water. Rate of penetration (ROP) has a great effect on bottom hole pressure in dynamic kill drilling. The additional density generated by cuttings increases with the increase of ROP, causing a larger bottom hole pressure.

Key words: dynamic kill drilling; wellbore pressure; flow rate; density; deep water

引用:付建红,冯剑,陈平,韦红术,刘正礼.深水动态压井钻井井筒压力模拟[J].石油学报,2015,36(1):232-237.

Cite: Fu Jianhong, Feng Jian, Chen Ping, Wei Hongshu, Liu Zhengli. Simulation on wellbore pressure during dynamic kill drilling in deep water[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 232-237.

深水无隔水管表层钻井受海水深度和海洋环境的影响,主要存在 2 个方面的难题^[1-9]:①浅部地层存在高压浅层气,如果钻遇浅层气,天然气易进入井筒环空,发生溢流,此时因还未安装井口防喷器,无法采用常规压井方法来排除溢流;②窄安全密度窗口,由于海水替代了部分上覆岩层,导致海底浅部地层受到的上覆压力较小,地层受压实程度较低,地层孔隙压力和破裂压力之间的差值不大,安全密度窗口较窄,给钻井施

工带来较大困难。要解决上述难题,关键环节在于井筒压力控制,只要能够实时有效地控制井筒压力,就可以预防高压浅层气的溢流并防止井漏和井塌。动态压井钻井技术是解决上述问题的一种关键技术^[10-13]。该技术将海水与加重钻井液按一定比例通过自动混浆系统混合,并根据随钻环空压力监测系统监测结果实时调整海水和加重钻井液混合比例,从而实时控制进入井筒的海水和钻井液混浆的密度,利用环空静液柱压

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05026-001-04)资助。

第一作者:付建红,男,1964年6月生,1985年获西南石油学院学士学位,1987年获西南石油学院硕士学位,现任西南石油大学教授,主要从事油气井工艺教学与研究工作。Email: fujianhong@126.com

通信作者:陈平,男,1952年3月生,1982年获西南石油学院学士学位,现任西南石油大学教授,主要从事油气井工程领域的教学与研究工作。Email: chenping@swpu.edu.cn

力和循环摩阻来控制井筒压力。

目前,关于动态压井钻井井筒压力的计算和分析主要是基于变排量模式,通过改变海水和加重钻井液的排量,确定相应的混浆密度,计算不同排量下的井筒压力^[14-22]。笔者根据动态压井钻井的特点,提出了变排量、变密度控制井筒压力的方法,即通过设定一个排量变化率,使注入排量实时变化,进而导致混浆密度不仅随时间变化而变化,而且同一时刻井筒内各点密度也不同,再结合随钻环空压力监测系统实时调整混浆排量和密度,实现动态井筒压力控制。笔者建立了相应的物理模型,推导出了变排量、变密度模式下的井筒压力数学模型,并根据墨西哥湾深水动态压井钻井实例进行了计算和分析。

1 物理模型

忽略对井筒压力分布影响较小的次要因素,做如下假设:①流体不可压缩;②不考虑钻柱的旋转;③不考虑井壁粗糙度对环空压耗的影响。

动态压井钻井井筒物理模型如图 1 所示。 V_1 、 V_2 、 V_3 、 V_4 分别为钻杆内、钻铤内、钻铤外环空、钻杆外环空的体积, m^3 ; L_p 为钻杆长度, m ; L_c 为钻铤长度, m ; H_{sea} 为海水深度, m ; $H(t)$ 为 t 时刻混浆前沿到井口的距离, m 。对管内和环空进行单元划分,从井口到井底将管内和环空按一定的长度等分为不同的单元格,在管内和环空变截面处若长度不足一个单元长度,仍然视为一个单元格。 D_i 为第 i (i 为井口到泥线处的任意单元界面) 个单元界面到井口的距离,管内和环空对应的单元界面到井口的距离相等,井底对应的单元界面为 n_1 ,环空泥线对应的单元界面为 n_2 。

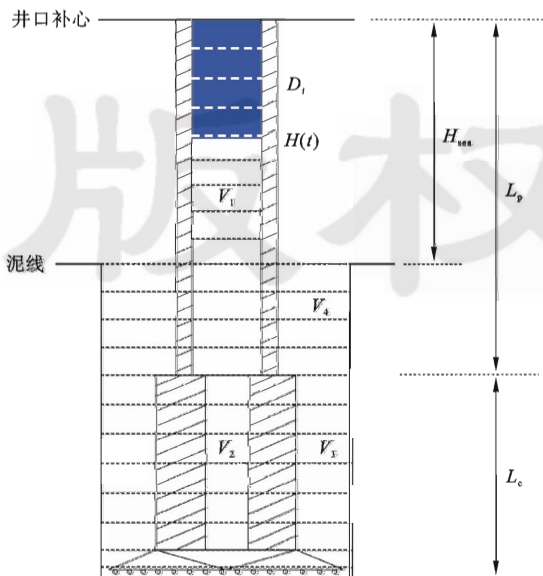


图 1 动态压井钻井井筒物理模型

Fig. 1 Physical model of wellbore in dynamic kill drilling

2 数学模型

2.1 密度计算

海水和加重钻井液的瞬时混配比例决定了入口混浆的瞬时密度。设定海水和加重钻井液的排量随时间的变化关系,得到某一时刻海水和加重钻井液的瞬时排量,进而可以得到入口混浆的瞬时密度,再利用积分原理得到该时刻管内和环空各点密度。

设海水排量 $Q_w(t)$ 和加重钻井液排量 $Q_m(t)$ 均随着时间变化而变化,在任意时刻 t 混浆的排量为:

$$Q(t) = Q_w(t) + Q_m(t) \quad (1)$$

其中, $Q_w(t) = Q_1 + \alpha_1 t$, $Q_m(t) = Q_2 + \alpha_2 t$ 。

式中: Q_1 、 Q_2 分别为海水和加重钻井液的初始排量, m^3/s ; α_1 、 α_2 分别为海水和加重钻井液的排量变化率, m^3/s^2 。

t 时刻注入井内的混浆总体积 $V(t)$ 为:

$$V(t) = \int_0^t Q_w(t) dt + \int_0^t Q_m(t) dt \quad (2)$$

t 时刻入口处混浆的瞬时密度 $\rho(t)$ 为:

$$\rho(t) = \frac{\rho_w Q_w(t) + \rho_m Q_m(t)}{Q_w(t) + Q_m(t)} \quad (3)$$

式中: ρ_w 、 ρ_m 分别为海水和加重钻井液的密度, kg/m^3 。

当混浆在钻杆内时,混浆前沿到井口的距离 $H(t)$ 为:

$$H(t) = \frac{V(t)}{A_{DPI}} \quad (4)$$

式中: A_{DPI} 为钻杆内截面积, m^2 。

钻杆内混浆前沿之下以及钻铤内、钻铤外环空、钻杆外环空任意深度 D_i 处的密度均为初始钻井液密度,一般可认为是海水密度,即:

$$\rho_i = \rho_w \quad (5)$$

混浆前沿之上混浆的密度随深度的变化而变化,钻杆内混浆前沿之上任意深度 D_i 至混浆前沿之间的体积 ΔV_i 为:

$$\Delta V_i = [H(t) - D_i] \cdot A_{DPI} \quad (D_i \leq H(t)) \quad (6)$$

注入 ΔV_i 所需要的时间 t_i 由下式确定:

$$\Delta V_i = \int_0^{t_i} Q_w(t) dt + \int_0^{t_i} Q_m(t) dt \quad (7)$$

在 t 时刻,钻杆内混浆前沿之上 D_i 深度处的钻井液密度 ρ_i :

$$\rho_i = \frac{\rho_w Q_w(t_i) + \rho_m Q_m(t_i)}{Q_w(t_i) + Q_m(t_i)} \quad (8)$$

当混浆在钻铤内时,混浆前沿到井口的距离 $H(t)$ 为:

$$H(t) = \frac{V(t) - V_1}{A_{DCI}} + L_p \quad (9)$$

式中: A_{DCI} 为钻铤内截面积, m^2 。

钻铤内混浆前沿之下以及钻铤外环空、钻杆外环空任意深度 D_i 处密度均为海水密度 ρ_w 。

混浆前沿之上的密度随深度的变化而变化, 钻杆内任意深度 D_i 至混浆前沿之间的体积 ΔV_i 为:

$$\Delta V_i = [V(t) - V_1] + [L_P - D_i] \cdot A_{DPI} (D_i \leq L_P) \quad (10)$$

注入 ΔV_i 所需要的时间 t_i 由式(7)确定, t 时刻钻杆内 D_i 深度处的钻井液密度 ρ_i 由式(8)确定。

钻铤内混浆前沿之上任意深度 D_i 至混浆前沿之间的体积为:

$$\Delta V_i = [H(t) - D_i] \cdot A_{DCI} (L_P < D_i \leq H(t)) \quad (11)$$

注入 ΔV_i 所需要的时间 t_i 由式(7)确定, t 时刻钻铤内混浆前沿之上 D_i 深度处的钻井液密度 ρ_i 由式(8)确定。

同理, 可得到混浆前沿在钻铤外环空、钻杆外环空时管内和环空不同深度处的密度分布。因此, t 时刻管内和环空各单元格密度为:

$$\bar{\rho}_i = \frac{\rho_i + \rho_{i-1}}{2} (i = 1, 2, 3, \dots, n_2) \quad (12)$$

式中: $\bar{\rho}_i$ 为第 i 个单元格的密度, kg/m^3 。

2.2 机械钻速的影响

以给定的机械钻速和排量钻至当前井深, 则岩屑迟到时间为:

$$t_r = \frac{V_{an}}{Q_r} \quad (13)$$

式中: t_r 为岩屑迟到时间, s ; V_{an} 为环空体积, m^3 ; Q_r 为排量, m^3/s 。

在 t_r 时间内产生的岩屑质量为:

$$W = \frac{\pi}{4} D^2 V_m t_r \rho_s \quad (14)$$

式中: W 为岩屑质量, kg ; D 为井眼直径, m ; V_m 为机械钻速, m/s ; ρ_s 为岩屑密度, kg/m^3 。

假定岩屑均匀分布于环空中, 则由岩屑所产生的附加密度为:

$$\Delta \rho_s = \frac{W}{V_{an}} = \frac{0.25\pi D^2 V_m \rho_s}{Q_r} \quad (15)$$

式中: $\Delta \rho_s$ 为附加密度, kg/m^3 。

2.3 环空压耗计算

第 i 个单元格环空压耗可通过下式计算, 将环空各单元格压耗累加即得 t 时刻总的环空压耗 ΔP_i 。

$$\Delta P_{1i} = \frac{2f(\bar{\rho}_i + \Delta \rho_s) l \bar{V}^2}{D - D_p} (n_1 \leq i \leq n_2) \quad (16)$$

式中: ΔP_{1i} 为第 i 个单元格的环空压耗, Pa ; f 为摩阻系数; \bar{V} 为钻井液在管路中的平均流速, m/s ; l 为单元格长度, m ; D_p 为钻柱外径, m 。

2.4 环空压力计算

t 时刻, 第 i 个单元格处环空压力为: 该单元格到海底泥线处的环空压耗加上该单元格到海底泥线处的环空静液柱压力, 再加上海水的静液柱压力, 即:

$$P_{ani} = \sum_i^{\Delta P_{1i}} + gl \sum_i^{\bar{\rho}_i + \Delta \rho_s} + \rho_w g H_{sea} (n_1 \leq i \leq n_2) \quad (17)$$

式中: P_{ani} 为 t 时刻第 i 个单元格处环空压力, Pa 。

当 $i = n_1$ 时, P_{ani} 即为 t 时刻的井底压力:

$$P_{wb} = \Delta P_1 + gl \sum_{n_1}^{n_2} (\bar{\rho}_i + \Delta \rho_s) + \rho_w g H_{sea} \quad (18)$$

式中: P_{wb} 为 t 时刻的井底压力, Pa 。

3 算例分析

利用建立的变排量、变密度的动态压井钻井数学模型, 对动态压井钻井过程中的井筒压力进行计算和分析。以墨西哥湾某井为例^[23], 海水深度为 1 446.6 m, 泥线以下井眼长度为 500 m, 初始钻井液为海水, 最大排量为 100 L/s, 机械钻速为 40 m/h。该深度处地层孔隙压力为 20.023 MPa, 地层破裂压力为 21.833 MPa。钻柱结构见表 1 所示。

表 1 钻柱结构

Table 1 Drilling string structure

钻具类型	外径/mm	内径/mm	长度/m
钻头	660.4	—	0.5
钻铤	228.6	71.4	28.2
钻杆	139.7	121.4	1917.9

采用动态压井钻井技术, 以一定的排量模式注入混浆, 当混浆充满环空后, 以最大排量循环一段时间, 如果此时的井底压力不符合动态压井钻井要求, 可以改变排量模式, 控制环空压力。笔者采用 2 种排量模式, 第 1 种排量模式基本参数为: 海水初始排量 38 L/s, 加重钻井液初始排量 13 L/s, 海水排量变化率为 0, 加重钻井液排量变化率为 $9 \times 10^{-3} \text{L}/\text{s}^2$, 海水密度为 1 030 kg/m^3 , 加重钻井液密度为 1 500 kg/m^3 ; 第 2 种排量模式基本参数为: 海水初始排量为 30 L/s, 加重钻井液初始排量为 10 L/s, 海水排量变化率为 $10 \times 10^{-3} \text{L}/\text{s}^2$, 加重钻井液排量变化率为 $8 \times 10^{-3} \text{L}/\text{s}^2$, 保持海水和加重钻井液密度不变。

3.1 环空压力随井深变化

图 2 为动态压井钻井过程中环空密度随井深的分布曲线, 图 3 为环空压力随井深的分布曲线。

从图 2 和图 3 中可以看出, 在动态压井钻井过程中环空各点的密度和压力随时间变化而变化, 且越靠近井底, 变化幅度越大。 t_1 时刻环空流体为海水, 环空

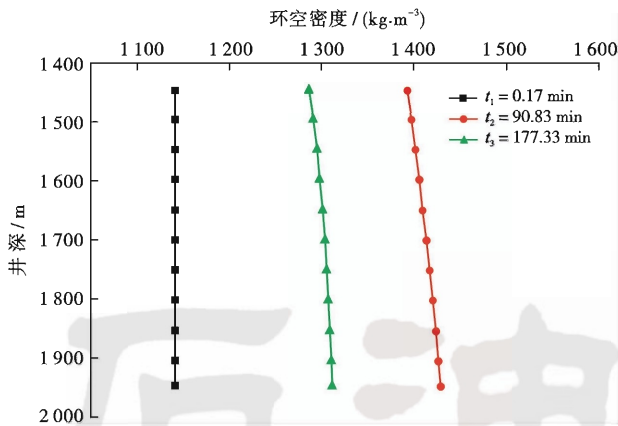


图 2 环空密度随井深分布关系

Fig. 2 Distribution of annular fluid density at different well depth

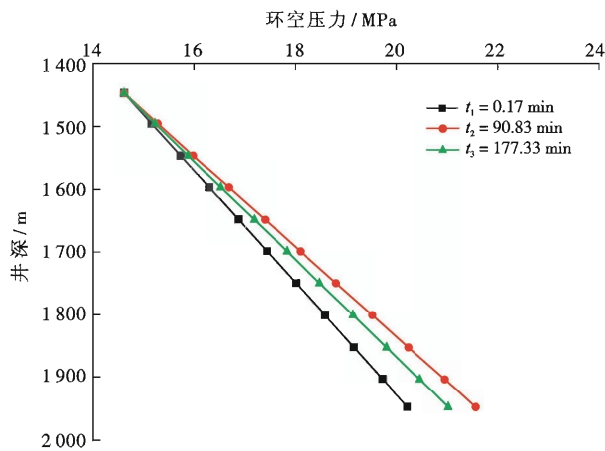


图 3 环空压力随井深分布关系

Fig. 3 Distribution of annular pressure at different well depth

各点的密度均相同,因此环空压力与深度呈线性关系变化。 t_2 时刻环空流体为第1种排量模式下的混浆,且井口注入排量达到最大排量,环空各点的密度不同,从海底泥线到井底密度逐渐增大。此时各点的密度均大于 t_1 时刻各点的密度,因此各点的环空压力都明显增大。 t_3 时刻环空流体为第2种排量模式下的混浆,且井口注入排量达到最大排量,环空各点的密度分布与 t_2 时刻的密度分布一致。由于第2种排量模式增大了海水的排量,此时环空各点的密度较 t_2 时刻有所降低,所以各点的环空压力均有所下降。因此,在动态压井钻井过程中,可以实时调整海水和加重钻井液的排量比例来控制环空压力。

3.2 环空压耗随时间变化

图4为动态压井钻井过程中环空压耗随时间的变化关系曲线。从图4可以看出,由于井眼尺寸较大,所以在整个动态压井钻井过程中环空压耗值较小。以第1种排量模式注入混浆,在混浆进入环空之前,环空流体为低密度的海水,随着排量增加,环空压耗小幅度增

加。混浆进入环空后,海水逐渐被替代,环空压耗迅速上升。当混浆前沿到达海底泥线后,环空压耗继续增加,但增加速度有所下降。当在第1种排量模式下以最大排量的混浆充满环空后,环空压耗达到最大。此时,改变排量模式,由于井口排量突然降低,导致环空压耗突然下降。此后,随着进入环空的混浆密度增加和井口排量增加,环空压耗缓慢增加。当在第2种排量模式下以最大排量的混浆充满环空后,环空压耗达到最大,此时的环空压耗小于第1种排量模式下的最大环空压耗。

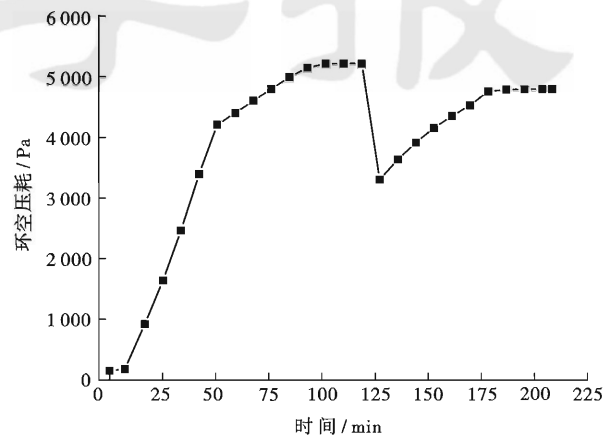


图 4 环空压耗随时间变化关系

Fig. 4 Relation of annular pressure loss and circulation time

3.3 井底压力随时间变化

图5为动态压井钻井过程中井底压力随时间的变化关系曲线。在机械钻速为40 m/h的情况下,以第1种排量模式注入混浆,在混浆进入环空之前,环空流体全为海水,井底压力基本不变,略大于地层孔隙压力。混浆进入环空后,逐渐顶替低密度海水,井底压力开始增加。当混浆充满环空后,井口排量持续增加,注入混浆的密度增加,高密度混浆逐渐顶替低密度混浆,井底压力继续增加,但增加速度变慢。当在第1种排量模式下以最大排量的混浆充满环空后,井底压力达到最大,此时的井底压力略小于地层破裂压力,需要改变排量模式适当降低井底压力。采用第2种排量模式继续注入混浆,第2种排量模式下的混浆进入环空后,由于低密度混浆顶替第1种排量模式下的高密度混浆,井底压力逐渐降低。当第2种排量模式的混浆充满环空后,井底压力降到最低。此后,随着进入环空的混浆密度增加和井口排量增加,井底压力略有升高。当在第2种排量模式下以最大排量的混浆充满环空后,井底压力趋于稳定。由于第2种排量模式增加了海水排量,混浆密度降低,因此第2种排量模式下的最大井底压力小于第1种排量模式下的最大井底压力,且井底压力处于地层孔隙压力与地层破裂压力之间,并且有一定的安全余量。

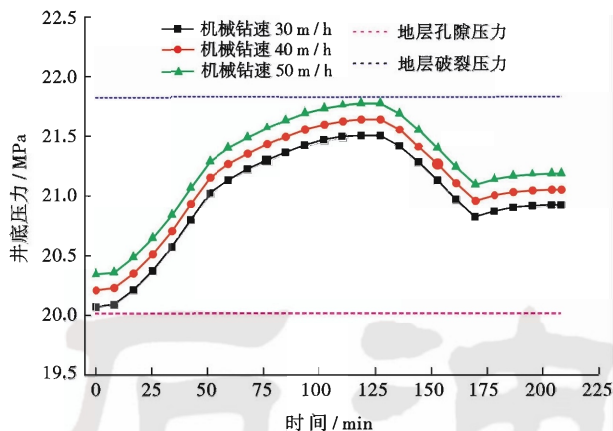


图5 井底压力随时间变化关系

Fig. 5 Relation of bottom hole pressure and circulation time

从图5中可以看出,机械钻速也是影响动态压井钻井过程中井底压力的重要因素。由于考虑了岩屑产生的附加密度的作用,机械钻速越大,迟到时间内产生的岩屑就越多,对环空中混浆所产生的附加密度也就越大,因此井底压力越大。在动态压井钻井过程中,要采用合理的机械钻速,避免引起过大的附加密度,导致压漏地层。

4 结论

(1) 建立了变排量、变密度模式下的动态压井钻井井筒压力数学模型,可准确计算出动态压井钻井过程中各个阶段的井筒压力,为预防高压浅层气的溢流,防止深水表层钻井过程中井漏和井塌的发生提供技术支持。

(2) 深水表层钻井时,井眼较大,环空摩阻较小,动态压井钻井技术的关键是实时调整钻井液密度来控制环空静液柱压力,进而有效控制井筒压力。

(3) 在动态压井钻井过程中,机械钻速是影响井底压力的重要因素。机械钻速越大,环空中混浆的附加密度越大,井底压力随之增大,在深水表层钻井安全密度窗口较窄的情况下,容易导致井漏的发生。

参考文献

[1] 王友华,王文海,蒋兴迅. 南海深水钻井作业面临的挑战和对策[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 50-55.
Wang Youhua, Wang Wenhai, Jiang Xingxun. South china sea deepwater drilling challenges and solutions[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 50-55.

[2] 窦玉玲,管志川,徐云龙. 海上钻井发展综述与展望[J]. 海洋石油, 2006, 26(2): 24-27.
Dou Yuling, Guan Zhichuan, Xu Yunlong. A review and prospect for the development of offshore drilling[J]. Offshore Oil, 2006, 26(2): 64-67.

[3] 王松,宋明全,刘二平. 国外深水钻井液技术进展[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 8-12.
Wang Song, Song Mingquan, Liu Erping. Development of foreign deepwater drilling fluid [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 8-12.

[4] 叶志,樊洪海,张国斌,等. 深水钻井地质灾害浅层水流问题研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(6): 48-52.
Ye Zhi, Fan Honghai, Zhang Guobin, et al. Investigation of shallow water flow in deepwater drilling [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 48-52.

[5] 董冬冬,赵汗青,吴时国,等. 深水钻井中浅水流灾问题及其地球物理识别技术[J]. 海洋通报, 2007, 26(1): 114-119.
Dong Dongdong, Zhao Hanqing, Wu Shiguo, et al. SWF problem in deep water drilling and its geophysical detection techniques [J]. Marine Science Bulletin, 2007, 26(1): 114-119.

[6] Johnson M, Rowden M. Riserless drilling technique saves time and money by reducing logistics and maximizing borehole stability[R]. SPE 71752, 2001.

[7] Osornio V C, Castro M H, Vallejo AV, et al. Successful well control in the cantarell field applying the dynamic method[R]. SPE 71372, 2001.

[8] Michael R. Riserless drilling: advances in riserless drilling pushing the deepwater surface string envelope[J]. Offshore, 2001, 61(6): 56-57.

[9] 李友川,傅宁,张枝焕,等. 南海北部深水盆地地源条件和油气来源[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 247-254.
Li Youchuan, Fu Ning, Zhang Zhihuan, et al. Hydrocarbon source conditions and origins in the deepwater area in the northern South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 247-254.

[10] 陈平,马天寿. 深水钻井溢流早期监测技术研究现状[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 602-612.
Chen Ping, Ma Tianshou. Research status of early monitoring technology for deepwater drilling overflow[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 602-612.

[11] 刘任远,王华,韦代延. 滨里海地区活跃浅层气的钻井防控技术[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(5): 76-80.
Liu Renyuan, Wang Hua, Wei Daiyan. Caspian sea well control technique for active shallow gas drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(5): 76-80.

[12] 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.
Yang Jin, Cao Shijing. Current situation and developing trend of petroleum drilling technologies in deep water[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(2): 10-13.

[13] Adams N J, Kuhlman L G. Case history analyses of shallow gas blowouts[R]. SPE 19917, 1990.

[14] 高永海,孙宝江,赵欣欣,等. 深水动态压井钻井技术及水力参数设计[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(5): 8-12.
Gao Yonghai, Sun Baojiang, Zhao Xinxin, et al. Study on dynamic kill drilling technology in deep water drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(5): 8-12.

[15] 高永海. 深水油气钻探井筒多相流动与井控的研究[D]. 东营: 中

- 国石油大学(华东)石油工程学院,2007.
- Gao Yonghai. Study on multiphase flow in wellbore and well control in deepwater drilling[D]. Dongying:China University of Petroleum (East China),College of Petroleum Engineering,2007.
- [16] Johnson M B. New mud supply process saves time and expense in riserless deepwater drilling[J]. World Oil, 2002, 223(9): 69-74.
- [17] Grinred M, Haaland O, Ellingsen B. A shallow gas research program[R]. SPE 17256, 1988.
- [18] Santos O L A. A study on blowouts in ultra deep waters[R]. SPE 69530, 2001.
- [19] 徐鹏,孙宝江,董玉杰,等. 用于处理深水浅层气的动力压井方法研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 11-15.
- Xu Peng, Sun Baojiang, Dong Yujie, et al. Dynamic well kill method for shallow gas pockets in deep water[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 11-15.
- [20] Beall J. Riserless shallow blowout-control method is safe and effective[J]. Oil & Gas Journal, 1976, 8(2): 125-129.
- [21] Strickler R, Moore D D, Solano P. Simultaneous dynamic killing and cementing of a live well[R]. SPE 98440, 2006.
- [22] Kouba G E, MacDougall G R, Schumacher B W. Advancements in dynamic kill calculations for blowout wells[R]. SPE 22559, 1993.
- [23] Abel L W, Shackelford D W. Comparison of steady state and transient analysis dynamic kill models for prediction of pumping requirements[R]. SPE 35120, 1996.
- (收稿日期 2014-07-30 改回日期 2014-11-12 编辑 宋宁)

(上接第 231 页)

- [25] 焦春艳,何顺利,谢全,等. 超低渗透砂岩储层应力敏感性实验[J]. 石油学报, 2011, 32(3): 489-494.
- Jiao Chunyan, He Shunli, Xie Quan, et al. An experimental study on stress-dependent sensitivity of ultra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 489-494.
- [26] 李闽,乔国安,陈昊. 低渗砂岩储层岩石应力敏感实验与理论研究[J]. 钻采工艺, 2006, 29(4): 91-93.
- Li Min, Qiao Guo'an, Chen Hao. Experimental and theoretical study on rock stress-sensitivities in low permeability sandstone[J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(4): 91-93.
- [27] Yale D P, Nur A P. Network modeling of flow, storage, and deformation in porous rocks[R]. SEG 1985-0091, 1985.
- [28] Bernabé Y, Mok U, Evans B. Permeability-porosity relationships in rocks subjected to various evolution processes[J]. Pure and Applied Geophysics, 2003, 160(5/6): 937-960.
- [29] 刘荣和,冯文光,龙玲,等. 岩石孔隙体积压缩系数实验研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 79-82.
- Liu Ronghe, Feng Wenguang, Long Ling, et al. Experimental study on rock pore volume compressibility[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 79-82.
- [30] 李传亮. 岩石压缩系数测量新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(3): 53-54.
- Li Chuanliang. A new measurement method of rock compressibility[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(3): 53-54.
- [31] Bernabé Y, Brace W F, Evans B. Permeability, porosity and pore geometry of hot-pressed calcite[J]. Mechanics of Materials, 1982, 1(3): 173-183.
- [32] 阮敏,王连刚. 低渗透油田开发与压敏效应[J]. 石油学报, 2002, 23(3): 73-76.
- Ruan Min, Wang Liangang. Low-permeability oilfield development and pressure-sensitive effect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(3): 73-76.
- (收稿日期 2014-08-21 改回日期 2014-12-17 编辑 王培玺)

《石油学报》2015 年第 3 期部分文章预告

- 渤海大中型潜山油气田形成机理与勘探实践 邓运华
- 全球海平面变化指标及海相构造层序研究方法——以塔里木盆地奥陶系为例 赵宗举
- 郑庐断裂带辽东凸起的形成与古辽中洼陷的瓦解 彭靖淞等
- 四川盆地震旦纪末期—寒武纪早期台盆的形成与演化 周慧等
- 火山地层界面地质属性、地质内涵和储层意义 衣健等
- 利用快弯曲波方位差异判断各向异性类型的方法及其应用 曾富强等
- 苏里格低渗致密气藏阈压效应 杨朝蓬等
- 超稠油改质降黏分子模拟及机理 吴川等
- 基于数字岩心技术的气体解析/扩散格子 Boltzmann 模拟 张磊等
- 巨厚砾岩层气体钻井井眼特征 狄勤丰等
- 页岩储层温敏型 P(NIPAm-co-AA)/nano-SiO₂ 复合封堵剂的制备及特性 王伟吉等