

# 基于预防井涌的水平井最大长度设计方法

连吉弘<sup>1</sup>, 杨彩凤<sup>2</sup>, 田艺<sup>1</sup>, 孙宝江<sup>2\*</sup>, 孙小辉<sup>2</sup>, 高永海<sup>2</sup>

1 中国海洋石油国际有限公司, 北京 100027

2 中国石油大学(华东), 青岛 266580

\* 通信作者, sunbj@upc.edu.cn

收稿日期: 2016-07-06

973 项目(2015CB251200)、国家重大专项(2016ZX05020006-007) 和国家自然科学基金(51374232) 联合资助

**摘要** 从预防井涌的角度对水平井最大长度的限制因素进行了分析, 根据钻井液流体力学基本原理及水平井水平段环空压耗计算模型, 得出水平井水平段最大长度的设计方法; 针对排量、地层安全密度窗口和钻井液流变性等因素对水平井水平段长度的影响进行敏感性分析。结果表明, 水平井水平段最大长度受排量、地层安全密度窗口和钻井液流变性等多个因素共同影响。泵排量增加、钻井液粘度增大, 水平段最大允许长度减小; 地层安全密度窗口增加, 水平段最大允许长度增大。

**关键词** 最大长度; 环空压耗; 泵排量; 安全密度窗口; 预防井涌

## 0 引言

水平井是井斜角达到或接近 90°, 井身沿着水平方向钻进一定长度的井<sup>[1]</sup>。与常规直井相比, 水平井在经济和技术方面均展现出独特的优越性, 是开发石油与天然气、提高油气藏采收率和油气井产能的一种重要技术, 目前水平井已成为石油工业中最成功的技术之一<sup>[2]</sup>。水平井技术诞生于 20 世纪 70 年代, 到 90 年代, 欧美等国家开始大规模地应用。美国在水平井方面发展较早, 到 2010 年, 美国水平井的工作量已经超过直井<sup>[3]</sup>。该技术已得到了全世界钻井和开发专家的肯定和认可, 他们都从不同角度讨论了水平井钻井与生产问题。其中水平井长度优化工作是众多科研人员的研究热点之一。

目前, 水平井长度的优化多集中在考虑产能与经济效益方面<sup>[4-7]</sup>, 针对井涌判断的最大长度确定方面还没有见到介绍。而水平井井控问题较直井而言, 有

其特殊性和困难。如果油层裸露长度过大, 整个水平井段可能同时有地层流体侵入, 引起大强度井涌乃至井喷。本文从循环压耗和地层安全密度窗口角度出发, 考虑井控安全, 提出水平井最大裸眼长度的确定方法。

## 1 水平井最大长度计算模型

由于水平井的特殊性, 水平段裸眼长度对井涌的影响主要体现在压耗方面。停止循环时, 井筒压力要高于地层压力; 而循环工况时, 由于循环压耗的作用, 井筒压力由水平井根端到指端压力逐渐增加。当水平井裸眼井段过长, 循环当量密度超过地层破裂压力当量密度时, 可能发生井漏; 为保证指端不漏, 如果控制不当, 则根端则可能井涌。长裸眼段水平井井涌原理, 如图 1 所示。

水平段钻进过程中, 影响水平段长度的主要因素

引用格式: 连吉弘, 杨彩凤, 田艺, 孙宝江, 孙小辉, 高永海. 基于预防井涌的水平井最大长度设计方法. 石油科学通报, 2016, 02: 225-232  
LIAN Jihong, YANG Caifeng, TIAN Yi, SUN Baojiang, SUN Xiaohui, GAO Yonghai. Design methods for the maximum length of horizontal wells based on well-surge prevention. Petroleum Science Bulletin, 2016, 02: 225-232. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.018

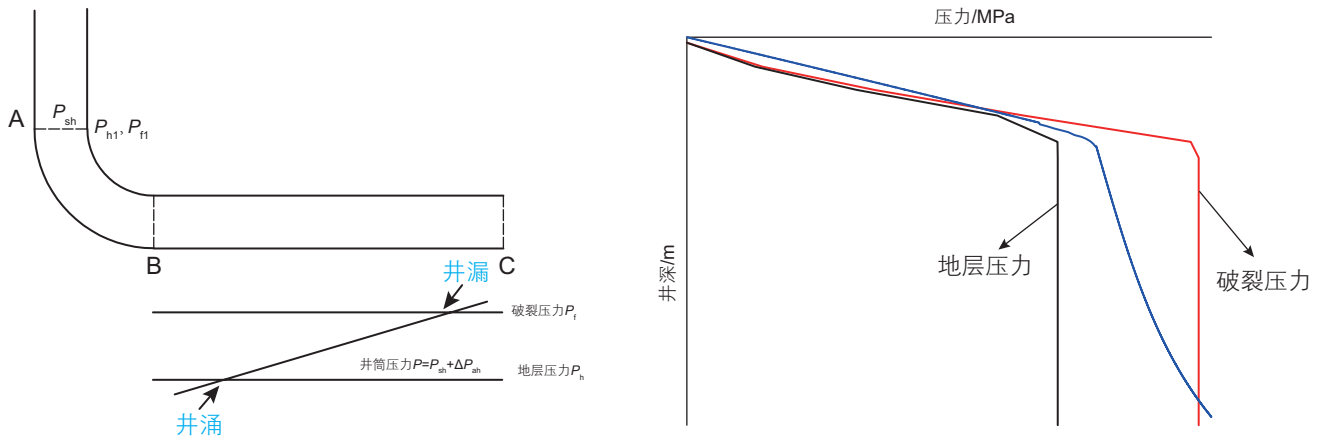


图1 水平井段井涌原理图

Fig. 1 Schematic diagram of horizontal well kick

有地层因素、钻井工况、水力因素和各种管线的承压能力等。随着水平段长度的增加，水平段环空压耗增大，水平段环空压耗主要受到地层安全密度窗口和排量等的限制，此极限值即为最大允许环空压耗限制下的水平段最大长度。依据钻井水力学原理，水平井水平段环空压耗计算模型为<sup>[8]</sup>：

$$\Delta P_a = \sum_{i=1}^n \frac{dp_{ai}}{dL_i} L_i \quad (1)$$

式中， $\Delta P_a$ 为水平段环空压耗，MPa； $\frac{dp_{ai}}{dL_i}$ 为第*i*

井段环空压耗梯度； $L_i$ 为第*i*井段长，m。

分析式(1)的不同边界条件，可以得到相应的水平段最大长度，其中的最小值即为该水平井水平段允许的最大长度。

### 1.1 地层及水力因素

地层因素主要包括地层压力、坍塌压力和破裂压力。为保证顺利钻进，井筒压力上限为破裂压力，下限为地层压力与坍塌压力的最小值，尤其是套管鞋处的薄弱地层。一般而言，随着井深的增加，所需的钻井液密度越大，井筒中同一深度处压力也越大，此时，套管鞋处井筒压力极限值为地层破裂压力。

正常钻进时，随着水平段长度的增加，环空压耗逐渐增大，水平段指端压力逐渐增大，若此压力大于地层破裂压力，可能造成井漏。为了保证指端不漏而减小钻井液密度，则可能造成水平段根端井筒压力低于地层压力而井涌。理论上，从预防井涌的角度出发，水平段环空压耗等于水平段指端破裂压力与根端地层压力的差值，此时水平段长度最大。具体设计方法如下：

$$P_{sh} = P_{f1} \quad (2)$$

$$\Delta P_a = \sum_{i=1}^n \frac{dp_{ai}}{dL_i} L_i = P_f - P_h \quad (3)$$

$$L_{\max 1} = \sum_{i=1}^n L_i \quad (4)$$

式中， $P_{sh}$ 为套管鞋处井筒压力，MPa； $P_{f1}$ 为套管鞋处地层破裂压力，MPa； $P_f$ 为水平段地层破裂压力，MPa； $P_h$ 为水平段地层压力，MPa。

需要注意的是，在钻井过程中排量应满足携岩要求<sup>[9]</sup>，最低排量的计算方法如下：

$$Q_a = \frac{\pi}{40} (d_{ao}^2 - d_{ai}^2) v_a \quad (5)$$

式中， $Q_a$ 为最小排量，L/s； $d_{ao}$ 为井径，cm； $d_{ai}$ 为钻柱外径，cm； $v_a$ 为最低环空返速，m/s，

### 1.2 停钻工况因素

停钻工况下，与正常钻进的不同之处是：井筒中不存在循环压耗。此时整个水平段的井筒压力相同，且小于正常钻进时水平段根端的井筒压力，易发生井涌。停钻工况下，整个水平段压降变化最大的地方是指端，为防止井涌，要保证指端井筒压力大于地层压力。因此，水平段最大长度产生在指端井筒压力在循环钻进工况下等于地层破裂压力，而停钻工况下等于地层压力时，设计方法如下：

$$\Delta P_a = \sum_{i=1}^n \frac{dp_{ai}}{dL_i} L_i = P_f - P_h - \Delta P_{av} \quad (6)$$

$$L_{\max 3} = \sum_{i=1}^n L_i \quad (7)$$

式中， $\Delta P_{av}$ 为进入水平段之前的井筒摩擦压降，MPa。

### 1.3 其它因素

水平井水平段的最大长度除了受到以上 3 个因素限制外, 还受其它因素如水龙带、地面管汇和方钻杆等管线最大承压能力的影响。因此, 各因素限制下的水平段最大长度可分别记作  $L_{\max 1}$ 、 $L_{\max 2}$ 、 $L_{\max 3}$  …

各限制因素下的水平段最大长度中的最小值即为所求水平段最大长度。

$$L_{\max} = \min(L_{\max 1}, L_{\max 2}, L_{\max 3}, \dots) \quad (8)$$

## 2 水平井井涌的主要控制方程

### 2.1 环空压耗计算方程

#### (1) 水平段环空压耗

采用宾汉姆流体模型来计算无岩屑床同心环空压降, 根据范宁一达西公式<sup>[10]</sup>:

层流压耗:

$$\Delta P_0 = \int_{l_1}^{l_2} 61.1155 \frac{\mu_\infty l Q_a}{(d_{ao} - d_{ai})^3 (d_{ao} + d_{ai})} + \frac{6 \times 10^{-3} \tau_0 l}{(d_{ao} - d_{ai})} dl \quad (9)$$

紊流压耗:

$$\Delta P_0 = \int_{l_1}^{l_2} 0.5750 \frac{\mu_\infty^{0.2} \rho^{0.8} l Q_a^{0.8}}{(d_{ao} - d_{ai})^3 (d_{ao} - d_{ai})^{1.8}} dl \quad (10)$$

式中,  $\Delta P_0$  为环空压耗, Pa;  $\mu_\infty$  为塑性粘度, mPa·s;  $\tau_0$  为初始切应力, Pa;  $\rho$  为钻井液密度, kg/m<sup>3</sup>;  $L$  为管路长度, m;  $l_1$  为起点位置, m;  $l_2$  为终点位置, m。

#### (2) 水平段有固相时的环空压耗<sup>[11]</sup>

$$\Delta P = \frac{0.026 H P_0}{f} \left[ \frac{v^2}{g(d_{ao} - d_{ai}) S - 1} \right]^{-1.25} \times (1 + 0.00582 H) \Delta P_0 \quad (11)$$

式中,  $\Delta P$  为有固相时的环空压耗, Pa;  $H$  为岩屑床厚度, %;  $v$  为环空中流体平均流速, m/s;  $L$  为管路长度, m;  $f$  为摩擦系数, 无因次;  $S$  为岩屑相对密度与钻井液相对密度比值, 无因次。

摩擦系数的计算方法如方程(12)和(13)所示:

层流:

$$f = 64 / Re \quad (Re \leq 2300) \quad (12)$$

紊流:

$$f = 0.316 / Re^{0.25} \quad (Re > 2300) \quad (13)$$

式中,  $Re$  为雷诺数, 无因次。

无因次岩屑床厚度的计算公式如下:

$$H = 100 \times \frac{h}{d_{ao}} \quad (14)$$

式中,  $h$  为实际岩屑床厚度, m。

### 2.2 钻井液物性计算方程

在钻井过程中钻井液密度随温度和压力发生变化。如 Keelan Adamson 等<sup>[12]</sup>通过现场试验发现, 某油基钻井液在井口测得的密度为 0.79 g/cm<sup>3</sup>, 在井深 4 977 m (温度超过 100 °C) 处测得的钻井液密度为 0.68 g/cm<sup>3</sup>, 钻井液密度在高温条件下减小了 13.92%。本文采用汪海阁提出的钻井液密度计算模型<sup>[13]</sup>, 该模型认为在高温高压下, 钻井液的密度服从如下的变化规律:

$$\rho_m = \rho_{m0} e^{a(P-P_0) - b(T-T_0) + c(T-T_0)^2} \quad (15)$$

式中,  $\rho_m$  为钻井液密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\rho_{m0}$  为钻井液地表密度, kg/m<sup>3</sup>;  $P_0$  为钻井液地表压力, MPa;  $T_0$  为钻井液地表温度, °C;  $P$  为钻井液压力, MPa;  $T$  为钻井液温度, °C;  $a$ 、 $b$ 、 $c$  为经验系数。

在建立考虑温度和压力影响的钻井液塑性粘度模型时, 一般采用如下形式<sup>[14]</sup>:

$$\mu_p = \mu_{p0} e^{\beta_1(T-T_0) + \beta_2(P-P_0) + \beta_3(T-T_0)^2} \quad (16)$$

式中,  $\mu_p$  为塑性粘度, mPa·s;  $\mu_{p0}$  为地表钻井液塑性粘度, mPa·s;  $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 、 $\beta_3$  为经验系数。

### 2.3 温度场计算方程

环空温度场计算方程<sup>[14]</sup>如式(17)所示:

$$\frac{dT_a}{dz} = \frac{T_a - T_p}{B} - \frac{1}{A} (T_{si} - T_a) - T_{fa} \quad (17)$$

式中,  $T_a$  为环空钻井液温度, °C;  $T_{si}$  为地层温度, °C;  $T_{fa}$  为环空压耗产生的温度, °C;  $T_p$  为钻柱内钻井液温度, °C;  $B = \frac{\rho_l q C_1}{2\pi r_p h_p}$ ,  $\rho_l$  为钻井液密度, kg/m<sup>3</sup>,  $q$  为泵排量, m<sup>3</sup>/s;  $C_1$  为钻井液比热容, J/(kg·°C),  $r_p$  为钻柱内半径, m,  $h_p$  为环空到钻柱内钻井液的总传热系数, J/(m<sup>2</sup>·s·°C);  $A = \frac{\rho_l q C_1 (K_f + r_a h_a f(t))}{2\pi r_a h_a K_f}$ ,  $K_f$  为地层导热率, J/(m<sup>2</sup>·s·°C),  $r_a$  为井眼半径, m,  $h_a$  为地层与环空钻井液的换热系数, J/(m<sup>2</sup>·s·°C),  $f(t)$  为无因次函数。

## 3 基于井涌预防的水平井段最大长度计算流程

计算过程考虑钻井液密度和粘度等对水平井井筒温度和压力的影响, 采用温度和压力相互耦合的方法

提高计算精度, 计算流程如下:

① 假定环空温度为地层温度, 计算各段环空钻井液物性参数(密度和粘度)和压力;

② 由井底向上计算钻井液密度和粘度等参数, 进而计算出钻杆内各点压力, 直到井口;

③ 已知井口注入温度, 结合计算出的钻杆内压力, 向下计算钻杆内各点温度;

④ 从井底向上计算环空各点温度, 直到环空出口;

⑤ 将①中环空温度替代为④中计算出的环空温度并重复①;

⑥ 重复第①②③步;

⑦ 前后2次循环计算得到的各点温度差和压力差满足计算精度后完成循环;

⑧ 计算水平段环空总压耗, 确定最大水平段长度。

## 4 实例分析

### 4.1 实例井基本资料

以XX井为例, 井身结构如图2所示。钻井液标准密度为  $1.8 \text{ g/cm}^3$ , 宾汉姆流体的屈服值为  $15 \text{ Pa}$ ,

塑性粘度为  $30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ , 进入水平段之前的井深为  $3\,394.6 \text{ m}$ 。

### 4.2 不同条件下最大裸眼长度敏感性分析

#### 4.2.1 泵排量对水平井长度的影响

以  $2.5 \text{ L/s}$  为步长, 计算泵排量在  $10\sim 30 \text{ L/s}$  时, 井筒压力随井深的变化曲线, 其中满足携岩所需的最低排量为  $13.7 \text{ L/s}$ 。计算结果如图3和图4所示。

由图3和图4可以看出, 当地层安全密度窗口一定时, 随着泥浆泵排量的增大, 井筒压力曲线与破裂压力曲线的交点逐渐上移, 即向井口方向移动。这是因为随着泵排量增加, 水平段环空压耗增大, 井底压力增大, 当井底压力大于破裂压力时发生井漏, 因此交点处即为水平段所能延伸到的极限位置, 该位置对应的井深与进入水平段前井深的差值即为水平段最大长度。泵排量达到  $30 \text{ L/s}$  时, 井筒压力曲线与破裂压力曲线的交点接近套管鞋处井深, 说明此时已不适合进行水平段的钻进, 水平段最大长度接近零。图3中  $13.7 \text{ L/s}$  对应的曲线为满足携岩所需的最小排量, 此时水平段最大长度为  $9\,214 \text{ m}$ 。因此在水平段长度设计中, 应在满足携岩所需的最小排量的前提下, 尽量减

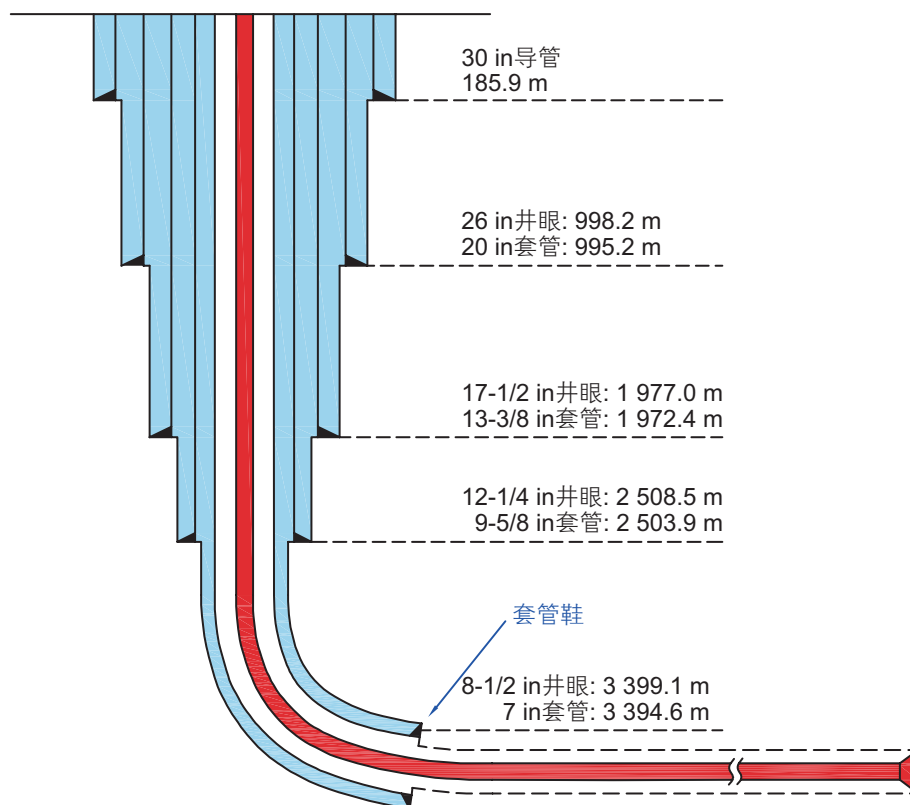


图2 XX井井身结构示意图

Fig. 2 Schematic diagram of XX well structure

小泵的排量，以增大水平段长度。

#### 4.2.2 地层安全密度窗口影响

保持排量为 20 L/s，地层压力为定值，分别计算地层破裂压力由 63 MPa 增至 78 MPa 时的井筒压力曲线，分析不同地层破裂压力条件下的水平段最大长度变化规律，如图 5 和图 6 所示。

由图 5 和图 6 可以看出，在地层压力和泥浆泵排量不变的情况下，随着地层破裂压力和水平段地层安全密度窗口的增加，破裂压力曲线与井筒压力曲线的交点逐渐下移。这是因为随着地层安全密度窗口的增加，所允许的水平段环空压耗增大，在排量不变的条件下，水平段长度增加。在地层压力不变的条件下，

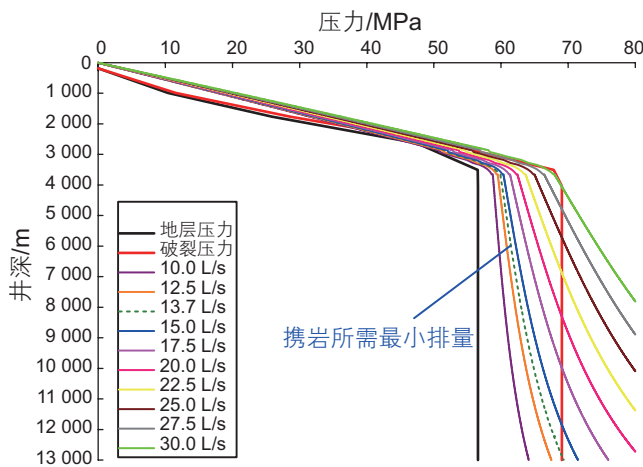


图 3 不同排量下井筒压力曲线图

Fig. 3 The pressure curve of wellbore under different displacement

当破裂压力由 66 MPa 增至 78 MPa 时，水平段最大长度由 2 671 m 增至 8 548 m，因此在钻井施工前期应对地层压力有充分的了解，以便于水平段长度设计。

#### 4.2.3 钻井液密度的影响

在地层安全密度窗口和泵排量一定的前提下，分别计算钻井液密度由 1.60 g/cm<sup>3</sup> 增至 2.05 g/cm<sup>3</sup> 时的井筒压力曲线，得出钻井液密度对水平段最大长度的影响规律，如图 7 和图 8 所示。

由图 7 和图 8 的计算结果可知，当泵排量和地层安全密度窗口一定时，随着钻井液密度的增加，井筒压力曲线与破裂压力曲线的交点逐渐上移。这是因为钻井液密度增大，水平段环空压耗增加，井底压力增

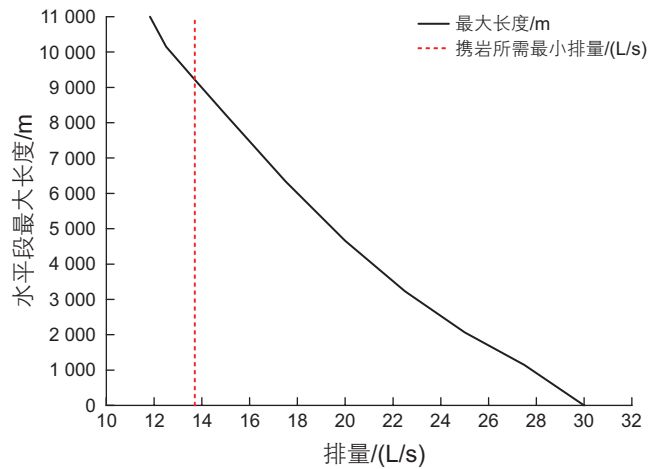


图 4 排量与水平段最大长度关系图

Fig. 4 The relationship between the displacement and the maximum length of the horizontal segment

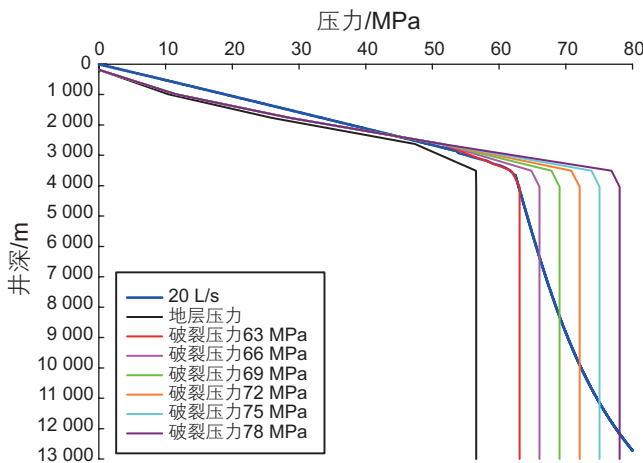


图 5 不同破裂压力下压力曲线图

Fig. 5 Pressure curve under different fracture pressure

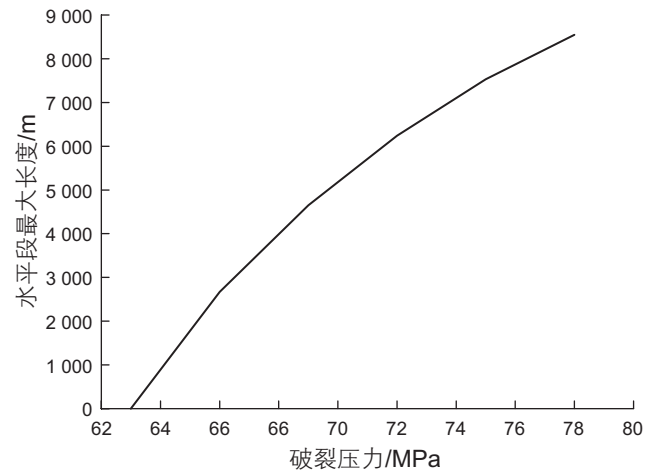


图 6 不同破裂压力与水平段最大长度关系图

Fig. 6 The relationship between different fracture pressure and the maximum length of horizontal segment

大, 因此所允许的水平段最大长度减小。当钻井液密度低于  $1.65 \text{ g/cm}^3$  时, 虽然井筒压力曲线与破裂压力曲线交点处井深最大, 但是由于已不能平衡地层压力, 将导致套管鞋处井涌。当钻井液密度高于  $2.00 \text{ g/cm}^3$  时, 井筒压力过大导致套管鞋处井漏。因此在设计水平段长度时, 应在保证套管鞋处安全的前提下尽量使用密度低的钻井液。

4.2.4 钻井液粘度的影响

保持地层安全密度窗口、泵排量及钻井液密度等条件不变, 计算钻井液粘度由  $5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  增至  $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  的过程中, 井筒压力随井深的变化情况, 计算结果如

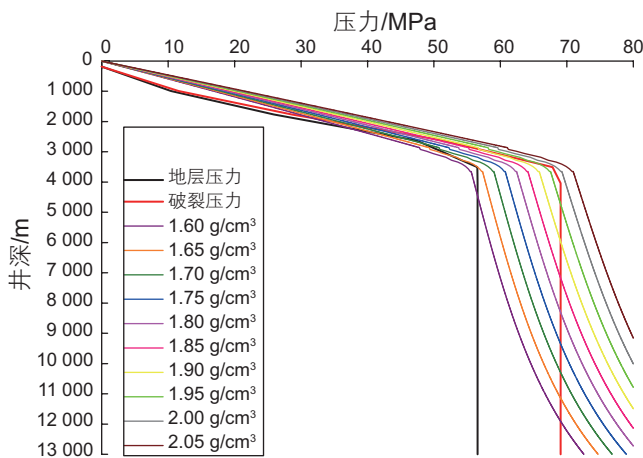


图7 不同钻井液密度下井筒压力曲线  
Fig. 7 The wellbore pressure curve under different density

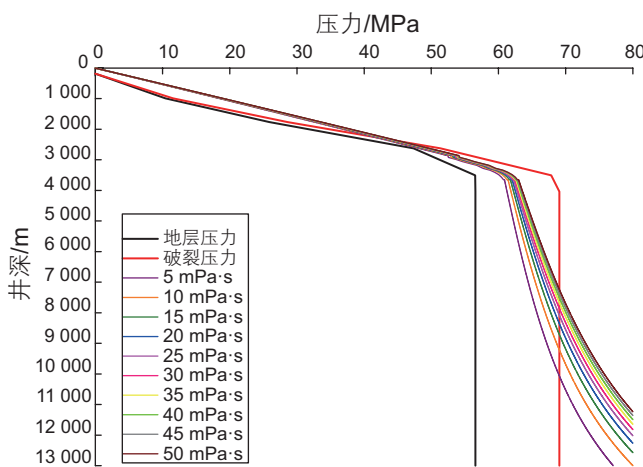


图9 不同钻井液粘度下井筒压力曲线  
Fig. 9 The wellbore pressure curve under different viscosity

图9和图10所示。

由图9和图10可知, 随着钻井液粘度的增加, 井筒压力曲线与地层破裂压力曲线的交点逐渐上移。这是因为钻井液粘度增加, 水平段环空压耗增加, 井底压力增加, 所允许的极限水平段长度减小。由图10的计算结果可知, 当钻井液粘度低于  $15 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  时, 随着钻井液粘度的增加, 水平段最大长度迅速减小; 当钻井液粘度高于  $30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  时, 随着钻井液粘度的增加, 水平段最大长度缓慢减小并趋于平稳。因此在钻井施工过程中, 应合理选择粘度较低的钻井液, 以延长水平井水平段长度。

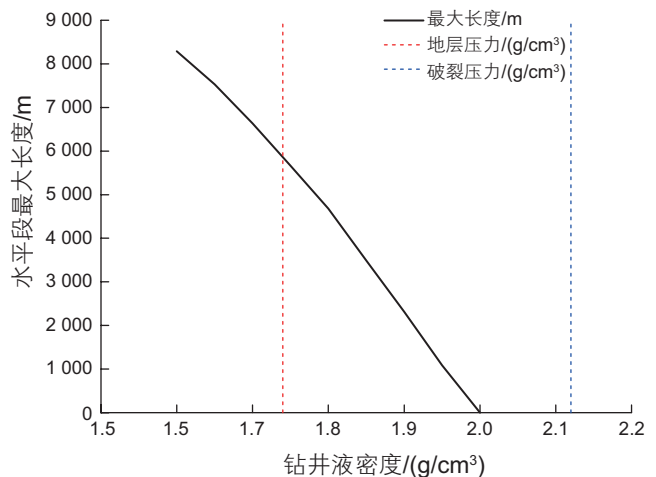


图8 钻井液密度与水平段最大长度关系图  
Fig. 8 The relationship between the density of drilling fluid and the maximum length of the horizontal segment

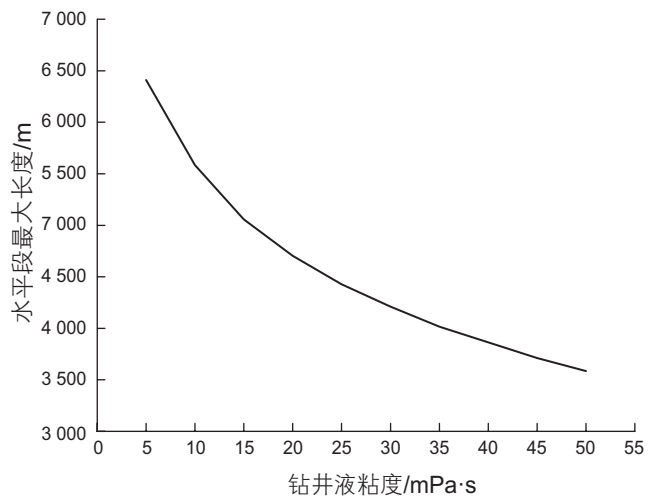


图10 钻井液粘度与水平段最大长度关系图  
Fig. 10 The relationship between the viscosity of drilling fluid and the maximum length of the horizontal segment

## 5 结论

(1) 水平井水平段长度受泵排量的影响较大。在满足携岩所需最小排量的前提下,排量越大,允许的水平段最大长度越小。因此,钻井施工中应尽量降低泵排量,以延长水平段长度。

(2) 地层安全密度窗口越宽,水平段最大长度越大。在实际钻井时要做好前期地质调查工作,保证水

平段安全钻进。

(3) 钻井液密度越大,水平段最大长度越小。在实际钻井施工时应在保证套管鞋处安全的前提下,尽量使用密度较低的钻井液。

(4) 钻井液粘度越大,水平段最大长度越小。在钻井施工过程中应在遵守安全钻井的原则下,尽量使用粘度较低的钻井液。

## 参考文献

- [1] 吴墨染. 试论水平井钻井作业安全技术[J]. 中国新技术新产品, 2014, (1): 57. [WU M R. Discussion on safety technology of horizontal well drilling[J]. New Technology & New Products of China, 2014, (1): 57.]
- [2] 王瑞娥. 水平井井控技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2004. [WANG R E. Well control technology research for horizontal well[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2004.]
- [3] 杨金华. 美国水平井钻井现状与前景展望[J]. 国际石油经济, 2013, 09: 11-15, 108. [YANG J H. Status and prospects of horizontal drilling in the USA[J]. International Petroleum Economics, 2013, 09: 11-15, 108.]
- [4] PENMATCHA V R, ARBABI S, AZIZ K, et al. Effects of pressure drop in horizontal wells and optimum well length[C]. SPE Production Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1997.
- [5] CHO H, SHAH S N. Optimization of well length for horizontal drilling[C]//Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada, 2000.
- [6] DOSUNMU I, OSISANYA S. An economic approach to horizontal well length optimization[C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [7] CHO H. Integrated optimization on long horizontal well length[C]//SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [8] 汪志明, 郭晓乐. 大位移井水力延伸极限研究[J]. 钻采工艺, 2008, 31(4): 1-3. [WANG Z M, GUO X L. Hydraulic extended limitation of extended-reach well[J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(4): 1-3.]
- [9] 陈庭根. 钻井工程理论与技术[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006. [CHEN T G. Theory and technology of drilling engineering[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.]
- [10] 丁腾飞. 水平井水平段延伸能力研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015. [DING T F. The research of the extended ability of horizontal well[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.]
- [11] 汪海阁, 刘希圣, 丁岗, 等. 水平井水平井段环空压耗模式的建立[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1996, 02: 30-35. [WANG H G, LIU X S, DING G, et al. Development of model for pressure drop in annular space of horizontal well[J]. Journal of the University of Petroleum(Edition of Natural Sciences), China, 1996, 02: 30-35.]
- [12] ADAMSON K, BIRCH G, GAO E, et al. High-pressure, high-temperature well construction[J]. Oilfield Review, 1993, 5(2/3): 15-32.
- [13] 汪海阁, 刘岩生, 杨立平. 高温高压井中温度和压力对钻井液密度的影响[J]. 钻采工艺, 2000, 01: 58-62. [WANG H G, LIU Y S, YANG L P. Effect of temperature and pressure on drilling fluid density in HPHT wells[J]. Drilling & Production Technology, 2000, 01: 58-62.]
- [14] 谭茂波. 基于温度压力影响的井底压力计算方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015. [TAN M B. Research on calculation method of bottom hole pressure based on temperature and pressure[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.]

## Design methods for the maximum length of horizontal wells based on well-surge prevention

LIAN Jihong<sup>1</sup>, YANG Caifeng<sup>2</sup>, TIAN Yi<sup>1</sup>, SUN Baojiang<sup>2</sup>, SUN Xiaohui<sup>2</sup>, GAO Yonghai<sup>2</sup>

*1 CNOOC International Limited, Beijing 100027, China*

*2 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China*

**Abstract** The limiting factors of the maximum length of horizontal wells were analyzed from the kick prevention perspective. The methods of maximum length design of horizontal sections were proposed according to the basic principles of drilling fluid dynamics and the computational model of annular pressure loss in the horizontal section. In view of the factors displacement, safe mud density window and drilling fluid rheology, sensitivity analysis of the length of horizontal sections was carried out. The results show that the maximum length of horizontal sections is influenced by displacement, safe mud density window and drilling fluid rheology. The maximum length decreases with an increase of displacement and viscosity of drilling fluid; the maximum length increases with an increase of the safe mud density window.

**Keywords** maximum length; annular pressure loss; pump displacement; safe mud density window; well-surge prevention

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.018

(编辑 马桂霞)