

# 考虑储层与井筒特征的高温高压水平井溢流风险评价

尹邦堂<sup>1,2</sup>, 张旭鑫<sup>1,2</sup>, 王志远<sup>1,2</sup>, 孙宝江<sup>1,2</sup>, 李相方<sup>3</sup>, 冯东<sup>3</sup>, 赵元<sup>4</sup>

(1. 非常规油气开发教育部重点实验室, 山东青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580;  
3. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 4. 山东科瑞集团, 山东东营 257067)

**摘要:**考虑气体物性的影响, 优选适用于高温高压水平井的气侵模型, 分析储层渗透率、裸眼段长度、负压差等储层参数对气侵量的影响。基于建立的井筒环空瞬态多相流动模型, 研究高温高压水平井溢流期间的含气率、泥浆池增量、井底压力的变化规律。基于此, 评价储层渗透率、水平段长度、负压差对溢流风险的影响, 与直井溢流风险进行对比分析。基于模拟结果发现: 储层渗透率较低(小于  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、负压差较低(小于 2 MPa)、水平段长度较小(小于 10 m)、钻进储层厚度较小(小于 5 m)时, 气侵速度小, 井底压力及溢流体积变化小, 溢流风险小, 不易发生井喷; 相同条件下, 直井溢流风险要高于水平井; 在长水平段、厚度大、渗透率大的情况下, 溢流风险较大, 需优化配置钻井液密度、及时监测钻井状态才能显著降低目标井溢流井喷事故风险, 为安全、经济、高效的开发高温高压油气藏提供理论依据。

**关键词:**水平井; 气侵; 储层特征; 井筒环空多相流; 溢流风险评价

**中图分类号:** TE 28 **文献标志码:** A

**引用格式:** 尹邦堂, 张旭鑫, 王志远, 等. 考虑储层与井筒特征的高温高压水平井溢流风险评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(4): 82-90.

YIN Bangtang, ZHANG Xuxin, WANG Zhiyuan, et al. Assessment of gas kick risk for high temperature and high pressure horizontal wells considering reservoir and wellbore characteristics[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(4): 82-90.

## Assessment of gas kick risk for high temperature and high pressure horizontal wells considering reservoir and wellbore characteristics

YIN Bangtang<sup>1,2</sup>, ZHANG Xuxin<sup>1,2</sup>, WANG Zhiyuan<sup>1,2</sup>, SUN Baojiang<sup>1,2</sup>,  
LI Xiangfang<sup>3</sup>, FENG Dong<sup>3</sup>, ZHAO Yuan<sup>4</sup>

(1. Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development, Ministry of Education, Qingdao 266580, China;  
2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;  
3. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;  
4. Shandong Kerui Group, Dongying 257067, China)

**Abstract:** In order to evaluate the gas kick risk of high temperature and high pressure horizontal wells, a gas intrusion model suitable for high temperature and high pressure horizontal wells was proposed, and the influences of various fluid and reservoir parameters were considered, such as gas property, reservoir permeability, open hole length and negative pressure difference. And then based on an established transient multiphase flow model in wellbore annulus, gas void fraction, mud pit gain level and bottom hole pressure during a gas kick in high temperature and high pressure horizontal well can be obtained. The effects of reservoir permeability, horizontal section length and negative pressure difference on the gas kick risk were evaluated, and compared with the overflow in vertical well. The simulation results indicate that, in the cases with low reservoir per-

收稿日期: 2018-11-16

基金项目: 国家自然科学基金项目(51504279); 中央高校基本科研业务费专项(17CX02073); 国家重点研发计划(2017YFC0307604); 国家“973”课题(2015CB251200)

作者简介: 尹邦堂(1985-), 男, 讲师, 博士, 硕士生导师, 研究方向为井控多相流理论及应用、油气井控安全评价理论及方法、油气井筒压力控制理论及技术。E-mail: yinbangtang@163.com。

meability ( $<2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ), low negative pressure difference ( $<2 \text{ MPa}$ ), short horizontal section length ( $<10 \text{ m}$ ) and thin reservoir thickness ( $<5 \text{ m}$ ), the variations of the bottomhole pressure and pit gain level is very small during a gas kick, so the overflow or blowout risk is small. Under the same conditions, the overflow risk of a vertical well is higher than that of the horizontal wells. In the case of long horizontal section, large thickness and high permeability, the risk of overflow becomes large. It is necessary to optimize the density of drilling fluids and timely monitor the drilling status, so as to significantly reduce the risk of gas kick and blowout in order to maintain a safe, economical and efficient drilling process.

**Keywords:** horizontal well; gas kick; reservoir characteristics; multiphase flow in wellbore annulus; overflow risk assessment

南海东方气藏地层温度最高约为  $250^\circ\text{C}$ , 地层压力系数为  $1.86 \sim 2.05$ , 是典型的高温高压气藏<sup>[1-2]</sup>, 溢流、井涌等复杂问题突出<sup>[3-4]</sup>, 井控形势严峻, 后果严重<sup>[5-7]</sup>。溢流是井喷的前兆, 溢流及时监测并控制, 井喷可以避免。因此溢流风险评价非常必要。国内外学者多采用化工安全风险分析方法对钻井过程中的溢流风险进行评价, 如定性风险分析方法有危险与可操作性分析 (HAZOP) 法<sup>[8]</sup>、安全屏障 (SBM) 法<sup>[9]</sup>、德尔菲法 (DelPhi) 法<sup>[10]</sup>等; 定量风险分析方法有故障树分析 (FTA) 法<sup>[11]</sup>、贝叶斯网络法<sup>[12]</sup>、层次分析 (AHP) 法<sup>[13]</sup>、模糊数学综合评价法<sup>[14]</sup>、蝴蝶结 (Bow-Tie) 模型<sup>[15]</sup>、事件树分析 (ETA) 法<sup>[16]</sup>等。这些方法往往具有不确定性<sup>[17]</sup>, 没有考虑钻井工况, 不能进行定量化描述。高温高压气井水平井储层暴露面积大, 一旦发生溢流, 气体侵入井筒的量多, 若控制不当, 极容易发生井喷。笔者基于高温高压气藏的物性变化特征, 优选适合于高温高压水平井的气侵模型, 分析不同储层参数下的气侵规律, 基于建立的井筒环空瞬态多相流动模型, 分析相应储层参数下的井控参数的变化规律, 评价相应的溢流风险, 对比直井与水平井的溢流风险, 指导现场钻井施工参数设计, 降低溢流井喷风险, 实现安全、经济、高效钻井。

## 1 水平井气体侵入规律

气体侵入井筒时, 服从压差作用下的渗流规律, 因此采用气井水平井渗流模型研究气体侵入水平井规律。

### 1.1 水平井气体侵入模型

陈元千<sup>[18]</sup>详细推导了油井水平井的产量公式。假设: 泄流体是以水平井两端点为焦点的椭球体; 均质各向异性油藏; 考虑水平井偏心距。油井水平井产量公式为

$$q_{\text{oh}} = \frac{0.543k_h h(p_e - p_{\text{wf}})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left[ \sqrt{\left[ \left( \frac{4a}{L-1} \right)^2 - 1} \right]} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right] \right]} \quad (1)$$

其中

$$a = \frac{L}{4} + \sqrt{\left( \frac{L}{4} \right)^2 + r_{\text{eh}}^2},$$

$$r_{\text{eh}} = \sqrt{\left( a - \frac{L}{4} \right)^2 - \left( \frac{L}{4} \right)^2}.$$

式中,  $a$  和  $b$  分别为椭圆形长轴和短轴半长,  $m; B_o$  为地层原油体积系数;  $h$  为油层厚度,  $m; k_h$  为水平渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $L$  为水平井的井段长度,  $m; r_{\text{eh}}$  为拟圆形驱动半径,  $m; r_w$  为水平井的井底半径,  $m; p_e$  为地层压力,  $\text{MPa}; p_{\text{wf}}$  为井底流动压力,  $\text{MPa}; \mu_o$  为地层原油黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}; q_{\text{oh}}$  为油井水平井产量,  $\text{m}^3/\text{d}$ 。

油井直井和气井直井产量公式分别为

$$q_o = \frac{2\pi kh(p_e - p_{\text{wf}})}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} + S \right)}, \quad (2)$$

$$q_g = \frac{\pi khZ(m_e - m_w)}{\rho \ln \left( \frac{r_e}{r_w} + S \right)}. \quad (3)$$

其中

$$m = \int \frac{2p}{\mu Z} dp.$$

式中,  $m$  为拟压力;  $q_o$  和  $q_g$  分别为油井和气井直井产量,  $\text{m}^3/\text{d}; k$  为储层渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $r_e$  为拟圆形驱动半径,  $m; S$  为完井表皮系数;  $p$  为系统压力,  $\text{MPa}; Z$  为气体压缩因子。

对比油井直井产量公式(2)与气井直井产量公式(3), 将地层条件下的井型为直井的油井产能公式转化为气井产能公式, 只需要将油井产能公式中的真实压力  $p$  用拟压力  $m$  代替, 同时乘上系数  $\frac{\mu Z}{2p}$  即可。

因此, 气井水平井产量公式为

$$q_{\text{gh}} = \frac{0.2715k_h Z h \Delta m}{B_g p \left[ \ln \left[ \sqrt{\left[ \left( \frac{4a}{L-1} \right)^2 - 1} \right]} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right] \right]}.$$

式中,  $q_{\text{gh}}$  为气井水平井产量,  $\text{m}^3/\text{d}; B_g$  为地层气体体积系数。

目前较为常用的气井水平井气侵模型<sup>[19-23]</sup>是将  $\mu Z$  看成常数, 得到二项式产量公式为

$$q_{gh} = \frac{0.2715k_hZh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{\left[ \ln \left[ \sqrt{\left[ \left( \frac{4a}{L-1} \right)^2 - 1} \right]} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right] \mu_g \bar{Z} T p_{sc}} \cdot \frac{T_{sc}}{\mu_g \bar{Z} T p_{sc}} \quad (4)$$

式中,  $\mu_g$  为地层气体黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $T_{sc} = 273.15 \text{ K}$ ;  $p_{sc} = 0.1 \text{ MPa}$ ;  $\bar{Z}$  为平均压缩系数;  $\bar{T}$  为平均温度,  $\text{K}$ 。

式(4)有适用条件<sup>[24]</sup>, 气体黏度、压缩因子的乘积变化与压力有关, 如图1所示。

当压力较低 ( $p < 13.8 \text{ MPa}$ ) 时,  $\mu_g Z$  近乎为常数, 不随压力变化而变化, 即为二项式产能公式(4); 当压力较高 ( $p > 34.5 \text{ MPa}$ ) 时,  $\mu_g Z$  与压力之间呈线性关系,

$$\mu_g Z = Cp.$$

式中,  $C$  为可变系数。

则拟压力表达式可以继续推导为

$$m = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp = \frac{p - p_0}{C}.$$

式中,  $p_0$  为系统初始压力,  $\text{MPa}$ 。

拟压力产能方程形式为

$$q_{gh} = \frac{0.2715k_hZh(p_e - p_{wf})}{\left[ \ln \left[ \sqrt{\left[ \left( \frac{4a}{L-1} \right)^2 - 1} \right]} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right] \mu_g \bar{Z} T p_{sc}} \cdot \frac{T_{sc}}{\mu_g \bar{Z} T p_{sc}} \quad (5)$$

当压力为  $13.8 \sim 34.5 \text{ MPa}$  时,

$$q_{gh} = \frac{0.2715k_hZh(m_e - m_w)}{B_g p \left[ \ln \left[ \sqrt{\left[ \left( \frac{4a}{L-1} \right)^2 - 1} \right]} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right] \right]} \quad (6)$$

在气井溢流过程中, 应根据实际压力选择不同的产能公式作为气体侵入模型研究气侵规律。当  $p < 13.8 \text{ MPa}$  时, 选择式(4); 当  $p > 34.5 \text{ MPa}$  时, 选择式(5); 当  $13.8 \text{ MPa} \leq p \leq 34.5 \text{ MPa}$  时, 选择式(6)。

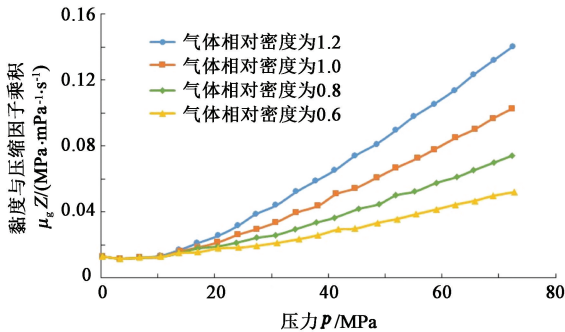


图1  $\mu_g Z$  与压力之间的关系

Fig. 1 Relationship between  $\mu_g Z$  and pressure

目前, 在研究气体侵入井筒规律的过程中, 普遍采用的是模型式(4)和(5), 为了区分其差异性, 采用东方气田 A 水平井的基本参数: 测深  $3902 \text{ m}$ , 垂深  $2674 \text{ m}$ , 水平段长  $600 \text{ m}$ , 单井控制半径  $1000 \text{ m}$ , 气层厚度  $20.9 \text{ m}$ , 压力  $47.8 \text{ MPa}$ , 温度  $142 \text{ }^\circ\text{C}$ , 钻井

液排量  $30 \text{ L/s}$ , 钻井液  $300$  和  $600$  转读数分别为  $106$  和  $600$ , 钻杆直径  $0.127 \text{ m}$ , 钻头直径  $0.216 \text{ m}$ 。计算不同井底压力下的气侵量, 结果见表1。

表1 不同公式计算的水平井气侵量对比

Table 1 Quantity comparison of gas influx in horizontal well calculated by different equations

| 井底负压差/MPa | 气侵量/( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ ) |       | 两者比值 |
|-----------|------------------------------------------|-------|------|
|           | 公式(4)                                    | 公式(5) |      |
| 1         | 31.41                                    | 0.33  | 95   |
| 3         | 92.25                                    | 1.00  | 93   |
| 5         | 150.43                                   | 1.66  | 91   |
| 10        | 284.25                                   | 3.32  | 86   |
| 15        | 401.47                                   | 4.98  | 81   |
| 20        | 502.08                                   | 6.64  | 76   |
| 30        | 653.51                                   | 9.96  | 66   |

从表1可以看出, 使用不同的公式计算气侵量结果差异较大。利用公式(4)计算的气侵量是公式(5)结果的  $60 \sim 90$  倍。因此需要根据油气藏的实际条件选取合适的气侵量计算公式。对于南海东方气田高温高压井, 井底压力普遍高于  $45 \text{ MPa}$ , 因此采用产量公式(5)作为气体侵入井筒模型进行溢流规律的研究。

1.2 多因素对水平井气侵量的影响

从公式(5)可以看出, 气体侵入量取决于储层物性, 如渗透率、储层厚度、地层压力与井底压力差等, 采用东方 A 井基本参数, 模拟不同裸眼段长度下不同井底压力、储层厚度及渗透率下的溢流量变化。

1.2.1 不同负压差下多因素对气侵量的影响

水平段长度为  $10 \text{ m}$ , 储层厚度为  $1 \sim 30 \text{ m}$ 、渗透率为  $(0.1 \sim 1000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 不同负压差水平井进气量变化如图2所示。

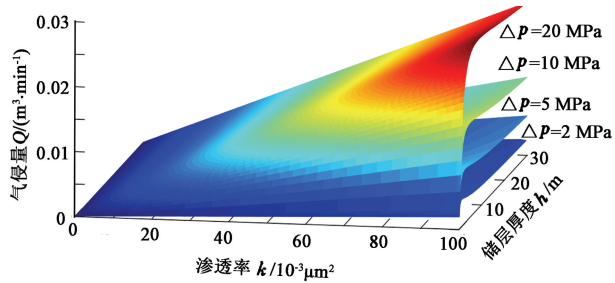


图2 不同负压差水平井进气量变化

Fig. 2 Variation of influx gas volume with different negative pressure difference

从图2可以看出, 在水平段长度小于  $10 \text{ m}$  的情况下: 负压差小于  $5 \text{ MPa}$  时, 气侵速度较小 (小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ , 折算到地面产气量为  $4000 \text{ m}^3/\text{d}$ , 地

层条件产气量为  $15 \text{ m}^3/\text{d}$ ),即使是高渗较厚地层,气侵速度依然很小,此时不易发生溢流井喷风险;在钻进储层小于  $1.0 \text{ m}$  时,其他参数变化对气侵速度影响较小(小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ),此时不易发生溢流井喷风险;当储层渗透率小于  $6.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,其他参数变化对气侵速度影响较小(小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ),此时不易发生溢流井喷风险。

不同水平段长度情况下,储层渗透率、储层厚度对气侵量的影响与上述结论类似。

### 1.2.2 不同渗透率下多因素对气侵量的影响

储层厚度为  $10 \text{ m}$ ,水平段长度为  $0 \sim 1000 \text{ m}$ ,负压差为  $0 \sim 20 \text{ MPa}$  时,不同渗透率水平井进气量变化如图3所示。

从图3可以看出,在钻进储层厚度小于  $10 \text{ m}$  的情况下:储层渗透率小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,气侵速度较小(小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ),即使是大压差、长水平段钻进,气侵速度依然很小,此时不易发生溢流井喷风险;在水平段长度小于  $2.5 \text{ m}$  时,其他参数变化对气侵速度影响较小(小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ),此时不易发生溢流井喷风险;负压差小于  $0.5 \text{ MPa}$  钻进时,其他参数变化对气侵速度影响较小(小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ),此时不易发生溢流井喷风险。

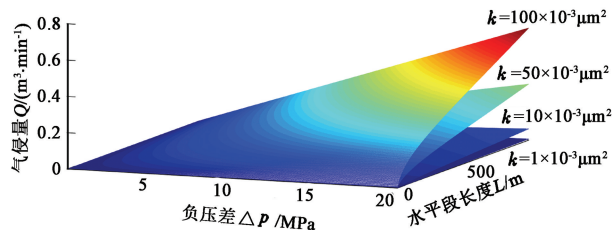


图3 不同渗透率水平井进气量变化

Fig.3 Variation of influx gas volume with different permeability

不同储层厚度情况下,负压差、水平段长度对气侵量的影响与上述结论类似。

综合以上分析,当钻遇渗透率低(小于  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、储层少(小于  $5 \text{ m}$ )、小压差(小于  $2 \text{ MPa}$ )、水平段长度较短(小于  $10 \text{ m}$ )时,气体侵入井筒速度都小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ,溢流井喷危险小。

## 2 水平井溢流期间井筒多相流动特征

### 2.1 水平井气侵下的井筒流型分布特征

当地层流体中的气体侵入水平井眼后,就会在井筒中产生气液两相流动。水平管中的流型可分为层流(光滑分层流、波状分层流)、间歇流(长泡流、段塞流)、环状流(环状流、波状环状流)和分散泡状流<sup>[25]</sup>。当气、液流速较低、气液界面光滑时,为光滑

分层流;当气相速度相对大一些时,就会在界面处形成液波,为波状分层流。当气相流速较慢、液塞中不含气泡时,产生长泡状流,是段塞流的一种特殊情况。在段塞前端气相以含有气泡的涡流形式高速流动(与缓慢移动的液膜碰撞引起),该流动被称为段塞流。当气芯流速高,夹带有液滴。液相以液膜形式在管壁处流动。气液界面呈波浪状,产生高界面剪切应力。由于气相、液相相对速度的不同,底部液膜通常比顶部液膜厚。在较低气相流速下,大部分液体在管道底部流动。含有气相的不稳定波浪流过井筒,并偶尔润湿上部井壁。这种情况下不是分层波状流,因为液相以液膜形式在上部井壁流动,不是段塞流,因为没有形成横截面的液体桥接。并且没有完全形成环状流动,需要在井壁周围形成稳定的液膜。该区域被称为波状环状流。更高气体流速下,气相是离散相,液相是连续相。当发生这种情况时,大多数气泡都位于上井壁附近。在较高的液体速率下,气泡更均匀地分散在井筒的整个横截面区域中,形成分散泡状流。

在水平管中流动时气液两相流体的流型种类要比在垂直管中流动时的流型多一些。主要是在水平管中重力使气液两相有分开流动的趋势。

### 2.2 井筒环空瞬态两相流动模型

气侵在井筒中产生之后,在井筒的环空中不但存在原有的钻井液、岩屑,还会出现地层中产出的油、气、水等地层流体。在地层流体顺着井筒往上流动的过程中,因为压力不断改变,油气就有可能发生相态变化,由气相、油相、钻井液相、产出水相、岩屑相等许多不同相不同组分在环空内形成混合体系并可能产生相变。这个体系以一定的流型分布在井筒之中,并逐渐沿着井筒往上部井段流动。本文中采用文献[26]中提出的井筒多相流动模型,井筒环空稳态多相流动模型作为辅助方程<sup>[27]</sup>,采用文献[28]中提出的模型计算高温高压条件下的天然气偏差系数。

### 2.3 储层参数对井筒流动特性的影响

为了更加直观地了解溢流后井筒气液两相的变化,对东方A井进行计算模拟。

#### 2.3.1 水平段长度对井筒流动特性的影响

为对比不同水平井长度对井控的影响,在A井的相关参数的基础上,在负压差为  $2 \text{ MPa}$ 、储层渗透率为  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、钻遇储层厚度为  $10 \text{ m}$  的条件下,模拟不同水平段长度水平井的截面含气率、地面溢出体积和井底压力随溢流时间的变化,结果如图4所示。

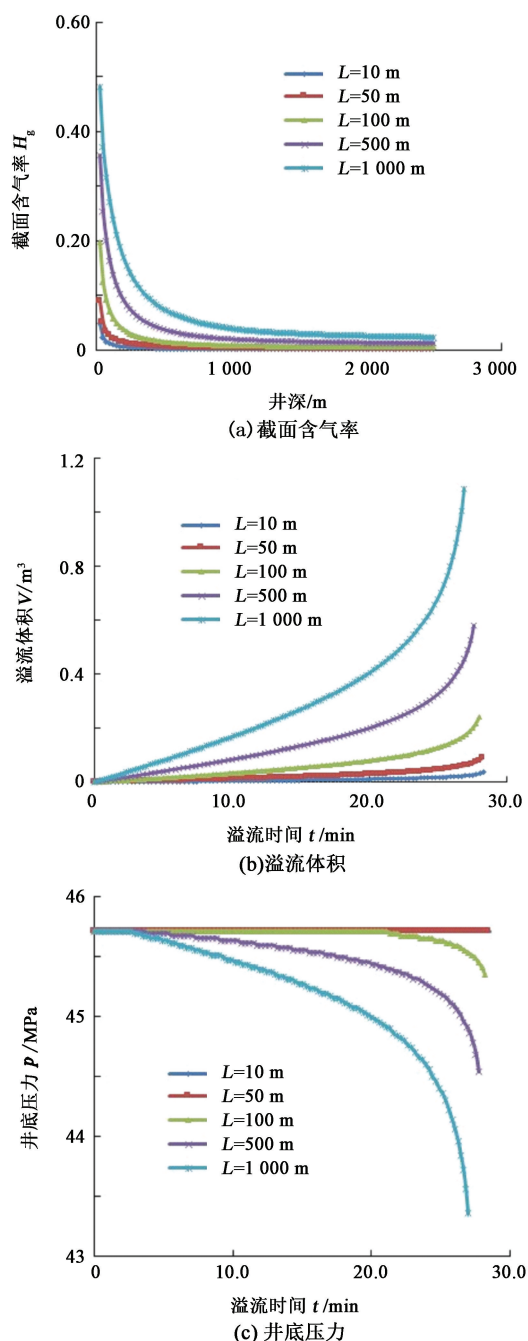


图4 不同水平段长度水平井的截面含气率、地面溢出体积和井底压力随溢流时间的变化

Fig.4 Variation of gas void fraction, overflow volume and bottom hole pressure with overflow time under different length of horizontal section

从图4(a)可以看出,水平井物性参数及井身结构一定的情况下,水平井长度越长,气体溢流速度越快,截面含气率沿井筒变化越快,并且同一深度的截面含气率越大。当负压差一定、水平段长度只有10 m时,气泡运移到井口500 m时截面含气率一般小于0.1,溢流风险小;而水平段长度为500 m时,初始截面含气率大于0.07。

从图4(b)可以看出,水平长度越大,溢流体积变化越快,溢流体积达到 $1 \text{ m}^3$ 的时间也越短。负压差为2 MPa的情况下,水平段长度为10 m时,溢流体积达到 $1 \text{ m}^3$ 约需80 min,溢流风险小;而水平段长度为500 m时,溢流体积达到 $1 \text{ m}^3$ 只需27 min。

从图4(c)可以看出,水平井长度越大,井底压力变化越快,这与水平井长度越大进气速度越快有关。当负压差为2 MPa时,水平段长度为10 m,溢流时间为30 min,其井底压力只变化0.05 MPa,溢流风险小,易控制。水平段长度为500 m时,溢流30 min后井底压力下降了约2.2 MPa,溢流井喷风险大。即水平段长度越大,井控风险越大。

同样,负压差越大,截面含气率越大,溢流体积变化越快,井底压力变化越快,井控风险越大。

### 2.3.2 钻遇不同储层渗透率水平井溢流期间井筒特性

为评价钻井期间发生溢流的特性,在A井相关参数的基础上,在水平段长度为10 m、负压差为2 MPa、钻遇储层厚度为10 m的条件下,模拟不同储层渗透率情况下的截面含气率、地面溢出体积和井底压力随溢流时间的变化,结果如图5所示。

从图5(a)可得出,当气泡运移到井口时,截面含气率沿井筒不断增加,并且储层渗透率越大,截面含气率越大。井底负压差为2 MPa时,渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的截面含气率从井底到距井口的井段中,截面含气率小于0.1,溢流风险小;而渗透率为 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时在井底的截面含气率已经达到了0.1,并且沿井筒的膨胀速率比渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的快,气泡运移到距井口500 m时,截面含量约为0.25,这时溢流风险较大。截面含气率与容积含气率之间只与滑脱速度有关,容积含气率比截面含气率略大。

从图5(b)可以看出,溢流体积随溢流时间不断增加,并且储层渗透率越大,溢流体积增加地越快。井底负压差为5 MPa时,储层渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的溢流体积随时间变化比较缓慢,当溢流时间为30 min的溢流体积约为 $0.5 \text{ m}^3$ ,溢流风险小;而储层渗透率为 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 溢流体积较之以上变化更快,当溢流20 min时的地面溢出体积已经达到 $4 \text{ m}^3$ ,较难控制,溢流风险大。

从图5(c)可以看出,井底压力随溢流时间不断降低,储层渗透率越大,井底压力降低的越快。在储层渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,溢流时间30 min的井底压力只变化了0.1 MPa,容易控制,溢流风险小;而储层渗透率为 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,溢流时间20 min

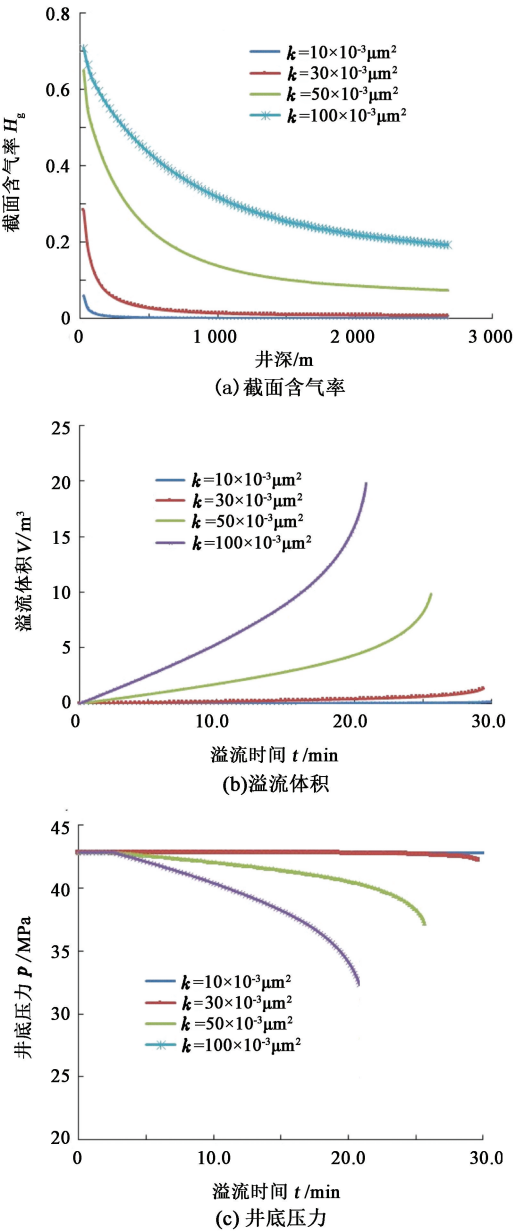


图 5 不同储层渗透率下载面含气率、地面溢出体积和井底压力随溢流时间的变化

Fig. 5 Variation of gas void fraction, overflow volume and bottom hole pressure with time under different reservoir permeability

的井底压力已经降低了 2 MPa,控制难度大,溢流风险大。即储层渗透率越大,井控风险越大。

同样,钻进储层越厚,截面含气率越大,溢流体积变化越快,井底压力变化越快,井控风险越大。

综合以上分析,当钻遇渗透率低(小于  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、储层少(小于 5 m)、小压差(小于 2 MPa)、水平段较短(小于 10 m)时,整个井筒截面含气率变化小(小于 0.1),地面溢流体积小(小于  $0.2 \text{ m}^3$ ),井底压力变化小(小于 0.1 MPa),容易控制,溢流风险小。

### 3 直井与水平井溢流风险对比

#### 3.1 直井与水平井气侵情况对比

由直井气侵量式(3)与水平井气侵量式(5)可得:

$$Q_h = \frac{\ln\left(\frac{r_{ev}}{r_w}\right)}{\left[\ln\left[\sqrt{\left(\frac{4a}{L-1}\right)^2 - 1}\right] + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w}\right]} \quad (7)$$

直井基本参数为垂深 2 674 m、单井控制半径 400 m、气层厚度 20.9 m、压力 47.8 MPa、温度 142 ℃。利用式(7)对直井与水平井气侵量的变化状况进行模拟,结果如图 6 所示。

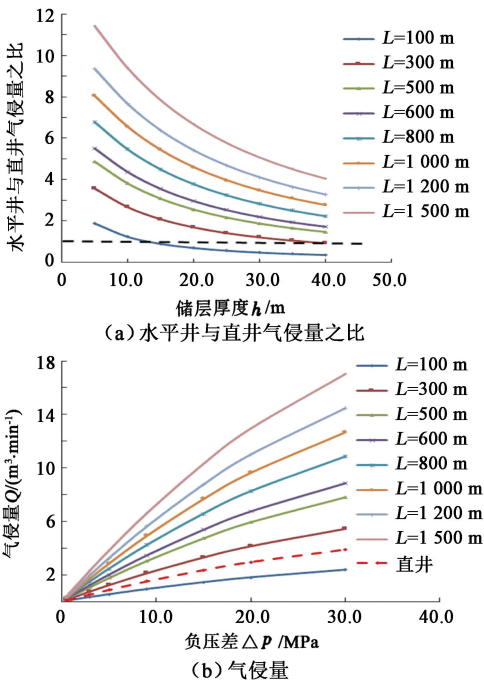


图 6 水平井与直井气侵量的变化曲线( $h=20.9 \text{ m}$ )

Fig. 6 Quantity of influx gas change in vertical and horizontal well ( $h=20.9 \text{ m}$ )

从图 6 可以看出,当储层厚度大于 12 m、水平段裸眼长度小于 100 m 时,直井的气侵情况要比水平井严重。

#### 3.2 直井与水平井溢流期间井筒气液两相流特性对比

当欠平衡压差为 7 MPa、直井储层厚度为 30 m、水平井穿过储层长度为 30 m 时,得到直井和水平井的截面含气率、溢流体积、井底压力随溢流时间的变化关系,如图 7 所示。

从图 7 可以看出,直井与水平井压差相同,储层厚度和水平段相同时,直井与水平井的截面含气率沿井筒不断增大,并且直井变化比水平井快;

直井与水平井的溢流体积随溢流时间不断增大,并且直井变化比水平井快;直井与水平井的井底压力随溢流时间不断减小,并且直井变化比水平井快。这主要是因为直井与水平井其他相同的条件下,直井的进气速度比水平井的大。水平井初始阶段的井底压力保持不变,因为此时气体还在水平段。

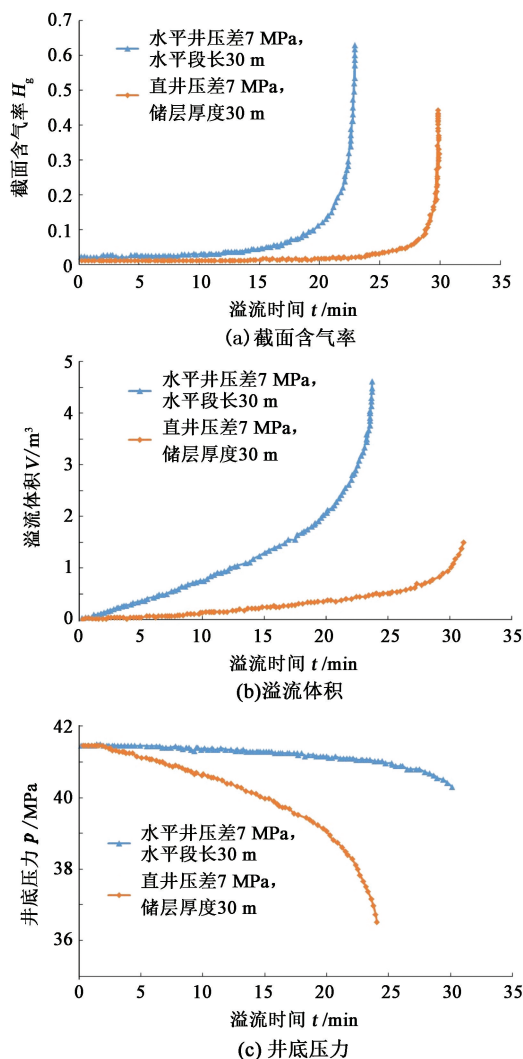


图7 直井与水平井溢流期间井筒中截面含气率、溢流体积及井底压力变化对比

Fig. 7 Comparison of gas void fraction, overflow volume and bottom hole pressure in vertical and horizontal well

## 4 结 论

(1) 储层渗透率、厚度、水平段长度与进气量成正比;井底流压与进气量成反比。

(2) 储层渗透率、水平段长度、井底负压差、钻遇储层厚度与截面含气率、溢流体积、井底压降成正比。

(3) 基于模拟结果,综合考虑各参数对储层气侵特征与井筒两相流特征的影响,当钻遇渗透率低(小于  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、储层少(小于 5 m)、小压差(小于 2 MPa)、水平段长度较短(小于 10 m)时,气体侵入井筒速度都小于  $0.01 \text{ m}^3/\text{min}$ ,整个井筒截面含气率变化小(小于 0.1),地面溢流体积小(小于  $0.2 \text{ m}^3$ ),井底压力变化小(小于 0.1 MPa),容易控制,溢流风险小。在该阶段,应该充分的评价地层压力,为确保各种井型全过程严格过平衡提供科学依据。

(4) 直井与水平井压差相同、储层厚度和水平段长度相同时,直井与水平井的截面含气率、地面溢流体积、压降沿井筒不断增大,并且直井变化比水平井快,即直井溢流风险要大于水平井。

## 参考文献:

- [1] 李中,刘书杰,李炎军,等. 南海高温高压钻完井关键技术及工程实践[J]. 中国海上油气, 2017, 29(6): 100-107.  
LI Zhong, LIU Shujie, LI Yanjun, et al. Key technology and practice of HTHP well drilling and completion in South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(6): 100-107.
- [2] 冯雪松,魏安超,任松涛,等. 东方气田高温高压井完井技术难点及挑战[J]. 化学工程与装备, 2017(6): 104-106.  
FENG Xuesong, WEI Anchao, REN Songtao, et al. Difficulties and challenges in completion of high temperature and high pressure wells in Dongfang Gas Field [J]. Chemical Engineering and Equipment, 2017(6): 104-106.
- [3] 孙宝江,宋荣荣,王志远. 高含硫化氢天然气气侵时的溢流特性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(1): 73-79.  
SUN Baojiang, SONG Rongrong, WANG Zhiyuan. Overflow behaviors of natural gas kick well with high content of  $\text{H}_2\text{S}$  gas [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(1): 73-79.
- [4] SUN Baojiang, SUN Xiaohui, WANG Zhiyuan, et al. Effects of phase transition on gas kick migration in deep-water horizontal drilling [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 46: 710-729.
- [5] ABC News. WA oil spill 'one of Australia's worst' [EB/OL]. (2009-08-24) <https://www.abc.net.au/news/2009-08-24/wa-oil-spill-one-of-australias-worst/1402204>.
- [6] Office of the Maritime Administrator. Deepwater horizon marine casualty investigation report [R/OL]. [2011-08-17]. <https://safety4sea.com/the-deepwater-horizon-marine-casualty-investigation-report/>.

- [7] HE Yong. China needs zero tolerance for concealing major accidents [EB/OL]. [2011-07-10]. <http://en.people.cn/90001/90780/7433972.html>.
- [8] 梁爽,孙文勇,姜拥军. HAZOP 分析方法在石油工业上游业务中的应用[J]. 中国安全生产科学技术, 2012, 8(6):152-157.
- LIANG Shuang, SUN Wenyong, JIANG Yongjun. Application of HAZOP analysis on upstream business in petroleum industry [J]. Journal of Safety Science and Technology, 2012, 8(6):152-157.
- [9] RAMZALI N, LAVASANI M R M, GHODOUSI J. Safety barriers analysis of offshore drilling system by employing fuzzy event tree analysis[J]. Safety Science, 2015, 78: 49-59.
- [10] ATAALLAHI E, SHADIZADEH S R. Fuzzy consequence modeling of blowouts in Iranian drilling operations, HSE consideration[J]. Safety Science, 2015, 77:152-159.
- [11] 李盼,樊建春,刘书杰. 基于故障树与贝叶斯网络的钻井井塌事故的定量分析[J]. 中国安全生产科学技术, 2014, 10(1):143-149.
- LI Pan, FAN Jianchun, LIU Shujie. Quantitative analysis of borehole collapse in drilling base on fault tree analysis and Bayesian networks [J]. Journal of Safety Science and Technology, 2014, 10(1):143-149.
- [12] 刘刚,李伯尧,徐加兴,等. 应用贝叶斯网络识别深水井控主要风险诱因[J]. 中国安全科学学报, 2015, 25(5):157-163.
- LIU Gang, LI Boyao, XU Jiaying, et al. Application of Bayesian network to identifying principal risk factors in deepwater well control[J]. China Safety Science Journal, 2015, 25(5):157-163.
- [13] 邱少林,张来斌,梁伟,等. 钻井井下事故风险模糊评估技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2017, 40(4):17-20.
- QIU Shaolin, ZHANG Laibin, LIANG Wei, et al. Study on fuzzy evaluation of downhole drilling accident risks and application [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(4):17-20.
- [14] 李玉军,任美鹏,李相方,等. 新疆油田钻井井喷风险分级及井控管理[J]. 中国安全生产科学技术, 2012, 8(7):113-117.
- LI Yujun, REN Meipeng, LI Xiangfang, et al. Risk ranking and wellcontrol measures of drilling blowout in Xinjiang Oilfield [J]. China Safety Science Journal, 2012, 8(7):113-117.
- [15] ABIMBOLA M, KHAN F, KHAKZAD N. Dynamic safety risk analysis of offshore drilling[J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2014, 30:74-85.
- [16] 姚登川,叶佳杰,崔巍,等. 基于事故树分析钻井井喷事故危险评价研究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(5):12-14.
- YAO Dengchuan, YE Jiajie, CUI Wei, et al. Risk assessment study of drilling blowout based on fault tree analysis [J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(5):12-14.
- [17] GUO Y, SUN B, GAO Y, et al. Gas kick during carbonate reservoirs drilling and its risk assessment [J]. Petroleum Exploration & Development, 2017, 44(3): 462-469.
- [18] 陈元千. 水平井产量公式的推导与对比[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(1):68-71.
- CHEN Yuanqian. Derivation and correlation of production rate formula for horizontal well [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(1):68-71.
- [19] AVELAR C S, RIBEIRO P R, SEPEHRNOORI K. Deepwater gas kick simulation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, 67(1/2):13-22.
- [20] LIU W, LIU Y, HUANG G, et al. A dynamic simulation of annular multiphase flow during deep-water horizontal well drilling and the analysis of influential factors [J]. Journal of Petroleum Science and Technology, 2016, 6(1):98-108.
- [21] 高永海,孙宝江,赵欣欣,等. 深水钻井井涌动态模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(6):66-70.
- GAO Yonghai, SUN Baojiang, ZHAO Xinxin, et al. Dynamic simulation of kicks in deepwater drilling[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(6):66-70.
- [22] 任美鹏,李相方,刘书杰,等. 钻井井喷关井期间井筒压力变化特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(3):113-119.
- REN Meipeng, LI Xiangfang, LIU Shujie, et al. Characteristics of wellbore pressure change during shut-in after blowout [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3):113-119.
- [23] SUN B, GONG P, WANG Z. Simulation of gas kick with high H<sub>2</sub>S content in deep well[J]. Journal of Hydrodynamics, 2013, 25(2):264-273.
- [24] LEE W J, WATTENBARGER R A. Gas reservoir engineering[M]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1996.
- [25] SHOHAM O. Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes[M]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006:8-17.

- [26] 高永海,孙宝江,赵欣欣,等. 深水钻井井涌动态模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2010,34(6):66-70.  
GAO Yonghai, SUN Baojiang, ZHAO Xinxin, et al. Dynamic simulation of kicks in deepwater drilling [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010,34(6):66-70.
- [27] YIN Bangtang, LI Xiangfang, SUN Baojiang, et al. Hydraulic model of steady state multiphase flow in wellbore annuli [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(3):399-407.
- [28] 李相方,任美鹏,胥珍珍,等. 高精度全压力全温度范围天然气偏差系数解析计算模型[J]. 石油钻采工艺,2010,32(6):57-62.  
LI Xiangfang, REN Meipeng, XU Zhenzhen, et al. A high-precision and whole pressure temperature range analytical calculation model of natural gas Z-factor[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010,32(6):57-62.
- (编辑 李志芬)