

◀ 专家视点 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2013.04.003

酸性气体侵入井筒瞬态流动规律研究

李根生¹, 窦亮彬^{1,2}, 田守增¹, 宋先知¹

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)),北京 102249;2. 西安石油大学石油工程学院,陕西西安 710065)

摘要:酸性气藏一般位于海相沉积,钻井液安全密度窗口极窄,钻井过程中酸性气体易侵入井筒,发生气侵后井筒流动变得十分复杂,易造成井涌、井喷等井下故障。为实现气侵时井筒流动的准确预测与控制,将井筒流动与地层非达西渗流耦合,井筒流动、传热和流体物性耦合,建立了酸性气体侵入井筒瞬态多相流动模型,并引入酸性气体溶解度公式,给出了模型的求解方法。利用某井的基本数据,模拟了酸性气体气侵时的环空气液两相瞬态流动参数的变化特征,并对酸性气体气侵时的瞬态流动影响因素进行了敏感性分析。结果表明:酸性气体溶解度大,侵入后更加隐蔽,不易被检测到,但靠近井口处酸性气体溶解度降低,酸性气体大量析出,体积迅速膨胀,井筒压力降低迅速,井控更加危险。研究结果可为酸性气藏钻井井控参数设计提供指导。

关键词:酸性气体 气侵 溢流 瞬态流动 数学模型

中图分类号:TE28 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)04-0008-07

Characteristics of Wellbore Transient Flow during Sour Gas Influx

Li Gensheng¹, Dou Liangbin^{1,2}, Tian Shouceng¹, Song Xianzhi¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 2. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi, 710065, China)

Abstract: Sour gas reservoirs are generally marine sediments and usually have narrow safety mud density window. The sour gas influx occurs frequently in drilling process which lead to a complex wellbore multiphase flow, and even the overflow and blowout. In order to achieve the accurate prediction and control of wellbore flow during sour gas invasion, a numerical model was formulated in this paper to study the wellbore transient multiple-phase flow during sour gas invasion, adopting the sour gas solubility equations. In this model, the wellbore flow was coupled with the non-Darcy seepage through formation media, and the fluid properties were also coupled with the temperature and pressure fields in the wellbore. Based on field data, the characteristics of gas-liquid two-phase transient flow in the annulus were investigated. What's more, the sensitivity analysis was performed to evaluate the key parameters effect on the wellbore transient flow during sour gas invasion. The sour gas has large solubility in downhole conditions and it's difficult to detect the sour gas influx in the initial invasion stage. However its solubility reduces as mixed fluid flows to the wellhead and lots of gas releases which results in wellbore pressure decreasing sharply. As a result, the wellbore pressure is hard to predict and control during sour gas invasion. This study could provide guidance for the well control parameters design for sour gas reservoirs drilling.

Key words: sour gas; gas influx; overflow; transient flow; mathematical model

由于酸性气藏一般位于海相沉积,地层压力难以准确预测,钻井液安全密度窗口极窄,易造成高含H₂S或CO₂的酸性气体侵入井筒,导致瞬间井涌或井喷等井下故障。仅有部分研究者开展了有关酸性气体侵入井筒后的多相流研究,袁平^[1]、张智^[2]、万立夫^[3]等人分析了纯组分超临界酸性气体侵入井筒时的多相流动和相态转变规律,但自然界中纯组分酸性气体几乎不存在,且井筒流动均为稳态流动;石晓兵^[4]、孙宝江^[5]等研究了酸性气体侵入上升过程的井筒流动过程,但将侵入速度假设为定值,与现场实际情况差别较大,并且未考虑井筒传热影响。因

此,笔者建立了将井筒流动与地层非达西渗流耦合,井筒流动、传热和酸性气体物性耦合的井筒瞬态流

收稿日期:2013-03-10;改回日期:2013-07-05。

作者简介:李根生(1961—),男,安徽石台人,1983年毕业于华东石油学院开发系钻井工程专业,1986年获华东石油学院北京研究生部油气田开发专业硕士学位,1998年获石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,教授,博士生导师,主要从事石油工程和高压水射流的教学和研究工作。系本刊编委。

联系方式:(010)89733935, ligs@cup.edu.cn。

基金项目:国家重点基础研究发展计划("973"计划)项目"深井复杂地层安全高效钻井基础研究"(2010CB226700)部分研究内容。

动模型,并进行了相应规律的研究,以期为酸性气藏钻井井控参数设计提供指导,提高酸性气藏勘探开发的安全性。

1 酸性气体侵入井筒瞬态流动模型

1.1 瞬态流动物理模型和基本假设

根据质量和能量守恒定律,取一微元段 dz 进行研究,建立了如图 1 所示的物理模型,在井底则考虑侵入源 Q 。

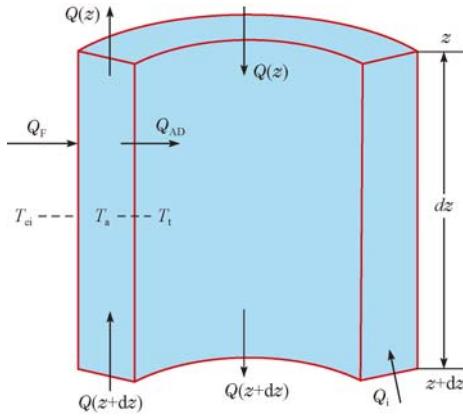


图 1 气体侵入时井筒流动和传热模型

Fig. 1 The model of wellbore flow and heat transfer during gas invasion

考虑地层酸性气体侵入时井筒多相流动的复杂性,对流动模型作如下假设:1)井筒中的传热为稳态传热,井筒与周围地层的传热为非稳态传热,不考虑井深方向的传热和热辐射影响;2)不考虑高含硫或者 CO_2 气体在环空上升过程中可能出现的相态(气态、液态、超临界态)变化所引起的内能变化;3)气液两相流动时,气液两相间热力学平衡,过流断面任意位置气液两相的温度和压力相等;4)不考虑岩屑对气液两相流流型和体积分数的影响,忽略钻柱旋转生热及环空流体摩擦生热;5)井筒流动过程中不考虑 CH_4 或者 CO_2 水合物的生成,并忽略其对井筒流动的影响。

1.2 瞬态流动数学模型

酸性气体侵入井筒整个过程分成 3 部分:1)井底酸性气体侵入过程;2)已侵入酸性气体与钻井液一同上升的过程;3)井筒最上部钻井液的单相流动。这 3 部分都符合质量、动量和能量守恒定律。

1.2.1 连续性方程

井底处酸性气体侵入过程中,游离气连续方程为:

$$\frac{\partial(A_a E_g \rho_g)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(A_a \rho_g v_g E_g) = q_i - q_s \quad (1)$$

溶解气的连续方程为:

$$\frac{\partial(A_a E_s \rho_s)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(A_a \rho_s v_s E_s) = q_s \quad (2)$$

钻井液的连续方程为:

$$\frac{\partial(A_a E_m \rho_m)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(A_a \rho_m v_m E_m) = 0 \quad (3)$$

式中: A_a 为环空截面积, m^2 ; t 为时间, s ; dz 为井筒微元体长度, m ; E_g , E_s , E_m 分别为游离气、溶解气、钻井液占总体积的体积分数; ρ_g , ρ_s , ρ_m , 分别为游离气、溶解气、钻井液的密度, kg/m^3 ; v_g , v_s , v_m 分别为游离气、溶解气、钻井液的流动速度, m/s ; q_i , q_s 分别为气体侵入速度和溶解速率, kg/s 。

1.2.2 动量守恒方程

井底处溶解气、游离气和钻井液的统一动量方程为:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(A_a E_g \rho_g v_g + A_a E_s \rho_s v_s + A_a E_m \rho_m v_m) + \\ & \frac{\partial}{\partial z}(A_a E_g \rho_g v_g^2 + A_a E_s \rho_s v_s^2 + A_a E_m \rho_m v_m^2) + \\ & A_a g(E_g \rho_g + E_s \rho_s + E_m \rho_m) \cos \alpha + \\ & \frac{d(A_a p)}{dz} + A_a \left| \frac{dp}{dz} \right|_{f_r} = 0 \end{aligned} \quad (4)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; p 为压力, Pa ; α 为井斜角, $(^\circ)$; f_r 为沿程摩阻压降, Pa 。

1.2.3 能量守恒方程

如图 1 所示,微元体中环空流体热量来源于 2 个方面:一是环空下部流入的热量 $Q_a(z+dz)$;二是地层与环空流体间传递的热量 Q_F 。微元体热量的损失有 2 个方面:一是环空上部流出热量 $Q_a(z)$;另一部分是环空流体与钻杆间传递的热量 Q_{ta} 。微元体遵守能量守恒定律,其能量守恒方程为:

$$Q_a(z+dz) - Q_a(z) = Q_{ta} - Q_F \quad (5)$$

式中: $Q_a(z+dz)$, $Q_a(z)$, Q_F , Q_{ta} 分别为传热过程中热量传递速度, J 。

式(5)采用内能可表示为:

$$c_{fl} m [T_a(z+dz) - T_a(z)] = Q_{ta} - Q_F \quad (6)$$

式中: c_{fl} 为井筒内流体的比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; m 为微元体内流体质量, kg ; $T_a(z+dz)$, $T_a(z)$ 分别为微元体内环空下部流入温度和上部流出温度, K 。

地层到井眼的热量传递速度 Q_F 为:

$$\frac{Q_F}{dz} = \frac{2\pi m k_e}{w T_D} (T_{ei} - T_{wb}) \quad (7)$$

式中: k_e 为地层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; w 为井筒内流体质量流量, kg/s ; T_D 为瞬态传热系数; T_{ei} 为地层温度, K ; T_{wb} 为井壁/水泥环外缘温度, K 。

从井壁/水泥环外缘到环空内传递的热量 Q_{ta} 为:

$$\frac{dQ_{ta}}{dz} = \frac{2\pi mr_c U_a}{w} (T_a - T_{wb}) \quad (8)$$

式中: U_a 为地层到环空的总传热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$; r_c 为钻杆外半径, m 。

2 瞬态流动辅助方程

2.1 气相速度方程

酸性气体侵入时的流动速度决定了其上升位置和气侵程度, 进而决定了井底流压的大小。

气液两相流混合流体总表观速度为:

$$v = E_s v_s + E_m v_m + E_g v_g = v_{ss} + v_{sm} + v_{sg} \quad (9)$$

式中: v 为混合流体总表观速度, m/s ; v_{ss} , v_{sm} , v_{sg} 分别为溶解气、钻井液、游离气的表观速度, m/s 。

气相流动速度为^[6-8]:

$$v_g = c_o v + v_{gr} \quad (10)$$

式中: v_g 为气相实际速度, m/s ; c_o 为速度分布系数; v_{gr} 为气体滑脱速度, m/s 。

不同气液两相流流型下气体滑脱速度不同, 泡状流和分散泡状流下的气体滑脱速度计算公式为:

$$v_{gr} = 1.53 \left[\frac{g\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right]^{0.25} \quad (11)$$

式中: σ 为表面张力, N/m ; ρ_l 为液相密度, kg/m^3 。

段塞流和搅拌流下的气体滑脱速度计算公式为:

$$v_{gr} = \left[0.35 + \frac{0.1 D_t}{D_w} \right] \left[\frac{D_w g(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l} \right]^{0.5} \quad (12)$$

式中: D_t 为钻杆外径, m ; D_w 为井眼直径, m 。

2.2 空隙率

气侵中气相体积分数是决定气液两相流流动型态和压降分布的重要参数。由于溶解度的影响, 侵入气体沿井筒上升过程中不仅体积流量发生变化, 而且质量流量也实时变化。因此计算气相体积分数时, 需考虑气体的溶解与析出。不同流型下的气相体积分数 E_g 计算方法不同, 建议采用文献[6,8]给出的判别条件和气相体积分数计算方法。

2.3 酸性气体物性方程

酸性气体物性方程主要是 pVT 方程和流体黏度计算方程。通过对比, 采用 DPR 模型和 DAK 模型相结合的 WA 校正方法^[9]计算酸性气体偏差因

子, 采用 Dempsey 模型结合 Standing 校正方法^[10]计算酸性气体黏度。

目前国内外较新的计算酸性气体在水中/盐水溶解度的模型是基于段振豪建立的 Duan 状态方程的溶解度计算模型^[11-13], 采用该模型计算钻井过程中井筒中酸性气体的溶解度具有较高的精度, 相对误差一般不超过 7%。

2.4 气藏渗流模型

由于气体流入井筒过程中的流动为非达西流动。因此采用 Forchheimer 通过试验得到非达西流动下的渗流模型:

$$Q_{sc} = \frac{0.2068 Kh(p_{ei}^2 - p_{wf}^2)}{\bar{\mu} \bar{Z} \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right]} \quad (13)$$

式中: Q_{sc} 为标准状态下的气体产量, m^3/s ; K 为渗透率, mD ; h 为气藏打开有效厚度, m ; p_{ei} 为地层压力, MPa ; p_{wf} 为井筒井底处压力, MPa ; T 为气藏处地层温度, K ; $\bar{\mu}$ 为气体在井底处平均黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; \bar{Z} 为气体在井底处平均偏差因子; r_e 为气藏供给半径, m ; r_w 为井筒半径, m ; S 为表皮系数。

3 方程组求解

3.1 初始条件

钻进过程中发生溢流, 地层流体开始涌入环空, 环空流体流动由单相钻井液流动转变为气液两相流, 即井筒由稳态流转变为瞬态流, 因此侵入瞬时温度场的初始条件为稳态条件下已经计算得到的井筒温度, 即:

$$T_a(z, 0) = T_{a,st}(z) \quad (14)$$

式中: $T_{a,st}$ 为钻井液稳态流动时的环空温度, K ; z 为井深, m 。

钻井液单相稳态流动时的压力边界作为气侵时井筒瞬态流动的初始条件, 即

$$p_a(h, 0) = p_{a,st}(h) \quad (15)$$

式中: $p_{a,st}$ 为钻井液稳态流动时环空压力, Pa 。

稳态流动时井筒中没有游离气, 也没有溶解气, 只有钻井液, 因此气侵开始时, 井筒内气相和液相流速初始条件为:

$$v_g(z, 0) = 0 \quad (16)$$

$$v_s(z, 0) = 0 \quad (17)$$

$$v_{sl}(z, 0) = v_{m,st}(z) = Q_{m,st}/A_a \rho_{m,st}(z) \quad (18)$$

式中: $v_g(z, 0)$ 为环空中初始游离气流速, m/s ; $v_s(z,$

0) 为环空中初始溶解气顶流速, m/s ; $v_{sl}(z, 0)$ 为环空中初始液相流速, m/s ; Q_m 为钻井液质量排量, kg/s ; $\rho_{m,st}$ 为稳态流动时钻井液密度, kg/m^3 。

气侵开始时, 环空流体各物质的体积分数为:

$$E_m(z, 0) = 1 \quad (19)$$

$$E_g(z, 0) = E_s(z, 0) = 0 \quad (20)$$

3.2 边界条件

钻井溢流过程中注入钻井液的温度和地表温度已知, 作为温度边界条件。同时, 从钻杆内流出钻井液温度减去喷嘴温度降等于环空井底温度。钻进过程中发生溢流时, 井口回压已知。

3.3 模型求解

对模型进行离散数值化处理, 采用有限差分方法进行求解。其中空间域为整个钻柱和环空节点, 时间域为从计算初始时刻至计算结束整个时间段。时间网格的选择采用跟踪多相流的前沿, 根据气体上升速度及该处空间网格长度, 计算出时间步长, 除瞬态流动的空间和时间网格外还需将井筒传热加至每个网格内进行迭代求解。采用有限差分法对数学模型进行离散, 将原数学模型在定解域上的解转化为在定解域中网格节点上的离散解, 逐时逐步求得空间域上各节点的解, 直至覆盖整个时间域, 即可求得相应问题的解。具体求解过程见图 2。

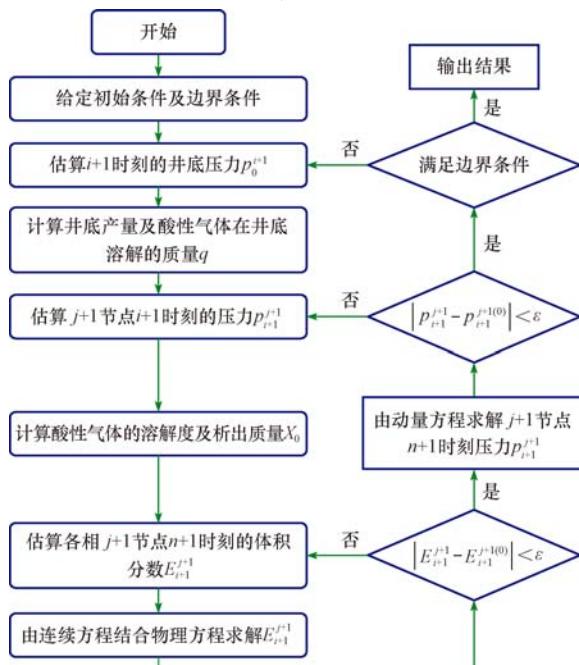


图 2 井筒瞬态流动模型求解流程

Fig. 2 The calculating diagram of wellbore transient flow model

4 计算结果分析

4.1 计算实例参数

笔者以塔里木油田某井为例进行酸性气体侵入井筒瞬态流动规律分析。该井基本参数为: 井深 4 500 m; 钻杆内径 108.6 mm, 钻杆外径 127.0 mm; 地表钻井液密度 1 500 kg/m³, 地表钻井液黏度 0.045/Pa·s, 钻井液导热系数 1.73 W/(m·K); 钻头/井眼直径 215.9 mm; 渗透率 10 mD; 初始井口回压 1 MPa; 气藏供给半径 500 m; 气藏厚度 100 m; 气藏宽度 1 000 m; 地表温度 293.15 K; 地温梯度 2.723 K/100 m, 地层比热容 837.279 J/(kg·K); 打开储层厚度 5 m。

4.2 井底压力

图 3 为酸性气体中 H_2S 含量不同时井底压力随气体顶端上升高度变化曲线。由图 3 可看出, 当酸性气体中 H_2S 含量不同时气侵开始时刻井底压力降低都比较缓慢并且降低速率几乎一致; 气侵气体为纯 CH_4 时, 随气体上升高度增高井底压力降低幅度最大, 但随着气侵气体中 H_2S 含量增加井底压力降低变缓。原因是随 H_2S 含量增加, 在相同的气侵量下 CH_4 含量减少, 而 H_2S 在钻井液中的溶解度较大, 有很大一部分溶解在钻井液中, 这样在相同气侵量下, 井筒内游离气就大大减少, 且 H_2S 的密度也大于 CH_4 , 导致井底压降变化缓慢。

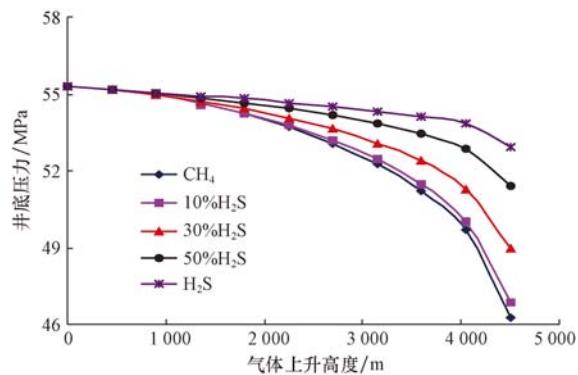


图 3 不同酸性气体组分时井底压力随气体上升高度变化曲线

Fig. 3 The curves of the BHP varying with gas rising height in different sour gas compositions

4.3 气体密度

选取普通天然气(主要成分为 CH_4)、酸性气体(CO_2 和 H_2S 摩尔分数均为 30% 的酸性天然气)以

及纯 CO_2 和 H_2S 对比气体溢流至井口时井筒游离气密度分布(见图 4)。

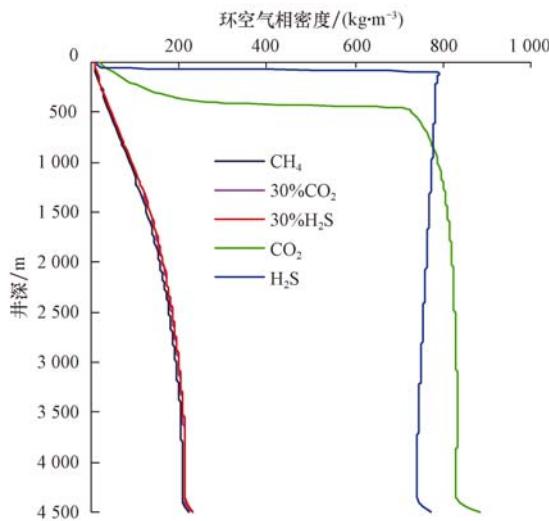


图 4 溢流至井口时酸性气体密度分布

Fig. 4 The sour gas density distributions as invasion gas arrives wellhead

从图 4 可看出,即使酸性气体中 CO_2 和 H_2S 含量达到 30% 时,气侵后与钻井液一起上返过程中环空气相密度与气侵气体为纯 CH_4 时的密度也很接近,而与气侵气体为纯 CO_2 和 H_2S 的密度差距明显。原因是酸性气体中的 CO_2 和 H_2S 有很大一部分溶解到钻井液中,从而造成环空游离气中 CH_4 含量很高,因此密度很接近气侵气体为纯 CH_4 的密度。而气侵气体为纯 CO_2 和 H_2S 时(这种情况很少出现),其沿井筒上升过程中也有大量溶解,但游离气是纯 CO_2 和 H_2S ,因此其密度仍然是当时温度压力条件下的密度。

4.4 溶解度

图 5 为普通天然气或者酸性气体溢流至井口时井筒溶解气量和游离气量。笔者选取普通天然气(主要成分为 CH_4)、酸性天然气(CO_2 和 H_2S 摩尔分数均为 30% 的酸性天然气)进行对比。

从图 5 可看出,酸性气体溶解量较大,而甲烷的溶解气量很小。溶解气量和游离气量之和应该等于当时井底的气侵量,但从图 5 可看出,井底的溶解气量和游离气量之和远远大于井口的溶解气量和游离气体量之和。其原因是随着(酸性)气体侵入后沿环空上升,井底压力逐渐降低,导致井底气侵量更大。

4.5 气相体积分数

图 6 为普通天然气和酸性气体升至井筒中间位

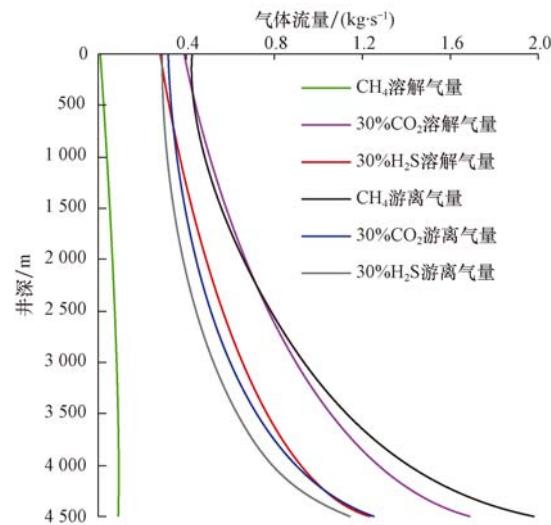


图 5 溢流至井口时酸性气体溶解量和游离气体量

Fig. 5 The quantities of dissolved gas and free gas as invasion gas arrives wellhead

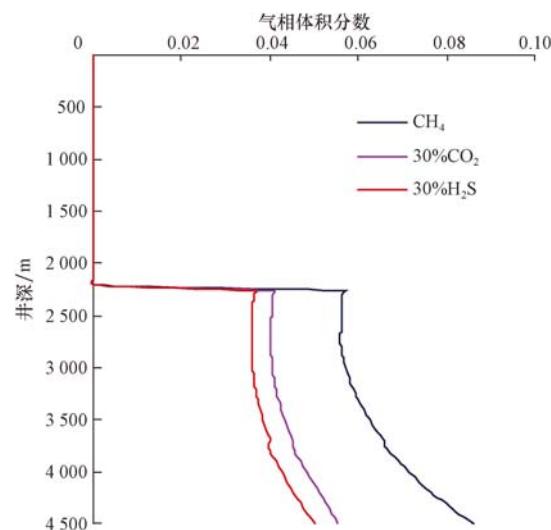


图 6 气体上升至井筒中间位置时井筒中的气相体积分数

Fig. 6 The gas volume fraction distributions as invasion gas arrives middle depth of wellbore

置时气相体积分数分布。笔者选取普通天然气(主要成分为 CH_4)、酸性天然气(CO_2 和 H_2S 摩尔分数均为 30% 的酸性天然气)进行对比。

从图 6 可以看出,气侵至井筒中间位置时由于井底压力还较大,气体密度较大且侵入速度较小,普通天然气和酸性气体中游离气体积分数均很小。但是甲烷的体积分数明显大于含 CO_2 和 H_2S 的酸性气体,且含 CO_2 的酸性气体游离气体积分数略大于含 H_2S 的酸性气体,这是 CO_2 和 H_2S 的溶解度不同造成的。

图 7 为普通天然气和酸性气体溢流至井口时气相体积分数分布。对比图 6 和图 7 可知,溢流至井

口时,游离气的体积分数远远大于溢流至井筒中间位置时的体积分数,并且溢流至井口处时,由于温度压力降低气体体积急剧膨胀,加之溶解气溶解度变小,近井口处游离气体积分数迅速增大。

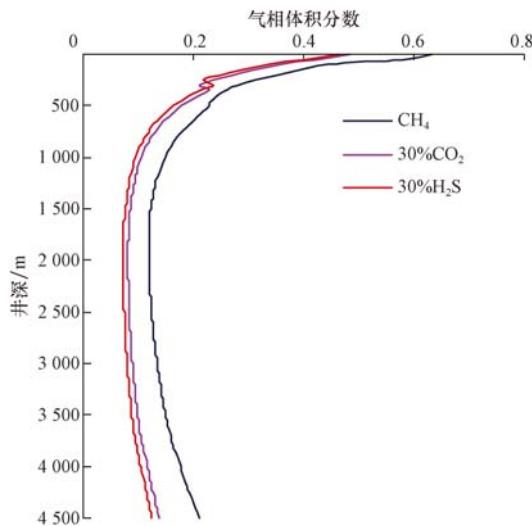


图 7 气体上升至井口时井筒中的气相体积分数

Fig. 7 The gas volume fraction distributions as invasion gas arrives wellhead

从图 7 还可以看出,当气体溢流至井口时井底的气相体积分数也远大于溢流至井筒中间位置时的井底气相体积分数,其同样是由气体上升过程中井底压力持续降低,导致气侵量增大所致。

4.6 渗透率

图 8 为气藏储层渗透率不同时井底压力随气体顶端上升高度的变化曲线。从图 8 可看出,储层渗透率高时,侵入气体上升过程中井底压力降低很快,其原因是储层渗透率高,发生气侵时侵入气体量大;

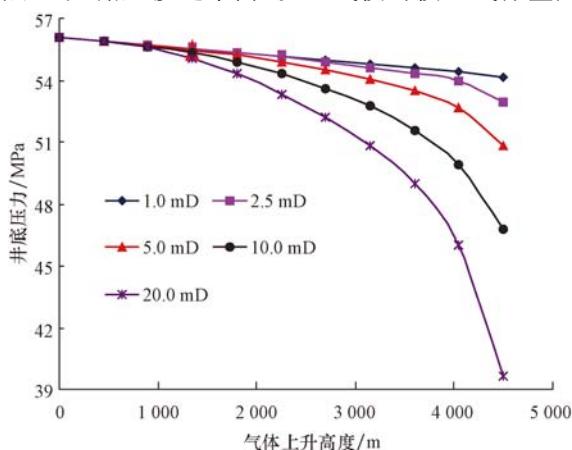


图 8 储层渗透率不同时井底压力随气体上升高度变化曲线

储层渗透率低时,侵入气体上升过程中井底压力变化不大,其原因是储层渗透率低,发生气侵时侵入气体量小。

图 9 为气体溢流至井口所需时间随气藏储层渗透率的变化曲线。从图 9 可看出,储层渗透率高时,发生气侵后单位时间内进入环空的气体量比渗透率低时要大很多,在发生气侵后的一段时间,环空流压迅速下降,导致更多的气体侵入井筒,气体在井筒的运移速度也增大,造成采取安全控制的时间缩短。

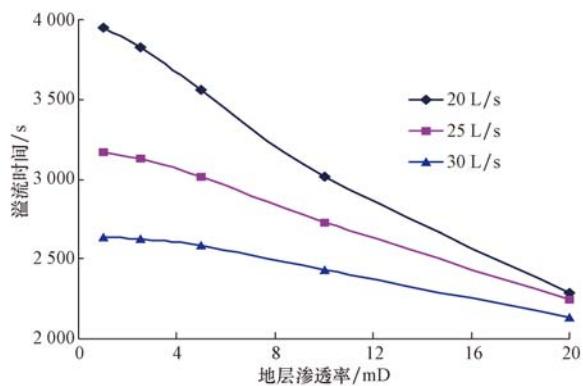


图 9 溢流时间随地层渗透率变化曲线

Fig. 9 The curve of kick time varying with reservoir permeability

图 10 为储层渗透率不同时溢流至井口时气体体积分数分布。从图 10 可看出,随储层渗透率升高,气相体积分数增大,但渗透率小于一定值时(如图中 1.0 mD 时的气相体积分数分布),侵入气体全部溶解在钻井液内,钻井液上升过程中,随温度压力降低气体溶解度减小,在靠近井口处析出,导致井控

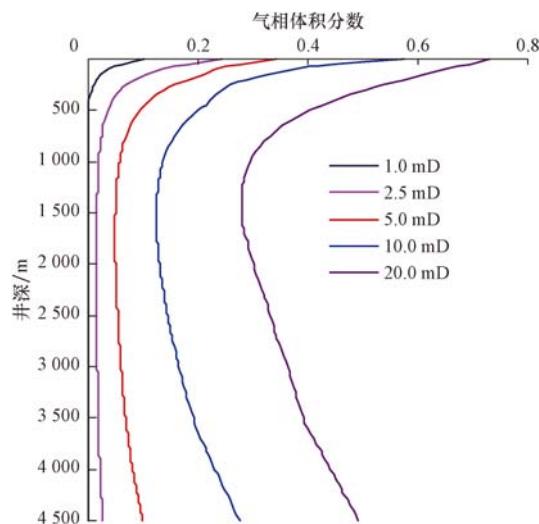


图 10 储层渗透率不同时气体上升至井口时气体体积分数

Fig. 10 The gas volume fractions with different reservoir permeabilities as invasion gas reaches wellhead

反应时间不足,易诱发井控问题,特别是酸性气体溶解度更大,因此需更加注意。

4.7 影响因素敏感性分析

影响酸性气侵井筒多相流动规律因素众多,在此选取对井筒瞬态流动影响较大的打开储层厚度、初始压差、渗透率、注入排量和井口回压等5个因素进行敏感性分析,结果见图11。

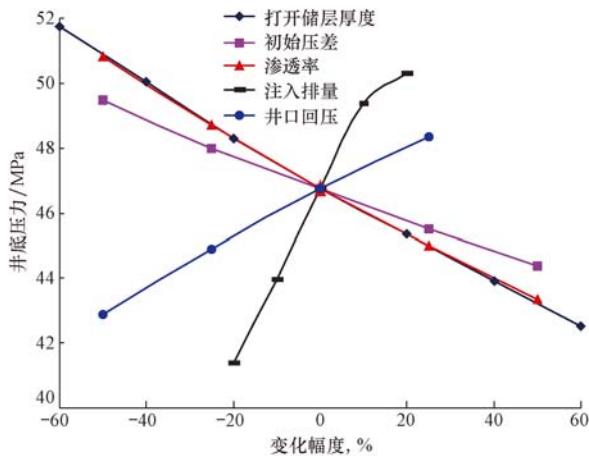


图 11 溢流期间井底压力敏感性分析

Fig. 11 BHP sensitivity analysis during gas kick

从图11可以看出:注入排量影响最大,对溢流期间整个过程都有影响;其次为井口回压,同样对溢流期间的井筒流动全过程有影响;储层渗透率和打开储层厚度的影响类似,主要影响井底气体侵入速度;初始压差的影响相对最小,初始压差对溢流起诱导作用,随着溢流的发展,其影响程度逐渐消弱。

5 结论与建议

1) 由于酸性气体密度较大,并且酸性气体组分中CO₂和H₂S的溶解度很大,在气侵初始时刻酸性气体侵入导致的井筒压降较普通天然气小很多。因此,酸性气体侵入更加隐蔽,不易被检测到。

2) 在靠近井口处随着温度压力降低,酸性气体溶解组分的溶解度迅速降低,大量析出,并且体积迅速膨胀,导致井筒压力迅速降低,若处理不当会引起严重的井控事故。

3) 高渗气藏储层发生气侵后初始时刻单位时间内进入环空的气体量比低渗储层要大很多,而后气体上升过程中,环空井底流压降低迅速,导致更多的气体涌入井筒,气体在井筒的运移速度也大大增大,导致采取安全控制的时间缩短;而渗透率较小的

酸性气体储层,侵入气体在井筒下部可能全部溶解,靠近井口处析出为游离气,井控反应时间较短,因而对低渗地层酸性气体侵入也要注意井控安全。

参 考 文 献

References

- [1] 袁平,高含硫化氢二氧化碳气田钻井的超临界态相变与井控安全[D]. 成都:西南石油大学,2006.
Yuan Ping. Supercritical fluid phase transition and well control safety during H₂S and CO₂ riched gas reservoirs drilling[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [2] 张智,付建红,施太和,等.高酸性气井钻井过程中的井控机理[J].天然气工业,2008,28(4):56-58.
Zhang Zhi, Fu Jianhong, Shi Taihe, et al. Mechanism of well control during drilling in sour gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4):56-58.
- [3] 万立夫,李根生,黄中伟,等.超临界流体侵入井筒多相流动规律研究[J].钻采工艺,2012,35(3):9-13.
Wan Lifu, Li Gensheng, Huang Zhongwei, et al. Research on the principles of wellbore multiphase flow during supercritical fluid influx[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(3):9-13.
- [4] 石晓兵,甘一风,钟水清,等.高含硫地质环境钻井硫化氢气侵规律研究[J].石油学报,2008,29(4):601-604.
Shi Xiaobing, Gan Yifeng, Zhong Shuiqing, et al. Study on hydrogen sulfide gas cutting in high-sulfur geological environment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(4):601-604.
- [5] 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 H₂S gas[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(1):73-79.
- [6] Hasan A R, Kabir C S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells[J]. SPE Production Engineering, 1988, 3(2):263-272.
- [7] Hasan A R, Kabir C S. A simplified model for oil/water flow in vertical and deviated wellbores[J]. SPE Production & Facilities, 1999, 14(1):56-62.
- [8] Hasan A R, Kabir C S. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well[J]. SPE Production Engineering, 1988, 3(4):474-482.
- [9] 郭肖,杜志敏,杨学锋,等.酸性气藏气体偏差系数计算模型[J].天然气工业,2008,28(4):89-92.
Guo Xiao, Du Zhimin, Yang Xuefeng, et al. A calculating model for gas deviation coefficient of sour gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4):89-92.
- [10] 吴晗,吴晓东,张庆生,等.普光气田高含硫天然气粘度计算模型优选与评价[J].石油天然气学报,2011,33(7):157-160.
Wu Han, Wu Xiaodong, Zhang Qingsheng, et al. Optimization and assessment on model of calculating viscosity of high H₂S natural gas in Puguang Gas Filed[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(7):157-160.
- [11] Duan Z, Mao S. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2006, 70 (13): 3369-3386.
- [12] Duan Z, Sun R, Liu R, et al. Accurate thermodynamic model for the calculation of H₂S solubility in pure water and brines [J]. Energy & Fuels, 2007, 21(4):2056-2065.
- [13] Duan Z, Sun R. An improved model calculating CO₂ solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar[J]. Chemical Geology, 2003, 193(3/4):257-271.

[编辑 刘文臣]