



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 112214940 B

(45) 授权公告日 2021.10.15

(21) 申请号 202011064340.2

(22) 申请日 2020.09.30

(65) 同一申请的已公布的文献号
申请公布号 CN 112214940 A

(43) 申请公布日 2021.01.12

(73) 专利权人 西南石油大学
地址 610500 四川省成都市新都区新都大道8号

(72) 发明人 覃敏 廖柯熹 张世坚 何国玺
杨娜 赵帅

(51) Int. Cl.
G06F 30/28 (2020.01)
G01N 17/00 (2006.01)
G06F 113/08 (2020.01)
G06F 119/14 (2020.01)

(56) 对比文件
CN 110020399 A, 2019.07.16
US 2014081606 A1, 2014.03.20
CN 108119761 A, 2018.06.05
Kexi Liao等. A Numerical Corrosion Rate Prediction Method for Direct Assessment of Wet Gas Gathering Pipelines Internal Corrosion.《Energies》.2012,
Liao Kexi等. An Effective Internal Corrosion Rate Prediction Model for the Wet Natural Gas Gathering Pipeline.《IEEE》.2011,

审查员 孟圆

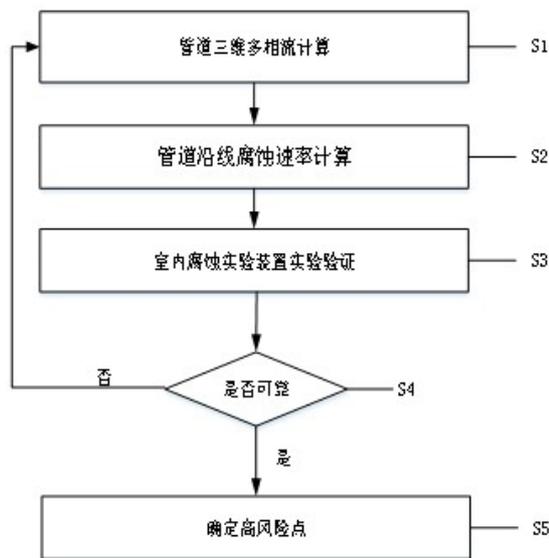
权利要求书2页 说明书4页 附图4页

(54) 发明名称

一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法

(57) 摘要

一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法。本发明通过对湿天然气管道进行三维多相流模拟计算,得到管道内的流动参数,结合天然气中所含有的腐蚀性介质情况,选择合适的腐蚀模型预测管内腐蚀速率,并采用腐蚀实验装置验证腐蚀速率预测的可靠性,确定管线最可能发生腐蚀的位置,计算出湿天然气管道积液临界倾角,结合管道实际倾角预测积液概率,最后,根据预测的腐蚀速率和积液概率综合确定湿天然气管道内腐蚀高风险管段。



1. 一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法,其特征在于,包括如下过程:

S1: 建立管道双极柱坐标下的动量、传热和相变三维模型,进行多相流模拟,计算管道流动参数;

$$201: \text{建立双极柱坐标系下的动量模型 } \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\Gamma_w \left(\frac{\partial w}{\partial \xi} \right) \right) + \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\Gamma_w \left(\frac{\partial w}{\partial \eta} \right) \right) = \frac{dP}{dz} - \rho g \sin \beta,$$

$$202: \text{建立双极柱坐标系下传热模型 } \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\Gamma_T \left(\frac{\partial T}{\partial \xi} \right) \right) + \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\Gamma_T \left(\frac{\partial T}{\partial \eta} \right) \right) = \rho w \frac{\partial T}{\partial z},$$

$$203: \text{建立双极柱坐标系下相变模型 } H_L = \frac{S_L}{S} = \frac{R_0^2 \cdot \theta - (R_0 - h_L) \cdot R_0 \sin \theta - (R_i^2 \cdot (\theta^* - \pi) - (R_i - h_L) \cdot R_0 \sin \theta)}{0.5 \pi R_0^2},$$

204: 耦合3个模型,设定边界条件

205: 计算出管内压力,温度,气、液流速,持液率流动参数,

式中: l ——拉梅系数; $\frac{dP}{dz}$ ——轴向压降, Pa/m; ρ ——气相或液相的密度, kg/m³; ω ——

气相或液相在轴向上的速度, m/s; $\frac{\partial T}{\partial z}$ ——轴向温降, °C/m; T ——介质温度, °C; H_L ——持液

率; S_L ——液相面积, m²; S ——管道横截面积, m²; R_0 ——管道半径, m; h_L ——液相高度, m; R_i ——液面曲率半径, m, θ 为湿壁夹角, 度; θ^* 为液面夹角;

S2: 基于多相流模拟参数,选择适宜的腐蚀速率计算模型,计算管道沿线腐蚀速率;

301: 判断天然气中是否含有CO₂和H₂S;

302: 天然气中不存在CO₂不含有H₂S,按Lafayette模型进行计算:

两相流中的液相流速小于0.45m/s, $CR = -1.33V_L^3 + 1.12V_L^2 + 2.53V_L + 2.33$, 如果液相流速大于0.45m/s, $CR = 1.92V_L + 6.33$, 式中, CR 为腐蚀速率, mm/a; V_L 为液相流速, m/s;

303: 若天然气中含有CO₂,判断天然气中是否还存在H₂S;

304: 若天然气中即含有CO₂也含有H₂S,按照ECE公式预测:

$$\lg CR = 4.84 - \frac{1119}{T + 273} + 0.58 \lg(f_{CO_2}) - 0.34(pH_{act} - pH_{CO_2}), \quad v_m = 2.8 \frac{u^{0.8}}{d^{0.2}} f_{CO_2},$$

$$\lg(f_{CO_2}) = \lg(p_{CO_2}) + \left(0.0031 - \frac{1.4}{T + 273} \right) \times P$$

式中: T ——介质温度, °C; pH_{act} ——实际pH值, 无因次; pH_{CO_2} ——CO₂饱和溶剂的pH值, 无因次; f_{CO_2} ——CO₂的逸度系数, 无因次;

305: 若天然气中只含有CO₂不含有H₂S,按照以下De Warr95公式预测:

$$\frac{1}{CR} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{v_m}, \quad \log V_r = 4.93 - \frac{1119}{T + 273} + 0.58 \log p_{CO_2} - 0.34 \left(pH_{act} - pH_{CO_2} \right),$$

$$v_m = 2.45 \frac{u^{0.8}}{d^{0.2}} p_{CO_2}, \quad pH_{CO_2} = 3.82 + 0.00384T - 0.5 \lg p_{CO_2}$$

式中: V_r ——反应速率, mm/a; v_m ——传质速率, mm/a; p_{CO_2} ——CO₂分压, MPa; d ——管线内直径, m; u ——介质的液相流动速度, m/s;

306:得到管道沿线腐蚀速率;

S3:通过室内腐蚀实验装置实验评价计算结果的可靠性;

S4:若计算可靠则进入S5,若不可靠则回到S1重新计算;

S5:分析积液概率和腐蚀程度,确定腐蚀高风险点。

2.根据权利要求1所述的一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法,其特征在于,所述计算管道流动参数中:

①所有冷凝液体积聚在管道底部;②管道中流型是气液分层流,并且在各个计算管段中流动稳定发展;③采用曲面粗糙气液界面模型描述界面形状。

3.根据权利要求1所述的一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法,其特征在于,高风险点的确定:

湿天然气管道倾角与临界倾角对比,大于临界倾角即存在积液风险,结合S2预测的腐蚀速率,腐蚀速率最大且存在积液风险的区域确定为湿天然气腐蚀高风险段。

一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法

技术领域

[0001] 本发明属于天然气管道安全风险评价技术领域,具体地说是涉及一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法,主要用于天然气管输系统腐蚀高风险段预测和识别。

背景技术

[0002] 我国油气田湿气管道的建设时间大多比较久远,而且受当时设计能力、施工水平及材料条件等限制,经过多年的运行如今已进入事故高发期,其中腐蚀是影响管道安全和完整性的重要因素之一。

[0003] 在石油伴生天然气或纯天然气中,从地层中采出的气体除了甲烷等,还含有一定量的腐蚀性气体,即二氧化碳、硫化氢、二氧化硫等。这些气体以纯气体存在时,腐蚀性较弱,但一旦溶于水中,就会大大的增强腐蚀性。由于从地层而来,在管道中的气体不可避免的携带有一定量的泥沙,这些泥沙随着气体运动时,起到了打磨的作用,造成了输气管道内壁的磨损,破坏了表面的保护膜,造成了腐蚀。此外,管道中微量氧气溶解于积水中,也存在一定腐蚀性。各种微生物以及运行温度、输送压力、流速等的变化,都会对管道腐蚀速率有一定程度的影响。天然气管道中还有一定量的水蒸气,管道内运行环境的变化会使水蒸气转化为水,随着重力的影响沉积到管道的底部,腐蚀性溶解于水就会造成管道腐蚀。积水与管道内壁接触的液面部分由于气相、液相环境交替,给金属的电化学腐蚀创造了条件,造成钢铁的坑蚀,在湿硫环境中会发生硫化物应力腐蚀。

[0004] 2014年,国家安监总局牵头进行安全专项排查,结果显示我国油气管道平均每10公里就存在2.5处隐患,且整改率不足13%。与发达国家相比,我国油气管道事故发生率均高出近10倍。

[0005] 目前国内外对湿天然气管道内腐蚀预测没有良好的方法,大多数采用管线直接检测技术如漏磁检测、超声检测等,检测费用高、时间长,且部分管道不具有直接检测条件,操作人员不能及时掌握管内腐蚀信息,引发腐蚀穿孔事故,造成严重的紧急损失,还危害人身安全。

[0006] 本发明通过对管线进行三维多相流模拟计算,结合天然气中所含有的腐蚀性介质情况,选择合适的腐蚀模型预测管内腐蚀速率,并采用实验验证腐蚀速率预测的可靠性,确定管线最可能发生腐蚀的位置,结合管道倾角预测积液概率,确定腐蚀高风险管段。

发明内容

[0007] 本发明为识别湿天然气管道内腐蚀高风险管段,减少由于内腐蚀引发的湿天然气管道泄漏事故,提出一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法。

[0008] 为达到上述目的,本发明采用以下技术方案予以实现:

[0009] S1:建立管道三维模型,进行多相流模拟,计算管道流动参数;

[0010] S2:基于多相流模拟参数,选择适宜的腐蚀速率计算模型,计算管道沿线腐蚀速率;

[0011] S3:通过室内腐蚀实验装置实验评价计算结果的可靠性;

[0012] S4:若计算可靠则进入S5,若不可靠则回到S1重新计算;

[0013] S5:分析积液概率和腐蚀程度,确定腐蚀高风险点。

[0014] 在管道三维多相流计算中,所有冷凝液体积聚在管道底部;管道中流型是气液分层流,并且在各个计算管段中流动稳定发展;采用曲面粗糙气液界面模型描述界面形状。

[0015] 三维多相流计算按以下步骤计算:

[0016] 201:建立双极柱坐标系下的动量模型 $\frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\Gamma_w \left(\frac{\partial w}{\partial \xi} \right) \right) + \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\Gamma_w \left(\frac{\partial w}{\partial \eta} \right) \right) = \frac{dP}{dz} - \rho g \sin \theta$,

[0017] 202:建立双极柱坐标系下传热模型 $\frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\Gamma_T \left(\frac{\partial T}{\partial \xi} \right) \right) + \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\Gamma_T \left(\frac{\partial T}{\partial \eta} \right) \right) = \rho w \frac{\partial T}{\partial z}$,

[0018] 203:建立双极柱坐标系下相变模型 $H_L = \frac{S_L}{S} = \frac{R_0^2 \cdot \theta - (R_0 - h_L) \cdot R_i \sin \theta - [R_0^2 \cdot (\theta^* - \pi) - (R_0 - h_L) \cdot R_i \sin \theta]}{0.5 \pi R_0^2}$,

[0019] 204:耦合3个模型,设定边界条件,

[0020] 205:计算出管内压力,温度,气、液流速,持液率等流动参数,

[0021] 式中:式中:1——拉梅系数; $\frac{dP}{dz}$ ——轴向压降,Pa/m; ρ ——气相或液相的密度,kg/m³; w ——气相或液相在轴向上的速度,m/s; $\frac{dT}{dz}$ ——轴向温降,°C/m;T——温度,°C; H_L ——持液率; S_L ——液相面积,m²;S——管道横截面积,m²;R₀——管道半径,m; h_L ——液相高度,m; R_i ——液面曲率半径,m, θ 为湿壁夹角,度; θ^* 为液面夹角。

[0022] 腐蚀速率预测基于三维多相流计算结果,按照以下步骤计算:

[0023] 301:判断天然气中是否含有CO₂和H₂S

[0024] 303:天然气中不存在CO₂不含有H₂S,按Lafayette模型进行计算:

[0025] 两相流中的液相流速小于0.45m/s,CR=-1.33V_L³+1.12V_L²+2.53V_L+233,如果液相流速大于0.45m/s,CR=1.92V_L+6.33,

[0026] 式中,CR为腐蚀速率,mm/a;V_L为液相流速,m/s。

[0027] 302:若天然气中含有CO₂,判断天然气中是否还存在H₂S;

[0028] 304:若天然气中即含有CO₂也含有H₂S,按照ECE公式预测:

[0029] $\lg v_r = 4.84 - \frac{1119}{T+273} + 0.58 \lg(f_{CO_2}) - 0.34(pH_{act} - pH_{CO_2})$, $v_m = 2.8 \frac{u^{0.8}}{d^{0.2}} f_{CO_2}$,

[0030] $\lg(f_{CO_2}) = \lg(p_{CO_2}) + \left(0.0031 - \frac{1.4}{T+273} \right) \times P$,

[0031] 式中: v_r ——腐蚀速率,mm/s;T——介质温度,K;pH_{act}——实际pH值,无因次;pH_{CO₂}——CO₂饱和溶剂的pH值,无因次; f_{CO_2} ——CO₂的逸度系数,无因次;

[0032] 305:若天然气中只含有CO₂不含有H₂S,按照以下De Warr95公式预测:

[0033] $\frac{1}{V_{corr}} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m}$, $\log V_r = 4.93 - \frac{1119}{T+273} + 0.58 \log P_{CO_2} - 0.34(pH_{act} - pH_{CO_2})$, $V_m = 2.45 \frac{u^{0.8}}{d^{0.2}} P_{CO_2}$, $pH_{CO_2} = 3.82 + 0.00384t - 0.51 \lg P_{CO_2}$,

[0034] 式中:V_{corr}——腐蚀速率,mm/a;V_r——反应速率,mm/a;V_m——传质速率,mm/a;t——介质温度,°C;P_{CO₂}——CO₂分压,MPa;pH_{act}——实际pH值;pH_{CO₂}——CO₂饱和溶剂的pH值;d——管线内直径,m;u——介质的液相流动速度,m/s;

[0035] 306:得到管道沿线腐蚀速率。

[0036] 进行室内实验,验证腐蚀速率预测结果的可靠性

[0037] 若腐蚀速率预测结果可靠,则确定湿天然气内腐蚀高风险点:

[0038] 计算管道临界倾角: $\theta = \arcsin\left(0.675 \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \times \frac{V_g^2}{g \times d_{id}}\right)^{1.091}$, 湿天然气管道倾角与临界倾角对比, 大于临界倾角即存在积液风险, 结合第三步预测的腐蚀速率, 腐蚀速率最大且存在积液风险的区域确定为湿天然气腐蚀高风险段。

[0039] 若腐蚀速率预测结果不可靠,则返回S1,重新计算。

附图说明

[0040] 图1为本发明的一种湿天然气管道内腐蚀高风险段识别方法的流程示意图;

[0041] 图2为本发明多相流计算中的曲面粗糙气液界面示意图;

[0042] 图3为本发明多相流计算流程图;

[0043] 图4为本发明腐蚀速率计算流程图;

[0044] 图5为本发明计算出某管道截面压力;

[0045] 图6为本发明计算出某管道截面温度;

[0046] 图7为本发明计算出某腐蚀速率预测结果。

具体实施方式

[0047] 为了更好的解释本发明,以便于理解,下面结合附图,通过具体实施方式,对本发明作详细描述。

[0048] 第一步进行管道三维多相流模拟,模拟参数见表1:

[0049] 表1管道参数

参数	管径 mm	管长 m	倾角 度	入口温 度°C	入口压力 MPa	环境温 度°C	导热系数 W/m·K	流量 kg/s
数值	660	885	0	48	10.325	15	50	182.38

[0051] 将参数带入以下模型中计算:

[0052] 双极柱坐标系下的动量模型 $\frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\Gamma_w \left(\frac{\partial w}{\partial \xi} \right) \right) + \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\Gamma_w \left(\frac{\partial w}{\partial \eta} \right) \right) = \frac{dP}{dz} - \rho g \sin \theta$,

[0053] 双极柱坐标系下传热模型 $\frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\Gamma_T \left(\frac{\partial T}{\partial \xi} \right) \right) + \frac{1}{l_z l_\eta} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\Gamma_T \left(\frac{\partial T}{\partial \eta} \right) \right) = \rho w \frac{\partial T}{\partial z}$,

[0054] 双极柱坐标系下相变模型 $H_L = \frac{S_L}{S} = \frac{R_b^2 \cdot \theta - (R_b \cdot h_L) \cdot R_b \sin \theta - (R_b^2 \cdot (\theta^* - \pi) - (R_b \cdot h_L) \cdot R_b \sin \theta)}{0.5 \pi R_b^2}$,

[0055] 计算得到管道压力、温度、持液率、气液流速等参数。

[0056] 湿天然气管道入口处气体介质含有0.44%的CO₂,不含H₂S,因此选择De Warr95公式预测:

[0057] $\frac{1}{V_{corr}} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m}$, $\log V_r = 4.93 - \frac{1119}{t + 273} + 0.58 \log P_{CO_2} - 0.34 (pH_{act} - pH_{CO_2})$, $V_m = 2.45 \frac{H^{0.8}}{d^{0.2}} P_{CO_2}$, $p_{CO_2} = 3.82 + 0.00384t - 0.51 \lg P_{CO_2}$,

[0058] 式中: V_{corr} ——腐蚀速率, mm/a; V_r ——反应速率, mm/a; V_m ——传质速率, mm/a; t ——介质温度, °C; P_{CO_2} ——CO₂分压, MPa; pH_{act} ——实际pH值; pH_{CO_2} ——CO₂饱和溶剂的pH值; d ——管线内直径, m; u ——介质的液相流动速度, m/s。

[0059] 计算得到沿线腐蚀速率。

[0060] 进行室内实验,验证腐蚀速率预测结果的可靠性,室内腐蚀实验装置如下:

[0061] 采用3个高压气瓶,分别是 N_2 气瓶1, H_2S 气瓶2和 CO_2 气瓶3,分别设置开关阀一8,开关阀二9和开关阀三10,并结合总控阀门4进行高温高压反应釜进气控制,试验前高温高压反应釜中加入试验溶液,并向高温高压反应釜通入 N_2 除氧,根据是天然气管道中的介质成分,控制 CO_2 和 H_2S 的通入量,通过温度控制器5控制试验温度,压力控制器6控制试验压力,将试片悬挂在旋转轴12上,使试片获得速度,试验时若发生意外或试验结束后,放空阀11可打开泄压。

[0062] 预测数据与实验数据对比分析,腐蚀速率预测误差小于20%,腐蚀速率预测可靠。

[0063] 计算管道临界倾角: $\theta = \arcsin \left(0.675 \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \times \frac{V_g^2}{g \times d_{id}} \right)^{1.091}$, 湿天然气管道倾角与临界倾角对比,大于临界倾角即存在积液风险,结合第三步预测的腐蚀速率,腐蚀速率最大且存在积液风险的区域确定为湿天然气腐蚀高风险段。

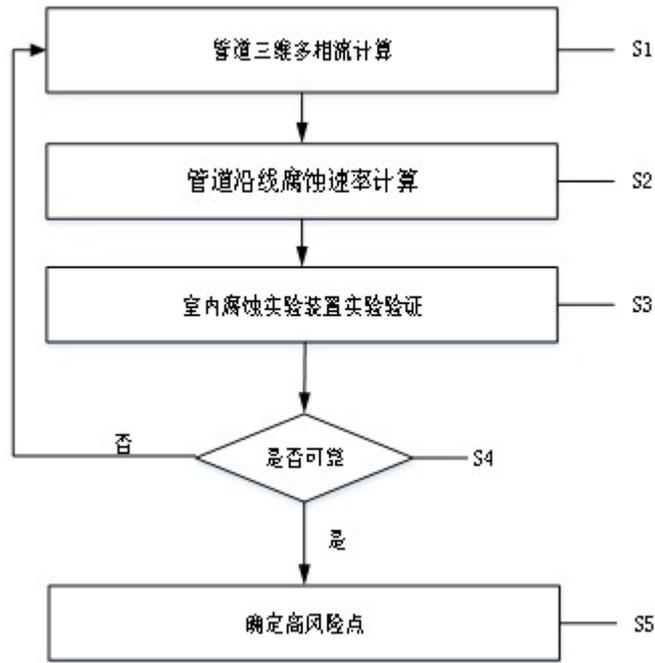


图1

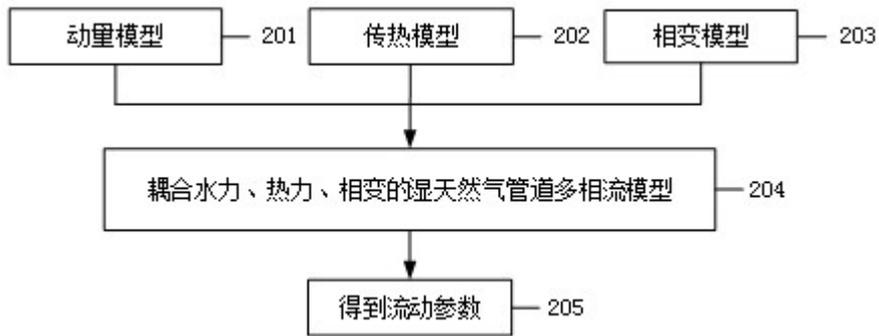


图2

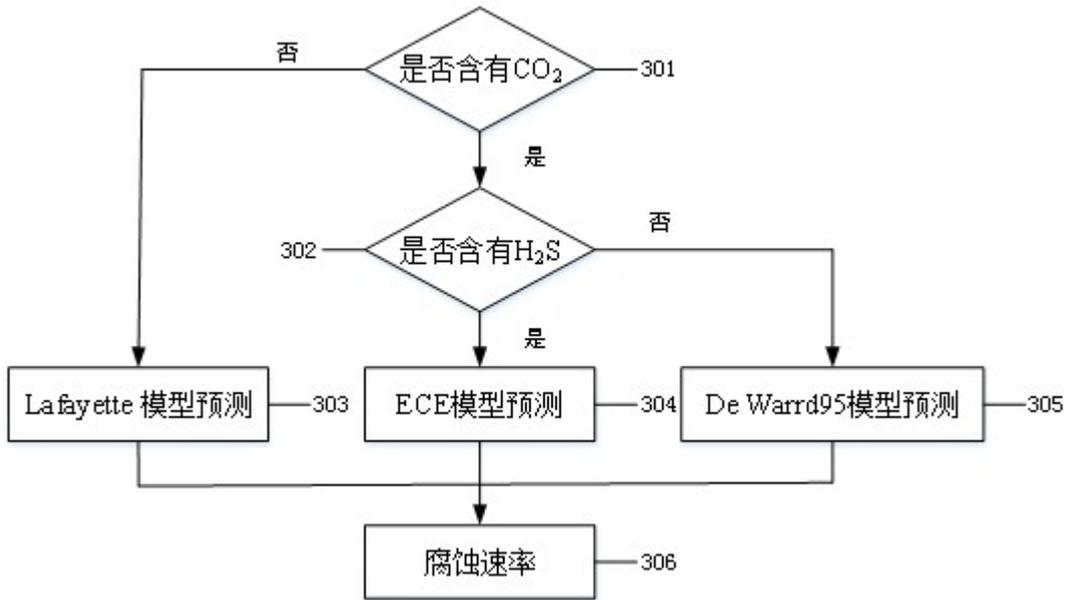


图3

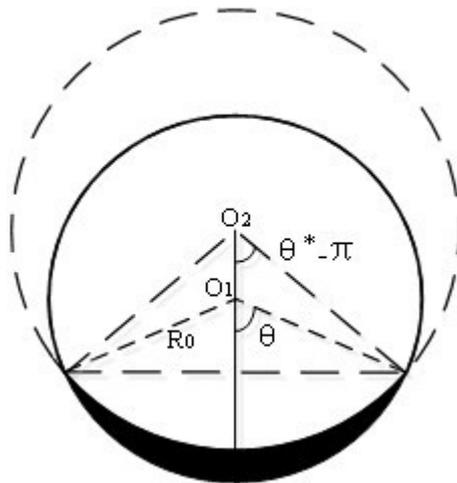
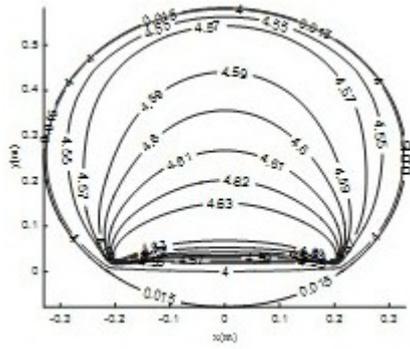


图4



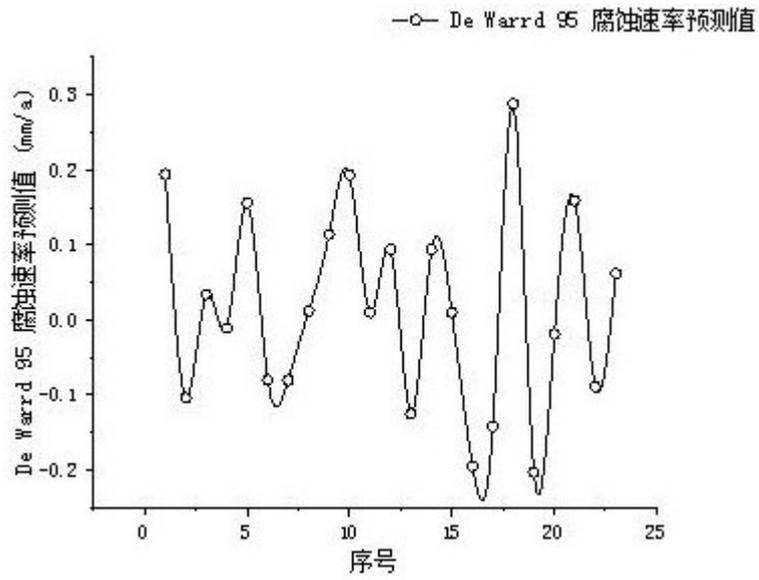


图7