



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 116265891 B

(45) 授权公告日 2023.08.29

(21) 申请号 202310031245.X	CN 106354983 A, 2017.01.25
(22) 申请日 2023.01.10	CN 107506534 A, 2017.12.22
(65) 同一申请的已公布的文献号 申请公布号 CN 116265891 A	CN 109033737 A, 2018.12.18
(43) 申请公布日 2023.06.20	CN 109974948 A, 2019.07.05
(73) 专利权人 北京科技大学 地址 100083 北京市海淀区学院路30号	CN 110132493 A, 2019.08.16
(72) 发明人 宋智勇 俞晓鸾 朱维耀	CN 110702473 A, 2020.01.17
(74) 专利代理机构 北京市广友专利事务所有限 责任公司 11237 专利代理师 闫美玉 张仲波	CN 110847895 A, 2020.02.28
(51) Int. Cl. G01M 3/20 (2006.01)	CN 111173506 A, 2020.05.19
(56) 对比文件 CA 2480739 A1, 2003.10.09	CN 111622746 A, 2020.09.04
CA 2781465 A1, 2011.05.26	CN 112800592 A, 2021.05.14
CA 3046972 A1, 2018.06.21	CN 114459691 A, 2022.05.10
CN 101965303 A, 2011.02.02	CN 114753887 A, 2022.07.15
CN 102410908 A, 2012.04.11	CN 115078102 A, 2022.09.20
CN 102494848 A, 2012.06.13	CN 202166610 U, 2012.03.14
CN 103544361 A, 2014.01.29	CN 209861788 U, 2019.12.31
	CN 212513510 U, 2021.02.09
	CN 216869918 U, 2022.07.01
	JP 2010243178 A, 2010.10.28
	KR 101836871 B1, 2018.03.09
	US 2006266520 A1, 2006.11.30
	US 7704746 B1, 2010.04.27 (续)

审查员 唐松柏

权利要求书2页 说明书14页 附图2页

(54) 发明名称

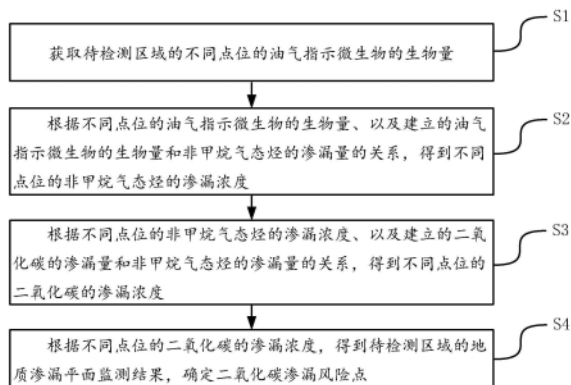
二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法及装置

(57) 摘要

本发明公开了一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法及装置,涉及环境监测技术领域。包括:获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量;根据建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度;根据建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度;根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。本发明能够提供一种安全

性高、低成本、具有高灵敏度的利用微生物监测烃类来间接监测二氧化碳地质封存泄漏的方法。

CN 116265891 B



[接上页]

**(56) 对比文件**

WO 2015140981 A1, 2015.09.24

WO 2022187260 A1, 2022.09.09

马劲风 等. 不同类型二氧化碳地质封存项目的环境监测问题与监测范围. 环境工程. 2018, 第36卷(第2期), 10-14.

1. 一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法,其特征在于,所述方法包括:  
 S1、获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量;  
 S2、根据所述不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度;  
 S3、根据所述不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度;  
 S4、根据所述不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。

2. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述S1中的油气指示微生物为丁烷氧化菌。

3. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述S3中的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系的建立过程,包括:

S31、根据构建的计算单组分气体溶解度的理论模型,分别计算非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度;

S32、根据所述非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度,确定所述非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系;

S33、根据所述非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系,建立二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系。

4. 根据权利要求3所述的方法,其特征在于,所述S31中的计算单组分气体溶解度的理论模型,如下式(1)所示:

$$C = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{n_T}{V_1} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_T}{M_T} \frac{V_T}{V_1} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_o x_T}{M_T} \frac{V_o}{V_1} = \frac{Kp x_T \rho_o}{M_T f(t) + \alpha Kp M_T f(t) + Kp x_T \rho_o f(t) V_{gn}} \quad (1)$$

其中,C为摩尔溶解度,K为反应平衡常数,p为压力, $\alpha$ 为引入校正因子, $n_T$ 为液态烃的物质的量, $\rho_T$ 为原油中烃的密度, $M_T$ 为烃的平均分子量, $V_T$ 为液态烃的体积, $x_T$ 为烃的重量分数, $V_1$ 为一定量原油在压力p下达到溶解平衡时的体积, $\rho_o$ 为原油在地面条件下的密度, $V_o$ 为原油在地面条件下的体积, $f(t)$ 为温度系数, $V_{gn}$ 为表观摩尔体积。

5. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述S4中的根据所述不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点,包括:

场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点;

或,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

6. 根据权利要求5所述的方法,其特征在于,所述场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点,包括:

判断所述不同点位的二氧化碳的渗漏浓度中,是否包含渗漏浓度大于或等于预设检测线的点位;

若是,则确定所述大于或等于预设检测线的点位为二氧化碳渗漏风险点;

若否,则根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度计算均值,并计算不同点位的二氧化碳

的渗漏浓度与所述均值的差值,将所述差值为正且大于三倍标准差的点位确定为二氧化碳渗漏风险点。

7. 根据权利要求5所述的方法,其特征在于,所述基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点,包括:

获取不同点位中任一点位在任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度;

将所述任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度与所述任一点位的二氧化碳的背景值作比较,得到任意时刻下的比值;其中,所述背景值是一段时间间隔前所述任一点位的二氧化碳浓度;

获取所述任意时刻下的比值中,超过预设界限的比值所对应的点位,判定为二氧化碳渗漏风险点。

8. 一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测装置,其特征在于,所述装置包括:

获取模块,用于获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量;

非甲烷气态烃浓度计算模块,用于根据所述不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度;

二氧化碳浓度计算模块,用于根据所述不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度包括当前值及背景值;

输出模块,用于根据所述不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果。

9. 根据权利要求8所述的装置,其特征在于,输出模块,进一步用于:

场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点;

或,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

10. 根据权利要求9所述的装置,其特征在于,输出模块,进一步用于:

判断所述不同点位的二氧化碳的渗漏浓度中,是否包含渗漏浓度大于或等于预设检测线的点位;

若是,则确定所述大于或等于预设检测线的点位为二氧化碳渗漏风险点;若否,则根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度计算均值,并计算不同点位的二氧化碳的渗漏浓度与所述均值的差值,将所述差值为正且大于三倍标准差的点位确定为二氧化碳渗漏风险点;

输出模块,进一步用于:

将所述任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度与所述任一点位的二氧化碳的背景值作比较,得到任意时刻下的比值;

若获取所述任意时刻下的比值中,超过预设界限的比值所对应的点位,判定为二氧化碳渗漏风险点。

## 二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法及装置

### 技术领域

[0001] 本发明涉及环境监测技术领域,特别是指一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法及装置。

### 背景技术

[0002] CCUS(Carbon Capture,Utilization and Storage,碳捕获、利用与封存)是应对全球气候变化的关键技术之一。二氧化碳的驱油与封存机理可以实现提高采收率的同时有效地将二氧化碳封存于地下,是同时满足利用与封存的最佳示范之一。封存于地质层中的CO<sub>2</sub>渗漏和泄漏问题是CCUS技术安全生产的关键问题。封存于地下CO<sub>2</sub>会有很多的泄漏可能性。其中,CO<sub>2</sub>可能沿着地质断层、裂缝进行较为缓慢的渗漏。缓慢泄漏如果不加以控制,会演变成大规模二氧化碳高速泄漏,使井身或管道发生完整性破损。大量的二氧化碳泄漏会对生态环境产生严重的影响。

[0003] 目前国内外二氧化碳封存泄漏的监测技术在CCS(carbon capture and storage,碳捕获与封存)方面有很多。在实施封存项目过程中,通过测量、监测和确认技术来追踪二氧化碳气体的迁移。基于井场和井深的泄漏监测方法有很多,例如基于压力变化的监测、基于电磁性能的监测、基于热导性能的监测等。但是,对于在发展中的CCUS技术,二氧化碳封存泄漏的检测技术还不是很完善。

[0004] 二氧化碳的驱油与封存技术在国内实施最多的是CCUS方式,目前国内油田开展了系统的封存实践,安全及埋存状况良好,但现有监测体系还存在问题。首先,主要集中在井身完整性、管线和场站监测。目前还缺少对储层上覆地层的广大面积的覆盖,无法对未知的地质薄弱环节有效监控。大面积布网,必然要求监测成本低。其次,能够覆盖储层上覆地层的监测方法缺乏可靠性的问题。直接监测土壤二氧化碳,受到原生背景的动态干扰,只能在高流量渗漏(显著高于背景值)的情况下才能监测到。而此时已形成快速地质渗漏,工程严重破坏,难以控制。因此,需要低成本、高灵敏的监测方法,才能实现对储层上覆地层的全面有效覆盖。

### 发明内容

[0005] 本发明针对现有技术缺乏低成本、高灵敏的监测方法,实现对储层的全面有效覆盖的问题,提出了本发明。

[0006] 为解决上述技术问题,本发明提供如下技术方案:

[0007] 一方面,本发明提供了一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法,该方法由电子设备实现,该方法包括:

[0008] S1、获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量。

[0009] S2、根据不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度。

[0010] S3、根据不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和

非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度。

[0011] S4、根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。

[0012] 可选地,S1中的油气指示微生物为丁烷氧化菌。

[0013] 可选地,S3中的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系的建立过程,包括:

[0014] S31、根据构建的计算单组分气体溶解度的理论模型,分别计算非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度。

[0015] S32、根据非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度,确定非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系。

[0016] S33、根据非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系,建立二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系。

[0017] 可选地,S31中的计算单组分气体溶解度的理论模型,如下式(1)所示:

$$C = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{n_T}{V_1} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_T}{M_T} \frac{V_T}{V_1} =$$

$$\frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_o x_T}{M_T} \frac{V_o}{V_1} = \frac{Kpx_T \rho_o}{M_T f(t) + \alpha Kp M_T f(t) + Kpx_T \rho_o f(t) V_{gn}} \quad (1)$$

[0019] 其中,C为摩尔溶解度,K为反应平衡常数,p为压力, $\alpha$ 为引入校正因子, $n_T$ 为液态烃的物质的量, $\rho_T$ 为原油中烃的密度, $M_T$ 为烃的平均分子量, $V_T$ 为液态烃的体积, $x_T$ 为烃的重量分数, $V_1$ 为一定量原油在压力p下达到溶解平衡时的体积, $\rho_o$ 为原油在地面条件下的密度, $V_o$ 为原油在地面条件下的体积, $f(t)$ 为温度系数, $V_{gn}$ 为表观摩尔体积。

[0020] 可选地,S4中的根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点,包括:

[0021] 场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0022] 或,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0023] 可选地,场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点,包括:

[0024] 判断不同点位的二氧化碳的渗漏浓度中,是否包含渗漏浓度大于或等于预设检测线的点位。

[0025] 若是,则确定大于或等于预设检测线的点位为二氧化碳渗漏风险点。

[0026] 若否,则根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度计算均值,并计算不同点位的二氧化碳的渗漏浓度与均值的差值,将差值为正且大于三倍标准差的点位确定为二氧化碳渗漏风险点。

[0027] 可选地,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点,包括:

[0028] 获取不同点位中任一点位在任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度。

[0029] 将任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度与任一点位的二氧化碳的背景值作比较,得到任意时刻下的比值;其中,背景值是一段时间间隔前任一点位的二氧化碳浓度。

[0030] 获取任意时刻下的比值中,超过预设界限的比值所对应的点位,判定为二氧化碳渗漏风险点。

[0031] 另一方面,本发明提供了一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测装置,

该装置应用于实现二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法,该装置包括:

[0032] 获取模块,用于获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量。

[0033] 非甲烷气态烃浓度计算模块,用于根据不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度。

[0034] 二氧化碳浓度计算模块,用于根据不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度包括当前值及背景值。

[0035] 输出模块,用于根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。

[0036] 可选地,油气指示微生物为丁烷氧化菌。

[0037] 可选地,二氧化碳浓度计算模块,进一步用于:

[0038] S31、根据构建的计算单组分气体溶解度的理论模型,分别计算非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度。

[0039] S32、根据非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度,确定非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系。

[0040] S33、根据非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系,建立二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系。

[0041] 可选地,计算单组分气体溶解度的理论模型,如下式(1)所示:

$$C = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{n_T}{V_2} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_T V_T}{M_T V_1} \quad (1)$$

$$= \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_o x_T V_o}{M_T V_1} = \frac{Kp x_T \rho_o}{M_T f(t) + \alpha Kp M_T f(t) + Kp x_T \rho_o f(t) V_{gn}}$$

[0043] 其中,C为摩尔溶解度,K为反应平衡常数,p为压力, $\alpha$ 为引入校正因子, $n_T$ 为液态烃的物质的量, $\rho_T$ 为原油中烃的密度, $M_T$ 为烃的平均分子量, $V_T$ 为液态烃的体积, $x_T$ 为烃的重量分数, $V_1$ 为一定量原油在压力p下达到溶解平衡时的体积, $\rho_o$ 为原油在地面条件下的密度, $V_o$ 为原油在地面条件下的体积, $f(t)$ 为温度系数, $V_{gn}$ 为表观摩尔体积。

[0044] 可选地,输出模块,进一步用于:

[0045] 场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0046] 或,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0047] 可选地,输出模块,进一步用于:

[0048] 判断不同点位的二氧化碳的渗漏浓度中,是否包含渗漏浓度大于或等于预设检测线的点位。

[0049] 若是,则确定大于或等于预设检测线的点位为二氧化碳渗漏风险点。

[0050] 若否,则根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度计算均值,并计算不同点位的二氧化碳的渗漏浓度与均值的差值,将差值为正且大于三倍标准差的点位确定为二氧化碳渗漏风险点。

[0051] 可选地,输出模块,进一步用于:

[0052] 将任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度与任一点位的二氧化碳的背景值作比较,得

到任意时刻下的比值；其中，背景值是一段时间间隔前任一点位的二氧化碳浓度。

[0053] 获取任意时刻下的比值中，超过预设界限的比值所对应的点位，判定为二氧化碳渗漏风险点。

[0054] 一方面，提供了一种电子设备，所述电子设备包括处理器和存储器，所述存储器中存储有至少一条指令，所述至少一条指令由所述处理器加载并执行以实现上述二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法。

[0055] 一方面，提供了一种计算机可读存储介质，所述存储介质中存储有至少一条指令，所述至少一条指令由处理器加载并执行以实现上述二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法。

[0056] 本发明实施例提供的技术方案带来的有益效果至少包括：

[0057] 上述方案中，不同于其他方式的二氧化碳封存的泄漏，在二氧化碳的驱油与封存过程中，因为有油气资源的存在，所以封存的二氧化碳会和烃类一同泄露出来。因为监测二氧化碳有较多的地表干扰，监测含量地表背景值很低的非甲烷气态烃类可以有较高信噪比。所以本发明选择从直接监测二氧化碳转为监测地表背景值很低的非甲烷气态烃类，通过数值模拟来估计二氧化碳的泄漏量。测量烃类的途径是间接的，从直接测量痕量烃转为培养或非培养扩增专性氧化微生物的间接测量。这样可以避免测量痕量烃可能出现的检测限不足的问题，同时更加注重时间动态。这样就从两方面大大提高了二氧化碳监测的灵敏度。同时本发明选择地表取样监测，大范围加密布点，从成本高、提高地层渗漏风险的加密监测井转为成本低，不起下工具，不干扰生产的监测方式，减少对地质结构破坏，降低成本，提高安全性。

## 附图说明

[0058] 为了更清楚地说明本发明实施例中的技术方案，下面将对实施例描述中所需要使用的附图作简单地介绍，显而易见地，下面描述中的附图仅仅是本发明的一些实施例，对于本领域普通技术人员来讲，在不付出创造性劳动的前提下，还可以根据这些附图获得其他的附图。

[0059] 图1是本发明实施例提供的二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法流程示意图；

[0060] 图2是本发明实施例提供的不同丁烷浓度梯度下丁烷氧化菌数量对比图；

[0061] 图3是本发明实施例提供的二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测装置框图；

[0062] 图4是本发明实施例提供的一种电子设备的结构示意图。

## 具体实施方式

[0063] 为使本发明要解决的技术问题、技术方案和优点更加清楚，下面将结合附图及具体实施例进行详细描述。

[0064] 如图1所示，本发明实施例提供了一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法，该方法可以由电子设备实现。如图1所示的二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法流程图，该方法的处理流程可以包括如下的步骤：



[0065] S1、获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量。

[0066] 可选地，S1中的油气指示微生物可以为丁烷氧化菌。

[0067] 一种可行的实施方式中，在不干扰生产的情况下，在监测网持续取样，监测油气指示微生物的生物量。可以选取丁烷氧化菌作为油气指示微生物。丁烷氧化菌对不同轻烃浓度的适应性较快，体现在轻烃浓度从10mg/L到100mg/L时，丁烷氧化菌的数量会急剧地增加，有较高灵敏度。同时较高的丁烷浓度(>100000mg/L)会抑制丁烷氧化菌的生长。

[0068] S2、根据不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系，得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度。

[0069] 一种可行的实施方式中，非甲烷气态烃与油气指示微生物关系的确定步骤如下：

[0070] 在野外地质环境中，烃类微渗漏从地下油气藏扩散至地表的浓度在100mg/L左右，高浓度阳性对照扩散的浓度在10000mg/L左右，在此烃气浓度范围内，均会引起地表土壤中油气指示微生物的异常发育。即10mg/L至100000mg/L轻烃浓度条件下，土壤中的油气指示微生物均有不同程度的增长发育。由图2可知，在10000mg/L浓度下，丁烷氧化菌数量最大，从10mg/L的 $2.6 \times 10^4$ CFU/g增加到 $8.8 \times 10^4$ CFU/g。因而定义场地内静态比较确认二氧化碳渗漏风险点的方法为：把丁烷氧化菌数量 $8.8 \times 10^4$ CFU/g对应的二氧化碳浓度看作微渗漏到高渗漏的检测限，超出检测限的点位确定为风险点。

[0071] 同时，若所有的点位浓度均在检测限之下，则定义二氧化碳浓度与均值二氧化碳浓度差大于三倍标准差的点位为风险点。

[0072] 进一步地，动态比较确认二氧化碳渗漏风险点的方法为：将某一点位任意时刻下的二氧化碳渗漏浓度与该点位的二氧化碳背景值作比较，所述背景值是一段时间间隔前该点位的二氧化碳浓度。若该时刻下测得点位的二氧化碳渗漏浓度与所述背景值的比值超过10倍，则判定该点位为二氧化碳渗漏风险点。动态比较下，判断风险的依据不全是基于二氧化碳目前浓度的高低，而是基于时间多次检测，通过和先前时刻下的背景值比较来判定该点位是否已有风险。

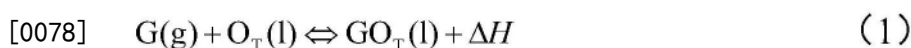
[0073] S3、根据不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系，得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度。

[0074] 可选地，上述步骤S3可以包括如下步骤S31-S33：

[0075] S31、根据构建的计算单组分气体溶解度的理论模型，分别计算非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度。

[0076] 首先，建立二氧化碳渗漏量和丁烷的渗漏量的关系，具体步骤如下：

[0077] 基本假设：原油中溶解气体的主要成分为烃类，胶质和沥青质在气体中的溶解忽略不计。假设气体溶解可以看成是一种表观化学反应，溶解于原油时形成气(G)-烃(OT)化合物的形式，表观化学反应为：



[0079] 其中， $\Delta H$ 为化学反应过程中的反应热， $\text{kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$ 。

[0080] 进一步地，上述反应在一定温度、压力下达到溶解平衡，反应的平衡常数为：

$$[0081] \quad K = \frac{[GO_T]}{p[O_T]} = \frac{\frac{n_g}{V_T}}{p \frac{n_T - n_g}{V_T}} = \frac{n_g}{p(n_T - n_g)} \quad (2)$$

[0082] 式中 $[GO_T]$ 为加合物平衡浓度, mol;  $[O_T]$ 为烃的平衡浓度, mol;  $p$ 为压力, MPa;  $n_T$ 和 $n_g$ 分别为液态烃和气的物质的量, mol;  $V_T$ 为液态烃的体积,  $\text{cm}^3$ 。K为反应平衡常数。

[0083] 本发明在烃的浓度项中引入校正因子 $\alpha$ , 即:

$$[0084] \quad [O_T] = \frac{n_T - \alpha n_g}{V_T} \quad (3)$$

[0085] 式中 $\alpha$ 为二次作用系数, 与温度有关。将式(3)代入式(2), 得:

$$[0086] \quad K = \frac{n_g}{p(n_T - \alpha n_g)} \quad (4)$$

[0087] 进一步地, 具体模型建立: 根据基本假设, 并由式(4)解得:

$$[0088] \quad n_g = \frac{Kpn_T}{1 + \alpha Kp} \quad (5)$$

[0089] 式(10)两边同除 $V_2$ 得:

$$[0090] \quad C = \frac{n_g}{V_2} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{n_T}{V_2} \quad (6)$$

[0091] 式中C为摩尔溶解度,  $\text{mol}/\text{cm}^3$ ;  $V_2$ 为一定量原油在压力 $p$ 下达到溶解平衡时的体积,  $\text{cm}^3$ 。烃的体积为:

$$[0092] \quad V_T = \frac{n_T M_T}{\rho_T} = \frac{\rho_o V_o x_T}{\rho_T} \quad (7)$$

[0093] 式中 $\rho_T$ 为原油中烃的密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $M_T$ 为烃的平均分子量;  $V_T$ 为液态烃的体积;  $V_o$ 为原油在地面条件下的体积,  $\text{cm}^3$ ;  $\rho_o$ 为密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $x_T$ 为烃的重量分数, 小数。

[0094] 据式(7), 对式(6)进行整理, 得计算单组分气体溶解度的理论模型:

$$[0095] \quad C = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{n_T}{V_2} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_T}{M_T} \frac{V_T}{V_1} \quad (8)$$

$$= \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_o x_T}{M_T} \frac{V_o}{V_1} = \frac{Kp x_T \rho_o}{M_T f(t) + \alpha Kp M_T f(t) + Kp x_T \rho_o f(t) V_{gn}}$$

[0096] 其中, C为摩尔溶解度, K为反应平衡常数,  $p$ 为压力,  $\alpha$ 为引入校正因子,  $n_T$ 为液态烃的物质的量,  $\rho_T$ 为原油中烃的密度,  $M_T$ 为烃的平均分子量,  $V_T$ 为液态烃的体积,  $x_T$ 为烃的重量分数,  $V_1$ 为一定量原油在压力 $p$ 下达到溶解平衡时的体积,  $\rho_o$ 为原油在地面条件下的密度,  $V_o$ 为原油在地面条件下的体积,  $f(t)$ 为温度系数,  $V_{gn}$ 为表观摩尔体积。

[0097] 进一步地, K和 $\alpha$ 的标定主要依据式(8)给出的C与K和 $\alpha$ 的关系和丁烷二氧化碳在原油中的溶解度实验数据。具体做法是, 让 $\alpha$ 以及小步长变化, 直至找到一个 $\alpha$ , 使得计算出的K值在溶解等温线中随压力的变化量最小。那么K和 $\alpha$ 值即为该温度下的溶解平衡常数和二次作用系数, 并能够表征丁烷的溶解能力。

[0098] 其中,  $\alpha$ 可以按下式计算, 对于丁烷:

[0099]  $\alpha=0.0001042t-0.08398$  (9)

[0100] 对于二氧化碳:

[0101]  $\alpha=0.00008286t-0.7061$  (10)

[0102] 进一步地,在得知丁烷浓度后,根据(8)式推算出二氧化碳渗漏浓度。

[0103] S32、根据非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度,确定非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系。

[0104] S33、根据非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系,并假设它们的渗漏量和自身溶解度正相关,进而由溶解度关系得出渗漏量关系。结合二氧化碳的渗漏浓度得出丁烷的渗漏浓度。

[0105] S4、根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。

[0106] 可选地,上述步骤S4可以包括场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0107] 或,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0108] 其中,场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点,包括:

[0109] 判断不同点位的二氧化碳的渗漏浓度中,是否包含渗漏浓度大于或等于预设检测线的点位。

[0110] 若是,则确定大于或等于预设检测线的点位为二氧化碳渗漏风险点。

[0111] 若否,则根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度计算均值,并计算不同点位的二氧化碳的渗漏浓度与均值的差值,将差值为正且大于三倍标准差的点位确定为二氧化碳渗漏风险点。

[0112] 可选地,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点,包括:

[0113] 将某一点位任意时刻下的二氧化碳渗漏浓度与该点位的二氧化碳背景值作比较,所述背景值是一段时间间隔前该点位的二氧化碳浓度。若该时刻下测得点位的二氧化碳渗漏浓度与所述背景值的比值超过10倍,则判定该点位为二氧化碳渗漏风险点。动态比较下,判断风险的依据不全是基于二氧化碳目前浓度的高低,而是基于时间多次检测,通过和先前时刻下的背景值比较来判定该点位是否已有风险。

[0114] 举例来说,实施例1:场地内静态比较确认风险点。

[0115] 某油田位于长轴背斜构造的东北翼,属于岩性一构造油藏,油层埋深为2280~2437m。孔隙度为28.1%,渗透率为690mD。油藏平均地层原油黏度为1.82mPa·s,地层原油密度为0.75g/cm<sup>3</sup>,体积系数为1.257,地层温度为82.5℃,原始气油比为85cm<sup>3</sup>/t,原始含油饱和度为0.80,残余油饱和度为0.33,原始地层压力为23.1MPa。凝固点为27.2℃。溶解气相对密度为0.7171。根据参数建立模型,模拟CO<sub>2</sub>的驱替和渗漏过程。

[0116] 进一步地,二氧化碳和丁烷的渗漏量换算:二氧化碳和丁烷的渗漏量换算通过数值模拟确定二氧化碳和丁烷在地面渗漏量的关系,建立关系时要考虑二氧化碳和气相烃类在源头浓度和迁移过程中渗流的差异,即确定二氧化碳和气相烃类的地下含量和渗流过程后,通过数值模拟得知二氧化碳和气相烃类的地表浓度,根据这个结果可以换算出二氧化碳渗漏浓度和丁烷的关系如下:液态烃的质量为 $2.58 \times 10^6$ t,物质的量为 $1.61 \times 10^{12}$ mol。溶解气相对密度为0.7171,可以计算出油藏中气体总质量为 $5.6 \times 10^6$ t。进而得出气体物质的

量为 $3.5 \times 10^{12}$ mol。其中丁烷含量为21.84%。可以计算出地层中丁烷的总质量为 $1.23 \times 10^6$ t,丁烷物质的量为 $2.12 \times 10^{10}$ 。对于丁烷,根据(9)式得出 $\alpha_1$ 为-0.075。根据(4)式,算出 $K_1$ 为0.00809。

[0117] 二氧化碳的埋存量为 $4.36 \times 10^4$ t,进而得出物质的量为 $9.9 \times 10^9$ mol。对于二氧化碳,根据(10)式得出 $\alpha_2$ 为-0.7。根据(4)式,算出 $K_2$ 为0.00026。

[0118] 进而根据(8)式得到地层中二氧化碳和丁烷的浓度比为0.4759:1,认为二氧化碳和丁烷以此比例泄漏。

[0119] 进一步地,通过细菌培养得出丁烷浓度,得到含量关系后,确定需要进行土壤采样的区域,通过加密布点取得该油气藏区地表浅层土壤样品100个,按照采集位置标号。具体步骤如下:

[0120] ①清理地面植被及枯枝落叶,获取表面1cm深度的表土;

[0121] ②在确定点位附近多个位置采取重量相同的土壤样本并混合均匀,去除石砾等杂质后将土壤样本装袋,每份重量约500g;

[0122] ③在同一剖面中分层取样时,应在挖好剖面后,先取下层土样,然后再取上层土样,以避免混杂。

[0123] 将不同点位的土样装入已灭菌的密封袋中,低温运输至实验室并保存。称取一定量样品进入微宇宙模拟装置进行模拟培养,调节温度和湿度以保证微生物的生长繁殖。从装置中取一定量的土样并测定不同点位中的土壤中丁烷氧化菌的数量及浓度。

[0124] 进一步地,场地内风险点的确认:根据不同点位油气指示微生物丁烷氧化菌的浓度的估算,可以得出该点位的丁烷浓度。在不考虑该地点初始值及背景值的情况下,将丁烷浓度和界限浓度10000mg/L进行比较,可以比较确认场地内全部二氧化碳浓度较高点位。表1如下列举了列举100个点位中20个点位的二氧化碳及丁烷浓度值:

[0125] 表1

点位编号	二氧化碳浓度 (mg/L)	丁烷浓度 (mg/L)
8	5641	11853.33
18	2417	5078.80
13	3835	8058.42
20	5389	11323.81
25	4267	8966.17
35	5560	11683.13
37	3200	6724.10
39	3587	7537.30
44	4426	9300.27
[0126] 48	6104	12826.22
50	3073	6457.24
56	4567	9596.55
63	5348	11237.65
69	4365	9172.09
72	3789	7961.76
77	4561	9583.95
87	3357	7054.00
81	4519	9495.69
92	3334	7005.67
95	4756	9993.70

[0127] 从表中发现二氧化碳浓度异常点位有5个。这五个点位可以初步确定为静态比较下的场内风险点。对此要采取措施,利用降低风险点附近二氧化碳注入速率等方式阻止二氧化碳的泄漏加重。

[0128] 举例来说,实施例2:基于时间动态比较确认风险点。

[0129] 某油藏开展CO<sub>2</sub>驱油先导性现场试验。该地是裂缝不发育、渗透率小于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透油藏。试验区含油面积为2.49km<sup>2</sup>,平均有效厚度为6.6m,孔隙度为12.3%,渗透率为 $1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,地层温度为85.1℃,地层压力为20.3MPa。在相控建模的基础上,采用数值模拟技术,研究超前注气、周期注气改善注CO<sub>2</sub>开发效果的可行性。

[0130] 在开展油藏试验前期,首先要确定在某一时刻下场地内初始条件下二氧化碳浓度的背景值。具体做法和本实施例下文中获取不同点位当前丁烷浓度相同,即通过培养丁烷

氧化菌,换算出丁烷浓度,进而测算出各个点位的二氧化碳浓度。背景值作为后续风险点动态比较的数据基础。

[0131] 进一步地,二氧化碳和丁烷的渗漏量换算:在开展油藏试验后,通过数值模拟确定地层内部二氧化碳和丁烷的含量关系,建立关系时要考虑二氧化碳和气相烃类在源头浓度和迁移过程中渗流的差异,即确定二氧化碳和气相烃类的地下含量和渗流过程后,通过数值模拟得知二氧化碳和气相烃类的地表浓度,过程如下:

[0132] 液态烃的质量为 $3.88 \times 10^6 \text{t}$ ,物质的量为 $2.42 \times 10^{12} \text{mol}$ 。溶解气相对密度为0.6895,可以计算出油藏中气体总质量为 $8.4 \times 10^6 \text{t}$ 。进而得出气体物质的量为 $6.2 \times 10^{12} \text{mol}$ 。其中丁烷含量为18.77%,可以计算出地层中丁烷的总质量为 $6.89 \times 10^5 \text{t}$ ,丁烷物质的量为 $1.19 \times 10^{10}$ 。对于丁烷,根据(9)式得出 $\alpha_1$ 为-0.075。根据(4)式,算出 $K_1$ 为0.106。

[0133] 二氧化碳的埋存量为 $8.49 \times 10^3 \text{t}$ ,进而得出物质的量为 $1.93 \times 10^9 \text{mol}$ 。对于二氧化碳,根据(10)式得出 $\alpha_2$ 为-0.7。根据(4)式,算出 $K_2$ 为0.000022。

[0134] 进而根据(8)式得到地层中二氧化碳和丁烷的浓度比为0.1524:1,认为二氧化碳和丁烷以此比例泄漏。

[0135] 进一步地,通过细菌培养得出不同点位当前时间下的丁烷浓度:针对圈闭进行十字线取样,点间距为200m,总计部署采样点100个,按照采集位置标号。采集深度为90cm,样品重量约400g左右,采样完成后土壤样品用无菌袋密封放入低温储藏箱保存。

[0136] 将土壤样品加入5mL无菌磷酸盐缓冲液并混匀,梯度稀释溶液后涂布在平板上,将培养皿倒置于30℃恒温培养箱中,抽出培养箱中约一半体积的空气。选取丁烷氧化菌作为油气指示微生物,充入和培养箱内气体等体积的丁醇,密封后将培养箱置于30℃恒温室内培养,3天后菌落计数并测定丁烷氧化菌的数量及浓度。

[0137] 进一步地,通过动态比较确定场内风险点位:根据不同烃浓度下油气指示微生物丁烷氧化菌的数量变化特征,可以得出100个点位的丁烷浓度区间,进而换算出二氧化碳浓度值。

[0138] 计算点位二氧化碳浓度当前值和背景值的比例,根据时间变化进行动态比较,比值高于10的确定为异常点位,表2列举了20个点位中2个异常点位及相应参数:

[0139] 表2

点位编号	二氧化碳浓度当前值 (mg/L)	二氧化碳浓度背景值 (mg/L)	当前值/背景值
4	478	713.43	0.67
14	4654	676.45	6.88
17	459	296.13	1.55
21	4692	500.75	9.37
25	4323	1338.39	3.23
31	4821	495.48	9.73
38	554	344.10	1.61
40	6743	1040.59	6.48
[0140] 47	3532	957.18	3.69
49	6223	785.73	7.92
55	5409	2129.53	2.54
57	3521	720.04	4.89
60	4698	374.64	12.54
66	5439	710.98	7.65
69	6122	1413.86	4.33
72	589.7	351.01	1.68
78	4506	487.14	9.25
84	6843	656.72	10.42
93	430	352.46	1.22
98	5700	654.42	8.71

[0141] 从表中可以发现,当前值和背景值的比例超过10的有2个点位,编号为60和78。这两个点位的二氧化碳背景值和当前值差异明显,说明在这一二氧化碳驱油阶段发生严重泄漏。对此要采取措施,利用降低风险点附近二氧化碳注入速率,关停检测等方式阻止二氧化碳的泄漏加重。

[0142] 通过实施例1和实施例2的结果可以看出动态比较下测出的风险点位少于实例1静态条件下测出的。说明动态比较增加了对时间因素及背景值的考虑,对异常点位的定位更加精准。同时,动态比较相较于静态也会需要更多的采样样本及时间成本,所以两种方法的选择要基于实际分析。

[0143] 本发明实施例中,不同于其他方式的二氧化碳封存的泄漏,在二氧化碳的驱油与封存过程中,因为有油气资源的存在,所以封存的二氧化碳会和烃类一同泄露出来。因为监测二氧化碳有较多的地表干扰,监测含量地表背景值很低的非甲烷气态烃类可以有较高信噪比。所以本发明选择从直接监测二氧化碳转为监测地表背景值很低的非甲烷气态烃类,

通过数值模拟来估计二氧化碳的泄漏量。测量烃类的途径是间接的,从直接测量痕量烃转为培养或非培养扩增专性氧化微生物的间接测量。这样可以避免测量痕量烃可能出现的检测限不足的问题,同时更加注重时间动态。这样就从两方面大大提高了二氧化碳监测的灵敏度。同时本发明选择地表取样监测,大范围加密布点,从成本高、提高地层渗漏风险的加密监测井转为成本低,不起下工具,不干扰生产的监测方式,减少对地质结构破坏,降低成本,提高安全性。

[0144] 如图3所示,本发明实施例提供了一种二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测装置300,该装置300应用于实现二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法,该装置300包括:

[0145] 获取模块310,用于获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量。

[0146] 非甲烷气态烃浓度计算模块320,用于根据不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度。

[0147] 二氧化碳浓度计算模块330,用于根据不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度包括当前值和背景值。

[0148] 输出模块340,用于根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。

[0149] 可选地,油气指示微生物为丁烷氧化菌。

[0150] 可选地,二氧化碳浓度计算模块330,进一步用于:

[0151] S31、根据构建的计算单组分气体溶解度的理论模型,分别计算非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度。

[0152] S32、根据非甲烷气态烃和二氧化碳的溶解度,确定非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系。

[0153] S33、根据非甲烷气态烃和二氧化碳在原油中的溶解度关系,建立二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系。

[0154] 可选地,计算单组分气体溶解度的理论模型,如下式(1)所示:

$$C = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{n_T}{V_1} = \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_T}{M_T} \frac{V_T}{V_1} \quad (1)$$

$$= \frac{Kp}{1 + \alpha Kp} \frac{\rho_o x_T}{M_T} \frac{V_o}{V_1} = \frac{Kp x_T \rho_o}{M_T f(t) + \alpha Kp M_T f(t) + Kp x_T \rho_o f(t) V_{gn}}$$

[0156] 其中,C为摩尔溶解度,K为反应平衡常数,p为压力, $\alpha$ 为引入校正因子, $n_T$ 为液态烃的物质的量, $\rho_T$ 为原油中烃的密度, $M_T$ 为烃的平均分子量, $V_T$ 为液态烃的体积, $x_T$ 为烃的重量分数, $V_1$ 为一定量原油在压力p下达到溶解平衡时的体积, $\rho_o$ 为原油在地面条件下的密度, $V_o$ 为原油在地面条件下的体积, $f(t)$ 为温度系数, $V_{gn}$ 为表观摩尔体积。

[0157] 可选地,输出模块340,进一步用于:

[0158] 场地内静态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0159] 或,基于时间动态比较确认不同点位中的二氧化碳渗漏风险点。

[0160] 可选地,输出模块340,进一步用于:



[0161] 判断不同点位的二氧化碳的渗漏浓度中,是否包含渗漏浓度大于或等于预设检测线的点位。

[0162] 若是,则确定大于或等于预设检测线的点位为二氧化碳渗漏风险点。

[0163] 若否,则根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度计算均值,并计算不同点位的二氧化碳的渗漏浓度与均值的差值,将差值为正且大于三倍标准差的点位确定为二氧化碳渗漏风险点。

[0164] 可选地,输出模块340,进一步用于:

[0165] 将任意时刻下的二氧化碳的渗漏浓度与任一点位的二氧化碳的背景值作比较,得到任意时刻下的比值;其中,背景值是一段时间间隔前任一点位的二氧化碳浓度。

[0166] 获取任意时刻下的比值中,超过预设界限的比值所对应的点位,判定为二氧化碳渗漏风险点。

[0167] 本发明实施例中,不同于其他方式的二氧化碳封存的泄漏,在二氧化碳的驱油与封存过程中,因为有油气资源的存在,所以封存的二氧化碳会和烃类一同泄露出来。因为监测二氧化碳有较多的地表干扰,监测含量地表背景值很低的非甲烷气态烃类可以有较高信噪比。所以本发明选择从直接监测二氧化碳转为监测地表背景值很低的非甲烷气态烃类,通过数值模拟来估计二氧化碳的泄漏量。测量烃类的途径是间接的,从直接测量痕量烃转为培养或非培养扩增专性氧化微生物的间接测量。这样可以避免测量痕量烃可能出现的检测限不足的问题,同时更加注重时间动态。这样就从两方面大大提高了二氧化碳监测的灵敏度。同时本发明选择地表取样监测,大范围加密布点,从成本高、提高地层渗漏风险的加密监测井转为成本低,不起下工具,不干扰生产的监测方式,减少对地质结构破坏,降低成本,提高安全性。

[0168] 图4是本发明实施例提供的一种电子设备400的结构示意图,该电子设备400可因配置或性能不同而产生比较大的差异,可以包括一个或一个以上处理器(central processing units,CPU)401和一个或一个以上的存储器402,其中,存储器402中存储有至少一条指令,至少一条指令由处理器401加载并执行以实现下述二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法:

[0169] S1、获取待检测区域的不同点位的油气指示微生物的生物量。

[0170] S2、根据不同点位的油气指示微生物的生物量、以及建立的油气指示微生物的生物量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度。

[0171] S3、根据不同点位的非甲烷气态烃的渗漏浓度、以及建立的二氧化碳的渗漏量和非甲烷气态烃的渗漏量的关系,得到不同点位的二氧化碳的渗漏浓度。

[0172] S4、根据不同点位的二氧化碳的渗漏浓度,得到待检测区域的地质渗漏平面监测结果,确定二氧化碳渗漏风险点。

[0173] 在示例性实施例中,还提供了一种计算机可读存储介质,例如包括指令的存储器,上述指令可由终端中的处理器执行以完成上述二氧化碳驱油封存工程的地质渗漏平面监测方法。例如,计算机可读存储介质可以是ROM、随机存取存储器(RAM)、CD-ROM、磁带、软盘和光数据存储设备等。

[0174] 本领域普通技术人员可以理解实现上述实施例的全部或部分步骤可以通过硬件来完成,也可以通过程序来指令相关的硬件完成,所述的程序可以存储于一种计算机可读

存储介质中,上述提到的存储介质可以是只读存储器,磁盘或光盘等。

[0175] 以上所述仅为本发明的较佳实施例,并不用以限制本发明,凡在本发明的精神和原则之内,所作的任何修改、等同替换、改进等,均应包含在本发明的保护范围之内。

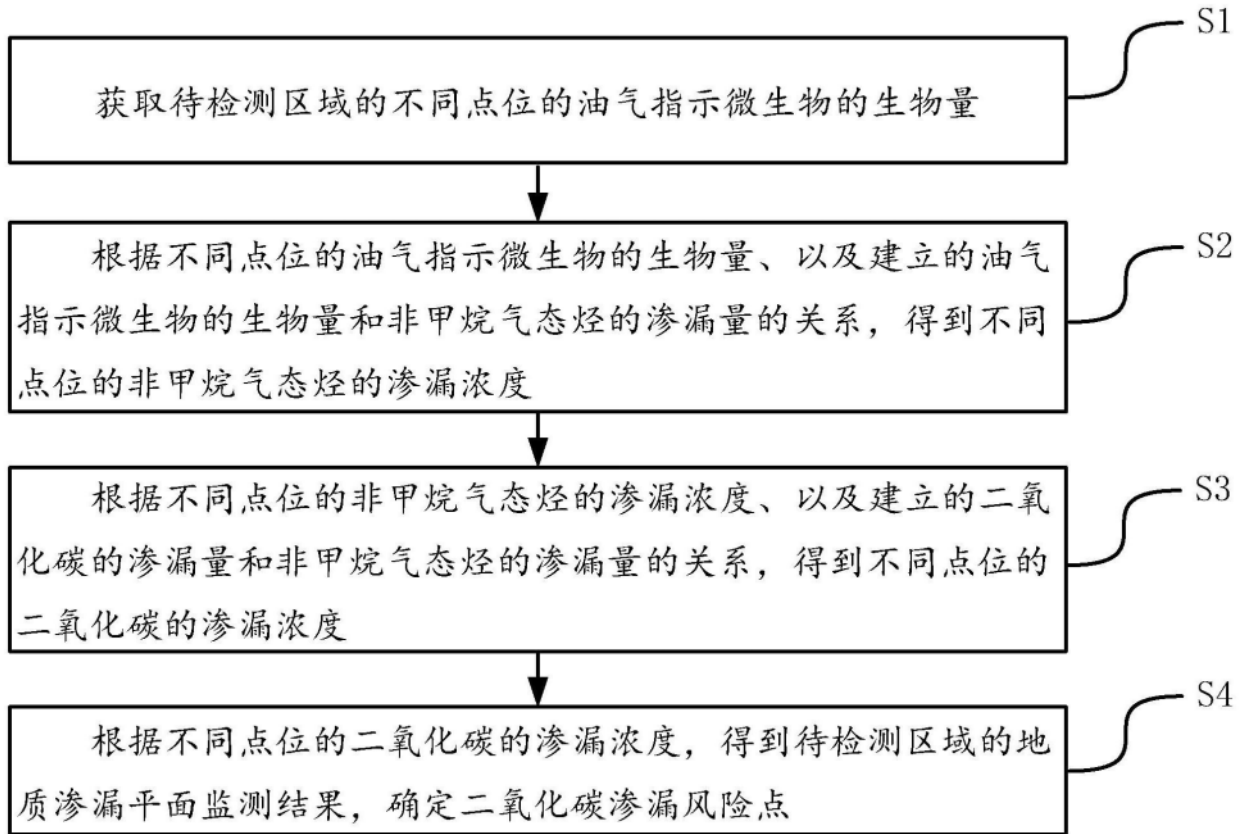


图1

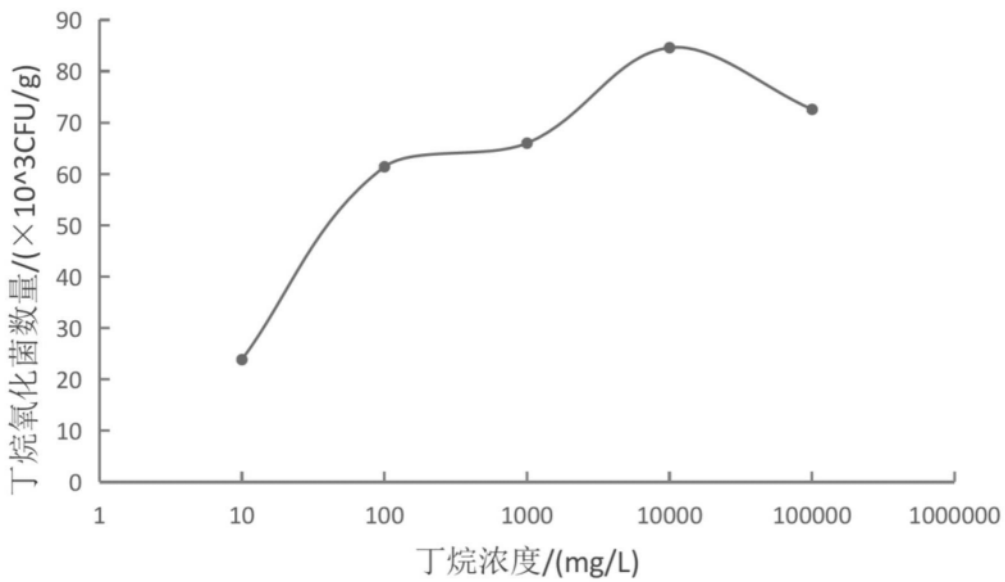


图2

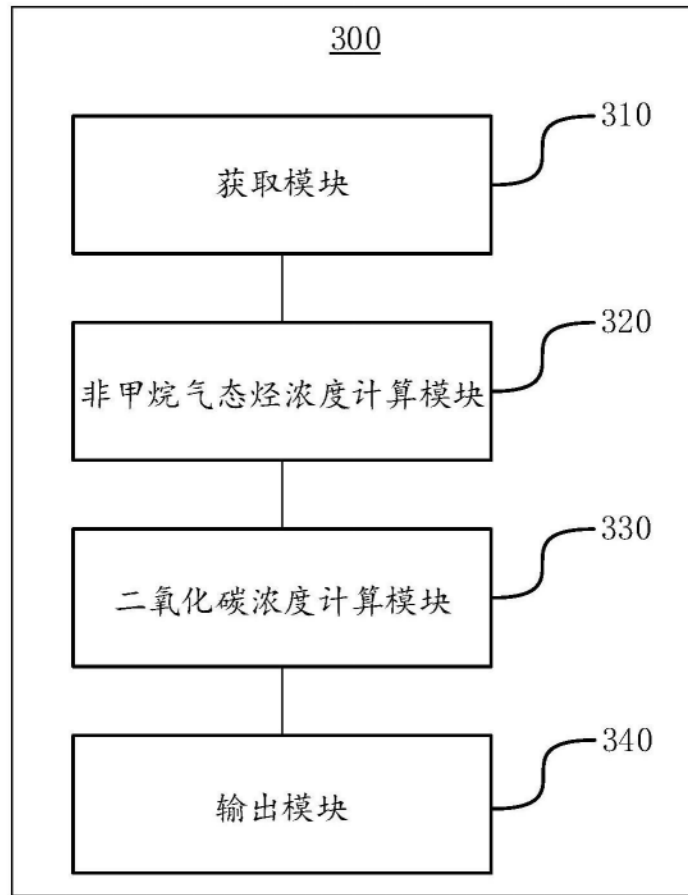


图3

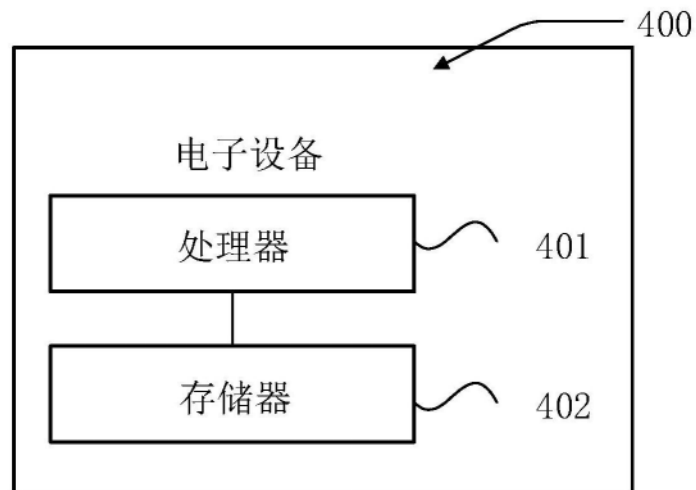


图4