



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 1896459 B

(45) 授权公告日 2013.06.12

(21) 申请号 200610004999.2

(22) 申请日 2006.01.11

(30) 优先权数据

11/207,043 2005.08.18 US

11/132,545 2005.05.19 US

60/642,781 2005.01.11 US

(73) 专利权人 施蓝姆伯格海外股份有限公司
地址 巴拿马巴拿马城

(72) 发明人 拉利萨·文卡塔拉马南
奥利弗·C·马林斯
里卡多·瓦斯克斯

(74) 专利代理机构 北京市柳沈律师事务所
11105
代理人 李芳华 邸万奎

(51) Int. Cl.
E21B 49/08(2006.01)

(56) 对比文件
US 6768105 B2, 2004.07.27, 第6栏第25行

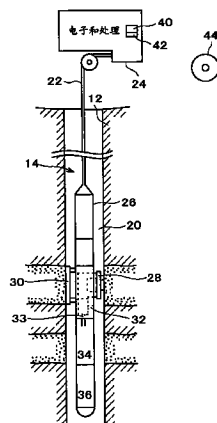
至第7栏第45行,附图1,10,12,14.
US 2004158406 A1, 2004.08.12, 第48,55,
122-126段.
US 6343507 B1, 2002.02.05, 第1栏第48行
至第2栏第64行,第6栏第25行至第9栏第5
行,第10栏第28行至第12栏第35行,附图1-3,
6-8.
US 5939717 A, 1999.08.17, 第7栏第5行至
第9栏第27行,附图1,7,8.

审查员 隋子玉

权利要求书3页 说明书22页 附图17页

(54) 发明名称
导出井下流体的差别流体性质的系统和方法

(57) 摘要
提供了通过下述操作用于地层流体的井下分析的方法和系统:基于对测量中的系统误差不那么敏感的井下数据而导出差别流体性质及所预测的流体性质上的相关联的不确定度,并且基于流体性质上的差别产生感兴趣的答案结果。所测量的数据用于使用例如油基泥浆污染监控(OCM)算法计算井下流体的污染水平。预测流体的流体性质,并且导出所预测的流体性质上的不确定度。提供了一种统计框架,用于比较流体以产生与地层流体和其储层相关的鲁棒、实时的答案结果。通过优选的采样过程降低或消除了测量数据上的系统误差。



1. 一种从井下测量导出井下流体的流体性质的方法,所述方法包括:
获取第一流体和第二流体;
在基本相同的井下条件下,利用井眼中的设备分析第一流体和第二流体,以导出第一流体和第二流体的流体性质数据;
基于该第一流体和第二流体的流体性质数据导出流体的相应流体性质;以及
量化所导出的流体性质上的不确定度。
2. 如权利要求 1 所述的方法,还包括:
基于所导出的流体性质和流体性质上的不确定度而比较流体。
3. 如权利要求 2 所述的方法,其中
所述流体性质是含气流体颜色、脱气原油密度、GOR 和荧光性中的一个或多个。
4. 如权利要求 2 所述的方法,还包括:
基于为流体导出的相应流体性质,而提供包括由井眼设备进行的采样优化的答案结果。
5. 如权利要求 1 所述的方法,其中
所述流体性质数据包括来自井眼中设备的一个或多个光谱通道的光密度;
所述方法还包括:
接收关于光密度数据的不确定度数据。
6. 如权利要求 1 所述的方法,还包括:
基于流体的流体性质将井眼中的设备定位在某位置处。
7. 如权利要求 1 所述的方法,还包括:
量化所述第一流体和第二流体的每个的污染水平及其不确定度。
8. 如权利要求 1 所述的方法,还包括:
基于流体性质数据提供关于地质地层的评估和测试的包括划区、成分梯度和最优采样处理的一个或多个的答案结果。
9. 如权利要求 1 所述的方法,还包括:
对流体性质数据脱色;
确定流体的各成分;
导出每一流体的轻质烃的体积分数;以及
提供每一流体的地层体积因子。
10. 如权利要求 1 所述的方法,其中
每个流体的流体性质数据是从井下光谱分析仪的甲烷通道和颜色通道接收的。
11. 如权利要求 10 所述的方法,还包括:
量化每个流体的每个通道的污染水平及其不确定度。
12. 如权利要求 11 所述的方法,还包括:
为每个流体获得通道的污染水平的线性组合以及关于所组合的污染水平的不确定度。
13. 如权利要求 12 所述的方法,还包括:
确定每个流体的成分;
基于每个流体的对应成分以及所组合的污染水平而预测每个流体的 GOR;以及
导出与每个流体的所预测的 GOR 相关联的不确定度。

14. 如权利要求 13 所述的方法,还包括:
基于每个流体的所预测的 GOR 和所导出的不确定度来比较流体。
15. 如权利要求 14 所述的方法,其中
所述比较流体的步骤包括确定流体不同的概率。
16. 如权利要求 1 所述的方法,其中
所述获取第一流体和第二流体的步骤包括从井眼所穿过的土壤地层获取第一流体和第二流体的至少一个。
17. 如权利要求 1 所述的方法,其中
所述获取第一流体和第二流体的步骤包括:从第一源获取第一流体和第二流体中的至少一个,以及从不同的第二源获取第一流体和第二流体中的另一个。
18. 如权利要求 17 所述的方法,其中
所述第一源和第二源包括井眼所穿过的土壤地层的不同位置。
19. 如权利要求 17 所述的方法,其中
所述第一源和第二源的至少一个包括所存储的流体。
20. 如权利要求 17 所述的方法,其中
所述第一源和第二源包括在井眼所穿过的土壤地层的同一位置的在不同时间所获取的流体。
21. 一种降低井下数据中的系统误差的方法,所述方法包括:
获得第一流体的样本;
获得第二流体的样本;
利用井眼中的设备在基本相同的井下条件下对于第一流体和第二流体依次获得井下数据;
基于第一流体和第二流体的井下数据导出第一流体和第二流体的相应流体性质;以及
量化所导出的流体性质上的不确定度。
22. 一种井下流体特性表征装置,包括:
流体分析模块,该流体分析模块包括:
流送管,用于使从地层汲取的流体流过该流体分析模块;
可选择性操作的设备,其被相对于流送管而建造和安排,以使得至少第一和第二流体流过该流体分析模块,并且捕获第一流体和第二流体;以及
与该流体分析模块相关联的至少一个传感器,用于在基本相同的井下条件下产生第一流体和第二流体的流体性质数据,以及量化流体性质上的不确定度。
23. 如权利要求 22 所述的装置,其中
所述可选择性操作的设备包括与流送管相关联的至少一个阀。
24. 如权利要求 23 所述的装置,其中
所述阀包括泵出模块中的一个或多个止回阀以及与流送管相关联的井眼输出阀。
25. 如权利要求 22 所述的装置,其中
所述可选择性操作的设备包括具有多个存储容器的设备,用于选择性地存储和排出从地层汲取的流体。
26. 一种用于表征地层流体的特性以及基于该特性提供答案结果的系统,该系统包

括：

井眼工具,其包括：

具有光学单元的流送管,

可选择性操作的设备,其与流送管相关联,用于使得第一流体和第二流体流过光学单元,并且捕获第一流体和第二流体,以及

流体分析仪,其光学地耦接到该单元,并且被配置来产生关于流过该单元的第一流体和第二流体的流体性质数据;以及

耦接到井眼工具的至少一个处理器,其包括：

用于接收来自井眼工具的流体性质数据的器件,其中所述流体性质数据是在第一流体和第二流体处于基本相同的井下条件下的情况下产生的,

所述处理器被配置成基于该流体性质数据导出第一流体和第二流体的相应的流体性质,以及量化导出的流体性质上的不确定度。

导出井下流体的差别流体性质的系统和方法

技术领域

[0001] 本发明涉及为了勘探和开发诸如油井或气井的产烃钻井的目的而评估和测试地质地层的流体分析。特别地,本发明针对从井下测量(诸如光谱测量)导出对测量中的系统误差较不敏感的地层流体的差别流体性质的系统和方法。

背景技术

[0002] 井下流体分析(DFA)是一种通常用于确定具有烃沉积物的地质地层的特性和本性的重要有效的调查技术。DFA用在油田勘探和开发中,用于确定油气层的岩石物理、矿物、和流体性质。DFA是包括井下流体的成分、流体性质和相态特性的一类储层流体分析,用于表征(characterizing)烃流体和储层。

[0003] 典型地,在储层地层中的井下发现了诸如油、气、和水的流体的复杂混合物。井下流体(也称作地层流体)具有许多特性,包括压力、含气流体颜色(live fluid color)、脱气原油(dead-crude)密度、气油比(GOR)、及其他流体特性,这些特性用作表征烃储层的指示器。在这方面,部分基于储层中地层流体的流体性质来分析和表征烃储层。

[0004] 为了评估和测试井眼(borehole)周围的地下地层,经常希望获得地层流体的样本以便表征流体。人们已经开发了允许在测井运行(logging run)中或钻井(drilling)期间从地层取出样本的工具。Schlumberger的储层地层测试器(Reservoir Formation Tester, RFT)和模块地层动力学测试器(Modular Formation Dynamics Tester, MDT)工具是用于为表面分析而抽取地层流体的样本的采样工具的例子。

[0005] DFA的近期发展包括用于表征井孔(wellbore)或井眼中井下地层流体的技术。在这方面,Schlumberger的MDT工具可以包括一个或多个流体分析模块,诸如Schlumberger的成分流体分析器(Composition Fluid Analyzer, CFA)和含气流体分析器(Live Fluid Analyzer, LFA),以在流体仍在井下时分析由工具采样的井下流体。

[0006] 在上述类型的DFA模块中,要进行井下分析的地层流体流过传感器模块,诸如利用近红外(NIR)吸收光谱法分析流动的流体的分光计模块。共有的美国专利第6,476,384和6,768,105是与前述技术相关的专利的示例,其内容通过引用而全部合并在这里。地层流体也可以在与DFA模块相关联的样本室内被捕获,该样本室中嵌入有诸如压力/温度计的传感器,以测量所捕获的地层流体的流体性质。

[0007] 井下测量(诸如利用光谱分析仪的地层流体的光密度)易受测量中系统误差的影响。这些误差可以包括测量随温度的变化、导致偏差读出的电子漂移、其它效果诸如系统泵送(pump)程的干扰、以及测量中的其它系统误差。这些误差已经表现出对从所测量数据获得的流体特性的影响。这些系统误差是难于利用工具校准而先验表征的。

发明内容

[0008] 由于上面所讨论的背景以及井下流体分析领域公知的其它因素,申请人发现了通过下述操作用于地层流体的实时分析的方法和系统:导出流体的差别流体性质、以及

基于对测量数据中的系统误差较不敏感的差别流体性质的感兴趣的答案结果 (answer product)。

[0009] 在本发明的优选实施例中,具有降低了的测量误差的、来自井下测量的数据(诸如光谱数据)被用于计算污染水平。油基泥浆污染监控(OCM)算法可以用于确定井下流体中例如来自油基泥浆(OBM)滤液的污染水平。基于所预测的污染水平,而为井下流体预测流体性质,诸如含气流体颜色、脱气原油密度、气油比(GOR)、荧光性等等。从所测量数据的不确定度以及所预测污染的不确定度导出流体性质的不确定度。提供了统计框架,用于流体的比较,以产生与地层流体和储层相关的实时、鲁棒的答案结果。

[0010] 申请人发展了通过流体性质比较而使能实时 CFA 的建模方法论和系统。例如,在本发明的优选实施例中,建模技术和系统用于处理与井下流体采样相关的流体分析数据(诸如光谱数据),以及用于比较两个或多个流体以便基于比较的流体性质而导出分析结果。

[0011] 申请人认识到,通过使用本发明的新颖的采样和井下分析过程降低或消除所测量数据中的系统误差将导致以具有降低了的井下数据测量误差的、所预测的流体性质为基础的对地层流体的鲁棒且准确的比较。

[0012] 申请人还认识到,量化地层流体中的污染水平以及确定与所量化的流体污染水平相关联的不确定度的步骤将是导出油田勘探和开发中感兴趣的答案结果的有利步骤。

[0013] 申请人还认识到,所量化的污染水平上和所测量数据上的不确定度可以被扩散为感兴趣的其它流体性质(诸如,含气流体颜色、脱气原油密度、气油比(GOR)、荧光性等等)上的对应不确定度。

[0014] 申请人还认识到,量化地层流体的所预测流体性质上的不确定度将提供用于流体的实时比较的有利基础,并且对于数据中的系统误差不太敏感。

[0015] 根据本发明,一种从井下光谱数据测量导出井下流体的流体性质以及提供答案结果的方法包括下述步骤:获取至少第一流体和第二流体;以及在基本相同的井下条件下,利用井眼中的设备分析第一流体和第二流体以产生第一流体和第二流体的流体性质数据。在本发明的一个实施例中,该方法还包括基于该第一流体和第二流体的流体性质数据导出流体的相应流体性质;量化所导出的流体性质上的不确定度;以及基于所导出的流体性质和流体性质上的不确定度而比较流体。

[0016] 所导出的流体性质可以是含气流体颜色、脱气原油密度、GOR 和荧光性中的一个或多个。在本发明的一个实施例中,该方法可以包括基于为流体导出的相应流体性质而提供包括由井眼设备进行的采样优化的答案结果。在本发明的另一实施例中,该流体性质数据包括来自井眼中设备的一个或多个光谱通道的光密度,以及该方法还包括接收关于光密度数据的不确定度数据。

[0017] 在另一实施例中,该方法可以包括基于流体的流体性质将井眼中的设备定位在某位置处。本发明的另一实施例可以包括量化所述至少两种流体的每个的污染水平及其不确定度。本发明的另一实施例可以包括基于流体性质数据提供关于地质地层的评估和测试的包括划区(compartmentalization)、成分梯度和最优采样处理的一个或多个的答案结果。

[0018] 本发明的一个方法包括:对流体性质数据脱色;确定流体的各成分;导出对于每一流体的轻质烃的体积分数(volume fraction);以及提供对于每一流体的地层体积因子。

[0019] 每个流体的流体性质数据可以从井下光谱分析仪的甲烷通道和颜色通道接收。本发明的其它实施例可以包括量化每个流体的每个通道的污染水平及其不确定度；对于每个流体获得通道的污染水平的线性组合以及关于所组合的污染水平的不确定度；确定每个流体的成分；基于每个流体的对应成分以及所组合的污染水平预测每个流体的 GOR；以及导出与每个流体的所预测的 GOR 相关联的不确定度。可以基于每个流体的所预测的 GOR 和所导出的不确定度来比较流体。在本发明的一个方面，比较流体的步骤包括确定流体不同的概率。

[0020] 本发明的一个方法可以包括从井眼所穿过的土壤地层获取第一流体和第二流体的至少一个。本发明的另一方面可以包括：从第一源获取第一流体和第二流体中的至少一个，以及从不同的第二源获取第一流体和第二流体中的另一个。第一源和第二源可以包括井眼所穿过的土壤地层的不同位置。第一源和第二源的至少一个可以包括所存储的流体。第一源和第二源可以包括在井眼所穿过的土壤地层的同一位置的在不同时间所获取的流体。

[0021] 在本发明的另一实施例中，一种降低井下数据中的系统误差的方法包括：利用井眼中的设备在基本相同的井下条件下对于至少第一流体和第二流体依次获取井下数据。

[0022] 本发明的另一实施例提供了一种井下流体特性表征装置，该装置包括：流体分析模块；流送管，用于使从地层汲取的流体流过该流体分析模块；选择性可操作的设备，其被相对于流送管而建造和安排，以使得至少第一和第二流体交替流过该流体分析模块；以及与该流体分析模块相关联的至少一个传感器，用于在基本相同的井下条件下产生第一流体和第二流体的流体性质数据。在本发明的一个实施例中，该选择性可操作的设备包括与流送管相关联的至少一个阀。所述阀可以包括泵出模块中的一个或多个止回阀以及与流送管相关联的井眼输出阀。在本发明的一个方面，该选择性可操作的设备包括具有多个存储容器的设备，用于选择性地存储和排出从地层汲取的流体。

[0023] 在本发明的另一方面，一种用于表征地层流体的特性以及基于该特性提供答案结果的系统，该系统包括：井眼工具，其包括：具有至少一个传感器的流送管，所述传感器用于感测流送管中流体的至少一个参数；和选择性可操作的设备，其与流送管相关联，用于使得至少第一流体和第二流体流过流送管从而被传递到传感器，其中该传感器在第一流体和第二流体处于基本相同的井下条件下的情况下、产生关于第一流体和第二流体的流体性质数据。耦接到井眼工具的至少一个处理器可以包括用于接收来自传感器的流体性质数据的器件，并且所述处理器可以被配置成基于该流体性质数据导出第一流体和第二流体的相应的流体性质。

[0024] 在本发明的其它方面，一种其上具有下述计算机可读程序代码的计算机可用介质，该计算机可读程序代码当被计算机执行时适于与井眼系统一起用来表征井下流体的特性，所述代码包括：接收至少第一井下流体和第二井下流体的流体性质数据，其中该第一流体和第二流体的流体性质数据是在第一流体和第二流体处于基本相同的井下条件下的情况下、利用井眼中的设备产生的；以及基于所接收的数据计算流体的相应流体性质。

[0025] 本发明的其他优点和新颖方面将在后面的说明中阐述或者可以由本领域技术人员通过阅读这里的材料或者实践本发明而习得。本发明的优点可以通过所附权利要求陈述的器件来实现。

附图说明

[0026] 附图图示了本发明的优选实施例并且是说明书的一部分。这些附图与下面的描述一起说明和解释了本发明的原理。

[0027] 图 1 是本发明的示例性操作环境的横截面上的示意表示。

[0028] 图 2 是根据本发明的用于比较地层流体的一个系统的示意表示。

[0029] 图 3 是根据本发明的用于比较地层流体的一个流体分析模块装置的示意表示。

[0030] 图 4 是在流体分析模块装置中用于捕获或捕捉地层流体的根据本发明一个实施例的流体采样室的示意图示。

[0031] 图 5A 到 5E 是描绘了根据本发明的比较井下流体并且导出其答案结果的优选方法的流程图。

[0032] 图 6A 用图形示出了烃的所测量的（虚线）和所预测的（实线）脱气原油光谱的示例，以及图 6B 表示截止波长和脱气原油光谱之间的实验相关性。

[0033] 图 7 用图形图示了作为体积污染 (volumetric contamination) 的函数的逆向气 (retrograde-gas) 的 GOR (单位是 scf/stb) 变化。在较小的污染水平，GOR 对体积污染非常敏感；污染上的较小不确定度可以导致 GOR 上较大的不确定度。

[0034] 图 8A 用图形示出了作为体积污染的函数的流体 A (蓝色) 和 B (红色) 的 GOR 和相应的不确定度。流体 A 的最终污染是 $\eta_A = 5\%$ ，而流体 B 的最终污染是 $\eta_B = 10\%$ 。图 8B 是作为污染的函数的 K-S 距离的图形化表示。在对区分两种流体的敏感度最大的 η_B 处最佳地比较这两种流体的 GOR，这可以归结为当污染水平是 η_B 时对两种流体的光密度的比较。

[0035] 图 9 用图形示出了三个站点 A (蓝色)、B (红色) 和 D (品红色) 的来自甲烷通道 (在 1650nm 处) 的光密度 (OD)。对于所有三条曲线以虚线黑色迹线示出由污染模型的拟合。就在对于站点 A、B 和 D 收集样本之前的污染分别是 2.6%、3.8% 和 7.1%。

[0036] 图 10 用图形图示了对于站点 A (蓝色)、B (红色) 和 D (品红色) 的所测量的 OD (虚线迹线) 和含气流体光谱 (实线迹线) 的比较。站点 D 的流体更暗并且在统计上不同于站点 A 和 B。站点 A 和 B 处的流体统计上不同的概率是 0.72。上述图 9 中提到了这些流体。

[0037] 图 11 用图形示出了对于 (上面所提到的) 站点 A、B 和 D 处的三种流体的含气流体光谱 (虚线迹线) 和所预测的脱气原油光谱 (实线迹线) 的比较。

[0038] 图 12 用图形示出了对于 (上面所提到的) 站点 A、B 和 D 处的三种流体的从脱气原油光谱所获得的截止波长以及其不确定度。站点 A (蓝色)、B (红色) 和 D (品红色) 处的三种流体在截止波长方面在统计上类似。

[0039] 图 13 是示出了 (上面所提到的) 站点 A、B 和 D 处的所有三种流体的脱气原油密度接近于 0.85g/cc 的图。

[0040] 图 14A 用图形图示了站点 A (蓝色) 和 B (红色) 处的流体的 GOR 在统计上是相似的，而图 14B 图示了站点 B (红色) 和 D (品红色) 处的流体的 GOR 在统计上也是相似的。这些流体曾在上面提到。

[0041] 图 15 是来自站点 A 的、对应于流体 A 的光密度数据以及来自站点 B 的、对应于流体 A 和 B 的数据的图形表示。

[0042] 图 16 用图形表示了分别在站点 A 和 B 处所测量的、来自流体 A (蓝) 和流体 B (红) 的颜色通道的数据 (还请注意图 15)。黑线是利用油基泥浆污染监控 (OCM) 算法对所测量数据的拟合。在泵送结束时, 流体 A 的污染水平是 1.9%, 并且流体 B 的污染水平是 4.3%。

[0043] 图 17A 用图形描绘了在站点 B 处对应于流体 A 的数据的前沿, 而图 17B 用图形描绘了在站点 B 处的通道之一的数据的前沿, 并且示出了所测量的光密度 (在测量的噪声范围内) 几乎是恒定的。

[0044] 图 18 (含气流体颜色的图形比较) 示出了两种流体 A 和 B 不能基于颜色来区分。

[0045] 图 19 (脱气原油光谱的图形比较) 示出了两种流体 A 和 B 根据脱气原油颜色不能区分。

[0046] 在所有附图中, 同样的附图标记指示类似的但不必等同的元件。虽然本发明容许各种改变和替换形式, 但是特定示例在附图中作为示例示出, 并且在本文中详细描述。但是, 应该理解, 本发明并不意欲局限于所公开的特定形式。相反, 本发明意欲覆盖落入所附权利要求定义的本发明范围内的所有修改、等价物和替代。

具体实施方式

[0047] 下面描述本发明的图示性实施例和方面。为了清楚起见, 在说明书中并没有描述实际实施的所有特征。当然, 应该理解, 在任何这样实际实施例的开发过程中, 必需做出众多特定实施的决定以达到开发者的特定目标, 诸如遵从系统相关和业务相关的限制, 而这些限制将随各个实现而变化。此外, 应该理解, 这样的开发工作可能是复杂且耗时的, 但是尽管如此, 其仍将是本公开获益的本领域普通技术人员的日常工作。

[0048] 本发明适用于使用地层测试器工具 (例如, 模块化地层动态测试器 (MDT)) 中的流体分析模块 (诸如 Schlumberger 的成分流体分析器 (CFA) 和 / 或含气流体分析器 (LFA) 模块)、在例如缆线以及钻井同时测井 (logging-while-drilling, LWD) 井下流体分析领域中的油田勘探和开发。如本文所使用的, 术语“实时”指基本上与获取部分数据或全部数据同时 (诸如, 在井眼装置在井中或者在井站处从事测井或钻井操作时) 的数据处理和分析; 术语“答案结果”指关于油田勘探、开发和生产的感兴趣的中间和 / 或最终结果, 其是通过处理和 / 或分析井下流体数据而导出或获取的; 术语“划区”指防止烃储层被作为单个生产单位对待的流体流动的岩石壁垒; 术语“污染”和“污染物”指在对储层流体采样时得到的不想要的流体, 诸如油基泥浆滤液; 以及术语“不确定度”指观测或计算值可能不同于真实值的估计量或百分比。

[0049] 申请人对烃储层中划区的理解提供了本发明的基础。通常, 地层中层间压力传递是用于标识划区的量度。但是, 压力传递并不必然转化为层间的流传递, 并且对压力传递必然转化为层间的流传递的假定可能导致错过的流划区。最近已建立了如下理论, 即压力量度在估计储层划区和成分梯度中是不充分的。由于压力传递随着地质老化而发生, 因而对于两个松散砂岩体可能存在压力传递, 但是并不必然存在彼此的流传递。

[0050] 申请人认识到, 在标识划区上的错误见解可能导致生产参数 (诸如泄油体积、流动速率、井布置、设施和完成设备 (completion equipment) 的大小) 上的显著误差, 以及导致生产预测上的误差。申请人还认识到当前需要为标识烃储层中的划区和成分梯度、以及其它感兴趣特性而应用鲁棒且准确的建模技术和新颖的采样过程。

[0051] 目前,关于划区和 / 或成分梯度的决定是从地层中两个相邻区之间的流体性质诸如气油比 (GOR) 的直接比较而导出的。基于该流体性质的直接比较来做出作为划区标记的评价决定,诸如可能的 GOR 逆转或密度逆转。申请人认识到,当两个相邻区的流体性质具有明显的差别时,这样的方法是适当的,但是在其中的流体具有变动的污染水平、且流体性质之间的差别较小但是在分析储层上仍显著时,对地层中邻近区的流体性质的直接比较则不那么令人满意。

[0052] 申请人还认识到,通常在某些地质背景 (geological settings) 下,流体密度逆转可能较小并且被透射到较小的垂直距离上。在其中密度逆转或等价地 GOR 梯度较小的背景下,当前的分析可能将所划区的储层错误地标识为单个流单元,而作为错误标识的结果则导致昂贵的生产后果。类似地,流体性质的空间变化的不准确评估可以传播为关于地层流体生产的预测上的显著的不准确度。

[0053] 考虑到前述方面,申请人理解,关键是确定和量化含有烃沉积物的地质地层中相邻层之间流体性质上的较小差别。此外,一旦储层已开始生产,通常必要的是从储层中的各区 (sector) 诸如层、断层石块等监控烃回收 (recovery)。准确监控烃回收的关键数据是油田中不同区的烃成分和性质 (诸如光学性质)、以及流体成分和性质上的差别。

[0054] 由于申请人对这里所讨论因素的理解的缘故,本发明提供了使用鲁棒的统计框架比较井下流体的系统和方法,其比较具有相同或不同流体性质 (例如泥浆滤液的污染的水平或不同水平) 的两种或多种流体的流体性质。在这方面,本发明提供了用于使用节省成本的且有效的统计分析工具比较井下流体的系统和方法。着眼于表征烃储层,例如通过标识储层中的划区和成分梯度,而完成为井下流体所预测的流体性质的实时统计比较。申请人认识到,流体性质 (例如,GOR、流体密度) 作为所测量的深度的函数提供了储层特性的有利标记。例如,如果作为深度函数的 GOR 的导数是阶梯状的 (step-like) 即非连续的,则储层中的划区是有可能的。类似地,其它流体性质可以用作划区和 / 或成分梯度的指示符。

[0055] 在本发明的一个方面,井下测量,诸如来自井下工具 (诸如 MDT) 的光谱数据,用于比较具有相同或不同泥浆滤液污染水平的两种流体。在本发明的另一个方面,通过量化各种预测的流体性质的不确定度来比较井下流体。

[0056] 本发明的系统和方法使用随时间渐近减少的泥浆滤液部分的概念。本发明在优选实施例中使用光密度的着色测量和气油比 (GOR) 光谱数据的近红外 (NIR) 测量,来导出关于采样的流体在两个或多个光谱通道处的污染水平。在下面的专利 (其每个都在此全文引作参考) 中详细讨论了这些方法:即美国专利第 5,939,717 号、第 6,274,865 号和第 6,350,986 号。

[0057] 本发明的技术提供了用于比较具有相同或不同污染水平的两种或多种流体的流体性质的鲁棒统计框架。例如,可以分别从站 A 和 B 获得标为 A 和 B 的两种流体。可以基于所测量的数据为两种流体预测流体的流体性质 (诸如含气流体颜色、脱气原油密度、荧光性和气油比 (GOR))。可以从所测量数据上的不确定度和污染上的不确定度 (其是为流体从所测量数据中导出的) 计算得到流体性质上的不确定度。随机误差和系统误差两者都促使例如通过一个或多个井下流体分析模块而获得的所测量数据诸如光密度上的不确定度。一旦量化了流体性质和它们相关联的不确定度,则在统计框架中比较这些性质。流体的差别流体性质是从两种流体的相应流体性质的差别获得的。差别流体性质的量化上的不确定

度反映了测量中的随机误差和系统误差,并且可能非常大。

[0058] 申请人发现了新颖且有利的流体采样和井下分析过程,其允许对应于两种或多种流体的数据获取、采样和数据分析,从而差别流体性质对测量中的系统误差不那么敏感。在常规的井下采样过程中,在第一站处分析或采样的地层流体并不被捕捉并带到下一站。结果,差别流体性质上的不确定度的计算反映了测量数据上的随机误差和系统误差,并且可能非常大。

[0059] 相反,利用本发明的优选采样方法,最小化了测量中的系统误差。结果,所导出的流体性质上的差别更鲁棒并且准确地反映了差别流体性质。

[0060] 图 1 是本发明的示例性操作环境的横截面的示意表示。尽管图 1 描绘了以地面为基地的操作环境,但是本发明并不限于地面,而是具有以水面为基地的应用(包括储油层的深水开发)的适用性。此外,尽管这里的描述使用了油气勘探和生产背景,但预期本发明具有在其它背景诸如地下水储层中的适用性。

[0061] 在图 1 中,服务车 10 位于井场(well site),该井场具有井眼 12,其中井眼工具 20 悬挂在缆线 22 的末端。在此方面,还预期本发明的技术和系统可适用于 LWD 过程。典型地,井眼 12 包含流体诸如水、泥浆、地层流体等的组合。在示例性的布置中,如图 1 示意性所示出那样,一般相对于服务车 10 而建造和安排井眼工具 20 和缆线 22。

[0062] 图 2 公开了根据本发明的一个示例性系统 14,其用于例如在服务车 10 位于井场(注意图 1)时比较井下流体并且基于比较的流体性质而产生分析结果。井眼系统 14 包括用于测试土壤地层和分析从地层和/或井眼中抽取的流体成分的井眼工具 20。在图 1 所示类型的地面背景中,典型地从缠绕在地层表面的绞盘(注意图 1)上的多心测井电缆或缆线 22 的下端将井眼工具 20 悬挂在井眼 12(再次注意图 1)中。在典型的系统中,测井电缆 22 电耦接到表面电控制系统 24,该表面电控制系统 24 具有用于控制井眼工具 20 的适当的电子和处理系统。

[0063] 同样参考图 3,井眼工具 20 包括伸长主体 26,其中装有图 2 和 3 中示意性表示的各种电子组件和模块,用于为井眼工具 20 提供必要的、希望的功能。可选择性扩展的流体准入构件 28 和可选择性扩展的工具锚定(tool-anchoring)部件 30(注意图 2)分别被安排在伸长主体 26 的对边上。流体准入构件 28 可操作来选择性地将井眼壁 12A 的所选部分封住或者隔离,从而建立了相邻土壤地层的压力或流体传递。在这方面,流体准入构件 28 可以是(图 3 中所描绘的)单个探头模块 29 和/或(图 3 中同样示意性表示的)封装模块 31。

[0064] 在伸长主体 26 中提供了一个或多个流体分析模块 32。从地层和/或井眼获得的流体经由一个或多个流体分析模块 32 流过流送管(flowline)33,并且然后通过泵出(pumpout)模块 38(注意图 3)的端口排出。或者,可以将流送管 33 中的地层流体引导到一个或多个流体收集室 34 和 36(诸如 1、2/3/4 或 6 加仑的样本室和/或 6 个 450cc 的多样本模块),用于接收和保留从地层获得的流体以便传输到表面。

[0065] 流体准入构件、一个或多个流体分析模块、流动路径和收集室、以及井眼工具 20 的其它操作元件由电控制系统诸如表面电控制系统 24(注意图 2)控制。优选地,电控制系统 24 和位于工具主体 26 中的其它控制系统包括用于对于工具 20 中的地层流体导出流体性质、比较流体、并执行其它希望的或必需的功能的处理器能力,如下面所更详细描述。

[0066] 本发明的系统 14 在其各种实施例中优选地包括运转地与井眼工具 20 连接的控制处理器 40。控制处理器 40 在图 2 中被描绘为电控制系统 24 的元件。优选地,本发明的方法在处理器 40(其位于例如控制系统 24 中)中运行的计算机程序中实施。在运行中,该程序被耦接来经由缆线 22 例如从流体分析模块 32 接收数据,以及向钻井工具 20 的操作元件发送控制信号。

[0067] 计算机程序可以存储在与处理器 40 相关联的计算机可用存储介质 42 中,或者可以存储在外部计算机可用存储介质 44 中并且在需要时电耦接到处理器 40 以供使用。存储介质 44 可以是目前已知的存储介质(诸如适合磁盘驱动器的磁盘、光可读 CD-ROM 或任何其它类型的可读设备,包括通过交换电信链路耦接的远程存储设备)或者适于这里所描述的目的和目标的未来存储介质中的任何一个或多个。

[0068] 在本发明的优选实施例中,这里所公开的方法和装置可以以 Schlumberger 的地层测试器工具、模块化地层动态测试器(MDT)的一个或多个流体分析模块实施。本发明有利地提供了具有用于井下分析和地层流体样本收集的增强功能的地层测试器工具(诸如 MDT)。在这方面,地层测试器工具可以与井下流体分析结合而有利地用于采样地层流体。

[0069] 申请人已认识到用于比较具有不同或相同污染水平的两种或多种流体的算法方案在井下流体分析中的潜在价值。

[0070] 在本发明的一种方法的优选实施例中,基于至少部分从井眼工具 20 的流体分析模块 32(如图 2 和 3 中所示例性示出的)获取的光谱数据对两种或多种流体中的污染水平及其相关联的不确定度进行量化。光谱测量(诸如光密度)上的不确定度和所预测的污染上的不确定度被传播为流体性质(诸如含气流体颜色、脱气原油密度、气油比(GOR)和荧光性)上的不确定度。就预测的性质来实时比较目标流体。

[0071] 从所预测的流体性质和所获取的其差别来导出本发明的答案结果。在一个方面,感兴趣的答案结果可以直接从所预测的流体性质(诸如地层体积因子(B_0)、脱气原油密度及其它)以及它们的不确定度中导出。在另一方面,感兴趣的答案结果可以从所预测的流体性质上的差别(尤其是在所预测的流体性质在计算上接近的示例中)以及所计算的差别上的不确定度中导出。在另一方面,感兴趣的答案结果可以基于所计算的流体性质的差别提供关于目标地层流体和/或储层的推论或标记,即从比较的流体性质和其不确定度中导出的划区和/或成分梯度的似然性。

[0072] 图 4 是井眼工具 20 中用于捕捉和保持地层流体的样本的捕捉室 40A 的示意描绘。室 40A 可以经由管线 42A 和止回阀 46 与流送管 33 连接。室 40A 包括一个或多个瓶子 44A。如果提供了多个瓶子 44A,则可以将这些瓶子 44A 建造和安排为可转动的圆筒 48,从而每个瓶子可以顺序与管线 42A 对准以接收地层流体,从而将地层流体捕捉并保持在所对准的瓶子中。例如,当流过流送管 33 的地层流体在清理后达到可接受的污染水平时,可以打开止回阀 46,并且地层流体可以被收集在与管线 42A 对准的瓶子 44A 之一中。所捕捉的流体然后可以从室 40A 排出以行经或流过一个或多个光谱模块,并且被引导到置于光谱模块外的另一样本室(未示出)中。

[0073] 可以在井下采样/分析处理期间的不同时间完成地层流体的分析。例如,在已经收集了来自两个站点的地层流体之后,这些流体可以接连流过光谱分析仪。作为另一个实施例,可以在不同时间收集或捕捉在井眼 12(注意图 2)中的井眼工具 20 的同样位置处的

流体,以获取用于利用一个或多个流体分析模块 32 分析的、地层流体的两个或多个样本,如下面更详细地描述的。在这方面,为了这里所描述的流体表征的目的,本发明预期用于收集和捕捉流体的各种不同方法和技术。预期各种情形和情景可以出现,其中有必要和/或希望使用一个或多个流体分析模块分析和比较在基本相同的井下条件下的两种或多种流体。例如,下面的操作可能是有利的,即,在分析基本相同的井下条件的两种或多种流体以获得具有较少的由测量误差导致的误差的流体性质数据之前,让一个或多个流体样本沉淀一段时间以允许例如流体中的提纯或分离阶段的重力分离。作为其它可能,下面的操作可能是有利的,即例如通过压力和体积控制单元改变流体的压力和体积或者确定在基本相同的井下条件下的两种或多种流体的压力-体积特性。在下面的专利申请中更详细地讨论了这些方法:2005年8月15日提交的、发明人为 T. Terabayashi 等的、题为“Methods and Apparatus of Downhole Fluid Analysis”的共同待决(co-pending)和共有的美国专利申请号 11/203,932,其全部内容在此引作参考。出于这里所述的本发明目的、在获取井下流体和分析流体的过程中的这样的改变和调节落入本发明的范围内。

[0074] 可以比较所获取流体的光密度和所导出的答案结果,并且从所测量的数据导出差别流体性质的鲁棒预测。在这方面,两种或者更多的流体(例如流体 A 和 B)可以交替地和重复地流过光谱分析仪,从而对于两种流体获得基本并发的数据。图 4 示出了流体交替流过用于感测流体参数的传感器的示意表示。本发明也预期其它流态(flow regimes)。

[0075] 在本发明的另一实施例中,可为井下流体比较提供适当大小的样本瓶子。可以使用本领域公知的技术在不同站点填充多个样本瓶子。此外,压力-体积-温度(PVT)性质待定的地层流体也可以被收集在其它例如较大的瓶子中,以例如在地面仪器车(surface laboratory)进行进一步的 PVT 分析。在本发明这样的实施例中,通过使流体流过光谱分析仪或者用于感测流体参数的其它传感器,可以随后比较不同的地层流体,即在不同站点、时间等收集的流体。在分析之后,可以将地层流体泵回(pump back)到井眼中或者收集在其它样本瓶子中或者视希望或需要而处理。

[0076] 图 4 示出了根据本发明一个实施例的用于流体比较的室 40A 的一个可能实施例。可以将适当大小的瓶子 44A 合并并在旋转的圆筒 48 中。可以将圆筒 48 建造和安排为经其竖直位移而与流送管 33 进行流体传递,从而来自流送管 33 的管线 42A 与特定瓶子 44A 相连接。然后所连接的瓶子 44A 可以例如通过移动内部活塞 50 而被填充地层流体。根据本发明,所捕捉的流体可以以后用于流体比较。在这方面,通过捕捉室 40A 的特定瓶子可以比较来自井眼的几个不同深度的地层流体。可以提供止回阀 46 以便一旦流送管 33 已经与室 40A 断开连接则防止流体泄漏,而当室 40A 与流送管 33 连接时,止回阀 46 允许流体双向流动。

[0077] 图 5A 到 5E 以流程图的形式表示了用于比较井下流体和基于该比较结果产生答案结果的、根据本发明的优选方法。为简明起见,这里的描述将主要针对来自油基泥浆(OBM)滤液的污染物。但是,本发明的系统和方法也易于适用于水基泥浆(water-base mud, WBM)或者合成的油基泥浆(synthetic oil-base mud, SBM)滤液。

[0078] 污染及其不确定度的量化

[0079] 图 5A 以流程图形式表示了根据本发明的用于量化污染和污染上的不确定度的优选方法。当开始流体分析模块 32 的操作(步骤 100)时,探头 28 向外伸出以与地层接触

(注意图 2)。泵出模块 38 将地层流体汲取到流送管 33 中,并且将其排出到泥浆中,同时由模块 32 分析在流送管 33 中流动的流体(步骤 102)。

[0080] 油基泥浆污染监控 (OCM) 算法通过监控流体性质而量化污染,该流体性质清楚地将泥浆滤液与地层烃区别开。如果烃较重,例如为重油 (dark oil),则使用流体分析模块的颜色通道将假设无色的泥浆滤液与地层流体区分开。如果烃较轻,例如为气或挥发油,则使用流体分析模块的甲烷通道将假设没有甲烷的泥浆滤液与地层流体区分开。下面进一步描述如何能够从两个或多个通道(例如颜色通道和甲烷通道)量化污染不确定度。

[0081] 污染不确定度的量化用于三个目的。首先,如下面进一步描述的,其使污染上的不确定度能扩散为其它流体性质中。第二,可以获得来自两个通道(例如颜色和甲烷通道)的污染的线性组合,从而作为结果得到的污染与来自两个通道的任一个的污染不确定度相比具有较小的不确定度。第三,由于不管流体流动模式或地层种类如何,都将 OCM 应用于泥浆滤液的所有清理工作中,所以量化污染不确定度提供了一种捕获由于 OCM 导致的基于模型的误差的手段。

[0082] 在本发明的优选实施例中,获取来自两个或多个通道(诸如颜色和甲烷通道)的数据(步骤 104)。在 OCM 中,利用幂律模型相对于时间 t 拟合光谱数据诸如在优选实施例中的所测量的光密度 $d(t)$,

$$[0083] \quad d(t) = k_1 - k_2 t^{-5/12} \quad (1.1)$$

[0084] 通过最小化数据与来自模型的拟合之间的差来计算参数 k_1 和 k_2 。假设

$$[0085] \quad d = [d(1) d(2) \dots d(t) \dots d(N)]^T, k = [k_1 k_2]^T \quad (1.2)$$

[0086] 且

[0087]

$$A = \begin{bmatrix} | & | \\ 1 & -t^{-\frac{5}{12}} \\ | & | \end{bmatrix} = USV^T \quad (1.3)$$

[0088] 其中,矩阵 U 、 S 和 V 从矩阵 A 的奇异值分解得到,而 T 表示向量/矩阵的转置。OCM 模型参数及其以 $\text{cov}(k)$ 表示的不确定度为

$$[0089] \quad k = VS^{-1}U^T d, \text{cov}(k) = \sigma^2 VS^{-2}V^T \quad (1.4)$$

[0090] 其中 σ^2 是测量中的噪声方差。典型地,假设泥浆滤液对颜色通道和甲烷通道中的光密度的作用可以忽略。在这种情况下,获得体积污染 $\eta(t)$ 为(步骤 106)

[0091]

$$\eta(t) = \frac{k_2}{k_1} t^{-\frac{5}{12}} \quad (1.5)$$

[0092] 对所预测的污染上的不确定度起作用的两个因素是光谱测量上的不确定度(其可以通过实验室或现场试验来量化)和用来计算污染的油基泥浆污染监控 (OCM) 模型中的基于模型的误差。由于测量数据上的不确定度而导致的、以 $\sigma_{\eta}(t)$ 表示的、污染上的不确定度(在步骤 108 中导出)为

[0093]

$$\sigma_{\eta}^2(t) = t^{-10/12} \begin{bmatrix} -k_2 & 1 \\ k_1^2 & k_1 \end{bmatrix} \text{cov}(k) \begin{bmatrix} -k_2 & 1 \\ k_1^2 & k_1 \end{bmatrix}^T \quad (1.6)$$

[0094] 对许多现场数据集的分析支持如公式 1.1 所指定的用于污染的简单幂律模型的真实性和。然而，通常基于模型的误差可能比噪声上的不确定度导致的误差更具支配性。基于模型的误差的一个度量可以如下从数据与拟合之间的差获得，

[0095]

$$\sigma^2 = \frac{\|d - Ak\|^2}{N} \quad (1.7)$$

[0096] 公式 1.7 的方差估计可以用于替代公式 1.4 中的噪声方差。当该模型提供了对数据的较好拟合时，预期公式 1.7 得到的方差与噪声方差匹配。另一方面，当模型提供了对数据的较差拟合时，基于模型的误差大得多，其反映了公式 1.7 中方差的较大值。这导致公式 1.4 中参数 k 的较大的不确定度，并从而导致了公式 1.6 中污染 $\eta(t)$ 上较大的不确定度。

[0097] 可以获得来自颜色和甲烷通道两者的污染的线性组合（步骤 110），从而作为结果得到的污染与从两个通道中任一个获得的污染相比具有较小的不确定度。假设在任意时间的来自颜色和甲烷通道的污染和不确定度分别表示为 $\eta_1(t)$ 、 $\sigma_{\eta_1}(t)$ 和 $\eta_2(t)$ 、 $\sigma_{\eta_2}(t)$ 。然后，可以如下获得污染的更“鲁棒”估计，

$$\eta(t) = \beta_1(t) \eta_1(t) + \beta_2(t) \eta_2(t) \quad (1.8)$$

[0099] 其中

$$\beta_1(t) = \frac{\sigma_{\eta_2}^2(t)}{\sigma_{\eta_1}^2(t) + \sigma_{\eta_2}^2(t)}, \text{ 且 } \beta_2 = \frac{\sigma_{\eta_1}^2(t)}{\sigma_{\eta_1}^2(t) + \sigma_{\eta_2}^2(t)}$$

[0101] 由于该污染的估计是无偏差估计并且具有比两个估计 $\eta_1(t)$ 和 $\eta_2(t)$ 中任一个更小的不确定度，所以该污染的估计更鲁棒。公式 (1.8) 中污染 $\eta(t)$ 的不确定度是：

$$\sigma_{\eta}(t) = \sqrt{\beta_1(t)\sigma_{\eta_1}^2 + \beta_2(t)\sigma_{\eta_2}^2}$$

[0103]

$$(1.9)$$

$$= \frac{\sigma_{\eta_1}(t)\sigma_{\eta_2}(t)}{\sqrt{\sigma_{\eta_1}^2(t) + \sigma_{\eta_2}^2(t)}}$$

[0105] 本领域技术人员将理解可以将公式 1.3 到 1.9 修改成合并用于在不同时间对数据使用不同加权的加权矩阵的效果。

[0106] 利用污染水平比较两种流体

[0107] 图 5B 以流程图的形式表示了根据本发明的、用于比较两种流体的示例性流体性质的优选方法。在本发明的优选实施例中，四种流体性质被用于比较两种流体，即，含气流体颜色、脱气原油光谱、GOR 和荧光性。为简明起见，相对于流体 GOR 来描述比较流体性质的一种方法。然而，所描述的方法也可应用于任何其它流体性质。

[0108] 假设两种流体以 A 和 B 标示。对于流体 A 和 B 的污染数量和不确定度（在步骤 112 中导出，如上面结合图 5A、步骤 106 和 108 所描述的）以及测量上的不确定度（在实验室或现场试验中通过硬件校准而获得）被扩散为 GOR 的数量和不确定度中（步骤 114）。假设 μ_A 、 σ_A^2 和 μ_B 、 σ_B^2 分别表示流体 A 和 B 的 GOR 的均值和不确定度。在缺少关于密度

函数的任何信息的情况下,假定其为由均值和不确定度(或方差)指定的高斯曲线。从而,从两种流体的 GOR 上的均值和不确定度可以计算得到基础(underlying)的密度函数 f_A 和 f_B (或等价的累积分布函数 F_A 和 F_B)。假设 x 和 y 分别是密度函数 f_A 和 f_B 取出的随机变量。流体 B 的 GOR 统计上大于流体 A 的 GOR 的概率 P_1 为

$$[0109] \quad P_1 = \int f_B(y > x | x) f_A(x) dx \quad (1.10)$$

$$[0110] \quad = \int [1 - F_B(x)] f_A(x) dx$$

[0111] 当概率密度函数是高斯曲线时,公式 1.10 成为:

[0112]

$$P_1 = \frac{1}{\sqrt{8\pi\sigma_A^2}} \int_{-\infty}^{\infty} \operatorname{erfc}\left(\frac{x - \mu_B}{\sqrt{2}\sigma_B}\right) \exp\left(-\frac{(x - \mu_A)^2}{2\sigma_A^2}\right) dx \quad (1.11)$$

[0113] 其中 $\operatorname{erfc}()$ 表示互补(complementary)误差函数。概率 P_1 取 0 到 1 之间的值。如果 P_1 非常接近 0 或 1,则两种流体统计上非常不同。另一方面,如果 P_1 接近 0.5,则两种流体相似。

[0114] 两种流体之间差别的替代且更直观的度量为(步骤 116):

$$[0115] \quad P_2 = 2|P_1 - 0.5| \quad (1.12)$$

[0116] 参数 P_2 反映两种流体统计上不同的概率。当 P_2 接近于 0 时,两种流体统计上相似。当 P_2 接近于 1 时,两种流体统计上非常不同。可以将该概率与阈值比较,以使得能够对两种流体之间的相似性进行定性判断(步骤 118)。

[0117] 下文中,通过最初确定感兴趣流体的污染和污染上的不确定度(上面的步骤 112),而如图 5C 的流程图所示导出四种示例性流体性质和它们对应的不确定度。然后使用上面的公式 1.12 对两种或多种流体的流体性质的差别进行量化。

[0118] 含气流体颜色的量和不确定度

[0119] 假定泥浆滤液没有颜色,在任意时刻瞬间 t 的任意波长 λ 的含气流体颜色可以由所测量的光密度(OD) $S_\lambda(t)$ 获得,

[0120]

$$S_{\lambda,LF}(t) = \frac{S_\lambda(t)}{1 - \eta(t)} \quad (1.13)$$

[0121] 含气流体颜色末尾(tail)的不确定度为,

[0122]

$$\sigma_{S_{\lambda,LF}}^2(t) = \frac{\sigma^2}{[1 - \eta(t)]^2} + \frac{\sigma_\eta^2(t) S_\lambda^2(t)}{[1 - \eta(t)]^4} \quad (1.14)$$

[0123] 公式 1.14 中的两项分别反映由于测量 $S_\lambda(t)$ 和污染 $\eta(t)$ 上的不确定度而造成的贡献。一旦为所比较的流体的每个计算得到含气流体颜色(步骤 202)和相关联的不确定度(步骤 204),则可以多种方式比较这两种流体颜色(步骤 206)。例如,可以以所选取的波长比较两种流体的颜色。公式 1.14 指示颜色上的不确定度在不同的波长处是不同的。这样,可以选取对流体比较最敏感的波长以最大化两种流体之间的区别。另一种比较方法是以参数形式捕获所有波长的颜色和相关联的不确定度。这样的参数形式的一个示例为,

$$[0124] \quad S_{\lambda,LF} = \alpha \exp(\beta / \lambda)。$$

[0125] 在该示例中,可以使用上面的公式 1.10 到 1.12 比较两种流体之间的参数 α 、 β

以及它们的不确定度,以导出流体颜色不同的概率(步骤 206)。

[0126] 脱气原油光谱及其不确定度

[0127] 可用于比较两种流体的第二种流体性质是脱气原油光谱或者部分从脱气原油光谱导出的答案结果。脱气原油光谱基本上等于没有污染、甲烷和其它较轻质烃的光谱吸收的含气石油光谱。其可以如下计算。首先,可以利用本领域人员熟知的技术将光密度数据脱色,并且使用 LFA 和 / 或 CFA 反应矩阵计算流体的成分(步骤 302)。接下来,可以使用状态方程(equation of state,EOS)计算在所测量的储层温度和压力下甲烷和轻质烃的密度。这使得能够计算较轻质烃的体积分数 V_{LH} (步骤 304)。例如,在 CFA 中,轻质烃的体积分数为:

$$[0128] \quad V_{LH} = \gamma_1 m_1 + \gamma_2 m_2 + \gamma_4 m_4 \quad (1.15)$$

[0129] 其中 m_1 、 m_2 和 m_4 是使用主成分分析或者部分最小平方或等价算法计算得到的 C_1 、 C_2 - C_5 和 CO_2 的部分密度。参数 γ_1 、 γ_2 和 γ_4 是在指定储层压力和温度下的三组密度的倒数。由于成分上的不确定度导致的体积分数的不确定度(步骤 304)为:

[0130]

$$\sigma_V^2 = [\gamma_1 \ \gamma_2 \ \gamma_4] A \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \gamma_4 \end{bmatrix} \quad (1.16)$$

[0131] 其中, A 是分别使用 LFA 和 / 或 CFA 的反应矩阵计算得到的成分 C_1 、 C_2 - C_5 和 CO_2 的协方差矩阵。从所测量的光谱 $S_\lambda(t)$, 可以如下预测脱气原油光谱 $S_{\lambda,dc}(t)$ (步骤 306),

[0132]

$$S_{\lambda,dc}(t) = \frac{S_\lambda(t)}{1 - V_{LH}(t) - \eta(t)} \quad (1.17)$$

[0133] 脱气原油光谱上的不确定度(步骤 306)为:

[0134]

$$\sigma_{S_{\lambda,dc}}^2(t) = \frac{\sigma^2(t)}{[1 - V_{LH}(t) - \eta(t)]^2} + \frac{\sigma_V^2(t) S_\lambda^2(t)}{[1 - V_{LH}(t) - \eta(t)]^4} + \frac{\sigma_\eta^2(t) S_\lambda^2(t)}{[1 - V_{LH}(t) - \eta(t)]^4} \quad (1.18)$$

[0135] 公式 1.18 中的三项分别反映由于在测量 $S_\lambda(t)$ 、轻质烃的体积分数 $V_{LH}(t)$ 和污染 $\eta(t)$ 中的不确定度而对脱气原油光谱的不确定度作出的贡献。可以对于任意波长的脱气原油光谱直接比较这两种流体。一种替代性且优选的方案是将所有波长上的不确定度捕获成参数形式。参数形式的一个示例为,

$$[0136] \quad S_{\lambda,LF} = \alpha \exp(\beta / \lambda) \quad (1.19)$$

[0137] 可以将所有波长上的脱气原油光谱及其不确定度转化为参数 α 和 β 以及它们的不确定度。反过来,这些参数可以用于计算截止波长及其不确定度(步骤 308)。

[0138] 图 6a 示出了烃的所测量光谱(虚线)和所预测的脱气原油光谱(实线)的示例。可以用截止波长来参数化脱气原油光谱,该截止波长被定义为 OD 等于 1 处的波长。在本示例中,截止波长约为 570nm。

[0139] 通常,截止波长与脱气原油密度之间的相关性是已知的。图 6B 中示出了截止波长与脱气原油密度之间的全局相关性的示例。图 6B 帮助将截止波长的量和不确定度转化为

脱气原油密度的量和不确定度（步骤310）。两种流体就脱气原油光谱或者其所导出的参数而言统计上不同的概率可以使用上面的公式 1.10 到 1.12 来计算（步骤312）。

[0140] 脱气原油光谱及其不确定度的计算具有许多应用。首先，如本文所描述的，其允许两种流体之间的轻松比较。第二，CFA 使用较轻质烃作为其主成分回归的训练集合；惯例上假定 C_{6+} 成分具有约 0.68g/cm^3 的密度，这对于干气、湿气和逆向气是相当准确的，但对于挥发油和黑油 (black oil) 是不准确的。这样，所预测的脱气原油密度可以用于修正 CFA 算法的 C_{6+} 成分，以更佳地计算重组分的部分密度并且从而更佳地预测 GOR。第三，作为对用户的有价值的结果的地层体积因子 (B_0) 是分析的副产品（步骤305）：

[0141]

$$B_0 \sim \frac{1}{1-V_{LH}} \quad (1.20)$$

[0142] 脱气原油密度与截止波长之间的所假定的相关性可以进一步用于约束和迭代计算 B_0 。该计算地层体积因子的方法是直接的，并且回避了使用相关方法计算地层体积因子的替代性的间接方法。显著地，使用 EOS 计算的轻质烃的密度对储层压力和温度的小扰动不敏感。这样，由于 EOS 的使用使得密度上的不确定度小到可以忽略。

[0143] 气油比 (GOR) 及其不确定度

[0144] LFA 和 CFA 中的 GOR 计算为本领域技术人员所熟知。为简明起见，这里的描述将使用用于 CFA 的 GOR 计算。根据成分而计算流送管中流体的 GOR (步骤404)，

[0145]

$$GOR = k \frac{x}{y - \beta x} \text{ scf / stb} \quad (1.21)$$

[0146] 其中，标量 $k = 107285$ 以及 $\beta = 0.782$ 。变量 x 和 y 分别表示气相和液相的重量分数。假设 $[m_1 \ m_2 \ m_3 \ m_4]$ 表示在对数据脱色 - 即从 NIR 通道中去除颜色吸收贡献 (color absorption contribution) (步骤402) - 之后的四种组分 C_1 、 C_2 - C_5 、 C_{6+} 和 CO_2 的部分密度。假设 C_1 、 C_2 - C_5 和 CO_2 完全处于气相而 C_{6+} 完全处于液相，则

$$[0147] \quad x = \alpha_1 m_1 + \alpha_2 m_2 + \alpha_4 m_4$$

[0148] 且

$$[0149] \quad y = m_3$$

[0150] 其中

$$[0151] \quad \alpha_1 = 1/16, \alpha_2 = 1/40.1, \alpha_4 = 1/44.$$

[0152] 公式 1.21 假设 C_{6+} 处于液相，但是其蒸汽形成与液体保持动态平衡的气相部分。常数 α_1 、 α_2 、 α_4 和 β 通过假设 C_2 - C_5 组中的分布而由 C_1 、 C_2 - C_5 、 C_{6+} 和 CO_2 的平均分子量来获得。

[0153] 如果流送管流体污染 η^* 较小，则地层流体的 GOR 可通过从 C_{6+} 的部分密度中减去污染而获得。在这种情况下，地层流体的 GOR 由公式 1.21 给出，其中 $y = m_3 - \eta^* \rho$ ，其中 ρ 是 OBM 滤液的已知密度。实际上，在任意其它的污染水平 η 下，流送管中流体的 GOR 可以在 $y = m_3 - (\eta^* - \eta) \rho$ 的条件下使用公式 1.21 来计算。GOR (在步骤404中导出) 上的不确定度由下面的公式给出，

[0154]

$$\sigma_{GOR}^2 = k^2 \begin{bmatrix} \frac{y}{(y-\beta x)^2} & \frac{-x}{(y-\beta x)^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_x^2 & \sigma_{xy} \\ \sigma_{xy} & \sigma_y^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{y}{(y-\beta x)^2} \\ \frac{-x}{(y-\beta x)^2} \end{bmatrix} \quad (1.22)$$

[0155] 其中

[0156]

$$\sigma_x^2 = [\alpha_1 \ \alpha_2 \ \alpha_4] \Lambda \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_4 \end{bmatrix} \quad (1.23)$$

[0157] Λ 是组分 m_1 、 m_2 和 m_3 的协方差矩阵, 并且由 CFA 分析而计算得到, 并且

[0158]

$$\sigma_y^2 = \sigma_{m_3}^2 + \rho^2 \sigma_\eta^2 \quad (1.24)$$

[0159]

$$\sigma_{xy} = \alpha_1 \sigma_{m_1 m_3} + \alpha_2 \sigma_{m_2 m_3} + \alpha_4 \sigma_{m_3 m_4} \quad (1.25)$$

[0160] 在公式 1.24 和 1.25 中, 变量 σ_{xy} 表示随机变量 x 和 y 之间的相关性。

[0161] 图 7 图示了相对于体积污染的逆向气的 GOR (单位为 scf/stb) 的变化的示例。在小污染水平, 所测量的流送管 GOR 对体积污染上的小变化非常敏感。因而, 污染上的小不确定度可以导致 GOR 上的大不确定度。

[0162] 图 8A 示出这样的示例, 用于说明申请人在本发明中所解决的问题, 即什么是比较具有不同污染水平的两种流体的 GOR 的鲁棒方法。图 8A 示出了两种流体的作为污染的函数所绘制的 GOR。在泵送数小时之后, 流体 A (蓝色迹线) 具有不确定度为 2% 的污染 $\eta_A = 5\%$, 而流体 B (红色迹线) 具有不确定度为 1% 的污染 $\eta_B = 5\%$ 。按照惯例, 已知的分析方法通过使用上述公式 1.21 预测在零污染处的投影的地层流体的 GOR 来比较两种流体。但是, 在小污染水平处, GOR 上的不确定度对污染上的不确定度非常敏感, 从而导致对于地层流体所预测的 GOR 的较大误差直方图 (error-bar)。

[0163] 一种更鲁棒的方法是在被优化以区分两种流体的污染水平处, 比较这两种流体。如下找到最优污染水平。设 $\mu_A(\eta)$ 、 $\sigma_A^2(\eta)$ 和 $\mu_B(\eta)$ 、 $\sigma_B^2(\eta)$ 分别表示在污染 η 处的流体 A 和 B 的 GOR 上的均值和不确定度。在缺少关于密度函数的任何信息的情况下, 假设其是由均值和方差指定的高斯曲线。这样, 在指定的污染水平处, 从两种流体的 GOR 的均值和不确定度可以计算得到基础的密度函数 f_A 和 f_B 或等价的累积分布函数 F_A 和 F_B 。Kolmogorov-Smirnov (K-S) 距离提供了一种量化两种分布 F_A 与 F_B 之间距离的自然途径,

$$d = \max [F_A - F_B] \quad (1.26)$$

[0165] 可以选取对于流体比较的最优污染水平以最大化 K-S 距离。由 $\eta \sim$ 所表示的该污染水平在其对两种流体的 GOR 上的差别最敏感的意义上是“最优的”。图 8B 图示了两种流体之间的距离。在该示例中, 该距离在 $\eta \sim = \eta_B = 10\%$ 处最大。在这种情况下的 GOR 比较可以压缩 (collapse) 为对在污染水平 η_B 处的两种流体的光密度的直接比较。一旦确定了最优污染水平, 则可以使用上面的公式 1.10 到 1.12 计算两种流体就 GOR 而言统计上不同的概率 (步骤 408)。K-S 距离由于其简单而是优选的且不受再参数化 (reparameterization)

的影响。例如，K-S 距离独立于使用 GOR 或 GOR 的函数（诸如 $\log(\text{GOR})$ ）。本领域技术人员将理解，也可以使用以 Anderson-Darjeeling 距离或 Kuiper 距离定义距离的替代性方法。

[0166] 荧光性及其不确定度

[0167] 通过测量在蓝色光激励之后在光谱的绿色和红色范围上的光发射，来执行荧光性分光。所测量的荧光性与原油中的多环芳香烃 (polycyclic aromatic hydrocarbon, PAH) 的量相关。

[0168] 荧光性测量的定量解释可能是挑战性的。所测量的信号并不必然与 PAH 的浓度成线性比例（没有等价的 Beer-Lambert 定律）。此外，当 PAH 的浓度很大时，由冷却可以减少量子产额。这样，该信号通常是 GOR 的非线性函数。尽管在理想情况下，预期仅地层流体具有荧光性所测量的信号，但是 OBM 滤液中的表面活性剂可能是对所测量信号起作用的因素。在 WBM 中，所测量的数据可能依赖于油和水的流态。

[0169] 在其中使用水基泥浆的某些地理区，CFA 荧光性已经显示出是流体 GOR、来自 CFA 的表观烃密度以及 C_1 和 C_{6+} 的质量分率的良好指示器。这些发现也适用于其中所分析的样本中具有低 OBM 污染 ($< 2\%$) 的具有 OBM 的情况。此外，荧光性信号的量看起来与脱气原油密度具有很强的相关性。在这些情况下，期望相对于荧光性度量比较两种流体。作为例证说明，这里描述 CFA 中相对于度量的比较。设 F_0^A 、 F_1^A 、 F_0^B 和 F_1^B 分别表示流体 A 和 B (OBM 污染分别为 η_A 、 η_B) 在 550 和 680nm 上的积分光谱 (integrated spectra)。当污染水平小时，可以在污染校正之后比较积分光谱（步骤 502）。这样，在由污染上的不确定度和荧光性度量上的不确定度所量化的不确定度范围（在步骤 504 中通过现场试验或实验室中的硬件校准而得到）内

$$[0170] \quad \frac{F_0^A}{1-\eta_A} \approx \frac{F_0^B}{1-\eta_B} \text{ 并且 } \frac{F_1^A}{1-\eta_A} \approx \frac{F_1^B}{1-\eta_B}。$$

[0171] 如果所述度量大大不同，这应该作为两种流体之间差别的可能指示而通过标志传达给操作员。由于几种其它因素诸如弄脏的窗口或工具方位或者流态也可能影响该度量，所以操作员可以选择进一步测试：该两种荧光性度量真实地反映了两种流体之间的差别。

[0172] 作为算法中的最终步骤，就颜色（步骤 206）、GOR（步骤 408）、荧光性（步骤 506）、和脱气原油光谱（步骤 312）或者其导出的参数而言两种流体不同的概率由上面的公式 1.12 给出。例如，作为感兴趣的答案结果的这些概率与用户定义的阈值的比较使得操作员能够对成分梯度以及储层中的划区用公式表示并且做出判断。

[0173] 现场示例

[0174] 在同一井孔中在以 A、B 和 D 标示的三个不同站点处，现场运行 CFA。表 I 中的第 2 列示出了从 CFA 获得的流送管流体的 GOR。在该工作中，在表面闪燃 (flash) 该流体以重新计算第 3 列中所示的 GOR。此外，使用气相色谱分析来量化污染（第 4 列）并且在最后的第 5 列中示出了经校正的井场 GOR。第 2 列指示在储层中可能存在成分梯度。该假设没有被第 3 列所证实。

[0175] 表 I

[0176]

	来自 CFA 的 GOR(scf/stb)	井场 GOR (照原样)	OBM%	经校正的井场 GOR
A	4010	2990	1	3023
B	3750	2931	3.8	3058
D	3450	2841	6.6	3033

[0177] 利用本发明的方法分析了该数据。图 9 示出了三个站点 A、B 和 D 的甲烷通道（蓝色、红色和品红色）。黑色迹线是由 OCM 获得的曲线拟合。在收集样本之前的最终体积污染水平分别估计为 2.6%、3.8% 和 7.1%。这些污染水平与表 I 中在井场估计的污染水平相比相当好。

[0178] 图 10 示出了三种流体的所测量数据（虚线）和所预测的含气流体光谱（实线）。很明显，在站点 D 处的流体暗得多，并且不同于站点 A 和 B 处的流体。站点 D 流体不同于 A 和 B 的概率很高（0.86）。站点 B 处的流体具有比站点 A 流体多的颜色。假定噪声标准偏差为 0.01，则站点 A 和 B 处的两种流体不同的概率是 0.72。

[0179] 图 11 示出了含气流体光谱和所预测的脱气原油光谱和不确定度。插图示出了三种流体的地层体积因子及其不确定度。图 12 示出了所估计的截止波长及其不确定度。图 11 和 12 说明了此三种流体就截止波长而言统计上不同。从图 13 可见，所有三种流体的脱气原油密度都是 0.83g/cc。

[0180] 可以以从公式 1.12 获得的概率 P_2 量化流体之间的统计相似性或差别。表 II 在含气流体颜色、脱气原油密度和 GOR 方面量化了三种流体的概率。在站点 A 和 B 处的流体在脱气原油密度方面统计上不同的概率较低（0.3）。类似地，站点 B 和 D 处的流体统计上不同的概率也较低（0.5）。图 14A 和 14B 示出了关于各污染水平的三种流体的 GOR。与前面相同，基于 GOR，三种流体在统计上并非不同。站点 A 流体统计上不同于站点 B 流体的概率较低（0.32）。站点 B 处的流体不同于 D 的概率接近于 0。

[0181] 表 II

[0182]

	含气流体颜色	脱气原油密度	GOR
$P_2(A \neq B)$	0.72	0.3	0.32
$P_2(B \neq D)$	1	0.5	0.06

[0183] 这些概率与用户定义阈值的比较使得操作员能够对储层中成分梯度和划区用公式表示和做出判断。例如，如果设置了阈值 0.8，将推断出站点 D 处的流体在含气流体颜色方面一定不同于站点 A 和 B 处的流体。对于当前处理，已将噪声的标准偏差设置为 0.010D。如果在光密度上噪声的标准偏差更小，则还可以进行站点 A 和 B 处的流体之间的进一步区分。

[0184] 如上所述，本发明的方面提供了与相对于感兴趣的井下流体计算得到的、从污染水平导出的流体性质差别相关的有利答案结果。在本发明中，申请人还提供了用于估计流

体性质差别是否可以由 OCM 模型上的误差解释（注意图 5C 中的步骤 120）的方法。在这方面，本发明通过提供下述技术而降低了得出不正确决定的风险，该技术用于确定光密度和所估计的流体性质的差别是否可以通过改变污染水平来解释（步骤 120）。

[0185] 表 III 比较对于三种流体的污染、地层流体的所预测的 GOR、以及在 647nm 处的含气流体颜色。比较站点 A 和 D 处的流体，如果站点 A 流体的污染更低，则站点 A 处的地层流体的所预测 GOR 将更接近于 D。但是，站点 A 与 D 之间在颜色上的差别将更大。这样，减少站点 A 处的污染将站点 A 与 D 之间的 GOR 的差别和颜色的差别驱向相反的方向。因而，推定不能通过改变污染水平来解释所估计流体性质的差别。

[0186] 表 III

[0187]

	η	地层流体的 GOR	在 647nm 处的含气流体颜色
A	2.6	3748	0.152
B	3.8	3541	0.169
D	7.1	3523	0.219

[0188] 有利地，还可以实时计算流体性质不同的概率，从而使得操作员能够实时比较两种或多种流体以及基于由本发明使能的判断而修正正在进行的采样工作。

[0189] 水基泥浆的分析

[0190] 本发明的方法和系统可适用于分析其中污染来自水基泥浆滤液的数据。水信号的传统处理假定流态是分层的。如果水的体积分数不是非常大，则 CFA 分析预处理数据以计算水的体积分数。随后通过 CFA 算法处理该数据。该两个步骤的解耦 (de-coupling) 由大量水信号和流过 CFA 模块的水和油的未知流态来决定 (mandate)。在流态分层的假设下，可以量化水的部分密度的不确定度。然后将该不确定度扩散为代表烃的经校正的光密度上的不确定度。该处理独立于 LFA 和 / 或 CFA 模块相对于泵出模块的位置而有效。

[0191] 本发明的系统和方法可以以自洽的方式应用于在站点处的流体分析模块测量（诸如 LFA 和 CFA 测量）的组合。例如，本发明用于流体比较的技术可以应用于来自 LFA 的电阻系数 (resistivity) 测量。当 LFA 和 CFA 跨装 (straddle) 在泵出模块上（如大多数情况那样）时，泵出模块可以导致两种流体（即 LFA 中的流体和 CFA 中的流体）的重力分离。这暗示 CFA 和 LFA 没有化验同样的流体，从而使得两个模块的同时解释很有挑战性。然而，CFA 和 LFA 两者都可以独立地用于测量污染及其不确定度。对于每个模块，可以将该不确定度独立地扩散为流体性质的量和不确定度，从而，提供了用于对于每个模块比较流体性质的基础。

[0192] 必须确保流体性质的差别不是由于光谱模块处的流体压力上的差别导致的。这可以通过几种途径来完成。现在描述估计光密度关于压力的导数的优选途径。当打开样本瓶子时，其建立了流送管中的压力瞬变 (pressure transient)。从而，流体的光密度响应于该瞬变而改变。当压力瞬变量可以从压力计计算得到时，可以计算 OD 关于压力的导数。反过来，OD 的导数可以用于确保在不同时间点化验的流体的流体性质的差别不是由于光谱模块处的流体压力上的差别而导致的。

[0193] 本领域技术人员将理解,这里描述的所有流体参数的量和不确定度可在闭式(closed-form)下得到。从而,实质上在数据分析期间不存在计算开销(over-head)。

[0194] 对流体参数的量和不确定度的量化可以有利地提供对烃储层中的地球化学充气过程(charging process)本性的洞察。例如,甲烷对其它烃的比率可以帮助区别源于生物的和源于热电的处理。

[0195] 本领域技术人员还将理解,上述方法可以有利地与传统方法一起用于标识分区,诸如观察压力梯度、在潜在透性障(permeability barrier)间进行垂直干扰测试、或者标识可能指示潜在透性障的岩石特征,例如从缆线记录(诸如地层微图像仪或元素捕获光谱记录)中标识缝合岩面(styolites)。

[0196] 图 5D 以流程图形式表示了用于基于差别流体性质而比较地层流体的优选方法,该差别流体性质是从由本发明的优选数据获取过程获取的测量数据中导出的。在步骤 602 中,对应于流体 A 的在站点 A 处所获得的数据被处理,以计算体积污染 η_A 及其相关联的不确定度 σ_{η_A} 。该污染及其不确定度可以使用以下几种技术之一计算,诸如上面的公式 1.1 到 1.9 中的油基泥浆污染监控算法(OCM)。

[0197] 典型地,当地层测试器工具的采样或扫描工作在站点 A 被视为完成时,井眼输出阀被打开。工具的内部与外部之间的压力相等,从而当将工具移到下一站点时避免了工具震动和工具崩塌。当打开井眼输出阀时,流送管中的流体与井眼中的流体之间的差别压力导致两种流体的混合。

[0198] 申请人发现了使用例如地层测试器工具(诸如 MDT)准确且鲁棒地比较地层流体的流体性质的有利过程。当站点 A 处的工作被视为完成时,当将工具从站点 A 移动到另一站点 B 时,保留在流送管中的流体被保持在流送管中待捕捉。

[0199] 流体捕捉可以以多种方式实现。例如,当流体分析模块 32(注意图 2 和图 3)在泵出模块 38 下游时,泵出模块 38 中的止回阀可以用于防止泥浆进入流送管 33。或者,当流体分析模块 32 在泵出模块 38 的上游时,具有在流送管 33 中捕捉的流体的工具 20 可以在其井眼输出阀关闭的情况下移动。

[0200] 典型地,诸如 MDT 的井下工具被额定为容许高压差,从而可以在井眼输出关闭的情况下移动工具。或者,如果已经将感兴趣的流体采样并且存储在样本瓶中,则可以使瓶子的东西流过工具的光谱分析仪。

[0201] 上面所讨论的图 4 也公开了用于捕捉并保持井眼工具 20 中的地层流体的室 40A。本发明的这些实施例以及本公开所预期的其它实施例可以有利地用于在流体处于基本相同的井下条件时使用各种传感器进行流体的井下分析,由此减少在由传感器所测量的数据中的系统误差。

[0202] 在站点 B 处,所测量的数据反映了流体 A 和 B 两者的性质。可以认为数据处于两个连续时间窗中。在初始时间窗中,随着来自站点 A 的流送管中所捕捉的流体流过工具的光谱模块,所测量的数据对应于流体 A。在本发明的其它优选实施例中,流体 A 可以从其它适当源流过工具的传感器。后面的时间窗对应于流体 B,该流体 B 是在站点 B 抽取的、或者在本发明的替代实施例中是来自流体 B 的其它源的。这样,由同样的硬件在几乎相同的时间和同样的外部条件(诸如压力和温度)下,测量两种流体 A 和 B 的性质。这使得能够对流体性质上的差别进行快速和鲁棒的估计。

[0203] 由于流体 A 不存在进一步的污染,所以流体 A 的流体性质在初始时间窗中保持恒定。利用在该时间窗中流体性质不变的这一性质,可以预处理该数据以估计测量中噪声的标准偏差 σ_{od}^A (步骤 604)。与来自站点 A 的污染 (其在步骤 602 中导出) 结合,可以使用先前所描述的技术,利用该数据来预测对应于流体 A 的流体性质,诸如含气流体颜色、GOR 和脱气原油光谱 (步骤 604)。此外,使用上面的公式 1.1 到 1.9 中的 OCM 算法,可以将测量中的不确定性 σ_{od}^A (其在步骤 604 中导出) 与污染中的不确定度 σ_{η_A} 耦合在一起以计算所预测的流体性质上的不确定度 (步骤 604)。

[0204] 随着流体 B 流过光谱模块,后面的时间窗对应于流体 B。可以预处理该数据以估计测量中噪声 σ_{od}^B (步骤 606)。可以利用例如上面的公式 1.1 到 1.9 中的 OCM 算法来量化污染 η_B 及其不确定度 σ_{η_B} (步骤 608)。然后可以利用先前所描述的技术来分析该数据以量化对应于流体 B 的流体性质及其相关联的不确定度 (步骤 610)。

[0205] 除了量化所测量的数据上的不确定度和污染之外,流体性质上的不确定度也可以通过对流送管中的地层流体系统地加压来确定。分析流体性质随压力的变化提供了关于所预测的流体性质的可信度。一旦量化了流体性质及其相关联的不确定度,则可以利用上面的公式 1.12 在统计框架下比较两种流体的性质 (步骤 612)。然后获得差别流体性质,作为利用上述技术对于两种流体所量化的流体性质之间的差。

[0206] 在将井下分析和采样工具移动到不同站点的处理中,存在下述可能,即 OBM 滤液与储层流体之间的密度差可能导致所保持在流送管中的、或为了流体表征而以其他方式捕捉或捕获的流体中的重力分离。在这种情况下,在下一站点处流体分析模块的放置可以基于被采样的储层流体的类型。例如,可以依赖于滤液是轻于还是重于储层流体,而将流体分析器放置在工具串的顶部或底部。

[0207] 示例

[0208] 图 15 示出了从放置在泵出模块的下游的光谱模块 (LFA) 所获得的现场数据集合。在将工具从站点 A 移动到站点 B 时,将泵出模块中的止回阀关闭,从而捕捉并且从一个站点到另一站点移动流送管中的流体 A。在 $t = 25500$ 秒之前的数据的初始部分对应于站点 A 处的流体 A。在时刻 $t = 25500$ 秒之后的、数据的第二部分来自站点 B。

[0209] 在站点 B,来自时间 25600–26100 秒的数据的前沿对应于流体 A 而数据的其余部分对应于流体 B。不同的迹线对应于来自不同通道的数据。前两个通道具有大 OD 并且是饱和的。其余的通道提供有关流体 A 和 B 的颜色、成分、GOR 和污染的信息。

[0210] 流体性质的差别以及相关联的不确定度的计算包括下面的步骤:

[0211] 步骤 1:在站点 A 计算对应于流体 A 的体积污染。这可以通过许多方式完成。图 16 示出了颜色通道 (蓝色迹线) 和用于预测污染的 OCM 得到的模型拟合 (黑色迹线)。在泵送处理的末端,确定污染为 1.9%,其不确定度约为 3%。

[0212] 步骤 2:图 17A 示出了对应于流体 A 的、在站点 B 的数据的前沿。图 17B 示出了在该时帧中对于通道之一的测量数据。由于流体 A 不存在进一步的污染,所以流体性质不随时间变化。从而,所测量的光密度几乎恒定。分析该数据以得到约 0.0030D 的噪声标准偏差 σ_{od}^A 。图 17B 中的数据中可见的、对应于探头的设置和预测试的事件在噪声统计的计算中没有被考虑在内。

[0213] 利用步骤 1 得到的污染及其不确定度以及 $\sigma_{\text{od}}^A = 0.0030D$,利用上面先前所描述

的公式针对流体 A 计算含气流体颜色和脱气原油光谱及其相关联的不确定度。这些结果分别由图 18 和 19 中的蓝色迹线用图形示出。

[0214] 步骤 3: 站点 B 处的数据的第二部分对应于流体 B。图 16 示出了颜色通道 (红色迹线) 和通过用来预测污染的 OCM 得到的模型拟合 (黑色迹线)。在泵送处理的末端, 确定污染为 4.3%, 其不确定度约为 3%。如上面先前所描述那样计算得到的针对流体 B 的预测含气流体颜色和脱气原油光谱由图 18 和 19 中的红色迹线示出。

[0215] 通过对数据进行低通滤波以及估计高频分量的标准偏差而计算的噪声标准偏差为 $\sigma_{\text{od}}^B = 0.0050D$ 。噪声和污染的不确定度被分别反映为图 18 和 19 中的流体 B 的预测含气流体颜色和脱气原油光谱 (红色迹线)。如图 18 和 19 所示, 两种流体 A 和 B 的含气和脱气原油光谱重叠, 并不能在两种流体中区分。

[0216] 除了含气流体颜色和脱气原油光谱之外, 两种流体 A 和 B 的 GOR 及其相关联的不确定度利用上面先前所讨论的公式计算得到。流送管中流体 A 的 GOR 是 $392 \pm 16 \text{scf/stb}$ 。在污染为 1.9% 的情况下, 去除污染的 GOR 是 $400 \pm 20 \text{scf/stb}$ 。流送管中流体 B 的 GOR 是 $297 \pm 20 \text{scf/stb}$ 。在污染为 4.3% 的情况下, 去除污染的 GOR 是 $310 \pm 23 \text{scf/stb}$ 。这样, 两种流体之间的差别 GOR 是显著的, 并且两种流体 A 和 B 不同的概率接近于 1。

[0217] 相反, 忽略站点 B 处的数据的前沿并且比较直接来自站点 A 和 B 的流体 A 和 B 导致测量中大的不确定度。在这种情况下, σ_{od}^A 和 σ_{od}^B 将捕获测量中的系统误差和测量误差两者, 并因而将相当大。例如, 当 $\sigma_{\text{od}}^A = \sigma_{\text{od}}^B = 0.010D$ 时, 就 GOR 而言两种流体 A 和 B 不同的概率是 0.5。这意味着差别 GOR 并不显著。换言之, 根据 GOR 不能够区分两种流体 A 和 B。

[0218] 本发明的方法提供了对差别流体性质实时的、准确的和鲁棒的测量。用于确定感兴趣地层流体的流体性质上的差别的、本发明的系统和方法是用于标识烃储层中的划区和成分梯度的有用且节省成本的工具。

[0219] 本发明的方法包括分析所测量的数据和计算两种流体 (例如, 分别在两个对应站点 A 和 B 获得的流体 A 和 B) 的流体性质。在站点 A, 利用上面所讨论的算法量化流体 A 的污染及其不确定度。在本发明的一个实施例中, 可以在将工具移到其中通过流送管泵送流体 B 的站点 B 的同时, 捕捉流送管中的地层流体。在站点 B 所测量的数据具有唯一的、有利的性质, 这使得能够实现流体性质上的差别的改进测量。在这方面, 数据的前沿对应于流体 A 而数据的后面部分对应于流体 B。这样, 在同一站点即站点 B 处的测量数据反映了流体 A 和 B 两者的流体性质。如此获得的差别流体性质是两种流体之间的差别的鲁棒且准确的度量, 并且对测量中的系统误差没有其它传统流体采样和分析技术那么敏感。有利地, 本发明的方法可以扩展到多个流体采样站点和其它机制, 所述其他机制用于使得两种或更多流体流过流体表征装置的流送管, 以便在基本相同的井下条件下被传递到和流送管关联的一个或多个传感器。

[0220] 本发明的方法可以有利地用于确定从各种传感器设备获得的流体性质 (诸如密度、粘度、成分、污染、荧光性、 H_2S 和 CO_2 的量、同位素比率和甲烷 - 乙烷比率) 上的任何差别。这里所公开的基于算法的技术可容易地推广到多个站点以及在同一站点处的多种流体的比较。

[0221] 申请人认识到, 这里所公开的系统和方法使得能够做出对标识储层中的划区和 /

或成分梯度以及关于烃地层的感兴趣的其它特性的实时判断。

[0222] 申请人还认识到,这里所公开的系统和方法将有助于优化用于确认或反驳预测(诸如储层中的梯度)的采样处理,这反过来又将有助于通过捕获最有代表性的储层流体样本而优化该处理。

[0223] 申请人还认识到,这里所公开的系统和方法将有助于标识储层中感兴趣的烃是如何被侵蚀流体(例如,注入储层中的水和气)冲刷的,和/或将提供关于烃储层是否被以均匀或划区的方式耗尽的有利数据。

[0224] 申请人还认识到,这里所公开的系统和方法将潜在地提供对于储层中地球化学充气过程的本性的更好理解。

[0225] 申请人还认识到,这里所公开的系统和方法可能潜在地指导下一代分析和硬件以降低所预测的流体性质中的不确定度。从而,可以降低与油田勘探和开发相关的决策所涉及的风险。

[0226] 申请人还认识到,在假定连续的储层中,预期随着根据储层成分等级的深度,而出现流体性质上的一些变化。这些变化是由众多因素诸如热梯度和压力梯度以及生物降解导致的。流体性质上的差别的量化可以帮助提供对成分梯度的本性和起源的洞察。

[0227] 申请人还认识到,本发明的建模技术和系统将可以以自洽的方式应用于来自不同井下流体分析模块(诸如 Schlumberger 的 CFA 和/或 LFA)的光谱数据。

[0228] 申请人还认识到,本发明的建模技术和系统可应用到具有油基泥浆(OBM)、水基泥浆(WBM)或合成油基泥浆(SBM)污染的地层流体。

[0229] 申请人还认识到,这里所描述的建模框架将可适用于较广范围的流体性质的比较,所述流体性质诸如含气流体颜色、脱气原油密度、脱气原油光谱、GOR、荧光性、地层体积因子、密度、粘度、可压缩性、烃成分、同位素比率、甲烷-乙烷比率、H₂S 和 CO₂ 的量等等,以及相包络,例如,气泡点、露点、沥青质成阻(onset)、PH 等等。

[0230] 给出前述说明仅用以图示和描述本发明以及其实现的某些示例。其并不意欲是穷举式的或者将本发明局限于所公开的任何精确形式。按照上面的教导,许多修改和改变是可能的。

[0231] 选取并描述了优选方面,以便最佳解释本发明的原理及其实际应用。前述描述意欲使得本领域其它技术人员能够以各种实施方式和方面、以及通过适于预期的具体应用的各种修改来最佳地利用本发明。本发明的范围意欲由以下权利要求来限定。

[0232] 相关申请数据

[0233] 本申请要求于 2005 年 1 月 11 日提交的发明人为 L. Venkataramanan 等的美国临时申请序列号 60/642781(代理人卷号 60.1601US)在 35U. S. C. § 119 下的优先权;并且作为 2005 年 5 月 19 日提交的发明人为 L. Venkataramanan 等的目前正在审查的美国非临时专利序列号 11/132545(代理人卷号 26.0290US)在 35U. S. C. § 120 下的部分继续申请,这里为了所有目的通过引用而全部合并前述申请。

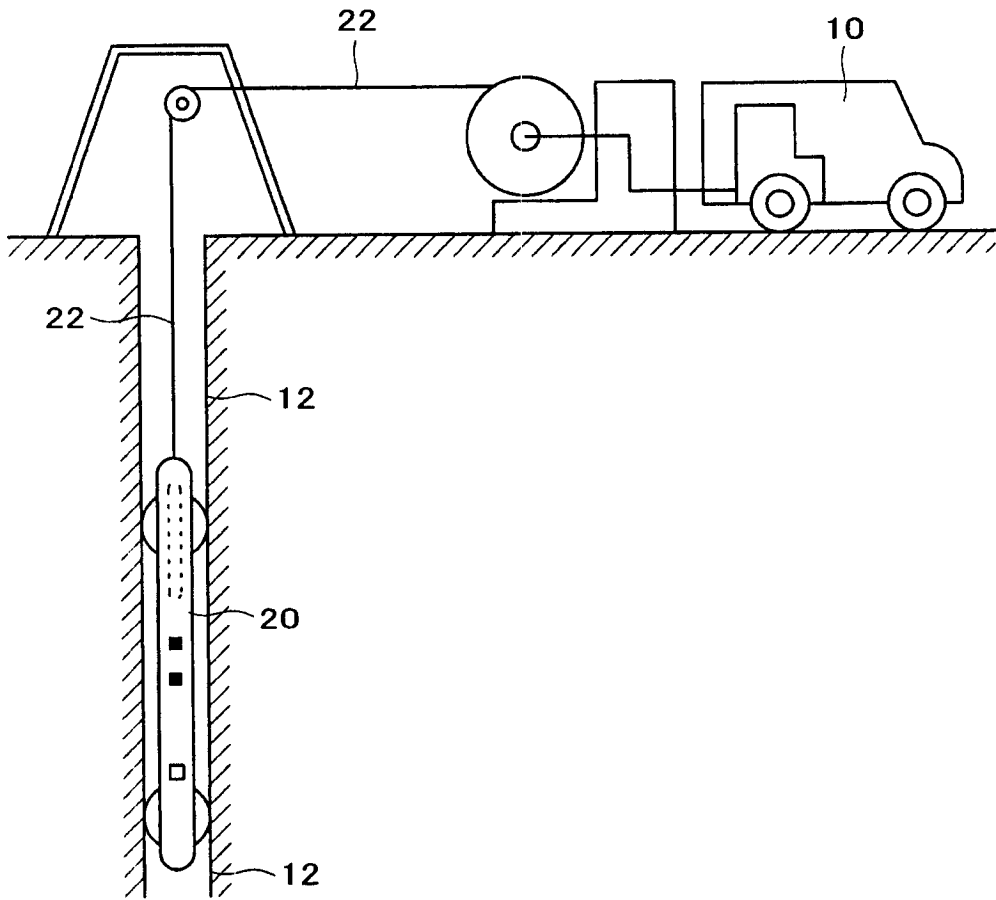


图 1

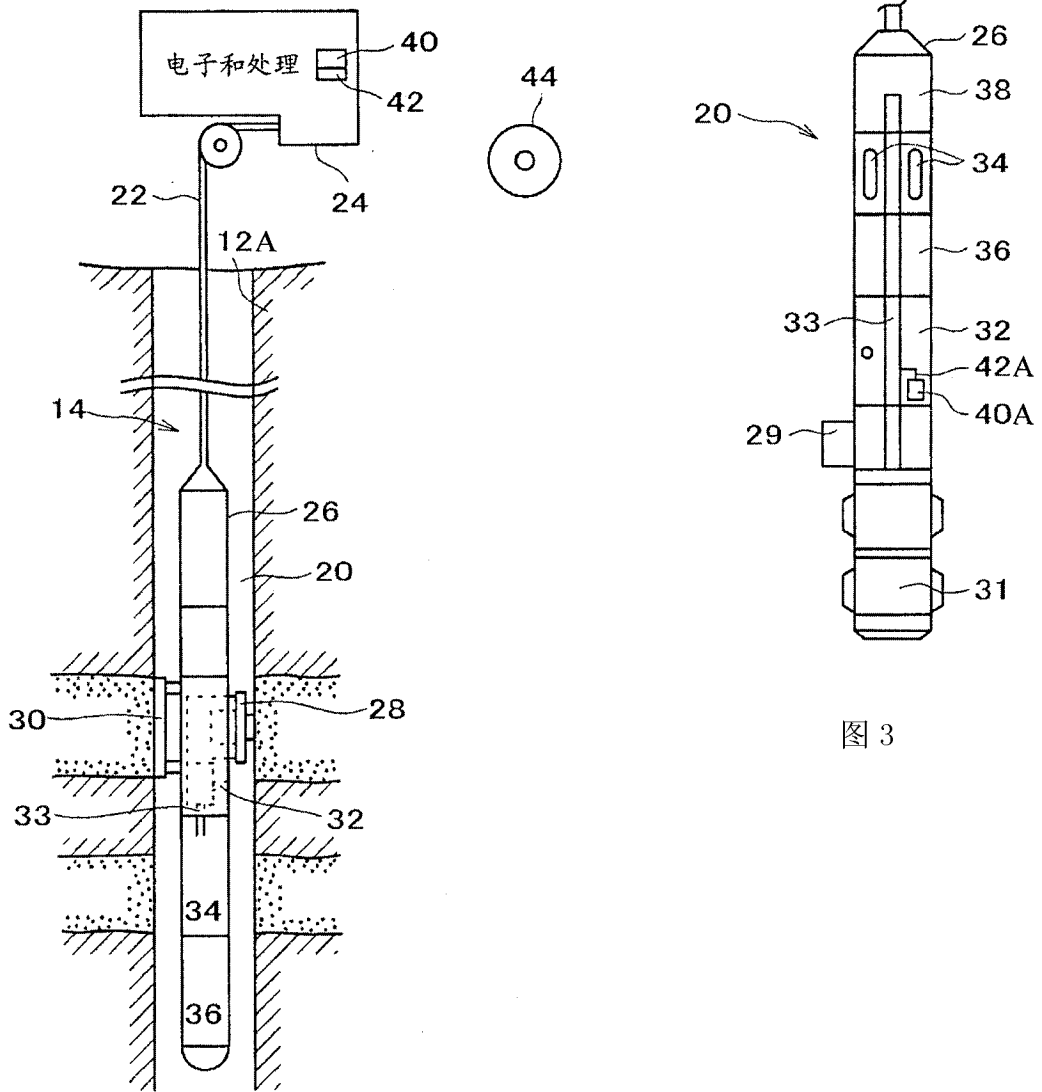


图 2

图 3

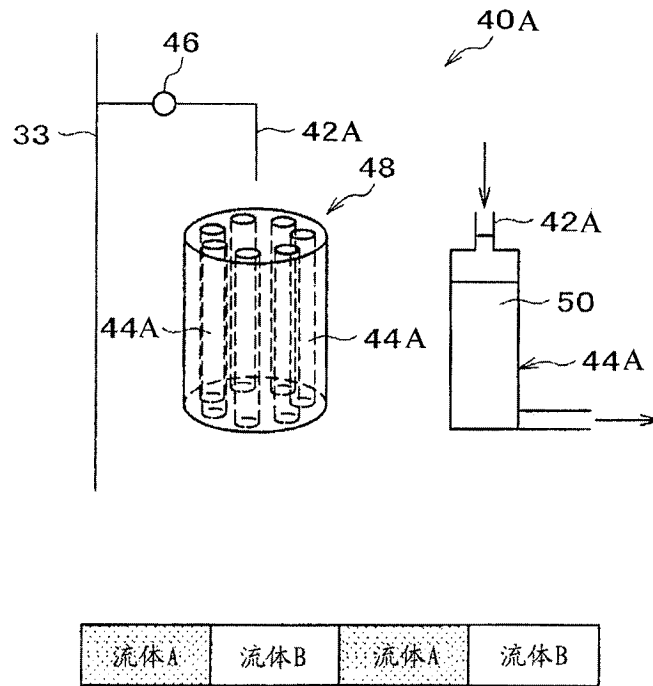


图 4

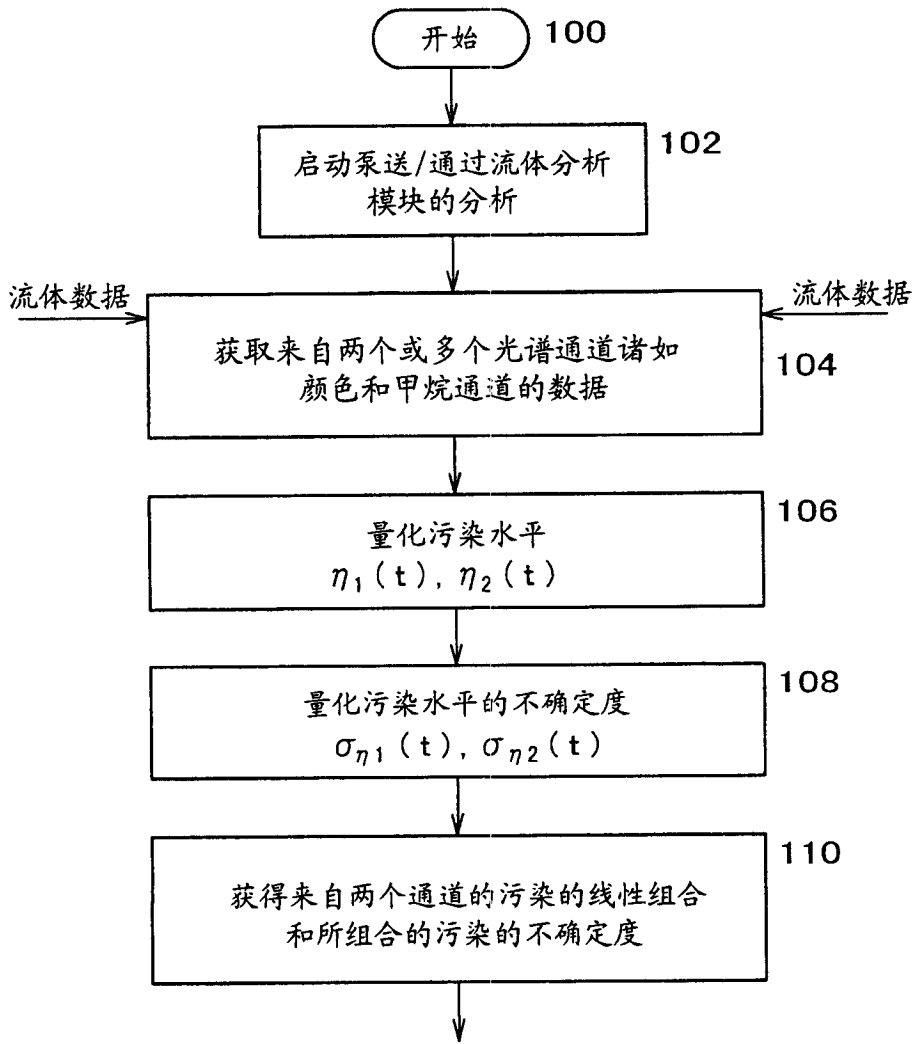


图 5A

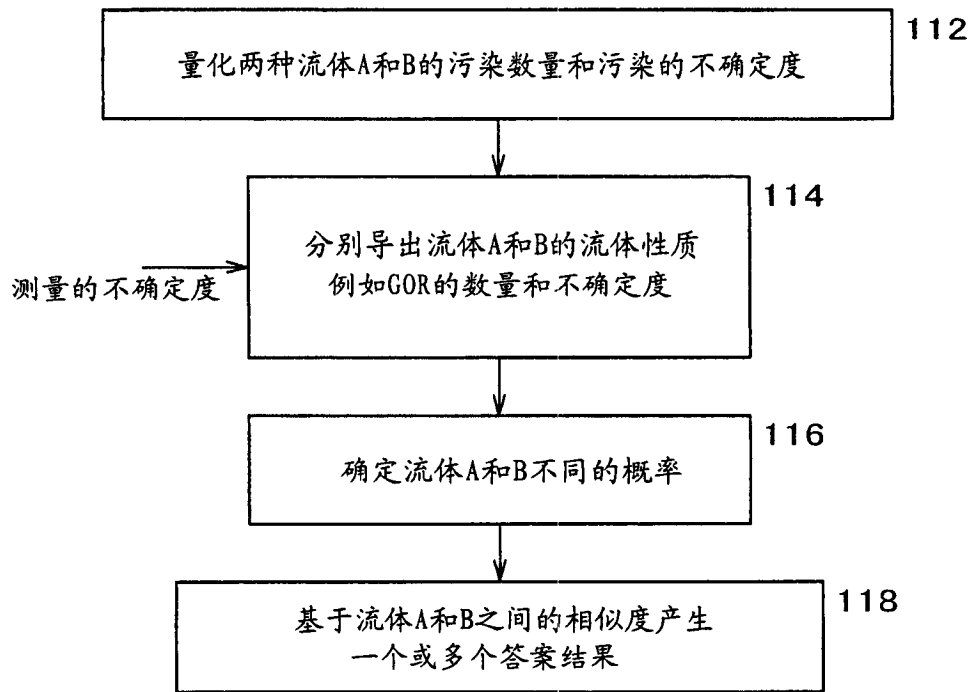


图 5B

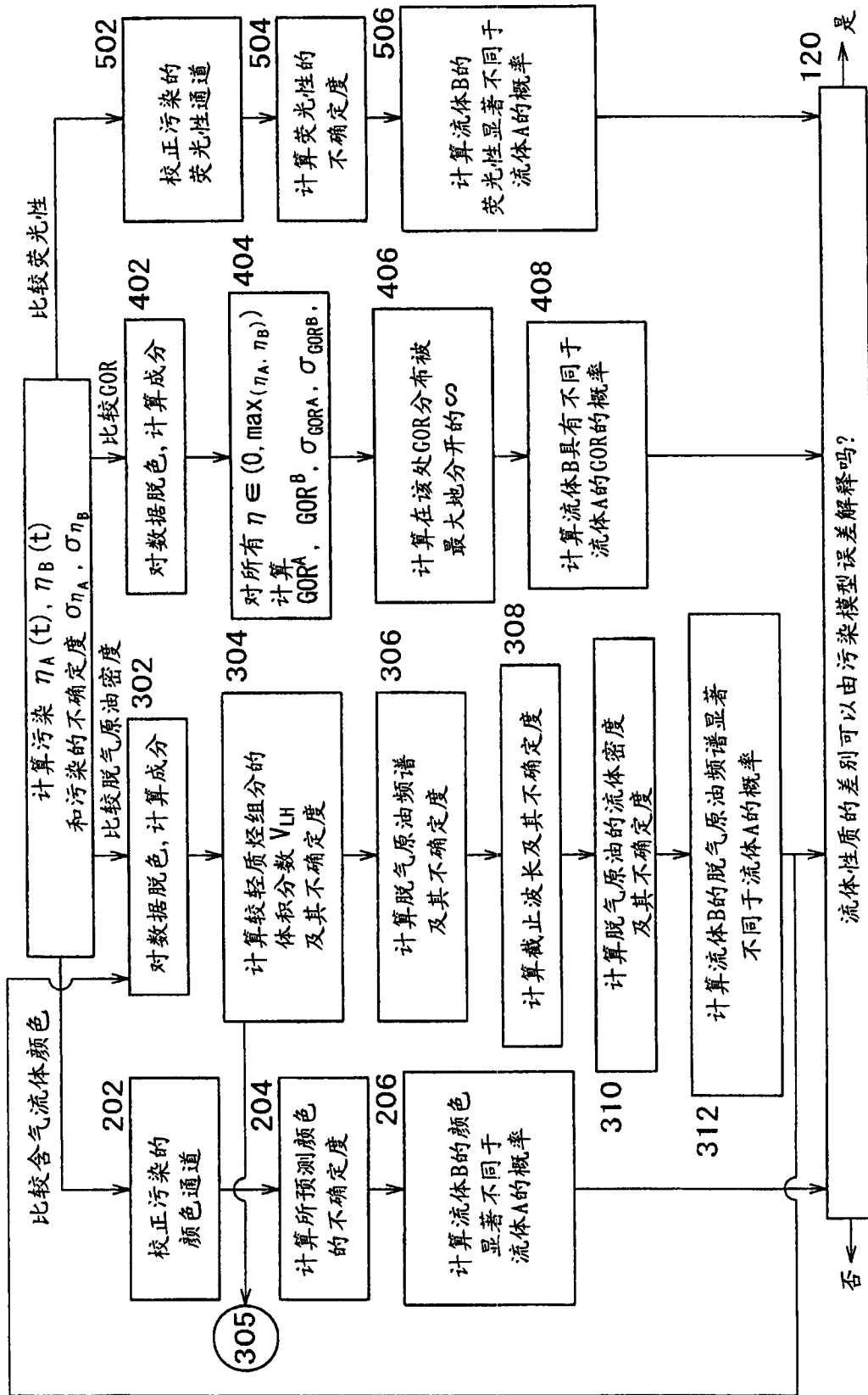


图 5C

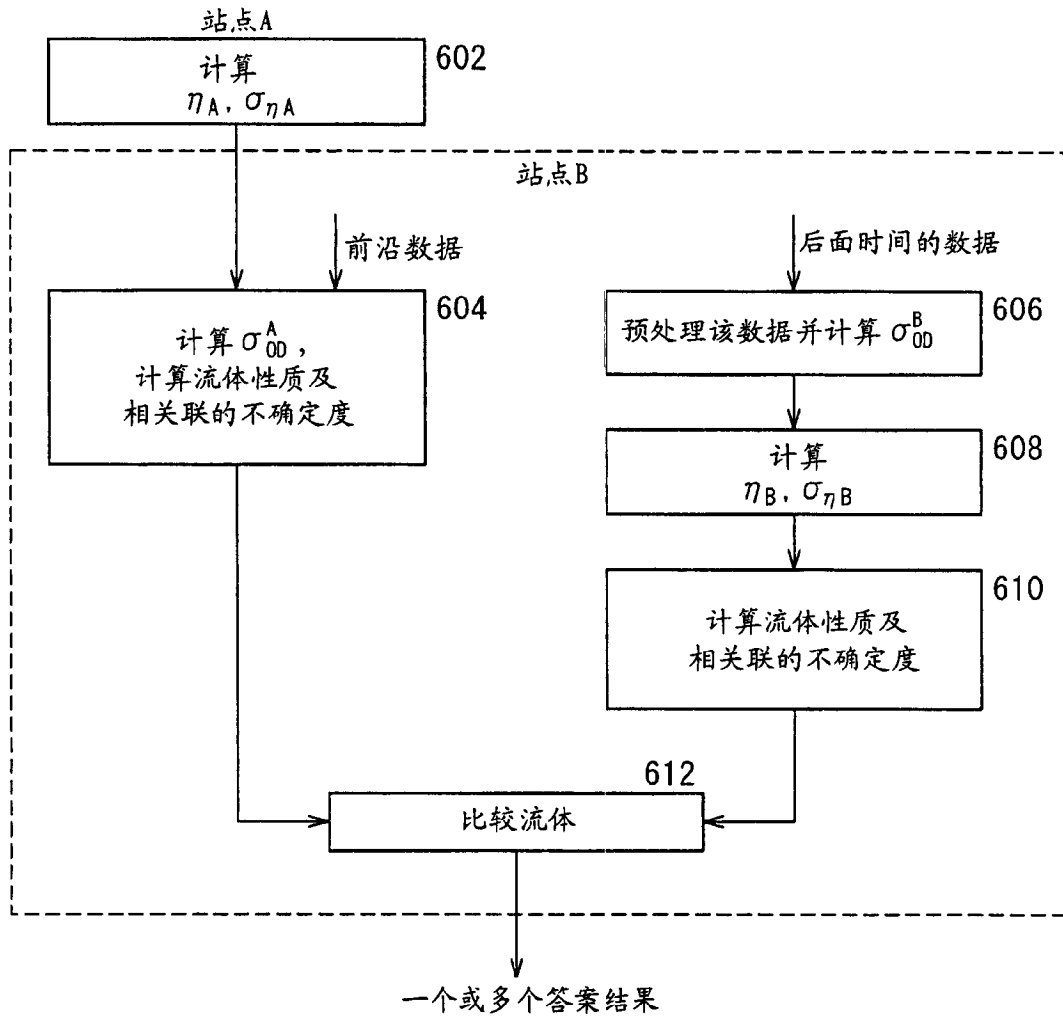


图 5D

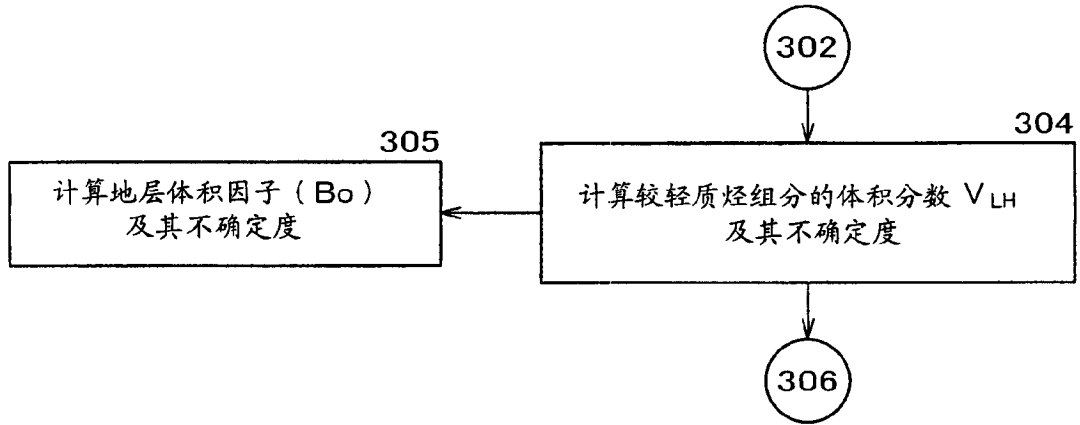
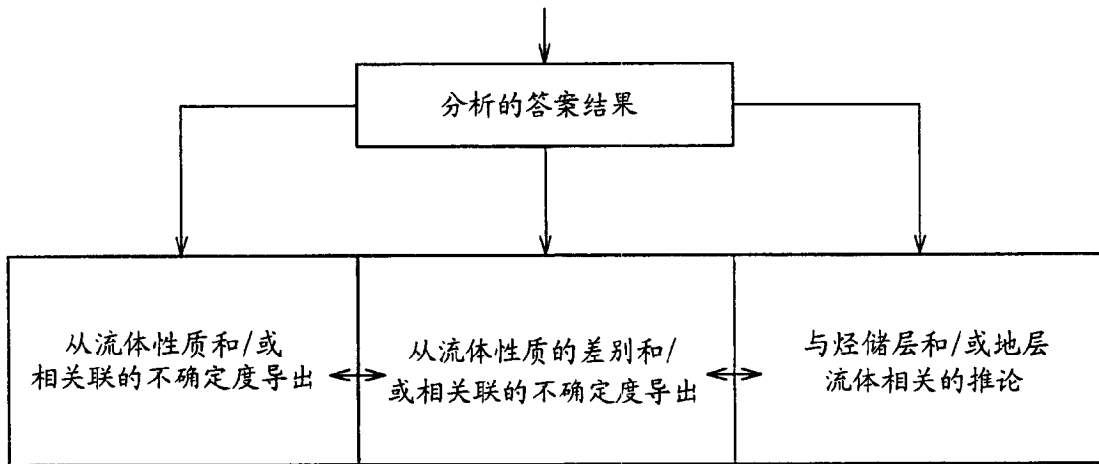


图 5E

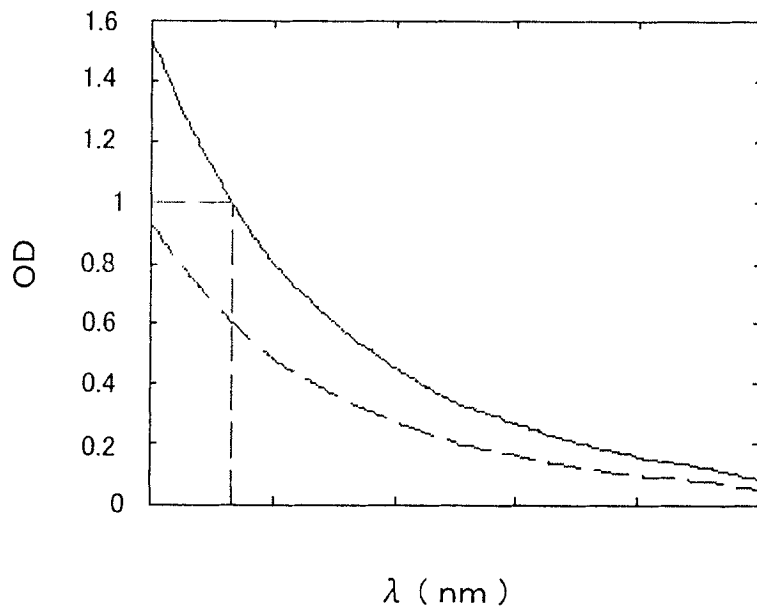


图 6A

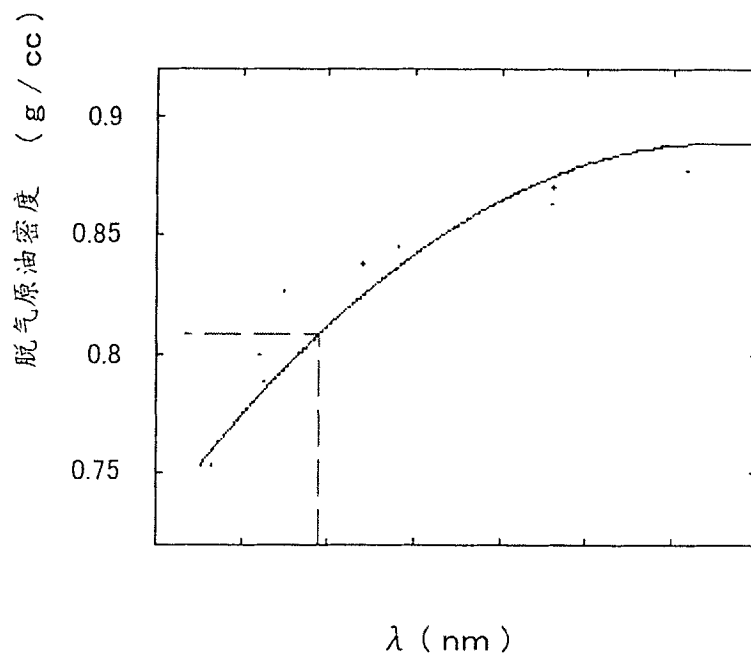


图 6B

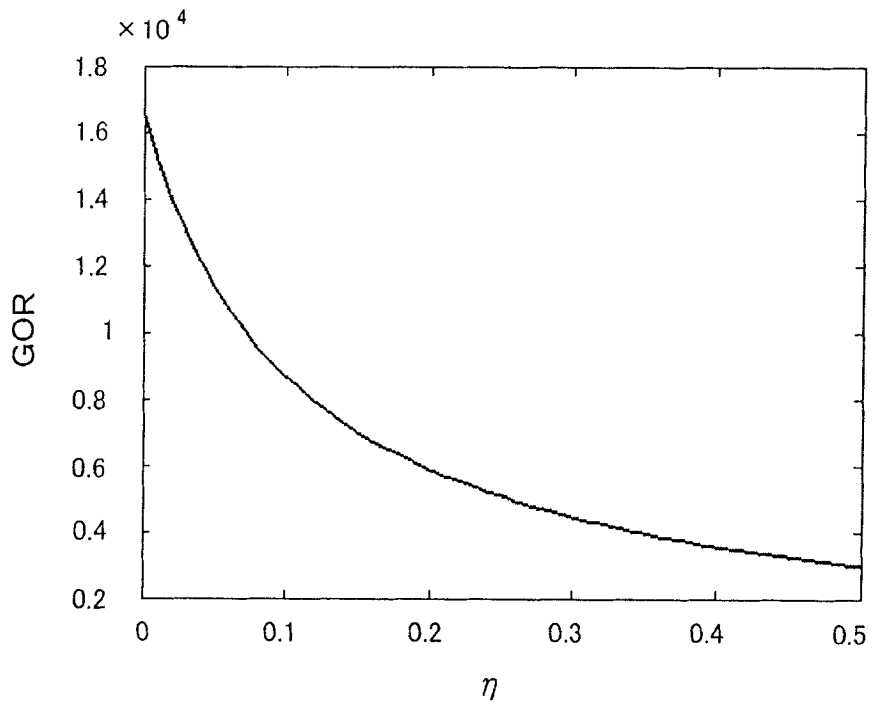


图 7

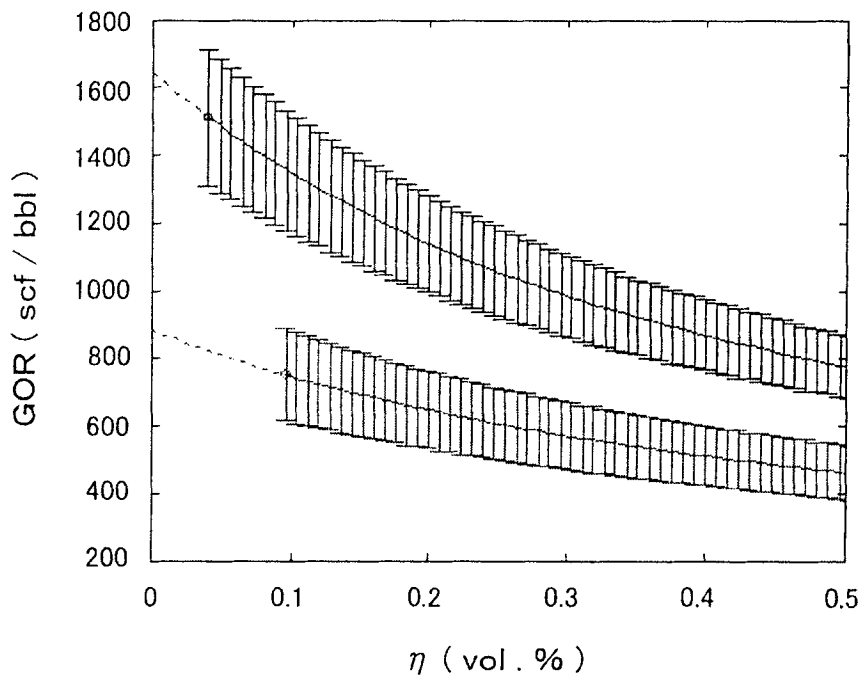


图 8A

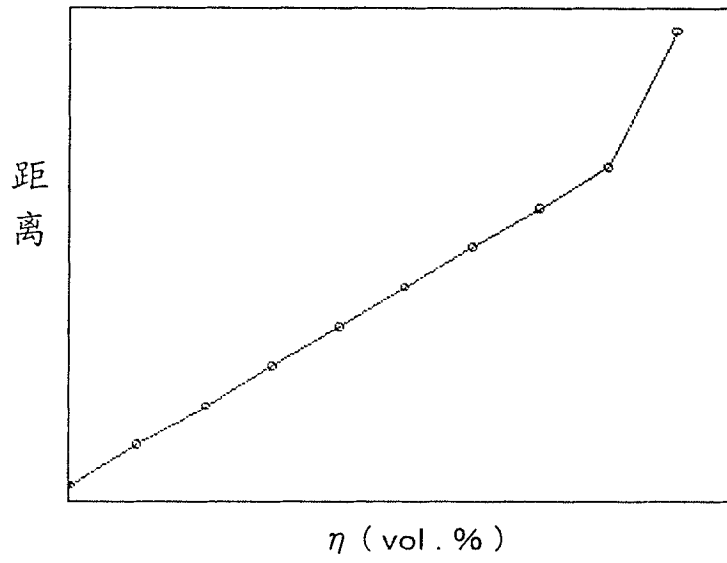


图 8B

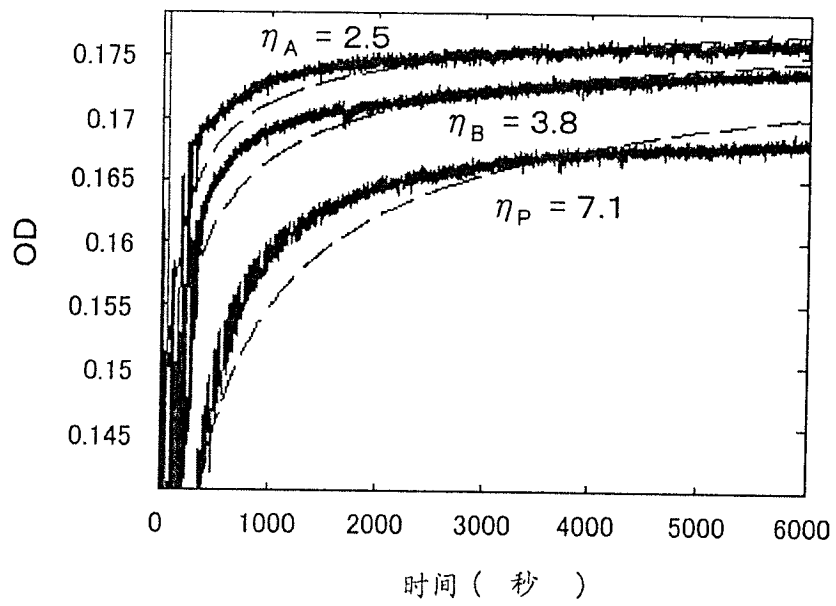


图 9

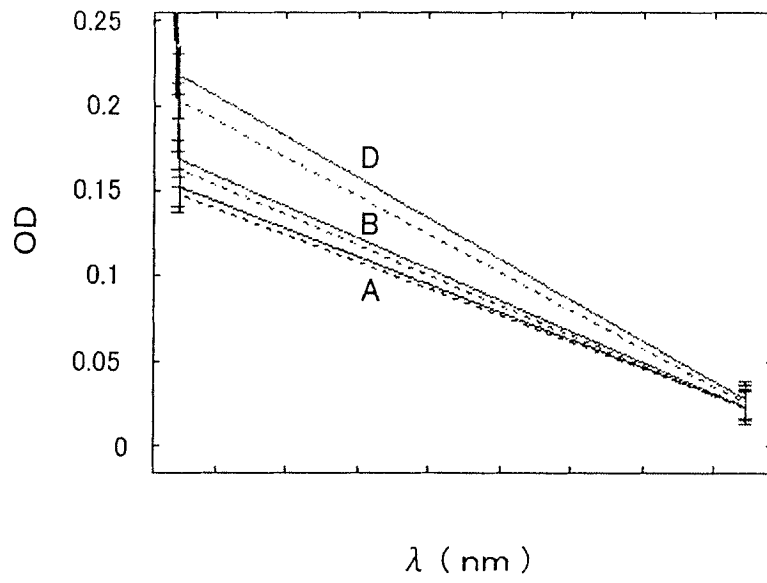


图 10

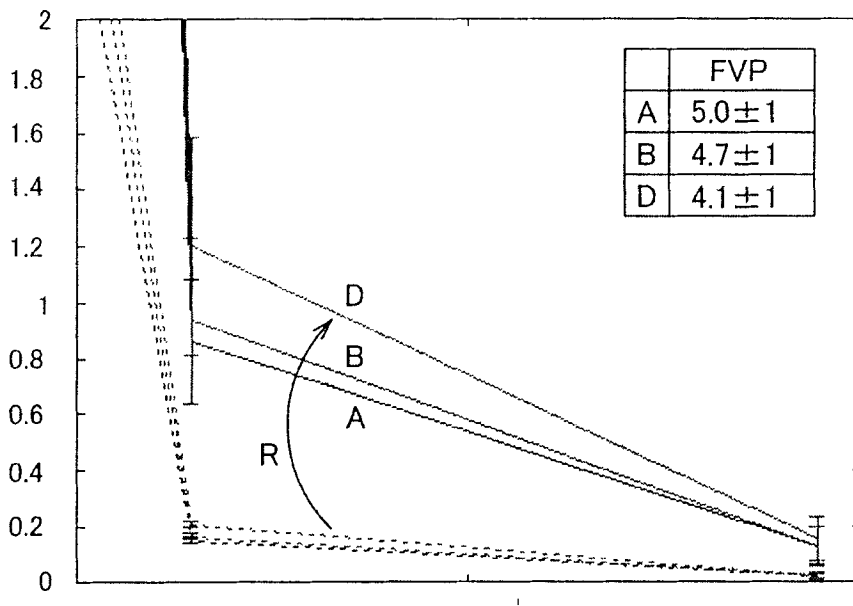


图 11

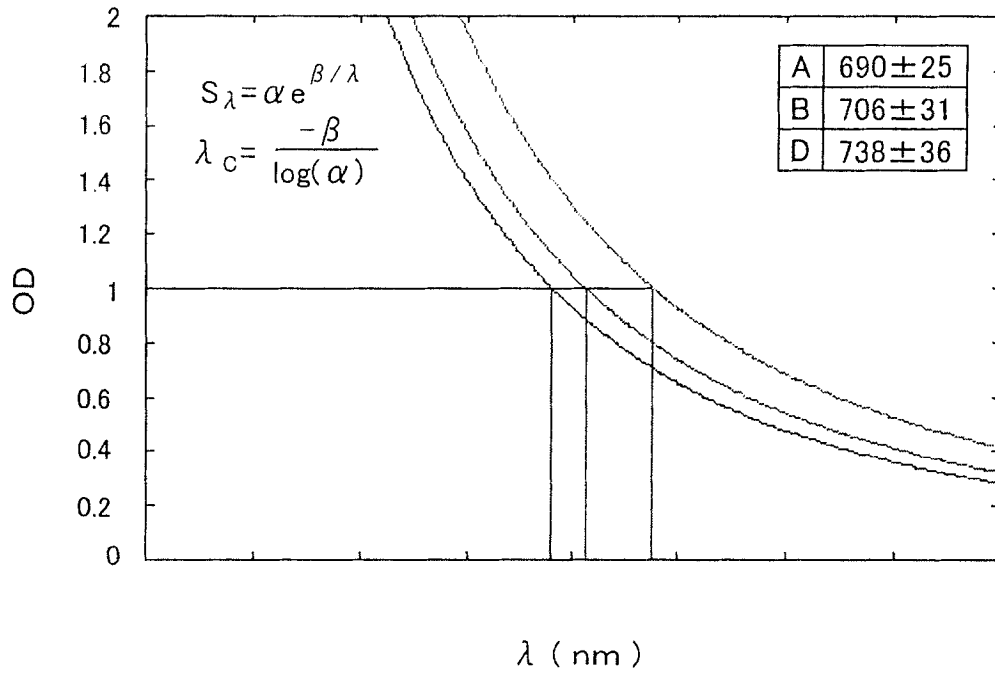


图 12

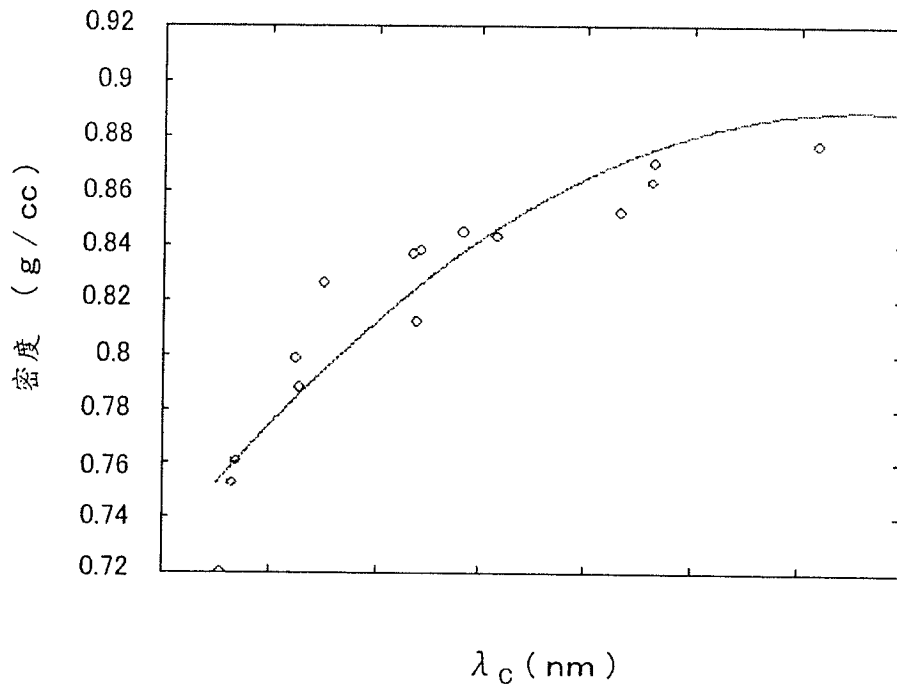


图 13

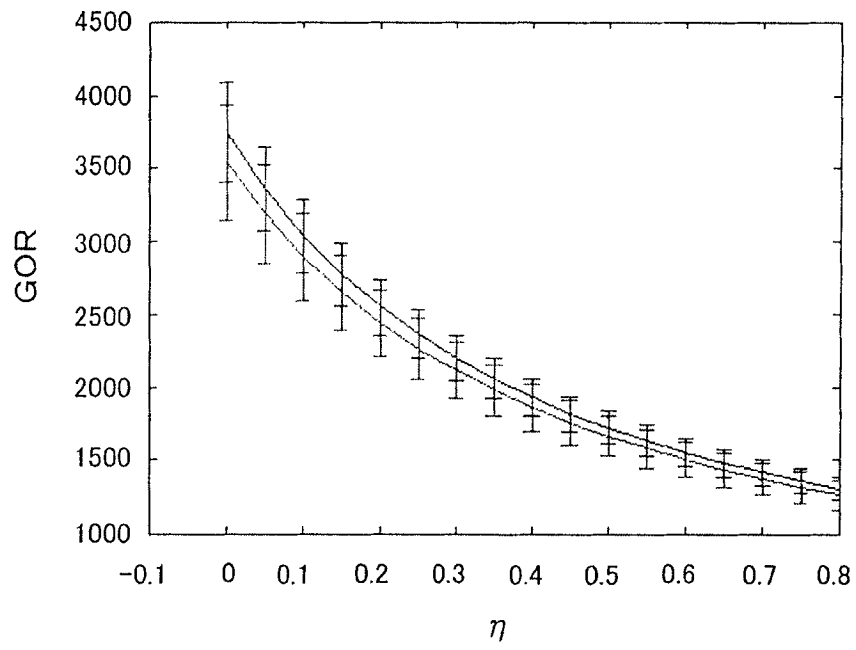


图 14A

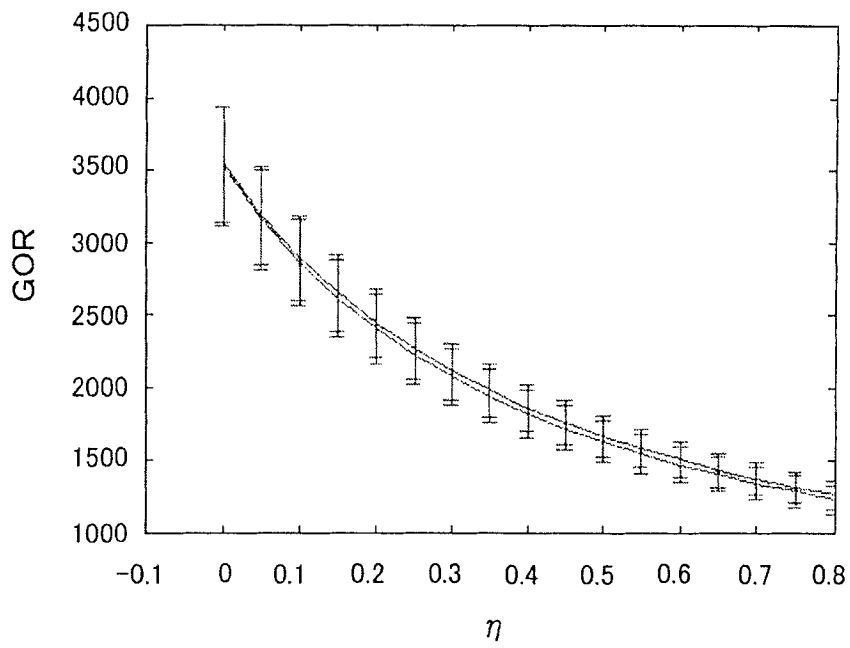


图 14B

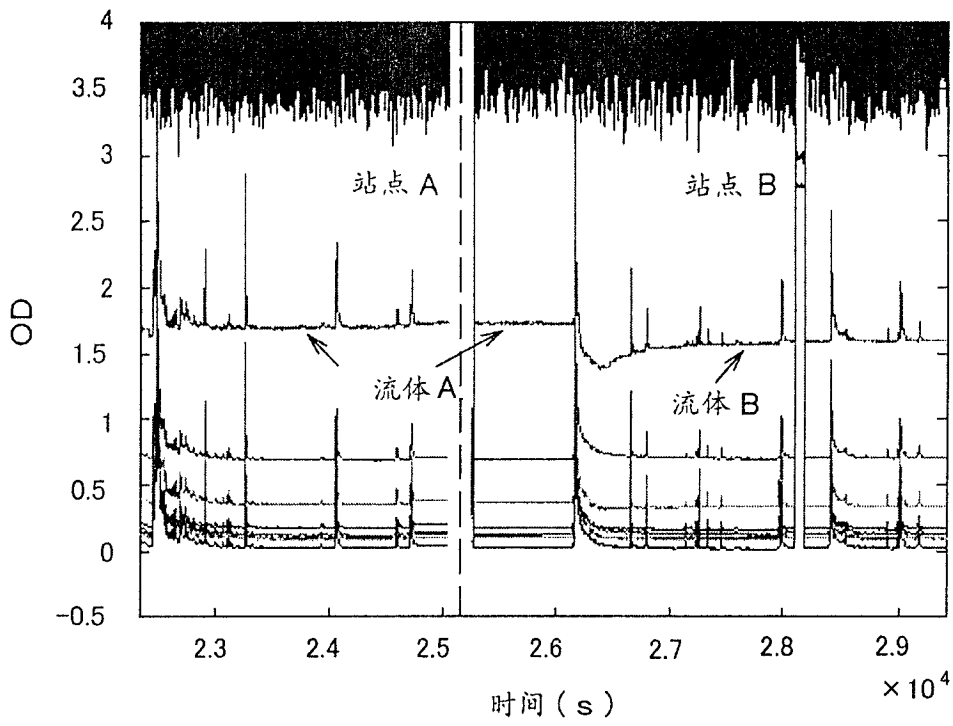


图 15

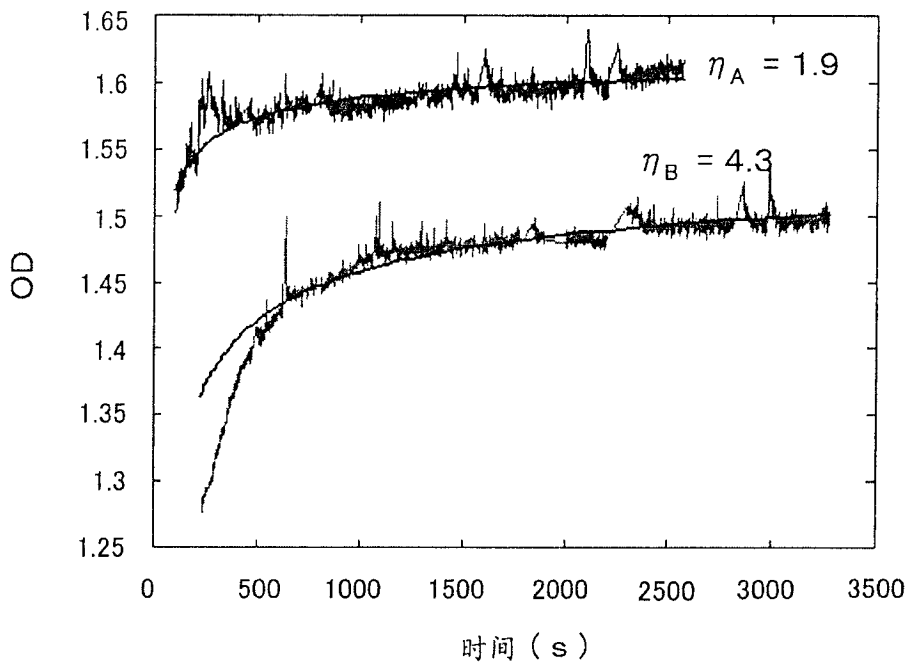


图 16

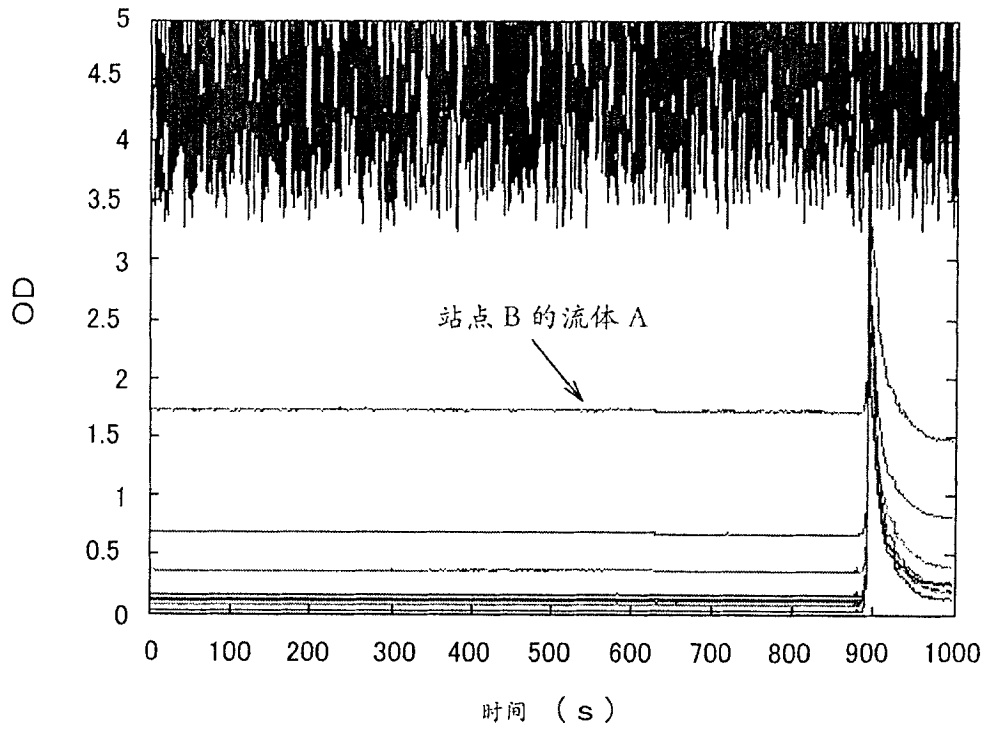


图 17A

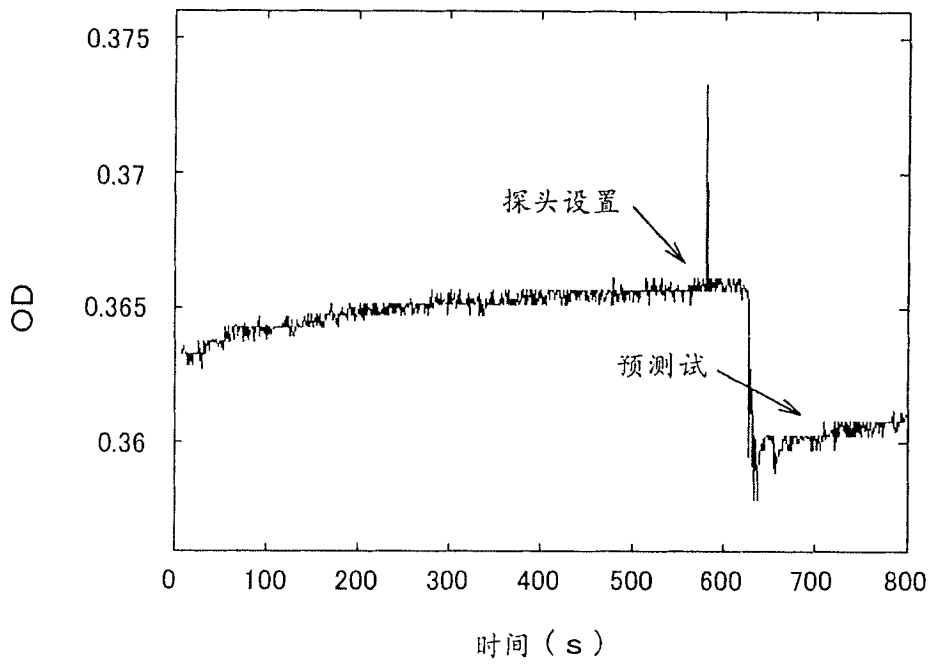


图 17B

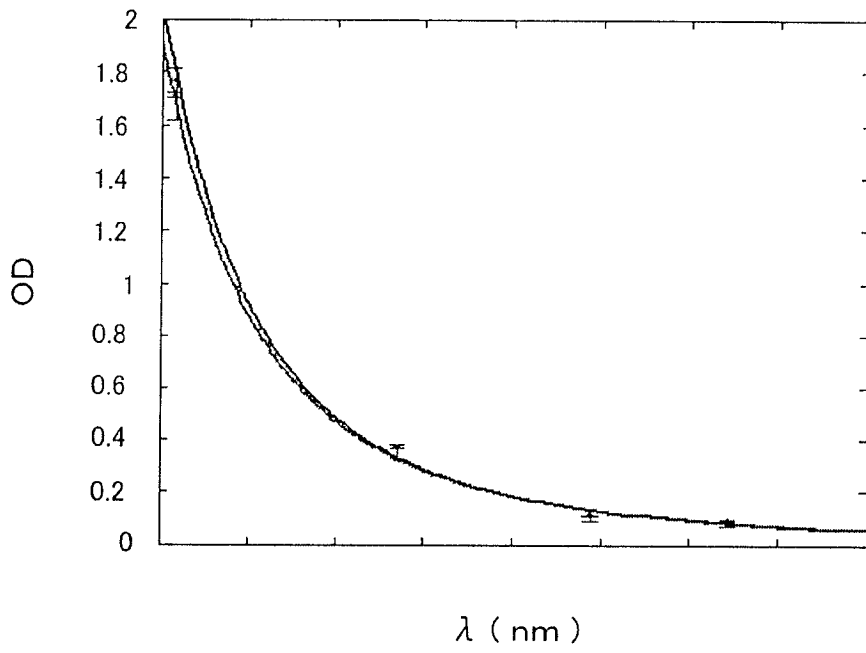


图 18

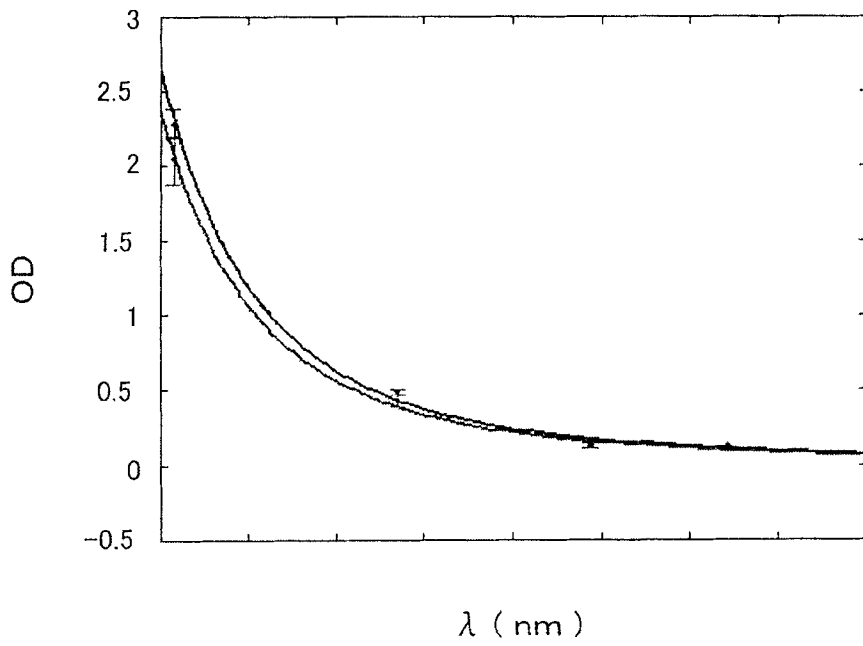


图 19