



(10) 授权公告号 CN 113348458 B

(45) 授权公告日 2024.07.23

(21) 申请号 201880100643.X

S.S.萨福诺夫 D.V.克莱明

(22) 申请日 2018.12.11

(74) 专利代理机构 北京市柳沈律师事务所

11105

(65) 同一申请的已公布的文献号

专利代理师 王增强

申请公布号 CN 113348458 A

(43) 申请公布日 2021.09.03

(51) Int.Cl.

(85) PCT国际申请进入国家阶段日

G06F 30/20 (2020.01)

2021.07.22

G01V 9/00 (2006.01)

(86) PCT国际申请的申请数据

E21B 43/00 (2006.01)

PCT/RU2018/000808 2018.12.11

G06T 17/00 (2006.01)

(87) PCT国际申请的公布数据

(56) 对比文件

W02020/122746 EN 2020.06.18

US 2016369601 A1, 2016.12.22

US 2015212233 A1, 2015.07.30

(73) 专利权人 斯伦贝谢技术有限公司

审查员 申江涛

地址 荷兰海牙

(72) 发明人 O.Y.迪纳里夫 N.V.埃夫西夫

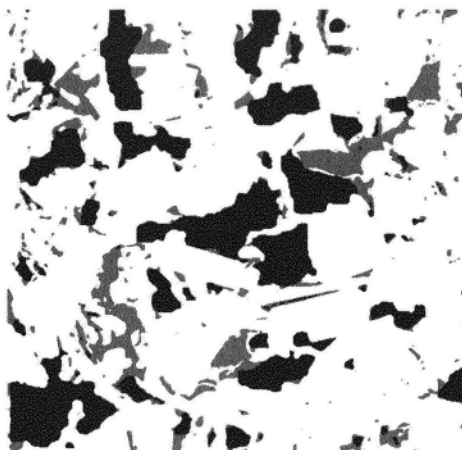
权利要求书5页 说明书10页 附图7页

(54) 发明名称

评估非均质地层中的烃的方法和系统

(57) 摘要

公开了用于评估非均质地层中的烃的方法和系统。在地层纳米尺度上使用非均质和多孔结构的三维模拟有助于更准确地评估烃储量和流体行为。



1 μ m

1. 一种用于评估非均质地层或其一部分内的致密烃储层中的流体的方法,该方法包括:

a) 获得流体和地层的物理参数;

b) 利用该物理参数构建致密烃储层的至少一个三维模型,其中三维模型包括孔隙结构和矿物含量的模拟;

c) 计算用于步骤b)中的每个所述三维模型的烃量;

d) 计算烃储量的总量;和

e) 基于计算出的总体烃储量制定开发计划,

其中,在步骤c)中,通过计算亥姆霍兹能量函数的条件最小化来获得烃量,所述致密烃储层中的亥姆霍兹能量函数为:

$$f=f(T, n_i),$$

其中T为致密烃储层的绝对温度; n_i 是化学组分的摩尔密度;以及下标是特定化学组分的序数。

2. 如权利要求1所述的方法,其中,流体的物理参数是从位于烃储层内部的流体探头获得的。

3. 如权利要求1所述的方法,其中,地层的物理参数是从地层的样本中获得的。

4. 如权利要求1所述的方法,其中,基于密度函数亥姆霍兹能量的解析表达式来构建所述三维模型。

5. 如权利要求1所述的方法,其中化学势 κ_i 由以下解析表达式计算:

$$\kappa_i = \frac{\partial f}{\partial n_i}。$$

6. 如权利要求5的方法,其中,用于致密烃储层的总亥姆霍兹能量函数为

$$F=F[T, n_i],$$

其中T为致密烃储层的绝对温度; n_i 是化学组分的摩尔密度,以及化学势 κ_i 由以下解析表达式计算:

$$\kappa_i = \frac{\delta F}{\delta n_i}。$$

7. 如权利要求1所述的方法,其中,在步骤d)中首先通过下式计算平均摩尔密度 $\bar{n}_i(k)$:

$$\bar{n}_i(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_i dV,$$

其中积分是在具有总体积V(k)的三维模型M(k)上进行的,然后将3D流体分布归因于天然气和石油,同时通过下式获得平均密度:

$$\bar{n}_{i\text{gas}}(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_{i\text{gas}} dV$$

$$\bar{n}_{i\text{oil}}(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_{i\text{oil}} dV。$$

8. 如权利要求7所述的方法,其中,致密烃储层中序数为i的化学组分的以摩尔 B_i 为单位

的烃储量的总量由下式计算：

$$B_i = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_i(k)$$

$$B_{i\text{gas}} = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_{i\text{gas}}(k)$$

$$B_{i\text{oil}} = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_{i\text{oil}}(k)$$

其中V是致密烃储层的体积， α_k 是致密烃储层中特定三维模型M(k)的频率或概率。

9. 如权利要求8所述的方法，其中，通过施加乘以组分的摩尔质量 m_i 以质量单位换算烃储量 B_i 的总量：

$$A_i = m_i B_i$$

$$A_{i\text{gas}} = m_i B_{i\text{gas}}$$

$$A_{i\text{oil}} = m_i B_{i\text{oil}}$$

10. 如权利要求1所述的方法，其中，在步骤d)中，使用总储层体积、三维模型M(k)的计算量及它们在储层或部分的储层中的相对频率来计算烃储量的总量。

11. 根据权利要求1所述的方法，其中，针对聚集到致密烃储层的一部分的多个三维模型执行所述步骤。

12. 如权利要求1所述的方法，其中，针对多个矿床执行所述步骤以通过将每个矿床的总烃储量相加来评估总储量。

13. 一种用于评估和优化致密烃储层的提高采油或改进采油技术的方法，包括：

a) 利用来自致密烃储层的代表性岩心样本的物理性质和三维多孔实体图像来构建多孔岩石的三维岩石模型，其中三维岩石模型包括孔隙分布和矿物含量；

b) 在步骤a)中构建三维岩石模型中的整体流体组分；

c) 计算三维岩石模型中的流体组分的三维分布；

d) 计算三维岩石模型之间流体组分的交换率；

e) 计算致密烃储层中的流体组分的总量的动力学；和

f) 基于计算出的动力学制定开发计划，

其中，在步骤b)中，通过使用由下式描述的整体亥姆霍兹能量函数来描述整体流体混合物：

$$F = F[T, n_i],$$

其中T为致密烃储层的绝对温度，以及 n_i 为流体组分的摩尔密度。

14. 根据权利要求13所述的方法，其中，在步骤a)中，至少一个三维岩石模型中的每一个与所述储层的权重 w_A 相关联，并且所述权重 w_A 通过下式归一化：

$$V_{\text{res}} = \sum w_A V_A$$

其中 V_A 是一个特定三维岩石模型的体积， V_{res} 是储层的体积。

15. 如权利要求13所述的方法，其中，流体组分的化学势 κ_i 由以下表达式计算：

$$\kappa_i = \frac{\delta F}{\delta n_i}$$

16. 如权利要求13所述的方法，其中，所述三维岩石模型中的流体组分的总量通过以下

表达式计算：

$$N_i = \int n_i dV$$

其中 N_i 是三维岩石模型中的流体组分之一一的数量。

17. 如权利要求16所述的方法,其中,交换率 $I_i^{B \rightarrow A}$ 由以下表达式计算:

$$I_i^{B \rightarrow A} = \sum_j T_{ij}^{AB} (\kappa_j^B - \kappa_j^A)$$

其中是 T_{ij}^{AB} 流体组分传递矩阵,以及 $(\kappa_j^B - \kappa_j^A)$ 是化学势差。

18. 如权利要求17所述的方法,其中,使用以下表达式来计算流体组分的总量:

$$N_{i \text{ tot}} = \sum_A w_A N_i^A$$

其中 $N_{i \text{ tot}}$ 是致密烃储层中的流体组分之一一的数量。

19. 一种用于评估非均质地层或其一部分内的致密烃储层中的流体的方法,该方法包括:

- a) 获得流体和地层的物理参数;
- b) 利用该物理参数构建致密烃储层的至少一个三维模型,其中三维模型包括孔隙结构和矿物含量的模拟;
- c) 计算用于步骤b)中的每个所述三维模型的烃量;
- d) 计算烃储量的总量;和
- e) 基于计算出的总体烃储量制定开发计划,

其中,在步骤d)中首先通过下式计算平均摩尔密度 $\bar{n}_i(k)$:

$$\bar{n}_i(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_i dV,$$

其中积分是在具有总体积 $V(k)$ 的三维模型 $M(k)$ 上进行的,然后将3D流体分布归因于天然气和石油,同时通过下式获得平均密度:

$$\bar{n}_{i \text{ gas}}(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_{i \text{ gas}} dV$$

$$\bar{n}_{i \text{ oil}}(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_{i \text{ oil}} dV.$$

20. 如权利要求19所述的方法,其中,流体的物理参数是从位于烃储层内部的流体探头获得的。

21. 如权利要求19所述的方法,其中,地层的物理参数是从地层的样本中获得的。

22. 如权利要求19所述的方法,其中,基于密度函数亥姆霍兹能量的解析表达式来构建所述三维模型。

23. 如权利要求19的方法,其中,用于致密烃储层的总亥姆霍兹能量函数为

$$F = F[T, n_i],$$

其中 T 为致密烃储层的绝对温度; n_i 是化学组分的摩尔密度,以及化学势 κ_i 由以下解析表达式计算:

$$\kappa_i = \frac{\delta F}{\delta n_i}。$$

24. 如权利要求19所述的方法,其中,致密烃储层中序数为*i*的化学组分的以摩尔 B_i 为单位的烃储量的总量由下式计算:

$$B_i = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_i(k)$$

$$B_{i\text{gas}} = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_{i\text{gas}}(k)$$

$$B_{i\text{oil}} = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_{i\text{oil}}(k)$$

其中 V 是致密烃储层的体积, α_k 是致密烃储层中特定三维模型 $M(k)$ 的频率或概率。

25. 如权利要求24所述的方法,其中,通过施加乘以组分的摩尔质量 m_i 以质量单位换算烃储量 B_i 的总量:

$$A_i = m_i B_i$$

$$A_{i\text{gas}} = m_i B_{i\text{gas}}$$

$$A_{i\text{oil}} = m_i B_{i\text{oil}}。$$

26. 如权利要求19所述的方法,其中,在步骤d)中,使用总储层体积、三维模型 $M(k)$ 的计算量及它们在储层或部分的储层中的相对频率来计算烃储量的总量。

27. 根据权利要求19所述的方法,其中,针对聚集到致密烃储层的一部分的多个三维模型执行所述步骤。

28. 如权利要求19所述的方法,其中,针对多个矿床执行所述步骤以通过将每个矿床的总烃储量相加来评估总储量。

29. 一种用于评估和优化致密烃储层的提高采油或改进采油技术的方法,包括:

a) 利用来自致密烃储层的代表性岩心样本的物理性质和三维多孔实体图像来构建多孔岩石的三维岩石模型,其中三维岩石模型包括孔隙分布和矿物含量;

b) 在步骤a)中构建三维岩石模型中的整体流体组分;

c) 计算三维岩石模型中的流体组分的三维分布;

d) 计算三维岩石模型之间流体组分的交换率;

e) 计算致密烃储层中的流体组分的总量的动力学;和

f) 基于计算出的动力学制定开发计划,

其中,所述三维岩石模型中的流体组分的总量通过以下表达式计算:

$$N_i = \int n_i dV$$

其中 N_i 是三维岩石模型中的流体组分之一的总量。

30. 根据权利要求29所述的方法,其中,在步骤a)中,至少一个三维岩石模型中的每一个与所述储层的权重 w_A 相关联,并且所述权重 w_A 通过下式归一化:

$$V_{\text{res}} = \sum w_A V_A$$

其中 V_A 是一个特定三维岩石模型的体积, V_{res} 是储层的体积。

31. 如权利要求29所述的方法,其中,交换率 $I_i^{B \rightarrow A}$ 由以下表达式计算:

$$I_i^{B \rightarrow A} = \sum_j T_{ij}^{AB} (\kappa_j^B - \kappa_j^A)$$

其中是 T_{ij}^{AB} 流体组分传递矩阵,以及 $(\kappa_j^B - \kappa_j^A)$ 是化学势差。

32. 如权利要求31所述的方法,其中,使用以下表达式来计算流体组分的总量:

$$N_{i\text{tot}} = \sum_A w_A N_i^A$$

其中 $N_{i\text{tot}}$ 是致密烃储层中的流体组分之一的总量。

评估非均质地层中的烃的方法和系统

技术领域

[0001] 本公开大体上涉及用于在致密非均质地层的情况下定量评估和优化提高石油采收率 (EOR) 和提高石油采收率 (IOR) 开发方案的方法和系统, 其将数字岩石方法与孔隙尺度下的过程的密度函数建模相结合。

背景技术

[0002] 油气田开发规划中的一个重要部分是不同增强或改进的采油方案的评估和优化。目前, 这个问题通过两种互补的方法解决: (a) 使用详细的地质和流体动力储层 3D 建模, 并应用商业模拟器来获得储层过程的定量描述, 以及 (b) 在实验室环境中进行物理岩心驱替测试。一旦通过理想情况下模拟和物理测试的组合获得足够数量的各种开发方案, 理想情况就被确定为最佳开发解决方案。

发明内容

[0003] 本公开包括以下实施例中的任一个的其一个或多个的任何组合:

[0004] 根据本公开的一方面, 一个或多个实施例涉及一种用于评估非均质地层或其一部分内的致密烃储层中的流体的方法, 该方法包括以下步骤: 获得流体和地层的物理参数; 使用该物理参数构建致密烃储层的至少一个三维 (3D) 模型, 其中三维模型包括孔隙结构和矿物含量的模拟; 计算每个所述三维模型的烃量; 计算烃储量的总量; 并基于计算出的整体烃储量制定开发计划。

[0005] 另一个实施例提供了一种用于评估和优化致密烃储层的提高采收率或改进采收率的方法, 包括以下步骤: 使用来自致密烃储层的代表性岩心样本的物理特性和三维多孔实体图像, 来构建多孔岩石的至少一个三维岩石模型, 其中一组三维岩石模型由该一组代表性岩心样本确定, 每个三维岩石模型包括孔隙分布和矿物含量; 构建三维岩石模型中的整体流体组分; 计算三维岩石模型中流体组分的三维分布。然后, 所考虑的烃储层体积由 3D 岩石模型填充, 这些 3D 模型由该一组代表性岩心样本确定。这给出了三维岩石模型之间流体组分的交换率的计算和致密烃储层中的流体组分的总量的动力学。下一阶段是基于计算出的流动动力学制定储层开发计划。

[0006] 本公开的这些与其他方面、特征和优点一起, 连同表征本发明的新颖性的各种特征, 在所附权利要求中被特别指出并形成本公开的一部分。上述方面和优点对本公开的精神或实践既不是详尽无遗的, 也不是单独或共同关键的。通过结合附图的以下详细描述, 本公开的其他方面、特征和优点对于本领域技术人员而言将变得显而易见。因此, 附图和描述在本质上被认为是说明性的, 而不是限制性的。

[0007] 提供该概述以介绍在以下详细描述中进一步描述的构思的选择。本概述无意确定要求保护的主题的关键或基本特征, 也无意用作帮助限制要求保护的主题的范围。

附图说明

[0008] 图1示出了通过FIB-SEM(聚焦离子束-扫描电子显微镜)获得的二维图像中岩石颗粒、孔隙和固体有机物的空间分布。此处岩石颗粒以白色显示,孔隙以黑色显示,固体有机物(含固体烃)以灰色显示;

[0009] 图2示出较低分辨率和较大比例的图像,其示出了以固体颗粒为主的簇、以孔隙为主的簇、以固体有机物为主的簇和微裂缝等非均质性特征;

[0010] 图3示出了以下中的高分辨率3D数字模型分布:左图像中的孔隙和固体有机物;中间图像中单独的孔隙;以及在右图像中单独的固体有机物。在上面的所有三个图像中,岩石颗粒都弄成透明的;

[0011] 图4示出了3D高分辨率数字模型内的液体中的烃组分(HC)、气体中的HC和固体有机物中的HC的3D分布;

[0012] 图5示出了诸如以固体颗粒为主的簇、以充满液体的孔隙为主的簇、以充满气体的孔隙为主的簇、以固体有机物为主的簇以及更高尺度的3D数字模型内的微裂缝等非均质性特征的分布;

[0013] 图6示出了初始平衡状态下高分辨率3D数字模型中烃组分(HC)的3D分布示例;不同的阴影表示液体中的HC(1),固体有机物中的HC(2),以及其他阴影表示组分梯度;

[0014] 图7示出了初始平衡状态下更高比例的3D数字模型中的非均质性特征分布的示例。非均质性特征为以固体颗粒为主的簇、以充满液体的孔隙为主的簇、以固体有机物为主的簇和微裂缝;

[0015] 图8A-B示出了在气驱上耗尽后(图8A)和使用典型EOR剂(表面活性剂)进行额外耗尽后(图8B)的高分辨率3D数字模型中的烃组分(HC)的3D分布的示例;不同的阴影表示液体中的HC(1),气体中的HC(3),固体有机物中的HC(3),表面活性剂EOR剂(4),以及其他阴影表示组分梯度;

[0016] 图9A-B示出了在一次采油之后(a)和在具有表面活性剂处理的EOR过程之后(b)的更高比例3D数字模型中的非均质性特征分布的示例。非均质性特征为以固体颗粒为主的簇、以充满液体的孔隙为主的簇、以充满气体的孔隙为主的簇、以固体有机物为主的簇、以EOR剂为主的簇以及微裂缝;

[0017] 图10示出了一次采油率和使用替代EOR(两种不同表面活性剂)的两种情况的比较示例。

具体实施方式

[0018] 在以下描述中,阐述了许多细节以提供对本公开的一些实施例的理解。应当理解,以下公开提供了许多不同的实施例或示例,用于实现各种实施例的不同特征。下面描述部件和布置的具体示例以简化本公开。当然,这些仅仅是示例而不是限制性的。此外,本公开可以在各种示例中重复参考数字和/或字母。这种重复是为了简单和清楚的目的,其本身并不规定所讨论的各种实施例和/或配置之间的关系。然而,本领域的普通技术人员将理解,可以在没有这些细节的情况下实践该系统和/或方法,并且来自所描述的实施例的多种变化或修改是可能的。该描述不应被视为限制意义,而仅仅是为了描述实施方式的一般原理的目的。所描述的实施方式的范围应参考所发布的权利要求来确定。

[0019] 如本文所用的,术语“连接(connect)”、“连接(connection)”、“连接的”、“与……连接”和“连接(connecting)”用于表示“与……直接连接”或“与经由一个或多个元件连接”;术语“组(set)”用于表示“一个元件”或“多个元件”。此外,术语“耦合(couple)”、“耦合(coupling)”、“耦合的”、“耦合在一起”和“与……耦合”用于表示“直接耦合在一起”或“经由一个或多个元件耦合在一起”。如本文所用的,术语“上”和“下”;“上部”和“下部”;“顶部和底部”;以及其他指示与给定点或元件的相对位置的类似术语用于更清楚地描述一些元件。通常,这些术语涉及在开始钻井操作的地表上的参考点作为最高点,总深度作为最低点,其中井(例如,井眼、钻孔)相对于地表是竖直的、水平的或倾斜的。

[0020] 如本文所用的,术语“致密烃储层”是包含烃(例如油和/或天然气)的储层,其由相对不可渗透的储层岩石形成,从该储层岩石难以生产烃。储层岩石的相对不渗透性可能由较小的颗粒或较大颗粒之间的基质引起,或者由主要的粉砂大小或粘土大小的颗粒引起(如致密页岩储层的情况)。致密烃储层可在相对不可渗透的储层岩石中包含油和/或天然气以及水基地层流体例如盐水。

[0021] 如本文所用的,术语“岩石物理性质”是指储层岩石的物理和化学性质及其烃含量和非烃含量,例如水基地层流体。如本文所用的,“地层”是指具有相当的岩性、相或其他类似特性的岩层的数量。如本文所用的,“物理参数”是指岩石或流体的可测量和可量化的物理特性。如本文所用的,“亥姆霍兹能量”是指混合物的热力学势,其表征该混合物在不同类型分子的特定温度、体积和数量下的势能。

[0022] 如本文所用,“完井计划”是指一旦钻井作业结束后将井眼投入生产所必需的事件和设备,包括但不限于井下管件和设备的组装以实现从油井或气井的安全且高效生产。

[0023] 如本文所用,“开发计划”是指从含油/含气地层生产烃所必需的事件和设备,包括但不限于具有特定轨迹的钻井、执行水力压裂操作和其他操作,例如注入EOR/IOR剂。开发计划包括单个井的完井计划。

[0024] 致密页岩储层(有机页岩)的经济生产受将水平井定位在可使用从竖直井获得的测井和岩心数据通过水力压裂有效增产的优质储层中的能力的控制。驱动这些井成功生产的主要因素包括岩石物理特性,例如孔隙度、渗透率、润湿性、烃饱和度和孔隙压力。其他因素包括地质力学属性,例如水力压裂表面积加上裂缝传导性。除了准确测量储层的所有物理和岩石物理特性外,根据来自致密储层的已知岩石样本进行准确模拟也同样重要。通过准确而真实的模拟,可以制定开发计划以提高采油效率。

[0025] 多相流分析通过考虑关于致密烃储层可测量的大部分(如果不是全部)相关因素,包括固有特性、背景特性、组合特性和人工引入的试剂的特性,来提高模拟的准确性。例如,储层的固有物理和岩石物理特性,同时还考虑了背景特性,例如温度分布或压力分布。其他相关因素包括润湿性分布和绝对渗透率分布,以及一些人为引入的因素,例如二次水或EOR操作中使用的表面活性剂。

[0026] 除了多相流分析之外,对致密烃储层执行数字岩石建模以评估储层中的流体总量。数字岩石建模涉及数字岩石技术和多相多组分混合物的密度函数描述的结合。在建模中,利用纳米尺度数字岩石模型计算岩石中烃类的实际分布,其然后通过考虑储层总体积、计算出的用于3D模型的烃类(油或气体),以及储层中的相对频率来计算烃储层的总量。

[0027] 示例1:数字岩石建模

[0028] 特定地质地层的流体烃储量的评估是油田开发规划和生产预测中的必要步骤。对于常规流体流体烃储层,评估程序包含以下步骤:1)使用但不限于井下流体探头或重组地表流体探头评估储层流体特性(例如密度、组分);2)使用相应的测井数据或任何其他适用的数据、方法和/或工具评估储层中的孔隙体积;3)使用相应的测井数据或任何其他适用的数据、方法和/或工具评估被不同流体相(例如,气、油、水,如果存在多相混合物)饱和的孔隙体积分数;以及4)使用从先前步骤获得的信息计算储层中的流体总量(气、油、水和特定的烃组分)。

[0029] 该常规程序基于流体特性在流体动力学连接的储层的所有部分中相同的假设。该假设与储层中流体的初始热力学平衡的概念一致。

[0030] 众所周知,对于具有纳米范围孔隙的致密非均质地层(如页岩),存在不同的现象,其可以影响流体状态和组分:吸附/吸收、渗透、毛细管冷凝、分离压力、和分散力。因此,传统的储量评估程序不能直接适用。

[0031] 本公开的实施例提供了一种用于储量评估的新方法,其结合了数字岩石技术和多相多组分混合物的密度函数描述。本公开的方法利用纳米尺度数字岩石模型来计算岩石中烃的实际分布,然后通过求和过程来提供总储量的计算,该求和过程在一个实现中使用总储层(或研究区块)体积、3D模型的计算量以及它们在储层或研究区块中的相对频率。

[0032] 传统上,评估常规储层地的天然气 A_{gas} 和石油 A_{oil} 量的程序是基于积分方程

$$[0033] \quad A_{\text{gas}} = \int \varphi \rho_{\text{gas}} s_{\text{gas}} dV \quad (1)$$

$$[0034] \quad A_{\text{oil}} = \int \varphi \rho_{\text{oil}} s_{\text{oil}} dV \quad (2)$$

[0035] 其中对整个储层或特定矿床进行积分, φ 是孔隙度分布, $\rho_{\text{gas}}, \rho_{\text{oil}}$ 是储层条件下的天然气和石油密度,以及 $s_{\text{gas}}, s_{\text{oil}}$ 是天然气和石油饱和度分布。量 $\rho_{\text{gas}}, \rho_{\text{oil}}$ 是从井下流体探头或重组地表流体探头中获得的,而量 $\varphi, s_{\text{gas}}, s_{\text{oil}}$ 的3D场是在3D地质建模过程中获得的(实质上来自相关测井数据)。当需要特定烃组分的量时,方程(1)、(2)修改如下

$$[0036] \quad A_{i\text{gas}} = \int \varphi c_{i\text{gas}} \rho_{\text{gas}} s_{\text{gas}} dV \quad (3)$$

$$[0037] \quad A_{i\text{oil}} = \int \varphi c_{i\text{oil}} \rho_{\text{oil}} s_{\text{oil}} dV \quad (4)$$

[0038] 其中 $c_{i\text{gas}}, c_{i\text{oil}}$ 是编号为i的组分的天然气和石油质量浓度。这些浓度也使用井下或重组地表流体探头进行评估。

[0039] 方程(1)-(4)提供了储层中石油和天然气的总质量以及单独的烃组分的质量的估计。这些参数用于计算地表条件下天然气和石油的各自体积和质量。

[0040] 方程(1)-(4)不再适用于致密的非均质储层,其中流体性质可以在狭窄的孔隙中变化并且可以存在大量吸附/吸收形式的烃。在这些情况下,必须根据相关的物理和化学纳米尺度现象来修正储量评估程序。

[0041] 因此,提出了一种用于评估烃储量的新程序,其基于以下步骤:

[0042] 第一,通过分析井下流体探头或/和重组地表流体探头或任何其他流体数据,包括但不限于对封闭孔隙中截留流体的流体包裹体分析以及在储层评估初始状态(生产前)采取或分析的或以近似形式从非初始状态导出的任何其他相关实验或分析方法,例如彭-罗宾逊(Peng-Robinson)状态方程,使用相关分析状态方程构建储层流体的热力学描述。其中流体的初始状态以早期流体探头为特征,被解释为大孔隙或裂缝内储层中的流体状态,是储层流体中流动性最强的部分。特别地,导出了单位体积流体的亥姆霍兹能量的解析形式

[0043] $f=f(T, n_i)$ (5)

[0044] 其中T是储层绝对温度并且 n_i 是储层混合物中化学组分的摩尔密度(每单位体积的某些类型分子的数量)(下标i是特定组分的序数)。使用每单位体积的亥姆霍兹能量方程(5),可以计算化学势的解析表达式

[0045]
$$\kappa_i = \frac{\partial f}{\partial n_i} \quad (6)$$

[0046] 以及流体初始状态下化学势的数值 κ_{i0} 。

[0047] 第二,使用测井数据和岩心样本研究储层或其部分的地质非均质性,并识别代表性岩心样本。这些具有代表性的岩心样本用于提供岩石的3D图像,包括但不限于X射线显微断层扫描、3DNMR成像、岩相薄层分析和共聚焦显微镜的3D重建、通过扫描电子显微镜(SEM)获得的2D元件图分析的3D重建、可能增加能量色散X射线光谱(EDX)功能等的3D聚焦离子束扫描电子显微镜(FIB-SEM);通过连续应用图像滤波、分割和多属性识别,对3D核心图像进行数字处理和形态分析。因此,数字3D模型是通过上面讨论的模拟方案生成的。作为这一步的结果,获得了多孔岩石样本的不同数字3D模型,其中包含孔隙和矿物含量的详细分布。

[0048] 第三,使用流体的整体亥姆霍兹能量(5)、3D数字岩石模型以及组成矿物和流体混合物的组分之间的相互作用势,以分析形式构建岩石中流体的整体亥姆霍兹能量函数

[0049] $F=F[T, n_i]$ (7)

[0050] 这里T是绝对温度, n_i 是流体化学组分的摩尔密度。特别地,该显式表达式用于导出组成组分的化学势的分析表达式 $\kappa_i = \frac{\delta F}{\delta n_i}$ 。

[0051] 第四,岩石中化学组分的3D分布在数值上被发现为具有限制的密度函数(7)的绝对条件最小值

[0052] $k_i = \kappa_{i0}$ (8)

[0053] 这是流体化学组分在岩石中的分布处于稳定的热力学平衡状态并与大块中流体的初始状态一致的必要和充分条件。

[0054] 该分布对应于岩石样本内流体的稳定热力学平衡,这与在代表流动流体的第一步中研究的流体探头一致。这也使得评估数字岩石模型的平均摩尔密度成为可能:

[0055]
$$\bar{n}_i(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_i dV \quad (9)$$

[0056] 其中在具有总体积V(k)的3D模型M(k)上执行积分。如果在3D流体分布中,体素(基本单元)可以具体归因于气体或石油,则可以平均这些相的密度

[0057]
$$\bar{n}_{i\text{gas}}(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_{i\text{gas}} dV \quad (10)$$

[0058]
$$\bar{n}_{i\text{oil}}(k) = \frac{1}{V(k)} \int_{M(k)} n_{i\text{oil}} dV \quad (11)$$

[0059] 第五,储层(或储层的一部分)中组分i的总量(以摩尔计)通过细分为相被发现为

以下总和(如果适用)

$$[0060] \quad B_i = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_i(k) \quad (12)$$

$$[0061] \quad B_{i\text{gas}} = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_{i\text{gas}}(k) \quad (13)$$

$$[0062] \quad B_{i\text{oil}} = V \sum_k \alpha_k \bar{n}_{i\text{oil}}(k) \quad (14)$$

[0063] 其中, V 是储层(或部分储层)的体积, α_k 是在储层中特定3D模型 $M(k)$ 的频率或概率。

[0064] 可以应用乘以组分的摩尔质量 m_i 将其转换成质量单位

$$[0065] \quad A_i = m_i B_i \quad (15)$$

$$[0066] \quad A_{i\text{gas}} = m_i B_{i\text{gas}} \quad (16)$$

$$[0067] \quad A_{i\text{oil}} = m_i B_{i\text{oil}} \quad (17)$$

[0068] 这些最后的结果提供了烃储量的校正值,而不是数量(1)、(2)。

[0069] 为了证明本发明的应用,使用方程(5)-(17)中包含的方法评估致密岩层中的地质储量。为了评估地层的地质非均质性,研究了几个有代表性的岩心样本。从这些岩心样本中,一组代表性的岩块被用于建模流体在对应于方程(5)-(8)的孔隙尺度上的热力学平衡分布。然后,使用方程(9)-(10)计算整个岩块的储量。最后,利用方程(11)-(17)并利用有关每个研究岩块在岩心样本中的实际分布的信息,对地质储量进行评估。

[0070] 使用3D孔隙尺度数值模拟在单独的岩石块内进行建模,该数值模拟考虑了多相组成现象并考虑了纳米尺度物理现象和非经典热力学效应(小系统热力学)。即,使用有效地导致实现了方程(7)中所需的函数最小值以及满足方程(8)中的条件的密度函数流体力学(DFH)进行数值模拟。

[0071] 使用呈现足够高分辨率的扫描技术(例如,FIB-SEM扫描)来获得致密岩层的代表性岩心样本内的代表性岩块内的岩石颗粒、孔隙和固体有机物的空间分布,如图1中的示例图像所示的。同时,使用较低分辨率的扫描技术(例如,X射线显微断层扫描),获得了关于更大尺度(即岩心尺度)的非均质性特征的信息,如图2中的示例图像所示。分析的稳健性是通过收集和足够数量的代表性岩石块(类似于图1所示)和足够数量的代表性岩心(类似于图2所示的样本)而获得的。

[0072] 使用一组高分辨率二维图像(类似于图1中所示)构建高分辨率3D数字模型(如图3所示的示例中)。使用这个3D高分辨率数字模型,通过找到亥姆霍兹能量函数方程(7)的条件最小值以及满足方程(8)中的条件来评估其存储容量。为了做到这一点,DFH流体动力学方程的完整系统被数值求解,直到达到平衡解。在模拟过程中,相关现象如宽克努森数范围内的流动、扩散和对流输送、分离压力、直接和反渗透效应、毛细管冷凝、薄膜前体和异常流变、由于粗糙度和毛细管数引起的接触角滞后,考虑了固体有机组分的吸附、储存和解吸。以这种方式获得的组分的热力学平衡分布示例如图4所示。

[0073] 在一组代表性的高分辨率数字模型上获得的关于烃组分分布的信息,连同在诸如图2所示的2D较低分辨率扫描中获得的信息,被用来构建代表性岩心样本的一组更高尺度

的3D模型,该模型包含非均质特征的分布,例如以固体颗粒为主的簇、以充满液体的孔为主的簇、以充满气体的孔为主的簇、以固体有机物为主的簇(图5)。

[0074] 示例3:EOR/IOR方案开发

[0075] 油气田开发规划中的一个重要部分是不同增强或改进的采油方案的评估和优化。目前,这个问题通过两种互补的方法解决:(a)使用详细的地质和流体动力储层3D建模,并应用商业模拟器来获得储层过程的定量描述,以及(b)在实验室环境中进行物理岩心驱替测试。一旦通过模拟和物理测试的理想组合获得足够数量的各种开发方案,理想情况就被确定为最佳开发解决方案。

[0076] 然而,这种方法有几个缺点。

[0077] 第一,有许多在孔隙尺度上利用复杂的物理和化学过程的提高的石油采油率(EOR)和改进的石油采油率(IOR)技术。在现有的商业储层模拟器范围内,建模基于宏观达西流(Darcy)构思,其不适用于复杂的微米尺度和纳米尺度现象。为了克服这个困难,正在开发更复杂的多孔岩石输送模型;以及每个这样的新模型都依赖于额外的现象学参数,这些现象学参数将由实验数据来确定。然而,在EOR和IOR技术中,模拟模型的实验支持受到每个实验运行不可逆转地改变实验岩石样本这一事实的限制。这使得宏观建模的验证存在问题。

[0078] 第二,EOR和IOR技术的实际有效性取决于地层的小尺度地质结构。在孔隙尺度非均质性较高的情况下,基于地质参数大尺度平均的储层模拟不再适用。

[0079] 本公开提供了一种计算方法,用于在致密非均质地层的情况下对EOR/IOR开发方案进行定量评估和优化。计算方法将数字岩石方法与孔隙尺度下过程的密度函数建模相结合。

[0080] 众所周知,对于具有纳米范围孔隙的致密非均质地层(如页岩),可能存在影响流体状态和组成的不同现象(例如,吸附/吸收、渗透、毛细管冷凝、分离压力、和色散力)。所有这些现象都可以通过使用密度函数方法的多相组成流体动力学来解决。这种方法在不依赖宏观现象学参数的情况下,在孔隙尺度上对复杂的物理和化学过程进行直接定量描述。

[0081] 本公开描述了使用用于代表性岩石样本的微/纳米尺度密度函数建模和这些岩石样本的统计集合中的宏观尺度流体输送建模的组合作用的EOR/IOR过程。

[0082] 目前储层模拟器依赖于岩石中油气的流体输送模型,其称为达西定律:

$$[0083] \quad u_a = -\mu^{-1} \sum_{b=1}^3 k_{ab} (\partial_b p + \rho \partial_b \varphi) \quad (18)$$

[0084] 其中 u_a 是流体输送速度, μ 是剪切粘度, k_{ab} 是对称渗透率张量, ρ 是流体质量密度, φ 是重力势, ∂_b 是关于笛卡尔坐标的偏导数。

[0085] 表达式(18)用于单相流,而在多相输送中,假设存在单独的相输送速度,它们中的每一个都由具有方程(18)中相同函数结构的单独定律描述。

[0086] 当考虑储层流体的单个化学组分(如甲烷水)的输送时,具有载体速度(18)的对流输送与扩散或分散输送相结合。所得浓度通量表示如下[E. J. Peters, Petrophysics. University of Texas, 2007, pp. 5-23, 5-24]

$$[0087] \quad q_{ia} = c_i u_a - \sum_{b=1}^3 d_{ab} \partial_b c_i \quad (19)$$

[0088] 其中 q_{ia} 是第*i*个化学组分的浓度通量, c_i 是该组分的浓度, d_{ab} 是扩散或分散矩阵。

[0089] 输送定律(18)、(19)并未涵盖在真实致密地质地层和真实EOR/IOR过程中观察到的所有输送现象。实际上,对于致密岩石,可能存在渗透效应,例如压力梯度的增长(即直接渗透,其与(18)相矛盾)或浓度梯度的增长(即反渗透,其与(19)相矛盾)。输送定律中未考虑的其他现象是岩石基质有机相中烃的电动输送、吸收和扩散输送。

[0090] 目前已清楚地认识到孔隙尺度的大量EOR/IOR现象,但是在特定模型的框架中分别研究和建模这些现象。这导致了大量不同的模型,它们本身就足够了,但在组合考虑时又相互矛盾[Othman, M.B., Jalan, S., Masoudi, R., & Mohd Shaharudin, M.S.B. (2013, July 2). Chemical EOR: Challenges for Full Field Simulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165247-MS]。

[0091] 这种情况在高度非均质储层的情况下呈现概念上的困难,当需要在地层的一些大块中描述EOR/IOR时,而该区块的截然不同的部分表现出不同的物理和化学效应。

[0092] 本公开的实施例通过使用密度函数建模直接描述代表性岩石样本的EOR/IOR过程来消除该概念上的困难,同时使用一组传递矩阵描述不同岩石样本之间的后续流体交换。

[0093] 因此提出了一种用于对致密非均质储层的EOR/IOR技术进行定量评估和优化的新程序,其基于以下步骤。

[0094] 第一,使用测井和岩心样本研究储层的地质非均质性,并识别代表性岩心样本。这些具有代表性的岩心样本用于提供3D多孔固体图像,包括但不限于X射线显微断层扫描、3DNMR成像、岩相薄层分析和共聚焦显微镜的3D重建、通过扫描电子显微镜(SEM)获得的2D元件图的分析的3D重建、3D聚焦离子束扫描-电子显微镜(FIB-SEM),以及可能添加能量色散X射线光谱(EDX)功能等;通过连续应用图像滤波、分割和多属性识别,对3D核心图像进行数字处理和形态分析。作为此步骤的结果,构建了一组多孔岩石样本的数字3D模型,每个模型都具有详细的孔隙分布和矿物含量。在一个实施例中,这组数字岩石模型被解释为统计集合,其中每个模型与其相对于所考虑的储层或部分储层的单独权重 w_A 相关联。如果 V_A 是特定模型的体积, V_{res} 是储层的体积,则权重标准化如下

$$[0095] \quad V_{res} = \sum w_A V_A \quad (20)$$

[0096] 第二,使用储层流体和注入剂的热力学特性、3D数字岩石模型以及组成矿物和流体混合物组分之间的相互作用势,以分析形式构建岩石中流体的整体亥姆霍兹能量函数

$$[0097] \quad F = F[T, n_i] \quad (21)$$

[0098] 这里 T 是绝对温度, n_i 是流体化学组分的摩尔密度。特别地,显式表达式(21)用于

导出组成组分的化学势的解析表达式 $\kappa_i = \frac{\delta F}{\delta n_i}$ 。

[0099] 第三,岩石中流体化学组分的3D分布在数值上被发现为密度函数的绝对条件最小值,并限制了3D模型中每个组分的总量

$$[0100] \quad N_i = \int n_i dV \quad (22)$$

[0101] 其中 N_i 是以摩尔计算的第*i*个流体化学组分的总量。

[0102] 当组分 (22) 的总量变化相对缓慢时,所提出的准平衡流体分布的近似是有效的。根据Lake, LW, Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall, 1989, 这对于储层EOR/IOR过程通常是正确的。在进行上述最小化之后,人们能够计算化学势的数值,这些数值在整个3D模型内是常数

$$[0103] \quad \kappa_i = \text{const} \quad (23)$$

[0104] 第四,代表性岩石块之间的流体组分交换率由组分转移矩阵 T_{ij}^{AB} 表征并且由化学势的差异引起

$$[0105] \quad I_i^{B \rightarrow A} = \sum_j T_{ij}^{AB} (\kappa_j^B - \kappa_j^A) \quad (24)$$

[0106] 两块岩石块A和B之间的界面处的传递矩阵 T_{ij}^{AB} 可以使用密度函数模型进行数值计算。相同的方程 (24) 用于描述岩石样本A与所考虑的储层或储层的一部分 (例如,注入井、生产井、含水层等) 外部的相邻介质B之间的交换率。同样在最后一种情况下,流体交换率是由岩石样本A和邻近介质B之间的化学势差引起的,并且可以使用密度函数建模以数值方式计算传递矩阵 T_{ij}^{AB} 。

[0107] 第五,对于不同的EOR/IOR方案,可以使用交换率 (24) 来评估化学组分的总量的动态变化:

$$[0108] \quad N_{i \text{ tot}} = \sum_A w_A N_i^A \quad (25)$$

[0109] 特别是,这提供了烃采油率的定量评估,并且可以选择最佳方案。

[0110] 在实施例之一中,步骤四和五可以用最后一步替换,在该最后步骤中,通过计算每个考虑的3D岩石模型的总采油化学组分的动力学,评估一次采油率和各种EOR方案的采油率,并且正在执行最佳方案选择。

[0111] 为了证明本发明的应用,使用包含在方程 (20) - (25) 中的方法来选择致密岩层中的EOR方案。为了评估地层的地质非均质性,研究了几个有代表性的岩心样本。从这些岩心样本中,提取了一组具有代表性的岩块并将其解释为统计集合,特别是根据上述多相流分析。代表性的岩块和代表性的岩心样本都用于模拟不同EOR方案对应的流体分布。使用密度函数流体动力学 (DFH) 进行模拟。使用初始量的组分根据方程 (8) 来评估可归因于EOR方案的化学组分的总体额外产量,并选择了最佳EOR方案,以根据有价值的组分提供最大的额外产量。

[0112] 使用一组类似于图1所示的高分辨率二维图像,构建了高分辨率3D数字模型的统计集合;图3示出了来自该集合的一个模型的示例。化学组分的初始平衡分布,由方程 (22) 和 (23) 描述,是使用DFH在模型的孔隙内模拟的 (图4)。DFH模拟中使用的化学组分的特性描述基于方程 (21) 中的亥姆霍兹 (Helmholtz) 能量函数。此外,使用一组类似于图2所示的低分辨率图像,以及在高分辨率模型的统计集合中获得 (即类似于图4所示) 的化学组分分布的信息,构建了包含非均质性特征的更大尺度的3D数字模型的统计集合;图5示出了一个模型的示例。

[0113] 作为下一步骤,考虑到气体驱动机制,使用高分辨率模型的统计集合和更高尺度

模型的统计集合两者对一次采油进行数值模拟。使用3D孔隙尺度数值模拟在单独的3D高分辨率模型内进行建模,该数值模拟考虑了多相组分现象,同时考虑了纳米尺度物理现象和非经典热力学效应(小系统非平衡热力学)。即,数值模拟是使用DFH进行的,考虑了相关现象,例如宽克努森(Knudsen)数范围内的流动、扩散和对流输送、分离压力、直接和反渗透效应、毛细管冷凝、薄膜前体和异常流变、由于粗糙度和毛细管数、固体有机组分的吸附、储存和解吸而导致的接触角滞后。以这种方式获得的数值模拟的结果使得它们最小化方程(21)中的亥姆霍兹能量函数并满足方程(22)和(23)中的必要条件(图8A)。

[0114] 从对3D高分辨率数字模型的统计集合的数值模拟结果,提取了传递矩阵 T_{ij}^{AB} 。这些矩阵用于在更高尺度模型的统计集合上对一次采油率进行数值模拟。更高尺度模型的数值模拟是通过数值求解方程(24)来进行的(图9A)。

[0115] 在模拟一次采油过程之后,使用模拟一次采油中使用的相同方法来模拟一组EOR方案(图8B和9B)。不同EOR方案之间的区别在于EOR剂的类型、数量和应用方式,以及该剂与流体和岩石相互作用的物理机制。EOR剂的描述基于方程(21)中的亥姆霍兹能量函数。

[0116] 作为最后一步骤,通过使用方程(25)计算总体采油的化学组分的动力学来评估一次采油率和单独的EOR方案(图10)。基于此信息,选择了最佳EOR方案。然后,可以基于所选方案执行最佳的一次和EOR操作。

[0117] 上述描述提供了说明和描述,但并非旨在穷举或将本发明构思限制为所公开的精确形式。根据上述教导,修改和变化是可能的,或者可以从本公开中阐述的方法的实践中获得。

[0118] 尽管在权利要求中陈述和/或在说明书中公开了特征的特定组合,但这些组合并不旨在限制本公开。事实上,这些特征中的许多特征可以以权利要求中未具体限定和/或说明书中未公开的方式组合。尽管下面列出的每个从属权利要求可能直接仅从属于一个其他权利要求,但本公开包括每个从属权利要求与权利要求组中的每个其他权利要求相结合。

[0119] 除非在优选实施例之外明确描述,否则本申请中使用的任何元件、动作或指令均不应被解释为对本发明至关重要或必不可少。此外,除非另有明确说明,否则短语“基于”旨在表示“至少部分基于”。

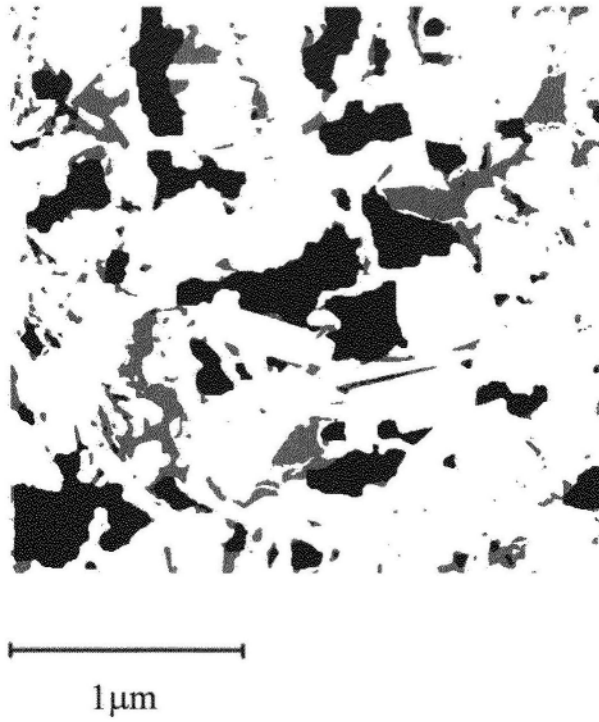


图1

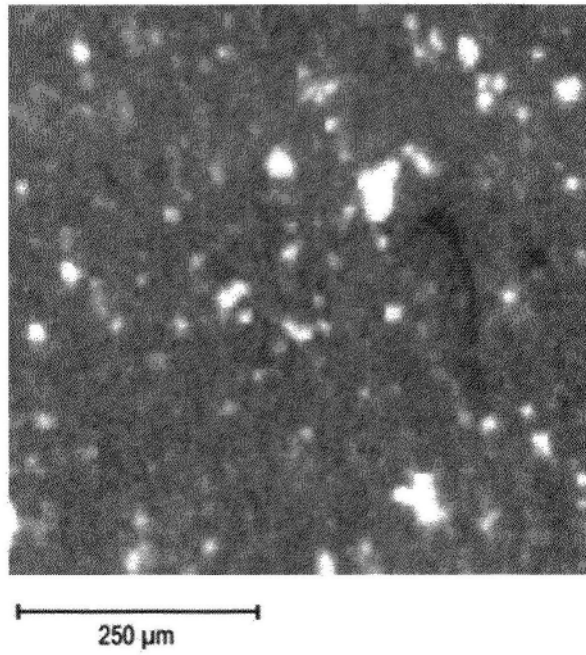


图2

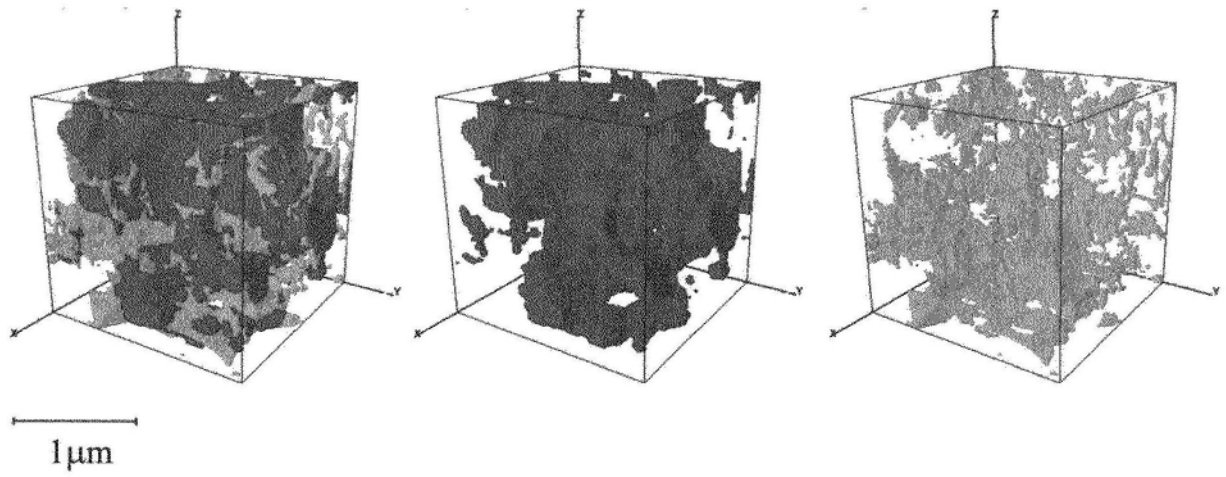


图3

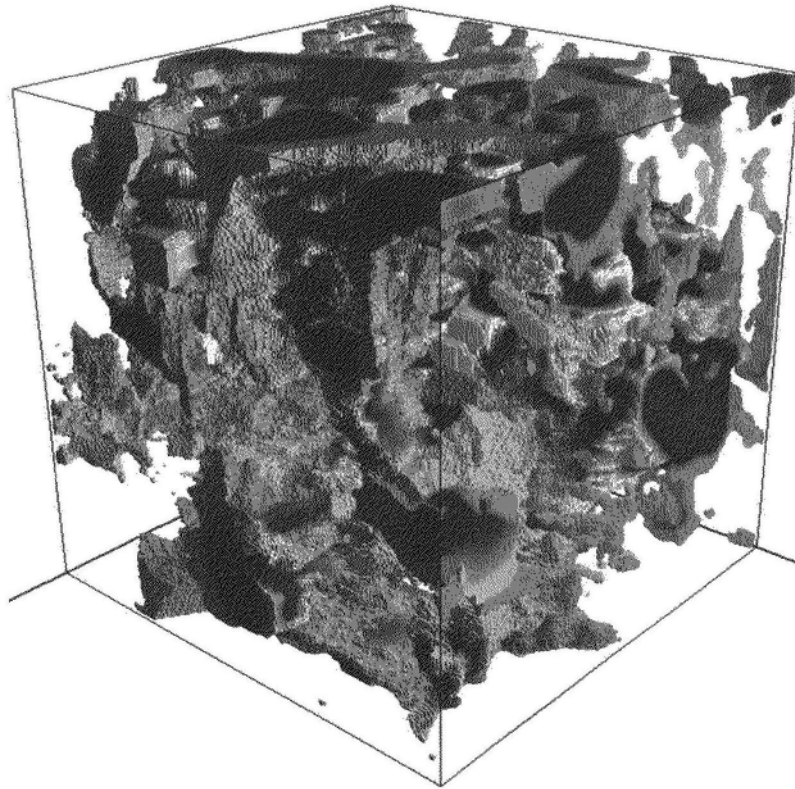


图4

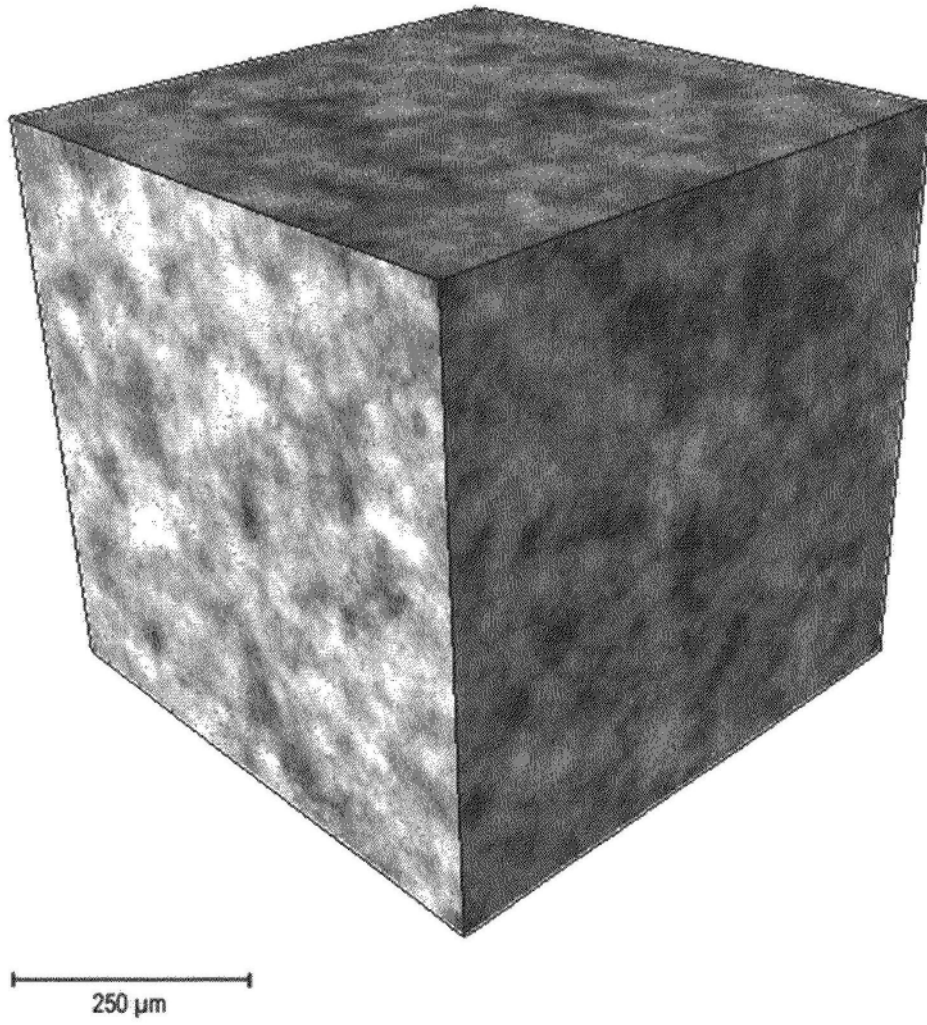


图5

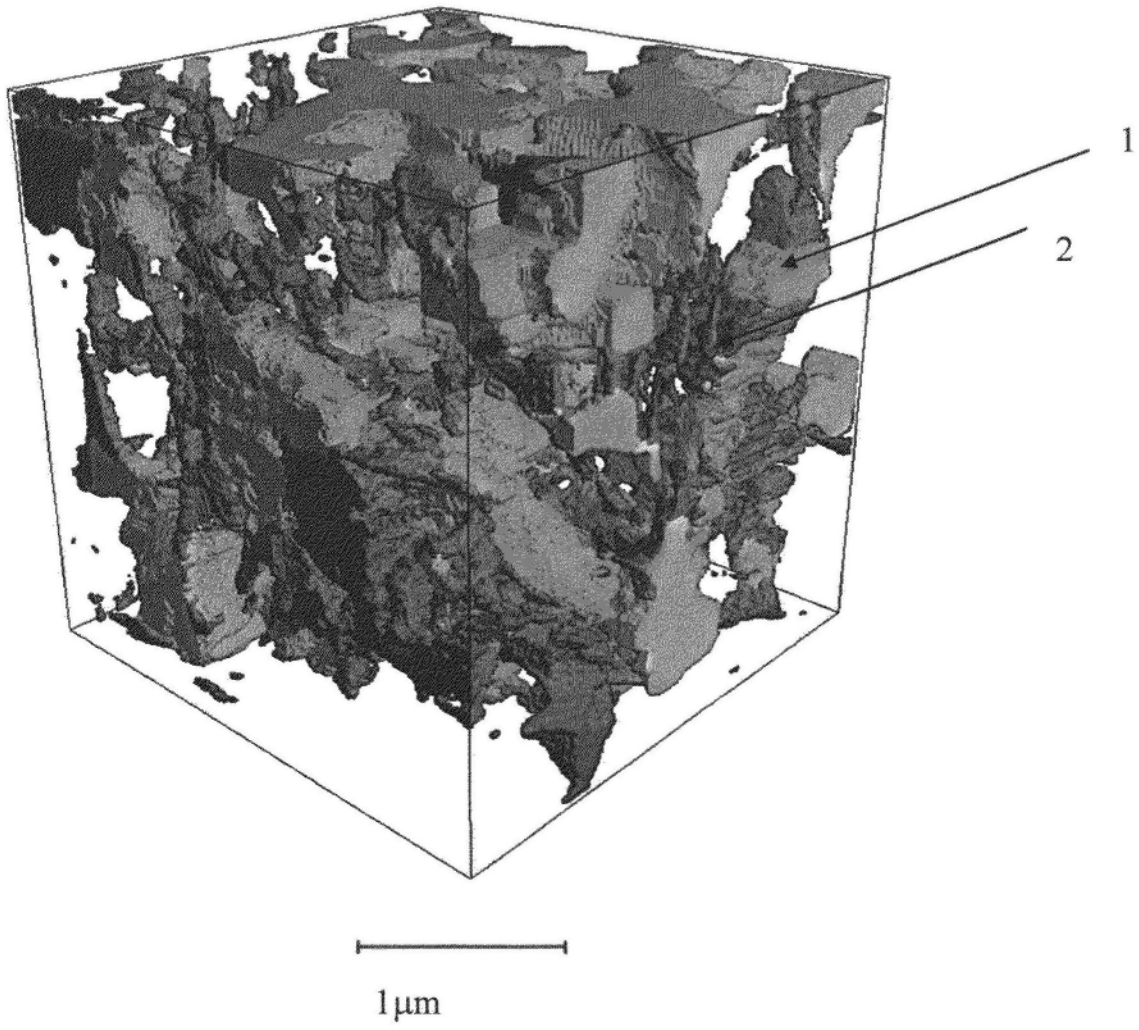


图6

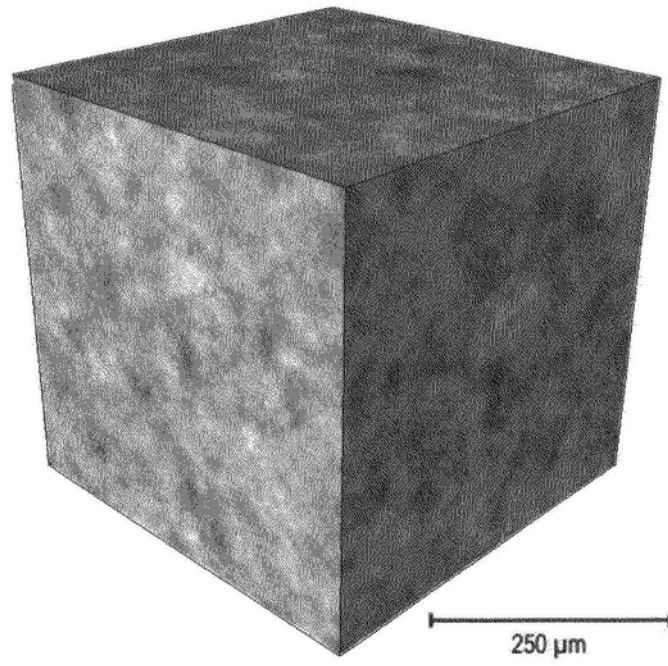


图7

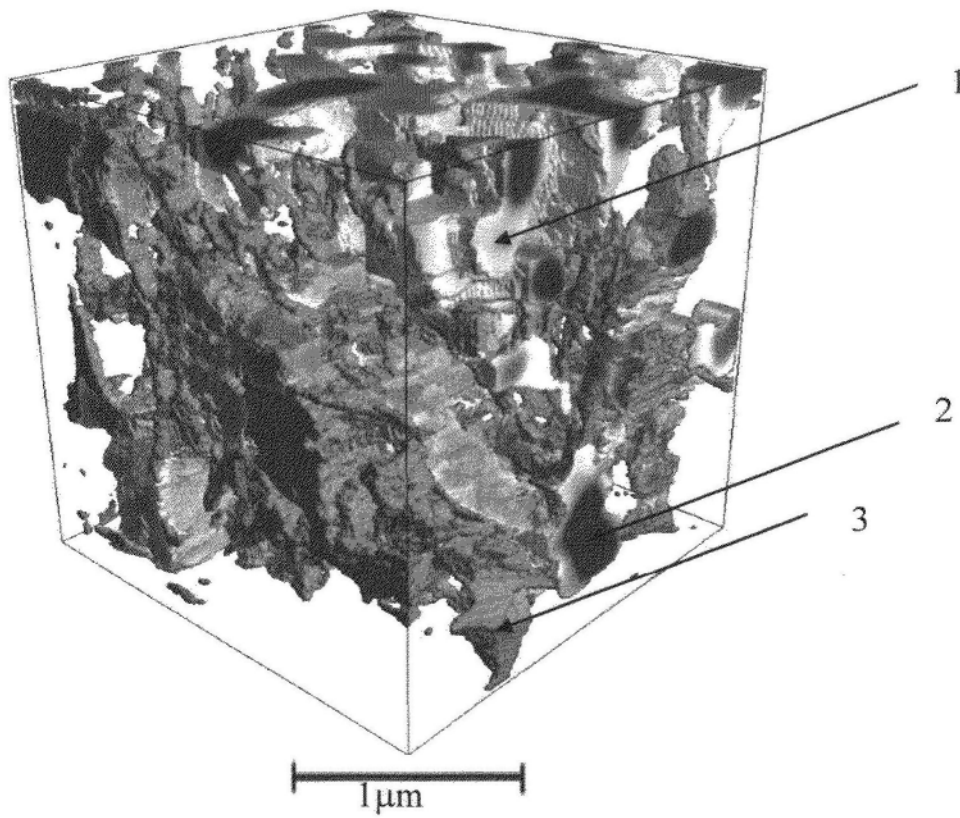


图8A

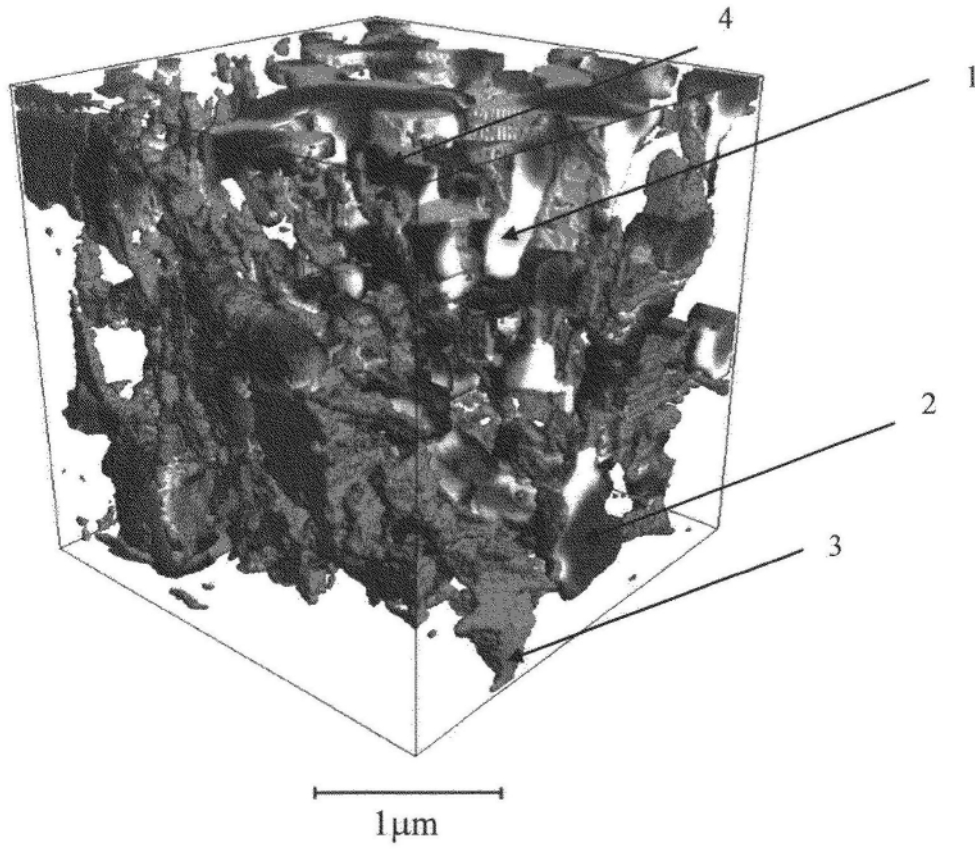


图8B

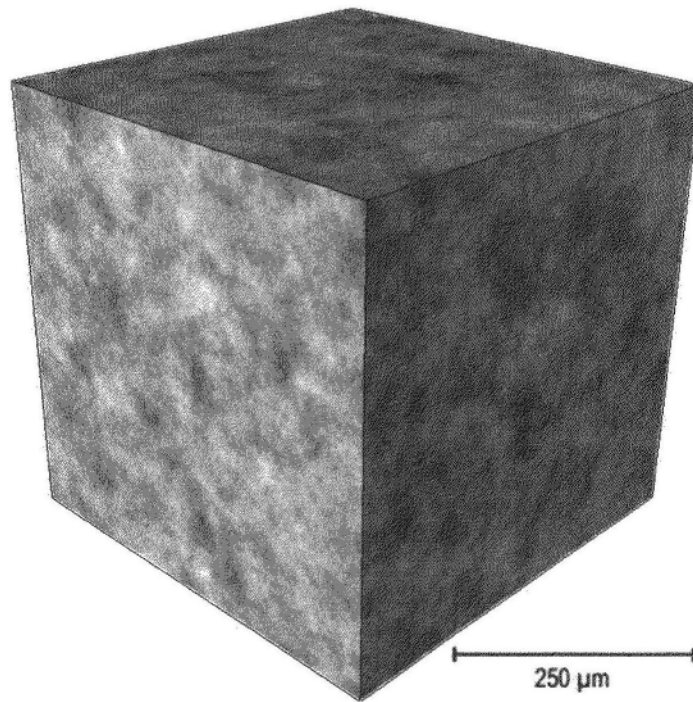


图9A

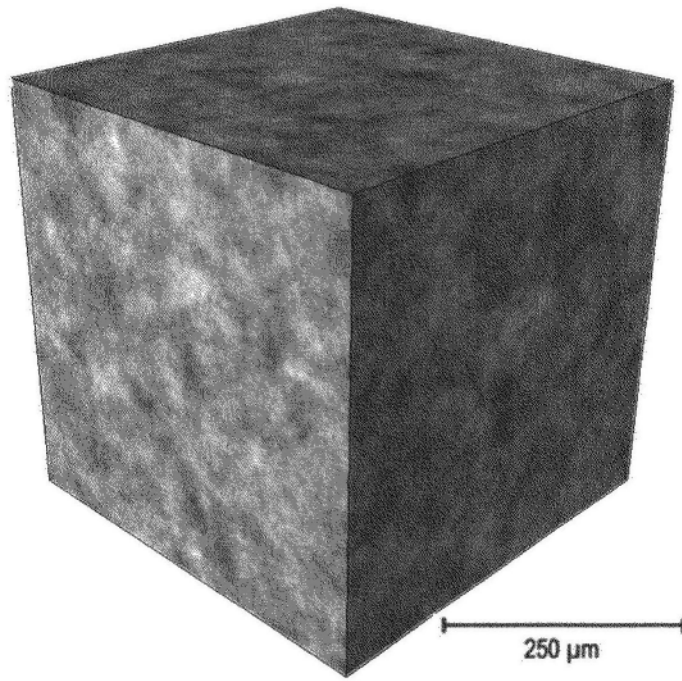


图9B

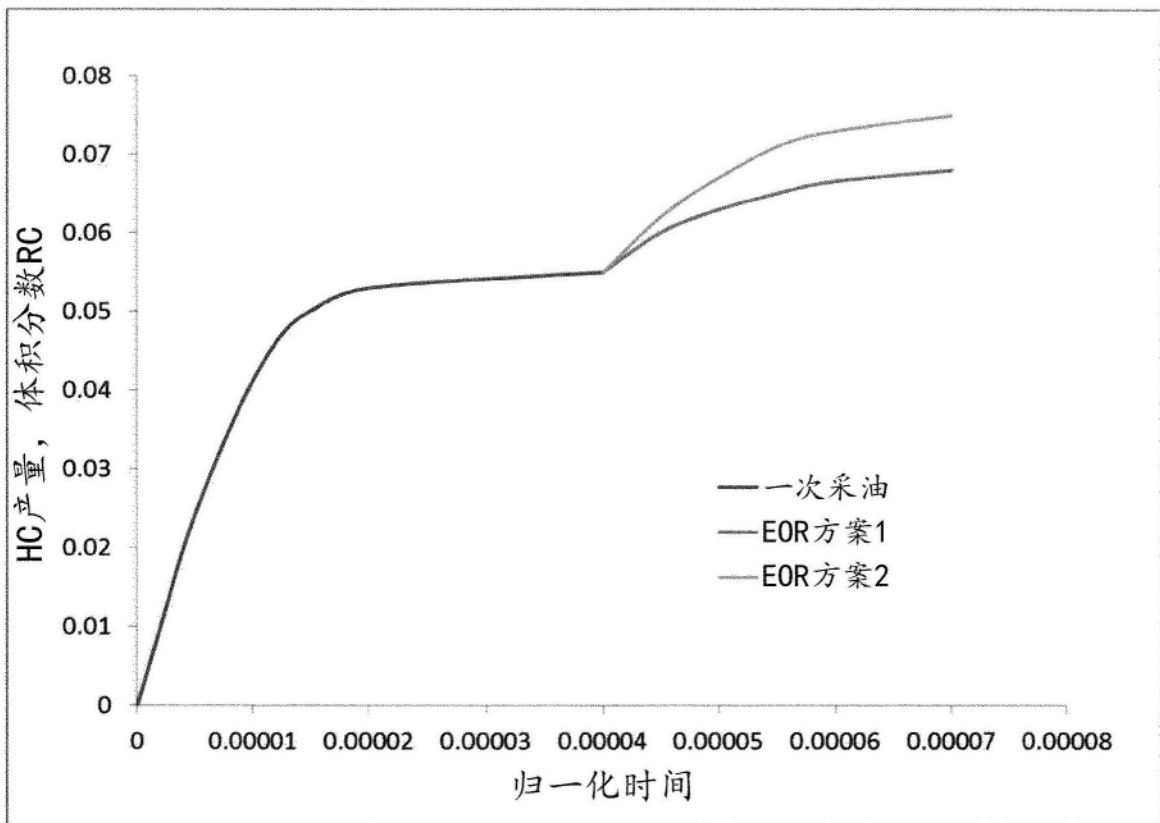


图10