



(12)发明专利

(10)授权公告号 CN 103899285 B

(45)授权公告日 2016.08.03

(21)申请号 201210588453.1

(22)申请日 2012.12.29

(73)专利权人 中国石油化工股份有限公司

地址 100728 北京市朝阳区朝阳门北大街  
22号

专利权人 中国石油化工股份有限公司胜利  
油田分公司胜利采油厂

(72)发明人 严科 赵红兵 吴伟 崔文富  
许建华 王风华 蔡传强 郭振海  
李晓荣 吴媛媛

(74)专利代理机构 济南日新专利代理事务所  
37224

代理人 崔晓燕

(51)Int.Cl.

E21B 43/20(2006.01)

E21B 43/14(2006.01)

(56)对比文件

CN 201687455 U,2010.12.29,

CN 101942995 A,2011.01.12,

CN 101899972 A,2010.12.01,

CA 2492306 A1,2006.07.13,

崔文富等.胜陀油田特高含水期油藏矢量层  
系井网产液结构调整研究.《石油天然气学报》  
.2012,127-131页.

崔文富等.胜陀油田特高含水期油藏矢量层  
系井网产液结构调整研究.《石油天然气学报》  
.2012,127-131页.

王友启.胜利油田高含水期油藏水驱精细调  
整技术方向.《石油钻探技术》.2011,101-104页.

陈焕杰等.矢量化井网设计方法探讨.《石油  
天然气学报》.2006,88-90页.

审查员 王明辰

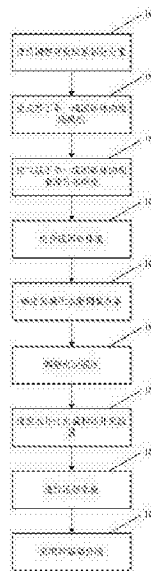
权利要求书2页 说明书6页 附图1页

(54)发明名称

多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法

(57)摘要

本发明提供一种多层砂岩油藏近极限含水  
期轮替水驱方法,该方法包括:建立基于单一成  
因砂体的地质模型;在建立该基于单一成因砂体  
的地质模型的基础上,建立基于单一成因砂体的  
剩余油分布模型;将性质相近的单一成因砂体组  
合成成因砂体组;根据层系内不同单一成因砂体  
组的储层特征、剩余油分布状况确定相应的矢量  
化水驱调整方案;以及进行基于单一成因砂体组  
的轮替水驱。该多层砂岩油藏近极限含水期轮  
替水驱方法能够最大程度降低多层砂岩油藏储  
层非均质性对水驱开发的影响,实现单一成因  
砂体纵向上的全面驱替和平面上的均衡驱替,  
从而建立高强度、高效率的水驱流场,大幅提  
高水驱波及系数和水驱采收率。



1. 多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,其特征在于,该多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法包括:评估和调整多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案,对该多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案进行评估时的原则为,层系内各小层物性相近、小层总数量小于10个、层系间隔层稳定、具备一定的储量规模、层系内小层纵向位置相邻、压力系统和流体性质相近;

步骤1,建立基于单一成因砂体的地质模型;

步骤2,在建立该基于单一成因砂体的地质模型的基础上,建立基于单一成因砂体的剩余油分布模型;

步骤3,将性质相近的单一成因砂体组合成单一成因砂体组;

步骤4,根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况确定相应的矢量化水驱调整方案;

根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度;以及根据不同方向驱替压力梯度及实际的注采井距,确定相应的水井注水量和油井采液量;

在根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度时,单一成因砂体组的矢量化水驱调整方案采用均衡水驱的原则,实现注入水在非均质储层中各向运移速度的相等或接近,避免注入水沿优势渗流方向窜流并形成低效循环,砂体主渗透率方向是优势渗流方向,需降低水驱强度,而砂体次渗透率方向则需强化水驱,不同方向水驱强度的差异使用驱替压力梯度进行控制和表征,通过设计不同方向油水井之间的驱替压力梯度,建立与砂体平面非均质性相符合的矢量化水驱方式;以及

步骤5,进行基于单一成因砂体组的轮替水驱。

2. 根据权利要求1所述的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,其特征在于,在步骤1中,利用储层构型分析方法对开发层系内每一小层的储层内部结构进行精细描述,刻画小层内部单一成因砂体的垂向叠置、侧向拼接关系及空间分布规律,利用地质建模软件建立该基于单一成因砂体的地质模型。

3. 根据权利要求1所述的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,其特征在于,步骤1包括:

通过岩芯观察与描述,建立单井岩相剖面,确定沉积环境、砂体成因类型、沉积界面级次及特征;

利用地震精细解释、高分辨率层序地层分析、相控旋回地层对比方法开展小层内部砂体期次划分,建立单期砂体地层格架,明确不同成因砂体的叠置方式及空间分布规律;以及

描述小层内部各级沉积界面及结构单元的空间分布特征,明确渗流屏障的成因、类型、分布规律,建立该基于单一成因砂体的地质模型。

4. 根据权利要求1所述的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,其特征在于,步骤2包括:

利用剩余油饱和度监测资料建立小层内部剩余油分布模式,明确水淹规律;

利用开发动态分析方法,确定单一成因砂体的水驱动用状况,计算剩余储量丰度;以及

利用数值模拟方法,定量描述单一成因砂体剩余油饱和度分布状况,建立该基于单一成因砂体的剩余油分布模型。

5. 根据权利要求1所述的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,其特征在于,步骤

3包括:

提取每一个单一成因砂体的面积、厚度、古水流方向、分布形态、分布范围、地质储量、剩余储量、孔隙度、渗透率、剩余油饱和度参数;以及

利用多参数聚类方法,将单一成因砂体分为性质相近的若干组,每个单一成因砂体组中单一成因砂体的数量控制在3个以内,并以此作为基本的水驱开发单元。

6.根据权利要求1所述的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,其特征在于,在步骤4中,统筹层系井网资源,根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况分别制订相应的矢量化水驱调整方案,每一个单一成因砂体组的水驱调整方案所采用的井网为基于整个开发层系的现井网,根据开发对象的不同,采用局部补充完善井、注采井别转换以及油水井矢量化配产配注制订不同的水驱调整方案。

## 多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及油田开发领域,特别是涉及到一种多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法。

### 背景技术

[0002] 多层砂岩油藏是我国陆相沉积油藏的主要类型,多属于河流-三角洲沉积体系,含油小层多,储层非均质性严重,由此所导致的层间、层内、平面矛盾是影响水驱开发效果的主要因素。自20世纪80年代储层建筑结构研究方法提出并应用于地下储层研究以来,发现多层砂岩油藏中每一个小层都是具有复杂内部结构的复合成因砂体,由多个单一成因砂体以纵向叠合、平面拼接的方式组合而成。同一单一成因砂体是相对均质的地质体,不同单一成因砂体之间发育沉积界面和渗流遮挡,单一成因砂体才是多层砂岩油藏的基本水驱单元,也是提高水驱采收率的基本地质单元。近极限含水期是指油田开发综合含水超过95%直至油田废弃所经历的开发阶段,该阶段油田的采出程度一般在30-40%之间,尽管含水很高,但仍有超过一半的剩余油蕴藏在储层中未被采出。根据胜利油田近几年密闭取心井岩心分析,近极限含水期平均剩余油饱和度在40%左右,剩余油以单一成因砂体为基本单元呈差异化分布。因此,近极限含水期是油田开发的重要阶段,高含水开发是其基本规律和基本特征,通过进一步增大储层中单一成因砂体的水驱波及系数和水驱油效率,水驱采收率仍具有较大的提升空间。

[0003] 当前,多层砂岩油藏的水驱开发技术主要包括开发层系划分和开发井网调整两方面。(1)层系划分技术主要针对多层砂岩油藏的层间非均质性,通过把特征相近的油层组合在一起,用一套井网单独开采来降低层间差异对油藏开发的影响。理论上,层系划分可以精细到完全消除层间差异,实现层系内各小层的均衡开发。但在油田实际开发实践中,由于开发层系必须具有一定储量规模和技术、经济可行性,不可能无限细分。因此,在目前层系划分的格架内,由于陆相沉积储层的复杂性,层间差异仍普遍存在,而基于单一成因砂体的储层差异更加突出,由此导致层系内各单一成因砂体的水驱动用程度极不均衡。根据注水井吸水剖面资料统计,在一套开发层系中,80%的注水量被20%的单一成因砂体吸入,表明层系内纵向水驱波及厚度远远小于油层总厚度,依靠开发层系划分难以根本解决纵向矛盾,纵向水驱波及系数有待提高。(2)井网调整技术是在层系划分基础上,根据层系内储层空间分布状况对井网密度、布井方式以及注水方式进行优化设计的过程。当前国内外绝大部分油田都采用具有规则几何形态的布井方式,注水方式主要包括行列注水、面积注水、点状注水、边部注水等几种类型。在油藏开发的初期,井网密度通常较小,随着开发的深入,主要采用不断加密井网、改进注水方式来提高储量控制程度和水驱动用程度。在近极限含水开发阶段,要大幅提高多层砂岩油藏水驱波及系数和水驱采收率,对于开发井网的需求不能仅局限于增加储量控制程度和水驱动用程度,而要实现开发层系内每一个单一成因砂体平面上的均衡驱替和水驱波及最大化。具体说,由于开发层系内包括多个单一成因砂体,每一个单一成因砂体的渗透率都具有方向性,近极限含水期的井网部署方式和水驱方式要能够与

单一成因砂体的地质矢量相匹配,形成矢量化驱替。例如,在砂体主渗透率方向增大注采井距或减小驱替强度,在砂体次渗透率方向减小注采井距或增大驱替强度,以此实现单一成因砂体的均衡驱替。由于当前的井网调整技术是以开发层系作为基本部署单元和水驱开发单元,层系井网需要兼顾层系内多个小层以及单一成因砂体的开发,无法针对每一个单一成因砂体的平面非均质性进行不同水驱方向上驱替强度的矢量化调整。因此,基于开发层系的井网调整难以解决平面矛盾,平面水驱波及系数有待进一步提高。

[0004] 由于上述水驱开发技术的局限性,导致水驱开发油田的采收率难以得到大幅提高。根据全国25个油田统计,依靠上述常规水驱技术,平均体积波及系数为0.693,平均驱油效率0.531,平均水驱采收率为0.367。为此我们发明了一种新的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,解决了以上技术问题。

### 发明内容

[0005] 本发明的目的是提供一种能够弥补层系划分和井网调整技术的不足,实现纵向水驱波及系数和平面水驱波及系数的大幅提高的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法。

[0006] 本发明的目的可通过如下技术措施来实现:多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,该多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法包括:步骤1,建立基于单一成因砂体的地质模型;步骤2,在建立该基于单一成因砂体的地质模型的基础上,建立基于单一成因砂体的剩余油分布模型;步骤3,将性质相近的单一成因砂体组合成成因砂体组;步骤4,根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况确定相应的矢量化水驱调整方案;以及步骤5,进行基于单一成因砂体组的轮替水驱。

[0007] 本发明的目的还可通过如下技术措施来实现:

[0008] 该多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法还包括,在步骤1之前,评估和调整多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案。

[0009] 对该多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案进行评估时的原则为,层系内各小层物性相近、小层总数数量小于10个、层系间隔层稳定、具备一定的储量规模、层系内小层纵向位置相邻、压力系统和流体性质相近。

[0010] 在步骤1中,利用储层构型分析方法对开发层系内每一小层的储层内部结构进行精细描述,刻画小层内部单一成因砂体的垂向叠置、侧向拼接关系及空间分布规律,利用地质建模软件建立该基于单一成因砂体的地质模型。

[0011] 步骤1包括:通过岩芯观察与描述,建立单井岩相剖面,确定沉积环境、砂体成因类型、沉积界面级次及特征;利用地震精细解释、高分辨率层序地层分析、相控旋回地层对比方法开展小层内部砂体期次划分,建立单期砂体地层格架,明确不同成因砂体的叠置方式及空间分布规律;以及描述小层内部各级沉积界面及结构单元的空间分布特征,明确渗流屏障的成因、类型、分布规律,建立该基于单一成因砂体的地质模型。

[0012] 步骤2包括:利用剩余油饱和度监测资料建立小层内部剩余油分布模式,明确水淹规律;利用开发动态分析方法,确定单一成因砂体的水驱动用状况,计算剩余储量丰度;以及利用数值模拟方法,定量描述单一成因砂体剩余油饱和度分布状况,建立该基于单一成因砂体的剩余油分布模型。

[0013] 步骤3包括:提取每一个单一成因砂体的面积、厚度、古水流方向、分布形态、分布

范围、地质储量、剩余储量、孔隙度、渗透率、剩余油饱和度参数；以及利用多参数聚类方法，将单一成因砂体分为性质相近的若干组，每个单一成因砂体组中单一成因砂体的数量控制在3个以内，并以此作为基本的水驱开发单元。

[0014] 在步骤4中，统筹层系井网资源，根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况分别制订相应的矢量化水驱调整方案，每一个单一成因砂体组的水驱调整方案所采用的井网为基于整个开发层系的现井网，根据开发对象的不同，采用局部补充完善井、注采井别转换以及油水井矢量化配产配注制订不同的水驱调整方案。

[0015] 该多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法还包括，在步骤5之前，根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度；以及根据不同方向驱替压力梯度及实际的注采井距，确定相应的水井注水量和油井采液量。

[0016] 在根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度时，单一成因砂体组的矢量化水驱调整方案采用均衡水驱的原则，实现注入水在非均质储层中各向运移速度的相等或接近，避免注入水沿优势渗流方向窜流并形成低效循环，砂体主渗透率方向是优势渗流方向，需降低水驱强度，而砂体次渗透率方向则需强化水驱，不同方向水驱强度的差异使用驱替压力梯度进行控制和表征，通过设计不同方向油水井之间的驱替压力梯度，建立与砂体平面非均质性相符合的矢量化水驱方式。

[0017] 在确定相应的水井注水量和油井采液量时，根据均衡驱替原则，不同方向驱替压力梯度之比( $P1/P2$ )与渗透率之比( $K1/K2$ )符合如下关系：，按照优先强化次渗透率方向水驱的原则，以次渗透率方向上能够矿场实现的最大注水量、注水压力、最大采液量、井底流动压力以及平均注采井距计算出该方向上的驱替压力梯度，以此为基准，按照不同方向驱替压力梯度比与渗透率之比的关系，计算出主渗透率方向的驱替压力梯度。

[0018] 在步骤5中，轮替水驱的顺序以各单一成因砂体组剩余储量大小为排序依据，剩余储量大的优先驱替；轮替水驱的周期以每一个单一成因砂体组在开发过程中的自然递减率为转换依据，年自然递减率超过8%时转换到下一个单一成因砂体组开发。

[0019] 该多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法还包括，在步骤5之后，采用封隔器分隔处于开采周期的成因砂体组与处于休眠期的成因砂体组。

[0020] 本发明中的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法，将当前基于整个开发层系的连续水驱方式转换为基于层系内单一成因砂体组的轮替水驱方式，能够最大程度降低多层砂岩油藏储层非均质性对水驱开发的影响，实现单一成因砂体纵向上的全面驱替和平面上的均衡驱替，从而建立高强度、高效率的水驱流场，大幅提高水驱波及系数和水驱采收率。通过单一成因砂体组平面上的矢量化水驱调整，可将平面水驱波及系数提高至近1.0；通过轮替开发方式可在一个轮替周期内将油藏纵向水驱波及系数提高至近1.0；在每一个单一成因砂体组的开发周期内，通过简化注采结构，进一步提高注入倍数，可将驱油效率提高至0.7；最终实现油藏体积波及系数达到0.9以上，水驱采收率挑战0.6的目标。另外，轮替水驱方法所取得的开发效果主要通过稳定产能下油藏经济开发时间的大幅延长来获得，有利于老油田开发后期经济社会的和谐发展。

## 附图说明

[0021] 图1为本发明的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法的一具体实施例的流程

图。

### 具体实施方式

[0022] 为使本发明的上述和其他目的、特征和优点能更明显易懂，下文特举出较佳实施例，并配合所附图式，作详细说明如下。

[0023] 如图1所示，图1为本发明的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法的流程图。

[0024] 在步骤101，评估和调整多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案。对多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案进行评估，总体原则是：层系内各小层物性相近（级差控制在3-5）、小层总数不能太多（数量小于10个）、层系间隔层稳定（隔层厚度大于3m）、具备一定的储量规模（利用含油面积、有效厚度、单井产能、井深、经济评价综合确定）、层系内小层纵向位置相邻、压力系统和流体性质相近。如果现有层系划分方案不合理，需对开发层系进行调整。流程进入到步骤102。

[0025] 在步骤102，建立基于单一成因砂体的地质模型。利用储层构型分析方法对开发层系内每一小层的储层内部结构进行精细描述，刻画小层内部单一成因砂体的垂向叠置、侧向拼接关系及空间分布规律，利用地质建模软件建立基于单一成因砂体的地质模型。具体研究步骤包括：①通过岩芯观察与描述，建立单井岩相剖面，确定沉积环境、砂体成因类型、沉积界面级次及特征；②利用地震精细解释、高分辨率层序地层分析、相控旋回地层对比方法开展小层内部砂体期次划分，建立单期砂体地层格架，明确不同成因砂体的叠置方式及空间分布规律；③描述小层内部各级沉积界面及结构单元的空间分布特征，明确渗流屏障的成因、类型、分布规律，建立基于单一成因砂体的储层三维构型模型。流程进入到步骤103。

[0026] 在步骤103，在建立单一成因砂体地质模型的基础上，建立基于单一成因砂体的剩余油分布模型。在建立单一成因砂体地质模型的基础上，利用剩余油饱和度监测、开发动态分析、数值模拟方法研究剩余油分布规律，明确单一成因砂体的剩余储量规模、剩余油潜力及分布特征，建立基于单一成因砂体的剩余油分布模型。具体研究步骤包括：①利用剩余油饱和度监测资料建立小层内部剩余油分布模式，明确水淹规律；②利用开发动态分析方法，确定单一成因砂体的水驱动用状况，计算剩余储量丰度；③利用数值模拟方法，定量描述单一成因砂体剩余油饱和度分布状况。流程进入到步骤104。

[0027] 在步骤104，将性质相近的单一成因砂体组合成“成因砂体组”。系统分析开发层系内单一成因砂体的数量、规模、分布规律、古水流方向以及物性、含油性分布特征，将性质相近的单一成因砂体组合成“成因砂体组”，每一个成因砂体组是由1-3个性质相近的、纵向位置相邻或不相邻的单一成因砂体组成，以此作为基本的水驱开发单元。成因砂体组的具体划分方式为：①提取每一个单一成因砂体的面积、厚度、古水流方向、分布形态、分布范围、地质储量、剩余储量、孔隙度、渗透率、剩余油饱和度等10项参数；②利用多参数聚类方法，将单一成因砂体分为性质相近的若干组，每个单一成因砂体组中单一成因砂体的数量控制在3个以内，以适应分层注采工艺的需求。流程进入到步骤105。

[0028] 在步骤105，根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况确定相应的矢量化水驱调整方案。统筹层系井网资源，根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况分别制订相应的矢量化水驱调整方案。每一个单一成因砂体组的水驱

调整方案所采用的井网都是基于整个开发层系的现井网,根据开发对象的不同,采用局部补充完善井、注采井别转换以及油水井矢量化配产配注等方式制订不同的水驱调整方案。流程进入到步骤106。

[0029] 在步骤106,根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度。单一成因砂体组的矢量化水驱调整方案采用均衡水驱的原则,根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度,实现注入水在非均质储层中各向运移速度的相等或接近,避免注入水沿优势渗流方向窜流并形成低效循环。其中,砂体主渗透率方向是优势渗流方向,需降低水驱强度,而砂体次渗透率方向则需强化水驱。不同方向水驱强度的差异使用驱替压力梯度进行控制和表征,通过设计不同方向油水井之间的驱替压力梯度,建立与砂体平面非均质性相符合的矢量化水驱方式,从而使水驱平面波及系数较调整前具有大幅提高。流程进入到步骤107。

[0030] 在步骤107,根据不同方向驱替压力梯度及实际的注采井距,确定出相应的水井注水量和油井采液量。根据均衡驱替原则,不同方向驱替压力梯度之比( $P1/P2$ )与渗透率之比( $K1/K2$ )符合如下关系:。按照优先强化次渗透率方向水驱的原则,以次渗透率方向上能够矿场实现的最大注水量、注水压力、最大采液量、井底流动压力以及平均注采井距计算出该方向上的驱替压力梯度,以此为基准,按照不同方向驱替压力梯度比与渗透率之比的关系,计算出主渗透率方向的驱替压力梯度。根据不同方向驱替压力梯度及实际的注采井距,确定出相应的水井注水量和油井采液量,实现均衡驱替。流程进入到步骤108。

[0031] 在步骤108,进行基于单一成因砂体组的轮替水驱。在完成每一个单一成因砂体组的矢量化水驱调整方案设计后,实施基于单一成因砂体组的轮替水驱。轮替水驱的顺序以各单一成因砂体组剩余储量大小为排序依据,剩余储量大的优先驱替;轮替水驱的周期以每一个单一成因砂体组在开发过程中的自然递减率为转换依据,年自然递减率超过8%时转换到下一个单一成因砂体组开发。流程进入到步骤109。

[0032] 在步骤109,采用封隔器分隔处于开采周期的成因砂体组与处于休眠期的成因砂体组。单一成因砂体组开发周期的转换以分层注采技术为依托,在单一成因砂体之间夹层厚度小于封隔器的最小卡封厚度时,要通过夹层附近单一成因砂体的避射、套管补贴等工艺措施的运用为封隔器的准确卡封预留位置,使得处于开采周期的成因砂体组与处于休眠期的成因砂体组之间形成可靠的分隔。流程结束。

[0033] 本发明的多层砂岩油藏近极限含水期轮替水驱方法,在对多层砂岩油藏现有的开发层系划分方案进行评估和调整的基础上,利用储层构型分析方法对开发层系内每一小层的储层内部结构进行精细描述,建立基于单一成因砂体的地质模型;利用剩余油饱和度监测、开发动态分析、数值模拟方法研究剩余油分布规律,建立基于单一成因砂体的剩余油分布模型;根据层系内单一成因砂体的数量、规模、分布规律、古水流方向以及物性、含油性分布特征,利用多参数聚类方法,将性质相近的单一成因砂体组合成“成因砂体组”,以此作为基本的水驱开发单元;统筹层系井网资源,根据层系内不同单一成因砂体组的储层特征、剩余油分布状况分别制订相应的矢量化水驱调整方案,根据单一成因砂体渗透率的方向性调整不同水驱方向上的水驱强度,根据不同方向驱替压力梯度及实际的注采井距,确定相应的水井注水量和油井采液量;对不同单一成因砂体组实施轮替水驱,轮替水驱的顺序以各单一成因砂体组剩余储量大小为排序依据,剩余储量大的优先驱替,轮替水驱的周期以每



一个单一成因砂体组在开发过程中的自然递减率为转换依据,年自然递减率超过8%时转换到下一个单一成因砂体组开发。

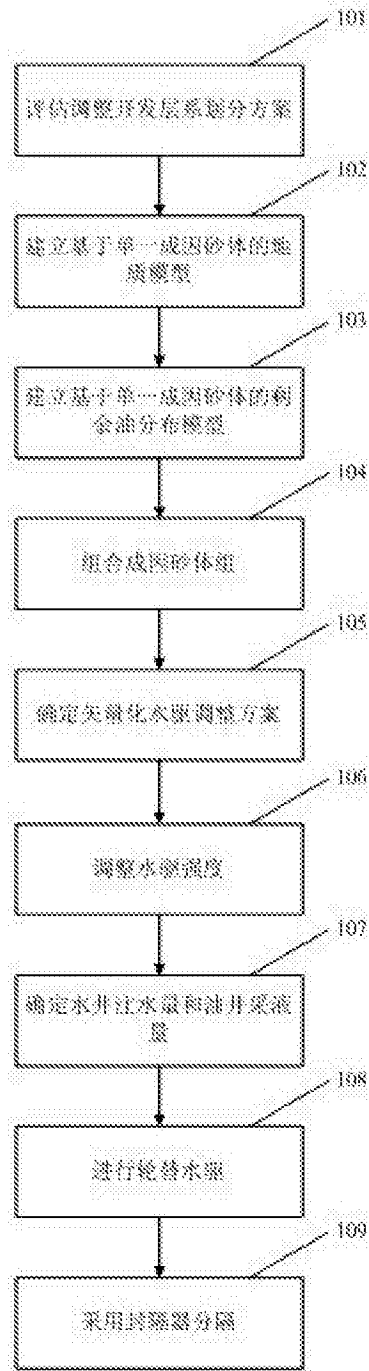


图1