



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 103544361 A

(43) 申请公布日 2014. 01. 29

(21) 申请号 201310536450. 8

(22) 申请日 2013. 11. 04

(71) 申请人 西北大学

地址 710069 陕西省西安市碑林区太白北路
229 号

(72) 发明人 王震亮 曹龙 刘妍 李子元

(74) 专利代理机构 西安西达专利代理有限责任
公司 61202

代理人 刘华

(51) Int. Cl.

G06F 17/50 (2006. 01)

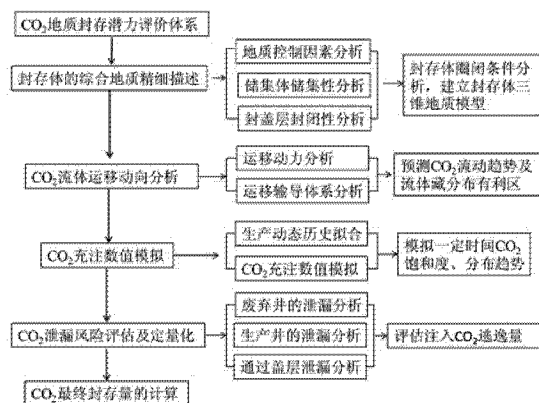
权利要求书2页 说明书7页 附图8页

(54) 发明名称

一种油气田开发中 CO₂ 地质封存潜力的评价方法

(57) 摘要

一种油气田开发过程中以油气储集层作为 CO₂ 地质封存场所的封存潜力的评估方法, 针对背景技术中已有方法的不足之处, 充分考虑了 CO₂ 地质封存的整个动态过程, 涉及 CO₂ 注入前期的封存体地质综合评价、CO₂ 注入过程流体动向分析以及 CO₂ 注入完成后的泄露风险评估, 提出一种利用油气藏描述原理精细刻画地下封存体的地质特征及圈闭条件; 根据油气运移和成藏理论探讨 CO₂ 流体的充注、迁移和封存过程; 借助地表 CO₂ 监测结果, 揭示 CO₂ 的散失。



1. 一种油气田开发中 CO₂ 地质封存潜力的评估方法,其特征在于,步骤如下:

步骤 1:首先进行基础资料的收集,所述的基础资料为油田所处区域的基础地质资料及石油地质资料,在收集这些资料的基础上,进行整理、分类并分析其可靠性,然后进行 CO₂ 封存体测井与地质分析并建立 CO₂ 封存体综合地质特征与圈闭条件资料库,接着在测井与地质综合分析的基础上建立 CO₂ 封存体三维地质模型,由此实现封存体储集层的储集性和封盖层的封闭性精细描述,构建能反映地下封存体综合地质特征与圈闭条件的三维地质模型;

步骤 2:运用油气运移和成藏的原理和新方法,预测地下 CO₂ 的运移方向、CO₂ 集中分布的有利区及可能的散失通道以及鉴于 CO₂ 的流动性特征从流体运移的动力和输导体两方面考虑注入 CO₂ 在储集层内的活动情况,该步骤的具体实现方式为进行 CO₂ 运移动力分析,进行 CO₂ 运移动力分析是结合优势储集层空间分布、实验区注入井井网配置、储集层内流体温度、压力及水动力特征,分析注入 CO₂ 流体势和势梯度的变化及平面分布特征,预测出 CO₂ 可能运移方向;另外 CO₂ 在储集层内的可能运移通道分析,所述的 CO₂ 在储集层内的可能运移通道分析是通过提出的“储存系数”和“流动系数”来考虑封存体的输导性能,即计算各单井在不同目的层的储存系数与流动系数,预测其平面分布特征并进行平面叠合,二者高值重合区为 CO₂ 的侧向及垂向运移路径,结合流体势梯度分布,预测区域内 CO₂ 流体藏的分布有利区及可能的散失通道;

步骤 3:在建立反映 CO₂ 封存体圈闭条件的地质模型基础上,以预测出的 CO₂ 运移聚集有利区为地质背景约束,结合 CO₂ 注入前后多次测井响应的物性、饱和度变化特征,充分运用油田开发生态的资料,进行 CO₂ 充注的数值模拟,该步骤的具体实现方式为以地质体属性模型为基础,建立用于储集层数值模拟的孔隙度、渗透率饱和度的数学计算模型;并且利用油田内试油、试采生产动态资料以及压力变化特征资料,进行地质模型与实际生产动态资料的历史拟合,对各种参数进行反复调整,达到最符合地下真实情况的封存体三维地质模型,另外在历史拟合得到最符合地下实际情况的 CO₂ 封存体三维地质模型后,以实验区 CO₂ 的注入速率、CO₂ 注入前后多次测井所响应的物性、饱和度变化特征为资料来源,以 CO₂ 在储集层内运移动向分析、聚集有利区为地质背景约束,模拟设定时间内储集层中 CO₂ 饱和度、压力变化以及运移情况;

步骤 4:进行封存体中 CO₂ 泄漏风险评估和定量评价。

2. 根据实验区地质特征、井网类别分布,筛选出区域内潜在泄漏途径,运用 CO₂ 浓度检测仪器、辅助设备及计算机设备进行监测、记录、分析,建立 CO₂ 泄漏量计算数据集,该步骤的具体实现包括如下(1)-(3)的方式:

(1) 废弃井中 CO₂ 直接泄漏量评价

所述废弃井 CO₂ 泄露评价为统计出实验区内所有的废弃井位置及数目,在井口放置 CO₂ 敏感监测设备进行监测,并利用 CO₂ 浓度监测仪器收集一定时间内 CO₂ 浓度变化,采用计算机分析手段建立废弃井中 CO₂ 泄漏量评估数据集,进而计算一定时间内通过废弃井产生的泄露量 $M_{废}$;

(2) 生产井中通过原油生产活动引起的 CO₂ 逃逸的定量化评估

所述的生产井中的 CO₂ 逃逸量定量评价为通过累积单井原油产量 Q_{oil} 、产水量 Q_w 、采出的 CO₂ 气体与原油体积比 $G_{co2-oil}$ 、采出的 CO₂ 气体与地层水的体积比 G_{CO_2-w} 、CO₂ 的突破时间

t_b 、 CO_2 与原油体积比达到控制气油比下的时间 t_o 、 CO_2 与地层水体积比达到控制气水比下的时间 t_w 这几个参数定量计算 CO_2 逃逸量 $M_{\text{采出}}$ ，导出公式为：

$$M_{\text{采出}} = \int_{t_b}^{t_o} Q_{o2} G_{\text{CO}_2-o} dt + \int_{t_b}^{t_w} Q_w G_{\text{CO}_2-w} dt$$

(3) 通过盖层发生渗漏 CO_2 的定量化评估

所述的通过盖层定量化评估为结合前述封存体垂向运移通道分布，在地表土壤进行 CO_2 浓度监测，对实验区范围网格化后在地表土壤中部署一定密度的 CO_2 监测设备及气体收集装备，收集一定时间内 CO_2 气体泄漏速率、泄漏量以及浓度的变化情况，借助计算机分析手段建立全区内 CO_2 渗漏数学计算模型，评估由盖层渗透引起的 CO_2 散失量，从而体现了地表监测结果与地质封存效率的统一；

步骤 5：封存体最终 CO_2 封存量的估算

所述的最终 CO_2 封存量的估算，通如下(4)~(6)的方式实现：

(4) 结合 CO_2 泄漏定量化评估，计算注入封存体内 CO_2 最终返回地面的量；

公式为 $M_{\text{逃逸}} = M_{\text{废}} + M_{\text{采出}} + M_{\text{散失}}$ ， $M_{\text{逃逸}}$ 为最终 CO_2 逃逸量， $M_{\text{废}}$ 为通过废弃井的 CO_2 泄漏量， $M_{\text{采出}}$ 通过生产井被采出的 CO_2 量， $M_{\text{散失}}$ 为通过盖层渗漏至地表的 CO_2 散失量；

(5) 导出 CO_2 累计注入量，采用如下计算公式， $M_{\text{注入}} = V_{\text{注入}} \times t$ ， $V_{\text{注入}}$ 为 CO_2 注入速度， t 为最终注入时间；

根据不同阶段注入速度的不同，累计注入量采用分时段累积计算；

(6) 导出 CO_2 最终封存量 M_{CO_2} ，采用如下公式进行计算， $M_{\text{CO}_2} = M_{\text{注入}} - M_{\text{逃逸}}$ 。

3. 根据权利要求 1 所述的油气田开发中 CO_2 地质封存潜力的评估方法，其特征在于所述的进行 CO_2 封存体测井与地质分析并建立 CO_2 封存体综合地质特征与圈闭条件资料库的内容包括建立封存体宏观地质控制因素资料库、建立封存体储集层储集性能资料库以及建立封存体封盖层封闭性能资料库。

4. 根据权利要求 1 所述的油气田开发中 CO_2 地质封存潜力的评估方法，其特征在于所述的在测井与地质综合分析的基础上建立 CO_2 封存体三维地质模型，具体方式为分别进行储、盖层各层层面构造平面图、沉积微相平面图、储集层平面分布图的数字化，结合分层、测井数据、物性解释参数、测井解释油水层分布特征参数，整理成地质建模所需格式的数据库；并运用地质建模软件建立封存体三维地质模型；

建立的模型包括 CO_2 封存体的精细构造模型，精细岩相模型，精细属性参数模型，通过模型确立封存体的空间形态、优势储集层分布，储集层内油水分布特征、储盖层的时空配置关系；

所述的根据权利要求 1 所述的油气田开发中 CO_2 地质封存潜力的评估方法，其特征在于步骤 3 中的设定时间为 5 年、10 年、50 年或 100 年。

一种油气田开发中 CO₂ 地质封存潜力的评价方法

技术领域

[0001] 本发明属 CO₂ 节能减排技术领域,涉及一种油气田开发过程中的 CO₂ 地质封存体的封存潜力综合评价方法。

背景技术

[0002] 将人类排放的 CO₂ 进行捕集并封存于地下或海底隔绝大气是解决温室效应的重要途径之一。实现这种途径主要有三种方式:海洋中的存储、深层地质体中的封存以及在地表的化学作用(矿物碳酸化)来封存 CO₂。其中,CO₂ 地质封存是目前国际上最具潜力的储存技术。废弃或开发中后期的油气田的含油气储集层是实施 CO₂ 地质封存的理想场所。我国鄂尔多斯盆地各油田多套含油层系均可作为 CO₂ 地质封存提供良好的封存场所。首先,油气藏得以形成并保存至今说明该地区在较长地质历史时期内构造稳定,并具有一套完整储-盖组合的圈闭,注入的 CO₂ 可以很好的存储于储集岩中并被上覆封盖层所封闭。其次,油气田开发、生产过程中所积累的丰富的地质资料以及经验便于提高 CO₂ 储存技术的可行性、安全性。同时,长期的油气田勘探、开发活动建立起的一套成熟、有效地油藏描述技术并经过不同地区不同油气田大量的生产实践所证明为评价油气储集层地质特征、了解地下地质情况的最佳的方法技术。

[0003] 目前对 CO₂ 地质封存潜力的评估仍处于探索阶段,应用更多的是地质分析法和计算机模拟技术,基于区域构造和地质背景,选择合适的封存场所,重点研究 CO₂ 封存储集层的储集性能,建立储集层的三维地质模型,进行 CO₂ 在储集层内充注的数值模拟,利用容积法估算出 CO₂ 可能的封存量。该方法多适用于 CO₂ 注入前期的地质分析与经济性评价,且对 CO₂ 泄漏风险的评估多基于监测结果进行定性一半定量评价。

发明内容

[0004] 本发明目的在于提供一种油田开发过程在含油储集层内实施 CO₂ 地质封存的封存体精细描述和封存潜力的评价方法。针对背景技术中已有方法的不足之处,充分考虑了 CO₂ 地质封存的整个动态过程,涉及 CO₂ 注入前期的封存体地质综合评价、CO₂ 注入过程流体动向分析以及 CO₂ 注入完成后的泄露风险评估,提出一种基于油藏精细描述、油气运移和成藏理论及系统监测技术支撑下的 CO₂ 地质封存潜力综合分析方法,所涉及的方法技术包括:(1)开展封存体储集层的储集性能、封盖层的封闭性能精细描述,建立能够反映地下封存体圈闭条件的三维可视化地质模型;(2)综合地下流体动力条件和输导性特征,运用油气运移和成藏的原理,预测地下 CO₂ 的运移方向与 CO₂ 集中分布的有利区;(3)在圈闭地质特征精细描述基础上,进行 CO₂ 充注数值模拟,评价 CO₂ 在储集层中的充注情况;(4)定量评估地质封存体中充注 CO₂ 的泄露风险;(5)估算最终 CO₂ 封存潜力。从而实现 CO₂ 地质封存潜力的综合评价。

[0005] 本发明的技术方法通过下面的步骤实现:

步骤 1:首先进行基础资料的收集,所述的基础资料为油田所处区域的基础地质资料

及石油地质资料,地质人员在收集这些资料的基础上,进行整理、分类并分析其可靠性,然后进行 CO₂ 封存体测井与地质分析并建立 CO₂ 封存体综合地质特征与圈闭条件资料库,接着在测井与地质综合分析的基础上建立 CO₂ 封存体三维地质模型,由此实现封存体储集层的储集性和封盖层的封闭性精细描述,构建能够反映地下封存体综合地质特征与圈闭条件的三维地质模型;

步骤 2:运用油气运移和成藏的原理和新方法,预测地下 CO₂ 的运移方向、CO₂ 集中分布的有利区及可能的散失通道以及鉴于 CO₂ 的流动性特征从流体运移的动力和输导体两方面考虑注入 CO₂ 在储集层内的活动情况,该步骤的具体实现方式为进行 CO₂ 运移动力分析,进行 CO₂ 运移动力分析是结合优势储集层空间分布、实验区注入井井网配置、储集层内流体温压及水动力特征,分析注入 CO₂ 流体势和势梯度的变化及平面分布特征,预测出 CO₂ 可能运移方向;另外 CO₂ 在储集层内的可能运移通道分析,所述的 CO₂ 在储集层内的可能运移通道分析是通过提出的“储存系数”和“流动系数”来考虑封存体的输导性能,即计算各单井在不同目的层的储存系数与流动系数,预测其平面分布特征并进行平面叠合,二者高值重合区为 CO₂ 的侧向及垂向运移路径,结合流体势梯度分布,预测区域内 CO₂ 流体藏的分布有利区及可能的散失通道;

步骤 3:在建立反映 CO₂ 封存体圈闭条件的地质模型基础上,以预测出的 CO₂ 运移聚集有利区为地质背景约束,结合 CO₂ 注入前后多次测井响应的物性、饱和度变化特征,充分运用油田开发生态的资料,进行 CO₂ 充注的数值模拟,该步骤的具体实现方式为以地质体属性模型为基础,建立用于储集层数值模拟的孔隙度、渗透率饱和度数学计算模型;并且利用油田内试油、试采生产动态资料以及压力变化特征资料,进行地质模型与实际生产动态资料的历史拟合,对各种参数进行反复调整,达到最符合地下真实情况的封存体三维地质模型,另外在历史拟合得到最符合地下实际情况的 CO₂ 封存体三维地质模型后,以实验区 CO₂ 的注入速率、CO₂ 注入前后多次测井所响应的物性、饱和度变化特征为资料来源,以 CO₂ 在储集层内运移动向分析、聚集有利区为地质背景约束,模拟设定时间内储集层中 CO₂ 饱和度、压力变化以及运移情况;

步骤 4:进行封存体中 CO₂ 泄漏风险评估和定量评价。根据实验区地质特征、井网类别分布,筛选出区域内潜在泄漏途径,运用 CO₂ 浓度检测仪器、辅助设备及计算机设备进行监测、记录、分析,建立 CO₂ 泄漏量计算数据集,该步骤的具体实现包括如下(1)-(3)的方式:

(1) 废弃井中 CO₂ 直接泄漏量评价

所述废弃井 CO₂ 泄露评价为统计出实验区内所有的废弃井位置及数目,在井口放置 CO₂ 敏感监测设备进行监测,并利用 CO₂ 浓度监测仪器收集一定时间内 CO₂ 浓度变化,采用计算机分析手段建立废弃井中 CO₂ 泄漏量评估数据集,进而计算一定时间内通过废弃井产生的泄露量 $M_{废}$ 。

[0006] (2) 生产井中通过原油生产活动引起的 CO₂ 逃逸的定量化评估

所述的生产井中的 CO₂ 逃逸量定量评价为通过累积单井原油产量 Q_{oil} 、产水量 Q_w 、采出的 CO₂ 气体与原油体积比 G_{CO_2-oil} 、采出的 CO₂ 气体与地层水的体积比 G_{CO_2-w} 、CO₂ 的突破时间 t_b 、CO₂ 与原油体积比达到控制气油比下的时间 t_o 、CO₂ 与地层水体积比达到控制气水比下的时间 t_w 这几个参数定量计算 CO₂ 逃逸量 $M_{采出}$,导出公式为:

$$M_{\text{采出}} = \int_{t_0}^{t_1} Q_{\text{O}_3} G_{\text{CO}_2-\text{O}} dt + \int_{t_0}^{t_1} Q_{\text{w}} G_{\text{CO}_2-\text{w}} dt$$

(3) 通过盖层发生渗漏 CO₂ 的定量化评估

所述的通过盖层定量化评估为结合前述封存体垂向运移通道分布,在地表土壤进行 CO₂ 浓度监测,对实验区范围网格化后在地表土壤中部署一定密度的 CO₂ 监测设备及气体收集装备,收集一定时间内 CO₂ 气体泄漏速率、泄漏量以及浓度的变化情况,借助计算机分析手段建立全区内 CO₂ 渗漏数学计算模型,评估由盖层渗透引起的 CO₂ 散失量,从而体现了地表监测结果与地质封存效率的统一;

步骤 5:封存体最终 CO₂ 封存量的估算

所述的最终 CO₂ 封存量的估算,通如下(4)~(6)的方式实现:

(4)结合 CO₂ 泄漏定量化评估,计算注入封存体内 CO₂ 最终返回地面的量。公式为 $M_{\text{逃逸}} = M_{\text{废}} + M_{\text{采出}} + M_{\text{散失}}$, $M_{\text{逃逸}}$ 为最终 CO₂ 逃逸量, $M_{\text{废}}$ 为通过废弃井的 CO₂ 泄漏量, $M_{\text{采出}}$ 通过生产井被采出的 CO₂ 量, $M_{\text{散失}}$ 为通过盖层渗漏至地表的 CO₂ 散失量;

(5)导出 CO₂ 累计注入量,采用如下计算公式, $M_{\text{注入}} = V_{\text{注入}} \times t$, $V_{\text{注入}}$ 为 CO₂ 注入速度, t 为最终注入时间。根据不同阶段注入速度的不同,累计注入量采用分时段累积计算;

(6)导出 CO₂ 最终封存量 M_{CO_2} ,采用如下公式进行计算, $M_{\text{CO}_2} = M_{\text{注入}} - M_{\text{逃逸}}$ 。

[0007] 所述的进行 CO₂ 封存体测井与地质分析并建立 CO₂ 封存体综合地质特征与圈闭条件资料库的内容包括建立封存体宏观地质控制因素资料库、建立封存体储集层储集性能资料库以及建立封存体封盖层封闭性能资料库。

[0008] 所述的在测井与地质综合分析的基础上建立 CO₂ 封存体三维地质模型的具体方式为分别进行储、盖层各层层面构造平面图、沉积微相平面图、储集层平面分布图的数字化,结合分层、测井数据、物性解释参数、测井解释油水层分布特征参数,整理成地质建模所需格式的数据库;并运用地质建模软件建立封存体三维地质模型。建立的模型包括 CO₂ 封存体的精细构造模型,精细岩相模型,精细属性参数模型,通过模型确立封存体的空间形态、优势储集层分布,储集层内油水分布特征、储盖层的时空配置关系。

[0009] 所述的步骤 3 中的设定时间为 5 年、10 年、50 年或 100 年。

[0010] 与现有方法相比,本发明在 CO₂ 地质封存潜力的评估方面具有以下优点:

(1) 将 CO₂ 的地质封存过程视为一个短期内 CO₂ 流体的运移、成藏过程,这体现了 CO₂ 地质封存潜力评价的新思路。首次提出以油气地质领域现已成熟的油藏描述原理、油气运移及成藏理论以及动态监测工程技术相互关联,系统整体地评价 CO₂ 封存体的综合地质特征、圈闭条件、封存体中 CO₂ 流体的运移动向、泄漏风险定量化评估以及最终封存量的计算。所涉多种理论相互联系,相互补充完善,增加了本技术方法的可行性和可靠性。

[0011] (2) 对 CO₂ 封存体的全面、深入地质分析。在 CO₂ 封存体的地质特征描述过程中,不仅分析了“存”,即 CO₂ 储集体的储集性能,也分析了“封”,即上覆封盖层的封闭性能,较全面考虑了形成 CO₂ 封存所需的整体圈闭条件。

[0012] (3) 对 CO₂ 最终封存量的计算伴随整个 CO₂ 封存过程,体现出“动态平衡”过程。与以往封存前期所采用的容积法对封存量评估方向相比,采取的计算方法更能准确反映地下封存体中实际封存的 CO₂ 量。

[0013] (4) 体现出地下 CO₂ 流体的流动性,将油气运移、成藏研究的新技术应用于 CO₂ 地

质封存潜力的评价。不仅解决了 CO₂ 充注过程中 CO₂ 的流动、运移方向分析,为充注数值模拟提供地质背景的约束。同时也在 CO₂ 注入完成后研究、监测地下 CO₂ 运移动向、流体活动提供了理论依据和分析方法。

附图说明

- [0014] 图 1 是油田开发过程中 CO₂ 地质封存潜力评价方法技术路线图；
图 2 是发明内容 1 中封存体综合地质特征精细描述方法流程图；
图 3 是某地区二氧化碳封存体三维构造地质模型；
图 4 是某地区二氧化碳封存体储集层沉积微相平面分布图；
图 5 是某地区二氧化碳封存体储集层有效厚度平面分布图；
图 6 是某地区二氧化碳封存体储集层孔隙度测井参数解释数学模型；
图 7 是某地区二氧化碳封存体储集层孔隙度、渗透率相关性分析图；
图 8 是某地区二氧化碳封存体储集层孔隙度平面分布图；
图 9 是某地区二氧化碳封存体储集层渗透率平面分布图；
图 10 是某地区二氧化碳封存体储集层含油饱和度平面分布图；
图 11 是某地区二氧化碳封存体储集层储存系数平面分布图；
图 12 是某地区二氧化碳封存体封盖层泥岩厚度平面分布图；
图 13 是某地区二氧化碳封存体储、盖层配置关系连井剖面图。

具体实施方式

[0015] 本发明立足油气地质过程认识 CO₂ 在储集层内的地质封存,将其视为一个动态平衡过程,即为地下封存体内 CO₂ 进入 - 运移 - 散失动态平衡下的“成藏过程”。按照这一思路,在评价地质封存的整个动态过程中的封存潜力时,发现前人的研究方法存在一定的局限性。(1) CO₂ 地质封存,不仅要考虑“存”,更要考虑“封”。对封存体的地质分析不能仅限于储集层的储集性,还需全面分析封盖层的封闭性能,以及 CO₂ 封存体的圈闭条件。(2) 注入地下的 CO₂ 流体具有流动性,故有关 CO₂ 充注的数值模拟需根据地质分析结果进行控制,需考虑 CO₂ 在封存体内的流动方向、运移趋势,才能较好反映 CO₂ 的充注过程。(3) CO₂ 通过盖层等的泄漏可认为是 CO₂ 的垂向逸散,故在评估 CO₂ 泄漏风险时必须结合 CO₂ 运移过程进行分析,才能较为客观描述其泄漏规律。(4) 容积法估算的 CO₂ 封存量是以储集层内的可容纳空间为基础,属静态模型,而地下的实际地质特征往往更加复杂,如果将 CO₂ 封存视为一个动态平衡过程,并考虑到各种泄漏的发生机制,因此该法所预测的封存量必然与真实情况之间有较大差距。

[0016] 针对已有方法的不足,本发明认为,在建立 CO₂ 封存体的封存潜力综合评价体系过程中,需重点考虑以下问题:

(1) 封存体所处的构造背景、封存体的地质特征及整个圈闭条件是否满足 CO₂ 被封存并形成 CO₂ 流体性矿藏;

(2) CO₂ 作为一种流体,具有流动性,如何掌握注入地下 CO₂ 运移动向及区域内注入地下 CO₂ 的分布趋势;

(3) 注入的 CO₂ 具有发生泄漏的危险,如何进行 CO₂ 泄漏检测与风险定量评估,将 CO₂ 泄

漏控制到可掌握的程度；

(4) CO₂ 地质封存过程中,如何较准确地估算出封存体中最终封存的 CO₂ 量。

[0017] 针对上述问题,本发明提出了一种油气田开发中 CO₂ 地质封存潜力的评估方法,即利用油气藏描述方法精细刻画地下封存体的地质特征及圈闭条件;根据油气运移和成藏理论探讨 CO₂ 流体的充注、迁移和封存过程;借助地表 CO₂ 监测结果,揭示 CO₂ 的散失,从而为全面、动态评估 CO₂ 的封存潜力提供直接证据。

[0018] 结合本发明的整体思路及发明内容,如图 1-图 13 所示,下面对本发明的具体实施方式进行详细说明:

将某油田的含油层系作为 CO₂ 封存场所,采用如图 1 那样的封存潜力评价体系,充分考虑 CO₂ 地质封存的整个动态过程,即 CO₂ 注入前期的封存体地质综合评价、CO₂ 注入过程流体动向分析以及 CO₂ 注入过程中和完成后的泄露风险评估以及最终封存量的评价。在油田内具体的封存潜力评价工作按照以下步骤展开:

步骤 1:开展封存体储集层的储集性、封盖层的封闭性精细描述,构建能够反映地下封存体综合地质特征与圈闭条件的三维地质模型;

所述的步骤 1,通过如图 2 那样的技术路线来实现,具体如下:

收集该油田所处区域的基础地质资料与石油地质资料。所述的区域基础地质资料与石油地质资料包括:区域构造资料(构造特征、断层发育情况)、钻井资料(井别、井位坐标、海拔数据)、测井资料、试油试采资料、生产资料以及岩芯分析测试资料。在收集这些资料的基础上,进行整理归纳、分类并分析其可靠性。进行综合地质分析,建立 CO₂ 封存体的综合地质特征资料资料库。包括以下第一步到第三步的步骤:

第一步,进行 CO₂ 封存体宏观地质控制因素分析。所述的 CO₂ 封存体宏观地质控制因素分析包括利用测井数据划分小层,研究各目的层位精细构造发育情况;实验区露头观察与岩心分析相结合,判断封存体所属沉积相类型,划分沉积微相如图 4 所示。

[0019] 第二步,进行 CO₂ 储集层的储集性能分析。所述的 CO₂ 储集层的储集性能分析包括划分储集层有效厚度及边界、分析储集层展布方式及连通性如图 5 所示;综合岩芯测试资料与测井数据,建立储集层孔隙度、渗透率、饱和度物性参数解释模型如图 6、图 7 所示;结合试油试采资料确定有效储集层的物性、电性下限,划分有效储集层厚度、储集层内部油水层,分析有效储集层、物性、含油性参数的平面分布特征如图 8、图 9、图 10 所示;研究储集层非均质性,对储集层进行分类评价;确定有效储集层面积 A 、厚度 h 、孔隙度 Φ 、渗透率 K 、油、水饱和度 (S_o 、 S_w),计算储集层 CO₂ 的最大可容空间。

[0020] 第三步,进行 CO₂ 封盖层封闭性能评价。所述的封闭性评价包括划分封盖层岩性,确定盖层发育规模厚度、盖层平面分布特征及与下覆储集层组合关系如图 12、图 13 所示;进行盖层的突破压力、盖层孔隙度、渗透率物性参数分析;突破压力分析以实验区封盖层的岩心样品实验室模拟地层条件的测试值为基础,进而进行突破压力与孔隙度、渗透率相关性分析,预测出全区内盖层段突破压力分布特征;计算盖层所能封闭最大 CO₂ 气柱高度,评价盖层品质。

[0021] 另外在前面测井与地质综合分析的基础上,建立封存体的三维地质模型。具体为先分别进行储、盖层各层层面构造平面图、沉积微相平面图、储集层平面分布图的数字化,结合分层、测井数据、物性解释参数、测井解释油水层分布特征参数,整理成地质建模所需

格式的数据库。再以 CO₂ 封存实验区内各井位的分层数据及海拔数据位基础资料,以前期地质分析手段获得的构造平面特征为约束,运用 Petrel 地质建模软件建立如图 3 那样的封存体的精细构造模型;接着采用相控的随机建模方法,以前期地质封存体的综合地质特征资料库为地质约束,以测井解释物性、含油性参数解释数据为基础,进行各类别数据格式统一化,分别建立封存体的精细物性岩相模型、精细物性分布模型、精细含油性分布模型;通过封存体的三维地质模型,输入物性下限参数,确立封存体的空间几何形态、优势储集层分布、油水分布特征、储盖层的时空配置关系。

[0022] 步骤 2:运用油气运移和成藏的原理和新方法,预测地下 CO₂ 的运移方向、CO₂ 集中分布的有利区及可能的散失通道。鉴于 CO₂ 的流动性特征,从流体运移的动力和输导体两方面考虑注入 CO₂ 在储集层内的活动情况;具体为进行 CO₂ 运移动力分析。结合优势储集层空间分布、实验区注入井井网配置、储集层内流体温度、压力和水动力特征,分析注入 CO₂ 流体势及势梯度的变化及平面分布特征,预测出 CO₂ 可能运移方向;CO₂ 在储集层内的可能运移通道分析。计算各单井储存系数与流动系数数值,预测其平面分布特征如图 11 所示;各层储存系数与流动系数平面图进行叠合,细致刻画出 CO₂ 的侧向及垂向运移路径;结合势梯度分布,预测区域内 CO₂ 流体的集中分布有利区及可能的散失通道。

[0023] 步骤 3:在建立反映 CO₂ 封存体圈闭条件的地质模型基础上,以预测出的 CO₂ 运移聚集有利区为地质背景约束,结合 CO₂ 注入前后多次测井响应的物性、饱和度变化特征,充分运用油田开发动态的资料,进行 CO₂ 充注的数值模拟;具体实现方式为以地质体属性模型为基础,建立用于储集层数值模拟的孔隙度、渗透率饱和度数学计算模型,并根据油田试油、试采生产动态资料以及压力变化特征资料,以储集层三维地质模型为基础,利用数值模拟软件进行地质模型与实际生产动态资料的历史拟合,对各种参数进行反复调整,达到最符合地下真实情况的封存体三维地质模型。并且在历史拟合得到最符合地下实际情况的 CO₂ 封存体三维地质模型后,以实验区 CO₂ 的注入速率、CO₂ 注入前后多次测井所响应的物性、饱和度变化特征为资料来源,以 CO₂ 在储集层内运移动向分析、聚集有利区为地质背景约束,模拟一定时间内(5 年、10 年、50 年、100 年)储集层中 CO₂ 饱和度、压力变化以及运移情况。

[0024] 步骤 4:进行封存体中 CO₂ 泄漏风险评估和定量评价。根据实验区地质特征、井网类别分布,筛选出区域内潜在泄漏途径,运用 CO₂ 浓度检测仪器、辅助设备及计算机设备进行监测、记录、分析,建立 CO₂ 泄漏量计算数据集;所述的评估方法具体为统计出 CO₂ 注入区内井网类别以及开采井、注入井、废弃井的数目、分布置,并进行废弃井 CO₂ 直接泄漏定量评价,所述的废弃井 CO₂ 泄露评价为对废弃井井口 CO₂ 进行监测,利用 CO₂ 敏感设备以及浓度监测仪器收集一定时间内 CO₂ 泄露速率、CO₂ 浓度变化;采用计算机分析技术建立废弃井 CO₂ 泄漏评估数据集,即 CO₂ 泄漏量随时间的变化规律,所述的通过废弃井发生的 CO₂ 泄露速率评价方法,CO₂ 泄露速率也可采用如下公式进行计算:

$$Q_{CO_2} = AP_{CO_2} \sqrt{\frac{MK}{RT_{CO_2}} \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa-1}}}$$

Q_{CO_2} 为 CO_2 气体泄漏速度 (mg/s) ; P_{CO_2} 为封存体内压力 (Mpa) ; A 为泄漏口面积 (cm^2) ; M 为 CO_2 气体分子量 (g/mol) ; R 为 CO_2 气体常数 ($mol \cdot K$) ; κ 为 CO_2 气体的绝热指数 (热容比), 即定压热容 C_p 与定容热容 C_v 之比。 T_c 为 CO_2 气体温度 (K), (中华人民共和国环境保护行业标准, HJ/T 169 - 2004, 略改动), 加上对生产井中 CO_2 逃逸进行定量化评估。注入地下 CO_2 溶于原油或者地层水中, 在油田的生产活动中部分 CO_2 会随地下流体 (原油和地层水) 一起被采出地面。通过累积单井原油产量 Q_{oil} 、产水量 Q_w 、采出的 CO_2 气体与原油体积比 G_{CO_2-oil} 、采出的 CO_2 气体与地层水的体积比 G_{CO_2-w} 、 CO_2 的突破时间 t_b 、 CO_2 与原油体积比达到控制气油比下的时间 t_o 、 CO_2 与地层水体积比达到控制气水比下的时间 t_w 这几个参数定量计算 CO_2 逃逸量 $M_{采出}$, 计算公式为:

$$M_{采出} = \int_{t_b}^{t_o} Q_{oil} G_{CO_2-oil} dt + \int_{t_b}^{t_w} Q_w G_{CO_2-w} dt。$$

另外, 还对通过盖层发生的 CO_2 渗漏的进行定量化评估, 所涉及具体评估方法包括结合前期研究封存体垂向运移通道, 对实验区地表进行网格化; 在地表距地表 2-5m 土壤中部署一定密度的 CO_2 监测设备及气体收集装备, 收集固定时间内 CO_2 气体泄漏量、泄漏速率及浓度的变化; 统计各监测设备所记录的 CO_2 泄漏速率及泄漏量, 采用计算机分析手段建立全区内 CO_2 渗漏浓度、渗漏量数学计算模型, 评估一定时间内盖层渗透引起 CO_2 散失量 $M_{散失}$ 。

[0025] 步骤 5: 封存体最终 CO_2 封存量的估算, 该步骤具体为结合前面 CO_2 泄漏定量化评估, 计算注入封存体内 CO_2 最终返回地面的量。公式为:

$$M_{逃逸} = M_{废} + M_{采出} + M_{散失}。$$

[0026] $M_{逃逸}$ 为最终 CO_2 逃逸量, $M_{废}$ 为通过废弃井的 CO_2 泄漏量, $M_{采出}$ 通过生产井被采出的 CO_2 量, $M_{散失}$ 为通过盖层渗漏至地表的 CO_2 散失量。

[0027] 评估 CO_2 注入量的计算方法是:

$$M_{注入} = V_{注入} \times t$$

$V_{注入}$ 为 CO_2 注入速度, t 为最终注入时间。

[0028] 最后导出 CO_2 的最终封存量 M_{CO_2} :

$$M_{CO_2} = M_{注入} - M_{逃逸}。$$

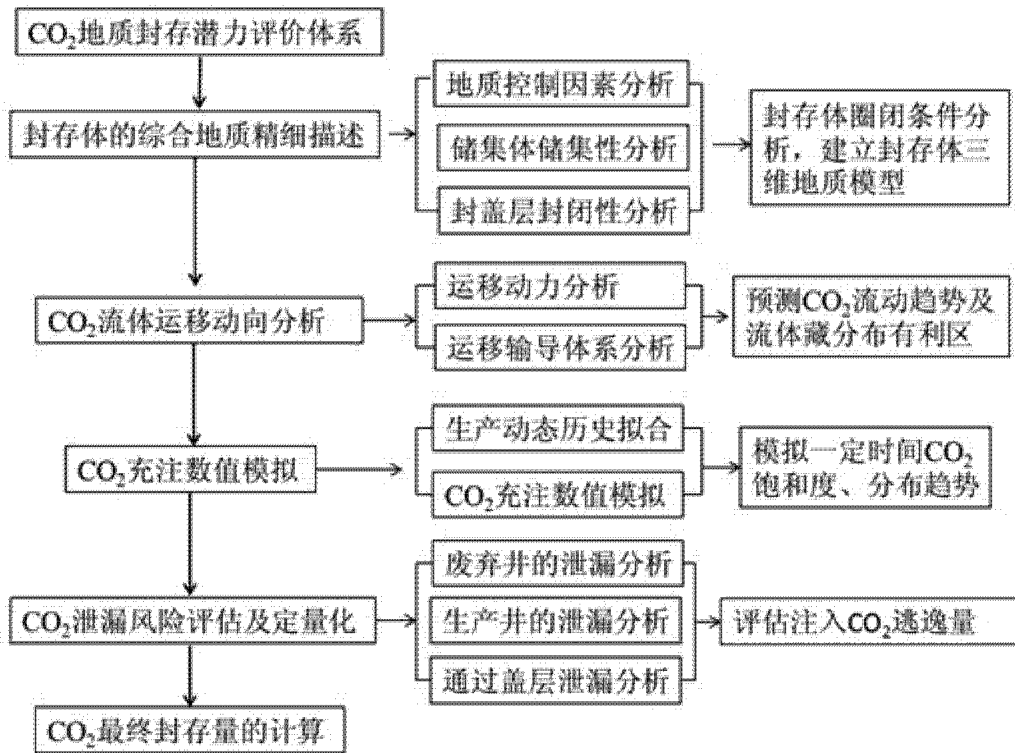


图 1

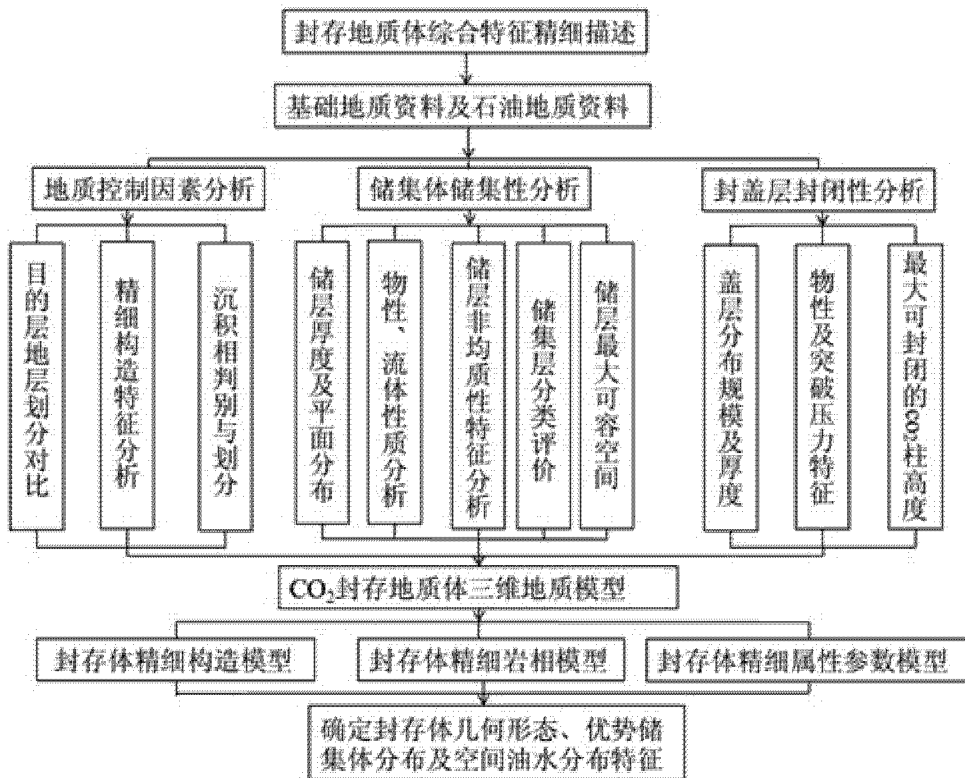


图 2

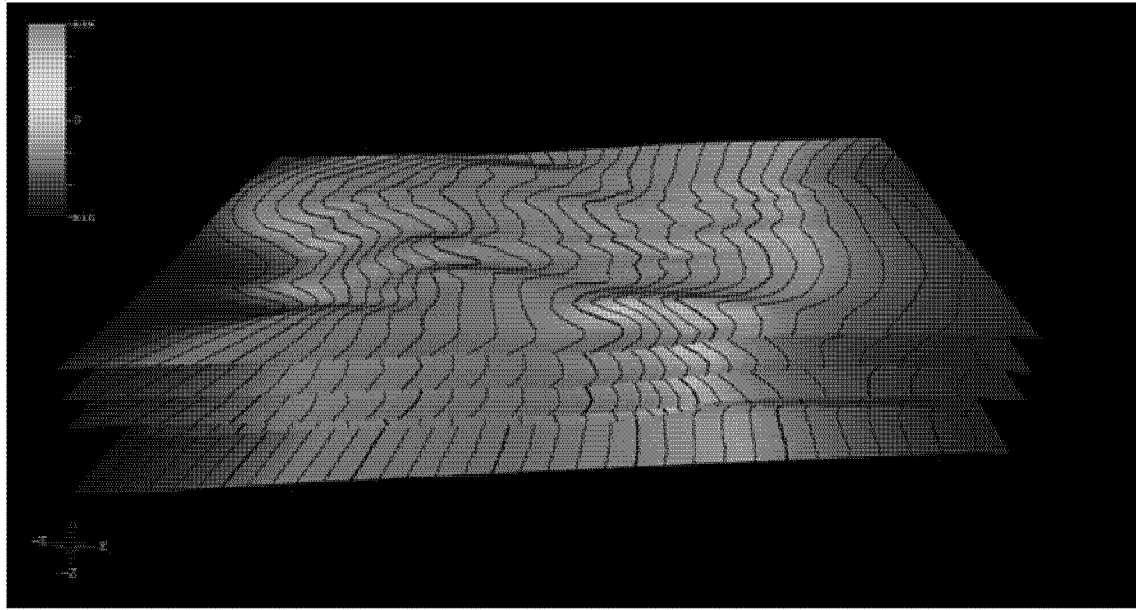


图 3

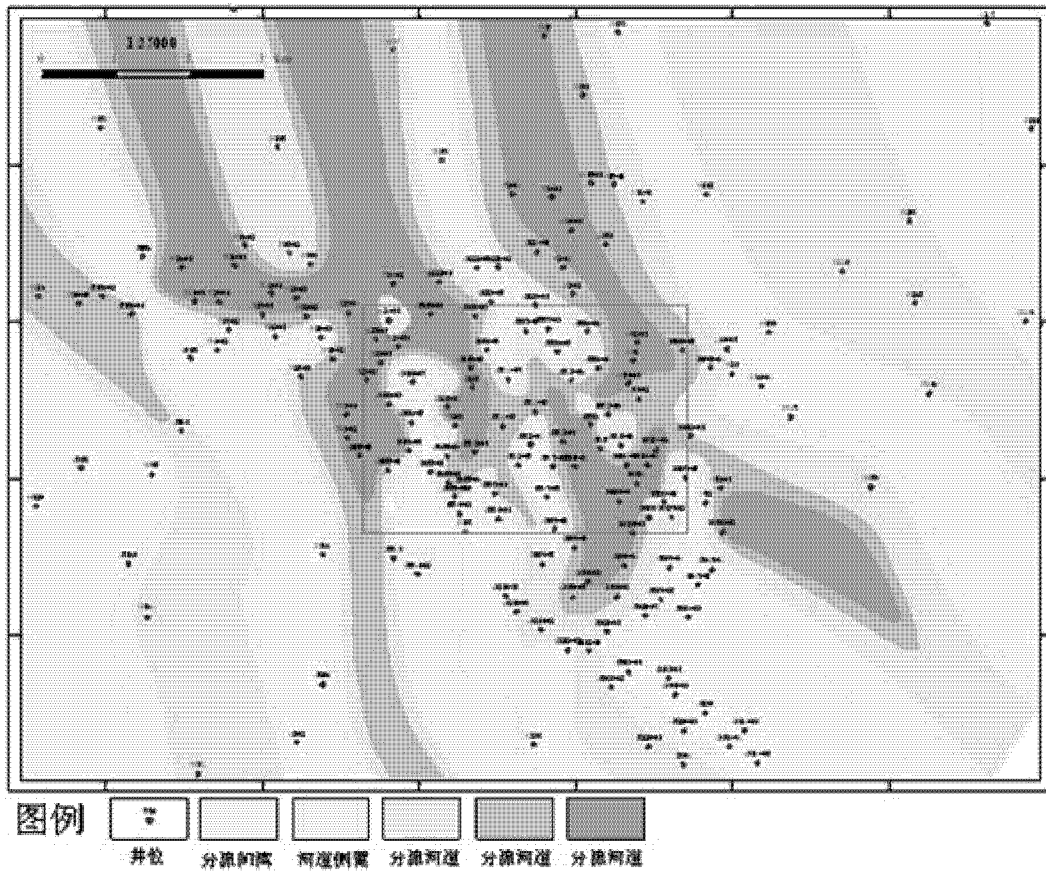


图 4

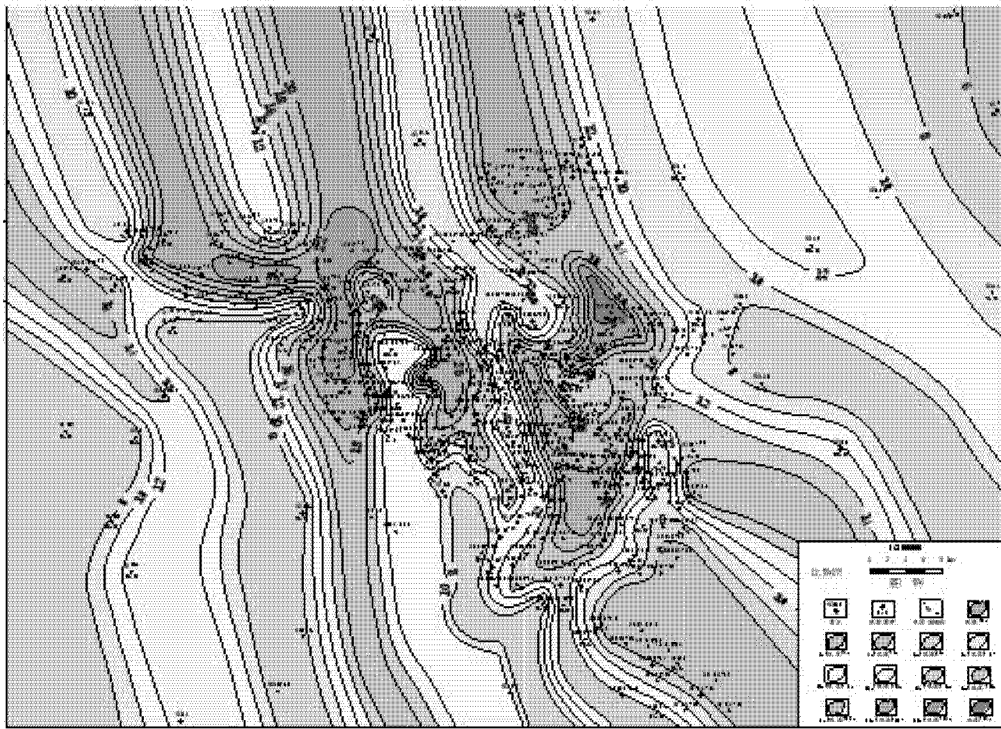


图 5

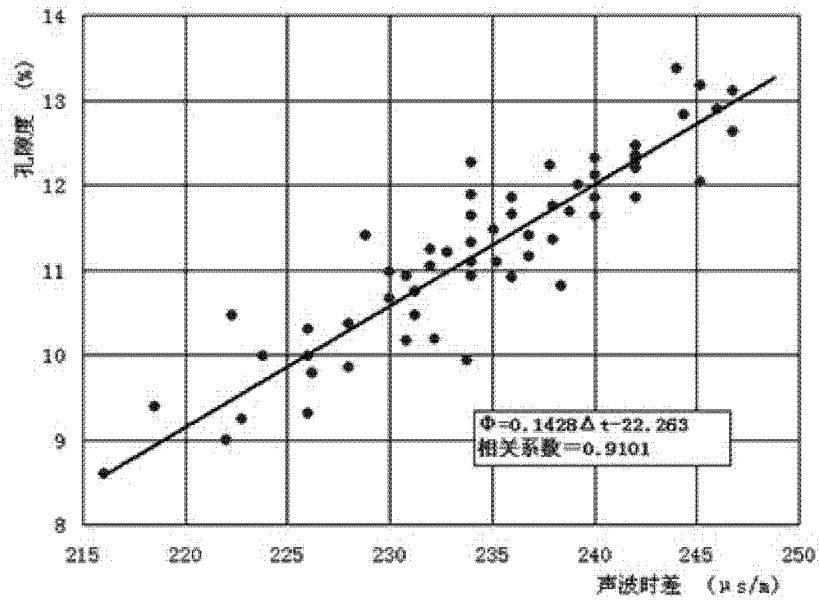


图 6

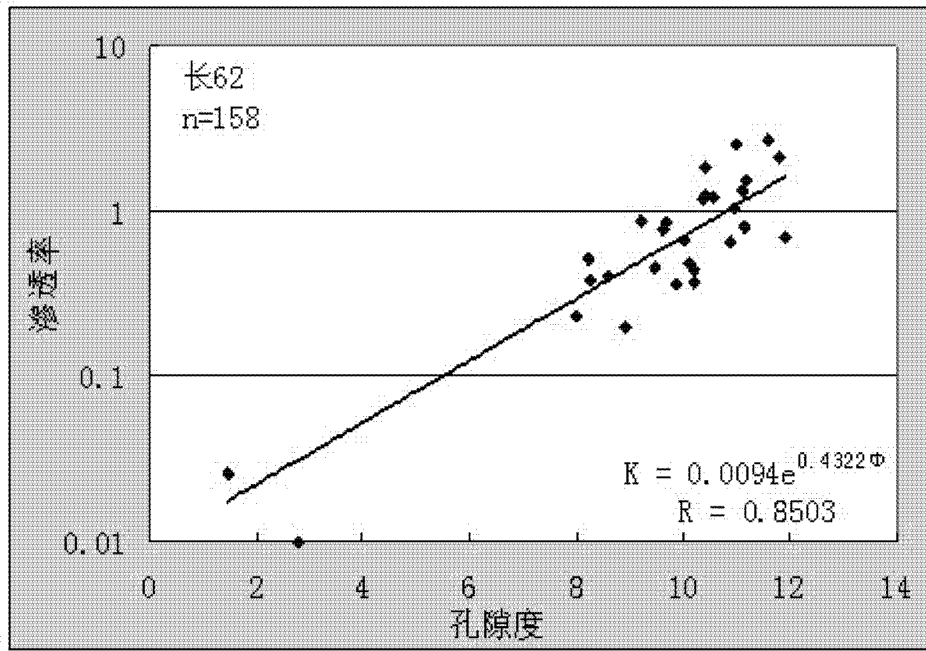


图 7

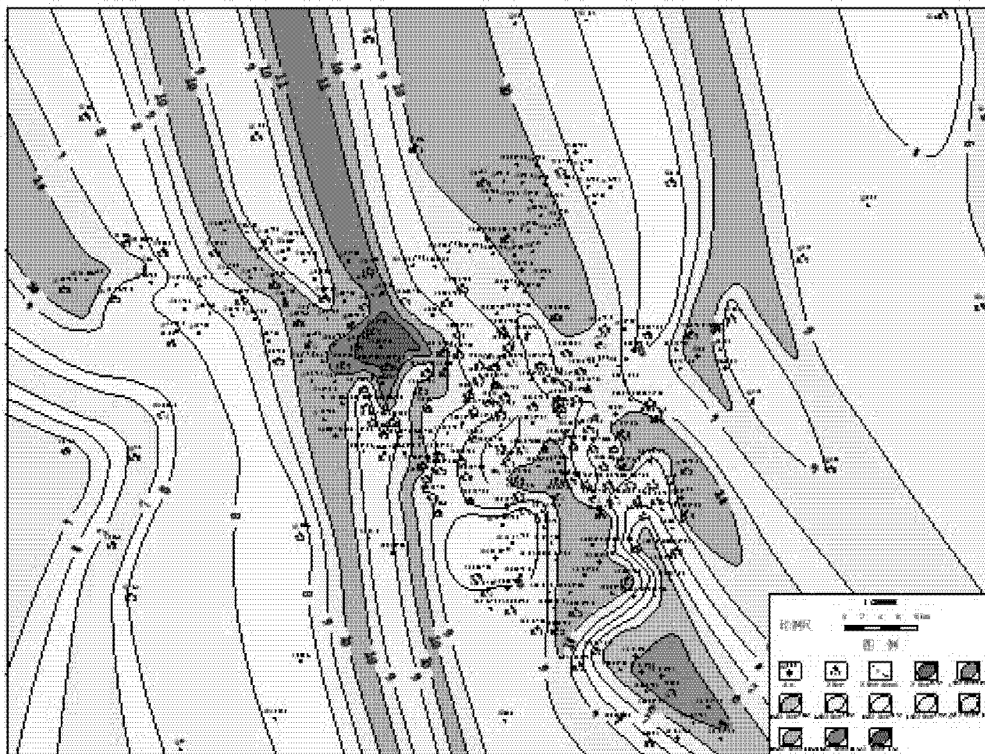


图 8

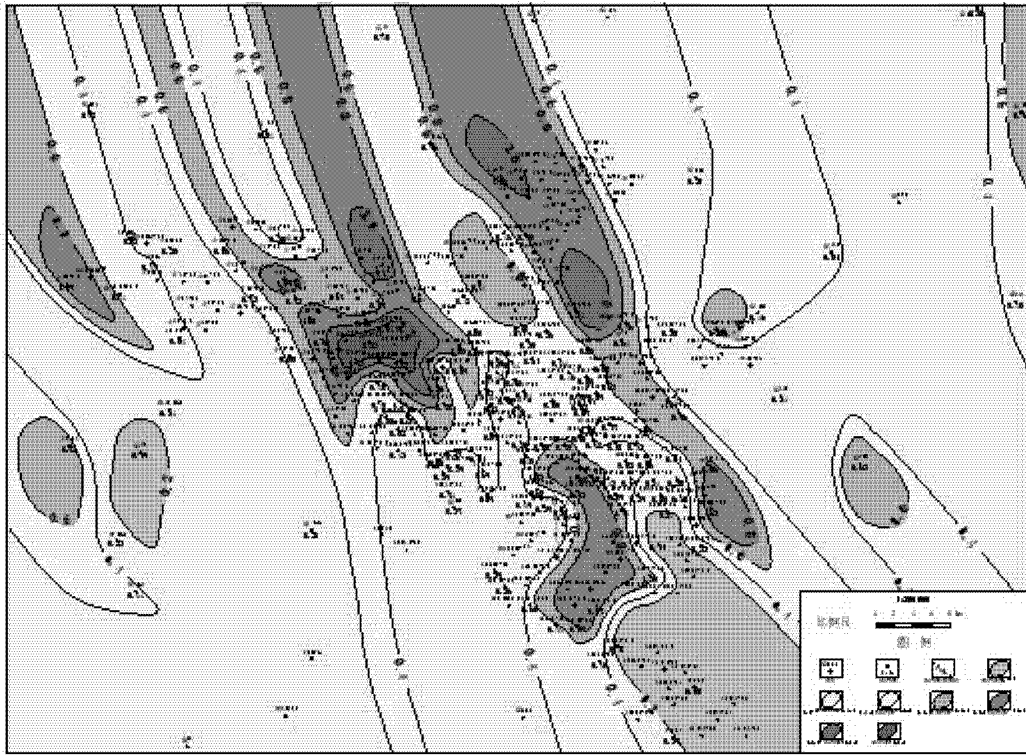


图 9

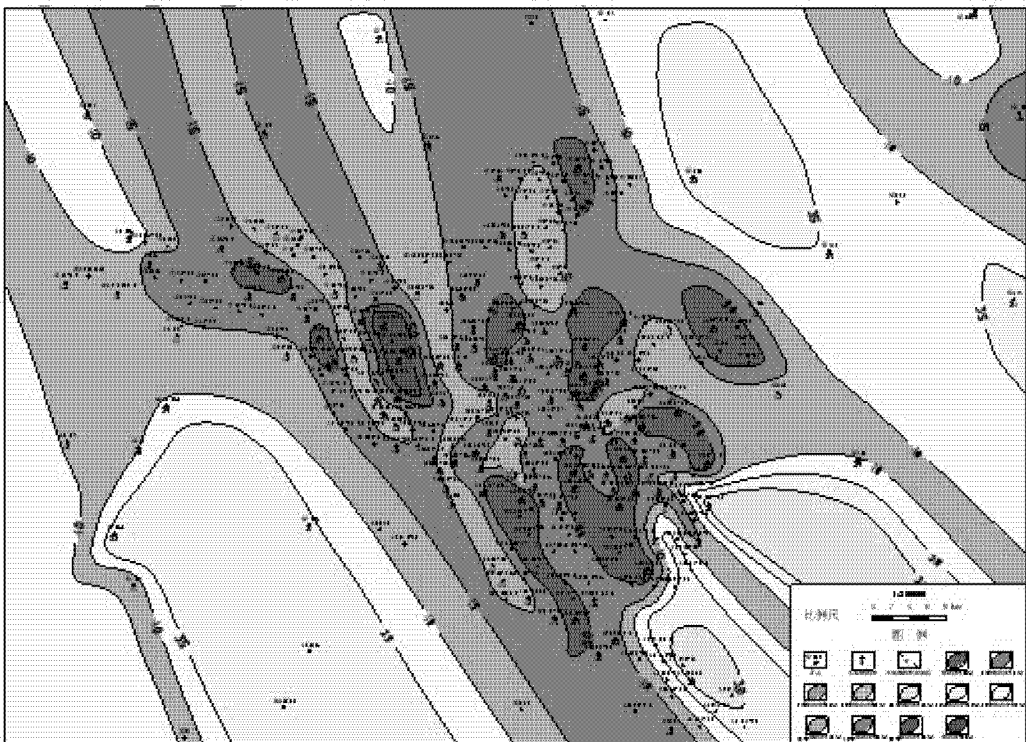


图 10

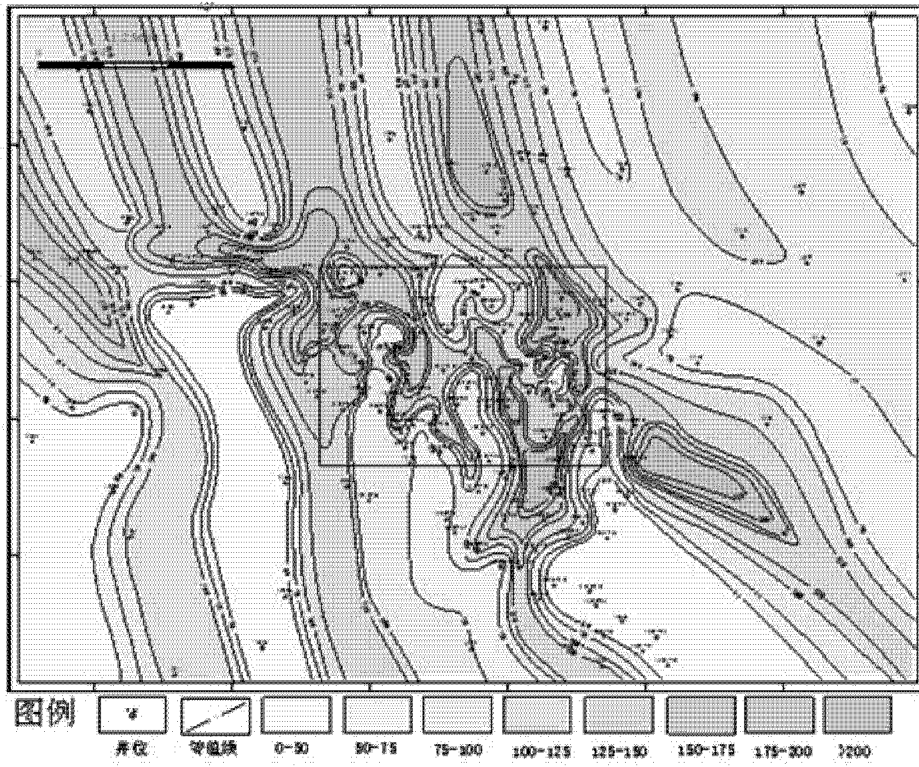


图 11

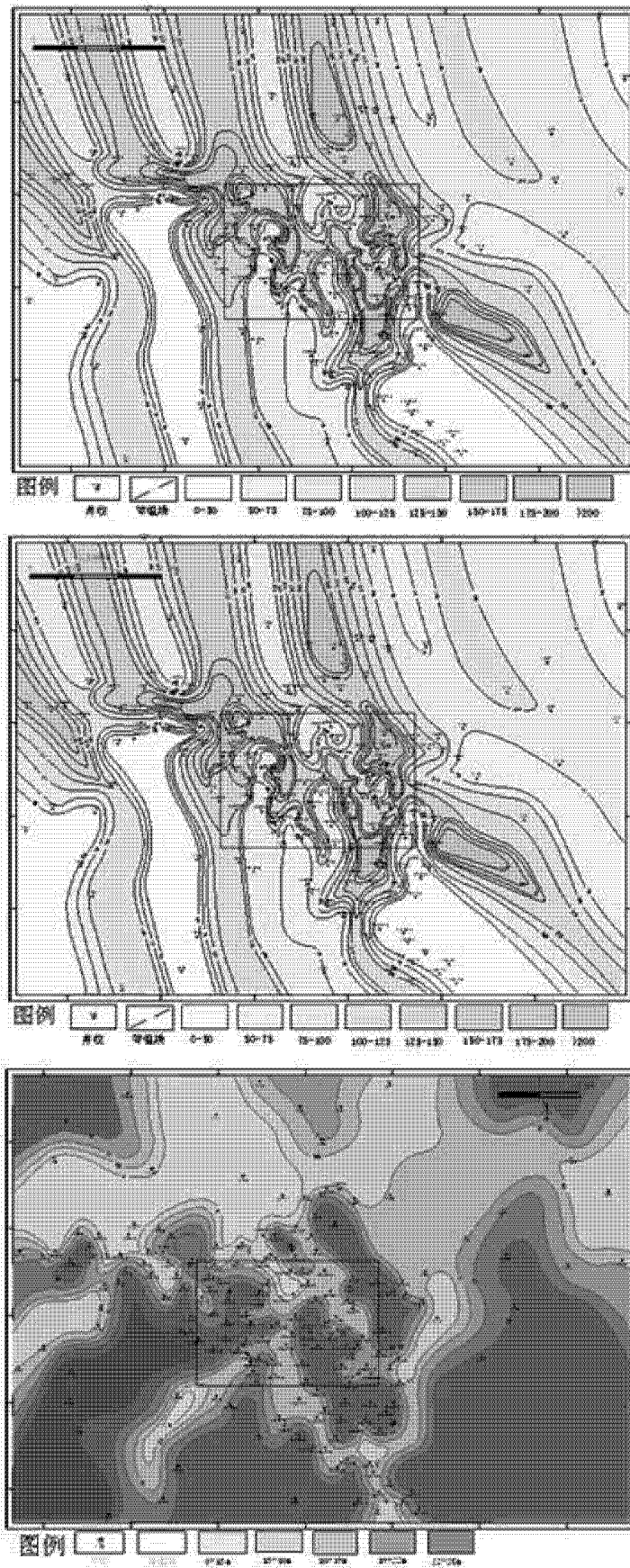


图 12

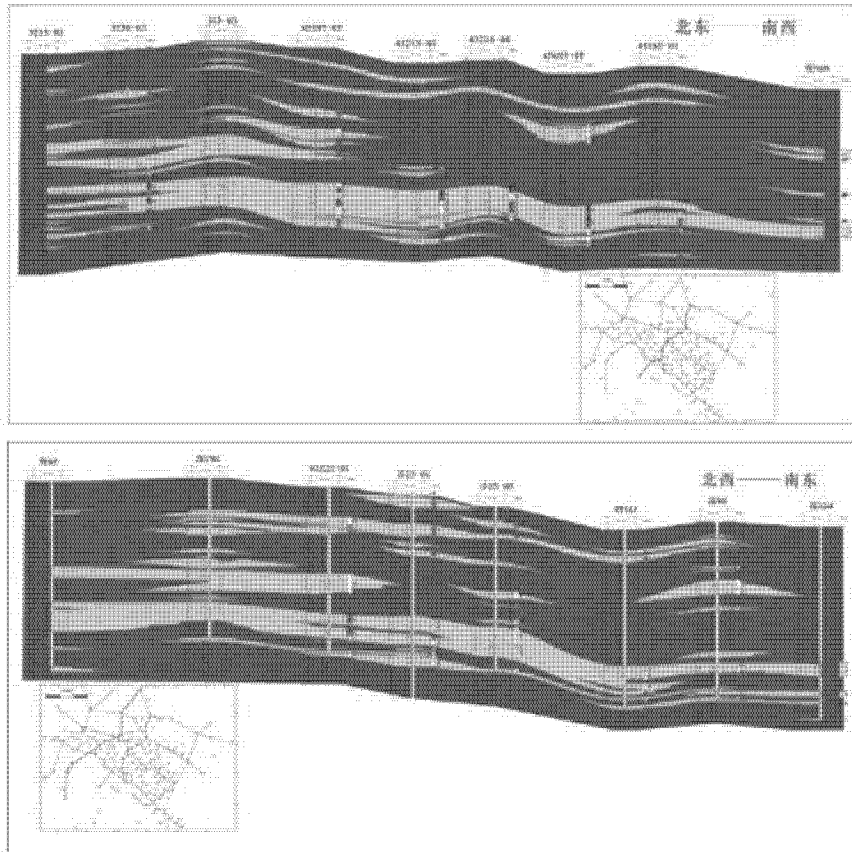


图 13