



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 112308264 B

(45) 授权公告日 2021.08.31

(21) 申请号 201910680547.3

E21B 43/24 (2006.01)

(22) 申请日 2019.07.26

E21B 43/30 (2006.01)

(65) 同一申请的已公布的文献号

G01N 25/20 (2006.01)

申请公布号 CN 112308264 A

G01N 25/00 (2006.01)

G01N 25/16 (2006.01)

(43) 申请公布日 2021.02.02

(56) 对比文件

(73) 专利权人 中国石油天然气股份有限公司

US 2007246994 A1,2007.10.25

地址 100007 北京市东城区东直门北大街9号

CN 107818188 A,2018.03.20

CN 107688669 A,2018.02.13

(72) 发明人 侯连华 王京红 崔景伟 赵忠英

CN 107506948 A,2017.12.22

CN 108547612 A,2018.09.18

(74) 专利代理机构 北京三友知识产权代理有限公司 11127

CN 109113730 A,2019.01.01

CN 107818518 A,2018.03.20

代理人 薛平 王天尧

马中良等.油页岩原位开采温度—时间—转化率判别方法及应用.《吉林大学学报(地球科学版)》.2019,第49卷(第2期),

(51) Int. Cl.

审查员 黄珊

G06Q 10/04 (2012.01)

G06Q 50/02 (2012.01)

G06F 30/20 (2020.01)

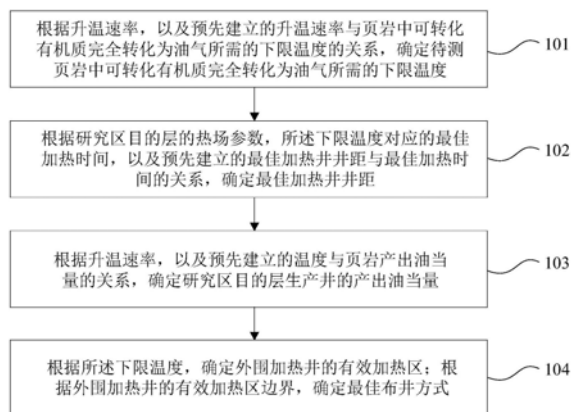
权利要求书5页 说明书16页 附图10页

(54) 发明名称

预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法及装置

(57) 摘要

本发明提供一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法及装置,其中,该方法包括:根据预先建立的升温速率与下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;根据研究区目的层的热场参数,下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距;根据温度与页岩产出油当量的关系,确定产出油当量;确定最佳布井方式;下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为最优参数。上述技术方案是根据对页岩油原位转化开发过程中的关键参数进行优化得到的最优参数,确定出的页岩油原位转化最佳开发方式,降低了开发成本,为页岩油原位转化开发提供了科学的指导。



1. 一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,包括:

根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;

根据研究区目的层的热场参数,所述下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距;

根据升温速率,以及预先建立的温度与页岩产出油当量的关系,确定研究区目的层生产井的产出油当量;

根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区;根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式;

其中,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,加热井井距与最佳加热时间的关系,以及温度与页岩产出油当量的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立;所述下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为页岩油原位转化最佳开发方式的最优参数。

2. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式,包括:

加热井采用直井布井方式时,相邻开发井组的外围加热井之外的有效加热区边界重合或有效加热区最外边界重合,开发单元外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米;

加热井采用水平井布井方式时,横向上采用相邻开发井组各自外围加热井之外有效加热区外边界重合或有效加热区最外边界重合,相邻开发单元间各自外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米。

3. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系为如下下限温度预测模型:

$$T_{end} = a_1 \times TR^{b_1};$$

其中, $T_{end}$ 为待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;TR为升温速率; $a_1$ 、 $b_1$ 为经验系数。

4. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,按照如下方法预先建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系:

根据热模拟实验过程中,利用激光热导仪测量不同温度点的热扩散系数,建立热扩散系数与温度的关系;

根据热模拟实验过程中,利用同步热分析仪测量不同温度点的比热容,建立比热容与温度的关系;

根据热模拟实验过程中,利用热膨胀仪测量不同温度点的页岩密度,建立页岩热导率与温度的关系;

根据热扩散系数与温度的关系,比热容与温度的关系,以及页岩热导率与温度的关系,热场模拟确定不同加热井井距条件下,页岩有效加热区全部达到所述下限温度时的不同最佳加热时间,建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系。

5. 如权利要求4所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,所述热扩散系数与温度的关系,包括:垂直方向热扩散系数预测模型和水平方向热扩散系数预测模型;

所述垂直方向热扩散系数预测模型为: $\alpha_v = a_2 \ln(T) + b_2$ ;

其中, $\alpha_v$ 为垂直方向热扩散系数; $T$ 为温度; $a_2$ 、 $b_2$ 为经验系数;

所述水平方向热扩散系数预测模型为: $\alpha_h = a_3 e^{b_3 T}$ ;

其中, $\alpha_h$ 为水平方向热扩散系数; $T$ 为温度; $a_3$ 、 $b_3$ 为经验系数;

所述比热容与温度的关系包括:垂直方向比热容预测模型和水平方向比热容预测模型;

所述垂直方向比热容预测模型为: $Cp_v = a_{41} T^3 + a_{42} T^2 + a_{43} T + b_4$ ;

其中, $Cp_v$ 为垂直方向热熔点; $T$ 为温度; $a_{41}$ 、 $a_{42}$ 、 $a_{43}$ 、 $b_4$ 为经验系数;

所述水平方向比热容预测模型为: $Cp_h = a_5 \ln(T) + b_5$ ;

其中, $Cp_h$ 为水平方向比热容; $T$ 为温度; $a_5$ 、 $b_5$ 为经验系数;

所述页岩热导率与温度的关系为如下页岩热导率预测模型:

$\lambda = \alpha \times Cp \times \rho$ ;

其中, $\lambda$ 为热导率; $T$ 为温度; $\alpha$ 为热扩散系数; $Cp$ 为比热容; $\rho$ 为页岩密度。

6. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,所述最佳加热井井距与最佳加热时间的关系为如下最佳加热井井距预测模型:

$$t_{oh} = f(\lambda) \begin{cases} a_{71} L_{hw} + b_{71} & L_{hw} < 8m \\ a_{72} L_{hw}^3 + a_{73} L_{hw}^2 + a_{74} L_{hw} + b_{72} & L_{hw} \geq 8m \end{cases} ;$$

其中, $t_{oh}$ 为加热井的最佳加热时间, $L_{hw}$ 为最佳加热井井距, $f(\lambda)$ 为待测页岩样品热导率测量值与计算值的比值, $a_{71}$ 、 $b_{71}$ 、 $a_{72}$ 、 $a_{73}$ 、 $a_{74}$ 、 $b_{72}$ 为经验系数;所述计算值根据热扩散系数和比热容确定。

7. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,所述温度与页岩产出油当量的关系为如下产出油当量预测模型:

$RQ_{BOE} = \Delta T \times ((a_8 ST + b_8) ST + c_8) + RQ_{50}$ ;

其中, $\Delta T = |T - T_{50}|$ ;  $ST = \sin(\ln(\Delta T))$ ;

$RQ_{BOE}$ 为某一温度对应累计产出油当量占总累计产出油当量的比例; $T$ 为预设累计产出油当量对应温度; $T_{50}$ 为50%总累计产出油当量对应的温度,°C; $RQ_{50}$ 为 $T_{50}$ 温度对应的累计生成油当量比例; $a_8$ 、 $b_8$ 、 $c_8$ 为经验系数。

8. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,其特征在于,还包括:预先建立加热器累计输入能量与加热时间的关系;所述加热器累计输入能量与加热时间的关系为如下加热器累计输入能量预测模型:

$$E_{cum} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{instant\_ij} ;$$

其中, $E_{cum}$ 为第n月的加热器累计输入能量, $E_{instant\_ij}$ 为第i月第j天加热器的瞬时输入能量; $n$ 为加热器累计加热时间; $m$ 为第i月的天数;

$E_{instant\_ij}$ 根据如下加热器瞬时输入能量预测模型求取:

$$E_{\text{instant}} = \begin{cases} a_{111}e^{b_{111}t} & t < 6 \\ a_{112} \ln(t) + b_{112} & t \geq 6 \end{cases} ;$$

$E_{\text{instant}}$  为加热器对应加热时间  $t$  所需瞬时输入能量;  $t$  为加热时间;  $a_{111}$ 、 $b_{111}$ 、 $a_{112}$ 、 $b_{112}$  为经验系数。

9. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法, 其特征在于, 还包括:

根据加热井井距, 以及预先建立的加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系, 确定研究区目的层开发井组内可转化有机质完全转化体积率; 所述可转化有机质完全转化体积率为一个原位转化开发井组内, 加热井连线中心温度达到所述下限温度时, 有效加热区平面投影区域内可转化有机质完全为油气体积占有有效加热区平面投影区域内有效页岩体积的比例;

根据研究区目的层的加热井井距, 布井层数, 以及预先建立的加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系, 确定加热井连线中心温度达到所述下限温度时, 在最佳布井方式下, 一个开发井组内的可采油当量采出率; 所述加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系为: 根据对多个不同页岩样品, 依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立。

10. 如权利要求9所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法, 其特征在于, 所述加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系为如下可转化有机质完全转化体积率预测模型:

$$RUV = 100 - \begin{cases} a_{131}L_{hw}^{b_{131}} + c_{131} \ln(L_{hw}) + d_1 & L_{hw} \leq 10m \\ a_{132}L_{hw}^{b_{132}} + c_{132}L_{hw} & L_{hw} > 10m \end{cases} ;$$

其中,  $RUV$  为可转化有机质完全转化体积率;  $L_{hw}$  为加热井井距;  $a_{131}$ 、 $b_{131}$ 、 $c_{131}$ 、 $d_{131}$ 、 $a_{132}$ 、 $b_{132}$ 、 $c_{132}$  为经验系数。

11. 如权利要求9所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法, 其特征在于, 所述加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系为如下可采油当量采出率预测模型:

$$EUR_{\text{BOE}} = (a_{151}L_{hw}^2 + a_{152}L_{hw} + a_{153})NL + (a_{154}L_{hw} + a_{155})L_{hw} + a_{156};$$

其中,  $EUR_{\text{BOE}}$  为可采油当量采出率;  $L_{hw}$  为加热井井距;  $NL$  为加热井的布井层数;  $a_{151}$ 、 $a_{152}$ 、 $a_{153}$ 、 $a_{154}$ 、 $a_{155}$ 、 $a_{156}$  为经验系数。

12. 如权利要求1所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法, 其特征在于, 还包括: 根据对多个不同页岩样品, 依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立如下产出油气量比例预测模型:

$$RQ_{\text{gas}} = a_9 \ln(TR) + b_9;$$

$$RQ_{\text{oil}} = a_{10}TR^{b_{10}};$$

其中,  $RQ_{\text{gas}}$  为产出烃类气体相对于铝甄热模拟FA方法产出烃类气体的比例;  $RQ_{\text{oil}}$  为产出油相对于铝甄热模拟FA方法产出油的比例;  $TR$  为升温速率;  $a_9$ 、 $b_9$ 、 $a_{10}$ 、 $b_{10}$  为经验系数。

13. 一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置, 其特征在于, 包括:

下限温度确定单元,用于根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;

最佳加热井井距确定单元,用于根据研究区目的层的热场参数,所述下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距;

产出油当量确定单元,用于根据升温速率,以及预先建立的温度与页岩产出油当量的关系,确定研究区目的层生产井的产出油当量;

最佳布井方式确定单元,用于根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区;根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式;

其中,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,加热井井距与最佳加热时间的关系,以及温度与页岩产出油当量的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立;所述下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为页岩油原位转化最佳开发方式的最优参数。

14. 如权利要求13所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置,其特征在于,所述最佳布井方式确定单元具体用于:

加热井采用直井布井方式时,相邻开发井组的外围加热井之外的有效加热区边界重合或有效加热区最外边界重合,开发单元外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米;

加热井采用水平井布井方式时,横向上采用相邻开发井组各自外围加热井之外有效加热区外边界重合或有效加热区最外边界重合,相邻开发单元间各自外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米。

15. 如权利要求13所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置,其特征在于,按照如下方法预先建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系:

根据热模拟实验过程中,利用激光热导仪测量不同温度点的热扩散系数,建立热扩散系数与温度的关系;

根据热模拟实验过程中,利用同步热分析仪测量不同温度点的比热容,建立比热容与温度的关系;

根据热模拟实验过程中,利用热膨胀仪测量不同温度点的页岩密度,建立页岩热导率与温度的关系;

根据热扩散系数与温度的关系,比热容与温度的关系,以及页岩热导率与温度的关系,热场模拟确定不同加热井井距条件下,页岩有效加热区全部达到所述下限温度时的不同最佳加热时间,建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系。

16. 如权利要求13所述的预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置,其特征在于,还包括:

完全转化体积率确定单元,用于根据加热井井距,以及预先建立的加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系,确定研究区目的层开发井组内可转化有机质完全转化体积率;所述可转化有机质完全转化体积率为一个原位转化开发井组内,加热井连线中心温度达到所述下限温度时,有效加热区平面投影区域内可转化有机质完全为油气

体积占有效加热区平面投影区域内有效页岩体积的比例；

可采油当量采出率确定单元,具体用于根据研究区目的层的加热井井距,布井层数,以及预先建立的加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系,确定加热井连线中心温度达到所述下限温度时,在最佳布井方式下,一个开发井组内的可采油当量采出率;所述加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立。

17. 一种计算机设备,包括存储器、处理器及存储在存储器上并可在处理器上运行的计算机程序,其特征在于,所述处理器执行所述计算机程序时实现权利要求1至12任一所述方法。

18. 一种计算机可读存储介质,其特征在于,所述计算机可读存储介质存储有执行权利要求1至12任一所述方法的计算机程序。

## 预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法及装置

### 技术领域

[0001] 本发明涉及页岩油气勘探开发技术领域,特别涉及一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法及装置。

### 背景技术

[0002] 页岩油是指页岩中滞留油和未转化有机质的统称。根据有机质成熟度(镜质体反射率 $R_o$ )差异,将页岩油分为中高成熟度页岩油( $R_o \geq 0.95\%$ )和中低成熟度页岩油( $R_o < 0.95\%$ )两类。

[0003] 中高成熟度页岩油已成为全球石油勘探开发的重要领域。勘探开发实践证明,中低成熟度页岩油由于页岩有机质成熟度不高,页岩中有机孔隙不发育,流体流动困难,现有的水平井体积压裂技术无法实现规模开发。但中低成熟度页岩油可利用原位转化技术进行开发。

[0004] 据初步研究估算,世界范围内中低成熟度富有机质页岩油原位转化石油技术可采资源量约1.4万亿吨、天然气技术可采资源量约1100万亿立方米;我国页岩油原位转化石油技术可采资源量约700亿吨~900亿吨、天然气技术可采资源量约57万亿立方米~65万亿立方米;是常规石油、天然气技术可采资源量的3倍以上,潜力巨大。以目前世界原油产量75亿吨/年的生产规模,利用原位转化技术开发中低成熟度页岩油资源可供开发约200年,前景非常好。

[0005] 然而,页岩油原位转化开发技术不同于现有的水平井体积压裂开发技术,原位转化开发是利用水平井或直井对有效页岩段加热,将有效页岩层中滞留油气和未转化有机质转化为轻质油和天然气并实现开发的技术。现有页岩油原位转化开发方案主要用于埋藏较浅的油页岩的原位开发,这些方案均集中于研究原位开发方法技术本身,因此现有页岩油原位转化开发方案存在页岩油原位转化开发方式不合理的问题,开发成本高,无法有效指导页岩油原位转化开发。

[0006] 针对上述问题,目前尚未提出有效的解决方案。

### 发明内容

[0007] 本发明实施例提供了一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法,用以根据对页岩油原位转化开发过程中的关键参数进行优化得到的最优参数,确定页岩油原位转化最佳开发方式,降低开发成本,该方法包括:

[0008] 根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;

[0009] 根据研究区目的层的热场参数,所述下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距;

[0010] 根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩产出油当量的关系,确定研究区目的层生产井的产出油当量;

[0011] 根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区;根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式;

[0012] 其中,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,加热井井距与最佳加热时间的关系,以及温度与页岩产出油当量的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立;所述下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为页岩油原位转化最佳开发方式的最优参数。

[0013] 本发明实施例还提供了一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置,该装置包括:

[0014] 下限温度确定单元,用于根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;

[0015] 最佳加热井井距确定单元,用于根据研究区目的层的热场参数,所述下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距;

[0016] 产出油当量确定单元,用于根据升温速率,以及预先建立的温度与页岩产出油当量的关系,确定研究区目的层生产井的产出油当量;

[0017] 最佳布井方式确定单元,用于根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区;根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式;

[0018] 其中,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,加热井井距与最佳加热时间的关系,以及温度与页岩产出油当量的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立;所述下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为页岩油原位转化最佳开发方式的最优参数。

[0019] 本发明实施例还提供了一种计算机设备,包括存储器、处理器及存储在存储器上并可在处理器上运行的计算机程序,所述处理器执行所述计算机程序时实现上述预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法。

[0020] 本发明实施例还提供了一种计算机可读存储介质,所述计算机可读存储介质存储有执行上述预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法的计算机程序。

[0021] 本发明实施例提供的技术方案达到的有益技术效果为:

[0022] 首先,根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,以及最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,解决了现有技术中无法确定不同加热井井距布井方式下的下限温度和最佳加热井井距的难题。因此,根据该升温速率与下限温度的关系,以及最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,可以得到最优参数:下限温度和最佳加热井井距。

[0023] 其次,根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了温度与页岩产出油当量的关系,解决了原位转化过程中不同区域由于温度不同无法优化产出油气量的技术难题。因此,根据该温度与页岩产出油当量的关系,可以得到最优参数:产出油当量。

[0024] 另外,根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式,因此得到了最优参数:最佳布井方式。



[0025] 综上,本发明实施例提供的技术方案根据对页岩油原位转化开发过程中的关键参数进行优化得到的最优参数,确定页岩油原位转化最佳开发方式,降低了开发成本,为页岩油原位转化开发提供了科学的指导。

## 附图说明

[0026] 为了更清楚地说明本发明实施例或现有技术中的技术方案,下面将对实施例或现有技术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。

[0027] 图1是本发明实施例中预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法的流程示意图;

[0028] 图2A和图2B为本发明实施例中原位转化与地质历史时期地层条件的温度、 $R_o$ 、活化能关系图;

[0029] 图3为本发明实施例中原位转化温度与升温速率、加热时间关系图;

[0030] 图4为本发明实施例中页岩热扩散系数与温度关系图;

[0031] 图5为本发明实施例中页岩热熔比与温度关系图;

[0032] 图6为本发明实施例中页岩密度与温度关系图;

[0033] 图7为本发明实施例中页岩热导率与温度关系图;

[0034] 图8为本发明实施例中页岩原位转化加热时间与加热井连线中心温度关系图;

[0035] 图9为本发明实施例中页岩原位转化产出油当量累计频率与模拟温度关系图;

[0036] 图10为本发明实施例中页岩原位转化升温速率与产出油气比例关系图;

[0037] 图11为本发明实施例中页岩原位转化加热器瞬时、累计输入能量与加热时间关系图;

[0038] 图12为本发明实施例中页岩原位转化加热井水平布井方式,不同加热井井距有效加热区分布图;

[0039] 图13为本发明实施例中页岩原位转化加热井水平布井方式,加热井井距10米,距顶层外围加热井平行连线之上距离与温度、可转化有机质转化率关系图;

[0040] 图14为本发明实施例中页岩原位转化加热井水平布井方式,加热井井距与可采油当量采出率关系图;

[0041] 图15为本发明实施例中直井布井模式的最佳布井方式平面模式图;

[0042] 图16为本发明实施例中水平井布井模式的最佳布井方式剖面模式图;

[0043] 图17为本发明实施例中页岩原位转化模拟加热时间与温度、累计产出油比例、产出气比例关系图;

[0044] 图18为本发明实施例中页岩原位转化一个开发井组内加热井井距与可采油当量倍数、可转化有机质未完全转化体积率关系图;

[0045] 图19为本发明实施例中预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置结构示意图。

## 具体实施方式

[0046] 下面将结合本发明实施例中的附图,对本发明实施例中的技术方案进行清楚、完整地描述,显然,所描述的实施例仅是本发明一部分实施例,而不是全部的实施例。基于本

发明中的实施例,本领域普通技术人员在没有做出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例,都属于本发明保护的范围。

[0047] 发明人发现:与页岩油原位转化开发相关的现有技术,都是从原位转化方法技术本身提出的技术方案,所有技术均未给出开发过程中参数的优化方法技术。页岩油原位转化开发过程中涉及到诸多因素和参数,如何对这些参数和因素进行优化,得到的最优参数,确定页岩油原位转化最佳开发方式,降低开发成本,这些技术在现有技术中均未实现。

[0048] 由于发明人发现了上述技术问题,因此为了克服现有技术中存在的无法进行页岩油原位转化开发参数优化的不足,缺少页岩油原位转化相关关键参数确定和优化的缺陷,提供一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的技术方案,根据该方案,可根据对页岩油原位转化开发过程中的关键参数进行优化得到的最优参数,确定页岩油原位转化最佳开发方式,降低开发成本,为页岩油原位转化开发提供了科学的指导,并且提高页岩油资源的利用率。下面对该预测页岩油原位转化最佳开发方式的方案进行详细介绍。

[0049] 图1是本发明实施例中预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法的流程示意图,如图1所示,该方法包括如下步骤:

[0050] 步骤101:根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度;

[0051] 步骤102:根据研究区目的层的热场参数,所述下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距;

[0052] 步骤103:根据升温速率,以及预先建立的温度与页岩产出油当量的关系,确定研究区目的层生产井的产出油当量;

[0053] 步骤104:根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区;根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式;

[0054] 其中,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,加热井井距与最佳加热时间的关系,以及温度与页岩产出油当量的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立;所述下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为页岩油原位转化最佳开发方式的最优参数。

[0055] 本发明实施例提供的技术方案达到的有益技术效果为:

[0056] 首先,根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,以及最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,解决了现有技术中无法确定不同加热井井距布井方式下的下限温度和最佳加热井井距的难题。因此,根据该升温速率与下限温度的关系,以及最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,可以得到最优参数:下限温度和最佳加热井井距。

[0057] 其次,根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了温度与页岩产出油当量的关系,解决了原位转化过程中不同区域由于温度不同无法优化产出油气量的技术难题。因此,根据该温度与页岩产出油当量的关系,可以得到最优参数:产出油当量。

[0058] 另外,根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式,因此得到了最优参数:最佳布井方式。

[0059] 综上,本发明实施例提供的技术方案根据对页岩油原位转化开发过程中的关键参数进行优化得到的最优参数,确定页岩油原位转化最佳开发方式,降低了开发成本,为页岩油原位转化开发提供了科学的指导。

[0060] 下面结合附图2A至图18,对该预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法涉及的各个步骤,进行详细介绍如下。

[0061] 一、首先,介绍根据热模拟实验,预先建立各个模型的步骤。

[0062] 1、首先介绍建立升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系(例如下限温度预测模型)的步骤。

[0063] 采集研究区目的层页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验,获取不同升温速率条件下,页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度,建立不同升温速率条件下,可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度评价模型(下限温度预测模型)。

[0064] 下面介绍根据升温速率建立下限温度预测模型的原因:页岩中有机质转化为油气的速率与有机质活化能、温度和时间有关,符合反应动力学的一级方程。在地层条件下地质历史演化过程中,有机质转化为油气的速率与温度呈指数关系,与所经历的时间呈线性关系。利用原位转化技术进行页岩油开发时,原位转化的地层温度远大于地质历史时期页岩中可转化有机质全部转化为油气所需的最低温度。对全球多个含油气盆地I型、II型干酪根页岩样品分析揭示,不同成熟度页岩岩心样品的活化能下限与对应的镜质体反射率( $R_o$ )呈正相关关系,对于低熟页岩活化能分布频率呈似正态分布,低成熟度页岩活化能累计频率100%对应于约270kJ/mol,即最大活化能约为270kJ/mol,对应的有机质转化为油气所需温度约为158℃,158℃即为液态烃生成的上限温度,与之对应的镜质体反射率约为1.61%。页岩油原位转化所需的最终温度超过300℃(图2A和图2B),远远大于地质历史时期页岩中可转化有机质完全转化为油气的温度上限,也远远大于页岩中可转化有机质最大活化能对应生成油气的开始反应温度,因此,发明人发现:页岩原位转化条件下,油气生成速率与升温速率相关。正是由于发明发现了该技术问题,才提出了根据升温速率建立下限温度预测模型。下面介绍对页岩样品,进行热模拟实验。

[0065] 采集研究区目的层成熟度较低的多组富有机质页岩样品,例如:采集鄂尔多斯盆地长7段成熟度较低的多组富有机质页岩样品,粉碎后混合均匀,分成7份,每份大于3kg。为了热模拟实验的精度和可靠性,优选地采用镜质体反射率( $R_o$ )小于0.7%的I型、II型干酪根页岩样品。优选地采用页岩总有机碳含量(TOC)大于5%的页岩样品。优选地采用采集多组页岩样品粉碎后混合均匀。采用样品粉碎至40~100目,优选地采用60目。

[0066] 根据页岩油原位转化的开发条件,分别开展模拟原位转化开发时间为0.1年到6年的不同开发时间对应的升温速率的热模拟实验。对每一份页岩样品在半开放系统中开展热模拟,热模拟实验采用模拟原位开发时间分别为0.1年、0.5年、1年、2年、3年、4年、5年、6年,对应的升温速率分别为10℃/d、1.797℃/d、0.847℃/d、0.399℃/d、0.257℃/d、0.187℃/d、0.147℃/d、0.121℃/d。根据页岩油原位转化开发的压力条件,热模拟预设流体压力为1~10MPa,优选地采用1MPa,排烃压力为2~15MPa,优选地采用3MPa。模拟过程中当产出的累计油当量大于最终产出油当量的98%时,优选地采用大于99%,即为页岩中可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度。热模拟实验证实,页岩中有机质热裂解转化为油气的速率与升温速率存在很好的相关性,随着升温速率增大而增大。

[0067] 页岩油原位转化开发过程中,加热井井距不同,加热井之间温度达到可转化有机质全部转化为油气所需下限温度需要的时间不同,即升温速率不同。升温速率是原位转化开发中的关键参数,根据热模拟数据,利用升温速率建立页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度评价模型(下限温度预测模型)(式1)(图3):

$$[0068] \quad T_{end} = a_1 \times TR^{b_1} \quad (1)$$

[0069] 式中, $T_{end}$ 为页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度, $^{\circ}\text{C}$ ;TR为升温速率, $^{\circ}\text{C}/\text{d}$ ;  $a_1$ 、 $b_1$ 为经验系数,可以分别为363.201,0.06867。

[0070] 具体实施时,在本发明实施例中,上述下限温度也可以称为页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的最优加热温度。

[0071] 2、其次介绍建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系(例如最佳加热井井距模型)的步骤。

[0072] 根据热模拟实验数据,获得随温度变化的动态热场参数,建立动态热场参数评价模型,利用热场模拟数据和不同加热井井距条件,建立最佳加热井井距模型。

[0073] 在一个实施例中,可以按照如下方法预先建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系:

[0074] 根据热模拟实验过程中,利用激光热导仪测量不同温度点的热扩散系数,建立热扩散系数与温度的关系;

[0075] 根据热模拟实验过程中,利用同步热分析仪测量不同温度点的比热容,建立比热容与温度的关系;

[0076] 根据热模拟实验过程中,利用热膨胀仪测量不同温度点的页岩密度,建立页岩热导率与温度的关系;

[0077] 根据热扩散系数与温度的关系,比热容与温度的关系,以及页岩热导率与温度的关系,热场模拟确定不同加热井井距条件下,页岩有效加热区全部达到所述下限温度时的不同最佳加热时间,建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系。

[0078] 具体实施时,影响热场参数主要包括热扩散系数、比热容和热导率。由于页岩垂直方向和水平方向非均质性差异大,对垂直方向和水平方向的热场参数分别开展测量。原位转化开发时地层温度变化大,热场参数随温度变化较大,因此,必须测量不同温度条件下的动态热场参数。采集研究区目的页岩样品。下面介绍建立热扩散系数与温度的关系,比热容与温度的关系,以及页岩热导率与温度的关系的过程。

[0079] (1)首先,按照国家标准GB/T22588-2008,利用激光热导仪测量不同温度点的热扩散系数,根据测量数据建立热扩散系数与温度的关系,例如热扩散系数随温度变化模型(式2、式3)(图4),该热扩散系数与温度的关系包括:垂直方向热扩散系数预测模型和水平方向热扩散系数预测模型。

[0080] 垂直方向热扩散系数预测模型(式2):

$$[0081] \quad \alpha_v = a_2 \ln(T) + b_2 \quad (2)$$

[0082] 式中, $\alpha_v$ 为垂直方向热扩散系数, $\text{mm}^2/\text{s}$ ;T为温度, $^{\circ}\text{C}$ ;  $a_2$ 、 $b_2$ 为经验系数,可以分别为-0.069022、0.714776。

[0083] 水平方向热扩散系数预测模型(式3):

$$[0084] \quad \alpha_h = a_3 e^{b_3 T} \quad (3)$$

[0085] 式中,  $\alpha_h$  为水平方向热扩散系数,  $\text{mm}^2/\text{s}$ ;  $T$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $a_3$ 、 $b_3$  为经验系数, 可以分别为 0.23755、-0.00217。

[0086] (2) 其次, 按照美国标准 ASTM E 1269-11, 利用同步热分析仪测量不同温度点的比热容, 根据测量数据建立比热容与温度的关系, 例如比热容随温度变化模型 (式4、式5) (图5), 该比热容与温度的关系包括: 垂直方向比热容预测模型和水平方向比热容预测模型。

[0087] 垂直方向比热容预测模型 (式4):

$$[0088] \quad C_{p_v} = a_{41} T^3 + a_{42} T^2 + a_{43} T + b_4 \quad (4)$$

[0089] 式中,  $C_{p_v}$  为垂直方向热容比,  $\text{J}/\text{g} \cdot \text{K}$ ;  $T$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $a_{41}$ 、 $a_{42}$ 、 $a_{43}$ 、 $b_4$  为经验系数, 可以分别为 0.0000000148、-0.0000095079、0.002748573、0.78690397。

[0090] 水平方向比热容预测模型 (式5):

$$[0091] \quad C_{p_h} = a_5 \ln(T) + b_5 \quad (5)$$

[0092] 式中,  $C_{p_h}$  为水平方向比热容,  $\text{J}/\text{g} \cdot \text{K}$ ;  $T$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $a_5$ 、 $b_5$  为经验系数, 可以分别为 0.2095、0.1703。

[0093] (3) 接着, 按国家标准 GB/T 23561.2-2009, 利用热膨胀仪测量不同温度点的页岩密度 (图6), 根据式6计算获得页岩热导率, 即建立了页岩热导率与温度的关系, 例如页岩热导率预测模型 (公式 (6)、图7)。

$$[0094] \quad \lambda = \alpha \times C_p \times \rho \quad (6)$$

[0095] 式中,  $\lambda$  为热导率,  $\text{W}/\text{m} \cdot \text{K}$ ;  $T$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $\alpha$  为热扩散系数 (可以根据上述公式 (2) 或 (3) 求得垂直方向或水平方向的热扩散系数),  $\text{mm}^2/\text{s}$ ;  $C_p$  为比热容 (可以根据上述公式 (4) 或 (5) 求得垂直方向或水平方向的比热容),  $\text{J}/\text{g} \cdot \text{K}$ ;  $\rho$  为页岩密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ 。根据垂直方向或水平方向的热扩散系数、比热容, 可以求得垂直方向或水平方向的热导率。

[0096] 下面介绍建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系的过程:

[0097] 根据获取的研究区目的层热场参数, 利用热场模拟确定不同加热井井距条件下, 有效页岩加热区全部达到页岩中可转化有机质全部转化为油气所需下限温度时的加热时间, 即最佳加热时间 (图8), 最佳加热时间能够保证页岩中可转化有机质全部转化为油气且产出, 同时不会造成额外加热而造成的热能浪费。受加热器寿命等因素影响, 加热时间不能太长。另外, 加热井井距越大, 所需的加热时间越长, 热能浪费越严重, 开发成本就越高, 因此, 确定合理井距和最佳加热时间, 可以降低原位转化开发成本, 节省热能。因此, 建立了最佳加热井井距与最佳加热时间的关系。

[0098] 最佳加热井井距与最佳加热时间的关系 (例如最佳加热井井距预测模型) 用式7确定:

$$[0099] \quad t_{oh} = f(\lambda) \begin{cases} a_{71} L_{hw} + b_{71} & L_{hw} < 8m \\ a_{72} L_{hw}^3 + a_{73} L_{hw}^2 + a_{74} L_{hw} + b_{72} & L_{hw} \geq 8m \end{cases} \quad (7)$$

[0100] 式中,  $t_{oh}$  为加热井的最佳加热时间,  $L_{hw}$  为加热井井距,  $f(\lambda)$  为待测页岩样品热导率测量值与计算值的比值, 垂直方向和水平方向的  $f(\lambda)$  分别不同, 所述计算值根据垂直方向或水平方向的热扩散系数和比热容确定 (见上文描述);  $a_{71}$ 、 $b_{71}$ 、 $a_{72}$ 、 $a_{73}$ 、 $a_{74}$ 、 $b_{72}$  为经验系数, 可以分别为 0.4756、-0.1477、0.0116、-0.3738、4.3719、-13.387。

[0101] 3、接着介绍根据热模拟获得的不同升温速率下的产出油气量,建立产出油当量随温度评价模型(温度与页岩产出油当量的关系,例如产出油当量预测模型),产出油气比例随升温速率评价模型(产出油气量比例预测模型)。

[0102] 利用研究区目的层不同升温速率条件下的页岩热模拟产出油当量数据(图9),建立产出油当量评价模型(产出油当量预测模型):

$$[0103] \quad RQ_{BOE} = \Delta T \times ((a_8 ST + b_8) ST + c_8) + RQ_{50} \quad (8)$$

[0104] 其中,  $\Delta T = |T - T_{50}|$ ;

[0105]  $ST = \text{Sin}(\ln(\Delta T))$ ;

[0106] 式中,  $RQ_{BOE}$  为某一温度对应累计产出油当量占总累计产出油当量的比例,%;  $T$  为某一累计产出油当量对应温度,°C;  $T_{50}$ —50%总累计产出油当量对应的温度,°C;  $RQ_{50}$  为  $T_{50}$  温度对应的累计生成油当量比例,%;  $a_8$ 、 $b_8$ 、 $c_8$  为经验系数,不同升温速率,其值不同(如下表1所示)。

[0107] 表1不同升温速率条件下  $a_8$ 、 $b_8$ 、 $c_8$  经验系数值

升温速率 (°C/d)	$RQ_{50} < 50\%$			$RQ_{50} \geq 50\%$		
	$a_8$	$b_8$	$c_8$	$a_8$	$b_8$	$c_8$
0.12	0.1597	-0.7642	-1.4609	-0.517	0.72603	1.7554
0.147	0.3686	-0.7049	-1.6637	-0.28574	0.9077	1.64618
0.187	0.356	-0.6799	-1.5938	-0.20897	1.04635	1.76677
0.256	0.3237	-0.6985	-1.5596	-0.2206	1.07021	1.83072
0.4	0.2671	-0.7588	-1.5544	-0.23542	1.06699	1.85918
0.85	0.2862	-0.8021	-1.6468	-0.30024	0.85298	1.68964
1.797	0.3273	-0.7643	-1.6516	-0.17539	1.02439	1.74198
10	0.2373	-0.9237	-1.7211	-0.24402	1.05795	1.81099

[0109] 利用研究区目的层不同升温速率条件下的页岩热模拟产出油量、产出气量数据,建立产出油气量比例预测模型(图10):

$$[0110] \quad RQ_{gas} = a_9 \ln(TR) + b_9 \quad (9)$$

$$[0111] \quad RQ_{oil} = a_{10} TR^{b_{10}} \quad (10)$$

[0112] 式中,  $RQ_{gas}$  为产出烃类气体相对于FA方法产出烃类气体的比例,%;  $RQ_{oil}$  为产出油相对于FA方法产出油的比例,%;  $a_9$ 、 $b_9$ 、 $a_{10}$ 、 $b_{10}$  为经验系数,可以分别为-6.9804、116.2995、66.3624、0.0355。利用铝甄热模拟方法(FA),获得研究区目的层页岩样品的产出油气量。

[0113] 4、接着介绍根据保持加热器表面温度恒定和热场传播速率恒定,利用热场模拟数据,建立加热器累计输入能量与加热时间的关系,例如加热器累计输入能量预测模型。

[0114] 页岩原位转化加热时,加热器表面温度保持恒定,根据热场传播速率恒定,加热器的输入能量随加热时间增加和地层温度升高,加热器瞬时输入能量逐渐降低,利用热场模拟获得加热器累计输入能量和瞬时输入能量,加热器累计输入能量优选地采用加热器每米累计输入能量,加热器瞬时输入能量优选地采用加热器每米每天输入能量,建立加热器输入能量随加热时间评价模型(图11)。

[0115] 加热器瞬时输入能量预测模型(式11):

$$[0116] \quad E_{instant} = \begin{cases} a_{111} e^{b_{111} t} & t < 6 \\ a_{112} \ln(t) + b_{112} & t \geq 6 \end{cases} \quad (11)$$

[0117] 式中,  $E_{\text{instant}}$  为加热器对应加热时间  $t$  所需瞬时输入能量, J;  $t$  为加热时间, 月;  $a_{111}$ 、 $b_{111}$ 、 $a_{112}$ 、 $b_{112}$  为经验系数, 可以分别为 2.8913、-0.0791、-0.5320、2.6870。

[0118] 加热器累计输入能量预测模型(式12):

$$[0119] \quad E_{\text{cum}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{\text{instant}_{ij}} \quad (12)$$

[0120] 式中,  $E_{\text{instant}_{ij}}$  为第  $i$  月第  $j$  天加热器的瞬时输入能量, J;  $E_{\text{cum}}$  为第  $n$  月的加热器累计输入能量, J;  $n$  为加热器累计加热时间, 月;  $m$  为第  $i$  月的天数, 天。

[0121] 5、接着介绍预先建立加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系(可转化有机质完全转化体积率预测模型), 加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系(可采油当量采出率预测模型), 以及利用该预先建立的可转化有机质完全转化体积率预测模型和可采油当量采出率预测模型, 在保证页岩油原位转化最佳开发方式的基础上, 最大限度提高可采油气资源利用率的步骤。

[0122] 根据页岩升温速率、热场分布、产出油气量和最佳布井方式, 建立加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系, 例如开发井组内可转化有机质完全转化体积率预测模型, 以及加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系, 例如可采油当量采出率预测模型, 从而获取可采油气资源利用率, 在保证页岩油原位转化最佳开发方式的基础上, 最大限度提高可采油气资源利用率。

[0123] 根据热场分布、升温速率、产出油气量和最佳布井方式, 确定不同加热井井距条件下的可采油气资源利用率。可采油气资源利用率是指原位转化开发条件下, 有效加热区平面投影范围内, 原位转化产出油当量占总可采出油当量的百分比。

[0124] 采用加热井直井布井方式时, 一个开发井组有效加热区内的资源利用率为100%。

[0125] 采用加热井水平井布井方式时, 加热结束时, 由于上、下层外围井与有效页岩边界之间有部分区域的温度达不到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度, 导致部分区域的油气资源利用率达不到100%。如加热井井距10米, 3层布井方式下, 顶层加热井距有效页岩顶边界、底层加热井距有效页岩底边界的最佳距离为3.9米, 加热4.5年达到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度320℃, 顶、底加热井之外的有效加热区最外边界到达3.9米, 此时距离图12中A井水平方向不同距离点的顶、底层加热井之上、之下不同距离的温度和可转化有机质转化率存在加大差异, 顶层加热井与有效页岩顶界之间、底层加热井与有效页岩底界之间的有效页岩区, 不能全部达到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度, 资源利用率达不到100%(图13)。

[0126] 可转化有机质完全转化体积率是指一个原位转化开发井组内, 加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化温度下限时, 有效加热区平面投影区域内可转化有机质完全为油气体积占有有效加热区平面投影区域内有效页岩体积的比例。通过热场分布模拟数据, 获得加热井水平井布井方式下, 一个开发单元内, 利用加热井井距建立可转化有机质完全转化体积率预测模型(式13)。

$$[0127] \quad RUV = 100 - \begin{cases} a_{131}L_{hw}^{h_{31}} + c_{131} \ln(L_{hw}) + d_1 & L_{hw} \leq 10m \\ a_{132}L_{hw}^{h_{32}} + c_{132}L_{hw} & L_{hw} > 10m \end{cases} \quad (13)$$

[0128] 式中,  $RUV$  为可转化有机质完全转化体积率, %;  $L_{hw}$  为加热井井距, m;  $a_{131}$ 、 $b_{131}$ 、 $c_{131}$ 、

$d_{131}$ 、 $a_{132}$ 、 $b_{132}$ 、 $c_{132}$ 为经验系数,可以分别为0.149、-1.0337、0.1499、-0.3619、0.0711、-2.431、0.5645、-0.841。

[0129] 本发明实施例,还可以利用式14获得可转化有机质未完全转化体积率。

[0130]  $UE=100-RUV$  (14)

[0131] 式中,UE为可转化有机质未完全转化体积率,%。

[0132] 有效页岩厚度和加热井井距不同,水平加热井的布井层数不同,在考虑加热井井距和加热井布井层数条件下,利用式15获取不同加热井布井层数和不同加热井井距条件下,加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化温度下限时,最佳布井方式下,一个开发井组内的可采油当量采出率预测模型(式15)(图14):

[0133]  $EUR_{BOE} = (a_{151}L_{hw}^2 + a_{152}L_{hw} + a_{153})NL + (a_{154}L_{hw} + a_{155})L_{hw} + a_{156}$  (15)

[0134] 式中, $EUR_{BOE}$ 为可采油当量采出率,%; $L_{hw}$ 为加热井井距,m;NL为加热井布井层数,层; $a_{151}$ 、 $a_{152}$ 、 $a_{153}$ 、 $a_{154}$ 、 $a_{155}$ 、 $a_{156}$ 为经验系数,可以分别为0.0025、-0.0860、0.8458、-0.0208、0.7138、93.0192。

[0135] 二、其次,介绍根据上述预先建立各个模型,进行关键参数的优化的步骤。

[0136] 1、首先介绍上述步骤101。

[0137] 具体实施时,将升温速率输入预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系(上述公式(1)),即可得到待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度。

[0138] 在应用建立的模型(公式(1)),预测任何一个研究区域的各个关键参数时,根据加热器设置一个“升温速率”,然后将该“升温速率”输入下限温度预测模型,得到该“升温速率”对应的下限温度。

[0139] 2、其次介绍上述步骤102。

[0140] 具体实施时,根据上述公式(2)至(6),求得研究区目的层的热场参数;将研究区目的层的热场参数,以及最佳加热时间(页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度对应的加热时间)输入预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系(上述公式(7)),确定最佳加热井井距。

[0141] 3、接着介绍上述步骤103。

[0142] 具体实施时,将升温速率输入预先建立的温度与页岩产出油当量的关系(上述公式(8)),确定研究区目的层生产井的产出油当量。

[0143] 在一个实施例中,预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法还包括:根据产出油气量比例预测模型(上述公式(9)和(10)),实现产出油气量比例的预测,即将升温速率输入上述公式(9)和(10),得到产出油气量比例。

[0144] 4、接着介绍上述步骤104。

[0145] 具体实施时,根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区的方法是:加热区域内的最低温度达到或超过可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度的区域确定为:有效加热区。

[0146] 依据加热井布井模式,当加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度后,根据生产井月产油当量价值与当月加热器输入能量价值等价原则,确定加热器停止加热时间,根据外围加热井有效热场边界确定最佳布井方式。



[0147] 根据页岩油原位转化布井模式,优选地采用三角井网布井模式(三角井网加热均匀,热效率利用率高),加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度时,加热井控制的有效加热区内的可转化有机质全部转化为油气并产出,继续加热产出的油气主要来源于有效加热区内气体膨胀和外围加热井有效加热区扩展产生的油气,这部分油气量较少,继续加热的热能利用率较低,优选地采用加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度时停止加热。有效加热区是指加热区域内的最低温度达到或超过可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度的区域。

[0148] 根据热场模拟确定加热井的最佳布井方式,保证输入热量的效率最大化和资源最大利用。

[0149] 在一个实施例中,根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式,可以包括:

[0150] 加热井采用直井布井方式时,相邻开发井组的外围加热井之外的有效加热区边界重合或有效加热区最外边界重合,开发单元外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米,优选地采用2米;

[0151] 加热井采用水平井布井方式时,横向上采用相邻开发井组各自外围加热井之外有效加热区外边界重合或有效加热区最外边界重合,相邻开发单元间各自外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米,优选地采用2米。

[0152] 具体实施时,加热井采用直井布井模式时,外围加热井是指一个开发井组的最外层加热井,优选地采用相邻开发井组的各自相邻外围加热井之外的有效加热区边界重合或有效加热区最外边界重合(图15)。开发井组是指具有相同布井模式,且生产井与加热井比例相同,可以复制的布井单元,多个开发井组可组成一个开发单元,开发单元是指具有同时或相近的加热启动和加热结束时间的多个开发井组。相邻开发单元各自相邻外围加热井之外的有效加热区外边界之间相距0.5~5米,优选地采用2米,以保证相邻开发单元由于加热启动和结束时间不一致,即生产周期不一致,而造成的相邻开发单元间油气串流而降低油气采出率。

[0153] 具体实施时,加热井采用水平井布井模式时,外围加热井是指垂向加热井剖面上最上层和最下层加热井,优选地采用最上层外围加热井之上有效加热区边界与有效页岩上边界一致,最下层外围加热井之下有效加热区边界与有效页岩下边界一致(图16)。横向上优选地采用相邻开发井组各自相邻的外围加热井之外有效加热区外边界重合或有效加热区最外边界重合,相邻开发单元间各自相邻外围加热井之外的有效加热区外边界之间相距0.5~5米,优选地采用2米。

[0154] 5、接着介绍在上述步骤105之后的优化参数步骤。

[0155] 具体实施时,根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了加热器累计输入能量与加热时间的关系,解决了原位转化过程中输入能量优化的难题。因此,根据该加热器累计输入能量与加热时间的关系(加热器累计输入能量预测模型,例如上述公式12),可以得到最优参数:加热器累计输入能量。

[0156] 具体实施时,当加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化为油气所需的下限温度的那个时刻,就是加热器停止加热时间。然而,实际生产中无法测量加热井连线中点的温度(除非有观察井),所以也可以以生产井月产油当量价值与当月加热器输入能量价值

等价原则,确定加热器停止加热时间。

[0157] 具体实施时,求取加热器停止加热时间方法可以是:根据公式(8)求出产出油当量,等于公式(12),根据这个等式,求出公式(12)中的“t”,该“t”即为加热器停止加热时间。

[0158] 6、接着介绍在上述步骤105之后,在保证页岩油原位转化最佳开发方式的基础上,最大限度提高可采油气资源利用率的步骤,该步骤的实施,请参见上述“一”中的“5”的实施。

[0159] 在一个实施例中,上述预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法还可以包括:

[0160] 根据加热井井距,以及预先建立的加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系,确定研究区目的层开发井组内可转化有机质完全转化体积率;所述可转化有机质完全转化体积率为一个原位转化开发井组内,加热井连线中心温度达到所述下限温度时,有效加热区平面投影区域内可转化有机质完全为油气体积占有效加热区平面投影区域内有效页岩体积的比例;

[0161] 根据研究区目的层的加热井井距,布井层数,以及预先建立的加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系,确定加热井连线中心温度达到所述下限温度时,在最佳布井方式下,一个开发井组内的可采油当量采出率;所述加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立。

[0162] 本发明实例还选择了鄂尔多斯盆地长7段页岩,TOC为22.4%,Ro为0.81%,有效页岩连续厚度16.6m,采用3层加热井水平布井方式,加热井井距6.5米条件下,加热井连线中心温度达到可转化有机质全部转化温度下限331℃。获得的有效加热区平均温度、加热井连线中心温度、累计产出油比例、累计产出气比例随加热时间关系图(图17)。

[0163] 采用水平加热井最佳布井方式条件下,不同加热井井距、不同有效页岩厚度(不同加热井层数),一个开发井组内控制的可采油气当量、可转化有机质未完全转化体积率存在差异,以加热井井距6.5米的水平加热井最佳布井方式(图12)控制的可采油当量为基值,设置为1,不同加热井井距、加热层数的一个开发井组控制的可采油当量倍数和可转化有机质未完全转化体积率存在差异。在其他条件相同的情况下,井组可采油当量倍数随着加热井距的增加而增大、随着加热层数增加而增大;可转化有机质未完全转化体积率随着加热井距的增加而增大,随着加热层数的增加而减小(图18)。

[0164] 基于同一发明构思,本发明实施例中还提供了一种预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置,如下面的实施例所述。由于预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置解决问题的原理与预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法相似,因此预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置的实施可以参见预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法的实施,重复之处不再赘述。以下所使用的,术语“单元”或者“模块”可以实现预定功能的软件和/或硬件的组合。尽管以下实施例所描述的装置较佳地以软件来实现,但是硬件,或者软件和硬件的组合的实现也是可能并被构想的。

[0165] 图19为本发明实施例中预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置结构示意图,该装置包括:

[0166] 下限温度确定单元01,用于根据升温速率,以及预先建立的升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,确定待测页岩中可转化有机质完全转

化为油气所需的下限温度；

[0167] 最佳加热井井距确定单元02,用于根据研究区目的层的热场参数,所述下限温度对应的最佳加热时间,以及预先建立的最佳加热井井距与最佳加热时间的关系,确定最佳加热井井距；

[0168] 产出油当量确定单元03,用于根据升温速率,以及预先建立的温度与页岩产出油当量的关系,确定研究区目的层生产井的产出油当量；

[0169] 最佳布井方式确定单元04,用于根据所述下限温度,确定外围加热井的有效加热区;根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式；

[0170] 其中,所述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系,加热井井距与最佳加热时间的关系,以及温度与页岩产出油当量的关系为:根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立;所述下限温度,最佳加热井井距,产出油当量和最佳布井方式为页岩油原位转化最佳开发方式的最优参数。

[0171] 在一个实施例中,所述最佳布井方式确定单元具体用于:

[0172] 加热井采用直井布井方式时,相邻开发井组的外围加热井之外的有效加热区边界重合或有效加热区最外边界重合,开发单元外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米,优选地采用2米；

[0173] 加热井采用水平井布井方式时,横向上采用相邻开发井组各自外围加热井之外有效加热区外边界重合或有效加热区最外边界重合,相邻开发单元间各自外围加热井之外的有效加热区外边界之间的距离取值范围为0.5米至5米,优选地采用2米。

[0174] 在一个实施例中,上述升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系为如下下限温度预测模型:

$$[0175] \quad T_{end} = a_1 \times TR^{b_1};$$

[0176] 其中, $T_{end}$ 为待测页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度; $TR$ 为升温速率; $a_1$ 、 $b_1$ 为经验系数。

[0177] 在一个实施例中,可以按照如下方法预先建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系:

[0178] 根据热模拟实验过程中,利用激光热导仪测量不同温度点的热扩散系数,建立热扩散系数与温度的关系；

[0179] 根据热模拟实验过程中,利用同步热分析仪测量不同温度点的比热容,建立比热容与温度的关系；

[0180] 根据热模拟实验过程中,利用热膨胀仪测量不同温度点的页岩密度,建立页岩热导率与温度的关系；

[0181] 根据热扩散系数与温度的关系,比热容与温度的关系,以及页岩热导率与温度的关系,热场模拟确定不同加热井井距条件下,页岩有效加热区全部达到所述下限温度时的不同最佳加热时间,建立最佳加热井井距与最佳加热时间的关系。

[0182] 在一个实施例中,所述热扩散系数与温度的关系,包括:垂直方向热扩散系数预测模型和水平方向热扩散系数预测模型；

[0183] 所述垂直方向热扩散系数预测模型为: $\alpha_v = a_2 \ln(T) + b_2$ ；

[0184] 其中, $\alpha_v$ 为垂直方向热扩散系数; $T$ 为温度; $a_2$ 、 $b_2$ 为经验系数；

[0185] 所述水平方向热扩散系数预测模型为： $\alpha_h = a_3 e^{b_3 T}$ ；

[0186] 其中， $\alpha_h$ 为水平方向热扩散系数；T为温度； $a_3$ 、 $b_3$ 为经验系数；

[0187] 所述比热容与温度的关系包括：垂直方向比热容预测模型和水平方向比热容预测模型；

[0188] 所述垂直方向比热容预测模型为： $C_{p_v} = a_{41} T^3 + a_{42} T^2 + a_{43} T + b_4$ ；

[0189] 其中， $C_{p_v}$ 为垂直方向热容比；T为温度； $a_{41}$ 、 $a_{42}$ 、 $a_{43}$ 、 $b_4$ 为经验系数；

[0190] 所述水平方向比热容预测模型为： $C_{p_h} = a_5 \ln(T) + b_5$ ；

[0191] 其中， $C_{p_h}$ 为水平方向比热容；T为温度； $a_5$ 、 $b_5$ 为经验系数；

[0192] 所述页岩热导率与温度的关系为如下页岩热导率预测模型：

[0193]  $\lambda = \alpha \times C_p \times \rho$ ；

[0194] 其中， $\lambda$ 为热导率；T为温度； $\alpha$ 为热扩散系数； $C_p$ 为比热容； $\rho$ 为页岩密度。

[0195] 在一个实施例中，所述最佳加热井井距与最佳加热时间的关系为如下最佳加热井井距预测模型：

[0196] 
$$t_{Oh} = f(\lambda) \begin{cases} a_{71} L_{hw} + b_{71} & L_{hw} < 8m \\ a_{72} L_{hw}^3 + a_{73} L_{hw}^2 + a_{74} L_{hw} + b_{72} & L_{hw} \geq 8m \end{cases} ;$$

[0197] 其中， $t_{oh}$ 为加热井的最佳加热时间， $L_{hw}$ 为最佳加热井井距， $f(\lambda)$ 为待测页岩样品热导率测量值与计算值的比值， $a_{71}$ 、 $b_{71}$ 、 $a_{72}$ 、 $a_{73}$ 、 $a_{74}$ 、 $b_{72}$ 为经验系数；所述计算值根据热扩散系数和比热容确定。

[0198] 在一个实施例中，所述温度与页岩产出油当量的关系为如下产出油当量预测模型：

[0199]  $RQ_{BOE} = \Delta T \times ((a_8 ST + b_8) ST + c_8) + RQ_{50}$ ；

[0200] 其中， $\Delta T = |T - T_{50}|$ ； $ST = \sin(\ln(\Delta T))$ ；

[0201]  $RQ_{BOE}$ 为某一温度对应累计产出油当量占总累计产出油当量的比例；T为预设累计产出油当量对应温度； $T_{50}$ 为50%总累计产出油当量对应的温度， $^{\circ}C$ ； $RQ_{50}$ 为 $T_{50}$ 温度对应的累计生成油当量比例； $a_8$ 、 $b_8$ 、 $c_8$ 为经验系数。

[0202] 在一个实施例总，还包括：根据对多个不同页岩样品，依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立如下产出油气量比例预测模型：

[0203]  $RQ_{gas} = a_9 \ln(TR) + b_9$ ；

[0204]  $RQ_{oil} = a_{10} TR^{b_{10}}$ ；

[0205] 其中， $RQ_{gas}$ 为产出烃类气体相对于铝甄热模拟FA方法产出烃类气体的比例； $RQ_{oil}$ 为产出油相对于铝甄热模拟FA方法产出油的比例；TR为升温速率； $a_9$ 、 $b_9$ 、 $a_{10}$ 、 $b_{10}$ 为经验系数。

[0206] 在一个实施例中，预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置还包括：热器累计输入能量与加热时间关系建立单元，用于预先建立加热器累计输入能量与加热时间的关系；所述加热器累计输入能量与加热时间的关系为如下加热器累计输入能量预测模型：

[0207] 
$$E_{cum} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{instant\_ij} ;$$

[0208] 其中， $E_{cum}$ 为第n月的加热器累计输入能量， $E_{instant\_ij}$ 为第i月第j天加热器的瞬时输入能量；n为加热器累计加热时间；m为第i月的天数；

[0209]  $E_{instant\_ij}$  根据如下公式求取：

$$[0210] \quad E_{instant} = \begin{cases} a_{111} e^{b_{111} t} & t < 6 \\ a_{112} \ln(t) + b_{112} & t \geq 6 \end{cases} ;$$

[0211]  $E_{instant}$  为加热器对应加热时间  $t$  所需瞬时输入能量； $t$  为加热时间； $a_{111}$ 、 $b_{111}$ 、 $a_{112}$ 、 $b_{112}$  为经验系数。

[0212] 在一个实施例中，上述预测页岩油原位转化最佳开发方式的装置还可以包括：

[0213] 完全转化体积率确定单元，用于根据加热井井距，以及预先建立的加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系，确定研究区目的层开发井组内可转化有机质完全转化体积率；所述可转化有机质完全转化体积率为一个原位转化开发井组内，加热井连线中心温度达到所述下限温度时，有效加热区平面投影区域内可转化有机质完全为油气体积占有有效加热区平面投影区域内有效页岩体积的比例；

[0214] 可采油当量采出率确定单元，具体用于根据研究区目的层的加热井井距，布井层数，以及预先建立的加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系，确定加热井连线中心温度达到所述下限温度时，在最佳布井方式下，一个开发井组内的可采油当量采出率；所述加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系为：根据对多个不同页岩样品，依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立。

[0215] 在一个实施例中，所述加热井井距与开发井组内可转化有机质完全转化体积率的关系为如下可转化有机质完全转化体积率预测模型：

$$[0216] \quad RUV = 100 - \begin{cases} a_{131} L_{hw}^{b_{131}} + c_{131} \ln(L_{hw}) + d_1 & L_{hw} \leq 10m \\ a_{132} L_{hw}^{b_{132}} + c_{132} L_{hw} & L_{hw} > 10m \end{cases} ;$$

[0217] 其中，RUV 为可转化有机质完全转化体积率； $L_{hw}$  为加热井井距； $a_{131}$ 、 $b_{131}$ 、 $c_{131}$ 、 $d_{131}$ 、 $a_{132}$ 、 $b_{132}$ 、 $c_{132}$  为经验系数。

[0218] 在一个实施例中，所述加热井井距、布井层数与开发井组内的可采油当量采出率的关系为如下可采油当量采出率预测模型：

$$[0219] \quad EUR_{BOE} = (a_{151} L_{hw}^2 + a_{152} L_{hw} + a_{153}) NL + (a_{154} L_{hw} + a_{155}) L_{hw} + a_{156} ;$$

[0220] 其中， $EUR_{BOE}$  为可采油当量采出率； $L_{hw}$  为加热井井距；NL 为加热井的布井层数； $a_{151}$ 、 $a_{152}$ 、 $a_{153}$ 、 $a_{154}$ 、 $a_{155}$ 、 $a_{156}$  为经验系数。

[0221] 本发明实施例还提供了一种计算机设备，包括存储器、处理器及存储在存储器上并可在处理器上运行的计算机程序，所述处理器执行所述计算机程序时实现上述预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法。

[0222] 本发明实施例还提供了一种计算机可读存储介质，所述计算机可读存储介质存储有执行上述预测页岩油原位转化最佳开发方式的方法的计算机程序。

[0223] 本发明实施例提供的技术方案达到的有益技术效果为：

[0224] 首先，根据对多个不同页岩样品，依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了升温速率与页岩中可转化有机质完全转化为油气所需的下限温度的关系，以及最佳加热井井距与最佳加热时间的关系，解决了现有技术中无法确定不同加热井井距布井方式下的下限温度和最佳加热井井距的难题。因此，根据该升温速率与下限温度的关系，以及最佳加热井井距与最佳加热时间的关系，可以得到最优参数：下限温度和最佳加热井井距。

[0225] 其次,根据对多个不同页岩样品,依据原位转化开发条件开展热模拟实验预先建立了温度与页岩产出油当量的关系,解决了原位转化过程中不同区域由于温度不同无法优化产出油气量的技术难题。因此,根据该温度与页岩产出油当量的关系,可以得到最优参数:产出油当量。

[0226] 接着,根据外围加热井的有效加热区边界,确定最佳布井方式,因此得到了最优参数:最佳布井方式。

[0227] 另外,还建立了加热器瞬时输入能量预测模型、加热器累计输入能量预测模型、可转化有机质完全转化体积率预测模型、可采油当量采出率预测模型等模型,从而确定了其他最优参数:加热器输入能量、可转化有机质完全转化体积率、可采油当量采出率等最优参数。

[0228] 综上,本发明实施例提供的技术方案根据对页岩油原位转化开发过程中的关键参数进行优化得到的最优参数,确定页岩油原位转化最佳开发方式,降低了开发成本,为页岩油原位转化开发提供了科学的指导。

[0229] 本领域内的技术人员应明白,本发明的实施例可提供为方法、系统、或计算机程序产品。因此,本发明可采用完全硬件实施例、完全软件实施例、或结合软件和硬件方面的实施例的形式。而且,本发明可采用在一个或多个其中包含有计算机可用程序代码的计算机可用存储介质(包括但不限于磁盘存储器、CD-ROM、光学存储器等)上实施的计算机程序产品的形式。

[0230] 本发明是参照根据本发明实施例的方法、设备(系统)、和计算机程序产品的流程图和/或方框图来描述的。应理解可由计算机程序指令实现流程图和/或方框图中的每一流程和/或方框、以及流程图和/或方框图中的流程和/或方框的结合。可提供这些计算机程序指令到通用计算机、专用计算机、嵌入式处理机或其他可编程数据处理设备的处理器以产生一个机器,使得通过计算机或其他可编程数据处理设备的处理器执行的指令产生用于实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能的装置。

[0231] 这些计算机程序指令也可存储在能引导计算机或其他可编程数据处理设备以特定方式工作的计算机可读存储器中,使得存储在该计算机可读存储器中的指令产生包括指令装置的制品,该指令装置实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能。

[0232] 这些计算机程序指令也可装载到计算机或其他可编程数据处理设备上,使得在计算机或其他可编程设备上执行一系列操作步骤以产生计算机实现的处理,从而在计算机或其他可编程设备上执行的指令提供用于实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能的步骤。

[0233] 以上所述仅为本发明的优选实施例而已,并不用于限制本发明,对于本领域的技术人员来说,本发明实施例可以有各种更改和变化。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。

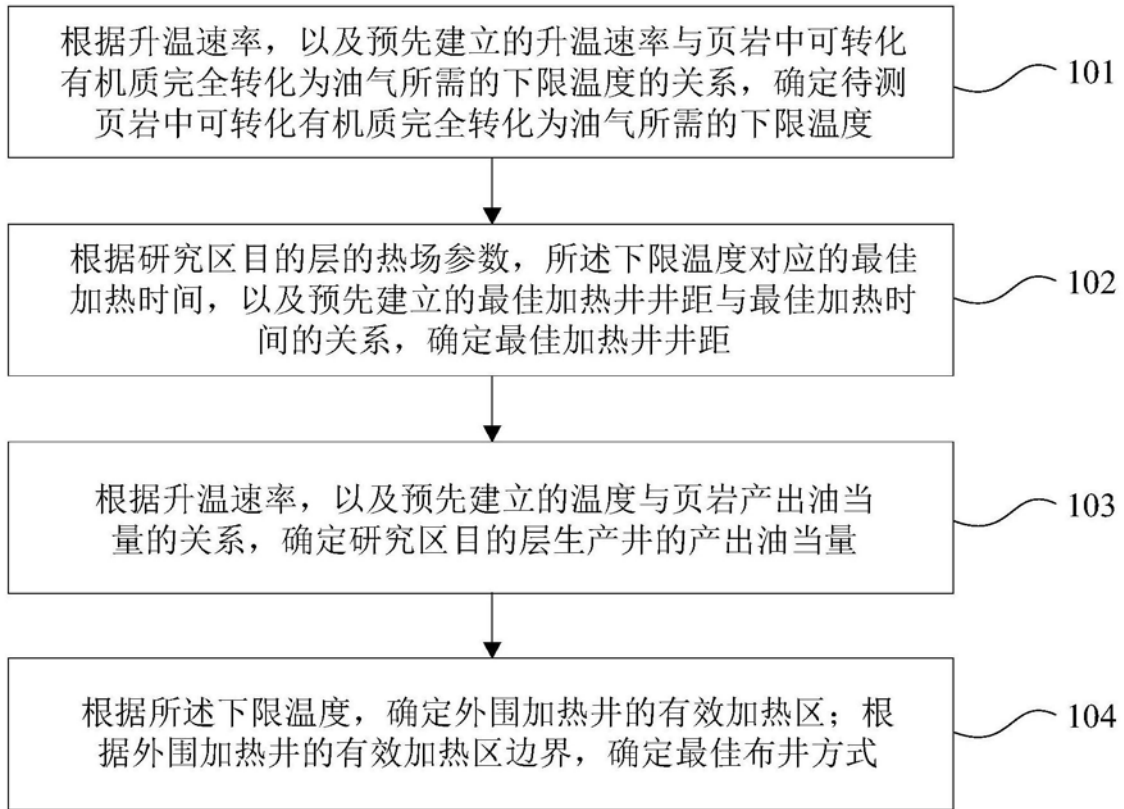


图1

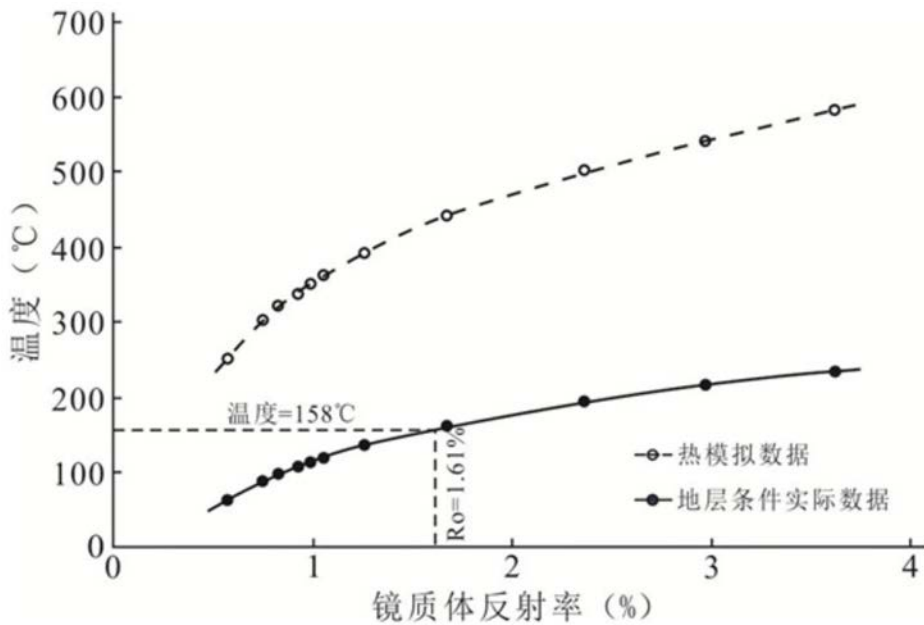


图2A

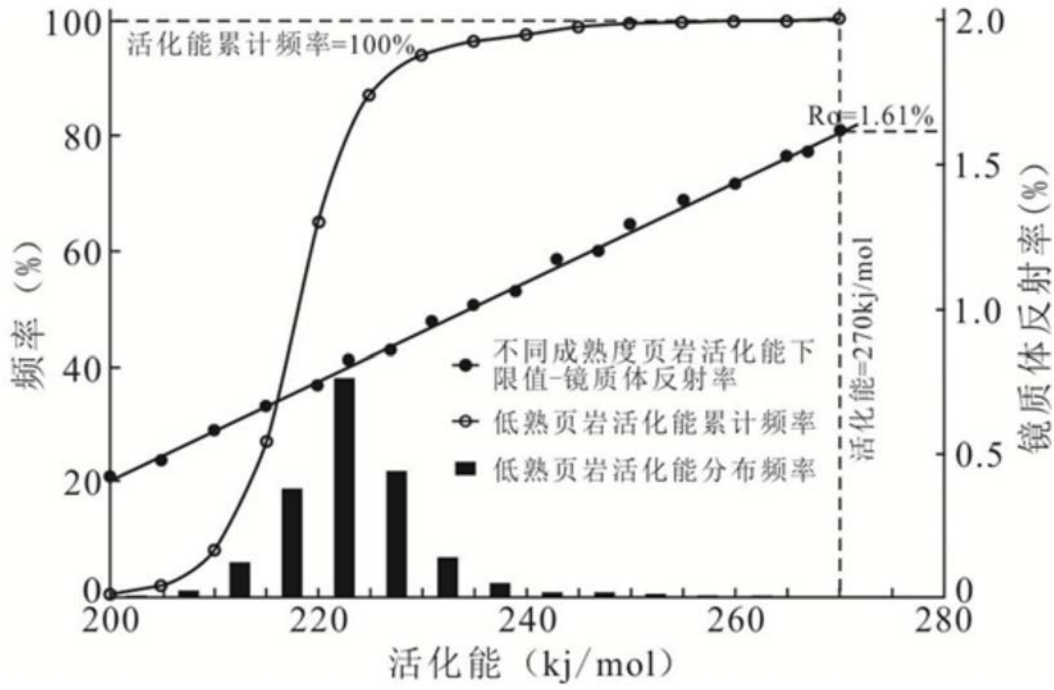


图2B

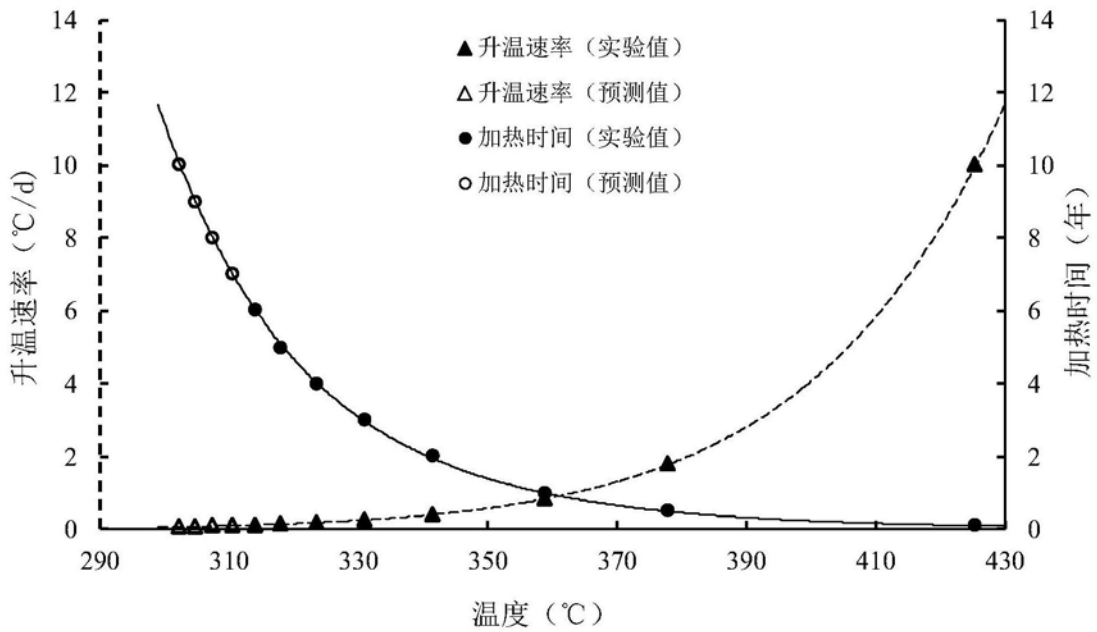


图3



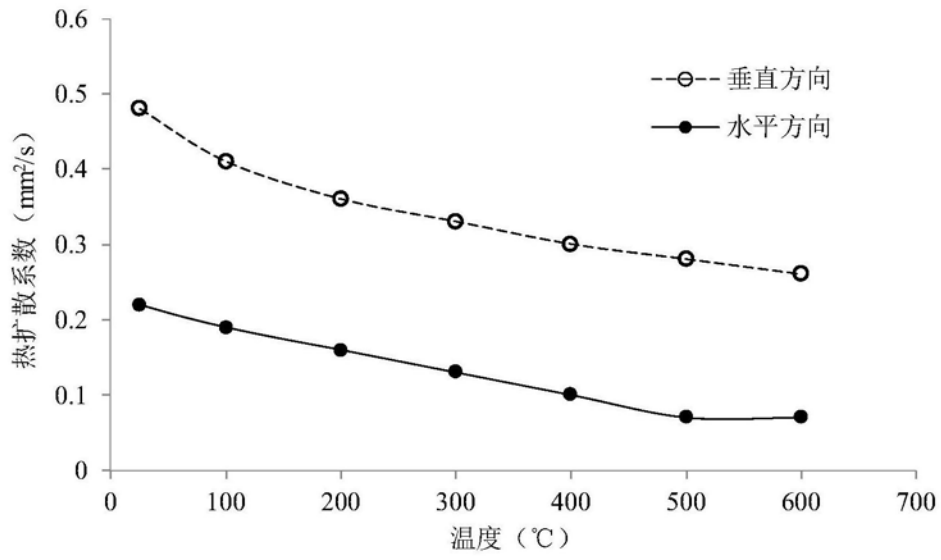


图4

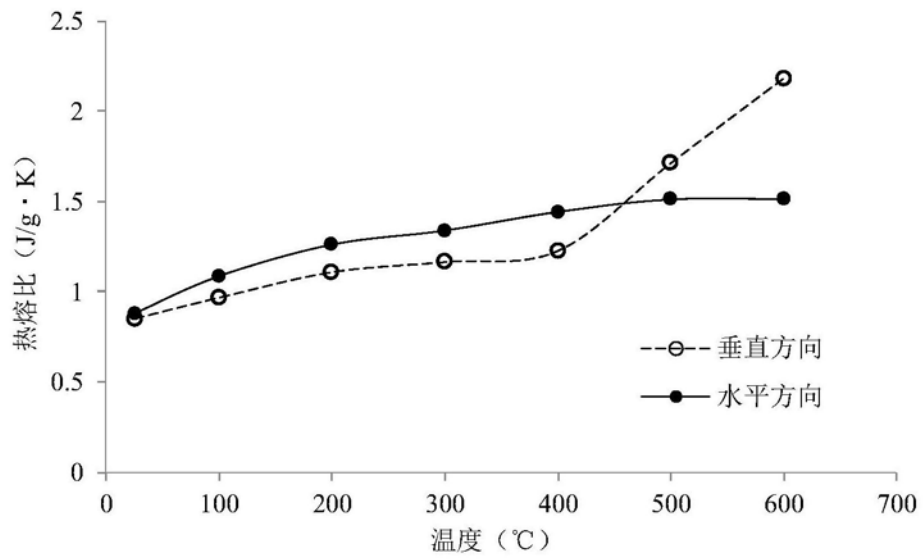


图5

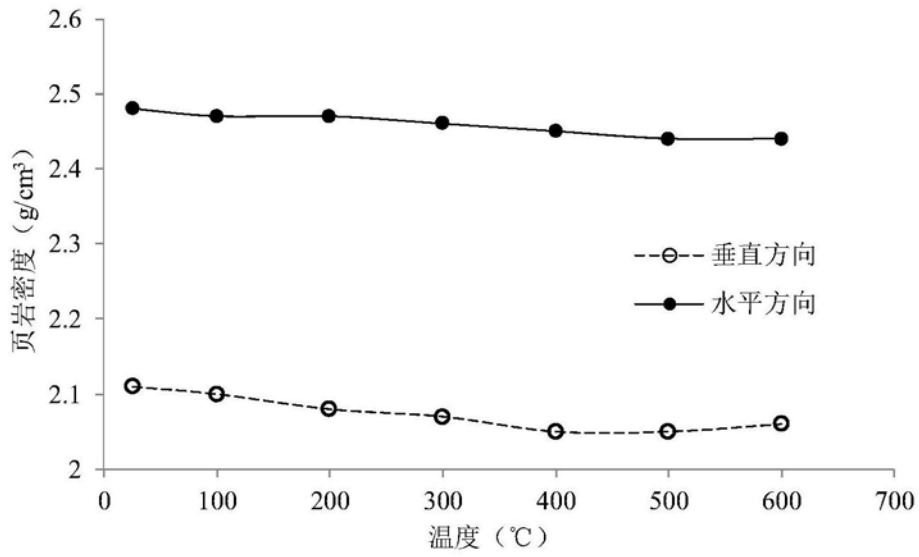


图6

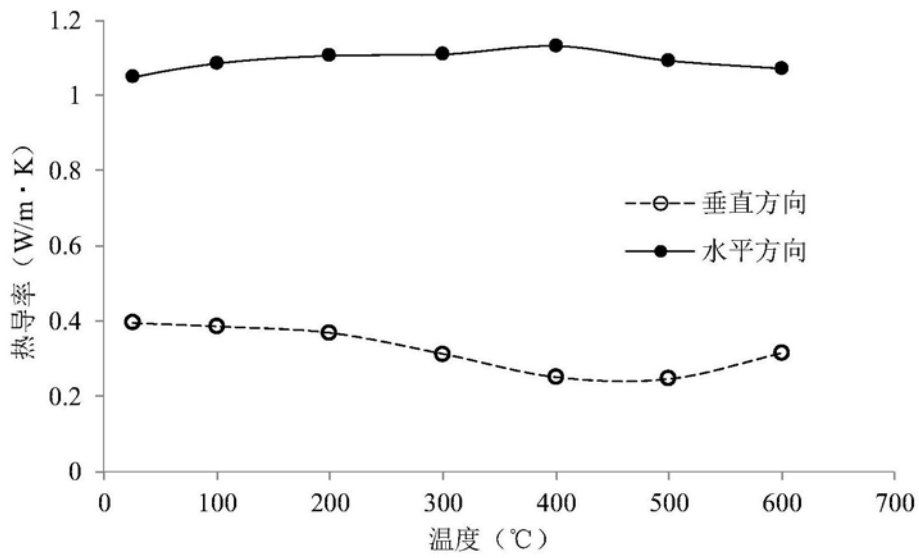


图7

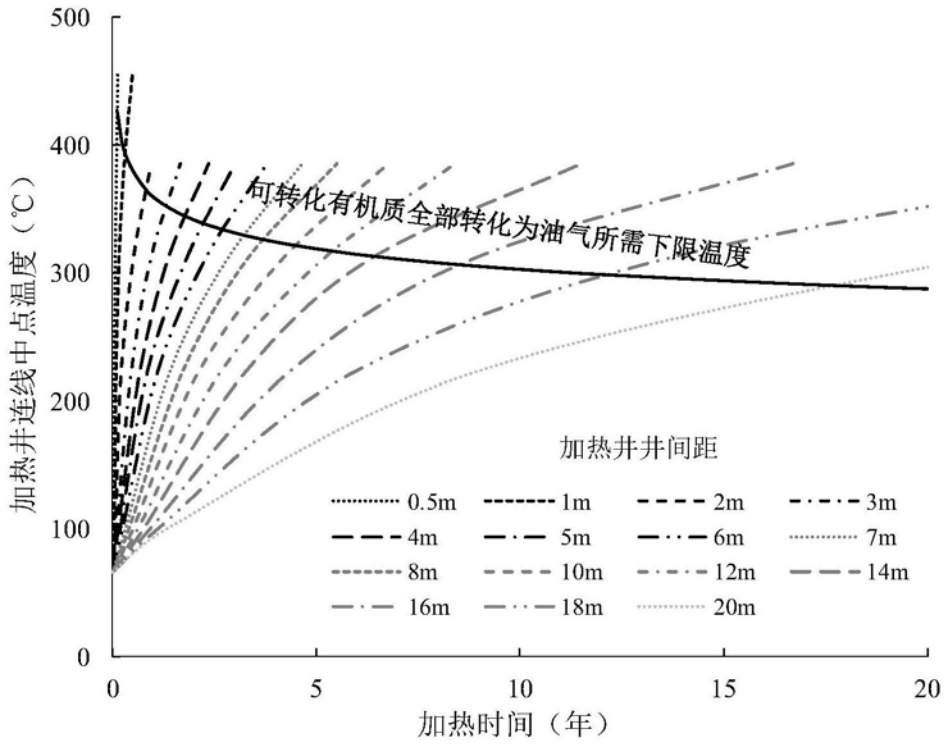


图8

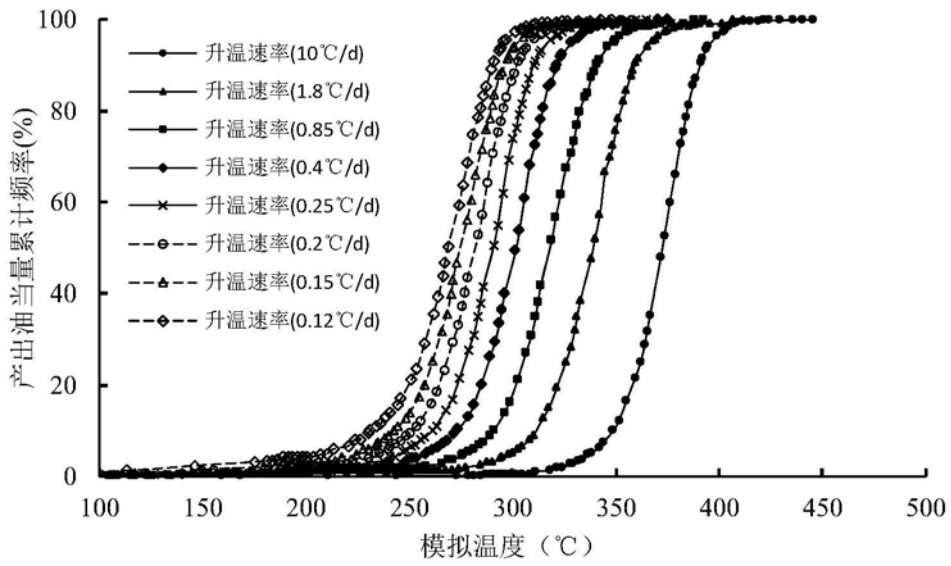


图9

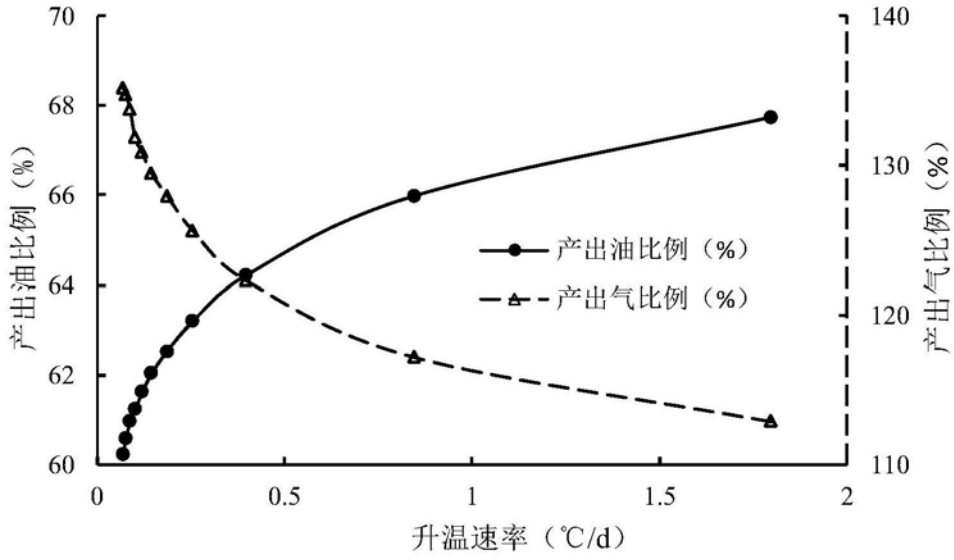


图10

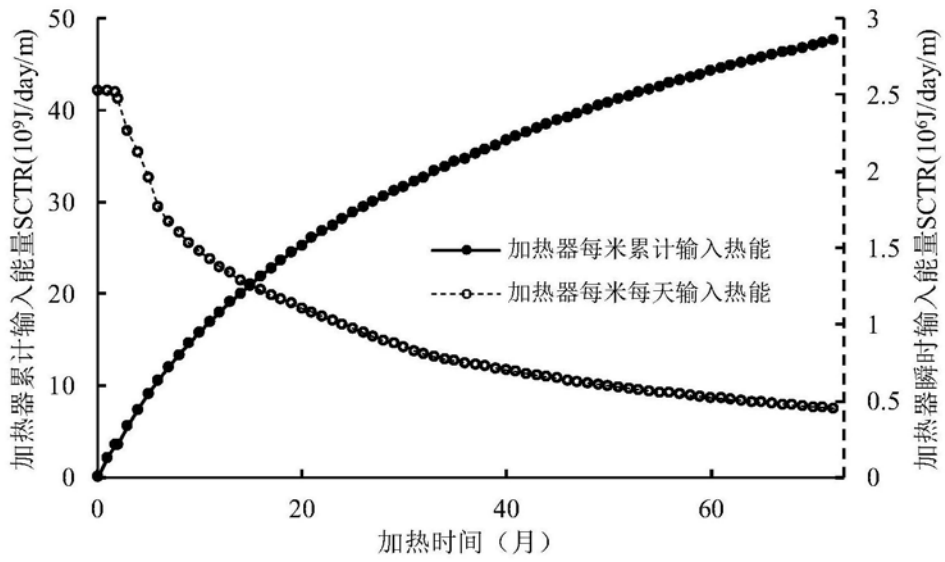


图11

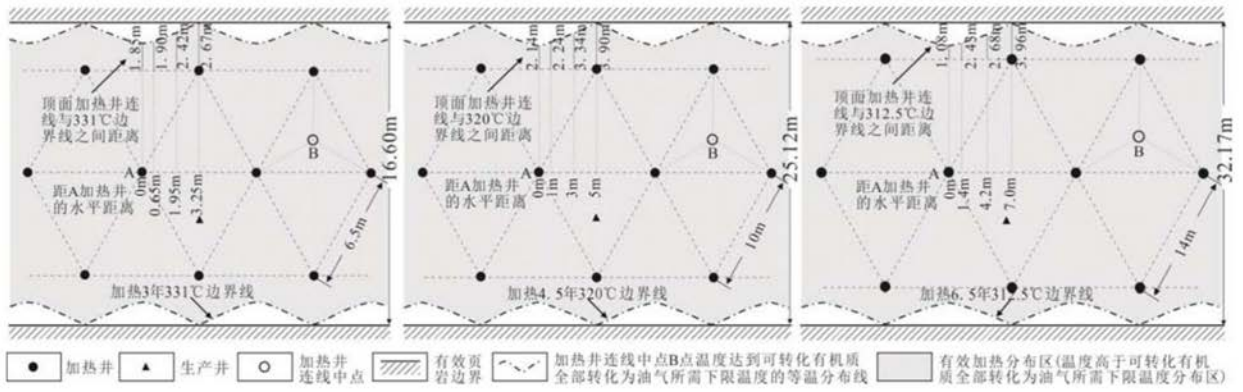


图12

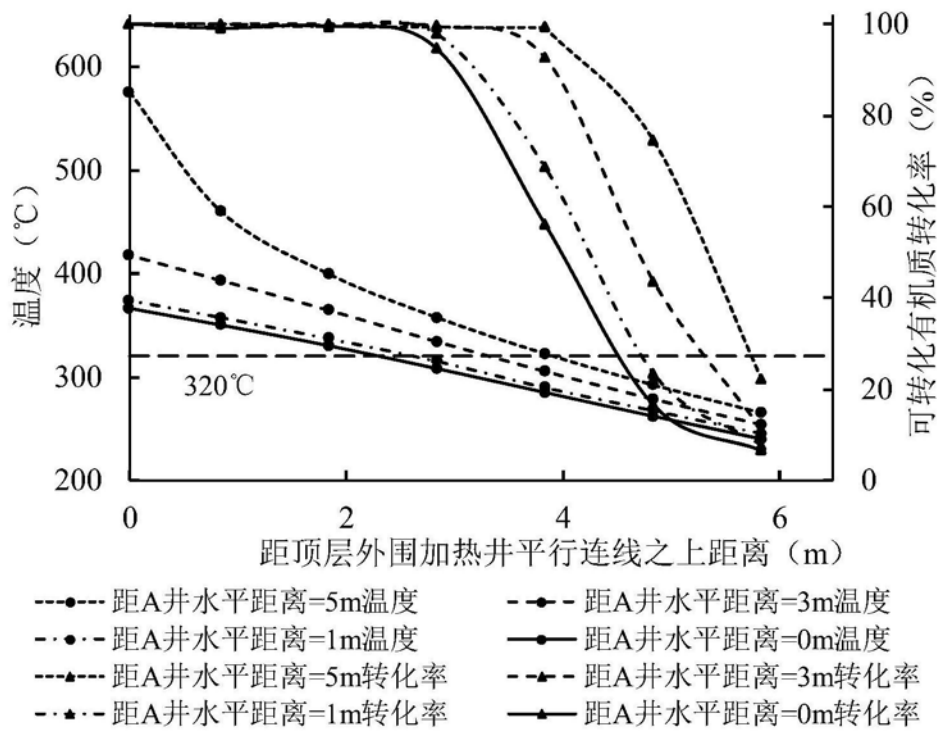


图13

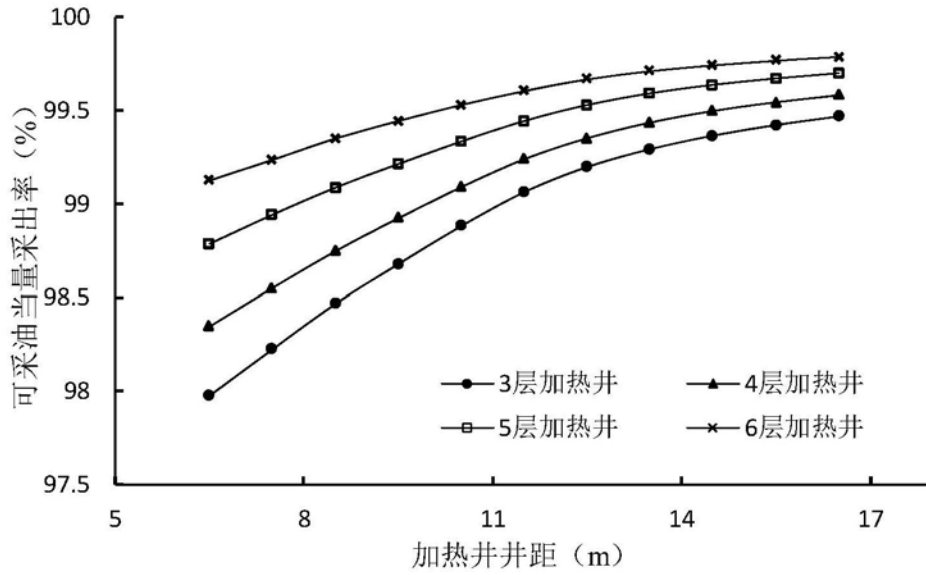


图14

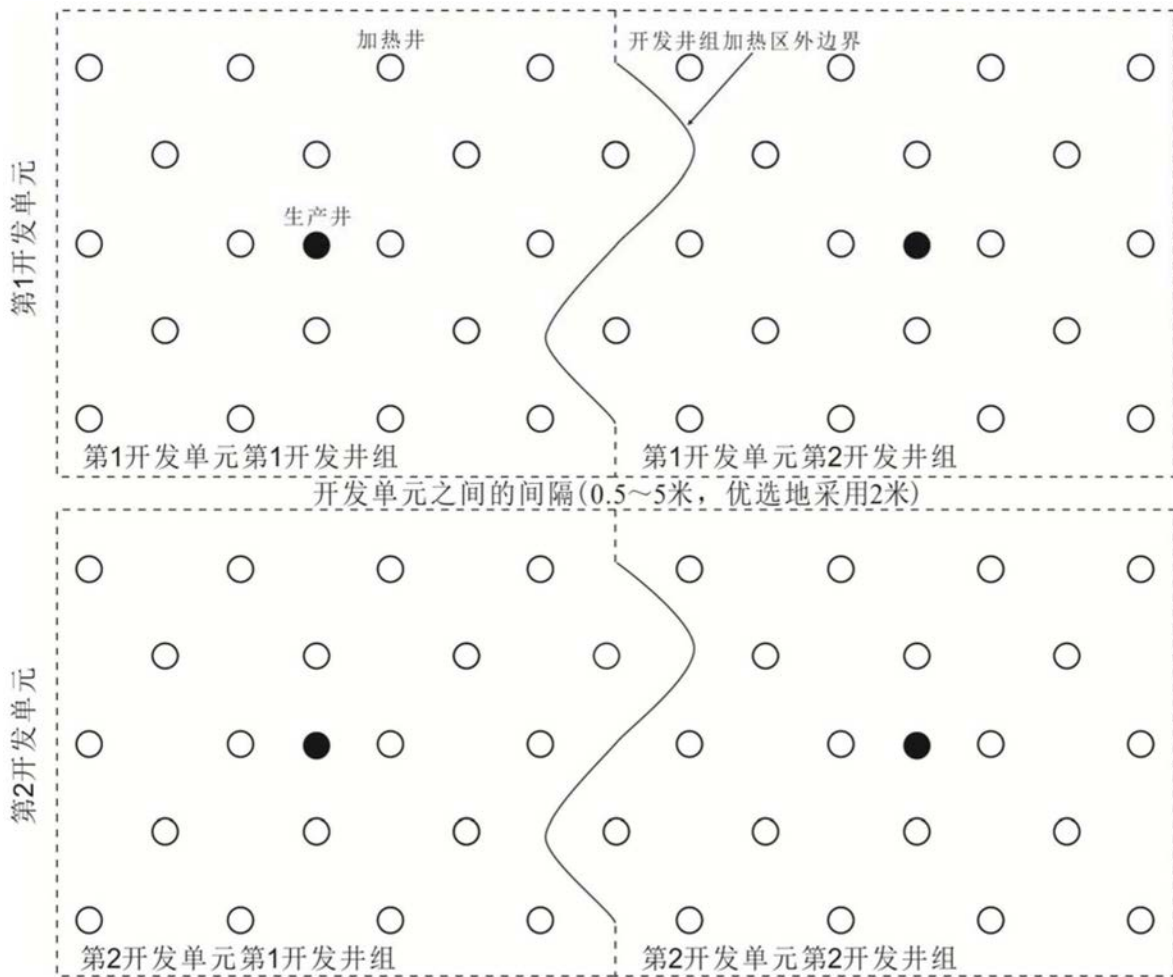


图15

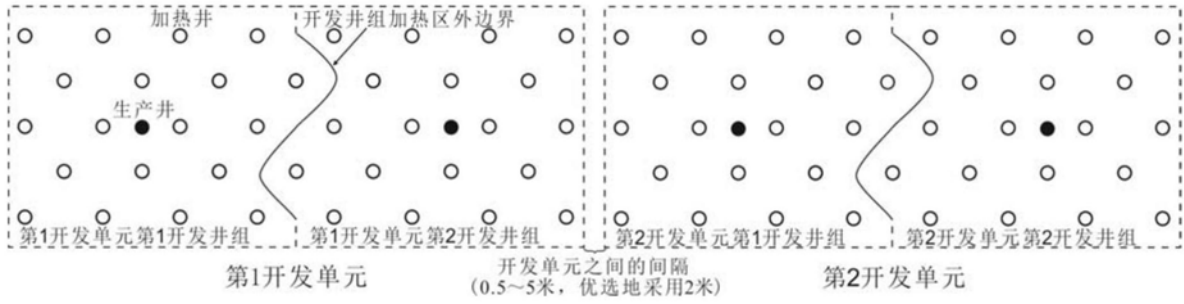


图16

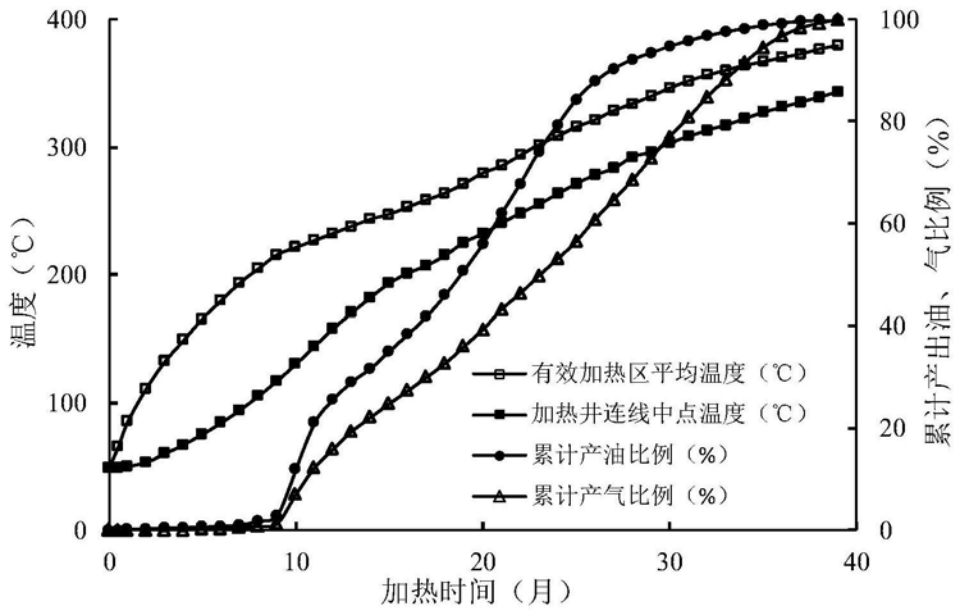


图17

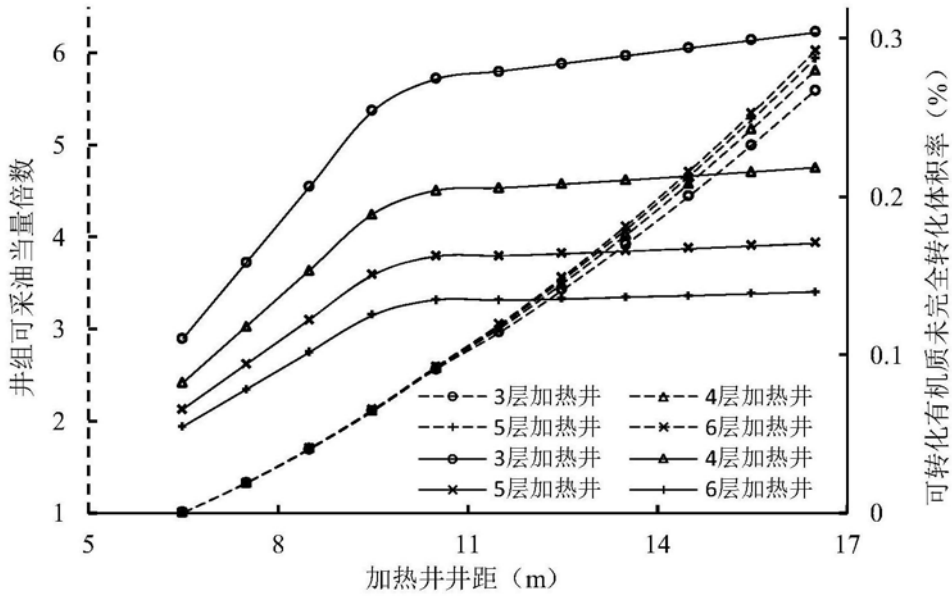


图18

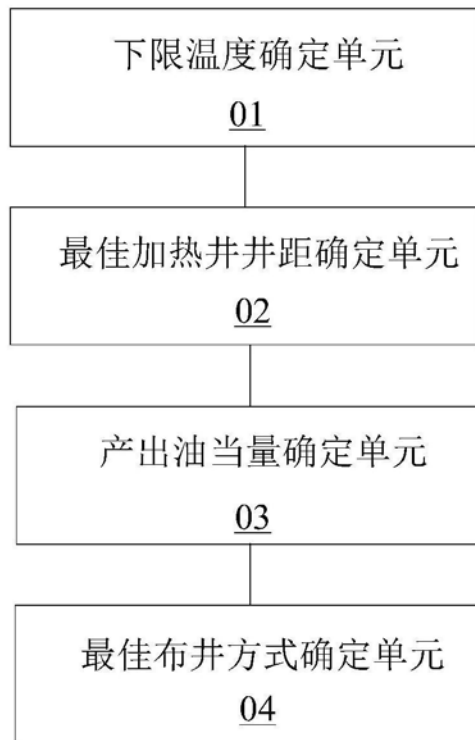


图19