



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 103485753 B

(45) 授权公告日 2016. 04. 06

(21) 申请号 201310431975. 5

审查员 李彩琴

(22) 申请日 2013. 09. 18

(73) 专利权人 张方礼

地址 124010 辽宁省盘锦市兴隆台区石油大街 95 号

(72) 发明人 张方礼 龚姚进 刘其成 赵庆辉
刘宝良 张勇 贾大雷 刘敬
蔡庆华 胡军

(51) Int. Cl.

E21B 43/24(2006. 01)

(56) 对比文件

- CN 103032057 A, 2013. 04. 10,
- CN 202381062 U, 2012. 08. 15,
- CN 101476458 A, 2009. 07. 08,
- CN 202273662 U, 2012. 06. 13,
- WO 9840605 A1, 1998. 09. 17,
- CN 102748018 A, 2012. 10. 24,

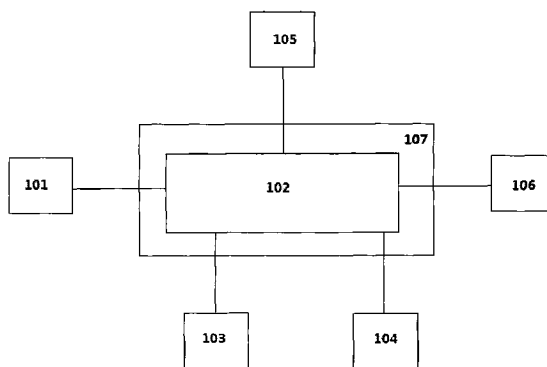
权利要求书2页 说明书10页 附图4页

(54) 发明名称

底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置及其使用方法

(57) 摘要

本发明公开了底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置及其使用方法,所述装置包括注入单元、模型本体、底水温度控制单元、底水压力控制单元、模型保温单元、产出计量单元、数据采集与图像处理单元等 7 个部分。本发明用于探索底水油藏蒸汽驱油机理,认识油藏的底水对蒸汽驱开采效果影响,底水稠油油藏蒸汽驱的温度场发育特征、生产特征,指导底水稠油油藏蒸汽驱开发。



1. 一种底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,其包括注入单元、模型本体、底水温度控制单元、底水压力控制单元、模型保温单元、产出计量单元和数据采集与图像处理单元;

注入单元,用于向模型本体内注入可调节注入速度、温度及干度的湿蒸汽,注入速度范围为 $20\text{cm}^3/\text{min} \sim 100\text{cm}^3/\text{min}$ 、温度范围为 $120^\circ\text{C} \sim 350^\circ\text{C}$ 、干度范围为 $20\% \sim 80\%$;

模型本体,用于模拟实际油藏,模型本体可径向 360° 、轴向 45° 翻转,可模拟任意角度地层倾角;

底水温度控制单元,用于控制底水体的温度,具有升温、降温、恒温功能;

底水压力控制单元,用于控制底水体的底水的压力,底水压力反映底水体能量的大小,具有恒定压力及压力递减的功能;

模型保温单元,用于给模型本体升温并恒温控制,模拟油藏的初始温度条件,即油藏未开采前的温度;

产出计量单元,将模型本体产出流体经冷却后收集于量筒中,计量产油量、产液量,用于模拟生产井的压力控制;用来分析注蒸汽采油的生产动态特征,即产油量、产液量、含水率、油气比、采出程度与时间的关系;其中油气比为注蒸汽开发油藏时,注入多少吨蒸汽才能开采一吨原油的比值;采出程度为一个油藏开发至任一时间内累积采油量占原始地质储量的百分数;

数据采集与图像处理单元,用于控制底水压力、注采压差变化,模型本体内温度、压力监测,并在计算机实时生成温度场、压力场图;

其中,所述模型本体包括模型本体外壳、隔热层、底水层和边水层、前后盖板、石墨垫、紧固螺栓、模拟注入井、模拟生产井、温度传感器、压力传感器及温度传感器接口和压力传感器接口;该模型本体外壳为不锈钢板焊接而成的长方体壳体且在长方体壳体前面板及后面板上分别设置法兰及盖板;前面板上的盖板上无接口,后面板上的盖板上模拟注入井、模拟生产井、热线偶和引压管接口;前面板上的盖板及后面板上的盖板与模型本体外壳法兰之间采用石墨垫,通过紧固螺栓进行密封;模型本体外壳的内侧四周为隔热层,采用了耐高温无机粘结剂进行涂敷与粘结憎油水的绝热材料;

模拟注入井、模拟生产井均为直径为 6mm 的不锈钢管;在模拟注入井和模拟生产井上面开槽模拟现场注入井、生产井的射孔井段,开槽的位置按照现场注入井、生产井的射孔井段经比例模化后确定;油层内布设热电偶和压力测点,热电偶和压力测点横向间距 5cm ,热电偶和压力测点纵向间距 2.5cm ;模型本体内部边水层、底水层之外的部分为“油层”,用于实时监测蒸汽驱物理模拟试验中的温度场、压力场发育状况;温度传感器在油层内部分布 9×21 支,在底水层、边水层分布各 1 支;所述的压力传感器在油层内部分布 5×6 支,在底水层、边水层分布各 1 支;

所述注入单元包括水源、流量精度不大于 1.0% 的高精度流量泵、可控干度蒸汽发生器,水源连接高精度流量泵的入口端,高精度计量泵的出口端连接可控干度蒸汽发生器的入口端,可控干度蒸汽发生器的出口端连接模型本体的模拟注入井入口端;可控干度蒸汽发生器蒸汽出口距离注入井 0.5 米以内。

2. 根据权利要求 1 所述的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,其特征在于,在长方体壳体前面板及后面板上分别设置的法兰数量为两个。

3. 根据权利要求 1 所述的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,其特征在于,边水层与模型本体的模拟注入井位于同侧,底水层位于模型本体的下部。

4. 根据权利要求 1 所述的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,其特征在于,边水层与模型本体的模拟生产井位于同侧,底水层位于模型本体的下部。

5. 根据权利要求 1 所述的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,其特征在于,所述底水温度控制单元包括换热器、管路、循环水浴,换热器位于底水层的内部,边水层位于模型本体内的一侧,底水层位于模型本体内的底部,循环水浴位于模型本体后方,循环水浴的出口端与换热器的入口段连接,换热器的出口端与循环水浴的入口端连接,循环水浴、换热器、管路构成回路,实现水循环,用于控制底水的温度。

6. 一种使用权利要求 1-5 之任一所述的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置的方法,其包括如下步骤:

第一步,建立底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模型:安装模拟注入井、模拟生产井、底水温度控制单元、底水压力控制单元,底水层位于模型本体内的底部,填装油层砂,安装模型本体前盖板,上紧螺栓密封;

第二步,流程连接:注入单元与模型本体的模拟注入井连接,产出计量单元与模型本体的模拟生产井连接,压力传感器、温度传感器、数据采集模块、依次与微机连接;模拟注入井与注入单元连接,模拟生产井与产出计量单元连接;

第三步,建立油藏初始温度条件:启动模型保温单元,给模型本体升温并恒温控制,模拟油藏的初始温度条件;

第四步,模拟油层饱和水,测定油层的孔隙体积;

第五步,模拟油层饱和油,启动底水压力控制单元,控制底水的压力,得到模拟油层初始含油饱和度及模拟油层的初始压力条件;

第六步,注蒸汽采油,注入速度为 $20 \sim 100\text{cm}^3/\text{min}$ 、温度为 $120 \sim 350^\circ\text{C}$ 、干度为 $20 \sim 80\%$ 的湿蒸汽,产出计量单元收集产出流体;底水压力控制依据油田现场生产压力的变化情况进行;

第七步,产出流体分离,计量产出油量、产出水量、产出液量、油气比、采出程度;

第八步,分析注蒸汽采油的生产动态特征,即产油量、产液量、含水率、油气比、采出程度与时间的关系曲线规律。

底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置及其使用方法

技术领域

[0001] 本发明属于地球物理勘探领域,涉及物理勘探的数值处理及模拟技术,具体为一种底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置及其使用方法。

背景技术

[0002] 稠油开采中常用的一种方法是注蒸汽热采,其中蒸汽吞吐是注蒸汽热采中的重要方式。蒸汽吞吐是向一口生产井短期内连续注入一定数量的蒸汽,关井数天后,再开井生产。由于蒸汽吞吐注汽时间短、见效快、经济效益好,国内外常把蒸汽吞吐作为蒸汽驱前的一种开采方式应用。注蒸汽热采的另一方式是蒸汽驱,将蒸汽注入到一口或多口井中,将地下粘度较大的稠油加热降粘,然后在蒸汽蒸馏的作用下,把原油驱向邻近多口生产井采出。蒸汽驱是目前应用较多的热采技术,它一定程度上克服了蒸汽吞吐加热半径有限的弱点,能够持续给地层提供热量,是蒸汽吞吐后提高采收率的有效方法之一。

[0003] 我国大部分稠油属于热采技术的边际油藏,开发难度很大,主要体现在:油层埋藏深(主要在900m~1400m),不能保证井底高干度注汽;此外油层的边底水活跃,油藏吞吐降压易造成水淹,开发效果差。特别是,目前我国大部分稠油已进入蒸汽吞吐开发后期,处于低产低效阶段,边底水的影响更是巨大,因此亟待转换开发方式。

[0004] 室内比例物理模拟研究是稠油注蒸汽热采油藏工程研究的重要内容之一,比例物理模型与油田原型之间在长度比、力比、速度比、温差比以及浓度差之比,都具有相同的数值。因而能准确的反映整个油藏或部分(单元)油藏中采油过程的动态特征和注入流体的波及效率特征,并广泛的应用于机理研究、优化井网配置、注采参数的指标及技术政策界限,预测现场实施效果,为油藏开发方案设计、现场合理实施提供可靠的依据。但是,现有的稠油油藏蒸汽驱比例物理模拟装置,在物理模拟实验存在着以下缺点或不足:

[0005] (1) 不具有边水、底水或边底水的模拟单元,不能开展边底水油藏蒸汽驱物理模拟实验研究,边底水对蒸汽驱开发效果的影响不清楚,直接影响了边底水油藏采油工艺的发展;

[0006] (2) 低压模型压力只有0.1MPa,与蒸汽驱油藏条件差别较大,不能全面反映稠油油藏蒸汽驱的生产特征;

[0007] (3) 高压模型压力可达几十MPa,但模型必须置于高压舱内,操作复杂,试验周期长,限制了物理模拟研究的进度,同时需要耗费大量的人力、物力。

[0008] 为了适应现实油藏开发的需要,亟需一种能够客观反映地层油藏实际情况的地球物理勘探技术。

发明内容

[0009] 为解决上述问题,本发明提供一种底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置及其使用方法。

[0010] 依据本发明的第一技术方案,一种底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置包

括注入单元、模型本体、底水温度控制单元、底水压力控制单元、模型保温单元、产出计量单元、数据采集与图像处理单元等 7 个部分；

[0011] 注入单元,用于向模型本体内注入可调节注入速度、温度及干度的湿蒸汽,注入速度范围为 $20\text{cm}^3/\text{min} \sim 100\text{cm}^3/\text{min}$ 、温度范围为 $120^\circ\text{C} \sim 350^\circ\text{C}$ 、干度范围为 $20\% \sim 80\%$;模型本体,用于模拟实际油藏,模型本体可径向 360° 、轴向 45° 翻转,可模拟任意角度地层倾角 ;底水温度控制单元,用于控制底水体的温度,具有升温、降温、恒温功能 ;底水压力控制单元,用于控制底水体的底水的压力,底水压力反映底水体能量的大小,具有恒定压力及压力递减的功能 ;

[0012] 模型保温单元,用于给模型本体升温并恒温控制,模拟油藏的初始温度条件,即油藏未开采前的温度 ;产出计量单元,用于模拟生产井的压力控制,产出流体经冷却后收集于量筒中,计量产油量、产液量 ;用于分析注蒸汽采油的生产动态特征,即产油量、产液量、含水率、油气比、采出程度与时间的关系 ;其中油气比为注蒸汽开发油藏时,注入多少吨蒸汽才能开采一吨原油的比值 ;采出程度为一个油藏开发至任一时间内累积采油量占原始地质储量的百分数 ;数据采集与图像处理单元,用于控制底水压力、注采压差变化,模型本体内温度、压力监测,并在计算机实时生成温度场、压力场图,控制底水压力、注采压差变化。

[0013] 具体地,模型本体包括模型本体外壳、隔热层、底水层和边水层、前后盖板、石墨垫、紧固螺栓(密封组件)、模拟注入井、模拟生产井、温度传感器、压力传感器及温度传感器接口和压力传感器接口 ;该模型本体外壳为不锈钢板焊接而成的长方体壳体且在长方体壳体前面板及后面板上分别设置法兰及盖板 ;前面板上的盖板上无接口,后面板上的盖板上模拟注入井、模拟生产井、热线偶和引压管接口 ;前面板上的盖板及后面板上的盖板与模型本体外壳法兰之间采用石墨垫,通过紧固螺栓进行密封 ;模型本体外壳的内侧四周为隔热层,采用了耐高温无机粘结剂进行涂敷与粘结憎油水的绝热材料。

[0014] 优选地,在长方体壳体前面板及后面板上分别设置的法兰数量为两个。

[0015] 进一步地,边水层与模型本体的注入井位于同侧,底水层位于模型本体的下部。

[0016] 优选地,边水层与模型本体的采出井位于同侧,底水层位于模型本体的下部。

[0017] 优选地,模拟注入井、模拟生产井为直径为 6mm 的不锈钢管。上面开槽模拟现场注入井、生产井的射孔井段,开槽的位置按照现场注入井、生产井的射孔井段经比例模化后确定。油层内布设热电偶和压力测点(热电偶和压力测点横向间距 5cm ,热电偶和压力测点纵向间距 2.5cm 。模型本体内部边水层、底水层之外的部分为“油层”),用于实时监测蒸汽驱物理模拟试验中的温度场、压力场发育状况。

[0018] 温度传感器在油层内部分布 9×21 支,在底水层、边水层或底水层分布各 1 支。的压力传感器在油层内部分布 5×6 支,在底水层、边水层或底水层分布各 1 支。

[0019] 进一步地,注入单元包括水源、高精度流量泵(流量精度不大于 1.0%)、可控干度蒸汽发生器,水源连接高精度流量泵的入口端,高精度计量泵的出口端连接可控干度蒸汽发生器的入口端,可控干度蒸汽发生器的出口端连接模型本体的模拟注入井入口端 ;可控干度蒸汽发生器蒸汽出口距离模拟注入井 0.5 米以内。

[0020] 优选地,底水温度控制单元包括换热器、管路、循环水浴,换热器位于底水层(边水层位于模型本体内的一侧,底水层位于模型本体内的底部)的内部,循环水浴位于模型本体后方,循环水浴的出口端与换热器的入口段连接,换热器的出口端与循环水浴的入口

端连接,循环水浴、换热器、管路构成回路,实现水循环,用于控制底水的温度。

[0021] 优选地,底水压力控制单元包括压力传感器、缓冲容器、高精度流量泵,缓冲容器和高精度计量泵(流量精度不大于1.0%)位于模型本体的右侧,底水层的入口端与缓冲容器的出口端连接,缓冲容器上端连接压力表,缓冲容器的入口端与高精度计量泵的出口端连接。

[0022] 优选地,模型保温单元包括温度传感器、加热器、保温套、温度控制器,保温套位于模型本体的外部,加热器保温套内部的相对侧面,温度控制器位于模型本体的一侧,温度传感器、加热器与温度控制器连接。

[0023] 优选地,产出计量单元包括冷却器、回压阀、液体收集器(量筒),采出井的出口端与回压阀的入口端连接,回压阀上部连接气源、压力表,回压阀下部的出口端下面放置量筒,量筒收集产出流体。

[0024] 优选地,数据采集与图像处理单元包括硬件和软件两部分,硬件包括温度传感器、压力传感器、数据采集模块、微机,温度传感器、压力传感器的信号线与数据采集模块连接,数据采集模块与微机连接。

[0025] 依据本发明第二技术方案,提供一种底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置的使用方法:

[0026] 第一步,建立底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模型。安装模拟注入井、模拟生产井、底水温度控制单元、底水压力控制单元,底水层位于模型本体内的底部,填装油层砂,安装模型本体前盖板,上紧螺栓密封;

[0027] 第二步,流程连接。注入单元与模型本体的模拟注入井连接,产出计量单元与模型本体的模拟生产井连接,压力传感器、温度传感器、数据采集模块、依次与微机连接。模拟注入井与注入单元连接,模拟生产井与产出计量单元连接;

[0028] 第三步,建立油藏初始温度条件。启动模型保温单元,给模型本体升温并恒温控制,模拟油藏的初始温度条件;

[0029] 第四步,模拟油层饱和水,测定油层的孔隙体积;

[0030] 第五步,模拟油层饱和油,启动底水压力控制单元,控制底水的压力,得到模拟油层初始含油饱和度及模拟油层的初始压力条件;

[0031] 第六步,注蒸汽采油,注入速度为(20~100cm³/min)、温度为(120~350℃)、干度为(20~80%)的湿蒸汽,产出计量单元收集产出流体。底水压力控制依据油田现场生产压力的变化情况进行;

[0032] 第七步,产出流体分离。计量产出油量、产出水量、产出液量、油气比、采出程度;

[0033] 第八步,分析注蒸汽采油的生产动态特征。即产油量、产液量、含水率、油气比、采出程度与时间的关系曲线规律。

[0034] 本发明的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置及使用方法,用于探索底水油藏蒸汽驱油机理,认识油藏的边水、底水或底水对蒸汽驱开采效果影响,边水、底水或底水稠油油藏蒸汽驱的温度场发育特征、生产特征,指导边水、底水或底水稠油油藏蒸汽驱开发。本发明与现有技术相比,具有以下优点:

[0035] (1) 实现了边水、底水或底水稠油油藏蒸汽驱物理模拟;

[0036] (2) 可模拟五点、七点、九点、行列井网,直井-水平井组合,模型本体可径向

360°，轴向 45° 翻转，可模拟地层倾角。

[0037] (3) 模型本体隔热、注采井保温隔热结构独创。在温度高达 350℃条件下，油层向盖、底层传热传质模拟准确。

[0038] (4) 实现了蒸汽吞吐、蒸汽驱联动物理模拟，同时可开展分层注汽、分层采油及合注分采、分注合采的物理模拟实验。

[0039] (5) 底水压力、温度可控；

[0040] (6) 注入蒸汽干度可控；

[0041] (7) 依据相似理论计算和模拟油藏弹性能大小，客观描述蒸汽吞吐动态特征、采出程度及剩余油分布特征。

附图说明

[0042] 图 1 是依据本发明的边底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置示意图；

[0043] 图 2 是五点井网布置示意图；

[0044] 图 3 是七点井网布置示意图；

[0045] 图 4 是九点井网布置示意图；

[0046] 图 5 是行列井网布置示意图；

[0047] 图 6 是直井 - 水平井井网布置示意图；

[0048] 图 7 是注入单元示意图；

[0049] 图 8 是模型本体示意图；

[0050] 图 9 是边底水温度控制单元示意图；

[0051] 图 10 是边底水压力控制单元示意图；

[0052] 图 11 是模型保温控制单元示意图；

[0053] 图 12 是产出计量单元示意图；

[0054] 图 13 是数据采集与图像处理单元示意图。

具体实施方式

[0055] 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，所描述的实施例仅仅是本发明的一部分实施例，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。

[0056] 在附图中，附图标记指示如下：101 注入单元、102 模型本体、103 底水温度控制单元、104 底水压力控制单元、105 数据采集与图像处理单元、106 产出计量单元、107 模型保温控制单元、701 水源、702 高压计量泵、703 蒸汽发生器、801 模拟注入井、802 边水、803 边水渗透层、804 模型本体隔热层、805 底水、806 螺栓、807 模拟生产井、808 压力监测点（导压管）、809 温度监测点（热电偶）、810 底水渗透层 901 循环水浴、902 底水、903 第一温度传感器、904 换热器、1001 压力传感器、1002 第一压力表、1003 缓冲容器、1004 边水、1005 高压计量泵、1101 第二温度传感器、1102 第三温度控制器、1103 中心旋转轴、1104 保温套、1105 模型本体、1106 加热器、1201 模型本体、1202 模拟生产井、1203 回压阀、1204 第二压力表、1205 气源、1206 冷却器、1207 量筒、1301 微机、1302 数据采集模块、1303 压力传感器、1304

第四温度传感器。在图 2-5 中，“△”表示注入井、“○”表示生产井。图 6 中，“-”表示水平井“○”表示直井。

[0057] 更详细地,参考并结合附图进一步说明,在图 1 为依据本发明的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置中,底水层和边水层的位置关系可以为:第一种位置关系是边水层与模型本体的注入井位于同侧,底水层位于模型本体的下部;第二种位置关系是边水层与模型本体的采出井位于同侧,底水层位于模型本体的下部。第二种位置关系相对于第一种位置关系的改变点在于注入井与采出井互换位置。

[0058] 如图 1-图 13 所示,图 1 为依据本发明的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,本发明的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置,包括注入单元、模型本体、底水温度控制单元、底水压力控制单元、模型保温单元、产出计量单元、数据采集与图像处理单元等 7 个部分。

[0059] 注入单元,用于向模型本体内注入速度为 $(20 \sim 100\text{cm}^3 / \text{min})$ 、温度为 $(120 \sim 350^\circ\text{C})$ 、干度为 $(20 \sim 80\%)$ 的湿蒸汽,注入速度、温度、干度可调。

[0060] 模型本体,用于模拟实际油藏,模型本体可径向 360° 、轴向 45° 翻转,可模拟任意角度地层倾角。图 2-6 为井网布置示意图,其井网布置方式有五点、七点、九点、行列井网和直井-水平井组合(如图 2-6 所示)。五点井网的注、采井均匀分布,相邻井点位置构成正方形,注汽井在生产井正方形的中心,构成一个注采单元,注采井数比例为 $1:1$;七点井网按正三角形井网布置的每个井排上相邻两口采油井之间夹两口注汽井,由三口采油井组成的正三角形的中心为一口注汽井。每口注汽井与周围三口采油井相关,每口采油井受六口注汽井影响。其注采井数比为 $2:1$;九点井网的每一个单元为一个正方形,中间有一口生产井和周边八口注汽井。四口注汽井在正方形的四个角上,四口注汽井在正方形的四个边上。注采井数之比为 $3:1$;行列井网的注、采井排列关系为一排生产井,一排注汽井,注汽井与生产井构成长方形,注采井比例为 $1:1$;直井-水平井组合方式为水平井打在两行直井的中间,且位于油层的下部,采用两行直井注汽,水平井生产。

[0061] 底水温度控制单元,用于控制底水体的温度,具有升温、恒温、降温功能。

[0062] 底水压力控制单元,用于控制底水的压力,底水压力反映底水体能量的大小,具有恒定压力、压力递减的功能。

[0063] 模型保温单元,用于给模型本体升温并恒温控制,模拟油藏的初始温度条件,即油藏未开采前的温度。

[0064] 产出计量单元,用于产出流体冷却,并进行生产压力控制,收集产出流体,计量产出油、水量,分析注蒸汽采油的生产动态特征,即产油量、产液量、含水率、油气比、采出程度与时间的关系。其中油气比为注蒸汽开发油藏时,注入多少吨蒸汽才能开采一吨原油的比值;采出程度为一个油藏开发至任一时间内累积采油量占原始地质储量的百分数。

[0065] 数据采集与图像处理单元,用于模型本体内温度、压力监测,并在计算机实时生成温度场、压力场图,控制底水压力、注采压差变化。

[0066] 进一步地,如图 7 所示的注入单元,注入单元包括水源 701、高压计量泵 702、蒸汽发生器水源 703。所述高压计量泵 702 可以是高精度流量泵、蒸汽发生器水源 703 可以是可控干度蒸汽发生器,水源连接高精度流量泵的入口端,高精度计量泵的出口端连接可控干度蒸汽发生器的入口端,可控干度蒸汽发生器的出口端连接模型本体的注入井入口端;可

控干度蒸汽发生器蒸汽出口距离注入井 0.5 米以内。

[0067] 如图 8 所示的模型本体,该模型本体外壳为不锈钢板焊接而成的长方体壳体且在长方体壳体前面板及后面板上分别设置法兰及盖板;前面板上的盖板上无接口,后面板上的盖板上模拟注入井、模拟生产井、热线偶和引压管接口;前面板上的盖板及后面板上的盖板与模型本体外壳法兰之间采用石墨垫,通过紧固螺栓进行密封;模型本体外壳的内侧四周为隔热层,采用了耐高温无机粘结剂进行涂敷与粘结憎油水的绝热材料。

[0068] 模拟注入井、模拟生产井均为直径为 6mm 的不锈钢管。上面开槽模拟现场注入井、生产井的射孔井段,开槽的位置按照现场注入井、生产井的射孔井段经比例模化后确定。油层内布设热电偶和压力测点,热电偶和压力测点横向间距 5cm,热电偶和压力测点纵向间距 3.5cm 或 2.5cm。模型本体内部边水层、底水层之外的部分为“油层”,用于实时监测蒸汽驱物理模拟试验中的温度场、压力场发育状况。

[0069] 温度传感器在油层内部分布 9×21 支,在底水层、边水层或底水层分布各 1 支。的压力传感器在油层内部分布 5×6 支,在底水层、边水层或底水层分布各 1 支。

[0070] 如图 9 所示的底水温度控制单元,底水温度控制单元包括换热器、管路、循环水浴,换热器位于底水层的内部,循环水浴位于模型本体一侧,循环水浴的出口端与换热器的入口段连接,换热器的出口端与循环水浴的入口端连接,构成回路。

[0071] 如图 10 所示的底水压力控制单元,底水压力控制单元包括压力传感器、缓冲容器、高精度流量泵,缓冲容器和高精度计量泵位于模型本体的一侧,底水层的入口端与缓冲容器的出口端连接,缓冲容器上端连接压力表,缓冲容器的入口端与高精度计量泵的出口端连接。

[0072] 如图 11 所示的模型保温单元,模型保温单元包括温度传感器、加热器、保温套、温度控制器,保温套位于模型本体的外部,加热器保温套内部的相对侧面,温度控制器位于模型本体的一侧,温度传感器、加热器与温度控制器连接。

[0073] 如图 12 所示的产出计量单元,产出计量单元包括冷却器、回压阀、液体收集器(量筒),模拟生产井的出口端与回压阀的入口端连接,回压阀上部连接气源、压力表,回压阀下部的出口端下面放置量筒。

[0074] 如图 13 所示的数据采集与图像处理单元,数据采集与图像处理单元包括硬件和软件两部分,硬件包括温度传感器、压力传感器、数据采集模块、微机,温度传感器、压力传感器的信号线与数据采集模块连接,数据采集模块与微机连接。

[0075] 使用本发明的底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模拟装置的具体实验步骤如下:

[0076] 第一步,建立底水稠油油藏蒸汽驱二维比例物理模型:安装模拟注入井、模拟生产井、底水温度控制单元、底水压力控制单元,底水层位于模型本体内的底部,填装油层砂,安装模型本体前盖板,上紧螺栓密封;

[0077] 第二步,流程连接:注入单元与模型本体的模拟注入井连接,产出计量单元与模型本体的模拟生产井连接,压力传感器、温度传感器、数据采集模块依次与微机连接。模拟注入井与注入单元连接,模拟生产井与产出计量单元连接;

[0078] 第三步,建立油藏初始温度条件。启动模型保温单元,给模型本体升温并恒温控制,模拟油藏的初始温度条件;

[0079] 第四步,模拟油层饱和水,测定油层的孔隙体积;
 [0080] 第五步,模拟油层饱和油,启动底水压力控制单元,控制底水的压力,得到模拟油层初始含油饱和度及模拟油层的初始压力条件;
 [0081] 第六步,注蒸汽采油,注入速度为(20~100cm³/min)、温度为(120~350℃)、干度为(20~80%)的湿蒸汽,产出计量单元收集产出流体。底水压力控制依据油田现场生产压力的变化情况进行;
 [0082] 第七步,产出流体分离。计量产出油量、产出水量、产出液量、油气比、采出程度;
 [0083] 第八步,分析注蒸汽采油的生产动态特征。即产油量、产液量、含水率、油气比、采出程度与时间的关系曲线规律。
 [0084] 上述发明的技术方案基于以下本申请发明人的以下研究基础来实现的,本发明下面所述的研究基础与上面所述的发明技术方案有机地结合在一起:在仅仅研究底水侵入时,将边水关闭或消除即可。

[0085] 一、底水油藏蒸汽驱二维比例物理模拟的工作原理

[0086] 比例物理模拟的依据是相似准则,依据蒸汽驱比例物理模拟相似准则,将油藏原型参数进行转换,得到一套模型控制参数,在此基础上设计建立与油藏原型相似的底水油藏蒸汽驱二维比例物理模型。依据边水、底水油藏累计水侵量计算公式,计算边水、底水油藏累计水侵量。将模型参数带入到边水、底水累计水侵量计算公式,得到模型边水、底水累计水侵量。

相似准则数	模化参量	相似准则数	模化参量
$\frac{L_m}{L_f} = R$	几何相似比	$\frac{q_m}{q_f} = R \frac{\alpha_{om} \phi_m}{\alpha_{of} \phi_f}$	蒸汽注入率
$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_f} = R \frac{\Delta \rho_m}{\Delta \rho_f}$	生产压差	$\frac{\left(\frac{K}{\mu_o}\right)_m}{\left(\frac{K}{\mu_o}\right)_f} = \frac{1}{R} \frac{\alpha_{om} \Delta \rho_f}{\alpha_{of} \Delta \rho_m}$	流度
$\frac{t_m}{t_f} = R^2 \frac{\alpha_{of}}{\alpha_{om}}$	生产时间	$\bar{P} = \frac{P - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}}$	模型初始压力
$\bar{T} = \frac{T - T_{\min}}{T_{\max} - T_{\min}}$	模型初始温度		

- [0088] L- 井距;
- [0089] R- 相似比;
- [0090] m- 物理模型;
- [0091] f- 油田原型;
- [0092] Δρ - 油气密度差;
- [0093] ΔP- 生产压差;

[0094] t- 时间；

[0095] α - 热扩散系数；

[0096] q- 注入速度；

[0097] K- 渗透率；

[0098] P- 压力；

[0099] T- 温度。

[0100] 二、边水、底水油藏累计水侵量计算方法如下：

[0101] 1、边水油藏

$$[0102] \quad W_e = B \sum_0^t \Delta P \cdot Q(t_D)$$

$$[0103] \quad B = \phi bhLC_e$$

$$[0104] \quad t_D = \frac{0.01K_w}{\phi\mu_w C_e L^2}$$

[0105] (1) 无穷线性供水区

$$[0106] \quad Q(t_D) = \sqrt{\frac{t_D}{\pi}}$$

[0107] (2) 有限线性供水区, 封边外边界

$$[0108] \quad Q(t_D) = 1 - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 t_D}{4} \right)$$

[0109] (3) 有限线性供水区, 外边界压降为常数

$$[0110] \quad Q(t_D) = \left(t_D + \frac{1}{3} \right) - \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp(-n^2 \pi^2 t_D)$$

[0111] 边水位于油藏含油（气）外边界以外，侵入油藏的方向主要为水平方向。边水入侵与油井工作制度、储层展布、平面非均质、边水水体大小等因素有关。

[0112] 2、底水油藏

$$[0113] \quad W_e = B \sum_0^t \Delta P \cdot Q(t_D, r_D)$$

$$[0114] \quad B = 2\pi r_{wr}^2 \phi h C_e$$

$$[0115] \quad t_D = \frac{K_w \cdot t}{\phi\mu_w C_e r_{wr}^2}$$

$$[0116] \quad C_e = C_w + C_f$$

[0117] 底水位于油藏含油（气）外边界以内，直接从底部托着油（气），侵入方向为垂向，即底水锥进。随着油井的投产，油水界面的形状将发生变化，逐渐形成锥状体。锥体的上升速度取决于该点处势梯度值的大小以及该处岩石的垂向渗透率，锥体的上升高度取决于因水油密度差引起的重力与垂向压力梯度的平衡。

[0118] 式中：

[0119] W_e ——累计水侵量， 10^4m^3 ；

[0120] $Q(t_D)$ ——无因次水侵量；

[0121] ΔP ——油藏总压降，MPa；

- [0122] L——井距, m ;
- [0123] B——水侵系数 ;
- [0124] t_D ——无量纲时间 ;
- [0125] r_D ——无量纲半径 ;
- [0126] C_e ——水区综合压缩系数, MPa^{-1} ;
- [0127] C_w ——水压缩系数, MPa^{-1} ;
- [0128] C_f ——岩石压缩系数, MPa^{-1} ;
- [0129] r_{wr} ——底水半径, m ;
- [0130] h——油层厚度, m ;
- [0131] ϕ ——水区岩石孔隙度 ;
- [0132] K_w ——水区有效渗透率, $10^3 \mu\text{m}^2$;
- [0133] μ_w ——水粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$.
- [0134] 三、物理模拟实验边水、底水、底水的控制方法
- [0135] 1、边水油藏
- [0136] (1) 无穷线性供水区
- [0137] 由于边水为无穷线性供水区, 边水的压力不会降低。因此, 边水区的压力与油藏初始压力相同, 并采用计算机控制高精度流量泵, 保持边水区压力恒定。
- [0138] (2) 有限线性供水区, 封边外边界
- [0139] 由于边水为有限线性供水区, 封边外边界, 没有补给, 边水的压力自然递减。因此, 边水区的压力与油藏初始压力相同, 高精度流量泵不供水, 边水区压力随着模拟油层的注采压差的变化而变化。
- [0140] (3) 有限线性供水区, 外边界压降为常数
- [0141] 由于边水为有限线性供水区, 外边界压降为常数。因此, 边水区的压力与油藏初始压力相同, 采用计算机控制高精度流量泵, 边水区的压降为常数。
- [0142] 2、底水油藏
- [0143] 计算出模型的生产压差、生产时间和底水的累计水侵量, 采用计算机控制生产压差变化速率和底水的水侵量速率。
- [0144] 3、底水油藏
- [0145] 计算出模型的生产压差、生产时间和底水的累计水侵量, 采用计算机控制生产压差变化速率和底水的水侵量速率。
- [0146] 四、物理模拟实验针对边水、底水、底水的温度、压力监测点布置
- [0147] 1、边水油藏
- [0148] 对应注采井射孔位置的水平方向温度监测点加密, 通过温度变化速率和压力场变化识别边水侵入半径。
- [0149] 2、底水油藏
- [0150] 油层纵向温度监测点加密, 通过温度变化速率和压力场变化识别底水侵入高度。
- [0151] 3、底水油藏
- [0152] 对应注采井射孔位置的水平方向、纵向温度监测点均加密, 通过温度变化速率和压力场变化识别底水侵入半径和高度。

[0153] 显然上述实施例仅为清楚的说明本发明所做的举例,而并非对实施方式的限定。对于所属领域的普通技术人员来说,在上述说明的基础上,还可以做出其他不同形式的变化或变动,这里无需也无法对所有实施方式予以穷举。由此所引申的显而易见的变化或变动仍处于本发明创造的保护范围之内。

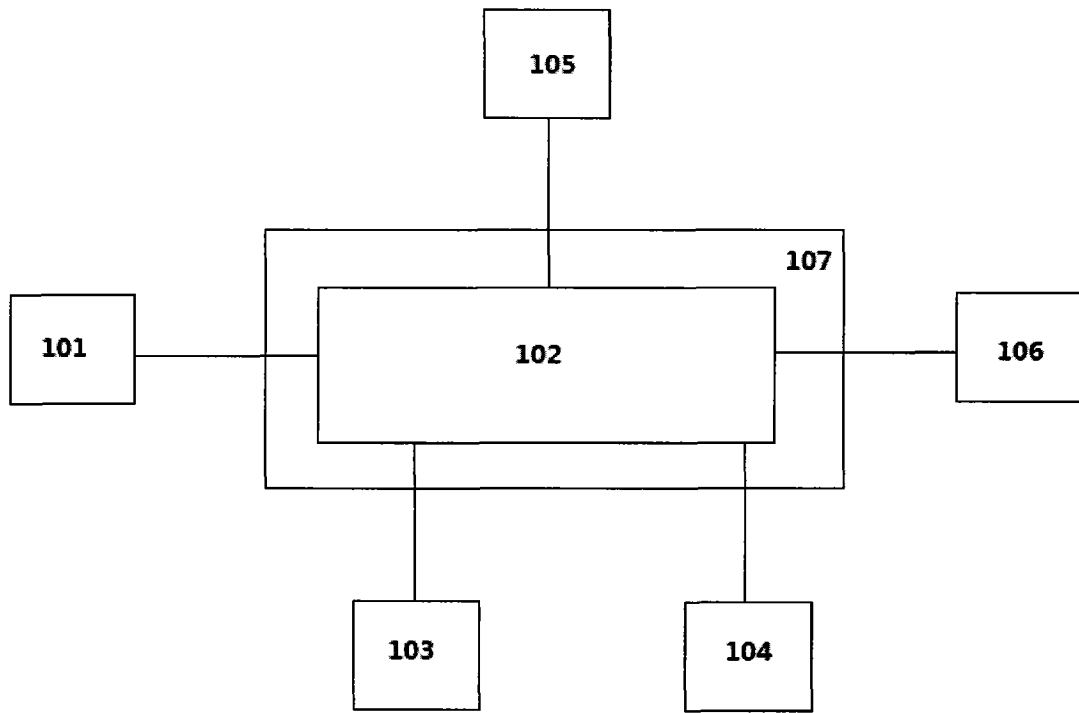


图 1

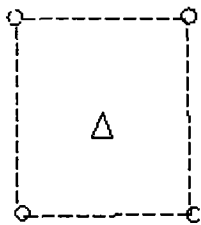


图 2

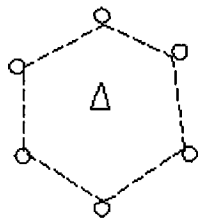


图 3

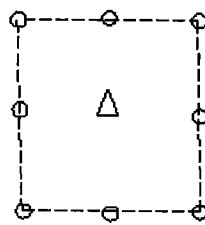


图 4

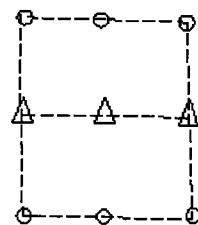


图 5

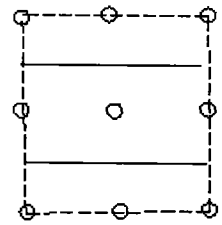


图 6

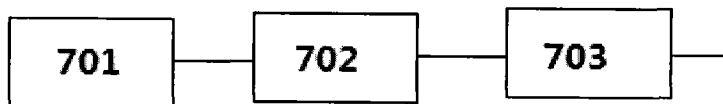


图 7

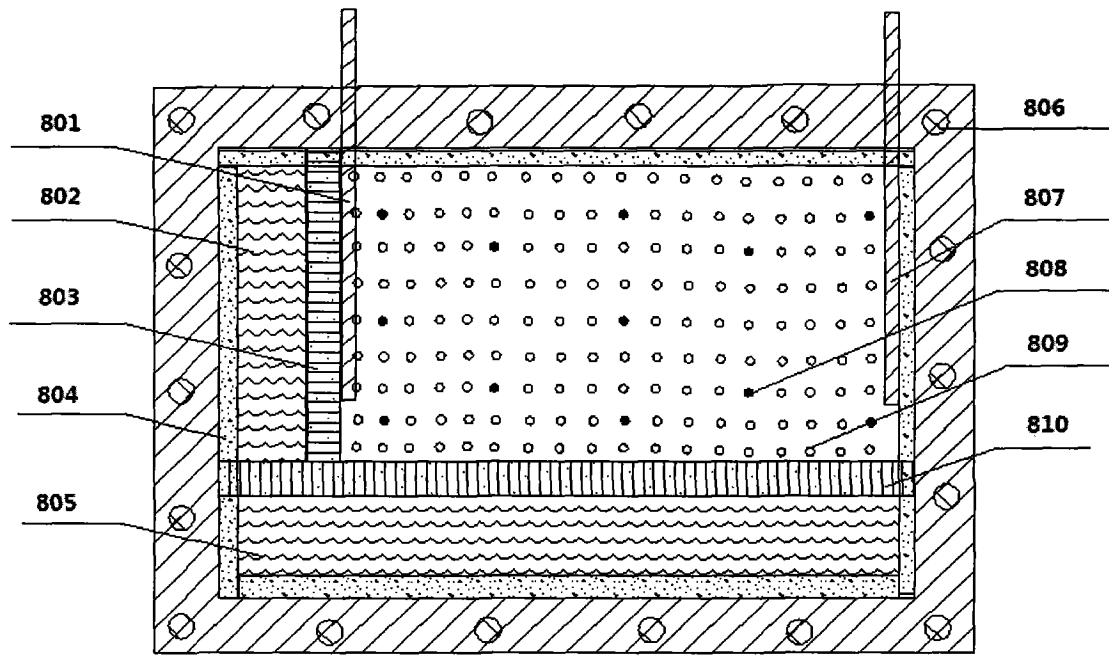


图 8

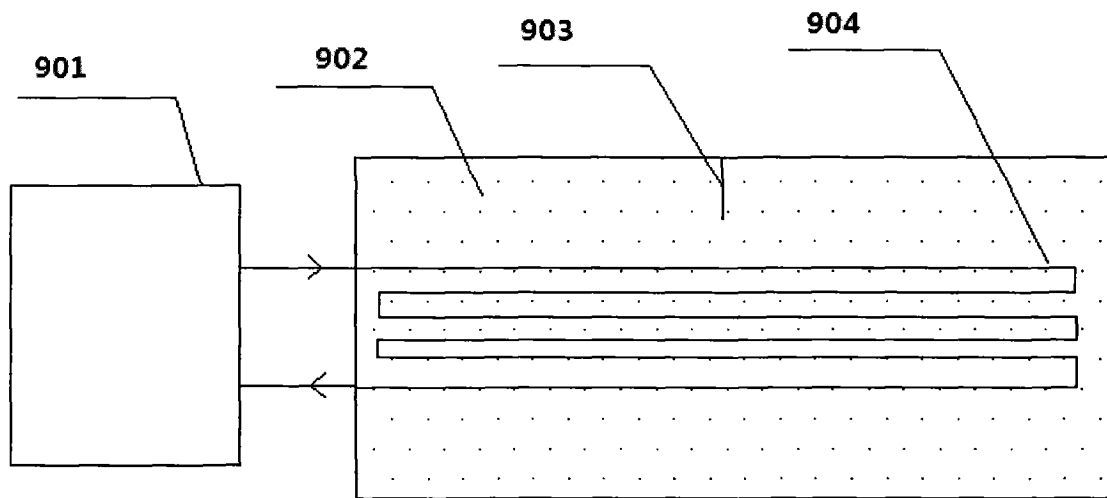


图 9

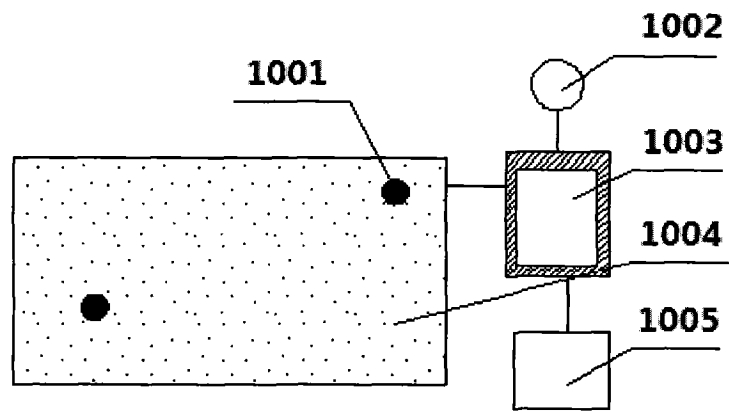


图 10

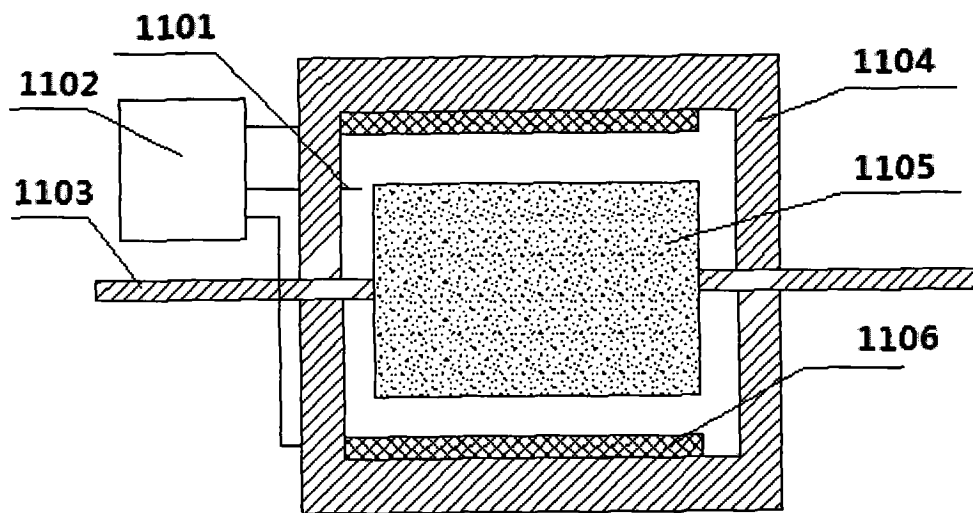


图 11

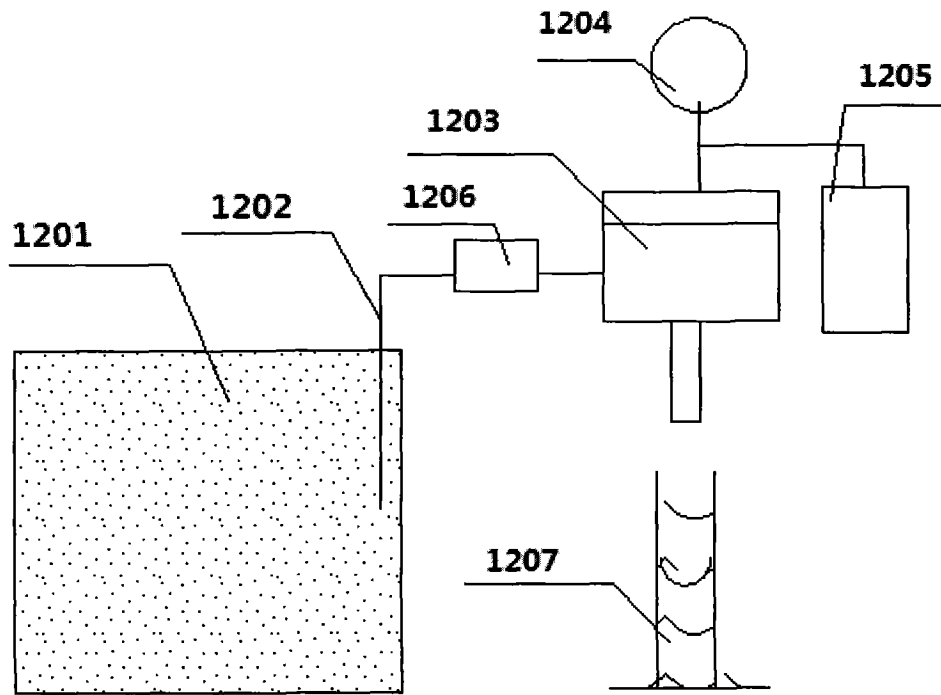


图 12

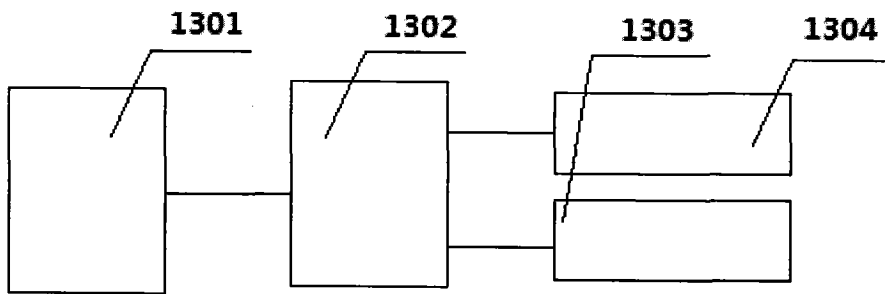


图 13