



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 107345480 A

(43)申请公布日 2017. 11. 14

(21)申请号 201610288510.2

(22)申请日 2016.05.04

(71)申请人 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

申请人 中国石油化工股份有限公司石油勘
探开发研究院

(72)发明人 汪友平 苏建政 龙秋莲 张汝生
王益维 孟祥龙 高媛萍 郭鹏

(74)专利代理机构 北京聿宏知识产权代理有限
公司 11372

代理人 张少辉 刘华联

(51) Int. Cl.

E21B 43/241(2006.01)

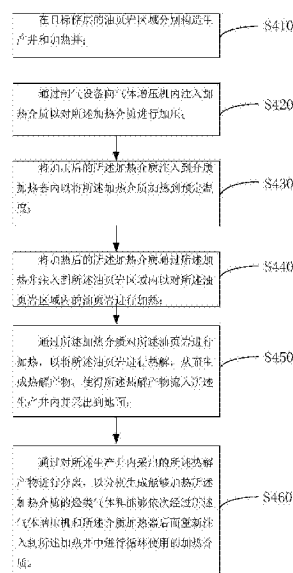
权利要求书1页 说明书5页 附图2页

(54)发明名称

一种加热油页岩储层的方法

(57)摘要

本发明涉及一种加热油页岩储层的方法,包括:在目标储层的油页岩区域分别构造生产井和加热井;通过制气设备向气体增压机内注入加热介质以对加热介质进行加压;将加压后的加热介质注入到介质加热器内以将加热介质加热到预定温度;将加热后的加热介质通过加热井注入到油页岩区域内以对油页岩区域内的油页岩进行加热;通过加热介质对油页岩进行加热,以将油页岩进行热解,从而生成热解产物,使得热解产物流入生产井内并采出到地面;通过对生产井内采出的热解产物进行分离,以分别生成能够加热加热介质的烃类气体和能够依次经过气体增压机和介质加热器后而重新注入到加热井中进行循环使用的加热介质。该方法具有采收效率高和采收规模大的优点。



CN 107345480 A

1. 一种加热油页岩储层的方法,包括:
在目标储层的油页岩区域分别构造生产井和加热井;
通过制气设备向气体增压机内注入加热介质以对所述加热介质进行加压;
将加压后的所述加热介质注入到介质加热器内以将所述加热介质加热到预定温度;
将加热后的所述加热介质通过所述加热井注入到所述油页岩区域内以对所述油页岩区域内的油页岩进行加热;
通过所述加热介质对所述油页岩进行加热,以将所述油页岩进行热解,从而生成热解产物,使得所述热解产物流入所述生产井内并采出到地面;
通过对所述生产井内采出的所述热解产物进行分离,以分别生成能够加热所述加热介质的烃类气体和能够依次经过所述气体增压机和所述介质加热器后而重新注入到所述加热井中进行循环使用的加热介质。
2. 根据权利要求1所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,在构造完所述生产井和所述加热井后,通过保温隔热套管以分别对所述生产井和所述加热井进行完井。
3. 根据权利要求2所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,所述方法还包括通过对所述生产井和所述加热井进行爆炸或人工改造以提高所述目标储层的孔隙度和渗透率。
4. 根据权利要求1所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,加压后的所述加热介质的压力大于所述油页岩的储层压力。
5. 根据权利要求1所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,加热后的所述加热介质的所述预定温度大于所述油页岩的热解温度。
6. 根据权利要求3所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,通过对所述生产井和所述加热井进行爆炸或人工改造,以在所述目标储层内构造裂缝,并使得所述裂缝能分别连通所述生产井和所述加热井。
7. 根据权利要求1所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,通过抽油机将所述热解产物输送到所述目标储层的表面,经冷却后将所述热解产物通向三相分离器以对所述热解产物进行分离从而生成油气水,通过对所述油气水进行分离以生成油、水和气体混合物。
8. 根据权利要求6所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,所述热解产物经所述裂缝流入所述生产井内。
9. 根据权利要求7所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,所述气体混合物包括所述加热介质和所述烃类气体。
10. 根据权利要求1所述的加热油页岩储层的方法,其特征在于,所述方法还包括根据所述加热介质的不同,来选择相应的所述制气设备。

一种加热油页岩储层的方法

技术领域

[0001] 本发明涉及油页岩原位开采技术领域,尤其涉及一种加热油页岩储层的方法。

背景技术

[0002] 油页岩原位开采是指通过对油页岩储层进行高温加热,温度一般约为350-500℃,将油页岩中的固体干酪根转换为液态烃,再通过传统的石油天然气钻井采油工艺将液态烃从地下开采出来的过程。随着环保压力的逐渐增大,油页岩原位开采是油页岩未来进行商业化大规模开发的必然趋势。

[0003] 油页岩原位开采技术按加热方式可分为流体加热、辐射加热和燃烧加热等,其中,流体加热技术因具有加热速度快、加热周期短以及可充分利用干馏气等优点而被广泛关注。

[0004] 目前从事油页岩原位开采加热技术研究的主要包括雪佛龙公司的CRUSH技术;美国页岩油公司(American Shale Oil Corp,简称AMSO)的CCR技术(Conduction, Convection,Reflux传导、对流、回流);以色列亚洲集团的IIST-VTPC技术(Israel In-Situ Technology-Volume, Temperature, Pressure, Chemical Reactions)。

[0005] 上述公司所阐述的方法对于油页岩原位开采技术还处在概念设计或者室内研究阶段,并没有详细阐述如何实现高温高压气体的注入及循环。因而,需要提供一种高效、环保、经济的加热油页岩储层的方法。

发明内容

[0006] 针对上述问题,根据本发明提出了一种加热油页岩储层的方法,包括:在目标储层的油页岩区域分别构造生产井和加热井;通过制气设备向气体增压机内注入加热介质以对上述加热介质进行加压;将加压后的所述加热介质注入到介质加热器内以将所述加热介质加热到预定温度;将加热后的所述加热介质通过所述加热井注入到所述油页岩区域内以对上述油页岩区域内的油页岩进行加热;通过所述加热介质对上述油页岩进行加热,以将所述油页岩进行热解,从而生成热解产物,使得所述热解产物流入所述生产井内并采出到地面;通过对所述生产井内采出的所述热解产物进行分离,以分别生成能够加热所述加热介质的烃类气体和能够依次经过所述气体增压机和所述介质加热器后而重新注入到所述加热井中进行循环使用的加热介质。根据本申请,采用本申请的方法能够将由该热解产物分离后生成的加热介质重新返回到地面以继续循环使用,即,可以再一次的注入到气体增压机内进行加压,然后注入到介质加热器内进行加热,从而通过加热井注入到油页岩区域内以对上述油页岩区域内的油页岩进行加热。这样,便大大地节省了资源、使得能量能够得到充分的利用,最终达到不需要外界供给能量的自循环系统。

[0007] 另外,经热解产物分离后的烃类气体可以对介质加热器中的加热介质进行加热,从而达到了节省能源、成本低、可操作性强、采收效率高以及采收规模大的优点。

[0008] 在一个实施例中,在构造完所述生产井和所述加热井后,通过保温隔热套管以分

别对所述生产井和所述加热井进行完井。通过将保温隔热套管分别套设在该生产井和加热井的外周壁上,从而可以起到给该生产井和加热井进行保温隔热的作用,避免加热介质在生产井和加热井内的温度降低过快,导致热量散失严重的弊端。

[0009] 在一个实施例中,所述方法还包括通过对所述生产井和所述加热井进行爆炸或人工改造以提高所述目标储层的孔隙度和渗透率。

[0010] 在一个实施例中,加压后的所述加热介质的压力大于所述油页岩的储层压力。

[0011] 在一个实施例中,加热后的所述加热介质的所述预定温度大于所述油页岩的热解温度。

[0012] 在一个实施例中,通过对所述生产井和所述加热井进行爆炸或人工改造,以在所述目标储层内构造裂缝,并使得所述裂缝能分别连通所述生产井和所述加热井。

[0013] 在一个实施例中,通过抽油机将所述热解产物输送到所述目标储层的表面,经冷却后将所述热解产物通向三相分离器以对所述热解产物进行分离从而生成油气水,通过对所述油气水进行分离以生成油、水和气体混合物。

[0014] 在一个实施例中,所述热解产物经所述裂缝流入所述生产井内。

[0015] 在一个实施例中,所述气体混合物包括所述加热介质和所述烃类气体。

[0016] 在一个实施例中,所述方法还包括根据所述加热介质的不同,来选择相应的所述制气设备。

[0017] 与现有技术相比,根据本申请,采用本申请的方法能够将由该热解产物分离后生成的加热介质重新返回到地面以继续循环使用,即,可以再一次的注入到气体增压机内进行加压,然后注入到介质加热器内进行加热,从而通过加热井注入到目标储层的油页岩区域内以对油页岩区域内的油页岩进行加热。这样,便大大地节省了资源、使得能量能够得到充分的利用,最终达到不需要外界供给能量的自循环系统。

[0018] 另外,经热解产物分离后的烃类气体可以对介质加热器中的加热介质进行加热,从而达到了节省能源、成本低、可操作性强、采收效率高以及采收规模大的优点。

附图说明

[0019] 在下文中将基于实施例并参考附图来对本发明进行更详细的描述。在图中:

[0020] 图1为本申请的实施例的加热油页岩储层的方法的步骤流程示意图。

[0021] 图2为本申请的加热油页岩储层的结构示意图。

[0022] 在附图中,相同的部件使用相同的附图标记。附图并未按照实际的比例描绘。

具体实施方式

[0023] 下面将结合附图对本发明作进一步说明。

[0024] 针对现有技术中还没有关于如何将高温高压气体向油页岩中进行注入,并使得返回到地面上的高温高压气体能够继续循环使用方面的记载,因而,本申请恰是针对这一技术问题提出了加热油页岩储层的方法。接下来,将对该方法的具体步骤进行详细的描述。

[0025] 上述高温高压气体的温度的大小范围为大于等于350度且小于等于500度,该高温高压气体的气体压力的大小范围为大于等于2MPa(兆帕)且小于等于5MPa(兆帕)。

[0026] 如图1和图2所示,其中,图1示意性地显示了该方法包括:

[0027] 步骤S410,在目标储层1的油页岩区域11分别构造生产井2和加热井3。其中,该生产井2和加热井3均为直井且均是从目标储层1的对应油页岩区域11的表面从上至下进行钻井。

[0028] 在一个实施例中,该目标储层1可为油页岩储层。

[0029] 步骤S420,通过制气设备4向气体增加机5内注入加热介质100以对该加热介质100进行加压。

[0030] 在一个实施例中,该加热介质100可为氮气或二氧化碳。该加热介质100主要用于给目标储层1中的油页岩进行加热,即,通过向如下所述的加热井3内注入高温高压的加热介质100,以加热目标储层1中的油页岩7,从而使得油页岩7中的未成熟的固体干酪根因被热解而转变为液态烃,然后再通过石油天然气钻井采油工艺将该液态烃从地下通过生产井2开采出来。

[0031] 在一个具体的示例中,当该加热介质100为氮气时,可采用变压吸附制氮法来对氮气进行制造,从而保证氮气的纯度可为98%,同时,保证由制气设备4制造出的氮气的压力为0.7MPa(兆帕),温度为40度。

[0032] 当该加热介质100为二氧化碳时,其通常以液态形式进行运输,由于该液态的二氧化碳需要被加热,因而,通常采用常温常压的气瓶进行运输。

[0033] 在步骤S420中,通过制气设备4向气体增压机5内注入的氮气的体积可为 $3000\text{Nm}^3/\text{h}$ (标方/小时),即,该氮气在标准状态下向气体增压机5内注入的体积可为3000立方米每小时。

[0034] 在步骤S420中,由于气体增压机5的耐温能力较低,因而,通过制气设备4制造出的加热介质100应当先通过该气体增压机5进行加压,当将该加热介质100加压到预定压力后,再对该加热介质100进行加热。

[0035] 另外,由于加压后的加热介质100需要被加热,因而,该气体增压机5最后一级压缩后不需要冷却。

[0036] 上述加热介质100被气体增压机5加压后的气体压力为5MPa,温度为大于等于90度且小于等于110度。

[0037] 步骤S430,将加压后的加热介质100注入到介质加热器6中以将该加热介质100加热到预定温度。

[0038] 该介质加热器6可为气体加热器,该气体加热器的耐压大小为5MPa,最高加热温度为800度,从而能够满足将氮气注入到目标储层1中的油页岩区域11的需求。

[0039] 上述加热介质100经过介质加热器6的加热后,该加热介质100的温度可达到500度左右。

[0040] 步骤S440,将加热后的加热介质100通过加热井3注入到油页岩区域11内,以对油页岩区域内11的油页岩7进行加热。

[0041] 步骤S450,通过加热介质100对油页岩7进行加热,以将油页岩7进行热解,从而生成热解产物8,使得热解产物8流入生产井2内并采出至地面。

[0042] 步骤S460,通过对生产井2内的热解产物8进行分离,以分别生成能够加热加热介质100的烃类气体81和能够依次经过气体增压机5和介质加热器6后而重新注入到加热井3中进行循环使用的加热介质100a。由此可见,本申请的方法能够保证油页岩7在原位条件下

以较低的成本开发出来。同时,还能够在目标储层1的表面(即,在地面上)实现对加热介质100的温度、压力以及注入体积的时时控制,从而大大地提高了生成油气的质量。

[0043] 另外,经热解产物8分离后生成的加热介质100a能够重新返回到地面以继续循环使用,即,可以再一次的注入到气体增压机5内进行加压,然后注入到介质加热器6内进行加热,从而通过加热井3注入到油页岩区域11内,从而对油页岩7进行加热。这样,便大大地节省了资源、使得能量能够得到充分的利用,最终达到不需要外界供给能量的自循环系统。

[0044] 另外,经热解产物8分离后的烃类气体81可以对介质加热器6中的加热介质100进行加热,从而达到了节省能源、成本低、可操作性强、采收效率高以及采收规模大的优点。

[0045] 如图2所示,在制造完生产井2和加热井3后,通过保温隔热套管9以分别对生产井2和加热井3进行完井。具体地,通过将保温隔热套管9分别套设在该生产井2和加热井3的外周壁上,从而可以起到给该生产井2和加热井3进行保温隔热的作用,避免加热介质100在生产井2和加热井3中的温度降低过快,导致热量散失严重的弊端。

[0046] 本申请的方法还包括通过对生产井2和加热井3进行爆炸或人工改造,以提高目标储层1的孔隙度和渗透率。其中,上述的人工改造方式可为酸化或水力压裂。然而,由于上述的人工改造方式为本领域的普通技术人员所熟知的,为节约篇幅起见,此处不做详述。

[0047] 如图2所示,加压后的加热介质100的压力大于油页岩7的储层压力。这样,由于加热介质100的压力大于油页岩7的储层压力,从而使得该加热介质100能够顺利地注入到该加热井3的对应油页岩7的区域内,以便对油页岩7进行加热。

[0048] 加热后的加热介质100的预定温度大于油页岩7的热解温度。这样,可以使得该油页岩7能够顺利地进行热解。另外,由于从介质加热6到加热井3之间的沿程路线较长,考虑到该加热介质100注入过程中的沿程热损失,需使得该加热介质100的预定温度大于油页岩7的热解温度。

[0049] 在一个实施例中,该预定温度可为500度。

[0050] 如图2所示,通过对生产井2和加热井3进行上述水力压裂,以在目标储层1内构造裂缝12,并使得该裂缝12能分别连通生产井2和加热井3。由此可见,该裂缝12的形成,为热解产物8的流动走向提供了流动通道。

[0051] 在一个具体的实施例中,该裂缝12可为在目标储层1中留下的一条或多条长、宽、高不等的裂缝12,从而在目标储层1中的生产井2和加热井3之间建立起一条新的流体通道。由此可见,该裂缝12的形成,大大地提高了油气井的产量。

[0052] 当上述热解产物8进入到生产井3后,通过抽油机10将热解产物8输送到该目标储层1的表面13(地表),经冷却后将该热解产物8通向三相分离器20以对该热解产物8进行分离,从而生成油气水30,通过对油气水30进行分离以生成油40、水50和气体混合物60。其中,该气体混合物60包括加热介质100a和烃类气体81。

[0053] 通过抽油机10将该油气水30输送到地表后,对该油气水30进行冷却后,通过该三相分离器20进行分离和计量。其中,分离出的油40和水50可通过涡轮流量计进行计量,烃类气体81和加热介质100a可通过孔板流量计进行计量。

[0054] 上述的涡轮流量计和孔板流量计具有计量精确的优点,另外,由于该涡轮流量计和孔板流量计的结构和用途是本领域的技术人员所公知的,为节约篇幅起见,对此不作详述。

[0055] 上述热解产物8经裂缝12流入到生产井2内。

[0056] 在一个实施例中,该方法还包括根据加热介质100的不同,来选择相应的制气设备4。具体地,可根据该加热介质100为氮气或二氧化碳的不同,来选择相应的制气设备4。

[0057] 综上所述,采用本申请的方法能够将由该热解产物8分离后生成的加热介质100a重新返回到地面以继续循环使用,即,可以再一次的注入到气体增压机5内进行加压,然后注入到介质加热器6内进行加热,从而通过加热井3注入到油页岩7内以对油页岩7进行加热。这样,便大大地节省了资源、使得能量能够得到充分的利用,最终达到不需要外界供给能量的自循环系统。

[0058] 另外,经热解产物8分离后的烃类气体81可以对介质加热器6中的加热介质100进行加热,从而达到了节省能源、成本低、可操作性强、采收效率高以及采收规模大的优点。

[0059] 虽然已经参考优选实施例对本发明进行了描述,但在不脱离本发明的范围的情况下,可以对其进行各种改进并且可以用等效物替换其中的部件。尤其是,只要不存在结构冲突,各个实施例中所提到的各项技术特征均可以任意方式组合起来。本发明并不局限于文中公开的特定实施例,而是包括落入权利要求的范围内的所有技术方案。

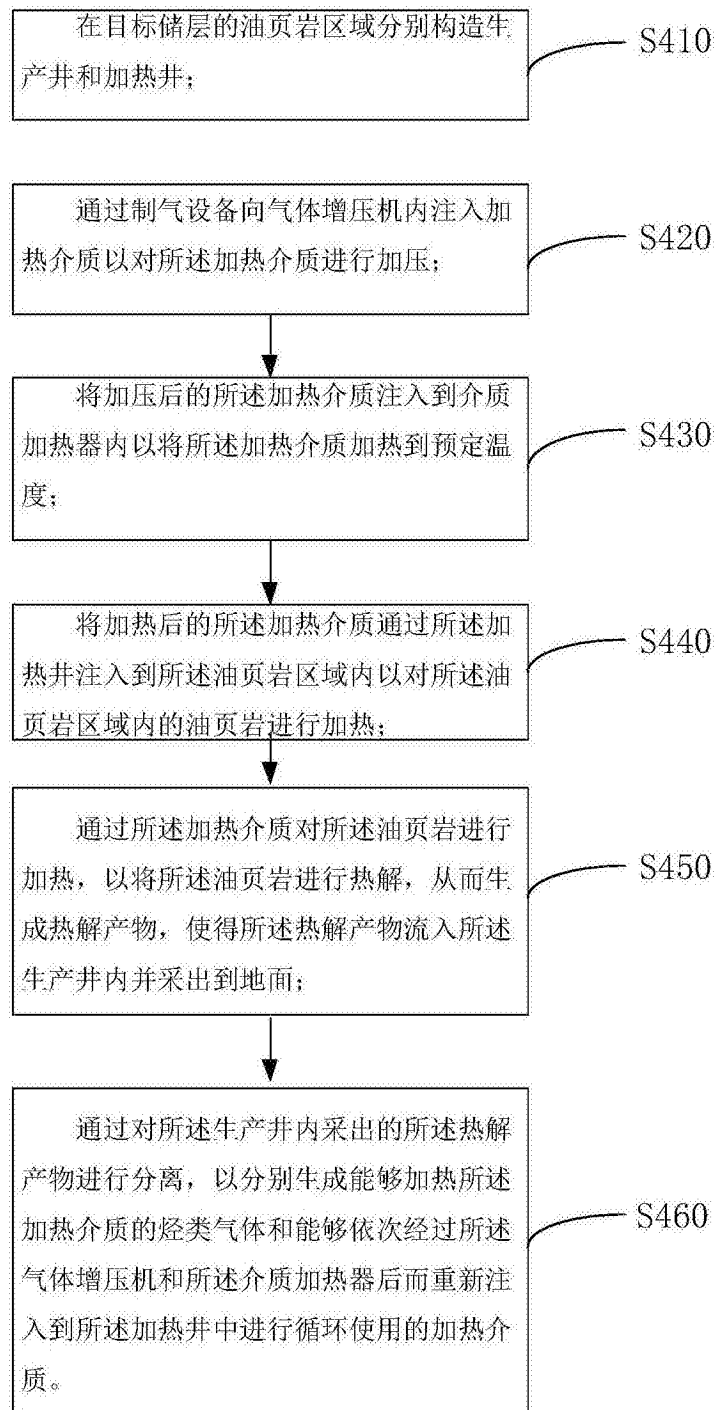


图1

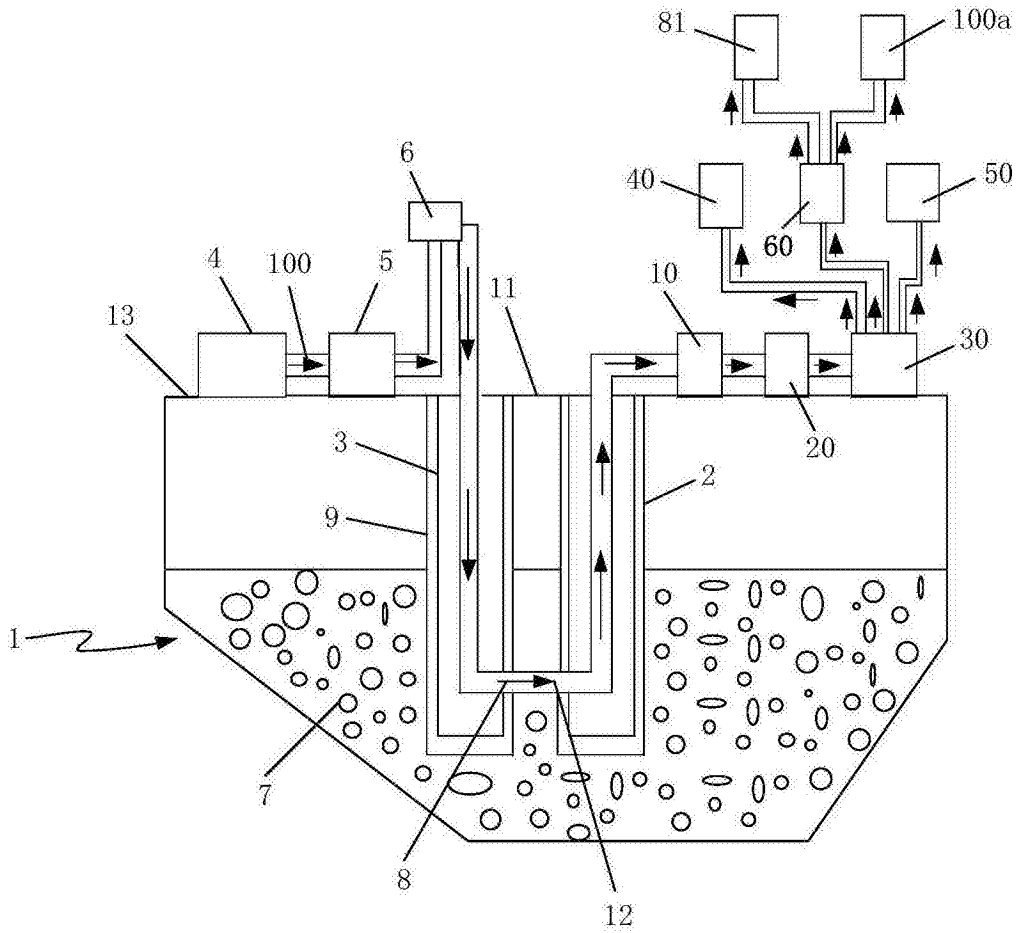


图2