(19)中华人民共和国国家知识产权局

(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 107975364 A
(43)申请公布日 2018.05.01

(21)申请号 201711006631.4

(22)申请日 2017.10.25

(71)申请人 中国石油天然气股份有限公司
地址 100007 北京市东城区东直门北大街9号

(72)发明人 常宝华 崔永平 孙贺东 张建业 曹雯 陈宝新 刘磊

(74)专利代理机构 北京三友知识产权代理有限公司 11127
代理人 李辉 刘飞

(51)Int.Cl.
E21B 47/00(2012.01)
E21B 47/06(2012.01)

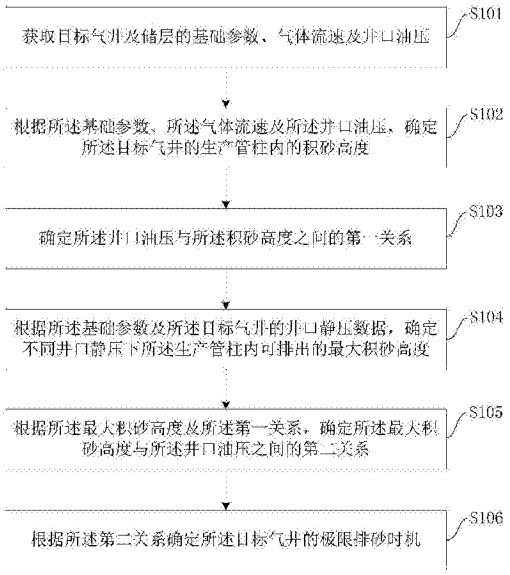
权利要求书3页 说明书8页 附图4页

(54)发明名称

一种确定气井极限排砂时机的方法及装置

(57)摘要

本申请实施例提供了一种确定气井极限排砂时机的方法及装置，该方法包括：获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。本申请实施例可提高确定气井的极限排砂时机的准确度。



CN 107975364 A

1.一种确定气井极限排砂时机的方法，其特征在于，包括：

获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

2.如权利要求1所述的确定气井极限排砂时机的方法，其特征在于，所述基础参数包括：

生产管柱内径、储层深度、平均砂粒粒径、生产管柱内积砂段孔隙度、生产管柱内积砂段渗透率。

3.如权利要求1所述的确定气井极限排砂时机的方法，其特征在于，按照以下公式确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度：

$$h=\frac{p_b-p_b'-\left[\frac{f\rho_g}{2D}\left(\upsilon_2^2-\upsilon_1^2\right)+g\Delta\rho_g\right]H}{\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\rho_g g\left(\frac{f\upsilon_2^2}{2gD}+1\right)}$$

其中，h为生产管柱内积砂高度；p_b为正常条件时井口油压；p'_b为积砂条件时井口油压；υ_1为正常条件时无积砂段流速；υ_2为积砂条件时无积砂段流速；υ为积砂条件时积砂段流速；ρ_g为气体密度；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；g为重力加速度；μ为气体粘度；β为惯性系数。

4.如权利要求1所述的确定气井极限排砂时机的方法，其特征在于，所述确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系，包括：

通过回归分析建立井口油压与生产管柱内积砂高度间的第一关系。

5.如权利要求1所述的确定气井极限排砂时机的方法，其特征在于，按照以下公式确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系：

$$h_j=\frac{p_j+\left[\rho_g g-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]H}{\left[\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]}$$

其中，h_j为生产管柱内可排出的最大积砂高度；p_j为关井时井口静压，ρ_g为气体密度；g为重力加速度；υ为积砂条件时积砂段流速；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；υ为积砂条件时积砂段流速；μ为气体粘度；β为惯性系数。

6.如权利要求1所述的确定气井极限排砂时机的方法，其特征在于，所述根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机，包括：

根据所述第二关系，当井口油压达到生产管柱内可排出的最大积砂高度对应井口油压时，为所述气井极限排砂时机。

7.一种确定气井极限排砂时机的装置，其特征在于，包括：

参数获取模块，用于获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

积砂高度确定模块，用于根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

第一关系确定模块，用于确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

最大积砂高度确定模块，用于根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

第二关系确定模块，用于根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

极限排砂时机确定模块，用于根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

8.如权利要求7所述的确定气井极限排砂时机的装置，其特征在于，所述基础参数包括：

生产管柱内径、储层深度、平均砂粒粒径、生产管柱内积砂段孔隙度、生产管柱内积砂段渗透率。

9.如权利要求7所述的确定气井极限排砂时机的装置，其特征在于，按照以下公式确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度：

$$h=\frac{p_b-p_b'-\left[\frac{f\rho_g}{2D}\left(\upsilon_2^2-\upsilon_1^2\right)+g\Delta\rho_g\right]H}{\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\rho_g g\left(\frac{f\upsilon_2^2}{2gD}+1\right)}$$

其中，h为生产管柱内积砂高度；p_b为正常条件时井口油压；p'_b为积砂条件时井口油压；υ_1为正常条件时无积砂段流速；υ_2为积砂条件时无积砂段流速；υ为积砂条件时积砂段流速；ρ_g为气体密度；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；g为重力加速度；μ为气体粘度；β为惯性系数。

10.如权利要求7所述的确定气井极限排砂时机的装置，其特征在于，所述确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系，包括：

通过回归分析建立井口油压与生产管柱内积砂高度间的第一关系。

11.如权利要求7所述的确定气井极限排砂时机的装置，其特征在于，按照以下公式确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系：

$$h_j=\frac{p_j+\left[\rho_g g-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]H}{\left[\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]}$$

其中，h_j为生产管柱内可排出的最大积砂高度；p_j为关井时井口静压，ρ_g为气体密度；g为重力加速度；υ为积砂条件时积砂段流速；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；υ为积砂条件时积砂段流速；μ为气体粘度；β为惯性系数。

12.如权利要求7所述的确定气井极限排砂时机的装置，其特征在于，所述根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机，包括：

根据所述第二关系，当井口油压达到生产管柱内可排出的最大积砂高度对应井口油压时，为所述气井极限排砂时机。

13.一种确定气井极限排砂时机的装置，包括存储器、处理器、以及存储在所述存储器上的计算机程序，其特征在于，所述计算机程序被所述处理器运行时执行如下步骤：

获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

一种确定气井极限排砂时机的方法及装置

技术领域

[0001] 本申请属于石油天然气开发技术领域，特别涉及一种确定气井极限排砂时机的方法及装置。

背景技术

[0002] 裂缝性致密砂岩气藏是指储层天然裂缝发育，基质孔隙度低、渗透能力差的气藏。该类型气藏一般具有高温、高压、高产的特点，目前普遍面临气井出砂问题。而气井出砂后容易堆积在生产管柱内，从而严重影响天然气产量，因此对于出砂气井需要进行排砂措施，以便清除井底积砂、恢复气井天然气产量。

[0003] 但是排砂措施实施的时机一般受到气井积砂程度、砂粒粒径大小、天然气产量及气藏平均压力等因素的影响，如果气井生产管柱内的积砂没有及时排出，当生产管柱内积砂高度达到一定程度时，依靠气藏天然气能量不能排出气井积砂，随着积砂高度逐渐增加，气井天然气产量逐渐降低，直至造成砂堵关井，致使气井报废。

[0004] 目前，主要依靠施工者经验确定排砂措施实施的时机，这种方法受人为因素的影响比较大，如果能够确定气井极限排砂措施的时机，既依靠气藏天然能量能够排出气井最大积砂高度、避免砂堵关井的排砂措施时机，这样就可以约束以施工者经验确定排砂措施实施的时机，避免因砂堵致使气井报废。

[0005] 综上可知，目前需要一种能够较为准确地根据气井的具体情况，定量确定气井极限排砂时机的技术方案。

发明内容

[0006] 本申请实施例的目的在于提供一种确定气井极限排砂时机的方法及装置，以提高确定气井极限排砂时机的准确性。

[0007] 为达到上述目的，一方面，本申请实施例提供了一种确定气井极限排砂时机的方法，包括：

[0008] 获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

[0009] 根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

[0010] 确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

[0011] 根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

[0012] 根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

[0013] 根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

[0014] 一个实施例方式中，所述基础参数包括：

[0015] 生产管柱内径、储层深度、平均砂粒粒径、生产管柱内积砂段孔隙度、生产管柱内

积砂段渗透率。

[0016] 一个实施例方式中，按照以下公式确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度：

[0017] $$h=\frac{p_b-p_b^{'}-\left[\frac{f\rho_g}{2D}\left(\upsilon_2^2-\upsilon_1^2\right)+g\Delta\rho_g\right]H}{\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\rho_g g\left(\frac{f\upsilon_2^2}{2gD}+1\right)}$$

[0018] 其中，h为生产管柱内积砂高度；p_b为正常条件时井口油压；p'_b为积砂条件时井口油压；υ_1为正常条件时无积砂段流速；υ_2为积砂条件时无积砂段流速；υ为积砂条件时积砂段流速；ρ_g为气体密度；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；g为重力加速度；μ为气体粘度；β为惯性系数。

[0019] 一个实施例方式中，所述确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系，包括：

[0020] 通过回归分析建立井口油压与生产管柱内积砂高度间的第一关系。

[0021] 一个实施例方式中，按照以下公式确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系：

[0022] $$h_j=\frac{p_j+\left[\rho_g g-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]H}{\left[\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]}$$

[0023] 其中，h_j为生产管柱内可排出的最大积砂高度；p_j为关井时井口静压，ρ_g为气体密度；g为重力加速度；υ为积砂条件时积砂段流速；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；υ为积砂条件时积砂段流速；μ为气体粘度；β为惯性系数。

[0024] 一个实施例方式中，所述根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机，包括：

[0025] 根据所述第二关系，当井口油压达到生产管柱内可排出的最大积砂高度对应井口油压时，为所述气井极限排砂时机。

[0026] 另一方面，本申请实施例还提供了一种确定气井极限排砂时机的装置，包括：

[0027] 参数获取模块，用于获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

[0028] 积砂高度确定模块，用于根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

[0029] 第一关系确定模块，用于确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

[0030] 最大积砂高度确定模块，用于根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

[0031] 第二关系确定模块，用于根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

[0032] 极限排砂时机确定模块，用于根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

[0033] 一个实施例方式中，所述基础参数包括：

[0034] 生产管柱内径、储层深度、平均砂粒粒径、生产管柱内积砂段孔隙度、生产管柱内积砂段渗透率。

[0035] 一个实施例方式中，按照以下公式确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度：

[0036] $$h=\frac{p_b-p_b'-\left[\frac{f\rho_g}{2D}\left(\upsilon_2^2-\upsilon_1^2\right)+g\Delta\rho_g\right]H}{\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\rho_g g\left(\frac{f\upsilon_2^2}{2gD}+1\right)}$$

[0037] 其中，h为生产管柱内积砂高度；p_b为正常条件时井口油压；p'_b为积砂条件时井口油压；υ_1为正常条件时无积砂段流速；υ_2为积砂条件时无积砂段流速；υ为积砂条件时积砂段流速；ρ_g为气体密度；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；g为重力加速度；μ为气体粘度；β为惯性系数。

[0038] 一个实施例方式中，所述确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系，包括：

[0039] 通过回归分析建立井口油压与生产管柱内积砂高度间的第一关系。

[0040] 一个实施例方式中，按照以下公式确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系：

[0041] $$h_j=\frac{p_j+\left[\rho_g g-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]H}{\left[\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]}$$

[0042] 其中，h_j为生产管柱内可排出的最大积砂高度；p_j为关井时井口静压，ρ_g为气体密度；g为重力加速度；υ为积砂条件时积砂段流速；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；υ为积砂条件时积砂段流速；μ为气体粘度；β为惯性系数。

[0043] 一个实施例方式中，所述根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机，包括：

[0044] 根据所述第二关系，当井口油压达到生产管柱内可排出的最大积砂高度对应井口油压时，为所述气井极限排砂时机。

[0045] 另一方面，本申请实施例还提供了另一种确定气井极限排砂时机的装置，包括存储器、处理器、以及存储在所述存储器上的计算机程序，所述计算机程序被所述处理器运行时执行如下步骤：

[0046] 获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

[0047] 根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

[0048] 确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

[0049] 根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

[0050] 根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

[0051] 根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

[0052] 由以上本申请实施例提供的技术方案可见，相对于现有技术依据人为经验确定出的气井极限排砂时机，本申请实施例依据客观的参数数据和参数之间的内在关系所计算出的气井极限排砂时机更为准确客观。从而避免了因气井极限排砂时机不准确而造成的砂堵和气井关井。

附图说明

[0053] 为了更清楚地说明本申请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申请中记载的一些实施例，对于本领域普通技术人员来讲，在不付出创造性劳动性的前提下，还可以根据这些附图获得其他的附图。在附图中：

[0054] 图1为本申请一实施例中确定气井极限排砂时机的方法的流程图；

[0055] 图2为本申请一实施例中井口油压、井口静压分别与积砂高度的关系曲线示意图；

[0056] 图3为本申请一实施例中确定气井极限排砂时机的装置的结构框图；

[0057] 图4为本申请一实施例中确定气井极限排砂时机的装置的结构框图。

具体实施方式

[0058] 为了使本技术领域的人员更好地理解本申请中的技术方案，下面将结合本申请实施例中的附图，对本申请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申请一部分实施例，而不是全部的实施例。基于本申请中的实施例，本领域普通技术人员在没有作出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例，都应当属于本申请保护的范围。

[0059] 参考图1所示，本申请实施例的确定气井极限排砂时机的方法可以包括：

[0060] S101、获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压。

[0061] 在本申请一些实施方式中，所述基础参数例如可以包括生产管柱内径、储层深度、平均砂粒粒径、生产管柱内积砂段孔隙度和生产管柱内积砂段渗透率等。

[0062] S102、根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度。

[0063] 在本申请一些实施方式中，可按照以下公式确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度：

[0064] $$h=\frac{p_b-p_b^{'}-\left[\frac{f\rho_g}{2D}\left(\upsilon_2^2-\upsilon_1^2\right)+g\Delta\rho_g\right]H}{\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\rho_g g\left(\frac{f\upsilon_2^2}{2gD}+1\right)} \qquad (1)$$

[0065] 其中，h为生产管柱内积砂高度；p_b为正常条件时井口油压；p'_b为积砂条件时井口油压；υ_1为正常条件时无积砂段流速；υ_2为积砂条件时无积砂段流速；υ为积砂条件时积砂段流速；ρ_g为气体密度；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；g为重力加速度；μ为气体粘度；β为惯性系数。

[0066] 从而可以计算出目标气井的生产管柱在不同的气体流速及井口油压条件下的积

砂高度。

[0067] S103、确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系。

[0068] 在本申请一些实施方式中，由于通过步骤S103可以获得目标气井的生产管柱在不同的气体流速及井口油压条件下的积砂高度，因此通过对这些数据进行回归分析可以建立所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系。当然，在本申请其他一些实施方式中，也可以对这些数据进行曲线拟合，从而也可以建立所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系。

[0069] S104、根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度。

[0070] 在本申请一些实施方式中，可以按照以下公式确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系：

[0071] $$h_j=\frac{p_j+\left[\rho_g g-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]H}{\left[\frac{\mu\upsilon}{K}+\beta\rho_g\upsilon^2-\frac{\rho_g g}{1000}\left(\frac{f\upsilon^2}{2gD}+1\right)\right]} \quad (2)$$

[0072] 其中，h_j为生产管柱内可排出的最大积砂高度；p_j为关井时井口静压，ρ_g为气体密度；g为重力加速度；υ为积砂条件时积砂段流速；H为储层中深；K为积砂段渗透率；f为磨阻系数；D为生产管柱内径；υ为积砂条件时积砂段流速；μ为气体粘度；β为惯性系数。

[0073] 从而可以计算出目标气井的生产管柱在不同的井口静压条件下相应可排出的最大积砂高度。

[0074] S105、根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系。

[0075] 在本申请一些实施方式中，通过步骤S105可以获得目标气井的生产管柱在不同的井口静压条件下相应可排出的最大积砂高度。而由于所述第一关系为井口油压与积砂高度之间的关系，因此，根据目标气井的生产管柱在不同的井口静压条件下相应可排出的最大积砂高度，以及所述第一关系，可以拟合出最大积砂高度与井口油压之间的第二关系。

[0076] S106、根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

[0077] 在本申请一些实施方式中，所述根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机可以包括：根据所述第二关系，当井口油压达到生产管柱内可排出的最大积砂高度对应井口油压时，为所述气井极限排砂时机。

[0078] 虽然上文描述的过程流程包括以特定顺序出现的多个操作，但是，应当清楚了解，这些过程可以包括更多或更少的操作，这些操作可以顺序执行或并行执行(例如使用并行处理器或多线程环境)。

[0079] 下面介绍本申请一示例性实施方式，具体如下：

[0080] 在本示例性实施方式中，首先可以根据气藏工程研究，确定生产管柱内径为88mm、储层深度为6000m、平均砂粒粒径为1.5mm、管柱内积砂段孔隙度为40％、管柱内积砂段渗透率为5D等。

[0081] 其次根据上述参数，以及气井正常条件时井口油压为70×10^6Pa、气井正常条件时无积砂段气体流速为3.15m/s、气井积砂条件时无积砂段气体流速为1.58m/s、气井积砂条

件时积砂段气体流速为0.63m/s、磨阻系数为0.00005，并结合上述公式(1)，可计算出气的井生产管柱内的积砂高度，通过回归分析运算，可得到井口油压与生产管柱内积砂高度之间的第一关系，如图2所示(带黑色圆点的曲线)。

[0082] 然后根据上述基础参数和气井井口静压数据，并结合上述公式(2)，可计算不同井口静压时气井的管柱内能够排出的最大积砂高度，如图2所示(带黑色三角形的曲线)。

[0083] 从而根据第一关系，并结合上述得到的不同井口静压时气井的管柱内能够排出的最大积砂高度，可建立最大积砂高度与井口油压之间的第二关系，而当井口油压达到生产管柱内可排出的最大积砂高度对应井口油压时，即为气井极限排砂时机。因此，本示例性实施方式中，根据第二关系确定井口油压下降至30MPa时为气井极限排砂时机；当气井井口油压低于该压力时，气井砂堵关井，无法实施排砂措施，如图2所示(从左至右第一纵向虚线箭头处为气井极限排砂时机对应井口油压，第二纵向虚线箭头处为井口静压，横向虚线箭头处为气井井口静压75MPa时管柱内能够排出的最大积砂高度)。

[0084] 参考图3所示，本申请实施例的一种确定气井极限排砂时机的装置可以包括：

[0085] 参数获取模块31，可以用于获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

[0086] 积砂高度确定模块32，可以用于根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

[0087] 第一关系确定模块33，可以用于确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

[0088] 最大积砂高度确定模块34，可以用于根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

[0089] 第二关系确定模块35，可以用于根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

[0090] 极限排砂时机确定模块36，可以用于根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

[0091] 参考图4所示，本申请实施例的另一种确定气井极限排砂时机的装置包括存储器、处理器、以及存储在所述存储器上的计算机程序，所述计算机程序被所述处理器运行时执行如下步骤：

[0092] 获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压；

[0093] 根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度；

[0094] 确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系；

[0095] 根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度；

[0096] 根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系；

[0097] 根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机。

[0098] 本申请实施例的装置与上述实施例的方法对应，因此，有关于本申请的装置细节，请参见上述实施例的方法，在此不再赘述。

[0099] 为了描述的方便，描述以上装置时以功能分为各种单元分别描述。当然，在实施本申请时可以把各单元的功能在同一个或多个软件和/或硬件中实现。

[0100] 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。

[0101] 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造品，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。

[0102] 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。

[0103] 在一个典型的配置中，计算设备包括一个或多个处理器(CPU)、输入/输出接口、网络接口和内存。

[0104] 内存可能包括计算机可读介质中的非永久性存储器，随机存取存储器(RAM)和/或非易失性内存等形式，如只读存储器(ROM)或闪存(flash RAM)。内存是计算机可读介质的示例。

[0105] 计算机可读介质包括永久性和非永久性、可移动和非可移动媒体可以由任何方法或技术来实现信息存储。信息可以是计算机可读指令、数据结构、程序的模块或其他数据。计算机的存储介质的例子包括，但不限于相变内存(PRAM)、静态随机存取存储器(SRAM)、动态随机存取存储器(DRAM)、其他类型的随机存取存储器(RAM)、只读存储器(ROM)、电可擦除可编程只读存储器(EEPROM)、快闪记忆体或其他内存技术、只读光盘只读存储器(CD-ROM)、数字多功能光盘(DVD)或其他光学存储、磁盒式磁带，磁带磁磁盘存储或其他磁性存储设备或任何其他非传输介质，可用于存储可以被计算设备访问的信息。按照本文中的界定，计算机可读介质不包括暂存电脑可读媒体(transitory media)，如调制的数据信号和载波。

[0106] 还需要说明的是，术语“包括”、“包含”或者其任何其他变体意在涵盖非排他性的包含，从而使得包括一系列要素的过程、方法、商品或者设备不仅包括那些要素，而且还包括没有明确列出的其他要素，或者是还包括为这种过程、方法、商品或者设备所固有的要素。在没有更多限制的情况下，由语句“包括一个……”限定的要素，并不排除在包括所述要素的过程、方法、商品或者设备中还存在另外的相同要素。

[0107] 本领域技术人员应明白，本申请的实施例可提供为方法、系统或计算机程序产品。因此，本申请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，本申请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。

[0108] 本申请可以在由计算机执行的计算机可执行指令的一般上下文中描述，例如程序模块。一般地，程序模块包括执行特定任务或实现特定抽象数据类型的例程、程序、对象、组件、数据结构等等。也可以在分布式计算环境中实践本申请，在这些分布式计算环境中，由通过通信网络而被连接的远程处理设备来执行任务。在分布式计算环境中，程序模块可以位于包括存储设备在内的本地和远程计算机存储介质中。

[0109] 本说明书中的各个实施例均采用递进的方式描述，各个实施例之间相同相似的部分互相参见即可，每个实施例重点说明的都是与其他实施例的不同之处。尤其，对于系统实施例而言，由于其基本相似于方法实施例，所以描述的比较简单，相关之处参见方法实施例的部分说明即可。

[0110] 以上所述仅为本申请的实施例而已，并不用于限制本申请。对于本领域技术人员来说，本申请可以有各种更改和变化。凡在本申请的精神和原理之内所作的任何修改、等同替换、改进等，均应包含在本申请的权利要求范围之内。

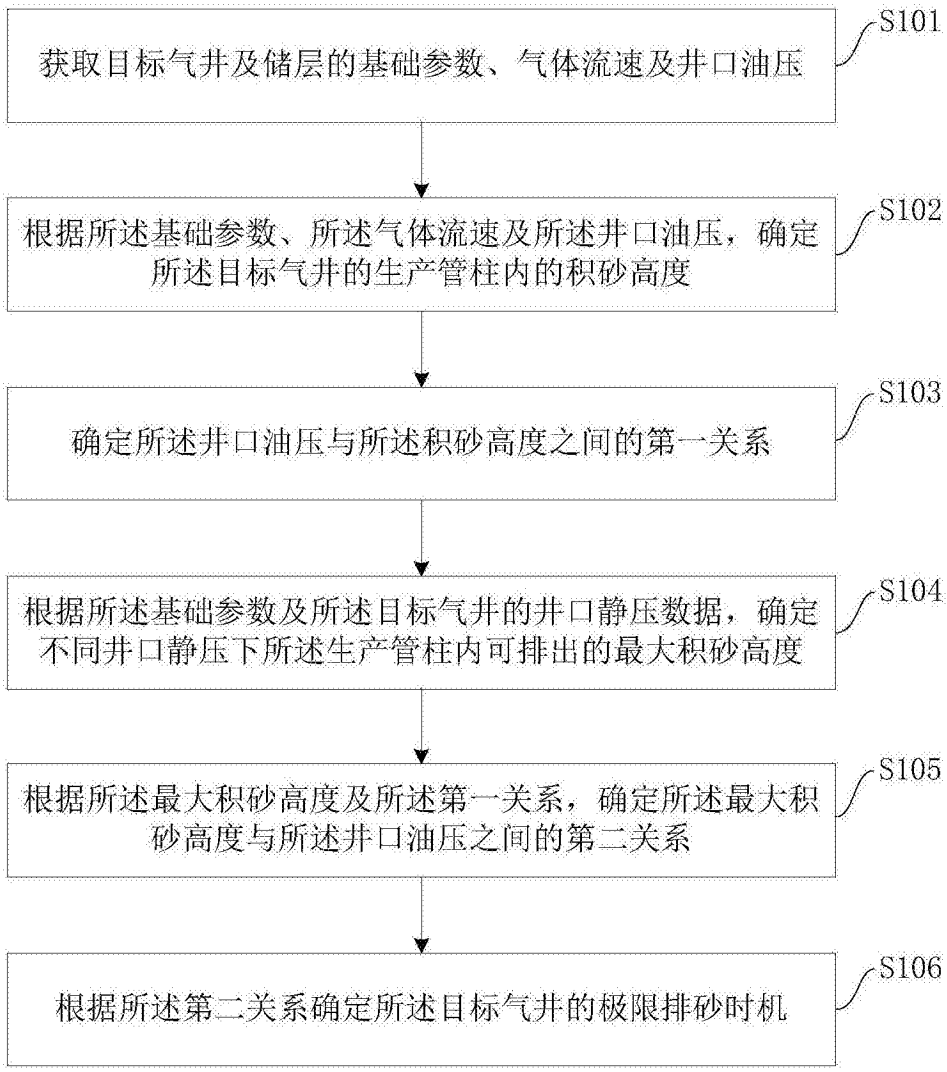

获取目标气井及储层的基础参数、气体流速及井口油压
S101
根据所述基础参数、所述气体流速及所述井口油压，确定所述目标气井的生产管柱内的积砂高度
S102
确定所述井口油压与所述积砂高度之间的第一关系
S103
根据所述基础参数及所述目标气井的井口静压数据，确定不同井口静压下所述生产管柱内可排出的最大积砂高度
S104
根据所述最大积砂高度及所述第一关系，确定所述最大积砂高度与所述井口油压之间的第二关系
S105
根据所述第二关系确定所述目标气井的极限排砂时机
S106

图1

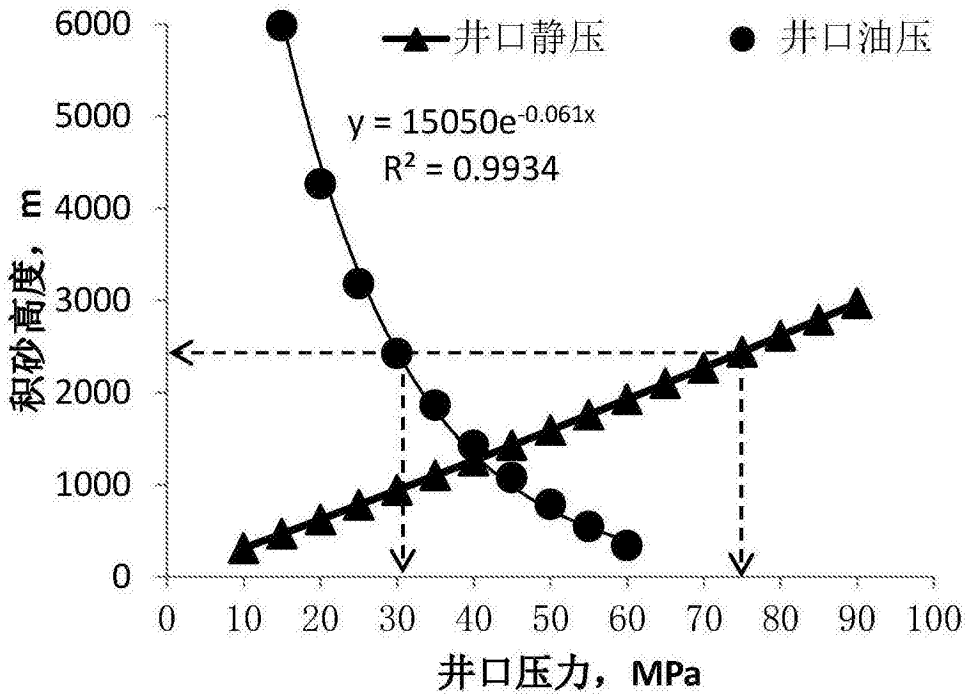

井口静压
井口油压
y = 15050e-0.061x
R² = 0.9934
积砂高度，m
井口压力，MPa
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100

图2

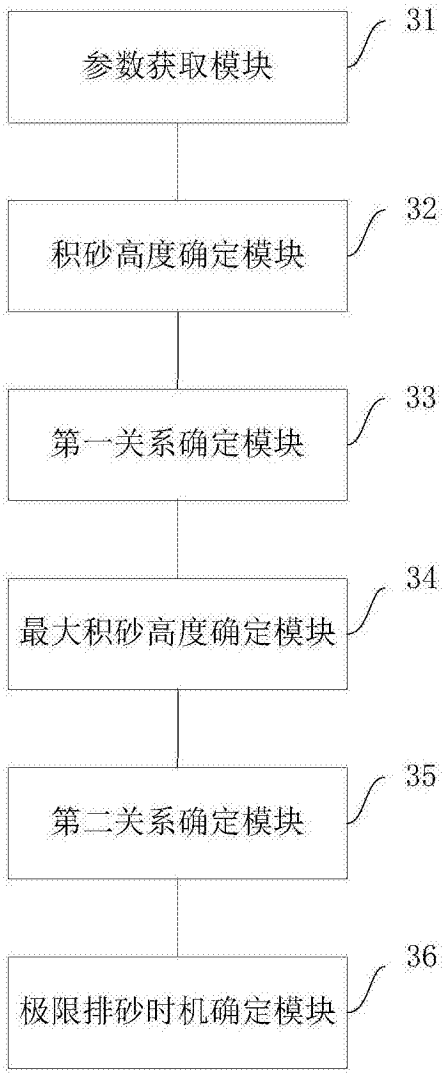

参数获取模块
31
积砂高度确定模块
32
第一关系确定模块
33
最大积砂高度确定模块
34
第二关系确定模块
35
极限排砂时机确定模块
36

图3

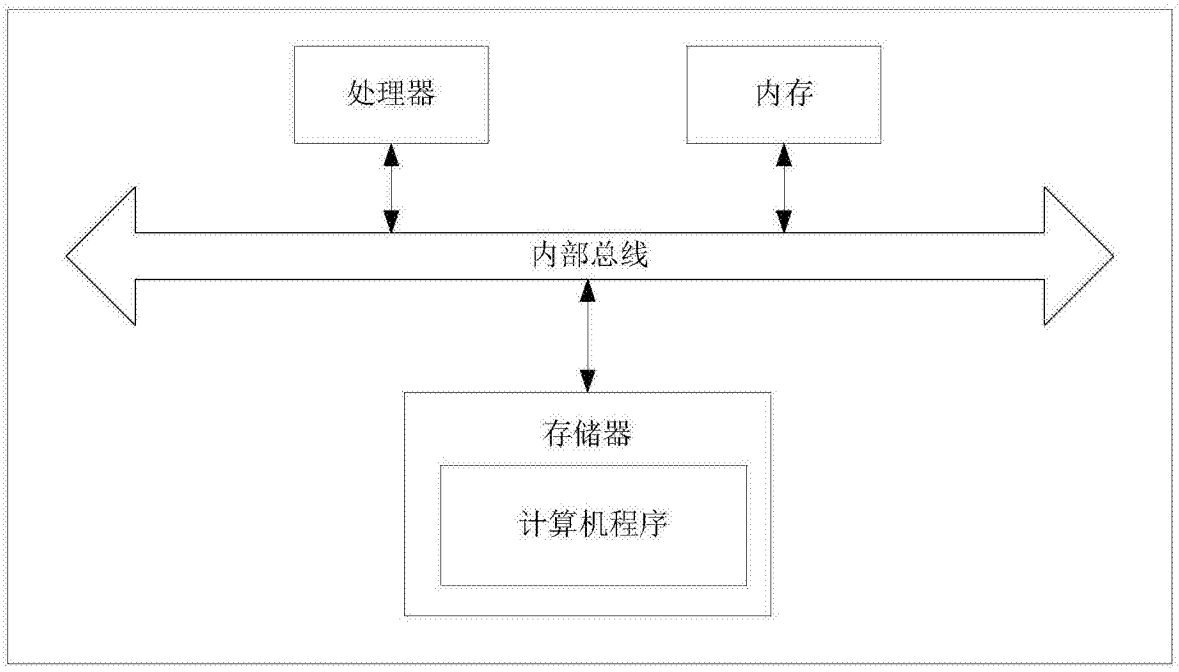


图4