



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 110714747 A

(43)申请公布日 2020.01.21

(21)申请号 201910999797.3

(22)申请日 2019.10.21

(71)申请人 中国石油化工股份有限公司

地址 100027 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华东油
气分公司

(72)发明人 熊炜 张龙胜 赖建林 张建

雷林 魏伟 宋方名 吴天

(74)专利代理机构 镇江京科专利商标代理有限
公司 32107

代理人 夏哲华

(51)Int.Cl.

E21B 43/267(2006.01)

权利要求书1页 说明书6页

(54)发明名称

一种三阶梯式的提高页岩改造体积的控制
方法

(57)摘要

本发明公开了一种三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法。先对关键储层参数进行评价,确定施工的地质条件,然后对裂缝参数及压裂施工参数进行优化,再对射孔位置进行确定及射孔作业;其特征在于:全程采用低黏度滑溜水压裂造缝施工并在施工过程中进行阶梯提排量、阶梯提砂比、阶梯粒径组合加砂。本发明的优点在于:大大提高了页岩气单井加砂量、改造强度和裂缝的导流能力,实现了提高深层页岩气裂缝复杂性及有效改造体积的最大化的目的,从而提高了其压裂增产效果和经济开发价值。

1. 一种三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,先对关键储层参数进行评价,确定施工的地质条件,然后对裂缝参数及压裂施工参数进行优化,再对射孔位置进行确定及射孔作业;其特征在于:全程采用低黏度滑溜水压裂造缝施工并在施工过程中进行阶梯排量、阶梯提砂比、阶梯粒径组合加砂,压裂造缝施工过程如下:

A、前置液阶段,低排量泵注低黏滑溜水加不同砂液比的小段塞式粉砂施工;

B、携砂液阶段,中高排量泵注低黏滑溜水,阶梯式提砂比、阶梯粒径组合长段塞支撑剂施工;C、尾追阶段,在步骤B的基础上,继续注入大粒径支撑剂,在缝口位置形成高导流支撑剂充填层;

D、最后进行顶替作业;

E、重复压裂造缝施工步骤,进行下一段的压裂施工。

2. 按照权利要求1所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:全程低黏度滑溜水压裂造缝施工过程中,低黏度滑溜水的粘度为3-6mPa.s。

3. 按照权利要求1或2所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:所述前置液阶段,以设计最高排量的65%~75%进行注入,所述携砂液阶段,采用设计最高排量的75%~90%进行注入;所述尾追阶段,达到设计的最高排量进行注入。

4. 按照权利要求3所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:所述前置液阶段,小段塞式粉砂施工过程中,粉砂砂量为总砂量的15%~25%,粉砂粒径为:70-140目。

5. 按照权利要求1、2或4所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:所述携砂液阶段,阶梯式提砂比的砂液比为3-4-5%、5-6-7%、6-7-8-9%、8-9-10-11%、9-10-11%、10-11-12%、12-13%、13-14%连续多个砂比台阶加砂,随砂比增加,段塞的液量及砂量逐级减少。

6. 按照权利要求5所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:所述阶梯粒径组合长段塞施工中,一个长段塞的支撑剂有多种粒径砂,分为粉砂和中砂的组合或中砂和粗砂的组合。

7. 按照权利要求1、2、4或6所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:所述尾追阶段,在施工最后一个大段塞末,直接切入大粒径支撑剂,中间没有隔离液,砂比为8-10%,粗砂量为该段支撑剂总量的3%-5%。

8. 按照权利要求7所述的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,其特征在于:所述顶替作业中,富余30-40%的液量。

一种三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法

[0001]

技术领域

[0002] 本发明涉及一种页岩气体积压裂改造方法,具体的说是一种三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法。

背景技术

[0003] 页岩气体积压裂已在国内进行了多年的理论研究及现场试验,在页岩气可压性评价、页岩裂缝扩展物理模型、复杂裂缝导流特性、高效滑溜水及胶液研制、分段压裂工具研制以及压后返排、后评估等方面的研究,已基本成熟并完善配套;目前,页岩气压后产量低,递减快,难以获得经济开发价值,从技术角度而言,难点主要表现为:

1)随着埋深的增加,三向应力增加,其中,两向水平应力差的增加,增加了裂缝转向的难度,使得裂缝的复杂性降低;垂向应力的增加,使得水平层理缝或纹理缝张开与延伸的难度加大,使主裂缝的横向波及范围降低;

2)温度压力增加,使岩石的塑性特征增强,因此,裂缝起裂与延伸压力增加,支撑剂的嵌入深度也增加,使裂缝导流能力降低;

3)随着有效闭合应力的增加,支撑剂破碎率增加,进一步降低了裂缝的导流能力;

4)随着闭合应力的增加,主裂缝的净压力降低,裂缝的长、宽、高三维延伸尺寸降低,降低了裂缝改造体积。

[0004] 就技术层面而言,还有待进一步细化和改进,注入模式单一,不利于复杂储层条件的体积改造,将影响支撑裂缝的导流能力,并造成压后产量的快速递减,因此,针对支撑剂注入模式的改进对于页岩气体积压裂改造意义重大。

发明内容

[0005] 本发明要解决的技术问题是提供一种能够提高深层页岩气裂缝复杂性及有效改造体积的最大化,从而提高其压裂增产效果和经济开发价值的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法。

[0006] 为了解决上述技术问题,本发明的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法,先对关键储层参数进行评价,确定施工的地质条件,然后对裂缝参数及压裂施工参数进行优化,再对对射孔位置进行确定及射孔作业;其特征在于:全程采用低黏度滑溜水压裂造缝施工并在施工过程中进行阶梯提排量、阶梯提砂比、阶梯粒径组合加砂,压裂造缝施工过程如下:

A、前置液阶段,低排量泵注低黏滑溜水加不同砂液比的小段塞式粉砂施工;

B、携砂液阶段,中高排量泵注低黏滑溜水,阶梯式提砂比、阶梯粒径组合长段塞施工;

C、尾追阶段,在步骤B的基础上,继续注入大粒径支撑剂,在缝口位置形成高导流支撑剂充填层;

D、最后进行顶替作业；

E、重复压裂造缝施工步骤，进行下一段的压裂施工。

[0007] 全程低黏度滑溜水压裂造缝施工过程中，低黏度滑溜水的粘度为3-6mPa.s。

[0008] 所述前置液阶段，以设计最高排量的65%~75%进行注入，所述携砂液阶段，采用设计最高排量的75%~90%进行注入；所述尾追阶段，达到设计的最高排量进行注入。

[0009] 所述前置液阶段，小段塞式粉砂施工过程中，粉砂砂量为总砂量的15%~25%，粉砂粒径为：70-140目。

[0010] 所述携砂液阶段，阶梯式提砂比的砂液比为3-4-5%、5-6-7%、6-7-8-9%、8-9-10-11%、9-10-11%、10-11-12%、12-13%、13-14%连续多个砂比台阶加砂，随砂比增加，段塞的液量及砂量逐级减少。

[0011] 所述阶梯粒径组合长段塞施工中，一个长段塞的支撑剂有多种粒径砂，为粉砂和中砂的组合或中砂和粗砂的组合。

[0012] 所述尾追阶段，在施工最后一个大段塞末，直接切入大粒径支撑剂，中间没有隔离液，砂比为8-10%，粗砂量为该段支撑剂总量的3%-5%。

[0013] 所述顶替作业中，富余30-40%的液量。

[0014] 本发明的优点在于：

1、阶梯升排量

与常规压裂方法采用固定排量施工相比较，全程阶梯升排量的方法可保持裂缝净压力的稳步增长，在保近扩远的基础上开启更多微裂缝，最大程度的增加裂缝复杂度，增强改造效果；在阶段施工的初期，控制排量可防止早期缝高过度延伸而影响主缝长延伸，基本在每个加砂段塞结束后逐级提升排量，稳步提升净压力。

[0015] 2、阶梯提砂比

与常用的板凳式加砂比较，采用多台阶的加砂模式能够预判后续的加砂空间，提升液体的携砂效率，探索地层的临界加砂点，有效预防储层砂堵；同时可控的高砂比，快速将砂比推高，建立连续铺砂剖面，有效提高单井的加砂量。

[0016] 3、阶梯加粒径

与常规携砂液阶段采用中砂加砂比较，采用70/140、40/70、30/50目的砂粒径组合，并适时增加粗砂30/50粒径的用量，建立气体的高渗流通道，进一步提升裂缝的导流能力。

[0017] 4、整个过程设计合理，大大提高了页岩气单井加砂量、改造强度和裂缝的导流能力，增强了深层页岩气压裂裂缝的复杂性，提高了近井、远井、主裂缝和微裂缝等不同尺度裂缝系统的填充率，提高了深层页岩气的有效改造体积，最终实现了提高深层页岩气裂缝复杂性及有效改造体积的最大化的目的，从而提高了其压裂增产和稳产效果以及高经济开发价值。

具体实施方式

[0018] 下面结合具体实施方式，对本发明的三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法作进一步详细说明。

[0019] 采用常规的手段先对关键储层参数进行评价，确定施工的地质条件，然后对裂缝参数及压裂施工参数进行优化，再对对射孔位置进行确定及射孔作业；经过上述作业之后，

再在全程采用粘度为3-6mPa.s的低黏度滑溜水压裂造缝施工并在施工过程中进行阶梯提排量、阶梯提砂比、阶梯粒径组合加砂,压裂造缝施工过程如下:

A、前置液阶段,采用低排量泵注低黏滑溜水加不同砂液比的小段塞式粉砂施工;此阶段施工过程中,以设计最高排量的65%~75%进行注入,预防近井缝高的纵向过度延伸,利于主缝的横向延伸,实现控高扩远的目的;粉砂砂量为总砂量的15%~25%,粉砂粒径为:70-140目,粉砂从3%砂比起步,采取3%、5%、7%、8%、9%的短段塞方式,每段的携砂液体积为0.5-1个井筒容积,段塞之间的隔离液与此相当,此阶段的粉砂,可以有效的降低近井地带的弯曲摩阻,填充地层的微裂缝,降低滑溜水的滤失,提高滑溜水的造主支撑缝效果。

[0020] 另外,施工过程中,及时根据井口压力数值及波动幅度,评价加砂难易程度,适度调整粉砂支撑剂比例,若井口压力值高,与施工限压值差距小,可适度增加粉砂量为总砂量的30%-40%;

B、携砂液阶段,采用中高排量泵注低黏滑溜水,阶梯式提砂比、阶梯粒径组合长段塞支撑剂施工;此阶段施工过程中,采用设计最高排量的75%~90%进行注入,控制施工压力平缓增长,逐步提高了缝内的净压力,开启主缝上的支缝系统,同时增大裂缝的开启宽度,有利于支撑剂进入裂缝;阶梯式提砂比的长段塞加砂方式,即砂液比为3-4-5%、5-6-7%、6-7-8-9%、8-9-10-11%、9-10-11%、10-11-12%、12-13%、13-14%连续多个砂比台阶加砂,随砂比增加,段塞的液量及砂量逐级减少,隔离液体积为1个井筒容积,隔离液控制在40-50m³,滑溜水最高砂比控制在14%;组合粒径支撑剂(阶梯粒径组合)加砂方式是指一个长段塞的支撑剂有多种粒径砂,可以为粉砂和中砂的组合或中砂和粗砂的组合;该段塞的主支撑剂粒径为40-70目的中砂,中砂砂量占总砂量的65%~75%;其他粒径砂可为:细砂粒径为70-140目或粗砂粒径为30/50目,砂量占总砂量的25%~35%。

[0021] 换句话说,此阶段粉砂充填次级缝,一个粉砂段塞后紧跟一个长段塞后的加砂方式,并适时增加粗砂30/50粒径的用量,控制施工压力平缓增长;采用70/140、40/70、30/50目的砂粒径组合,形成裂缝多尺度支撑,进一步提升裂缝的导流能力,建立气体的高渗流通道。

[0022] 如:某个段塞阶梯式提砂比模式为6-7-8-9%,先加粉砂,砂比为6-7%,完成后直接切换中砂,砂比为8-9%,或先加中砂,砂比为6-7%,完成后直接切换粗砂,砂比为8-9%;中间没有隔离液,减少滑溜水的用量,提高铺砂强度,降低了对储层的伤害,实现页岩气开发的降本增效。

[0023] 阶梯粒径组合支撑剂加砂的优点为:

1)组合粒径中的细砂,充填在多弯曲狭窄的支缝和微缝系统内,具有缝内暂堵转向作用,在降低压裂液滤失的同时,提高缝内的静压力,从而有助于裂缝缝长的延伸,同时有利于后续大粒径支撑剂的进入;

2)组合粒径中的粗砂一般在施工末期尾追,粒径为30/50目,预防近井地带主缝内的支撑不充分,出现“包饺子”现象,在缝口位置充填大粒径支撑剂,减少了支撑剂返吐,提高缝口支撑裂缝的导流能力,可以显著提高压裂液的返排速度。

[0024] 采用70/140、40/70、30/50目的砂粒径组合,使支撑剂之间的接触面积增加,确保形成的多尺度裂缝有效支撑及缝网连通。最终,支撑剂在多尺度裂缝系统中呈现自然分选规律,小粒径支撑剂存在于低级支缝中,大粒径主要存在于主缝或高级支缝,提升裂缝的导

流能力,建立气体的高渗流通道;

C、尾追阶段,在步骤B的基础上,继续注入大粒径支撑剂,在缝口位置形成高导流支撑剂充填层;此阶段施工过程中,在施工后期达到设计的最高排量进行注入,此时最高排量产生的裂缝的诱导应力场大于地层的水平应力差、天然裂缝的开启压力,促使支缝系统上的天然微缝系统开启;在施工最后一个大段塞末,直接切入大粒径支撑剂,中间没有隔离液,砂比为10%,粗砂量为该段支撑剂总量的3%-5%,在缝口位置形成高导流支撑剂充填层;

D、最后进行顶替作业,该作业过程中,低黏度滑溜水的用量为井筒容易与地面管线容积之和,若根据井筒容积计算顶替的液量,富余30-40%的液量。

[0025] E、重复压裂造缝施工步骤,进行下一段的压裂施工。

[0026] 通过该手段,由于低黏度滑溜水适用于水平应力差较大的常压页岩储层,该储层低角度裂缝及层理开启难度大,裂缝转向困难,本发明通过在高排量泵注条件下,增加簇间的诱导应力场,利于缝高延伸和穿过小层界面,开启了天然裂缝,形成复杂缝网,同时,通过全程阶梯升排量的方法保持裂缝净压力的稳步增长,其中,裂缝开启顺序为:主裂缝-支裂缝-天然微裂缝,形成复杂网络缝。

[0027] 通过裂缝扩展Meyer商业软件模拟:

1) 排量与净压力的敏感性关系:模拟单段三簇射孔条件下,采用阶梯排量6-8-10-12-14-16-18 m³/min,缝内延伸净压力为4.8-5.5-6.5-8.5-9.7-14.2-17.4Mpa。

[0028] 即在相同射孔簇数下,施工排量每提高2m³/min,裂缝缝内延伸净压力提高1-2Mpa,当泵注排量阶梯提高,净压力也逐级提高,当净压力大于水平主应力、天然裂缝开启压力,实现储层层理缝的开启,提高了裂缝复杂程度。

[0029] 2) 在不同排量条件下,泵注低粘滑溜水形成的主缝、分支缝宽度:粘度为3mPa·s的滑溜水采用10-12-14-16-18m³/min阶梯提排量下,主缝的平均宽度2.21-2.42-2.44-2.38-2.37mm,次级缝平均缝宽0.28-0.32-0.33-0.36-0.38mm,井底压力提升有效扩展了裂缝宽度,验证了多阶梯加砂充填裂缝的可行性。

[0030] 3) 缝长模拟显示,裂缝缝长的增加分为快速增加阶段、稳步增加阶段及缓慢增加阶段;快速增加阶段造缝效率最高,之后裂缝延伸速率明显减慢。液量在一定值时,缝长延伸出现拐点,达到90%的设计缝长,裂缝开始扩展缓慢,采用阶梯提排量的注入方式,增强了裂缝延伸扩展效应。

[0031] 在施工中可根据施工曲线波动大小和压力限压窗口,及时优化调整压裂的施工参数,以最大限度的提高裂缝的复杂性程度和有效改造体积。

[0032] 以对比例与具体工程施工实例进行对比分析如下:

以中国某常压页岩气区块为例,该区块井采用了水平井分段压裂技术完井。

[0033] 对比例:

某区块页岩气探井A井,采用常规压裂工艺,该井最大垂深3270m:

(1) 进行储层特性参数评价

该井储层脆性指数为0.60、天然裂缝发育以及水平应力差异系数为0.145。

[0034] (2) 施工过程中的支撑剂注入

施工过程中,根据压裂设计,采用常规的泵注方式,将70/140目、40/70目支撑剂按照阶段,逐步从小到大依次注入,按照常规的支撑剂注入模式施工后,测试日产气量3.5万方;后

续该区块井的测试产量范围在1.8-3.8万方,开发陷入瓶颈阶段。

[0035] 新方法施工实例:

某页岩气探井X井,采用三阶梯式的新压裂工艺,该井最大垂深3551米:

(1) 关键储层参数评价

根据测井、录井及导眼井岩心实验,对目的层的岩性、物性、岩石力学、三向地应力、天然裂缝发育情况等地质参数进行分析。该井储层脆性指数为0.65、水平应力差异系数为0.156。

[0036] (2) 裂缝参数及压裂施工参数的优化

应用模拟软件ECLIPSE优化裂缝参数,在此基础上,应用软件MEYER,优化并确定压裂施工参数组合(排量、液量、砂液比及支撑剂量等)及压裂材料性能参数(黏度等)。

[0037] (3) 射孔位置确定及射孔作业

根据(1)的评价结果,确定了射孔位置。

[0038] (4) 阶梯提排量、低黏度滑溜水造缝施工;

根据(2)设计的施工泵注程序进行压裂作业,该阶段进行水力造缝,共注入低粘滑溜水(黏度3-6mPa·s)210m³。

[0039] (5) 低黏滑溜水加不同砂液比的小段塞式粉砂施工

低黏滑溜水加3%~9%的粉砂施工;

根据(2)设计的施工泵注程序进行加砂作业,该阶段共注入低粘滑溜水450m³,70/140目粉砂支撑剂15.9m³。

[0040] (6) 低黏滑溜水加阶梯式长段塞支撑剂(粉砂、中砂)施工

低黏滑溜水加3%~14%的中粒径支撑剂施工;

每个砂液比的段塞体积为1-0.5个井筒容积;

根据(2)设计的施工泵注程序进行加砂作业,该阶段共注入低粘滑溜水1112m³,40/70目支撑剂41.9m³,70/140目粉砂支撑剂13.1m³。

[0041] (7) 低黏度滑溜水加阶梯粒径组合支撑剂(粉砂、中砂及粗砂)施工;

根据(2)设计的施工泵注程序进行加砂作业,该阶段共注入低黏度滑溜水146m³,70/140目粉砂支撑剂2m³,砂液比为10%;40/70目中砂支撑剂6.3m³,砂液比为11-12-13%,30/50目支撑剂4.1m³,砂液比为10%。

[0042] 该阶段井口压力持续升高,但增长速度可控,在泵注过程中,压力始终在安全范围内,因此,最终在设计排量条件下,顺利完成了施工。

[0043] (8) 顶替作业

根据(2)设计的施工泵注程序进行顶替作业,该阶段共注入低黏度滑溜水81.7m³。

[0044] (9) 重复(3)-(8)步骤,进行下一段的压裂施工,以此类推,完成该井的全部施工设计,累计注入液量52406.5m³,砂量1788m³。

[0045] 该井采用三阶梯式的提高页岩改造体积的控制方法完成压裂作业,通过实时调节排量、砂比和组合粒径加砂等参数,提高了压裂改造效果,该井压后测试日产气量9.2万方;后续在x井实施该新方法,该井压后测试日产气量31.2万方;新方法的实施实现常压页岩气井产量突破,打开常压页岩气开发新局面。

[0046] 与对比例相比,明显可以看出,常规改造效果明显低于实施新方法改造的页岩气

井。采用本发明提供的改造方法,产量递减速度较慢,增加了产气量;新的三阶梯泵注加砂模式,提高页岩气单井加砂量、改造强度和裂缝的导流能力,以实现体积压裂中不同尺度裂缝的饱充填,形成最大限度地提高“有效”裂缝改造体积的方法。