



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 112443306 B

(45) 授权公告日 2023.02.28

(21) 申请号 201910830263.8

(22) 申请日 2019.09.04

(65) 同一申请的已公布的文献号  
申请公布号 CN 112443306 A

(43) 申请公布日 2021.03.05

(73) 专利权人 中国石油化工股份有限公司  
地址 100028 北京市朝阳区朝阳门北大街  
22号  
专利权人 中国石油化工股份有限公司石油  
工程技术研究院

(72) 发明人 仲冠宇 蒋廷学 李双明 王海涛  
卞晓冰 卫然 苏瑗 肖博 左罗

(74) 专利代理机构 北京知舟专利事务所(普通  
合伙) 11550  
专利代理师 马营营

(51) Int.Cl.

E21B 43/27 (2006.01)

E21B 43/267 (2006.01)

(56) 对比文件

CN 109209332 A, 2019.01.15

CN 109958426 A, 2019.07.02

CN 109838223 A, 2019.06.04

CN 109751025 A, 2019.05.14

CN 109763806 A, 2019.05.17

CN 109424347 A, 2019.03.05

CN 108661617 A, 2018.10.16

US 2012048554 A1, 2012.03.01

段华等. 深层页岩气水平井“增净压、促缝网、保充填”压裂改造模式.《天然气工业》.2019, 第39卷(第2期), 第66-70页.

审查员 魏文倩

权利要求书2页 说明书6页 附图1页

(54) 发明名称

一种深层页岩气井增大裂缝复杂性的控压压裂方法

(57) 摘要

本发明公开了一种深层页岩气井增大裂缝复杂性的控压压裂方法,包括以下步骤:1) 关键页岩参数的评价以及压裂施工参数的优化;2) 进行射孔作业;3) 进行酸处理;4) 采用高粘度胶液造主缝;5) 注入携带有80-120目支撑剂的高粘度滑溜水;6) 注入携带有40-70目支撑剂的高粘度滑溜水;7) 注入高粘度胶液;8) 注入酸性滑溜水体系;9) 重复步骤6~步骤8两次以上;10) 注入携带有40-70目支撑剂的高粘度胶液;11) 采用顶替液进行顶替作业,然后下入桥塞;12) 重复步骤2~11,直至所有段施工完成,最后压后钻塞、返排、测试及求产。本发明通过酸性滑溜水顶替高粘液体配合变排量压裂工艺实现了深层页岩气的高效改造。

CN 112443306 B



1. 一种深层页岩气井增大裂缝复杂性的控压压裂方法,其特征在于,所述方法包括以下步骤:

步骤1、关键页岩参数的评价以及压裂施工参数的优化;

步骤2、进行射孔作业;

步骤3、进行酸处理;

步骤4、采用高粘度胶液造主缝;

步骤5、注入携带有80-120目支撑剂的高粘度滑溜水;

步骤6、注入携带有40-70目支撑剂的高粘度滑溜水;

步骤7、注入高粘度胶液;

步骤8、注入酸性滑溜水体系;

步骤9、重复步骤6~步骤8两次以上;

步骤10、注入携带有40-70目支撑剂的高粘度胶液;

步骤11、采用顶替液进行顶替作业,然后下入桥塞;

步骤12、重复步骤2~11,直至所有段施工完成,最后压后钻塞、返排、测试及求产;

每次重复步骤7注入高粘度胶液时,均增大排量,且高粘度胶液的液量也逐渐增大;

步骤8包括以下子步骤:步骤8.1、注入酸性滑溜水;步骤8.2、注入携带80-120目支撑剂的酸性滑溜水;步骤8.3、注入含有破胶剂的酸性滑溜水;所述酸性滑溜水的粘度为1~5cp。

2. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,在步骤3中,酸量为10~20m<sup>3</sup>,注酸排量为1~1.5m<sup>3</sup>/min,替酸排量为4~6m<sup>3</sup>/min,等酸到达射孔位置后,将替酸排量降为注酸排量,待酸进入第一簇孔眼8~10m<sup>3</sup>后,再将替酸排量提高到6~8m<sup>3</sup>/min。

3. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,在步骤5中,采用段塞式加砂,砂液比为1~2~3~4~5%,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的60~90%,隔离液液量为携砂液液量的1~1.1倍。

4. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,在步骤6中,砂液比为3~4~5~6%,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的70%~100%,前3个砂液比采用段塞式加砂,各段携砂液液量为隔离液液量的1~1.5倍,最后1个砂液比采用连续式加砂。

5. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,在步骤7中,所述高粘度胶液的排量为14~18m<sup>3</sup>/min,高粘度胶液的液量为井筒容积的1~2倍。

6. 根据权利要求5所述的方法,其特征在于,

在步骤8.1中,注入的酸性滑溜水的液量为井筒容积的50~60%;

在步骤8.2中,采用的砂液比为4~8%,酸性滑溜水的液量为井筒容积的1~2倍;

在步骤8.3中,含有破胶剂的酸性滑溜水的液量为井筒容积的1~2倍。

7. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,在步骤9中,

在第一次重复步骤6时,加砂方式为段塞式加砂,砂液比为6~7~8~9%,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的70%~100%,前三个砂液比对应的顶替液液量为携砂液液量的1~1.5倍;和/或

在第一次重复步骤8时,重复步骤8.2中采用的砂液比为6~10%,其余条件不变。

8. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,在步骤9中,

在第二次重复步骤6时,加砂方式为段塞式加入,砂液比为9~9~10~11%,各砂液比下携

砂液的液量为井筒容积的70%~100%，前三个砂液比对应的顶替液液量为携砂液液量的1~1.5倍；和/或

在第二次重复步骤8时，步骤8.2采用的砂液比为8~12%，其余条件不变。

9. 根据权利要求1至8之一所述的方法，其特征在于，在步骤10中，砂液比为10~11~10~11~12~13%；其中，前两个砂液比采用段塞式加砂，第1个砂液比为第1个段塞，携砂液液量为井筒容积的80~100%，顶替液量等于井筒容积；第2个砂液比为第2个段塞，携砂液液量为井筒容积的70~90%，顶替液量等于井筒容积；后四个砂液比采用连续式加砂，各砂液比对应的携砂液液量为井筒容积的20~50%。

## 一种深层页岩气井增大裂缝复杂性的控压压裂方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及油田开发领域,尤其涉及页岩气井分段多簇压裂技术,具体地,涉及一种适用于深层页岩气井的水力压裂方法,特别涉及一种深层页岩气井增大裂缝复杂性的控压压裂方法。

### 背景技术

[0002] 焦石坝、威远、丁山等区块深层页岩气资源丰富,含气面积大,据统计,3500m以深的深层页岩气资源量占总资源量的65%以上,其中,四川盆地3500m以深的页岩气资源量高达 $4612 \times 10^8 \text{m}^3$ ,因此深层页岩气资源的成功开发对于我国进一步挖潜增储具有重要意义。

[0003] 开发实践表明,深层页岩气井低孔隙度、低渗透率,需要在页岩气藏中建立高导流裂缝网络可以实现高效开发。但是,一方面,随着深度的增加,深埋藏下页岩塑性较强,水平主应力差大,高角度缝、层理缝等天然裂缝打开困难,多尺度裂缝网络形成难度较大;另一方面,深层页岩气井压裂裂缝较窄,加砂强度受限,现场多通过提高滑溜水粘度、适当增加胶液比例等方式以高强度加砂,但是,高粘度压裂液不利于形成复杂裂缝网络。

[0004] 中国专利CN107476790A公开了一种提高页岩气裂缝改造体积的限压不限排量的压裂方法,包括:(1)压前储层评价及压裂施工前期的实时评估;(2)在直井导眼井上进行分层小型测试压裂试验;(3)用软件MEYER进行模拟分析;(4)进行正常的压裂施工,在施工中途进行一次或二次瞬时停泵;(5)由井底压力反推出井口施工预期压力;(6)只要井口施工压力低于步骤(5)的预期压力,就提高排量,使井口施工压力接近预期值;(7)如果提高排量后的井口施工压力仍没有达到预期压力,则提高施工砂液比。能够改善使用限排量的方法所带来的各类问题,从而提高页岩储层的实际压后改造体积及人工裂缝的复杂性。

[0005] 中国专利CN106567702A提高深层页岩气裂缝复杂性指数的方法。该方法通过深层页岩气井压裂设计时,对压裂液选取及注入方式、支撑剂的选取、簇射孔数量等工艺方法的优化设计和控制,使得人工主裂缝在延伸过程中尽可能多的开启并沟通地层中的天然裂缝;使单条裂缝延伸的更长,扩展的更宽,最终达到最大限度的提高页岩气井压裂裂缝复杂性的目的。但是其要求人工主裂缝改造范围内分布含有碳酸盐矿物充填的天然裂缝,且压裂主裂缝与天然裂缝之间存在一定夹角,适用性较小。

[0006] 中国专利CN106382111A提出了一种增加页岩气压裂裂缝复杂性的方法,包括:随地层脆性指数提高,降低压裂液的粘度;根据天然裂缝的缝长及缝宽延伸的范围,控制加砂时机;以及增加压裂液粘度、液量、排量及施工砂液比中的一者或多者,以促使主裂缝多次转向。但是,此发明采用缝内暂堵剂强迫裂缝转向,窄施工压力窗口下暂堵次数和压裂规模存在一定的局限性。

[0007] 中国专利CN109113703A公开了一种深层页岩气“V”型压力曲线的压裂方法。包括:(1)关键储层参数评价;(2)裂缝参数及压裂施工参数的优化;(3)射孔位置确定及射孔作业;(4)酸预处理;(5)变排量、低粘度滑溜水造缝施工;(6)低粘滑溜水加不同砂液比的粉陶施工;(7)中粘滑溜水加不同砂液比的中粒径支撑剂施工;(8)高粘度胶液大粒径携带支撑

剂施工；(9) 顶替作业。但是，其在高水平主应力差条件下提高裂缝复杂性受限。

[0008] 中国专利CN108952668A提供了一种常压页岩气藏储层的压裂方法，包括以下步骤：步骤一、获取储层评价参数；步骤二、确定压裂施工参数，其中包括确定压裂液粘度、排量、用量以及支撑剂粒径和用量；步骤三、压裂施工；其中，步骤三中采用螺旋段塞式混合粒径加砂方式对储层进行逐段压裂施工。但是其主要适用于常压页岩气，而不适应深层页岩气。

[0009] 因此，采用常规方法在深层页岩气储层建立复杂裂缝网络的难度极大。虽然在深井中通过缝内暂堵转向压裂可实现高水平应力差条件下多尺度改造，但是由于暂堵剂自降解时间较长，压裂时暂堵次数受限，而且暂堵成功后压力上升幅度高，在深埋深、高闭合压力条件下进一步缩小了施工压力窗口，增大了压裂施工难度。因此，亟需一种可增大裂缝复杂性的深层页岩气井控压压裂方法。

## 发明内容

[0010] 解决现有的深层页岩气井压裂时施工压力窗口窄，裂缝复杂性难以提高的问题，本发明提出了一种深层页岩气井的控压压裂方法，即通过调整胶液及隔离液排量以提高缝内净压力，从而打开天然裂缝，并在窄施工压力窗口下控制地面泵压的上升速度；后续泵入酸性滑溜水，通过粘度指进及酸溶蚀作用进一步延伸及沟通天然裂隙，提高裂缝复杂性；同时利用所携带的小粒径支撑剂进一步增强改造体积的长期导流能力。因此，本发明通过酸性滑溜水顶替高粘液体、配合变排量压裂工艺解决了深层页岩气井有效改造体积小、裂缝复杂性低、施工压力窗口窄的难题，实现了深层页岩气的高效改造。

[0011] 本发明的目的是提供一种深层页岩气井增大裂缝复杂性的控压压裂方法，所述方法包括以下步骤：

[0012] 步骤1、关键页岩参数的评价以及压裂施工参数的优化。

[0013] 在步骤1中，利用现有技术公开的手段进行参数的评价和优化，例如利用包括综合应用地震、测井、录井、测试及室内岩心分析的方法评价关键页岩参数，其中，所述关键页岩参数包括目的层构造、地质、岩性、矿物组分、物性、岩石力学、三向应力特征、天然裂缝特征等。

[0014] 步骤2、进行射孔作业。

[0015] 在一种优选的实施方式中，在步骤2中，采用桥塞射孔联作方法进行射孔。

[0016] 在进一步优选的实施方式中，第一段采用连续油管下入射孔枪，不带桥塞，其它段采用泵送方法下桥塞和射孔枪。

[0017] 在更进一步优选的实施方式中，等桥塞到达预定位置后，座封、丢手，然后，逐级上提射孔枪、射孔，等所有射孔完成后，上提射孔枪管串。

[0018] 步骤3、进行酸处理。

[0019] 在一种优选的实施方式中，在步骤3中，酸量为 $10\sim 20\text{m}^3$ ，注酸排量为 $1\sim 1.5\text{m}^3/\text{min}$ ，替酸排量一般 $4\sim 6\text{m}^3/\text{min}$ 。

[0020] 在进一步优选的实施方式中，等酸到达射孔位置后，将替酸排量降为注酸排量，以增加酸岩接触时间和酸化效果。

[0021] 在更进一步优选的实施方式中，待酸进入第一簇孔眼 $8\sim 10\text{m}^3$ 后，再将替酸排量提

高到 $6\sim 8\text{m}^3/\text{min}$ ,以确保剩余的酸液进入其它射孔簇。

[0022] 在一种优选的实施方式中,在步骤3中,酸的粘度为 $5\sim 10\text{cp}$ 。

[0023] 其中,主要是考虑到深层页岩气藏的地层温度高,为避免氢离子释放速度过快,将酸液粘度提高至 $5\sim 10\text{cp}$ 。

[0024] 步骤4、采用高粘度胶液造主缝。

[0025] 在一种优选的实施方式中,在步骤4中,所述高粘度胶液的粘度为 $60\sim 80\text{cp}$ 。

[0026] 在进一步优选的实施方式中,在步骤4中,所述高粘度胶液的液量为井筒容积的 $1\sim 3$ 倍,排量为步骤1的优化排量。

[0027] 步骤5、注入携带有 $80\sim 120$ 目支撑剂的高粘度滑溜水。

[0028] 其中,在步骤5中,所述高粘度滑溜水的粘度为 $9\sim 12\text{cp}$ 。

[0029] 在一种优选的实施方式中,在步骤5中,采用段塞式加砂,砂液比为 $1\sim 2\sim 3\sim 4\sim 5\%$ 。

[0030] 在进一步优选的实施方式中,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的 $60\sim 90\%$ ,隔离液液量为携砂液液量的 $1\sim 1.1$ 倍。

[0031] 步骤6、注入携带有 $40\sim 70$ 目支撑剂的高粘度滑溜水。

[0032] 其中,在步骤6中,所述高粘度滑溜水的粘度为 $9\sim 12\text{cp}$ 。

[0033] 在一种优选的实施方式中,在步骤6中,砂液比为 $3\sim 4\sim 5\sim 6\%$ ,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的 $70\%\sim 100\%$ 。

[0034] 在进一步优选的实施方式中,前3个砂液比采用段塞式加砂,各段携砂液液量为隔离液液量的 $1\sim 1.5$ 倍;最后1个砂液比采用连续式加砂。

[0035] 步骤7、注入高粘度胶液。

[0036] 其中,在步骤7中,所述高粘度胶液的粘度为 $60\sim 80\text{cp}$ 。

[0037] 在一种优选的实施方式中,在步骤7中,所述高粘度胶液的排量为 $14\sim 18\text{m}^3/\text{min}$ ,高粘度胶液的液量为井筒容积的 $1\sim 2$ 倍。

[0038] 其中,通过调整胶液排量以提高缝内净压力,从而打开天然裂缝,并在窄施工压力窗口下控制地面泵压的上升速度,若地面泵压无显著增加(增幅小于 $2\text{MPa}/\text{min}$ 或者无上升趋势),可适当增加胶液液量或者施工排量。

[0039] 步骤8、注入酸性滑溜水体系。

[0040] 其中,所述酸性滑溜水的粘度为 $1\sim 5\text{cp}$ 。

[0041] 在一种优选的实施方式中,步骤8包括以下子步骤:

[0042] 步骤8.1、注入酸性滑溜水;

[0043] 在步骤8.1中,注入的酸性滑溜水的液量为井筒容积的 $50\sim 60\%$ 。

[0044] 其中,步骤8.1的主要目的是通过粘度指进作用渗滤到裂缝壁面及端部,防止后续 $80\sim 120$ 目支撑剂与胶液大量掺混而在主裂缝中沉降。

[0045] 步骤8.2、注入携带 $80\sim 120$ 目支撑剂的酸性滑溜水;

[0046] 在步骤8.2中,采用的砂液比为 $4\sim 8\%$ ,酸性滑溜水的液量为井筒容积的 $1\sim 2$ 倍。

[0047] 其中,步骤8.2的主要目的是利用其酸溶蚀性与天然裂隙中的碳酸盐填充物反应,降低天然裂隙开启难度,从而配合其低粘度特性,促进分支缝延伸。支撑剂为 $80\sim 120$ 目支撑剂,主要目的是为了提高分支缝的长期导流能力,同时避免分支缝滤失影响后续压裂施工。

- [0048] 步骤8.3、注入含有破胶剂的酸性滑溜水。
- [0049] 在步骤8.3中,含有破胶剂的酸性滑溜水的液量为井筒容积的1~2倍。
- [0050] 其中,步骤8.3主要是利用其酸性和携带的破胶剂进一步破胶以降低后续施工压力,同时将粉砂顶替至分支缝深处以提高分支缝长期导流能力。
- [0051] 在实际施工中,在步骤8中,若地面压力增长过快(地面压力增幅超过2MPa/min),施工压力窗口过小,可适当降低排量 $2\sim 6\text{m}^3/\text{min}$ ,在酸性滑溜水中增加破胶剂剂量(增加0.5~2倍),并适当增加酸性滑溜水液量(增加20~50%)。
- [0052] 步骤9、重复步骤6~步骤8两次以上。
- [0053] 在一种优选的实施方式中,在第一次重复步骤6时,加砂方式为段塞式加砂,砂液比为6~7~8~9%,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的70%~100%,前三个砂液比对应的顶替液液量为对应携砂液液量的1~1.5倍。
- [0054] 在进一步优选的实施方式中,在第二次重复步骤6时,加砂方式为段塞式加入,砂液比为9~9~10~11%,各砂液比下携砂液的液量为井筒容积的70%~100%,前三个砂液比对应的顶替液液量为对应携砂液液量的1~1.5倍。
- [0055] 在一种优选的实施方式中,在第一次重复步骤7时,所述高粘度胶液的排量为 $14\sim 18\text{m}^3/\text{min}$ ,注入高粘度胶液的液量为井筒容积的1~2倍。
- [0056] 在进一步优选的实施方式中,在第二次重复步骤7时,所述高粘度胶液的排量为 $14\sim 18\text{m}^3/\text{min}$ ,注入高粘度胶液的液量为井筒容积的1~2倍。
- [0057] 其中,每次重复步骤7注入高粘度胶液时,均增大排量,且高粘度胶液的液量也逐渐增大。目的是进一步增大净压力以打开远端天然裂缝。若地面泵压增幅超过2MPa/min,可适当增加胶液液量或者施工排量。
- [0058] 在一种优选的实施方式中,在第一次重复步骤8时,步骤8.2中采用的砂液比为6~10%,其余条件不变。
- [0059] 在进一步优选的实施方式中,在第二次重复步骤8时,步骤8.2采用的砂液比为8~12%,其余条件不变。
- [0060] 步骤10、注入携带有40-70目支撑剂的高粘度胶液。
- [0061] 在一种优选的实施方式中,在步骤10中,砂液比为10~11~10~11~12~13%。
- [0062] 其中,前两个砂液比采用段塞式加砂,第1个砂液比为第1个段塞,携砂液液量为井筒容积的80~100%,顶替液量等于井筒容积;第2个砂液比为第2个段塞,携砂液液量为井筒容积的70~90%,顶替液量等于井筒容积;后四个砂液比采用连续式加砂,各砂液比对应的携砂液液量为井筒容积的20~50%。
- [0063] 其中,所述高粘度胶液的粘度为60~80cp。
- [0064] 步骤11、采用顶替液进行顶替作业,然后下入桥塞。
- [0065] 在一种优选的实施方式中,在步骤11中,顶替液的液量为当段井筒容积的105~110%。
- [0066] 在进一步优选的实施方式中,前30%~50%的顶替液为粘度60~80cp的高粘度胶液,其余采用粘度9~12cp的高粘度滑溜水。
- [0067] 其中,所述高粘度胶液的主要作用是清扫水平井筒中的沉砂,为后续桥塞下入及座封提供保障。

- [0068] 步骤12、重复步骤2~11,直至所有段施工完成,最后压后钻塞、返排、测试及求产。
- [0069] 与现有技术相比,本发明具有如下有益效果:
- [0070] (1) 本发明提出了一种不使用暂堵剂的“暂堵转向”压裂方法,通过调整高粘度胶液排量实时控制净压力上升幅度;
- [0071] (2) 并利用后续注入的酸性滑溜水及携带的破胶剂及时“破胶解堵”,从而控制深层页岩气井的施工压力,提高窄施工压力窗口下多尺度缝网改造的施工效率;
- [0072] (3) 本发明利用高粘度胶液窄裂缝流动时所产生的高净压力充分打开层理、高角度缝等天然裂缝,并通过低粘酸性滑溜水的低粘度及酸溶蚀性进一步促使分支缝充分延伸,并使用所携带的粉砂对分支缝进行饱和充填,从而增大了裂缝网络复杂性,增大了有效改造体积,最终提高了深处页岩气井储层改造效率。

### 附图说明

- [0073] 图1示出本发明所述方法的流程示意图。
- [0074] 在图1中,80/120目即所述“80-120目”,40/70目即所述“40-70目”。

### 具体实施方式

- [0075] 下面结合具体实施例对本发明进行具体的描述,有必要在此指出的是以下实施例只用于对本发明的进一步说明,不能理解为对本发明保护范围的限制,本领域技术人员根据本发明内容对本发明做出的一些非本质的改进和调整仍属本发明的保护范围。
- [0076] 本发明实施例材料均可市售而得。
- [0077] 实施例1
- [0078] D1页岩气井位于川西南地区,垂深4231m,测深6062m,水平段长1504m。该井埋深较大,施工压力高,采用本发明所提出的课增大压裂复杂性的控压压裂方法进行了储层改造,具体为:
- [0079] (1) 关键页岩参数的评价以及压裂施工参数的优化;
- [0080] (2) 利用连续油管下入射孔枪进行射孔作业;
- [0081] (3) 以 $1.5\text{m}^3/\text{min}$ 的排量共注入预处理酸(15% $\text{HCl}$ +2.0%缓蚀剂+1.5%助排剂+2.0%粘土稳定剂+1.5%铁离子稳定剂) $20\text{m}^3$ 。然后以 $5\text{m}^3/\text{min}$ 的排量注入高粘度胶液 $60\text{m}^3$ 替酸。排量降至 $1\text{m}^3/\text{min}$ ,之后继续注入高粘滑溜水 $30\text{m}^3$ ,同时排量快速提高至 $8\text{m}^3/\text{min}$ 。
- [0082] (4) 注入高粘胶液 $60\text{m}^3$ 造主缝,同时排量快速提高至 $14\text{m}^3/\text{min}$ 。
- [0083] (5) 注入含有80-120目支撑剂的高粘滑溜水,粘度为18cp,将80-120目支撑剂按照砂比为1%~2%~3%~4%~5%的比例段塞式加入 $7.1\text{m}^3$ ,各段塞携砂液液量分别为 $35\text{m}^3$ 、 $45\text{m}^3$ 、 $45\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ ,各段塞隔离液的液量分别为 $40\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ ;
- [0084] (6) 注入含有40-70目支撑剂的高粘滑溜水,粘度为18cp,将40-70目支撑剂按照砂比为3%~4%~5%~6%的比例连续式加入 $10.05\text{m}^3$ ,各段塞携砂液液量分别为 $50\text{m}^3$ 、 $55\text{m}^3$ 、 $55\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ ,前三段段塞隔离液的液量分别为 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ ;
- [0085] (7) 注入高粘胶液 $60\text{m}^3$ ,粘度为60cp,排量快提至 $16\text{m}^3/\text{min}$ 。
- [0086] (8) 注入酸性滑溜水体系。
- [0087] (8.1) 注入酸性滑溜水 $30\text{m}^3$ ,粘度为5cp,当胶液进入地层后,压力升幅约为1MPa/



min,表明高粘胶液提高了缝内净压力。

[0088] (8.2) 注入含有80-120目支撑剂的酸性滑溜水,粘度为5cp,将80-120目支撑剂按照砂比为6%的比例段塞式加入 $3.6\text{m}^3$ ,其中,携砂液液量和隔离液液量均为 $60\text{m}^3$ ;

[0089] (8.3) 注入含有破胶剂的酸性滑溜水 $60\text{m}^3$ ,粘度为5cp;

[0090] (9) 第一次重复步骤6~8:

[0091] 注入含有40-70目支撑剂的低粘滑溜水,将40-70目支撑剂按照砂比为6%~7%~8%~9%的比例连续式加入 $16.35\text{m}^3$ ,各段塞携砂液液量分别为 $60\text{m}^3$ 、 $55\text{m}^3$ 、 $55\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ ,前三段段塞隔离液的液量分别为 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ ;

[0092] 注入高粘度胶液 $90\text{m}^3$ ,粘度为60cp,排量快提至 $17\text{m}^3/\text{min}$ ,当胶液进入地层后,压力升幅约为 $1\text{MPa}/\text{min}$ ,表明高粘胶液提高了缝内净压力;

[0093] 注入酸性滑溜水 $30\text{m}^3$ ;

[0094] 注入含有80-120目支撑剂的酸性滑溜水,将80-120目支撑剂按照砂比为8%的比例段塞式加入 $4.8\text{m}^3$ ,其中,携砂液液量和隔离液液量均为 $60\text{m}^3$ ;

[0095] 注入含有破胶剂的酸性滑溜水 $60\text{m}^3$ ,粘度为5cp。

[0096] 第二次重复步骤6~8:

[0097] 注入含有40-70目支撑剂的高粘滑溜水,粘度为18cp,将40-70目支撑剂按照砂比为9%~9%~10%~11%的比例连续式加入 $20.4\text{m}^3$ ,各段塞携砂液液量分别为 $55\text{m}^3$ 、 $55\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ 、 $50\text{m}^3$ ,前三段段塞隔离液的液量分别为 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ 、 $60\text{m}^3$ ;

[0098] 注入高粘胶液 $120\text{m}^3$ ,排量快提至 $18\text{m}^3/\text{min}$ ,当胶液进入地层后,压力升幅约为 $1\text{MPa}/\text{min}$ ,表明高粘胶液提高了缝内净压力;

[0099] 注入酸性滑溜水 $30\text{m}^3$ ;

[0100] 注入含有80-120目支撑剂的酸性滑溜水,将80-120目支撑剂按照砂比为10%的比例段塞式加入 $6.0\text{m}^3$ ,其中,携砂液液量和隔离液液量均为 $60\text{m}^3$ ;

[0101] 注入含有破胶剂的酸性滑溜水 $60\text{m}^3$ ,粘度为5cp。

[0102] (10) 注入含有40-70目支撑剂的高粘滑溜水,粘度为18cp,将40-70目支撑剂按照砂比为10%~11%~10%~11%~12%~13%的比例加入 $19.95\text{m}^3$ ,前两个砂液比所对应的加砂方式为段塞式加砂,各段塞携砂液液量分别为 $50\text{m}^3$ 、 $45\text{m}^3$ ,各段塞隔离液液量分别均为 $60\text{m}^3$ ,后四个砂液比所对应的加砂方式为连续式加砂各段塞携砂液液量分别为 $30\text{m}^3$ 、 $30\text{m}^3$ 、 $20\text{m}^3$ 、 $10\text{m}^3$ 。

[0103] (11) 注入顶替液,包括: $30\text{m}^3$ 的高粘度胶液(粘度为60cp)和 $45\text{m}^3$ 的高粘度滑溜水(粘度为18cp)。

[0104] (12) 下入桥塞及射孔枪进行桥塞封隔及射孔作业,重复步骤(2)~步骤(11),直至所有段施工完成;

[0105] (13) 压后钻塞、返排、测试及求产。

[0106] 该井施工过程中压力未超过限压,加砂量及用液量均达到设计要求,投入生产后,产气量与邻井相比具有一定程度上的提高,表明本发明可在窄施工压力窗口下提高深层页岩气井的储层改造效率。

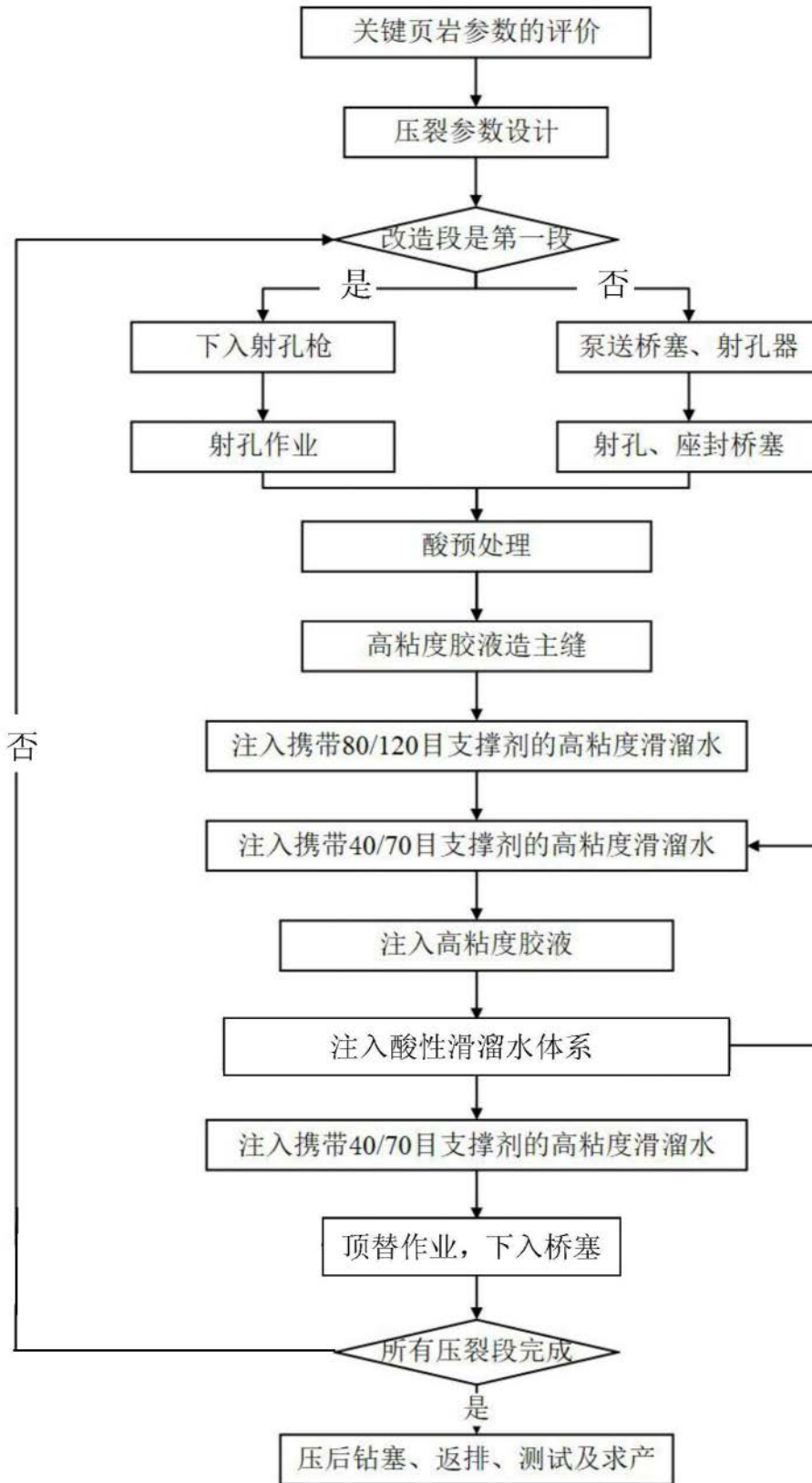


图1