



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 109209332 A

(43)申请公布日 2019.01.15

(21)申请号 201710541000.6

(22)申请日 2017.07.05

(71)申请人 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

申请人 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 蒋廷学 侯磊 路保平 周健

王海涛 苏瑗 张旭 周珺

(74)专利代理机构 北京知舟专利事务所(普通
合伙) 11550

代理人 周媛

(51)Int.Cl.

E21B 43/27(2006.01)

权利要求书1页 说明书6页

(54)发明名称

一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂
方法

(57)摘要

本发明公开了一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法。包括:(1)压前储层评价;(2)射孔方案优化;(3)酸性滑溜水注入;(4)70-140目支撑剂的加入;(5)等黏度常规滑溜水的注入;(6)高黏度常规胶液的注入;(7)40-70目及30-50目支撑剂的注入。本发明的方法提高了深层常压页岩气压裂裂缝的复杂性,以及不同尺度裂缝系统的填充率,进而提高了深层常压页岩气的有效改造体积,改善了压后增产和稳产效果。

1. 一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于所述方法包括:

(1) 压前储层评价

(2) 射孔方案优化

深层页岩气压裂采取多段少簇射孔;

常压页岩气压裂采取多段多簇射孔;

深层常压页岩气射孔的簇数介于深层页岩气和常压页岩气之间;

射孔方式采用水力喷射形成的周向射孔;

(3) 酸性滑溜水注入

所述滑溜水具有强酸性,黏度值 $2-3\text{mPa}\cdot\text{s}$,低注入排量进行注入,排量为 $3-5\text{m}^3/\text{min}$;

在酸性滑溜水注入总量的 $1/3$ 后,注入 $1-2$ 倍直井筒容积的高黏度酸性冻胶;进入近井裂缝内的高黏度酸性冻胶半个直井筒容积,再注入后续的酸性滑溜水;

(4) 70-140目支撑剂的加入

为配合步骤(3)酸性滑溜水的注入,在不同阶段以段塞式加入70-140目支撑剂;

(5) 等黏度常规滑溜水的注入

采用与上述酸性滑溜水等黏度的常规滑溜水,用量为一个直井筒加上水平井筒的总容积的 $2-3$ 倍;

(6) 高黏度常规胶液的注入

在步骤(5)常规滑溜水的基础上,注入常规的高黏度胶液体系;

(7) 40-70目及30-50目支撑剂的注入

深井地层闭合压力相对较大,采用40/70目支撑剂为主,30/50目支撑剂为辅进行主裂缝的施工作业。

2. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

步骤(2)中,

深层页岩气压裂采取多段少簇射孔;单段射孔簇数为 $3-5$ 簇。

3. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

常压页岩气压裂采取多段多簇射孔;单段射孔簇数为 $2-3$ 簇。

4. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

深层常压页岩气射孔的簇数介于深层页岩气和常压页岩气之间,单段射孔簇数介于 $2-4$ 簇。

5. 如权利要求2所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

步骤(2)中,周向内射孔 $3-6$ 孔。

6. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

步骤(3)中,所述高黏度酸性冻胶与酸性滑溜水的黏度比大于 10 。

7. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

步骤(4)中,按 $5-15\%$ 的比例混合70/140目的小粒径支撑剂。

8. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

步骤(6)中,高黏度胶液体系的黏度为 $40-50\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

9. 如权利要求1所述的页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法,其特征在于:

步骤(7)中,如闭合应力超过 90MPa ,只选用40/70目支撑剂。

一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法

技术领域

[0001] 本发明涉及油气开采领域,进一步地说,是涉及一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法。

背景技术

[0002] 目前,水平井分段压裂技术在海相高压的龙马溪页岩气地层已获得了成功的实践并取得了较好的效果。但随着页岩气勘探开发进程的推进,页岩气逐渐向深层和常压两个方向迈进。目前,无论是深层页岩气还是常压页岩气的压裂改造,都没有取得具有示范意义的突破。主要原因在于深层页岩气和常压页岩气压裂形成的裂缝复杂程度和有效改造体积不足。

[0003] 总体而言,目前的页岩气水平井分段压裂技术在深层页岩气和常压页岩气的适应性较差,主要问题有:

[0004] (1) 深层页岩气随埋深增加,水平应力差增加,岩石塑性特征变强,诱导应力作用因此减弱,微裂隙尺度更小,这些因素都对提高裂缝改造体积和裂缝复杂性程度不利;

[0005] (2) 常压页岩气压力系数降低可能是原始页岩气逸散造成的结果,也导致了内部的微裂隙及层理/纹理尺度减少。因此,压裂改造的有效支撑体积减少;

[0006] (3) 对于目前的许多深层页岩气而言,经常还同时具有常压页岩气的特征,因此,上述2个难点结合在一起,使压裂的难度继续增加;

[0007] (4) 常规的压裂模式采用的滑溜水+胶液+100目支撑剂+40/70目支撑剂+30/50目支撑剂的注入方式,对高压的中浅层页岩气有较好的适用性,但不一定适合深层及常压页岩气压裂,尤其是上述的微裂隙及水平层理/纹理的尺度普遍减少的前提下,小粒径支撑剂的粒径选择及对应加入量设计可能不合适,因此,造成的结果可能是100目支撑剂非但没有在小尺度裂缝内有效充填和支撑,反而有可能在大尺度裂缝中与大粒径支撑剂混杂在一起,堵塞大尺度裂缝,造成裂缝导流能力的降低。

[0008] 因此,针对深层常压页岩气而言,需要研究提出一种新的压裂技术,以解决上述局限性。

发明内容

[0009] 为解决现有技术中出现的问题,本发明提供了一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法。通过采用酸性滑溜水+滑溜水+活性胶液的液体体系,沟通和溶蚀小尺度微裂隙和层理/纹理缝等,提高压裂裂缝的复杂性,增加有效改造体积,改善多尺度缝网的导流能力,实现深层常压页岩气的增产和商业化开采。

[0010] 本发明的目的是提供一种页岩气水平井的酸性滑溜水复合压裂方法。

[0011] 包括:

[0012] (1) 压前储层评价

[0013] (2) 射孔方案优化

- [0014] 深层页岩气压裂采取多段少簇射孔；
- [0015] 常压页岩气压裂采取多段多簇射孔；
- [0016] 深层常压页岩气射孔的簇数介于深层页岩气和常压页岩气之间；
- [0017] 射孔方式采用水力喷射形成的周向射孔；
- [0018] (3) 酸性滑溜水注入
- [0019] 所述滑溜水具有强酸性，黏度值 $2-3\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，低注入排量进行注入，排量为 $3-5\text{m}^3/\text{min}$ ；
- [0020] 在酸性滑溜水注入总量的 $1/3$ 后，注入 $1-2$ 倍直井筒容积的高黏度酸性冻胶；进入近井裂缝内的高黏度酸性冻胶半个直井筒容积，再注入后续的酸性滑溜水；
- [0021] (4) $70-140$ 目支撑剂的加入
- [0022] 为配合步骤(3)酸性滑溜水的注入，在不同阶段以段塞式加入 $70-140$ 目支撑剂；
- [0023] (5) 等黏度常规滑溜水的注入
- [0024] 采用与上述酸性滑溜水等黏度的常规滑溜水，用量为一个直井筒加上水平井筒的总容积的 $2-3$ 倍；
- [0025] (6) 高黏度常规胶液的注入
- [0026] 在步骤(5)常规滑溜水的基础上，注入常规的高黏度胶液体系；
- [0027] 其中，优选：
- [0028] 步骤(2)中，
- [0029] 深层页岩气压裂采取多段少簇射孔；单段射孔簇数为 $3-5$ 簇；
- [0030] 常压页岩气压裂采取多段多簇射孔；单段射孔簇数为 $2-3$ 簇；
- [0031] 深层常压页岩气射孔的簇数介于深层页岩气和常压页岩气之间，单段射孔簇数介于 $2-4$ 簇。
- [0032] 步骤(2)中，周向内射孔 $3-6$ 孔。
- [0033] 步骤(3)中，所述高黏度酸性冻胶与酸性滑溜水的黏度比大于 10 。
- [0034] 步骤(4)中，按 $5-15\%$ 的比例混合 $70/140$ 目的小粒径支撑剂。
- [0035] 步骤(6)中，高黏度胶液体系的黏度为 $40-50\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。
- [0036] 步骤(7)中，如闭合应力超过 90MPa ，只选用 $40/70$ 目支撑剂。
- [0037] 本发明推荐在注入的前期按 $5-15\%$ 的比例混合 $70/140$ 目的小粒径支撑剂，同时，高黏度常规胶液的黏度可取最高黏度的 $30-40\%$ 。
- [0038] 具体流程和步骤如下：
- [0039] (1) 以可压性评价为主线的压前储层评价
- [0040] 不管是深层页岩气还是常压页岩气，抑或深层常压页岩气，以地质甜点及工程甜点为基础的可压性评价都是必不可少的。采用常规的测录井及岩心测试等方法，进行常规的岩性、物性、岩石力学、三向地应力以及地化指标等评价。此外，对深层页岩气而言，随埋深的增加，温度及地应力增加，岩石塑性特征增强，有必要模拟高温、高压条件下的岩心测试研究。
- [0041] (2) 射孔方案优化
- [0042] 射孔簇数主要取决于岩石的脆性程度，脆性越好，射孔簇数越多，反之亦少。深层页岩气压裂一般采用多段少簇的方式；对常压页岩气而言，宜多段多簇射孔(目前国外常压

页岩气的射孔簇数一般在5-10簇);对于深层常压页岩气而言,推荐射孔的簇数介于深层页岩气和常压页岩气之间,因此,单段射孔簇数介于2-4簇为宜。

[0043] 至于射孔方式,宜采用水力喷射形成的周向射孔,便于多个射孔孔眼在同一个裂缝内起裂与延伸,而以往的螺旋式射孔方式易产生簇内多裂缝,对深层页岩气而言尤其不适合。

[0044] 射孔密度按周向布孔的要求,考虑套管强度的影响,一般周向内射孔3-6孔,孔径可采用常规的8-12mm。

[0045] 为增加多裂缝同时压裂的诱导应力作用,可考虑水力喷射串联的方法,计算串联后的每个喷嘴的喷射速度,如果井口压力受限达不到喷射射孔的临界速度要求(一般要求在131m/s以上),则应调节每簇射孔的喷嘴数量、孔径等参数,直至各自满足喷射速度的最低要求为止。

[0046] 井口压力及排量的模拟,可基于步骤(1)获得的地应力及岩石力学等参数,并应用成熟的页岩气裂缝扩展模拟软件MEYER进行模拟计算。

[0047] (3) 酸性滑溜水注入

[0048] 由于该滑溜水具有强酸性,常规滑溜水注入前的酸预处理措施可以省略。为了增加该酸液进入小尺度裂隙的沟通和穿透能力,特设计低黏度的酸性滑溜水,黏度值2-3mPa·s,同时设计较低的注入排量进行注入,排量可取3-5m³/min,以便酸性滑溜水有时机慢慢穿透并进行酸岩溶蚀反应。若排量过高,可能导致酸性滑溜水很快被推进裂缝深部,难以在不同主裂缝穿透位置有效地溶蚀和沟通小尺度的微裂隙。

[0049] 但为防止近井裂缝酸岩过度溶蚀造成岩石骨架坍塌,影响近井裂缝的导流能力,建议在酸性滑溜水注入总量的1/3后,注入约1.5倍直井筒容积的高黏度酸性冻胶(可用地面交联酸,黏度与酸性滑溜水的黏度比保持在10倍以上,以实现较强的黏滞指进效应)。此时,进入近井裂缝内的高黏度酸性冻胶约半个直井筒容积,后续再注入的低黏度酸性滑溜水的黏滞指进效应,使大部分低黏度酸性滑溜水快速向裂缝深部推进,从而溶蚀中远井的岩石组分。高黏度酸冻胶因黏度高,近井筒的酸岩反应速度较慢,加上前期注入的降温作用,使近井裂缝地带避免酸岩过度溶蚀反应。

[0050] 后期排量及总液量的确定,可用上述成熟的MEYER软件进行模拟,以达到预期的造缝长度要求为准。

[0051] (4) 70-140目支撑剂的加入

[0052] 为配合步骤(3)低黏度滑溜水的注入,在不同阶段以段塞式加入70-140目支撑剂,目的是填充滑溜水注入过程中形成的微裂隙。

[0053] (5) 等黏度常规滑溜水的注入

[0054] 采用与上述酸性滑溜水等黏度的常规滑溜水,用量为一个直井筒加上水平井筒的总容积的2-3倍,等黏度主要是与酸性滑溜水产生类似活塞式推进,以产生类似隔离液的效果。

[0055] 该滑溜水除了具有隔离液的作用外,还有继续延伸(3)中酸性滑溜水业已沟通的小尺度微裂隙、层理缝/纹理缝系统,使之继续扩展,利于后期小粒径支撑剂的饱和充填,从而进一步提高有效的裂缝改造体积。

[0056] (6) 高黏度常规胶液的注入

[0057] 在步骤(5)隔离液的基础上,可注入常规的高黏度胶液体系,黏度可达40-50mPa·s左右。用于进一步扩展主裂缝,并携带大粒径支撑剂对主裂缝进行饱充填。

[0058] (7) 40-70目及30-50目支撑剂的注入

[0059] 考虑到深井地层闭合压力相对较大,可以40/70目支撑剂为主,30/50目支撑剂为辅进行主裂缝的施工。如闭合应力超过90MPa,建议只选用40/70目支撑剂。实验结果表明,在超过90MPa闭合压力后,即使是70-140目的支撑剂,其导流能力与30-50目支撑剂相比,仅低10-20%,而且这是在相同的支撑剂铺置浓度前提下的结果。考虑到小粒径支撑剂可能加的更多,铺置浓度更大,也更易实现预期的设计效果,因此,实际情况下,在高闭合压力条件下,小粒径支撑剂最终获得的裂缝导流能力将比大粒径支撑剂高。并且大粒径支撑剂在加入过程中容易发生早期砂堵,对导流能力的影响更大。

[0060] 考虑到在步骤(3)中已注入大量的酸性滑溜水,微裂缝和/或层理缝、纹理缝可能有很大的比例被沟通和延伸,本发明推荐在注入的前期按5-15%的比例混合70/140目的小粒径支撑剂,同时,前期胶液的黏度可取最高黏度的30-40%,以利于不同粒径支撑剂对不同尺度裂缝的充填。

[0061] (8) 其它注入程序及返排求产程序,按正常流程执行。

[0062] 本发明具有以下技术特点和优良效果:

[0063] 本发明思路新颖、方法系统、步骤清晰、切实可行,针对深层常压页岩气的商业化开发,提出了一种酸性滑溜水复合压裂新技术,提高了深层常压页岩气压裂裂缝的复杂性,以及不同尺度裂缝系统的填充率,进而提高了深层常压页岩气的有效改造体积,改善了压后增产和稳产效果。

具体实施方式

[0064] 下面结合实施例,进一步说明本发明。

[0065] 实施例1

[0066] 某深层页岩气探井A井,该井是典型的深层常压页岩气井:

[0067] (1) 关键储层参数评价

[0068] 根据常规测井、录井及导眼井岩心实验等方法,对目的层的岩性、物性、岩石力学、三向地应力以及地化指标等参数进行评价。

[0069] (2) 射孔方案优化

[0070] 该井设计压裂19段,单段射孔簇数介于2-3簇之间。射孔方式采用水力喷射形成的周向射孔,便于多个射孔孔眼在同一个裂缝内起裂与延伸。射孔周向密度4-6孔,孔径10mm。

[0071] (3) 酸性滑溜水注入

[0072] 根据压裂设计,该井采用黏度为3mPa·s的酸性滑溜水泵注,设计排量3-5m³/min,在酸性滑溜水总量的1/3泵入后,注入1.5倍直井筒容积的高黏度酸性冻胶进行隔离。

[0073] (4) 70-140目支撑剂的加入

[0074] 该井在不同阶段以段塞式加入100目粉陶支撑剂,目的是填充滑溜水注入过程中形成的微裂缝。

[0075] (5) 等黏度常规滑溜水的注入

[0076] 采用相同黏度(3mPa·s)的常规滑溜水,用量为一个直井筒加上水平井筒的总容

积的2.5倍,起隔离液的作用。

[0077] (6) 高黏度常规胶液和40/70目支撑剂的注入

[0078] 在步骤(5)隔离液的基础上,注入常规的高黏度(50mPa·s)胶液体系。用于进一步扩展主裂缝,并携带大粒径支撑剂对主裂缝进行饱充填。

[0079] 在高黏胶液注入阶段,采用段塞形式加入40/70目支撑剂,并在其中混入10%的100目支撑剂,该井全程只采用了100目和40/70目两种粒径的支撑剂。

[0080] (7) 其它注入程序及返排求产程序,按正常流程执行。

[0081] 该井采用新的酸性滑溜水复合压裂技术完成压裂作业,施工顺利,泵压始终控制在安全压力范围内,且加砂顺利,完成了全部工程设计,该井压后日产气50000万方,较同区块其他探井产量提高59%以上。

[0082] 实施例2

[0083] 某深层常压页岩气井B井:

[0084] (1) 关键储层参数评价

[0085] 根据常规测井、录井及导眼井岩心实验等方法,对目的层的岩性、物性、岩石力学、三向地应力以及地化指标等参数进行评价。

[0086] (2) 射孔方案优化

[0087] 该井设计压裂22段,单段射孔簇数介于2-3簇之间。采用水力喷射周向射孔,射孔周向密度4-6孔,孔径10mm。

[0088] (3) 酸性滑溜水注入

[0089] 根据压裂设计,该井采用黏度为3mPa·s的酸性滑溜水泵注,设计排量3-5m³/min,在酸性滑溜水总量的1/3泵入后,注入1.5倍直井筒容积的高黏度酸性冻胶进行隔离。

[0090] (4) 70-140目支撑剂的加入

[0091] 该井在不同阶段以段塞式加入100目粉陶支撑剂,目的是填充滑溜水注入过程中形成的微裂缝。

[0092] (5) 等黏度常规滑溜水的注入

[0093] 采用相同黏度(3mPa·s)的常规滑溜水,用量为一个直井筒加上水平井筒的总容积的2倍,起隔离液的作用。

[0094] (6) 高黏度常规胶液和40/70目支撑剂的注入

[0095] 在步骤(5)隔离液的基础上,注入常规的高黏度(45mPa·s)胶液体系。用于进一步扩展主裂缝,并携带大粒径支撑剂对主裂缝进行饱充填。

[0096] 在高黏胶液注入阶段,采用段塞形式加入40/70目支撑剂,并在施工最后阶段尾追30/50目的大粒径支撑剂,用于支撑主裂缝。

[0097] (7) 其它注入程序及返排求产程序,按正常流程执行。

[0098] 该井采用新的酸性滑溜水复合压裂技术完成压裂作业,施工顺利,泵压始终控制在安全压力范围内,且加砂顺利,完成了全部工程设计,该井压后日产气75000万方,较同区块其他探井产量提高32%以上。

[0099] 对比例

[0100] 某深层常压页岩气井X井,采用常规滑溜水+胶液体系进行压裂施工改造,采用100目、40/70目和30/50目的支撑剂组合,其中胶液携带大粒径支撑剂进入裂缝时出现施工压

力明显升高的情况。该井压后日产气42000m³,但产量递减很快,改造效果明显低于实施新技术改造的页岩气井。