



(12)发明专利

(10)授权公告号 CN 107654215 B

(45)授权公告日 2019.05.17

(21)申请号 201710847181.5

E21B 43/267(2006.01)

(22)申请日 2017.09.19

C09K 8/68(2006.01)

(65)同一申请的已公布的文献号

审查员 李德远

申请公布号 CN 107654215 A

(43)申请公布日 2018.02.02

(73)专利权人 河南理工大学

地址 454003 河南省焦作市高新区世纪大道2001号

(72)发明人 苏现波 王乾 宋金星 蔺海晓

陈陪红 郭红玉 姚顺

(74)专利代理机构 郑州联科专利事务所(普通合伙) 41104

代理人 时立新 张丽

(51)Int.Cl.

E21B 43/00(2006.01)

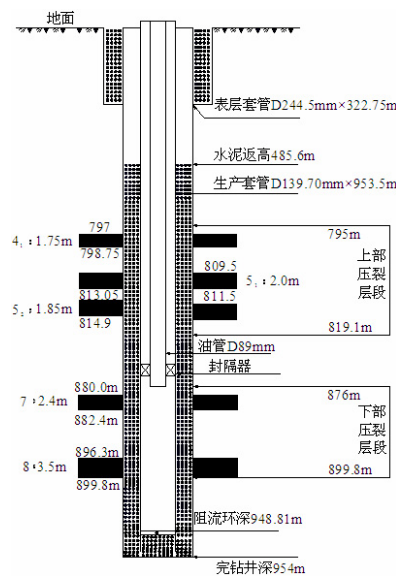
权利要求书2页 说明书5页 附图2页

(54)发明名称

一种把煤层气井改造为煤系气井的方法

(57)摘要

一种把煤层气井改造为煤系气井的方法,包括以下步骤:1)选择进行改造的地面煤层气井;2)通过对步骤1)的地面煤层气井取芯采集的煤岩样品进行室内储层伤害实验配制低伤害压裂液;3)根据地应力剖面、TOC剖面和破裂压力剖面确定改造层段,并根据前期煤层射孔情况、煤岩体结构、低伤害压裂液对于泥岩的防膨率、煤岩层相对位置关系确定补射射孔层位,建立补射射孔方案;4)确定多层段改造各层段的压裂方式,除最上部层段外,其余层段均采用油管+封隔器压裂,采用填砂或封隔器对压裂后的层段进行封堵;5)分阶段进行泵注低伤害压裂液和支撑剂。



1. 一种把煤层气井改造为煤系气井的方法,其特征在于,包括以下步骤:

1) 选择进行改造的地面煤层气井;

2) 通过对步骤1)的地面煤层气井取芯采集的煤岩样品进行室内储层伤害实验,并根据实验结果配制低伤害压裂液;

3) 根据地应力剖面、TOC剖面和破裂压力剖面确定改造层段,并根据前期煤层射孔情况、煤岩体结构、低伤害压裂液对于泥岩的防膨率、煤岩层相对位置关系确定补射射孔层位,建立补射射孔方案;确定改造层段的基本原则为:前期改造过的煤层,优先列入改造层段;对于前期没有改造过的储层,综合考虑TOC剖面、地应力剖面、破裂压力剖面,优先将TOC含量 $\geq 3\%$ 的岩层、薄煤层及抗压强度 ≥ 20 MPa、脆性指数 $\geq 30\%$ 的岩层列入改造层段,改造层段内各储层破裂压力差值不可大于3 MPa;确定补射射孔层位、建立补射射孔方案是指在前期射孔的基础上进行补射,基本原则是:对前期已经被射孔的煤层不再进行射孔,补射射孔层位为除前期射孔煤层以外的煤系;对于煤体结构为软煤的煤层和采用低伤害压裂液后防膨率小于50%的泥岩,不进行射孔;补射射孔位置布置以沟通煤层和实现压裂过程中的层间干扰为核心;补射射孔方案采用分层不均匀射孔,不同渗透率、不同破裂压力的层原则上都要进行补射射孔;当层段厚度小于4 m时对整层进行射孔,当厚度大于4 m时局部射孔;

4) 确定多层段改造各层段的压裂方式,除最上部层段外,其余层段均采用油管+封隔器压裂,采用填砂或封隔器对压裂后的层段进行封堵;

5) 分阶段进行泵注低伤害压裂液和支撑剂,阶段内通过大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比、端部脱砂进行泵注;阶段间通过投球暂堵、限流压裂、暂堵剂暂堵进行改造层段转换;其中,大液量是指改造层段每米压裂液用量为100~200 m³,大排量是指压裂液的最大排量达到10 m³/min以上,变砂比是指砂比为0%~7%。

2. 如权利要求1所述把煤层气井改造为煤系气井的方法,其特征在于,所述步骤2)中的低伤害压裂液由以下组分组成:KC1、复配型表面活性剂TX、高分子降阻剂JA、水,JA为聚丙烯酰胺;TX为碘酸盐与环氧乙烷缩合物的混合物,各组分的具体组成和配比可以通过对改造井采集的煤岩样品进行室内储层伤害实验确定,该压裂液需同时满足以下条件:压裂液的泥岩防膨率 $\geq 80\%$,煤岩样品水锁伤害率 $\leq 15\%$,20 min能促使压裂液表面悬浮的煤岩粒径 ≤ 200 目的微粒完全沉降、降阻率达到50%以上。

3. 如权利要求1所述把煤层气井改造为煤系气井的方法,其特征在于,所述步骤4)中确定各改造层段的压裂方式的基本原则为:多层段改造除最上部层段采用光套管压裂外,其余层段均采用油管+封隔器压裂;首先对最下部层段进行油管+封隔器压裂,改造完成后填砂或封隔器封堵,再压裂上一层段,以此类推;最后改造最上部层段时,采用光套管压裂,当两个相邻层段间距离大于10 m时,填砂封堵下部层段,当其间距小于10 m时,使用封隔器封堵下部层段。

4. 如权利要求1所述把煤层气井改造为煤系气井的方法,其特征在于,所述步骤4)中油管+封隔器压裂具体是指:采用油管压裂的方法对层段进行改造,在油管与套管之间设有封隔器将压裂液控制在改造层段内,避免压裂液进入上部层段。

5. 如权利要求1所述把煤层气井改造为煤系气井的方法,其特征在于,所述步骤5)中的泵注程序包括:投球暂堵、限流压裂、暂堵剂暂堵、大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比和端部脱砂,层段内的储层泵注依据渗透性由高到低分阶段进行,当两储层的渗透性差异

小于0.05 md时优先泵注破裂压力低的层,阶段间通过投球暂堵、限流压裂和暂堵剂暂堵中的至少一种实现改造层位的转变,阶段内通过大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比和端部脱砂实现改造层内裂缝转向与多级多类缝网的形成。

一种把煤层气井改造为煤系气井的方法

技术领域

[0001] 本发明属于煤系气勘探开发领域,具体涉及一种把煤层气井改造为煤系气井的方法。

背景技术

[0002] 煤层气作为一种非常规能源在我国的发展已经历了近40年,目前施工的煤层气井数量为16000口左右,其中只有三分之一的煤层气井能够实现商业达产,究其原因,除了少数煤层气井所处地区的资源条件不利于开发外,大部分煤层气井都存在改造不彻底、储层伤害严重等问题。

[0003] 煤层气井的改造对象为煤层,这其中有相当一部分煤层是软煤(碎粒煤、糜棱煤),难以通过水力压裂建立流体运移产出通道,即使改造的煤层为碎裂煤,尽管其自身具有一定的可改造性,但当煤层埋深接近1000 m时,煤层的最小地应力远高于煤的抗压强度,使得排采后期容易发生严重的支撑剂镶嵌入煤层的情况,进而导致支撑裂缝失去导流能力。同时,煤层气井改造时所使用的活性水压裂液往往只考虑了防治储层水敏伤害,而忽视了水锁伤害、速敏伤害对改造的严重影响,压裂液与地层配伍性差。当采用油管压裂时,活性水压裂液在管路当中易产生较高的摩阻,导致施工压力高,施工排量难以提升。此外,压裂时采用的常排量泵注方法仅能够在储层最大主应力方向建立单一类型的裂缝通道,很难实现对低渗储层的整体改造,且压裂液用量小,排量低,均对改造效果造成不良影响。上述这些原因可能是导致大多数煤层气井无法实现商业达产的主要原因。因此,将气井改造对象由煤层扩展为煤系气储层,在煤层的围岩中建立稳定的气体运移通道并沟通煤层,同时采用低伤害压裂液对储层实施缝网改造,有利于保护煤系气储层、提高气井产量。

发明内容

[0004] 本发明目的在于提供一种把煤层气井改造为煤系气井的方法,该方法将改造对象由煤层扩展为煤系气储层,开发对象由煤层气变为煤系气,采用低伤害压裂液减缓储层水敏、水锁、速敏伤害,并降低压裂液在管路、储层裂缝当中的摩阻,实现对煤系气储层联合缝网改造,有利于保护煤系气储层、提高气井产量。

[0005] 为实现上述目的,本发明采用如下技术方案:

[0006] 一种把煤层气井改造为煤系气井的方法,包括如下步骤:

[0007] 1) 选择进行改造的地面煤层气井;

[0008] 2) 通过对步骤1)的地面煤层气井取芯采集的煤岩样品进行室内储层伤害实验配制低伤害压裂液;

[0009] 3) 根据地应力剖面、TOC剖面和破裂压力剖面确定改造层段,并根据前期煤层射孔情况、煤岩体结构、低伤害压裂液对于泥岩的防膨率、煤岩层相对位置关系确定补射射孔层位,建立补射射孔方案;

[0010] 4) 确定多层段改造各层段的压裂方式,除最上部层段外,其余层段均采用油管+封

隔器压裂,采用填砂或封隔器对压裂后的层段进行封堵;

[0011] 5)分阶段进行泵注低伤害压裂液和支撑剂,阶段内通过大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比、端部脱砂进行泵注;阶段间通过投球暂堵、限流压裂、暂堵剂暂堵进行改造层段转换。

[0012] 具体的,所述步骤1)中选择进行改造的地面煤层气井的基本原则为:煤层气井曾经被改造过,改造后的煤层气井在经历短时间高产低产甚至不产气,但仍具有满足商业达产的煤系气资源量。

[0013] 进一步地,所述步骤2)中的低伤害压裂液由以下组分组成:KCl、复配型表面活性剂TX、高分子降阻剂JA、水,JA为聚丙烯酰胺;TX为磺酸盐与环氧乙烷缩合物的混合物,各组分的具体组成和配比可以通过对改造井采集的煤岩样品进行室内储层伤害实验确定,该压裂液需同时满足以下条件:压裂液的泥岩防膨率 $\geq 80\%$,煤岩样品水锁伤害率 $\leq 15\%$,20 min能促使压裂液表面悬浮的煤岩粒径 ≤ 200 目的微粒完全沉降、降阻率达到50%以上。

[0014] 进一步地,所述步骤3)中确定改造层段的基本原则为:前期改造过的煤层,优先列入改造层段,对于前期没有改造过的储层,综合考虑TOC剖面、地应力剖面、破裂压力剖面,优先将TOC含量 $\geq 3\%$ 的岩层、薄煤层(采矿学上的定义是1.3m以下的煤层称为薄煤层)及抗压强度 ≥ 20 MPa、由杨氏模量、泊松比计算得到岩石力学脆性指数 $\geq 30\%$ 的岩层列入改造层段,改造层段内各储层破裂压力差值不可大于3 MPa。

[0015] 进一步地,所述步骤3)中确定补射射孔层位、建立补射射孔方案是指在前期射孔的基础上进行补射,基本原则是:对前期已经被射孔的煤层不再进行射孔,补射射孔层位为除前期射孔煤层以外的煤系;对于煤体结构为软煤的煤层,由于无法直接对其进行改造,不进行射孔;对于采用低伤害压裂液后防膨率小于50%的泥岩,由于水力压裂易引发严重水敏伤害,不进行射孔;由于煤层是最为重要的气源,补射射孔位置布置以沟通煤层和实现压裂过程中的层间干扰为核心;补射射孔方案采用分层不均匀射孔,不同渗透率、不同破裂压力的层原则上都要进行补射射孔,当层段厚度小于4 m时对整层进行射孔,当厚度大于4 m时局部射孔。

[0016] 进一步地,所述步骤4)中确定各改造层段的压裂方式的基本原则为:多层段改造除最上部层段采用光套管压裂外,其余层段均采用油管+封隔器压裂;首先对最下部层段进行油管+封隔器压裂,改造完成后填砂或封隔器封堵,再压裂上一层段,以此类推;最后改造最上部层段时,采用光套管压裂,当两个相邻层段间距离大于10 m时,填砂封堵下部层段,当其间距小于10 m时,使用封隔器封堵下部层段。

[0017] 进一步地,所述步骤4)中油管+封隔器压裂具体是指:采用油管压裂的方法对层段进行改造,在油管与套管之间设有封隔器将压裂液控制在改造层段内,避免压裂液进入上部层段。

[0018] 进一步地,所述步骤5)中的泵注程序包括:投球暂堵、限流压裂、暂堵剂暂堵、大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比和端部脱砂,其中大液量是指改造层段每米压裂液用量为100~200 m³,大排量是指压裂液的最大排量达到10 m³/min以上,变砂比是指砂比为0%~7%,泵注分阶段进行,层段内的储层泵注依据渗透性由高到低分阶段进行,当两储层的渗透性差异小于0.05 md时优先泵注破裂压力低的层,阶段间通过投球暂堵、限流压裂和暂堵剂暂堵中的至少一种实现改造层位的转变,阶段内通过大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比和

端部脱砂实现改造层内裂缝转向与多级多类缝网的形成。

[0019] 煤层气井改造时,往往改造对象为单一的煤层,然而对软煤(碎粒煤、糜棱煤)进行水力压裂,难以在煤层当中建立流体运移通道,且即使煤层为碎裂煤,从力学角度可以形成裂缝,自身具有一定的可改造性,但当煤层埋深接近于1000 m,甚至超过1000 m时,煤层的最小主应力远高于煤体的抗压强度,使得排采后期容易发生严重的支撑剂侵入煤层的情况,致使裂缝失去导流能力。另外,煤层气井改造时使用的活性水压裂液往往只考虑了防治储层水敏,而忽视了水锁伤害与速敏伤害。当采用油管压裂时,活性水压裂液在管路当中易产生较高的摩阻,导致施工压力高,施工排量难以提升。同时,通常采用的常排量泵注仅能在储层最大主应力方向建立单一类型的裂缝通道,很难实现对低渗储层的整体改造。且压裂液用量小,排量低,均对改造效果造成不良影响。本发明将改造对象由煤层扩展到煤系,通过对除前期射孔的煤层以外煤系进行补射射孔,压裂煤层围岩并使裂缝沟通煤层,能够为煤层气的运移产出提供连续、稳定的通道,并且开发围岩当中的煤系气资源,有利于提升气井产气量。本发明采用油管+封隔器压裂的方法改造除最上部层段以外的其余层段,压完下层后填砂或使用封隔器封隔转而压裂上层,以此类推,直至改造最上部层段时采用光套管压裂,完成对所有层段的改造。本发明采用了与储层配伍性好的低伤害压裂液,具有防水敏、防水锁、防速敏、降阻的功效,起到了保护储层的作用的同时提升了施工排量以及压裂液在储层当中流动速度,提高了煤系气采收率。另外,本发明通过分阶段泵注,采用投球暂堵、限流压裂、暂堵剂暂堵、端部脱砂、变排量、停泵、变砂比等方法对煤系气储层进行联合缝网改造,促使储层内裂缝转向与多级多类裂缝网络形成,增大了改造体积,同时提升了储层渗透率。

[0020] 和现有技术相比,本发明的有益效果:

[0021] 将改造对象由煤层扩展到煤系,对除前期射孔的煤层以外煤系进行补射射孔,压裂煤层围岩并使裂缝沟通煤层,为煤层气运移产出提供了连续、稳定的通道,并且对围岩中的煤系气进行开发,有利于提升气井产气量;采用油管+封隔器压裂的方法改造除最上部层段以外的其余层段,压完下层后填砂压上层,以此类推,直至改造最上部层段时采用光套管压裂,完成对所有层段的改造;采用低伤害压裂液,能够有效防治储层水敏伤害、水锁伤害和速敏伤害,有利于保护煤系气储层,并且降低压裂液在管路、储层裂缝中的摩阻,有利于大排量施工和压裂液携砂;采用分阶段泵注,并采用投球暂堵、限流压裂、暂堵剂暂堵、端部脱砂、变排量、停泵、变砂比等方法,实现对煤系气储层的联合缝网改造,促使储层内裂缝转向与多级多类裂缝网络形成,有利于增大改造体积,并且提升储层渗透率,提高气井单井日产气量。

附图说明

[0022] 图1是实施例1下部层段采用油管+封隔器的压裂方式图;

[0023] 图2是实施例1下部层段改造完成填砂后,上部层段采用光套管的压裂方式图。

具体实施方式

[0024] 以下结合实施例对本发明的技术方案作进一步地详细介绍,但本发明的保护范围并不局限于此。

[0025] 实施例1

[0026] 一种把煤层气井改造为煤系气井的方法,其包括如下步骤:

[0027] 1) 选择一口前期进行过煤层改造,但改造效果差的煤层气井CM-01井作为本次改造的地面煤层气井。该井首次改造后排采阶段(9个月)共采出 $1.19 \times 10^5 \text{ m}^3$ 的气,而根据该井各层含气量采用体积法计算的单井控制范围内(0.1 km^2)改造层段内的煤系气资源量为 $21.85 \times 10^6 \text{ m}^3$,已产出气量不足改造层段内煤系气资源量的百分之一,且根据国内目前经济技术情况,当资源丰度达到 $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上时就具备了商业价值,故该井能够作为改造井。

[0028] 2) CM-01井此次改造采用低伤害压裂液,该压裂液包含以下组分:KCl、复配型表面活性剂TX(聚环氧乙烷和磺酸盐的混合物)、高分子降阻剂JA(聚丙烯酰胺)、水,通过对该井采集的煤岩样品进行水锁伤害实验、水敏伤害实验、速敏伤害实验、降阻实验,优选出具有最佳三防一降(防水敏、防水锁、防速敏、降阻的功效)效果的配比:1.5wt%KCl+ 0.05wt%TX(阴离子表面活性剂LAS-30与非离子表面活性剂乳化剂APE-15以8:2的比例混合。LAS-30是十二烷基苯磺酸钠,活性物含量为50%;APE-15是环氧乙烷缩合物,活性物含量为99%)+ 0.03wt%JA(阴离子聚丙烯酰胺,分子量为1200万)+水,即压裂液的组成为:1.5wt%KCl、0.05wt%TX、0.03wt%JA,余量为水。压裂液性能测试表明该压裂液泥岩防膨率达到85.5%以上,煤岩水锁伤害率小于13.5%,压裂液能够在15 min促使悬浮的煤岩微粒沉降完全,且压裂液的降阻率达到53.5%。

[0029] 3) 根据CM-01井的试井、测井、钻井资料建立地应力剖面、TOC剖面和破裂压力剖面,根据“优先将TOC含量 $\geq 3\%$ 的岩层、薄煤层及抗压强度 $\geq 20 \text{ MPa}$ 、由杨氏模量、泊松比计算得到岩石力学脆性指数 $\geq 30\%$ 的岩层列入改造层段”的原则,以及各剖面以及前期煤层改造情况确定CM-01井改造层段为两层,分别为埋深795-819.1 m、876-899.8 m的煤系气储层,其中上部改造层段含4、5₁+5₂煤(其中,4号、5₁号、5₂号煤的埋深分别为797-798.75m、809.5-811.5m、813.05-814.9m,4号、5₁号、5₂号煤的厚度分别为1.75m、2.0m、1.85m),上部层段煤层厚度5.6 m,含泥岩9.35 m,砂质泥岩5.6 m,粉砂岩3.55m;下部改造层段含7、8煤(其中,7号、8号煤的埋深分别为880.0-882.4m、896.3-899.8m,煤层厚度分别为2.4m、3.5m),煤层厚度5.9m,含砂质泥岩12.05m,细砂岩3.8m,粉砂岩2.05 m。改造层段内的4号、5号、7号、8号煤层均在前期改造过。改造层段内岩石TOC含量多为3.2~5%,部分岩石TOC含量可达14%~15%,平均TOC含量4.6%,远高于没有列入层段内的其它岩层($\leq 2\%$)。改造层段内包含了脆性强的细砂岩与粉砂岩,其岩石力学脆性指数为52.00%~87.36%,且抗压强度为28.66~83.34 MPa,可改造性强于层段内的其它岩层与煤层,是改造的重点对象。另外,层段内的泥岩与砂质泥岩岩石力学脆性指数为34.71%~41.05%,抗压强度为20.03~29.41 MPa,也具有较强的可改造性。上部改造层段各储层破裂压力为20.54~21.48 MPa,破裂压力差值为0.94 MPa;下部改造层段各储层破裂压力为22.38~24.04 MPa,破裂压力差值1.36 MPa。两层段破裂压力差值均较小,远低于3 MPa,有利于压开层段内所有储层。

[0030] 4) 改造层段内煤层的煤体结构均为碎裂煤,自身具有一定的可改造性,在其前期已被整层射孔改造的前提下,不再对其进行补射射孔;通过对该井采集的泥岩样品进行水敏伤害实验,发现各层泥岩水敏性较弱,采用步骤2)的低伤害压裂液可取得85.5%的防膨率,可对其进行改造;改造层段内含细砂岩、粉砂岩具有较好的脆性指数,优先对其进行补

射射孔。本次改造补射射孔对象为改造层段内的岩层,射孔位置围绕前期已改造的煤层布置,射孔采用102枪、127弹,60°相位角螺旋布孔,孔密度16孔/m。上部层段前期改造射孔深度为797-798.75 m、809.5-811.5 m、813.05-814.9 m,本次改造射孔深度为795.0-797.0 m、799.0-805.0 m、807.0-809.0 m、811.5-813.0 m、815.0-817.0 m,射孔厚度19.1 m,射孔个数306个;下部层段前期改造射孔深度为880.0-882.4 m、896.3-899.8 m,本次改造射孔深度为876.0-880.0 m、882.5-887.0 m、891.0-896.0 m,射孔厚度共19.4 m,射孔个数310个。另外,由于5₂号煤层底板砂质泥岩、7号煤层底板砂质泥岩厚度大,分别为4.2 m和6.5 m,根据不均匀射孔的原则,只对其靠近煤层的部分进行射孔。

[0031] 5) CM-01井改造层段为两层,分别为上部4+5₁+5₂号煤层段与下部7+8号煤层段。对该井进行改造时首先改造下部7+8号煤层段,采用油管+封隔器压裂的方法(如图1所示),改造完成后采用填砂的方法处理层段,填砂至7+8号煤层段以上10 m;再对4+5₁+5₂号煤层段进行改造,采用光套管压裂的方法(如图2所示)。

[0032] 6) CM-01井改造分两次进行,先对下部层段进行改造,之后填砂,再对上部层段进行改造。上部层段改造和下部层段改造的泵注均分为4个阶段。改造期间采用石英砂作为支撑剂。由于煤层前期被改造过,故而具有最高渗透率,因此第一阶段泵注的对象为煤层,第一阶段的目的是煤层的解堵与重现张开。第一阶段泵注期间,上下两层段分别泵注压裂液537.19 m³、547.99 m³,压裂液排量6~8 m³/min;分别泵注20-30目石英砂20.01 m³、20.84 m³,砂比0~7%(0%时为不加砂,这样可实现段塞式加砂,下同)。第一阶段泵注结束后投球对高渗层进行封堵,上下两改造层段各投入直径22 mm尼龙球90个与95个。细砂岩、粉砂岩渗透率为0.08~0.15 md,而泥岩与砂质泥岩的渗透率均小于0.02 md,故第二阶段泵注的对象为层段内的细砂岩、粉砂岩。第二阶段泵注期间上下两层段分别泵注压裂液694.65 m³、705.95 m³,压裂液排量7~9 m³/min;分别泵注20-40目石英砂21.13 m³、24.22 m³,砂比0~6%。第三阶段泵注开始后大幅度提升排量至11 m³/min,采用限流压裂的方法改变压裂层位。由于泥岩、砂质泥岩的渗透率均小于0.02 md,各层渗透率差异小,优先对其中破裂压力低的层进行压裂,故第三阶段上下两层段泵注的对象分别为破裂压力小于21.0 MPa和23.5 MPa的泥岩与砂质泥岩。第三阶段泵注期间上下两层段分别泵注压裂液589.55 m³、581.93 m³,压裂液排量9~11 m³/min;分别泵注20-40目石英砂22.22 m³、21.24 m³。第三阶段泵注结束后二次投球,对高渗层进行封堵,上下两层段各投入直径22 mm尼龙球60个与65个。第四阶段泵注的对象为层段内剩余部分的泥岩与砂质泥岩。第四阶段泵注期间上下两层段分别泵注压裂液630.27 m³、649.86 m³,压裂液排量8~10 m³/min;分别泵注20-40目石英砂18.51 m³、19.49 m³,砂比0~6%;第四阶段末期提升砂比至10%制造端部脱砂,上下两层段各泵注16-20目石英砂10 m³。由于端部脱砂易引发砂堵故放在泵注的最后。各阶段内,大液量、大排量、变排量、停泵、变砂比、端部脱砂的方法促进了多级多类裂缝网络的形成。该井上部层段共泵入压裂液2451.66 m³,支撑剂91.87 m³;下部层段共泵入压裂液2485.73 m³,支撑剂95.79 m³。

[0033] 7) CM-01井上下两层段合层排采,排采初期储层渗透率1.258 md,是首次改造后排采初期储层渗透率($k=0.395$ md)的3.2倍,目前该井刚刚进入初见气阶段,日产气量为395 m³/天,日产水量为4.5 m³/天,且仍有4.57 MPa的井底压力,预计该井进入产气量稳定阶段能够达到3000 m³以上的日产气量。

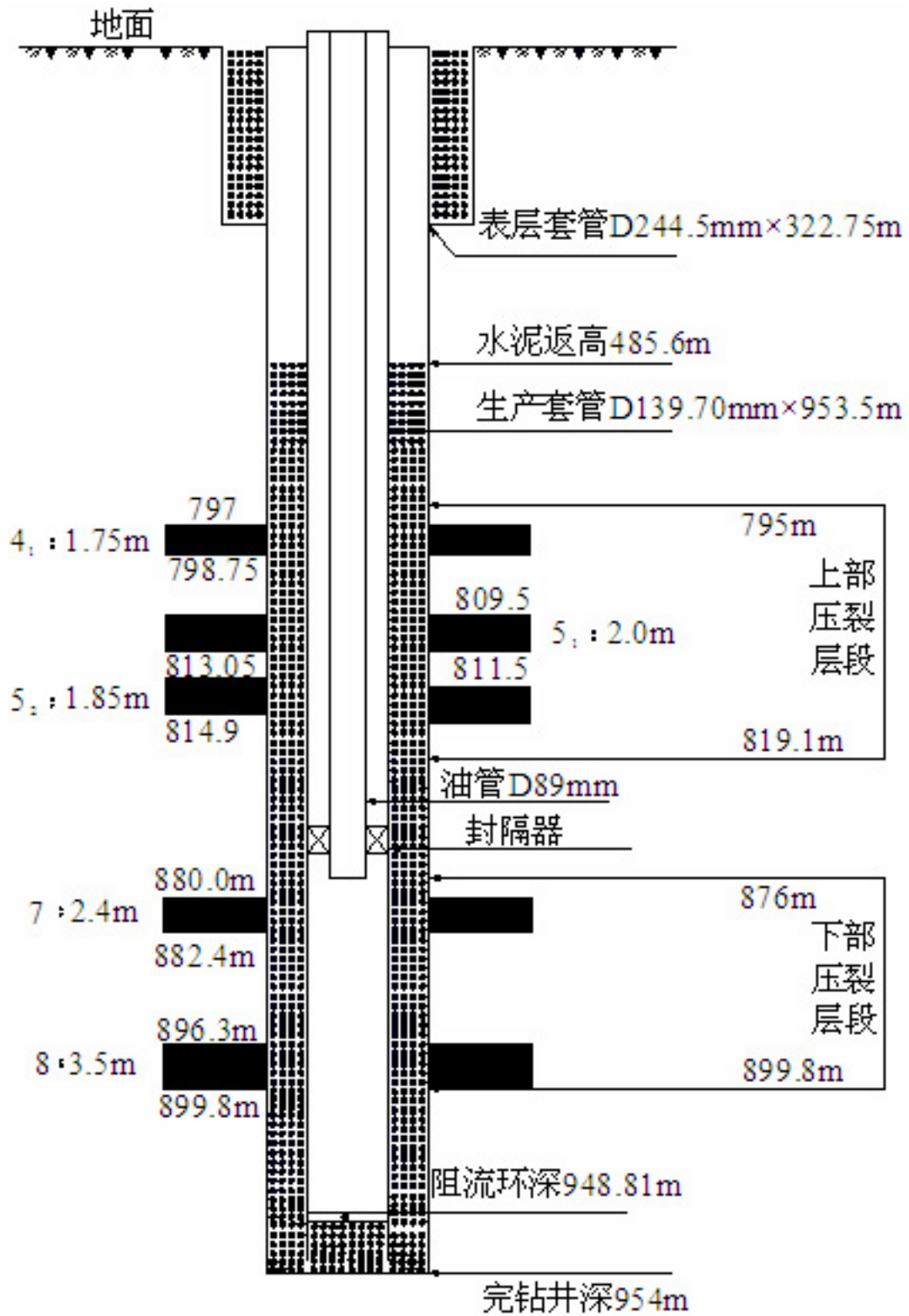


图1

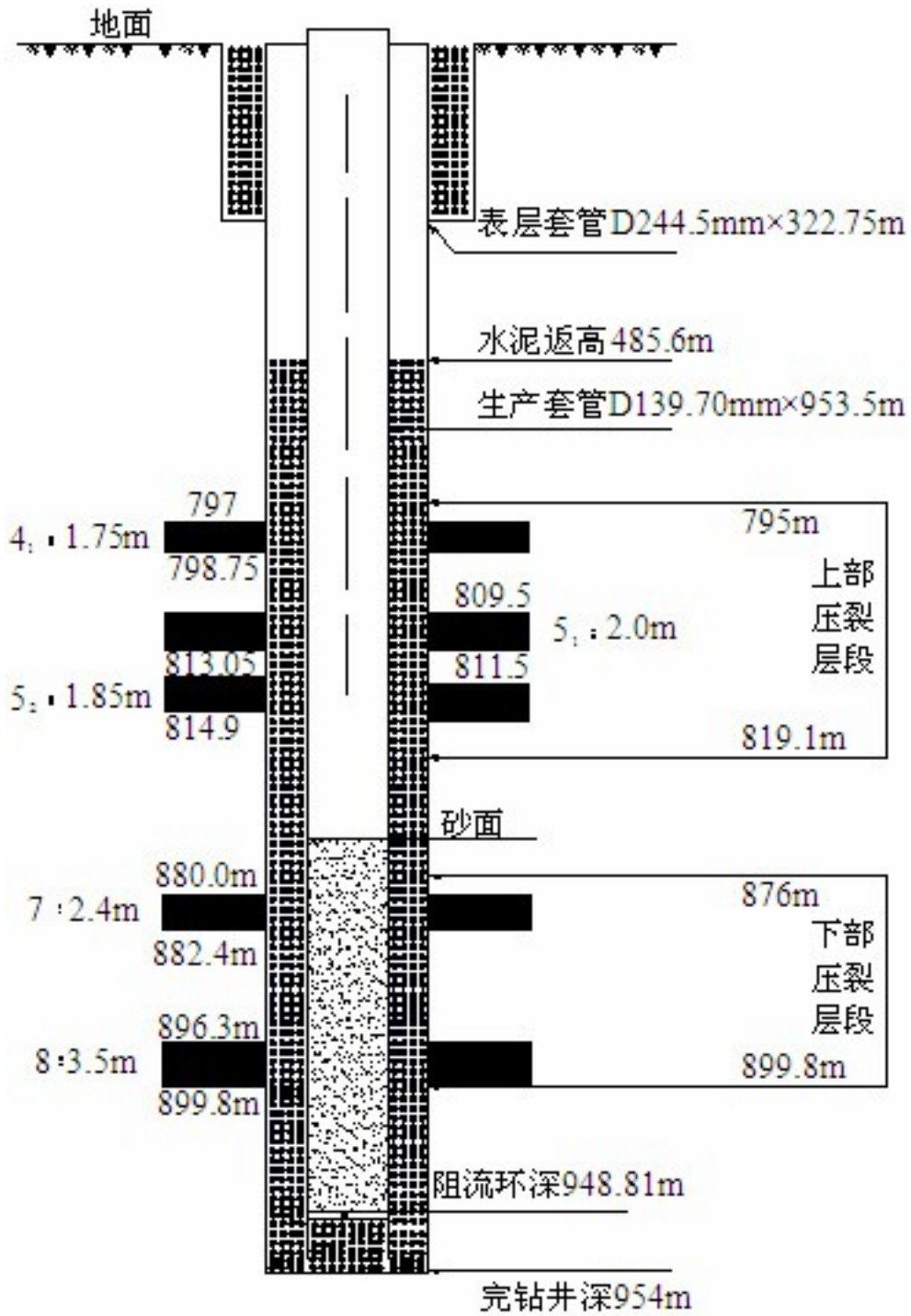


图2