

煤层气低产井低产原因及增产改造技术

张 义¹ 鲜保安² 孙粉锦¹ 王一兵¹ 鲍清英¹

1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 2. 中国地质大学(北京)

张义等. 煤层气低产井低产原因及增产改造技术. 天然气工业, 2010, 30(6): 55-59.

摘 要 沁水煤层气田的煤层气开发已初具规模, 但部分煤层气开发井由于地质、工程或排采因素的影响而产量低, 亟需查明原因。为此, 从地质因素(构造位置、陷落柱、断层等)、工程因素(钻完井及水力压裂过程中储层污染等)和排采因素(套压控制、排液速度、停电停抽等)3个方面对煤层气单井产气量的影响进行了详细的分析, 阐述了嵌套钻井、短半径水力喷射钻井、小井眼侧钻、二次(重复)水力压裂等增产改造技术的特点及优势, 并结合对煤层气低产井原因的分析, 给出了不同增产改造技术的适用特性。对煤层气规模开发过程中老井、低产井的后期改造提供了技术支撑。

关键词 煤层气 生产能力 增产 水力喷射 小井眼 侧钻 压裂(岩石)

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.06.015

我国煤层气资源量丰富, 但煤储层普遍具备低压、低渗、低孔“三低”特征, 因而羽状水平井及直井水力压裂技术是目前我国煤层气主要开发技术^[1-9]。由于受地质、工程或排采因素的影响, 目前投入规模开发的沁水盆地部分开发直井和羽状水平井单井产量低。因此对这部分低产井开展低产原因分析及适用性增产改造技术研究以提高其单井产量和经济效益, 势在必行。

1 煤层气低产井低产原因分析

1.1 地质因素

1.1.1 位于构造低部位或下倾部位

构造位置对井的供液能力和产气能力有较大影响, 表现出较明显的“气、水差异流向”趋势。

1.1.1.1 直井

位于构造高部位、大规模面积降压区域中部的直井气产量相对较高, 位于构造低部位及开发区域边缘的直井供液能力强, 产水量大, 单井产气量低。以沁水盆地南部某区块60口煤层气排采井为例, 处于构造高部位的井产气量大多在 $2\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 少数井高达 $5\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 产水量绝大部分都在 $1\text{ m}^3/\text{d}$ 以下; 而处于构造低部位的井则大多产气量低于 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$, 有的甚至不产气, 产水量则高达 $15\text{ m}^3/\text{d}$ 以上。

1.1.1.2 羽状水平井

位于构造上倾部位、主支末端上倾的羽状水平井产量较高, 单井产气一般超过 $30\,000\text{ m}^3/\text{d}$, 部分井超过 $50\,000\text{ m}^3/\text{d}$; 主支末端水平或下倾幅度小于 30 m 的井产量一般也在 $10\,000\sim 20\,000\text{ m}^3/\text{d}$; 而位于构造下倾部位或主支末端下倾幅度大于 30 m 的羽状水平井, 排采过程中排水降压困难, 单井产气一般在 $10\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 以下, 有的甚至只有几十至几百立方米^[10]。

1.1.2 邻近陷落柱或断层, 煤储层条件差

陷落柱和断层等对煤储层储集和保存煤层气的能力有很大影响。

陷落柱由于地层交错破碎及地下水的交换, 煤储层保持条件差, 所吸附的煤层气发生解吸、释放和逸散, 含气量低、饱和度低。

断层的存在使上下地层沟通起来, 从而煤储层保存条件差, 煤层气含气饱和度低, 煤层气井排采过程中由于煤储层与上下水层沟通产水量较大, 产气量很低。

部分煤层气开发井, 由于靠近陷落柱或断层, 排采过程中产水量较大, 单井产量低, 如沁南某开发井井组(VW05井组), 由于靠近陷落柱, 单井产气只有 $140\sim 800\text{ m}^3/\text{d}$, 远低于邻区平均 $2\,500\text{ m}^3/\text{d}$ 以上的单井产气量^[10]。

基金项目 国家重点基础研究发展计划(973计划)“提高煤层气开采效率的煤储层改造基础研究”(编号: 2009CB219607)。

作者简介 张义, 1983年生, 工程师, 硕士; 主要从事煤层气钻采方面的研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄44号信箱煤层气勘探开发研究所。电话: (010) 69213514。E-mail: zhangyi15@petrochina.com.cn

1.2 工程因素

1.2.1 钻井工程因素

1.2.1.1 固相颗粒对煤储层的污染损害

钻井、固井、完井液中的固相颗粒对煤储层的污染和损害非常大。在钻完井过程中一旦固相颗粒进入煤储层微孔隙微裂缝,堵塞其渗流通道,则煤储层渗透率急剧下降,即使采用射孔压裂等增产改造措施,其渗透率也无法完全恢复,部分煤层气开发井单井产量依然很低。对于煤层水平段采取裸眼完井的羽状水平井,固相颗粒对煤储层的污染损害对单井产量的影响尤为巨大。在早期试验的几口羽状水平井由于采用钻井液进行煤层段三开钻进,致使井筒附近煤储层受钻井液污染,渗透率下降,排水降压困难,单井产量低。

1.2.1.2 钻遇断层、天然裂缝等

部分井在钻井过程中由于钻遇断层、天然裂缝等,沟通邻近水层,产水量大,降压困难,单井产气量低,如樊庄某羽状水平井,由于钻井过程中钻遇断层,煤层进尺较少,排采过程中日产水量较高,大约 10 m^3 ,日产气量较低,仅 200 m^3 [10-11]。

1.2.2 压裂施工因素

1.2.2.1 压裂液的影响

早期开展的煤层气直井压裂采用的压裂液主要有活性水、清洁压裂液、冻胶 3 大类。其中活性水压裂液对煤储层伤害最小、成本最低,现场应用效果也最佳。以沁南某地区 60 多口压裂排采直井为例,活性水压裂的 40 口井中,产气量超过 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ 有 25 口,占 62.5%,其中超过 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 有 12 口,占 30%;清洁压裂液对煤储层伤害虽然也较低,但对产水量低的煤层破胶难且成本高,目前现场应用效果欠佳,所施工的 21 口井中只有 2 口井产气量超过 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$,仅占 9.5%,产气量超过 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ 也仅 4 口,绝大部分井产气低于 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$,有待后期进一步改造;而冻胶压裂液虽然携砂能力强,但伤害较高,且多裂缝控制难,成本较高,目前现场应用较少,现场施工 2 口井,其中 1 口井产气超过 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$,而另外 1 口则低于 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ [10-11]。

1.2.2.2 压裂技术措施的影响

前置液量、压裂液排量及加砂量的合理设计是决定压裂效果的 3 个关键因素。前置液量过少,在压裂过程中过早耗尽,裂缝可能在宽度窄的裂缝区内桥塞;前置液过多则泵注停止后,裂缝继续延伸,在裂缝的端部附近遗留下较大的未支撑区,压后裂缝内的残余塑性流动使支撑剂被携带至端部,并最终形成较差的支撑剂分布。压裂液排量过小,在同样的储层条件下滤

失将较大,使造缝效率低下,容易诱发早期砂堵,但对缝高控制有利;反之,若压裂液排量过大,缝高难以有效控制,且排量过大容易使井筒附近微裂缝开启,出现超压,严重时导致压裂失败。加砂量过低,则压裂后在近井筒处难以获得理想的且具有较高导流能力的支撑剖面;加砂量过高则容易早期砂堵或中后期砂堵。早期水力压裂的部分开发井由于前置液量、压裂液排量或加砂量选择不合理而效果不佳,单井产气量低于 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$,有待进一步增产改造 [11]。

1.2.2.3 压裂裂缝连通断层或附近含水层

由于煤岩非均质性强,微孔隙、微裂缝发育,且断裂韧性比常规砂岩、泥岩低,在水力压裂施工过程中裂缝扩展不完全受地应力方位控制,还受滤失高的主天然裂缝控制。部分井在压裂施工过程中,煤层破碎明显,随着裂缝的延伸,压穿了上下砂岩层或连通了断层,从而沟通了邻近水层(图 1),在排采过程中产水量大,排水降压困难,产气量低或完全不产气 [11]。

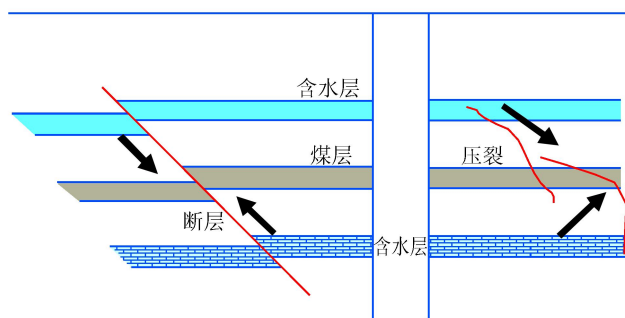


图 1 压裂裂缝沟通断层及邻近水层示意图

1.3 排采制度及管理因素

1.3.1 套压控制不合理,工作制度调整频繁

套压的合理有效控制是煤层气排采过程中的一大关键。套压过高会造成气体大量涌入油管,混气水携带煤粉能力大大增强,进而容易造成井筒附近煤层渗流通道堵塞或卡泵;套压过低则会造成套管环空气体产出速度过快,形成井底压力激动,导致煤粉容易形成和产出,容易造成井筒附近煤层微孔隙微裂缝堵塞和卡泵等,煤储层渗透率降低,单井产量低,水平井排采过程中井底压力激动过大时洞穴直井甚至容易发生煤层垮塌等事故。目前部分煤层气井由于套压控制不合理,工作制度调整太频繁,造成液面震荡次数过多,对煤层伤害很大,煤粉产出增多,导致检泵次数增多,排采效率降低,煤层气单井产量低 [11]。

1.3.2 排采速度过快

排采速度的快慢也是影响煤层气单井产量的决定性因素之一。排采速度快,液面下降快,煤层气井见气

时间早,但由于煤储层的塑性特征,降压快煤岩压敏效应更容易发生,导致井筒附近煤储层渗透率降低。而煤储层应力敏感性具有明显的不可逆性,即当煤储层有效应力恢复以后,煤储层渗透率无法恢复到原来的水平。此外,排采速度越快,井底流压越低,压力衰竭程度越高,单井产量下降幅度也越高。目前部分煤层气井由于初期排水降压速度过快,致使煤储层压力衰竭、渗透率降低而单井产量低,且现有排采工艺措施下无法恢复和提高其产量,唯有开展增产改造措施^[5]。

1.3.3 自然因素

煤层气井的排采必须坚持“缓慢、长期、持续、稳定”的抽排原则。若长时间停泵停抽,会使井底气液混相流体产生贾敏效应,形成较大的气泡,在微孔隙微裂隙中难以流动,影响气、水产量;同时由于停抽,流体中的煤粉容易沉积或吸附在井筒附近煤储层微孔隙微裂隙表面,从而降低裂缝导流能力和储层渗透率,进而影响煤层气的单井产量。目前部分煤层气开发井由于遭受雨雪、洪水和停电等自然因素的影响,致使长时间停泵停抽,恢复生产后单井产量下降明显,且大部分井产量无法恢复^[11]。

2 煤层气低产井适用性增产改造技术

2.1 羽状水平井、直井嵌套钻井技术

羽状水平井、直井嵌套钻井技术即在羽状水平井控制面积范围内及其周围钻直井,利用羽状水平井与直井相互间井间干扰,协同排水降压开采煤层气。图 2 显示的是羽状水平井排采 5 a 和 10 a 时井眼周围压力数值模拟结果。由图可以看出,羽状水平井主支及分支井眼周围储层排水降压速度较快,而主支间、分支井眼间的储层及控制面积外围储层压降波及速度较慢,排采 10 a 左右仍存在一定的降压盲区。因此在羽状水平井主支、分支间及控制面积外围嵌套钻直井,充

分利用羽状水平井面积排水降压及羽状水平井、直井相互井间干扰作用,可加快区域煤层气降压解吸,提高羽状水平井与直井单井产量,缩短排采周期。开发实践也证明了这一点。采用羽状水平井和直井嵌套钻井开发煤层气,不仅羽状井自身单井日产气高,而且周边直井单井日产气量也明显高于同地区其他直井。以沁水盆地南部羽状井 PHW01-1 井为例,该井自 2006 年 9 月开始排采以来累计产气已达 $587.37 \times 10^4 \text{ m}^3$,产气量介于 $8\,000 \sim 10\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,最高达 $20\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,其周边的 12 口开发直井日产气量有 10 口都在 $2\,000 \text{ m}^3$ 以上,其中有 4 口井日产气量超过 $4\,000 \text{ m}^3$ ^[10-11]。

因此,对于处于构造下倾部位或处于构造上倾部位但主支末端下倾(井眼高差超过 30 m)、排水降压困难、单井产量低的羽状水平井,在其控制面积范围内及周围采用嵌套钻井技术,通过钻助排直井,利用直井辅助羽状水平井排水降压,可以提高羽状水平井与开发直井的单井产量,实现两者互利双赢。该技术在目前已钻羽状水平井低产井的后期改造中具有良好的应用优势,在今后羽状水平井布井方案设计中也具有良好的应用前景。

2.2 短半径水力喷射钻井技术

短半径水力喷射钻井技术,其特点是可以实现在 0.12 m 直径的立井井段中完成从垂直转向水平,并可以沿不同方位对煤层钻水平孔眼开采煤层气(图 3)。与常规直井水力压裂相比,短半径水力喷射钻井具备定向效果好、穿透深度长等一系列技术优势^[12-13]。①水力喷射可以沿井筒任意方位进行,从而可根据煤储层应力分布情况,使水平孔眼最大限度地沟通煤层天然裂缝,提高裂缝的导流能力;②能根据需求在煤层中沿不同方位钻出 120 m 以上的长直孔,从而可以增大井眼与煤储层接触面积,扩大煤层气井的降压解吸范围;③煤层钻孔后,孔眼周围煤储层应力降低,形成新的微裂纹,从而可以提高水平孔眼周围煤储层透率;④水平

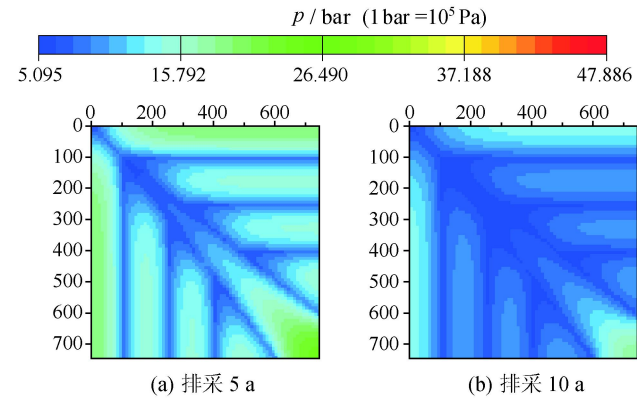


图 2 不同排采阶段羽状水平井井眼周围压力数值模拟图

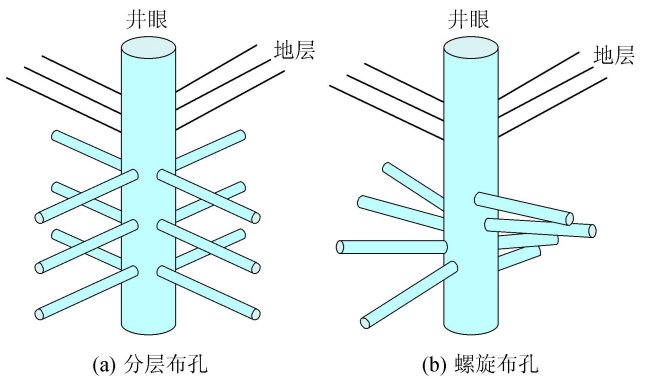


图 3 短半径水力喷射钻井技术沿煤层不同布孔方式图

孔眼可采取分层布孔或螺旋布孔,通过优化孔眼结构、充分利用孔眼间相互干扰作用可加快区域煤层气降压解吸,提高煤层气井单井产量。

因此,对于近井地带污染严重的低产井和因排采措施不当或管理不当而造成的低产井,采取短半径水力喷射钻井技术,通过分层或螺旋布孔,在垂直井筒径向上钻水平孔眼穿透近井污染带(固相颗粒污染或煤粉堵塞),创造新的渗流通道,可以提高或恢复煤层气低产井单井产气量。

2.3 小井眼侧钻技术

小井眼侧钻技术是利用老井井身对油气藏开发再挖潜,并充分利用老井原有采输设备,使其生产潜力得以充分发挥的新技术新工艺。通过对老井、低产井采取小井眼侧钻技术,可以延长其使用寿命,提高单井产量,还可以大幅度降低施工成本,缩短施工周期,提高综合经济效益。目前该技术在油田老井、低产井改造中应用比较成熟,并取得了良好的应用效果^[14]。

目前部分煤层气开发井在钻井过程中由于煤储层受钻井液污染,井筒附近煤储层微孔隙、微裂缝被钻井液固相所充填堵塞,射孔压裂后排采效果不佳,单井产量低;部分开发井早期产气量高,但后期排采过程中由于排采措施不当,或遭受洪涝、停电等自然因素影响,长时间停泵停抽,恢复抽排后单井产气量变低,且无法恢复。对于这部分低产井,采用小井眼侧钻直井复合完井或侧钻水平井技术,在侧钻直井煤层段采取裸眼洞穴或洞穴筛管完井,侧钻水平井采取裸眼或筛管完井^[8],既可充分利用原有井场及井身结构、套管柱等,大幅度降低钻井成本,又在储层中形成了新的井眼及渗流通道,可有效提高或恢复其单井产量。

2.4 二次(重复)水力压裂改造技术

二次(重复)水力压裂改造技术即对已开展过水力压裂的老井、低产井进行解堵性再压裂的一种复合完井增产技术^[15]。该技术以活性水作为压裂液,压裂过程中采取小排量、低砂比压裂模式,在沁水煤层气田改造的十几口井中取得了明显的增产效果,单井日产气量普遍提高了3~10倍。

以 HP-1 井和 HX-6 井为例(如图 4、5 所示)。HP-1 井二次压裂改造前套压仅 0.05 MPa 左右,产气 385 m³/d,产水 2.1 m³/d,通过采取活性水二次压裂(压裂液液量 134.4 m³,排量 3.5 m³/min,加砂量 2.4%)改造后,套压上升到 0.42 MPa,产气 4 062 m³/d,产水 0.8 m³/d,单井日产气提高了 10 倍。HX1-6 井二次压裂改造前套压为 0.04 MPa 左右,产气 775 m³/d,产水 5.3 m³/d,通过采取活性水二次压裂(压裂

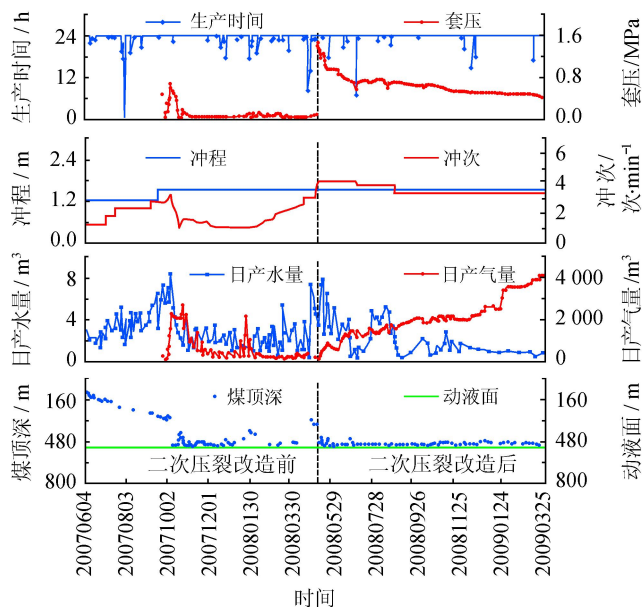


图 4 HP-1 井二次水力压裂改造前后排采动态曲线图

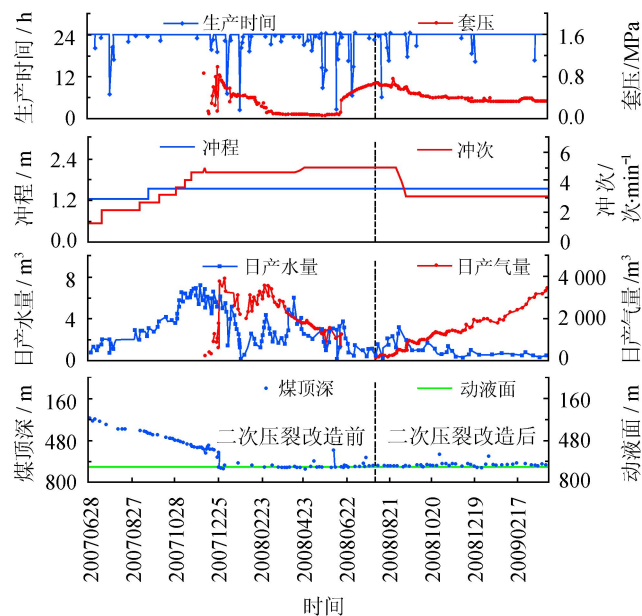


图 5 HX-6 井二次水力压裂改造前后排采动态曲线图

液液量 104.0 m³,排量 4.0 m³/min,加砂量 3.8%)改造后,套压上升到 0.30 MPa,产气 2 120 m³/d,产水 0.9 m³/d,单井日产气也提高了 3 倍^[10-11]。

目前部分煤层气开发井由于在第一次水力压裂过程中没有形成长、稳裂缝或裂缝没有得到有效支撑,在后期降压排采过程中随着煤储层压力降低,裂缝闭合,从而煤储层渗透率下降,煤层气单井产量急剧下降并最终维持在一个较低的产量(图 4 中改造前曲线);部分开发井早期单井产量较高,但由于后期排采措施采取不当或管理不当,煤粉产出严重,致使井筒附近煤层

微孔隙、微裂缝堵塞,从而煤层气单井产气量逐步降低且无法恢复(图5中改造前曲线)。因此,对于这部分老井、低产井,采用二次(重复)水力压裂改造技术,可以有效地疏导第一压裂所形成的裂缝系统,穿透近井污染或堵塞地带,并在此基础上形成新的裂缝系统,从而可以有效提高煤储层渗透率和单井产量。

3 结论

1)构造位置、陷落柱和断层等对井的供液能力和产气能力有较大影响。位于构造低部位及开发区域边缘的开发直井供液能力强,产水量大,单井产气量低;临近陷落柱及断层的开发直井由于储层保存条件差,含气量低,单井产量低,两者增产改造意义不大。处于构造下倾部位、或处于构造上倾部位但主支末端下倾幅度大于30 m的羽状水平井,由于排水降压困难,单井产气量较低,通过在羽状水平井控制面积范围内及周边嵌套钻助排直井,可加快区域煤储层排水降压解吸煤层气,提高羽状水平井的单井产量。

2)煤储层污染对煤层气井单井产气量影响非常大。在钻完井过程中煤储层受固相颗粒污染的开发井及在水力压裂过程中煤储层遭压裂液污染的开发直井,由于储层污染,渗透率降低,排水降压困难,单井产量低,通过采用短半径水力喷射钻井技术或小井眼侧钻技术可有效穿透近井污染带,开辟新的渗流通道,恢复或提高单井产量。

3)水力压裂施工效果对煤层气开发直井单井产气量影响较大。在水力压裂施工过程中,压裂参数(前置液量、压裂液量、加砂量等)选择不合理的开发井,压裂效果较差,单井产量低,通过开展二次(重复)压裂改造,可有效恢复或提高单井产量;压裂裂缝沟通上下含水层,致使产水量大、产气量低的开发井,通过采用小井眼侧钻直井或水平井技术,既可以大幅度降低钻井成本,缩短施工周期,并可以提高开发井单井产气量。

4)排采过程中套压和排采速度的合理控制是获得高产的关键,煤层气排采的原则是“缓慢—长期—持续—稳定”。排采过程中套压控制不合理、排采速度过快或长时间停泵停抽,易造成煤粉堵塞、煤储层应力伤害等,致使开发直井单井产量大幅降低且无法恢复,通

过开展水力喷射或小井眼侧钻可有效恢复或提高其单井产气量。

参 考 文 献

- [1] 孙万禄.我国煤层气资源开发前景及对策[J].天然气工业,1999,19(5):1-5.
- [2] 陈永武,胡爱梅.中国煤层气产业形成和发展面临的机遇与挑战[J].天然气工业,2000,20(4):19-23.
- [3] 刘洪林,王红岩,宁宁,等.中国煤层气资源及中长期发展趋势预测[J].中国能源,2005,27(7):21-26.
- [4] 鲍清英,陈峰,蒋卫东,等.煤层气低成本钻井技术[J].天然气工业,2008,28(3):56-58.
- [5] 鲍清英,鲜保安.我国煤层气多分支井钻井技术可行性研究[J].天然气工业,2004,24(5):54-56.
- [6] 曹雯沁.水煤层气田樊庄区块不同开采方式经济分析[J].天然气工业,2005,25(3):174-176.
- [7] 董建辉,张宁生,李天太,等.樊庄区块煤层气羽状水平井钻井实践[J].天然气工业,2007,27(3):55-57.
- [8] 李景明,巢海燕,李小军,等.中国煤层气资源特点及开发对策[J].天然气工业,2009,29(4):9-13.
- [9] 康永尚,赵群,王红岩,等.煤层气井开发效率及排采制度的研究[J].天然气工业,2007,27(7):79-82.
- [10] 王一兵.沁水煤层气开发动态跟踪及方案实施研究[R].廊坊:中国石油勘探开发研究院廊坊分院,2008.
- [11] 鲜保安,孙平,张继东.沁水煤层气田开发配套工艺技术研究[R].廊坊:中国石油勘探开发研究院廊坊分院,2008.
- [12] 张义,鲜保安,赵庆波,等.超短半径径向水平井新技术及其在煤层气开采中的应用[J].中国煤层气,2008,5(3):20-24.
- [13] ZHANG YI,XIAN BAOAN,SUN FENJIN,et al.Study on coal bed methane development with low cost drilling and stimulation technologies[C].Xuzhou:China University of Mining and Technology Press,2009:503-514.
- [14] 冯文荣,张德荣.小井眼侧钻关键技术[J].西部探矿工程,2008,20(11):82-84.
- [15] SIEBRJTSETAL E,纪宝均,鞠海澜.利用二次压裂中裂缝方位的改变提高气井产量[J].国外油气田工程,2001,17(7):16-17.

(收稿日期 2010-03-23 编辑 韩晓渝)