

基于暂堵转向压裂的煤层气井增产技术及运用

尹 中 山^{1,2}

(1.四川省地质调查研究院,四川 成都 610072;2.页岩气评价与开采四川省重点实验室,四川 成都 610092)

摘要:为将暂堵转向压裂广泛应用于常规、非常规油气勘探开发,但缝口、层内转向压裂工艺常与油气藏开发的重复压裂相关。基于川南煤储层层薄、分散、层多的特点,研究可溶性暂堵球实施缝口转向压裂的可行性,认为在新井目的层压裂采用该技术,优化压裂设计模拟参数、增大压裂规模为原则,目的层改造形成范围复杂缝网,可动用较大储量,辅以精细化排采等系统技术集成。结果表明:在 LC1 井首次运用煤层+底板泥岩、顶板泥页岩+煤层的组合及缝口暂堵、大液量、大砂量压裂工艺取得了成功,暂堵转向压裂在 LC1 井的裂缝长度、缝网形态以及产气效果达到预期目标,为探索高效储层改造技术、实现西南煤层气规模高效开发,提供技术支撑和参考。

关键词:缝口暂堵;转向压裂;煤层气井;增产技术;LC1 井

中图分类号:TD712+.6;P624.8

文献标志码:A

文章编号:1006-6772(2023)S2-0761-06

Stimulation technology of coalbed methane well based on temporary plugging and directional fracturing and its application example

YIN Zhongshan^{1,2}

(1.Sichuan Institute of Geological Survey, Chengdu 610072, China; 2.Sichuan Key Laboratory of Shale Gas Evaluation and Exploitation, Chengdu 610072, China)

Abstract: In order to apply temporary plugging and diverting fracturing to conventional and unconventional oil and gas exploration and development, the technology of fracture and in-layer diverting fracturing is often related to re-fracturing in oil and gas reservoir development. Based on the characteristics of thin, dispersed and multi-layer coal reservoirs in south Sichuan, the feasibility of using the soluble temporary plugging ball to implement the fracture-turning fracturing is studied, based on the principle of optimizing fracturing design simulation parameters and increasing fracturing scale, the formation of complex fracture network and the utilization of large reserves in the target zone can be realized. The results show that the fracturing technology of "Coal seam + floor mudstone, roof mudstone + coal seam combination, temporary plugging of joint, large amount of fluid and large amount of sand" has been successfully applied for the first time in LC1 well, the fracture length, fracture pattern and gas production effect of temporary plugging and diverting fracturing in LC1 well have achieved the expected goals. It provides technical support and important reference value for exploring high-efficiency reservoir reconstruction technology and realizing high-efficiency development of coalbed methane in Southwest China.

Key words: temporary plugging of seam; directional fracturing; coalbed methane well; stimulation technology; LC1 well

0 引 言

山西沁水盆地、陕西鄂尔多斯盆地东缘韩城煤层气储层的压裂增产技术上多采用“活性水+砂”工艺,取得了成功,仍在努力提高产量^[1-2]。川南煤田的三大矿区是国家 14 个煤炭工业基地的云贵基地的重要组成部分,煤炭资源量超过百亿吨,蕴藏

4 500~5 500 亿 m³煤层气资源,占全川的 65%以上,是目前四川煤炭产量 65%以上的产地。川南煤层气开发试验经过 2 轮区块优选为四川指明了煤层气开发有利地区^[3-4]。川南煤层气勘探在筠连建成了工业化生产的山地煤层气田^[5]、芙蓉矿区高县—珙县煤层气取得重大突破^[6]、古叙矿区古蔺 DC 井组实现历史性突破^[7]。在 3 个代表区域不同程度地探

收稿日期:2022-09-26;责任编辑:常明然 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.22092602

基金项目:四川省科技支撑资助项目(2016JZ0037);川煤发展[2022]16 号资助项目

作者简介:尹中山(1967—),男,四川宣汉人,正高级工程师,硕士。E-mail:914526282@qq.com

引用格式:尹中山.基于暂堵转向压裂的煤层气井增产技术及运用[J].洁净煤技术,2023,29(S2):761-766.

YIN Zhongshan. Stimulation technology of coalbed methane well based on temporary plugging and directional fracturing and its application example [J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(S2): 761-766.

索了四川省煤层气开发方式、储层压裂增产工艺等,仍存在较多尚未攻克的技术难题如产量差异大、施工工艺不具普适性,对煤矿瓦斯地面抽采缺乏经验等^[8]。煤炭作为兜底、压舱石的能源地位再次得到加强,在煤炭清洁利用要求下,加快煤矿“先抽后建、先抽后采、达标抽采”政策的实施中,继续探索川南煤田煤层气增加采收率技术意义重大。

川南地区自2009年引进活性水+砂技术以来,研究KCl添加比例、石英砂(含低密度支撑剂、陶粒)不同粒径组合及加量等试验,产气效果差异大。主要体现在见气速度慢,排水时间长,压裂返排液达40%才会解吸;临界解吸压力低;初期产量峰值不高(500~1 000 m³),稳产期短(≤1 a),单井总产量低;较难实现盈亏平衡点等^[8]。因此,在古叙矿区开展煤层气井暂堵转向压裂等工艺十分必要。

1 暂堵转向压裂技术

暂堵转向压裂是通过加入暂堵剂实现多个储层压裂的目的。该工艺是固体或高黏度暂堵剂暂时封堵已压开的高渗层段,二次改造低渗层段,在低渗层段建造具高导流能力的填砂裂缝,使气井得以增产^[9-12]。暂堵剂分为高黏度水溶性暂堵剂、颗粒暂堵剂、纤维暂堵剂3种。

1.1 暂堵的方式

① 分层暂堵:实现老井目的层的有效转层;② 缝口暂堵:控制原裂缝的规模,在同层产生新的裂缝,加强目的层内的二次压裂;③ 缝内暂堵:原裂缝失效需激活,且产生新裂缝。

1.2 暂堵剂性能要求

理想材料在地层条件下必须具有如下特征:① 有一定强度,且承压能力强,保证段塞式暂堵剂(缝口暂堵球、纤维)对压裂液形成有效阻隔;② 满足不同特性常规-非常规油气藏的需要;③ 易桥架、封堵效果好,可将原有的裂缝或射孔孔眼快速封堵,提高井底压力,达到裂缝转向的目的;④ 黏附能力强,保证堵剂不与裂缝壁面发生剥离;⑤ 常温条件下及压裂施工过程中暂堵颗粒不黏泵,易泵送;⑥ 水力压裂结束后,在液体返排过程中暂堵颗粒(球)可溶于水(或破胶),未完全溶解的固体材料随流体排出,对储层伤害最小。

1.3 缝口暂堵压裂技术

针对新井投产需求,本次研究使用缝口暂堵压裂技术。

1) 原理:基于缝网改造技术实现储层应压尽压的目的,更大范围地沟通裂缝,使得煤岩基质的甲

烷脱附距离渗流通道最近,扩大供气面积,提高单井产气量。重点通过解堵井筒附近裂隙节理中的充填物并较大幅度开启裂隙,提高导流缝渗透率^[13]。

借助暂堵球缝口的桥堵作用,产生升压效应,从而将射开层位中未能破裂的层段压开新的支裂缝或沟通更多的微裂缝。通过改变裂缝延伸方向(即裂缝转向)形成网状裂缝。

2) 选层的条件:① 资源量丰富、地层能量充足;② 具备压裂改造层位的层间距在10~20 m;③ 支撑剂铺置更加合理、压裂液匹配,减少地层的伤害程度;④ 储层改造规模科学、经济最优^[14-16]。

封堵效率指转向遮挡炮眼的暂堵球数量与投放入井筒内的暂堵球数量的比值百分数。封堵效率是衡量暂堵球能否封堵炮眼的一个重要指标。

3) 暂堵球的用量:根据目的层条件、射孔孔眼、射孔密度,考虑目的层跨度和射孔厚度较大的井,保障工程安全及暂堵转向机理和理论计算^[17-19],得出尽可能加大排量的同时在暂堵球数量0.6~1.2倍的炮眼数^[20]。

2 煤层气井增产措施

煤层是具有很强吸附能力的介质,由连通性极好的大分子网络和互不连通大分子通道组成。压裂的目的是将互不连通的大分子通道通过物理破坏作用和液体适当的屏蔽作用,不破坏煤层芳烃、烷烃等键链,形成长短不一、形状各异的缝实现沟通,降低甲烷分子解吸阻力,发挥持续、连续的解吸效果。

根据山西、贵州和新疆等地的暂堵压裂、二次压裂技术分析^[1-2,14],对不同地质情况采用相应改造技术,实现改造最充分、动用储量最多、产气量最大化的目的^[16-19]。尤其是煤层薄、间距近、煤层结构变化中等,建议选择缝口暂堵的方式^[20];水层发育需控制缝高的要选择二次压裂方式。压裂方式对比见表1。

结合古叙矿区的LC1井地质条件是P₃l煤储层微裂缝发育、水平地应力差较小(3~5 MPa)、储层上下底板遮挡条件较好;参考应力场对压裂裂缝方位的控制,实现缝口暂堵。缝口暂堵方式简单,易于操作,效果可控。综合评判该井新井投产使用大液量+大排量+多组合石英砂+陶粒+缝口暂堵转向成功后,重复上述压裂流程的压裂工艺。

2.1 选井原则

投球暂堵工艺通常选择煤体结构垂向非均质性强的井。古叙矿区煤层气井煤储层压裂曲线类型为不稳定型^[7],LC1井的地质特征、工程参数可以对

表1 压裂方式对比

压裂方式	老井重复压裂			二次压裂	本文
	常规	缝内转向压裂	缝口转向压裂	新井	新井
施工目的	解除堵塞、延伸裂缝	解除堵塞、填充老裂缝、产生新裂缝	压开新层段,产生新裂缝	实现支撑剂的合理分布,增大导流缝的范围、渗流能力	压开新层段,产生新裂缝,实现应压尽压
适用情况	产量下降较快,储量丰富,有较大增产潜力	缝长较短、形态单一、储层厚度大、改造不充分	储层分散、间距较小、渗透率差异较大、无法实施分层压裂、改造程度不充分	渗透率较好,上下地层可能含水情况下,控制缝高	储层分散、间距较小、渗透率差异较大、无法实施分层压裂
影响面积	使用大量液体仅增加少量泄油气面积	使用相对较少液体,实现增加较多泄油气面积	使用相对较少液体,实现增加最多泄油气面积	使用相对较少液体,实现增加较多泄油气面积	较多液体,实现最大泄油气面积
难动用区	最多	较少	最少	一般	最少
见效周期	较短	较长	较长	较短	较长
综合效率	低	高	高	较低	高
暂堵方式	无	液体暂堵剂、细颗粒材料、纤维暂堵材料	暂堵球、纤维暂堵材料	无,以悬浮已加入的支撑剂作为产生新缝或增大原有造缝长度、宽度	可降解暂堵球
效果判断	滤失大,增大液量,加砂压力高	黏度高、颗粒大、起压快,高出2~5 MPa	压力明显增高2~5 MPa	压力变化不明显	压力明显增高2~5 MPa
暂堵剂加入时机	无	先加入,进入已形成裂缝位置起转向作用	第一次作业完成后30/60 min内完成投球	无	第一阶段作业后,30 min内完成投球
实施可行性	易实施,工作压力不稳定,加砂难度大,一旦出现砂堵,改造效果不易控制	易实施,改造新层造新缝的难度与首次压裂一样	不可控因素多;渗透率高的层段先行动用,地层亏空后,新层段难于破裂,易造成串槽	地层稳定情况下,易实施	地层能量充足,相当于新层压裂,易成功
风险	无	高黏度暂堵剂的破胶是否彻底,残渣的二次堵塞	暂堵剂、暂堵球的排除情况	无	暂堵球要克服射孔炮眼毛刺的破坏作用

比,选择该井开展试验。运用 $\Phi 22$ mm暂堵球堵住流量较大的孔眼,使压裂液转向进入流量较小的孔眼,实现同层纵向上造新缝,改造力学性质差异较大的煤层(泥页岩)段,达到较大或最大化改造储层的目的。

2.2 设计编制

综合项目任务与要求、本井地质与含气性特征、邻井工程经验,室内试验结果制定设计与实施方案。

经验显示,地质特征研究清楚的情况下,储层改造越充分、裂缝条数多、控制面积大的煤层气井产量就高。据深部煤层气井、邻井压裂、排采情况和专利技术^[19-21],制定LC1井以页岩层段+煤层的改造方式,增大加砂强度、储备足量压裂液和暂堵球的作业方案。1 094.2~1 112.5 m设3个小层,跨度17.3 m,累计射孔厚度3 m,射孔48眼。压裂影响储层段

1 091.7~1 112.5 m,厚21.2 m。实施中,特别备液1 200 m³,暂堵球40颗,石英砂(含覆膜砂)48 m³,加砂强度为16 t/m(6.16 m³/m)。

2.3 投球环节

正常完成设计中第1阶段加砂后,执行暂堵剂(球)的投入与坐封(封堵)工序。若第1阶段工作压力居高不下,需分析原因后再做决定。

3 LC1井实例

川南地区上二叠统龙潭组含煤地层煤储层的特点是薄煤层、间夹含气泥页岩、含气砂岩。LC1井符合这一特征,且储层煤岩非均质性强、局部构造煤发育等特点。分层压裂施工步骤复杂,层间距4.2~10.1 m,工程精细要求高,单井投入成本高;合层压裂会导致煤储层达不到充分改造效果,较难实现试

验工程的目标。要实现煤层+泥岩/砂岩层气的综合缝网改造,开展缝口暂堵压裂工艺有望取得预期效果。

3.1 基本情况及方案

LC1 井位于古叙矿区,属叙永-筠连叠加褶皱带的中东部,也称大寨背斜,整体呈弧状展布。经历构造叠加作用,至构造线在空间的展布方向多变,主要为东西向、北东向,其次为北西向,形似“Ω”。主要含煤地层为上二叠统龙潭组,地层走向整体呈 NW 或 NE 向。该井完钻井深度 1 175 m,钻遇主力煤层分别为中煤组 C12、C14、C16 号和下煤组 C19、C20、C24、C25 号煤层。综合考虑固井质量、煤层地质条

件,优选 C19、C20、C24 号泥岩+煤层组合进行压裂改造,煤层累计厚度约 4.82 m。气测显示好、岩芯解吸含气量高 0.51~20.95 m³/t、测井成果显示各煤层(>8 m³/t)、泥页岩、砂岩层(>2 m³/t)含气量达到改造标准。根据煤层煤体结构中含碎裂煤、粉煤的比例、顶底板砂泥岩含气情况,决定对 C19、C20、C24 三个小层实施射孔,厚度分别为 0.5 m(煤底泥岩)、1.5 m(顶泥岩+煤)、1.0 m(煤底泥岩),泥页岩间距分别为 4.2 和 10.1 m。C19 煤层上部隔层为粉砂质泥岩、C24 下部隔层以泥岩为主,夹薄层炭质泥岩,含煤地层渗透性差且无明显水层特征,封隔效果良好。压裂煤层测井解释成果见表 2。

表 2 LC1 井参数情况

含气层名称	C19 煤	含气页岩(底)	含气页岩(顶)	C20 煤	C24 煤	含气页岩(底)
井段/m	1 093.10~1 094.15	1 094.16~1 094.88	1 098.85~1 100.45	1 100.45~1 101.45	1 109.35~1 110.50	1 110.50~1 112.50
射孔段/m	1 094.2~1 094.7		1 098.9~1 100.4		1 110.5~1 111.5	
厚度/m	0.50		1.50		1.00	
孔数	8		24		16	
深侧向/(Ω·m)	128	111	45	53	53	41
应力差/MPa	4	3	4	5	4	5
心含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	19.08	0.51	20.95	1.15	19.98	0.24
测含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	10.37	2.07	11.14	4.04	11.66	3.23
泊松比	0.27	0.25	0.21	0.19	0.23	0.20
杨氏模量 Gp	34.5	45.0	27.8	32.5	31.8	37.8
脆性物/%	21	16	17	15	61	5.4
黏土矿物/%	79	84	83	85	39	46
气测录井	1.409% ↑ 25.699%	1.409% ↑ 10.167%	2.055% ↑ 2.468%	2.055% ↑ 41.12%	1.904% ↑ 28.851%	1.904% ↑ 2.333%

3.2 现场应用

为了实现 3 层煤、泥岩的均匀改造,在压裂施工过程中采用投可溶尼龙球(Φ22 mm)的方式进行缝口暂堵、层间转向。该段射孔厚度为 3 m,孔眼数 48 孔,暂堵球按封堵炮眼数占总数的 80% 计算,共向井内投入 40 个可溶尼龙球。本井 3 小层段距 18.3 m,采用合层压裂。

压裂泵注程序设计为暂堵前和暂堵后 2 个阶段。第 1 阶段用 9.9~10.2 m³/min 排量至 48.4 MPa 地层破裂明显,第 1 阶段造缝—加砂完成后,通过投球器加入 40 个尼龙球,对首先开启的炮眼和缝口进行封堵。保留 2 台车运行,不卸压,改小水量,投球后,以小排量 2、3 m³/min 递进式提高排量送球,球到位后,施工压力明显升高 2.5 MPa,说明投入的暂堵球成功封堵炮眼,压力继续增至 44.6 MPa 地层再

次破裂,然后逐渐提排量至 10.0~10.2 m³/min,判断压裂液从进液速度相对较慢的孔眼进入地层,产生新裂缝(图 1)。从压裂施工曲线整体来看,本次压裂施工出现 2 次造缝效果,达到预期效果,缩小了目的层改造程度的差异。

本井压裂共用压裂液 1 123 m³,支撑剂 52.4 m³。压裂瞬时停泵压力约 24.3 MPa,停泵压力梯度为 0.022 MPa/m,小于上覆岩石压力 0.025 MPa/m,垂向地应力小于最小水平主应力,因此本次煤储层组合压裂产生的裂缝为纵向垂直“T”型裂缝。

3.3 试气效果

LC1 井排采 30 d,产水 278 m³,返排率 24.8%,开始见气,此时流压(临界解吸)3.76 MPa,见气初期最高产量约 1 000 m³/d。邻井 YL 某井 894.7~

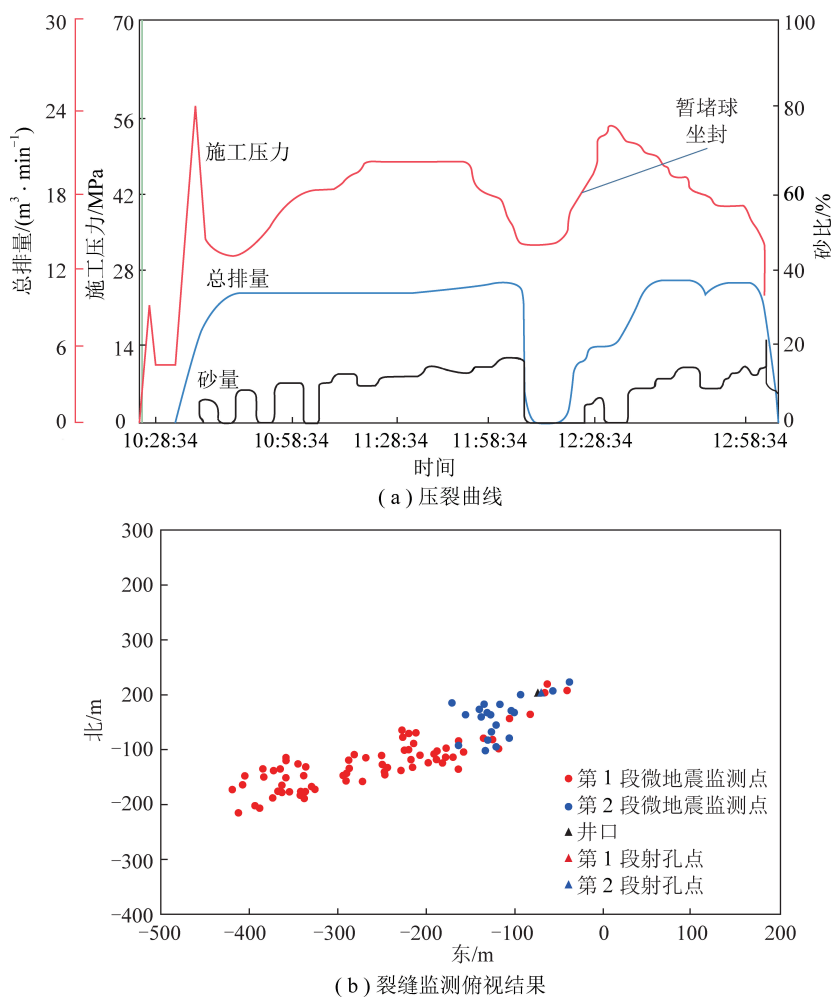


图1 压裂曲线与展布

916.7 m,间距 22 m,压裂层位与 LC1 井接近,采用常规水力压裂技术,排采 255 d,排水 55 m³,返排率不足 20%,见气,临界解吸压力 3.79 MPa,初期最高产气量约 800 m³/d。

初步认为 LC1 井合层+暂堵+大液量+大砂量+大排量的压裂方式取得成功,压裂规模适当,改造效果达到预期目标;依据项目进度要求,排水抽采速度过快,见套压后控制措施较合理,确保正常产气。

4 暂堵转向压裂适用性评价

4.1 煤层射孔井段和媒体结构

煤层射孔井段间距超 20~25 m,则有转向压裂失败风险;射孔层段不宜超过 4 层,多煤(储)层的压力系数分散,是否属同一压力系统不可控;媒体结构不同,导致煤层破裂压力和裂缝的延伸压力存在差异,压力差越大,暂堵转向失败的风险越大。

4.2 裂缝形态

根据水力裂缝起裂机理,地应力的大小和方向是控制压裂裂缝起裂压力、起裂位置及裂缝形态的重要参数。裂缝总是在垂直于最小主应力的平面内

延伸,由于煤层发育割理和裂隙,受深度控制人工裂缝形态呈水平缝及“T”型或“工”型的复杂裂缝^[13-14]。若裂缝形态以垂直缝为主,则在纵向上沟通附近煤(储)层,未产生新的有效裂缝导致转向压裂失败,缝网目标难以实现;若裂缝形态以水平缝为主,2次改造形成的裂缝为平行缝,转向压裂失败。

4.3 力学屏蔽

煤岩力学强度、层间应力差、施工参数、暂堵压裂时机的选择等是决定暂堵压裂裂缝延伸的重要因素。但人工裂缝的扩展在很大程度上受煤层与隔层及顶底板岩石间力学性质差异的影响,主要表现为控制裂缝的高度和长度,当地层应力差异增大,裂缝易被限制在煤层内延伸^[14]。在同一煤系中,一般当煤层弹性模量小于隔层 4~5 倍以上,裂缝高度才能被控制在煤层中。LC1 井取芯结果显示,研究区目的层的上(下)隔层均为砂质泥岩,基本能够满足力学屏蔽要求^[21]。

4.4 压力差

本井改造针对性强,裂缝控制的面积大、缝网形态有利于解吸,满足了较大的铺砂浓度。

基于多煤层、间距近、含气好,压力为临界常压储层系统,煤层结构以较好原生-碎裂结构为主,根据压裂模拟,制定方案充分考虑压力差、压力方向和规模及实现稳定日产 1 000 m³以上的目标,形成了良好导流空间、动用了足够储量,解吸连续,实现改造目标。

5 结 语

制定煤层泥岩底板、煤层粉砂质泥岩顶板的选层射孔方案,首次在川南龙潭组地层中开展煤层+泥页岩合层压裂试验,运用合层压裂+暂堵球缝口转向取得成功,表明方案可行;开创煤系气藏开发大排量、大液量、大砂量、暂堵二次压裂的先河。

LC1 井的成功改造为海陆交互相龙潭组煤系气开发创造了一个新模式。本方法仍需继续寻找符合条件的煤层(系)气井推广试验,并深化压裂设计中的模拟模型建立。

参考文献:

[1] 傅雪海,秦勇,李贵中,等.山西沁水盆地中、南部煤储层渗透率影响因素[J].地质力学学报,2001(1):45-52.

[2] 孙哈森.我国煤层气压裂技术发展现状与展望[J].中国海上油气,2021,33(4):120-128.

[3] 邓全,邱有前.四川省煤层气资源概况及勘探开发前景评述[J].四川地质学报,2004(1):9-12.

[4] 尹中山,熊建龙,张军,等.四川省瓦斯地质图[R].四川省能源局,四川省煤田地质工程勘察设计院,2012.

[5] 梁兴,单长安,李兆丰,等.山地煤层气勘探创新实践及有效开采关键技术—以四川盆地南部筠连煤层气田为例[J].天然气工业,2022,42(6):107-129.

[6] 毕彩芹,单衍胜,朱韩友,等.四川南部地区川高参 1 井获煤层气高产工业气流[J].中国地质,2018,45(5):1076-1077.

[7] 尹中山,李茂竹,徐锡惠,等.四川古叙矿区大村矿段煤层气煤储层特征及改造效果[J].天然气工业,2010,30(7):120-124,142.

[8] 尹中山,魏文金,肖建新.四川煤层气勘探开发的现状、关键问题与建议[J].中国煤炭地质,2019,31(1):66-69.

[9] 任阔燕,姜汉桥,李爱山,等.非常规天然气增产改造技术研究进展及其发展方向[J].油气地质与采收率,2013,20(2):103-107,118.

[10] 杨旭达,荣新明,刘洋,等.暂堵压裂技术研究进展[J].化工管理,2022(4):67-70,84.

[11] 毛金成,卢伟,张照阳,等.暂堵重复压裂转向技术研究进展[J].应用化工,2018,47(10):2202-2211.

[12] 肖晖,李洁,曾俊.投球压裂堵塞球运动方程研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(5):162-167,203.

[13] 黄源琳,郭建春,苗晋伟,等.转向压裂工艺研究及应用[J].油气井测试,2008(4):53-54,57,77.

[14] 李特社,胡刚,王少雷,等.黔西北多层薄煤储层暂堵转向压裂技术应用[J].煤田地质与勘探,2018,46(2):15-21.

[15] 李昊.可降解球井筒中运移规律及炮眼内封堵工艺研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.

[16] 韩慧芬,孔祥伟.页岩气储层暂堵转向压裂直井段暂堵球运移特性研究[J].应用力学学报,2021,38(1):249-254.

[17] 王贺,张茂林,宋惠馨,等.页岩气井重复压裂裂缝参数及暂堵转向技术研究[J/OL].中国科技论文:1-5[2022-09-13].

[18] 路智勇.转向压裂用暂堵剂研究进展与展望[J].科学技术与工程,2020,20(31):12691-12701.

[19] 马飞英,王林,吴双,等.压裂后压降速度在优选煤层气井管式泵泵径中的应用[J].钻采工艺,2020,43(3):50-52.

[20] 尹中山,陈杨,张秀军,等.一种低渗透煤系气储层多次加砂压裂方法:CN112963136A[P].2021-06-15.

[21] 郭广山,柳迎红,吕玉民.中国深部煤层气勘探开发前景初探[J].洁净煤技术,2015,21(1):125-128.