

地球科学与测绘



移动扫码阅读

姚红生,杨松,刘晓,等.低效煤层气井多次压裂增效开发技术研究[J].煤炭科学技术,2022,50(9):121-129.
YAO Hongsheng, YANG Song, LIU Xiao, et al. Research on efficiency-enhancing development technology of multiple fracturing in low-efficiency CBM wells [J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(9): 121-129.

低效煤层气井多次压裂增效开发技术研究

姚红生¹,杨松²,刘晓²,申建³,张占龙²

(1.中国石油化工股份有限公司华东油气分公司,江苏南京 210011;2.中国石油化工股份有限公司临汾煤层气分公司,山西临汾 041099;
3.中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室,江苏徐州 221008)

摘要:延川南煤层气田经过6年多开发实践,认识到储层改造体积小导致的缝控储量规模不足是煤层气井低产主因之一。气田呈现出低效井井数占比高、贡献产量小的生产特征。为改善气田开发形势,急需开展低效井增效开发技术攻关。理论研究表明,水平应力差异系数(K)越小,水力压裂越易形成复杂缝网;压裂施工产生的诱导应力能够改变储层应力状态,降低 K 值;多次压裂施工能够多次诱导储层主应力重定向,有助于低渗煤层形成复杂缝网系统。以鄂尔多斯盆地东南缘延川南煤层气田稳产期短、剩余储量丰富的低产气井为研究对象,开展以梯次提高排量、逐渐增大前置液量、组合加入支撑剂为主要特征的多次压裂增效开发技术现场试验。应用后,监测的裂缝缝长是单次施工产生的缝长3倍以上,裂缝形态由单一裂缝转向复杂缝网,有效扩大储层改造体积;通过多次组合加砂实现缝网有效支撑,在深部煤储层建立高效导流通道。复产后,试验井气液平均日产出量分别提高5倍、7倍,评估最终可采储量增加5倍左右,提高煤层气单井产量和最终采收率,实现低效煤层气井高效治理,增产效果显著。在随后推广应用的22口煤层气井中,实现单日平均产量和最终累计产量的双突破,证实多次压裂增效开发技术能够提高深部煤储层的缝网复杂程度并实现有效支撑、高效导流,是剩余储量丰富的低产老井行之有效的治理举措。

关键词:深部煤层气;延川南区块;低效井;多次压裂;诱导应力;增效开发

中图分类号:TE377 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-2336(2022)09-0121-09

Research on efficiency-enhancing development technology of multiple fracturing in low-efficiency CBM wells

YAO Hongsheng¹, YANG Song², LIU Xiao², SHEN Jian³, ZHANG Zhanlong²

(1. East China Oil & Gas Company, Sinopec, Nanjing 210011, China; 2. Linfen Coalbed Methane Branch Company, Sinopec, Linfen 041099, China; 3. Key Laboratory of CBM Resources and Reservoir Process, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China)

Abstract: After more than six years development and practice in the South Yanchuan coalbed methane field, it has been recognized that lack of fracture-controlled reserves caused by small volume of reservoir reconstruction was one reason for low yield. There is an urgent need to explore efficient development technologies for low-efficiency wells. Theoretical study shows the smaller the horizontal stress difference coefficient (K) is, the easier it is for hydraulic fracturing to form a complex fracture network. The induced stress generated by fracturing can change stress state of reservoir and reduce the K value. Multiple fracturing operations can repeatedly induce the redirection of reservoir principal stress, which helps to form complex fracture network in low permeability coal seams. This paper takes the low-yield wells with short stable yield period and abundant remaining reserves in the field in southeastern margin of Ordos Basin as the research object. The field test of multiple fracturing efficiency enhancement development technology was carried out. It was characterized by increasing displacement by steps, gradually increasing amount of prestage fluid and adding proppant in combination. After the application, the monitored fracture length is more than 3 times that of a single construction, and the fracture morphology changes from a single fracture to a complex

收稿日期:2022-03-31 责任编辑:常琛 DOI:10.13199/j.cnki.est.2022-0458

基金项目:国家自然科学基金面上资助项目(42072191);中国石油化工股份有限公司重点科技资助项目(P20074-1)

作者简介:姚红生(1968—),男,江苏镇江人,教授级高级工程师。E-mail:yaohs.hdsj@sinopec.com

fracture network, which effectively expands volume of reservoir reconstruction. The effective support of fracture network was realized by adding sand for times, and the efficient diversion channel was established. After the resumption, the average daily gas-liquid yield was increased by 5 times and 7 times respectively, and the estimated ultimate recovery were increased by about 5 times. The effect of increasing production is remarkable. In the 22 coalbed methane wells that were subsequently popularized and applied, double breakthroughs were achieved in the average daily production and the final cumulative production, which proved that the multiple fracturing and efficiency-enhancing development technology can improve the complexity of the fracture network of deep coal reservoirs and achieve effective support and high efficiency, which is an effective measure for low yield wells with abundant remaining reserves.

Key words: deep coalbed methane; Yanchuannan Block; low efficiency wells; multiple fracturing; induced stress; efficiency development

0 引言

煤层气作为国内最为重要的非常规油气资源之一,为当前我国天然气工业增储上产、保障能源安全奠定了重要的资源基础。我国商业性开发的煤层气主要集中于高变质程度储层,此与美国、澳大利亚等以低煤阶为主的开发模式差异较大。高变质程度煤储层一般经过多期次构造演化,呈现低渗透率和强非均质性等特点。在我国已部署的超过10 000口煤层气开发井中,平均单井日产气1 000 m³左右,约35%投产井日产气低于500 m³,产能到位率约45%^[1]。大量存在的低产低效煤层气井,严重影响着煤层气开发企业的经营效益,制约着煤层气产业的规模发展和国家能源战略的落实。探索低产井的效益增产技术已成为各煤层气开发企业急需攻克的难题。沁水盆地柿庄区块开展煤层气井单次重复压裂,裂缝形态分为狭长缝、高短缝、短宽缝3种类型,日产气量较高(未超过1 000 m³/d)的井裂缝形态多为狭长缝,高短缝次之,当裂缝形态为短宽缝时,产气量低或不产气^[2]。韩城煤层气田在已生产井中实施单次重复压裂时,2次裂缝垂直于初次裂缝方向延伸,随着延伸距离的增大,重复压裂的裂缝将会发生拐弯,然后又与第1次裂缝方向平行,有效提高渗流面积,但未见增产效果报道^[3]。煤储层经过多次压裂是否较单次压裂形成

更复杂缝网系统及其对煤层气井产能的影响则鲜有报道。以鄂尔多斯盆地东缘延川南煤层气田低效井为研究对象,从试验基础、现场试验与效果评价、技术研究等方面,探索多次压裂增效开发技术对低效井治理和后续深部煤层气开发的意义。

延川南煤层气田产能建设动用储量136.3×10⁸ m³,累计产气量19×10⁸ m³,当前日产气量110×10⁴ m³以上。按照产量≥1 000 m³/d为高产井、500~1 000 m³/d为中产井、小于500 m³/d为低产井的标准,低产井占气田总井数的35%,产量仅占总产量的13%;中产井占总井数37%,占总产量的28%,且随着生产时间延长,产量递减,中产井慢慢滑向低产井,将严重影响气田整体产量。高比例的低效井贡献较少的产量,制约着气田的可持续高质量发展。气田面临着持续的低产状态和严峻的递减形式,急需探索出高效增产工艺技术。

1 研究区概况

延川南煤层气田构造上位于鄂尔多斯盆地东南缘,处于晋西挠褶带、陕北斜坡和渭北隆起的过渡地带,整体为一倾向北西的单斜构造,中部西掌断裂带将气田分为潭坪构造带和万宝山构造带;储层平均埋深超过1 000 m,是国内成功商业开发的深部煤层气田之一(图1)。

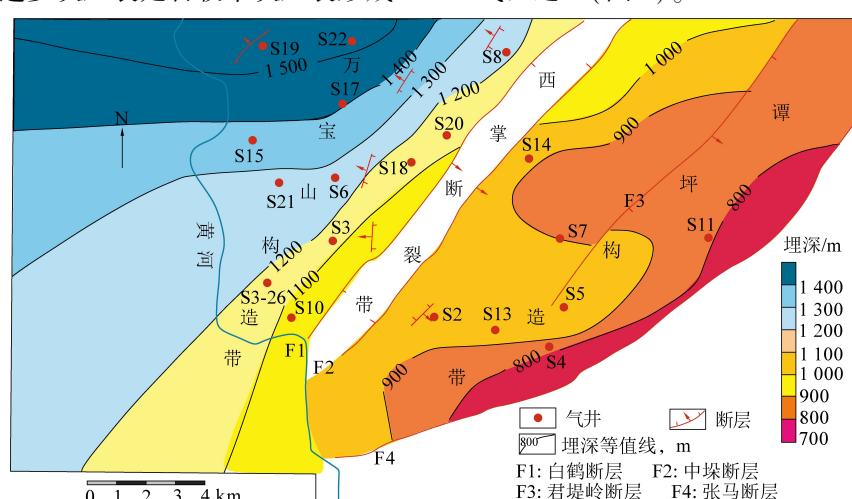


图1 2号煤层埋深等值线

Fig.1 Contour map of buried depth of No.2 coal seam

气田含煤层系主要为二叠系山西组和石炭系太原组发育的11套煤层,其中山西组2号煤层和太原组10号煤层为主要可采煤层,厚度大、连续性好^[4](图2)。根据钻孔数据和化验资料统计显示,主力开发气层山西组2号煤层平均厚度5 m,平均埋深1 280 m,镜质组平均体积分数75%,镜质体平均最大反射率2.45%,平均含气量15 m³/t,处于弱径流—滞留水动力环境,压力系数0.6~0.8,孔隙率3%~6%,渗透率在1×10⁻¹⁵ m²以下,属于低孔、低压、低渗的深部煤层气田。

气田自2017年进入上产稳产阶段,投入生产井921口,其中埋深大于1 000 m的井超过700口,占比76%以上,平均单井日产气1 200 m³以上。以2012年投产的S3井组为例,35口井累计产气量仅11 996×10⁴ m³,平均单井产气342.75×10⁴ m³,折算平均产量仅988 m³/d,采出程度11.9%,资源动用率低,大部分资源因储层改造不充分而未能动用^[5]。表1为S3井组中探井的储层物性参数,表明深部煤层气具有较好的资源基础和较差的开发条件;表2为探井煤岩及顶底板岩石力学参数。

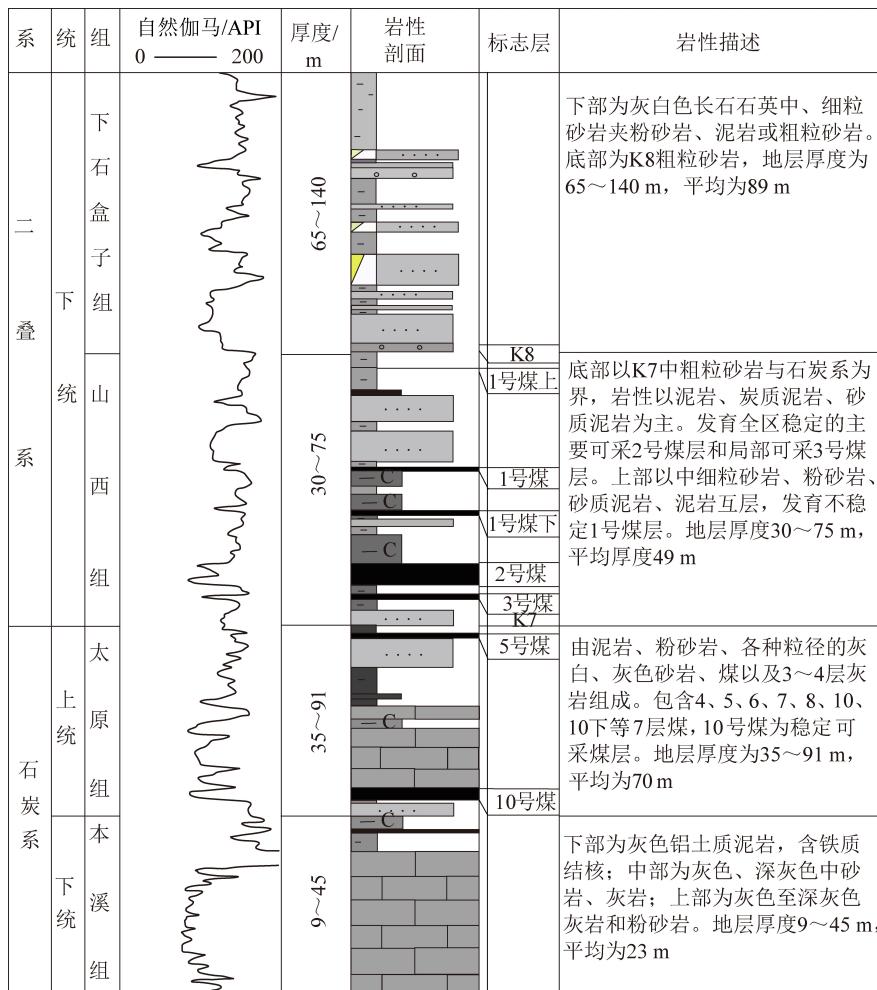


图2 煤系地层综合柱状图

Fig.2 Comprehensive column chart of coal measure strata

表1 探井储层物性参数

Table 1 Reservoir physical parameters of exploratory wells

井号	埋深/m	渗透率/10 ⁻¹⁵ m ²	含气量/(m ³ · t ⁻¹)	兰氏压力/MPa	兰氏体积/(m ³ · t ⁻¹)	储层压力/MPa	闭合压力/MPa	矿化度/(mg · L ⁻¹)	水型
S3	1 170	0.17	19.9	3.03	46.51	8.9	13.3	65 082	氯化钙
S6	1 256	0.17	14.54	3.41	33.11	9.4	14.5	101 470	氯化钙
S10	1 066	0.41	16.78	3.15	38.31	7.4	12.2	84 962	氯化钙

注:化验样品均为空气干燥基样品。

表2 探井煤岩及顶底板岩石力学参数

Table 2 Statistical of rock mechanical parameters of coal, roof and floor of exploratory wells

井号	岩性	三轴力学参数			抗拉力学参数		
		弹性模量/ GPa	泊松比	纵向抗压强度/ MPa	侧向应力/ MPa	破坏载荷/ kN	抗拉强度/ MPa
S3	顶板泥岩	14.88	0.15	87.67	4	12.22	4.31
	2号煤	11.76	0.19	—	4	12.24	4.19
	底板泥岩	32.54	0.17	111.58	4	10.28	2.63
S6	顶板泥岩	15.60	0.11	95.53	8	6.57	2.68
	2号煤	4.34	0.36	41.99	4	10.15	2.99
	底板泥岩	12.97	0.25	66.39	4	6.25	3.78

2 多次压裂试验基础

2.1 试验背景

煤层展布、储层物性、构造位置、水动力条件等地质因素,钻完井、压裂等工程因素,排采制度、煤粉产出等生产因素都会对煤层气井产量造成影响^[6-8]。对比800余口井的地质、压裂和排采动态资料,分析动静态参数之间的联系,扣除因沟通断层而日产液量大、矿化度低、水型变化的低效井外,大部分低效井保存条件好,含气量高。储层改造体积小,缝网结构简单,通过排水、降压,简单缝网附近的甲烷解吸、运移、产出后,压降漏斗难以向远端高效扩展,产量出现一个高峰后递减(图3),导致单井动用储量小,无法实现面积降压、井间干扰。

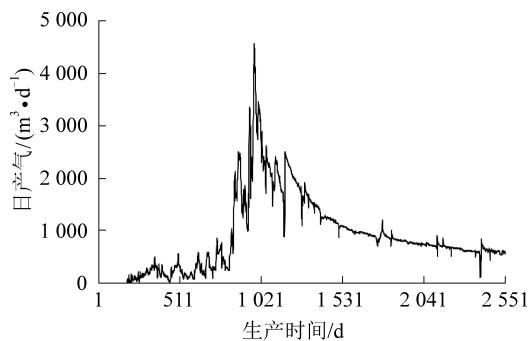


图3 S3井组气井投产以来产气归一化曲线

Fig.3 Normalized gas yield curve of wells in S3 well group since put into production

对于煤层气等低渗透油气藏,通过水力压裂使储集层破碎,形成复杂网状裂缝系统,改善储层渗透性,达到储层中裂缝的比表面积最大,流体从储层到裂缝的运移距离最短、所需压降最小的目的,以新缝网扩大经济可采储量(EUR),延长气井高产稳产期,提高累计产量和采收率,改善储量动用程度低的开发形势^[9-12]。S3井在产能建设时期,经过压裂改造形成一条方位为东西向100°、长轴半缝长约120

m、短轴半缝长约60 m的主裂缝(图4)。到2019年,经过近7 a排采,研究区低效井未能如预期形成井间干扰,实现面积降压、整体开发,试验开始前的2018年年底有600多口井累计产量低于 $200 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。面对众多气井呈现低效的开发形势,急需开展高效治理的相关探索。

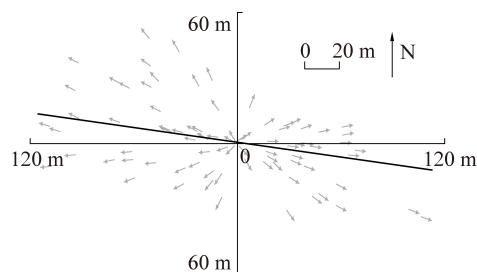


图4 S3井压裂监测微震点分布方位拟合

Fig.4 Azimuth fitting of micro-seismic points distribution for fracturing monitoring in well S3

2.2 理论基础

通过对直井重复压裂前应力场的分布规律及其主要影响因素进行研究,表明:人工水力压裂产生初始诱导应力,排水采气过程改变储层孔隙水压力,诱导应力亦随之重新分布;水力压裂产生的诱导应力对大、小水平主应力的改变程度存在差异性,在裂缝周边的任何位置,垂直于裂缝方向的诱导应力相对平行裂缝方向上要大,而该差异性可造成主应力方向的重新定向^[13-14]。诱导应力综合改变了压裂井底周围的地应力场分布,在裂缝周边的任何位置,垂直于裂缝方向的诱导应力相对平行裂缝方向上要大。

一般情况下,最大、最小地应力差值越小、异性程度越低,压裂形成的裂缝复杂程度越高。通过水平应力差异系数K来评价水平主应力对裂缝形态的影响,定义^[15]如下:

$$K = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_3} = \frac{\Delta\sigma}{\sigma_3}$$

式中, σ_1 、 σ_3 分别为原始最大、最小水平主应力; $\Delta\sigma$ 为原始最大、最小水平主应力差。

K 较小, 压裂施工延伸主缝的同时, 两侧产生较多分支裂缝, 易形成复杂缝网系统; 随着 K 值变大, 裂缝形态趋向单一。压裂施工时, 储层的主应力状态由受初始应力影响, 变化为初始应力和压裂诱导应力共同作用, K 值亦发生改变:

$$K = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3) - (\sigma'_1 - \sigma'_3)}{\sigma_3 + \sigma'_3} = \frac{\Delta\sigma - \Delta\sigma'}{\sigma_3 + \sigma'_3}$$

式中, σ'_1 、 σ'_3 分别为原始最大、最小水平主应力受到的诱导应力; $\Delta\sigma'$ 为最大、最小水平主应力受到的诱导应力差。

水力压裂施加在原始最大、最小水平主应力上的诱导应力差 $\Delta\sigma'$ 能够影响水平应力差异系数。随着 $\Delta\sigma'$ 的增大, 主应力方位会发生重定向直至反转, 裂缝会沿着新的主应力方向延伸。理论上, 在低渗煤储层中通过多次水力压裂, 诱导储层主应力发生多次重定向或反转, 能够形成复杂的缝网系统, 扩大储层改造面积。

2.3 试验设计

对于重复压裂的煤层气井, 经多年排水降压采气, 受基质收缩效应和地应力影响, 井筒附近储层处于严重的欠充实状态, 应力状态亦发生较大改变。只有欠充实的储层被重新充满压裂液后, 多余的液体才会压出新的裂缝。具体施工时, 需根据现场注入压力, 实际调整前置液使用量^[16]。

为保障试验顺利, 泵注过程中, 根据施工压力变化, 阶梯提高砂比, 防止因滤失大而局部脱砂, 引起砂堵, 导致试验失败; 临近结束, 压力允许下, 提高砂比, 确保已形成的裂缝得到有效支撑。为实现形成复杂缝网、提高导流能力的目的, 每次施工均采用细、中粒径的组合加砂模式^[17-19]。为提高新缝产生效率, 逐次提高施工排量。考虑到地层闭合压力 15 MPa 左右, 为防止下次施工, 液体大量进入上次压开的裂缝, 每次施工结束, 关井待压力降至闭合压力

之下, 再开始下次施工。

在低渗储层中, 压裂裂缝不会无限延伸。本次试验以裂缝延伸长度和施工压力为参考, 设定 2 个结束条件: 以裂缝监测为依据, 本次裂缝延伸长度小于已形成裂缝长度的 10% 时, 停止施工; 完井套管理论挤毁压力 43.4 MPa, 为保障施工安全, 最大允许压力设定为理论挤毁压力的 90%, 即当压力达 39 MPa 时, 停止施工。

3 现场试验与效果评价

3.1 试验过程

选择 S3-26 低效井作为多次压裂试验井(井位如图 1 所示), 2 号煤层埋深 1 134.6~1 139.2 m。该井 2015-06-11 压后起抽, 2016-03-05 解吸见气, 解吸压力 6.52 MPa; 自 2016-09-21—2017-10-22 稳定产气 1 000 m³/d, 逐渐递减, 到 2019-03-23 递减至 500 m³/d, 累产气量仅 82×10⁴ m³; 排采水矿化度 41 215 mg/L, 水型为氯化钙型。从解吸压力、排采特征、产液分析来看, 该井剩余储量丰富, 具备实施多次压裂增效开发的地质条件。

2019 年在 S3-26 井进行 4 次重复压裂现场试验(表 3、图 5), 注入压裂液 5 170 m³, 加砂 258.8 m³。对比表 2、图 5、6、7, 第 1 次重复压裂时前 8 min 以约 3 m³/min 排量注入井筒 20 m³ 液量后才有套压, 证实多年排采后, 近井筒附近储层流体压力较低; 因投产时压裂施工已破除钻井泥浆污染, 第 1 次重复压裂时的破裂压力低于投产时的破裂压力, 但整个施工压力和停泵压力都较新井投产时高; 从第 2 次重复压裂开始, 破裂压力都略有上涨, 但仍低于投产时的破裂压力, 停泵压力则呈现先上涨后下降的趋势, 显示之后的施工有新裂缝产生, 新裂缝的延伸并得到有效支撑使停泵压力降低。

对比套压曲线形态, 发现第 1 次、第 4 次平稳下降, 第 3 次波动下降; 第 2 次缓慢上升(压裂液在已

表 3 S3-26 井新井初次压裂与 4 次压裂施工参数对比

Table 3 Comparison of construction parameters between primary fracturing and four fracturing in Well S3-26

类型	施工次序	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	前置液量/ m ³	总液量/ m ³	支撑剂量/m ³		破裂压力/ MPa	停泵压力/ MPa	支撑剂体积分数/%
					40/70 目	20/40 目			
新井投产	初次	8	351.1	803	0	65.6	38.4	11.5	13.2
老井重复	第 1 次	8	354	955	9.0	60.5	31.1	12.5	11
	第 2 次	9	512	1 232	10.0	35.5	32.8	24.3	6.3
	第 3 次	10.4	600	1 286	10.2	59.6	32.5	20.9	9.6
	第 4 次	11.4	950	1 697	12.3	61.7	33.0	16.6	9.3

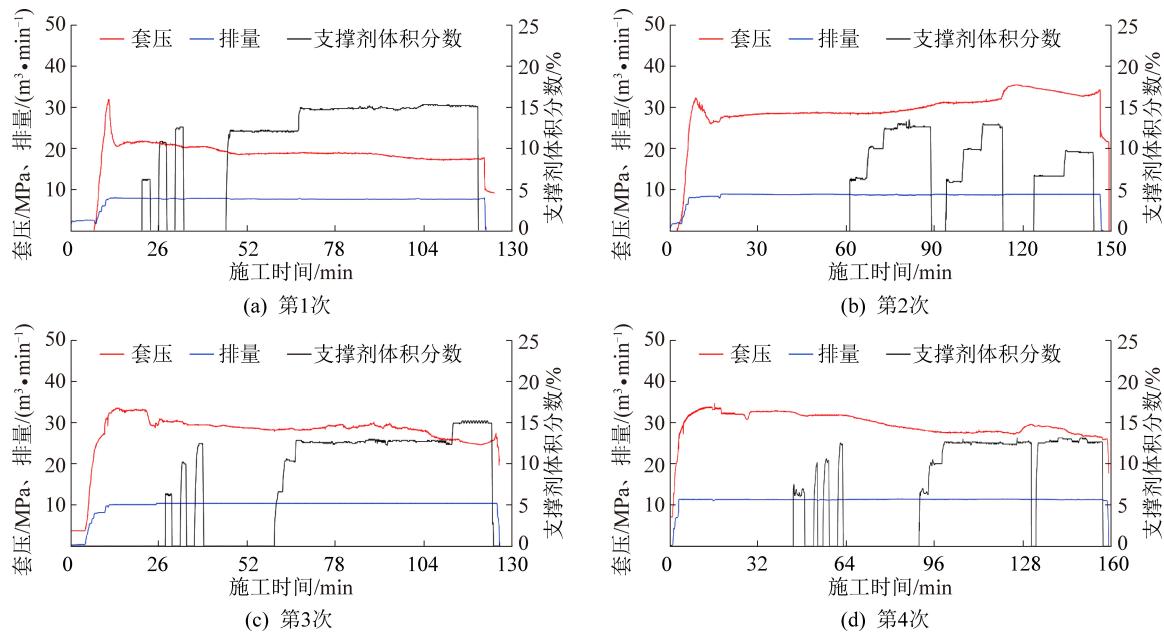


图5 S3-26井4次压裂施工曲线

Fig.5 Construction curve of four times of re-fracturing in Well S3-26

有裂缝延伸过程中受阻但能开出新缝)。对比投产时,第1次压裂的前置液量和加砂量相差不大,总液量超过投产时的19%,砂比降低2.2%,认为老井滤失是液量增加、砂比降低的主要原因;第2次施工排量提高 $1\text{ m}^3/\text{min}$,前置液量增加 158 m^3 ,压力上涨明显,用液量大、加砂量少且不连续、总体砂比低,液体主要用于生成裂缝;第3次继续增加前置液量,占总液量比例扩大到47%,排量再次提高 $1.4\text{ m}^3/\text{min}$,施工平稳,加砂连续;第4次持续提高排量 $1\text{ m}^3/\text{min}$,约70 min施工压力维持 30 MPa 以上、加入4个段塞后不降,决定加大前置液量至 950 m^3 ,推动缝内已有支撑剂向远端迁移,最终总体砂比和第3次相当。

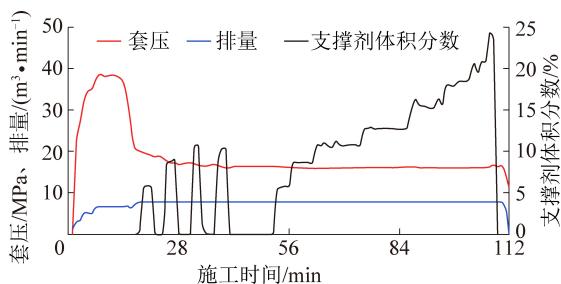


图6 S3-26井投产时压裂曲线

Fig.6 Fracturing curve in Well S3-26 before produced

3.2 裂缝形态

为证实多次压裂能否形成复杂缝网,施工期间,同步开展电位法裂缝监测(图8),显示第1次形成3条裂缝:长约250 m(对比S3井投产时的缝长延伸1

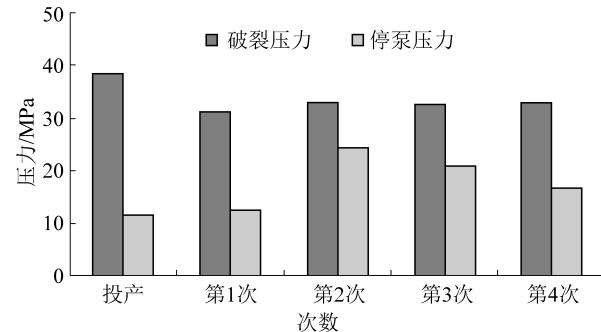


图7 S3-26井历次压裂的破裂压力与停泵压力对比

Fig.7 Comparison of fracturing pressure and pump stop pressure of previous fracturing in Well S3-26

倍以上)的东西向主缝和北西向($315^\circ \sim 330^\circ$)、南西向($180^\circ \sim 210^\circ$)2条次缝;第2次施工使东西向主缝和北西向($315^\circ \sim 330^\circ$)次缝向前延伸约50 m,原南西向($180^\circ \sim 210^\circ$)次缝向东偏转 45° ,2条次缝近于对称;第3次施工使东西向主缝和北西向($315^\circ \sim 330^\circ$)次缝向前延伸约30 m,南西向($180^\circ \sim 210^\circ$)次缝在较大角度内扩展;第4次施工使原有3条裂缝长度略有延伸(约10 m),波及面积扩大。因监测到第4次压裂时,裂缝延伸长度不及已有裂缝总长的10%,显示当前工艺下继续施工难以延伸裂缝,结束试验。综合判断,依据工程设计思路,以梯次提高排量、逐渐增大前置液量、组合加入支撑剂为特征的多次压裂施工,能够延伸缝长3倍以上,扩大低渗煤储层改造体积,证实多次压裂产生的诱导应力使主应力发生重定向,在新的地应力条件更有利与裂缝延伸与缝网形成。

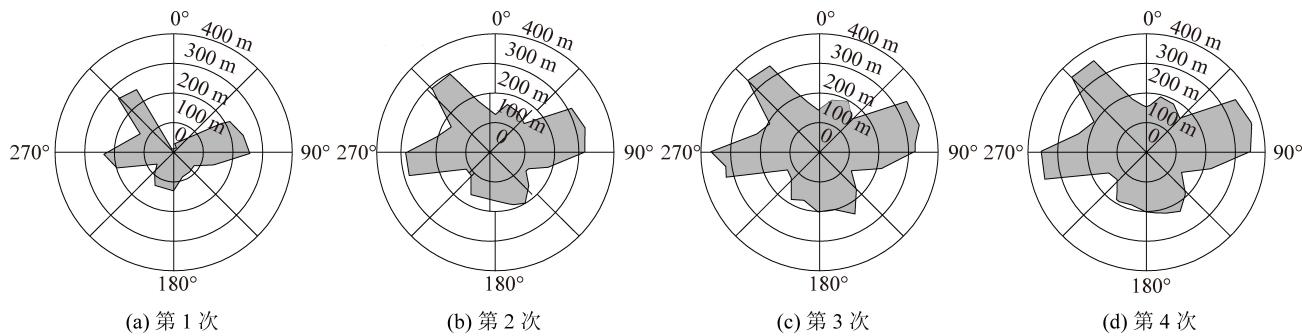


图 8 S3-26 井 4 次压裂裂缝监测结果(同心圆间距 100 m)

Fig.8 Monitoring results of four fracturing fractures in Well S3-26

3.3 生产特征

S3-26 井于 2019-04-24 压后复产(图 9),为降低储层污染,前期采用较大泵径、较快冲次排液,液量最高达 $18.6 \text{ m}^3/\text{d}$;90 d 后开始产气,并迅速上升,最高气量 $4998 \text{ m}^3/\text{d}$,稳产 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上 482 d,2021-12-31 稳产 $2500 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右。

对比多次压裂前后生产情况(表 4),试验后解吸压力较投产时略有降低,符合已开发老井近井筒区域含气不足的生产特征;但经多次压裂后,从生产到解吸见气、再到井口产气,相比投产时分别缩短 181 d 和 254 d;新井投产到多次压裂前生产 1 381 d、累计产量 $82 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、平均气量 $594 \text{ m}^3/\text{d}$ 、评估最终可采储量(EUR) $114 \times 10^4 \text{ m}^3$,压后复产到 2021-12-31 生产 982 d、累计产量 $289 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、平均气量

$2944 \text{ m}^3/\text{d}$,EUR 达 $547 \times 10^4 \text{ m}^3$;试验前平均液量 $0.56 \text{ m}^3/\text{d}$ 、返排率 96%,试验后平均液量 $4.02 \text{ m}^3/\text{d}$ 、返排率 76%。S3-26 井多次压裂后,单日平均气量和液量分别较试验前上涨 5 倍、7 倍,仅用试验前的 71% 的时间生产 353% 的气量,产气效率提高近 5 倍,EUR 增加 4 倍左右,取得良好增产效果。

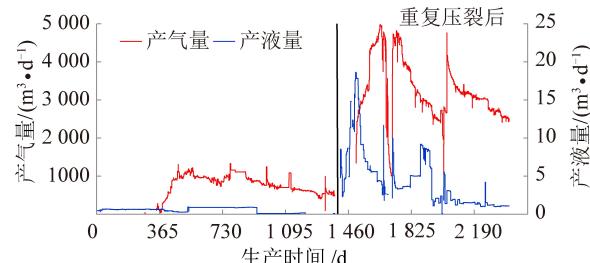


图 9 S3-26 井生产曲线

Fig.9 Production curves of Well S3-26

表 4 S26 井多次压裂前后生产情况对比

Table 4 Comparison of yield conditions before and after multiple fracturing in Well S3-26

类型	起抽日期	解吸压力/ MPa	解吸日期	产气日期	最高产气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	累产气量/ m^3	累产液量/ m^3	返排率/
新井投产	2015-06-11	3.55	2016-03-05	2016-05-20	1 330	820 296	772	96
老井重压	2019-04-24	3.44	2019-07-20	2019-07-23	4 998	2 891 698	3 952	76

多次压裂增效开发试验成功后,气田从地质条件有利区,筛选剩余储量丰富的 22 口井陆续开展相应治理,截至 2021-12-31,平均气量稳定在 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上;从压后起抽算起,22 口井平均生产时间 612 d,产气 $1553.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井平均产气 $70.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井单日气量由措施前的 221 m^3 大幅上涨至 1154 m^3 ,实现较短时间内单井累计产量和平均日产气量的双突破。

4 技术研究

综合分析裂缝监测资料和气井生产数据,认为多次压裂增效开发技术能够有效扩大储层改造体积,改善低效气井开发动态。压裂液进入天然割理

发育的煤储层后,提升割理净压力,优先在平行于最大主应力方向形成一定长度的主裂缝,并产生分支缝。因原始主应力差为固定值,诱导应力差值越大,原始裂缝越易破裂,新生裂缝也越易扩展和延伸。多次压裂中,应用梯次提高排量、增大前置液量、组合加入支撑剂等工艺,有助于进一步提升缝内净压力,增大压裂产生的诱导应力,促使原始应力重定向,此时继续压裂,促使煤储层中更多方向的割理张开,形成复杂缝网系统。

因割理发育,伴随裂缝的延伸,滤失量逐渐增大。试验中,提高施工排量,能够提升施工压力,确保向缝内供给的液体量始终大于滤失量,驱使液体不断压出新缝;逐次提高施工总液量,能够及时补充

缝内流体能量,降低滤失影响。基于前置液主要用于形成裂缝的定位,提高前置液总量,能够保障新缝的形成,并将上次缝网内的支撑剂向裂缝远端推送,提升缝网末端渗流能力。在加入支撑剂过程中,先加小粒径石英砂能够起到打磨新缝扩大缝网尺寸和充填微细裂缝降低液体滤失的目的,主加中粒径石英砂能够有效支撑裂缝,实现高效导流,便于后期排水采时扩大压降漏斗,保障措施效果。

我国埋深介于1 000~2 000 m的煤层气资源量 $18.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国煤层气资源总量的63%,其中埋深1 000~1 500 m的资源量占30%,1 500~2 000 m的资源量占33%^[20]。常规条件下,深部煤层气井因渗透率低,井筒压降面积扩展有限,单井产量不高、储量动用程度低。通过多次压裂,诱导储层主力重定向,形成复杂缝网系统,扩大储层改造规模,提高单井产量和储量动用程度,为深部低渗煤层气田低效井探索出一条高效治理之路。

5 结 论

1) 深部煤储层具有低压、低孔、低渗特征,需经水力压裂沟通割理并形成复杂缝网才能取得理想产能,属于“缝控储量型”非常规气藏。气井稳产期短、累计产量低、未动用储量高是气田开发面临的主要难题,影响整体开发效益和产业发展。

2) 多次压裂产生的诱导应力作用于储层主力并使其重定向,有助于低渗煤层形成复杂缝网系统,扩大排水降压波及面积。优选剩余储量丰富的低效井开展以梯次提高排量、逐渐增大前置液量、组合加入支撑剂为主要特征的多次压裂增效试验,通过打碎储集层,有效扩大储层改造体积,形成复杂网状裂缝系统,使储层渗透性大幅提高,达到储层内缝网比表面积最大、储层内流体运移到裂缝的距离最短的储层改造效果,能够最大限度提高单井产量和采收率,改善煤层气开发效益。

3) 现场试验井裂缝缝长延伸3倍以上,裂缝形态由单一裂缝转向复杂缝网,产气效率和EUR分别提高近5倍。推广应用后,实现气井平均单产和综合累产的双突破,证实多次压裂增效开发技术能够提高剩余储量丰富的低效井单井产量和最终采收率,有助于深部煤层气实现效益开发。

参考文献(References):

- [1] 孙钦平,赵群,姜馨淳,等.新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J].煤炭学报,2021,46(1):65~76.
SUN Qiping, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(1): 65~76.
- [2] 张万春,郭布民,孔鹏,等.柿庄南煤层气重复压裂裂缝形态反演及效果分析评价[J].非常规油气,2022,9(1):119~128.
ZHANG Wanchun, GUO Bumin, KONG Peng, et al. Fracture morphology inversion and effect evaluation of CBM re-fracturing in southern Shizhuang Block[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(1):119~128.
- [3] 邵先杰,董新秀,汤达祯,等.韩城矿区煤层气中低产井治理技术与方法[J].天然气地球科学,2014,25(3):435~443.
SHAO Xianjie, DONG Xinxiu, TANG Dazhen, et al. Treatment technology and method of low-to-moderate production coalbed methane wells in Hancheng mining area[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(3): 435~443.
- [4] 王志荣,温震洋,陈玲霞.水力压裂条件下裂隙性煤储层垂直试验井产能预测[J].天然气地球科学,2021,32(4):465~471.
WANG Zhirong, WEN Zhenyang, CHEN Lingxia. Productivity prediction of vertical test well for fractured coal reservoir under hydraulic fracturing[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(4): 465~471.
- [5] 陈振宏,王一兵,杨焦生,等.影响煤层气井产能的关键因素分析—以沁水盆地南部樊庄区块为例[J].石油学报,2009,30(3):409~416.
CHEN Zhenhong, WANG Yibing, YANG Jiaosheng, et al. Influencing factors on coal-bed methane production of single well: a case of Fanzhuang Block in the south part of Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 409~416.
- [6] 郭广山,邢力仁,李娜,等.煤层气井组生产特征及产能差异控制因素[J].天然气地球科学,2020,31(9):1334~1342.
GUO Guangshan, XING Liren, LI Na, et al. Study on production characteristics and controlling factors of capacity differences of coalbed methane well group[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(9): 1334~1342.
- [7] 常会珍,郝春生,张蒙,等.寺河井田煤层气产能分布特征及影响因素分析[J].煤炭科学技术,2019,47(6):171~177.
CHANG Huizhen, HAO Chunsheng, ZHANG Meng, et al. Analysis on distribution and its influencing factors of coalbed methane productivity in Sihe Minefield[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(6): 171~177.
- [8] 孟召平,李国富,杨宇,等.晋城寺河井区煤矿采空区煤层气地面抽采关键技术研究[J].煤炭科学技术,2021,49(1):240~247.
MENG Zhaoping, LI Guofu, YANG Yu, et al. Study on key technology for surface extraction of coalbed methane in coal mine goaf from Sihe Wells Area, Jincheng[J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(1): 240~247.
- [9] 许江,李奇贤,彭守建,等.叠置含气系统煤层气开采物理模拟试验方法研究[J].煤炭科学技术,2021,49(1):225~233.
XU Jiang, LI Qixian, PENG Shoujian, et al. Study on physical simulation test method of coalbed methane production in superimposed gas-bearing system[J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(1):225~233.

- [10] 倪小明,赵政,刘度,等.柿庄南区块煤层气低产井原因分析及增产技术对策研究[J].煤炭科学技术,2020,48(2):176-184.
NI Xiaoming, ZHAO Zheng, LIU Du, et al. Study on cause of low production and countermeasures of increasing production technology about coalbed methane wells in Shizhuang South Block [J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(2): 176-184.
- [11] 雷群,胥云,才博,等.页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J].石油勘探与开发,2022,49(1):166-172,182.
LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49 (1): 166-172, 182.
- [12] 胥云,雷群,陈铭,等.体积改造技术理论研究进展与发展方向[J].石油勘探与开发,2018,45(5):874-887.
XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [13] 邓燕.重复压裂压新缝力学机理研究[D].成都:西南石油学院,2005:98-102.
DENG Yan. Research on mechanism of inducing new fractures for refracturing [D]. Chengdu: Southwestern Petroleum Institute, 2005:98-102.
- [14] FISHER M. K., HEINZE J. R., HARRIS C. D., et al. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping[J]. Journal of Petroleum Technology, 2005,57(3):41-42.
- [15] BEUGELSDIJK L J L, PATER C, SATO K. Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium [C]. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for ASSET Management, Yokohama, Japan, 2000;177-184.
- [16] 沈聘,郭兴午,陈马林,等.深层页岩气水平井储层压裂改造技术[J].天然气工业,2019,39(10):68-75.
SHEN Cheng, GUO Xingwu, CHEN Malin, et al. Horizontal well fracturing stimulation technology for deep shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 68-75.
- [17] 吴百烈,杨凯,程宇雄,等.南海低渗透储层支撑剂导流能力试验研究[J].石油钻探技术,2021,49(6):86-92.
WU Bailie, YANG Kai, CHENG Yuxiong, et al. Experimental study of proppant conductivity in low permeability reservoirs in the south china sea [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49 (6): 86-92.
- [18] 赵勇,李新英,李达.苏里格气田细颗粒支撑剂导流能力评价及试验[J].天然气工业,2011,31(8):65-68.
ZHAO Yong, LI Xinying, LI Da. Appraisal and experiment of proppant flow capacity with grain size subdivided in the Sulige Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(8): 65-68.
- [19] 付金华,范立勇,刘新社,等.苏里格气田成藏条件及勘探开发关键技术[J].石油学报,2019,40(2):240-256.
FU Jinhua, FAN Liyong, LIU Xinshe, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies in Sulige gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(2) 240-256.
- [20] 郑民,李建忠,吴晓智,等.我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域[J].地球科学,2019,44(3):883-847.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. Potential of oil and natural gas resources of main hydrocarbon-bearing basins and key exploration fields in China [J]. Earth Science, 2019, 44 (3): 883-847.