

天然气开发

基于储层“三品质”的煤层气产能主控地质因素分析

郭广山, 邢力仁, 廖夏, 蒋锐

(中海油研究总院新能源研究中心, 北京 100028)

摘要:煤层气资源性、可改造性和可采性是影响产能的3个关键储层品质。通过对比DJC区块67口排采时间3年以上的直井生产数据,详细剖析了储层三品质与煤层气井产能之间的关系,进而分析了影响储层三品质的关键地质因素。结果显示:①当资源丰度大于 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,平均日产气量大于 $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$;开采煤层厚度稳定且变化较小,含气量是决定资源丰度大小的关键参数;②划分出5种压裂曲线类型,其中下降稳定型和下降波动型产气效果最佳;断层、煤体结构和地应力共同控制储层改造效果;③影响煤层气可采性的地质参数主要为临储比和渗透率,当临储比大于0.6,米产水指数大于 $0.8 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa})$ 时,煤储层整体排水降压相对容易,产气效果较好。

关键词:三品质;资源性;可改造性;可采性;DJC区块

中图分类号:TE37

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2018)08-1198-07

引用格式:Guo Guangshan, Xing Liren, Liao Xia, *et al.* Analysis of main controlling geological factors of production based on “three qualities” of CBM reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(8): 1198-1204. [郭广山, 邢力仁, 廖夏, 等. 基于储层“三品质”的煤层气产能主控地质因素分析[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(8): 1198-1204.]

0 引言

寻求煤层气井高采收率、较长产气周期、产量最大化是煤层气勘探开发的核心目标。煤层气与常规油气在成藏机理、生产方式上存在较大的差异,加之煤层气储层具有较强的非均质性和特殊性,导致煤层气产能影响因素研究一直以来都是该领域的难题。煤层气井产量受到诸多因素的影响,前人在地质因素、开发技术和生产管理等方面进行了大量的研究,认为地质因素是影响煤层气井产量的内在因素,开发技术和生产管理是基于煤层气地质特征基础上的人为因素^[1]。本文重点从煤层气储层的“资源性、可改造性、可采性”三品质入手,剖析了储层三品质与煤层气产能的关系,进而分析了不同地质因素对储层三品质的影响,为后期煤层气井增产稳产、低效井治理提供了技术支持。

本文以沁水盆地南部DJC区块为例,该区具有东西分带的构造格局,断层以NE走向为主。上石

炭统太原组和下二叠统山西组是主要含煤地层,山西组3号煤层是主力开发煤层。3号煤层埋深一般为400~1 200 m,平均为900 m;厚度为5.0~8.0 m,平均为6.0 m;含气量为 $5.0 \sim 20.0 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $14.5 \text{ m}^3/\text{t}$;顶底板以泥岩为主,局部发育泥质砂岩或致密粉砂岩,整体保存条件较好。试井渗透率一般在 $(0.08 \sim 0.30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。

1 生产动态与产能特征

1.1 生产动态

截至目前,DJC区块全区钻井数1 386口,排采井数共928口,见气井数701口,其中排采3号煤井数为917口,单井平均日产气量为 $487.89 \text{ m}^3/\text{d}$,单井平均日产水量为 $5.24 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

1.1.1 产气情况

日产气量大于 $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井有44口,占投产井数的11.0%;日产气量为 $500 \sim 1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井有84口,占投产井数的21.0%;日产气量为 $200 \sim 500 \text{ m}^3/\text{d}$

的井有 157 口,占投产井数的 39.3%;日产气量小于 200m³/d 的井有 115 口,占投产井数的 28.8%。

1.1.2 产水情况

日产水量为 20~50m³/d 的井 28 口,占投产井数的 4.2%;日产水量为 10~20m³/d 的井有 123 口,占投产井数的 18.7%;日产水量为 5~10m³/d 的井有 69 口,占投产井数的 10.5%;日产水量为 2~5m³/d 的井有 108 口,占投产井数的 16.4%;日产水量为 0~2m³/d 的井有 331 口,占投产井数的 50.2%。

1.2 产能特征

不同排采阶段、不同层位组合方式,煤层气井的产气量、产水量的变化有显著的差别。选取目的煤层相同和排采时间相近是能准确对比和评价煤层气井产量主控地质因素的前提。本文研究主要基于 5 个选井原则:①开发井型为直井;②开发层位相同,全部为山西组 3 号煤层;③投产时间大于 3 年,研究认为该区煤层气井经过 3 年的排采时间,基本上经历了排水降压单相流和气水同出产气上升阶段,进入稳定产气阶段;④产气量差异较大,最高产气量大于 2 000m³/d,最低产气量不到 200m³/d;⑤生产时率在 85%以上^[2,3]。

按照产气量大小将煤层气井进行产能分类,筛选出 67 口煤层气井生产数据,结果显示(表 1),高产气井占 16%,中产气井占 25%,低产气井占 59%。

表 1 煤层气直井产量分类及统计

Table 1 Production classification and statistics of vertical CBM wells

产能类型	井口产量/(m ³ /d)	井数/口	所占比例/%
高产气井	>1 000	11	16
中产气井	500~1 000	17	25
低产气井	<500	39	59
不产气井	0	0	0

1.2.1 高产气井

该类井排水降压阶段短,起套压后产气量开始稳步上升,稳产期平均产气量一般在 1 000.0m³/d 以上,平均产水量低于 5.0m³/d。以 DJC-635 井为例,该井为典型的高产气井,初期产水阶段,产水量基本在 4.0m³/d 以下;产气阶段,当套压增至 0.9MPa 时,产气量迅速升高至 3 750.0m³/d 左右,并保持高产态势,平均日产气量为 1 577.7m³/d;同时,产水量下降至 1.0m³/d 以下[图 1(a)]。

1.2.2 中产气井

该类井主要生产特征是起套压后排水期较长,

且高产气稳产期时间较短。以 DJC-297 井为例,排采初期,产水量上升至 6.0m³/d 左右,而后降至 3.0m³/d 以下,产气量基本处于 500.0m³/d 以下。连续排采 3 年之后,产气量升高至 1 000.0m³/d 以上,但高产期仅持续约 1 年半,而后下降至 500.0m³/d 左右;同时,在高产气阶段,产水量较低,基本在 2.0m³/d 以下[图 1(b)]。

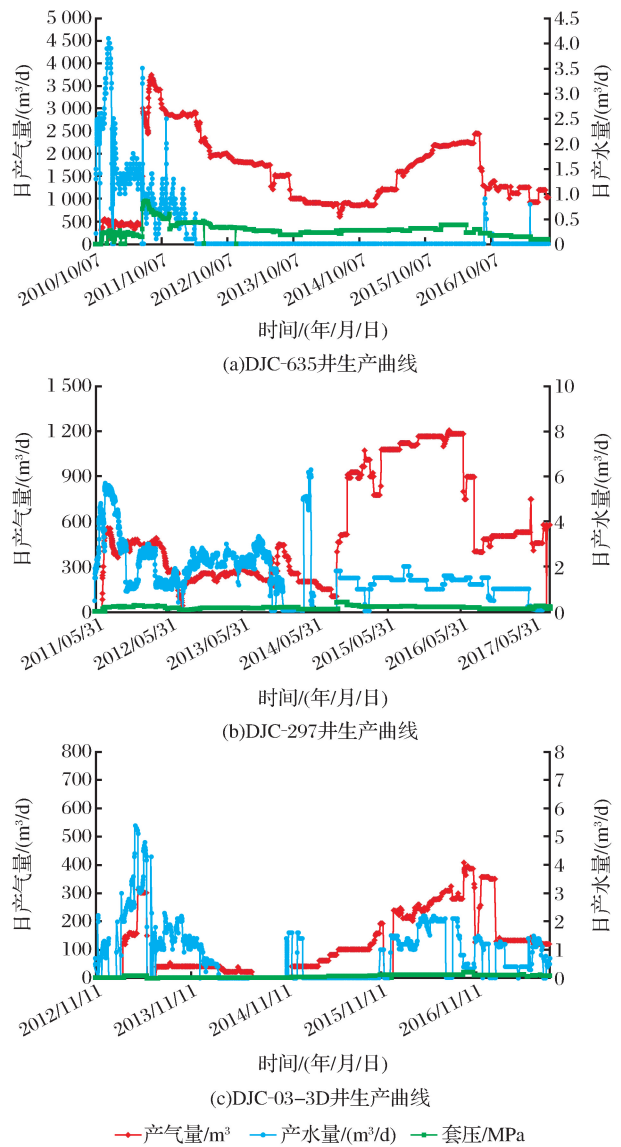


图 1 不同产能煤层气井生产曲线

Fig.1 Production curve of different capacity well

1.2.3 低产气井

该类井平均产气量基本在 500.0m³/d 以下,生产过程中产气量波动较大,主要生产特征是峰值产气量较低,部分井生产不连续,且产水量较高,排水时间长,产气效果不乐观。以 DJC03-3D 井为例,2012 年 6 月投产以来,经过 6 个月排采起套压,3 年生产过程中产气量一直在 100~400m³/d 之间,

最大日产气量为 420m³/d,产水量一般在 1.0~4.0m³/d之间,最高日产水量为 4.5m³/d[图 1(c)]。

2 资源性对产能控制作用

2.1 资源丰度与产能的关系

煤层气总资源量和资源丰度大小是共同决定一个区块是否具有开采价值的基础参数,资源丰度大小代表煤层气富集高产程度的高低。煤层气资源丰度越大,说明单位体积内煤层气越富集,保障煤层气

井产气量和累积产气量越高,经济效益更好^[4]。

研究区内 3 号煤层气资源丰度一般在 (0.45~1.83)×10⁸m³/km² 之间,平均为 1.30×10⁸m³/km²,整体较高,有利于煤层气勘探开发。随着资源丰度的增大,产气量呈现明显增长的趋势。研究发现,当资源丰度大于 1.2×10⁸m³/km² 时,单井平均日产气量大于 1 000m³/d,最大日产气量大于 2 000m³/d;当资源丰度小于 1.2×10⁸m³/km² 时,单井平均日产气量较低[图 2(a),图 2(b)]。

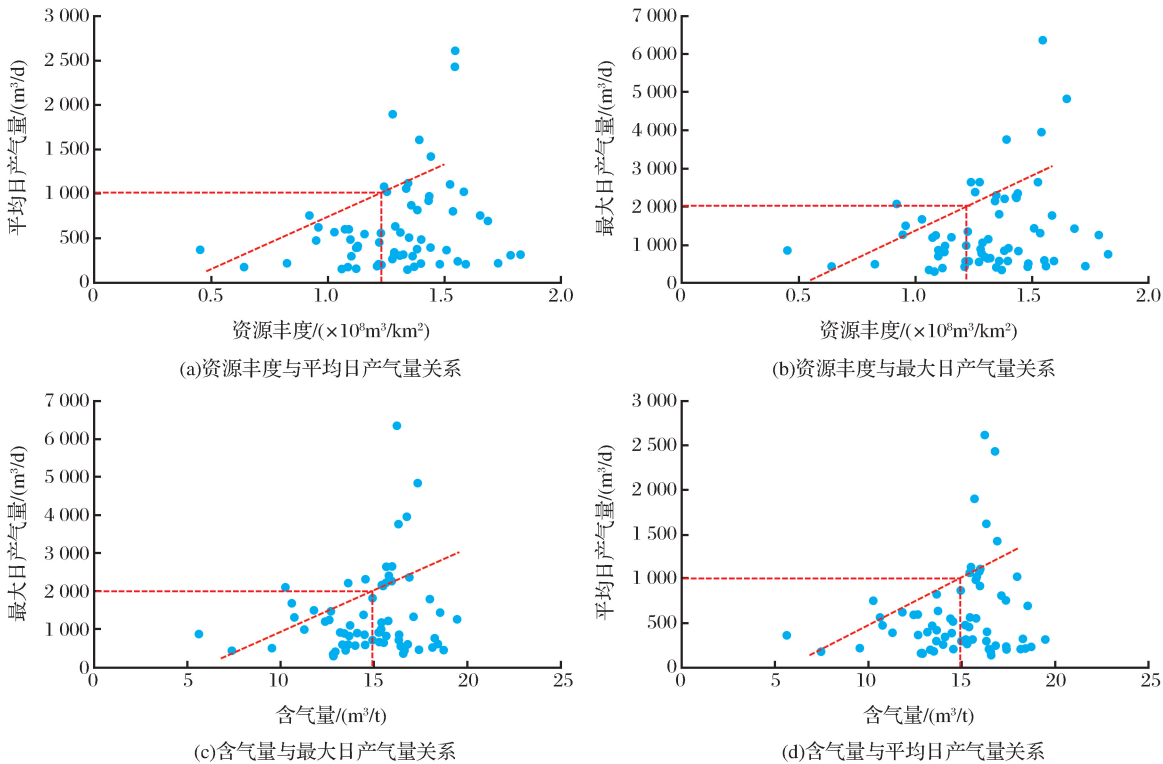


图 2 3 号煤层资源性参数与日产气量关系

Fig.2 Correlation between resource parameters of No.3 coal seam and daily gas production

2.2 煤层厚度对资源丰度、产能控制作用

煤层厚度是煤层气资源丰度的重要基础参数,也是影响煤层气井产能大小的先决因素。煤层厚度越大,煤岩品质越好,吸附空间越大^[5,6]。

研究区内 3 号煤层厚度相对较大,一般分布在 5.0~8.0m 之间,平均为 6.0m,发育稳定且变化较小,变异系数为 0.14。煤层结构较简单,仅在 3 号煤下部发育一套稳定且厚度较小的夹矸,厚度在 0.2~0.8m 之间,平均厚度为 0.45m,夹矸比率在 4%~10% 之间。煤岩煤质较好,灰分产率在 12%~18% 之间,平均为 15.0%。

2.3 煤层含气量对资源丰度、产能控制作用

生产实践表明,煤层气井产气量随含气量增大呈现增加的趋势^[7]。区块含气量变化较大,一般在

5.5~19.5m³/t 之间,平均为 14.8m³/t。统计发现,当含气量大于 15.0m³/t 时,平均日产气量大于 1 000m³/d,最大日产气量大于 2 000m³/d;当含气量小于 15.0m³/t 时,产气量相对较低[图 2(c),图 2(d)]。

3 可改造性对产能控制作用

3 号煤层属于典型的低孔、低渗、高阶煤层气藏,只有通过煤储层进行压裂改造,提高储层渗透性和导流能力,才能实现产能最大化。压裂效果直接决定后期排水降压和压降漏斗扩展难易程度。目前开发井型主要以直井为主,采用活性水水力压裂技术进行人工造缝,压裂工艺基本相近,但产气效果却差异较大^[8]。

3.1 压裂曲线分类及效果分析



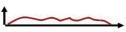



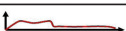



以往分析压裂效果主要是通过对压裂液、加砂

量、破裂压力等参数和产气量的关系进行分析,分析结果往往过于笼统,本文对选取的井采用射孔段厚度、平均砂比、单位厚度液量和单位厚度加砂量 4 个参数进行分析。

统计发现,射孔段厚度一般在 5.0~8.1m 之间,平均为 6.07m,变异系数为 9.42;平均砂比一般在 11.6%~21.9%之间,平均为 13.9%,变异系数为 1.17;单位厚度液量一般在 52.27~112.27m³之间,平均为 83.66m³,变异系数为 3.35;单位厚度加砂量一般在 6.16~10.11m³之间,平均为 8.15m³,变异系数为 9.60。以上 4 个参数对比分析说明该区采用的压裂工艺参数相近,但在现场储层改造作业过程中压裂施工曲线却表现出不同的变化特征,这些变化特征是压裂液流动、裂缝扩展、支撑剂运移和煤储层特征的综合反映。按照压裂施工曲线不同变化特征,将其分为 5 类,分别为下降稳定型、下降波动型、高压稳定型、波动型和低压稳定型。不同压裂曲线类型储层改造效果、裂缝位置和压裂效果如表 2 所示,下降稳定型和下降波动型最优,高压稳定型和波动型次之,低压稳定型效果最差。

不同压裂曲线类型储层改造效果不同。下降稳定型煤层气井为 34 口,占 51%,平均日产气量分布在 200~2 600m³/d 之间,平均为 680m³/d,产气效果好;下降波动型煤层气井为 10 口,占 15%,平均日产气量分布在 250~1 050m³/d 之间,平均为 600m³/d,产气效果较好;高压稳定型和波动型煤层气井共 22 口,占 33%,平均日产气量分布在 160~800m³/d 之间,平均为 350m³/d,产气效果一般。

表 2 压裂曲线类型
Table 2 Fracture curve type table

压裂曲线类型	压裂施工曲线	效果分析	裂缝位置	压裂效果
下降稳定型			裂缝在煤层中延伸	好
下降波动型				较好
高压稳定型				一般
波动型			沟通邻层	一般
低压稳定型			沟通断层	较差

3.2 可改造性主控地质因素分析

压裂裂缝参数是由多因素共同作用的,在工程因素相似条件下,裂缝参数主要受控于地质因素。综合分析认为,煤体结构、断层性质和地应力是影响煤层可改造性主控地质因素。

3.2.1 煤体结构对可改造性的影响

煤体结构是煤层在构造应力作用下发生不同程

度的变形和破坏,根据破坏程度的不同可以划分为原生结构、碎裂结构、碎粒结构和糜棱结构。随着煤体结构破坏程度增加,由原生结构到糜棱结构煤岩强度逐渐变弱,煤层可改造性难度随之增加。在压裂过程中,在相似压裂规模和施工工艺条件下,不同煤体结构煤层表现出不同压裂曲线特征^[9,10]。

不同煤体结构表现出不同的测井响应,GR、RD、AC、CAL 测井均有不同程度的变化,尤其以 CAL 曲线变化最为敏感^[11]。煤层扩径越严重,说明煤体结构破坏越严重,CAL 测井响应值越大,压裂形成的人工主裂缝长度越短,压裂几何形态越复杂,产气效果越差。

原生一碎裂结构为主的煤层,受到构造破坏程度较小,3 号煤层井径扩径率一般在 0.49%~14.78%之间,平均为 6.14%,压裂曲线类型主要以下降稳定型和下降波动型为主。在压裂施工过程中,具有明显的破裂压力出现,易形成开启裂缝,在后期加砂的过程中油压曲线呈现平稳下降或者小幅波动变化,表明裂缝在煤层中不断的向远端延展,裂缝形态以单翼裂缝为主,生产井平均单井日产气量为 500~2 600m³/d,平均为 650m³/d。

碎粒—糜棱结构为主的煤层,煤体结构遭受构造破坏严重,井壁扩径严重,3 号煤井径扩径率为 3.0%~29.1%,平均为 13.2%。压裂曲线主要以高压稳定型和波动型为主。压裂施工初期煤层破裂压力较高,形成开启裂缝较难,在加砂过程中,油压一直处于高压状态或者施工压力起伏较大,裂缝向远端延展困难,无法有效形成单翼长缝。生产井平均单井日产气量在 160~800m³/d 之间,平均为 350m³/d。

3.2.2 断层对可改造性的影响

断层会造成局部的煤层厚度、煤体结构、煤岩力学性质发生一系列的变化,进而影响到储层改造施工和压裂效果。断层对煤层可改造性的影响程度取决于断层的性质、断距的大小以及与断层的距离^[12,13]。研究区内最大断层为中部发育的 NE 走向的寺头正断层,延伸长度达到 17.5km,最大断层超过 200m;同时,研究区内伴生少量小型逆断层,走向近 NW 向和 NE 向。

寺头断层为构造活动较为剧烈的正断层,断层附近的煤层破坏程度较大,封盖条件变差。煤体结构主要以碎粒结构和糜棱结构为主,煤岩坚固性降低,压裂曲线类型以高压稳定型和波动型为主,压裂施工过程中无法形成有效的长缝。同时个别井压裂曲线类型为低压稳定型,分析其原因,主要是该井处

于断层形成的大裂缝附近,压裂过程中支撑剂大量进入裂缝中,未在煤层中有效的延伸。随着距断层面距离增大,断层影响效应变小。

不同规模逆断层对煤层可改造性和产气量影响程度不同。对于发育规模较小的逆断层,封盖条件较好,对煤层可改造性影响较小。对于规模较大的逆断层,由于受到挤压应力作用的增强,断层封闭性有所减弱,保存条件变差。断层附近压裂曲线类型相对复杂,改造效果整体一般。由煤层日产气量与距断层面距离大小相关性可以发现,平均日产气量、最大日产气量与距断层面距离大小呈现正相关关系。当距离大于 400m 时,断层影响显著降低,日产气量出现不同程度的升高。

3.2.3 地应力对可改造性的影响

地应力包含受重力控制的上覆岩体重量造成的静地应力与受地壳构造运动控制的构造应力 2 个部分。地应力的大小和方向控制人工裂缝的方位、倾角、高度,而且影响着施工过程中压力的大小,地应力的大小与埋深、地质构造等有关^[14]。

地层中煤层处于垂向应力和 2 个水平主应力的三向应力状态下。作用于煤层的垂向应力主要来自上覆岩层重力,水平应力一部分是垂向应力诱导产生,同时受构造运动影响产生的构造应力,2 个应力一般不相等。垂向应力主要与埋深有关,随深度呈线性增长。水平地应力也随埋深的增加而增大,通常当垂向应力小于 2 个水平应力时,压裂后形成水平缝和低角度倾斜裂缝;当垂向应力大于 2 个水平应力时,压裂后形成垂直缝和高角度倾斜裂缝。

建立研究区主应力与埋藏深度关系可以发现,在 600m 以浅, $\sigma_{hmax} \geq \sigma_v \geq \sigma_{hmin}$ (σ_{hmax} 为最大水平主应力; σ_v 为垂向主应力; σ_{hmin} 为最小水平主应力),煤层处于低应力分布区,最小水平主应力小于 12MPa,压裂曲线类型以下降稳定型和下降波动型为主,有利于裂缝的开启和延展,压裂缝以水平缝为主,压裂效果较好;在 600~900m 之间,处于地层应力过渡带,压裂曲线类型相对复杂;在 900m 以深, $\sigma_v > \sigma_{hmax} > \sigma_{hmin}$,煤层处于中高应力分布区,最小水平主应力大于 20MPa,压裂曲线类型以高压稳定型和波动型为主,压裂难度增大,压裂缝以垂直缝为主,不利于压裂水平缝的延展,压裂效果变差(图 3)。

4 可采性对产能控制作用

煤层气可采性是指煤层通过排水降压,使吸附气大量解吸排出井筒,在原始储层压力降低到废弃

压力时衡量煤层气采出程度的评价指标。煤层气采出程度高低取决于地层能量的大小和压降漏斗扩展范围,吸附饱和度和临储比是评价地层能量大小的关键参数,而压降漏斗的扩展范围和难易程度则取决于渗透率的大小,因此影响煤层气可采性主控地质因素为临储比和渗透率,本文着重分析临储比和渗透率对煤层气可采性的影响。

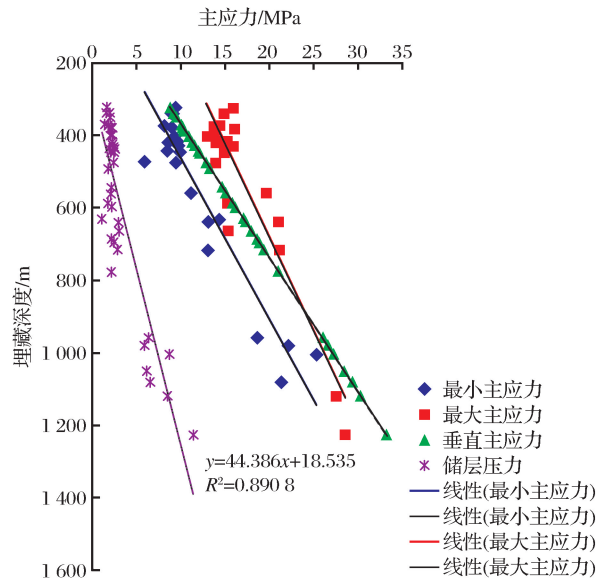


图 3 3 号煤层埋深与地应力关系

Fig.3 Correlation between depth and principal stress of No.3 coal seam

4.1 临储比

临储比大小代表煤储层能量的强弱,较高临储比反映出较强的地层能量和驱动能力^[15]。为了便于分析,将见气时井底流压近似等于临界解吸压力。分析认为:3 号煤层临储比为 0.2~0.8,平均为 0.6,整体较高。建立临储比与平均日产气量关系图可以看出,随着临储比增加,平均日产气量逐渐增长。平均日产气量大于 1 000m³/d 的井,临储比大于 0.6;当临储比小于 0.4 时,地层能量相对较弱,平均日产气量多数小于 200m³/d[图 4(a)]。

4.2 渗透率

渗透率是煤层气井实现高产、稳产的关键因素之一,其大小决定排水降压的难易程度^[16]。注入/压降现场试验表明,研究区 3 号煤层原始渗透率为 (0.08~0.30) × 10⁻³ μm²,属于低渗煤层气储层。由于测试点相对较少,本文通过计算米产水指数,并分析其与平均日产水量关系来评价渗透性对煤层气可采性的影响。

米产水指数是指单位厚度、单位压差下储层的产水量。该指数能有效消除生产压差、储层厚度对

产水量的影响;在稳态流中该指数仅受有效渗透率的影响。煤层气井早期进入拟稳态的单相流阶段,米产水指数与煤储层渗透率呈正相关关系,即米产水指数越大,煤层渗透率也越大。因此,该阶段的米产水指数能有效反映煤层渗透率。

计算结果显示,研究区米产水指数一般分布在

0.08~1.36 m³/(d·m·MPa)之间,平均值为0.47 m³/(d·m·MPa),表明原始渗透率相对较低,排水降压难度较大。通过建立米产水指数和平均日产水量关系图可以看出随着米产水指数的增加,平均日产水量呈现增长的趋势,但大部分井平均日产水量小于5 m³/d,仅个别井产水量较大[图 4(b)]。

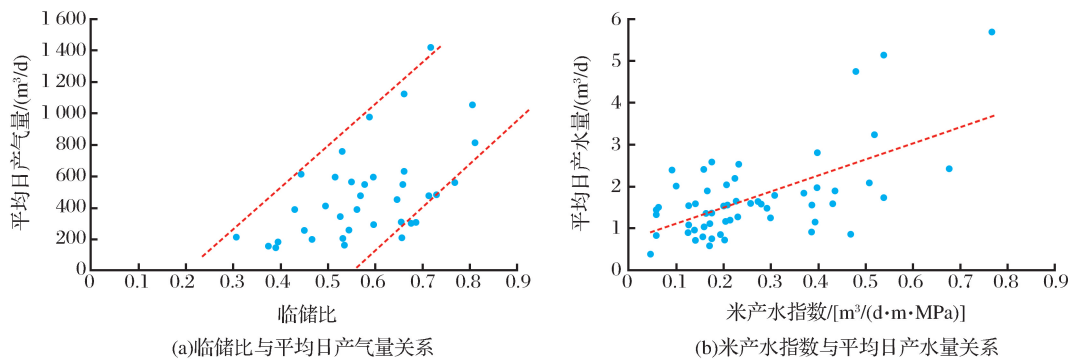


图 4 3 号煤层资源性参数与日产气量关系

Fig.4 Correlation between admissibility parameters of No.3 coal seam and daily gas production

5 结论

(1)煤层气资源丰度是决定一个区块是否具有开采价值的重要基础参数。DJC 区块 3 号煤层气资源丰度一般在 $(0.45 \sim 1.83) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 之间,平均为 $1.30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,当资源丰度大于 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,平均日产气量大于 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$,最大日产气量大于 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。3 号煤层厚度稳定且非均质性小,含气量是决定资源性大小的关键参数。

(2)划分出 5 种压裂曲线模式,其中下降稳定型和下降波动型产气效果较好,高压稳定型和波动型次之,低压稳定型效果较差;综合分析认为,断层、煤体结构和地应力是影响煤层可改造性的主控地质因素。

(3)影响煤层气可采性的主控地质因素为临储比和渗透率;当临储比大于 0.6,米产水指数大于 $0.8 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa})$ 时,整体排水降压相对容易,产气效果较好。

参考文献 (References)

- [1] Tao Shu, Tang Dazhen, Xu Hao. Analysis on influence factors of coalbed methane wells productivity and development proposals in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2011, 36(2): 194-199.
陶树, 汤达祯, 许浩, 等. 沁南煤层气井产能影响因素分析及开发建议[J]. 煤炭学报, 2011, 36(2): 194-199.
- [2] Zhang Pei, Liu Yuhui, Wang Zhengxi. Geological factors of production control of CBM well in south Qinshui Basin[J].

Natural Gas Geology, 2011, 22(5): 909-914.

张培河, 刘钰辉, 王正喜, 等. 基于生产数据分析的沁水盆地南部煤层气井产能控制地质因素研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 909-914.

- [3] Shao Xianjie, Wang Caifeng, Tang Dazhen. Productivity mode and control factors of coalbed methane wells: A case from Hancheng region[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(2): 271-277.
邵先杰, 王彩凤, 汤达祯, 等. 煤层气井产能模式及控制因素——以韩城地区为例[J]. 煤炭学报, 2013, 38(2): 271-277.
- [4] Pan Jianxu, Wang Yanbin, Ni Xiaoming. The relationship between resource conditions and CBM productivity of vertical wells; Case of Fanzhuang and Panzhuang blocks in southern Qinshui Basin[J]. Coal Geology and Exploration, 2011, 39(4): 24-28.
潘建旭, 王延斌, 倪小明, 等. 资源条件与煤层气垂直井产能关系——以沁水盆地南部樊庄与潘庄区块为例[J]. 煤田地质与勘探, 2011, 39(4): 24-28.
- [5] Wang Xianghao, Wang Yanbin, Yuan Jun. Study on relationship between coal bed methane resources deposit condition and vertical gas well production capacity[J]. Coal Science and Technology, 2013, 38(2): 104-107.
王向浩, 王延斌, 袁钧, 等. 煤层气资源赋存条件与垂直井产能关系研究[J]. 煤炭科学技术, 2013, 38(2): 104-107.
- [6] Liu Shiqi, Sang Shuxun, Li Mengxi. Key geologic factors and control mechanisms of water production and gas production divergences between CBM wells in Fanzhuang block[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(2): 277-283.
刘世奇, 桑树勋, 李梦溪, 等. 樊庄区块煤层气井产能差异的关键地质影响因素及控制机理[J]. 煤炭学报, 2013, 38(2): 277-283.
- [7] Zhang Diankun, Wang Shengwei, Li Mengxi. Geologically con-

- trolling factors on calbed methane (CBM) productivity in Jincheng[J]. Natural Gas Geology, 2010, 21(6): 513-517.
- 张典坤, 王生维, 李梦溪, 等. 晋城煤层气井产能的地质控制因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 513-517.
- [8] Hu Qiujia, Li Mengxi, Qiao Maopo. Analysis of key geologic factors of fracturing effect of CBM wells for high-rank coal in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(6): 1506-1516.
- 胡秋嘉, 李梦溪, 乔茂坡, 等. 沁水盆地南部高阶煤煤层气井压裂效果关键地质因素分析[J]. 煤炭学报, 2017, 42(6): 1506-1516.
- [9] Liu Yunliang, Zhang Peihe. Analysis on production dynamic and main controlling factors of single coalbed methane(CBM) well in Liulin area[J]. Coal Geology & Exploration, 2016, 44(2): 34-38.
- 刘云亮, 张培河. 柳林地区煤层气开采动态及单井产量主控因素分析[J]. 煤田地质与勘探, 2016, 44(2): 34-38.
- [10] Wang Dan, Zhao Fenghua, Yao Xiaoli. Analysis of geological factors on CBM productivity in block Linfen[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2016, 23(2): 1-5.
- 王丹, 赵峰华, 姚晓莉, 等. 临汾区块煤层气产能地质影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2016, 23(2): 1-5.
- [11] Yu Jie, Qin Ruibao, Liang Jianshe. Sweet spot identification with well-logging data and production prediction for coalbed methane: A case study from southern Shizhuang block in Qinshui Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(4): 482-487.
- 余杰, 秦瑞宝, 梁建设, 等. 煤层气“甜点”测井判别与产量预测—以沁水盆地柿庄南区块为例[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(4): 482-487.
- [12] Zhao Shaolei, Zhu Yanming, Cao Xinkuan. Control mechanism and law of geological structure affected to production capacity of coalbed methane well[J]. Coal Science and Technology, 2003, 40(9): 108-111.
- 赵少磊, 朱炎铭, 曹新款, 等. 地质构造对煤层气井产能的控制机理与规律[J]. 煤炭科学技术, 2003, 40(9): 108-111.
- [13] Ni Xiaoming, Yang Yanhui, Wang Yanbin. Study on gas production and water production characteristics of CBM vertical wells under multi period tectonic movement of un-development fault in central south Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(4): 921-930.
- 倪小明, 杨艳辉, 王延斌, 等. 沁中南断层不发育区多期构造运动作用下煤层气直井产水产气特征[J]. 煤炭学报, 2016, 41(4): 921-930.
- [14] Wang Dan, Zhao Fenghua, Sun Junyi. The influence ground stress of coal reservoir in Linfen block on CBM production [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2015, 12(14): 20-21.
- 王丹, 赵峰华, 孙俊义, 等. 临汾区块煤储层地应力对煤层气产量的影响[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2015, 12(14): 20-21.
- [15] Han Xianjun, Yang Jiaosheng. Coalbed methane deliverability characteristic and its controlling factors in southern Qinshui Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(33): 9940-9946.
- 韩贤军, 杨焦生. 沁水盆地南部煤层气产能特征及影响因素分析[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(33): 9940-9946.
- [16] Xiong Bin. Analysis on geological factors of single CBM well productivity in Zhijin block[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2014, 4(4): 58-63.
- 熊斌. 织金区块煤层气单井产能地质因素分析[J]. 油气藏评价与开发, 2014, 4(4): 58-63.

Analysis of main controlling geological factors of production based on “three qualities” of CBM reservoir

Guo Guang-shan, Xing Li-ren, Liao Xia, Jiang Rui

(New Energy Research Center, CNOOC Research Institute, Beijing, 100028, China)

Abstract: The resources, reconstruction and recoverability of coal seams are the three key reservoir qualities (TKRQ) that affect the capacity of coalbed methane (CBM). By comparing the production data of 67 wells produced over three years in DJC area, the relationship between TKRQ and well productivity is analyzed in detail. Then, the main geological factors affecting TKRQ are analyzed as well. As the results showed, in this area: (1) The main controlling factor on CBM resources is gas content when the abundance of resources is greater than $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, the average daily gas production of CBM well is greater than $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$, and the thickness of No.3 coal seams is stable. (2) There are five fracturing curve types, where the decline-stable type and decline-wave type are better on gas production. The properties of fault, coal structure and crustal stress have combined influence on the reconstruction of coal seams. (3) The recoverability of CBM is due to the ratio of critical desorption pressure to reservoir pressure and permeability. The CBM well is easier to drainage and high production when the ratio is greater than 0.6 and the water production index per meter is greater than $0.8 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa})$.

Key words: Three qualities; Resources; Reconstructive; Recoverability; DJC block