



移动扫码阅读

高丽军,逢建东,谢英刚,等. 临兴区块深部煤层气潜在可采地质模式分析[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(9): 89-96. doi: 10. 13199/j. cnki. cst. 2019. 09. 008

GAO Lijun, PANG Jiandong, XIE Yinggang, *et al.* Analysis on potential geological mining model of deep coalbed methane in Linxing Block [J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 89-96. doi: 10. 13199/j. cnki. cst. 2019. 09. 008

## 临兴区块深部煤层气潜在可采地质模式分析

高丽军,逢建东,谢英刚,周龙刚

(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司,天津 300457)

**摘 要:**鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带临兴中部区块深部煤层气资源潜力大,基于区内煤层气地质评价和单井试采效果,从试采井生产特征入手,分析深部煤层气井气水产出特征。重点从裂缝展布和应力特征方面,浅析深部煤层气井控产地质因素,同时结合煤系气多类型气层(致密气层、煤层)匹配关系,探讨了区内深部煤层气潜在可采地质模式。结果表明:①临兴区块煤层气资源潜力巨大,具有“煤层厚、含气量高、煤岩煤质较好、煤岩顶底板封盖好、滞留水环境”特征,煤层埋深较深,高应力、低孔低渗是制约区内煤层气开采的主要地质因素。②深煤层应力较大,以常规清水压裂为主的直井单压煤层模式难以有效压裂煤层、气井生产效果较差;“兼压砂层差气层、主采煤层气”模式可改善深部煤层气开发效果,且直井产气曲线仍以煤层气典型形态为主,具有“单井见气快、产水多,易应力敏感、气产量上升缓慢”的特点;③煤系地层微裂缝发育区为深煤层单井突破的潜力区。依据临兴区块现有气井开发经验,临兴区块深部煤层气可划分出 2 种潜力地质开发模式,其中“内生外储型”的 I 型可采地质模式是目前深部煤层气开发现实可行的优选地质模式。“内生外储型”II 型可采地质模式、“内生内储”的 I 型可采地质模式是后期深部煤层气开发的潜力接替模式。

**关键词:**临兴区块;深部煤层气;煤系地层;煤层应力

中图分类号:P618.11

文献标志码:A

文章编号:0253-2336(2019)09-0089-08

### Analysis on potential geological mining model of deep coalbed methane in Linxing Block

GAO Lijun, PANG Jiandong, XIE Yinggang, ZHOU Longgang

(CNOOC Energy Tech-Drilling & Production Co., Tianjin 300457, China)

**Abstract:** The deep coalbed methane resources in the central part of Linxing which lies in the eastern margin of Ordos Basin are potentially abundant. Based on the geological evaluation of coalbed methane and the effect of single well test in this area, this paper describes the gas and water output characteristics of the deep coalbed methane well, and then analyzes the geological factors affecting the productivity of single wells. This paper focuses on the geological factors controlling the production of deep coalbed methane wells in terms of crack distribution and stress characteristics. Then, it describes the matching relationship of multi-type gas layer (tight gas layer and coalbed methane) of coal-based gas to discuss the potential recoverable geological models of deep coalbed methane in the area. The research shows that: ①The potential of coalbed methane resources in the block is relatively large, with characteristics of thick coal seam, high gas content, good coal quality, good sealing of coal rock roof and bottom, and water retaining environment. But, high stress, poor porosity and permeability are the main geological factors that restrict the exploitation of coalbed methane in the area. ②Due to the large coal seam stress in the deep coal seam, it is difficult to effectively fracture the coal seam with the single-pressure coal seam mode dominated by conventional clean water fracturing in vertical wells and the production effect is poor. The development effect of deep coalbed methane can be improved by the mode of “double pressure sand bed poor gas layer and main mining coalbed methane”. The gas production curve of the vertical well is still dominated by the typical form of coalbed methane, and it has the characteristics of “quick gas production in a single well, high water

收稿日期:2019-05-26;责任编辑:王晓珍

基金项目:中海油能源发展重大专项资助项目(E-J613D002)

作者简介:高丽军(1986—),男,山西晋中人,工程师,硕士。E-mail:gaolj8@cnooc.com.cn

production, easy stress sensitivity and slow increase in gas production”.③ The micro-fracture development zone of the coal-bearing strata is the potential area for the single-well breakthrough in deep coal seams. Based on the existing experience of gas well development in Linxing Block, two potential geological mining models have been explored. Among them, the type I geological mining model of “endogenous and external storage type” is the realistic and feasible geological mode for the mining of deep coal seams in the region. The type II of “endogenous external storage type” geological mining model and the “endogenous internal storage” type I geological mining model are potential replacement modes for the later mining of deep coalbed methane.

**Key words:** Linxing Block; deep coalbed methane; coal-bearing strata; coal seam stress

## 0 引言

随着近年来煤层气勘探和开发技术的进步,我国煤层气开发逐步向深部迈进。在沁水盆地郑庄、柿庄以及鄂尔多斯盆地东缘延川南、临汾及新疆五彩湾等区块一些 1 000 m 以深的井也出现了高产苗头,部分试采井取得了工业气流,说明深部煤层气资源在一定条件下具有开发的可能性,且随着多个区块深部煤层气的单井突破,深部煤层气开发及深部煤系气共探共采日益成为国内研究的热点<sup>[1-3]</sup>。

深煤层与浅部煤层相比,具有“埋深大、高温、高压、高应力、低孔、低渗”特征,其复杂地质条件耦合作用下煤层气含气性、物性、可压性的研究均处在探索阶段<sup>[4-5]</sup>。针对深部煤层气赋存规律和储层特点,国内主要集中于研究较高温度和压力作用下煤吸附特征及其影响因素<sup>[6-8]</sup>,预测深部煤层含气量。针对深部煤层气储层差异演化关键,主要进行深部应力场、地温场、压力场制约下煤岩孔裂隙结构的演化、煤储层吸附-解吸-扩散-渗流间平衡关系以及煤层应力应变力学性质的研究,揭示深部煤层气储层特殊性<sup>[9-10]</sup>。但总体来说,国内对深部煤层气的研究多基于理论探索,尚未形成系统的、能够指导生产实践的成熟理论与技术,较少针对具体的地区开展工作,开发效果整体较差<sup>[11-12]</sup>。鄂尔多斯盆地伊

时为相同类型的深煤层气区勘探开发提供参考。

## 1 煤层气地质特征

临兴区块构造上位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带(图1),出露上石炭统和下二叠统含煤地层,其中石炭统太原组9号煤和二叠统的山西组5号煤是临头区块煤层气勘探的主力煤层<sup>[13-15]</sup>。

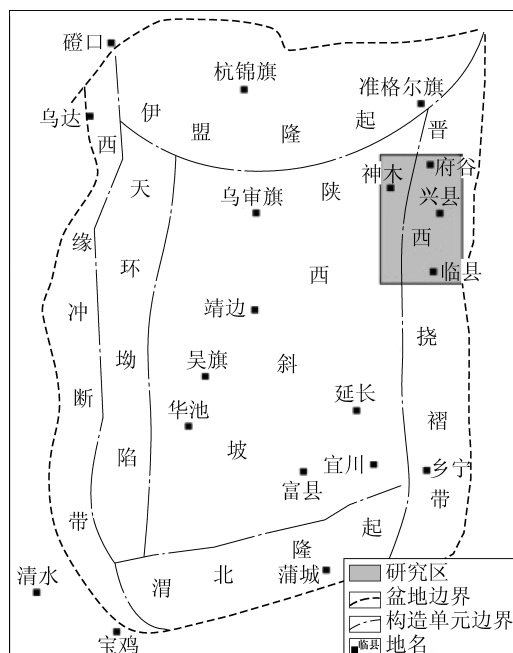


图 1 临兴区块分布示意

Fig.1 Linxing Block distribution

2 组煤层具有“埋深大, 高温、高压, 煤阶范围广”的特点(表 1)。煤层埋深均大于 1 000 m, 5 号煤层埋深 1 018~2 046 m, 平均 1 833 m。9 号煤层 1 087~2 102 m, 平均 1 902 m; 9 号煤的储层压力基本介于 10.5~20.6 MPa, 平均 18.6 MPa。温度 35.9~60.5 ℃, 平均 55.7 ℃。5 号煤的储层压力基本介于 9.8~20.0 MPa, 平均 17.9 MPa。温度为 34.2~59.2 ℃, 平均 54 ℃; 受紫金山火山影响, 镜质体反射率差异较大, 总体为 1.01%~2.10%, 个别异常区可达 3.0% 以上。

1)三角洲、潮间坪沉积背景下,2组煤层厚度较厚且展布稳定。其中9号煤为2.50~16.24 m,平均6.58 m。5号煤介于1.40~7.04 m,平均厚度

3.61 m;煤岩均以光亮型、半亮型为主,显微组分以镜质组为主,灰分产率低;顶底板以泥岩、细粒砂岩为主。

2) 含气性方面,气测显示明显,平均气测录井全烃值在 10% 以上。实测 9 号煤层含气量介于 7.86~27.01 m<sup>3</sup>/t,平均 14.36 m<sup>3</sup>/t。5 号煤层含气量介于 8.83~20.19 m<sup>3</sup>/t,平均 12.51 m<sup>3</sup>/t。煤岩吸附能力中等,以空气干燥基为准,9 号煤层的兰氏体积 V<sub>L</sub> 为 10.53~21.97 cm<sup>3</sup>/g,平均 14.13 cm<sup>3</sup>/g。兰氏压力 P<sub>L</sub> 为 2.57~6.22 MPa,平均 3.68 MPa;5 号煤的兰氏体积 V<sub>L</sub> 介于 7.81~15.14 cm<sup>3</sup>/g,平均 12.5 cm<sup>3</sup>/g。兰氏压力 P<sub>L</sub> 为 3.11~4.53 MPa,平均 4.03 MPa。

3) 煤岩相对低孔、低渗,不利开采。其中煤岩密度法测试得出,5 号煤层孔隙度介于 5.33%~7.10%,平均 6.05%。9 号煤层孔隙度为 4.23%~6.79%,平均 5.92%;覆压状态下,煤岩渗透率均小于 0.1×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。

综合对比区内煤层气基础地质参数(表 1)认为:临兴区块煤层气总体资源潜力较大,具有煤层厚、含气量高、煤岩煤质较好、煤岩顶底板封盖好、

表 1 临兴区块深部主力煤层地质参数对比  
Table 1 Geological parameters comparison of deep main coal seams in Linxing Block

地质参数	5 号煤	9 号煤
埋深/m	1 018~2 046 1 833	1 087~2 102 1 902
R <sub>o,max</sub> /%	1.01~1.99 1.30	1.16~2.10 1.36
镜质组含量/%	50.30~68.10 60.95	45.90~88.60 75.05
灰分/%	6.57~38.20 19.57	6.37~38.55 17.03
厚度/m	1.40~7.04 3.61	2.50~16.24 6.58
气测全烃含量/%	1.59~33.22 13.66	3.08~41.57 20.04
含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	8.83~20.19 12.51	7.86~27.01 14.36
兰氏体积/(cm <sup>3</sup> ·g <sup>-1</sup> )	7.81~15.14 12.5	10.53~21.97 14.13
兰氏压力/MPa	3.11~4.53 4.03	2.57~6.22 3.68
孔隙度/%	5.33~7.10 6.05	4.23~6.79 5.92
渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	<0.1	<0.1
储层压力/MPa	9.8~20.0 17.9	10.5~20.6 18.6
储层温度/℃	34.2~59.2 54.0	35.9~60.5 55.7
顶底板岩性	以砂岩、泥岩为主	
水质类型	矿化度>10 000 g/L,水型以 NaHCO <sub>3</sub> 、CaCl <sub>2</sub> 型为主	

滞留水环境(煤系地层水以高矿化度的 NaHCO<sub>3</sub>、CaCl<sub>2</sub> 型为主)的特征,其资源参数相对优越。但深部煤层的高应力、储层低孔低渗等可采参数不利于区内煤层气的开发和改造。

2 生产试采效果对比

临兴区块共有 4 口深部煤层气直井进行了试采工作<sup>[17]</sup>,区内深部煤层气生产特征表明:①埋深在 1 800~2 000 m 的煤层仍具有较大的可采潜力,4 口井中单井最高日产气量可达 2 000 m<sup>3</sup>/d;②深部高温条件对煤层解吸相对有利,深部煤层气井见气快,但深部煤层低孔低渗,单纯压裂煤层总体产水较少,排水降压难度较大,导致气井产量上升趋势慢;③采用清水压裂液的压裂条件下,顶板为大套泥岩的深部煤层难以压裂或煤层造缝能力弱;④深煤层高应力条件下,“兼压砂岩差气层、主采煤层”的开发模式相对优于活性水单压煤层,且该模式的排采曲线仍呈现煤层气先排水后产气的单峰响应特征。但是由于受致密砂岩中流体的贡献,排采过程中该模式产水量相对较高,更容易由于不合理的排采制度,导致储层应力敏感,储层渗透率较低,气井产量陡降。

以“单压煤层”型的 L2 井为例,该井为区内早期试采井,位于构造斜坡,压裂的 9 号煤层埋深大于 1 500 m、厚度 8.90 m、含气量约 20 m<sup>3</sup>/t 以上、顶底板以泥岩为主,单井控制的煤层气资源量较高。工程上,采用常规的活性水压裂。该井曲线以“宽缓单峰型”为主,虽见气时间早,但总体生产效果较差(图 2)。具体表现为:排水约 10 d 即见气;产气量较低,最高日产气量小于 500 m<sup>3</sup>/d;日产水量较少、平均日产水量小于 2 m<sup>3</sup>/d;气井日产气量上升曲线缓慢,后期难以达产。由该井压裂效果评估得出,常规活性水压裂方式未完全压裂 9 号煤层,该井产能难以释放,其气井生产效果仅能表征近井筒煤层范围内的气井生产特征。

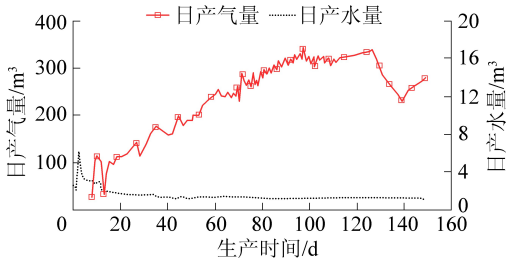


图 2 L2 井排采曲线

Fig.2 Drainage and production curves of Well L2

以“兼压砂岩、主采煤层”型的 L26、L37 井为



例,压裂目的层为砂岩差气层和9号煤层,采用常规活性水压裂。2口井相邻,均位于构造斜坡,煤层埋深均大于1 500 m,9号煤层的厚度分别为7.0 m和7.7 m、含气量约为 $10\text{ m}^3/\text{t}$ 以上、顶板30 m内发育砂岩,单井控制的煤层气资源条件中等。实际生产曲线表明,2口井的曲线以典型的煤层气先排水后见气的“单峰”曲线为主,见气时间早,且相对于单压煤层的L2井,生产效果得到改善。具体表现为:排水即见气;最高日产气量可达 $2\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 左右;日产水量较多、平均日产水量大于 $5\text{ m}^3/\text{d}$ 。除此而外,2口井受排采的影响,日产气量趋势差异较大,其中L26井日产气量曲线呈“先陡后缓”的单峰形态(图3),分析认为其主要是由于该井前期停井后快速提升冲次排水降压,排水过快导致煤层层发生应力敏感,气井达到最高产气量 $2\,000\text{ m}^3$ 后陡降至 $500\text{ m}^3/\text{d}$ ;L37井日产气量曲线为“先缓后陡降”的多峰形态,该井前期排水缓慢平稳,气井产气量持续上升,140 d左右达到产气小高峰;140 d以后,气井停井。修井后冲次控制较低、气井排水相对缓慢,气井仍持续上升,逐渐达到第2个产气高峰;160 d以后,气井再次停井,由于后期通过提高冲次,加快排水速度,导致储层发生应力敏感,渗透率降低,气井产气量陡降(图4)。

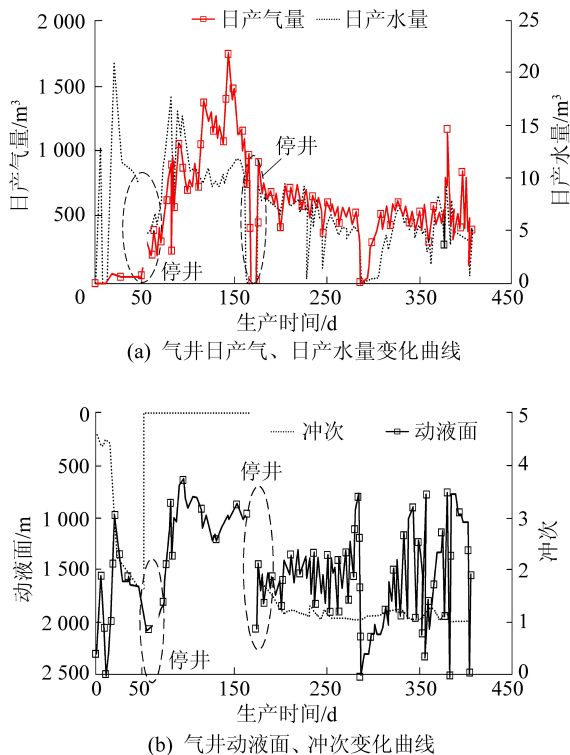
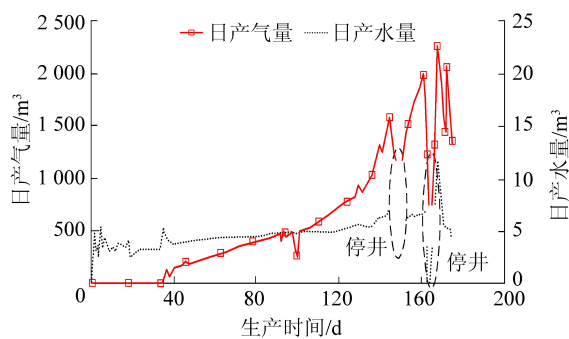
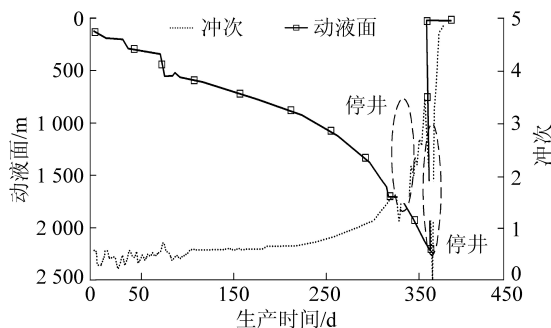


图3 L26井排采曲线

Fig.3 Drainage and production curves of Well L26



(a) 气井日产气、日产水量变化曲线



(b) 气井动液面、冲次变化曲线

图4 L37井排采曲线

Fig. 4 Drainage and production curves of Well L37

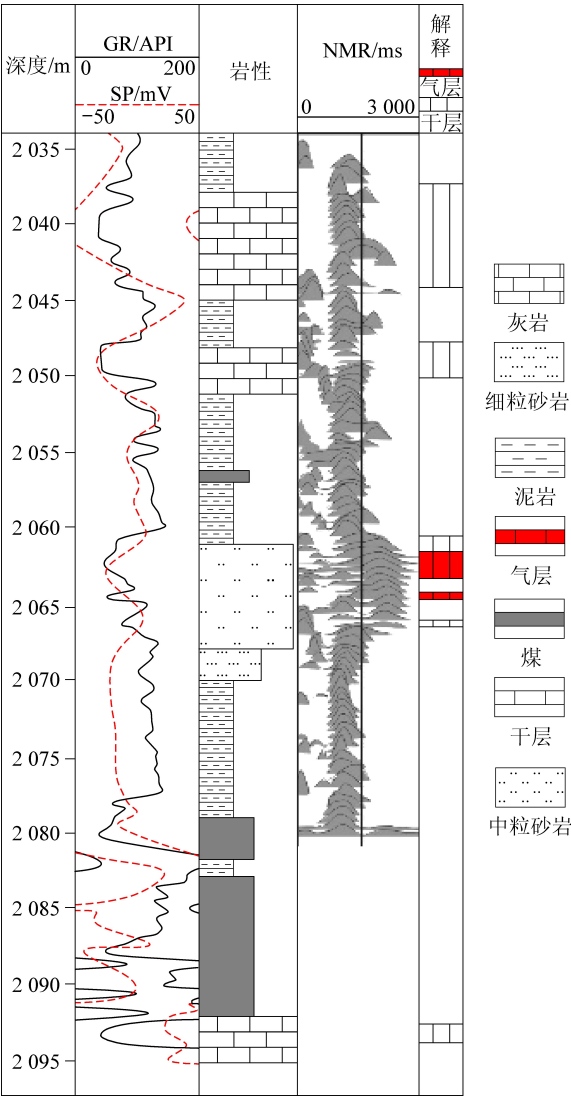
### 3 可采地质模式探讨

#### 3.1 “源-储”模式分析

“兼压砂岩、主采煤层”型的单井开发模式成功试采表明,一定条件下深部煤系地层的“砂-煤”垂向沉积组合模式有利于深部煤层气开发。笔者借鉴前人和笔者在煤系地层致密砂岩气成藏、深部煤层气开发地质单元的研究成果<sup>[16-17]</sup>,重新简化了深部煤层气开发的“源-储”垂向组合类型。

以L26井、L37井为例,这2口井位于断裂发育区,煤系地层总体受构造裂缝影响,煤层以及顶板砂岩层物性较好,距9号煤层顶板30 m的垂向范围内多发育致密砂岩,且部分砂岩为差气层,将该类型的“上砂-下煤”的叠置关系定义为“内生外储”型叠置模式(图5)。该模式下煤层中的天然气可通过微裂缝或者突破薄层泥岩的封堵运移至致密砂岩层,即顶板砂岩和煤层一直处于“源-储”相通的状态,煤层气藏和顶板砂岩气层的温压环境差异相对较小。

以L2井为例,该井位于构造相对稳定的区域,裂缝相对不发育。煤层顶板为大套泥岩或者泥灰岩,封盖能力较强,将该类型的“厚泥夹煤”的叠置关系定义为“内生内储”型叠置模式(图6),该类型煤层相对封闭,含气量最高,煤层气资源潜力最大,但煤储层物性较差,相对低孔低渗。



GR—自然伽马测井;SP—自然电位测井;NMR—核磁共振测井

图 5 “内生外储”型岩性柱状

Fig.5 Lithology histogram of “endogenous and external storage” type

3.2 控产地质因素分析

临兴区块试采井区 9 号煤层煤层气物质基础相对优越,煤层厚度、含气量、埋深相似,但 3 口试采井在压裂效果、日产气量和产水量方面存在较大差异,本文进一步分析各井的控产地质因素。

对比 L37、L26 与 L2 井区裂缝特征,得出:微裂缝控制区内深部煤层气产能总体效果,L37、L26 两口井区构造熵强度较高(图 7),说明其井区的裂缝相对发育,煤储层相对高渗,气井产气量相对较高;对比各单井的压裂效果,深部煤层在高应力制约下,压裂改造效果不理想,导致气井产能低下,以 L2 井为例;应力强度除影响压裂改造效果外,与排采制度协同影响气井产气趋势,例如 L26 井区应力强度相对强于 L37 井(图 8),更易由于快速排水引起煤储层强应力敏感,导致储层裂缝闭合,进而渗透率降

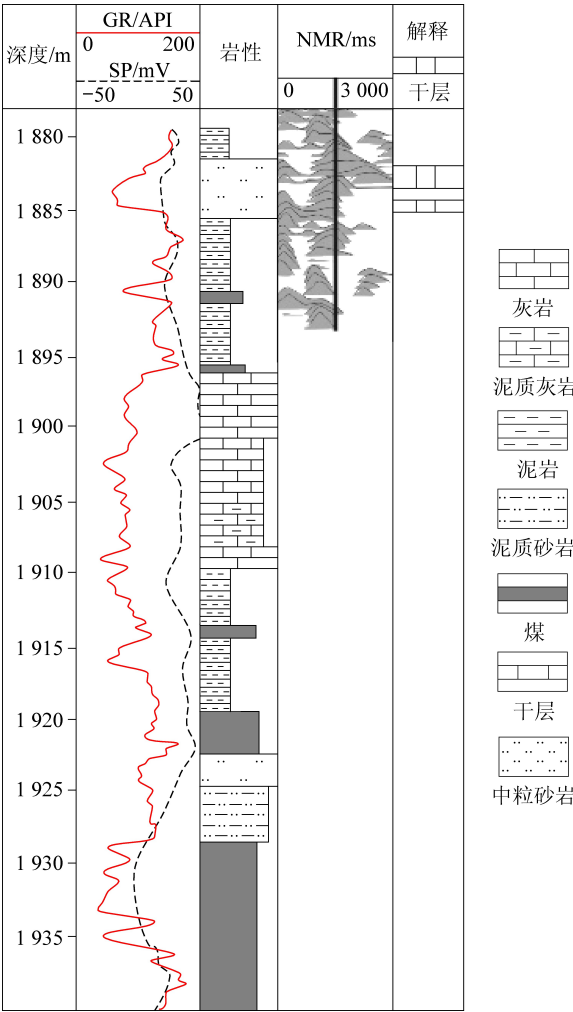


图 6 “内生内储”型岩性柱状

GR—自然伽马测井;SP—自然电位测井;NMR—核磁共振测井

Fig.6 Lithology histogram of “endogenous internal reservoir” type

低,产气量陡降。

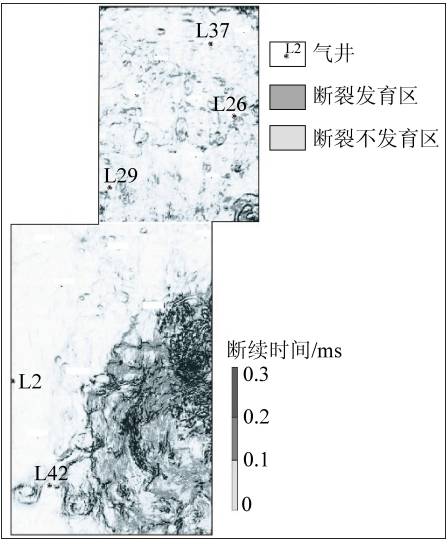


图 7 太原组局部构造熵平面示意

Fig.7 Planar entropy plan of Taiyuan Formation in the area

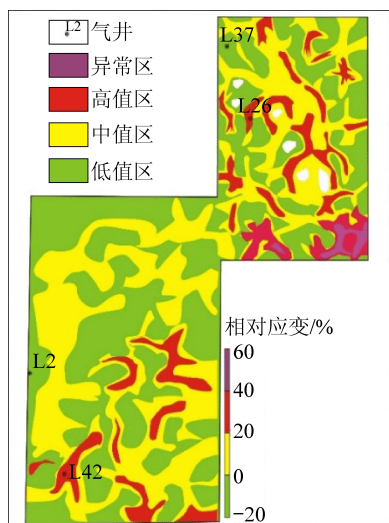


图8 太原组局部应力场平面示意

Fig.8 Plan view of local stress field of Taiyuan Formation in the area

### 3.3 可采地质模式预测

临兴区块深部煤层气具有较大资源潜力,但目前理论和技术不足,难以支撑深部煤层气大规模的开发,因此借鉴区内试采井的开发经验,合理预测并延伸深部煤层气潜在的可采地质模式,对区块深部煤层气的滚动勘探开发显得尤为重要。笔者依托3口深部煤层气井的排采响应特征,从“源-储”模式对资源分配、微裂缝区对物性的改造、“砂-煤”共采气水供液的影响3个方面,提炼了内生外储类(I型、II型)、内生内储类(I型、II型)共两类两型潜力可采地质模式,指导区内深部煤层气后期勘探开发(图9)。

内生外储类模式已在临兴区块验证,以L26井为代表,该模式主要体现为:①源储相通,多含气储层叠置。煤层气通过微裂缝或者突破薄层泥岩的封堵运移到相邻的致密砂岩储层,其煤储层中含气量相对降低,邻近的致密砂岩气可作为资源补充;②构造上基本处于局部构造高点或者受断层等的影响,微裂缝多发育,煤及致密砂岩储层物性得以改善,有利于储层高产。同时微裂缝的存在有利于后期深部煤系地层的整体压裂改造。但需注意的是,深煤层高应力条件下,裂缝型储层更易发生强应力敏感,导致裂缝闭合,因此该类型潜力区的开发更需合理优化排采制度;③“砂-煤”共采多类型气藏具有流体干扰。L26、L37压裂致密砂岩气层均为差气层,致密气储层产能贡献率小,对煤层气的干扰较小,单井仍以煤层气排采响应特征为主,即呈现“先排水后产气”的单峰曲线。但共采致密砂岩气和煤层气的L26、L37井比单采煤层气的L2井日产水量高。鉴

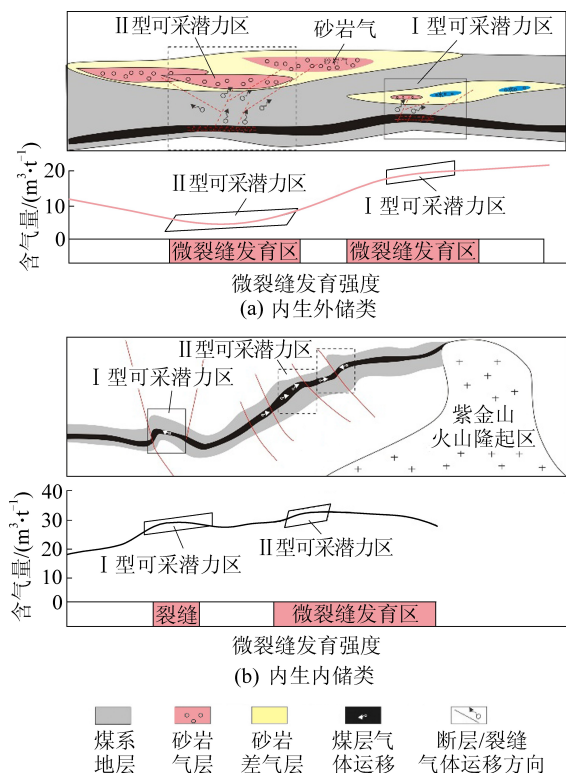


图9 临兴区块深部煤层气潜力可采地质模式

Fig.9 Potential geological mining model of deep coalbed methane in Linxing Block

于目前理论及实际生产中均未验证多气共采气液干扰程度,为降低气液干扰程度影响不明情况下的开发风险,将内生外储类模式进一步分为I型和II型,其中I型为差气层与煤层的叠置关系,下伏煤层虽通过微裂缝与该致密砂岩层相通,但由于致密砂岩储层为差气层,储气空间相对有限且不连续、致密砂岩储层中气液共存,下伏煤层逸散气体较少、煤层气含气量仍相对较高。该类型地质单元,在开发过程中,致密砂岩差气层更多作为煤层压裂改造的伪产层,其自身的产气贡献率相对有限,致密气对煤层气的气液干扰相对较小,排采特征仍以煤层气排水产气为主;II型为优质的致密砂岩储层与煤层相叠置,致密砂岩储层储渗空间优越,大量的煤层气逸散到致密砂岩储层,下伏煤层含气量相对较低。开发过程中,由于致密砂岩气层气量足、物性好,开采即产,其产能贡献率远大于煤层气;排采初期,煤层产水量较大、致密砂岩层产气较高,2种不同类型的储层气液干扰较大,可能导致致密砂岩储层发生积液或者水锁反应,煤储层发生气锁效应,不利于开发。

内生内储类模式目前尚未在临兴区块验证,该模式主要体现为:①厚层泥岩与煤层相叠置,泥岩封盖能力较强,煤储层含气量较高,以L42井为例,其含气量可达到30 m³/t以上;②岩浆热作用与局部



构造(构造高点、断裂系统)相匹配对煤储层的改造。其中岩浆活动一方面加速了煤系有机质热演化,增大了烃源岩产气能力<sup>[18]</sup>;另一方面,岩浆活动可使煤储层中产生气胀裂缝,煤储层的物性相对改善。除此而外,在局部构造高点和断裂系统影响范围内,煤储层中微裂缝可能相对发育,相对有利改造;③断层复杂性、水动力条件提高了勘探开发风险。为降低开发风险,进一步将“内生内储类”模式分为Ⅰ型和Ⅱ型。其中Ⅰ型为受紫金山火山影响的稳定向斜带内的局部高点,该类型煤储层受火山和构造的双重影响,煤层含气量较高、裂缝发育、地下水水动力相对较弱,总体有利于深部煤层气的开发;Ⅱ型靠近紫金山火山的斜坡隆起区,受火山热作用和断裂系统的协同影响,煤储层仍具有高渗、高含气的潜力。但该区断裂系统相对复杂,煤体结构不明,且地下水可能从隆起带受补给顺地层流动,地下水动力条件不明,提升了该模式的开发风险。

## 4 结 论

1) 临兴中区深部煤层气资源潜力巨大,总体具有“煤层厚、含气量高、煤岩煤质较好、煤岩顶底板封盖好、滞留水环境利保存”的特点;煤层埋深较深、高应力难改造、储层低孔低渗是制约区内煤层气开采的主要地质因素。

2) 深煤层地应力较高,以常规清水压裂为主的直井单压煤层模式,煤层难以有效压裂,生产效果较差;“兼压差气层、主采煤层气”模式可改善深部煤层气开发效果,直井产气曲线仍以煤层气典型形态为主,且具有“单井见气快、产水多,易应力敏感、气产量上升缓慢”的特点。

3) 煤系地层微裂缝发育区为深部煤层气突破的潜力区。临兴区块潜在的可采地质模式主要分为内生外储类(Ⅰ型、Ⅱ型)、内生内储类(Ⅰ型、Ⅱ型)2类,其中“内生外储型”Ⅰ型已得到生产验证,开发风险较小,为区内深煤层开发现实可行的优选模式;“内生内储型”Ⅰ型、“内生外储”的Ⅱ型可采地质模式是后期深部煤层气开发的潜力接替模式,其中“内生外储型”Ⅱ型地质模式需重点考虑共采接替时机、“内生内储型”的Ⅰ型需重点考虑工艺改造。

## 参考文献(References):

[1] 秦 勇,申 建.论深部煤层气基本地质问题[J].石油学报,2016,37(1):125-136.  
QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.  
[2] 穆福元,仲伟志,赵先良,等.中国煤层气产业发展战略思考

[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 110-116.  
MU Fuyuan, ZHONG Weizhi, ZHAO Xianliang, et al. Strategies for the development of CBM gas industry in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 110-116.  
[3] 孙 杰,王 佟,赵 欣,等.我国煤层气地质特征与研究方向思考[J].中国煤炭地质,2018,30(6):30-34.  
SUN Jie, WANG Tong, ZHAO Xin, et al. Pondering on CBM geological features and research trend in China [J]. Coal Geology of China, 2018, 30(6): 30-34.  
[4] 李 松,汤达祯,许 浩,等.深部煤层气储层地质研究进展[J].地学前缘,2016,23(3):10-16.  
LI Song, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Progress in geological researches on the deep coalbed methane reservoirs [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(3): 10-16.  
[5] 秦 勇,申 建,王宝文,等.深部煤层气成藏效应及其耦合关系[J].石油学报,2012,33(1):48-54.  
QIN Yong, SHEN Jian, WANG Baowen, et al. Accumulation effects and coupling relationship of deep coalbed methane [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1): 48-54.  
[6] 赵志根,唐修义,张光明.较高温度下煤吸附甲烷实验及其意义[J].煤田地质与勘探,2001,29(4):29-30.  
ZHAO Zhigen, TANG Xiuyi, ZHANG Guangming. Experiment and significance of isothermal adsorption of coal on methane under higher temperature[J]. Coal Geology & Exploration, 2011, 2(4): 29-30.  
[7] ETTINGER I, EREMIN I, ZIMAKOV B, et al. Natural factors influencing coal sorption properties. Petrography and sorption properties of coals [J]. Fuel, 1966, 45: 267-275.  
[8] 钟玲文,郑玉柱,员争荣,等.煤在温度和压力综合影响下的吸附性能及气含量预测[J].煤炭学报, 2002, 27(6): 581-585.  
ZHONG Lingwen, ZHENG Yuzhu, YUAN Zhengrong, et al. The adsorption capability of coal under integrated influence of temperature and pressure and predicted of content quantity of coal bed gas [J]. Journal of China Coal Society, 2002, 27(6): 581-585.  
[9] 申 建,杜 磊,秦 勇,等.深部低阶煤三相态含气量建模及勘探启示:以准噶尔盆地侏罗纪煤层为例[J].天然气工业, 2015, 35(3): 30-35.  
SHEN Jian, DU Lei, QIN Yong, et al. Three-phase gas content model of deep low rank coals and its implication for CBM exploration: a case study from the Jurassic coal in the Junggar Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 30-35.  
[10] 申 建,秦 勇,傅雪海,等.深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨[J].天然气地球科学, 2014, 25(9): 1470-1476.  
SHEN Jian, QIN Yong, FU Xuehai, et al. Properties of deep coalbed methane reservoir-forming conditions and critical depth discussion [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1470-1476.  
[11] 聂志宏,巢海燕,刘 莹,等.鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气生产特征及开发对策:以大宁—吉县区块为例[J].煤炭学报, 2018, 43(6): 1738-1746.  
NIE Zhihong, CHAO Haiyan, LIU Ying, et al. Development strategy and production characteristics of deep coalbed methane in

- the east Ordos Basin; taking Daning-Jixian block for example[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1738-1746.
- [12] 易同生, 周效志, 金 军. 黔西松河井田龙潭煤系煤层气-致密气成藏特征及共探共采技术[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 212-220.
- YI Tongsheng, ZHOU Xiaozhi, JIN Jun. Reservoir forming characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane & tight gas in Songhe-field, western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 212-220.
- [13] 郭本广, 许 浩, 孟尚志, 等. 临兴地区非常规天然气合探共采地质条件分析[J]. 中国煤层气, 2012, 9(4): 3-6.
- GUO Benguang, XU Hao, MENG Shangzhi, *et al.* Geology condition analysis for unconventional gas co-exploration and concurrent production in Linxing Area[J]. China Coalbed Methane, 2012, 9(4): 3-6.
- [14] 顾娇杨, 张 兵, 郭明强. 临兴区块深部煤层气富集规律与勘探开发前景[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 72-79.
- GU Jiaoyang, ZHANG Bing, GUO Mingqiang. Deep coalbed methane enrichment rules and its exploration and development prospect in Linxing block[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 72-79.
- [15] 张 兵, 徐文军, 徐延勇, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴区块深部关键煤储层参数识别[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 87-93.
- ZHANG Bing, XU Wenjun, XU Yanyong, *et al.* Key parameters identification for deep coalbed methane reservoir in Linxing block of eastern Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 87-93.
- [16] 谢英刚, 秦 勇, 叶建平, 等. 临兴地区上古生界煤系致密砂岩气成藏条件分析[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 181-191.
- XIE Yinggang, QIN Yong, YE Jianping, *et al.* Accumulation conditions of tight gas in the Upper Paleozoic of Linxing Block[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 181-191.
- [17] 高丽军, 谢英刚, 潘新志, 等. 临兴深部煤层气含气性及开发地质模式分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1634-1640.
- GAO Lijun, XIE Yinggang, PAN Xinzh, *et al.* Gas analysis of deep coalbed methane and its geological model for development in Linxing Block[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1634-1640.
- [18] 曹代勇, 聂 敬, 王安民, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区煤系气富集的构造-热作用控制[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1526-1532.
- CAO Daiyong, NIE Jing, WANG Anmin, *et al.* Structural and thermal control of enrichment conditions of coal measure gases in Linxing[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1526-1532.