

引用格式:肖翠,王伟,李鑫,等.基于现代产量递减分析的延川南煤层气田剩余气分布数值模拟研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):25-31.

XIAO C, WANG W, LI X, et al. Numerical simulation of residual gas distribution in CBM gas field of south Yanchuan based on advanced production data analysis[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 25-31.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.004

基于现代产量递减分析的延川南煤层气田剩余气分布数值模拟研究

肖翠¹,王伟¹,李鑫¹,杨小龙²

(1.中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京 210019;2.中国石油长庆油田公司第二采气厂,陕西榆林 719000)

摘要:针对煤层气井产量差异大、储量动用程度不均衡的问题,基于延川南煤层气田生产数据及开发成果,综合考虑煤层气吸附解吸以及煤储层基质收缩效应,采用修正后的现代产量递减分析法以及煤层气数值模拟法对气井储量动用情况、剩余气分布规律以及开发潜力开展了研究。结果表明,300 m×350 m井网不能有效动用煤层气储量,平面上动用程度差异较大,研究区西北部动用程度较低,平均泄流半径仅为78 m,较低于东南部开发动用,数值模拟研究表明西北部面积2.8 km²剩余气地质储量达2.53×10⁸ m³,采出程度仅为4.2%;从影响因素上来看,研究区剩余气类型主要为井控未动型、井网不完善型两种类型,针对井控未动型可采用加密井网或重复压裂增效,数模显示采出程度可提高9.6%,而井网不完善型则需进一步完善井网促进面积降压。该研究成果为气田后期开发调整部署及措施挖潜提供了依据。

关键词:煤层气;剩余气分布;现代产量递减分析;数值模拟;开发潜力

中图分类号:TE328

文献标识码:A

Numerical simulation of residual gas distribution in CBM gas field of south Yanchuan based on advanced production data analysis

XIAO Cui¹, WANG Wei¹, LI Xin¹, YANG Xiaolong²

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China;

2. No.2 Gas Production Plant, PCOC, Yulin, Shaanxi 719000, China)

Abstract: Large difference in productivity and unbalanced development of OGIP (original gas in place) are common issues during CBM production. Based on the production history of south Yanchuan coalbed methane reservoir and A-PDA (advanced production data analysis) method, numerical simulation is employed to study the depressuring degree and the distribution of residual gas as well as the development potential considering the sorption and matrix shrinkage effects. The results show that the 300 m×350 m rectangular well pattern cannot effectively utilize the reserves of CBM, and there is a great difference in the recovery degree of OGIP horizontally. The recovery degree in the northwest is low, and the average drainage radius is only 78 m, which is lower than that in the southeast. Through the mathematical model analysis, the residual gas in place in the northwest parts with the area of 2.8 km² reached 2.53×10⁸ m³, but the recovery degree is only 4.2%. From the perspective of influencing factors, the typical remaining gas in the study area are mainly undeveloped well control type and imperfect well pattern type. Infilling well pattern or repeated fracturing can be used for undeveloped well control type, the former can make a raise in recovery degree by 9.6% according to the numerical model, while for the latter, the well pattern needs to be further improved to promote area pressure reduction. The research provides a guideline for adjustment disposition and measures.

Key words: CBM (coalbed methane), residual gas distribution, A-PDA (advanced production data analysis), numerical simulation, development potential

收稿日期:2019-11-12。

第一作者简介:肖翠(1987—),女,硕士,工程师,主要从事煤层气开发工作。通讯地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail:342350238@qq.com

通讯作者简介:王伟(1984—),男,博士,高级工程师,主要从事非常规气藏开发工作。通讯地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail:wangweisydx@163.com

基金项目:中国石化科技部项目“延川南深层煤层气稳产技术研究”(P19019-4)。

我国埋深1 000~2 000 m的煤层气地质资源量为 $18.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1],资源潜力大。延川南煤层气田主力煤层山西组2号煤平均埋深1 280 m,是目前国内投入商业开发中最深的煤层气田。煤储层非均质性强,地质特征差异大,导致单井产量差异明显,地质储量动用程度不均衡。通过开展煤层气田剩余气分布规律研究,可进一步提高煤层气资源动用,为气田后续开发调整部署及措施挖潜提供依据。

从现有的文献报道来看,目前国内深层煤层气的研究主要侧重于地质评价^[2-5]、排采及压裂工程技术等方面^[6-8],而针对煤层气剩余气分布的研究几乎为空白。前期国内针对剩余气分布规律的研究主要为常规气藏,姬江、郭奇^[9-10]等研究表明定量描述剩余气较为准确的方法主要为动态分析法以及数值模拟法。由于煤层气是以吸附气为主的非常规气藏,由裂缝和基质组成双重孔隙系统,与常规天然气开发有较大差别。为确保结果的可靠性,本次研究综合考虑了煤层气的吸附解吸特征以及煤储层的基质收缩效应,以延川南煤层气田2013—2020年的排采成果为依据,采用修正后的现代产量递减分析法与煤层气数值模拟法开展研究,定量描述煤储层剩余气储量,系统完善地描述井网剩余气的分布规律,指导气田剩余气的挖潜工作,有利于保障气田的长期稳产,实现煤层气效益开发。

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、晋西挠褶带、渭北隆起和陕北斜坡过渡地区,整体为一西倾单斜。中部西掌断裂带将气田一分为二,东部为谭坪构造带,西部为万宝山构造带(图1)。研究区位于延川南煤层气田万宝山构造带,2号煤层厚度稳定(4.5~5.5 m),含气量高($>12 \text{ m}^3/\text{t}$),保存条件好,矿化度高($>10\ 000 \text{ mg/L}$),属于滞留区,煤层埋藏深(1 000~1 300 m),储层渗透率为 $(0.01 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,西北部由于煤层埋藏更深(1 200~1 300 m),应力高(停泵压力 $>30 \text{ MPa}$,砂堵、加砂困难),储层渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,开发难度大。研究区生产井355口,平面上单井产气量差异大(0~6 000 m^3/d),累计产气量为 $(4 \sim 867) \times 10^4 \text{ m}^3$ (图2),储量动用表现出明显的不均衡,整体呈东南部高西北部低的特征。通过研究剩余气分布规律,可以更好地指导挖潜工作。

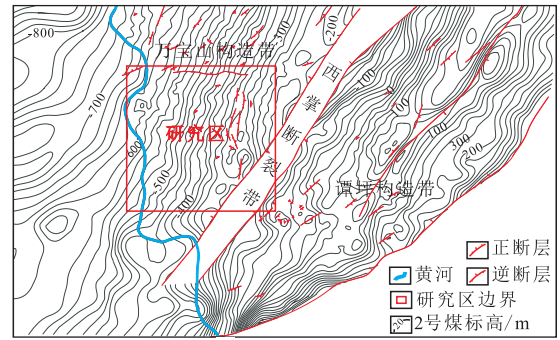


图1 延川南煤层气田2号煤层顶面构造图

Fig. 1 Top structure of No. 2 coal seam in south Yanchuan coalbed gas field

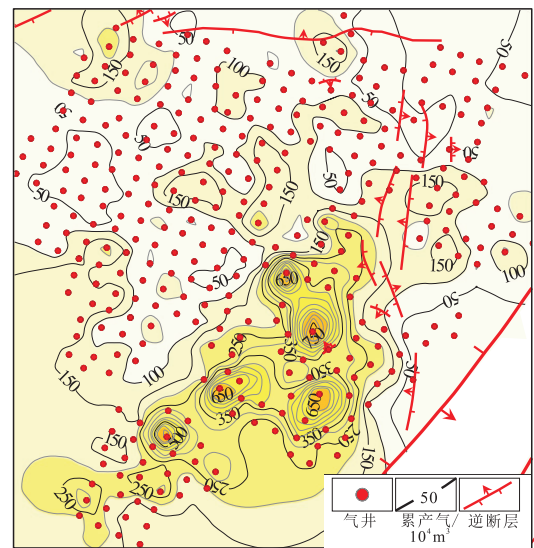


图2 研究区累计产气量等值线图

Fig. 2 Contour map of accumulated gas production in study area

2 研究方法

2.1 动态分析法

现代产量递减分析法是近期发展起来的单井动态分析新方法。该方法利用日产气量和井底流压等常规生产数据,通过特征曲线图版拟合,可定量描述有效半缝长、渗透率、泄流面积、泄流半径等关键参数。目前现代产量递减分析方法主要有 Fetkovich, Agarwal-Gardner (A-G), Blasingame, Transient, Normalized Pressure Integral (NPI) 等^[11-15]。其中 A-G, Blasingame, Transient 以及 NPI 等方法考虑了变压变产生产方式以及气体 PVT 随压力变化的影响^[16-18],适用于煤层气井变产变压的生产方式。为了拟合结果的可靠性,本次研究对常规图版进行了修正。

引用 CLARKSON 等人对常规图版中物质平衡拟

时间进行修正的研究成果^[19]并考虑煤层气的吸附解吸特征。物质平衡拟时间为:

$$t_{ca} = \frac{(u_g c_i)_i}{q} \int_0^t \frac{q dt}{u_g c_i} \quad (1)$$

其中,煤层综合压缩系数的计算考虑了煤层气的吸附解吸特征:

$$c_i = c_g S_g + c_f + c_d = c_g S_g + c_f + \frac{B_g V_L p_L}{\phi(p_L + p)} \quad (2)$$

式中: t_{ca} 为物质平衡拟时间; u_g 为平均地层压力下的气体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; c_i 为平均地层压力下的煤层综合压缩系数, MPa^{-1} ; q 为气井产量, m^3/d ; c_g 为煤层气气体压缩系数, MPa^{-1} ; S_g 为含气饱和度, %; c_f 为裂缝系统孔隙压缩系数, MPa^{-1} ; c_d 为考虑瞬时解吸压缩系数, MPa^{-1} ; B_g 为气体体积系数; V_L 为兰氏体积, m^3/t ; p_L 为兰氏压力, MPa ; ϕ 为孔隙度, %; p 为煤层气藏地层压力, MPa 。

采用 Palmer-Mansoori 模型, 考虑基质收缩效应对储层渗透率的影响^[20]:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^3 \quad (3)$$

$$\frac{\phi}{\phi_0} = 1 + \frac{c_m}{\phi_0} (p - p_0) + \frac{\varepsilon_L}{\phi_0} \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \left(\frac{bp}{1+bp} - \frac{bp_0}{1+bp_0} \right) \quad (4)$$

$$\text{其中: } c_m = \frac{1}{M} - \left[\frac{K}{M} + f - 1 \right] \beta \quad (5)$$

$$\frac{M}{E} = \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \quad (6)$$

$$\frac{K}{M} = \frac{1+\nu}{3(1-\nu)} \quad (7)$$

式中: k 为煤层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_0 为煤层初始渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ_0 为初始孔隙度, %; ε_L 为兰氏体积应变常数; K 为体积模量, MPa ; M 为轴向模量, MPa ; b 为吸附常数, MPa^{-1} ; p_0 为初始气藏压力, MPa ; f 为小数, $0 \sim 1$; β 为基质压缩系数, MPa^{-1} ; E 为杨氏模量, MPa ; ν 为泊松比。

利用修正后的模型可以求取储层渗透率、有效半缝长、泄流半径、泄流面积等关键参数, 判别流态, 定量描述储层特征, 判断煤层气井是否实现面积降压, 有效指导剩余气挖潜。

2.2 数值模拟法

数值模拟技术是研究剩余气分布的有效手段^[21], 能够系统表征开发过程中气藏动态特征的变化。本次研究使用 CMG 数值模拟软件 GEM 模块, 以地质静

态参数为基础, 建立煤层气“考虑双重介质+煤层气吸附解吸+基质-裂缝间扩散作用+煤储层基质收缩效应”的数值模型, 进行开发动态历史拟合, 定量描述气田不同时期的剩余气地层压力以及剩余地质储量。本次研究所用的储层参数见表 1。

表 1 研究区储层参数取值

Table 1 Reservoir parameters in study area	
参数	取值
初始气藏压力/MPa	9.4 ~ 10.6
煤层厚度/m	4.5 ~ 5.5
孔隙度/%	2 ~ 6
煤层渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.01 ~ 1.4
气藏温度/ $^{\circ}\text{C}$	42
含气饱和度/%	70
兰氏体积/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	37.31
兰氏压力/MPa	4.5
气体综合压缩系数/ MPa^{-1}	0.111
裂缝系统孔隙压缩系数/ MPa^{-1}	1.03×10^{-3}
煤岩密度/ $(\text{g} \cdot \text{m}^{-3})$	1.4
气体粘度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	0.014 3
杨氏模量/MPa	3 068
泊松比	0.35

3 剩余气分布规律

采用 Agarwal-Gardner, Blasingame, NPI, Transient 等 4 种现代产量递减分析法特征曲线图版对生产动态进行分析, 判别流态, 求取储层渗透率、有效半缝长以及泄流面积等关键参数。根据 Agarwal-Gardner 特征曲线图版判别研究区生产井已进入边界流动阶段(图 3)。区内 7 口探井拟合渗透率与试井渗透率基本相当, 证明拟合结果可靠性强(图 4)。综合 4 种方法拟合表明研究区储层渗透率为 $(0.01 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 有效半缝长为 30 ~ 90 m, 泄流面积为 $(1 \sim 42) \times 10^4 \text{m}^2$, 平均为 $3.5 \times 10^4 \text{m}^2$, 泄流半径为 26 ~ 366 m, 平均为 98 m。其中, 西北部储层渗透率低, 平均为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 有效半缝长为 30 ~ 50 m, 平均为 41 m, 泄流面积为 $(1 \sim 15) \times 10^4 \text{m}^2$, 平均为 $2.5 \times 10^4 \text{m}^2$, 泄流半径为 58 ~ 219 m, 平均为 78 m; 东南部储层渗透率平均为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 有效半缝长为 40 ~ 90 m, 平均为 68 m, 泄流面积为 $(2 \sim 42) \times 10^4 \text{m}^2$, 平均为 $6.3 \times 10^4 \text{m}^2$, 泄流半径为 76 ~ 365 m, 平均为 141 m。这表明在 300 m \times 350 m 的矩形井网下, 西北部储层渗透率低, 压裂改造困难, 远端煤层未有效降压, 煤层气井之间未形成井间干扰、面积降压效果,

井间未动用储量较大,东南部开始形成面积降压,储量动用程度较高(图5),典型井拟合结果见表2。

应用煤层气数值模拟技术,建立数值模拟模型,评价储量动用情况。本次模拟节选了研究区西北部的部分区域开展模拟研究,模拟区域面积为2.8 km²,井数30口。首先结合地质研究建立研究区构造模型,网格平面尺寸为75 m×75 m×2 m,网格步长为

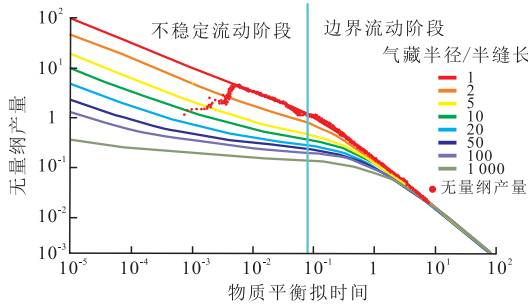


图3 典型井流态识别

Fig. 3 Flow state identification of typical wells

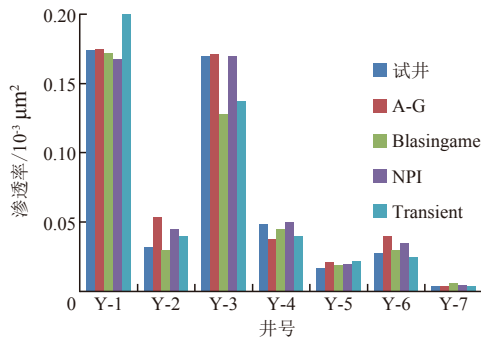


图4 试井渗透率与特征曲线拟合对比

Fig. 4 Matching comparison of well test permeability and characteristic curve

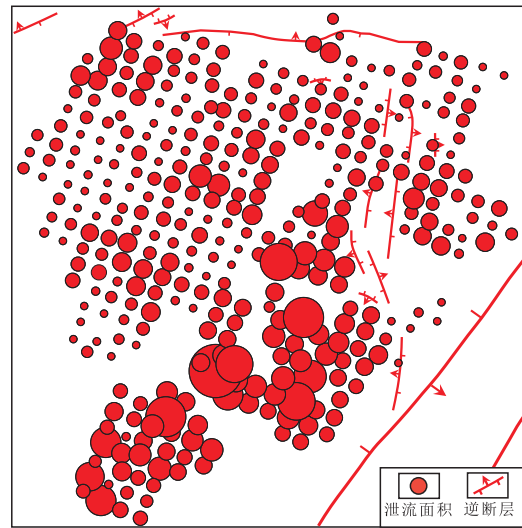


图5 研究区泄流面积

Fig. 5 Drainage area of study area

25 m×25 m×2.5 m,网格总数为11 250个。研究区构造简单,无断层发育,目的层仅为单一的2号煤层,构造模型即为层面模型(图6)。渗透率模型的建立引入了Palmer-Mansoori模型,考虑煤岩基质收缩对渗透率的影响(图7)。目前渗透率较投产初期有所下降。

通过数值模拟地层压力分布,高压区反映储量动用不充分,低压区则反映储量已被动用(图8)。地层压力整体上东低西高,反映东部动用程度高。根据模拟结果,最终得到整体剩余储量分布(图9),剩余气地质储量为2.53×10⁸ m³,采出程度仅为4.2%,整体上东低西高,表明西部剩余气富集,目前井网条件下采出程度较低,剩余可采储量大。

表2 典型井特征曲线拟合结果

Table 2 Result of typical well by A-PDA

井号	日产气/m ³	井底流压/MPa	A-G			Blasingame			NPI			Transient			平均		
			渗透率/10 ⁻³ μm ²	有效半缝长/m	泄流面积/10 ⁴ m ²	渗透率/10 ⁻³ μm ²	有效半缝长/m	泄流面积/10 ⁴ m ²	渗透率/10 ⁻³ μm ²	有效半缝长/m	泄流面积/10 ⁴ m ²	渗透率/10 ⁻³ μm ²	有效半缝长/m	泄流面积/10 ⁴ m ²	渗透率/10 ⁻³ μm ²	有效半缝长/m	泄流面积/10 ⁴ m ²
A-1	1 104	2.2	0.16	53	4.5	0.23	58	4.8	0.33	55	4.4	0.25	60	4.2	0.24	56.6	4.5
A-2	3 759	1.1	0.32	82	6.0	0.31	91	5.9	0.30	87	5.8	0.30	86	5.6	0.31	86.5	5.8
A-3	930	1.2	0.21	51	3.5	0.12	53	3.7	0.19	57	3.9	0.22	56	3.8	0.19	54.3	3.7
A-4	2 278	1.2	0.20	75	5.2	0.23	72	5.0	0.40	81	5.5	0.14	84	4.8	0.24	78.0	5.1
A-5	3 243	1.2	0.20	65	4.2	0.13	72	4.0	0.30	65	3.9	0.10	64	3.8	0.18	66.5	4.0
A-6	2 937	1.2	0.29	63	7.0	0.20	58	6.5	0.17	62	6.8	0.30	61	6.5	0.24	61.0	6.7
A-7	2 842	1.1	0.12	55	3.5	0.06	56	3.6	0.20	49	3.2	0.16	51	3.8	0.14	52.8	3.5
A-8	2 122	1.2	0.35	77	6.1	0.34	84	6.5	0.29	73	6.0	0.40	86	5.9	0.35	80.0	6.1
A-9	305	1.1	0.10	57	3.0	0.13	50	2.8	0.08	56	2.5	0.06	55	3.0	0.09	54.5	2.8
A-10	201	1.0	0.03	36	1.8	0.03	38	2.0	0.04	32	1.6	0.02	34	1.7	0.03	35.0	1.8

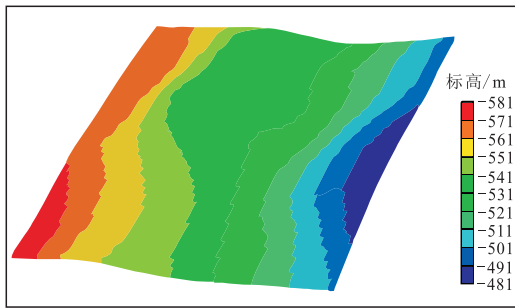


图6 研究区层面模型

Fig. 6 Level model of study area

4 开发潜力分析

剩余气分布规律是研究开发潜力的基础^[22]。通过现代产量递减分析法及数值模拟结果分析,影响研究区剩余储量分布的原因主要有两点:一是储层平面非均质性强,平面上渗透率差异较大,西北部储层

平均渗透率为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压裂改造困难,有效半缝长仅为30~50 m,平均泄流半径为78 m,未达到井间干扰,东南部渗透率相对较高,平均为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压裂改造有效半缝长为40~90 m,平均泄流半径为141 m,开始形成面积降压效果;二是开发井网不完善,主要受地面复杂限制,存在井网空白区。

根据剩余气影响因素的分析,结合剩余气储量分布情况,研究区剩余气储量主要有两种分布形式:一类是井间,为井控未动型,这类剩余气资源井网虽完善,但由于泄压面积小,井间资源未波及,主要分布在研究区西北部,剩余气资源达 $13.5 \times 10^8 \text{m}^3$;另一类为井网不完善地区,井间资源未动用,主要分布在研究区中部的井网空白条带区,剩余气资源 $4.5 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

针对井控未动型剩余气资源,通过加密井网或压裂增效,可进一步提高资源动用程度。建立数值模拟模型,模拟区域原井距为 $300 \text{m} \times 350 \text{m}$ 矩形井

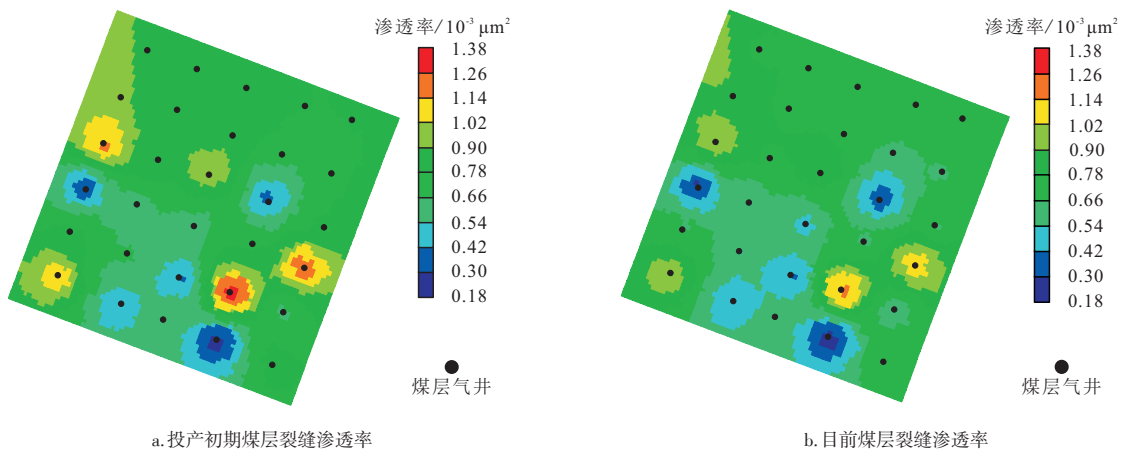


图7 研究区渗透率变化

Fig.7 Permeability change of study area

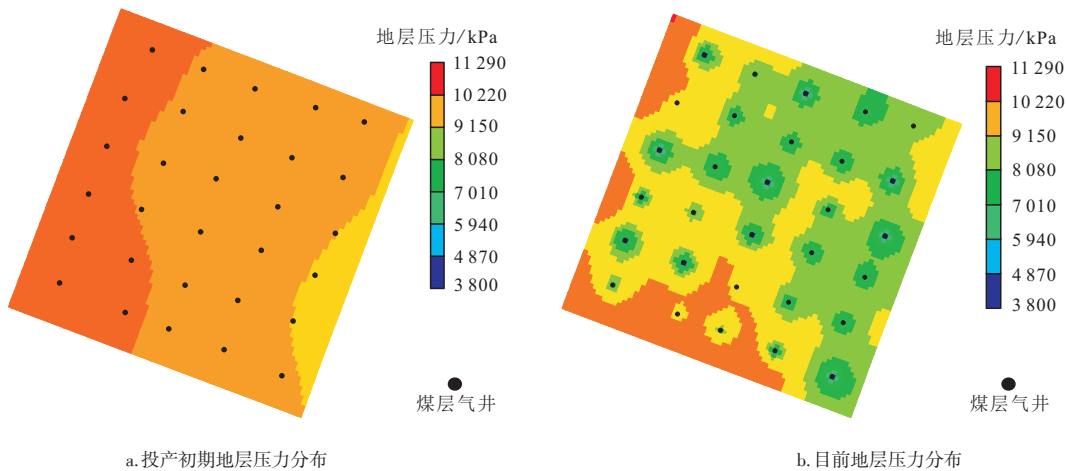


图8 研究区地层压力分布

Fig. 8 Distribution of formation pressure in study area

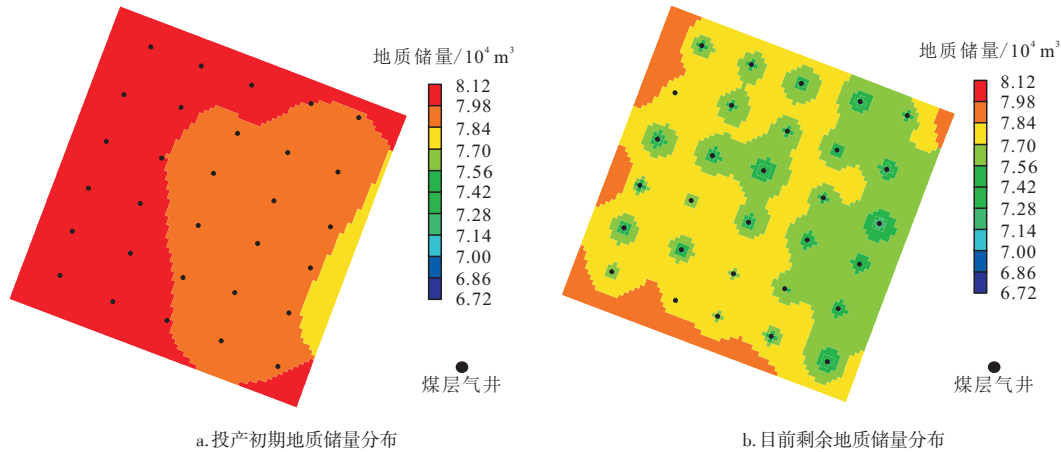


图9 研究区剩余地质储量分布

Fig. 9 Distribution of remaining geological reserves in study area

网,目前采出程度为4.2%,矩形井网中部加密20口井后,井距由350 m加密到230 m,新井累计增产 $0.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。加密前该井组预测继续生产15 a后采出程度为26%,加密后预测15 a后采出程度为35.6%,提高了9.6%,面积降压更加明显(图10),证实局部加密可进一步提高气藏的采收率。此外,由于井控未动型剩余气资源主要位于低渗区(渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),采用常规的水力加砂压裂改造困难(停泵压力 $> 30 \text{ MPa}$,砂堵、加砂困难),需要进一步加大压裂改造规模。氮气泡沫体系具有滤失小易造长缝,粘度高携砂能力强,密度低促返排的优点,可采用氮气泡沫重复压裂措施实施增产。

针对井网不完善型剩余气资源,可“插针”部署调整井,通过完善井网促进气井耦合降压。

5 结论

1) 综合考虑煤层气吸附解吸和煤储层基质收

缩效应,采用修正后的现代产量递减分析法以及煤层气数值模拟技术,适用于以吸附解吸为代表的煤层气藏。

2) 现代产量递减分析法特征曲线图版显示研究区泄流面积为 $(1 \sim 42) \times 10^4 \text{ m}^2$,平均为 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^2$ 。泄流半径为26 ~ 366 m,平均为98 m,其中西北部渗透率低,平均为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均有效半缝长为41 m,平均泄流半径为78 m,东南部平均渗透率为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均有效半缝长为68 m,平均泄流半径为141 m。这表明在 $300 \text{ m} \times 350 \text{ m}$ 的矩形井网下,西北部远端煤层未有效降压,煤层气井之间未形成井间干扰、面积降压效果,井间未动用储量较大,东南部开始形成面积降压,储量动用程度较高。数值模拟技术进一步定量描述了剩余储量分布,为气田下一步挖潜提供了较好的指导作用。

3) 研究区剩余气类型主要为井控未动型及井网不完善型。井控未动型剩余气资源可采用加密井网或氮气泡沫重复压裂增效提高资源动用程度,数

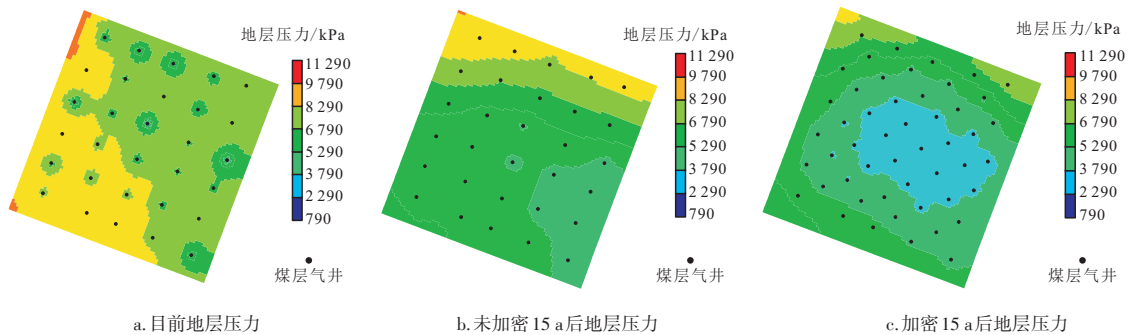


图10 研究区加密前后地层压力变化

Fig. 10 Formation pressure change before and after infilling in study area

模论证加密后采出程度可提高9.6%;井网不完善型可“插针”部署调整井,完善井网促进耦合降压。

参考文献

- [1] 庚勳,陈浩,陈艳鹏,等.第4轮全国煤层气资源评价方法及结果[J].煤炭科学技术,2018,46(6):64-68.
GENG M, CHEN H, CHEN Y P, et al. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 64-68.
- [2] 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.
GAO L J, PANG J D, XIE Y G, 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.
- [3] 冯立杰,贾依帛,岳俊举,等.煤层气开采关键地质影响因素[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1105-1112.
FENG L J, JIA Y B, YUE J J, et al. Key geological factors influencing coal-bed methane exploitation[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1105-1112.
- [4] 王勃,姚红星,王红娜,等.沁水盆地成庄区块煤层气成藏优势及富集高产主控地质因素[J].石油与天然气地质,2018,39(2):366-372.
WANG B, YAO H X, WANG H N, et al. Favorable and major geological controlling factors for coalbed methane accumulation and high production in the Chengzhuang Block, Qinshui Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 366-372.
- [5] 郭伟.延川南煤层气田基本特征与成藏关键因素[J].石油实验地质,2015,37(3):341-346.
GUO W. Basic characteristics and key factors of gas accumulation in south Yanchuan coalbed gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 341-346.
- [6] 王海,杨兆中,李岳,等.沁水盆地深部复杂结构煤储层钻井及压裂工艺研究[J].煤炭科学技术,2019,47(9):105-111.
WANG H, YANG Z Z, LI Y, et al. Study on drilling and fracturing technology for deep complex structure coal reservoir in Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 105-111.
- [7] 王绪性,王杏尊,郭布民,等.鄂尔多斯盆地东部深部煤层气井压裂工艺及实践[J].煤田地质与勘探,2019,47(1):92-95.
WANG X X, WANG X Z, GUO B M, et al. Technology and practice for deep CBM fracturing in eastern Ordos basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(1): 92-95.
- [8] 王运海.延川南深部煤层气井排采制度研究[J].煤炭科学技术,2018,46(6):132-137.
WANG Y H. Study on drainage and production system of deep coalbed methane well in South Yanchuan Block[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 132-137.
- [9] 姬江.丘东气田西山窑组剩余气分布规律研究[D].西安:西安石油大学,2013.
JI J. Research of remaining gas distribution in Qiudong gas field[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013.
- [10] 郭奇.松南盆地孤家子气田气藏精细描述及剩余气分布规律研究[D].北京:中国地质大学(北京),2017.
GUO Q. Detailed description and residual gas distribution of Gujiazzi gas reservoir in south of Songliao basin[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2017.
- [11] 秦华,尹琅,陈光容.现代产量递减法在低渗气井压后分析中的应用[J].天然气技术与经济,2012,6(3):37-39.
QIN H, YIN L, CHEN G R. Application of modern production-decline method to post-fracturing analysis for low-permeability gas wells[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2012, 6(3): 37-39.
- [12] 孙贺东,欧阳伟平,张冕.基于数值模型的气井现代产量递减分析及动态预测[J].石油学报,2017,38(10):1194-1199.
SUN H D, OUYANG W P, ZHANG M. Advanced production decline analysis and performance forecasting of gas wells based on numerical model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(10): 1194-1199.
- [13] FETKOVICH M J. Decline curve analysis using type curves[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(6): 1065-1077.
- [14] BLASINGAME T A, MCCRAY T L, LEE W J, et al. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flow rate systems[C]// paper SPE-21513-MS presented at the GAS Technology Symposium, 22-24 January 1991, Houston, Texas, USA.
- [15] AGARWAL R G, GARDNER D C, KLEINSTEIBER S W, et al. Analyzing well production data using combined-type-curve and decline-curve analysis concepts[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1999, 2(5): 478-486.
- [16] 刘晓华,邹春梅,姜艳东,等.现代产量递减分析基本原理与应用[J].天然气工业,2010,30(5):50-54.
LIU X H, ZOU C M, JIANG Y D, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-54.
- [17] 崔彬,付玉通.煤层气井现代产量递减分析应用研究[J].煤炭科学技术,2017,45(3):101-104.
CUI B, FU Y T. Applied study on modern gas production decrease analysis of coalbed methane well[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(3): 101-104.
- [18] 孙贺东.油气井现代产量递减分析方法及应用[M].北京:石油工业出版社,2013:1-20.
SUN H D. Advanced production decline analysis and application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 1-20.
- [19] CLARKSON C R, BUSTIN R M, SEIDLE J P. Production-data analysis of single-phase (gas) coalbed-methane wells[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(3): 312-331.
- [20] 尹锦涛,孙建博,刘刚,等.煤层气储层渗透率动态变化规律研究综述[J].非常规油气,2017,4(2):114-118.
YIN J T, SUN J B, LIU G, et al. Literature review of permeability dynamic change law in CBM reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(2): 114-118.
- [21] 李壮.D1低渗透气藏单井控制储量计算及剩余气挖潜研究[D].成都:西南石油大学,2018.
LI Z. Research of calculation method of single well controlled reserves and excavating potential scheme of residual gas in D1 low permeability gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [22] 李明波.苏里格气田苏10、苏11区块剩余气挖潜技术研究[D].大庆:东北石油大学,2015.
LI M B. Research on production technology of remaining gas in Su10, Su11 Area[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.

(编辑 王隽)