

·油气采收率·

高煤阶煤层气井不同排采阶段渗透率 动态变化特征与控制机理

孟艳军, 汤达祯, 李治平, 许浩, 陶树, 李松

(中国地质大学(北京)煤层气国家工程中心煤层实验室, 北京 100083)

摘要:煤层渗透率动态变化规律是煤层气开发地质领域的研究热点之一。根据无因次产量分析方法,基于沁南地区15口高煤阶煤层气井排采数据,采用无因次产气率指标,将排采阶段定量划分为排水阶段、不稳定产气阶段、稳定产气阶段和衰减阶段;引用物质平衡方法,利用生产数据,计算并分析了各井不同排采阶段渗透率变化值。从渗透率变化趋势、主导机制、体系能量、相态构成和产能动态5个方面,阐释了高煤阶煤层气井不同排采阶段煤层渗透率动态变化特征与控制机理。研究结果表明,在高煤阶煤层气井排采过程中,煤层渗透率呈现降低—恢复—升高的特征;有效应力效应和基质收缩效应直接控制了煤层渗透率的变化特征;吸附与解吸特征从根本上控制了基质收缩效应的作用时间与强度。

关键词:排采阶段 动态变化 渗透率 煤层气 高煤阶 控制机理

中图分类号:TE332

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)02-0066-06

Dynamic variation characteristics and mechanism of permeability in high-rank CBM wells at different drainage and production stages

Meng Yanjun, Tang Dazhen, Li Zhiping, Xu Hao, Tao Shu, Li Song

(The Coalbed Methane Reservoir Laboratory of National Engineering Center, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China)

Abstract: Dynamic variation rule of coal reservoir permeability is one of the most important issues in development geology field of coalbed methane(CBM). According to the method of dimensionless production analysis, the whole drainage and production process is divided into four stages as water drainage, unstable gas production, stable gas production and gas production decline based on drainage and production data of fifteen high-rank CBM wells in southern Qinshui Basin. The coal permeability variation value at different stages were analyzed with production data by material balance method. The dynamic variation value and mechanism of permeability in high-rank CBM wells at different drainage and production stages are interpreted in five aspects: permeability variation trend, leading mechanism, systemic energy, phase composition and dynamic productivity. The study reveals that the coal bed permeability in high-rank CBM wells show the trend of decline-recovering-rising during produced process. Effective stress effect and matrix shrinkage effect directly control the dynamic variation characteristics of the coal reservoir permeability. Characteristics of adsorption (desorption) control the acting time and strength of the matrix shrinkage effect fundamentally.

Key words: drainage and production stages; dynamic variation; permeability; coalbed methane; high coal rank; control mechanism

收稿日期:2015-01-04。

作者简介:孟艳军(1987—),男,山西晋中人,在读博士研究生,从事非常规油气开发地质方面的研究。联系电话:13810421476, E-mail: mengyanjun15@126.com。

基金项目:国家“973”计划“高丰度煤层气富集机制及提高采收率基础研究”(2009CB219604),国家自然科学基金项目“中高煤阶煤层气产出的煤岩学控制机理研究——以沁南和韩城地区为例”(41272175),国家科技重大专项“煤层气储层工程与动态评价技术”(2011ZX05034-001)。

目前中国沁南地区高煤阶煤层气田已实现商业化开发,煤层气开发地质研究已成为研究热点之一^[1-4]。高煤阶煤层不同排采阶段煤层渗透率变化特征的实时定量预测研究对中国高煤阶煤层气田的开发部署、排采管理和产能预测等方面具有重要意义。在煤层渗透率变化研究方面,中外分别针对不同煤阶煤层开展了大量理论模型计算和实验模拟研究^[5-9]。而针对最具指导意义的高煤阶煤层气井实际排采过程中不同阶段煤层渗透率动态变化值实时监控与预测研究尚未取得突破,煤层气井排采阶段的划分方案和界定原则也存在争议。为此,笔者采用无因次产量分析方法,定量划分了高煤阶煤层气井排采阶段;采用物质平衡方法,基于生产数据,定量计算了煤层气井不同排采阶段煤层渗透率动态变化值;从渗透率变化趋势、主导机制、体系能量、相态变化和产能动态5个方面,系统总结了煤层气井不同排采阶段煤层渗透率动态变化规律与控制机理。

1 排采阶段划分

以往煤层气井排采阶段划分方案主要有2种:①基于相态变化特征的4段划分方案——饱和单相水流、非饱和单相水流、气水两相流和单相气流阶段^[10];②基于现场排采井底流压、解吸压力、地层压力控制的划分方案——排水段、憋压段、控压段、高产稳产段和衰竭段^[11-12]。前者理论上比较科学,但实际生产中非饱和单相水流与单相气流阶段很难界定;后者基于生产实践,划分精细,但理论基础较弱,且受排采因素影响大,不利于广泛推广。煤层气井通常呈现不产气—开始产气—产气上升—产气高峰—产气递减—衰竭的典型产气特征。基于产气状态划分排采阶段,理论上可行,实践中可根据生产数据确定阶段节点,且具有较好的普适性。为此,笔者基于产气状态,提出新的4段划分方案,即排水阶段、不稳定产气阶段、稳定产气阶段和衰减阶段。划分方案确定后,如何界定划分排采阶段节点十分重要。对生产数据进行无因次处理,以避免量纲对数据分析对比的影响,因而被广泛应用于常规油气和煤层气产能分析研究中^[13-16]。为此,笔者采用无因次产量分析法,对煤层气井排采阶段节点进行了界定;界定参数为无因次产气率,其实质是表征排采过程中产气量与产水量相对数量关系的变化情况。

1.1 无因次产气量及无因次产水量

定义无因次产气量为产气量与最大产气量的比值,即

$$N_{gD} = \frac{q_g}{q_{g\max}} \quad (1)$$

式中: N_{gD} 为无因次产气量; q_g 为气井产气量, m^3/d 。

同理,定义无因次产水量为产水量与最大产水量的比值,即

$$N_{wD} = \frac{q_w}{q_{w\max}} \quad (2)$$

式中: N_{wD} 为无因次产水量; q_w 为气井产水量, m^3/d 。

经过无因次处理,可将产气量和产水量变化限定在一定区间内,即 $N_{gD}, N_{wD} \in [0, 1]$ 。对于排采时间较长的井,最大产气量和最大产水量采用排采数据中的最大产气量和最大产水量;对于排采时间很短的井,可以采用地质和工程条件相似的临近井的最大产气量和最大产水量作为参考。

1.2 无因次产气率

将无因次产气率定义为无因次产气量与无因次产气量和无因次产水量之和的比值,即

$$\eta_{gD} = \frac{N_{gD}}{N_{gD} + N_{wD}} = \frac{\frac{q_g}{q_{g\max}}}{\frac{q_g}{q_{g\max}} + \frac{q_w}{q_{w\max}}} \quad (3)$$

式中: η_{gD} 为无因次产气率。

从式(3)可以看出,无因次产气率变化区间为 $[0, 1]$ 。利用无因次产气率可将煤层气生产过程划分为4个阶段:①排水阶段。从排采开始到产气开始,该阶段基本只有水产出。定义产气开始时的无因次产气率为 η_1 , 该阶段的无因次产气率为 $[0, \eta_1)$ 。对于不同生产井,排水阶段持续时间不同,因此,对于每口生产井 η_1 均不同。②不稳定产气阶段。该阶段气体开始产出,产气量逐渐上升,而产水量开始呈下降趋势,对应的无因次产气率逐渐升高。定义稳定产气开始时的无因次产气率为 η_2 , 该阶段的无因次产气率为 $[\eta_1, \eta_2)$; 一般情况下此阶段的无因次产气率大于0.5。③稳定产气阶段。此阶段产气量稳定在较高水平,而对应的产水量则维持在较低水平。定义产气量开始衰减时对应的无因次产气率为 η_3 , 稳定产气阶段的无因次产气率为 $[\eta_2, \eta_3)$ 。④衰减阶段。该阶段产气量呈递减趋势,而产水量依然很低,趋近于0。该阶段的无

因次产气率为 $[\eta_3, 1]$ 。

1.3 划分方案

从沁南地区某煤层气区块煤层气井中筛选出15口稳定且连续排采的煤层气井进行排采阶段划分研究。这15口煤层气井的基本生产数据如表1所示。其中N1—N10井生产时间相对较短,为336~771 d;N11—N15井生产时间较长,为1 749~1 910 d;N4, N5, N6, N8, N9, N14和N15均为高产井。

将15口井的产气量和产水量等生产数据进行无因次处理,得到各井的无因次产气量、无因次产

水量和无因次产气率;再根据无因次产气率划分各煤层气井排采阶段。由表2可知,15口井均经历了排水阶段、不稳定产气阶段和稳定产气阶段,仅有N1, N8和N9及N11—N15等8口井经历了衰减阶段。分析15口井不同阶段的无因次产气率(表2)可知:煤层气井排水阶段结束时的无因次产气率为0.107~0.426,该值主要与初始产气量与最大产气量的比值有关,通常高产井的无因次产气率小于低产井的无因次产气率;不稳定产气阶段结束时的无因次产气率为0.547~0.683;稳定产气阶段结束时的无因次产气率为0.713~0.909。

表1 沁南地区15口煤层气井生产数据统计
Table1 Production data of 15 CBM wells in southern Qinshui Basin

井号	时 间 / d			产气量/(m ³ ·d ⁻¹)		产水量/(m ³ ·d ⁻¹)		累积产量/m ³	
	生产	排水	产气	最大值	平均值	最大值	平均值	气	水
N1	407	82	325	1 055	554.9	5.0	1.52	18 036	617.1
N2	336	129	207	2 123	1 368.3	6.3	3.63	28 324	1 220.0
N3	336	128	208	1 679	1 615.5	10.5	5.93	20 678	1 992.4
N4	770	128	642	5 806	2 962.0	7.1	1.33	190 159	1 024.8
N5	770	52	718	4 488	2 437.4	4.0	0.59	175 009	455.1
N6	580	126	454	5 144	3 183.4	10.2	2.51	144 527	1 455.9
N7	574	116	458	2 714	2 023.3	4.2	1.47	92 667	845.5
N8	771	74	697	4 122	1 788.8	5.7	0.92	124 676	705.8
N9	749	180	417	4 235	2 960.0	11	1.36	136 752	809.5
N10	409	186	223	2 468	1 171.9	3.4	1.10	26 135	451.5
N11	1 908	186	1 722	2 928	1 214.8	8.4	1.72	209 190	3 281.8
N12	1 910	185	1 725	1 935	1 231.4	6.7	0.93	212 420	1 780.6
N13	1 890	224	1 666	1 848	969.03	9.2	1.92	161 440	3 624.7
N14	1 749	120	1 629	6 344	3 652.61	8.3	1.39	595 010	2 424.1
N15	1 908	210	1 698	3 272	2 019.26	9.5	5.33	342 870	10 178.5

表2 沁南地区15口煤层气井各阶段无因次产气率
Table2 Dimensionless gas deliverability data of 15 CBM wells at different stages in southern Qinshui Basin

井号	η_1	η_2	η_3
N1	0.174	0.607	0.904
N2	0.339	0.606	
N3	0.321	0.547	
N4	0.153	0.637	
N5	0.127	0.646	
N6	0.107	0.621	
N7	0.353	0.659	
N8	0.172	0.683	0.909
N9	0.124	0.627	0.866
N10	0.328	0.651	
N11	0.393	0.635	0.713
N12	0.426	0.652	0.844
N13	0.406	0.607	0.867
N14	0.238	0.632	0.897
N15	0.279	0.621	0.891

2 不同排采阶段渗透率

煤层渗透率随着煤层气井排水降压开发的进行会时刻发生变化,关系到煤层气渗流通道、煤层气井产量及后期煤层气开发方案调整等,因此掌握不同排采阶段煤层渗透率变化特征十分重要。而目前煤层气井几乎不进行中途产能试井,无法直接获得排采过程中的煤层渗透率。物质平衡方法是油气藏工程研究领域常用的动态分析方法之一。该方法基于物质守恒原理,即压力下降时储层地层流体体积变化量与换算到地下状态的地面产出体积是相当的。因此,可以利用煤层气井产气量、产水量和相关煤层与流体物性参数,计算得到开发过程中储层压力和渗透率变化值。笔者采用煤层气藏物质平衡方法^[17-18],基于实际生产数据,综合考虑

有效应力效应和基质收缩效应,计算了沁南地区高煤阶煤层气井不同排采阶段的渗透率。由计算结果(表3)可以看出:①排水阶段,各井渗透率均降低,渗透率变化率(D_k)为-0.92%~-0.11%,平均为-0.56%;单位压降渗透率变化率($D_{k/p}$)为-8.68~-4.30%/MPa,平均为-7.82%/MPa。②不稳定产气阶段,渗透率变化率为-20.18%~-0.41%,平均为-8.53%;单位压降渗透率变化率为-8.43~-4.00%/MPa,平均为-6.94%/MPa;该阶段虽有气体解吸产出,但是煤层渗透率下降幅度依然比较大。③稳定产气阶段,渗透率变化率为-5.53%~-0.15%,平均为-2.73%;单位压降渗透率变化率为-8.43~-1.46%/MPa,平均为-5.13%/MPa。④衰减阶段,N11—N15这5口井的生产时间较长,有较完整的衰减阶段,N1,N8和N9井衰减阶段排采时间很短,其余井均未进入衰减阶段。N11—N13井由于在衰减阶段采取了增产措施,所以这3口井的衰减阶段特征变化不明显。而N14和N15这2口高产井均有较长的递减阶段,渗透率在此阶段不但没有下降,反而分别增加0.78%和0.45%;单位压降渗透率变化率分别提高至2.53和1.15%/MPa。

综合15口井计算结果(表3)来看,高煤阶煤层气井排采过程中,排水阶段、不稳定产气阶段和稳定产气阶段,渗透率均降低,其中不稳定产气阶段

表3 沁南地区15口煤层气井不同排采阶段渗透率
Table3 Permeability data of fifteen CBM wells at different drainage and production stages in southern Qinshui Basin

井号	排水阶段		不稳定产气阶段		稳定产气阶段		衰减阶段	
	D_k %	$D_{k/p}$ (%·MPa ⁻¹)	D_k %	$D_{k/p}$ (%·MPa ⁻¹)	D_k %	$D_{k/p}$ (%·MPa ⁻¹)	D_k %	$D_{k/p}$ (%·MPa ⁻¹)
N1	-0.60	-8.66	-2.32	-8.43	-2.32	-8.43		
N2	-0.81	-8.65	-5.75	-8.17				
N3	-0.92	-8.64	-5.26	-8.19				
N4	-0.78	-8.64	-20.18	-6.60				
N5	-0.35	-8.68	-19.65	-6.79				
N6	-0.49	-8.67	-17.96	-7.01				
N7	-0.50	-8.67	-13.58	-7.52				
N8	-0.49	-8.66	-16.24	-7.23	-0.15	-5.67		
N9	-0.84	-8.64	-11.35	-7.69	-5.53	-6.10		
N10	-0.63	-8.66	-4.80	-8.27				
N11	-0.62	-4.30	-0.41	-4.00	-0.76	-3.60	-0.28	-3.23
N12	-0.32	-7.40	-1.91	-7.06	-4.20	-6.47	-1.11	-5.99
N13	-0.59	-7.34	-1.18	-7.13	-2.97	-6.77	-3.27	-6.11
N14	-0.11	-5.81	-4.11	-4.71	-2.06	-1.46	0.78	2.53
N15	-0.29	-5.80	-3.25	-5.25	-3.84	-2.57	0.45	1.15
平均	-0.56	-7.82	-8.53	-6.94	-2.73	-5.13	-0.69	-2.33

渗透率变化率最大,渗透率降低幅度最大;排水阶段、不稳定产气阶段、稳定产气阶段和衰减阶段,单位压降渗透率变化率逐渐减小,单位压降渗透率降低幅度逐渐减小,其中排水阶段单位压降渗透率降低幅度最大;随着排采的进行,渗透率降低状况会逐渐得以恢复,到衰减阶段早期煤层渗透率恢复到原始水平或得以提高。

3 渗透率阶段动态变化特征与控制机理

相对于中、低煤阶煤层,高煤阶煤层具有含气量高、抗压强度高和基质收缩能力强等特点^[19-23],因此高煤阶煤层气井渗透率更易呈现“先降低、再恢复、后升高”的特征。以往的研究虽然指出有效应力和基质收缩效应会导致煤层渗透率产生先降后升的现象^[3-8],但缺少生产数据的验证和对控制机理的系统研究。笔者基于生产数据验证了高煤阶煤层气井渗透率动态变化特征,并从渗透率变化趋势、主导机制、体系能量、相态构成和产能动态5个方面对高煤阶煤层气井渗透率阶段动态变化特征与控制机理进行了系统阐释与总结(图1,表4)。

煤层气井生产过程中,相态构成会由单相水流逐渐过渡为气水两相流和单相气流,产水量逐渐降低,产气量经历“见气—上升—稳定—下降”的过程;随着累积产气量的不断增大,基质收缩效应引发的渗透率增加作用会越来越强,因此排水阶段单位压降渗透率降低幅度最大,随后各阶段单位压降渗透率降低幅度逐渐减小或得以改善。不同排采阶段的排采时间、产水量和产气量不同,导致不同阶段渗透率变化率不同。通常不稳定产气阶段,产水量较大,产气量较低,且排采时间明显长于排水阶段,这就是不稳定产气阶段渗透率降低幅度最大的主要原因。不同产能类型的煤层气井渗透率变化特征也存在差异;相同排采时间条件下,高产井引发的基质收缩效应强度更高,因此高产井渗透率恢复和改善效果更好。

有效应力效应和基质收缩效应是煤层气开发过程中煤层渗透率变化的主导机制;不同排采阶段中2种效应的作用时间和强度是煤层渗透率变化的直接原因;基质收缩效应直接控制了煤层渗透率的恢复能力,而吸附与解吸特征通过煤层气解吸效率变化控制了基质收缩效应的作用时间与强度^[19];相态构成为煤层渗透率阶段划分提供了初步依据;产能动态数据为不同阶段渗透率计算提供了基础。

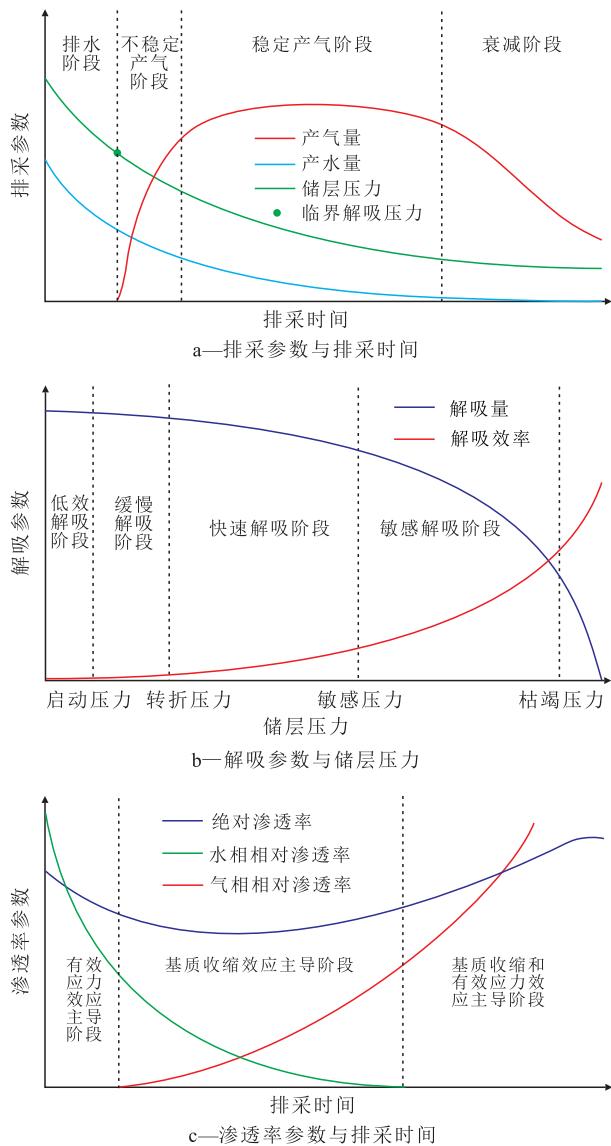


图1 高煤阶煤层气井渗透率变化控制因素示意

Fig.1 Diagrammatic sketch of control factors of dynamic variation of permeability in high-rank CBM wells

表4 高煤阶煤层气井渗透率变化阶段及各阶段总体特征对比

Table4 Dynamic variation stages and characteristics of permeability in high-rank CBM wells at different stages

排采阶段	渗透率变化趋势	主导机制	体系能量	相态构成	产能动态
排水	逐渐降低	有效应力效应	低效和缓慢解吸阶段	单相水流	不产气
不稳定产气	总体降低、逐渐恢复	有效应力、基质收缩效应	快速和敏感解吸阶段	气水两相流	产气量波动上升
稳定产气	快速恢复	基质收缩效应	敏感解吸阶段	气相流	产气量基本稳定
衰减	早期反弹、后期基本不变	早期基质收缩效应、晚期有效应力效应	敏感解吸阶段	单相气流	产气量递减

4 结论

沁南地区15口高煤阶煤层气井排采阶段无因次产量分析结果表明:排水阶段结束时的无因次产气率为0.107~0.426,通常高产井的无因次产气率小于低产井的无因次产气率;不稳定产气阶段结束时的无因次产气率为0.547~0.683;稳定产气阶段结束时的无因次产气率为0.713~0.909。

沁南地区高煤阶煤层气井渗透率计算结果表明:排水阶段、不稳定产气阶段和稳定产气阶段,渗透率均降低,其中不稳定产气阶段渗透率变化率最大,渗透率降低幅度最大;排水阶段单位压降渗透率变化率最大;随着排采的进行,渗透率降低现象会逐渐得以改善,到衰减阶段早期煤层渗透率恢复到原始水平或得以提高。煤层渗透率阶段变化特征与气井产气量和产水量及稳定程度密切相关。

有效应力和基质收缩效应的作用时间和强度直接控制了煤层渗透率的变化特征。吸附与解吸特征从体系能量角度控制了基质收缩效应的作用时间与强度。相态构成为煤层渗透率阶段划分提供了初步依据,也表征了气相有效渗透率的变化。产能动态反映了各阶段煤层气井产能特征;同时通过产能动态数据可以反算渗透率变化值,进而进行产能预测。

基于实际生产数据的煤层渗透率动态变化特征研究,能够有效解决排采过程中煤层渗透率变化情况实时监控与预测的难题;相关计算方法与理论成果也可以用于高煤阶煤层气井开发部署、排采管理和产能预测等方面。

参考文献:

[1] 秦勇,汤达祯,刘大锰,等.煤层开发动态地质评价理论与技术进展[J].煤炭科学技术,2014,42(1):80-88.
Qin Yong, Tang Dazhen, Liu Dameng, et al. Geological evaluation theory and technology progress of coal reservoir dynamics during coalbed methane drainage [J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(1): 80-88.

[2] 左银卿,张学英,周睿,等.沁南地区高煤阶煤层水敏效应及其控制因素[J].油气地质与采收率,2014,21(5):107-110.
Zuo Yinqing, Zhang Xueying, Zhou Rui, et al. Water sensitivity and its controlling factors on high-rank coal reservoirs in southern Qinshui basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 107-110.

[3] 任闽燕,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.
Ren Minyan, Jiang Hanqiao, Li Aishan, et al. Review on study progress of unconventional gas stimulation technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2): 103–107.
- [4] Tao Shu, Wang Yanbin, Tang Dazhen, et al. Dynamic variation effects of coal permeability during the coalbed methane development process in the Qinshui Basin, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 93: 16–22.
- [5] Shi J Q, Durucan S. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2005, 8(4): 291–299.
- [6] Palmer I. Permeability changes in coal: analytical modeling [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2009, 77(1): 119–126.
- [7] Mazumder S, Scott M, Jiang J. Permeability increase in Bowen Basin coal as a result of matrix shrinkage during primary depletion [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 96(1): 109–119.
- [8] 邓泽, 康永尚, 刘洪林, 等. 开发过程中煤层渗透率动态变化特征 [J]. *煤炭学报*, 2009, 34(7): 947–951.
Deng Ze, Kang Yongshang, Liu Honglin, et al. Dynamic variation character of coal bed methane reservoir permeability during depletion [J]. *Journal of China Coal Society*, 2009, 34(7): 947–951.
- [9] 艾池, 栗爽, 李净然, 等. 煤岩储层渗透率动态变化模型 [J]. *特种油气藏*, 2013, 20(1): 71–73.
Ai Chi, Li Shuang, Li Jingran, et al. Models of dynamic permeability variation of coal seam [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(1): 71–73.
- [10] 倪小明, 苏现波, 张小东. 煤层气开发地质学 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2010.
Ni Xiaoming, Su Xianbo, Zhang Xiaodong. *Coalbed methane development geology* [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2010.
- [11] 秦义, 李仰民, 白建梅, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气井排采工艺研究与实践 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(11): 22–25.
Qin Yi, Li Yangmin, Bai Jianmei, et al. Research and practice of technologies of CBM drainage and production in high-rank coal beds wells in the southern Qinshui Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(11): 22–25.
- [12] 李梦溪, 王立龙, 崔新瑞, 等. 沁水煤层气田樊庄区块直井产出特征及排采控制方法 [J]. *中国煤层气*, 2011, 8(1): 11–13.
Li Mengxi, Wang Lilong, Cui Xinrui, et al. Output characteristics of vertical wells and dewatering control method used in Fanzhuang block of Qinshui CBM field [J]. *China Coalbed Methane*, 2011, 8(1): 11–13.
- [13] Clarkson C, Jordan C, Gierhart R, et al. Production data analysis of coalbed-methane wells [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(2): 311–325.
- [14] Aminian K, Ameri S. Predicting production performance of CBM reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2009, 1(1): 25–30.
- [15] 陈万钢, 吕新东, 衡勇, 等. 磨溪气田气水同采井气水比变化特征及机理 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(3): 92–94.
Chen Wangang, Lü Xindong, Heng Yong, et al. Change characteristics of water/gas ratio and mechanism in recovery of both gas and water in Moxi gas field [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(3): 92–94.
- [16] 田炜, 孙晓飞, 张艳玉, 等. 无因次产气图版在樊庄煤层气产能预测中的应用 [J]. *煤田地质与勘探*, 2012, 40(4): 25–28.
Tian Wei, Sun Xiaofei, Zhang Yanyu, et al. Type curves for coalbed methane production prediction in Fanzhuang [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2012, 40(4): 25–28.
- [17] King G R. Material-balance techniques for coal-seam and Devonian shale gas reservoirs with limited water influx [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, 8(1): 67–72.
- [18] Lai F, Li Z, Fu Y, et al. A drainage data-based calculation method for coalbed permeability [J]. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2013, 10(6): 65–70.
- [19] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(5): 612–617.
Meng Yanjun, Tang Dazhen, Xu Hao, et al. Division of coalbed methane desorption stages and its significance [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(5): 612–617.
- [20] 张振兵, 邱小龙, 袁月琴, 等. 沁水盆地寺河煤矿煤岩吸附甲烷规律实验研究 [J]. *石油实验地质*, 2014, 36(5): 656–658.
Zhang Zhenbing, Qiu Xiaolong, Yuan Yueqin, et al. Experimental study on methane adsorption of coal bed from Sihe Mine in Qinshui Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(5): 656–658.
- [21] 宋占东, 姜振学, 张梦瑜. 准噶尔盆地南缘异常天然气地球化学特征及其成因 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(2): 66–70.
Song Zhandong, Jiang Zhenxue, Zhang Mengyu. Origins and geochemical characteristics of unconventional natural gas in south margin of Junggar basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(2): 66–70.
- [22] 孟召平, 田永东, 李国富. 煤层气开发地质学理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 2010.
Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. *Theory and method of coalbed methane development geology* [M]. Beijing: Science Press, 2010.
- [23] Balan H O, Gumrah F. Assessment of shrinkage-swelling influences in coal seams using rank-dependent physical coal properties [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2009, 77(1): 203–213.

编辑 常迎梅