

樊庄区块开发过程中煤储层渗透率动态变化特征

朱庆忠¹, 汤达祯², 左银卿¹, 陶树², 张利文¹, 耿昫光²

(1. 中国石油华北油田分公司, 河北任丘 062552; 2. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083)

摘要:为了查明煤层气开发过程中煤储层渗透率动态变化特征及其与产能的耦合关系,在揭示开发过程中煤储层渗透率动态变化机理,推导渗透率计算方法基础上,结合沁水盆地南部樊庄区块煤层气井开发实际,反演了不同开发井区、不同产能类型井开发过程中煤储层渗透率的动态变化特征。研究表明:建立的孔隙度-渗透率模型可以有效反演煤层气开发过程中的渗透率动态变化。开发过程中煤储层动态渗透率伤害率受应力敏感和基质收缩效应共同制约,与储层压力、含气量和原始渗透率关系密切。煤储层渗透性和产气能力的协同良性发展是实现高产稳产的关键,缓慢连续的排采、适中的高储层压力、高含气量和较高的原始渗透率是保证储层后期渗透率出现反弹现象的重要因素。

关键词:煤层气开发;樊庄区块;渗透率伤害率;有效应力;基质收缩

中图分类号:P618.11 文献标志码:A 文章编号:0253-2336(2017)07-0085-08

Permeability dynamic variation features of coal reservoir in exploitation process of Fanzhuang Block

Zhu Qingzhong¹, Tang Dazhen², Zuo Yinqing¹, Tao Shu², Zhang Liwen¹, Geng Yunguang²

(1. PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, China; 2. School of Energy, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China)

Abstract: In order to ascertain the permeability dynamic variation features of the coal reservoir in the development process of the coalbed methane as well as the coupling relationship the permeability and production capacity, based on revealing the dynamic variation mechanism of the permeability rate in the coal reservoir in the development process and the derivation of the permeability rate calculation method, in combination with the development practices on the coalbed methane in Fanzhuang Block at the south part of Qinshui Basin, the paper had an inversion on the dynamic variation features of the coal reservoir permeability rate in the different development well area and different capacity type well development process. The study showed that the porosity-permeability rate model established could be applied to effectively invert the dynamic variation of the permeability rate in the development of the coalbed methane. During the development process, the damage rate of the dynamic permeability rate in the coal reservoir would be jointly restricted by stress sensitivity and matrix shrinkage effect and would have a close relationship to reservoir pressure, gas content and in-situ permeability. A coordinative and benign development between the permeability and the gas production capacity of the coal reservoir would be the key to realize the high production and the stable production and the slow and continuous drainage, proper high reservoir pressure, high gas content and high in-situ permeability rate would be important factors to ensure the rebound phenomenon of permeability occurred in the late of reservoir.

Key words: coalbed methane exploitation; Fanzhuang Block; permeability damage rate; effective stress; matrix shrinkage

0 引 言

煤储层渗透性是制约煤层气井产能效应的关键

因素之一。目前,已有众多关于煤储层渗透率及其开发动态变化方面的研究成果,提出了许多渗透率动态预测模型^[1-3]。其中,Gray首次尝试量化应力

收稿日期:2017-01-15;责任编辑:王晓珍 DOI:10.13199/j.cnki.est.2017.07.016

基金项目:国家科技重大专项资助项目(2017ZX05064);中国石油天然气股份有限公司重大科技专项资助项目(2013E-2205)

作者简介:朱庆忠(1966—),男,河北景县人,教授级高级工程师,博士,现任中国石油华北油田分公司副总经理。通讯作者:耿昫光, Tel: 18600224825, E-mail: ll131gyg@163.com

引用格式:朱庆忠,汤达祯,左银卿,等.樊庄区块开发过程中煤储层渗透率动态变化特征[J].煤炭科学技术,2017,45(7):85-92.

Zhu Qingzhong, Tang Dazhen, Zuo Yinqing, et al. Permeability dynamic variation features of coal reservoir in exploitation process of Fanzhuang Block[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(7): 85-92.

的作用效果,在假定基质收缩与等效吸附压力变化成正比的前提下,计算煤的基质收缩效应所引起的储层压力变化^[4];Levine^[5]通过总结割理宽度变化,同时忽视地质力学的限定格架,利用其建立的模型可以计算各种因素引起的煤应变变化大小;文献[6]建立的渗透率模型(简称PM模型)对于渗透率的预测行之有效,并且是第1个从岩石力学方法中划分出来的可以兼顾各基本参数作用的方法。此外,Enever等^[7]通过对澳大利亚煤层渗透率与地应力的相关性研究发现,煤层渗透率变化与有效地应力的变化呈指数关系;McKee等^[8]通过对美国皮申斯、圣胡安和黑勇士盆地煤层渗透率与埋藏深度关系的研究发现,随着煤层埋藏深度和有效应力增加,煤层割理缝的宽度减小,渗透率呈指数降低。可见,前人对渗透率的研究主要局限于单井模型建立与实验室理论分析。然而,实验室通常难以对开发过程中基质收缩效应进行表征,同时,对于区块尺度下,煤储层渗透率的区域动态变化特征及其定量表征方面的研究鲜见报道。笔者以目前我国煤层气开发程度相对较高的樊庄区块为例,在揭示煤储层动态渗透率变化机理的基础上,结合煤层气井开发实际,开展不同井区、不同产能类型井开发过程中的储层渗透率动态反演,以期对井位部署和排采制度制定提供参考。

1 煤储层渗透率动态变化机理

煤层气开发过程中,随着水、气介质的排出,煤岩体与流体发生一系列地质效应,导致煤储层渗透率发生变化。汤达祯等^[9]认为,影响煤储层渗透率变化的因素有很多,各个因素间又存在的

联系与影响。从基本机理角度来讲,有效应力效应、基质收缩效应和克林肯伯格效应这三大效应是引发煤储层渗透率变化的根本因素,特别是前两者。一方面,煤储层孔裂缝系统受有效应力作用而不断减小或闭合,导致渗透率下降;另一方面,煤层气的解吸产出造成煤基质收缩,孔、裂隙空间被扩大,渗透率增大。这种正、负效应影响着煤层气解吸-扩散-渗流-产出的全过程,最终影响煤层气井产能^[10-11]。

从体系能量的角度来讲,开发过程中煤层气的解吸时间、解吸效率与解吸量,影响基质收缩效应的作用时间与强度,对煤储层渗透率的提高程度有至关重要的影响(表1)。

煤层气不同排采阶段渗透率变化的主要特点如下^[7]:①排水阶段:对应煤层气井开发的起步阶段,产水量较大,产气量极低。以单向水流为主,渗透率变化受有效应力效应主导,渗透率呈逐渐下降趋势。②不稳定产气阶段:该阶段为气水两相流,对应于煤层气井开发的上升阶段和递减阶段早期,渗透率变化逐渐由受有效应力效应主导转变为受基质收缩效应主导,渗透率下降趋势减缓,中后段渗透率可出现反弹。③稳定产气阶段:以气体渗流为主导,气相相对渗透率高,解吸效率较高,渗透率出现反弹并缓慢上升,后期产能缓慢递减。④衰减阶段:煤层气井产气逐渐停止,该阶段煤层渗透率高、解吸效率高,但是由于储层压力下降困难,煤层气解吸产出趋于终止。开发过程中渗透率的变化是煤储层微观精细描述的表征,对定量分析排采过程中储层动态、研究煤层气藏的可采性、煤层气井产量及后期煤层气开发方案调整等有重大意义。

表1 渗透率变化划分及各阶段特征对比^[10]

Table 1 Comparative of permeability variation division and various stage characteristics

渗透率变化阶段	渗透率变化	主导机制	体系能量	相态构成	产能动态
排水阶段	逐渐降低	有效应力效应	低效解吸和缓慢解吸阶段	单相水流	起步阶段
不稳定产气阶段	先降低,再升高	有效应力效应、基质收缩效应	快速解吸和敏感解吸阶段	气水两相流	上升、递减阶段早期
稳定产气阶段	较快升高	基质收缩效应	敏感解吸阶段	气相流	缓慢递减阶段
衰减阶段	基本不变	有效应力效应	敏感解吸阶段	单相气流	晚期递减阶段

2 煤储层动态渗透率计算方法

综合考虑应力作用影响下的孔隙度减少量和基质收缩效应影响下的孔隙度增量,利用物质平衡方程,并结合实际生产过程中产气量和产水量

探讨开发过程中地层压力的动态变化,进而运用孔隙度-渗透率动态预测模型就能够反演出渗透率动态变化与煤层气井开发实际的相互关系^[12]。

在煤储层排水采气过程中,基质的有效应力会增大,孔隙度减小;与此同时,煤层气从基质表面解

吸,基质发生收缩,孔隙度增大。孔隙裂隙的变化取决于这2种作用的差值^[13-15]。

2.1 孔隙度及渗透率变化

2.1.1 解吸引起的裂缝孔隙度增量

由吸附引起的体积膨胀可用类似于兰氏方程的式子表征,假设基质的膨胀和气体吸附量成正比关系,当储层压力由储层原始压力 p_i 降至储层当前压力 p 时,解吸引起的孔隙裂隙的体积应变 ε 为^[9]

$$\varepsilon = \varepsilon_{\max} \left(\frac{p_i}{p_i + P_L} - \frac{p}{p + P_L} \right) \quad (1)$$

式中: ε_{\max} 为兰氏最大体积应变; P_L 为兰氏压力,MPa。

2.1.2 降压引起的裂缝孔隙度减小量

一般情况下,降压引起的裂缝孔隙度减小值 φ 可用下式表征:

$$\varphi = \varphi_i C_f (p_i - p) \quad (2)$$

式中: C_f 为孔隙裂隙压缩率,MPa⁻¹; φ_i 为原始裂缝孔隙度,%。

2.1.3 双重作用下的裂缝孔隙度

储层裂缝孔隙度 φ_f 为

$$\varphi_f = \varphi_i - \varphi_i C_f (p_i - p) + \varepsilon_{\max} \left(\frac{p_i}{p_i + P_L} - \frac{p}{p + P_L} \right) \quad (3)$$

可见,基质收缩和有效应力综合作用下的孔隙度主要受到煤岩自身性质的制约,即煤岩孔隙度的变化量取决于兰氏最大体积应变和孔隙裂隙压缩率。这2个参数也是决定渗透率动态变化的关键参数。

2.1.4 双重作用下的裂缝渗透率

采用火柴棍模型^[12],可以得到开发过程中渗透率 k 动态变化

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varphi_f}{\varphi_i} \right)^3 \quad (4)$$

式中: k_0 为原始渗透率,10⁻³ μm²。

2.2 物质平衡原理及其求解

2.2.1 气相物质平衡方程

煤层的裂缝系统中游离气的原始地质储量为:

$$G_1 = 0.01Ah\varphi_i(1 - S_w) \frac{1}{B_i} \quad (5)$$

式中: A 为煤层气供给面积,km²; h 为煤层厚度,m; S_w 为裂隙原始含水饱和度,%; B_i 为原始压力 p_i 时煤层气体积系数,常数。

$$B_i = \frac{p_s Z_i T}{p_i Z_s T_s} \quad (6)$$

式中: p_s 为标况下压力,MPa; Z_i 为原始气体偏差因子; T 为储层温度,K; Z_s 为标况下气体偏差因子; T_s 为标况下储层温度,K。

当前储层平均压力下,滞留在煤岩裂缝系统中的游离气体量 G_2 为

$$G_2 = 0.01Ah\varphi_f(1 - \bar{S}_w) \frac{1}{B_g} \quad (7)$$

式中: B_g 为压力为 p 时煤层气体积系数,常数; \bar{S}_w 为平均裂隙原始含水饱和度,%。

$$B_g = \frac{p_s Z T}{p Z_s T_s} \quad (8)$$

其中, Z 为气体偏差因子。在煤层气开采过程中,煤基质内部的气体不断解吸,通过扩散和窜流进入裂缝系统。这部分从基质系统进入到裂缝系统的气体可以看作连续性方程中的源项,用 G_m 表示。任意时间间隔 t 内,煤层气扩散量的地面体积 $G_m = 0.01Ahq_{\text{mdes}}t$ ^[16]。其中, q_{mdes} 为基质向裂缝扩散量,m³/(m³·d)。

由上述可得任意时刻的储层累积产气量的地面体积 G_p =裂缝中游离气原始地质储量+基质内气体扩散进入裂缝系统的气体量-裂缝中游离气剩余地质储量(均换算为地面体积),即:

$$G_p = 0.01Ah\varphi_i(1 - S_w)/B_i + G_m - 0.01Ah\varphi_f(1 - \bar{S}_w)/B_g \quad (9)$$

2.2.2 水相物质平衡方程

储层压力为 p 时裂缝中所含水的地下体积=原始储层压力 p_i 时裂缝中所含水的地下体积+水的弹性膨胀增加的水体积-累计采水的地下体积(均换算为地下体积),即:

$$0.01Ah\varphi_i \bar{S}_w = 0.01Ah\varphi_f S_w + 0.01Ah\varphi_i S_w C_w (p_i - p) - W_p B_w \quad (10)$$

式中: C_w 为水的压缩系数,MPa⁻¹; W_p 为累计产水量的地面体积,10⁸ m³。

式(10)变形可得:

$$\bar{S}_w = \frac{0.01Ah\varphi_f S_w + 0.01Ah\varphi_i S_w C_w (p_i - p) - W_p B_w}{0.01Ah\varphi_i} \quad (11)$$

将式(3)代入式(11)可得

$$\bar{S}_w = \frac{S_w [1 + C_w(p_i - p)] - \frac{W_p B_w}{0.01Ah\varphi_i}}{1 - C_f(p_i - p) + \frac{\varepsilon_{\max}}{\varphi_i} \left(\frac{p_i}{p_i + P_L} - \frac{p}{p + P_L} \right)} \quad (12)$$

联立式(9)和式(12)得到储层压力与气水产出的关系:

$$G_p + \frac{W_p B_w}{B_g} - G_m - G_l = \frac{0.01Ah\varphi_i S_w [1 + C_w(p_i - p)] W_p B_w}{B_g} - \frac{0.01Ah\varphi_f}{B_g} \quad (13)$$

可见,式(13)是一个仅含有储层压力的关系式,通过实际煤层气井气水累计产出体积,代入式(13)就可以得出相应的储层压力 p ,再将储层压力代入式(4)即可求出对应储层压力下的煤储层渗透率。式(13)是一个关于储层压力的一元高次方程,可通过计算机编程实现模型的求解。

3 樊庄区块不同产能类型井的渗透率伤害率变化特征

基于樊庄区块 131 口煤层气井排采数据,以

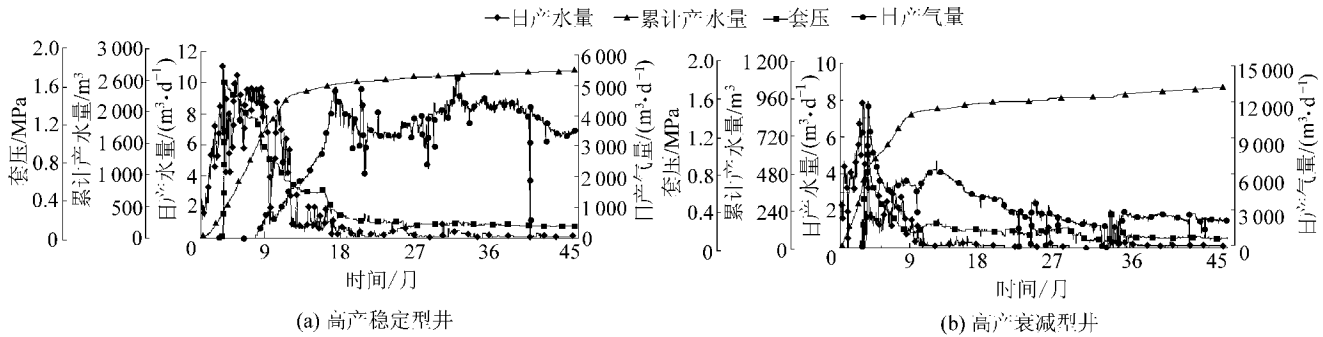


图1 高产稳定型井、高产衰减型井排采曲线

Fig. 1 Production graph of high-yield stable wells and high-yield attenuation wells

快速降低伴随着日产气量的急剧升高,随后渗透率变化减缓,日产气量也趋于稳定,排采阶段后期基质收缩效应占据主导,因此从3.5年开始,渗透率略有反弹趋势。高产衰减型井前期渗透率伤害率变化较缓,在1年之后的渗透率骤降,导致了日产气量的迅速降低,产能开始衰减,随后渗透率均匀下降,在2.5年后基质收缩效应便占据主导,渗透率开始反弹(图2)。

樊庄区块中产井可以分为4种类型:中产稳定型、中产上升型、中产波动型和中产衰减型。中产稳

0.5年为单元时间间隔,计算0~0.5年、0.5~1年、1~1.5年、1.5~2年、2~2.5年、2.5~3年、3~3.5年和3.5~4年内不同产能类型井的渗透率变化率,选取特征井作为代表,探讨不同排采动态渗透率与产能的耦合关系,揭示煤储层渗透率的阶段变化规律。

依据煤层气产能分级方案^[17],将稳产阶段日产气量大于3 000 m³/d的井视为高产气井,日产气量在1 000~3 000 m³/d为中产气井,低于1 000 m³/d为低产气井。

樊庄区块高产井可以分为2种类型:高产稳定型和高产衰减型。高产稳定型(图1a),排采半年开始见气,日产气量在一年内迅速攀升至近5 000 m³/d,随后稳定在3 000 m³/d以上。高产衰减型(图1b)见气时间快,排采3个月开始见气,并在一个月内在达到近12 000 m³/d,随后开始衰减,4年后降至3 000 m³/d以下。

将渗透率的变化量与初始渗透率的比值定义为渗透率伤害率,对比不同动态渗透率伤害率的变化情况,高产稳定型井在0~0.5年和0.5~1.0年内渗透率伤害较高,应力作用占主导,渗透率的

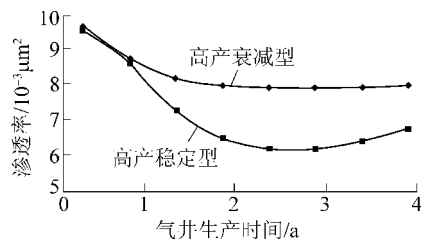


图2 高产井动态渗透率

Fig. 2 Stage permeability of high-yield wells

定型(图3a)井排采半年开始见气,日产气量在一年

内迅速攀升至近 3 000 m³, 随后有所衰减, 并稳定在 1 000 m³ 以上。中产上升型井见气后日产气量随时间变化缓慢增加, 排采 3 年后可达近 4 000 m³, 随后上升趋势减缓并趋于稳定(图 3b)。中产波动型(图 3c)井初见气时间长, 3 年内产水量均

较高, 导致气井几乎不产气, 3 年后产气剧烈波动, 最高日产气量可达 4 000 m³, 最低接近 0。中产衰减型井 1 年后初见气, 并在 3 个月内快速上升至 4 000 m³, 随后进入均匀下降阶段, 4 年后降至 800 m³ 以下(图 3d)。

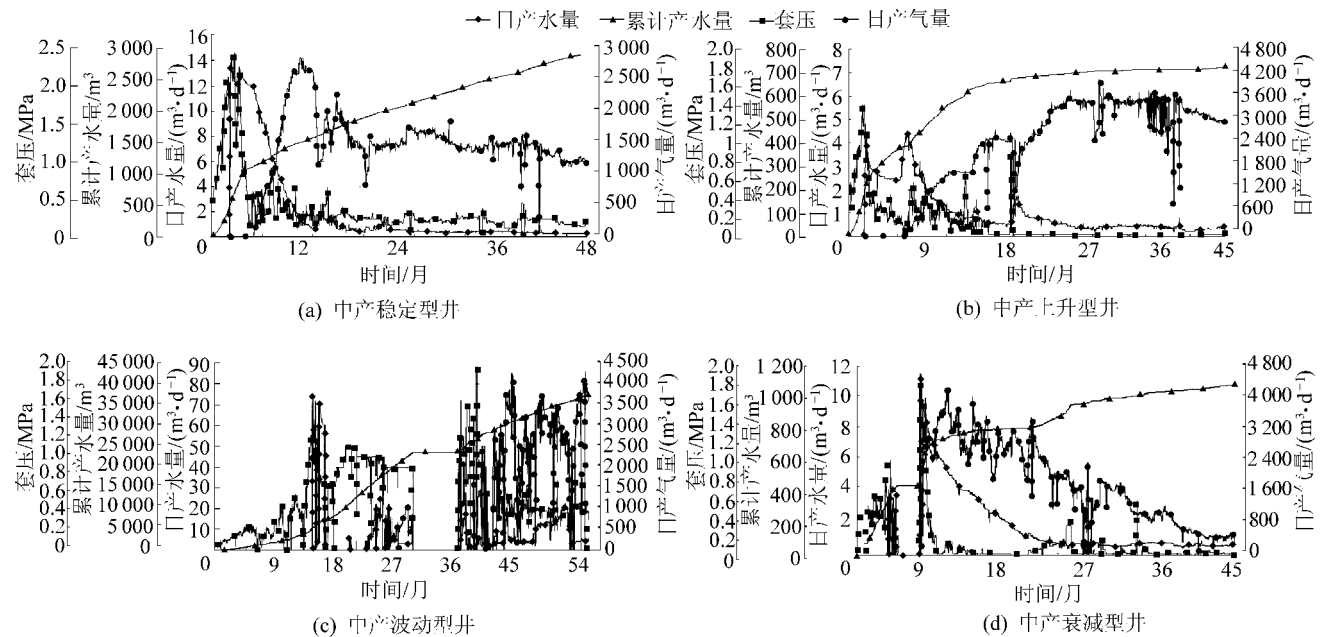


图 3 中产稳定型、中产上升型、中产波动型、中产衰减型井排采曲线

Fig. 3 Production graph of mid-yield stable wells, mid-yield rising wells, mid-yield fluctuant wells, mid-yield attenuation wells

中产稳定型井排采初期日产气量的急剧上升导致了应力作用影响下渗透率的骤降, 随后渗透率不断下降至不变, 渗透率并未出现反弹。中产上升井整体上渗透率变化幅度不大, 煤层气稳定缓慢的解吸并未使煤的基质和裂隙发生较大变化, 渗透率长期处在稳定下降水平。中产波动型井渗透率的变化同样呈现摆动不定的情况, 各个时间段渗透率的伤害率变化不一, 总体上呈现快速降低和缓慢降低两者交替出现的形态。中产衰减型井渗透率变化可以分为 2 个阶段, 1.5 年之前的快速下降阶段和 1.5 年之后的缓慢下降阶段, 初产气时储层的应力敏感和应力效应使得渗透率快速下降, 随后进入的缓慢衰减阶段对应渗透率的缓慢下降, 并且在 3.5 年之后渗透率基本不变。整体上, 所列举的中产井由于总产气量不高, 后期基质收缩效应影响较小, 导致渗透率并未出现反弹, 但中产上升井前期渗透率伤害较小, 如后期能始终保持较高产气量, 渗透率出现反弹可能性较大(图 4)。

樊庄区块低产井可以分为 3 种类型: 低产上升

型、低产波动型和低产衰减型。低产上升型(图 5a)井见气快, 日产气量不高, 最高值接近 1 000 m³/d, 产气量从 1 年之后开始缓慢攀升, 3.5 年之后趋于稳定, 不足 800 m³/d。低产波动型(图 5b)井 1 年之后开始见气, 并经历 2 个产气高峰, 峰值日产气量均超过 1 500 m³/d, 随后降低, 呈不断波动状态, 4 年后日产气量近 800 m³/d。低产衰减型(图 5c)井 0.5 年之后开始见气, 日产气量不稳定且整体呈下降趋势, 4 年后日产气量已经不足 150 m³。

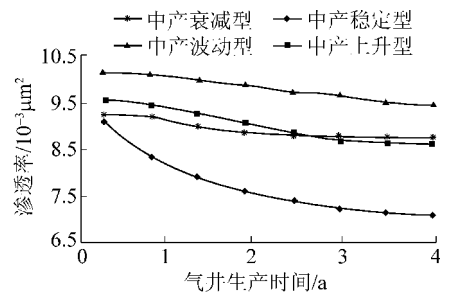


图 4 中产井动态渗透率

Fig. 4 Stage permeability of mid-yield wells

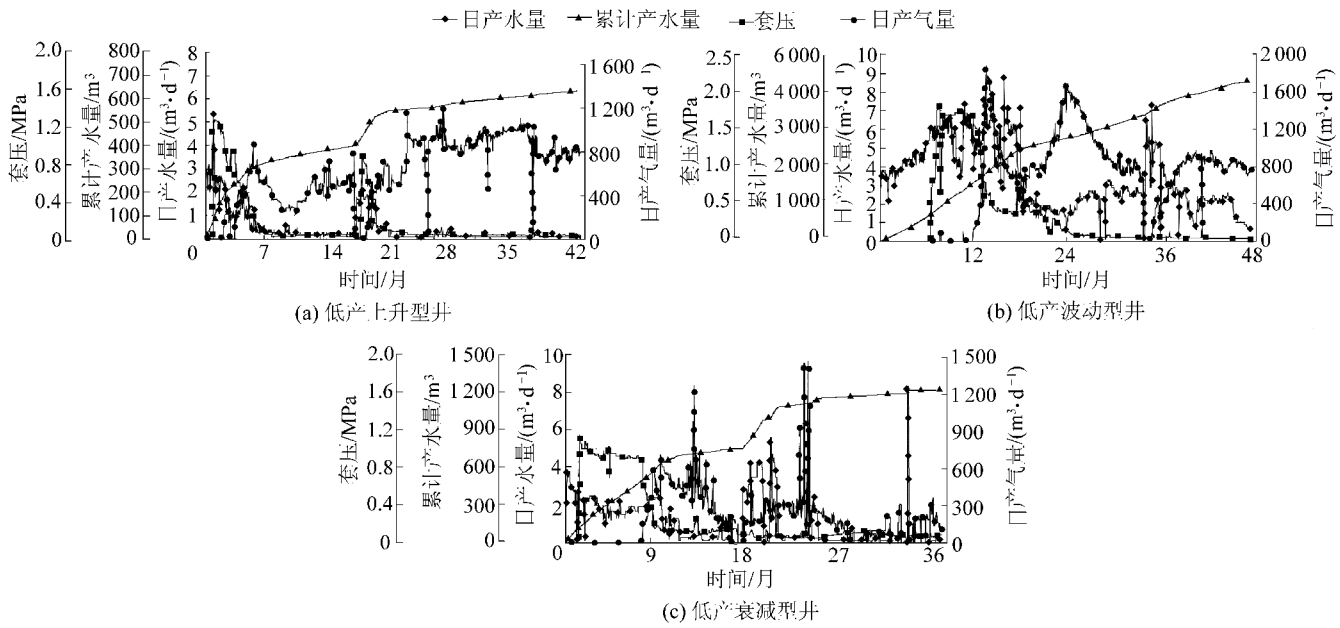


图5 低产上升型、低产波动型、低产衰减型井排采曲线

Fig. 5 Production graph of low-yield rising wells, low-yield fluctuant wells, low-yield attenuation wells

从渗透率变化曲线可知(图6),低产上升井渗透率伤害率较大,可能是由于不合理的排采制度造成,尽管后期采取储层改造初始使得产能略有上升,但上升幅度不大。

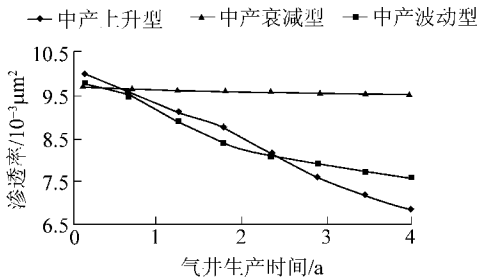


图6 低产井动态渗透率

Fig. 6 Stage permeability of low-yield wells

低产波动井前期渗透率降低较快,从产能曲线上可知,快速排采出现了2个异常的产气高峰,但同时也造成储层发生严重的应力敏感效应,渗透率迅速下降,2.5年之后产气趋于稳定,渗透率变化均匀减缓。低产衰减井渗透率整体变化不大,由于储层原始渗透率较低,导致气井产量不高,渗透率的变化也同样不大,在排采时间段内基本处于低渗状态。

综上所述,煤层气排采过程中,采取缓慢、连续排采可以有效控制煤储层应力敏感性伤害,进而实现气井稳产、高产,煤储层基质收缩效应逐渐占优势,后期渗透率可能出现改善现象,最终实现煤层气井储层渗透性和产气能力的协同良性发展。

4 樊庄区块不同井区渗透率变化模式

合理的排采措施有利于煤储层渗透率后期出现反弹现象,同时煤储层自身特性也决定了煤储层初期受应力敏感伤害和后期基质收缩效应的程度,主要体现在储层压力、含气量和原始渗透率的大小。

樊庄地区根据不同生产井区位置分布,将煤层气井分为固系列井区、华溪系列井区、华尧系列井区、华固系列井区、蒲系列井区、华蒲系列井区(图7)。

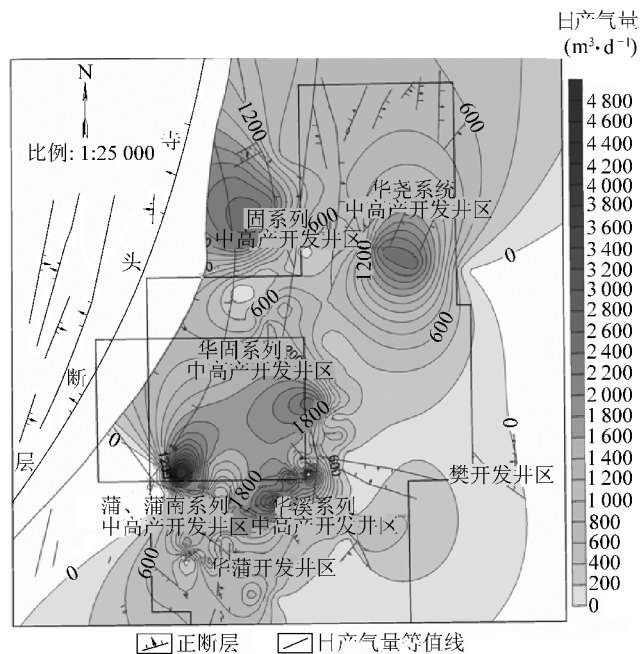


图7 樊庄地区不同井区位置分布

Fig. 7 Distribution of different well positions in Fanzhuang region

依据煤储层压力、含气量、原始渗透率参数将樊庄区块整合成三大分区,分区一包含固、华固、华尧系列井井区,储层压力大、含气量相对较低,原始渗透率较高;分区二包含蒲、蒲南系列井井区,储层压力适中、含气量较高,原始渗透率中等;分区三包含华蒲、华溪系列井井区,储层压力低、含气量较高,原始渗透率较低。选取3个不同分区典型产能井,以压裂后的渗透率为基础,排采井的日产气量与日产水量作为参数,结合前文的公式推导作为理论依据,反演煤储层不同阶段的气相渗透率特征,探讨不同参数配置条件下煤储层动态渗透率的变化特征。

分区一以G1井为例(图8a),为了使高储层压力降至气体解吸压力,快速排采促使气井见气时间较早,产气量迅速上升,日产气量最高可超过5000 m³/d,但由于煤层总含气量较低,2年后产能开始下降。

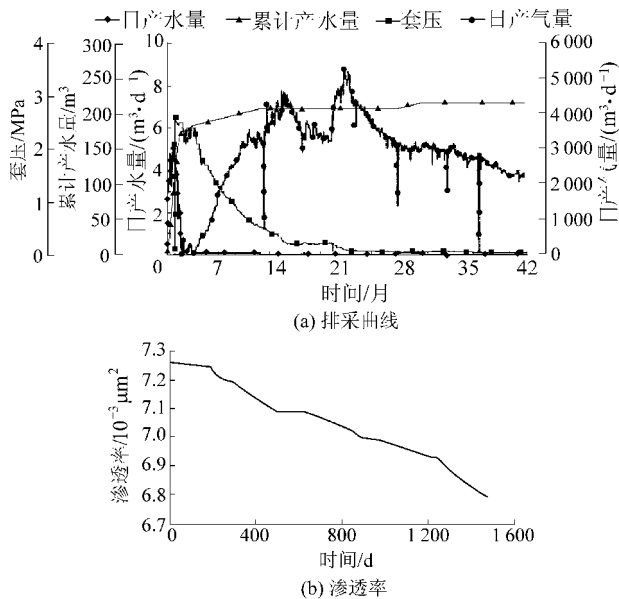


图8 G1井排采曲线与渗透率变化

Fig. 8 Production graph and permeability of G1 well

对比同阶段的渗透率变化,前期由于快速排采导致严重应力敏感伤害,虽然储层原始渗透率较高,抑制了部分储层伤害,以至于前200天储层渗透率下降幅度不大,但之后渗透率快速下降。排采后期由于含气量不足,基质收缩效应不足以克制前期渗透率伤害,渗透率继续下降(图8b),未能出现反弹现象。

蒲-蒲南系列井具有高含气量和适中的储层压力,前期由于产水量较大,渗透率下降较快。采取缓

慢、连续排采方式,见气后,产气量稳定上升,并一直保持在日产气量3000 m³/d以上(图9a)。高含气量保证气源供给充足,后期稳定高产,排采3年后基质收缩效应开始占主导,渗透率有缓慢上升趋势(图9b)。

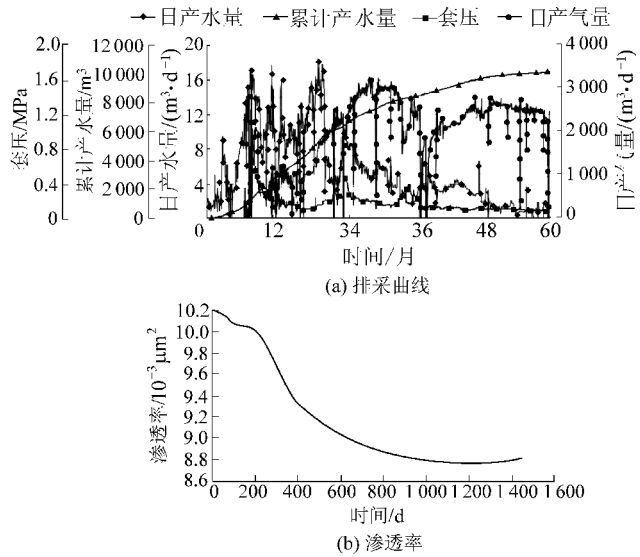


图9 P2井排采曲线和渗透率变化

Fig. 9 Production graph and permeability changes of P2 well

华蒲华溪系列井储层物性差,渗透率低,应力敏感伤害较大,伴随着渗透率迅速下降,气井产气量也逐渐下降(图10a)。但该区储层含气量高,经过储层改造后,日产气量迅速攀升并稳产至3000 m³/d以上,且基质收缩作用占主导地位,渗透率也开始反弹(图10b)。

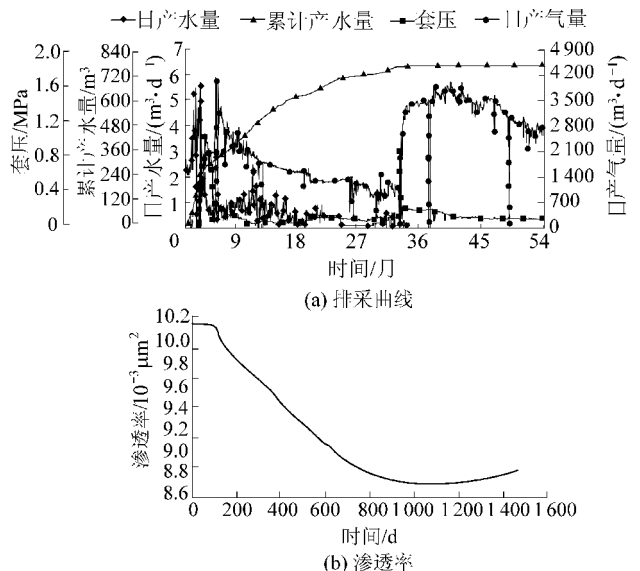


图10 HX3井排采曲线与渗透率变化

Fig. 10 Production graph and permeability changes of HX3 well

5 结 论

1) 对应于煤层气井排水阶段、不稳定产气阶段、稳定产气阶段和衰减阶段,煤储层渗透率也发生相应的变化,缓慢连续排采措施有利于有效减缓煤储层应力敏感伤害,实现煤层气井储层渗透性和产气能力的协同良性发展,最终实现煤层气井高产稳产。

2) 煤储层动态渗透率伤害程度与产能变化关系密切,不稳定产气阶段的高产气量一般会导致渗透率下降幅度较大,而稳产阶段的高产气量往往会大幅提高基质收缩效益强度,改善煤储层渗透性。因此,高产井渗透率减小较慢,后期出现渗透率恢复,中低产井渗透率随时间变化快速下降,低产井下降低速度一般快于中产井。

3) 除了排采措施会导致渗透率发生变化以外,煤储层压力、含气量和原始渗透率这些煤储层自身特征参数也决定了渗透率变化程度。原始渗透率较高的储层会抑制应力敏感渗透率伤害率;高储层压力煤储层将有更大的降压幅度,一方面可以增大压力传播范围,另一方面也给储层带来了较强的应力敏感伤害;高含气量保障充足的气体供给,基质收缩效应作用强度增大,实现渗透率后期改善。

参考文献(References):

[1] 倪小明,朱阳稳,王延斌,等.不同煤储层渗透率下煤层气直井极限产气量的确定[J].煤炭科学技术,2015,43(2):72-75.
Ni Xiaoming, Zhu Yangwen, Wang Yanbin, *et al.* Determination on limit production value of coalbed methane vertical well under different coal reservoir permeability[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 72-75.

[2] Pang Y, Wang G, Ding Z. Mechanical model of water inrush from coal seam floor based on triaxial seepage experiments[J]. International Journal of Coal Science & Technology, 2014, 1(4): 428-433.

[3] 吕玉民,柳迎红,汤达祯,等.欠饱和煤储层渗透率动态变化模型及实例分析[J].现代地质,2016,30(4):914-921.
Lyu Yumin, Liu Yinghong, Tang Dazhen, *et al.* Permeability variation models and case studies for undersaturated coalbed methane reservoir[J]. Geoscience, 2016, 30(4): 914-921.

[4] Gray. Reservoir engineering in coal seams[J]. SPE Reservoir Engineer, 1987, 2(1): 28-34.

[5] Levine J R. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coalbed reservoirs[J]. Geological Society London Special Publications, 1996, 109(1): 197-212.

[6] Xue D, Zhou H, Chen C, *et al.* A combined method for evaluation and prediction on permeability in coal seams during enhanced methane recovery by pressure-relieved method[J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 73(10): 5963-5974.

[7] Enever JRE, Henning A. The relationship between permeability and effective stress for Australian coal and its implications with respect to coalbed methane exploration and reservoir modeling [C]// Proceedings of the 1997 International Coalbed Methane Symposium, 1997.

[8] Mckee CR, Bumb AC, Koenig RA. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(1): 81-91.

[9] 汤达祯,刘大猛,唐书恒,等.煤层气开发过程储层动态地质效应[M].北京:科学出版社,2014.

[10] Tao S, Wang Y, Tang D, *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, 84(1): 16-22.

[11] Pan Z J, Connell L D. Modeling permeability for coal reservoirs: A review of analytical models and testing data [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 92: 1-44.

[12] 薄冬梅,赵永军,姜林,等.煤层气储层渗透性研究进展[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(6):31-34.
Bo Dongmei, Zhao Yongjun, Jiang Lin, *et al.* Progress of The research on coalbed gas reservoir permeability[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(6): 31-34.

[13] 陈振宏,王一兵,杨焦生,等.影响煤层气井产量的关键因素分析:以沁水盆地南部范庄区块为例[J].石油学报,2009,30(3):409-416.
Chen Zhenhong, Wang Yibing, Yang Jiaosheng, *et al.* Influencing factors on coalbed 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.

[14] 隆清明,赵旭生,孙东玲,等.吸附作用对煤的渗透率影响规律实验研究[J].煤炭学报,2008,33(9):1030-1034.
Long Qingming, Zhao Xusheng, Sun Dongling, *et al.* Experimental study on coal permeability by adsorption[J]. Journal of China Coal Society, 2008, 33(9): 1030-1034.

[15] 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):271-276.
Shao Xianjie, Wang Caifeng, Tang Dazhen, *et al.* Productivity mode and control factors of coalbed methane wells: a case from Hancheng region [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(2): 271-276.

[16] 王晓东.渗流力学基础[M].北京:石油工业出版社,2006.

[17] 张培河.煤层气井产能分级方案研究[J].中国煤层气,2007,4(1):28-30.
Zhang Peihe. Study on CBM well capacity grading scheme [J]. China Coalbed Methane, 2007, 4(1): 28-30.