

文章编号: 1001-1986(2019)05-0118-09

沁水盆地柿庄南区块煤层气井储层压降类型及排采控制分析

伊永祥^{1,2,3}, 唐书恒^{1,2,3}, 张松航^{1,2,3}, 闫欣璐^{1,2,3}, 王凯峰^{1,2,3}, 党枫^{1,2,3}

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 非常规天然气地质评价与开发工程北京市重点实验室, 北京 100083; 3. 资源环境与灾害监测山西省重点实验室, 山西 晋中 030600)

摘要: 为了充分认识柿庄南区块煤层气井储层压力变化特征及其对煤层气井产量的影响, 基于对柿庄南区块储层地质参数的分析及实际生产数据的剖析, 对不同类型生产井的储层压降类型进行分析归类, 并结合排采异常井对气井低产原因、排采控制方法及储层敏感效应进行具体分析。结果表明: 柿庄南区块煤层气井储层压降可分为快速下降型、中期稳定型及缓慢下降型 3 种类型, 其中快速下降型井更有利于煤层气高产稳产, 但若降压速率超过快速下降型井的最大降压速率反而会使储层受到压敏、速敏效应, 降低储层渗透率, 同时导致压降漏斗扩展受限, 最终抑制煤层气井达到高产稳产。



关键词: 沁水盆地; 柿庄南区块; 煤层气; 储层压力; 排采控制; 储层伤害

中图分类号: P618 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1986.2019.05.016

Analysis on the type of reservoir pressure drop and drainage control of coalbed methane well in the southern block of Shizhuang

YI Yongxiang^{1,2,3}, TANG Shuheng^{1,2,3}, ZHANG Songhang^{1,2,3}, YAN Xinlu^{1,2,3}, WANG Kaifeng^{1,2,3}, DANG Feng^{1,2,3}

(1. School of Energy and Resources, China University of Geoscience, Beijing 100083, China; 2. Beijing Key Laboratory of Unconventional Natural Gas Geological Evaluation and Development Engineering, Beijing 100083, China; 3. Shanxi Key Laboratory of Resources, Environment and Disaster Monitoring, Jinzhong 030600, China)

Abstract: In order to fully understand the reservoir pressure variation characteristics of coalbed methane wells in the southern block of Shizhuang and based on the analysis of reservoir geological parameters and the analysis of actual production data, the reservoir pressures of different types of production wells are analyzed. The specific analysis of the drainage control and reservoir sensitivity effects is also carried out based on the abnormal wells. The results showed that the reservoir lamination of coalbed methane wells in the southern block of Shizhuang can be divided into three types, namely type of rapid pressure drop, type of medium-term stability and type of slow pressure drop. Among them, most high gas production wells are of the type of rapid pressure drop, but too fast drainage and depressurization speed will cause reservoirs to be subjected to various sensitive effects, reduce reservoir permeability, and various factors lead to limited expansion of pressure drop funnels. Finally, the coalbed methane well is inhibited from reaching high yield.

Keywords: Qinshui basin; southern block of Shizhuang; coalbed methane; reservoir pressure; drainage control; reservoir damage

收稿日期: 2019-01-11

基金项目: 国家自然科学基金项目(41772159, 41872178); 国家科技重大专项课题(2017ZX05064-003)

Foundation item: National Natural Science Foundation of China(41772159, 41872178); National Science and Technology Major Project(2017ZX05064-003)

第一作者简介: 伊永祥, 1993 年生, 男, 内蒙古呼和浩特人, 硕士研究生, 研究方向为非常规地质理论与评价。E-mail: yiyongxiangyx@163.com

通信作者: 唐书恒, 1965 年生, 男, 河北正定人, 教授, 博士生导师, 从事能源地质研究工作。E-mail: tangsh@cugb.edu.cn

引用格式: 伊永祥, 唐书恒, 张松航, 等. 沁水盆地柿庄南区块煤层气井储层压降类型及排采控制分析[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(5): 118-126.

YI Yongxiang, TANG Shuheng, ZHANG Songhang, et al. Analysis on the type of reservoir pressure drop and drainage control of coalbed methane well in the southern block of Shizhuang[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(5): 118-126.

随着近年来煤层气产业的快速发展,沁水盆地已成为我国煤层气的主力产区,但是,当前沁水盆地南部柿庄南区块煤层气井总体产量仍较低,具体表现为低产井比例高、生产井产量差异大、产能增长缓慢、高产稳产时间短等问题。煤层气井主要通过排水降压的方式进行生产采气,因此,在开发过程中储层能否充分降压是煤层气井高产稳产的关键。随着研究方法的不断深入,储层压力的计算结果也更接近储层实际。胡素明等^[1]结合储层孔隙尺度划分,提出了基于储层自调节效应的物质平衡改进方法。张先敏等^[2]建立了考虑吸附滞后效应的欠饱和低阶煤层气物质平衡方程。闫欣璐等^[3]基于物质平衡方程,建立了考虑储层自调节效应和等效排采半径动态变化的储层动态压力计算模型。陈亚西等^[4]将孔隙度变化模型代入经典物质平衡方程,利用 Matlab 软件求得开发过程中储层压力动态变化。另外,排采制度作为煤层气井生产的重要环节,如果排采制度不合理将引起一系列的储层敏感效应,进而直接影响煤层气井产量。饶孟余等^[5]认为排采强度过大及井底流压降低过快是影响我国煤层气井产量的主要工程因素。刘世奇等^[6]探讨了各排采控制阶段流体流动形态与煤储层伤害机制,提出了排采液面和套压协同控制的排采控制方法。陶树等^[7]基于气井的产气产水特征分析认为煤层埋深、地下水动力条件、含气量以及气井所处的构造部位是影响沁南煤层气井产能的主控地质因素。孙粉锦等^[8]采用层次分析、构造解析及盆地分析等方法分析认为,构造调整、水动力分区及顶底板岩性等控制着煤层气的富集。贾宗文等^[9]基于钻完井资料分析,认为钻井工程中钻井液污染、固井质量差、井径扩大率超标等是影响该区产能的主要工程因素。胡秋嘉等^[10]通过分析压裂及裂缝监测数据,探讨了人工裂缝与煤体结构、地应力和力学性质的关系及其对产能的影响。

影响煤层气井产量的因素主要包括地质因素、工程因素及排采因素三方面,而排采作为生产过程中的重要环节,不仅影响产气量,而且控制着储层压力的变化。本文主要基于沁水盆地柿庄南区块储层参数及实际排采资料,利用考虑煤层自调节效应和等效排采半径动态变化的储层动态压力计算公式,研究了该区块排采过程中的储层压降特征及其对产能的影响,并结合排采异常井对其低产原因及储层伤害机理做出解释,为进一步认识煤层气开发过程中储层压力变化及排采控制优化提供参考。

1 地质概况

柿庄南区块位于沁水盆地东南部,总面积为 388 km²,隶属于晋城市管辖^[11],其西北部以寺头断

裂为界。区内煤层为近南北向、向西倾斜的单斜构造,断层主要发育在研究区的北部,南部断层不发育(图 1)。区内 3 号煤层为煤层气开发的主力层位,煤层埋深为 71.4~1 074.7 m,平均 626.6 m,总体趋势为由南向北、由东向西煤层埋深逐渐增加。煤层厚度为 4.45~8.75 m,平均 6.35 m,煤层含气量为 3.11~21.51 m³/t,平均 12.02 m³/t^[12](图 2)。

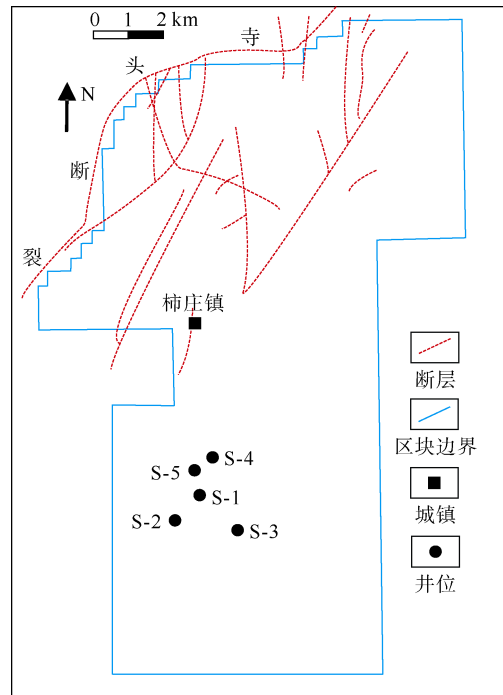


图 1 沁水盆地柿庄南区块构造纲要图

Fig. 1 Tectonic outline of the southern Shizhuang block

2 研究方法

基于柿庄南区块实际地质参数,结合前人的研究方法,计算研究区内煤层气井的储层动态压力及排采半径,从而对研究区生产井的储层压降类型进行分类研究。储层动态压力的计算是建立在物质平衡方程的基础上,方程如下:

$$G_p + \frac{W_p B_w}{B_g} = 0.01 \rho A h V_L \frac{p_i p_L - p_L p}{(p_i + p_L)(p_L + p)} + \frac{0.01 A h \varphi_{fi} (1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{0.01 A \varphi_f}{B_g} + \frac{0.01 A h \varphi_{fi} S_{wi} [1 + C_w (p_i - p)]}{B_g} \quad (1)$$

式中 G_p 为生产井累计产气量, m³; W_p 为生产井累计产水量, m³; B_w 为地层水体积系数, m³/m³; B_{gi} 为原始储层压力下的气体体积系数, m³/m³; B_g 为气体体积系数, m³/m³; p_i 为原始储层压力, MPa; p 为储层动态压力, MPa; p_L 为 Langmuir 压力, MPa; V_L 为 Langmuir 体积, m³/t; φ_{fi} 为原始储层压力下的

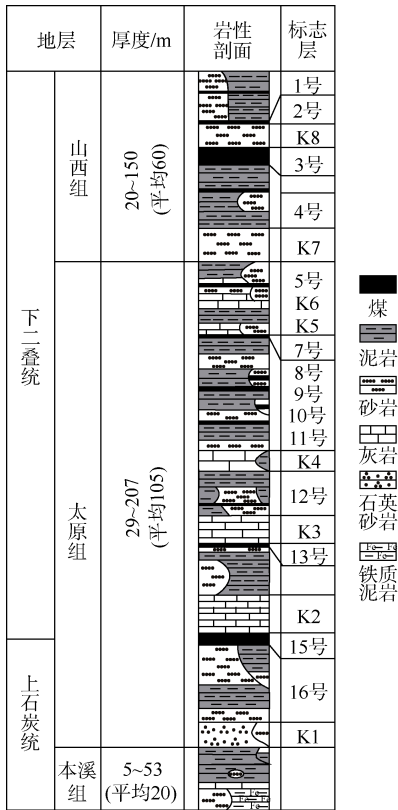


图 2 沁水盆地含煤地层柱状图^[13]

Fig.2 Stratigraphic column of the coal-bearing strata in Qinshui basin

储层孔隙率； φ_f 为储层孔隙率； A 为排采面积， m^2 ； h 为煤层厚度， m ； S_{wi} 为初始裂缝束缚水饱和度； C_w 为地层水压缩系数， MPa^{-1} ； ρ 为煤密度， g/cm^3 。

由于煤层气从基质表面解吸并产出的过程中，煤层孔隙率也随之不断变化，利用胡素明等^[1]提出的裂隙孔隙率变化模型：

$$\varphi_f = \varphi_{fi} - \varphi_{fi} C_f (p_i - p) + \frac{\varepsilon_{max} p_i}{p_i + p_L} - \frac{\varepsilon_{max} p}{p + p_L} \quad (2)$$

式中 ε_{max} 为无量纲最大体积应变； C_f 为割理压缩系数， MPa^{-1} 。

结合陈亚西等^[4]求解储层动态压力的方法，及陶树等^[14]提出的等效排水面积方程，即式(3)，提出新的储层动态压力计算模型。

排采面积(A)计算公式如下：

$$A = \frac{Q_w}{ah\varphi_{fi}} \quad (3)$$

表 2 沁水盆地柿庄区块典型井 3 号煤储层基础参数及排采参数

Table 2 Basic reservoir parameters and drainage parameters of No.3 seam in the typical wells of Shizhuang block in Qinshui basin

井号	煤层埋深/m	煤层厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	原始储层压力/MPa	平均产气量/ $(m^3 \cdot d^{-1})$	平均产水量/ $(m^3 \cdot d^{-1})$
S-1	721.5	6.3	0.18	4.37	2 493.09	1.45
S-2	735.8	6.5	0.13	3.34	717.52	1.34
S-3	714.0	6.5	0.15	4.20	306.86	2.11
S-4	713.3	6.1	0.22	4.14	1 094.00	0.31
S-5	717.2	6.3	0.26	4.06	536.00	0.28

式中 A 表示等效排水面积， m^2 ； Q_w 为气井累计产水量， m^3 ； α 表示水的回收程度，通常取 0.6。

等效排采半径 r 可以表征井筒周围储层的压降面积，气体解吸量与等效排采半径密切相关，其计算公式如下：

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (4)$$

将式(2)、式(3)代入式(1)，已知累计产气量、累计产水量数据就可化简为含有储层动态压力 p 的方程，该公式为一元多次方程，较为复杂，因此利用数学建模软件 Matlab 进行求解。

3 储层压降类型分析

利用上述储层动态压力计算模型可以计算煤层气开发过程中煤层气井的储层压力动态变化值。对研究区内 800 余口井进行压力分析，根据压力下降幅度、压降速度及储层压力曲线的变化形态和特征，将研究区生产井压降类型分为 3 种，即快速下降型、中期稳定型和缓慢下降型，对各压降类型的压降幅度范围和压降速度范围进行初步划定(表 1)，并选取各压降类型中的典型井并进行具体分析(表 2)。5 口典型井都属同批次井，工程条件、生产时间相近；且均分布在柿庄区块南部断层不发育区域，未受含水层影响，地质条件相似，具有很好的代表意义。

表 1 压降类型划分依据

Table 1 Basis of pressure drop type division

压降类型	压降幅度/%	降压速度/ $(kPa \cdot (100 d)^{-1})$
快速下降型	>60~95	>110~200
中期稳定型	>30~60	>70~110
缓慢下降型	15~30	30~70

由于研究区只有部分参数井获得了原始储层压力数据，本次研究将煤层气井的初始井底流压看作近似原始储层压力。平均产气量为见气后的平均日产气量，平均产水量为整个排采过程中的平均日产水量(表 2)。生产时间为自排水降压的第 1 d 算起的总生产天数(表 3)。

表 3 典型井 3 号煤储层压力计算结果
Table 3 Reservoir pressure calculation results table of the target well

井号	生产时间/d	原始储层压力/MPa	当前储层压力/MPa	压降幅度/%	降压速度/(kPa·(100 d) ⁻¹)
S-1	1521	4.37	0.89	79.62	140.39
S-2	1553	3.34	1.74	47.90	95.03
S-3	1503	4.20	2.81	28.10	64.24
S-4	1825	4.14	1.20	75.92	155.32
S-5	1772	4.06	1.95	63.04	110.42

3.1 快速下降型

快速下降型井在生产过程中储层压力快速下降,如图 3 所示,S-1 井储层压降幅度为 79.62%,降压速度为 140.39 kPa/100 d。从生产资料上可知,此类井大部分属于高产井,日产气量大于 1 000 m³,平均日产水量较低,为 0.5~1.5 m³。此类井产水特征:初期产水量高,但到中期产水量迅速下降,此后基本不产水。从井底流压曲线(图 3)可以看出,前

期井底流压下降较快,当降低到 1 MPa 以下之后,日产气量保持稳定高产。此类井前期随着煤层气排采的进行,排采半径增长较快,但是后期煤层气井产水量快速下降,排采半径增长速度减缓。分析认为,此类井前期产水量高,之后快速下降,使排采半径能够快速达到井控边界;此后在井控范围内煤储层快速降压,气体大量解吸使生产井可以快速达到高产且后期稳产。

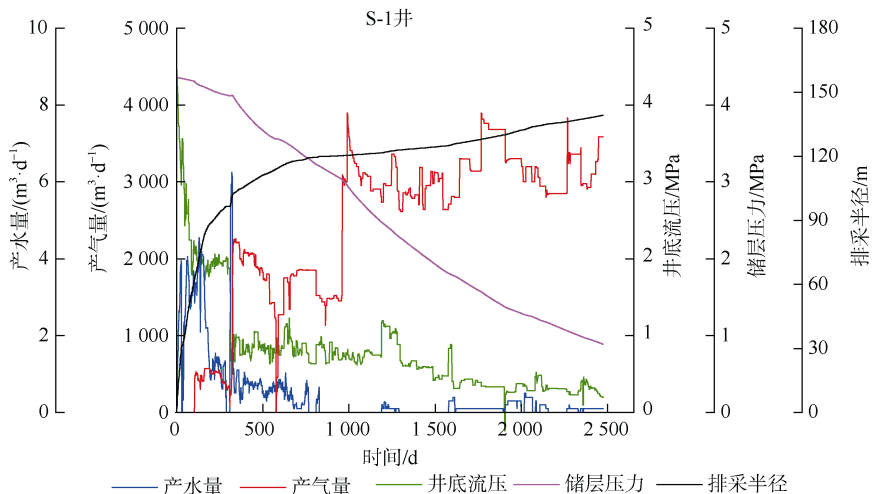


图 3 快速下降型典型井分析图

Fig.3 Typical well analysis of wells with rapid pressure drop

3.2 中期稳定型

中期稳定型井的储层压力在前期快速下降,下降到一定程度后中期保持稳定,后期继续快速下降,如图 4 所示。S-2 井储层压降幅度 47.90%,降压速度为 95.03 kPa/100 d。从生产资料可知这类井主要为中产井,日平均产气量为 500~1 000 m³,日产水量为 1~2 m³。此类井的产气特征:见气后产气量较低,前期—中期持续低产,当生产到 500~1 000 d 时,产气量上升并达到高产,并保持稳定生产。此类井产水特征:前期产水量较高,中期产水量下降,但仍大于 1 m³/d,后期基本不产水。井底流压在前期下降较快,但中期保持大于 1 MPa 的排采工作制度继续生产,后期井底流压下降到 1 MPa 以下,产气量达到高产。从等效排采半径曲线中可以看出,

前期排采半径增长较快,此后增速相对减慢,但仍以一定速度增长。分析其原因,由于前期排水降压作用,生产井附近的储层压力快速降低,但是在生产过程中排采面积不断扩大,储层外缘的压力向排采区域传播,同时由于该井产气量稳定低产,因此,反演得到储层平均压力在一定时间内保持稳定。后期产水量下降,排采半径达到井控边界,外侧储层压力补给能力降低,且产气量得到提升且持续高产,排采区域内储层压力快速下降。

3.3 缓慢下降型

在生产过程中缓慢下降型井储层压力呈缓慢下降趋势,如图 5 所示。S-3 井储层压降幅度为 28.10%,降压速度为 64.24 kPa/100 d。从生产资料可知,此类井属于低产井,日平均产气量小于 500 m³,日

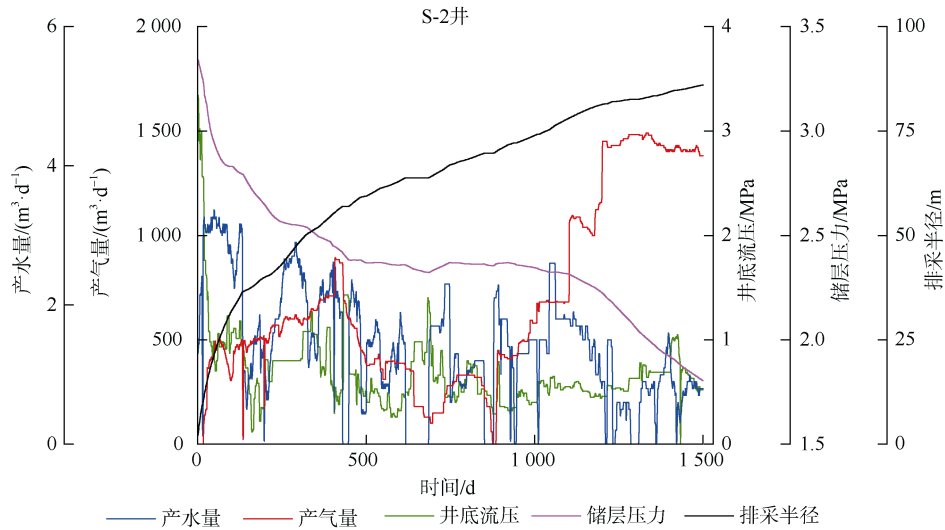


图 4 中期稳定型典型井分析图

Fig.4 Analysis of the typical wells with medium-term stability

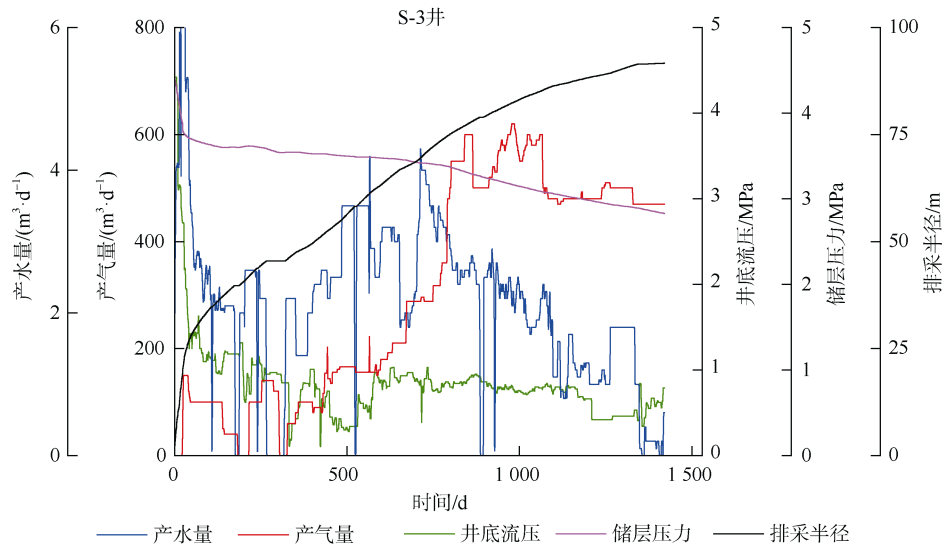


图 5 缓慢下降型典型井分析图

Fig.5 Analysis of the typical wells with slow pressure drop

平均日产水量较高，为 0.7~2 m³。此类井煤层气产量持续低，而日平均产水量较高，且存在多峰的特征。从井底流压曲线可以看出，此类井前期井底流压下降较快，但后期井底流压产生波动；从等效排采半径变化曲线可以看出，随着煤层气排采的进行，排采半径始终快速增长。生产过程中此类井产水量高，排采半径不断增加，外侧地层压力不断向排采区域传递，储层压力下降缓慢，最终导致煤储层产气量低。

3.4 压降类型分类意义

将研究区煤层气井压降类型进行分类，可以反映各压降类型井储层压力变化、排采半径变化、气水产出特征及不同压降类型井在全区的平面分布(图 6)。对各井压降变化情况与实际气水产出情况进行对比发现，沁水盆地柿庄南区块煤层气井储层

压力变化情况与产能有较好的对应关系，一般上产速度较快的高产井压降类型属于快速下降型，主要分布在研究区中西部及西南部，且分布面积较小；上产速度较慢的高产井和中产井压降类型属于中期稳定型，主要分布在研究区的中部，在北部和南部零散分布；低产井压降类型属于缓慢下降型，该类井在全区均有分布，所占比例最大。导致不同压降类型煤层气井产能差异的原因较复杂，包括地质、工程、排采因素及多重因素影响的叠加^[15]，本文主要从排采控制因素方面进行分析。

4 排采控制分析

4.1 排采制度对比

由于储层动态压力为快速下降型井大部分为区块中的高产井，日产气量高、稳产时间长，产能贡

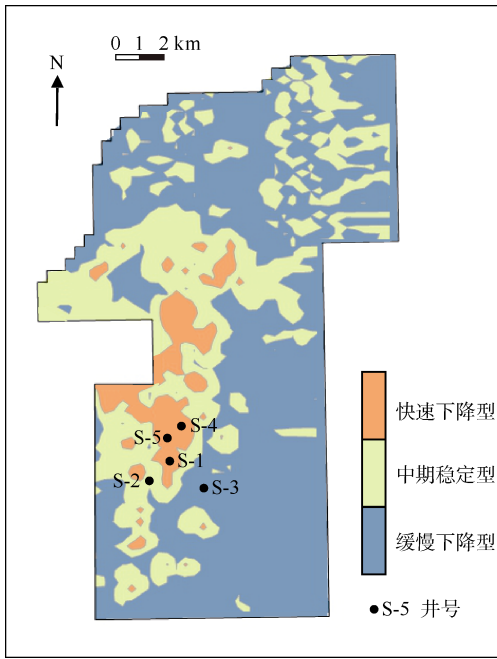


图 6 柿庄南区块储层压降分类分布图

Fig.6 Distribution of reservoir pressures in the southern Shizhuang block

献率较大,但在分析快速下降型井的压降特征曲线分类的过程中发现,虽然一些井压降特征曲线属于快速下降型,但产气量却与其他高产的快速下降型

井产能差异较大,分析表明排采因素是影响快速下降型井产能的关键。选取 S-4(典型井)和 S-5(异常井)两口井进行对比,分析其产能差异原因。由于两口井位置相邻,地质因素相近,对其产能影响较小。对比两井生产曲线(图 7a)可以发现,两井在产气后前 500 d 产气趋势相近,但 500 d 之后 S-5 井产气量下降趋势明显,平均日产气量仅约 600 m³,而 S-4 井产气量逐步上升,平均日产气量达到 1 100 m³。

在煤层气排采过程中,产气量稳定直接受控于井底流压和产水量。这主要是由于降低井底流压后,生产压差增大,导致煤层气井产水量增加,最终使储层压力下降^[7]。因此,井底流压的变化可以很好地反映储层压力的变化特征。在实际排采过程中,井底流压则主要通过动液面高度进行控制^[16]。通过分析 S-4 井及 S-5 井的排采数据发现,两井在单相排水阶段排采指标差异较大。对两井单相排水阶段的动液面日降幅、井底流压变化趋势进行分析(图 7c、图 7d),S-5 井见气周期为 12 d,其见气前动液面下降速率为 24.4 m/d,井底流压在 12 d 内由 4.06 MPa 降至 1.95 MPa,下降速率为 0.176 MPa/d;而 S-4 井的见套压时间为 37 d,见气前动液面下降速率为 6.05 m/d,井底流压在 37 d 内由 4.14 MPa 降到

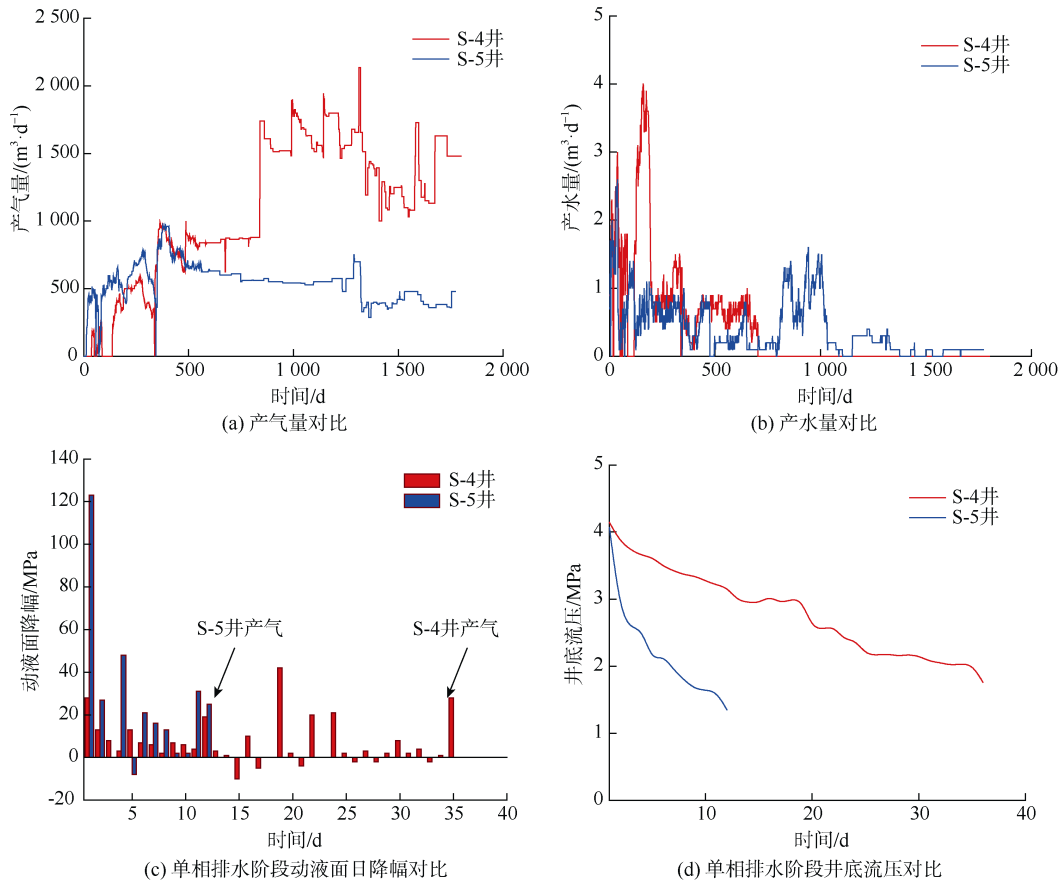


图 7 柿庄南区块 S-4 井与 S-5 井排采指标变化曲线图

Fig.7 Comparison of drainage index of two target wells in the southern Shizhuang block

1.20 MPa, 下降速率为 0.079 MPa/d, S-5 井的见气前动液面下降速率及井底流压降速远大于 S-4 井, 且 S-5 井在排采第一天动液面降幅达 120 m。由于 S-5 井的动液面下降速率较快, 相应的见套压时间也大幅缩短。虽然较快的压降速率有利于实现高产, 但初期排水速率超出储层正常供液能力反而会对储层造成伤害, 从而影响气井后期的高产稳产^[17]。

4.2 低产原因分析

4.2.1 排水速率过快引起压敏效应和速敏效应

煤层气井排采初期主要以排水降压为主, 随着储层中承压水的不断排出, 在储层上覆压力不变的情况下作用在煤基质骨架上的有效应力逐渐加大, 且排采初期储层压力下降幅度较大, 储层更易被压实, 煤储层的孔隙或裂缝尺度减小, 从而造成储层渗透率在排采初期急剧降低^[18], 压敏效应显著。S-5 井在排采初期以过快的速度进行排液, 使该井在短时间内见套压并产气(图 7c、图 7d), 如此快的排水降压速率极易使近井地带孔隙和裂缝体积减小, 甚至闭合, 引起压敏效应, 从而影响后期煤层气高产稳产。

排水速率过快引起速敏效应。初期煤层气井排

水速率过快, 会造成单位距离内流体压差过高, 流体流速加快, 流体在裂缝中流动势必会将裂缝中煤粉及支撑剂等固体颗粒携带至井筒附近, 且排水速率越快, 流速越大, 携固能力越强^[19-20]。对比两井排采曲线发现(图 7a), S-5 井见气初期产气量快速增加, 而气液混合相携固能力更强, 被携带的固相颗粒堆积在近井地带, 堵塞裂缝, 导致储层渗透率严重降低。同时, 大量固相颗粒的产出极易造成卡泵停抽, 从而导致煤粉沉积以及气水分异引起的气锁水锁等伤害。

4.2.2 排水速率过快导致压降漏斗扩展受限

随着煤层气井生产的进行, 气水不断产出, 煤层气井排采半径(即压降漏斗)不断扩大, 供气面积增大, 从而保证煤层气井的高产稳产, 但排采控制不合理会限制压降漏斗的扩展^[21]。如图 8a、图 8b 所示, S-4 井生产到 1 825 d 的储层动态压力为 1.20 MPa、排采半径为 102.9 m, S-5 井生产到 1 772 d 的储层动态压力为 1.95 MPa、排采半径为 70.1 m, 两井储层动态压力和排采半径相差均较大, 其原因主要由于 S-5 井排水降压速率过快, 导致该井排采半径扩展受限, 储层降压困难。

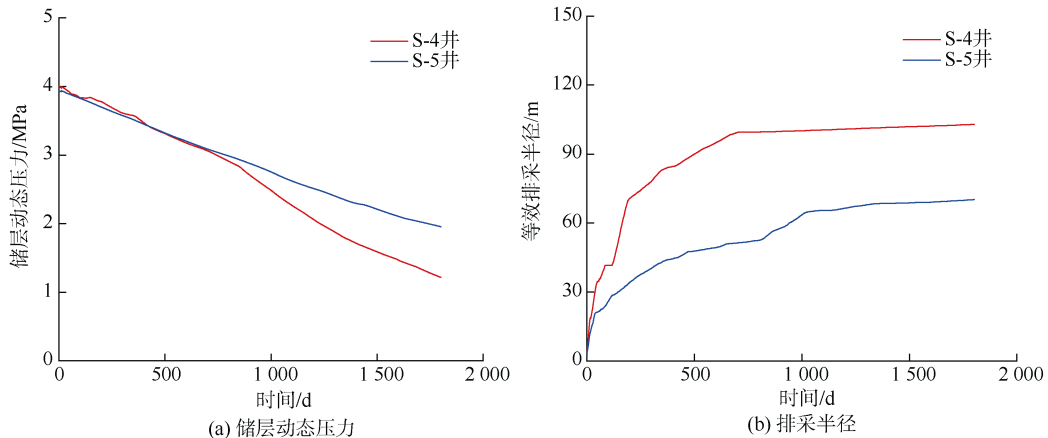


图 8 柿庄南区块 S-4 井与 S-5 井储层动态压力及排采半径对比

Fig. 8 Comparison of dynamic reservoir pressure and drainage radius of two target wells in the southern Shizhuang block

影响排采半径扩展主要有 3 方面因素: 不合理的排采制度所引起的压敏、速敏、以及气水分异使得近井地带渗透率下降, 气水向井筒运移的通道受阻, 从而影响排采半径的扩展^[22]; 若排水速率过快, 近井地带的地层水先被排出, 而由于煤的低孔低渗性使得远端的水不能及时补充到近井地带, 产水量骤降甚至停止产水, 压力传递中断, 排采半径向远井地带扩展受限; 初期排水降压速率过快, 导致近井地带气体大量解吸, 从储层微观角度分析表现为气相相对渗透率迅速增大, 而水相相对渗透率却迅速降低, 从而抑制了水的产出, 导致

排采半径扩展受限。

如图 9 所示, 图 9a 表示产气井井控面积内排采半径扩展较好, 相应的气体解吸区域也较大, 从而保证此类井在排采中后期可以持续稳定的供气, 对应快速下降型高产井的典型压降曲线; 图 9b 表示气井井控面积内排采半径扩展受限, 相应的解吸半径也较小, 导致气井在排采中后期供气不足, 最终造成气井产能较差。

5 结论

a. 采用考虑排采面积动态变化的储层压力计

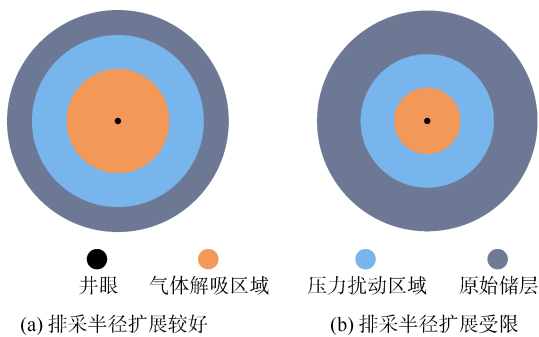


图9 排采动态示意图

Fig.9 Schematic diagram of drainage dynamics

算模型,揭示了沁水盆地柿庄南区块的煤层气井储层压力动态变化情况,将研究区储层动态压力变化分为3类,即快速下降型、中期稳定型和缓慢下降型,其中快速下降型井储层压力下降相对较快,有利于实现高产稳产;中期稳定型井储层压力中期稳定,相对于快速下降型井产气较低;缓慢下降型井储层压力下降缓慢,产气最差。

b. 排采制度是决定快速下降型井能否达到高产的关键因素,排采初期排采制度不合理,直接影响气井未来产能。较快的排水降压速率有利于气井实现高产稳产,但过快的排水降压速率会严重伤害储层渗透性,影响储层压力扩展。

c. 排水速率过快对储层造成的伤害主要表现为储层压敏、速敏及压降漏斗扩展受限等方面,严重影响煤层气井产能。因此,煤层气井排采制度的制定应结合实际储层参数及供液能力,在最大限度地减少储层伤害的前提下进行有针对性的气液产出控制。

参考文献

- [1] 胡素明,李相方. 考虑煤自调节效应的煤层气藏物质平衡方程[J]. 天然气勘探与开发, 2010, 33(1): 38-41.
HU Suming, LI Xiangfang. Material balance equation of coalbed methane reservoir with consideration of self-adjust effect of coal[J]. Nature Gas Exploration and Development, 2010, 33(1): 38-41.
- [2] 张先敏,冯其红,汪旭升,等. 低煤阶煤层气藏物质平衡方程建立及应用[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1311-1315.
ZHANG Xianmin, FENG Qihong, WANG Xusheng, et al. Establishment and application of material balance equations for low-rank coalbed methane reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1311-1315.
- [3] 闫欣璐,唐书恒,张松航,等. 沁水盆地柿庄南区块煤层气低效井二次改造研究[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 119-125.
YAN Xinlu, TANG Shuheng, ZHANG Songhang, et al. Study on reconstruction of inefficient well of coalbed methane in southern Shizhuang block of Qingshui basin[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 119-125.
- [4] CHEN Yaxi, LIU Dameng, YAO Yanbin, et al. Dynamic permeability change during coalbed methane production and its controlling factors[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 25: 335-346.
- [5] 饶孟余,江舒华. 煤层气井排采技术分析[J]. 中国煤层气, 2010, 7(1): 22-25.
RAO Mengyu, JIANG Shuhua. Analysis on drainage techniques of coalbed methane well[J]. China Coalbed Methane, 2010, 7(1): 22-25.
- [6] 刘世奇,赵贤正,桑树勋,等. 煤层气井排采液面-套压协同管控:以沁水盆地樊庄区块为例[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊1): 97-108.
LIU Shiqi, ZHAO Xianzheng, SANG Shuxun, et al. Cooperative control of working fluid level and casing pressure for coalbed methane production: A case study of Fanzhuang block in Qinshui basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 97-108.
- [7] 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): 194-198.
TAO Shu, TANG Dazhen, XU Hao, et al. 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): 194-198.
- [8] 孙粉锦,王勃,李梦溪,等. 沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1070-1079.
SUN Fenjin, WANG Bo, LI Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1070-1079.
- [9] 贾宗文,刘书杰,耿亚楠,等. 柿庄区块钻完井工程对煤层气井产能的影响研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(12): 182-188.
JIA Zongwen, LIU Shujie, GENG Yanan, et al. Study on well drilling and completion engineering affected to production of coalbed methane well in Shizhuang block[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(12): 182-188.
- [10] 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.
HU Qiuqia, LI Mengxi, QIAO Maopo, et al. 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.
- [11] 张松航,唐书恒,李忠城,等. 煤层气井产出水化学特征及变化规律:以沁水盆地柿庄南区块为例[J]. 中国矿业大学学报, 2015, 44(2): 292-299.
ZHANG Songhang, TANG Shuheng, LI Zhongcheng, et al. The hydrochemical characteristics and ion changes of the coproduced water: Taking Shizhuangnan block, south of the Qinshui basin as an example[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2015, 44(2): 292-299.
- [12] 陶俊杰,李叶朋,杨春莉,等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气井区产气量排采控制及优化[J]. 煤矿安全, 2018, 49(4): 5-8.

- TAO Junjie, LI Yeping, YANG Chunli, et al. Drainage and extraction control and optimization of gas production in a high coal rank coalbed gas well in southern Qinshui basin[J]. Safety in Coal Mines, 2018, 49(4): 5-8.
- [13] 李俊, 张定宇, 李大华, 等. 沁水盆地煤系非常规天然气共生聚集机制[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1533-1546.
- LI Jun, ZHANG Dingyu, LI Dahua, et al. Co-accumulating mechanisms of unconventional gas in the coal measure of the Qinshui basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1533-1546.
- [14] TAO S, TANG D, XU H, et al. Factors controlling high-yield coalbed methane vertical wells in the Fanzhuang block, southern Qinshui basin[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 134/135: 38-45.
- [15] 王凯峰, 唐书恒, 张松航, 等. 柿庄南区块煤层气高产潜力井低产因素分析[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 85-91.
- WANG Kaifeng, TANG Shuheng, ZHANG Songhang, et al. Analysis on low production factors of coalbed methane high production potential well in southern Shizhuang block[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 85-91.
- [16] 杨秀春, 李明宅. 煤层气排采动态参数及其相互关系[J]. 煤田地质与勘探, 2008, 36(2): 19-23.
- YANG Xiuchun, LI Mingzhai. Dynamic parameters of CBM well drainage and relationship among them[J]. Coal Geology & Exploration, 2008, 36(2): 19-23.
- [17] 刘佳, 柳迎红, 冯汝勇, 等. 基于距离判别的煤层压裂选井选层新方法[J]. 断块油气田, 2015, 22(5): 677-680.
- LIU Jia, LIU Yinghong, FENG Rurong, et al. The stimulations of depressurization and increase production for coalbed gas wells and the principle of well selection[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(5): 677-680.
- [18] TAO S, WANG Y B, TANG D Z, et al. Coal permeability damage caused by production pressure difference[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects, 2012, 34(19): 1801-1807.
- [19] 张永平, 杨艳磊, 唐新毅, 等. 沁南地区高煤阶煤储层流速敏感性及其影响因素[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(4): 36-40.
- ZHANG Yongping, YANG Yanlei, TANG Xinyi, et al. Velocity sensitivity and its influencing factors of high-rank coal reservoirs in southern Qinshui basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2015, 43(4): 36-40.
- [20] 李金海, 苏现波, 林晓英, 等. 煤层气井排采速率与产能的关系[J]. 煤炭学报, 2009, 34(3): 376-380.
- LI Jinhai, SU Xianbo, LIN Xiaoying, et al. Relationship between discharge rate and productivity of coalbed methane wells[J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(3): 376-380.
- [21] ZOU Mingjun, WEI Chongtao, FU Xuehai, et al. Investigating reservoir pressure transmission for three types of coalbed methane reservoirs in Qinshui basin in Shanxi Province, China[J]. Petroleum Geoscience, 2013, 19(4): 375-383.
- [22] 杨焦生, 赵洋, 王珍珠, 等. 沁水盆地南部煤层气压裂、排采关键技术研究[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(1): 131-138.
- YANG Jiaosheng, ZHAO Yang, WANG Meizhu, et al. Study of key technologies on coalbed methane fracturing and drainage in the southern Qinshui basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(1): 131-138.

(责任编辑 范章群)