

文章编号:1001-4888(2021)06-0713-12

煤层应力敏感效应的现场试验^{*}

王梦璐¹, 高亮², 杨晓儒³, 张晓文², 阮东³, 刘慧², 卢德唐¹

(1. 中国科学技术大学 工程科学学院, 安徽合肥 230026; 2. 中国石油西部钻探工程有限公司 试油公司, 新疆克拉玛依 834000;
3. 中国石油股份有限公司新疆油田公司 勘探事业部, 新疆克拉玛依 834000)

摘要:排水采气是煤层气开采有别于常规天然气开发的主要特征之一。现场实际生产中的快排、慢排、憋压生产等多方面因素都会导致渗透率及裂缝形态发生变化,从而产生应力敏感效应。为研究煤层的应力敏感机制,提出多级压力测试方法,分阶段优选出排采试验制度,对某区块一口井进行现场压力恢复试井施工。采用地面电缆直读及远程无线传输方式,实现了对井底压力的实时监测,通过压力数据反演分析了煤层气储层的应力敏感性以及不同因素对储层渗透率、裂缝参数的影响。结果表明,该区块内煤层气储层具有一定的应力敏感特性。在生产过程中,地层压力、生产时间、排水速率对渗透率都有一定的影响。此外,裂缝半长也随着开采时间有所变化,与地层压力存在指数关系。在煤层气的开发过程中,制定合理的排采工作制度能够减轻应力对渗透率的伤害,节约生产成本,提高气井的采收率。

关键词:煤层气; 应力敏感; 测试优化设计; 数据远程传输; 压力数据反演

中图分类号: TE373 **文献标识码:** A **DOI:** 10.7520/1001-4888-20-249

0 引言

我国石油、天然气等能源对外依存度高,保障油气供应的压力巨大。而我国煤层气资源储量丰富,现有42个主要含煤盆地埋深在2000m以内的煤层气地质资源量为 $36.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$,资源丰度可达 $0.98 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[1],这为通过煤层气开发拓展油气供应渠道提供了可能,对于实现我国国民经济持续稳定的发展也具有现实意义。此外,从清洁能源角度来说,煤层气的不断开发和利用,一定程度上减少了大气污染,有助于实现我国能源结构的优化^[2-4]。

目前采用的煤层气开采方式主要为地面钻井开采,起初在煤层气藏中采用的钻井方式大多数都是垂直井,随着近些年来科技的不断进步以及相关成本的降低,水平钻井也被采用^[3,5]。在煤层气开发过程中,煤储层的储集性能、渗透性和吸附解吸特征受到煤储层裂缝系统、煤变质程度等多方面的影响,是动态变化的。此外,开发过程中的压裂参数以及生产时间等工程因素也都制约着煤层气井的产能^[6,7]。

通过对韩城地区煤层气井生产动态资料的分析,邵先杰^[8]等人发现:该储层渗透率远低于国外水平,表现出渗透率高、产量高的特点,且渗透率过低或者过高都不利于煤层气井生产。王伟光^[9]利用有限元软件建立了马必东区块产能模型并进行了煤气井产能影响因素敏感性分析,发现渗透率是制约研究区煤层气产能的关键因素,并得出初始渗透率值大小与煤层气井峰值产量呈明显正相关关系的结论。田永东^[10]以沁水盆地南部煤层气开发为依托,建立了煤层气井产能与地质特征等参数之间的相关关系模型,其研究结果表明在同等开发条件下,渗透率越高,气井产能越大;具有高渗透率的气井不仅高峰产

^{*} 收稿日期: 2020-12-14; 修回日期: 2021-01-31

基金项目: 国家科技重大专项(编号: 2017ZX05009005-002)

通信作者: 卢德唐(1965—),男,教授,博士生导师。主要研究领域:油气田勘探与开发。Email: dtlu@ustc.edu.cn

量高,后期产气能力也强。Lou 等^[11]建立了较为完善的压裂煤层气井产能方程,通过数值模拟得到储层裂缝渗透率;并针对控制参数进行了敏感性分析,发现产能与裂缝半长成正相关。杜志敏等^[12]建立了气、水两相双重介质数值模型,进行实例计算后得到了在一定范围内,累计产气量随着裂缝半长的增加而逐渐增加的规律。孟召平等^[13]选取鄂尔多斯盆地东南缘区块样品进行试验,研究结果表明当有效应力降低以后,煤储层渗透率有所恢复,但是无法恢复到原始水平,表现出明显的应力敏感,并且煤储层渗透率随着有效应力的增加呈负指数函数规律降低。

国内外众多学者研究表明煤层、页岩储层等存在应力敏感效应,且应力敏感对非常规油气产能影响较大^[14-18]。现有的应力敏感研究主要基于室内试验或数值模拟,室内试验一方面难以真实再现实际非常规储层地质及环境条件,另一方面在试验尺度上也无法与现场相比拟;而数值模拟是在假定数学模型为正确的条件下获得的结果,需要有试验或现场试验数值来证实,因此,本文将采用大规模现场试验对煤层气应力敏感效应进行研究。

为获得真实煤层应力敏感机制,本文提出通过控制煤层气开采制度,实现煤层压力变化;通过长时间监测煤层开采的压力、温度和产量等数据,再利用压力反演方法获得不同阶段地层渗透率及裂缝半长变化。由于现场试验需要长时间的井底压力、温度等数据实时监测,且多次改变煤层气开采制度,本文选择山西某煤层气井,通过在油管中放入直读式压力计,采用电缆直接将实时监测的压力和温度等数据传输到井口,由井口安装的设备统一接收实时数据。本次试验准备、调试及测试共 14 个月,其中实时测试 10 个月,利用渗流理论进行科学设计,共设计 6 次压力恢复,并对压力恢复数据进行反演,获得不同阶段渗透率及裂缝半长的变化。

1 试验井选择

1.1 煤层地质特征

为了获得煤层应力敏感效应机制,本文选择位于山西沁水盆地南部的某井进行现场试验,该试验井资料全面,地质情况描绘清晰,构造相对简单。所选择的试验井内 3[#] 煤层段为主力生产层段,其厚度为 6.35m,处理出的灰分含量为 13.91%~24.29%,吨煤含气量为 11.17m³/t~14.50m³/t。该煤层结构为碎裂-糜棱结构,煤层厚度大,灰分含量中等,吨煤含气量中等。另外,3[#] 煤层顶、底板岩性均为泥岩或砂质泥岩,含水性较弱,渗透性较差,对煤层的封隔较好。

1.2 压裂施工数据分析

煤层的原始渗透性很差,必须经过后期改造,通过压裂造缝的措施使煤层中大量煤层气解析并被采出加以利用,是目前解决能源短缺的有效途径之一。本文现场试验中对 3[#] 煤层段进行压裂作业,且对所得数据分别进行数值拟合,得到了该层段停泵压力的双对数压力及导数拟合图以及线性流分析图,如图 1、图 2 所示,表 1 展示了由双对数拟合图反演解释得到的相关参数结果。

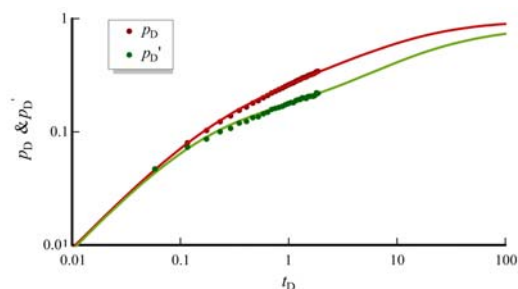


图 1 停泵压力的双对数压力及导数拟合

Fig. 1 Matching of pressure and derivative after stopping pump

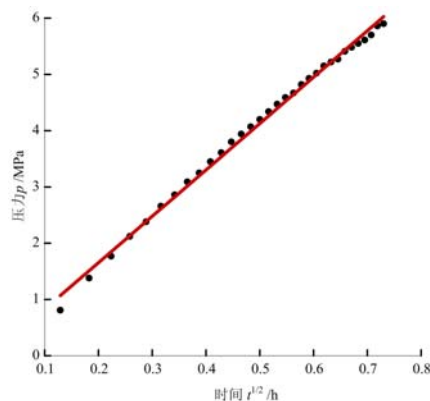


图 2 停泵压力线性流分析图

Fig. 2 Linear flow analysis of pressure after stopping pump

表 1 试验井压裂施工数据分析解释结果
Tab. 1 Interpretation results of
fracturing data of test well

物理量	数值	单位
渗透率	8.77E-03	μm^2
裂缝半长	73.23	m
裂缝高度	44.63	m
地层压力	12.95	MPa
返排流量比	72.17%	

2 测试设备

试验井测试所采用的试井设备包括地面设备和井下设备两部分。这套设备具有以下优点：组装灵活，可随时实施，无需预留准备时间；采用地面直读的模式以及远程传输技术，可实时监测，采集数据灵活、方便，并保证测试的时效性。试验井测试管柱结构及数据远程传输云端服务系统见图 3。

2.1 地面设备

地面设备主要有液体计量罐、气体流量计、地面接口箱、井口装置及数据传输和云端服务装置。

(1) 15m³ 液体计量罐：可实时监测液体产出量；

(2) 气体流量计：可实时监测地面气体产量；

(3) 地面接口箱：可以接收温度及压力数据，具有存储与远程传输功能；

(4) 井口装置：由井口过电缆、耐高压三通、接口箱等组成。

2.2 井下设备

井下设备主要有直读式电子压力计、管式泵以及油管。压力计是测量流体压力和温度的仪器，通常安装到泵下专用托筒上。本文现场试验中使用的压力计是专门为煤层气井、页岩气井设计生产的，传感器采用进口蓝宝石，精度和灵敏度都很高。此外，压力计还采用了焊接式密封工艺，适合长期监测。压力计具体性能指标如表 2 所示。

3 现场试验方案

3.1 压力测试设计方法

煤层气普遍采用压裂改造的排水采气法开采^[19]，为实现多个压力台阶下的压力测试，需要理论支撑来进行科学的测试制度设计。考虑矩形区域中有一条垂直裂缝，假设地层为各向同性，油藏尺寸、裂缝位置及半长如图 4 所示。

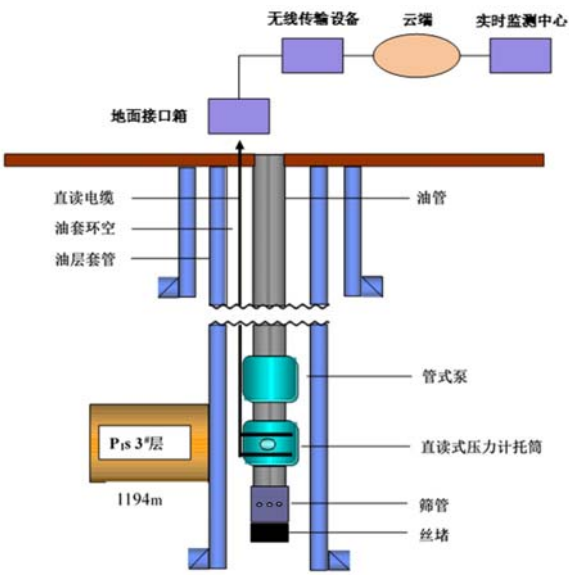


图 3 试验井测试管柱结构与地面传输系统示意图
Fig. 3 String structure and surface
transmission system of test well

表 2 压力计性能指标

Tab. 2 Performance index of pressure gage

传感器类型	硅·蓝宝石
工作模式	电缆供电直读式
电缆规格	外径 5.6mm/单芯铠装电缆
压力指标	
压力范围	0~70MPa
压力精度	0.05% (FS)
压力分辨率	1.45MPa
漂移量	每年小于 435MPa
温度指标	
温度范围	-10℃~125℃
温度精度	0.5℃
温度分辨率	0.01℃
漂移量	每年小于 0.1℃
采样间隔	不低于 30s, 整数秒
数据格式	时间/压力/温度/日期
外径	25mm~32mm
长度	450mm~550mm
环境条件	普通/H ₂ S/HCL/CO ₂
抗冲击	40g
外壳材质	SS17-4
地面单元	
供电电压	24V
对外数据接口	485
数据显示	数码管、液晶屏

由文献[20]可得到定流量生产时,地层中任一点的压力导数为

$$\frac{dp(x, y, t)}{dt} = \frac{Q}{\phi ch} \cdot \frac{2x_f}{x_e} \left[1 + \frac{2x_e}{\pi x_f} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \exp \left(-\frac{n^2 \pi^2 \chi (t - \tau)}{x_e^2} \right) \sin \frac{n\pi x_f}{x_e} \cos \frac{n\pi x_w}{x_e} \cos \frac{n\pi x}{x_e} \right] \cdot \frac{1}{y_e} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \exp \left(-\frac{n^2 \pi^2 \chi (t - \tau)}{y_e^2} \right) \cos \frac{n\pi y_w}{y_e} \cos \frac{n\pi y}{y_e} \right] \quad (1)$$

为了简化计算过程,消除各参数单位的不同,定义无量纲量:

$$p_D = \frac{2\pi Kh[p_i - p(x, y, t)]}{QB\mu}; t_D = \frac{kt}{\phi\mu C_i x_f^2}; x_D = \frac{x}{x_f}; y_D = \frac{y}{y_f}; x_{eD} = \frac{x_e}{x_f}; y_{eD} = \frac{y_e}{y_f}; x_{wD} = \frac{x_w}{x_f}; y_{wD} = \frac{y_w}{y_f}$$

。式中: p 为压力(MPa); t 为时间(s); $\chi = k/(\phi\mu C_i)$ 为导压系数(cm^3/s); k 为地层绝对渗透率(μm^2); B 为流体体积系数; Q 为压裂液日注入量(m^3/d); C_i 为综合压缩系数($1/\text{MPa}$); x_f 为水力压裂裂缝半长(m); h 为地层有效厚度(m); μ 为流体黏度($\text{mPa} \cdot \text{s}$); ϕ 为地层孔隙度; x_w 、 y_w 为裂缝所在位置(m); x_e 、 y_e 为地层边界长度和宽度(m)。

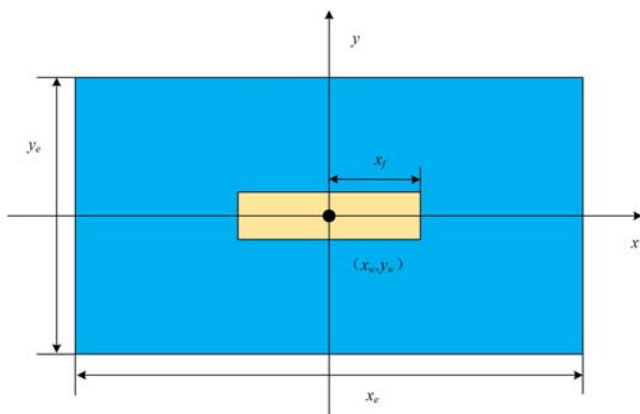


图 4 地层垂直裂缝示意图

Fig. 4 Schematic diagram of vertical fracture in formation

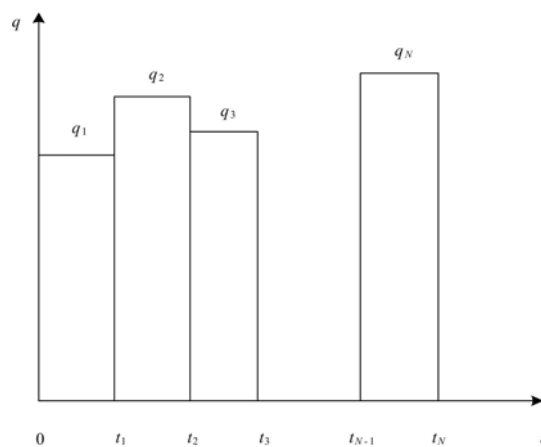


图 5 多级流量生产图

Fig. 5 History of multistage flow rates

考虑井筒存储常数及表皮系数后,井底压力可表示为

$$p_{wD}(t_D, S, C_D) = \int_0^{t_D} \left[1 - C_D \frac{dp_{wD}}{d\tau} \right] \frac{dp_D(t_D - \tau)}{dt_D} d\tau + S \left[1 - C_D \frac{dp_{wD}(t_D)}{dt_D} \right] \quad (2)$$

本次试验需要多次开关井,同时要考虑前期压裂时需要注入大量压裂液,因此这是一个多级流量情况下的渗流问题,多级流量生产模式如图 5 所示。利用叠加原理,对于多流量生产井,生产阶段的井底压力 p_{wf} 可表示为(t_{N-1} 时刻写为 $\Delta t=0$):

$$p_{wf}(\Delta t) = p_i - \frac{B\mu}{2\pi kh} [q_1 p_{wD}(t_{N-1} + \Delta t)_D + (q_2 - q_1) p_{wD}(t_{N-1} + \Delta t - t_1)_D + (q_3 - q_2) p_{wD}(t_{N-1} + \Delta t - t_2)_D + \cdots + (q_N - q_{N-1}) p_{wD}(\Delta t)_D] \quad (3)$$

3.2 测试设计优化

3.2.1 敏感参数分析

利用关井压力数据反演地层渗透性,测试压力必须满足一定条件,如流动达到径向流或裂缝线性流。理论上希望关井时间长一些来满足上述条件,但实际上现场生产受到经济效益等条件的限制,无法长时间地关井,需要自行设计合理的关井时间。本文利用停泵压力解释得到的渗透率和裂缝半长数据,与另取的两组渗透率以及裂缝半长数值进行比较,以此来确定压力设计中的相关参数。

在不同渗透率和裂缝半长下的压力变化如图 6、图 7 所示,由图可知,在渗透率、裂缝半长变化时,压力也随之发生较大变化。由图 8、图 9 可以发现,时间在 100h 左右时,压力导数已经处在水平阶段,说明此时已达到较稳定阶段,所以,在现场实际生产中,选择 5d 以上作为关井时间。此外,根据图 6~

图9的变化趋势,实际设计中选择渗透率为 $7\text{E}-03\mu\text{m}^2$,裂缝半长为50m的参数。

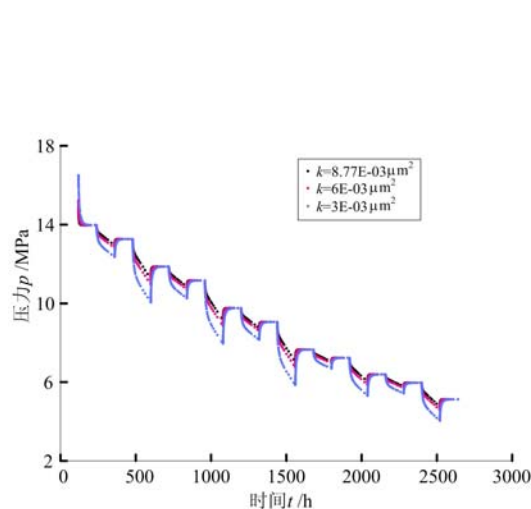


图6 不同渗透率下的压力变化图

Fig. 6 Pressure variation at different permeability

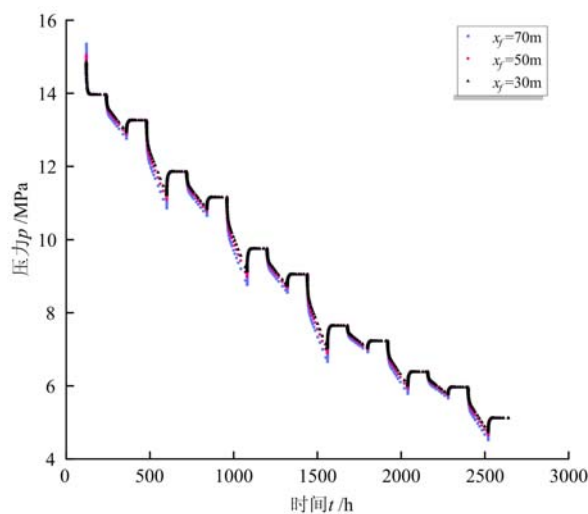


图7 不同裂缝半长下的压力变化图

Fig. 7 Pressure variation at different fracture half-length

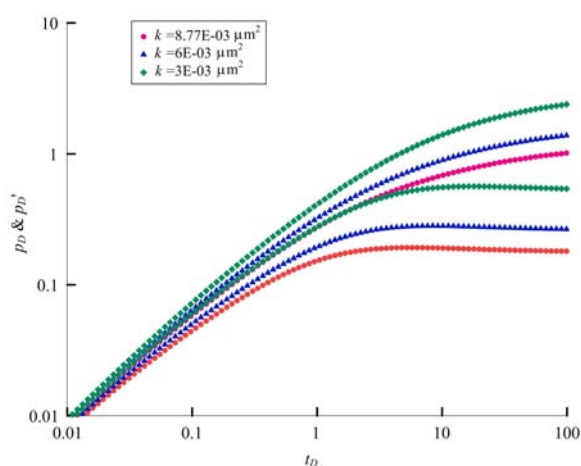


图8 不同渗透率下的无因次压力及导数双对数图

Fig. 8 Log-log of dimensionless pressure and derivative under different permeability

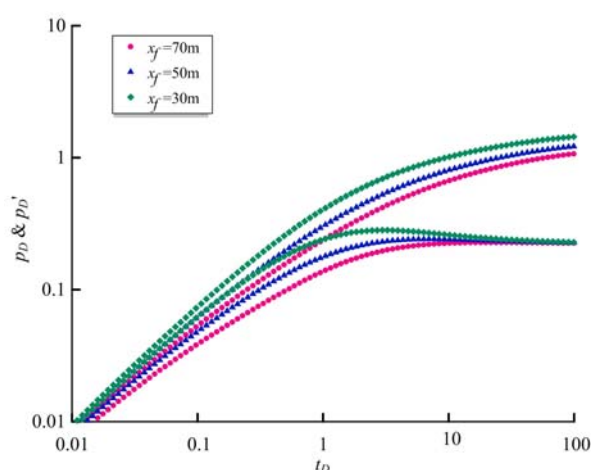


图9 不同裂缝半长下的无因次压力及导数双对数图

Fig. 9 Log-log of dimensionless pressure and derivative under different fracture half-length

3.2.2 具体设计思路

利用井底压力反演煤层及裂缝参数,必须要取得合格的压力数据,一方面要合理确定产水量,保证压力有明显的阶梯式变化,另一方面要合理确定生产和关井时间,保证压力恢复数据能够符合压力反演的要求。本文试验根据压力动态变化情况,将排采划分为3个阶段。按以下要求进行压裂后投产前排液时控制压降速率及压力恢复试井作业:

- (1)井底压力大于储层压力时,分别测试产水量为 $5\text{m}^3/\text{d}$ 、 $10\text{m}^3/\text{d}$ 时的渗透率。
- (2)井底压力在储层压力至解吸压力之间时,分别测试产水量为 $5\text{m}^3/\text{d}$ 、 $10\text{m}^3/\text{d}$ 时的渗透率。
- (3)井底压力小于解吸压力时,分别测试产水量为 $3\text{m}^3/\text{d}$ 、 $6\text{m}^3/\text{d}$ 时的渗透率。

具体设计结果如图10所示,压力整体呈现阶梯状下降趋势;设计得到的无因次压力及导数双对数图以第3次关井为例,如图11所示。

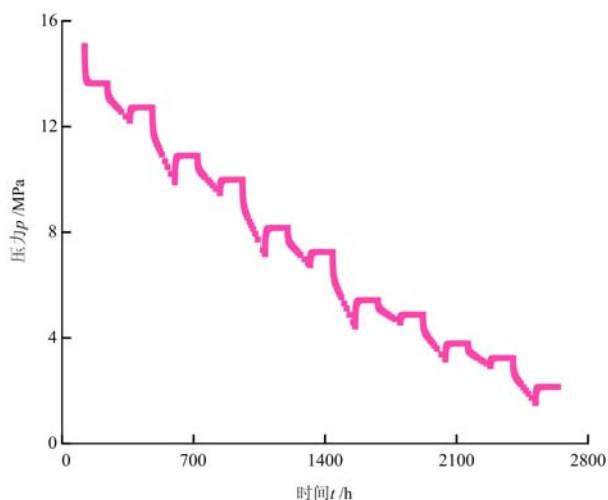


图 10 压力设计历史图

Fig. 10 History of pressure design

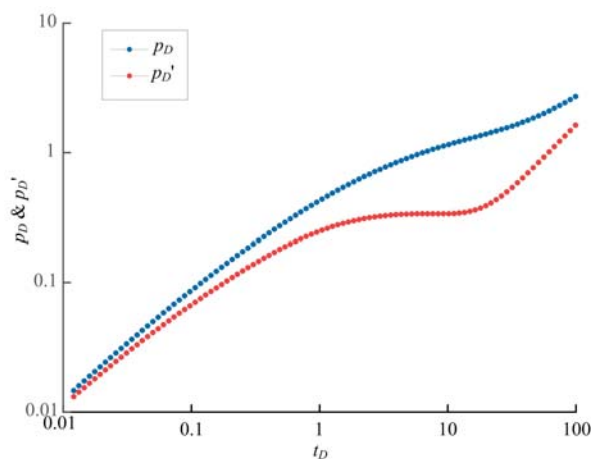


图 11 无因次压力及导数双对数图

Fig. 11 Log-log of dimensionless pressure and derivative

4 结果讨论

4.1 现场压力测试

现场试验井压力测试曲线如图 12 所示,具体流程如下:

(1)变排采测试:2019/8/19 变排采,2019/9/8 关井 17d。

(2)慢排测试:2019/9/24 慢排,2019/10/26 关井 15d。

(3)快排测试:2019/11/9 快排,2019/11/20 关井 16d。

(4)压力降至解吸压力附近时进行定压排采:2019/11/26~2020/1/31 定压排采 66d,水相渗透率基本保持不变。

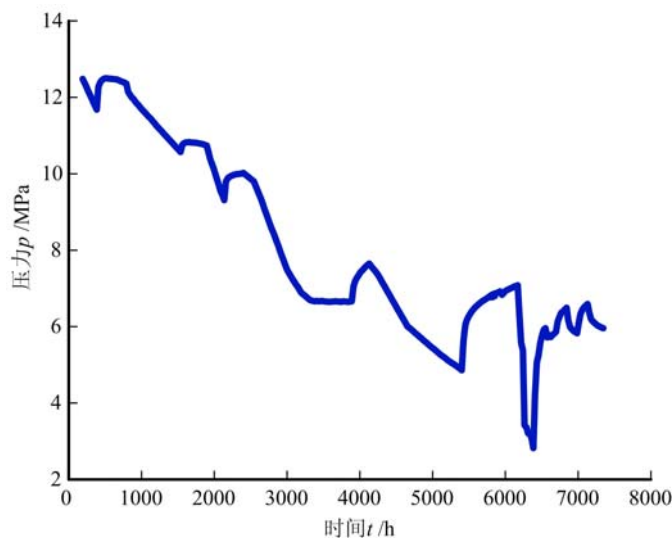


图 12 试验井压力测试曲线图

Fig. 12 Pressure of test well

(5)憋套压稳定排采:2020/2/11~2020/4/4 憋套压稳定排采 54d。

(6)定套压排采:套压为 3MPa 左右,2020/5/10 排采 5d,2020/5/15 关井 7d;套压为 1.5MPa 左右,2020/5/22 排采 6d,2020/5/27 关井 7d;套压为 0.5MPa 左右,2020/6/3 排采 6d,2020/6/9 关井 6d。

4.2 试井数据分析

现场试验井压力测试从2019/8/19开始,到2020/6/15结束,历时10个月,共设计6次压力恢复。对6次压力恢复数据分别进行曲线拟合,拟合结果如图13所示,表3展示了具体解释结果。其中,第4段开始见气,但气体日产量非常低,在压力资料反演分析中可以忽略不计,所以本文中采用单相水压力反演解释模型进行解释分析。此外,由于现场工程误差,第1次、第4次压力恢复曲线导数拟合部分存在一定的离散性,如图13(a)、(d)所示。

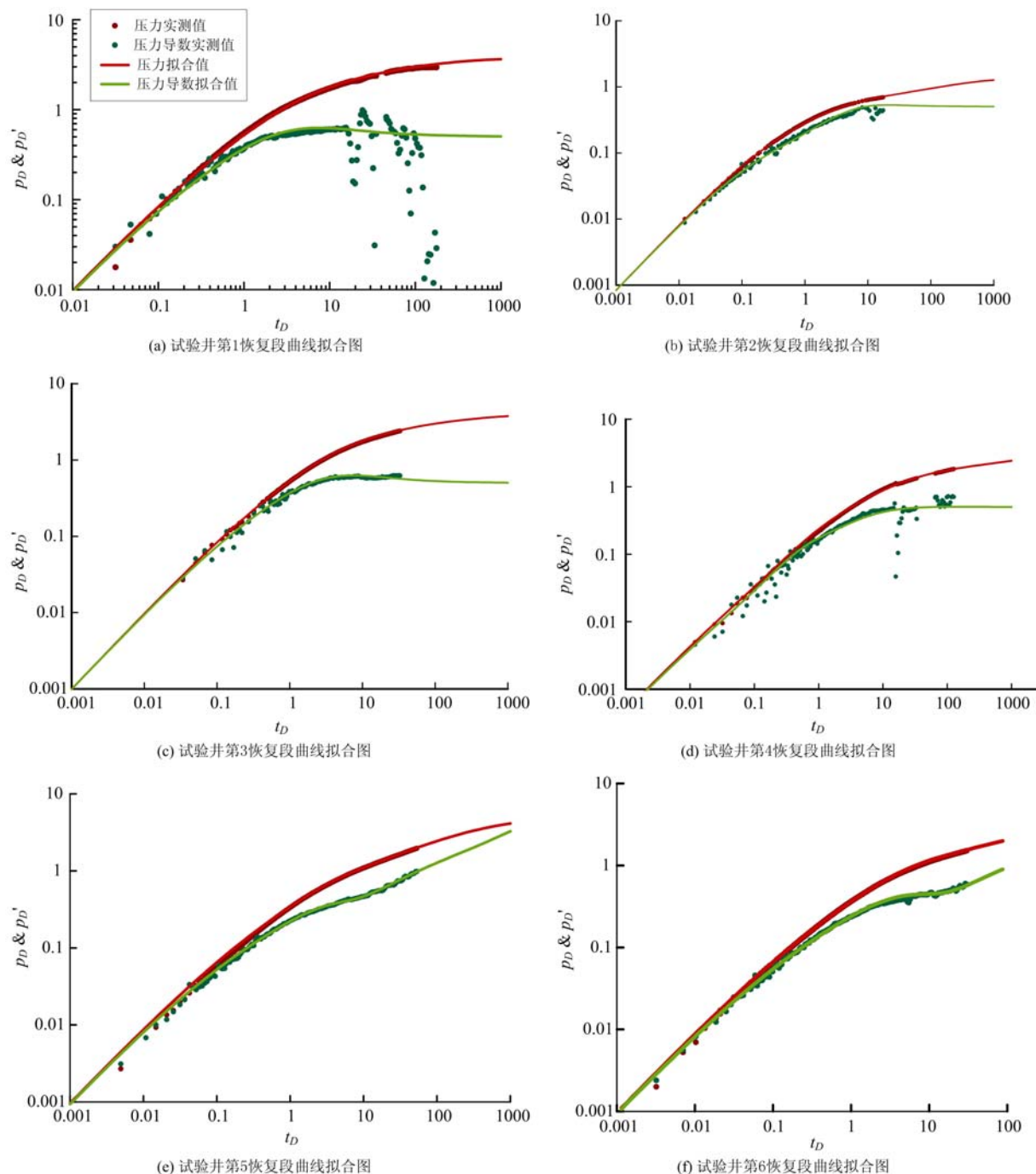


图13 试验井第1至第6恢复段曲线拟合图

Fig. 13 Matching of pressure build-up test of regimes 1-6

4.3 不同因素对渗透率的影响

4.3.1 地层压力

由图14可知,渗透率与地层平均压力之间存在指数关系:

$$k(p) = k_i \exp(C_p \bar{p}) \quad (4)$$

式中: $k_i = 0.0047$ 为原始渗透率(μm^2); $C_p = 0.0378$ 为压敏指数($1/\text{MPa}$)。

表 3 第 1 至第 6 压力恢复段试井解释结果表

Tab. 3 Interpretation results of pressure build-up test of regimes 1-6

序号	日期	平均压力 /MPa	裂缝半长 /m	渗透率 / μm^2	平均产量 /(m^3/d)	井储常数 /(m^3/MPa)	井筒表皮
1	2019/9/8~2019/9/24	12.7856	63.554	$7.628\text{E}-03$	6.933	0.625	0.001
2	2019/10/26~2019/11/8	10.204	59.71	$7.13\text{E}-03$	1.812	0.552	0.001
3	2019/11/20~2019/12/5	10.23	55.41	$6.67\text{E}-03$	3.482	1.18	0.1
4	2020/5/15~2020/5/21	7.6805	52.27	$6.23\text{E}-03$	7.34	0.648	0.01
5	2020/5/27~2020/6/2	7.6842	48.905	$6.547\text{E}-03$	0.833	1.433	0.01
6	2020/6/9~2020/6/14	7.7101	48.16	$6.079\text{E}-03$	2.733	1.64	0.01

由文献[21]可得,有效应力方程可表示为

$$\sigma = \sigma_e + \bar{p} \quad (5)$$

式中: σ 为总应力(上覆岩层压力); σ_e 为有效应力; $\bar{p}$ 为平均压力(孔隙流体压力)。

由式(5)可知,当总应力保持稳定时,地层平均压力上升,则有效应力会下降,所以,当有效应力上升时,渗透率成下降趋势,二者存在负相关关系,证明该储层具有应力敏感性质。

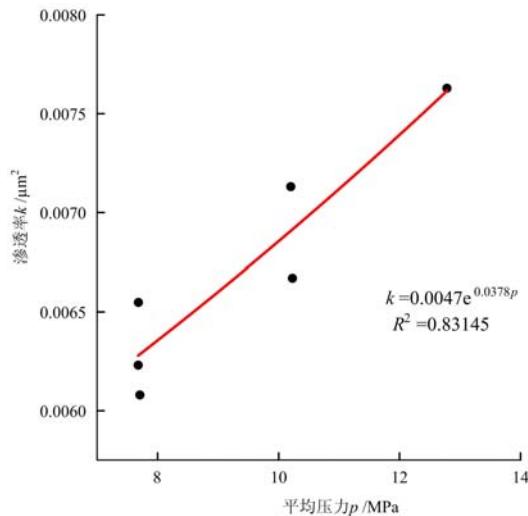


图 14 试验井渗透率随地层平均压力变化图

Fig. 14 Variation of permeability versus average formation pressure

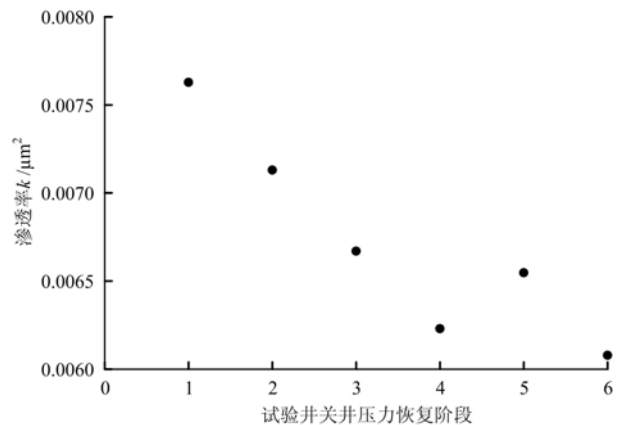


图 15 试验井不同关井压力恢复阶段的渗透率变化图

Fig. 15 Variation of permeability in different pressure build-up test

4.3.2 生产时间

渗透率在试验井不同关井压力恢复阶段的变化如图 15 所示。从整体来看,渗透率随开采时间呈下降趋势。

4.3.3 排水速率

为得到排水速率对渗透率的影响,使用控制变量方法从压力恢复阶段试井解释结果中提取生产时间相近、地层平均压力也近似的两组数据进行对比。由表 4 可知,在生产时间相连,地层平均压力近似的情况下,快排(平均产量较高阶段)与慢排(平均产量较低阶段)期间渗透率有差异,慢排渗透率略高。

表 4 试验井压力恢复解释结果对比数据

Tab. 4 Comparison of interpretation results of test well

日期	平均压力 /MPa	平均产量 /(m ³ /d)	渗透率 /μm ²	日期	平均压力 /MPa	平均产量 /(m ³ /d)	渗透率 /μm ²
2020/5/15~2020/5/21	7.6805	7.34	6.23E-03	2019/10/26~2019/11/8	10.204	1.812	7.13E-03
2020/5/27~2020/6/2	7.6842	0.833	6.547E-03	2019/11/20~2019/12/5	10.23	3.482	6.67E-03

4.4 裂缝半长的影响因素

裂缝半长在试验井不同关井压力恢复阶段的变化如图 16 所示。由图可知,随着开采的不断推进,裂缝半长不断下降。

对图 17 曲线进行分析计算,可以得到裂缝半长与地层平均压力之间存在以下关系:

$$x_f(p) = x_{fi} \exp(C_f \bar{p}) \tag{6}$$

式中: $x_{fi}=34.4027$ 为极限裂缝半长(m); $C_f=0.0489$ 为裂缝压敏指数(1/MPa)。

极限裂缝半长可定义为:煤层孔隙压力为 0 时的裂缝半长,如果孔隙压力为 0,则岩石所受到的压力最大。

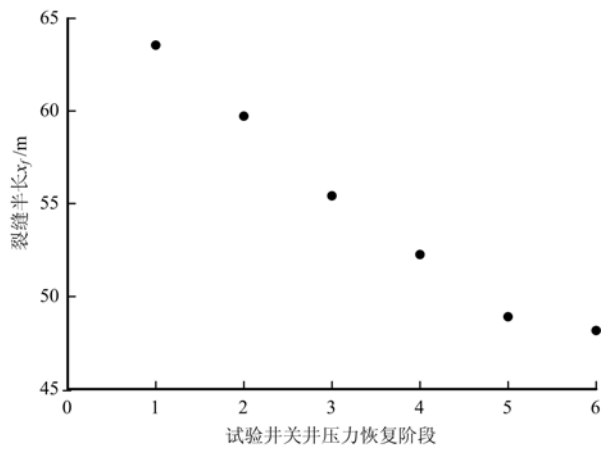


图 16 试验井不同关井压力恢复阶段的裂缝半长变化图
Fig. 16 Variation of fracture half-length in different pressure build-up test

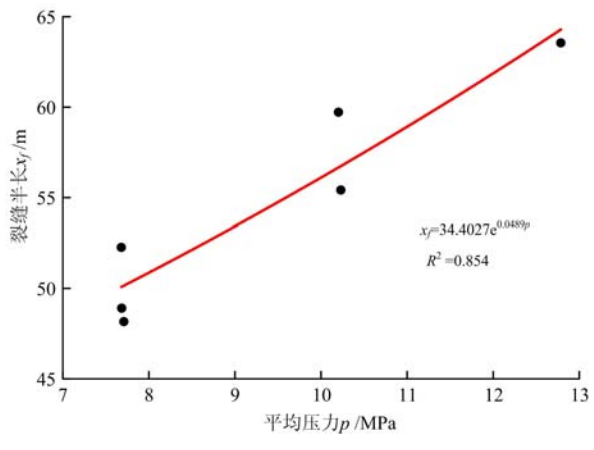


图 17 试验井裂缝半长随平均压力的变化图
Fig. 17 Variation of fracture half-length versus average formation pressure

4.5 对煤层气开采的指导

煤层气在煤层中的储集主要依赖于吸附作用^[22,23],当煤层压力下降到一定程度时,煤层中被吸附的气体开始从微孔隙表面分离,随着地层压力不断降低,解吸后的气体通过基质和微孔隙扩散进入裂缝中,再经裂缝流入井筒。随着开发过程的进行,地层压力逐渐下降,从而造成岩石有效应力(上覆岩石压力与岩石内孔隙压力之差)增加。由于有效压力的增加,地层岩石受到压缩,岩石中的微小孔道闭合,从而引起渗透率的变化。

煤层气井的排采速度直接影响井底流压的大小。排采的速率过大,会使裂缝所受到的有效应力迅速增加,进而快速闭合,大大降低渗透率,导致压力波传播受阻。另外,在排采过程中,井筒附近的地层流体压力不断降低,与外边界会形成压力差,驱使远处的气和水向井筒运移。而流体在裂缝中运移势必会携带一些固体颗粒(如煤粉或支撑剂),流速越大,则携带能力越强。排采速率过快,会造成单位距离内流体压差过高,导致裂缝内流体流速加快,高速流动的流体会携带大量的固体颗粒快速向井筒运移。如果这些固体颗粒都堆积在临井地带,将堵塞裂缝,造成储层伤害,大大降低储层渗透率,严重时甚至会造成卡泵等,导致排采中断^[24,25]。

5 结论

为获得真实可靠的煤层应力敏感效应,本文提出多级压力测试试验方法,采用分阶段优选产水量并合理确定生产和关井时间,对压力测试方案进行优化设计,利用地面电缆直读及远程无线传输方式实现对井底压力的实时监测和反演分析,总结如下:

(1) 以煤层渗透率及裂缝半长为主要参数,采用渗流力学理论进行渗透率及裂缝半长敏感参数分析,最终优选出最佳关井次数及产水量、生产和关井时间。

(2) 煤层气储层存在应力敏感效应,储层渗透率与地层压力存在指数关系,且随开采时间呈下降趋势,快排与慢排期间渗透率有差异,慢排渗透率略高。另外,裂缝半长同样随着时间的增加不断下降,与地层平均压力也存在指数关系。

(3) 通过控制压力节点与排水速率得到优化的煤层排采制度,优化建议:①将井底压力快速返排到解吸压力附近,尽量不出现煤屑;②放慢返排速度,增加解吸区域;③具体的快排慢排速度由相关计算比较得到。

(4) 本文中的地层垂直裂缝示意图只是一个概化的渗透模型,客观上存在与现场的差距。在今后的研究中,将针对现场实际压裂情况进行深入探索。

参考文献:

- [1] 国土资源部油气资源战略研究中心. 全国石油天然气资源评价[M]. 北京: 中国大地出版社, 2010 (Ministry of Land and Resources, Strategic Research Center of Oil and Gas Resources. National oil and gas resource assessment[M]. Beijing: China Land Press, 2010 (in Chinese))
- [2] 李汉林, 马士坤, 连承波. 煤层气勘探开发现状及展望[J]. 西部探矿工程, 2006(12):85—87 (LI Hanlin, MA Shikun, LIAN Chengbo. Current situation and prospect for exploration and development of coalbed methane[J]. West-China Exploration Engineering, 2006(12):85—87 (in Chinese))
- [3] 罗中国, 宋沛鑫, 冯大伟. 我国煤层气开发利用现状及综合利用途径分析[J]. 煤炭加工与综合利用, 2020(7): 83—87 (LUO Shenguo, SONG Peixin, FENG Dawei. Analysis of current situation & comprehensive utilization approaches of development & utilization of coalbed methane in China[J]. Coal Processing & Comprehensive Utilization, 2020(7):83—87 (in Chinese))
- [4] 孙茂远. 中国煤层气勘探开发现状、问题及其建议[J]. 中国能源, 2002(11):31—34 (SUN Maoyuan. Current situation, problems and suggestions of coalbed methane exploration and development in China[J]. Energy of China, 2002(11):31—34 (in Chinese))
- [5] 罗陶涛. 沁水盆地煤岩储层特征及压裂增产措施研究[D]. 四川: 成都理工大学, 2010:1—2 (LUO Taotao. Coal rock characteristics and fracturing methods for Qinshui Reservoir [D]. Sichuan: Chengdu University of Technology, 2010:1—2 (in Chinese))
- [6] 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(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(2):194—198 (in Chinese))
- [7] 王宁, 王立志, 周芊芊. 延川南区块煤层气单井产能影响因素分析[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(5):78—82 (WANG Ning, WANG Lizhi, ZHOU Qianqian. Analysis on the factors affecting the productivity of single coalbed methane well in South Yanchuan Block[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2012, 2(5):78—82 (in Chinese))
- [8] 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 (in Chinese))
- [9] 王伟光. 马必东区块煤层气产能影响因素及传质过程[D]. 北京: 中国地质大学, 2020:47—52 (WANG Weiguang. Factors affecting gas production capacity of coalbed methane wells and transfer process mechanism in

- Mabidong block[D]. China University of Geosciences(Beijing), 2020:47—52 (in Chinese))
- [10] 田永东. 沁水盆地南部煤储层参数及其对煤层气井产能的控制[D]. 北京:中国矿业大学, 2009:33—34 (TIAN Yongdong. Coal reservoir parameters and its control to productivity of coalbed methane wells in the Southern Qinshui Basin[D]. China University of Mining & Technology (Beijing), 2009:33—34 (in Chinese))
- [11] Lou Y, Song H Q, Yang J S, et al. Productivity equation of fractured well in CBM reservoirs[J]. Journal of Natural Gas science & Engineering, 2013, 11:39—45.
- [12] 杜志敏, 付玉, 伍勇. 低渗透煤层气产能影响因素评价[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4):516—519 (DU Zhimin, FU Yu, WU Yong. Evaluation of factors affecting productivity of low-permeability coalbed methane reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(4):516—519 (in Chinese))
- [13] 孟召平, 侯泉林. 煤储层应力敏感性及其影响因素的试验分析[J]. 煤炭学报, 2012, 37(3):430—437 (MENG Zhaoping, HOU Quanlin. Experimental research on stress sensitivity of coal reservoir and its influencing factors [J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3):430—437 (in Chinese))
- [14] 位云生, 贾爱林, 何东博, 等. 中国页岩气与致密气开发特征与开发技术异同[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 43—52 (WEI Yunsheng, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Comparative analysis of development characteristics and technologies between shale gas and tight gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11):43—52 (in Chinese))
- [15] 贾成业, 贾爱林, 何东博, 等. 页岩气水平井产量影响因素分析[J]. 天然气工业, 2017, 37(4):80—88 (JIA Chengye, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Key factors influencing shale gas horizontal well production[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4):80—88 (in Chinese))
- [16] Harpalani S, Schraufnagel R A. Shrinkage of coal matrix with release of gas and its impact on permeability of coal [J]. Fuel, 1990, 69(5):551—556.
- [17] Somerton W H, Sylemezolu I M, Dudley R C. Effect of stress on permeability of coal[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1975, 12(5-6):129—145.
- [18] 孟召平, 张纪星, 刘贺, 等. 考虑应力敏感性的煤层气井产能模型及应用分析[J]. 煤炭学报, 2014, 39(4):593—599 (MENG Zhaoping, ZHANG Jixing, LIU He, et al. Productivity model of coalbed methane wells considering the stress sensitivity and its application analysis[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(4):593—599 (in Chinese))
- [19] 苏玉亮, 吴春新, 吴晓东. 特低渗油藏不同开发方式室内实验研究[J]. 实验力学, 2011, 26(4):442—446 (SU Yuliang, WU Chunxin, WU Xiaodong. Laboratory investigation on different development methods for ultra-low permeability oil reservoir[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2011, 26(4):442—446 (in Chinese))
- [20] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 合肥:中国科学技术大学出版社, 2010:224—225 (KONG Xiangyan. Advanced mechanics of fluids in porous media[M]. Hefei: University of Science and Technology of China Press, 2010:224—225 (in Chinese))
- [21] 李培超, 孔祥言, 曾清红, 等. 煤层渗透率影响因素综述与分析[J]. 天然气工业, 2002, 22(5):45—49 (LI Peichao, KONG Xiangyan, ZENG Qinghong, et al. Summarizing and analyzing the factors affecting the coefficient of permeability of coal beds[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(5):45—49 (in Chinese))
- [22] 张永利, 邵英楼, 徐颖, 等. 王营子矿煤层中水煤层气两相流体渗流规律的研究[J]. 实验力学, 2000, 15(1):92—96 (ZHANG Yongli, TAI Yinglou, XU Ying, et al. Study on the seepage law of the two phase fluid water-coal gas fluid in coal seams of Wangying Mine[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2000, 15(1):92—96 (in Chinese))
- [23] 石迎爽, 梁冰, 薛璐, 等. 多层煤层气藏合采特征及物理模拟实验方法研究[J]. 实验力学, 2019, 34(6):1010—1018 (SHI Yingshuang, LIANG Bing, XUE Lu, et al. Study on the characteristics of multi-layer CBM reservoir mining and the experimental method of its physical simulation[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2019, 34(6):1010—1018 (in Chinese))
- [24] 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 (in Chinese))
- [25] 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 (in Chinese))

Field test of stress-sensitive effect in coalbed

WANG Menglu¹, GAO Liang², YANG Xiaoru³, ZHANG Xiaowen²,
RUAN Dong³, LIU Hui², LU Detang¹

(1. School of Engineering Science, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, Anhui, China; 2. Well Testing Company, Xibu Drilling Engineering Company Limited, CNPC, Kelamayi 834000, Xinjiang, China; 3. Exploration Department, Xinjiang Oilfield Company, Petrochina, Kelamayi 834000, Xinjiang, China)

Abstract: Drainage gas recovery is one of the main characteristics of coalbed methane exploitation, which is different from conventional natural gas exploitation. Many factors such as faster removal, slower removal and pressure containment production in field production will lead to changes in permeability and fracture morphology, resulting in stress-sensitive effects. In order to study the stress-sensitive mechanism of the coalbed, the multi-stage pressure test method is put forward, and the drainage system is optimized in stages. One well in an example block is subjected to on-site pressure build-up test. The ground cable direct reading and remote wireless transmission methods are adopted to realize the real-time monitoring of bottom hole pressure. The stress sensitivity of coalbed methane reservoirs and the influence of different factors on permeability and fracture parameters are analyzed through the pressure data inversion. The results show that the coalbed methane reservoir in this block has stress sensitivity. During the production period, the formation pressure, the production time and the drainage rate all have influence on permeability. In addition, the fracture half-length also varies with the production time and displays an exponential relationship with the formation pressure. In the development of coalbed methane, a reasonable drainage and production system can reduce the damage to permeability caused by stress, save production cost and enhance the recovery of gas wells.

Keywords: coalbed methane; stress sensitivity; test optimization design; remote data transmission; pressure data inversion