

阜康西区急倾斜煤储层排采过程中物性及井型优化

傅雪海¹, 康俊强¹, 梁 顺¹, 郜 琳², 陈 星²

(1. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221116;

2. 新疆科林思德新能源有限责任公司, 新疆 阜康 831500)

摘 要:为了探究急倾斜煤储层排采过程中储层物性动态变化特征,采用 Eclipse 数值模拟软件对准噶尔盆地南缘阜康西区块煤层气井进行历史拟合和井型优化,分析了急倾斜储层排采过程中上倾和下倾方向储层压力和含气量的动态变化特征,对比了不同井网和不同水平井布井方式的产能差异。结果表明:上倾方向储层压力下降速率大于下倾方向储层,导致上倾方向储层含气量较下倾方向降幅大,且产能贡献主要来自上倾方向;排采范围确定后,将煤层气井布置在储层上倾方向,有利于煤层气的开发;顺煤层水平井在相同的水平井眼长度条件下产能要大于穿煤层水平井。

关键词:煤层气;急倾斜储层;动态变化;井型优化;阜康西区块

中图分类号:TD712;P618 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-2336(2018)06-0009-08

Well type optimization and physical property in gas drainage process of steep inclined coal reservoir in Fukang Western Block

FU Xuehai¹, KANG Junqiang¹, LIANG Shun¹, GAO Lin², CHEN Xing²

(1. MOE Key Lab of CBM Resources and Accumulation Process, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China;

2. Xinjiang Clean Seed Energy Company Limited, Fukang 831500, China)

Abstract: In order to explore the dynamic variation features of the reservoir physical property in the gas drainage process of the steep inclined coal reservoir, the Eclipse numerical simulation software was applied to the historical fitting and the well type optimization of the coalbed methane wells in Fukang Western Block at the southern edge of Junggar Basin, to analyze the dynamic variation features of the pressure and gas content in the up inclined and down inclined reservoirs during the gas drainage process of the steep inclined reservoir and to compare the production capacity differences between the different well network and different horizontal well layout. The results showed that the pressure drop rate of the up inclined reservoir was higher than the down inclined reservoir, thus the gas content in the up inclined reservoir was reduced higher than the down inclined reservoir and the contribution of the production capacity mainly was come from the up inclined orientation. When the gas drainage scope was determined, the coalbed methane well set in the up inclined orientation of the reservoir would be favorable to the development of the coalbed methane. Under the same length condition of the horizontal well, the horizontal well in and along the seam would have the production capacity higher than the horizontal well passed through the seam.

Key words: coalbed methane; steep inclined coal reservoir; dynamic variation; well type optimization; Fukang Western Block

0 引 言

新疆煤层气资源量占全国的 26%, 是中国未来重要的煤层气产能来源^[1]。与其他煤层气产出不同,新疆煤层气储层受地质构造影响,大部分地区煤储层倾角达到 50° 以上^[2-3]。这种地质条件下煤层

气的产出特征,尤其是对排采过程中储层压力、含气量的动态变化特征研究较少。

在煤层气产出过程中,随着排水降压,储层压力会以井筒为圆心形成压降漏斗,并逐渐向外扩展^[4]。当储层压力下降到临界解吸压力以下时,煤层气开始解吸并产出,含气量也形成 1 个以井筒为

收稿日期:2018-03-15;责任编辑:王晓珍 DOI:10.13199/j.cnki.cst.2018.06.002

基金项目:国家科技重大专项资助项目(2016ZX05043-004-001);国家自然科学基金资助项目(41772158,41602174)

作者简介:傅雪海(1965—),男,湖南衡阳人,教授,博士生导师,博士。E-mail:fuxuehai@163.com

引用格式:傅雪海,康俊强,梁 顺,等.阜康西区急倾斜煤储层排采过程中物性及井型优化[J].煤炭科学技术,2018,46(6):9-16.

FU Xuehai, KANG Junqiang, LIANG Shun, et al. Well type optimization and physical property in gas drainage process of steep inclined coal reservoir in Fukang Western Block[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 9-16.

中心的漏斗^[5-7]。受储层压力降低和煤层气解吸引起有效应力负效应及煤基质收缩正效应,使煤储层渗透率在排采过程中呈现先减小后增大的趋势^[8-9]。但前人的研究对象,不论是数值模拟还是实例分析,大部分储层都基本默认为水平煤层,距离井筒相同位置的储层变化是相同且对称的,所以形成了1个单峰的煤层气产出曲线^[10-11]。这也适用于大部分煤储层,因为当前商业开发的区块构造变动较小,在较小的单井有效排采范围内(一般认为是300 m×300 m),较小的地层倾斜不会对煤层气的产出造成明显的影响。但是新疆大部分储层,尤其是准噶尔盆地南缘,储层倾角达到50°以上,最大甚至达到90°^[2]。在300 m×300 m的排采范围,倾角为50°,则单井控制上边界和下边界埋深相差达到230 m,如此巨大的埋深差异会引起储层压力,含气量和渗透率明显不同,进而引起排采过程中不同位置储层降压程度、煤层气解吸能力不同,降压程度高的部位煤层气优先解吸、产出,降压程度低的部位煤层气解吸则滞后。深入理解急倾斜储层排采过程中的物性变化特征对产能优化和井位选择有重要的工程意义。

笔者以准噶尔盆地南缘阜康西区块中CS18井为例,采用Schlumberger研发的Eclipse软件中CBM模板进行煤储层历史拟合,获得排采过程中储层压力和含气量的变化特征,探究急倾斜对煤储层排采的影响,建立煤层气井布井优化方案,为急倾斜储层煤层气排采提供了指导。

1 数值模型

1.1 地质背景

阜康西区块位于准噶尔盆地南缘阜康矿区西部,主要分布有阜康背斜、阜康向斜、南阜康向斜和南阜康背斜^[12]。煤层气井主要分布在阜康向斜轴部及仰起端(图1)。阜康向斜轴部倾角为50°左右,深度从东向西逐渐增大。CS18井位于阜康西区块轴部,与相邻煤层气井间距约为300 m,倾角为45°。单井控制范围内无断层,是一个理想的研究急倾斜储层煤层气排采的范例。

1.2 模型的确定和参数的选择

笔者采用Eclipse软件中CBM模板进行储层历史拟合,并导出不同时间点储层压力和含气量数据进行分析。Eclipse采用Warren-Root双孔模型来表述煤层气藏,通过煤层气的吸附、解吸、扩散和渗流来模拟煤层气和水的产出^[13-14]。甲烷吸附/解吸过

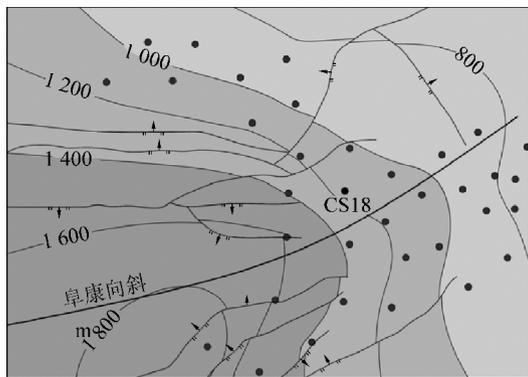


图1 阜康西区块构造纲要图和井位分布

Fig.1 Structure outline and well location map of Fukang Western Block

程采用Langmuir等温吸附模型,扩散过程采用Fick扩散定律,渗流采用Darcy定律。根据CS18井实际地质条件和储层条件,笔者建立了一个倾角为45°的角点网格(图2)。网格数量为40×40×5,每个网格实际大小为7.5 m×7.5 m×4.375 m,整个网格实际大小为300 m×300 m×17.4 m(煤储层厚度)。

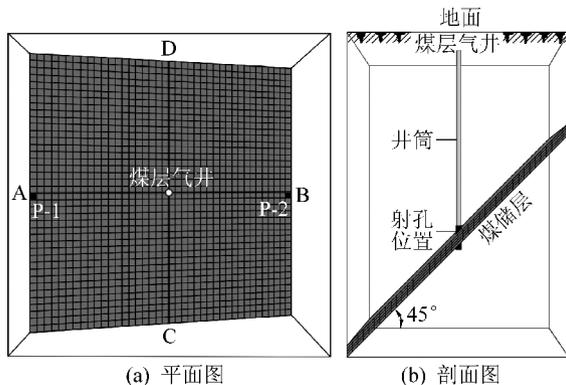


图2 急倾斜巨厚煤层网格模型

Fig.2 Grid model of large-slope and huge-thickness coal reservoir

储层参数的选择是进行储层排采动态分析的基础^[15]。笔者基于CS18井勘探资料以及试验测试结果确定储层大部分地质参数如下:

埋深 H/m	1 143
煤层厚度 m	17.4
孔隙度 $\%$	0.003
X 方向渗透率 $/10^{-3} \mu m^2$	2.05
Y 方向渗透率 $/10^{-3} \mu m^2$	2.05
Z 方向渗透率 $/10^{-3} \mu m^2$	2.05
X 方向渗透率随埋深变化 K_x	$18\ 750e^{-0.008H}$
Y 方向渗透率随埋深变化 K_y	$18\ 750e^{-0.008H}$
Z 方向渗透率随埋深变化 K_z	$1\ 875e^{-0.008H}$
井筒位置储层压力 $/MPa$	11.8

储层压力梯度/(MPa·hm ⁻¹)	1
井筒位置含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	9.61
含气量梯度/(cm ³ ·t ⁻¹ ·hm ⁻¹)	0.32
井筒直径/cm	10
表皮系数	0.5
兰氏压力/MPa	3.29
兰氏体积/(m ³ ·t ⁻¹)	15.71

由于孔隙度、渗透率、表皮系数和气水相渗曲线强烈的非均质性,这4个参数主要依据对该井的产量曲线进行历史拟合获得。

对于急倾斜储层,由于埋深、地应力以及煤岩演

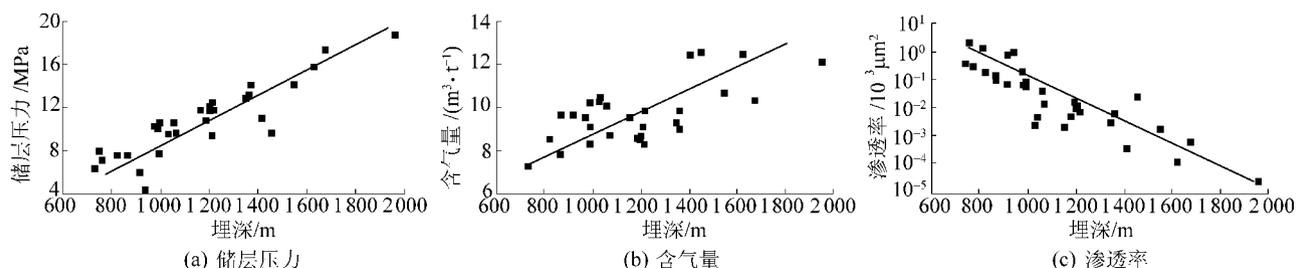
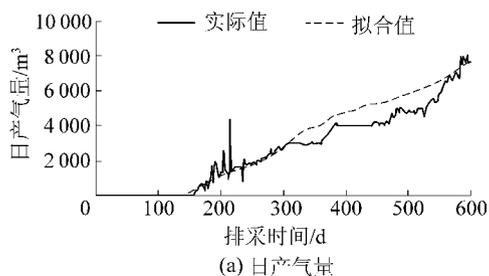
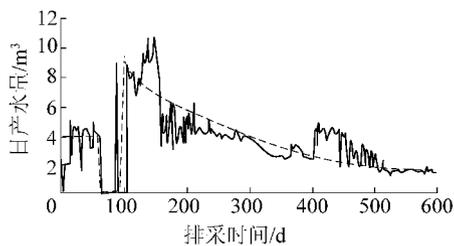


图3 储层压力、含气量和渗透率与埋深的关系

Fig.3 The relationship between reservoir pressure, gas content, permeability and buried depth



(a) 日产气量



(b) 日产水量

图4 CS18井历史拟合产能与实际产出曲线对比

Fig.4 Production profile comparison of the fitted and the actual of CS18 Well

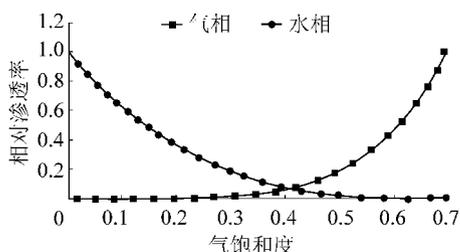


图5 CS18井历史拟合气、水相渗曲线

Fig.5 Gas, water relative permeability of the history fitting of CS18 well

化程度的差异,会导致储层压力、含气量和渗透率3个参数在垂向上具有明显的差异性^[16-17]。因此,不同埋深下储层压力梯度、含气量梯度和渗透率梯度设置尤为重要。本次基于该研究区实际地质勘探资料,绘制了储层压力、含气量、渗透率与埋深的散点图(图3),建立了数学统计关系及统计方程。基于此,获得储层压力、含气量、渗透率梯度。定压生产历史拟合日产气和日产水结果与实际产出曲线基本保持一致(图4),从而确定了CS井历史拟合气、水相渗曲线(图5)。

2 数值模拟结果

2.1 储层压力变化特征

对于急倾斜煤储层,排采过程中由于重力对水运移的影响,导致储层上倾方向和下倾方向储层压力出现非对称下降,进而导致储层上倾方向和下倾方向的储层压力变化出现非对称性变化。

在排采前(0th),储层压力以1 MPa/hm的压力梯度存在煤储层中(图6a),以上倾方向和下倾方向边界中心点P-1和P-2储层压力为例(图2),排采200天后(200th),由于前期的大量产水,导致储层压力明显降低。P-1由最初10.92 MPa下降至4.87 MPa,降幅达55.4%;P-2由12.96 MPa下降至5.89 MPa,降幅为54.6%(图6b)。400天(400th)后,储层压力仅发生了略微的下降。P-1点储层压力从4.87 MPa降至4.33 MPa,降幅为11.1%;而P-2由5.89 MPa降至5.65 MPa,降幅为4.1%(图6c)。600天(600th)后,P-1储层压力从4.33 MPa降至3.70 MPa,下降了14.5%,P-2储层压力从5.65 MPa降至5.45 MPa,下降了3.5%(图6d)。在排采初期(0~200天),下倾方向较大的井底压力使上倾与下倾方向煤层气产水能力无较大差异,导致上倾方向和下倾方向储层压力下降速率几乎一致。虽然上倾方向储层水向井筒运移不仅有储层压力差的作用,还有

重力的作用,但是其产水速率未明显大于下倾方向。由于下倾方向储层压力大于上倾方向,在相同的井底压力下,下倾方向储层压力差明显大于上倾方向,导致其水运移驱动力明显大于上倾方向,因此抵消了重力的阻碍作用。而在200~600天,处于气-水两相流阶段,产气开始稳步上升,而产水量逐渐下降(图4),上倾方向储层压力降幅明显大于下倾方向,说明此时上倾方向煤层气井产水能力要大于下倾方向。此时,在相同的井底压力下,两者的储层压力差已经不再明显,而重力作用则开始显现,上倾方向地层水产出率要明显大于下倾方向。

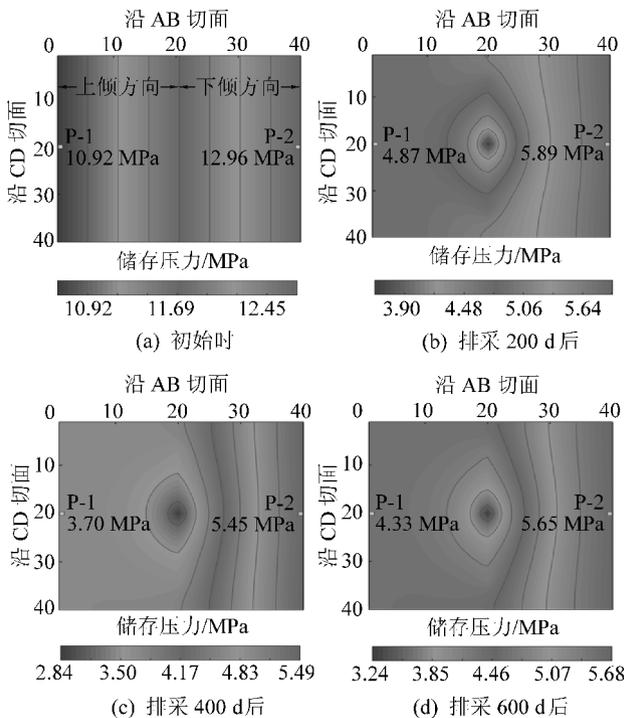


图6 急倾斜储层排采过程中储层压力变化
Fig.6 Variation of reservoir pressure in the draining process for large-slope coal reservoir

随着排采的进行,从AB切面上看,上倾方向储层压力梯度逐渐消失,演变成类似水平煤层的分布特征,而下倾方向储层依然保持了最初的储层压力梯度特征(图7a)。这是因为上倾方向离井筒越远储层压力越低(P-1距离井筒位置最远,初始储层压力最低),所以P-1位置的储层水向井筒运移时,需要等到P-1前方位置点的储层压力下降至与P-1相同时方能开始运移。随着储层压力下降至P-1位置的储层压力大小时,储层上倾方向储层压力已经开始趋于一致,从而导致初始的储层压力梯度消失。而下倾方向储层距离井筒越远,储层压力越大(P-2距离井筒位置最远,初始储层压力最大),即

储层水可以从远端开始向近端运移,导致下倾方向储层压力整体同步下降,保持着初始的储层压力梯度。从CD切面上看,储层压降上倾方向与下倾方向明显对称(图7b),曲线特征与水平煤层类似^[18]。

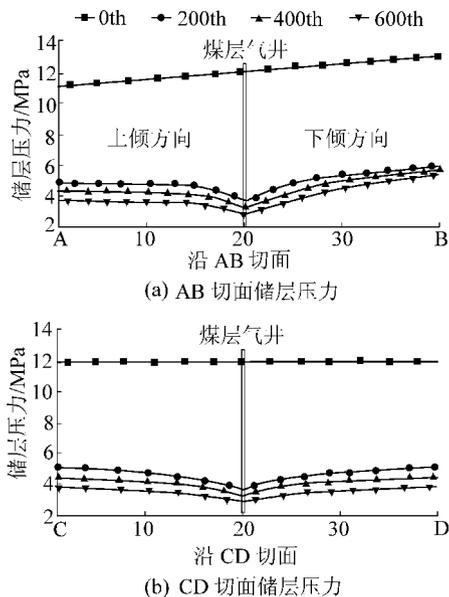


图7 储层压力变化截面
Fig.7 Change of reservoir pressure

2.2 含气量变化特征

煤层气排采过程中含气量的变化是反映煤储层产能贡献的最直接指标^[19]。基于等温吸附方程,在达到临界解吸压力之前:

$$V = V_g \quad (1)$$

式中: V 为储层含气量, m^3/t ; V_g 为初始含气量, m^3/t 。

达到临界解吸压力之后:

$$V = \frac{V_L P}{P + P_L} \quad (2)$$

式中: V_L 为朗缪尔体积, m^3/t ; P_L 为朗缪尔压力,MPa; P 为储层压力,MPa。

在排采前(0th),含气量以 $0.32(\text{m}^3/\text{t})/\text{hm}$ 的含气量梯度赋存在储层中(图8a)。排采200天(200th)后,井底储层含气量由初始的 $9.61 \text{ m}^3/\text{t}$ 下降至 $8.25 \text{ m}^3/\text{t}$,降幅达到14.2%。而P-1和P-2位置为储层初始含气量,没有发生变化(图8b),因为此时这2个位置储层压力尚未降至临界解吸压力以下;在第400天(400th),P-1位置含气量开始下降,从 $9.38 \text{ m}^3/\text{t}$ 降至 $8.96 \text{ m}^3/\text{t}$,降幅为4.5%,而P-2位置含气量没有发生任何变化,依然维持在 $9.85 \text{ m}^3/\text{t}$ (图8c);在第600天,P-1含气量已经从 $8.96 \text{ m}^3/\text{t}$ 降低至 $8.34 \text{ m}^3/\text{t}$,降幅为6.9%,而P-2也开始略有下降,但降幅为0.4%(图8d)。第200天上

倾方向储层含气量全部开始下降,而下倾方向仅有一半的区域含气量出现下降(图 8b)。随着排采的进行,上倾方向含气量迅速降低,下倾方向煤层气解吸区也逐渐扩大,但是下降幅度低于上倾方向。与储层压力变化一样,从 AB 切面上看上倾方向含气量梯度随着排采的进行已经消失,而下倾方向依然存在(图 9a)。从 CD 切面上看,上倾方向与下倾方向含气量变化明显对称,曲线特征与水平煤层类似(图 9b)。

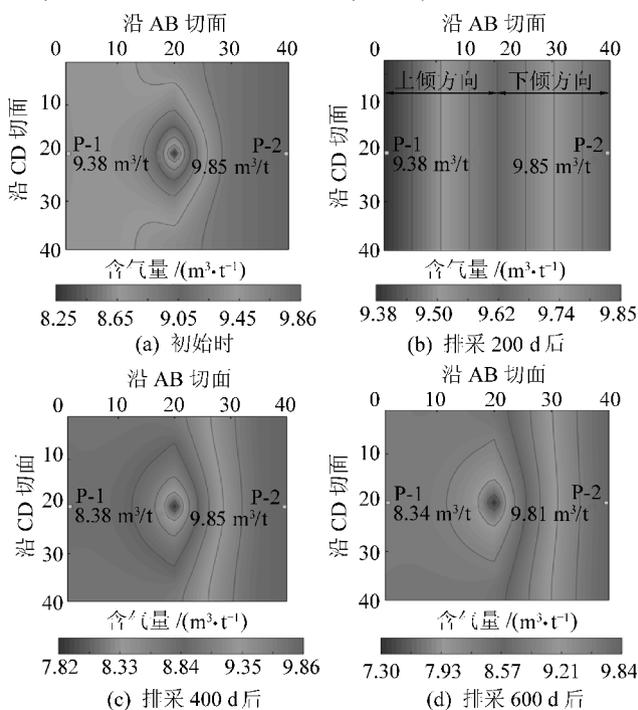


图 8 排采过程中含气量变化

Fig.8 Variation of gas content in the draining process for large-slope coal reservoir

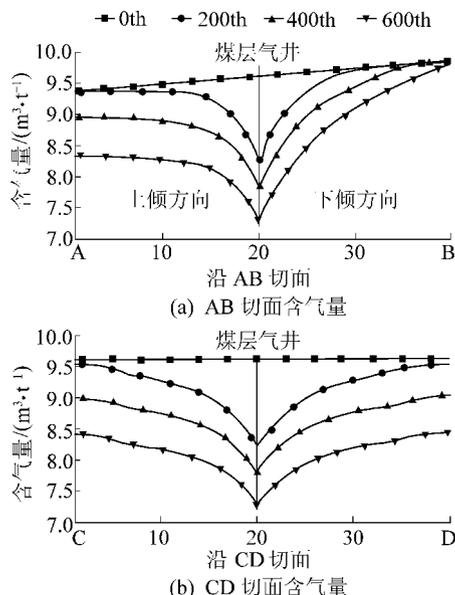


图 9 排采过程中含气量分布

结合上文储层压力变化特征可知,在排采初期大量产水使上倾和下倾方向储层压力快速降低,初期的较大的储层压力使水的重力作用不明显。随着排采的进行,受水重力作用的影响,上倾方向储层压力下降开始加快,且由于较高的临储比和渗透率,使上倾方向煤层气先开始解吸并产出。相反,下倾方向储层压力下降比较缓慢,临储比和渗透率均较低,煤层气解吸和产出均较上倾方向慢。综合导致上倾方向煤层气先被解吸产出,形成一个非同步解吸的现象。上倾方向含气量梯度消失,而下倾方向依然存在。是因为当储层压力下降至临界解吸压力以下时,根据 Langmuir 方程,一个储层压力值就对应一个含气量值,所以两者的变化趋势呈现出相同的变化特征。

3 井型优化

由于煤储层渗透性差以及有限的单井排采范围,通常选择井组排采来提高煤层气区块的降压范围和降压幅度,最大程度提高排采能力^[20-21]。因为煤层气井施工成本的问题,不可能无限地增大气井数量。因此,在有限的煤层气井的条件下,最大程度提高排采效率成为目前需要解决的主要问题。而合理的井网布置可以有效提高储层的产出效率。井网布置首要考虑的是储层压力和含气量的变化范围以及分布特点。上述的模拟结果显示,急倾斜储层在煤层气井排采过程中上倾部分由于较低的临界解吸压力,煤层气率先解吸,且含气量出现较大幅度下降。但是储层下倾部分,由于临界解吸压力和渗透率较低,使煤层气产出较慢,导致一部分储层没有被有效地开发利用。基于此,分别模拟了同一储层井组井位布置和水平井布置方案,研究不同布井方案条件下的产出特征,优选出较为合理的布井方案。

3.1 井组布置方案

基于上文的模拟结果,上倾和下倾方向煤层气解吸呈现出不同的变化特征,而与井筒同一埋深位置(CD 切面)储层压力和含气量呈均匀对称式变化。所以本次在同一储层布置 4 口井,井位均位于图 2 中 AB 切面上。采用了 5 种不同的井间距方式,来优选更为合适的布井方式。按照 AB 切面上的上倾方向边界点坐标为(0,0),下倾方向坐标点为(40,0)5 种布置模式的布井位置为(4-10-18-28,0)、(4-12-22-34,0)、(5-15-25-35,0)、(6-18-28-36,0)和(12-22-30-36,0),如图 10 所示。根据

Fig.9 Change of gas content in the draining process

单井 300 m×300 m 的控制面积, 网格大小 1 200 m×1 200 m。

模拟结果表明, 随着煤层气井逐渐向下方移动, 煤层气日均产气量和产水量逐渐下降(图 11)。

随着煤层气井整体向下部运动, 峰值产气量逐渐降低, 且峰值产气量出现的时间也逐渐增长(图 12), 方式 1 煤层气井整体处在储层上部, 方式 5 煤层气井处于储层下部, 方式 1 煤层气产气曲线当达到产气峰值时, 产气量没有快速下降, 而是稳产了约 3 年。这是因为上倾方向的储层由于较高的渗透率和临储比使煤层气解吸较快, 4 口井的产气峰值出现的时间比较近, 整体形成了 1 个稳产期。而方式 5 处于储层的下部, 储层渗透率较低, 临储比较大, 所以其需要很长的排水降压时间, 导致明显较低的峰值产气量和较长的到达峰值产气所需的时间。而方式 2、3、4 煤层气井介于方式 1 与方式 5 之间, 煤层气井分布逐渐变化, 所以产气曲线也呈现出明显的规律性。

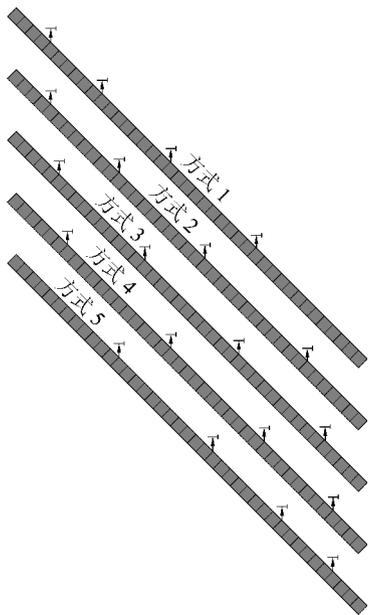


图 10 不同布井方式井位分布

Fig.10 Distribution map of well location in different well patterns

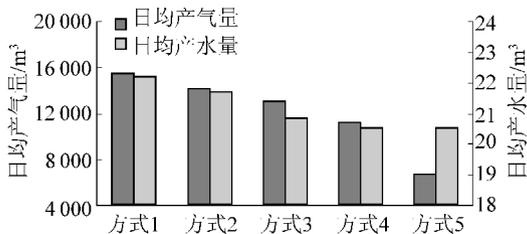


图 11 不同布井方式日均产气量和产水量分布

Fig.11 Distribution of daily average gas and water production for different well patterns

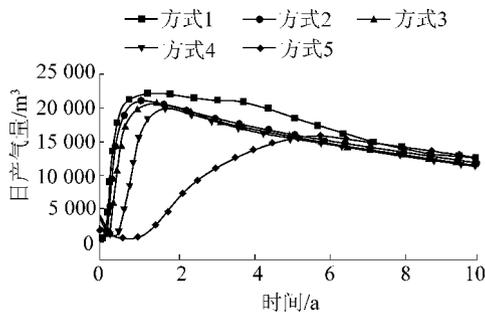


图 12 不同布井方式日产气量曲线

Fig.12 The daily gas production profiles for different well patterns

不同位置产气曲线特征可以从含气量变化特征直观地看出。经过 10 年的排采, 储层压力已经出现明显的下降。储层上部煤层气井储层压力下降向外扩展, 整体形状比较平缓, 而储层下部压降逐渐向下扩展, 辐射面积较小(图 13a)。这是因为上倾和下倾方向储层较大渗透率差异引起的。储层压力的变化同样反映在含气量变化曲线上, 上部储层含气量出现明显的降低, 而下部储层含气量虽然井筒所在位置含气量较低, 但是其煤层气解吸面积小, 周边大部分储层含气量依然较高(图 13b)。

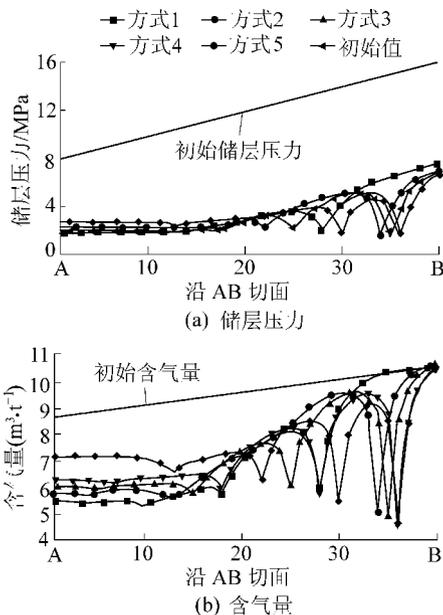


图 13 不同布井方式储层压力和含气量变化

Fig.13 Change of reservoir pressure and gas content for different well patterns

以方式 1 和方式 5 为例。方式 1 下部储层虽然存在部分储层没有发生任何解吸, 含气量保持不变, 但是其上部储层含气量明显低于其他布井方式。而方式 5 虽然储层整体含气量均出现下降, 但是其上倾方向含气量下降幅度较低, 下倾方

向含气量降幅范围较小,煤层气整体解吸量仍明显低于方式1。所以综合来看方式1更有利于煤层气的开发。

3.2 水平井方案

对于急倾斜储层,排采过程中上倾和下倾方向储层压力和含气量变化程度不均会引起不同方向的水平井出现明显不同的排采效果。基于此,笔者模拟了2种水平布井方式:一是沿倾向方向布井,命名为顺煤层(图14a);二是沿走向方向布井,命名为穿煤层(图14b)。模拟所有参数与井组模拟参数完全一致。本次布井水平井眼长度为800m,所在位置如图14所示。

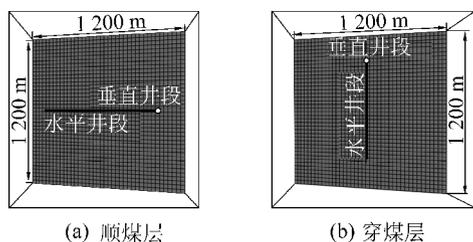


图14 水平井布井方式

Fig.14 The well patterns for horizontal well

模拟结果表明:顺煤层井和穿煤层井日均产气量分别为 $21\ 313\ \text{m}^3$ 和 $18\ 127\ \text{m}^3$ 。从日产气曲线来看,顺煤层井峰值产气量为 $35\ 222\ \text{m}^3$,所需时间为730天,而穿煤层井峰值产气量为 $32\ 280\ \text{m}^3$,所需时间为1 095天。顺煤层井峰值产气量更高,且达到峰值所需时间更短(图15)。在穿煤层水平井到达峰值产气量之前,顺煤层井产气量一直高于穿煤层井。穿煤层井到达峰值产气量之后产气量略大于顺煤层水平井,但是随着排采的持续进行,产气量逐渐低于顺煤层井,说明顺煤层井储层的供气能力大于穿煤层井。在10年的排采过程中,累计产气量顺煤层井比穿煤层井高699.2万 m^3 。综合来看顺煤层气井更有利于煤层气的开发。

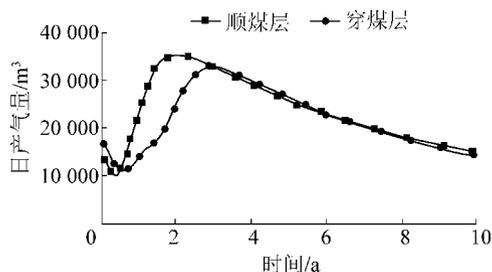


图15 不同布井方式水平井产气曲线

Fig.15 Production profiles for different horizontal well patterns

4 结 论

1) 急倾斜煤储层排采过程中储层压力上倾和下倾方向均明显下降。在排水阶段,上倾方向和下倾方向储层压力变化幅度没有显著区别,而进入气、水产出阶段,重力作用开始显现,上倾方向储层压力下降速度明显大于下倾方向。

2) 上倾和下倾方向煤层气解吸存在非同步效应,上倾方向储层含气量首先出现明显的降低,而下倾方向储层煤层气解吸滞后。因为上倾方向储层压力下降速度较快,且临储比较大,使煤层气先被解吸出来,且上倾方向较大的渗透率也有利于煤层气的运移。而下倾方向储层则相反。

3) 在排采范围内,将煤层气井布置在储层上倾方向有利于煤层气的产出。随着煤层气井逐渐向下倾方向移动,煤层气井日均产气量和峰值产气量均逐渐降低。急倾斜储层顺煤层水平井比穿煤层水平井拥有更大的煤层气解吸面积和更高的煤层气解吸程度,更有利于煤层气的开发。

参考文献 (References):

- [1] 国土资源部油气资源战略研究中心.全国煤层气资源评价[M].北京:中国大地出版社,2009.
- [2] 李勇,曹代勇,魏迎春,等.准噶尔盆地南缘中低阶煤层气富集成藏规律[J].石油学报,2016,37(12):1472-1482.
LI Yong, CAO Daiyong, WEI Yingchun, *et al.* Middle to low rank coalbed methane accumulation and reservoiring in the southern margin of Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(12): 1472-1482.
- [3] 况军,贾希玉,俞正国,等.准噶尔盆地南缘深浅层构造特征分析[J].新疆石油地质,1989(1):16-27.
KUANG Jun, JIA Xiyu, YU Zhengguo, *et al.* Structural features of deep and shallow strata in the Southern Margin of Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1989(1): 16-27.
- [4] 傅雪海,葛燕燕,梁文庆,等.多层叠置含煤层气系统递进排采的压力控制及流体效应[J].天然气工业,2013,33(11):35-39.
FU Xuehai, GE Yanyan, LIANG Wenqing, *et al.* Pressure control and fluid effect of progressive drainage of multiple superposed CBM systems [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(11): 35-39.
- [5] 傅雪海,秦勇,韦重韬,等.QNDN1井煤层气排采的流体效应分析[J].天然气工业,2010,30(6):48-51.
FU Xuehai, QIN Yong, WEI Chongtao, *et al.* Fluid effect analysis of QNDN1 coalbed methane discharge [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(6): 48-51.
- [6] 汪吉林,秦勇,傅雪海.关于煤层气排采动态变化机制的新认识[J].高校地质学报,2012,18(3):583-588.

- WANG Jilin, QIN Yong, FU Xuehai. New insight into the mechanism for dynamic coalbed methane drainage [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2012, 8(3): 583-588.
- [7] 康永尚, 秦绍锋, 韩 军, 等. 煤层气井排采动态典型指标分析方法体系[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(10): 1825-1830.
- KANG Yongshang, QIN Shaofeng, HAN Jun, *et al.* Typical dynamic index analysis method system for drainage and production dynamic curves of CBM wells [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(10): 1825-1830.
- [8] 陈金刚, 秦 勇, 傅雪海. 高煤级煤储层渗透率在煤层气排采中的动态变化数值模拟[J]. *中国矿业大学学报*, 2006, 35(1): 49-53.
- CHEN Jingang, QIN Yong, FU Xuehai. Numerical simulation on dynamic variation of the permeability of high rank coal reservoirs during gas recovery [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2006, 35(1): 49-53.
- [9] 孟艳军, 汤达祯, 李治平, 等. 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[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 66-71.
- MENG Yanjun, TANG Dazhen, LI Zhiping, *et al.* Dynamic variation characteristics and mechanism of permeability in high-rank CBM wells at different drainage and production stages [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 66-71.
- [10] 王向浩, 王延斌, 倪小明, 等. 潘庄区块煤层气排采过程中水压传播数值模拟[J]. *河南理工大学学报: 自然科学版*, 2013, 32(6): 681-685.
- WANG Xianghao, WANG Yanbin, NI Xiaoming, *et al.* Numerical simulation of water pressure transmission during production of CBM in Panzhuang block [J]. *Journal of Henan Polytechnic University: Natural Science Edition*, 2013, 32(6): 681-685.
- [11] 洪光华. 煤层气数值模拟研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2011.
- [12] 李 升, 葛燕燕, 杨雪松, 等. 准噶尔盆地阜康西区块西山窑组构造-水文地质控气特征[J]. *新疆石油地质*, 2016, 37(6): 631-636.
- LI Sheng, GE Yanyan, YANG Xuesong, *et al.* Gas-controlling characteristics of structural and hydrogeological factors in Xishanyao Formation of Western Fukang Block, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2016, 37(6): 631-636.
- [13] 郭春华, 周 文, 孙晗森, 等. 考虑应力敏感性的煤层气井排采特征[J]. *煤田地质与勘探*, 2011, 39(5): 27-30.
- GUO Chunhua, ZHOU Wen, SUN Hansen, *et al.* The relationship between stress sensitivity and production of coalbed methane wells [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011, 39(5): 27-30.
- [14] 谢学恒, 樊明珠, 王前阔, 等. 煤层气井排采强度对产气量敏感性的数值模拟[J]. *油气藏评价与开发*, 2013(5): 74-76.
- XIE Xueheng, FAN Mingzhu, WANG Qiankuo, *et al.* Sensitivity numerical simulation of production intensity on the gas production rate of CBM wells [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2013(5): 74-76.
- [15] 娄剑青. 影响煤层气井产量的因素分析[J]. *天然气工业*, 2004, 24(4): 62-64.
- LOU Jianqing. Factors of influencing production of coalbed gas wells [J]. *Natural Gas Industry*, 2004, 24(4): 62-64.
- [16] 徐宏杰, 桑树勋, 易同生, 等. 黔西地区煤层埋深与地应力对其渗透性控制机制[J]. *地球科学*, 2014, 39(11): 1507-1516.
- XU Hongjie, SANG Shuxun, YI Tongsheng, *et al.* Control mechanism of buried depth and in-situ stress for coal reservoir permeability in Western Guizhou [J]. *Earth Science*, 2014, 39(11): 1507-1516.
- [17] 赵丽娟, 秦 勇, 申 建. 深部煤层吸附行为及含气量预测模型[J]. *高校地质学报*, 2012, 18(3): 553-557.
- ZHAO Lijuan, QIN Yong, SHEN Jian. Adsorption behavior and abundance prediction model of deep coalbed methane [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2012, 18(3): 553-557.
- [18] 杜严飞, 吴财芳, 邹明俊, 等. 煤层气排采过程中煤储层压力传播规律研究[J]. *煤炭工程*, 2011(7): 87-89.
- DU Yanfei, WU Caifang, ZOU Mingjun, *et al.* Study on reservoir pressure transmission law during gas mining and drainage process of coalbed methane well [J]. *Coal Engineering*, 2011(7): 87-89.
- [19] 傅雪海, 秦 勇, 韦重韬. 煤层气地质学[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2007.
- [20] 张卫东, 魏 韦. 煤层气水平井开发技术现状及发展趋势[J]. *中国煤层气*, 2008, 5(4): 19-22.
- ZHANG Weidong, WEI Wei. Status of coalbed methane horizontal well technology and trend of development [J]. *China Coalbed Methane*, 2008, 5(4): 19-22.
- [21] 史 进, 吴晓东, 韩国庆, 等. 煤层气开发井网优化设计[J]. *煤田地质与勘探*, 2011, 39(6): 20-23.
- SHI Jin, WU Xiaodong, HAN Guoqing, *et al.* Optimization design of CBM well grid pattern [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011, 39(6): 20-23.