

韩城区块煤层气井动态管理与对策

刘 征 韩 军 付玉通 王 伟

论文摘要：在韩城地区煤层气开发实践中，获得了大量煤层气开发动态的宝贵经验。本论文通过总结这些有益经验，使其系统化和理论化，进而用于指导和预测韩城地区煤层气开发实践。论文将煤层气单井生产过程划分为排采阶段和稳产气阶段两个阶段，其中排采阶段又划分为“平衡”、“控制”和“限制”三个阶段。通过对大量煤层气生产井的分析，总结出煤层气井生产过程中的各参数之间的动态变化，以及这些变化对该井后期生产的影响。因此在根据煤层气井所处的特定阶段，选择科学的生产参数并制定合理的排采制度，以实现煤层气井的最优排采。

关键词：平衡；控制；限制；最优排采；

一、韩城煤层气井排采现状

韩城煤层气田已展开大面积开发，做好煤层气井排采研究工作已势在必行。从大量煤层气井排采经验总结出适合韩城地区煤层气开发的规律特征，对后期大量井的管理工作具有重要的指导意义。

目前韩城煤层气田生产井 72 口，排采井 182 口，生产井主要集中在 WL1、WL2、韩 3 井组及其周围。其中 WL1 井组投产 3~5 年；WL2 井组投产 1~2 年；韩 3 井组投产 1 年左右时间。如图 1 为韩城煤层气田生产现状分布图。

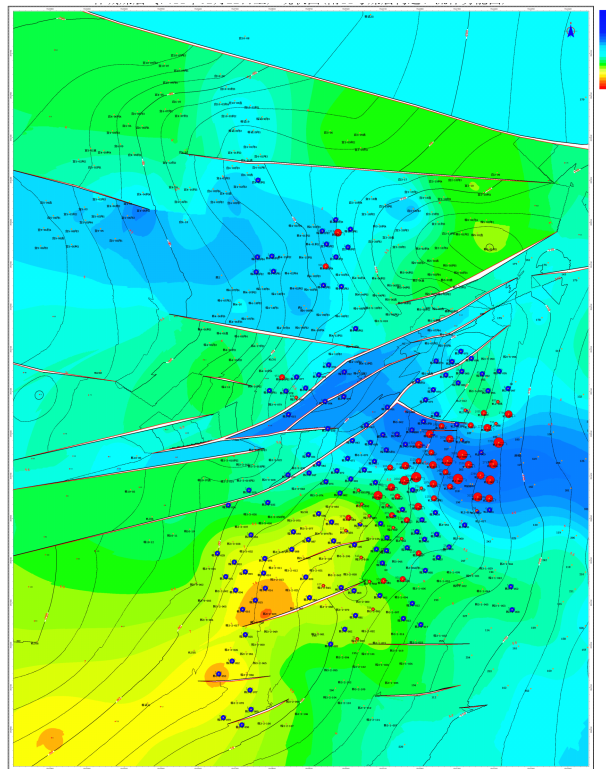


图 1 韩城煤层气田生产现状分布图

二、煤层气井生产动态分类

韩城煤层气田目前有 254 口井开发井。科学地管理煤层气井需掌握煤层气井的生产规律，把握排采的本质，这样才能胜任煤层气井的科学管理工作，否则必将造成一片混乱。

从生产阶段和管理角度来看，目前可将韩城的煤层气开发井分为两类：一、生产井（72 口），指已经产气，并接入系统管线的井。二、排采井，主要包括在排液降压的井，以及个别排采时间较短，已经见气，但未接入系统管线的井。

通过对 55 口生产井及大量排采井生产数据的分析，提出韩城地区欠饱和煤层气井的生产阶段划分方案（图 2），并重点研究了各阶段的煤层气井生产特征。据此方案对韩城煤层气井进行科学分类（表 1），以期实现对煤层气井的科学管理。

大量实践经验表明，要实现煤层气井的科学排采，必须了解生产各阶段的动态特征。把握各阶段的生产规律并定量描述其中的关键参数，是本次研究的核心目标。

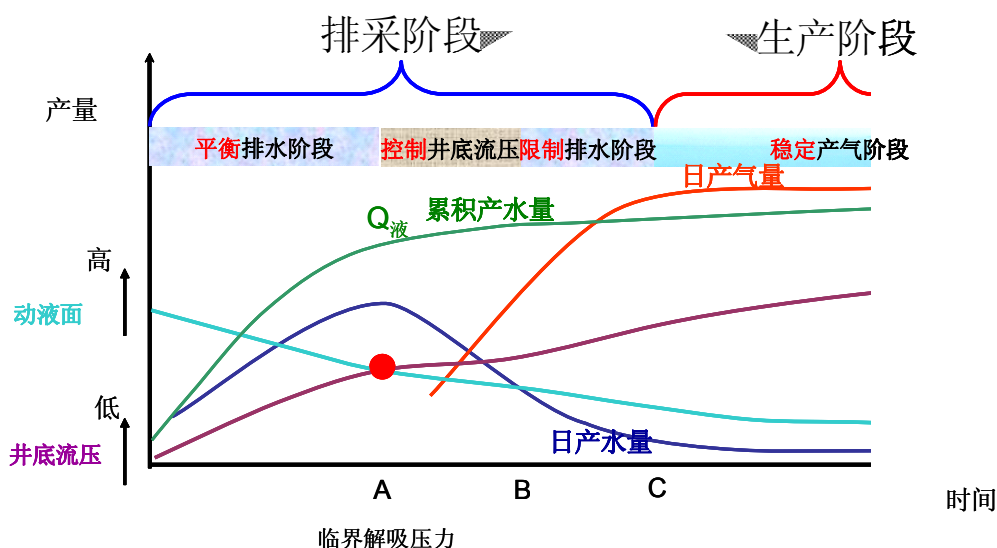


图 2：煤层气井排采阶段划分模式图

表 1：欠饱和煤层气阶段划分及分类方案

一级阶段	排采阶段			生产阶段	
二级阶段	平衡阶段	控制阶段	限制阶段	稳定产气阶段	缓慢下降阶段
典型实例	韩 3-3-091	韩 3-019	韩 3-020	WL2-020	暂无
时间	3~6 个月	20~100 天	90~200 天		
曲线模型					

三、煤层气井生产动态阶段研究

(一) 平衡阶段

1. 基本特征

平衡阶段即平衡排液阶段，该阶段是欠饱和煤层气排采的初期阶段，以返排压裂液为主，流态为饱和单相流，间或出现水、煤粉两相流。

由于煤储层受压裂改造，含水量增加，渗透率增大，排采初期，出水清澈连续，泵效普遍高于 90%。随着压裂液的排出，压裂时推向井筒远端的部分煤粉，在水流的带动下流出地层，进入井筒。此时表现为出水连续、水质变黑。煤粉的排出对于增加煤层的渗流能力起到积极作用，此时排采不宜中断，防止煤粉在向外运移时，形成卡泵，造成修井，甚至造成煤层渗流通道被堵塞，影响后期排采。

前已述及，韩城煤质普遍较软，镜质组含量低，而惰质组和丝炭含量高，煤层在压裂后，容易出砂、出煤粉，且煤层软原生割理裂隙不发育，若排采强度过大，易造成割理和裂隙的闭合。因此在排采初期应准确判断煤层的供液能力，保持合理的排采工作强度，使地排液在井筒产生的压降强度等于地应力的强度，平衡排出煤层水，这样可以在保证煤层原生裂缝系统不闭合的前提下，实现排液速度和地层供液能力的动态平衡。

2. 研究内容：

(1) 排采强度研究

该阶段排液的核心目的是降低煤层压力，扩大压降面积。其关键在于求取准确的煤层

供液能力，采取合理的排采强度，保证供液与排液的平衡。

为准确研究煤层气井排采初期平衡排水阶段的产水规律及特征，根据油藏工程基本原理，将油井的产能指数应用于煤层气井平衡排液阶段，提出了煤层气井供液指数这一概念。对于产层仅为单层的煤层气井而言，此指数即为该井的煤层供液指数。

煤层气井供液指数指单位生产压差下的煤层气井供液量，用符号 J 表示。

$$Q = J \Delta P = J(P_e - P_{wf}) \quad (\text{式 4})$$

$$J = \frac{Q}{\Delta P} \quad (\text{式 5})$$

其中 Q ——产液量， m^3/d ；

ΔP ——生产压差， MPa 。

由式 4 可知，在地层供液指数不变的情况下，井底流压 P_{wf} 与产气量 Q 之间呈线性关系。把井底流压与地层供液量投影到直角坐标系中，得到煤层气井产液指示曲线（图 3），以此来精确研究煤层气井的供液能力。

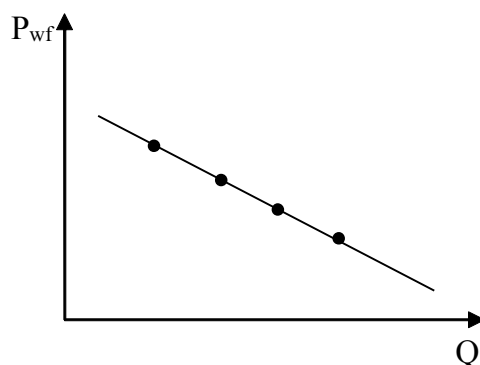


图 3：煤层气井供液指示曲线

图 3 中供液指示曲线可用方程表征为：

$$P_{wf} = a + bQ \quad (\text{式 6})$$

式中 a ——直线的截距， MPa ；

b ——直线的斜率， MPa/m^3 。

据式 6 可计算出煤层气井供液量为 0 时的井底压力 $P_0 = a$ 。在地层渗透性足够大，关井时间足够长的情况下，原始井底压力等于原始地层压力，即 $P_0 = P_e$ ；另外，据此指示曲线还可计算出煤层气井的另一个重要参数：供液指数 $J = -1/b$ ， J 表示煤层压力每降低 1MPa 所能增加的供液量。

根据现场实际生产需要以及煤层气排采的特点，将式 4 改为：

$$Q = J \Delta H \quad (\text{式 7})$$

煤层气井供液指示曲线可以改为图 4 所示。同样，可以计算初始动液面 H_0 。

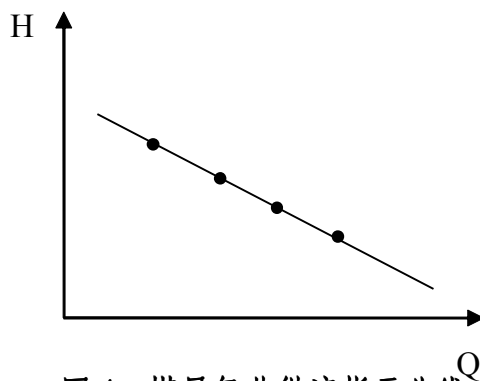


图 4：煤层气井供液指示曲线

在平衡排液阶段，对于特定的煤层气井，在煤层裂隙系统未发生闭合、渗流通道未明显沟能、未沟通其它供水单元的情况下，地层的供液能力在短期内基本保持不变。因此，准确求取地层的供液能力，保持地层供液与排液量平衡才能实现稳定排液降压。

（2）最优排采制度研究

动液面达到临界解吸液面标志着平衡排液阶段的结束，此时，井底压力达到临界解吸压力，煤层气开始解吸产气。将煤层开始产气出再套压时的生产动态点称之为临界解吸点，临界解吸点是一个综合性的生产动态点，包括：日产水量、累计产水量、井底流压、动液面、套压、日产气量等生产动态参数，各参数之间联系紧密。

在平衡排采阶段，采取不同的排采制度，会以不同的路径达到临界解吸点。不同排采路径所达到的临界解吸点生产动态参数必定有所不同。分析不同的排采路径，探寻最优排采路径，以达到最优临界解吸点，对于煤层气井的高产、稳产意义重大。

（一）最优临界解吸点的确定

煤层水具有不可压缩性（图 5），因此，忽略煤层所受应力作用时，煤层排出一定量体积的水，则会有等量体积的煤层水填充至压裂裂缝中，此时会形成等体积的压降体积，压降体积越大，越有利于单井的稳产，同时也有利于形成整体降压区。可以认为：单井排采时，煤层压降范围的大小受累积产液量的控制；排液过程是压裂液流入井筒，远端的煤层水流入压裂裂缝的过程，所以排液过程即为沟通远端渗流通道的过程（图 6）。

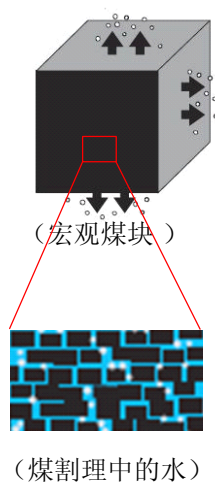


图 5: 煤层含水示意图

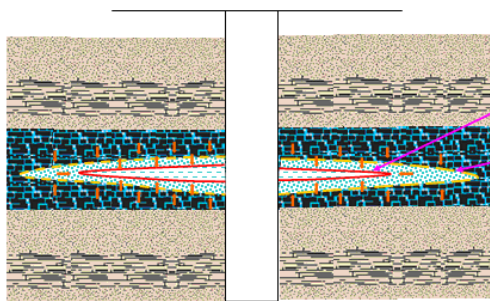


图 6: 煤层排水过程中渗流通道变化示意图

大量的生产实践经验表明：①排采初期，如果排采强度过大，井底压力降低过快，见气时间过早，见气时累产液量远小于压裂液量，这会使得煤层泄压压降半径过小，煤层渗流通道易发生闭合，产气后劲不足(图 7，路径 1)，如 WL2-004、WL2-006、WL2-008、WL2-010、WL2-018、WL2-020 等井；②如果排液强度过小，井底压力和煤层压力降低过慢，则平衡排液阶段时间太长，迟迟不能产气，增加经济成本（图 7，路径 3），如韩 3-032、韩 3-042、韩 3-3-104、韩 3-5-051 等井；③排采实践表明，在从平面流体势上来看，在高势能区为了使沟通渗流通道，防止煤层因水量少而无法降压，累计产液量，应达到压裂液的两倍，甚至以上，开始见气，时最为有利，而位于低势能区的井，压裂液要求等于压裂液总量时，见气有较有利。该情形有利于后期的排采，且能缩短平衡排水阶段时间，提高经济效益。WL2-015 向 1 井严格按照规定工作制度进行现场生产实验（图 8），该井压裂液用量 508m^3 ，控制使其见气时累计产液量约等于压裂液量为 568m^3 ，后期在该井产量达 $3000\text{ m}^3/\text{d}$ 时，井底压力为 0.84MPa ，套压 0.16MPa ，日产水量 12m^3 ，有很大的增产空间。

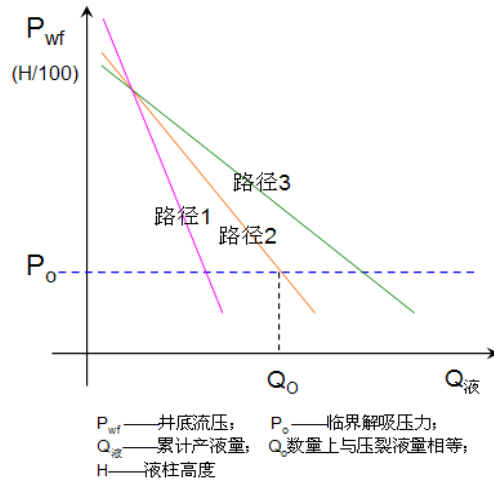


图 7: 累计产液量与井底流压关系图

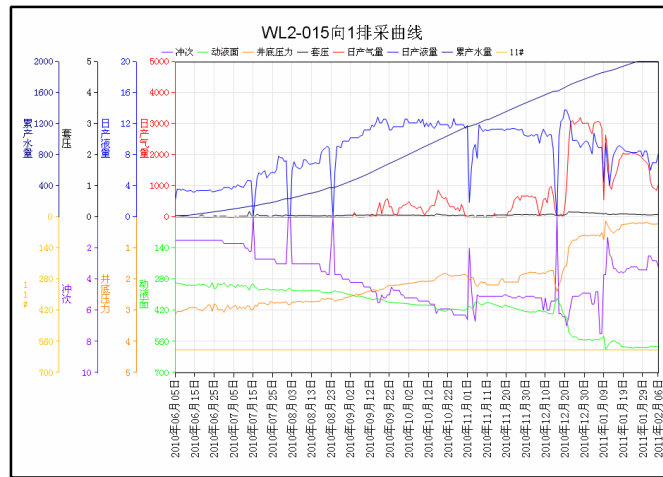


图 8: WL2-015 向 1 井生产曲线

(3) 最优排采路径的确定

确定最优排采路径，必须要确定最优降液速率，而确定最优降液速率需确定初始动液面和临界解吸液面。

① 求取初始动液面和供液指数

在井口见气之前，煤层渗流通道内仅有水在流动。该时期，通过前文所述，绘制煤层气井生产指示曲线，建立日产液量 $Q_{\text{水}}$ 与动液面 H 之间的关系，求取初始动液面 H_0 和供液指数 J 。

$$H = a + bQ_{\text{水}} \quad (\text{式 } 8)$$

得 $H_0=a$, $J= -1/b$

② 求取临界解吸压力

由于大部分生产井未进行煤岩取心采样测试，而通过测井资料求取煤层含气量进而求取临界解吸压力的方法所得结果存在较大的误差，因此本文通过统计分析方法，计算临界

解吸压力。统计韩城地区 44 口产气井见气时的动液面，建立了煤层埋深 $H_{\text{煤}}$ 与临界解吸液面 $H_{\text{临}}$ 之间的关系（图 9）。

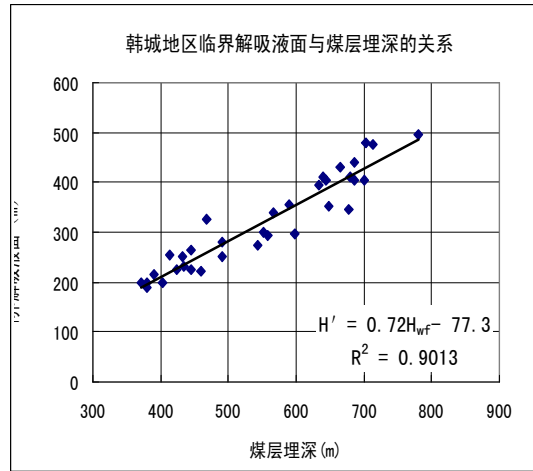


图 9：临界解吸深度与煤层埋深关系图

得计算韩城地区煤层气临界解吸液面的经验公式：

$$H_{\text{临}} = 0.72 H_{\text{煤}} - 77.3 \quad (式 9)$$

$$R^2 = 0.9013$$

③求取最优降液速率

设降液速率为 Δh (m/d)，平衡阶段时间为 d (d)，压裂液总量为 Q_0 (m³)，则满足以下关系式：

$$\frac{H_{\text{临}} - H_0}{\Delta h} = d$$

$$\sum_{n=1}^d n \Delta h J = Q_0 \quad (式 10)$$

由此可得

$$\Delta h = \frac{H_{\text{临}} - H_0}{\frac{2Q_0}{J(H_{\text{临}} - H_0)} + 1} \quad (式 11)$$

由此公式可以计算出以最优排采路径排液每天所需降液深度。

(4) 平衡阶段最优排采意义

据式 11 可计算单井的降液速率。在以此降液速率为指导进行排采，保持连续稳定排采，可实现平衡阶段最优排采。其意义在于：①平衡排水（排水量与供液量相当），防止出现排水强度过大，煤层压力激动，造成煤层渗流通道闭合的现象；②以排完压裂液，

同时动液面达到临界解吸液面作为平衡排液阶段的结束的标志，即该井的生产动态数据与最优临界解吸点的要求相吻合；③ 在临界解吸点，其动态参数具有以下特征：a、累计产液量等于压裂液总量，b、对于开发单层的煤层气井，进入该点时日产液量达到最大值，c、井口开始产气，d、适当调整工作制度，e、在排采曲线上表现为动液面线与井底流压线相交，f、此点为进入控制阶段的起始点。

3. 实例分析

排采初期，产水量逐渐增大，动液面缓慢下降，这个过程用来求煤层气井的供液指数 J，求取供液指数 J 后即可依据动液面下降速率来确定每天的供液量。

对于 WL2-015 向 1 井，在平衡阶段（图 10），选取液面稳定缓慢下降、产水量稳定上升的几个稳定生产数据点求取地层的供液指数（图 11）：

得供液指示方程：

$$H=356.92-10.61Q \quad (\text{式 } 12)$$

$$R^2=0.9101$$

$$\text{得 } J=1/10.61=0.094$$

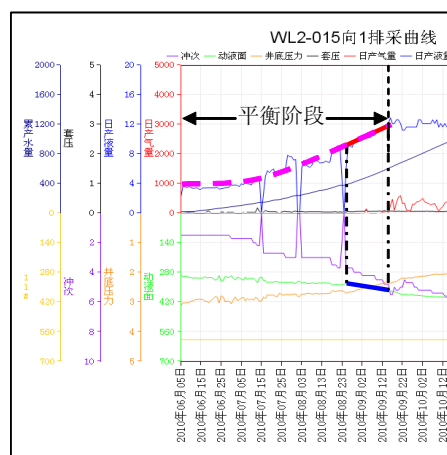


图 10: WL2-015 向 1 井排采曲线

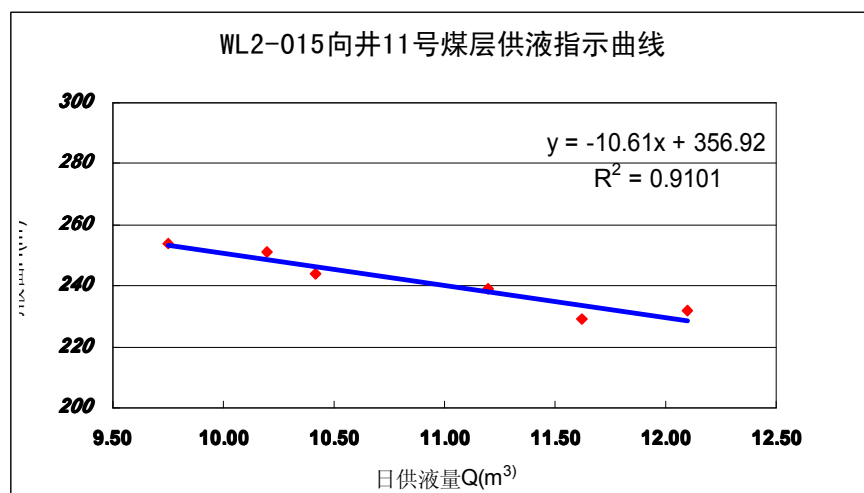


图 11: WL2-015 向 1 井 11 号煤层地层供液指示曲线

WL2-015 向 1 井日产水量 $Q_{\text{水}}$ 与动液面深度 H 间关系式为:

$$H = 10.61 + 243.08 Q_{\text{水}} \quad (\text{式 13})$$

供液指数 $J=0.094\text{m}^3/\text{m}$, 即动液面每下降 1m, 日产水量就增加 0.094m^3 。

由公式

$$H_{\text{临}} = 0.72 H_{\text{煤}} - 77.3 \quad (\text{式 14})$$

$$\Delta h = \frac{H_{\text{临}} - H_0}{\frac{2Q_0}{(H_{\text{临}} - H_0) J} + 1} \quad (\text{式 15})$$

计算可得, 最优降液速率为 1.27m/d 。

该井排采过程基本按照所计算的最优降液速率进行, 实现了平衡阶段的最优排采。

(二) 控制阶段

控制阶段是排采阶段的第二个阶段, 该阶段的核心目标是控制井底流压。前已述及, 排采阶段影响井底流压的因素主要为动液面, 因此, 该阶段动液面的研究仍为主要研究内容。

由于该阶段已经开始见气, 动液面的变化会引起井底流压的变化。井底流压影响煤层气的解吸, 表现为套压和产气量的变化, 而套压对液面又起反作用。通过大量实践经验总结出控制阶段生产动态参数关系图 (图 12), 该关系图反映出该阶段煤层气井各动态参数间的相互关系。

从生产动态参数关系图中可以看出, 此阶段最主要的关系为:

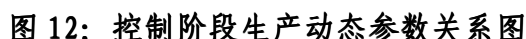
动液面——套压——井底流压

动液面决定井底流压, 井底流压决定套压; 套压对动液面和井底流压又起反作用。

实践表明, 此阶段次要关系为:

动液面——产液量——产气量——套压

产液量影响动液面和井底流压, 反过来动液面与井底流压又对产液量产生影响; 产液量与产气量之间又相互影响。限制阶段将重点论述上述内容。



该阶段井底压力降至临界解吸压力，吸附在煤层表面的气体开始解吸。煤层中出现气、水两相流，或气、水、煤粉三相流。主要表现为：井口开始见套压，且套压变化较大，产气量极不稳定，时断时续。进入见套压的控制阶段后，井筒内液柱高度一般为 200m~300m 左右，液面对井底压力仍为主要的影响因素，因此，为保证井底压力缓慢稳定下降，必须保证液面的缓慢稳定下降。

此阶段要由于井口已见套压，统计发现套压对液面的反作用非常明显。该反作用有两方面的意义：①对于供液指数较小的井：a、套压控制过高会导致液面迅速下降，无法回升，井底压力急剧减小，影响后期的稳产（图 13）；b、套压控制不好，造成液面的剧烈波动，井底压力过于激动，影响排采效果（图 14）；②对于供液指数大、液面很难下降的井，高套压有利于降低液面，提高产气量（图 15）。

据统计目前产水量较小的井，由于套压过高造成液面迅速下降而无法回升的井有 20 口，套压控制不合理造成液面急剧波动的井有 25 口；目前产水量较大，高套压降液面的井有 4 口（表 2）。

控制阶段		
液面迅速下降的井（20口）	液面急剧波动的井（25口）	高套压有利于降液的井（4口）

WL1、WL1-004、WL1-005、WL1-007、 WL2-004、WL2-005、WL2-006、 WL2-007、WL2-008、WL2-009、 WL2-010、WL2-011、WL2-013、 WL2-016、WL2-018、WL2-019、 WL2-020、韩 3-018、韩 3-027、 韩 3-041	WL1-004、WL1-005、WL1-006、WL1-007、 WL1-008、WL1-009、WL1-010、WL2-005、 WL2-010、WL2-011、WL2-015、WL2-017、 WL2-018、WL2-019、WL2-020、韩 3-018、 韩 3-019、韩 3-020、韩 3-021、韩 3-023、 韩 3-024、韩 3-027、韩 3-036、 韩 3-3-092、韩 3-3-093	韩 3-012、韩 3-013、 韩 3-035、韩 3-036
---	---	-------------------------------------

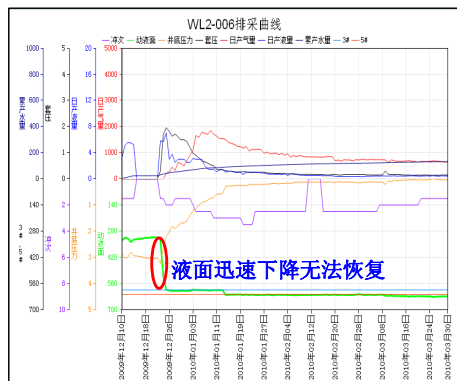


图 13: WL2-006 井排采曲线

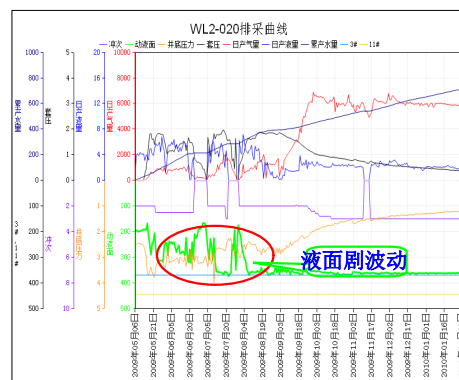


图 14: WL2-020 井排采曲线

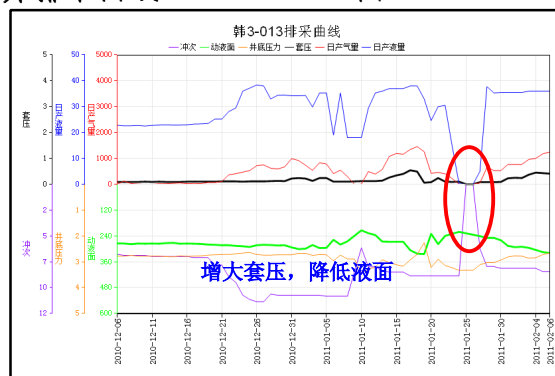


图 15: 韩 3-013 井排采曲线

控制阶段是煤层气井生产过程中最不稳定的阶段，也是最难控制、最难保证稳定的阶段。该阶段开始出现两相或三相流，煤层容易受到激动，开始产出煤粉。另外排采控制不好，容易使液面发生剧烈波动，从而影响井底流压变化，进而导致生产压差产生变化，最终产生两方面的负面效果：（1）煤层受到激动导致煤层割理和裂隙发生闭合。如 WL2-006 井排采初期套压 1.4MPa，日产气量 1800m³，表现出很好的高产井潜力，但由于控制阶段液面未控制好，造成液面急剧下降，生产压差变化剧烈，煤层的渗流通道发生闭合，造成产气量和产水量迅速下降至 1 m³ 左右，产气量也降低至 500 m³ 难以恢复；（2）生产压差剧变容易引起压裂砂的反吐，如 WL2-005 井由于多次出砂造成修井。

在控制阶段，动液面一般保持较高，在 200~300m 左右，而套压变化较大：0~0.5MPa，因此影响井底压力的主要因素在于液面的高度，在此阶段为保证井底压力稳定，必须控制稳定的液面。因此，分析动液面的影响因素成为关键。

2. 影响因素分析

在平衡排水阶段，产液量明显控制了液面的变化。当产液量小于地层供液量，煤层处于欠平衡排液状态，如果液面较高，则液面保持稳定，如果液面较低，则液面回升；反之，当产液量大于地层供液量时，煤层处于过平衡排液状态，液面下降。而进入控制阶段，井口开始见套压，时而产气，液面受多个因素的影响。

(1) 产液量与动液面

统计了在控制阶段液面变化较大的 15 口井的产液量与动液面之间的关系，统计发现，产液量与液面之间相关性较差，或呈负相关或呈正相关，且决定系数范围为 0.0002~0.3657，大部分低于 0.1，因此控制阶段与平衡阶段有本质的区别，产液量并不是液面的主控因素。

(2) 套压与液面

控制阶段与平衡阶段最大的区别就是井口开始见套压，因此需研究套压对液面影响。统计该 16 口井的套压与液面的关系分析其相关性，得出套压与液面的关系方程（表 3）。统计结果表明：套压与液面呈明显正相关关系（图 16）：液面越深，套压越大；套压的变化反过来又显著影响液面的变化。两者表现出密切正相关关系。套压对液面相关性的决定系数范围为 0.681~0.979，大部分高于 0.85。套压对液面的影响系数（即每套压增加 0.1MPa，液面下降的深度值）大部分分布于 10~15 之间，个别为 7.9 和 28.4。套压对液面的影响原因主要为：当液面低于临界解吸液面时，煤层中吸附的煤层气开始解吸，井筒开始见气，由于井口受控，因此反映到地面上则为套压开始增大，并且井口开始见流量。如果针阀控制过多，套压升高，由于短期内井筒内部压力处于压力动态平衡状态，因此套压的升高，反过来又必将导致液面下降。

表 3：套压与液面关系分析表

控制阶段液面影响因素					
井名	产液量与液面		套压与液面		
	关系方程	决定系数	关系方程	决定系数	影响系数
韩 3-013	$H=0.7859Q+260.64$	0.3302	$H=79.355P+249.94$	0.793	7.9
WL1-008	$H=0.5684Q+285.03$	0.0041	$H=86.123P+221.67$	0.681	8.6
WL2-019	$H=-1.3511Q+421.44$	0.0021	$H=104.91P+301.57$	0.877	10.4
WL1-010	$H=2.8196Q+245.2$	0.0293	$H=107.29P+223.25$	0.952	10.7
WL2-018	$H=1.7131Q+238.53$	0.0304	$H=107.55P+161.91$	0.812	10.7
韩 3-041	$H=11.866Q+369.09$	0.2744	$H=109.87P+377.83$	0.901	10.9
WL2-002	$H=2.1101Q+407.14$	0.1751	$H=111.61P+395.81$	0.802	11.1
WL2-015	$H=-1.3469Q+273.01$	0.0154	$H=116.98P+197.37$	0.906	11.6

韩 3-018	$H=-0.9989Q+382.58$	0.0020	$H=116.39P+228.69$	0.979	11.6
WL2-010	$H=0.3904Q+301.77$	0.0002	$H=124.25P+124.41$	0.848	12.4
WL2-013	$H=8.7578Q+141.57$	0.3657	$H=127.21P+167.37$	0.914	12.7
WL2-005	$H=2.0306Q+408.09$	0.0056	$H=130.00P+284.14$	0.948	13.0
WL2-020	$H=10.653Q+234.85$	0.2105	$H=133.69P+96.154$	0.881	13.3
韩 3-027	$H=3.9486Q+402.14$	0.0803	$H=155.34P+349.9$	0.725	15.5
WL2-004	$H=-9.6934Q+397.66$	0.0586	$H=159.86P+107.93$	0.882	15.9
韩 3-019	$H=5.9828Q+244.63$	0.2776	$H=284.39P+193.37$	0.823	28.4

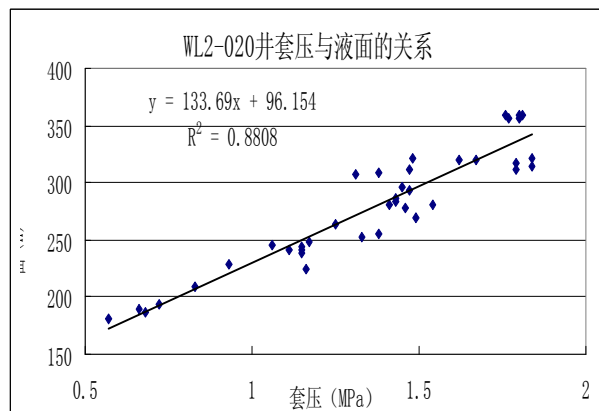


图 16: WL2-018 井套压与液面关系

(3) 套压影响系数

根据 $P = \rho gh$, 韩城地区地层水的密度为 1.005g/cm^3 , 计算得 0.1MPa 的压力相当于 10.15m 高的水柱, 因此在理想情况下 $\alpha = 10.15$ 。

① $\alpha < 10$, 如韩 3-013 井 $\alpha = 7.9$;

α 值明显偏小, 说明地层供液能力过强, 很难降液面, 套压对液面影响能力相对较小, 因此要稳定生产总体来说就控制产水量, 适当增大套压, 以降低液面, 提高产气量 (图 17), 后期经过调整, α 值恢复至 13.1 , 液面开始下降, 产气量上升。

② $10 < \alpha < 15$, 大部分井分布于该区间;

α 之所以普遍大于 10.15 , 是因为煤层开始产气, 气相渗透率增大, 而水相渗透率减小, 其外在表现是地层的供液能力减弱, 导致套压对液面的影响变大, 即 α 普遍大于标准值。

③ $\alpha > 15$, 如韩 3-019 井 $\alpha = 28.4$;

α 值明显偏大, 说明煤层气的套压对液面的影响较大, 远远高于正常值 10.15 , 说明前期 (2009 年 10 月-12 月) 排液强度明显过大, 排液量远远大于地层供液量, 导致液面下降的部分原因为排采强度过大。后期 (2010 年 2 月-4 月) 经过调整工作制度使之恢复至 10.06 (图 18), 液面恢复正常。

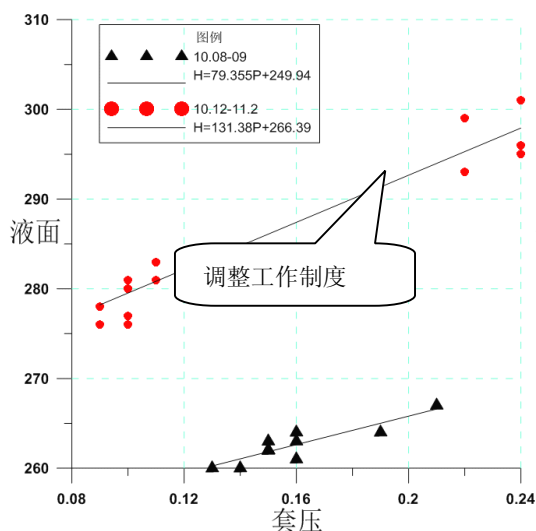


图 17: 韩 3-013 套压与动液面关系图

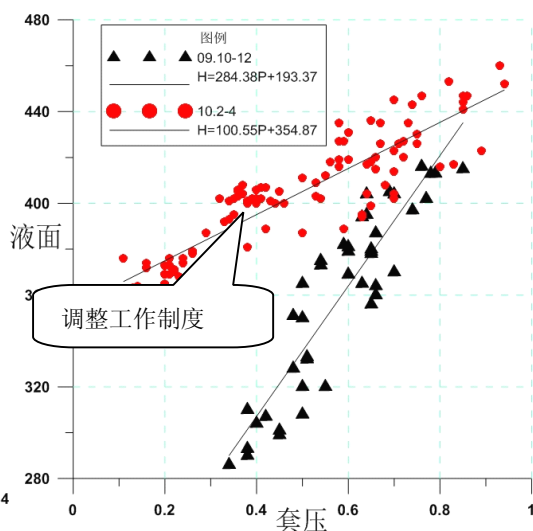


图 18: 韩 3-019 套压与动液面关系

因此，在控制阶段，要想保持井底流压稳定缓慢下降，需在控制产水量的同时，严格控制好套压的变化。对于供液指数不同的井，套压的影响作用相同，但是效果却不相同，就根据不同的井，应用不同的套压管理原则。

(三) 限制阶段

1. 基本特征

经过平衡和控制两个阶段的排采，煤层内压裂液已经排完，排采进入限制阶段。该阶段套压开始稳定，产气量持续逐渐增大，产水量逐渐减少，这是进入稳产阶段的前一阶段，这一阶段顺利渡过，整个煤层气井的开发工作，就进入了最容易管理的稳定生产阶段。因此该阶段在排采过程中显得尤为关键，如果排采管理不当，该阶段与控制阶段就会交替出现和延长，导致长期不能进入稳产阶段。

(1) 气、水变化规律

排采资料表明，限制阶段煤层产气开始稳定上升，这区别于控制阶段的频繁波动；产水量开始逐渐下降。实践表明，该阶段煤层气井产水量随时间呈指数递减，初期递减较快，而中后期递减缓慢；而产气量随时呈对数递增，初期增长迅速，后期基本不变，这一特点受气、液两相渗透率的影响。据前人（McLennan 1995）对煤层气排采过程中气、水两相渗透率的研究有如下公式：

$$K_{rg} = k(1 - S_w)^n$$

$$K_{rw} = (S_w)^m \quad (\text{式 16、式 17})$$

K_{rg} ——气相相对渗透率；

K_{rw} ——水相相对渗透率；

S_w ——含水饱和度；

n——气相相对渗透率指数，一般取值 1.5；

m——液相相对渗透率指数，一般取值 3；

k——气相相对渗透率系数，一般取值 0.63~0.90。

因此在宏观表现上，气、水产出明显受相渗透率的影响，随着含水饱和度的降低，水产量迅速减少，气产量迅速增加。以 WL1-010 为例（图 19），去除工作制度导致的产量变化，产水量 $Q_{\text{水}}$ 与时间 D 满足 $Q_{\text{水}}=12.80*e^{-0.0193D}$ ；产气量 $Q_{\text{气}}$ 与时间 D 满足关系式 $Q_{\text{气}}=1119*\ln(x)-2586$ 。

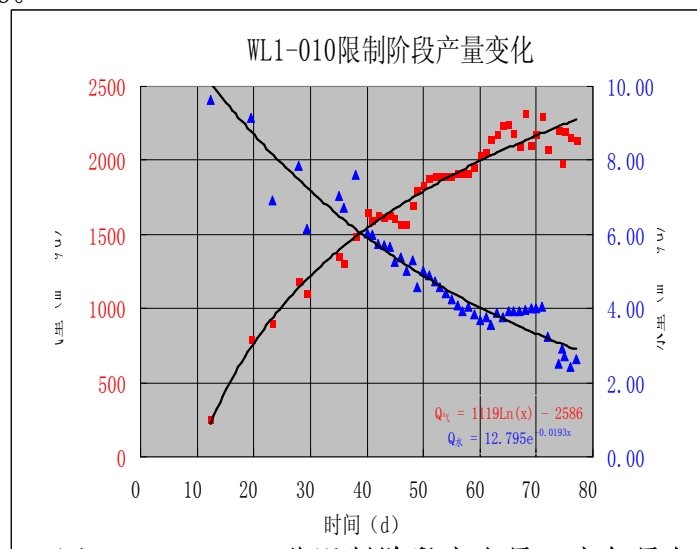


图 19: WL1-010 井限制阶段产水量、产气量与时间关系

由于煤层的排采基本原则在于缓慢、平稳、连续，而据该阶段生产特征平看，由于受产气量迅速增长的影响，因此导致产气量、产液量、液面、套压和井底流压变化非常不稳定，造成煤层激动，容易引起出砂、出粉。因此该阶段应对排采强度加以限制，使产气量的平稳缓慢增长，保持煤层渗流通道的稳定。这一阶段持续 90~200 天不等，主要通过限制产液量，来限制液面、井底流压和产气量的突变，防止引起地层激动，造成煤层渗流通道堵塞，使煤层气井缓慢平稳渡过该排采阶段。该阶段生产动态参数关系图（如图 20）。

从限制阶段生产动态参数关系图中可以看出：该阶段最主要的动态关系为：

产液量——动液面——井底流压——产气量

对于气水同层的煤层气井，产气量增大，受相对渗透率地影响，产水量必将迅速减少，这在下文将重点论述。因此要保持稳定排采，必须通过限制产水量来限制井底流压下降过快，进而限制产气量迅速增长。有两方面的意义：一、可以防止井底流压下降过快，生产压差急剧变化，造成煤层渗流通道闭合；二、减少因产气量迅速增长造成的，煤层出砂出粉的几率。

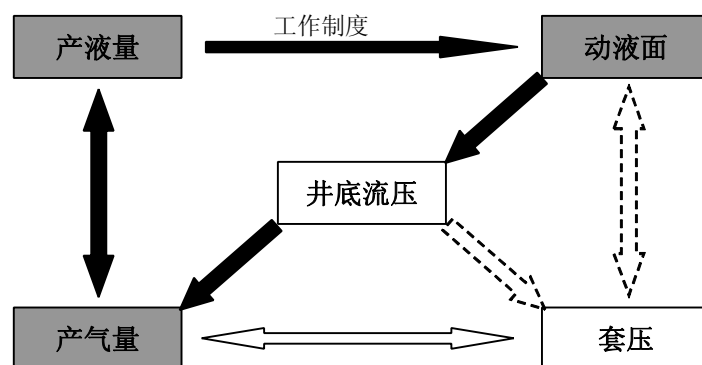


图 20: 限制阶段生产动态参数关系图

(2) 气液流动状态

通过对大量限制阶段生产井的排采实践统计，发现处于限制排采阶段的煤层气井，尤其是对于三层煤合采的井，由于气液两相流的存在，往往出现产液量、产气量、套压、液面呈规律性变化现象，即由于煤层中形成气锁而产生的段塞流，具体表现为：产气量、套压、液面成周期性变化（如图 21），一般变化周期为 20~40 分钟。动液面与套压和产气量呈明显关系。一般动液面变化量范围 20~80m，套压变化量范围 0.1~0.3MPa，瞬时流量变化量范围在 10~30m³/d。对于此类波动较大的井，一般采用高流量、高套压，低液面，低水量生产，在提高产气量的同时，可以减少波动范围，尽量保证稳定生产。

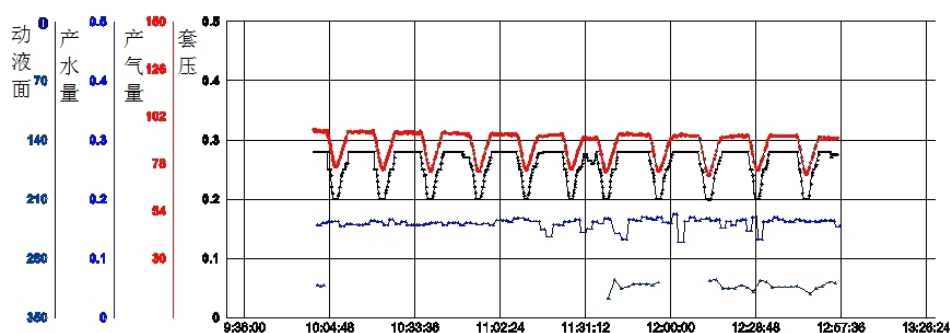


图 21: 限制阶段段塞流变化曲线

(3) 气水产出层位识别

韩城地区主力煤层有 3 套：3、5、11 号煤层，多井三套主力产层共同开发，因此，因此识别气水产出是否同层，具有重要的意义。限制阶段，产气量开始逐渐稳步增大，气、液两相流关系变得愈加明显，本文通过排采动态数据分析主力产水层和主力产气层是否同，并用进行产液剖面测试的井进行综合对比分析。

a: 气水同层

1、对于单一的特定储层来说，绝对渗透率是一个确定的数值，但是相渗透率以及相对渗透率却都是随着饱和度面变化的变量。某一相的液体的饱和度越大，流体在岩石中占据的孔隙空间就越多，流体通过岩石的能力就越强，因而相渗透率和相对渗透率的数值就越高。由图 22 可知，水相的相对渗透率 K_{rw} 随着含水饱和度的减小减小，气相的相对渗透率 K_{rg} 随着含水饱和度的减小而大。

由水相和气相的渗流本构方程：

$$q_g = \frac{K_g A \Delta P}{\mu_g \Delta L} \quad (\text{式 18})$$

$$q_w = \frac{K_w A \Delta P}{\mu_w \Delta L} \quad (\text{式 19})$$

得：

$$\frac{K_w}{K_g} = \frac{q_w \mu_w}{q_g \mu_g} = a \frac{q_w}{q_g} \quad (\text{式 20})$$

因此，水相和气相相对渗透率的大小的外在表现为产水量和产气量的大小。因此可用水、气产量的相对变化来反映气、水是否为同层产出。

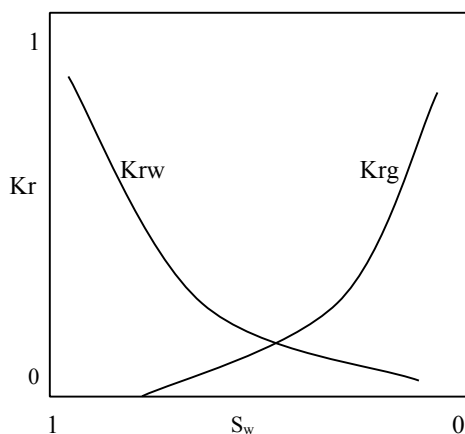


图 22：相对渗透率变化曲线

实例分析：

1、WL2-004 井单采 11 号煤，在气产出阶段，11 号煤层气、水同层产出，当液面降低到临界解吸液面后，煤层开始产气，此时，随着井底流压逐渐降低，产气量逐渐增大，煤层含水饱和度减小，水相相对渗透率减小，同时气相相对渗透率增大，因此其外在表现，即在排采强度保持不变的情况下，随着气产量的上升，水产量明显降低（图 23）此为气液两相渗透率变化在宏观上的体现。气水同层产出的特点：随着气产量的上升，水产量明显降低，且后期产气潜力大。另外如：WL1-010、WL2-020 井，气水产出曲线明显符合同层产

出特点（图 24、图 25），因此后期高产稳产潜力较大。

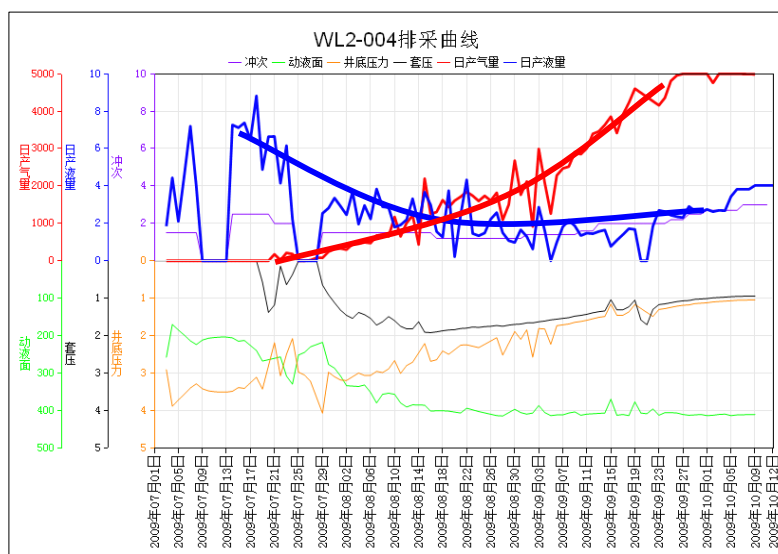


图 23: WL2-004 井排采曲线

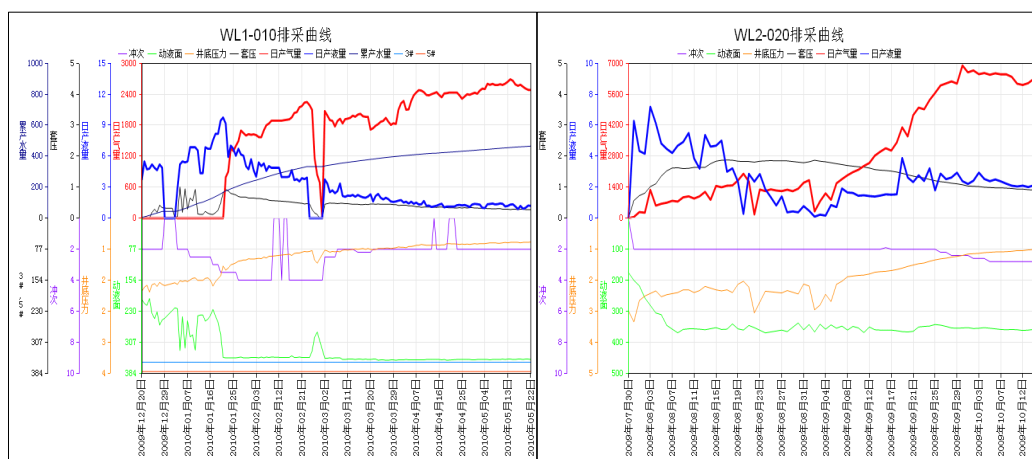


图 24: WL2-004 井排采曲线图

图 25: WL2-020 井排采曲线

b: 气水不同层

如对于 WL2-005 井：一、从生产数据上来看，气\水产出无明显相关干扰，说明气水不同层产出（图 26）。二、该井进行常规生产测试，从流温剖面上判断：该井 3 号煤层流温梯度增大，该层主要产水（图 27）；11 号煤层流温梯度减小，该层主要产气。这是由于受地温梯度的影响，地层水温度高于井筒温度，因此 3 号煤层出液导致该处地温梯度增大；又由于地层产出气体时，气体体积膨胀吸热，导致温度下降，因此地温梯度减小。气水产出不同层特点：水产量不随气产量呈明显的相关性，后期产气潜力不足。如 WL2-005 和 WL1-009 井。

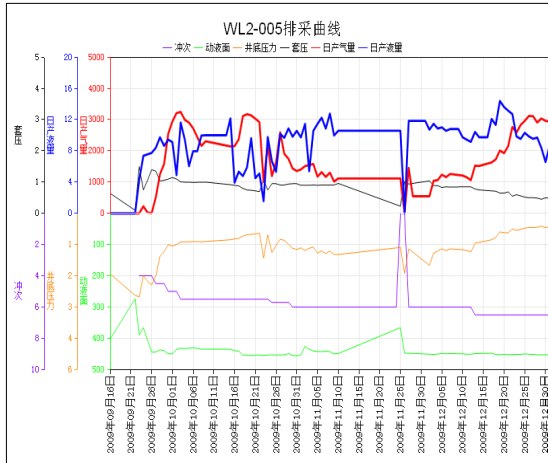


图 26: WL2-005 井排采曲线图

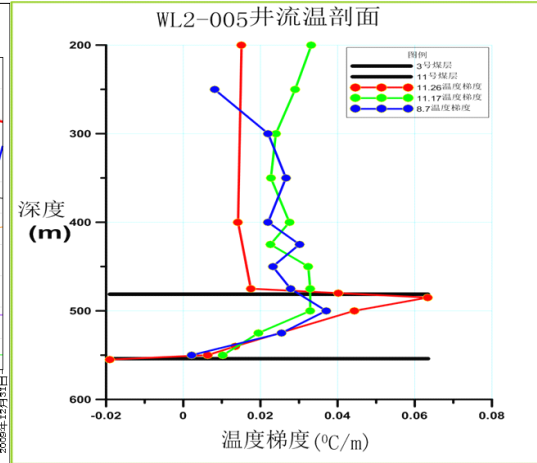


图 27: WL2-005 井流温剖面

WL2-005 与 WL2-020 井从地质条件和煤岩、煤岩特征上分析，两口井基本相似，排采初期 WL2-005 井表现出很好的高产潜力套压 1MPa，产气量 3000m³。表现出很好的产气潜力。但从排采曲线上分析，在排采工作制度基本不变的情况下，产气量增加，但产水量基本保持不变，基本不受两相渗透率的影响。推断并非气水同层产出。从流温剖面上看，产水层为 3 号煤，产气层为 11 号煤层，因此，WL2-005 井降压层位与产气层位不同，形成明显的层间干扰，故该井后期产气潜力不足，远远小于 WL2-020 井。

另外，WL1-009 井与 WL1 井和 WL1-010 井从地质条件及压裂资料上分析具有相似的性质，但是从生产资料来看，WL1-009 井初期产气较好产气量达 2000m³（图 28），后由于气水不同层产出，导致产气量一直无法提升。虽然液面降到煤层附近，但是由于产气的煤层较难排水降压。由于该井前期开发 11 号煤，后由于水量太大，无法降压，后挤灰封 11 号煤层，据排采情况推断，该井井下灰塞未封住，发生出水患层所致准备下步采取措施。

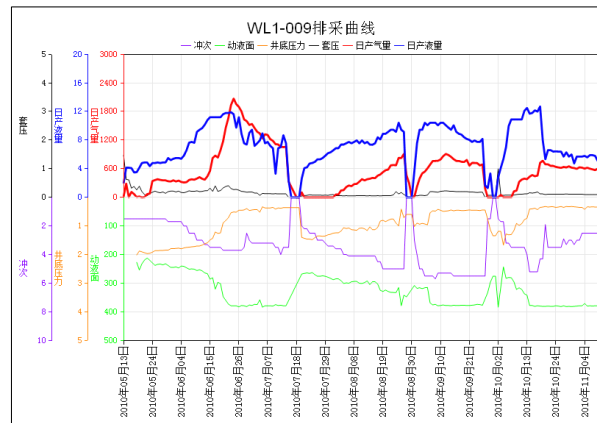


图 28: WL1-009 井排采曲线图

限制阶段与控制阶段为最难管理、最易出问题阶段。煤层渗流通道内部形成段塞流、煤粉堵塞渗流通道、渗流通道闭合、气水比增大引起的泵中和煤层内部气锁现象、产气急剧增长造成的出砂、卡泵、砂桥、砂埋，往往造成修井作业，进而形成控制阶段与限制阶段交替进行，更加增大造成排采难度。

2. 影响因素

上文分析了限制阶段的生产动态规律的基本特征，下面分析影响该阶段排采的主要因素。

(1) 供液指数

限制排采阶段，重要一个特点是主要为气、液两相流状态，间或出现气、液、固三相流同出。对于特定的产层来说，在地层含水情况短期内变化不大的情况下，供液指数受含水饱和度 S_w 和渗透率 K 的影响较大，而对于煤层气而言，由于煤层气是降压解吸，正常情况下，井底流压降至越低，则产气量越大，因此含水饱和度 S_w 就越小，供液指数越小；又由于韩城地区煤质软，尤其是 5 号煤大部分为粉煤，压裂过程中极易形成大量煤粉，由于排采过程中的不当造成煤粉堆积在压裂裂缝或割理裂隙中，就会造成煤层渗透率的下降，造成供液指数减小。

(2) 煤层返吐压裂砂

韩城分公司 2010 年修井作业 245 次，其中 48.6% 是由于煤层出砂，形成砂桥、砂埋、砂卡，而造成的修井。由于煤层气开采的基本原理为排水降压、解吸分离，整个井筒为一个良好的地下分离装置，水通过泵从油管排至地面，煤层气从油套环空排出，如果泵下深在煤层以上，一方面极易形成气锁，无法降压；另一方面到排采后期液面降至煤层附近，就无法排水。因此为保证正常连续排水必须将泵下至煤层以下 10m 左右。由于煤层气井口袋短，一般为 10~30m，因此只要煤层一出砂，必将形成砂埋管柱或砂桥，造成修井。

如韩 3-023 井排采情况为例分析（图 29），在进入限制阶段后，未加以限制，排水量过大、液面下降迅速、产气量增长过快，导致煤层激动，出砂严重，造成多次修井。后经过 9 个月的恢复才达到以前的产量。

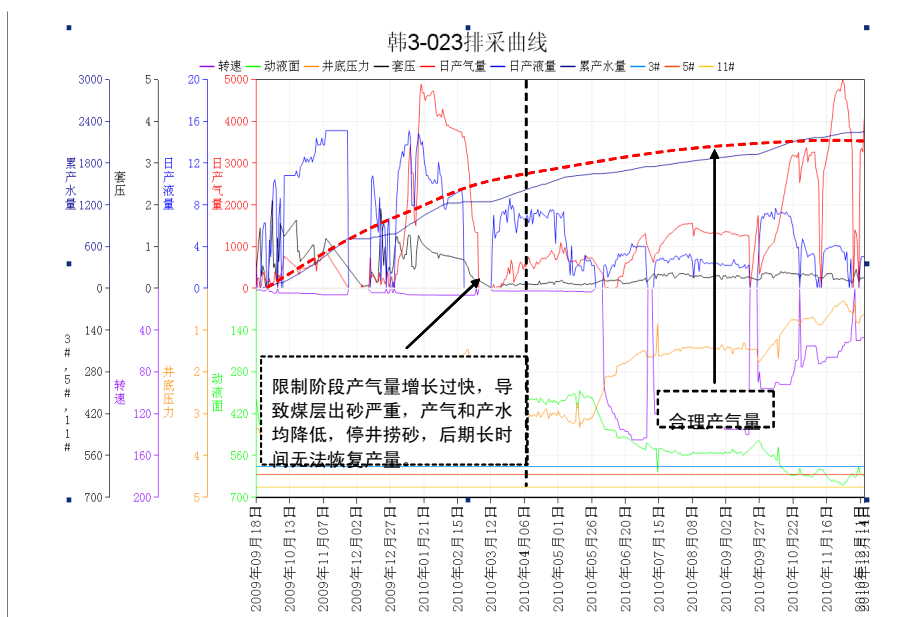


图 29：韩 3-023 排采曲线

(3) 合层开发层间干扰

韩城煤层气田含三套主力煤层：3、5、11 号煤，前期普遍开发 3 号煤和 5 号煤层，由于 WL2-004、WL2-020 井日产 $6500\text{m}^3/\text{d}$ 的突破，才有了对 11 号煤的重新认识，开发的重点逐渐向 11 号煤转变，后来普遍全部打开 3、5、11 号煤层共同开发，后来通过大量排采井实践证明 3、5、11 号煤合采层间干扰非常严重，不利于提高单井产量，比如韩 3-018、韩 3-016、韩 3-028 等井，3、5、11 号煤共同开发，产量远低于单独开发 11 号煤层。（如图 30）。

如韩 3-018 前期 3、5、11 号煤层共同开发，水量较大，平均为 $11\text{m}^3/\text{d}$ ，产气量很少仅为 $0\sim 200\text{m}^3/\text{d}$ ，且液面无法下降，根据排采统计经验分析得：该井 3、5 号煤层出水，11 号煤层出气，导致气水产出不同层，产气量少，产水量较大，且由于 5 号煤层出砂严重，多次形成砂桥，造成修井，因此，将 3、5 号煤层进行暂堵产气量迅速上升至 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 。水量降致 $1\text{m}^3/\text{d}$ 。再如，WL2-005 据产液剖面测试（图 31），该井产气 3 号煤层产水，11 号煤层产气，气水不同层，造成层间干扰严重，产气量低仅维持在 $1200\text{m}^3/\text{d}$ ，受层单干扰影响明显。

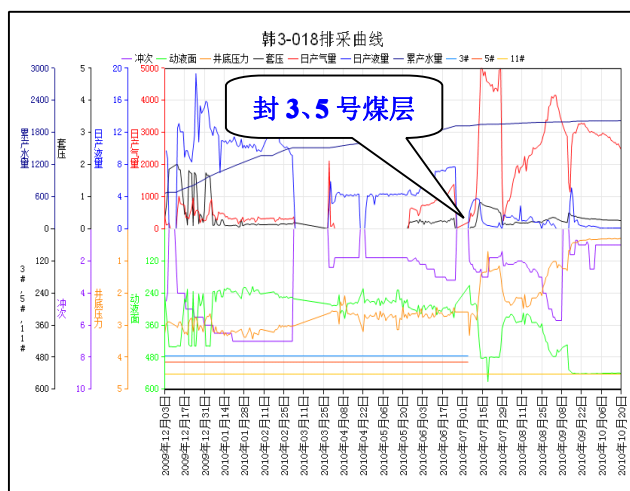


图 30: 韩 3-018 层间干扰排采效果曲线

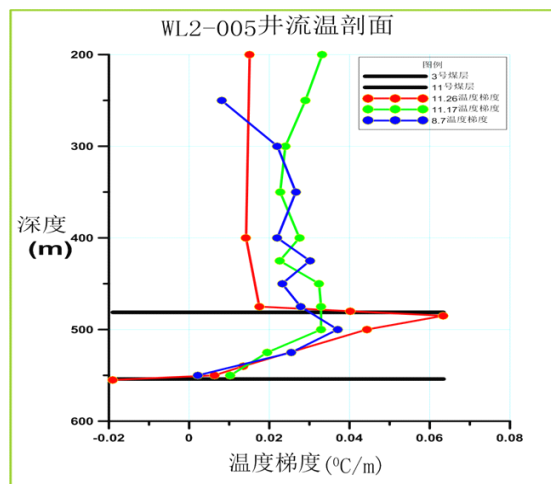


图 31: WL2-005 井产水不同层曲线

(4) 泵的气锁现象

进入限制阶段后，产气量开始增大，气水比增大，当气液比增大至 300 后，深井泵的气锁现象开始变得突出，严重影响排水效果，造成液面回升，产气量下降。因此通过改变管柱结构、排采制度、或改变排采工艺，来解决气锁现象。如 WL1-006 井采用井下气液分离器解决气锁；WL2-018 井通过加深泵挂解决气锁；WL2-005 井通过降低冲次，同时限制产液量来解决气锁；WL1-004 井通过改用螺杆泵排采解决气锁（如图 32）等等。

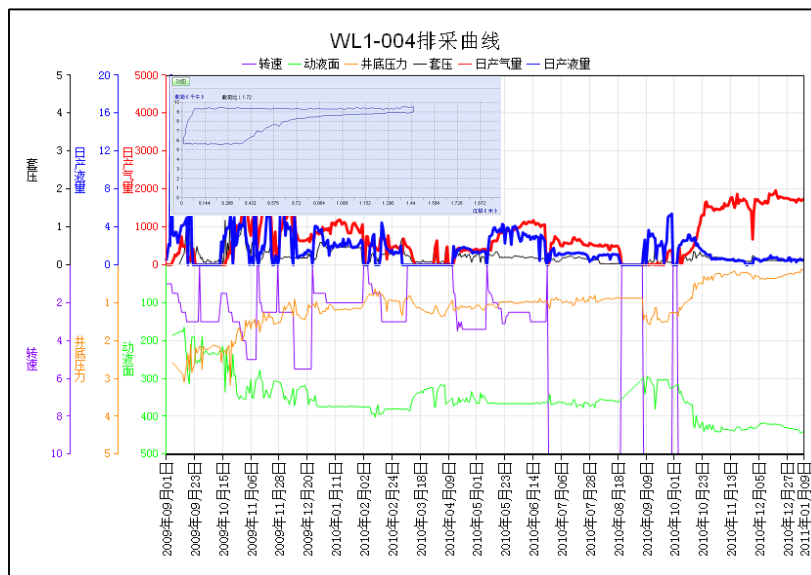


图 32: 煤层气井气体影响排采效果实例曲线

煤层气井排采经验表明：这个阶段排采强度对动液面影响最大，第一，排采强度直接控制煤层气井产水量，对动液面产生直接影响；第二，排采强度影响煤层产气量，而产气量对套压起控制作用，套压的变化也能引起动液面变化。排采强度合理时，日产水量、日产气量、动液面和套压会逐渐稳定下来，这有利于持续排水稳定降压。

3. 排采制度的制定

限制阶段产水量和产气量变化较大，井筒流动状态不稳定，由于排采的不稳定状态，容易形成煤层的激动，造成煤层返吐压裂砂或出煤粉，导致修井作业。因此，该阶段的排采制度的制度确定的原则即为保持稳定的排水和产气，形成稳定的井筒流动状态，在稳定排采的基础之上，进一步扩大压降面积。

(1) 不稳定试井

通过在相同的时间段内，调整不同工作制度，测试不同工作制度下的产气量与井底流压的关系，以求得合理的产气量（如图 33），以 WL2-018 井为例，通过小型的不稳定试井，改变不同的工作制度，建立不同该阶段的生产指示曲线，求取合理的产气量，如该阶段合理的产气量为 $1700\text{m}^3/\text{d} \sim 1900\text{m}^3/\text{d}$ ，可使井底流压稳定在 0.27MPa ，不至于使其下降过快。

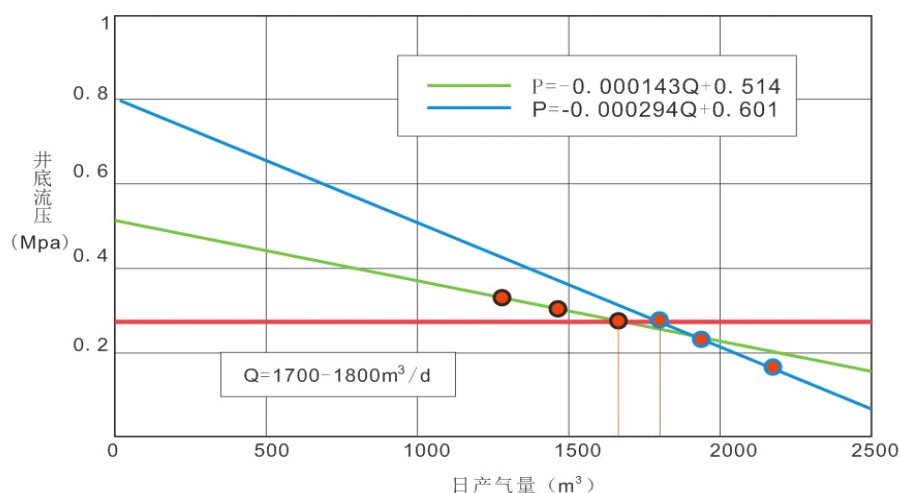


图 33. WL2-018 井不稳定试井生产指示曲线

(2) 供液指数

图 34 为 WL2-015 向 1 的排采曲线。该井在平衡阶段和控制阶段严格按照排采理论来制定排采工作制度，排采效果非常好，刚进入限制阶段时，产气量达到 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，产液量 $13\text{m}^3/\text{d}$ ，井底压力 0.85MPa ，套压 0.16MPa ，表现出很高的产气潜力。产水量与井压力显著负相关关系（图 35），相关关系为： $Q_{\text{水}} = 0.089 \cdot H - 20.7$ ，供液指数 $J = 11.2\text{m}^3/\text{m}$ 。进入限制阶段后，产气量开始增大，受含水饱和度减小的影响，煤层供液指数开始下降，由于当时急于增产，未对排采制度加以限制，导致排采强度过大，动液面下降过快，井底压力迅速变小，产气量迅速增加，引起煤层发生激动，部分渗流通道发生闭合，导致产气量下降无法恢复。对 WL2-015 向 1 而言，见气后，日产液量要限制在 11.2m^3 以内，随着产气量的增加，应降低排采强度，限制出水量，以免引起动液面急剧下降，导致煤层渗流通道的闭合，这就需要较长时间才能恢复以前的产量，堵塞严重的甚至可能就无法恢复。

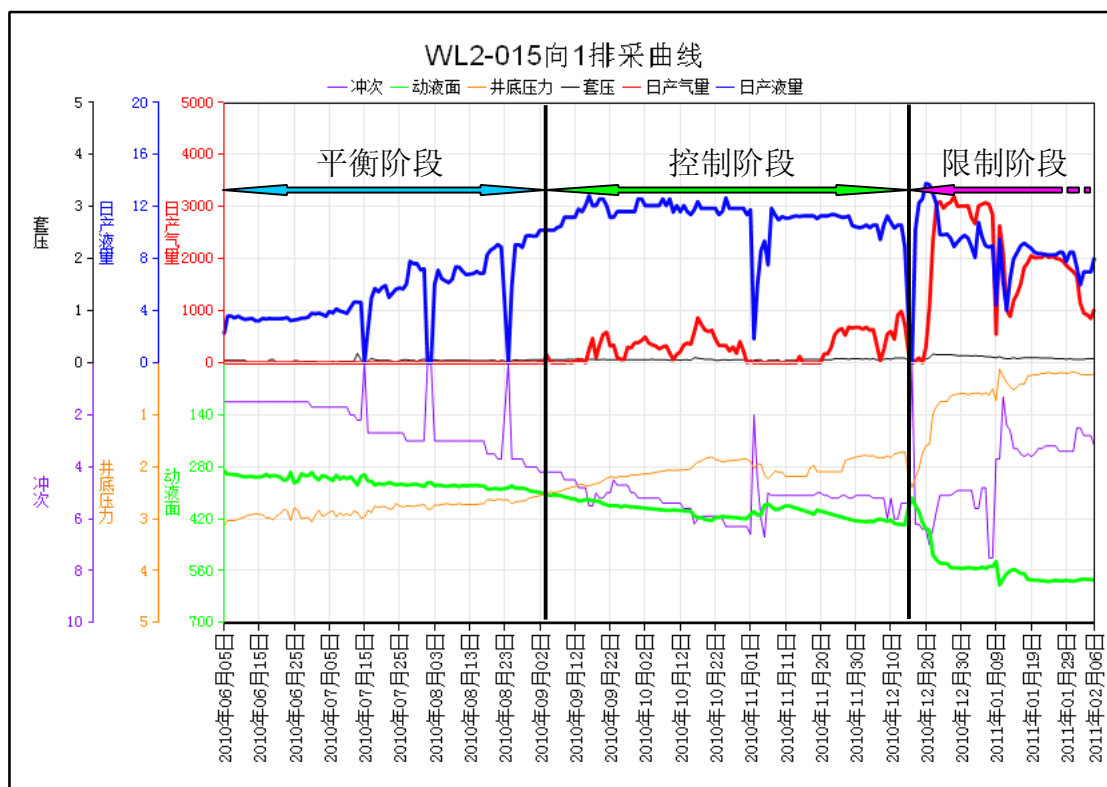


图 34: WL2-015 向 1 排采阶段划分

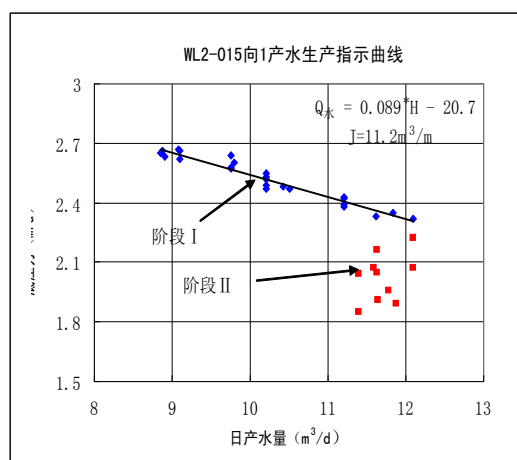


图 35: WL2-015 向 1 生产指示曲线

总之，在限制阶段排采过程中，通过不稳定试井方法，计算合理稳定的产气量，通过供液指数计算来调整合理的产水量，使井筒流动状态保持稳定。尽可能减少由于排采中气、水产量的突然变化，引发煤层激动造成出砂出粉，甚至是煤层渗流通道的堵塞，保持平稳生产。

(四) 稳定产气阶段

稳定产气阶段是煤层气开发的最重要阶段，同时也是非常容易管理的阶段。通过对大量排采井的统计得出该阶段生产特征规律：

①产气量、产液量、套压、液面均保持稳定； ②该阶段套压维持在 0.1MPa~0.2MPa，之间较为合理； ③产液量少，一般为 1m³/d 左右，常常需采用间抽的形式排采； ④动液面

低，普遍低于最高产层，且由于受井筒气液混合带的影响，回声仪很难准确测量液面，井下电子压力计和产液剖面测试成为后期液面监测的重要手段；⑤套压成为影响井底流压的主控因素；⑥生产阶段煤层气井一般不易出问题，很少修井，如 WL1、WL1-010、WL2-018、WL2-019、WL2-020 等井。

通过对现有的处于稳定产气阶段的生产动态分析，该阶段生产动态参数关系图（图 36）：从该图可以看出，该阶段影响产气量的动态参数产要关系是：

套压——井底流压——产气量； 产液量——产气量

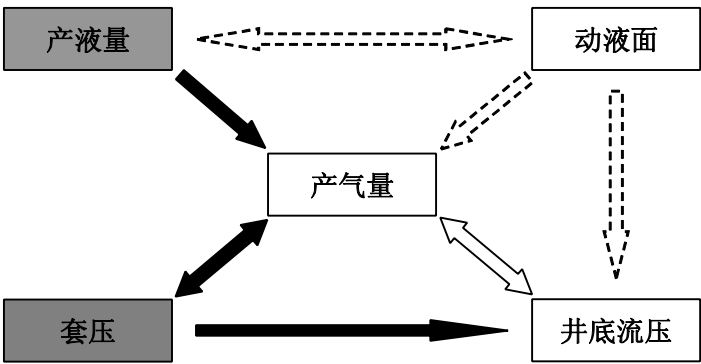


图 36: 稳定生产阶段生产动态参数关系图

套压对产气量的影响有两方面：一是、通过影响井底流压，改变生产压差来影响产气量；二是、通过与产气量直接发生关系影响产气量。如 WL1-007 井在 09 年 10 月之前平均套压维持在 0.63MPa，平均日产气量为 1350 m³/d，后期通过逐渐调整套压使期稳定在 0.18MPa，平均日产气量达 2878 m³/d（如图 37）。通过 WL1 井组 5 年的排采实践经验，套压从以前平均 0.3~0.6MPa，产气量 10000m³/d，通过摸索实验，将套压逐渐下调至目前 0.1~0.3MPa，产气量逐渐上升到 25000m³/d，产气量明显增高。可见合理的套压对稳产阶段提高单井产量具有显著的作用。

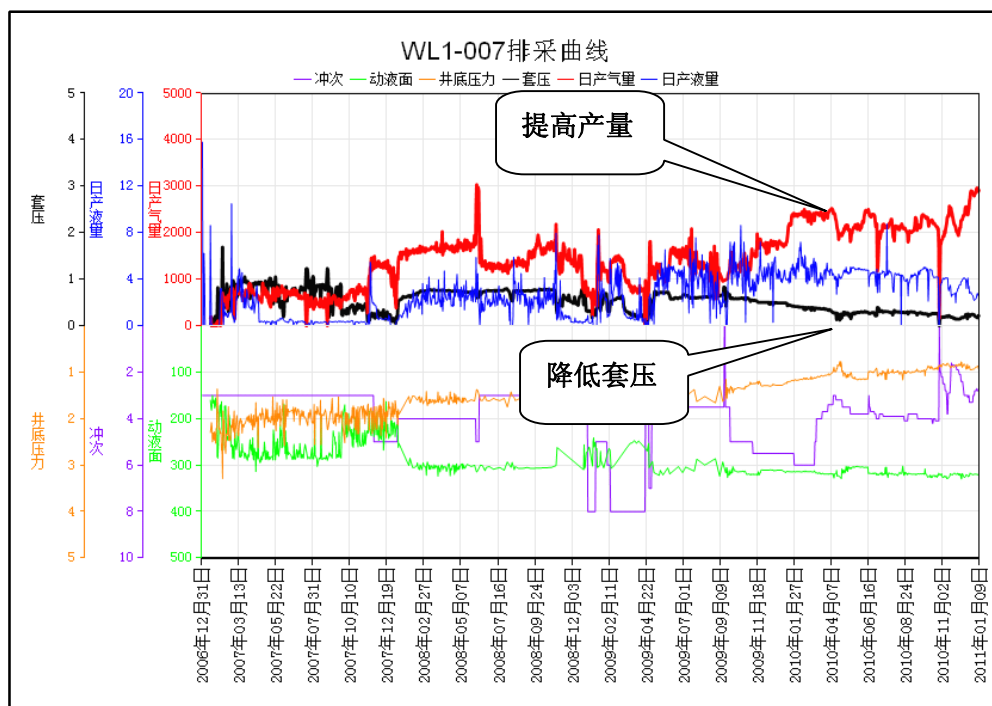


图 37: WL1-007 井稳产阶段增产曲线

产液量影响同样是另一个保证稳定产气的重要因素。在稳定产气阶段，产气量稳定，产液量少，但是产液量是保证稳产的重要条件。

根据 WL1 井稳定产气阶段排采经验得（如图 38）：WL1 井在排采 1600 天时，由于产液量少，暂停排水，至开采至 1793 天至 1888 天时，产气量呈明显线性递减，递减关系式为 $Q = -2.2629T + 6559.1$ ，后由于产气量一直下降，到排采 1921 天时排水，日均 $0.3 \text{ m}^3/\text{d}$ ，且采用间抽形式排采，产气量开始由原来的下降转为上升，间隔排水 100 天，累产水量 16.5 m^3 ，平均产气量稳定在 $2445 \text{ m}^3/\text{d}$ ，比不排水日均产气量增加 $341.6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。由此可以看出，稳定产气阶段，排水是保证稳定产气的重要条件。

稳定产气阶段总的来说：合理的套压是提高产气量的关键条件；稳定的产水是保证产量稳定的重要条件。

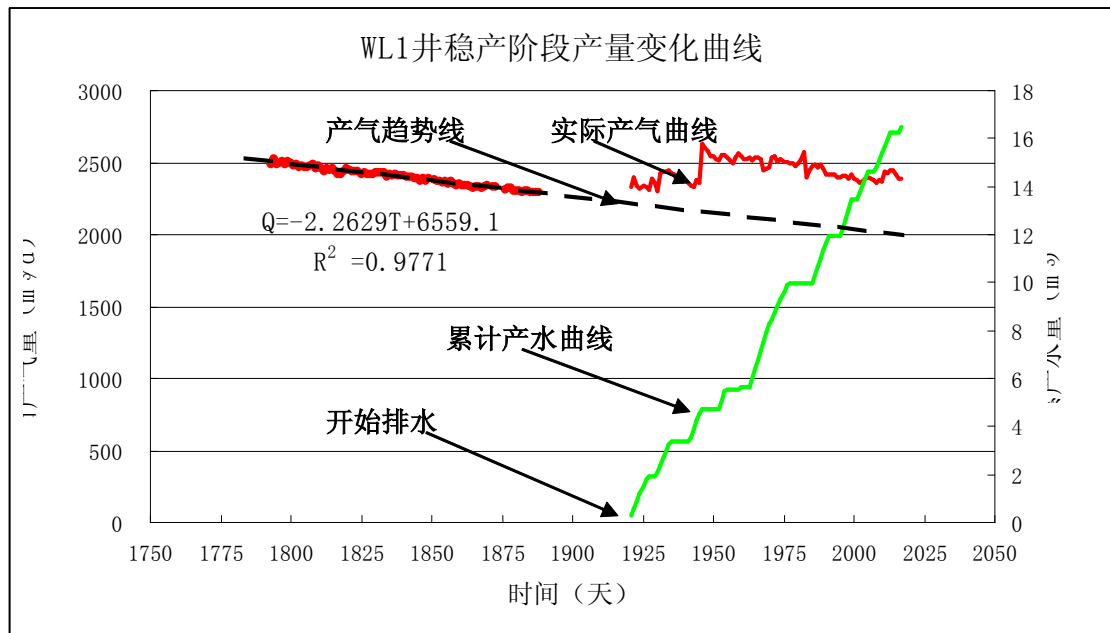


图 38：稳产阶段产液量与产气量的关系

四、结论和建议

1. 韩城地区煤层气属于欠饱和煤层气藏，通过对大量煤层气井排采规律研究总结出排阶规律，煤层气井开发明显分阶段性，本文将其分为两个主要阶段和五个次要阶段；
2. 根据不同阶段的生产特征将各阶段进行了命名：即平衡阶段、控制阶段、限制阶段、稳定产气阶段和缓慢下降阶段；
3. 详细论述了各个生产阶段的特征，从大量排采实践中总结出各阶段的生产规律，指导煤层气井各阶段的生产；
4. 建立煤层气井供液指数、临界解吸点、初始动液面、生产动态参数关系图、套压影响系数等概念，并阐述了这些概念的定义、内涵及生产实践中的作用，确立了煤层气量化排采技术。

主要参考文献

- [1] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [2] 倪小明, 王延斌, 接铭训, 吴建光. 煤层气井排采初期合理排采强度的确定方法[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(6): 101-104
- [3] 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): 19-27
- [4] 何伟钢, 叶建平. 煤层气井排采历史地质分析[J]. 高校地质学报, 2003, 9(3): 387-389.
- [5] 曹立刚, 郭海林, 顾谦隆. 煤层气井排采过程中各排采参数间关系的探讨[J]. 中国煤田地质, 2000, 12(1): 31-35.
- [6] 张明山. 煤层气排采中套压对产气量的影响[J]. 中国煤炭, 2009, 35(12): 102-104.
- [7] 万玉金, 曹雯林. 煤层气单井产量影响因素分析[J]. 天然气工业报, 2005, 25(1): 124-126.