

摘要

大斜度井、水平井在技术和经济效益方面具有常规直井无法比拟的优越性，随着钻井和采油（气）技术的发展，大斜度井、水平井已被广泛应用于气藏的开发。气井生产进入中后期，井筒积液加剧，排水采气是解决“气井积液”的有效方法。目前，国内外对于垂直气井排水采气工艺方面的研究比较多，但利用大斜度井、水平井开采含水气藏方面的研究还比较少。因此，为了更好地对含水气藏进行开采，开展对于大斜度、水平产水气井的排水采气工艺优化研究是十分需要的。本文在充分调研国内外相关文献资料的基础上，从单井出发，综合运用数学及渗流理论知识，建立大斜度、水平气井的不稳定渗流数学模型，导出大斜度井、水平气井的二项式产能方程，在此基础上，研究了水平气井的流入动态，并分析影响水平气井流入动态的主要因素；接着，在理论分析的基础上，建立水平气井的节点分析方法，结合二项式方程和早期现场数据，对涩 H1 井、H2 井的油管尺寸进行了优化；然后建立大斜度、水平气井临界携液流量计算模型，导出大斜度、水平气井临界携液流速及流量计算公式，对涩 H1 井、H2 井的井底积液进行分析；最后对现有各种排水采气工艺适应性进行分析，结合涩北气田的地质构造及储层特征以及涩 H1 井现场数据，对涩 H1 井进行排水采气工艺优选。

关键词：水平气井；流入动态；井底积液；排水采气

Abstract

The highly deviated wells and horizontal wells in the technical and economic aspects of conventional vertical wells with incomparable advantages , with the development of the drilling and oil (gas) technology, the highly deviated wells and horizontal wells have been widely used in gas reservoir. Liquid loading increases in the late of gas well production and an effective way to resolve liquid loading is removing liquids from gas well. At present, There is much more research on the vertical wells Drainage Gas, but the use of the highly deviated wells and horizontal wells bearing gas reservoirs and the research is still relatively small. Therefore, in order to better carry out mining on the water reservoir, to carry out the highly deviated wells and horizontal wells produce water drainage optimization of gas recovery process is very necessary. The paper is based on the full research of relevant literature at home and abroad, starting from the single well and comprehensive using of the mathematical knowledge and the percolation theory to establish an unstable flow model of the highly deviated wells and horizontal wells and then the binomial equation of the highly deviated wells and horizontal wells is obtained, combined with the binomial equation, the inflow performance of horizontal wells is researched and the main factors on the impact of the inflow performance of horizontal wells are analyzed; Afterwards, on the basis of the theoretical analysis, this thesis explores homologous nodal analysis program, Combined with the binomial equation and the early field data, the tubing size of the SeH1 and Se H2 wells are optimized; Then, establishing a critical flow rate calculation mode of the highly deviated wells and horizontal wells and carrying out the equation of the highly deviated wells and horizontal wells, the liquid in the bottom hole of Se H1 and H2 wells are analyzed; Finally, the existing adaptation model of drainage gas is analyzed, Combined with gas field in the geological structure and reservoir characteristics and well-site data of Se H1 well, dewatering gas process is optimized.

Key words: Horizontal gas-well; Inflow performance; Bottom hole liquid; Gas recovery by dewatering

目录

摘要.....	1
Abstract.....	2
目录.....	1
第一章绪论.....	1
1.1 研究的目的意义.....	1
1.2 国内外研究现状.....	2
1.2.1 大斜度井、水平井研究现状.....	2
1.2.2 排水采气研究现状.....	3
1.3 主要研究内容及技术路线.....	4
1.3.1 主要研究内容.....	4
1.3.2 技术路线.....	5
第二章大斜度井、水平气井生产特征分析.....	6
2.1 大斜度井、水平气井渗流特征.....	6
2.2 大斜度井、水平气井产能特征.....	6
第三章大斜度井、水平气井流入动态分析.....	10
3.1 大斜度井、水平气井渗流数学模型.....	10
3.2 大斜度井、水平气井二项式产能方程.....	11
3.3 大斜度井、水平气井流入动态及影响因素分析.....	12
第四章大斜度井、水平气井生产工艺参数优化.....	18
4.1 节点分析.....	18
4.2 大斜度井、水平气井流出动态分析.....	21
4.2.1 弯曲段压降计算模型.....	21
4.2.2 垂直段及地面水平段压降计算.....	24
4.3 涩 H1 井、H2 井油管尺寸优化.....	28

第五章大斜度井、水平气井井底积液研究.....	33
5.1 大斜度井、水平气井临界速度和产量模型.....	33
5.1.1 基本假设.....	33
5.1.2 数学模型.....	33
5.1.3 涩 H1 井、H2 井井底积液预测.....	38
5.2 大斜度井、水平气井井底积液量计算.....	40
第六章大斜度井、水平气井排水采气工艺.....	42
6.1 常用排水采气工艺简介.....	42
6.2 涩 H1 井排水采气工艺选择.....	44
6.2.1 涩北气田的地质构造及储层特征.....	44
6.2.2 排水采气工艺选择.....	45
6.2.3 泡沫排水采气工艺设计.....	45
结论.....	48
谢辞.....	49
参考文献.....	50

第一章绪论

1.1 研究的目的意义

大斜度井、水平井在技术和经济效益方面具有常规直井无法比拟的优越性，是开发油气田，提高油气井产量和油气藏采收率的一项先进的重要技术。近十几年来，随着科技进步和人们需求的增长，水平井各项技术得到较快的发展。如今，大斜度井、水平井已被广泛应用于气藏的开发。

气藏中气井的开采，主要分为无水气井和气水同产井的开采，其中无水气井开采的施工和操作管理等都很简单。而气水同产井在开采中却面临产水带来的一系列问题，而我国大部分气藏是有水气藏，对其进行研究分析就尤为重要。20世纪80年代以来，特别是90年代，随着天然气生产规模的扩大，我国的产水气田、产水气井逐年增多。气井在开发初期，由于气层能量充足，依靠其自身能量就可以将天然气举升到地面的方式称为自喷。只有气井的工作制度和地层的制度方式相匹配，气井才能把地层的产出液完全连续排出井口，使气田在依靠自身能量进行的一次开采中，能获得较高的采气速度和最终采收率^[1]。反之，气井的工作方式与地层的工作方式不相匹配，不仅将导致气井积液严重、生产不正常，而且会迫使气井关井复压、间歇生产，甚至因关井后气井也难于复压而早期被水淹死^[2]。这样，当气田开发到中后期，高含水容易造成井筒积液，气井生产就暴露出一系列矛盾：(1)井底回压增高，气井产量递减；(2)采气成本上升，综合经济效益变差，这主要是由于水处理规模增大和水处理剂用量增加，促使水处理设备投入和操作费用不断增加，另外，由于腐蚀和结垢也增加了设备维护工作量及费用；(3)由于气体干扰，电泵提液时各类故障频发，致使生产间断、经济效益下降；(4)产出水处理过程中的泄漏及排放造成越来越突出的环境保护压力。解决上述问题的有效途径就是进行人工举升助产措施，其中最为有效的方法便是排水采气技术。

目前，国内外对于垂直气井排水采气工艺方面的研究比较多，但利用大斜度井、水平井开采含水气藏方面的研究还比较少。因此，为了更好地对含水气藏进行开采，开展对于大斜度、水平产水气井的排水采气工艺优化研究是十分需要的。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 大斜度井、水平井研究现状

1、水平井的产能分析理论

关于大斜度井、水平井的产能分析方面，Giger 利用水电相似原理推导出均质各向同性油藏水平井与直井的产能比方程，同时将视为非均质性影响的各向异性引入到所推导的产能比方程中，获得了渗透率各向异性影响下，水平井与直井的产能比方程。Joshi 将水平井的三维渗流问题简化为垂直及水平面内的二维渗流问题，利用势能理论首先推导了均质各向同性油藏中水平井的稳态产能方程，利用平均渗透率概念引入渗透率各向异性，修正各向同性条件下的产能方程获得各向异性影响下的产能方程。该方程考虑了水平井偏离油层中部对产能的影响，同时提出水平井有效井筒半径的概念，研究了影响水平井产能的因素，指出了水平井开采油藏的优越性。该文献提出的产能方程目前得到了广泛应用。Makherjee 用 Joshi 的产能方程和等效井筒半径的概念，将无因次井筒半径和无因次裂缝导流能力、裂缝半长联系起来，研究了水平井与压裂直井产能的关系，获得了裂缝半长与等效井筒半径的关系。Renard 利用势能理论研究了地层伤害情况下水平井的产能方程，定义了水平井的流动效率并与直井的流动效率进行了比较，结果表明，当水平与垂直渗透率比值增大到一定值后，地层伤害对直井的影响比对水平井段影响更严重，水平井的地层严重伤害也会降低水平井流动效率。

在国内，郎兆新^[3]应用拟三维方法获得水平井在平面和剖面上的解析解后，再运用等值渗流阻力法得到了三维空间的解和二维流场的变化，提出了多井底水平井渗流问题产能的计算公式。曲德斌^[4]等人应用等值渗流阻力方法获得了水平井和直井五点法布井方式下的产能方程，此外，刘想平^[5]应用镜像反映原理获得了底水驱油藏中水平井三维稳态渗流的产能方程。张望月^[6]等从均质各向异性单相流油藏中水平井稳定渗流满足 Poisson 方程的定解问题出发，利用 Green 函数方法直接求出了水平井三维稳态解，由此导出均匀流和无限导流两种情况下无限大油藏中水平井产能方程。李远钦等在获得水平井三维不稳定渗流数学模型解后，得到了形式复杂，与上述产能方程完全不相似的产能方程，同时对水平井段上的产量分布进行了讨论，结果表明沿水平井段产量并非是均匀分布的，其产量的分布受油藏边界、油层厚度及导压系数等的影响，只有在拟稳定流动情况下，油层较厚时，水平井段上的产量分布才是均匀的。

2、水平井井筒流动

石油界在二十世纪 80 年代才开始水平井水动力学研究。由于水平井筒沿程不断有流体流入使得其流动成为一种沿流动方向质量流量不断增加的变质量流。在 1989 年以前就有很多关于水平井各种应用效果的研究,但都没有考虑沿井筒方向的压降,即假定井筒基本上具有无限导流。1989 年, Dikken 第一次提出, 为了有效预测水平井生产动态, 不能忽略井筒压降。接着, Doan, Farouq 和 Ali George 也指出水平井井筒压降的重要性。从此开展了水平井水平段流动规律的研究。但由于流动的复杂性, 以往的研究都过分简化水平井。1989 年, Stone 等人发表了第一篇考虑井筒水动力学的文章, 在模拟沥青质油藏的渗流时, 他们用达西定律描述油藏中的流动, 对井筒中的流体还考虑了动量、质量和能量平衡。后来 Collins 等也提出了一种最简单的模型模拟水平井流动, 由于模型过于简单不能准确考虑井筒水动力学。

由于水平井筒流动不同于常规管流, 目前人们大都在实验研究的基础上分析机理建立相应的经验相关式。其流动机理的研究已引起广大科技工作者的关注, 前期主要集中在射孔管道中的单相流动, 同时通过实验数据分析也得到了一些计算压降的公式, 但各自的适用范围仍有待研究。

此外就是应用数值方法对井筒流动进行模拟。Islam 等应用 SIMPLE 算法进行了求解, 对低粘油模拟结果和实验结果非常一致, 而高粘油差别很大。

由于井筒压力降的存在, 使得水平段的生产压差在水平段上不一致, 这种情况在长水平井和高产井更明显。对于有底水或者气顶的油藏有可能在最大生产压差处过早发生气水锥进, 因此油气藏开发中确定一个合理生产压差就显得较重要了^[7]。

1.2.2 排水采气研究现状

在天然气开采中, 随着气藏压力和天然气流动速度的逐步降低, 致使气藏中的产出水或凝析液不能随天然气流携带出井筒, 从而滞留在井筒中。这些液体在一段时间内聚集于井底, 形成液柱, 对气藏造成额外的静水回压, 导致气井自喷能量持续下降。通常, 如果这种情况持续下去, 井筒中聚集的液柱终会将气压死, 导致气井停产。这种现象便称之为“气井积液”。

排水采气是解决“气井积液”的有效方法, 也是水驱气田生产中常见的采气工艺。

针对气井积液问题, 国外采气工作者多年来进行了大量的理论与现场应用研究, 主要的研究成果除了国内普遍采用的优选管柱, 柱塞气举, 泡沫排水采气等工艺以外, 还有一些采气工艺在现场广泛应用, 如: 涡轮泵排水采气工艺, 同心毛细管技术, 天然气连续循环采气工艺等。由于地下地质条件复杂, 气井单井的情况各不相同, 上述的排水采

气工艺具有一定的局限性,应用效果收到很多客观条件限制,并不处处理想。最近几年,国内外出现了许多排水采气的新工艺,各有自己的特点和适用条件,丰富了含水气田的排水采气工艺。如:组合排水采气工艺技术,连续油管深井排水采气技术,超声波排水采气,球塞气举排水采气工艺等^[8]。

我国于 1978 年在四川威远气田产水气藏开始进行产水气藏的排水采气试验研究。排水采气工艺技术经过了 1978 年~1980 年的试点,“六五”的推广试验,“七五”的应用、提高,“八五”的深化、发展,在“九五”期间,又进行了工艺的优化设计、推广应用,复合工艺、接替工艺的试验、攻关,取得显著的新进展。从单一工艺发展到多种工艺,形成了以优选管柱排水采气、泡沫排水采气、气举排水采气、游梁式机抽排水采气、电潜泵排水采气、射流泵排水采气、柱塞气举排水采气为主要内容的工艺及其配套技术。目前现场应用多年的常规采气工艺包括柱塞气举排水采气工艺、优选管柱排水采气工艺、泡沫排水采气工艺、机抽排水采气工艺、电潜泵排水采气工艺等,累积增产大量的天然气,取得了良好的经济效益和社会效益^[9]。

国内外许多专家学者在直井排水采气工艺研究中作了大量的工作,取得显著的新进展,而对大斜度井、水平井排水采气工艺的研究目前还很少。

1.3 主要研究内容及技术路线

1.3.1 主要研究内容

本文主要研究了以下内容:

- (1)调研国内外大斜度井、水平井以及排水采气工艺研究现状;
- (2)对大斜度井、水平井的生产特征进行分析;
- (3)根据涩 H1 井的基本资料,对大斜度井、水平井的流入动态进行分析;
- (4)利用节点分析法,对涩北气田涩 H1 井、涩 H2 井油管尺寸进行优化分析;
- (5)建立定向井临界携液流量计算模型,对涩 H1 井、涩 H2 井的井底积液进行判断;
- (6)结合涩北气田的地质构造及储层特征以及涩 H1 井现场数据,对涩 H1 井进行排水采气工艺优选。

1.3.2 技术路线

本文从单井出发，综合运用数学及渗流理论知识，建立大斜度井、水平气井的不稳定渗流数学模型，导出大斜度井、水平气井的二项式产能方程，在此基础上，研究了水平气井的流入动态，并分析影响水平气井流入动态的主要因素；接着，建立了水平气井的节点分析模型，运用节点分析方法对涩北气田涩 H1 井、涩 H2 井油管尺寸进行了优化分析；然后建立了大斜度、水平气井临界携液流量计算模型，对涩 H1 井、涩 H2 井的井底积液进行了判断；最后对现有各种排水采气工艺适应性进行分析，结合涩北气田的地质构造及储层特征以及涩 H1 井现场数据，对涩 H1 井进行了排水采气工艺优选。

第二章大斜度井、水平气井生产特征分析

2.1 大斜度井、水平气井渗流特征

大斜度、水平井渗流理论是大斜度井、水平井油藏工程、产能分析、试井分析以及采油工程研究的基础, 渗流理论研究的具体应用主要表现在大斜度井、水平井的产能、试井分析和油藏数值模拟等方面。水平井筒中的流态和常规水平管中的流态有很大不同, 水平井筒的粗糙度大于常规管的粗糙度, 并且沿井筒油藏中的流体流入能够引起动量和层流边界层流流态的变化, 这都会改变沿井筒的压力分布, 因此常规管的摩擦系数相关式不能合理预测水平井。另外水平管流在管截面上速度分布并不均匀, 速度剖面形状与雷诺数有关, 当雷诺数小于 2300 时, 速度分布呈抛物线形, 而当雷诺数大于 4000 时, 速度分布不再呈抛物线形。

大斜度、水平井生产时, 水平井筒内除了沿水平井长度方向有流动(一般称为主流)外, 还有流体从油藏沿水平井筒长度方向各处流入井筒, 并且从水平井筒趾端到跟端, 流体质量流量逐渐增加, 其流动为变质量流。流体从油藏沿水平井筒径向流入, 干扰了主流管壁边界层, 影响了其速度剖面, 改变了由速度分布决定的壁面摩擦阻力。油藏流体的径向流入量大小会影响水平井筒内压力分布, 而井筒内的压力分布反过来影响从油藏径向流入井筒的流量大小, 所以油藏内的渗流与水平井筒内的流动是相互作用的耦合过程^[10]。

2.2 大斜度井、水平气井产能特征

从水平井产量计算的理论公式和实例证实, 影响大斜度井、水平井产量的主要因素包括: 储层厚度、储层渗透率、渗透率各向异性、水平段长度、水平井偏心距、储层伤害程度等。

1. 储层厚度对大斜度、水平气井产能的影响

和直井一样, 当其它条件一定时, 储层越厚水平井产能越高。钻水平井的目的是为了增产, 尤其是在薄储层中获得比直井更大的增产倍数是关键, 图 2-1 是 Joshi 给出的稳定流状态下, 均质储层中水平井产能随储层厚度变化的曲线。可见, 在其它参数一定时, 水平井和其相应垂直井的采油指数之比随储层厚度增加而下降。

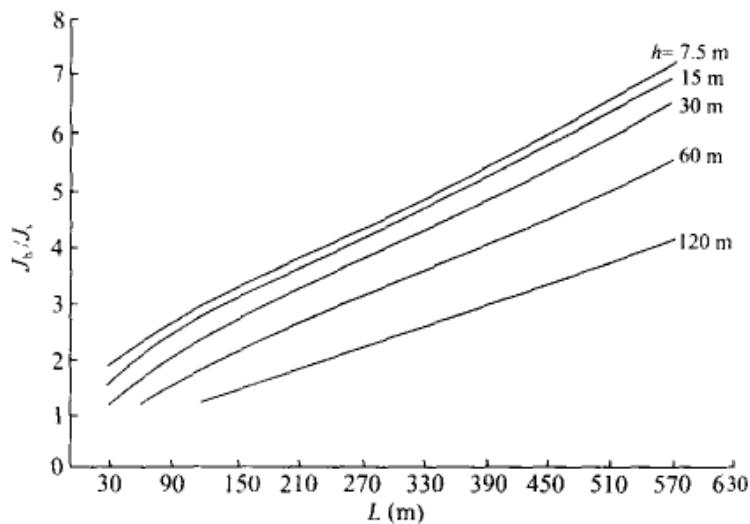


图 2-1 储层厚度对水平井产能影响曲线图

2. 储层渗透率对大斜度、水平气井产能的影响

渗透率与储层厚度一样,当其它条件一定时,储层渗透率越大水平井产能越高。

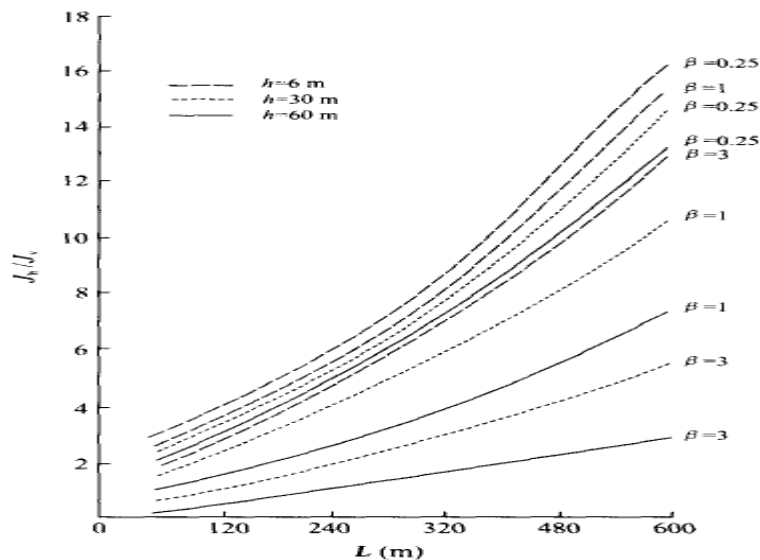
3. 储层渗透率各向异性对大斜度、水平气井产能的影响

这里讨论的渗透率各向异性是指水平渗透率与垂直渗透率的各向异性,由于沉积、成岩和上覆地层压力的作用,渗透率在水平方向与垂直方向的大小往往存在差异。对于直井,钻穿储层一般为平面径向流,垂直方向的渗透率对产能影响不大;对于水平井,渗流域为一椭球体, Joshi 公式中也可见垂向渗透率对产能的影响,垂向渗透率减小会引起垂向渗流阻力增加和产量的下降。

在考虑渗透率各向异性对产能的影响时, Joshi 用 β 修正储层有效厚度, Renard 用 β 修正井眼尺寸。

图 2-2 是不同 β 取值 ($\beta=3$ 、1、0.25) 下,渗透率各向异性指数和储层厚度对水平井与直井产能指数比,图中可见两个明显变化趋势,一是地层渗透率各向异性指数 β 越大,水平井相对直井的产能增长倍数越小;二是储层越厚,水平井的产能受储层渗透率各向异性指数 β 的影响越大,这正反映出水平井椭球体渗流域的特点;三是同样反映了前面论证的储层越厚水平井相对直井的产能增长倍数越小。

当 $\beta=0.25$ 时,储层具有足够高的垂向渗透率,天然裂缝储层多属这种情况,适合于钻水平井;当 $\beta=3$ 时,相对直井而言,水平井未表现出明显的经济效益,一般砂岩储层多属这种情况,应考虑通过压裂改善储层垂向渗透率。

图 2-2 β 和 h 对水平井产能影响曲线图

4. 储层伤害对大斜度、水平气井产能的影响

与直井相比,由于大斜度井、水平井在油层内的钻进时间较长,钻完井液与储层的接触时间和接触面积相应增加,因此,对储层损害程度也会比一般直井严重得多。尤其对于低渗透储层,严重地层损害所导致的产能下降,将会使水平井在经济上失去意义,采用有效方法进行储层保护,将水平井钻井过程中的储层伤害程度降到最低,是获取较高水平井产能的关键。

5. 水平段长度对大斜度、水平气井产能的影响

常规直井产能与 K 和 h 的乘积成正比,即低的渗透率或薄层将导致水平井产能低。从水平井产能公式中可见,水平井的 KL 乘积与直井的 Kh 乘积有类似的作用,随着水平段长度(L)值的增加,有利于提高油气井的泄流面积,提高油气井的产能。

一般来说,水平段越长,水平井与气藏的接触面积越大,气井产能越高,但由于井筒摩阻以及钻井过程中气层污染和水平井压裂、酸化等一系列原因,水平井产量的增加与水平段长度的延伸并非线性关系,而是随着水平段的延伸,产量增幅越来越少。另一方面,随着水平段的延伸,钻井成本将大幅度增加。为此,针对特定的储层确定合理的水平段长度将是水平井开发设计的基础。

6. 水平井偏心距对水平井产能的影响

偏心距是指水平巷道段偏离储层中部的距离, $Joshi$ 公式和图 2-3 可见,当 $\delta=0$,即水平段位于储层中部时,水平井产能最大,随 $2\delta/h$ 值增大,水平井对直井的增产倍数减小,由于 δ 处于对数项中,总体上对产能影响和较小。此外,图中可见,增大 L/h 可以减轻偏心对产能的影响,即当水平段长度相对油层厚时,水平段位于储层中的位置对产

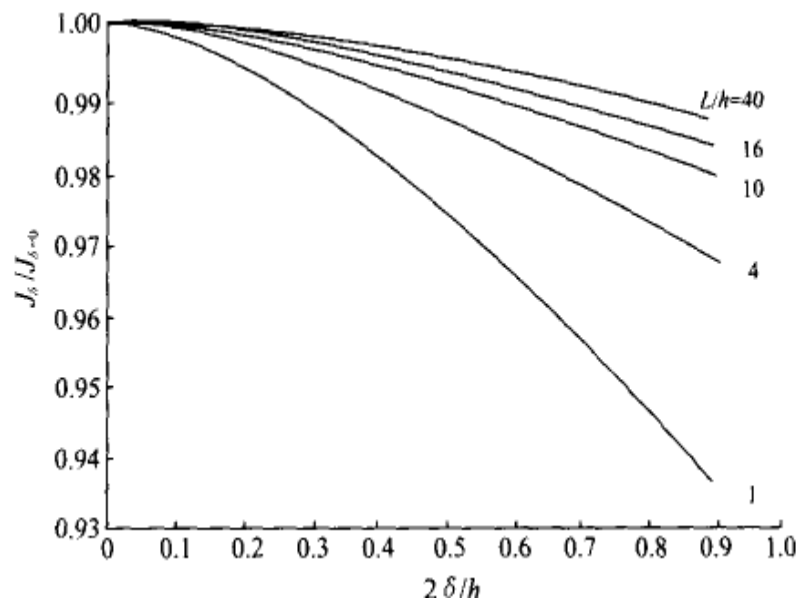


图 2-3 偏心距对水平井产能的影响曲线图

能影响很小, 仅当 $L/h < 2$ 时, 偏心对产能的影响不可忽视^{[11][12]}。

第三章大斜度井、水平气井流入动态分析

3.1 大斜度井、水平气井渗流数学模型

设长为 L 的水平气井井段位于水平、等厚气层中的任意位置, 水平气井偏离气层中心线的距离(偏心距)为 δ_z ; 气层顶、底边界为不渗透层, 在水平方向为无限延伸, 其水平及垂向渗透率分别为 K_h 、 K_v , 弱可压缩气体单相渗流, 符合达西定律; 水平气井以地面产量 q_h 定产投产, 井半径为 r_w , 其渗流的简化物理模型如图 3-1 所示^[13]。

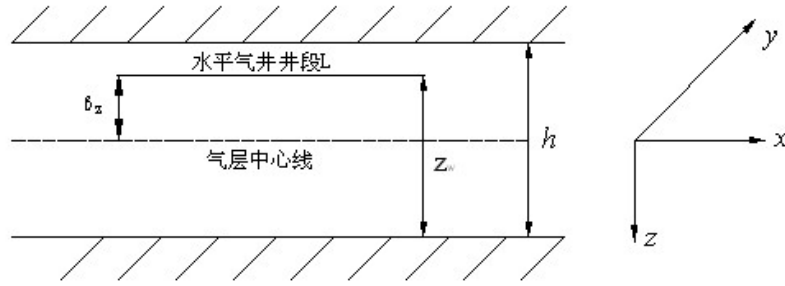


图 3-1 水平气井渗流物理模型

根据气体地下稳定渗流理论及水平井三维渗流特征, 以压力平方形式表示的水平气井稳定渗流的数学模型为拉普拉斯方程:

$$\frac{K_h}{K_v} \left(\frac{\partial^2 p^2}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial Y^2} \right) + \frac{\partial^2 p^2}{\partial Z^2} = 0 \quad (3-1)$$

井底定压条件: $p^2 = p_{wf}^2 \quad r = r_w' \quad (3-2)$

外边界恒压条件: $p^2 = p_R^2 \quad r = r_{eh} \quad (3-3)$

井壁处压力及水平气井产量应满足以下方程:

$$q_h = 2 \times 774.6 r L \sqrt{K_h K_v} \frac{p}{\mu Z T} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_w'} \quad (3-4)$$

(3-4)式以压力平方形式表示为:

$$q_h = 774.6 r L \sqrt{K_h K_v} \frac{1}{\mu Z T} \frac{\partial p^2}{\partial r} \Big|_{r=r_w'} \quad (3-5)$$

3.2 大斜度井、水平气井二项式产能方程

水平气井产能公式实际上就是上述稳定渗流数学模型的解。通过分离变量法，先求水平气井压力分布，再结合(3-5)式可获得解。

以压力平方形式表示的水平气井产量公式为：

$$q_h = \frac{774.6 K_h h (p_R^2 - p_{wf}^2)}{\mu Z T \ln(r_{eh}/r_w')} \quad (3-6)$$

式中：

q_h ——水平气井日产量， $10^4 m^3/d$ ；

K_h ——气层水平渗透率， $10^{-3} \mu m^2$ ；

h ——气层厚度，m；

p_R ——地层压力，MPa；

p_{wf} ——水平井井底流压，MPa；

μ ——气体粘度， $mPa \cdot s$ ；

Z ——天然气压缩因子，无量纲；

T ——地层温度，K；

r_w' 、 r_{eh} ——分别为水平气井的有效井半径和泄油半径，m。

(3-6)式与垂直气井压力及拟压力产量公式有相似之处，不同之处在于水平井要考虑地层各向异性，水平井的泄油半径及有效井半径与垂直井也不同，即式中：

$$r_w' = \frac{r_{eh} L}{2a \left[1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2} \right] [\beta h / 2r_w]^{(\beta h/L)}} \quad (3-7)$$

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (3-8)$$

$$r_{eh} = L/2 + r_e \quad (3-9) \quad \beta = \sqrt{K_h/K_v} \quad (3-10)$$

若考虑水平气井的损害及非达西流动效应的影响，则产量公式表示为：

$$q_h = \frac{774.6 K_h h (p_R^2 - p_{wf}^2)}{\mu Z T \left[\ln(r_{eh}/r_w') + S_h + Dq_h \right]} \quad (3-11)$$

式中 S_h ——水平气井的污染系数；

D ——紊流系数， $(10^4 m^3/d)^{-1}$ ；

L ——水平气井井段长度，m；

γ_g ——天然气相对密度，无量纲。

其中：

$$D = \frac{1.675 \times 10^{-7} \gamma_g}{\sqrt[4]{K_h K_v h r_w \mu}} \quad (3-12)$$

从而：

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = \frac{\mu Z T [\ln(r_{eh}/r_w') + S_h]}{774.6 K_h h} q_h + \frac{\mu Z T D}{774.6 K_h h} q_h^2 \quad (3-13)$$

上述(3-11)式与垂直气井压力平方产量公式有相似之处，而(3-13)式与垂直气井二项式产能方程有相似之处，不同之处在于水平井要考虑地层各向异性，水平井的泄油半径及有效井半径与垂直井也不同。

由(3-13)式可以得到水平气井二项式产能方程如下：

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = a q_h + b q_h^2 \quad (3-14)$$

其中：

$$a = \frac{\mu Z T [\ln(r_{eh}/r_w') + S_h]}{774.6 K_h h} \quad (3-15)$$

$$b = \frac{\mu Z T D}{774.6 K_h h} \quad (3-16)$$

由式(3-13)式可求出水平气井的最大产能即水平气井的绝对无阻流量表达式：

$$q_{AOF} = \frac{-a \pm \sqrt{a^2 + 4b(p_R^2 - 0.101325^2)}}{2b} \quad (3-17)$$

3.3 大斜度井、水平气井流入动态及影响因素分析

已知水平气井涩 H1 井的基本参数如下：天然气压缩因子 $Z=0.97$ ，天然气相对密度 $\gamma_g=0.6$ ，地层温度 $T=323K$ ，排泄半径 $r_e=15000m$ ，水平井半径 $r_w=0.0797m$ ， $K_h=1.498$

$\times 10^{-3} \mu m^2$, $K_v=0.016 \times 10^{-3} \mu m^2$, $P_R=12.24MPa$ 。

1、水平井段长度对流入动态的影响

该井气层有效厚度为 7.1 米,不考虑地层损害时,在不同水平井长度下,计算的水平井产量与井底流压的关系数据绘制出相应的关系曲线。如图 3-2 所示。

表 3-1 水平气井长度对流入动态的影响数据

$Q_h L$ ($10^4 m^3/d$) P_{wf} (MPa)	600	500	400	300	200	100
0	33.76	31.86	29.61	26.82	23.04	17.00
2	32.86	31.00	28.82	26.1	22.43	16.54
4	30.16	28.46	26.45	23.95	20.58	15.18
6	25.65	24.2	22.50	20.37	17.61	12.91
8	19.34	18.25	16.96	15.36	13.20	9.74
9	15.51	14.63	13.60	12.32	10.58	7.81

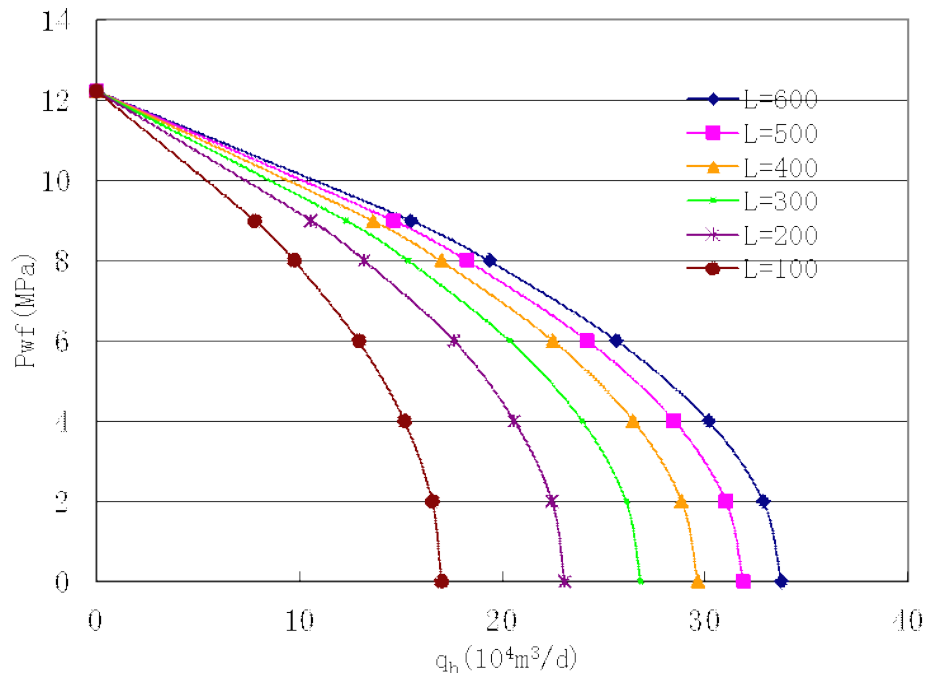


图 3-2 水平气井长度对流入动态的影响

由图 3-2 可看出,随着水平井段长度的增加,流入动态曲线向右偏移,即水平气井的

无阻流量在增大,但无阻流量的增加值却在逐步减小。例如, L 为 100m、 P_{wf} 为 0 时,水平气井的无阻流量为 $17.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,当水平井段的长度从 100m 变到 300m 时,无阻流量增加了 $9.82 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。当水平井段的长度从 300m 增加到 500m 时,此时水平井段长度虽然也增加了 200m,但水平气井的无阻流量却只增加了 $5.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,也就是说在一定厚度的气层中钻水平井时,当水平井段长度达到一定值后,即使水平井段增长,其对产能的贡献也不大。

2、气层厚度对流入动态的影响

该井水平段长度为 200 米,不考虑地层损害和地层各向异性时,在不同气层有效厚度下,计算的水平井产量与井底流压的关系数据绘制出相应的关系曲线。如图 3-3 所示。

表 3-2 气层厚度对水平气井流入动态的影响数据

<div> <div> Q_h ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) (m) </div> <div>h</div> </div> <div>P_{wf} (MPa)</div>	7.1	17.1	27.1
0	23.04	37.76	44.46
1	22.89	37.51	44.16
2	22.43	36.75	43.27
3	21.66	35.49	41.79
4	20.58	33.73	39.71
5	19.2	31.46	37.04
6	17.51	28.68	33.78
7	15.51	25.41	29.92
8	13.2	21.63	25.47
9	10.58	17.34	20.42

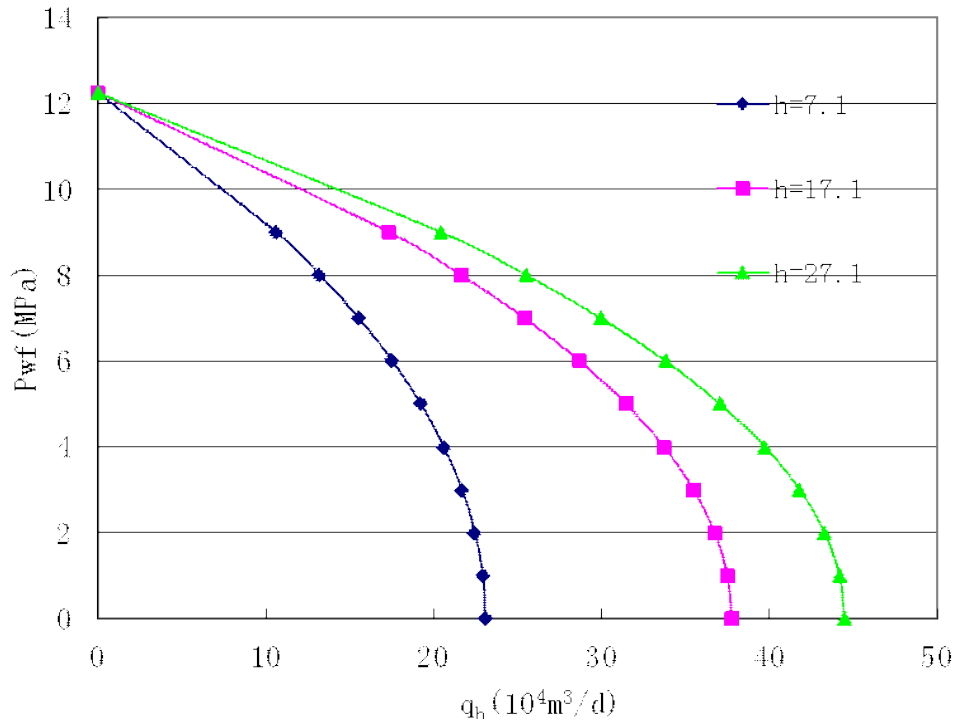


图 3-3 气层厚度对水平气井流入动态的影响

由图 3-3 可看出,随着气层厚度的增加,流入动态曲线向右偏移,即水平气井的无阻流量增大,气层厚度对流入动态的影响比水平井段长度的影响要大。例如, $h=7.1\text{m}$ 时,水平气井的无阻流量为 $23.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $h=17.1\text{m}$ 时,水平气井的无阻流量为 $37.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $h=27.1\text{m}$ 时,水平气井的无阻流量为 $44.46 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3、各向异性对流入动态的影响

该井水平井长度为 200 米,气层有效厚度为 7.1 米,不考虑地层损害,地层的垂向渗透率分别为 $0.00375 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $0.0015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $0.0599 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而地层水平渗透率为 $1.498 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,相应的各向异性比分别为 20、10、5,则所计算的产量与井底流压的数据如下所示。

表 3-3 各向异性对水平气井流入动态的影响数据

Q_h ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	β			
		20	10	5
P_{wf} (MPa)				
0		17.06	22.81	26.93
1		16.94	22.66	26.75
2		16.6	22.2	26.21
3		16.03	21.44	25.31

4	15.24	20.37	24.05
5	14.21	19	22.43
6	12.96	17.32	20.46
7	11.48	15.35	18.12
8	9.77	13.07	15.42
9	7.84	10.48	12.37

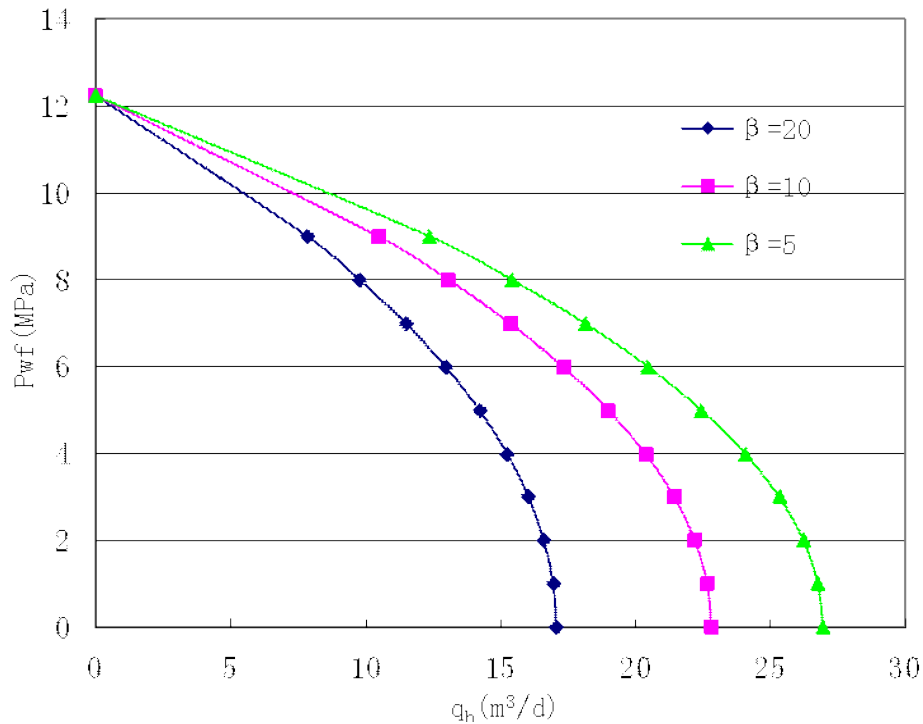


图 3-4 地层各向异性对水平井流入动态的影响

由图 3-4 可看出，随着水平渗透率的增大，即各向异性比值的减小，流入动态曲线向右移动，无阻流量增大。例如，当各向异性比值为 20 时，无阻流量为 $17.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；当各向异性比值为 10 时，无阻流量为 $22.81 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，当各向异性比值为 5 时，无阻流量为 $26.93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。即各向异性比值越大，则水平气井的无阻流量越大。

4、地层损害对流入动态的影响

该井水平井长度为 200 米，气层有效厚度为 7.1 米，地层的垂向渗透率为 $0.016 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，地层水平渗透率为 $1.498 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，不同的地层伤害程度下所计算得到的产量与井底流压的关系，如表 3.4 和图 3-5 所示。

表 3.4 地层伤害程度对水平气井流入动态的影响数据

Q_h $(10^4 m^3/d)$ $P_{wf} (MPa)$	0	2	5	10
0	23.00	18.32	14.03	10.09
1	22.85	18.20	13.94	10.02
2	22.39	17.83	13.65	9.82
3	21.62	17.22	13.19	9.48
4	20.55	16.36	12.53	9.01
5	19.17	15.26	11.69	8.41
6	17.48	13.92	10.66	7.67
7	15.49	12.33	9.44	6.79
8	13.19	10.50	8.04	5.78
9	10.58	8.42	6.45	4.64

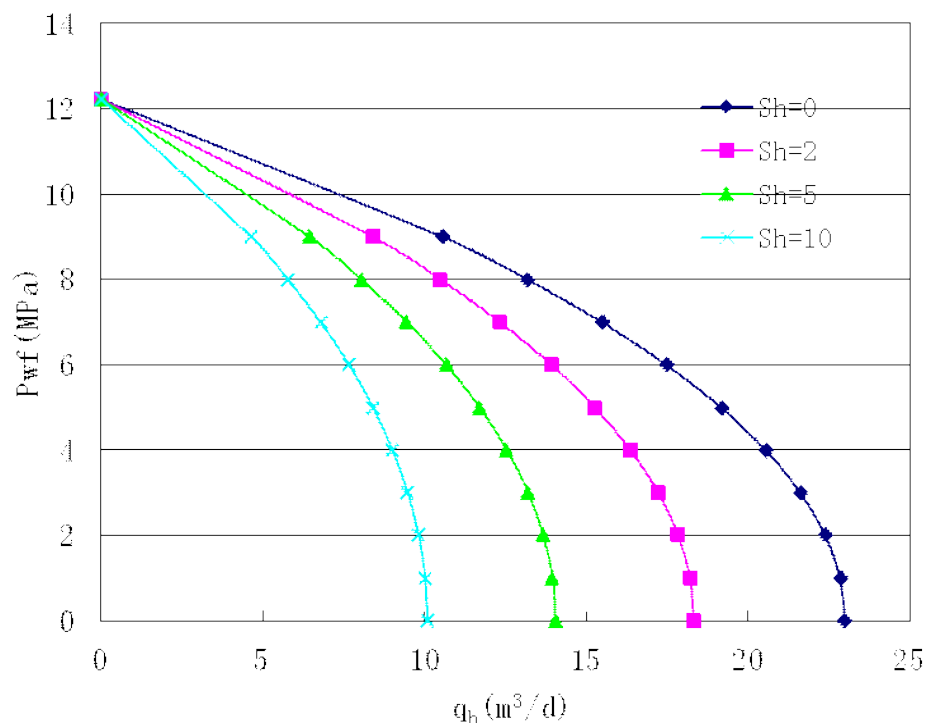


图 3-5 地层伤害程度对水平气井流入动态的影响

由图 3-5 可看出, 随着地层损害程度的增加, 流入动态曲线向左偏移, 即水平气井的无阻流量减小^{[13][14][15]}。

第四章大斜度井、水平气井生产工艺参数优化

4.1 节点分析

气井节点分析方法又称 Nodal 分析。它是运用系统工程理论，优化分析气井生产系统的一种综合分析方法。其分析的目的是通过综合分析气井各组成部分，预测产量并选择最佳工作参数。

1、水平气井系统生产过程

气井系统生产是一个不间断的连续流动过程。图 4-1 是一个水平气井系统的简单示意图。这个系统包括以下几个部分：(1)孔隙介质渗流；(2)水平井段变质量流；(3)弯管和垂直管流；(4)水平或者倾斜管流。

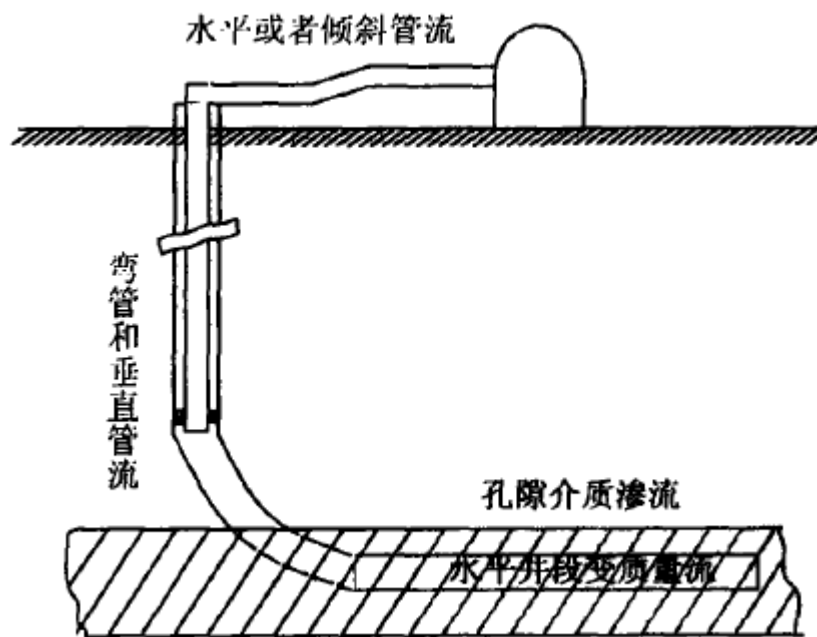


图 4-1 水平气井生产系统

气藏流体在地层压力的推动下进入水平井段，然后通过弯管和直管流到地面，经地面管线进入分离器。在整个连续流动过程中会有很大部分压力损失。

2、水平气井生产系统的节点位置

在气井生产系统中，气体在气层、井筒和气嘴等处的流动规律不相同，因此将整个生产系统科学地分段，选择好节点，建立将生产系统各部分的温度、压力、流量等参数的动态规律有机地连续起来的模型，从而实现对气井生产系统动态规律的了解，并预测任一时期气井温度、压力、流量等工况指标，优选系统参数，达到充分利用气层能量的

目的。

通过上面对生产系统的分析我们可以把生产系统划分为若干相互独立，又相互联系的部分。通常可以简单的划分为如下几部分：地层流入部分、水平流出部分、弯管和垂直管举升部分、地面管流部分。但是在水平井的生产系统中，水平井筒部分的流动和地层流入部分的流动是交织在一起的，这两个部分的流动不能分开讨论，必须耦合在一起。因此在本文的讨论中将水平井生产系统划分为如下三部分：地层和水平段耦合流入部分、流出弯管和垂直管部分、地面管线流动部分。在上述各部分的端点位置就是节点位置。对于较为复杂的生产系统，上面的各个部分还可以细分为更多的部分。

节点分析方法就是对上述每一部分采用相应的相关式进行模拟计算，然后通过节点位置把各部分联结起来进行分析优化气井的生产动态。

3、水平气井生产系统的解节点选择

在运用气井节点分析方法解决具体问题时，通常集中分析系统中的某一节点，此节点一般称为解节点(Solutionnode)通过解节点的选择，气井生产系统被划分为两大部分：即流入(Inflow)和流出(Outflow)部分。分别表明解节点至地层的部分和解节点到地面系统终节点的部分。通过对流入和流出部分的模拟计算求得流入和流出动态特性，再分析比较流入和流出特性，便可以求得气井生产动态。

解节点的选择要满足下列要求：(1)解节点处只有一个压力；(2)通过解节点只有一个与该压力相对应的流量。解节点的选择与系统分析的最终结果无关。换言之，解节点的位置可以在气井生产系统内任意选择，原则上要依所要求解问题的目的而定。例如，在分析地面生产设施的影响时(地面管线长度、管径及分离器压力等)，解节点可选在井口处。

4、水平气井生产系统的模拟分析

在模拟分析一个气井生产系统时，通过上述节点设置和解节点的选择，使生产系统划分为两大部分，流入、流出部分。分别对其进行模拟，求得流入和流出动态关系。通常用图解形式，将流入和流出动态曲线画在同一张图上进行分析(如图 4-2 所示)。

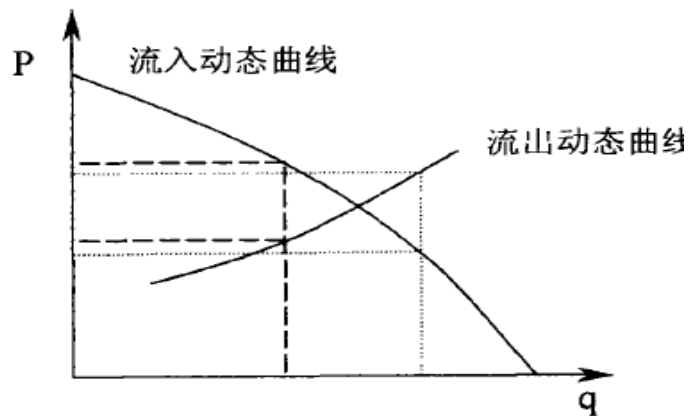


图 4-2 系统分析曲线

通常两条曲线会有一个交点，在此点表明气井处于流入与流出能力协调的状态下生产，此点称为协调产量点。如果在这点左边的某个产量下生产，对应的井底流压将大于出油管线所需的压力，此时生产系统内流入能力大于流出能力。这就说明油管或出油管线系统的设计能力过小或出油管路系统内有阻碍流动的因素存在，限制了气井的生产能力；而在交点右边生产情况就刚好相反。此时说明，出油气管线设计能力过大造成不必要浪费，或者是气层受到损害需要改造。

5、气井生产系统的优化分析

在系统的模拟计算中，我们任意改变其中的某一个或某几个参数，把不同的计算结果进行比较，就可以得到一个或某几个参数的改变对整个生产系统流动特性的影响。这就是通常所说的对油气生产系统的敏感性分析。敏感参数分析是节点分析的一项重要用途，它可以定量确定系统内某些参数对整个系统特性的影响。生产系统中的各参数被用于一个或多个计算公式中，其中有些参数是固定的，如油气层厚度、深度等，但许多参数是可变的，如水平井长度、射孔参数、油管尺寸等，正是这些可变参数直接影响系统特性和气井生产能力。这种气井特性参数的改变可以通过多条流入、流出曲线(各在不同条件下)和多个交点在系统图上直接看到(如图 4-3 所示)。每个交点处的产量和压力值表明了在这一特定条件下井的生产情况。分析这些不同的交点可看出这些参数对系统产能及压力损耗的影响，从中选出该参数的最优值，从而达到优化系统中某些参数的目的

[7]。

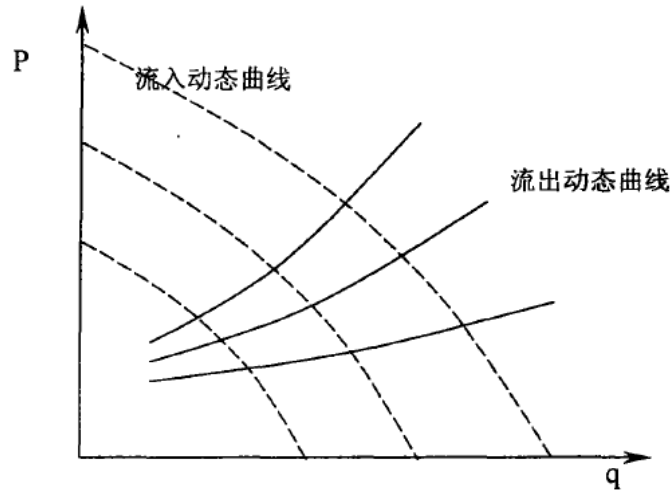


图 4-3 系统优化分析曲线

4.2 大斜度井、水平气井流出动态分析

按前面水平井生产系统节点选择，流出动态包括弯管段，直井段，地面水平段的流动，下面分别对这几部分的压降计算进行分析。

4.2.1 弯曲段压降计算模型

由于弯曲段的曲率半径不同，因而压降损失的计算就不能采用统一的模型。参照钻井工程关于水平井井型的划分标准，结合目前水平井的情况，将短、超短半径归纳为短半径，中短、中曲率半径合称为中曲率半径，大曲率半径标准不变。这样，对不同曲率半径的弯曲段分别采用相应的压降计算模型。设 R_c 为水平井弯曲段的曲率半径，当 $R_c < 28\text{m}$ 时，称为短曲率半径；当 $28\text{m} < R_c < 214\text{m}$ 时，称为中曲率半径； $R_c > 215\text{m}$ 为大曲率半径^[16]。

1、短曲率半径压降计算模型

由于短曲率半径小于 28m ，相对于整个井筒而言，压降损失显得较小。这里将短曲率半径的弯曲段近似处理成垂直放置的 90° 弯管。由于弯曲段井眼的规则度比弯管差，这里引入井筒与弯管相似因子 C_g ，当 $C_g=1$ 时，表示弯曲段井眼和弯管流动相当，实际中 C_g 应大于 1。根据工程流体力学中弯管流动相关理论，推出短曲率半径弯曲段压降计算模型为

$$\Delta p_s = c_g \frac{4 \times 10^{-6} \rho \lambda_c R_c Q^2}{\pi d^5} + \frac{\rho g R_c}{10^{-6}} \quad (4-1)$$

式中:

Δp_s —弯曲段压降, MPa;

Q —流量, m^3/d ;

R_c —弯曲段半径, m;

c_g —井筒弯曲段与弯管相似因子, 无因次; (其值根据实验确定, 这里计算取 1.0)

λ_c —弯管管路摩擦系数, 具体计算时分不同情况。

当 $K_r \leq 13.5$ 时

$$\lambda_c = \lambda_s$$

当 $13.5 < K_r \leq 2000$

$$\lambda_c = \lambda_s \frac{21.5 K_r}{[1.56 + \log_{10}(K_r)]^{5.73}} \quad (4-2) \text{ 当 } K_r > 2000 \text{ 时}$$

$$\lambda_c = \left(\frac{d}{2R_c} \right)^{1/2} \left[0.029 + 0.34 \left(\frac{d}{2R_c} \right)^2 \right]^{-1/4} \quad (4-3) \text{ 式中: } K_r \text{—迪氏数, 无因次;}$$

$$K_r = R_e \left(\frac{d}{2R_c} \right)^{1/2} \quad (4-4)$$

λ_s —为同等管质材料和流体条件直管管道摩擦系数, $\lambda_s = 64 / R_e$;

R_e —为流体雷诺数, 无因次。

2、大曲率半径弯曲段压降计算模型

由于大曲率半径弯曲段较长, 所产生的压降损失相对于整个井筒压降损失而言也较大, 因而对于这段压降损失的计算必须符合实际情况。大曲率半径弯曲段单位长度的曲率变化较小, 一般低于 $8^\circ / 30\text{m}$, 速度方向变化较缓慢。对于大曲率半径(215m 以上), 如果将弯曲段划分为 20 段时, 垂向高度和水平方向上累计长度的相对误差仅为 0.025%。如果弯曲微元段取得足够小, 那么可忽略所取微元段上曲率的变化, 即近似为倾斜直管, 倾角为该微元段中点的角度。对于每一微元段应用倾斜直管流压降计算方法可算出该微元段压降损失。整段弯曲段的压降损失就是所有微元倾斜直管段的压降损失累加, 即

$$\Delta P_1 = \sum_{k=1}^N (P_{1,k} - P_{2,k}) \quad (4-5)$$

式中： ΔP —大曲率半径弯曲段压降，MPa；

$P_{1,k}$ —弯曲段上第 k 段段上游压力，MPa；

$P_{2,k}$ —弯曲段上第 k 段下游压力 MPa。

对于倾角为 α ，长度为 dL 的管流损失系数 λ 采用 Beggs—Brill 倾斜直管管流计算相关式迭代求得。具体计算时，从流入端开始计算($k=1$)，依次计算 $P_{2,k}$ ，将其作为下一微元段压降计算的初始压力 $P_{1,k+1}$ ，直至 $k=N$ 为止。 $P_{2,N}$ 就是所求弯曲段流出端压力。

$$\frac{P_{1,k} - P_{2,k}}{dL} = \left(\rho g \sin \alpha + \lambda \frac{\rho v^2}{2d} \right) \left(1 - \frac{\rho v^2}{P_k} \right)^{-1} \quad (4-6)$$

式中： α —k 段平均倾角（度）；

$$\alpha = \frac{\pi}{2N} (k - 0.5) \quad (4-7)$$

P_k —为第 k 段中点处压力，MPa；

v —为流体在第 k 段的平均速度，m/s；

λ —为流动阻力系数，无因次；

dL —为第 K 段弯曲段弧长，m。

3、中曲率半径弯曲段压降计算模型

对于中曲率半径，有一个较大的范围($R_c=28m \sim 215m$)，这里引入一个权重系数 β ，来表示其曲率与长曲率和短曲率的靠近程度。利用长短曲率的压降计算来进行中曲率半径弯曲段压降计算，其计算公式如下：

$$\Delta P_m = \beta \Delta P_l + (1 - \beta) \Delta P_s \quad (4-8) \quad \text{其中：} \quad \beta = \frac{R_c - 28}{215 - 28}$$

式中： ΔP_m —中曲率弯曲段压降，MPa；

ΔP_l —长曲率弯曲段压降，MPa；

ΔP_s —短曲率弯曲段压降，MPa；

β —权重系数，无因次。

4.2.2 垂直段及地面水平段压降计算

1、气相管流的基本方程

将气相管流考虑为一个稳定的一维问题。在管流中取一控制体(如图 4-4 所示), 以管子轴线为坐标轴 Z , 规定坐标轴正向与流向一致。定义管斜角 θ 为坐标轴 Z 与水平方向的夹角。

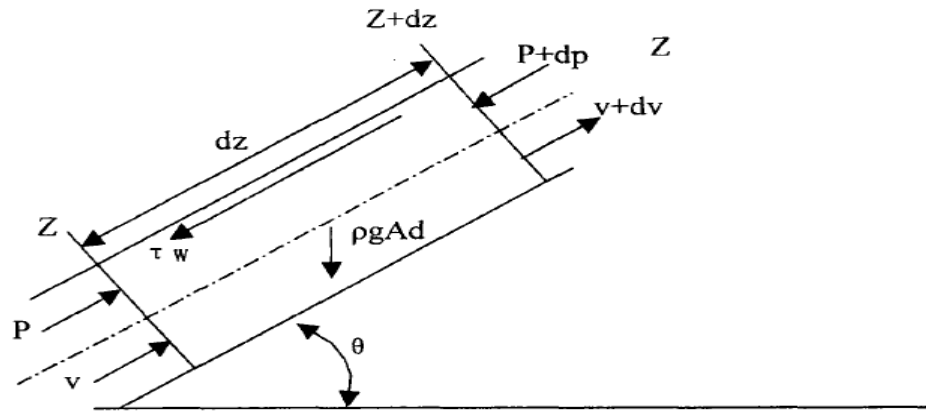


图 4-4 一维气相流动示意图

(1) 连续方程

假设无流体通过管壁流出和流入，由质量守恒得连续性方程为

$$\frac{d(\rho v A)}{dz} = 0 \quad (4-9)$$

即 $G = \rho v A = \text{常数}$

上式表示任意管子截面 z 上气体质量流量均保持不变。

式中： ρ —气体密度， kg/m^3 ；

v —气体流速， m/s ；

A —管子流通截面积 $= \pi D^2 / 4$ ， m^2 ；

D —管子内径， m ；

G —气体质量流量， kg/s ；

ρv —流过单位截面积的气体质量流量， $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ；对于等径油管， ρv 为常数。

(2) 动量方程

作用于控制体的外力应等于流体的动量变化，即

$$\sum F_z = \rho A d_z \frac{dv}{dz} \quad (4-10)$$

作用于控制体的外力 $\sum F_z$ 包括：质量力(重力)沿 Z 轴的分力 ($\rho g A d_z \sin \theta$)；管壁摩擦阻力(与气体流向相反， $-\tau_w \pi D d_z$)；压力 $pA - (P + d_p)A$ 。

式中： τ_w —流体与管壁的摩擦应力(单位面积上的摩擦力)，Pa；

πD —控制体的周界长，m；

P —压力，Pa；

g —重力加速度， 9.81 m/s^2 ；

θ —管斜角，($^\circ$)。

将上述三项外力代入动量方程(4-10)得

$$\frac{dp}{dz} = -\rho g \sin \theta - \frac{\tau_w \pi D}{A} - \rho v \frac{dv}{dz} \quad (4-11)$$

实验表明：管壁摩擦应力与单位体积流体所具有的动能成正比。引入摩阻系数 f 有

$$\tau_w = \frac{f}{4} \cdot \frac{\rho v^2}{2} \quad (4-12)$$

则摩阻项可表示为

$$\frac{\tau_w \pi D}{A} = \frac{\tau_w \pi D}{\pi D^2 / 4} = \frac{4\tau_w}{D} = f \frac{\rho v^2}{2D} \quad (4-13)$$

动量方程即为压力梯度方程，其表示为

$$\frac{dp}{dz} = -\rho g \sin \theta - f \frac{\rho v^2}{2D} - \rho v \frac{dv}{dz} \quad (4-14)$$

上式总压降梯度可用下式表示为三个分量之和，即重力(举升)、摩阻、动能压降梯度(分别用下标 g 、 f 和 a 表示)。

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{dp}{dz} \right)_g + \left(\frac{dp}{dz} \right)_f + \left(\frac{dp}{dz} \right)_a \quad (4-15)$$

上述方程的坐标轴 z 的正向与流体流动方向一致。管子的倾角 θ 规定为与水平方向的夹角，对于垂直气井 $\theta=90^\circ$ ， $\sin \theta=1$ ；对于水平管 $\theta=0^\circ$ ， $\sin \theta=0$ 。在气井管流计算时往往是已知地面参数，计算井底静压和流压，习惯上是以井口作为计算起点($z=0$)，沿井身向下为 z 的正向，即与气井流动方向相反。此时，压力梯度取“+”号。

$$\frac{dp}{dz} = \rho g \sin \theta + f \frac{\rho v^2}{2D} + \rho v \frac{dv}{dz} \quad (4-16)$$

上面的摩阻系数, f 可用前面的公式计算, 也可用 Jain 公式计算

紊流 ($Re > 2300$):

$$f = \left[1.14 - 2 \lg \left(\varepsilon + \frac{21.25}{R_e^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (4-17)$$

层流 ($Re \leq 2300$):

$$f = \frac{R_e}{64} \quad (4-18)$$

$$\text{其中, } R_e = \frac{\rho v D}{\mu_g};$$

2、气相管流压降计算方法

(1) 垂直压降计算

对于垂直井段, 取坐标 z 沿井轴向下, 在井口 $z=0$, 忽略动能压降, 则其压力梯度方程为:

$$\frac{dp}{dz} = \rho g + f \frac{\rho v^2}{2D} \quad (4-19)$$

气体密度可用状态方程表示为:

$$\rho = \frac{M_g P}{RTZ} = \frac{28.97 r_g P}{RTZ} \quad (4-20)$$

对任意流动状态 (P, T) 下的气体流速可表示为:

$$v = v_{sc} B_g = \frac{q_{sc} B_g}{A} \left(\frac{q_{sc}}{86400} \right) \left(\frac{T}{T_{sc}} \right) \left(\frac{P_{sc}}{P} \right) \left(\frac{Z}{1} \right) \left(\frac{4}{\pi} \right) \left(\frac{1}{D^2} \right) \quad (4-21)$$

上式中:

v_{sc} —标准状态下气井流速, m/s;

v —任意位置处流动状态下的气体流速, m/s;

P_{sc} —标准状况的压力, 取 $P_{sc}=0.101\text{MPa}$;

T_{sc} —标准状况的温度, 取 $T_{sc}=293\text{K}$ 。

q_{sc} —气井日产气量(标准状态), m^3/d 。

将气体密度和速度带入梯度方程得：

$$\frac{dp}{dz} = \frac{0.03418r_g}{TZ} + 1.32 \times 10^{-6} \frac{f}{D} \frac{0.03418r_g p}{TZ} \left(\frac{\overline{TZ} q_{sc}}{p D^2} \right)^2 \quad (4-22)$$

按平均参数计算，则分离变量积分：

$$\int_{p_{wh}}^{p_{wf}} \frac{P}{1 + 1.32 \times 10^{-6} \frac{f(\overline{TZ} q_{sc})^2}{P^2 D^5}} dp = \int_0^H \frac{0.03418r_g}{TZ} dz \quad (4-23)$$

可得到井底压力 P_{wf}

$$P_{wf} = \sqrt{p_{wh}^2 e^{2s} + 1.324 \times 10^{-18} \frac{f(\overline{TZ} q_{sc})^2 (e^{2s} - 1)}{D^5}} \quad (4-24)$$

其中： $s = 0.03418 \gamma_g H / (\overline{TZ})$

由于偏差系数 Z 中隐有压力，故无法用显式表示，需要采用迭代求解。其步骤如下：

①取 P_{wf} 的迭代初值 P_{wf}^0 此值与井口压力 p_{wh} 和深度 H 有关，建议取

$$P_{wf}^0 = p_{wh} (1 + 0.00008H)$$

②计算平均参数 \bar{T} 、 $\bar{P} = (P_{wf}^0 + p_{wh}) / 2$ ， $\bar{Z}(\bar{T}, \bar{P})$ ；

③按上面的公式计算 P_{wf} ；

④判断给定误差 ε ，如果大于 $|P_{wf}^0 - P_{wf}| / P_{wf}$ ，则为所求 P_{wf} ，否则重复②—④。

上述方法以整个井深为步长，简化了算法，为提高精度，可把 H 划分为多个段，并筒温度按线性分布，进行计算。

(2) 水平输气管线压降

设水平输气管线其流动方向与水平方向一致，无高程变化故不存在重力压降。考虑流速增大引起的动能压降较摩阻压降甚小可忽略不计，故总压降梯度为摩擦压降梯度，即：

$$\frac{dp}{dz} = f \frac{\rho v^2}{2D} \quad (4-25)$$

仍采用平均参数法分离变量积分，其推导过程与井底流压相似，得到水平管线的气量压降之间的关气)如下式：

$$P_1^2 - P_2^2 = 9.05 \times 10^{-20} \times \frac{r_g q_{sc} \overline{TZ} f L}{D^5} \quad (4-26)$$

上面压降仍按迭代法计算，摩阻 f 按前面的方法计算^[17]。

4.3 涩 H1 井、H2 井油管尺寸优化

通过前面的理论分析，我们选择井底为解节点，分别按流入动态、流出动态的计算方法，对水平气井生产系统进行模拟计算，将结果绘在同一张图上进行分析。然后改变影响生产系统的因素再次进行模拟计算进行敏感性分析，对水平气井的生产系统进行优化。

下面将对一个实例进行节点分析计算，对不同携液条件下的生产动态与生产参数进行优化。

已知涩 H1 井、H2 井基本参数如下：

涩 H1 井：气藏中部深度 $H=1588\text{m}$ ，原始地层压力 $P_R=12.24\text{MPa}$ ，气层厚度为 7.1 米，井筒平均温度 $\bar{T}=323\text{K}$ ，天然气相对密度为 $\gamma_g=0.6$ ，天然气压缩因子 $Z=0.97$ ，地层垂向渗透率为 $0.016 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，水平渗透率为 $1.498 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，表皮系数 $S_h=-0.529$ ，水平井长度为 200m ，排泄半径 $r_e=15000\text{m}$ ，水平井半径 $r_w=0.0797\text{m}$ ，井口压力 6.96MPa ，拟临界压力 4.6MPa ，拟临界温度 205K 。

涩 H2 井：气藏中部深度 $H=1600\text{m}$ ，原始地层压力 $P_R=12.25\text{MPa}$ ，气层厚度为 3.6 米，井筒平均温度 $\bar{T}=323\text{K}$ ，天然气相对密度为 $\gamma_g=0.6$ ，地层垂向渗透率为 $0.054 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，水平渗透率为 $1.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，表皮系数 $S_h=-0.529$ ，水平井长度为 150m ，排泄半径 $r_e=15000\text{m}$ ，水平井半径 $r_w=0.0797\text{m}$ ，井口压力 6.45MPa ，拟临界压力 4.6MPa ，拟临界温度 205K 。

分析油管尺寸对气井产能影响步骤如下：

(1) 将解节点取在井底处。

(2) 计算流入动态曲线。假设一系列产量，根据地层压力和产能方程计算井底压力，即流入节点压力，见表 4-1，表 4-2 中第二栏。

(3) 计算流出动态曲线。假设一系列产气量，对每一产量根据井口压力，分别计算井底的压力，即为流出节点压力，见表 4-1，表 4-2。

表 4-1 涩 H1 井流入动态和不同油管尺寸下的流出动态数据

产量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	流入节点 压力 (MPa)	不同油管尺寸下的流出节点压力 (MPa)				
		40.3 mm	50.3 mm	62.00 mm	75.9 mm	88.6 mm
0.01	12.24	7.80	7.80	7.80	7.80	7.80
2.12	11.68	7.93	7.85	7.82	7.81	7.81
4.48	11.02	8.34	7.98	7.87	7.83	7.82
7.74	10.02	9.28	8.31	7.98	7.87	7.83
10.58	9.08	10.38	8.71	8.12	7.92	7.86
13.20	8.29	11.56	9.16	8.11	7.98	7.88
17.61	6.14	13.78	10.09	8.65	8.11	7.94
20.58	4.34	15.38	10.80	8.93	8.22	8.00
22.43	2.65	16.41	11.26	9.12	8.29	8.03
23.04	1.76	16.76	11.42	9.19	8.32	8.04
23.52	0.23	17.03	11.55	9.24	8.34	8.05

表 4-2 涩 H2 井流入动态和不同油管尺寸下的流出动态数据

产量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	流入节点 压力 (MPa)	不同油管尺寸下的流出节点压力 (MPa)				
		40.3 mm	50.3 mm	62.00 mm	75.9 mm	88.6 mm
0.01	12.25	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24
1.63	11.68	7.32	7.27	7.25	7.24	7.27
3.52	10.97	7.60	7.36	7.28	7.25	7.25
5.41	10.22	8.06	7.51	7.33	7.27	7.25
7.63	9.26	8.78	7.76	7.42	7.30	7.27
9.72	8.25	9.61	8.07	7.53	7.34	7.29
11.77	7.13	10.53	8.42	7.66	7.39	7.31

13.82	5.79	11.52	8.83	7.81	7.45	7.33
15.65	4.24	12.46	9.22	7.97	7.50	7.36
16.88	2.76	13.11	9.50	8.08	7.55	7.38
17.78	0.027	13.60	9.71	8.16	7.58	7.39

(4) 根据上表绘制流入流出动态曲线，如图 4-5，图 4-6 所示。

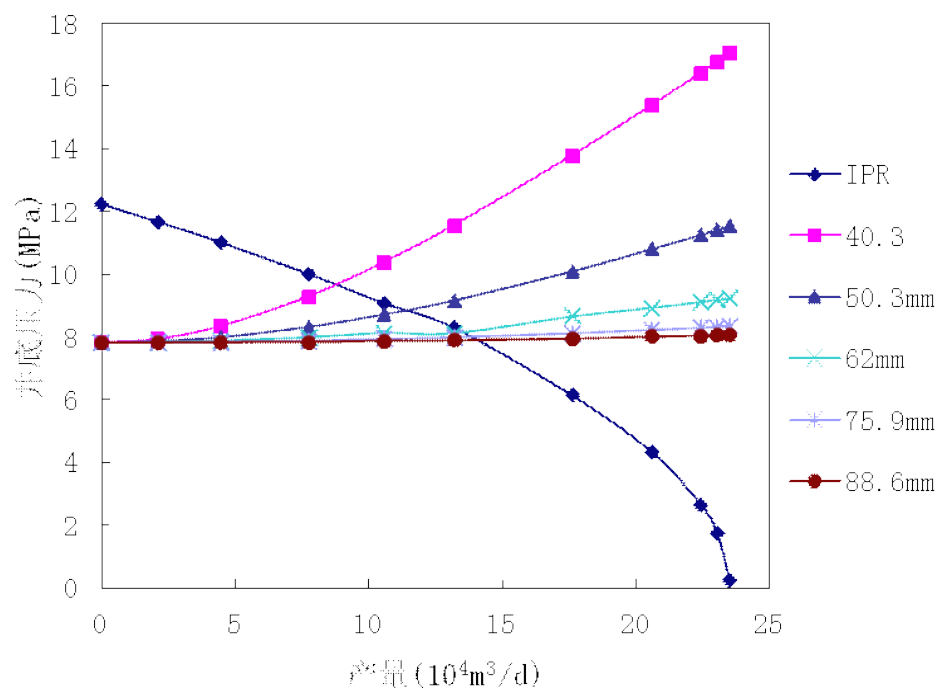


图 4-5 涩 H1 井油管尺寸敏感参数分析

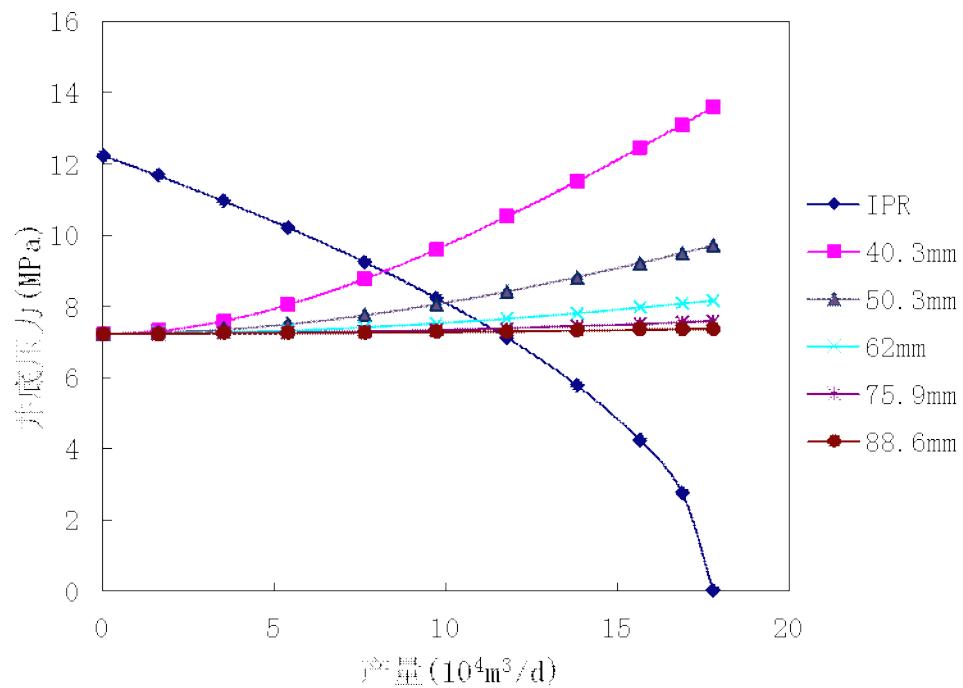


图 4-6 涩 H2 井油管尺寸敏感参数分析

根据上图的曲线交点即可求出流入和不同油管尺寸下流出动态曲线的协调点，结果如下：

表 4-3 涩 H1 井产量和油管尺寸的关系

序号	油管尺寸（mm）	产量（10 ⁴ m ³ /d）
1	40.30	7.83
2	50.30	11.50
3	62.00	13.70
4	75.90	14.00
5	88.60	14.00

表 4-4 涩 H2 井产量和油管尺寸的关系

序号	油管尺寸（mm）	产量（10 ⁴ m ³ /d）
1	40.30	8.20
2	50.30	10.00
3	62.00	11.00
4	75.90	11.20
5	88.60	11.20

将上表油管尺寸和产量数据绘制成图，如图 4-7，图 4-8：

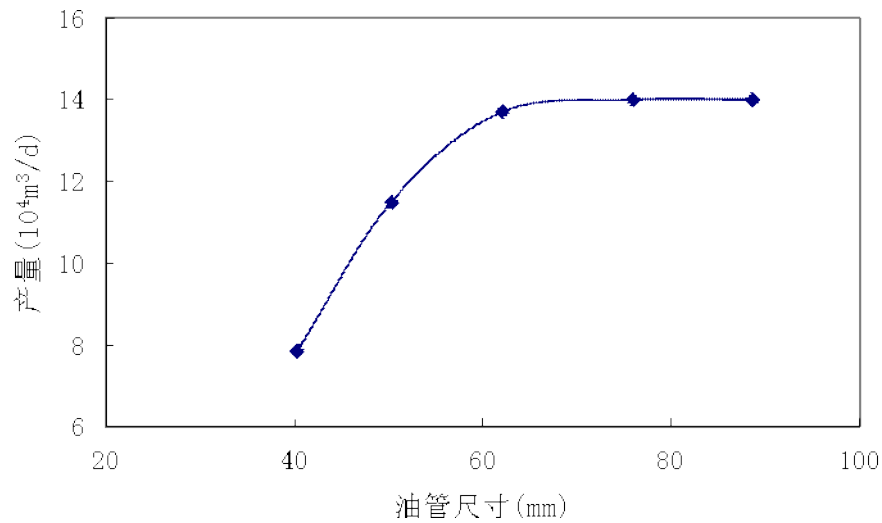


图 4-7 油管尺寸对涩 H1 井产量的影响

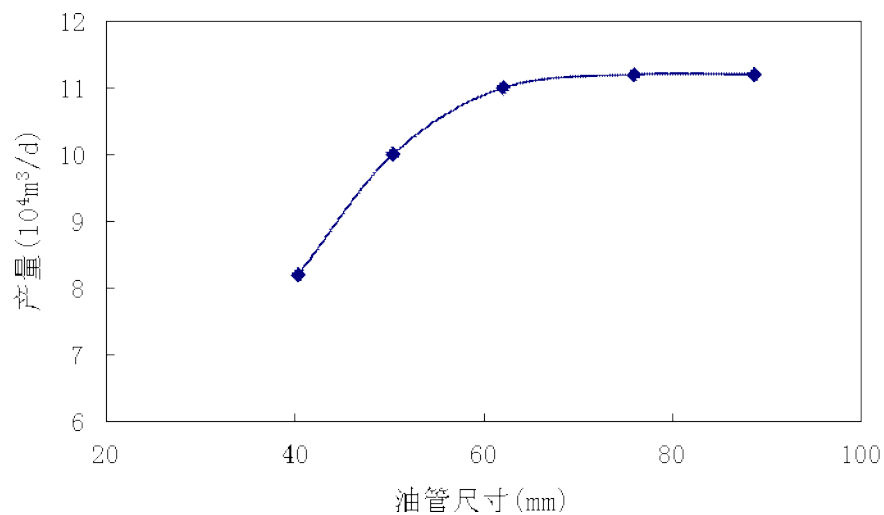


图 4-8 油管尺寸对涩 H2 井产量的影响

由此可以看出，当油管尺寸从 40.30mm 增加到 62mm 时，产量增幅很大；但从 62mm 开始，产量有一定的增加，但幅度减小；管径再增加时，产量增加非常小。

因此，推荐涩 H1 井与涩 H2 井油管尺寸均选取 62.00mm(内径)。

第五章大斜度井、水平气井井底积液研究

天然气的开发常常以衰竭方式进行，开采速度和最终采收率比油藏相对要高得多，一般纯气藏的最终采收率高达 90%。但是实际中的气藏多是有水气藏，气井一旦产水，就会使采气速度和一次开采的采收率大大降低，平均采收率仅为 40%~60%。

气井产水会在自喷管柱中形成水气两相流动，增加了气井的能量损失，造成气速和井底压力的下降，使天然气没有足够的能量将水带出井筒，最终在井筒形成积液将气井压死。避免气井积液发生的关键是保证有足够的天然气速度将水或凝析液携带到地面。因此，准确确定气井的临界携液流速或流量，提前预测气井积液，对于延长无水采气期，提高气藏采收率有重要指导意义。

5.1 大斜度井、水平气井临界速度和产量模型

5.1.1 基本假设

排出气井积液所需的最低条件是使气流中最大直径的液滴能继续向上运动，不发生破裂，为便于分析和计算，做以下假设：①液滴受力变形后为规则的椭球形，表面光滑，等效直径为 d_e ；②忽略液滴与液滴及液滴与井筒的碰撞，且液滴在气流中形成最大液滴才破碎。

5.1.2 数学模型

利用牛顿定律建立液滴运动方程。液滴在井中的受力只有 4 个：重力、浮力、曳力和阻力。其受力分析见图 5-1。

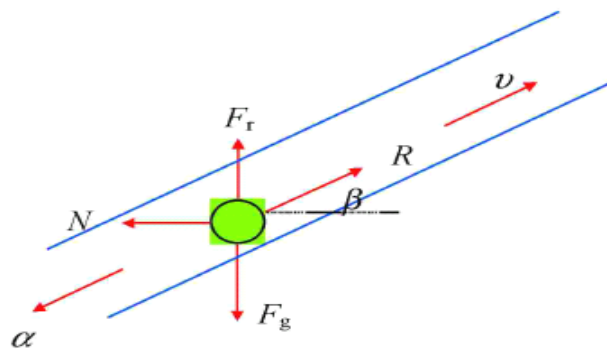


图 5-1 液滴在井筒中的受力分析图

液滴的重力为：

$$F_g = \frac{1}{6} \pi d_e^2 \rho_l g \quad (5-1)$$

式中：

F_g —液滴重力，N；

d_e —液滴直径，m；

ρ_l —液体密度，kg/m³；

g —重力加速度，m/s²。

液滴的浮力为：

$$F_r = \frac{1}{6} \pi d_e^2 \rho_g g \quad (5-2)$$

液滴所受的曳力为：

$$R = \frac{1}{8} \rho_g C_D \pi d_e^2 v^2 \quad (5-3)$$

式中：

C_D —曳力系数，无因次，其值取决于液滴雷诺数，雷诺数大于1000时， $C_D = 0.44$ ；

ρ_g —气体密度，kg/m³；

v —液滴运动速度，m/s。

在竖直平面内，液滴的运动速度与流体曳力的关系可由牛顿第二定律运动方程表示，即：

$$F_g - F_r - R \sin \beta = m \frac{dv}{dt} \quad (5-4)$$

当液滴速度减到一定速度时，液滴所受的外力达到平衡，则式（5-4）变为：

$$F_g - F_r - R \sin \beta = 0 \quad (5-5)$$

将式（5-1）、（5-2）和（5-3）代入式（5-5），整理得：

$$v_{er} = \sqrt[4]{\frac{4(\rho_l - \rho_g)gd_e}{3\rho_g C_D \sin \beta}} \quad (5-6)$$

从式(5-6)可以看到，液滴直径愈大，携带液滴所需的气体流速曳力愈大。如果最大直径的液滴都能携带到地面，井底就不会发生液体聚集。但是，最大液滴的直径如何确定，Turner 等人利用韦伯数(Weber number)解决了这一问题。

被气流携带向上运动的液滴受到两种互相对抗的力作用：一种是企图将它破坏的速

度压力（即惯性力）（ $v_{er}^2 \rho_g$ ）；另一种是力图保持它完整的表面压力（ σ/d_e ）。这两种力的比值为 N_{we} ，称为韦伯数。

$$N_{we} = \frac{v_{er}^2 \rho_g}{\frac{\sigma}{d_e}} = \frac{v_{er}^2 \rho_g d_e}{\sigma} \quad (5-7)$$

类似水力学中的雷诺数，韦伯数也有临界值，椭球体液滴韦伯数的临界值约为 20～30。当气体流速大到足以使韦伯数达到临界值时，速度压力起主要作用，液滴就容易破坏。取韦伯数为 N_{we} 等于 30 回代到式(4-22)，解出最大液滴的直径（ d_{max} ），即：

$$d_{max} = \frac{N_{we} \sigma}{v_{er}^2 \rho_g} \quad (5-8)$$

将式(5-8)的 d_{max} 代入式(4-21)，则携带最大液滴的最小气体流速为：

$$v_{er} = \sqrt[4]{\frac{4g\sigma(\rho_l - \rho_g)N_{we}}{3\rho_g^2 C_D \sin \beta}} \quad (5-9)$$

因为： $C_D = f(\phi_s, Re_t)$ (5-10)

根据曳力系数（ C_D ）与雷诺数（ Re_t ）的关系曲线（图 4-4）可以看出：椭球型液滴在 Re_t 值小于 1×10^3 范围内对 C_D 的影响并不显著。随着 Re_t 值的增大，直到 2.2×10^5 附近，对 C_D 的影响逐渐变大到 10，但 Re_t 值在 $2.2 \times 10^5 \sim 1 \times 10^6$ 时， C_D 又急剧减小到定值 4 左右。研究表明，液滴在井筒中 Re_t 的值基本上在 $1 \times 10^3 \sim 1 \times 10^6$ 范围内，因此临界携液产量公式有必要根据 Re_t 取值范围进行分类计算。

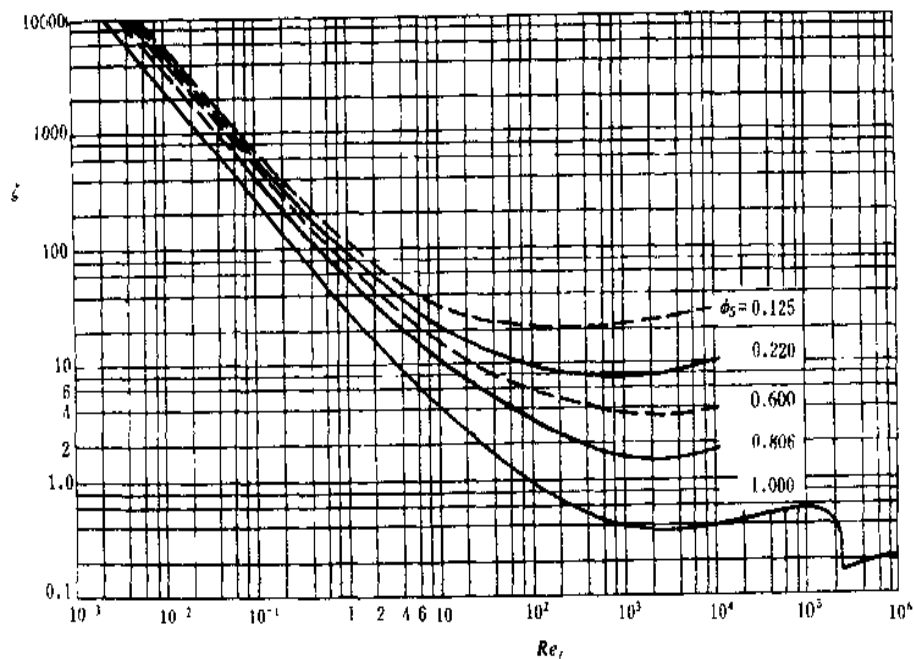


图 5-2 曳力系数与雷诺数关系曲线

Re_t 在 $1 \times 10^3 \sim 2.2 \times 10^5$ 范围内时, 高气液比携液临界流速为:

$$v_{cr} = 2.5 \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_l - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2 \sin \beta}} \quad (5-11)$$

Re_t 在 $2.2 \times 10^5 \sim 1 \times 10^6$ 范围内时, 高气液比携液临界流速为:

$$v_{cr} = 3.0 \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_l - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2 \sin \beta}} \quad (5-12)$$

式中: v_{cr} —高气液比携液临界流速, m/s;

ρ_l —液体密度, kg/m^3 ;

ρ_g —气体密度, kg/m^3 ;

σ —气液表面张力, N/m;

β —井斜角, ($^\circ$)。

将此地下流速转化为地面产量, 可以得到相应最小携液产量或临界产量公式:

$$q_{sc} = 2.5 \times 10^8 \frac{Apv_{cr}}{ZT} \quad (5-13)$$

式中:

q_{sc} —最小携液产量, m^3/d ;

A —油管横截面积, m^2 ;

P —压力, Mpa;

v_{cr} —高气液比携液临界流速, m/s;

T —温度, K;

Z —气体压缩因子, 无因次。

测得某井天然气平均相对密度 0.6, 液滴密度为 $1074 kg/m^3$, 在不同表面张力下, 计算的井斜角与临界速度的关系数据绘制出相应的关系曲线, 如图 5-3, 图 5-4 所示。

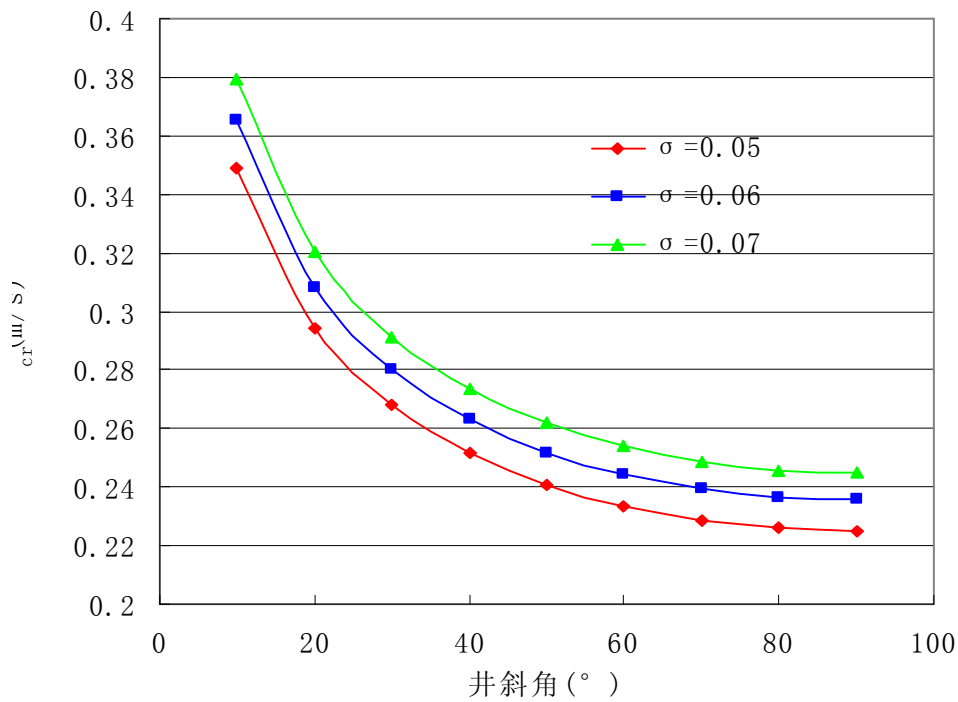


图 5-3 不同井斜角对临界速度的影响
(Ret 在 $1 \times 10^3 \sim 2.2 \times 10^5$ 范围内)

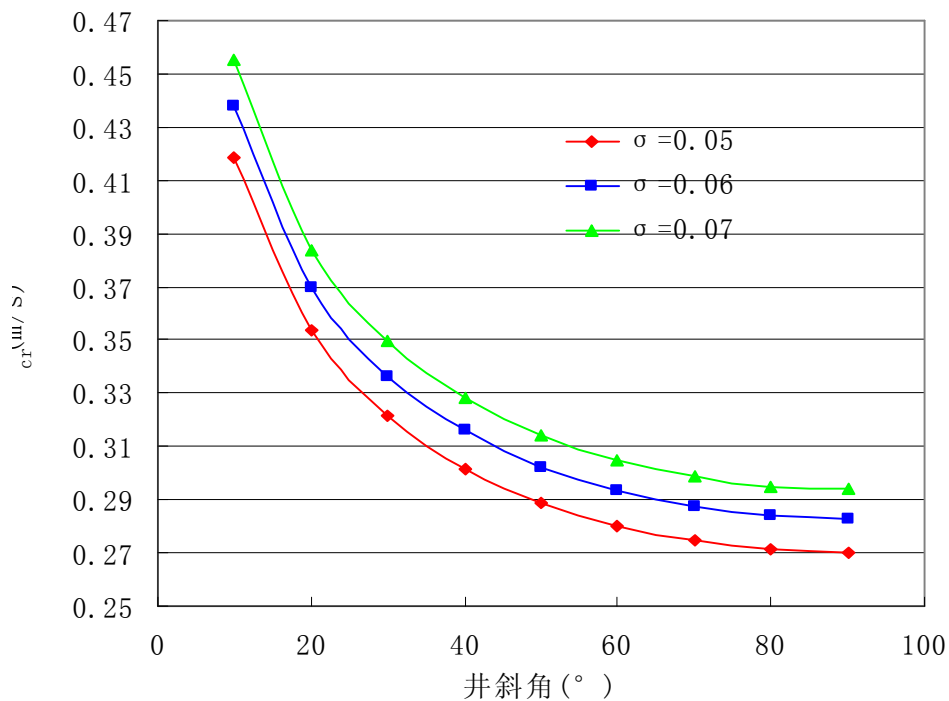


图 5-4 不同井斜角对临界速度的影响
(Ret 在 $2.2 \times 10^5 \sim 1 \times 10^6$ 范围内)

由图可以看出，由于大斜度井、水平气井中井斜角的存在，使得大斜度井、水平气

井的临界携液产量要比直井临界携液产量大得多；同时随着井斜角度的增大，气井的临界携液产量逐渐减小，当井斜角为直角时，气井的临界产量符合直井的临界产量^[18]。

5.1.3 涩 H1 井、H2 井井底积液预测

计算液滴在井筒气流中的临界速度可用试差法。根据式 (5-11) 和式 (5-12) 计算临界速度 (v_{cr}) 时，需要预先知道雷诺数 (Re_t) 的取值范围才能选用相应的计算式。但是， v_{cr} 为待求， Re_t 值也就未知。所以， v_{cr} 的计算需要用试差法。即：先假设 Re_t 的取值范围为 $1 \times 10^3 \sim 2.2 \times 10^5$ 或 $2.2 \times 10^5 \sim 1 \times 10^6$ ，可以直接选用于该流型相一致的临界速度计算公式，然后按求出的 v_{cr} 来检验 Re_t 值是否在假设的范围内。如果与假设一致，则求得的 v_{cr} 有效；否则，按算出的 Re_t 值另选公式，直到按求的 v_{cr} 算出的 Re_t 值恰与所选用公式的 Re_t 取值范围相符为止。

气井产量要接近等于最小携液产量就接近积液，如果前者大于后者则不积液，如果后者大于前者则发生积液。涩 H1 井、H2 井临界流量计算及气井状态预测见表 5-1，表 5-2。

表 5-1 涩 H1 井生产数据及气井状态

开井油压 (MPa)	日产气 (m^3/d)	水气比 ($m^3/10^4 m^3$)	q_{sc} (m^3/d)	气井状态
8.0975	5.4152875	0.3218625	2.1	未积液
6.58	5.51646	0.7479434	1.9	未积液
9.7	9.189	0.0440744	2.29	未积液
6.94642857	5.8501607	0.5396677	1.94	未积液
6.497	5.9569333	1.3384963	1.88	未积液
6.45322581	5.8655194	1.4727954	1.88	未积液
6.37666667	5.5894567	1.380442	1.87	未积液
6.66129032	3.8500419	2.8189052	1.91	未积液
7.04193548	3.2268065	3.1304296	1.96	未积液
7.09642857	4.0792607	3.8276368	1.97	未积液
7.20967742	3.592571	4.1553493	1.98	未积液
7.26333333	3.8054467	3.8527234	1.99	未积液
7.18387097	3.825971	3.1577057	1.98	未积液
7.16	4.03445	2.5354964	1.98	未积液
6.86774194	4.5025613	3.0518114	1.94	未积液
7.12758621	4.4500586	4.0904537	1.97	未积液

8.4	3.015375	2.7799196	2.14	未积液
7.2	2.21405	1.0202978	1.98	接近积液
10.0941176	0.9273176	15.95113	2.34	积液
9.2862069	1.8017643	7.9190238	2.24	积液

表 5-2 涩 H2 井生产数据及气井状态

开井油压 (MPa)	日产气 (m ³ /d)	水气比 (m ³ /10 ⁴ m ³)	q_{sc} (m ³ /d)	气井状态
8.39	10.09	0.01	2.14	未积液
7.19	8.12	0.49	1.98	未积液
6.96	7.91	0.66	1.95	未积液
6.97	7.90	0.70	1.95	未积液
6.80	4.57	1.42	1.93	未积液
9.74	7.92	0.16	2.29	未积液
9.13	8.92	0.28	2.22	未积液
8.80	7.52	0.25	2.18	未积液
8.78	7.74	0.28	2.18	未积液
8.70	8.30	0.51	2.17	未积液
8.88	8.42	0.45	2.19	未积液
8.48	8.58	0.58	2.15	未积液
8.57	8.06	0.64	2.16	未积液
8.41	8.12	0.66	2.14	未积液
8.34	7.38	0.57	2.13	未积液
8.36	6.91	0.88	2.13	未积液
9.00	6.52	0.49	2.21	未积液
9.01	5.13	0.44	2.21	未积液
9.13	7.61	0.30	2.22	未积液
8.45	7.43	0.56	2.14	未积液

从表 5-1, 表 5-2 可以看出, 涩 H1 井在生产后期出现了井底出现了积液, 应采用相应生产工艺排除积液, 而涩 H2 井正常生产。

5.2 大斜度井、水平气井井底积液量计算

1、液柱高度计算^[19]

对于同一开发阶段同一气井对应的井底流压, 在井筒无积液为纯气体时, 井口油、套压理论上达到最大且相等。此时的井口油压为 P_{o1} 及套压为 P_{c1} 。随着生产时间的延续, 如果气井产量达不到最小携液流量, 井筒形成积液, 井口油、套压下降, 油、套管压力

差值增大, 此时的井口油压为 P_{f2} 、为套压 P_{c2} 。根据井筒由无积液状况到形成积液时, 井口油套压差的变化, 即可初步确定井筒积液液面的位置:

井筒液体压力可表述为:

$$P_h = 0.01\rho_{wk}h_l \quad (5-14)$$

由 (5-14) 式得:

$$h_l = \frac{P_h}{0.01\rho_{wk}} \quad (5-15)$$

由式 (5-15) 可知, 井筒液柱高度与其压力成正比, 与其密度成反比。

基于 (5-15) 式, 可得油管内液柱高度为:

$$h_l = \frac{P_{f1} - P_{f2}}{0.01\rho_w} \quad (5-16)$$

套管环形空间内液柱高度为:

$$h_{lc} = \frac{P_{c1} - P_{c2}}{0.01\rho_{wk}} \quad (5-17)$$

式中:

h_l , h_{lc} —油管、套管环空底部液柱高度, m;

P_{f1} , P_{c1} —分别为井筒无积液时井口油压及套压, $P_{f1} = P_{c1}$, MPa;

P_{f2} , P_{c2} —分别为井筒形成积液时井口油压及套压, MPa;

ρ_{wk} —液体密度, g/m³。

2、积液量计算

前面已经分别计算出了油管底部液柱高度及套管环空底部液柱高度, 则油管内积液量为:

$$q_{wk1} = \frac{\rho_{wk}\pi d_t^2}{4} h_l \quad (5-18)$$

套管环空内积液量为:

$$q_{wk2} = \frac{\rho_{wk}\pi(d_c^2 - d_t^2)}{4} h_{lc} \quad (5-19)$$

井筒积液总量:

$$q_{wk} = \frac{\rho_{wk}\pi}{4} [d_t^2 h_{lt} + (d_c^2 - d_t^2) h_{lc}] \quad (5-20)$$

式中:

q_{wk} —井筒积液总量, m^3 ;

d_t , d_c —分别为油管及套管内径, m 。

第六章大斜度井、水平气井排水采气工艺

6.1 常用排水采气工艺简介

产水气藏的排水采气工艺最早在四川气田进行试验研究,以后通过多年的改进和发展,已形成一套适合各种类型气藏的、比较完善的排水采气配套工艺。目前比较常用的排水采气工艺主要有优选管柱排水采气、泡沫排水采气、柱塞气举排水采气、气举排水采气、游梁抽油机排水采气、电潜泵排水采气和射流泵排水采气工艺,这些工艺的选择取决于气藏的地质特征、产水气井的生产状态和经济投入的考虑。

1、优选管柱排水采气工艺

在气水井生产中后期,随着气井产气量和排水量的显著下降,气液两相间的滑脱损失就取代摩阻损失,上升为影响提高气井最终采收率的主要矛盾。这时气井往往因举液速度太低,不能将地层水即使排出地面而水淹。优选管柱排水采气工艺就是在有水气井开采到中后期,重新调整自喷管柱,减少气流的滑脱损失,以充分利用气井自身能量的一种自力式排水采气方法。优选管柱排水采气工艺,其理论成熟,施工容易,管理方便,工作制度可调,免修期长,投资少,除优选与地层流动条件相匹配的油管柱外,无须另外特殊设备和动力装置,是充分利用气井自身能量实现连续排水生产,以延长气井带水

自喷期的一项开采工艺技术。

该技术适用于开采中后期具有一定能量的间喷井、弱喷井，能延长气水井的自喷期，适用于井深 $<3000\text{m}$ ，产水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，不受地层水矿化度的限制。油管强度制约油管下深，工艺实施后需要配合诱喷工艺使施工井恢复生产。

2、泡沫排水采气工艺

泡沫排水采气的基本原理，是从井口向井底注入某种能够遇水起泡的表面活性剂（起泡剂），井底积水与起泡剂接触以后，借助天然气流的搅动，生成大量低密度含水泡沫，随气流从井底携带到地面。泡沫助采剂主要是通过泡沫效应、分散效应、减阻效应和洗涤效应来实现助采的。

该工艺适用于弱喷、间喷的产水气井，井底温度 $\leq 120^\circ\text{C}$ ，抗凝析油的泡排剂要求凝析油量在总液量中的比例不超过 30%，其最大排水能力 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，最大井深 $<3500\text{m}$ ，地层水矿化度 $\leq 12000\text{ppm}$ 。泡排的投入采出比在 1：30 以上，经济效益十分显著。

3、柱塞气举排水采气工艺

柱塞气举是一种用于气井见水初期的排水采气工艺。它是将柱塞作为气、液之间的机械截面，依靠气井原有的气体压力，以一种循环的方式使柱塞在油管内上、下移动，从而减少液体的回落，消除了气体穿透液体段塞的可能，提高了间歇气举举升效率。该工艺设备简单，全套设备中只有一个运动件——柱塞，柱塞作为设备中唯一的易损件，可在井口自动捕捉或极易手工捕捉，容易从一口井起出转向另一口井，不需立井架，检查、维修或更换都很方便。另外，井下所有设备可用钢丝绳起出，不需起油管，作业比较简单，运行费用低。

该工艺适用于弱喷或间喷的小产水量气井，最大排水能力 $<50\text{m}^3/\text{d}$ ，气液比 $>700\sim 1000\text{m}^3/\text{m}^3$ ，不受地层水矿化度的限制，柱塞可下入深度（卡定器位置） $<3000\text{m}$ ，一般应用于深度 2500m 左右，对斜井或弯曲井受限。

4、气举排水采气工艺

气举排水采气工艺是通过气举阀，从地面将高压天然气注入停喷的井中，利用气体的能量举升井筒中的液体，使井恢复生产能力。气举可分为连续气举和间歇气举两种方式。该工艺适用于水淹井的复产和大产水量井的助喷及气藏连续强排，工艺井不受井斜、井深和硫化氢限制及气液比影响，排水量大，最大排水能力可达到 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，单井增产效果显著。可多次重复启动。设备配套简单，管理方便，投资少，经济效益高。目前现场最大举升高度可达到 4000m。

其缺点是工艺井受注气压力对井底造成的回压影响，不能把气藏采至枯竭；需要高压气井或压缩机作高压气源；套管必须能承受注气高压；高压施工，对装置的安全可靠兴要求高。

5、机抽排水采气工艺

机抽排水采气工艺是针对有一定产能，动液面较高，邻近无高压气源或采取气举法已不经济的水淹井，采用井下分离器、深井泵、抽油杆、脱节器、抽油机等配套机械设备，进行排水采气的生产工艺。目前，井口密封和大气液比井的机抽排水还需进一步深入研究。该工艺设计、安装和管理较方便，经济成本较低，不受气井采出程度影响，并能把气井采至枯竭。

该工艺适用于水淹井复产、间喷井和开发后期低压气水井的开采，由于受井斜、井深、硫化氢和气液比（泵易造成气锁）影响较大，目前最大泵挂深度 3000m，最大排水能力 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，最大允许气液比为 $800\text{m}^3/\text{m}^3$ 。由于气水井与油井性质差异较大，尚未完全解决配套问题。

6、电潜泵排水采气工艺

电潜泵排水采气工艺是采用随油管一起下入井底的多级电动离心泵装置，将气井中积液从油管中迅速排出，降低井筒内的液面高度，减小对井底的回压，从而形成一定的复活压差，使水淹气井恢复产气能力的一种排水采气工艺方法。

该工艺技术适用于各种类型的水淹气井，其最大排水能力 $<400\text{m}^3/\text{d}$ ，井底温度 $\leq 120^\circ\text{C}$ ，最大井深 $\leq 3000\text{m}$ 。对斜井或弯曲井受限。

7、水力射流泵排水采气工艺

射流泵是一种特殊的水力泵，它由地面提供的高压动力液通过喷嘴把其压能转成万里高速流束，在吸入口形成低压区，井下流体被吸入与动力液混合，在扩散管中，动力液的动能传递给井下流体使之压力增高而排出地面(地下水 and 气被同时排出地面)。该工艺具有下泵深度和排量范围大的优点，通过更换不同的喷嘴-喉道组合调节流量，可以满足不同的生产要求。为防止气蚀，水力射流程排水采气要求较高的吸入压力和沉没度。由于气蚀会严重损害泵，因此使用射流泵时应首先确定出气蚀压力点。

该工艺最大排水能力 $<400\text{m}^3/\text{d}$ ，井底温度 $\leq 120^\circ\text{C}$ ，最大井深 $\leq 3500\text{m}$ 。由于井下无运动件，不受地层出砂的限制且具有较高的可靠性，可用于斜井和弯井眼井。

6.2 涩 H1 井排水采气工艺选择

6.2.1 涩北气田的地质构造及储层特征

1、地层岩性

上部为较厚的第四系地层，其岩性以粉砂岩和泥质粉砂岩为主。泥质含量高，粉砂岩含量 75%左右。第三系地层含大量泥质粉砂岩、砂质泥岩及少量的黑色钙质泥岩与细砂岩。

2、储层特性及气藏特征

涩北一号气田是由多个层状水藏和气藏叠加而成，由多层边水砂岩气藏组成的同沉积构造背斜气田。气层纵向多而薄，埋藏深度浅，层数多，分布井段长；储层横向连通性好，分布稳定，构造高部位气层多，厚度大，低部位气层少，厚度小。钻井 100 m 左右即发现零散气层。具有工业开采价值的气层最浅的埋藏深度为 510 m 左右；气层层数多达 80 余个，分布井段近 1 000 m。分别是：涩北一号气田气层分布井段为 543.2~1 518.5 m、长 975.3 m；涩北二号气田气层分布井段为 516.0~1 320.6 m、长 804.6 m。

高孔隙度、高渗透率、低胶结性，成岩状况差。岩性细而杂，泥质含量高，泥质含量大于 30%的砂层约占 60%；储层孔隙度为 21.6%~46.1%。渗透率为 $(17.3\sim163.1)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，平均为 $32\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。其突出特点是岩石欠压实，地层胶结程度差，异常松散。涩北气田自上而下保持了很高的含水量，其单位体积的平均含水量为 24%~35%，使粘土岩具有较高的可塑性。深层还含有高压水层，且气水层间互多。

6.2.2 排水采气工艺选择

根据前面的分析我们可以看出，优选管柱排水采气工艺、泡沫排水采气工艺、气举排水采气工艺以及水力射流泵排水采气工艺不受井身条件的限制，应作为大斜度井、水平井的排水采气工艺的优先选择。

鉴于涩北气田具有以下特点：1) 涩北气藏埋深浅，产水量相对较少，比较适合结构简单、成本低的排水采气工艺；2) 部分储层出砂，地层温度不高，地层水矿化度较高；3) 进入开采中、后期后，产水量增加；4) 特别是对于产水量大的出砂井，不宜采用成本较高的排水采气方式。因此建议选择优选管柱排水采气工艺和泡沫排水采气工

艺。

对于优选管柱排水采气工艺，前面已经针对涩H1井作了油管尺寸优化分析计算，推荐采用内径为62.00mm的油管。然而优选出的管柱具有一定的适用范围，随着地层产能的降低，原来优选的生产管柱可能不能再满足连续带液生产需要，需要根据实际生产情况在一定时间后重新对管柱进行优选(一般为选择小一级的油管)。因此，优选管柱具有“时效性”。当需要重新进行管柱优选时，应充分考虑地层压力、产能递减速度，以及与其它排水采气工艺“接轨”的灵活性，避免因更换管柱造成设备(管材)的浪费。因此，在实际生产中，应加强气层压力等的监测分析，依据气井产气量、产水量及压力情况，通过节点分析和理论计算，以便为下一步是否采用优选管柱(更换小油管)提供科学决策依据。

6.2.3 泡沫排水采气工艺设计

1、涩 H1 井基本情况

涩 H1 井于 2005 年 12 月 9 日完钻投产，主要生产层段为 1215.0-1600.37 m，气层厚度 7.1m，原始地层压力 12.24 MPa。目前生产情况，产气量 $1.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其对应出水量为 15.32t/d，油压 10.09 MPa，套压 9.08 MPa，实测井底流压 8.16MPa。该井油管鞋下到气层中部，油管、套管连接状况良好。地层水矿化度 100~130g/L，PH 值 7.0~8.0，水型主要为 CaCl_2 型。临界流速为 0.90m/s，临界流量为 $2.24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

根据对涩 H1 井基本情况分析可以得出：该井可以采用泡沫排水采气工艺进行排水采气。

2、泡沫剂的注入泡沫剂的注入

(1)注入浓度 为保证泡沫剂能顺利地由环空流到井底，泡沫剂的注入浓度一般为泡沫剂的临界胶束浓度。如果属首次使用，或流入通道不畅，或井较深，或井有一定斜度，注入浓度可选择下限值；如果环空大，流道畅通，井不深，注入浓度可选上限值。在使用过程中，根据气井泡沫剂带水多少和泡沫量的多少等情况，对其浓度进行增减。

(2)注入量 根据气井不能正常带水时的井底流压(井口油压)，或由井底气流速度等于临界流速时的井底流压(井口油压)，以及由井的流入、流出动态曲线，确定在该条件下的最大可能地层水量。泡沫剂的日用量，根据施工井日产水量计算。加注 23 天后，观察气井泡沫带水情况进行增减。总之，加注泡沫剂量的多少应以气井带水生产连续且

稳定均匀为宜。

在泡沫剂第一次使用时,还应该考虑到泡沫剂在环空的消耗,在使用时应大于计算量。

(3)注入周期 一般来说,在条件的许可下,泡沫剂的注入周期越短越好。但在不同的情况下,应采取不同的方式。在现场有两类气水井:一是属于纯气井,宜采用间歇排水方式,助采剂加入周期每隔数天、数月一次就可以了;另一类是地层水产量大于 $30 \text{ m}^3/\text{d}$,这类井泡沫剂需不断地加入,加入周期越短、越均匀,越好。最好是连续加入,这对于大水量的气井,效果明显。

(4)注入方式 起泡剂注入方式有泵注法、平衡罐注法、泡排车注法、投注法。

1)泵注法

该方法是将起泡剂溶液过滤后,从井口套管或油管泵入井内。泵注法适用于有人看守或距井站较近而又需要连续注入起泡剂的气井,气水比一般大于 $160 \text{ m}^3/\text{m}^3$,也可用于见隙注入起泡剂的气井。

2)平衡罐注法

该方法是将起泡剂溶液过滤后,倒入平衡罐内,在压差的作用下,将平衡罐内的起泡剂从井口套管或油管注入井内。平衡罐注法主要用于无动力电源或需间隙式注入起泡剂的气井,气井的气水比一般大于 $330 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

3)泡排车注法

该方法与泵注法相同,只是注入起泡剂的动力不是来自高压电源,而是由汽车供给动力。泡排车注法主要用于边远又无人看守或间隙注入起泡剂的气井,气水比一般大于 $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

4)投注法

投注法是将棒状固体起泡剂从井口油管投入井内,在重力的作用下落入井底。投注法主要是用于间隙生产或间隙加注起泡剂,以及无人看守的边远小产气量气井,气水比一般大于 $330 \text{ m}^3/\text{m}^3$,产水量一般小于 $80 \text{ m}^3/\text{d}$,液体在井筒内的流速不宜过高。

3.3 消泡工艺

在泡沫排水中,用了许多高效起泡剂,其泡沫再生能力很强,泡沫很容易在分离器中聚积。当大量泡沫被带入输气管线中,就会引起堵塞。因此,必须用与使用的泡沫剂相应的消泡剂。

由于实验条件的限制,无法针对涩 H1 井的具体情况对泡沫剂进行优化选择,参照

其它气田的应用实例，我们可以对涩 H1 井所应选择与使用的泡沫剂做出以下分析：

目前现场用得最多的是 CT5-2 和 UT-1 型泡沫剂，鉴于 UT-1 型泡沫剂在矿化度小于 40 000 mg/L，不含凝析油条件下，性能最好，并且对温度不敏感的特点，结合涩 H1 井的实际情况，选用 UT-1 型泡沫剂。注入浓度按推荐的临界胶束浓度，每天注入 1.413 kg。气井的出水量 15.32 t/d 为合理注入量。如果为第一次泡排，应加大 0.5kg，以备环空消耗。故泡沫剂的注入量为 15.82 t/d。注入周期考虑该井条件，推荐采取每天注入 1 次为宜。观察带水生产稳定情况，再逐步进行调整。注入方式采用平衡罐加注法。选用 FG—71 型消泡剂，加注浓度按安全系数 20%—40%取，实际起泡剂与消泡剂用量比例为 1:1.2~1:1。

结论

在前面各章节的理论研究和实例分析的基础上，本文可得到如下的几点结论：

(1) 通过对大斜度、水平气井的渗流特征及产能特征进行分析，可以看出大斜度、水平气井在渗流特征方面与直井存在明显的不同之处，而储层厚度、储层渗透率、渗透率各向异性、水平段长度、水平井偏心距、储层伤害程度等是影响大斜度井、水平井产量的主要因素。

(2) 综合运用数学及渗流理论知识，建立大斜度、水平气井的不稳定渗流数学模型，导出大斜度井、水平气井的二项式产能方程，在此基础上，研究了水平气井的流入动态，通过分析发现影响水平气井流入动态的主要因素为水平段长度、气层厚度、渗透率各向异性以及地层伤害程度。

(3) 建立了水平气井节点分析模型，并分析了水平气井的流出动态，包括弯管、垂直管以及地面管线的压降计算。运用节点分析方法对涩北气田涩H1井、涩H2井油管尺寸进行了优化分析，推荐涩H1井与涩H2井油管尺寸均选取62.00mm(内径)

(4) 根据井斜角度、曳力系数与雷诺数之间的关系，建立了大斜度井、水平气井高气液比携液临界产量预测模型，通过分析发现由于大斜度井、水平气井中井斜角的存

在，使得大斜度井、水平气井的临界携液产量要比直井临界携液产量大得多；同时随着井斜角度的增大，气井的临界携液产量逐渐减小，当井斜角为直角时，气井的临界产量与直井的临界产量一致。将模型应用于涩 H1 井、涩 H2 井，得出涩 H1 井在生产后期出现了井底出现了积液，而涩 H2 井正常生产。

(5) 通过对几种常用的排水采气工艺的适用性进行对比分析，结合涩北气田的地质构造及储层特征，为涩H1井的优选出了优选管柱排水采气工艺和泡沫排水采气工艺，并根据涩H1井的生产情况及特点，做出了一个简单的泡沫排水采气工艺设计。

谢辞

XX
XX
XX
XX

参考文献

- [1]杨桦，杨川东. 优选管柱排水采气工艺的设计程序及应用[J]. 西南石油学院学报，1995，17(1): 70-71.
- [2]杨桦，杨川东. 优选管柱排水采气工艺的理论研究[J]. 西南石油学院学报，1994，16(4): 56-65.
- [3]郎兆新等. 多井底水平井渗流问题某些解析解. 石油大学学报(自然科学版)，1993，17(4):40-47.
- [4]曲德斌等. 水平井与直井联合面积布井的开发理论研究(一)— 一般的五点井网. 石

- 油勘探与开发, 1995, 22(1):35-35.
- [5] 刘想平. 底水驱油藏水平井三维稳态解产能公式. 江汉石油学院学报, 1998, 20(:)1 54—58.
- [6] 张望月等. 水平井油藏内三维势分布及精确产能公式. 石油勘探与开发, 1999, 26(3):49—52.
- [7] 吴锋. 水平气井渗流特征及生产系统分析方法研究[D]. 西南石油学院, 2005:4-20.
- [8] 周际永, 伊向艺, 卢渊. 国内外排水采气工艺综述[J]. 太原理工大学学报, 2005, (S1): 44-45.
- [9] 袁玲. 采气方式选择及生产参数优化[D]. 中国石油大学, 2009: 2.
- [10] 周丛丛. 水平井流入动态分析[D]. 中国石油大学, 2009: 7-11.
- [11] Goode. PA.etal:Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells, SPE 19341.
- [12] 李晓平, 刘启国, 赵必荣. 水平气井产能影响因素分析[J]. 天然气工业, 1998, (02):53-55.
- [13] 李晓平, 关德, 沈燕来. 水平气井的流入动态方程及其应用研究[J]. 中国海上油气(地质), 2002, (04): 250-253.
- [14] Turner R G et al . Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the ContinuousRemoveal of Liquids from Gas Wells. JPT,Nov. 1969,75-82.
- [15] Turner.R.G..Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal liquids from gas wells[J].JPT,1969(11):1475-1482.
- [16] 黄世军, 程林松, 李秀生, 等. 多分支水平井压力系统分析模型[J]. 石油学报, 2003, (06): 82-83.
- [17] 李仕伦等编著. 天然气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 109-146.
- [18] 杨文明, 王明, 陈亮, 等. 定向气井连续携液临界产量预测模型[J]. 天然气工业, 2009, (05):1-2.
- [19] 康成瑞, 徐斌, 李兴. 天然气井井筒积液预测方法解析[J]. 新疆石油天然气, 2009, (02): 76.
- [20] 万仁溥等编译. 水平井开采技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1995:115-120.
- [21] 向耀全, 辛松, 何信海, 等. 气井临界携液流量计算模型的方法综述[J]. 中国石油和化工, 2009, (09): 55-57.
- [22] N.Akhimiona, S.D.etal: An Inflow Performance Relationship for Horizontal Gas Wells,

SPE 97627.