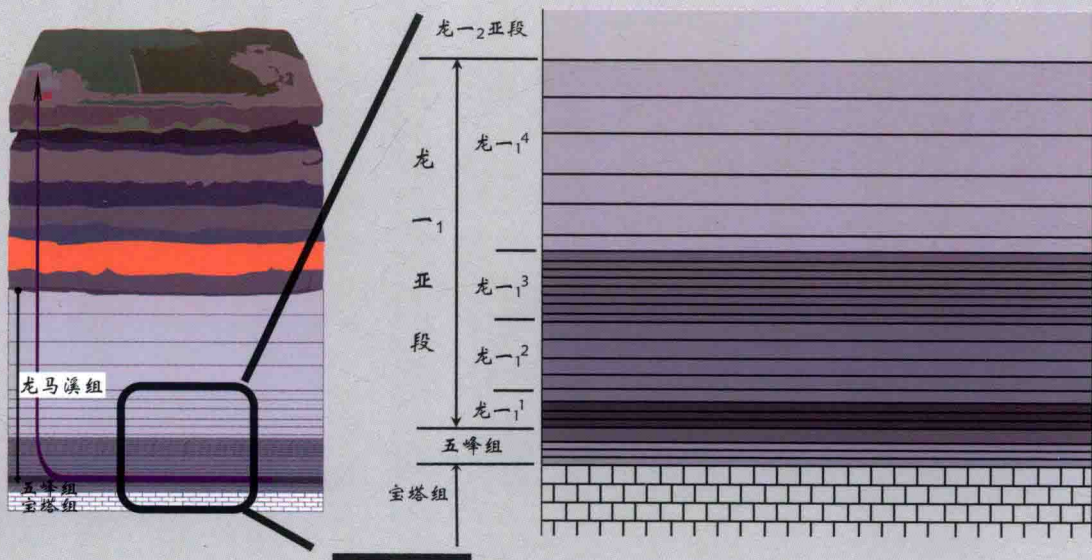




# 页岩气开发理论与实践

## (第一辑)

贾爱林 位云生 编著

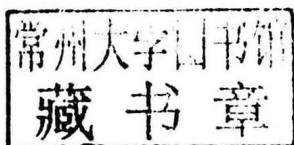


科学出版社

# 页岩气开发理论与实践

(第一辑)

贾爱林 位云生 编著



科学出版社

北京

## 内 容 简 介

页岩气开发是非常规气藏开发的重要组成部分。本书论文分为综合类、开发地质类、气藏工程类、生产应用类, 汇总了一批国内页岩气开发领域专家的最新研究成果与心得, 以及部分国外页岩气开发的最新进展, 可为国内页岩气开发提供理论参考和方法借鉴。

本书可供从事页岩气开发的科研人员使用, 也可以作为高等院校相关专业师生的参考用书。

### 图书在版编目(CIP)数据

页岩气开发理论与实践. 第一辑 / 贾爱林, 位云生编著. —北京: 科学出版社, 2018. 1

ISBN 978-7-03-055690-5

I. ①页… II. ①贾… ②位… III. ①油页岩资源-油气田开发-文集  
IV. ①P618. 130. 8-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 292538 号

责任编辑: 王 运 姜德君 / 责任校对: 张小霞

责任印制: 肖 兴 / 封面设计: 铭轩堂

**科学出版社** 出版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码: 100717

<http://www.sciencep.com>

**中国科学院印刷厂** 印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

\*

2018 年 1 月第 一 版 开本: 787×1092 1/16

2018 年 1 月第一次印刷 印张: 20 1/2

字数: 486 000

定价: 238.00 元

(如有印装质量问题, 我社负责调换)

## 前 言

我国页岩气资源丰富，技术可采资源量达 31.6 万亿  $\text{m}^3$  [据美国能源信息署 (EIA) 预测]，仅次于美国。同时我国也是世界上除美国、加拿大之外，少数获得页岩气开发突破的国家之一，特别是近几年，我国页岩气产业发展迅猛，年产量从 2014 年的 13 亿  $\text{m}^3$  快速增长至 2016 年的 78 亿  $\text{m}^3$ ，成为继美国、加拿大之后，第三大页岩气生产国。在国内非常规气藏开发中，页岩气产量首次超过了地面煤层气的产量，成为继致密气之后，第二大非常规气藏类型。

我国页岩气的跨越式发展，得益于四川盆地及其周缘长宁—威远、昭通、涪陵三个国家级页岩气示范区海相页岩气开发技术的长足进步。“十二五”期间，在政府大力投资和补贴政策的激励下，通过一系列技术攻关和开发试验，形成了埋深 3500m 以浅的海相页岩气藏储层评价、优快钻井、体积压裂、产能评价和开发技术优化五大主体技术系列：高演化强改造复杂山地地球物理资料解释及储层综合评价技术、水平井地质工程一体化的优快钻井技术、以大排量滑溜水+低密度支撑剂+可溶桥塞+拉链式压裂模式为主的水平井体积压裂工艺技术、页岩气体积压裂水平井概率性产能评价技术、水平井及裂缝参数综合优化技术。这些技术的试验与应用，提高了单井产量，降低了开发成本，奠定了我国页岩气规模开发的技术基础，并对占我国南方海相页岩气可采资源量 2/3、埋深在 3500m 以深的页岩气的成功开发，以及北方大面积的陆相及海陆过渡相页岩气资源开发技术的突破提供了借鉴和示范作用。

《页岩气开发理论与实践》系列论文集，立足于我国页岩气勘探开发所取得的成果，收集整理了近年来具有代表性的学术论文，按照综合类、开发地质类、气藏工程类、生产应用类进行分类编辑，结集出版，希望在总结页岩气勘探开发理论和技术成果的同时，对这些理论和技术成果的推广应用发挥积极作用，并对新理论、新技术的探索有所启发，从而对我国页岩气勘探开发技术的进一步发展起到推动作用。



# 目 录

## 前言

## 一、综合类

海相页岩气开发评价关键技术进展 .....	3
Progress in Key Technologies for Evaluating Marine Shale Gas Development in China .....	15
页岩气与致密气开发特征与开发技术对比分析 .....	30

## 二、开发地质类

四川盆地志留系龙马溪组优质页岩储层特征与开发评价 .....	43
基于物质基础的页岩气储层分类与评价 .....	55
页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素——以川南—黔北××地区龙马溪组为例 .....	65
页岩气吸附解吸效应对基质物性影响特征 .....	81
考虑井壁稳定及增产效果页岩气水平井段方位优化方法 .....	93

## 三、气藏工程类

页岩气不稳定渗流压力传播规律和数学模型 .....	105
考虑岩石变形效应的页岩气渗流模型 .....	117
页岩气分段压裂水平井渗流机理及试井分析 .....	125
A Semi-analytical Solution for Multiple-trilinear-flow Model with Asymmetry Configuration in Multifractured Horizontal Well .....	132
A Coupled Model for Fractured Shale Reservoirs with Characteristics of Continuum Media and Fractal Geometry .....	159
Pressure Transient Analysis of Multi-stage Fracturing Horizontal Wells with Finite Fracture Conductivity in Shale Gas Reservoirs .....	194
Rate Decline Analysis of Multiple Fractured Horizontal Well in Shale Reservoir with Triple Continuum .....	219
非常规油气井产量递减规律分析新模型 .....	237

## 四、生产应用类

威远页岩气田典型平台生产规律及开发对策 .....	249
有限导流压裂水平气井拟稳态产能计算及优化 .....	260
页岩气井压后返排规律研究 .....	271
基于施工曲线的页岩气井压后评估新方法 .....	278
页岩气控压生产的理论认识与现场实践 .....	286
页岩气水平井井间干扰分析及井距优化 .....	298
工程因素对页岩气产量的影响——以北美 Haynesville 页岩气藏为例 .....	315

# 一、综合类





# 海相页岩气开发评价关键技术进展

贾爱林 位云生 金亦秋

(中国石油勘探开发研究院)

**摘要:**以四川盆地及其周缘下古生界龙马溪组和筇竹寺组页岩为对象,总结中国海相页岩的地质和储集层特征,结合“十二五”期间页岩气开发取得的理论和技术成果,建立了中国页岩气开发评价关键技术指标体系和静动态参数及经济指标相结合的页岩气井综合分类标准。针对页岩气井压裂后形成的复杂缝网特征,联合分形介质和连续介质理论刻画复杂裂缝系统,建立页岩气全过程渗流生产模型,并根据输入参数特征构建概率分布模型,利用蒙特卡洛随机模拟方法,预测不同概率下的气井生产动态指标;同时提出水平井段及主裂缝参数、开发井距和生产制度等关键开发参数优化的具体思路和方法。中国页岩气大规模效益开发在地质理论、渗流机理及产能评价方法、开发技术政策及经济效益方面仍然面临许多亟待解决的难题。

**关键词:**页岩气;储集层特征;产能评价;水平井长度;裂缝参数;开发井距;生产制度

页岩气主要以吸附或游离状态赋存于细粒泥岩或页岩中。自 20 世纪 90 年代起,得益于良好的政策环境和持续的技术突破,美国天然气工业迅猛发展,已在古生界—新生界多套海相页岩层系实现大规模商业开发。根据美国能源信息署(EIA)历年页岩气产量数据<sup>[1]</sup>,2015 年页岩气产量达到  $4294 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,占美国天然气总产量的 46.1%。中国页岩气分布面积广,有利层系众多,可采资源量达  $12.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,居世界前列<sup>[2]</sup>,其中海相页岩气占主体。目前已在四川盆地及其周缘的下古生界龙马溪组和筇竹寺组获得重大突破,并于涪陵、长宁—威远、富顺—永川、昭通等地启动页岩气产能建设,初步进入规模开发阶段。本文通过对中美页岩气开发条件的对比,回顾页岩气开发实践和技术进步,总结近年来页岩气开发评价的关键技术进展,以期为中国页岩气工业的发展提供参考。

## 1 中国海相页岩气地质与储集层特征

### 1.1 中国海相页岩气地质特征

与美国主要页岩气田如 Barnett、Marcellus、Haynesville、Eagle Ford 等相比,中国海相页岩气田具有以下典型地质特征。

(1)中国南方海相页岩埋藏较深。下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组海相页岩比北美地区大多数页岩沉积年代更为古老,因而页岩地层埋深普遍较大,只有盆地内局部隆起区和盆地边缘地带埋藏较浅。以筇竹寺组页岩为例,盆地边缘埋深 2000m 左右,盆地内部埋深大于 8000m。埋深大一方面增加了开发的难度和风险,对开发工艺提出了更高的要求,另一方面,随着深度的增加地层压力变大,页岩气资源丰度显著提高。

(2)中国海相页岩构造复杂,断裂发育。古生界两套富有机质页岩沉积以后,经历了中生代—新生代一系列的构造演化,对页岩气的保存产生重要影响。构造运动在改造盆地地形

态的同时会形成天然裂缝系统。天然裂缝能提高富有机质页岩的渗流能力,是页岩气从基质孔隙流向井底的重要通道之一,同时,也是页岩气体积压裂形成复杂缝网系统的必要条件。

(3)目前中国开发的海相页岩气多位于盆地边缘埋深相对较浅的区域,这些区域以山地和丘陵为主,沟壑纵横。崎岖的地表环境、脆弱的生态条件,给井场、管道建设和压裂施工带来困难,增加了页岩气整体开发的难度。

## 1.2 中国海相页岩气储集层特征

与常规油气储集层相比,海相页岩储集层在甜点规模、气体赋存状态、储集空间类型和评价参数等方面都具有非常明显的特征。

中国南方海相优质页岩储集层主要位于深水陆棚亚相,地势平缓、分布范围广,古环境、古气候和古地理因素在较大区域范围内保持一致,储集层厚度平面分布稳定,变化率极小。与致密气有效砂体呈透镜状零散分布特点<sup>[3]</sup>相比,优质页岩具有“大甜点”的分布特征,单个甜点的范围在几十至上百平方千米。

页岩中的天然气一部分是以游离状态储存在孔隙空间中,另一部分呈吸附状态赋存于有机质和黏土矿物的表面。单位体积内的游离气含量与孔隙度和含气饱和度密切相关,而吸附气含量取决于页岩的吸附能力,影响因素主要包括有机质含量、温度和压力等,目前普遍采用 Langmuir 等温吸附模型对吸附气含量进行计算。

页岩储集空间主要含两种类型:基质孔隙和裂缝,前者包含黏土矿物间微孔、脆性矿物晶间孔、次生溶蚀孔以及有机质孔,孔隙大小多为纳米级,一般为 2~200nm;后者根据裂缝的大小分为宏观裂缝和微观裂缝。研究表明,页岩基质孔隙度与总有机碳含量和成熟度有关<sup>[4]</sup>:随着总有机碳含量的增加,孔隙度逐渐增大,当总有机碳含量大于 5% 以后,孔隙度随总有机碳含量增加而增大的趋势变缓,甚至有降低的趋势,原因在于富含有机质的页岩抗压能力弱,有机质孔隙不易保存;页岩成熟度与微观孔隙结构间的关系较为复杂,随着成熟度的增加,有机质热解生烃后形成的微孔数量也逐渐增多,但在此过程中,黏土矿物中比表面积大的蒙脱石逐渐向伊/蒙混层转化,并最终形成伊利石和绿泥石,使矿物间微孔的比表面积和孔隙体积大大降低。页岩中的宏观裂缝在构造运动频繁的区域(如盆地边缘造山带)比较发育,而脆性矿物含量较高的地层中更容易发育微裂缝。

页岩储集层特征决定了页岩气必须采用以水平井和体积压裂为主体的开发技术。因此,在对储集层进行评价时,除需要考虑含气量、压力系数、优质页岩厚度等传统评价参数外,还需对影响储集层可压性和压裂效果的工程地质条件进行评价,包括岩石弹性模量、泊松比、水平两向应力差、天然裂缝发育程度等。

## 2 中国海相页岩气开发现状

“十二五”期间中国页岩气勘探开发取得重大突破,特别是 2014~2015 年一系列重要理论突破、体制创新和技术进步助推中国页岩气实现初步规模商业开发。截至 2015 年年底,全国共完钻海相页岩气评价井 198 口,开发水平井 393 口,压裂投产 267 口,建成产能  $77 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,并在重庆涪陵、四川长宁—威远、滇黔北昭通建成 3 个海相页岩气示范区。



通过“十二五”示范区的攻关试验,甜点区优选、优快钻井和体积压裂技术取得长足进步,实现了由无效资源变为有效产量的技术跨越,使单井综合投资由早期的1亿元降至7000万元左右,推动了中国页岩气产量从2014年的 $12.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 快速增加至2015年的 $44.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,初步实现了产量规模增长。“十三五”期间,如何将有效产量变为规模效益产量是页岩气开发的主攻方向。

针对中国南方海相页岩气的实际特点,中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司探索出“井位部署平台化、钻井压裂工厂化、采输设备撬装化、组织管理一体化”的高效勘探开发“四化”模式,同时形成了“国际合作、国内合作、风险作业、自营开发”4种页岩气规模效益开发体制机制,促进了技术进步,实现了降本增效。

### 3 页岩气开发评价关键技术指标体系

#### 3.1 页岩气井靶体位置优选指标

页岩气的资源特征和开发方式决定了甜点区评价必须考虑地质甜点与工程甜点双重因素。优选含气量、厚度和压力系数作为主要地质参数,其中含气量和厚度是页岩储集层产能潜力的直观表征;作为自生自储的页岩气资源,压力系数既可影响含气量,又可反映地层保存条件的优劣。选取脆性指数、水平两向主应力差和裂缝发育程度作为主要工程参数,其中脆性指数是地层可压性的重要参考指标,储集层岩石脆性指数越高,可压性越强,压后形成的缝网更为复杂。储集层水平两向主应力差越小,越容易形成复杂缝网。

根据中国蜀南地区地质甜点区与工程甜点区的主要参数与试气产量的对应关系,形成页岩气井靶体位置优选的关键指标界限(表1),为水平井靶体位置的选择与优化提供依据。

表1 水平井靶体位置优选界限值

地质参数	界限值	工程参数	界限值
含气量/ $\text{m}^3/\text{t}$	$\geq 3.5$	脆性指数/%	$\geq 50$
优质页岩厚度/m	$\geq 3.0$	水平两向主应力差/MPa	$\leq 10$
压力系数/f	$\geq 1.5$	裂缝发育程度	发育

#### 3.2 页岩气水平井分类评价指标

页岩气水平井开发评价参数众多,为了简化页岩气开发过程中的评价指标体系,并准确反映气井产能的大小,本文通过关联性分析优选了优质页岩厚度、含气量、压力系数、压裂加砂量和返排率5个主要指标。这些地质指标和工程指标相互较为独立,且整体能够反映页岩气井的生产能力,利用其综合系数作为评价页岩气井的分类指标。综合系数表达式为

$$\psi = \ln \frac{(h/h_a)(C/C_a)(\beta/\beta_a)(S/S_a)}{\eta/\eta_a}$$

式中, $C$ 为含气量, $\text{m}^3/\text{t}$ ;  $h$ 为优质页岩厚度,m;  $S$ 为压裂加砂量,t;  $\psi$ 为综合分类系数;  $\beta$ 为压力系数,f;  $\eta$ 为返排率,%; 下标a表示区域平均。

建立评价标准的具体做法如下:首先以内部收益率12%和8%作为分类界限值,将页岩

气井分为Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类(表2);再根据气价1.335元/ $\text{m}^3$ (不含税,含补贴0.3元/ $\text{m}^3$ )得到单井综合投资5500万元时,内部收益率12%和8%对应的单井最终累积产量的界限值;根据图1(a)可知Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类井对应的综合分类系数的界限值;再根据图1(b)可得到Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类井的试气产量的界限值。最终形成采用静态综合分类系数、试气产量、单井累积产量和内部收益率相统一的页岩气井综合分类标准(表2)。

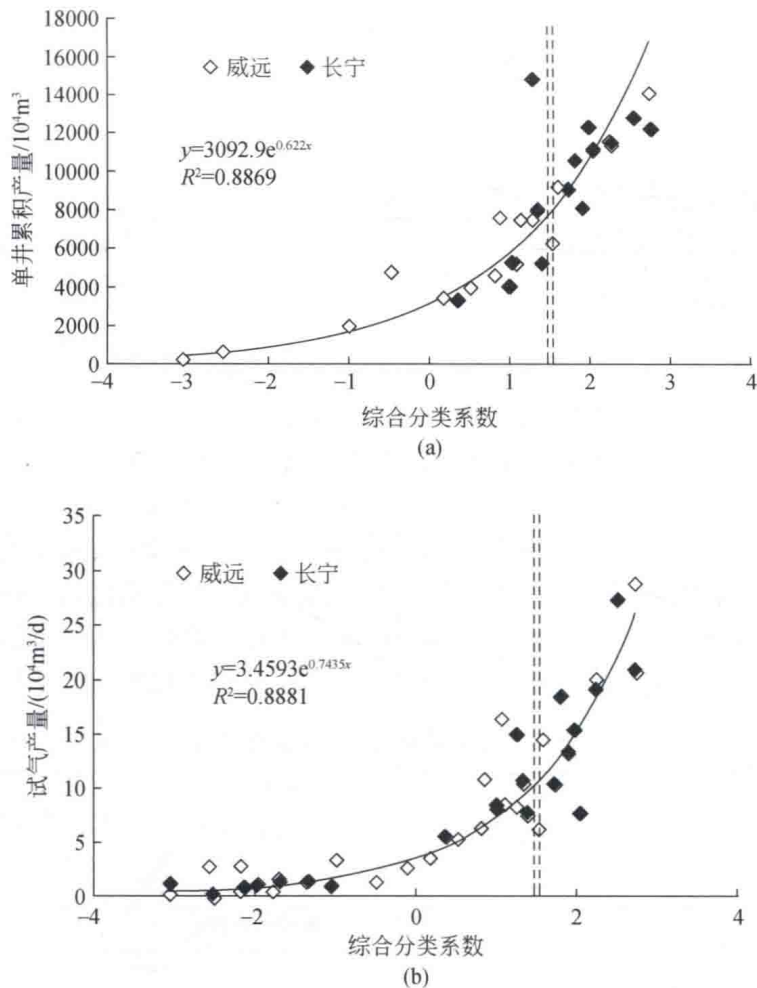


图1 威远、长宁地区气井试气产量和单井累积产量与综合分类系数的关系

表2 页岩气井综合分类标准

气井类型	综合分类系数	试气产量/( $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ )	单井累积产量/ $10^4 \text{m}^3$	内部收益率/%
Ⅰ	>1.603	>9.62	>8380	>12
Ⅱ	1.456 ~ 1.603	8.64 ~ 9.62	7651 ~ 8380	8 ~ 12
Ⅲ	<1.456	<8.64	<7651	<8

## 4 页岩气产能评价技术

页岩储集层具有纳米级孔隙、微米级裂缝的孔-缝结构,与体积压裂后形成的毫米级裂缝系统,共同组成“人造页岩气藏”复杂的缝网系统。由于页岩储渗空间尺度差异较大,气体流动形式包括渗流和解吸扩散两种方式,流动状态与常规气藏有着本质的区别,因此基于达西流的渗流模型已不能描述其复杂的流动形式。

### 4.1 模型建立

针对页岩气的流动特点,从微尺度解吸渗流机理分析出发,研究吸附气解吸原理、多尺度流动机制和从基质到裂缝系统的扩散过程等对气井生产动态的影响,从机理上厘清页岩气流动的物理本质。以考虑解吸、非达西流动等效应的拟压力控制方程为基础,利用复合线性流构建了多裂缝模型。同时用连续模型描述基质、天然微裂缝,用离散模型描述大尺度主裂缝,用分形模型<sup>[5-8]</sup>描述缝网区域内流动空间的复杂性(图2),建立完整的多段体积压裂水平井不稳定渗流数学模型。

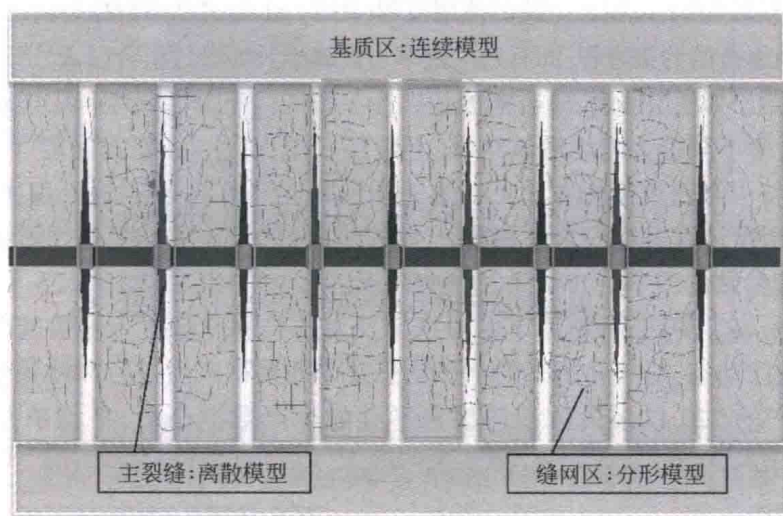


图2 多段体积压裂水平井物理模型

页岩储集层体积压裂形成缝网的条件通常包括压裂层水平两向主应力差小于5MPa、天然微裂缝发育、压裂液大排量泵入等。北美地区2006年以来的现场实践证明,相对常规储集层,页岩储集层形成缝网的条件更为苛刻,目前页岩气水平井压裂形成的裂缝仍以主裂缝为主<sup>[9]</sup>。而中国页岩储集层水平两向主应力差更大,体积压裂形成真正有效缝网更难,因此本文建立的物理模型是以主裂缝为主的体积改造模型。

针对体积压裂形成的人工裂缝与天然裂缝耦合渗流系统,引入分形介质和连续介质理论刻画裂缝系统的跨尺度效应,形象表征裂缝系统的空间分布模式,建立起更准确的全过程渗流生产模型,从而更为合理地模拟气井生产动态,取得更好的生产数据拟合效果,进而获得更为准确的单井开发指标和生产动态预测。



## 4.2 概率性产能评价方法

以多段体积压裂水平井不稳定渗流数学模型为核心,结合页岩气生产数据,形成页岩气井生产动态分析和产能评价方法,以获得合理的开发指标参数。但页岩气井达到拟稳态生产的时间很长<sup>[10]</sup>,如 Barnett 页岩气田经改造后地层渗透率为  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时气井达到拟稳态时间为 2.3a,而渗透率为  $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时则需要 230a<sup>[11]</sup>,因此,难以利用拟稳态数据准确获取模型中的基础参数。同时早期生产数据规律性不明显,很多流动状态无法清晰地反映出来,导致解析模型中的未知参量个数(地层、裂缝等参数)大于约束方程个数(特征流动段),解释结果存在多解性。而且不同的解释结果会对产量预测产生很大影响,生产历史越短、预测期越长,参数影响越大。因此,根据各生产特征参数的特点,借助压裂设计、微地震监测、实验室测量等辅助信息,确定裂缝间距、有效渗透率、主裂缝半长等关键参数的取值范围,构建相关输入参数的概率分布模型,采用蒙特卡洛随机模拟方法,获得不同分布概率条件下的指标可信域。本文采用 80% 的可信度区间,即  $P_{10} \sim P_{90}$ (可信域范围,计算结果中累积概率大于 10%、小于 90% 对应值的可能性),一般同时给出 50% 的可信度  $P_{50}$  对应的值。另外,根据概率性结果的数学期望及期望的上下限假设,可获得最终的参数结果取值范围。

以线性流动阶段为例,说明该方法的使用流程(图 3):①通过动态数据分析,建立线性回归方法,获得可靠参数组合的约束方程,即有效渗透率与裂缝半长的参数组合( $x_f K^{0.5}$  等于常数)。②根据概率统计分析给出如地层厚度、渗透率等基础性参数的概率分布模型[图 4(a)]。需要强调的是这里的渗透率下限值为岩心测试结果,上限值根据探测半径公式确定<sup>[12]</sup>。③基于随机模拟原理(即蒙特卡洛随机模拟方法),对渗透率参数进行大量随机抽样,每次抽样结果均与约束方程结合,用以计算对应的未知参数。④按从小到大顺序重新整理计算结果(单井控制储量),形成未知参数的概率分布结果及对应的可信域[图 4(b)]。

用获得的  $P_{10}$ 、 $P_{50}$ 、 $P_{90}$  三种概率下的渗透率及单井控制储量值为参数基础,利用线性流模型预测气井生产动态,对气井未来的生产动态及单井累积产量进行风险量化评估(图 5)。根据国内已投产的 270 口多段体积压裂水平井的生产数据分析,平均单井累积产量  $P_{50}$  为  $(0.6 \sim 1.0) \times 10^8 \text{m}^3$ 。

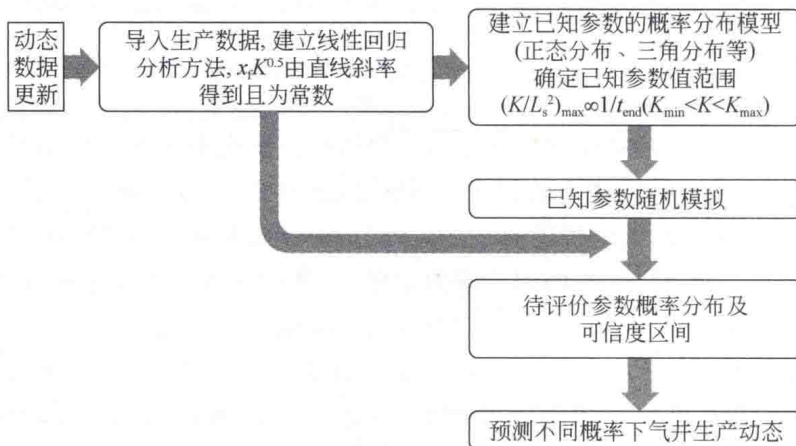


图 3 概率性产能评价方法使用流程

K. 渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $L_s$ . 裂缝间距, m;  $t_{end}$ . 线性流结束时间, d;  $x_f$ . 裂缝半长, m



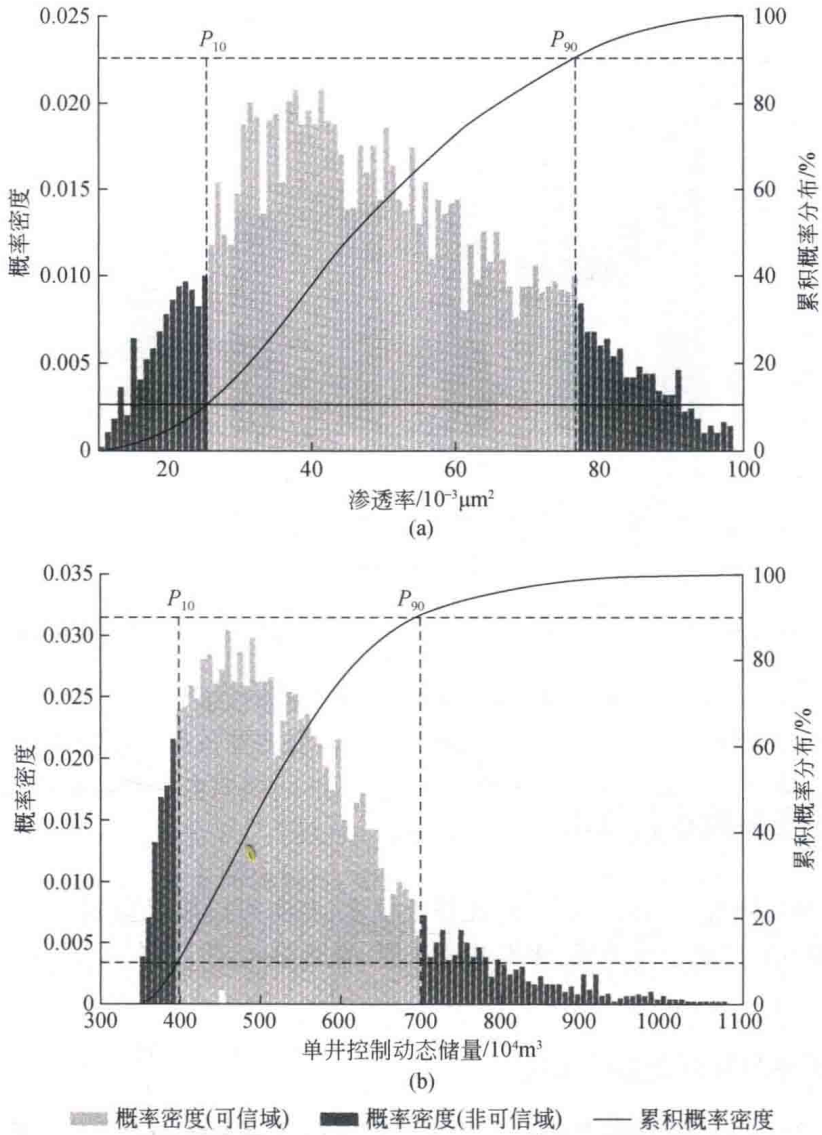
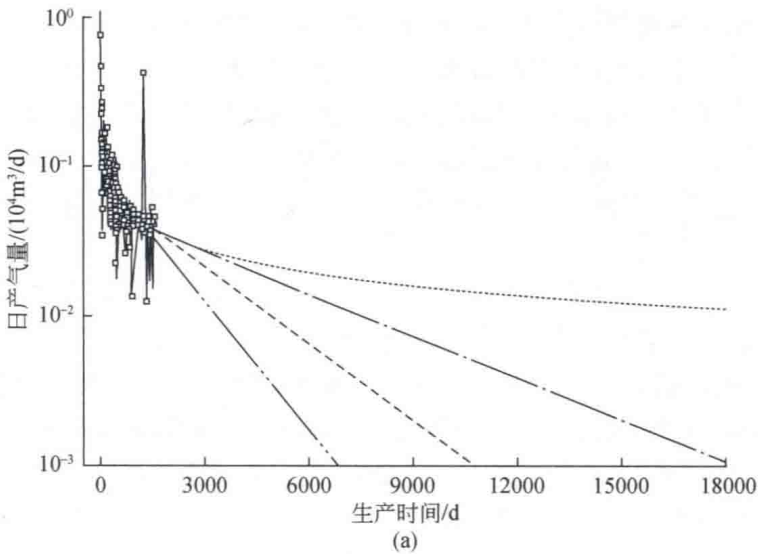


图4 渗透率与单井控制动态储量累积概率分布及可信度分布范围



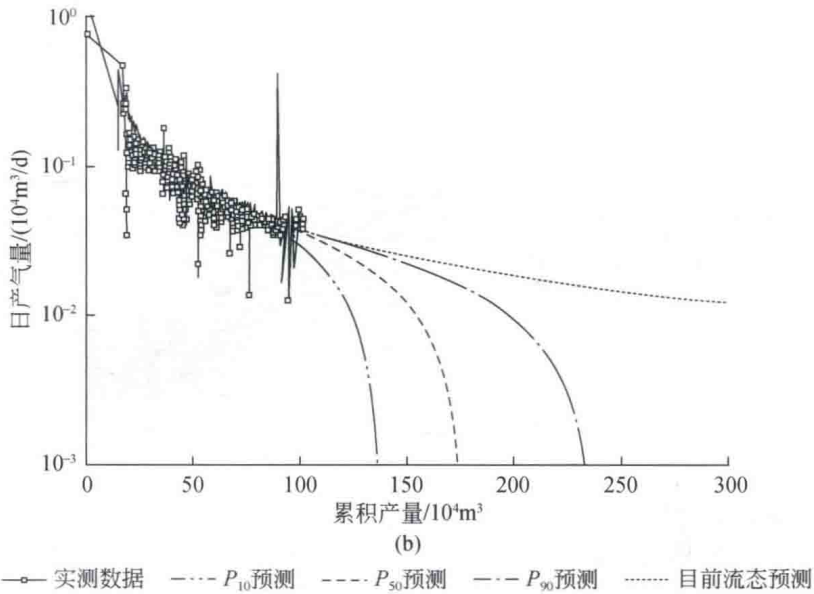


图5 某气井不同概率下生产动态预测

## 5 页岩气开发参数优化技术

通过综合地质评价、钻井、压裂及产能评价技术,基本可以满足页岩气单井开发的技术需求,但要实现页岩气的合理开发,水平井段长度、裂缝布局、生产制度及井距的优化问题至关重要。

### 5.1 水平井段及裂缝参数优化

页岩储集层极其致密,水平井段分段大型体积压裂可极大地增加泄气面积,提高单井产量。在一定的水平井段长度约束下,压裂段间距、压裂段数、主裂缝长度等裂缝参数直接影响水平井产量。水平井及裂缝参数之间相互关联,若其他因素保持不变,仅分析某一个因素变化对产量的影响是不合理的,因此对水平井裂缝参数优化需要针对多个影响因素同时做整体优化<sup>[13,14]</sup>。气井产能受水平压裂段长度、裂缝条数、导流能力和裂缝长度等影响显著,优化的思路:①通过增加裂缝条数和裂缝长度,增加裂缝系统与地层接触面积;②通过调整裂缝有限导流能力,平衡裂缝内流入和流出关系;③通过调整裂缝间距、裂缝与封闭边界相对位置,降低裂缝相互干扰。

另外,页岩气开发目前处于边际效益阶段,对各个工程环节的成本要求较高,水平井及裂缝参数应在理论研究的基础上,结合工程施工情况进行综合论证。

美国 Haynesville 页岩气地质条件与中国南海相页岩气类似,初期产量逐年递增,但随水平井段长度的增加,初期产量递增幅度逐渐变缓(图6)。借鉴 Haynesville 页岩气的生产经验,综合考虑目前实际作业能力、工程风险和经济效益,遵循钻水平井段“一趟钻”<sup>[15]</sup>原则,推荐建产期水平井段长度 1500 ~ 1600m,具体长度可根据实际地质条件和工程施工条件适当调整。

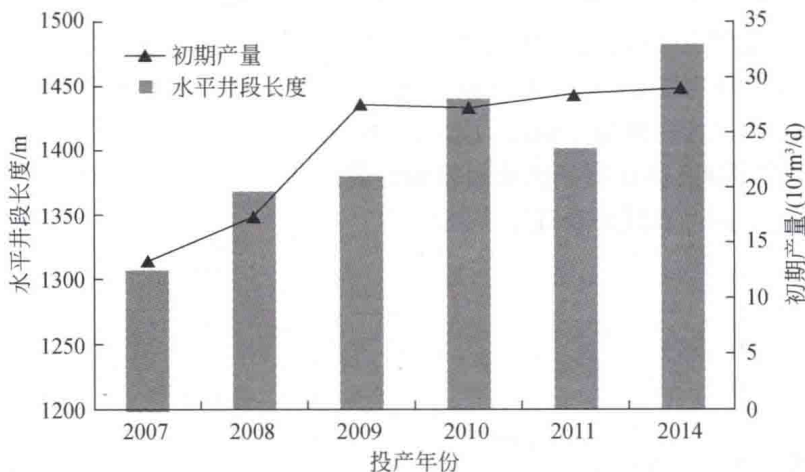


图6 美国 Haynesville 页岩气水平井段长度与初期产量随时间变化图(2012年、2013年无数据)

## 5.2 开发井距优化

目前页岩气水平井采用平台化布井、“工厂化”钻井和压裂以及大规模连续作业。若开发井距偏大,井间的剩余储量可能永远留在地下;若开发井距偏小,将降低单井累积产量,影响开发效益。中国页岩气井生产时间相对较短,早期开发井距的确定主要依据微地震监测结果。但目前实际试采动态监测结果表明,微地震监测确定的开发井距明显偏大<sup>[16]</sup>。由表3可见,与美国四大页岩气开发区块相比,中国蜀南地区页岩气开发区块平均单段支撑剂用量明显偏少,由于页岩储集层本身水平层理的限制,形成的裂缝长度也较小,合理的井距也应该小一些,但蜀南地区目前平均井距更大,对比来看,蜀南地区目前开发井距具备进一步缩小的空间。可采用理论优化、干扰试井和生产动态数据分析方法,结合现场试验,综合优化开发井距。

表3 中国蜀南与美国典型页岩气开发区块井距对比

区块	水平井段长度/m	井控面积/km <sup>2</sup>	平均井控面积/km <sup>2</sup>	平均井距/m	单段支撑剂用量/t
Barnett	1219	0.24 ~ 0.65	0.45	280	129.7
Haynesville	1402	0.16 ~ 2.27	0.50	260	162.3
Marcellus	1128	0.16 ~ 0.65	0.42	260	181.2
Eagle Ford	1494	0.32 ~ 2.59	0.60	300	112.6
中国蜀南	1448	0.36 ~ 1.10	0.65	400 ~ 500	97.5

## 5.3 生产制度优化

美国 Barnett、Marcellus 页岩气采用放压、大压差的生产方式,而 Haynesville 页岩气由于地层压力高,考虑页岩薄层状储集层强压敏效应,气井采用控压限产的方式进行生产。中国石油页岩气开发区块普遍压力较高,目前长宁和威远采用放大压差生产,昭通区块采用控压限产方式生产,两个示范区的压裂工艺不同,因此无法进行定量对比。