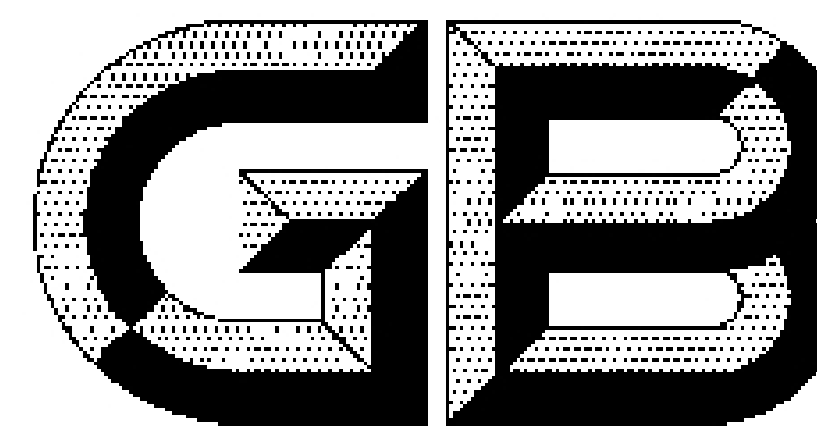




# 中华人民共和国国家标准

GB/T 43125—2023

## 页岩油产能评价技术规范

Specification for productivity evaluation of shale oil

2023-09-07 发布

2024-01-01 实施

国家市场监督管理总局  
国家标准化管理委员会

发布



目 次

前言 ..... I

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 术语和定义 ..... 1

4 压裂改造型页岩油产能评价 ..... 1

    4.1 评价方法适用条件 ..... 1

    4.2 解析法 ..... 1

    4.3 递减法 ..... 2

    4.4 数值模拟法 ..... 2

    4.5 类比法 ..... 3

5 原位转化型页岩油产能评价 ..... 3

    5.1 评价方法适用条件 ..... 3

    5.2 动态油藏数值模拟法 ..... 3

    5.3 类比法 ..... 4

6 提交的主要成果 ..... 4

    6.1 压裂改造型页岩油 ..... 4

    6.2 原位转化型页岩油 ..... 5

附录 A（规范性） 压裂改造型页岩油产能评价模型 ..... 6

    A.1 资料收集与处理 ..... 6

    A.2 产能评价模型 ..... 6

    A.3 残差评价与模型优选原则 ..... 10

附录 B（规范性） 原位转化型页岩油动态油藏数值模拟法产能评价 ..... 12

    B.1 动态油藏数值模型与参数 ..... 12

    B.2 动态油藏数值模拟法产能评价 ..... 12



## 前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本文件起草单位：中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院、中化石油勘探开发有限公司、中海油研究总院有限责任公司、中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院、中国石油天然气股份有限公司油气与新能源子公司、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司、中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司、中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司、中国石油大学(华东)、西南石油大学、中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司、中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司、大庆油田有限责任公司、中石化石油工程技术研究院有限公司。

本文件主要起草人：侯连华、陈劲松、廖广志、吴松涛、白玉湖、刘惠民、张永庶、王小军、雷征东、杜玉山、毛新军、周志平、蒲秀刚、江涛、于志超、陶成、覃建华、杨伟利、郭建春、冯其红、庞伟、赵健、姜晓华、赵忠英、罗霞、唐振兴、韩学辉、刁海燕、李思源、聂红芳、庞正炼、林森虎、米敬奎、廖凤蓉、于聪、周川闽、黄秀、张丽君。



# 页岩油产能评价技术规范

## 1 范围

本文件规定了页岩油产能评价参数、评价方法、评价流程及提交的主要成果。  
本文件适用于压裂改造型页岩油与原位转化型页岩油产能评价。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 18602 岩石热解分析
- GB/T 19145 沉积岩中总有机碳测定
- SY/T 5124 沉积岩中镜质体反射率测定方法

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**产能评价 productivity evaluation**

评价生产井或开发井组不同阶段油气产出能力的过程。

### 3.2

**有效生产周期 effective production period**

正常生产井或开发井组从开始采出油气到采出油当量达到经济下限值时对应的生产时间。

## 4 压裂改造型页岩油产能评价

### 4.1 评价方法适用条件

- 4.1.1 根据资料丰富程度，采用不同方法进行生产井产能评价。
- 4.1.2 当有试井资料时，宜采用解析法。
- 4.1.3 当生产井有 12 个月以上油气产量资料时，宜采用递减法。
- 4.1.4 当被评价区能够建立数值模型时，宜采用数值模拟法。
- 4.1.5 当被评价区无钻井或无投产井，具备以下条件时，宜采用类比法：
  - 拟钻井或未投产井与已开发典型井具有相同或类似地质条件、压裂改造工艺及强度；
  - 已开发典型井有不少于 12 个月的油气产量资料。

### 4.2 解析法

#### 4.2.1 关键参数确定

- 4.2.1.1 解析法产能评价的关键参数包括储层及裂缝的有效渗透率、裂缝有效半长、裂缝导流能力、裂



缝控制半径。

4.2.1.2 利用压力恢复试井分析方法时,应在压力与时间双对数关系图上绘制压力和压力导数曲线,确定地层压力与储层渗流参数。若考虑应力敏感、原油物性变化因素,应将压力转变为相应的拟压力,用压力恢复试井测试数据绘制压力(拟压力)与时间关系图。

4.2.1.3 利用不稳定产量分析方法时,考虑应力敏感、原油物性变化等因素的影响,应通过对渗透率、原油黏度等参数的数学计算,将真实压力转化为拟压力;在此基础上,计算拟压差与产量的比值,作为产量规整化拟压力;计算累计产油量与当前产油量的比值,作为物质平衡时间;绘制产量规整化拟压力与物质平衡时间的关系图。

4.2.1.4 利用压力规整化油气产量与物质平衡时间关系图确定有效渗透率、裂缝有效半长、裂缝导流能力、裂缝控制半径。

4.2.1.5 利用测井资料确定储层厚度、含油气饱和度。

#### 4.2.2 产能评价

4.2.2.1 根据生产制度,选择合适的页岩油生产井解析方程,计算生产井不同生产时间的油气产能。

4.2.2.2 确定单位生产时间的油当量经济下限值,计算得出累计油当量为最终可采油当量。

4.2.2.3 当最终可采油当量不小于最终经济可采油当量下限值时,即为最终可采经济油当量。

#### 4.3 递减法

##### 4.3.1 评价模型

4.3.1.1 根据生产井的实际油气产量递减规律,分别应用附录 A 中 A.2 产能评价模型,计算油气产量评价值。

4.3.1.2 根据油气产量实际值与评价值残差最小值,选择产能评价模型,计算方法按照 A.3 的规定。

##### 4.3.2 产能评价

4.3.2.1 根据 4.3.1.2 选择的产能评价模型,开展生产井产能评价。

4.3.2.2 单位生产时间的油当量经济下限是指根据油气商品率、税费、油气销售价格、生产成本等计算,当正常生产井或开发井组单位生产时间内产出油气量的经济价值等于其生产成本对应的油气产量,按照公式(1)计算。

$$q_{\text{BOE\_cutoff}} = \text{Opex} / [(P_{\text{BOE}} - \text{Tax}_{\text{BOE}}) \times (R_{\text{BOE}}/100)] \dots\dots\dots (1)$$

式中:

$q_{\text{BOE\_cutoff}}$  ——单位生产时间内的油当量经济下限值,单位为万立方米(万  $\text{m}^3$ );

$\text{Opex}$  ——单位生产时间内的生产成本,单位为万元;

$P_{\text{BOE}}$  ——单位生产时间内油气产量的销售价格,单位为万元每万立方米(万元/万  $\text{m}^3$ );

$\text{Tax}_{\text{BOE}}$  ——单位生产时间内油气产量的税费,单位为万元每万立方米(万元/万  $\text{m}^3$ );

$R_{\text{BOE}}$  ——单位生产时间内油气产量的商品率。

4.3.2.3 按照 4.3.2.2 确定有效生产周期,即被评价井从开始生产到单位生产时间的产出油当量不大于单位生产时间的油当量经济下限值时对应的时间。

4.3.2.4 根据 4.3.2.1 分别将有效生产周期内的产油量、产气量与产出油当量加和,获得生产井的最终可采油量、最终可采气量和最终可采油当量。

#### 4.4 数值模拟法

4.4.1 利用地质、测井和三维地震等资料,确定目的层的岩性、物性、含油性、可压性,评价油藏性质。



- 4.4.2 建立地应力、天然裂缝、孔隙压力、含油饱和度、孔隙度三维地质模型。
- 4.4.3 根据测试资料,建立随压力变化的页岩油吸附/解吸、多相传质、应力敏感、相变数值模型。
- 4.4.4 根据压裂施工参数,开展水力裂缝扩展模拟,模拟井底套压应与实际压裂施工井底套压相吻合,获得压裂裂缝三维空间分布。
- 4.4.5 开展压裂缝网与基质耦合的油藏数值模拟,根据生产井历史资料与研究目标精度要求,确定生产井油气产量的拟合精度。结合试井、生产井的不稳定产量测试结果,开展生产井油气产量历史拟合,获得拟合后的数值模型。
- 4.4.6 利用 4.4.5 拟合的数值模型,制定生产制度,预测计算生产井的油气产量及最终可采油当量。

## 4.5 类比法

- 4.5.1 在拟钻井(目标井)目的层具有相同或类似地质条件的开发区内,选取代表开发区生产井油气产量生产规律的典型生产井进行对比,确定类比井。
- 4.5.2 确定类比井的储层厚度、含烃饱和度、孔隙度、基质渗透率、流体物性、天然裂缝发育程度、压裂裂缝半径长度、裂缝条数、原油组分、原油黏度和测试压力。
- 4.5.3 计算类比井油气峰值产量、递减率,绘制递减指数曲线。
- 4.5.4 绘制类比井油气产量剖面。
- 4.5.5 确定目标井位置与生产井段长度。
- 4.5.6 宜采用蒙特卡洛模拟法评价目标井油气产量及最终可采油当量概率分布,评价确定最终可采油当量。

## 5 原位转化型页岩油产能评价

### 5.1 评价方法适用条件

- 5.1.1 根据资料丰富程度,采用不同方法进行开发井组的油气产能评价。
- 5.1.2 对已开发但尚未完成的开发井组或未开发井组,宜采用动态油藏数值模拟法。
- 5.1.3 当被评价开发井组具备以下条件时,宜采用类比法:
- 被评价开发井组与已完成的开发井组具有相同的布井方式、加热井井网及井距、加热升温程序;
  - 研究区类似/相同地质条件区域应至少有 1 组已完成开发的开发井组油气产量资料;
  - 研究区有目的层密闭或保压取心井岩心及滞留油的实验测试与热模拟实验资料。

### 5.2 动态油藏数值模拟法

#### 5.2.1 评价模型

- 5.2.1.1 在开发井组加热体范围内,开展原始密闭或保压取心,测试获得烃源岩、非烃源岩的密度、含油量及含气量,烃源岩镜质体反射率( $R_o$ )按照 SY/T 5124 测试。
- 5.2.1.2 利用全加热井段原始密闭或保压取心井岩心,纵向切割 1/3 岩心,选取烃源岩段岩心粉碎混合均匀洗油后,按照 GB/T 18602 测试获得氢指数(HI),按照 GB/T 19145 测试获得总有机碳含量(TOC)。
- 5.2.1.3 开展原位转化条件下的热模拟实验,获得单位质量岩石的产油量、产气量、产出油当量。利用目的层烃源岩段、非烃源岩段的原油,分别开展原位转化条件下的热模拟实验,计算产油量、产气量与热模拟实验用油量的比例,进而计算得到原位转化过程中单位质量岩石滞留油量的产油量、产气量、产出油当量。



- 5.2.1.4 根据地层条件下目的层烃源岩与非烃源岩的含气量,计算单位质量岩石的产气量。
- 5.2.1.5 根据 5.2.1.1~5.2.1.4 结果,建立生烃动力学模型。
- 5.2.1.6 根据岩石的动态热场实验测试资料,建立传热评价模型。
- 5.2.1.7 根据页岩动态储层物性实验测试资料,建立储层物性评价模型。
- 5.2.1.8 根据 5.2.1.5~5.2.1.7 模型,建立动态油藏数值模型。利用传热评价模型确定热场分布。根据热场分布与生烃动力学模型、储层物性评价模型,确定储层物性、生成与产出油气量。

## 5.2.2 产能评价

- 5.2.2.1 根据开发井组的布井方式、加热井井网及井距,开展动态油藏数值模拟,动态油藏数值模拟参数按照附录 B 中 B.2 的规定。模拟获得开发井组随生产时间的产油量、产气量、累计产油量、累计产气量、最终可采油当量、有效生产周期。
- 5.2.2.2 按照 B.2 开展已开发井组历史拟合,根据拟合程度修正 5.2.1 的动态油藏模型参数。
- 5.2.2.3 已开发井组生产时间内的累计产油量、累计产气量实际值与动态数值模拟对应值的拟合程度应不小于 90%。
- 5.2.2.4 对未开发井组,按照 B.2 通过动态油藏数值模拟,获得原位转化待开发井组随开发时间的油气产量、初始产油与产气时间、有效生产周期、累计产油量、累计产气量,最终可采油当量等。

## 5.3 类比法

### 5.3.1 类比井组评价参数

- 5.3.1.1 选择类比井组目的层的密闭或保压取心样品,按照 5.2.1.3 和 5.2.1.4 开展测试,分别计算单位质量岩石和滞留油的产油量、产气量、产出油当量,以及滞留气的产气量。
- 5.3.1.2 计算类比井组目的层单位质量岩石的总产油量、总产气量、总产出油当量。
- 5.3.1.3 选择目标井组目的层的密闭或保压取心样品,按照 5.2.1.3 和 5.2.1.4 开展测试,分别计算单位质量岩石和滞留油的产油量、产气量、产出油当量,以及滞留气的产气量。
- 5.3.1.4 计算目标井组目的层单位质量岩石的总产油量、总产气量、总产出油当量。

### 5.3.2 产能评价

- 5.3.2.1 计算目标井组与类比井组目的层单位质量岩石总产油量的比值,根据类比井组有效生产周期内的产油量,计算目标井组有效生产周期内的产油量。
- 5.3.2.2 计算目标井组与类比井组目的层单位质量岩石总产气量的比值,根据类比井组有效生产周期内的产气量,计算目标井组有效生产周期内的产气量。

## 6 提交的主要成果

### 6.1 压裂改造型页岩油

#### 6.1.1 数据表

- 6.1.1.1 生产井月度油气生产数据及评价数据表。
- 6.1.1.2 开发区月度油气生产数据及评价数据表。
- 6.1.1.3 开发区及生产井最终可采油当量数据及评价数据表。

#### 6.1.2 成果图件

- 6.1.2.1 生产井油气产量评价图。



- 6.1.2.2 开发区油气产量评价图。
- 6.1.2.3 生产井最终可采油当量平面分布图。
- 6.1.2.4 生产井最终可采油当量累计概率分布曲线图。

6.2 原位转化型页岩油

6.2.1 数据表

- 6.2.1.1 目的层及有效厚度段分层数据表。
- 6.2.1.2 目的层烃源岩总有机碳含量、氢指数、镜质体反射率、厚度、含油量及组分、含气量及组分数据表。
- 6.2.1.3 目的层非烃源岩孔隙度、含油饱和度、含油量及组分、含气量及组分、厚度及岩性数据表。
- 6.2.1.4 目的层岩石动态热物性与动态储层物性参数值数据表。
- 6.2.1.5 目的层烃源岩及原油热模拟油气产量及组分数据表。
- 6.2.1.6 目的层原始地层温度数据表。
- 6.2.1.7 开发井组的产油量、产气量、累计产油量、累计产气量数据表。

6.2.2 成果图件

- 6.2.2.1 目的层总有机碳含量分布图。
- 6.2.2.2 目的层镜质体反射率分布图。
- 6.2.2.3 目的层氢指数分布图。
- 6.2.2.4 目的层含油量平面分布图。
- 6.2.2.5 目的层含气量平面分布图。
- 6.2.2.6 加热体的温度场随开发时间关系图。
- 6.2.2.7 加热体的压力场随开发时间关系图。
- 6.2.2.8 加热井温度、压力与开发时间关系图。
- 6.2.2.9 生产井温度、压力与开发时间关系图。
- 6.2.2.10 开发井组的油气产量随开发时间关系图。
- 6.2.2.11 产油量丰度、产气量丰度、产出油当量丰度分布图。



附录 A

(规范性)

压裂改造型页岩油产能评价模型

A.1 资料收集与处理

A.1.1 资料收集

收集的资料应包括以下内容：

- 目的层位、原始地层压力、原始地层温度、储层中部深度、储层厚度、孔隙度、渗透率、等温吸附实验、含油饱和度、含水饱和度、孔隙压缩系数、相对渗透率、渗透率应力敏感等储层资料；
- 井身结构、井眼轨迹、水平段长度等井筒资料；
- 压裂段长、压裂段数或簇数、压裂液用量、支撑剂用量、排量、砂比、泵压等压裂资料；
- 原油组分、相对密度、压缩系数、黏度，天然气组分、相对密度、压缩系数、黏度、气油比等流体资料；
- 采油方式、井筒压降等采油工程资料；
- 返排期间的排液量、原油产量、天然气产量、套压、油压等返排资料；
- 油气水日或月产量、油压、套压、流压、累计油气水产量等生产动态资料；
- 生产井的静压、生产流压、井筒压力梯度、静温、流温、井口温度、井筒温度梯度、产液剖面测试、测井、微地震测试、示踪剂测试等动态监测资料。

A.1.2 单井生产动态资料处理

- A.1.2.1 对有生产历史的区块进行产能评价，应选择代表性、生产时间不小于 12 个月的生产井。
- A.1.2.2 油气产量数据以井组为单位整体记录时，应将油气产量分配到单井。
- A.1.2.3 按日或月记录油、气、水日产量和压力数据，直至上述数据呈明显递减趋势。应至少记录 12 个月的生产数据。
- A.1.2.4 检查生产数据的完整性。
- A.1.2.5 在选定生产井基础上，对原始生产动态数据进行筛选，剔除明显偏离数据总体递减趋势的异常数据点。
- A.1.2.6 当生产历史中存在较长时间的关井，宜将关井前、后的生产段分别进行分析，分段开展评价；当关井时间较短时，总生产时间减去关井时间，然后开展评价。
- A.1.2.7 使用压力计测量井口套压、井口油压或井底压力，计算产层中部深度的压力。

A.1.3 区块油气生产资料处理

- A.1.3.1 优选出区块内具有代表性的生产井，按照 A.1.2，对单井生产资料进行处理。
- A.1.3.2 对区块内的所有生产井的产量数据进行归一化处理，并计算算术平均值，绘制油气产量曲线。

A.2 产能评价模型

A.2.1 Arps 递减模型

- A.2.1.1 应根据 A.1.2，对生产井的油气生产数据进行处理。
- A.2.1.2 根据生产井的实际油气产量( $q_i$ )、初始名义递减率( $D_i$ )与生产时间( $t$ )，通过拟合计算递减指数( $b$ )。



A.2.1.3 按照公式(A.1),计算油气产量递减率应小于一定值时的生产时间( $t^*$ )。

$$q(t)=\begin{cases}q_{\max}(1+bD_it)^{-1/b}&(t<t^*)\\q_{\max}e^{-D_it}&(t\geq t^*)\end{cases}\dots\dots\dots(A.1)$$

- 式中：
- $q(t)$

——生产时间  $t$  对应的油气产量,单位为立方米每天或立方米每月( $\text{m}^3/\text{d}$  或  $\text{m}^3/\text{月}$ );
- $q_{\max}$

——油气峰值产量,单位为立方米每天或立方米每月( $\text{m}^3/\text{d}$  或  $\text{m}^3/\text{月}$ ),宜采用正常生产井第 180 d 前后 4 个月的平均油气产量;
- $b$

——递减指数;
- $D_i$

——初始名义递减率,单位为天或月(d 或月);
- $t$

——生产时间,单位为天或月(d 或月);
- $t^*$

——油气产量递减率应不大于一定值时对应的生产时间,单位为天或月(d 或月)。

A.2.1.4 按照公式(A.1),计算随生产时间的油气产量。

A.2.1.5 按照公式(1),计算单位生产时间的油当量经济下限。

A.2.1.6 将有效生产周期内的产油量、产气量和产出油当量分别进行加和,计算最终可采油量、最终可采气量和最终可采油当量。

A.2.1.7 根据递减指数( $b$ )的取值不同,当  $0<b<1$  时,公式(A.1)为修正双曲线递减模型,当  $b=0$  时,公式(A.1)为指数递减模型,当  $b=1$  时,公式(A.1)为调和递减模型。

A.2.2 Duong 模型

A.2.2.1 按照 A.1,对生产井的生产数据进行处理,示例图见图 A.1。

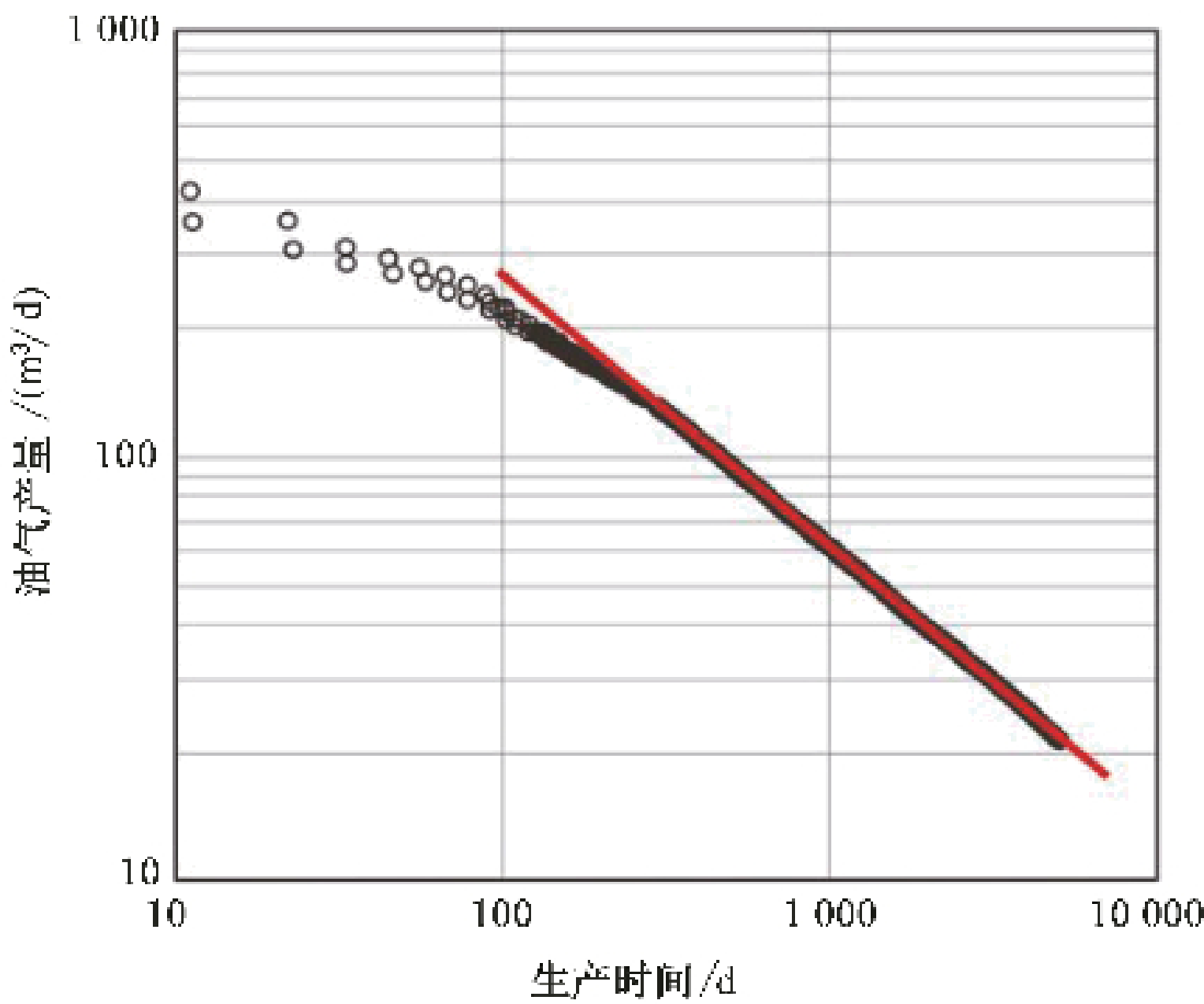


图 A.1 不同生产时间油气产量变化关系示例图

A.2.2.2 以生产时间为横坐标,以生产时间  $t$  对应的油气产量与截止生产时间  $t$  对应的累计油气产量比值 $[q(t)/Q(t)]$ 为纵坐标,绘制双对数关系图,确定截距常数( $a$ )与斜率常数( $m$ )值,示例图见图 A.2。



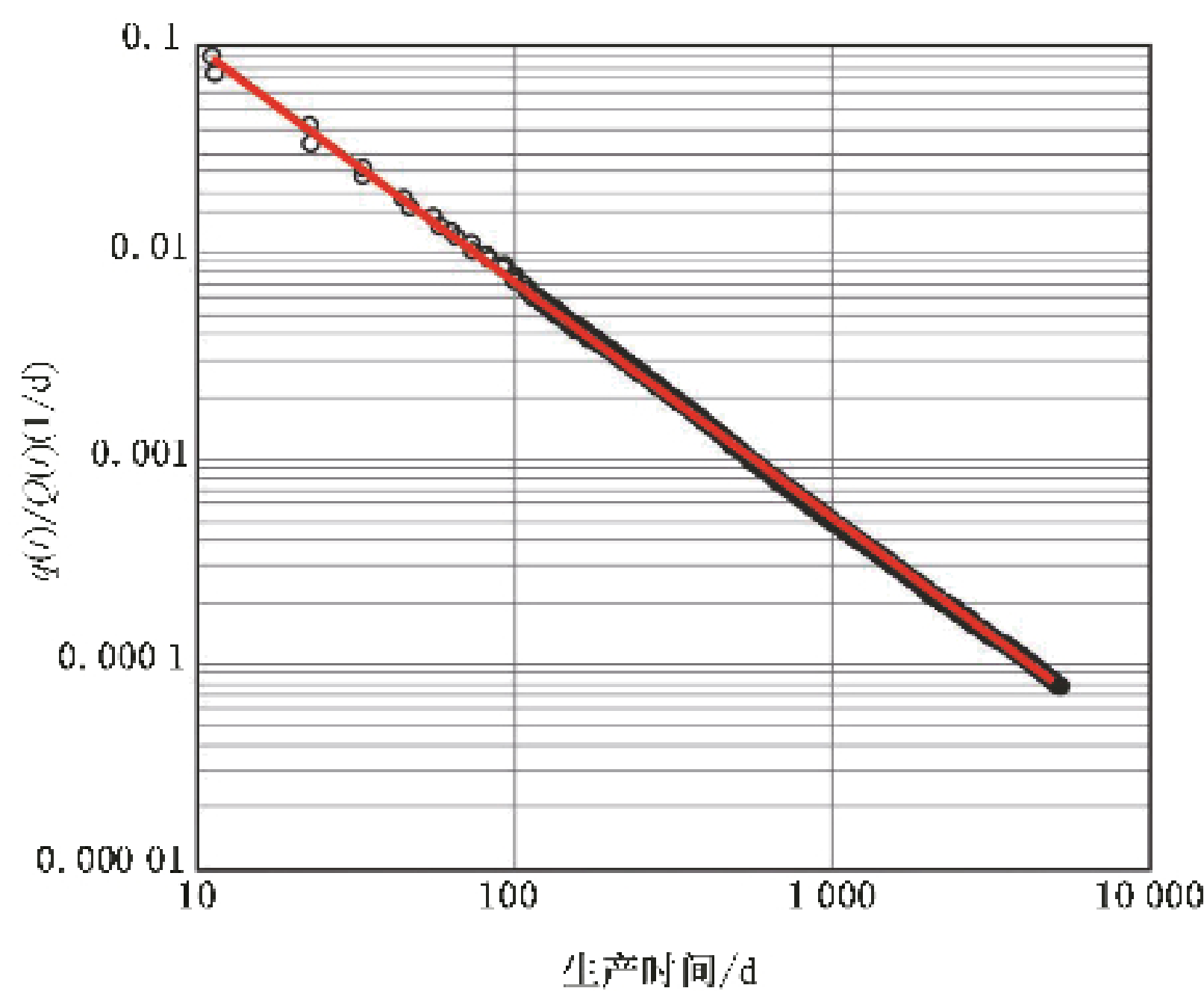


图 A.2 不同生产时间油气产量与累积油气产量比值关系示例图

A.2.2.3 按照  $q(t)$  与时间函数  $[t(a, m)]$  关系图(公式 A.2),采用线性回归方法,通过回归模型的斜率确定  $q(t)$  值,示例图见图 A.3。

$$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \dots\dots\dots (A.2)$$

式中：  
 $t$  ——生产时间,单位为每天或每月；  
 $a$  ——截距常数,单位为 1/每天或 1/每月(一般  $0 < a \leq 2$ )；  
 $m$  ——斜率常数(一般  $1 \leq m \leq 2$ )。

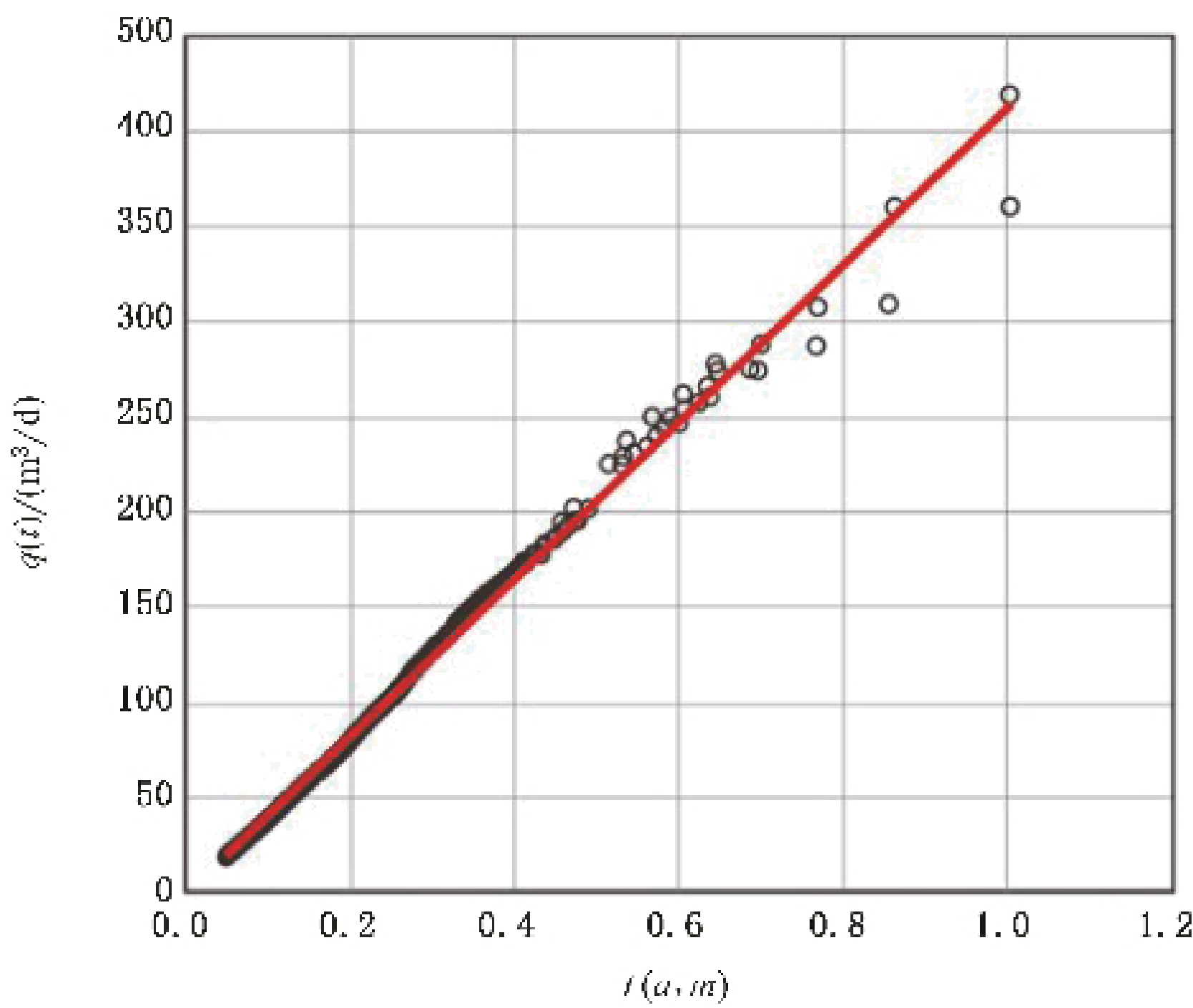


图 A.3 油气产量与时间函数关系示例图

A.2.2.4 按照公式(A.3),计算不同生产时间内的油气产量,示例图见图 A.4。

$$q(t) = q_1 t(a, m) + q_{\infty} \dots\dots\dots (A.3)$$

式中：  
 $q(t)$  ——生产时间  $t$  的油气产量,单位为立方米每天或立方米每月( $m^3/d$  或  $m^3/月$ )；  
 $q_1$  ——生产井的油气高峰产量,单位为立方米每天或立方米每月( $m^3/d$  或  $m^3/月$ )；  
 $t(a, m)$  ——时间函数；



$q_{\infty}$  ——极限油气产量,单位为立方米每天或立方米每月( $\text{m}^3/\text{d}$  或  $\text{m}^3/\text{月}$ )。

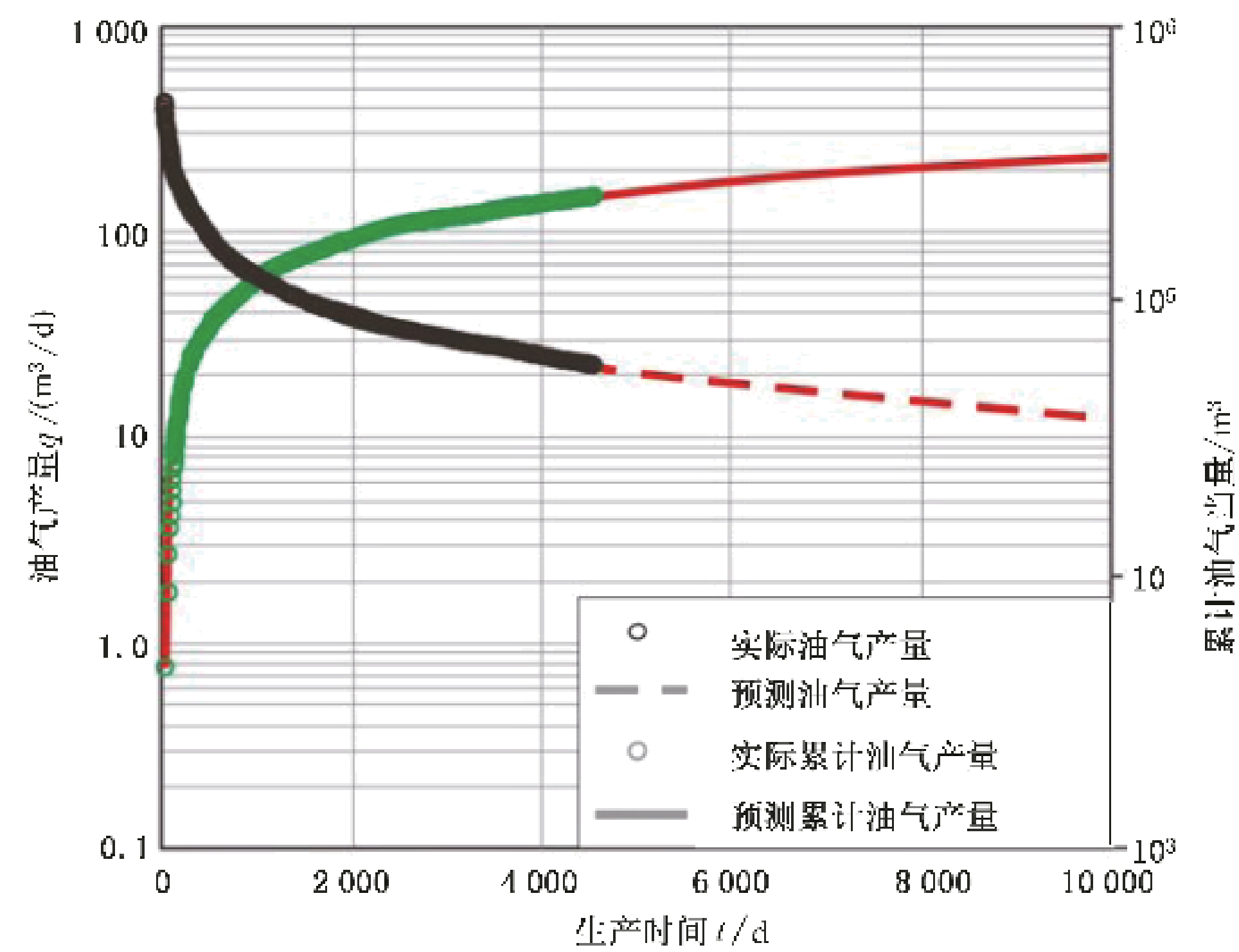


图 A.4 油气产量、累计油气产量随生产时间变化示例图

A.2.2.5 按照公式(A.3)与公式(A.4),计算单位生产时间内的油气产量与累计油气产量,示例图见图 A.4。

$$Q(t) = \frac{q(t)}{a} t^m$$

.....( A.4 )

- 式中：
- $Q(t)$ ——截至生产时间  $t$  时的累计油气产量,单位为立方米( $\text{m}^3$ )；
  - $q(t)$ ——生产时间  $t$  的油气当量,单位为立方米每天或立方米每月( $\text{m}^3/\text{d}$  或  $\text{m}^3/\text{月}$ )；
  - $t$ ——生产时间,单位为天或月( $\text{d}$  或  $\text{月}$ )；
  - $a$ ——截距常数,单位为 1/每天或 1/每月计(一般  $0 < a \leq 2$ )；
  - $m$ ——斜率常数(一般  $1 \leq m \leq 2$ )。

A.2.2.6 按照公式(1),计算单位生产时间内油气产量经济下限值。

A.2.2.7 按照公式(A.4),计算最终可采油量、最终可采气量和最终可采油当量。

A.2.3 逻辑增长模型

- A.2.3.1 按照 A.1,对生产井的生产数据进行处理。
- A.2.3.2 通过优化方程组求解或曲线拟合方法,计算常数( $\hat{a}$ )、双曲线指数( $n$ )。
- A.2.3.3 按照公式(A.5),计算不同生产时间  $t$  的油气产量[ $q(t)$ ]。

$$q(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{N_R n \hat{a} t^{n-1}}{(\hat{a} + t^n)^2}$$

.....( A.5 )

- 式中：
- $q(t)$ ——生产时间  $t$  的油气产量,单位为立方米每天或立方米每月( $\text{m}^3/\text{d}$  或  $\text{m}^3/\text{月}$ )；
  - $Q(t)$ ——截止生产时间  $t$  时的累计油气产量,单位为立方米( $\text{m}^3$ )；
  - $N_R$ ——井控范围内的技术可采储量,单位为立方米( $\text{m}^3$ )；
  - $\hat{a}$ ——常数；
  - $n$ ——双曲线指数,其值介于 0~1；
  - $t$ ——生产时间,以天或月计。



A.2.3.4 按照公式(A.6),计算截止生产时间  $t$  时的累计油气产量 $[Q(t)]$ 。

$$Q(t) = \frac{N_R t^n}{\hat{a} + t^n} \dots\dots\dots (A.6)$$

式中:

$Q(t)$ ——截至生产时间  $t$  时的累计油气产量,单位为立方米( $m^3$ );

$N_R$  ——井控范围内的技术可采储量,单位为立方米( $m^3$ );

$\hat{a}$  ——常数;

$n$  ——双曲线指数,其值介于 0~1;

$t$  ——生产时间,单位为天或月(d 或月)。

A.2.3.5 按照公式(1),计算单位生产时间内油气产量经济下限值。

A.2.3.6 按照公式(A.6),计算最终可采油量、最终可采气量和最终可采油当量。

### A.3 残差评价与模型优选原则

#### A.3.1 产出油当量残差评价

A.3.1.1 应根据生产井的实际油气产量递减规律初选产能评价模型。

A.3.1.2 选取生产井投产后的前段数据作为拟合数据,后段数据作为验证数据,分别利用递减分析方法拟合前段数据,确定递减参数,建立递减模型。

A.3.1.3 分别采用以上所述递减模型,预测后段数据,根据预测数据与后段数据残差最小原则,选取最优递减模型。

A.3.1.4 按照公式(A.7)开展产出油气产量残差评价。

$$WR = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|q_{\text{actual}_i} - q_{\text{calculated}_i}|}{q_{\text{actual}_i}} \times 100\% \dots\dots\dots (A.7)$$

式中:

$WR$  ——生产井的产出油当量实际值与评价值的残差;

$N$  ——生产井的生产时间单元数;

$q_{\text{actual}_i}$  ——生产井单位生产时间内的产出油气产量的实际值,单位为立方米( $m^3$ );

$q_{\text{calculated}_i}$  ——生产井单位生产时间内的产出油气产量的评价值,单位为立方米( $m^3$ )。

A.3.1.5 按照残差大小作为优选产能评价模型的依据,宜采用产出油气产量残差最小的产能评价模型。

#### A.3.2 最终可采油当量残差评价

A.3.2.1 按照公式(A.8)开展最终可采油当量残差评价。

A.3.2.2 按照残差大小作为优选最终可采油当量评价模型依据,宜采用最终可采油当量残差最小的评价模型。

$$Dev_{EUR} = \frac{|EUR_{\text{actual}} - EUR_{\text{calculated}}|}{EUR_{\text{actual}}} \times 100\% \dots\dots\dots (A.8)$$

式中:

$Dev_{EUR}$  ——生产井的最终可采油当量实际值与评价值的残差;

$EUR_{\text{actual}}$  ——生产井的最终可采油当量的实际值,单位为立方米( $m^3$ );

$EUR_{\text{calculated}}$  ——生产井的最终可采油当量的评价值,单位为立方米( $m^3$ )。

A.3.3 优选采用油当量与最终可采油当量残差皆小的评价模型,示例图见图 A.5、图 A.6。



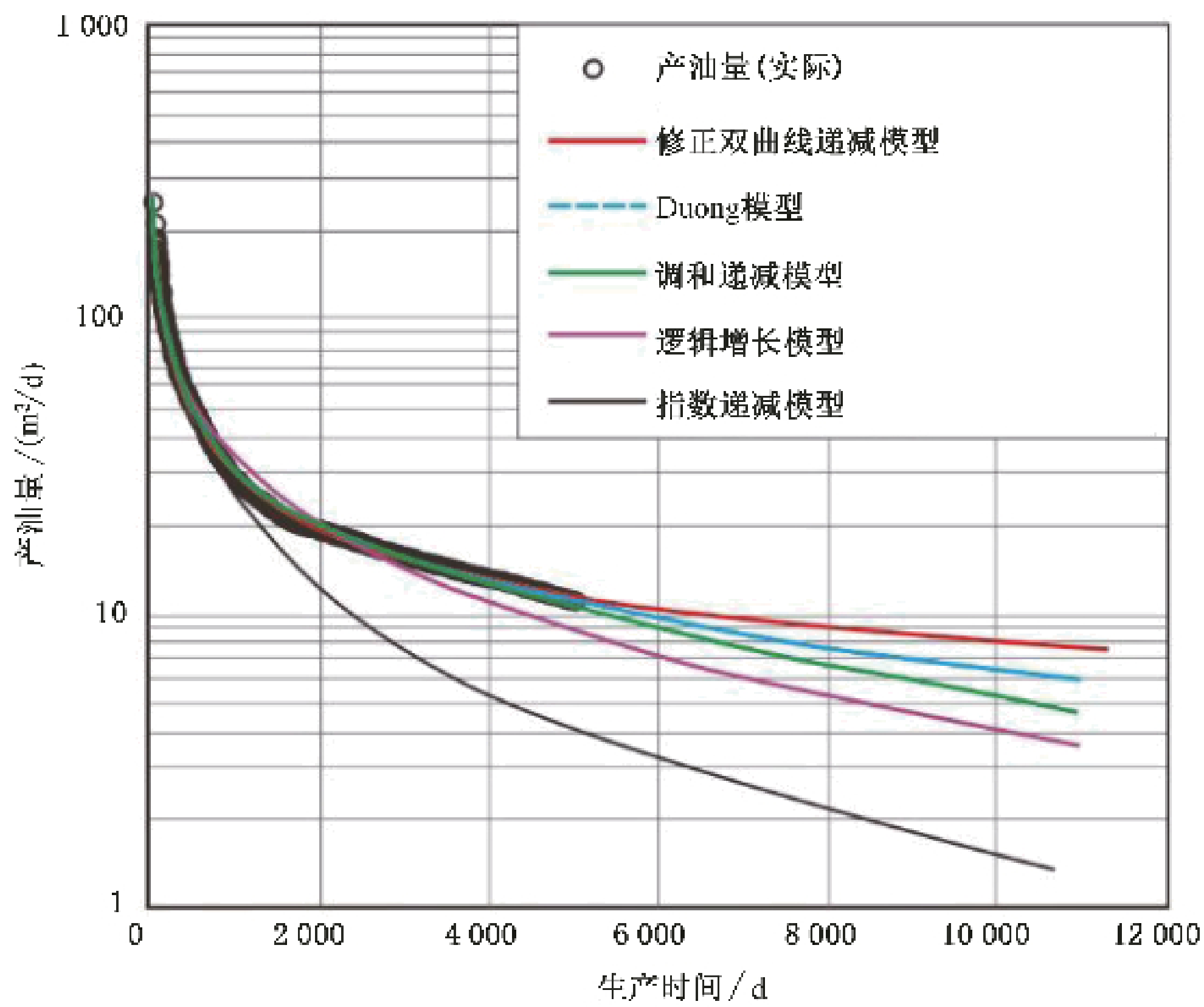


图 A.5 不同模型计算的产油量随生产时间变化关系示例图

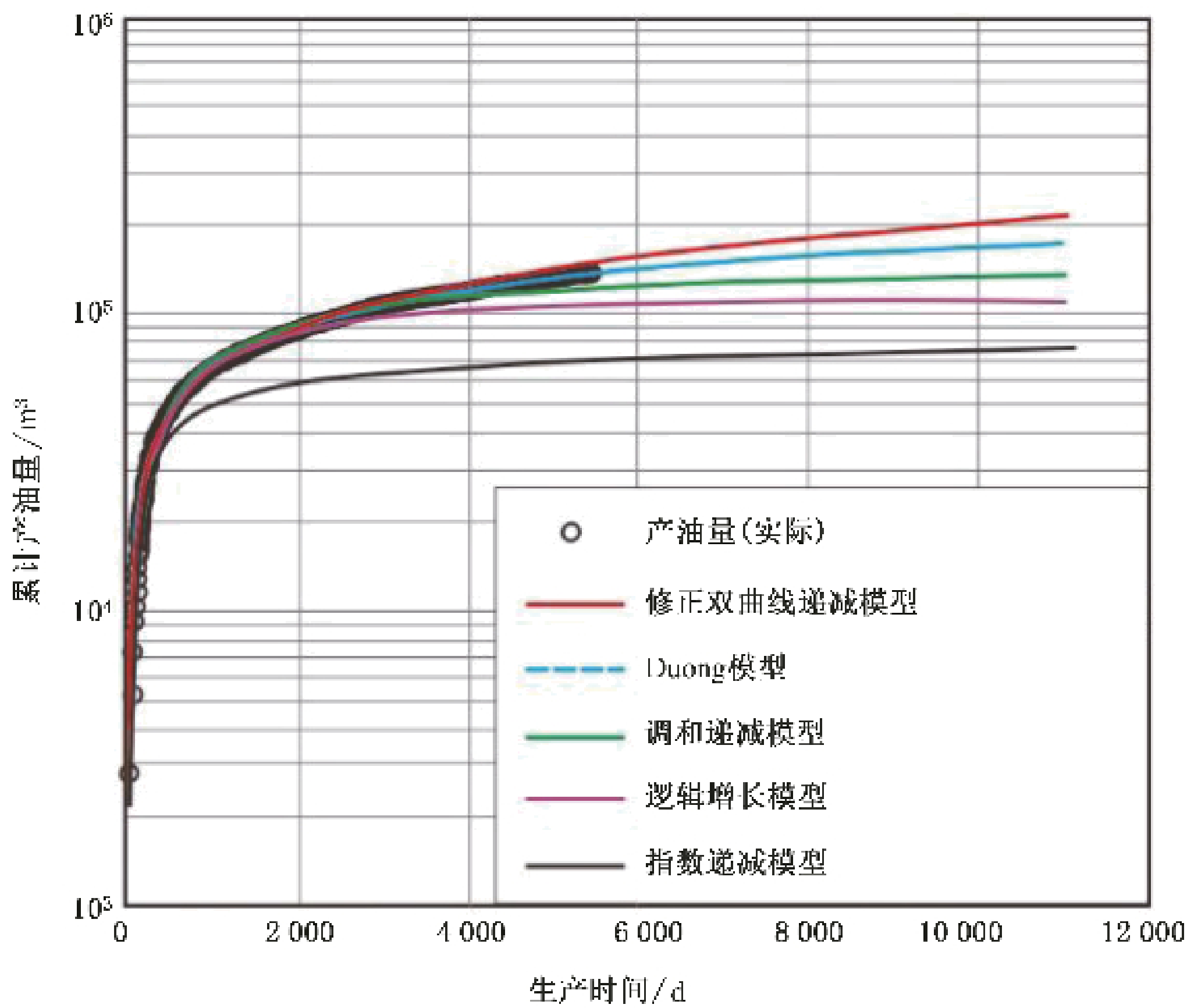


图 A.6 不同模型计算的累计产油量随生产时间变化关系示例图



附 录 B  
(规范性)

原位转化型页岩油动态油藏数值模拟法产能评价

B.1 动态油藏数值模型与参数

B.1.1 收集整理目的层加热段的参数及值,包括总有机碳含量、有机质活化能、镜质体反射率、氢指数、含油量、含气量、气油比、原油密度、含水率,原始孔隙度、原始渗透率、原始地层压力、原始地层温度,岩石颗粒密度(不含有机质)、岩石及有机质混合物颗粒密度,干酪根的碳、氢、氧、氮和硫的含量,岩石组分及含量(石英、长石、方解石、白云石、黄铁矿、黏土矿物等),岩石及地层流体的热导率、热容比、热扩散系数。

B.1.2 根据原位转化开发条件下的热模拟实验数据,建立以下模型:

- 单位质量烃源岩及滞留油随温度的产油量及组分、产气量及组分、累计产油量及组分、累计产气量及组分关系模型;
- 不同总有机碳含量、氢指数、岩石的烃源岩孔隙度、渗透率及相对渗透率与温度关系模型;
- 不同岩石及地层流体的热导率、热容比、热扩散系数与温度关系模型。

B.1.3 根据 B.1.2 模型,建立动态油藏数值模型。

B.2 动态油藏数值模拟法产能评价

B.2.1 未开发区产能评价

B.2.1.1 应采集目的层的烃源岩与原油样品,开展原位转化条件下的热模拟实验,依据热模拟实验结果,建立有机质(包括干酪根、干酪根裂解中间产物及原油)的反应动力学模型、岩石动态储层物性模型、岩石动态热场模型以及动态油藏数值模型。

B.2.1.2 当研究区拟开发井组缺少岩心及原油分析与热模拟实验数据时,可选择与目的层地质条件相同或相近已开发区目的层建立的动态油藏数值模型及参数值。

B.2.1.3 应根据目的层的开发井网、井距、加热升温程序与加热时间等参数,通过动态油藏数值模拟,开展拟开发井组加热体随生产时间的温度、压力、有机质转化率、动态储层物性变化模拟,获得产油量及组分、产气量及组分、累计产油量、累计产气量、最终可采油当量等预测,示例图见图 B.1。



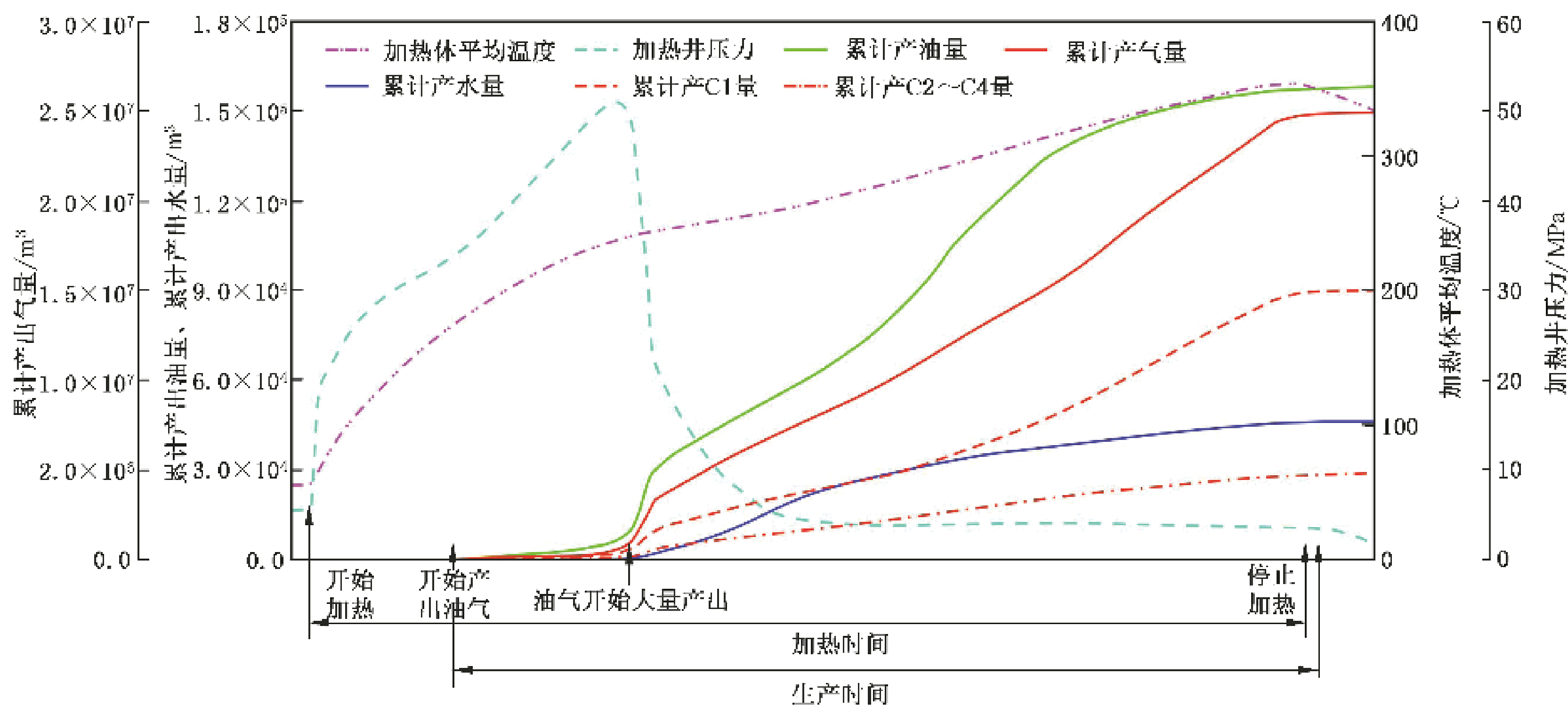


图 B.1 动态油藏数值模拟产出油气量、温度、压力随生产时间变化示例图

B.2.2 已开发区产能评价

- B.2.2.1 应根据已开发井组生产井油气产量资料,计算单位生产时间的产油量、产气量、产出油当量。
- B.2.2.2 应在 B.2.1.1 与 B.2.1.2 建立的动态油藏数值模型基础上,通过动态油藏数值模拟,计算已开发井组单位生产时间的产油量、产气量、累计产油量、累计产气量。示例图见图 B.2。
- B.2.2.3 应根据 B.2.2.2 的结果,按照公式(1)计算单位生产时间内油当量经济下限值,计算有效生产周期内的累计产油量、累计产气量、累计产出油当量。
- B.2.2.4 按照公式(A.8),计算产出油气实际产量与预测产量的残差。
- B.2.2.5 按照公式(A.9),计算最终可采油气产量与预测产量的残差。
- B.2.2.6 应根据已开发井组单位生产时间产油量、产气量、累计产油量、累计产气量实际值,在合理范围内调整动态油藏数值模型的参数值,进行历史拟合,减小生产数据实际值与评价值的残差。
- B.2.2.7 当原位转化已开发井组生产井的累计产油量、累计产气量实际值与动态油藏数值模拟的累计产油量、累计产气量的残差不大于 10% 时,利用确定的动态油藏数值模型参数开展已开发井组的未来产油量、产气量、累计产油量、累计产气量评价。



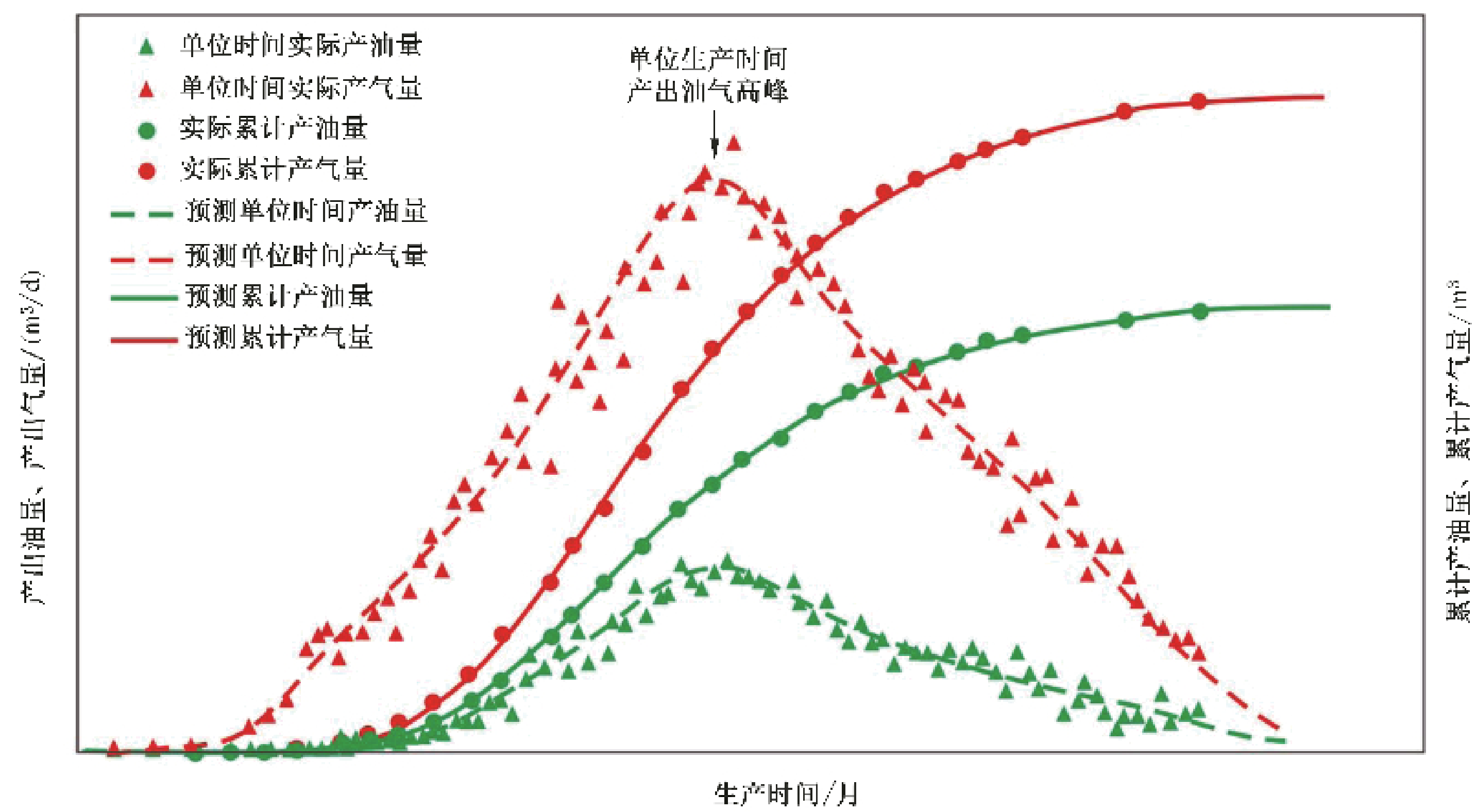


图 B.2 动态油藏数值模拟产出油气量、最终可采油气量实际值及评价值随生产时间变化示例图