

# 中华人民共和国能源行业标准

NB/T 14024—2017

---

## 页岩气井产量预测技术规范

Technique specification for shale gas production prediction

2017 — 03 — 28 发布

2017 — 08 — 01 实施

---

国家能源局 发布

目 次

前言..... II

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 资料收集与处理 ..... 1

4 产量预测方法选择 ..... 2

5 产量预测不确定性分析 ..... 5

6 产量预测报告编写 ..... 5

附录 A（规范性附录） 页岩气井产量递减模型 ..... 7

## 前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准由能源行业页岩气标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油化工股份有限公司石油工程技术研究院、中海油研究总院新能源研究中心、中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司勘探开发研究院、中石化江汉石油工程有限公司页岩气开采技术服务公司、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司勘探开发研究院、国家能源页岩气研发（实验）中心。

本标准主要起草人：庞伟、张同义、白玉湖、李继庆、杜娟、郑爱维、黄灿、贺英、徐兵祥、冯曦、艾爽、吴建发、邸德家、于荣泽、杨加祥、郭为。

页岩气井产量预测技术规范

1 范围

本标准规定了页岩气井产量预测资料收集与处理、预测方法选择、模型选择、不确定性分析、报告编写的要求。  
本标准适用于页岩气井产量预测和可采储量预测。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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。

DZ/T 0254 页岩气资源储量计算与评价技术规范  
SY/T 5440 天然气井试井技术规范  
SY/T 6171 气藏试采地质技术规范  
SY/T 6172 油田试井技术规范  
SY/T 6744 油气藏数值模拟应用技术规范

3 资料收集与处理

3.1 资料收集

不同的产量预测方法对资料需求不一样。为满足本标准中涉及的页岩气井产量预测方法，需了解地层及井、压裂情况，需要收集产量和压力随时间变化数据，所需的资料包括但不限于以下内容：

a) 储层参数：目的层位、原始地层压力、原始地层温度、储层厚度、孔隙度、渗透率、含水饱和度和度。

b) 井参数：井身结构、井眼轨迹、水平段长度、静压、生产流压、井筒压力梯度、静温、流温、井口温度。

c) 压裂参数：压裂段数、簇数、压裂液用量、支撑剂用量、排量、砂比、泵压、裂缝半长、裂缝导流能力。

d) 流体参数：气体组分、气体相对密度、气体压缩系数、黏度、等温吸附曲线、产出水矿化度。

e) 采气方式。

f) 返排数据：返排期间的排液量、气产量、套压、油压。

g) 生产数据：见表 1。

表 1 生产数据表

日期	生产时间	生产制度	日产量			累积产量			压力	
			气 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	油 t/d	水 m <sup>3</sup> /d	气 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	油 t	水 m <sup>3</sup>	油压 MPa	套压 MPa

## 3.2 资料处理

### 3.2.1 总体原则

资料处理的总体原则如下：

- a) 若对有生产历史的区块进行产量预测，宜选择有代表性、生产时间较长的井。
- b) 若产量数据是以井组（含平台）为单位整体记录的，需将产量分配到单井。
- c) 若对有生产历史的井进行产量预测，则生产数据宜至少每天一个点，按 SY/T 6171 的规定取气、油、水日产量和井口压力数据；若生产数据为每月一个点，宜至少取一年以上的数据点，且已呈现明显的递减趋势。
- d) 检查生产数据的完整性，补全产量或压力数据缺失的数据点。
- e) 对生产数据进行筛选，消除明显偏离总体趋势的异常数据点。

### 3.2.2 产量数据处理

若生产历史中存在关井，如关井时间较短，宜删除关井阶段的数据，且把关井后的时间依次前提，保证生产时间的连续性，之后检查数据完整性和异常数据点。若关井时间较长，则需要分段分析，将关井前、关井后的生产段分别进行分析。

### 3.2.3 压力数据处理

根据压力数据的测量位置进行压力数据折算：

- a) 采用的压力为井口套压或井口油压时，需进行压力折算，折算至地层中部深度，按 SY/T 5440 的规定执行。
- b) 采用压力为井底压力时，应确定压力计下入深度，压力计宜下至产层中部；若未下至产层中部，需根据相应的流压梯度、流温梯度、静压梯度和静温梯度进行压力折算，按 SY/T 6172 的规定执行。

## 4 产量预测方法选择

### 4.1 产量预测方法分类

根据对区块的认识程度、资料丰富程度，可采用如下方法进行页岩气井产量预测：基于试井分析模型的方法、产量递减法、产能试井法、数值模拟法、类比法。

### 4.2 基于试井分析模型的产量预测

#### 4.2.1 典型曲线绘制

根据应用的数据不同，绘制不同的典型曲线：

- a) 若应用压力恢复数据进行试井分析，宜在（拟）压力与时间双对数图版上绘制（拟）压力和（拟）压力导数曲线。
- b) 若应用生产数据进行试井分析，宜求得产量规整化（拟）压力 [或（拟）压力规整化产量]，将产量与时间、压力与时间的关系绘制成规整化（拟）压力与物质平衡（拟）时间、规整化（拟）压力导数与物质平衡（拟）时间的双对数曲线。



#### 4.2.2 解释模型选择

应用（拟）压力和（拟）压力导数双对数曲线、产量规整化（拟）压力〔或（拟）压力规整化产量〕及导数曲线形态、特征直线段进行曲线诊断，划分各流动段，确定地层渗流特征和边界性质，选择合适的解释模型：

- a) 页岩气水平井是压裂投产，井模型选择多段压裂水平井。
- b) 若地层中天然裂缝发育，宜选择双重孔隙模型。
- c) 若双对数曲线上诊断出拟稳态流动时，需选择边界。

#### 4.2.3 曲线拟合

对压力恢复历史或生产历史及 4.2.1 中的双对数图版进行历史拟合分析，通过调整物质平衡时间拟合值、规整化压力拟合值，使其达到理想的拟合效果。

#### 4.2.4 参数计算

页岩气井常见的流动阶段为线性流、双线性流、过渡流、拟稳态流、径向流等流动阶段。根据不同的流动阶段计算相应的参数（有效渗透率、裂缝半长、无因次裂缝导流能力、边界距离、改造体积等）。

#### 4.2.5 产量预测

拟合流量规整化压力及其导数时，兼顾气井生产历史拟合，包括产量、累积产量与压力拟合。由模型参数进行历史拟合，拟合误差较大时，调整拟合参数重新拟合，直到误差满足要求。

根据历史拟合得到的模型参数，设定未来的生产制度进行产量预测，不同生产状况的气井宜取不同的预测制度。

设定废弃产量或废弃压力，参照 DZ/T 0254 的计算方法，得到的累积产量即为技术可采储量。

设定经济极限产量或压力，参照 DZ/T 0254 的计算方法，得到的累积产量即为经济可采储量。

### 4.3 基于递减模型的产量预测

#### 4.3.1 产量递减模型

按照附录 A，页岩气井产量递减模型可用但不局限于以下模型：

- a) 广义 Arps 模型。
- b) 分时间段的 Arps 模型。
- c) 幂指数递减（PLE）模型。
- d) 延展指数递减（SEDM）模型。
- e) Duong 递减模型。
- f) 修正的 Duong 递减模型。
- g) 逻辑生长递减（LGM）模型。
- h) 解析模型。
- i) （拟）压力规整化产量（PNR）模型。
- j) 产量规整化（拟）压力（RNP）模型。

#### 4.3.2 产量递减模型预测指标

应用产量递减模型预测时，通常有 3 个指标：预测单井日产量、单井累积产量、单井技术可采储量。

考虑页岩气井多段压裂的特殊性，可应用水平段长度、压裂段数、簇数、压裂液用量、支撑剂用量等参数对上述指标进行归一化，预测诸如单位水平段长度产量、单位水平段长度累积产量、单位水平段长度技术可采储量等指标。

#### 4.3.3 产量递减模型关键参数确定

页岩气井产量递减分析时，初始产量的确定尤为关键，按照如下方法进行确定：

- a) 初始产量不需要通过历史拟合得到时，推荐以初期产气量中最大值为基点，依次选取比其略小的 29 个点，然后对该 30 个值进行平均，取平均值作为初始产量。
- b) 初始产量需要通过历史拟合得到时，宜排除诸如初期排液等对初期日产量的影响。

#### 4.3.4 产量递减模型选择

##### 4.3.4.1 基于数据丰富程度的模型选择

若生产历史只有产量数据，则只能选择 A.1 至 A.7 的模型。若同时有产量和压力数据，则可选择附录 A 中的所有模型。

##### 4.3.4.2 基于拟合效果的模型选择

应用附录 A 中所有的产量递减模型，拟合实际生产数据中的产量变化数据，确定模型参数。对比不同模型的拟合误差，对多种方法进行综合分析。

##### 4.3.4.3 基于流动阶段判断的模型选择

根据日产量、累积产量、流压（或根据油压、套压折算的井底流压）数据，绘制（拟）压力规整化产量与物质平衡（拟）时间双对数图版，根据该双对数图版上的特征线段判断页岩气井所处的流动阶段，进而建立相应的产量递减分析模型：

- a) 若处于边界控制流阶段，宜建立 SEDM 模型或 Arps 模型。
- b) 若处于线性流阶段，宜先预测线性流持续时间；若产量预测的时间点位于线性流阶段内，宜建立 Duong 模型；若时间点在线性流阶段外，宜建立 SEDM 模型。
- c) 若处于双线性流阶段，宜先预测双线性流持续时间；若产量预测的时间点位于双线性流阶段内，宜建立 Duong 模型；若时间点在线性流阶段外，宜建立 SEDM 模型。
- d) 若产量保持恒定，没有递减规律。
- e) 若没有出现双线性流、线性流、边界控制流等流动阶段，宜按照生产趋势进行回归预测。

#### 4.3.5 产量预测

通过历史拟合确定模型参数后，应用所选定的产量递减模型，设定生产时间，预测日产量和累积产量。

设定废弃产量，参照 DZ/T 0254 的计算方法，得到的累积产量即为技术可采储量。

设定经济极限产量，参照 DZ/T 0254 的计算方法，得到的累积产量即为经济可采储量。

#### 4.4 基于产能试井的产量预测

##### 4.4.1 产能试井方法选择

根据区块认识程度、储层渗透率情况，按 SY/T 5440 的规定，选择气井产能试井方法：

- a) 页岩储层渗透率极低，按照达到稳定流动所需时间的长短，依次推荐修正等时试井、等时试井、系统试井。
- b) 认识程度高的页岩气区块，可采用一点法试井。

#### 4.4.2 产能试井制度设计

根据储层渗透率大小，计算达到稳定流动所需的时间，根据选定的产能试井方法设计测试制度。

#### 4.4.3 产能试井数据检查

按 SY/T 5440 的规定执行。

#### 4.4.4 基于产能试井进行产量预测

可选择二项式或指数式方法对产能试井数据进行回归，得到产能方程和无阻流量。根据无阻流量进行页岩气井配产或产量调整。

### 4.5 基于数值模拟的产量预测

采用数值模拟技术，建立地质模型，选择与之相适应的数学模型和软件，考虑页岩气吸附 / 解吸、扩散、滑脱等特色因素，根据生产历史资料的收集状况及研究目标精度要求确定页岩气井拟合指标，要确保历史拟合指标数据的可靠性。确定参数的可调范围。其确定性和可靠性取决于地质模型和历史拟合的精度，要求地质模型得到开采动态历史拟合的验证。在生产历史拟合的基础上，参照 SY/T 6744，设定生产制度进行产量预测、技术可采储量预测。

### 4.6 基于类比法的产量预测

对于未投产或开发时间较短的新区（井）以及动态资料缺乏的老区（井），可采用认识较清楚的类似区块（井）的产量规律，预测本区块（井）的产量、可采储量。

## 5 产量预测不确定性分析

对于未投产或开发时间较短的井（区块），以及动态资料缺乏的井（区块），进行产量预测时不确定性强，宜进行不确定性分析。对于不同的关键参数，通过拟合或假设不同的概率分布，给出 P90（累积概率为 90%），P50（累积概率为 50%），P10（累积概率为 10%）的产量预测曲线。

## 6 产量预测报告编写

### 6.1 结论及建议

可以以文字、表、图形式给出产量预测结果，分析不同预测方法的适用性，对各方法的准确性做评述，并对今后措施提出建议。

### 6.2 表

包括但不限于如下表格：

- a) 基础参数表。
- b) 压力史（如油压、套压、流压）和产量史（日产气、日产油、日产水）数据表。
- c) 解释结果数据表。



d) 产量预测结果数据表。

### 6.3 图

包括但不限于如下图：

- a) 压力史（如油压、套压、流压）图。
- b) 日产量（日产气、日产油、日产水）和累积产量图。
- c) 递减曲线图。
- d) 日产量（日产气、日产油、日产水）与累积产量拟合分析图。
- e) 产量预测图。

附 录 A  
(规范性附录)  
页岩气井产量递减模型

### A.1 广义 Arps 模型

经典的 Arps 模型递减指数介于 0 和 1 之间，而实际上应用于页岩气井时，虽然模型形式不变，但递减指数常常大于 1，称为广义 Arps 模型，日产量、累积产量公式分别为公式 (A.1)、公式 (A.2)：

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \begin{cases} b = 0 & \text{指数递减} \\ b = 1 & \text{调和递减} \\ 0 < b < 1, b > 1 & \text{广义双曲递减} \end{cases} \dots\dots\dots (A.1)$$

$$Q_t = \begin{cases} \frac{q_i}{D_i} (1 - e^{-D_i t}) & \text{指数递减} \\ \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) & \text{调和递减} \\ \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[ 1 - (1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}} \right] & \text{广义双曲递减} \end{cases} \dots\dots\dots (A.2)$$

式中：

$q_i$ ——递减期初始时刻日产量， $10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；

$q_t$ —— $t$  时刻的日产量， $10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；

$Q_t$ —— $t$  时刻的累积产量， $10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；

$D_i$ ——初始递减率， $\text{d}^{-1}$ ；

$t$ ——递减时间， $\text{d}$ ；

$b$ ——递减指数，量纲为 1。

广义 Arps 模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产），且流动达到了边界控制流。

### A.2 分时间段的 Arps 模型

很多页岩气井呈现出初期递减指数变化较快、后期趋于稳定的特征，可以用先双曲递减，后指数递减的分时间段的 Arps 模型来描述，日产量、累积产量公式分别为公式 (A.3)、公式 (A.4)：

$$q_t = \begin{cases} \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}, & t < t_{\text{exp}} \\ q_{\text{exp}} e^{(-D_{\text{lim}} t)}, & t \geq t_{\text{exp}} \end{cases} \dots\dots\dots (A.3)$$

$$Q_t = \begin{cases} \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[ 1 - (1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}} \right], & t < t_{\text{exp}} \\ \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[ 1 - (1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}} \right] + \frac{q_i}{D_{\text{lim}}(1 + bD_i t_{\text{exp}})^{1/b}} \left[ 1 - e^{-D_{\text{lim}}(t-t_{\text{exp}})} \right], & t \geq t_{\text{exp}} \end{cases} \quad \dots (A.4)$$

式中：

$t_{\text{exp}}$ ——产量开始由双曲递减过渡到指数递减的时间，d；

$D_{\text{lim}}$ ——产量开始由双曲递减过渡到指数递减时的递减率， $\text{d}^{-1}$ 。

分时间段的 Arps 模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产），流动达到了边界控制流，尤其适用于呈现出初期递减指数变化较快、后期趋于稳定的页岩气井。

### A.3 幂指数递减（PLE）模型

Ilk 等人（2008）考虑页岩气井产量递减指数变化的特殊性，假设页岩气井线性流和双线线性流动期间递减率与生产时间成幂指数关系，提出了幂律指数递减模型：

$$q_t = q_i \exp \left( -D_{\infty} t - \frac{D_1}{n} t^n \right) \quad \dots (A.5)$$

式中：

$n$ ——时间指数，量纲为 1；

$D_{\infty}$ ——无穷时间时的递减率， $\text{d}^{-1}$ ；

$D_1$ ——第一天时的递减率， $\text{d}^{-1}$ 。

幂指数（PLE）模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产），页岩气井处于线性流、双线线性或边界控制流之前的过渡流期间。

该模型考虑了页岩气产量递减指数随时间的变化，作为对常规指数递减模型的完善，与 Arps 模型相比适用性明显增强。但由于模型本身比较复杂，无法给出显式的累积产量公式，因此在回归模型参数时难以同步拟合日产量和累积产量。

### A.4 延展指数递减（SEDM）模型

为了能描述页岩气井全生产历史中的产量变化，Peter Valko 和 John Lee 等人（2009，2010）借鉴物理学中描述衰竭规律的公式，提出了 SEDM 模型，且经过了国外数千口井的检验，是目前国外页岩气井递减分析较常用和准确的方法，但该方法准确应用的前提条件需要确定从非稳态流到稳态流的转折时间。SEDM 模型日产量、累积产量公式分别为公式（A.6）、公式（A.7）：

$$q_t = q_i e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n} \quad \dots (A.6)$$

$$Q_t = q_i \frac{\tau}{n} \left[ \Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right] \right] \quad \dots (A.7)$$

式中：

$\tau$ ——SEDM 模型中定义的特征松弛时间，d；

$n$ ——时间指数，无因次。

延展指数递减（SEDM）模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产），出现了从

非稳态流到稳态流的转折的页岩气井。

### A.5 Duong 递减模型

2010 年, Anh.N.Duong 认为页岩气井生产过程中主要是裂缝控制流, 提出了 Duong 模型来拟合线性流或双线性流占主导地位流动阶段的生产数据, 得到产量递减规律。Duong 模型日产量、累积产量公式分别为公式 (A.8)、公式 (A.9) :

$$q_t = q_i t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \quad \dots\dots\dots (A.8)$$

$$Q_t = \frac{q_i}{a} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \quad \dots\dots\dots (A.9)$$

式中 :

$a$ ——Duong 模型定义的递减系数,  $d^{-1}$  ;

$m$ ——Duong 模型定义的递减时间的幂函数指数, 量纲为 1。

常数  $a$  和  $m$  可通过公式 (A.10) 中的  $q_t/Q_t$  和时间  $t$  的双对数关系回归计算 :

$$\frac{q_t}{Q_t} = at^{-m} \quad \dots\dots\dots (A.10)$$

$a$  和  $m$  分别为公式 (A.10) 在双对数坐标中的斜率和截距。

在确定了  $a$  和  $m$  之后, 可由公式 (A.11) 确定  $q_i$  :

$$q_t = q_i a(t, m) + q_\infty \quad \dots\dots\dots (A.11)$$

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

理论上,  $q_t$  和  $a(t, m)$  的关系应为过原点的一条直线, 斜率为  $q_i$ 。Duong 认为在某些情况下由于井的生产状况不理想, 在实际数据点应用公式 (A.11) 进行回归时, 回归线有可能不过原点。为了描述这种情况, 他引入了  $q_\infty$  作为在无限大时间时的产气量, 该值可为 0、正值或负值。但国外很多学者 (如 John Lee, R.A.Wattenbarger) 认为回归线不过原点是由于初期井筒排液造成的, 在进行预测时应去掉这种非正常生产现象的影响, 也就是强制  $q_\infty$  为 0。

Duong 模型的适用条件 : 页岩气井为定压生产 (或接近定压生产), 线性流或双线性流占主导地位流动阶段的页岩气井。

### A.6 修正的 Duong 递减模型

由于 Duong 模型适用于裂缝线性流或双线性流始终占主导地位的情况, Duong 于 2014 年对该模型进行了修正, 使其可以适用于页岩气井出现边界控制流之后的流动。修正的 Duong 模型先计算边界控制流开始时间, 在边界控制流开始之前用原始的 Duong 模型 (2010 年提出的), 边界控制流开始之后应用 Arps 模型。所以修正的 Duong 模型实质上是个分段的组合模型。

$$q_t = \begin{cases} q_i t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}, & t < t_{\text{sfi}} \\ \frac{q_i}{(1 + bD_1 t)^{1/b}}, & t \geq t_{\text{sfi}} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (A.12)$$



式中：

$t_{\text{sh}}$ ——边界控制流开始的时间，d。

修正的 Duong 模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产），在边界控制流开始之前用原始的 Duong 模型（2010 年提出的），边界控制流开始之后应用 Arps 模型。

### A.7 逻辑生长递减（LGM）模型

逻辑生长递减（LGM）模型最初用于预测人口增长，1956 年，Hubbert 将其引入到石油行业用于预测整个油田或区块的整体产量变化。A.J. Clark 于 2011 年在此基础上修正，提出了针对单井产量预测的 LGM 模型。LGM 模型日产量、累积产量公式分别为公式（A.13）、公式（A.14）：

$$q_t = \frac{Kbat^{(b-1)}}{(a+t^b)^2} \quad \dots\dots\dots (A.13)$$

$$Q_t = \frac{Kt^b}{a+t^b} \quad \dots\dots\dots (A.14)$$

式中：

$K$ ——最大技术可采储量， $10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

$a$ ——LGM 模型定义的递减系数，量纲为 1；

$b$ ——LGM 模型定义的递减指数，量纲为 1。

逻辑生长递减模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产）。

### A.8 解析模型

Ambrose 等假定裂缝是无限导流能力和定井底流压，基于此提出了适用于线性流的解析模型。在线性流动阶段，拟压力差和流量的比值与时间平方根在对数图上呈现线性关系，并且斜率为 1/2。但实际生产数据可能偏离直线关系，并且和坐标轴有正的截距，这主要是因为裂缝的有限导流能力或者是表皮系数导致。假定井是在定井底流压条件下生产，描述时间平方根时间和产量的方程如下：

$$\frac{1}{q} = m\sqrt{t} + b' \quad \dots\dots\dots (A.15)$$

式中：

$b'$ ——常数，是由于表皮系数或者裂缝的有限导流能力而产生的额外附加压力降落，MPa；

$m$ ——斜率，和岩石以及完井参数相关，见公式（A.16）。

$$A_{\text{cm}}\sqrt{k_{\text{m}}} = f_{\text{cp}} \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu_{\text{g}}c_{\text{t}})_i}} \frac{1}{p_{\text{pi}} - p_{\text{pwf}}} \frac{1}{m} \quad \dots\dots\dots (A.16)$$

$$f_{\text{cp}} = 1 - 0.0852D_{\text{D}} - 0.0857D_{\text{D}}^2$$

$$D_{\text{D}} = \frac{p_{\text{pi}} - p_{\text{pwf}}}{p_{\text{pi}}}$$

式中：

$A_{\text{cm}}$ ——基质面积，即这些基质中的流体流入到裂缝中， $\text{m}^2$ ；

$\phi$ ——孔隙度，小数；

$\mu_g$ ——黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$  ;  
 $c_t$ ——综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$  ;  
 $p_{pi}$ ——原始油气藏压力,  $\text{MPa}$  ;  
 $p_{pwf}$ ——生产井底压力,  $\text{MPa}$  ;  
 $T$ ——温度,  $^{\circ}\text{C}$  。

解析模型的适用条件：页岩气井为定压生产（或接近定压生产），假定裂缝是无限导流能力。

### A.9 （拟）压力规整化产量（PNR）模型

由于传统产量递减模型只考虑产量变化规律，而无法考虑压力变化对产量的影响，因此对生产历史短、生产过程中生产制度变化的井适应性较差，为此，2014 年，John Lee 等人提出了（拟）压力规整化产量的产量递减模型。即递减模型仍然用 A.1 至 A.8 的模型，但用（拟）压力规整化产量代替产量。

拟压力规整化产量定义为：

$$PNR = \frac{q_t}{\Delta\psi(p)} = \frac{q_t}{\psi(p_i) - \psi(p_{wf})} \quad \dots\dots\dots (\text{A.17})$$

式中：

$\psi$ ——气体拟压力,  $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ，见公式（A.18）。

$$\psi = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu z} dp \quad \dots\dots\dots (\text{A.18})$$

拟压力规整化产量（PNR）模型的适用条件：对页岩气井生产制度没有限制。

### A.10 产量规整化拟压力（RNP）模型

产量规整化拟压力（RNP）模型是拟压力规整化产量（PNR）模型的倒数，即拟压力规整化产量定义为：

$$PNR = \frac{\Delta\psi(p)}{q_t} = \frac{\psi(p_i) - \psi(p_{wf})}{q_t} \quad \dots\dots\dots (\text{A.19})$$

产量规整化拟压力（RNP）模型的适用条件：对页岩气井生产制度没有限制，但产量不能为 0。