

# 威远页岩气井 EUR 测算流程及方法研究



张楠\*

中国石油长城钻探工程有限公司地质研究院, 辽宁盘锦 124010

**摘要:** 由于页岩气井独特的纳米孔隙、纳达西渗透率, 长段多簇的高强度大排量缝网压裂, 频繁的压窜干扰、变压变产生模式等因素, 导致准确预测其单井 EUR 存在较大难度。鉴于此, 本文针对页岩气井压后、测试、递减三个不同时期, 通过构建估算模型和优选预测方法, 建立了单井 EUR 三级测算流程。压后阶段利用多元回归关系式初步估算 (平均计算误差为 5.5%), 测试阶段采用测试产量线性关系式进行预测 (相关系数为 0.88), 递减阶段主要通过解析模拟法不断提高计算精度。基于威远区块的动静态资料, 开展了 140 口页岩气井的 EUR 预测, 结果显示平均单井 EUR 为 0.81 亿方, I 类井 1.22 亿方, II 类井 0.78 亿方, III 类井 0.46 亿方。此流程及方法对其他页岩气或非常规气的单井 EUR 测算, 具有一定的指导和借鉴意义。

**关键词:** 页岩气; EUR; 操作流程; 优选; 解析法

**DOI:** [10.57237/j.jest.2023.03.001](https://doi.org/10.57237/j.jest.2023.03.001)

## Study on EUR Calculation Workflow and Method for Shale Gas Well in Weiyuan Block

Zhang Nan\*

Geology Research Institute of Great Wall Drilling Company, PetroChina, Panjin 124010, China

**Abstract:** Due to the unique nano pores and Nadasi permeability of shale gas wells, high strength and large displacement fracture matrix fracturing with long sections and clusters, frequent pressure channeling interference, variable pressure and production mode and other factors, it is difficult to accurately predict its single well EUR. According to the three different periods of post fracturing, testing and decline of shale gas wells, the three-level calculation workflow of single well EUR is established by constructing estimation model and optimizing prediction method. In the post fracturing stage, the multiple regression relationship is used for preliminary estimation (The average calculation error is 5.5%), in the test stage, the linear relationship of test production is used for prediction (The correlation coefficient is 0.88), and in the decline stage, the calculation accuracy is mainly improved by analytical simulation method. Based on the dynamic and static data of Weiyuan block, EUR prediction is made for 140 shale gas wells. The results show that the average EUR of single well is 81 million cubic meter, 122 million cubic meter for class I well, 78 million cubic meter for class II well and 46 million cubic meter for class III well. This workflow and method can be used as a guide and reference for single well EUR calculation of other shale gas or unconventional gas.

**Keywords:** Shale Gas; EUR; Operation Workflow; Optimization; Analytic Method

基金项目: 国家科技重大专项“页岩气气藏工程及采气工艺技术” (2017ZX05037-001).

\*通信作者: 张楠, 502859749@qq.com

收稿日期: 2023-04-17; 接受日期: 2023-05-16; 在线出版日期: 2023-05-25

<http://www.energysci.tech.org>

## 1 引言

对于页岩气藏的科学开发, 单井 EUR (Estimated Ultimate Recovery, 即最终可采储量) 的评价尤为重要。EUR 预测是页岩气藏开发的基础, 关系着投资规划、开发方案、井位部署及生产制度等的制定和调整, 贯穿于气田开发的全部进程[1-5]。由于页岩气井独特的纳米孔隙、纳达西渗透率、缝网压裂和变压变产生生产模式, 渗流机理比常规气井更为复杂, 导致其单井 EUR 预测存在较大的不确定性[6-11]。

近十年, 国内外学者针对页岩气井的 EUR 预测做了较多研究。2010 年, Duong 等[12]基于页岩气井裂缝线性流的理论基础, 利用产量与累产量的双对数线性关系, 提出 Duong 及修正的 Duong 模型。2013 年, 段永刚等[13]将 PLE 模型应用于四川某页岩气生产井的产量预测, 通过实例计算验证了该方法的有效性。2015 年, 刘传斌等[14]指出 Duong+Arps 的组合模型对于页岩气井的产量预测比较准确, 但没有说明模型组合的具体细节。2016 年, 田亚鹏等[15]应用遗传算法改进的 BP 神经网络, 建立了页岩气产量递减预测模型。2019 年, 宋海敬等[16]从页岩气井现有七大类 EUR 计算方法中进行优选, 采用蒙特卡洛方法和主成分分析法评价了 EUR 的主要影响因素。2019 年, 赵玉龙等[17]基于收敛处理后的生产数据, 建立了一套页岩气井 EUR 评价新方法。2020 年, 张卓等[18]针对控压页岩气井的生产特征, 采用规整化产量同时耦合压力和产量影响, 对气井 EUR 进行了评价。

综上所述, 国内外大部分学者基本上都是针对页岩气井的某一阶段或某一特征, 开展了产量预测或 EUR 评价, 但缺乏针对页岩气井不同开发阶段的完整、系统的评价流程与方法总结。因此, 本文通过构建产量估算模型和优选产量预测方法, 建立了一套适用于页岩气井不同开发阶段的单井 EUR 评价流程; 并基于威远区块实际生产数据, 计算了其 140 口页岩气井的 EUR 结果, 为该区块的合理开发提供了有力的科学依据。

## 2 EUR 测算流程

根据页岩气井“压后→测试→递减”开发阶段划分, 建立了单井 EUR 的三级评价方法(图 1)。具体而言, 压后阶段利用地质、工程静态参数, 通过多元线性回归模型估算气井 EUR; 测试阶段利用已有的可靠老井 EUR 测算结果与其测试产量之间的线性关系, 进行新

井此阶段的 EUR 预测; 递减阶段通过建立单井解析模型(RTA), 拟合压力、产量全程生产历史, 同时进行模型可靠性判别和流态识别, 不定期复核、校验预测值, 从而不断提高气井 EUR 的计算精度。另外需要说明一下, 本文选取了 12 口老井的 EUR 值作为对比基准, 这些井生产稳定且时间较长, 用解析法多次预测、校验, 结果相对可靠, 文中称为标准 EUR。

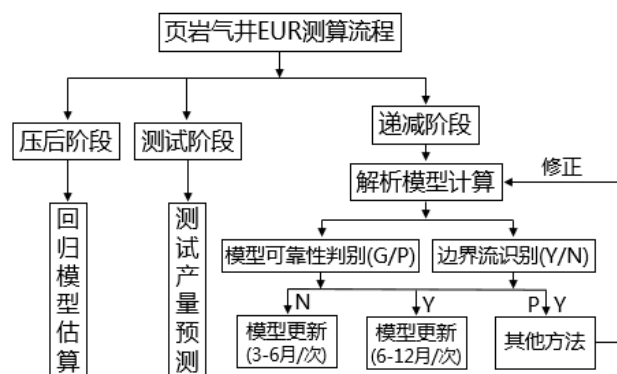


图 1 页岩气井 EUR 测算流程图

Figure 1 EUR calculation workflow chart of shale gas well

## 3 压后阶段 EUR 估算

### 3.1 EUR 主控因素分析

运用单因素分析法和灰色关联分析法, 进一步细化页岩气井产量主控因素, 从而建立气井 EUR 与主控因素之间的关系式。首先分别建立储层特征参数(如 I 类储层厚度、有效孔隙度、TOC、含气量、脆性指数等)、工程技术参数(如压裂改造水平段长度、I 类储层钻遇率、加砂强度、用液强度、粉砂占比等)与气井产量之间的单因素关系, 从中筛选出相关性相对较好的参数开展进一步分析。

针对筛选出的气井产量影响因素, 运用灰色关联分析方法确定各影响因素间的主次关系。从分析结果来看, 地质因素从主到次排序依次为 I 类储层厚度、压力系数、脆性指数、含气量、TOC、孔隙度(表 1); 工程因素从主到次排序依次为压裂改造水平段长度、I 类储层钻遇率、加砂强度、用液强度、粉砂占比(表 2)。

同时提取关联度大于 0.7 (权重大于 0.25) 的参数作为气井产量主控因素, 从而确定四项主控因素, 依次分别为 I 类储层厚度、压裂改造长度、I 类储层钻遇

率、加砂强度。

表 1 威远区块影响产量地质因素关联度及排序表

Table 1 Correlation degree and ranking of geological factors affecting production in Weiyuan block

参数	I 类储层厚度/m	压力系数/无因次	脆性指数/%	含气量/%	TOC/%	孔隙度/%
关联度	0.80	0.51	0.50	0.49	0.47	0.46
权重	0.27	0.16	0.15	0.15	0.14	0.14
排序	1	2	3	4	5	6

表 2 威远区块影响产量工程因素关联度及排序表

Table 2 Correlation degree and ranking of engineering factors affecting production in Weiyuan block

参数	压裂改造长度/m	I 类储层钻遇率/%	加砂强度/t/m	用液强度/m <sup>3</sup> /m	粉砂占比/%
关联度	0.82	0.80	0.72	0.67	0.42
权重	0.29	0.28	0.25	0.20	0.13
排序	1	2	3	4	5

(表 3)，表明该方法具有较强的适用性和准确度。

### 3.2 测试产量估算模型

选取 I 类储层厚度 (H)、压裂改造长度 (L)、I 类储层钻遇率 (Z) 和加砂强度 (S) 四项主控因素作为回归模型的自变量, 气井测试产量 (Q) 作为因变量, 运用数学软件建立多元线性回归模型, 求取回归系数及常数, 求解的模型为:

$$Q=5.275 \cdot H+0.013 \cdot L+0.387 \cdot Z+1.368 \cdot S-64.53 \quad (1)$$

式中: Q—测试产量, 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d; H—I 类储层厚度, m; L—压裂改造长度, m; Z—I 类储层钻遇率, %; S—加砂强度, t/m。

应用上述多元线性回归模型, 计算了 12 口页岩气井的测试产量, 与实际测试产量进行对比。结果显示回归模型具有较高的计算精度, 平均计算误差仅为 2.9%

### 3.3 EUR 估算模型

类似地, 选取 I 类储层厚度 (H)、压裂改造长度 (L)、I 类储层钻遇率 (Z) 和加砂强度 (S) 四项主控因素作为回归模型的自变量, 气井 EUR 作为因变量, 运用数学软件建立多元线性回归模型, 求取回归系数及常数, 求解的模型为:

$$EUR=1230 \cdot H+4.2 \cdot L+53.6 \cdot Z+404 \cdot S-9690 \quad (2)$$

式中: EUR—最终可采储量, 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

应用上述多元线性回归模型, 计算了 12 口页岩气井的 EUR 结果, 与标准 EUR 进行对比, 结果显示回归模型具有较高的计算精度, 平均计算误差为 5.5% (表 3), 基本可满足工程计算精度。

表 3 计算测试产量、EUR 与实际测试产量、EUR 对比表

Table 3 Comparison between calculated test production & EUR and actual test production & EUR

井号	主控因素				测试产量			EUR		
	I 类储层厚度/m	压裂水平段长度/m	I 类储层钻遇率/%	加砂强度/t/m	实际测试产量/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	模型计算测试产量/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	计算误差/%	标准 EUR/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	模型计算 EUR/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	计算误差/%
H1-1	6.0	1760	97.8	1.9	31.0	30.4	1.8	11100	11092	0.1
H1-2	3.7	1462	96.9	2.0	14.4	14.2	1.2	6539	7003	7.1
H1-3	5.3	1467	97.2	1.6	23.4	22.3	4.7	9161	8847	3.4
H1-4	5.0	1371	100.0	1.6	20.8	20.6	1.2	8841	8225	7.0
H1-5	4.6	1430	90.4	1.7	15.8	15.6	1.0	7409	7506	1.3
H1-6	4.7	1065	100.0	2.0	17.0	15.5	8.6	7438	6732	9.5
H1-7	4.9	1111	98.4	1.6	16.1	16.0	0.4	7138	6924	3.0
H1-8	5.3	1459	100.0	1.6	21.3	23.3	9.3	8500	8963	5.4
H1-9	5.5	1538	100.0	1.5	25.9	25.2	2.6	9800	9501	3.1
H1-10	5.0	1477	100.0	1.5	21.6	21.8	0.9	7864	8629	9.7
H1-11	4.9	1337	100.0	2.4	20.1	20.7	2.9	7567	8282	9.5
H1-12	6.7	1488	100.0	2.4	32.4	32.1	0.8	11900	11130	6.5

4 测试阶段 EUR 预测

页岩气井压裂后焖井 3~5 天，待裂缝逐渐闭合，便可开井进行压裂液返排。一般从 2-3 毫米油嘴开始以 1 毫米级差逐步增加油嘴尺寸，单级油嘴返排时间不低于 48 小时。当油嘴调整至 10~12 毫米时，气井产量基本已达到峰值；此时需要微调油嘴，使井口压力、产气量都趋于平稳状态（表 4），由此便可进入到稳定的产量测试阶段，求取测试产量。

表 4 威远页岩气井测试求产压降控制表

Table 4 Pressure drop control of Weiyuan shale gas well for production test

产气量区间/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	压降速率/MPa/d
>30	<0.5
20~30	<0.3
>20	<0.2

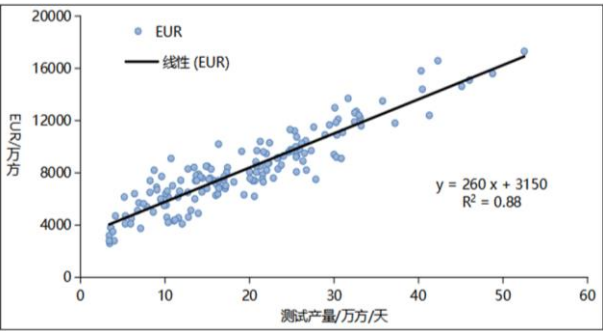


图 2 威远页岩气井测试产量与 EUR 线性关系回归图

Figure 2 Regression diagram of linear relationship between test production and EUR of Weiyuan shale gas well

选取威远区块生产时间较长的页岩气井，结果解析模拟等方法多次求取、反复校验，得到了这些井可靠的 EUR 结果。将测试产量（Q）作为回归模型的自变量，气井 EUR 作为因变量进行拟合，结果表明测试产量与 EUR 之间存在着良好的线性关系（图 2）。基于此，今后可在气井测试阶段完成之后，利用实际的测试产量快速预测该井 EUR。求解的回归模型为：

EUR=260\*Q+3150 (3)

5 递减阶段 EUR 计算

5.1 方法优选

页岩气井递减阶段的 EUR 预测方法较多，根据其适用条件，主要可分为经验法、现代产量递减分析法和

模拟预测法三大类[19]。经验法的分析对象是气井产量，理论上要求是定压生产条件下的生产数据，各类周期均可（日产气量、周产气量、月产气量等）。主要包括 Arps 产量递减法、扩展指数递减法、幂指数与修正的幂指数递减分析法、Duong 法以及修正的 Duong 法。

现代产量递减分析法主要包括 Fetkovish 图版法、流动物质平衡法（FMB）、Blasingame 图版法、NPI 图版法和 AG 图版法。其原理是将产量、压力数据进行特定转换，再与标准图版进行拟合，从而反向求取地质工程或储层井筒相关参数及可采储量。其单一方法预测结果可能存在多解性，可通过选取生产时间较长气井，结合同类其它方法相互校验以缩小误差。

模拟预测法主要包括解析模拟法和数值模拟法。解析模拟法将不稳定渗流理论与经验法相结合，根据地质工程、流体物性、动态监测资料，建立以分段压裂水平井为对象的概念模型，再建立相应的数学模型并求出其解析解；通过全生命周期的生产数据拟合，获得确定性的动态参数，进而预测气井未来生产情况及 EUR。数值模拟法主要是运用成熟的数值模拟软件，考虑更为复杂的流动机理，利用微地震、地质力学、测井等数据，通过拟合生产历史获得可靠模型，进而预测未来产量和 EUR。在给定条件下，解析模拟法与数值模拟法都能对页岩气井的产量和 EUR 进行预测，但数值模拟法通常难以获得全部参数，计算量大、耗时耗力。

页岩气井 EUR 常用评价方法统计显示，每种方法均有各自的功能、适用流态及限制条件（表 5）。生产实践表明，页岩气水平井主要采用变产变压的生产方式，叠加储层物性较差与生产时间较短，绝大部分气井均未达到边界流，经验法适用性不强，因此优选出现代产量递减法和模拟预测法计算 EUR。当气井未达到边界流时，可采用 Blasingame、NPI、AG 图版法和解析法（或数值模拟法）进行 EUR 预测。对于达到边界控制流的页岩气井，可采用现代产量递减法的大部分方法和解析法（或数值模拟法）进行 EUR 预测。需要说明的是，实际操作中，解析法具有适用广泛、因素全面、操作简单、结果可靠等优势[20-21]，可作为页岩气井 EUR 预测的核心方法。因此，基于解析模拟法，利用大量地质工程参数与生产数据，便可快速建立起一套适用于页岩气井递减阶段的 EUR 计算流程。

5.2 基础参数

对于解析模拟法的基础参数取值，多数参数（例



如地层压力、厚度、孔隙度等)可借鉴评价井化验、分析、解释等成果取值;少数参数(例如缝长、缝高、井底流压等)因缺少有效检测手段,只能作近似处理,这部分对模型准确性有较大影响,应积极参考其他成果,如微地震监测、压裂模拟及精细的数值模拟结果等(表6)。

### 5.3 可靠性判别

(1) 高可靠标准:产量与压力拟合性好,生产满一

定时间后预测结果稳定。

气井生产情况较好,生产制度相对稳定,模型拟合度较高(图3),可以比较准确地计算气井产量、压力变化情况,并与生产一定时间后预测的EUR结果基本保持一致(表7)。采用解析模型法计算了威远区块140口老井的EUR结果,统计表明112口井的产量、压力拟合程度均较高,具备了非常不错的预测精度和稳定性,可作为靠实的EUR测算结果。

表5 页岩气井递减阶段EUR常用评价方法及适用条件

Table 5 Common evaluation methods and applicable conditions of EUR in shale gas well decline stage

EUR 预测方法		主要功能	适用流态	适用条件
经验法	Arps 递减法	产量、EUR 预测	边界控制流	定压生产
	Duong 法	产量、EUR 预测	线性流	定压生产
	扩展指数递减法	产量、EUR 预测	线性流、边界控制流	定压生产
	修正的 Duong 法	产量、EUR 预测	线性流、边界控制流	定压生产
	幂指数递减分析法	产量、EUR 预测	线性流、边界控制流	定压生产
	修正幂指数递减分析法	产量、EUR 预测	线性流、边界控制流	定压生产
现代产量递减分析法	Fetkovich 图版法	EUR 预测	边界控制流	定压生产
	FMB 流动物质平衡法	EUR 预测	边界控制流	变压力、变产量
	Wattenbarger 图版法	EUR 预测	不稳定流、边界控制流	变压力、变产量
	Blasingame 图版法	EUR 预测	不稳定流、边界控制流	变压力、变产量
	NPI 图版法	EUR 预测	不稳定流、边界控制流	变压力、变产量
	AG 图版法	EUR 预测	不稳定流、边界控制流	变压力、变产量
模拟预测法	解析模拟法	产量、压力、EUR 预测	所有流态	变压力、变产量
	数值模拟法	产量、压力、EUR 预测	所有流态	变压力、变产量

表6 解析模拟法基础参数获取方式及数据来源

Table 6 Acquisition methods and data sources of basic parameters for analytical simulation method

序号	参数	获取方式	数据来源
1	原始地层压力	利用评价井静压折算到产层中部的地层压力	微压裂测试、压力恢复试井
2	储层厚度	采用相邻评价井的储层厚度	测井解释、实钻厚度
3	含气饱和度	采用相邻评价井含气饱和度	测井解释、取心实验室测定
4	孔隙度	采用相邻评价井的孔隙度	测井解释、取心实验室测定
5	渗透率	试井解释成果	微压裂测试、压力恢复试井
6	压缩系数	采用相邻评价井取心实验测定	取心实验室测定
7	兰氏体积	采用相邻评价井等温吸附实验数据	取心实验室测定
8	兰氏压力	采用相邻评价井等温吸附实验数据	取心实验室测定
9	有效水平段长度	采用实际压裂水平段长度	实际压裂数据
10	压裂段数	采用实际压裂成功段数	实际压裂数据
11	裂缝半长	参考微地震监测、试井等成果合理调整	微地震监测、压力恢复试井
12	产量	水平井井口产量	单井计量
13	井底流压	无井底流压,采用井口套(油)压折算	实测井底流压校正

表7 A井EUR历次预测结果对比表

Table 7 Comparison of previous prediction results of EUR for well A

井名	投产时间	累产气 /10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	EUR/10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>				
			3个月	6个月	1年	2年	3年
A	2015/5/5	7150	0.84	0.88	0.90	0.93	0.92

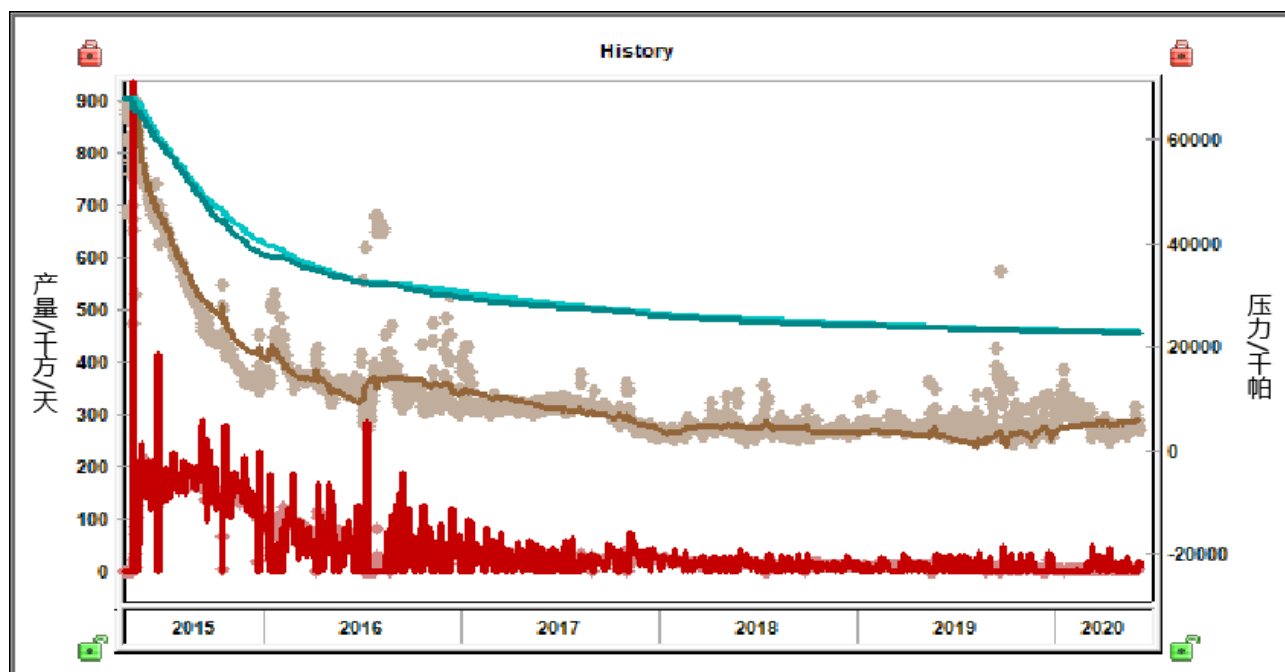


图 3 A 井生产历史拟合图

Figure 3 Production history fitting diagram of well A

(2) 低可靠标准：产量与压力拟合性差，预测结果随生产时间的变化而变化。

部分气井由于某些原因（如产量波动、混合计量、井筒积液、压窜水淹等），导致其压力难以拟合（图 4），不同阶段预测的 EUR 结果相差较大。因此，此时则无法直接采用计算值，可在流态识别后，综合利用其它方法进行相互验算，进而求取均值以提高预测精度。

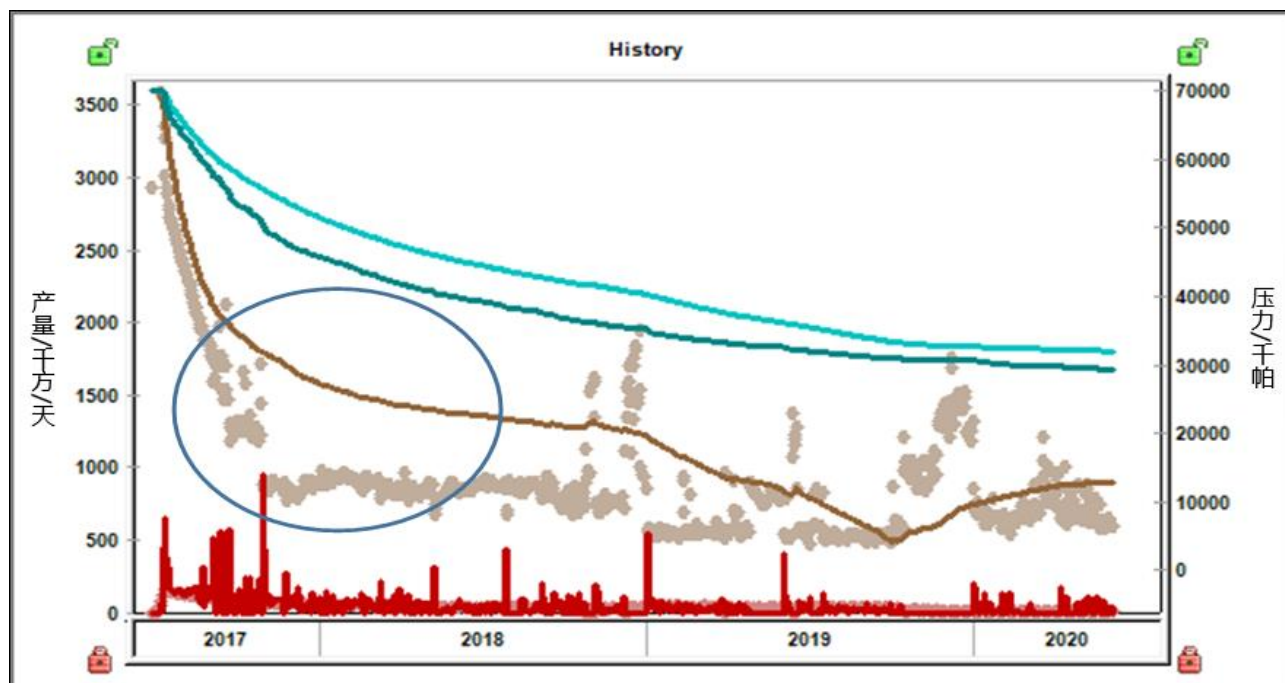


图 4 B 井生产历史拟合图

Figure 4 Production history fitting diagram of well B

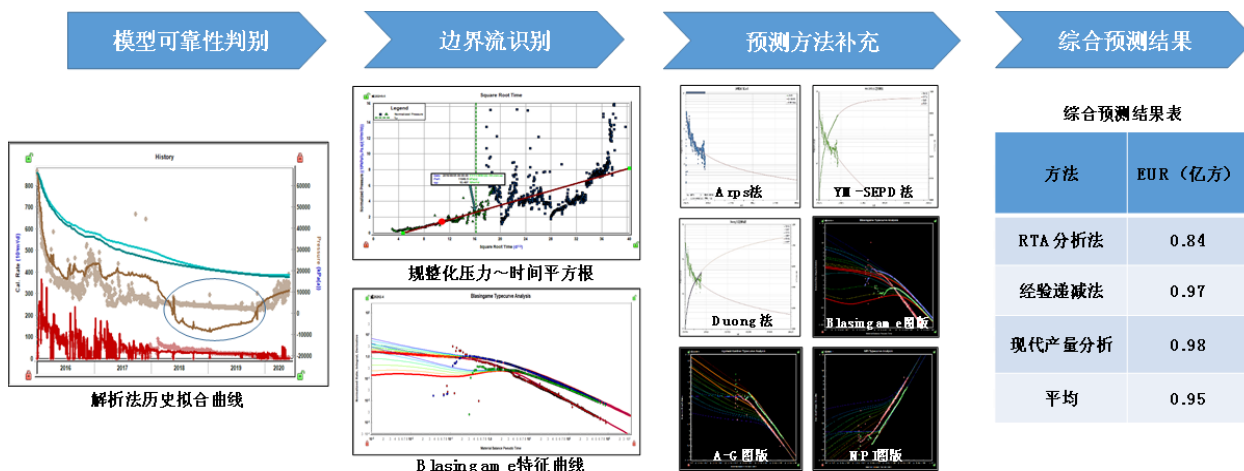


图 5 C 井 EUR 预测流程图

Figure 5 EUR prediction workflow chart of well C

## 5.4 实例应用

利用上述页岩气井 EUR 预测流程,开展威远区块投产气井 EUR 计算。以 C 井为例(图 5),该井解析模型历史拟合程度较低,不同生产时间预测结果差异较大,预测可靠性较差。为此,通过规整化压力~时间平方根关系和 Blasingame 特征曲线,可识别出该井已进入边界流阶段;进而补充经验递减、现代产量分析法,以有效提高气井 EUR 预测的可靠程度,最终确定 C 井的 EUR 测算结果为  $0.95 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

## 6 EUR 结果分析

综上所述,对于威远区块页岩气井压后阶段的 EUR 估算,结果显示多元回归关系式的平均计算误差为 5.5% (与标准 EUR 对比),基本可满足工程计算精度;测试阶段利用测试产量与 EUR 线性关系式进行预测,其相关系数为 0.88,线性关系符合度也相对较高,满足此阶段计算要求。

另外,针对区块已进入递减阶段的 140 口页岩气井,基于储层、井筒参数和生产数据,应用此阶段 EUR 测算流程及方法开展预测,结果显示其平均单井 EUR 为  $0.81 \times 10^8 \text{m}^3$ ; I 类井(42 口)为  $1.22 \times 10^8 \text{m}^3$ , II 类井(54 口)为  $0.78 \times 10^8 \text{m}^3$ , III 类井(44 口)为  $0.46 \times 10^8 \text{m}^3$ 。气井 EUR 采出程度随生产时间的延长而逐渐提高,投产 1 年至 5 年井的 EUR 采出程度依次为 37.5%、51.3%、59.8%、65.2%、70.4%,与长宁页岩气等其他区块类似。

## 7 结论与认识

- 1) 根据页岩气井“压后→测试→递减”开发阶段划分,建立了单井 EUR 三级测算机制。压后阶段利用多元回归关系式初步估算;测试阶段利用测试产量线性关系式进行预测;递减阶段利用解析模拟法,不断复核、校验,提高计算精度。
- 2) 对于页岩气井递减阶段的 EUR 测算,每种方法都有各自的适用条件。应用时需进行流态判断,多种方法相互结合、相互验证,方可得到比较准确的计算结果。解析法适用广泛、因素全面、操作简单、结果可靠,可作为页岩气井递减阶段 EUR 测算的核心方法。
- 3) 基于本文 EUR 测算流程及方法,计算了威远区块已进入递减阶段的 140 口页岩气井 EUR 结果,其平均值为  $0.81 \times 10^8 \text{m}^3$ , I 类井为 1.22 亿方, II 类井为 0.78 亿方, III 类井为 0.46 亿方。

## 参考文献

- [1] 陈更生, 吴建发, 刘勇, 等. 川南地区百亿立方米页岩气产能建设地质工程一体化关键技术 [J]. 天然气工业, 2021, 41 (1): 72-81.
- [2] 刘乃震, 王国勇. 四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井 [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43 (6): 978-985.

- [3] 赵国英. 水平井“工厂化”部署与设计优化—以四川威远页岩气藏为例 [J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41 (1): 51-56.
- [4] 白森. 页岩气储集特征及成藏意义分析 [J]. 石化技术, 2019, (3): 84-84.
- [5] 张楠. 苏 53 区块东南区压裂水平井井网优化设计 [J]. 非常规油气, 2021, 8 (1): 77-83.
- [6] 郭建林, 贾爱林, 贾成业, 等. 页岩气水平井生产规律 [J]. 天然气工业, 2019, 39 (10): 53-58.
- [7] 段国彬, 赵志红, 陈朝刚, 等. 页岩吸水诱发微裂缝模型及影响因素分析 [J]. 天然气与石油, 2020, 38 (6): 65-72.
- [8] 穆英, 胡志明, 端祥刚, 等. 页岩吸水对储层的作用机理研究 [J]. 天然气与石油, 2020, 38 (6): 73-79.
- [9] 郭伟. 四川威远区块页岩气水平井产量差异分析 [J]. 科学技术与工程, 2018, 18 (1): 228-233.
- [10] 范青云. 页岩储层润湿性及孔隙结构对吸附特征的影响 [J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2016, 18 (5): 10-13.
- [11] 王庆蓉, 陈家晓, 向建华, 等. 页岩气井积液诊断及排水采气工艺技术探讨 [J]. 天然气与石油, 2020, 38 (5): 83-87.
- [12] Duong A N. An unconventional rate decline approach for tight and fracture-dominated gas wells [C]. SPE paper 137748 presented at Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2010.
- [13] 段永刚, 曹廷宽, 王容, 等. 页岩气产量幂律指数递减分析 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2013, 5 (35): 172-176.
- [14] 刘传斌, 姜汉桥, 李俊键, 等. 预测页岩气产量递减组合模型的研究 [J]. 断块油气田, 2015, 22 (4): 481-483.
- [15] 田亚鹏, 鞠斌山. 基于遗传算法改进 BP 神经网络的页岩气产量递减预测模型 [J]. 中国科技论文, 2016, 11 (15): 1710-1715.
- [16] 宋海敬, 苏云河, 熊小林, 等. 页岩气井 EUR 评价流程及影响因素 [J]. 天然气地球科学, 2019, 30 (10): 1531-1537.
- [17] 赵玉龙, 梁洪彬, 井翠, 等. 页岩气井 EUR 快速评价新方法 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2019, 41 (6): 124-131.
- [18] 张卓, 牛伟, 胡冉冉, 等. 页岩气 EUR 快速评价方法应用 [J]. 石油化工应用, 2020, 39 (9): 6-10.
- [19] 熊小林. 威远页岩气井 EUR 主控因素量化评价研究 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24 (4): 532-538.
- [20] 张楠, 魏金兰, 宋祖勇, 等. 致密气藏压裂水平井动态产能评价新方法 [J]. 科学技术与工程, 2014, 14 (21): 76-80.
- [21] 张楠. 苏 53 区块水平井生产动态分类评价 [J]. 非常规油气, 2021, 8 (2): 88-94.

## 作者简介

### 张楠

1985 年生, 高级工程师. 研究方向为致密气与页岩气气藏工程、排水采气、地质导向.

E-mail: 502859749@qq.com