

煤层气经济井网密度优化模型及应用

刘键焯¹ 刘若蕾¹ 罗东坤¹ 翟雨阳²

1. 中国石油大学(北京)工商管理学院, 北京 102249;
2. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095

摘要:经济因素对煤层气开发效益影响巨大,以往的井网密度优化研究集中在资源和技术层面,并未就井网密度对全生命周期内项目开发效益的影响进行深入分析,技术最优的井网密度不一定能获得最大的开发效益,因此有必要从开发效益的角度建立煤层气井网密度优化模型。通过分析受井网密度影响的现金流入与流出,拟合量化井网密度对采收率的影响,基于井网密度对勘探、钻井、压裂、地面工程建设等投资和经营成本、利息、税费等费用以及销售、补贴、返税等收入进行计算,最终基于折现现金流法建立了技术经济视角下的井网密度优化模型,并通过插值法和搜索算法实例运用了该模型,求取了示例区块的最优井网密度。煤层气开发经济井网密度优化模型作为资源技术类优化井网密度方法的补充,对煤层气开发设计中的井网部署具有重要的参考价值与指导意义。

关键词:煤层气;井网密度;净现值

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.01.018

CBM Economic Well Density Optimization Model and Application

Liu Jianye¹, Liu Ruolei¹, Luo Dongkun¹, Zhai Yuyang²

1. School of Economics and Management, China University of Petroleum, Beijing, 102249, China;
2. China United Coalbed Methane State Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing, 100095, China

Abstract: Economic factors have a great impact on the benefits of CBM development. Previous research on well pattern density optimization focused on resources and technology. There is no in-depth analysis of the impact of well pattern density on project development benefits in the whole life cycle. The technically optimal well pattern density of the technology does not necessarily achieve the maximum development benefit. Therefore, it is necessary to establish a CBM well pattern economic-optimization model from the perspective of development efficiency. By analyzing the cash inflows and outflows affected by the density of the well network, the effect of well pattern density on recovery has been quantified, and the investments of exploration, drilling, fracturing and ground construction, the costs of operating, interest and taxes, the incomes of sales, subsidies and tax returns have been calculated. Finally, the well pattern optimization model was established based on the discounted cash flow method. The model is applied by interpolation and search algorithm to obtain the economic optimal well pattern density of the example block.

收稿日期:2018-08-04

基金项目:国家科技重大专项“煤层气高效开发及开发指标优化研究”(2016 ZX 05042-002-004)

作者简介:刘键焯(1993-),男,重庆人,博士研究生,研究方向为油气资源经济评价。

As an supplement to the resource and technology optimization well pattern density methods, the economic well pattern optimization model of CBM development has important reference value and guiding significance for the CBM well network deployment.

Keywords: Coalbed methane; Well pattern density; Net present value

0 前言

煤层气开发主要是为了获取经济效益^[1]。对于井网密度而言,地面工程、压裂、钻井等投资及成本都直接或间接与井数相关;而井网密度的大小直接影响采收率^[2],继而影响煤层气销售的各种现金流入。井网加密,采收率升高,相应的收入升高;井网较稀,则井数较少,相应投资及建设成本也较小^[3]。因此有必要使用折现现金流法建立经济井网密度优化模型,求取经济最优的井网密度。

1 折现现金流法简介

折现现金流法也称净现值法,以净现值作为评价指标,考察了全寿命期内项目的盈利能力,能有效体现开发项目效益,反映企业追求经济效益最大化的特点,在煤层气开发评价中是最为有效和可行的,也广为国内外企业接受^[4]。计算公式为:

$$NPV = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t (1 + i)^{-t} \quad (1)$$

式中: NPV 为净现值,万元; CI 为现金流入,万元; CO 为现金流出,万元; i 为基准折现率(现为煤层气项目选用10%); t 为年序号; n 为项目期,年。

2 煤层气开发的经济效益

煤层气开发投资大、风险高,各投入与产出项计算方法的选取与精确程度直接关系到开发效益计算的准确性,进而影响到最优井网密度的确定以及开发投资决策。

2.1 基本计算公式

对于煤层气开发项目而言,主要现金流出项为勘探投资、地面工程建设投资、开发钻井投资、压裂工程投资、经营成本、利息税费及其他,主要现金流入项为销售、补贴及返税收入^[5-7]。因此,煤层气开发项目经济效益的基本计算公式如下:

$$NPV = R_s + R_b + R_t - I_e - I_d - I_f - I_z - C_j - C_1 - C_i - T_x \quad (2)$$

式中: R_s 为销售收入,万元; R_b 为补贴收入,万元; R_t 为返税收入,万元; I_e 为勘探投资,万元; I_d 为地面工程建设投资,万元; I_f 为压裂工程投资,万元; I_z 为钻井工程投资,万元; C_j 为经营成本,万元; C_1 为流动资金,万元; C_i

为利息费用,万元; T_x 为税费,万元。

2.2 受井网密度影响的现金流出

煤层气开发项目中钻井工程投资和地面工程建设投资占投资比例最大。对于井网密度而言,受其影响的现金流出项部分与井数有关,包括钻井投资、压裂投资及经营成本;部分与产气量有关,包括地面工程投资和税费。

2.2.1 钻井工程投资

开发钻井方面,煤层气与常规油气无本质区别,因此钻井工程投资计算公式^[8]如下:

$$I_z = N_s \times C_{zs} = N_s \times (C_p + C_N) \quad (3)$$

式中: C_{zs} 为单井折算钻井工程投资,万元/井; N_s 为井数,井; C_p 为垂直部分钻井支出,万元/井; C_N 为煤层气井水平部分钻井支出,万元/井。

2.2.2 压裂工程投资

根据常规油气压力成本核算相关文献,类比得到煤层气开采企业压裂工程投资的计算公式^[9-10]:

$$I_f = N_s \times I_{Nf} = N_s \times m \times N_f \times (X_f \div X_{f0})^n \quad (4)$$

式中: I_{Nf} 为井均压裂成本,万元/井; m 为每级压裂支出,万元/级; N_f 为井均压裂级数,级; X_f 为裂缝半长, m ; X_{f0} 为基准的裂缝半长, m ; n 为由压裂规模决定的经验常数。

2.2.3 经营成本

根据相关学者研究成果总结,煤层气开采企业经营成本的计算公式^[4-5,7]如下:

$$C_j = N_s \times C_{js} \quad (5)$$

式中: C_{js} 为单井经营成本,万元/井。

2.2.4 地面工程建设投资

对于地面工程建设,其部分费用与井数有关,但大部分费用与产气量正相关,因此选用单位产能地面工程建设投资对其进行计算。煤层气开采地面工程建设投资计算公式如下:

$$I_d = N_0 \times R_r \times I_{dr} \quad (6)$$

式中: N_0 为煤层气区块地质储量, m^3 ; R_r 为采收率,%; I_{dr} 为单位地面工程建设投资,万元/ m^3 。

2.2.5 税费

煤层气开采企业经营税费的计算公式如下:

$$T_x = N_0 \times R_r \times f_s \times (P \times t_s) \quad (7)$$

式中: f_s 为煤层气商品率,%; P 为进入天然气管网的首站价格,万元/ m^3 ; t_s 为税率,%。

2.3 受井网密度影响的现金流入

我国煤层气开发受国家补贴,2016年3月财政部发布了煤层气补贴新标准为0.3元/m³(原为0.2元/m³),对煤层气企业进行补贴,在中央财政补贴基础上,地方财政可给予适当补贴。我国煤层气企业实行增值税先征后返的优惠政策,煤层气项目退税收入可按销售收入的一定比例计算或者按照销项税减进项税的办法进行计算^[11]。

2.3.1 销售收入

煤层气开采企业的销售收入计算公式如下:

$$R_s = N_0 \times R_r \times f_s \times P \quad (8)$$

2.3.2 补贴收入

煤层气开采企业的补贴收入计算公式如下:

$$R_b = N_0 \times R_r \times f_s \times S_b \quad (9)$$

式中: S_b 为煤层气补贴费率,2018年为0.3元/m³。

2.3.3 返税收入

对煤层气开采企业的返税收入计算公式如下:

$$R_t = N_0 \times R_r \times f_s \times (P \times t_z) \quad (10)$$

式中: t_z 为退税额度,主要是增值税返还率,现开采陆上煤层气(自营)增值税返还8%。

3 井网密度对经济效益的影响

对于煤层气开发项目的经济效益,井网密度直接或间接地影响开发的现金流入与流出,一方面井网密度影响井数继而影响钻井工程投资、压裂工程投资及经营成本;另一方面通过采收率影响地面工程建设投资、税费、销售补贴及返税收入。厘清井网密度对井数和采收率的影响,可根据影响机制建立经济井网密度模型。

3.1 井网密度的影响机制

井网密度对煤层气开发的部分现金流入及流出项有直接或间接的影响,具体影响机制见图1。

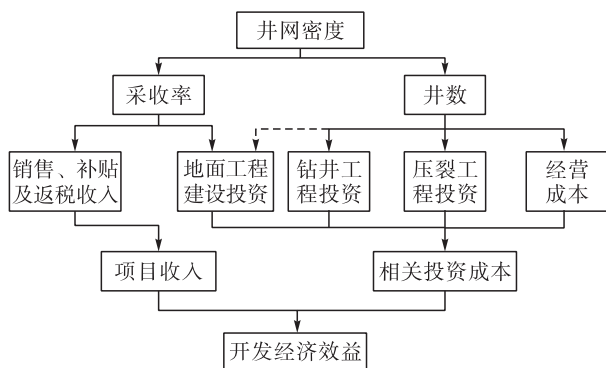


图1 井网密度对煤层气开发经济效益的影响机制

3.2 井网密度对井数及采收率影响的量化

对于井数而言,在动用面积确定的条件下,井网密度直接决定井数。依照开发惯例使用井距代表井网密

度,作为模型的因变量:井距为 $a \text{ km} \times b \text{ km}$,则井控面积为 $a \times b \text{ km}^2$ /井,井网密度为 $\frac{1}{a \times b}$ 井 /km²,整个区块的井数为 $\frac{S_A}{a \times b}$ 口井, S_A 为整个煤层气开发区块的动用含气面积。

对于采收率而言,苏联著名学者谢尔卡乔夫建立的采收率和井网密度关系式,被认为是能够较正确地反映采收率与井网密度的数量关系的经验公式^[12]。谢尔卡乔夫公式为:

$$E_R = E_D \times e^{-aS} \quad (11)$$

式中: E_D 为驱油效率,%; E_R 为采收率,%; S 为井控面积,km² /井或井 /km², a 为井网系数,决定于层连通性、水油流度比、非均质特征等。

对于煤层气而言,谢学恒等人^[13]在传统的谢尔卡乔夫公式的基础上,考虑到煤层气开采的特点,建立了煤层气的井网密度-采收率修正公式。

$$R_r = R \times e^{-zS} \quad (12)$$

$$R = (C_i - C_a) / C_i \quad (13)$$

式中: R 为最终解吸程度,%; z 为气藏井网特征系数,井 /km²; C_i 为初始煤层气含量,m³ /t; C_a 为废气压力下的煤层气含量,m³ /t。

3.3 经济井网密度优化模型的建立

相同采收率情况下,不同的采气速度与产气曲线也会影响折现,进而影响净现值。为了避免井网密度优化模型无法显性表达,引入贴现调整系数对折现模型进行简化。因此,将式(3)~(10)带入式(2),结合式(1),则可建立井网密度与净现值的关系模型,及井网密度优化模型。

$$NPV = N_0 \times (R \times e^{-z \times a \times b}) \times \left\{ [f_s \times (P + S_b + P \times t_z - P \times t_s) \times f_{in}] - I_{dr} \times f_{td} \right\} - \left(\frac{S_A}{a \times b} \right) \times (I_{dr} \times f_{td} + C_{zs} \times f_{tz} + C_{js} \times f_{ij}) - I_e \times f_{te} - C_1 \times f_{t1} - C_i \times f_{ti} \quad (14)$$

式中: f_{in} f_{td} f_{te} f_{tz} f_{ij} f_{te} f_{t1} f_{ti} 分别为收入及税费、地面工程建设投资、压裂工程投资、钻井工程投资、经营成本、勘探投资、流动资金、利息费用的贴现调整系数。

模型中第1项 $N_0 \times (R \times e^{-z \times a \times b}) \times \{ [f_s \times (P + S_b + P \times t_z - P \times t_s) \times f_{in}] - I_{dr} \times f_{td} \}$ 是与采收率相关的现金流入与流出计算,依次是销售收入、补贴收入、退税收入、税费与地面工程建设投资;第2项 $\left(\frac{S_A}{a \times b} \right) \times (I_{dr} \times f_{td} + C_{zs} \times f_{tz} + C_{js} \times f_{ij})$ 是与井数相关的现金流出计算,依次是压裂工程投资、钻井工程投资与经营成本;其余项是与井网密度基本无关的现金流出,依次是勘探投

资、流动资金及利息费用。当使用插值法或搜索算法逆向使用该模型时,求取最大净现值,则对应最优井网密度。

对于不同的产气曲线有不同的贴现调整系数,设 N_1 为勘探年限; N_2 为开发年限; N_3 为产气年限。所以,对于收入、经营成本及税费而言,其每年的产气量是变化的,其贴现调整系数也依照实际情况随区块产气量不断变化,计算公式为:

$$f_{in} = \frac{1}{N_0 \times R_r} \sum_{t=N_1+N_2+1}^{N_1+N_2+N_3} N_t (1+i)^{-t} \quad (15)$$

式中: N_t 为第 t 年产量, m^3 。

假设勘探投资均匀发生在勘探年限 N_1 ; 钻井工程投资、压裂工程投资、地面工程建设投资均匀发生在开发年限 N_2 ; 税费和利息均匀发生在产气年限 N_3 ; 流动资金均匀发生于整个时期 $N_1 + N_2 + N_3$, 在期末收回^[14]。

基于以上假设,则可以计算出各投入和产出项的折现系数:

$$f_{te} = \sum_{t=1}^{N_1} \frac{1}{N_1} \times (1+i)^{-t} \quad (16)$$

$$f_{td} = f_{td} = f_{td} = \sum_{t=N_1+1}^{N_1+N_2} \frac{1}{N_2} \times (1+i)^{-t} \quad (17)$$

$$f_{tj} = f_{tj} = \sum_{t=N_1+N_2+1}^{N_1+N_2+N_3} \frac{1}{N_3} \times (1+i)^{-t} \quad (18)$$

$$f_{it} = \sum_{t=1}^{N_1+N_2+N_3} \frac{1}{N_1 + N_2 + N_3} \times (1+i)^{-t} - \frac{1}{(1+i)^{N_1+N_2+N_3}} \quad (19)$$

4 模型应用实例

4.1 示例区块基本情况

以沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块为例^[15],经济开采年限内不同井距情况下单井预测日产气量见表1。

其他基本情况及设定如下:沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块南区煤层气含气量 $11.20 \sim 26.51 m^3/t$, 平均含气量 $22.77 m^3/t$; 主力煤层厚度 $5 \sim 7 m$, 平均厚度 $6.18 m$; 煤储层压力 $1.16 \sim 9.38 MPa$, 平均压力 $3.84 MPa$; 埋深 $486.8 \sim 1029 m$; 渗透率 $0.01 \sim 0.6 \times 10^{-3} \mu m^2$; 根据沁水盆地已开发井估算得到地面工程建设投资为 100 万元/井; 开发钻井投资 118 万元/井; 压裂工程投资 17 万元/井; 土地资源补偿费 19 万元/井; 流动资金为 13 万元/井; 经营成本(寿命期内) 513 万元/井; 井口气价 1.13 元/ m^3 ; 补贴 0.3 元/ m^3 ; 增值税率为 8% , 退税率为 5% ; 勘探期地震成本摊销 2.75 万元/ km^2 ; 勘探期试验井(参数井和排采井)成本摊销 126 万元/ km^2 ; 勘探期 $1 a$, 开发期 $2 a$, 产气期不定; 基础折现率选取 10% ; 不计技术进步影响因子; 管道及设施寿命限定在 $20 a$ 。

表1 经济开采年限内不同井距情况下单井预测日产气量

时间/a	不同井距情况下产气量/($m \cdot d^{-1}$)				
	400 m × 350 m	350 m × 300 m	300 m × 300 m	300 m × 250 m	250 m × 200 m
1	4 364	2 576	1 541	1 076	586
2	4 112	4 139	3 662	3 239	2 287
3	3 083	3 810	3 768	3 804	3 175
4	2 159	3 238	3 454	3 515	3 553
5	1 742	2 636	3 042	3 330	3 422
6	1 361	2 126	2 565	2 931	3 260
7	1 094	1 776	2 194	2 560	3 089
8	901	1 517	1 896	2 238	2 851
9	759	1 351	1 659	1 970	2 600
10		1 195	1 469	1 748	2 364
11		1 049	1 304	1 550	2 134
12		936	1 180	1 400	1 949
13		841	1 078	1 274	1 787
14		761	992	1 168	1 645
15			918	1 078	1 521
16			853	1 001	1 413
17			792	928	1 311
18				870	1 228
19				818	1 155
20				771	1 090
21					1 032
22					980
23					929
24					886
25					848

4.2 贴现调整系数及插值试算

经过计算,得到各投入和产出项的贴现调整系数,因计算较繁杂,故不列出计算过程,计算结果见表2。

表2 各贴现调整系数计算结果

调整系数	不同井控面积的调整系数值				
	0.14 km^2	0.105 km^2	0.09 km^2	0.075 km^2	0.05 km^2
f_{in}	0.550 3	0.458 4	0.407 1	0.369 3	0.325 0
f_{it}	0.317	0.361	0.391	0.427	0.518
f_{te} & f_{tr}	0.893	0.893	0.893	0.893	0.893
f_{td} & f_{tz} & f_{tf}	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845

插值法实际运用最多,把可能的井距带入模型,计算得到 NPV 进行比较即可。鉴于煤层气经济井网密度优化模型计算量较大,而且插值之后可以减小搜索范围,避免搜索范围内双峰甚至多峰的情况^[16],所以在模型运用中可以先使用插值法计算 NPV,对于实例,选取 0.05、0.075、0.09、0.105、0.14 km² 进行插值,经计算发现 0.105 km² 有相对最优净现值,计算过程及结果见表 3。

表 3 插值法计算沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块不同井控面积下净现值相关参数及结果

相关参数	不同井控面积				
	0.14 km ²	0.105 km ²	0.09 km ²	0.075 km ²	0.051 km ²
井网密度 / (井 · km ⁻²)	7.14	9.52	11.11	13.3	20
采收率 / (%)	55	58.5	58.9	60	62.27
丰度 / (10 ⁸ m ³ · km ⁻²)	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
平均采气速度 / (%)	2.20	2.93	3.46	4.29	6.92
勘探期 / a	1	1	1	1	1
开发期 / a	2	2	2	2	2
产气期 / a	25	20	17	14	9
勘探投资 / (万元 · km ⁻²)	129	129	129	129	129
土地资源补偿 / 万元	19	19	19	19	19
单井固定资产投资 / 万元	235	235	235	235	235
单井流动资金 / 万元	16.725	13.38	11.373	9.366	6.021
单井经营成本 / 万元	513	513	513	513	513
气价 / (元 · m ⁻³)	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
补贴额度 / (元 · m ⁻³)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
税费 / 万元	83.10	80.47	76.54	70.15	60.76
退税收入 / 万元	51.94	50.29	47.84	43.85	37.97
利息 / 万元	8	8	8	8	8
NPV / 万元	227.0	234.5	171.6	78.4	-103.5

表 4 沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块 Z 值与井控面积的对应表

井控面积 / 井距 / km ² / m × m	经济开采年限 / a	采收率 / (%)	最终解吸程度 / (%)	Z 值
0.14 / 400 × 350	25	0.55	82	2.85
0.105 / 350 × 300	20	0.585	82	3.22
0.09 / 300 × 300	17	0.589	82	3.68
0.075 / 300 × 250	14	0.6	82	4.16
0.05 / 250 × 200	9	0.6227	82	5.5

4.3 斐波那契法确定最优井网密度

以沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块模拟数据为例,计算了不同井控面积下气藏井网特征系数 Z 值见表 4。其中采收率由经济开采年限内累计产量计算得到,最终解吸程度用最大井网密度 250 m × 200 m 开采最大年限 25 a 计算得到的采收率代替。拟合关系见图 2。

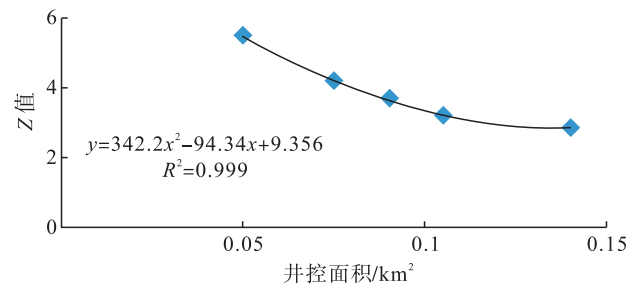


图 2 系数 Z 与井控面积拟合关系

由图 2 可见,对于沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块而言,Z 值与井控面积,在 200 ~ 400 m 井距之内,有非常

高的二次函数拟合优度。将拟合公式带入建立的经济井网密度优化模型式(14),很显然,当 $\frac{d_{NPV}}{d_{ab}}=0$ 时, NPV 有极值。因此一定存在一个最优井距 a, b ,使 NPV 为极大值。经济井网密度优化模型显性求导较为困难,因此考虑使用非线性规划中的一维搜索进行求解,迭代求解过程见图3。对于插值法计算结果而言,我们发现5个插值相对最大值出现在井控面积 0.105 km^2 处,默认插值间隙仅有单一峰值,根据一维搜索理论^[17],极值点将出现在 $0.09 \sim 0.14 \text{ km}^2$ 之间,由斐波那契法^[18-19]经过三

次迭代计算,当井控面积为 0.115 km^2 时, NPV 为236.4万元;此时极值点范围缩小为 $0.105 \sim 0.115 \text{ km}^2$,若需求精度为 0.01 km^2 ,则经过迭代已经满足精度要求(若要求精度更高,则可继续迭代)。

在 0.01 km^2 精度要求下,对于实例区块,最优井网控面积 $0.105 \sim 0.115 \text{ km}^2$,最优井网密度 $8.7 \sim 9.5 \text{ 口/km}^2$,在此范围内 NPV 保守估计量为227万元。相对极值点出现在 0.11 km^2 处,此时 NPV 为250.80万元,应根据区块割理情况和地质条件,依实际情况合理选择横纵项井距,以达到最优净现值。

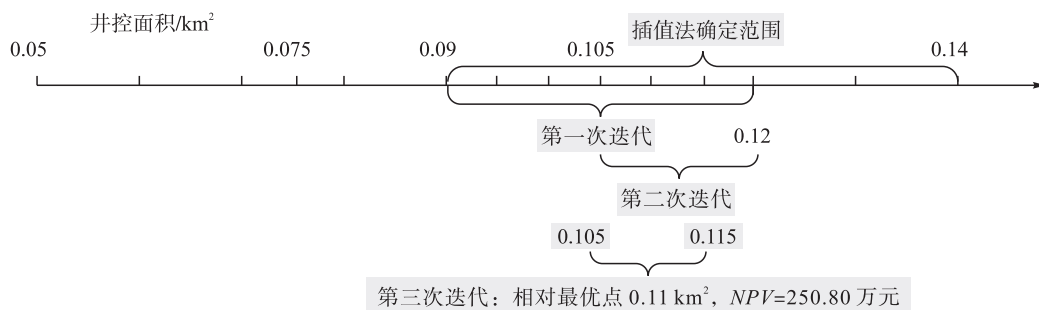


图3 经济最优井网密度迭代求解过程

5 结论

通过分析受井网密度影响的投入及产出因素,建立了煤层气开发各现金流入和流出项的计算公式,厘清了井网密度对煤层气开发经济效益的影响机制,以井数和采收率为纽带基于折现现金流法建立了煤层气经济井网密度优化模型,使用插值法和搜索算法以沁水盆地南部斜坡带樊庄某区块为例运用了该模型,得到以下结论:

煤层气开发井网密度由钻井数量直接影响钻井工程投资、压裂工程投资、经营成本和部分地面工程投资,通过采收率影响产气量从而间接影响销售收入、补贴收入和返税收入以及部分地面工程建设投资。

煤层气开发井网过密会导致投资巨大,投资回报率较低甚至难以回收投资;井网密度较小则会导致采收率较低从而造成资源浪费,并且损失资金的时间价值。因此,从煤层气开发全生命周期整体经济效益的角度精确优化井网密度,有助于降低成本,提高投资收益,辅助科学决策。

从技术经济学和财务评价的角度,煤层气经济井网密度优化方法可行,实例运用搜索求解证明该模型具有较好的适应性。在煤层气开发方案设计中,应结合实际资源约束和技术水平,考虑开发的经济效益,选取最优井网密度。

参考文献:

- [1] 李林. 鸡西盆地梨树煤矿煤层气储量计算及经济评价[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(5): 205-210.
Li Lin. Calculation of Coalbed Methane Reserves and Economic Evaluation of Lishu Coal Mine in Jixi Basin [J]. Coal Science and Technology, 2017, 45 (5): 205-210.
- [2] 邹存友, 韩大匡, 盛海波, 等. 建立采收率与井网密度关系的方法探讨[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 43-47.
Zou Cunyou, Han Dakuang, Sheng Haibo, et al. A Method and Some Discussions to Establish the Relationship Between Recovery Efficiency and Well Spacing Density [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17 (4): 43-47.
- [3] 史进, 吴晓东, 韩国庆, 等. 煤层气开发井网优化设计[J]. 煤田地质与勘探, 2011, 39(6): 20-23.
Shi Jin, Wu Xiaodong, Han Guoqing, et al. Optimization Design of CBM Well Grid Pattern [J]. Coal Geology & Exploration, 2011, 39 (6): 20-23.
- [4] 罗东坤. 我国油气勘探项目经济评价问题初探[J]. 国际石油经济, 1994, (4): 33-35.
Luo Dongkun. A Preliminary Study on the Economic Evaluation of China's Oil and Gas Exploration Projects [J]. International Petroleum Economics, 1994, (4): 33-35.
- [5] 苏佳纯, 张金川, 朱伟林. 基于折现现金流法的煤层气开发经济评价方法研究[J]. 中国矿业大学学报, 2018, 47(3): 631-638.

- Su Jiachun, Zhang Jinchuan, Zhu Weilin. Improved Methodology of Economic Evaluation of Coalbed Methane Based on Discounted Cash Flow Analysis [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2018, 47 (3): 631-638.
- [6] 蒙 春, 张 焯, 陆朝晖, 等. 重庆煤层气地面抽采项目技术经济评价[J]. 中国煤层气, 2017, 14(2): 43-47.
- Meng Chun, Zhang Ye, Lu Zhaohui, et al. Economic Evaluation of CBM Surface Extraction Project in Chongqing [J]. China Coalbed Methane, 2017, 14 (2): 43-47.
- [7] 赵 卫, 黄晓明. 净现值法对比煤层气与常规天然气经济效益[J]. 中国煤层气, 2015, 12(2): 45-47.
- Zhao Wei, Huang Xiaoming. Economic Benefits Contrast Between CBM and Conventional Natural Gas with Net Present Value Method [J]. China Coalbed Methane, 2015, 12 (2): 45-47.
- [8] 谢绪权. 关于钻井成本预测问题的研究[J]. 石油大学学报: 社会科学版, 1990, (3): 13-16.
- Xie Xuquan. Research on the Prediction of Drilling Cost [J]. Journal of the University of Petroleum: Social Science Edition, 1990, (3): 13-16.
- [9] 郝兰香, 陈江鸿, 武志学. 基于成本动因的油田压裂施工成本管理研究[J]. 科技创新与生产力, 2018, (4): 81-82.
- Hao Lanxiang, Chen Jianghong, Wu Zhixue. Research on Cost Management of Oilfield Fracturing Construction Based on Cost Driver [J]. Science and Technology Innovation and Productivity, 2018, (4): 81-82.
- [10] 孙联中. 致密油水平井压裂开发成本控制策略[J]. 经济师, 2014, (1): 216.
- Sun Lianzhong. Cost Control Strategy for Fracturing Development of Horizontal Wells in Tight Oil [J]. Economist, 2014, (1): 216.
- [11] 山西省煤层气价格政策研究课题组. 关于煤层气价格政策研究[J]. 价格理论与实践, 2017, (5): 31-36.
- Research Group Coalbed Methane Price Policy. A Study on Coal Seam Gas Price Policy [J]. Price: Theory and Practice, 2017, (5): 31-36.
- [12] 豆支冬, 李顺英, 张梅菊, 等. 谢尔卡乔夫公式在胡 7 南断块的研究与应用[J]. 内蒙古石油化工, 2013, 39(13): 129-130.
- Dong Zhidong, Li Shunying, Zhang Meiju, et al. Research and Application of Sher Cacho J Formula in Hu-7 South Fault [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013, 39 (13): 129-130.
- [13] 谢学恒, 秦学成, 陈贞龙. 论证煤层气井井网密度的计算方法[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(14): 3271-3274.
- Xie Xueheng, Qin Xuecheng, Chen Zhenlong. One Calculation Method to Demonstrate the Well Spacing Density of CBM Well [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11 (14): 3271-3274.
- [14] 罗东坤, 俞云柯. 油气资源经济评价模型[J]. 石油学报, 2002, (6): 12-15.
- Luo Dongkun, Yu Yunke. Study on a Model for Oil and Gas Resources Economic Evaluation [J]. Acta Petrolei Sinica, 2002 (6): 12-15.
- [15] 桑浩田, 桑树勋, 周效志, 等. 沁水盆地南部煤层气井生产历史拟合与井网优化研究[J]. 山东科技大学学报: 自然科学版, 2011, 30(4): 58-65.
- Sang Haotian, Sang Shuxun, Zhou Xiaozhi, et al. Production History Fitting and Well Pattern Optimization of Coalbed Methane Well at Part of Qinshui Basin [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology: Natural Science, 2011, 30 (4): 58-65.
- [16] 涂俐兰, 黄 丹. 插值法在数据修正中的应用[J]. 数学理论与应用, 2012, 32(3): 110-116.
- Tu Lilan, Huang Dan. Application of Interpolation Method in Data Correction [J]. Mathematical Theory and Applications, 2012, 32 (3): 110-116.
- [17] 刘晨宇, 刘 伟. 基于非线性规划一维搜索的煤矿最优安全投资决策分析[J]. 华北科技学院学报, 2017, 14(6): 78-82.
- Liu Chenyu, Liu Wei. Research on the Optimal Safety Investment Decision of Coal Mine Based on the Nonlinear Programming of One-dimensional Search [J]. Journal of North China Institute of Science and Technology, 2017, 14 (6): 78-82.
- [18] 楼 明. 斐波那契指数数列[J]. 数学学习与研究, 2018, (24): 131.
- Lou Ming. The Fibonacci Index Series [J]. Mathematics Learning and Research, 2018, (24): 131.
- [19] 王 霞, 吕丹桔, 董 易, 等. 基于斐波那契树优化算法的切割参数多方案优化方法[J]. 控制与决策, 2018, 33(8): 1373-1381.
- Wang Xia, Lü Danju, Dong Yi, et al. Cutting Parameters Multi-scheme Optimization Based on Fibonacci Tree Optimization Algorithm [J]. Control and Decision, 2018, 33 (8): 1373-1381.