

引用格式:陆亚秋,王进,曹梦茜.基于改进的层次分析法的页岩气开发选区评价方法[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):204-211.

LU Yaqiu, WANG Jin, CAO Mengxi. Evaluation method of shale gas development area selection based on improved analytic hierarchy process[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 204-211.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.009

基于改进的层次分析法的页岩气开发选区评价方法

陆亚秋,王进,曹梦茜

(中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院,湖北 武汉 430223)

摘要:选区评价研究是页岩气开发过程中的重要环节,评价方法的有效性有助于页岩气的高效开发。以涪陵页岩气田勘探开发成熟区块、未成熟区块2种类型共9个候选区块为研究对象,系统分析了不同地质与工程参数对选区评价的影响,并优选了区块的评价指标。其中,含气性、可压性和经济性是页岩气开发选区评价的3个重要方面。然后,利用层次分析法和均方差法确定指标的组合权重,提高了权重系数的精确度,建立了页岩气开发选区评价方法。研究表明在页岩气开发选区过程中,主要的评价指标为气测全烃值、断裂发育程度、地层压力系数、地形特征、目的层裂缝发育程度和孔隙度。根据在涪陵页岩气田的开发实践,评价与实际吻合度较高,表明基于改进的层次分析法的页岩气开发选区评价方法是可行的。

关键词:页岩气;开发选区;层次分析法;均方差法;页岩气开发选区系数

中图分类号:TE121

文献标识码:A

Evaluation method of shale gas development area selection based on improved analytic hierarchy process

LU Yaqiu, WANG Jin, CAO Mengxi

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Sinopec Jiangnan Oilfield, Wuhan, Hubei 430223, China)

Abstract: The evaluation of shale gas development area selection is an important part of shale gas development, and the effectiveness of evaluation methods is conducive to the efficient development of shale gas. Based on 9 candidate blocks of exploration and development mature and immature blocks in Fuling Shale Gas Field, the influence of different geological and engineering parameters on the evaluation of selected areas has been systematically analyzed, and the evaluation index of the blocks have been selected. Among these index, gas content, compressibility and economy are three important aspects of shale gas development area selection evaluation. Thereafter, the analytic hierarchy process and the mean square error method are used to determine the combined weight of the index, which improve the accuracy of the weight coefficients and establish an evaluation method for shale gas development area selection. The research result shows that in the process of selecting shale gas development areas, the main evaluation index are total hydrocarbon value measured by gas logging, fault development degree, formation pressure coefficient, topographic features, fracture development degree of target layer and porosity. According to the development practice in the Fuling Shale Gas Field, the evaluation results are in good agreement with the actual situation, indicating that the evaluation method for shale gas development area selection based on the improved analytic hierarchy process is feasible.

Key words: shale gas, development area selection, analytic hierarchy process, mean square deviation method, shale gas development area selection coefficient

收稿日期:2020-11-27。

第一作者简介:陆亚秋(1969—),男,博士,高级工程师,从事页岩气勘探开发与管理工作。地址:湖北省武汉市东湖高新区大学园路18号,邮政编码:430223。E-mail:yyq2017@sina.com

通信作者简介:王进(1986—),男,硕士,副研究员,从事页岩气勘探开发与管理工作。地址:湖北省武汉市东湖高新区大学园路18号,邮政编码:430223。E-mail:276176723@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“涪陵页岩气开发示范工程”(2016ZX05060);中国石化股份公司科研项目“深层页岩气多维度地质工程参数评价研究”(P20046-1)。

目前,国内外通常采用地质参数定性开展页岩气选区评价,常用的指标有泥页岩厚度、有机碳含量、有机质成熟度、岩石力学性质、埋深等。张鉴等^[1]2016年选取页岩矿物组成、地球化学特征、储层特征、盖层、岩石力学性质、资源条件、含气性、保存条件和埋深等9个方面19项参数。梁冰等^[2]2014年提出“页岩有效厚度、有机质丰度、热成熟度、孔隙度、含气量、埋深、脆性矿物含量”7个参数,利用层次分析法和熵权法确定参数的组合权重,采用灰关联度分析方法,对目标区块的可采性进行评价。

从目前常用的指标看,这些指标主要适用于页岩气勘探选区,对已评价为页岩气勘探有利区,需要进一步优选出适合页岩气开发建产区块的指导意义较小,而且部分参数获取难度大、成本高、周期长(如有机质丰度、热成熟度等);评价指标的参数值多为固定区间(一般是由北美等成熟页岩气地区类比而来)^[3-7],难以满足开发需要。因此,迫切需要寻找适合我国页岩气地质特征的、易操作的页岩气开发选区评价指标。

从评价方法看,主要是定性的评价,即简单地评价为优、中、差,定量评价相对较少,单一使用主观方法确定的指标权重系数往往受人为主观影响较大,客观评价法只针对数据运算,缺乏地质思维,有时会出现与实际相悖的情况,需要根据实际情况进行校正。

本次研究立足涪陵页岩气田开发实际生产需要,选取易获取、周期短、可靠性好的指标,综合利用层次分析法和均方差法确定指标的组合权重,克服了指标难以准确比较重要性的缺点,提高了权重系数的精确度,同时利用层次分析法和均方差法,对页岩气开发区块进行排序,以实现优中选优的目的。研究成果可为中国南方复杂海相页岩气开发选区提供有力借鉴,对实现我国页岩气大规模开发有重要意义。

1 评价指标优选

在调研页岩气选区评价方法的基础上,结合涪陵页岩气田生产实际,认为页岩气开发选区主要包括含气性评价、可压性评价和经济性评价3个方面。因此,从这3个方面优选评价指标。其中,有机碳含量、孔隙度、气测全烃值、地层压力系数为影响页岩含气性的指标;断裂发育程度、埋深3 500 m以浅面积比例、构造形态、目的层裂缝发育程度为影响页岩

可压性的指标;水文条件、地形特征、天然气管网条件为影响页岩气开采经济性的指标。

1.1 含气性指标

有机碳含量:有机碳含量高低直接影响页岩含气量的大小。有机碳含量越高,页岩气含量越高。北美地区研究认为具有商业价值的页岩气藏有机碳含量一般大于2%,最高达10%。

孔隙度:孔隙度是评价储层物性、计算油气储量的重要参数。页岩储层具有低孔、特低渗的特征。北美地区页岩储层物性评价通常采用GRI法,主要产层孔隙度介于2%~14%,对国内目前已成功开发的4个典型页岩气田页岩储集性特征进行对比分析,结果表明页岩储层孔隙度均值介于3%~5%。孔隙度与页岩含气量成正相关,通常孔隙度越大,含气量越高^[8-10]。

气测全烃值:气测录井的全烃值是油气录井中最为连续、直接、定量、有效的方法,能够连续对钻井液中的气态烃类进行直接检测,给出定量的数据,对于含气性能给出较为准确的判断,但要注意的是,气测显示值的高低受到钻速和泥浆密度的影响,在使用中应注意校正。

地层压力系数:保存在地层孔隙内的流体(油、气、水)所具有的压力称为地层压力。余川等^[11]认为,地层压力是油气成藏与勘探开发过程中至关重要的因素,富有机质页岩总含气量随压力的增大而增加,吸附气量对压力的增大不敏感,压力增大时吸附气量基本保持不变;游离气含量随压力的增大而增加,呈线性关系。四川盆地海相页岩气田的开发实践证明,含气性好的页岩储层普遍存在高压,且地层压力系数越高,含气性也越好。

1.2 可压性指标

页岩可压性是指页岩在水力压裂中具有被压裂形成裂缝网络的性质,是页岩油气开发中非常关键的评价内容。页岩可压性评价对于优选压裂井段、实现高效开发具有重要的意义。

断裂发育程度:页岩气水平井压裂改造是为了制造复杂缝网。复杂缝网越多,表明压裂效果越好,单井产量越高。前人研究认为储层断裂发育程度会对压裂改造和复杂缝网的形成有一定的影响^[12-16]。本次定义的断裂是指在目的层构造图上断距超过

100 m的断层。研究认为,部分靠近大断裂的水平井段,可能会使一部分压裂液进入大断裂中,而没有产生复杂的人工裂缝,从而导致压裂效果较差,影响页岩气水平井段的可压性。

埋深3 500 m以浅面积比例:埋深是指水平段的垂深。页岩的埋藏深度会影响压裂改造的效果,埋藏深度越大,页岩上覆压力越大,水平地应力通常也会增大,压裂造缝的难度也会随之增大。另外,温度也会随埋藏深度发生变化,一般情况下,岩石强度随温度升高而降低,泥页岩在高温高压环境下塑性变形能力增强,形成复杂缝网难度增大。

在评价页岩的可压性方面,多采用岩石力学参数和脆性指数。本次研究认为在页岩气开发选区过程中,候选区块往往面积较大,前期几口探井或者评价井的岩石力学参数往往差异较大,而且多数是单井的数据,对整个面上的选择确实意义不是太大,在对比几个候选区块的岩石力学参数时往往不能统一,而且研究发现,页岩岩石力学参数与埋深的相关性比较好,在现场实际应用中埋深3 500 m以浅面积占比相对较广泛,而且在比较候选区块时埋深占比易获得,可比性强。关于脆性指数,在涪陵页岩气田,整个平面上脆性指数差异非常小,无论深层还是浅层,整体上的脆性指数介于55%~60%。脆性指数和水平井压裂效果的相关性分析表明,相关性不明显。

构造形态:在页岩气的实际开发过程中,构造形态可以说是很关键的因素。不同的构造背景压裂施工的难度不同,常见的构造背景有背斜、向斜、断鼻等。背斜区派生拉张应力,拉张应力叠加在最小主应力上,拉张应力为负值,会抵消一部分原始最小主应力;向斜区派生挤压应力,派生挤压应力的叠加,会增大最小主应力,从而增加裂缝延伸难度,抬升施工压力^[17]。

对涪陵页岩气田不同构造形态下试气井压裂效果的分析证实:构造形态会对压裂产生较为明显的影响。以一期产建区的焦页A HF井和平桥区块的焦页B HF井为例,2口水平井埋深均在3 200~3 300 m,埋深基本相当。焦页A HF井位于石门向斜,属负向构造区,焦页B HF井位于平桥断背斜东翼斜坡,属正向构造区。对比压裂参数可以看到,焦页A HF井平均破裂压力为84 MPa,而焦页B HF井平均破裂压力为77 MPa,焦页A HF井偏高。从施工压力看,焦页B HF井最大施工压力基本小于80 MPa,最小施工压

力基本小于50 MPa;而焦页A HF井最大施工压力则基本高于85 MPa,最小施工压力高于60 MPa,明显高于焦页B HF井。分析认为构造形态会对压裂施工产生影响,导致单井测试产量出现差异。

目的层裂缝发育程度:本次主要以曲率来表示裂缝的发育程度。曲率是曲线上某个点的切线方向角对弧长的转动率,表明曲线偏离直线的程度,数学上表明曲线在某一点的弯曲程度的数值^[18]。曲率越大,表示曲线的弯曲程度越大。在页岩气水平井段的可压性的评价中,不仅考虑水平井段曲率值的大小,还需考虑水平井段曲率值的方向。涪陵页岩气田水平井段曲率方向一般分为斑点状曲率和条带状曲率。以涪陵页岩气田水平井为例,微地震监测到的地层可压性与曲率发育的平面性一致。

1.3 经济性指标

水文条件:页岩气勘探开发的成功是大规模水平井水力压裂的结果,页岩气的开发需要充足的水源,以满足钻井和压裂等工程作业的需求。

地形特征:以涪陵页岩气田为代表的四川盆地海相页岩气田,地表多为山地和丘陵,地表高差较小,较有利于钻井和压裂等的展开,因此地形特征对于页岩气开发选区也是十分必要的。

天然气管网条件:在天然气的销售中,管网条件是否有利也是重要的评价指标,一般而言,交通越发达、距离天然气输气管网越近,销售成本也越低,有利于提高气田开发效益。

2 评价方法

2.1 指标统一化

不同参数量纲不同,为使各项参数具有可比性,需对各项参数的取值进行标准化处理:

$$Z = \frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (1)$$

式中: Z 为标准化处理后的参数值; X 为待评价的参数值; X_{\min} 为评价区内该参数的最小值; X_{\max} 为评价区内该参数的最大值。处理后的参数最优值为1,最差值为0。

本次优选的11项评价指标,其中有机碳含量、孔隙度、气测全烃值、地层压力系数、埋深3 500 m以浅面积比例可以用数值计算,可以量化;断裂发育程

度、构造形态、目的层裂缝发育程度、水文条件、地形特征、天然气管网条件这6项参数较难以量化,采用经验赋值的方法求取,赋值的准确性取决于对页岩气田地质特征的认识程度。本次断裂发育程度主要分为不发育、较发育和发育3种,分别赋值0.8,0.4,0.2;构造形态分为正向、负向、以正向为主、以负向为主,分别赋值0.8,0.2,0.6,0.4;目的层裂缝发育程度分为斑点状曲率为主、条带状曲率为主、斑点状曲率和条带状曲率,分别赋值0.6,0.3,0.5;水文条件评价为优、中等、差,分别赋值0.5,0.4,0.3;地形特征主要有平原、盆地、丘陵、山地、高原,分别赋值0.6,0.5,0.4,0.3,0.2;天然气管网条件评价为优、中等、差,分别赋值0.5,0.4,0.3。

2.2 层次分析法

页岩气藏与常规气藏不同,页岩一般具有低孔、特低渗的特点,必须经过大规模压裂改造才能实现有效开发。在优选页岩气有利开发区块时,不仅要考虑区块的含气特征,即有无页岩气,而且要考虑页岩的可压性条件,即能否合理地开采出来,另外还要考虑页岩气区块的地面条件,即经济性。因此,在综合确定影响页岩气开发选区指标的权重系数时,采用两步法。第一步计算含气性、可压性、经济性3个指标的权重系数,第二步根据专家意见,分别计算含气性、可压性、经济性内部各指标的权重系数,如对影响页岩含气性的4个指标进行两两比较,确定影响含气性的最主要指标。在此基础上,综合考虑这2种方法计算的权重系数,即得出主观方法下的权重系数。

计算含气性、可压性、经济性的权重系数,建立含气性、可压性、经济性两两比较矩阵,根据对涪陵页岩气田开发实践的认识,分别赋予含气性、可压性和经济性不同的重要程度,并计算矩阵一致性比率(表1)。验证结果表明判断矩阵具有满意的一致性,

表1 含气性、可压性和经济性指标判断矩阵及权重系数
Table 1 Matrix and weight coefficient judged by gas content, compressibility and economic index

指标	含气性	可压性	经济性	权重系数
含气性	1.000 0	2.0	3	0.538 9
可压性	0.500 0	1.0	2	0.297 3
经济性	0.333 3	0.5	1	0.163 8
一致性检验	CR=0.007 9, λ_{max} =3.009 2			

注:CR为矩阵的随机一致性比率, λ_{max} 为矩阵的最大特征根。

本次计算得出的权重系数有效,含气性、可压性和经济性的权重系数分别为0.538 9,0.297 3,0.163 8。

根据专家意见分别计算含气性、可压性、经济性内部各指标的权重系数。为尽量客观反映页岩气开发选区指标的重要程度,最大限度减少主观人为因素的影响,本次咨询对海相页岩气勘探开发选区具有丰富经验的专家15人共发放调查问卷15份,收回有效调查数据12份。综合这12份专家意见,建立含气性内部4个指标(有机碳含量、孔隙度、气测全烃值、地层压力系数)的两两比较矩阵,进而计算矩阵一致性比率(表2)。

表2 有机碳含量、孔隙度、气测全烃值、地层压力系数判断矩阵及权重系数

Table 2 Matrix and weight coefficient judged by organic carbon content, porosity, total hydrocarbon value measured by gas logging, and formation pressure coefficient

指标	有机碳含量	孔隙度	气测全烃值	地层压力系数	权重系数
有机碳含量	1	1	0.333 3	0.333 3	0.130 2
孔隙度	1	1	0.333 3	1.000 0	0.161 4
气测全烃值	3	3	1.000 0	3.000 0	0.484 4
地层压力系数	3	1	0.333 3	1.000 0	0.224 0
一致性检验	CR=0.005 8, λ_{max} =4.156 6				

注:CR为矩阵的随机一致性比率, λ_{max} 为矩阵的最大特征根。

同样地,分别针对页岩可压性和经济性指标,计算相应的权重系数。

将上述2种方法得出的权重系数相乘,即含气性内部4个指标所占的权重分别乘以含气性所占的权重,即得出各个指标在整个指标体系中的权重系数。以有机碳含量为例,其在含气性内部所占权重为0.130 208,而含气性在整个指标体系中的权重系数为0.538 961,则有有机碳含量在整个指标体系中的权重系数为0.130 208和0.538 961的乘积,同理可分别计算出孔隙度、断裂发育程度、埋深3 500 m以浅面积比例、水文条件、地形特征等指标在整个指标体系中的权重系数,见表3。

2.3 均方差法

层次分析法属主观分析法,所确定的权重受被咨询专家、学者的数量和经验、理论水平的影响。为克服该缺点,本次采用客观分析法中的均方差法进行弥补。

表3 基于层次分析法确定的页岩气开发选区
评价指标权重系数Table 3 Weight coefficient of evaluation index
for shale gas development area selection determined
by analytic hierarchy process

	指标	权重系数
含气性	有机碳含量	0.070
	孔隙度	0.087
	气测全烃值	0.261
	地层压力系数	0.121
可压性	断裂发育程度	0.148
	埋深3 500 m以浅面积比例	0.027
	构造形态	0.045
	目的层裂缝发育程度	0.077
经济性	水文条件	0.063
	天然气管网条件	0.028
	地形特征	0.073

基于均方差确定权重的多指标综合评价法的基本原理是:若某指标对所有的样本(或方案)所得数据均无差别,则该指标对样本排序或方案决策不起作用,可不考虑该指标,即将该指标赋权为0;反之,若某指标对所有的样本(或方案)所得数据有较大差异,则该指标对样本排序或方案决策起重要作用,应对其赋予较大权重^[19]。因此,假定每个指标为一随机变量,指标下对应的各样本数据为该随机变量的取值,则其相对离散程度可用均方差来描述。

具体计算步骤如下:

①对第*i*个样本的第*j*个指标的取值 $X_{ij}(i=1,2,\dots,n; j=1,2,\dots,m)$ 进行标准化处理,得到处理后的参数值 Z_{ij} 。

②求随机变量的均值:

$$\bar{Z}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Z_{ij} \quad (2)$$

③求第*j*个指标的均方差:

$$\sigma_j = \sqrt{\sum_{i=1}^n (Z_{ij} - \bar{Z}_j)^2} \quad (3)$$

④求第*j*个指标的权重系数:

$$W_{Bj} = \sigma_j / \sum_{j=1}^m \sigma_j \quad (4)$$

式(2)一式(4)中: \bar{Z}_j 为第*j*个指标的均值; σ_j 为第*j*个指标的均方差; W_{Bj} 为基于均方差法确定的第*j*个指标的权重系数。

为确保评价结果真实可靠,本次选取勘探开发成熟区块、未成熟区块2种类型共9个候选区块开展分析,用已被实践证明了的成熟区块的结果来检验评价公式,更好地指导未成熟区块的选区评价。9个候选区块赋值后的基本地质参数见表4。

将上述参数的取值按照2.1节的方法进行标准化处理,然后根据式(2)一式(4)的方法进行计算,求取每个指标的均方差,再用每个指标的均方差除以均方差之和,得到每个指标的权重系数(表5)。

表5 基于均方差法确定的页岩气开发选区
评价指标权重系数Table 5 Weight coefficient of evaluation index for
shale gas development area selection based on mean
square deviation method

指标	权重系数(均方差法)
有机碳含量	0.072
孔隙度	0.088
气测全烃值	0.077
地层压力系数	0.084
断裂发育程度	0.102
埋深3 500 m以浅面积比例	0.071
构造形态	0.097
目的层裂缝发育程度	0.102
水文条件	0.084
天然气管网条件	0.100
地形特征	0.122

表4 页岩气开发区块特征参数

Table 4 Characteristic parameters of shale gas development block

区块	有机碳含量 (%)	孔隙度 (%)	气测全烃 值(%)	地层压力 系数	断裂发育 程度	埋深3 500 m 以浅面积比例(%)	构造 形态	目的层裂缝 发育程度	水文 条件	天然气管 网条件	地形 特征
区块一	3.80	4.50	15	1.3	0.4	85.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
区块二	4.00	5.00	20	1.6	0.8	95.0	0.8	0.6	0.5	0.5	0.4
区块三	3.30	4.00	10	1.2	0.2	80.0	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4
区块四	3.20	3.00	6	1.2	0.2	70.0	0.4	0.3	0.5	0.4	0.3
区块五	3.32	4.57	15	1.6	0.8	50.2	0.8	0.6	0.5	0.5	0.4
区块六	3.55	3.21	12	1.5	0.8	64.0	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4
区块七	3.23	3.32	6	1.2	0.4	79.0	0.4	0.5	0.5	0.3	0.3
区块八	3.66	2.96	4	1.1	0.2	59.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
区块九	2.88	2.85	2	1.0	0.4	30.0	0.6	0.3	0.4	0.3	0.3

2.4 综合确定权重系数

通过层次分析法和均方差法相结合,综合确定11个指标的权重系数,使权重值达到专家意见和指标客观规律的统一。该权重能更客观、合理地反映页岩气开发选区的指标之间的重要程度。

采用乘法合成法对指标进行组合赋权,公式如下:

$$W_j = \frac{W_{\alpha_j} W_{\beta_j}}{\sum_{j=1}^{11} W_{\alpha_j} W_{\beta_j}} \quad (5)$$

式中: W_j 为综合确定的第 j 个指标的权重系数; W_{α_j} 为基于层次分析法确定的第 j 个指标的权重系数。

使用该公式处理后,得到的各指标的组合权重见表6。

表6 基于层次分析法和均方差法综合确定的页岩气开发选区评价指标权重系数

Table 6 Weight coefficient of evaluation index for shale gas development area selection comprehensively determined based on analytic hierarchy process and mean square deviation method

指标	权重系数(综合确定)
有机碳含量	0.057
孔隙度	0.086
气测全烃值	0.225
地层压力系数	0.114
断裂发育程度	0.170
埋深3 500 m以浅面积比例	0.021
构造形态	0.049
目的层裂缝发育程度	0.089
水文条件	0.060
天然气管网条件	0.031
地形特征	0.099

综上,用表6中各项指标经标准化处理后的参数值与综合确定的权重系数相乘,将结果求和即得到页岩气开发选区系数(F)。

根据页岩气开发选区系数作概率累积曲线(图1)。找到曲线拐点(曲线最大变化点),该拐点就是页岩气开发选区评价的区分点,即分类阈值:Ⅰ类页岩气开发区块: $F \geq 0.6625$;Ⅱ类页岩气开发区块: $0.325 \leq F < 0.6625$;Ⅲ类页岩气开发区块: $F < 0.325$ 。

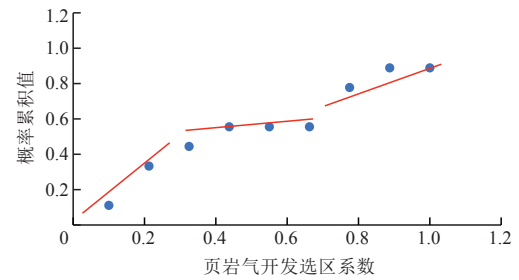


图1 页岩气开发选区系数概率累积曲线

Fig. 1 Probability cumulative curve of comprehensive evaluation index for shale gas development area selection

3 实例

3.1 较成熟区块应用

涪陵页岩气田焦石坝区块为页岩气开发较成熟区块,开发实践证明该区块可进一步细分为4个次一级的开发分区,分别命名为区块一、区块二、区块三、区块四。

将区块一至区块四各特征参数的取值按照2.1节的方法进行标准化处理,再依据本次研究得出的页岩气开发选区评价方法计算公式,分别计算其页岩气开发选区系数,结果见表7。按照分类标准,区块一、二为Ⅰ类区,区块三为Ⅱ类区,区块四为Ⅲ类区,从可选性上来说,区块二 > 区块一 > 区块三 > 区块四。

从实际的开发实践结果来看,该评价结果与实际吻合度较高。焦石坝区块目前已完成试气井252口,平面上无阻流量分布差异较大:区块一位于焦石坝区块西部,单井平均无阻流量为 $45 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;区块二位于焦石坝区块中部,单井平均无阻流量为 $51.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;区块三和区块四单井平均无阻流量在全区最低,分别为 $19.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $8.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。本次计算的页岩气开发选区系数和单井平均无阻流量相关性较好,相关系数 $R^2=0.9353$,说明本评价方法是可行的,计算得出的权重系数与实际情况较吻合,可以在未成熟区块推广应用(图2)。

3.2 未成熟区块应用

涪陵页岩气田二期产建区为页岩气开发未成熟区块,为准确评价待开发区块的开发潜力,确定合理的开发目标,依据本次研究得出的页岩气开发选区评价方法计算页岩气开发选区系数。将待选区块分别命名为区块五、区块六、区块七、区块八、区块九,

表7 页岩气开发选区评价指标在较成熟区块应用情况

Table 7 Application of evaluation indicators for shale gas development area selection in relatively mature blocks

区块	有机碳含量	孔隙度	气测全烃值	地层压力系数	断裂发育程度	埋深3 500 m以浅面积比例	构造形态	目的层裂缝发育程度	水文条件	天然气管网条件	地形特征	页岩气开发选区系数
区块一	0.82	0.77	0.72	0.50	0.33	0.85	0.50	0.67	1.0	1.0	1	0.680
区块二	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.0	1.0	1	1.000
区块三	0.38	0.53	0.44	0.33	0	0.77	0	0	0.5	0.5	1	0.366
区块四	0.29	0.07	0.22	0.33	0	0.62	0	0	1.0	0.5	0	0.199

注:表中各评价指标的取值均为标准化处理后的参数值。

表8 页岩气开发选区评价指标在未成熟区块应用情况

Table 8 Application of evaluation indicators for shale gas development area selection in immature blocks

区块	有机碳含量	孔隙度	气测全烃值	地层压力系数	断裂发育程度	埋深3 500 m以浅面积比例	构造形态	目的层裂缝发育程度	水文条件	天然气管网条件	地形特征	页岩气开发选区系数
区块五	0.39	0.80	0.72	1.00	1.00	0.31	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.871
区块六	0.60	0.17	0.56	0.83	1.00	0.52	0.50	0.67	0.50	0.50	1.00	0.677
区块七	0.31	0.22	0.22	0.33	0.33	0.75	0	0.67	1.00	0	0	0.316
区块八	0.70	0.05	0.11	0.17	0	0.45	0	0	0	0	0	0.097
区块九	0	0	0	0	0.33	0	0.50	0	0.50	0	0	0.111

注:表中各评价指标的取值均为标准化处理后的参数值。

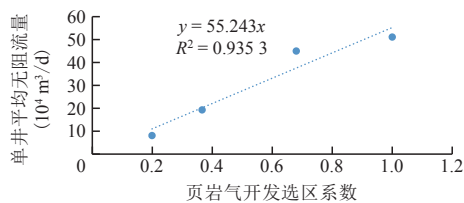


图2 页岩气开发选区系数与区块单井平均无阻流量相关关系

Fig. 2 Correlation between optional coefficient of shale gas development area selection and block single well average open flow

将各区块的各特征参数的取值按照2.1节的方法进行标准化处理,再分别计算其页岩气开发选区系数,结果见表8。

从页岩气开发选区系数来看,二期产建区整体要略差于焦石坝区块,二期产建区5个待开发区块的差异程度也较焦石坝区块大。按照分类标准,区块五、六为I类区,区块七、八、九为III类区,没有II类区。从可选性上来说,区块五>区块六>区块七>区块九>区块八。实际从5个候选区块的评价井的效果来看,区块五单井平均无阻流量为 $35.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,区块六单井平均无阻流量为 $21.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,为二期产建区最有利开发区块,远远优于区块八 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的单井平均无阻流量。

4 结论

1) 涪陵页岩气田开发实践表明,页岩气开发选区评价包括含气性评价、可压性评价和经济性评价3个方面。其中,有机碳含量、孔隙度、气测全烃值、地层压力系数可作为评价页岩含气性的指标;断裂发育程度、埋深3 500 m以浅面积比例、构造形态、目的层裂缝发育程度为评价页岩可压性的指标;水文条件、地形特征、天然气管网条件为评价页岩气开采经济性的指标。

2) 通过层次分析法和均方差法相结合的权重系数确定方法,建立了页岩气开发选区评价方法计算公式,明确了页岩气开发选区评价的分类阈值。结果认为,在页岩气开发选区中,主要的评价指标为气测全烃值、断裂发育程度、地层压力系数、地形特征、目的层裂缝发育程度和孔隙度。

3) 本次建立的页岩气开发选区评价方法,在涪陵页岩气田勘探开发成熟区和未成熟区应用效果较好,说明本评价方法在涪陵地区的应用是可行的,但鉴于中国南方海相页岩气特殊的地质特征,在四川盆地类似页岩气田的实际应用中还需要有针对性地优选指标,更好地指导页岩气的开发评价。

参考文献

[1] 张鉴,王兰生,杨跃明,等.四川盆地海相页岩气选区评价方

- 法建立及应用[J].天然气地球科学,2016,27(3):433-441.
ZHANG Jian, WANG Lansheng, YANG Yueming, et al. The development and application of the evaluation method of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 433-441.
- [2] 梁冰,代媛媛,陈天宇,等.复杂地质条件页岩气勘探开发区块灰关联度优选[J].煤炭学报,2014,39(3):524-530.
LIANG Bing, DAI Yuanyuan, CHEN Tianyu, et al. Grey correlation optimization for shale gas exploration and development areas of complicated geological parameter features [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(3): 524-530.
- [3] 李武广,杨胜来,王珍珍,等.基于模糊优化分析法的页岩气开发选区模型[J].煤炭学报,2013,38(2):264-270.
LI Wuguang, YANG Shenglai, WANG Zhenzhen, et al. Shale gas development evaluation model based on the fuzzy optimization analysis[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(2): 264-270.
- [4] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [5] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [6] QUAN T M, ADIGWE E N, RIEDINGER N, et al. Evaluating nitrogen isotopes as proxies for depositional environmental conditions in shales: Comparing Caney and Woodford Shales in the Arkoma Basin, Oklahoma[J]. Chemical Geology, 2013, 360-361:231-240.
- [7] 聂海宽,包书景,高波,等.四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J].地学前缘,2012,19(3):280-294.
NIE Haikuan, BAO Shujing, GAO Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(3): 280-294.
- [8] 王玉满,董大忠,李建忠,等.川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J].石油学报,2012,33(4):551-561.
WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petroli Sinica, 2012, 33(4): 551-561.
- [9] 王进,包汉勇,陆亚秋,等.涪陵焦石坝地区页岩气赋存特征定量表征及其主控因素[J].地球科学,2019,44(3):1001-1011.
WANG Jin, BAO Hanyong, LU Yaqiu, et al. Quantitative characterization and main controlling factors of shale gas occurrence in Jiaoshiba area, Fuling[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 1001-1011.
- [10] 刘树根,马文辛, JANSAL, 等.四川盆地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征[J].岩石学报,2011,27(8):2239-2252.
LIU Shugen, MA Wenxin, JANSAL, et al. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Lower Silurian Longmaxi Formation, East Sichuan basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(8): 2239-2252.
- [11] 余川,程礼军,曾春林,等.渝东北地区下古生界页岩含气性主控因素分析[J].断块油气田,2014,21(3):296-300.
YU Chuan, CHENG Lijun, ZENG Chunlin, et al. Main controlling factor analysis on gas-bearing property of Lower Paleozoic shale in northeastern Chongqing Region[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(3): 296-300.
- [12] 王建波,冯明刚,严伟,等.焦石坝地区页岩储层可压裂性影响因素及计算方法[J].断块油气田,2016,23(2):216-220.
WANG Jianbo, FENG Minggang, YAN Wei, et al. Influence factors and evaluation methods for shale reservoir fracability in Jiaoshiba Area[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(2): 216-220.
- [13] 周亚楠,邓媛,霍威,等.油气储层裂缝描述综述[J].辽宁化工,2012,41(10):1008-1011.
ZHOU Yanan, DENG Yuan, HUO Wei, et al. An overview of fracture description for oil and gas reservoirs[J]. Liaoning Chemical Industry, 2012, 41(10): 1008-1011.
- [14] 唐颖,邢云,李乐忠,等.页岩储层可压裂性影响因素及评价方法[J].地学前缘,2012,19(5):356-363.
TANG Ying, XING Yun, LI Lezhong, et al. Influence factors and evaluation methods of the gas shale fracability[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 356-363.
- [15] 丁文龙,李超,李春燕,等.页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J].地学前缘,2012,19(2):212-220.
DING Wenlong, LI Chao, LI Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 212-220.
- [16] 王玉满,黄金亮,李新景,等.四川盆地下志留统龙马溪组页岩裂缝孔隙定量表征[J].天然气工业,2015,35(9):8-15.
WANG Yuman, HUANG Jinliang, LI Xinjing, et al. Quantitative characterization of fractures and pores in shale beds of the Lower Silurian, Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 8-15.
- [17] 方栋梁,孟志勇.页岩气富集高产主控因素分析——以四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组一段页岩为例[J].石油实验地质,2020,42(1):37-41.
FANG Dongliang, MENG Zhiyong. Main controlling factors of shale gas enrichment and high yield: a case study of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 37-41.
- [18] 胡德高,刘超.四川盆地涪陵页岩气田单井可压性地质因素研究[J].石油实验地质,2018,40(1):20-24.
HU Degao, LIU Chao. Geological factors of well fracability in Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 20-24.
- [19] 郭秀英,陈义才,张鉴,等.页岩气选区评价指标筛选及其权重确定方法——以四川盆地海相页岩为例[J].天然气工业,2015,35(10):57-64.
GUO Xiuying, CHEN Yicai, ZHANG Jian, et al. Assessment index selection and weight determination of shale gas plays: A case study of marine shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(10): 57-64.

(编辑 王隽)