

引用本文: 宿航, 李瑞雪, 邓虎成, 等. 致密砂岩储层压裂效果地质—工程影响因素评价[J]. 石油实验地质, 2024, 46(6): 1349–1361. DOI: 10.11781/sydz2024061349.

SU Hang, LI Ruixue, DENG Hucheng, et al. Comprehensive evaluation of geological and engineering factors affecting fracturing effectiveness in tight sandstone reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1349–1361. DOI: 10.11781/sydz2024061349.

致密砂岩储层压裂效果地质—工程影响因素评价

宿航¹, 李瑞雪^{1,2}, 邓虎成^{1,2}, 秦源蔚¹, 伏美燕^{1,2},
何建华^{1,2}, 曾青高³, 宋林珂³, 张家维^{1,4}

1. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院), 成都 610059;

2. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室(成都理工大学), 成都 610059;

3. 中国石油西南油气田公司致密油气勘探开发项目部, 成都 610051;

4. 中国石油长庆油田分公司工程技术监督中心, 西安 710018

摘要:我国致密砂岩储层具有巨大的油气储量和开发潜力,水平井水力压裂改造技术是致密砂岩储层开发的关键增产措施。川中—川西过渡带 J 气田侏罗系沙溪庙组致密砂岩储层受其岩石力学性质及地质力学特征差异影响,相近压裂工艺下各井压裂改造效果差距较大。为提高压裂改造的有效性及针对性,研究了表征岩石力学性质的脆性指数及表征地质力学特征的最小水平主应力、水平两向主应力差 3 个地质因素对压裂效果的影响。以水平两向主应力差为分类条件,将研究区地质条件由好到差分为 I 类和 II 类;分析两类地质条件下各类工程因素对压裂效果的影响,并给出了不同地质条件下的工程参数优选范围。采用层次分析法和灰色关联法计算了上述地质及工程参数对压裂改造效果的影响权重,建立了压裂改造效果定量评价模型。基于所建模型与压裂改造效果的相关程度,优选层次分析法所建模型用于评价研究区压裂改造效果,并验证上述研究给出的工程参数建议范围的合理性及压裂改造效果综合评价模型的适用性。不同地质条件下水平井压裂工程参数建议范围存在较大差别,地质条件较好的水平井工程参数建议范围明显比地质条件较差的范围更大。优选层次分析法建立了用于评价研究区压裂改造效果的地质—工程综合评价模型。

关键词:压裂改造效果;地质—工程综合分析;层次分析法;沙溪庙组;侏罗系;致密砂岩;四川盆地

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

DOI:10.11781/sydz2024061349

Comprehensive evaluation of geological and engineering factors affecting fracturing effectiveness in tight sandstone reservoirs

SU Hang¹, LI Ruixue^{1,2}, DENG Hucheng^{1,2}, QIN Yuanwei¹, FU Meiyang^{1,2},

HE Jianhua^{1,2}, ZENG Qinggao³, SONG Linke³, ZHANG Jiawei^{1,4}

1. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China;

2. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China;

3. Tight Oil and Gas Exploration and Development Project Department, PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China;

4. Engineering Technology Supervision Center, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China

Abstract: China's tight sandstone reservoirs possess immense hydrocarbon reserves with substantial development potential. Hydraulic fracturing in horizontal wells is a crucial enhancement method for developing these reservoirs. In tight sandstone reservoirs of the Jurassic Shaximiao Formation of the J gas field in the transitional zone between central and western Sichuan, differences in rock mechanical properties and geomechanical characteristics result in significant variations in fracturing effectiveness across wells despite similar fracturing processes. To enhance the effectiveness and specificity of fracturing, this study examined the impact of three geological factors—brittleness

收稿日期 (Received): 2024-02-14; 修订日期 (Revised): 2024-10-22; 出版日期 (Published): 2024-11-28.

作者简介: 宿航 (1998—), 男, 硕士生, 从事地应力状态精细表征及其对压裂改造效果影响研究。E-mail: suhang@stu.cdut.edu.cn.

通信作者: 李瑞雪 (1994—), 女, 博士, 副教授, 从事地质力学分析、地应力场精细表征等研究。E-mail: liruihue19@cdut.edu.cn.

基金项目: 国家自然科学基金面上项目 (42072182) 和四川省杰出青年科技人才项目 (2020JDJQ0058) 联合资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

index, minimum horizontal principal stress, and differences between two horizontal principal stresses—on fracturing effectiveness. Based on the difference in horizontal principal stress, the geological conditions in the study area were classified into two categories, type I and type II, from favorable to less favorable. The influence of various engineering factors on fracturing effectiveness under these two types of geological conditions was analyzed, and optimal ranges for engineering parameters under these conditions were proposed. The Analytic Hierarchy Process (AHP) and Grey Relational Analysis (GRA) were employed to calculate the influence weight of each geological and engineering parameter on fracturing effectiveness, and then a quantitative evaluation model was established. Based on the correlation with fracturing effectiveness, the AHP-based model was selected as the optimal method to evaluate the fracturing effectiveness in the study area. It was also used to verify the rationality of the proposed ranges for engineering parameters outlined in the study and the applicability of the comprehensive evaluation model for fracturing effectiveness. This paper revealed significant differences in the suggested parameter ranges for horizontal well fracturing engineering under different geological conditions, with notably broader ranges for wells in more favorable conditions than those in less favorable ones. The AHP-based model was identified as the optimal geological and engineering comprehensive evaluation model for assessing the fracturing effectiveness in the study area.

Key words: fracturing effectiveness; geological and engineering comprehensive analysis; Analytic Hierarchy Process; Shaximiao Formation; Jurassic; tight sandstone; Sichuan Basin

目前,非常规油气开发已成为全球油气增产的关键。致密砂岩气藏属典型非常规气藏,因其低孔低渗的特点,天然产能极低^[1-2]。水平井分段压裂是保证其有效开采的重要措施,在对川中—川西过渡带J气田沙溪庙组致密砂岩储层压裂增产改造过程中发现,不同水平井压裂改造效果差异较大,部分井达不到预期的改造效果。影响水平井水力压裂改造效果的因素众多且复杂,总体可分为地质、工程两类影响因素。学者们多以脆性指数来评价压裂中地质条件的优劣,并结合断裂韧性、裂缝发育指数等参数进行研究^[3-6],上述参数主要考虑了储层岩石力学及裂缝发育特征对压裂改造效果的影响。随着致密储层勘探开发的进行,地质力学性质对压裂改造效果的影响得到了越来越多学者的重视^[7-10]。除地质因素外,工程因素对压裂改造效果的影响不可忽视,学者们也开展了众多压裂施工参数对压裂改造效果影响的研究^[7-11]。为进一步明确复杂地质特征下压裂改造效果的影响因素,有效提高压裂改造效果,有必要开展地质、工程相结合的压裂改造效果综合评价分析。目前,常用层次分析法、灰色关联法、熵值法、神经网络分析等方法来明确复杂多因素分析中的各影响因素权重^[12-15],并进行定量评价。层次分析法将多因素间复杂关系分析简化为各参数间两两对比的重要性分析,能有效简化复杂流程,将人为判断转化为定量分析;后3种方法对原始样本数据进行分析计算,可排除主观因素影响,但可能因个别异常数据

点而导致分析结果存在误差^[16-17]。

本文以川中—川西过渡带J气田沙溪庙组致密砂岩气储层为例,分析了研究区各水平井地质、工程影响因素与微地震监测的压后缝网改造体积的相关性,建立了综合考虑地质、工程因素的压裂改造效果定量评价模型,明确了各参数对压裂改造效果的重要程度,给出了压裂层段及工程参数优选的相关建议,以为该区压裂施工设计提供指导。

1 研究区地质概况

四川盆地处于古扬子板块的西缘,是基于上扬子克拉通发展起来的多旋回叠合盆地,主要受印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动的影响而形成。J气田位于四川盆地川中平缓褶皱带西北部和川北低平褶皱带西南部交会区,属典型逆冲褶皱系统中倾伏的鼻状构造(图1a)^[18]。沙溪庙组为研究区致密砂岩气勘探开发主要目的层,埋深2 500 m左右,沉积厚度1 000~1 500 m,划分为沙一段和沙二段。沙一段发育浅湖—三角洲沉积砂体,河道宽度100~3 900 m,河道砂体厚度5~25 m;沙二段以河流相为主,发育18期河道,河道宽度200~4 800 m,河道砂体厚度约15~30 m。储集岩性以岩屑长石砂岩、长石砂岩为主,粒度为中—细粒(图1b)^[18];储层孔隙类型为残余粒间孔、粒内溶孔,其孔隙度为8%~16%,平均约12.31%,渗透率为 $(0.01\sim 1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均约 $0.53\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属典型的低孔低渗致密砂岩储层^[19-21]。J气田沙溪庙组气藏为岩

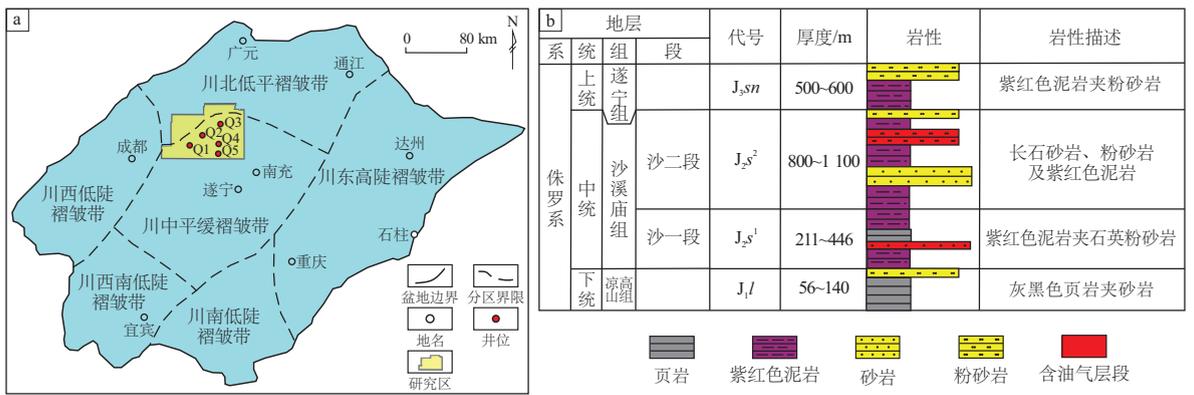


图 1 四川盆地 J 气田构造位置(a)及地层综合柱状图(b)
据参考文献[18]修改。

Fig.1 Structural location (a) and comprehensive stratigraphic column (b) of J gas field in Sichuan Basin

性气藏,含气性较好,甲烷含量普遍在 90% 以上,天然气相对密度平均约为 0.616,不含硫化氢,不产地层水。研究区目前已形成了较大的规模产能,但在已开发的各水平井中部分井压裂改造效果未能达到预期,导致后续产量较差^[22]。

2 压裂改造效果影响因素分析

水平井压裂改造效果影响因素众多,为明确各影响因素与改造效果的关系,首先对各因素与压裂改造效果的相关性进行研究。本文选取了研究区已完成压裂改造的 20 口水平井作为样本点,分别分析了地质因素和工程因素与压裂改造效果的相关关系。地质因素主要考虑表征储层岩石力学性质的脆性指数及表征储层地质力学特征的最小水平主应力、水平两向应力差;工程因素主要考虑用液强度、加砂强度、水平段与最大水平主应力方向夹角、簇间距。

2.1 地质影响因素分析

在不考虑储层岩性的前提下影响压裂改造效果的地质因素主体可分为三类,即岩石力学性质、地质力学性质以及裂缝发育程度^[22-24]。研究区天然裂缝整体欠发育,因此本文选取了表征岩石力学性质的脆性指数和表征地质力学性质的最小水平主应力和水平两向应力差这 3 个参数,表征研究区的地质条件。

2.1.1 脆性指数

在地质因素分析中,脆性指数是影响压裂改造效果的一个重要因素^[24]。脆性指数是表征岩石脆性大小的参数,可以表示储层是否容易被压开。脆性指数的计算方法众多,本文主要采用岩石力学参数法计算脆性指数,公式^[25]如下:

$$I_B = 0.5E_N + 0.5\mu_N \quad (1)$$

$$E_N = \frac{(E - E_{\min})}{E_{\max} - E_{\min}} \quad (2)$$

$$\mu_N = \frac{(\mu_{\max} - \mu)}{\mu_{\max} - \mu_{\min}} \quad (3)$$

式中: I_B 是归一化脆性指数,无量纲; E_N 和 μ_N 分别是归一化杨氏模量和泊松比,无量纲; E 、 E_{\max} 和 E_{\min} 分别为样本点杨氏模量、区域内最大和最小杨氏模量,单位 MPa; μ 、 μ_{\max} 和 μ_{\min} 分别为样本点泊松比、区域内最大和最小泊松比,无量纲。

由于研究区不同水平井压裂改造段长不同,为消除压裂改造段长对压裂改造缝网总体积的影响,本文以压裂改造缝网总体积与压裂改造段长的比值(即单位改造段长下的压裂缝网体积)作为压裂改造效果的定量评价参数,以便于井间对比分析。分析脆性指数和压裂改造效果的相关性,可以看出两者有正相关趋势但相关性较差(图2)。部分学

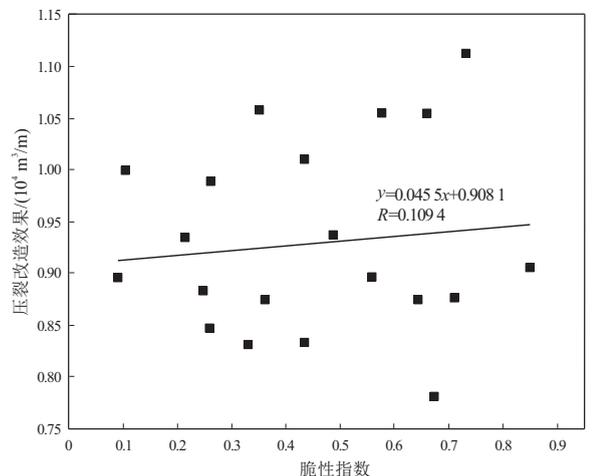


图 2 四川盆地 J 气田沙溪庙组脆性指数与压裂改造效果关系
Fig.2 Relationship between brittleness index and fracturing effectiveness in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

者在研究中也发现,单一基于脆性指数评价地质条件的方 法有很大的争议,在一些脆性指数高的区域改造效果反而较差^[26-28]。因此,需要结合其他地质参数进行综合分析。

2.1.2 最小水平主应力

地质力学在油气开采各个环节都起着重要作用^[29]。在压裂工程中,最小水平主应力的大小影响着储层被压开的难易程度,进而影响压裂改造体积的大小^[30-32]。研究区最小水平主应力与压裂改造效果存在负相关关系,但相关性较差(图 3a)。同时可以看出,有两口井的最小水平主应力较高,压裂改造效果明显偏低,地应力较其他井明显减小的原因需结合埋深、地质构造、岩性变化等因素进一步分析。最小水平主应力主要在 55~65 MPa 之间,当其大于 60 MPa 以后压裂改造效果明显变差;而在 55~60 MPa 之间时,压裂改造效果存在差异,分析认为这种差异是由其他影响因素造成。

2.1.3 水平两向应力差

水平两向应力差是指最大水平主应力和最小水平主应力之差。在压裂工程中水平两向应力差影响水力裂缝的形态特征^[33]。当水平两向应力差值较小时,压裂缝容易沿多方向扩展,有利于形成复杂的压裂缝网,压裂改造体积较大;当水平两向应力差较大时,压裂缝则主要沿最大水平主应力方向扩展,多形成单一主缝,压裂改造体积较小^[34]。分析水平两向应力差与压裂改造效果的相关性可以看出,水平两向应力差与压裂改造效果呈负相关关系,相关性较好(图 3b)。研究区水平两向应力差主要分布在 5.0~6.0 MPa 之间,大于 5.6 MPa 时

压裂改造效果明显变差,小于 5.6 MPa 时压裂改造效果较好。

2.1.4 地质条件分类

分析以上地质因素与压裂改造效果的相关性结果,压裂改造效果与水平两向应力差的相关性最好,与最小水平主应力的相关性次之,与脆性指数的相关性最弱。为提高后续研究分析的针对性,选取水平两向应力差作为研究区地质条件分区的评价参数。基于上述分析结果,以水平两向主应力差 5.6 MPa 为界,小于 5.6 MPa 为有利于压裂改造的 I 类地质条件,大于 5.6 MPa 为较难压裂改造的 II 类地质条件。在此地质条件分类的基础上,进行后续工程影响因素的分析及压裂改造效果综合评价模型的构建。

2.2 工程影响因素分析

本文在统计研究区压裂工程影响因素时,发现前置液比例、支撑剂粒度比等参数在研究区内基本一致,无法用于分析其对压裂改造效果的影响;且部分工程参数对压裂效果影响较小。因此本文选取影响压裂改造效果的 4 个关键参数,并对各参数与压裂改造效果的相关性进行了分析,分析结果可用于后文中层次分析判别矩阵的构建。通过筛选压裂改造效果关键影响参数,可以避免所建模型过于复杂,降低数据收集和统计难度,便于模型现场应用。

2.2.1 用液强度

水平井压裂施工中压裂液用于压开地层、造缝、推进裂缝延伸,因此用液强度的大小直接影响压裂改造效果,用液强度越大造缝效果越好,缝网

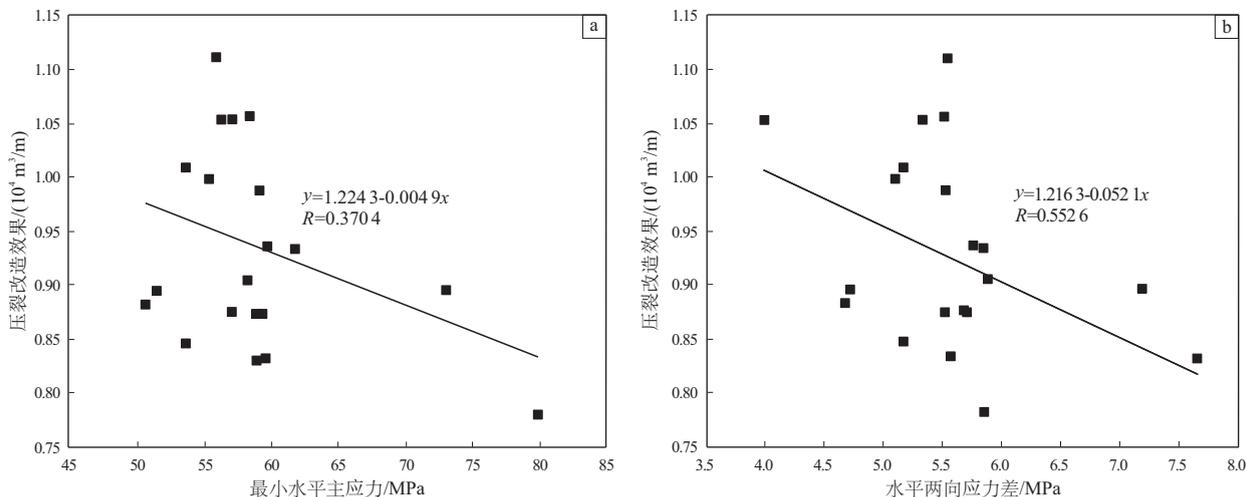


图 3 四川盆地 J 气田沙溪庙组最小水平主应力(a)、水平两向主应力差(b)与压裂改造效果关系

Fig.3 Relationship between minimum horizontal principal stress (a), differences between two horizontal principal stresses (b), and fracturing effectiveness in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

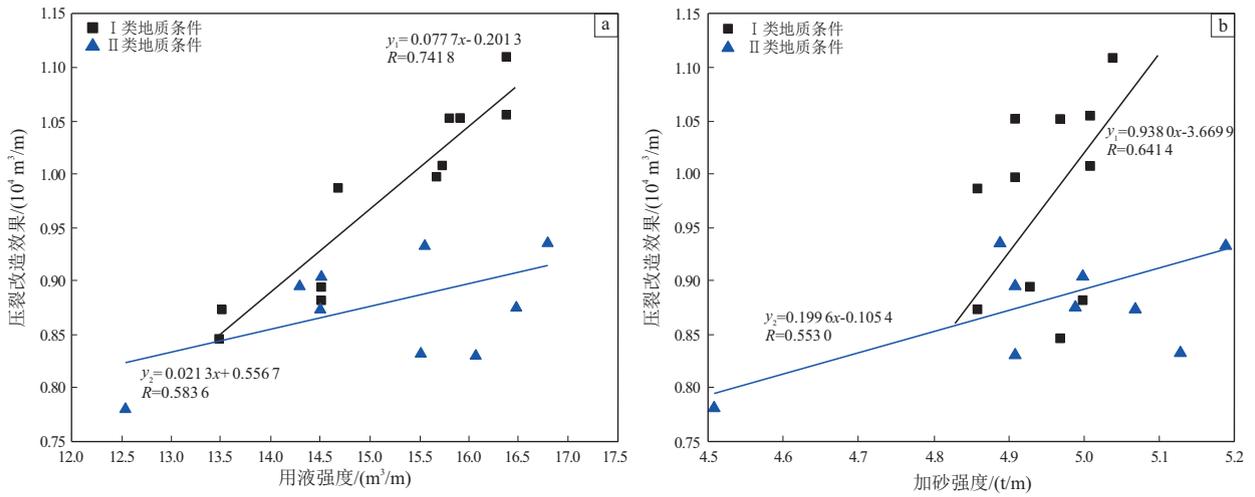


图 4 四川盆地 J 气田沙溪庙组不同地质条件下用液强度(a)、加砂强度(b)与压裂改造效果关系

Fig.4 Relationship between fluid injection intensity (a), sand addition intensity (b), and fracturing effectiveness under different geological conditions in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

改造体积越大^[35]。两类地质条件下压裂改造效果均随用液强度的增加而增加,但 I 类地质条件下压裂改造效果随用液强度的增加速度明显快于 II 类地质条件(图 4a)。这是由于 I 类地质条件较好,水平两向应力差较低,更容易形成复杂缝网,故对用液强度更敏感。通过对 20 口水平井样本点的压裂改造效果分布特征的分析,压裂改造效果分布在 $(0.78 \sim 1.12) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}$ 之间,平均值为 $0.92 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}$,中位数为 $0.90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}$ 。因此,本文以压裂改造效果 $0.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}$ 为界,区分压裂改造效果的优劣,并以此作为工程影响参数优选的依据。建议研究区 I 类地质条件水平井压裂用液强度大于 $14.5 \text{ m}^3/\text{m}$, II 类地质条件水平井压裂用液强度大于 $16.0 \text{ m}^3/\text{m}$ 。值得注意的是,本文仅考虑用液强度对压裂改造效果的影响,未考虑用液强度高可能会导致的技术困难以及可能造成的后续生产提前出水等问题。

2.2.2 加砂强度

加砂强度会影响压裂改造裂缝的导流能力,加砂强度较低时,支撑裂缝能力较差,裂缝导流能力较低;但加砂强度过高时,容易造成砂堵,影响压裂改造效果^[36]。两类地质条件下压裂改造效果均随加砂强度的增加而增加(图 4b),但 I 类地质条件下压裂改造效果随加砂强度的增长明显快于 II 类地质条件。分析认为 I 类地质条件较好,易于压裂产生更大的缝网体积,随着加砂强度的增加,能够有效地支撑在闭合应力的作用下即将闭合的裂缝,从而增强压裂改造效果;而 II 类地质条件较差,压裂产生的裂缝体积有限,即使不断增大加砂强度也受

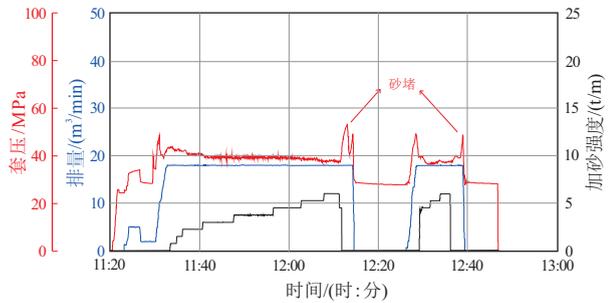


图 5 四川盆地 J 气田沙溪庙组 Q3 井第五段压裂施工曲线
Fig.5 Fracturing construction curves of the fifth section of well Q3 in Shaximiao Formation, J gas field, Sichuan Basin

到压开裂缝体积的限制,无法更进一步增强压裂改造效果,且更容易造成砂堵。通过对水平井压裂施工曲线的分析,得出研究区加砂强度大于 6 t/m 会造成砂堵,影响压裂改造效果(图 5)。综上,建议研究区 I、II 类地质条件水平井压裂施工加砂强度分别为 $4.9 \sim 6.0 \text{ t/m}$ 和 $5.0 \sim 6.0 \text{ t/m}$ 。

2.2.3 水平段与最大水平主应力方向夹角

水平井压裂缝总是倾向于沿着最大水平主应力方向延伸,水平井水平段与最大水平主应力方向夹角越接近 90° ,压裂改造裂缝越易于张开与延伸^[37]。两类地质条件下压裂改造效果均随夹角的增加而增加,但 I 类地质条件下压裂改造效果随夹角增大而增加的速度明显快于 II 类地质条件(图 6)。该现象的原因同上,也是由于 I 类地质条件水平两向应力差较小,更易于得到复杂缝网,压裂改造较容易。建议研究区 I 类地质条件水平井水平段与最大水平主应力方向夹角大于 60° , II 类地质条件的大于 65° 。

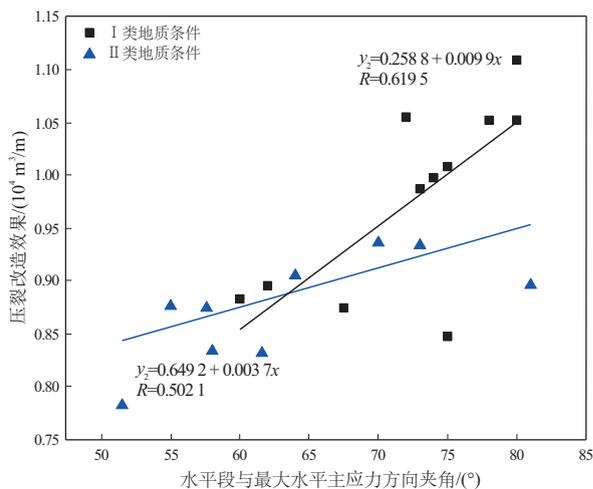


图 6 四川盆地 J 气田沙溪庙组不同地质条件下水平井水平段与最大水平主应力方向夹角—压裂改造效果的关系
Fig.6 Relationship between angle between horizontal section of horizontal wells and maximum horizontal principal stress and fracturing effectiveness under different geological conditions in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

2.2.4 簇间距

簇间距是水平井分段多簇压裂设计过程中的一个重要参数,当簇间距过大时裂缝之间相互干扰较弱,很难形成复杂缝网;当簇间距过小时主裂缝之间相互干扰过于强烈,导致裂缝偏转严重及重复压裂^[38-39]。两类地质条件下压裂改造效果均随簇间距的增加先增大后减小,但与 I 类地质条件相比,II 类地质条件下水平井压裂改造效果随簇间距变化不明显(图 7)。分析认为是由于 II 类地质条件水平两向应力差较大,裂缝主要延单一方向延伸,不易形成复杂缝网,簇间干扰较小。建议研究区

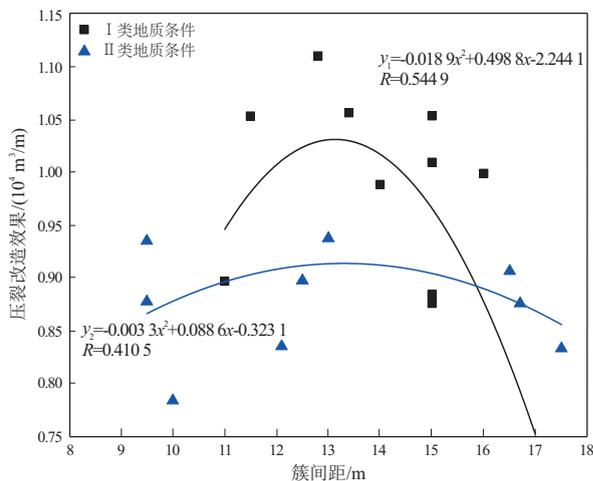


图 7 四川盆地 J 气田沙溪庙组不同地质条件下水平井簇间距与压裂改造效果的关系

Fig.7 Relationship between cluster spacing of horizontal wells and fracturing effectiveness under different geological conditions in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

I 类地质条件水平井压裂施工簇间距为 11~15 m, II 类地质条件的为 9~15 m。

2.2.5 工程参数范围优选

根据相关性分析图中各影响因素与压裂改造效果的相关系数可以看出,在 I、II 类地质条件中工程影响因素与压裂改造效果相关性强弱排序相同,相关系数由大到小排序分别为用液强度、加砂强度、水平段与最大水平主应力方向夹角、簇间距。综合上述各工程参数与压裂改造效果的相关性分析结果,分别给出了两类地质条件下压裂工程参数的优选范围(表 1)。建议 I 类地质条件水平井用液强度大于 14.5 m³/m,加砂强度为 4.9~6.0 t/m,水平段与最大水平主应力方向夹角大于 60°,簇间距为 11~15 m;建议 II 类地质条件水平井用液强度大于 16.0 m³/m,加砂强度为 5.0~6.0 t/m,水平段与最大水平主应力方向夹角大于 65°,簇间距为 9~15 m。

3 压裂改造效果定量评价模型构建

为了定量评价地质、工程因素对压裂改造效果的影响,本文选用了层次分析法和灰色关联法。层次分析法是对人的主观判断进行客观量化,然后利用较少的定量信息来解决复杂的问题。但该方法中人的定性判断对结果起着决定性作用,造成其权重的确定较主观。灰色关联法不需要经典的分布规律,只要有代表性的少量样本,计算结果较为客观,但若比较序列曲线的形状变化过大(异常点突出),其计算结果可能存在较大误差^[40-41]。

3.1 基于层次分析法的模型构建

层次分析法是一种应用网络系统理论和多目标综合评价方法,提出的一种层次权重决策分析方法。基于层次分析法的压裂改造效果定量评价模型的构建具体流程如下:

(1) 层次结构构建。本文在压裂改造效果评价中涉及地质、工程多个参数,故设计目标层、准则层、指标层三层,各层元素如图 8 所示。

(2) 判断矩阵构建。层次分析的主要思路是

表 1 四川盆地 J 气田沙溪庙组不同地质条件下工程参数建议优选范围

Table 1 Suggested optimal ranges for engineering parameters under different geological conditions in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

地质条件	用液强度/ (m ³ /m)	加砂强度/ (t/m)	水平段与最大 水平主应力 方向夹角/(°)	簇间距/ m
I 类地质条件	>14.5	4.9~6.0	>60	11~15
II 类地质条件	>16.0	5.0~6.0	>65	9~15

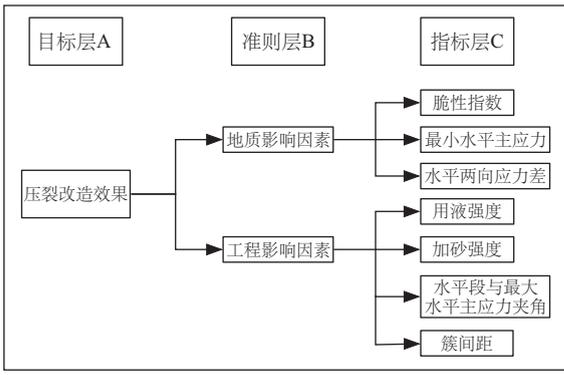


图 8 压裂改造效果研究层次结构

Fig.8 Hierarchical structure for fracturing effectiveness

通过两两对比分析同层各元素相对于上一层级的影响强弱,根据两两比较的结果建立层次判断矩阵。判断矩阵的元素 a_{ij} 表示同级各影响因素两两对比下,因素 i 与因素 j 的重要性比较结果。数值为 1 时表示两影响因素同等重要,随着数值的增加,表示因素 i 对比因素 j 的重要程度逐渐增加。基于上述分析中各影响因素与压裂改造效果的相关性强弱,确定各影响因素的重要性对比(相关系

数较大的因素重要性强于相关系数较小的因素)并构建判断矩阵 A (表 2)。所构建的判断矩阵应有如下性质: $a_{ij} = 1/a_{ji}$ 。

(3) 参数权重确定。首先对判断矩阵进行一致性检验,检验通过后根据所建判断矩阵的最大特征值及其对应的特征向量,可得到各层次因素在上一层次中所占的权重。计算得出研究区 I、II 类地质条件下指标层各因素在目的层中所占的权重(表 3)。

(4) 建立压裂改造效果综合评价模型。为建立压裂改造效果综合评价模型,需先将指标层各参数进行归一化处理。根据上述影响因素相关性拟合结果可知最小水平主应力、水平两向应力差为负向参数,其余参数均为正向参数。正向、负向参数归一化处理公式分别如式(4)和(5)所示:

$$N_a = \frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \tag{4}$$

$$N_b = \frac{X_{\max} - X}{X_{\max} - X_{\min}} \tag{5}$$

表 2 四川盆地 J 气田沙溪庙组压裂改造效果影响因素判断矩阵

Table 2 Judgement matrix of influencing factors on fracturing effectiveness in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

研究层次	I 类地质条件	II 类地质条件
准则层	地质 工程 $A_1 = \begin{bmatrix} 1.0 & 0.5 \\ 2.0 & 1.0 \end{bmatrix}$	地质 工程 $A_2 = \begin{bmatrix} 1.0 & 0.5 \\ 2.0 & 1.0 \end{bmatrix}$
指标层	I_B σ_h $\Delta\sigma$ $A_{11} = \begin{bmatrix} 1.00 & 0.50 & 0.40 \\ 2.00 & 1.00 & 0.80 \\ 2.50 & 1.25 & 1.00 \end{bmatrix}$	I_B σ_h $\Delta\sigma$ $A_{11} = \begin{bmatrix} 1.00 & 0.67 & 0.50 \\ 1.50 & 1.00 & 0.75 \\ 2.00 & 1.33 & 1.00 \end{bmatrix}$
指标层	L S θ D $A_{12} = \begin{bmatrix} 1.00 & 1.50 & 1.67 & 2.00 \\ 0.67 & 1.00 & 1.11 & 1.33 \\ 0.60 & 0.90 & 1.00 & 1.20 \\ 0.50 & 0.75 & 0.83 & 1.00 \end{bmatrix}$	L S θ D $A_{12} = \begin{bmatrix} 1.00 & 1.67 & 2.00 & 3.33 \\ 0.60 & 1.00 & 1.20 & 2.00 \\ 0.50 & 0.83 & 1.00 & 1.67 \\ 0.30 & 0.50 & 0.60 & 1.00 \end{bmatrix}$

注:地质、工程分别为地质影响因素和工程影响因素; I_B 为脆性指数, σ_h 为水平最小主应力, $\Delta\sigma$ 为水平两向应力差; L 为用液强度, S 为加砂强度, θ 为水平段与最大水平主应力方向夹角, D 为簇间距。

表 3 四川盆地 J 气田沙溪庙组层次分析法中指标层因素占准则层及目标层权重

Table 3 Weights of index layer factors to criterion layer and objective layer in analytic hierarchy process for Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

影响因素	准则层权重		目标层权重	
	I 类地质条件	II 类地质条件	I 类地质条件	II 类地质条件
脆性指数	0.181 8	0.222 6	0.060 0	0.073 4
最小水平主应力	0.363 6	0.333 3	0.120 0	0.110 0
水平两向差应力	0.454 5	0.444 0	0.150 0	0.146 5
用液强度	0.361 7	0.410 6	0.242 3	0.275 1
加砂强度	0.240 8	0.261 0	0.161 3	0.174 8
水平段与最大主应力方向夹角	0.216 9	0.205 1	0.145 3	0.137 4
簇间距	0.180 5	0.123 1	0.120 9	0.082 6

式中: N_a 、 N_b 分别为正向、负向参数归一化值; X 为各参数值, X_{\max} 、 X_{\min} 为样本点相应参数最大值、最小值。结合层次分析法得到两类地质条件下的各影响因素权重, 分别对两类地质条件建立了压裂改造效果综合评价指数 (Fi) 的计算模型:

$$Fi_I = 0.060 0I_B + 0.120 0\sigma_{hm} + 0.150 0\Delta\sigma_m + 0.242 3L_m + 0.161 3S_m + 0.145 3\theta_m + 0.120 9D_m \quad (6)$$

$$Fi_{II} = 0.073 4I_B + 0.110 0\sigma_{hm} + 0.146 5\Delta\sigma_m + 0.275 1L_m + 0.174 8S_m + 0.137 4\theta_m + 0.082 6D_m \quad (7)$$

式中: Fi_I 、 Fi_{II} 分别为 I、II 类地质条件下的压裂改造效果综合评价指数; σ_{hm} 为归一化最小水平主应力; $\Delta\sigma_m$ 为归一化水平两向应力差; L_m 为归一化用液强度; S_m 为归一化加砂强度; θ_m 为归一化水平段与最大水平主应力方向夹角; D_m 为归一化簇间距。

3.2 基于灰色关联法的模型构建

灰色关联分析法通过对数据序列进行预处理和关联度计算, 得出各个指标之间的关联度大小, 关联度值越大, 表示指标之间的关联程度越高。基于灰色关联法的压裂改造效果定量评价模型构建具体步骤如下:

(1) 计算灰色关联系数。根据公式(4)、(5)对各地质、工程参数进行归一化处理, 再根据关联度公式分别计算出各地质、工程影响因素与压裂改造效果的关联度系数, 其中各影响因素为自变量, 压裂改造效果为因变量, 公式如下:

$$\xi_{i(k)} = \frac{\Delta_{i(\min)} + 0.5\Delta_{i(\max)}}{|x_{0(k)} - x_{i(k)}| + 0.5\Delta_{i(\max)}} \quad (8)$$

式中: $\xi_{i(k)}$ 为第 i 个比较数列中第 k 个元素的灰色关联系数; $\Delta_{i(\min)}$ 、 $\Delta_{i(\max)}$ 分别为母数列与比较数列中相应元素之差的绝对值的最小、最大值, 即两极最小差、两极最大差; $x_{0(k)}$ 为母数列中第 k 个元素; $x_{i(k)}$ 为第 i 个比较序列中第 k 个元素。

(2) 确定关联度并计算权重。将得到的各影

响因素关联度系数按公式(9)进行均值处理, 即可得到各影响因素与压裂改造效果的关联度, 而后进行权重处理, 即可得到各影响参数关联度强弱对比(表 4)。

$$r_{0i} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \xi_{i(k)} \quad (9)$$

式中: r_{0i} 为第 i 个比较数列与参考数列的关联程度, 其值越接近 1, 说明关联程度越好; n 为相应比较数列中元素的个数。

(3) 建立压裂改造效果综合评价指数模型。根据灰色关联法得到的各影响因素权重, 建立两类地质条件下压裂改造效果综合评价指数 (Fi) 的计算模型:

$$Fi_I = 0.116 5I_B + 0.145 5\sigma_{hm} + 0.148 3\Delta\sigma_m + 0.154 9L_m + 0.151 3S_m + 0.144 6\theta_m + 0.138 8D_m \quad (10)$$

$$Fi_{II} = 0.122 4I_B + 0.143 9\sigma_{hm} + 0.145 3\Delta\sigma_m + 0.160 3L_m + 0.152 7S_m + 0.146 9\theta_m + 0.128 4D_m \quad (11)$$

3.3 模型效果对比及优选

通过两种方法建立的模型计算各井压裂改造效果综合评价指数, 可以明显看出工程影响因素的权重强于地质影响因素, 这是由于通过前期地质条件分类已经弱化了地质因素的影响。同时, 两种方法计算出的各影响因素权重大小排序相同。地质影响因素中均为水平两向应力差权重最大, 脆性指数权重最小; 工程影响因素中各参数权重由大到小分别为用液强度、加砂强度、水平段与最大水平主应力方向夹角和簇间距。可以证明层次分析法中的各影响因素重要性强弱判断合理。将两种模型得到的 Fi 与压裂改造效果进行相关性拟合, 相关性均较好; 但层次分析法得到的 Fi 与压裂改造效果的相关性系数更高, 说明层次分析法所建的压裂改造效果综合评价模型更适用于研究区, 因此优选层次分析法所建模型来评价研究区压裂改造效果(图 9)。

表 4 四川盆地 J 气田沙溪庙组灰色关联法中地质、工程影响因素与压裂改造效果关联度及权重

Table 4 Correlation and weights of geological and engineering influencing factors on fracturing effectiveness in Grey Relational Analysis for Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

影响因素	I 类地质条件		II 类地质条件	
	关联度	权重	关联度	权重
脆性指数	0.550 1	0.116 5	0.594 3	0.122 4
最小水平主应力	0.687 3	0.145 5	0.698 6	0.143 9
水平两向差应力	0.700 2	0.148 3	0.705 3	0.145 3
用液强度	0.731 5	0.154 9	0.777 9	0.160 3
加砂强度	0.714 3	0.151 3	0.740 9	0.152 7
水平段与最大主应力方向夹角	0.682 7	0.144 6	0.712 9	0.146 9
簇间距	0.655 4	0.138 8	0.623 3	0.128 4

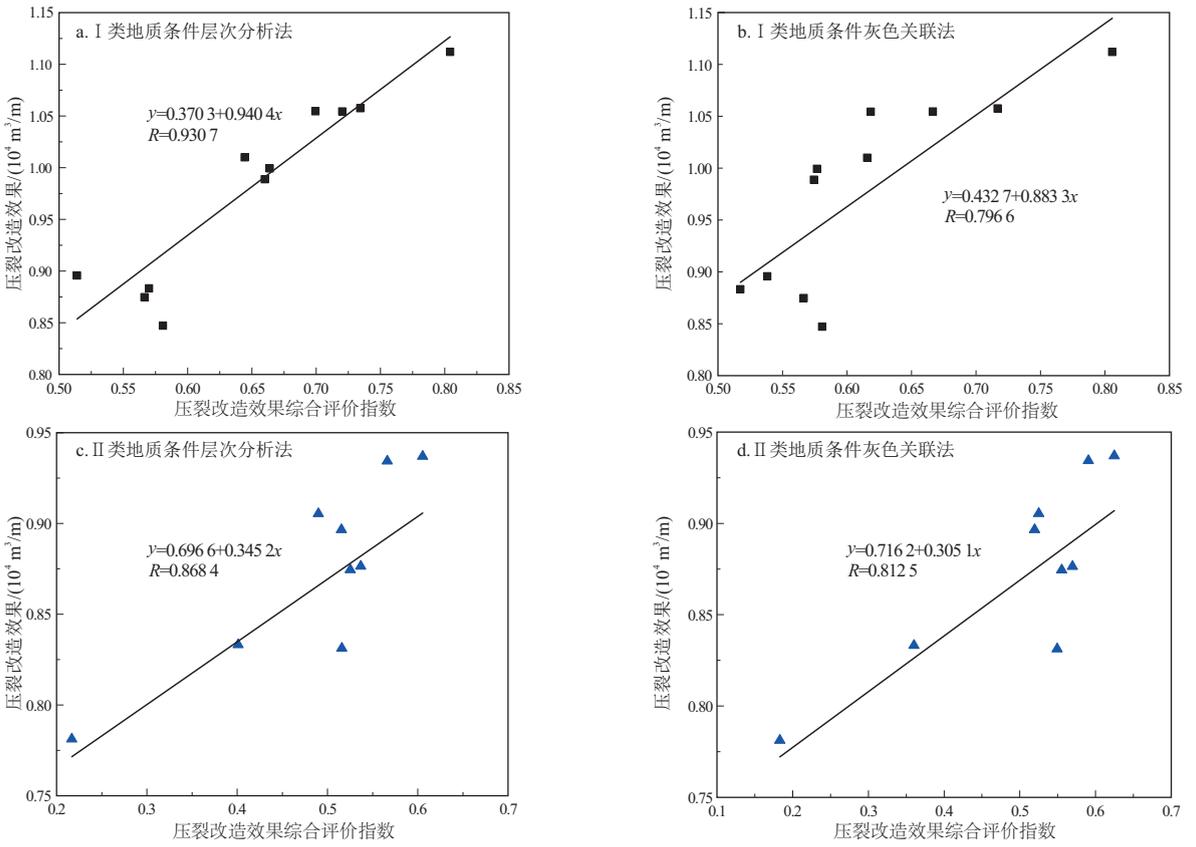


图 9 四川盆地 J 气田沙溪庙组各水平井压裂改造效果综合评价指数与压裂改造效果的相关性

Fig.9 Correlation between comprehensive evaluation index of fracturing effectiveness and actual fracturing reconstruction effectiveness for horizontal wells in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

4 实例验证

选取研究区 Q1、Q2 井 2 口新压裂的水平井,分析其各压裂段地质、工程参数及压裂改造效果的相关数据,验证上述研究给出的工程参数优化建议范围的合理性及压裂改造效果综合评价模型的适用性。

J 气田 Q1 井水平段平均脆性指数为 0.66,平均最小水平主应力为 58.17 MPa,平均水平两向应力

差为 5.57 MPa,整体属于 I 类地质条件(地质条件较好),仅第 1、2 和 12 段属于 II 类地质条件。由图 10a 可以看出,压裂改造效果综合评价指数和各段压裂改造效果相关性较好,证明该模型在研究区适应性较好。为了详细分析个别段改造效果较差的原因,根据各段地质、工程参数,建立了该水平井各压裂段改造效果综合评价分析图(图 11)。从图 11a 中可

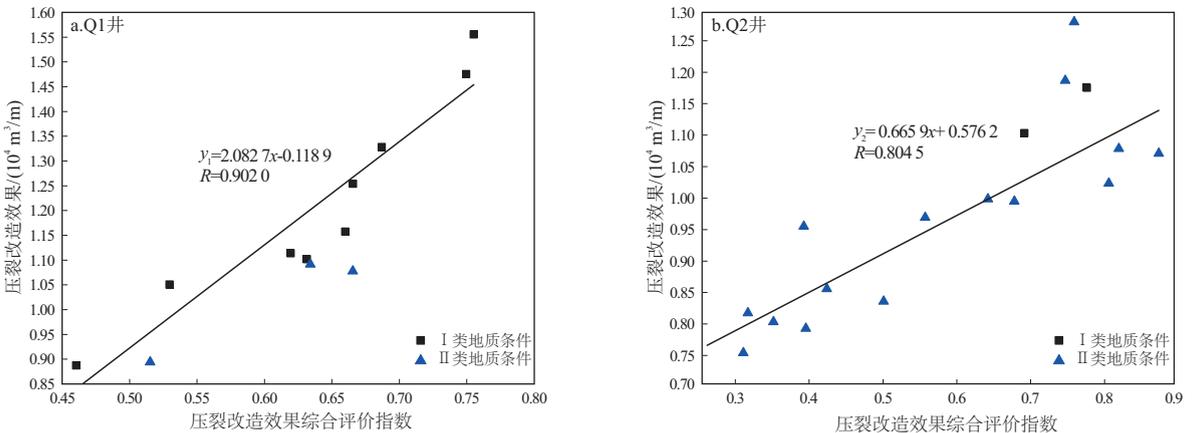
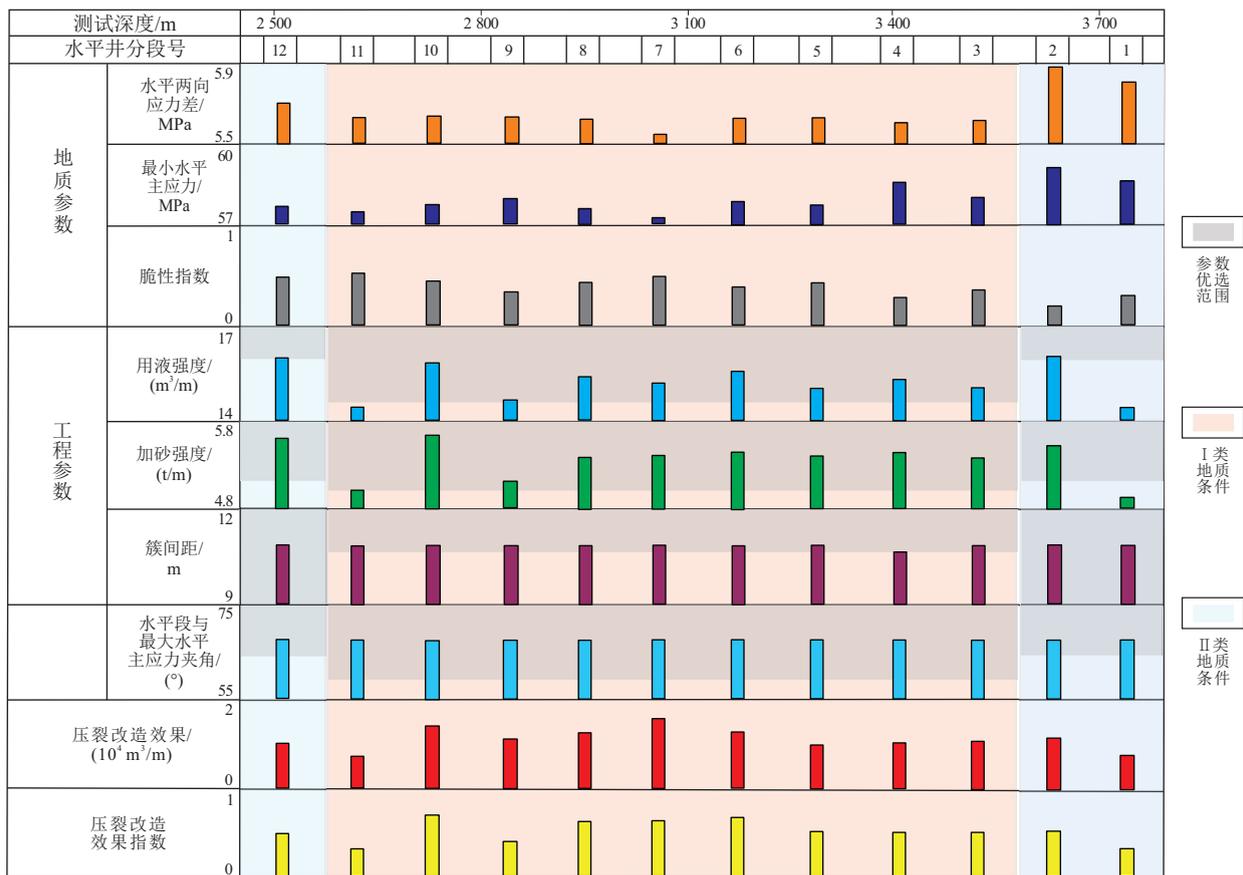
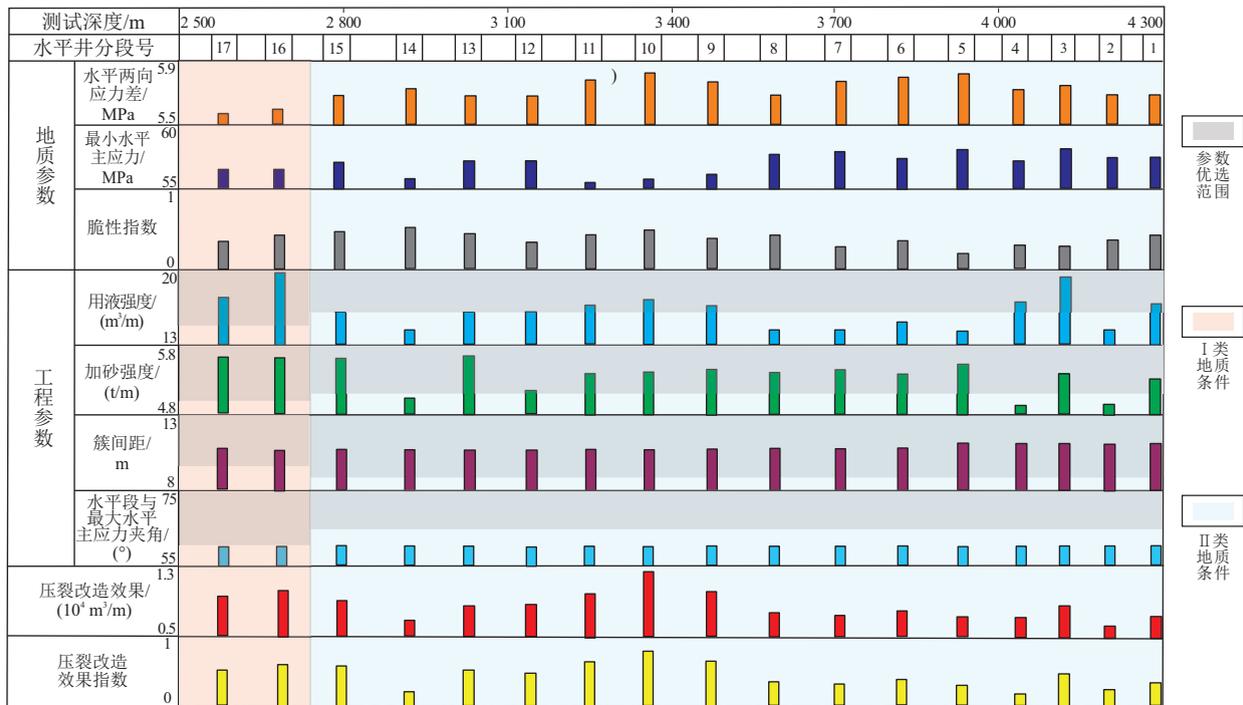


图 10 四川盆地 J 气田沙溪庙组各压裂段压裂改造效果综合评价指数与压裂改造效果关系

Fig.10 Relationship between comprehensive evaluation index and fracturing effectiveness for each fracturing interval in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin



a.Q1井



b.Q2井

图 11 四川盆地 J 气田沙溪庙组各压裂段地质—工程参数及压裂改造效果综合分析

Fig.11 Comprehensive analysis of geological and engineering parameters and fracturing effectiveness for each fracturing interval in Shaximiao Formation of J gas field, Sichuan Basin

以看出,第 1、9 和 11 段出现改造效果较差的情况,分析认为是由于该压裂段用液强度及加砂强度较

低,不在优选参数建议范围内,且这 2 个参数在压裂改造效果综合评价模型中权重较高,因此导致压

裂改造效果偏低。

J气田 Q2 井平均脆性指数为 0.35, 平均最小水平主应力为 57.16 MPa, 平均水平两向应力差为 5.70 MPa, 总体为 II 类地质条件(地质条件较差), 仅第 11 和 12 段属于 I 类地质条件。由图 10b 可以看出, 压裂改造效果综合评价指数和各段压裂改造效果相关性较好, 证明该模型在研究区适应性较好。根据 Q2 井压裂参数及评价图(图 11b), 虽然该井各压裂段水平段与最大水平主应力方向夹角均小于优选建议值, 但与建议值差距较小, 且该参数在评价模型中所占权重不高, 在其他参数合理的情况下, 也能得到较好的改造效果。Q2 井各段压裂改造效果差异较大, 其中第 3、9~13 以及 15~17 压裂段改造效果较好, 各参数符合优化建议范围; 第 1~2、4~8 及第 14 压裂段压裂改造效果较差, 其中第 2、5~8 及第 14 段是由于用液强度小于优化建议范围, 在地质条件较差的情况下更难以形成有效的改造体积, 且第 2、4 及第 14 压裂段加砂强度也低于优化建议范围, 难以有效支撑裂缝, 因此改造效果很差。

5 结论

(1) J 气田沙溪庙组致密砂岩储层地质影响因素中脆性指数与改造效果相关性较差, 最小水平主应力和水平两向应力差相关性较好; 以水平两向应力差小于 5.6 MPa 和大于 5.6 MPa 为界, 将研究区分为有利于压裂改造的 I 类地质条件和较难压裂改造的 II 类地质条件。

(2) 各工程因素与压裂改造效果相关性由大到小排序分别为用液强度、加砂强度、水平段与最大水平主应力方向夹角、簇间距。通过单因素分析给出了研究区各工程参数优选范围, 建议 I 类地质条件水平井用液强度大于 14.5 m³/m、加砂强度为 4.9~6.0 t/m、水平段与最大水平主应力方向夹角大于 60°、簇间距范围为 11~15 m; 建议 II 类地质条件水平井用液强度大于 16.0 m³/m、加砂强度为 5.0~6.0 t/m、水平段与最大水平主应力方向夹角大于 65°、簇间距范围为 9~15 m。

(3) 分别采取层次分析法和灰色关联法 2 种方法建立综合考虑地质因素(脆性指数、最小水平主应力、水平两向应力差)和工程因素(加砂强度、用液强度、水平段与最大水平主应力方向夹角、簇间距)的压裂改造效果定量评价模型, 对比 2 种模型计算的综合指数与压裂改造效果的相关性, 优选层次分析法所建模型用于评价研究区的压裂改造

效果。所建模型地质影响因素中各参数权重均为水平两向应力差最大、脆性指数最小; 工程影响因素中各参数权重由大到小分别为用液强度、加砂强度、水平段与最大水平主应力方向夹角和簇间距。

(4) 对研究区不同地质条件下的 2 口新钻水平井各压裂段, 应用所建模型计算的压裂改造效果综合指数与各段压裂改造效果相关性较好, 验证了所建模型在研究区的适用性。

利益冲突声明/Conflict of Interests

作者何建华是本刊青年编委会成员, 未参与本文的同行评审或决策。Author HE Jianhua is a Young Editorial Board Member of this journal. HE Jianhua did not take part in peer review or decision making of this article.

作者贡献/Authors' Contributions

宿航完成论文的初稿; 李瑞雪、邓虎成负责论文整体构思和修改; 秦源蔚参与文献调研和数据处理; 伏美燕、何建华参与文章内容的讨论及结果验证; 曾青高、宋林珂提供资料支持; 张家维参与文章校对。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

SU Hang completed the initial draft of the paper. LI Ruixue and DENG Hucheng were responsible for the overall conceptualization and revision of the paper. QIN Yuanwei participated in literature research and data processing. FU Meiyun and HE Jianhua participated in article discussion and result validation. ZENG Qinggao and SONG Linke provided material support. ZHANG Jiawei proofread the article. All authors have read the last version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

- [1] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168-1184. ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [2] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望: 以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187. ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [3] 赵宁, 司马立强, 刘志远, 等. 基于地层条件下力学试验的致密砂岩可压裂性评价[J]. 测井技术, 2022, 46(2): 127-134. ZHAO Ning, SIMA Liqiang, LIU Zhiyuan, et al. Fracturing evaluation of tight sandstone based on rock mechanical experiment under formation conditions[J]. Well Logging Technology, 2022, 46(2): 127-134.
- [4] 陈诚, 雷征东, 房茂军, 等. 致密砂岩储层可压性评价与极限参数压裂技术[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(16): 6400-6407. CHEN Cheng, LEI Zhengdong, FANG Maojun, et al. Tight sandstone reservoir compressibility evaluation and limit parameter fracturing technology[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(16): 6400-6407.
- [5] 卞国发, 李奎东, 张公舍, 等. An assessment

- method for shale fracability based on fractal theory and fracture toughness[J].*Engineering Fracture Mechanics*, 2019, 211: 282-290.
- [6] HE Rui, YANG Zhaozhong, LI Xiaogang, et al. A comprehensive approach for fracability evaluation in naturally fractured sandstone reservoirs based on analytical hierarchy process method[J]. *Energy Science & Engineering*, 2019, 7(2): 529-545.
- [7] 谢润成, 周文, 李良. 鄂尔多斯盆地大牛地上古生界气藏压裂效果分析[J]. *天然气工业*, 2004, 24(12): 71-73.
XIE Runcheng, ZHOU Wen, LI Liang. Postfracture response analysis of Upper Paleozoic gas reservoir in Daniudi field in E' erduosi Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2004, 24(12): 71-73.
- [8] 李文学, 马新仿, 王研. 水力压裂效果影响因素的多元线性回归分析[J]. *科学技术与工程*, 2011, 11(29): 7245-7248.
LI Wenxue, MA Xinfang, WANG Yan. Multivariate analysis on affecting factors for hydraulic fracturing[J]. *Science Technology and Engineering*, 2011, 11(29): 7245-7248.
- [9] 战永平, 付春丽, 段晓飞, 等. 基于 BP 网络分析大牛地气田山西组气井压裂效果影响因素[J]. *长江大学学报(自科版)*, 2017, 14(19): 85-89.
ZHAN Yongping, FU Chunli, DUAN Xiaofei, et al. Research on influence factors of fracturing effect of gas wells in Shanxi Formation of Daniudi gas field based on BP network[J]. *Journal of Yangtze University(Natural Science Edition)*, 2017, 14(19): 85-89.
- [10] 孔祥伟, 万雄, 郭照越, 等. 致密砂岩油藏体积压裂技术适应性评价及压裂参数优化[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(2): 81-86.
KONG Xiangwei, WAN Xiong, GUO Zhaoyue, et al. Adaptive evaluation and optimization of volumetric fracturing parameters in tight sandstone reservoirs[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2023, 52(2): 81-86.
- [11] 牟媚, 邹剑, 张璐, 等. 致密气藏压裂效果影响因素分析[J]. *云南化工*, 2023, 50(7): 131-133.
MU Mei, ZOU Jian, ZHANG Lu, et al. Analysis on influencing factors of fracturing effect in tight gas reservoir[J]. *Yunnan Chemical Technology*, 2023, 50(7): 131-133.
- [12] 阳小平, 程林松, 孙福街, 等. 灰色关联分析法在油气藏措施优选中的应用[J]. *新疆石油地质*, 2003, 24(4): 335-337.
YANG Xiaoping, CHENG Linsong, SUN Fujie, et al. Application of grey correlation analysis to optimization of oilfield stimulation[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2003, 24(4): 335-337.
- [13] 王丹群, 李治平, 毛得雷. 基于神经网络模型的致密气藏分段压裂并产能预测[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(1): 189-197.
WANG Danqun, LI Zhiping, MAO Delei. Productivity prediction of staged fractured wells in tight gas reservoir based on neural network model[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(1): 189-197.
- [14] 赵可英, 牟凯. 基于灰色关联度分析法和主成分分析法对泥页岩储层评价方法的探讨[J]. *地质与勘探*, 2023, 59(2): 443-450.
ZHAO Keying, MU Kai. Evaluation of shale reservoirs based on grey relation analysis and principal component analysis[J]. *Geology and Exploration*, 2023, 59(2): 443-450.
- [15] 赖富强, 罗涵, 覃栋优, 等. 基于层次分析法的页岩气储层可压裂性评价研究[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(3): 154-159.
LAI Fuqiang, LUO Han, QIN Dongyou, et al. Crushability evaluation of shale gas reservoir based on analytic hierarchy process[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 154-159.
- [16] 孙剑锋, 马超, 胡金树, 等. 基于灰色关联度与层次分析法耦合的地质灾害易发性评价: 以浙江省云和县崇头镇为例[J]. *工程地质学报*, 2023, 31(2): 538-551.
SUN Jianfeng, MA Chao, HU Jinshu, et al. Susceptibility evaluation of geological hazard by coupling grey relational degree and analytic hierarchy process: a case of Chongtou Town, Yunhe County, Zhejiang Province[J]. *Journal of Engineering Geology*, 2023, 31(2): 538-551.
- [17] 谏文武, 夏云云, 雷宏, 等. 基于灰色关联度和 AHP 层次分析法评价定风速下的土遗址劣化效应[J]. *兰州大学学报(自然科学版)*, 2021, 57(3): 311-317.
CHEN Wenwu, XIA Yunyun, LEI Hong, et al. Evaluation of the degradation effects of earthen sites at constant wind speed based on gray correlation degree and analytic hierarchy process[J]. *Journal of Lanzhou University(Natural Sciences)*, 2021, 57(3): 311-317.
- [18] 张本健, 潘河, 吴长江, 等. 四川盆地金秋气田侏罗系沙溪庙组多期砂组天然气复合成藏机理及模式[J]. *天然气工业*, 2022, 42(1): 51-61.
ZHANG Benjian, PAN Ke, WU Changjiang, et al. Compound gas accumulation mechanism and model of Jurassic Shaximiao Formation multi-stage sandstone formations in Jinqu gas field of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 51-61.
- [19] 王会强, 邓清源, 于鹏, 等. 金秋气田变系数一点法产能公式建立与应用[J]. *油气井测试*, 2022, 31(6): 6-10.
WANG Huiqiang, DENG Qingyuan, YU Peng, et al. Establishment and application of productivity formula of variable coefficient one point method in Jinqu gas field[J]. *Well Testing*, 2022, 31(6): 6-10.
- [20] 范宇. 四川盆地沙溪庙组河道致密砂岩开发工程关键技术进展及发展方向[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(6): 48-52.
FAN Yu. Progress and development direction for key well engineering technology in tight sandstone in Shaximiao Formation, Sichuan Basin[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(6): 48-52.
- [21] 郑有成, 韩旭, 曾冀, 等. 川中地区秋林区块沙溪庙组致密砂岩气藏储层高强度体积压裂之路[J]. *天然气工业*, 2021, 41(12): 92-99.
ZHENG Youcheng, HAN Xu, ZENG Ji, et al. Practice of high-intensity volume fracturing in the Shaximiao Formation tight sandstone gas reservoirs of the Qiulin block, central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(12): 92-99.
- [22] 西南油气田公司升级致密气储层改造利器, 致密气再上新台阶[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(4): 140.
Southwest Oil & Gas Field Company upgraded tight gas reservoir transformation weapon, tight gas to a new level[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(4): 140.
- [23] 史璨, 林伯韬, 谢勃勃, 等. 基于双甜点的页岩储层可压性评价方法[J]. *深圳大学学报(理工版)*, 2024, 41(2): 183-191.
SHI Can, LIN Botao, XIE Bobo, et al. Evaluation method of shale

- reservoir fracability based on double sweet spots[J].Journal of Shenzhen University (Science and Engineering),2024,41(2):183-191.
- [24] 窦亮彬,杨浩杰,XIAO Yingjian,等.页岩储层脆性评价分析及可压裂性定量评价新方法研究[J].地球物理学进展,2021,36(2):576-584.
DOU Liangbin,YANG Haojie,XIAO Yingjian,et al.Probability study of formation brittleness and new quantitative evaluation of fracability for shale reservoirs [J].Progress in Geophysics,2021,36(2):576-584.
- [25] 任岩,曹宏,姚逢昌,等.吉木萨尔致密油储层脆性及可压裂性预测[J].石油地球物理勘探,2018,53(3):511-519.
REN Yan,CAO Hong,YAO Fengchang,et al.Brittleness and fracability prediction for tight oil reservoir in Jimsar Sag,Junggar Basin[J].Oil Geophysical Prospecting,2018,53(3):511-519.
- [26] BRUNER K R,SMOSNA R A.A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian Basin [M]. Washington: United States Department of Energy,2011.
- [27] 唐鹏飞.松北致密气藏砂砾岩储层脆性特征实验研究[J].油气地质与采收率,2019,26(6):46-52.
TANG Pengfei.Experimental study on brittleness of glutenite formation in tight gas reservoir of Songbei area[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2019,26(6):46-52.
- [28] 张全胜,李明,张子麟,等.胜利油田致密油储层体积压裂技术及应用[J].中国石油勘探,2019,24(2):233-240.
ZHANG Quansheng,LI Ming,ZHANG Zilin,et al.Application of volume fracturing technology in tight oil reservoirs of Shengli oilfield[J].China Petroleum Exploration,2019,24(2):233-240.
- [29] 马寅生.地应力在油气地质研究中的作用、意义和研究现状[J].地质力学学报,1997,3(2):41-46.
MA Yinsheng.The role and significance of crustal stress in petroleum geology and its present situation [J].Journal of Geomechanics,1997,3(2):41-46.
- [30] 严成增,郑宏,孙冠华,等.基于 FDEM-Flow 研究地应力对水力压裂的影响[J].岩土力学,2016,37(1):237-246.
YAN Chengzeng,ZHENG Hong,SUN Guanhua,et al.Effect of in-situ stress on hydraulic fracturing based on FDEM-Flow [J].Rock and Soil Mechanics,2016,37(1):237-246.
- [31] 王珂,韩伟,王刚,等.地应力对水力压裂效果的影响[J].煤炭技术,2017,36(12):130-132.
WANG Ke,HAN Wei,WANG Gang,et al.Effect of in-situ stress to hydraulic fracturing[J].Coal Technology,2017,36(12):130-132.
- [32] 孟召平,王宇恒,张昆,等.沁水盆地南部煤层水力压裂裂缝及地应力方向分析[J].煤炭科学技术,2019,47(10):216-222.
MENG Zhaoping,WANG Yuheng,ZHANG Kun,et al.Analysis of hydraulic fracturing cracks for coal reservoirs and in-situ stress direction in southern Qinshui Basin [J].Coal Science and Technology,2019,47(10):216-222.
- [33] 张美玲,董传雷,蔺建华.地应力分层技术在压裂设计优化中的应用[J].地质力学学报,2017,23(3):467-474.
ZHANG Meiling,DONG Chuanlei,LIN Jianhua.The application of geostress layering technology in fracture design optimization [J].Journal of Geomechanics,2017,23(3):467-474.
- [34] 陈勉,周健,金衍,等.随机裂缝性储层压裂特征实验研究[J].石油学报,2008,29(3):431-434.
CHEN Mian,ZHOU Jian,JIN Yan,et al.Experimental study on fracturing features in naturally fractured reservoir [J].Acta Petrolei Sinica,2008,29(3):431-434.
- [35] 时贤,葛晓鑫,张燕明,等.致密白云岩储层加砂压裂裂缝导流能力实验研究[J].油气地质与采收率,2023,30(4):167-172.
SHI Xian,GE Xiaoxin,ZHANG Yanming,et al.Experimental study of propped fracture conductivity in tight dolomite reservoir [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2023,30(4):167-172.
- [36] 郭建成,林伯韬,向建华,等.四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析[J].石油科学通报,2019,4(3):273-287.
GUO Jiancheng,LIN Botao,XIANG Jianhua,et al.Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin after fracturing [J].Petroleum Science Bulletin,2019,4(3):273-287.
- [37] 曾凡辉,郭建春,徐严波,等.压裂水平井产能影响因素[J].石油勘探与开发,2007,34(4):474-477.
ZENG Fanhui,GUO Jianchun,XU Yanbo,et al.Factors affecting production capacity of fractured horizontal wells [J].Petroleum Exploration and Development,2007,34(4):474-477.
- [38] 沈骋,吴建发,付永强,等.页岩气井长水平段压裂一体化动态评估:以长宁国家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2022,42(2):123-132.
SHEN Cheng,WU Jianfa,FU Yongqiang,et al.Integrated dynamic evaluation of long lateral fracturing in shale gas wells: a case study on the Changning national shale gas demonstration area [J].Natural Gas Industry,2022,42(2):123-132.
- [39] 刘欢,尹俊禄,王博涛.水平井体积压裂簇间距优化方法[J].天然气勘探与开发,2017,40(2):63-68.
LIU Huan,YIN Junlu,WANG Botao.Optimization of cluster spacing in horizontal well volume fracturing [J].Natural Gas Exploration and Development,2017,40(2):63-68.
- [40] 虞晓芬,傅玳.多指标综合评价方法综述[J].统计与决策,2004(11):119-121.
YU Xiaofen,FU Dai.Review of multi-index comprehensive evaluation methods [J].Statistics and Decision,2004(11):119-121.
- [41] 姚泽清,张洛嘉,熊安邦,等.基于层次分析的主成分分析法及其应用[J].数学的实践与认识,2016,46(18):176-183.
YAO Zeqing,ZHANG Luojia,XIONG Anbang,et al.The analysis and application of the principal component analysis based on analytic hierarchy process [J].Mathematics in Practice and Theory,2016,46(18):176-183.