

页岩岩相组合划分标准及其对缝网形成的影响

——以四川盆地志留系龙马溪组页岩为例

沈 骋^{1,2}, 任 岚², 赵金洲², 陈铭培³

(1. 中国石油 西南油气田分公司 页岩气研究院, 四川 成都 610041; 2. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程 国家重点实验室, 四川 成都 610500; 3. 北京科技创新研究中心, 北京 100744)

摘要:页岩气储层需通过水力压裂实现经济产能,但不同页岩岩相组合类型具有不同的压裂改造效果。综合考虑矿物组分、储层物性、层理缝和层理对缝网形成的影响,结合露头、岩心发育特征和压裂改造特征,以四川盆地志留系龙马溪组页岩为研究对象,建立了I型(FA1)、II型(FA2)、III型(FA3)和IV型(FA4)共4类页岩岩相组合划分标准。研究表明,FA1受明显成岩改造,胶结充填裂缝极为发育,压裂前期可优先激活形成缝网,但易发生压裂施工异常,导致裂缝扩展受限;FA2受沉积作用控制明显,易形成优势储集层与优势可压裂层的高密度交互;FA3和FA4受陆源物质影响较大,被改造能力较差,对缝网形成的促进作用不明显。总体上,FA1与FA2岩相组合是压裂施工的甜点。研究成果对储层压裂改造选井选层和压裂方案设计具有理论支撑和现场指导意义。

关键词:页岩岩相组合;成岩作用;压裂;裂缝;储层;龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Division of shale lithofacies associations and their impact on fracture network formation in the Silurian Longmaxi Formation, Sichuan Basin

Shen Cheng^{1,2}, Ren Lan², Zhao Jinzhou², Chen Mingpei³

(1. Shale Gas Research Institute under Southwest Oil & Gas Field Branch Company Ltd., PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Beijing Science and Technology Innovation Research Center, Beijing 100744, China)

Abstract: A commercial development of shale gas reservoirs largely depends on the effect of hydraulic fracturing. However, shale of different lithofacies associations responds differently to the treatment. The study used the Silurian Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin as an example to conduct a division of lithofacies associations and an analysis on the impact of the associations upon fracture networks. The roles of mineral composition, physical properties, beddings and bedding-parallel fractures of the shale in the formation of fracture networks were analyzed and then integrated with characterization of crops, cores and stimulation effect of hydraulic fracturing in the shale to define the association divisions. The results show that there are four types of lithofacies associations in the shale. Type I association (FA1) is obviously the result of diagenesis modification and contains well-developed calcite-filled fractures, which can be activated preferentially to generate fracture networks but are also likely to confine the expansion of fractures during the earlier stage of fracturing. Type II (FA2) shows evident signs of sedimentary control and tends to contain interbeds of promising gas reservoirs with crackable reservoirs. Type III (FA3) and Type VI (FA4) are dominated by terrigenous components in comparison and are difficult to crack to form fracture networks. In all, FA1 and FA2 are the potential sweet spots for fracturing. The study is of theoretical support and on-site guiding significance to target formation selection and scheme design in fracturing.

Key words: shale lithofacies association, diagenesis, fracturing, fracture, reservoir, Longmaxi Formation, Sichuan Basin

收稿日期:2018-11-26;修订日期:2020-12-04。

第一作者简介:沈骋(1990—),男,工程师,博士,油气田储层评价与增产理论。E-mail:ShenC_Victor@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(51490653)。

岩石类型划分是精确识别有效储层,实现页岩气储层水力压裂缝网形成,并获产的首要任务。由于具有与常规储层截然不同的地质特性^[1-4],目前四川盆地页岩气储层以孔隙度、总有机碳含量(TOC)、含气量和脆性矿物含量建立分级指标,实现纵向上小层划分和横向上水平井段钻遇率识别^[5-6],强调物性对高效开发的控制作用;已有学者同时考虑储集性和可压裂性的储层综合评价及应用,浅析地质、工程甜点并非完全叠合^[3,7-9]。矿场分级指标在本质上以识别地质甜点为主,未能充分考虑对储层改造体积(Stimulated Reservoir Volume, SRV)规模的影响^[10-11],导致实时监测技术和数学方法存在很大偏差,脆性矿物、天然弱面等其他影响压裂效果的沉积成岩因素并未剖析和考虑^[12-14],施工时发生砂堵与滤失等异常的原因不明确。

因此,本次研究搜集到四川盆地2条野外剖面和4口取心井观察描述资料,共计355块样品、192口水水平生产井测试数据,结合野外露头 and 取心井宏观资料、地球物理测试和生产数据,分析影响页岩气压裂缝网形成的地质因素,试图引入岩相组合,建立侧重识别优质可压性页岩的岩相组合划分标准,寻求地质影响因素与改造效果的关系,提出一种识别与选择最优压裂储层的方法。

1 页岩缝网形成的地质影响因素

页岩气压裂形成缝网受到多种地质因素的影响^[7],主要包括脆性矿物^[15]、储层物性^[7,16]、天然裂缝^[17-18]以及层理^[7,13,19]等方面。

1.1 脆性矿物

不同的脆性矿物对形成缝网的贡献程度和方式均是不同的,而起决定性作用的主要是长英质矿物和碳酸盐矿物。长英质矿物主要包括自生和陆源石英,增加页岩的矿物脆性。垂向序列上自五峰组向龙马溪组一段表现为自生石英为主向陆源石英过渡转变的特征。研究盆内长宁剖面与习水剖面的样品,发现陆源成因石英为主的页岩样品,石英含量由30%增至60%,其杨氏模量也由25 GPa增至35~40 GPa(图1蓝色数据点);而生物成因石英为主的页岩样品,受沉积与成岩作用双重控制^[20-21],较陆源成因的样品具有更高比例的石英含量,但颗粒粒径明显增大,增加了微观上水力裂缝穿透矿物的难度,增大了水力裂缝沿矿物壁面延伸扩展所需的能量^[22],所以表现出杨氏模量增幅明显放缓的特征(图1橙色数据点)。碳酸盐矿物作

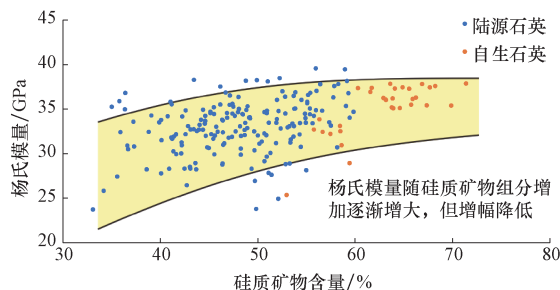


图1 四川盆地龙马溪组页岩硅质矿物含量(X衍射)与三轴力学实验结果对比

Fig.1 Contrast between silicon content (by X-ray diffraction) and triaxial mechanics experiment results of the Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin

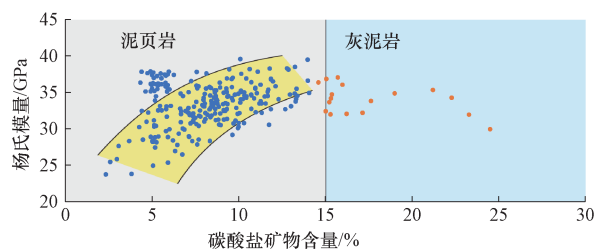


图2 四川盆地龙马溪组页岩碳酸盐矿物含量(X衍射)与三轴力学实验结果对比

Fig.2 Contrast between carbonate content (by X-ray diffraction) and triaxial mechanics experiment results of the Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin

为脆性矿物,以形成高密度混合弱面^[11],通过胶结作用对(微)裂缝的保留^[18,23]促进缝网发育,但其含量过高(>20%,例如川南地区五峰组)则不利于裂缝发育^[21],且占比已不具备页岩对碳酸盐含量的定义(图2),从而抑制缝网形成。综合分析认为,脆性矿物含量增加对缝网形成的促进作用明显,是必要因素之一。

1.2 储层物性

页岩气储层孔隙与有机质的发育具有相似的发展趋势,生烃潜力与储集空间发育呈正相关关系,是识别地质“甜点”、纵向小层划分的重要因素。然而,页岩气储层需通过水力压裂实现产能,储层物性对缝网形成的间接影响机制易被忽略。基于等效介质理论,多孔弹性体在不考虑基质(矿物)组分变化的情况下,随其孔隙度增大和孔隙结构的复杂化,弹性体的岩石强度会受到抑制,力学脆性呈减小趋势^[16](图3),长宁H5-2井水平段表现出孔隙度道、TOC道与脆性指数道在数值上呈明显的负相关性、涪陵焦页1井主力产气层孔隙度与矿物脆性之间的呈此消彼长的关系也印证了该观点^[2,4]。而有机质在地质演化过程中有

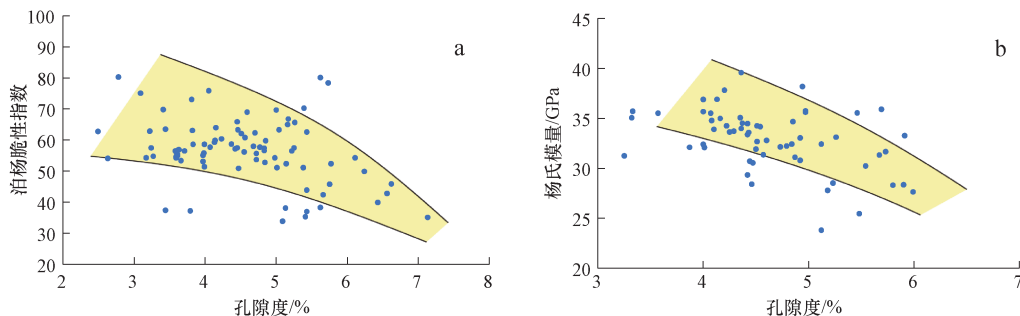


图3 川东南(a)、川南(b)地区龙马溪组页岩岩样岩石力学性质与孔隙度关系

Fig. 3 Correlation between rock mechanical properties and porosity of the Longmaxi Formation shale in southeastern (a) and southern (b) Sichuan Basin

利于自生石英的形成并以此提高脆性矿物含量,保存页岩的孔隙性^[19],同时也增大了岩石塑性,直接和间接抑制了岩石强度。所以,储层物性的改善一定程度上抑制了SRV的大小。

1.3 层理缝

层理缝对缝网压裂的影响同样是多方面的,其中,层理缝与层理发育程度的共生性较强,研究通常从层理缝发育密度、发育宽度及其乘积(裂缝发育指数)角度分析裂缝发育规律^[20,21]。裂缝发育程度高,水力裂缝扩展倾向于形成分支进而发育缝网。但当裂缝过度发育或形成大型裂缝带则易导致压裂液滤失、砂堵、裂缝扩展宏观尺度受限以及远井地带改造困难等现象。近年来已有学者将天然裂缝充填程度作为缝网形成影响因素进行研究^[18]。川东南焦石坝—平桥地区JY1、JY3和JY6井^[20],川南长宁—威远地区N201井、N211井^[24]以及渝西地区Z203井岩心实测结果表明,天然裂缝以层理缝为主,充填程度较高,主要为方解石,次为硅质和沥青等。对样品分析统计表明,碳酸盐矿物占比对裂缝发育程度具有良好指示(图4)。充填物与裂缝壁间往往形成应力弱面,成为水力压裂时优先激活的对象,有利于裂缝沿其转向扩展。然而裂缝充填、半充填会导致储集空间减少,影响资源富集。总体来说,层理缝适度的发育规模和较高的充填程度,有利于水力裂缝扩展形成规模性的缝网。

1.4 页岩层理

层理高频叠置代表层间差异性发育程度较高,层间物理性质变化明显,应力弱面增多,受外力作用易形成大量层理缝,并促进水力裂缝的径向延伸,主要表现在层理的发育频率、层间的差异性等方面。层理与裂缝的发育关系密切,层间的物性差异成为嫁接二者相关性的桥梁,压裂过程对裂缝尖端施加应力 σ 与层厚

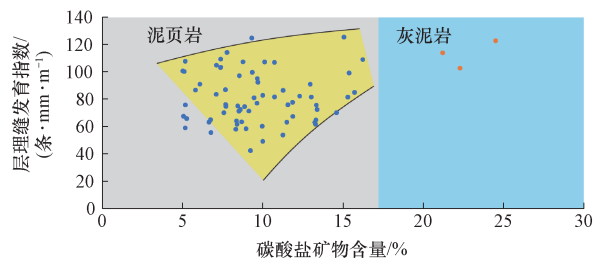


图4 四川盆地取心井龙¹⁽¹⁾亚段下部页岩碳酸盐矿物含量与层理缝发育程度关系

Fig. 4 Correlation between carbonate content and bedding-parallel fracture development from coring wells in the lower L¹⁽¹⁾ Submember, Sichuan Basin

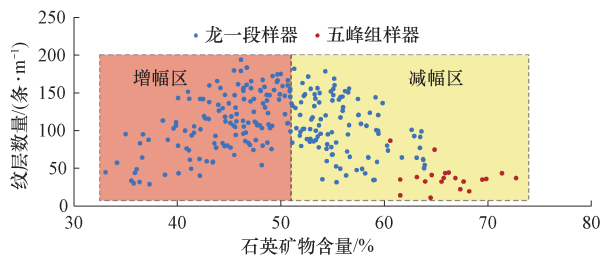


图5 川南双河剖面露头页岩石英含量与层理发育规模对比

Fig. 5 Contrast between quartz content and lamination development in outcrops of the Longmaxi Formation, Sichuan Basin

W 存在负幂指数关系^[14],层厚越小,层理越发育,越有利于裂缝的形成。研究还表明,粘土转化石英等作用会造成原有纹层遭到破坏,使得微观层间差异小,最终导致层理发育较差,表现为海相页岩石英矿物含量的大幅增加(图5)。因此,识别层理、层理缝相对较发育的储层进行改造获得规模性SRV和产能,具有一定理论性。

2 岩相组合特征

2.1 区域地层特征

由于古地貌与沉积环境的影响,四川盆地页岩呈

现差异性发育特征^[4,25]。川南、川东南地区相同沉积期形成的页岩差异表明沉积环境发生了变化。结合已有^[2,4,20-21,25]和本次研究成果,绘制川南、川东南龙马溪组典型井对比图(图6),对比当前主力产气层(奥陶系五峰组至志留系龙一段下部)。川南、川东南地区具有不同的岩石类型分级标准,而最大区别在于川南、川东南地区主力产气层呈阶梯型对应关系:川南地区龙一¹⁽¹⁾小层与川东南地区1小层(五峰组)、川南地区龙一¹⁽²⁾小层与川东南地区3小层、川南地区龙一¹⁽³⁾小层与川东南地区4小层、川南地区龙一¹⁽⁴⁾小层与川东南地区5小层分别具有类似的储层特征。由此可见,有必要从新的角度,即建立统一的划分标准,对盆内五峰组、龙一¹亚段页岩进行分类。

2.2 岩相组合划分

由于纵向叠置频率与组分差异,页岩在微观上,实则由差异岩石力学性质的岩层纵向叠置、横向展布的弹性体。水力压裂时更看重岩石的综合性质,以及岩石的叠置和展布关系。因此,目前经典的矿物三端元法一方面可能不能满足水力压裂效果评价所需要的因素,另一方面也因划分岩石类型较精细而忽略了相邻两类岩石或岩相的联系。岩相组合指地层上相近或相连的岩石类型或岩相根据其所反映的沉积成岩过程有机组合起来的单元,可有效将不同的岩石类型合并为一个弹性整体,以此可实现对弹性体内层理缝、层理等方面的统计,也便于归位并对应进行该弹性体的力学特征分析。故本次研究以影响页岩压裂形成缝网的各项因素为依据,赋予分级指标(表1),划分出Ⅰ型页岩相组合(FA1)、Ⅱ型页岩相组合(FA2)和Ⅲ型页岩相组合(FA3)和Ⅳ型页岩相组合(FA4)等4类沉积岩相组合(图6,图7)。

2.2.1 Ⅰ型页岩相组合(FA1)

该类相组合主要发育在川南地区龙一¹⁽¹⁾小层与川东南地区五峰组、3小层底部,以黑色炭质硅质页岩和黑色含灰硅质页岩为主,具有高脆性矿物含量、高天然裂缝发育程度、高孔高TOC和较好的层理发育程度。但层间物性差异小,界面模糊,均质状粒序为主。FA1表征贫氧、厌氧的水体环境,生物扰动和成岩期岩石压缩、粘土矿物转化等作用破坏了岩层极具规则的成层性,削弱了层理发育程度,但因此降低了储层纵、横向的物性与力学差异,促进了微裂缝网络化展布。

2.2.2 Ⅱ型页岩相组合(FA2)

该类相组合主要发育在川南地区龙一¹⁽¹⁾小层、龙一¹⁽²⁾小层与川东南地区3小层,以含灰硅质页岩为主,具有高脆性矿物含量、高层理发育程度、优质的孔隙度和TOC以及高层理缝发育程度。FA2表征受浅水高能沉积影响、具有一定水动力条件的贫氧水体环境,从而表现出比FA1高的碳酸盐矿物含量,层理更发育,层间差异明显,界面清晰,层间易发育微裂隙,亮层(脆性层)与暗层(有机质层)交互形成层理,其中亮层发育相对较厚,川南地区页岩可见明显的正粒序和反粒序特征^[21];由于水体循环能力增强不利于生物堆积,储层物性被小幅削弱;受层理极为发育影响,储层纵横方向力学性质差异大,且上覆、下伏岩层并未出现岩性突变现象,使得高角度缝欠发育。

2.2.3 Ⅲ型页岩相组合(FA3)

该类相组合主要发育在川南地区龙一¹⁽²⁾小层、龙一¹⁽³⁾小层与川东南地区4小层,岩性以钙质硅质页岩、砂质页岩和含灰硅质页岩为主,偶夹有泥灰岩,具有较高脆性矿物含量、较发育的孔隙度与TOC,和较好的层理与天然裂缝发育程度。FA3在川东南地区具有明显的粉砂质条带、团块。分析认为该类相组合形成于沉积环境发生较明显变化的时期,水体环境处于缺氧状态,并间歇性地接受陆源碎屑沉积,表明受到水下河道影响,粉砂质条带和团块可弥补脆性矿物含量的匮乏,增强岩石本身的可压性^[3]。FA3的微观层理表现出暗色层(泥质层)较宽、亮色层(脆性矿物层)较薄的特征,有别于FA2的层理发育特征。

2.2.4 Ⅳ型页岩相组合(FA4)

该类相组合特征上更倾向于泥岩,主要发育在川南地区五峰组、龙一¹⁽⁴⁾小层与川东南地区5小层,岩性以钙质硅质页岩和砂质页岩为主,局部层位与泥灰岩混合发育,具有相对较低的脆性矿物含量、储集性、天然裂缝和层理发育程度。分析认为FA4形成于受到陆源碎屑影响、高能碳酸盐环境间歇影响较大的缺氧水体环境。矿物组分来源分析结果表明^[7],龙一段,长英质矿物来源已从生物与矿物转化成因为主导逐渐向陆源碎屑供应转变,脆性显著降低;由于水体不适宜生物堆积,有机质欠发育,成岩期对储层的改造能力弱,储层物性变差;岩石层理不发育,使得地质作用难以进行改造形成大量天然裂缝。总体来看,该相组合对压裂形成缝网的促进作用不明显。

表 1 四川盆地龙马溪组页岩岩相组合划分指标

Table 1 Division indexes for shale facies associations in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin

岩相组合与划分指标	FA4	FA3	FA2	FA1
层理缝指数/ (条·mm·m ⁻¹)	<40	40~60	40~80	>80
裂缝充填程度	未充填、 半充填	半充填	全充填	全充填
长英质矿物/%	<50	<50	>50	>50
碳酸盐矿物/%	0~75	>20	<20	<20
孔隙度/%	3~5	<3	3~5	>5
TOC/%	<3	<3	2~3	>3
层理密度/(层·m ⁻¹)	<60	60~120	>120	60~120

2.3 岩相组合力学响应机制

页岩岩石力学参数可直观衡量缝网改造效果,准确得到岩石力学参数反映储层原位特征能高效评价储层缝网可压裂性。泊杨参数可通过取样进行三轴力学实验获取较为准确的结果。研究将川南地区、川东南地区露头取样进行岩相组合识别与岩石力学分析。

分析结果表明(表 2),各类岩相组合的泊松比与杨氏模量之间呈较明显的正相关关系,但杨氏模量增幅大于泊松比。其中,FA2 泊杨脆性最大,次为 FA1 和 FA3,而 FA4 最小。分析认为:① FA4 相比其他三类相组合泊杨脆性偏小,说明高矿物脆性、高天然裂缝发育程度对页岩的力学脆性起到了决定性作用。

② FA2 相比 FA1 的脆性矿物含量略低,但水动力条件较好,页岩成层性发育程度高,可弥补脆性矿物含量的不足,且方解石、石英等脆性矿物的混合程度更高,微观上存在网络发育的岩石多维弱面,有利于张性破坏的发生,使得岩石的力学性质得到改善,有利于缝网压裂^[27]。同时,FA1 储层物性相对较好,一方面使得层理发育不明显,另一方面孔隙增多削弱了岩石致密度,也就减弱了岩石力学性质。③ FA3 与 FA2 物性特征、裂缝发育规模基本相似,但由于裂缝被方解石充填的程度较差,使得基质与裂缝充填物之间的抗拉强度差异作用不明显,从而表现出泊杨脆性略低的现象。④ FA1 具有比 FA2 更发育的天然裂缝,更多表现在对压裂施工作业的影响上,如压力异常、砂堵、扩展受限等,通过识别层理缝发育程度较高的层位,一定程度上可制定专项措施在不利于压裂施工的层位或压裂段。

3 实例分析

近年已有大量分级指标应用在四川盆地页岩气压裂效果评价。而分级指标^[5,27-28]多侧重于产量进行高产因素分析,无法反映真实的页岩压裂体积改造情况,难以更准确识别压裂施工所需的“工程甜点”。本文以研究区 Y 井组作为实例,探讨岩相组合划分标准对缝网改造效果评价的适用性(图 8)。

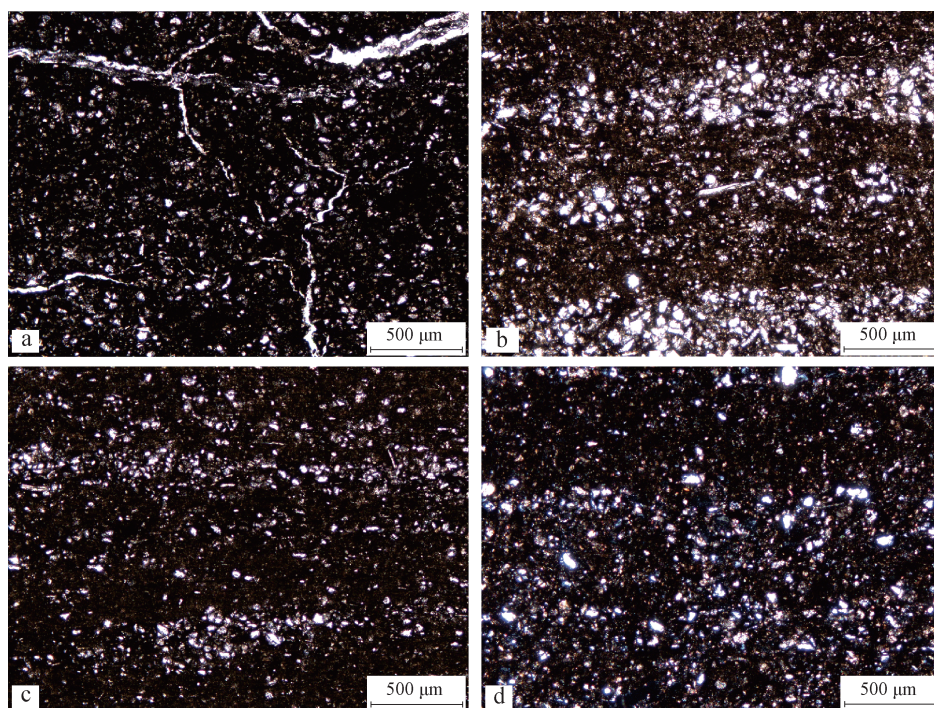


图 7 四川盆地龙马溪组页岩岩相组合微观特征

Fig. 7 Micro-characteristics of shale facies associations in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin

a. FA1 岩相组合; b. FA2 岩相组合; c. FA3 岩相组合; d. FA4 岩相组合

表 2 四川盆地龙马溪组页岩相组合及其矿物与力学实验参数

Table 2 Shale facies associations and their rock mechanics parameters in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin

样品号	相组合	矿物含量/%			TOC/%	泊松比	杨氏模量/ GPa	泊杨脆性指数
		碳酸盐矿物	长英质矿物	粘土矿物				
S-18	FA1	6.8	53.0	37.4	3.54	0.168	35.19	0.653
S-50	FA1	8.2	60.8	28.3	4.77	0.177	37.00	0.668
S-52	FA1	8.4	61.4	27.6	4.23	0.179	38.11	0.689
S-15	FA2	7.3	53.5	38.3	3.45	0.163	36.79	0.710
S-19	FA2	7.5	51.8	37.4	3.42	0.166	38.30	0.738
S-31	FA2	10.8	46.7	39.6	2.30	0.170	38.32	0.725
S-35	FA2	10.8	51.8	34.5	3.95	0.169	39.40	0.755
S-41	FA2	9.9	60.4	26.7	5.51	0.181	38.60	0.695
S-23	FA3	23.6	39.5	29.8	4.03	0.167	34.91	0.649
S-33	FA3	10.2	51.9	35.1	3.46	0.178	37.81	0.685
S-43	FA3	34.5	45.7	18.6	2.94	0.180	37.37	0.668
S-45	FA3	32.4	41.4	25.1	2.99	0.181	37.57	0.669
S-6	FA4	6.3	46.5	40.6	2.67	0.166	34.83	0.651
S-8	FA4	11.0	47.7	42.8	3.22	0.168	35.33	0.657
S-12	FA4	7.5	46.2	43.5	3.01	0.171	35.94	0.662
S-20	FA4	9.0	40.9	47.0	3.77	0.165	32.48	0.595
S-22	FA4	11.0	45.5	40.7	3.09	0.164	34.26	0.643

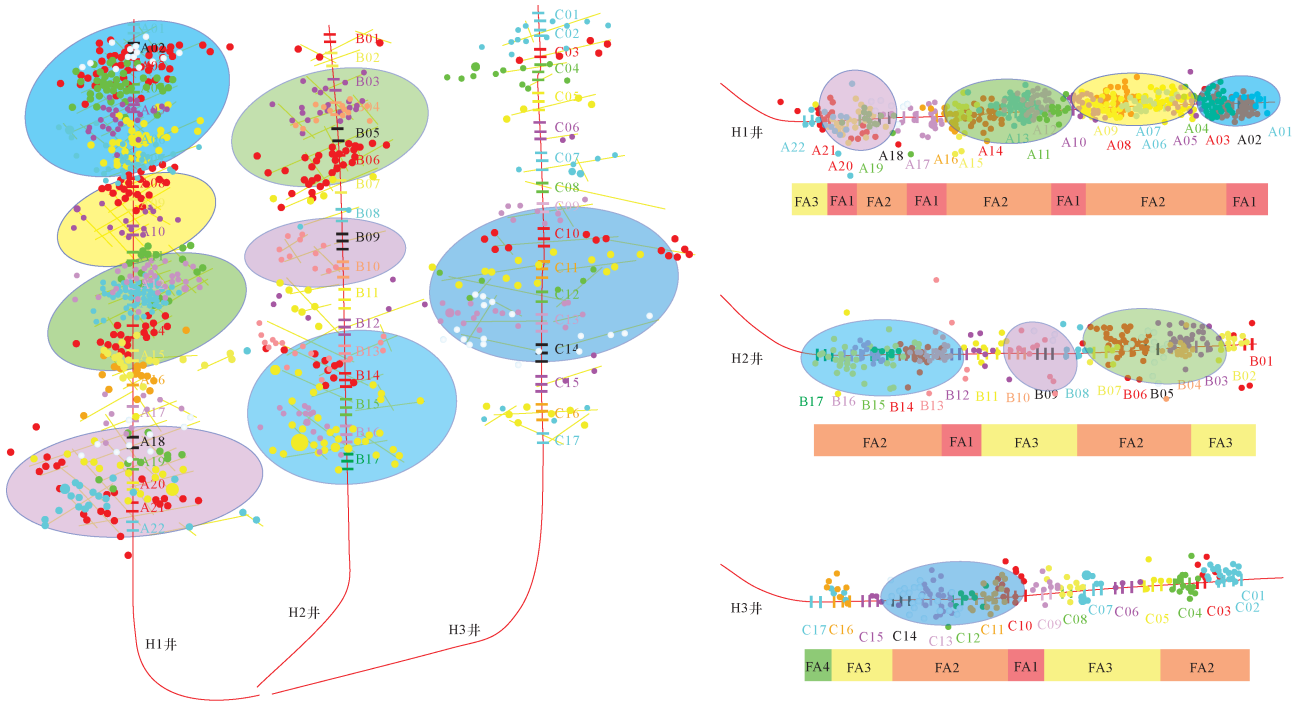


图 8 川东南地区 Y 平台 H1、H2、H3 井微地震事件缝网发育区与相组合对应关系

Fig. 8 Correspondence between developed fracture network areas revealed by microseismic monitoring and each facies associations in Laterals H1, H2 and H3 of Pad Y

3.1 相组合划分验证

结合 Y 井组 3 口水平井水平段各段影响缝网形成的地质因素数据和微地震监测结果,运用本文构建的

划分指标进行相组合划分。井组水平井采用常规分段模式,段长 70 ~ 90 m,簇间距 20 ~ 30 m,各压裂段穿行层位深度变化小,施工参数与工艺基本一致,有利于相组合的明确区分并进行分析。对比各压裂段优势相组

合与各段微地震监测结果表明,四川盆地龙马溪组 FA1 和 FA2 的水平井钻遇率最高,是压裂施工的甜点;FA2 为优势相组合发育的压裂段,SRV 的波及长度(x 方向)、波及宽度(y 方向)优于其他相组合发育压裂段,而波及高度(z 方向)相对较小,分析认为 FA2 具有的高层理发育程度使得水力裂缝更倾向沿着层理方向扩展,且天然裂缝以方解石胶结充填的层理缝为主,增大了水力裂缝转向、扩展的能力,形成扁平的缝网形态;FA1 为优势相组合发育的压裂段同样易形成优于 FA3 和 FA4 发育压裂段的波及长度、宽度,以及优于其他相组合发育压裂段的波及高度,分析认为天然裂缝网络化的发育促使水力裂缝在三维各向扩展的能力,不同于 FA2 倾向于顺层扩展的特征;但从压裂施工异常发生频次角度分析认为,穿行 FA1 为主的压裂段,发生砂堵、压力陡升等异常现象的频率较高(表 3),往往造成不利影响,但该段对应较大 SRV,单段测试产能较高,故在压裂施工时需实时进行泵注程序的调整,确保高效压裂施工。

总体上看,对 Y 井组,穿行 FA2 为主的压裂段,SRV 普遍大于 $2.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,而穿行 FA1 为主的压裂段,SRV 分布不稳定,见部分大于 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$,或因施工异常小于 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,穿行 FA3 和 FA4 为主的压裂段 SRV 集中分布在 $(0.5 \sim 2) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3.2 相组合对缝网形成的影响

综合分析认为,FA1 中胶结充填的天然裂缝发育,水力压裂前期可优先激活形成缝网,对压裂形成缝网具有积极作用,能够形成较大的波及改造体积,但易发

表 3 川东南地区 Y 平台 H1、H2、H3 井施工异常段诊断分析结果

Table 3 Diagnostic results of abnormal events in fracturing of Laterals H1, H2 and H3 of Pad Y

单井	压裂段	页岩相组合	异常段分析
H1	2	FA1	近井地带裂缝发育,滤失较大,扩展受限
	10	FA1	近井地带裂缝发育,滤失较大,扩展受限
	18	FA1	滤失较大,缝宽受限,砂堵
H2	3、5	FA3	扩展受限,砂浓度提升受限,加砂困难
	7	FA2	压力陡升,扩展受限
	11	FA1	压力陡升,砂敏感,扩展受限
	12	FA1	扩展受限,砂浓度提升受限,加砂困难
H3	1	FA2	井筒污染严重
	5	FA3	天然缝网影响,动态缝宽不足,进砂通道受限
	9	FA1	凝灰岩影响,砂堵,液体滤失量大,缝宽受限
	15	FA3	砂堵,液体滤失量大,缝宽受限

生压裂施工异常,或导致裂缝扩展受限,若不能实现精确的压裂设计或实时的泵序调整,该压裂段的供给效果可能很差;FA2 是形成于水体深度适中、还原性相对弱的沉积环境的相组合,矿物组分变化迅速,形成优势储集层与优势可压裂层的高密度交互,在层理方向上构成大量应力薄弱区,有利于缝网在径向上的扩展,实现对井控区域最大限度的改造,同时改善径向渗流能力,可充分调动体积改造区域,实现长期稳产。FA3 发育位置多未对应水平井钻遇小层,层理、天然裂缝等特征较 FA1、FA2 已逐渐弱化,层间差异也异于 FA2 的脆性互层,而是塑性—脆性交为主,故而在压裂过程中较难被动用激活,也加大了施工异常发生的频率。FA4 钻遇率最低,相对较差的天然弱面程度使得压裂形成缝网的能力弱,水力裂缝的径向延伸等扩展行为发生率低,对宁 217 井该类岩相组合的压裂施工时也发生明显的加砂困难等情况,故而在钻井过程中应尽量避免该类相组合。

4 结论

1) 基于对缝网形成的地质影响因素分析,建立了侧重于考虑页岩气储层压裂形成缝网的能力的沉积岩相划分标准,将四川盆地龙马溪组页岩划分为 I 型页岩相组合(FA1)、II 型页岩相组合(FA2)和 III 型页岩相组合(FA3)和 IV 型页岩相组合(FA4)4 类岩相组合。

2) 通过理论与实验分析,提出 FA2 受层理发育、脆性矿物高混合程度影响,具有最好的泊杨脆性,FA1 天然裂缝发育促进改造效果,但受物性条件限制,具有较好的泊杨脆性,FA3、FA4 因相对较低的脆性矿物含量、天然裂缝/层理发育程度,泊杨脆性较低。

3) 相组合划分方法与矿场实践对比研究表明,4 类相组合中,FA1 和 FA2 水平井钻遇率最高,是压裂施工的甜点。其中,FA1 水力压裂前期可优先激活形成缝网,但易发生压裂施工异常,导致裂缝扩展受限,需进行实时施工调整实现充分改造;FA2 矿物组分变化迅速,形成优势储集层与优势可压裂层的高密度交互,在施工过程中充分调动体积压裂改造区域,从而实现长期稳产。

参 考 文 献

[1] 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.
Liu Naizhen, Wang Guoyong. Shale gas sweet spot identification and precise geo-steering drilling in Weiyuan Block of Sichuan Basin SW

- China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 978–985.
- [2] Yang Li, Dehua Zhou, Weihong Wang, Tingxue Jiang, et al. Development of unconventional gas and technologies adopted in China[J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(1–2): 55–68. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.04.004>.
- [3] 沈聘, 任岚, 赵金洲, 等. 页岩储集层综合评价因子及其应用—以四川盆地东南缘焦石坝地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 649–658.
- Shen Cheng, Ren Lan, Zhao Jinzhou, et al. New comprehensive index and its application on evaluation in shale gas reservoirs: A case study of Upper Ordovician Wufeng Formation to Lower Silurian Longmaxi Formation in southeastern margin of Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2017, 44(4): 649–658.
- [4] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 24–37.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, et al. Discovery and exploration for Fuling shale gas filed [J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 24–37.
- [5] 谢军, 赵圣贤, 石学文, 等. 四川盆地页岩气水平井高产的地质主控因素[J]. *天然气工业*, 2017, 37(7): 1–12.
- Xie Jun, Zhao Shengxian, Shi Xuewen et al. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(7): 1–12.
- [6] 曾庆才, 陈胜, 贺佩, 等. 四川盆地威远龙马溪组页岩气甜点区地震定量预测[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 406–414.
- Zeng Qingcai, Chen Sheng, He Pei, et al. Quantitative seismic prediction of shale gas sweet spots in Lower Silurian Longmaxi Formation, Weiyuan area, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2018, 45(3): 406–414.
- [7] 沈聘. 页岩缝网形成的地质影响机制及储层综合评价研究[D]. 成都: 成都西南石油大学, 2018.
- Shen Cheng. Research on geological influence mechanisms for fracture network forming and its application on reservoir comprehensive evaluation [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [8] Zhao Zhihong, Wu Kaidi, Fan Yu, et al. An optimization model for conductivity of hydraulic fracture networks in the Longmaxi shale, Sichuan basin, Southwest China [J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(1–2): 47–54. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.05.001>.
- [9] 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等. 四川盆地涪陵地区海相页岩天然裂缝特征及对页岩气的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 474–483.
- Tian He, Zeng Lianbo, Xu Xiang, et al. Characteristics of natural fractures in marine shale in Fuling area, Sichuan Basin, and their influence on shale gas [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 474–483.
- [10] 任岚, 林然, 赵金洲, 等. 基于最优 SRV 的页岩气水平井压裂簇间距优化设计[J]. *天然气工业*, 2017, 37(4): 69–79.
- Ren Lan, Lin Ran, Zhao Jinzhou, et al. Cluster spacing optimal design for staged fracturing in horizontal shale gas wells based on optimal SRV [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 69–79.
- [11] 任岚, 林然, 赵金洲, 等. 页岩气水平井增产改造体积评价模型及其应用[J]. *天然气工业*, 2018, 38(8): 40–49.
- Ren Lan, Lin Ran, Zhao Jinzhou, et al. A volume evaluation model and its application to shale gas well stimulation [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(8): 40–49.
- [12] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 18–28.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Li Yuping, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016a, 23(2): 18–28.
- [13] 许丹, 胡瑞林, 高玮, 等. 页岩纹层结构对水力裂缝扩展规律的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(4): 523–528.
- Xu Dan, Hu Ruilin, Gao Wei, et al. Effects of laminated structure on hydraulic fracture propagation in shale [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(4): 523–528.
- [14] 赵文韬, 侯贵廷, 张居增, 等. 层厚与岩性控制裂缝发育的力学机理研究——以鄂尔多斯盆地延长组为例[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2015, 51(6): 1047–1058.
- Zhao Wentao, Hou Guiting, Zhang Juzeng, et al. Study on the development law of structural fractures of Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin [J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2015, 51(6): 1047–1058.
- [15] Rickman R, Mullen M J, Petre J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21–24 September 2008, Denver, Colorado, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/115258-MS>.
- [16] 刘致水, 孙赞东. 新型脆性因子及其在泥页岩储集层预测中的应用[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(1): 117–124.
- Liu Zhishui & Sun Zandong. New brittleness indexes and their application in shale/clay gas reservoir prediction [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1): 117–124.
- [17] 赵金洲, 任岚, 胡永全. 页岩储层压裂缝成网延伸的受控因素分析[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 35(1): 1–9.
- Zhao Jinzhou, Ren Lan, Hu Yongquan. Controlling factors of hydraulic fractures extending into network in shale formations [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2013, 35(1): 1–9.
- [18] Olson J E, Bahorich B, Holder J. Examining hydraulic fracture natural fracture interaction in hydrostone block experiments [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6–8 February 2012, The Woodlands, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/152618-MS>.
- [19] 刘洪林, 郭伟, 刘德勋, 等. 海相页岩成岩过程中的自生脆化作用[J]. *天然气工业*, 2018, 38(5): 17–25.
- Liu Honglin, Guo Wei, Liu Dexun, et al. Authigenic embrittlement of marine shale in the process of diagenesis [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(5): 17–25.

- Zone[J]. *Geology & Mineral Resources of South China*, 2016, 32(2): 126–134.
- [30] 余川, 聂海宽, 曾春林, 等. 四川盆地东部下古生界页岩储集空间特征及其对含气性的影响[J]. *地质学报*, 2014, 88(7): 1311–1320.
- Yu Chuan, Nie Haikuan, Zeng Chunlin, et al. Shale reservoir space characteristics and the effect on gas content in Lower Palaeozoic erathem of the Eastern Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(7): 1311–1320.
- [31] 马勇, 钟宁宁, 程礼军, 等. 渝东南两套富有机质页岩的孔隙结构特征——来自 FIB-SEM 的新启示[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(1): 109–116.
- Ma Yong, Zhong Ningning, Chen Lijun, et al. Pore structure of two organic-rich shales in southeastern Chongqing area: Insight from Focused Ion Beam Scanning Electron Microscope (FIB-SEM) [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(1): 109–116.
- [32] Zheng Herong, Zhang Jincai, Qi Yuanchang. Geology and geomechanics of hydraulic fracturing in the Marcellus shale gas play and their potential applications to the Fuling shale gas development[J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(1–2): 36–46. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.05.002>.
- [33] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 153–158.
- Tu Yi, Zou Haiyan, Meng Haiping, et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 153–158.
- [34] 张晓明, 石万忠, 徐清海, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素[J]. *石油学报*, 2015, 36(8): 926–939+953.
- Zhang Xiaoming, Shi Wanzhong, Xu Qinghai, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of shale gas in Jiaoshiba Area, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(8): 926–939+953.

(编辑 董立)

(上接第 106 页)

- [20] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝主控因素及对产能的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 799–808.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 799–808.
- [21] Nie Haikuan, Li Donghui, Liu Guangxiang, et al. An overview of the geology and production of the Fuling shale gas field, Sichuan Basin, China[J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(3–4): 147–164. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.06.005>.
- [22] 邓继新, 唐郑元, 李越, 等. 成岩过程对五峰—龙马溪组页岩地震岩石物理特征的影响[J]. *地球物理学报*, 2018, 61(2): 659–672.
- Deng Jixin, Tang Zhengyuan, Li Yue, et al. The influence of the diagenetic process on seismic rock physical properties of Wufeng and Longmaxi Formation shale[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2018, 61(2): 659–672.
- [23] 张东晓, 杨婷云. 页岩气开发综述[J]. *石油学报*, 2013, 34(4): 792–801.
- Zhang Dongxiao & Yang Tingyun. An overview of shale-gas production[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(4): 792–801.
- [24] 杨洋. 川南长宁地区下志留统龙马溪组页岩储层研究[D]. 成都: 成都西南石油大学, 2016.
- Yang Yang. Study of Long Ma Xi Shale Reservoir Locating in Southern Sichuan Changning Area[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [25] 赵金洲, 沈聘, 任岚, 等. 页岩储层不同赋存状态气体含气量定量预测: 以四川盆地焦石坝页岩气田为例[J]. *天然气工业*, 2017, 37(4): 27–33.
- Zhao Jinzhou, Shen Cheng, Ren Lan, et al. Quantitative prediction of gas contents in different occurrence states of shale reservoirs: A case study of Jiaoshiba shale gasfield in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 27–33.
- [26] 王玉满, 王淑芳, 董大忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 119–133.
- Wang Yuman, Wang Shufang, Dong Dazhong, et al. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the lower Silurian, southern Sichuan[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 119–133.
- [27] Zheng Herong, Zhang Jincai, Qi Yuanchang. Geology and geomechanics of hydraulic fracturing in the Marcellus shale gas play and their potential applications to the Fuling shale gas development[J]. *Energy Geoscience*. Volume 1, Issues 1–2, 2020, Pages 36–46. ISSN 2666–7592. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.05.002>.
- [28] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 470–487.
- Zhao Shengxian, Yang Yueming, Zhang Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 470–487.
- [29] 赵金洲, 许文俊, 李勇明, 等. 页岩气储层可压性评价新方法[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(6): 1165–1172.
- Zhao Jinzhou, Xu Wenjun, Li Yongming, et al. A new method for fractability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(6): 1165–1172.
- [30] 谢军, 张浩森, 余朝毅, 等. 地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(1): 21–28.
- Xie Jun, Zhang Haomiao, She Chaoyi, et al. Practice of geology-engineering integration in Changning State Shale Gas Demonstration Area[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(1): 21–28.

(编辑 董立)