

海相页岩缝网可压性靶窗空间分布预测——以川南长宁区块为例

沈 骋¹, 赵金洲², 谢 军³, 范 宇¹, 宋 毅¹
SHEN Cheng¹, ZHAO Jinzhou², XIE Jun³, FAN Yu¹, SONG Yi¹

1. 中石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川 成都 610051;
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. 中国石油天然气集团有限公司, 北京 100007

1. *Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, Sichuan, China;*
2. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China;*
3. *China National Petroleum Corporation, Beijing 100007, China*

SHEN C, ZHAO J Z, XIE J, et al., 2020. Target window spatial distribution prediction based on network fracability: A case study of shale gas reservoirs in the Changning Block, southern Sichuan Basin [J]. Journal of Geomechanics, 26 (6): 881–891. DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2020.26.06.069

Abstract: Target window optimization has significance for marine shale gas reservoir stimulation. Taking the marine shale gas reservoir in the Longmaxi Formation of the Changning Block in the southern Sichuan Basin as the research object, argon ion polishing scanning electron microscope, Brazilian disk experiment and fracturing operation statistics were carried out and the influence of mineral size, cracking toughness and crustal stress on hydraulic fracture penetration, propagation and diversion were analyzed. In view of the inadequate fracturing-quality effect of the current methods on the prediction of target window in shale gas reservoir, a new target window prediction method based on the network fracability theory, illustrated by the morphology of logging curves, was established, using brittle-ductile index calculated by sonic, density, gamma and mineral content logging data, and stress difference index calculated by the optimal stress-stress difference coupling model derived from the mechanics theory and experiment in a fast track. The results show that the I-type target window, showing a considerable overlap between the curves of brittle-ductile index and stress difference index with “double-trough”, is the most favorable for development, followed by the successive cross-overlap as the II-type and the discontinuous cross as the III-type. The application in the Changning Block shows that most of target windows in each well have the “double-trough” shape, but the corresponding layer of each target window is different. The target windows from west to east have changed from the 1st layer to the 2nd layer and then back to the 1st layer. The high drilling-encounter rate of various target windows in different well-controlled zone positively controlled the stimulation reservoir volume, test productivity and cumulative productivity.

Key words: target window prediction; brittle-ductile property; stress state; network fracability; drilling-encounter rate; Changning Block

摘 要: 靶窗的确定对海相页岩气储层增产改造具有重要意义。以川南长宁地区龙马溪组海相页岩气储层为研究对象, 开展氩离子抛光扫描电镜、巴西圆盘实验和压裂施工统计, 分析矿物颗粒粒径和断裂韧

基金项目: 国家科技重大专项 (2016ZX05062); 国家自然科学基金项目 (51490653)
第一作者简介: 沈骋 (1990-), 工程师, 博士, 主要从事碳酸盐岩与页岩气储层沉积和储层增产改造研究。E-mail: shenc_victor@163.com
收稿日期: 2020-08-25; 修回日期: 2020-10-28; 责任编辑: 范二平
引用格式: 沈骋, 赵金洲, 谢军, 等, 2020. 海相页岩缝网可压性靶窗空间分布预测: 以川南长宁区块为例 [J]. 地质力学学报, 26 (6): 881–891. DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2020.26.06.069

性、地应力对裂缝在水力压裂时能否快速穿透、稳定扩展、充分转向等方面的影响。针对现有方法未充分考虑储层压裂品质的情况，简化计算流程，分别采用声波、密度、伽马和矿物含量等建立脆延性指标，采用优化后的应力与应力差耦合模型建立应力差异指标，形成基于储层缝网可压性理论、根据测井解释曲线形态判别的靶窗预测方法。研究表明，脆延性指标和应力差异指标曲线呈现叠合度较高的Ⅰ类双“波谷”的层位最有利于开发，其次为Ⅱ类连续交错叠置的层位，最后为Ⅲ类不连续交错的层位。对长宁地区评价井、建产井的验证与实践表明，靶窗对应的指标多呈现双“波谷”形态，但靶窗对应的层位具有差异，区内自西向东靶窗呈现1小层—2小层—1小层的演化趋势。实现不同井区差异化靶窗的高钻遇率对单井获得较大储层改造规模、较高的测试产量和稳定的累计产量具有重要的控制作用。

关键词：靶窗预测；脆延性；应力状态；缝网可压性；钻遇率；长宁区块

中图分类号：TE37 **文献标识码：**A

0 引言

北美页岩气储层沉积环境与构造稳定、地层连续且厚度大，学者们通过重视并应用脆性矿物与弹性参数，形成脆性矿物含量总和、弹性模量与泊松比的无因次比值等指标进行了最优靶窗的选择（Rickman et al, 2008；Sahu et al, 2019；Mustafa et al, 2019；Vafaie and Kivi, 2020），近年北美地区2500 m以深海相页岩气储层也呈现产量的持续突破，以Haynesville区块为代表实现了 $3\times 10^8\text{ m}^3$ 的日产量。国内以四川盆地奥陶系五峰组、志留系龙马溪组为主要开采层位，借鉴与创新形成了多种靶窗预测方法，但孔隙度、总有机碳含量（TOC）、含气量等地质参数仍是用于矿场实践的各类理论与技术手段中的重要衡量指标（贾成业等，2017）。通过地质参数评价，靶窗厚度多在40~70 m，导致钻井偏差率大，并未聚焦到最优势的位置。近年来逐步融入了岩石脆性、天然弱面和地应力等因素（张晨晨等，2016；陈胜等，2017；Yi et al, 2019；任浩林等，2020），以川南长宁区块为例，确定靶窗为距优质储层底部向上8 m范围内（谢军等，2017），纵向上涵盖了龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³、龙一₁⁴等主力产气层或其部分（以下简称1~4小层）。大量施工统计结果表明，优选靶窗并提高其钻遇率是海相页岩气水平井获得高产、稳产的基础（谢军等，2017；武恒志等，2019），这就意味着不仅要选择最优靶窗，还要确保钻井能有效导向。相同施工强度下，钻遇在上述靶窗内的页岩气单井产量差异较大，最小仅 $3.9\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ，最大可达 $73.6\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。究其原因，可能与川南优质储层较薄且横向微幅构造变

化有关，导致该靶窗区间内在地质和工程两方面存在差异化响应（钟光海等，2020）。因此，目前的靶窗预测缺乏对压裂品质的考虑，即具备什么条件利于复杂缝网的形成尚未得到较清楚的认识：①受沉积、成岩和构造作用控制，学者们分析认为川南地区自北向南的优势层位呈“阶梯”对应关系而非一致（王淑芳等，2014；袁玉松等，2018；叶功勤等，2019；沈骋等，2020），因此，考虑高可压性与优质物性的叠加才能实现靶窗进一步优中选优；②压裂成缝网能力评价对非常规气藏靶窗的确定乃至开采效果的提升均起到关键作用（赵金洲等，2018；刘惠民等，2019），然而目前主要通过仪器监测、数值模拟（Yu and Aguilera, 2012；周健等，2015；任岚等，2018）等压后评估方式来表征，应逆向将地质条件作为变量、工程参数为定量，恒定压裂施工强度，从差异的地质条件所对应的裂缝复杂度的角度来实现压前表征。因此，以提升单井产量为目的，选取长宁N201、N209井区龙马溪组为研究对象，缝网可压性作为基础理论（赵金洲等，2015；曾治平等，2019），抽取核心要素，考虑微观断裂特征评价页岩气储层脆延性和水力裂缝穿透的能力，考虑裂缝相交准则评价水力裂缝稳定扩展、充分转向的能力，应用较少测井参数，减少成本和提高评价速度，消除因素过多诱发的相互干扰，建立基于缝网可压性靶窗空间预测方法，在压前明确靶窗，对页岩气储层改造增产、稳产具有重要指导意义。

1 区域地质背景

川南地区龙马溪组页岩沉积期整体格局为局限滞留/还原陆棚环境，包括了长宁—威远中深层

(3500 m 以浅) 区块、泸州—渝西深层 (3500 m 以深) 区块。其中, 长宁区块位于川南地区西南方向 (图 1a), 主体埋藏深度在 2500~3500 m, 包括了 N201、N209、N216 井区和未探明井区 (图 1b)。主力产气层被划分为五峰组、龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³、龙一₁⁴ 共 5 个, 主体厚度稳定分布在 30~50 m。以 N201 井为例, 龙一₁¹ 的硅质矿物含量、孔隙度、TOC 最高, 龙一₁² 的碳酸盐矿物含量最

多, 但孔隙度、TOC 均低于龙一₁¹、龙一₁³; 龙一₁³、龙一₁⁴ 黏土矿物含量较高 (表 1)。此外, 不同评价井各小层厚度是有所区别的。分析表明, 若按照距离龙马溪组底部 0~8 m 均为靶窗进行钻井设计, 龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³ 可能均属于靶窗, 涵盖范围较粗略, 自西向东, 水平井钻井时存在较大不确定性 (图 1c)。因此, 有必要建立更有指向性的靶窗优选方法。

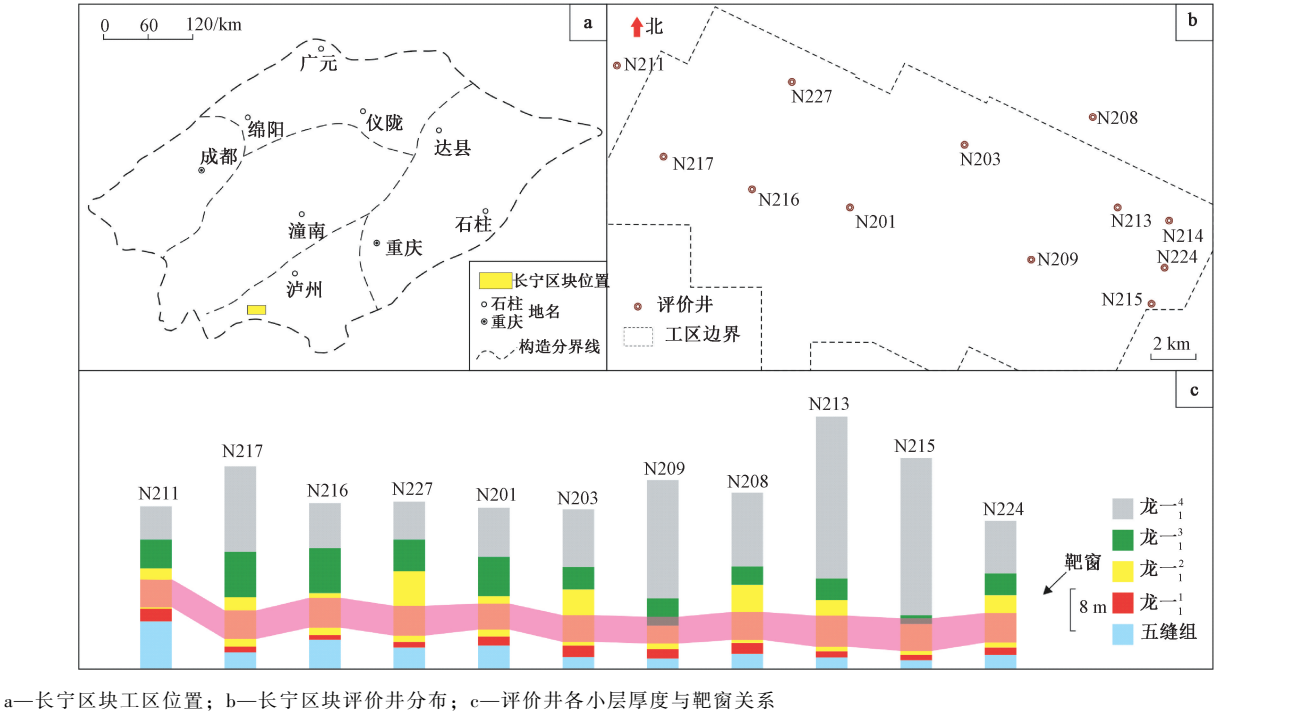


图 1 长宁区块位置及各小层厚度与 0~8 m 靶窗位置关系图

Fig. 1 Location and relationship between thickness of each layer and target window of 0~8 m in the Changning Block

表 1 长宁区块典型井主力产气层各小层地质参数

Table 1 Geological parameters in each layer of a typical well in the Changning Block

井	小层	岩性	平均埋深/ m	厚度/ m	硅质/ %	碳酸盐/ %	黏土/ %	孔隙度/ %	TOC/ %	含气量/ (m ³ /t)
N201	龙一 ₁ ⁴	灰黑色粉砂质页岩	2499.9	9.4	49.0	2.0	44.5	7.44	2.52	6.66
	龙一 ₁ ³	灰黑色灰质页岩	2508.4	7.5	42.5	11.3	41.6	8.82	4.14	7.83
	龙一 ₁ ²	黑色炭质灰质页岩	2516.0	7.7	54.6	18.1	24.2	6.51	3.38	7.21
	龙一 ₁ ¹	黑色灰质炭质页岩	2520.7	1.7	46.4	17.0	31.8	8.56	5.61	9.62
	五峰组	黑色钙质页岩	2523.8	4.5	31.5	28.5	35.2	7.67	3.55	7.63

2 参数优选与指标的建立

水力裂缝能够快速穿透、稳定扩展、充分转向是缝网可压性评价形成复杂缝网的关键。因此, 基于沉积成岩机理和矿场实践, 整合出脆延性、应力状态作为缝网可压性精细刻画靶窗的主要因素。

2.1 脆延性

页岩的脆延性是影响水力裂缝快速穿透的重要因素。断裂韧性比脆性矿物更能表达岩石脆性, 还可直观反映裂缝快速穿透岩石的能力, 受差异化沉积成岩作用、古今埋藏深度影响。

水力裂缝扩展时, 需要克服比平面应变条件下剪切滑移、拉张扩展更大的延性 (张杨等,

2013)。这是由于页岩经历了差异沉积成岩作用,微观上存在穿晶(穿透颗粒)、沿晶断裂(顺沿粒缘)或穿晶-沿晶耦合三种形式(图2;纪国法等,2019,2020),粒间黏结力低于颗粒本身强度(谢和平等,2003),沿晶断裂比穿晶断裂耗散能量小且更易发生,裂缝扩展阻力较小。不同断裂形式均遵循自相似规律,裂缝扩展不受颗粒粒径变化影响。但当微观粒径增大时,颗粒破裂所需尖端应力增大,沿晶断裂与穿晶断裂的难度差异被缩

减,穿晶断裂比重得以增大。进一步地,矿物微观粒径与塑、脆性矿物含量有着密切联系。统计长宁双河剖面龙马溪组页岩岩样微观分析结果表明,随着硅质矿物含量的增多,作为主要脆性成分的石英颗粒微观粒径是有所增大的(图3)。相反,当泥质含量增多时,矿物的塑性增强,也会相应地导致岩石的延性增加。因此,脆延性不仅需要包括断裂韧性,还需考虑岩石沿晶、穿晶断裂和矿物粒径的影响。

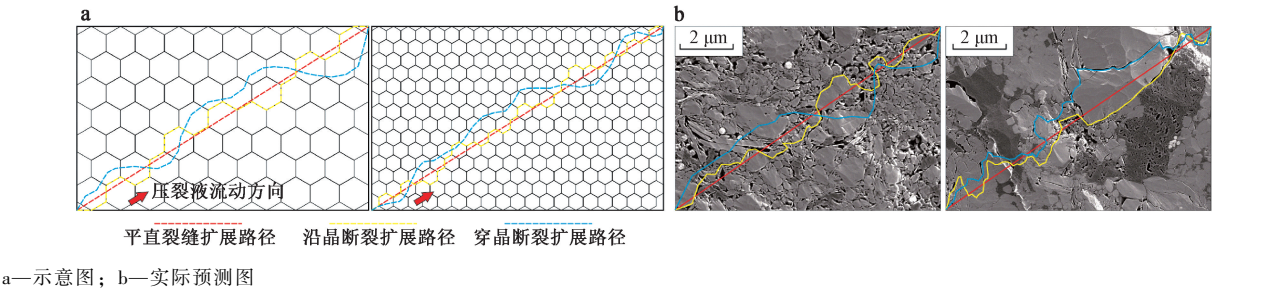


图2 大粒径、小粒径页岩平直、沿晶、穿晶断裂时压裂液流动微观路径示意和实际预测
Fig. 2 Fluid sketch (left) and presupposed (right) path in straight, inter or trans-granular fracture with different particle size

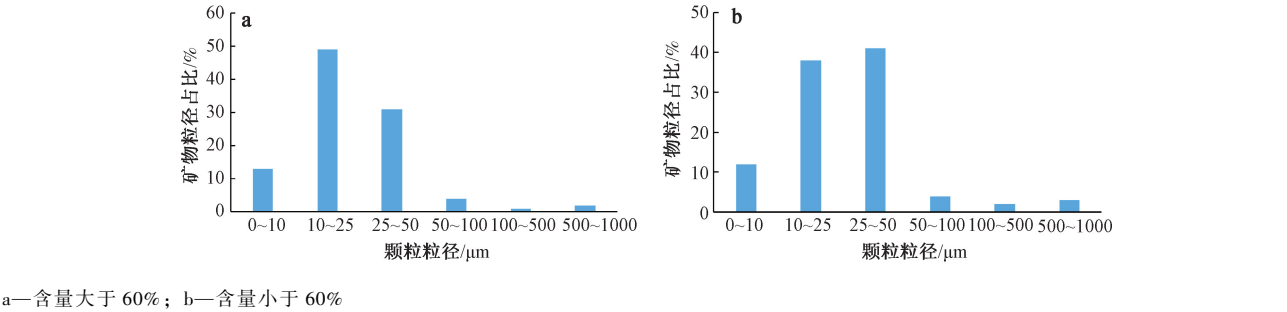


图3 硅质含量大于60%、小于60%的样品石英颗粒粒径分布占比图
Fig. 3 Quartz grain micro-size distribution with the higher (>60%) and lower (<60%) silicon contents

构造埋深(围压)变化可使岩石脆性与延性相互转化,且影响幅度明显高于温度变化的影响(李双建等,2013,2016)。矿物组构恒定的情况下,储层埋藏越深,岩石的延性越强(纪国法等,2019)。已有研究表明,过浅储层脆性高,发育高密度天然裂缝,但资源逸散强,开采价值较低;过深储层脆性被抑制,尽管资源保存和富集好,但压裂难度大,难以动用资源;而埋藏适宜的储层则具备深浅层的综合属性,是最佳的开采层位。可见,储层高脆性与资源富集的叠加,才能确保增产改造的效果,而埋深带来的影响可通过岩电特征体现。

因此,借鉴已有研究方法(金衍等,2001;陈建国等,2015),选取长宁双河剖面龙马溪组页

岩,采用标准样品尺度(样品半径5 cm,厚度2 cm,预制裂缝半长0.8 cm)进行巴西圆盘实验测试,探究岩电特征与I、II型断裂韧性之间的联系(表2、表3)。弱化多因素间相互干扰,建立基于实验数据多元拟合的I型、II型断裂韧性计算公式。根据公式(1)、(2)可用于未进行偶极子阵列声波测井的多数水平井中,适用性较强。

$$K_I = 0.2856\rho + \frac{0.086}{1 - V_{\text{Clay}}} + 0.2771\lg(\text{DTC}) - 0.6284 \quad (1)$$

$$K_{II} = 1.9352\rho + \frac{0.0954}{1 - V_{\text{Clay}}} + 1.2154\lg(\text{DTC}) - 6.6481 \quad (2)$$

公式中, K_I 、 K_{II} 为I型、II型断裂韧性,MPa·m^{0.5};

表 2 页岩 I 型断裂实测与预测结果对比 (裂缝与载荷加载方向为 0°)

Table 2 Practical and calculated results of I-type fracture toughness of shale (The angle between the fracture and the loading direction is 0°)

编号	直径 D / cm	厚度 h / cm	裂缝半长 a / cm	载荷 P / kN	实测断裂韧性/ $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$	纵波时差 DTC/ ($\mu\text{s}/\text{m}$)	密度 ρ / (g/cm^3)	伽马 GR API	预测断裂韧性/ $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$
K1-1	5.28	2.2	0.8	9.876	0.858	89.6	2.57	67.3	0.893
K1-2	5.16	1.98	0.8	8.66	0.855	70.4	2.49	58.3	0.836
K1-4	5.52	2.12	0.8	10.354	0.893	79.7	2.64	75.6	0.914
K1-6	5.24	2.42	0.8	10.458	0.832	72	2.51	67.5	0.825
K1-8	5.36	2.24	0.8	11.544	0.97	91.2	2.61	125.9	0.935
K1-9	4.92	2.16	0.8	9.66	0.917	79.4	2.53	99	0.891
K1-11	5.18	2.22	0.8	9.322	0.818	63.3	2.47	62.4	0.844
K1-13	5.64	2.1	0.8	10.236	0.872	75.5	2.52	70	0.861

表 3 页岩 II 型断裂实测与预测结果对比 (裂缝与载荷加载方向为 30°)

Table 3 Practical and calculated results of II-type fracture toughness of shale (The angle between the fracture and the loading direction is 30°)

编号	直径 D / cm	厚度 h / cm	裂缝半长 a / cm	载荷 P / kN	实测断裂韧性/ $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$	纵波时差 DTC/ ($\mu\text{s}/\text{m}$)	密度 ρ / (g/cm^3)	伽马 GR/ API	预测断裂韧性/ $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$
K2-2	5.31	1.95	0.8	5.98	1.407	78.6	2.61	116.5	1.502
K2-6	5.07	2.45	0.8	6.788	1.337	78.9	2.52	118.8	1.235
K2-7	5.67	2.38	0.8	7.584	1.362	65.9	2.56	86.5	1.312
K2-8	5.42	2.29	0.8	6.325	1.24	53.9	2.58	113.5	1.115
K2-9	5.45	2.58	0.8	8.214	1.42	63.8	2.63	101.7	1.377
K2-12	5.02	1.88	0.8	5.557	1.442	61.3	2.68	63.5	1.395
K2-13	5.16	1.78	0.8	4.892	1.301	58.5	2.65	61.5	1.326
K2-14	5.43	2.05	0.8	6.633	1.449	64.9	2.69	78.6	1.528

ρ 为密度, kg/m^3 ; V_{clay} 为泥质含量, %; DTC 为纵波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

从拟合关系可以看出, 与已有预测模型不同(陈建国等, 2015), 上述研究中的预测公式表现出泥质含量与断裂韧性的正相关性, 同时与前述理论分析的塑性组分的增加会增大断裂韧性的观点相对应。

基于平面应变和沿晶-穿晶断裂条件下裂缝微观壁面形态具有分形特征(张杨等, 2013), 为使得计算结果更接近实际, 建立 I 型、II 型断裂韧性的校正计算公式:

$$K_{\text{IC}} = (1/r_1)^{D_1-1} K_{\text{I}} \tag{3}$$

$$K_{\text{IIC}} = (1/r_2)^{D_2-1} K_{\text{II}} \tag{4}$$

式中, K_{IC} 、 K_{IIC} 为校正的 I 型、II 型断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$; D_1 、 D_2 为穿晶、沿晶断裂裂纹分形维数, 均为 1.26; r_1 、 r_2 为穿晶、沿晶断裂裂纹自相似比, 分别为 1/1.732 和 1/2.236(谢和平等, 2003)。

考虑矿物颗粒粒径变化引起不同断裂分配的压裂液耗能, 以硅质、碳酸盐矿物含量之和作为权重, 其大小与沿晶断裂正相关, 与穿晶断裂负相关, 建立脆延性指标:

$$BD = (1 - V_{\text{Si}} - V_{\text{Ca}})K_{\text{IC}} + (V_{\text{Si}} + V_{\text{Ca}})K_{\text{IIC}} \tag{5}$$

式中, BD 为脆延性指标, 无量纲; V_{Si} 为硅质矿物含量, %; V_{Ca} 为碳酸盐矿物含量, %。

2.2 应力状态

水力裂缝能够稳定扩展、充分转向取决于两点: ①施工压力小可反映储层具有有效压裂的地应力条件, 对应单井平均施工压力、停泵压力较小(图 4); ②当水力裂缝与天然裂缝相交处的流体压力大于平行天然裂缝面上的正应力和岩石的抗张强度和作用在天然裂缝面上的正应力和岩石的抗张强度时, 即具有足够大的施工净压力时, 水力裂缝发生直接穿透并沿天然裂缝充分转向形成复杂缝网(公式 6)。以特定储层为对象, 当水力压裂成缝网所需的施工压力、净压力越小, 表明储层的应力状态越有利于增产改造。

$$\left\{ \begin{aligned} p_i - \sigma_{\min} = p_{\text{net1}} &> \frac{1}{2}(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})(1 + \cos 2\theta) + T_o \\ p_i - \sigma_{\min} = p_{\text{net2}} &> \frac{1}{2}(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})(1 - \cos 2\theta) + T_o + \Delta p_{\text{nf}} \end{aligned} \right. \tag{6}$$

式中, p_i 为裂缝相交处的流体压力, MPa ; p_{net1} 、 p_{net2} 为穿透、转向临界净压力, MPa ; T_o 为岩石抗张强度, MPa ; Δp_{nf} 为裂缝端部流体压力降,

MPa; $\sigma_{\max}$ 、 $\sigma_{\min}$ 为最大、最小水平主应力, MPa; θ 为逼近角, ($^{\circ}$)。

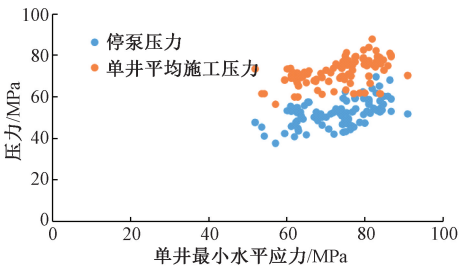


图 4 长宁地区单井最小水平主应力与单井平均停泵压力、施工压力关系

Fig. 4 Relationship among minimum principal stress and shut-in pressure, operation pressure of single well in Changning

埋藏深度的变化真正影响的是岩石所处压应力状态, 即地应力及其差异的改变: ①地应力增大会引起破裂压力、施工压力增大, 并增加设备损耗速度, 影响工程作业效率 (赵金洲等, 2013); ②地应力差异也会影响压裂效果, 地应力差越小, 裂缝延伸和转向所需的净压力越小, 缝网复杂度越高。目前矿场多沿用应力差异系数 K' 进行地应力大小和差异的评价 (公式 7; 郭建春等, 2014)。然而, 该系数并不能客观评价在浅埋低应力差、深埋高应力差两种条件的差异。因此, 基于页岩岩石物理等效模型进行最大、最小水平主应力的计算 (张广智等, 2015), 同样保证在没有横波资料的情况下能够进行应力的预测, 然后修正原有的应力差异系数, 形成应力-应力差耦合模型 (公式 8), 建立应力差异指标。应力差异指标包含如下几层含义: ① σ_h 和 $\Delta\sigma$ 共同展现了最大、最小水平主应力的值和差距, 对确定临界破裂压力具有指向性; ② $\Delta\sigma$ 能展现储层原位应力状态, 有助于分析裂缝延伸和扩展的难易程度;

③相比以往的水平应力差异系数 K' , 公式 (8) 不仅克服了随着储层埋深增加, 应力差与应力正相关幅度变化导致评价趋势不明显的缺陷, 还通过对数化解决了应力与应力乘积过大产生的量级的问题。

$$K' = (\sigma_{\max} - \sigma_{\min}) / \sigma_h \tag{7}$$

$$\sigma = \lg[\sigma_h \times (\sigma_{\max} - \sigma_{\min})] \tag{8}$$

式中, K' 为应力差异系数, 无量纲; σ_h 为最小水平主应力, MPa; σ 为应力差异指标, 无量纲。

3 靶窗预测方法的建立

根据优选的参数和建立的指标, 提出靶窗优选方法。由于脆延性与应力状态彼此相互独立, 不宜整合为单一指标; 另一方面, 由于不同导眼井目标层位的埋深不同, 脆延性和应力差异指标的上下限明显不同, 通过预测得到的数值直接识别靶窗不利于埋深较大的井 (区)。因此, 第一步, 根据所搜集的声波、岩石密度、伽马测井资料得到脆延性, 根据岩石物理等效模型进行应力差异指标的计算, 绘制解释曲线, 分别识别两条曲线的波谷 (最小值), 波谷规模不得小于所评价的最薄小层的厚度, 通过曲线形态将储层划分为 I、II 和 III 类靶窗 (图 5), 分别代表高脆性与低应力高度叠合 (双“波谷”)、连续交错、不连续交错三种情况, 其余为非靶窗。若垂向上存在多个靶窗, 首先根据 I 类>II 类>III 类优选最高级; 若仍存在并集, 则通过对比孔隙度与 TOC 选择具有较优储集物性的靶窗作为最终的开采层位。第二步, 确定两项指标的判定界限, 并非任一“波谷”均为靶窗, 根据矿场应用认为, 当脆延性指标小于 1.25、应力差异指标小于 3.0 视为有效指标范围。

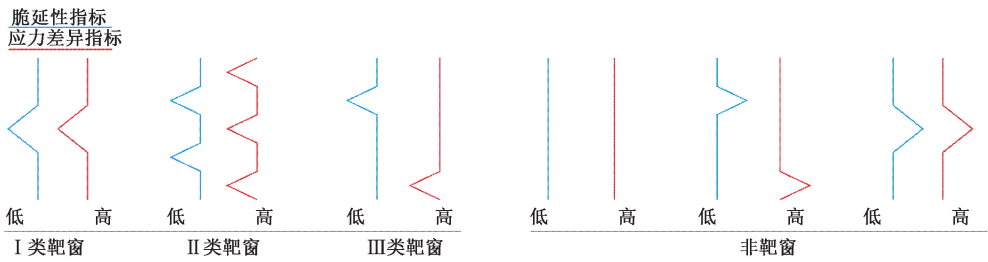


图 5 根据测井解释曲线形态判别靶窗图版

Fig. 5 Targetwindow chart by identifying the logging interpretation curves

4 靶窗空间分布预测与验证

相比通过大数据分析(王玉芳等, 2017)或大量测井解释的地质综合评价方法(武恒志等, 2019; 钟光海等, 2020), 缝网可压性靶窗考虑了储层地质特征对水力压裂的适应性, 同时减少所

需测井数据, 实现了降本提效。对长宁区块 7 口评价井进行主力产气层的脆延性和应力状态评价的计算, 并以其在长宁工区内由西向东依次排列(图 6)。计算结果表明, 各单井均存在唯一靶窗, 多为 I 类靶窗, 自西向东以 N201、N216 井为界靶窗位置由 1 小层向 2 小层逐渐过渡, 再至 N209、N213 井为界又从 2 小层过渡至 1~2 小层。

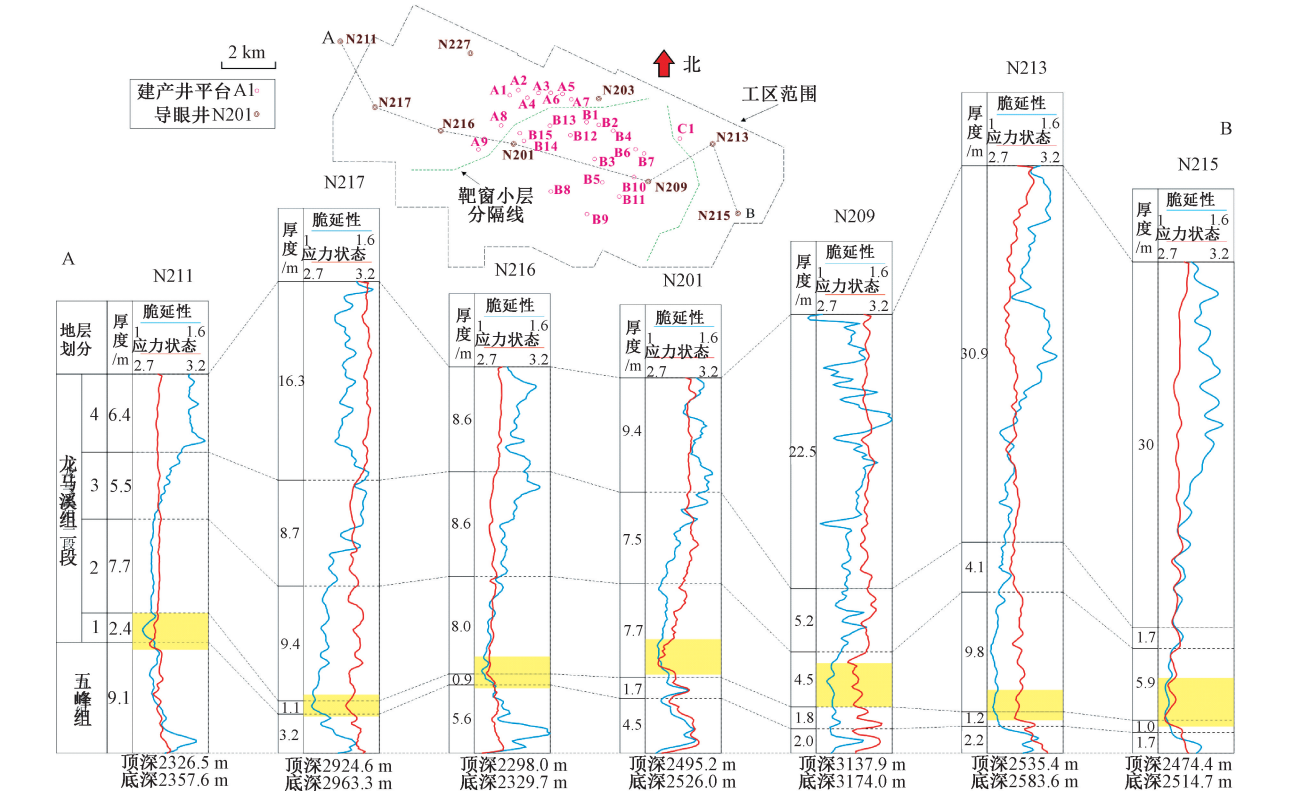


图 6 长宁区块缝网可压性靶窗空间分布预测
Fig. 6 Predicted spatial distribution of network-fracturing target window in the Changning Block

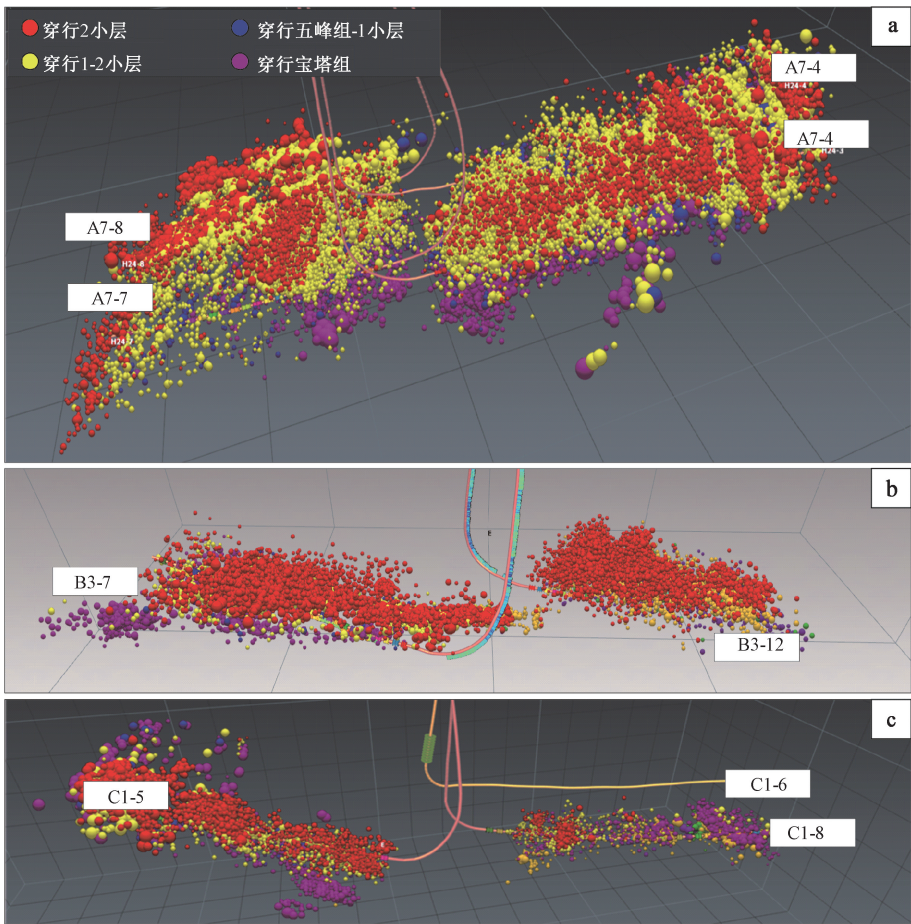
相比以往经验, 若以距优质储层底部向上 8 m 内为靶窗, 对个别井(如 N203 井附近), 由于 1 小层厚度普遍小于 3 m, 可能正好避开了优势层位(图 1)。而空间预测能在此基础上进一步准确锁定靶窗至 2~5 m, 也与考虑沉积成岩影响得到的优势储层相对应(沈骋等, 2020)。由于 1 小层在长宁区块始终处于高伽马特征(赵圣贤等, 2016), 故在钻井过程中, 对 N211、N217、N213 井等附近 1 小层为靶窗的区域, 建产水平井可顺沿高伽马位置进行导向钻井; 而 N216、N215 井等附近 1~2 小层过渡为靶窗的区域, 建产水平井可沿高伽马向上 1~2 m 进行导向钻井; N201、N209 井等 2 小层为靶窗的区域, 建产水平井可沿高伽马向上 2~5 m 进行导向钻井。根据预测结果初步划分出 A、B、C 区(图 6), 其中, A、C 区以 1 小层作为靶窗,

B 区以 2 小层作为靶窗, 利用储层改造规模、初期与累计产量对所选靶窗的适用性进行相关性分析可验证方法的可靠性。

4.1 储层改造规模与靶窗位置的关系

选取 A7 平台、B3 平台、C1 平台进行微地震监测(图 7)。监测结果显示, A、C 区平台井组穿行在 1 小层的微地震事件点分布规模最大, 而 B 区平台井组穿行 2 小层的事件点分布规模最大, 表明不同分布区的压裂改造规模与靶窗的对应关系较好, 也表明相同压裂施工工艺和强度条件下, 靶窗内岩石具有更好的被改造条件, 微地震事件点的径向跨度和能级大, 对应水力裂缝的三维扩展好, 沟通区域广, 单井产量高。统计结果表明(表 4), 高产井(测试产量大于 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)普遍具有靶窗的高钻遇率, 低产井(测试产量小于

20×10⁴ m³/d) 则较低, 比距优质储层底部 8 m 范围的原靶窗钻遇比例更具有区分度。



a—A7 平台井微地震监测结果; b—B3 平台井微地震监测结果; c—C1 平台井微地震监测结果

图 7 A、B、C 区典型建产井组微地震监测事件点与层位关系

Fig. 7 Relationship between micro-seismic events and layers of group wells in the blocks A, B and C

表 4 长宁区块部分井不同类型靶窗钻遇情况与产量的关系

Fig. 4 Relationship between the drilling-encounter rate of different target windows and productivity in the Changning Block

井号	水平 段长/ m	距底部 8 m 靶窗		缝网可压性靶窗		测试产量/ (×10 ⁴ m ³ /d)
		钻遇率/ %	钻遇 长度/m	钻遇率/ %	钻遇 长度/m	
A13-5	1500	93. 5	1403	78. 7	1181	43. 3
A20-4	1400	100	1400	83. 3	1166	40. 5
A26-3	1500	95. 3	1430	83. 3	1250	40. 1
B2-1	1447	96. 6	1398	94. 6	1369	62. 02
B3-3	1461	99. 9	1460	95. 5	1395	41. 25
B14-1	1483	100	1483	94. 6	1403	41. 63
B14-2	1496	100	1496	97	1451	41. 21
B14-3	1496	98. 3	1471	96. 3	1441	40. 8
B14-4	1496	100	1496	96. 9	1450	40. 3
B14-5	1479	100	1479	96. 2	1423	40
B29-3	1310	99. 4	1302	55. 4	726	8. 98
B29-9	1700	92. 1	1566	26. 5	451	3. 9
B22-11	1105	99. 8	1103	55. 2	610	8. 51
B1-7	1500	96	1440	69. 9	1049	18. 54
B1-12	1300	95. 5	1242	52. 6	684	13. 39
A25-6	1440	99. 3	1430	63. 8	919	17. 97

4.2 产能贡献与水平段穿行位置的关系

对比已有研究 (钟光海等, 2020), 同样选取 B1 平台 B1-1 井进行缝网可压性靶窗的水平井段应用, 分析水平段穿行层位与示踪剂产气剖面结果之间的关系 (图 8)。该井具有三个叠合波谷, 对应三个 I 类靶窗, 且均分布在 2 小层, 不论是 A 制度 (10 mm 油嘴) 还是 B 制度 (6 mm 油嘴), 均同时对应三个主要供产压裂段, 要获取较高的初期产能, 研究所选靶窗内的产能贡献能力最佳。对比研究认为, B1-1 井被识别出的三个 I 类“波谷”靶窗与根据储层物性参数评价 (钟光海等, 2020) 的孔隙度、TOC、含气量“波谷”相对应, 这可能与页岩气储层孔隙度增大与孔隙结构不规律导致力学性质被削弱 (Gassmann, 1961; 刘致水和孙赞东, 2015), 以及有机质含量增多导致脆性降低、天然裂缝扩展阻力增大 (Griffith, 1921; 牛露等, 2015; 刘文

平等, 2017) 有关, 另一方面也表明当储层物性达到一定程度后, 缝网可压性将显著决定页岩气

储层增产改造效果,需加强考虑缝网可压性对靶窗识别的重要性。

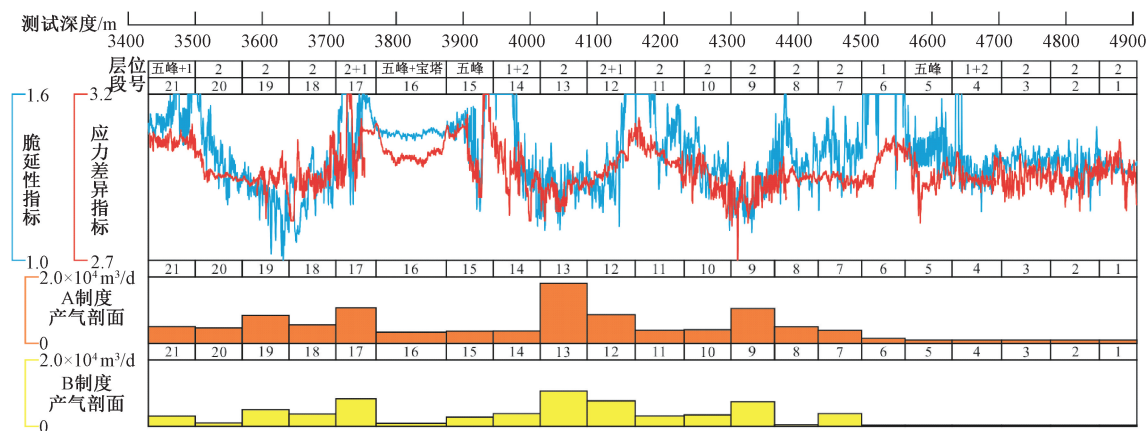
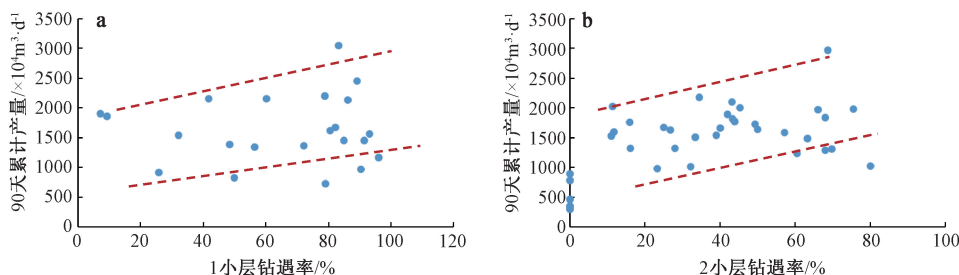


图 8 B1-1 井缝网可压性靶窗评价与产气贡献率对比

Fig. 8 Comparison of network-fracturing target window and gas contribution rate in the Well B1-1

研究还作分区块统计,将 A 区各水平井 1 小层钻遇率、B 区各水平井 2 小层钻遇率分别与单井 90 天累计产量进行关联分析(图 9)。分析可知,随着 A 区 1 小层、B 区 2 小层钻遇率的提升,单井累产也呈增长

趋势,表明预测的靶窗高钻遇率的提升有利于持续高产。综合分析认为,缝网可压性靶窗空间预测方法对水平井储层增产改造效果具有指示性,能为确定水平井最优穿行层位和压裂工艺提供技术支持。



a—A 区各单井 1 小层钻遇与 90 天累计产量关系; b—B 区 2 小层钻遇率与 90 天累计产量关系

图 9 A 区、B 区单井 90 天累产与小层钻遇率关系

Fig. 9 Relationship between cumulative productivity of single well in 90 days and drilled rate in the blocks A and B

5 结论

强调脆性、成缝网能力等压裂品质对海相页岩开发靶窗预测的影响通过建立脆延性指标,用以衡量储层脆性和水力裂缝发生快速穿透的能力;建立应力差异指标,用以衡量水力裂缝发生稳定扩展、充分转向的能力,形成测井解释曲线形态判别靶窗图版及其对应的靶窗预测方法。研究结果认为:

(1) 脆延性指标、应力差异指标对应的测井曲线同时呈现“波谷”的层位最有利于开发,并以此按照两条曲线的叠合度划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类靶窗。

(2) 川南长宁地区 N201、N209 井区内靶窗位置并非始终在同一小层, 自西向东呈现 1 小层—2 小层—1 小层的演化趋势。

(3) 水平井高钻遇通过预测方法获得的靶窗, 不仅能获得较高的储层改造规模, 还能获的较高的初期产能贡献率和较好的长期供产能力。

References

- CHEN J G, DENG J G, YUAN J L, et al., 2015. Determination of fracture toughness of modes I and II of shale formation [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 34 (6): 1101-1105. (in Chinese with English abstract)
- CHEN S, ZHAO W Z, OUYANG Y L, et al., 2017. Comprehensive prediction of shale gas sweet spots based on geophysical properties: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Fm in Changning block, Sichuan, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 47: 102-112.

- Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 37 (5): 20-30. (in Chinese with English abstract)
- GASSMANN F, 1961. Über die Elastizität poröser Medien [J]. *Veierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zzirich*, 96: 1-23.
- GRIFFITH A A, 1921. The phenomena of rupture and flow in solids [J]. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 221 (582-593): 163-198.
- GUO J C, YIN J, ZHAO Z H, 2014. Feasibility of formation of complex fractures under cracks interference in shale reservoir fracturing [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 33 (8): 1589-1596. (in Chinese with English abstract)
- JI G F, LI K D, ZHANG G S, et al., 2019. Fractal calculation method of model I fracture toughness of shale rock and its application [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 40 (5): 1925-1931. (in Chinese with English abstract)
- LI S C, LI K D, et al., 2020. A method for evaluating shale fracability based on shear slip fractures under plane strain and intergranular fracture [J]. *Journal of Chongqing University (Natural Science Edition)*, 43 (4): 25-32. (in Chinese with English abstract)
- JIA C Y, JIA A L, HE D B, et al., 2017. Key factors influencing shale gas horizontal well production [J]. *Natural Gas Industry*, 37 (4): 80-88. (in Chinese with English abstract)
- JIN Y, CHEN M, ZHANG X D, 2001. Determination of fracture toughness for deep well rock with geophysical logging data [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 20 (4): 454-556. (in Chinese with English abstract)
- LI S J, JIN Z J, YUAN Y S, et al., 2016. Triaxial stress experiment of mudstone under simulated geological conditions and its petroleum significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 37 (4): 598-605. (in Chinese with English abstract)
- LI S J, ZHOU Y, SUN D S, 2013. Rock mechanic experiment study of evaluation on cap rock effectiveness [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 35 (5): 574-578, 586. (in Chinese with English abstract)
- LIU H M, ZHENG J K, ZHAO W S, et al., 2019. A new method for evaluating brittleness index of deep tight sandstone reservoir [J]. *Journal of Geomechanics*, 25 (4): 492-500. (in Chinese with English abstract)
- LIU W P, ZHANG C L, GAO G D, et al., 2017. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38 (2): 175-184. (in Chinese with English abstract)
- LIU Z S, SUN Z D, 2015. New brittleness indexes and their application in shale/clay gas reservoir prediction [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 42 (1): 117-124. (in Chinese with English abstract)
- A, ABDULRAHEEM A, ABOUELRESH M I, et al., 2019. Lithofacies controls on mechanical properties and brittleness in Qusaiba Shale, Rub' Al-Khali Basin, Saudi Arabia [C] //International petroleum technology conference. Beijing, China: International Petroleum Technology Conference, doi: 10.2523/IPTC-19084-MS.
- NIU L, ZHU R K, WANG L S, et al., 2015. Characteristics and evaluation of the Meso-Neoproterozoic shale gas reservoir in the northern North China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 36 (6): 664-672, 698. (in Chinese with English abstract)
- REN H L, LIU C L, LIU W P, et al., 2020. Stress field simulation and fracture development prediction of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Fushun-Yongchuan Block, Sichuan Basin [J]. *Journal of Geomechanics*, 26 (1): 74-83.
- REN L, LIN R, ZHAO J Z, et al., 2018. A stimulated reservoir volume (SRV) evaluation model and its application to shale gas well productivity enhancement [J]. *Natural Gas Industry*, 38 (8): 47-56. (in Chinese with English abstract)
- RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E, et al., 2008. 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. Denver, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers, doi: 10.2118/115258-MS.
- SAHU A, DAS M K, 2019. Petrophysical evaluation of organic richness and brittleness of shale for unconventional hydrocarbon prospecting: A case study on Vadaparru shale, Krishna Godavari Basin, India [C] //SPE middle east oil and gas show and conference. Manama, Bahrain: Society of Petroleum Engineers, doi: 10.2118/194976-MS.
- SHEN C, XIE J, ZHAO J Z, et al., 2020. Evolution difference of fracability of marine shale gas reservoir in Luzhou and West Chongqing block, Sichuan Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49 (4): 742-754. (in Chinese with English abstract)
- VAFAIE A, KIVI I R, 2020. An investigation on the effect of thermal maturity and rock composition on the mechanical behavior of carbonaceous shale formations [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 116: 104315.
- WANG S F, ZOU C N, DONG D Z, et al., 2014. Biogenic silica of organic-rich shale in Sichuan Basin and its significance for shale gas [J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 50 (3): 476-486. (in Chinese with English abstract)
- WANG Y F, ZHAI G Y, WANG J Z, et al., 2017. Factors influencing gas production effectiveness of Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin and adjacent areas [J]. *Journal of Geomechanics*, 23 (4): 540-547. (in Chinese with English abstract)
- WU H Z, XIONG L, GE Z W, et al., 2019. Fine characterization and target window optimization of high-quality shale gas reservoirs in the Wei yuan area, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 39 (3): 11-20. (in Chinese with English abstract)
- XIE H P, GAO F, ZHOU H W, et al., 2003. Fractal fracture and fragmentation in rocks [J]. *Journal of Disaster Prevention and Mitigation Engineering*, 23 (4): 1-9. (in Chinese with English abstract)
- XIE J, ZHAO S X, SHI X W, et al., 2017. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 37 (7): 1-12. (in Chinese with English abstract)
- ZHOU J, ZHANG B P, LI K Z, et al., 2015. Fracture monitoring technology based on surface tiltmeter in "Well Factory" fracturing [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 43 (3): 71-75. (in Chinese with English abstract)
- YE G Q, CAO H, GAO Q, et al., 2019. Numerical simulation study on the influence of particle proportion on rock mechanics characteristics [J]. *Journal of Geomechanics*, 25 (6): 1129-1137. (in Chinese with English abstract)
- YI J Z, BAO H Y, ZHENG A W, et al., 2019. Main factors controlling marine shale gas enrichment and high-yield wells in South China: A case study of the Fuling shale gas field [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 103: 114-125.
- YU G, AGUILER R, 2012. 3D analytical modeling of hydraulic fracturing stimulated reservoir volume [C] //SPE Latin America and Caribbean petroleum engineering conference. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers.
- YUAN Y S, LIU J X, ZHOU Y, 2018. Brittle-ductile transition zone of shale and its implications in shale gas exploration [J]. *Oil & Gas Geology*, 39 (5): 899-906. (in Chinese with English abstract)
- ZENG Z P, LIU Z, MA J, et al., 2019. A new method for fracability

evaluation in deep and tight sandstone reservoir [J]. Journal of Geomechanics, 25 (2): 223-232. (in Chinese with English abstract)

ZHANG C C, WANG Y M, DONG D Z, et al., 2016. Evaluation of the Wufeng-Longmaxi shale brittleness and prediction of “sweet spot layers” in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 36 (9): 51-60. (in Chinese with English abstract)

ZHANG G Z, CHEN J J, CHEN H Z, et al., 2015. Prediction for in-situ formation stress of shale based on rock physics equivalent model [J]. Chinese Journal of Geophysics, 58 (6): 2112-2122. (in Chinese with English abstract)

ZHANG Y, YUAN X F, YAN T, et al., 2013. Influence of hydraulic fracture fractal propagation on fracturing result [J]. Petroleum Drilling Techniques, 41 (4): 101-104. (in Chinese with English abstract)

ZHAO J Z, REN L, HU Y Q, 2013. Controlling factors of hydraulic fractures extending into network in shale formations [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 35 (1): 1-9. (in Chinese with English abstract)

ZHAO J Z, XU W J, LI Y M, et al., 2015. A new method for fracability evaluation of shale-gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 26 (6): 1165-1172.

ZHAO J Z, REN L, SHEN C, et al., 2018. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 38 (3): 1-14. (in Chinese with English abstract)

ZHAO S X, YANG Y M, ZHANG J, et al., 2016. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China [J]. Natural Gas Geoscience, 27 (3): 470-487. (in Chinese with English abstract)

ZHONG G H, CHEN L Q, LIAO M J, et al., 2020. A comprehensive logging evaluation method of shale gas reservoir quality [J]. Natural Gas Industry, 40 (2): 54-60. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

陈建国, 邓金根, 袁俊亮, 等, 2015. 页岩储层 I 型和 II 型断裂韧性评价方法研究 [J]. 岩石力学与工程学报, 34 (6): 1101-1105.

陈胜, 赵文智, 欧阳永林, 等, 2017. 利用地球物理综合预测方法识别页岩气储层甜点: 以四川盆地长宁区块下志留统龙马溪组为例 [J]. 天然气工业, 37 (5): 20-30.

郭建春, 尹建, 赵志红, 2014. 裂缝干扰下页岩储层压裂形成复杂裂缝可行性 [J]. 岩石力学与工程学报, 33 (8): 1589-1596.

纪国法, 李奎东, 张公社, 等, 2019. 页岩 I 型断裂韧性的分形计算方法与应用 [J]. 岩土力学, 40 (5): 1925-1931.

纪国法, 李思辰, 李奎东, 等, 2020. 基于平面应变和沿晶断裂条件下剪切滑移作用的页岩可压性评价方法 [J]. 重庆大学学报, 43 (4): 25-32.

贾成业, 贾爱林, 何东博, 等, 2017. 页岩气水平井产量影响因素分析 [J]. 天然气工业, 37 (4): 80-88.

金衍, 陈勉, 张旭东, 2001. 利用测井资料预测深部地层岩石断裂韧性 [J]. 岩石力学与工程学报, 20 (4): 454-556.

李双建, 周雁, 孙东胜, 2013. 评价盖层有效性的岩石力学实验研究 [J]. 石油实验地质, 35 (5): 574-578, 586.

李双建, 金之钧, 袁玉松, 等, 2016. 模拟地层条件下泥岩三轴应力实验及其油气意义 [J]. 石油与天然气地质, 37 (4): 598-605.

开放科学 (资源服务) 标识码 (OSID):

可扫码直接下载文章电子版, 也有可能听到作者的语音介绍及更多文章相关资讯

刘惠民, 郑金凯, 赵文山, 等, 2019. 深层致密砂岩储层脆性指数评价新方法 [J]. 地质力学学报, 25 (4): 492-500.

刘文平, 张成林, 高贵冬, 等, 2017. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律 [J]. 石油学报, 38 (2): 175-184.

刘致水, 孙赞东, 2015. 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, 42 (1): 117-124.

牛露, 朱如凯, 王莉森, 等, 2015. 华北地区北部中—上元古界泥页岩储层特征及页岩气资源潜力 [J]. 石油学报, 36 (6): 664-672, 698.

任浩林, 刘成林, 刘文平, 等, 2020. 四川盆地富顺—永川地区五峰组—龙马溪组应力场模拟及裂缝发育区预测 [J]. 地质力学学报, 26 (1): 74-83.

任岚, 林然, 赵金洲, 等, 2018. 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, 38 (8): 47-56.

沈骋, 谢军, 赵金洲, 等, 2020. 泸州—渝西区块海相页岩可压性演化差异 [J]. 中国矿业大学学报, 49 (4): 742-754.

王淑芳, 邹才能, 董大忠, 等, 2014. 四川盆地富有机质页岩硅质生物成因及对页岩气开发的意义 [J]. 北京大学学报 (自然科学版), 50 (3): 476-486.

王玉芳, 翟刚毅, 王劲铸, 等, 2017. 四川盆地及周缘龙马溪组页岩产气效果影响因素 [J]. 地质力学学报, 23 (4): 540-547.

武恒志, 熊亮, 葛忠伟, 等, 2019. 四川盆地威远地区页岩气优质储层精细刻画与靶窗优选 [J]. 天然气工业, 39 (3): 11-20.

谢和平, 高峰, 周宏伟, 等, 2003. 岩石断裂和破碎的分形研究 [J]. 防灾减灾工程学报, 23 (4): 1-9.

谢军, 赵圣贤, 石学文, 等, 2017. 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, 37 (7): 1-12.

周健, 张保平, 李克智, 等, 2015. 基于地面测斜仪的“井工厂”压裂裂缝监测技术 [J]. 石油钻探技术, 43 (3): 71-75.

叶功勤, 曹函, 高强, 等, 2019. 颗粒配比对岩石力学特征影响的数值模拟研究 [J]. 地质力学学报, 25 (6): 1129-1137.

袁玉松, 刘俊新, 周雁, 2018. 泥页岩脆: 延转化带及其在页岩气勘探中的意义 [J]. 石油与天然气地质, 39 (5): 899-906.

曾治平, 刘震, 马骥, 等, 2019. 深层致密砂岩储层可压裂性评价新方法 [J]. 地质力学学报, 25 (2): 223-232.

张晨晨, 王玉满, 董大忠, 等, 2016. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩脆性评价与“甜点层”预测 [J]. 天然气工业, 36 (9): 51-60.

张广智, 陈娇娇, 陈怀震, 等, 2015. 基于页岩岩石物理等效模型的地应力预测方法研究 [J]. 地球物理学报, 58 (6): 2112-2122.

张杨, 袁学芳, 闫铁, 等, 2013. 水力裂缝分形扩展对压裂效果的影响 [J]. 石油钻探技术, 41 (4): 101-104.

赵金洲, 任岚, 胡永全, 2013. 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), 35 (1): 1-9.

赵金洲, 许文俊, 李勇明, 等, 2015. 页岩气储层可压性评价新方法 [J]. 天然气地球科学, 26 (6): 1165-1172.

赵金洲, 任岚, 沈骋, 等, 2018. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展 [J]. 天然气工业, 38 (3): 1-14.

赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等, 2016. 四川盆地下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, 27 (3): 470-487.

钟光海, 陈丽清, 廖茂杰, 等, 2020. 页岩气储层品质测井综合评价 [J]. 天然气工业, 40 (2): 54-60.

