

四川盆地涪陵页岩气田江东区块下古生界深层页岩气勘探开发实践与启示

陆亚秋,梁 榜,王 超,刘 超,吉 靖

(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:目前埋深大于3 500 m的深层页岩气已逐渐成为我国页岩气勘探开发的重要接替领域,开发过程主要面临地层压力增大、储集物性变差、压裂改造形成复杂缝网困难等问题,开发选区及井位优化部署难度大。江东区块是四川盆地涪陵页岩气田二期产能建设的主要区块,埋深大于3 500 m的深层页岩气面积为57.8 km²,约占区块面积的1/2,目的层为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组①—⑤小层优质页岩,是一套富碳、富硅、富页理和富黄铁矿的黑色页岩。采用深层页岩气开发评价选区指标体系及水平井井位优化评价技术研究结果表明,影响深层页岩气井开发效果的主要地质因素包括地层埋深、地应力、裂缝发育特征及页岩地层倾角。深层页岩气水平井与最小主应力夹角不超过40°,A与B靶点高差尽量小于300 m。通过江东区块深层页岩气勘探开发实践,单井获得较高的测试产量和可采储量,勘探开发效果较好,研究成果对四川盆地深层页岩气开发具有重要借鉴意义。

关键词:开发潜力;深层页岩气;五峰组;龙马溪组;江东区块;涪陵页岩气田;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Shale gas exploration and development in the Lower Paleozoic Jiangdong block of Fuling gas field, Sichuan Basin

Lu Yaqiu, Liang Bang, Wang Chao, Liu Chao, Ji Jing

(Research Institute of Exploration and Development of Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China)

Abstract: Shale gas exploration and development in China has turned to shales buried in more than 3 500 m deep, posing development challenges with their high-pressure, poor physical properties and reluctance to form complex fracture networks after stimulations. The Jiangdong block, one of the major blocks in the phase-II productivity construction of the Fuling shale gas field in the Sichuan Basin, contains shale gas at or deeper than such depth in an area of 57.8 km², accounting for about half of the total block area. The main targets are the high-quality thin black shale layers (① to ⑤) in the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi Formations that are rich in carbon, silicon, lamellation and pyrite. By applying an appraisal index system for deep shale gas blocks and an optimized horizontal well location selection method to the shales, we come to the conclusion that the major geological factors influencing the performance of deep shale gas wells are the burial depth, in-situ stress, fracture growth characteristics and dip angle of shale layers. It is therefore recommended that, during horizontal well drilling design, the angle between the wellbore and the minimum principal stress be less than 40° with a level difference between two designed target points (A and B) being kept as less than 300 m as possible. The exploration and development practices in the deep shale in the Jiangdong block have achieved relatively higher test production and recoverable reserves from single wells, which is of realistic guidance and reference for other similar deep shale gas exploration and development in the basin.

Key words: development potential, deep shale gas, Wufeng Formation, Longmaxi Formation, Jiangdong block, Fuling shale gas field, Sichuan Basin

收稿日期:2020-05-19;修订日期:2020-12-25。

第一作者简介:陆亚秋(1969—),男,博士、副研究员,页岩气勘探开发。E-mail: Luyq.jhyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05060);中国石化页岩气“十条龙”科技攻关项目(P18051)。

截至2018年底,中国已先后建成了涪陵、威远—长宁和昭通3个国家级页岩气示范区,均为埋藏深度小于3 500 m的中—浅层页岩气藏^[1]。随着页岩气大规模的勘探开发,在中—浅层页岩气成功勘探开发的基础上,埋深大于3 500 m的深层页岩气已经成为中国页岩气勘探开发的主要接替领域。涪陵页岩气田是国内首个进行商业开发的大型页岩气田^[2-6],2015年底涪陵页岩气田一期产能建设顺利完成,与此同时,涪陵二期产能建设正式启动^[7-9],江东区块作为二期开发产能建设的主要区块,位于涪陵气田一期产建区西北部,区内断裂相对不发育,包括天台场1号断鼻、天台场2号断鼻、江东鞍部和乌江1号断背斜等构造单元。江东区块目的层的埋深大于3 500 m(深层页岩气)占区块面积的50.1%,钻探的3口导眼井(JY87-3, JY81-2及JY9井),其中取心井2口(JY87-3和JY9井)目的层埋深均大于3 500 m(图1)。

深层页岩气藏构造形变较中—浅层更加强烈,具有储层埋藏深度大、致密化程度高和保存条件复杂等特点^[10-11]。在江东区块深层页岩气勘探开发实践过程中,发现深层页岩仍然具有较好的地化条件和含气性,但随着页岩目的层埋深增大,主要面临地层压力增大、储集物性变差、压裂改造形成复杂缝网困难、开发选区及井位优化部署难度大等问题。笔者深入剖析了深层页岩地质特征和影响压裂改造的因素,明确了江东区块深层页岩气产能的主控因素,有效指导了江东区块高温、高压、高地应力条件下深层页岩储层的有效改造,单井试获较高的测试产量和可采储量,勘探开发效果总体较好,形成规模化商业开发的局面。在此基础上建立的深层页岩气开发选区及井位优化部署技术,在四川盆地海相深层页岩气开发具有广泛的借鉴意义,具有良好的应用前景。

1 深层页岩气地质特征

前期勘探开发实践表明,深层页岩气储层埋深较大(>3 500 m),地层温度较高(120~150℃),页岩塑性增强,地应力较大且应力差值高。深层页岩品质决定了页岩储层类型和物性特征^[12],进一步控制了页岩含气量和储层改造的难易程度。

1.1 深层优质页岩岩性与地化特征

1.1.1 岩性特征

江东区块目的层上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组一段属深水陆棚沉积环境,根据钻井、测井、录井

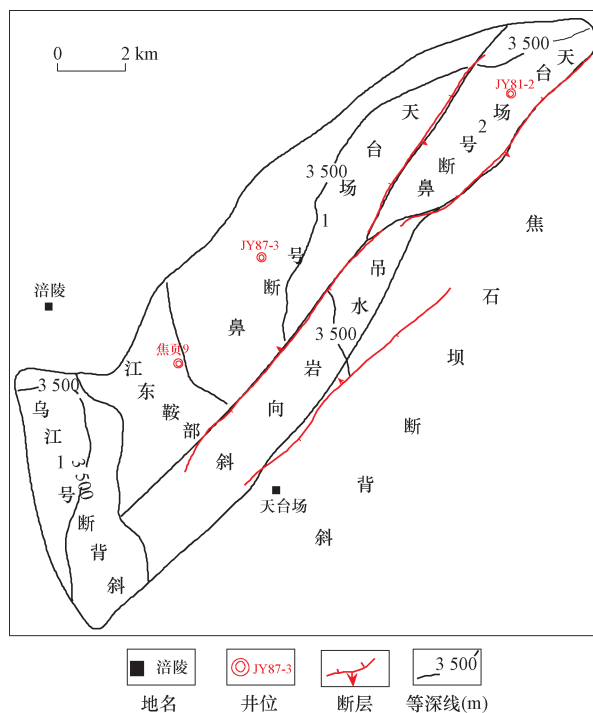


图1 四川盆地涪陵页岩气田江东区块位置及取心井位分布

Fig. 1 Location of and coring wells in the Jiangdong block, Fuling shale gas field, Sichuan Basin

以及岩心特征,自下而上可细分9个小层(图2),其中①—⑤小层为富炭、富硅、富页理、富笔石、富黄铁矿的黑色页岩^[13-15]。从区块导眼井JY87-3井的岩心观察结果来看,五峰组—龙马溪组一段的岩性主体为灰黑色—黑色炭质硅质页岩和含粉砂质页岩,发育水平纹层(图2a),局部夹粉砂质条带,岩心呈千层饼状(图2b),黑色页岩中发育大量的笔石化石,见星散状黄铁矿和团块状黄铁矿(图2c),反映了强还原、安静的深水陆棚沉积环境^[16]。

江东区块深层页岩气井岩心分析结果揭示,含气页岩储层段①—⑨小层脆性矿物含量介于45.24%~69.52%,平均为59.35%,粘土矿物含量介于35.48%~44.76%,平均为40.65%。主力气层①—⑤小层脆性矿物含量介于59.26%~69.52%,平均为65.14%(图3),粘土矿物含量介于30.48%~40.74%,平均为36.14%。分析认为江东区块深层页岩脆性矿物含量较高,均大于50%,和一期产建区中—浅层主力气层段①—⑤小层脆性矿物含量和粘土矿物含量大体相当,且平面上展布相对稳定,脆性矿物含量均大于50%^[17-19],具备较好的压裂改造条件。

1.1.2 有机质丰度

江东区块3口井导眼井测井解释有机碳含量(TOC)表明,纵向上含气页岩段从①小层自下而上至

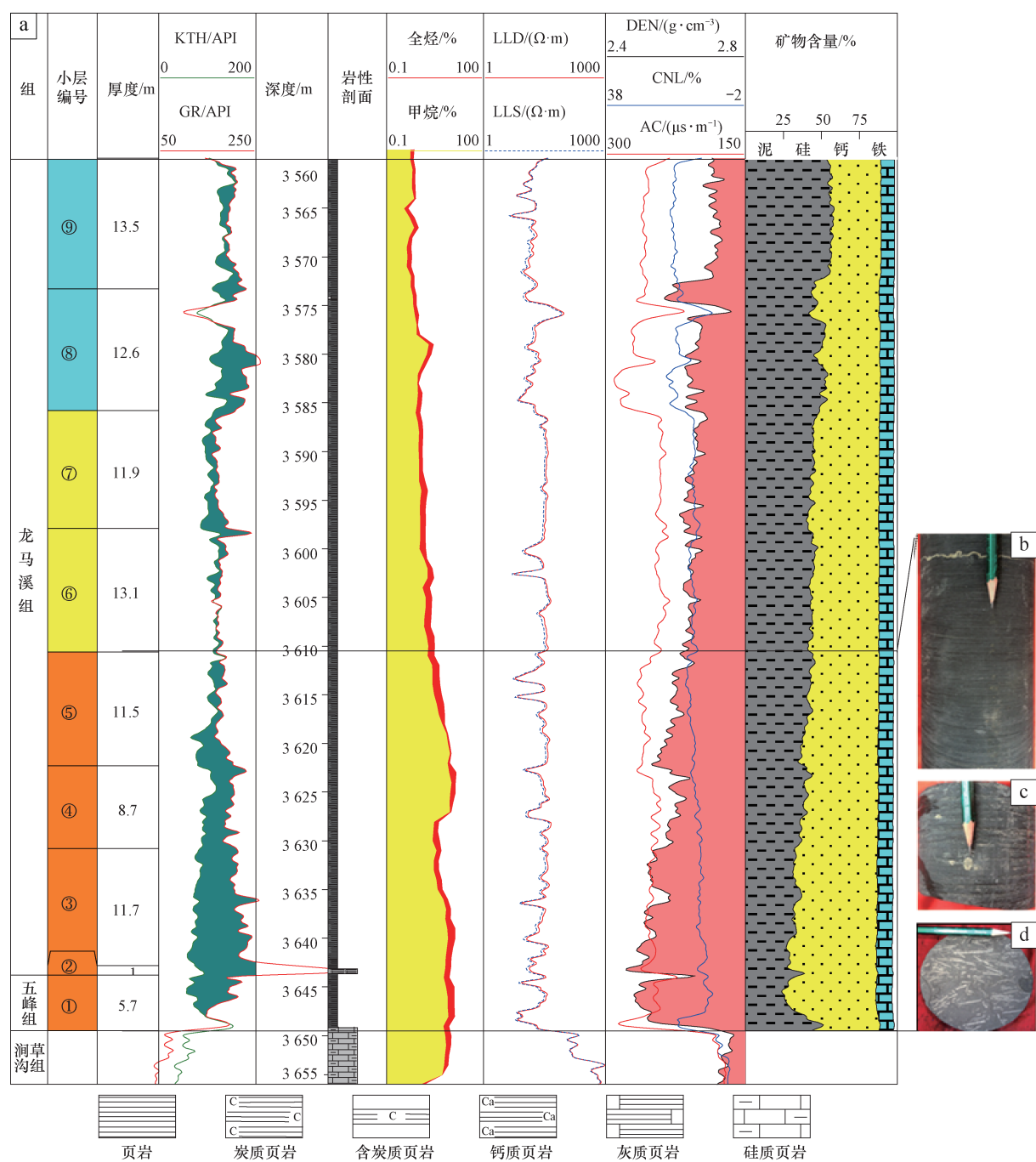


图2 江东区块 JY87-3 井五峰组-龙马溪组含气页岩段地层综合柱状图及岩心照片

Fig. 2 Generalized column and core images of gas-bearing shale in Well JY87-3, Wufeng-Longmaxi Formations, Jiangdong block

a. 五峰组-龙马溪组①—⑨小层综合柱状图;b. ④小层灰黑色-黑色炭质硅质页岩,埋深3 625.82~3 626.15 m;c. ③小层灰黑色-黑色炭质页岩,夹粉砂质条带,埋深3 638.38~3 638.56 m;d. ①小层黑色页岩,断面见大量笔石化石,局部见黄铁矿,埋深3 646.32 m

⑨小层呈现逐渐减小的趋势(表1)。主力含气页岩段①—⑤小层 TOC 含量平均 3.10%~3.48%,⑥—⑨小层 TOC 含量平均 2.69%~2.90%。①—③小层 TOC 含量较高,平均基本 4.0%以上,⑥—⑨小层 TOC 值普遍介于 1.0%~2.0%。岩心取样分析结果表明江东区块具有较好的地化条件。

1.2 深层页岩含气性评价参数

页岩气开发实践证实,页岩孔隙度、地层压力、含气饱和度(含气量)及地层电阻率等 4 项参数与页岩含气性评价结果和测试产能结果匹配性较好^[20-21],因此这 4 项指标可以作为较为可靠的含气性评价指标。

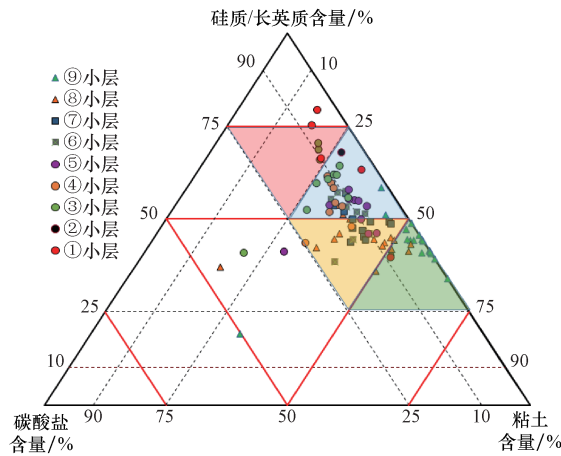


图 3 江东区块五峰组 - 龙马溪组含气页岩岩石矿物含量三端元图
Fig. 3 Ternary diagram of gas-bearing rock minerals in the Wufeng-Longmaxi Formations, Jiangdong block

表 1 江东区块重点评价井五峰组 - 龙马溪组 TOC 分层测井统计数据

Table 1 Logging statistics showing TOCs of each layer in key evaluation wells, Jiangdong block

小层编号	TOC/%		
	JY81 - 2	JY87 - 3	JY9
⑨	0.96	1.05	1.55
⑧	1.61	2.01	1.53
⑦	1.75	1.92	1.74
⑥	1.80	2.10	1.78
⑤	2.83	2.96	2.36
④	2.88	2.95	2.85
③	4.12	4.04	3.87
②	4.61	5.13	4.84
①	4.09	3.93	3.70
①—⑨平均	2.74	2.90	2.69
①—⑤平均	3.48	3.48	3.10

1.2.1 页岩孔隙类型及孔隙度

江东区块深层页岩储层孔隙类型包括无机孔和有机孔,主要是以有机孔为主,通过进一步分析可以看

出,页岩储层的孔隙类型及特征都存在明显差异。

1) 孔隙类型

有机质孔:利用 IB - 09010CP 型离子截面抛光仪对 JY87 - 3HF 井 16 块样品进行氩离子抛光,随后开展扫描电镜观测。有机质孔隙较为发育,主要为有机质热演化过程中在有机质内部所生成的孔隙,平面上呈圆形、椭圆形及不规则形状(图 4a),主要集中在纳米级,基本都大于 50 nm,属于大孔级别。对 JY87 - 3HF 井 16 块样品进行统计,有机质孔面孔率一般介于 10% ~ 50%,平均面孔率为 30%。

无机孔:涪陵地区五峰组 - 龙马溪组页岩储层无机孔主要包括碎屑孔隙(粒间孔、粒内溶孔)和粘土孔隙^[22-26]。粘土孔隙主要为粘土矿物粒内孔,系粘土矿物在成岩演化过程中矿物晶体体积缩小而在晶体间生成的晶间孔,孔隙体积较大,孔径多集中在几百微米 - 微米级(图 4b)。碎屑孔隙主要包括粒内溶孔和粒间孔,粒内溶孔为成岩过程中碎屑颗粒内部发生溶蚀作用所形成的孔隙,具备溶蚀港湾状边缘,孔隙尺度较大,多集中在几百纳米 - 数微米之间,多为大孔级别。粒间孔隙为经历过压实作用后残留的颗粒间孔隙,多呈不规则状,孔隙尺度一般较大,集中在几百纳米 - 数微米之间,多为大孔级别,碎屑孔隙相对欠发育。

2) 孔隙度

根据江东区块 3 口导眼井孔隙度统计结果(表 2),深层页岩储层仍然具有较高的孔隙度。JY81 - 2 和 JY87 - 3HF 导眼井主力气层段①—⑤小层孔隙度为 5.88%,与一期 JY1 井平均值 5.06%大体相当。含气页岩段①—⑨小层孔隙度平均为 4.74%,与一期 JY1 井(平均为 4.52%)大体相同。JY9 井无论是主力气层段(平均为 3.25%)还是含气页岩段(平均为 2.72%)的实测孔隙度略低于一期产建区。

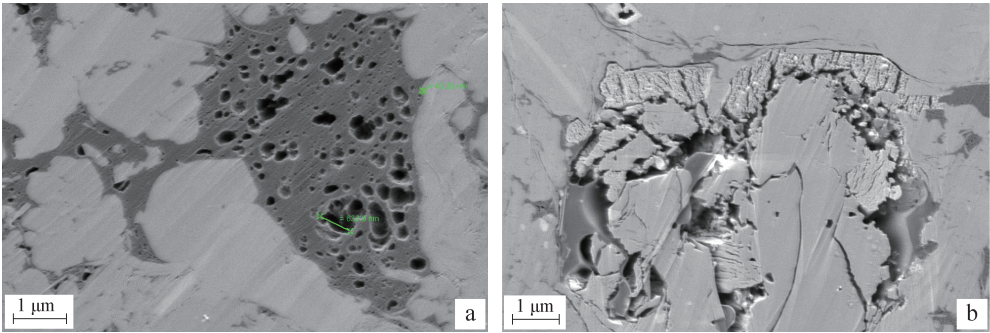


图 4 江东区块五峰组 - 龙马溪组 JY87 - 3 井有机孔隙氩离子抛光扫描电镜照片
Fig. 4 Argon Ion polishing scanning electron micrographs of organic-matter pores in Well JY87-3 in the Wufeng-Longmaxi Formations, Jiangdong block

a. 黑色 - 黑色炭质页岩有机孔隙,呈圆形、椭圆形及不规则形状,埋深 3 638.52 m; b. 灰黑色 - 黑色炭质页岩粘土孔隙,孔径为微米级,埋深 3 638.44 m

表2 江东区块五峰组-龙马溪组导眼井孔隙度统计数据

Table 2 Porosity statistics of guiding wells in the Wufeng-Longmaxi Formations Jiangdong block

小层编号	深层页岩孔隙度/%			一期中-浅层页岩孔隙度/%
	JY81-2井	JY87-3井	JY9井	JY1井
⑨	4.42	4.93	4.05	4.88
⑧	5.83	5.63	4.06	5.36
⑦	5.41	3.95	3.00	3.90
⑥	4.09	3.95	3.10	3.83
⑤	5.16	5.10	3.64	5.22
④	5.33	4.43	3.48	4.77
③	5.44	4.62	3.61	4.59
②	6.50	4.66	3.92	4.89
①	6.11	4.53	3.52	4.95

1.2.2 含气页岩地层压力

根据江东区块深层页岩气地层压力测试数据结果,认为该区块气藏属高压气藏,其中JY81-2HF井地层压力为55.54 MPa,压力系数为1.58,JY69-2HF井地层压力为52.62 MPa,压力系数为1.48,均属于超压气藏。江东区块地层压力高,随埋深增加,地层温度增大,页岩气层吸附能力降低,游离气占比增大,深层页岩具有高压、高含气量的特征。

1.2.3 页岩含气量和含气饱和度

1) 含气量

江东区块深层页岩气3口导井的实测含气量来看^[27],整个含气页岩段页岩含气性纵向上表现为自上而下逐渐增加的趋势。以JY87-3井为例,上部⑧—⑨小层含气量平均 $1.55 \text{ m}^3/\text{t}$,向下⑥—⑦小层含气量平均 $2.35 \text{ m}^3/\text{t}$,下部④—⑤小层含气量平均 $3.85 \text{ m}^3/\text{t}$,

底部的①—③小层含气量增加至 $5.05 \text{ m}^3/\text{t}$ 左右,实测含气量呈现自上而下逐渐增加。本文选取涪陵页岩气田各区块构造相对稳定的单井进行含气量进行对比,分析不同埋深的主力气层段①—⑤小层实测含气量的差异,埋深小于3 500 m的4口井含气量 $4.64 \sim 5.78 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $5.19 \text{ m}^3/\text{t}$,主力气层段①—⑤小层埋深大于3 500 m的4口井含气量 $4.45 \sim 6.24 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $5.20 \text{ m}^3/\text{t}$,结果表明埋深的变化对五峰组-龙马溪组主力气层段①—⑤小层含气性无明显影响。

2) 含气饱和度

对比涪陵页岩气田一、二期不同埋深的典型直井(图5)可以看到,主力气层段①—⑤小层含气饱和度,埋深3 500以浅的含气饱和度与埋深大于3 500 m的页岩气井含气饱和度基本在65%左右,与埋深无明显的相关性,表明埋深的变化对五峰组-龙马溪组一段页岩含气性无明显影响。

1.2.4 深层页岩电阻率特征

从图6中可以看出,电阻率与页岩埋深呈现明显的负相关关系,即随页岩埋深增大,电阻率降低(图6a)。电阻率随埋深增大而降低的主要原因是地层压力增加,研究认为地层压力改变了页岩岩石骨架本身的导电性,使得地层电阻率降低。实验结果表明高压条件下页岩岩石骨架导电性增强,导致电阻率降低。以JY87-3井实测数据为例(图6b),③小层的岩心埋藏深度3 639.6 m,同一样品在不同压力下测的电阻率随压力增大而减小,同一小层埋深越大,一般地层压力也越大,说明埋深是引起电阻率降低的因素。江东区块各井水平段测井解释含气饱和度为52.02%~66.64%,随着埋深的变化,各分区单井水平段含气饱

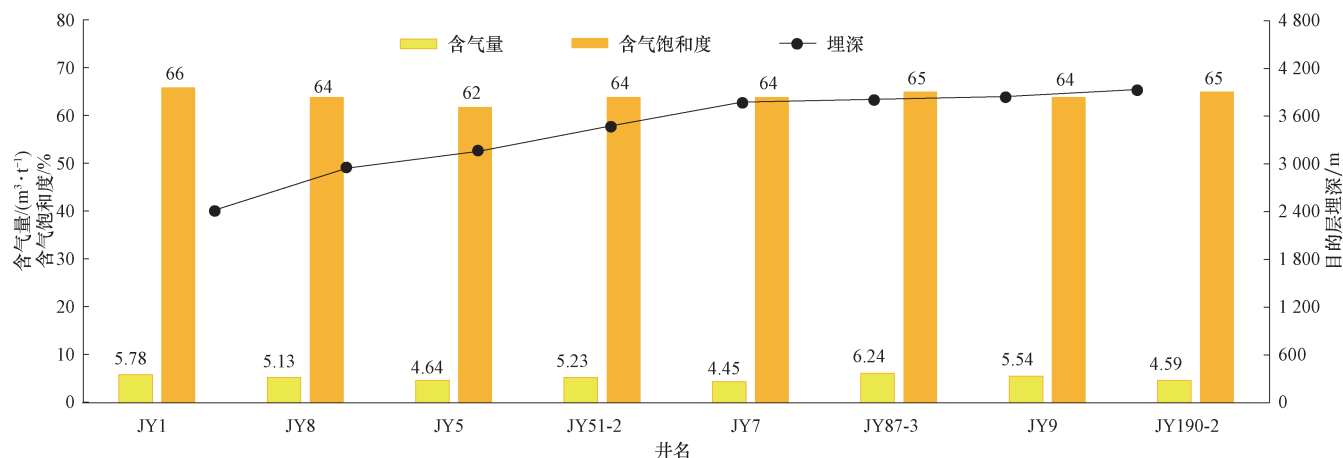


图5 涪陵气田不同埋深井五峰组-龙马溪组实测含气量、含气饱和度柱状对比

Fig. 5 A columnar comparison of measured gas content and gas saturation in wells of diverse burial depth in the Wufeng-Longmaxi Formations, Fuling gas field

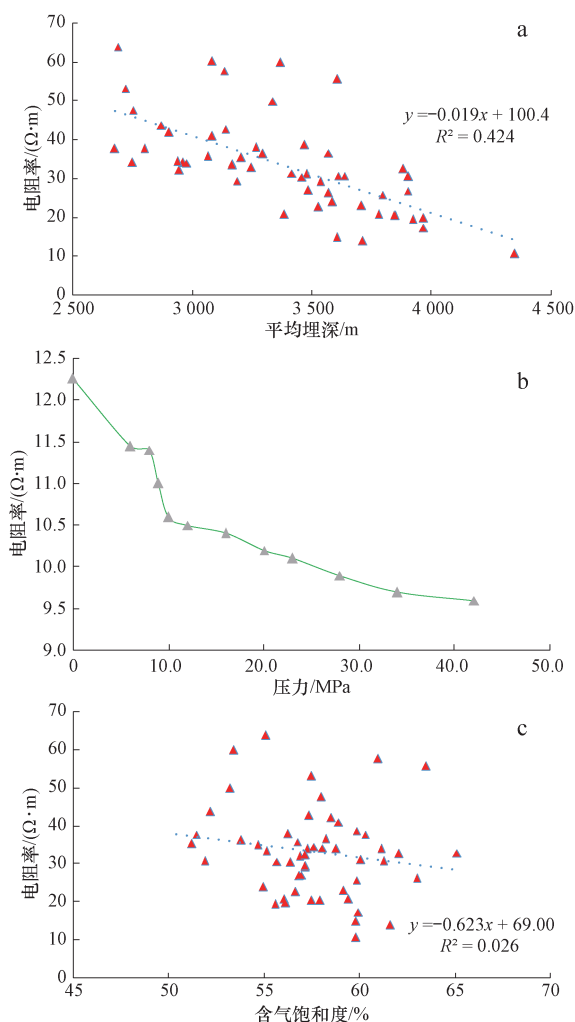


图6 江东区块五峰组-龙马溪组电阻率与埋深、压力和含气饱和度相关图

Fig. 6 Correlation of resistivity with burial depth, pressure and gas saturation in the Wufeng-Longmaxi Formations, Jiangdong block

- 江东区块单井水平段平均埋深与电阻率呈负相关;
- JY87-3井③小层岩心电阻率与压力相关性;
- 江东区块单井水平段电阻率与含气饱和度相关性

度和并没有明显的差异(图6c),江东区块单井水平段含气饱和度与电阻率没有明显的相关性,表明电阻率降低与含气性没有必然联系。

2 影响深层页岩气井压裂改造的主要因素

江东区块深层页岩气的勘探开发实践表明,影响深层页岩气井压裂改造效果的主要地质因素包括地层埋深、地应力、裂缝发育特征及页岩地层倾角^[28]。

2.1 埋深

江东区块39口气层埋深小于3500m的中-浅层井平均测试产量为 $22.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,27口气层埋深大于3500m的深层井平均测试产量 $12.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,深层

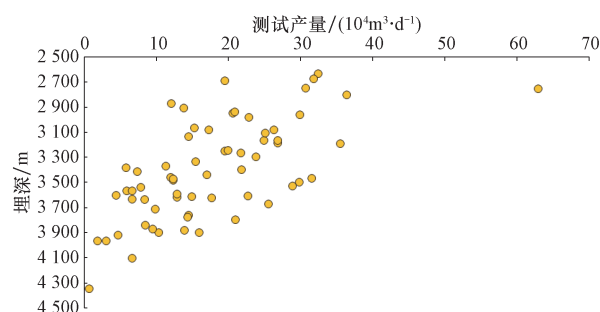


图7 江东区块五峰组-龙马溪组单井测试产量与目的层埋深交会图

Fig. 7 Cross plot of single well test production and burial depth of the target zone in the Jiangdong block

页岩气单井产能明显低于中-浅层页岩气。

江东区块埋深大于3500m区域测试产量偏低,单井测试产量与埋深呈负相关。优选江东区块水平井段①—③小层穿行率大于80%的井,绘制水平段平均垂深与测试产量的交会图(图7),从交会图可以看出,江东区块单井平均垂深与测试产量呈明显的负相关性。当页岩气井水平段埋深大于3500m时,试气产量基本小于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,当埋深越大,测试产量越低,表明随埋深增大,压裂改造能力在降低,影响了单井产量。

2.2 地应力

国内外研究成果表明,影响地应力大小的主要有埋深、构造应力、裂缝发育程度、岩石脆性及地层倾角等多种因素^[29-32],但主要因素为埋深,因为随着埋深的增加,水平地应力呈现逐渐增加的趋势。

江东区块埋深大于3500m的区域主要分布在天台场1号断鼻西部、江东鞍部、吊水岩向斜核部。JY82-2HF到JY82-4HF,水平段埋深从3567m加深至4345m,水平最小主应力从82MPa到92MPa,上覆地层压力增加20MPa,上覆地层压力增加相对较多,人工改造形成水平缝更难,纵向缝更易形成。同时该区块的直井实测资料表明埋深增大,岩石最小水平主应力和上覆岩层压力增大,导致裂缝闭合压力和停泵压力增大,导致压裂难度增大,影响单井产量。

2.3 裂缝

页岩气水平井压裂的目的就是为了形成复杂缝网,压裂效果越好,单井产量越高。采用曲率能够较好地表征微裂缝发育特征,深层页岩气若水平段周缘曲率发育,气显示较好,裂缝不发育则气显示较差^[33]。研究认为主要是随着埋深增大,地层微裂隙逐渐闭合,同时该区域的水平井均位于裂缝不发育区,导致气测

值变小。

江东区块构造较为复杂,曲率平面变化较快,主要发育斑点状和条带状曲率。由于受埋深大的影响,水平井压裂难度大,复杂缝网形成能力差,若水平段裂缝(曲率)相对发育,加砂相对容易,有利于形成复杂缝网,提高单井产量。对比江东区块 JY83 平台的 2 口井与 JY86 平台的 2 口井可以发现(表 3),两个平台水平井段埋深差异小,均在 3 569 ~ 3 665 m,但是水平井在水平段曲率发育程度差异较为明显,其中 JY83 平台的 2 口井 JY 83-1 和 JY 83-1 井曲率值较大,裂缝发育,含气性相对好,钻井气显示明显高于 JY86 平台的 2 口井。同时随着深度增加,地应力增加,破裂压力增加,但微裂缝发育,可降低破裂压力,降低压裂改造难度,JY86-1,JY86-2,JY83-1,JY83-2 等 4 口井最小主应力比较接近,但 JY83 平台的 JY83-1,JY83-2 井微裂缝较 JY86-1,JY86-2 井发育,破裂压力明显低于 JY86-1,JY86-2 井这两口井,最终 JY83 平台的 JY83-1,JY83-2 井测试产量较高。

2.4 地层倾角

江东区块页岩气层底界构造产状变化较快,相对平缓的南部地层倾角在 5° ~ 15°,占比 49%;北部天台 1,2 号断鼻的地层产状较陡,倾角在 20° ~ 45°。测试产量与地层倾角呈负相关,地层倾角增大,测试

产量明显越低(图 8)。江东区块地层产状变化较快,南部地层产状相对平缓,地层倾角在 5° ~ 20°;北部靠近江东向斜,地层产状较陡,地层倾角在 20° ~ 45°。研究表明,地层倾角大于 20°后,页岩储层中顺层滑脱缝明显增多,影响压裂缝网的复杂程度(图 8),导致单井测试产量越低。

3 深层页岩气勘探开发启示

3.1 深层页岩气开发选区及井位优化部署

3.1.1 开发选区参数和标准

基于明确影响深层页岩气井压裂改造的主要因素的基础上,通过对江东区块深层页岩气综合地质评价,优选了 TOC、硅质含量作为页岩品质指标,孔隙度、压力系数及电阻率作为含气性指标,气层埋深、构造形态及曲率特征作为可压性指标,充分考虑影响页岩气富集高产的地质主控因素,综合钻探、压裂效果,建立了深层页岩气开发选区标准体系(表 4),根据勘探开发实践,优选出了平桥区块为涪陵页岩气田二期深层页岩气有利开发区块,有利开发区面积 57.8km²。平桥区块 TOC 大于 3%,硅质含量在 50% ~ 65%,平均孔隙度在 4.05% 以上,压力系数 1.1 ~ 1.3,电阻率主要集中于 20 ~ 30 Ω · m,属于 II 类有利区。

表 3 江东区块不同页岩气井五峰组-龙马溪组气显示、平均破裂压力与裂缝发育对比

Table 3 Correlation of gas show, average bursting pressure and fracture development in different wells in the Wufeng-Longmaxi Formations, Jiangdong block

井号	埋深/m	全烃显示/%	最小主应力/MPa	破裂压力/MPa	曲率值	裂缝发育程度	测试产量/(10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)
JY86-1 井	3 665	7.59	72.3	82.9	0.001 3	不发育	18.1
JY86-2 井	3 569	10.86	73.6	85.4	0.001 5	不发育	22.0
JY83-1 井	3 603	35.47	72.8	76.6	0.003 6	发育	21.2
JY83-2 井	3 583	32.72	73.2	74.0	0.003 8	发育	30.5

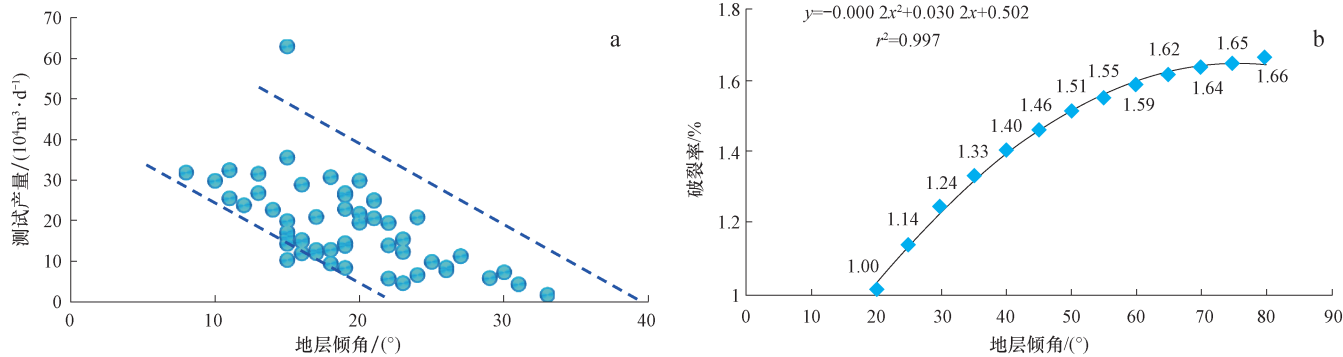


图 8 江东区块五峰组-龙马溪组地层倾角与测试产量(a)、滑脱裂缝发育程度(b)关系

Fig. 8 Formation dip angles versus test production(a) and development degree of decollement fractures(b) in the Wufeng-Longmaxi Formations, Jiangdong block

表 4 涪陵页岩气田五峰组-龙马溪组深层页岩气开发评价指标体系

Table 4 Appraisal index system for deep layer shale gas development in the Wufeng-Longmaxi Formations, Fuling gas field

评价 级次	页岩品质		含气性			可压性			压裂试气情况	
	TOC/%	硅质含量/%	孔隙度/%	压力系数	电阻率/ (Ω·m)	气层埋深/m	构造形态	曲率特征	测试压力/ MPa	测试产量/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
I	>3	>65	4.05	>1.3	30~60	<3 500	正向	斑点状为主	>20	>20
II	2~3	50~65	4.05	1.1~1.3	20~30, 60~100	3 500~4 000	正、负向	斑点状、条带状	10~20	10~20
III	<2	<50	3.52	<1.1	<20, >100	>4 000	负向	条带状为主	<10	<10

3.1.2 深层页岩气水平井井位优化部署

江东区块深层页岩气勘探开发实践早期主要开展单井评价试验,之后采取评建一体的开发思路,在开展先导试验井的基础上,实现优化井位部署方案与压裂工艺。针对 3 500 m 以深、地层倾角较大区域页岩气开发井位部署,主要根据影响压裂改造效果的主要地质因素进行水平井井位、水平段方位、长度进行优化。在深层裂缝发育区,考虑垂直最大主应力部署的井水平井 A、B 靶点垂差过大,造成排困难的特点,采取布井方位与靶点垂差综合考虑的方法,确定水平段与最小主应力夹角一般小于 30°,最大不超过 40°,同时靶点垂差不超过 300 m,实现了优化水平井方位与长度。

3.2 深层页岩气压裂工艺优化

江东及焦石坝区块周缘勘探开发实践表明,目前深层页岩气井,压裂改造主要面临地应力绝对值增加,导致施工压力增高,裂缝延伸难度明显增大及随着深层地应力增加,页理缝及微裂缝闭合程度高,且深井岩石破裂端面趋于平滑,导致新生裂缝自支撑能力、复杂程度降低这两大技术难点。

针对埋深增加、地应力绝对值增加,导致施工压力增高及复杂度降低的难点,深层页岩气井压裂采用细分段、提导流为主体的工艺。通过优化射孔簇数及段数、增加用液规模及砂量来提高改造效果。从江东区块深层页岩地质特点分析,在改造范围与复杂度两者不能兼顾的条件下,增加裂缝延伸长度比增加裂缝复杂度更为重要,即要首先保证深层页岩储层平面上能有较大的改造波及面积,并尽可能与天然裂缝沟通形成有效改造区域。针对随着深层地应力增加,页理缝及微裂缝闭合程度高难点,优化压裂设计,段内分簇密度不宜过高,在江东区块南部接近 4 000 m 的深层井对比,在各项地质参数相当的条件下,单段设计较少簇的水平井,其改造效果优于超密分簇水平井。

3.3 勘探开发实践效果及启示

综合江东区块深层页岩地质特点,采取井位优化

部署及针对性的深井压裂改造工艺,已完成 3 500 m 以深试气水平井 27 口,已试气井取得较好的效果,实现了涪陵二期深层页岩气经济有效开发。江东区块深层已试气水平井平均产量 $12.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,预测单井平均技术可采储量 $0.85 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了深层页岩气的有效开发,取得较好的开发效果。

通过江东区块深层页岩气勘探开发实践,建立了深层页岩气开发评价选区指标体系及深层页岩气水平井井位优化技术,单井获得较高的测试产量和可采储量,勘探开发效果较好,对四川盆地海相深层页岩气开发具有重要借鉴意义。

4 结论

1) 涪陵页岩气田江东区块深层页岩勘探开发目的层一套富炭、富硅、富页理盒富黄铁矿的黑色页岩,具备优质页岩岩性和地化条件,脆性矿物含量大于 50%,实测有机碳含量(TOC)平均为 3.48%;

2) 江东区块深层页岩具有较好的储集性及含气性,孔隙度、地层压力和含气饱和度(含气量)等 3 项参数可以作为含气性主要评价指标,整体评价认为江东区块深层页岩含气性较好,深层页岩储层主力气层段①—⑤小层孔隙度较高,一般 5%~6%,地层压力高,压力系数为 1.48~1.58,平均含气量 $5.20 \text{ m}^3/\text{t}$,平均含气饱和度在 65%左右。深层页岩电阻率有随埋藏深度降低的现象,但与含气性没有必然相关关系。

3) 江东区块深层页岩气的开发实践表明,影响深层页岩气井压裂改造效果的主要地质因素包括地层埋深、地应力、裂缝发育特征及页岩地层倾角。深层、构造复杂区页岩气水平井井位部署要综合考虑与地应力夹角及靶点高差的影响进行优化,同时考虑深层压裂的影响因素,裂缝发育区是有利因素。

4) 针对深层、构造复杂的地质特点,在勘探开发实践中建立了深层页岩气开发评价选区指标体系及深层页岩气水平井井位优化技术,江东区块深层页岩气单井获得较高的测试产量和可采储量,勘探开发效果

总体较好,对四川盆地海相深层页岩气开发具有重要借鉴意义。

参 考 文 献

- [1] 何治亮,聂海宽,胡东风,等. 深层页岩气有效开发中的地质问题[J]. 石油学报,2020,41(4):379-391.
He Zhiliang, Nie Haikuan, Hu Dongfeng, et al. Geological problems in effective development of deep shale gas[J]. Journal of Petroleum Science, 2020, 41(4): 379-391.
- [2] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天然气地质,2015,36(1):1-6.
Wang Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [3] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. 石油与天然气地质,2014,35(3):425-430.
Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 425-430.
- [4] 科技创新导报编辑部. 中国首个大型页岩气田诞生[J]. 科技创新导报,2014,(21):2.
Editorial Department of science and technology innovation herald. The first large shale gas field in China[J]. Science and Technology Innovation Herald, 2014, (21): 2.
- [5] 刘若冰. 中国首个大型页岩气田典型特征[J]. 天然气地球科学,2015,26(8):1488-1498.
Liu Ruobing. Typical features of the first giant shale gas field in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1488-1498.
- [6] 梁榜,李继庆,郑爱维,等. 涪陵页岩气田水平井开发效果评价[J]. 天然气地球科学,2018,29(2):289-295.
Liang Bang, Li Jiqing, Zheng Aiwei, et al. Development effect evaluation for shale gas wells in Fuling shale gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(2): 289-295.
- [7] 武加鹤,陆亚秋,刘颀,等. 四川盆地涪陵焦石坝地区五峰-龙马溪组低序级断层识别技术及应用效果[J]. 石油实验地质,2018,40(1):51-57.
Wu Jiahe, Lu Yaqiu, Liu Jie, et al. Low-grade fault recognition technology and its application in Wufeng-Longmaxi formations in Jiaoshiba area, Fuling, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 51-57.
- [8] 董大忠,程克明,王玉满,等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质,2010,31(3):289-299.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 289-299.
- [9] 何治亮,聂海宽,张钰莹,等. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 地学前缘,2016,23(2):817.
He Zhiliang, Nie Haikuan, Zhang Yuying, et al. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 817.
- [10] 臧艳彬. 川东南地区深层页岩气钻井关键技术[J]. 石油钻探技术,2018,46(3):7-12.
Zang Yanbin. Key Drilling Technology for deep shale gas reservoirs in the Southeastern Sichuan Region[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(3): 7-12.
- [11] 宋争. 涪陵江东与平桥区块页岩气水平井井眼轨迹控制技术[J]. 石油钻探技术,2017,45(6):14-18.
Song Zheng. Wellbore trajectory control techniques for horizontal well in the Jiangdong and Pingqiao blocks of the Fuling shale gas field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 14-18.
- [12] 金之钧,胡宗全,高波,等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘,2016,23(1):1-10.
Jin Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [13] 刘猛,刘超,舒志恒,等. 四川盆地涪陵焦石坝地区黑色页岩非均质性特征及控制因素[J]. 石油实验地质,2018,40(1):118-125.
Liu Meng, Liu Chao, Shu Zhiheng, et al. Heterogeneity characteristics and controlling factors of black shale in Jiaoshiba, Fuling, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 118-125.
- [14] 王秀平,牟传龙,葛详英,等. 川南及邻区龙马溪组黑色岩系矿物组分特征及评价[J]. 石油学报,2015,36(2):150-162.
Wang Xiuping, Mou Chuanlong, Ge Xiangying, et al. Mineral component characteristics and evaluation of black rock series of Longmaxi Formation in Southern Sichuan and its periphery[J]. Journal of Petroleum Science, 2015, 36(2): 150-162.
- [15] 刘超,陆亚秋,梁榜,等. 涪陵焦石坝地区五峰组-龙马溪组含气页岩岩相划分——以JY11-4井为例[J]. 江汉石油职工大学学报,2015,28(5):1-5.
Liu Chao, Lu Yaqiu, Liang Bang, et al. Lithofacies classification of gas bearing shale in Wufeng-Longmaxi formation: A case study of JY11-4 well[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2015, 28(5): 1-5.
- [16] 王超,张柏桥,舒志国,等. 四川盆地涪陵地区五峰组-龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. 石油与天然气地质,2018,39(3):485-497.
Wang Chao, Zhang Boqiao, Shu Zhiguo, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 485-497.
- [17] 盛秋红,李文成. 泥页岩可压性评价方法及其在焦石坝地区的应用[J]. 地球物理学进展,2016,31(4):1473-1479.
Sheng Qiuhong, Li Wencheng. Evaluation method of shale fracability and its application in Jiaoshiba area[J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(4): 1473-1479.
- [18] 杨宏伟,李军,柳贡慧,等. 基于测井数据的页岩可压性定量评价[J]. 断块油气田,2017,24(3):382-386.
Yang Hongwei, Li Jun, Liu Gonghui, et al. Quantitative evaluation of shale fracability based on logging data[J]. Fault-Block Oil & Gas

- Field, 201724(3):382-386.
- [19] 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.
- [20] 刘尧文, 王进, 张梦吟, 等. 四川盆地涪陵地区五峰—龙马溪组页岩气层孔隙特征及对开发的启示[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1):44-50.
Liu Yaowen, Wang Jin, Zhang Mengyin, et al. Pore features of shale gas layer in Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area of Sichuan Basin and the application to development[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1):44-50.
- [21] 刘莉, 包汉勇, 李凯, 等. 页岩储层含气性评价及影响因素分析——以涪陵页岩气田为例[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1):58-63.
Liu Li, Bao Hanyong, Li Kai, et al. Evaluation of gas content in shale reservoirs and analysis of influencing factors in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1):58-63.
- [22] 张士万, 孟志勇, 郭战峰, 等. 涪陵地区龙马溪组页岩储层特征及其发育主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(12):16-24.
Zhang Shiwan, Meng Zhiyong, Guo Zhanfeng, et al. Characteristics and major controlling factors of shale reservoirs in the Longmaxi Fm, Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12):16-24.
- [23] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2):151-156.
Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2):151-156.
- [24] 孟志勇. 四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组含气页岩段纵向非均质性及其发育主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6):838-846.
Meng Zhiyong. Vertical heterogeneity and its controlling factors of the gas shale in the Wufeng-Longmaxi Fms in Fuling area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6):838-846.
- [25] 李军, 金武军, 王亮, 等. 利用核磁共振技术确定有机孔与无机孔孔径分布——以四川盆地涪陵地区志留系龙马溪组页岩气储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1):129-134.
Li Jun, Jin Wujun, Wang Liang, et al. Quantitative evaluation of organic and inorganic pore size distribution by NMR: A case from the Silurian Longmaxi Formation gas shale in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1):129-134.
- [26] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(3):9-16.
Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3):9-16.
- [27] 李东晖, 聂海宽. 一种考虑气藏特征的页岩含气量计算方法——以四川盆地及其周缘 JY1 井和彭页 1 井为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6):1324-1332.
Li Donghui, Nie Haikuan. A new method to calculate shale gas content based on gas reservoir characterization——A case study of Wells JY 1 and PY 1 in Sichuan Basin and its surrounding areas[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6):1324-1332.
- [28] 梅海燕, 马明伟, 于倩, 等. 页岩气藏压裂水平井产能及其影响因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1):71-77.
Mei Haiyan, Ma Mingwei, Yu Qian, et al. Productivity of fractured horizontal well in shale gas reservoir and its influencing factors[J]. Petroleum Geology and oilfield development in Daqing, 2019, 38(1):71-77.
- [29] 郭建春, 周鑫浩, 邓燕, 等. 页岩气水平井组拉链压裂过程中地应力的分布规律[J]. 天然气工业, 2015, 35(7):44-48.
Guo Jianchun, Zhou Xinhao, Deng Yan, et al. Distribution rules of earth stress during zipper fracturing of shale gas horizontal cluster wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7):44-48.
- [30] Leopoldo Sierra, Mike M H. Evaluating the of zipper fracs inunconventional reservoirs[C]//paper168977-MS presented at the SPE Unconventional Re-sourcesonference, 1-3 April 2014, Woodlands, Texas, USA.
- [31] 钱旭瑞, 刘广忠, 唐佳, 等. 页岩气井产能影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2012, 19(3):81-83. benefits
Qian Xurui, Liu Guangzhong, Tang Jia, et al. Analysis of influencing factors on shale gas well productivity[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(3):81-83.
- [32] 林长城, 丁文龙, 王兴华, 等. 页岩储层地应力研究进展[J]. 科技通报, 2018, 34(7):1-8.
Lin Changcheng, Ding Wenlong, Wang Xinghua, et al. Research rogress of reostress in Shale reservoir[J]. Bulletin of Science and Technology, 2018, 34(7):1-8.
- [33] 蔡进, 刘莉, 吉婧, 等. 页岩气资源评价方法及应用——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质调查, 2020, 7(1):7-13.
Cai Jin, Liu Li, Ji Jing, et al. Shale gas resource evaluation method and application: An example of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Jiaoshiba area[J]. Geological Survey of China, 2020, 7(1):7-13.

(编辑 张玉银)