

页岩气水平井穿行层位优选

赵培荣

(中国石化 油田勘探开发事业部, 北京 100728)

摘要:通过多年的勘探开发实践,我国在四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组实现了页岩气商业开发,认识到页岩气藏具有自生自储、低孔特低渗特征,属于“人工气藏”,其高产是由地质和工程两类因素共同控制。地质因素决定页岩气是否富集,工程因素则是决定页岩气是否高产的重要条件。准确识别“甜点层”,优选确定水平井穿行层位,是页岩气能否获得高产的关键。对涪陵页岩气田焦石坝区块水平井穿行层位优选实例的剖析表明,精细研究是准确优选水平井穿行层位的基础,地质、工程一体化紧密结合是准确优选水平井穿行层位的关键。根据各个地区具体地质条件,将地质、工程结合,优选水平井穿行层位,是页岩气勘探开发最终获得成功的重要保障。

关键词:页岩气;水平井;穿行层位;五峰组—龙马溪组;涪陵页岩气田;四川盆地

中图分类号:TE142

文献标识码:A

Optimization of target layer selection in shale gas horizontal wells

ZHAO Peirong

(Oilfield Exploration & Production Department, SINOPEC, Beijing 100728, China)

Abstract: Through several years of exploration and development practices, China has realized the commercial development of shale gas from the Upper Ordovician Wufeng and Lower Silurian Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery. It has been recognized that shale gas reservoirs are self-generating and self-preserving with low porosity and permeability, which can be identified as the “artificial gas reservoir” and its production is mainly controlled by geological and engineering factors. Geological factors determine the shale gas enrichment, and engineering factors play a major role in shale gas yield. The accurate identification of “sweet spots” and the optimization of target layer selection in horizontal wells are so significant that they decide the final production of each shale gas well. A case study of target layer selection in the Jiaoshiya block of Fuling Gas Field shows that detailed research is the basis for identifying the target window, and the integration of geological and engineering technologies is the key to accurately identify the target layers. According to the specific geological conditions in different regions, applying both geological and engineering knowledge to pinpoint the target layer is an important factor for the ultimate success of shale gas exploration and development.

Key words: shale gas; horizontal well; target layer; Wufeng-Longmaxi formations; Fuling Shale Gas Field; Sichuan Basin

自 2009 年启动页岩气实质性勘探以来^[1],经过 11 年勘探开发实践,我国已在四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组实现了页岩气商业开发^[1-8],先后发现涪陵、威远、长宁、昭通、威荣、永川等 6 个页岩气田。同时在多个层系取得新突破,针对寒武系海相页岩,已在井研—犍为、威远、宜昌地区取得新发现;针对侏罗系陆相页岩,近期在涪陵北部复兴地区自流井组东岳庙段压裂测试获产油气。截止 2019 年底,我国已经累计探明页岩气地质储量近 $1.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年产量达 $153.8 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为全球第三个实现页岩气商业开

发的国家^[3]。通过多年的勘探开发实践,地质家们认识到页岩气藏属于“人工气藏”^[2,9],准确识别“甜点层”、优选确定水平井穿行层位,是页岩气获得高产的关键。本文结合近年来涪陵页岩气田页岩气勘探开发实践,对优选水平井穿行层位进行研究,旨在为页岩气高效开发提供参考。

1 页岩气“人工气藏”高产控制因素

1.1 页岩气“人工气藏”开采特征

页岩储层具有低孔—特低渗特征,与常规天然气储层相比,页岩气主要赋存在纳米级别孔隙内,

比常规砂岩储层孔隙直径要小 1 000 倍。以涪陵地区五峰组—龙马溪组为例,页岩储层以微孔和中孔为主,孔径多集中在 20 nm 以下,岩心分析孔隙度 2.78% ~ 7.08%, 平均 4.8%, 脉冲法渗透率 $(0.002 \sim 0.25) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $0.038 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。页岩基质渗透率极低,通常情况下,页岩气无法自行流动,不能形成自然产能,须经过大型水力压裂等增产改造措施释放产能。在涪陵页岩气田 11 号平台曾经开展相关对比试验:焦页 11-4 井采用直井完钻,未压裂,直接射孔测试获日产气 40 ~ 93 m^3 ;同一平台焦页 11-2HF 井,采用水平井分段压裂方式进行压裂改造,1 385 m 水平段分 14 段进行压裂,测试获日产气 $45 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

研究表明^[10-13],页岩气以 3 种方式赋存于页岩储层中:一是以游离气占据纳米孔隙、微裂缝中;二是以吸附气形式吸附在干酪根及黏土矿物表面;三是以溶解气形式分布在沥青、干酪根内部中。采用水平井分段水力压裂,可使压裂液体系在高压下注入地层,在页岩致密储层中形成复杂人工诱导裂缝系统,沟通页岩储层中纳米孔隙、微裂缝等储集空间,同时依靠支撑剂使裂缝系统得到有效支撑,形成高速渗流通道。在压差驱动下,页岩储层中游离气通过裂缝进入井筒;随着压力的持续降低,吸附气、溶解气发生解析和扩散,成为游离气。因此,页岩气藏的气体产出是游离气、吸附气、压裂液在微观孔喉、微裂缝、宏观裂缝以及水力形成的人工裂缝等渗流通道中发生一系列气液耦合作用的结果。

1.2 页岩气“人工气藏”高产控制因素

页岩气藏属于“人工气藏”,需通过水平井分

段压裂才能获得效益开发。页岩气藏高产是由地质和工程两类因素共同控制,地质因素决定页岩气是否富集,工程因素则是决定页岩气是否高产的关键^[14-19]。

页岩气储层含气性是影响页岩气高产的先决条件,在涪陵页岩气田中页岩有机碳含量(TOC)、孔隙度、储层气测显示值及地层压力等评价参数与单井产能具有明显的正相关性。在我国受多期构造改造背景下,页岩气含气性受页岩储层早期沉积环境和晚期保存条件双重因素控制^[2,20]。

工程因素是影响页岩气高产的另一重要条件。在相同地质条件下,压裂改造形成复杂缝网的体积规模决定了页岩气单井产能的高低^[21-22]。在涪陵页岩气田焦石坝区块 2 口地质特征相同的页岩井,一口井由于压裂段数少、总液量、总砂量低、加砂强度低、改造规模小,单井测试的无阻流量相比另一口井降低 35%。实践证明,涪陵页岩气田已完成的压裂井,水平井轨迹穿行层位对压裂改造效果有直接影响,导致单井测试产量有明显差异。因此,页岩气地质甜点和工程甜点预测是页岩气井位部署、进而获得商业性开发的基础。

2 水平井穿行层位优选实例

2.1 涪陵页岩气田勘探开发简况

涪陵页岩气田位于重庆市涪陵区东部,构造位置为四川盆地川东南构造区川东高陡褶皱带万县复向斜包鸾—焦石坝背斜带,构造呈北东向展布(图 1)。

2012 年 11 月 28 日,涪陵地区焦石坝构造焦页 1HF 井完成 15 段大型水力加砂压裂,测试获日

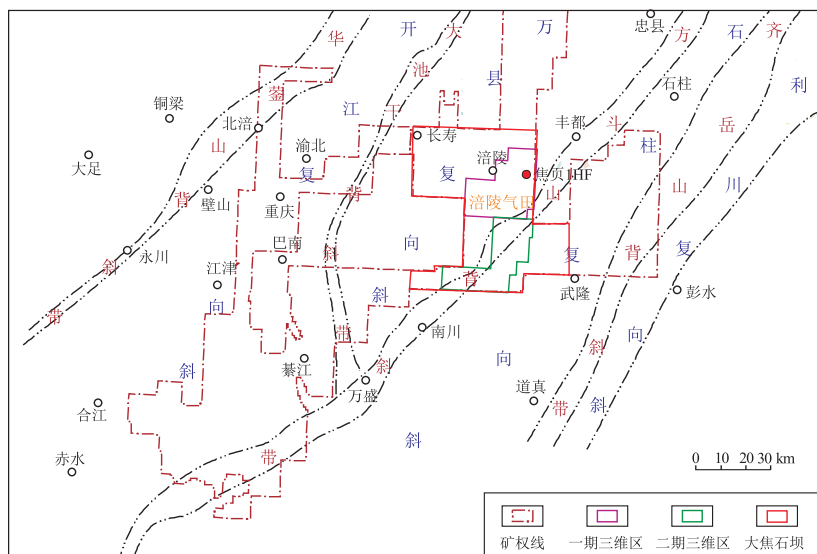


图 1 四川盆地涪陵页岩气田构造位置

Fig.1 Regional structure and location of Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin

产气 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 发现涪陵页岩气田。2013年9月, 国家能源局正式批准设立涪陵国家级页岩气示范区。2014年6月, 原国土资源部批准设立重庆涪陵页岩气勘查开发示范基地。2015年底建成 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能; 2017年累计建成 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能。

涪陵页岩气田一、二期产能建设开发层系为五峰组—龙马溪组龙一段; 平面上已建成焦石坝、江东、平桥3个产建区, 白马、白涛、凤来3个评价区。截至2020年6月底, 已累计探明地质储量 $6\,008 \times 10^8 \text{ m}^3$, 气田累计投产近500口井, 日产气约 $1\,876.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2.2 五峰组—龙马溪组目的层段页岩储层特征

五峰组—龙马溪组为涪陵页岩气田勘探开发目的层段。五峰组厚度较薄, 一般为4~7 m; 龙马溪组厚度一般在250~280 m, 结合岩性、电性特征, 纵向上可划分为3个岩性段。其中, 五峰组—龙马溪组下段厚80~100 m, 笔石和放射虫的含量明显高于龙马溪组中上部, 录井油气显示主要集中在该层段, 是勘探开发的主要气层; 该气层进一步可细分为①~⑨等9个小层(图2)。

①小层(厚5.7 m): 灰黑色黏土质硅质页岩, 其间见24层灰绿色凝灰岩薄夹层, 黄铁矿极发育, 岩石中笔石化石自下而上由欠发育到极发育, 以双列式笔石化石为主; TOC平均3.97%, 孔隙度平均为6.54%, 总含气量 $3.84 \text{ m}^3/\text{t}$ 。①小层硅质含量较高, 石英含量31%~73.8%, 平均为58.04%, 脆性指数平均为76%。测井具有高伽马、高铀、低密度的特征, 自然伽马值平均可达165.70 API; 电阻率齿化低值, 均值为 $33.98 \Omega \cdot \text{m}$, 密度均值为 $2.53 \text{ g}/\text{cm}^3$; Th/U小于2, 平均为1.47。其中, ①小层顶部0.46 m为区域标志层观音桥段^[23-24], 岩性为深灰—灰黑色含生屑硅质云岩及泥质灰岩, 电性上表现为高伽马(196.61 API)、高U(21.99%)、低Th/U比(0.42)、高密度($2.58 \text{ g}/\text{cm}^3$)的特征; 在应力剖面中为高应力层(图2)。

②小层(厚1.0 m): 灰黑色黏土质硅质页岩, 古生物极发育, 以双列式笔石为主, 黄铁矿极发育, 发育水平细纹层; TOC平均值为5.65%, 孔隙度均值为7.8%, 石英含量均值为57.00%, 总含气量为 $2.68 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为65.14%。②小层是五峰组—龙马溪组测井标志层, 测井曲线具有明显的高伽马、高含U、低电阻、低密度及低Th/U特征; 自然伽马呈尖峰状, 平均可达297.08 API, 电阻率齿化低值, 均值为33.75, 密度均值为 $2.51 \text{ g}/\text{cm}^3$,

本段Th/U最小, 平均仅为0.43。

③小层(厚13.3 m): 灰黑色黏土质硅质页岩, 古生物发育, 下部以双列式笔石为主, 其上以单列式笔石为主, 黄铁矿极发育, 水平细纹层发育, 纹层细而密, 纹层厚0.04~0.16 mm, 密度5~10条/cm; TOC平均值为3.42%, 孔隙度均值为4.92%, 石英含量平均值为50.23%, 黏土矿物含量约占25%, 碳酸盐矿物含量约占10%; 总含气量为 $3.25 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为70%; 测井具有高伽马、高含U、相对低电阻、低密度及低Th/U特征; 自然伽马和电阻率呈箱状中值, 伽马平均值为96.93 API, 深感应电阻率平均值为 $49.73 \Omega \cdot \text{m}$, 密度较低, 平均值为 $2.55 \text{ g}/\text{cm}^3$, 呈向上逐渐增大的趋势, Th/U均小于2, 平均值0.84。

④小层(厚9.8 m): 灰黑色含钙黏土质粉砂质页岩, 古生物和黄铁矿总体表现为顶底发育, 中部5 m钙质偏高, 局部含量20%, 古生物、黄铁矿不发育。纹层发育, 细而密, 纹层厚度在0.01~0.12 mm, 密度5~10条/cm; TOC平均值为2.54%, 孔隙度平均值为3.94%, 石英含量均值为42.69%; 总含气量为 $3.40 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为49.47%; 测井具有高伽马、中高密度及低Th/U比的特征, 伽马平均值187.83 API, 密度平均值可达 $2.61 \text{ g}/\text{cm}^3$, Th/U均小于2, 平均值1.48, 自然伽马和电阻率曲线上齿化似峰状。

⑤小层(厚10.5 m): 灰黑色黏土质粉砂质页岩, 黄铁矿较发育, 呈团块状、星散状; 薄片见碳质浸染现象, 岩石纹层发育, 细而密, 纹层厚度0.04~0.12 mm, 密度8~13条/cm; TOC均值为2.66%, 孔隙度均值为3.93%, 石英含量均值为39.82%; 总含气量为 $4.09 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为46.23%; 测井曲线中, 变化较明显的是Th/U及密度值自下至上逐渐增大, 局部Th/U值大于2, 密度由 $2.56 \text{ g}/\text{cm}^3$ 增大至 $2.65 \text{ g}/\text{cm}^3$, 平均值为 $2.60 \text{ g}/\text{cm}^3$; 自然伽马似箱状相对低值, 伽马平均值169.72 API, 对应的电阻率为相对高值。

⑥小层(厚9.4 m): 灰黑色含钙黏土质粉砂质页岩, 岩心中粉砂质纹层发育, 与富泥碳质纹层形成明暗相间的纹层构造, 古生物、黄铁矿均欠发育; 富粉砂纹层厚度0.01~0.25 mm, 密度7~14条/cm; TOC均值为1.31%, 孔隙度均值为3.38%, 石英含量均值为34.71%, 碳酸盐含量10%; 总含气量为 $1.69 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为42.25%; 测井为相对低伽马、相对高电阻的特征, 电阻率齿化高值。本段伽马平均值为166.68 API, 密度均大于 $2.6 \text{ g}/\text{cm}^3$,

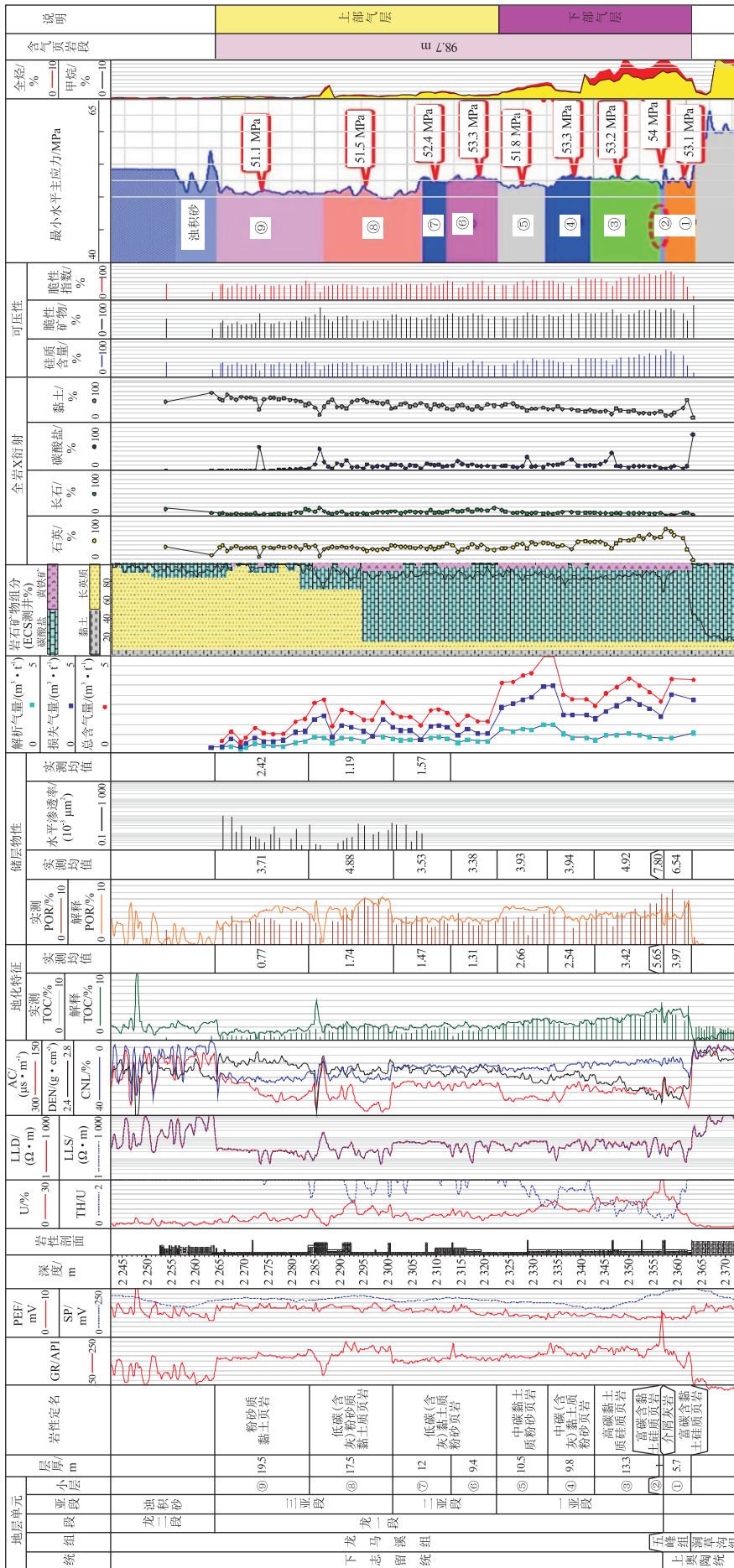


图2 四川盆地涪陵页岩气田焦页X井五峰组—龙马溪组页岩气地质特征及储层可压裂性综合柱状图
 Fig.2 Composite stratigraphic section of shale gas geological characteristics and reservoir fracability in Wufeng-Longmaxi formations from well JY-X, Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin

平均值为 2.64 g/cm^3 , Th/U 大部分大于 2, 平均值为 2.65。

⑦小层(厚 12 m): 灰黑色含钙黏土质粉砂质混合页岩, 与⑥小层相比黏土含量增加, TOC 均值为 1.47%、孔隙度平均值为 3.53%、石英含量均值为 36.58%、黏土矿物含量 38.4%, 总含气量为 $1.67 \text{ m}^3/\text{t}$; 脆性指数均值为 43.01%。测井特征为相对低伽马, 电阻率呈箱状中值, Th/U 及密度变化不大。

⑧小层(厚 17.5 m): 灰黑色含钙粉砂质黏土质混合页岩, 笔石化石发育, 黄铁矿发育, 水平层理发育; TOC 平均值 1.74%, 孔隙度平均值 4.88%, 石英含量均值为 33.28%, 黏土矿物含量约占 45%, 碳酸盐含量 10%, 局部达到 25%; 总含气量为 $2.15 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为 38.24%。该小层为深水陆棚沉积环境, 较为安静的深水、还原性沉积环境总体有利于富有机质的生成。测井曲线具有高伽马、高密度、低电阻的特征, 自然伽马和电阻率曲线上齿化似峰状, 伽马平均值为 184.37 API, 深感应电阻率平均值 $30.49 \Omega \cdot \text{m}$, Th/U 平均 2.71。

⑨小层(厚 19.5 m): 灰黑色粉砂质黏土页岩, 笔石化石、黄铁矿不发育, 泥屑发育且呈拉长状, 定向分布形成纹层构造, 粉砂呈不连续分布; TOC 平均值为 0.77%, 孔隙度平均值为 3.71%, 石英平均含量为 34.62%, 黏土矿物含量 50%~55%; 总含气量为 $1.10 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性指数均值为 38.66%; 测井以自然伽马似箱状高值、低电阻、高密度、高 Th/U 为特征, 伽马平均值 167.17 API, 密度平均可达 2.68 g/cm^3 , Th/U 大部分大于 2, 平均值为 3.85。

依据能源行业标准《页岩气藏描述技术规范: NB/T 14001—2015》的评价标准, ①~⑤小层主要为 I 类含气层, 平均 TOC 3.13%; 层间缝发育程度为极发育—发育, 平均孔隙度 5.02%, 平均含气量 $5.96 \text{ m}^3/\text{t}$, 脆性矿物含量 68%, 资源丰度达 $6.19 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 是涪陵页岩气田早期开发主要目的层系, 称为下部气层。⑥~⑨小层中, ⑥~⑧小层为 II 类气层, ⑨小层为 III 类气层, 平均 TOC 为 1.61%, 层间缝发育程度较下部气层低, 为欠发育—较发育, 平均孔隙度 3.98%, 平均含气量 $3.94 \text{ m}^3/\text{t}$, 资源丰度达 $5.62 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 称为上部气层, 是近期焦石坝地区立体开发调整的新层系。

2.3 下部气层(①~⑤小层)水平井穿行层位优选

2.3.1 地质甜点优选

下部气层具有自下而上 TOC、孔隙度、基质孔隙含量逐渐减少的趋势。①~③小层的 TOC 平均

为 3.69%, ④~⑤小层的 TOC 平均值 2.58%; ①~③小层实测孔隙度普遍大于 5%, 明显高于④~⑤小层。从含气饱和度来看, ③小层的实测含气饱和度大于 70%, ①、④、⑤平均值介于 60%~70%。根据岩性、有机碳、孔隙度、含气量等相关指标可以确定, ①小层下部、②、③小层具有高 TOC、高孔隙度和高硅质矿物、高含气量的特征, 为下部气层的地质甜点。

2.3.2 工程甜点优选

在下部气层①~③小层地质甜点层中, 可压裂性存在明显差异。

①小层下部长英质矿物含量平均为 68.68%, 碳酸盐矿物平均含量 5.9%, 黏土矿物含量 28%, 脆性指数 76。岩石中发育硅质骨骼类生物化石, 薄片下可鉴别出大量的放射虫等硅质骨骼类生物化石, 扫描电镜下可观察到自形晶体的硅质, 薄片鉴定结果证实自生硅质可占到硅质总量的 70%。构造裂缝发育, 构造缝密度为 2.63 条/m, 以高角度裂缝及网状缝为主。①小层顶部为五峰组观音桥段灰岩、灰黑色介壳灰岩, 具有高碳酸盐含量、低 TOC、低孔隙度特征, 在应力剖面中为高应力层。①小层在压裂过程中施工压力高于③小层, 施工中砂比敏感性很强, 砂比提升时出现压力快速爬升现象, 主要原因是由于五峰组天然缝网发育, 导致压裂液滤失量大, 加砂困难。受观音桥段灰岩高应力层的影响, ①小层人工形成缝高有限, 具裂缝横向扩展明显的特征。

②小层岩性为灰黑色黏土质硅质页岩, 长英质矿物含量平均为 65%, 碳酸盐矿物平均含量 24.85%, 黏土含量 25.9%, 脆性指数 65%。与①、③小层相比, ②小层为低应力层, 并紧邻观音桥灰岩高应力层(图 2)。②号小层在压裂施工中难度最大, 施工压力波动大, 砂比提升受限, 多数井段砂比达到或接近 10% 时, 施工压力大幅爬升, 无法继续提高砂比; 增加液量, 施工压力也会爬升。

③小层长英质矿物含量平均为 57%, 碳酸盐矿物平均含量 24.85%, 黏土矿物含量 25.9%, 脆性指数 70%, 与①小层类似, 具有高 TOC、高孔隙度和高硅质矿物含量的特征; 生物化石发育, 见笔石、角石和珊瑚, 薄片下观察到极细水平粉砂质纹层。与①、②小层相比, ③小层压裂时破裂压力较低, 砂比较高、提升顺畅, 加砂难度小。①~③小层地质甜点层中, ③小层压裂难度小, ①小层次之, ②小层压裂难度最大, 在水平井钻进过程中需要避开②小层。

2.3.3 水平井穿行层位优选

对焦石坝地区前期9口先导试验井统计,水平段主要穿行层位为③、④、⑤、①小层;对每口井水平段穿行小层长度、比例与单井产量的关系进行统计分析(表1,图3)表明,①、③小层穿行长度越高、单井测试产量越高。因此确定①、③小层作为下部气层穿行层位。①小层具有含气性最好,岩石硬度高,裂缝相对发育,水平井钻进难度较高,压裂难度较大,压裂改造后,单井产量高的特点;③小层含气性仅次于①小层,具有钻进难度小、容易压裂改造的优势。因此早期施工水平较低的队伍,往往将③小层中下部作为水平井穿行层位。

对焦石坝地区已试气的201口井进行统计表明(图4),实际单井主要穿行层位为①~③小层,其中:①~③小层合计穿行百分比为81.1%,④~⑤小层穿行百分比为15.1%。在同一分区内,水平井段穿行位置在①小层、③小层下部所占比例越大的页岩气井产能越高。

2.4 上部气层(⑥~⑨小层)水平井穿行层位优选

焦石坝区块完成一期 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设后,通过微地震监测、动态分析、压后反演、数值模拟等

多种技术相结合,以压裂缝高度和缝长为核心,明确了焦石坝区块纵向储量动用状况。微地震监测结果显示,早期下部气层井网压裂裂缝延伸主要在下部①~⑤小层,上部气层⑥~⑨小层波及较少;压后模拟反演数据表明,焦石坝区块单井裂缝向上主要延伸到⑤小层以内,仅局部延伸到⑥、⑦小层。地模—数模一体化结果表明,天然裂缝不发育区,上部气层(⑥~⑨)储量基本未动用;天然裂缝发育区,上部气层储量部分动用。综合评价表明,焦石坝区块纵向储量⑥~⑨小层上部气层现有井网条件下(裂缝不发育区)储量基本未动用^[25]。为进一步提高五峰组—龙马溪组储量动用率,针对上部气层部署8口评价井开展攻关试验,特别是部署焦页B井叠置在下部气层焦页A井之上(图5),垂向距离42~53 m。该井钻井、压裂、试气表明,上部气层开发对下部气层无影响。通过8口上部气层先导试验井实施,取得了较好效果,明确焦石坝区块采用两层立体开发调整具有可行性。

2.4.1 地质甜点优选

上部气层⑥~⑧小层为Ⅱ类页岩层段,厚38.9 m,⑨小层为Ⅲ类页岩段。上部气层⑥~⑨小层的

表1 四川盆地焦石坝地区页岩气开发试验井穿行小层与单井测试产量

Table 1 Statistics table of target layers and test production of shale gas wells in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

| 井号 | 一点法 无阻流量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$) | 水平 段长/m | 水平段穿行位置长度/m | | | | | | 水平段穿行位置长度比例/% | | | | | | | | |
|----|--|------------|-------------|----|-------|-------|-------|-----|---------------|---|---|------|-----|------|------|------|------|
| | | | ① | ② | ③ | ④ | ⑤ | ⑥~⑨ | ① | ② | ③ | ④ | ⑤ | ⑥~⑨ | | | |
| 井1 | 155.8 | 1 500 | 1 012 | 78 | 410 | | | | | | | 67.5 | 5.2 | 27.3 | | | |
| 井2 | 81.9 | 1 500 | 314 | 20 | 1 166 | | | | | | | 20.9 | 1.3 | 77.7 | | | |
| 井3 | 50.7 | 1 501 | 210 | 25 | 350 | 631 | 285 | | | | | 14.0 | 1.7 | 23.3 | 42.0 | 19.0 | |
| 井4 | 61.9 | 1 386 | | 76 | 1 310 | | | | | | | | 5.5 | 94.5 | | | |
| 井5 | 34.4 | 1 404 | | | 925 | 479 | | | | | | | | 65.9 | 34.1 | | |
| 井6 | 21.2 | 1 001 | | | 198 | 803 | | | | | | | | 19.8 | 80.2 | | |
| 井7 | 82.6 | 1 662 | | | 277 | 1 385 | | | | | | | | 16.7 | 83.3 | | |
| 井8 | 16.7 | 1 008 | | | | 220 | 145 | 643 | | | | | | | 21.8 | 14.4 | 63.8 |
| 井9 | 15.3 | 1 500 | | | | 26 | 1 474 | | | | | | | | 1.7 | 98.3 | |

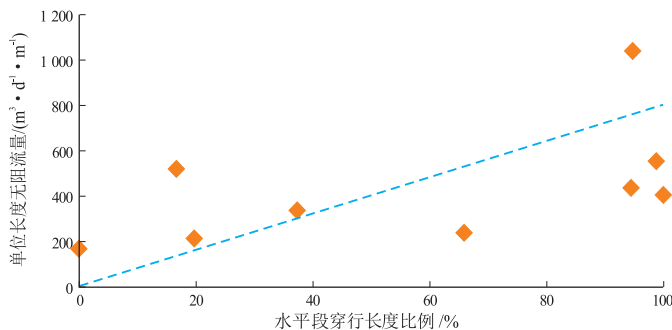


图3 四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组①、③小层穿行长度比例与单位长度无阻流量的关系

Fig.3 Relationship between drilling length of ① & ③ members of Wufeng-Longmaxi formations and open flow capacity per lateral length in Jiaoshiba area, Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin

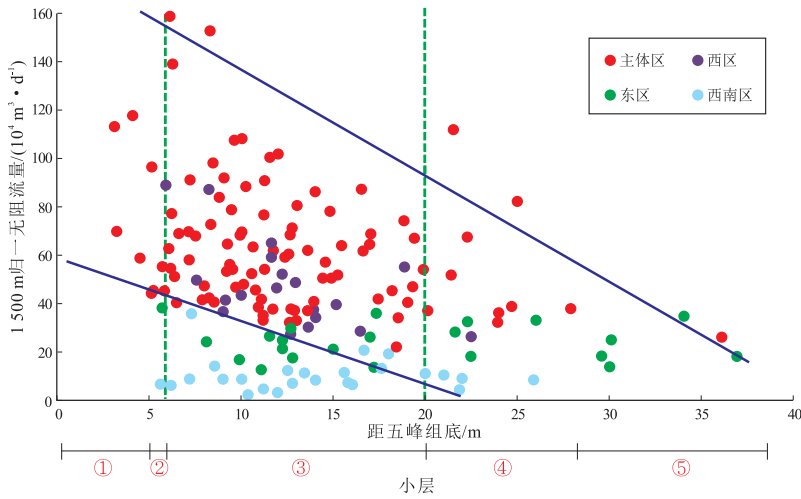


图 4 四川盆地焦石坝一期产建区水平段穿行位置与单井无阻流量关系(201 口井)

Fig.4 Relationship between target layer location and open flow capacity of 201 wells in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

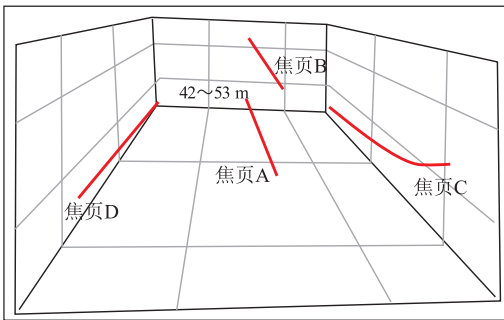


图 5 四川盆地焦石坝地区焦页 A 井与焦页 B 井空间关系
Fig.5 Relative location of wells JYA and JYB in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

TOC 最小 0.50%, 最大 2.41%, 平均 1.33%, 其中 ⑧小层 TOC 实测值大于 ⑥、⑦、⑨小层, 相对较高。孔隙度方面, 上部气层具备“一高两低”三分性特征, 即 ⑧小层平均孔隙度 4.77%, 高于 ⑥~⑦小层和 ⑨小层。含气量方面, ⑥~⑧小层实测含气量普

遍大于 ⑨小层, ⑥~⑧小层中, ⑧小层实测含气量 (平均 2.15 m³/t) 略高于 ⑥~⑦小层 (平均 1.82 m³/t)。根据地质静态评价指标, 上部气层 ⑧小层含气性最优, 为首选的地质甜点层。

2.4.2 工程甜点优选

鉴于上部气层中 ⑥~⑧为 II 类页岩层段, 地质静态指标评价 ⑧小层为地质甜点层, 可压裂性评价主要围绕 ⑦、⑧小层开展优选。

⑦小层为黏土质粉砂质页岩, 石英含量均值为 36.58%, 黏土矿物含量 38.4%, 脆性指数均值为 43.01%。在应力剖面中, ⑥、⑦小层为高应力层 (图 6)。⑧小层为灰黑色含碳、含粉砂、含灰泥页岩, 石英含量均值为 33.28%, 黏土矿物含量约占 45%, 碳酸盐矿物含量 10%, 局部达到 25%, 脆性指数均值为 38.24%。在应力剖面上, 与 ⑦、⑨小层相比, ⑧小层属于低应力层 (图 6)。根据脆性指数、

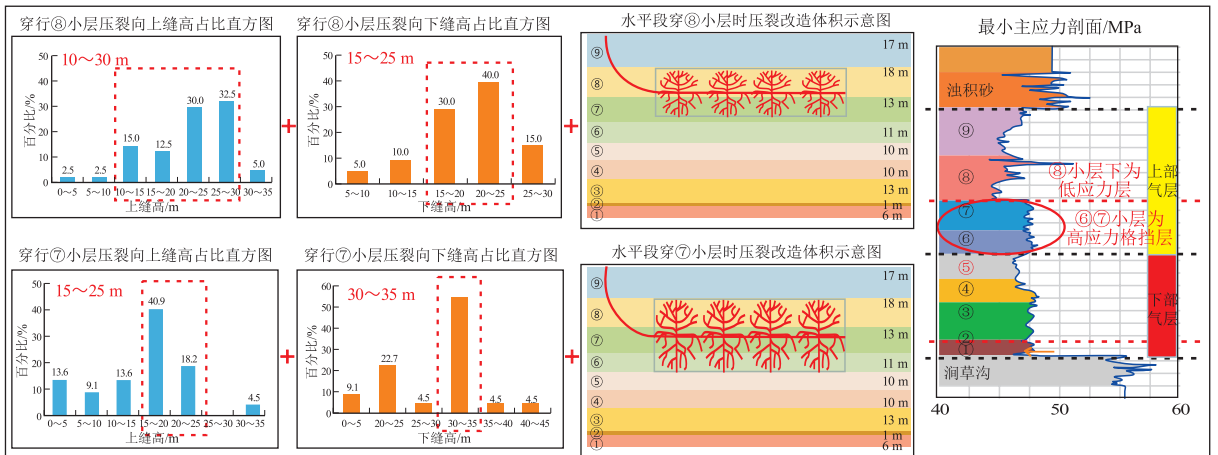


图 6 四川盆地焦石坝地区水平段穿 ⑦、⑧ 小层时压裂改造体积示意

Fig.6 Diagram of stimulated reservoir volume when selecting ⑦ & ⑧ members of Wufeng-Longmaxi formations as targets, Jiaoshiba area, Sichuan Basin

应力特征变化,⑦小层与⑧小层相比,脆性高,压裂过程中更容易向上突破,可压裂性更好。因此,⑦小层属工程甜点。

2.4.3 水平井穿行层位优选

早期针对上部气层开展先导试验时,分别优选⑧小层下部、⑦小层上部作为水平井穿行轨迹开展试验。压裂过程中,通过微地震等相关压裂监测,发现穿行⑧小层下部,压裂施工难度大,⑧小层破裂压力和停泵压力明显高于⑦小层。由于⑧小层下部为低应力层,向⑦、⑨高应力层压裂延伸困难,主要动用⑧小层和⑦中上部储量,动用储量有限。穿行⑦小层水平井有利于压裂改造,压裂缝从高应力层向上、下延伸容易,可实现⑥、⑦、⑧小层储量有效动用(图6)。焦页A井组上部气层井穿行⑦小层平均测试日产量 $14.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,与穿行⑧小层下水平井平均测试日产量 $9.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 相比,测试产量和压力大幅提升。最终确定⑦小层上部(⑦顶之下4 m)为上部气层井最优穿行层位。

3 认识与体会

3.1 精细研究是优选水平井穿行层位的基础

为了准确识别水平井穿行层位,需在对前期页岩取心进行精细分层描述研究的基础上,明确每一小层地质、工程特征;同时与地质、测井相结合,系统建立小层测井标志,指导水平井轨迹穿行、层位识别,并开展精细的小层压裂效果等基础研究工作。以涪陵页岩气田为例,早期焦页1井通过直井开展系统取心和测录井分析研究,明确五峰组—龙马溪组下段(①~⑨小层)89 m为页岩气层,认为五峰组—龙马溪组一段下亚段(①~⑤小层)38 m为优质页岩气层,确定针对38 m优质页岩气层侧钻水平井,压裂后获日产气 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。焦页1HF井突破后,在焦页1HF井区启动开发试验井组,探索不同水平段长度和方位、不同压裂参数措施改造等试验,评价落实页岩气开发技术政策。在开发井组试验期间,研究人员在层序划分及纵向非均质性研究的基础上,结合化验分析资料、测井、地震响应特征等,将89 m页岩气层段细分为9个小层。同时地质、地球物理结合建立了各小层的地质、测井、地震识别标志,为水平井轨迹控制以及后期水平井压裂效果分析打下了坚实的基础。通过测井资料标志层对比分析,准确划分出开发试验井组每一口井水平段穿行的小层位置。在此基础上,结合产气剖面测试结果,按照小层开展压裂实施效果对比分析,最终确定①小层下部、③小层中下部

为水平井穿行层位。

3.2 地质工程一体化是优选水平井穿行层位的关键

水平井穿行层位应按照以下程序开展优选:一是根据TOC、孔隙度、含气性、油气显示等静态地质评价指标,优选出富含气的地质甜点层段;二是围绕如何充分压裂改造地质甜点层,结合岩石矿物组分、裂缝、层理缝发育特征、岩石物理属性、岩石地层应力剖面等工程评价参数,开展可压裂性评价,优选出工程甜点;三是地质、工程研究人员要紧密结合,综合优选出“地质+工程”甜点,结合钻井、压裂实施难度与试气效果,最终确定水平井穿行最佳轨迹。这一优选过程往往不是一次就能够形成的,涪陵地区上部气层水平井穿行层位的优选就是很好的例子。在前期试验水平井穿行在地质甜点层⑧小层下部,但单井产量不如人意,最终地质、工程进一步结合,优选⑦小层开展试验,确定⑦小层上部(⑦顶之下4 m)为上部气层水平井穿行层位。

3.3 因地制宜是优选水平井穿行层位的核心

每一个新区优质页岩都有独特的地质、工程改造条件,因此要根据实际情况,地质、工程结合优选水平井穿行层位,决不能生搬硬套成熟地区的水平井穿行层位经验。以五峰龙—马溪组页岩气为例,涪陵二期江东区块位于焦石坝箱状背斜北翼,与焦石坝区块相比,地层产状变陡,平均埋深增加700 m,①小层五峰组构造裂缝更为发育。当水平井轨迹穿行在①小层下部,压裂时极易与下部涧草沟组沟通,影响压裂改造效果,因此,江东区块水平井要求穿行在③小层下部,避免穿行①小层。在中扬子宜昌地区,由于受沉积时期“宜昌水下隆起”的影响,五峰组—龙马溪组沉积厚度明显减薄,通过系统取心对比发现,①~⑤小层优质页岩段为19.6 m,其中I类含气层①~③小层厚度8.6 m,①小层五峰组厚5.1 m,观音桥段泥灰岩厚20 cm,龙马溪组②~③小层厚度仅为3.3 m,为确保压裂改造效果,确定水平井穿行层位为①小层五峰组中下部。

4 结论

(1)页岩气气藏属于“人工气藏”,需通过水平井多段压裂才能获得效益开发。页岩气高产是由地质和工程因素共同控制,在相同地质条件下,压裂改造形成复杂缝网体积规模决定了页岩气单井产能的高低。涪陵页岩气田勘探开发实践表明,水平井轨迹穿行层位对压裂改造效果有直接影响,是导致单井产量差异的重要因素。

(2) 优选水平井穿行层位有 3 个步骤:一是根据地质评价指标,优选出富含页岩气的地质甜点层;二是围绕如何充分压裂改造地质甜点层,开展可压裂性评价,优选出工程甜点;三是地质、工程紧密结合,综合优选“地质+工程”甜点,结合工程实施难度与试气效果,确定水平井穿行最佳轨迹。

(3) 准确优选水平井穿行层位不是一次就能够形成的,需要经过多轮实践才能最终确定。在一个地区优选页岩气水平井穿行层位,要根据当地实际地质情况,在精细地质工程研究的基础上,地质、工程一体化结合,才能准确优选出水平井穿行层位。

致谢:论文在写作过程中得到郑爱维、舒志国、李继庆、高波、孙川翔的大力支持与协助,在此表示衷心感谢!

参考文献:

- [1] 马永生,冯建辉,牟泽辉,等.中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J].中国工程科学,2012,14(6):22-30.
MA Yongsheng, FENG Jianhui, MU Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SINOPEC[J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(6): 22-30.
- [2] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: understanding and practice [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [3] 赵培荣,高波,郭战峰,等.四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力[J].石油实验地质,2020,42(3):335-344.
ZHAO Peirong, GAO Bo, GUO Zhanfeng, et al. Exploration potential of marine-continental transitional and deep-water shelf shale gas in Upper Permian, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 335-344.
- [4] 刘鹏,吴佩津,彭钰洁.礁石坝地区构造特征及页岩气保存模式研究[J].特种油气藏,2018,25(2):37-41.
LIU Peng, WU Peijin, PENG Yujie. Structure characterization and shale gas preservation pattern in Jiaoshiba [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 37-41.
- [5] 许露露,张焱林,陈程,等.鄂西地区黄陵背斜周缘五峰组—龙马溪组页岩气储层及含气性特征[J].特种油气藏,2019,26(5):26-32.
XU Lulu, ZHANG Yanlin, CHEN Cheng, et al. Shale gas reservoir and gas-bearing properties of Wufeng—Longmaxi formations in the periphery of Huangling anticline of western Hubei province [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 26-32.
- [6] 周志,翟刚毅,石砥石,等.鄂西—渝东北地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏地质条件分析[J].石油实验地质,2019,41(1):1-9.
ZHOU Zhi, ZHAI Gangyi, SHI Dishu, et al. Shale gas reservoir geology of the Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in western Hubei and northeastern Chongqing [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 1-9.
- [7] 洪克岩,朱亮亮,程晓艳,等.湘鄂西构造复杂区页岩气井含气性及可压性评价:以湖北鹤峰区块 HY1 井为例[J].断块油气田,2018,25(6):721-725.
HONG Keyan, ZHU Liangliang, CHENG Xiaoyan, et al. Compressive evaluation and gas-containing of shale gas well in tectonic complex area of western Hunan and Hubei: taking well HY1 of Hefeng Block as an example [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(6): 721-725.
- [8] 董清源,田建华,王锦喜,等.黔江区块龙马溪组页岩气保存条件研究[J].特种油气藏,2018,25(2):25-30.
DONG Qingyuan, TIAN Jianhua, WANG Jinxi, et al. Shale gas preservation condition of Longmaxi Formation in Qianjiang [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 25-30.
- [9] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J].石油勘探与开发,2016,43(2):166-178.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178.
- [10] CURTIS J B. Fractured shale-gas system [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [11] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone) [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.
- [12] 孙赞东,贾承造,李相方,等.非常规油气勘探与开发[M].北京:石油工业出版社,2011.
SUN Zandong, JIA Chengzao, LI Xiangfang, et al. Unconventional oil & gas exploration and development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [13] 赵静.陆相页岩气成藏条件分析:以松辽盆地南部 S 洼槽为例[J].断块油气田,2019,26(3):290-293.
ZHAO Jing. Accumulation conditions of shale gas in continental facies: taking S Depression of Songliao Basin as an example [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(3): 290-293.
- [14] 方志雄.中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):1-13.
FANG Zhixiong. Challenges and countermeasures for exploration and development of normal pressure shale gas in southern China [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 1-13.
- [15] 郭彤楼.页岩气勘探开发中的几个地质问题[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):14-19.
GUO Tonglou. A few geological issues in shale gas exploration and development [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 14-19.
- [16] 陈新安.条带曲率裂缝发育区页岩气井裂缝扩展规律:以涪陵页岩气田焦石坝西南区块为例[J].断块油气田,2018,25(6):742-746.
CHEN Xinan. Fracture propagation law for shale gas well in strip-curvature-crack development area: a case study of Southwest Jiaoshiba Block in Fuling shale gas field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(6): 742-746.

- [17] 胡志明, 端祥刚, 常进, 等. 页岩气与煤层气开发特征模拟实验研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(4): 125-130.
HU Zhiming, DUAN Xianggang, CHANG Jin, et al. Physical simulation of shale gas and coalbed gas development[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(4): 125-130.
- [18] 乔磊, 田中兰, 曾波, 等. 页岩气水平井多因素耦合套变分析[J]. 断块油气田, 2019, 26(1): 107-110.
QIAO Lei, TIAN Zhonglan, ZENG Bo, et al. Multi-factor coupling casing deformation for shale horizontal wells[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(1): 107-110.
- [19] 夏宏泉, 史亚红, 王瀚玮, 等. 页岩水平井井眼轨迹方位与层面产状的关系[J]. 断块油气田, 2018, 25(3): 371-375.
XIA Hongquan, SHI Yahong, WANG Hanwei, et al. Relationship between shale horizontal well track orientation and bedding plane occurrence [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(3): 371-375.
- [20] 郭旭升. 南海海相页岩气“二元富集”规律: 四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1209-1218.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in Southern China; understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [21] 马文礼, 李治平, 孙玉平, 等. 基于机器学习的页岩气产能非确定性预测方法研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 101-105.
MA Wenli, LI Zhiping, SUN Yuping, et al. Non-deterministic shale gas productivity forecast based on machine learning [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 101-105.
- [22] 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 & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 154-159.
- [23] 张柏桥, 孟志勇, 刘莉, 等. 四川盆地涪陵地区五峰组观音桥段成因分析及其对页岩气开发的意义[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 30-37.
ZHANG Boqiao, MENG Zhiyong, LIU Li, et al. Significance of shale gas genesis to the development of Guanyinqiao Member, Wufeng Formation, Fuling area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 30-37.
- [24] 李佳欣. 观音桥段地质特征及其对页岩气产量的影响: 以南川地区为例[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 68-72.
Li Jiaxin. Geological features of Guanyinqiao member and its influence on the shale gas production; a case study of Nanchuan district [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(4): 68-72.
- [25] 舒志恒, 方栋梁, 郑爱维, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组一段上部页岩气层地质特征及开发潜力[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(3): 393-401.
SHU Zhiheng, FANG Dongliang, ZHENG Aiwei, et al. Geological characteristics and development potential of upper shale gas reservoirs of the 1st member of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3): 393-401.

(编辑 徐文明)

(上接第 1013 页)

- [9] 杨胜来, 李新民, 郎兆新, 等. 稠油注 CO₂ 的方式及其驱油效果的室内实验[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(2): 62-64.
YANG Shenglai, LI Xinmin, LANG Zhaoxin, et al. Laboratory evaluation on displacement efficiency of seven schemes of CO₂ injection in heavy oil reservoir [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2001, 25(2): 62-64.
- [10] 罗瑞兰, 程林松. 深层稠油油藏注 CO₂ 开采可行性研究: 以辽河油田冷 42 块稠油油藏为例[J]. 中国海上油气(地质), 2003, 17(5): 312-316.
LUO Ruilan, CHENG Linsong. A feasibility study on exploitation of deep heavy-oil reservoir by CO₂ injection [J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 2003, 17(5): 312-316.
- [11] 朱战军, 林子壬, 汪双清. 稠油主要族组分对其粘度的影响[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(5): 512-513.
ZHU Zhanjun, LIN Renzi, WANG Shuangqing. The influence of heavy oil composition on its viscosity [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(5): 512-513.
- [12] 陈栋, 李季, 黄燕山, 等. 胶质和沥青质对原油流动性影响的红外光谱研究[J]. 应用化工, 2010, 39(7): 1100-1104.
CHEN Dong, LI Ji, HUANG Yanshan, et al. Influence of the colloid and asphaltene on fluidity of the crude oil by IR spectrum [J]. Applied Chemical Industry, 2010, 39(7): 1100-1104.
- [13] 文萍, 崔敏, 李传, 等. 稠油及其组分结构参数和红外光谱的考察[J]. 石油化工高等学校学报, 2013, 26(4): 11-15.
WEN Ping, CUI Min, LI Chuan, et al. Research on average structure parameter and infrared spectrum analysis in Venezuela heavy oil and its sub-fractions [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2013, 26(4): 11-15.
- [14] ZHOU Xiang, JIANG Qi, YUAN Qingwang, et al. Determining CO₂ diffusion coefficient in heavy oil in bulk phase and in porous media using experimental and mathematical modeling methods [J]. Fuel, 2020, 263: 116205.
- [15] LÜ Yuling, HAN Jianwei, HE Limin, et al. Flow structure and pressure gradient of extra heavy crude oil solution CO₂ [J]. Experimental Thermal and Fluid Science, 2019, 104: 229-237.
- [16] ZHU Weiyao, MA Qipeng, SONG Zhiyong, et al. The effect of injection pressure on the microscopic migration characteristics by CO₂ flooding in heavy oil reservoirs [J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2019: 1-10.

(编辑 黄娟)