

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.212>



焦石坝背斜上部气层开发特征及影响因素

李东晖^{1,2,3}, 刘光祥^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,3}, 胡建国^{1,2,3}, 陈刚^{1,2,3}, 李倩文^{1,2,3}

1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083
2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083
3. 中国石油化工集团公司页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083

摘要: 为研究上部气层(⑥~⑨小层)与下部气层(①~⑤小层)气井开发效果存在明显差异的原因, 结合压裂数据、现场生产动态、可采储量预测和地质分析等手段, 评价上部气层和下部气层在页岩岩性、地化特征和储层物性等方面存在的差异。结合气井生产特征分析, 认为上部气层可能存在烃源岩内的一次运移, 导致上部气层构造高部位天然气富集程度高, 这是造成上部气层评价井开发效果差异以及上部气层、下部气层页岩气井差异的主要原因。焦石坝背斜高部位为上部气层开发有利区, 但受技术工艺水平和气价控制, 其有效开发范围需要根据页岩气井的可采储量、经济性来圈定, 结合上部气层页岩气井稳产能力及可采储量评价, 认为上部气层开发应从构造高部位开始, 逐步向低部位扩展。

关键词: 焦石坝; 上部气层; 可采储量; 纹层; 富集; 油气地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2019)11-3653-09

收稿日期: 2019-08-23

Development Characteristics and Influencing Factors of Upper Gas Reservoir in Jiaoshiba Anticline

Li Donghui^{1,2,3}, Liu Guangxiang^{1,2,3}, Nie Haikuan^{1,2,3}, Hu Jianguo^{1,2,3}, Chen Gang^{1,2,3}, Li Qianwen^{1,2,3}

1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China
2. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China
3. SINOPEC Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration & Production, Beijing 100083, China

Abstract: In order to find out the reasons why there are obvious differences in the development effect of gas wells between upper gas reservoir (⑥-⑨ sublayers) and lower gas reservoirs (①-⑤ sublayers), in this paper it analyzes differences between upper and lower gas reservoirs in shale lithology, geochemical characteristics, pore type and reservoir physical properties based on fracturing data, field production performance, recoverable reserves prediction and geological analysis. Combined with the analysis of production characteristics of gas wells, it is believed that there may be a primary migration in the upper gas reservoir in the source rock, resulting in a high degree of natural gas enrichment in the upper part of the upper gas layer structure. This is the main reason for the difference of development effect between upper and lower gas reservoir gas wells. The high part of Jiaoshiba anticline is the favorable area for the development of upper gas reservoir, but its effective development scope needs to be delineated according to the recoverable reserves and economy of shale gas wells due to the limitations of technological level and gas price. Combining with the evaluation of stable production capacity and recoverable reserves of shale gas wells in upper gas reservoirs, it is considered that the development of upper gas reservoirs should start from the high part of the structure and gradually expand to the low part.

Key words: Jiaoshiba; upper gas reservoir; recoverable reserve; lamina; enrichment; petroleum geology.

基金项目: 国家重大科技专项(No.2016ZX05061-001); 国家自然科学基金项目(No.41872124).

作者简介: 李东晖(1991-), 男, 工程师, 硕士, 主要从事非常规油气开发研究工作. E-mail: lidh.syky@sinopec.com

引用格式: 李东晖, 刘光祥, 聂海宽, 等, 2019. 焦石坝背斜上部气层开发特征及影响因素. 地球科学, 44(11):3653-3661.

0 引言

涪陵页岩气田焦石坝区块横跨 2 个次级构造带,主体为焦石坝断背斜,还包括乌江 2 号断背斜、沿江鞍部等 4 个局部构造,断裂集中发育于构造东西两翼和西南部,构造主体区断裂不发育(郭彤楼和张汉荣,2014;胡明等,2017). 区块埋深介于 2 240~4 200 m,自北东向南西逐渐增加,中北部主体区埋深小于 3 000 m,南部部分地区埋深大于 3 000 m,开发层系为五峰组—龙马溪组含气页岩段,页岩厚度、矿物成分和有机碳含量等原始品质平面展布稳定(王志刚,2015;Liang *et al.*, 2017; Wu and Jiang, 2017),整个含气页岩段厚为 83~100 m,纵向上可划分为 9 个小层(Jiang *et al.*; 2013; 郑和荣等,2013; 彭勇民等,2016; 王超等,2018; 易积正和王超,2018),根据对焦页 1 井的笔石带鉴定结果,五峰组—龙马溪组底部页岩自下而上包括 11 个带:WF2、WF3、WF4、LM1、LM2、LM3、LM4、LM5、LM6、LM7 和 LM8. 其中①~⑤小层(下部气层,大致相当于 WF2-LM4 笔石页岩段)综合评价为 I 类储层,⑥~⑨小层(上部气层,大致相当于 LM5-LM8 笔石页岩段)综合评价为 II~III 类储层. 焦石坝区块开发初期以下部气层为主力产建层段,国内外学者也均以①~⑤小层为分析对象,尚未对上部气层的开发可行性展开研究.

焦石坝焦页 1HF 井获得勘探突破(郭旭升等,2016),截止到 2018 年底区块五峰组—龙马溪组探明页岩气地质储量为 3 806 亿方,下部气层累计建产能为 65 亿方,年产气量为 46 亿方. 但随着生产时间的延长,当前区块已整体进入产量递减阶段,气田稳产难度大,亟待提高储量动用程度,实现产量的稳步接替. 由于上、下部气层地质特征存在差异,上部气层(⑥~⑨小层)水平段穿行极少,下部气层产建工作完成后,为综合评价上部气层的动用潜力,气田已陆续投产上部气层评价井 5 口. 当前区块下部气井稳产能力强、开发效果好,上部气层气井产量和可采储量差异较大,效果不佳. 笔者综合地质特征、生产动态数据及压裂施工参数等资料评价上部气层评价井的开发效果,并结合上部气层评价井同平台的下部气层井的开发效果,探讨不同评价井开发效果产生差异的原因,为上部气层开发有利区的确定提

供可靠依据,对涪陵页岩气田的立体开发及后续稳产方案具有参考意义.

1 上部气层地质特点

焦石坝上部气层(⑥~⑨小层)构造特征与下部气层(①~⑤小层)基本一致(孙健和罗兵,2016),北部构造变动较弱(图 1),页岩品质、储层物性等方面则均存在一定差异性,有机碳含量、孔隙度、脆性矿物含量等均略低于下部气层:(1)上部气层有机碳含量为 1.0%~2.5%,平均值为 1.61%,其中⑧小层最优(有机碳含量达 2.02%),低于下部气层有机碳含量(TOC 平均值为 3.13%);(2)上部气层孔隙度为 3%~5%,平均值为 3.98%,以 I、II 类储层为主,纵向上⑧小层最优,孔隙度达 5.12%,与下部气层相当(孔隙度平均值为 5.02%);(3)上部气层除⑨小层外,脆性矿物含量为 54%~59%,低于下部气层脆性矿物含量 60%~75%,以 I、II 类脆性层为主(图 2).

上部气层测井解释含气量平均值为 3.64 m³/t,亦低于下部气层测井解释含气量平均值 7.47 m³/t,综合评价后认为上部气层与下部气层地质特征差异明显,但仍属于 II 类气层,考虑到下部气层水平井穿行轨迹以①~③小层为主,⑥~⑨小层水平段穿行极少,认为焦石坝断背斜上部气层具有评价动用的潜力,需根据上部气井试气、试采阶段的资料研究气井的压力、产量等生产动态特征,评价气井的开发效果,分析上部气层开发的可行性.

2 上部气层页岩气生产特征

当前上部气层投产的评价井有 5 口(A-S1, B-S1, C-S1, D-S1, D-S2),分别位于构造主体区的高部位、中部和南部(图 1),其下部气层的邻井分别为 A-1, A-2, B-1, B-2, C-1, C-2, D-1, D-2. 上部气井穿行轨迹以⑦~⑧小层为主,位置在两口下部气井之间(图 3),下部气井穿行轨迹以①~③小层为主,同井台上、下部气井试采过程无明显井间干扰. 本文针对同井台上下部气层气井的生产特征和可采储量对比分析其差异.

2.1 上下部气井生产特征对比

5 口评价井的压裂后放喷的最高测试产量(非无阻流量)均明显低于下部气层邻井(图 4),其中测试产量最低的 C-S1 井仅为 5.32 万方;各井投产初期

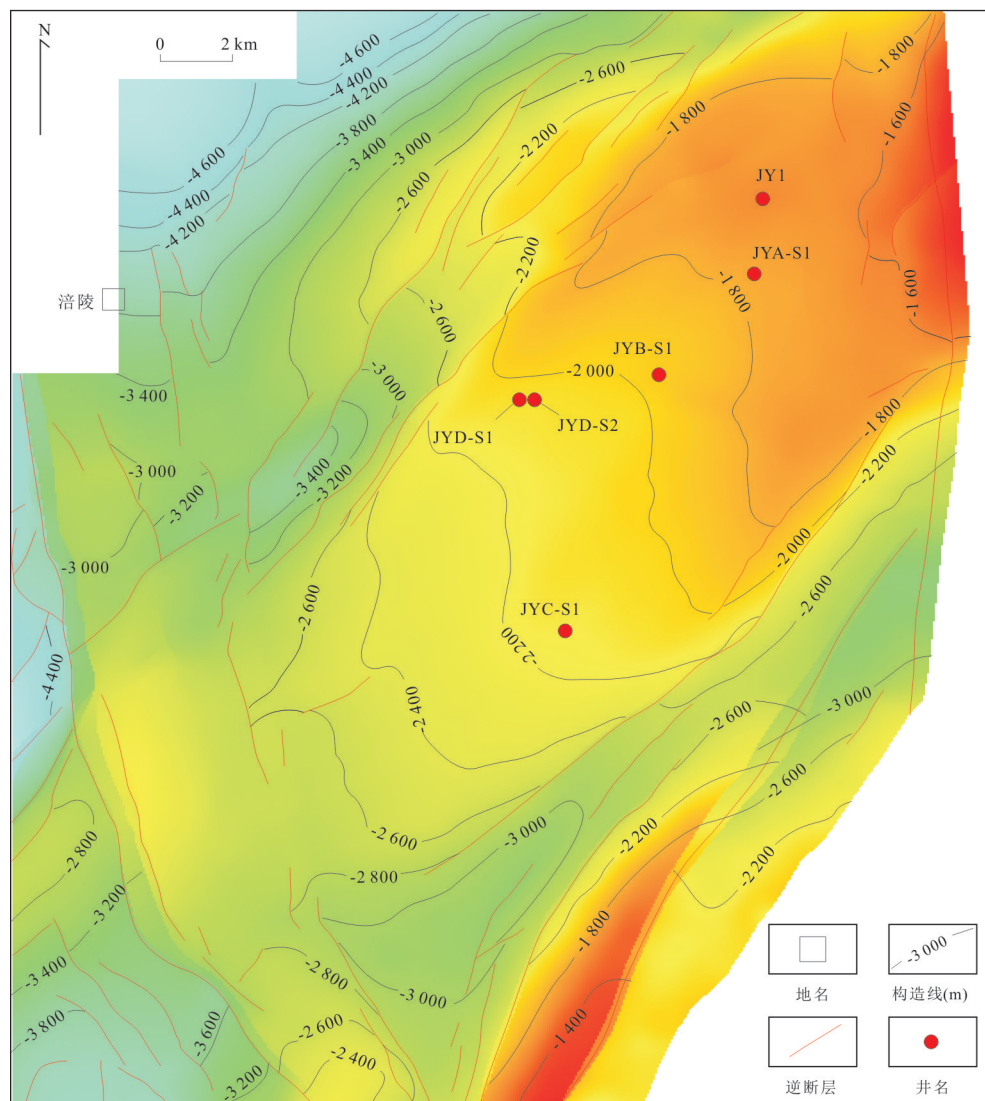


图1 焦石坝背斜埋深图

Fig.1 The buried depth of Jiaoshiba anticline

的井口压力数据与测试产量呈正相关,同样以C-S1井最低.对比评价井和邻井累产1000万方的压降数据及累产气量与井口压力关系图(图5)可知,3口生产时间较长的评价井压力下降速度均明显快于相邻下部气层生产井(D-S1、D-S2投产时间短,累产气量低,未统计比较),相同累产条件下压力保持水平相对较低;且上部气层评价井之间开发效果也存在明显差异,A-S1井和B-S1井压力下降速度类似,C-S1井压力下降速度则明显快于其他2口井.上述数据表明,焦石坝背斜上部气层评价井生产特征与已开发下部气层具有明显不同,且不同上部气井之间生产特征亦有明显差别,当前对上部气层的认识仍不够充分,其开发有利区需重新划定.

2.2 上下部气层可采储量对比

为深入研究上部气井与下部邻井开发效果,本文分别统计分析各井台上部气井及邻井的稳产期累产气量和可采储量,并分井台重点展开上下部气井稳产能力及可采储量评价,其中已结束稳产期的气井稳产期累产气量以实际生产数据为准,未结束稳产期的气井根据流动物质平衡方法预测,气井动态储量采用Rate Transient Analysis (RTA)软件拟合和试井解释等不同方法评价获得.同时,考虑到页岩气属于“人工造藏”,页岩气层本身渗流能力很弱,只有通过大型、多段水力压裂才能使气井具有足够的生产能力,显然压裂段数与水平井的压裂改造效果直接相关(谢维扬和李晓平,2012).为避免各井水平段长度和压裂段数差异对开发效果评价的

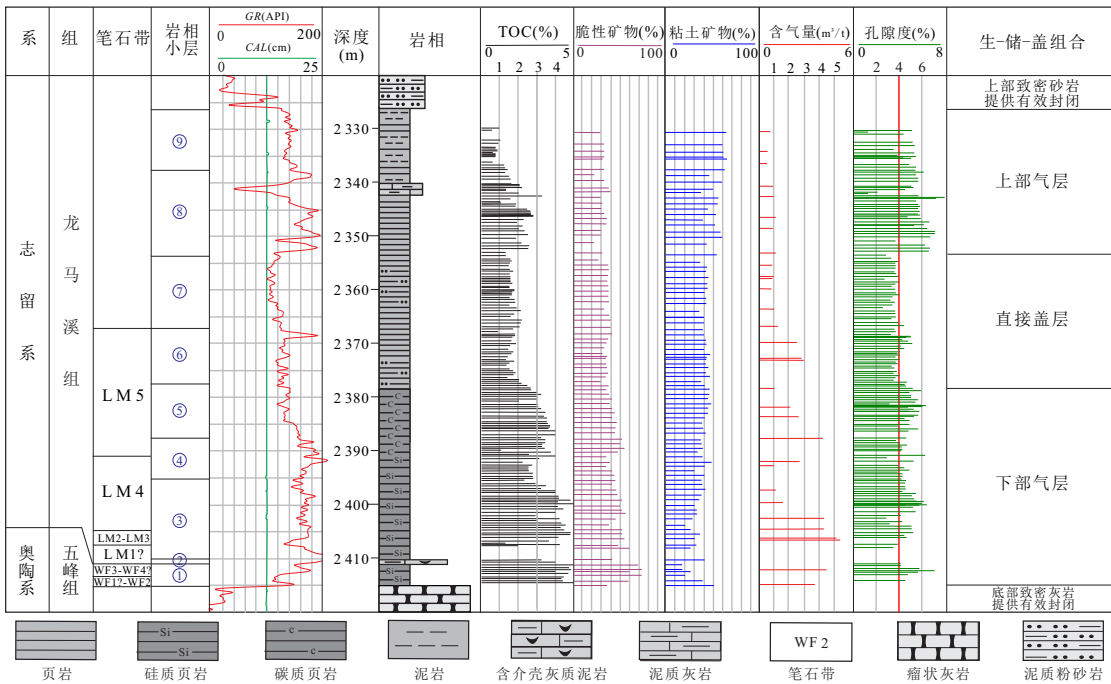


图 2 焦页 1 井五峰组—龙马溪组含气页岩小层划分

Fig.2 Division of gas-bearing shale in the Wufeng-Longmaxi Formations of Well JY1
据 Jin *et al.*(2018)修改

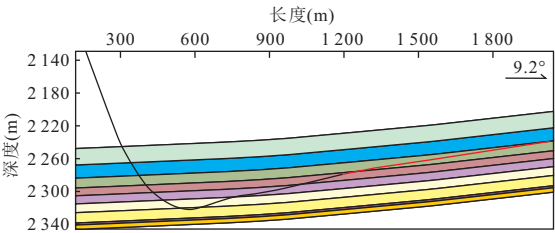


图 3 A-S1 井穿行轨迹

Fig.3 Traversing track of Well A-S1

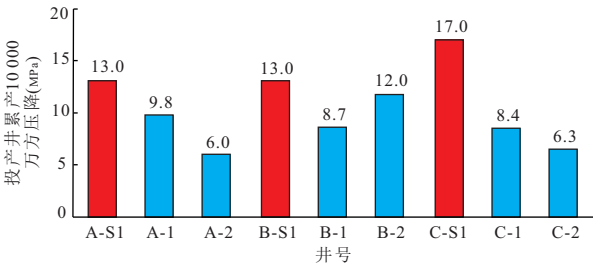


图 5 上部气层评价井初期压降对比

Fig.5 Comparison of initial pressure drop in the upper gas reservoir evaluation well

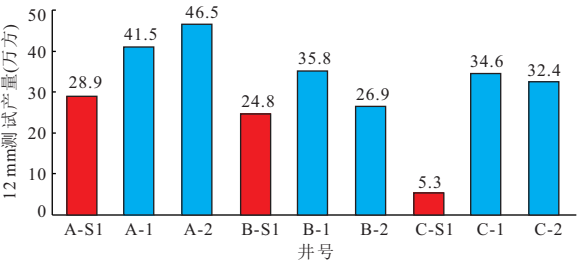


图 4 上部气层评价井及邻井初期测试情况对比

Fig.4 Comparison of initial test conditions of upper gas reservoir evaluation wells and adjacent wells

影响,本文在分析中采用单段可采储量及单段稳产期累产气量对比上部气井及邻井开发效果(表 1)。

A 井台位于构造主体区高部位,上部气层构造深度约为 1 800 m,上部气井 A-S1 井可采储量为 0.63 亿方,单段平均可采储量为 573 万方,下部邻井

A-1、A-2 穿行小层以最优质页岩层(①~③小层)为主,预计可采储量均可达 1.5 亿方左右,单段平均可采储量分别为 1 121 万方和 763 万方。总体评价认为该井台上下部气井均具有较好开发效果,上部气井稳产能力虽不如下部气井,亦超过焦石坝部分效果较差的下部气层井。

B 井台同样位于构造主体区中部,上部气层构造深度约为 1 980 m,上部气井 B-S1 压裂 18 段,单段平均可采储量分别为 294 万方,下部邻井 B-1、B-2 穿行轨迹偏上,未能完全穿行最优质页岩段(B-1 井 ①~③ 小层穿行比例仅为 39%),单段平均可采储量分别为 512 万方和 359 万方。总体评价认为该井台下部气井因穿行轨迹较差,开发效果明显差于 A

表 1 不同井台气井累产气及可采储量

Table 1 Gas production and recoverable reserves of gas wells in different well bays

平台	井号	气层	水平段 长度(m)	穿行 小层	WF2-LM4笔石 带页岩占比(%)	压裂 段数	稳产期累产 气量(10 ⁸ m ³)	单段平均稳产期 累产气量(10 ⁸ m ³)	可采储量 (10 ⁸ m ³)	单段平均可采储量 (10 ⁸ m ³)
A	A-S1	上部	780	⑦⑧	LM5 ^上 -LM8 ^下	11	0.36	0.032	0.63	0.057
	A-1	下部	1 357	①~③	WF2-LM4	14	0.93	0.067	1.57	0.112
	A-2	下部	1 495	①~④	WF2-LM4	19	0.94	0.050	1.45	0.076
B	B-S1	上部	1 502	⑦⑧	LM5 ^上 -LM8 ^下	18	0.28	0.016	0.53	0.029
	B-1	下部	1 369	③④	LM1-LM4	17	0.46	0.027	0.87	0.051
	B-2	下部	1 476	③④⑤	LM1-LM5	17	0.33	0.020	0.61	0.036
C	C-S1	上部	1 487	⑦⑧	LM5 ^上 -LM8 ^下	18	0.32	0.018	0.52	0.029
	C-S2	上部	1 475	⑦⑧	LM5 ^上 -LM8 ^下	17	0.37	0.022	0.61	0.036
	C-1	下部	1 280	①~③	WF2-LM4	17	1.22	0.072	1.73	0.102
	C-2	下部	1 267	①~④	WF2-LM4	16	0.81	0.051	1.26	0.079
D	D-S1	上部	708	⑥⑦⑧	LM5 ^上 -LM8 ^下	10	0.19	0.019	0.34	0.034
	D-1	下部	1 476	①~④	WF2-LM4	18	0.88	0.049	1.29	0.072
	D-2	下部	1 415	①~④	WF2-LM4	18	0.90	0.050	1.41	0.078

和D井台气井,上部气井可采储量及稳产能力与D井台上部气井相当。

C井台位于构造主体区中部,上部气层构造深度约为2 040 m,上部气层评价井C-S1和C-S2分别压裂18和17段,与下部气井接近,单段平均可采储量分别为289万方和359万方,下部邻井C-1、C-2穿行小层以最优质页岩层(①~③小层)为主,单段平均可采储量分别为1 018万方和788万方。总体评价认为该井台下部气井具有良好开发效果,与A井台相当,上部气井单段平均可采储量约为下部的1/3,稳产能力亦较差。

D井台位于构造主体区南部,上部气层构造深度约为2 100 m,上部气井D-S1压裂10段,单段平均可采储量为340万方,下部邻井D-1、D-2穿行小层以最优质页岩层(①~③小层)为主,单段平均可采储量分别为716万方和783万方。总体评价认为该井台下部气井开发效果与A和C井台气井大致相当,上部气井可采储量及稳产能力与B井台上部气井相当。

从纵向上看,焦石坝背斜上部气层评价井开发效果与下部气层存在明显差异,下部气井可采储量和稳产能力远超上部气井;从平面上看,下部气层井普遍高产,仅B井台气井因穿行轨迹差导致开发效果欠佳;上部气层B、C、D井台评价井可采储量明显较低,仅构造高部位A-S1井开发效果较为理想,单段可采储量和稳产能力约相当于其他同层井的2

倍左右。实际上,在焦石坝背斜构造高部位的其他上部气层页岩气井也有较好的开发效果,焦石坝背斜发现焦页1井位于构造高部位,①~③小层穿行比例仅为15%,⑥~⑨小层穿行比例达51%,该井可采储量达1.66亿方,单段平均可采储量为1 107万方;焦页7-2HF水平段全部穿行⑤号小层,可采储量为1.31亿方,单段平均可采储量为1 008万方。

3 上部气层产能差异及开发有利区

3.1 页岩岩性和储层类型差异

焦石坝背斜开发层系为五峰组—龙马溪组含气页岩段,下部气层①~⑤小层主体为黑色硅质页岩相,上部气层⑥~⑨小层为粘土质粉砂页岩或粉砂质粘土页岩相,局部夹粉砂岩。在薄片下,水平纹层发育,局部有波状不平行纹层,纹层厚为0.09~1.1 mm,纹层为泥粉晶碳质粘土质云岩与云质碳质粘土岩不等厚互层,偶有交互现象;泥粉晶白云石分布不均;石英粉砂呈星点状较为均匀分布。粉砂最大长径为0.06 mm,少量云母细片多沿纹层定向排列;粉末状黄铁矿分布较为均匀(图6)。这一时期沉积速率较快,与沉积时期陆源碎屑供给逐渐增加、古水动力增强有关。下部气层①~⑤小层的硅质页岩主体为块状结构、欠清晰层理构造,纹层发育较差,多表现为粉砂石英、泥粉晶白云石和碳质粘土三者均匀相混,见大量放射虫,壳壁为硅质,部分

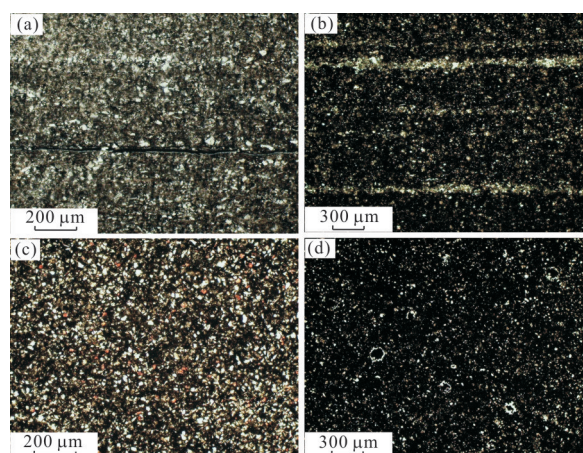


图6 焦页1井五峰组—龙马溪组显微镜下纹层特征

Fig.6 Characteristics of the lamina under the microscope of Wufeng-Longmaxi Formations of Well JY1

a. 龙马溪组, 2 345.49 m, 纹层状粉砂质碳质粘土岩, ⑤小层; b. 龙马溪组, 2 363.4 m, 纹层状云质碳质粘土岩, ⑦小层; c. 龙马溪组, 2 391.95 m, 含粉砂硅质页岩, ③小层; d. 五峰组, 2 411.05 m, 含放射虫含碳硅质页岩, ①小层

壳壁内被黄铁矿交代, 部分硅质与片状矿物呈针纤、针柱状, 无定向性, 粉砂与白云石聚集与碳质粘土呈平行纹层状互层, 层厚为 0.4 cm, 方解石零星分布。

结合前人研究成果(王红岩等, 2015; 聂海宽等, 2016, 2017; 梁峰等, 2017; Jin *et al.*, 2018), WF2-LM4 笔石页岩段(大致相当于本文所指的①~④小层, 图2)具有页岩沉积速率较慢、有机质类型好(来源于各种浮游藻类)和有机碳含量较高等特征, 在具有良好生烃条件的同时, 具有良好的储集能力(有机质孔发育好且三维连通性好)和含气条件, 具备良好的页岩气发育的物质基础(Curtis, 2002; Slatt and O'Brien, 2011; Milliken *et al.*, 2013; Wang *et al.*, 2018, 2019). 下部气层的 WF2-LM4 页岩的纹层发育差, 水平渗透率低, 气体基本无运移(王同等, 2015; 张全林等, 2016; 施振生等, 2018). 龙马溪组 WF2-LM4 笔石带页岩的封闭箱状体系保证了气藏的动态平衡和普遍高含气量. 因此穿行轨迹主要为该页岩段的下部气井亦普遍高产, 仅 B 井台下部气井(B-1, B-2)因穿行层位偏上导致开发效果不佳, 可采储量低于其他井台的下部气井。

上部气层的⑦~⑧小层位于 LM5-LM8 笔石页岩段(大致相当于本文所指的⑤~⑧小层, 图2), 沉积水体较浅, 具有页岩沉积速率较快、有机质类型差(来源于各种底栖藻类)和有机碳含量较低等特征, 页岩生烃条件较差, 且储集性能不好(有机质孔发育差且三维连通性差), 页岩气发育物质基础较差(黄金亮等, 2012; 王玉满等, 2012). 由于 LM5 段

(也即文中的⑤~⑧小层)的低孔隙度, 有学者认为其为直接盖层(聂海宽等, 2016; Jin *et al.*, 2018), 故当前上部气层评价井主要穿行⑦~⑧小层. 郭彤楼和张汉荣(2014)将焦石坝页岩气藏的高产富集模式概括为“阶梯运移、背斜汇聚、断—滑控缝、箱状成藏”. 本文通过对构造特征、页岩品质和气井产能的分析认为这一模式在焦石坝上部气层表现得更为明显. 从 JY1 井不同笔石带水平渗透率的统计来看, LM5-LM8 笔石页岩段的水平渗透率为 0.001 5~0.136 9 mD, 平均值为 0.026 7 mD, WF2-LM4 笔石页岩段的水平渗透率为 0.001 6~0.032 1 mD, 平均值为 0.011 3 mD, LM5-LM8 笔石页岩段的水平渗透率明显大于 WF2-LM4 笔石页岩段的水平渗透率(图7), 说明 LM5-LM8 笔石页岩段的天然气比 WF2-LM4 笔石页岩段更易发生横向运移, 天然气在背斜核部高部位的聚集程度高于背斜翼部, 也即 LM5-LM8 笔石页岩段中页岩气富集强度受构造控制更强一些. 也即, 焦石坝背斜上部气层存在烃源岩内的初次运移, 导致上部气层天然气聚集于构造高部位, 这是造成上部气层评价井开发效果差异以及上部气层、下部气层页岩气井差异的主要原因, 表现为上部气层评价井中位于构造高部位的 A-S1 效果明显好于其他气井。

3.2 上部气层开发有利区

由于上部气层评价井的单段用液量、单段加砂量和施工曲线形态与下部气层邻井大致相当, 且同一平台的页岩气井埋深无明显差异, 认为上部气层压裂施工效果基本可满足缝网改造要求, 地质差异

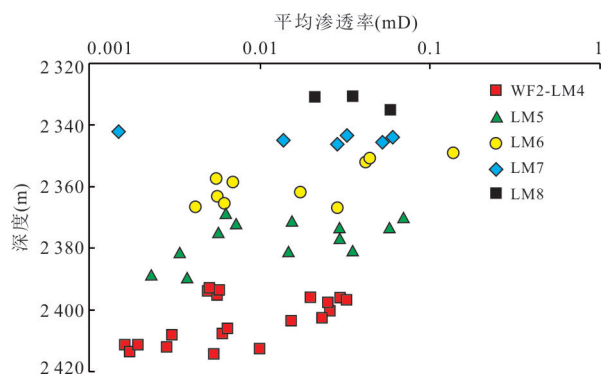


图7 焦页1井五峰组—龙马溪组岩心水平渗透率统计

Fig.7 Core permeability statistics of Wufeng-Longmaxi Formations in Well JY1

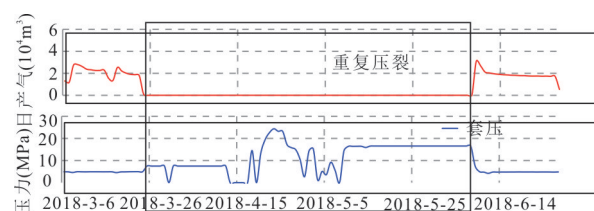


图8 D-S1井生产动态

Fig.8 Production dynamics of Well D-S1

是造成上部气层评价井低产及井间开发效果差异明显的主要原因。下部气层整体含气量较高,地层能量充足;上部气层构造高部位含气量高,压降缓慢,而构造南部含气量低,压降快。

焦石坝背斜构造南部D-S1测试产量较低,投产日后产气量也一直维持在较低水平,后采用间歇生产,多次长时间关井,地层压力恢复缓慢。截止该井重复压裂前,累产气达到2 088万方,该井重复压裂改造后开井生产仅两天,产气量和井口压力已降至重复压裂前水平(图8),重复压裂改造未取得明显效果,亦可证明构造南部的上部气层含气量不足是该区域上部评价井开发效果较差的主要原因。

上部气层的构造高部位页岩气富集程度高,已被构造最浅的A-S1井所证实,为开发有利区,但受技术水平和气价控制,其有效范围需根据页岩气井的可采储量、经济性来圈定。目前经济技术条件下,上部气层单独建产的经济效益有待于进一步精细分析,但借助下部气层的平台和管网,上部气层在焦石坝背斜构造高部位的游离气富集区仍具备一定的经济效益。因此,结合上部气井稳产能力及可采储量评价,建议上部气层开发应从构造高部位开始,逐步向低部位扩展。

4 结论

(1)根据构造图观察分析,焦石坝背斜上部气层(⑥~⑨小层)构造特征与下部气层(①~⑤小层)基本一致,但评价井开发效果与下部气层存在明显差异,可采储量和稳产能力均低于下部气层邻井,位于构造高部位的上部气井开发效果较好。

(2)页岩品质是造成上部气层、下部气层页岩气井差异、开发效果差异的主要原因,上部气层孔隙度、渗透率高于下部气层,且纹层发育,可能存在烃源岩内的一次运移,导致上部气层构造高部位天然气富集程度高,是造成上部气层评价井开发效果差异的主要原因。

(3)焦石坝背斜构造高部位为上部气层开发有利区,但受技术工艺水平和气价控制,其有效开发范围需要根据页岩气井的可采储量、经济性来圈定,结合上部气层页岩气井稳产能力及可采储量评价,建议上部气层开发应从构造高部位开始,逐步向低部位扩展。

致谢:感谢匿名审稿人的宝贵意见和编辑的辛勤劳动。

References

- Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86: 1921-1938. <https://doi.org/10.1306/61eeddb173e11d7-8645000102c1865d>
- Guo, T. L., Zhang, H. R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiha Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28-36 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., Hu, D. F., Wei, Z. H., et al., 2016. Discovery and Exploration of Fuling Shale Gas Field. *China Petroleum Exploration*, 21(3): 24-37 (in Chinese with English abstract).
- Hu, M., Huang, W. B., Li, J. Y., 2017. Effects of Structural Characteristics on the Productivity of Shale Gas Wells: A Case Study on the Jiaoshiha Block in the Fuling Shale Gasfield, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 37(8): 31-39 (in Chinese with English abstract).
- Huang, J. L., Zou, C. N., Li, J. Z., et al., 2012. Shale Gas Accumulation Conditions and Favorable Zones of Silurian Longmaxi Formation in South Sichuan Basin, China. *Journal of China Coal Society*, 37(5): 782-787 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Guo, L., Liang, C., 2013. Lithofacies and Sedimentary Characteristics of the Silurian Longmaxi Shale in the Southeastern Sichuan Basin, China. *Journal of Pa-*

- laeogeography*, 2(3): 238—251.
- Jin, Z. J., Nie, H. K., Liu, Q. Y., et al., 2018. Source and Seal Coupling Mechanism for Shale Gas Enrichment in Upper Ordovician Wufeng Formation - Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and Its Periphery. *Marine and Petroleum Geology*, 97: 78—93. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.06.009>
- Liang, C., Jiang, Z. X., Cao, Y. C., et al., 2017. Sedimentary Characteristics and Paleoenvironment of Shale in the Wufeng-Longmaxi Formation, North Guizhou Province, and Its Shale Gas Potential. *Journal of Earth Science*, 28(6): 1020—1031.
- Liang, F., Wang, H. Y., Bai, W. H., et al., 2017. Graptolite Correlation and Sedimentary Characteristics of Wufeng - Longmaxi Shale in Southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 37(7): 20—26 (in Chinese with English abstract).
- Milliken, K. L., Rudnicki, M., Awwiller, D. N., et al., 2013. Organic Matter-Hosted Pore System, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania. *AAPG Bulletin*, 97(2): 177—200. <https://doi.org/10.1306/07231212048>
- Nie, H. K., Jin, Z. J., Bian, R. K., et al., 2016. The “Source-Cap Hydrocarbon-Controlling” Enrichment of Shale Gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and Its Periphery. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 557—571 (in Chinese with English abstract).
- Nie, H. K., Jin, Z. J., Ma, X., et al., 2017. Graptolites Zone and Sedimentary Characteristics of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and Its Adjacent Areas. *Acta Petrolei Sinica*, 38(2): 160—174 (in Chinese with English abstract).
- Peng, Y. M., Long, S. X., Hu, Z. Q., et al., 2016. Calibration Method of Shale Petrological Facies and Its Application in Fuling Area, the Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 37(6): 964—970 (in Chinese with English abstract).
- Shi, Z. S., Qiu, Z., Dong, D. Z., et al., 2018. Laminar Characteristics of Gas-Bearing Shale Fine-Grained Sediment of the Silurian Longmaxi Formation of Well Wuxi 2 in Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2): 339—348 (in Chinese with English abstract).
- Slatt, R. M., O'Brien, N. R., 2011. Pore Types in the Barnett and Woodford Gas Shales: Contribution to Understanding Gas Storage and Migration Pathways in Fine-Grained Rocks. *AAPG Bulletin*, 95(12): 2017—2030. <https://doi.org/10.1306/03301110145>
- Sun, J., Luo, B., 2016. Structural Deformation and Its Influences on Gas Storage in Fuling Shale Gas Play, the Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 37(6): 809—818 (in Chinese with English abstract).
- Wang, C., Zhang, B. Q., Shu, Z. G., et al., 2018. Lithofacies Types and Reservoir Characteristics of Marine Shales of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling Area, the Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(3): 485—497 (in Chinese with English abstract).
- Wang, H. Y., Guo, W., Liang, F., et al., 2015. Biostratigraphy Characteristics and Scientific Meaning of the Wufeng and Longmaxi Formation Black Shales at Well Wei 202 of the Weiyuan Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Journal of Stratigraphy*, 39(3): 289—293 (in Chinese with English abstract).
- Wang, R. Y., Hu, Z. Q., Long, S. X., et al., 2019. Differential Characteristics of the Upper Ordovician-Lower Silurian Wufeng-Longmaxi Shale Reservoir and Its Implications for Exploration and Development of Shale Gas in/around the Sichuan Basin. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 93(3): 520—535. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13875>
- Wang, R. Y., Hu, Z. Q., Sun, C. X., et al., 2018. Comparative Analysis of Shale Reservoir Characteristics in the Wufeng-Longmaxi (O_3w-S_1l) and Niutitang (ϵ_{1n}) Formations: A Case Study of Wells JY₁ and TX₁ in the Southeastern Sichuan Basin and Its Neighboring Areas, Southwestern China. *Interpretation*, 64: SN31—SN45. <https://doi.org/10.1190/int-2018-0024.1>
- Wang, T., Yang, K. M., Xiong, L., et al., 2015. Shale Sequence Stratigraphy of Wufeng-Longmaxi Formation in Southern Sichuan and Their Control on Reservoirs. *Acta Petrolei Sinica*, 36(8): 915—925 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. M., Dong, D. Z., Li, J. Z., et al., 2012. Reservoir Characteristics of Shale Gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, Southern Sichuan. *Acta Petrolei Sinica*, 33(4): 551—561 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. G., 2015. Breakthrough of Fuling Shale Gas Exploration and Development and Its Inspiration. *Oil & Gas Geology*, 36(1): 1—6 (in Chinese with English abstract).
- Wu, J., Jiang, Z. X., 2017. Division and Characteristics of Shale Parasequences in the Upper Fourth Member of the Shahejie Formation, Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. *Journal of Earth Science*, 28(6): 1006—1019.
- Xie, W. Y., Li, X. P., 2012. Steady Productivity of Horizontal Well in Hydraulic Fracture Induced Shale Gas Reservoir. *Natural Gas Geoscience*, 23(2): 387—392 (in Chinese with English abstract).
- Yi, J. Z., Wang, C., 2018. Differential Pore Development

Characteristics in Various Shale Lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba Area, Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 40(1): 13–19 (in Chinese with English abstract).

Zhang, Q. L., Deng, H. C., Xiong, L., et al., 2016. Analysis of Shale Reservoir Difference of Longmaxi Formation in Sichuan Basin: By Taking Weiyuan and Fuling Areas for Example. *Journal of Yangtze University (Natural Science Edition)*, 13(17): 1–7, 75 (in Chinese with English abstract).

Zheng, H. R., Gao, B., Peng, Y. M., et al., 2013. Sedimentary Evolution and Shale Gas Exploration Direction of the Lower Silurian in Middle-Upper Yangtze Area. *Journal of Palaeogeography*, 15(5): 645–656 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

郭彤楼, 张汉荣, 2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式. *石油勘探与开发*, 41(1): 28–36.

郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等, 2016. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识. *中国石油勘探*, 21(3): 24–37.

胡明, 黄文斌, 李加玉, 2017. 构造特征对页岩气井产能的影响: 以涪陵页岩气田焦石坝区块为例. *天然气工业*, 37(8): 31–39.

黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等, 2012. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析. *煤炭学报*, 37(5): 782–787.

梁峰, 王红岩, 拜文华, 等, 2017. 川南地区五峰组—龙马溪组页岩笔石带对比及沉积特征. *天然气工业*, 37(7): 20–26.

聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等, 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集. *石油学报*, 37(5): 557–571.

聂海宽, 金之钧, 马鑫, 等, 2017. 四川盆地及邻区上奥陶统五

峰组—下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征. *石油学报*, 38(2): 160–174.

彭勇民, 龙胜祥, 胡宗全, 等, 2016. 四川盆地涪陵地区页岩岩石相标定方法与应用. *石油与天然气地质*, 37(6): 964–970.

施振生, 邱振, 董大忠, 等, 2018. 四川盆地巫溪 2 井龙马溪组含气页岩细粒沉积纹层特征. *石油勘探与开发*, 45(2): 339–348.

孙健, 罗兵, 2016. 四川盆地涪陵页岩气田构造变形特征及对含气性的影响. *石油与天然气地质*, 37(6): 809–818.

王超, 张柏桥, 舒志国, 等, 2018. 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. *石油与天然气地质*, 39(3): 485–497.

王红岩, 郭伟, 梁峰, 等, 2015. 四川盆地威远页岩气田五峰组和龙马溪组黑色页岩生物地层特征与意义. *地层学杂志*, 39(3): 289–293.

王同, 杨克明, 熊亮, 等, 2015. 川南地区五峰组—龙马溪组页岩层序地层及其对储层的控制. *石油学报*, 36(8): 915–925.

王玉满, 董大忠, 李建忠, 等, 2012. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征. *石油学报*, 33(4): 551–561.

王志刚, 2015. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示. *石油与天然气地质*, 36(1): 1–6.

谢维扬, 李晓平, 2012. 水力压裂缝导流的页岩气藏水平井稳产能力研究. *天然气地球科学*, 23(2): 387–392.

易积正, 王超, 2018. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组海相页岩储层非均质性特征. *石油实验地质*, 40(1): 13–19.

张全林, 邓虎成, 熊亮, 等, 2016. 四川盆地龙马溪组页岩储层特征差异性探讨: 以威远与涪陵地区为例. *长江大学学报(自科版)*, 13(17): 1–7, 75.

郑和荣, 高波, 彭勇民, 等, 2013. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向. *古地理论*, 15(5): 645–656.