

渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产 主控因素再认识

何希鹏¹, 齐艳平², 何贵松¹, 高玉巧¹, 刘明¹, 张培先¹, 汪凯明¹

(1. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏 南京 210011; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:渝东南构造复杂区五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发取得了积极进展。为了进一步深化该区页岩气成藏认识,在前期研究成果基础上,利用实验分析、物探、钻井、压裂、试气等资料,从控制页岩气富集和高产的关键因素方面入手,通过典型目标解剖和机理分析,总结了页岩气富集高产规律,提出了页岩气富集高产受沉积相带、保存条件、地应力场三因素控制,即深水陆棚相控制资源规模,保存条件控制页岩气富集程度,地应力场影响压裂改造效果、控制单井产量。复杂构造区开展页岩气甜点目标优选和井位部署,首先,评价控制页岩气富集的资源基础,即深水陆棚相优质页岩发育程度及指标;其次,评价构造作用强度,以明确页岩气保存条件及富集程度;最后,优选地应力适中的中等曲率带部署实施页岩气井,利于获得高产稳产。研究结果对复杂构造区页岩气勘探开发具有重要的指导和借鉴意义。

关键词:渝东南构造复杂区;五峰组—龙马溪组;常压页岩气;地应力;保存条件;深水陆棚

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing

HE Xipeng¹, QI Yanping², HE Guisong¹, GAO Yuqiao¹, LIU Ming¹, ZHANG Peixian¹, WANG Kaiming¹

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210011, China;

2. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Recently, positive progress has been made in the exploration and development for shale gas of the Wufeng-Longmaxi formation in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing. In order to further deepen the understanding of shale gas accumulation in this area, based on the previous research results, by using the data such as experimental analysis, geophysical exploration, drilling, fracturing and gas testing, and starting from the key factors of controlling shale gas enrichment and high yield, typical target anatomy and mechanism analyses are carried out to summarize the rules of shale gas enrichment and high yield. Meanwhile, it is found that the enrichment and high yield of shale gas are controlled by three factors: sedimentary facies, preservation conditions and in-situ stress field, concretely speaking, deep-water shelf facies controls the scale of resources; preservation conditions control the degree of shale gas enrichment; in-situ stress field influences the effect of fracturing transformation and controls the yield of single well. To optimize shale gas sweet spot targets and well location deployment in complex structural areas, firstly, the resource basis for controlling shale gas enrichment should be evaluated, that is, the development degree and indicators of high-quality shale in deep-water shelf facies. Secondly, the intensity of tectonic movements is evaluated to determine the preservation conditions and enrichment degree of shale gas. Finally, it is preferred to deploy a shale gas well with a medium-curvature zone of moderate in-situ stress to facilitate high and stable yield. The research results have important guidance and reference significance for the exploration and development of shale gas in complex structural areas.

Key words: area with complex structure of the southeast area of Chongqing, Wufeng-Longmaxi formation, normal pressure shale gas, in-situ stress, preservation condition, deep-water shelf

收稿日期:2019-08-09。

第一作者简介:何希鹏(1970—),男,硕士,高级工程师,本刊第二届编委会委员,从事油气地质综合研究及勘探评价。通讯地址:江苏省南京市鼓楼区热河南路37号,邮政编码:210011。E-mail:hexp.hdsj@sinopec.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061);中国石化科技开发部项目“渝东南盆缘转换带页岩气富集主控因素研究”(P18057-2)、“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术”(P19017-3)。

近年来,我国页岩气工业取得了重大进展,在四川盆地及周缘地区发现并建成了以焦石坝、威远—长宁等为代表的一批大型页岩气田^[1-6],在此过程中,页岩气勘探开发理论也日益丰富和完善。郭彤楼(2014)^[7]提出了焦石坝页岩气藏的高产富集模式为“阶梯运移、背斜汇聚、断—滑控缝、箱状成藏”,郭旭升(2014)^[8]提出了海相页岩气“二元富集”规律,即深水陆棚优质泥页岩发育是页岩气“成烃控储”的基础、良好的保存条件是页岩气“成藏控产”的关键,王志刚(2015)^[9]提出了生烃条件、储集条件和保存条件为核心的页岩气“三元富集”理论^[10],上述成藏理论体系有力指导了页岩气工业的快速发展。针对渝东南构造复杂区,深入开展页岩沉积微相、储层特征、孔隙结构、压力体系、应力场等研究,结合页岩气勘探开发实践形成三因素控气地质认识,即“深水陆棚相控烃、保存条件控富、地应力场控产”。以渝东南地区岩心实验分析、钻井和物探资料为基础,通过典型目标解剖,探讨控制页岩气富集和高产的关键因素,以期为中国南方构造复杂区页岩气勘探开发提供指导和参考。

1 地质背景

渝东南构造复杂区处于四川盆地川东高陡构造带和武陵褶皱带西北缘(图1),由盆缘过渡区和盆外复杂褶皱带两部分组成。盆缘过渡区为四川盆地与盆外复杂褶皱带的过渡区,受齐岳山断层和南北向压扭走滑断层控制,构造改造作用强于四川盆地大部分地区,弱于盆外,在重庆市南川地区表现为“四隆夹三凹”构造格局,自东向西发育石门斜坡带、石桥断洼、平桥背斜带、袁家沟向斜、东胜背斜带、神童坝向斜、阳春沟背斜带等七个构造单元。五峰组—龙马溪组页岩在北部大面积连片分布,南部出露地表,正向构造区页岩埋深一般介于2 000~4 000 m,负向构造区页岩埋深一般介于3 600~5 500 m,盆外复杂褶皱带主要位于重庆市武隆区、彭水县和贵州省道真县,表现为“槽—挡过渡”构造格局,抬升剥蚀程度明显增大,五峰组—龙马溪组在背斜区几乎已剥蚀殆尽,主要残留于武隆向斜、道真向斜、桑柘坪向斜、湾地向斜等向斜构造中,页岩埋深一般介于1 000~3 500 m。总体上,渝东南构造复杂区地层压力系数0.95~1.35,其中盆缘过渡区地层压力系数一

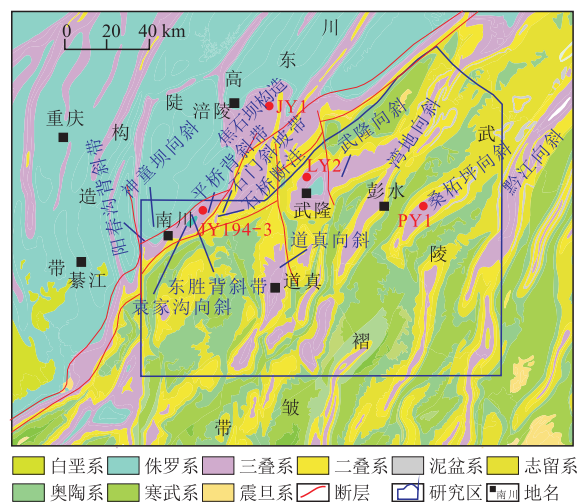


图1 渝东南构造复杂区构造

Fig. 1 Structure of the area with complex structure in the southeast area of Chongqing

般介于1.10~1.35,参考天然气藏分类标准(GB/T 26979—2011)(目前尚未制定页岩气藏分类的国家或行业标准),为高压—常压过渡区,盆外复杂褶皱带地层压力系数一般介于0.95~1.15,为典型的常压区。

2 富集高产规律认识

2016年,在总结渝东南地区常压页岩气富集规律时,提出深水陆棚、保存条件和有机孔隙是常压页岩气富集关键因素^[10]。2018年,通过深化研究和勘探实践,提出受深水陆棚相控制的富碳富硅富笔石优质页岩是页岩气富集的基础,有机孔隙是页岩气富集主要控制因素,构造应力场是页岩气高产的关键因素^[11]。近期,随着勘探认识的不断深入,从控制页岩气富集和高产的关键因素入手,通过页岩气聚散机理分析,提出了“三因素控气”认识:“深水陆棚相控烃、保存条件控富、地应力场控产”。其含义为:①深水陆棚相有利于生物的生长发育,沉积的优质页岩厚度大,有机质丰度高,具有较强的生气能力,同时生烃过程中产生的有机孔隙为页岩气赋存提供了储集空间和比表面,控制了页岩气富集的资源基础,即“深水陆棚相控烃”;②保存条件影响页岩含气量和游离气占比,决定页岩气藏的富集程度,即“保存条件控富”;③古应力形成的天然缝改善储集物性,有利于游离气富集,适中的现今地应力有利于压裂改造施工,形成复杂缝网,是高产的关键,即“地应力场控产”。

2.1 深水陆棚相控控

四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组下部泥页岩形成于深水陆棚亚相沉积环境^[12-16],沉积时间长、沉积速率中等,上部水体富营养,利于古生物大量繁殖;下部水体安静、强还原,利于古生物死亡后堆积形成的沉积有机质保存^[13]。实验分析表明(表1),深水陆棚亚相沉积环境下形成的富有有机质泥页岩厚度大、铀钍比较高、有机质丰度高、生物成因硅质含量高、黏土矿物含量较低、热成熟度适中,生烃强度大。为页岩气富集提供了充足的烃源条件,同时厚层富有机质页岩生烃过程中产生的大量有机孔隙为页岩气赋存提供了重要的储集空间和比表面,储层孔隙度大、含气性好,控制了页岩气富集的资源基础。

页岩气具自生自储特点^[17],具有低孔低渗特征,而总有机碳含量(TOC)与孔隙度呈明显正相关(图2a),表明纳米级有机质孔隙是页岩主要的储集空间^[18-19],为游离气储集提供了主要的场所,同时TOC与比表面积呈正相关(图2b),表明有机质为吸附气的吸附提供了主要的比表面。由于有机质孔隙是有机质生烃和沥青、原油裂解成气过程中产生的孔隙,因此,优质页岩厚度越大、有机质丰度越高,越利于有机质孔隙发育,亦利于形成良好的储层条件,含气量越高(图2c)。此外,TOC与石英呈正相关(图2d),表明石英主要来源于有机成因,硅质生物既为页岩提供了重要的沉积有机质,又为页岩岩石格架提供了丰富的有机硅。

渝东南构造复杂区处于深水陆棚的东南部,

表1 南川地区五峰组—龙马溪组沉积相划分及指标对比

Table 1 Sedimentary facies division and indicators comparison of Wufeng-Longmaxi formation in Nanchuan

沉积亚相	沉积微相	厚度/ m	铀/钍含量	TOC/ %	硅质含量/ %	黏土矿物 含量/%	孔隙度/ %	含气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)
浅水陆棚		269~272	0.23~0.48	0.6~1.0	28.5~36.5	50.2~62.5	1.8~2.0	1.0~1.3
半深水陆棚		81~85	0.37~0.56	1.1~1.8	33.4~39.2	43.4~52.3	2.5~2.9	1.9~2.3
	中碳高硅富含笔石硅质页岩相	13~14	0.58~0.76	2.3~2.8	40.5~49.8	32.6~39.4	3.0~3.4	3.6~4.4
	高碳高硅富笔石硅质页岩相	8~9	0.65~0.92	3.0~3.6	42.4~52.3	31.5~37.2	3.1~3.5	4.8~5.4
深水陆棚		5~6	1.10~1.31	3.1~3.5	51.2~57.2	28.9~34.5	3.2~3.8	4.3~5.2
	高碳富硅富笔石硅质页岩相	1~1.5	1.28~1.52	4.0~5.5	55.5~68.5	22.7~30.5	3.1~4.7	5.8~7.8
	富碳富硅富笔石放射虫硅质页岩相	3~5	0.75~0.92	4.0~5.2	45.5~56.5	29.8~40.7	3.5~4.5	5.5~7.2

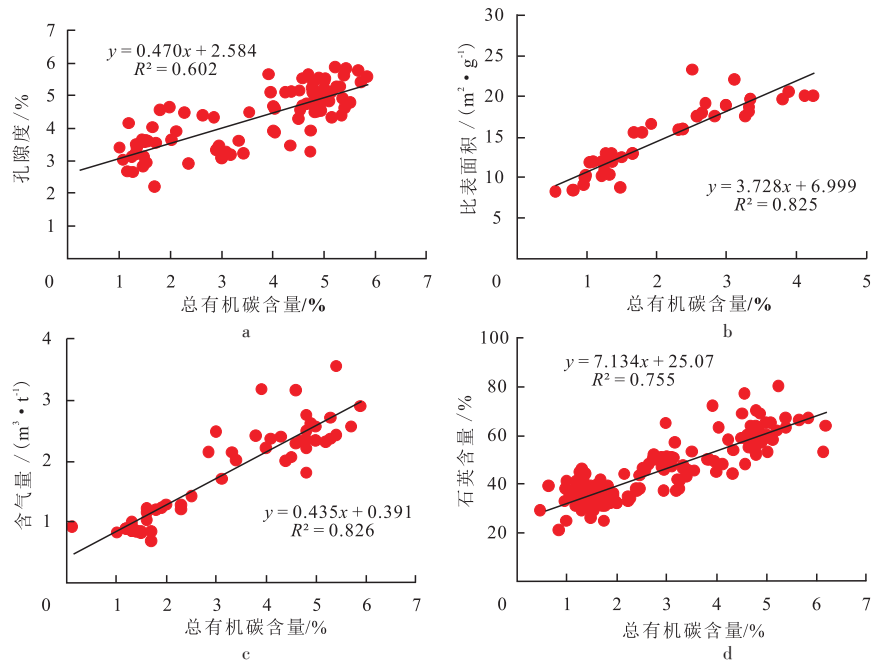


图2 孔隙度、比表面积、含气量、石英含量与总有机碳含量关系

Fig. 2 Relation between TOC and porosity, specific surface area, gas content, quartz content, respectively

受雪峰古陆的影响,由东向西,深水陆棚亚相持续时间更长,水体更深,形成的富有机质泥页岩厚度增大(图3),生烃能力更强。其中东部的彭水地区优质页岩厚24~30 m, TOC为2.5%~3.5%^[20],有机质热成熟度(R_o)为2.5%~2.6%,石英含量45%~55%,黏土含量25%~35%,页岩气资源丰度约为 $(5\sim7)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$;中部的武隆地区优质页岩厚32~35 m, TOC为4%~5%, R_o 为2.6%~2.7%,石英含量为55%~65%,黏土含量为20%~25%,页岩气资源丰度约为 $(7\sim9)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$;西部的南川地区优质页岩厚30~36 m, TOC为3%~4%, R_o 为2.6%~2.7%,石英含量为40%~50%,黏土含量为30%~40%,页岩气资源丰度约为 $(9\sim12)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

总体上来说,渝东南构造复杂区五峰组—龙马溪组下部深水陆棚亚相泥页岩生烃强度介于 $(20\sim30)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,为页岩气富集提供了充足的气源,同时成岩过程中产生的大量有机质孔隙为页岩气提供了良好的原始储集空间和比表面,利于页岩气储集和吸附,控制了页岩气富集的资源基础。

2.2 保存条件控富

埋藏史和热史分析表明,渝东南构造复杂区五峰组—龙马溪组于白垩纪不同时期达到最大埋深,干酪根和残留油大量裂解生成干气,原始生气量达到最大,此后构造差异抬升,气藏进入调整破坏阶段。渝东南构造复杂区五峰组—龙马溪组优质页岩普遍具有较好的顶底板条件^[3,10],构造改造作用是控制页岩气保存条件优劣的关键因素,构造改造作用越强,将导致游离气大量向剥蚀区、开启性断层和裂

缝带等泄压区运移散失,同时由于降压解吸,吸附气转换为游离气并同样发生逸散,致使页岩含气量进一步降低甚至不含气,因此,晚期的构造改造作用强弱,控制了保存条件的好坏,影响页岩含气量和游离气占比,决定了页岩气藏的富集程度。

保存条件对页岩气富集的影响,可以用地层压力系数来直观反映。研究区及邻区不同压力系数页岩气井氩离子抛光—扫描电镜观察表明,压力系数越高,作为主要储集空间的有机质孔隙越发育、孔径越大,随着压力系数降低,孔径不断减小,孔隙形态由圆形(图4a)逐步变为椭圆形(图4b)、不规则形(图4c),最后变形为孔径极小的圆形(图4d)甚至消失,说明超压利于页岩有机孔隙保存。页岩孔隙度、含气量、游离气占比与地层压力系数呈明显的正相关性(图5a、图5b、图5c),表明页岩气保存条件越好,压力系数越高,则储层物性越好,先期自生自储的页岩气残留含量和游离气占比越高,越利于获得高产(图5d)。

渝东南构造复杂区经历了多期构造运动强烈改造,受燕山早期北西向挤压隆升和晚期南北向压扭性走滑的影响最为显著,奠定了现今向斜与背斜相间分布的“槽—档”构造格局,自东向西具有递进变形特征^[11,15,21],构造变形程度东强西弱,地层倾角东陡西缓,抬升幅度东高西低,地层剥蚀厚度东大西小(图6),勘探类型由紧闭向斜过渡为宽缓向斜再到盆缘斜坡和背斜,气藏调整时间东早西晚,页岩气散失时间变短,保存条件逐步变好。根据磷灰石裂变径迹实验^[22],现今构造特征和小型微注压裂测试表明:东部的桑柘坪向斜大约在135 Ma开始构造抬升,抬

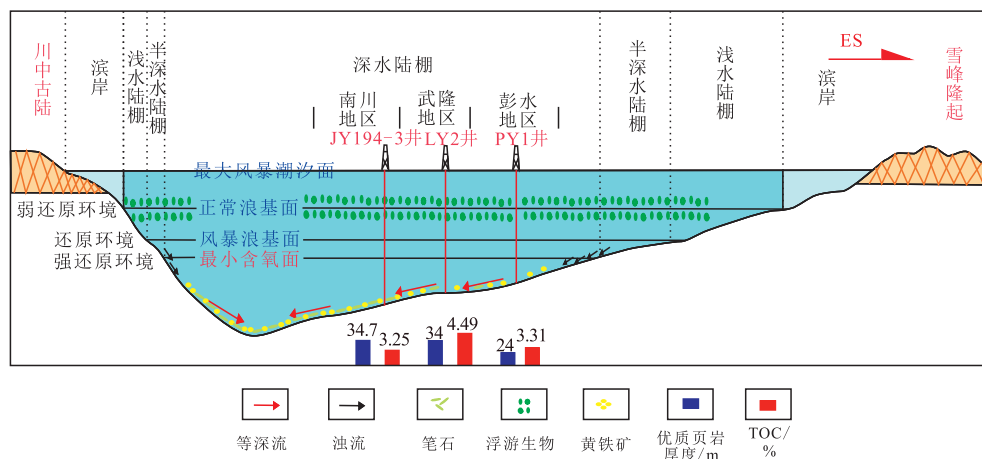


图3 渝东南构造复杂区五峰组—龙马溪期沉积模式^[12]

Fig. 3 Sedimentary model of Wufeng-Longmaxi formation in complex structure area of the southeast area of Chongqing^[12]

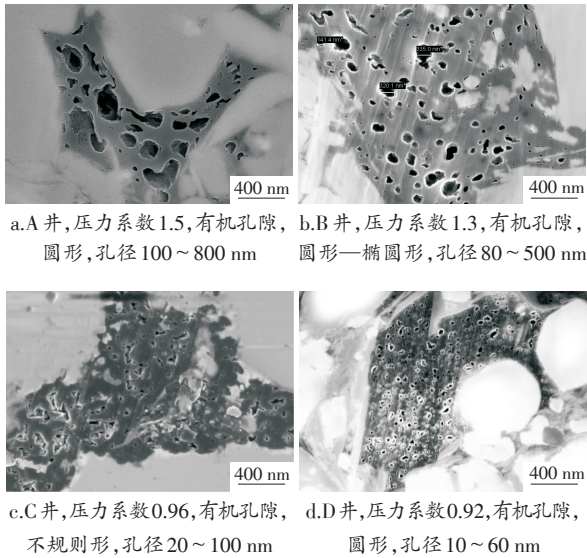


图4 研究区及邻区五峰—龙马溪组页岩孔径分布扫描电镜

Fig. 4 Scanning electron microscopy of shale pore size distribution of Wufeng—Longmaxi formation in study area and its adjacent areas

升剥蚀幅度达3 500~5 000 m,相邻背斜抬升剥蚀幅度更是达到6 500 m以上,五峰组—龙马溪组四周出露地表,页岩气逸散时间长,规模大,保存条件较差,地层压力系数为0.95~1.10,含气量为2~4 m³/t,页岩气富集程度低;中部的武隆向斜大约在90 Ma开始构造抬升^[8],抬升剥蚀幅度为1 500~4 000 m,相邻背

斜抬升剥蚀幅度为5 000~6 000 m。五峰组—龙马溪组南北侧出露地表,东西侧分别与湾地向斜、白马向斜相连,页岩气逸散时间较长,规模较大,保存条件一般,地层压力系数为1.0~1.15,含气量4~5 m³/t,页岩气富集程度较低;西部的南川地区大约在89 Ma开始构造抬升,平桥背斜、东胜背斜等正向构造区抬升剥蚀幅度为2 500~3 700 m,袁家沟向斜、神童坝向斜等负向构造区抬升剥蚀幅度为500~2 500 m,五峰组—龙马溪组大面积连片分布,仅在南部的斜坡区出露地表,页岩气逸散时间较短,规模较小,保存条件较好,北部的背斜和向斜区地层压力系数为1.30~1.35,含气量为5~7 m³/t,页岩气富集程度高,南部斜坡区地层压力系数为1.05~1.20,含气量为4~6 m³/t,页岩气富集程度较高。与研究区相邻的焦石坝构造为典型的高压页岩气区,大约在85 Ma开始构造抬升,抬升剥蚀幅度约3 500~4 000 m,五峰组—龙马溪组未出露地表,页岩气逸散时间短、规模小、保存条件好,地层压力系数约为1.55,含气量5~7 m³/t,页岩气富集程度高。

综上所述,构造改造作用越弱、气藏抬升调整时间越晚、地层发育越完整、距离开启性断层越远、距离目的层出露区越远、目的层埋深越大,则页岩气保存条件越好,压力系数越大,含气量和游离气占比越高,储层物性越好,页岩气富集程度越高。

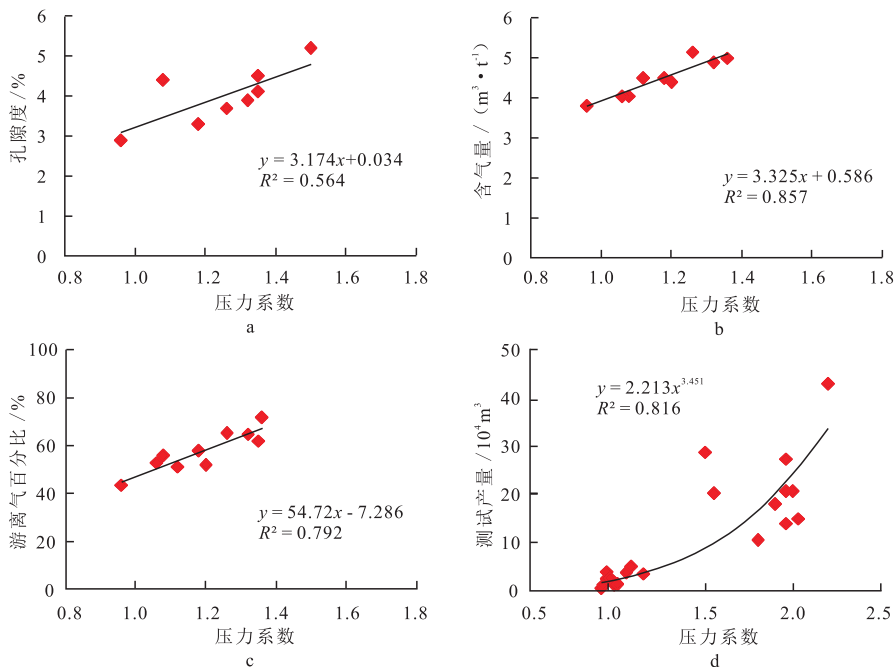


图5 孔隙度、含气量、游离气占比、测试产量与压力系数关系

Fig. 5 Relation between pressure coefficient and porosity, gas content, free gas ratio, test yield, respectively

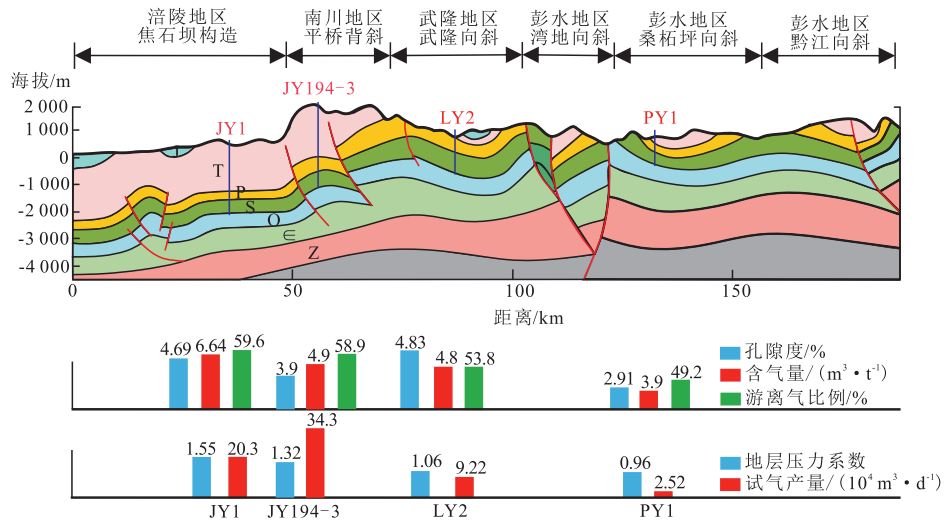


图6 涪陵—南川—武隆—彭水地区地质剖面及优质页岩参数对比

Fig. 6 Comparison of geological sections and high-quality shale parameters in Fuling-Nanchuan-Wulong-Pengshui

2.3 地应力场控产

渝东南构造复杂区勘探实践揭示不同构造单元、同一构造单元不同部位,单井压裂测试产量差异悬殊,分析认为,在页岩气富集程度相似条件下,地应力场是决定单井产量高低的关键地质因素。一方面,古地应力场决定天然缝发育程度,在古地应力集中区,页岩挤压破裂形成天然缝网,天然缝越发育,越利于页岩气运移和聚集。另一方面,现今地应力场影响目的层可压性,是决定页岩体积压裂改造效果的关键因素,人工缝与天然缝切割沟通形成网络缝,利于提升单井产能和经济可采储量。

现场压裂实践表明,破裂压力的高低可代表现今地应力的大小,停泵压力的高低可代表压裂改造效果,同时反映出人造缝与天然缝交割沟通程度。现今地应力越大,形成复杂缝网难度增大,在施工参数上表现为破裂压力越大;天然缝越发育,人造缝与天然缝沟通程度越好,则停泵压力越低。从图7可以看出,破裂压力与无阻流量、单井经济可采储量呈负相关关系,停泵压力与无阻流量、单井经济可采储量呈负相关关系,说明随着地应力增大,页岩的破裂压力、停泵压力增高,压裂改造难度增大,并且单井测试产量、无阻流量和经济可采储量减小,压裂施工效果变差。

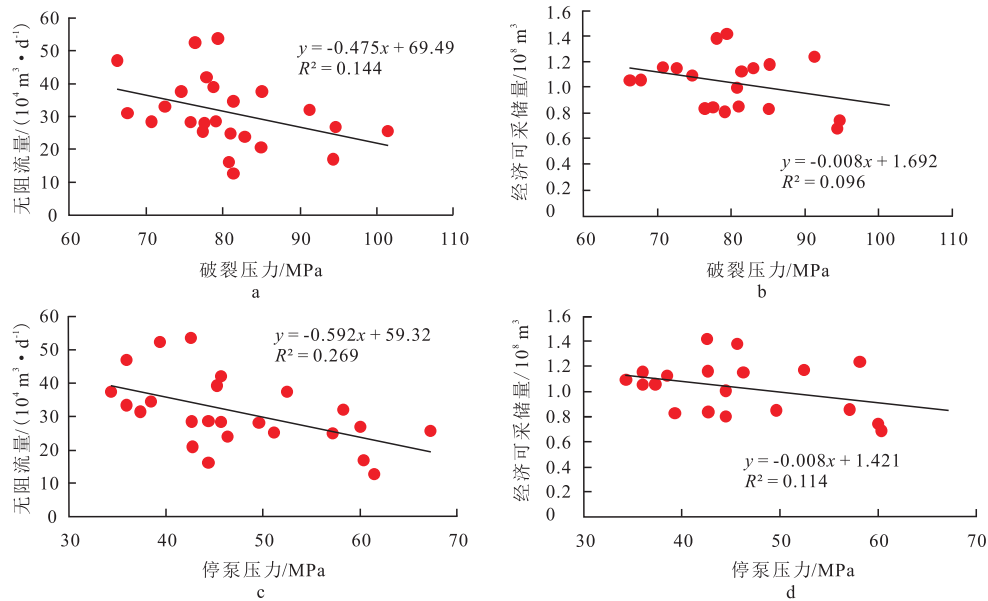


图7 南川地区压裂施工参数与单井产能关系

Fig. 7 Relation between fracturing parameters and single well productivity in Nanchuan

南川区块平桥地区在晚奥陶世—早志留世古地形、水体深度、沉积环境基本一致,页岩厚度、有机地化等参数基本相当,受侏罗纪以来多期构造作用叠加,形成北东走向背斜构造,改造程度基本相当,保存条件较好,地层压力系数为1.3~1.32,该背斜的南部已完钻的30口井,单井测试日产气量 $(18.4\sim 89.5)\times 10^4\text{ m}^3$,各井产量差异较大,分析认为地应力场是控制同一相带、相同保存条件下单井产量高低的关键因素。背斜轴部地应力集中,裂缝以高角度劈理缝为主,曲率值低(0~20),不利于人造缝横向延伸,压裂试气井表现出体积改造难度大^[12],压裂测试产量相对较低,其破裂压力为70~80 MPa,停泵压力为50~60 MPa,测试日产气量为 $(18.4\sim 22.7)\times 10^4\text{ m}^3$,无阻流量和经济可采储量较低(图8)。背斜两翼稳定区地应力适中,裂缝以页理缝和层间滑脱缝为主,曲率值中等(0~220),易形成复杂缝网,压裂试气井施工压力较小,改造效果明显变好,其破裂压力为65~75 MPa,停泵压力为35~45 MPa,测试日产气量为 $(20.9\sim 48.3)\times 10^4\text{ m}^3$,无阻流量和经济可采储量相对轴部明显增大(图8)。背斜翼部断层发育区由于控边逆断层封闭性能好,同时该区地应力释放,伴生成大量天然缝网,增大了储集空间,改善了储层物性,游离气富集程度高,曲率值中等(0~240),利于压裂形成复杂缝网,压裂试气井施工压力更小,改造效果更好,其破裂压力为50~65 MPa,停泵压力为30~40 MPa,测试日产气量为 $(25\sim 89.5)\times 10^4\text{ m}^3$,无阻流量和经济可采储量进一步增大(图8)。

因此,在保存条件较好的地区,古应力场形成的天然缝沟通页岩基质孔隙,改善页岩储集物性^[12],有利于游离气富集;现今地应力适中的中等曲率带利于压裂施工,同时易形成复杂缝网,提高单井产量和经济可采储量。

3 应用效果

根据“三因素控气”认识,形成了复杂构造区页岩气甜点目标优选和井位部署思路:首先,应评价控制页岩气富集的资源基础,即深水陆棚相优质页岩发育程度及指标;其次,评价构造作用强度,以明确页岩气保存条件及富集程度;最后,优选地应力适中的中等曲率带部署实施页岩气井,利于压裂改造形成复杂缝网,获得高产稳产。在上述认识和思路指导下,2017—2019年,渝东南构造复杂区部署页岩气探井及评价井15口,实现了多点勘探突破,启动了新区产能建设。

在盆缘过渡区,通过强化斜坡区构造变形与页岩气保存条件关系研究,结合压力系数、地应力等属性预测,优选南川区块平桥南斜坡部署实施焦页10井,地层压力系数1.18,压裂测试日产气量 $19.6\times 10^4\text{ m}^3$,实现常压页岩气勘探重大突破;随后在平桥南斜坡中浅部位滚动部署焦页10-10井,地层压力系数为1.12,测试日产气量 $9.01\times 10^4\text{ m}^3$,实现勘探新突破。突出保存条件、储层物性、地应力评价,加强储层关键参数预测,优选地层压力系数高、物性好、埋深适

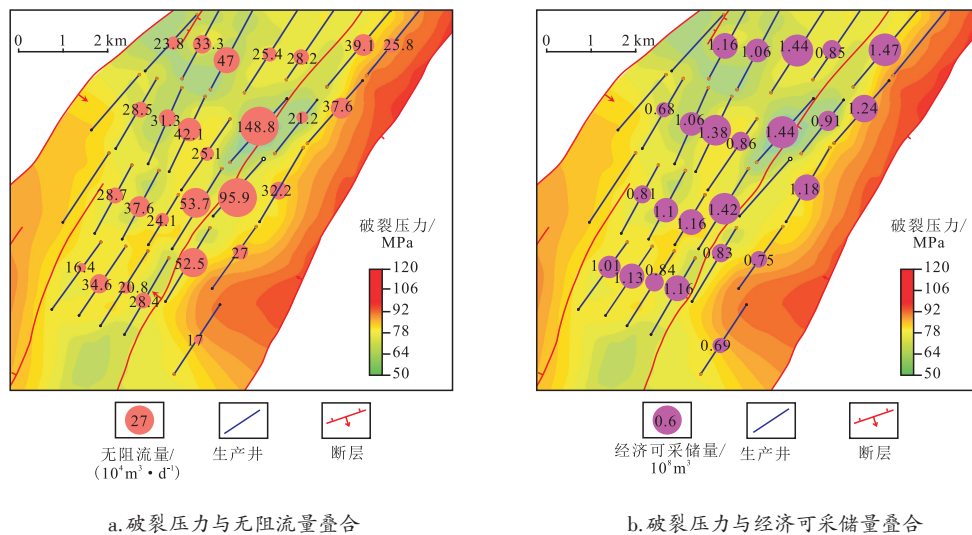


图8 平桥背斜破裂压力与无阻流量、经济可采储量叠合

Fig. 8 Fracturing parameters, absolute open flow capacity and economically recoverable reserves in Pingqiao anticline

中、地应力小的东胜南斜坡部署胜页2井,地层压力系数为1.2,测试日产气为 $32.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,落实东胜背斜带有利区面积 88.5 km^2 ,资源量 $1\ 010 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在开发方面,通过持续优化平桥南开发方案,高效建成了平桥背斜一期 $6.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 页岩气田,页岩埋深为 $2\ 700 \sim 3\ 800 \text{ m}$,压力系数 $1.3 \sim 1.32$,单井测试日产气量 $(15.4 \sim 89.5) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均 $28.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井经济可采储量为 $(0.8 \sim 1.2) \times 10^8 \text{ m}^3$,实现构造复杂区页岩气测试产量和单井经济可采储量的双提升。在盆外复杂褶皱带,优选出武隆向斜北翼部署实施隆页2井,地层压力系数1.06,测试日产气 $9.22 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现残留向斜型常压页岩气勘探重要突破。

4 结论

1) 渝东南构造复杂区由盆缘过渡区和盆外褶皱带两部分组成,目的层大面积抬升剥蚀,页岩主要残留于向斜中,部分分布于背斜和斜坡带,构造改造作用强于四川盆地大部分地区,页岩层地层压力系数为 $0.95 \sim 1.35$,根据天然气藏分类标准(GB/T 26979—2011),属于高压—常压过渡带,以常压为主。

2) 页岩气富集高产主要受沉积相带、保存条件和地应力场三因素控制:①深水陆棚相有利于生物的生长发育,沉积的优质页岩厚度大、有机质丰度高,具有较强的生气能力,同时生烃过程中产生的有机孔隙为页岩气赋存提供了储集空间和比表面,控制了页岩气富集的资源基础;②保存条件影响页岩含气量和游离气占比,决定页岩气藏的富集程度;③古应力形成的天然缝改善储集物性,有利于游离气富集,适中的现今地应力有利于压裂改造施工,形成复杂缝网,是高产的关键。

3) 在构造复杂区,开展页岩气甜点目标优选和井位部署,首先,应评价控制页岩气富集的资源基础,即深水陆棚相优质页岩发育程度及指标;其次,评价构造作用强度,以明确页岩气保存条件及富集程度;最后,优选地应力适中的中等曲率带部署实施页岩气井,利于获得高产稳产。在上述认识和思路指导下,渝东南构造复杂区的南川—武隆地区实现了多点勘探突破,在南川区块平桥背斜带高效建成了 $6.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 页岩气田,并在斜坡带启动了新区产建。

参考文献

[1] 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.

- [2] 马新华,谢军.川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J].石油勘探与开发,2018,45(1):161-169.
- [3] 何治亮,聂海宽,张钰莹.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].地质学报,2016,23(2):8-17.
- [4] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J].石油与天然气地质,2016,37(6):819-827.
- [5] 翟刚毅,王玉芳,包书景,等.我国南方海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J].地球科学,2017,42(4):1057-1068.
- [6] 腾格尔,申宝剑,俞凌杰,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J].石油勘探与开发,2017,44(1):69-78.
- [7] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
- [8] 郭旭升.南方海相页岩气“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.
- [9] 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.
- [10] 何希鹏,高玉巧,唐显春,等.渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J].天然气地球科学,2017,28(4):654-664.
- [11] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等.渝东南盆缘构造复杂区常压页岩气地质特征及富集高产规律[J].天然气工业,2018,38(12):1-14.
- [12] 徐政语,梁兴,王希友,等.四川盆地罗场向斜黄金坝建产区五峰组—龙马溪组页岩气藏特征[J].石油与天然气地质,2017,38(1):132-143.
- [13] 吴蓝宇,陆永潮,蒋恕,等.上扬子区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组沉积期火山活动对页岩有机质富集程度的影响[J].石油勘探与开发,2018,45(5):806-816.
- [14] 何希鹏,张培先,房大志,等.渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J].油气地质与采收率,2018,25(5):72-79.
- [15] 何贵松,何希鹏,高玉巧,等.中国南方3套海相页岩气成藏条件分析[J].岩性油气藏,2019,39(1):1-12.
- [16] 魏祥峰.四川盆地及周缘龙马溪组热页岩特征及高U值成因[J].油气藏评价与开发,2017,7(3):59-66.
- [17] 王思航,田小林,王楚柯,等.模糊相似法对页岩气选区评价的应用——以四川盆地海相页岩气为例[J].油气藏评价与开发,2018,8(1):71-75.
- [18] 高玉巧,蔡潇,张培先,等.渝东南盆缘构造复杂区五峰组—龙马溪组页岩气储层孔隙特征与演化[J].天然气工业,2018,38(12):15-25.
- [19] 刘玉霞,王亮,程秀梅,等.高成熟度页岩有机孔隙结构与压力系数关系初探——以川东南志留统龙马溪组为例[J].油气藏评价与开发,2017,7(4):77-82.
- [20] 张勇.彭水区块页岩脆性与含气性定性预测[J].油气藏评价与开发,2017,7(1):78-82.
- [21] 梅廉夫,刘昭茜,汤济广,等.湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形:来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J].地球科学—中国地质大学学报,2010,35(2):161-174.

(编辑 徐佩)