

渝东南构造复杂区常压页岩气生产特征及开发技术政策

何希鹏¹, 卢比¹, 何贵松¹, 任建华¹, 王伟¹, 陈祖华¹, 高玉巧¹, 房大志²

(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. 中国石化重庆页岩气有限公司, 重庆 408400)

摘要:针对渝东南构造复杂区常压页岩气压力系数低、吸附气占比高、地应力复杂及压裂形成复杂缝网难度大等地质特点,在60余口页岩气水平井钻探成果和生产特征分析基础上,总结了常压页岩气生产规律,划分了生产阶段,明确了产能主控因素,提出了开发技术政策。结果表明:常压页岩气生产具有初期以排液为主,产气量较低,随着返排率增大,产气量不断增大,后期产量逐渐稳定,产量递减慢,单位压降产气量较高,单井可采储量较小的特点。可划分为纯液、过渡、稳定生产和低压排采等4个阶段,不同阶段生产特征受地层压力系数影响明显:压力系数越高,纯液生产时间越短,见气返排率降低;在过渡阶段,返排率越低,气液平衡时间越长;在稳定生产阶段,产气能力越强,单位压降产量和单井可采储量越高。产能主要受地层压力系数和有效改造体积控制,其中有效改造体积主要受控于最优靶窗钻遇率、水平段长、水平段方位以及压裂改造规模等,压力系数越高,最优靶窗钻遇率越高,水平段长越长,压裂改造规模越大,越利于提高单井产量和最终经济可采储量。在上述认识基础上,提出了渝东南构造复杂区页岩气开发技术优化政策和配套的压裂工艺参数,以指导常压页岩气效益开发。

关键词:生产特征;产能影响因素;开发技术政策;常压页岩气;龙马溪组;渝东南构造复杂区

中图分类号:TE321

文献标识码:A

Production characteristics and optimized development technologies for normal-pressure shale gas in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

He Xipeng¹, Lu Bi¹, He Guisong¹, Ren Jianhua¹, Wang Wei¹, Chen Zuhua¹, Gao Yuqiao¹, Fang Dazhi²

(1. Exploration and Production Research Institute of East China Oil and Gas Branch Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210011, China;

2. Chongqing Shale Gas Company Ltd., SINOPEC, Chongqing 408400, China)

Abstract: The normal-pressure shale gas reservoirs in some structurally complex areas of southeastern Chongqing is characterized by low pressure coefficient, high proportion of adsorbed gas and complex in-situ stress. Difficulties in forming complex fracture networks in these reservoirs are also frequently experienced during frac operations. Based on the analysis of drilling results and production characteristics of more than 60 horizontal shale gas wells in the areas, we summarized the production law, delineated the production stages, clarified the main factors controlling production capacity, and proposed an optimized technology combination for the reservoir development. It shows that the reservoirs produce mainly fracturing fluids with only a small amount of gas during the initial stage after fracturing and start to yield more gas as the flowback rate of frac fluids increases. At the later stage, gas production gradually stabilizes (depletes slowly) but features relatively high gas production per MPa of pressure drop and limited reserve covered by single wells. The whole production process can be divided into four stages: the liquid (flowback fluid only) stage, transition stage, stable production stage and low-pressure gas drainage stage. The formation pressure coefficient plays a critical role in all of the stages. During the liquid stage, higher pressure coefficient helps to shorten the liquid producing time and to initiate gas production when the flowback rate is still low. In the transition stage, it maintains a longer gas-liquid equilibrium time at lower flowback rate. In the stable production stage, it ensures a stronger gas production capacity that yields more gas with each unit of pressure drop and recover more reserves from a single well. Apart from formation pressure coefficient,

收稿日期:2020-06-08;修订日期:2020-11-26。

第一作者简介:何希鹏(1970年—),男,研究员,油气地质综合研究及勘探开发评价。E-mail:hexp.hdsj@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05061);中国石化科技部项目(P19017-3, P20059-6)。

the productivity of the reservoirs after fracturing operations is also conditioned by the stimulated reservoir volume (SRV) of frac operations. SRV is in turn controlled mainly by optimal hit ratios of target window, length and orientation of laterals and stimulated areas. Higher formation pressure coefficient and optimal target window drilling rate, longer lateral length, and wider stimulated areas generally signify higher single-well production and more commercially recoverable reserves. Given the above-mentioned understandings, we put forward an optimized technology combination and related fracturing parameters for the normal-pressure shale gas development in the complex areas of southeastern Chongqing.

Key words: production characteristics, factor affecting productivity, optimized development technology, normal-pressure shale gas, Longmaxi Formation, structurally complex area in southeastern Chongqing

按照天然气藏分类标准(GB/T 26979—2011)^[1],地层压力系数介于0.9~1.3的气藏为常压页岩气藏,地层压力系数 ≥ 1.3 的气藏为高压-超高压页岩气藏。近十年来,中国高压-超高压页岩气已在四川盆地及周缘地区取得重大商业突破,发现了以涪陵、威远、长宁-昭通、威荣和太阳等为代表的大型页岩气田^[2-7],探明地质储量超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。常压页岩气藏由于构造更为复杂,单井产量较低,经济效益较差,尚处于不断攻关探索阶段。

渝东南构造复杂区是中国开展常压页岩气勘探开发较早的地区,通过近十年的攻关,取得了积极进展^[8-12]。2012年,在彭水地区桑柘坪向斜部署PY1井,压力系数0.96,测试日产气 $2.52 \times 10^4 \text{ m}^3$,为中国石化首口获工业气流的页岩气井。2013—2017年,在彭水、武隆和南川地区实施探评井近10口,测试日产气 $(4.6 \sim 34.3) \times 10^4 \text{ m}^3$,取得了多点突破。2018—2020年,完成平桥南区 $6.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设,单井测试日产气 $(15.4 \sim 89.5) \times 10^4 \text{ m}^3$;在平桥南斜坡部署JY10井,压力系数1.18,测试日产气 $19.6 \times 10^4 \text{ m}^3$;在东胜南斜坡部署SY2井,压力系数1.2,测试日产气 $32.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,明确了东胜区块为常压页岩气产建区,探明常压页岩气地质储量近 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了常压页岩气商业突破和有效开发。

围绕页岩气生产特征、递减规律、产量主控因素和开发技术政策等,业内学者开展了大量的工作^[13-15]。在生产特征方面,页岩气井具有投产初期产量递减迅速,中后期产量递减逐渐减缓的特点^[16],长宁和威远地区高压-超压页岩气井第1年递减率为60%~70%^[2],太阳地区浅层页岩气井产量稳定,第1年单井产气量递减率为30%~40%^[17]。北美巴奈特和费耶特维尔常压页岩气田地层压力系数0.9~1.01^[18],初期采用放喷投产,第1年递减率为50%~72%,平均57%~58%^[19]。页岩气井生产特征通常包含3个阶段:初期高产期、中期高速递减期和后期低速或极低速递减期。通常高产期主要在初期3个月时间内,之后

进入快速递减,这一时期大约有半年到一年的时间,之后进入到缓慢的第3阶段递减。武隆向斜常压页岩气井产量递减较慢,第1年递减率29.8%^[20]。页岩气井的产气量除受钻遇储层品质及压裂改造效果的影响外,还受地层中返排压裂液的影响^[21]。在开发技术政策方面,中国石油在川南地区以提高单井产量和资源动用率为目的,实施地质工程一体化水平井参数设计^[2]。中国石化在渝东南地区综合气藏地质、工程工艺、压裂监测、动态分析和经济评价等研究,初步形成了适合常压页岩气“长水平段、小井距、低高差、强改造”的开发技术政策^[22]。北美页岩气水平井水平段长度由初期的760 m持续增加至3000 m以上。储层改造施工规模越来越大,液量和支撑剂用量不断加大,级数越来越多,簇间距不断减小,平均段长持续降低,流体粘度进一步降低^[23]。2014年之前北美页岩气水平井井距以“小井距、密井网”为主流开发模式,近几年整体呈现减小的趋势,主要集中在180~420 m。但随着井距的减小,井间干扰越发强烈,导致井距存在逆向增大的变化趋势^[24]。近年来众多研究结果表明马塞勒斯、海恩斯维尔和尤蒂卡等北美3大主要页岩气田最优井距集中在300~400 m。上述研究表明,不同类型页岩气藏的生产特征和开发技术政策差异大,影响产气量的主控因素复杂,围绕中国南方页岩气开发生产规律、产能影响主控因素和适应的开发技术政策,尚需深入研究。

本文在总结和分析渝东南构造复杂区地质特点和生产特征的基础上,分析了常压页岩气产能影响主控因素,形成了开发技术政策,以期深化常压页岩气勘探开发理论,推动中国海相常压页岩气规模有效开发。

1 区域地质特征

渝东南构造复杂区辖于重庆市东南部和贵州省北部的南川、武隆、彭水和道真等地区(图1),构造上位于四川盆地川东高陡褶皱带南缘和武陵褶皱带西北

缘,面积约 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组一段为重点页岩气勘探开发目的层,受燕山期-喜马拉雅期强烈构造作用影响,呈现“隆凹相间”构造格局,盆外构造较宽缓,页岩分布于残留向斜,目的层剥蚀区面积占比达35%,盆缘构造高陡,页岩

连片分布,断层较发育。

研究区五峰组-龙马溪组一段沉积、地化和岩矿等静态指标与涪陵地区相近,但后期构造改造更为强烈,在保存条件、气体赋存和地应力等方面存在较大差异(表1)。

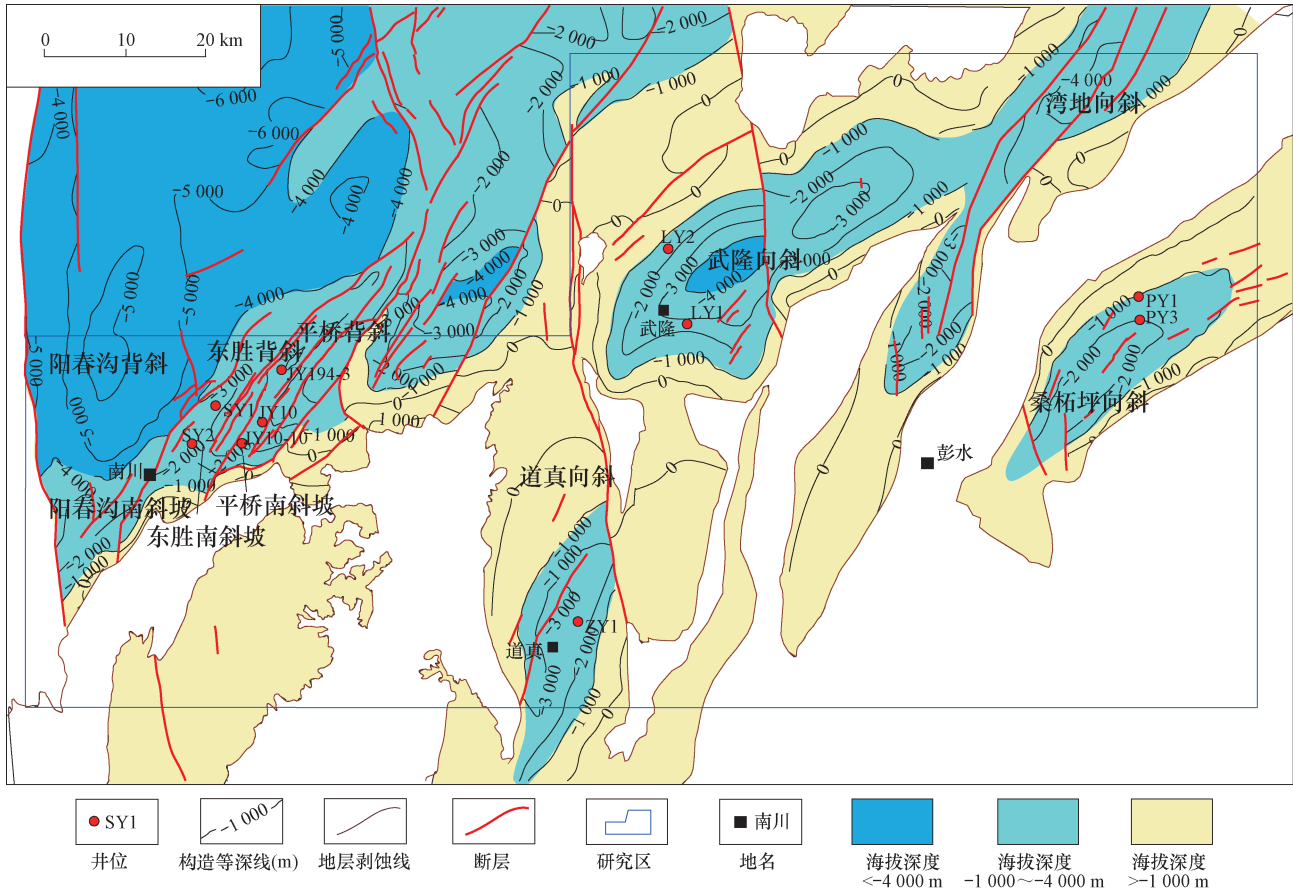


图1 渝东南构造复杂区五峰组底面构造及重点井分布

Fig.1 Tectonics of the bottom of the Wufeng Formation and distribution of key wells in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

表1 渝东南构造复杂区页岩气评价参数对比

Table 1 Comparison of shale gas evaluation parameters in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

类别	评价参数	涪陵地区	南川地区	武隆地区	彭水地区
沉积特征	优质页岩厚度/m	38~40	30~35	32~35	24~25
	TOC/%	3.0~4.0	3.1~3.6	4.0~5.0	3.0~3.5
地化特征	R _o /%	2.65	2.58	2.62	2.63
	石英含量/%	40~50	45~50	55~65	40~50
岩矿特征	粘土含量/%	25~40	25~40	15~30	20~38
	孔隙度/%	4.0~6.0	3.5~4.0	4.5~5.0	2.5~3.5
储集特征	裂缝发育情况	高角度缝相对不发育	高角度缝及层理缝发育	高角度缝及层理缝发育	高角度缝及层理缝发育
保存条件	地层压力系数	>1.50	1.10~1.35	1.05~1.15	0.90~1.10
赋存特征	吸附气占比/%	25~40	40~55	45~60	50~60
应力特征	最大水平主应力/MPa	50~70	50~95	30~70	30~70
	水平应力差异系数	0.08~0.12	0.10~0.12	0.22~0.25	0.22~0.36

1) 深水陆棚相优质页岩静态参数较好,自西向东厚度减薄。在晚奥陶世晚期—早志留世早期,渝东南构造复杂区与四川盆地大部分地区同处于深水—半深水陆棚沉积相带,沉积了五峰组—龙马溪组一段富含有机质灰黑色泥页岩。受沉积环境、沉积速率和物源供给的控制,自西向东水体深度变浅,深水陆棚相持续时间变短,优质页岩厚度减薄,西部的南川地区优质页岩厚30~35 m,中部的武隆地区厚32~35 m,东部的彭水地区厚24~25 m,相对于涪陵地区的38~40 m,研究区减薄3~16 m。研究区有机地化、矿物组成和储层物性等特征基本一致, TOC 为3.0%~5.0%, R_o 为2.58%~2.65%,石英含量40%~65%,粘土含量15%~40%,孔隙度为2.5%~4.5%,天然缝发育,表明研究区优质页岩具有较好的生气条件、储集物性和脆性特征。

2) 地层压力系数较低,吸附气占比高。渝东南构造复杂区受燕山期雪峰山逆冲推覆作用及喜马拉雅期以来抬升剥蚀作用影响,构造变形强烈,地层剥蚀严重,断层发育,页岩气保存条件明显不同于焦石坝、长宁、威远和富顺等盆内弱构造变形区。东部的彭水地区目的层分布于复背斜带的残留向斜中,页岩气向出露区发生大规模运移,保存条件较差^[25],地层压力系数一般0.90~1.10,吸附气占比50%~60%。中部的武隆地区目的层大面积连续分布于复向斜带,构造宽缓,地层齐全,保存条件较好,地层压力系数一般1.05~1.15,吸附气占比45%~60%。西部的南川地区目的层与四川盆地连为一体,发育背斜、向斜和斜坡等多种构造类型,断层封闭性好,页岩气保存条件较好,南部斜坡区地层压力系数一般1.10~1.20,吸附气占比45%~55%,北部背斜和向斜区地层压力系数可达1.30左右,吸附气占比40%~50%。总体上,渝东南构造复杂区保存条件复杂,地层压力系数主体介于0.90~1.30,以常压为主,自东向西,保存条件变好,游离气占比增高。

3) 地应力复杂,压裂形成复杂缝网难度大。彭水—武隆地区由于地层抬升、褶皱变形,使得应力释放,与盆内高压区相比,相同埋深下地应力相对较小,最大水平主应力一般55~70 MPa,应力梯度21~22 MPa/km,但水平应力差异系数较大,达到0.27~0.34,压裂形成复杂缝网难度大。南川地区受自东向西挤压应力作用及埋深增大的影响,地应力逐渐增大,最大水平主应力65~95 MPa,应力梯度21~25 MPa/km,水平应力差异系数为0.09~0.13;高应力区页岩塑性相对较强,破裂压力高,裂缝延伸困难,施

工压力窗口小,压裂缝易闭合,体积改造难度大。

4) 纵向具有两分性,下部气层地质指标更优越,①—③小层是页岩气勘探开发甜点段。研究区五峰组—龙马溪组一段页岩厚95~115 m,依据岩性、电性和地化等特征,可以划分为9个小层,自下而上,水体变浅, TOC 、石英含量和含气量逐渐降低,粘土含量、页岩密度和地应力呈增大趋势(图2)。根据沉积、应力和孔隙特征等差异,纵向可以划分为上、下2个开发单元,下部气层对应①—⑤小层,上部气层对应⑥—⑨小层。下部气层为深水陆棚细粒沉积,厚24~35 m,水体较深,岩性以硅质页岩为主,笔石含量丰富,含海绵骨针和放射虫等硅质生物^[26-27];孔隙类型以有机孔为主,占比53%~85%,孔径相对小,孔隙密度大,形状呈圆形,孔隙度大(3.8%~4.5%);具有高自然伽马(163~334 API)、低密度(2.4~2.6 g/cm³)、高 TOC (3.1%~3.5%)、高含气量(4.5~6.0 m³/t)、高脆性(60%~75%)和低应力(55~65 MPa)特征,页岩气静态指标优越,资源丰度 4.6×10^8 m³/km²,每米资源丰度 0.13×10^8 m³/km²,是⑥—⑨小层的1.8倍,页岩气富集程度高。①—⑤小层下部的①—③小层沉积水体最深,有机质更富集,生物成因硅含量更高,有机孔更发育,含气性更好,其页岩气富集条件和脆性好于上部的④—⑤小层,是页岩气勘探开发甜点段。

2 页岩气生产规律

2.1 生产特征

页岩气储层具有低孔和特低渗特征,必须经过大规模水力压裂改造,形成复杂的人造缝网、沟通基质孔隙和天然缝,才能获得工业气流。不同的先天资源禀赋条件、不同的压裂改造方式及规模,页岩气生产特征明显不同。

渝东南构造复杂区共投产页岩气水平井60余口,页岩埋深2 000~3 800 m,原始地层压力系数0.90~1.32;水平段长以1 500~2 000 m为主,分16~22段压裂,压裂段长65~90 m,总液量 $(3.5 \sim 4.5) \times 10^4$ m³,总砂量1 200~1 600 m³,注液强度20~30 m³/m,加砂强度0.8~1.2 m³/m,施工排量14~18 m³/min,测试日产气量 $(3.8 \sim 40) \times 10^4$ m³。

常压页岩气井地层能量较弱,含气量和游离气占比相对较低,压后放喷初期以排液为主,产气量较低,随着返排液增加,产气量不断增加,后期逐渐稳定。不同压力系数的气井,生产规律差异大,具体表现为测试产量、试采产量、压力特征、返排特征、单位压降产气量、递减

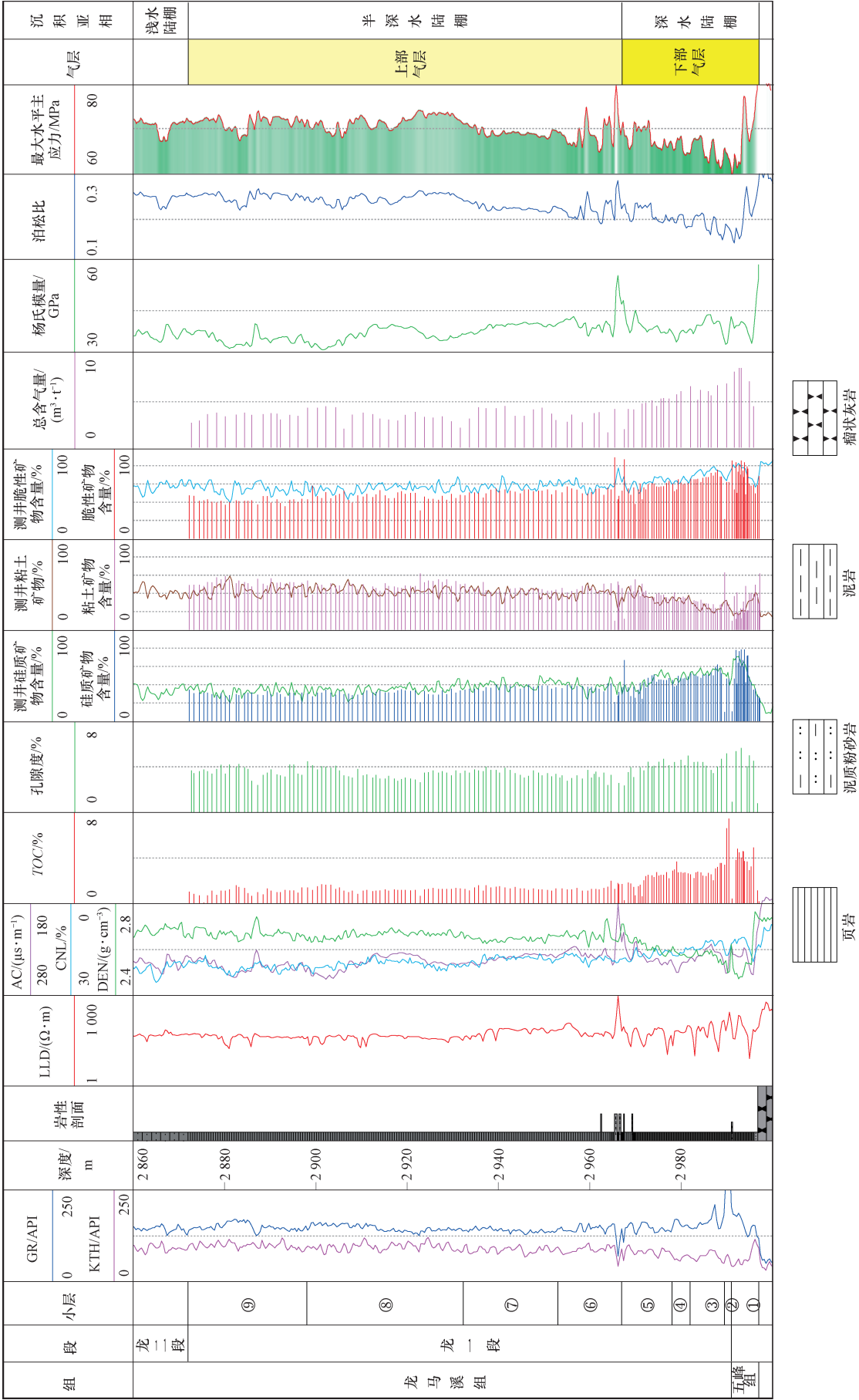


图2 渝东南构造复杂区五峰组—龙马溪组一段综合地层柱状图
Fig. 2 Stratigraphic column of the first member of Wufeng-Longmaxi Formations in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

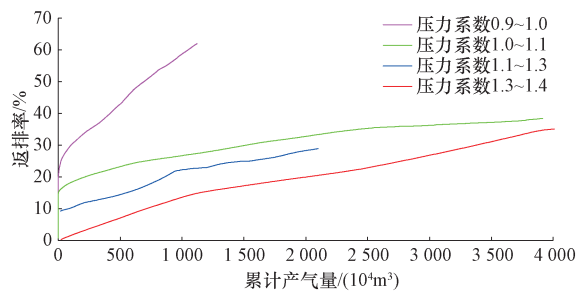


图3 渝东南构造复杂区不同压力系数页岩气井返排率曲线
Fig.3 Flowback rate vs. accumulative gas production of wells with different pressure coefficients in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

率和估算最终可采储量(*EUR*)等明显不同,在相同累产条件下气井压力系数越高,返排率越小(图3;表2)。

1) 地层压力系数 0.9~1.0 的页岩气井

由于地层能量较弱,气井压裂后难以实现自喷生产,压裂后初期需要借助人工举升工艺才能产气,宜采用大排量电潜泵进行快速排液,一般返排率达到 6%~7%时开始见气。随着返排率增加,气井液面不断下降,井底流压降低,地层与井底压差逐渐增大后,日产气量增大,当返排率达到 30%~40%时,测试日产气量达到 $(2\sim3)\times10^4\text{ m}^3$,评价无阻流量为 $(3\sim10)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,随后日产气量逐渐递减,气井实现连续稳定生产,单位压降产气量 $(40\sim60)\times10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$,初期年递减率 20%~25%,套压 5 MPa 时返排率为 50%~80%,对应累产气量为 $(800\sim1\,500)\times10^4\text{ m}^3$ 。该类型井测试产量、压力,无阻流量总体较低,单井 *EUR* 约为 $(0.35\sim0.50)\times10^8\text{ m}^3$,目前尚未实现效益开发(图 4a)。

2) 地层压力系数 1.0~1.1 的页岩气井

地层能量相对较强,气井压裂后,通过管柱优化,利用自身能量可实现自喷连续生产。一般返排率达到 3%~4.5%时开始见气,当返排率达到 12%~18%时,测试稳定日产气量达到 $(3\sim4)\times10^4\text{ m}^3$,评价无阻流量为 $(7\sim15)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,随后气井连续自喷生产,单位压降产气量 $(80\sim120)\times10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$,套压 5 MPa 时返排率为 25%~40%,对应累产气量为 $(1\,500\sim2\,500)\times10^4\text{ m}^3$,第一年递减率 25%~30%,第二年递减率逐步变缓为 15%~20%,评价单井 *EUR* 约为 $(0.50\sim0.70)\times10^8\text{ m}^3$ (图 4b)。

3) 地层压力系数介于 1.1~1.3 的页岩气井

地层能量相对更强,气体流动性更好,利用自身能量可实现自喷连续生产。一般返排率达到 0.5%~1.1%时开始见气,当返排率达到 8%~15%时,测试日产气量达到 $(9\sim33)\times10^4\text{ m}^3$,评价无阻流量为 $(15\sim30)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,随后气井按照 $(4\sim6)\times10^4\text{ m}^3$ 的稳定日产气水平连续自喷生产,单位压降产气量 $(120\sim150)\times10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$,初期年递减率 30%~35%,套压 5 MPa 时返排率为 20%~25%,对应累产气量为 $(2\,500\sim4\,000)\times10^4\text{ m}^3$,评价单井 *EUR* 约为 $(0.70\sim0.90)\times10^8\text{ m}^3$ (图 4c)。

4) 地层压力系数 1.3~1.4 的页岩气井

地层压力系数达到高压范畴,地层能量更强,生产方式为自喷连续生产。一般返排率达到 0.1%~0.2%时开始见气,当返排率达到 3%~8%时,测试日产气量达到 $(15\sim40)\times10^4\text{ m}^3$,评价无阻流量为 $(20\sim45)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,随后气井按照 $(6\sim10)\times10^4\text{ m}^3$ 的稳

表 2 渝东南构造复杂区不同压力系数页岩气井生产特征统计

Table 2 Production characteristics of shale gas wells with different pressure coefficients in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

主要指标		压力系数			
		0.9~1.0	1.0~1.1	1.1~1.3	1.3~1.4
地质特征	水平段中深/m	2 000~2 500	2 800~3 300	3 000~3 300	2 800~3 800
	水平段长/m	1 000~1 400	1 200~1 500	1 500~2 000	1 600~1 900
压裂改造	总液量/ m^3	16 000~21 000	34 000~47 000	43 000~53 000	37 000~43 000
	总砂量/ m^3	800~1 300	1 200~2 100	2 000~2 400	1 300~1 700
试气情况	施工排量/ $(\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1})$	10~14	14~16	16~18	16~18
	无阻流量/ $(10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1})$	3~10	7~15	15~30	20~45
	稳定日产气/ (10^4 m^3)	2~3	3~4	4~6	6~10
	套压 5 MPa 时累产气/ (10^4 m^3)	800~1 500	1 500~2 500	2 500~4 000	4 000~8 000
试采情况	套压 5 MPa 时返排率/%	50~80	25~40	20~25	10~20
	初期年递减率/%	20~25	25~30	30~35	35~45
	单位压降产气量/ $(10^4\text{ m}^3\cdot\text{MPa}^{-1})$	40~60	80~120	120~150	150~240
	<i>EUR</i> / (10^8 m^3)	0.35~0.50	0.50~0.70	0.70~0.90	0.90~1.20

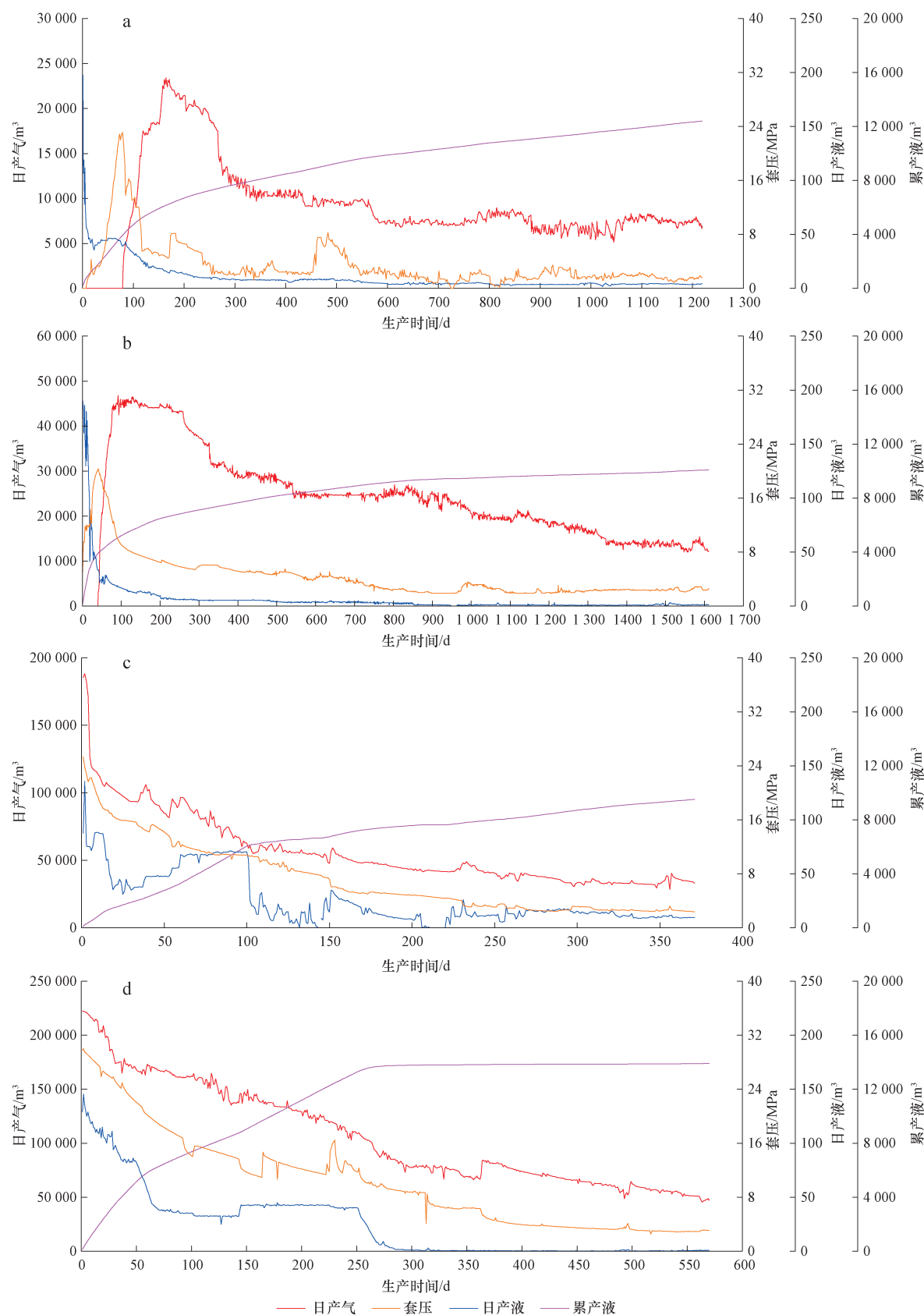


图4 渝东南构造复杂区不同压力系数页岩气井典型生产曲线

Fig.4 Typical production curves of shale gas wells with different pressure coefficients in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

a. 压力系数 0.9 ~ 1.0; b. 压力系数 1.0 ~ 1.1; c. 压力系数 1.1 ~ 1.3; d. 压力系数 1.3 ~ 1.4

定日产气水平连续自喷生产,单位压降产气量($150 \sim 240$) $\times 10^4$ m^3/MPa ,初期年递减率35%~45%,套压5 MPa时返排率为10%~20%,对应累产气量为($4\,000 \sim 8\,000$) $\times 10^4$ m^3 ,评价单井EUR约为($0.90 \sim 1.20$) $\times 10^8$ m^3 (图4d)。

2.2 生产阶段划分

对渝东南构造复杂区页岩气井生产数据进行分析,页岩气生产可划分为4个阶段(图5),分别为纯液阶段、过渡阶段、稳定生产阶段和低压排采阶段,典型井阶段划分曲线如图6。不同压力体系的页岩气井均有相似的生产阶段,但各阶段的生产时间、日产水平、返排率、递减率和单位压降产气量等参数不尽相同(表3),综合南川气田生产井参数,初步明确各阶段生产特征。

2.2.1 纯液生产阶段

此阶段由于井筒内以及与井筒直接相连的人工裂

缝主缝内充满压裂液,液体为连续相,生产初期仅有压裂液返排,产液量很大并快速下降。随着井筒液面降低,主裂缝内压力下降,缝网内的气相含量不断增加,井口套压逐渐升高。压裂返排初期,由于微孔隙毛细管压力作用,主裂缝内压裂液优先产出,近裂缝面由于毛细管压力滞后作用^[28],吸渗到储层微孔隙中的压裂液在一定压差下才能流动,因此初期产液量会快速下降。随着主裂缝内压力进一步下降,压差克服毛细管压力后,微孔隙内流体开始流动,压力下降,吸附气开始逐步解吸释放出来。

纯液生产阶段为地层压力系数小于1的常压页岩气的典型阶段,一般返排率达到6%~7%才开始见气,以PY1HF井为例,返排初期,日产水量由512 m^3 快速下降至117 m^3 ,套压上升至12 MPa,开始逐渐降压产气;压力系数大于1的页岩气井原始地层压力相对较高,开井后生产压差大,主缝内气体快速进入井筒被采出地面,一般纯液生产阶段很短,有时难以观察。

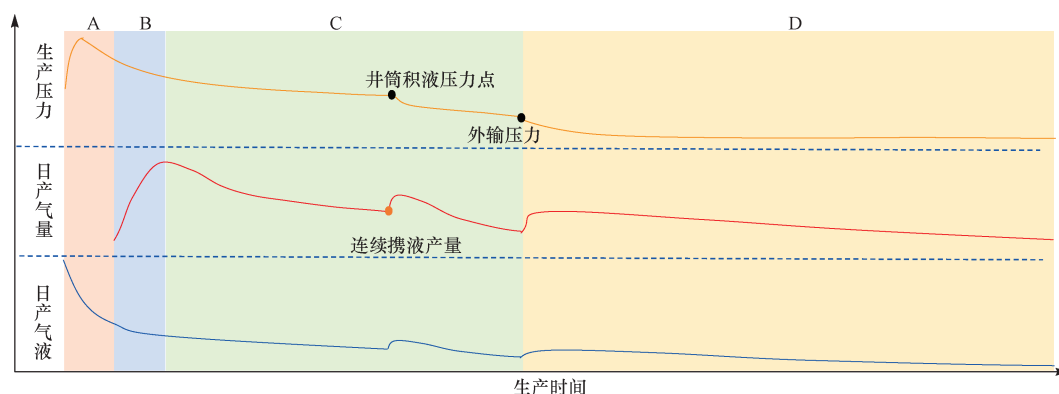


图5 渝东南构造复杂区常压页岩气生产阶段模式

Fig. 5 Pattern of the production stages of normal-pressure shale gas reservoirs in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

A. 纯液阶段; B. 过渡阶段; C. 稳定生产阶段; D. 低压排采阶段

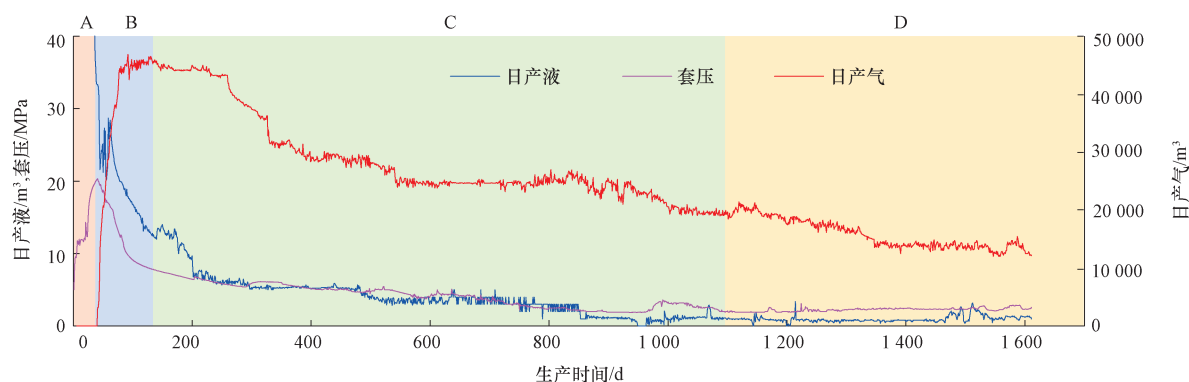


图6 渝东南构造复杂区典型井生产阶段

Fig. 6 Pattern of the production stage of typical wells in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

A. 纯液阶段; B. 过渡阶段; C. 稳定生产阶段; D. 低压排采阶段

表 3 渝东南构造复杂区不同生产阶段不同压力系数页岩气井生产特征

Table 3 Production characteristics of shale gas wells with different pressure coefficients in different production stages in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

生产阶段	压力系数	0.9 ~ 1.0	1.0 ~ 1.1	1.1 ~ 1.3	1.3 ~ 1.4
纯液阶段	生产时间/d	10 ~ 15	0 ~ 10	< 1	< 1
	日产液量/ m^3	120 ~ 500	90 ~ 120	60 ~ 90	20 ~ 60
	阶段返排率/%	5.0 ~ 15.0	2.0 ~ 5.0	0.5 ~ 2.0	< 0.5
过渡阶段	生产时间/d	> 150	50 ~ 150	5 ~ 10	0 ~ 5
	日产气量/ (10^4 m^3)	2 ~ 3	3 ~ 4	4 ~ 10	6 ~ 10
	阶段返排率/%	15.0 ~ 40.0	5.0 ~ 15.0	2.0 ~ 10.0	0.5 ~ 5.0
稳定阶段	日产气量/ (10^4 m^3)	2 ~ 3	3 ~ 4	4 ~ 10	6 ~ 10
	阶段递减率/%	20 ~ 25	25 ~ 30	30 ~ 40	> 40
	单位压降产气量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1})$	40 ~ 60	80 ~ 120	120 ~ 150	> 150
	阶段累产气量/ (10^4 m^3)	700 ~ 1 000	1 000 ~ 2 500	2 500 ~ 4 500	4 500 ~ 8 000
低压排采阶段	日产气量/ (10^4 m^3)	1.0 ~ 1.5	1.5 ~ 2.0	3.0 ~ 5.0	4.0 ~ 6.0
	阶段递减率/%	5 ~ 10	10 ~ 20	20 ~ 30	25 ~ 35
	单井 EUR/ (10^8 m^3)	0.35 ~ 0.50	0.50 ~ 0.70	0.70 ~ 0.90	0.90 ~ 1.20

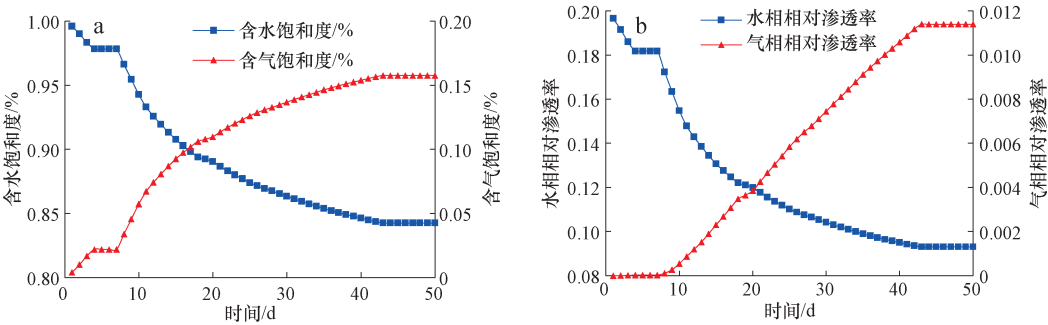


图 7 渝东南构造复杂区典型常压页岩气含水饱和度和相对渗透率随时间变化曲线

Fig. 7 Curves of water saturation and relative permeability of typical normal-pressure shale gas vs. time in the structurally complex areas of southeastern Chongqing
a. 含水饱和度与含水饱和度; b. 气相相对渗透率与水相相对渗透率

不同压力系数气井表现出压力系数越高,出气返排率越低。压力系数介于 0.9 ~ 1.0 的井见气时返排率为 6% ~ 7%;压力系数 1.0 ~ 1.1 的井见气时返排率 3.0% ~ 4.5%;压力系数 1.1 ~ 1.3 的井见气时返排率为 0.5% ~ 1.1%;压力系数 1.3 ~ 1.4 的井见气时返排率约为 0.1% ~ 0.2%。当气井压力系数小于 1.2 时,井筒积液对压力系数低的气井影响更大,压力系数直接影响地层供气能力,持续返排可有效降低井底流压,同时流体从单向流动变为两相流动,流动阻力增大,地层压力小无法形成有效压差克服运移阻力;气井压力系数大于 1.2 时,随着压力系数逐渐增大,见气返排率降低幅度很小,足够的地层压力可有效确保气体克服阻力快速运移。

2.2.2 过渡生产阶段

对于常压页岩气井,尽管返排早期页岩气产量很

少或者没有,但是页岩气可能已经存在于水力裂缝中。由于来自基质的流入,水力裂缝中的页岩气体积增加。在此期间,分别导致含气饱和度(以及气相相对渗透率)增加,含水饱和度(以及水相相对渗透率)降低。在含水饱和度曲线及相渗曲线上呈现明显的阶梯状(图 7)。随着返排的继续,页岩气最终会进入井中,井筒内气相含量进一步增加,气体突破流入井筒,产气量逐步上升至最高值,产液量进一步下降,气水比在此阶段快速上升,生产曲线同样形成明显阶梯状。LY1HF 井在过渡生产阶段,日产气量由 $1.53 \times 10^4 \text{ m}^3$ 上升至 $3.98 \times 10^4 \text{ m}^3$,气液比快速上升至 $0.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3$,返排率 15.8%(图 8)。

压力系数对阶段持续时间和返排率影响较大,对气液比大小无明显影响,表现出气井压力系数越高,过渡阶段返排率越低,气液平衡时间越长。PY1HF 井压力系数 0.91,过渡阶段持续 234 天,阶段返排率 39.7%;

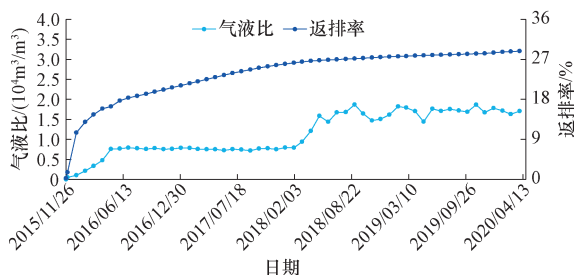


图8 渝东南构造复杂区 LY1HF 井气液比曲线

Fig.8 Gas-liquid ratio and flowback rate curves of Well LY1HF in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

JY194-3HF 井压力系数 1.32, 生产 3 天即进入稳定生产, 阶段返排率 3.8%。

2.2.3 稳定生产阶段

稳定生产阶段为页岩气井主要生产阶段, 阶段内生产保持连续稳定, 以产气为主, 气体变为连续相, 液体以颗粒的形式被气体携带至地面, 产水量稳定降低, 整体处于较低水平, 随产气量的变化而变化, 气液比趋于稳定。

早期北美页岩气开采主要采取敞喷生产, 气井初产高递减快, 第一年递减率达到 50%~80%。敞喷生产可快速收回投资成本, 但可能引起地层应力敏感, 支撑剂流失, 造成人造裂缝闭合。为避免气井出砂, 确保气井井底流入和井口流出平衡, 国内页岩气主要通过下入油管控压生产。生产初期根据气井产能评价结果, 制定合理配产计划, 延长稳定生产期。一般日产气量为 $(5 \sim 15) \times 10^4 \text{ m}^3$, 日产气水平明显低于常规气藏。稳定生产阶段为页岩气产量主要贡献阶段, 往往可以达到单井可采储量的 40%~70%。随着压力及日产气量降低, 气井携液能力逐渐减弱, 根据临界流量模型进行管柱选型, 提高气井利用天然能力的排液效果。各类携液流量理论公式中, 滴液模型较多, 适用性各不相同, 根据动液面监测以及静压测试结果, Coleman 模型与气井实际情况符合率更高。目前主要下入管柱型号为 2-7/8", 2" 和 1-4/8" 油管。

递减率是油气田管理的重要指标, 在国内页岩气将近十年的开发过程中经过不断探索, 总结优选大量的气井递减率评价方法, 根据南川气田页岩气井生产数据拟合, 分析认为 SEPD (Stretch Exponential Production Decline) 递减模型适应性更强, 其表达式为^[29]:

$$q = q_i \exp \left[- \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \quad (1)$$

式中: q 为某时刻的产量, m^3/d ; q_i 为初始产量, m^3/d ; t 为生产时间, d ; τ 为时间常数, 无量纲; n 为指数系数,

无量纲。 τ 和 n 需根据生产数据求解。其递减模型递减率表达式为

$$D = \frac{n}{t} \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \quad (2)$$

式中: D 为递减率, 无量纲。对比超压页岩气井, 常压页岩气井生产通常表现出初期产量低, 整体递减慢, 弹性产量较高, 单井可采储量较小, 受地层压力系数影响明显。

由于页岩气特殊的富集机理, 试气阶段往往采用一点法试井进行产能评价。对比不同压力系数气井无阻流量, 表明地层压力系数越大, 产气能力越强, 制定初期产量越高。根据 SEPD 模型评价稳定生产期递减率, 常压页岩气井第一年递减率 20%~45%, 由于储层孔隙内的游离气含量越低, 吸附气含量占比越高, 对于常压页岩气藏近井筒及裂缝面的储层压力很快就能降到解吸压力, 从而导致吸附气大量解吸释放产出地面, 因此常压页岩气藏地层压力系数越低, 吸附气解吸释放的时间越快, 从而导致气井的产量递减率越慢。单位压降产量可有效反映气井生产能力, 随压力系数增大, 单位压降产气量升高, 例如 JY194-3HF 井压力系数 1.32, 单位压降产气量 $217 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$, 与焦石坝一期相当。在稳定生产阶段页岩气渗流逐渐进入线性流阶段, 通过流动物质平衡方程法、典型图版法和现代产量分析等方法可有效评价单井可采储量, 可采储量与压力系数变化呈现出同向性, 随压力系数增大而增大。

2.2.4 低压排采阶段

页岩储层微纳米无机孔隙、有机孔隙内的温度和压力变化时, 甲烷分子会脱离吸附状态, 转变为游离相, 在微纳米孔隙内发生运移^[30-31]。页岩气吸附气含量占比达到 50%~80%, 随着开采过程不断继续, 吸附气不断发生解吸转化为游离态, 页岩气开采维持在较低的产气量, 但生产周期较长, 气井递减率明显降低, 年递减率较增压前 34% 降至 23%。

当气井压力逐渐降低至外输压力, 气井无法实现连续自喷, 一般进入间歇生产, 为降低自喷排液能量损失, 气井通常进入地面增压流程降低井口回压实现连续生产, 同时开展排水采气措施, 延缓气井积液水淹。地面增压可有效降低外输压力对气井产量的影响, 自喷井外输压力每上升 1 MPa, 单井平均日产气量下降 $1.27 \times 10^4 \text{ m}^3$; 增压井外输压力上升 1 MPa, 单井平均日产气量下降 $0.22 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。低压排采阶段气井携液能力减弱, 为防止气井水淹关井, 排水采气工艺显得尤为重要, 泡排可有效降低返排液密度, 有利于将液体举

出井口,是目前排液最有效的手段之一,气井泡排后气量可上升15%~20%,液量上升30%~50%。但泡排效果往往持续时间较短,需要连续加注起泡剂,常采用自动加药装置加注或人工固化加药制度。页岩气井属于单井单藏,不同压力系数页岩气井进入低压排采阶段后生产特征无明显差异,生产效果主要受到排水采气工艺适应性影响。

2.3 页岩气井产能影响因素分析

研究区优质页岩静态参数基本相当,但保存条件差异大,地层压力系数变化快,表明页岩气富集程度有较大差异,这是影响不同目标单井产量差异的先天性因素。而对于同一目标,地层压力系数基本一致,页岩气井产能主要受有效改造体积等后天性因素影响,具体包括最优靶窗钻遇率、水平段长、水平段方位以及压裂改造规模等。

2.3.1 地层压力系数

地层压力系数越高,代表页岩气保存条件越好,在晚期强烈构造改造过程中页岩气逸散越少,残留含气量越高。渝东南地区钻井统计显示,压力系数与单井测试产量、归一化1500 m单井EUR呈明显的正相关(图9),表明压力系数越高,地层能量越强,越利于获得高产,单井最终经济可采储量越高。渝东南构造复杂区地层压力系数介于0.9~1.4,其中地层压力系数为0.9~1.0的井,测试产量一般为 $(1.5 \sim 3.0) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,EUR为 $(0.35 \sim 0.50) \times 10^8 \text{ m}^3$;地层压力系数为1.0~1.1的井,测试产量一般为 $(3.0 \sim 5.0) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,EUR为 $(0.5 \sim 0.7) \times 10^8 \text{ m}^3$;地层压力系数为1.1~1.3的井,测试产量一般为 $(9.0 \sim 30.0) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,EUR为 $(0.7 \sim 0.9) \times 10^8 \text{ m}^3$;地层压力系数为1.3~1.4的井,测试产量一般为 $(15.0 \sim 40.0) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,

EUR为 $(0.9 \sim 1.2) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.3.2 有效改造体积

页岩气井的泄气范围受压裂改造体积(SRV)限制,SRV越大,泄气范围就越大,越利于高产和稳产。对研究区内5口井微地震监测结果进行统计,压裂缝纵向延伸高度为25~40 m,平均为30 m;压裂半缝长在100~250 m之间。基于页岩静态参数建立数值模拟模型,结合生产动态数据,开展生产历史拟合,校正数值模拟模型,评价单井最终累积产气量及改造体积。单井累积产气量 and 无阻流量与SRV统计结果表明(图10),改造体积越大,气井无阻流量越高,累积产气量越大,具有较好的一致性,因此,有效改造体积是影响页岩气井产能的重要因素。压裂工艺上影响有效改造体积的关键参数有最优靶窗钻遇率、水平段长、水平段方位和压裂施工规模4项。

1) 最优靶窗钻遇率

渝东南构造复杂区优质页岩段①—③小层是页岩气勘探开发甜点段,厚度为10~15 m,而进一步研究表明,③小层下部2 m至②小层(高度3 m)的TOC、孔隙度、含气量和脆性矿物含量更高,页岩气最富集,因此是水平井穿行的最优靶窗。

南川地区平桥背斜30口井的①—③小层钻遇率达到96%,其中最优靶窗的钻遇率平均为79%。水平井在最优靶窗穿行比例越高,气井测试无阻流量越高(图11a),呈现较好的线性关系,当最优靶窗穿行比例低于90%,气井测试无阻流量较低,普遍低于 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。根据试采井EUR评价结果,按照水平段长1500 m归一化得到归一化EUR与最优靶窗穿行比例关系图(图11b),水平段钻遇最优靶窗的比例越高,气井EUR越高,且EUR与无阻流量与最优靶窗穿行比例相关性基本一致,统计结果表明最优靶窗为气井试

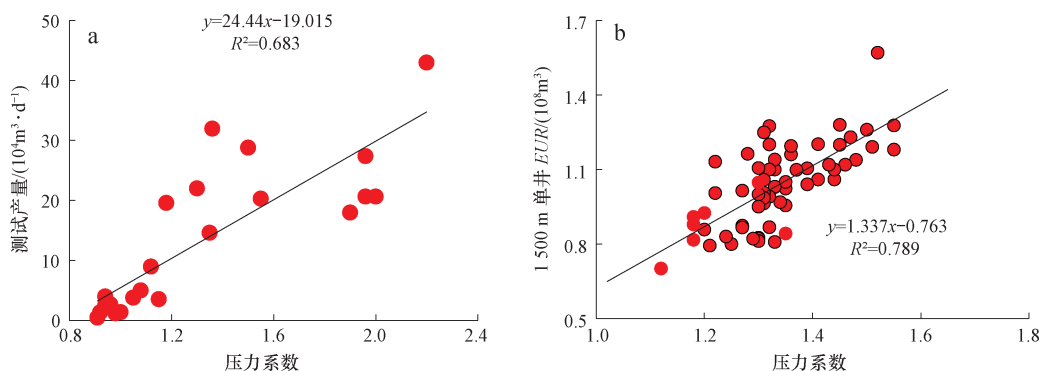


图9 渝东南构造复杂区压力系数与测试产量(a)和1500 m归一化单井EUR(b)的关系

Fig. 9 Relationship between pressure coefficient, test yield (a) and normalized single-well EUR (b) of a 1500 m long lateral in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

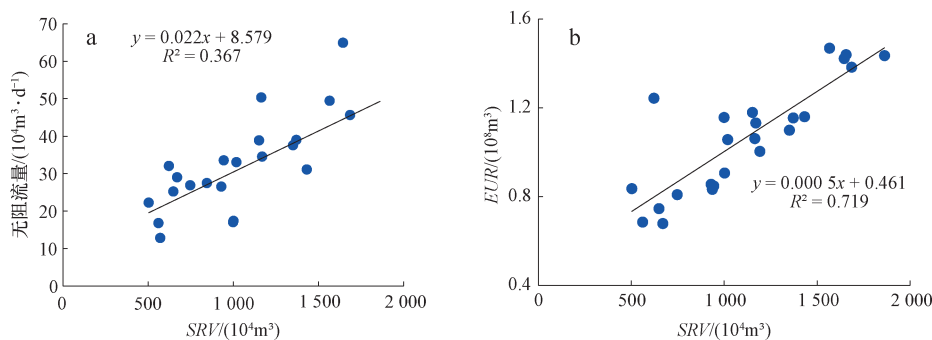


图 10 渝东南构造复杂区单井 SRV 与无阻流量(a)和 EUR(b)的关系

Fig. 10 Relationship of single well SRV with open channel flow(a) and EUR(b) in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

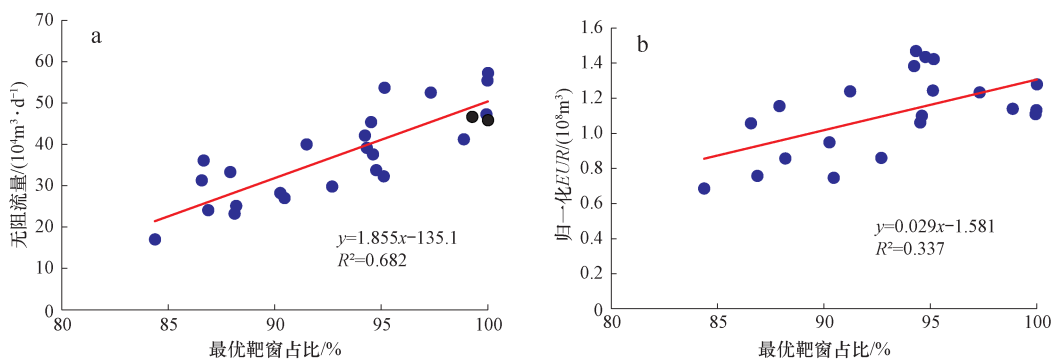


图 11 渝东南构造复杂区无阻流量(a)和归一化 EUR(b)与③小层穿行比例关系

Fig. 11 Relationship of open channel flow(a) and normalized EUR(b) with crossing ratio of layer ③ in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

气获得较好的效果提供了物质基础,也是水平井靶窗的最佳选择。这就要求在水平井钻探过程中,保证井眼轨迹光滑及工程允许条件下,尽量确保轨迹在最优靶窗穿行,因此,在五峰组-龙马溪组①—③小层富碳富硅富笔石页岩中甜中选甜,设计水平井最优靶窗显得尤为重要。

2) 水平段长

平桥背斜 30 口井水平段长主要介于 1 400 ~ 1 700 m,测试产量介于 $(15.4 \sim 38.3) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,评价无阻流量介于 $(15 \sim 65) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,而无阻流量大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井,其测试产量、无阻流量与水平段长具有较好的线性关系(图 12a,b),表现出测试产量和无阻流量随着水平段长增加而增大。在改造半缝长一定条件下,水平段长增加,单井波及范围增大。单井 EUR 与水平段长统计结果(图 12c),可以看出 EUR 随着水平段长增加呈现增大的趋势,数值模拟结果也表明单井 EUR 与水平段长呈较好的线性关系(图 12d),表明水平段长增加,在改造有效裂缝长度和纵向裂缝延伸高度一定条件下,水平井有效波及体积增大。

但是水平段长增加,会增加钻井和压裂成本,同时当水平段长大于 1 700 m 时,递减率降幅变缓,EUR 增幅变缓,水平段长超 1 000 m 后,水平段长每增加 100 m,可采储量增加约 4%,因此在水平井部署实施过程中,需要综合开展地面-地下一体化设计,结合工程工艺适应性和经济性,优选最佳水平段长,以实现经济效益最大化。

3) 水平段方位

根据垂直井筒方向水平射孔破裂压力计算公式^[32],结合南川地区五峰组-龙马溪组页岩岩石力学参数计算垂直井筒方向页岩破裂压力与最小主应力夹角变化关系,当夹角小于 10° 时,破裂压力增幅为 1%,当夹角超过 30° 时,破裂压力呈现线性快速增加(图 13),这就增大了压裂改造施工难度。同时现场实践数据表明,压裂施工过程中破裂压力与水平段方位与最小水平主应力夹角呈正相关关系(图 14a)。为实现页岩储层充分改造,在水平井部署过程中,需要结合构造及应力方向来优化水平段方位,建议水平段方位与最小主应力夹角控制在 30° 以内。

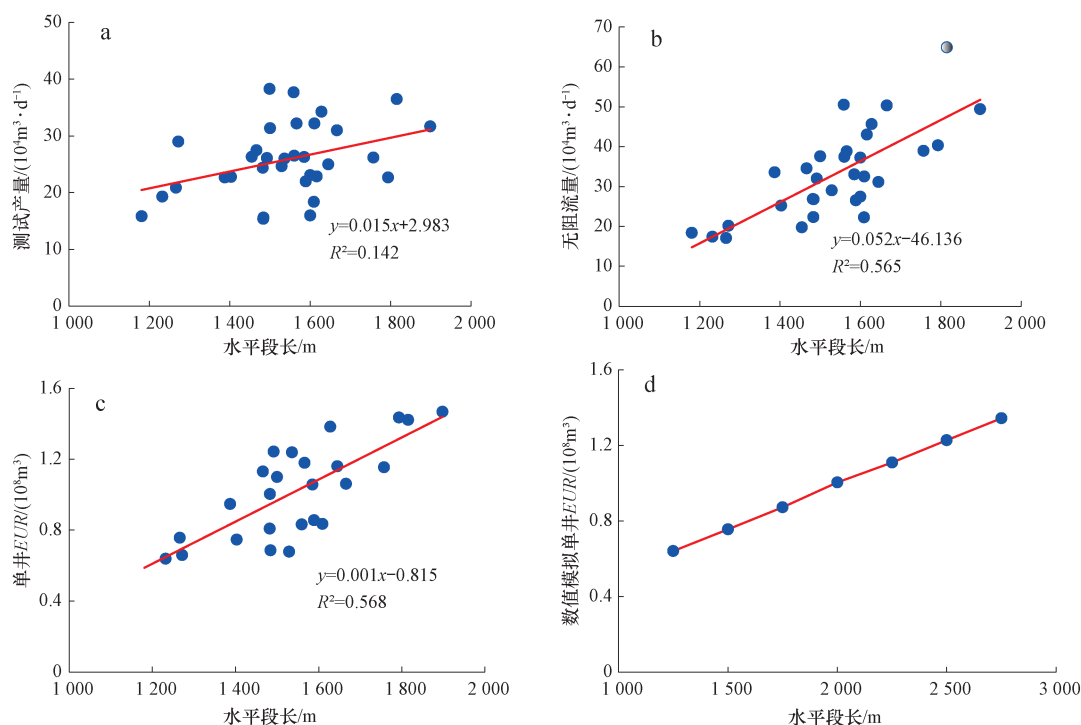


图 12 渝东南构造复杂区测试产量(a)、无阻流量(b)、单井 EUR(c)和数值模拟单井 EUR(d)与水平段长关系

Fig. 12 Relationship of test yield(a), open channel flow(b), single well EUR(c), single well EUR of numerical simulation(d) with horizontal section length in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

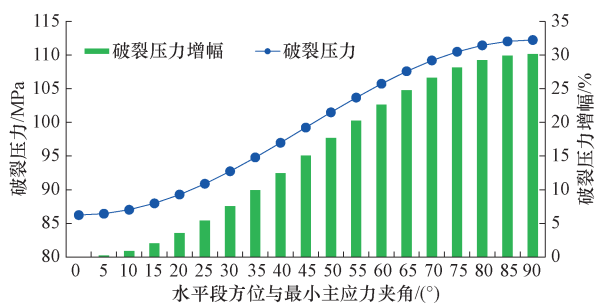


图 13 渝东南构造复杂区破裂压力与水平段方位关系

Fig. 13 Relationship between breakdown pressure and lateral orientation of horizontal wells in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

4) 压裂施工规模

改造体积是压裂改造效果的直接表征参数,要实现较大的改造体积,在压裂施工规模上,一方面要求在相同的压裂施工参数下形成更多的有效裂缝或更复杂的缝网;另一方面要求通过“大排量、高砂量”提高压裂施工规模,扩大改造波及体积,实现更高的 SRV。微地震监测表明,单段注液量(注液强度)越大,改造裂缝面积越大(图 14b)。对评价的 SRV 和压裂施工过程中的液量、砂量等参数进行统计,注液强度越大,加砂强度越高,SRV 越大(图 15a,b),表明压裂缝网实现有效支撑,改造效果越好,为气体流动

提供有效通道。

现场压裂实践表明:破裂压力是指地层产生裂缝时的井底流体压力,与岩石力学性质,孔隙压力和天然裂缝发育程度等因素有关,破裂压力的高低间接反映压裂改造的难易程度。停泵压力是压裂结束时的瞬时停泵压力,可反映压裂后压裂液在裂缝中的滤失和地层渗透率,同时反映人造缝与天然缝沟通程度。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,所以停泵压力可以间接表征压裂改造缝网的复杂程度。对破裂压力和停泵压力与储层改造 SRV 进行分析,统计结果表明在同一区域地质条件下,破裂压力越高,压裂改造难度越大;停泵压力越高,改造缝网的复杂程度越低,改造 SRV 越小(图 15c,d)。

随着页岩气储层埋深增加,地应力增大,压裂改造难度也随之增大^[33]。研究区内 600 多段压裂施工参数统计分析显示,储层破裂压力与埋深关系具有明显的分段性,页岩埋深小于 3 800 m 时,破裂压力较平稳,整体介于 55 ~ 85 MPa;当页岩埋深超过 3 800 m,破裂压力出现拐点,破裂压力增加趋势明显加剧(图 16)。当埋深超过 3 800 m 以后,页岩储层抗压强度快速增大,受高温高压的影响,页岩塑性增强,导致页岩破裂压力快速增大,施工难度增加,形成复杂缝网难度增大。

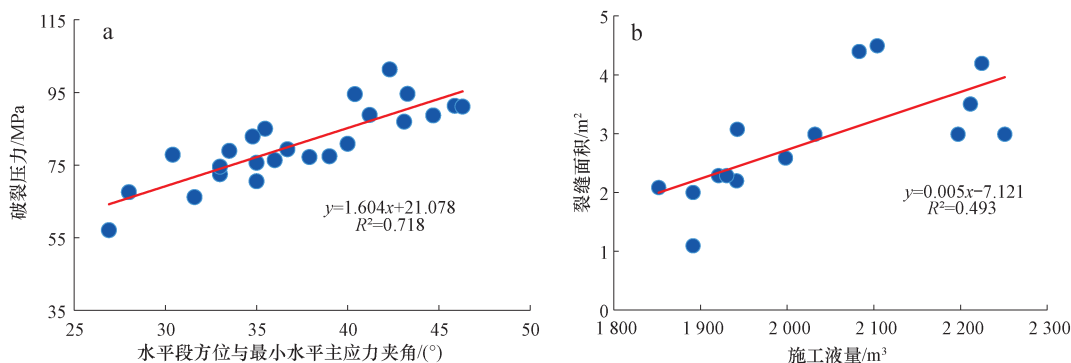


图 14 渝东南构造复杂区水平段方位、施工液量与破裂压力、微地震监测裂缝面积关系

Fig. 14 Relationship between lateral orientation, frac fluid volume and breakdown pressure, fracture area under micro-seismic monitoring in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

a. 破裂压力与水平段方位与最小主应力夹角关系; b. 微地震监测裂缝面积与施工液量关系

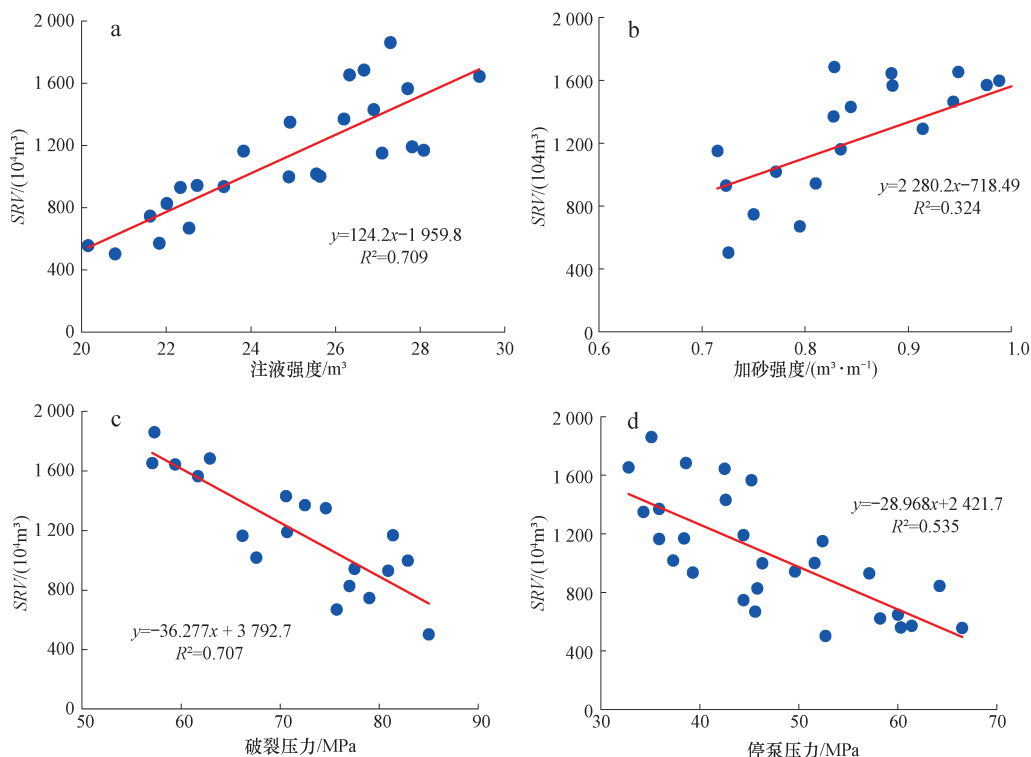


图 15 渝东南构造复杂区 SRV 与每米液量、加砂强度、破裂压力、停泵压力关系

Fig. 15 SRV vs. fluid volume per meter, sand mass per meter, breakdown pressure, and shut-in pressure in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

a. SRV 与每米液量关系; b. SRV 与加砂强度关系; c. SRV 与破裂压力关系; d. SRV 与停泵压力关系

3 开发技术政策

在页岩气生产特征和产能影响主控因素分析基础上,提出了渝东南构造复杂区开发技术优化政策和与之配套的压裂工艺参数。

开发技术优化政策:靶窗优选方面,综合考虑水平井穿行层位与单井产量、EUR 的关系,结合微地震监

测人造裂缝延伸规律,水平井穿行最优靶窗建议定在 TOC、孔隙度、含气量和脆性矿物含量更高,页岩气最富集的③小层下部 2 m 至②小层,TOC 为 3.5% ~ 4.6%,含气量为 4.1 ~ 5.7 m³/t,脆性矿物为 48.3% ~ 59.5%。井网部署方面,按照“整体部署、分步实施”的原则进行整体部署,采用“先肥后瘦”的动态调整开发策略,优先动用优质页岩静态指标好、保存条件好、地应力适中和天然裂缝较发育的下部气层一类甜点

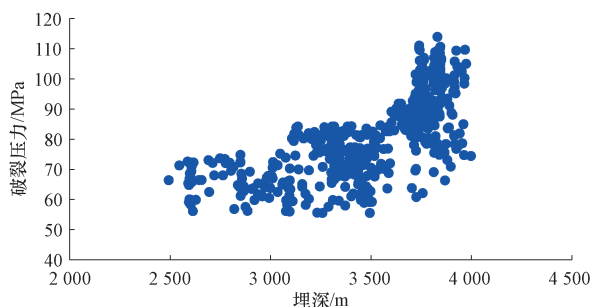


图16 渝东南构造复杂区破裂压力与埋深关系

Fig. 16 Relationship between breakdown pressure and buried depth in the structurally complex areas of southeastern Chongqing

区。布井模式方面,由于研究区整体处于盆缘过渡带,具有地面、地下双复杂的特征,为实现资源有效动用,同时考虑地面平台选点难易程度,建议优先采用双向布井模式,一个平台以6~8口井为主。合理井距方面,利用微地震监测主体裂缝半缝长为200 m左右,代表水平井部署的最大井距为400 m;部分井间距400 m的压裂段发生了压窜现象,表现为邻井产液量增大,但复产后产气量能很快恢复至压窜前水平,采用流动物质平衡方法评价,压窜后EUR未受影响,这表明只有压裂液产生了波及干扰,而支撑剂运移距离小于压裂液波及范围,所以井筒远端储层产生破裂但是并未实现有效支撑,说明两井间有效动用范围小于400 m;建立生产数据特征线分析模型,评价有效裂缝半长为120~150 m;综上所述,确定水平井合理井距为250~300 m。水平段长方面,综合地质、地面和工程技术适应性,技术经济水平段长推荐1500~2000 m。水平井方位方面,建议水平段方位与最小水平主应力夹角控制在30°以内。

压裂工艺参数:研究区为构造复杂区,储层埋深变化较大,且地应力较复杂,页岩储层体积改造难度大。为实现压裂改造形成复杂缝网,提高单井EUR,建议采用“大规模、强改造”模式,施工排量16~18 m³/min,压裂单段长60~80 m,加砂强度大于1.2 m³/m,注液强度大于28 m³/m。

4 结论

1) 常压页岩气生产表现为初期以排液为主,产气量较低,随着返排率增大,产气量不断增大,后期产量逐渐稳定,产量递减慢,单位压降产气量较高,单井可采储量较小的特征。不同压力系数的气井,生产规律差异大,压力系数越高,生产方式由人工排液向自喷生

产转变,日产气量、气液比越高,日产液量、返排率越低,单位压降产气量越高。

2) 常压页岩气生产可划分为纯液、过渡、稳定生产和低压排采等4个阶段,不同阶段生产特征受地层压力系数影响明显。压力系数越大,在纯液生产阶段,排液时间越短、见气返排率降低;在过渡阶段,返排率越低,气液平衡时间越长;在稳定生产阶段,产气能力越强,单位压降产量、单井可采储量越高。

3) 常压页岩气井产能主要受地层压力系数、有效改造体积的影响,其中影响有效改造体积的参数包括最优靶窗钻遇率、水平段长、水平段方位以及压裂改造规模等。

4) 根据生产特征和产能影响因素分析,结合生产实践,提出了渝东南构造复杂区开发技术优化政策和与之配套的压裂工艺参数。建议水平井穿行③小层下部2 m至②小层,井距250~300 m,采用双向布井模式,一个平台以6~8口井为主,水平段长以1500~2000 m为主,水平段方位与最小主应力夹角控制在30°以内。压裂施工排量16~18 m³/min,压裂单段长60~80 m,加砂强度大于1.2 m³/m,每米液量大于28 m³。

参 考 文 献

- [1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 中华人民共和国 GB/T 26979—2011 天然气藏分类[S]//北京:中国标准出版社,2011:1-7.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of China. GB/T 26979—2011 Gas reservoir classification[S]//Bei Jing: Standards Press of China, 2011: 1-7.
- [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.
Ma Xinhua, Xie Jun. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 161-169.
- [3] 金之钧,白振瑞,高波,等. 中国迎来页岩油气革命了吗?[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451-458.
Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [4] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等. 中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(1): 13-35.
Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1): 13-35.
- [5] 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 de-

- velopment[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 14–19.
- [6] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带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.
He Xipeng, He Guisong, Gao Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 1–14.
- [7] 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): 57–68.
He Guisong, He Xipeng, Gao Yuqiao, et al. Analysis of accumulation conditions of three sets of marine shale gas in southern China[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 39(1): 57–68.
- [8] 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.
Fang Zhixiong, He Xipeng. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819–827.
- [9] 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.
He Xipeng, Gao Yuqiao, Tang Xianchun, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 654–664.
- [10] He X P, Zhang P X, He G S, et al. Evaluation of sweet spots and horizontal-well-design technology for shale gas in the basin-margin transition zone of southeastern Chongqing, SW China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(2): 134–146.
- [11] 何希鹏, 齐艳平, 何贵松, 等. 渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 32–39.
He Xipeng, Qi Yanping, He Guisong, et al. 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[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 32–39.
- [12] 何希鹏, 王运海, 王彦祺, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 126–136.
He Xipeng, Wang Yunhai, Wang Yanqi, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the south-east Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 126–136.
- [13] 谢军, 赵圣贤, 石学文, 等. 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, 2017, 37(7): 1–11.
Xie Jun, Zhao Shengxian, Shi Xuewen, et al. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 1–11.
- [14] 贾成业, 贾爱林, 何东博, 等. 页岩气水平井产量影响因素分析[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 80–88.
Jia Chengye, Jia Ailin, He Dongbo, et al. Key factors influencing shale gas horizontal well production[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 80–88.
- [15] 马新华, 李熙喆, 梁峰, 等. 威远页岩气田单井产能主控因素与开发优化技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 555–563.
Ma Xinhua, Li Xizhe, Liang Feng, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 555–563.
- [16] 杨济源, 李海涛, 张劲, 等. 四川盆地川南页岩气立体开发经济可行性研究[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 95–99.
Yang Jiyuan, Li Haitao, Zhang Jin, et al. Economic feasibility study on tridimensional development of shale gas, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 95–99.
- [17] 梁兴, 徐政语, 张朝, 等. 昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1–18.
Liang Xing, Xu Zhengyu, Zhang Zhao, et al. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang Anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1–18.
- [18] 王淑芳, 董大忠, 王玉满, 等. 中美海相页岩气地质特征对比研究[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(9): 1666–1678.
Wang Shufang, Dong Dazhong, Wang Yuman, et al. A comparative study of the geological feature of marine shale gas between China and the united states[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(9): 1666–1678.
- [19] 郭建林, 贾爱林, 贾成业, 等. 页岩气水平井生产规律[J]. 天然气工业, 2019, 39(10): 53–58.
Guo Jianlin, Jia Ailin, Jia Chengye, et al. Production laws of shale-gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 53–58.
- [20] 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.
He Xipeng, Zhang Peixian, Fang Dazhi, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 72–79.
- [21] 位云生, 齐亚东, 贾成业, 等. 四川盆地威远区块典型平台页岩气水平井动态特征及开发建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 81–86.
Wei Yunsheng, Qi Yadong, Jia Chengye, et al. Production performance of and development measures for typical platform horizontal wells in the Weiyuan shale gas field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 81–86.
- [22] 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.
- [23] Weijers L, Wright C, and Mayerhofer M. Trends in the North American frac industry: Invention through the shale revolution[J]. SPE, 2019: 194345.
- [24] 丁麟, 程峰, 于荣泽, 等. 北美地区页岩气水平井井距现状及发展趋势[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(4): 559–566.
Ding Lin, Cheng Feng, Yu Rongze, et al. Current situation and development trend of horizontal well spacing for shale gas in North America[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 559–566.

- [25] 袁玉松,方志雄,何希鹏,等. 彭水及邻区龙马溪组页岩气常压形成机制[J]. 油气藏评价与开发,2020,10(1):9-16.
Yuan Yusong, Fang Zhixiong, He Xipeng, et al. Normal pressure formation mechanism of Longmaxi shale gas in Pengshui and its adjacent areas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1):9-16.
- [26] 聂海宽,张柏桥,刘光祥,等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气高产地质原因及启示——以涪陵页岩气田 JY6-2HF 为例[J]. 石油与天然气地质,2020,41(3):463-473.
Nie Haikuan, Zhang Baiqiao, Liu Guangxiang, et al. Geological factors contributing to high shale gas yield in the Wufeng-Longmaxi Fms of Sichuan Basin: A case study of Well JY6-2HF in Fuling shale gas field[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3):463-473.
- [27] 何贵松,万静雅,周岷娜,等. 南川地区南页1井五峰组-龙马溪组页岩特征与生物地层[J]. 地层学杂志,2019,43(4):376-388.
He Guisong, Wan Jingya, Zhou Dina, et al. Characteristics and biostratigraphy of Wufeng-Longmaxi Formation shale in well Nanye 1 of Nanchuan area[J]. Journal of Stratigraphy, 2019, 43(4):376-388.
- [28] 张涛,李相方,杨立峰,等. 关井时机对页岩气井返排率和产能的影响[J]. 天然气工业,2017,37(8):48-60.
Zhang Tao, Li Xiangfang, Yang Lifeng, et al. Effects of shut-in timing on flowback rate and productivity of shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8):48-60.
- [29] Valko P P. Assigning value to stimulation in the Barnett Shale: A simultaneous analysis of 7000 plus production histories and well completion records[J]. SPE, 2009:119369.
- [30] 王伟,李阳,陈祖华,等. 基于复杂渗流机理的页岩气藏压后数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发,2020,10(1):22-29.
Wang Wei, Li Yang, Chen Zuhua, et al. Post-fracturing numerical simulation of shale gas reservoir based on complex flow mechanisms[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1):22-29.
- [31] Song W H, Yao J, Ma J S, et al. Assessing relative contributions of transport mechanisms and real gas properties to gas flow in nanoscale organic pores in shales by pore network modelling[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2017, 113:524-537.
- [32] 张金才,亓原昌. 地应力对页岩储层开发的影响与对策[J]. 石油与天然气地质,2020,41(4):776-783.
Zhang Jincai, Qi Yuanchang. Impact of in-situ stresses on shale reservoir development and its countermeasures[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4):776-783.
- [33] 何贵松,何希鹏,高玉巧,等. 渝东南盆缘转换带金佛斜坡常压页岩气富集模式[J]. 天然气工业,2020,40(6):50-60.
He Guisong, He Xipeng, Gao Yuqiao, et al. Enrichment model of normal-pressure shale gas in the Jinfo slope of the basin-margin transition zone in southeast Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6):50-60.

(编辑 梁 慧)

(上接第200页)

- [33] 王玉满,黄金亮,王淑芳,等. 四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J]. 天然气地球科学,2016,27(3):423-432.
Wang Yuman, Huang Jinliang, Wang Shufang, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiba, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3):423-432.
- [34] Zhu H J, Ju Y W, Huang C, et al. Microcosmic gas adsorption mechanism on clay-organic nanocomposites in a marine shale[J]. Energy, 2020, 197:117256.
- [35] Ju Y W, Wang G C, Bu H L, et al. China organic-rich shale geologic features and special shale gas production issues[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2014, 6:196-207.
- [36] 琚宜文,黄骋,孙岩,等. 纳米地球科学:内涵与意义[J]. 地球科学,2018,43(5):1367-1383.
Ju Yiwen, Huang Cheng, Sun Yan, et al. Nanogeoscience: Connotation and significance[J]. Earth Science, 2018, 43(5):1367-1383.
- [37] 岳锋,李永臣,赵宝山,等. 重庆下古生界页岩顺层滑脱变形域的形成及其地质意义[J]. 石油与天然气地质,2018,39(2):229-238.
Yue Feng, Li Yongchen, Zhao Baoshan, et al. Bedding decollement deformation domain in the Lower Paleozoic shales in Chongqing: Formation and geological significance[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2):229-238.
- [38] Ju Y W, Huang C, Sun Y, et al. Nanogeosciences: Research history, current status, and development trends[J]. Journal of Nanoscience and Nanotechnology, 2017, 17(9):5930-5965.
- [39] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等. 中国页岩气勘探发现现状与优选方向[J]. 中国矿业大学学报,2020,49(1):16-38.
Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1):16-38.
- [40] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气优质储层成因机制[J]. 天然气工业,2020,40(6):31-41.
Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Genetic mechanism of high-quality shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi Fms in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6):31-41.

(编辑 梁 慧)