

引用格式:汪凯明.川东南盆缘复杂构造区深层页岩气富集特征[J].天然气地球科学,2023,34(2):334-348.

WANG Kaiming.Enrichment characteristics of deep shale gas in tectonically complex regions of the southeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2023,34(2):334-348.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2022.09.006

川东南盆缘复杂构造区深层页岩气富集特征

汪凯明

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏 南京 210019)

摘要:以川东南盆缘复杂构造区南川地区为研究对象,基于钻井、实验分析测试等资料,开展深层页岩气富集特征研究,重点讨论地层温度、地层压力等成藏环境变化对深层页岩气富集的影响作用。研究认为:①优势沉积相带是页岩气藏成烃的基础,研究区五峰组—龙马溪组一段形成于深水陆棚沉积环境,优质页岩发育,具备形成页岩气藏的良好物质条件。②有机碳含量控制纳米级有机质孔隙的发育程度,高压—超高压环境有利于孔隙的保持,对改善深层页岩物性发挥积极作用。③深层页岩气具有高温、高地应力的典型地质特征。温度较压力对页岩吸附能力的影响更为明显,深层页岩气赋存方式以游离气为主;高上覆地层压力导致页岩渗透率呈指数下降,页岩气运移能力显著减弱,逸散程度降低,有利于页岩气原位聚集。④温度、压力变化对气体扩散作用影响复杂,高温会增大气体的扩散系数,加剧气体的运移和逸散,而高压可以减缓或抑制气体的流动,有利于页岩气保存。⑤埋深与压力系数呈现一定的正相关性,埋深对向斜型页岩气藏压力系数的影响作用显著,表明深层向斜型页岩气保存条件趋好。埋深较大的残留向斜核部、凹中隆、有反向逆断层遮挡的斜坡区是复杂构造区页岩气勘探的有利目标。

关键词:深层页岩气;富集特征;五峰组—龙马溪组;地层温度;地层压力;构造复杂区

中图分类号:TE122.2⁺3

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2023)02-0334-15

0 引言

目前四川盆地及东南缘地区五峰组—龙马溪组页岩气在埋深3 500 m以浅的中深层、中浅层已经实现规模商业开发,发现了涪陵、长宁、威远及昭通等页岩气田^[1-5],随着勘探工作的不断深入和工程工艺技术的不断进步,深层页岩气也取得了积极进展^[6-15]。近年来,中国石油天然气股份有限公司在渝西、泸州等区块获得了深层页岩气勘探重大突破,多口井测试产量超过 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[8],其中Z202-H1井(垂深为3 957 m)测试产量 $45.67 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,L203井(垂深为3 893 m)测试高产工业气流 $138 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,成为我国首口日产气量超百万立方米的深层页岩气井^[9]。中国石油化工股份有限公司在四川盆地南部发现了威荣深层页岩气田,探明页岩气

地质储量 $1\,247 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[10];与此同时,在四川盆地东南部的盆缘复杂构造区丁山—东溪、南川地区深层页岩气勘探也取得了良好效果,丁山—东溪地区多口页岩气井在3 800~4 500 m埋深测试日产气 $(5 \sim 31) \times 10^4 \text{ m}^3$,其中DY2井埋深4 418 m,测试日产气 $10.42 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[10-11],DYS1井页岩埋深4 219 m,测试日产气 $31 \times 10^4 \text{ m}^3$,取得了4 200 m以深的深层页岩气勘探的重大突破^[7],此后持续部署实施的多口深层页岩气井也取得了良好效果,南川地区部署实施的NY1井、JY205井等多口井也钻获良好页岩气显示:NY1井页岩埋深4 411 m,水平段长1 100 m,地层压力系数为1.45,测试日产气 $(0.2 \sim 6.6) \times 10^4 \text{ m}^3$;JY205井页岩埋深4 151 m,水平段长1 289 m,地层压力系数为1.3,采用“小段单簇、压前注水降温、胶液造缝、长段塞加砂”等工艺,测试日产气 $17.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,揭示复

收稿日期:2022-08-09;修回日期:2022-09-07;网络首发日期:2022-09-27.

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2016ZX05061);中国石化科技项目“四川盆地及周缘矿权战略选区及评价”(编号:P21086-2-6)联合资助.

作者简介:汪凯明(1982-),男,湖北云梦人,硕士,副研究员,主要从事油气地质综合研究及勘探开发规划工作.E-mail:kaiming214@126.com.

杂构造区深层页岩气也具有良好的勘探开发潜力。

川东南盆缘复杂构造区因受多期构造作用的叠加改造影响,抬升剥蚀和构造变形较为强烈,保存条件较差,多为常压页岩气藏,关于常压页岩气藏富集主控因素,前人研究形成了以“三因素控产”为代表的富集高产理论认识,认为深水陆棚控烃、保存条件控富、体积改造控产^[16]。前期研究主要基于中浅层、中深层页岩气藏,而关于深层页岩气富集特征的研究相对较少,尤其是地层温度、地层压力等成藏环境变化对深层页岩储层孔渗特性的影响以及对气体赋存方式和流动运移的作用关系不甚清晰,有必要针对深层页岩气藏开展深入研究。因此,本文以南川地区五峰组—龙马溪组深层页岩气藏为研究对象,阐述其地质特征,重点讨论温度、压力等成藏环境变化对深层页岩气富集的影响,以为复杂构造区深层页岩气勘探评价等工作提供参考借鉴。

1 研究区概况

研究区地理上位于重庆市南川区、万盛区,贵州省正安县等区县,构造上处于四川盆地川东高陡构造带和武陵褶皱带西北缘(图1),齐岳山断裂以北东向横贯研究区,具有地表地下“双复杂”的典型地质特点。该地区历经加里东期、海西期、印支期、燕山—喜马拉雅期等多期构造运动叠加改造,以燕山中晚期挤压、走滑,喜马拉雅期抬升剥蚀影响最为强烈,形成了以北东向为主的向斜与背斜相间分布的槽—档构造格局和地层分布^[17],上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组为页岩气勘探的主要目的层系,页岩埋深介于1 500~5 000 m之间,斜坡和背斜构造区页岩埋深为1 500~3 500 m,向斜区页岩埋深主体介于3 500~5 000 m之间,地层压力系数介于0.9~1.55之间,属于高压—常压过渡区,以常压页岩气为主。通过10余年的持续攻关研究,研究区已落实3个千亿立方米页岩气增储区带,已累计

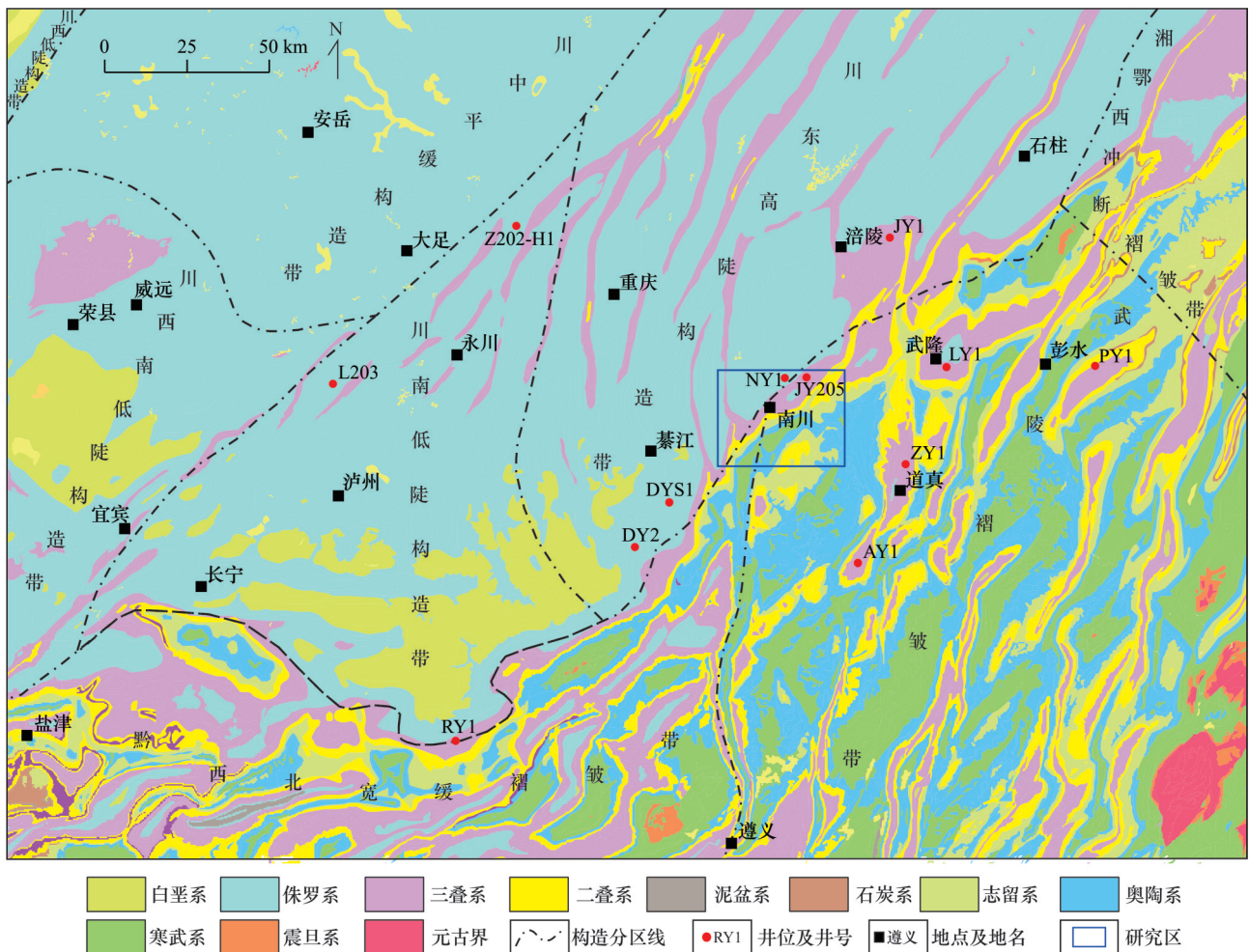


图1 川东南盆缘复杂构造区位置(部分井位据文献[7,12,15])

Fig.1 Structural location map of the basin-margin zone in southeastern Sichuan Basin (some well data from Refs.[7,12,15])

探明页岩气地质储量近 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 已建产能 $21 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累计生产页岩气超 $47 \times 10^8 \text{ m}^3$, 随着中深层页岩气资源的不断探明发现, 勘探方向已逐步向深层页岩气拓展。

2 深层页岩气地质特征

2.1 构造特征

川东南地区主体构造变形受江南隆起向北西方向递进扩展控制, 同时黔北地区遭受晚期近南北向构造叠加, 不同的构造区具有不同的构造变形强度和变形方式^[18]。南川地区受燕山中期构造作用影响形成北东向褶皱及断裂, 晚期受挤压走滑作用影响形成南北向构造及“S”型断裂。2期构造作用的叠加, 形成了现今隆凹相间、东西分带的构造格局。根据断裂级次和构造形态, 南川地区自东向西可划分出石桥白马向斜带、东胜平桥复背斜带、神童坝向斜带、阳春沟背斜带4个构造带(图2)。

齐岳山断裂是东、西差异性的分界^[19], 构造抬升时间东早西晚, 改造作用强度东强西弱, 地层抬升幅度东高西低, 整体上从东到西, 断层规模逐渐减小, 如东部青龙乡断层断距为 $2\,000 \sim 2\,200 \text{ m}$, 西部龙济桥断层断距减小到 $220 \sim 600 \text{ m}$, 地层埋深逐渐加大, 保存条件逐渐变好。五峰组—龙马溪组深层页岩主要分布在神童坝向斜和东胜平桥复背斜翼部及其北东倾伏端, 神童坝向斜整体呈北东走向, 东部以龙济桥断层为界与东胜平桥复背斜相邻, 向西北倾伏, 地层平缓, 断层不发育, 构造变形较弱, 抬升剥蚀量较小, 地表残留侏罗系, 五峰组底界埋深在 $3\,500 \sim 5\,500 \text{ m}$ 之间; 东胜平桥复背斜带东西受青龙乡断层、龙济桥断层夹持, 整体呈北东走向、北东窄南西宽的帚状构造, 中部为一低幅背斜, 向北东倾伏, 五峰组底界埋深在 $4\,000 \sim 4\,500 \text{ m}$ 之间, 向南西通过鞍部与上倾斜坡连为一体, 直至龙马溪组剥蚀殆尽, 构造形态整体完整, 内部断裂发育较少。

2.2 沉积地层特征

晚奥陶世凯迪期—早志留世特列奇期, 研究区处于黔中隆起、川中隆起、雪峰隆起3个古隆起夹持的向北开口的陆棚环境^[20], 受2次全球性海侵的影响, 五峰组—龙马溪组沉积期间经历了深水陆棚到半深水陆棚, 再到浅水陆棚的沉积演化过程, 构成了一个沉积水体向上整体变浅、岩石粒度变粗、颜色变浅的沉积序列, 发育大套黑色—灰黑色页岩和

深灰色粉砂质泥岩。

根据岩性和电性等特征, 川东南龙马溪组自下而上可划分为龙马溪组一段、龙马溪组二段和龙马溪组三段, 五峰组—龙马溪组一段于凯迪期—埃隆早期主要为深水—半深水陆棚亚相黑色页岩, 水平层理发育, 笔石丰富, 多见黄铁矿, 平面分布稳定, 川东沉积中心位于涪陵—石柱一带, 沉积厚度超过 110 m , 为含钙质半深水—深水陆棚环境, 川南沉积中心位于泸州—宜宾一带, 泸州区块沉积厚度超过 170 m , 为泥质半深水—深水陆棚环境^[21], 五峰组—龙马溪组一段黑色页岩是目前四川盆地及周缘页岩气勘探研究的主要层位。

南川地区邻近川东沉积中心, 与涪陵焦石坝具有相似的沉积背景, 黑色页岩发育, 钻井揭示川东南地区五峰组—龙马溪组一段厚度为 $105 \sim 128 \text{ m}$, 从北往南略有增厚的趋势, 根据岩性、电性、元素地球化学、笔石等特征, 五峰组—龙马溪组一段进一步细分为①—⑨号9个小层, 对应WF2—WF3、LM1—LM7笔石带, 可划分为2个三级层序, 其中①—⑤号小层对应WF2—LM5笔石带, 形成于深水陆棚沉积环境, 岩性以黑色硅质页岩为主, 黄铁矿发育, 富含有机质, 页岩 $\text{TOC} \geq 2\%$, 是当前页岩气勘探开发的“甜点段”; ⑥—⑨号小层对应LM6—LM7笔石带, 形成于半深水陆棚沉积环境, 岩性以黑色页岩为主, 底部发育灰黑色薄层粉砂质页岩, 顶部发育灰黑色厚层含粉砂页岩, 黄铁矿较为发育, 有机质含量降低, 页岩 TOC 值主要介于 $1\% \sim 2\%$ 之间, 是当前页岩气勘探开发的重要接替层段。

NY1井钻遇五峰组—龙马溪组一段黑色页岩 111 m (图3), 其中①—⑤号小层页岩厚 29 m , ⑥—⑨号小层页岩厚 82 m , 测井曲线整体表现为高自然伽马(平均为 172 API)、高声波时差值(平均为 $240 \mu\text{s/m}$)、高电阻率(平均为 $13 \Omega \cdot \text{m}$)、高 U/Th 值(平均为 0.63)和低密度值(平均为 2.63 g/cm^3)的特征; 黏土矿物含量平均为 41.60% , 硅质含量为 47.03% , 碳酸盐矿物含量为 7.61% ; 自下而上自然伽马变低, 密度变大, U/Th 平均值由 1.10 降低至 0.46 , 黏土矿物含量明显增加, 硅质含量明显减少, 碳酸盐矿物略有增加, 反映出沉积水体由深变浅, 氧化还原条件由厌氧—贫氧向富氧转变, 厌氧—贫氧的沉积环境有利于有机质的保存。

2.3 岩石矿物组成特征

65件岩心样品的全岩X射线衍射测试分析结

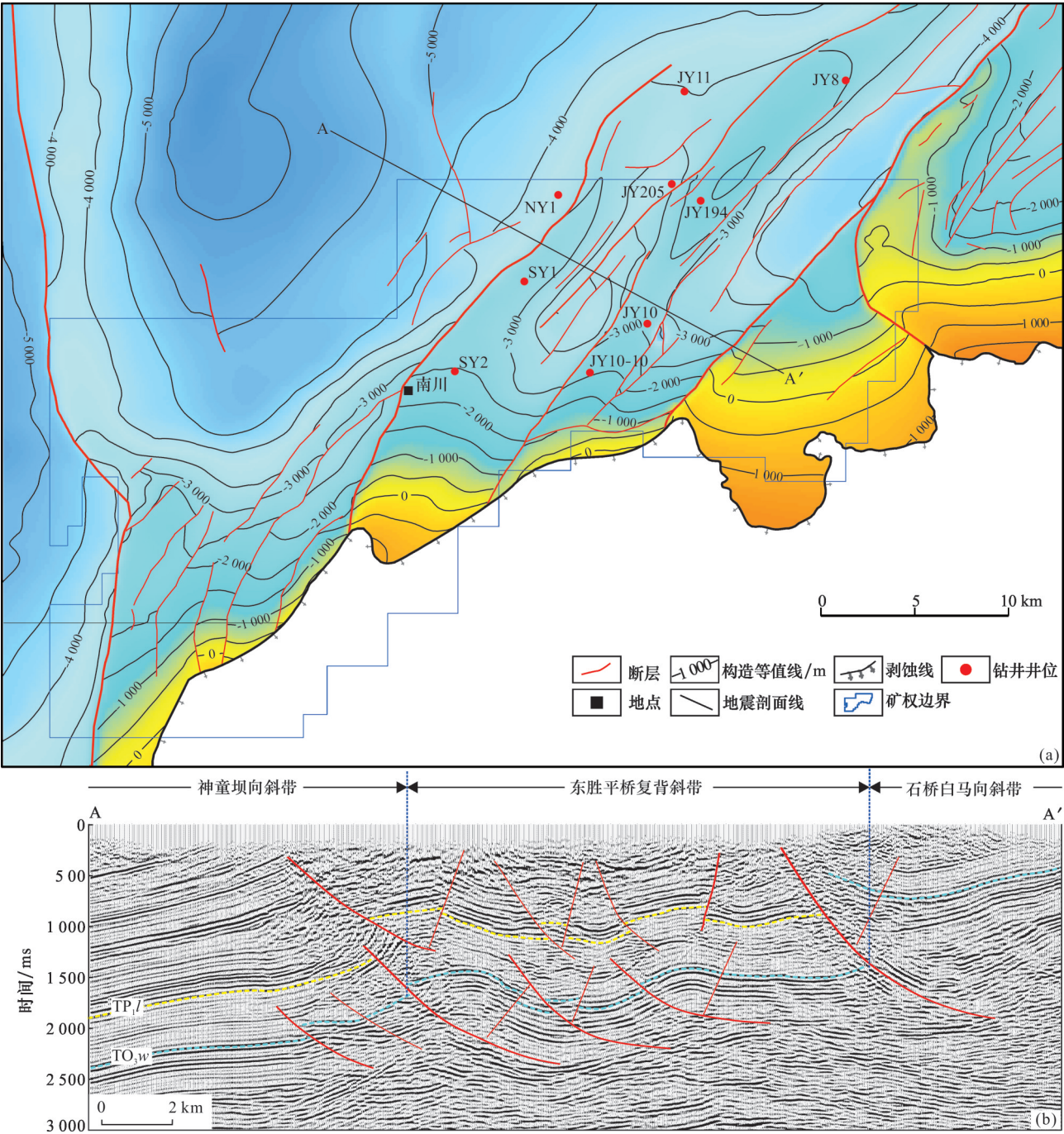


图2 南川地区五峰组底面构造特征(a)与典型地震剖面(b)

Fig.2 Structure map of the bottom of Wufeng Formation(a) and typical seismic profile(b) in Nanchuan area

果显示,NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩矿物组成以黏土矿物、石英为主,其次为斜长石、方解石、白云石和黄铁矿等,黏土矿物含量介于16.75%~60.10%之间,平均值为41.60%;石英含量介于27.42%~72.30%之间,平均值为39.69%;碳酸盐矿物含量介于0%~21.88%之间,平均值为7.61%;长石含量介于3.30%~14.38%之间,平均值为8.07%;黄铁矿含量介于0%~5.60%之间,平均值

为3.04%。纵向上呈现黏土矿物、碳酸盐矿物含量增加,石英含量减少的趋势,其中①—⑤号小层黏土矿物含量介于16.75%~48.40%之间,平均值为35.41%,石英含量介于29.75%~72.30%之间,平均值为46.43%,碳酸盐矿物含量介于3.61%~13.30%之间,平均值为6.94%,长石含量介于3.30%~14.38%之间,平均值为7.80%,黄铁矿含量介于0%~5.40%之间,平均值为3.42%;⑥—⑨

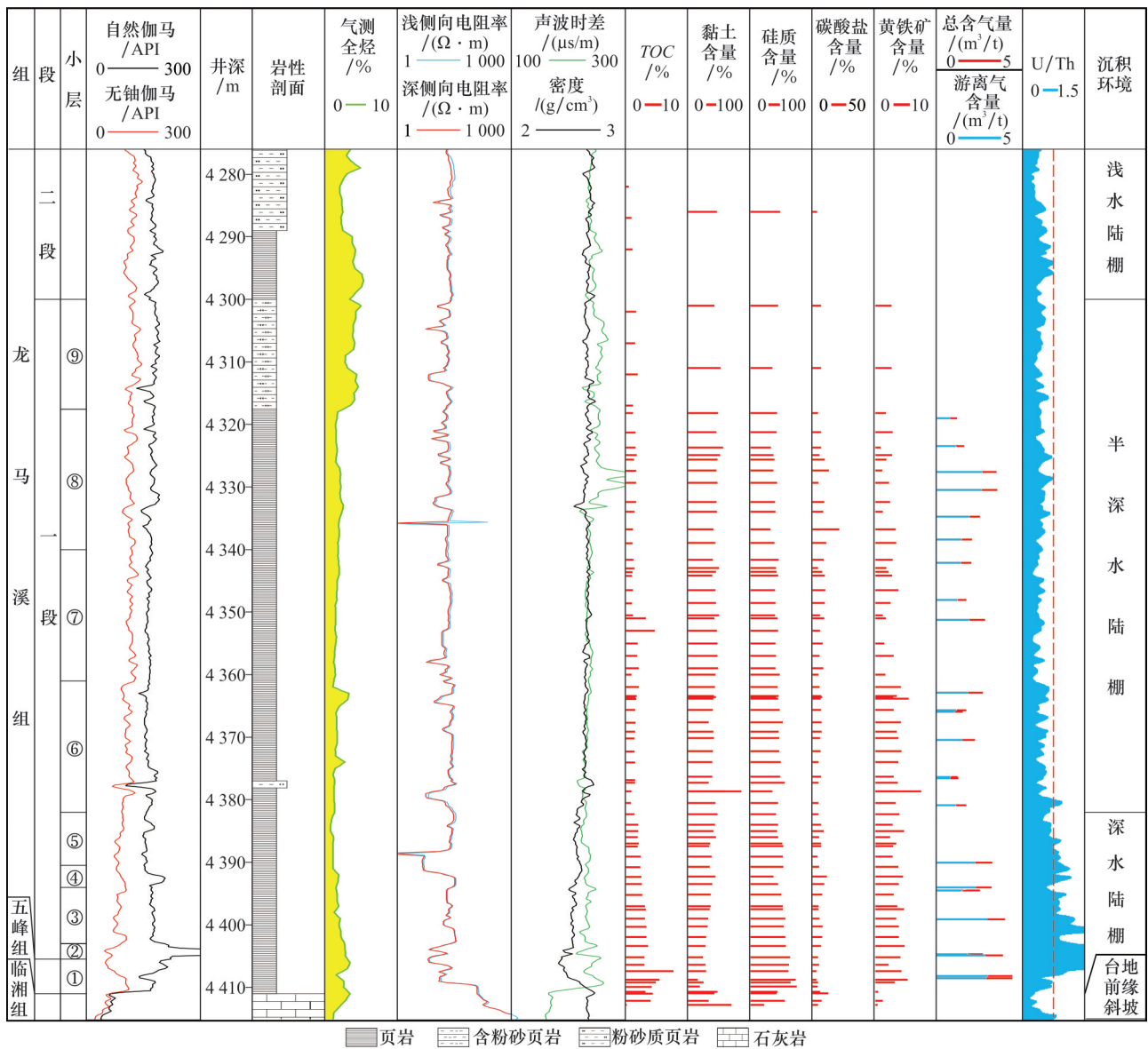


图3 NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩综合柱状图

Fig.3 Comprehensive stratigraphic column of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation in Well NY1

号小层黏土矿物含量介于34.50%~60.10%之间,平均值为45.47%,石英含量介于27.42%~43.80%之间,平均值为35.47%,碳酸盐矿物含量介于0%~21.88%之间,平均值为8.03%,长石含量介于5.30%~12.50%之间,平均值为8.23%,黄铁矿含量介于0%~5.60%之间,平均值为2.80%。

黏土矿物组成以伊利石和伊/蒙混层为主,含少量绿泥石和高岭石,伊利石相对含量平均值为56%,伊/蒙混层相对含量平均值为32%,绿泥石相对含量平均值为10%,高岭石相对含量平均值仅为4%。反映在成岩过程中,随着深度增大,地层温度和压力逐渐升高,高岭石含量逐渐变小,向绿泥石转化,伊/蒙混层向伊利石转化,最终伊利石含量增大。

2.4 有机地球化学特征

川东南地区五峰组—龙马溪组一段深水—半深水陆棚相页岩具有有机质丰度高、热演化程度适中、有机质类型好的特征。NY1井五峰组—龙马溪组一段65件岩心样品分析测试结果显示,页岩样品的总有机碳(TOC)含量主要介于1.00%~7.73%之间,平均值为2.31%, $TOC \geq 2.00\%$ 的样品占总样品数的46%;纵向上①—⑤号小层TOC含量主要介于2.01%~7.73%之间,平均值为3.41%,⑥—⑨号小层TOC含量主要介于1.00%~4.74%之间,平均值为1.67%。15件页岩样品的镜质体反射率(R_o)值分布于2.26%~2.83%之间,平均值为2.51%,均处于高一过成熟干气阶段,干酪根全部降

解生气,滞留烃也大量裂解生气。有机质类型为腐泥型,显微组分以壳质组和镜质组为主,含少量固体沥青、浮游藻类、疑源类、细菌、笔石等是主要的成烃生物。

2.5 储集物性特征

微观孔隙是页岩气储集的主要空间类型,高一过成熟页岩中发育大量纳米级孔隙。由于孔隙结构特征对页岩气的赋存方式和储集作用明显,所以本文利用低温氮气吸附法开展了NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩纳米级孔隙结构研究,按照IUPAC孔隙直径分类标准^[22],将孔隙分为微孔(小于2 nm)、中孔(2~50 nm)和大孔(大于50 nm)3类,结果表明:孔隙直径以中孔和微孔为主,中孔占比67.2%,其中孔隙直径2~10 nm的中孔占比46.0%,10~50 nm的中孔占比21.2%,微孔占比31.0%,大

孔仅占1.8%(图4)。

NY1井27件样品的氮气吸附脱附测试结果显示(图4),五峰组—龙马溪组一段页岩孔隙体积介于0.012 9~0.028 0 cm³/g之间,平均为0.017 3 cm³/g,其中①—⑤号小层平均为0.019 1 cm³/g,最高可达0.020 5 cm³/g,明显高于⑥—⑨号小层,后者平均为0.015 7 cm³/g,最高为0.018 2 cm³/g;BET比表面积介于12.8~34.9 m²/g之间,平均为18.1 m²/g,其中①—⑤号小层介于12.80~18.30 m²/g之间,平均为15.9 m²/g,⑥—⑨号小层介于13.8~34.9 m²/g之间,平均为20.6 m²/g,纵向上①—⑤号小层明显高于⑥—⑨号小层;测试结果与焦石坝JY1井基本相当,JY1井比表面积平均为18.9 m²/g,孔隙体积平均为0.013 cm³/g^[23]。自上而下,整体呈现微孔减少、中孔增加,孔隙体积增加、比表面积增大的趋势。

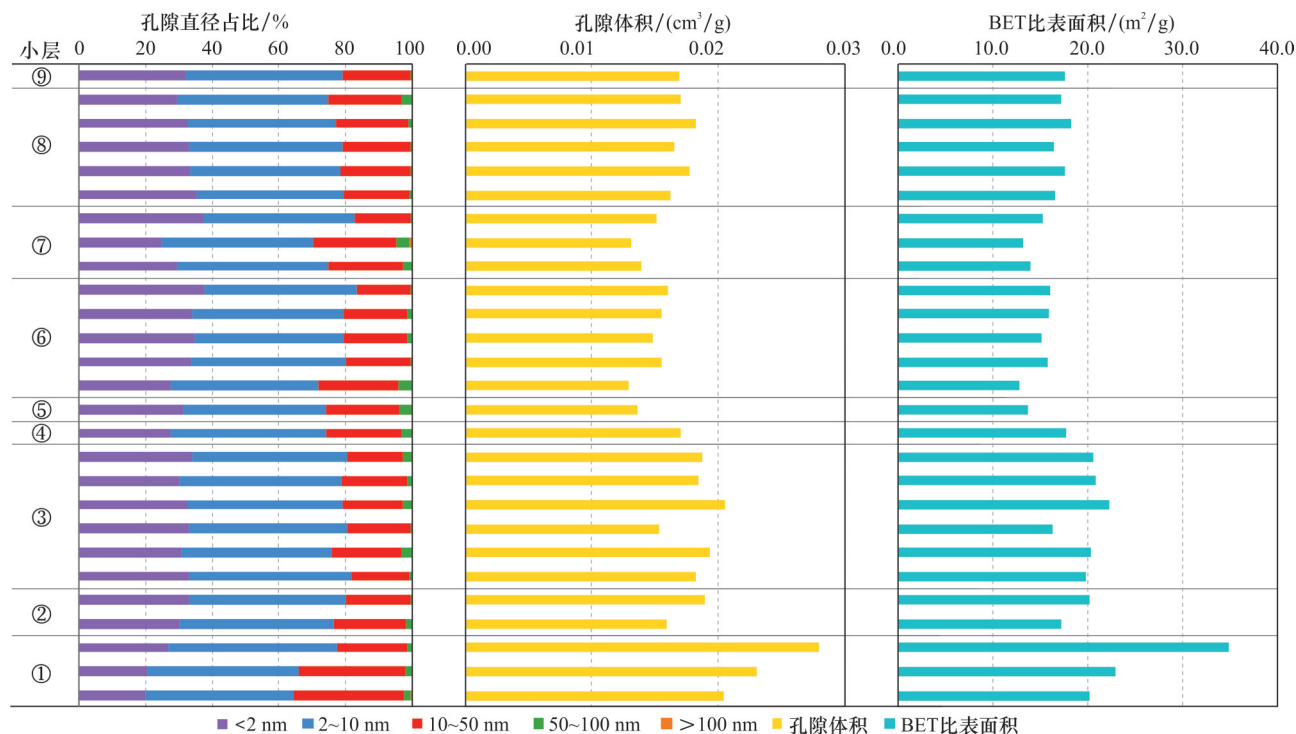


图4 NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩孔隙特征纵向分布图

Fig.4 Vertical distribution map of pore characteristics of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation in Well NY1

相关性分析发现孔隙体积与比表面积(图5), TOC含量与孔隙体积、比表面积(图6),孔隙体积与游离气含量,比表面积与吸附气含量(图7)均呈现良好的正相关关系,研究表明:①中孔和微孔对孔隙比表面积有促进作用;2~50 nm的中孔是孔隙比表面积的主要贡献者;②孔隙成因以有机质孔隙为主,有机碳含量控制纳米级有机质孔隙的发育程

度,有机碳含量越高,在干酪根热解过程中越有利于形成纳米级孔隙;③有机质孔隙对页岩气的储存富集发挥重要作用,是页岩气储集的主要空间类型,孔隙体积有利于游离气的储集,高比表面积为吸附气提供良好的附着空间。

氩离子抛光扫描电镜观察发现,NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩主要发育孔隙和微裂缝2种储集

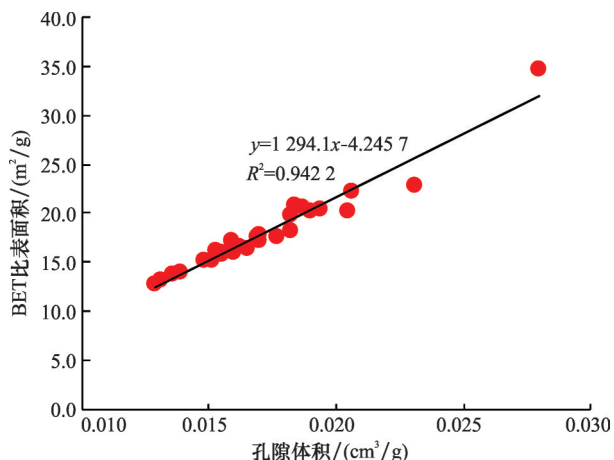


图5 五峰组—龙马溪组一段页岩孔隙体积与比表面积关系

Fig.5 Relationship between pore volume and specific surface area of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation

空间类型(图8),孔隙按照成因划分为有机质孔隙和无机孔隙,其中无机孔隙主要有黏土矿物晶间孔、草莓状黄铁矿晶间孔和粒内溶蚀孔,有机质内部发育大量的有机质孔隙,呈椭圆状—圆状、狭长不规则状,孔隙直径大小不一,局部可达400 nm;镜下可见微米级微裂缝,微裂缝有利于游离气的聚集,同时也是页岩气压裂改造后渗流的主要通道。

NY1井五峰组—龙马溪组一段17件页岩样品脉冲孔隙度介于2.29%~5.31%之间,平均值为3.25%,渗透率介于 $(0.000\ 592\ 3\sim0.187\ 340\ 0)\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.028\ 784\ 0\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,其中①—⑤号小层孔隙度介于2.50%~5.31%之间,平均值为3.97%,渗透率介于 $(0.000\ 732\ 8\sim0.187\ 340\ 0)\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.040\ 685\ 8\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,明显低于JY1井,后者孔隙度平均值为4.80%,渗透率平均值为 $0.16\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ^[24],随着埋

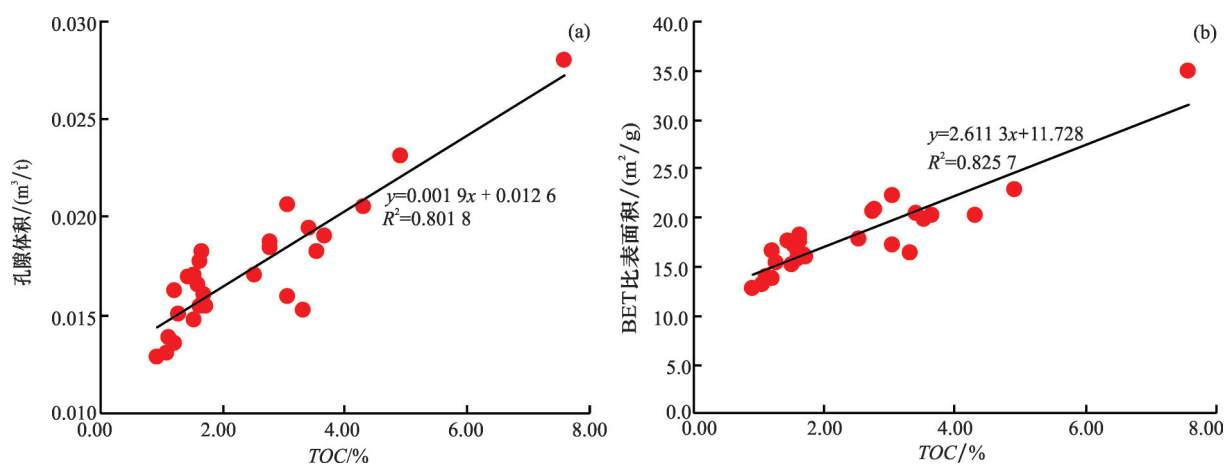


图6 五峰组—龙马溪组一段页岩TOC与孔隙体积、比表面积关系

Fig.6 Relationship between TOC and pore volume, specific surface area of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation

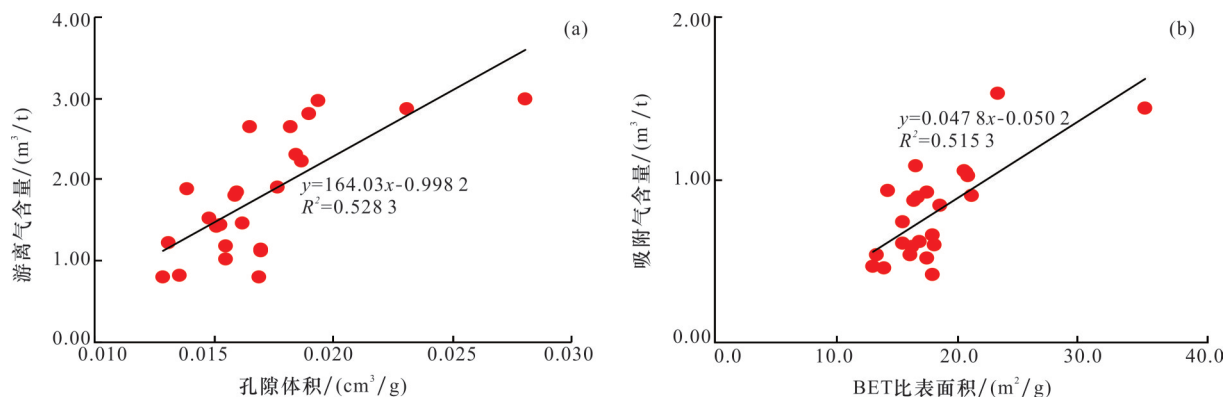


图7 五峰组—龙马溪组一段页岩孔隙体积、比表面积与含气量关系

Fig.7 Relationship between pore volume, specific surface area and gas content of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation

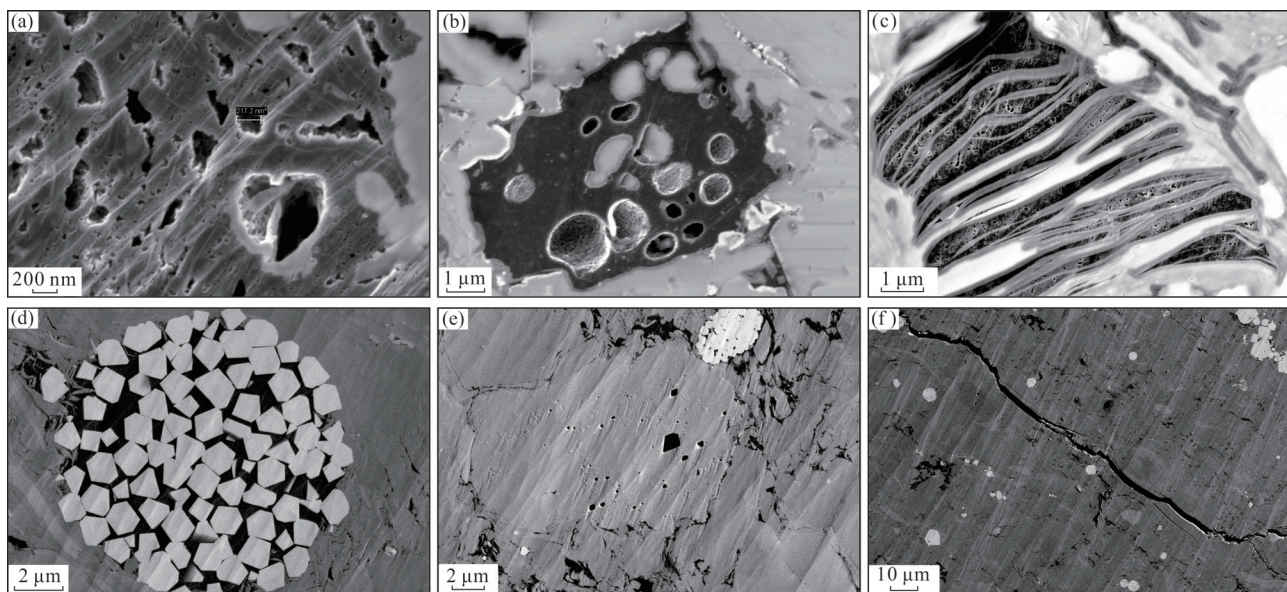


图8 NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩孔隙类型及发育特征

Fig.8 Pore types and development characteristics of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation in Well NY1

(a) 4 409.19 m, ①号小层, 有机质孔隙发育, 孔隙直径100~400 nm, 呈椭圆状、狭长不规则状; (b) 4 363.83 m, ⑥号小层, 有机质孔隙较发育, 孔隙边缘圆滑, 呈椭圆状—圆状; (c) 4 323.70 m, ⑧号小层, 黏土矿物晶间孔; (d) 4 336.75 m, ⑧号小层, 黄铁矿晶间孔; (e) 4 397.02 m, ③号小层, 粒内溶蚀孔; (f) 4 363.83 m, ⑥号小层, 微裂缝, 宽度大于1 μm, 未被充填

深的增加, 上覆地层压力增大是影响深层页岩孔渗性的主要因素。

2.6 含气性特征

良好的保存条件是页岩气富集成藏的关键因素, 地层压力系数是评价保存条件的综合指标, 高压—超高压指示良好的保存条件^[2,4]。NY1井五峰组—龙马溪组实测地层压力系数为1.45, 反映保存条件较好, 有利于页岩气富集。NY1井①—⑨号9个小层页岩段24件样品实测总含气量为1.21~4.43 m³/t, 平均值为2.59 m³/t, 赋存方式以游离气为主, 游离气占比为57%~76%, 平均值为68%, 总含气量自上而下整体呈现增加的特征, 总含气量与有机碳含量呈现良好的正相关关系(图9), 说明有机质丰度越高, 生烃能力越强, ⑥—⑨号小层总含气量为1.21~3.53 m³/t, 平均值为2.11 m³/t, ①—⑤号小层优质页岩总含量为2.53~4.43 m³/t, 平均值为3.55 m³/t, 是页岩气水平井穿行的“甜点靶窗”。

2.7 可压裂性特征

岩石脆性、地应力、两向应力差异系数等岩石力学参数是页岩可压裂性评价的关键指标, 也是影响人工压裂改造效果的重要因素。NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩基于脆性矿物(石英+长石+碳酸盐矿物)的脆性指数介于36.6%~80.1%之间, 平

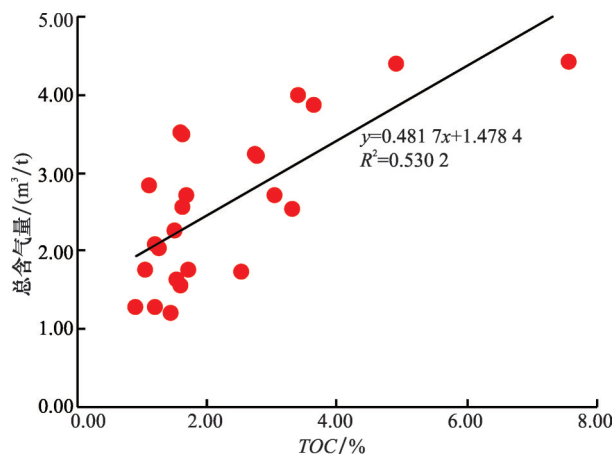


图9 五峰组—龙马溪组一段页岩TOC与总含气量关系

Fig.9 Relationship between TOC and total gas content of Wufeng Formation-the first member of Longmaxi Formation

均值为55.4%, 与JY1井脆性指数基本相当, JY1井脆性指数为41%~73%, 平均值为54.1%^[25], 自上而下脆性指数总体均呈现升高的趋势。岩石力学参数测试显示, NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩抗压强度为116~147 MPa, 杨氏模量为33~45 GPa, 泊松比为0.19~0.22, JY1井页岩杨氏模量为23~37 GPa, 泊松比为0.11~0.29。综上反映出NY1井页岩强脆性, 高杨氏模量, 低泊松比的特点, 具备压

裂改造过程中形成复杂缝网的岩石学条件。

但随着页岩储层埋深的增大,地应力也随之增高,NY1井五峰组—龙马溪组一段页岩埋深4 300~4 411 m,JY1井五峰组—龙马溪组一段页岩埋深2 326~2 415 m,埋深相差近2 000 m,NY1井测井解释最大水平主应力为101.8~115.0 MPa,平均值为105.4 MPa,最小水平主应力为82.0~93.6 MPa,平均值为86.2 MPa,最大与最小水平主应力差值为16.5~26.8 MPa,平均值为19.2 MPa,两向应力差异系数为0.16~0.23,JY1井岩心测试最大主应力为52.2~55.5 MPa,最小主应力为48.6~49.9 MPa,水平地应力差异系数为0.11~0.34^[25],两者对比来看,两向应力差异系数相近,有利于压裂改造形成复杂缝网系统,但主应力相差明显,约38~52 MPa,反映出深层页岩气高应力的地质特点,有效压裂改造是目前深层页岩气规模效益开发面临的主要挑战之一。

3 讨论

关于页岩气成藏富集主控因素,前人开展了大量研究,形成了“阶梯运移、背斜汇聚、断—滑控缝、箱状成藏;“二元富集”“三元富集”“三因素控产”“五性一体”“源—盖控藏”等诸多理论认识^[24-30],并很好地指导了中国南方页岩气勘探开发。理论核心是以“成烃、成储、成藏”为研究主线,强调“沉积建造、构造改造”两大成藏过程的动态耦合关系,重点探讨“物质基础”和“保存条件”两大成藏关键要素的时空匹配。实践证实,以“自生自储、源储一体”为典型成藏特征的页岩气藏,其形成与富集同样遵循石油地质学的经典理论和基本规律。对于深层页岩气而言,与中深层、中浅层等页岩气最大的区别在于现今埋深,在地质历史过程中经历了相似的沉降深埋阶段,但后期并未遭受大幅度的抬升,以致现今仍保持较大的埋藏深度。如川东南地区五峰组—龙马溪组最大埋深6 000~7 000 m,因所处构造位置的差异,导致构造改造的强度和抬升的幅度有所差异,焦石坝构造残留三叠系嘉陵江组,页岩现今埋深在2 200~3 500 m之间,南川神童坝向斜残留侏罗系,页岩埋深超过4 000 m。

前人^[24]研究的“深水陆棚相优质页岩是页岩气富集的基础,良好的保存条件是页岩气高产的关键”这一共识同样适用于深层页岩气藏,深层页岩气藏显著特点就是温度、压力等成藏环境的变化,随着页岩埋深的增大,地层温度、地层压力也随之

增加,对页岩储层的孔渗特性,对气体的流动运移和赋存、富集也产生了较大影响。对此,下文重点讨论地层温度、地层压力的变化对深层页岩气富集带来的影响。

3.1 地层压力对孔隙度和渗透率的影响

埋深的增大导致上覆地层压力增加、压实作用增强,页岩孔隙度迅速降低,分析四川盆地及东南缘不同埋深、不同压力系数下页岩孔隙度发现(图10),在埋深相似条件下,高压—超高压页岩气藏一般都具有较高的孔隙度,随着埋深的增加,高压—超高压页岩气藏仍保存较高的孔隙度,如JY1井页岩埋深2 415 m,压力系数为1.55,页岩孔隙度平均为4.80%,WY1井页岩埋深3 662 m,压力系数为2.0,页岩孔隙度平均为6.06%,DYS1井页岩埋深4 248 m,压力系数为1.58,页岩孔隙度平均为6.34%,NY1井页岩埋深4 415 m,压力系数为1.45,页岩孔隙度平均为4.12%,而常压页岩气藏的孔隙度相对较低,如位于盆外残留向斜区的PY1井,页岩埋深2 160 m,压力系数为0.96,页岩孔隙度平均为2.67%,RY1井页岩埋深4 248 m,压力系数为0.98,页岩孔隙度平均为0.73%。高压—超高压指示着良好的保存条件,李双建等^[31]认为四川盆地志留系页岩气气藏超压形成的机制主要是流体膨胀,流体膨胀主要是烃源岩生烃作用造成的。

高压—超高压页岩气藏在后期的构造改造过程中通过构造裂缝或超压破裂渗流/渗漏散失,原有压力平衡系统被打破,导致超压释放,强烈的褶皱、断裂和抬升剥蚀作用产生的裂缝是使超压变为常压的主要因素^[32],而良好的保存条件可使页岩气藏形成一个相对独立的“封存箱”,能够有效减缓和阻断烃类流体向箱外运移和逸散^[33],现今仍然维持一定程度的高压—超高压,良好的保存条件使孔隙内的高—超高压流体压力能够有效支撑部分围压,抵御和减缓压实作用对孔隙的破坏,有利于孔隙的保存,这表明高压—超高压环境有利于孔隙的保持,对改善深层页岩物性起到建设性作用。

页岩具有水平层理发育的自身属性,渗透率实验结果显示(图11),页岩水平渗透率要远大于垂直渗透率,平均水平渗透率是垂直渗透率的数十倍,甚至百余倍,表明页岩气更容易横向运移,水平层理是页岩气渗流和扩散的主要通道。页岩覆压渗透率实验显示(图12),随着围压的增加,页岩渗透率呈指数下降,当围压增加至40 MPa时,页岩渗透

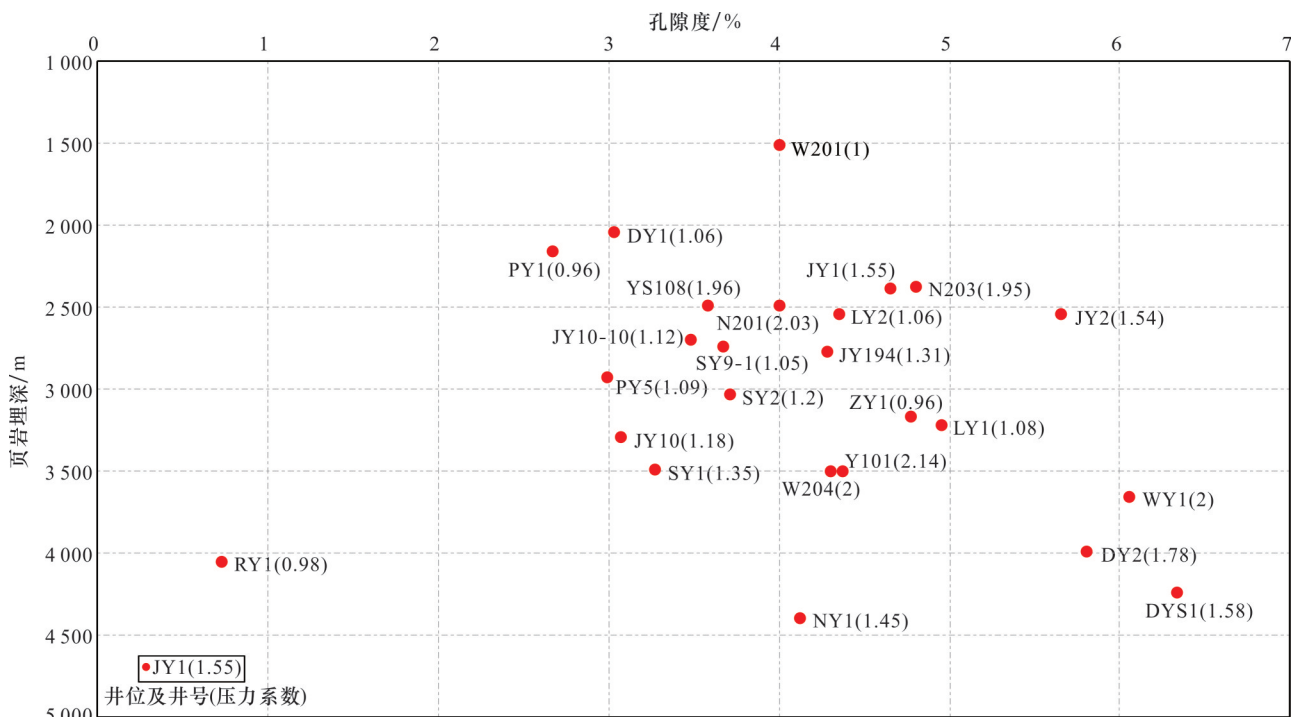


图10 四川盆地及东南缘典型页岩气井五峰组—龙马溪组页岩深度与孔隙度关系(部分数据引自文献[15,34])

Fig.10 Relationship between depth and porosity of Wufeng-Longmaxi formations shales from typical shale gas wells in Sichuan Basin and its southeastern margin (some data from Refs.[15,34])

率接近于0。深层页岩上覆地层压力(垂直地应力)高,普遍大于70 MPa,研究区介于80~110 MPa之间,从页岩覆压渗透率实验可知,在如此高的上覆地层压力条件下,页岩渗透率极低,页岩气的运移能力弱,逸散程度低,页岩可形成良好的自封闭性,表明深层有利于页岩气原位聚集。

上述认识可以解释为什么背斜型页岩气的富集程度通常会高于向斜型和斜坡型,从目前页岩气勘探效果来看,背斜型页岩气藏的勘探效果也往往最优。统计分析四川盆地及周缘大量向斜型和背斜型页岩气埋深与压力系数的关系发现(图13),埋深与压力系数呈现一定的正相关关系,埋深对向斜型页岩气压力系数的影响更为显著,说明深层向斜型页岩气保存条件有变好的趋势。因此,对于复杂构造区,埋深较大的残留向斜核部、凹中隆、有反向逆断层遮挡的斜坡区是页岩气勘探的有利目标。

3.2 地层温度、地层压力对页岩吸附能力和页岩气赋存方式的影响

温度和压力是影响页岩气吸附能力和赋存形式的重要因素,干酪根对甲烷的吸附能力随着温度的升高呈幂指数下降(图14)^[35],在朗格缪尔压力为20 MPa的等压实验条件下,实验温度从30℃升至60℃,页岩吸附量减少16%,实验温度从60℃升至

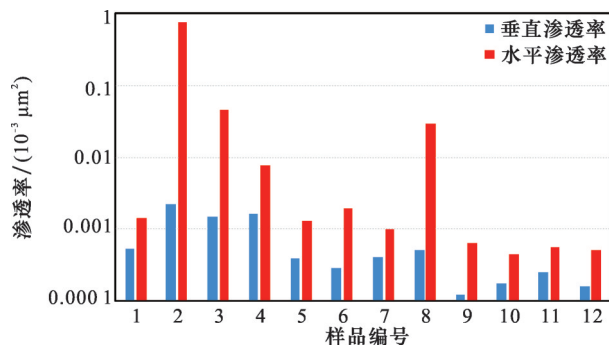


图11 五峰组—龙马溪组页岩水平渗透率与垂直渗透率对比

Fig.11 Comparison of horizontal permeability and vertical permeability in Wufeng-Longmaxi formations shales

90℃,页岩吸附量减少31%。

而压力与页岩的吸附能力呈正相关关系,大量的等温吸附实验显示,当朗格缪尔压力在0~10 MPa时,吸附量增加的速率最快,而随着压力的不断升高,吸附量增加的趋势逐渐减小,当压力增加到16~20 MPa时,朗格缪尔体积基本趋于饱和态,相比压力,温度对页岩吸附能力的影响更为明显。

因此,对于深层高温、高压—超高压页岩储层而言,页岩气赋存方式以游离气为主,四川盆地及东南缘大量的深层页岩气含气量实验也证实了这一特点(图15),NY1井游离气占比为57%~76%,平

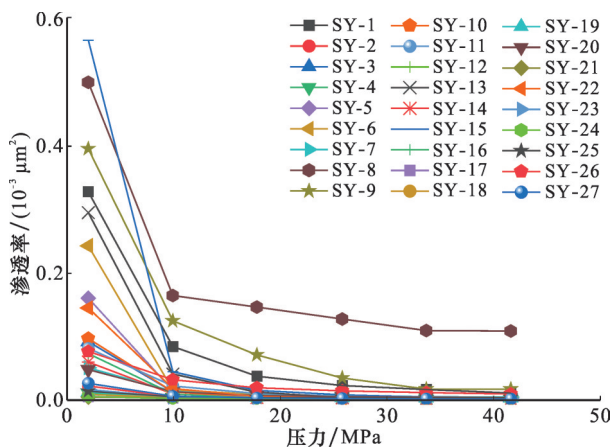


图 12 五峰组—龙马溪组页岩覆压渗透率实验

Fig.12 Overburden permeability experiment of Wufeng-Longmaxi formations shales

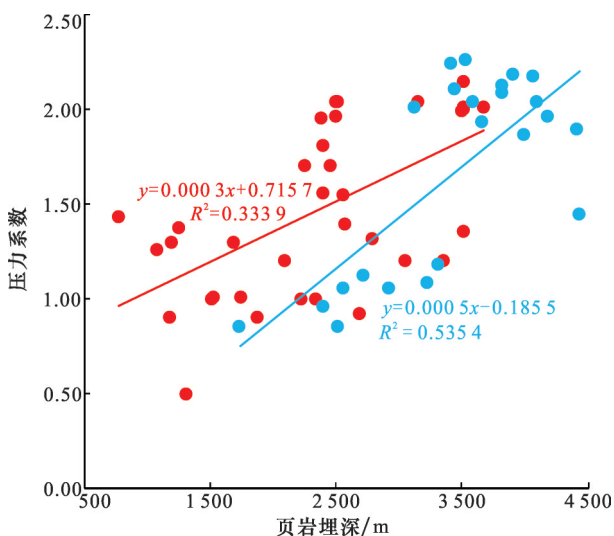


图 13 背斜型、向斜型页岩气藏埋深与压力系数的关系

Fig.13 Relationship between buried depth and pressure coefficient of shale gas reservoirs from the anticline and syncline types

均值为 68%，JY1 井游离气占比为 52.2%~72.9%，平均值为 65.7%，而常压页岩气藏以吸附气为主。页岩气 PVT 实验显示，随着压力的增加，页岩气原始体积系数呈指数下降，气体的偏差系数大幅增加，从而大大增加了游离气的储集能力。

3.3 地层温度、地层压力对气体扩散作用的影响

烃源岩(页岩)从进入生烃门限起,便开始了不同程度,不同方式的排烃和运移作用,页岩气为源内滞留形成的烃类气聚集,属未排出页岩的“滞留气”。对页岩气而言,初次运移、二次运移都属于逸散,对页岩气的富集起负向作用。渗流和扩散作用伴随烃源岩(页岩)的整个生烃演化历史,是烃类气

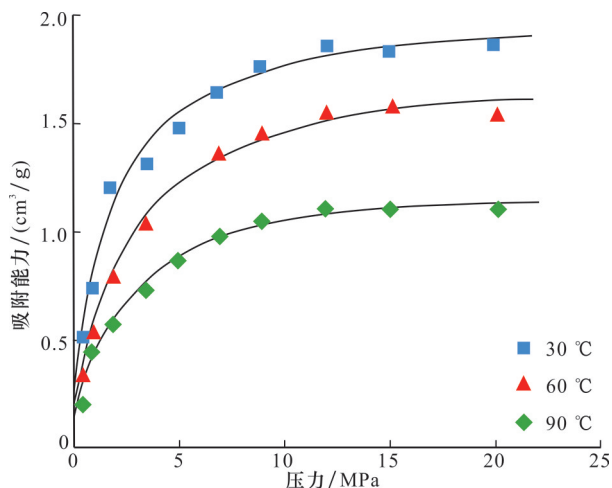


图 14 温度、压力与页岩吸附甲烷量的关系(据文献[35])

Fig.14 Relationship between temperature, pressure and methane adsorption capacity of shale (from Ref.[35])

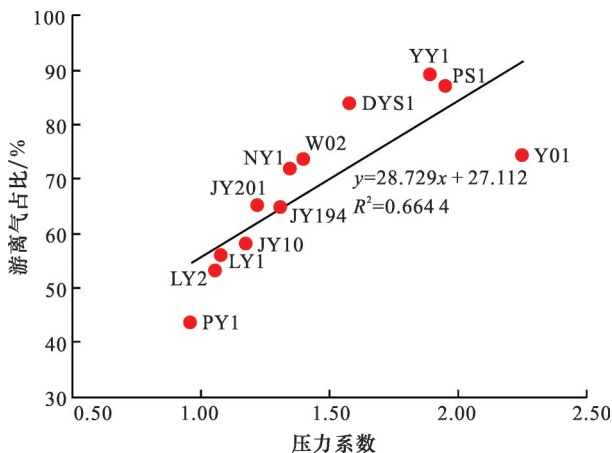


图 15 页岩气藏压力系数与游离气占比关系

Fig.15 Relationship between pressure coefficient and proportion of free gas in shale gas reservoir

运移的 2 种基本形式^[36]。随着成岩作用的增强,页岩储集层的孔喉尺度逐渐变小,由微米级向纳米级过渡,最终以纳米级孔隙为主,气体流动机制由渗流为主向扩散为主过渡^[37]。

扩散作用是纳米级页岩储层中气体的主要运移机制,分子扩散理论研究认为浓度差是天然气发生扩散的根本原因^[38]。天然气扩散系数是表征天然气扩散能力,评价气藏保存条件的重要参数^[39],扩散系数越大,反映保存条件越差,天然气逸散程度越高,则滞留烃量越少,页岩含气量越低。对于具有相似沉积背景的同—地区、同一套页岩气而言,其生烃能力基本相当。因此,温度和压力是引起排烃差异,导致烃类气出现浓度差,发生扩散作用的主要因素。

温度越高,分子的无规则运动越剧烈,分子的动能越强,其运移的速率越大,因此气体扩散系数与温度呈明显的正相关性^[39]。SCHLOEMER等^[40]在50~200℃实验条件下,研究发现页岩样品中甲烷扩散系数随温度的升高呈线性增大趋势,说明深层高温环境会加剧页岩气的运移和逸散。SCHLOEMER等^[40]测定不同压力条件下岩石中甲烷的扩散系数发现,随着压力的增大,甲烷的扩散系数呈对数减小的趋势,这表明深层高压可以减缓或抑制气体的流动,有利于页岩气保存。此外,压力的变化会导致天然气密度发生变化,从而引发浓度差,继而发生扩散作用,对于四周开口的向斜型页岩气藏而言,宽缓的构造样式可以减缓逸散。

综上所述,温度、压力变化对气体扩散作用影响复杂,高温会增大气体的扩散系数,加剧气体的运移,对页岩气的聚集起到不利影响,而高压可以减缓或抑制气体的流动,有利于页岩气保存。

4 结论

(1)优势沉积相带是页岩气藏成烃的基础。研究区五峰组—龙马溪组一段形成于深水陆棚沉积环境,与涪陵焦石坝地区沉积背景相似,①—⑤号小层优质页岩发育,有机质丰度高、类型好,热演化程度适中,NY1井揭示优质页岩厚29 m,TOC含量主要介于2.01%~7.73%之间,平均值为3.41%, R_o 值分布于2.26%~2.83%之间,平均值为2.51%,有机质类型为腐泥型,具备形成页岩气藏的良好物质条件。

(2)有机碳含量控制纳米级有机质孔隙的发育程度,高压—超高压环境有利于孔隙的保持,对改善深层页岩物性发挥积极作用。NY1井五峰组—龙马溪组一段地层超压,压力系数为1.45,页岩孔隙度介于2.29%~5.31%之间,平均值为3.25%,孔隙直径以中孔和微孔为主,孔隙体积平均为0.017 3 cm³/g,BET比表面积平均为18.1 m²/g,孔隙体积有利于游离气的储集,高比表面积为吸附气提供良好的附着空间;自上而下,孔隙特征整体呈现微孔减少、中孔增加,孔隙度、孔隙体积和比表面积增大的变化趋势。

(3)深层页岩气具有高温、高地应力、特低渗透率的典型地质特征。温度较压力对页岩吸附能力的影响更为明显,深层页岩气赋存方式以游离气为主;高上覆地层压力导致页岩渗透率呈指数下降,

页岩气的运移能力显著减弱,逸散程度降低,有利于页岩气原位聚集。

(4)地层温度、地层压力变化对气体扩散作用影响复杂,高温会增大气体的扩散系数,加剧气体的运移和逸散,对页岩气的聚集起到不利影响,而高压可以减缓或抑制气体的流动,有利于页岩气保存。

(5)埋深与压力系数呈现一定的正相关关系,埋深对向斜型页岩气压力系数的影响作用更为显著,表明深层向斜型页岩气保存条件有变好的趋势。因此,埋深较大的残留向斜核部、凹中隆、有反向逆断层遮挡的斜坡区是复杂构造区页岩气勘探的有利目标。

参考文献(References)

- [1] 郭旭升.涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M].北京:科学出版社,2014.
GUO X S. Enrichment Mechanism and Exploration Technology of Jiaoshiba Area in Fuling Shale Gas Field[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [2] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37.
GUO X S, HU D F, WEI Z H, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [3] 赵文智,贾爱林,位云生,等.中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J].中国石油勘探,2020,25(1):31-44.
ZHAO W Z, JIA A L, WEI Y S, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [4] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等.中国石化页岩气发展现状与趋势[J].中国石油勘探,2020,25(2):14-26.
SUN H Q, ZHOU D H, CAI X Y, et al. Progress and prospect of shale gas development of SINOPEC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [5] 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 C N, DONG D Z, WANG Y M, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178.
- [6] 张成林,张鉴,李武广,等.渝西大足区块五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征与勘探前景[J].天然气地球科学,2019,30(12):1794-1804.
ZHANG C L, ZHANG J, LI W G, et al. Deep shale reservoir characteristics and exploration potential of Wufeng-Longmaxi formations in Dazu area, western Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1794-1804.

- [7] 李阳,薛兆杰,程喆,等.中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J].中国石油勘探,2020,25(1):45-57.
LI Y, XUE Z J, CHENG Z, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J].China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 45-57.
- [8] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.
ZOU C N, ZHAO Q, CONG L Z, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J].Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [9] 何骁,吴建发,雍锐,等.四川盆地长宁—威远区块海相页岩气田成藏条件及勘探开发关键技术[J].石油学报,2021,42(2):259-272.
HE X, WU J F, YONG R, et al. Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning-Weiyuan block, Sichuan Basin[J].Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 259-272.
- [10] 郭旭升,蔡勋育,刘金连,等.中国石化“十三五”天然气勘探进展与前景展望[J].天然气工业,2021,41(8):12-22.
GUO X S, CAI X Y, LIU J L, et al. Natural gas exploration progress of SINOPEC during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan[J].Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 12-22.
- [11] 杨跃明,陈玉龙,刘桑阳,等.四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J].天然气工业,2021,41(1):42-58.
YANG Y M, CHEN Y L, LIU S Y, et al. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J].Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 42-58.
- [12] 王红岩,施振生,孙莎莎,等.四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J].石油与天然气地质,2021,42(1):66-75.
WANG H Y, SHI Z S, SUN S S, et al. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery[J].Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 66-75.
- [13] 郭彤楼.深层页岩气勘探开发进展与攻关方向[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):1-6.
GUO T L. Progress and research direction of deep shale gas exploration and development[J].Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 1-6.
- [14] 邹晓艳,李贤庆,王元,等.川南地区五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征和含气性[J].天然气地球科学,2022,33(4):654-665.
ZOU X Y, LI X Q, WANG Y, et al. Reservoir characteristics and gas content of Wufeng-Longmaxi formations deep shale in southern Sichuan Basin[J].Natural Gas Geoscience, 2022, 33(4): 654-665.
- [15] 郭旭升,腾格尔,魏祥峰,等.四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J].石油学报,2022,43(4):453-468.
GUO X S, TENGGER, WEI X F, et al. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin[J].Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(4): 453-468.
- [16] 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 X P, QI Y P, HE G S, 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.
- [17] 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 X P, WANG Y H, WANG Y Q, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the Southeast Sichuan Basin[J].China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 126-136.
- [18] 汤济广,李豫,汪凯明,等.四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价[J].天然气工业,2015,35(5):15-23.
TANG J G, LI Y, WANG K M, et al. Comprehensive evaluation of effective preservation zone of Longmaxi Formation shale gas in the Southeast Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 15-23.
- [19] 金之钧,袁玉松,刘全有,等.J3-K1构造事件对南方海相源盖成藏要素的控制作用[J].中国科学(地球科学),2012,42(12):1791-1801.
JIN Z J, YUAN Y S, LIU Q Y, et al. Controls of Late Jurassic-Early Cretaceous tectonic event on source rocks and seals in marine sequences, South China[J].Science China (Earth Sciences), 2012, 42(12): 1791-1801.
- [20] 牟传龙,周昱昱,梁薇,等.中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探[J].地质学报,2011,85(4):526-532.
MU C L, ZHOU K K, LIANG W, et al. Early Paleozoic sedimentary environment of hydrocarbon source rocks in the Middle-Upper Yangtze Region and petroleum and gas exploration[J].Acta Geologica Sinica, 2011, 85(4): 526-532.
- [21] 王玉满,董大忠,李新景,等.四川盆地及其周缘志留统龙马溪组层序与沉积特征[J].天然气工业,2015,35(3):12-21.
WANG Y M, DONG D Z, LI X J, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas[J].Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12-21.
- [22] SING K S W. Reporting physosorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity, IUPAC[J].Pure and Applied Chemistry, 1985, 57(4):603-619.
- [23] 郭旭升,李宇平,刘若冰,等.四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J].天然气工业,2014,34(6):9-16.
GUO X S, LI Y P, LIU R B, et al. Micro-pores structure char-

- acteristics and development control factors in Longmaxi Formation in Jiaoshiba area[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [24] 郭旭升. 南海相页岩气“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 X S. 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.
- [25] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 1-6.
- WANG Z G. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [26] 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.
- GUO T L, ZHANG H R. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [27] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.
- JIN Z J, HU Z Q, GAO B, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [28] 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等. 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[J]. 石油学报, 2016, 37(5): 557-571.
- NIE H K, JIN Z J, BIAN R K, et al. The “source-cap hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 557-571.
- [29] 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 X P, GAO Y Q, TANG X C, 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.
- [30] 郭旭升, 赵永强, 申宝剑, 等. 中国南海相页岩气勘探理论: 回顾与展望[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 172-182.
- GUO X S, ZHAO Y Q, SHEN B J, et al. Marine shale gas exploration theory in southern China: Review and prospects [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 172-182.
- [31] 李双建, 袁玉松, 孙炜, 等. 四川盆地志留系页岩气超压形成与破坏机理及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(5): 924-931.
- LI S J, YUAN Y S, SUN W, et al. The formation and development mechanism of shale gas overpressure and its main controlling factors in Silurian of Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(5): 924-931.
- [32] 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 Z X. 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.
- [33] 汪凯明. 下扬子皖南地区下寒武统页岩气地质特征及成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(5): 83-99.
- WANG K M. Geological characteristics and controlling factors of shale gas accumulation of the Lower Cambrian in the southern Anhui of Lower Yangtze area [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(5): 83-99.
- [34] 何治亮, 聂海宽, 胡东风, 等. 深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 379-391.
- HE Z L, NIE H K, HU D F, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: A case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 379-391.
- [35] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation [J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [36] 李传亮, 张景廉, 杜志敏. 油气初次运移理论新探[J]. 地学前缘, 2007, 14(6): 132-142.
- LI C L, ZHANG J L, DU Z M. New viewpoints of the primary migration of oil and gas [J]. Earth Science Frontiers, 2007, 14(4): 132-142.
- [37] 马新华. 非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 326-336.
- MA X H. “Extreme utilization” development theory of unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 326-336.
- [38] 付广, 杨勉, 刘文龙. 浓度对天然气发生扩散作用的影响[J]. 天然气地球科学, 2000, 11(1): 22-27.
- FU G, YANG M, LIU W L. Discuss on concentration of gas diffusion [J]. Natural Gas Geoscience, 2000, 11(1): 22-27.
- [39] 王国建, 袁玉松, 李武, 等. 天然气扩散系数研究现状及存在问题[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(3): 372-381.
- WANG G J, YUAN Y S, LI W, et al. Current situation and existing problems in research of natural gas diffusion coefficient [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(3): 372-381.
- [40] SCHLOEMER S, KROOSS B M. Molecular transport of methane, ethane and nitrogen and the influence of diffusion on the chemical and isotopic composition of natural gas accumulations [J]. Geofluids, 2004(4): 81-108.

Enrichment characteristics of deep shale gas in tectonically complex regions of the southeastern Sichuan Basin

WANG Kaiming

(Research Institute of Exploration and Development, East China Branch of SINOPEC, Nanjing 210019, China)

Abstract: In recent years, deep shale gas exploration breakthroughs have been achieved in the Wufeng -Longmaxi formations in the complex tectonic region of the Sichuan Basin and southeastern margin, showing good prospects for deep shale gas exploration and development. Based on the data from drilling wells and experimental analysis tests, the study of deep shale gas enrichment characteristics is carried out in the Nanchuan area of the complex tectonic region of the southeastern Sichuan Basin margin, focusing on the role of changes in the formation environment such as formation temperature and pressure on deep shale gas enrichment. The study concludes that: (1) The dominant sedimentary phase zone is the basis for hydrocarbon formation in shale gas reservoirs. The Wufeng Formation - the first member of Longmaxi Formation in the study area was formed in a deep-water shelf sedimentary environment with high-quality shale development, which has good material conditions for the formation of shale gas reservoirs. (2) Organic carbon content controls the degree of development of nanoscale organic matter pores, and the high-pressure-ultra-high-pressure environment is conducive to the maintenance of pores and it plays a positive role in improving the physical properties of deep shale. (3) Deep shale gas has the typical geological characteristics of high temperature, high ground stress, and exceptionally low permeability. The influence of temperature on the adsorption capacity of shale is more obvious than that of pressure, and the deep shale gas is mainly free gas. High pressure can slow down or inhibit the gas flow, which is beneficial to shale gas preservation. (4) The changes of temperature and pressure have complex effects on gas diffusion. High temperature will increase the diffusion coefficient of gas, aggravate the migration and escape of gas, while high pressure can slow down or inhibit the flow of gas, which is beneficial to the preservation of shale gas. (5) The burial depth and pressure coefficient show a certain positive correlation, and the burial depth has a more significant effect on the pressure coefficient of syncline shale gas, indicating that the preservation conditions of deep syncline shale gas reservoirs have a tendency to become better. The residual syncline core with larger depths, inner-sag uplift, and slopes with reverse faults can be favorable targets for shale gas exploration in complex tectonic zones.

Keywords: Deep shale gas; Enrichment characteristics; Wufeng Formation-Longmaxi Formation; Geothermal temperature; Formation pressure; Tectonically complex regions

Foundation items: The China National Science and Technology Major Project (Grant No.2016ZX05061); The Scientific and Technological Projects of SINOPEC (Grant No.P21086-2-6).