

保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气 富集高产的影响机制

魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 刘若冰, 余光春, 王庆波

(中国石化 勘探分公司, 成都 610041)

摘要:以四川盆地及周缘牛蹄塘组 and 五峰组—龙马溪组 2 套页岩层为研究对象,通过对不同地区、不同含气性和产量的典型页岩气井进行解剖,探讨了影响页岩气保存条件的主控因素及评价体系。研究认为:顶底板条件、页岩自身封盖作用是该区页岩气早期滞留于页岩内的关键因素,后期构造改造强度与所持续的时间对页岩气藏的含气丰度具有明显的调整作用;保存条件对页岩气层的含气量、孔隙度、含水饱和度、电阻率以及页岩气气体组分等有明显的影响,保存条件差,页岩气层含气量、孔隙度、电阻率通常较低,含水饱和度、 N_2 含量则较高,这些被影响的参数可以作为评价页岩气保存条件优劣的间接指标。建立了四川盆地及周缘复杂构造区下古生界海相页岩气 5 大类、28 项参数的保存条件综合评价指标体系,即主要是封盖条件、页岩气层自身封堵性、构造作用(构造改造时间、断裂作用、地层变形强度等)等条件在时间和空间上的组合关系,另外页岩气层含气性表征参数和压力系数同样可在一定程度上指示保存条件的优劣。

关键词:保存条件;含气性表征参数;页岩气;牛蹄塘组;五峰—龙马溪组;四川盆地及周缘

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery

Wei Xiangfeng, Li Yuping, Wei Zhihong, Liu Ruobing, Yu Guangchun, Wang Qingbo

(SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The main controlling factors of shale gas preservation conditions and evaluation of the Niutitang and Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery, were considered in view of typical shale gas wells in different regions with different gas contents and production. The preservation conditions of shale gas were controlled by several factors such as the roof and bottom rocks, the sealing properties of shale itself, the structural reformation degree, and the timing of when the shale reservoirs were reformed, etc. Adjacent rock conditions and its sealing effect was the basic factor determining whether the early formed hydrocarbons were preserved. Late tectonic activity controlled the effusion, degree and abundance of shale gas, and it was a key factor in shale gas preservation. Meanwhile, we found that preservation conditions had an obvious effect on gas content, porosity, electrical resistivity, water saturation and gas composition. With poor preservation conditions, the gas content, porosity and resistivity were low, but water saturation and N_2 content were high. All these parameters could be used as indirect indexes of shale gas preservation evaluation. A preservation evaluation system with 5 types and 28 parameters for the Lower Paleozoic marine shale gas was set up, illustrating the time and space combination of sealing conditions, the sealing properties of shale itself, and tectonic effects (structural reformation time and degree, fault). The parameters of gas-bearing capacity of shale layer and the pressure coefficients also guide the evaluation of preservation conditions.

Key words: preservation condition; characterization parameters of gas bearing capacity; shale gas; Niutitang Formation; Fufeng-Longmaxi formations; Sichuan Basin and its periphery

中国页岩气勘探研究近年来在四川盆地南部取得了商业性发现,但整体来说,全国页岩气勘探研究仍处于起步阶段,特别是对页岩气保存条件的

研究。在中国页岩气早期勘探选区评价过程中,由于中国与北美地区地质背景的差异性认识不够,更多地强调了一些静态指标进行类比研究^[1-6],降

低了保存条件的评价比重,认为页岩气对保存条件的要求并不苛刻,因此在早期的勘探实践中,国内外大型石油公司借鉴北美页岩气理论与技术,在南方海相富有机质页岩发育区部署实施的 LY1、EY1 等 10 多口探井勘探效果并不理想。随着勘探、研究的逐渐深入,勘探者和研究者也逐渐认识到中国南方海相页岩具有时代老、成因复杂、构造活动强烈、含气性差异大等特点,并不是“有页岩就有页岩气,有页岩气就具备商业开发价值”,而保存条件则是决定页岩气能否富集的关键因素^[7-14]。本文在前人研究的基础上,结合四川盆地及周缘页岩气典型井解剖研究,对页岩气保存条件进行探讨,以期对中国南方页岩气高效勘探与开发提供一定的借鉴。

1 页岩气保存条件制约因素

页岩气层顶底板条件、页岩自身封盖作用决定了页岩气是否能够在早期主生烃期就保存、富集于页岩气层内,而晚期构造作用(深埋阶段后抬升阶段的构造作用)是南方页岩气保存条件的关键因素。

1.1 顶底板、页岩自身封盖作用

四川盆地及周缘下古生界五峰组—龙马溪组、牛蹄塘组海相页岩气层都经历了早期持续深埋大量生烃和晚期持续抬升生烃停止、气层含气性调整 2 个阶段。顶底板封盖条件、页岩自身封盖作用在早期持续深埋阶段的早期,即页岩气的生成开始就对页岩气赋存于页岩气层内起到关键的封堵作用。

1.1.1 顶底板封盖条件

四川盆地及周缘下古生界五峰组—龙马溪组和牛蹄塘组分布范围广、TOC 含量高,但到目前为止,只有五峰组—龙马溪组取得了页岩气规模性、商业性开发,顶底板对页岩气的封堵作用是造成这 2 套页岩层系勘探效果差异巨大的原因之一。

牛蹄塘组最底部厚度大、TOC 含量高的暗色碳质页岩层段,顶板为上部相对致密的泥质粉砂岩或含泥灰岩,厚度较大,孔隙度、渗透率较低,对页岩气具有良好的封盖作用;但其底板条件封隔性较差,这主要是其底板为灯影组物性较好的古岩溶储层,另一方面在灯影组和牛蹄塘组之间形成了不整合面,造成从页岩层开始大量生烃时期,烃类即会在浓度差的影响下向底部散失,此种页岩气层与顶底板配置关系为典型的“上盖下渗”型(图 1a),不利于页岩气的保存。五峰组—龙马溪组页岩气层则为典型的“上盖下堵”型,有利于页岩气保存,其底板为临湘组和宝塔组含泥瘤状灰岩、灰岩,岩性致密,基质

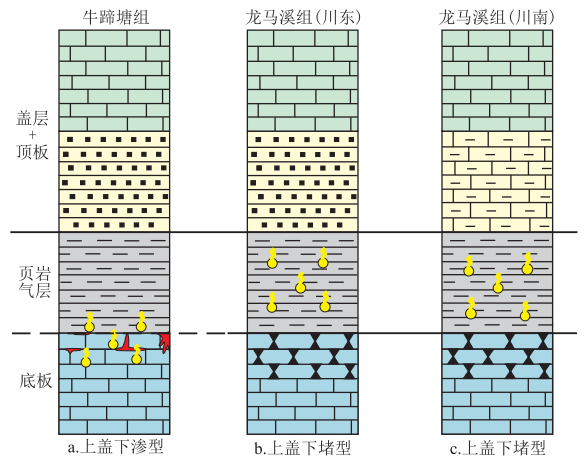


图 1 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气层顶底板模式
Fig.1 Model for roof and bottom rocks of the Lower Paleozoic marine shale gas in the Sichuan Basin and its periphery

孔隙度、渗透率一般小于 2% 和 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 裂缝不发育,且与页岩气层无沉积间断,因此封堵性好;顶板在川南地区和川东地区岩性有所不同,但都显示出非常致密、封堵性较好的特点。川东涪陵页岩气田顶板为龙马溪组二段的粉砂岩、泥质粉砂岩,其孔隙度、渗透率平均值分别为 2.4% 和 $0.0016 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层突破压力同样高达 70.0 MPa(图 1b);川南林滩场地区为石牛栏组的泥灰岩,其孔隙度、渗透率平均值分别为 1.44% 和 $0.0017 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层突破压力达到 61.0 MPa(图 1c),而 JY2 井页岩气层中 6 个泥页岩样品的突破压力一般介于 9.7 ~ 32.7 MPa,平均为 24.7 MPa,相比上述的顶底板的突破压力明显偏小,因此顶底板能够有效地封堵页岩气。

1.1.2 页岩自身封盖作用

五峰组—龙马溪组和牛蹄塘组海相泥页岩在生成大量页岩气的过程中具有较大比表面积,且亲烃性的有机质孔大量形成,而页岩气首先吸附在这些孔隙表面,之后才会呈游离状态储集在孔径较大的孔隙或裂缝内。由于页岩对烷烃气体具有较大吸附力,因此相对于常规天然气脱离常规储层,同样气量的页岩气若逸散出页岩,还需要克服此吸附阻力,而吸附阻力不仅与岩性有关,还明显与岩层的厚度有关^[15]。通常 TOC 含量越高、粉砂质含量越少、较纯的页岩(或泥岩),此吸附阻力越大;厚度越大,页岩气脱离整个页岩气层所需克服的吸附阻力越大^[15]。

页岩除了其吸附能力有利于页岩气在其储集空间内发生滞留,另外其物性封闭能力相对较强也是一个重要的原因。研究发现,在深埋条件下,页

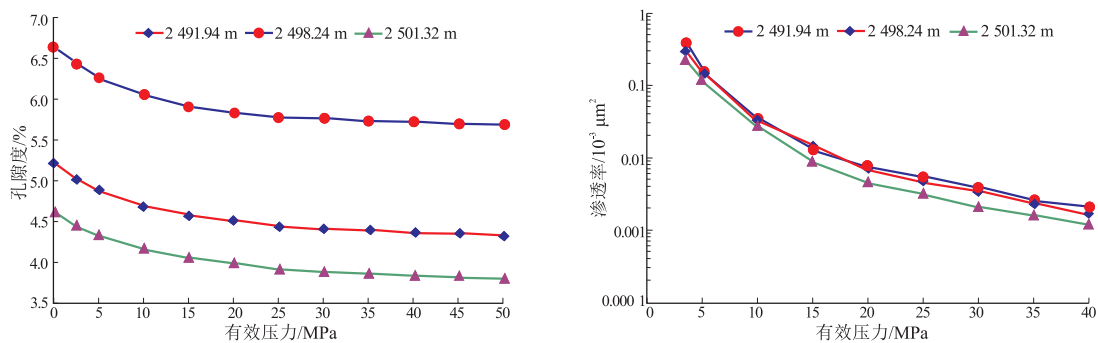


图2 涪陵页岩气田JY2井龙马溪组页岩物性—有效压力关系

Fig.2 Relationship between effective pressure and physical properties of the Longmaxi Formation shale in well JY 2 in the Fuling shale gas field

岩的物性封闭能力明显增强,孔隙度和渗透率都明显降低,尤其渗透率变化更为敏感。覆压物性试验显示,涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组优质页岩在有效压力从3.5 MPa升高到40 MPa过程中,渗透率基本上降低了2个数量级(图2)。从上述实验可以判断,在断裂不发育加之埋深较大的地区,页岩渗透性相对较差,对页岩气具有自我封闭能力。

1.2 晚期构造改造作用

深埋阶段后的晚期持续抬升阶段构造作用强烈,生烃停止、页岩气将发生不同程度的逸散。而此阶段构造改造强度与改造时间控制了页岩气藏的含气丰度,构造运动作用越弱、改造的时间越短,页岩气藏的含气丰度越高,反之,页岩气将发生大规模的逸散。

1.2.1 构造作用强度

构造作用强度主要通过断裂作用、抬升剥蚀及褶皱作用来反映其大小,其打破了页岩气藏原有的聚散平衡,页岩气将通过新产生的扩散或渗流通道发生逸散。

(1) 断裂作用。涪陵页岩气田勘探发表表明,断裂的性质、规模、期次以及所派生高角度缝是影响页岩气层保存条件的重要因素,其影响含气量、产量变差的宽度范围明显不同。其中体现走滑性质、断层规模较大的乌江断裂(断距1 km、延伸长度31 km),距其6 km范围内的页岩气井,钻井液漏失严重、含气性变差,页岩气井无阻流量一般小于 $15.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;而同为逆断层,但不体现走滑性质、断层规模略小的平桥西断裂(断距0.9 km、延伸长度25 km)对页岩气的逸散影响较小,距其约1.8 km的JY8HF井测试获 $20.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气流,无阻流量达到 $24.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在构造主体内弱变形区,更小规模的断裂影响微弱,典型井如JY5-2HF井,该井水平段横穿了一条断距约50 m

的小断层,测试产量依然达到了 $32.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。从断裂活动期次来看,位于断裂带附近的JY5井比位于构造弱变形区的JY1井活动期次多,JY5井包裹体均一温度显示至少有4期流体活动(每期的平均温度分别为139.2,149,169.5,196℃),而JY1井包裹体均一温度仅显示出3期(每期的平均温度分别为110.3,164.2,206℃),JY5井测试产量为 $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,较JY1井的 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 明显要差,这也在一定程度上反映了除构造活动强度外,主生烃期后构造活动的频繁性对页岩气层含气性同样有一定的影响。

(2) 抬升剥蚀及褶皱作用。抬升剥蚀作用破坏区域盖层的完整性及封盖性能,随着地层抬升到一定程度,页岩等将发生剪切性的破裂,产生大量开启性的微裂缝,从而封闭性降低。勘探实践表明,区域盖层残留面积较小、厚度较薄、地表出露为三叠系之下的地层,对五峰组—龙马溪组页岩气的勘探效果总体不太理想,且上覆地层残余厚度越小、地表出露地层越老,页岩气层段含气性越差。

地层倾角大小则是反映褶皱作用强弱程度的一个重要体现。页岩层在距离断层或是页岩露头区较近距离范围内,由于地应力的减小,页岩气的扩散或渗流作用在顺层方向将显著增强,而地层倾角增大,又会明显地加剧上述现象。分析造成这种结果的主要原因是由泥页岩本身性质即水平缝(页理缝、层间滑动缝等)决定的,造成页岩水平方向的渗透率远大于垂直方向的渗透率^[12]。

1.2.2 构造改造时间

对中上扬子区来讲,由于燕山—喜马拉雅期的构造活动处于下古生界2套海相页岩主生烃期后,对页岩气层含气丰度具有明显调整作用,总体具有其对页岩气层抬升剥蚀作用开始的时间越晚,对页岩气保存于页岩气层中越有利。而磷灰石裂变径

迹表明^[16-17],四川盆地及其周缘从盆外到盆内,燕山—喜马拉雅期起始抬升时间表现出从早到晚有序递进的特征,这也反映从盆外到盆内页岩气逸散的时间也由长到短有序地递进。

2 保存条件影响页岩含气性表征参数

保存条件的好坏直接决定了页岩气层含气量的大小。除此之外,保存条件对页岩气层物性中的孔隙度、含气性中的含水饱和度、电性中的电阻率以及页岩气气体组分等有明显的影响。

2.1 含气量和孔隙度

含气量和孔隙度是决定页岩气层产能和资源规模的关键参数。川东南地区五峰组—龙马溪组优质页岩段 $[w(\text{TOC}) \geq 2\%]$ 平均孔隙度、含气量和压力系数总体具有良好的耦合关系(图 3)。

对于涪陵气田及邻区五峰组—龙马溪组页岩层来说,其烃源性是优越的,在早期深埋阶段,页岩气层孔隙度、含气丰度与 TOC 含量具有良好的相关关系;但在后期抬升阶段,起决定作用的是其压力封存性,即保存条件。保存条件好,深埋阶段生成的页岩气在抬升阶段没有发生大规模的逸散,页岩气层含气性好,孔隙内流体压力大,而高的流体压力可以减缓有机质孔等塑性孔被压实,孔隙得到保持(图 4);保存条件差,页岩气将发生逸散,进而导致页岩孔隙内流体压力降低,在压实作用下有机质孔、黏土矿物孔等塑性孔隙将发生变形甚至被破坏,从而使页岩有效储集空间大幅减少。以 RY1 井为例,其含气量一般小于 $1 \text{ m}^3/\text{t}$,压力系数小于 1.0,平均孔隙度也仅为 0.74%(图 4)。

2.2 含水饱和度

除含气量外,含水饱和度同样是反映页岩气层富气程度的一个关键指标。四川盆地及周缘地区

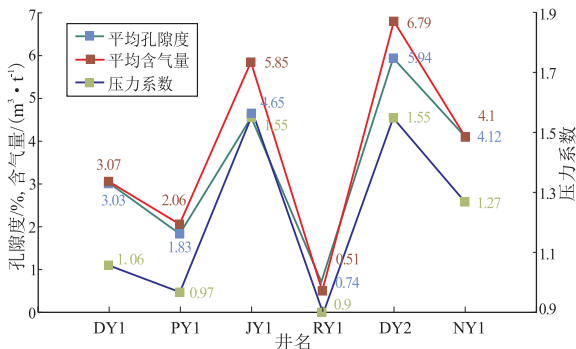


图 3 川东南主要探井五峰组—龙马溪组优质页岩平均孔隙度、含气量与压力系数的关系

Fig.3 Relationship among average porosity, gas contents and pressure coefficients of high quality shale in the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin

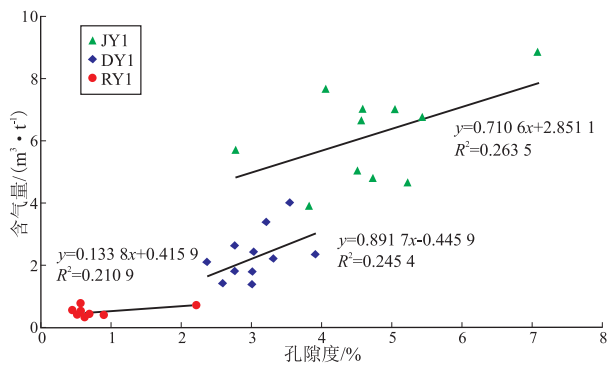


图 4 川东南主要探井五峰组—龙马溪组优质页岩孔隙度与含气量的关系

Fig.4 Relationship between porosity and gas contents of high quality shale in the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin

由于页岩气层本身的性质以及保存条件的影响,含水饱和度在不同地区表现出明显的差异性。已开发的涪陵、长宁、威远等页岩气田,位于四川盆地内,构造变形相对较弱,五峰组—龙马溪组页岩气保存条件较好,显示高压或超高压,含气量高、含水饱和度较低。如 JY4、JY8 和 N201 井,优质页岩 $[w(\text{TOC}) \geq 2\%]$ 含水饱和度主要介于 20%~50%,且含水饱和度与 TOC 含量呈较明显的负相关关系;而 TY1 井,由于井周大规模断裂及伴生的高角度缝发育,破坏了页岩气藏的整体性,在纵向上形成页岩气逸散的通道,同时地表水等将通过这些通道侵入页岩气层,造成页岩气层含气丰度极低,而含水饱和度较高,主要介于 50%~80%之间(图 5)。

2.3 页岩气层电阻率

电阻率和页岩气层的含气量、保存条件密切相关。以五峰组—龙马溪组为例,在页岩气层 TOC

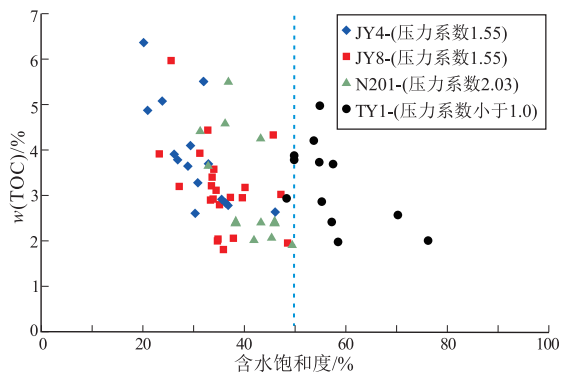


图 5 四川盆地及周缘重点探井龙马溪组页岩含气饱和度分布

Fig.5 Distribution of gas saturation of shale in the Longmaxi Formation in some important exploration wells in the Sichuan Basin and its periphery

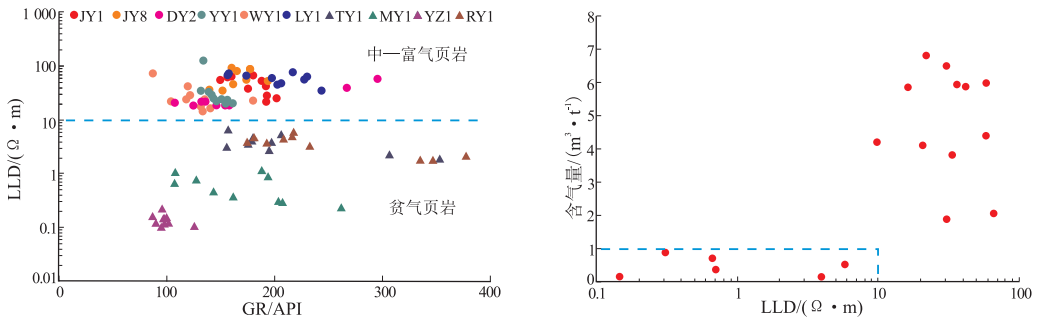


图6 四川盆地及周缘重点井龙马溪组优质页岩电阻率特征与含气性关系

Fig.6 Relationship between resistivity and gas saturation of high quality shale in the Longmaxi Formation in some important exploration wells in the Sichuan Basin and its periphery

相当, R_0 主要在 2.2%~2.8% 之间的情况下, 表现出处于构造稳定区、保存条件好—中等的富气优质页岩气层, 电阻率较高, 一般大于 $10 \Omega \cdot m$, 且大于 $20 \Omega \cdot m$ 显示含气性更好; 而处于构造变形较强、保存条件不好的贫气页岩气层, 电阻率较低, 一般小于 $10 \Omega \cdot m$, 有的极低, 小于 $1 \Omega \cdot m$, 而含气性也表现出极差的特征, 一般小于 $0.2 \text{ m}^3/\text{t}$ (图 6)。

Passey 等^[18]认为, 热演化程度对富有机质页岩电阻率具有明显的影响, 一些过成熟富有机质页岩 ($R_0 > 3\%$) 的电阻率, 相较于低—高成熟页岩 ($1\% < R_0 < 3\%$) 降低了 1~2 个量级。但目前在中上扬子区实施的页岩气井显示, 成熟度不是五峰组—龙马溪组底部优质页岩气层电阻率差异明显的主要原因, 焦石坝地区 JY1 井和南天湖 TY1 井就能证明上述观点。JY1 井与 TY1 井相距 20 km, 五峰组—龙马溪组底部 $w(\text{TOC}) \geq 2\%$ 的优质页岩层电阻率平均值分别为 $42 \Omega \cdot m$ 和 $4 \Omega \cdot m$, 但 R_0 相差总体并不大, 分别为 2.65% 和 2.95%, 但 2 口井的电阻率与含气量呈良好的正相关关系, 其中 JY1 井保存条件好, 含气量高, 电阻率高, 而 TY1 井则相反。因此, 对于五峰组—龙马溪组页岩气层, 在成熟度总体相似的情况下, 页岩气层电阻率的大小与井区保存条件的优劣有必然的联系。

2.4 气体组分

保存条件对页岩气气体组分有一定的控制作用, 通常保存条件越好, 页岩气的烃类气体含量就越高, N_2 含量就越低, 反之, N_2 含量越高。四川盆地外由于强烈的抬升剥蚀仅残留下古生界奥陶系—震旦系等古老地层, 五峰组—龙马溪组页岩气层总体埋藏深度较小甚至在构造高部位出露于地表, 页岩气将通过断裂、页理缝或层间滑动缝等纵、横向的通道发生逸散, 而在这些地区, 页岩气中 N_2 含量相对于保存条件好的地区则明显升高, 一般在 5% 以上; 而在焦石坝、长宁、威远等构造稳定区, 保

存条件好, 地层多为高压、超高压, 气体组分主要为烃类, N_2 含量一般小于 1%。

3 保存条件评价指标体系

根据页岩气在页岩中赋存和自身保存条件的特殊性, 参考常规油气保存条件的评价方法和综合评价指标体系的研究成果^[19-22], 结合四川盆地及周缘典型页岩气钻井的解剖研究, 初步建立了四川盆地及周缘下古生界海相页岩气 5 大类、28 项参数的保存条件评价指标体系 (表 1), 主要综合了封盖条件、页岩气层自身封堵性、构造作用 (构造改造时间、断裂作用、地层变形强度等) 等条件在时间和空间上的组合关系, 另外页岩气层含气性表征参数和压力系数同样可在一定程度上指示保存条件的优劣。因此在评价过程中, 应将页岩气保存条件的评价参数有机地结合起来, 客观地评价打分, 从而能够有效地指导南方海相页岩气保存条件的选区评价。

4 结论

(1) 四川盆地及周缘下古生界页岩气保存条件受顶底板封盖条件、页岩自身封盖作用、主生烃期后构造作用强度以及改造持续的时间等因素的制约。

(2) 保存条件对页岩气含气量、孔隙度、含水饱和度、页岩气层电阻率、气体组分中的 N_2 含量有明显的控制作用, 可将这些被控制的参数作为评价页岩气保存条件的间接指标。

(3) 以封盖条件、页岩自身封盖作用、构造作用等为关键的评价要素, 结合页岩气层含气性表征参数和压力系数, 建立了四川盆地及周缘复杂构造区下古生界海相页岩气 5 大类、28 项参数的保存条件综合评价指标体系, 可对页岩气保存条件作出准确和合理的评价。

表 1 四川盆地及周缘海相页岩气保存条件综合评价指标体系
Table 1 Comprehensive evaluation index system of marine shale gas preservation conditions in the Sichuan Basin and its periphery

因素	评价参数	评分等级				
		好(I)	较好(II)	一般(III)	差(IV)	
封盖条件	出露地层	K-J ₂	J ₁ -T ₂	T ₁ -P ₂	P ₁ -S	
	区域盖层厚度/m	>300	150~300	50~150	<50	
	盖层条件	区域盖层岩石类型	膏盐、泥岩	泥岩、粉砂质泥岩	粉砂质泥岩、泥质粉砂岩	泥质粉砂岩、致密碳酸盐岩
	区域盖层分布情况	大面积连片	较大面积连片	较小面积连片	小面积零星分布	
	盖层微观封闭性	好	较好	一般	差	
	与页岩气层接触关系	整合	整合	平行不整合	角度不整合	
	厚度/m	>50	30~50	15~30	<15	
	顶底板条件	孔隙度/%	<0.5	0.5~1.5	0.5~2.0	>2
	渗透率/ μm^2	<10 ⁻⁹	10 ⁻⁹ ~10 ⁻⁶	10 ⁻⁶ ~10 ⁻³	>10 ⁻³	
	突破压力/MPa	>120	120~80	80~60	<60	
中值半径/nm	<5	5~10	10~20	>20		
页岩气层自身封堵性	埋深/m	>3 500	2 500~3 500	1 500~2 500	<1 500	
	厚度/m	>120	120~60	60~30	<30	
	吸附能力	强	较强	一般	差	
	脆韧性	韧性	韧性	脆性	被裂缝化	
构造作用	构造改造时间	深埋期后最早抬升时间	早	较早	较晚	晚
	断裂发育情况	断裂规模	三级或四级	二级或三级	二级	一级
		断裂性质	走滑性质弱逆断层	走滑性质弱逆断层	走滑性质较强逆断层	正断层
		断裂发育程度	中等—弱发育	中等发育	较发育	非常发育
		断裂活动期次	无或一期,较少	二期,较多	三期,较密	四期及以上,密集
距断裂的距离/m	一级断裂,>10; 二级以下断裂,>6	一级断裂,10~5; 二级以下断裂,6~3	一级断裂,5~2; 二级以下断裂,3~1	一级断裂,<2; 二级以下断裂,<1		
地层变形强度	地层产状/(°)	<5	5~10	10~15	>20	
	距目的层露头区或剥蚀区距离/m	>15	15~10	10~5	<5	
含气性表征参数	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	>4	4~2	2~1	<1	
	孔隙度/%	>10	10~5	5~2	<2	
	电阻率/($\Omega \cdot \text{m}$)	>30	30~10	<10	<10	
	N ₂ 含量/%	<2	2~5	5~20	>20	
页岩气层压力系数	>1.8	1.8~1.2	1.2~1.0	<1.0		

参考文献:

- [1] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156.
- [2] 郭少斌, 黄磊. 页岩气储层含气性影响因素及储层评价: 以上扬子古生界页岩气储层为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 601-606.
Gun Shaobin, Huang Lei. Gas-bearing influential factors and evaluation of shale gas reservoir: A case study of Paleozoic shale gas reservoir in Upper Yangtze region [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 601-606.
- [3] 燕继红, 李启桂, 朱祥, 等. 四川盆地及周缘下寒武统页岩气成藏主控因素与勘探方向[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 445-452.

- Yan Jihong, Li Qigui, Zhu Xiang, et al. Main factors controlling shale gas accumulation and exploration targets in the Lower Cambrian, Sichuan Basin and its periphery [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(4): 445-452.
- [4] 高占京, 郑和荣, 黄骅. 美国俄克拉荷马州伍德福德页岩甜点控制因素研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(3): 340-345.
Gao Zhanjing, Zheng Herong, Huang Tao. Attributes of sweet spots in the Devonian Woodford shales in Oklahoma, USA [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3): 340-345.
- [5] 刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 481-487.
Liu Guangxiang, Jin Zhijun, Deng Mo, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 481-487.
- [6] 郭少斌, 付娟娟, 高丹, 等. 中国海陆交互页岩气研究现状与展望[J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 535-540.
Guo Shaobin, Fu Juanjuan, Gao Dan, et al. Research status and prospects for marine-continental shale gases in China [J]. Petro-

- leum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 535-540.
- [7] 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.
Guo Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China: Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [8] 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 Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiaba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [9] 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 Xusheng. Enrichment mechanism and exploration technology of Jiaoshiaba area in Fuling shale gas field[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [10] 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 Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [11] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 17-23.
Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 17-23.
- [12] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 659-665.
Wei Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 659-665.
- [13] 王濡岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 黔北地区海相页岩气保存条件: 以贵州岑巩区块下寒武统牛蹄塘组为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 45-55.
Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. Gas preservation conditions of marine shale in northern Guizhou area: A case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, Guizhou Province[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 45-55.
- [14] 刘树根, 邓宾, 钟勇, 等. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用[J]. 地质学前沿, 2016, 23(1): 11-28.
Liu Shugen, Deng Bin, Zhong Yong, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 11-28.
- [15] 吕延防, 张绍臣, 王亚明. 盖层封闭能力与盖层厚度的定量关系[J]. 石油学报, 2000, 21(2): 27-30.
Lü Yanfang, Zhang Shaochen, Wang Yaming. Research of quantitative relations between sealing ability and thickness of cap rock[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(2): 27-30.
- [16] 李双建, 肖开华, 汪新伟, 等. 南方志留系碎屑矿物热年代学分析及其地质意义[J]. 地质学报, 2008, 82(8): 1068-1076.
Li Shuangjian, Xiao Kaihua, Wang Xinwei, et al. Thermochronology of detrital minerals in the Silurian strata from Southern China and its geological implications[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(8): 1068-1076.
- [17] 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.
Mei Lianfu, Liu Zhaoxi, Tang Jiguang, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan-Hubei-eastern Sichuan provinces of China: Evidence from apatite fission track and balanced cross-section[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2010, 35(2): 161-174.
- [18] Passey Q R, Bohacs K, Esch W L, et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir: Geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs[C]// International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June, Beijing, China. Beijing: Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [19] 李明诚, 李伟, 蔡峰, 等. 油气成藏保存条件的综合研究[J]. 石油学报, 1997, 18(2): 41-48.
Li Mingcheng, Li Wei, Cai Feng, et al. Integrative study of preservation conditions of oil and gas pools[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(2): 41-48.
- [20] 楼章华, 李梅, 金爱民, 等. 中国海相地层水文地质地球化学与油气保存条件研究[J]. 地质学报, 2008, 82(3): 387-396.
Lou Zhanghua, Li Mei, Jin Aimin, et al. Hydrogeological and hydrogeochemical characteristics and hydrocarbon preservation conditions for marine strata in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 387-396.
- [21] 马永生, 楼章华, 郭彤楼, 等. 中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J]. 地质学报, 2006, 80(3): 406-417.
Ma Yongsheng, Lou Zhanghua, Guo Tonglou, et al. An exploration on a technological system of petroleum preservation evaluation for marine strata in South China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 406-417.
- [22] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质(上)[M]. 北京: 地质出版社, 2004.
Ma Li, Chen Huanjiang, Gan Kewen, et al. Tectonic and marine petroleum geology of the South China (the first volume)[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004.

(编辑 徐文明)