

文章编号: 1009-3850(2018)03-0001-15

川滇黔邻区龙马溪组页岩气富集主控因素与勘探方向

汪正江^{1,2}, 余 谦^{1,2}, 杨 平^{1,2}, 刘 伟^{1,2}, 杨 菲^{1,2},

刘家洪^{1,2}, 熊国庆^{1,2}, 何江林^{1,2}, 邓 奇

(1. 中国地质调查局成都地质调查中心, 四川 成都 610081; 2. 自然资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川 成都 610081)

摘要: 中国的页岩气资源评价必须立足于中国主要陆块的地质条件与构造演化特点之上, 对于不同层系、不同地区的页岩气选区评价, 也必须抓住关键因素。川滇黔邻区的五峰组-龙马溪组富有机质页岩发育, 但保存条件较渝东南地区更为复杂。印支期以来, 该区经历了多期次构造应力场转换, 断裂、褶皱发育, 因此, 建立针对性的页岩气选区评价参数体系是该区页岩气勘探走出困局的当务之急。本文在分析该区已有页岩气钻井成效的基础上, 立足于扬子海相层系页岩气勘探应是基于保存条件的“连续型甜点区”的选区评价基本思路, 结合前人研究成果, 系统梳理出一套评价指标体系。该体系涵盖5大因素(区域盖层、直接盖层、底板条件、页岩层自身条件、构造改造强度)、4个等级、17个选区评价参数。另外, 根据已有相关钻井数据, 总结提出了5个页岩气层评价表征参数(含气量、孔隙度、电阻率、氮气组分含量和压力系数)。根据该指标体系, 对川滇黔邻区的主要构造单元进行了梳理分析, 优选出5个有利区, 提出了各有利区的首选可能突破点。本研究对复杂构造区页岩气有利区带优选具有一定的指导意义。

关键词: 川滇黔邻区; 五峰组-龙马溪组; 页岩气; 主控因素; 构造保存; 有利区优选

中图分类号: P618.130.2

文献标识码: A

引言

中国的海相页岩气与北美页岩气富集条件的差异性^[1-3]是明显的, 中国海相页岩气最主要的富集因素是富有机质页岩层系发育的地质时代及其所属陆块的构造稳定性。中上扬子海相层系发育有两套区域性富有机质页岩(筇竹寺组和龙马溪组), 都是属于过成熟阶段烃源岩($R_o > 2.0\%$), 反映其经历了复杂的构造演化过程, 特别是印支期各主要陆块的汇聚过程、燕山期陆内造山过程和喜山期以来的大幅隆升与强烈剥蚀过程^[4], 对扬子陆块

内海相盆地含油气系统的影响是深层次的。因此, 中国的页岩气资源评价必须立足于中国主要陆块的地质条件与构造演化特点。而对于不同层系、不同地区的页岩气选区评价, 也必须抓住关键性制约因素^[5], 方可不断获得新发现和新突破。

川滇黔邻区的五峰组-龙马溪组富有机质页岩发育, 但该区页岩气相对于川东南涪陵地区^[6-7]来说, 保存条件更为复杂。该区印支期以来, 经历了多期次构造应力场转换, 断裂、褶皱发育, 不同期次构造形迹的叠加、改造明显。因此, 要建立起针对该区域的页岩气选区评价参数体系确实是一个

收稿日期: 2018-05-09; 改回日期: 2018-06-15

作者简介: 汪正江(1969-), 男, 教授级高级工程师, 从事沉积大地构造学与油气地质研究。E-mail: wzjcf@sina.com

资助项目: 四川盆地龙马溪组页岩气战略选区调查项目(项目编号: DD20160193)

很大的挑战。

该区域近期实施的民页1井、宜201井、绥页1井、云永页1井等相继失利后,更应深入思考如下问题:基于某一点或圈闭构造的页岩气富集模式是否具有广泛意义?亦即基于涪陵礁石坝构造、綦江丁山构造等兼具有常规油气富集机理的“正向构造”富集模式^[3,6,8],是否也可以指导川滇黔邻区的页岩气勘探?从目前的勘探现实来看,川滇黔邻区迫切需要一种新的勘探思路来引领。实际上,渝东南桑托坪向斜、武隆-道真向斜,滇东北木杆向斜(新地2井)和勺寨复向斜(永地3井)的较好页岩气的发现,似乎能给我们一些新的启示。

非常规油气勘探的基本思路就是从“圈闭找油气”向“层系找油气”转变。虽然涪陵礁石坝圈闭构造的控制作用较为关键,但作为非常规页岩气藏的基本特征也是明显存在的,这就是“基于目标层系的较大范围连续分布”。因此,涪陵页岩气田是扬子陆块特殊的构造条件下的产物,是普遍性与特殊性的耦合,这也是判别礁石坝气藏是页岩气藏而不是常规气藏的关键所在。

由此,邹才能等(2015)在扬子海相页岩气“二元富集”规律认识^[7]基础上,提出了页岩气富集高产的“四大因素”控制论:沉积环境、热演化程度、孔缝发育程度、构造保存,并建立了“构造型甜点”和“连续型甜点区”两种富集模式^[9]。基于目前的勘探实践来看,这一判断是符合扬子海相盆地构造演化特点的,亦即构造型和连续型都应给予重视。而从页岩气基本特征来说,基于保存条件评价的“连续型甜点区”可能更具有普遍性和广泛性,应是我们下一阶段页岩气勘探的主要目标。

特别是对于川滇黔邻区来说,区域构造复杂,“正向构造”(即背斜区带)隆升幅度大,断裂发育、剥蚀强烈,已无保存条件可言。但处于相对稳定的复向斜构造,其构造叠加强度较弱,断裂少、剥蚀量小,仍具有一定的保存条件,是构造复杂区海相页岩气勘探的新方向。

1 川滇黔邻区龙马溪组页岩气基本地质条件

页岩气调查评价的基本前提是发育热演化适中($R_o = 1.5\% \sim 3.0\%$)、厚度适中(30~50m)、区域展布的深水陆棚相富有机质页岩($TOC = 2.0\% \sim$

5.0%)。根据我们的调查,镇雄-大关-金阳以北的川滇黔邻区是具备这一基本前提的。

1.1 龙马溪组富有机质页岩发育

郭旭升(2014)提出的海相页岩气“二元”富集规律的主控因素之一就是“深水陆棚相”^[7]。实际上,“深水陆棚”这一沉积环境的存在为适中厚度的富有机质页岩的发育提供了可能。前人研究认为,筠连-绥江-马边一线以南主要为浅水陆棚钙质页岩、泥灰岩相沉积^[9],但也有人认为该区深水陆棚相边界向南可达威信-大关-金阳一线附近^[10-11]。为此,我们重点对大关、金阳附近的五峰组-龙马溪组开展了进一步页岩气地质调查,结果表明,川西南-滇东北地区五峰组-龙马溪深水陆棚相优质黑色黑岩($TOC > 1\%$)厚度一般为70~110m,其富有机质页岩厚度总体由南西向北东方向增大(图1)。同时,该区龙马溪组下部富有机质页岩段,分布相对稳定,优质段($TOC > 2\%$)厚度26.42~103m。位于盆地内的民页1井、新地1井及新地2井优质段厚度分别为68m、65m和103m。位于盆地边缘的盐津牛寨、雷波芭蕉滩、永善苏田及永善云桥等剖面厚度分别为38.7m、76m、67m和26.42m,且由南向北厚度逐渐增加(图2)。因此,川滇黔邻区优质相带可达金阳-大关一线,具备页岩气富集的物质基础。

1.2 龙马溪组烃源岩热演化程度适中

应用沥青反射率换算为等效镜质体反射率(VR_o)来评价烃源岩有机质成熟度,其换算公式采用刘德汉(1994)经验公式: $VR_o = 0.668BR_o + 0.346$ 。从区域热演化程度上看,西侧的康滇古陆和南侧黔中古陆的龙马溪组较四川盆地埋深浅,最大埋藏温度小,热演化程度亦相对较低, R_o 通常为2.4%~2.6%;靠近四川盆地腹地,最大埋藏温度和深度相对较大,且燕山期-喜山期以来一直处于深埋藏阶段,热演化程度相对较高, R_o 一般为2.6%~3.0%,其中民页1井最高达3.5%,平均约3.37%(据中石化内部交流)。

然而龙马溪组富有机质页岩的 R_o 在绥江五角堡背斜新地1井为2.62%~2.80%,平均2.71%;在永善细沙云永页1井为2.76%~2.88%,平均为2.83%;在大关木杆新地2井为2.66%~2.87%,平均为2.79%。剖面上,在永善云桥 R_o 为2.60%~2.76%,平均为2.67%;永善苏田 R_o 为2.40%~

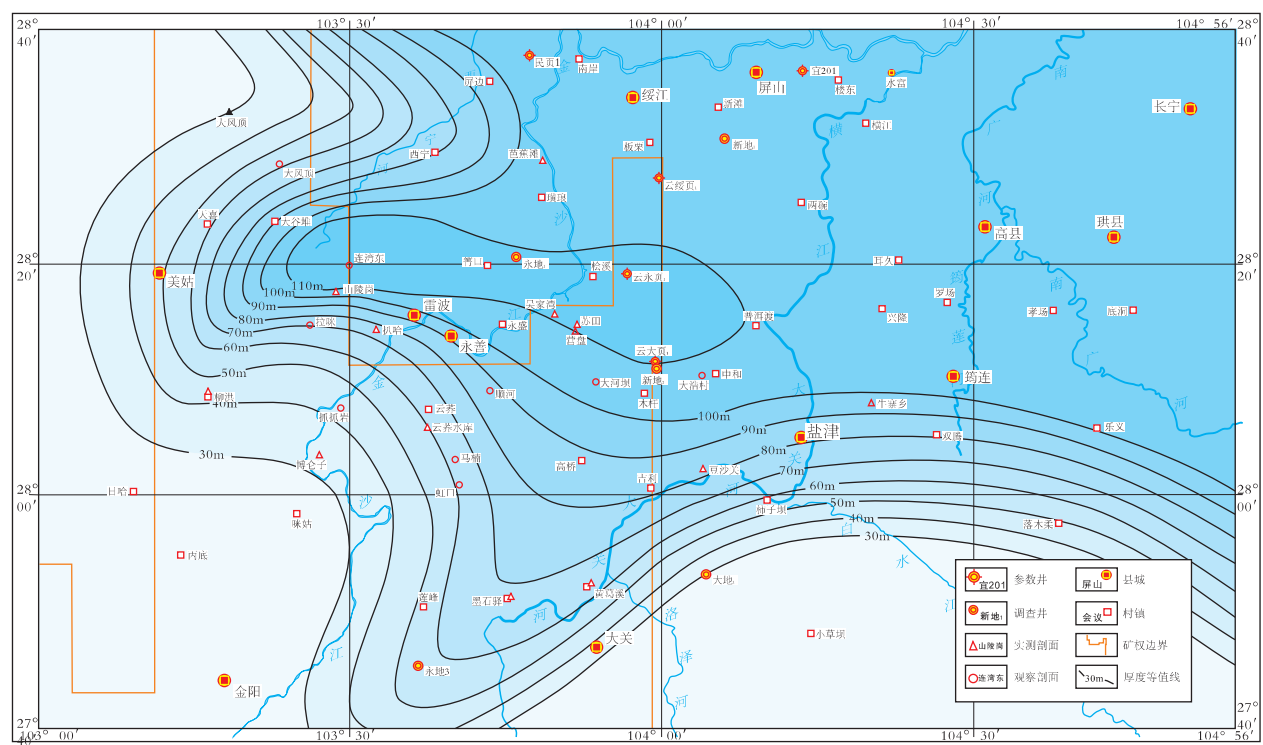


图 1 四川盆地西南缘龙马溪组优质黑色页岩(TOC >1%) 厚度等值线图

Fig. 1 Contour map of high-quality black shale (TOC > 1%) thickness in the Longmaxi Formation on the southwestern margin of the Sichuan Basin

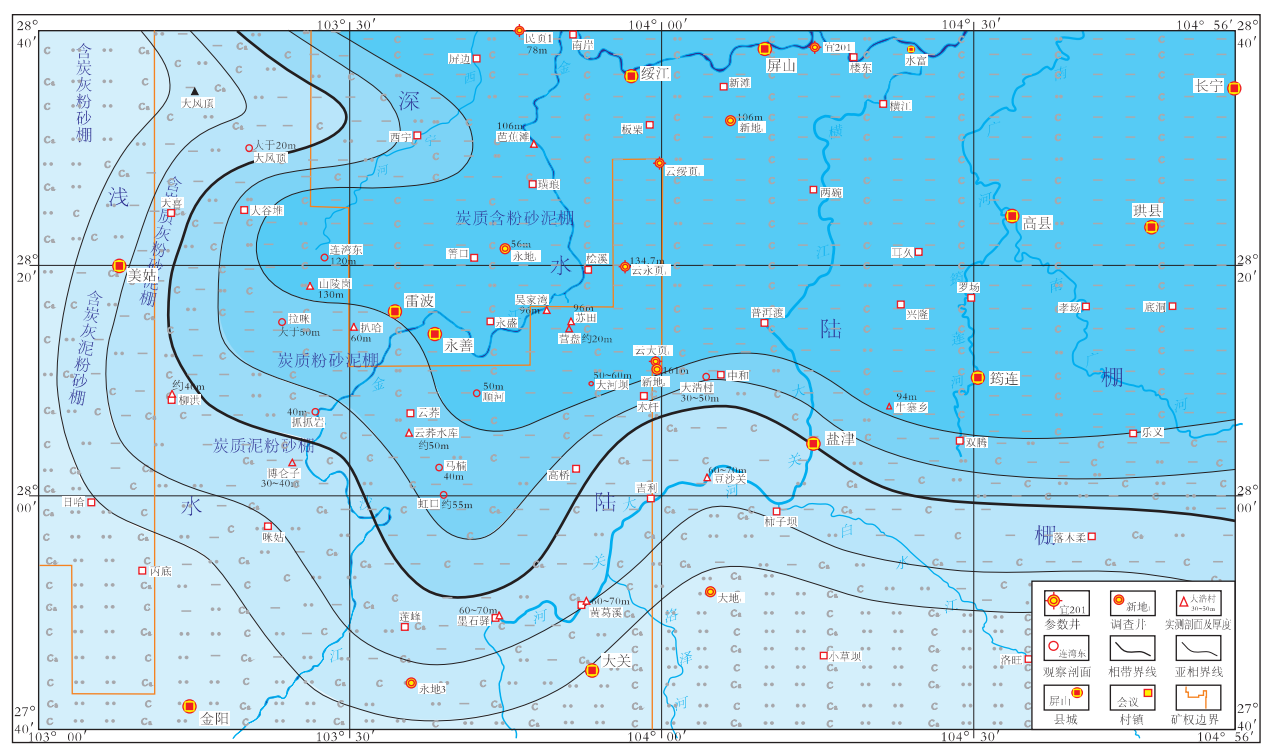


图 2 四川盆地西南缘龙马溪早期沉积相图

Fig. 2 Early sedimentary facies diagram of Longmaxi Formation on the southwestern margin of the Sichuan Basin

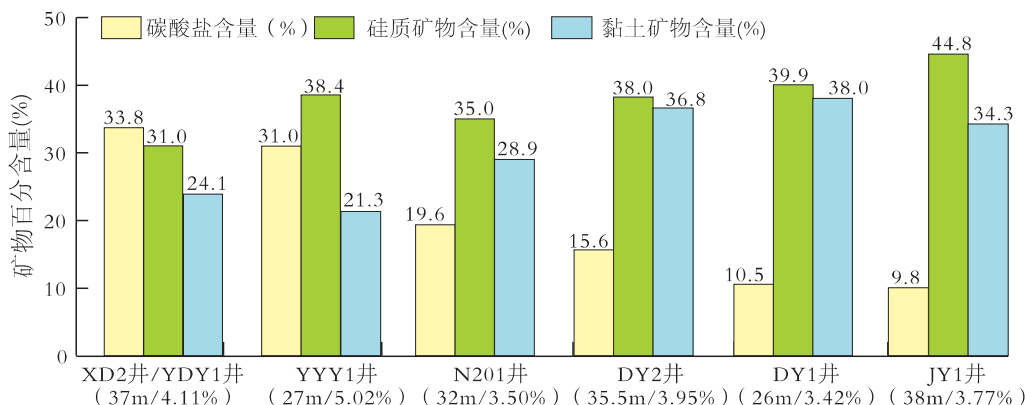


图3 四川盆地及邻区典型地区龙马溪组优质段矿物组分对比柱状图

a. 丁山、礁石坝地区数据来自魏祥峰等(2017b); b. (×m/×%)表示该井 TOC > 2.0% 优质段发育厚度/优质段 TOC 平均含量

Fig. 3 Mineral compositions in the high-quality shale members of the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas

2.67%, 平均为 2.57%; 盐津牛寨 Ro 为 2.38% ~ 2.67%, 平均为 2.55%。上述实测数据表明, 区域热演化基本正常, 只是对比于四川盆地东南缘地区, 该区热演化程度总体相对偏高而已, 这可能受海西晚期峨眉山大火成岩省^[12-15]的增温作用影响, 因此, 民页 1 井的异常高演化可能与该增温机制下的局部热点作用有关。

但相比于渝东南的涪陵和綦江地区, 川滇黔邻区龙马溪组富有机质页岩也有自身特点, 主要是优质段钙质含量较高 (25% ~ 33%), 黏土矿物含量较低 (20% ~ 25%), 硅质矿物含量适中 (图 3)。

2 川滇黔邻区构造特征与期次划分

川滇黔邻区所处的构造位置涉及 3 个构造单元: 四川盆地、川西南 - 滇东北冲断褶皱带和川南 - 黔北褶皱带, 但主要属于川西南 - 滇东北冲断褶皱带 (图 4)。根据李双建 (2011) 利用磷灰石裂变径迹曲线等相关研究表明, 印支期以来, 川南 - 黔北地区构造抬升始于 94Ma 左右, 以 94 ~ 65Ma 和 10 ~ 0 Ma 两个阶段为活动峰值, 邻近的滇东北地区也大体相似^[16]。

川滇黔邻区主要发育 NE 向、NW 向和近 SN 向 3 种构造体系, 在 3 期构造应力的转换与叠加作用下, 复合构造样式发育 (图 4)。根据盐津 - 中和“W”形状背斜, 基本也可以确定 NW 向构造形成时间较早, 是四川盆地边缘构造形成的主要时间; NE 向构造形成时间晚于 NW 向, 同时该期构造对早期褶皱具有明显的叠加改造效应。最晚的构造是近

似南北向的走滑及其伴生的次级褶皱等, 该期主要发育在峨边 - 马颈子断裂以西, 马颈子断裂以东, 主要表现为对早期构造的叠加与复活作用, 例如关村断裂、中村断裂、老营盘断裂等。

2.1 NW 向构造

主要褶皱有长宁背斜、盐津 - 中和背斜、铜厂沟背斜、五指山背斜、桧溪低缓背斜等 (图 4), 断裂主要为老营盘断裂、关村断裂、中村 - 铜厂沟断裂、盐津 - 中和断裂等, 均为逆断裂。除最靠近四川盆地的中村 - 铜厂沟断裂带较为复杂 (倾向主要为 WW 和 SW, 与关村断裂形成对冲样式) 外, 其它断裂均为倾向 SW, 且构造迹线方向均平行或近似平行四川盆地边缘, 表明构造应力方向来着自南方向构造, 可能为印支晚期康滇古陆与扬子陆块主体汇聚、拼合的构造响应。

2.2 NE 向构造

NE 向构造形成时间晚于 NW 向构造, 典型褶皱主要有城墙岩宽缓背斜、黄泥坡宽缓背斜、贾村背斜等, 断裂主要为高桥断裂、新田断裂等 (图 4)。这些构造主要与燕山晚期来自扬子东南缘的构造挤压有关, 与四川盆地内的典型构造形迹——“川东高陡构造带与华蓥山断裂”形成同步。

值得注意的是, 在南东 - 北西向的挤压过程中, 沿着盆地边缘发生了左行走滑作用, 对早期北西向断裂进行了叠加改造, 形成了一系列走滑断裂, 如老营盘断裂、中村断裂、关村断裂及铜厂沟断裂等 (图 4)。这些走滑断裂造成的应力释放, 可能是该区页岩气尚未获得突破的关键制约因素。



图4 川滇黔邻区地质简图与构造单元、构造期次划分

Fig. 4 Schematic geological map and tectonic division in the Sichuan-Yunnan-Guizhou border areas

2.3 SN向构造

该期构造活动主要动力来源于青藏高原的隆升及其对扬子克拉通的逆冲推覆作用,当然也伴随着一些块体的挤出作用,康滇地块可能就是其中之一。因此,在本区西侧出现一系列大型走滑断裂,并伴随着东西向逆冲作用,如峨眉-沙湾断裂、峨边-马颈子断裂、大渡河-小江断裂等(图4)。该期构造应力对区内早期断裂的叠加作用,主要表现为从西往东的逆冲,将原先的走滑断裂改造为倾向西的逆冲断层,甚至逆掩断层,如老营盘断裂、獐子坝断裂、中村断裂等。

2.4 典型叠加构造

盐津-中和“W”形状背斜具有典型叠合褶皱特征,是第一期近南北向挤压和第二期北西向挤压双重作用的结果。五角堡背斜、板栗坪背斜、芭蕉滩背斜、黄茅坝背斜及长坪背斜等显示穹窿特征,而木杆向斜、马湖向斜、屏边向斜、中都复向斜等则

具有明显的构造盆地样式,均为两期(或多期)构造叠加的结果(图4)。此外,研究区南部的高桥背斜、新场-天宁寺向斜为一系列弧形构造,也反映了这两次构造应力叠加的作用。

3 构造保存条件分析

朱彤等(2016)在研究四川盆地页岩气富集控制因素时,指出有利相带、成熟度和保存条件是页岩气富集的三大关键因素^[17]。这一总结是准确恰当的,它揭示了页岩气资源的本质属性。然而对于四川盆地及邻区不同层系,又面临着更为具体的现实挑战。对于下寒武统页岩气选区评价,最核心的问题则是烃源岩的成熟度问题,寻找到成熟度适中的烃源岩分布区,是第一重要的事,这也是湘黔桂邻区页岩气勘探始终未获突破的关键所在,威远隆起区和黄陵隆起斜坡的新发现和新突破就是最好的例证。龙马溪组烃源岩热演化程度适中,且区域

上变化不大(在川滇黔邻区,由于受峨眉山玄武岩喷发影响较大,演化程度稍高),其最核心的问题就是保存条件,保存条件是决定龙马溪组页岩气能否富集高产的关键因素^[18-20]。而处于复杂构造区的川滇黔邻区的页岩气选区评价,保存条件更是不容忽视的关键因素,民页1井、宜201井、云永页1井等的相继失利,进一步表明该区构造保存条件的复杂性。

3.1 典型钻井成效分析

3.1.1 新地1井(Xd1)

新地1井位于绥江县新滩镇大湾口(向家坝电站采石场),绥江县城120°方向约14km,构造上位于五角堡背斜西北翼,回龙山逆断裂上盘(图4),距离断裂约1.5km。开孔层位为中二叠统茅口组,完钻层位为上奥陶统宝塔组,完钻井深1345m。钻井液密度为1.01~1.07g/cm³,粘度16~28s。

新地1井龙马溪组气测录井共发现气显示5层,累计厚度90m。1、2、3、5层略差,4层最好,气测值:ΣCn 0.799 ↑ 8.507%,C₁ 0.786 ↑ 7.687%,其岩性为灰黑色碳质泥岩、钙质粉砂质碳质页岩。

新地1井钻遇五峰组—龙马溪组富有机质泥页岩累计厚度112m,其中TOC > 2.0%的页岩层段厚65m。现场解析表明,不同岩性段含气性差异较大,含气性较高的井段主要分布在1232.96~1246.69m段和1290.57~1309.26m段,主要为黑色炭质页岩,厚度分别为13.73m和16.69m,含气段累计厚30.42m,现场解析含气量最高1.44m³/t。井深1246.69~1290.57m为黑色厚层状粉砂质泥岩,基质含气性差,主要为裂隙性气。新地1井龙马溪组富有机质页岩段发育多组小型断裂和裂缝,钻探过程中目的层全烃显示不稳定,常常出现由2.0%~3.0%迅速增加至4.0%~6.0%。排除后效的影响,推测应主要是裂隙气的贡献。

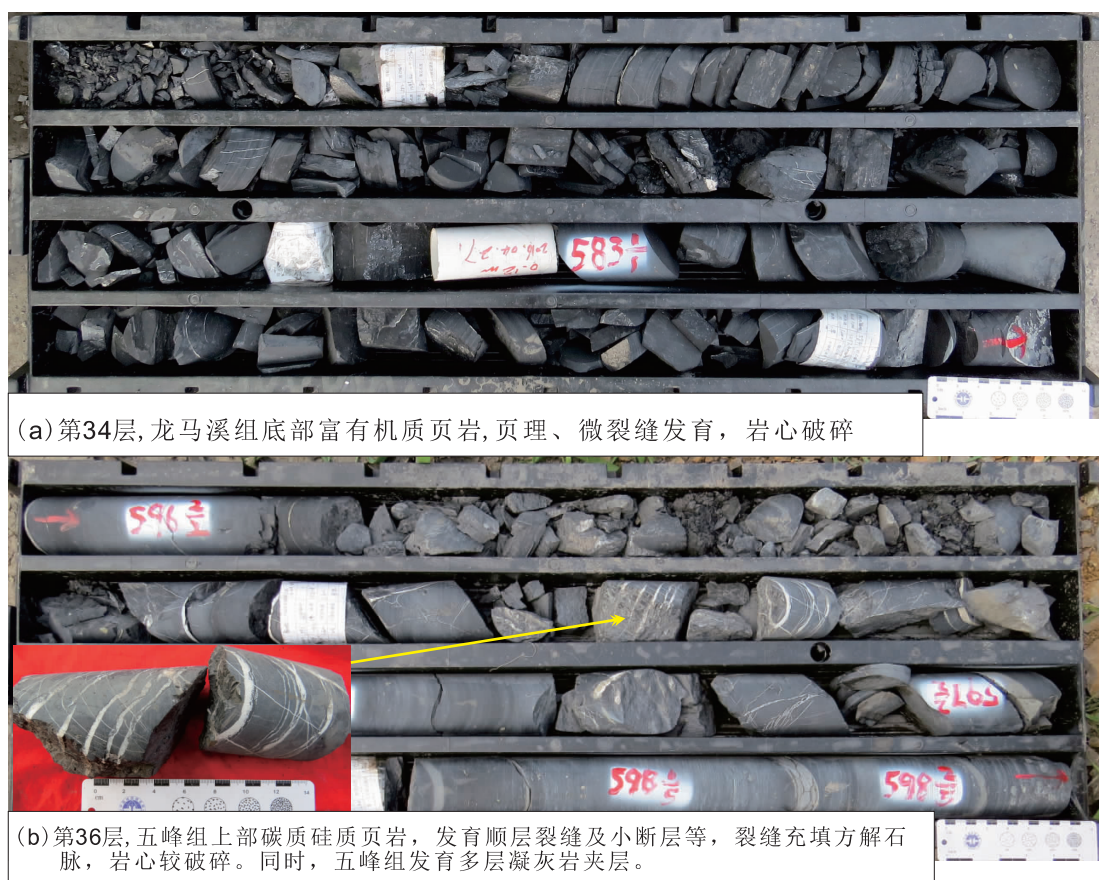


图5 新地1井富有机质页岩段岩心微裂缝发育,岩心较为破碎

Fig.5 Microfracture development in the organic matter-rich shales through the Xindi-1 well

新地 1 井获得页岩气新发现的主要控制因素:

(1) 龙马溪组页理和微裂缝发育, 岩心破碎(图 5a), 有利于气体的侧向运移富集; (2) 五峰组与龙马溪组界面附近发育有明显顺层滑脱, 五峰组上部硅质页岩中裂缝、小断层发育(图 5b), 也为页岩气的侧向运移富集提供了重要通道。因此, 我们的初步认识是, 五角堡背斜的页岩气富集主要来自于周缘深部烃源的侧向运移。

3.1.3 新地 2 井(Xd2)

新地 2 井位于昭通市大关县木杆镇漂坝村, 构造上处于木杆漂坝向斜西翼近核部(图 4、图 6)。开孔层位为上二叠统峨眉山玄武岩, 完钻井深 2100m, 完钻层位为上奥陶统临湘组。钻井液密度

为 $1.01 \sim 1.05 \text{ g/cm}^3$, 泥浆粘度 $18 \sim 29 \text{ s}$ 。

气测录井发现龙马溪组下段异常明显, 气测值 $\Sigma \text{Cn}: 0.069\% \uparrow 1.524\%$, $\text{C}_1: 0.069\% \uparrow 1.126\%$, 含气岩心浸水实验气泡剧烈, 最大现场解析量可达 $3.38 \text{ m}^3/\text{t}$ 。新地 2 井钻遇五峰组-龙马溪组富有机质泥页岩累计厚度 162m, 其中 $\text{TOC} > 2.0\%$ 的页岩层段厚 70m。现场解析大于 $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 的优质含气层厚 32m, $1.0 \sim 2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 层段厚 71m, 大于 $1.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 总厚 103m。通过对页岩层段现场解析气体组分分析, 气体组分主要为 N_2 和 CH_4 , 含少量 CO_2 、 C_2H_6 。 CH_4 含量最高 99.53%, 最低 89.15%, 平均含量 96.88%, N_2 最高 9.84%, 最低 0.05%, 平均含量 2.39%, 显示木杆向斜区构造保存条件良好。

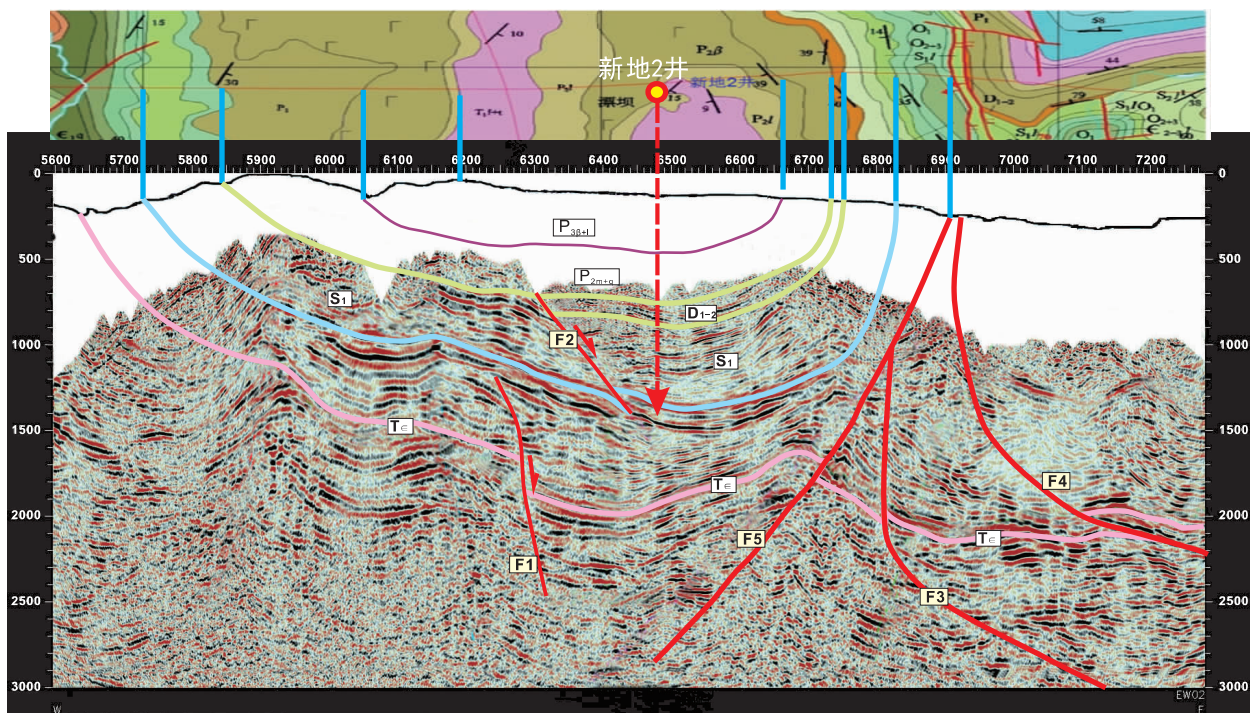


图 6 LY2015EW-02 地震剖面测线构造解译及新地 2 井构造位置

F1 为桐湾运动同沉积断裂(可能与绵阳-长宁裂陷槽发育同步); F2 为海西早期泥盆纪同沉积断裂; F3、F4 为燕山晚期压扭性断裂, 伴随明显走滑作用; F5 可能始于燕山期, 但主要为喜山期逆断层。同时注意到 F1、F2 在燕山期和喜山期可能有一定的构造复合, 但似乎影响不大。

Fig. 6 Structural interpretation of the seismic profile line LY2015EW-02 and structural location of the Xindi-2 well

新地 2 井获得页岩气新发现的主要控制因素:

(1) 顶板条件优越。新地 2 井钻遇志留系厚度达 936m, 较邻区的各钻井及剖面都要厚, 而且还上覆有厚 316m 的泥盆系碎屑岩系。同时, 钻遇龙马溪组页岩岩心总体较完整, 除志留系上部局部裂缝显示的气测值较高外, 总体气测值小于 0.05% , 显示了良好的顶板封盖条件。

(2) 新地 2 井目的层位于漂坝隐伏断裂(海西期同生断裂) F20 上盘, 侧向上受志留系泥岩岩性遮挡, 构造-岩性匹配关系良好, 有利于断裂涂抹作用, 断层封闭性好(图 6)。

(3) 燕山晚期沿盆地边缘发育的具有走滑性质的中村断裂、关村断裂等均沿铜厂沟背斜、盐津-中和背斜东侧分布, 致使该期构造应力迅速向北西

走滑转移(图4,图6),屏蔽了木杆向斜,有利于页岩气的长期富集与保存。

3.1.2 云永页1井(Yy1)

云永页1井位于云南省永善县细沙乡,在构造上属于四川盆地西南缘松溪背斜东缘(图4,图7)。开孔层位为中三叠统雷口坡组,完钻层位上奥陶统宝塔组,完钻井深3100m。井段2379.00~2487.00m使用钻井液密度为 $1.39 \sim 1.45 \text{ g/cm}^3$,因地层掉块多,挂卡严重,自2487.00m开始调整钻井液性能,使用钻井液密度增加至 $1.53 \sim 1.55 \text{ g/cm}^3$,直至井底。

云永页1井龙马溪组一段富有机质泥岩呈灰黑色,页理局部发育较好,有机碳含量较高。根据岩心地球化学测定结果,TOC > 1%的层段厚132m,TOC > 2%的层段厚55m,井区处于深水陆棚相带,笔石种类丰富,优质页岩段发育。热演化程度较高, R_o 为2.78%~2.88%,但与新地1井基本一致,也与邻区长宁页岩气田接近。总体上富有机质泥岩成岩作用强,普遍含钙质,龙一段3亚段、龙一段

2亚段粉砂含量较高,龙一段1亚段砂质含量较少,主要为碳质泥岩,普遍见分散状黄铁矿。

云永页1井钻井施工过程中,仅在志留系顶部不整合面发生一次泥浆漏失,岩心总体较完整,未见高角度裂缝。取心段钻时总体较慢,气测全烃低(0.032%~0.5%),富有机质泥岩段(2932~3063m)气测值 $\Sigma C: 0.032 \uparrow 0.5\%$ 。水浸试验:水温60℃下,龙马溪组富有机质页岩取心段水浸试验仅见有少量气泡。现场解析 $0.009 \sim 0.048 \text{ m}^3/\text{t}$,总含气量 $0.038 \sim 0.748 \text{ m}^3/\text{t}$ 。通过对现场解析气体组分分析,其气体组分主要为 N_2 、 CO_2 和 CH_4 ,且 CH_4 含量普遍很低,最高61.68%,平均含量12.44%, N_2 和 CO_2 含量高,表明其保存条件较差,曾遭受破坏。

根据区域构造样式及实钻情况对地震剖面重新解译,我们认为云永页1井的失利原因主要是喜山期断裂的破坏性影响,F6断层虽然没有明显切割到目的层,但它复合了早期的F1断层(图7),导致目的层应力释放与天然气逸散,这可能是最为关键性因素。

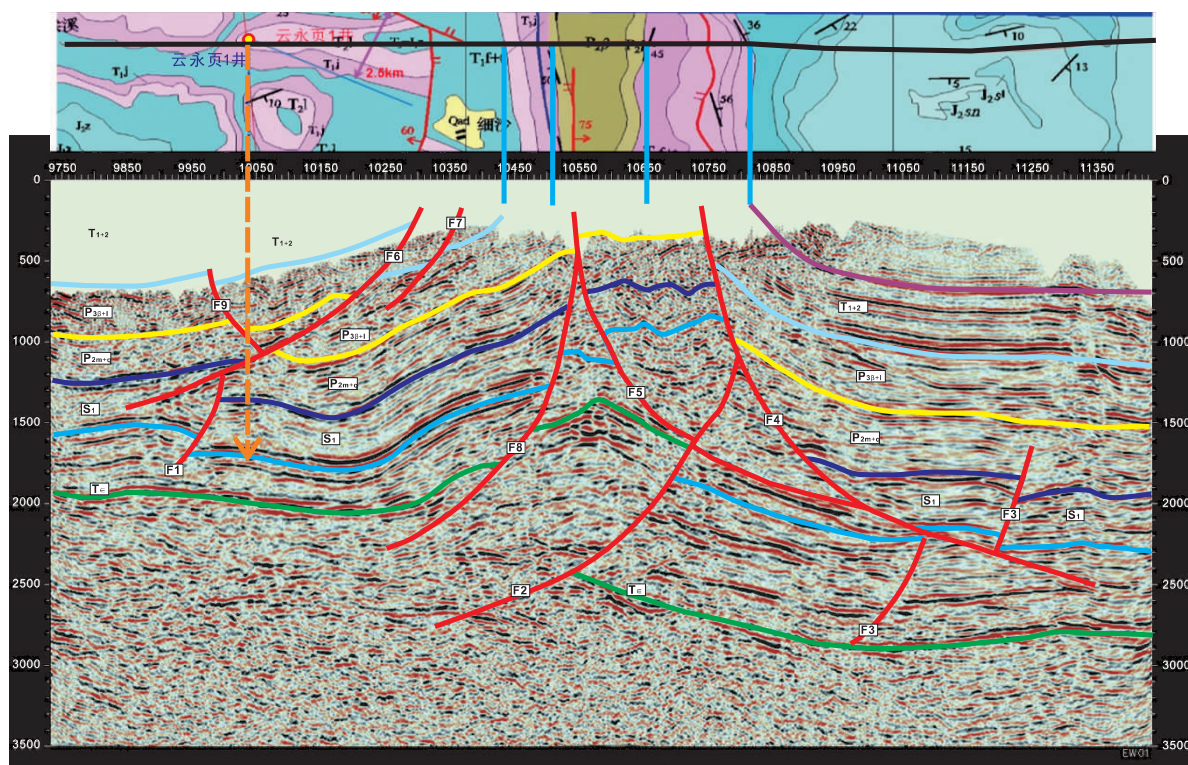


图7 LYEW2015-01 二维地震测线构造解译及云永页1井构造位置

F1, F2, F3 为海西晚期断层; F4, F5 为燕山晚期压扭性断层,兼走滑特征; F6-F9 为喜山期断层,其中 F1, F2 和 F8 可能是海西期和喜山期的复合断层。

Fig. 7 Structural interpretation of the seismic profile line LY2015EW-01 and structural location of the Yunyongye-4 well

云永页 1 井虽然没有获得良好的勘探效果,但其证实了四川盆地西南地区优质页岩发育,其深水陆棚相带展布稳定,有机质丰度高,热演化程度基本正常,显示邻区具备页岩富集的物质基础。同时也证实了构造保存条件是页岩气富集成藏的首要条件,寻找远离出露区、远离断层,具有相对稳定保存条件的构造单元是该区下一步工作部署的主要方向。

3.1.4 民页 1 井(My1)

民页 1 井位于川西南低缓褶皱带屏边复向斜之屏边断背斜上,也是针对五峰组-龙马溪组页岩气部署的一口预探井。开孔层位为三叠系须家河组,钻遇地层自上而下依次为:三叠系上统须家河组,中统雷口坡组,下统嘉陵江组、飞仙关组;二叠系上统宣威组、峨眉山玄武岩,下统茅口组、栖霞组;志留系下统龙马溪组;奥陶系上统五峰组、临湘组,中统宝塔组(未见底)。

本井共计取心 6 个回次,上部几个回次岩心总体完整,但第 6 回次岩心的层间微缝和高角度缝很发育,部分缝内被方解石充填;龙马溪组底部见网状缝(图 8a),镜面和擦痕特征典型(图 8b);五峰组二段硅质碳质页岩高角度/垂直裂缝发育(图 8c),反映出五峰组-龙马溪组之间发生过明显的构造滑脱作用。

民页 1 井共钻遇 71.0m/26 层油气显示(主要是三叠系和二叠系),但五峰组-龙马溪组无油气显示层。五峰组-龙马溪组气测全烃为 0.08%~1.52%,平均为 0.45%,甲烷为 0.02%~0.313%,平均 0.075%,可能主要是受消泡剂影响。钻井液密度 1.56~1.60g/cm³。目的层段含气量现场解析样品 39 件,含气量最小值 0.029m³/t,最大值 0.135m³/t,平均值 0.068m³/t,优质页岩气层段含气量最小值 0.029m³/t,最大值 0.125m³/t,平均值 0.065m³/t。目的层钻井液密度 1.50~1.53g/cm³。

经钻后地震剖面再分析,认为钻前构造认识过于乐观,实际上井区断裂构造和目的层滑脱构造均很发育,有多条断裂比钻前预期的规模要大,且延伸至地表,保存条件已经丧失。同时,钻后实测目的层沥青反射率达 4.5%,全岩反射率达 4.27%,其等效镜质体反射率分别为 3.37% 和 3.22%,显示其热演化程度也是很高的,可能也是目的层含气性差的重要因素(无二次生烃作用)。

3.1.5 永福 1 井(Yf1)

永福 1 井位于川西南低缓褶皱带五指山构造带五指山断背斜高部位(四川省乐山市马边县苴坝乡五组,黄连山林场),为区域风险探井,目的是探索震旦系-寒武系、二叠系-三叠系常规油气以及志留系龙马溪组、寒武系筇竹寺组页岩气。

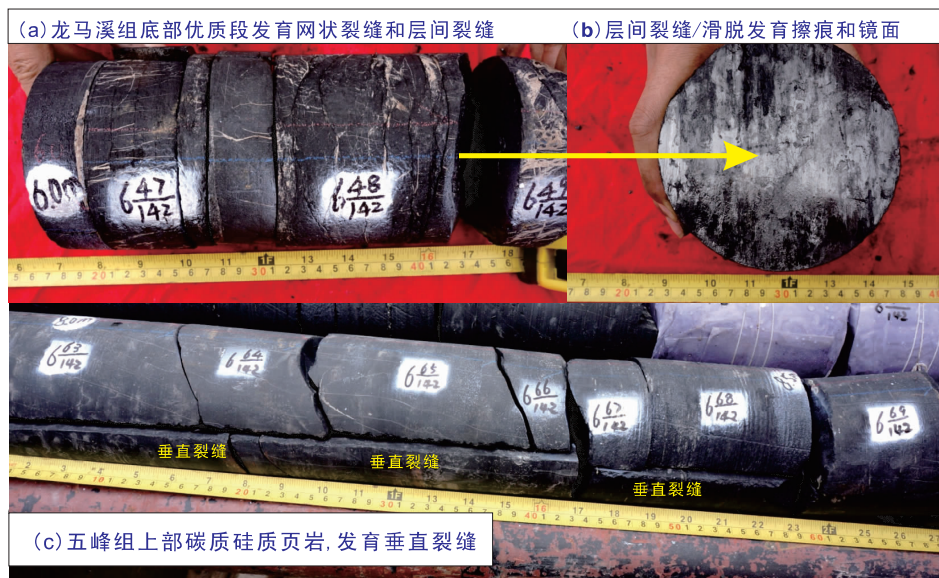


图 8 民页 1 井五峰组-龙马溪组发育网状裂缝、垂直裂缝和层间裂缝/滑脱

Fig. 8 Network fractures, vertical fractures and interlayer fractures /detachment developed in the Wufeng Formation and Longmaxi Formation through the Minye-1 well

录井显示共 45.49m/15 层,其中飞仙关组 6.0m/1 层,宣威组 10.0m/6 层,茅口组 14.0m/4 层,栖霞组 10.4m/2 层,梁山组 1.09m/1 层,龙马溪组 4.0m/1 层。解释含气层 1m/1 层,微含气层 28.0m/9 层,煤层气 3.09m/3 层,裂缝性气层 8.4m/1 层,页岩气层 4m/1 层,其中龙马溪组在钻井液密度 1.49 ~ 1.55 g/cm³、粘度 65 ~ 170s 情况下,其后效显示仍很活跃,达 46 次,全烃最高 14.603 %。

民页 1 井五峰 - 龙马溪组热演化程度(Ro) 实测平均值介于 2.27% ~ 2.37%,处于过成熟阶段,但仍处于区域正常范围,明显低于民页 1 井。与民页 1 井相似,永福 1 井龙马溪组底部优质段岩心也是较为破碎,五峰组见顺层滑动裂缝,滑脱形成角砾或镜面明显,且有方解石充填。

从显示来看,永福 1 井五峰组 - 龙马溪组虽然较民页井和云永页 1 井稍好,但其显示层段厚度小,仅有 4m。同时,根据井漏情况分析,钻遇龙马溪组过程中,出现 5 次漏失,特别是在近底部出现泥浆大量漏失(达 145m³)并失返,表明井底构造(裂缝)发育(与岩心反映情况一致),所以,未对该井龙马溪组作进一步测试。

3.2 成效分析的总结与启示

钻后分析认为,四川盆地西南云永页 1 井、民页 1 井、绥页 1 井及永地 1 井均处于区域走滑断裂背景下的正向构造上(图 4,表 1),而该区域多数背斜均经历过多次的构造叠加,特别是喜山期以来,正向构造部位均处于走滑、伸展、旋转的构造应力作用下,不利于页岩气富集与保存。

通过对图 4 和表 1 的深入分析,我们发现上述油气显示较差的探井的失利主要是受燕山晚期北西向左行走滑断裂(盐津 - 中和断裂、关村断裂、中村断裂、老营盘断裂等等)的影响。走滑断裂的发育,不仅直接造成地层应力的释放,更是造成大量张性微裂缝的形成,致使富有机质页岩层直接暴露于开放的温压条件下,彻底丧失了页岩气富集条件。

新地 1 井所处的五角堡背斜,虽保存条件也较差,但其构造主应力方向(NE)垂直于区域走滑主应力方向(NW),再加上其优质段裂缝系统发育和区域性滑脱输导系统的存在,使其仍具有一定的富集保存条件(富集机制可能是周围较低部位的气源通过侧向运移方式向构造高部位聚集)。新地 2 井则处于木杆向斜核部,同时木杆向斜在北西向挤压 -

表 1 川滇黔邻区已有页岩气钻井勘探效果问题分析一览表

Table 1 Summary of the exploration effects and problems for the existing shale gas wells in the Sichuan Yunnan-Guizhou border areas

井名	实施单位	目的层	所处构造位置	油气显示	关键问题	是否测试
窝深 1 井	中石油	震旦系灯影组	大窝顶背斜	差	严重井漏	否
宫深 1 井	中石油	震旦系灯影组	天官堂背斜	差	严重井漏	否
永福 1 井	中石化	震旦系灯影组	五指山背斜西高点南 沙湾走滑断裂左侧/上盘	较好	严重井漏 顺层滑脱	否
民页 1 井	中石化	五峰 - 龙马溪组	屏边断背斜北翼 中村走滑断裂延长线上	差	局部异常高演化 极低电阻率	否
宜 201 井	中石油	五峰 - 龙马溪组	楼东构造西/断裂下盘	差	顺层滑脱强烈 微裂缝发育	测试
宁西 202	中石油	五峰 - 龙马溪组	天官堂背斜东南倾末端 柏树溪断裂带上盘	较好	高角度裂缝	测试
绥页 1 井	油气中心	五峰 - 龙马溪组	关村走滑断裂下盘	一般	低电阻率	否
云永页 1	成都中心	五峰 - 龙马溪组	桧溪背斜中部 /中村走滑断裂下盘	差	顺层滑脱 极低电阻率	否
永地 1 井	成都中心	五峰 - 龙马溪组	马湖向斜与 永盛向斜之间的鞍部	差	裂缝发育 /井漏严重	否
新地 1 井	成都中心	五峰 - 龙马溪组	五角堡背斜核部 垂直区域走滑主应力	较好	顺层滑脱 裂缝发育/岩心破碎	否
新地 2 井	成都中心	五峰 - 龙马溪组	木杆向斜近核部	好	压力系数未知	否

走滑过程中,因受盐津-中和-铜厂沟背斜的屏蔽作用(图4),构造单元内断裂不发育,内部的流体压力系统达到较好保存,因此,新地2井是该区目前显示最好的^[21]。由此可见,川西南-滇东北地区页岩气区块和井位优选应尽量避免北西向走滑应力的影响,是当前首先需要关注的关键问题。

4 有利目标区优选

4.1 有利目标区优选参数

由于川西南-滇东北构造保存条件复杂,目前的勘探效果不理想。但仔细统计分析已有的页岩气探井和以往实施的常规油气探井(表1),我们发现其勘探部署思路均未突破正向构造或构造圈闭认识的制约。实际上部署在木杆向斜的新地2井,已经为我们指出了一个新的方向——相对稳定的

向斜构造区。亦即对于构造复杂区而言,正向构造不是最佳勘探目标,因为保存条件具有“一票否决权”,因此,川西南-滇东北地区复向斜区才是下一步可能获得突破的优先选择。

然而,对于川西南-滇东北这样的构造复杂区,其构造保存条件如何分析评价,有哪些关键性的指标或表征。为此,我们对四川盆地及邻区已有的涪陵、长宁、威远、丁山等页岩气田/藏的相关参数,与研究区已有钻井的参数进行了对比分析,总结出如下评价指标体系(表2),或许对复杂构造区开展有利目标区优选具有一定的指导意义。

该参数体系把区域盖层、直接盖层、顶底板条件、页岩层自身条件、构造改造强度等主要因素细化到17个参数进行分析(表2),并给予分级,提高了保存条件评价的可操作性。另外对已有钻井控制

表2 川滇黔邻区页岩气有利区与井位优选综合评价指标体系

Table 2 Comprehensive evaluation for the favourable areas of shale gas and well location in the Sichuan-Yunnan-Guizhou border areas

控制因素	评价参数	评价等级			
		好 (Ⅰ)	较好 (Ⅱ)	一般 (Ⅲ)	差 (Ⅳ)
区域盖层	厚度 (m)	>300	150~300	50~150	<50
	岩石类型	膏岩、泥页岩	泥质岩、粉砂质岩	粉砂质泥岩-泥质粉砂岩	泥质粉砂岩、杂砂岩或泥灰岩
	分布情况	大面积连续	大面积分布	小面积分布	区域零星分布
直接盖层	泥页岩厚度	>200	100~200	50~100	<50
	微观自封闭性	好	较好	一般	差
底板条件	与底板接触关系	整合	整合	平行不整合	角度不整合
	底板岩石类型	泥页岩/泥灰岩	砂质泥岩/泥质灰岩	泥质灰岩/灰岩	砂岩/灰岩/白云岩
页岩层自身条件	埋深 (m)	>3000	2000~3000	1000~2000	<1000
	厚度 (m)	>120	60~120	30~60	<30
	脆韧性	韧性	韧性	脆性	发育裂缝
构造改造强度	最早抬升时间	早	较早	较晚	晚
	构造变形期次	无或一期	两期	三期	四期或以上
	断裂发育规模	三级或四级	二级或三级	二级	一级
	断裂性质	逆断层	压扭性断层	走滑断层	正断层
	距离断层距离	一级断裂>10km	一级断裂5~10km	一级断裂2~5km	一级断裂<2km
		二级及以下>6km	二级及以下3~6km	二级及以下1~3km	二级及以下<1km
	地层产状	<5°	5~10°	10~20°	>20°
	目的层与剥蚀/露头区距离(km)	>10	6~10	3~6	<3
	页岩气层表征参数	含气量 (m ³ /t)	>4.0	2.0~4.0	1.0~2.0
		孔隙度 (%)	5.0~8.0	3.5~5.0	2.0~3.5
		电阻率 (Ω·m)	30~80	10~30	5~10
		氮气含量 (%)	<2.0	2.0~5.0	5.0~20.0
		压力系数	>1.8	1.2~1.8	0.9~1.2
					<1.0
					<2.0
					<5
					>20.0
					<0.9

(参照参考文献^[4,20,22-24] 修编)

的有利目标区,提出了5项页岩气层表征参数(含气量、孔隙度、电阻率、氮气组分含量、压力系数)。这些指标为深入认识有利目标区资源潜力,开展进一步勘查工作部署,提供了清晰的量化指标支撑,提高了决策的科学性和透明度。

4.2 川滇黔邻区页岩气有利目标区优选

根据上述评价指标体系,结合川滇黔邻区已有调查成果资料,我们认为以下5个复向斜区是该区龙马溪组页岩气下一步突破的主要方向(图9)。

(1) 木杆复向斜,面积约135km²,处于东部盐津中和背斜、北部三包背斜、南部四方山背斜和西部长坪穹窿的环抱之中,呈椭圆形,主应力方向为近南北向。该有利区内部主要次级构造是西部的木杆向斜、中部的漂坝鼻状隆起和东南部的斑竹林向斜。区内龙马溪组的埋深在2000~2500m,区域上西部较浅,东南部较深(东南部尚发育有泥盆系)。

目前该有利区完钻调查井1口(新地2井现场解析含气性好,最高达3.38 m³/t^[21]),正在实施调查井1口(云大地3井),实钻显示志留系地层展布稳定,岩心完整。因此,该区是滇东北地区有望获得突破的首选区。

(2) 普洱渡-横江复向斜,可勘探面积大,约1500km²,位于川滇两省交界的关河两岸,处于北东向贾村背斜和五角堡背斜之间,西部为近南北向铜厂沟背斜,内部主要发育有北东向的石城山向斜、黄桷铺背斜和老鹰嘴向斜等次级构造,区内构造稳定,断裂不发育,构造宽缓(产状变化小),特别是受区域北西向走滑作用影响较小,应具有良好的保存条件。目的层龙马溪组埋深主体在3000~4500m,志留系残留厚度700~900m左右,但在中西部的黄桷铺背斜西段埋深适中,基本在4000m以内,开孔层位为三叠系须家河组或侏罗系自流井组,也是该

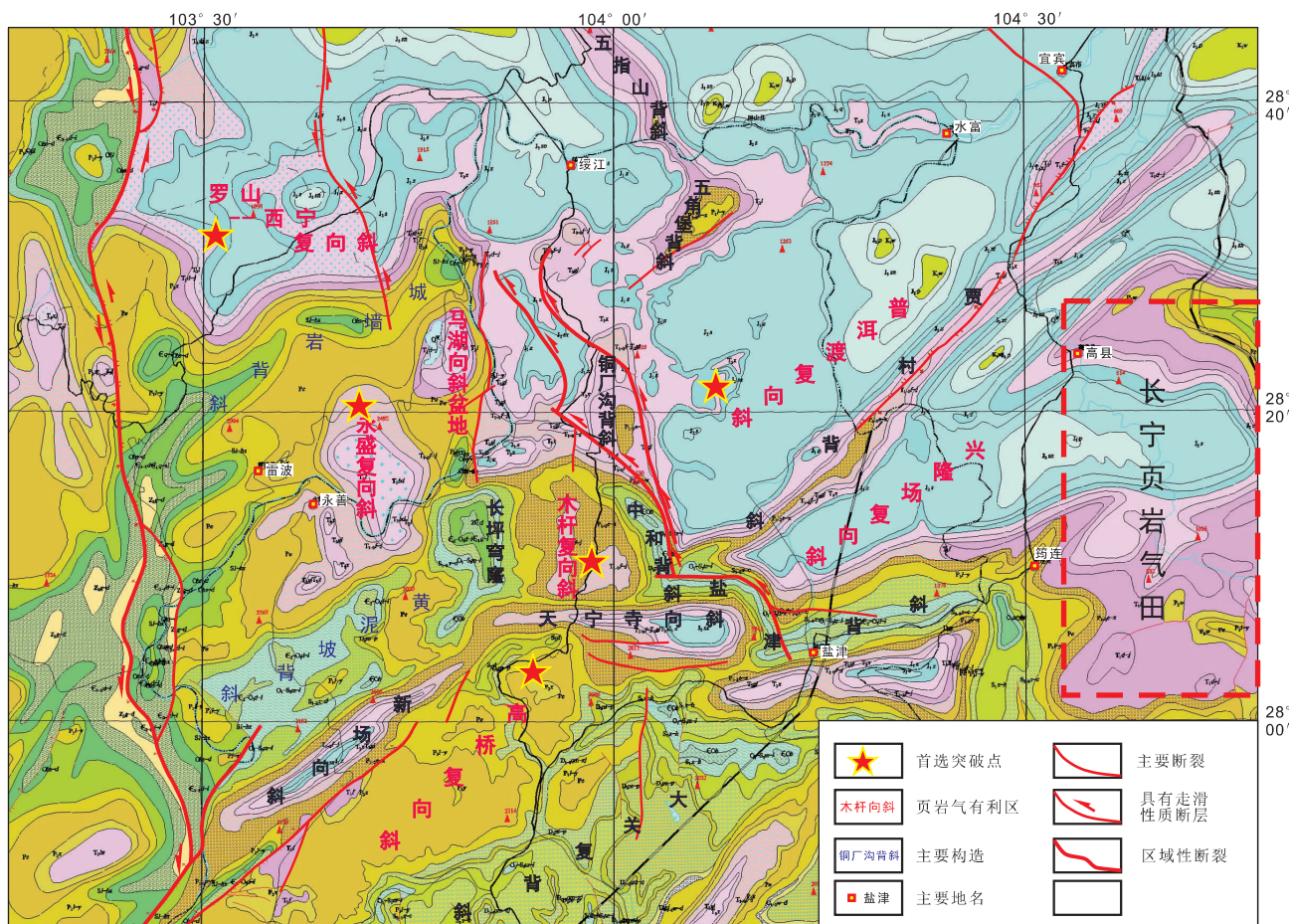


图9 川滇黔邻区龙马溪组页岩气有利目标区优选与首选突破点示意图

Fig. 9 Optimal selection and preferred breakthrough points of the favorable target areas of shale gas in the Longmaxi Formation in the Sichuan-Yunnan-Guizhou border areas

有利区的首选突破点(普洱渡串丝一带)。

(3) 罗山-西宁复向斜,面积约 600km^2 ,位于老营盘断裂和峨边-马颈子断裂之间,南部以城墙岩背斜为界,内部构造线方向主体为北东向(近似垂直于老营盘走滑断裂)。马颈子断裂区域上显示为走滑性质,但在该区段内,主要表现为逆掩断层性质,且断距达 $1500\sim 2000\text{m}$,因此,处于逆掩下盘的有利区应具有较好保存条件。区内主要次级构造为罗山溪向斜、银厂沟-菜坝背斜、官斗山向斜、沙坝子背斜和黄沙门向斜等,褶皱构造宽缓。龙马溪组埋深约在 $3000\sim 3500\text{m}$,较为适中。该区志留系残留厚度相对较小,推测在 $250\sim 450\text{m}$ 之间(东部民页1井 415m 、南部永地1井 465m 、北部永福1井 245m)。该有利区首选突破点应是西部的银厂沟次级构造,开孔层位三叠系须家河组。

(4) 永盛复向斜,面积约 500km^2 ,位于北东向城墙岩背斜和黄泥坡背斜之间,东部为茅茅坝背斜和马湖向斜盆地,西部主要是受马颈子断裂走滑作用而发育的一系列左行排列的次级褶皱(锦屏山向斜、那里沟背斜、马鞍山向斜和石板滩背斜)。该有利区内部次构造不发育,整体上为近南北向向斜盆地,出露三叠系中下统,构造样式可能主要定型于喜山晚期的东西向挤压。区内龙马溪组埋深相对较小,主要为 $2000\sim 2500\text{m}$,志留系残留厚度 $400\sim 500\text{m}$ 。该有利区首选突破点应是北部的箐口-汶水一带,开孔层位为下三叠统飞仙关-嘉陵江组。

(5) 高桥复向斜,面积约为 600km^2 ,位于弧形新场-天宁寺向斜以东、以南,大关复背斜以北。行政区划上包括大关县高桥镇、寿山镇大部、木杆镇南部、悦来镇北部,及永善县墨翰镇北部。该有利区地表主要出露二叠系峨眉山玄武岩及栖霞组-茅口组灰岩,有利区周缘地形切割较深,但内部地势起伏不大,发育近南北向宽缓的次级褶皱。区内龙马溪组埋深在 $2000\sim 2500\text{m}$,区域上西部较浅,东南部较深(泥盆系从东南向北西沉积超覆)。该区主要制约是交通条件较差,同时其南部优质段有减薄趋势。因此,该区首选突破点应为北部木杆镇甘鼎村附近为宜。

另外,根据区域构造分析,与长宁页岩气田毗邻的盐津石板滩-兴隆场向斜也应具有良好的勘探前景,也是长宁页岩气田向西拓展的重要方向

之一。

5 主要认识与结论

(1) 通过详细的区域地质调查和钻井证实,川滇黔邻区仍处于五峰组-龙马溪组沉积早期的深水陆棚相带内,富有机质页岩发育,具有页岩气勘探的基本地质条件。

(2) 印支期以来,川滇黔邻区经历多期次构造叠加改造,特别是燕山晚期,与川东高陡构造带发展同步、沿盆地西南缘发育的区域性走滑作用,是该区页岩气选区评价的关键性制约因素。

(3) 立足于海相层系页岩气“连续型甜点区”的选区评价基本思路,结合前人研究成果,系统梳理出一套基于保存条件的评价指标体系。该体系涵盖5大类因素(区域盖层、直接盖层、底板条件、页岩层自身条件、构造改造强度)、4个等级、17个选区评价参数。同时,总结提出了5个页岩气层评价表征参数。

(4) 根据新的评价指标体系,从川滇黔邻区的主要构造单元中优选出5个页岩气有利目标区,并指出了各有利区的首选可能突破点。

致谢:在探讨川滇黔邻区页岩气富集条件和主控因素过程中,我们得到了中石化勘探分公司李宇平、魏祥峰、蒲勇、刘新义等,中石化西南油气分公司王信等,中石油西南油气田分公司冉隆辉、张鉴等专家领导们的大力支持,上述初步认识也是在多次交流、研讨与探索中逐渐形成的。道路艰辛,所以需要携手前行,感谢一路有您!祝我们好运!

参考文献:

- [1] 王世谦,王书彦,满玲,等.页岩气选区评价方法与关键参数[J].成都理工大学学报(自然科学版),2013,40(6):609-620.
- [2] 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.
- [3] 郭彤楼.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,2016,43(3):317-326.
- [4] 汪正江,杨平,余谦,等.中上扬子海相含油气盆地分析与页岩气资源[M].北京:科学出版社,2017.
- [5] 赵文智,李建忠,杨涛,等.中国南方海相页岩气成藏差异性比

- 较与意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 499-510.
- [6] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 14(4): 643-651.
- [7] 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): 1209-1217.
- [8] 郭彤楼. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘(中国地质大学(北京); 北京大学), 2016, 23(1): 29-43.
- [9] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 689-701.
- [10] 王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下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.
- [11] 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(中国地质大学(北京); 北京大学), 2016, 23(1): 1-10.
- [12] 徐义刚, 何斌, 罗震宇, 等. 我国大火成岩省和地幔柱研究进展与展望[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2013, 32: 25-39.
- [13] 徐义刚, 钟孙霖. 峨眉山大火成岩省: 地幔柱活动的证据及其熔融条件[J]. 地球化学, 2001, 30: 1-9.
- [14] 程黎鹿, 曾铃, 张帆, 等. 峨眉山大火成岩省幔源岩浆底侵作用的地壳响应: 来自大老包花岗岩的年代学和热模拟证据[J]. 岩石学报, 2013, 29(10): 3533-3539.
- [15] 徐涛, 张忠杰, 刘宝峰, 等. 峨眉山大火成岩省地壳速度结构与古地幔柱活动遗迹: 来自丽江-清镇宽角地震资料的约束[J]. 中国科学: 地球科学, 2015, 45: 561-576.
- [16] 李双建, 李建明, 周雁, 等. 四川盆地东南缘新生代构造隆升的裂变径迹证据[J]. 岩石矿物学杂志, 2011, 30(2): 225-233.
- [17] 朱彤, 王烽, 俞凌杰, 等. 四川盆地页岩气富集控制因素及类型[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 399-407.
- [18] 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.
- [19] 刘洪林, 王红岩, 方朝合, 等. 中国南海相页岩气超压机理及选区指标研究[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 48-54.
- [20] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 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[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147-153.
- [21] 余谦, 汪正江, 刘伟. 2017. 四川盆地页岩气基础地质调查取得新进展[J]. 中国地质调查成果快讯, 3(1): 26-29.
- [22] 董大忠, 王玉满, 黄旭楠, 等. 中国页岩气地质特征、资源评价方法及关键参数[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1583-1601.
- [23] 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.
- [24] 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 等. 川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价[J]. 地质论评, 2017, 63(1): 153-164.

The main controlling factors of shale gas enrichment and exploration prospect areas in the Sichuan–Yunnan–Guizhou border areas, southwestern China

Wang Zhengjiang^{1,2}, Yu Qian^{1,2}, Yang Ping^{1,2}, Liu Wei^{1,2}, Yang Fei^{1,2}, Liu Jiahong^{1,2}, Xong Guoqing^{1,2}, He Jianglin^{1,2}, Deng Qi^{1,2}

(1. *Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081, Sichuan, China*; 2. *Key Laboratory of Sedimentary Basin and Oil and Gas Resources, Ministry of Natural Resources, Chengdu 610081, Sichuan, China*)

Abstract: The evaluation of shale gas resources in China must be based on the geological conditions and tectonic evolution of major continental blocks in China. Similarly, the critical factors must be stressed for shale gas selected-area evaluation in different layers and regions. The organic matter shales well developed in the Wufeng Formation – Longmaxi Formation in the Sichuan–Yunnan–Guizhou border areas. However, the preservation conditions herein are more complicated than those in southeast Chongqing. Since the Indosinian period, the Sichuan–Yunnan–Guizhou border areas have experienced multi-phase transformation of tectonic stress fields, and the development of faults and folds. Therefore, it is imperative to construct a suit of evaluation index system for the shale gas selected-area evaluation aiming at contributing to the shale gas exploration in the study areas. Referenced to the existing shale gas drilling results in this area, a suit of evaluation index system has been established in the present paper on the basis of the basic ideas that the exploration evaluation of the marine shale gas in Yangtze Craton should be the selected-area evaluation of the "continuous desserts area". The evaluation index system covers five types of factors including regional cap-rock, direct cap-rock, floor rocks, shale formation itself condition, structural transformation strength, four grades and seventeen selected-area evaluation parameters. In addition, five diagnostic parameters for the shale gas evaluation are outlined, including gas-bearing property, porosity, resistivity, nitrogen contents and pressure coefficient of shale gas reservoirs. Finally, the tectonic analysis is made for the Sichuan–Yunnan–Guizhou border areas, and five favourable areas for the shale gas exploration and potential break through points are delineated according to the index system mentioned above. The results of research in this study may be significant for the optimal selection of shale gas favourable areas in structurally complicated areas.

Key words: Sichuan–Yunnan–Guizhou border area; Wufeng–Longmaxi Formation; shale gas; controlling factors; tectonic preservation; favorable areas selection