

The Geologic Condition for Shale Gas Accumulation and Exploration Target of Shale Gas Reservoir in Middle and Upper Yangzi Area

Wen Zhou, QiuMei Zhou, WenLing Chen, HuCheng Den, RunCheng Xie, YinDe Zhang

"Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration," State Key Laboratory of Chengdu University of Technology, Sichuan, Chengdu, China, 610059
Email: Zhouw62@cdut.edu.cn

Abstract : In middle and upper Yangzi area , the marine facies of lower Palaeozoic erathom developed multiple mud stone (mud shale stone) source rock , especially the mud (shale) stone of lower Cambrian Qiongzhusi group / Niutitang group and lower Silurian Longmaxi group developed best , which rich in organic material and widespread . The mud (shale) reservoir is one kind of source rock reservoir . Its forming condition controlled by the abundance and distribution of organic matter、 the thickness distribution of source rock、 evolution degree、 temperature、 pressure、 physical condition of mud (shale) itself and etc. The two strata have produced the gas in industrialization . In the Majiang area in Guizhou province, we found that the cave was filled with asphalt in the stratum of Silurian . Though the geochemical analysis, the favorable exploration blocks of lower Cambrian Qiongzhusi group / Niutitang group mud (shale) gas reservoir are located in southern Sichuan 、 western Hubei and northern Guizhou . The favorable exploration blocks of lower Silurian Longmaxi mud (shale) gas reservoir located in southern Sichuan–northern Yunnan 、 eastern Sichuan – western Hubei and northern Sichuan . These blocks have large effective thickness 、 high abundance of organic matter、 high degree of evolution , so they are favorable exploration blocks .

Keywords: Middle and Upper Yangzi area; source rock reservoir; geological genetic type; shale gas; forming condition; exploration target .

中上扬子地区页岩气勘探潜力分析

周 文, 周秋媚, 陈文玲, 邓虎成, 谢润成, 张银德

"油气藏地质及开发工程"国家重点实验室 成都理工大学, 成都, 中国, 610059
Email: Zhouw62@cdut.edu.cn

摘 要: 中上扬子地区下古生界海相地层中发育多套泥(页)岩烃源岩, 其中以下寒武统筇竹寺组/牛蹄塘组和下志留统龙马溪组泥(页)岩发育最好, 富含有机质, 分布广泛。泥(页)岩油气藏是源岩油气藏的一种, 成藏条件受控于有机质丰度及分布、源岩层厚度分布和演化程度、温度、压力和泥(页)岩自身的物性条件等地质因素。这两套地层在已有的钻井中见有工业性产气层。在贵州麻江地区志留系地层钻井测试获油气。通过地化分析, 下寒武统筇竹寺组/牛蹄塘组泥(页)岩气藏有利勘探区块在川南、鄂西和黔北地区。下志留统龙马溪组泥(页)岩气藏勘探有利区块分布在川南-滇北区块、川东-鄂西区块和川北区块。这些区块有效厚度大、有机质丰度高、演化程度高, 是勘探有利区。

关键词: 中上扬子地区; 源岩油气藏; 地质成因类型; 页岩气藏; 成藏条件; 勘探目标

1 引言

有关页岩气(shale gas)的提出由来已久^[1]。1973年阿以战争期间的石油禁运和1976年~1977年间的第一次石油危机促使美国能源部加快了天然气勘探研究

资助信息: 本文成果得到国土资源部油气资源战略研究中心资助。

的步伐。美国能源部(DOE)发起了非常规资源的天然气(包括页岩气、煤层气、深部(盆)气、水溶气、致密砂岩气、天然气水合物)研究和发展(R&D)工程。其中重要的项目之一是东部页岩气工程(EGSP), 重点是对阿巴拉契亚盆地、密歇根盆地、伊利诺斯盆地的油气地质特征及资源进行综合研究, 为勘探开发提

供资源依据^[1]。从 20 世纪 90 年代以来，由于加强有关研究和勘探开发及相关的能源政策支持，美国页岩气工业得到迅猛发展，页岩气产量大幅度提高，2006 年生产页岩气 $204 \times 10^8 \text{m}^3$ ^[3]。产气页岩见于美国大陆的古生代和中生代地层，页岩气属于典型的非常规天然气聚集，其资源潜力巨大。美国主要有 5 个盆地的页岩正在进行商业开采，即密歇根盆地(Michigan Basin)的 Antrim 页岩、阿巴拉契亚盆地(Appalachian Basin)的 Ohio 页岩、伊利诺斯盆地(Illinois Basin)的 NewAlbany 页岩、福特沃斯盆地(Fort WorthBasin)的 Barnett 页岩和圣胡安盆地(San Juan Basin)的 Lewis 页岩^[2]。

随着国内经济的快速发展，从 1993 年中国成为石油净进口国以来，油气供需缺口不断扩大，对油气资源的需求快速增长。在常规油气勘探开发的领域越来越局限的情况下，非常规油气资源评价、勘探、开发逐渐成为国内未来 20 年，甚至更长时间弥补因常规油气供应缺口重要方面。国内在许多沉积盆地有巨厚的泥页岩烃源岩，具备形成页岩气藏的条件，因此，加强国内页岩气的勘探开发，缓解国内的油气供需矛盾，优化能源结构，实现油气资源的可持续供给，对于国家能源战略制定、国民经济未来的发展十分重要。

中上扬子地区下古生界海相地层的油气勘探已持续了几十年，长期以来在除四川盆地以外的其它地区

藏成藏基本地质条件进行分析，综合提出有利的勘探目标区。为该区下一步天然气勘探提供依据。

2 源岩型油气藏的分类

泥(页)岩在常规油气藏中通常为源岩或盖层，在特殊油气藏中可作为天然气的储层。对于泥(页)岩气藏来讲，富含有机质的泥(页)岩中生成天然气陆续排烃后残留，在岩石内的微孔、裂隙等储集空间中存储起来形成气藏，属于典型的“自生自储”型气藏。天然气在泥(页)岩的裂缝和较大孔隙中以游离方式存在，在干酪根和粘土颗粒表面以吸附状态(甚至溶解状态存)存在，这些储集在泥(页)岩层中的自生自储式的天然气称为页岩气，如果其具有一定规模后，有商业性开采价值就称为泥(页)岩气藏。

对有机成因的油气藏类型划分方案十分多而复杂，目前为止地质学家、石油工程师对其有近 14 余种划分方式，最具有意义的划分是油气藏地质成因类型划分。

根据油气产出与烃源岩的关系，可以将油气藏划分为源岩型油气藏和非源岩型油气藏(图 1)。

源岩型油气藏：烃源岩内油气生成、运移后残留部分集聚形成的油气藏。包括页(泥)岩气藏、页(泥)岩油藏(裂缝性)、煤层气、高有机质灰岩(油)气藏(裂缝性)等。主要属于非常规油气资源类型。

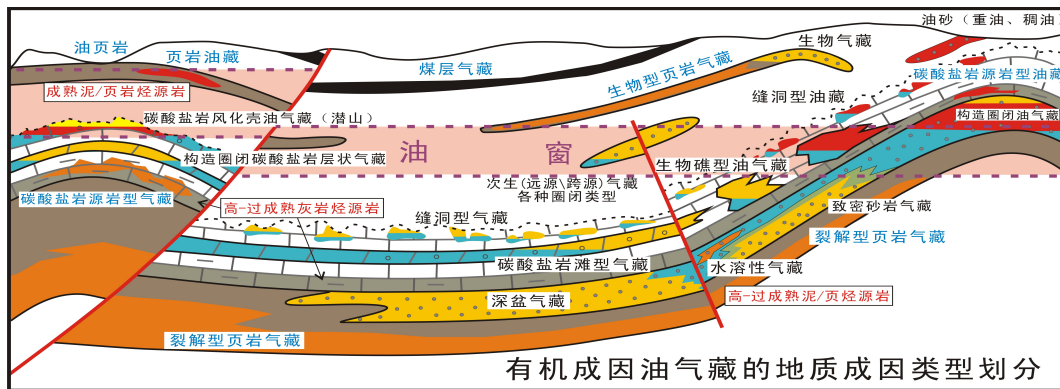


Figure1 Type of reservoir geological origin diagram
图 1 油气藏地质成因类型划分示意图

几乎没有工业性的油气发现。该区古生代海相地层中广泛分布厚度较大的泥页岩烃源岩，其有机质丰富高、演化程度高、生烃量大，油气地质特征与美国主要页岩气分布的盆地极为相似。对其成藏条件和分布规律进行研究，尽快实现国内页岩气勘探的突破，打开中国南方海相领域的油气勘探局面，开拓国内天然气勘探的新领域，意义重大。

文章对页岩气所属的地质成因类型进行了分析，对中上扬子地区古生代泥页岩烃源岩中源岩型页岩气

页岩气(shale gas)属于源岩型油气藏，按气体的成因又可以分为：生物成因页岩气藏(biology shale gas)、裂解成因页岩气藏(splitting shale gas)

由于烃源岩在成油期，排烃系数多在 10-20%左右，残留于烃源岩中的石油量巨大，如果是裂解成气，后续虽然可以持续排烃造成烃源岩内部天然气的不断损失，但其残留量也巨大，因此，该类资源潜力是十分巨大的。

3 页岩气成藏条件

3.1 泥（页）岩烃源岩总体分布情况

中上扬子地区发育多套烃源岩，其中包括五套主要烃源岩，六套次要烃源岩。这些烃源岩与储盖层一起构成了从向上 13 个含油气系统。

在烃源岩中，泥（页）岩烃源岩发育层位是：①下寒武统牛蹄塘/筇竹寺组泥（页）岩；②上奥陶统五峰组（页）岩；③下志留统烃源岩龙马溪组泥（页）岩；④下二叠统烃源岩梁山组泥（页）岩；⑤上二叠统烃源岩龙潭/吴家坪组泥（页）岩；⑥上三叠统烃源岩马鞍塘、小塘子、须三、五段泥（页）岩。这些地层构成了泥（页）岩气的物质基础，其分布地区是页岩气藏可能的成藏目标区。

由于受到沉积环境的控制和后期的构造改造作用的影响，六套泥（页）岩烃源岩目前的分布区域是不同的。四川盆地内六套烃源岩均存在，在雪峰隆起带西至川东齐岳山一带和黔北地区主要残存的是寒武-志留系烃源岩。

寒武系牛蹄塘/筇竹寺组泥（页）岩烃源岩分布最广全区均有分布，具有厚度大、分布稳定特征，是未来泥（页）岩气藏主力勘探开发目标层位。

奥陶系五峰组泥（页）岩烃源岩主要分布在四川盆地川南地区，黔西北地区部分向斜内有残留，分布局限，勘探潜力较小。

志留系龙马溪组泥（页）岩烃源岩在川东、川北、川南至雪峰山西一带均有分布，该烃源岩质量高、厚度大，分布也稳定，也是中上扬子地区未来泥（页）岩气藏的主要勘探开发目标。

下二叠梁山组泥（页）岩烃源岩主要分布在川东、川中、川南及黔北部分地区，厚度相对较薄，一般在 0-20m 左右，勘探潜力相对较小。

上二叠统龙潭组泥（页）岩烃源岩，主要分布于川东、川南、川西北等地区，厚度小，一般也在 0-25m 左右，勘探开发潜力小。

上三叠统马鞍塘、小塘子、须三、五段泥（页）岩烃源岩，主要分布于四川盆地华蓥山以西地区，厚度（累计）大，分布相对较广，是四川盆地内重要的（泥）页岩气藏勘探开发目的层。

3.2 下寒武统牛蹄塘/筇竹寺组泥（页）岩特征

下寒武统牛蹄塘/筇竹寺组泥（页）岩烃源岩是中上扬子地区页岩气藏勘探和开发主要层位。该层在全区均有分布，四川盆地内埋深相对较大，一般在 2500m 以上。在四川盆地周缘及川东、湘西、黔北一带部分出露地表，大部分埋藏于地覆中，且埋深总体较小，是泥（页）岩气勘探开发的理想目标层位。

（1）有机质丰度及分布

已有的研究表明，泥（页）岩有机碳含量是恒量页岩中残存气丰度的重要指标，一般认为目前残余有机碳含量越高，气母岩质量越好，残留的天然气的量可能越高。

根据目前威远、丁山、林滩场等构造已钻井岩心有机碳测定结果，表明寒武系牛蹄塘/筇竹寺组泥（页）岩残余有机碳主要分布在 2.0% 以内，最高可以达到 8% 左右；位于盆地周缘及湘西、黔北等 15 个地面露头近 156 个样品分析结果表明，该层泥（页）岩残余有机碳主要分布在 2.0% 以内，最大达到 12% 左右，地表样品总体上比井下样品值低。

从目前的钻井和地表剖面来看，寒武系牛蹄塘组有机碳纵向分布由下向上是降低趋势，氯仿沥青“A”与有机碳呈正相关关系，说明该层下部富气程度高、质优，上部富气程度低。

残余有机碳大于 2% 以上的区域主要分布在：①四川盆地成都-威远一带，川南古蔺地区；②黔北贵阳-遵义-凯里至湘西花垣、吉首到鄂西利川、始建、巴东一带。残余有机碳高值区主要分布在湘鄂西及黔北地区，这一特征取决于当时的沉积相分布，深水陆棚相主要分布于上述区域，因此有机质含量相对高。

（2）源岩层厚度分布

从厚度分布来看，该泥（页）岩层厚度变化大，四川盆地内相对较薄在几十米到 300 多米之间，向东到黔北及湘鄂西地区厚度明显增加，湖北恩施至湖南吉首一带是最大地区，最厚达到 500m 以上，对应残余有机碳分布高值区。

（3）演化程度

中上扬子地区主力烃源岩演化程度均较高，寒武系牛蹄塘组 R_o 值主要在 2.0-5.0%，总体上处于过成熟阶段。其中桐梓-遵义、万州-涪陵、巴东-恩施等地区相对较高，可能与深部热液活动有关。

3.3 志留系龙马溪组泥（页）岩特征

志留系龙马溪组泥（页）岩烃源岩也是中上扬子地区页岩气藏勘探和开发主要层位。该层主要分布在川北、川东、川南及黔中、鄂西地区。在四川盆地周缘及川东、湘西、黔北一带大部分出露地表，部分埋藏于地覆，埋深较小，在四川盆地内该层是泥（页）岩气勘探开发的理想目标层。

（1）有机质丰度及分布

根据长宁背斜长芯 1 井、丁山 1 井岩心有机碳测定结果，表明志留系龙马溪组泥（页）岩残余有机碳主要分布在 0.5%-2.0% 以内，最高可以达到 12% 左右；位于盆地周缘及湘西、黔北等 15 个地面露头近 213 个样品分析结果表明，该层泥（页）岩残余有机碳主要分布在 1.0%-2.0% 以内，最大达到 14% 左右。

从长芯 1 井地化指标图来看，志留系龙马溪组有机碳纵向分布下部在 2.0%-8.0% 之间，上部在 2.0% 左

右, 生烃潜力纵向分布从下至上是降低趋势, 说明该层下部富气程度高、质优, 上部富气程度低。

残余有机碳大于 2% 以上的区域主要分布在: ①川北地区; ②川西南、滇北、黔西北地区; ③川东-鄂西利川、恩施张家界一带。这是由于深水陆棚相主要分布于上述区域, 因此有机质含量相对高。

(2) 源岩层厚度分布

从厚度分布来看, 该泥(页)岩层厚度变化大, 四川盆地内相在万州、泸州-自贡一带是厚度分布最大地区, 最厚达 700 余米。黔北及湘鄂西地区因剥蚀作用, 残留厚度普遍小, 仅在鄂西地区厚度相对增大。

(3) 演化程度

中上扬子地区志留系龙马溪组演化程度亦较高, R_o 值主要在 1.5-3.5% 之间, 总体上处于过成熟阶段。四川宜宾-自贡-内江地区 R_o 值小于 2%, 黔中隆起带 R_o 值在 2.5-3% 之间, 雪峰西铜仁-凯里-吉首地区及涪陵-万州地区的演化程度较高, R_o 值大于 3.5%。

3.4 泥(页)岩物性特征

泥(页)岩孔隙度的大小控制了游离态天然气的含量。对寒武系筇竹寺组和志留系龙马溪组地面样品分析, 泥(页)岩具有较高的孔隙度, 主要分布在 3.0-20% 之间。井下样品的孔隙度较低, 丁山 1 井牛蹄塘组的孔隙度在 0.71-0.93% 之间, 长芯 1 井龙马溪组的孔隙度在 1.92-10.64% 之间, 平均 5.68%。泥(页)岩孔隙以微孔隙为主, 大小主要在 5-100nm 之间(占总孔隙的 50% 以上)。

渗透率是判别产能的重要标准, 泥(页)岩的基质渗透率一般小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$, 当泥(页)岩含有天然微裂缝时, 渗透率大幅度增加。长芯 1 井龙马溪组的渗透率在 $0.00074-32.368 \times 10^{-3} \mu m^2$ 之间, 平均 5.96%。

孔隙度大小与有机碳含量有明显的正相关性(图 2), 有机碳含量增加, 孔隙度也有所增加。

3.5 泥页岩吸附气及脱吸

根据中国石油大学蒲泊伶等(2008)对页岩吸附气量的测定结果, 表明泥(页)岩吸附气含量与压力和有机碳存在一定关系: ①随着压力增加, 吸附气量增加; ②同一压力条件下, 残余有机碳含量也高, 吸附气量越高, 与有机质表面性质有关; ③同样的压力和有机碳含量条件下, 三个层位的吸附气量基本相当。该实验结果与国外所做实验规律基本一致。

与国内部分煤岩储层的吸附气量曲线对比, 在同一压力下, 吸附气含量少近 10 多倍, 说明泥(页)岩降压脱吸作用强。

4 勘探潜力分析

总的看, 中上扬子地区, 页岩层厚度大, 有机质丰度中-高, 气量中等, 分布范围大, 所见油气显示多, 部分井测试具有较高产能, 具有巨大的勘探潜力, 是今后我国页岩气主力勘探、开发地区。

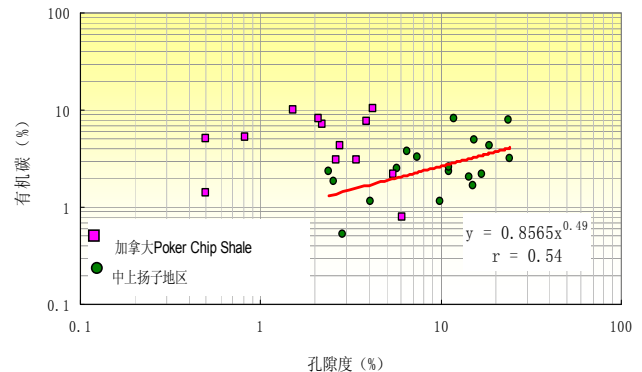


Figure2 Mud(shale) porosity and organic carbon diagram

图 2 泥(页)岩储层孔隙度与有机碳含量关系图

4.1 四川盆地泥(页)岩井段气显示

川南下寒武统筇竹寺组泥(页)岩共有 40 余口井近 70 个页岩层段见气显示。1966 年完钻的威远地区威 5 井为四川盆地第一口页岩气井。在 2783.2-2799.85m 黑色炭质页岩段取芯 7.455m, 有 309 处冒气, 2795-2798m 裂缝发育, 主要为炭质页岩层间缝。钻至井深 2797.4-2797.6m 时, 放空 0.2m, 钻进中发生轻微漏失, 并发生强烈井喷, 喷高 15-22m。1966 年 8 月原钻机裸眼测试, 获日产天然气 $2.46 \times 10^4 m^3$, 经酸化后获天然气 $1.345 \times 10^4 m^3/日$, 测试不产水^[31]。

在四川盆地龙马溪组共有 15 口井 32 个页岩层段见到气显示。如威远构造九奎山的阳 63 井龙马溪黑色页岩(3505m-3518.5m), 酸化后产气 $3500 m^3/d$; 隆昌: 隆 32 井龙马溪黑色碳质页岩(3164.2m-3175.2m)初产气 $1948 m^3/d$ 。

4.2 贵州麻江地区泥(页)岩井段气显示

贵州麻江地区除地面见有油气显示外, 多口浅井测试见有油、气。

黔南凹陷虎庄区虎 47、虎 23、虎 18 井等在下奥陶统和下志留统均有良好的气显示。虎 47 井在下奥陶统大湾组泥灰岩段产油 $0.6 m^3/d$, 累积产油 2.8 吨, 在下志留统翁项群组泥(页)岩段产气 $5205 m^3/d$, 天然气组成甲烷占 97.6%, 为干气。虎 23 井下志留统翁项群组产气 $3699 m^3/d$, 天然气组成甲烷占 92.32%, 为干气。

麻江地区地面见到油气显示。在丹寨剖面寒武系高台组见到白云岩孔洞中充填沥青; 坝固剖面奥陶系红花园组见到沥青充填洞穴; 尾巴寨志留系翁项群二

段珊瑚灰岩见到方解石晶洞充填原油；麻江志留系翁项群三段石英砂岩见含油-沥青砂岩。

荧光测试显示含油（或沥青）呈兰白色，偶见黄褐色，产状表现出具有多期充注特征，干沥青多，少量轻质油，反映出烃类已达到裂解变质阶段。

志留系翁项群 18 个地面样品测定的残余油饱和度在 0.65-33.4%之间，平均为 10.75%左右。含油性虽然较差，但证实地质历史中油气聚集确实存在。

上述资料表明，在黔中地区，寒武统牛蹄塘组及志留系地层中存在丰富的页岩气资源。

5 泥（页）岩气藏勘探有利区块

泥（页）岩气藏有利区需满足几个地质条件：①有机碳含量>2%，越大越利于生气；②泥（页）岩有机碳含量>2%的有效厚度>20m，越厚气含量越高；③演化程度以成熟阶段为最优，有机质成熟度最好在 1-4%之间。满足这些条件的区块是勘探的有利区块。根据泥（页）岩气藏的成藏基本地质条件分析，中上扬子地区页岩气成藏的最有利层段是下寒武统牛蹄塘组/筇竹寺组黑色泥（页）岩和下志留统龙马溪组黑色泥（页）岩。

通过编制有机碳含量>2%的有效厚度等值线和有机质成熟度等值线叠合图，划分出了下寒武统牛蹄塘组/筇竹寺组泥（页）岩（图 3）和下志留统龙马溪组泥（页）岩（图 4）的勘探有利区块。

下寒武系牛蹄塘组/筇竹寺组泥（页）岩气藏勘探有利区块分布在川南宜宾-泸州地区、鄂西恩施-吉首地区和黔北贵阳-凯里-遵义地区。下志留统龙马溪组泥（页）岩气藏勘探有利区块分布在川南-滇北区块、川东-鄂西区块和川北区块。这些区块有机碳含量>2%的有效厚度>40m，有机质成熟度集中在 1.5-3.0%之间，是勘探有利区。

结论

(1) 泥（页）岩气藏为源岩气藏，成藏条件受控于有机质丰度及分布、源岩层厚度分布和演化程度、温度、压力，泥（页）岩自身的物性条件等地质因素。有机质丰度高、源岩层厚度大和演化程度高的区块，成藏条件好。

(2) 中上扬子地区发育多套古生界海相泥（页）岩烃源岩地层，最有利于形成页岩气藏的层位是下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组。这两个岩层系页岩分布面积广泛、厚度大、有机质含量高、热演化程度高，具有页岩气成藏的基本条件。勘探目标选在下寒武系牛蹄塘组/筇竹寺组川南、鄂西和黔北地区和下志留统龙马溪组的川南-滇北区块、川东-鄂西区块和川北区块。

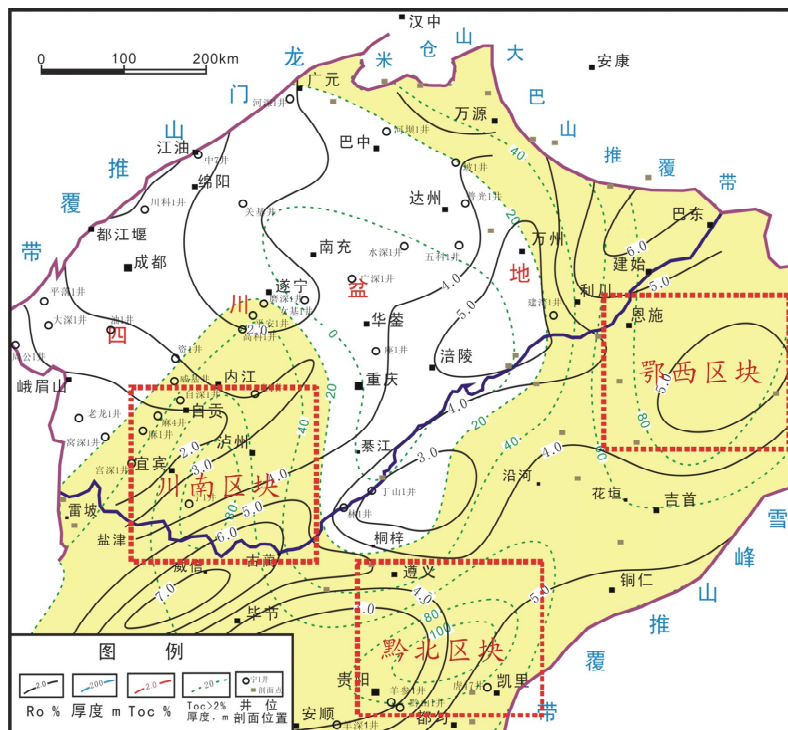


Figure3 The favorable exploration blocks of the Lower Cambrian Niutitang (Qiongzhusi) group mud (shale) in the Upper Yangtze Region

图3 中上扬子地区下寒武统牛蹄塘（筲竹寺）组泥（页）岩有利勘探区块

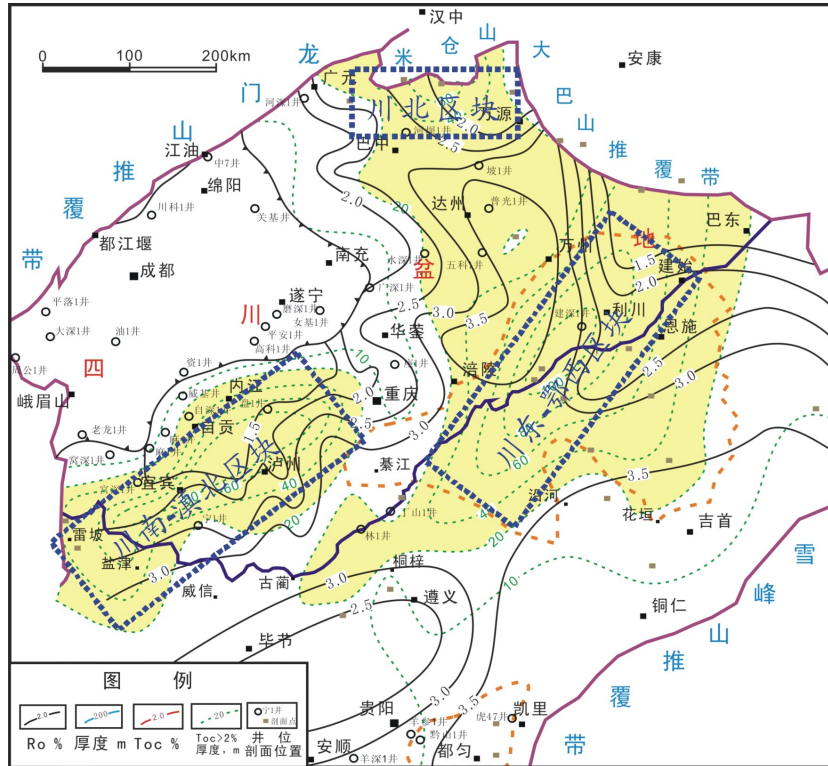


Figure4 The favorable exploration blocks of Lower Silurian Longmaxi mud (shale) in the Upper Yangtze Region

图4 中上扬子地区下志留统龙马溪泥（页）岩有利勘探区块

References (参考文献)

[1] JOHN B CURTIS. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG,2002,86(11):1921-1938.

[2] DANIEL M JARVIE, RONALD J HILL,TIM E RU-BLE,et al.Unconventional shale-gas systems: the Mis-sissippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J].AAPG,2007,91(4):475-499.

[3] CHENG Ke-ming, WANG Shi-qian, DONG Da-zhong, HUANG Jin-liang, LI Xin-jing.Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation, the Upper Yangtze region. NATUR. GAS IND. VOLUME29, NO5, pp.40-44, 2009.

[4] LI Xin-jing,LU Zong-gang,DONG Da-zhong,Cheng Ke-ming. Geologic controls on accumulation of shale gas in North America. NATUR. GAS IND. VOLUME29, NO5, pp.26-32, 2009.

[5] Daniel J. K. Ross and R. Marc Bustin, 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.

[6] WANG She-jiao, WANG Lan-sheng, HUANG Jin-liang, LI Xin-jing, LI Deng-hua.Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region. NATUR. GAS IND. VOLUME29, NO5, pp.45-50, 2009.

[7] WANG Lan-sheng, ZOU Chun-yan, ZHENG Ping, CHEN Sheng-ji, ZHANG Qi, XU Bin, LI Hong-wei.Geochemical evidence of shale gas existed in the Lower Paleozoic Sichuan basin. NATUR. GAS IND. VOLUME29, NO5, pp.59-62, 2009.

[8] NIE Haikuan,TANG Xuan,BIAN Ruikang.Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China. ACTA PETROLEI SINICA. VOLUME30, NO4, pp.484-490, 2009.

[9] ZHANG Jinchuan,NIE Haikuan,XU Bo.Analysis of The Reservoir-Forming Conditions of Shale Gas Potential in Sichuan Basin. NATUR. GAS IND. VOLUME28, NO2, pp.151-156, 2008.

[10] Chen Bo,Pi Dingcheng. Silurian Longmaxi Shale Gas Potential Analysis in Middle&Upper Yangtze Region.CHINA PETROLEUM EXPLORATION .VOLUME15, NO3, pp.15-19, 2009.