

文章编号:1672-6561(2013)04-0018-12

川东北及邻区上二叠统吴家坪组烃源岩评价

冯冲^{1,2}, 邹华耀¹, 郭彤楼³, 朱扬明⁴

(1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 3. 中国石油化工股份有限公司 勘探南方分公司, 四川 成都 610041; 4. 浙江大学 地球科学系, 浙江 杭州 310027)

摘要:川东北及邻区上二叠统吴家坪组烃源岩为二叠系—三叠系碳酸盐岩大中型气田的主要气源。利用烃源岩样品的地球化学、测井、岩屑录井资料,分析吴家坪组烃源岩的地球化学特征、沉积环境特征和生烃潜力,研究吴家坪组烃源岩的丰度、类型和成熟度,预测烃源岩的厚度,划分烃源岩沉积相类型,讨论烃源岩形成的环境并计算烃源岩的生气强度。结果表明:川东北及邻区吴家坪组烃源岩有机质丰度大,现今在高成熟晚期至过成熟演化阶段,干酪根类型以Ⅱ型为主,烃源岩主要发育在泥质含量高的层段;烃源岩厚度在本区相差很大,达州—开江以北地区厚度最大可达171 m,垫江—石柱以南地区厚度小于20 m;烃源岩发育受沉积环境的控制,优质烃源岩主要发育在海湾环境中;宣汉—达州—巴中—通江附近地区的吴家坪组烃源岩生气强度大,满足形成大中型气田的烃源岩条件。

关键词:天然气;烃源岩;生烃潜力;生气强度;地球化学;吴家坪组;二叠系;川东北

中图分类号:P618.130.1;TE122 **文献标志码:**A

Evaluation of Source Rocks in Upper Permian Wujiaping Formation of Northeast Sichuan and Its Adjacent Area

FENG Chong^{1,2}, ZOU Hua-yao¹, GUO Tong-lou³, ZHU Yang-ming⁴

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, Xinjiang, China; 3. Exploration Southern Company, SINOPEC, Chengdu 610041, Sichuan, China; 4. Department of Earth Sciences, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang, China)

Abstract: The source rock in Upper Permian Wujiaping Formation of Northeast Sichuan and its adjacent area is the main gas source of Permian-Triassic large and middle carbonate gas fields. According to the geochemical, logging and sample logging data of source rock, the geochemical characteristics, sedimentary environment and hydrocarbon potential of source rock in Wujiaping Formation were analyzed; the abundance, types and maturity of source rock were studied; the thicknesses of source rock were predicted; the sedimentary facies was divided; the formation environments of source rock were discussed; and the generation intensity of source rock was calculated. The results show that the organic matter abundance of source rock in Wujiaping Formation is large, the present source rock is from the late high mature to overmature evolution stages, the kerogen is mainly type II, and source rock mainly develops in high argilliferous

收稿日期:2013-09-22

基金项目:国家科技重大专项项目(2011ZX05005-003-009HZ)

作者简介:冯冲(1984-),男,黑龙江伊春人,工学博士,博士后,E-mail:fengchong135@hotmail.com。

segment; the thicknesses of source rock are different, the thickest exceeds 171 m in the north of Dazhou-Kaijiang area, and the thinnest is less than 20 m in the south of Dianjiang-Shizhu area; the development of source rock is controlled by sedimentary environment, and high-quality source rock mainly develops in bay environment; the generation intensity of source rock in Wujiaping Formation of Xuanhan-Dazhou-Bazhong-Tongjiang area is strong, and is favorable for large and middle gas fields.

Key words: natural gas; source rock; hydrocarbon potential; generation intensity; geochemistry; Wujiaping Formation; Permian; Northeast Sichuan

0 引言

在晚二叠世吴家坪期,四川盆地由西南向东北方向沉积的地层可划分为:峨眉山玄武岩、以陆相为主的宣威组、海陆过渡相的龙潭组和海相的吴家坪组^[1]。其中,南充—邻水—涪陵以东的川东北及邻区,海相吴家坪组沉积的主要岩石类型为:碳酸盐岩台地相的灰岩和云岩,海湾相的页岩、泥岩和泥灰岩等。

近些年,川东北及邻区二叠系—三叠系天然气勘探取得了重大突破,在长兴组和飞仙关组海相碳酸盐岩台地及边缘的礁滩储层中,发现了普光、龙岗和元坝等一系列大中型气田^[2-14]。研究表明,长兴组和飞仙关组天然气主要来源于吴家坪组烃源岩^[15-16]。因此,对吴家坪组烃源岩特征的研究有助于二叠系—三叠系天然气的进一步勘探实践。

前人研究认为,海相烃源岩的发育程度受有机质来源、水动力条件、海水的酸碱度、沉积速率、海底热液等诸多因素的影响^[17-27],归纳起来是受生产力^[28-29]和保存条件^[30-31]这2个因素控制^[32-33]。气候条件和洋流格局是生产力的主要影响因素,沉积环境则直接影响有机质的保存条件^[34]。吴家坪期,四川盆地在赤道附近,属于热带潮湿的气候条件;盆地北缘可能存在洋流上涌,上升的洋流带来了磷、硅、铁等营养元素,这些都为有机质的高生产率提供了适宜的条件^[35]。海相不同沉积环境的氧化还原条件、水动力条件直接决定了有机质的富集和保存情况^[23],是控制海相烃源岩发育和分布的最重要因素。因此,有必要利用川东北及邻区的岩石学特征和环境地球化学特征,分析烃源岩的沉积条件;结合烃源岩地球化学特征,探讨不同沉积条件下烃源岩的发育情况;计算烃源岩厚度和生烃强度,研究各探区油气富集的烃源岩条件。

1 烃源岩地球化学特征与厚度预测

1.1 地球化学特征

上二叠统吴家坪组烃源岩有机质丰度大,实测

总有机碳含量(质量分数,下同)平均达到2.93%,属于优质烃源岩。总有机碳含量(TOC)分布范围较大,低者不足0.5%,高者可以超过10%。其中:TOC值大于0.5%、可作为烃源岩的样品数占总样品的88%;TOC值大于2.0%、可作为优质烃源岩的样品数占总样品的44%(图1)。

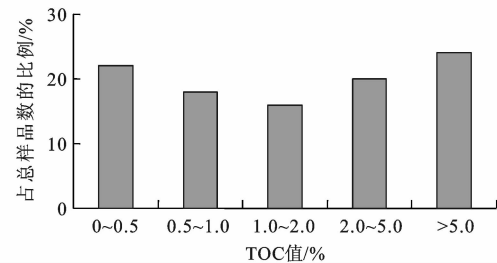


图1 烃源岩 TOC 值分布

Fig. 1 TOC Distribution of Source Rocks

按照不同岩石类型,对上二叠统吴家坪组暗色岩石样品的 TOC 值进行统计(表1)。统计结果表明:页岩的平均 TOC 值最大,高达4.7%;其次为碳质泥岩,平均 TOC 值为2.1%;泥岩和泥灰岩的平均 TOC 值也较大,均为1.7%。按照岩石类型,对上二叠统吴家坪组暗色岩石样品的烃源岩含量进行统计(表1)。页岩样品中烃源岩含量仍然是最大的,其次为碳质泥岩,大部分泥岩和泥灰岩也可以作为烃源岩。由此可见,川东北地区吴家坪组泥质含量大的暗色岩石有机质丰度大,为本区最重要的烃源岩。

表1 各岩石类型中烃源岩含量

岩石类型	样品数	非烃源岩含量/%	烃源岩含量/%	好烃源岩含量/%	平均 TOC 值/%
页岩	24	0	100	96	4.7
泥岩	50	18	82	24	1.7
碳质泥岩	28	4	96	46	2.1
泥灰岩	71	10	90	37	1.7
灰岩	80	48	52	12	0.9

测量吴家坪组烃源岩样品的镜质体反射率(R_o),或由沥青反射率(R_b)换算成相当 R_o 值($R_o =$

$0.336 + 0.656 9R_b$ [36]。测量样品大部分来源于川东北及鄂西—渝东地区,部分来源于川东南地区。吴家坪组烃源岩 R_b 为 1.6%~3.2%,平均为 2.4%,表明烃源岩的热演化程度在高成熟晚期至过成熟阶段(图 2)。

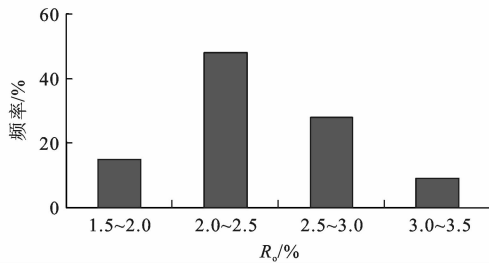


图 2 烃源岩 R_b 分布

Fig. 2 R_b Distribution of Source Rocks

由于吴家坪组烃源岩热演化程度很高,笔者通过干酪根碳同位素资料,分析川东北地区有机质类型。根据实际资料,以干酪根的碳同位素组成($\delta^{13}C$) -28×10^{-3} 和 -25×10^{-3} 为界,将干酪根类型划分为 I 型干酪根($\delta^{13}C$)为 $(-28 \sim -33) \times 10^{-3}$ 、II 型干酪根($\delta^{13}C$)为 $(-25 \sim -28) \times 10^{-3}$ 和 III 型干酪根($\delta^{13}C$)为 $(-22 \sim -25) \times 10^{-3}$ 。由图 3 可知:川东北大普光、元坝和通南巴地区烃源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 大部分为 $(-26 \sim -28) \times 10^{-3}$,干酪根类型以 II 型为主;川东北邻区鄂西—渝东地区干酪根类型也以 II 型为主;川东南地区干酪根类型以 III 型为主。

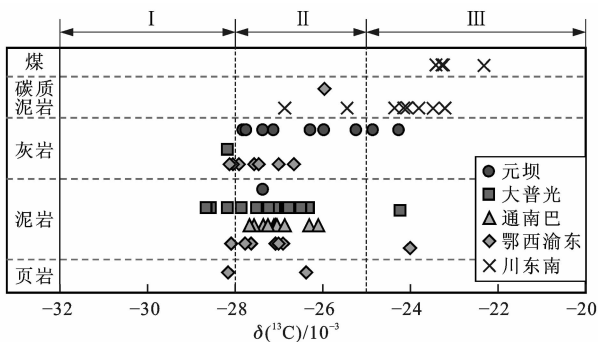


图 3 烃源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 分布

Fig. 3 $\delta^{13}C$ Distribution of Kerogen of Source Rocks

1.2 厚度预测

川东北及邻区已经开展过 TOC 值测试的井少,对烃源岩的界定不能全部依靠实测 TOC 值。本研究通过以下步骤来界定吴家坪组烃源岩(图 4):①对有实测 TOC 值的井段,严格按照 TOC 值界定烃源岩;②没有实测 TOC 值的井段,根据 $\Delta \log R$ 法预测 TOC 值 [37-39],初步界定为烃源岩;

③ $\Delta \log R$ 法预测 TOC 值时影响因素较多,预测的高 TOC 值段并不一定是烃源岩,考虑到吴家坪组烃源岩泥质含量高,对烃源岩的精确界定还要参照岩屑录井泥页岩段和测井高自然伽马段。

川东北及邻区吴家坪组烃源岩厚度相差很大(图 5)。达州—开江以北地区烃源岩厚度最大,最大可达 171 m;再向北到通江和广元地区,烃源岩厚度递减到 60 m 以内;东南部涪陵—垫江—万州—石柱地区烃源岩厚度普遍小于 40 m。

2 烃源岩发育环境

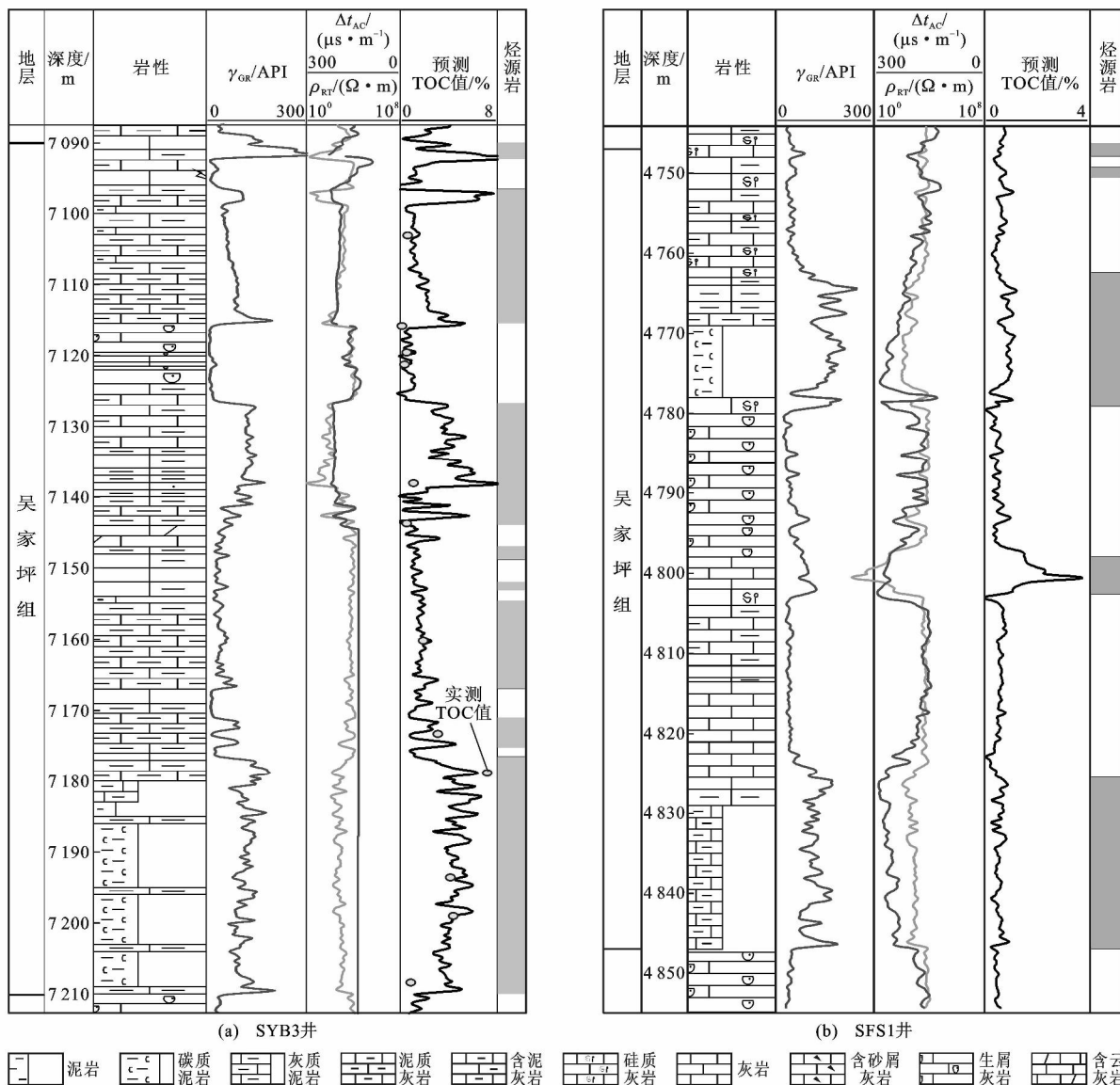
海相不同沉积环境是控制烃源岩发育和分布的最重要因素。因此,有必要划分川东北及邻区烃源岩发育的古地理环境,并结合烃源岩地球化学特征,划分烃源岩沉积有机相。

2.1 吴家坪组岩相古地理

川东北及邻区吴家坪组沉积相类型为海湾相和碳酸盐岩台地相,过渡到川东南地区为龙潭组滨海平原相。利用单因素分析-多因素综合方法研究烃源岩沉积相 [10-11],分别统计代表海湾沉积环境的页岩、泥岩、含硅灰岩和泥灰岩含量(图 6)和代表碳酸盐岩台地沉积环境的碳酸盐岩含量(图 7)。

综合这 2 个单因素来研究烃源岩沉积相。页岩、泥岩、含硅灰岩和泥灰岩体积分数大于 50% 的地区为海湾沉积相环境;碳酸盐岩体积分数大于 50% 的地区为碳酸盐岩台地沉积环境;碳酸盐岩体积分数小于 50%,并且页岩、泥岩、含硅灰岩和泥灰岩体积分数也小于 50% 的地区为滨海平原沉积环境。从图 8 可以看出:海湾相沿广元—开江—梁平一带呈北西—南东向分布;海湾两侧为碳酸盐岩台地相;川东南合川—重庆—南川一带及其以西为滨海平原相。

朱扬明等曾利用干酪根中 N 与 C 原子比和二甲基菲异构体比值来讨论不同地区吴家坪组有机质的来源,并利用干酪根中 S 与 C 原子比和甲基二苯并噻吩异构体比值(4-/1-MDBT 比值)来讨论不同地区吴家坪组烃源岩沉积环境 [6]。研究表明:川东北及鄂西—渝东地区有机质主要来源于水生生物,而川东南地区主要来源于陆源高等植物;川东北及鄂西—渝东地区烃源岩沉积在还原环境中,而川东南地区烃源岩沉积环境氧化性强于川东北及鄂西—渝东地区。这一结果与沉积相展布能够很好地对应(图 8),从地球化学角度佐证了烃源岩沉积特征。



γ_{GR} —自然伽马; Δt_{AC} —声波时差; ρ_{RT} —原状地层电阻率

图 4 烃源岩单井预测

Fig. 4 Single-well Predictions of Source Rocks

2.2 不同环境下烃源岩富集机制

吴家坪组不同环境中烃源岩发育的水动力条件、氧化还原条件和原始有机质的来源不同,这些因素造成烃源岩的富集机制不同。滨海平原低洼地区的潟湖中,水动力条件较弱,为弱氧化环境,发育煤层和碳质泥岩,沉积有机质主要来源于高等植物,有机质类型为 II_B-III 型;碳酸盐岩台地环境水动力条件较强,为弱氧化、弱还原环境,岩性以灰岩和含泥灰岩为主,沉积有机质既有藻类等水生低等植物,也有少量陆源高等植物,有机质类型为 II 型;海湾环境水动力条件弱,为还原环境,岩性以泥岩和页岩为主,有机质主要来源于水生浮游生物,有机质类型为 II_A 型,部分为 I 型。因此,海湾环境中形成的烃源

岩有机质类型好,较弱的水动力条件和还原环境有利于有机质的保存,从而形成本地区优质烃源岩。

3 烃源岩生烃潜力分析

烃源岩的生烃强度是评价烃源岩生烃潜力的一个重要指标,代表了烃源岩在单位面积上的生烃量。依据汪泽成等提出的“有机质质量平衡法”^[42],将其修改之后用于计算川东北及邻区吴家坪组烃源岩生烃强度。计算公式为

$$E = 10HDC_R K_H K / (1 - K)$$

式中: E 为生烃强度; H 为烃源岩厚度; D 为烃源岩密度,取值 $2.3 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$; C_R 为实测(残余)有机碳含量; K_H 为有机碳含量换算成生油气生成量的换

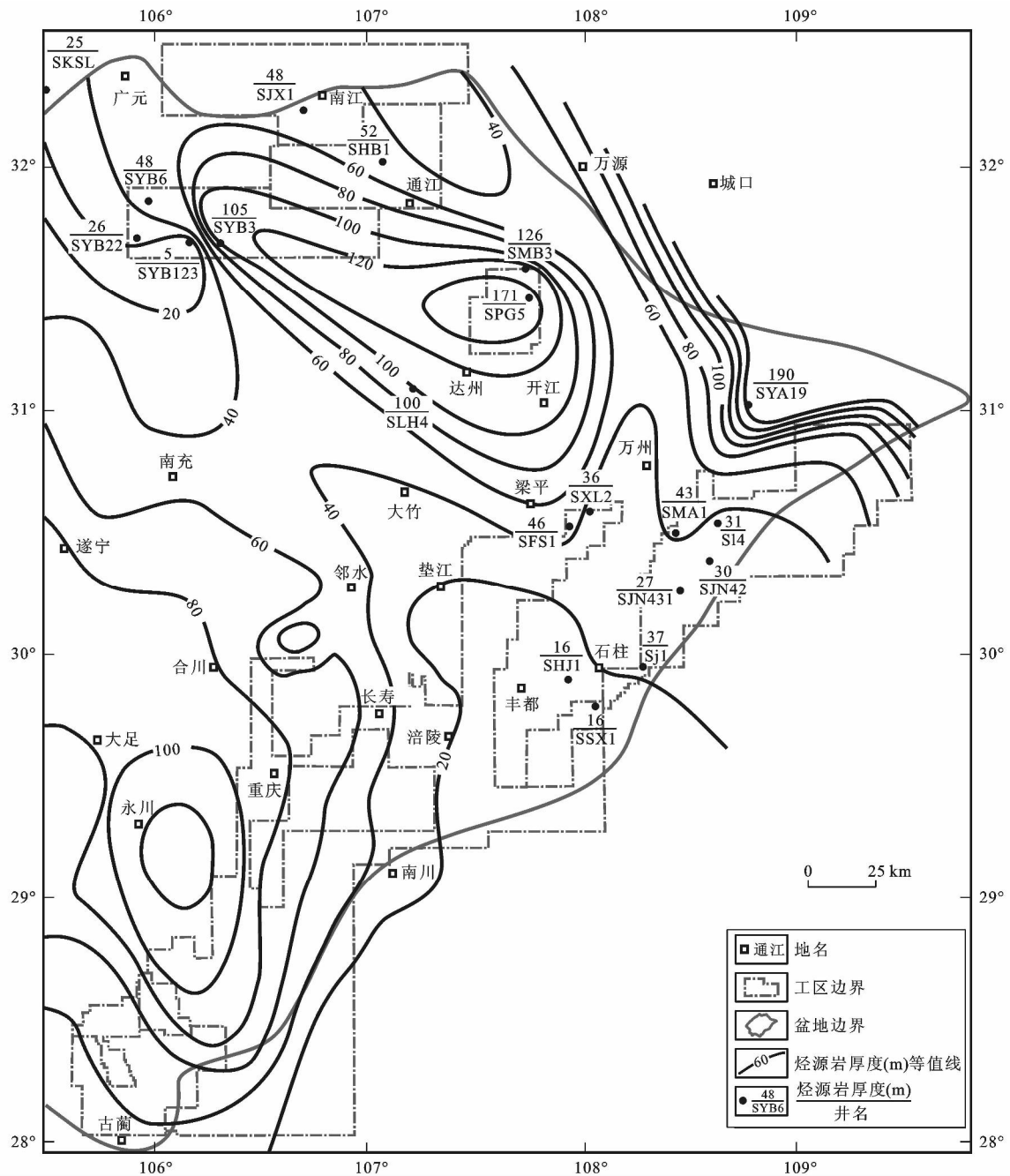


图5 烃源岩分布

Fig. 5 Distribution of Source Rocks

算系数,取值 1.10; K 为有机碳降解率。

该方法通过实测(残余)有机碳含量和有机碳降解率,计算已经降解的有机碳含量,并根据碳在转化过程中的质量平衡原理,求解生成的烃类有机碳的质量,进而计算烃类质量。该方法具有一定的科学性,并且易于理解,只要 K_H 与 K 选取合理,计算结果较为可靠。

K_H 选取主要取决于 2 个因素:①有机碳在热演化过程中转化成烃类和非烃类中的碳,在较高成熟度的烃源岩中,烃类中碳约占全部已转化碳的

90%;②烃类中碳元素的质量与烃类总质量的比值约为 1:1.22。因此, K_H 为 1.10。

有机碳降解率的意义为:假设某生油岩原始有机碳含量为 C_0 ,其达到某个成熟阶段的残余有机质含量为 C_R ,则 $C_0 - C_R = C_R K / (1 - K)$ 。 K 取决于干酪根类型和有机质的热演化程度(R_o)。干酪根类型越好,有机质的热演化程度越高, K 越大。研究区吴家坪组烃源岩 II 型干酪根有机质的热演化程度高于 1.6% 时,有机碳降解率变化不大,取固定值(38.75%)。

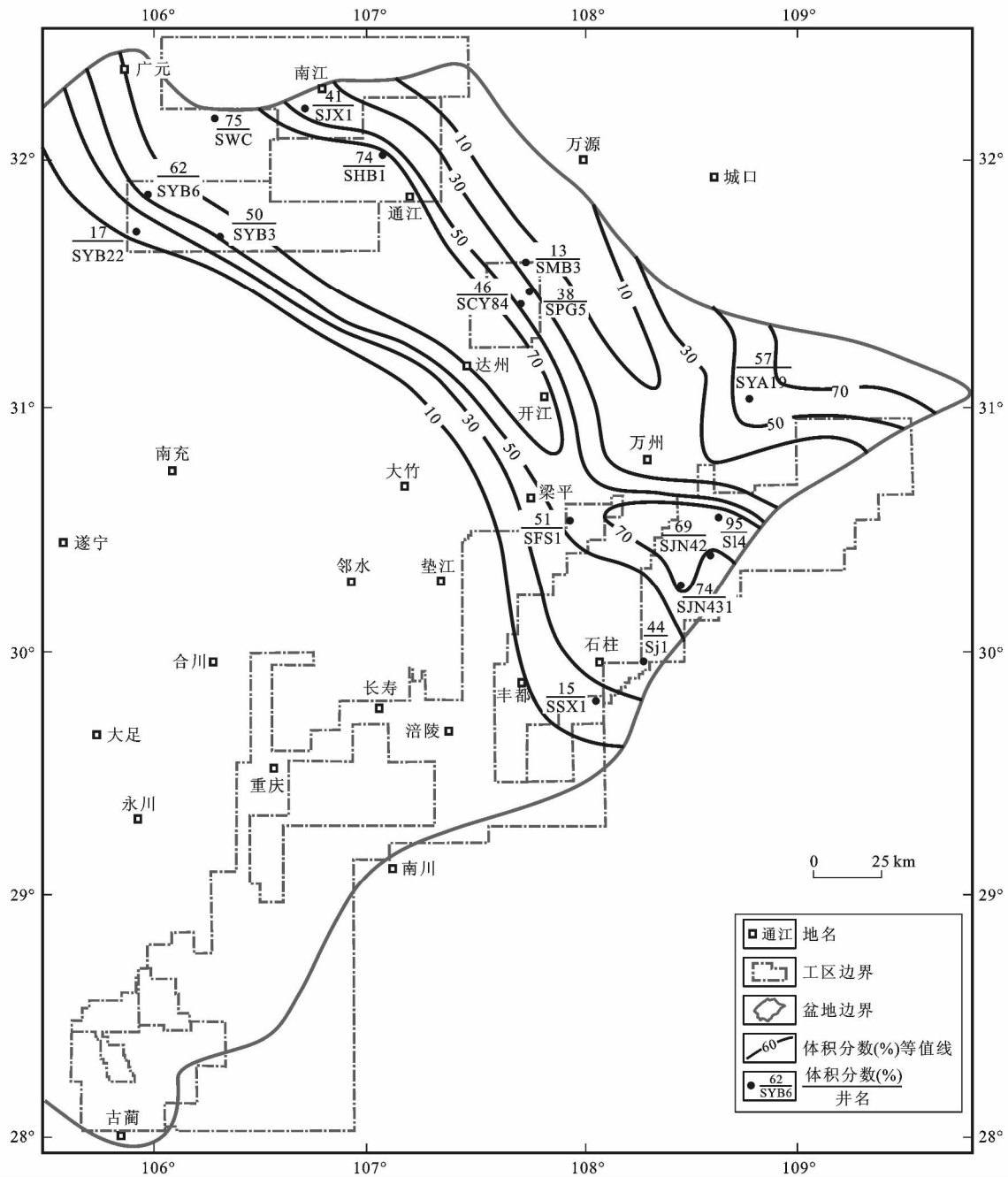


图 6 页岩、泥岩、含硅灰岩和泥灰岩分布

Fig. 6 Distribution of Shale, Mudstone, Siliceous Limestone and Muddy Limestone

吴家坪组烃源岩现今处在高一过演化阶段,由古至今烃源岩一直不断排烃。因此,根据现今烃源岩的实测(残余)有机碳含量和有机碳降解率计算得到的累积生烃潜力,可以有效评价烃源岩的生烃能力。川东北地区储层中的天然气来源于 2 部分:一部分是由烃源岩早期生成的原油裂解而来;另一部分是由烃源岩干酪根在高演化阶段热解生成的干气^[43-44]。正常海相原油最高累计产气率(Q_0)约为 $600 \text{ mL} \cdot \text{g}^{-1}$;根据陈建平等的模拟试验^[45],有机质热演化程度高于 2.0% 的干酪根产气率(Q_k)约为

$7 \text{ mL} \cdot \text{g}^{-1}$ 。

油裂解的生气强度 $E_{(\sigma-g)}$ 为

$$E_{(\sigma-g)} = 0.01EQ_{\sigma}\lambda$$

烃源岩干酪根热解的生气强度 $E_{(k-g)}$ 为

$$E_{(k-g)} = 0.01HDC_R Q_k \lambda$$

式中: λ 为生气转化率,随演化程度增加而升高,最高为 1。

总的生气强度 E_T 为

$$E_T = E_{(\sigma-g)} + E_{(k-g)}$$

已知烃源岩的厚度,通过实测和预测现今残余

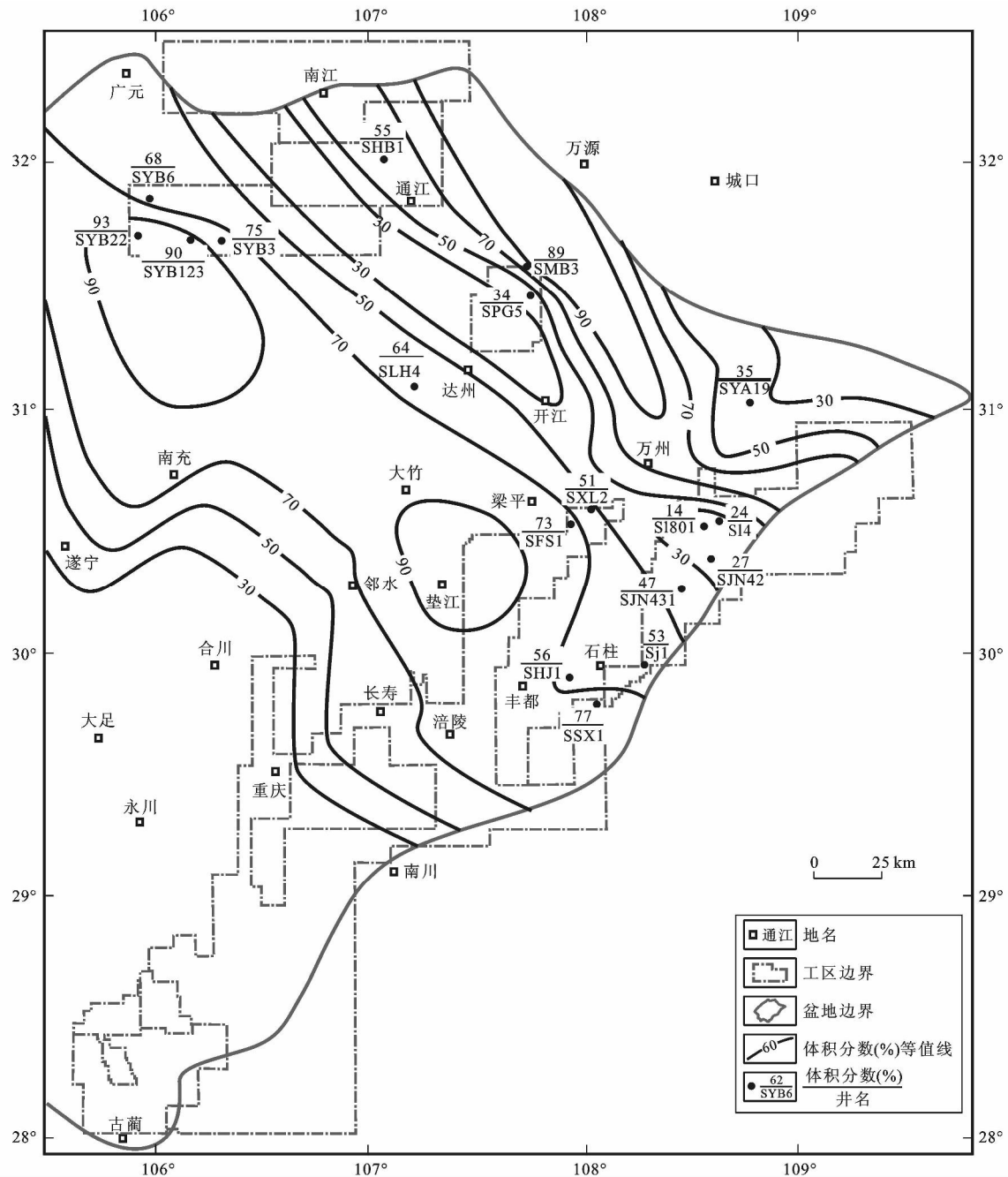


图7 碳酸盐岩分布

Fig. 7 Distribution of Carbonate Rocks

TOC值,就可以计算出现今烃源岩的生烃强度。

从图9可以看出:川东北中部宣汉—达州地区生气强度最大,可达 $(50\sim 80)\times 10^8\text{ m}^3\cdot\text{km}^{-2}$;北部苍溪—巴中—通江—南江地区总体生气强度大,但变化快,可达 $(10\sim 60)\times 10^8\text{ m}^3\cdot\text{km}^{-2}$;东南部大竹—垫江—忠县—万州以南地区生气强度较小,大部分小于 $20\times 10^8\text{ m}^3\cdot\text{km}^{-2}$ 。按照戴金星等提出的形成大中型气田的生烃强度标准(生气强度大于 $20\times 10^8\text{ m}^3\cdot\text{km}^{-2}$)^[46],川东北及邻区宣汉—达

州—巴中—通江附近地区的吴家坪组烃源岩满足形成大中型气田的烃源岩条件。

4 结语

(1)川东北及邻区上二叠统吴家坪组烃源岩有机质丰度大,现今热演化程度在高成熟晚期至过成熟阶段,干酪根类型以II型为主,烃源岩主要发育在泥质含量高的层段。

(2)对川东北及邻区吴家坪组烃源岩厚度进行

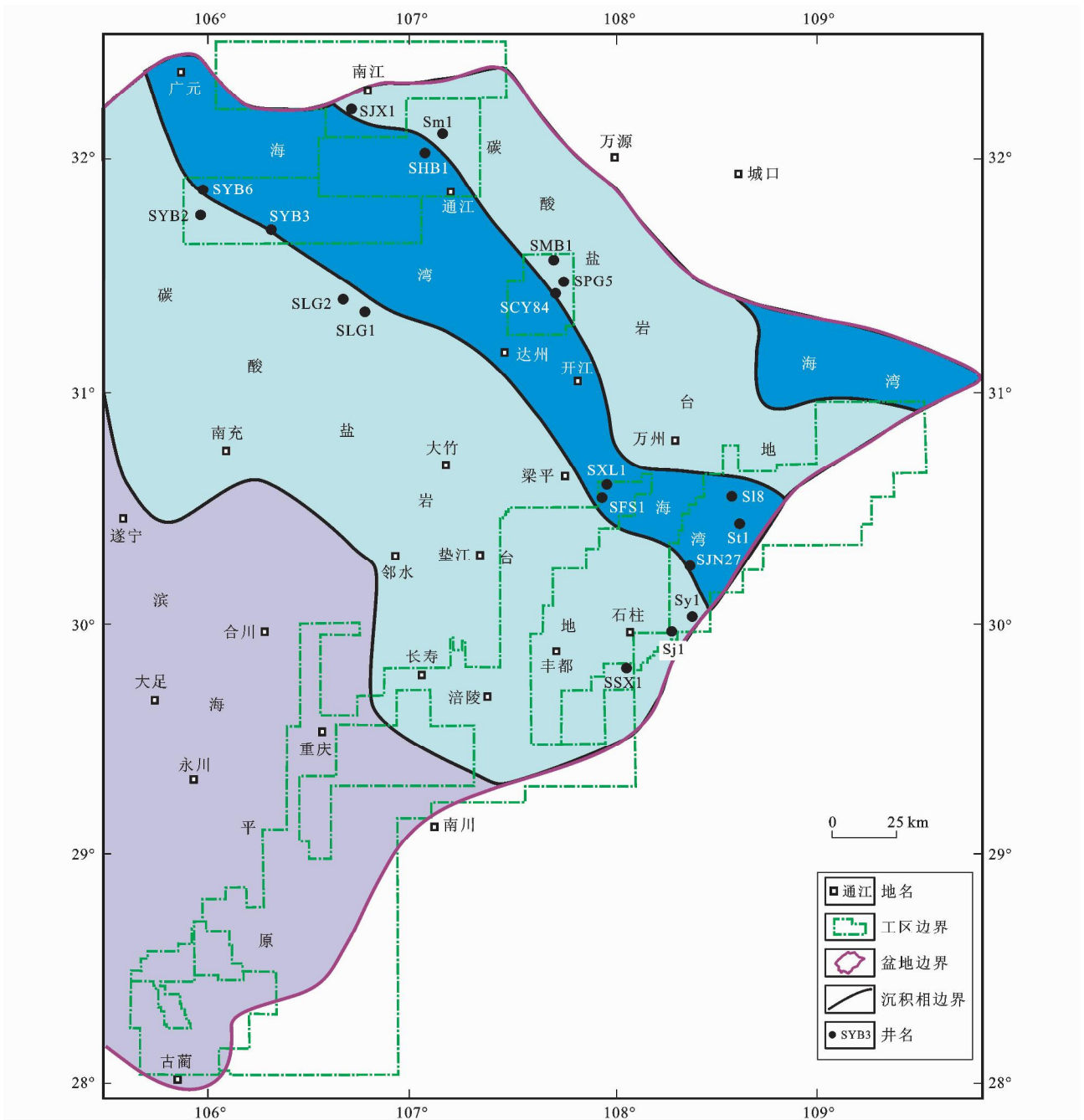


图 8 沉积相分布

Fig. 8 Distribution of Sedimentary Facies

预测,结果表明烃源岩厚度在本区相差很大,达州—开江以北地区烃源岩厚度最大可达 171 m,东南部垫江—石柱以南地区烃源岩厚度则小于 20 m。

(3)川东北及邻区吴家坪组烃源岩发育受沉积环境的控制,烃源岩主要发育在还原环境的海湾中,这里水动力条件弱,岩性以泥岩和页岩为主,有机质主要来源于水生浮游生物,有机质类型为 II_A 型,部分为 I 型。

(4)由生烃强度计算结果可知,川东北及邻区宣

汉—达州—巴中—通江附近地区的吴家坪组烃源岩生气强度大,满足形成大中型气田的烃源岩条件。

参考文献:

References:

[1] 田雨,张兴阳,何幼斌,等.四川盆地晚二叠世吴家坪期岩相古地理[J].古地理学报,2010,12(2):164-176.
TIAN Yu, ZHANG Xing-yang, HE You-bin, et al. Lithofacies Palaeogeography of the Late Permian Wujiaping Age of Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeo-

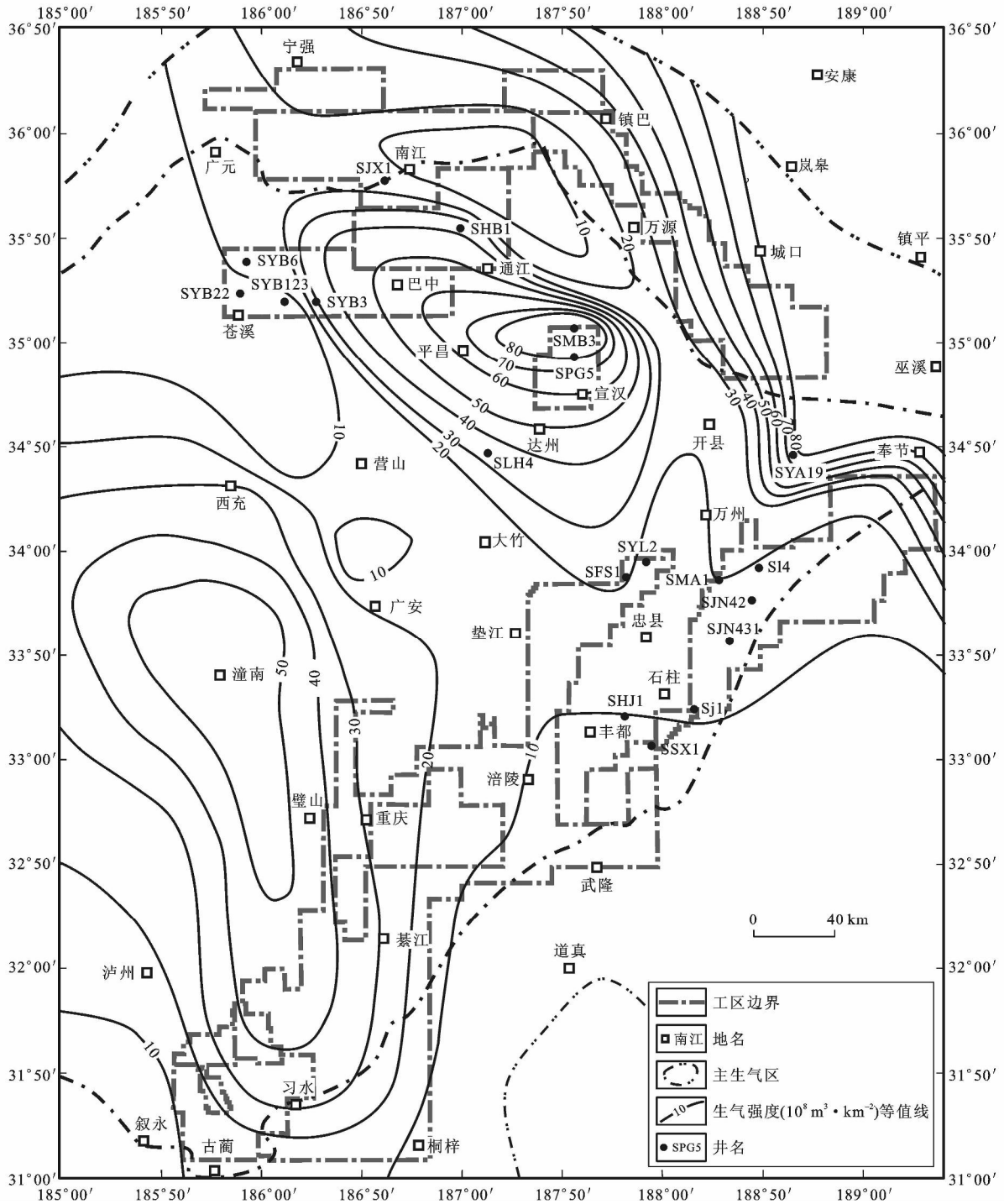


图9 烃源岩现今生气强度分布

Fig.9 Distribution of Present Generation Intensities of Source Rocks

geography, 2010, 12(2): 164-176.

[2] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 9-14.

MA Yong-sheng. Generation Mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 9-14.

[3] 马永生, 郭旭升, 郭彤楼, 等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示[J]. 地质论评, 2005, 51(4): 477-

480.

MA Yong-sheng, GUO Xu-sheng, GUO Tong-lou, et al. Discovery of the Large-scale Puguang Gas Field in the Sichuan Basin and Its Enlightenment for Hydrocarbon Prospecting[J]. Geological Review, 2005, 51(4): 477-480.

[4] 李军, 邹华耀, 张国常, 等. 川东北地区须家河组致密砂岩气藏异常高压成因[J]. 吉林大学学报: 地球科

- 学版,2012,42(3):624-633.
- LI Jun,ZOU Hua-yao,ZHANG Guo-chang,et al. Origins of Overpressure Tight Gas Reservoirs in the Xujiahe Formation,Northeastern Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition,2012,42(3):624-633.
- [5] 田成伟,安显银,罗清园,等.川东北元坝地区长兴组层序地层及沉积相分析[J].地球科学与环境学报,2012,34(4):36-42.
- TIAN Cheng-wei,AN Xian-yin,LUO Qing-yuan,et al. Analysis of Sequence Stratigraphy and Sedimentary Facies of Changxing Formation in Yuanba Area of Northeast Sichuan[J]. Journal of Earth Sciences and Environment,2012,34(4):36-42.
- [6] 罗开平,黄泽光,蒋小琼,等.川东北地区优质碳酸盐岩储层改造机制探讨[J].石油实验地质,2011,33(6):559-563.
- LUO Kai-ping,HUANG Ze-guang,JIANG Xiao-qiong,et al. Reformation Mechanism of High-quality Carbonate Reservoirs in Northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment,2011,33(6):559-563.
- [7] 孙琦,李天义,周雁,等.川东北YB地区陆相地层超压特征及压力预测[J].石油实验地质,2012,34(6):611-616.
- SUN Qi,LI Tian-yi,ZHOU Yan,et al. Characteristics and Prediction of Overpressure in Continental Strata, YB Area, Northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment,2012,34(6):611-616.
- [8] 范小军.川东北元坝地区长兴组与飞仙关组天然气成藏差异性成因[J].天然气工业,2012,32(6):15-20.
- FAN Xiao-jun. Causes of Differences of Natural Gas Pooling Between the Changxing Formation and the Feixianguan Formation in Yuanba,Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2012,32(6):15-20.
- [9] 周彦,黎平,谭秀成,等.川东北须家河组砂岩储层成岩特征研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(6):20-24.
- ZHOU Yan,LI Ping,TAN Xiu-cheng,et al. Study on Diagenesis Characteristics of Sandstone Reservoir in Xujiahe Formation, Northeastern Sichuan Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition,2011,33(6):20-24.
- [10] 刘若冰,郭彤楼,邵明莉.川东北元坝地区中浅层天然气气源及成因类型[J].天然气工业,2011,31(6):34-38.
- LIU Ruo-bing,GUO Tong-lou,SHAO Ming-li. Sources and Genetic Types of Gas in the Middle-shallow Strata of the Yuanba Area, Northeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry,2011,31(6):34-38.
- [11] 盘昌林,刘树根,马永生,等.川东北须家河组储层特征及主控因素[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(3):27-34.
- PAN Chang-lin,LIU Shu-gen,MA Yong-sheng,et al. Reservoir Characteristics and Main Controlling Factors of the Xujiahe Formation in Northeastern Sichuan Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition,2011,33(3):27-34.
- [12] 张筠,吴见萌.测井资料划分川东北元坝地区长兴组有利相带[J].天然气工业,2011,31(7):24-27.
- ZHANG Jun,WU Jian-meng. Recognition of Favorable Facies Belts in the Changqing Formation of the Yuanba Area in the Northeastern Sichuan Basin Through Logging Data[J]. Natural Gas Industry,2011,31(7):24-27.
- [13] 王炜,刘若冰,倪凯.川东北侏罗系千佛崖组页岩气勘探潜力分析[J].西安石油大学学报:自然科学版,2012,27(6):36-41.
- WANG Wei,LIU Ruo-bing,NI Kai. Analysis of the Exploration Potential of Shale Gas in Jurassic Qianfoya Formation in Northeast Sichuan Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition,2012,27(6):36-41.
- [14] 王强,徐立恒,陈践发.川东北地区大中型气藏天然气特征及气源[J].石油与天然气地质,2011,32(6):867-872.
- WANG Qiang,XU Li-heng,CHEN Jian-fa. Characteristics and Origin of Natural Gas in Large- and Medium-sized Gas Reservoirs in Northeast Sichuan Basin[J]. Oil and Gas Geology,2011,32(6):867-872.
- [15] ZOU H Y,HAO F,ZHU Y M,et al. Source Rocks for the Giant Puguang Gas Field, Sichuan Basin: Implication for Petroleum Exploration in Marine Sequences in South China[J]. Acta Geologica Sinica: English Edition,2008,82(3):477-486.
- [16] 朱扬明,顾圣啸,李颖,等.四川盆地龙潭组高热演化烃源岩有机质生源及沉积环境探讨[J].地球化学,2012,41(1):35-44.
- ZHU Yang-ming,GU Sheng-xiao,LI Ying,et al. Biological Organic Source and Depositional Environment of Over-mature Source Rocks of Longtan Formation in Sichuan Basin[J]. Geochimica,2012,41(1):35-44.
- [17] 张水昌,张宝民,边立曾,等.中国海相烃源岩发育控制因素[J].地学前缘,2005,12(3):39-48.
- ZHANG Shui-chang,ZHANG Bao-min,BIAN Li-zeng,et al. Development Constraints of Marine Source

- Rocks in China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(3): 39-48.
- [18] 陈践发, 张水昌, 鲍志东, 等. 海相优质烃源岩发育的主要影响因素及沉积环境 [J]. *海相油气地质*, 2006, 11(3): 49-54.
CHEN Jian-fa, ZHANG Shui-chang, BAO Zhi-dong, et al. Main Sedimentary Environments and Influencing Factors for Development of Marine Organic-rich Source Rocks [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2006, 11(3): 49-54.
- [19] 陈践发, 张水昌, 孙省利, 等. 海相碳酸盐岩优质烃源岩发育的主要影响因素 [J]. *地质学报*, 2006, 80(3): 467-472.
CHEN Jian-fa, ZHANG Shui-chang, SUN Sheng-li, et al. Main Factors Influencing Marine Carbonate Source Rock Formation [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(3): 467-472.
- [20] 李双建, 肖开华, 沃玉进, 等. 南方海相上奥陶统一下志留统优质烃源岩发育的控制因素 [J]. *沉积学报*, 2008, 26(5): 872-880.
LI Shuang-jian, XIAO Kai-hua, WO Yu-jin, et al. Developmental Controlling Factors of Upper Ordovician-Lower Silurian High Quality Source Rocks in Marine Sequence, South China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(5): 872-880.
- [21] 李天义, 何生, 杨智. 海相优质烃源岩形成环境及其控制因素分析 [J]. *地质科技情报*, 2008, 27(6): 63-70.
LI Tian-yi, HE Sheng, YANG Zhi. The Marine Source Rock Formation Conditions and Control Factors [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(6): 63-70.
- [22] 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三): 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素 [J]. *海相油气地质*, 2009, 14(2): 1-19.
LIANG Di-gang, GUO Tong-lou, BIAN Li-zeng, et al. Some Progresses on Studies of Hydrocarbon Generation and Accumulation in Marine Sedimentary Regions, Southern China (Part 3): Controlling Factors on the Sedimentary Facies and Development of Palaeozoic Marine Source Rocks [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(2): 1-19.
- [23] 倪春华, 周小进, 王果寿, 等. 海相烃源岩有机质丰度的影响因素 [J]. *海相油气地质*, 2009, 14(2): 20-23.
NI Chun-hua, ZHOU Xiao-jin, WANG Guo-shou, et al. Factors Affecting Organic Matter Abundance of Marine Source Rocks [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(2): 20-23.
- [24] 秦建中, 腾格尔, 付小东. 海相优质烃源层评价与形成条件研究 [J]. *石油实验地质*, 2009, 31(4): 366-372.
QIN Jian-zhong, TENGER, FU Xiao-dong. Study of Forming Condition on Marine Excellent Source Rocks and Its Evaluation [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2009, 31(4): 366-372.
- [25] 腾格尔. 中国海相烃源岩研究进展及面临的挑战 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(1): 20-25.
TENGER. Progress and Challenges in the Research of Marine Hydrocarbon Source Rocks [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(1): 20-25.
- [26] 徐立恒. 中国南方中、古生界海相碳酸盐岩成藏多样性探讨 [J]. *中国石油勘探*, 2012, 17(1): 14-18.
XU Li-heng. Diversification of Reservoir Formation About Mesozoic-Palaeozoic Marine Carbonate Rock in South China [J]. *China Petroleum Exploration*, 2012, 17(1): 14-18.
- [27] 张庆玉, 梁彬, 陈宏峰, 等. 雪峰山西侧海相碳酸盐岩沉积间断古岩溶发育规律研究 [J]. *石油实验地质*, 2011, 33(3): 285-288.
ZHANG Qing-yu, LIANG Bin, CHEN Hong-feng, et al. Generation Principle of Ancient Karst in Marine Carbonate Rock Hiatus, West of Xuefeng Mountain [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2011, 33(3): 285-288.
- [28] CALVERT S E. Oceanographic Controls on the Accumulation of Organic Matter in Marine Sediments [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1987, 26(1): 137-151.
- [29] PEDERSEN T F, CALVERT S E. Anoxia vs. Productivity; What Controls the Formation of Organic-carbon-rich Sediments and Sedimentary Rocks? [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(4): 454-466.
- [30] CAPLAN M L, MARC BUSTIN R. Palaeoenvironmental and Palaeoceanographic Controls on Black, Laminated Mudrock Deposition; Example from Devonian-Carboniferous Strata, Alberta, Canada [J]. *Sedimentary Geology*, 2001, 145(1/2): 45-72.
- [31] TYSON R V. Sedimentation Rate, Dilution, Preservation and Total Organic Carbon: Some Results of a Modelling Study [J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(2): 333-339.
- [32] 鲍志东, 陈践发, 张水昌, 等. 北华北中上元古界烃源岩发育环境及其控制因素 [J]. *中国科学: D 辑*, 2004, 34(增 1): 114-119.
BAO Zhi-dong, CHEN Jian-fa, ZHANG Shui-chang, et al. Sedimentary Environment and Development Controls of the Hydrocarbon Source Beds; The Mid-

- dle and Upper Proterozoic in Northern North China [J]. *Science in China; Series D*, 2004, 34(S1): 114-119.
- [33] XIE X N, LI H J, XIONG X, et al. Main Controlling Factors of Organic Matter Richness in a Permian Section of Guangyuan, Northeast Sichuan [J]. *Journal of China University of Geosciences*, 2008, 19(5): 507-517.
- [34] 刘喜停, 马志鑫, 颜佳新. 扬子地区晚二叠世吴家坪期沉积环境及烃源岩发育的控制因素 [J]. *古地理学报*, 2010, 12(2): 244-252.
LIU Xi-ting, MA Zhi-xin, YAN Jia-xin. Sedimentary Environments and Controlling Factors of Hydrocarbon Source Rocks of the Late Permian Wujiaping Age in Yangtze Area [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2010, 12(2): 244-252.
- [35] YAN J X, ZHAO K. Permo-Triassic Paleogeographic, Paleoclimatic and Paleoceanographic Evolutions in Eastern Tethys and Their Coupling [J]. *Science in China; Series D*, 2001, 44(11): 968-978.
- [36] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系 [J]. *天然气工业*, 1988, 8(3): 20-25.
FENG Guo-xiu, CHEN Sheng-ji. Relationship Between the Reflectance of Bitumen and Vitrinite in Rock [J]. *Natural Gas Industry*, 1988, 8(3): 20-25.
- [37] PASSEY Q R, CREANEY S, KULLA J B, et al. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(12): 1777-1794.
- [38] 朱振宇, 刘洪, 李幼铭. $\Delta \log R$ 技术在烃源岩识别中的应用与分析 [J]. *地球物理学进展*, 2003, 18(4): 647-649.
ZHU Zhen-yu, LIU Hong, LI You-ming. The Analysis and Application of $\Delta \log R$ Method in the Source Rock's Identification [J]. *Progress in Geophysics*, 2003, 18(4): 647-649.
- [39] 张志伟, 张龙海. 测井评价烃源岩的方法及其应用效果 [J]. *石油勘探与开发*, 2000, 27(3): 84-87.
ZHANG Zhi-wei, ZHANG Long-hai. A Method of Source Rock Evaluation by Well-logging and Its Application Result [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2000, 27(3): 84-87.
- [40] 冯增昭. 单因素分析综合作图法: 岩相古地理学方法论 [J]. *沉积学报*, 1992, 10(3): 70-77.
FENG Zeng-zhao. Single Factor Analysis and Comprehensive Mapping Method: Methodology of Lithofacies Paleogeography [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1992, 10(3): 70-77.
- [41] 冯增昭. 单因素分析多因素综合作图法: 定量岩相古地理重建 [J]. *古地理学报*, 2004, 6(1): 3-19.
FENG Zeng-zhao. Single Factor Analysis and Multi-factor Comprehensive Mapping Method: Reconstruction of Quantitative Lithofacies Palaeogeography [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2004, 6(1): 3-19.
- [42] 汪泽成, 赵文智, 张林, 等. 四川盆地构造层序与天然气勘探 [M]. 北京: 地质出版社, 2002.
WANG Ze-cheng, ZHAO Wen-zhi, ZHANG Lin, et al. Tectonic Sequence and Natural Gas Exploration in Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2002.
- [43] 冯冲, 郭彤楼, 邹华耀, 等. 川东北地区飞仙关组—长兴组天然气富集机制 [J]. *现代地质*, 2013, 27(4): 907-914.
FENG Chong, GUO Tong-lou, ZOU Hua-yao, et al. Enriched Mechanism of Natural Gas in the Feixianguan-Changxing Formations in the Northeast Sichuan Basin [J]. *Geoscience*, 2013, 27(4): 907-914.
- [44] 王民, 卢双舫, 李吉君, 等. 川东北地区飞仙关组气藏两种气源生气史及相对贡献 [J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(2): 167-173.
WANG Min, LU Shuang-fang, LI Ji-jun, et al. Generation History of the Two Gas-sources of Feixianguan Formation Gas-pools in the NE Sichuan Basin and Their Relative Contribution [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(2): 167-173.
- [45] 陈建平, 赵文智, 王招明, 等. 海相干酪根天然气生成成熟度上限与生气潜力极限探讨: 以塔里木盆地研究为例 [J]. *科学通报*, 2007, 52(增1): 95-100.
CHEN Jian-ping, ZHAO Wen-zhi, WANG Zhao-ming, et al. The Upper Limit of Maturity Degree and Potential of Natural Gas Generation from Marine Kerogen: Tarim Basin as a Studying Example [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2007, 52(S1): 95-100.
- [46] 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素 [J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(4): 473-484.
DAI Jin-xing, ZOU Cai-neng, TAO Shi-zhen, et al. Formation Conditions and Main Controlling Factors of Large Gas Fields in China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(4): 473-484.