

四川盆地二叠系和三叠系礁滩天然气富集规律与勘探方向

郭旭升,黄仁春,付孝悦,段金宝

(中国石化 勘探南方分公司,四川 成都 610041)

摘要:通过系统的天然气组分、碳同位素以及微观薄片、包裹体分析,明确了二叠系和三叠系礁滩气藏中天然气主要为原油二次裂解气,龙潭组(吴家坪组)为天然气藏的主力烃源岩层,气藏经历了早期岩性古油藏聚集、古原油裂解和天然气调整再聚集3个阶段;天然气藏(田)具有多元供烃、近源聚集、岩性控藏、气油转化、晚期调整的成藏富集模式,现今气藏的富集主要受控于3个方面:一是二叠系烃源岩的生烃灶分布控制了油气来源的充足程度;二是礁滩相储层的分布与规模控制了油气聚集的场所与规模;三是晚期保存条件决定了天然气的最终聚集。通过系统总结已发现礁滩气藏(露头)沉积储层、油气富集规律,进一步探讨了下一步勘探发展的方向,认为长兴组、飞仙关组和嘉陵江组台缘礁滩、台内浅滩和下二叠统浅滩勘探领域仍存在良好勘探前景。

关键词:碳酸盐岩;礁滩气藏;二叠系;三叠系;四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Gas accumulation and exploration direction of the Permian and Triassic reservoirs of reef-bank facies in Sichuan Basin

Guo Xusheng, Huang Renchun, Fu Xiaoyue, Duan Jinbao

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

Abstract: Through systematic analysis of gas component, carbon isotope, thin section and inclusions, we found that the Permian and Triassic reef-bank reservoirs are dominated by natural gas from secondary cracking of crude oil. The Longtan Formation (Wujiaping Formation) is the major source rocks. The gas reservoirs experienced three stages, namely earlier oil accumulation in ancient lithologic reservoirs, ancient crude oil cracking and gas adjusting and re-accumulation. The hydrocarbon accumulation pattern is characterized by multiple hydrocarbon supply, accumulation near the source, lithology reservoirs, oil-gas conversion and later adjustment. And the present day gas reservoirs are mainly controlled by three factors. Firstly, the hydrocarbon kitchen of the Permian source rock controls the adequacy of oil-gas source. Secondly, the distribution and scale of reservoirs of reef-bank facies control the scale and location of hydrocarbon accumulation. Thirdly, later preservation conditions determine the finally accumulation of gas. By systematically summarizing the sedimentary characteristics and hydrocarbon accumulation conditions of the discovered reef-bank gas reservoirs (outcrops), we believe that reservoirs of platform margin reef-bank facies, intra-platform shoal facies and the Lower Permian shoal facies are the favorable targets for further gas exploration.

Key words: carbonate rock, reef-bank gas reservoir, Permian, Triassic, Sichuan Basin

目前,四川盆地二叠系和三叠系碳酸盐岩层系累计探明 $15\,334.77 \times 10^8 \text{ m}^3$,前期勘探发现多为裂缝性、裂缝-孔隙性气藏。2000年以后,调整油气勘探思路,以长兴组-飞仙关组台缘礁滩构造-岩性复合圈闭为勘探对象^[1],获得重大突破,相继发现了普光、元坝等大中型气田,累计探明储量达 $7\,414.14 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

二叠系-三叠系礁滩天然气藏(田)纵向上包括多个含气层系,经历了叠合构造背景下油气藏调整改造,针对性的对二叠系-三叠系礁滩气藏天然气富集

规律与下一步勘探领域的梳理,对四川盆地及其它地区礁滩领域的勘探具有重要指导意义。

1 成藏机理与模式

1.1 天然气成因类型与来源

对于四川盆地的天然气地球化学特征与气源,前人开展了大量的研究工作^[2-7]。目前,四川盆地海相二叠系和三叠系在孔隙型储层和裂缝型储层均发现了

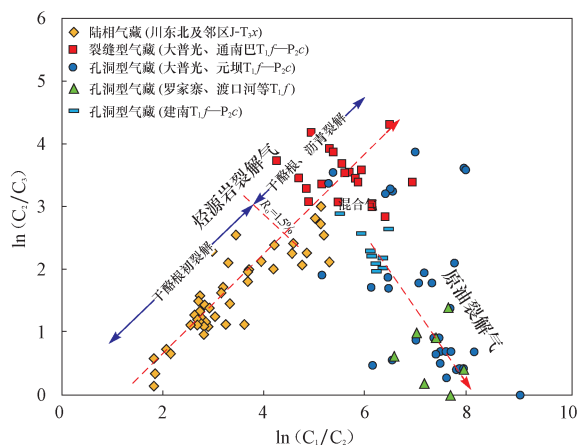


图1 川东北及邻区烃源岩裂解气与原油裂解气
 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 比值分布

Fig. 1 Distributions of $\ln(C_1/C_2)$ and $\ln(C_2/C_3)$ of gas from source rock cracking and crude oil cracking, respectively

气藏^[8]。这两类气藏的天然气组成的最大差别在于,孔隙型气藏的天然气含有一定的 H_2S ,而裂缝型气藏的天然气基本不含 H_2S ,说明这两种类型气藏的天然气成因可能存在差别。

从两类气藏的天然气的 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 关系图上看(图1),孔隙型气藏的天然气的 $\ln(C_1/C_2)$ 值多大于6.0, $\ln(C_2/C_3)$ 值小于2.5;裂缝型气藏的天然气的 $\ln(C_1/C_2)$ 值大多小于6.0, $\ln(C_2/C_3)$ 值均在大于2.5^[9]。模拟实验资料显示,原油裂解气中 $\ln(C_2/C_3)$ 比值确实明显低于相应烃源岩干酪根的裂解气^[10]。与前人提出的原油二次裂解气和烃源岩裂

解气的 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 的关系^[11] 比较,川东北地区二叠系和三叠系长兴组—飞仙关组礁滩孔洞型气藏的天然气应该主要是原油二次裂解气,部分混有烃源岩裂解气;裂缝型气藏的天然气为烃源岩裂解气,而且该类天然气落在陆相层系天然气的演化趋势线上,而陆相层系的天然气多为烃源岩裂解气,进一步证实了其主要为烃源岩初次裂解气。

另外,四川盆地二叠系—三叠系已经发现的大中型气田,如普光气田、元坝气田、兴隆场气田和建南气田等,在飞仙关组—长兴组储层孔洞内普遍见有大量沥青充填物(图2a,b,c),以及在储层的胶结物中可见黑色的沥青包裹体(图2d,e,f),可见这类气藏在地史上曾是古油藏,现今气藏的天然气是原油在高温条件下的裂解产物。普光2井钻井岩心揭示的含沥青层段厚度超过200 m,这些固体沥青的存在是原油裂解作用的有力证据。

四川盆地不同层系的天然气组分和碳同位素分布范围不同,表明可能具有不同的气源层。二叠系和三叠系的长兴组和飞仙关组天然气的 H_2S 含量普遍大于5%,高者可达60%;石炭系的天然气的 H_2S 含量一般小于1%;陆相的三叠系须家河组和侏罗系的天然气基本不含 H_2S 。此外,石炭系的天然气乙烷碳同位素轻于-32‰,乙烷和甲烷碳同位素的差值一般小于0;二叠系和三叠系海相的长兴组、飞仙关组的天然气乙烷碳同位素大多分布在-32‰~-25‰,乙烷和甲烷碳同位素的差值一般在-5‰~8‰;陆相三叠系须家河组和侏罗系的天然气乙烷碳同位素分布在-35‰~-23‰;

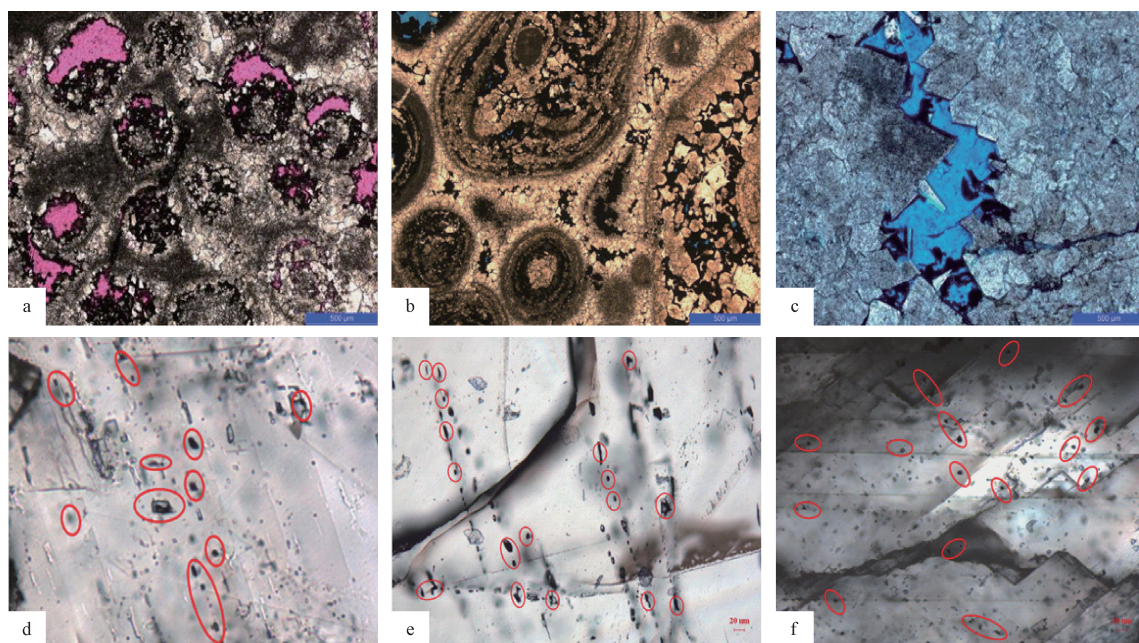


图2 川东北典型气田储层中的固体沥青和沥青包裹体

Fig. 2 Photography of inclusions in solid asphalt and bitumen from a typical gas field in northeastern Sichuan Basin

- 普光2井,飞二段,残余鲕粒白云岩粒间和粒内见黑色沥青充填;
- 元坝204井,飞二段,鲕粒灰岩的粒内和粒间见黑死沥青充填;
- 兴隆1井,白云岩晶间可见黑色沥青充填;
- 普光2井,亮晶方解石胶结物中可见黑色沥青包裹体;
- 元坝2井,亮晶方解石胶结物中可见黑色沥青包裹体;
- 兴隆1井,亮晶方解石胶结物中可见黑色沥青包裹体

陆相地层的天然气乙烷和甲烷碳同位素的差值一般大于8‰。上述特征表明这3个层系的天然气可能来源于不同的气源层。

对于经历高热演化程度的天然气而言,比较可靠的气-源对比方法是利用碳同位素资料^[6]。一般认为,天然气的乙烷碳同位素比其气源岩的干酪根碳同位素轻1‰~2‰^[12]。飞仙关组—长兴组天然气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值主要分布在-28‰~-32‰,龙潭组(吴家坪组)、下二叠统、下志留统和下寒武统烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分别为:-26.3‰~-28.6‰,-26.0‰~-28.2‰,-28.8‰~-32.1‰和-31.6‰~-35.0‰(图3)。根据前文所述的乙烷和烃源岩的同位素对应关系,结合前文讨论的不同层系的天然气组分和同位素的差异,判断飞仙关组—长兴组天然气可能来源于上、下二叠统烃源岩层,其中龙潭组(吴家坪组)烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 值与飞仙关组—长兴组储层沥青的 $\delta^{13}\text{C}$ 值最相近,表明龙潭组(吴家坪组)为四川盆地二叠系—三叠系天然气藏的主力烃源岩。

1.2 烃源岩分布与生烃潜力

四川盆地目前所发现的二叠系和三叠系礁滩气藏的天然气的聚集与规模,与二叠系烃源岩的分布,特别是龙潭组(吴家坪组)主力烃源岩的分布具有密切关系。总体来看,这些气田(藏)具有垂向近源、侧向近灶的基本特点。

根据对典型气田(藏)的储集层底界与二叠系烃源岩的垂向距离统计,普光气田为230~250 m,元坝气田为110~150 m,兴隆场气田为150 m,建南气田的长兴组为90~120 m,飞仙关组为450~500 m,可知这些气田(藏)的储集层在垂向上与二叠系烃源岩非常接近。

从平面上来看,目前所发现的二叠系、三叠系天然气田(藏)的分布可知,天然气田(藏)主要分布在川东北地区,与二叠系烃源岩的分布与生烃中心基本吻合(图4)。川东北地区的二叠系烃源岩的生烃中心位于宣汉—开县一带,烃源岩的厚度在60~150 m,生气强度在 $10 \times 10^8 \sim 100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。目前所发现的普光气田就位于二叠系烃源岩的生烃中心,元坝气田、龙岗气田和兴隆场气田等均邻近二叠系烃源岩的生烃中心,生气强度均大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

1.3 天然气成藏过程与模式

四川盆地是我国西部的典型叠合型盆地,而叠合型盆地的天然气成藏过程多具有较为复杂的天然气聚集过程。前已述及,四川盆地二叠系和三叠系礁滩气藏的天然气主要为原油裂解气,表明天然气的聚集过程中发生相态的转化(油转化为气)。此外,四川盆地在自燕山期发生大规模的挤压变形,地层抬升剥蚀,圈闭的形态可能发生改变,甚至破坏圈闭的保存条件。因此,二叠系和三叠系礁滩天然气的成藏大致经历了早期岩性古油藏聚集、古原油裂解和天然气调整再聚集3个阶段。

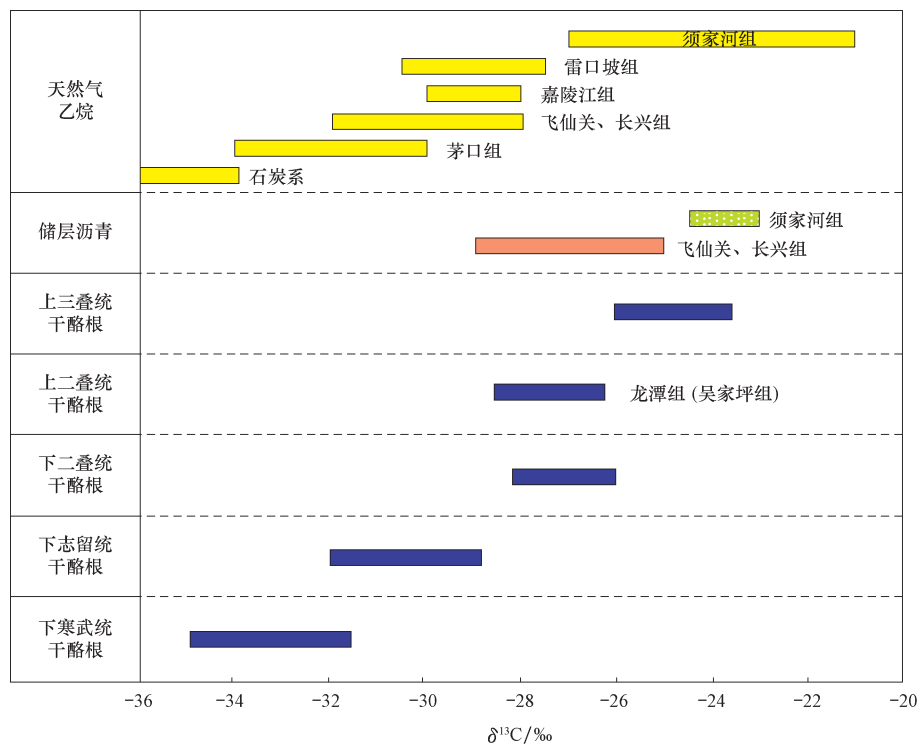


图3 川东北长兴组—飞仙关组沥青和天然气乙烷与各层系烃源岩干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布

Fig. 3 $\delta^{13}\text{C}$ distributions of bitumen and ethane in natural gas and kerogen of source rocks from the Changxing-Feixianguan Formation in northeastern Sichuan Basin

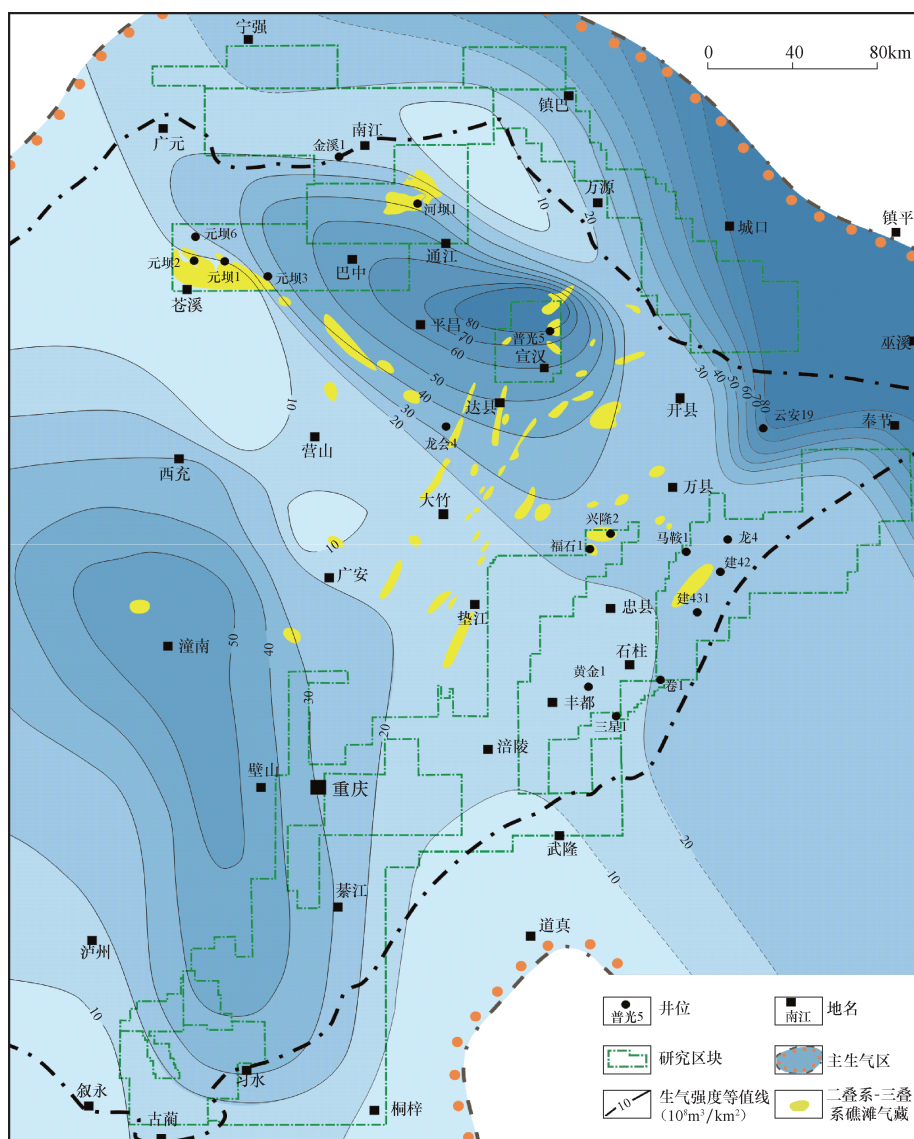


图4 川东北及邻区二叠系烃源岩生气强度与二叠系-三叠系主要气田(藏)分布

Fig. 4 Distribution of gas generation intensity of the Permian source rocks and major Permian and Triassic gas fields (reservoirs) in northeastern Sichuan Basin and its periphery

以元坝气田为例,分别阐明这3个阶段的油气聚集特点(图5左)。(1)晚三叠世—早侏罗世,古岩性油藏形成。此期上二叠统吴家坪组烃源岩和大隆组烃源岩已经进入生油窗,原油主要沿裂缝垂向和侧向运移至礁滩岩性圈闭聚集,各岩性圈闭之间为独立的油藏,且具有不同的油水界面。根据岩心和薄片观察,在元坝9井区和元坝123井区发现了独立的古油水界面。(2)中侏罗世—早白垩世,古原油发生裂解,古岩性气藏形成。随着地层的持续埋深,储层的温度逐渐超过150℃,在地层埋深最大期(早白垩世),储层温度超过200℃(图6)。根据前人研究,150℃是地层条件下原油稳定存在的上限^[13]。因此,古原油在必然发生裂解,完成了油到气的相态转化。在原油裂解过程中会产生超压,部分天然气可能沿裂缝发生再运移。(3)早白垩世以来,天然气调整再聚集。受北部九龙山背斜隆起的影响,元坝27地区地层持续整体抬升,天然气向北再次

运移与聚集,岩性气藏最终定位。受天然气调整再聚集的影响,位于现今相对高部位的圈闭不发育边底水。此阶段的各礁滩岩性圈闭仍然具有独立的气水界面,如元坝16和元坝9井区的圈闭的气水界面不同。普光气田的天然气成藏过程也大致经历上述3个过程(图5右)。与元坝气田不同的是,普光气田所在的圈闭的高点发生了显著的变化,天然气的调整再聚集过程更为明显。

综合来看,二叠系和三叠系天然气的成藏过程具有岩性控藏(各礁滩圈闭的油气水界面不同)、油气转化和晚期调整再聚集的特点。

2 成藏主控因素

2.1 二叠系烃源岩的生烃灶分布控制了油气来源的充足程度

四川盆地二叠系龙潭组(吴家坪组)主力烃源岩

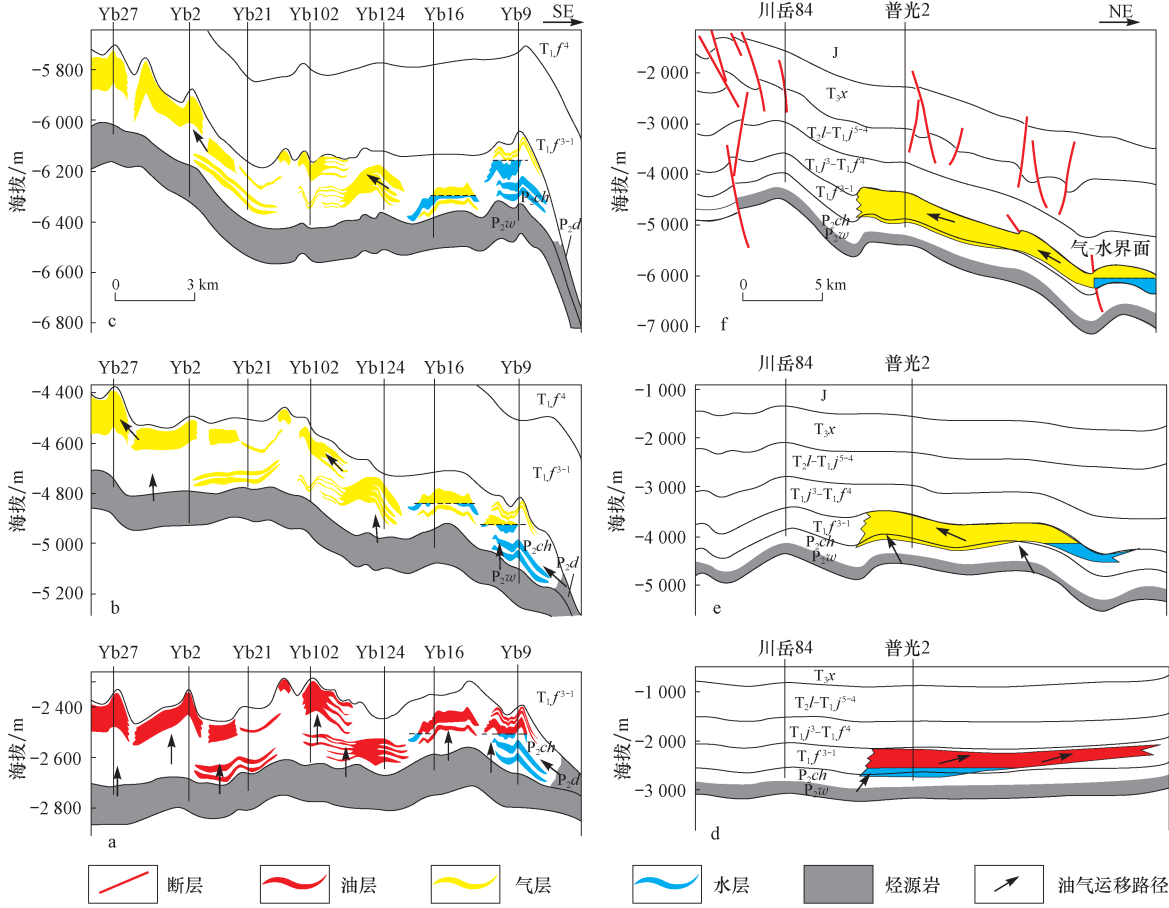


图5 川东北地区元坝气田(左)和普光气田(右)天然气成藏过程与模式

Fig. 5 Hydrocarbon accumulation processes and patterns of Yuanba and Puguan gas fields in northeastern Sichuan Basin

a, d. 晚三叠世—早侏罗世, 岩性古油藏形成; b, e. 中侏罗世—早白垩世, 古油藏裂解成古气藏; c, f. 中白垩世以来, 天然气再聚集, 今气藏形成

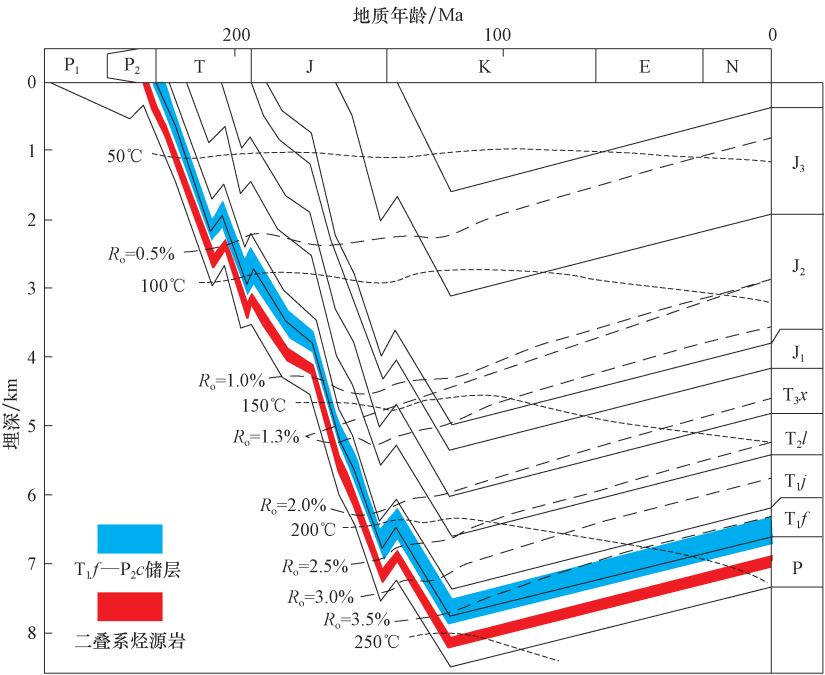


图6 川东北地区元坝2井区烃源岩埋藏史与有机质热演化史

Fig. 6 Burial history of source rocks and organic thermal evolution history of Yuanba2 well-block in northeastern Sichuan Basin

的厚度在平面上存在差异。川东北地区烃源岩厚度最大,单井最大厚度可达 171 m;川西与川西南地区烃源岩厚度也较大,最大厚度大于 120 m;川东鄂西渝东地区烃源岩厚度较小,一般小于 40 m。此外,川东北地区为吴家坪组海相烃源岩,有机质丰度高、类型好,生烃能力最好。此外,川东北长兴组(大隆组)深水陆棚区也存在一定厚度的烃源岩^[14]。川东北地区二叠系烃源岩的累计生气强度一般大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,满足戴金星等(2007)提出的形成大中型气田的气源条件——烃源岩的生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[15]。目前所发现的大中型气田均位于川东北二叠系烃源岩的生烃中心及邻区,也证实了二叠系烃源岩可以提供充足的油气来源,成为本区形成大中型气田的物质基础。

2.2 礁-滩相储层的分布与规模控制了油气聚集的场所与规模

礁滩相储层的分布与规模决定了古油藏的规模和现今气藏的规模。而礁滩相储层的分布与规模明显受到了沉积环境与沉积相的控制,目前发现的礁滩圈闭主要是环绕“开江-梁平”陆棚的台地边缘分布。对于长兴组而言,缓坡型台地边缘的礁滩复合体有利于储层的发育和古油藏的聚集,例如元坝地区礁滩复合体的面积大于 500 km^2 ,储层厚度在 15~160 m。普光地区发育陡坡型台地边缘生物礁,但礁后浅滩不发育,导致储层的规模明显不如元坝地区。对于飞仙关组而言,陡坡型台地边缘的暴露浅滩发育,可以形成大规模的储集层和聚集大量的天然气。例如普光地区飞仙关组的储层厚度可达 150~350 m。礁滩储集层的规模决定了古原油和现今天然气的规模。如普光气田的长兴组-飞仙关组古油藏的原油裂解气接近 $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,元坝气田的古原油裂解气量接近 $3\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$,是现今在这两个地区发现大气田的重要原因。

2.3 天然气晚期保存条件决定了天然气的最终聚集

对于经历多旋回构造变形的川东北地区而言,古原油裂解气的最终聚集取决于晚期的天然气保存条件。现今四川盆地嘉陵江组和雷口坡组膏盐岩层的厚度差异,盖层是否遭受剥蚀和剥蚀程度,以及断层对盖层的破坏程度,这三方面决定了天然气藏的保存条件。川东北地区膏盐岩盖层累积厚度多在 200~800 m^[16-17],向南过渡到鄂西-渝东地区,膏盐岩盖层厚度有所减薄,累积厚度在 150 m 左右^[18]。川东北地区嘉陵江组和雷口坡组膏盐岩层均未出露地表,盖层未遭受剥蚀;川东北元坝地区断层不发育,通南巴和普光地区断层发育,但是断层主要是未断穿膏盐岩盖层的逆断层,断层

自封闭能力强。而鄂西-渝东地区的石柱复向斜两侧齐岳山、方斗山、龙驹坝等高陡背斜轴部,膏盐岩盖层不仅遭受剥蚀,并且大气淡水的垂向渗入膏盐岩层,将会使膏盐岩盖层受到破坏^[19-20],圈闭的保存条件变差;并且高陡构造发育断层,断层与大气淡水渗入形成的渗透层的沟通,共同组成了油气逸散系统^[21]。因此,膏岩盖层的缺失以及断层直接沟通海相地层,是晚期天然气聚集保存的最大风险。

3 下一步勘探方向

近年来,二叠系和三叠系礁滩相继发现了普光、元坝以及罗家寨、龙岗等大中型气田,展示了巨大的勘探潜力,目前评价研究认为台缘礁滩领域存在开江-梁平陆棚东侧、城口-鄂西深水陆棚西侧台地边缘礁滩以及台地中部台洼边缘礁滩,台内浅滩勘探领域包括长兴组、飞仙关组、嘉陵江组台内浅滩,下二叠统浅滩勘探领域主要包括栖霞组川西-川西北地区台缘及中缓坡浅滩相(图7)。

3.1 台缘礁滩勘探领域

围绕长兴组-飞仙关组台缘礁滩勘探领域存在开江-梁平陆棚东侧、城口-鄂西深水陆棚西侧台地边缘礁滩以及台地中部拉张凹陷台洼边缘礁滩。

沉积相带展布、野外露头剖面及钻井资料的研究结果表明,开江-梁平陆棚与城口-鄂西深水陆棚之间为一稳定台地,台地两侧发育台缘礁滩,台地西侧由普光向西北延伸到南江-黑池梁地区,台地东侧由黄莲峡向西北延伸到镇巴地区,台缘礁滩有利勘探目标主要集中在米仓-大巴山前带,该地区基础成藏条件优越,具有印支期前被动大陆边缘盆地广泛分布的烃源岩气源充足^[22],发育中上三叠统膏盐岩以及巨厚碎屑岩沉积,但受后期剧烈构造作用,油气保存存在一定风险,同时面临地表、地下构造复杂的双重影响,地震资料品质差,解决山前带地震成像、构造模式和圈闭落实问题是该领域勘探获得成功的关键。

通过对川中地区钻井、露头结合地震资料研究,在晚二叠世拉张背景下,台地中部也出现拉张凹陷,即在江油-涪陵一带存在一台洼(台内相对深水区),其两侧为台洼边缘区,发育台洼边缘礁滩。目前多口探井已钻遇台洼边缘礁滩相储层,储层主要发育在长兴组顶部。长兴组台洼边缘礁滩气藏主力烃源岩层系为上二叠统吴家坪组,其上覆飞仙关组一段泥质灰岩,灰质泥岩可作为直接盖层;侧向相变为局限台地相粉晶-微晶灰岩或斜坡-台洼相泥质灰岩、泥晶灰岩,其侧向封堵性较好,单个台洼边缘生物礁滩可形成独立的气藏。

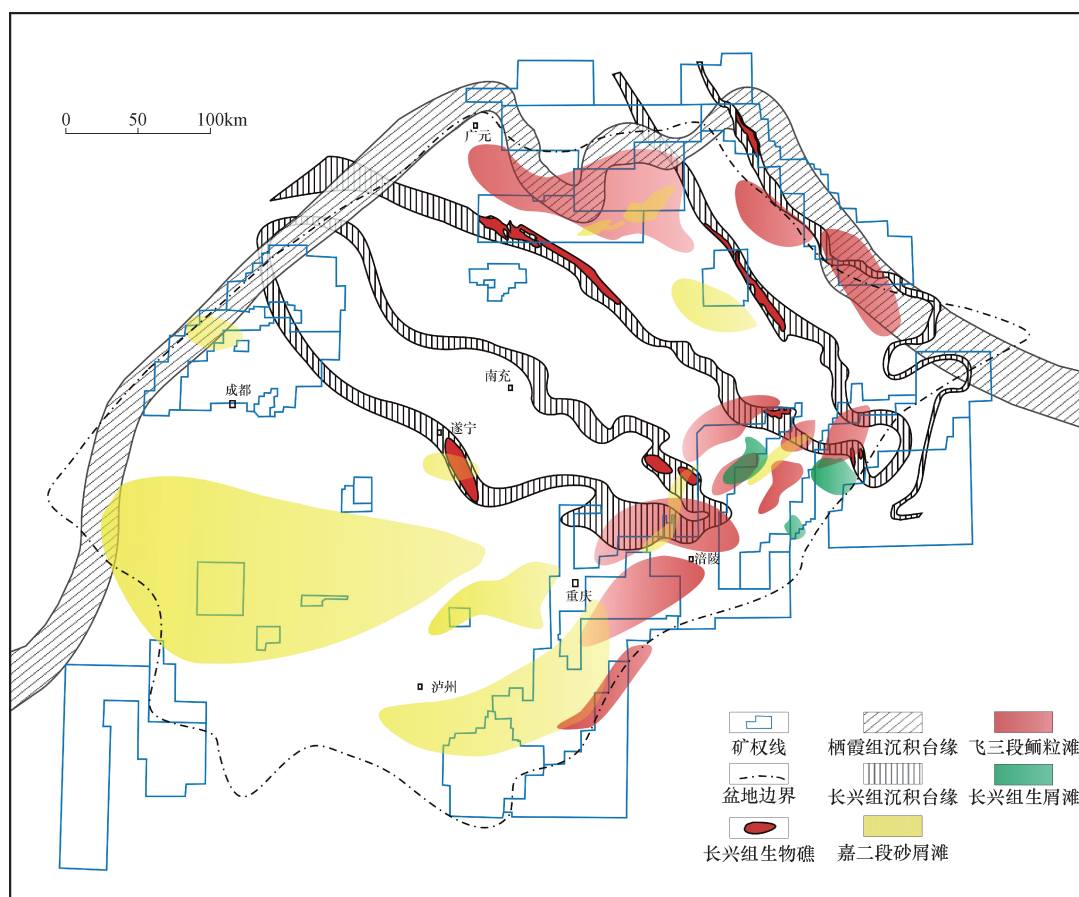


图7 四川盆地二叠系和三叠系礁滩勘探目标叠合图

Fig. 7 Overlay plot showing exploration targets of the Permian and Triassic reef-bank reservoirs in northeastern Sichuan Basin

3.2 台内浅滩勘探领域

四川盆地二叠系-三叠系碳酸盐岩层系除台缘高能礁滩优质储层外,还广泛发育以3类储层为主的台内浅滩相致密碳酸盐岩储层,目前有多井获得突破,但产能低。通过加强储层改造攻关,攻克产能关,有望成为增储上产的重要领域。

川东南北部涪陵地区长兴组-飞仙关期陆棚水体深度浅,与台地深度变化较小,在一定范围内沉积环境相似,海平面的升降有利于礁滩的侧向迁移,发育大面积浅滩;川东南南部綦江地区嘉陵江期位于泸州水下隆起的东北侧,嘉二段-嘉一段发育台内浅滩,浅滩具有厚度薄、分布范围广的特点。综合分析川东南地区嘉陵江组、飞仙关组、长兴组广泛发育台内滩相致密碳酸盐岩储层,分布广、埋藏相对较浅,资源潜力大。但该类型勘探目标储层薄、物性较差,影响油气富集高产主控因素多,有待进一步探索针对性的目标描述评价技术,优选有利靶区开展水平井钻井工艺试验,突破产能关。

3.3 下二叠统浅滩勘探领域

下二叠统栖霞组-茅口组沉积时期,受加里东末期“西陡东缓”古地貌特征影响,川东北、川西地区沉积环境和沉积特征存在明显差异,川西北地区为碳酸

盐岩镶边台地沉积,西北乡、矿2井、周公1井发育台缘浅滩储层;川东北地区下二叠统为缓坡沉积,中缓坡发育浅滩储层,主要位于广元西北乡-龙门山前一雅安一带。

烃源岩以下二叠统和志留系为主,发育中三叠统雷口坡组及下三叠统嘉陵江组膏盐岩盖层,成藏条件好,具备较大的勘探潜力。

4 结论

1) 二叠系和三叠系礁滩天然气主要为原油二次裂解气,龙潭组(吴家坪组)为四川盆地二叠系-三叠系天然气藏的主力烃源岩,气藏经历了早期岩性古油藏聚集、古原油裂解和天然气调整再聚集3个阶段。

2) 二叠系和三叠系礁滩天然气藏(田)具有多元供烃、近源聚集、岩性控藏、气油转化、晚期调整的成藏富集模式,现今气藏富集主要受控于二叠系烃源岩生烃灶分布、礁滩相储层分布与规模以及晚期保存条件。

3) 长兴组-飞仙关组开江-梁平陆棚东侧、城口-鄂西深水陆棚西侧台地边缘以及台地中部拉张凹陷台洼边缘礁滩勘探领域,长兴组、飞仙关组、嘉陵江组台内浅滩勘探领域,下二叠统台缘及中缓坡浅滩勘探领域,仍存在良好勘探前景。

参 考 文 献

- [1] 郭旭升,胡东风. 川东北礁滩天然气勘探新进展及关键技术[J]. 天然气工业,2011,31(10):6-11.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng. Newest progress and key techniques in gas exploration of reef-bank reservoirs in Northeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 6-11.
- [2] 王兰生,陈盛吉,杨家静,等. 川东石炭系储层及流体的地球化学特征[J]. 天然气勘探与开发,2001,24(3):28-38.
Wang Lansheng, Chen Shengji, Yang Jiajing. Fluid and geochemical characteristics of carboniferous reservoir in East Sichuan [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2001, 24(3): 28-38.
- [3] 杨家静,王一刚,文应初,等. 四川盆地东部长兴组—飞仙关组气藏地球化学特征及气源探讨[J]. 沉积学报,2002,20(2):349-353.
Yang Jiajing, Wang Yigang, Wen Yingchu. The origin of natural gases and geochemistry characters of Changxing Reef and Feixianguan Oolitic beach gas reservoirs in Eastern Sichuan Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 20(2): 349-353.
- [4] 谢增业,田世澄,李剑,等. 川东北飞仙关组礁滩天然气地球化学特征与成因[J]. 地球化学,2004,33(6):567-573.
Xie Zengye, Tian Shicheng, Li Jian, et al. Geochemical characteristics and Origin of Feixianguan Formation Oolitic Shoal natural gases in Northeastern Sichuan Basin [J]. Geochimica, 2004, 33(6): 567-573.
- [5] 朱光有,张水昌,梁英波,等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地质前缘,2006,13(2):234-248.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo. The characteristics of natural gas in Sichuan Basin and Its Sources [J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13(2): 234-248.
- [6] 朱扬明,王积宝,郝芳,等. 川东宣汉地区天然气地球化学特征及成因[J]. 地质科学,2008,43(3):518-532.
Zhu Yangming, Wang Jibao, Hao Fang. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Xuanhan Area, Eastern Sichuan [J]. Chinese Journal of Geology, 2008, 43(3): 518-532.
- [7] 王兰生,陈盛吉,杜敏,等. 四川盆地三叠系天然气地球化学特征及资源潜力分析[J]. 天然气地球科学,2008,19(2):222-228.
Wang Lansheng, Cheng Shengji, Du Min. Organic geochemistry characteristics and resources potential of triassic natural gas in Sichuan Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(2): 222-228.
- [8] 郭彤楼. 川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型气藏成藏差异性[J]. 石油与天然气地质,2011,32(3):311-317.
Guo Tonglou. Differences in reservoir-forming between porous and fractured gas pools in carbonates, the Northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(3): 311-317.
- [9] 郭彤楼. 元坝深层礁滩气田基本特征与成藏主控因素[J]. 天然气工业,2011,31(10):12-16.
Guo Tonglou. Basic characteristics of deep reef-bank reservoirs and major controlling factors of gas pools in the Yuanba gas field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 12-16.
- [10] Guo Liguang, Xiao Xianming, Tian Hui, et al. Distinguishing gases derived from oil cracking and kerogen maturation: Insights from laboratory pyrolysis experiments [J]. Organic Geochemistry, 2009, 40(10): 1074-1084.
- [11] Prinzhofer A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases [J]. Chemical Geology, 1995, 126: 281-290.
- [12] Isaksen G H, Central north sea hydrocarbon systems: generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(11): 1545-1572.
- [13] Barker C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(9): 1254-1261.
- [14] 杜金虎,徐春春,汪泽成,等. 四川盆地二叠—三叠系礁滩天然气勘探 [M]. 北京:石油工业出版社,2010,109-110.
Du Jinhu, Xu Chunchun, Wang Zecheng. Exploration of the permian-triassic natural gas in Sichuan Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010, 109-110.
- [15] 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):473-485.
Dai Jinxing, Zou Caineng, Tao Shizhen. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 473-485.
- [16] 魏水建,冯琼,冯寅. 川东北通南巴地区三叠系膏盐岩盖层预测 [J]. 石油实验地质,2011,33(1):81-86.
Wei Shhuijian, Feng Qiong, Feng Yin. Prediction of triassic gypsum cap rocks in tongnanba region of Northeast Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(1): 81-86.
- [17] 张元春,陆黄生,吴海燕. 川东北元坝地区膏盐岩盖层分布特征 [J]. 新疆石油地质,2012,33(4):450-452.
Zhang Yuanchun, Lu Huangsheng, Wu Haiyan. Distribution of gypsum-salt cap rocks in Yuanba area of Northeastern Sichuan Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(4): 450-452.
- [18] 邓模,吕俊祥,潘文蕾,等. 鄂西渝东地区油气保存条件分析 [J]. 石油实验地质,2009,31(2):202-206.
Deng Mo, Lv Junxiang, Pan Wenlei. Hydrocarbon preservation conditions in West Hubei and East Chong Qing [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(2): 202-206.
- [19] 胡光灿,谢姚祥. 中国四川东部高陡构造石炭系气田 [M]. 北京:石油工业出版社,1997.
Hu Guangcan, Xie Yaoliang. Gas fields in the carboniferous in high-steep structures East Sichuan China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [20] 路中侃,魏小微,陈京元. 川东地区石炭系气—水分布规律与保存条件 [J]. 石油勘探与开发,1994,21(1):114-115.
Lu Zhongkan, Wei Xiaowei, Chen Jingyuan. Gas-water distribution and storage conditions in the carboniferous East Sichuan [J]. Petroleum Exploration and development, 1994, 21(1): 114-115.
- [21] 姚雪根. 四川盆地天然气气藏的破坏与保存条件剖析 [J]. 海相油气地质,2007,12(4):21-36.
Yao Xueyin. Analysis of wreck and preservation conditions of natural gas reservoirs in Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007, 12(4): 21-36.
- [22] 马永生,蔡勋育,赵培荣,等. 四川盆地大中型天然气田分布特征与勘探方向 [J]. 石油学报,2010,31(3):347-354.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. Distribution and further exploration of the large-medium sized gas fields in Sichuan Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2010, 31(3): 347-354.