

川东北地区石炭系油气成藏模式

吴 警¹, 史建南¹, 郑荣才¹, 文华国¹, 罗 韧², 胡承飞¹

(1. 成都理工大学, 四川 成都 610059;

2. 中国石油西南油气田分公司川东北气矿, 四川 达州 635000)

摘要:明确川东北地区石炭系油气充注特征、成藏机理有助于对其含油气系统进行深入认识。应用成藏动力学理论,以典型油气藏解剖为基础,以流体来源及其流动样式为核心,采用流体定年技术和油气运移方向示踪技术,通过样品分析测试、数值模拟实验和成藏机理的综合研究表明:志留系有机质是主要的供烃源,黄龙组裂缝—溶孔状白云岩为有利储集体,印支—燕山期地层—构造复合型圈闭提供了聚集空间;黄龙组主要存在 210Ma 和 170Ma 2 期油气充注过程,多期活动的构造裂缝和高压水力破裂缝与 S/C 不整合及 C/P 不整合构成了网状输导体系,从下至上的垂向运移特征显著,侧向局部小范围有一定的运移指向;整体呈现出“下生上储”的喜马拉雅期调整改造式成藏模式。

关键词:油气性质与来源;成藏地质条件;成藏模式;石炭系;川东北

中图分类号: TE122.3

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2015)07-1310-06

引用格式: Wu Jing, Shi Jiannan, Zheng Rongcai, *et al.* Hydrocarbon accumulation modes of carboniferous in northeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(7): 1310-1315. [吴警, 史建南, 郑荣才, 等. 川东北地区石炭系油气成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(7): 1310-1315.]

0 引言

川东北地区位于四川盆地东北部,属扬子板块的北缘,北邻米仓山—大巴山断褶带,东接川东高陡断褶带,西与龙门山前陆盆地北缘相接,是四川盆地重要的天然气聚集区^[1-3]。其天然气藏主要分布于早寒武世—志留世、早二叠世—早三叠世及晚三叠世—中侏罗世形成的 3 个异常超压系统内,具有多层叠置的特点^[4]。其中石炭系黄龙组与二叠系长兴组—三叠系飞仙关组气藏作为重要的勘探开发层位,前人已做了大量基础研究工作,但主要集中于岩相古地理、气源、储层、断裂、地层压力等方面,然而关于川东北地区石炭系油气充注特征、成藏机理与模式等方面的研究尚未见系统报道^[5-12]。本文应用成藏动力学理论,以典型油气藏解剖为基础,以流体来源及其流动样式为核心,采用流体定年技术和油气运移路径示踪技术等方法,通过样品分析测试、数

值模拟实验和成藏机理的综合研究,揭示了川东北地区石炭系油气“下源供烃、垂向输导、高压驱动、多期成藏”的成藏模式,有助于对该地区含油气系统的进一步认识,同时为勘探目标优选提供依据。

1 油气性质与油气来源

通过研究区气藏气组分特征分析及与长兴组—飞仙关组气体性质对比分析结果表明,整体而言,二者均为典型的干气类型(干燥系数 >0.95)^[11,13],但具体成分含量有差异。相对而言,川东北地区黄龙组天然气甲烷含量和干燥系数及含硫量略低于长兴组—飞仙关组,而氮气、氦气含量则略高于长兴组—飞仙关组[图 1(a)],初步表明二者气源可能不同(川东北地区长兴组与飞仙关组礁滩储层气源主要来源于上二叠统龙潭组^[6,11-12])。同时根据热成因气裂解图版投点图[图 1(b)],可判断出川东北地区黄龙组与长兴组—飞仙关组气体成因相似,天然气

收稿日期:2014-12-01;修回日期:2015-01-02.

基金项目:国家自然科学基金项目(编号:41172120)资助.

作者简介:吴警(1990-),女,江苏徐州人,硕士研究生,主要从事油气成藏机理与分布规律研究. E-mail: wujing_jy@163.com.

通讯作者:史建南(1975-),男,辽宁盘锦人,副教授,硕士生导师,主要从事油气地质学研究. E-mail: Shijiannan07@cdut.cn.

的 $\text{Ln}(\text{C}_1/\text{C}_2)$ 值为6~8, $\text{Ln}(\text{C}_2/\text{C}_3)$ 值为0~3,总体表现为随 $\text{Ln}(\text{C}_2/\text{C}_3)$ 值的增大, $\text{Ln}(\text{C}_1/\text{C}_2)$ 值不变

或呈减小趋势,这种分布样式表明气体主要是属于古原油二次裂解成因。

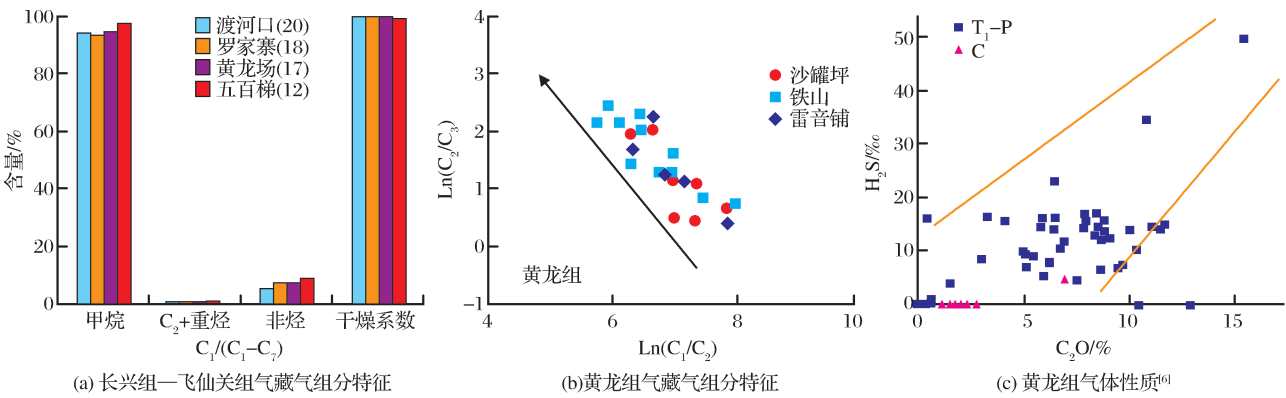


图 1 川东北地区黄龙组与长兴组—飞仙关组气藏气组分对比特征

Fig. 1 Comparison of gas component between Huanglong and Changxing-Feixianguan Formation in northeast Sichuan

川东北地区石炭系主要是一套浅灰色—深灰色白云岩、角砾云岩、角砾灰岩、生屑灰岩,底部夹有石膏,属海湾潮坪沉积的产物^[14]。石炭系生烃条件差,不具备形成工业油气藏的能力。镜下观察,石炭系储层沥青不具分散状特征,主要充填于晶间、粒间溶孔、裂缝和溶沟内,沿隙壁集中分布,表明其为油气运移的产物。根据石炭系及相邻二叠系、志留系的天然气组分、储层生物标志化合物、稳定同位素对比分析,认为石炭系黄龙组的天然气主要来自下伏志留系烃源岩。具体分析如下:①石炭系与二叠系的天然气组分存在明显差异,除上述干燥系数存在差别外,相比而言,黄龙组 H_2S 含量和 CO_2 含量较低[图 1(c)],甲烷碳同位素组成更轻,而石炭系黄龙组则与志留系烃源岩碳同位素组成更为相近(图 2);②在储层沥青组成特征上,石炭系与二叠系相异而与志留系相似,氯仿沥青“A”族组成中石炭系饱和烃含量较高而二叠系较低,沥青质含量则反之,石炭系下伏志留系也是饱和烃含量较高,而沥青质含量较低。

2 油气成藏地质条件与地质作用

2.1 油气生储盖特征

四川盆地东部及东北部志留系是一套广海陆棚环境沉积的腐殖—腐泥型烃源岩^[5],主要包括黑色页岩、深灰色泥岩,烃源岩厚度为 200~700m,分布较广。其中的黑色页岩厚为 20~70m,有机碳含量平均为 1.65%,最高达 3.15%,以低等水生生物为主,干酪根 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值约为-30‰,有机质类型好,早期以生成液态烃为主;深灰色泥岩有机碳含量为

0.09%~0.97%,平均为 0.14%,有机质类型为腐殖—腐泥型。烃源岩有机质热演化程度较高, R_o 值平均为 2.3%,已达到干气演化阶段。区域内,大巴山前缘演化程度相对较低,志留系 $R_o\leq 2.4\%$,其余大部分区域 R_o 值为 2.4%~3.8%,均达到高成熟到过成熟演化阶段(图 3)。通过黄龙场构造钻遇志留系探井——黄龙 5 井的埋藏史、热史、生烃史模拟,结合实测镜质体反射率拟合校正分析,可知志留系烃源岩生油高峰期为中晚三叠世(印支运动晚幕:210Ma),原油裂解气高峰期为中晚侏罗世(燕山运动中幕:170Ma)。

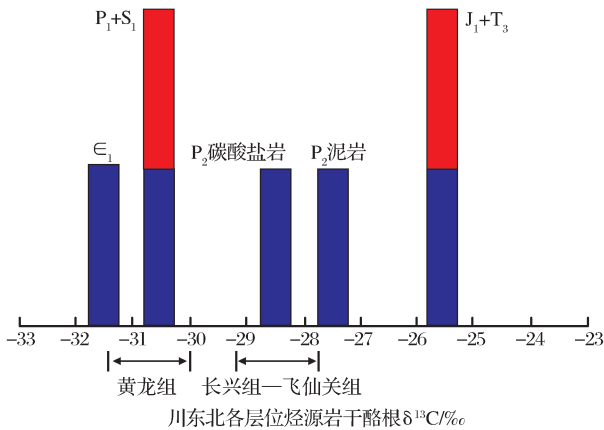


图 2 川东北地区黄龙组气源对比

Fig. 2 Comparison diagram of gas sources in northeast Sichuan Huanglong Formation

黄龙组储集岩主要为砂屑白云岩、生屑白云岩、鲕粒白云岩、云质岩溶角砾岩和晶粒白云岩,整体属于低孔低渗裂缝—孔隙型储层。川东北地区石炭系储层厚度变化很大,其中温泉井、铁山、蒲西等构造

储层厚度相对较大,超过 30m。而马槽坝等构造储层厚度较小,小于 5m。黄龙组气藏主要存在 2 类盖层,上覆梁山组直接盖层和二叠系栖霞组—三叠系嘉二段的间接盖层,其封盖能力均较强。其中二叠系底部梁山组的泥页岩,其分布连续,厚度稳定在 10~20m 之间,铁山北、马槽坝一带梁山组钻厚可达 30m 以上。石炭系气藏的直接封盖层孔喉宽度小,最大喉道宽度一般在 0.025~0.062 μm 之间,孔隙度基本小于 0.7%,排替压力高,多在 10MPa 以上。由此可见,梁山组泥页岩是川东北地区石炭系气藏的优质盖层,具有很强的封闭能力。总之,石炭系气藏上覆的直接、间接盖层品质优良,盖层条件优越,这也是包括川东北地区的整个川东地区,在一系列褶皱强烈的高陡背斜上仍然保存有石炭系气藏(包括大中型气藏)的重要原因。

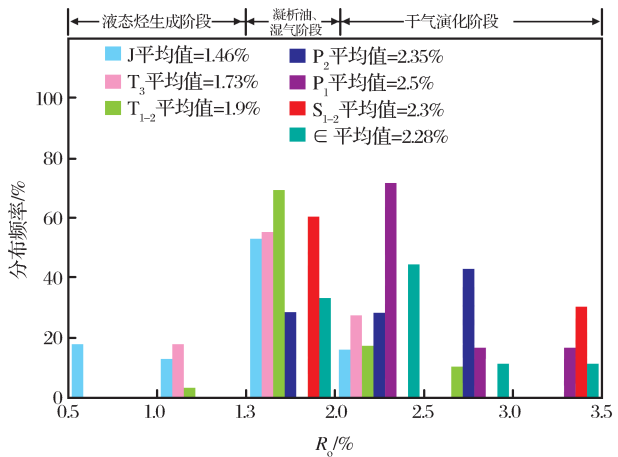


图3 川东北地区潜在烃源岩有机质成熟度对比
Fig. 3 Organic maturity comparing from potential generating rocks in northeast Sichuan

2.2 油气充注特征

2.2.1 充注动力与期次

研究区石炭系现今有常压气藏,也有高压气藏,甚至超高压气藏,以常压气藏为主,高压气藏主要集中在龙会场、芭蕉场等构造区(压力系数超过1.4)。以现今钻探的实测地层压力为约束条件和起始点,本文采用一维古压力模拟演化的方法对研究区黄龙5井黄龙组进行了古压力恢复研究,再现研究区石炭系沉积以来压力场的演化历史。单井模拟结果显示从440Ma以来,地层压力呈现出缓慢上升—急剧升高—缓慢降低的演化过程,其中压力峰值出现在早中燕山期的晚侏罗世(170~140Ma),最大压力系数超过1.6。综合分析认为,燕山运动构造挤压应力增强和燕山期油裂解成气为主要的增压机制。此外,燕山期

高压发育与油气充注期有较好的耦合关系,高压发育有利于形成或重新开启(微)裂缝,为油气运移提供了裂缝型输导通道,同时,油气充注期发育的高压是油气运移的主要驱动力,对油气/流体(包括热卤水)流动样式和运聚方向都有着重要的控制作用。

根据含烃流体包裹体产状、相态、颜色、均一温度测试与观察,以及镜下透射光/荧光薄片观察结果,初步表明研究区黄龙组主要储层至少存在2期油气充注过程。又据与烃类包裹体共生的同期盐水包裹体均一温度分布直方图中出现2个主峰值,分别在110℃和170℃附近,将各期与烃类包裹体相伴生的同期盐水包裹体的均一温度“投影”到附有古地温演化的埋藏史图中,同时考虑与印支—燕山期构造运动匹配关系,认为研究区黄龙组多数气藏充注期次应为先后的2期,局部气藏还存在晚期的气体调整过程:第一期为正常油(210Ma左右)充注;第二期为裂解气(170Ma左右)充注(原地裂解或次生气藏)。由于本文检测出一定量的大于200℃的高温流体包裹体,认为是晚燕山—喜马拉雅期构造运动导致的部分气体调整和晚期定位(70Ma左右)。

2.2.2 充注通道与方向

通过前期野外露头观测、钻井岩心观察、地震剖面/测井曲线识别、镜下微观统计等多种地质、地球物理方法综合分析,认为川东北地区石炭系气藏主要发育断裂/裂缝、不整合和连通储集层3种类型的输导体,其不同的组合样式构成了研究区多种输导体系类型,并且以通源断裂,加之局部不整合半风化岩层和连通性白云岩储集层输导体共同构成的阶梯状或网状输导体系为主。

通过选取黄龙场、温泉井、铁山、雷音铺等构造10件包裹体样品的含烃包裹体颗粒指数作为充注方向的示踪剂(示踪原理:靠近气藏区含烃包裹体颗粒指数增加),分别进行了平面上及垂向上油气充注方向的研究。分析结果如下:整体而言,流体示踪效果较好,研究区以垂向运移为主、侧向近距离运移为辅。具体而言,油气自下而上的垂向运移特征示踪明显,如图4(a)所示,铁东2井和芭蕉1井各4个流体运移示踪点均显示了垂直方向上的运移特征,这也是研究区主要的运移指向特征;其次,如图4(b)所示,在研究区局部小区域也存在一定的侧向运移指向,如黄龙5井—芭蕉1井—温泉1井、罐14井—罐25井、雷6井—雷11井、铁山6井—铁东2井—铁山2井、景市1井—七里25井均有GOI含量增大趋势,显示良好的从北向南的侧向运移指向。

征,成藏模式的建立有利于区分不同类型的油气藏,并确定不同油气藏的勘探方向。川东北地区天然气成藏模式是基于典型成藏特征和成藏机制而建立的。首先从有效烃源岩出发,以油气充注时间为纽带,以输导体系为重点,综合分析认为,研究区可定义为志留系—石炭系含油气系统。整体呈现出志留系泥页岩供烃、黄龙组白云岩储集、二叠系及上覆岩层封盖,早期原油垂向充注、后期原地裂解并侧向聚集,伴有局部晚期调整的成藏模式(图5)。具体而言,志留系原油通过断裂沟通、S/C不整合、C/P不整合和裂隙输导,初次运移至黄龙组裂缝—溶孔状白云质岩溶型储层,在印支—燕山期地层—构造复合型古圈闭中以“下生上储”式聚集成古油气藏,后被喜马拉雅期改造,在主体背斜和潜伏背斜内聚集成藏。

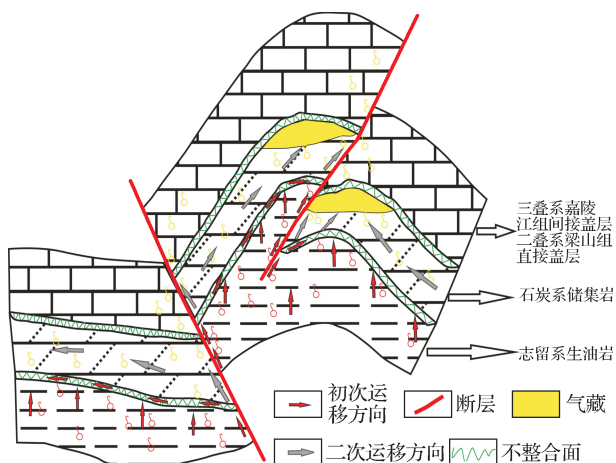


图5 川东北地区石炭系黄龙组成藏模式

Fig. 5 Accumulation model of carboniferous Huanglong Formation reservoirs in northeast Sichuan

4 结论

(1) 石炭系黄龙组气组分显示中低含硫的干气特征,与长兴组—飞仙关组来自上二叠统的气体组分特征有别,反映气源主要为志留系原油裂解;志留系发育一套海相泥页岩沉积,厚度大、分布广,生烃能力强;黄龙组厚层裂缝—孔隙型白云岩储层,储集物性较好;上覆地层直接盖层、间接盖层发育,封盖能力强。

(2) 与印支—燕山期构造运动匹配,黄龙组存在2期油气充注过程;多期活动的构造裂缝和高压水力破裂缝与不整合构成了网状输导体系。

(3) 通过含烃包裹体颗粒指数示踪油气运移路径,认为黄龙组从下至上的垂向运移特征显著,侧向

局部小范围有一定的运移指向。

(4) 川东北地区天然气呈现出志留系生烃、断裂沟通、S/C不整合、C/P不整合和裂隙输导、裂缝—溶孔状白云质岩溶型储层、印支—燕山期地层—构造复合型古圈闭中以“下生上储”式聚集成古气藏的特征,后经喜马拉雅期改造,在主体背斜和潜伏背斜内聚集成藏。

参考文献(References):

- [1] Pan Changlin, Liu Shugen, Ma Yongsheng, *et al.* Exploration potential analysis of natural gas in middle-shallow formations, northeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2011, 18(5): 9-13. [盘昌林, 刘树根, 马永生, 等. 川东北地区中浅层天然气勘探潜力[J]. *油气地质与采收率*, 2011, 18(5): 9-13.]
- [2] Liu Shugen, Ma Yongsheng, Huang Wenming, *et al.* Densification process of Upper Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(4): 485-496. [刘树根, 马永生, 黄文明, 等. 四川盆地上震旦统灯影组储集层致密化过程研究[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(4): 485-496.]
- [3] Pan Changlin, Liu Shugen, Ma Yongsheng, *et al.* Reservoir characteristics and main controlling factors of the Xujiahe Formation in northeastern Sichuan Basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2011, 33(3): 27-34. [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.]
- [4] Xu Yangang, He Ziai, Zeng Fangang. Characteristics of gas accumulation in northeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2004, 25(3): 274-278. [徐言岗, 贺自爱, 曾凡刚. 川东北天然气成藏特征[J]. *石油与天然气地质*, 2004, 25(3): 274-278.]
- [5] Chen Haoru, Zheng Rongcai, Luo Ren, *et al.* Reservoir characteristics and main controlling factors of Huanglong Formation in northeastern Sichuan, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2014, 41(1): 36-44. [陈浩如, 郑荣才, 罗韧, 等. 川东北地区黄龙组储层特征及主控因素[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2014, 41(1): 36-44.]
- [6] Chen Jianfa, Tang Youjun, Xu Liheng, *et al.* Comparison of geochemical characteristics of Carboniferous and Permian-Triassic natural gas in northeast Sichuan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(6): 741-747. [陈践发, 唐友军, 徐立恒, 等. 川东北地区石炭系与二叠系—三叠系天然气地球化学特征对比研究[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(6): 741-747.]
- [7] Chen Zhenlin, Luo Kaiping, Chen Xiao. Predication of the Carboniferous distribution in Tongnanba structure[J]. *Oil & Gas Geology*, 2002, 23(3): 293-294. [陈振林, 罗开平, 陈晓. 通南巴构造石炭系分布预测[J]. *石油与天然气地质*, 2002, 23(3): 293-294.]

- [8] Guo Yihua. The pool formed rule of natural gas and diagenesis of Carboniferous reservoir in east Sichuan[J]. Journal of Southwestern Petroleum Institute, 1994, 16(1): 1-10. [郭一华. 川东地区石炭系储层成岩作用和天然气成藏规律[J]. 西南石油学院学报, 1994, 16(1): 1-10.]
- [9] Liu Hong, Tan Xiucheng, Zhou Yan, *et al.* Prediction of platform-edge bank carbonate reservoir in Feixianguan Formation of Huanglongchang Gasfield in the northeastern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 219-224. [刘宏, 谭秀成, 周彦, 等. 川东北黄龙场气田飞仙关组台缘滩型碳酸盐岩储层预测[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 219-224.]
- [10] Shi Jiannan, Zheng Rongcai, Xu Fabo, *et al.* Characteristics and accumulation effects of temperature-pressure fields in Changxing Formation, eastern Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2009, 36(5): 531-537. [史建南, 郑荣才, 徐发波, 等. 四川盆地东部长兴组温压场特征及成藏效应[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2009, 36(5): 531-537.]
- [11] Liu Guangxiang, Lao Jingyuan, Pan Wenlei, *et al.* Genetic types of the natural gas in the northeast and the east of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(6): 512-516. [刘光祥, 陶静源, 潘文蕾, 等. 川东北及川东区天然气成因类型探讨[J]. 石油实验地质, 2002, 24(6): 512-516.]
- [12] Ma Yongsheng. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Puguang Gasfield on eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(1): 1-7. [马永生. 普光气田天然气地球化学特征及气源探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 1-7.]
- [13] Dai Jinxing, Xia Xinyu, Wei Yanzhao, *et al.* Carbon isotope characteristics of natural gas in the Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2001, 23(2): 115-121. [戴金星, 夏新宇, 卫延召, 等. 四川盆地天然气的碳同位素特征[J]. 石油实验地质, 2001, 23(2): 115-121.]
- [14] Zhang Jingqian, Li Xiangbo, Liu Huaqing. Theory and practice of petroleum inorganic origin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2013, 28(1): 1-11. [张景廉, 李相博, 刘化清. “石油无机成因说”的理论与实践[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2013, 28(1): 1-11.]
- [15] Wu Chonglong, Lin Zhongmin, Mao Xiaoping, *et al.* Concept, research status and trend of “hydrocarbon pooling patterns”[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 673-683. [吴冲龙, 林忠民, 毛小平, 等. “油气成藏模式”的概念、研究现状和发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 673-683.]

Hydrocarbon Accumulation Modes of Carboniferous in Northeastern Sichuan Basin

WU Jing¹, SHI Jian-nan¹, ZHENG Rong-cai¹, WEN Hua-guo¹, LUO Ren², HU Cheng-fei¹

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

2. PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company in Northeast Sichuan, Dazhou 635000, China)

Abstract: Research on the filling characteristics and reservoir mechanism of Carboniferous oil and gas in northeast Sichuan Basin helps the understanding of the petroleum system. Based on the dynamics of petroleum accumulation, typical hydrocarbon reservoir analysis, fluid source and its flow pattern, combined with fluid inclusion and tracking hydrocarbon migration path techniques, the regularity of hydrocarbon accumulation have been analyzed through sample analysis and numerical simulation experiment. Results suggest that the organic matter from Silurian is the main source rock; the dolomite from Huanglong Formation is the favorable reservoir; the stratum-structure trap in Yinshi-Yanshan tectonic period provides a gathering space. There are two filling-periods in 210Ma and 170Ma. The tectonic fissure and S/C-C/P unconformity constitute reticular-passage system. Vertical migration is prominent and lateral migration is minor, which shows the accumulation model of “lower-generation and upper storage” adjustment reconstruction in Xishan period.

Key words: Hydrocarbon property and source; Geological conditions; Hydrocarbon accumulation modes; Carboniferous; Northeastern Sichuan Basin