

川东北地区侏罗系油气地质特征 与成藏主控因素

李 军¹, 陶士振¹, 汪泽成¹, 邹才能¹, 高晓辉¹, 王世谦²

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油西南油气田公司, 四川 成都 610051)

摘要:基于四川盆地东北部(川东北)地区区域构造演化和侏罗系油气地质条件研究,分析了研究区侏罗系油气地质特征与成藏主控因素。认为川东北地区经历了从内陆克拉通之后的大型淡水坳陷湖盆阶段向大巴山前陆盆地阶段的转换过程。同时,通过对川北前陆盆地生烃演化与油气运移特征,大巴山构造演化与圈闭发育特征,及其对油气成藏作用分析,剖析了川东北地区侏罗系自流井组大安寨段、凉高山组、沙溪庙组油藏成藏主控因素和富集规律,指出川东北地区侏罗系油藏为成岩后期油藏,即成岩压实作用之后烃源岩才大量生烃,聚集成藏,表现为储层成岩演化与生烃演化的不协调性,导致研究区含油气层系多、发育不规则、油气分布分散而又不均匀,且油气层只产油气、不产水。

关键词:油气地质特征;成藏主控因素;油气富集规律;侏罗系;川东北

中图分类号:TE122

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2010)05-0732-10

0 引言

四川盆地东北部(川东北)地区侏罗系为老区中的新领域,勘探和研究程度均较低^[1-2]。研究区钻井、地震资料较少。本文根据目前现有的有限资料,基于川东北地区侏罗系区域构造演化与油气地质条件分析,对川东北地区成藏条件、成藏规律和主控因素作以简要分析,指出了侏罗系油气勘探的主要领域,形成了一些宏观规律性的初步认识,为区带优选和前景评价以及下一步勘探和研究提供基础和参考建议。

研究区范围包括川北凹陷及外围,南至川中隆起,北至大巴山,西临川西凹陷,东跨川东高陡构造带(图 1)。研究区侏罗系地层为一套湖相、泛滥平原及河流三角洲沉积,自下而上分为自流井组、凉高山组和沙溪庙组,自流井组为湖相泥岩与介壳灰岩不等厚互层,凉高山组为泛滥平原及河流三角洲沉积的灰白色砂岩和泥岩,沙溪庙组底部为灰白色砂岩,中上部为大套浅棕红色、浅褐色砂岩。

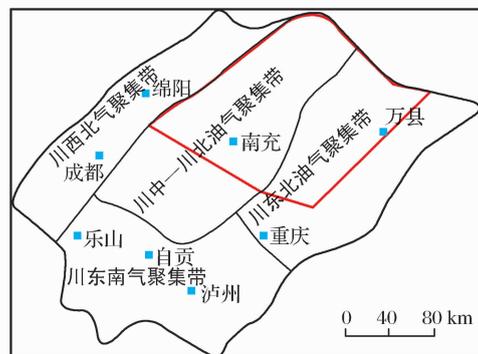


图 1 四川盆地油气聚集带与研究区位置

1 川北前陆盆地生烃演化与油气运移特征

1.1 早中侏罗世处于湖盆广布的沉积背景下,烃源岩及油气分布广泛

大安寨期和凉高山期处于湖盆广泛分布的沉积

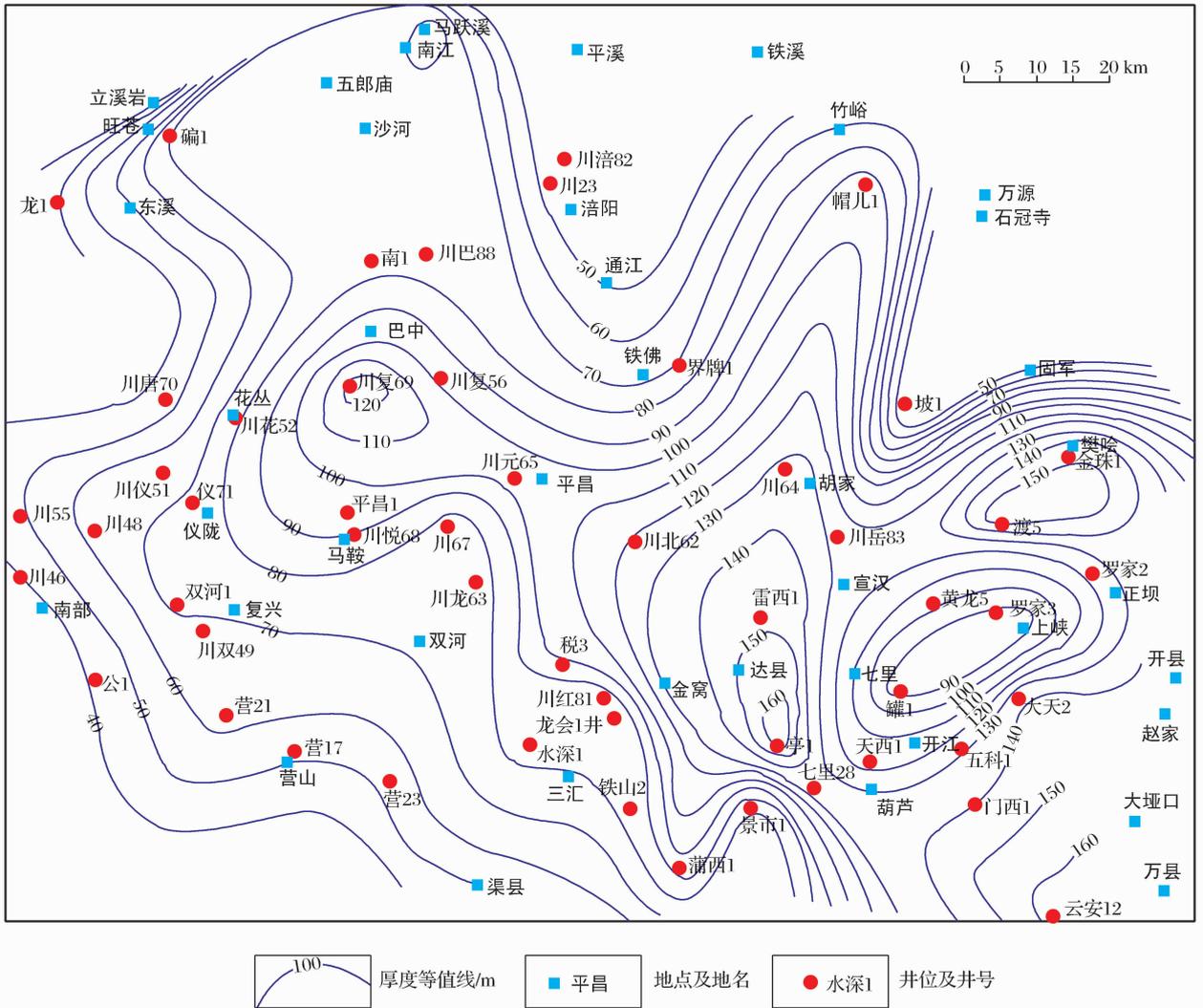


图2 川东北地区侏罗系凉高山组暗色泥岩厚度分布特征

背景下,研究区烃源岩较为发育,分布广、厚度大(图2),有机质丰度高(多数 TOC>1.0%)。在纵向上烃源岩分布层位多(研究区中部、南部为凉高山组和大安寨段,大巴山前缘具有 J、T₃、P₂ 和 S₁ 等多套多层烃源岩(但侏罗系油气主要为自生自储,断裂发育部位可能存在少部分 T₃ 烃源岩的贡献),横向展布范围广(东西遍布整个研究区,南部与川中连片,北部抵达大巴山前);有机质丰度高于川中地区。川北凹陷为侏罗系生烃中心,TOC=1.0%~1.5%,川中地区 TOC 主要在 0.7%~1.2% 之间。研究区南北区域成熟度有差异,南低北高,研究区油气并存,但南北分布有差异,总体来看北部以气为主,中部油气共生,南部以油为主^[3]。

1.2 南北不同区带烃源岩生排烃及原油物性特征

四川盆地东北部不同区带由于所处的构造沉积环境不同,因而生排烃特征也明显不同。川北凹陷

烃源岩埋深大,处于异常高压带,储层致密,故总体而言排烃不畅,表现为泥页岩低密度、高声波时差的特点,且氯仿沥青“A”明显偏高。这从烃源岩及油气地球化学特征明显看出,川北凹陷凉高山组烃源岩氯仿沥青“A”含量为 0.004 0%~0.450%,明显高于大巴山前缘(如界牌 1 井)(表 1)。油气物性和组成特征也明显不同,川北凹陷(如川 41 井)凉高山组油的比重大(>0.83),含腊量高,粘度高,颜色深(一般为墨黑、黄绿、绿黄色),不透明,芳烃含量高,初馏点高,馏程长,为重质原油^[4-5]。凉高山组的天然气,甲烷含量较低(78%左右),重烃含量高,属湿气或溶解气,而大安寨段的天然气,甲烷含量高,比重小,多属凝析气。造成这种差异的主要因素可能是与生成油气的原始有机质类型、埋深、演化程度、运移远近以及盖层好坏有关。而北部的靠近大巴山前缘带,凉高山组和大安寨段的油

气总体上油质轻、含蜡量较低,如川复 52 井凉高山组原油无色透明,比重低,为 0.763 1,汽油含量占 50%左右,主要为烷烃和环烷烃,含量达 96.05%,芳烃含量较低,为 3.95%,属轻质原油,天然气比重为 0.629 9,甲烷含量为 87.97%,重烃含量较高。从研究区已有烃源岩分析资料来看,以界牌 1

井为例(图 3a),凉高山组烃源岩族组成分析结果表明(表 1),饱和烃含量明显偏低,芳烃含量明显偏高,而川中地区截然相反(图 3b),饱和烃含量明显偏高,而芳烃含量明显偏低,这表明四川盆地东北部烃源岩成熟度高,但通常情况下排烃不是很充分,取决于构造及断裂裂缝发育情况。

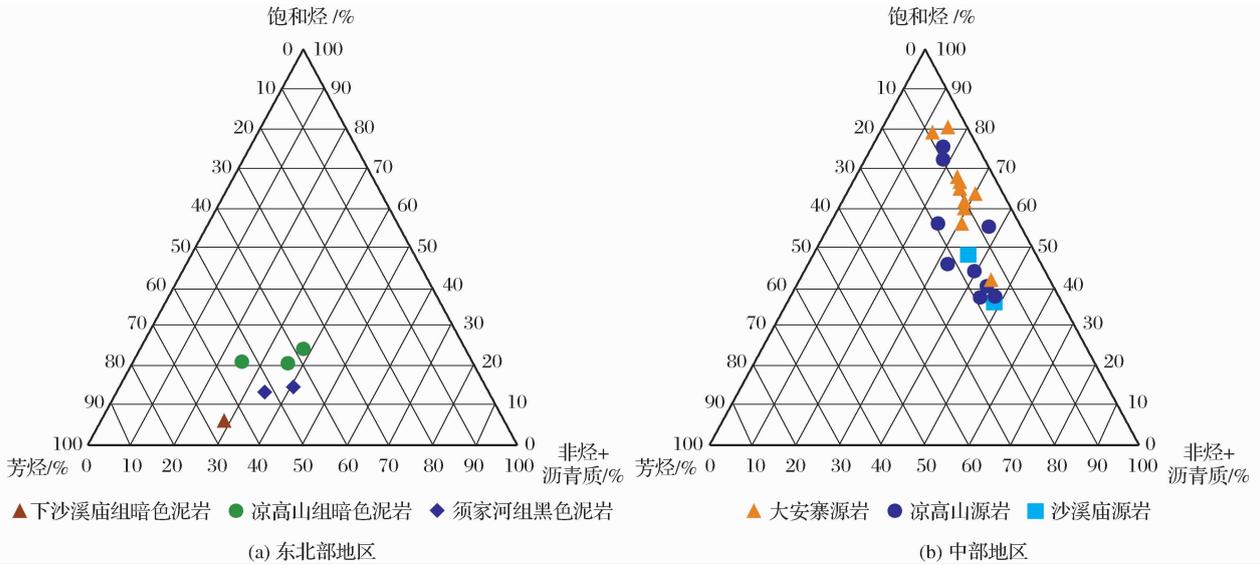


图 3 四川盆地东北部地区和中部地区侏罗系烃源岩族组成特征

表 1 凉高山组烃源岩地球化学特征

井号或地区	氯仿沥青“A”含量/%	族组成	
		饱和烃含量/%	芳烃含量/%
界牌 1 井	0.003 0~0.005 1	5~25	38~65
川中地区	0.003 6~0.035 1	36~82	4~22
川北凹陷	0.004 0~0.450 0	41~85	3~15

1.3 有效烃源区分布广泛、就近运聚、就近补给

四川盆地东北部有效烃源区分布广,不仅研究区东部沉积中心的厚层源岩是有效源岩,西部石龙场—仪陇地区的较薄层源岩也是有效的烃源岩,事实上四川盆地东北部存在 2 个生烃中心,分别位于巴中北和达县—宣汉。目前在石龙场、巴中和平昌地区所发现的凉高山组和沙溪庙组油气藏,其油气源主要来自本地的凉高山组半深湖相的较薄层源岩(120~180 m),而非东部沉积中心的半深湖—深湖相的较厚层源岩(160~200 m),因为川北地区西部仪陇—巴中—平昌一带也存在高丰度的优质烃源岩。由于早燕山期沉积中心的不断变迁,在凉高山中期沉积中心位于西部,沉积了一套有机质丰度较高(TOC 为 1.0%~2.0%以上)的泥页岩,凉高山中晚期沉积中心迁移到达县—万县—开县一带,沉

积了一套厚度较大的泥页岩,晚燕山期沉积中心又迁移到西部地区,从仪陇—平昌区块的震旦系剖面来看,现今侏罗系地层仍是东高西低,向东抬起。以致于晚燕山期烃源岩达到生烃高峰时,油气由东向西运移的可能性不大。

1.4 油气运移的动力、路径和方向

四川盆地北部总体而言构造平缓,油气运移受浮力影响有限,运移的动力除浮力以外,异常高压是油气运移的重要动力因素之一;运移的路径主要为断裂、层间缝或不整合面;运移的方向以垂向运移为主、侧向运移为辅,南北运移为主、东西运移为辅;运移的特征是,就近运移、就近捕获。因为仪陇—平昌凹陷油源主要来自原地凉高山组和大安寨段,而非来自东部凉高山组沉积中心的深湖—半深湖区,因为晚燕山期生油高峰阶段,侏罗系地层东高西低,东部烃源岩所生油气很难优先进入西部发生由东向西的运聚作用。大巴山前缘带在燕山期由于川北前陆冲断作用,已有明显的构造起伏,因此,油气的运移受到构造和浮力影响较为明显,但侧向运移的规模不大。公山庙—营山北斜坡,油气以侧向运移为主,包裹体检测结果表明^[6-8],川北凹陷生成的油气沿着不整合面或断层面面向南部斜坡方向运移。

以上不同区带的油气运移特征,决定了油藏规模和分布特征也有明显不同。川北凹陷和大巴山前缘带因总体上就近运移、就近捕获,通常形成的油藏规模有限,且较分散,当然油藏规模还受储集体规模和裂缝发育程度制约。而公山庙—营山北斜坡带,由于存在大规模侧向运移,又有本地烃源补给,断裂裂缝、构造圈闭和岩性地层圈闭条件也非常有利,所以具有形成较大规模油气藏的条件。

2 沉积储层特征

主要分析沉积相对烃源岩和储层纵向、横向分布的控制,同时对侏罗系 3 套储层进行分层分析和评价。

2.1 沉积相对油气分布的控制

四川盆地东北部地区在中、下侏罗统的各组、段中已发现了工业油气流,并见到大量的油气显示。经研究,进一步明确了烃源层的纵向、横向分布。在纵向上,珍珠冲组的暗色泥质岩、自流井组尤其是东岳庙段和大安寨段的暗色泥质岩以及凉高山组的暗色泥质岩均是良好的烃源岩,以凉高山组最好,大安寨段次之,珍珠冲组、东岳庙段与马鞍山段中的暗色泥质岩相对较薄。在横向上,烃源岩发育的地区主要是研究区中部的仪陇—达县地区,其次是东部的万县—开县地区。从凉高山组与大安寨段暗色泥质

岩的厚度大、质量好、分布面积广等特征来看,其生烃潜力较大,加上其埋藏较浅,因此今后应高度重视对这些层系的油气勘探。

关于沉积相对有利储层的控制方面,大安寨段的介壳灰岩,以及凉高山组与下沙溪庙组的砂岩都可作为储层,尤其是大安寨段介壳灰岩、凉高山组与下沙溪庙组中的砂岩,夹于或靠近良好的烃源岩,更易捕获油气,应该密切注意。大安寨段介壳灰岩以阆中—巴中—平昌—开江—万县大垭口一带发育较好,其厚度占地层厚度的 30% 以上,尤其是川 45—1 井区与开江—七里峡地区,介壳灰岩占地层的 40% 以上甚至 70%;凉高山组砂岩尤以研究区北部的旺苍—九龙山地区、坪溪—巴中地区以及宣汉—达县—开江地区发育较好,砂岩占地层的 30% 以上;下沙溪庙组砂岩在川东北地区广泛分布。至于盖层,各组段区均有泥质岩直接盖层,上、下沙溪庙组中的大套泥质岩既是直接盖层,亦可作为区域盖层,因此保持条件也较好。

2.2 侏罗系储层分布特征

侏罗系主要发育自流井组大安寨段、凉高山组和下沙溪庙组 3 套储层,每套储层特征明显不同,分别阐述如下:

(1) 大安寨段储层分布特征

川东北地区共发育 3 个介壳滩,其中开江介壳

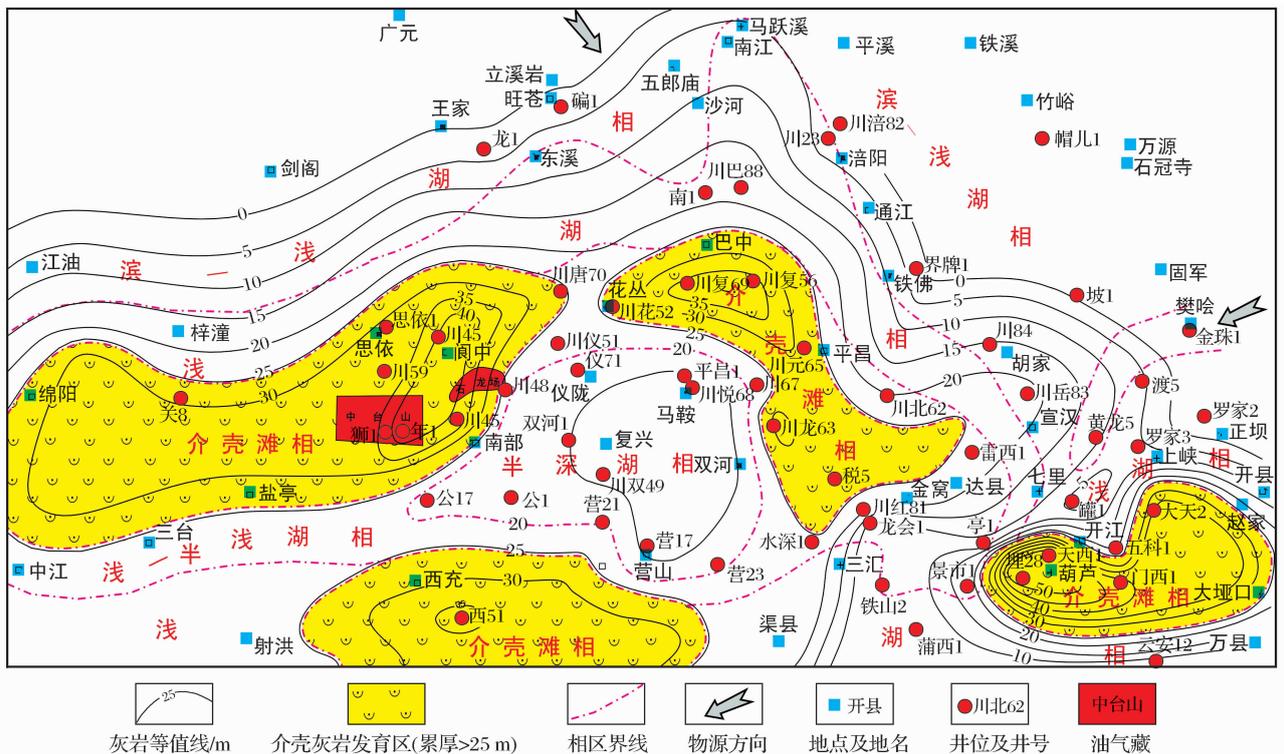


图 4 四川盆地东北部侏罗系自流井组大安寨段介壳滩油气藏勘探成果分布特征

滩和绵阳—盐亭—阆中介壳滩物性相对较好,孔隙度在 1.07%~2.7%之间,主力储层主要由黑褐色、褐灰色厚层块状介壳灰岩组成,单层厚度一般在 5~8 m 左右,主要分布在大一亚段和大三亚段(川鸭 46 井、川 44 井、川花 52 井及开江葫芦乡剖面),在构造裂缝发育部位,介壳灰岩常常沿裂缝被溶蚀,形成裂缝—孔隙型储集空间,大大地改善了介壳灰岩储层的储集性能;而大二亚段主要由黑色页岩组成,夹薄层状介壳灰岩、含泥介壳灰岩,在半深湖区由于生烃增压作用,使得这些薄层状介壳灰岩常发育微裂缝,并与微裂缝发育的黑色泥岩一起形成较好的储集空间,例如川 44 井裂缝性泥岩中可产油 1.04 t/d。依照川中地区介壳灰岩储层的评价标准,开江介壳滩和绵阳—盐亭—阆中介壳滩,总体评价为 II 类储层。

巴中—平昌—税家槽介壳滩物性相对较差,一般孔隙度小于 1.0%。该介壳滩的主要储层为厚层块状泥质介壳灰岩,单层厚度一般大于 5 m,由于介壳灰岩中泥质含量较高,压实作用较强,即使在裂缝发育部位,瓣鳃碎片也只能部分被溶蚀,因此溶蚀作用相对较弱,介壳灰岩的储集性能稍差,总体评价为 III 类储层。

(2) 凉高山组储层分布特征

凉高山组砂岩储层主要发育在 3 个三角洲发育带内,其中万源—达县三角洲砂岩储层的平均孔隙度为 2.11%;平溪—巴中三角洲砂岩储层的平均孔隙度为 3.0%;旺仓三角洲储层的平均孔隙度为 5.0%,凉高山组砂岩储层的渗透率均小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。尽管万源—达县三角洲储层物性相对较低,但是由于万源—达县三角洲砂体厚度大,分布面积广,而且紧邻凉高山组烃源岩,极易捕获油气,因此,在断裂、裂缝发育部位储集性能变好,也可能发育 II 类储层。

(3) 下沙溪庙组储层分布特征

与凉高山组储层发育带相似,川东北地区下沙

溪庙组砂岩储层也主要发育在靠近大巴山和米仓山 3 个厚河道砂发育带,其中万源—达县河道砂发育带内浊沸石溶孔发育,物性最好,孔隙度一般在 4%~5%之间,最高可达 11.2%;平溪和旺仓—阆中河道砂体发育带浊沸石溶孔发育较差,孔隙度相对较低,一般在 3%~4%之间。根据川中地区碎屑岩储层评价标准,万源—达县河道砂发育带砂岩储层为 II 类储层;而平溪和旺仓—阆中河道砂体发育带砂岩储层为 III—II 类储层。

3 区域构造演化与圈闭发育特征

研究区不同部位圈闭发育各具特色,圈闭发育模式、风格和分布受周围山系区域构造演化控制。

3.1 区域构造运动对研究区油气的控制作用

四川盆地东北部陆相层系油气区受三大山系(龙门山、大巴山和华莹山)直接制约,经历了 2 次大构造运动(燕山运动、喜马拉雅运动)^[9-11]。构造演化和变形复杂,控制着大巴山前陆盆地演化^[12],早侏罗世川北为一内陆湖盆,中侏罗世进入前陆盆地演化阶段。

构造运动对研究区油气的控制作用主要表现为以下几个方面:①控制前陆盆地沉积体系和成藏体系的形成和演化;②构造活动的不均衡性导致沉积中心的变迁,以至于烃源岩分布广泛、油气分散;③构造挤压虽是导致异常高压的次要因素,但却是油气运聚的动力因素之一;④断裂构造作为油气运移通道(沙溪庙组油气藏);⑤裂缝是川北凹陷的油气储集和成藏的重要控制因素之一;⑥构造运动控制局部构造形态及圈闭的形成和演化。

3.2 不同区带局部构造与圈闭发育和展布特征不同

研究区周边受多元复合动力作用,构造变形复杂,圈闭类型多、分布广。但不同地区局部构造圈闭发育特征不同,大巴山前缘带局部构造成排成带展布(图 5),而川北凹陷区呈孤立的穹隆状展布。

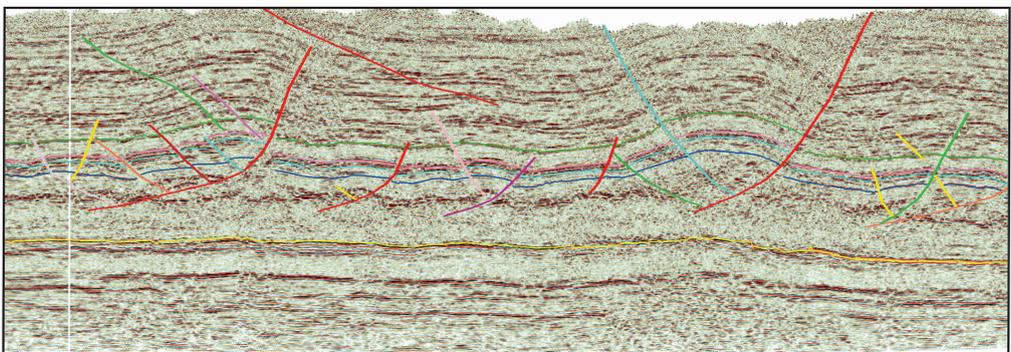


图 5 大巴山 00DBS006 地震测线构造解释剖面

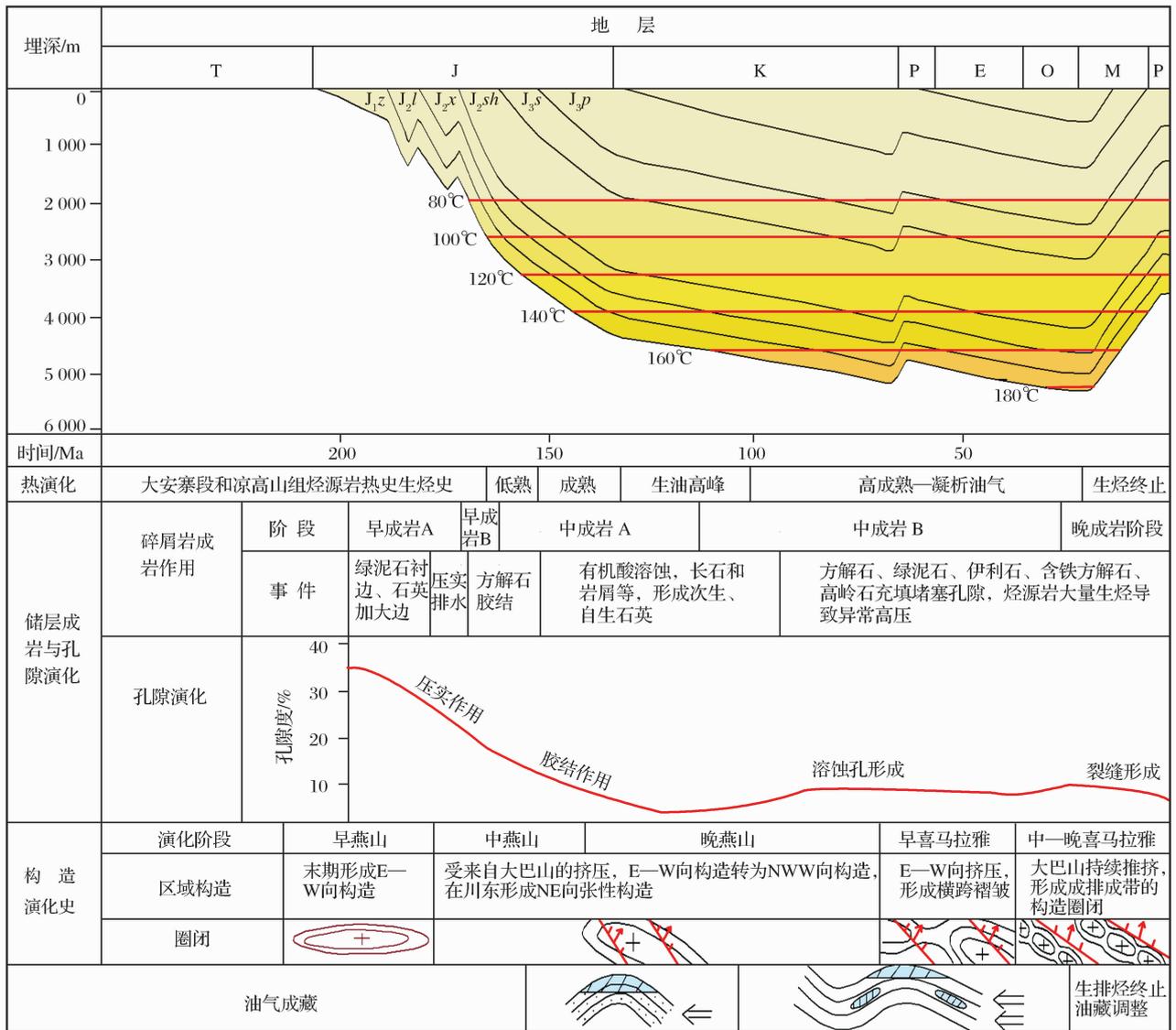


图 6 四川盆地东北部侏罗系含油气系统事件

龙门山前缘和大巴山前缘具有明显不同的构造成因机制和变形特征,前者为基底卷入型的逆冲构造,后者深浅层构造样式不一,前缘发育反冲断层。而远离山前的川北凹陷区,断褶活动和变形较弱,但小断层和裂缝较发育,发育一些低幅构造和圈闭,泥岩的晚期生烃增压及由此导致裂缝发育构成压力封存箱,是川北凉高山组一个重要而特殊的圈闭类型。

燕山早期于早侏罗世末发生冲断作用,以至于大巴山前缘带侏罗系局部构造发育,大巴山浅层断层相关褶皱明显,有利于圈闭的形成,且与烃源岩生烃演化相匹配,为有效的成藏圈闭。从凉高山组顶面构造图上也可以看出,在川北凹陷、北部通南巴以及东部的宣汉—达县地区局部构造均较发育。

3.3 构造、圈闭和生排烃在时空上形成有效的匹配
综合研究表明,四川盆地东北部热史生烃史、油

气运聚史和圈闭发育史在时空上形成有效的匹配组合(图 6)。热史生烃史模拟结果表明,下侏罗系烃源岩在中侏罗世开始进入低熟阶段,侏罗世中晚期进入成熟阶段,白垩纪开始进入生油高峰期,随后进入凝析油—湿气阶段,而在晚燕山期断裂构造发育,油气发生大规模运聚,这一时期也是圈闭的发育期,油气得以运聚成藏,喜马拉雅期油气藏受到一定程度的改造,形成一些次生油气藏。

4 侏罗系各组段油气分布控制因素与富集规律

侏罗系各组段沉积、生油和储层条件等存在明显差异,因而油气分布控制因素与富集规律也存在一定差异^[13]。

4.1 沙溪庙组油藏分布控制因素与富集规律

沙溪庙组总体为泛滥平原相,在研究区北部发育河流相3个主河道砂体,据以上分析可知,由于南北成藏条件和成藏模式的差异性,故不同区带油气富集规律也有所差异。

四川盆地东北部侏罗系油源充足,但沙溪庙组自身不具备生烃条件,故自下而上油源断裂的存在对油藏的形成起着关键作用。此外,沙溪庙组储层总体上具有低孔低渗特征,因此,局部高孔地段或裂缝发育带是油气富集的有利部位。

(1)有油源断裂沟通且有砂体发育的部位是油气成藏和富集的有利部位

四川盆地东北部已有钻井显示情况表明,沙溪庙组油气显示均受裂缝和砂体发育控制,如石龙场构造川41井中、下侏罗统断裂和裂缝较发育,下沙溪庙组

和上沙溪庙组粗粒砂岩中分别有油斑和油迹显示。川中地区暨公山庙的勘探实践也证实了这一点。

(2)局部构造或构造变形明显部位有利于油气的运聚成藏

虽然川中地区和川东北地区油气富集不完全受构造控制,但同等条件下,构造高部位或构造变形明显部位还是更有利于油气的运聚成藏,因为这些构造部位断裂和裂缝较发育,同时,目前发现的非构造高点油气藏在地质历史时期可能是处于构造高点^[14]。研究区川中地区已发现的断层多分布于正向构造上^[9]。石龙场构造川石43井下沙溪庙组岩屑长石中粒砂岩为斑状含油气层,该井位于金垭高点处,小断裂和裂缝相对较发育,川石44井大安寨泥岩或泥质砂岩裂缝发育,高产油层段均为裂缝发育层段(图7)。

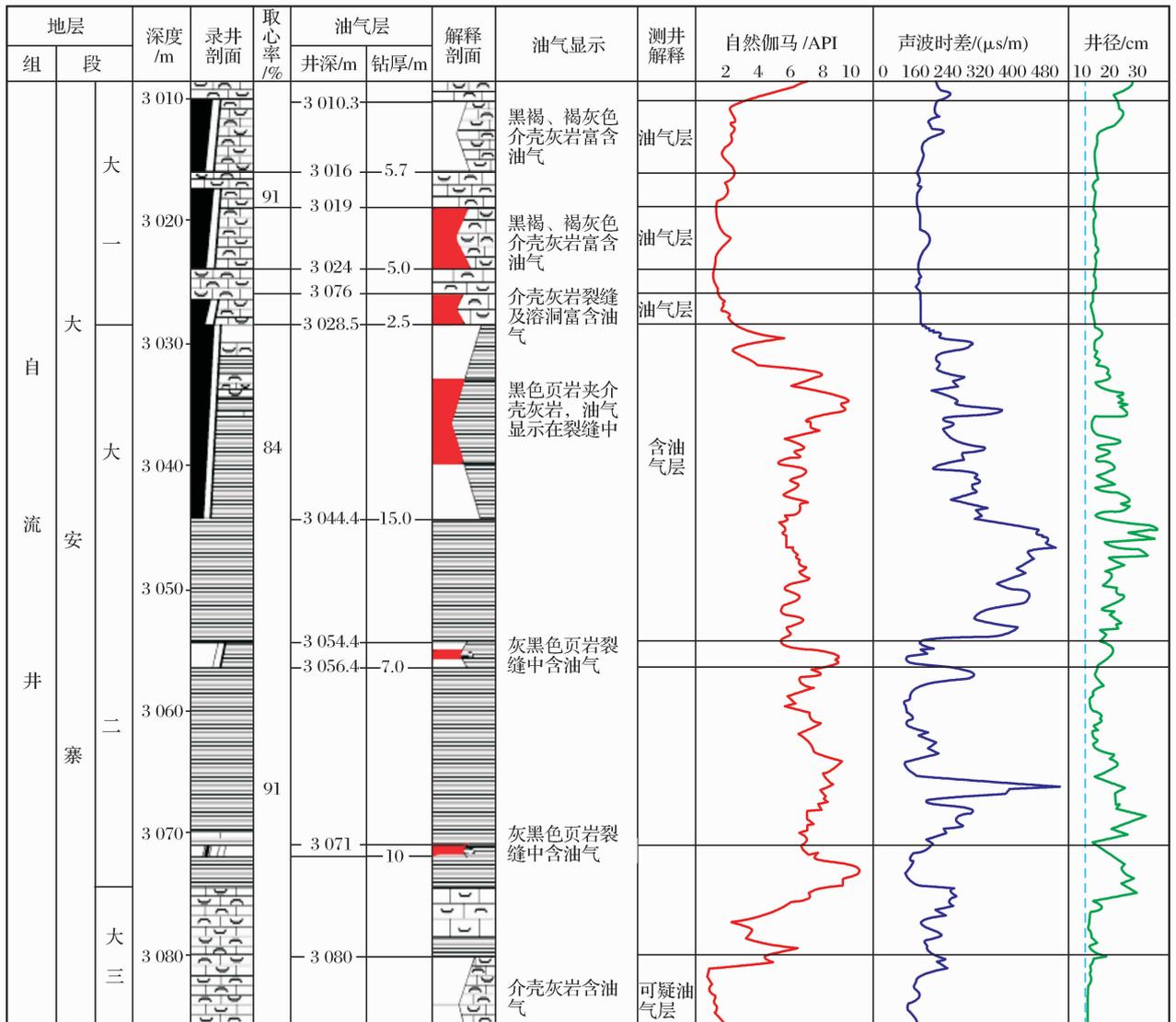


图7 川石44井大安寨泥岩或泥质砂岩裂缝型油层综合特征

(3)油源断裂—砂体—裂缝三者匹配带是油气富集高产的有利地区

上已述及,沙溪庙组本身不具备生烃条件,所以油源断裂的存在是下沙溪庙组油气成藏的前提条件。川北凹陷下沙溪庙组主体为泛滥盆地相沉积,虽发育3个主河道砂体,但总体胶结致密,具低孔低渗特征,所以有利砂体的分布还是十分局限。同时,裂缝的存在对于低孔低渗砂体储集性能的改善具有至关重要的作用。所有油气高产富集的关键条件组合是油源断裂—砂体—裂缝的有效匹配。川北前渊凹陷已有的钻井油气显示表明,在有油源断裂和砂体的情况下,油气显示级别取决于裂缝的发育程度。如川石41井下沙溪庙组裂缝发育,油气显示普遍见油斑,而川花52井因沙溪庙组裂缝不发育,没有油气显示。

(4)不同区带油藏分布层段有所差异

川北凹陷小断层和裂缝较发育,但大断裂不发育,多局限于下沙溪庙组,断穿上沙溪庙组的断裂不多,故下沙溪庙组上部及上沙溪庙组油气显示级别较低甚至无显示,主要集中于下沙溪庙组底部。但在大巴山前缘带由于大断裂发育,在上沙溪庙组有可能存在油气藏,但保存条件要求严格。

4.2 凉高山组油藏分布控制因素与富集规律

(1)公山庙—营山北斜坡和大巴山前缘带烃源岩—砂岩—裂缝的有利匹配是油气成藏和富集的关键因素

在四川盆地东北部范围内这2个地区相对来说砂体较发育,但砂岩成岩作用强烈,仍属低孔低渗储层,储层的建设性改造作用主要靠裂缝。石龙场构造川41井凉高山组已获得工业油流,测试日产油 2.506 m^3 、日产气 $3\ 132\text{ m}^3$,该井区凉高山组地层横向变化不大,岩性、岩相简单,油气主要受构造裂缝的控制。

公山庙以北地区,凉高山组烃源岩—砂岩—裂缝的有利配套是油气成藏的必要条件。从阆中地区现有各井的实钻资料来看,凉高山组中部都有一套保存极好的深水湖相黑色页岩建造,这套深色页岩富含有机质及生物碎屑,有一定的厚度和分布面积,是一套良好的生油岩。在这套生油岩中间及其上下,层间裂缝、构造裂缝十分发育,还间有楔状粉砂岩及砂岩体,可作为油气运移的良好通道和储集场所,故阆中地区及东南部相邻的石龙场地区油气显示较好。

(2)川北前渊凹陷中心泥页岩或泥质粉砂岩裂

缝发育带是泥页油藏形成的有利地区

钻井资料揭示川北凹陷泥岩微裂缝较发育,孔隙度也较高,甚至高于同层的砂岩孔隙度,因此,川北凹陷裂缝是油气储集和成藏的关键条件,如川花52井凉高山期处于半深湖相区,虽储集性能差,但凉高山组泥页岩裂缝发育,并且泥页岩孔隙度也较高($1.7\% \sim 5.3\%$),高于砂岩的孔隙度($0.8\% \sim 2.6\%$),所以油气显示良好,日产油 $0.5 \sim 1\text{ t}$ 。

位于石龙场构造和万年场构造之间的川柏54井,开始钻进过程中用的是比重为1.26的泥浆,中途发生强烈井涌,为防止井喷,后来用比重为1.6的泥浆并逐渐加入重晶石粉11 t,但仍未能压住,产生强烈井喷,放喷108 h喷出混合原油总产量约1 100余吨。油气富集的原因,一是凉高山晚期处于浅湖相,砂泥间互,并且处于斜坡带的上倾方向,裂缝又发育。因此,作为低孔低渗条件下的油气层,获得高压油气流,构造裂缝起主要作用。

(3)三角洲水下分流河道砂体与泥页岩有利匹配的地区是有利勘探区块

三角洲水下分流河道砂体发育带的南端是有利部位,凉高山组沉积相带展布具有和松辽盆地南部三角洲前缘带类似的特征。目前松南三大前缘带石油资源量为 $18 \times 10^8\text{ t}$,已探明近 $10 \times 10^8\text{ t}$,剩余区带资源量为 $8 \times 10^8\text{ t}$,近几年可找到 $3 \times 10^8\text{ t}$ 。尽管这2个地区的沉积微相发育模式和储层物性有一定差异,但其生储盖组合型式基本相近,预示着四川盆地东北部地区一定的勘探前景,但因储层物性较差,故裂缝的存在是油藏形成和高产的关键。

4.3 大安寨段油藏分布控制因素与富集规律

(1)油气区域分布受沉积相带控制

整个四川盆地中北部早侏罗纪大安寨湖盆沉积相带在平面上具有明显的环带状展布特征,凹陷中心为半深湖亚相环境,位于仪陇—达县一带,向外依次为浅湖—半深湖—滨浅湖—浅湖—滨湖及淤积平原亚相区,沉积相带的展布控制了沉积物的分布。湖盆中心生油条件好,但介屑灰岩不发育;远离湖盆中心地带,生油岩不发育的地区,钻探效果差,如营山、龙女、合川、税家槽等地区。巴中—平昌地区位于大安寨湖盆沉积体系北环带的浅湖相,水体动荡较浅,故介壳滩非常发育,存在非均一性溶蚀作用,有利于形成成岩圈闭^[15],同时毗邻生烃中心,构成有利的生储组合,具备有利的成藏条件。

(2)油气富集区块受高能滩微相及裂缝发育带控制

介壳灰岩是川北凹陷大安寨段的主要储集岩类型,而介壳或介屑灰岩的分布严格受高能滩微相的控制,高能滩微相是大安寨有利储层发育和高产井分布的主要地区。由于大安寨油气具有就近聚集的特点,因此处于有利沉积相带中的高能滩微相,储层发育,是钻探效果较好的地区。石龙 13 井和石龙 15 井大安寨段为处于局部隆起背景下的高能滩相沉积,油气生储配置有利,石龙 13 井产油 80.4t/d、气 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,石龙 15 井产油 24.3t/d、气 $4.09 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,石龙 16 井产油 40t/d、气 $0.56 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。西部邻区的金华油田西端金 34 井—金 61 井之间湖退期形成的北西向高能滩,中台山地区角 84 井—狮 1 井湖进期形成的北西向高能滩,台 2 井—一年 9 井湖退期形成的近东西向高能滩和莲池油田湖退期形成的近东西向高能滩,工业井成功率达 80% 以上,其中高产井成功率高达 75%。

可见,沉积相带控制了油气产出的区域分布,高能滩微相区及迎浪面指状高能滩控制了介屑灰岩的发育分布,是储层纵向分布较集中,生储条件良好的油气相对富集有利区块。

(3) 局部构造变形明显、裂缝发育部位是油气富集和高产的关键因素

大安寨段介壳灰岩基质孔隙度低,储油主要靠裂缝。在构造受力较强、变形明显的地区,裂缝相对发育,若处于高能滩相发育部位,生储组合条件良好,则勘探效果好。如石龙 13 井位于阆中市老鸦构造张家湾高点北部斜坡上,附近有多个高点(背斜)及鼻状构造,构造变形明显。该处附近的局部构造基本上是在印支期后的隆起地区发育起来的,经历了燕山和喜马拉雅 2 期不同方向的构造应力作用,产生了一系列不同方向不同期次的褶皱、裂缝,为油气的高产富集提供了有利条件。西部的金华油田西端向西南转折部位、中台山、狮子场、万年场一带也是如此,均是钻探效果较好的地区。

(4) 裂缝是大安寨段储油和富集高产的决定性因素,大安寨段泥岩和砂岩层也不例外

在油源和其他运聚条件具备的情况下,只要有裂缝,泥岩和砂岩也可储油^[16]。川北凹陷大安寨段岩石致密,即使介壳灰岩,其基质孔隙度也较低,多数在 1% 左右,多数不超过 2%,油气储集主要靠裂缝,裂缝发育部位泥岩也可储油。本文研究表明川北凹陷大安寨段无论滨浅湖相,还是半深湖相,泥岩的孔隙度(1.7%~3.1%)均大于同层灰岩和砂岩的孔隙度(0.8%~1%),例如川石 44 井,大安寨段裂

缝发育,槽面显示油气浸、井口涌浆,为裂缝含油气层。中途测试,日产油 0.5~1 m³ 左右。

到了大巴山前,大安寨段的岩性发生了明显的变化。从川北凹陷至大巴山前缘带,岩性由泥岩和介壳灰岩过渡到含介壳的粉砂岩。油气聚集成藏主要受砂体、裂缝和保存条件制约。

5 结论

川东北地区早中侏罗世处于湖盆广布的沉积背景,川北凹陷为侏罗系生烃中心,有机质丰度高,成熟度适中,生烃潜力大,油气分布广泛,就近运聚、就近补给,具有有利的成藏条件。

川东北地区存在北部大巴山和东部古陆的双向物源,在湖退期发育大范围分布的砂体,其中来自北部大巴山主河道砂体是有利的储集体。在大安寨时欠补偿时期,滨浅湖域广泛发育介壳灰岩,是有利的储集空间。

川东北地区埋深较大、沙地比或灰地比较低,且变化大,因此油气富集高产的关键因素是裂缝,在裂缝发育地区有利于储集油气,甚至泥岩中只要裂缝发育,就有油气,川北凹陷是未来泥页岩油气勘探的重要领域。

川东北地区侏罗系油藏为成岩后期油藏,即成岩压实作用之后烃源岩才大量生烃,聚集成藏,表现为储层成岩演化与生烃演化的不协调性,导致油气层系多、不规则、油气分布分散而又不均匀,并且只产油气、不产水。

参考文献:

- [1] Guo Zhengwu. The Formation and Evolution in Sichuan Basin [M]. Beijing: The Geological Publishing House, 1996: 58-72. [郭正吾. 四川盆地形成与演化[M]. 北京:地质出版社, 1996: 58-72.]
- [2] Tong Xiaoguang. The Tectonic Evolution and Hydrocarbon Accumulation in Sichuan Basin [M]. Beijing: The Geological Publishing House, 1992: 20-28. [童晓光. 四川盆地构造演化与油气聚集[M]. 北京:地质出版社, 1992: 20-28.]
- [3] Jin Xingdai, Xin Yuxia, Sheng Feiqin, *et al.* Origins of partially reversed alkane $\delta^{13}\text{C}$ values for biogenic gases in China [J]. *Organic Geochemistry*, 2004, 35(4): 405-411.
- [4] Burnham A K, Clarkson J E, Singleton M F, *et al.* Biological markers from Green River kerogen decomposition [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1982, 46(7): 1243-1251.
- [5] Seifert W K, Moldwan J M. Use of biological markers in petroleum exploration [C] // Jonns R B. *Methods in Geochemistry and Geophysics*. Amsterdam: Elsevier, 2004: 261-290.
- [6] Lu Huanzhang. Inclusion geochemistry [M]. Beijing: The Geo-

- logical Publishing House, 1990; 128-142. [卢焕章. 包裹体地球化学[M]. 北京:地质出版社, 1990; 128-142.]
- [7] Dutkiewicz A, Rasmussen B, Buick R. Oil preserved in fluid inclusions in Archean sandstones [J]. *Nature*, 1997, 395 (6705): 885-888.
- [8] Tao Shizhen, Zhang Baomin, Zhao Changyim. Application of fluid inclusion in oil-gas source trace [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2003, 19(2): 327-336. [陶士振, 张宝民, 赵长毅, 等. 流体包裹体方法在油气源追踪对比中的应用——以四川盆地碳酸盐岩大型气田为例[J]. *岩石学报*, 2003, 19(2): 327-336.]
- [9] Li Shubing, He Li, Liu Meiqing. The evolution of Sichuan basin in late Triassic [J]. *Natural Gas Industry*, 1999 (supplement): 18-23. [李书兵, 何鲤, 柳梅青. 四川盆地晚三叠世以来陆相盆地演化史[J]. *天然气工业*, 1999(增刊): 18-23.]
- [10] Liu Deliang, Song Yan. Structural Evolution and Natural Gas Accumulation Zone Comprehensive Study in the Sichuan Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000; 165-192. [刘德良, 宋岩. 四川盆地构造与天然气聚集区带综合研究[M]. 北京:石油工业出版社, 2000; 165-192.]
- [11] Wang Zecheng, Zhao Wenzhi, Zhang Lin, *et al.* Structural Sequence and Natural Gas Exploration in Sichuan Basin [M]. Beijing: The Geological Publishing House, 2002; 35-56. [汪洋成, 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; 35-56.]
- [12] Wang Zecheng, Zou Caineng, Tao Shizhen, *et al.* Analysis on tectonic evolution and exploration potential in Dabashan foreland basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(6): 23-28. [汪洋成, 邹才能, 陶士振, 等. 大巴山前陆盆地形成及演化与油气勘探潜力分析[J]. *石油学报*, 2004, 25(6): 23-28.]
- [13] Wang Tingbin. Differences in reservoiring conditions of oil and natural gas and reservoiring models of gas fields in China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(2): 79-86. [王庭斌. 天然气与石油成藏条件差异及中国气田成藏模式[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(2): 79-86.]
- [14] Liu Deliang, Tao Shizhen, Zhang Baomin *et al.* Application and questions about ascertaining oil-gas pools age with inclusion [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(1): 16-20. [刘德良, 陶士振, 张宝民. 包裹体在确定成藏年代中的应用及应注意的问题[J]. *天然气地球科学*, 2005, 16(1): 16-20.]
- [15] Qiang Zitong, Yag Zhijiang, Wang Jianmin, *et al.* Diagenesis and diagenetic traps of the Daanzhai limestone [J]. *Geochimica*, 1981, 10(3): 232-241. [强子同, 杨植江, 王建民, 等. 大安寨灰岩的成岩作用与成岩圈闭[J]. *地球化学*, 1981, 10(3): 232-241.]
- [16] Yang Zhanlong, Chen Qilin. Lithologic traps and lithologic reservoirs exploration in continental basins [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006, 17(5): 616-621. [杨占龙, 陈启林. 岩性圈闭与陆相盆地岩性油气藏勘探[J]. *天然气地球科学*, 2006, 17(5): 616-621.]

Characteristics of Jurassic Petroleum Geology and Main Factors of Hydrocarbon Accumulation in NE Sichuan Basin

LI Jun¹, TAO Shi-zhen¹, WANG Ze-cheng¹, ZOU Cai-neng¹, GAO Xiao-hui¹, WANG Shi-qian²

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;*

2. *RIPED, Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610051, China)*

Abstract: Based on tectonic evolution and Jurassic petroleum geological conditions in NE Sichuan basin, we discussed the oil and gas geological characteristics and main factors of hydrocarbon accumulation. NE Sichuan basin went through the transformational history from large fresh water depression basin after inland craton to foreland basin of Daba mountain. Based on hydrocarbon generation and migration in the foreland basin of north Sichuan, tectonic evolution and trap types in Daba mountain, we illustrated the main control factors of oil and gas accumulation in Daanzhai Member, Lianggaoshan Formation and Shaximiao Formation in Jurassic of the NE Sichuan. We pointed out that the formation of Jurassic oil reservoirs would be at the late diagenetic stage, since source rock started to generate a large number of hydrocarbons and accumulation after diagenesis compression, suggesting that diagenetic evolution of reservoir rocks would be out of harmony with hydrocarbon generation history. The result led to many oil and gas layers, with irregular, dispersed and uneven distribution for oil and gas, and no water produced.

Key words: Petroleum geological characteristics; Main factors of hydrocarbon accumulation; Oil and gas accumulation; Jurassic; NE Sichuan basin.