

文章编号:1001-6112(2009)06-0576-07

川中磨溪—龙女寺构造带 嘉陵江组天然气成藏机理研究

徐国盛¹, 孟昱璋¹, 赵异华², 龚昌明², 袁海锋¹, 刘 军¹

(1. 成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 成都 610059;

2. 中国石油西南油气田川中油气矿研究所, 四川 遂宁 629001)

摘要:川中地区磨溪—龙女寺构造带下三叠统嘉陵江组天然气的成藏机理一直是一个悬而未解的问题。鉴于前人研究确认嘉陵江组天然气来源于深层二叠系烃源岩, 该文主要利用磷灰石裂变径迹与盆地模拟相结合的技术对区内二叠系烃源岩的热史进行了恢复, 对其成熟度、古流体压力演化进行了研究, 进而对运移通道的形成及天然气成藏过程进行了综合分析, 并建立了磨溪—龙女寺构造带嘉陵江组天然气的成藏模式, 总结其成藏规律为: 高压驱动、裂缝输导、流体垂向运移、膏盖油裂解气成藏。

关键词:运移通道; 成藏模式; 成藏规律; 嘉陵江组; 磨溪—龙女寺构造; 川中地区

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

THE STUDY OF ACCUMULATION MECHANISM OF NATURAL GAS IN JIALINGJIANG FORMATION, MOXI—LONGNÜSI AREA IN THE MIDDLE OF SICHUAN BASIN

Xu Guosheng¹, Meng Yuzhang¹, Zhao Yihua², Gong Changming², Yuan Haifeng¹, Liu Jun¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Central Sichuan Research Institute of Petroleum Minerals, Southwest Petroleum Fields Branch, CNPC, Suining, Sichuan 629001, China)

Abstract: The accumulation mechanism of natural gas is still an unsolved problem in the Lower Triassic Jialingjiang Formation of Moxi—Longnüsi area in the middle of Sichuan Basin. The former researcheres considerates that the natural gas of Jialingjiang comes from the underlay Permian source rocks, and this paper mainly rebuilds the maturity history and thermal history of the Permian source rocks in the study area, by combining technologies of apatite fission tack and basin-modelling. Based on the researches mentioned aboved, the paper analyzed the fluid pressure evolution and the formation process of migration pathway, and the accumulation process of natural gas. The paper establish the accumulation model of natural gas of Moxi-Longnüsi structural area, and summarizes the following hydrocarbon accumulation: fluid-drive with high pressure, conduction by fracture, vertical migration of fluid, oil cracking to gas accumulation sealed by gypsum layers.

Key words: migration pathway; accumulation model; accumulation regulation; Moxi—Longnüsi; Jialingjiang Formation; middle of Sichuan Basin

磨溪—龙女寺构造带位于四川盆地川中古隆中斜平缓构造带的南部, 西起安岳, 东至华蓥山断裂带, 北含龙女寺, 南至潼南、合川一带, 范围约 10 000 km² (图 1)。

20 世纪 90 年代前, 由于对成藏地质条件缺乏

足够的认识, 导致了研究区天然气勘探步伐的缓慢甚至停滞。90 年代以来特别是进入 21 世纪, 随着磨溪构造嘉陵江组二段天然气勘探取得重大突破, 迫使地质工作者重新评价嘉陵江组地质条件, 新的研究工作才逐步展开。陆正元^[1]、赵永刚^[2]等人研

收稿日期: 2009-02-24; 修订日期: 2009-10-11。

作者简介: 徐国盛(1962—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 从事储层评价与油气成藏研究。E-mail: xgs@cduet.edu.cn。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2005CB422106)和中石化前瞻性项目(PH08001)资助。

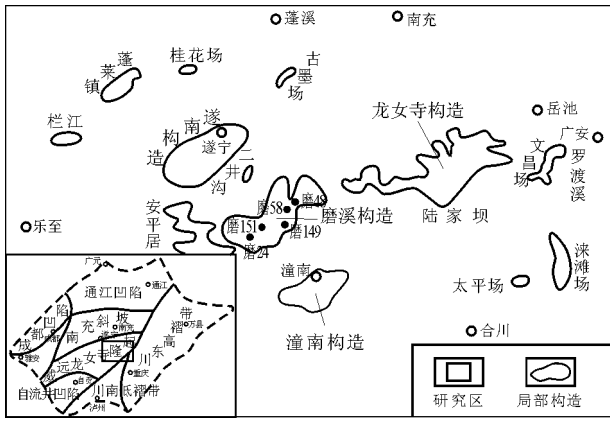


图 1 川中地区磨溪—龙女寺构造带位置示意

Fig. 1 The location showing the location and the structure of Moxi—Longnusi area in the middle of Sichuan Basin

究认为,嘉陵江组天然气来源于深层二叠系高熟—过熟烃源岩。本文在综合分析各种地质要素的基础上,利用磷灰石裂变径迹样品测试结果并与盆地模拟技术相结合恢复二叠系烃源岩热演化史,然后对烃源岩成熟度、古压力演化以及天然气生成、运移、聚集过程及其在时间上的匹配关系进行研究,力求剖析嘉陵江组天然气的成藏机理,以指导该区天然气的下一步勘探工作。

1 热史恢复及烃源岩演化

1.1 磷灰石裂变径迹分析热史

通过采集的磷灰石样品之测试结果来恢复磨

溪—龙女寺构造带构造的隆升与古地温的变化。计算分析磷灰石裂变径迹,可在一定程度上确定某一百万年以来古地温的演化史,在古热流值变化不大的情况下,这种古地温的演化又与盆地抬升、沉降密切相关,所以可以确定盆地的剥蚀量,一旦盆地热流史和地层剥蚀厚度已知,即可恢复地层的埋藏史并模拟与之相伴随的非稳态热过程,从而重建地层温度史^[3]。

本次选取磨 24 井(2 121 ,1 958 m)、磨 58 井(1 420 m)须家河组的 3 个砂岩样品进行磷灰石裂变径迹分析(图 2,3)。可以得出以下几点认识:1)距今 85~90 Ma 的古地温大致在 80~90 °C 之间,而 60 Ma 的古地温在 110 °C 左右,其古地温呈增加的趋势,而 60 Ma 以来呈不断降低的趋势,直至现在的 80 °C 左右。2)古地温的变化大致反映了盆地的升降变化。当盆地下降接受沉积时,古地温增加,而盆地抬升时,古地温降低,所以,60 Ma 是盆地升降变化的转折点。可以大致认为,60 Ma 是盆地埋深最大点,这与前人的研究大致相同^[4]。3)从 60 Ma 以来古地温的降低幅度来看,取古地温梯度为 2.6~3.0 °C/hm^[5],可以大致估算地层抬升幅度为 1 500~2 100 m,再结合区域地质资料分析,可以大致确定剥蚀厚度大致在 2 000 m 左右。

1.2 热史模拟

磷灰石裂变径迹分析热史虽然比较准确,但毕竟只能反映距今 100Ma 以来的古地温演化,有其

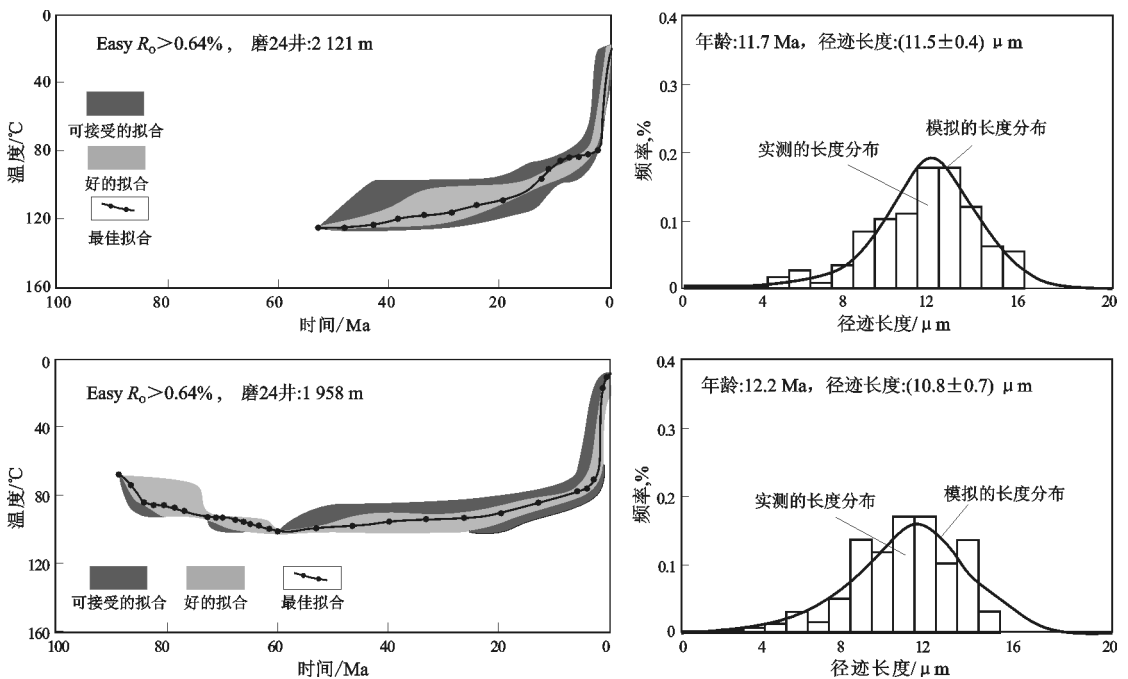


图 2 川中地区磨 24 井磷灰石裂变径迹分析

Fig. 2 The analyze of apatite fission tack of Well Mo 24 in the middle of Sichuan Basin

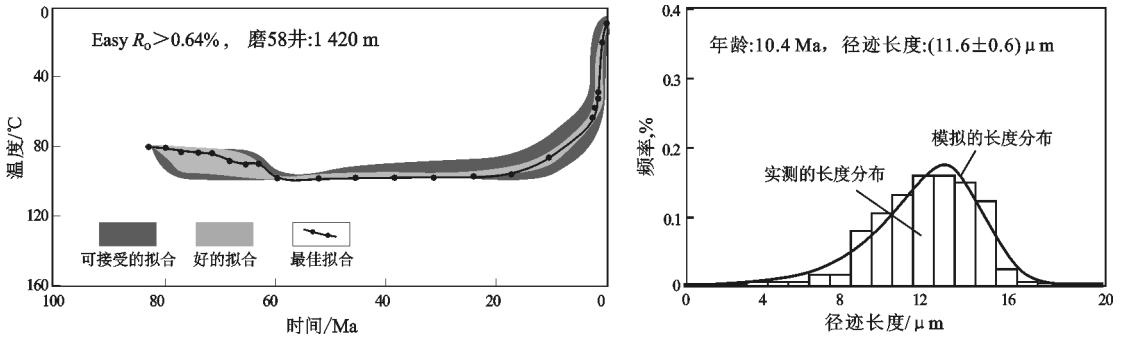


图 3 川中地区磨 58 井磷灰石裂变径迹分析

Fig. 3 The analyze of apatite fission tack of Well Mo 58 in the middle of Sichuan Basin

局限性,而盆地模拟技术可以分析某一生油岩层自沉积以来其成熟度的演化趋势,这是分析盆地热史的一项重要内容。本次盆地模拟的基础有:1)二叠系及下三叠统 27 个烃源岩的实测 R_o 值;2)各地层岩性;3)当前大地热流数据:深度范围 80~2 000 m,地温梯度(2.712 ± 0.075) $^{\circ}\text{C}/\text{hm}$,岩石热导率:(2.63 ± 0.09) $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$,实测热流 $71.3 \text{ mW}/\text{m}^2$ (邱楠生、胡圣标^[6]);4)地层剥蚀厚度 2 000 m。

为了便于和磷灰石裂变径迹分析对比,选取磨 24 井进行单井热史恢复,利用 EASY% R_o 模型计算 R_o 值并与实测(邻井) R_o 值对比(图 4)。可以看出, EASY% R_o 模型计算的 R_o 值与实测 R_o 值(嘉陵江组与二叠系共 5 个数据点)具有很好的匹配关系,说明本次用于计算 R_o 值所选取的 EASY% R_o 模型是可取的,利用盆地模拟方法进行的热史模拟结果是可信的(图 5)。

1.3 烃源岩热演化

本文主要结合磨 24 井热史,利用盆地模拟技术以及实测 R_o 值作为标定,恢复烃源岩的演化过程。

图 5 为磨 24 井热史演化图。通过 R_o 值判断,二叠系烃源岩主要的生油阶段在中三叠世—中侏罗世,时间大致在距今 220~160 Ma 之间。此时二叠系温度大致在 90~150 $^{\circ}\text{C}$, R_o 值在 0.5%~1.3%,所生成的烃类可能在高压驱动背景下在二叠系与飞仙关组内形成古油藏。而主要的生气阶段为晚侏罗世—早白垩世之间,距今大约 160~130 Ma,二叠系温度大致在 150~165 $^{\circ}\text{C}$, R_o 值在 1.3%~2.0%左右。液态烃的高温裂解,即为油高温裂解成气的高峰期,地温至少要 150~160 $^{\circ}\text{C}$ 以上,由图 5 可以看出,时间大致在白垩纪—第三纪即 130~40 Ma。此时,嘉二段温度刚好均超过 150 $^{\circ}\text{C}$,飞仙关组地层温度大致在 160~200 $^{\circ}\text{C}$ 之

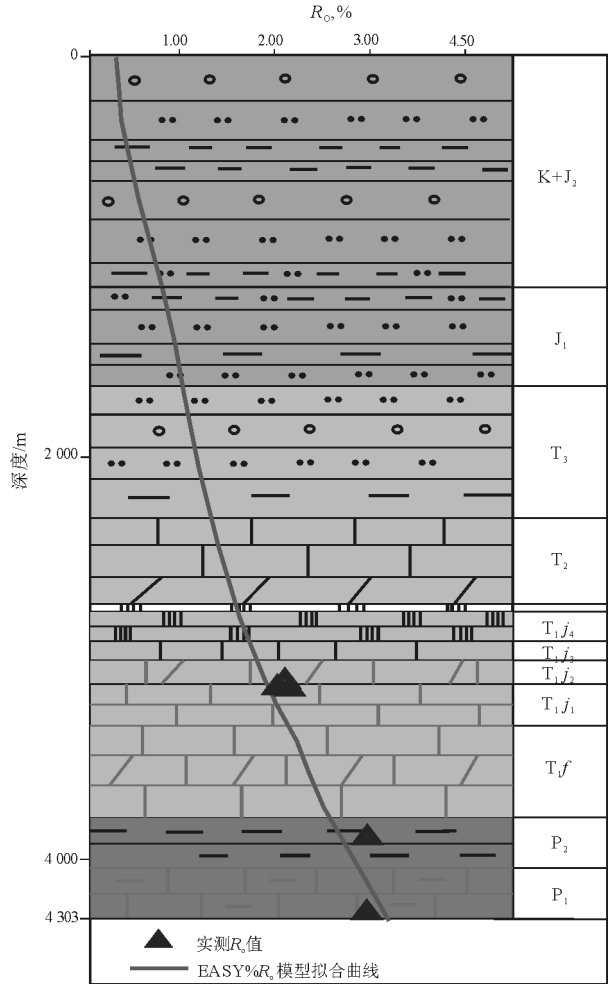


图 4 川中地区磨溪构造磨 24 井 EASY% R_o 模型计算 R_o 值与邻井实测 R_o 值对比

Fig. 4 Comparison of actual R_o and the calculational R_o with EASY% R_o model in Moxi—Longnüsi area of the middle of Sichuan Basin

间,而二叠系地层温度超过 200 $^{\circ}\text{C}$ 。按此分析,原来已在二叠系或飞仙关组成藏的液态烃都可以裂解成干气。

2 天然气成藏期的确定

成藏期次与盆地的构造运动、烃源岩的生排烃

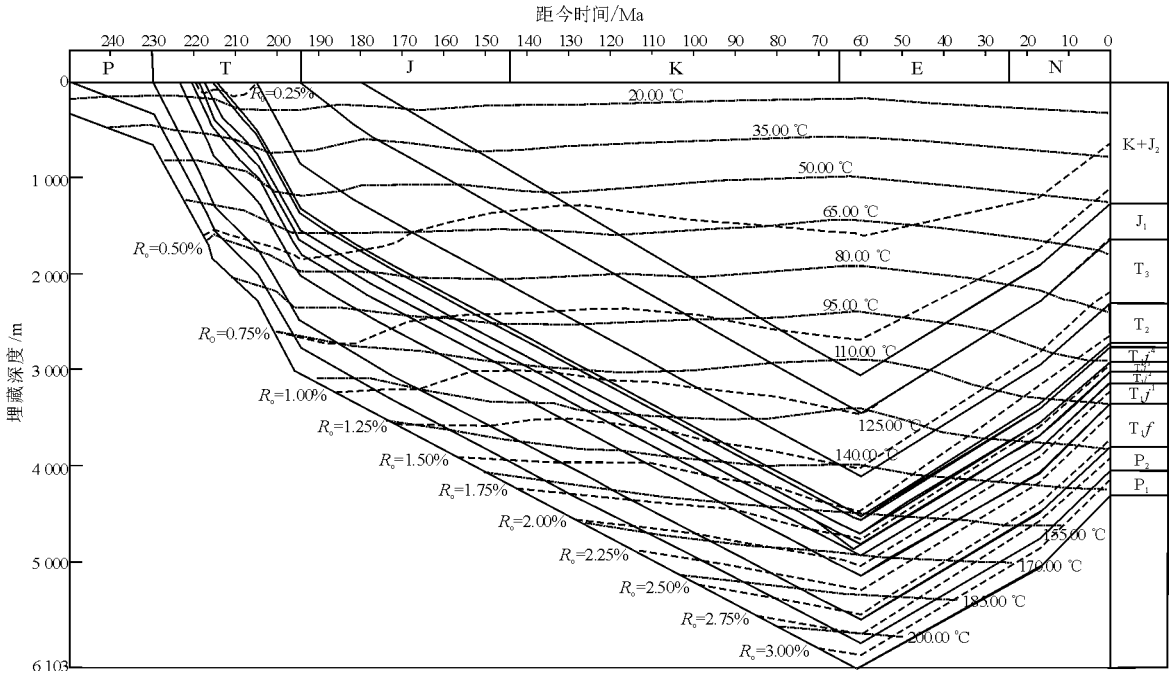


图 5 川中地区磨溪构造磨 24 井热史演化

Fig. 5 The diagram showing the temperature evolution of Well Mo 24 in Moxi structure of the middle of Sichuan Basin

史密切相关。本文利用前人流体包裹体测试资料并结合烃源岩生排烃时限来综合确定成藏期次。矿区送样测得雷一¹段伴生盐水包裹体的均一化温度为 93 °C, 考虑到雷一¹段与嘉二段地层相距约为 400~460 m, 而古地温梯度大致在 2.6~2.8 °C/hm, 据此计算温差大致在 10~13 °C, 所以嘉二段气藏的成藏温度大致在 103~106 °C。结合磨 24 井热史图分析, 成藏期大致在 5~10 Ma。嘉二段天然气成藏定形期晚于二叠系及飞仙关组油裂解成气的高峰期, 符合实际。如果在高温裂解期间发生运移, 那么聚集成藏于嘉二段的天然气也不会如此干。因此推测, 经过高温裂解高峰期后, 在地层压力增大, 喜山期构造运动的触发下, 裂缝间歇性开启, 嘉二段可以聚集形成现今干气气藏。

3 古压力演化及古运移通道的形成

3.1 古压力演化

从现今压力场分析, 磨溪—龙女寺构造带嘉陵江组储层表现为异常高压特征, 压力系数大多在 2.0 以上。烃源岩演化表明, 磨溪—龙女寺构造带天然气主要经历了油—裂解气 2 个阶段。无论是烃源岩生油还是油裂解气都可能产生强大的异常高压。古压力场可能表现出的高压特征与现今储层中的高压是否有必然联系? 本文将做探索性分析。

考虑到磨溪—龙女寺构造带生油岩主要是二叠系的碳酸盐岩, 二叠系生成的油可能会运移到二叠系与下三叠统的飞仙关组形成古油藏, 而飞仙关组与嘉陵江组互相邻近, 所以选取下二叠统与飞仙关组进行古压力的计算。下二叠统的增压机制主要是干酪根生油, 而飞仙关组的增压机制主要是油裂解成气。

转化率的计算是恢复古压力的第一步, 利用 Berg 和 Gangi^[7]的生烃增压计算公式, 计算的转化率结果见图 6。可以看出, 下二叠统生油岩开始大量生油大致出现在 1 500 m 左右, 此时转化率大于 0.3 (结合前面热史分析, 此时 R_0 约为 0.5%), 而到

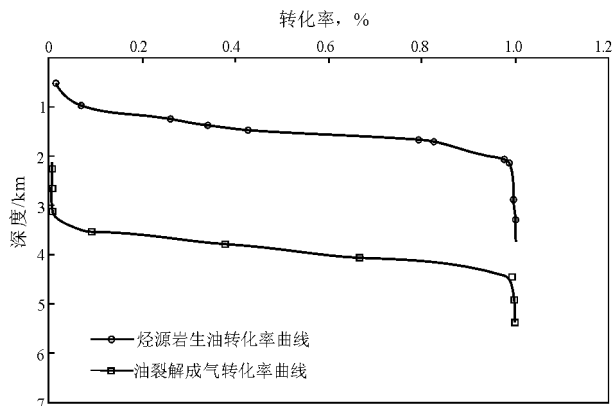


图 6 川中磨溪—龙女寺构造带油气转化率随深度变化 Fig. 6 The curve that transformation rate changes with depth in Moxi—Longnüsi area of the middle of Sichuan Basin

2 300 m 左右转化率接近 1。因此埋藏过程中,下二叠统生油的主要深度范围大致在 1 500~2 500 m 之间。飞仙关组油裂解成气阶段大致出现在埋深 3 500m 左右,而转化率为 1 的大致深度为 5 000 m 左右,即飞仙关组油裂解成气的主要深度范围在 3 500~5 000 m。

在此基础之上,计算烃源岩生烃所增加的压力与油裂解所导致的压力变化。烃源岩生烃计算的超压计算结果见图 7。下二叠统烃源岩压力演化大致可以分为 4 个阶段:第一阶段在二叠纪时,此时烃源岩处于未成熟阶段,压力很小,增加幅度也小;第二阶段大致在三叠纪,此时对应于烃源岩成熟阶段,大量烃类生成,烃源岩内压力陡增,大致在中三叠世时就超过上覆的静岩压力,从而液态烃类得以从烃源岩中运移出来;第三阶段为中侏罗世至白垩纪阶段,由于液态烃形成减弱,烃源岩压力缓慢增加;第四阶段是压力降低的阶段,由构造隆升而引起的泄压,其数据仅是经验判断,所以用虚线表示。图 8 为油裂解成气时地层压力演化图。计算表明,在一个封闭的储集空间内,下三叠统飞仙关组压力演化经历了 3 个阶段:第一阶段是白垩纪以前压力缓慢增加的时期,此时由于飞仙关组埋深(古地温 120~140 °C,见图 5)未达到石油裂解温度,油裂解成气的转化度较低,所以超压小;第二阶段是早白垩世油的裂解阶段,飞仙关组地层压力陡增,理论上的最大压力超过 600 MPa;第三阶段是晚白垩世时期,此时油裂解成气近乎完成,地层压力又出现了缓慢增长的态势。

3.2 古运移通道的形成

磨溪—龙女寺构造带天然气的运移通道一直

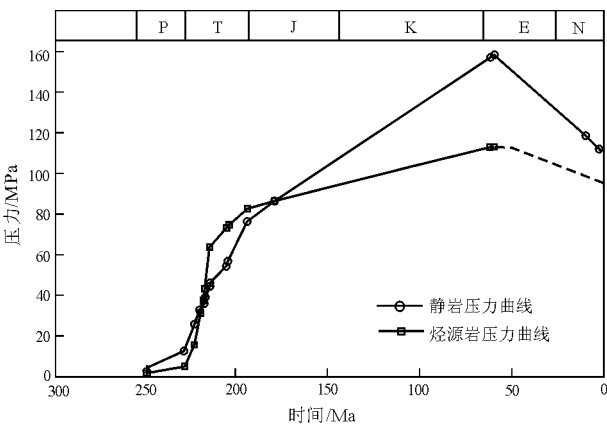


图 7 川中地区磨溪—龙女寺构造带下二叠统烃源岩压力演化

Fig. 7 The diagram showing the pressure evolution of source rocks in Lower Permian in Moxi-Longnusi area of the middle of Sichuan Basin

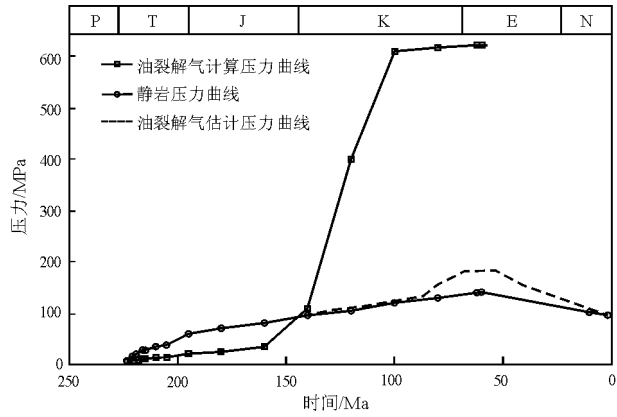


图 8 川中地区磨溪—龙女寺构造带下三叠统飞仙关组油裂解成气压力演化

Fig. 8 The diagram showing the pressure evolution of source rocks in Feixianguan Formation in Lower Triassic in Moxi-Longnusi area of the middle of Sichuan Basin

是个让人费解的问题,目前关于此运移通道的猜测主要有两种观点。

第一种观点认为天然气从华蓥山断裂带运移而来。华蓥山发育的断裂系统可以作为油气运移的通道,天然气由深层垂向运移后再经过大范围的侧向运移至磨溪—龙女寺构造带之中。然而这种观点有些无法解释:首先是烃源问题,前人研究表明,磨溪—龙女寺构造带烃源主要位于研究区南部^[1,2],而华蓥山断裂带位于东部,两者的匹配关系有待进一步确认;其次是运移距离问题,按照天然气运移特征,在储层层间、层内非均质性不大的条件下,从研究区东部到西部长距离的侧向运移是可能的,但是这与嘉陵江组储层较强的非均质性不符;第三,即使长距离的运移可以实现,按照石油天然气成藏地质理论,从东到西天然气的富集程度应减弱,这也与实际勘探情况不符,磨溪—龙女寺以东构造未发现嘉陵江组气藏;最后从现今压力场分布趋势分析,磨溪地区嘉陵江组压力场最大,向东逐渐变低,也与天然气运移规律不符。综上所述,第一种观点还需要更多的资料加以证实。

第二种观点认为天然气是通过“烃源断层”运移而来^[8]。烃源断层能很好的解释断层与烃源岩的匹配问题。但是,由于二维地震剖面没有明确解释显示这类断层,而前人研究也没有足够的证据证明这类断层的存在,从目前来看仍处在“假想”阶段。所以,“烃源断层”仍需要足够的证据特别是三维地震资料的支持。

本次对古压力演化的分析也有助于这类问题的探索,图 7 基本反映出烃源岩压力演化态势,按

此判断由于生烃作用所形成的岩层古裂缝大致在 220~170 Ma 之间。考虑到嘉二段天然气的成藏时间,本次研究认为上覆岩层垂向破裂的初始时期大致在 80~60 Ma(图 8),因为此时对应的理论计算值最大,垂向破裂的可能性最大。而 60 Ma 以来地层的抬升可能促使了这种破裂的进一步发育,天然气得以在高压驱动下运移至嘉陵江组成藏。

以上分析说明,虽然假设的基础不可能完全符合地下的实际情况,但计算的数据一定程度上证明磨溪—龙女寺构造带具备高压破裂充注成藏的地质条件,目前嘉二段发现的高压气藏可能是这种高压充注的结果。同时,岩层内部流体压力、构造运动是促使岩石破裂、形成油气运移通道的主要原因。

4 嘉陵江组天然气成藏过程分析

据前述热史、成藏期次、压力演化史以及圈闭形成史研究分析,磨溪—龙女寺构造带天然气成藏过程经历了三个阶段:

第一阶段大致在三叠系沉积时期(220~160 Ma),二叠系生油岩进入生排烃阶段。石油主要在异常高压的驱动下,沿微裂缝垂向运移到二叠系与下三叠统中的飞仙关组储集层中形成古油藏。

第二阶段是从晚三叠世到白垩纪(160~60 Ma),已经形成的古油藏开始裂解,经历了湿气阶段并最终在高温高压的作用下几乎完全裂解成干气。裂解过程中产生了巨大的地层压力,并大致在 80~60 Ma 左右开始突破上覆地层压力,产生裂隙,天然气在异常高压的作用下幕式充注到上覆的嘉陵江组中成藏。

第三阶段大致是 60 Ma 以来,四川盆地整体抬升,东部华蓥山的隆起诱发了微裂隙的进一步发育,下伏高压流体大量进入上覆储层;进入嘉陵江组的天然气随着构造抬升而不断调整,并最终成藏定型于 5~10 Ma 之间。同时,由于储层非均质性导致内部气水分异不彻底,孔渗性较好的构造轴部气水分异相对较好,而孔渗性较差的部位由于地层水不能有效地排出,导致气水分异不彻底(图 9)。

本文选择横切磨溪构造的南北向剖面(图 10)以建立嘉陵江组的天然气成藏模式。

剖析磨溪构造嘉陵江组天然气成藏模式,异常高压在天然气成藏过程始终扮演着重要的角

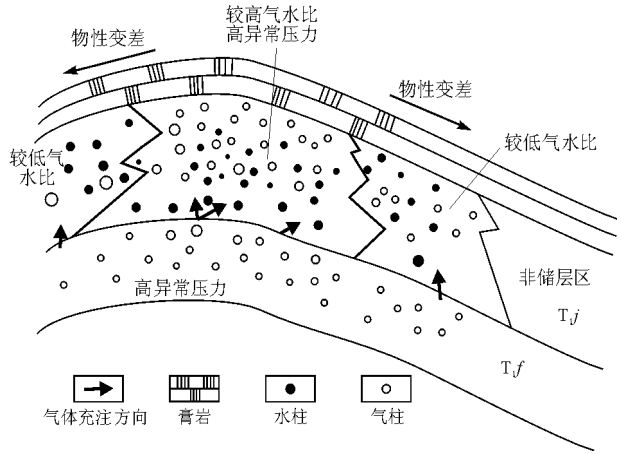


图 9 川中地区磨溪—龙女寺构造带非均质储层中高压充注模式

Fig. 9 The diagram showing accumulation model that high pressure-drive in heterogeneous reservoir in Moxi—Longnüsi area of the middle of Sichuan Basin

色,主要表现出以下特点:1) 由生烃作用与油裂解作用产生的巨大压力可以突破上覆地层而产生裂缝,为天然气运移提供通道。2) 异常高压作为天然气运移动力是显而易见的。由于嘉陵江组储层的非均质性很强,运移过程中阻力必然很大,异常高压的驱动可以有效地保证天然气运移到物性相对较好的储层中成藏。正是由于这种成藏机理可能导致两种结果:一方面储层的非均质性决定在局部范围内,压力在随流体传导过程中未能完全释放而仍保持异常高压的特征,目前嘉二段气藏的压力系数在 2.0 以上便说明了这一点;另一方面,由于流体是高压充注成藏,且运移通道有限,在气水分异过程中水不可能有效排出回流而进入下伏高压地层中,转而倾向于侧向运移至物性相对较差的空间中去(图 9),垂向上便表现为气水分异不充分的特征,加之磨溪构造的闭合高度有限,导致气水分异更加复杂化。3) 异常高压的能量场特征与致密膏盐层作为盖层的互相匹配关系是决定天然气成藏的关键因素。由于储层内高能量的存在,需要具很高的突破压力之盖层保护才能成藏,而嘉陵江组发育的致密膏岩层为此提供了基本地质条件。

5 结论

1) 磨溪龙女寺构造带自 100 Ma 以来古地温经历了增加(100~60 Ma)—降低(60 Ma 以来)的过程。地层抬升幅度大致为 1 500~2 100 m。

2) 以 EASY%R。模型重建的磨 24 井热史为依据,二叠系烃源岩的主要生油阶段在中三叠

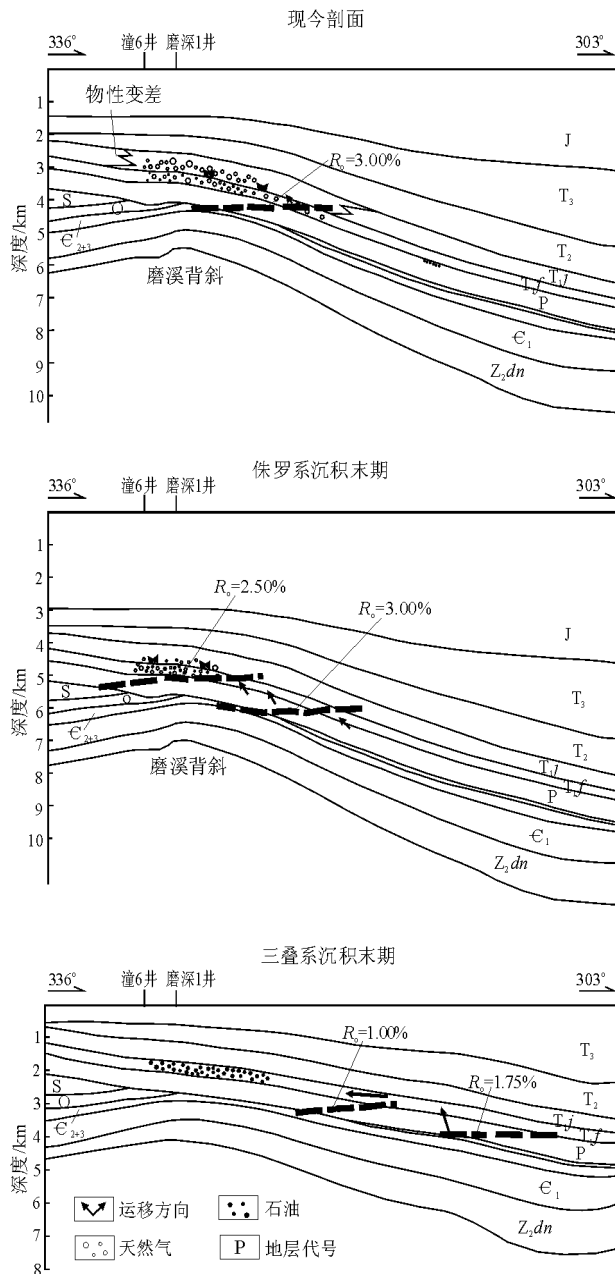


图 10 川中地区磨溪构造天然气成藏模式

Fig. 10 The accumulation model of natural gas in Moxi structure in the middle of Sichuan Basin

世一中侏罗世,时间大致在距今 220~160 Ma 之间;而古油藏主要的油裂解气阶段为晚侏罗世—早白垩世之间,距今大约 160~130 Ma;嘉二段天然气成藏定型期大致在 5~10 Ma。

3)利用生烃增压原理计算的数据一定程度上证明,磨溪—龙女寺构造带具备高压破裂充注成藏的地质条件,目前嘉二段发现的高压气藏可能是这种高压充注的结果。

4)磨溪—龙女寺构造带嘉陵江组天然气的成藏规律为:高压驱动、裂缝输导、流体垂向运移、膏盖油裂解气成藏。

参考文献:

- 1 陆正元,赵路子. 四川盆地南部嘉陵江组烃源研究[J]. 成都理工大学学报,2004,31(12):720~722
- 2 赵永刚,陈景山. 川中—川南过渡带嘉二气藏成藏条件分析及有利区块评价[J]. 大庆石油地质与开发,2006,25(10):17~20
- 3 袁玉松,郑和荣,涂伟. 沉积盆地剥蚀量恢复方法[J]. 石油实验地质,2008,30(6):636~642
- 4 杨怀辉,李忠惠. 从古热流值和剥蚀量的研究来判断地热的发育——以四川盆地川合 100 井为例[J]. 四川地质学报,2004,24(3):180~185
- 5 王一刚,余晓峰. 流体包裹体在建立四川盆地古地温剖面研究中的应用[J]. 地球科学——中国地质大学学报,1998,3(5):285~287
- 6 邱楠生,胡圣标,何丽娟. 沉积盆地热体制理论及应用[M]. 北京:石油工业出版社,2004
- 7 Berg R, Gangi A F. Primary migration by oil-generation microfracturing in low-permeability source rocks; application to the Austin Chalk, Texas [J]. AAPG Bulletin, 1999, 83: 727~756
- 8 赵永刚,陈景山. 川中川南过渡带嘉二段成藏条件及主控因素[J]. 西南石油学院学报,2006,6(12):9~12

(编辑 徐文明)