

四川盆地川西坳陷深盆地气探讨

陈昭国^{1, 2}

(1. 成都理工大学, 四川 成都 610059; 2. 中国石化西南分公司, 四川 成都 610081)

摘要: 深盆地气是致密砂岩气藏类型之一, 由于其独特的成藏机制和气藏特征, 对深盆地气的勘探思路与对策均有别于常规气藏。川西坳陷陆相致密碎屑岩领域是否存在深盆地气? 国内许多学者、专家各抒己见, 提出了不同的认识。从成藏机制及气藏特征两方面将川西致密砂岩气和北美深盆地气进行类比, 认为川西上三叠统迄今为止尚未发现具有典型深盆地气特征的气藏; 就成藏机制而言, 川西坳陷的天然气成藏机制与深盆地气完全不同。川西上三叠统天然气的成藏属“早常规- 晚改造”复式成藏模式。

关键词: 深盆地气; 气藏特征; 成藏机制; 川西; 北美

中图分类号: TE122. 3

文献标识码: A

深盆地气的勘探研究意义主要在于它打破了常规天然气的成藏机理和分布规律, 可以在通常被认为远景希望较差的盆地构造较低部位、在低孔渗致密储层中找到大规模的天然气聚集, 开拓了深部凹陷及向斜中心寻找气藏的新思路, 扩大了油气勘探的新领域。对川西坳陷的深盆地气研究最早可追溯至 1980 年, Masters 先生应邀到成都地质学院进行学术访问, 当时曾有专家认为, 四川盆地和鄂尔多斯盆地在盆地地质条件上有着与加拿大西部盆地相似的地质特征, 既然阿尔伯达盆地发育了大规模的深盆地气藏, 那么地质条件相似的川西坳陷亦当有深盆地气存在。之后, 尽管许多研究者对川西坳陷深盆地气问题进行了分析和研究^[1-7], 但认识却不尽统一。川西坳陷究竟是否存在深盆地气? 如果存在, 分布在什么地方和什么层位? 川西坳陷上三叠统天然气勘探究竟应该采用深盆地气勘探思路? 还是常规油气藏勘探思路? 或是其它? 这既是油气地质理论问题也是油气勘探的实际问题。

1 深盆气的概念、特征和成因机制

有关深盆气的概念、特征和成因机制, 前人已做过深入的研究和论述^[6, 8, 9]。

1.1 深盆气的概念

气藏位于构造下倾部位或盆地中央, 没有或缺

乏底水; 而气藏上倾部位无传统意义上的盖层, 且含水。有关深盆地气的定义都基于“位于构造下倾部位或盆地中央, 而且气藏上倾部位含水”这样的内涵之上。

1.2 深盆地气藏的主要特征

通过对国外深盆地气 10 多年来的研究, 人们普遍认同深盆地气藏具有如下直观特征。

1) 深盆地气藏位于向斜盆地轴部或构造下倾部位, 分布面积和储量规模巨大, 但含气丰度低, 不存在天然气聚集带。深盆地气藏的形成不需要传统意义上的构造圈闭, 但要求有区域上的地层倾斜。

2) 气水倒置是深盆地气藏最重要标志之一。深盆地气藏表现为同一储层中在构造的上倾方向为饱含水层, 下倾方向为饱含气层, 气与水之间存在着区域性的气水过渡带(宽度一般 10~ 16 km 不等)。气水边界不受构造等高线控制。其位置分布及规模大小受储层岩相及物性条件变化影响, 饱含气层除了向构造上倾方向渐变在水层外, 无底水和边水存在。

3) 深盆地气藏含水饱和度差别较大。含气带地层水矿化度一般高于上倾方向的含水带, 沿储层构造上倾方向随着含气饱和度的降低。

4) 深盆地气藏多具异常压力。从深盆地气具有的异常压力特征来看, 反映出处于一种相对封闭的系统。天然气进入致密储层时, 主要依靠相对于界面阻力的驱动压差, 在原生深盆地气藏形成期, 驱动压差不足

以克服界面封堵阻力,必然在流体中形成高于静水压力的异常高压。在深盆气藏的改造和调整期,由于构造抬升和水动力破坏等因素,使异常高压予以释放而形成异常低压或正常压力。虽然引起超压的原因很多,但在北美地区引起异常高压的原因是生烃作用。

5) 深盆气源岩主要为含煤地层,气源充足。

6) 深盆气储层多为致密砂岩,其间多发育富气的“甜点”。虽然深盆气在气藏内部充注在各种岩性的地层中,但它可以在某些优势层带造成局部气体的浓度集中,形成深盆地内广泛发育的被称之为“甜点”的渗透性储层。由于储层物性的非均质性以及沉积成岩作用和地质流体影响,在致密储层内部形成局部的高孔隙度、高渗透性地层,当深盆气在致密储层中排替自由孔隙水运聚成藏时,这些物性好的储层段会优先充满天然气,形成富气“甜点”。

1.3 深盆气的成藏机制

根据张金亮等人(2002)的最新研究结果^[6],深盆气的成藏机制要点可概括如下。

1) 储层的致密化成岩作用在天然气大规模生成之前必须完成。深盆气藏的气水倒置关系要求构造上下倾方向存在物性差异,沿构造上倾方向孔隙度变好,在构造下倾方向为物性很差的低渗透致密砂岩。一般说来,储层物性越好,油气越容易在其中运移和聚集,对成藏越是有利。但对于深盆气而言由于成藏机理有别于常规气藏,主要是依靠界面阻力封堵油气,故储层越致密越有利于形成聚集。在有机质大量成气阶段,由于地层孔隙迅速被气饱和,来自露头的大气水也大大减少。因而地层水滞留,形成了一个相对封闭的水动力系统。导致提高孔渗性的溶解作用变弱或无效。压实作用可使孔、渗进一步降低,变为低渗透地层。相反,在上倾部位埋藏较浅的储层仍然保持了较高的孔隙度和渗透率。当低渗区超压天然气超过岩石破裂强度时,产生裂缝,从而形成天然气渗流通道。如果烃源岩大量生、排气是在储层致密化之前完成,那么形成的更可能是常规气藏。

2) 深盆气藏的形成以气相为主:北美地区深盆气藏的源岩普遍含气,以游离相为主且比例高。据排气机理模拟实验,在气水共存的源岩中,相同压差作用下水优先排出,而气后排出,这说明了气相在源岩中不断富集、气水比例呈不断增高的趋势。倘若水相大于气相而占主体优势,那么地层水排出时会把天然气随之带走。

3) 驱动压差是深盆气运移的关键动力条件:实

验表明,在无外加压差条件即静水条件下,气相在孔隙直径小于4.5 mm(实验值)的储层中很难自由上浮。由于地下储层绝大多数储层的孔隙直径都小于4.5 mm,因而无论其渗透率高低,气相在储层中更不可能上浮。因为气水之间存在着密度差,所以浮力始终存在,但气柱在非毛细管孔隙(直径大于0.5 mm,毛细管力可以忽略)中不能上浮,说明还存在一种与界面有关的流动阻力,即界面阻力。据前人研究,界面阻力与流体同管壁的接触面积大小近似成正比关系。从这个意义上看,深盆气的运移和聚集需要额外的驱动压差才能进行。在地下,驱动压差主要起因于烃类生成或热增压形成的膨胀作用或者构造应力作用。

4) 界面阻力封堵是深盆气富集的主要机制。深盆气藏主要形成于紧邻源岩的储层中,而且储层在天然气大量生成充注前已完成致密化成岩作用,随着气体的不断供给,在构造挤压应力、生烃膨胀力等驱动下排替自由孔隙水,推动气水界面向上倾方向运移,直至物性变好的饱含水带,由于界面阻力的封堵造成天然气在致密储层中聚集成藏,形成气下水上的分布格局。因此,在气藏下倾部位不存在边水或底水,气水界面存在于气藏的上方,以气水过渡带的形式出现,深盆气藏不需要传统意义上的圈闭构造高点和盖层封闭条件,深盆气的分布范围一般较大,在致密储层中广泛存在高度富气的“甜点”。

5) 驱动压差消失,气的运移停止。在压差驱动下,天然气首先在近注入点的孔隙中聚集,然后再以有限或指状的前缘向前运移。若压差消失,气的运移也就随之停止。若岩层是倾斜向上的,而气从下倾方向注入,那么就会造成气水倒置关系,且这种关系不会因浮力而改变。

6) 气源岩与储层的紧密接触是控制深盆气藏形成最主要的地质因素。源岩中的天然气一经排出就可以进入相邻储层排驱地层水而聚集成藏。在气源岩和储层接触范围内,供气点可能有多个,即是网状或筛状的,因而在与气源层接触的储层范围内。若供气充足,整个储层便可形成气层,但气层的最大气饱和度一般在50%~80%。由于致密储层物性与气源岩相差无几,深盆气的初次运移与二次运移动力主要为源岩生烃产生的膨胀压力(异常高压),而不是浮力和水动力^[10]。

7) 储层致密化前或构造运动的改造形成常规气藏。国外深盆气勘探实践表明,在深盆气藏区外也经常分布着气在上水在下的常规气藏,但气藏范围一般较小。深盆气区外的常规气藏形成主要源于两

种机理:首先作为深盆气主力气源的煤系烃源岩在成熟演化的各个阶段都有气体生成,在储层致密化之前生成的天然气也随时排替出来,砂岩储层成岩早期物性相对较好,孔、渗较高,既能储集油气又能提供良好的运移条件,气体在储层中发生二次运移的阻力相对较小,运移过程中遇到构造高点或其它合适圈闭时,可按常规气藏的成藏模式聚集分异。其次,深盆气运移聚集于致密储层中成藏以后,还会受到次生条件的改造和调整。构造应力作用使岩层破裂或形成断裂通道,盆地抬升遭受剥蚀后造成深盆气藏内部温压条件变化,产生压力泄漏或者深盆气藏上倾方向存在活跃水动力条件使气藏受到扰动,都可能引起气体外泄,继续运移的气体在致密储层之外的合适圈闭中聚集成藏,也能形成常规气藏。

2 与深盆气藏特征相违的川西深层勘探事实

2.1 深凹陷区并非普遍含气,地层水活跃

构造下倾方向为含气储层,通过气水过渡带向上倾部位过渡为饱含水区是深盆气的重要判别标志。与国内外典型深盆气藏对比,川西坳陷上三叠统不存在这一标志。上三叠统的油气勘探显示出向斜区并非普遍含气,而且地层水分布很普遍。

1) 与高产工业气井新 851 同位于新场气田燕山期古构造圈闭范围内的川孝 150 井,上三叠统储层物性相对更好,仅见微弱气显示;

2) 位于柘坝场构造高点上的柘 1 井,须二段为干层;

3) 合兴场构造川合 138、139、140 井须二段测试为干层;

4) 老关庙背斜关 6 井于须二段测试产气 $3.78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (产层中部埋深海拔 - 3 785 m),凝析油 4.49 t/d,无水。同层位相隔 2.2 km 的关 8 井(海拔 - 3 702 m),测试日产水量达 1 485.8 m^3 ;

5) 合兴场构造须二气藏已被生产动态证实为一异常高压孔隙-裂缝底水气藏,自 1988 年至今,3 口井(127、100、137)已累计产地层水 4 7043.94 m^3 ,具有明确的气水界面,原始气水界面海拔高度为 - 4 174.8 m;

6) 丰谷构造川丰 175 井须四气藏累计试采天然气 1 119.78 $\times 10^4 \text{ m}^3$ 就迅速水淹。

2.2 不存在区域上的气水倒置关系

中国鄂尔多斯盆地 96 口井试气结果分析表明,山西组、下石盒子组东胜-乌审旗-靖边三角洲体

系长约 200 km,宽约 50 km,北东向的河道砂体呈带状分布,气主要分布在下倾方向的储层中,向上倾方向逐渐变为气水过渡带和含水区,充分表现出深盆气藏特有的气水倒置特征。

而在川西则完全不同,无论是在川西坳陷深凹陷部位还是到宽缓的斜坡部位,气水关系都较为复杂,同一构造相同层位之间、同一钻井不同层位之间、甚至同井同层位之中的气、水关系可交织出现,十分复杂。川西坳陷上三叠统储层的气水分布决不是深盆气上倾部位饱含水,下倾部位饱含气,过渡带气水同出这一简单模式可以概括得了的。据中国石油西南油气田分公司勘探开发资料,并未在川西坳陷斜坡高部位发现常规气藏和饱含水带。例如,地处川中古隆起西坡的八角场气田,以致密超压须四段为主产层,较高产气井一般位于构造高部位,产量 $18 \times 10^4 \sim 40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 不等,但同时该气藏在构造主体部位也存在着不产气的水井和气水同产井。北斜坡上的九龙山气田、南斜坡上的汉王场含气构造同样未在须二段和须四段显示相对于川西深凹陷部位的区域性气水倒置关系。

2.3 晚期背斜控气不明显,但与早期构造密切相关

喜山期构造运动在四川盆地形成了大量的背斜构造,并掩盖和改造了早期构造运动旋回中产生的局部构造形态,就天然气布与现今构造的关系而言,控气作用并不明显,气层分布与现今构造圈闭无关的实例频频可见。如在柘坝场、文兴场、九龙山、汉王场、老关庙、新场、平落坝等喜山期构造圈闭之外都发现了气井。

1) 文兴场构造圈闭之外的文 10 井,须二底部日产气 $2.55 \times 10^4 \text{ m}^3$,产气层比最低构造圈闭线低 100 m 以上;

2) 老关庙构造的关 2 井也在构造圈闭以外,须四段日产天然气 $11 \times 10^4 \text{ m}^3$;

3) 柘坝场构造柘 3 井也在圈闭线之外,产气层比最低圈闭线低 65 m,测试日产气 $59.31 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。柘 4 井远离背斜圈闭,测试日产气 $2.59 \times 10^4 \text{ m}^3$;

4) 汉王场构造的气层分布也与背斜构造高部位无关,构造低部位产气;

5) 无背斜圈闭的川西坳陷东坡上钻的川 97 井曾发生强烈井喷;

6) 平落坝香二气藏所钻 12 口井均未见水,构造闭合度 590 m,而气藏高度 719 m,产气层比最低圈闭线低 129 m;

7) 新场构造 851 井须二产气层比须二构造最低闭合线低 100 m。

以上实例曾被多家学者引以为深盆气藏的特征,然而,这些学者忽略了川西坳陷油气生排烃高峰在喜山期之前和岩石致密化史的研究,未能从油气成藏机制这一本质上去深究川西坳陷构造控气作用弱的原因,从而得出的结论也就难以让人普遍认同。将川西坳陷构造演化史、生排烃史、储层致密化史进行一体化研究后发现,须家河组现已发现的气藏,无一例外的都与印支—燕山期古构造密切相关,表现为受古背斜、古斜坡控制的岩性、成岩、裂缝型圈闭,隐蔽性较强。这充分揭示了油气运移聚集关键时期川西坳陷深层须家河组油气成藏的常规性和后期构造运动叠加、流体—岩石物理—化学成岩改造的非常规性。

2.4 并非大面积含气,但局部聚气丰度可以很高

与北美深盆气藏大面积含气(没有干井)、储量规模巨大而含气丰度较低(不压裂大多不具商业开采价值)的特点不同,川西坳陷含气部位分布极其不均匀,气藏隐蔽,地质和地球物理预测的难度都更高,而一旦得手,不采取任何工艺措施也可获得日产上百万方的高产气流(表 1)。目前,中石化西南分公司针对川西深层的储层改造技术正在研究过程之中,已经取得的油气勘探成果均为自然产能。

2.5 圈闭类型多样,以古构造为基础的复合圈闭为主

尽管深盆气藏的圈闭类型在国外被定义为聚散平衡作用形成的动态圈闭,但对降温盆地这种动态圈闭的理论是不适用的。动态圈闭没有构造、岩性的概念,国内外深盆气藏的圈闭类型一般以岩性圈闭、成岩圈闭、裂缝圈闭或这几种因素的复合为主,构造圈闭在深盆气藏中占据极微弱地位。如鄂尔多斯 2000—2001 年探明地质储量达 $6\ 020 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的

苏里格特大型气田,其气藏的圈闭类型为河流三角洲大面积岩性圈闭。

川西坳陷上三叠统须家河组现已查明的圈闭类型主要有断档背斜、继承性复合背斜、构造—裂缝、构造—成岩型。几乎没有单一成因的简单圈闭。各种圈闭类型多与构造,特别是早期古构造相关,明显地揭示了川西深层天然气具有炯然不同于深盆气运移聚集的成藏机制。

2.6 大型古隆起及其斜坡带控制油气分布

与深盆气特征相异,川西坳陷不具备大面积普遍含气的特点。勘探事实表明,现今发现的气田、含气构造普遍与燕山期存在的大型古隆起及川中西斜坡正向构造带相关。这些正向构造带构造恰是上三叠统烃源岩主排烃时期的低势区,这就证明了油气早期的运移是一种常规性的较大规模的孔隙性疏导层流动。

3 川西上三叠统成藏机制

王金琪在考察北美深盆气并与川西进行油气地质特征类比的基础上指出:“‘深盆气’理论不适用于川西坳陷”^[7]。前述勘探事实也说明,迄今为止并没有发现川西坳陷存在具有深盆气典型特征的气藏。通过川西坳陷天然气成藏机制的研究,可以更加有力地说明川西坳陷须家河组有着与深盆气藏完全不同成藏机制。与深盆气理论不同,川西坳陷的天然气成藏机制可概括为:不存在动态圈闭;生气高峰在储层致密化之前或同步进行;二次运移动力主要为浮力和水动力;水溶相是二次运移的主要方式;流体低势区是油气运移指向;毛细管阻力和流体压力是

表 1 川西坳陷部分气井测试结果统计表

Table 1 Some testing data of gas wells in the Western Sichuan Depression

井号	气藏	测试结果/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	产能评价	备注
川合 100	T_3x^2	34.9312	中产	无阻
川合 127		19.245	低产	无阻
川合 137		33.5417	中产	无阻
新 851		151.398 6	高产	无阻
川丰 125		79	高产	
川丰 175	T_3x^4	24.016 2	中产	迅速水淹产能锐减
中 4 井	T_3x^2	104	高产	无阻
白龙场	T_3x^3	5.6	低产	
魏城	T_3x^3, T_3x^4	90.51	高产	无阻
汉 1 井	香二	18.9	低产	未稳
油 1 井	须二	油 48t/d, 气 0.168	低产	
邛西 4	香二	174	高产	无阻
平落 2	香二	102	高产	无阻
平落 8	香二	108	高产	无阻

天然气主要的聚集封堵力。

3.1 川西坳陷不存在动态圈闭

川西坳陷于始新世—更新世经历了喜山期构造运动作用,整体抬升约 1 000~2 000 m 不等,区内不同程度缺失上白垩统一第四系,古地温降低约 30~60°C,高活化能的有机组分由于地温下降不再发生热降解,上三叠统烃源岩热解生烃作用变得微弱甚至完全停止。因此,川西不可能存在供气速率大于散失速率的动态圈闭。

3.2 大量生气在储层致密化之前或同步进行

在“十五”国家科技攻关重点科技攻关项目一级专题《川西坳陷上三叠统天然气富集规律与预测技术研究》中,详细论证了上三叠统生、排烃历史和储层致密化历史,认为源岩大量生烃和排烃时砂岩疏导层和储层并未完全致密化,天然气完全可以在疏导层中进行正常的气水分异和驱水作用,在隆起或斜坡带合适的圈闭中富集成藏。

3.3 水溶相是运移的主要方式

对世界主要含气区的研究表明,“烃类气体工业性聚集的形成,主要是由于地下水中天然气集中的结果”。川西坳陷的油气运移研究表明,由于该区地质条件的复杂性,天然气在疏导层中的运移随不同时期、不同地域、不同层位和地质条件变化引起的温度、压力、介质成分不同而呈现多种复杂的运移相态:水溶相、游离气相、油溶相。在地史中各种相态并非一成不变,而是不断地发生着相态转化和平衡的作用。但天然气从源岩进入疏导层并在其中进行二次运移的主阶段上,水溶相是最主要的。

据“八五”期间水溶动态平衡法计算结果,晚侏罗世末川西坳陷上三叠统烃源岩总生气量 $362 \times 10^{12} \text{ m}^3$,而在地层水中呈溶解、弥散态的天然气量达 $268.19 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占总生气量的 74%,如此巨大的水溶气量足以证明,天然气是以水溶气相方式进行运移,并在相对的流体低势区随地层温度、压力的降低脱溶成藏。

3.4 二次运移动力主要为浮力和水动力

虽然川西坳陷不同地区不同层位的上三叠统岩石致密化时期差异明显,但整体致密化完成是在晚侏罗世末期,这就使得在此时期以前,须家河组砂岩孔隙中蕴藏着巨大的水量。据计算,早侏罗世末上三叠统—下侏罗统容水量达 $35.75 \times 10^{12} \text{ m}^3$,毫无疑问,整个燕山期生成的巨大烃气有足够的地层水作为载体。由于水在亲水岩石中运移不受毛管阻力的作用^[10],水溶相运移效率很高。在川西坳陷天然气生排烃高峰期,上三叠统尚未整体致密化,地层水

动力循环系统仍然在天然气运移中起重要作用,呈水溶相的天然气在流体势的作用下运移,因此,水动力和浮力必然成为二次运移的主动动力。

3.5 流体低势区是油气运移指向

川西坳陷上三叠统在燕山中期形成了 3 个区域性展布的 NEE 向隆起带。中晚侏罗世,主力烃源岩须三段生排烃作用达到高峰,在此时期,无论是须三段源岩还是须二段砂岩的流体(气、水)势都呈现出 NEE 向的低势区分布,与古隆起展布大体相似,揭示了当时油气运移的主要方向^[11]。

3.6 毛细管阻力和流体压力封堵是天然气聚集的主要机制

与深盆气依靠界面阻力封堵成藏的机制不同,川西上三叠统天然气由输导层进入低势区,由于温度压力的变化脱溶,或因气水重力分异形成游离气相而富集,并对有利圈闭进行充注形成气藏。上三叠统具有自下而上生储盖组合的有机配置,以泥质岩为主的须三段、须五段以较高的毛管阻力和生烃增压形成的流体压力造成气藏的封隔,成岩胶结作用使砂岩孔隙喉道变的细小,毛管阻力增大,也是天然气被封存的原因。

4 川西深层天然气成藏模式

川西坳陷上三叠统生排烃作用早,经历了多旋回构造运动作用,岩石致密化作用与生排烃作用同步进行,天然气成藏模式可概括为“早常规—晚改造”复式成藏(图 1)。

川西坳陷上三叠统在喜山运动以前整体以被动沉降为主,烃类持续生成,燕山中晚期须三、须五段生排烃作用达到高峰,与此同时须二、须四段砂岩致密化持续进行,部分地区的层段先后进入致密化阶段,但截止晚侏罗世末(131 Ma),上三叠统砂岩整体致密化作用才完成,在此之前天然气还能够进行常规运移和正常的重力分异,因此,这一阶段天然气按常规油气藏差异聚集原理富集,形成以常规背斜圈闭为主(可能有部分非背斜圈闭)的油气藏。

早白垩世后,生排烃高峰结束,上三叠统整体处于致密化阶段,天然气通过疏导层进行孔隙性规模运移变得困难。进入第三纪,川西坳陷经历了以大幅度构造抬升和强烈构造挤压为主的喜山运动,上三叠统生烃作用停止或变得微弱,储层更加致密,出现压结式结构,大批新背斜和断裂形成,早期形成的油气圈闭经历了复杂的叠加和变形改造,温度压力的变化导致地层水离子浓度的变化,引发成岩后生

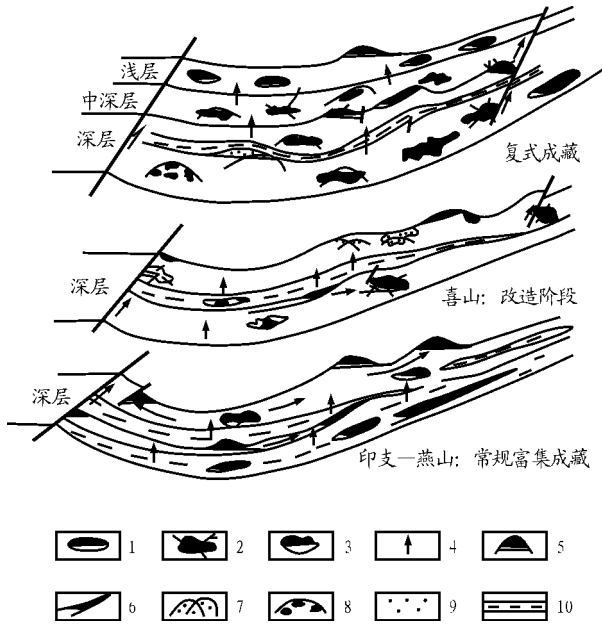


图 1 川西坳陷上三叠统“早常规-晚改造”复式成藏模式图

- 1. 岩性气藏; 2. 裂缝性气藏; 3. 成岩圈闭气藏;
- 4. 油气运移方向; 5. 常规背斜气藏; 6. 岩性尖灭气藏;
- 7. 古今叠合背斜气藏; 8. 古构造成岩圈闭气藏; 9. 砂岩; 10. 泥质岩

Fig. 1 A complex model of “normal accumulation in the early stage and modification in the late” for the Upper Triassic reservoirs in the Western Sichuan Depression

作用异常强烈,除了早期裂缝,各种类型的新裂缝应运而生。部分断裂系统发育地区,早期富集的油气经断裂和裂缝系统发生再次运移分配,形成裂缝性次生气藏。而在多数地区,早期形成的常规气藏若无断裂破坏或抬升暴露,也大都发生了变化。但因储层致密和超致密,油气不可能发生大规模的再次运移和重新聚集,在喜山期构造运动中,油气藏集中表现于受到改造:有的由原背斜高点变成了低点或翼部、有的气水界面被掀斜、有的由统一气藏被成岩作用肢解成若干储渗体,许多气藏范围超越了今构造圈闭,气藏形态变的很不规则,油气圈闭由早期的常规圈闭经历了强烈的改造后变得较为隐蔽,预测识别难度大幅提高。

总观上三叠统须家河组,具备优越的油气成藏地质条件,但前陆盆地被动沉降的性质使得岩石致密化,再叠加多旋回构造运动的作用,决定了该区域油气成藏即不服从常规油气聚集理论,又不符合简单的深盆气藏富集规律。川西坳陷的成藏历史与砂岩致密化历史密不可分,只有在构造演化历史背景中动态研究二者的有机结合方能认识成藏本质,进而掌握天然气富集规律,制定正确的勘探思路,提高油气勘探成功率。川西坳陷深层上三叠统具有复式成藏的特点,现今油气分布和圈闭特征是由复式成

藏特征决定的,早期常规富集,晚期强烈改造,形成了早期与晚期、构造与非构造、成岩封存与次生溶蚀、断裂裂缝破坏与油气疏导及储层改造等等因素交错叠加,复合形式成藏的局面。

在传统背斜勘探理论指导下部署钻探,目前上三叠统深井勘探成功率在全川西坳陷为 < 20% ~ 25%。根据“早常规-晚改造”复式成藏的模式,川西坳陷深层应大力发展隐蔽圈闭(指除物探技术能够识别的背斜以外的一切圈闭类型)的勘探技术,解决有效圈闭的识别与评价、深部地震成像、多波多分量地震勘探、储层物性及含气性、裂缝预测,深层钻井、完井、测试、储层保护、压裂改造等关键技术。

5 结论

川西坳陷目前并未发现具典型深盆气特征的储藏,从成藏机制的类比分析可见,川西上三叠统成藏机制与成藏模式与深盆气迥然不同。因此,川西坳陷的天然气属于深盆气之说值得进一步研究。但是,川西坳陷彭县向斜区在地史上一直处于持续埋藏之中,生烃强度居上三叠统之首,储层超致密化,推测该区可能发育深盆气藏。但由于埋深大于 6 000m,目前不具勘探开发条件。

参考文献:

- 1 宋岩,洪峰.四川盆地川西坳陷深盆气地质条件分析[J].石油勘探与开发,2001,28(2):14~16
- 2 张金亮,常向春,王世谦.四川盆地上三叠统深盆气研究[J].石油学报,2002,23(3):21~24
- 3 罗启厚,王世谦,余晓峰.四川盆地西部碎屑岩地层中的深盆气藏与次生气藏[A].费琪,戴世昭,朱永安.成油体系与成藏动力学论文集[C].北京:地震出版社,1999.136~137
- 4 王金琪.早聚晚藏——川西坳陷天然气基本特征[J].天然气工业,2001,21(1):5~12
- 5 牛善政,杨跃明.川西北区块上三叠统须五段气藏的深盆气特征[J].天然气工业,2001,22(2):6~10
- 6 张金亮,常向春.深盆地地质理论及应用[M].北京:地质出版社,2002.62~70,140~155
- 7 王金琪.鄂尔多斯超大型深盆气区三次理论预测及今后展望[J].天然气工业,2003,23(3):1~4
- 8 深盆气的研究值得重视[J].石油实验地质,1982,4(2):103
- 9 马新华.深盆气高孔渗富气区成因机理物理模拟实验与解析[J].石油实验地质,2004,26(4):383~388
- 10 李明诚.油气运移[M].北京:地质出版社,1982.121
- 11 岳东明.浅析川西坳陷燕山中晚期构造圈闭的有效性[J].石油实验地质,1999,21(2):128

STUDY ON DEEP BASIN GAS IN THE WESTERN SICHUAN DEPRESSION, THE SICHUAN BASIN

Chen Zhaoguo^{1,2}

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

2. Southwest Petroleum Branch, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610081, China)

Abstract: Natural gas in deep basin reservoirs is one type of tight sandstone gas pools, and its exploration strategy is wholly different from normal reservoirs due to its special characteristics and mechanism of gas accumulation. Is there any deep basin gas in tight clastics of continental facies in the Western Sichuan Depression? There were much different arguments about that. The gas accumulation mechanism and gas reservoir characteristics in the Western Sichuan Depression were compared with those of deep basin gas reservoirs in North American. It was considered that typical characteristics of deep basin gas had not been discovered in the Upper Triassic reservoirs. The gas accumulation mechanism of the Western Sichuan Depression is different from those of deep basin gas reservoirs. The complex gas accumulation model of “normal accumulation in the early stage and modification in the late” was suggested.

Key words: deep basin gas; gas reservoir characteristics; gas accumulation mechanism; the Western Sichuan Depression; the Sichuan Basin

(continued from page 31)

PALEO-GEOTHERMAL FIELD AND TECTONIC-THERMAL EVOLUTION IN THE CHUXIONG BASIN OF CHINA

Wang Guoli¹, Cai Ligu², Wang Jiyang³, Shi Xiaobing³

(1. Science Technology and Development Dept., SINOPEC, Beijing 100029, China;

2. Wuxi Research Institute of Experimental Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

3. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China)

Abstract: The evolution of geothermal field and tectonic-thermal activities were all consistent with tectonic events in the Chuxiong Basin. The heat flow values of the basin in the Late Triassic was similar to that of retro-arc basins in the world, but the thermal field and thermal gradient were slightly lower. The thermal gradient and thermal current were gradually weakening in the Jurassic and the Early Cretaceous as compared with those in the Late Triassic in the basin, which were close to the values of thermal flow in cratonic basins. The thermal gradient and thermal flow were rapidly raised in the Cenozoic as intra-continent strike-slip activities and magmatic injection happening along deep faults. The formation of high thermal field in the basin was the result of tectonic-heat activities.

Key words: tectonic-thermal evolution; Paleogeothermal field; the Chuxiong Basin