

文章编号: 0253-2697(2002)03-0027-07

四川盆地上三叠统深盆地气藏研究

张金亮¹ 常象春² 王世谦³

(1. 青岛海洋大学 山东青岛 266000; 2. 山东科技大学 山东泰安 271019;

3. 中国石油西南油气田分公司 四川成都 610051)

摘要: 川西前陆盆地的盆地演化、盆地结构和相对稳定的斜坡构造有利于深盆气的形成和聚集。上三叠统为海陆过渡相和陆相湖盆沉积,以三角洲沉积为主的砂体十分发育,晚侏罗世中期至早白垩世末期储层开始致密化,早白垩世以后储层进入超致密阶段,但对于深盆地气仍是十分有效的储层。砂体的上覆和下伏层均为暗色泥岩夹薄煤层的气源岩,因此对深盆气的聚集和富集成藏十分有利。煤系气源岩分布广、厚度大、生气潜力高、热演化程度高,从而为川西拗陷深盆气的形成提供了充足的气源。在早白垩世—晚白垩世中期,源岩进入生气高峰,为深盆地气形成的重要时期,造成孔隙中流体体积急剧膨胀,引起川西区处于超压环境。喜山运动后盆地大范围仍处于水动力交替停滞带,上三叠统深盆地气藏大面积具有整体封存条件。因此,上三叠统形成了一个几乎覆盖全盆地的特大型深盆地气藏。通过对深盆地气藏的主控地质因素的分析,可将川西拗陷划分为深盆地气分布区、气水过渡带和上倾含水区(常规气藏分布区)等三个区带。从全盆地看,气水分布具有明显的倒置关系,深盆地内气水分布不受构造控制。

关键词: 深盆地气藏; 致密砂岩; 气水倒置; 运聚机理; 上三叠统; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Masters(1979)^[1]将发育于构造下倾部位或盆地中央砂岩中的天然气藏称为深盆地气藏(Deep Basin Gas Trap)。之后有关深盆地气藏的定义都基于“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。大量研究表明^[2-14],多旋回的克拉通边缘盆地(前陆盆地)的深拗陷地区或向斜构造盆地轴部是形成深盆地气藏最有利的地质背景;气水倒置是深盆地气藏的重要特征,深盆地气藏多具异常压力;广泛发育的致密砂岩是深盆地气藏的主要储层,而其中高孔高渗储层和裂缝发育带是深盆地致密储层中形成具有经济价值气田的关键;煤系地层是深盆地气藏的主要气源岩,丰富的气源岩与活跃的生气作用是特大型深盆地气藏形成的地质基础;储层与成熟气源岩的密切接触是深盆地气藏形成的必要条件;深盆气的动态圈闭机理和扩散运移方式是国外深盆地地质理论的基础。近年来,笔者根据模拟实验与典型深盆地气藏解剖结果,提出了深盆地气为优质烃源岩供气、近源聚集、易于保存的成藏新理论,论证了深盆地气藏的形成并不需要供气平衡条件,在生气趋于停止的降温盆地中同样可以形成深盆地气藏^[15-17]。

四川盆地上三叠统研究工作历史悠久,通过国家“六五”、“八五”科技攻关项目及中国石油天然气集团公司二次资源评价,以及原地矿部西南石油地质局对这套地层含油气性的研究,明确了上三叠统的生烃母质主要是Ⅲ型,生烃量巨大,储集层是低孔渗高含水砂岩,保存条件普遍较好等问题,但对上三叠统油气分布规律的认识较为模糊,除认为古构造高部位的圈闭中可能聚集有油气外,对古构造较低部位是否有油气看法不一,有的认为低部位是水,有的认为存在封存箱。自深盆气的概念被介绍到国内,西南油气田分公司根据与阿尔伯达的初步类比,指出川西可能存在深盆地气,四川盆地中西部上三叠统油气分布的总格局受深盆地气运聚机理控制^[18]。但这些认识多属类比、推测,尚未作更加深入的研究工作。

1 地质背景

川西前陆盆地的盆地结构保存较好,盆地呈西陡东缓并向西倾斜的不对称形态。西部为深凹陷,与龙门山

基金项目: 国家“九五”重点科技攻关项目(96-110-01-04)部分研究成果。

作者简介: 张金亮,男,1962年11月生,1983年毕业于华东石油学院,1986年获华东石油学院硕士学位,1990年获成都地质学院博士学位,现为青岛海洋大学教授,主要从事油气藏地质及深盆地气藏研究。

冲断带以一系列冲断层相连;东部较浅,以平缓的斜坡与前陆隆起过渡。川西拗陷的发展演化保持了相对稳定的古构造格局,上三叠统各主要储层顶面构造的发展情况基本类似。川西拗陷在盆地类型和结构上与北美大型深盆气田都存在着可比性,但盆地后期构造运动较强,局部隆起和断裂对深盆气藏的影响较大。

上三叠统包括须家河煤系和香溪群,是一套假整合于中三叠统雷口坡组碳酸盐岩侵蚀面之上,不整合—整合伏于侏罗系红层之下的一套以砂泥岩为主的煤系地层。上三叠统沉积厚度西厚东薄,沉降中心紧靠龙门山冲断层一侧,厚度超过4000m。须家河煤系及其上部的香溪群共分为八个段。其中须一段、须三段和香三段、香五段这四个段以泥质岩沉积为主,夹煤层、煤线;须二段和香二段、香四段、香六段这四个段以砂质沉积为主^[19]。须家河期存在不同性质的两种沉积环境,即早期(须一)的海湾环境和后期(须二+须三)的近海湖盆环境。须一段沉积早期,陆源碎屑供给较少,主要发育碳酸盐沉积。须一段沉积晚期,川西北地区多处于三角洲前缘亚相带中,在绵竹—成都—巴中—剑阁一带形成一系列三角洲前缘砂体。须二段沉积期是三角洲砂体最为发育的时期,以水下分流河道和河口砂坝为主,滨岸区则发育滨浅湖滩坝砂体。须三段沉积时期,物源供屑能力减弱,湖泊水体较须二段沉积时有所加深,在成都—三台地区可能存在较深水沉积环境,但砂体厚度减薄,三角洲沉积作用衰弱。由于龙门山北段隆升,使得西北侧地形高差增大,从而在江油—剑阁一带形成了冲积扇砂砾岩体。香溪群沉积时期,沉降中心仍然位于川西地区,龙门山北段隆起较明显,川中则为一个较为稳定的平台区,发育三角洲前缘砂体,三台西北侧发育扇三角洲乃至冲积扇沉积。川西北地区仍然发育三角洲平原——泛滥平原,而东南侧则主要形成水进型三角洲沉积体系。总之,上三叠统沉积泥质岩和煤层与上下储层大都直接接触,这种有利的生储组合是深盆气形成的先决条件。

上三叠统储层以低孔隙度、低渗透率、高含水饱和度和细小喉道为特征。储集砂体分布面积大,砂层厚度大,相对较好的储集砂体是须二段、香二段和香四段。须二段三角洲前缘储集砂岩厚度为200~300m,平均孔隙度一般为3%~6%,个别样品孔隙度可达15%。须二段上覆于须一段海湾泥质岩之上,下伏于须三段湖沼沉积之下,两侧可有不断的天然气供给,形成天然气聚集的有利相带。香二段三角洲前缘储集砂体厚度50~250m,分布面积广,物性较好,孔隙度一般在4%~7%,最大达10%。该段砂体的上覆和下伏层均为暗色泥岩夹薄煤层的气源岩,因此对深盆气的聚集和富集成藏十分有利。香四段由分流河道和水进型三角洲前缘及滨湖浅滩等砂体构成,砂体厚度比香二段小,变化也较大,砂体厚达50~250m,平均孔隙度3.7%~6.8%。香六段砂岩厚度一般50~150m,局部遭剥蚀,该段无岩心资料,在川西地区均有气显示或产微气,底部砂岩与香四段砂岩特征相近,亦可作为川西地区深盆气储层。

2 气源岩地球化学特征

四川盆地上三叠统烃源岩为一套海湾—半咸水湖沼相煤系地层,由暗色泥岩、炭质页岩和煤组成。有机显微组分以镜质体和半镜质体为主,平均含量在85%以上,有机质类型以Ⅲ型为主。暗色泥页岩厚度一般为300~1000m,在川西拗陷最厚可达1400m左右;煤层厚度一般为2~10m,最达可达28m。煤系气源岩广泛分布在四川盆地华蓥山以西,龙门山以东,面积约 $9.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ 的中西部地区,并呈现出由西向东和由南向北源岩厚度减薄的特点(图1)。

上三叠统气源岩具有较高的有机质丰度,其中炭质页岩和煤的有机碳含量一般大于35%,氯仿沥青“A”含量平均高达0.53%,总烃含量平均为 2016×10^{-6} ,暗色泥页岩的有机碳含量一般大于1%,总烃含量大于 150×10^{-6} 。从区域分布来看,有机质丰度在川西拗陷源岩最高,向北部和东部地区有机质丰度逐渐降低。上三叠统源岩在川西拗陷形成较高演化区, R_o 值以此为中心,向周缘呈环带状减小(图1)。但总的来看,除地面露头外,绝大部分地区的源岩 $R_o > 1.0\%$,都已进入生气窗范围。

四川盆地受燕山和喜山运动的影响,上三叠统地层经历了抬升、剥蚀,烃源岩的生气速率明显减缓,但其热演化生气作用并未停止,源岩至今仍具有缓慢的生气作用。川西拗陷上三叠统普遍具有的异常高压现象与活跃的生气作用有关^[18]。上三叠统煤系气源岩分布广、厚度大、生气潜力高、热演化程度高,从而为川西拗陷深盆气的形成提供了充足的气源。

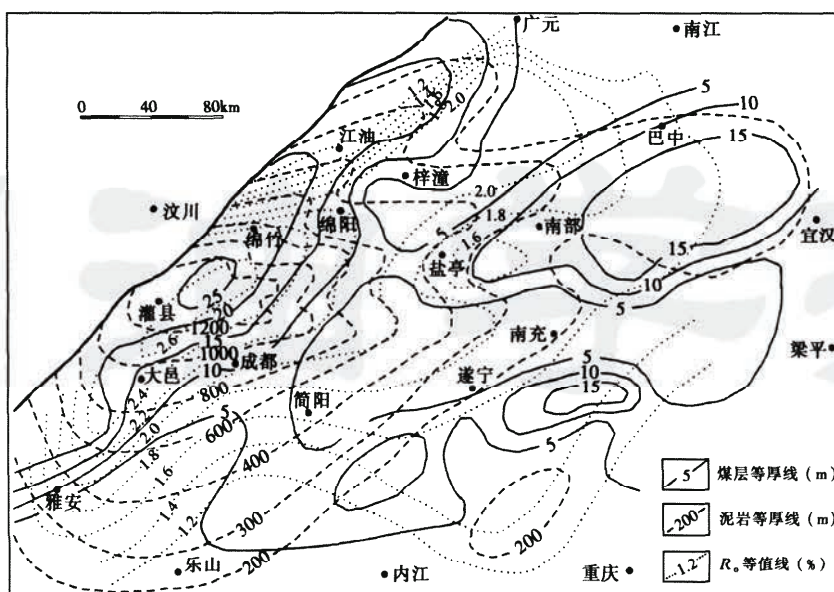


图 1 四川盆地中西部上三叠统气源岩厚度及 R_o 等值线图

Fig.1 Isogram of the thickness of source rock and R_o of Upper Triassic in west and central Sichuan

3 深盆气的生成与聚集成藏

陆源有机质在整个热演化过程中均有天然气生成,而且煤系源岩在热演化过程中以产气为主,气态烃产率一般随着热演化程度的增高而不断增大。对应于川西坳陷上三叠统热埋藏史,川西坳陷上三叠统源岩在早侏罗世—中侏罗世开始成熟,晚侏罗世—白垩纪达到成烃高峰,生气量最大(图 2),至白垩纪末,大部分源岩已进入高成熟—过成熟阶段。川西坳陷生气强度最大,一般都超过 $50 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$,最高可达 $200 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。晚侏罗世—白垩纪气源岩经历了聚气排水阶段后形成了大量天然气的聚集,气相便在压实作用和膨胀作用产生的压差驱动下排出源岩,首先在源岩与相邻储层的接触面上聚集,逐渐把储层中的水驱替。由于成岩作用影响,晚侏罗世中期至早白垩世末期储层开始致密化,早白垩世以后储层进入超致密阶段,砂岩孔渗性已大为降低,地层水相对不活跃,但供气速率较大,天然气不易在大范围内运移,造成孔隙中流体体积急剧膨胀,引起川西地区处于超压环境。整个川西地区可分为川西北部—川中西北部高压、超高压区;川西中部的高压区;川西南部的正常—过渡压力区;龙门山北段前缘带及龙泉山地带的正常压力区。

深盆气储层中自生矿物中烃类包裹体分析表明,其均一温度可分为两组,一组为 $63 \sim 100^\circ\text{C}$,另一组为 $110 \sim 140^\circ\text{C}$,即至少存在两期烃类注入。第一期充注相当于早侏罗世到中侏罗世,此时源岩刚开始成熟生烃,对深盆气的形成影响不大,第二期充注发生在早白垩世到晚白垩世中期,此时砂岩储层致密化已经结束,源岩进入生气高峰,为深盆气形成的重要时期。

由于喜山运动的影响,上三叠统隆起遭受剥蚀,剥蚀厚度达 $1 \sim 2 \text{km}$,古地温降低,生气速率减慢。川合

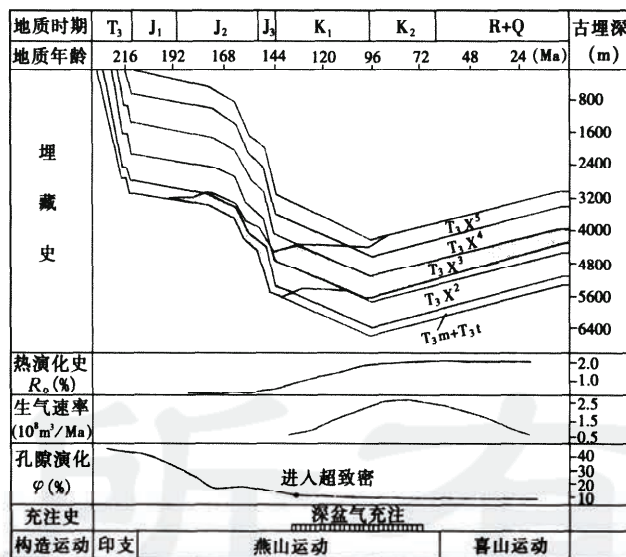


图 2 川西坳陷上三叠统深盆气藏成藏条件演化图

Fig.2 Deep basin gas trap evolution of Upper Triassic in west Sichuan

由于喜山运动的影响,上三叠统隆起遭受剥蚀,剥蚀厚度达 $1 \sim 2 \text{km}$,古地温降低,生气速率减慢。川合

100井上三叠统源岩的有机碳与含气率之间具有良好的对应关系,而且含气率相当高,表明目前处在高成熟—过成熟演化阶段的源岩仍在源源不断地生气。根据阿尔伯达埃尔姆沃斯深盆气的研究成果,深度超过2000m,温度为80~120℃, R_o 介于0.9%~2.0%的源岩现今仍具有活跃的生气作用,由此推断川西拗陷上三叠统源岩现今也具有活跃的生气作用,可源源不断地为深盆地气的形成提供充足的气源。

4 深盆地气的改造与保存

深盆地气经历了聚气排水与运移聚集形成原生深盆地气藏后,便进入了改造与保存成藏期^[13]。改造深盆地气藏的主要方式有3种:①气藏压力若超过储层和气源岩的破裂强度,就会产生裂缝,如果再加上断裂作用,深盆地气就会沿着这些裂缝或断裂垂向运移,并在浅处地层中聚集;②深盆地整体抬升,遭受风化剥蚀,构造格局的变化一般不会对深盆地气的保存产生较大影响,只有当扩散作用十分强烈,深盆地气藏才会破坏;③水动力环境对深盆地气藏的保存至关重要,活跃的水动力环境可以导致原生深盆地气藏的破坏,因此相对稳定的水动力环境也是深盆地气保存的重要条件之一^[17]。

川西拗陷在天然气大量生成时,砂岩的致密化作用已基本完成,于是进入其中的天然气运移速度相当慢,气体很难凭自身浮力突破上倾方向孔渗性较好的多孔含水砂岩界面阻力的封堵,天然气不会向外扩溢散失。由于拗陷中天然气不断生成并持续供给相邻储层,在源岩及相邻储层中的含气饱和度越来越高。喜山运动在构造应力强烈的中坝、平落坝等地区派生隐伏断层和构造裂缝,使得压力释放,部分深盆地气也随之逸散。同时部分水溶气或游离的气也会向上倾方向运移,这些不管是受破坏的原生深盆地气还是水溶气(游离态气)在遇到背斜或裂缝等类圈闭时,即可聚集成藏,形成常规气藏。川西拗陷上三叠统深盆地气藏由于受到后期构造运动影响,其内部也可能发生改造,如新场一带,喜山运动的断裂作用,导致天然气向浅部侏罗系地层中运移,形成浅层油气藏,破坏的深盆地气沿着断裂通道向侏罗系地层垂向运移后,使得上三叠统深盆地气藏中的超压有所释放,压力降低,周围处于超压的天然气随后会予以补充,源源不断地运移到侏罗系中的天然气由于受到上覆层的封盖,处于压力封闭状态,浅层与深层天然气藏的叠合形成了一些类似“串珠状”的气藏形态。

水动力条件对川西深盆地气的改造与保存至关重要。上三叠统地层水以 CaCl_2 水型为主,仅河13井和汉2井为 NaHCO_3 水型,关5井为 Na_2SO_4 水型,关4井为 MgCl_2 水型,研究区水文地质条件主体处于封闭的深埋环境,综合古地温、古压力场与地层水矿化度的变化,川西拗陷上三叠统可分为三个变化带:①水体自由交替带:主要靠近上三叠统地层露头,分布范围很窄,包括成都以南的雾中山、高家场北斜北西、绵竹—安县一带、香水大断裂,该带渗入水交替强烈,为活跃的开闭环境,古地温变化大,压力系数1.0左右,活跃交替的水体对原生深盆地气不断扰动破坏,钻探结果产水;②水体交替停滞带:该区控制了川西拗陷的绝大部分面积,包括川西拗陷南部周公山以北、三和场、汉王场、平落坝、大邑构造及其以东大部分地区如苏码头、龙泉山、合兴场、老关庙及九龙山一带,水体交替相对停滞,处于封闭还原环境,对深盆地气提供了良好的保存条件,是有利的勘探区域。③水体交替缓慢带:紧邻水体交替活跃区内侧,与封闭高矿化度区间呈狭窄地带,向拗陷内封闭性稍好,水交替较弱部位对深盆地气影响不太大,钻探结果多为气水显示或产水。川西拗陷上三叠统砂岩在晚侏罗世中期至早白垩世末期储层开始致密化,早白垩世以后储层进入超致密阶段,砂岩孔渗性已大为降低,泥岩封盖性已变好,深盆地气的长距离运移处于相对停滞,此时是深盆地气聚集的重要时期。喜山运动发生隆起剥蚀,晚幕运动造成周边范围出现供水区,但是由于地层致密且断裂以压性为主,因此周缘的水自由交替带和交错缓慢带不可能很宽,盆地大范围仍处于交替停滞带,弱的水动力条件加上致密的砂岩储层等因素有利于深盆地气藏的保存,这说明四川盆地上三叠统在喜山运动改造后仍大面积存在整体封存条件。

5 深盆地气藏特征

川西拗陷源岩热演化程度较高,现今全盆地 R_o 均大于1.2%,从原始深盆地气的成藏观点来看,四川盆地中西部上三叠统形成了一个几乎覆盖全区的特大型深盆地气藏。原始深盆地气形成以后,便进入了深盆地气的改造阶段。影响深盆地气分布的主控地质因素有源岩条件、供气充足程度及构造运动和水动力条件等,综合这些因素将

四川盆地分为深盆地气分布区、气水过渡带和上倾含水区(常规气藏分布区)等三个区带(图3)。

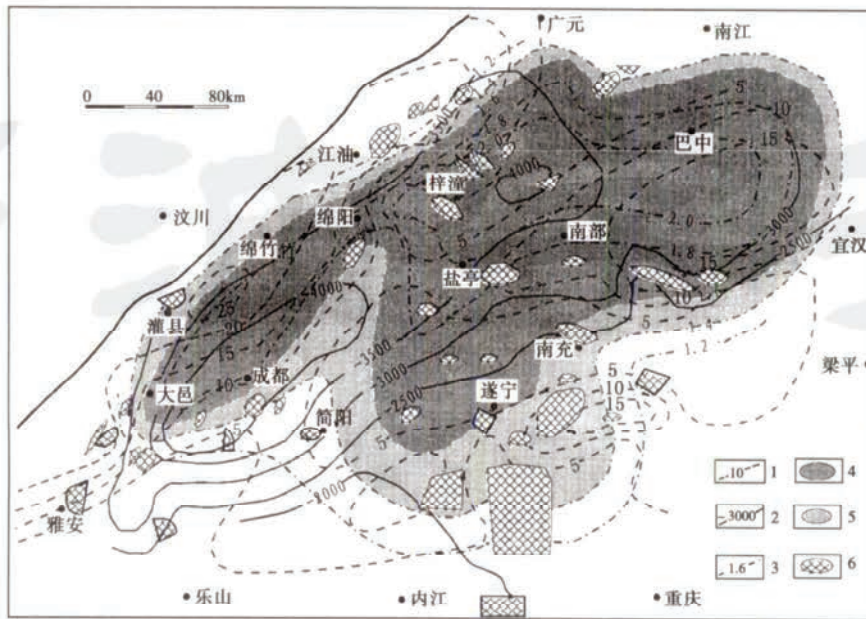


图3 川西坳陷上三叠统深盆地气藏分布预测图

Fig.3 Forecast of deep basin gas trap of Upper Triassic in west Sichuan

1—煤层等厚线,m; 2—香二段顶面埋深等值线,m; 3—压力系数; 4—深盆地气区; 5—气水过渡带; 6—已钻探气藏

盆地中煤层厚度大于10m,压力系数大于1.6的超高压区为深盆地气藏分布区。该区储集砂体与高过成熟气源岩具有直接接触关系,深坳陷中处于深盆地气区的上三叠统砂岩几乎层层含气,泥质岩类段中的很多砂岩层也都含气,水显示较少,试气结果显示梓潼坳陷白龙场、柘坝场、文兴场、老关庙、魏城、丰谷镇和秋林等构造中均含气,玉泉、孝泉一带的构造也都产气。深盆地气区的气层分布受局部构造控制不明显,背斜之外的许多井仍产气,如在柘坝场、文兴场构造圈闭之外都发现了气井,柘3井的须二段上亚段产气层位比构造最低圈闭线低65m,测试日产气 $59.31 \times 10^4 \text{ m}^3$;文10井的须二段上亚段日产气 $2.55 \times 10^4 \text{ m}^3$,产气层位比构造最低圈闭线低了200余米。远离背斜圈闭的柘4井须二段测试日产气 $2.59 \times 10^4 \text{ m}^3$,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。平面上大体分布于川西的成都—汉旺、川中西南部的遂南—川西北的剑阁,以及川北的苍溪—仪陇一带。

围绕深盆地气区在煤层连续厚度为5~10m左右,压力系数介于1.4~1.6间宽数千米至数十千米的地带为预测区域气水过渡带。从区域上看,气水过渡带处于往川中、中坝和川西南区南部这些孔渗性相对较好的隆起区,该区由于供气不足,部分砂体只与劣质气源岩接触,出水相对较多,如遂南气田的某些井和蓬莱镇的蓬基井最初产水或气水同出,但随后出气,邛崃出气。在孝泉、玉泉、隆丰一带的钻探结果表明,在上三叠统中很少发现活跃的水层,只有少数孔渗性略好的层段存在少量可动水。

在盆地边部气水过渡带之外压力系数小于1.4的广大地区为水的相对活跃区,以产淡水为主,在部分地区也出现各种类型圈闭的常规低孔渗砂岩气藏分布,如在雅安、洪雅、广安、中坝、平落坝等均发现常规气藏。

在盆地横剖面中(图4),处于盆地深坳区天然气相对富集,均产气,如金河、川合100井为重要产气井区,往南向构造相对较高部位则为气水过渡带,如蓬基井先出大水,大水过后出气,遂南出水,磨溪产气,再往南向盆地斜坡变化则以产淡水为主,也有常规气藏的分布,从整个盆地的角度看,气水分布具有明显倒置关系,反映出了深盆地气藏的气水分布特点。

现今深盆地气区内上三叠统煤层和暗色泥岩与三角洲前缘、河道及滨浅湖滩坝砂体具有直接接触的关系,供气充足,喜山运动的影响甚微,深坳陷区水动力环境相对封闭,凡与优质源岩接触的砂岩几乎层层饱含气,泥质岩段中的砂岩夹层也都含气。气水过渡区部分砂体不与优质源岩接触,源岩供气不足,而且由于深盆地气藏形成

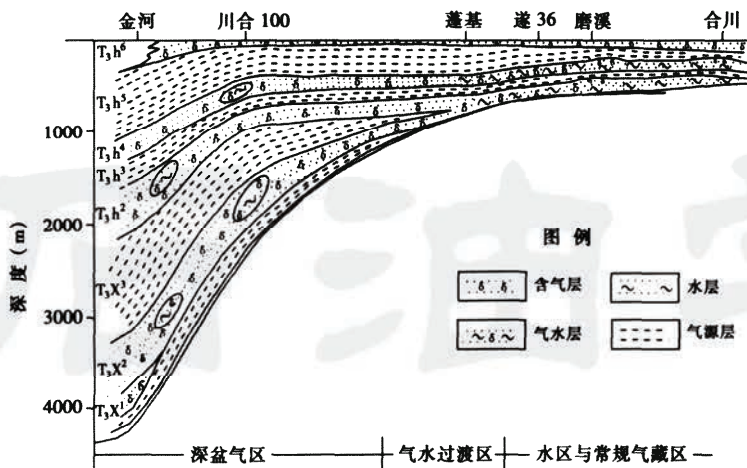


图4 四川盆地中西部上三叠统横剖面气水分布图

Fig.4 Distribution section of gas and water of upper Triassic in west and central Sichuan

时的聚气排水,在构造上倾部位的砂岩中以含水为主,故该区产水相对较多。盆地边部为自由水活跃区,加上喜山运动的影响,会使上倾部位靠近水活跃区的部分圈闭中深盆气藏受到扰动改造,从而形成常规气藏。

值得提及的是,在深盆气的勘探开发研究上,为了少走弯路,应充分借鉴国外深盆气研究的成功经验,同时还要注意中国深盆气藏的地质特性。结合地震和测井资料来开展地质综合研究,根据有效生储组合和流体演化来建立特定的成藏模式,预测气层和寻找气藏甜点。在研究中,要注意对深盆气区的老资料重新整理分析,在新认识的指导下,可进行老井重新评价,并

开展试气工作,达到增储上产的目的。为了早见面产,需加大综合地质研究与工艺技术投入的力度。

6 结论

(1) 川西前陆盆地的盆地结构保存较好,盆地的演化、结构和相对稳定的斜坡构造对上三叠统深盆气的形成和聚集十分有利。上三叠统为海陆过渡相和陆相湖盆沉积,以三角洲沉积为主的砂体十分发育。储集砂体分布面积大,砂层厚度大,储层以低孔隙度、低渗透率、高含水饱和度和细小喉道为特征,但对于深盆气仍是十分有效的储层。砂体的上覆和下伏层均为暗色泥岩夹薄煤层的气源岩,对深盆气的聚集和富集十分有利。

(2) 上三叠统气源岩为一套海湾—半咸水湖沼相煤系地层,气源岩煤层及暗色泥岩与储集层直接接触,这种生储组合在全盆地中分布。有机质含量丰富,除地面露头外,绝大部分地区的源岩 $R_o > 1.0\%$,进入生气窗范围。煤系气源岩分布广、厚度大、生气潜力高、热演化程度高,为川西坳陷深盆气的形成提供了充足的气源,生气中心及其周缘是深盆气有利聚集区。喜山运动的断裂作用在构造应力强烈区改造原生深盆气藏进而形成常规气藏,在部分地区深盆气藏内部发生改造形成“串珠状”气藏形态。

(3) 早白垩世—晚白垩世中期,源岩进入生气高峰,为深盆气形成的重要时期。川西坳陷晚侏罗世中期至早白垩世末期储层开始致密化,早白垩世以后储层进入超致密阶段,砂岩孔渗性大为降低,地层水相对不活跃,但供气速率较大,造成孔隙中流体体积急剧膨胀,引起川西区处于超压环境。喜山运动晚幕造成周边范围供水区,但是由于地层致密且断裂以压性为主,周缘的水自由交替带和交错缓慢带不可能很宽,盆地大范围仍处于交替停滞带,弱的水动力条件加上致密的砂岩储层等因素有利于深盆气藏的保存,上三叠统在喜山运动改造后仍大面积存在整体封存条件。

(4) 影响深盆气分布的主控地质因素有源岩条件、供气充足程度及构造运动和水动力条件等,综合这些因素可将川西坳陷分为深盆气分布区、气水过渡带和上倾含水区(常规气藏分布区)等三个区带。从全盆地看气水分布具有明显的倒置关系,气水分布不受构造控制,区域上的气水过渡带处于煤层厚度在 5~10m 之间,压力系数介于 1.4~1.6 间宽数千米至数十千米的地带,在水相对活跃区,不连续煤层发育的地区也可分布常规气藏。

参考文献

- [1] Masters J A. Deep Basin Gas Trap, Western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152~181.
- [2] Berkenpas P G. The Milk River shallow gas pool: role of the updip water trap and connate water in gas production from the pool

- [C]. SPE22922, 1991: 371~380.
- [3] Cant D J, Ethier V G. Lithology-dependent diagenetic control of reservoir properties of conglomerates, Falher Member, Elmworth field, Alberta [J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(8): 1044~1054.
- [4] Cant D J. Spirit River Formation—a stratigraphic-diagenetic gas trap in the Deep Basin of Alberta [J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(4): 577~587.
- [5] Cant D J. Diagenetic traps in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1986, 70(2): 155~160.
- [6] Davis T B. Subsurface pressure profiles in gas-saturated basins [A]. AAPG Memoir 38, 1984: 189~203.
- [7] Gies R M. Case history for a major Alberta Deep Basin gas trap: The Cadomin Formation [A]. AAPG Memoir 38, 1984: 115~140.
- [8] Law B E, Dickinson W W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1295~1304.
- [9] Law B E. Thermal maturity patterns of Cretaceous and Tertiary rock, San Juan basin, Colorado and New Mexico [J]. The Geological Society of America Bulletin, 1992, 104(2): 192~207.
- [10] McMasters G E. Gas reservoirs, Deep Basin, Western Canada [J]. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 1981, 20(3): 62~66.
- [11] Rahmani R A. Facies control of gas trapping, Lower Cretaceous Falher A cycle, Elmworth area, Northwestern Alberta [J]. AAPG Memoir 38, 1984: 115~140.
- [12] Rice D D, et al. Nonassociated gas potential of San Juan Basin considerable [J]. Oil & Gas Journal, 1990, 88: 60~61.
- [13] Rose P R, et al. Possible basin centered gas accumulation, Raton basin, Southern Colorado [J]. Oil & Gas Journal, 1984, 82: 190~197.
- [14] Spencer C W. Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky mountain region [J]. AAPG Bulletin, 1984, 71(4): 368~388.
- [15] 张金亮, 常象春, 张金功. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏研究 [J], 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 30~35.
- [16] 张金亮, 张金功, 洪峰, 等. 中国中部深盆气成藏机制及潜力评价 [A], 见: 宋岩, 等. 天然气地质研究及应用 [C]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 17~31.
- [17] 张金亮, 张金功. 深盆气藏的主要特征及形成机制 [J]. 西安石油学院学报, 2001, 16(1): 1~7.
- [18] 罗启后, 王世谦. 四川盆地中西部三叠系重点含气层系天然气富集条件研究 [J]. 天然气工业, 1996, 16(增刊).
- [19] 张金亮, 王宝清. 四川盆地上三叠统沉积相研究 [J]. 西安石油学院学报, 2000, 15(2): 1~6.

(收稿日期 2000-11-16 改回日期 2001-07-13 编辑 张占峰)

今年我国石油需求增长率预计为 3.85 %

从目前世界经济运行情况看, 2002 年世界经济仍将处于低谷, 增长率还将保持在低位。国际货币基金组织、世界银行和英国经济情报局分别预测, 2002 年世界经济增长率分别为 2.4%、1.6% 和 1.4%。

我国已是世界第七大贸易国, 与世界经济的关系越来越密切。世界经济增长率保持低位将使我国经济受到影响, 但中国经济有许多新的增长点, 诸如加入 WTO 后国内外资本投资热情高涨、申奥成功促进体育经济发展、西部大开发拉动经济增长, 以及巨大的国内市场等, 使中国经济具有相对独立性, 在世界经济走弱的形势下, 中国经济仍能保持较快的增长速度。

世界银行预测, 2001 年中国经济增长 7.1%, 2002 年仍将在 7% 以上; 国际货币基金组织预计, 2001 年中国经济增长 7.3%, 2002 年增长 6.8%。国内机构普遍预计 2002 年中国经济增长率将比 2001 年有所下降, 估计为 7% 左右。经济增长率的下降将使石油需求增长率下滑。估计 2002 年中国石油需求增长率在 3%~4% 之间。如果 2002 年中国经济增长率按 7% 计算, 石油需求弹性系数按 0.55 计算, 2002 年中国石油需求增长率将为 3.85%。

摘自《石油综合信息》

CARBONATE ROCK RESERVOIR FEATURES AND OIL-GAS ACCUMULATING CONDITIONS IN THE ORDOVICIAN OF TAHE OILFIELD IN NORTHERN TARIM BASIN

LIN Zhong-min (*China University of Geosciences, Wuhan 430074, China*) ACTA 2002,23(3):23~26

Abstract: The integral study of petroleum geology, geophysics and oil-gas exploration indicates that Tahe Oilfield formed on the basis of long-developed paleo-uplift is a large scale one which consists of karst-fracture reservoirs of Lower Ordovician carbonate rock. The carbonate rock reservoir developed on the environment of open-limited sea platform presents the features of karst-fracture reservoir of lower matrix porosity, and permeability and strong heterogeneity controlled by tectonism and karstification because the reservoir underwent multi-stages superimposed reformation of tectonism, karstification and diagenesis at late time. The karst-fracture reservoir of Tahe Oilfield is mainly distributed in the center platform of paleo-buried hill and the southern slope, and in the scope of 200 metres under unconformity interface of weathering crust. A complex and multi-episodes oil-gas accumulating dynamic system in Tahe petroleum area is composed of paleo-buried hill, karst-fractures, faults, surface of unconformity and conduit.

Key words: karst-fractures system; carbonate rock reservoir; oil-gas accumulating condition; Lower Ordovician; northern Tarim Basin

GAS TRAP IN DEEP BASIN OF THE UPPER TRIASSIC IN SICHUAN BASIN

ZHANG Jin-liang, et al. (*Ocean University of Qingdao, Qingdao 266003, China*) ACTA 2002,23(3):27~33

Abstract: Depositional settings of the Upper Triassic in the western Sichuan Basin are favorable for gas accumulation in the deep basin. The delta deposit constitutes the dominante reservoir in the deep basin. The numerous and mature coal-beds and organic-rich shales associated intimately with reservoir rocks throughout the region provide a prerequisite for gas accumulation in deep basin. Gas was trapped in the deepest part of the basin and occupies low-permeability reservoirs extensively. Gas was generated in adjacent source rocks, and moved into the sand layer, and then slowly migrated updip. This special form of gas trap in deep basin defies conventional concepts of gas entrapment by turning them virtually upside down. Gas is located downdip of a narrow aquifer which outcrops in basin margin. The gas/water contact is really a wide belt, which marks the transition from downdip gas to updip water. Original gas accumulation pressures lie above the regional formation water pressure gradient. Gas-productive units in the deep basin are not controlled by local structure.

Key words: deep basin trap; tight sand; gas/water inversion; abnormal pressure; trapping mechanism; Upper Triassic; Sichuan Basin

METHODS FOR THE EXPLORATION OF SANDBODY LITHOLOGICAL OIL-GAS RESERVOIR IN THE LOW-LEVEL FAN OF SLOPE—TAKING THE EAST SLOPE ZONE OF CHENGDAO AS AN EXAMPLE

CHEN Guang-jun, et al. (*Geological Scientific Research Institute of Shengli Oil Field, Dongying 257015, China*) ACTA 2002,23(3):34~38

Abstract: For the characteristics of complication on the subtle oil-gas reservoir formation and its distribution, as well