

# 孝泉构造侏罗系 “次生气藏”的形成条件和富集规律

耿玉臣

(地质矿产部西南石油地质局第十一普查勘探大队,四川绵阳 621000)

孝泉构造侏罗系气藏是以须家河组深源气为气源、受有效储集体及裂缝系统控制的“次生气藏”。气藏的形成条件及富集规律是:具有直接盖层和上覆区域性盖层的双重盖层,天然气显示范围广,多藏,有一定的富集带,具“次生”的高异常压力,高产带位于高压带;气藏各成独立系统,属无边水、底水定容封闭的纯天然气藏。

关键词 孝泉构造 成藏条件 富集规律 成藏模式

作者简介 耿玉臣 男 55岁 高级工程师 石油地质

## 1 地质概况

孝泉构造位于川西彭县-德阳向斜北环隆起带上,是孝泉-新场-青岗咀构造带上最大的背斜构造(图1)。地震  $T_3$  和  $T_2$  的构造面积和幅度最大,形态一致,为两个高点的长轴背斜;浅层  $T_4$  和  $T_2$  为一个高点的短轴背斜,浅层高点位于深层两高点之间的低鞍部位。孝泉构造亦可称之为浅、深层不同形态、不同轴向、不完全吻合的背斜构造。

从上沙溪庙组顶面(地震  $T_2$  反射层)构造图可以看出,孝泉构造是一不对称的平缓背斜,

主轴总体呈北东东向,该层构造形态在新市镇—孝泉之间呈“弧形”向东南凸出,略呈“S”形,东南翼陡、西北翼缓,圈闭面积  $16\text{km}^2$ 、闭合幅度  $50\text{m}$ (图2)。

孝泉构造经历了五个发展阶段,即(1)印支期末(白田坝组  $J_1b$  沉积前)为一向西倾斜的斜坡;(2)燕山早期白田坝组( $J_1b$ )、沙溪庙组( $J_2s$ )沉积末,随其西缘的龙门山不断升起,呈现为向东倾斜的区域性斜坡;(3)遂宁组( $J_2h$ )沉积时表现为向东倾没的鼻状隆起;(4)蓬莱镇组( $J_3p$ )沉积末,形成了北东东向的隆起,最高部位在齐福附近,孝泉构造已具

雏形;(5)喜山期,由于来自西北方向龙门山的推覆挤压力,使燕山中晚期形成的构造雏形得

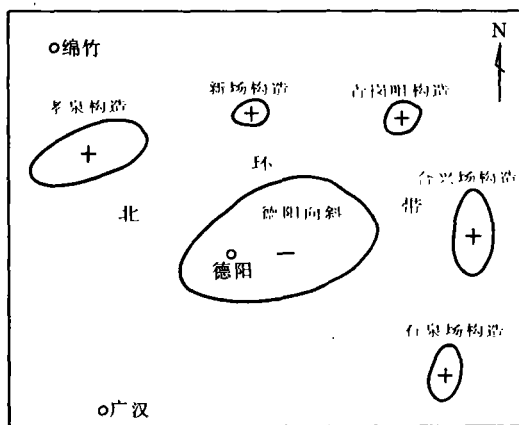


图1 孝泉构造位置示意图

以加强、定型,形成东南翼陡、西北翼缓的现今构造格局。

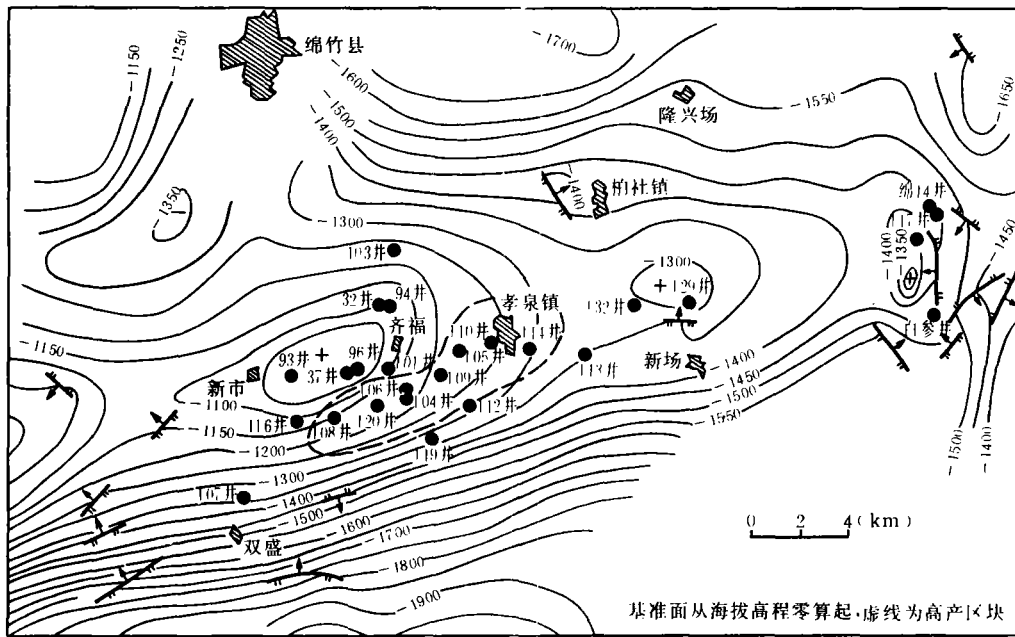


图2 孝泉—青岗嘴  $T_2$  反射层构造图

白垩系—侏罗系沉积层序如表1所示。

孝泉构造两翼均发育有逆掩断层,它们多断在须家河组三—五段和白田坝组—千佛崖组中,这些断层一般长0.5~5km,断距50~100m。两翼发育程度不同,东南翼比西南翼发育,位于东南翼的断层大多向西北倾,位于西北翼的断层均向东南倾。

由于断在须五段—千佛崖组的断层多发育在东南陡翼、地震  $T_1$  和  $T_2$  反射层挠折带偏向东南陡翼、构造形态向东南陡翼呈“弧形”凸出的特征,导致了裂缝系统东南翼比西北翼发育。在东南翼的钻井地质录井中均见方解石、石英次生矿物,常发生井涌、井喷,这便印证了该翼裂缝系统十分发育,并对“次生气”的富集起着控制作用。目前孝泉构造已经施工21口井,布井成功率达60%,所发现的高产井105、106、109、115等井均分布在东南陡翼。

## 2 气藏形成条件及富集规律

孝泉“次生气藏”特征有:(1)气源岩与储、盖层组合具明显的分隔特点;(2)天然气显示范围广,多藏,并有一定的富集带;(3)具有直接和上覆双重盖层;(4)储集岩丰富多样,有单一的泥岩、单一的砂岩,也有多岩性组成的储集体,它们多呈透镜状,成层性差,横向连通性差;(5)气藏具“次生”高异常压力,高产带位于超压带上;(6)裂缝系统发育。

### 2.1 气源岩(层)

孝泉构造乃至川西地区侏罗系基本上是一套干旱—半干旱气候氧化环境下的河流相

砂、泥岩红层沉积,有机碳丰度很低,低于生气岩下限值 0.4%,不具备生气和生油能力。而上三叠统须家河组三一五段发育有厚度达 1500 多米的灰黑色泥页岩,有机碳丰度高,一般达 2.6~3.5%以上,干酪根为生气为主的 I、II 型(表 2)。组份分析表明,侏罗系红层天然气与须家河组五段天然气组份相近,所计算的同源系数也很相近(表 3)。上述资料可以确定,侏罗系红层气藏的气源岩为其下伏的须家河组三一五段,主要是须五段。这样,侏罗系红层气藏为名副其实的“次生气藏”。

表 1 孝泉构造中生界地层简表

界	地 层				厚度(m)	岩 性 描 述	沉积相	
	系	统	组	段				
新生界	第四系				2~132	表植土、粘土、砂砾层。与下伏剑门关组呈不整合接触		
中生界	白垩系	下统	剑门关组 (K <sub>1j</sub> )		165~238	棕红色泥岩、粉砂岩、灰绿细—粗粒砂岩、砂砾岩不等厚互层。与下伏层呈不整合接触	河流相	
		上统	蓬莱镇组 (J <sub>3p</sub> )		1130~1370	紫棕色泥岩、粉砂岩、细砂岩屑砂岩不等厚互层,底部为大套砂岩、砾砂岩。与下伏层呈整合接触	河流相	
	侏罗系	中统		遂宁组 (J <sub>3n</sub> )		295~325	棕红色泥岩、粉砂岩,细粒岩屑砂岩不等厚互层。与下伏层呈整合接触	河流相
				上沙溪庙组 (J <sub>2s</sub> )		380~500	棕褐色泥岩、灰绿色粉砂岩,细砂岩屑砂岩、岩石石英砂岩不等厚互层。与下伏层呈整合接触	河流相
				下沙溪庙组 (J <sub>2x</sub> )		190~215	棕褐、棕色泥岩、粉砂岩与灰、浅灰色细—中粒岩屑石英砂岩不等厚互层。与下伏层呈整合接触	河流相
				千佛崖组 (J <sub>2q</sub> )		110~135	杂色泥岩、灰色粉砂岩,灰白色细—中粒岩屑石英砂岩互层。下部时夹煤线。与下伏须家河组呈不整合接触	河流相 滨湖相
	下统	白田坝组 (J <sub>1b</sub> )						
三叠系	上统	须家河组 (T <sub>3x</sub> )	五段 (T <sub>3x<sup>5</sup></sub> )	600~650	灰黑色泥页岩、粉砂岩、灰白色细—粗粒富岩屑砂岩、岩屑石英砂岩不等厚互层	湖沼相		

表 2 孝泉、合兴场地区 J<sub>3p</sub>-T<sub>3x<sup>3</sup></sub> 有机碳含量表

	J <sub>3p</sub>	J <sub>2n</sub>	J <sub>2s</sub>	J <sub>2x</sub>	J <sub>2q</sub>	J <sub>1b</sub>	T <sub>3x<sup>5</sup></sub>	T <sub>3x<sup>4</sup></sub>	T <sub>3x<sup>3</sup></sub>	备注
孝泉构造	0.0433	0.0413	0.0348	0.0269		0.0561	3.51	2.61	2.27	3口井 69个样
合兴场构造			0.03115	0.0389	0.0664	0.125	5.48	4.513	3.359	1口井 49个样

表 3 侏罗系与须家河组五段天然气组份对比表

层 位	甲烷 (%)	乙烷 (%)	重烃 (%)	干燥系数 C <sub>1</sub> /(ΣC <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> <sup>+</sup> )	温度系数 (ΣC <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> <sup>+</sup> )/C <sub>1</sub>	同源系数		性质
						(iC <sub>4</sub> /nC <sub>4</sub> )	(iC <sub>5</sub> /nC <sub>5</sub> )	
蓬莱镇组 (J <sub>3p</sub> )	96.50	3.07	3.50	27.55	0.036	1.15	1.12	煤成气
遂宁组 (J <sub>2n</sub> )	96.00	3.16	3.754	25.41	0.0394	1.21	1.10	煤成气
上沙溪庙组 (J <sub>2s</sub> )	94.77	3.424	4.491	21.10	0.047	1.007	1.40	煤成气
须五段 (T <sub>3x<sup>5</sup></sub> )	94.39	4.127	5.609	16.80	0.059	1.17	1.00	煤成气

侏罗系天然气干燥系数较大,湿度系数较小,这是由于天然气自源岩须家河组三一五段向上运移途中层析作用所致。

### 2.2 储层丰富多样

孝泉构造侏罗系储层丰富多样,有砂岩、泥岩单一岩性储层,也有多岩性组成的储集体。所谓储集体是具备一定储集空间、不同岩性、不同性质及大小的渗滤通道的一组岩石所构成的地质体。它的规模在平面上展布一般不超过 2000m(图 3、4、5)。储集体的物性特征是基质孔隙度、渗透率较低,微孔结构差,非均质性明显(表 4)。同时,储集体也具双介质特征,试采压力恢复曲线呈“厂”型,对于裂缝型“次生气藏”来说,不仅基质孔隙有贡献,更重要的是裂缝控制高产。关于裂缝的分布、发育情况待后详述。笔者根据多年来的勘探、开发实际资料总结,储集体主要有二种类型。

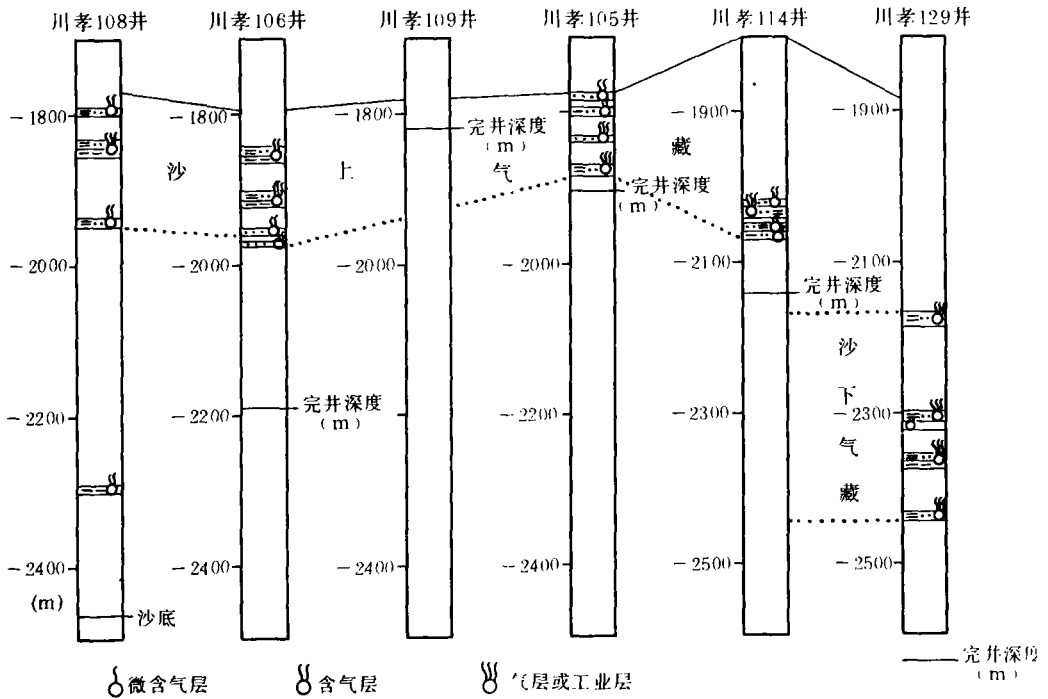


图3 孝泉-新村构造 108 井—129 井沙溪庙组天然气储集体横剖面图

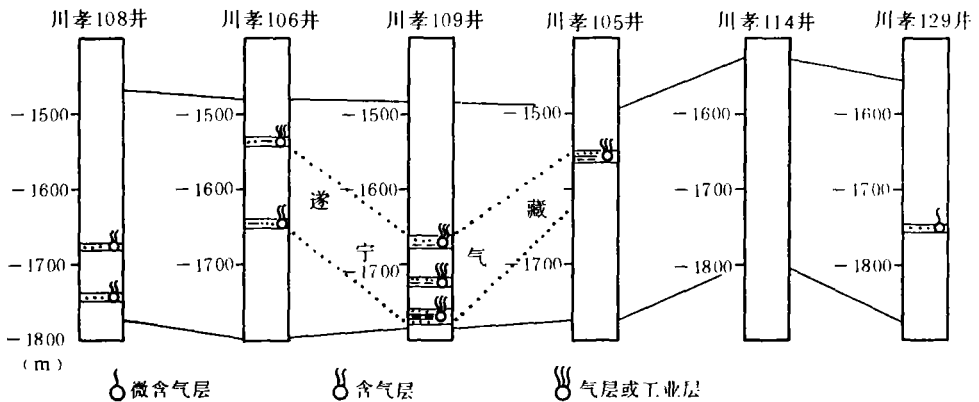


图4 孝泉-新场构造 108 井—129 井遂宁组天然气储集体横剖面图

(1)砂岩夹泥岩或砂泥岩互层。厚度大于10m。此类型属岩性多变、互层状、软硬岩层互互的储集体,在构造应力作用下易发生层间滑脱,易产生裂缝,形成天然气运聚的良好通道,高产气藏多分布在此类储集体中。如109井遂宁组底部的1746.50~1774.00m气层中途测试获大于 $1 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$ 的天然气工业产能。

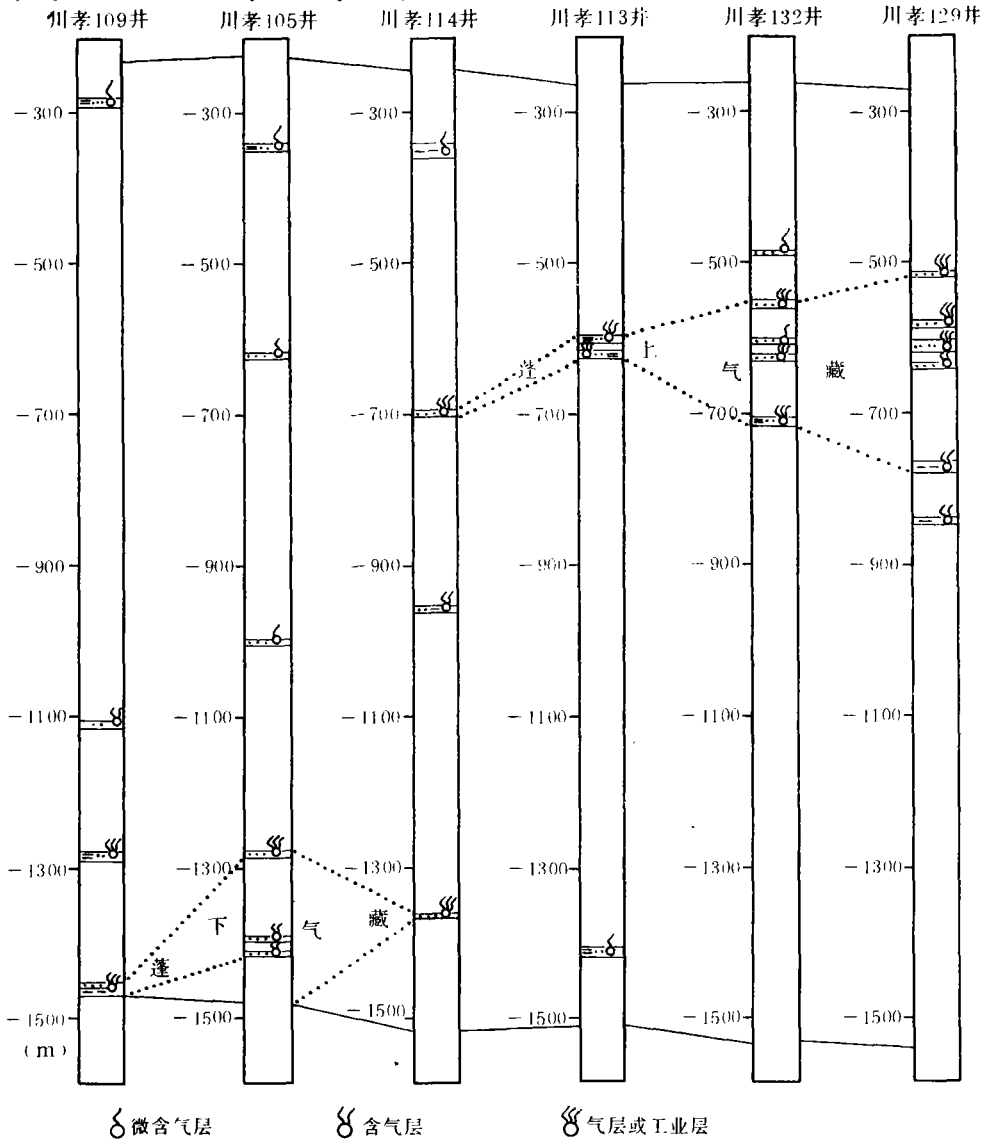


图5 孝泉-新场构造109井-129井蓬莱镇组天然气储集体横剖面图

(2)单一砂岩。多为曲流河点坝及心滩砂体,它们的几何形状呈透镜体,平面展布不超过2000m,厚度一般为3~20m。受以水平挤压及上覆层压实作用的胶结、交代、重结晶等成岩后生作用改造,使砂体变得致密,但由于溶解作用形成了部分次生溶蚀孔及粒间孔,变成了低孔、渗储层(表4)。由岩芯观察,这种储集砂体的水平缝、斜缝及微缝是比较发育的。如104井遂宁组上部1531.50~1541.00m,106井沙溪庙组上部的1905.00~1922.50m,105井沙溪庙组上部的1833.00~1839.00m,129井沙溪庙组下部的2363.00~2378.00m气层均获

$3 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的天然气工业产能。

(3)单一泥岩,厚度一般为3~5m。泥岩构成储层的储集空间主要有三种:一是网状裂缝系统;二是发育程度不同的晶间微孔;三是有较高的孔隙度、渗透率,已成为储层的泥岩其煤油法常规物性分析孔隙度达5.8%、渗透率 $0.389 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,它比致密砂岩储层的孔隙度、渗透率明显偏高。如110井沙溪庙组上部1850.00~1855.00m的泥岩气层获 $1.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的天然气工业产能。

表4 孝泉构造侏罗系各组物性统计表

层位	$n_1(\%)$	$n_2(\%)$	$k(10^{-3}\mu\text{m}^2)$	$\rho(\text{MPa})$	$\text{Swi}(\%)$	备注
剑门关组( $K_{1j}$ )	6.208					1口井5个样
蓬莱镇组( $J_3p$ )	6.457	2.634	$<0.01 \sim 34.46$ (裂缝)			$n_1$ :5口井15个样 $n_2$ :1口井9个样
遂宁组( $J_2h$ )	5.05	2.48	0.079	7.37	66.44	$n_1$ :6口井23个样 $n_2$ :4口井55个样
上溪庙组( $J_2s$ )	6.56	3.51	0.098	5.67	50.00	$n_1$ :6口井49个样 $n_2$ :6口井194个样
下沙溪庙组( $J_2x$ )	9.08					4口井11个样
千佛崖组+白田坝组 ( $J_{3q}+J_{1b}$ )	7.898					5口井11个样
须五段( $T_3x^5$ )	5.43	2.74	$<0.01 \sim 0.27$			$n_1$ :1口井5个样 $n_2$ :2口井15个样

1. 本表根据王当奇(1989)资料编制;2. 表内 $n_1, n_2$ 分别代表岩屑、岩芯孔隙率

### 2.3 具有良好的盖层

盖层是天然气聚集条件之一,它的好坏直接影响着天然气的聚集和保存。孝泉气藏上覆的非破裂性泥岩及致密的粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等过渡性岩类均具有良好的封盖能力。

孝泉侏罗系“次生气藏”的盖层具备良好的封闭条件:(1)盖层几乎没有断层通过,裂缝极不发育;(2)横向上连续分布,岩性稳定;(3)有可塑性和比较高的排驱压力,突破压力大于18MPa,排驱压力大于 $50\text{kg}/\text{cm}^2$ ;(4)以微孔结构为主,其最大喉道半径远小于储层最小有效喉道半径下限值的 $0.075\mu\text{m}$ ;(5)具有适宜盖层要求的孔、渗条件,孔隙度小于2.2%、渗透率小于 $0.044 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

具有紧临储层之上和其周围的直接盖层,它将透镜状储集体围限,表示一个储盖组合,形成一个独立的气藏。直接盖层的厚度一般为10~50m,基本达到直接盖层的有效厚度。此类盖层封盖效果好,是主要封盖层。

也有位于储集体之上的区域上连续性好、岩性稳定的上覆的区域性盖层。遂宁组纯泥岩厚度250~300m、蓬莱镇组泥岩厚度 $>800\text{m}$ ,都是良好的区域性盖层。

### 2.4 天然气显示范围广、多藏、并有一定的富集带

孝泉构造已经施工21口井,横向上除103井未见显示外,其余各井均有不同程度、不同级别的天然气显示,目前已发现170多层天然气显示层。纵向上分布层位多,从侏罗系下统白田坝组至白垩系剑门关组均有分布。储集体岩性及储集类型异常多样,成层性差,为透镜状,横向延伸有限。

孝泉气田是由多个“次生气藏”组成的,根据勘探开发资料自下而上可分五个“次生气藏”。

(1) 沙漠庙组下部气藏(沙下气藏) 此气藏由3~4个主力气层组成,储集体为砂岩,单气层厚度较大,15~28m,距沙底150~200m,埋深2150.00~2450.00m。砂体分布范围较广,岩性疏松,孔隙度达10~12%,在川西地区致密储层中实为罕见。单井天然气产量高,压力、产量稳定,气藏类型为裂缝-孔隙型。沙下气藏主要分布在孝泉构造东北倾—没端新场构造上,113、129、132井所钻遇的即为此类型气藏(图3、图2)。

(2) 沙漠庙组上部气藏(沙上气藏) 由2~3个主力气层组成,储集体为单一砂岩或砂、泥岩互层,单气层厚度5~15m,距沙顶200m以内,埋深1750.00~2000.00m。储集体较致密,但钻进中见有大量的方解石、石英次生矿物,多发生井涌、井喷,上述表明该类型储集体裂缝较为发育。储集体岩性和储集类型多样,为孔隙-裂缝型和裂缝型气藏。主要分布在孝泉构造东南陡翼上,108、106、105、114井钻遇的即为此类型气藏(图3、图2)。

(3) 遂宁组气藏 由2~3个气层组成,储集体为砂、泥岩互层,单气层厚度3~8m,多位于遂宁组下部,埋深1500.00~1750.00m,储集体裂缝发育,为裂缝型气藏。主要分布在孝泉构造东南陡翼上,106、109井钻遇的即为此类气藏(图4、图2)。

(4) 蓬莱镇组下部气藏(蓬下气藏) 由2~3个主力气层组成,储集体为单一砂岩或砂、泥岩互层,单气层厚度3~10m,距蓬底200m左右,埋深1250.00~1500.00m。储集体较致密,钻进中见有方解石、石英次生矿物,也多发生井涌、井喷,裂缝发育,为裂缝型气藏。主要分布在孝泉构造东南陡翼上,109、105、114井钻遇的即为此类气藏(图5、图2)。

(5) 蓬莱镇组上部气藏(蓬上气藏) 由2~4个主力气层组成,储集体以砂岩为主,单气层厚度3~8m,距蓬顶200~350m,埋深550~750m。砂岩疏松,孔隙度达11.5~18%、渗透率也较高,地层压力梯度接近常压,钻进中多发生井喷,为裂缝-孔隙型气藏。主要分布在孝泉构造东北倾没端—新场构造带上,113、129、132井钻遇的即为此类型气藏(图5、图2)。

沿孝泉构造轴向东南陡翼,呈北东向正向挠折带是“次生气”的富集带。它控制天然气富集的因素主要有:(1)构造应力集中,形成了挠折陡带,异致构造裂缝发育;(2)逆掩断层发育,形成了断层牵引裂缝、断层末梢裂缝网络系统;(3)是正高曲率带,张性微裂缝发育;(4)有显气相的地震低速带。

## 2.5 气藏具“次生”的高异常压力,高产带位于超压带上

通过勘探开发所获得的地质、试采资料证实,有气显示的层位一般都存在高异常压力,工业气层超压更为明显,压力系数达0.17~0.19kg/cm<sup>2</sup>·m,有气显示超压,无气显示趋于常压,地层超压与气显示的关系是极为密切的。

## 2.6 裂缝发育

裂缝发育带分布在孝泉构造东南陡翼,与北东东向的轴向相平行(图2)。在钻井地质录井中发现表征有裂缝存在的方解石、石英等次生矿物,钻井中多发生来势迅猛的井涌、井喷;岩芯可见到较为发育的水平缝、角度不同的斜交缝,缝的大小多为中—小缝,以未充填居多。经研究认为,裂缝发育带主要与以下地质因素有关。

(1) 构造东南陡翼是“S”形的弧突部位,岩层受力强、变形大,不仅是地层最大正曲率形成的部位,也是张性裂缝发育的部位。

(2) 储集体多为砂、泥岩互层,由软硬相间的地层组成,在构造应力作用下可使层间产生滑脱,形成滑脱层间缝。

(3) 东南陡翼比西北缓翼断层发育,可以在断层邻近地带的地层中形成断层牵引的纵、横张性裂缝,也可由断层末梢效应作用而形成断层末梢裂缝。

裂缝对改善储层的储、渗条件,对天然气的运移和聚集都起着重要作用,是孝泉“次生气

藏”高产的主要控制因素。

### 3 成藏模式初探

天然气从封闭流体系统中运移出来是一个压力驱动过程,其流动方向受控于流体系统的形状和内部压力。四川盆地西部拗陷具有明显的高异常地层压力特征,深部的须家河组与浅部的侏罗系高异常地层压力形成的机理是截然不同的。

#### 3.1 深部高异常地层压力的成因

四川盆地西部拗陷区高异常地层压力的形成不是快速沉积“欠压实”作用增压、粘土矿物脱水水热作用增压等因素。据物性资料分析,上三叠统须家河组沉积剖面的孔、渗性是非常低的,具有十分明显的致密化特征,样品分析一般都具有很高的含水饱和度,但经测试并不产水,孔隙水主要是不动的束缚水,说明早期孔隙水的排出是畅通的,不存在“欠压实”作用。在沉积剖面内也不存在孔隙水不能顺利排出而改变热导率造成的高地温异常,因此高异常地层压力不是粘土矿物脱水水热膨胀作用形成的。

据有机地化、生烃古温度研究,川西地区生气高峰在晚侏罗世一早白垩世,此时期深部地层已达到相当致密程度,随埋深增加岩石孔隙度一直处于减少的趋势,生成的天然气排出不畅,以气为主的流体膨胀要求增加体积,这就造成了增压的条件和环境,同时也形成了主要超压层段和厚层气源岩的一致性。笔者认为,烃类成气中的体积膨胀是川西拗陷深部地区增压的主要因素。

#### 3.2 浅部高异常地层压力的成因

随晚期构造环境的改变,浅部构造发生破裂或封闭层破裂,出现地层卸压条件,促使封闭体系内的天然气快速冲出突破点并伴随压力向上侵位和原高压层的压力下降,浅部地层内形成高压区段和卸压区段,其间产生压力差,成为天然气从高能向低能聚集的有利条件和环境。由于具多封闭层的封隔形成了多压系统。这种次生地压在后期地压场重新调整过程中成为天然气运移聚集十分重要的动力来源。

#### 3.3 成藏模式粗探

孝泉构造侏罗系浅部封闭系统的中、下部具有异常高压特征,是由多个气藏组成的“次生气藏”组合,并在测试及试采中横向上、纵向上其压力、产量均无相互干扰现象。因此,它们是由一系列相互间在压力系统上无联系、也与上覆水动力学状态无连通的独立的流体系统所组成。

孝泉构造最上部的封闭层顶界不是一个水平界面,在构造高点附近的93井、37井埋深偏深(2400~1900m),位于沙溪庙组的中、下部;到东南陡翼埋深偏浅(1600m左右),位于遂宁组的中部,表现为向东南陡翼地层压力向上侵位逐渐抬高(图6)。

图7表明,侏罗系“次生气藏”在区域上至少有两层封闭层,第一封闭层位于沙溪庙组的中、下部;第二封闭层顶面有跳动、一般位于遂宁组的中部至蓬莱镇组的下部。此二封闭层均含有渗透层和非渗透层的互层并具三维封闭的特征。

深部须家河组气源岩封闭流体系统中生成的天然气,由于体积膨胀,最终导致封闭层顶面破裂,天然气首先冲出第一个封闭层,在其上方的压力过渡带富集了沙溪庙组中、上部气藏;天然气继续聚集膨胀及后期构造变动,第一封闭层导致突破,天然气冲出该封闭层垂直向上运移,在第二封闭层的上方压力过渡带富集了遂宁组气藏和蓬下、蓬上气藏(图7)。原第一封闭层有伴随地层压力下降,但经充填重新封闭,继续由深部气流供气成藏。

天然气运移聚集的具体方式是深部气—封闭层破裂—主干裂缝—次级裂缝—微裂缝—



裂缝周围的有效孔隙(图8)。这种裂缝性“次生气藏”的运移、聚集方式不同于原生气藏的运聚方式,也不同于常规次生气藏的运聚方式。

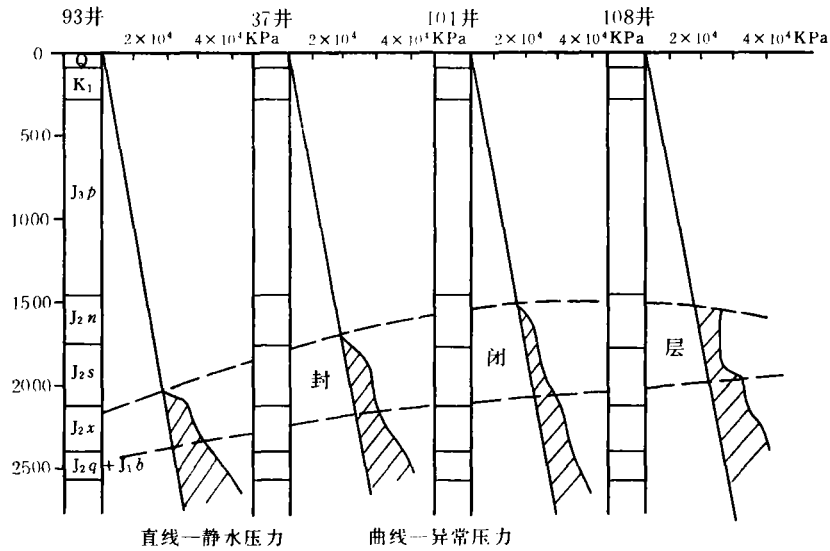


图6 孝泉构造压力梯度曲线对比图  
(据王奇当,1989)

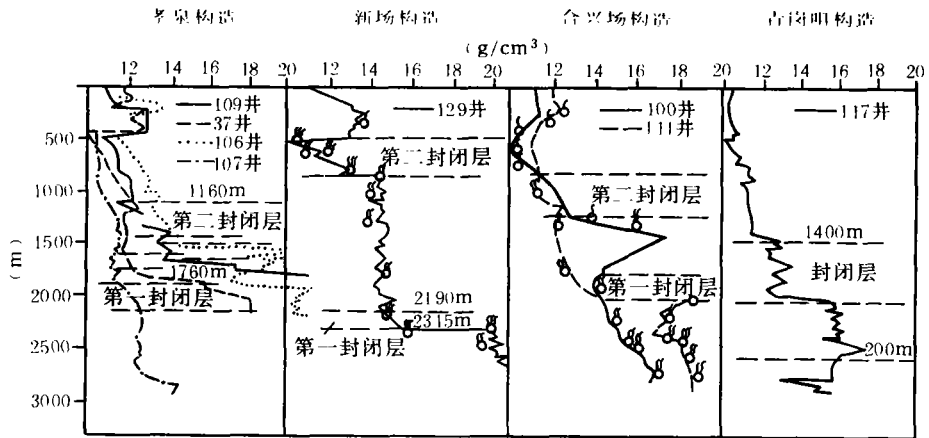


图7 川西地区平衡钻井泥浆比重曲线图

须家河组的超压天然气流沿裂缝上窜挤入侏罗系红层储集体裂缝系统,由于具有较大的能量,天然气的挤入将改变原地层应力场的分布,使原来的窄缝加宽,短缝变长,从而扩大了储集体的储集空间,同时也使高压天然气继续挤入裂缝附近的有效孔隙中去,进一步提高天然气的充满程度,在裂缝带附近形成了独立系统、无边水、无底水、定容封闭的超压纯天然气藏。

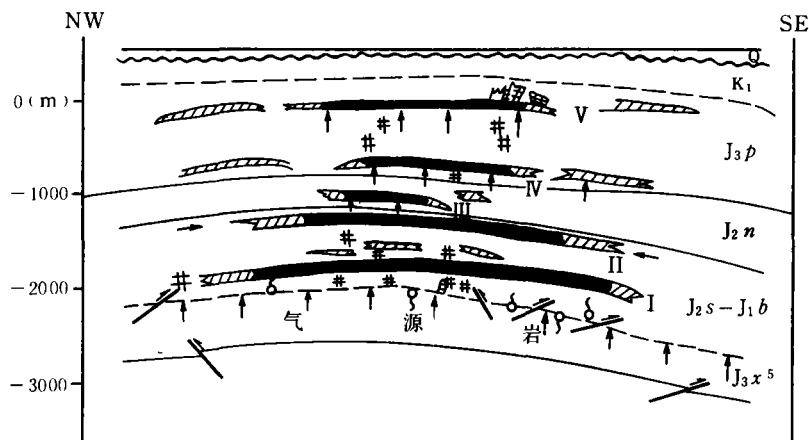


图8 孝泉构造中浅层“次生气藏”成藏模式图

I. 下沙漠庙组上部气藏; II. 上沙漠庙组上部气藏; III. 遂宁组下部气藏; IV. 蓬莱镇组下部气藏; V. 蓬莱镇组上部气藏

(收稿日期:1991年5月14日)

### 参 考 文 献

- 1 包茨主编. 天然气地质学. 北京: 科学出版社, 1988

## PRELIMINARY STUDIES ON THE FORMATION AND THE ACCUMULATIVE REGULARITY OF THE JURASSIC SECONDARY GAS POOLS IN THE XIAOQUAN STRUCTURE

Geng Yucheng

(Southwest China Bureau of Petroleum Geology, MGMR)

### Abstract

The Jurassic gas pools in the Xiaquan Structure are the secondary gas pools controlled by effective reservoirs and fracture system with the source from the Xujiache Fr. deep gas. The formative condition and the accumulative regularity are characterized by double seals with direct seal beds and regional covers, and the natural gas illustrates its wide distribution and multiple pools, consisting of a certain accumulative belt with "secondary" high abnormal pressure. The high productive gas belt is generally distributed on the high pressure zones and the gas pools have their own independent systems without edge and bottom water seals, attributed to pure gas pools.