

# Discussion on the Gas Production Area of Xujiahe Formation in West Sichuan Depression

Liang Xiong<sup>1</sup>, Bin Li<sup>2</sup>, Li He<sup>1</sup>, Liping Liu<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Exploration & Production Institute of Southwest Petroleum Branch, SinoPEC, Chengdu Sichuan

<sup>2</sup>School of Geosciences of Southwest Petroleum University, Chengdu Sichuan

Email: XL750930@163.com

Received: May 3<sup>rd</sup>, 2017; accepted: May 17<sup>th</sup>, 2017; published: May 23<sup>rd</sup>, 2017

---

## Abstract

The layers of Xujiahe's segment 2 and 4 hydrocarbon pay formations in Western Sichuan Depression shows that there are some regulations on the buried depth of hydrocarbon reservoirs. Discovering from production research such as arrangement of wells, drilling, well logging, well testing, well completion tracing, the buried depth of Xujiahe formation is shallow in the northern, deep in the middle and shallow in the southern. The age of pay formations shows older in the northern, younger in the southern, and the middle is situated between the two. In order to improve the success rate of drilling, according to the comparative analysis of gas zone and air-water interface in these pay formations, we can accurately grasp the buried depth of pay formations and confirm the depth of air-water interface. That will bring the certain geological significance and the enormous economic benefits in the aspects of well spacing, well drilling design, well depth structure, oil-gas layer prediction, drill bit lectotype, drilling fluid compatibility, accident forecasting under the condition of drilling cost price follows ten thousands per meter in the depth range of 5000 - 6000 m. The research suggests that the main controlling factors are basin construction, structural type, pore evolution and formation temperature filed.

## Keywords

Depression, Gas Reservoir, Depth Domain, Controlling Factors

---

# 川西坳陷须家河组气藏产层域探讨

熊亮<sup>1</sup>, 李斌<sup>2</sup>, 何鲤<sup>1</sup>, 刘莉萍<sup>1</sup>

<sup>1</sup>中石化西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川 成都

<sup>2</sup>西南石油大学地球科学与技术, 四川 成都

Email: XL750930@163.com

收稿日期: 2017年5月3日; 录用日期: 2017年5月17日; 发布日期: 2017年5月23日

## 摘要

须家河组二、四段的油气产层在川西坳陷的埋深是有一定规律可寻的, 生产研究从钻井部署、钻进、测井、试井、成井全程跟踪, 发现: 北段浅, 中段深、南段又变浅。从产出层位考量, 北段老, 南段新, 中段介于两者之间; 为了提高钻井命中率, 通过各井产层含气带与气水界面对比分析; 目的在较准确的把握油气产层的埋深, 知道气水界面的位置, 在当前5000~6000米, 钻井成本1万元/米的条件下, 将在布井、钻井设计、井深结构、油气层预测、钻头选型、钻井液配伍、事故预报等多方面具有一定的地质意义和带来巨大的经济效益; 研究认为主要控制因素为盆地结构与构造类型, 孔隙演化与地温场。

## 关键词

坳陷, 气藏, 深度域, 控制因素

Copyright © 2017 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

川西坳陷须家河组气藏, 控制气水界面在坳陷内高低起伏变化的主要因素有剥蚀幅度, 盆地结构与构造类型、相带展布、成岩、烃类演化与成藏、孔隙演化与地温场; 试从产层井深(测试井段中深)、气顶海拔、气水界面, 作如下分析。

## 2. 基本地质概况

川西坳陷是指龙门山推覆构造带以东, 龙泉山构造带以西, 北起广元、旺苍东西构造带。南至峨眉瓦山断褶带约 5 万平方公里。三段的划分是以绵竹汉王的東西向横断层为界, 其北为北段, 横断层之南到大邑构造带为中段, 再南到峨眉瓦山一带称南段。分带与局部构造平面分布如图 1。

川西坳陷的须家河组, 可分为须一、二、三、四、五、六段; 须一段的马鞍塘、小塘子组为陆缘海湾相沉积, 发育海相烃源岩与礁、滩相储集岩体系; 多为 1、11 型干酪根, 生烃强度大, 储集岩埋深大、压实强烈, 孔、渗条件变差; 除南、北段外; 中段烃源对气藏贡献较小。须二、三段为海陆过渡相沉积, 发育滨海含煤湖沼型烃源岩与湖沼型辫状河三角洲储集岩体系; 多为 111 型干酪根, 生气强度大, 河道型储集岩体沉积时水动能强, 孔渗条件好。须四、五、六段为前陆盆地型沉积, 发育湖相、含煤湖沼型烃源岩与扇三角洲、辫状河三角洲储集岩体系。多为 11A、111 型干酪根不仅生烃强度大, 重烃含量也高, 河道砂沉积时水动能强孔渗条件好。以须四底为界可分出两套不同结构的盆地[1] [2], 即须上盆和须下盆。须下盆始终为东高西低的箕状盆地。须上盆则相反为东低西高坳陷盆地。盆内各类沉积体系如图 2 所示。

### 3. 深度域与含气带的厚度

#### 3.1. 川西坳陷北段：中坝构造(印支期古构造)

中坝构造据不完全统计，有气井 38 口，已获雷三、须二、须三、千佛崖(含下沙)等四个气藏，须四段因剥蚀，无气层发现，已探明雷三和须二两个气藏。其中须二气藏为含凝析油气藏。据王允诚、周文研究须二气藏的储层展布具有明显的分带性，从内而外、从上而下可分为含气带，气水过渡带和含水带；以含气带的孔渗条件最好，孔隙度一般在 4%~12% 之间，平均值 7.6%，渗透率一般在  $0.08 - 0.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间，平均  $0.104 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气水过渡带最差，孔隙度一般在 2%~5% 之间，平均值 3.2%，渗透率一般在  $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  以下，系油气层的致密封隔带，含水带由于水的不可压缩性和流动性而孔、渗性相对好转，孔隙度一般在 3%~7.5% 之间，平均值 5.51%，渗透率一般在  $0.01 - 0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间，平均  $0.035 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。见表 1。

中坝构造据川西北矿区邱中焘等研究分带性如下：

##### 3.1.1. 含气带厚度

① 据气水界面海拔-1902.5 m (邱中焘 1995) [3]与气层顶-1630 m 推算，含气带厚 272.5 m。当然，由于储层的不均质性不是圈闭内的所有岩体都是产层而是部分有利砂体可获工业气流。

② 气水界面深度统计：中 9 井 2396 m、中 17 井 2670 m 中 25 井 2666 m，中 29 井 2335 m、中 38

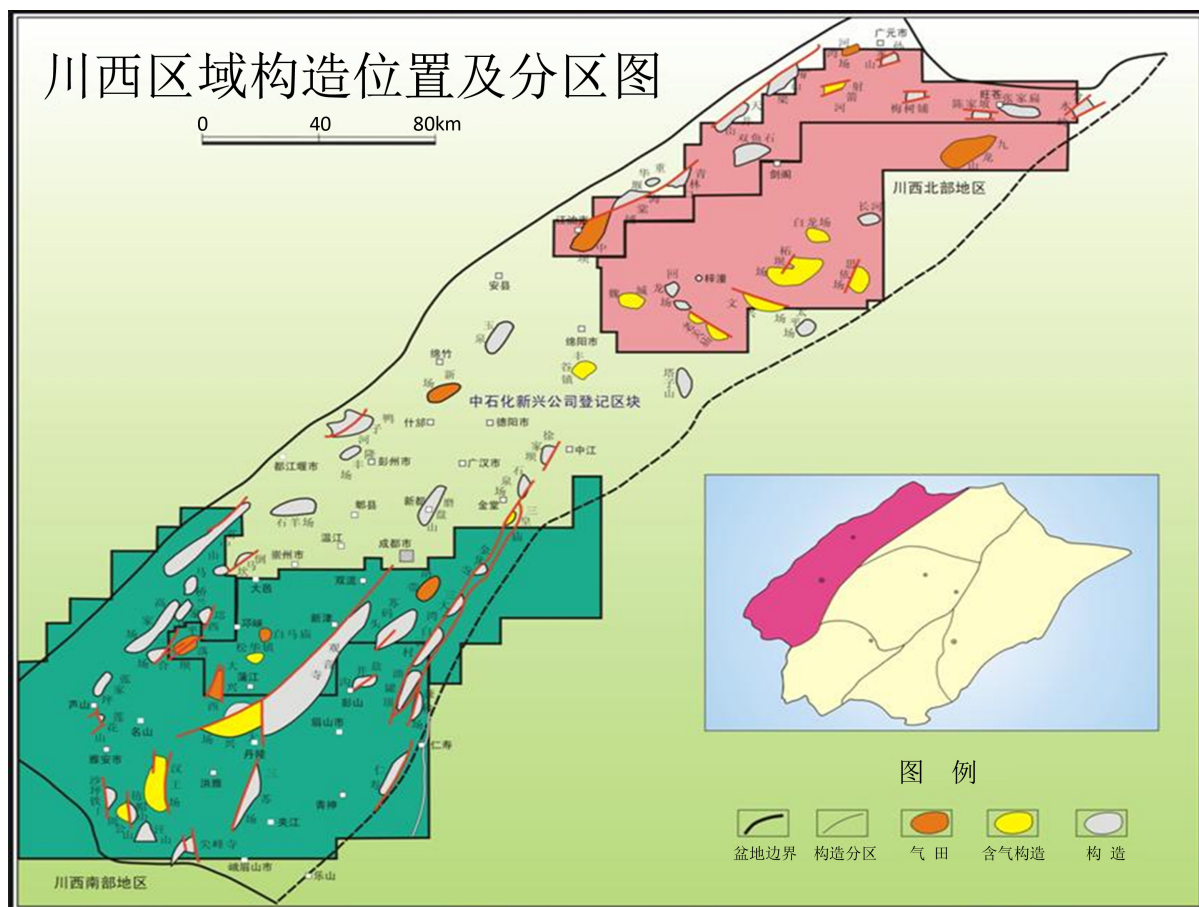
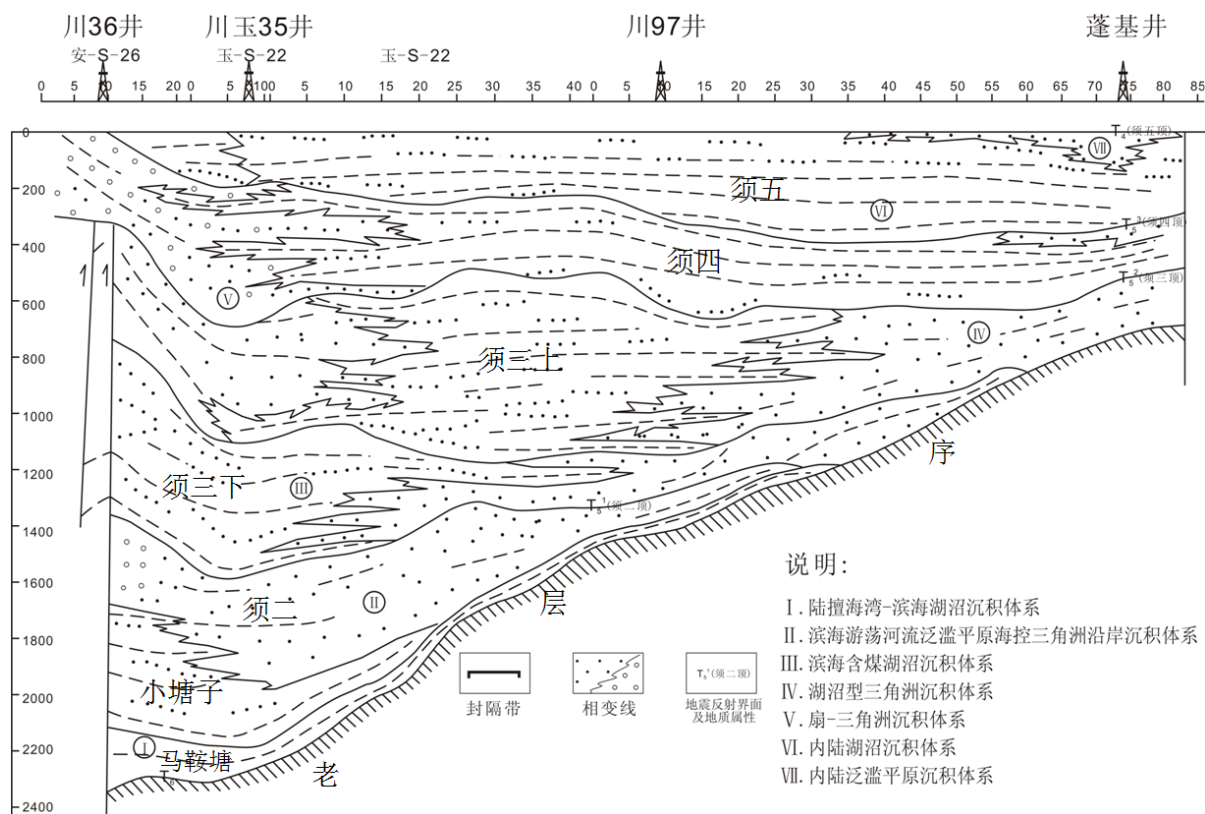


Figure 1. Distribution and local structure of the Western Sichuan Depression

图 1. 川西坳陷分带与局部构造分布图



**Figure 2.** Profile model of eastern and Western sedimentary system in the middle part of West Sichuan depression (Wang Sheng)  
**图 2.** 川西坳陷中段东西向沉积体系剖面模式图(据王胜)

**Table 1.** In the second layer to dam zoning and the porosity and permeability characteristics  
**表 1.** 中坝须二产层分带与孔、渗特征

项目	含气带	气水过渡带	水带
物性			
孔隙度(%)	7.6	3.2	5.51
渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	0.104	0.01	0.035

井 2591 m; 深度域变化范围 2335~2670 m, 平均海拔-1902.5 m。含气带总厚约 270~290 m, 平均厚 297.5 m [4], 与邱中泮的意见接近。

③ 主要气井的产层统计(表 2), 气层最高出现在海拔-1729 m (中 53 井), 最低在-2007m (中 64 井), 含气带厚 279 m, 也与气水界面深度统计值接近。

④ 部分井标准层统计, 以距须二顶计, 气层距砂顶 8 m (中 4 井), 11 m (中 47 井), 12 m (中 50 井), 29 m (中 53 井), 最深 32 m (中 64 井)。彰显含气带在构造内不均匀的分布格局。

### 3.1.2. 气水过渡带厚度(封隔带)

据须二气藏边底水线分布图[5]约 200 m。

### 3.1.3. 气水界面对比

对川西坳陷须二气藏有气水界面资料的钻井分析, 发现坳陷北段中坝构造气水界面最高, 海拔-1902.5 米, 其次是九龙山构造海拔-2464.5 米, 向东、向南的白龙场、柘坝场、文兴场均在海拔-3900 米以深, 见表 3。

**Table 2.** Well depth and gas production in the main production zone of the two member of the middle Jiao**表 2.** 中坝须二气层主产层井深与产气量

井号	井段(m)	气层顶海拔-m	厚度(m)	天然气产量 $\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$
中 4 井	2540~2550	1961	10	1.9
	2572~2576	1993	4	2
中 47 井	2620~2628	2086	8	0.613
中 50 井	2564~2582	1951	16	0.0661
中 53 井	2282~2289	1728	7	3.05
中 64 井	2575~2576	2007	1	3.0145

**Table 3.** Comparison of main gas and water interface in the northern section**表 3.** 北段主要构造气水界面对比

拗陷	构造	井名	层位	气水界面深度(m)	气水界面深度变化范围(m)	平均海拔(m)
北段	九龙山	5		3486		
		12	T3X <sup>2</sup>	3554	3415~3554/3484.5	-2464.5
		11		3545		
		14		3415		
		9	2396			
	17	2670				
	中坝	25	T3X <sup>2</sup>	2666	2335~2670/2502.5	-1902.5
		29		2335		
	白龙场	38		2591		
		1	T3X <sup>2</sup>	4649	4649	-3956
		1		4249		
		2		4250		
		3	T3X <sup>2</sup>	4232	4232~4581/4406.5	-3906.5
		4		4545		
5		4581				
6		/				
文兴场	7	T3X <sup>2</sup>	4406	4406		

### 3.2. 川西拗陷中段：新场构造(古今构叠合)

新场构造目前共钻有勘探、开发井 400 多口，其中揭穿须二的井 25 口，须四的井 14 口，(不含进入须五的井)余者均在侏罗系红层终孔，发现须二、须四、自流井、千佛崖、沙溪庙、蓬峡镇组气藏；遂宁组、白垩系剑门关组含气层(不含川科 1 井的雷口坡组气藏)，凸现了构造浅、中、深领域整装含气的气田特征；井位分布如(图 3、图 4)。主产层是须二和须四段、它们分属两套成藏系统，须二气藏为过成熟的甲烷气藏，须四为含凝析油的甲烷气藏。

#### 3.2.1. 须四气藏

##### (1) 各带厚度分析



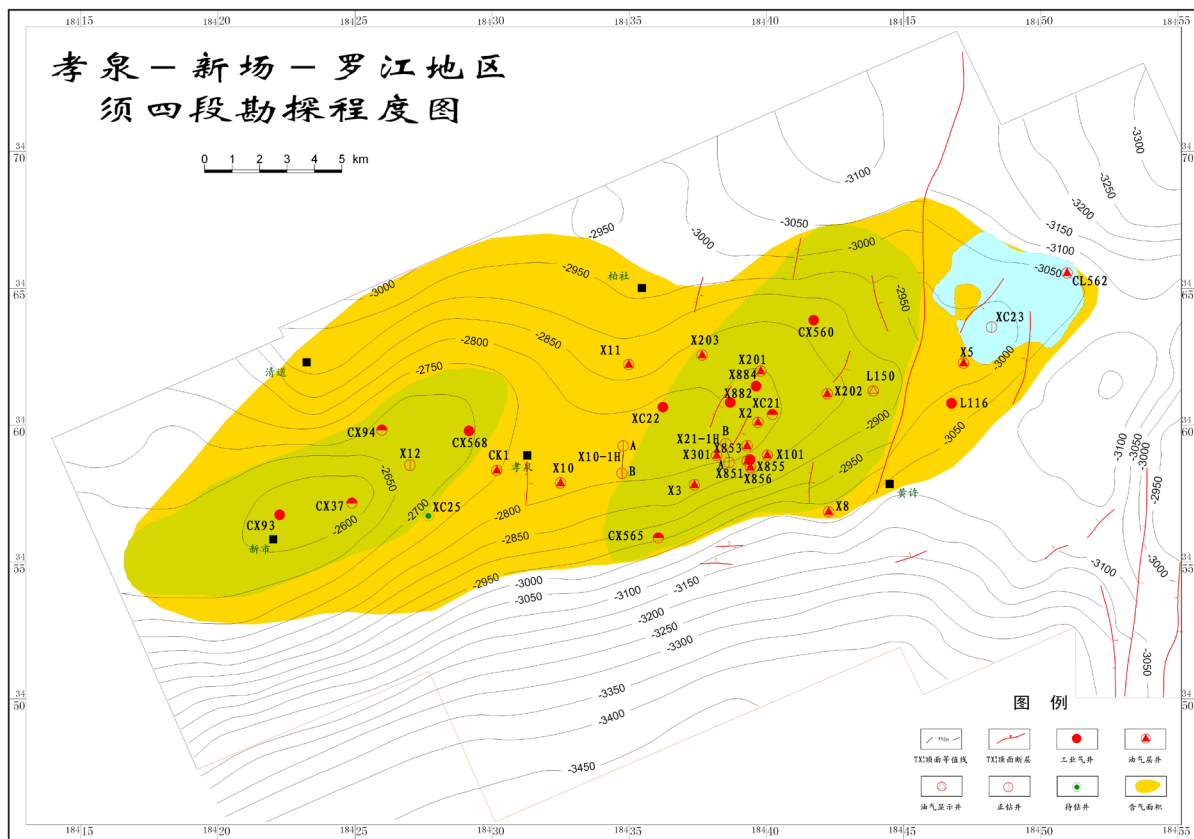


Figure 3. Wells in Xinchang area division (T3X<sup>4</sup>)  
 图 3. 新场地区井位分(T3X<sup>4</sup>)

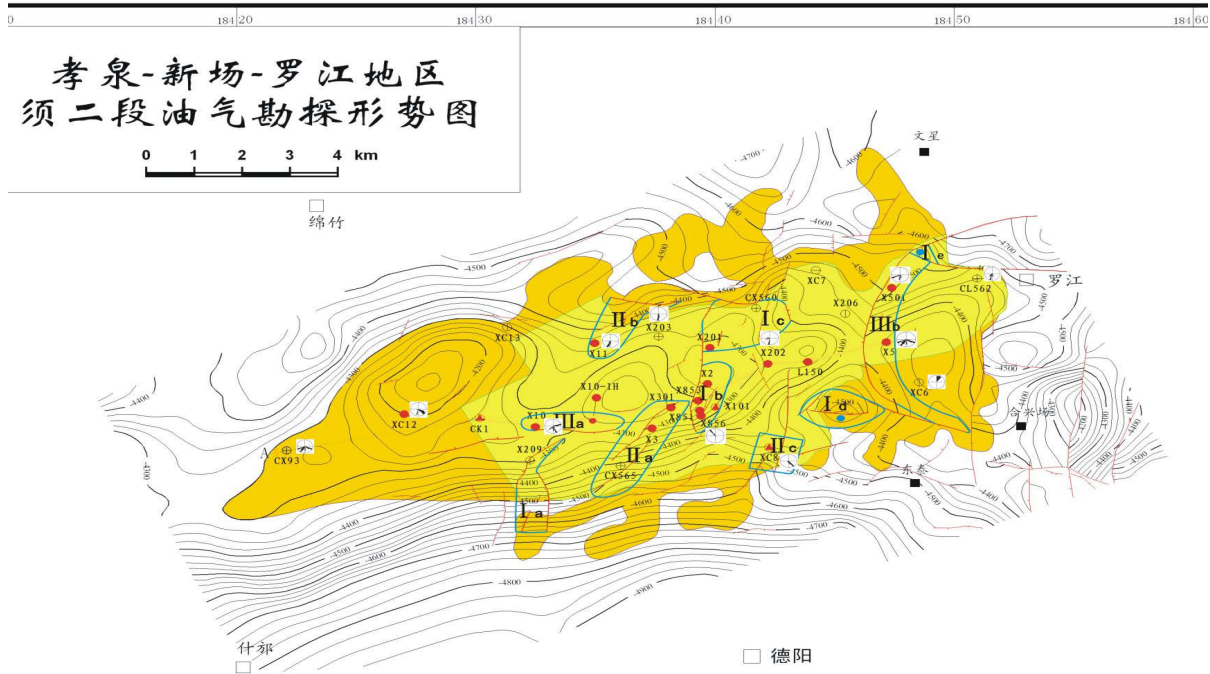


Figure 4. The distribution map of wells in Xinchang area (T3X<sup>2</sup>)  
 图 4. 新场地区井位分布图(T3X<sup>2</sup>)

### ① 含气带厚度

揭开须四段含气层的井深判断,无统一气水界面,但在新场、孝泉一带今构造的高部位可能存在边水气藏,新 884 井气水界面 3376 米,海拔-2831 米与须四项 3054 米(川孝 93 井)海拔-2520 米,推算含气带厚 311 米。又据新 882 井气层顶井深 3410 米,海拔-2865 米与气水界面 3376 米,海拔-2831 米计算,含气带仅厚 34 米,两相比较,可见气水关系极其复杂。

### ② 气水过度带厚度

据(新 884 井)水层顶 3386 米,海拔-2841 米与新 882 井水层顶 3402 米计算,厚 16 米。气水界面深度变化范围 3386~3402 米,约 16 米。

## (2) 孔、渗分析

### ① 含气带孔渗

含气带储集空间以次生溶孔为主,为粒内溶孔、粒间溶孔、铸模孔、超大溶孔和填隙物晶间微孔。系区内最好储层,孔隙度  $> 7\%$ ,渗透率  $0.05\sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

### ② 气水过渡带孔渗

原生孔隙破坏消失,孔隙不发育,仅有零星分布的极少量粒内溶孔。为区内含气带的致密封隔带,孔隙度  $< 2\%$ ,渗透率  $< 0.008 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 3.2.2. 须二气藏

### (1) 各带厚度分析

#### ① 含气带厚度

从揭开须二段含气层的井深判断,气水界面海拔-4450 米与气层顶井深 3358 米(川孝 93 井)海拔-2804.2 米推算,含气带厚 1646 米。

#### ② 气水过度带厚度

气水过度带,据川孝 560 井水层顶 4698.9 米,海拔-4158.9 米计算,厚 291 米。气水界面深度变化范围 4698~4985 米,约 287 米。

### (2) 孔渗分析

#### ① 含气带孔渗

含气带储集空间以粒间溶孔和微裂缝为主,少量残余粒间孔、粒内溶孔。为区内较好储层,孔隙度 $>4\%$ ,渗透率  $0.05\sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

#### ② 气水过渡带孔渗

气水过度带由于强烈的压实和压溶作用,原生孔隙破坏消失,孔隙不发育,仅有零星分布的极少量粒内溶孔。为区内油气层底的致密封隔层,孔隙度  $< 2\%$ ,渗透率  $< 0.0085 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 3.2.3. 气水界面对比

坳陷中段,除龙门山构造带及其以东各构造气水界面较高外,在坳陷内以合兴场川合 100 井海拔-4174 米与隆丰 1 井海拔-4258 米最高,其余构造各井海拔均在-4200~-4500 米之间。兹将主要构造气水界面对比列于表 4。

## 3.3. 川西坳陷南段:大邑构造(新构造)

大邑构造由于第四纪的大邑砾岩卷入褶皱,公认为新构造。到目前为止,大邑构造共有钻井 14 口(包括侧钻井)。发现须三、须二气藏,这些井除位于构造轴部的大邑 1 井、大邑 101 井、大邑 3 井于须三段中部砂体(Tx<sup>3</sup>)及须二段上部砂体(TX<sup>2-1</sup>)获得工业气流外,目前向外甩开的井也普遍见到不同程度的含气

**Table 4.** Comparison of gas water interface  
**表 4.** 气水界面对比

坳陷	构造	井名	层位	气水界面深度(m)	气水界面深度变化范围(m)	平均海拔(m)
中 段	丰谷	563	T3X <sup>2</sup>	4766		-4286
	高庙子	561	T3X <sup>2</sup>	4990		-4448
		100		4695		-4174
	合兴场	138	T3X <sup>2</sup>	4698		-4178
		148		4710		-4206
		566		4482		-4032
	中江	562		5090		-4549
	龙泉山	3	T3X <sup>2</sup>	3553	3553	-2815
	新场	560	T3X <sup>2</sup>	4985		-4445
		565		5071		-4549
	金马	金深 1	T3X <sup>2</sup>	5015		-4383
	隆丰场	1	T3X <sup>2</sup>	4973	4973	-4258

显示, 部分井已远远超出圈闭之外, 尚未见有边、底水; 但有凝析水存在, 展示该构造气水关系复杂。初步认为主要为边、底水控制的背斜型断块气藏[6], 那么含气带有多高呢? 分下列几种情况:

### 3.3.1. 录井、测井判断

#### (1) 含气带高度(基本无水)

须二气藏: 大邑 1 井, 该井区代表圈闭的最高部位的须二段上部气层(海拔-4227.83 m), 气水界面海拔-5177.45 m。本井截至到 2009 年 8 月, 累产气  $5141.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 累产水  $335.45 \text{ m}^3$ 。目前平均产气  $8.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 平均产水  $0.6 \text{ m}^3/\text{d}$ , 水气比保持在 0.063 左右, 即每产一万方气包含 0.063 方水(以下单位相同)。从水气比与水的矿化度甚小来看属凝析水, 基本无可动的地层水, 含气带约厚 949.32 m。

须三气藏: 大邑 7 井, 以 F1 断层作为大邑断背斜圈闭的遮挡面, 已经处于圈闭之外。而且构造位置也低, 若以须三中部砂岩顶面为标准, 该井较大邑 1 井低 466 m。该井在须三中部砂岩见 3 层含气层, 从取出的岩心观察, 无咸味及返潮等含水迹象, 含气带高度难以判别。因须三含凝析油故与须二过成熟的甲烷气藏是两套油气系统。

#### (2) 推测

含气高度至少不低于 940 m (气、水层交互)此种情况见于大邑 5 井须二段。大邑 5 井位于大邑断背斜的西北缘, 构造位置甚低。可疑水层夹于含气层中。须二段内也先后见两层良好的气显示层, 经录井及测井综合解释为气层, 如表 5 所示, 以须二段顶面构造图, 海拔-4200 m 计算(据二物), 大邑 1 井气层顶面海拔-4228 m, 两者比较。大邑 5 井约低 920 m, 海拔-5148 m。构造东北端的大邑 6 井, 须二段也见良好气显示, 较大邑 1 井低 940 m, 海拔-5168 m, 以上两井的情况, 预示着须二段气藏的含气高度至少不低于 940m 远远超出背斜圈闭溢出点之外。

### 3.3.2. 公式计算

通过气水界面预测公式计算: 大邑构造现今气藏原始气水界面海拔为-5177.15 m, 计算气藏高度 949.32 m, [6];

大邑 1 井  $\text{Tx}_2^1$  砂体顶深面海拔为-4227.83 m, 砂体顶距气水界面 949.32 m。构造北部的两口探边井



大邑 5 井、大邑 6 井须二顶海拔-5153.69 m、-5168.45 m 均高于气藏原始气水界面(-5177.15 m)，因此可以得出初步结论：构造主体部位均在气水界面之上。

### 3.2.3. 孔渗条件分析

储层物性特征:含气带据 194 个样品分析,其孔隙度为 0.15%~7.99%,平均 2.86%;渗透率 0.002~0.995  $\mu\text{m}^2$ ,平均 0.107  $\mu\text{m}^2$  (大多数取心井段未取到主产层)。属特低孔渗,超致密型储层,产气量更依赖裂缝,孔渗性较相邻各构造均低。

气水过渡带据 932 个样品分析,孔隙度为 0.65%~5.52%,平均 3.14%;渗透率 0.002~0.992  $\mu\text{m}^2$ ,平均 0.119  $\mu\text{m}^2$ 。

### 3.2.4. 气水界面对比

坳陷南段以大兴(-2665 m)、汉王(-2429 m)最高,大邑构造最低(-5177 m),其余各井均在-2853~-3206 m 之间。兹将主要构造气水界面对比列于表 5。

## 4. 须二气藏区域气水界面变化分析

对川西坳陷须二气藏有气水界面资料的钻井(表 3~表 5)分析,(须四气藏有气水界面资料的钻井不全,这里不作分析)发现坳陷南、北高。中段低。坳陷中段东,西高中间低。坳陷南段以西部龙门山前低,中部与东部高,展现气水界面在坳陷内高低起伏的变化态势,在气水界面之上存在厚薄不等的气水过渡带,因其孔渗性差,有的成为封隔带与张义纲说的压力封存箱顶板(封隔带)意义相近[7],封隔带主要由单层或多层致密异常层组成,其中夹有少量相对多孔的地层。致密层与次生孔隙发育层都是在成岩作用中物质再分配的产物,HUNT 指出这类封隔带在沉积盆地内的区域分布,呈平板状横穿各层位、各岩性段[8]。归纳两条致密封隔带(气水过渡带)在坳陷内分布的剖面模式如图 5。

## 5. 控制因素分析

### 5.1. 地温场

对于一个相对较大的含油气盆地而言,各区块的地质构造特征、发展史和剥蚀幅度史是影响地温梯

Table 5. Comparison of gas water interface

表 5. 气水界面对比

坳陷	构造	井名	层位	气水界面深度(m)	气水界面深度变化范围(m)	平均海拔(m)	
南段	大邑	6	T3X <sup>2</sup>	5740	5740	-5177	
		苏码头	3	T3X <sup>2</sup>	3692(下盘)	3692	-3206
			3				-3053
	邛西	6	T3X <sup>3</sup> (香二)	3450			-2853
			12				-3125
	平落坝	平西 1		T3X <sup>3</sup> (香二)	3844	3844	-3171
			4				
			5		3118		
	大兴场	6		T3X <sup>3</sup> (香二)	3235	3118~3463/3290.5	-2665.5
					3346		
8				3463			
汉王场		5	T3X <sup>3</sup> (香二)	3209	3209	-2429	

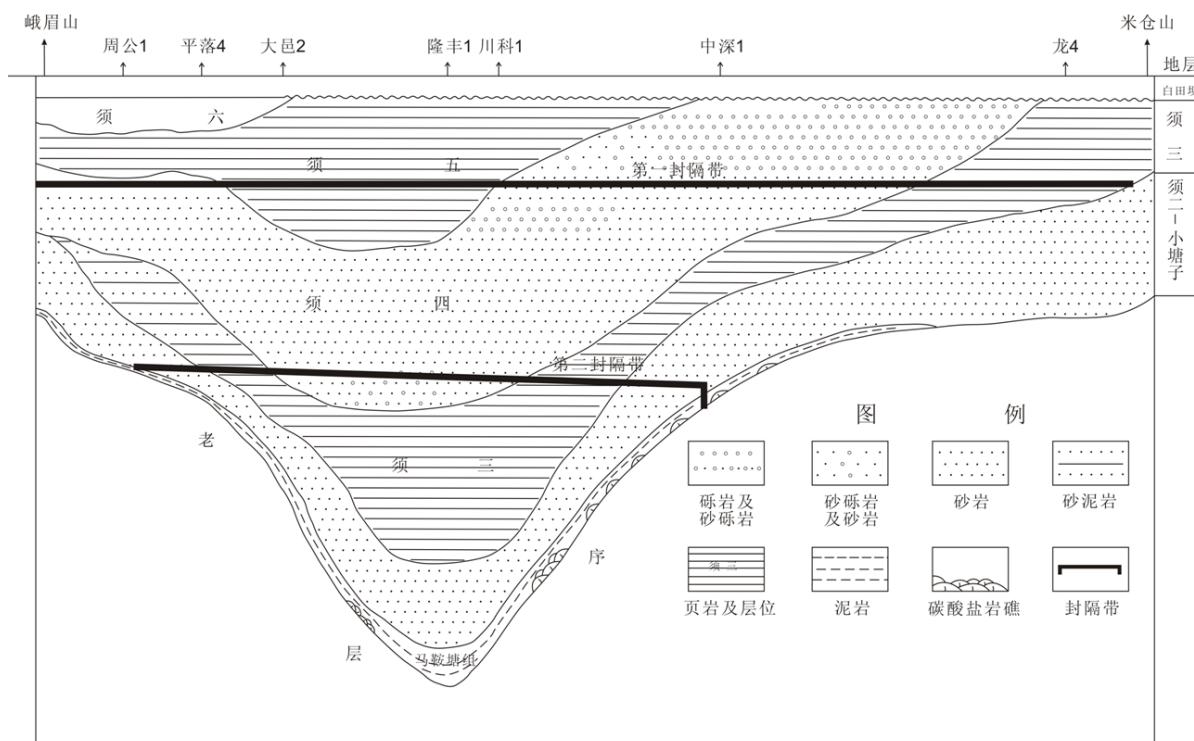


Figure 5. Pattern of gas water transition zone (sealing zone) in Xujiahe Formation gas reservoir in West Sichuan Depression  
图 5. 川西坳陷须家河组气藏气水过渡带(封隔带)剖面模式图

度变化的主要因素，而对于某一地区而言，则是岩层在地史发展过程中热导率的变化起主导作用。而对于油气载体的沉积岩层而言，既与组成岩层的矿物成分有关，又与岩石的结构有关，尤其是与其孔隙度和孔隙中所含流体的变化密切相关。

所有孔隙中的充填物，如油、气和水与岩石相比都是不良导体。因此，当孔隙饱含流体时，其热导率都将随孔隙度的增加而降低。热导率的降低就意味着同等距离范围内热能传导减少而使温差拉大，在地下则意味着地温梯度的增加。对于构成含油气盆地主体的沉积岩而言，自沉积以后，随上覆地层的增加而被压实，其孔隙度将有规律的减少，岩石中的流体含量也将按比例减少而导致沉积岩层热导率的增加和地温梯度的下降。因此，比较年轻的含油气盆地中的地温梯度都相对高些，而较老的含油气盆地的地温梯度偏低应当视为这种规律性变化的必然结果。

根据川西坳陷 50 余口井的实测温度资料推算出今地温梯度，从坳陷西向东、向南增高。孝泉、新场、合兴场、丰谷地区 1.9~2.4℃/100 米，向东至龙泉山区降低。

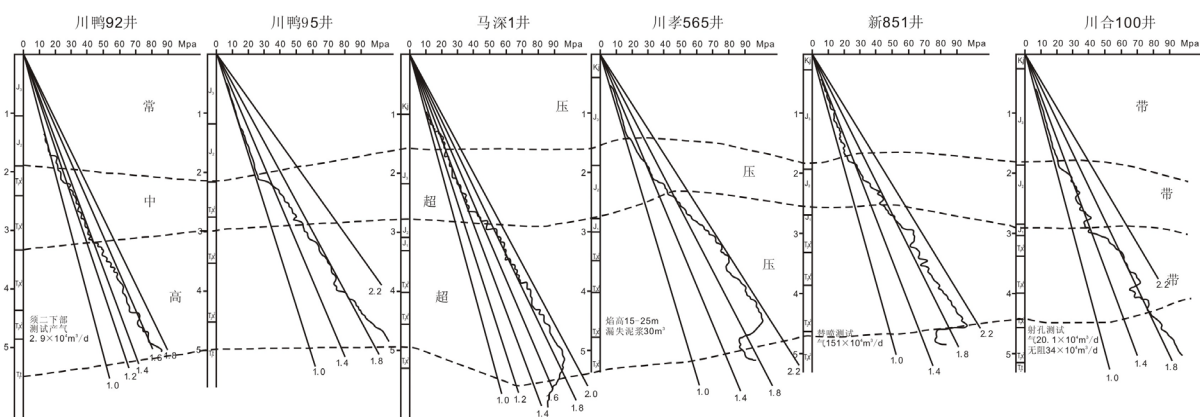
1) 古地温与烃类演化：据 9 口井的 271 块样品测定的  $R^0(\%)$  值数据对应的古地温值进行了计算[9]，结果展示须二段在川西坳陷不同区块古地温差别很大，反映了各区块地史发展进程不一，总趋势西高东低，南高北低，中部较低，如表 6。

据成岩阶段划分  $R^0 0.5\% \sim 1.3\%$  为低成熟—成熟，烃类演化至原油阶段， $R^0 1.3\% \sim 2\%$ ，为高成熟，烃类演化至凝析油湿气阶段， $R^0 > 2\% \sim 4\%$ ，为过成熟，烃类演化至干气阶段。不难看出烃类演化在坳陷的东、西部为油窗尾部至干气阶段，北部以原油、凝析油湿气为主，南部停留在凝析油湿气阶段，中部为干气阶段。那么，控制含气带高低的主要因素显然是古地温梯度。

2) 压力系数分析：从气藏压力分析，压力系数愈高，含气带高度愈大，同一气藏属同一压力系统。在一套气藏内储层的孔、渗性好、裂缝发育气水分异好，含气带就高，反之亦然(图 6)。

**Table 6.** Table of paleo temperature and hydrocarbon evolution  
**表 6.** 古地温与烃类演化表

井号	R <sup>0</sup>	古地温梯度	坳陷部位
川绵 39	0.915%~2.4%	4.881°C/100 m	西部
川鸭 91	0.8%~2.555%	4.068°C/100 m	西部
新 11、新 201	1.03%~2.18%	3.3°C/100 m	中部
中 12	0.756%~1.245%	2.683°C/100 m,	东部
川泉 171	1.784%~1.98%	2.79 °C/100	东部
川合 100	1.15%~2.1246%	3.355 °C/100	东部
大参井	1.224%~1.937%	4.876 °C/100	南部
平落 2	1.65%~1.72%	4.2 °C/100	南部



**Figure 6.** Schematic diagram of the correlation between the height of gas bearing zone and pressure zone of the two gas reservoir in the Western Sichuan Depression

**图 6.** 川西坳陷须二气藏含气带高度与压力带相关示意图

3) 剥蚀幅度分析: 利用前陆盆地最大沉积厚度粗略估算龙门山抬升的速率和高度[10], 从时间上看, 以安县运动后的诺利期、瑞替克期和晚侏罗世, 龙门山抬升的速率最大, 其中北段达 0.45~0.18 mm/y, 南段为 0.35~0.14 mm/y, 中段最高达 0.49 mm/y 与此相关的坳陷北段九龙山构造侏罗系白田坝组超覆在须三段之上剥蚀幅度近千米, 南段的平落坝构造约 500 米。中段新场构造约 1100 米, 剥蚀幅度大的气水界面高, 油气层埋藏相对较浅, 层位较老, 孔隙衍化停滞, 地温梯度低。

## 5.2. 孔隙演化阶段划分

从成岩作用、次生孔隙形成的控制因素以及有机酸作用等的研究可知, 须二段储层的孔隙演化可以分为四个阶段。

第一阶段: 这一阶段大约在须四沉积前(印支中幕), 压实作用和自生矿物沉淀作用减少原生孔隙。该阶段从沉积物开始埋藏到石英次生加大时已基本完成, 原生孔隙只剩下约 8%~10% 左右。

第二阶段: 次生孔隙的发育时期, 该阶段大约在须六沉积阶段(印支晚幕)。有机质演化进入有机酸的窗口, 大量的有机酸形成, 伴随着粘土矿物的转化, 有机酸进入砂岩对长石等易溶矿物进行溶蚀, 有机络合物保存存在孔隙介质中, 从而发育大量的次生孔隙, 从长石的溶解程度看, 可能增加了 5%~8% 左右的孔隙度。

第三阶段：为晚三叠世末期及侏罗纪早期(燕山早幕)，由于构造抬升，温度降低和淡水的加入，造成大量次生孔隙以及有机质演化中断，造成大量次生孔隙及原生孔隙的充填作用，使得储层变得致密。

第四阶段：在喜山构造活动期(喜山中幕)，由于断裂作用，深部热液伴随着天然气及烃类进入储层，可能对储层有一定的改善，但溶蚀作用有限，多限于裂缝附近，对整个储层而言影响较小。从孔隙演化史可知，第一阶段须四前约 8%~10%的原生孔隙是早期原油进入储层的主要时期，第二阶段须六期是次生孔隙的发育时期也是天然气富集的主要时期，次生孔隙发育的层段就是油气富集段，第四阶段由于喜山构造运动的影响，裂缝沟通了储层，油、气藏重组。

根据 Surdem 等(1989)所总结的能最大限度地保存和提高孔隙度的最佳成岩过程所具备的条件有：

- 1) 富含有机质的源岩与潜在储层相邻(短距离运移)；
- 2) 有含某种于酪根的富有机质源岩，它的干酪根与矿物氧化剂(粘土矿物或多硫化物)有紧密联系；
- 3) 从有机酸或酚的形成到烃的成熟的热演化过程快；
- 4) 有适当的流体流动(需要发生粘土成岩作用或其它脱水反应)；
- 5) 有运移通道(裂缝、不整合面、层序界面以及原有的孔隙及渗流通道)；

本区须二、四段砂岩具备了 5 条有利条件，问题在于有机酸到烃的成熟之间发生了间断，使得本来可以是很好的储集层变得致密。因此，印支晚期的构造活动虽对早期圈闭的形成以及早期捕集油气起着有利的作用，但另一方面提供粘土矿物沉淀，填堵了孔喉。孔隙演化，裂缝期次与构造发育配置见(图 7)。

## 6. 结论

据地温场、剥蚀幅度、孔隙演化与气藏高度(含气带高度)、气水界面高低分析：

1) 对川西拗陷须二气藏分析，发现拗陷北段中坝构造气水界面最高，海拔-1902.5 米，其次是九龙山构造海拔-2464.5 米，向东、向南的白龙场、柘坝场、文兴场均在海拔-3900 米以深。拗陷中段，除龙泉山构造带及其以东各构造气水界面较高外，在拗陷内以合兴场川合 100 井海拔-4174 米与隆丰 1 井海拔-4258 米最高，其余构造各井海拔均在-4200~-4500 米之间。拗陷南段以大兴(-2665 m)、汉王(-2429 m)

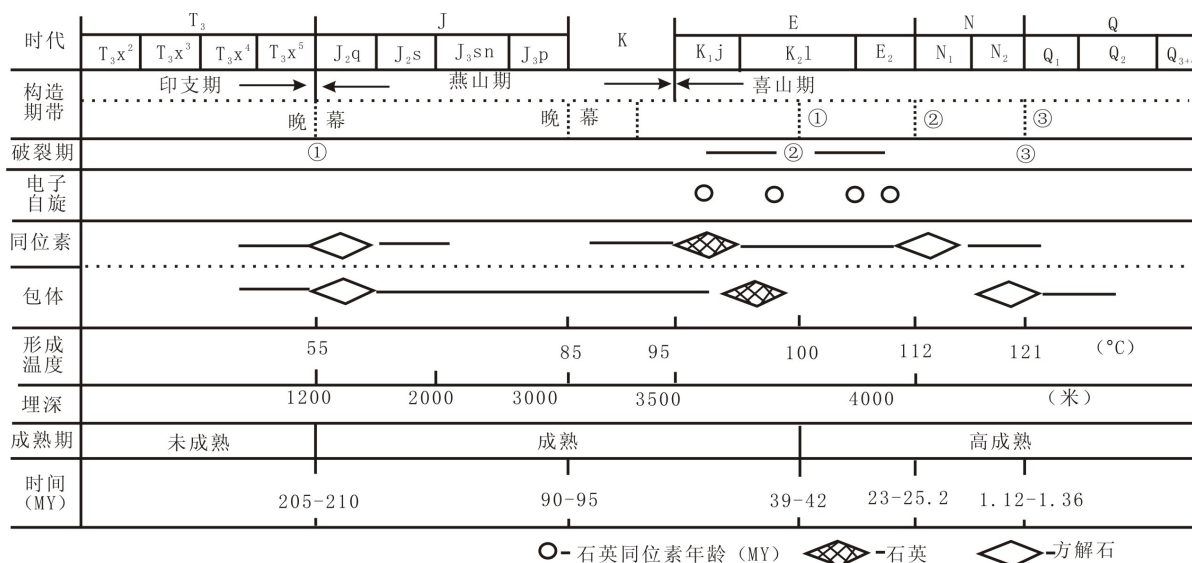


Figure 7. Fracture stage and tectonic development of the configuration diagram (according to Yang Wei this Agreement have revised)

图 7. 裂缝期次与构造发育配置关系图(据杨威本文约有修改)

最高,大邑构造最低(-5177 m),其余各井均在-2853~3206 m之间。2、次生孔隙发育期是油气充注的主要时期,次生孔隙发育段是油气富集的主要层段。印支晚期(须六时)的古构造具有优先获得油捕的机会。构造幅度高烃源丰富,储层孔渗性好,裂缝发育,气水分异好,气藏(含气带)厚度大。

#### 2) 生烃坳陷控制了油气产层的分布

川西坳陷从北而南发育了梓潼、彭灌和名邛次级坳陷,梓潼次坳,须一烃源岩发育,须二段是主要油气储层。彭灌次坳,须三烃源岩发育,须二、须四段是主要油气储层。名邛次级坳陷,须四、须五烃源岩发育并供给次生气藏的烃源,须四、须六段是主要油气储层。所谓次生气藏是指烃源岩不发育或不生烃层段中的油气藏。

3) 在坳陷内印支前剥蚀幅度大的气水界面高,产气层位老。沉积物堆集厚度大的含气带厚度也大。

## 致 谢

本文在写作过程中得到教授李书兵总工的指导和帮助,应用了生产研究、跟踪组大量的实际资料,在此致以衷心的感谢!

## 参考文献 (References)

- [1] 王胜,王学言,何鲤,等. 江油彭县间上三叠统地震地层研究[J]. 地质部第二普查大队综合地质队、第二物探大队(内刊),1986(12): 32-33.
- [2] 张贵生,何鲤,等. 川西坳陷上三叠统层序地层对比研究[J]. 天然气工业,2005,25(10): 21-23.
- [3] 邱中焯,等. 中坝气田须二气藏储层研究及储量复核[J]. 四川石油管理局川西北气矿,1995,2(3): 51-53.
- [4] 吴世祥,等. 川西坳陷上三叠统气水分布规律及控制因素研究[J]. 中石化石油勘探开发研究院,2007,5(7): 23-29.
- [5] 何鲤. 四川石油管理局川西北气矿[J]. 川西北气矿年报,1992,1(8): 42-47.
- [6] 何鲤,熊亮,史洪亮,等. 大邑构造裂缝与成藏条件分析[J]. 四川地质学报,2013(1): 23-30.
- [7] 魏力民,史洪亮,等. 大邑构造须家河组气水关系与分布预测研究[J]. 中石化西南油气田分公司勘探开发研究院,2009-2010: 30-32.
- [8] 张义纲,等. 天然气的生成聚集和保存[M]. 南京: 河海大学出版社,1991.
- [9] 王信,安风山,李汶国,等. 川西晚三叠世以来地温场特征及其与成藏作用关系研究报告[J]. 中石化西南油气田分公司勘探开发研究院,2011-2012,3(5): 35-42.
- [10] 戴鸿鸣,等. 川西南部须家河组沉积岩与构造演化研究[J]. 西南石油学院,成都理工大学,2005,1(12): 29-34.



**期刊投稿者将享受如下服务：**

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：[ojs@hanspub.org](mailto:ojs@hanspub.org)