

doi:10.3799/dqkx.2012.095

# 潜江凹陷潜江组地温—地压系统特征 及其与油气成藏关系

付 鑫<sup>1</sup>, 叶加仁<sup>1</sup>, 朱红涛<sup>1</sup>, 王 柯<sup>1</sup>, 康建云<sup>2</sup>

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 西南石油局测井公司, 四川成都 610100

**摘要:** 基于200余口钻井的实测地温、地压及声波测井等资料, 利用地温—地压系统原理, 剖析了潜江凹陷潜江组的地温场、压力场及温压系统特征, 并从油气生成、保存及分布角度探讨了温压系统与油气成藏的关系。研究表明: 蚌湖和周矶向斜带具有较高的地温梯度, 有利于潜江组烃源岩成熟生烃。潜江组砂岩今地层压力多为常压, 深部泥岩欠压实发育, 强化了深部泥岩的封闭作用。潜江组纵向发育静压型和高压型两类地温—地压系统, 其中静压型主要发育于潜北陡坡带、东部斜坡带和西部斜坡带, 以自生自储型油气藏为主; 高压型发育于蚌湖和周矶向斜带, 油气藏集中分布在深层超压体系顶部和浅层常压体系内部。平面上可划分为常温高压、低温高压、高温常压、常温常压、低温常压、高温低压、常温低压和低温低压8个分区, 油气多分布于常温常压区。

**关键词:** 温压系统; 油气; 成藏; 潜江组; 潜江凹陷; 地层学。

中图分类号: TE132

文章编号: 1000-2383(2012)04-0860-09

收稿日期: 2012-02-11

## Characteristics of Geotemperature-Geopressure System of the Qianjiang Formation in the Qianjiang Depression and Their Relationship with Petroleum Accumulation

FU Xin<sup>1</sup>, YE Jia-ren<sup>1</sup>, ZHU Hong-tao<sup>1</sup>, WANG Ke<sup>1</sup>, KANG Jian-yun<sup>2</sup>

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Southwest Petroleum Bureau Logging Company, Chengdu 610100, China

**Abstract:** Based on the measured temperature, pressure and acoustic log data of more than two hundred wells, the distribution characteristics of geothermal field, geopressure field and the geothermal-geopressure system of the Qianjiang Formation in the Qianjiang depression are analyzed by using the theory of geothermal-geopressure system. The relationship between the systems with petroleum accumulation is also discussed from the perspectives of hydrocarbon generation, preservation and distribution. This research comes to the following results: The Banghu and Zhouji syncline belts have higher geothermal gradient, which is favorable to the maturation of the Qianjiang Formation source rock expulsion. The present pressures of the Qianjiang Formation and stones mostly belong to normal range, whereas the deep Qianjiang Formation mudstones present uncompactation which enhanced its seal ability. In vertical, the  $T-P$  system of the Qianjiang Formation includes two kinds of static pressure and overpressure. The static pressure systems mainly distribute at the Qianbei steep slope belt, the eastern slope belt and the western slope belt where the reservoirs were formed by self-generation and self-storage, whereas the overpressure systems exist in the Banghu and Zhouji syncline belts where the reservoirs are distributed mostly at the top of the deep overpressure system and within the shallower normal pressure system. The lateral  $T-P$  systems can be divided into 8 subareas, namely, NTHP, LTHP, HTNP, NTN, LTNP, HTLP, NTLP and LTLP, and the NTN is the place where petroleum mainly accumulated.

**Key words:** geotemperature-geopressure system; hydrocarbons; reservoir formation; Qianjiang Formation; Qianjiang depression; stratigraphy.

地层温度和压力是控制有机质热演化、烃类运移和聚集以及油气赋存相态的重要地质因素。Magoon(1988)提出包括压力和温度在内的物理作用是运移圈闭子系统的主要控制作用,其中地温场的演化与分布对烃源岩中有机质的成熟与烃类生成有重要控制作用,而地压场则对油气的生成与保存等有重要影响,并控制油气的运移和聚集。刘震等(1997,2000,2005)将地温和地压作为一个统一的能量系统来研究,认为地温—地压系统对油气成藏有重要的控制作用。

潜江凹陷位于江汉盆地中部,面积2500 km<sup>2</sup>,是江汉盆地内最重要的含油凹陷。根据北西向构造分带与断裂展布特点,潜江凹陷北部可划分为潜北陡坡带、东部斜坡带、蚌湖向斜带、周矶向斜带和西部斜坡带5个次级构造单元。上始新统一下渐新统的潜江组是潜江凹陷成油气地质条件最好、石油资源最为丰富的含油层系,据岩性等差异自下而上分为潜四、潜三、潜二、潜一共4段。本文侧重于现今地温场、地压场及温压系统的研究,同时也研究了古地温场和古地压场的演化特征,以揭示温压系统与油气成藏的关系,深化油气分布规律的认识。

## 1 地温场特征与油气生成关系

基于135口探井共222个实测温度数据的统计分析表明,潜江凹陷潜江组现今地温梯度分布范围为1.98~4.66 °C/100 m,平均为3.28 °C/100 m(图1、表

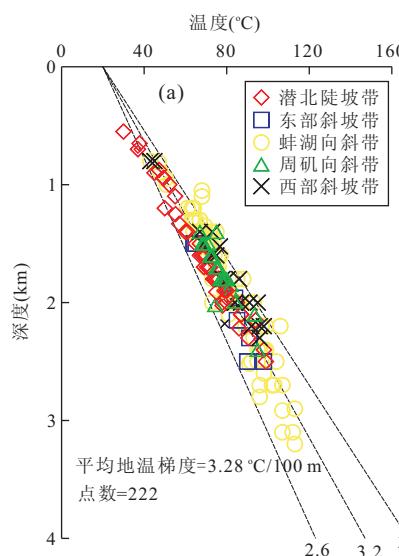


图1 潜江凹陷潜江组现今地温场特征

Fig. 1 Characteristics of the present geothermal field of the Qianjiang Formation in the Qianjiang depression

1),但在纵、横向上存在差异。纵向上,浅部地温梯度高于深部,并大致以埋深2400 m为界,浅部为3.4 °C/100 m左右,深部约为3 °C/100 m。横向上,蚌湖向斜带的现今平均地温梯度最高,约为3.65 °C/100 m;周矶向斜带次之,为3.45 °C/100 m;西部斜坡带为3.22 °C/100 m;东部斜坡带和潜北陡坡带相对较低,分别为3.18和3.01 °C/100 m。

在现今地温场分析的基础上,采用瞬变热流模型反演的古地温史结果表明,自潜江组沉积至今,潜江凹陷的地温梯度总体上逐渐变小,即古地温梯度高于现今地温梯度,较高的古地温梯度有利于有机质的热成熟演化与烃类的生成。

不同构造单元地温场的差异决定了其有机质的成熟门限及成烃演化历史的不同(表1)。如:蚌湖向斜带王场地区的地温梯度最高(3.66 °C/100 m),其烃源岩进入成熟生烃( $R_o = 0.55\%$ )的门限深度也最小,仅为1679 m;而潜北陡坡带钟市地区的地温梯度最低,仅3.01 °C/100 m,其生烃门限深度也最大,达2062 m。总体上,蚌湖向斜带和周矶向斜带的地温梯度较高,导致其门限深度较浅,有利于有机质成熟生烃,加之其处于凹陷沉积中心,潜江组厚度与埋深大,烃源岩热成熟演化程度高,是潜江凹陷最重要的生供烃单元。

## 2 压力场特征与油气保存关系

钻井资料揭示,潜江凹陷潜江组渗透层(砂岩储

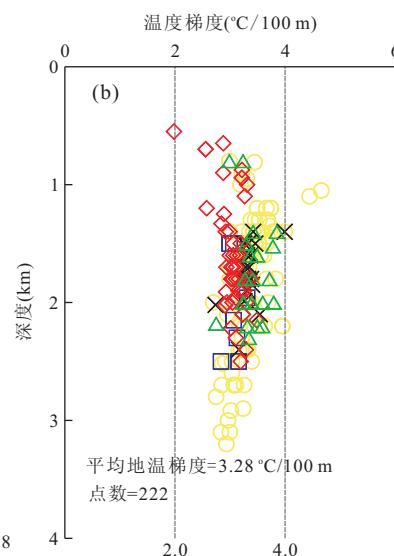


表 1 潜江凹陷潜江组代表性单井地温梯度与生烃门限深度关系

Table 1 Relationship between geothermal gradient and threshold depth of hydrocarbon generation of the Qiangjiang Formation in the Qianjiang depression

构造带	区带	井位	现今门限深度(m)	地温(℃)	地温梯度(℃/100 m)	平均门限深度(m)	平均地温梯度(℃/100 m)
潜北陡坡带	钟市	钟 62	1 975.5	78.3	3.00		
		钟 76	2 242.0	80.5	2.74	2 062	3.01
		钟 96	1 969.0	84.2	3.31		
东部斜坡带	张港	张 34	1 976.0	81.9	3.18	1 976	3.18
		广 23	1 853.0	84.1	3.51		
		广 1	1 715.0	85.1	3.85		
		广 7	1 719.5	84.0	3.77		
		广 10	1 737.5	84.7	3.78	1 787	3.65
		广 47	1 903.0	83.7	3.39		
		广 22	1 775.0	84.0	3.66		
蚌湖向斜带	王场	广 35	1 805.0	83.6	3.57		
		王 79	1 751.0	79.5	3.45		
		王 74	1 842.0	80.0	3.31	1 679	3.66
		王 36	1 807.0	79.5	3.34		
		王 83	1 315.0	79.0	4.56		
周矶向斜带	高场	高 7	1 761.0	83.8	3.67	1 892	3.45
		高 14	2 022.0	84.4	3.23		
西部斜坡带	浩口	浩 58	1 872.0	71.5	2.80	1 986	3.22
		浩 17	2 100.0	95.4	3.63		

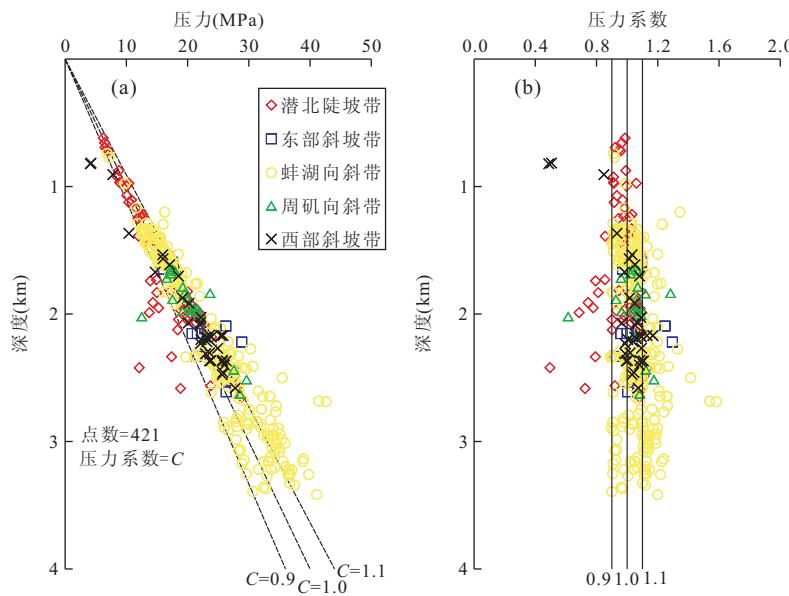


图 2 潜江凹陷潜江组压力场特征

Fig. 2 Characteristics of pressure field of the Qiangjiang Formation in the Qianjiang depression

层)与非渗透层(泥岩层)间具不同的压力状况。

基于 253 口探井共 421 个实测压力数据,对潜江凹陷潜江组储层的压力特征进行了初步分析。总体上,潜江组储层现今压力多属常压系统(压力系数为 0.9~1.1),在埋深 1 200 m 处开始有超压发育(压力系数大于 1.1),但出现频率低且压力系数多小于 1.25;从埋深 2 100 m 处超压发育频繁,压力系

数较浅部有所提高,多为 1.2~1.4(图 2)。另外可见压力系数小于 0.9(低压系统)的数据点,只占总数据的 4%,推测可能主要与储层较致密、试压不充分有关。

在不同构造单元上,潜北陡坡带潜江组储层压力多属于正常压力系统;东部斜坡带潜江组储层压力也以正常压力系统为主,仅在埋深 2 150 m 以下

出现弱超压;蚌湖向斜带潜江组储层超压多发育在埋深2 100 m以下,且王场地区出现超压的顶界深度浅于广华地区,其超压幅度高于广华地区;周矶向斜带潜江组储层压力以正常压力系统为主,仅在埋深2 400 m以下局部发育弱超压;西部斜坡带潜江组储层以发育正常压力为主,但在埋深2 150 m以下发育弱超压。

在层位上,潜一段、潜二段储层压力多属于常压系统。潜三上段大致以埋深1 700 m为界,之上以常压为主,之下发育弱超压,且弱超压多发育于蚌湖向斜带和周矶向斜带。潜三下段储层也以常压为主,仅在蚌湖向斜带广华地区埋深2 700 m以下局部发育弱超压。潜四上段在埋深2 100 m以上以常压系统为主,之下发育弱超压,并主要发育于蚌湖向斜带的王场和广华地区。

声波测井资料揭示(图3),潜北陡坡带钻井泥岩的压实曲线均表现为正常压实趋势,指示无欠压实现象和异常压力的存在;东部斜坡带钻井泥岩的压实曲线可区分为正常压实和欠压实两段,黄30井和张18井欠压实开始发育的层位均为潜四上段,但欠压实幅度相对较小;蚌湖向斜带的泥岩在深部均明显出现欠压实现象,且欠压实幅度相对东部斜坡带要大,其中王83井开始出现欠压实的层位为潜三上段,广34井为潜三下段,广38井为潜四上段;周矶向斜带钻井泥岩的压实曲线可明显区分为正常压实和欠压实两段,欠压实幅度也相对较大,其中周7井和熊21井泥岩开始出现欠压实的层位都为潜三上段,高21井为潜四上段;西部斜坡带浩58井泥岩开始发育欠压实的层位为潜四下段,浩32井为潜三上段,浩82井为潜三下段。就全凹陷来看,潜江凹陷除潜北陡坡带外,其他构造单元的泥岩压实曲线一般表现为“两段式”,其中浅部泥岩一般表现为正常压实—压力特征,而深部泥岩则多发育欠压实现象,指示着异常超压的存在。欠压实(超压顶界

面)出现的深度在不同构造单元有所不同,在层位上,欠压实段主要发育于潜三段及以下层位。

据上述压力特征分析,潜江凹陷潜江组的油气封闭类型可划分为3种:无超压封闭型、超压封闭型和综合封闭型(叶加仁和杨香华,2003;曹强和叶加仁,2007)。

(1)无超压封闭型。这种封闭类型在潜江凹陷普遍存在,是潜北陡坡带潜江组,蚌湖向斜带、周矶向斜带、西部斜坡带潜三上段以上及东部斜坡带潜四上段以上地层最主要的封闭类型。其实测(储层)压力和泥岩流体压力均为常压,压力对油气封闭作用不明显,主要靠毛细管力,即盖层(泥岩、膏盐岩)高的突破压力对油气起封闭作用。作为潜江凹陷区域性盖层的潜一段和潜二段的非渗透性岩层平均累积厚度介于146.6~385.5 m之间,占地层百分比均在70%以上,均属于这种封闭类型。

(2)超压封闭型。主要指泥岩具有异常高压、储层属常压,且泥岩盖层的超压起重要封闭作用的封闭类型。这种类型分布于东部斜坡带的潜四上段、周矶向斜带和西部斜坡带的潜三段及潜三段以下的地层中,泥岩层发育的超压强化了盖层的封闭作用,有利于封盖油气。

(3)综合封闭型。泥岩和储层都具有超压,此封闭类型分布于蚌湖向斜带的潜三段及潜三段以下的地层中。以潜四上段为例,蚌湖向斜带非渗透性岩层累积厚度达108.0~639.5 m,平均为379.7 m,占地层百分比为64.3%~93.9%,平均为87.1%,其潜四上段<sup>40</sup>为已探知的盖层(童小兰和卢明国,2006)。

### 3 温压系统类型与油气分布的关系

金博等(2008)认为:沉积盆地一般存在高压型、

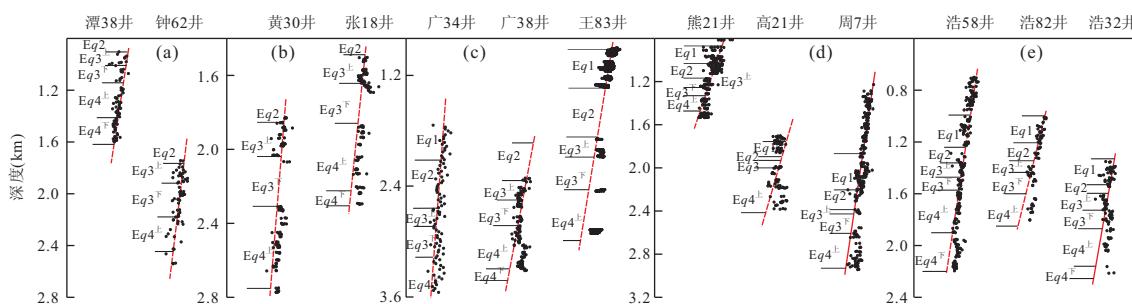


图3 潜江凹陷各构造分区泥岩声波时差—深度关系

Fig. 3 The mudstone AC-depth diagrams in each tectonic unit in the Qianjiang depression

a. 潜北陡坡带;b. 东部斜坡带;c. 蚌湖向斜带;d. 周矶向斜带;e. 西部斜坡带

低压型和静压型 3 类地温—地层压力模式,且不同类型的温压系统对油气运聚和分布的影响作用不同。

基于潜江凹陷钻井实测的温度和压力资料,本次研究对其温压系统进行了划分。总体上,潜江凹陷大致以埋深 2 100 m 为界,可划分为浅层常压和深层弱超压 2 个系统(图 4a),其中浅层常压系统的地温—地压关系表现为一条斜率相对较小的直线,地层压力等于静水压力;深层弱超压系统的地温—地压关系表现为一条斜率相对较大的直线,地层压力为弱超压。因此总体上潜江凹陷的温—压系统属于高压型,但不同构造单元的温压系统存在一定的差异,其中潜北陡坡带、东部斜坡带和西部斜坡带表现为单一静压型地温—地压系统模式(图 4b、4c、4f),而蚌湖向斜带和周矶向斜带则表现为高压复合型地温—地压系统模式(图 4d、4e)。

### 3.1 高压型地温—地压系统与油气分布的关系

高压型地温—地压系统主要发育于蚌湖向斜带和周矶向斜带。一般而言,高压型地温—地压系统的深部具有较高的能量,流体垂向运移动力强,深部流体具有较强的向浅部层位运移的趋势。因此,该类温—压系统内与断裂有关的油气藏集中分布在深层

超压系统顶部和浅层常压系统内部,同时在深层系中仍可发育孤立的岩性油气藏(郝芳等,2002)。

蚌湖和周矶向斜带的油气分布特征与典型的高压型温—压系统油气分布特征基本一致。如表 2 和图 5 所示,该地区油气储量的 52% 集中在潜三段,其中潜三下段油气藏在纵向上分布于深部超压体系的顶部。同时由于以下几个原因(康建云等,2010):(1)该区虽然为高压型地温—地压系统,但经过荆河镇组末期的抬升剥蚀释压后,深部仅存在弱超压现象,因而流体垂向运移的动力较弱;(2)潜江组是在干湿频繁交替的古气候条件下,并在封闭性、高盐度、强蒸发环境中形成的一套盐间含油层系,盐韵律极其发育,向斜带内盐岩和泥膏盐十分发育,各含油层系分别自成系统,垂向沟通性较差,油气以近源短距离运聚为主要特征;(3)潜江组内断层虽然是张性正断层,但多为生长断层,常具有重力滑脱挤压断面发育段,并且被盐岩、石膏、钙芒硝等塑性物质充填,加上断距小,发育时间短,仍具有良好的封堵条件。因此油气在垂向上的运移有限,导致在垂向距离较近的潜三上段内油气储量占了整个地区的 35%;而在较远的潜一段和潜二段内,油气储量很少,只占 4% 左右。另外,潜四下段内有 44%

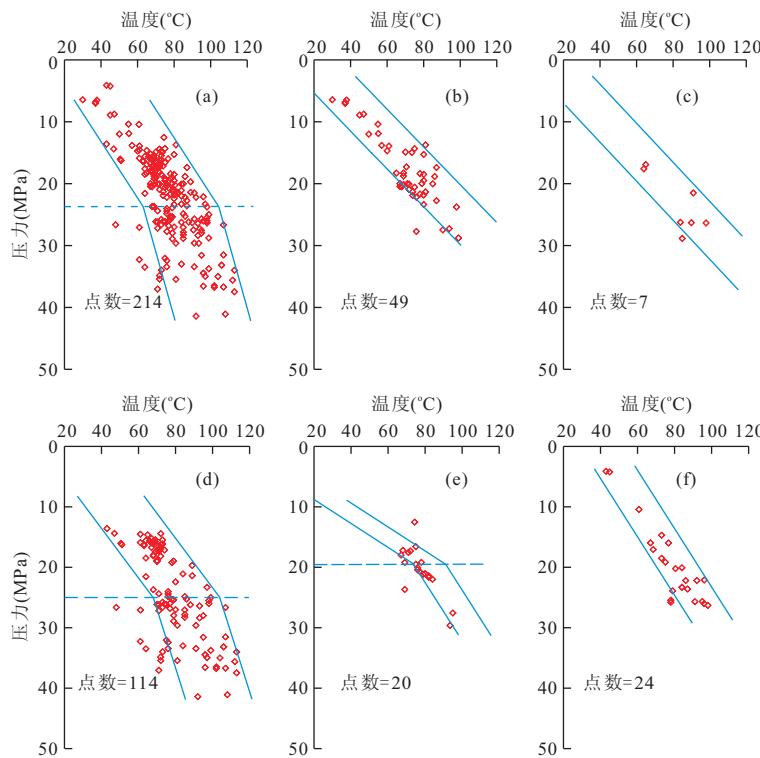


图 4 潜江凹陷及各构造单元温压系统类型(图例同图 1)

Fig. 4 Types of geothermal-geopressure systems in the Qianjiang depression and its tectonic units

a. 潜江凹陷;b. 潜北陡坡带;c. 东部斜坡带;d. 蚌湖向斜带;e. 周矶向斜带;f. 西部斜坡带

表2 潜江凹陷各构造单元探明储量统计( $10^4$ t)

Table 2 A statistical table showing the proved reserves of each tectonic unit in the Qianjiang depression

系统 层位	高压型温压系统				静压型温压系统				
	蚌湖向斜带	周矶向斜带	比例	总计	西部斜坡带	潜北陡坡带	东部斜坡带	比例	总计
潜一段	209	0	4%	209	0	0	0	0	0
潜二段	0	0	0	0	94	207	0	9%	301
潜三上段	1 634	264	35%	1 898	200	90	56	10%	346
潜三下段	874	75	17%	949	447	440	0	26%	887
潜四上段	1 975	404	44%	2 379	324	997	557	55%	1 878

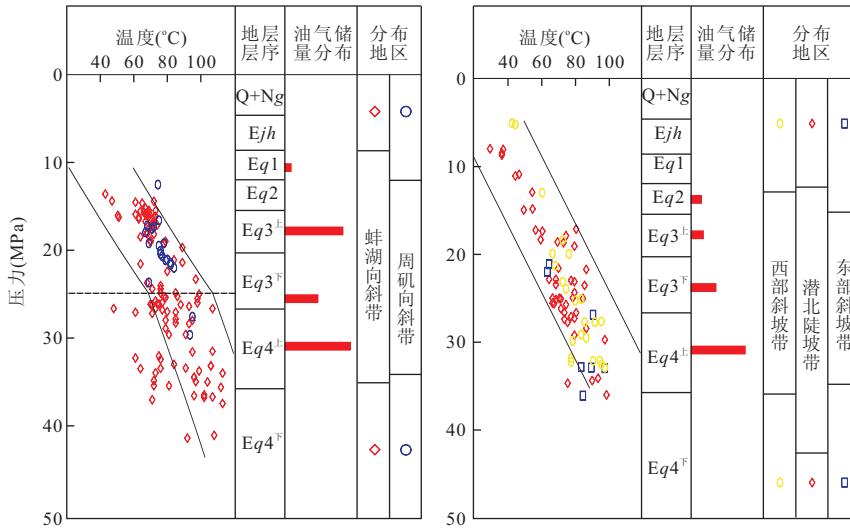


图5 潜江凹陷地温—地压系统特征与油气分布关系

Fig. 5 Relationship between geothermal-geopressure systems and accumulation of petroleum in the Qianjiang depression

的油气储量分布,这是因为成熟烃源岩多发育于深部超压体系内,加之深部的保存条件良好,致使在深层超压体系内形成各种原生油气藏,尤其以岩性油气藏最为发育。

### 3.2 静压型地温—地压系统与油气分布的关系

单一静压型地温—地压系统主要发育于潜北陡坡带、东部斜坡带和西部斜坡带。该类温—压系统的能量一般较低,深部流体上窜的动力较小,油气难以从深部向浅部运移,深部成熟烃源岩生成的油气以侧向运移为主,多在同层系的圈闭中聚集成藏,油气藏以自生自储型原生油气藏为主,浅层仅发育小型的与断裂沟通有关的深源油气藏。潜北陡坡带、东部斜坡带和西部斜坡带的油气分布特征与典型的单一静压型地温—地压系统油气分布特征基本符合。如表2和图5所示,自潜四上段向上至潜二段,油气储量逐渐降低,分别占本地区总储量的55%、26%、10%和9%。潜北陡坡带和西部斜坡带存在浅部潜二段油气藏的原因在于这2个构造带断层均较发育,由于断层的垂向输导作用,形成了小型的与断裂有关的源自深部的油气藏(潜北陡坡带钟市油田、西

部斜坡带习家口油田),但其储量规模较小。而在东部斜坡带这种断层不发育的地区,仅靠浮力,油气难以由深部向浅部穿层运移,因此位于东部斜坡带的黄场和张港油田内潜二段无油气发现。

### 3.3 地温—地压系统平面分布特征与油气分布的关系

在今温度场地温分析和今压力场地层压力系数分析的基础上,可对温压系统的平面分布特征进行剖析。本次研究中,根据潜江凹陷的实际地质条件,定义压力系数0.9和1.1,以及地温异常值(某一测温点实测井温与相同深度处由全区平均地温梯度折算的地温差值) $-4\text{ }^\circ\text{C}$ 和 $4\text{ }^\circ\text{C}$ 作为对温压系统进行平面分区的临界值。将地层压力系数大于1.1的地区称为高压区,小于0.9的地区称为低压区,压力系数为0.9~1.1的地区称为常压区。地温异常大于 $4\text{ }^\circ\text{C}$ 的地区称为高温区,小于 $-4\text{ }^\circ\text{C}$ 的地区称为低温区,地温异常介于 $-4\sim 4\text{ }^\circ\text{C}$ 的地区称为常温区。依此,理论上可划分出9个分区:高温高压区、常温高压区、低温高压区、高温常压区、常温常压区、低温常压区、高温低压区、常温低压区、低温低压区。各个分

区的流体能量依次递减。

从潜江凹陷潜江组温压系统平面分布(图 6)可知:在类型上,除高温高压区未在各层段发育外,其余 8 种均有出现;在平面分布上,低温高压区主要分布于蚌湖向斜带中心地区,并以在潜四上段分布最广,包括王场和广华北等地区;低温常压区围绕低温高压区分布;低温低压区主要分布于东部斜坡带东部、潜北陡坡带北部与周矶向斜带南部;常温高压区主要分布于蚌湖向斜带和周矶向斜带,在各层段均有发育,并在潜四上段表现为环绕低温高压区分布;常温常压区以包围常温高压区的形式分布,但在潜一段—潜二段分布局限;常温低压区主要分布于东部斜坡带和西部斜坡带;高温常压区只分布在潜四上段和潜三下段,主要分布于西部斜坡带东部、东部斜坡带西部和周矶向斜带南部;高温低压区仅分布于西部斜坡带西部。

基于现有油气勘探成果分析(图 6、表 3),潜江

凹陷潜江组不同层段的油气分布均表现出相似的特征:

(1) 油气多分布于常温常压区,尤其是压力系数在 1.0~1.1 由超压向常压递变的压力过渡带。这一分布特点是由其内在规律(解习农等,2006)所决定的。由于主力生烃洼陷内烃源岩多发育超压,而超压带本身就是一个岩性物性封堵面,也是油气运移的平衡面,有利于油气的聚集,但若存在强超压时,盖层的完整性会受到破坏,不利于油气的保存。因此,油气富集于压力过渡带附近。

(2) 流体能量相对低能区总体上比相对高能区聚集的油气数量多。由于不同温压分区所代表的流体能量不同,决定了其油气运聚能力的差异。常温高压区、低温高压区、高温常压区、常温常压区、低温常压区、高温低压区和常温低压区这 7 个有油气藏分布的分区的流体能量依次递减,所以后 4 个分区所占有的油气储量远高于前 3 个分区,即各含油层系

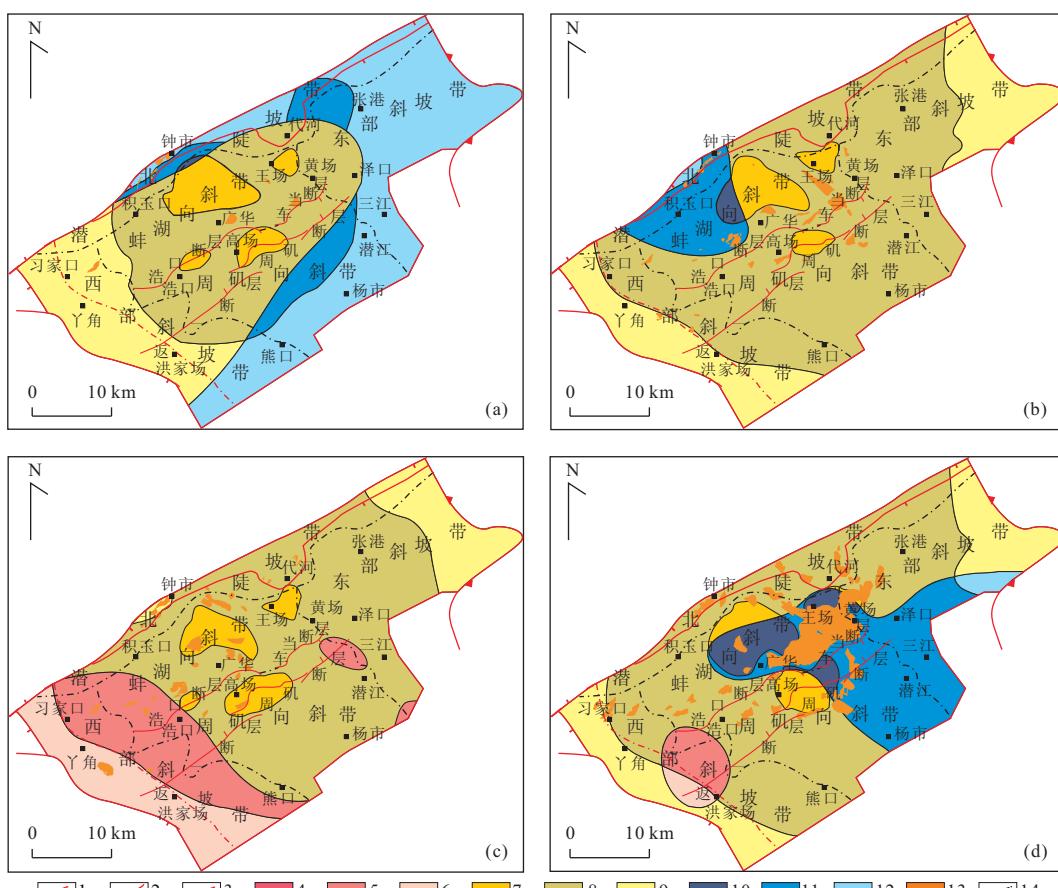


图 6 潜江凹陷温压系统及油气藏平面分布

Fig. 6 Partition map of the geothermal-geopressure systems and reservoirs in the Qianjiang depression

a. 潜一段—潜二段; b. 潜三上段; c. 潜三下段; d. 潜四上段; 1. 断层; 2. 地层尖灭线; 3. 工区边界; 4. 高温高压区; 5. 高温常压区; 6. 高温低压区; 7. 常温高压区; 8. 常温常压区; 9. 常温低压区; 10. 低温高压区; 11. 低温常压区; 12. 低温低压区; 13. 油气藏; 14. 构造分区边界

表3 潜江凹陷各含油层系温压系统分区探明油气储量分布( $10^4$ t)

Table 3 Distribution of the proved reserves of each tectonic unit in the Qianjiang depression

温压区类型	潜一、二段	潜三上段	潜三下段	潜四上段	总计	比例
常温高压区	0	13	619	0	632	7%
低温高压区	0	0	0	1 751	1 751	20%
高温常压区	0	0	188	0	188	2%
常温常压区	211	1 996	641	1 763	4 611	52%
低温常压区	207	207	0	551	965	11%
高温低压区	0	0	78	0	78	1%
常温低压区	93	29	310	193	625	7%

的油气藏主要分布于流体能量相对低能区,且环绕或紧邻相对高能区发育,应为高能区生成的油气经过短距离侧向运移的结果。

(3) 相对高能区内也有油气藏分布(如潜四上段、潜三下段),但这些油气藏通常是封闭性和保存条件较好的原生岩性油气藏。

## 4 结论

(1) 潜江凹陷潜江组现今地温梯度分布范围为 $1.98\sim4.66\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$ ,平均为 $3.28\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$ ,但不同构造单元存在较大的差异,其中以蚌湖向斜带和周矶向斜带地温梯度较高,有利于潜江组烃源岩成熟生烃,是凹陷最重要的生供烃单元。

(2) 潜江凹陷潜江组储层现今压力多属常压系统,仅深部发育弱超压。潜江组泥岩压实曲线一般表现为“两段式”,深部泥岩多发育欠压现实象,指示着异常超压的存在。潜江组存在无超压型、超压型和综合型3种油气封闭类型。

(3) 潜江凹陷潜江组发育高压型和静压型两类地温—地压系统。发育高压型温压系统的蚌湖向斜带和周矶向斜带的油气藏集中分布在深层超压体系顶部和浅层常压体系内部,同时深层发育岩性油气藏。以静压型温压系统为主的潜北陡坡带、东部斜坡带和西部斜坡带多发育自生自储型油气藏及小型的与断裂有关的源自深部的浅层油气藏。

(4) 潜江凹陷潜江组平面分布有常温高压、低温高压、高温常压、常温常压、低温常压、高温低压、常温低压、低温低压共8个分区。油气多集中分布于常温常压区;流体能量相对低能区总体上比相对高能区聚集的油气数量多,但相对高能区内有利于岩性油气藏的形成与分布。

## References

- Cao, Q., Ye, J. R., 2007. Relation between geothermal-geopressure system and petroleum accumulation in Moliqing rift in Yitong basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 27(3): 99—104 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Zou, H. Y., Ni, J. H., et al., 2002. Evolution of overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 27(5): 610—615 (in Chinese with English abstract).
- Jin, B., Liu, Z., Li, X. S., 2008. Relationship between accumulation of natural gas and geothermal-geopressure system in Yinggehai basin. *Natural Gas Geoscience*, 19(1): 49—55 (in Chinese with English abstract).
- Kang, J. Y., Ye, J. R., Guo, F. F., et al., 2010. Characteristics of geothermal-geopressure system and its relationship with oil and gas distribution in Banghu-Zhouji syncline belt in Qianjiang sag. *Xinjiang Petroleum Geology*, 31(5): 489—492 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z., Zeng, X. B., Zhang, W. X., 1997. Relation between subsurface temperatures and formation pressures in sedimentary basins. *Acta Geologica Sinica*, 71(2): 180—185 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z., He, W. Y., Han, J., et al., 2000. Relation of geotemperature-formation pressure systems with migration and accumulation of petroleum in the east of Junggar basin. *Journal of the University of Petroleum, China*, 24(4): 15—20 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z., Dai, L. C., Zhao, Y., et al., 2005. Characteristics of geotemperature-pressure systems and their controlling functions on pools' distribution in the Jiyang depression. *Chinese Journal of Geology*, 40(1): 1—15 (in Chinese with English abstract).
- Magoon, L. B., 1988. Petroleum system—a classification scheme for research, resource assessment, and exploration. In: Magoon, L. B., ed., *Petroleum systems of the*

- United States. United States Government Printing Office, Washington D. C. , 2—15.
- Tong, X. L. , Lu, M. G. , 2006. The source-reservoir-seal associations in the Qianjiang Salt Lake basin, Hubei. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 26 (1): 92—95 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X. N. , Li, S. T. , Liu, X. F. , 2006. Basin fluid dynamics in abnormally pressured environments. China University of Geosciences Press, Wuhan, 21—23 (in Chinese).
- Ye, J. R. , Yang, X. H. , 2003. Characteristics of the temperature and pressure fields in Chagan sag of Yinggen-ejina banner basin and their petroleum geological significance. *Natural Gas Industry*, 23(2): 15—18 (in Chinese with English abstract).
- 金博, 刘震, 李绪深, 2008. 莺歌海盆地地温—地压系统特征及其对天然气成藏的意义. *天然气地球科学*, 19(1): 49—55.
- 康建云, 叶加仁, 郭飞飞, 等, 2010. 潜江凹陷蚌湖—周矶向斜带温压系统特征及油气分布. *新疆石油地质*, 31(5): 489—492.
- 刘震, 曾宪斌, 张万选, 1997. 沉积盆地地温与地层压力关系研究. *地质学报*, 71(2): 180—185.
- 刘震, 贺维英, 韩军, 等, 2000. 准噶尔盆地东部地温—地压系统与油气运聚成藏的关系. *石油大学学报*, 24(4): 15—20.
- 刘震, 戴立昌, 赵阳, 等, 2005. 济阳坳陷地温—地压系统特征及其对油气藏分布的控制作用. *地质科学*, 40(1): 1—15.
- 童小兰, 卢明国, 2006. 潜江盐湖盆地生储盖组合特征. *沉积与特提斯地质*, 26(1): 92—95.
- 解习农, 李思田, 刘晓峰, 2006. 异常压力盆地流体动力学. 武汉: 中国地质大学出版社, 21—23.
- 叶加仁, 杨香华, 2003. 银—额盆地查干凹陷温压场特征及其油气地质意义. *天然气工业*, 23(2): 15—18.

## 附中文参考文献

- 曹强, 叶加仁, 2007. 伊通盆地莫里青断陷地温地压系统与油气成藏关系. *海洋地质与第四纪地质*, 27(3): 99—104.
- 郝芳, 邹华耀, 倪建华, 等, 2002. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件. *地球科学——中国地质大学学报*, 27(5): 610—615.