

# 断陷盆地压力系统及其成藏特征

——以沾化凹陷孤南洼陷古近系为例

程付启<sup>1</sup>,王永诗<sup>2</sup>,宋国奇<sup>3</sup>,林会喜<sup>4</sup>,刘雅利<sup>2</sup>

(1.中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东 青岛 266580; 2.中国石化胜利油田分公司地质科学研究所,山东 东营 257015; 3.中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001; 4.中国石化胜利油田分公司西部新区研究院,山东 东营 257015)

**摘要:**受构造演化与沉积过程的控制,断陷盆地在纵向上会发育不同的压力系统,不同压力系统的成藏条件、成藏模式及油气分布规律等方面都存在差异。为了明确该类盆地的压力分布与油气成藏特征,对沾化凹陷孤南洼陷进行剖析。根据实测及测井计算数据可知,孤南洼陷埋深3 000 m之上( $E_{s_2}$ 及其以上地层)古近系的压力系数主要为1.0~1.2,为常压系统;3 000 m之下( $E_{s_3}$ 以下地层)压力系数大于1.2,为高压系统。根据地层压力及油气分布,将研究区古近系划分为源外常压和源内高压2个油气成藏体系,前者位于烃源岩之上,以断块等构造圈闭为主,其油气成藏模式为源外断裂输导成藏,即沙三段中、下亚段油气沿断层垂向运移至沙二段及其以上地层,或直接在断块、滚动背斜等圈闭中成藏,或改为横向运移在合适圈闭中成藏,油气主要分布在油源断裂附近;后者位于烃源岩之内,以岩性、构造-岩性圈闭为主,油气成藏模式是源内高压充注成藏,即沙三段中、下亚段烃源岩生成的油气,在异常高压的驱动下直接向紧邻的砂岩体、构造-岩性圈闭侧向运移成藏,油气在高压区岩性体内聚集成藏,油藏分布受压力及岩性体的控制。

**关键词:**断陷盆地 压力系统 源外常压 源内高压 油气成藏特征 孤南洼陷

中图分类号:TE112.3

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)01-0020-06

## Pressure systems and their hydrocarbon accumulation characteristics in faulted basins: a case study of the Palaeogene in Gunan subsag of Zhanhua sag

Cheng Fuqi<sup>1</sup>, Wang Yongshi<sup>2</sup>, Song Guoqi<sup>3</sup>, Lin Huixi<sup>4</sup>, Liu Yali<sup>2</sup>

(1.School of Geosciences, China University of Petroleum(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2.Geoscience Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3.Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 4.Research Center of New District in West China, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

**Abstract:** Controlled by deposition process and tectonic evolution, different pressure systems generated vertically in the faulted basins. Hydrocarbon accumulation conditions in normal and in abnormal pressure systems are different, resulting in different oil and gas accumulation models and distributions. In order to ascertain the pressure distribution and reservoir forming characteristics in faulted basins, the Palaeogene series in Gunan subsag was studied in detail as an example. According to the measured and calculated data, it is known that normal pressure system with pressure coefficient less than 1.2 exists in Palaeogene formations shallower than 3 000 meter (including  $E_{s_2}$  and the strata above) in Gunan subsag, and high pressure system with pressure coefficient more than 1.2 in exists in the formations deeper than 3 000 meter (strata below  $E_{s_3}$ ). According to formation pressure and hydrocarbon distribution, two hydrocarbon accumulation systems, one with normal pressure outside the source rock and the other with abnormal pressure inside the source rock, were identified in the Palaeogene in Gunan subsag. The hydrocarbon accumulation system with normal pressure outside the source rock is above the

收稿日期:2014-11-05。

作者简介:程付启(1978—),男,河南开封人,高级工程师,博士,从事油气地质与地球化学研究。联系电话:13561056211, E-mail:cheng-fq9804@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地精细勘探关键技术”(2011ZX05006-003)。

source rocks mainly developing tectonic traps in faulted blocks, where hydrocarbons generated from the middle and the lower segments of Es<sub>3</sub> migrated vertically into Es<sub>2</sub> and the formations above through faults outside the source rocks, or directly migrated into the faulted blocks and rollover anticlines to accumulate, or laterally migrated into appropriate traps to accumulate. The hydrocarbons are entrapped in the fault zones near the source. The hydrocarbon accumulation system with abnormal pressure exists in the source rocks with dominant lithologic or structural-lithologic traps, where hydrocarbons were driven by the high pressure in the source rock and migrated laterally into the adjacent sand bodies or structural-lithologic traps to accumulate. The oil-bearing reservoir distribution is controlled by pressure and lithologic bodies.

**Key words:** faulted basin; formation pressure system; normal pressure outside source rocks; high pressure inside source rocks; hydrocarbon accumulation characteristics; Gunan subsag

断陷盆地的形成往往经历断陷发育、伸展、收敛及拗陷等过程<sup>[1]</sup>,断陷发育与伸展阶段快速沉积的地层因欠压实及后期生烃作用,会发育异常高的地层压力<sup>[2]</sup>;而断陷收敛及拗陷阶段,因地层沉积速率低、埋藏浅、生烃作用弱等原因,多为常压系统。中国东部多个盆地具有这种常压—高压组成的压力结构<sup>[3-6]</sup>。受构造、沉积背景的控制,2个压力系统往往具有不同的圈闭类型、储集类型、输导条件及成藏动力机制,油气成藏模式及油气分布规律也存在明显差异。深入分析断陷盆地压力系统及其油气成藏特征,是准确把握油气分布规律的基础,对指导油气勘探具有重要意义。为此,以沾化凹陷孤南洼陷为例进行研究,揭示该类盆地压力系统及其油气成藏特征。

### 1 古近系压力结构

孤南洼陷位于沾化凹陷东南部,为典型的北南超箕状断陷盆地,古近纪沉积先后经历了裂陷发育、裂陷伸展、裂陷收敛等过程<sup>[7]</sup>,构造上属于沾化凹陷与垦东—孤东—长堤披覆构造结合部。受区域构造活动控制<sup>[7-8]</sup>,相对于紧邻的东营凹陷、渤南洼陷,研究区古新世至始新世末期(断陷初始发育幕)一直处于局部构造高部位,导致沙四段缺失;沙三段沉积时期(断陷伸展幕)周边断裂强烈活动并控制沉积,在洼陷中心快速沉积了巨厚的地层;沙二段上亚段—沙一段沉积时期(断陷收敛幕)开始,断裂活动减弱,沉积充填逐渐为拗陷构造背景所控制。古近纪构造演化与沉积过程,导致了常压—高压压力系统的形成。对于孤南洼陷地层压力特征,樊洪海等曾用地层测试数据开展过相关研究<sup>[9]</sup>,但是因可用数据较少且分布局限,未能揭示异常高压的存在。笔者根据最新的压力测试及声波等测井响应特征,认为洼陷中心部位发育异常高压。例如孤南133井和孤深2井沙三段中亚段实测压力系数

均在1.2以上,分别为1.28和1.23(图1a);孤南133井声波时差在埋深2500m以下出现异常,也反映出异常高压的特征(图1b)。考虑砂岩储层射开后的卸压作用,以及砂、泥岩压实过程的差异,认为研究区深部泥岩段应具有更高的地层压力。

为了明确研究区压力结构,在测试资料分析的基础上,参考前人的研究方法<sup>[10-11]</sup>,建立孤南洼陷地

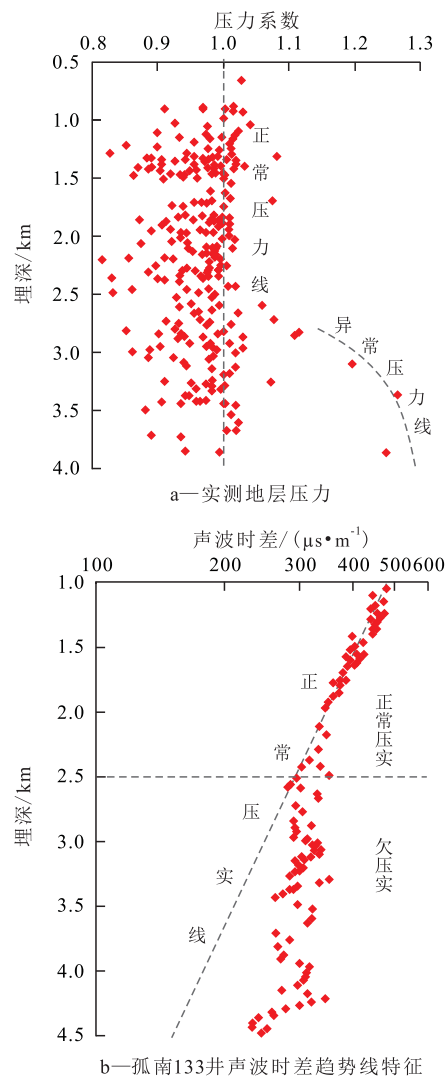


图1 孤南洼陷异常压力与声波时差分布特征

Fig.1 Distribution characteristics of abnormal pressure and acoustic time in Gunan subsag

## 层压力测井计算模型

$$p_A = \rho_w g H_B + \rho_s g (H_A - H_B) \quad (1)$$

式中： $p_A$ 为A点的地层压力，MPa； $\rho_w$ 为地层水的密度， $g/cm^3$ ； $g$ 为重力加速度， $m/s^2$ ，取值为9.8； $H_B$ 为A点的等效深度，m，可利用声波时差正常趋势线求取； $\rho_s$ 为上覆岩层的密度， $g/cm^3$ ； $H_A$ 为A点的深度，m。

利用式(1)并结合声波测井正常趋势线，可以求取任一点的地层压力。计算孤深2等40余口井的地层压力，并绘制压力分布图。从垦东6井—孤东82井地层压力剖面分布(图2)可以看出，孤南洼陷纵向上可以划分出2个独立的压力系统：上部压力系统主要分布在沙二段上亚段及其以上地层，埋深小于3 000 m，压力系数小于1.2，为常压系统；下部压力系统主要分布在沙三段及其以下地层，埋深大于3 000 m，局部存在异常高压，压力系数可达1.4以上。从钻井所处的构造位置可知，2个压力系统往往被大规模断层切割，且相对高压区与沉积中心(生烃中心)一致，说明异常压力的产生与有机质生烃作用有关。

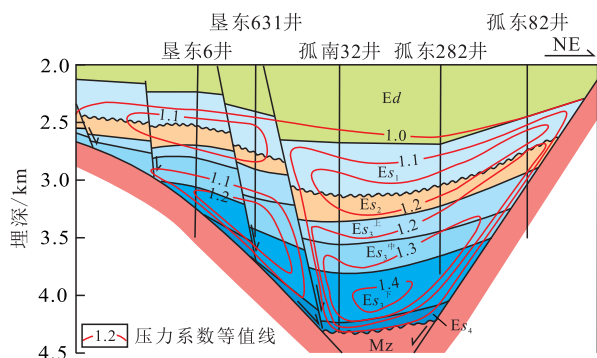


图2 垦东6井—孤东82井地层压力剖面分布

Fig.2 A profile of formation pressure distribution from Well Kendong6 to Well Gudong82

由于不同压力系统发育的层位及构造位置不同，其油源条件、圈闭类型、输导方式和成藏动力等也不相同，导致油气成藏模式、油藏类型及分布规律的差异，在对比分析研究区2个压力体系成藏特征的基础上，建立相应的油气成藏模式，对预测油气分布及勘探部署具有重要指导意义。

## 2 油气成藏特征

### 2.1 油气成藏体系

据已发现的油气与地层压力分布特征及两者的对应关系，将孤南洼陷古近系划分出2个成藏体系：源外常压成藏体系与源内高压成藏体系(图3)。

源外常压成藏体系 该体系分布于源内高压

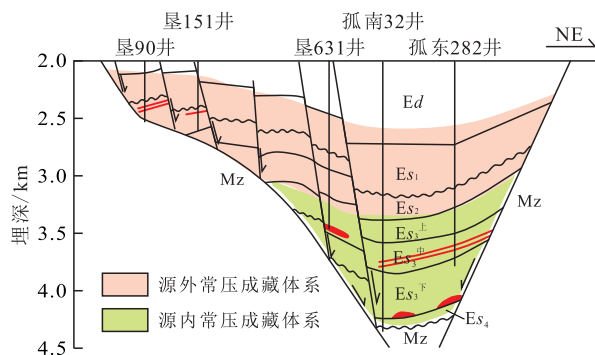


图3 孤南洼陷油气成藏体系分布

Fig.3 Distribution of reservoiring systems in Gunan subsag

成藏体系之外，纵向上分布在埋深3 000 m以上的沙二段及其以上地层，平面上处于烃源岩热演化中心之外。该油气成藏体系是前期勘探的重点，也是目前已发现油气的主要分布区，如孤南24油藏。

源内高压成藏体系 该体系主要为下部压力系统的异常高压，纵向上位于埋深3 000 m以下的沙三段及其以下古近系，构造上主要分布在孤南32井—孤深2井一带的深洼区，如孤南133油藏。该体系与古近系沉积中心及沙三段下亚段烃源岩演化、生烃中心一致。由于该体系埋藏深、油藏隐蔽性强、勘探难度大，因此目前油气勘探程度还较低。

### 2.2 油气成藏条件

孤南洼陷具有丰富的油源、有效的运移通道、良好的储盖及圈闭条件<sup>[12]</sup>。但是，不同油气成藏体系的成藏条件存在差异，油气成藏主控因素及油气成藏模式也不同。以孤南133油藏、孤南24油藏为解剖对象，通过其成藏要素的对比，分析2个体系油气成藏条件存在的差异，确定各体系油气成藏主控因素并建立相应的成藏模式。

#### 2.2.1 油源条件

孤南洼陷发育沙三段、沙一段2套烃源岩<sup>[13-14]</sup>，其中沙三段烃源岩演化程度高(镜质组反射率为0.65%)，为主要油源；沙一段埋藏浅、演化程度低，仅能提供少量低熟油<sup>[15]</sup>。从孤南133油藏(图4)和孤南24油藏(图5)分布的层位来看，源外常压成藏体系(孤南24油藏)处于有效烃源岩之外，油气需经过二次运移才能聚集，油源条件相对较差；源内高压成藏体系(孤南133油藏)处于或紧邻沙三段有效烃源岩，油气可优先向该体系运移，油源条件优越。

#### 2.2.2 储、盖层及组合条件

由已有的钻井资料可知，孤南洼陷中心部位主要发育深湖—半深湖以及规模较小的湖底扇、浊积扇沉积，储地比较低。以孤南133井为例，沙三段中下亚段储地比不到20%。而位于浅部的源外常压



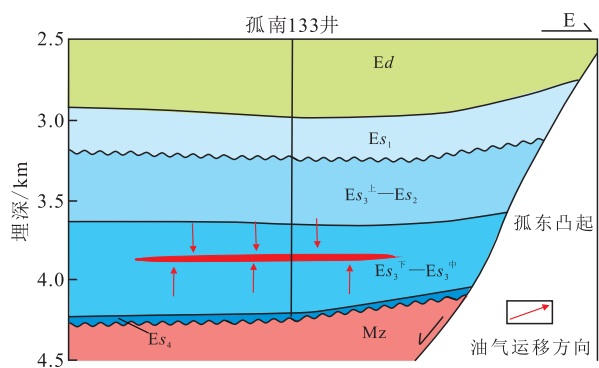


图4 孤南洼陷过孤南133井油藏剖面

Fig.4 Profiles showing Hydrocarbon migration and accumulation in Well Gunan133

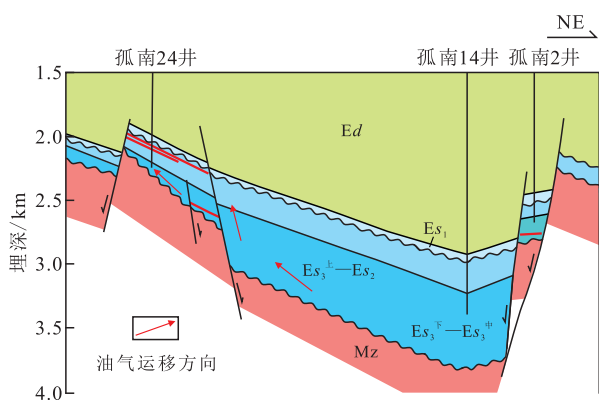


图5 孤南洼陷过孤南24井油藏剖面

Fig.5 Profiles showing Hydrocarbon migration and accumulation in Well Gunan24

成藏体系,主要是滨浅湖和三角洲沉积,碎屑岩储层普遍发育,如孤南24井沙二段储地比超过50%。就盖层而言,沙三段中、下亚段油页岩、钙质泥岩和沙一段—东营组巨厚暗色泥岩分别构成下、上2个油气成藏体系的区域盖层,2个体系盖层条件均较好。综合来看,源外常压成藏体系储层及其组合条件好;源内高压成藏体系的储层多以独立砂体存在,物性较差。

### 2.2.3 输导条件

受构造应力控制,孤南洼陷断层较发育,油气纵向运移条件好;沙三段中、上亚段及沙二段—沙一段下亚段发育的连通砂体,以及前古近系—古近系、沙二段—沙一段不整合面,构成油气的横向运移通道。断裂或断裂—不整合构成源外常压成藏体系的输导通道,孤南24油藏的油气正是从深部烃源岩排出之后,沿不整合—断层构成的输导通道运聚成藏的。而以孤南133油藏为代表的源内高压成藏体系,因体系内断层少、断裂输导条件较差,油气需要较高动力驱动才能向邻近砂体充注成藏。

### 2.2.4 圈闭发育特征

根据已有的勘探成果,孤南洼陷古近系主要发

育构造、岩性和构造—岩性圈闭,其中源外常压成藏体系主要发育断块、滚动背斜等与断层有关的构造圈闭类型,如孤南24油藏即为断层遮挡的构造圈闭;源内高压成藏体系以小规模岩性、构造—岩性等隐蔽圈闭为主,如孤南133油藏。根据研究区沉积埋藏史可知,早在距今30 Ma前(沙一段沉积末期),沙三段中、下亚段埋深就已超过2 000 m,岩性圈闭已经形成。由于研究区大部分断层在古近纪末期停止活动,主要排烃期与馆陶组沉积末期相比,在形成时间上是有效的。

### 2.2.5 成藏动力机制

根据2种成藏体系的圈闭类型、输导条件及所处的压力环境发现,两者油气成藏的动力机制不同。源外常压成藏体系多属于油气二次运移成藏,该过程发生在常压系统之中,油水密度差造成的浮力是油气成藏的主要动力机制;而对比源内高压成藏体系,成岩、成烃作用产生的异常高压,能促使油气向紧邻的储层充注,异常高压是油气成藏的主要动力机制。

## 3 油气主控因素与油气成藏模式

由上述油气成藏条件分析可知,不同成藏体系的油气成藏条件不同,油气藏形成的主控因素也存在差异,导致油气成藏模式及分布规律不同。

### 3.1 油气主控因素

**源外常压成藏体系** 该体系储层类型好,储盖组合条件有效,但是距离生烃中心较远。因此,沟通烃源岩的输导通道是油气成藏的关键。从该体系已发现的油气分布来看,油气主要在油源断裂附近富集,如在孤南、孤东等油源断裂的下降盘已发现孤东油田、孤岛油田,而洼陷内部由于输导条件差,油气聚集程度低。

**源内高压成藏体系** 该体系具有丰富的油源和良好的圈闭条件,但是油气输导条件较差,需要较高的驱动力弥补输导条件的不足。因此,成藏动力是决定该体系油气能否成藏的主控因素。油气在高压驱动下排驱岩性圈闭中的地层水而成藏,如果成藏动力不足,圈闭不能有效成藏,而氧气的空间分布取决于岩性体(圈闭)的发育位置。

### 3.2 油气成藏模式

通过油气成藏条件对比及主控因素分析,可以将孤南洼陷古近系成藏模式分为源外断裂输导成藏和源内高压充注成藏2种,分别对应源外常压成藏体系和源内高压成藏体系(图6)。

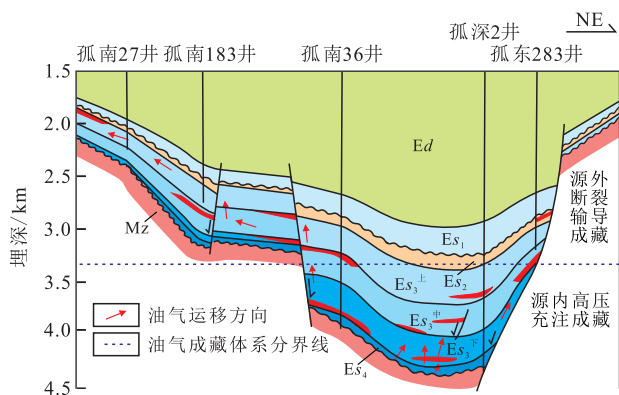


图6 孤南洼陷隐蔽油气藏成藏模式

Fig.6 A formation model of subtle reservoirs in Gunan subsag

**源外断裂输导成藏模式** 该成藏模式为源外常压成藏体系的主要成藏模式,沙三段中、下亚段烃源岩生成的油气沿断层垂向运移,到达沙二段及其上部地层,可直接在断块、滚动背斜等构造圈闭中聚集,或再横向运移到浅部构造圈闭中成藏。油源断层是油气成藏的主控因素,油气也多在油源断层附近分布。在油源断层分析的基础上,通过精细的构造解释,可以确定源外常压成藏体系油气勘探目标,进一步扩大古近系浅部油气储量规模。

**源内高压充注成藏模式** 该成藏模式主要发生在源内高压成藏体系,沙三段中、下亚段烃源岩生成的油气,在异常压力的驱动下直接向与烃源岩相邻的砂岩体、构造-岩性圈闭中充注成藏。异常高压的存在是油气成藏的关键。研究区沙三段中亚段及其以下地层发育的三角洲、扇三角洲前缘砂体、湖底浊积砂体等与上覆泥岩构成良好的储盖组合,形成岩性、断层-岩性等小规模隐蔽圈闭。这些圈闭的分布多与沉积、生烃中心一致,临近或直接分布在烃源灶内,进入生烃高峰的沙三段烃源岩能够提供充足的油源;欠压实及生烃作用产生的异常高压,为油气运移提供了充足的动力,弥补了运移通道的不足,使得处于高压区的隐蔽圈闭有效成藏,而远离高压区则难以成藏。

## 4 结论

孤南洼陷古近系发育常压、高压2个压力系统,常压系统主要分布在埋深3 000 m以上的沙二段及其以上地层,压力系数小于1.2;高压系统主要分布在埋深3 000 m以下的沙三段上亚段及其以下层段,地层压力大于1.2,最高可达1.4。2个压力系统往往为大规模断层切割,且相对高压区与生烃中心一致。

根据地层压力及油气分布,可将古近系划分为源外常压和源内高压2个成藏体系,前者主要包括沙二段及其以上地层,圈闭类型多为与断裂有关的构造圈闭,具有良好的储层、圈闭条件,油源条件较差,油源断层是油气成藏的关键;后者主要包括沙三段及其以下地层,发育岩性、构造-岩性等隐蔽圈闭,油源条件好但输导条件差。

源外常压成藏体系的油气成藏模式为源外断裂输导成藏,即沙三段中、下亚段油气沿断层垂向运移至沙二段及其以上地层,或直接在断块、滚动背斜等圈闭中成藏,或改为横向运移在合适圈闭中成藏,油气主要分布在油源断层附近;源内高压成藏体系的油气成藏模式为源内高压充注成藏,即沙三段中、下亚段烃源岩生成的油气,在异常高压的驱动下直接向紧邻的砂岩体、构造-岩性圈闭侧向运移成藏,油气在高压区岩性体内聚集成藏。

## 参考文献:

- [1] 李丕龙,张善文,曲寿利,等.陆相断陷盆地油气地质与勘探(卷一)[M].北京:石油工业出版社,2003:36-60.  
Li Pilong, Zhang Shanwen, Qu Shouli. Petroleum geology and exploration of continental fault basin (volume one) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 36-60.
- [2] 刘震,许晓明,谢启超,等.渤海湾盆地异常高压晚期形成特征分析[J].现代地质,2006,20(2):259-267.  
Liu Zhen, Xu Xiaoming, Xie Qichao, et al. Analysis on late origin of overpressure in Bohai Bay Basin [J]. Geoscience, 2006, 20(2): 259-267.
- [3] 李纯泉,陈红汉,张树林.琼东南盆地压力场及其演化特征[J].新疆石油地质,2002,23(5):389-391.  
Li Chunquan, Chen Honghan, Zhang Shulin. Pressure field and its evolutionary characteristics in Qiongdongnan Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23(5): 389-391.
- [4] 谢启超,刘震.渤南洼陷地温-地压场特征及其石油地质意义[J].油气地质与采收率,2004,11(2):29-30.  
Xie Qichao, Liu Zhen. Characteristics on geothermal-formation pressure field in Bonan subsag and its petroleum geologic significance [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(2): 29-30.
- [5] 姜建群,张占文,史建南.大民屯凹陷压力场特征及其成因机制探讨[J].地球学报,2006,27(2):157-161.  
Jiang Jianqun, Zhang Zhanwen, Shi Jiannan. Characteristics and genetic mechanism of the pressure field of the Damintun Depression [J]. Acta Geoscientica Sinica, 2006, 27(2): 157-161.
- [6] 杨晓敏.沾化凹陷古近系地层压力分布特征及其控制因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(4):25-31.  
Yang Xiaomin. Distribution characteristics and its controlling factors of Paleogene formation pressure in Zhanhua sag, Jiyang [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sci-

- ence, 2012, 36(4): 25-31.
- [7] 宋国奇,王永诗,程付启,等.济阳拗陷古近系二级层序界面厘定及其石油地质意义[J].油气地质与采收率, 2014, 21(5): 1-7.  
Song Guoqi, Wang Yongshi, Cheng Fuqi, et al. Ascertaining secondary-order sequence of Palaeogene in Jiyang depression and its petroleum geological significance [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 1-7.
- [8] 蔡希源.陆相断陷盆地成熟探区油气精细勘探理论与实践[M].北京:地质出版社, 2013.  
Cai Xiyuan. Theory and practice of fine petroleum exploration in mature exploration areas in continental fault basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013.
- [9] 樊洪海.济阳拗陷下第三系生油凹陷超压分布与成因[R].石油大学(北京), 2003.  
Fan Honghai. Distribution and genetic mechanism of overpressure in paleogene, Jiyang depression [R]. Petroleum University of China (Beijing), 2003.
- [10] 邵新军,许昀,吕中锋,等.地层流体压力预测方的讨论[J].石油勘探与开发, 2000, 27(3): 100-104.  
Shao Xinjun, Xu Jun, Lü Zhongfeng, et al. A discussion about the methods for predicting pore pressure [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(3): 100-104.
- [11] 郭齐军,瞿辉.测井声波时差在地层压力预测中的应用[J].中国海上油气:地质, 1997, 11(1): 66-69.  
Guo Qijun, Qu Hui. Application of interval transit time to predicting formation pressure [J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 1997, 11(1): 66-69.
- [12] 伍涛,陈建渝,田世澄.济阳拗陷孤南洼陷油气成藏系统[J].石油与天然气地质, 1999, 20(4): 326-329.  
Wu Tao, Chen Jianyu, Tian Shicheng. Petroleum accumulation systems in Gunan sag, Jiyang depression [J]. Oil and Gas Geology, 1999, 20(4): 326-329.
- [13] 张春荣.济阳拗陷下第三系生油洼陷[R].复式油气田, 1996, 1(3): 37-41.  
Zhang Chunrong. Source sub-sag of Eogene in Jiyang Depression [R]. Multiple Oil-Gas Field, 1996, 1(3): 37-41.
- [14] 朱光有,金强,丁浩,等.济阳拗陷沾化断陷湖盆沙河街组生烃系统特征[J].天然气工业, 2003, 23(增刊): 10-12.  
Zhu Guangyou, Jin Qiang, Ding Hao, et al. Hydrocarbon-generation system characteristics of Shanhejie formation in Zhanhua sag of Jiyang depression [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23 (Supplement): 10-12.
- [15] 陈建渝,牛瑞卿,李水福,等.济阳拗陷孤南洼陷低熟油成藏特征[J].地球科学——中国地质大学学报, 2002, 27(40): 435-440.  
Chen Jianyu, Niu Ruiqing, Li Shuifu, et al. Characteristics of oil reservoir of low-mature oil in Gunan sag, Jiyang depression [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2002, 27(40): 435-440.

编辑 单体珍

(上接第19页)

- of Chinese non-marine crude oil and source [M]. Lanzhou: Gansu Science & Technology Press, 1989.
- [26] 胡东风,蔡育勋.川东南地区官9井侏罗系原油地球化学特征[J].天然气工业, 2007, 27(12): 152-154.  
Hu Dongfeng, Cai Yuxun. Geochemical features of crude oil from Jurassic well Guan-9 in southeast Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12): 152-154.
- [27] 郭飞飞,张帆,王治,等.南阳凹陷核三1段烃源岩地球化学特征[J].河南科学, 2013, 31(7): 1 045-1 047.  
Guo Feifei, Zhang Fan, Wang Ye, et al. Geochemical characteristics of source rocks of H<sub>3</sub><sup>1</sup> formaton in the Nanyang depression [J]. Henan Science, 2013, 31(7): 1 045-1 047.
- [28] 郭秋麟,米石云,石广仁,等.盆地模拟原理方法[M].北京:石油工业出版社, 1998: 1-7.  
Guo Qiulin, Mi Shiyun, Shi Guangren, et al. The method principle of basin modeling [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 1-7.
- [29] 史忠生,何生,杨道庆.南阳油田东庄次凹核桃园组烃源岩热演化史模拟研究[J].地质科技情报, 2005, 24(2): 85-89.  
Shi Zhongsheng, He Sheng, Yang Daoqing. A study of source rock thermal evolution modeling of Hetaoyuan formation in Dongzhuang sag of Nanyang oil field [J]. Geological Science and Technology Information, 2005, 24(2): 85-89.
- [30] Hertle M, Littke R. Coalification pattern and thermal modeling of the Permo-Carboniferous Saar basin (SW-Germany) [J]. International Journal of Coal Geology, 2000, 42(4): 273-296.
- [31] Suggate R P. Relations between depth of burial, vitrinite reflectance and geothermal gradient [J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(1): 5-32.
- [32] 石彦民,刘菊,张梅珠,等.海南福山凹陷油气勘探实践与认识[J].华南地震, 2007, 27(3): 57-68.  
Shi Yanmin, Liu Ju, Zhang Meizhu, et al. Experience and understand in oil and gas exploration in Fushan sag, Hainan Province [J]. South China Journal of Seismology, 2007, 27(3): 57-68.

编辑 经雅丽