

非常规天然气

辽河拗陷东部凹陷沙三段根缘气分布规律浅析

李宗亮

(中国石油辽河油田公司勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124010)

摘要:为搞清辽河拗陷东部凹陷沙三段根缘气的分布规律,在对根缘气聚集基本条件分析的基础上,主要利用测井、录井等资料证实了根缘气的存在,分析了气测全烃值、埋深和厚度的分布特征,并结合源岩和储层条件预测了有利发育区。研究表明,东部凹陷南部和北部根缘气的气测全烃值、埋深和厚度较大,中部较小。北部的牛居、茨榆坨和南部的黄金带、大平房、荣兴屯等地区为根缘气有利发育区。

关键词:东部凹陷;根缘气;分布规律;气测曲线;致密砂岩

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2011)01-0023-06

引用格式:李宗亮. 辽河拗陷东部凹陷沙三段根缘气分布规律浅析[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 23-28.

0 引言

根缘气是致密储层中以根状气存在为特点的天然气聚集。它具有致密储层与气源岩大面积接触,气水关系复杂,砂岩底部含气等特点^[1-2],并先后经历了隐蔽圈闭气、水力封闭圈闭气、孤立孔隙体圈闭气、致密砂岩气、深盆地、盆地中心气等名称的变迁,其中尤以“深盆地”的名称应用最为广泛^[3-8]。1979年, Masters^[4]在对 Elsworth 等气田分析的基础上,提出了深盆气的概念。深盆地是与源岩相连的致密砂岩气藏,表现为无边底水、下气上水的流体倒置关系。其最早发现可追溯至 1927 年 San Juan 盆地的“隐蔽圈闭”气藏。之后,许多研究者对这种特殊类型的气藏进行了多种机理的解释,如孤立(孔隙)体圈闭气藏、地层一成岩圈闭气藏、水动力圈闭气藏、水封型圈闭气藏等。1979 年和 1980 年 Law 等以及 1985 年 Spencer 所研究的“致密砂岩气”主要就是指“深盆地”。1986 年, Rose 等在研究 Raton 盆地时,首先采用了“盆地中心气”这一术语。Schmoker 等^[9-12]提出了连续气的概念。国内学者也对深盆地进行了相关研究。但各种命名的关注点主要为气藏“气水倒置”和“区域性含气”的特征,而

上述 2 项特征的确定均需要研究区内平面和剖面上一定数量钻井资料的积累,不利于对新区的勘探指导。为此,张金川^[1-2]提出了根缘气的概念。

根缘气是一种具普遍意义的天然气聚集类型。Spencer 指出,它存在于几乎所有的含油气区^[6],依据 Law 2002 年的资料统计,全球已发现或推测含根缘气的盆地有 70 个^[3]。至今已在勘探程度较高的美洲、欧洲、亚洲等地区发现了大量的根缘气,在美国和加拿大形成一定的生产规模^[13]。目前在我国已有根缘气产出及相关研究成果,但主要集中在四川、鄂尔多斯等中西部地区^[14-15],东部地区的断陷盆地内根缘气的研究还是一个前沿性的课题。

辽河拗陷是渤海湾中、新生代断陷盆地的 1 个一级构造单元,位于盆地的东北部,东部凹陷作为辽河拗陷 3 大凹陷之一,面积约为 3 950 km²,北抵头台子,南至辽东湾,呈北东向长条形展布。自下而上发育了太古界、古生界、中生界、古近系房身泡组、沙河街组三段、沙河街组二段、沙河街组一段、东营组、新近系馆陶组及明化镇组^[16-19],沙三段是该区重要的烃源岩和含油气层系,由于埋藏较深,勘探程度相对较低,尤其是天然气的储量只有 $29.87 \times 10^8 \text{ m}^3$,而且仅占东部凹陷天然气储量的 12.13%。因此,

首次在东部凹陷内进行根缘气的研究对于认清天然气聚集机理,寻找新的天然气勘探领域具有重要的理论和现实意义。

1 根缘气的存在

在聚集机理上,根缘气聚集为典型的活塞式运移机理,具备以下基本条件:①气源充足。根缘气的聚集实质上是天然气生烃膨胀力与毛细管力平衡的结果,强大的生烃供给能力是天然气得以进入致密储层的原因,也是天然气在致密储层中运移的原动力。②致密储层发育。储层致密是气水不能进行自由空间交换的前提。一般而言,根缘气形成于孔隙度小于13%的致密砂岩储层中。③致密储层与烃源岩良好的接触关系。由于地层物性在垂直和水平方向上差异性的客观存在,形成高含气丰度的大规模根缘气就必须有多点连续性注气点的存在,即大面积有效气源岩的同时供气。

沙三期是东部凹陷断陷发育的主要时期,发育了多套源岩。深湖相、半深湖相、浅湖相和三角洲平原相中发育了厚层的暗色泥岩,河流泛滥平原相中发育了厚层的煤层。烃源岩有机质丰度统计表明,沙三段有机碳含量平均达到2.4%,干酪根元素组成和有机质显微组成分析表明,沙三段烃源岩的干酪根类型主要为Ⅱ_B型和Ⅲ型,以生气为主。研究区大部分地区沙三上亚段的镜质体反射率达到0.5%以上,进入成熟阶段,开始生热解气。部分地区的沙三上亚段现今累计生气强度达到了 $20\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,凹陷绝大部分地区的沙三中下亚段现今累计生气强度也都达到了该数值,这可以为根缘气的聚集提供充足的气源。

研究区沙三段存在有利于发育致密储层的冲积

扇扇端、扇三角洲前缘、三角洲前缘及浊积扇等沉积相带。这些三角洲砂岩在后期成岩演化过程中普遍致密化,有相当一部分储层的孔隙度小于12%,且与烃源岩大面积直接接触,为根缘气的聚集提供了有利的储集空间。

总之,东部凹陷沙三段具备发育根缘气的基本地质条件,而不同地区单井气测录井资料则是东部凹陷根缘气发育的直接证据。气测录井是利用气相色谱仪,对钻开岩层时进入泥浆的天然气进行分析,测量出全井段的全烃含量曲线,以达到寻找油气储集层以及判断油、水层的目的。石油勘探钻井过程中,当打开油气层时,油气通过渗透和扩散的作用进入到钻井液中,然后由钻井液携带到地面经过脱气装置将气体脱出,被脱出的气体经过气管线被输入到气相色谱仪。被输入到气相色谱仪的样品气,直接进入氢火焰离子化鉴定器分析并输出结果,这种气体称之为全烃(样品气中烃类气体的总含量)^[20]。在富含油气段,气测全烃曲线形态饱满,呈“箱状”形态且峰值高,具有底部含气特点,属于根缘气类型。非饱和油气段曲线形态多呈漏斗型,在砂岩顶部含气,属于典型的常规气类型。储层致密段的油气与常规储层气特点恰好相反,在全烃曲线上表现为顶部平直、底部凸起呈钟型。例如欧8井在沙三段2 053~2 062 m范围内,岩性为砂砾岩和细砾岩,测井曲线表现为低自然电位和高电阻率的特征。由于埋深过大导致储层物性变差,测井解释孔隙度仅为11%。气测曲线上,致密砂层底部表现为高异常,气测全烃值在0.4%~1.2%范围内,具备致密砂岩底部含气的特征。邻井泥岩有机碳含量在1%左右,类型以Ⅱ_B型为主, R_o 值在0.5%左右,具有根缘气特征,属于根缘气类型(图1)。

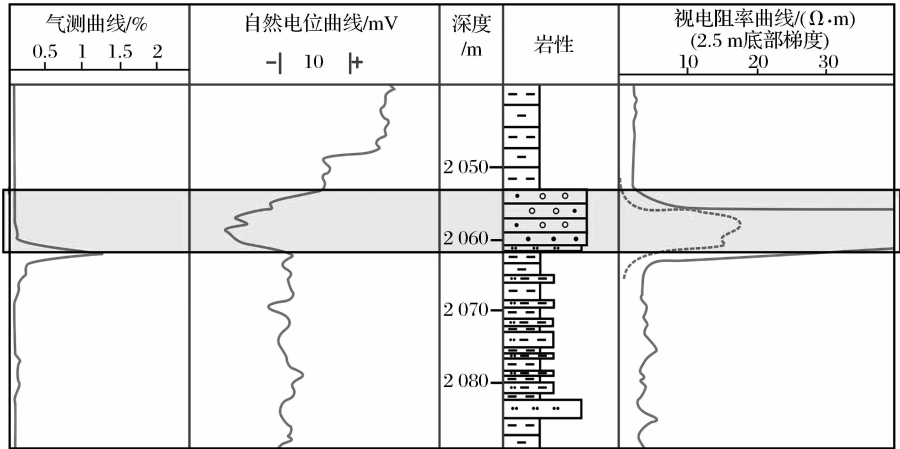


图1 东部凹陷欧8井沙三段气测曲线异常段

2 根缘气的分布

根据上述方法对东部凹陷探井的气测资料进行统计,结果表明沙三段根缘气气测全烃值在北部地区以茨榆坨为发育中心,中部地区以欧利坨子为中心,南部的大平房、荣兴屯、黄金带地区气测全烃值都较高(图 2)。

东部凹陷沙三段致密砂岩层段具有气测全烃值不高的特征,35%的含气层段全烃值小于 2%,70%的含气层段全烃值小于 4%。虽然东部凹陷致密砂岩段气测异常值普遍不高,但是不能完全以此来判别东部凹陷根缘气的勘探潜力。通过对东部凹陷已有产气井的统计,测井解释和射孔证实的气层也存在着气测异常值普遍不高的特征,许多产气段所对应的气测全烃值都在 0.2%~2.5%之间,但是日产

气量却在 1 000 m³ 以上(表 1)。这表明气测异常数值较低是东部凹陷的区域性特征,在东部凹陷低气测异常的致密砂岩段也具有获得工业价值根缘气的 ability。

在平面上,沙三段根缘气最大厚度为 145.5 m,平均厚度为 52.02 m。在东部凹陷的北段、中段和南段均有分布,其中北段以茨榆坨和青龙台为中心,厚度最大值达到 145.5 m;中段以欧利坨子为中心,厚度达到 101 m;南段以荣兴屯、大平房和黄金带为中心,平均厚度达到 96 m(图 3)。

沙三段全区根缘气埋藏深度主要集中在 2 500~3 200 m 之间,北段最大埋深为牛 602 井的 3 300 m,中段最大埋深为欧 35 井的 3 000 m,南段普遍埋深较大,黄金带和大平房地区根缘气埋深都超过 3 000 m,大 15 井达到 3 700 m(图 4)。

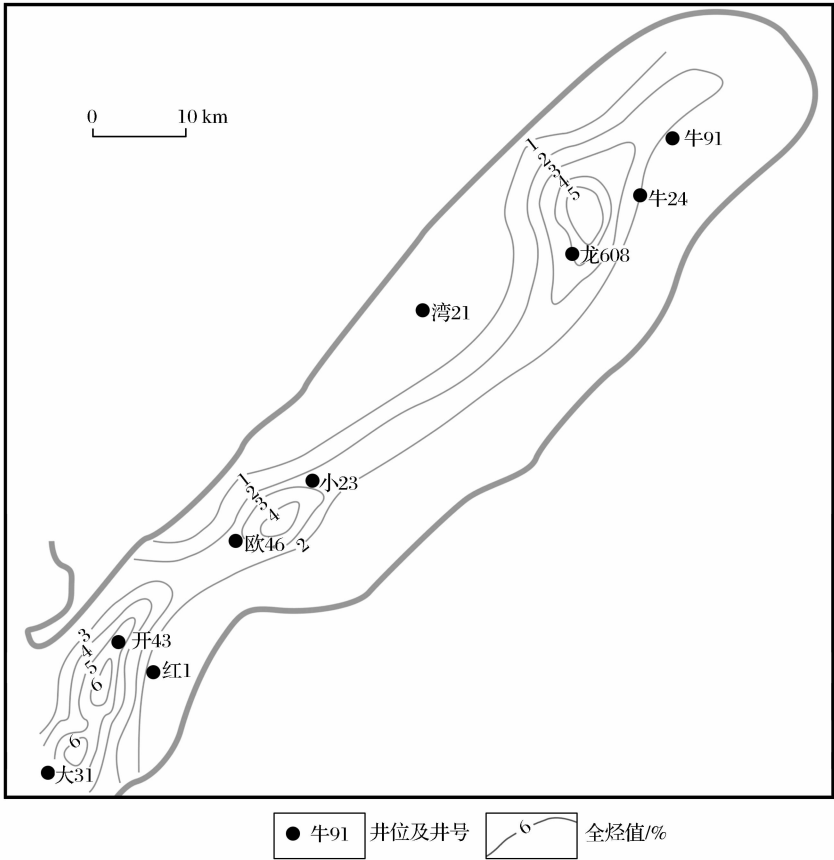


图 2 东部凹陷沙三段根缘气气测全烃等值线特征

表 1 东部凹陷沙三段部分井试油数据统计

井号	射孔段顶/m	射孔段底/m	气测全烃值/%	试油结果	日产气/m ³
开 21	2 357.1	2 360.1	0.4~1	气层	51 903
龙 23	1 841.8	1 846	0.4~1.8	含水气层	3 406
欧 8	2 053.4	2 062	0.4~1.8	气层	46 570
热 16	1 515.8	1 563.8	0.2~2.5	气层	116 877

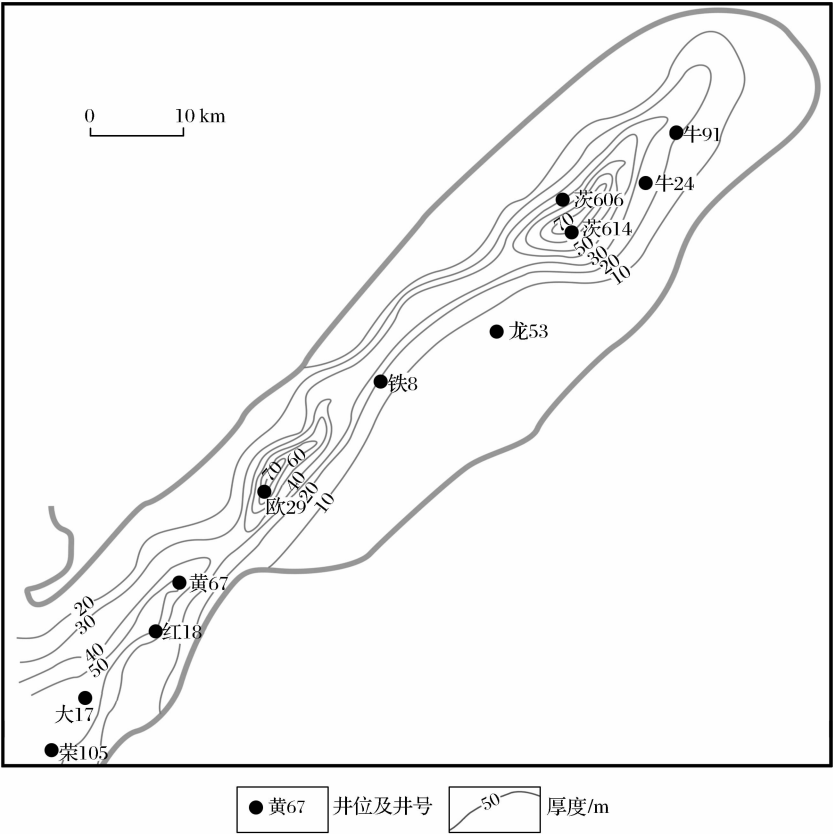


图 3 东部凹陷沙三段根缘气厚度

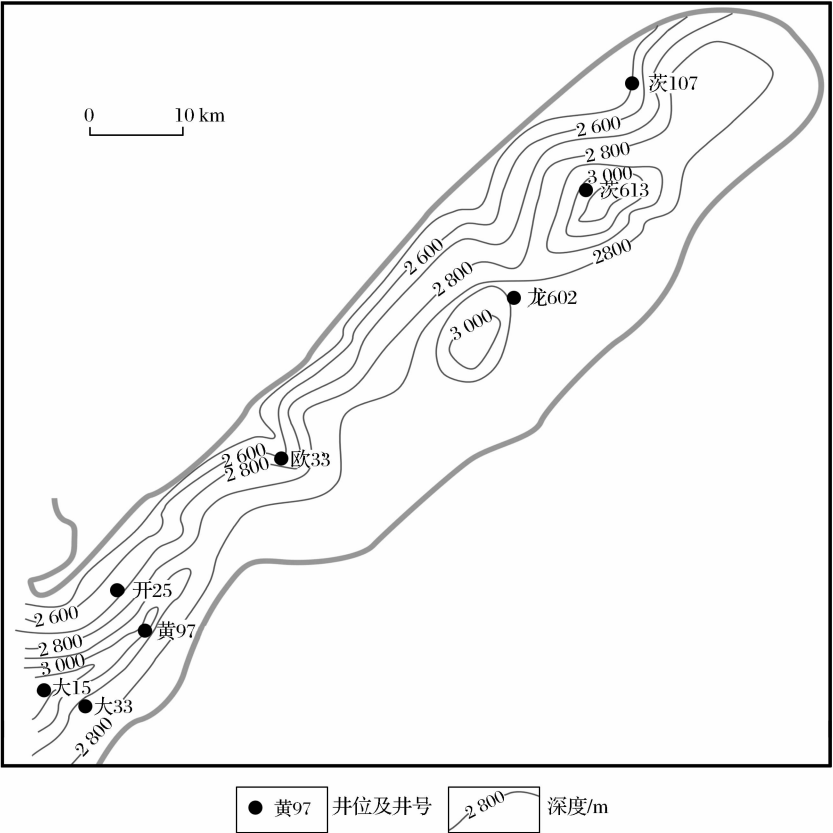


图 4 东部凹陷沙三段根缘气埋深

3 有利区预测

只要有天然气从储层毛细管孔隙底部注入的过程发生,根缘气就有可能出现,但是要形成和保存具有工业性价值的根缘气,除了要满足气源充足、储层致密、源储相通等基本条件外,还需要它们之间有着最优的配置关系。因此,根据东部凹陷沙三段根缘

气厚度、气测全烃值以及埋藏深度,结合源岩和储层研究成果,预测了东部凹陷沙三段根缘气发育有利区(图 5)。

总体来看,根缘气勘探以北部的牛居、茨榆坨和南部的黄金带、大平房、荣兴屯地区最为有利,中部的欧利坨子、铁匠炉等地区也是沙三段根缘气勘探的重要地区。

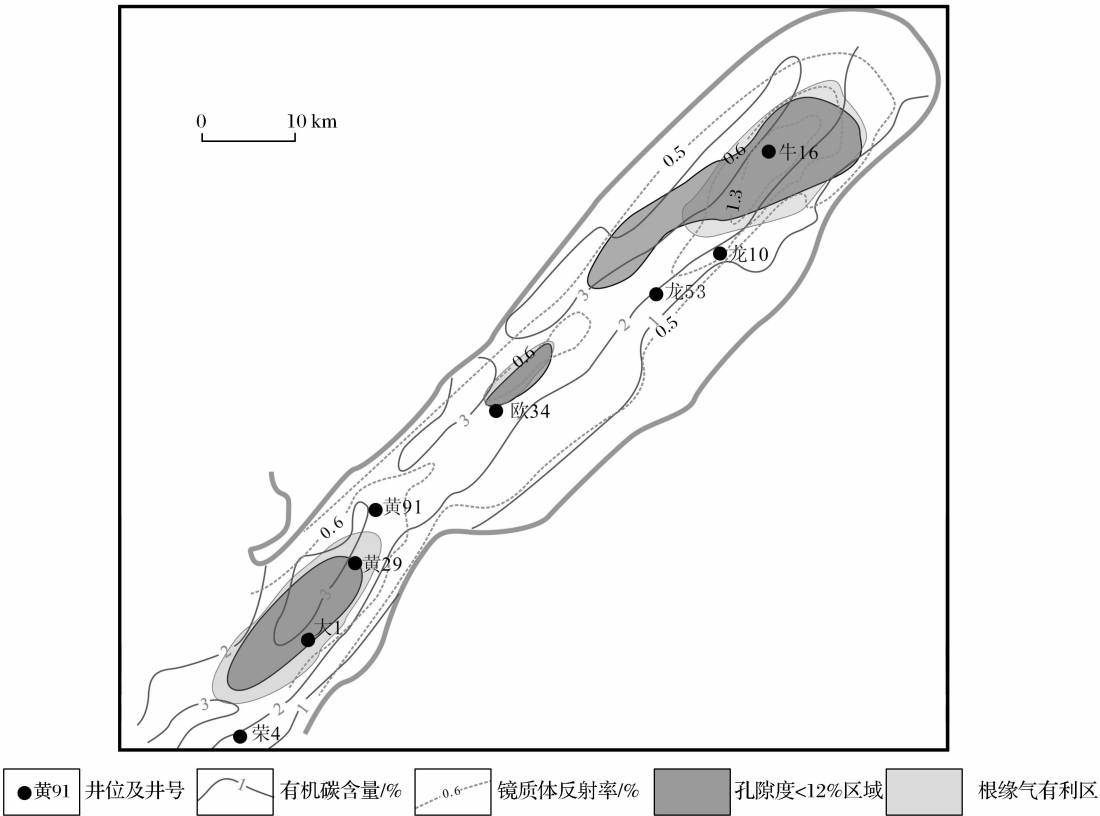


图 5 东部凹陷沙三段根缘气有利区预测

4 结论

(1)致密储层发育程度及其与源岩的接触关系分析表明,东部凹陷沙三段具备发育根缘气的基本地质条件。气测曲线等资料分析表明,东部凹陷沙三段存在根缘气。

(2)通过对东部凹陷气测资料进行统计表明,沙三段茨榆坨、欧利坨子、大平房、荣兴屯、黄金带等地区根缘气气测全烃值都较高。气测异常数值整体不高是东部凹陷的区域性特征,但也具有获得工业价值根缘气的能力。含气致密砂岩段平均厚度为 52.02 m,在茨榆坨、青龙台、欧利坨子、荣兴屯、大平房和黄金带地区较大,其中南部地区是相对最厚,中部最薄。根缘气埋深主要集中在 2 500~3 200 m 范围内,其中牛居、荣幸屯、大平房和黄金带地区埋

深较大。

(3)根据东部凹陷沙三段根缘气厚度、气测全烃值以及埋藏深度,结合源岩和储层研究成果,根缘气勘探以北部的牛居、茨榆坨和南部的黄金带、大平房、荣兴屯地区最为有利,中部的欧利坨子、铁匠炉等地区也是重要的勘探区。

参考文献:

[1] Zhang Jinchuan. Research advances in source contacting accumulation[J]. Geoscience, 2003, 17(2): 210. [张金川. 根缘气(深盆气)研究进展[J]. 现代地质, 2003, 17(2): 210.]

[2] Zhang Jinchuan. Source-contacting gas; Derived from deep basin gas or basin-centered gas[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(2): 46-48. [张金川. 从“深盆气”到“根缘气”[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 46-48.]

[3] Law B E, Curtis J R. Introduction to unconventional petrole-

- um systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851-1852.
- [4] Masters J A. Deep basin gas traps, western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [5] Law B E, Dickinson W W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulation in low permeability reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1295-1304.
- [6] Spencer C W. Review of characteristics of low permeability gas reservoirs in western united states[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(5): 613-629.
- [7] Rose P R. Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, southern Colorado[J]. Oil & Gas Journal, 1984, 82(10): 190-197.
- [8] Sehmoker J W. Gas in the Uinta basin, Utah-resources in continuous accumulations[J]. Mountain Geology, 1996, 33(4): 95-104.
- [9] Jin Zhijun, Zhang Jinchuan. Exploration strategy for deep basin gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(1): 4-5. [金之钧, 张金川. 深盆气藏及其勘探对策[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 4-5.]
- [10] Wang Hongyan, Zhang Jianbo, Chen Mengjin, *et al.* The relationship of coalbed methane & deep basin gas in Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(6): 453-455. [王红岩, 张建博, 陈孟晋, 等. 鄂尔多斯盆地煤层气与深盆气的关系[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(6): 453-455.]
- [11] Mi Jingkui, Zhang Shuichang, Li Xinhui. Experimental simulation for the forming mechanism of deep basin gas trap[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(3): 302-305. [米敬奎, 张水昌, 李新虎. 深盆气藏形成机理实验模拟[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 302-305.]
- [12] Xu Hua zheng, Gao Li, Wang Chuangang, *et al.* Key concept and characteristics of deep basin gas accumulation[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 781-789. [许化政, 高莉, 王传刚, 等. 深盆气基本概念与特征[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 781-789.]
- [13] Curtis J. Fractured shale-gas system[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [14] Zhang Jinchuan, Liu Lifang, Tang Xuan, *et al.* Abnormal pressure in the source-contacting gas reservoir in western Sichuan basin[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(2): 147-155. [张金川, 刘丽芳, 唐玄, 等. 川西坳陷根缘气藏异常地层压力[J]. 地质前缘, 2008, 15(2): 147-155.]
- [15] Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, *et al.* Two essential gas accumulations for natural gas exploration in China [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11): 1-6. [张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国天然气勘探的两个重要领域[J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 1-6.]
- [16] Chen Zhenyan, Wu Wenzhu. Episodic reservoiring features of eastern sag in Liaohe basin[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 32-35. [陈振岩, 吴文柱. 辽河盆地东部凹陷幕式成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 32-35.]
- [17] Yuan Jingju, Chen Ming, He Xiaosong, *et al.* Analysis of Tertiary sequence-stratigraphic framework and genesis in east Liaohe sag [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2006, 41(3): 350-356. [袁井菊, 陈明, 何晓松, 等. 辽河东部凹陷古近系层序地层格架及成因分析[J]. 石油地球物理勘探, 2006, 41(3): 350-356.]
- [18] Ji Dongmin, Han Yun. On the relations between structural evolution and oil and gas accumulation in the eastern sag of Liaohe depression[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(4): 10-15. [季东民, 韩芸. 辽河坳陷东部凹陷构造演化及与油气关系探讨[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(4): 10-15.]
- [19] Jiang Jianqun, Zhang Zhanwen, Zhang Fugong, *et al.* The hydrocarbon accumulation model of middle segment in Dongbu (eastern) sag of Liaohe basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(2): 137-140. [姜建群, 张占文, 张福功, 等. 辽河盆地东部凹陷中段油气成藏模式[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(2): 137-140.]
- [20] Ding Ciqian. Geophysical Well Testing[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2005: 349-353. [丁次乾. 矿场地球物理[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2005: 349-353.]

A Primary Study on Distribution Pattern of Source-Contacting Gas Accumulation for the Third Section of Shahejie Formation in the Easten Sag of Liaohe Depression

LI Zong-liang

(Institute of Exploration and Development, Liaohe Oilfield Company, PetroChina, Panjin 124010, China)

Abstract: For knowing the distribution Pattern of Source-Contacting Gas Accumulation for the Es₃ in the Easten Sag of Liaohe depression, based on analyses of gas fundamental accumulation conditions, the existence of source-contacting gas is proved mainly by log and well log data. Combined with an analysis of source rock and reservoir, the paper also discusses the distribution of total gas curve, burial depth and thickness, and predicts the potential development area. It is indicated that total gas curve, burial depth and thickness are larger in the south and north of eastern sag and smaller in the middle. Niuju, Ciyutuo and Huangjindai in the north and Dapingfang, Rongxingtun in the South are potential development area.

Key words: Easten sag; Source-contacting gas; Distribution pattern; Total gas curve; Tight sandstone.