

文章编号:0253-9985(2012)02-0183-07

歧口凹陷古近系天然气藏主要特征

于学敏¹,姜文亚¹,何炳振²,王书香¹,邹磊落¹,汪晓敏¹

(1. 中国石油 大港油田公司 勘探开发研究院,天津 300280 2. 中国石油 大港油田公司 勘探事业部,天津 300280)

摘要:歧口凹陷已发现板桥和千米桥两个中型凝析气田,通过近两年的预探,在埕海潜山和歧口古近系深层天然气勘探又取得了重要突破,显示出歧口凹陷天然气具有良好的勘探前景。从生储盖等成藏要素方面对歧口凹陷古近系天然气藏进行了系统的解剖,明确了歧口凹陷古近系天然气藏的主要特征。研究表明,歧口凹陷天然气主要分布在沙河街组中深层,浅层次生气藏主要位于构造圈闭中,中深层气藏位于构造岩性圈闭中;天然气成因类型以偏腐殖型气为主;储层类型以孔隙型为主,中深层裂缝发育,双重孔隙介质特征明显;两套最大湖泛期形成的区域盖层发育异常超压,天然气保存条件好;气藏主要位于高生气强度区,以晚期成藏为主,平面上具有“南油北气”、纵向上具有“上油下气”的分布特征。

关键词:圈闭;超压;天然气;歧口凹陷,黄骅坳陷

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Characteristics of the Paleogene gas reservoirs in Qikou Sag

Yu Xuemin¹, Jiang Wenya¹, He Bingzhen², Wang Shuxiang¹, Zou Leiluo¹ and Wang Xiaomin¹

(1. Exploration & Development Research Institute, PetroChina Dagang Oilfield, Tianjin 300280, China;

2. Exploration Department, PetroChina Dagang Oilfield, Tianjin 300280, China)

Abstract: Two condensate gas fields, i. e., Banqiao and Qianmiqiao, have been discovered in Qikou Sag. In addition, exploration breakthrough was also made in the Chenghai buried hill and the deep Paleogene in Qikou Sag, indicating good exploration prospect. This paper systematically analyzed the Paleogene natural gas reservoirs in Qikou Sag in terms of petroleum factors including source rocks, reservoirs and cap rocks, and described the key characteristics of the gas reservoirs. The result indicates that the natural gas mainly accumulate in the mid-deep strata of Shahejie Formation. The shallow secondary gas reservoirs mainly occur in structural traps. In contrast, the mid-deep gas reservoirs mainly occur in structural-lithologic compound traps. The genetic type of gas is dominated by humus type. The pore space of the reservoir is dominated by pores, with fractures occurring in the mid-deep layers, indicating dual porosity reservoir. Two regional cap rocks developed during the maximum flooding are overpressured and provide favorable preservation condition for gas reservoirs. The gas reservoirs mainly occur in areas with high gas generation intensity and are characterized by late hydrocarbon charging. The hydrocarbon distribution is characterized by “gas in the north and oil in the south” and “oil in the upper interval and gas in the lower interval”.

Key words: trap, overpressure, natural gas, Qikou Sag, Huanghua Depression

歧口凹陷是黄骅坳陷的主要富油气凹陷之一,油气资源丰富。截止2010年底,已探明石油地质储量 7.98×10^8 t, 天然气地质储量 741×10^8 m³ (占整个大港探区 98.6%)。与歧口凹陷丰富的油气资源相比,天然气的资源探明率不足

20%,反映出深层天然气勘探潜力巨大。近年来,随着新领域勘探步伐的不断加快,歧口凹陷天然气的勘探被提到了重要的议事日程并取得重要勘探成果,尤其是深层气勘探取得了显著的勘探成效。近三年探明了一个小型气田(歧北斜坡岩性

收稿日期:2011-05-12;修订日期:2012-3-16。

第一作者简介:于学敏(1962—),女,高级工程师,油气资源评价与天然气基础地质。

基金项目:中国石油股份公司科技攻关项目(2008E-030603)。

气田)^[1],控制了两个大中型气田规模的目标(滨海斜坡和滨海断鼻),新增天然气三级储量1 000多亿方。由此可见,歧口凹陷具备形成大中型气田的基本条件,具有良好的勘探前景。戴金星、卢双舫、王庭斌、苏永进等曾对中国大中型天然气田形成及富集的主控因素进行了归纳和总结^[2-6]。本文以歧口凹陷已发现古近系天然气藏(田)为重点,进行已知气藏的特征分析,为天然气成藏与富集规律研究奠定坚实的基础。

1 区域概况

歧口凹陷位于黄骅坳陷的中北部,包括板桥次洼和歧口主洼两个大的次级凹陷,勘探面积6 640 km²(其中大港探区5 280 km²)。自上而下共发现新近系(包括明化镇组、馆陶组)、古近系(包括东营组、沙河街组)、中生界、石炭系-二叠系和奥陶系等7套含油气层系。揭示的油气层深度为300~5 431 m。发现了构造油气藏(背斜、断块等)、地层岩性油气藏和潜山油气藏等,形成了以滨海和埕海为代表的复式油气聚集区。古近系和新近系是歧口凹陷的重点勘探层系。主力烃源岩主要发育于古近系的沙河街组,其中沙河街组(沙)三段烃源岩厚度大,有机质丰度高,优质烃源岩发育,演化程度高,为歧口凹陷主力生油层,也是最主要的生气层。

2 已知气藏(田)的主要特征

2.1 天然气主要分布在沙河街组中深层

截止到2010年底,歧口凹陷古近系探明天然

气储量 $474.8 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中沙一段已探明储量所占的比例为57.8%,以沙一段下亚段为主,沙二段、沙三段占24.9%,东营组和沙一段上亚段为9.6%;新近系明化镇组和馆陶组为7.7%。新近系浅层气主要分布在北大港构造带港东、港西地区的明化镇组,东营组气藏分布在唐家河气田,沙河街组以板桥和滨海地区为主。纵向上,天然气储量集中分布在2 500~3 500 m,其中气藏深度为2 500~3 500 m的储量占63.8%,小于2 500 m的浅层探明储量占14%,大于3 500 m的深层探明储量占22.2%。2008年以来,新增三级储量 $579.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ (探明 $68.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、控制 $386.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、预测 $123.6 \times 10^8 \text{ m}^3$),主要分布在大于4 000 m的沙河街组深层。

2.2 圈闭类型以构造和构造-岩性圈闭为主

在已发现的气藏中,浅层气藏主要以构造圈闭为主,北大港构造带港东、港西浅(极)层气藏主要靠滨海断裂系沟通深部气源,在浅(极)层的背斜中形成气顶气藏。板桥凝析气田位于板桥洼陷之中的大张坨断层下降盘,主力产气层为沙一段下亚段。构造主体为被板桥断鼻切割的挤压背斜形态,但其南侧大张坨气田为典型的岩性圈闭,气层具有随砂层厚度变化而逐渐减薄、尖灭的特征(图1)。事实上,歧口凹陷受西部沧县隆起和北部燕山褶皱带主物源区的控制,在北大港潜山构造带围斜部位形成多个上倾地层岩性尖灭带,在不同层系形成多个构造背景上的岩性圈闭。因此板桥气田和滨海气藏中深层除构造圈闭外,还发育多个岩性圈闭(表1)。

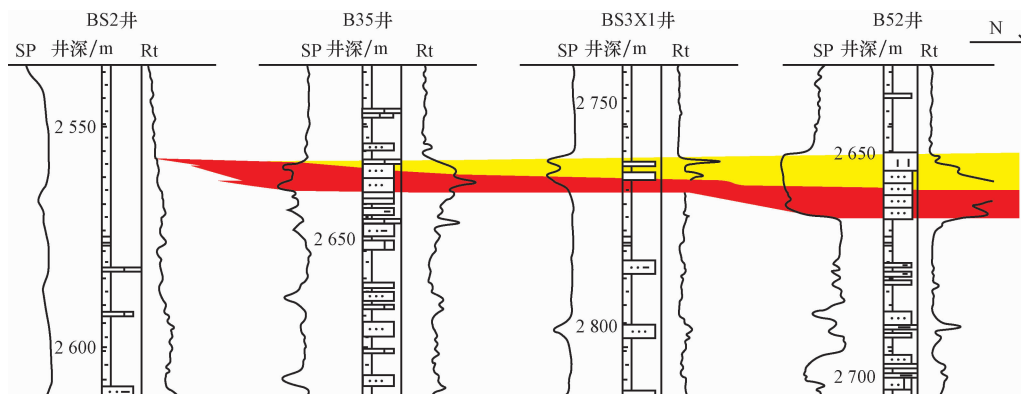


图1 歧口凹陷大张坨气田沙一下亚段B2油组岩性圈闭特征

Fig. 1 Characteristics of lithologic trap of B2 oil unit in the lower 1st member of Shahejie Formation in Dazhangtuo gas field of Qikou Sag

表 1 歧口凹陷主要气藏圈闭类型			
Table 1 Trap types of the major gas reservoirs in Qikou Sag			
气田(藏)名称	圈闭类型		
	背斜	断鼻	岩性、构造-岩性
板桥	主体	挤压背斜	
	大张坨		岩性
	板北沙一段中段		构造-岩性
北大港北翼	BS3X1		岩性
	白水头		构造-岩性
	唐家河	断鼻	
滨海	歧深构造	断鼻	
	马东、马西	逆牵引背斜	
	歧北斜坡		岩性
北大港东翼	港东	逆牵引背斜	
	港西	披覆背斜	
北大港浅层			

2.3 天然气类型以(偏)腐殖型气为主

歧口凹陷主要存在生物气、生物-热成因混合气、热成因气和无机气 4 种类型。其中生物气主要分布在 300~1 500 m 的浅层-极浅层^[7]。在港西、大中旺等发现了局部的出气点,但未成藏。无

机气分布在北大港深大断裂附近的奥陶系和古近系地层中,一些井的 CO₂ 含量在 70% 以上,而且 δ¹³C_{CO₂} > -8‰,氮的同位素较高, R/R_a = 3.62,无机幔源成因的 CO₂ 贡献在 40% 以上^[8]。但无机气在该区并未成藏,只见个别的出气点。歧口凹陷天然气主体为热成因气,除马东、马西为腐泥型溶解气外,板桥和滨海地区主要为腐殖型气,演化阶段以成熟阶段为主(图 2);QS1 井沙三段为高成熟凝析气,且凝析气藏气油比高(表 2)。

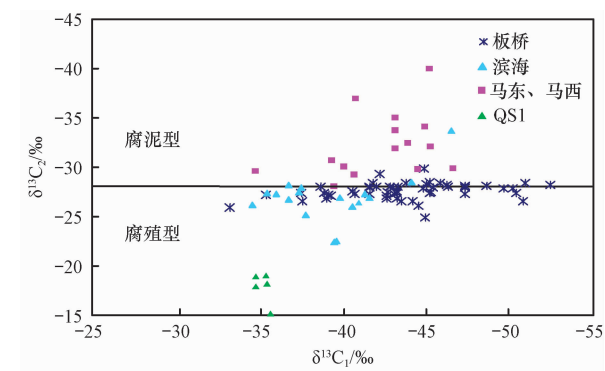


图 2 歧口凹陷天然气 δ¹³C₂ - δ¹³C₁ 关系

Fig. 2 Relation between δ¹³C₂ and δ¹³C₁ of natural gas in Qikou Sag

表 2 歧口凹陷主要气藏代表井产量							
Table 2 Gas production of representative wells of the main gas reservoirs in Qikou Sag							
气田(藏)名称	代表井	井段/m	层位	日产油量/t	日产气量/m ³	气油比	气藏类型
板桥	主体	B6	2 870.0 ~ 3 129.0	Es ^{1(下)}	615.0	1 025 739	1 668
		BS15	3 671.0 ~ 3 728.4	Es ^{1(下)}	65.1	126 449	1 942
	大张坨	B52	2 650.6 ~ 2 665.0	Es ^{1(下)}	54.2	124 429	2 296
	白水头	BA18	2 977.0 ~ 2 999.4	Es ^{1(中)}	54.2	331 290	6 112
	唐家河	G370	2 697.6 ~ 2 705.2	Es ^{1(下)}		231 000	
	BS3X1	BS3X1	5 465.0 ~ 5 477.2 (垂 4 416.5 ~ 4 426.9)	Es ^{1(下)}	48.6	123 000	2 531
	井区	BH4	5 385.4 ~ 5 467.6	Es ^{1(下)}		52 388	
		GS69X1	5 199.2 ~ 5 204.2 (垂 4 106.6 ~ 4 109.2)	Es ^{1(下)}	21.2	167 834	7 917
	滨海断鼻	QS8X1	5 011.7 ~ 5 077.3 (垂 4 551.0 ~ 4 614.1)	Es ³		51 179	
		XG57	4 325.0 ~ 4 326.0	Es ³	3.6	136 680	38 072
滨海	歧北斜坡	BS22	4 615.1 ~ 4 663.4	Es ²		86 582	
		GS32	4 151.0 ~ 4 163.0	Es ^{1(下)}	73.6	21 647	294
		GS13	3 924.0 ~ 3 964.4	Es ^{1(下)}	212.0	120 368	568
		GS24	3 855.4 ~ 3 973.0	Es ^{1(下)}	79.2	25 870	327
	马东、马西						溶解气藏
北大港浅层	港东	G233	1 171.6 ~ 1 314.6	Nm	15.9	29 619	1 863
		G4-26	1 537.0 ~ 1 881.0	Nm + Ng		31 985	
	港西	X18-5	1 077.9 ~ 1 180.4	Nm		12 013	
		X13-3	1 490.8 ~ 1 492.9	Ng		11 283	

生物-热成因混合气藏
(气顶气藏)

2.4 储层类型以孔隙型为主,中深层具双重孔隙介质特征

板桥和滨海地区古近系碎屑岩主要以孔隙型储层为主,但深层裂隙(缝)发育,储层双重孔隙介质特征明显^[9]。由于深层超压普遍发育,使得高有机酸段发育深度明显下移,储层次生孔隙发育(图3)。统计结果显示,深部3 000~5 500 m砂岩粒间溶孔所占比例为65%~80%左右;同时宏观的岩心和显微镜下鉴定照片均有明显的裂缝(隙)存在(图4),在孔隙度小于10%的样品中,裂隙发育程度更高。

2.5 天然气盖层条件有利

天然气具有极强的扩散和渗透能力,因此,对盖层条件的要求很高^[10-13]。据付广等对我国34个主要大中型气田盖层特征的统计^[10],盖层的岩性主要以泥岩为主,其次是膏盐岩类,盖层厚度集中分布在50~350 m(占总数的60%左右),盖层的突破压力一般10~30 MPa。从歧口凹陷古近系已知气藏的实际资料来看,泥岩具有毛细管压力封闭、流体压力封闭和烃浓度封闭3种封闭条件。以湖相沉积为主的沙河街组地层砂泥分异性和储

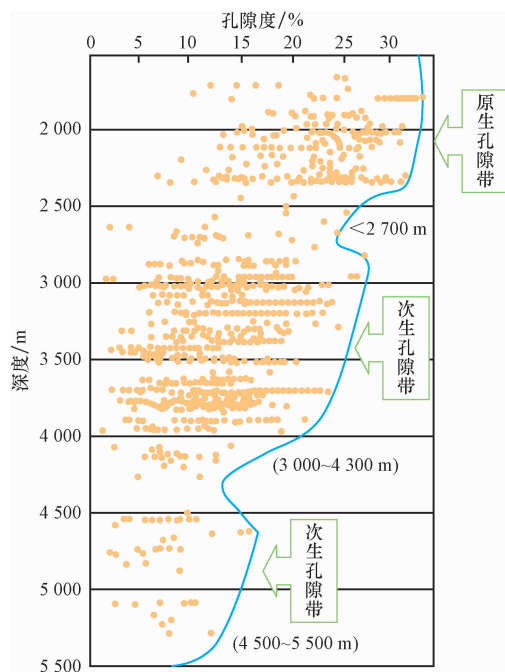


图3 滨海地区沙河街组孔隙度-深度关系曲线
Fig. 3 The $\Phi-H$ Curve of the Shahejie Formation in Binhai area

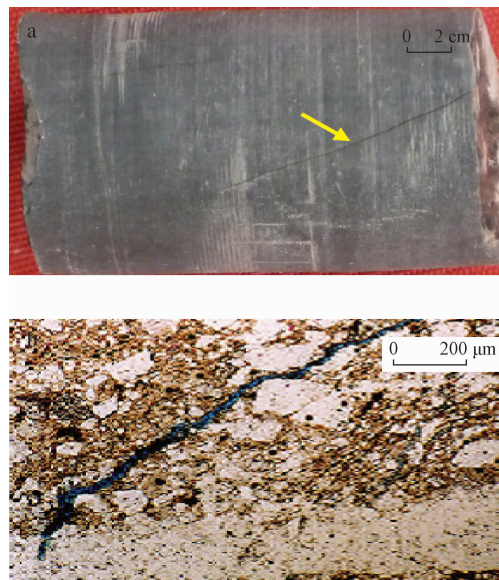


图4 BH4井岩心、BS35井铸体薄片照片
Fig. 4 Photos of cores of well BH4 and cast thin sections of well BS35 in Binhai area
a. BH4井, 5 288.8 m, Es^{1(中)}, 深灰色泥岩;
b. BS35井, 4 260 m, Es³, 泥质砂岩

盖组合条件好,以沙一段中段为代表的厚层泥岩除北部近物源区之外,在歧口凹陷广泛发育,厚度100~400 m不等,其间仅发育薄层砂岩,这套厚层泥岩也是歧口凹陷沙一段气藏良好的区域盖层。沙二、三段泥岩也较发育,区域和局部盖层厚度一般为几十至几百米不等。板桥凝析气田沙一段下亚段的主力气层(占板桥凝析气田探明储量的65%)主要分布在沙一段中段厚层泥岩之下^[14]。从表3盖层的微观参数测定可以看出,泥岩饱和煤油的突破压力为9~14.0 MPa,饱和水的突破压力为10.5~21.3 MPa,初步计算能封盖的气柱高度为463~1 308 m。按盖层划分标准,属于I-II类高压突破-强高压突破型,反映出具有良好的毛细管压力封闭条件。同时,歧口凹陷异常超压发育普遍,压力系数一般1.2~1.5左右,滨海地区为1.2~1.7,流体压力封闭条件更是得天独厚。研究表明,泥岩盖层的突破压力与压力系数呈明显的正相关关系^[5],因此盖层的流体压力封闭与毛细管压力封闭可以形成良好的互补。在歧口凹陷已知气藏中,埋深达到超压深度以下的气层,普遍具有气层位置紧临超压层之下或之间分布的特点,说明异常高压是良好的封存箱。另外,盖层的烃浓度封闭在歧口凹陷也具有重要的作用,尤其

表3 板桥-滨海地区泥岩盖层突破压力数据

Table 3 Entrance pressure of mudstone cap rocks in Binhai-Banqiao area

地区	井号	深度/m	层位	突破压力/MPa	
				饱和煤油	饱和水
板桥地区	B57	2 581.5	Es ¹ (下)	10	16.8
	B843	2 647.0	Es ¹ (下)	9	15.9
	B837	2 722.5	Es ¹ (中)		11.0
	BS21	3 645.8	Es ²		14.0
	BS35	4 564.2	Es ³	14	21.3
滨海地区	BS86	4 294.2	Es ¹ (下)	12	
	GS7	3 452.8	Es ¹ (中)		10.5
	GS9	3 069.7	Es ¹ (上)	9	

在以自生自储为主的滨海地区中深层气藏更为重要,板桥-滨海地区主力烃源岩沙河街组生烃门限为2 800~3 100 m左右。滨海地区滨深3X1井区、滨海断鼻、歧北斜坡等气藏气层的埋深多发育在3 500 m以下。这些地层中的泥岩因为具备良好的生烃条件使其与中、浅层泥岩相比封闭能力会明显提高,因此,深层的泥岩既是主力的生烃层也是良好的盖层。同时由于滨海地区中深层构造岩性圈闭比较发育,相对于构造等其他类圈闭而言,岩性圈闭对盖层厚度和突破能力的要求相对变低。因此,板桥-滨海地区古近系气藏保存条件十分有利。

2.6 气藏位于高生气强度区,以晚期成藏为主,“南油北气”特征明显

通过气藏单井包裹体资料和主力烃源岩埋藏史及热史等分析,证明歧口凹陷天然气藏主要以晚期成藏为主。资料显示,板桥凝析气田包裹体均一温度主要分布在两个区间:91~119℃和127~150℃。其中均一温度小于120℃的包裹体主要以成熟度较低的液态烃为主,而高温阶段的包裹体以高成熟的气态烃和气液态烃为主(均一温度大于130℃的样品占70%~85%),综合分析气藏主要形成期为新近纪中、晚期;滨海气藏包裹体均一温度亦集中分布于大于130℃的范围(图5),主成藏期为明化镇期(图6)^[15-17]。从气藏的平面分布来看,沙河街组的已知气藏主要位于生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的范

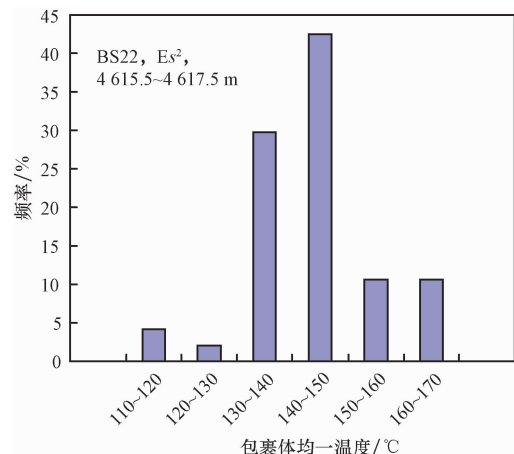


图5 BS22井包裹体均一温度分布

Fig. 5 Distribution of homogenization temperature of well BS22

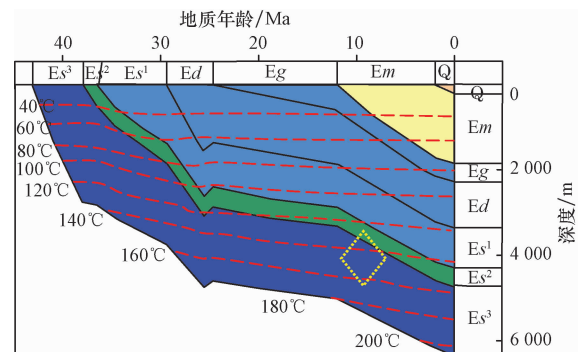


图6 BS22井埋藏史

Fig. 6 Burial history of well BS22

围内。

除浅层次生气藏之外,中深层具有基本“自生自储”条件的气藏分布受有机质类型和演化程度等控制明显,“南油北气”的特征明显。图7显示出,凹陷中心偏南部地区,优质烃源岩发育,母质类型偏腐泥型,演化程度适中,主要以大量生油为主,是油田(藏)的主要分布区;中北部母质类型以Ⅱ和Ⅲ型为主,演化程度高,进入大量生气阶段,生气强度大,形成了板桥次凹、歧口主凹滨海地区以天然气为主的局面。因此,烃源岩厚度、有机质丰度、母质类型、热演化程度和油气产率等多种因素综合作用的控制,气藏主要分布在北部高生气强度区,而油藏则主要分布在歧口凹陷偏南部地区。纵向上,受演化程度的影响,浅层次生气藏以“气顶气藏”为主,而中深层主要以“上油下气”为主。

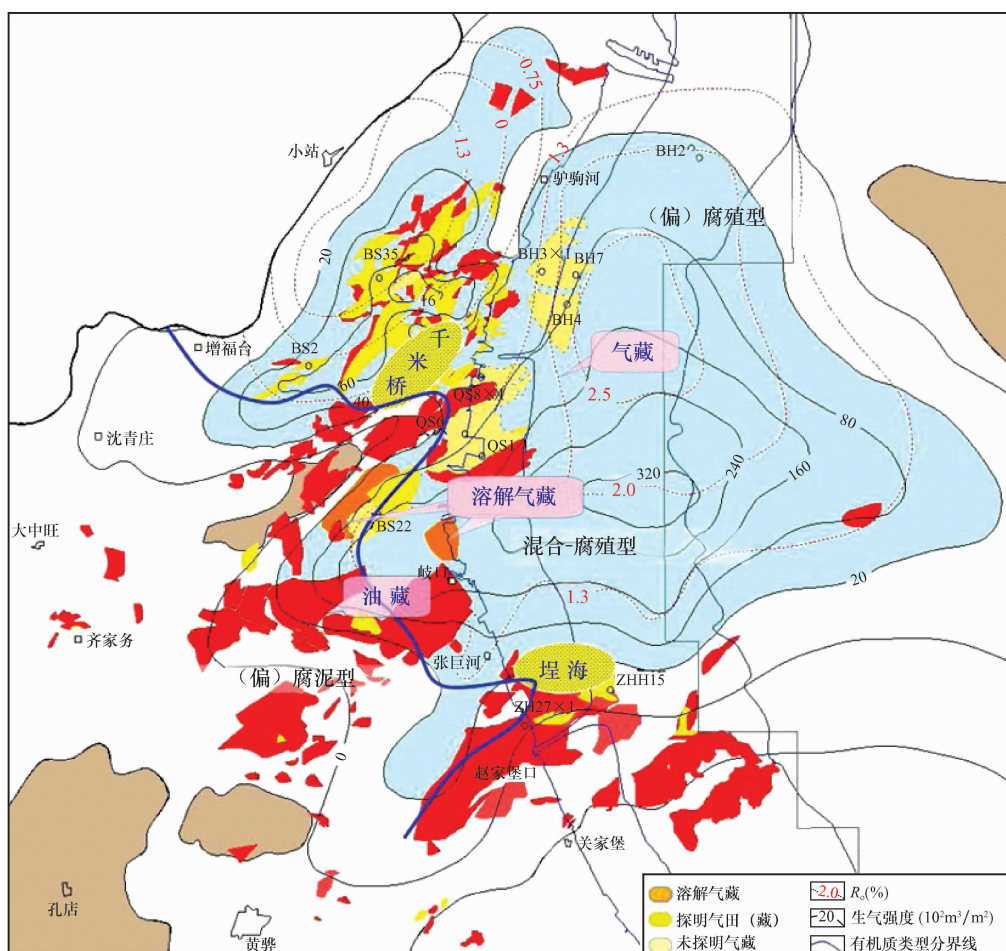


图7 歧口凹陷沙三段烃源岩特征与沙河街组油气藏叠合图

Fig. 7 Stacking chart showing source rocks in the 3rd member of Shahejie Formation and reservoirs of the Shahejie Formation in Qikou Sag

3 结论

歧口凹陷古近系已知气藏主要以偏腐殖型的天然气为主,中深层天然气储量最大。歧口凹陷古近系埋藏深度大、物源供给充分,异常超压发育普遍,高有机酸含量段发育深度下移,使得歧口凹陷深部储层次生溶蚀孔隙和裂缝(隙)普遍发育,天然气储层具有典型的双重孔隙介质特征;在大型的二级构造带构造圈闭发育,是油气的主要聚集区,也是歧口凹陷浅层气的主要聚集区(如港东、港西浅层气藏),凹陷和斜坡区构造岩性圈闭发育,圈闭规模大,是深层天然气的主要聚集区,板桥-滨海地区已知的中深层气藏主要分布在这些构造-岩性圈闭区;受有机质类型、热演化程度等控制,气藏平面上主要位于强生气强度区,“南

油北气”的特征明显,纵向上,浅层次生气藏多为气顶气藏,中深层以“上油下气”为主。

参 考 文 献

- [1] 董艳蕾,朱筱敏,滑双君,等. 黄骅坳陷沙河街组一段下亚段混合沉积成因类型及演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2011,32(1):98-107.
Dong Yanlei, Zhu Xiaomin, Hua Shuangjun, et al. Genetic types and evolutionary model of mixed clastic carbonate deposits in the lower part of the Sha-1 Formation, the Huanghua Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2011,32(1):98-107.
- [2] 戴金星,王庭斌,宋岩,等. 中国大中型气田形成条件与分布规律[M]. 北京:地质出版社,1997:1-30,184-197.
Dai Jinxing, Wang Tingbin, Song Yan, et al. Formation and distribution of medium and large-sized gas fields in China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1997: 1-30, 184-197.
- [3] 戴金星,宋岩,张厚福,等. 中国大中型天然气田形成的主

- 控因素[J]. 中国科学, 1996, 26(6): 1-8.
- Dai Jinxing, Song Yan, Zhang Houfu, et al. Major controlling factors for the formation of large-middle gas fields in China [J]. Science in China, 1996, 26(6): 1-8.
- [4] 卢双舫, 李宏涛, 付广, 等. 天然气富集的主控因素剖析[J]. 天然气工业, 2003, 23(6): 7-11.
- Lu Shuangfang, Li Hongtao, Fu Guang, et al. Analysis of the main control factors of natural gas enrichment[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(6): 7-11.
- [5] 王庭斌. 天然气与石油成藏条件差异及中国气田成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(2): 79-86.
- Wang Tingbin. Differences in reservoir conditions of oil and natural gas and reservoiring models of gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(2): 79-86.
- [6] 苏永进, 唐跃刚, 张世华, 等. 川西坳陷上三叠统天然气成藏主控因素及形成模式[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 107-113.
- Su Yongjin, Tang Yuegang, Zhang Shihua, et al. Main controlling factors and patterns of gas accumulation in the Upper Triassic of the western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 107-113.
- [7] 帅燕华, 宋娜娜, 张水昌, 等. 松辽盆地北部生物降解成因气及其成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5): 659-670.
- Shuai Yanhua, Song Na'na, Zhang Shuichang, et al. Gas of biodegradation origin and their pooling characteristics in northern Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 659-670.
- [8] 杨池银. 黄骅坳陷二氧化碳成因研究[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(1): 7-11.
- Yang Chiyin. Study on the genesis of CO₂ in Huanghua Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(1): 7-11.
- [9] 王书香, 于学敏, 何咏梅, 等. 歧口凹陷滨海地区沙河街组深层碎屑岩储层特征及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(4): 566-571.
- Wang Shuxiang, Yu Xuemin, He Yongmei, et al. Characteristics and formation deep elastic reservoir in Binhai Area of Qikou Sag [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(4): 566-571.
- [10] 付广, 吕延防, 于丹. 中国大中型气田天然气聚集效率及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 742-745.
- Fu Guang, Lu Yanfang, Yu Dan. Gas accumulation efficiency and its main controlling factors in China's large and medium gas fields [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 742-745.
- [11] 吕延防, 付广, 于丹. 中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 754-758.
- Lu Yanfang, Fu Guang, Yu Dan. Comprehensive evaluation of sealing ability of cap rock in China's large and medium gas fields and their contribution to gas accumulation[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 742-745.
- [12] 张文旗, 王志章, 侯秀林, 等. 盖层封盖能力对天然气聚集的影响——以鄂尔多斯盆地大牛地气田大12井区为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(6): 882-889.
- Zhang Wenqi, Wang Zhizhang, Hou Xiulin, et al. Influences of caprock sealing capacity on natural gas accumulation: an example from D-12 wellblock of Daniudi gas field in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 882-889.
- [13] 胡国艺, 王晓波, 王义凤, 等. 中国大型气田盖层特征[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(2): 162-166.
- Hu Guoyi, Wang Xiaobo, Wang Yifeng, et al. Cap rock characteristics of medium and large gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 162-166.
- [14] 史集建, 付广, 吕延防, 等. 歧口凹陷沙河街组一段中部区域盖层封气能力综合评价[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5): 671-681.
- Shi Jijian, Fu Guang, Lü Yanfang, et al. Comprehensive evaluation of regional seal in middle of the first member of Shahejie Fm in Qikou Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 671-681.
- [15] 王庭斌. 中国气藏主要形成、定型于新近纪以来的构造运动[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(2): 126-132.
- Wang Tingbin. Gas pools in China have mainly been formed and finalized during tectonic movements since Neogene[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 25(2): 126-132.
- [16] 张永贵, 刘振峰. 鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩气藏储层建模[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(4): 560-567.
- Zhang Yonggui, Liu Zhenfeng. Reservoir modeling of tight gas sands in the Upper Palaeozoic of the northern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(4): 560-567.
- [17] 邱玲, 刘林, 李永明, 等. 提高低压气藏改造效果的关键技术——以川西LD气田为例[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(4): 98-101.
- Qiu Ling, Liu Lin, Li Yongming, et al. Key technique improving treatment performance in low pressure gas reservoir case study of LD gas field, west Sichuan [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(4): 98-101.

(编辑 高岩)