

文章编号:1009-2722(2015)10-0025-09

歧口凹陷沙河街组海陆沉积 差异及其成藏意义

刘丽芳,吴克强,陈少平,杨树春,李宏义,黄胜兵

(中海油研究总院,北京 100028)

摘要:立足“大歧口”凹陷,基于海、陆资料,在统一地层格架的基础上对沙河街组的沉积特征进行了整体研究,并对比了海、陆砂体发育的差异性,探讨了砂体发育差异性对海、陆油气成藏的影响。研究认为,歧口凹陷沙三段富砂沉积体系类型以扇三角洲为主,其次为辫状三角洲;沙二段以辫状三角洲为主,其次为扇三角洲和远岸水下扇。西侧中石油矿区主要受北、西两大盆外物源的影响,沙河街组砂体延伸远、规模大;东侧中海油矿区主要受南、东 2 个较小盆内物源影响,砂体延伸较近,规模较小。沙河街组砂体发育的差异性使得歧口主凹向海、陆两侧的汇烃比例约为 1:2,这也是海、陆目前油气发现悬殊的主要原因之一,但海域仍然有较大的勘探潜力,沙西南裙边带沙河街组是中海油下一步在歧口凹陷勘探的有利方向。

关键词:歧口凹陷;沙河街组;沉积差异;油气运聚

中图分类号:P618.13

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2015.10004

传统的歧口凹陷包括歧口主凹、歧南次凹和歧北次凹,位于渤海湾盆地黄骅坳陷中东部,面积约 3 100 km²,歧口主凹中东部属于中海油矿区,歧南、歧北次凹大部分和歧口主凹西部属于中石油陆上矿区,陆上面积是海域的 2 倍多。从目前勘探成效看,陆上累计探明储量约 5 亿 t 油当量,是海域的 10 倍多,海、陆相差悬殊。那么,造成海、陆勘探成效差异的原因、歧口海域的勘探潜力以及下一步有利的勘探方向是勘探研究亟待回答的问题。而沙河街组不仅是歧口凹陷的主力烃源岩层系,也是海、陆主力勘探层系^[1-5],沙河街组砂体作为主要油气输导体和油气储集层,其沉积类型、规模和分布对歧口凹陷油气的运聚成藏具有

重要的影响。前人已开展过大量针对歧口凹陷沙河街组沉积特征的研究^[6-12],为了更好地从区域上把握沙河街组砂体发育特征及其对油气成藏的影响,本次研究立足“大歧口”凹陷,包括北塘凹陷、板桥凹陷、歧口主凹、歧南次凹和歧北次凹^[13],结合海、陆井震资料,在统一层序地层格架基础上,对沙河街组沉积特征进行了整体研究,在此基础上对比了海、陆砂体发育的差异性,并探讨了砂体发育的差异性对海、陆油气运聚的影响,进而从沉积角度解释了海、陆勘探成效相差悬殊的原因,并为歧口海域下一步油气勘探提供了沉积方面的参考。

1 区域地质背景

“大歧口”凹陷位于黄骅坳陷中北部,处于京蓬、兰聊—埕西 2 组断裂交汇处,形成于鲁西型基底、太行型基底与燕山型基底的结合部位^[14,15],

收稿日期:2015-04-20

基金项目:国家科技重大专项课题“近海富烃凹陷资源潜力再评价和新区、新领域勘探方向”(2011ZX05023-001)

作者简介:刘丽芳(1974—),女,博士,工程师,主要从事沉积与石油地质方面的研究工作。E-mail:liulfl1@cnooc.com.cn

为一复杂的新生代断—坳型盆地。经历了始新世孔店组—沙四段沉积期的裂陷Ⅰ幕、始新世沙三段沉积期的裂陷Ⅱ幕、始新世沙二—沙一段沉积期的第1裂后热沉降、渐新世东营组沉积期的裂陷Ⅲ幕和新近纪第2裂后热沉降阶段等5个演化阶段,使该区地质结构非常复杂,多条深大断裂带将本区切割成多个构造单元,最终形成了多凸多

凹的构造格局^[13,14](图1)。歧口主凹位于“大歧口”凹陷的中东部,跨海、陆2区,古近纪是歧口主凹主要成盆期,沉积了巨厚的沙河街组和东营组地层,最大厚度超过8 000 m,其中沙河街组包括沙三段和沙一、二段,是主要烃源岩层系,也是主力储集层系。

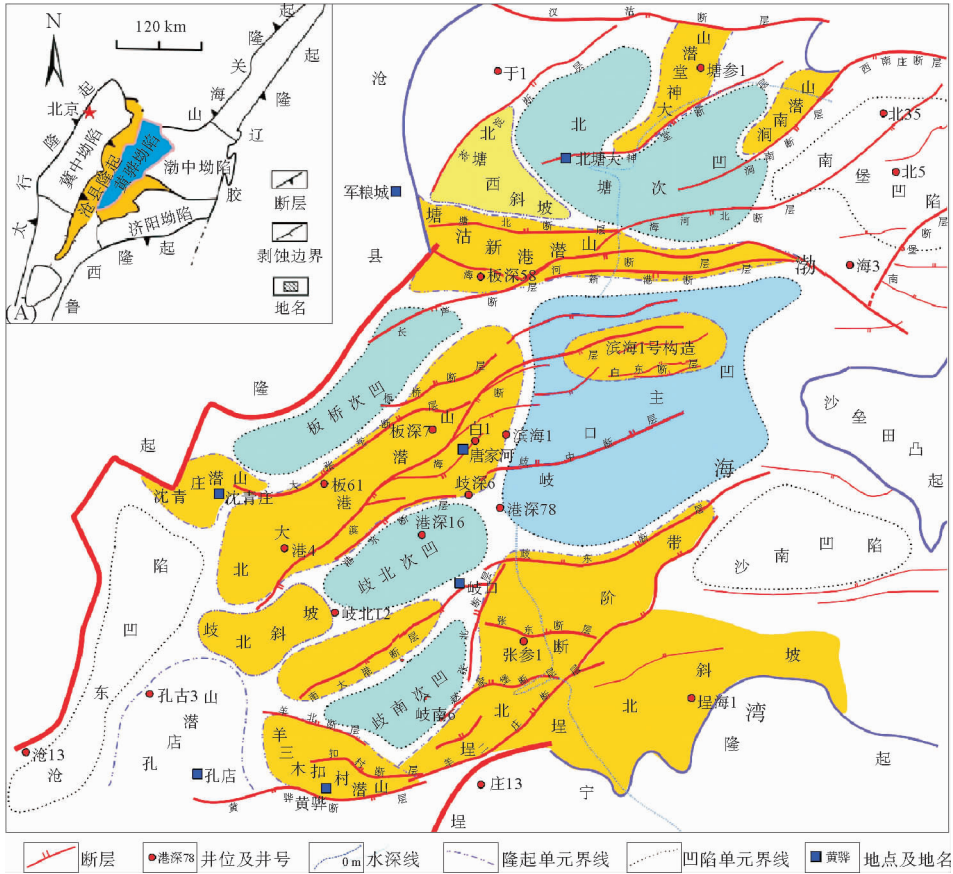


图1 “大歧口”凹陷构造单元划分(据文献[13]修改)

Fig.1 Tectonic map of the Great Qikou Sag (modified from reference [13])

2 凹陷结构与沉积物源特征

2.1 海、陆地层对比

统一海、陆地层划分方案是对“大歧口”凹陷构造和沉积进行整体研究的基础,中石油与中海油在对古近系(特别是沙一、二段)地层的划分和认识方面存在较大分歧。本次研究从地层古生

物、关键地层界面性质和过井区域大剖面的对比追踪等方面,按照中海油的标准,统一了古近系地层划分方案。

首先,从地层划分的古生物依据看^[9,16],中石油沙一中亚段的介形虫化石组合与中海油沙一段基本一致,以惠民小豆介—具刺湖花介组合繁盛为标志;中石油沙一上亚段的介形虫化石组合与中海油东三段基本一致,以光亮西营介组合出现为标志(表1)。

表 1 海、陆沙河街组地层古生物特征对比
Table 1 Paleontological correlation of the Shahejie
Formation onland and offshore

关键层对比结果		古生物证据	
陆上	海域	陆上	海域
沙一上亚段	东三段	沙一上亚段:光亮西营介—李家广北介组合	东三段:光亮西营介组合;榆粉属组合
沙一中、下亚段	沙一、二段	沙一中亚段:惠民小豆介—五刺华花介组合	沙一段:惠民小豆介—具刺湖花介组合;栎粉属组合

注:陆上古生物特征据文献[9];海域古生物特征据文献[16]

从对沙河街组内部关键构造界面认识的对比分析看,中石油的沙一段底界基本相当于中海油的沙二段底界。中石油学者普遍认为,沙一段底界为凹陷演化的裂陷幕Ⅰ裂(45~36.5 Ma)与裂陷Ⅱ幕(36.5~24.6 Ma)之间的关键构造变革面^[9,13];中海油学者则普遍认为,沙二段底界面为凹陷演化的裂陷Ⅱ幕(42~38 Ma)与第Ⅰ裂后热沉降拗陷阶段(38~32.8 Ma)之间的关键构造变革面^[17]。因此,无论从界面特征,还是从界面形成的大致时间对比看,中石油的沙一段底界与中海油的沙二段底界应该为同一个关键构造变革不整合面。

在对地层古生物和关键地质界面对比研究基础上,通过对跨海、陆 2 区典型区域地震剖面的反复对比追踪,最终依据中海油的标准,统一了地层划分方案。即:中石油的沙三段—沙二段对应中海油的沙三段,中石油的沙一下亚段—沙一中亚段对应中海油的沙二段—沙一段。

2.2 沙河街组沉积期凹陷结构

沉积期构造古地貌是断陷湖盆沉积体系类型和发育部位的主要控制因素之一^[18]。沙三段沉积时期,“大歧口”凹陷受沧东、茶淀、羊二庄、海一等 NE 向控盆断层所控制,整体呈 NE 向展布,内部分隔性弱,北大港潜山带和新港断阶带尚未形成,呈现为一个“大歧口”凹陷,歧口主凹是“大歧口”凹陷的一部分,与周边其他次凹连为一体,凹内沙三段厚度一般在 1 000~3 000 m 之间,最大厚度约 4 600 m。歧口主凹东北侧通过沙西控沉

积断层与沙垒田凸起相接;东南侧通过歧东—海一断层与羊二庄—海四断层构成的埕北—歧南断阶带与沙垒田埕子口凸起相连。歧口主凹西侧和北侧分别与板桥次凹和北塘次凹连通。

在沙二段—沙一段沉积时期,“大歧口”凹陷处于裂后差异热沉降阶段,总体上断裂活动较弱,仅 EW 向海河—新港断裂和近 SN 向的延岸走滑断裂开始活动,南、北大港潜山带和新港潜山带开始隆升,致使这些潜山带局部沙二段地层缺失,凸、凹相间的格局开始形成。每个次凹都有其沉降中心,歧口主凹沉积厚度相对最大,大部分地区地层厚度 500~1 000 m。歧口主凹东侧的结构与沙三段沉积期基本一致,只是控沉积的边界断裂活动性相对减弱;歧口主凹西侧由于南、北大港潜山带的隆升形成了近南北向的沿岸挠曲坡折带,北侧海河—新港断裂形成并开始控制沉积^[13,15]。

2.3 沉积物源的海、陆差异

沙河街组沉积期,围绕“大歧口”凹陷,主要有 4 个方向的物源区,分别是北部的燕山褶皱带、西北部的沧县隆起、东南部的埕子口凸起和东部的沙垒田凸起。其中,北部的燕山褶皱带和西北部的沧县隆起为盆外物源,出露面积广;东南部的埕子口凸起和东部的沙垒田凸起为盆内物源,面积相对较小。中石油矿区主要受北部和西北部 2 个大物源的影响,而海油矿区主要受东南部 and 东部 2 个较小物源的影响。

物源区母岩岩性不同,供砂能力也存在差异,总体而言,由花岗岩、变质岩、碎屑岩、火山岩到碳酸盐岩供砂能力逐步降低^[19]。“大歧口”凹陷周边不同物源区基岩岩性存在较大差异^[20],北侧燕山褶皱带基岩主要为太古界和元古界花岗岩;西侧沧县隆起自东向西依次分布中上元古界花岗岩、寒武—奥陶系碳酸盐岩和石炭—二叠系碎屑岩;沙垒田凸起自南而北依次出露太古界—中上元古界花岗岩和寒武—奥陶系碳酸盐岩;埕子口凸起自南西向东北依次出露太古界花岗岩、寒武—奥陶系碳酸盐岩、石炭—二叠系碎屑岩系和中生界碎屑岩与火山岩系^[21](表 2)。

沉积母岩区的出露面积和母岩性质是决定沉积砂体规模的主要因素。综合分析,北部燕山褶

表 2 “大歧口”凹陷古近系沉积物源区及母岩岩性

Table 2 The main sediment provenance of the Great Qikou Sag and lithology of parent rocks		
物源方向及名称	物源区母岩主要岩性	
北物源	燕山褶皱带	元古界花岗岩、太古界花岗岩
西北物源	沧县隆起	石炭+二叠系沉积岩、寒武+奥陶系灰岩、元古界花岗岩
东南物源	埕子口凸起	中生界沉积岩和火山岩、石炭+二叠系沉积岩、寒武+奥陶系灰岩、太古界花岗岩
东物源	沙垒田凸起	太古界花岗岩、元古界花岗岩、寒武奥陶系灰岩

注：数据主要来自文献[21]

皱带和西部沧县隆起物源不仅面积大，母岩岩性也具有较好的供砂潜力；南东部埕子口凸起面积较大，但西侧母岩供砂能力较东侧强；东北部沙垒田凸起面积虽相对较小，但供砂潜力大。

3 沙河街组沉积特征

综合利用岩心、测井、录井、地震等资料，对“大歧口”凹陷沙河街组沉积相进行了分析，识别出扇三角洲、辫状河三角洲、近岸水下扇、远岸水下扇等富砂沉积相带类型(图 2)。

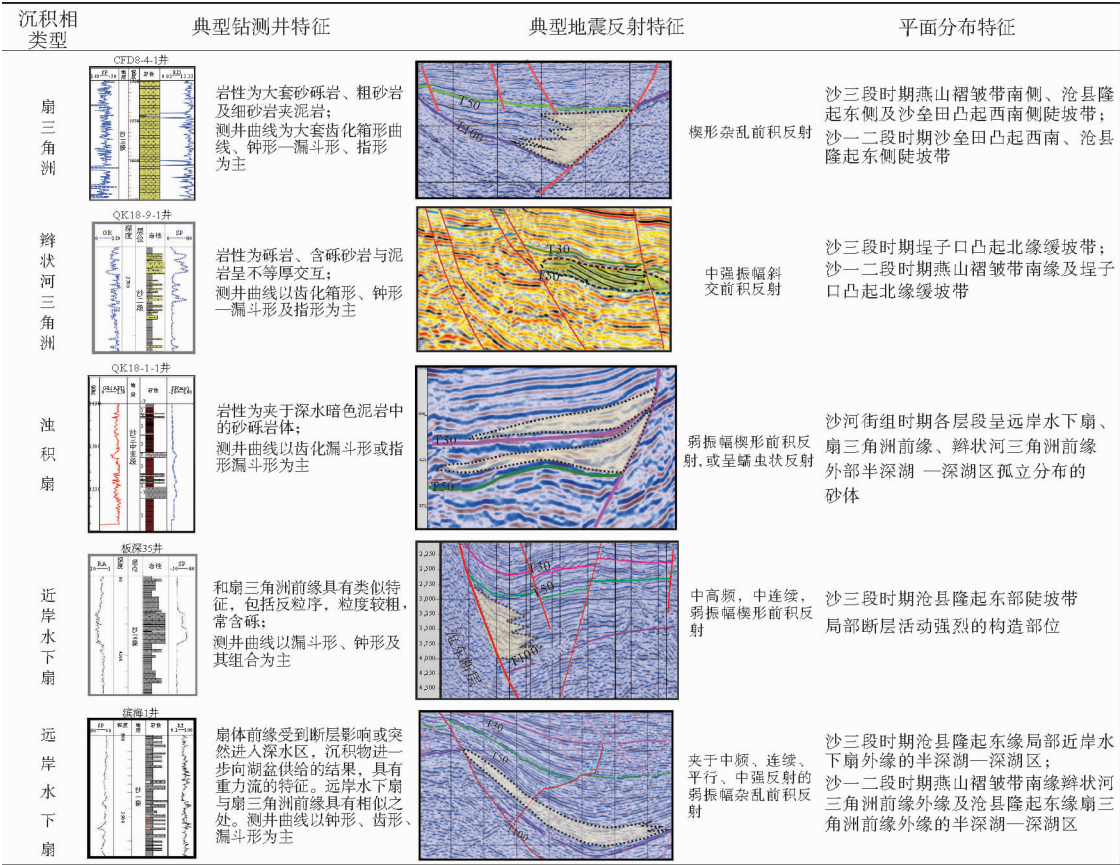


图 2 歧口凹陷沙河街组主要富砂沉积相类型及特征

Fig. 2 The main facies types and characteristics of sand rich deposits of Shahejie Formation in Qikou Sag

3.1 沙三段沉积特征

沙三段沉积期处于裂陷Ⅱ幕，NE向断裂控凹，凹陷呈NE向展布，内部分隔性较弱，整体为“大歧口”格局。该时期西北部沧县隆起和东南部埕子口凸起物源影响范围较广，北部燕山褶皱带

和东部沙垒田凸起物源影响范围相对较小。歧口凹陷北缘、西北缘、东缘为陡坡带，发育扇三角洲—水下扇—湖泊沉积体系；凹陷东南缘为缓坡带，发育辫状河三角洲—水下扇—湖泊沉积体系(图 3)。

来自北部燕山褶皱带的扇三角洲沉积，呈

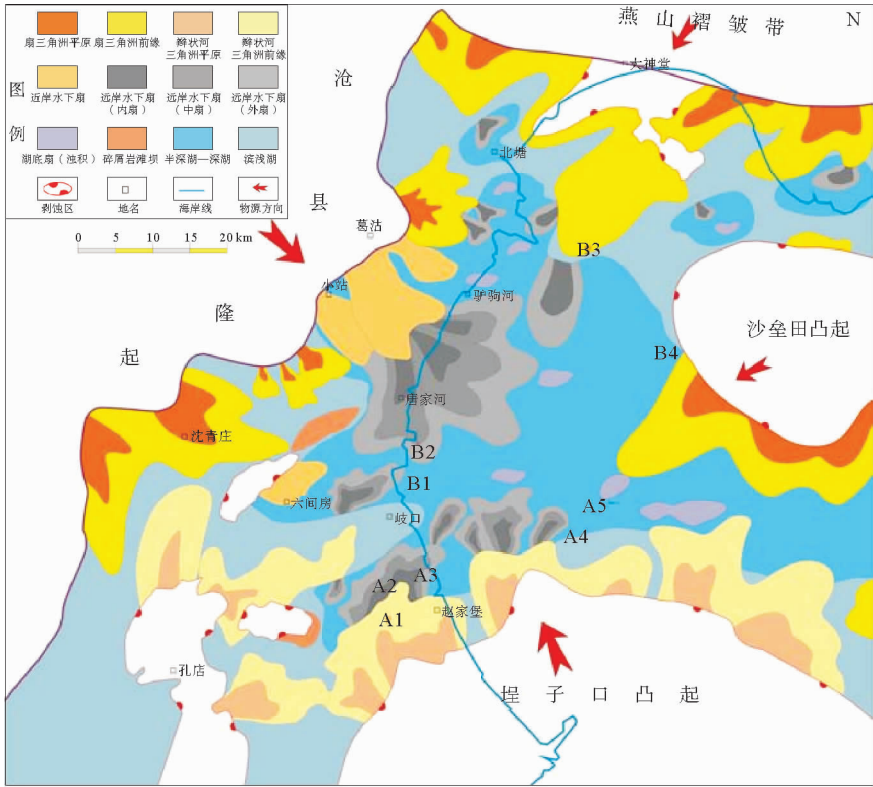


图 3 “大歧口”凹陷沙三段沉积相平面图

Fig. 3 Sedimentary facies map of E_2S_3 in the Great Qikou Sag

NE—SW 向展布,主要分布在汉沽—大神堂以南地区,受控于 NE—SW 向的茶淀断层、大神堂断层和润南断层,扇三角洲前缘远端发育远岸水下扇,远岸水下扇可延伸至歧口主凹北部的白东地区。来自西北沧县隆起的扇三角洲,受控于沧东断裂,在断层活动剧烈的局部地区发育近岸水下扇,扇三角洲规模较大,呈 NW—SE 向展布;近岸水下扇主要分布在沧东断裂小站地区以东,整体呈 NW—SE 向展布,其远端发育远岸水下扇沉积,向东延伸至歧口主凹。

来自沙埕田凸起的扇三角洲,沿凸起西南缘的沙西断层呈 NE—SW 向裙带状分布,规模较大。歧口主凹东南缘主要为来自埕子口凸起的多个辫状河三角洲沉积,受歧东—海 1 断层的影响,其前缘远端发育远岸水下扇沉积,西段埕北斜坡三角洲规模较东段歧南断阶带大。

3.2 沙一、二段沉积特征

沙一、二段沉积时期,“大歧口”凹陷整体缓慢沉降,表现为拗陷结构。凹陷北缘及南缘为缓坡,

发育辫状河三角洲—远岸水下扇—湖泊沉积体系;西北缘及东缘为陡坡,发育扇三角洲—远岸水下扇—湖泊沉积体系;西南缘由于缺乏物源以大面积碳酸盐岩台地沉积为主。与沙三段相比,扇三角洲减少,辫状河三角洲增多,深凹区远岸水下扇规模大(图 4)。

由于“大歧口”凹陷北缘抬升,北部燕山褶皱带的物源影响范围增大,辫状河三角洲规模增大。另外,由于南、北大港潜山隆升和近 EW 向海河—新港等断层的活动,在歧口主凹北侧形成了盆内断裂坡折带,西侧形成了挠曲坡折带,使得北部辫状河三角洲推进到歧口主凹断裂坡折带以下,并沿近 SN 向的挠曲坡折带以下形成大规模远岸水下扇,向南最远推进到 L4 井区。来自西侧沧县隆起的扇三角洲及远岸水下扇沉积,由于受已经抬升的北大港水下低隆起的阻隔,向歧口主凹方向推进有限,主要分布在西侧的板桥次凹。

歧口主凹东北缘为来自沙埕田凸起的、受控于沙西断层的扇三角洲沉积,规模较大,向歧口主凹推进较远。凹陷东南缘为来自埕子口凸起的辫

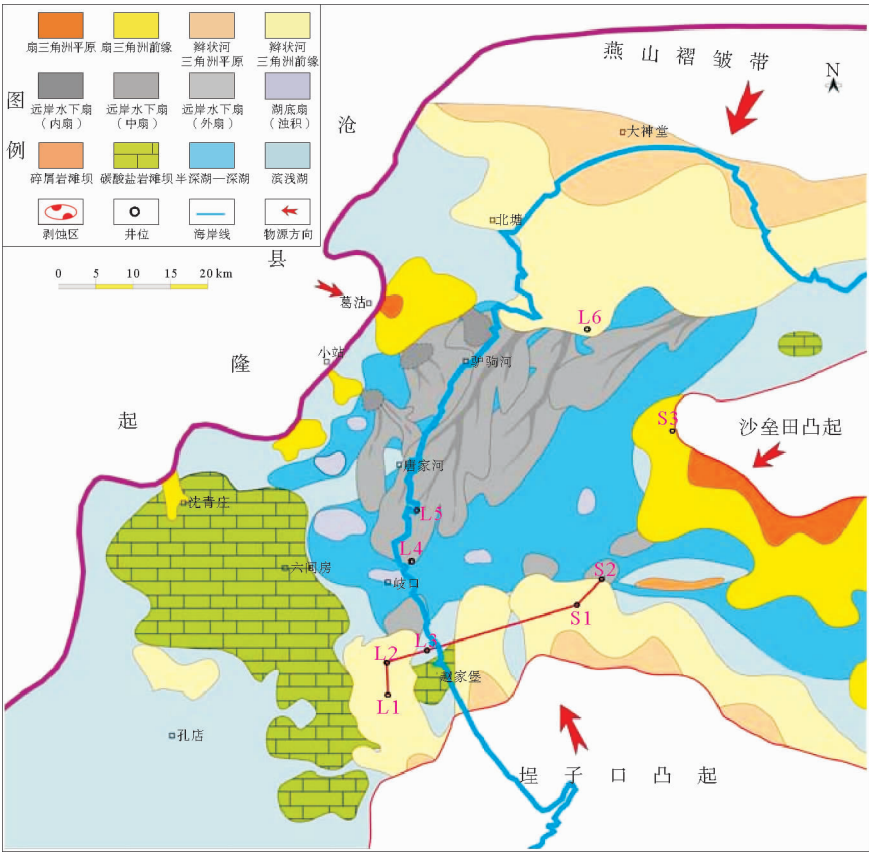


图 4 “大歧口”凹陷沙一、沙二段沉积相平面图

Fig. 4 Sedimentary facies map of E₃s₁₋₂ in the Great Qikou Sag

状河三角洲沉积,较沙三段面积增大。

3.3 砂体发育的海、陆差异

从上述沙河街组沉积体系分析结果看,歧口凹陷沙河街组海、陆两侧的富砂沉积体类型差异不大,沙三段以扇三角洲为主,其次为辫状三角洲及远岸水下扇;沙二段以辫状三角洲为主,其次为扇三角洲和远岸水下扇。但是,海、陆富砂沉积体的规模存在较大差异,沙三段砂体陆上面积约为 1 500 km²,海上约为 400 km²;沙一、二段陆上砂体面积约为 1 700 km²,海上约为 800 km²。

从钻井揭示的砂岩厚度统计结果看,海、陆沙一、二段砂岩厚度基本相当,沙三段陆上砂岩厚度较海上偏厚。在埕北一歧南断阶带,陆上沙一、二段砂岩总厚度为 27~198 m,海域为 77.5~92 m;陆上沙三段砂岩总厚度为 201.8~466.5 m,海域为 5.0~19.0 m(表 3、图 5)。同样,在歧口凹陷中北部地区,陆上钻井揭示沙一、二段砂岩总厚度为 145~151.3m,海域为 156m;陆上沙三

表 3 埕北一歧南断阶带沙河街组砂岩厚度统计

Table 3 Sandstone thickness of Shahejie Formation in Chengbei-Qinan step-fault zone

层段	井位	含砂率/%	砂层总厚/m	单层平均厚度/m	单层最大厚度/m	
沙一、二段	陆上	L1	33.5	97.5	2.7	9.0
		L2	52.7	198.8	3.2	10.0
		L3	14.7	26.0	5.2	11.5
		L4	41.6	147.0	2.7	7.0
		L5	38.4	151.3	2.6	7.0
		L6	38.0	145.0	2.6	8.5
	海上	S1	31.6	92.0	2.8	13.0
		S2	26.2	77.5	3.5	12.0
		S3	39.0	156.0	3.6	19.6
沙三段	陆上	L1	55.2	201.8	4.3	19.0
		L2	57.2	466.5	3.9	14.0
		L3	48.9	279.5	4.5	20.5
		L4	38.0	96.5	3.3	11.0
		L5	37.0	383.0	3.4	17.0
		L6	36.0	295.0	3.0	18.5
	海上	S1	3.3	4.5	1.5	2.0
		S2	9.3	19.0	2.1	5.0
		S3	6.0	25.0	1.8	10.2

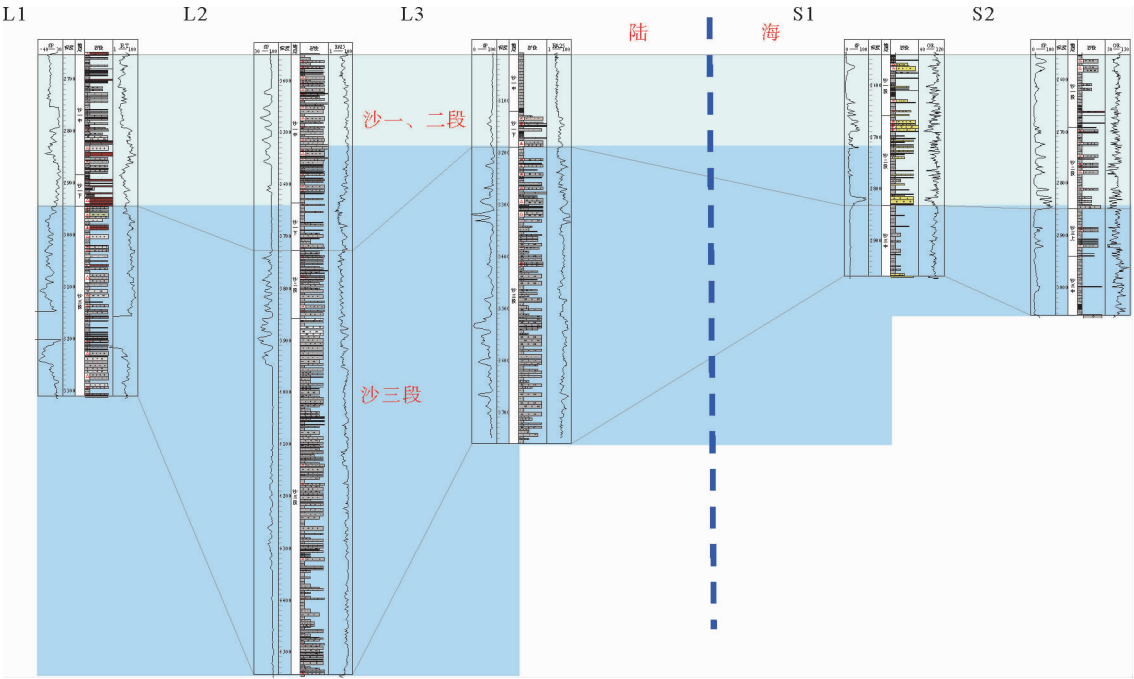


图 5 埕北一歧南断阶带沙河街组连井对比图(剖面位置见图 4)

Fig. 5 Well comparison section of Shahejie Formation in Chengbei-Qinan step-fault zone (see fig. 4 for section location)

段砂岩总厚度为 96.5~295 m,海域为 25 m。由于海域东北部勘探程度低,统计结果代表性差,从沉积相分析结果看,该区沙河街组砂体厚度也应该较大。

4 砂体差异性发育对油气成藏的影响

4.1 对海、陆油气运移的影响

沙河街组砂体与烃源岩直接接触,是油气自生烃中心向凹陷边缘、自深部烃源层系向较浅部储集层系发生运移的主要导体和中转站,对油气自歧口主凹生烃中心向海、陆两侧运移具有重要的影响作用。砂体规模越大,向凹陷内延伸距离越远,与烃源岩接触面积就越大,就越有利于油气运移。本次通过对多种地质模型的地层压力和油气运聚情况进行了反复的正演模拟,模拟结果表明,当地层中有砂体发育时,在压实成岩过程中,孔隙流体较容易排出,剩余地层压力较砂体不发育的地层要低,而剩余地层压力相对低的部位就成为地下流体运移的指向区,进而使得油气运

移分割槽位置向缺乏砂体一侧偏移,使富砂一侧供烃面积增加。

成因法生排烃模拟结果表明,歧口主凹总排油强度 $>700 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。在不考虑砂体的情况下,海、陆汇烃量比例近似 1:1;考虑砂体分布对油气运移的影响后,由于油气运移分割槽向海域一侧偏移,海域汇烃量减少,海、陆汇烃量比例为 1:2。即使海域汇烃量只有陆地的一半,由于勘探程度低,仍然有很大的勘探潜力。

4.2 对海、陆油气藏规模的影响

由于沙河街组既是烃源岩层,又是储集层,具有自生自储源内成藏和近源侧向运移成藏的特点,油气源充足,储层的发育程度直接关系到油层厚度和油气藏规模。以埕北一歧南断阶带为例,由于西段陆上中石油矿区沙河街组砂体规模明显较东段中海油矿区大,致使位于同一构造带西段的中石油矿区累计探明储量约是东段中海油的 5 倍,平均单个油田规模陆上也是海上的 6 倍左右。

4.3 海域沙河街组有利勘探方向

沙西南裙边带位于沙垒田凸起与歧口凹陷的

转换带,沙三段—沙二段扇三角砂体继承性发育,是歧口主凹海域下一步勘探的有利方向。主要依据有以下几点:①该区紧邻沙垒田凸起西段太古界花岗岩物源区,沙河街组沉积时期,花岗岩母岩出露面积达 515 km²,凸起上发育多条 NE—SW 向沟谷,沙三段、沙二段扇三角洲砂体发育,呈裙带状分布在沙西断裂下降盘,储层条件好;②该区沙一段—东二下沉积期以湖相泥岩沉积为主,这套泥质沉积厚度大、分布广,构成沙三—沙二段储层的区域性盖层;③沙西裙边带位于沙垒田凸起向歧口凹陷倾没部位,具有鼻状古构造背景,紧邻歧口主凹,是油气长期运移的有利指向区;④该区勘探程度很低,目前仅有 1 口井(S3 井)钻遇了沙河街组,在沙二段获得了油气层发现,初步展示了该区沙河街组勘探潜力。因此,沙西南裙边带沙河街组砂体发育,成藏条件有利,具有良好的勘探前景,是歧口海域下一步勘探突破的有利方向。

5 结论

(1)歧口凹陷沙三段富砂沉积体系类型以扇三角洲为主,其次为辫状三角洲和远岸水下扇;沙二段以辫状三角洲为主,其次为扇三角洲和远岸水下扇。西侧陆上中石油矿区主要受北、西两大盆外物源的影响,沙河街组砂体延伸远、规模大;东侧中海油矿区主要受南、东两个盆内物源影响,砂体延伸较近、规模较小。

(2)沙河街组砂体发育的差异性对歧口主凹油气向海、陆两侧运移和分配具有较大的影响,使得歧口主凹向海、陆两侧的排烃比例约为 1:2,但海域仍然有较大的勘探潜力。

(3)砂体发育的差异性是埕北—歧南断阶带沙河街组海、陆油藏规模差异的主要原因;海域沙西南裙边带沙三段—沙二段扇三角洲砂体发育,成藏条件有利,是中海油下一步在歧口凹陷勘探的有利方向。

参考文献:

- [1] 周立宏,蒲秀刚,周建生,等.黄骅坳陷歧口凹陷古近系坡折带聚砂控藏机制分析[J].石油实验地质,2011,33(4):371-376.
- [2] 杨池银,周宗良,周建生,等.歧口凹陷含油气系统与油气勘探[J].勘探家,2000(3):64-70.
- [3] 袁淑琴,于长华,董晓伟,等.歧口凹陷埕海断坡区古近系油气成藏条件与富集因素分析[J].新疆地质,2011,29(1):71-74.
- [4] 苏俊青,赵厚祥,钱茂路,等.歧口凹陷湖盆特征及对油气成藏控制作用研究[J].新疆地质,2009,27(4):383-386.
- [5] 邓运华.歧南断阶带油气聚集因素探讨[J].中国海上油气,1995,9(4):246-252.
- [6] 袁淑琴,王书香,郭芳,等.歧口凹陷南部斜坡区古近系沉积相类型及其特征[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2014,36(4):44-51.
- [7] 许淑梅,翟世奎,李三忠,等.歧口凹陷滩海区下第三系层序地层分析及沉积体系研究[J].沉积学报,2001,19(3):363-367.
- [8] 吴永平,周立宏,王华,等.歧口凹陷层序构成样式的时空差异性研究[J].大地构造与成矿学,2010,34(4):473-483.
- [9] 吴永平,杨池银,王华,等.歧口凹陷构造—层序—沉积一体化研究及其应用[J].大地构造与成矿学,2010,34(4):151-160.
- [10] 黄传炎,王华,周立宏,等.北塘凹陷古近系沙河街组三段物源体系分析[J].地球科学,2009,34(6):975-984.
- [11] 黄传炎,王华,高嘉瑞,等.北塘凹陷古近系构造演化及其对层序充填样式的控制[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3):7-13.
- [12] 陈莹,林畅松,周小军,等.歧口凹陷古近系构造对沉积层序和砂体分布的控制[J].新疆石油地质,2006,27(3):301-303.
- [13] 周立宏,卢异,肖敦清,等.渤海湾盆地歧口凹陷盆地结构构造及演化[J].天然气地球科学,2011,22(3):373-379.
- [14] 李三忠,索艳慧,周立宏,等.华北克拉通内部的拉分盆地:渤海湾盆地黄骅坳陷结构构造与演化[J].吉林大学学报:地球科学版,2011,41(5):1362-1377.
- [15] 祁鹏,任建业,史双双,等.歧口凹陷沿岸带新生代构造特征及其形成机制[J].石油学报,2010,31(6):900-905.
- [16] 巩福生,关雪婷,贾本生,等.渤海海域第三纪生物地层学研究[R].天津:渤海石油公司研究院,1990:2-56.
- [17] 夏庆龙,周心怀,薛永安,等.渤海海域油气藏形成分布与资源潜力[M].北京:石油工业出版社,2012:29-33.
- [18] 林畅松,潘元林,肖建新,等.“构造坡折带”——断陷盆地层序分析和油气预测的重要概念[J].地球科学——中国地质大学学报,2000,25(3):260-265.
- [19] 王勇,鲍志东,李应暹.西部凹陷古近系储层孔隙演化特征及影响因素[J].大庆石油学院学报,2008,32(1):9-11.
- [20] 赵澄林,陈春芳,季汉成,等.渤海湾早第三纪油区岩相古地理及储层[M].北京:石油工业出版社,2003:62-131.
- [21] 张善文,隋风贵,林会喜,等.渤海湾盆地前古近系油气地质与远景评价[M].北京:地质出版社,2009:3-78.

DEPOSITIONAL DIFFERENCE OF THE SHAHEJIE FORMATION ONLAND AND OFFSHORE AND ITS BEARING ON OIL AND GAS ACCUMULATION IN THE QIKOU SAG, BOHAI BAY BASIN

LIU Lifang, WU Keqiang, CHEN Shaoping, YANG Shuchun, LI Hongyi, HUANG Shengbing
(CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China)

Abstract: Paleogene depositional systems are studied in a unified sequence stratigraphic framework in the Qikou Sag of the Bohai Bay Basin upon the concept of “Great Qikou Sag”. Integrated research and comparison are made for both the Shahejie Formation onland and offshore, with emphasis on the difference of the sand bodies and their effects on oil and gas accumulation. The sand rich depositional systems in the Member Sha-3 are dominated by the fan delta followed by the braided river delta, while those in the Member Sha-2 are dominated by the braided delta, followed by the fan delta and subaqueous fan delta. The west part of the CNPC licensed area is mainly affected by large provenances in the north and west where the sand bodies cover a large area, and the east part of CNOOC licensed area is mainly controlled by the small internal provenances in the south and east, where sand bodies only cover rather small areas. The differences in the occurrence of sand bodies has made the hydrocarbon accumulation in the offshore and land areas in a ratio of about 1 : 2, that is one of the key factors controlling the big difference in the exploration results between the sea and the land. However, the offshore area of the Qikou Sag still bears considerable exploration potential, and the Shahejie Formation of the south-western Shaleitian skirt area is a favorable exploration target for CNOOC in the Qikou Sag.

Key words: Qikou Sag; Shahejie Formation; sedimentary differences; hydrocarbon migration and accumulation