济阳坳陷地层圈闭成藏地质风险评价方法

徐桂华

（中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院,山东 东营 257015）

摘要：济阳坳陷现阶段地层圈闭钻前成藏风险预测难度较大,探井成功率低。对"十五"以来济阳坳陷钻探地层圈闭的探井进行精细解剖,因输导条件差、油气充满度低、缺少有效储层和圈闭不落实等因素失利的探井比例分别为49%,21%,15%和15%;成藏主控因素分析表明,正向构造背景及近邻油源断层是地层圈闭成藏的关键。在此分析基础上,明确了影响地层圈闭成藏的地质条件主要为运聚条件、保存条件、圈闭条件和储层条件。根据济阳坳陷地层圈闭各地质条件下的评价要素,建立了钻前地层圈闭成藏风险评价方法,并对其进行了验证。结果表明,评价结果与实际钻探结果吻合率较高,济阳坳陷地质风险系数高的金平2、埕东112等地层圈闭均成藏,地质风险系数低的草327、车93等地层圈闭均未成藏。

关键词：地层圈闭 探井成功率 地质风险系数 评价方法 济阳坳陷

中图分类号：TE112.3　　　　　**文献标识码：**A　　　　　**文章编号：**1009-9603（2013）06-0038-04

自1980年以来,随着济阳坳陷地层油藏勘探力度的不断加大,探明石油地质储量明显上升,截至2011年底,已累积上报探明石油地质储量为4.88×10⁸ t。根据已探明石油地质储量,运用油藏规模序列法对其资源量进行预测,发现地层圈闭油藏的石油地质储量期望值可达14.3×10⁸ t,具有丰富的资源勘探潜力。但地层圈闭受岩相、砂体几何形态、顶/底板条件、输导条件等多种因素控制[1-7],与构造圈闭成藏差异较大,钻前难以预测地层圈闭的有效性。"十五"以来钻探地层圈闭探井的平均成功率约为48%,低于完钻探井整体成功率。为此,笔者基于地层圈闭探井失利地质原因以及成藏主控因素进行分析,建立了针对济阳坳陷地层圈闭成藏钻前风险预测的评价方法,以期实现钻前成藏风险的定量预测,为探井钻探提供参考。

1　地质风险及成藏主控因素

1.1　地质风险

为明确地层圈闭在勘探中面临的主要地质风险,需要对每口失利探井进行地质原因剖析。从圈闭成藏的6要素入手[8],利用排除法逐步查找失利的地质原因,但具体分析须与该井所在区域相同类型或者相邻成功井进行类比。剖析每口井失利地质原因后,对其进行统计分析,确定钻探地层圈闭

的主要地质风险。

金35井位于济阳坳陷博兴洼陷南斜坡金家鼻状构造带西翼高部位,于2009年完钻全井段未见油气显示。首先,对金35井储盖组合进行分析,目的层沙四段为大套火山岩储层,测井孔隙度为24.9%,渗透率为419×10⁻³ μm²,为中等—好储层,其上的沙三段发育4.2 m/层泥岩盖层,储盖条件较好。进一步对金35井区输导条件进行分析,通过骨架砂体顶面埋深与排烃强度叠合（图1）可以看出,金35井区远离生油中心,并且处于骨架砂体顶面构造分隔槽内,不利于油气输导。金浅6、金浅7、金浅8、金浅
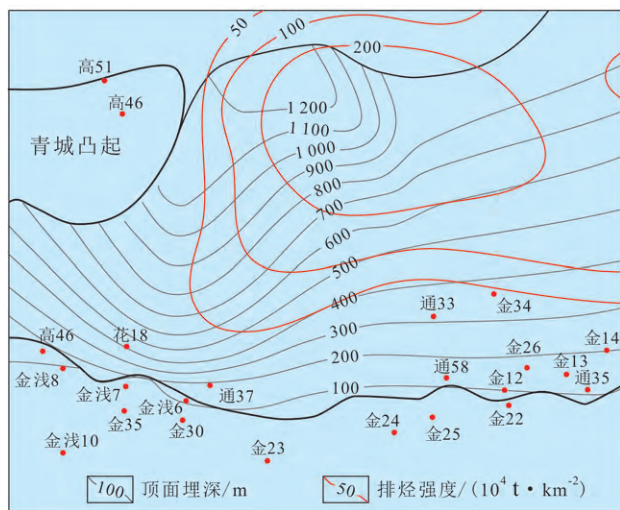

图1　东营凹陷南坡馆陶组沉积时期沙三段上亚段
骨架砂体顶面埋深与排烃强度叠合

10和金30等井全井段也未见油气显示,初步认为金35井区位于油气运移的不利方向[9-11],地质风险为输导条件差。

地层圈闭成藏具有特殊性,既需要盖层封堵,同时还要求顶底板具有封堵性,金35为地层剥蚀圈闭探井,须对其顶板封堵性进行评价。分析发现,该区顶板盖层岩性为玄武质砾岩,孔隙度约为25%,渗透率约为$300×10^{-3}$ μm^2,盖层物性较好,不具备封堵性。因此,综合分析认为金35井主要地质风险为输导条件差和顶板不具备封堵性。

根据建立的探井失利地质原因分析方法,对济阳坳陷"十五"以来完钻的失利探井进行详细的地质风险分析,结果表明,因输导条件差、油气充满度低、缺少有效储层和圈闭不落实等因素失利的地层圈闭探井的比例分别为49%、21%、15%和15%。

1.2　成藏主控因素

除了单井地质风险分析外,还须把握地层油藏的区域分布规律及成藏主控因素。济阳坳陷地层油藏主要分布于凹陷斜坡边缘、凸起向洼陷延伸的大型鼻状构造附近[12],说明正向构造背景控制着地层圈闭分布。此外,地层油藏多位于盆缘,依赖大的油源断层来输导油气,所以成藏条件有利的地层圈闭多位于大的油源断层附近。油源断层是地层圈闭成藏的关键因素,正向构造控制了地层油藏的分布。

2　成藏地质风险评价

2.1　评价要素的确定

评价要素的确定主要是通过地质风险及成藏主控因素分析,确定影响地层圈闭成藏的地质条件,地质条件主要包括运聚条件、保存条件、圈闭条件和储层条件;然后,对各项地质条件进行量化表征确定出能够代表地质条件的参数;最后,从参数中优选出代表该地质条件的关键要素即为评价要素。评价要素的优选主要采用探井成功率影响程度对比法,即将对影响探井成功率程度大的参数作为评价要素。以运聚条件中油源条件为例,在对与主油源断层的距离和圈源距离2个参数的优选过程中,首先,对济阳坳陷2004—2010年完钻的地层圈闭探井的圈源距离及与主油源断层的距离与探井成功率的关系进行了对比,发现与主油源断层的距离或圈源距离越小探井成功率越高,随着两者的增大,探井成功率均降低,但与主油源断层的距离对

其影响更大,因此将与主油源断层的距离作为运聚匹配地质条件的评价要素。

按上述方法确定了影响地层圈闭成藏风险4大地质条件的评价要素,运聚条件的评价要素包括构造背景、油源断层输导方式、与主油源断层的距离,保存条件的评价要素包括直接盖层厚度、盖层岩性、顶/底板条件,圈闭条件的评价要素包括地震控制程度、钻井控制程度、靶点距高点距离,储层条件的评价要素包括储层孔隙度和厚度。

2.2　评价要素分级赋值

评价方法中各项评价要素均分为4级,评价要素的分级赋值依据探井成功率分级法来实现,即根据评价要素对探井成功率的影响程度进行分级并赋值。以与主油源断层的距离这一评价要素的分级赋值为例,当与主油源断层的距离小于等于5 km时,探井成功率为60%,评价要素分级为一级,赋值为1;与主油源断层的距离为5~10 km时,探井成功率为50%,评价要素分级为二级,赋值为0.75;依据评价要素等区间类推,当与主油源断层的距离为10~15 km时,探井成功率为41.6%,评价要素分级为三级,赋值为0.5;当与主油源断层的距离大于15 km时,探井成功率仅为16.7%,评价要素分级为四级,赋值为0.25。评价要素级别越高,探井成功率越高,按照该方法可实现评价要素的分级赋值。

2.3　评价要素权系数确定

同一地质条件下不同评价要素对地层圈闭成藏风险影响程度不同,所以须给评价要素赋一个权系数。以往权系数的确定采用"专家打分法"[13],其优点是能充分发挥专家的经验,赋值过程简单,但受主观因素制约。笔者采用钻探成功率影响程度对比法来确定权系数,计算相同地质条件下评价要素一级与四级所对应的探井成功率差值,将每项评价要素对应的探井成功率差值与相同地质条件下评价要素探井成功率累积差值之比作为该评价要素的权系数。权系数能客观地反应同一地质条件下不同评价要素对地层圈闭成藏的影响程度。如:储层孔隙度一级对应的探井成功率为71.43%,四级对应的探井成功率为15.87%,两者的差值为55.56%;储层厚度一级和四级对应的探井成功率差值为17.85%;储层孔隙度对应的探井成功率差值(55.56%)与储层孔隙度和厚度对应的探井成功率累积差值(73.41%)的比值即为储层孔隙度的权系数,为0.76;同理,可确定出储层厚度的权系数,为0.24。储层孔隙度对应的探井成功率差值大于储层

厚度对应的探井成功率的差值,说明储层孔隙度对地层圈闭成藏影响更大,权系数取值也应该较大。

2.4 评价方法建立

当前地质风险评价方法较多,主要包括风险概率评分法、模糊综合评判法、神经网络法和灰色系统法[14-16]等,其中应用最广泛的是风险概率评分法。笔者主要应用风险概率评分法,对各项地质条件中的评价要素进行赋值,利用分级赋值与其相应权系数加权求和计算各项地质条件的评价值;各项地质条件评价值相乘即可得到地质风险系数,其计算式为

$$F = \prod_{i=1}^{n} f_i \qquad (1)$$

$$f_i = \sum_{j=1}^{R_i} a_{ij} f_{ij} \qquad (2)$$

式中:F 为地质风险系数;n 为地质条件总数;f_i 为第 i 个地质条件的评价值;R_i 为第 i 个地质条件中评价要素个数;a_{ij} 为第 i 个地质条件中第 j 个评价要素的权系数;f_{ij} 为第 j 个评价要素的赋值。

利用风险概率评分公式建立了适用于济阳坳陷地层圈闭成藏风险的评价标准(表1),最终实现地层圈闭成藏钻前风险的定量评价。

表1 济阳坳陷地层圈闭成藏风险评价标准

等级(赋值)	运 聚 条 件			保 存 条 件				圈 闭 条 件			储 层 条 件	
	构造背景	输导方式	与主油源断层距离/km	直接盖层厚度/m	盖层岩性	侧向封挡条件		可 靠 程 度		靶点距构造高点的距离与圈闭幅度之比	储层孔隙度,%	储层厚度/m
						地层剥蚀	地层超覆	地震资料控制程度	钻井控制程度			
一级(1)	鼻状构造背景(陡坡与洼陷之间、缓坡与洼陷之间)	断层垂向	≤5	>20	盐膏岩、膏泥岩、泥岩	盐膏岩、膏泥岩、泥岩	泥岩	高密度或高分辨率三维地震资料	邻块有井,层位标定准确,且邻井钻遇油气层	≤0.25	>30	>25
二级(0.75)	低凸起或高凸起向洼陷边缘的过渡带	断层侧向	5～10	10～20	泥灰岩、粉砂质泥岩、火山岩	泥灰岩、粉砂质泥岩、火山岩	变质岩、寒武系碳酸盐岩、火成岩	二次采集三维地震资料或"十一五"以来一次采集三维地震资料	邻块有井,层位标定准确,且邻井未钻遇油气层或同一级构造带有井钻遇油气层	0.50～0.25	23～30	25～15
三级(0.5)	洼陷与缓坡之间非明显构造背景(超覆或削蚀不整合圈闭)	断层走向	10～15	5～10	砂质泥岩、泥质粉砂岩	砂质泥岩、泥质粉砂岩	砂质泥岩、泥质粉砂岩	2011—2006年以来一次采集三维地震资料	同一级构造带有井未钻遇油气层或相邻二级构造带有井钻遇油气层	0.50～0.75	15～23	15～5
四级(0.25)	高凸起(远离洼陷方向)		>15	≤5	泥质砂岩	泥质砂岩	奥陶系碳酸盐岩	二维地震资料和2000年以前一次采集三维地震资料	相邻级构造带有井钻遇油气层或基本无井	0.75～1.00	≤15	≤5
评价要素权系数	0.4	0.2	0.4	0.18	0.42	0.4		0.42		0.58	0.76	0.24

2.5 评价方法验证

为验证评价方法的可行性和准确性,选取了2011年济阳坳陷完钻的10口探井进行评价,从评价结果与实际钻探结果对比(图2)可看出,地质风险系数大于0.5的金平2地层剥蚀圈闭、埕东112地层超覆圈闭、大603-1地层超覆圈闭、埕东14地层超覆圈闭均成藏;地质风险系数偏低的草327地层超覆圈闭、车93地层超覆圈闭、车斜92地层超覆圈闭、坨194地层超覆圈闭、王951地层超覆圈闭、埕东111地层超覆圈闭均未成藏。说明建立的地层圈闭成藏风险评价体系是可行的,钻前可以应用该方法对地层圈闭进行地质风险定量预测。
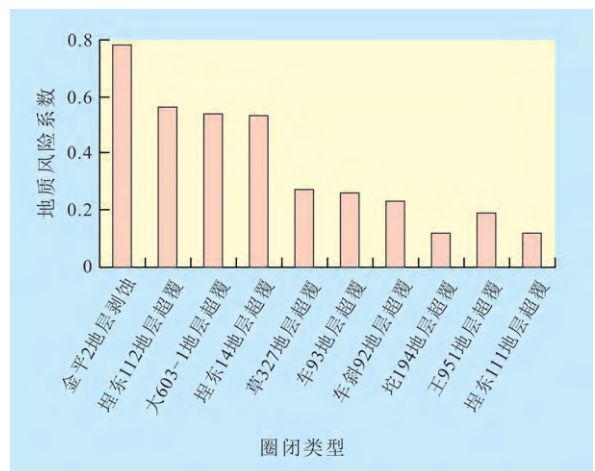

图2 济阳坳陷地层圈闭成藏风险评价结果

3 结束语

通过选取影响地层圈闭成藏的评价要素并对其进行分级赋值,确定了相应的权系数,利用风险概率评分法,建立了适用于济阳坳陷地层圈闭成藏地质风险的评价方法,该方法丰富和发展了陆相断陷盆地地质风险分析方法内涵。评价方法验证结果表明,地质风险系数大于0.5的金平2、埕东112、大603-1等地层圈闭均成藏,地质风险系数较小的草327、车93、车斜92等圈闭均未成藏。2011年以来,通过加强济阳坳陷地层圈闭钻前成藏地质风险的评价,地层圈闭探井成功率得到了明显的提高,金平2块上报预测含油面积为20.5 km²,预测石油地质储量为2 281.5×10⁴ t。

参考文献：

[1] 宁方兴.乐安油田地层油藏运聚过程研究[J].断块油气田, 2011,18(1):38-42.

[2] 周宗明,于炳松,张聪,等.辽河滩海地区西部凹陷古近系岩性和地层圈闭形成条件与发育模式[J].油气地质与采收率, 2011,18(1):11-14.

[3] 隋风贵,赵乐强,林会喜,等.济阳坳陷第三系地层油藏形成机制与组合模式[J].油气地质与采收率,2005,12(6):1-5.

[4] 李群,郜建军,何金海,等.隐蔽圈闭解释模式的地层学意义及应用实例[J].石油实验地质,2012,34(6):571-574.

[5] 潘元林,张善文,肖焕钦,等.济阳断陷盆地隐蔽油气藏勘探[M].北京:石油工业出版社,2003.

[6] 钱志.永安镇油田永3断块油气成藏条件及主控因素[J].断块油气田,2011,18(1):59-61.

[7] 李晓燕.东营凹陷地层水成因类型及其与油气运移方向的关系[J].油气地质与采收率,2012,19(3):18-20.

[8] 郭元岭,蒋有录,赵乐强,等.济阳坳陷预探井失利地质原因分析[J].石油学报,2005,26(6):52-56.

[9] 刘震,张善文,赵阳,等.东营凹陷南斜坡输导体系发育特征[J].石油勘探与开发,2003,30(3):1-3.

[10] 王学军,宁方兴,向立宏.断陷盆地盆缘地层圈闭含油性定量预测模型——以济阳坳陷古近系—新近系为例[J].油气地质与采收率,2011,18(1):4-6.

[11] 陈涛,宋国奇,蒋有录,等.不整合油气输导能力定量评价——以济阳坳陷太平油田为例[J].油气地质与采收率,2011,18(5):27-29.

[12] 陈斯忠,钱凯.济阳坳陷地层油藏的特点及分布规律[J].石油学报,1982,3(3):23-30.

[13] 焦方正.油气勘探开发项目风险分析[M].北京:石油工业出版社,1999.

[14] 樊敬亮,黄志全,钱铮,等.模糊评判方法在圈闭地质评价中应用[J].西南石油学院学报,2003,25(5):12-15.

[15] 谈彩萍,陈拥锋,江兴歌,等.成烃成藏定量研究及在泌阳凹陷的应用[J].石油实验地质,2011,33(5):468-472.

[16] 石广仁,张亚光,石骁骦.多地质因素的勘探目标优选——人工神经网络法与多元回归分析法比较研究[J].石油学报,2002,23(5):19-22.

编辑　武云云

---

[5] 赵锡奎,雍自权,李国蓉,等.残留被动大陆边缘盆地——一种被忽略的盆地类型[J].石油与天然气地质,2007,28(1):121-128.

[6] 李江海,程海艳,赵星,等.残余洋盆的大地构造演化及其油气意义[J].地学前缘,2009,16(4):40-51.

[7] 宋传春.准噶尔盆地周缘褶皱带形变特征[J].油气地质与采收率,2012,19(3):11-15.

[8] Zhu Y F,Zhang L,Gu L B,et al.The zircon SHRIMP chronology and trace element geochemistry of the Carboniferous volcanic rocks in western Tianshan Mountains[J].Chinese Science Bulletin,2005,50(19):2 201-2 212.

[9] Windley B F,Alexeiev D,Xiao W J,et al.Tectonic models for accretion of the Central Asian orogenic belt[J].Journal of Geological Society of London,2007,164(1):31-47.

[10] Xiao W J,Han C M,Yuan C,et al.Middle Cambrian to Permian subduction-related accretionary orogenesis of northern Xinjiang, NW China:implications for the tectonic evolution of Central Asia[J].Journal of Asian Earth Sciences,2008,32(2):102-117.

[11] 肖序常,汤耀庆,冯益民.新疆北部及邻区大地构造[M].北京:地质出版社,1992:104-123.

[12] 肖文交,韩春明,袁超,等.新疆北部石炭纪—二叠纪独特的构造成矿作用:对古亚洲洋构造域南部大地构造演化的制约[J].岩石学报,2006,22(5):1 062-1 076.

[13] Li J Y.Permian geodynamic setting of Northeast China and adjacent regions:closure of the Paleo-Asian Ocean and subduction of the Paleo-Pacific Plate[J].Journal of Asian Earth Sciences,2006, 26(3):207-224.

[14] 何国琦,徐新.关于中国天山的板块构造分区问题——兼论哈萨克斯坦板块[C]//何国琦,徐新.中国新疆天山地质与矿产论文集.北京:地质出版社,2004:1-12.

[15] Zhao L,He G Q.Tectonic entities connection between West Junggar(NW China)and East Kazakhstan[J].Journal of Asian Earth Sciences,2013,72(10):25-32.

[16] 张善文.胜利西部探区勘探工作的几点思考[J].油气地质与采收率,2012,19(1):1-4.

[17] 尹伟,郑和荣,孟闲龙,等.准噶尔盆地中部原油地球化学特征[J].石油与天然气地质,2005,26(4):461-466.

[18] 王永诗.石油地质研究中的特征与规律浅析[J].油气地质与采收率,2012,19(3):1-5.

编辑　常迎梅

uration median radius, the maximum pore throat radius, the average pore throat radius, as the pore volume ratio and the percentage of non−saturated mercury pore volume), using K−Means clustering analysis method, the conglomerate reservoir is divided into four major categories of class I, II, III and IV, which are on behalf of the reservoir good, moderate, poor and very poor, then, each type of reservoir pore structure characteristics is summarized. The analysis of the main factors, affecting the pore structure, shows that the factors affecting the pore structure are tectonic, sedimentation and diagenesis. The influence of deposition on the pore structure is mainly characterized by the lithologic control on the physical properties of the reservoir, and for diagenesis on pore structure, mainly by compaction resulting in lower average porosity; and the cementation deteriorates the pore structure and physical properties; meanwhile, the secondary porosity generated by dissolution improves the reservoir pore structure and physical properties; however, the authigenic euhedral crystal mineral by recrystallization filled or partially filled in the intergranular porosity and throat has reduced the porosity by narrower throat and poorer pore connectivity; the pressure solution can generate pressure solution seam, suture, or dissolved pores so as to expand the pore space. The research results provide the basis for the formulation of oil field development decision−making and stimulation.

Key words：conglomerate reservoir; pore structure; pore type; influence factors; lower Karamay formation; Karamay oilfield

Zhang Daiyan, Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China

Zhao Lei, Sun Qiang, Ji Jianqing et al. Hydrocarbon−generating potentials analysis on late Paleozoic residual ocean basin in West Junggar. *PGRE*, 2013, 20(6): 35−37

Abstract：The hydrocarbon−generating potentials of residual ocean basin get more and more attention. Based on the fact that the Junggar basin is underlain by the Precambrian continental block, an upper Paleozoic residual ocean might exist in west Junggar and aast Kazakhstan named the Balkhash−West Junggar residual ocean. Bole−Ebinur Lake sag lies in the south margin of the basin. Many sets of source rocks composed of upper Devonian−lower Carboniferous mudstone, marlstone and biolithite limestone are discovered from Bole−Ebinur Lake sag in southwestern margin of basin. The average *TOC* of source rocks is 2.19%, and the maximum is 7.11%. And, more close to oil−soaked clastic rocks in Bole−Ebinur Lake sag, the saturated hydrocarbon of source rock extract shows bimodal distribution type with odd−carbon predominance. According to light−to−heavy carbon−number ratios and asphaltenes contents, the upper Paleozoic source rocks well−preserved in the basin are still in a medium mature stage with high hydrocarbon−generating potentials.

Key words：residual ocean basin; source rock; hydrocarbon−generating potential; Bole−Ebinur Lake sag; Junggar basin

Zhao Lei, Institute of Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing City, 100037, China

Xu Guihua. Reservoir risk assessment methods on stratigraphic traps, Jiyang depression. *PGRE*, 2013, 20(6): 38−41

Abstract：In this stage, the stratigraphic traps in Jiyang depression is low in success rate of exploratory wells, and pre−drilling risk is difficult to predict. Through the analysis and summary of wells drilled in the "Tenth Five−Year", the failure of the exploration well is attributed to poor transportation conditions, low filling of oil−gas in reservoir, lack of effective reservoirs and traps, at 49%, 21%, 15% and 15% respectively. The reservoir analysis shows that the positive structural background and the neighboring oil−source fault is the key stratigraphic trap reservoir. Based on the analysis herein, the geological conditions influencing the accumulation of stratigraphic reservoir are mainly migration and accumulation, storage, trap and reservoir property. According to the evaluation of the geological conditions of stratigraphic traps in Jiyang depression, we establish the pre−drilling risk assessment method for stratigraphic trap, and then it is tested and verified. The results show that the evaluation results accords well with the actual drilling results, and the well of Jinping2, Chengdong112 with higher geological risk are all hydrocarbon accumulated, but the well of Chengdong111, Wang951 and other wells with low geological risk are not hydrocarbon accumulated.

Key words：stratigraphic traps; exploration well success rate; reservoir forming risk; assessment methods; Jiyang depression

Xu Guihua, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Wang Quan, Li Xiaohong, Zhao Xuan et al. Main controlling factors of sedimentary sandbodies distribution in fault sag, Erlian basin. *PGRE*, 2013, 20(6): 42−45

Abstract：The Erlian basin is consisted of a group of middle Mesozoic and Cenozoic small fault lake basins, and it is geologically favorable for the formation of stratigraphic−lithologic reservoirs. Considering that these fault lake basins are characterized by small size, multiple sources, rapid deposition and abrupt facies belt change, this paper focuses on the formation process of sedimentary sandbodies distribution and analyzes the key factors controlling of sandbodies in terms of source material supply, transport pathway and sandbody distribution by means of research techniques of palaeostructure analysis, seismic sedimentary facies analysis and typical sedimentary sandbody analysis. It is indicated that the key factors controlling sandbodies distribution are the ancient material source, ancient valleys and slope breaks. Entry position and distribution of depositional systems are controlled by the sag margin and the internal ancient highlands. The transport pathways of sandbodies within the lake basins are controlled by ancient valleys formed by sag−controlling faults. In different types of slope break zones, the sandbodies present different characteristics of superposition and distribution. The an-