# 海拉尔盆地乌尔逊-贝尔凹陷断裂构造 特征及控藏机理

付晓飞,董晶,吕延防,孙永河

东北石油大学地球科学学院,黑龙江大庆,163318

内容提要:基于"同一应力场不同边界条件形成不同性质断层"的构造解析原理,认为海拉尔盆地断陷期受南 南东一北北西向拉张应力场作用,形成北北东和北东东向断裂,北北西向断裂明显走滑变形。断-场转化期拉张应 力场方位调整为近东西向,形成近南北向断裂,北北东、北东东和北北西向断裂扭动变形。伊敏组沉积末期盆地回 返,受近东西向挤压应力场控制盆地左旋压扭变形,北北东和北东东向断裂强烈反转。依据断裂变形特征叠加关 系,海拉尔盆地形成4套断裂系统:早期伸展断裂、中期张扭断裂、早期伸展中期张扭断裂和早期伸展中期张扭晚 期反转断裂。断陷构造层早期伸展中期张扭反向断裂形成断层遮挡圈闭,早期伸展断裂将凹中隆和斜坡切割破碎 形成断层复杂化的背斜圈闭,早期伸展中期张扭断裂交叉组合,形成复杂的断块圈闭。断-场构造层早期伸 展中期张扭晚期反转断裂呈"梳状"组合,形成典型的断块圈闭。基于断裂活动时期与成藏期耦合关系以及典型油 气藏解剖的结果认为,早期伸展和早期伸展中期张扭断裂在成藏关键时刻为遮挡断层,且封闭的烃柱高度一般均 小于圈闭的幅度,早期伸展中期张扭晚期反转断裂为调整型断层。基于圈闭的样式、断层在成藏中的作用及输导 体系分析,海拉尔盆地断裂控藏模式,控藏断裂为早期伸展中期张扭断裂系统;二是灶内油气初次运移断层遮挡"箱 内"成藏模式;三是灶内凹中隆油气侧向运移"弥散式"成藏模式。这两种模式控藏断裂均为早期伸展断裂。次生 油藏为油气沿断裂垂向运移"伞式"成藏模式,控藏断裂为早期伸展中期谢租晚期反转断裂系统。

关键词:海拉尔盆地;断裂系统;控藏;模式

海拉尔盆地为白垩纪一新近纪裂陷盆地,具有 "下断上凹"的二元结构(陈均亮等,2007),发育断陷 (铜钵庙组一南屯组)、断-坳转化(大磨拐河组一伊 敏组)和坳陷(青元岗组)3套构造层(陈均亮等, 2007;付晓飞等,2008)。断陷期经历两期建造两期 改造,铜钵庙组沉积时期为盆地初始裂陷期,盆地表 现为广盆浅水的特征(蒙启安等,2010),形成一套辫 状河三角洲为主体的砂岩夹火山岩建造,末期有明 显的抬升剥蚀,形成 T<sub>3</sub>角度不整合。南屯组一段沉 积时期为强烈裂陷期,断陷分割性强,充填扇三角洲 砂砾岩和湖相泥岩建造,形成优质的烃源岩和两套 局部性盖层。南屯组二段沉积时期为断陷盆地萎缩 期,表现为窄盆浅水特征(蒙启安等,2010),以扇三 角洲沉积为主,末期经历强烈的构造抬升,形成苏德 尔特隆起带(任丽华等,2007;康德江等,2009),T<sub>22</sub> 界面局部表现为削截型不整合。大磨拐河组一伊敏 组沉积早中时期为断-坳转化时期,只有少部分断层 活动,盆地范围进一步扩大,形成盆地的区域性盖 层。强烈的构造变形发生在伊敏组沉积晚期,形成 上部断裂系统。此时南屯组一段烃源岩开始大量生 排烃,伊敏组沉积晚期为成藏的关键时刻,油气侧向 运移,在低势区受断层遮挡形成原生油藏,如苏仁诺 尔、苏 30、乌东、巴彦塔拉、苏德尔特、呼和诺仁和贝 中油藏。伊敏组沉积末期盆地回返,形成大量的反 转构造和反转断层,断层活动性质的改变,导致垂向 渗漏,调整早期原生油藏,在南二段和大磨拐河组形 成次生油藏,如苏仁诺尔、乌30一乌32、霍多莫尔和 贝中。青元岗组沉积时期为典型的坳陷湖盆,末期 盆地进一步回返,油气调整作用进一步发生。"多期 建造、多期改造"形成复杂的断裂系统,但断裂与油 气成藏的关系一直是争议较大的问题,为此本文以 中部断陷带乌尔逊-贝尔凹陷为例,在全面剖析断裂

注:本文为中石油风险创新基金项目"三肇凹陷多边断层成因机制及对油成藏控制作用研究"、国家自然科学基金(编号 41072163)共同资助的成果。

收稿日期:2010-04-10;改回日期:2011-05-20;责任编辑:郝梓国,黄敏。

作者简介:付晓飞,男,1973年生。博士,教授,石油地质学专业。Email:fuxiaofei2008@sohu.com。

几何学特征的基础上,明确了断裂在成藏中的作用, 对进一步油气勘探和开发具有重要的指导意义。

## 1 断裂构造基本特征

 1.1 受大磨拐河组泥岩水平拆离作用形成上下两 套断裂系统

#### 1.2 断裂走向、规模和组合模式呈现出规律性变化

断陷期断裂走向以北北东和北东东向为主,断-坳转化构造层断裂走向为近南北向和北北西向,坳 陷构造层断裂走向以近南北向为主(图 3)。断裂的 规模断陷构造层最大,一般断距为150~280m,最大 断距为 1000m; 断-坳转化构造层断裂一般断距为 50~80m,最大为120m;坳陷构造层逆断层一般断 距为 50~100m,最大为 140m。下部断裂系断层组 合模式表现为伸展变形过程(图 3),主干边界断层 呈现"背倾"、"对倾"、"斜列对倾"、"多米诺"等组合 模式,主干边界断层与次级断层表现为"铲式扇"、 "反向阶梯式"和"同向阶梯式"组合模式,上部断层 系多为"V字型"、"y字型"和"反y字型"组合,下部 断层系与上部断层系呈现"似花状"、"y字型"和"反 y字型"组合,反映伊敏组沉积晚期断裂变形具有走 滑的成分。平面下部断层系中的主控边界断层呈现 "左阶雁行式"排列(图 1),上部断层系近南北向断 层与北北西向断层、北北东向一北东东向断层呈"梳 状"、"鱼脊状"和"根系状"组合模式。

#### 1.3 伸展、走滑和反转多种性质断层并存

物理模拟实验表明(Withjack et al., 1986; Clifton et al., 2000):伸展和走滑断层可以形成于 同一拉张应力场,当拉张应力场方向与早期断裂之 间的夹角(α)小于 30°时,主要形成共扼的走滑断 层,既有左旋的也有右旋的,断层以大角度与拉张方 向相交,变形带宽度较小;当α为 30°~75°时,走滑、 斜滑(张扭)和张性正断层均发育;当α大于 75°时, 主要形成正断层,变形带宽度随着α的逐渐增大而 增大。当α等于90°时,断层延伸长度最大,小于90° 时,断层主要呈雁行式,断层延伸长度随着α减小而 逐渐减小。海拉尔盆地边界的德尔布干断裂和大兴 安岭东断裂左行走滑变形,形成了北北东和北东东 向"左阶雁行式"排列的基底断裂,同时产生少部分 近南北向和北北西向断裂(漆家福等,2004)。断陷 期受南南东-北北西向拉张应力场作用,北北东和 北东东向断裂伸展变形,控制了断陷湖盆形成,同时 造成北北西向断裂走滑,典型的是巴彦塔拉断裂(图 4)。伊敏组沉积晚期拉张应力场方位调整为近东西 向,造成早期北北东、北东东和北北西向断裂斜滑, 形成典型张扭性断层,主断层呈现雁行式排列,次级 断层为近南北向,二者构成"梳状"组合(图 4)。伊 敏组沉积末期盆地受左旋压扭应力场作用开始回 返,北北东向和北东东向断裂强烈反转,形成2种性 质断层:正反转断层和旋转的斜滑正断层。同时产 生4种特征不同的反转构造(图5):即负反转构造 和正反转构造,正反转构造包括断层式反转、褶皱式 反转和混合式反转。

#### 1.4 断裂3期强烈变形形成4套断裂系统

海拉尔盆地断裂强烈的变形期为铜钵庙组一南 屯组沉积时期(早期Ⅰ)、伊敏组沉积晚期(中期Ⅱ) 和伊敏组沉积末期一青元岗组沉积末期(晚期Ⅲ) (图 6),变形机制分别为伸展、张扭和反转,按着断 裂活动时期及变形机制将海拉尔盆地断裂划分为4 套断裂系统:即早期伸展断裂(Ⅰ型)、早期伸展中期 张扭断裂(Ⅰ-Ⅱ型)、中期张扭断裂(Ⅱ型)和早期伸 展中期张扭晚期反转断裂(Ⅰ-Ⅲ-Ⅲ型)。

### 2 断裂控藏机理

海拉尔盆地多层系含油,按其成因分为原生油 藏和次生油藏(董焕忠,2010),原生油藏主要分布在 断陷构造层,如苏30、乌东、苏德尔特、呼和诺仁、贝 中和贝D8油藏。次生油藏主要分布在断-坳转化构 造层,部分分布在南二段,如苏仁诺尔、乌30一乌 32、霍多莫尔和贝中。但平面分布均受断裂的控制, 因此研究断裂控藏机理对搞清油气分布规律具有重 要意义。

#### 2.1 断裂组合模式、圈闭类型与油藏类型

典型油气藏解剖表明(图 7),海拉尔盆地油藏 主要富集在 4 大构造背景中,原生油藏主要分布在 "凹中隆"、"缓坡带"和"洼槽",次生油藏受控于"反 转构造带"。"凹中隆"主要发育早期伸展断层,为典 型的阶梯式断层组合,断层规模小,没形成典型的断





Fig. 1 The relationship between fault system and hydrocarbon distribution in Wuerxun-Beier depression, Hailar Basin 1—早伸中扭晚反转断裂系统;2—早伸中扭断裂系统;3—早期伸展断裂系统;4—工业油气井;5—低产油气流井;6—油气显示井;7—探明石油储量区;8—控制天然气储量区;9—预测石油储量区;10—一级构造单元;11—二级构造单元;12—断层号;I—苏仁诺尔断裂带;II—铜钵庙断裂带;II—乌西断阶带;IV—乌东单斜带;V—乌南次凹;VI—巴彦塔拉断裂带;II—贝西北断隆带;W—贝西北单斜带;X—贝西次凹;X—霍多莫尔断隆带;X—贝北次凹;X—苏德尔特断裂构造带;XIV—贝中次凹;XV—贝东断隆带;XIV—贝东次凹

1—Early extensiona-mid transtension-late inversion fault system; 2—early extensiona-mid transtension fault system; 3—early extensiona fault system; 4—commercial hydrocarbon well;5—low producing hydrocarbon well;6—hydrocarbon show well;7—explored petroleum reserves region;8—controlling natural gas reserves region; 9—predicted oil reserves region;10—first-class structural units;11—second-class structural units; 12—fault number; [— Surennuoer fracture zone; []—Tongbomiao fracture zone; []]—Wuxi step-fault zone; []]—Wuxi step-fault zone; []]—Beixibei fault-uplift belt; V[]—Beixibei monoline zone; []]—Beixi sub-say; X[—Beixi sub-say; X[—Beixi sub-say; X[—Beixie fracture structural belt; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong fault-uplift belt; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong fault-uplift belt; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong fault-uplift belt; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong fault-uplift belt; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong fault-uplift belt; X[]]—Beizhong sub-say; X[]—Beizhong fault-uplift belt; X[]]—Beizhong sub-say; X[]]—Beizhong fault-uplift belt; X[]]—Beizhong sub-say; X[]]—Beizhong fault-uplift belt; X[]]—Beizhong sub-say; X[]]—Beizhong fault-uplift belt; X[]]]





of faults and formation of shear-type shale smear

(a)一塑性层对断层分段扩展影响的砂箱物理模拟(据 Richard,1991);(b)一海拉尔盆地免渡河一扎敦林场南平组张性断层断裂带内部结构 (剪切型泥岩涂抹);①一发育在南平组粉砂质泥岩和粉砂岩中小型正断层(F4),垂直断距 40cm,断裂上盘伴生断距 20cm 的逆断层,断裂带 宽度 15cm±;②一断裂带中见有明显的剪切型泥岩涂抹,涂抹带的厚度同源地层厚度相当,近 20cm

(a)—Sandbox physical model of effect of plastic layer on fault segmentation; (b)—the internal structure of fault zones of tensile fault on Nanping group in Mianduhe-Jadun forest of Hailar Basin(shear shale smear); ①—development in the Nanping group of silty mudstone and siltstone of medium and small sized normal fault(F4), vertical throw is 40cm, associated with reverse fault which throw is 20cm on the hanging wall, and the fault zone width is 15cm; ②—the development of shear type shale smear in fault zone, and smear zone thickness is equal to homologous layer thickness, approximate 20cm



图 3 海拉尔盆地断裂几何学特征 Fig. 3 Fault geometry characteristics in Hailar Basin



图 4 海拉尔盆地伊敏组沉积晚期断裂变形机制及展布规律

Fig. 4 Fault deformation mechanism and distribution rule in the late Yimin Formation sedimentary stage, Hailar Basin

圈,只是将背斜切割破碎,因此凹中隆总体为断层复 杂化的背斜构造。"缓坡带"发育早期伸展、早期伸 展中期张扭和中期张扭3种类型断裂,断层组合模 式有两类:一是北北东向早期伸展断裂与近南北向 中期张扭断裂交叉组合,形成典型的断块圈闭,如乌 东南一段油藏;二是早期伸展中期张扭反向断层在 其下盘形成断层遮挡型圈闭,代表性的是呼和诺仁 和贝 D8 铜钵庙组油藏。洼槽内只发现了苏 30 南 一段油藏,为典型的砂体受断层切割形成的以岩性 为主的油藏。次生油藏分布受反转构造控制,断层 组合均为早期伸展中期张扭晚期反转断裂与中期张 扭断层组合,总体呈现"似花状",平面密集成带,次 生油藏主要富集在断裂密集带上,典型的是苏仁诺 尔、乌 30—乌 32、霍多莫尔、贝中南二段和大磨拐河 组油藏。

区分构造和岩性油藏除了与断层组合有关外, 还取决于储层砂地比值,冯志强等(2009)研究表明, 当砂地比大于 50%时形成构造油藏,当砂地比介于 50%~35%之间时形成岩性-构造油藏,当砂地比介 于 35%~20%时形成构造-岩性油藏,砂地比小于 20%时形成岩性油藏。铜钵庙组油层砂地比普遍大 于 70%,以构造油藏为主;贝中和苏德尔特南一段 油藏砂地比大于 50%,以构造油藏为主;乌东南一 段油藏乌 27 区块砂地比大于 40%,以构造油藏为 主,乌 31—乌 130-100 区块砂地比为 20%~30%, 以构造-岩性油藏为主,乌 108-100 区块砂地比小于 10%,以岩性油藏为主。苏仁诺尔南二段油藏砂地 比大于 50%,为典型的构造油藏。大磨拐河组砂地



图 5 海拉尔盆地典型反转构造定量评价 Fig. 5 Typical inversion structure quantitative evaluation, Hailar Basin

比小于 30%,以岩性油藏为主。

#### 2.2 不同断裂系统在成藏中的作用

海拉尔盆地油气成藏的关键时刻为伊敏组沉积 晚期(霍秋立等,2006),依据断裂活动时期及与成藏 时刻的关系,结合断裂封闭性演化历史,分析不同断 裂系统在成藏中的作用。早期伸展断裂在铜钵庙 组一南屯组沉积时活动,在泥质含量较高的砂层形 成层状硅酸盐-框架断层岩充填,在南一段下部泥岩 层和上部泥岩层形成剪切型泥岩涂抹,在南屯组沉 积后停止活动,早期形成的封闭条件伴随大磨拐河 组和伊敏组沉积, 压实作用使封闭能力越来越强, 因 此在成藏的关键时刻为典型的封闭断层, 对油气运 聚起到遮挡作用(图 8), 现今表现为断层两侧油水 关系不同, 产能差异较大, 代表性断裂为乌东、贝中 和苏德尔特油藏中的早期伸展断裂。早期伸展中期 张扭断裂在成藏关键时刻活动, 应该为油源断层, 垂 向输导油气造成跨层分布, 但呼和诺仁油田油藏主 要富集在铜钵庙组, 并没有跨层运移, 根本原因在于 断层在南一段和大磨拐河组一段区域性盖层中分段 扩展, 形成剪切型泥岩涂抹, 通过塔南凹陷控油断裂





在盖层段 SSF(垂直断距/泥岩厚度)计算,发现 SSF 最大不超过 5(付晓飞等,2011),没有达到剪切型泥 岩涂抹破裂的标准[6~8(Takahashi,2003;Childs et al.,2007)],因此油气主要富集在区域性盖层下 部的储层中,油藏类型为典型的断层遮挡型油藏,因 此这类断层尽管在成藏关键时刻活动,但仍然是遮 挡型断层。早期伸展中期张扭晚期反转断层,因断 层活动性质改变,易于破坏早期形成的封闭条件(吕 延防等,2003),特别是早期形成的剪切型泥岩涂抹, 从而调整早期聚集的油气在南二段或大磨拐河组形 成次生油藏,GOI 测试表明(董焕忠,2010): 乌 20 井南二段和南一段均存在古油藏,证实这种调整过 程存在。典型的次生油藏为苏仁诺尔、乌 30—乌 32、霍多莫尔、贝中南二段和大磨拐河组油藏。因 此,海拉尔盆地原生油藏和次生油藏具有"互补型" 分布的特征。

#### 2.3 断层侧向封闭能力控制断圈油水界面

决定断层封闭能力关键因素为断裂带中泥质含量(SGR)(Yielding, 1997; Bretan, 2003),基于埋深不同的断层建立了断层封闭的最大烃柱高度与SGR(shale gouge ratio)之间的定量关系为:

$$H = \frac{10^{\left(\frac{SGR}{d} - \epsilon\right)}}{(\rho_{\rm w} - \rho_{\rm h})g} \tag{1}$$

式中:H为断层面某点支撑的烃柱高度,m;SGR为



图 7 海拉尔盆地断裂、圈闭及与油藏关系 Fig. 7 The relationship between faults, traps and reservoirs, Hailar Basin



图 8 海拉尔盆地不同断裂系统断裂内部结构及在成藏中的作用 Fig. 8 The internal structure of faults in different fault systems and the role of reservoir-forming, Hailar Basin

断层面某点断层泥比率,为介于0~100之间的 数,%;d为需要标定的参数,0~200;c为常数,当埋 深小于 3000m 时为 0.5, 当埋深介于 3000~3500m 之间时为 0.25,当埋深超过 3500m 时为 0; pw 为油 藏中水的密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\rho_{o}$ 为油藏中油的密度, kg/  $m^3$ ;g 为重力加速度,m/s<sup>2</sup>。式(1)中 d 为与实际地 质条件有关的变量,不同盆地、同一盆地不同区带存 在差异,一般而言, d 为临界 SGR 值 2 倍。假定临 界的 SGR 为一定值,建立断层所能封闭的烃柱高度 与 SGR 关系,计算已知油水界面的油藏中断层所能 封闭的最大烃柱高度和油水界面,当计算值与实际 油水界面吻合时,这个假定的 SGR 值就是临界值。 根据已知油水界面的乌27(乌尔逊南一段油藏)油 藏标定 d 值为 50,从而建立断层面泥质含量与所能 封闭的最大烃柱高度之间的定量关系。根据这种定 量关系对乌东断层所能支撑的最大烃柱高度和断圈 油水界面进行定量预测(图 9),圈闭有效性分为 3 类:一是完全有效的圈闭,如乌108-100 断块;二是 部分有效的圈闭,大部分圈闭属于此类;三是完全无 效的圈闭,如乌3圈闭。

## 3 断裂控藏模式

断裂控藏模式建立需要考虑 3 大因素:一是富 油构造属性及与烃灶关系;二是断层与砂体、不整合 面匹配关系确定的输导体系构成;三是断裂活动时 期与成藏时期耦合关系。海拉尔盆地中部断陷带油 藏赋存在 3 大构造背景中,即凹中隆(贝中和苏德尔 特油藏)、缓坡带(乌东和呼和诺仁油藏)和反转构造 (苏仁诺尔、乌 30-乌 20-乌 32 油藏、霍多莫尔和贝中 希 64-64 油藏),所有的油藏均在南一段有效烃灶内 及边缘,油藏至烃灶的距离不超过 5km,源控特征 明显。

海拉尔盆地"两期"成藏:一期是伊敏组沉积晚 期,为成藏的关键时刻,南一段主力烃源岩大量生排 烃,早期伸展断裂和早期伸展中期张扭断裂主要起 到遮挡作用,油气侧向运移在"凹中隆"、斜坡和洼槽 内聚集形成原生油藏,烃源岩与油藏同层;二期为伊 敏组沉积末期一青元岗组沉积末期,伴随着构造反 转,早期伸展中期张扭晚期反转断裂调整早期聚集 的油气,以垂向运移为主,在南二段和大磨拐河组形





成次生油藏,且主要富集在反转构造带上。

典型油藏解剖表明,海拉尔盆地油气输导体系 主要由砂体和断层构成,可划分为5种类型:一是 "屋脊状"输导体系,主要由砂体和反向断层构成,油 气沿砂体侧向运移受反向断层遮挡富集成藏,典型 的是呼和诺仁油田,这种模式油气均在灶缘分布;二 是"阶梯式"输导体系,主要由"舌状"深入源区内的 砂体和阶梯式断层构成,油气沿砂体侧向运移,受阶 梯式断层封闭作用,每个断块有各自独立的油水界 面,典型的是乌东油藏;三是"箱式"输导体系,烃源 岩与储集层互层,储集层受早期伸展断裂切割形成 封闭断块,油气经初次运移进入储集层,受断层遮挡 成藏,每个断块好比一个封闭的箱体,均具有独立的 油水系统,代表性油藏为苏德尔特油藏;四是"弥散 式"输导体系,发育于洼中隆构造背景下,主要输导 体系为砂体,断裂规模小,不将隆起切割成独立的断 块,对油气聚集起到暂时遮挡作用,大量油气仍通过 断层之间的部位向背斜顶部汇聚,典型油藏为贝中 油藏,这3种模式油气均在灶内,且源储同层;五是 "伞形"输导体系,早期伸展中期张扭晚期反转断层 为伞柄,是油气垂向输导通道,中期张扭断层及其切 割的砂体为伞盖,油气先垂向运移后经砂体侧向运 移,受中期张扭断层遮挡富集成藏,油气主要分布在 断-坳转化构造层的断裂密集带上,如苏仁诺尔油

油藏类型		冲盛亚更模式	给导体系及运取描式	构造如位	今油目位	曲刑油講	油蜡杆雨	油蘑菇征	成磷砖江
类	型	1 细酸干凹  民八	<b>初</b> 寸仲尔 <b>汉</b> 运乘侠 <b>八</b>	的但即世	百油层型	<b>兴</b> 至而戚	11   残   土   贝	油 溅 村 怔	7及7%以7寸1止
原生油藏	灶油侧运反断遮成模缘气向移向层挡藏式	A 有效烃灶 本 A'	A A' 砂体+遮挡断层 (早期伸展中期张扭)	洼槽缓坡 与陡坡接 壤部位	铜钵庙组 南二段	呼和诺仁 贝 D8	原生油藏- 构造油藏	a.有统一的油水界面; b.有明显的边水和底水; c.油水界面的位置受控 于断层侧向封堵性; d.近断层一侧产能高, 远离断层产能逐渐降低	<ul> <li>a.油气短距离侧向运移;</li> <li>b.断层在成藏中起遮挡作用</li> <li>c.晚期构造变形很弱,油气 没受到明显的调整作用;</li> <li>d.次生油藏以断裂垂向运移 为主,明显受到调整作用</li> </ul>
	灶油初运断遮箱成模	B	B 砂体+遮挡断层 (封闭断块,早期伸展)	中央隆起	南一段	苏德尔特 乌 东	原生油藏 岩性−构造 油藏	<ul> <li>a. 无统一的油水界面,油水 变化快;</li> <li>b. 无明显的边水和底水;</li> <li>c. 无统一的压力系统;</li> <li>d. 含油性受控于断层和砂 体物性</li> </ul>	a.源储互层: b.油气初次运移成藏; c.断层在成藏中起遮挡作用
	灶凹隆气向移弥式成模内中油侧运"散"藏式		C C C C C C C C C C C ( 中 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一	中央隆起	南一段	贝 中	原生油藏 岩性−构造 油藏	a. 无统一的油水界面,油水 变化快: b. 无明显的边水和底水: c. 无统一的压力系统: d. 背斜高点产能高,构造低 部位产能低 e. 含油性受控于断层和砂 体物性	a.源储互层: b.油气侧向运移向背斜高点 汇聚: c.断层在成藏中起遮挡作用, 但断层规模小,沿着断层之间 的叠覆区油气侧向运移继续 发生
次生油藏	油沿裂向移伞成模"式藏式"	D.	输导断层+砂体 (早期伸展中期张 扭晚期反转)	陡坡带 缓坡带 洼槽	大磨拐 河组 南二段	苏乌30-乌32 霍贝大组段 和藏	次生油藏 断层−岩性 油藏	a. 有统一的油水界面: b. 统一的压力系统; c. 单井产能很高; d. 含油范围受控于断层	a. 断层在成藏中起通道作用; b.油气垂向运移后短距离侧 向运移、受晚期张扭断层遮 挡,聚集成藏

图 10 海拉尔盆地断裂控藏模式 Fig. 10 Fault controlling reservoir modes in Hailar Basin

藏、乌 30-乌 20-乌 32 油藏、霍多莫尔油藏、贝中希 64-64 油藏和希 2 油藏。

基于输导体系、断裂活动期与成藏关键时刻耦 合关系和油藏所在构造背景分析,海拉尔盆地断裂 控藏模式分为二型4类(图10),二型为原生油藏和 次生油藏。原生油藏包括3类:一是灶缘油气侧向 运移反向断层遮挡成藏模式,如呼和诺仁油藏和塔 南油藏,控藏断裂为早期伸展中期张扭断裂系统;二 是灶内油气初次运移断层遮挡"箱内"成藏模式,如 苏德尔特油藏和乌东油藏;三是灶内凹中隆油气侧 向运移"弥散式"成藏模式,如贝中油藏。后两种模 式控藏断裂均为早期伸展断裂。次生油藏为油气沿 断裂垂向运移"伞式"成藏模式,控藏断裂为早期伸 展中期张扭晚期反转断裂系统,油气沿该类型断裂 垂向运移后短距离侧向运移,受中期张扭断裂遮挡 在断裂密集带内富集成藏。

#### 4 结论

(1)海拉尔盆地以大磨拐河组泥岩为拆离层发 育上下两套断裂系统,下部断裂系统受南南东一北 北西向拉张应力场控制,主要为北北东和北东东向, 上部断层系受近东西拉张应力场控制,主要发育南 北向断裂。早期断裂走向与主应力方位之间的夹角 不同,断裂表现出不同的变形机制,断陷期北北西向 断裂明显走滑,断-坳转化期北北东、北东东和北北 西向断裂具有明显的张扭特征。

(2)断裂三期强烈变形,即铜钵庙组一南屯组伸 展变形、伊敏组沉积晚期张扭变形和伊敏组沉积末 期一青元岗组沉积末期反转变形,按照断裂活动规 律及变形机制叠加划分为4套断裂系统,即早期伸 展断裂、中期张扭断裂、早期伸展中期张扭断裂和早 期伸展中期张扭晚期反转断裂。

(3)断陷构造层"凹中隆"主要发育早期伸展断 层,为断层复杂化的背斜构造。"缓坡带"发育早期 伸展、早期伸展中期张扭和中期张扭3种类型断裂, 断层组合模式有两类:一是北北东向早期伸展断裂 与近南北向中期张扭断裂交叉组合,形成典型的断 块圈闭;二是早期伸展中期张扭反向断层在其下盘 形成断层遮挡型圈闭。断-坳构造层断层组合均为 早期伸展中期张扭晚期反转断裂与中期张扭断层组 合,总体呈现"似花状",平面密集成带。结合砂地比 分布,认为铜钵庙组和南二段主要发育构造为主的 油藏,南一段主要形成岩性为主的油藏,大磨拐河组 主要为断层-岩性油藏。

(4)依据断裂活动时期与成藏关键时刻的耦合 关系以及典型油藏解剖的结果,认为早期伸展和早期伸展中期张扭断裂在成藏关键时刻主要起到遮挡 作用,断层侧向封闭性定量评价表明,断层侧向封闭 的油柱高度同圈闭的幅度相比总体要小,因此断圈 多为部分有效。早期伸展中期张扭晚期反转断裂在 成藏关键时刻后活动,主要起到调整作用。

(5)断裂控藏模式分为二型4类,二型为原生油 藏和次生油藏,原生油藏包括3类:一是灶缘油气侧 向运移反向断层遮挡成藏模式,控藏断裂为早期伸 展中期张扭断裂系统;二是灶内油气初次运移断层 遮挡"箱内"成藏模式;三是灶内凹中隆油气侧向运 移"弥散式"成藏模式。后两种模式控藏断裂均为早 期伸展断裂。次生油藏为油气沿断裂垂向运移"伞 式"成藏模式,控藏断裂为早期伸展中期张扭晚期反 转断裂系统。

#### 参考文献

- 陈均亮,吴河勇,朱德丰,林春华,于德顺.2007.海拉尔盆地演化及油 气勘探前景.地质科学,42(1):147~159.
- 董焕忠. 2010. 乌尔逊凹陷南部大磨拐河组油气来源及次生成因机制 分析. 石油学报,32(1):62~69.
- 冯志强,冯子辉,黄薇,梁江平,乔卫,赵波.2009.大庆油田勘探 50 年:陆相生油理论的伟大实践.地质科学,44(2):349~364.
- 付晓飞,胡春明,李景伟.2008.贝尔凹陷布达特群潜山演化及含油气性.石油学报,29(3):356~362.
- 付晓飞,温海波,吕延防,贺向阳.2011.勘探早期断层封闭性快速评 价方法及应用.吉林大学学报(地球科学版),41(3):615~621.
- 霍秋立,汪振英,李敏,付丽,冯大晨.2006.海拉尔盆地贝尔凹陷油源 及油气运移研究.吉林大学学报(地球科学版),36(3):377~ 383.
- 康德江,张斌迟.2009. 潜山构造运动与油气的运聚成藏——以海拉 尔盆地贝尔凹陷为例. 吉林大学学报(地球科学版),39(5):767 ~781.
- 吕延防,付广,张云峰,王朋岩,付晓飞,杨勉.2002.断层封闭性研究.

北京:石油工业出版社,31~32.

- 吕延防,马福建. 2003. 断层封闭性影响因素及类型划分. 吉林大学 学报(地球科学版),33(2):163~166.
- 蒙启安,刘立,曲希玉,汪成辞,王小琴.2010.贝尔凹陷与塔南凹陷 下白垩统铜钵庙组-南屯组油气储层特征及孔隙度控制作用. 吉林大学学报(地球科学版),40(6):1232~1240.
- 蒙启安,纪友亮.2009. 塔南凹陷白垩纪古地貌对沉积体系分布的控制作用. 石油学报,30(6):843~855.
- 漆家福,夏义平,杨桥.2004.油区构造解析.北京:石油工业出版社, 25~59.
- 任丽华,林承焰,李辉,王海涛,张荻楠,崔宝文. 2007. 海拉尔盆地 苏德尔特构造带布达特群裂缝发育期次研究. 吉林大学学报 (地球科学版),37(3):484~490.
- Bretan P, Yielding G, Jones H. 2003. Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights. AAPG Bulletin, 87,397~413.
- Childs C, Walsh J J, Manzocchi T, Strand J, Nicol A, Tomasso M, Schöpfer M P J, Aplin A C. 2007. Definition of a fault permeability predictor from outcrop studies of a faulted turbidite sequence, Taranaki, New Zealand. In: Jolley S J, Barr D, Walsh J J, Knipe R J (eds). Structurally Complex Reserviors. Geological Society, London, Special Publication, 292, 235~258.
- Clifton A E, Schlische R W, Withjack M O, Schlische R W, Withjack M O, Ackermann R V. 2000. Influence of Rift Obliquity on Fault-Population Systematics: Results of Experimental Clay Models. Journal of Structural Geology, 22:1491~1509.
- Doughty P T. 2003. Clay smear seals and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande rift, New Mexico. AAPG, 3:  $427 \sim 444$ .
- Lindsay N G, Murphy F C, Walsh J J, Watterson J. 1993. Outcrop studies of shale smear on fault surface. International Association of Sedimentologists Special Publication, 15:113~123.
- Richard P. 1991. Experiments on faulting in a two-layer cover sequence overlying a reactivated basement fault with obiqueslip. Journal of Structural Geology, 13(4):459~469.
- Takahashi M. 2003. Permeability change during experimental fault smearing. Journal of geophysical research, 108: 1~15.
- Withjack M O, Jamison W R. 1986. Deformation Produced by Oblique Rifting. Tectonophysics, 126:99~124.
- Yielding G, Freeman B, Needham D T. 1997. Quantitative fault seal prediction. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 81: 897~917.

# Fault Structural Characteristics of Wuerxun-Beier Depression in the Hailar Basin and Their Reservoir-Controlling Mechanism

FU Xiaofei, Dong Jing, LÜ Yanfang, SUN Yonghe College of Earth Science, Daging Petroleum Institute, Daging, Heilongjiang, 163318

#### Abstract

Based on the structural analysis principle that different boundary conditions in the same stress field build different nature faults, it is commonly considered that fault subsidence of the Hailar Basin is controlled by the SSE-NNW-trending extensional stress field, forming NNE- and NEE-trending faults, with NNE-trending faults displaying distinct strike-slip deformation. During rifting-subsidence transformation phase of the Hailar Basin, the extensional stress field orientation of faulting and subsidence was adjusted to near EW direction, forming near NS-trending faults, and twisted deformation of NNE-, NEE- and SN-trending faults. The basin returned again at the end of Yimin Formation deposition and the near EW-trending compressional stress field resulted in the sinistrial deformation of the basin and intensive inversion of NNE- and NEE-trending faults. Based on the superimposion relatioinship between faulting and deformation, the Hailar Basis can be divided into four faulting systems: early extensional faulting, interim tensile shearing faulting, early extensional and interim tensile shearing faulting, and early extensional and interim tensile shearing and late reversal faulting. The early extension and interim tensile reverse faults of rift and subsidence layers resulted in fault sheltered traps. Early extensional faulting formed a complicated anticline traps by cutting through the uplifts within depression and slopes, and complicated fault block traps by assembling with interim tensile shearing faults. The early extension, interim tensile shearing and late reversal faults appear as "comb-like" composite, forming typical fault block traps in the rift-depression structure layer. Based on the coupling relation between fault activity period and accumulation period, and analysis results of typical oil and gas reservoirs, it is concluded that the early extension faults and early extension plus interim tensile shearing faults constituted sheltering faults at a critical moment of accumulation, with the sealing hydrocarbon column height generally less than the traps amplitude, and early extension and interim tensile shearing and late reversal faults were adjusted to faults. On the basis of trap styles, and roles of faults in reservoir-forming and transporting system, the modes of fault controlling reservoir in the Hailar Basin can be divided into 2 groups and 4 styles. Two groups include primary and secondary reservoirs. The primary reservoirs consists of three styles: the first is the model in which oil and gas migrate laterally in hydrocarbon kitchen margin and is sheltered by reverse faults, with the early extension and interim tensile shearing fault system as leading reservoir-controlling faults; the second is "in the box" reservoir-forming model in which oil and gas primarily migrate within hydrocarbon kitchen and is sheltered by faults; and the third is the dispersive-type reservoir model in which oil and gas in hydrocarbon kitchen of the depression migrates laterally. Reservoir-controlling faults of both models are early extensional faults. Secondary reservoirs are an "umbrella-shaped" reservoir-forming model, in which oil and gas migrates vertically along faults, with the early extension and interim tensile shearing and late reversal fault system as reservoir-controlling faults.

Key words: Hailar Basin; fault system; reservoir-controlling; model