

断陷湖盆陡坡带砂砾岩扇体成藏动力学特征 ——以东营凹陷为例*

隋风贵^{1,2}

(1. 中国石化胜利油田有限公司地质科学研究院, 山东东营 257015; 2. 中国矿业大学, 北京 100083)

摘要: 东营凹陷北部陡坡带主要发育了冲积扇、扇三角洲、近岸水下扇、陡坡深水浊积扇和滑塌浊积扇5种类型的砂砾岩扇体。以这些砂砾岩扇体为储层的油藏呈群带状沿陡坡带有规律展布, 由边缘凸起向生烃洼陷中心依次形成了地层-岩性油气藏、构造-岩性油气藏和岩性油气藏。陡坡带内发育沙河街组四段和三段两套优质烃源岩, 最大厚度大于4000 m, 有机质类型为I、II型, 有机碳为0.5%~3.5%; 陡坡带中、上部发育的扇体以断裂、砂层和层序界面组成的复合油气输导体系为通道, 油气运移以纵、横向转换传递的阶梯状输导为主, 为间接充注成藏。由于断阶发育, 砂体岩性较粗、储集物性较好等因素在时空上的有机配置, 致使扇体油气藏的油气生成、运移和聚集成藏具有多期性, 即经历了东营组、馆陶组和明化镇组沉积期的三期油气充注过程, 但以馆陶组和明化镇组沉积期的成藏为主, 其成藏动力学过程概括为陡坡带断阶型砂砾岩扇体成藏模式。

关键词: 陡坡带; 砂砾岩扇体; 油藏类型; 成藏动力学; 成藏模式; 断陷盆地

作者简介: 隋风贵, 男, 41岁, 高级工程师, 石油地质

中图分类号: TE111.4 **文献标识码:** A

近年来, 以油气藏为核心的油气成藏理论研究中, 油气成藏动力学引起了广泛的关注^[1~8]。本文以东营凹陷为例, 从油气勘探实用性出发, 运用油气成藏动力学理论, 强调以油气藏及其组合研究为核心, 将东营凹陷陡坡带的油气成藏要素和成藏作用有机的、动态的联系起来加以综合研究, 建立了具有陡坡带特点的油气生成、运移、聚集与成藏过程的动力学地质模型, 在勘探中取得了较好的应用效果。

1 沉积相类型及分布序列

1.1 古构造特征

东营凹陷位于渤海湾裂谷盆地群的东南部, 是一个受区域性拉张作用形成的北陡南缓、北深南浅的半地堑型盆地。凹陷的北侧为陡坡带, 它是由控制该凹陷沉积的边界断裂——陈家庄凸起南侧基岩断裂经后期风化剥蚀等改造而形成的古断剥面。总体上看, 陡坡呈近东西走向, 具有坡陡(倾角15°~30°)、沟梁相间的古地貌特征(图1)。由于控盆边界断裂在古近纪发育演化过程中, 沿着2~3条主断层差异断陷, 形成了Heward^[9]所描

述的“有限后退型”盆地边界。受此影响, 在由基岩古断剥面演化而成的陡坡上发育了高低不平、宽窄不一的断阶或断坪。断阶具有西高东低、西宽东窄的特点, 使得陡坡起伏变化较大。陡坡带这种古构造特征对砂砾岩扇体的沉积相类型、规模及形态、展布都有较强的控制作用, 并造成不同时期、甚至同一时期的不同部位形成了不同成因类型的砂砾岩扇体。

1.2 沉积相类型

在古近纪发育演化阶段, 东营凹陷北部陡坡在不同部位分别发育了不同成因类型的砂砾岩扇体。据钻井剖面相分析, 结合岩性、电性及地震响应特征, 可将砂砾岩扇体划分为冲积扇、扇三角洲、近岸水下扇、陡坡深水浊积扇和滑塌浊积扇5种成因类型^[10, 11](表1)。

1.3 沉积体系序列

古近纪东营凹陷北部陡坡带在“有限后退型”^[9]盆地边界条件控制下, 形成了相应的古地貌形态, 主要发育了冲积扇、扇三角洲、近岸水下扇、深水浊积扇和湖泊沉积体系。扇体的沉积由洼陷至盆缘呈有规律的组合、叠置, 其沉积特征随陡坡带基岩倾没型式的差异及后期构造演化的强弱变化而不同。表现为断阶外侧(临近凸起处)斜坡以

* 国家十五攻关重大专项“济阳坳陷复杂隐蔽油气藏地质评价和勘探关键技术研究”(编号: 2001BA605A-09)

收稿日期: 2003-08-18

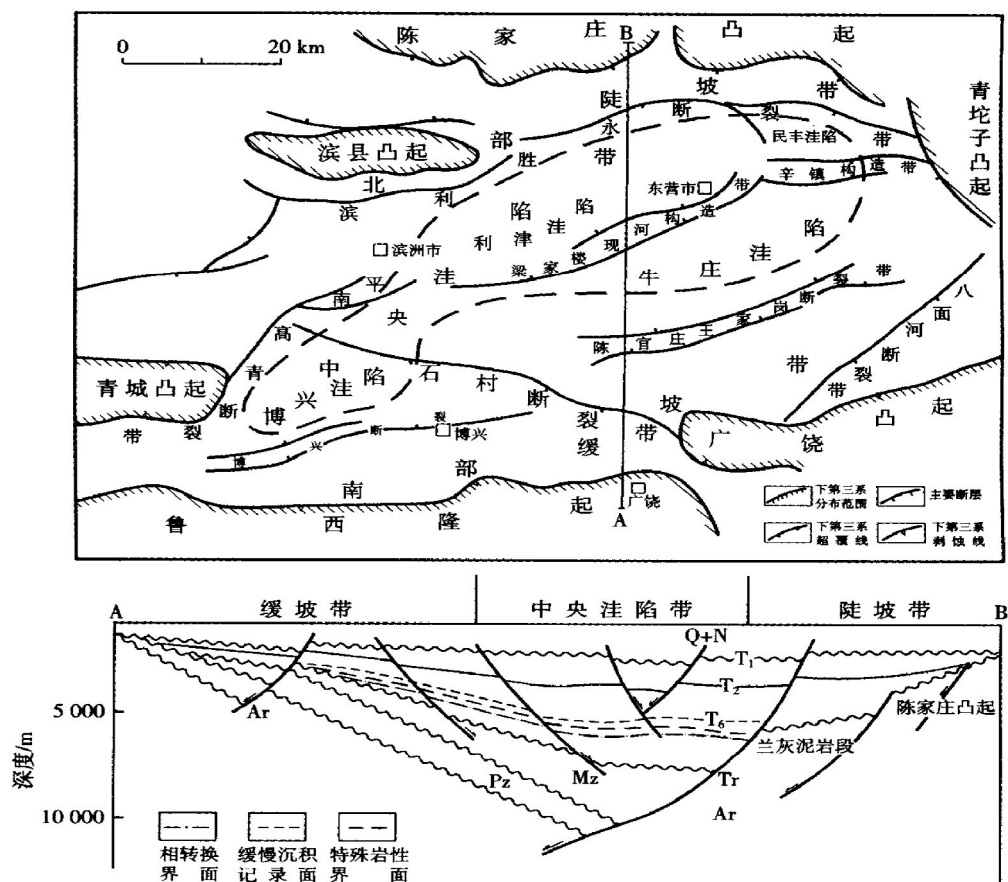


图 1 东营凹陷构造单元及构造带展布图

Fig. 1 Structural units and tectonic belts distribution in Dongying depression

表 1 东营凹陷北部陡坡带砂砾岩扇体分类特征表

Table 1 Classification characteristics of sand& conglomerate fanbodies in the northern steep slope of Dongying depression					
扇体类型	岩性组合	沉积构造	成因	测井曲线	实例
扇三角洲	含砾砂岩夹砂岩、泥岩	交错、变形层理, 正反粒序	凹陷斜坡冲积扇部分进入水体形成	中低幅箱形、漏斗形至钟形	王庄地区 沙河街组三段
冲(洪)积扇	紫红色砂泥质砾岩、砂砾岩	块状和粒序层理, 混杂堆积	山谷季节性洪积物在水体之上形成	齿化漏斗形、箱形	王庄地区 沙河街组四段
陡坡近岸水下扇	砂岩、含砾砂岩夹泥岩	正旋回粒序层理、平行层理	山地河流出口后直接入湖卸载而成	扇根漏斗或箱形, 扇中钟形	利津地区 沙河街组四段
深水浊积扇	含砾砂岩、砂岩夹薄层泥岩	具正韵律, 可见鲍马序列	深陷期洪流在水深突变处卸载堆积	齿化的箱形、钟形、低幅指形	民丰地区 沙河街组三段
滑塌浊积扇	深湖泥岩夹砂岩、含砾砂岩	具正粒序, 可见粒序层理	砂体前缘滑塌至深水区再沉积形成	中低幅的齿化箱形、钟形	胜坨地区 沙河街组三段

冲积扇、扇三角洲砂砾岩扇体为主; 断阶上则主要发育扇三角洲及近岸水下扇砂砾岩体, 局部发育有冲积扇砂砾岩体; 断阶的内侧(临近深洼陷处)主要发育近岸水下扇及浊积扇砂砾岩体。在纵向演化上也有较强的规律性, 即在初始裂陷期, 陡坡带主要发育冲积扇, 部分扇体直接入湖形成扇三

角洲; 在裂陷深陷期, 近岸水下扇和深水浊积扇进一步发育, 在深水部位主要沉积了厚度较大的暗色泥岩和油页岩; 在裂陷萎缩期, 与轴向沉积体系一起共同形成了大范围的、以河流、三角洲平原和湖相暗色泥岩为主的沉积, 其特征是冲积扇与扇三角洲毗邻, 冲积平原狭窄, 沿周边山地分布了一

系列由冲积扇和扇三角洲组成的扇群。

2 油藏类型与分布规律

2.1 油藏类型

近年的油气勘探实践证实, 陡坡带不但发育了多种成因类型的砂砾岩扇体, 而且它们从凸起至洼陷呈有规律地组合、叠置与展布, 形成一个上接凸起、下临深洼的楔形超覆带, 成为油气运移的必经之路——油气传输带。因此, 发育在陡坡带

上的各类扇体具有良好的油源、运移和储集条件。但由于该带上的扇体大量发育, 使得多数扇体的侧向封堵条件差, 只有那些本身具有封堵条件的扇体, 才能形成有效的油气圈闭。因此, 在陡坡带形成的油气藏主要是背斜油气藏、砂体上翘尖灭和侧向相变封堵的岩性油气藏、断层遮挡油气藏或不整合面上覆泥岩封堵油气藏等类型。多数情况下以形成地层-岩性或构造-岩性等复合圈闭油气藏为主(表 2)。

表 2 东营凹陷北部陡坡带油藏类型特征表
Table 2 Characteristics of reservoir types in the northern steep slope of Dongying depression

油藏类型	控制因素	分 布	实 例
上翘尖灭型	储层物性、砂体分布面积	陡坡下部近洼陷处	营 5 油藏
透镜体型	储层物性	陡坡下部近洼陷处	丰 11 油藏
断裂遮挡型	构造、断层、储层物性	陡坡中下部断裂两侧	坨 71 油藏
背斜型	构造形态、断层、顶部盖层	陡坡中部断层两侧	盐家油田
地层-岩性型	地层不整合、储层物性	陡坡中上部断阶处	王庄油田

2.2 油藏分布规律

陡坡带不同类型的油气藏沿陡坡有规律的叠置、组合和有序展布, 构成了陡坡的复式油气藏分布序列。纵向上, 自下而上依次发育的是古断剥面上的潜山残丘油气藏, 如王庄潜山油藏等; 下部层系中的砂砾岩岩性及构造岩性油气藏, 如胜北地区的砂砾岩扇体油藏; 中部层系的大型构造油气藏, 如胜坨油田; 上部层系中的地层及岩性油气藏, 如王庄油田等。横向上, 由深洼陷区至陡坡顶部依次发育了与扇体有关的岩性及构造油气藏、地层不整合(包括潜山)油气藏、构造-岩性油气藏及地层-岩性油气藏等。

3 成藏特征及动力学模式

3.1 成藏特征

3.1.1 成藏的物质基础

陡坡带内侧是箕状断陷盆地下陷最深、烃源岩最发育、成烃条件最好的部位。东营凹陷北部发育了利津、民丰洼陷, 主要有沙河街组四段和三段两套优质烃源岩, 厚度分别为 300~1 400 m 和 200~800 m, 有机质类型为 I、II 型, 有机碳为 0.5%~3.5%, 最大埋深大于 4 000 m, 是凹陷内最好的生油洼陷。该洼陷带的资源量占凹陷总资源量的 60%以上, 而面积仅占凹陷烃源岩分布面积

的 30%。所以陡坡下部深水浊积扇、近岸水下扇等储集层直接被有效烃源岩所包裹或与有效烃源岩呈指状交互接触, 而陡坡带上部是凹陷的低势区, 是油气运移聚集的主要指向。因此, 陡坡带具有良好的油源与储集条件。

3.1.2 油气运移的输导体系

本区发育的深水浊积扇、近岸水下扇等直接伸入烃源岩构成的成烃超压带内, 油气可直接充注成藏, 但多数扇体的成藏与断裂密切相关, 尤其是在陡坡中、上部发育的扇体则以断裂、砂层和层序界面组成的复合油气输导体系为通道, 油气运移以纵、横向转换传递的阶梯状输导为主, 为间接充注成藏。实际上, 陡坡带砂砾岩扇体叠合成群, 断层多级发育, 加上不整合面较多, 造成油气输导的广泛性。通常在主运移通道附近只要有较好的圈闭就能形成油气藏。如陡坡带中部的坨-胜-永断裂背斜带, 以断层为输导体系与利津、民丰洼陷内的成烃超压带相连通, 形成了油气充满度高、规模大、储量丰富的胜坨大型滚动背斜构造油气田。

3.1.3 成藏动力学条件

陡坡带砂砾扇体群从深洼陷至盆缘跨越了超高压、高压和常压 3 个压力系统, 压力和势能变化复杂。横向上, 扇体组合前方处于洼陷内的成烃超压带, 斜坡中部或断阶部位储集层大多处于压

力过渡带,斜坡上部储集层则处于常压带内,反映了含油气的异常高压流体在由洼陷内的成烃超压带向斜坡顶部运移过程中,断阶及扇体的疏泄作用。因此,异常流体压力和浮力是油气的主要驱动力。垂向上,沙河街组三段中亚段及其以下为超压系统,以上地层为常压系统;能量条件决定了油气以侧向运移为主,而陡坡断裂带的结构特点,使油气往往沿断裂、扇体或不整合面呈折线方式运移。

3.1.4 成藏要素的时空配置

在空间上,沙河街组三段和四段的砂砾岩扇体与有效烃源岩交错间互形成了良好的配置关系;在时间上,岩性和断层遮挡型圈闭的形成早于油气运移期,且构成断阶和油气疏导通道的断裂体系存在多期活动性;在储盖组合配置上,扇体的临界盖层以扇体之间的泥岩隔层为主,其次是明化镇组泥岩形成的区域盖层。因此,砂砾岩扇体的成藏要素在油气成藏过程中有较好的时空配置条件,各成藏要素的有机配合有利于扇体油气藏的形成。成藏有利的因素是断阶发育,砂体岩性较粗、储集物性较好;虽然单个扇体规模较小,但扇体常常沿断裂带叠置展布、成群发育,形成的复合扇体规模较大。不利因素是扇体的岩相变化比较明显,有被相对致密的外壳封隔的现象,有的砂体远离烃源岩,油源不够充足。

3.1.5 油气充注成藏的期次

东营凹陷乃至中国东部诸多断陷盆地在沉积充填上的多旋回性,使之形成了多套被断层切割的有效烃源岩,因此,油气的生成、运移与聚集成藏也具有多期次性。通常油气成藏时期与期次难以准确界定,但可以根据成藏要素及其相关的地质作用或地质事件间接推测。如邱楠生等^[12]依据油气流体包裹体均一温度研究了东营凹陷的坨76砂体和牛21砂体的油气充注的时间,认为主要的成藏时期是东营末期至馆陶期。本文通过剖析典型的扇体油气藏实例,研究了油气成藏的期次,认为东营凹陷的成烃过程可分为古近纪末期的东营组沉积期和中新世晚期两个阶段。

(1) 第一成烃阶段——古近纪末期的东营组沉积期。沙河街组四段和三段的部分烃源岩首次进入生烃阶段。由于喜山运动的影响而持续时间较短,生成的油气总量有限,油气运移后多聚集在埋藏较深的早期圈闭中形成油气藏,主要为沙河街组三段和四段内的部分岩性油气藏。从位于凹

陷中带的营8等断块的沙河街组二段和三段的油气藏特征看,下部沙河街组三段油气藏为稠油,经油源对比认为它们是早期成油阶段形成的油气藏遭破坏的结果;而该断块上部为沙河街组二段的稀油油气藏,为晚期成藏阶段充注成藏的产物(图2)。

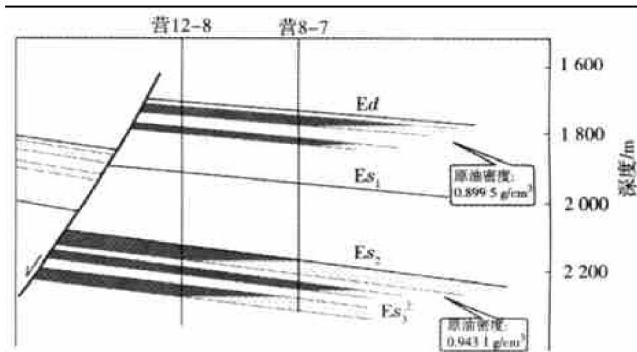


图2 营8断块油气藏剖面图

Fig. 2 Section of oil-gas pool in Ying 8 fault block

(2) 第二成烃阶段——中新世晚期。随着烃源岩埋深加大,沙河街组三段和四段的大部分烃源岩进入生油门限,而在馆陶末期和明化镇末期两次构造活动,相应发生了两次较大规模的油气运聚,是该凹陷主要的成藏时期,并存在两期以上的油气充注成藏过程,表现为在同一地区不同油气藏,甚至同一油气藏都可以呈现多次充注成藏的特点。如图3所示的油藏地球化学特征分析,图中横坐标 Ts/Tm 为原油中两种三降藿烷的比值(即 $17\alpha-22, 29, 30$ 与 $18\alpha-22, 29, 30$ 三降藿烷的比值),它随着有机质热演化程度的增加而增大;纵坐标 $C_{31}S/(S+R)$ 是原油中升藿烷的两种异构体化合物的比值(即 $22S-17\alpha, 21\beta$ 和 $22R-17\alpha,$

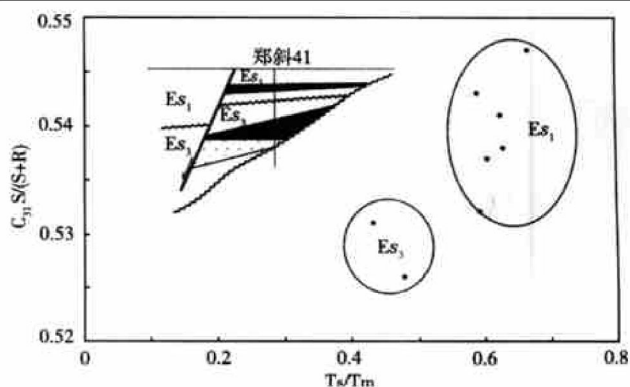


图3 王庄地区油气两期充注的油藏地球化学特征图

Fig. 3 Geochemical characteristics of oil reservoir with two-stage charging in Wangzhuang area

21 β 升藿烷的比值), 该比值随着成熟度的增加而趋向于平衡值 0.55~0.60, 显示了沙河街组一段与三段两套油层的原油成熟度的明显不同, 表明为不同时期和不同油源。经油源对比分析, 它们分别对应于沙河街组三段和四段烃源岩, 成藏期分别为明化镇组沉积期和东营末期。

3.2 成藏动力学特征

断陷盆地的结构特征决定了陡坡带砂砾岩扇体的油气运聚成藏特征。以断阶、扇体和不整合面组成的“断阶型”油气输导体系是陡坡带砂砾

岩扇体油气成藏的关键, 表现为多条断裂并联发育组成的断阶控制了扇体分布, 并成为油气垂向运移的主要通道, 最终所形成的砂砾岩油气藏的分布序列同样也受断裂控制。如以利津和胜北断裂为主组成的陡坡垂向输导体系, 不整合面与砂体孔隙组成侧向输导体系, 共同构成陡坡带成藏过程中的油气运移输导网络。据此可将陡坡带的砂砾岩扇体群油气成藏动力学过程概括为陡坡带断阶型砂砾岩扇体成藏体系(图4)。

在该成藏体系中, 陡坡下部成烃超压体系内

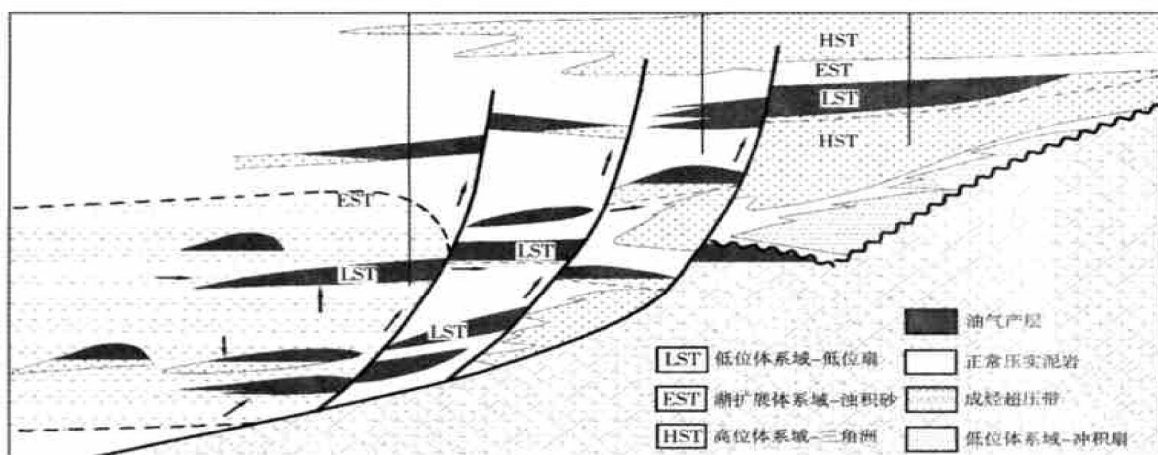


图4 东营凹陷陡坡带断阶型砂砾岩扇体成藏体系图

Fig. 4 Reservoiring model of fault terrace of sand-conglomerate fanbody in the steep-slope zone of Dongying depression

的含油气流体在异常高压作用下, 首先进入该成藏动力系统内的砂砾岩扇体成藏, 为早期成藏阶段的产物(东营末期), 以形成透镜状和上翘尖灭型岩性圈闭油气藏为主, 并形成一定数量的非渗透性相带遮挡油气藏; 然后, 随着油气的大量生成, 油气沿断裂、不整合面与砂体孔隙通道组成的输导网络呈折线运移方式向凹陷边部运移; 在向斜坡顶部运移过程中, 异常流体压力和浮力是油气的主要驱动力, 断阶及扇体的疏泄作用, 使得油气在邻近输导体系的扇体圈闭中聚集成藏, 如在上翘尖灭、背斜砂体、断层遮挡、不整合面等部位形成油气聚集。在晚期成藏阶段(明化镇时期), 烃源岩进入高成熟阶段, 但大多数处于输导网络中下部的有效圈闭已被先期生成的油气所充注和占据, 因此该期生成的较高成熟度油气沿“断阶型”输导网络发生大规模运移, 油气除对斜坡中部的部分圈闭二次充注外, 大部分油气运移到斜坡带上部的扇体圈闭或浅层中聚集成藏。

上述油气成藏动力学过程决定了在陡坡带不同部位的成藏特征存在根本差别。①在陡坡下部主要为早期成藏阶段的原生油气藏, 以透镜状和上翘尖灭型岩性油气藏为主, 并形成一定量的非渗透性相带遮挡油气藏, 这类油气藏大多具有异常高压特征, 属于轻质油气藏; ②处于斜坡中部断阶型输导网络两侧的扇体油气藏, 往往经历两期以上的油气充注过程, 如王庄南侧的扇体油气藏, 以滚动背斜型和断层-岩性油气藏为主, 油气充满度中等到高, 多数油气藏属于正常压力系统下形成的轻质高产油气藏; ③斜坡上部以地层-岩性因素遮挡为主, 油气充满度中等到高, 但封堵条件较差, 主要形成了地层-岩性油气藏, 它们大多属于正常压力系统下形成的低产稠油油气藏。

近几年来, 该模式在陡坡带砂砾岩扇体隐蔽油气藏的勘探实践中起到了重要的指导和预测作用, 尤其是在研究了扇体的发育层位、类型、自身构造及油源区母岩性质对扇体含油性的控制作用

后,能够有针对性地选择油气勘探目标,并且取得了较好的勘探效果。以东营凹陷北带为例,平均每年发现的高产扇体油气藏的探明和控制储量达 $1\,000 \times 10^4 \text{ t}$ 以上。

参 考 文 献

- 1 李大荣. 中国石油地质学新理论——盆地油气成藏动力学[J]. 石油知识, 2002, (6): 10~ 11
- 2 常象春, 张金亮. 油气成藏动力学: 涵义、方法与展望[J]. 海洋地质动态, 2003, 19(2): 18~ 25
- 3 岳伏生, 郭彦如, 马龙, 等. 油气成藏动力学系统的研究现状及发展趋势[J]. 地球科学进展, 2003, 18(1): 122~ 126
- 4 曾溅辉, 张善文, 邱楠生, 等. 东营凹陷岩性圈闭油气充满度及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 219~ 222
- 5 蒋有录, 刘华, 张乐, 等. 东营凹陷油气成藏期分析[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 215~ 218
- 6 王英民, 金武弟, 刘书会, 等. 断陷湖盆多级坡折带的成因类型、展布及勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 199~ 203
- 7 姜秀芳, 宗国洪, 郭玉新, 等. 断裂坡折带低位扇成因及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(4): 360~ 363
- 8 曾溅辉, 郑和荣. 东营凹陷岩性油气藏成藏动力学特征[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(4): 326~ 329
- 9 Heward A P. Alluvial fan sequence and nega- semodes: with examples from Westphalian D- Stephanian B coal fields. Northern Spain. Fluvial Skimentology[J]. Can Soc Petrol Geol Men, 1978, 5: 669~ 702
- 10 刘泽容. 油气藏描述原理与方法技术[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1993. 22~ 32, 77~ 91
- 11 姜在兴. 层序地层学原理及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995. 18~ 33
- 12 邱楠生, 金之钧, 胡文瑄. 东营凹陷油气充注历史及流体包裹体分析[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2000, 24(4): 95~ 97

CHARACTERISTICS OF RESERVOIRING DYNAMIC ON THE SAND- CONGLOMERATE FANBODIES IN THE STEEP- SLOPE BELT OF CONTINENTAL FAULT BASIN: A CASE STUDY ON DONGYING DEPRESSION

Sui Fenggui^{1,2}

(1. Research Institute of Geosciences, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong;

2. China University of Mining & Technology, Beijing)

Abstract: Five types of sand- conglomerate fanbodies, including alluvial fan, fandelta, coastal submerged fan, steep- slope deep water turbidite fan and slump turbidite fan, are developed on the northern steep- slope belt of Dongying depression. From the marginal salient to the basin's hydrocarbon- generating center, the oil reservoirs in these sand- conglomerate fanbodies are successively the stratigraphic- lithologic reservoirs, structural- lithologic reservoirs and lithologic reservoirs. In the steep- slope belt, the 4th member and 3rd member of Shahejie Formation are excellent source rocks, with a maximum thickness of 4000m, where the type I-II kerogen are present. The organic- carbon content for both source rocks ranges from 0.5 to 3.5 percent. Oil and gas were moved into the fanbodies, developed on the middle- upper parts of steep- slope belt, through the composite conduit system consisting of faults, sand layers and sequence boundaries, which is characterized by stepped migration in vertical and lateral transformation. The oil reservoirs in the fanbodies experienced the hydrocarbon- charging stages corresponding to the deposition periods of Dongying, Guantao and Minghuazhen Formations. The reservoiring process, however, occurred mainly during the deposition of Guantao and Minghuazhen Formations. The dynamic process of oil and gas accumulation can be summarized as the reservoiring model of the fault terrace type of the sand- conglomerate fanbodies in steep- slope belt.

Key words: steep- slope belt; sand- conglomerate fanbody; reservoir type; reservoiring dynamics; reservoiring model; faulted basin