科学技术与教育 2026年第10期
ISSN: 3079-4455

湖退背景下滩坝砂体复合构型及储层非均质性特征

杨卿煜[1,2]，张佩[1,2,*]，张阿敏[1,2]，邹海燕[1,2]，姜明忠[1,2]，许姗姗[1,2]
[1]中国石油青海油田分公司勘探开发研究院，甘肃敦煌，中国
[2]青海省高原咸化湖盆油气地质重点实验室，甘肃敦煌，中国
*通讯作者

【摘要】为明确湖退背景下滩坝砂体复合构型及储层非均质性，以柴达木盆地油砂山油田新近系上干柴沟组（N_1）XIII～XVI油组为对象，在精细等时地层格架约束下，综合岩心、测井和油藏地质资料，开展沉积微相与砂体构型解剖、油砂体划分及非均质性评价。结果表明：①研究区发育坝中、坝缘、滩和滨浅湖泥 4 种微相，XVI～XIII油组总体呈湖退进积。单期坝体横向规模有限，不同期砂体通过坝—滩侧向拼接和垂向叠置形成复合砂体；典型XIV-5 小层坝中砂体单层厚 2.0～4.0 m，单期一般延伸 1～3 个井距。②共划分 261 个油砂体，石油地质储量 258.07×10⁴ t。I、II类油砂体 95 个，占总数 36.4%，控制 198.5×10⁴ t 储量，约占 76.9%，资源集中效应明显。③XIV油组分层系数、渗透率级差、变异系数和突进系数分别为 12.42、6.28、0.59 和 2.70，均为 4 个油组最高；其油砂体总储量及I、II类储量亦最高，表现为资源优势与最明显的层间非均质性共存。湖退进积构成区域背景，坝体规模与复合方式受物源、古地貌、可容纳空间及波浪—湖流共同影响；复合构型有利于扩大砂质连续范围，但构型界面、砂泥配置、物性差异及成岩—构造改造可约束连通和动用。由此提出“资源规模优势筛选—非均质性约束”的开发有利目标识别框架，为成熟滩坝油田扩边挖潜提供地质依据。

【关键词】油砂山油田；湖相滩坝；砂体构型；复合砂体；油砂体；储层非均质性

1.引言

湖相滩坝是滨浅湖环境中受波浪、湖流等水动力搬运和改造形成的重要砂质储集体，通常具有单层较薄、砂泥频繁互层和多期叠置等特点[1-3]。随着湖相岩性油气藏勘探开发程度提高，滩坝研究已由宏观沉积相识别逐步转向单一坝体、复合砂坝及内部构型界面的精细表征[4,5]。已有研究通常从复合砂坝、单一坝及坝内增生体等不同级次开展构型解剖，并利用坝间泥岩、测井曲线特征、相对高程差和侧向相变等信息识别不同期次坝体，表明单砂体边界、侧向拼接和垂向叠置关系对砂体空间连通性具有重要意义[6-10]。

滩坝砂体的规模、形态和叠置方式受多种地质因素共同控制。相对湖平面变化通过岸线迁移和可容纳空间变化影响砂体发育位置及多期叠置关系，物源供给、古地貌和水动力条件则进一步制约单期坝体规模及保存样式。柴达木盆地西南地区新近系滩坝砂体具有纵向多期叠置、侧向迁移和横向叠合连片等特征，物源规模和古地貌对砂体规模、形态和叠置方式具有明显控制作用[11-14]。水槽实验和数值模拟进一步表明，水深、波浪强度与陆源碎屑供给之间存在复杂耦合作用，不宜将滩坝规模变化简单归因于湖平面单因素变化[15,16]。

砂体构型同时也是储层非均质性形成的重要沉积学基础。不同期次砂体间的泥质分隔、单砂体内部物性差异以及隔夹层空间配置，可造成层内、层间和平面渗流能力差异。但现有研究表明，砂体叠置程度与非均质性强弱并不存在简单的单调关系。例如，不同连续叠加、间隔叠加、侧向孤立和砂泥互层结构具有不同的隔夹层发育程度和渗透率非均质性，构型界面性质及砂泥配置比“叠置次数”本身更能反映其渗流差异[17-19]。因此，对于进入开发中后期的成熟油田，仅依据砂体厚度或资源规模判断有利目标，可能忽略储层内部连通性和非均质性带来的开发风险。

油砂山油田位于柴达木盆地西部狮子沟—油砂山构造带，研究目的层为新近系上干柴沟组（N_1）XIII～XVI油组。已有资料表明，该层段总体呈湖退进积演化，滨浅湖滩坝砂体发育，但砂体在平面、垂向上的复合关系及不同油组储层非均质性仍存在明显差异。为此，本文在精细等时地层格架约束

下，综合岩心、测井和油藏地质资料，开展滩坝沉积微相与砂体构型解剖，结合油砂体划分及层间、平面非均质性评价，重点分析湖退背景下滩坝砂体的侧向拼接和垂向叠置特征、不同油组非均质性差异，以及复合砂体构型对成熟油田扩边开发的地质意义。

2.地质背景与研究方法

2.1 地质背景

油砂山油田位于柴达木盆地西部坳陷区茫崖坳陷亚区，构造上处于狮子沟—油砂山二级构造带东段[20,21]。研究目的层为新近系上干柴沟组（N_1）[22]。N_1沉积期柴达木盆地西部总体处于湖退背景，研究区以湖泊沉积为主，物源主要来自西北方向，滨浅湖滩坝砂体总体呈南西—北东向展布（图1）。

研究层段自上而下包括XIII、XIV、XV和XVI油组，分别划分 19、18、20 和 19 个小层，共 76 个小层。目的层以灰色—深灰色、棕灰色泥岩为主，夹粉砂岩、砂质泥岩和细砂岩，储集砂体主要发育于滨浅湖滩坝沉积。研究区断层较发育，含油砂体边界同时受沉积相、岩性尖灭和断层等因素约束。

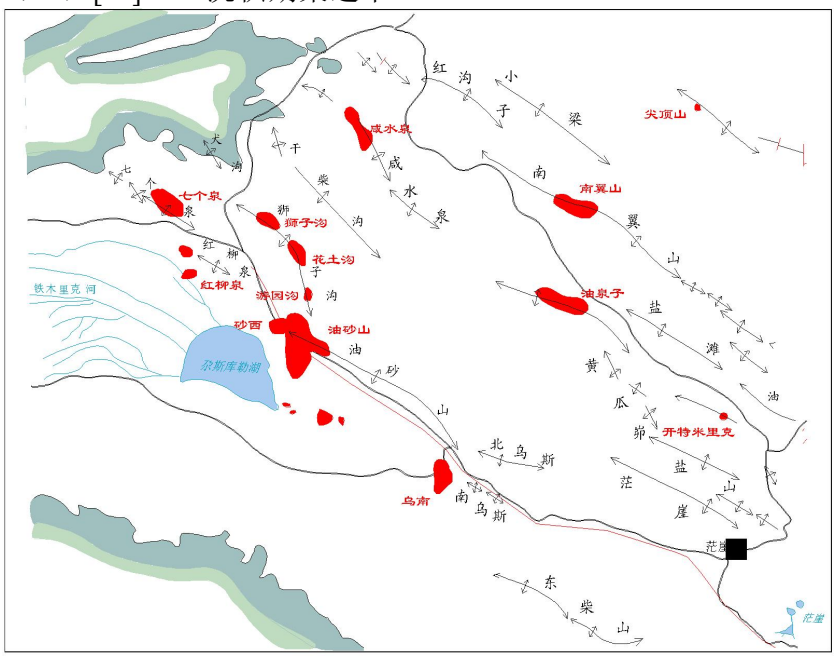


图 1.柴达木盆地油砂山油田研究区位置及构造背景

2.2 资料基础与精细地层格架

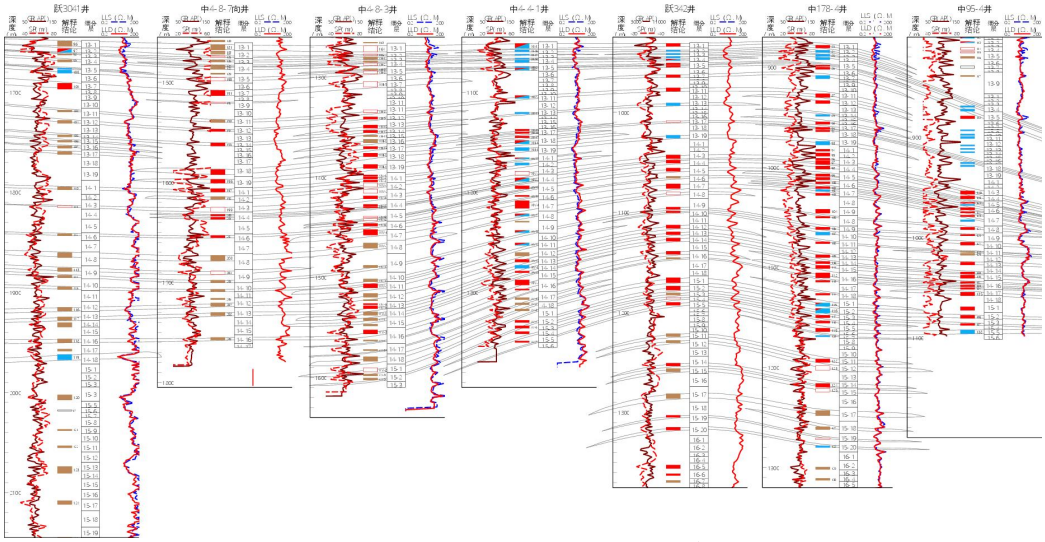


图 2.油砂山油田上干柴沟组XIII～XVI油组精细地层对比剖面

本研究综合利用钻井、测井、岩心及已有分析测试资料开展工作。精细地层对比覆盖工区 104 口井，以XIII～XVI油组 76 个小层为研究对象。地层对比以 K4、K5、K6 和

K7 等标志层为控制，结合沉积旋回、地层厚度及测井曲线组合特征进行小层划分与追踪。

对比采用“标志层控制—骨架剖面约束—网格闭合验证”的思路，以跃 3540、中 5-2-3 等井作为标准井，沿平行和垂直物源方向建立 20 条网格化对比剖面，并通过井间闭合及分层界面趋势检查对比结果，最终建立XIII～XVI油组小层级等时地层格架。对于厚度和电性特征较稳定的层段，主要依据层位、岩性组合及厚度变化进行追踪；横向变化较大的层段则结合自然伽马等测井曲线形态和沉积旋回进行约束（图 2）。

2.3 沉积微相与砂体构型表征方法

沉积微相解释以岩心和测井资料为主。由于现有地震资料分辨率难以满足小层内部井间微相边界的精细识别要求，采用“岩心标定测井—单井微相识别—连井相对比—平面组合约束”的方法开展沉积微相研究。岩心识别主要依据岩性、粒度、颜色和沉积构造，测井相以自然伽马曲线为主，结合自然电位和电阻率曲线的幅度、形态及齿化程度进行判别，将研究层段划分为坝中、坝缘、滩和滨浅湖泥 4 种沉积微相。

砂体构型表征以小层级等时地层格架为约束，以沉积微相为基础构型单元，重点识别单期坝体及不同期次砂体的空间组合关系。单期坝体主要依据坝间泥质分隔、测井曲线形态、坝体相对高程及邻井侧向相变等信息综合判断[6,7,9,10]；在单期坝体识别基础上，进一步分析坝—滩侧向拼接和不同时期砂体的垂向叠置关系。本文构型研究尺度止于单期坝体及小层内部复合关系，不进一步细分坝内增生体。

2.4 油砂体划分与储量计算方法

在精细小层格架和沉积微相解释基础上，以单个小层为基本单元划分油砂体。油砂体边界综合考虑沉积微相及砂体尖灭、断层和测井解释含油性。井控范围内，油层与干层或水层之间原则上取相邻井距中点作为含油边界；外围无井控制或相邻井距超过标准井距 250 m 时，向外推 125 m；相邻油层井距大于 250 m 但小于 300 m，且沉积和构造条件连续时，可划入同一油砂体。断层附近结合构造解释修正边界，当油砂体边界与油组构造边界矛盾时，以构造边界为约束。

单个油砂体石油地质储量采用容积法计算（式 1）：

$$N = 100Ah\varphi S_{oi}\rho_o / B_{oi} \quad (1)$$

式中：N 为石油地质储量，10^4；A 为含油面积，km^2；h 为有效厚度，m；φ 为有效孔隙度；S_{oi} 为原始含油饱和度；ρ_o 为地面原油密度，g/cm^3；B_{oi} 为原油体积系数。有效厚度、孔隙度和含油饱和度采用本研究测井解释结果；单井控制油砂体采用对应井点参数，2 口及以上井控制油砂体采用相应井点参数的算术平均值。

2.5 油砂体综合分类方法

为表征油砂体的资源规模、空间规模和现有井控程度，选取地质储量、含油面积和钻遇井数 3 项参数建立I～IV类综合分类标准（表 1）。地质储量为主参数，含油面积和钻遇井数作为辅助约束。当 3 项指标均满足同一类别时直接归类；指标不一致时，首先按地质储量确定基础类别，若两个辅助指标中至少 1 项达到相应类别要求，则保持基础类别；若两个辅助指标均未达到要求，则降低一级。

表 1.油砂体综合分类标准

类别	地质储量/（10^4 t）	含油面积/km^2	钻遇井数/口
I类	≥1.5	≥0.30	10 口以上
II类	1.0～1.5	0.07～0.30	4～9
III类	0.5～1.0	0.05～0.07	3
IV类	<0.5	<0.05	1～2

2.6 储层非均质性评价方法

结合研究区资料条件，储层非均质性主要从层间和平面两个尺度开展评价，微观孔喉资料用于辅助认识储层物性基础。储层物性资料显示，N_1 砂岩孔隙度为 2.3%～11.4%，有效储层平均 8.4%；渗透率为 0.02～6.6 mD，有效储层平均 0.56 mD，表明储层整体物性较低且孔喉结构存在明显差异。

层间非均质性采用分层系数、渗透率级差、渗透率变异系数和渗透率突进系数表征。分层系数为一定地层单元内单井平均钻遇砂层数。渗透率级差定义为（式 2）：

$$JK = K_{\max} / K_{\min} \quad (2)$$

其中K_{max}和K_{min}分别为最大和最小单层平均渗透率。渗透率变异系数 VK 用于反映各单层渗透率相对于平均值的离散程度；渗透率突进系数定义为（式 3）：

$$TK = K_{\max} \Big/ \bar{K} \quad (3)$$

其中 K为各砂层平均渗透率的厚度加权平均值。按本研究采用的经验性储层非均质性评价标准，变异系数<0.5、突进系数<2.0、渗透率级差<5.0 对应相对均一储层；三者分别为 0.5～0.7、2.0～3.0 和 5.0～10.0 时为中等非均质储层；超过上述上限时为强非均质储层。该分级用于研究区不同油组的相对比较，不作为通用行业分级标准。平面非均质性以典型含油小层为对象，利用测井解释渗透率绘制等值线图，分析高、低渗区的空间分布及其与沉积微相和构造位置的关系。由于现有资料未对层内非均质性形成与层间、平面非均质性同等尺度的系统定量统计，本文不将层内非均质性作为 4 个油组定量比较的主要指标。

3.湖退进积背景下滩坝砂体复合构型

3.1 滩坝构型单元及组合类型

研究区XIII～XVI油组以滨浅湖沉积为主，根据岩心、粒度和测井相可识别坝中、坝缘、滩和滨浅湖泥 4 种微相。坝中以细砂岩和粉砂岩为主，局部见中砂岩，砂层较厚，自然伽马多呈中低值箱形或近箱形；坝缘以粉—细砂岩与泥质岩互层为主，砂层向外减薄；滩以粉砂岩、砂泥互层和砂质泥岩为主，单层较薄而平面展布较广；滨浅湖泥以泥岩和钙质泥岩为主。

在小层级等时格架内，4 种微相由坝中向坝缘、滩和滨浅湖泥渐变。依据连井剖面和平面相展布，滩坝砂体组合可归纳为 3 类：①单期相对独立坝体，坝中具有独立厚度中心，向外过渡为坝缘和滩；②坝—滩侧向拼接型，坝中、坝缘与外围滩砂侧向接触，扩大砂质沉积连续范围；③多期垂向叠置型，不同期坝砂或滩砂在相近位置重复发育，形成叠置复合体。侧向拼接与垂向叠置可共同形成规模更大的复合滩坝砂体。

3.2XIV-5 小层典型复合构型

XIV-5 小层 4 种微相发育完整，能够较好展示坝体横向分异和多期叠置关系，故选作典型构型解剖层位（图 3）。

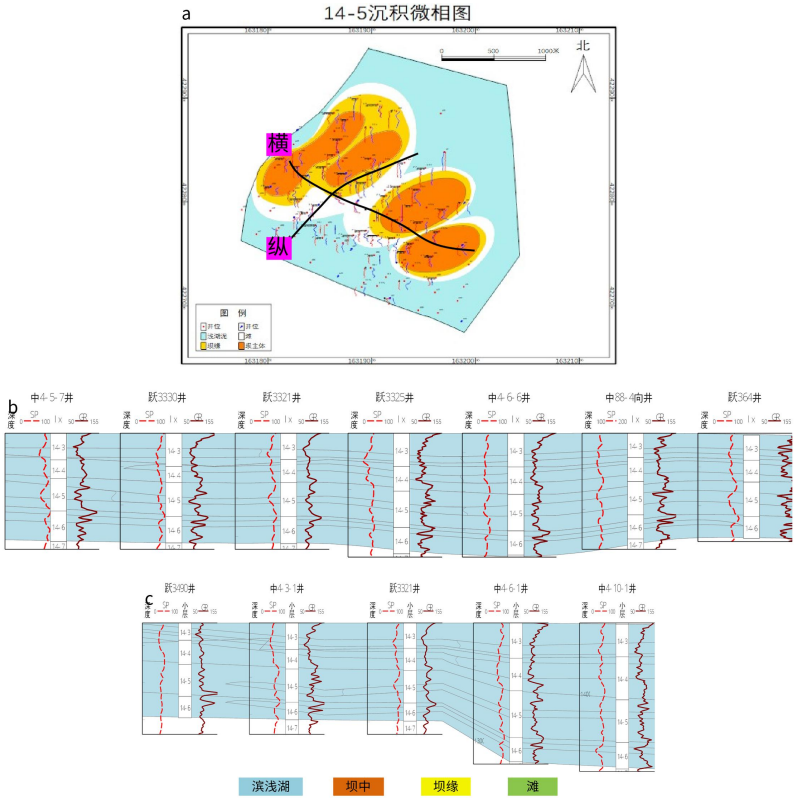


图 3.XIV-5 小层滩坝沉积微相与复合构型特征：（a）平面沉积微相；（b）横向连井剖面；（c）纵向连井剖面

连井剖面显示，坝中砂体具有明显的局部厚度中心，单层厚度一般为 2.0～4.0 m，垂向连续性总体优于滩砂；向侧翼逐渐过渡为坝缘和滩，砂体厚度减小。单期坝体横向一般延伸 1～3 个井距，表明单期坝体规模有限；多期砂体在局部可发生叠合和连片。

平面上，XIV-5 小层整体为湖相滩坝沉积，西北部近物源区发育多个坝体，长轴总

体呈南西—北东向。坝中表现为多个相对独立的厚度中心，外围滩砂展布范围更广，并可围绕相邻坝体连续或半连续分布。因此，小层尺度的砂质沉积连续范围并非由单一坝中控制，而主要取决于坝中—坝缘—滩砂的侧向配置及不同期次砂体的叠置关系。

综合平面相图及横、纵向剖面，XIV-5小层表现为“单期坝体—坝—滩侧向拼接—多期局部叠置”的复合构型：侧向上，坝中经坝缘向外围滩砂渐变并与邻近砂质沉积连接；垂向上，不同期砂体在相近位置重复发育，使局部砂体加厚并形成复合体。

3.3 湖退进积背景下砂体复合演化

XVI～XIII油组总体记录 N_1沉积期的湖退进积过程，但各油组内部仍发育多期湖退—湖侵旋回。平面微相显示，相对深水或湖泛阶段以滨浅湖泥和分散滩砂为主，部分相对浅水阶段滩坝展布扩大并出现局部拼接。该对应关系仅代表研究区特定物源、古地貌和水动力条件下的层序响应，不作为“湖退越强、坝体越大”的普适规律。

XVI油组坝体总体较分散。XVI-7时期坝体长约 200～400 m、宽 70～200 m；至XVI-5，滩坝展布扩大，局部叠合坝体可延伸 2～3 个井距，大型坝体达 400～600 m×200～400 m。进入XV油组后砂体拼接更明显，XV-11多期滩砂叠合连片，叠合坝体约 200～500 m×100～200 m，XV-5 和XV-1 等阶段亦见多井区连片分布。

XIV油组滩坝发育进一步增强：XIV-12等湖泛阶段以滨浅湖泥和小规模滩砂为主，XIV-11～XIV-3 期间坝砂和滩砂明显增多；XIV-5 滩坝主要呈片状展布，坝砂可延伸 3～4 个井区。至XIII油组，滩坝发育程度仍随旋回变化，并未持续增强。总体而言，研究区经历了由较分散单期坝体向侧向拼接和多期叠置复合体较发育的变化，但砂体规模和复合方式具有明显旋回性和局部差异。湖退进积应视为岸线迁移与砂质沉积总体进积的区域背景，具体坝体规模和复合方式则受物源、古地貌、可容纳空间及波浪—湖流共同影响（图 4）。

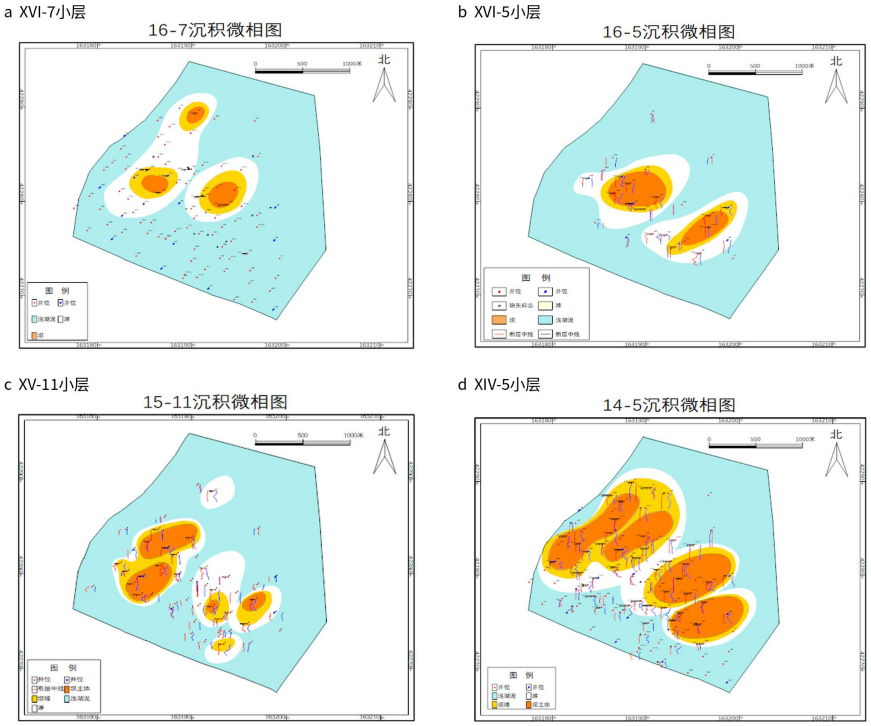


图 4.典型层段滩坝砂体规模与复合演化：（a）XVI-7；（b）XVI-5；（c）XV-11；（d）XIV-5

4.油砂体划分及资源规模分异

4.1 油砂体空间分布与规模差异

油砂体是在小层级等时格架内综合含油性及边界条件划分的开发地质单元，其空间边界除受滩坝砂体展布和岩性尖灭控制外，还受到断层切割及油水关系约束，因此不能与沉积砂体简单等同。

依据第 2.4 节划分原则，在XIII～XVI油组 76 个小层中共识别 261 个油砂体，石油地质储量为 258.07×10⁴ t。平面上，油砂体主要分布于研究区中部滩坝砂体发育区，形态以连片状和不规则团块状（“土豆状”）为主，

优势走向总体呈南西—北东向（图 5a）。

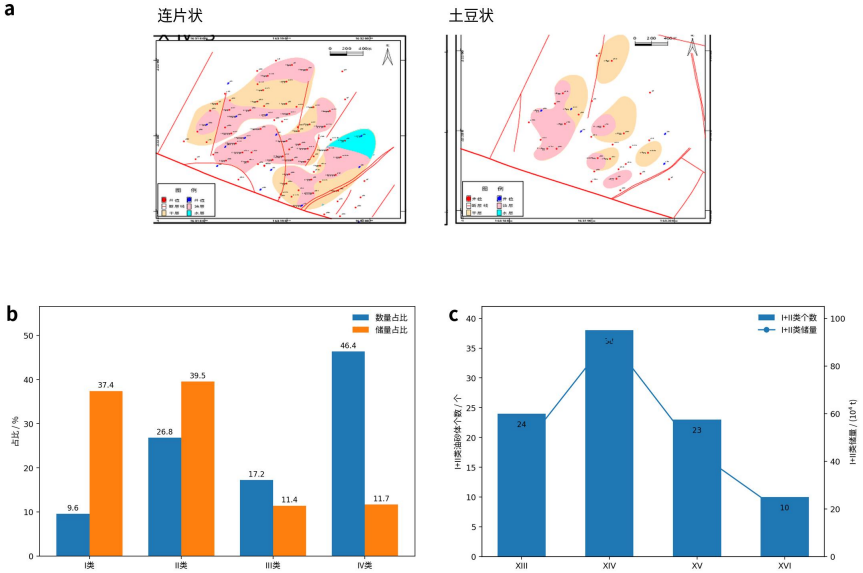


图 5.油砂体空间形态及资源规模分异：（a）典型油砂体形态；（b）I～IV类数量与储量贡献；（c）各油组I、II类油砂体数量与储量

不同油组油砂体数量与储量并不一致。XIII油组油砂体数量最多，为 94 个，储量 67.61×10⁴ t；XIV油组油砂体 80 个，但储量达到 107.93×10⁴ t，为 4 个油组最高；XV和XVI油组分别为 63 个、58.21×10⁴ t 和 24 个、24.32×10⁴ t。说明油砂体数量本身不能直接反映资源优势，单体规模及其所控制的地质储量更具评价意义。

4.2 油砂体综合分类及资源集中效应

按第 2.5 节综合分类标准，261 个油砂体中I类 25 个、II类 70 个、III类 45 个、IV类 121 个，分别占总数的 9.6%、26.8%、17.2%和 46.4%。I类控制地质储量 96.5×10⁴t，II类 102.0×10⁴ t，III类 29.4×10⁴ t，IV类 30.1×10⁴ t（表 2）。

表 2.XIII～XVI油组I～IV类油砂体数量及地质储量

油组	I类	II类	III类	IV类	合计
XIII	7 / 22.6	17 / 22.4	16 / 11.3	54 / 11.3	94 / 67.6
XIV	12 / 51.2	26 / 40.6	12 / 7.2	30 / 8.9	80 / 107.9
XV	5 / 20.4	18 / 23.5	11 / 7.1	29 / 7.2	63 / 58.2
XVI	1 / 2.3	9 / 15.5	6 / 3.8	8 / 2.7	24 / 24.3
合计	25 / 96.5	70 / 102.0	45 / 29.4	121 / 30.1	261 / 258.0

注：储量单位为 10⁴ t；分油组及分类储量按一位小数取整后合计为 258.0×10⁴ t，全文总储量采用未取整值 258.07×10⁴ t。

I、II类合计 95 个，仅占油砂体总数的 36.4%，却控制 198.5×10⁴ t 地质储量，占总储量约 76.9%；III、IV类合计 166 个，占总数 63.6%，控制储量仅 59.5×10⁴ t，约占 23.1%。这种数量—储量配置表明，研究区资源明显集中于少数I、II类油砂体（图 5b）。

4.3 资源优势油砂体的纵向分布

I、II类油砂体在 4 个油组中分布不均。XIV油组最多，为 38 个、91.8×10⁴ t；XIII、XV 和 XVI 分别为 24 个/45.0×10⁴ t、23 个/43.9×10⁴ t 和 10 个/17.8×10⁴ t。XIII～XV合计 85 个，控制 180.7×10⁴ t，约占全部油砂体数量的 32.6%和总储量的 70.0%（图 5c）。

值得注意的是，XIII油组虽油砂体总数最多，但总储量和I、II类储量均低于XIV。由此可见，资源优势并未随XVI→XIII的总体湖退进积呈单调增强，而主要集中于XIV油组。

5.储层非均质性特征及其与资源分布的关系

5.1 不同油组层间非均质性差异

XIII～XVI油组层间非均质性存在明显差异。分层系数分别为 8.75、12.42、9.28 和 5.71，其中XIV油组最高，表明其垂向砂泥分层程度最为明显。

渗透率级差、变异系数和突进系数进一步显示不同油组层间物性差异。XIII、XIV、XV 和 XVI 油组渗透率级差分别为 3.27、6.28、5.52 和 5.33；变异系数分别为 0.30、0.59、0.37 和 0.32；突进系数分别为 1.77、2.70、2.12 和 1.22（图 6）。

按照本研究采用的经验性评价标准，XIII油组三项渗透率非均质性指标均处于相对均一范围；XIV油组的级差、变异系数和突进系数均处于中等非均质范围；XV油组级

差和突进系数为中等，变异系数处于相对均一范围；XVI油组级差为中等，变异系数和突进系数处于相对均一范围。综合分层系数及 3 项渗透率参数，XIV油组为 4 个油组中层间非均质性最明显的层系。

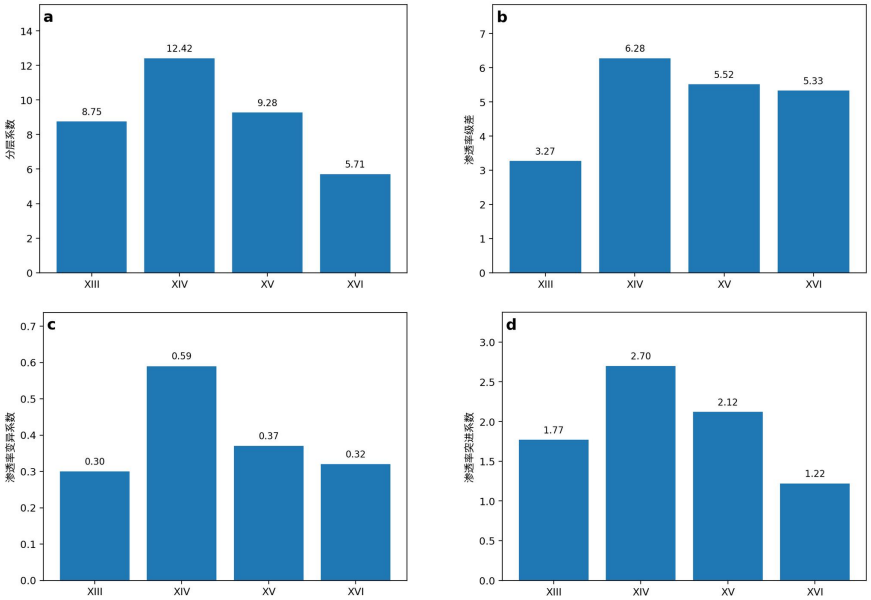


图 6.XIII～XVI油组储层非均质性参数对比：（a）分层系数；（b）渗透率级差；（c）变异系数；（d）突进系数

5.2 平面非均质性特征

以XIII-9、XIII-14、XIV-6 和XV-9 小层为代表，其渗透率范围分别约为 1～10 mD、2～36 mD、0.1～550 mD 和 0.01～41 mD，各小层均存在局部高渗中心及向外围递减的平面变化。

平面上，构造中部非均质性相对较弱，西北端较强，渗透率差异与滩坝微相及砂体尖灭位置具有一定对应关系。由于上述认识来自少数典型小层，本文仅据此说明平面物性变化，不对 4 个油组作统一平面非均质性排序；油组间比较仍以 5.1 节层间参数为主。

5.3 XIV油组资源优势与层间非均质性的共存

XIV油组同时表现出最明显的资源优势和层间非均质性：油砂体总储量 107.93×10⁴ t，I、II类 38 个、储量 91.8×10⁴ t，均为 4 个油组最高；分层系数 12.42，渗透率级差、变异系数和突进系数分别为 6.28、0.59 和 2.70，也均为 4 个油组最高（表 3）。

其他油组未呈现相同配置：XIII油组油砂体数量最多，但资源规模和 3 项渗透率非均质性指标均低于XIV；XV部分层间参数达到中等非均质程度但资源规模较小；XVI资源规模及多数非均质性参数均较低。由此可见，油组尺度的资源优势与储层均一程度并不一致。现有资料仅表明XIV油组两类特征共存，尚不足以建立油砂体规模与非均质性之间的定量因果关系。

表 3.XIII～XVI油组油砂体资源规模及层间非均质性参数对比

油组	总储量/（10⁴ t）	I+II类储量/（10⁴ t）	分层系数	渗透率级差	变异系数	突进系数
XIII	67.61	45.0	8.75	3.27	0.30	1.77
XIV	107.93	91.8	12.42	6.28	0.59	2.70
XV	58.21	43.9	9.28	5.52	0.37	2.12
XVI	24.32	17.8	5.71	5.33	0.32	1.22

6.讨论

6.1 滩坝复合构型的形成及多因素控制

研究区XVI～XIII油组总体处于湖退进积背景。第 3 章所见由较分散单期坝体向坝—滩侧向拼接和多期垂向叠置增强的变化，应视为区域层序背景下的沉积响应，而非“湖平面下降—水动力增强—坝体持续增大”的线性过程。湖平面及可容纳空间主要控制岸线迁移和砂体迁移—保存机会，单期坝体规模与复合方式还受物源供给、古地貌及波浪—湖流条件影响。

前人研究支持这种多因素认识。纪友亮等[23]将复合砂体形成与沉积旋回、湖平面和岸线迁移、复合水动力及地形等因素联系起来。现代沉积及其他陆相湖盆研究也表明，滩坝形成与保存受物源、水动力、湖平面和古地貌等因素共同控制[24-27]。柴达木盆地上干柴沟组研究显示，不同尺度下水位及可

容纳空间的沉积响应并不一致：魏恒飞等[11]指出较大可容纳空间和较深水体有利于坝砂发育；易定红等[12]则强调基准面下降阶段的砂体迁移扩展及微古地貌控制。水槽实验和数值模拟也表明，水深、波浪强度与物源供给共同影响滩坝规模及组合[15,16]。

柴西南区域研究进一步表明，新近系滩坝砂体具有多期叠置、侧向迁移和广覆连片特征，碎屑输入量控制规模，古地貌控制形态和叠加样式，区域水动力影响展布方向[13,14]。据此，油砂山总体湖退进积应视为岸线迁移和砂质沉积进积的区域背景，具体小层中坝体规模、迁移和复合方式则是物源、古地貌、可容纳空间及波浪—湖流共同作用的结果。

6.2 复合构型的资源规模意义及非均质性约束

单期坝体横向规模有限，而坝—滩侧向拼接和多期垂向叠置可扩大砂质沉积连续范围。油砂山XIV-5 小层中，单期坝体一般延伸 1～3 个井距，多期砂体可局部叠合连片；其他湖相滩坝研究也表明，大型坝砂可由较小坝体生长和侧向拼接形成[28]。因此，复合构型首先体现为扩大砂质地质体规模的几何意义。

油砂体统计与上述几何认识相容，但不能直接等同。261 个油砂体中I、II类 95 个，仅占 36.4%，却控制约 76.9%的石油地质储量；XIV油组I、II类储量为 91.8×10⁴t，为 4 个油组最高。由于油砂体边界还受断层、岩性尖灭和油水分布控制，且本文未建立逐油砂体“构型参数—储量”配对关系，因此只能认为复合构型为形成较大尺度含油地质体提供有利几何条件，而最终资源规模仍受多种地质因素共同控制。

复合规模增大也不意味着储层更均一[19]。邵长印等[7]表明，构型、砂体规模及分隔层共同控制连通性；陈朝兵等[17]发现连续叠加型宏观非均质性最弱、砂泥互层型最强，说明叠置次数本身不能决定非均质性；张小菊[18]同样指出不同构型单元和界面对应不同非均质性。油砂山资料还表明，成岩作用以及断层、微裂缝会进一步改变孔渗属性和渗流方向。因此，复合构型是非均质性形成的沉积骨架之一，而非唯一控制因素。

综上，复合构型一方面可扩大砂质连续范围，为大型油砂体形成提供空间基础；另一方面，构型界面、砂泥配置、隔夹层和物性差异会约束连通和动用，后期成岩—构造改造还可进一步复杂化渗流结构。二者应作为并行属性认识，不能简单概括为“复合程度越高，开发条件越好”或“复合程度越高，非均质性越强”。

6.3 从资源优势筛选到开发有利目标

成熟油田扩边挖潜不能仅依据砂体厚度或储量规模确定目标。研究区I、II类油砂体控制约 76.9%的石油地质储量，但资源最集中的XIV油组同时具有最明显的层间非均质性，说明“资源规模较大”并不等同于“开发条件均一”。因此，开发有利目标识别宜分为两个层次：首先以油砂体为基本单元，以地质储量为主、含油面积和井控程度为辅助，筛选I、II类资源优势目标；随后以层间渗透率差异、平面物性变化、构型界面和分隔层等作为非均质性约束。

已有研究表明，砂体连通关系和层间渗透率差异可显著影响驱替与采出效果[29]，成熟油田高含水阶段的精细开发也需要落实储集体内部建筑结构和隔夹层[30]；滩坝构型划分还可通过压力和注采关系验证其连通性认识[7]。这些研究仅用于说明非均质性和构型具有开发约束意义，其具体阈值不直接移植到油砂山。

目前非均质性参数主要统计于油组和典型小层尺度，尚缺少 261 个油砂体隔夹层、注采响应和生产动态资料。因此，本文提出的是“资源规模优势筛选—非均质性约束”的开发有利目标识别框架（图 7），而非完整的工程—经济评价体系。后续可在获得逐油砂体动态资料后，进一步建立“资源规模—连通性/非均质性—开发效果”的定量评价模型。

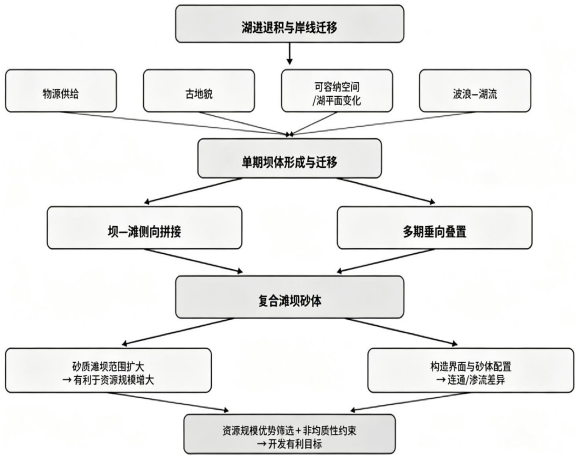


图 7.湖退背景下滩坝复合构型的资源规模意义、非均质性约束与开发有利目标识别概念模式

7.结论

（1）油砂山油田上干柴沟组（N_1）XIII～XVI油组以滨浅湖滩坝沉积为主，总体处于湖退进积背景。研究区主要发育坝中、坝缘、滩和滨浅湖泥 4 种沉积微相；单期坝体横向规模有限，不同期砂体可通过坝—滩侧向拼接和垂向叠置形成复合砂体。典型 XIV-5 小层坝中砂体单层厚度为 2.0～4.0 m，单期一般延伸 1～3 个井距。湖退进积主要构成砂体总体迁移和进积的区域背景，具体坝体规模及复合方式还受到物源供给、古地貌、可容纳空间和波浪—湖流等因素共同影响。

（2）在精细小层格架以及沉积微相、岩性尖灭、断层和含油性等边界约束下，XIII～XVI油组 76 个小层共划分 261 个油砂体，石油地质储量为 258.07×10⁴ t。综合分类识别I类油砂体 25 个、II类 70 个，I、II类合计 95 个，占油砂体总数 36.4%，但控制 198.5×10⁴ t 地质储量，占总储量约 76.9%，表明研究区资源明显向少数优势油砂体集中。

（3）不同油组资源规模与储层均质程度并不一致。XIV 油组油砂体总储量为 107.93×10⁴ t，I、II类油砂体共 38 个、储量 91.8×10⁴ t，均为 4 个油组最高；其分层系数、渗透率级差、变异系数和突进系数分别为 12.42、6.28、0.59 和 2.70，也均为 4 个油组最高。由此表明，XIV油组资源优势最突出，同时层间非均质性最明显，二者在油组尺度上表现为共存关系，现有资料尚不能证明油砂体规模与非均质性之间存在严格的定量因果关系。

（4）多期滩坝砂体的侧向拼接和垂向叠置有利于扩大砂质地质体的连续范围，为形成较大尺度含油地质体提供空间基础；与此同时，构型界面、砂泥配置、隔夹层及物性差异会对储层连通和动用形成约束，成岩和构造改造还可进一步复杂化渗流结构。针对成熟油田扩边挖潜，本文据此提出“资源规模优势筛选—非均质性约束”的开发有利目标识别框架：优先筛选I、II类资源优势油砂体及其集中层系，再结合层间和平面非均质性开展进一步评价。该框架属于开发地质层面的目标优选，并非完整的工程—经济开发评价体系。

参考文献

[1] 姜在兴，王俊辉，张元福.滩坝沉积研究进展综述[J]. 古地理学报，2015，17（4）：427-440.DOI：10.7605/gdlxb.2015.04.036.

[2] Jiang Z，Liu H，Zhang S，Su X，Jiang Z. Sedimentary characteristics of large-scale lacustrine beach-bars and their formation in the Eocene Boxing Sag of Bohai Bay Basin，East China[J]. Sedimentology，2011，58(5)：1087-1112. DOI：10.1111/j.1365-3091.2010.01196.x.

[3] 杨勇强，邱隆伟，姜在兴，银熙炉.陆相断陷湖盆滩坝沉积模式——以东营凹陷古近系沙四上亚段为例[J].石油学报，2011，32（3）：417-423. DOI：10.7623/syxb201103007.

[4] 商晓飞，侯加根，孙福亭，等.砂质滩坝储集层内部结构特征及构型模式——以黄骅坳陷板桥油田古近系沙河街组为例[J].石油学报，2014，35（6）：1160-1171. DOI：10.7623/syxb201406014.

[5] Li X，Qiu L，Fu J，et al. Architectural characteristics，evolutionary stages，and sedimentary models of clastic beach bars[J]. Marine and Petroleum Geology，2022，146：105976. DOI：10.1016/j.marpetgeo.2022.105976.

[6] 夏晓敏，吴颜雄，张审琴，等. 湖相滩坝砂体构型及对致密油甜点开发的意义——以柴达木盆地扎哈泉地区扎 2 井区为例[J].天然气地球科学，2019，30（8）：1158-1167.DOI：10.11764/j.issn.1672-1926.2019.07.006.

[7] 邵长印，宋璠，张世奇，等. 渤海湾盆地黄河口凹陷 SC7 区块古近系东营组二段下亚段滩坝储集体构型特征[J].石油与天然气地质，2024，45（2）：486-501.DOI：10.11743/ogg20240213.

[8] 赵俊威，王恒，张东伟，等.海相砂质滩坝沉积构型及表征研究进展[J].沉积学报，2025，43（4）：1275-1292.DOI：10.14027/j.issn.1000-0550.2023.108.

[9] 胡光明，何幼斌，李积永，等.滨浅湖单一坝沉积微相精细刻画方法——以柴达木盆地扎 11 井区 N_2^1 Ⅳ-10 小层为例[J].断块油气田，2020，27（2）：171-175.

[10]石金华，韩登林，于炳松，等.乌南油田滨浅湖砂体储层构型及其油气意义[J].地质科学，2016，51（4）：1310-1323.DOI：10.12017/dzkx.2016.060.

[11]魏恒飞，关平，王鹏，等.柴达木盆地滩坝沉积特征、成因及沉积模式：以扎哈泉地区上干柴沟组为例[J].高校地质学报，2019，25（4）：568-577.DOI：10.16108/j.issn1006-7493.2019012.
[12]易定红，石亚军，李翔，等.柴达木盆地西部扎哈泉地区新近系上干柴沟组滩坝砂体沉积演化及其控制因素[J].古地理学报，2022，24（4）：713-727.DOI：10.7605/gdlxb.2022.04.042.
[13]王艳清，刘占国，宋光永，等.咸化湖盆滩坝砂岩发育特征、控砂机制及油气成藏特征——以柴达木盆地西南地区新近系为例[J].石油勘探与开发，2023，50（4）：742-754. DOI：10.11698/PED.20230057.
[14]Wang Y， Song G， Zhu C， et al. Controls on the occurrence of beach-bar sandstone in a Neogene saline lake basin，southwestern Qaidam Basin， China[J]. Geological Journal，2022，57(9)：3478-3495. DOI：10.1002/gj.4457.
[15]尹力，冯文杰，尹艳树，等.波浪作用下砂质滩坝的沉积过程与沉积模式——基于水槽沉积模拟实验研究[J].沉积学报，2022，40（5）：1393-1405.DOI：10.14027/j.issn.1000-0550.2021.147.
[16]徐振华，吴胜和，刘常妮，等.河流与波浪强度对湖盆浅水三角洲—滩坝形成的控制作用[J/OL].地球科学，2026-04-14.DOI：10.3799/dqkx.2026.097.
[17]陈朝兵，付玲，南凡驰，等.基于不同砂体结构的宏观非均质性评价方法——以鄂尔多斯盆地合水地区长8油层组为例[J].石油实验地质，2021，43（2）：242-249.DOI：10.11781/sysydz202102242.
[18]张小菊.砂体构型对储层非均质性的控制作用研究——以川西坳陷东坡地区沙溪庙组为例[D].成都：成都理工大学，2021.
[19]Shang X， Hou J， Dong Y. Genesis of reservoir heterogeneity and its impacts on petroleum exploitation in beach-bar sandstone reservoirs： A case study from the Bohai Bay Basin， China[J]. Energy Geoscience，2022，3(1)：35-48. DOI：10.1016/j.engeos.2021.10.003.
[20]付锁堂，马达德，陈琰，等.柴达木盆地油气勘探新进展[J].石油学报，2016，37（S1）：1-10.DOI：10.7623/syxb2016S1001.
[21]刘占国，朱超，李森明，等.柴达木盆地西部地区致密油地质特征及勘探领域[J].石油勘探与开发，2017，44（2）：196-204.DOI：10.11698/PED.2017.02.03.
[22]马新民，刘池洋，罗金海，等.柴达木盆地上干柴沟组时代归属及代号变更建议[J].现代地质，2014，28（6）：1266-1274.DOI：10.3969/j.issn.1000-8527.2014.06.018.
[23]纪友亮，董志武，许瑞，等.三角洲—滩坝复合砂体沉积模式和成因机制研究进展与展望[J].古地理学报，2025，27（4）：811-822.DOI：10.7605/gdlxb.2025.089.
[24]王菁，李相博，刘化清，等.陆相盆地滩坝砂体沉积特征及其形成与保存条件——以青海湖现代沉积为例[J].沉积学报，2019，37（5）：1016-1030.DOI：10.14027/j.issn.1000-0550.2019.038.
[25]袁坤，金振奎，彭飚，等. 青海湖东南岸现代滩坝沉积模式与识别标志[J].现代地质，2020，34（2）：309-320.
[26]张自力，李琦，朱筱敏，等.陆相断陷湖盆滩坝沉积特征与地震沉积学响应——以渤海湾盆地霸县凹陷古近系沙河街组一段为例[J].石油与天然气地质，2022，43（4）：970-989. DOI：10.11743/ogg20220418.
[27]胡慧，朱红涛，杜晓峰，等. 陆相湖盆多级缓坡地貌约束下的滩坝沉积体系特征与沉积模式[J]. 海洋学报，2024，46（12）：40-52. DOI：10.12284/hyxb2024055.
[28]刘常妮，吴胜和，徐振华，等.湖盆浅水三角洲—离岸滩坝体系构型特征——以东营凹陷胜坨油田沙河街组为例[J]. 石油科学通报，2025，10（3）：430-445. DOI：10.3969/j.issn.2096-1693.2025.01.010.
[29]高坤，张晓芹，刘永旺，等.砂体非均质性对大庆油田三类油层开发效果的影响研究[J].中外能源，2026，31（7）：52-59.
[30]张为民，裘怿楠，田昌炳.重新认识河道砂体储层层内非均质性——从注水开发高含水阶段挖掘层内剩余油潜力谈起[J].大庆石油地质与开发，2008，27（5）：45-48.DOI：10.3969/j.issn.1000-3754.2008.05.012.