

饶阳凹陷西6区块沙一上段沉积微相及其含油气性

吕传炳¹, 庞雄奇^{2,3}, 庞宏^{2,3*}, 付亮亮¹, 郑定业^{2,3}, 刘本芬¹, 耿荣燕¹

1 中国石油华北油田分公司, 河北任丘 062552

2 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

* 通信作者, panghong19820107@126.com

收稿日期: 2021-05-19

中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“富油气区带整体再评价关键技术攻关研究与应用”(2017E-1504)资助

摘要 饶阳凹陷作为一个勘探老区, 油气年产量日益下降, 亟需发现新的油气储量以满足国家战略发展需求。受限于早期的生产技术及理论模式, 地层格架划分粗略, 评价目标主要集中以段或亚段, 精度较高者以油组为主, 以单砂体尺度的储层受非均质性的影响导致沉积微相划分不准, 为油田增储上产带来挑战, 严重制约了油气勘探开发的发展。基于此, 利用岩心、录井及测井等资料, 本文以饶阳凹陷南马庄地区西6区块为例, 对沙一段各小层(单砂体)沉积微相进行刻画, 并对各类微相中砂体含油气性进行分析。结果表明: 西6区块沙一上段共分为3个油组9个小层; 岩性以偏氧化环境的泥岩与偏还原环境的砂岩混合为主, 表现为沉积过程中水体震荡摆动的特点; 沉积亚相类型为三角洲平原, 发育分流河道、天然堤和河漫沼泽3种微相; 沉积微相分布范围控制着砂体展布特征, 具体表现为分流河道控制小层的砂地比及渗砂厚度分布, 其中以II₁、II₂小层砂地比值最大, 可达至0.75、0.85, I、II₁小层渗砂厚度值最大, 可达至30 m、25 m; II、III油组中各小层分流河道(微)相控制下的储层砂体整体含油气性较高, II₄、III₂小层含油层比例最大为69.6%、65.5%。基于各小层沉积微相与含油层的结合, 剖析了沙一上段沉积微相与油气分布关系, 指出分流河道、天然堤等微相叠合区内渗砂厚度大于5 m为有利的油气聚集区。

关键词 饶阳凹陷; 西6区块; 沙一上段; 沉积微相; 含油气性; 油气聚集有利区

Sedimentary microfacies and oil/gas-bearing ability of the upper member of Es1 in the Xi-6 area, Raoyang sag

LYU Chuanbing¹, PANG Xiongqi^{2,3}, PANG Hong^{2,3}, FU Liangliang¹, ZHENG Dingye^{2,3}, LIU Benfen¹, GENG Rongyan¹

1 Huabei Oilfield company of PetroChina, Renqiu 062552, China

2 State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 College of Geoscience, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract The Raoyang sag is an old exploration area and the annual oil and gas production is decreasing each year. It is urgent

引用格式: 吕传炳, 庞雄奇, 庞宏, 付亮亮, 郑定业, 刘本芬, 耿荣燕. 饶阳凹陷西6区块沙一上段沉积微相及其含油气性. 石油科学通报, 2021, 04: 553-565

LYU Chuanbing, PANG Xiongqi, PANG Hong, FU Liangliang, ZHENG Dingye, LIU Benfen, GENG Rongyan. Sedimentary microfacies and oil/gas-bearing ability of the upper member of Es1 in the Xi-6 area, Raoyang sag. Petroleum Science Bulletin, 2021, 04: 553-565. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.04.038

to find new oil and gas reserves to meet the needs of national strategic development. Limited by the early production technology and the theoretical model, the stratigraphic framework is roughly divided, and the evaluation target is mainly concentrated on the member or sub-member level, and the oil group is the main one with higher accuracy. Single sand body scale reservoirs are affected by heterogeneity, which leads to the inaccurate division of sedimentary microfacies, which brings challenges to the increase of reserves and production, and seriously restricts the development of oil and gas exploration and development. Based on this, using the core, logging, and logging data, this paper takes the Xi-6 block in the Nanmazhuang area of the Raoyang sag as an example to characterize the sedimentary microfacies of each small layer (single sand body) in the upper member of Es1, and analyzes the oil and gas bearing properties of sand bodies in various microfacies. The results show that the upper SHA-1 member of block Xi-6 is divided into 3 oil formations and 9 sub-layers; the lithology is mainly composed of mudstone from a partially oxidizing environment and sandstone from a partially reducing environment, which is characterized by water oscillation during deposition; the type of sedimentary subfacies is delta plain with three microfacies: distributary channel, natural dike, and river swamp; the distribution range of sedimentary microfacies controls the distribution characteristics of sand bodies, specifically, the distributary channel controls the ratio of sand and sand infiltration thickness distribution of the sublayer, among which the ratio of sand of sublayer II1 and II2 is the largest, up to 0.75 and 0.85, and the sand infiltration thickness of sublayer I and III1 is the largest, up to 30 m and 25 m. Under the control of distributary channel microfacies of each small layer in oil group III, the overall oil-bearing property of reservoir sand bodies is relatively high, and the largest proportion of oil-bearing layers in II4 and III2 is 69.6% and 65.5%. Based on the combination of sedimentary microfacies and oil-bearing layers, the relationship between sedimentary microfacies and oil-gas distribution in the upper Es1 member is analyzed, and it is pointed out that the favorable oil-gas accumulation area is where the thickness of permeable sand in the superimposed area of microfacies such as distributary channels and natural dikes is more than 5 m.

Keywords Raoyang sag; Xi-6 area; upper member of Es1; sedimentary microfacies; oil/gas bearing ability; favorable area for oil/gas accumulation

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.04.038

0 引言

冀中拗陷位于渤海湾盆地西部, 勘探面积约 $3.2 \times 10^4 \text{ km}^2$, 经过 65 年的勘探发现了廊固、霸县、饶阳、深县、束鹿、晋县等富油气凹陷。目前, 已发现的油气藏类型以构造、岩性、地层、潜山等油气藏为主, 主要集中在古近系碎屑岩及蓟县系雾迷山组、寒武系府君山组、奥陶系马家沟组和亮甲山组碳酸盐岩储层中^[1-2]。然而, 随着勘探开发的持续进行, 冀中拗陷产油区出现产量递减、勘探成果较少、开发不理想的现象^[3]。另外, 在古潜山已达到高勘探程度的现实情况下, 古近系中深层碎屑岩储层将是未来勘探所要寻找的重点储集层^[4]。

饶阳凹陷古近系沙河街组油气藏类型以岩性、构造等为主, 尤其以岩性油气藏最为发育。目前, 大量围绕沉积相、砂体展布等的研究, 虽然为以岩性圈闭为目标的油气勘探方向提供了宏观思路^[5-9], 但由于前期地层格架划分粗略, 评价目标主要集中以段或亚段, 精度较高者以油组为主, 以单砂体尺度的储层受非均质性的影响导致沉积微相划分不准, 从而影响识别有效砂体分布边界, 对剩余油开发带来困难, 进而为油田增储上产带来挑战。因此, 在深化油气成藏与富集规律认识的基础上, 亟需对勘探老区地层沉积微相进行精细再判识, 在此基础上对含油气性预测进行评价,

为油气勘探再开发提供理论依据。

基于此, 本文以饶阳凹陷西 6 区块沙一上段为例, 利用岩性、测井资料对其地层格架进行精细划分(小层), 预测砂体及沉积微相展布特征。在研究区沉积环境条件下, 分析了不同沉积相态砂体储集特性及含油气性, 进而预测油气勘探有利区。

1 地质概况

南马庄构造带位于饶阳凹陷东北部(图 1a), 总体上为北西倾的单斜构造(图 1b)。区内主要分布潜山灰岩及第三系砂岩油藏。下第三系地层具有西厚东薄、层层超覆、下超顶剥的特点。由于下第三系地层自翼部向潜山顶部超覆沉积, 厚度自潜山顶部向翼部逐渐增厚。马西大断裂基本上是由多条北北东走向的断层构成, 均为同生断层, 断距大, 断切层位深, 延伸距离远。

西 6 断块位于南马庄构造带东部, 面积约 40 km^2 , 呈北东—南西向展布, 西部与西 36、马 2 断块相邻(图 1c)。断块内主要目的层沙一段被东西向南掉的断层分成两个小断块, 主要发育三角洲相沉积体系。钻井揭露地层序列自上而下为第四系, 上第三系明化镇组、馆陶组, 下第三系东营组、沙河街组、下古生界地层。沙一段地层沉积时期, 发生大面积湖侵。在研

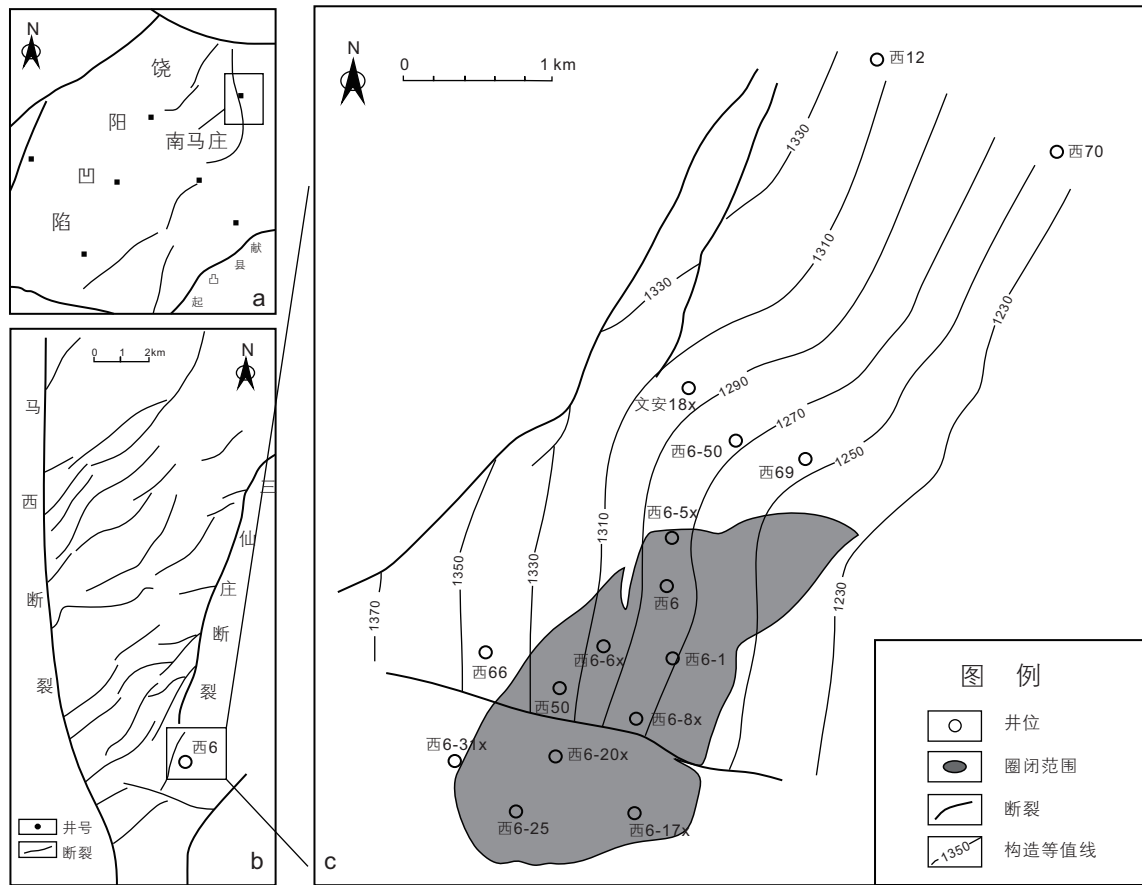


图1 区域综合概况图

Fig.1 Structural location of Well Xi 6 block in Raoyang sag

究区形成了一套页理极为发育的富有机质页岩、鲕灰岩、泥质白云岩、暗色泥岩和砂岩组成的“特殊岩性段”。其中，暗色泥岩加页岩累计厚度可达500 m，有机质丰度纵向变化较大，下好上差。沙一下段有机碳含量TOC平均达到1.13%，生烃潜力 S_1+S_2 平均5.6 mg/g，总烃含量平均2025 ppm，有机质类型以II₂~III型为主，为一套中等~好生油岩；而沙一上段有机质含量迅速降低，有机碳TOC平均仅0.19%，生烃潜力 S_1+S_2 平均0.21 mg/g，最大只有0.69 mg/g，总烃含量评价为43 ppm，为一套非生油岩。根据电测解释资料显示，沙一上段砂质含量较高，孔隙度22.9%~24.2%，平均23.6%；渗透率29.37~31.51 mD，平均30.44 mD，为中孔、低渗常规储层。综合来看，沙一地层油气成藏模式表现为自生自储型(图2)。

2 沉积微相划分及分布特征

2.1 研究思路与方法流程

小层沉积微相精细划分是以测井资料为基础，以

岩性、岩相及地球化学特征为佐证^[10-12]，对地层沉积旋回、砂体展布特征进行划分，从而识别出沉积相^[13-14]。其具体研究思路为：在测井资料分析及岩心观察、描述的基础上，建立起高分辨率层序地层研究，并划分单井层序与连井地层对比模式，随之建立等时地层格架；在利用测井资料解释的基础上，划分出地层沉积旋回，结合岩心观察建立起单井测井相；综合利用上述资料对单井沉积微相进行划分，最后根据连井对比划分出的沉积相剖面图，得出储层沉积相带平面展布特征(图3)。

2.2 等时地层格架建立

高分辨率层序地层学理论指出建立高精度时间地层对比格架的层序地层划分与对比需依据露头、钻井、测井和高分辨率三维地震资料为基础，以多级次的基准面旋回为参照面进行划分^[15-16]。利用研究区岩心特点、测井曲线及沉积旋回等特征，选择了2个I类标志层、4个II类标志层作为研究区各井的对比标志。其中，I类标志层是指在全区或区域岩性特殊、具有一定厚度、分部稳定、电性特征明显的地层，II类标

地层				地层代号	厚度/m	岩性特征	储盖组合		
系	统	组	段				源岩	储层	盖层
第三系	渐新统	东营组		Ed	450	河流相沉积, 岩性为紫红色泥岩与棕红色细砂岩、粉砂岩、灰白色中砂岩、细砂岩不等厚互层。			
		沙河街组	沙一段	Es1 ^上	220	暗紫红色泥岩夹灰色砂岩。			
				Es1 ^下	180	灰色泥岩、钙质页岩、白云质泥岩、钙质砂岩和鲕状灰岩。			
			沙二段	Es2	500	底部砂岩发育, 夹红色泥岩, 上部为红色泥岩发育段夹灰色砂岩。			
沙三段	Es3	450	为湖相沉积, 岩性以灰色、深灰色泥岩与砂岩互层。						

图2 区域综合概况图

Fig. 2 Structural location of Well Xi 6 block in Raoyang sag

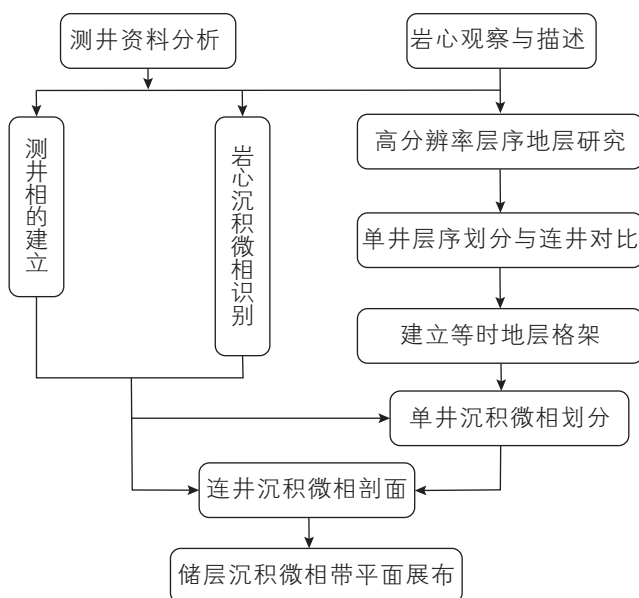


图3 小层沉积微相判识技术路线图

Fig. 3 Technical routine map of microfacies identified in the reservoir

志层是指在研究区内, 岩性较稳定、电性特征明显的地层。(1)I类标志层: ①馆陶组底部块, 厚度约 50 m, 视电阻率曲线块状高阻, 自然电位曲线箱状负异常, 岩性为杂色砂砾岩。②沙一上段底部特殊岩性块, 厚度约 5 m, 视电阻率曲线为高低双尖组合, 岩性为深灰色钙质泥、页岩。(2)II类标志层: ①沙一上I油组底部砂体, 厚度 5~10 m, 视电阻率曲线呈齿状或尖刀状, 自然电位呈指状负异常, 分布较稳定。②沙一上II油组顶部泥岩段, 厚度 20~30 m, 视电阻率、自然电位均表现为低平; 泥岩段中部夹薄层砂岩, 即为 II₁、II₂ 小层的分界线。③沙一上II油组 3—5 小层中部砂岩, 厚度 10 m, 多呈 2 个砂体出现, 视电阻率曲线为齿状或山峰状中低值, 自然电位曲线呈指状负异常。④沙一上段III油组顶部 1—3 小层泥岩段, 厚度 30~40 m, 视电阻率、自然电位曲线均为低平, 泥岩段中部常出现“双薄层砂岩”, 即为 III-2 小层的底界, “双薄层砂岩”电阻率曲线表现为双齿状中低峰值, 自

然电位曲线为低幅度指状负异常。

根据油组、小层的划分原则，考虑岩性、电性、含油性以及沉积旋回特征，纵向上将沙一上段共分为3个油组9个小层(图4)。在单井层序划分的基础上，根据地层等时性，建立起连井地层对比，其结果如图5所示。

2.3 沉积特征分析

(1)岩石类型及组合 沙一上段地层岩石类型为紫红色、灰色泥岩夹浅灰色细砂岩、粉砂岩，局部砂岩较发育(图6)。岩心观察结果显示其岩性组合特性为：上部紫红色泥岩表现为色均，质纯，性软—中硬，性软者吸水性强，易造浆，成岩性差的特点。浅灰色砂

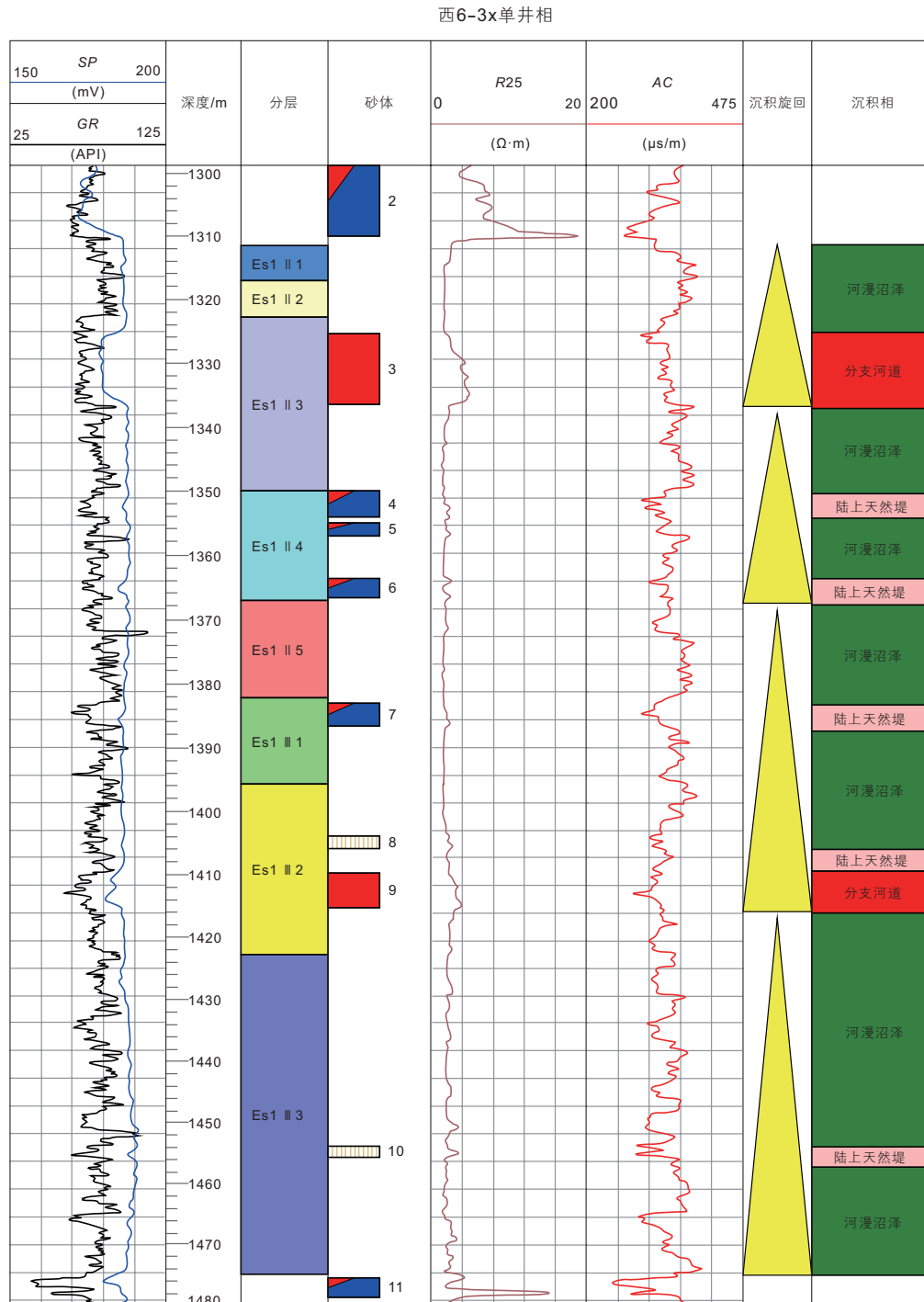


图4 西6-3x单井地层沉积旋回特征及小层划分结果

Fig. 4 Sedimentary cycle characteristics and sublayer division results of well Xi 6-3x

岩表现为色均，粉粒，灰泥质胶结，较疏松；下部浅灰色细砂岩特征为色均，成分以石英为主，长石次之，偶见暗色矿物，粉—细粒，分选中等，次棱角—次圆状，泥质胶结，较疏松。整体上，储层岩石类型以长石岩屑细砂岩为主，石英含量约占36%—42%，长石含量占17%—21%，岩屑含量占65%—83%。岩屑中以酸性岩屑为主，约占30%—36%；胶结物含量次之，约占17%—35%，其中黏土矿物占4%—28%、方解石占1%—17%、白云石占3%—4%；沉积岩屑及变质岩屑含量最低，约占1%。岩石颗粒分选中等，磨圆度为次

棱角，胶结类型为基底—孔隙式，颗粒之间以点接触为主。储集空间以粒间原生孔及粒间溶蚀孔为主。

(2)沉积环境 岩心观察结果显示研究区沙一上段底部沉积物的粒度较细，分选中等，磨圆为次棱角—次圆状，表现为水动力不足，反映出沉积物经历的搬运距离较短。而且地层中砂岩颜色呈现灰色、灰白色，说明沉积物在沉积时偏还原环境。沙一上段顶部沉积物以紫红色泥岩为主，泥质较为干裂，反映沉积物沉积时处于偏氧化环境，可能曾经暴露于地表^[17]。

(3)沉积旋回 在岩心及测井曲线解释结果的基础

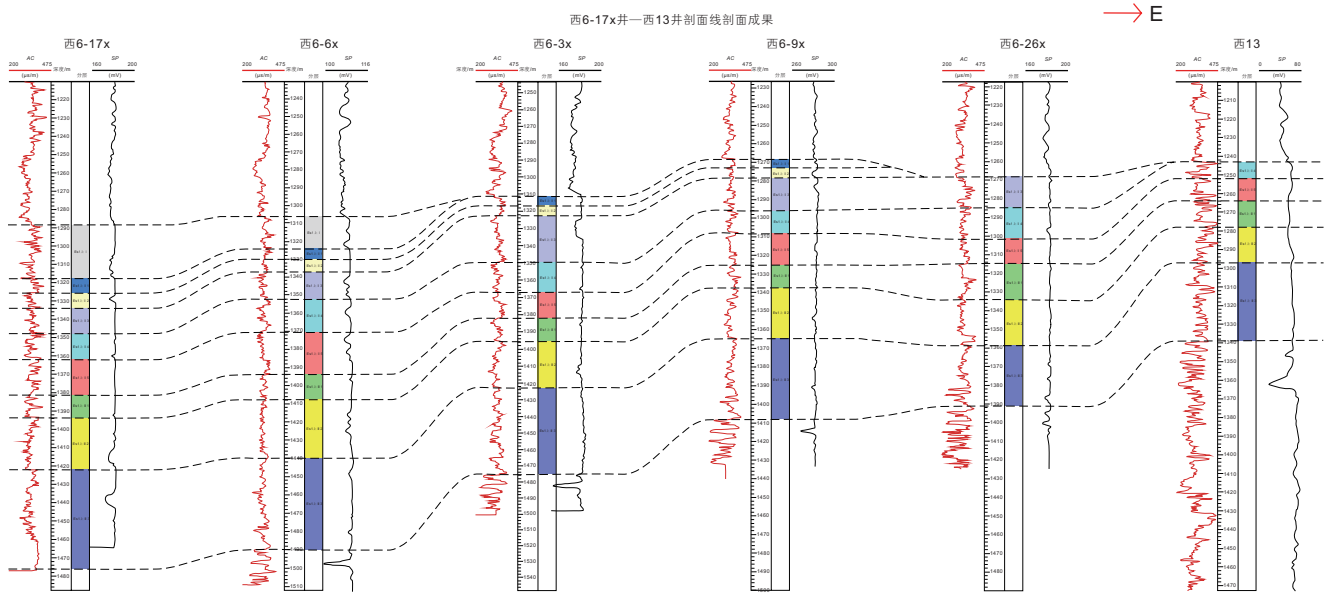


图5 西6井区地层连井剖面
Fig. 5 Cross section of Xi-6 block

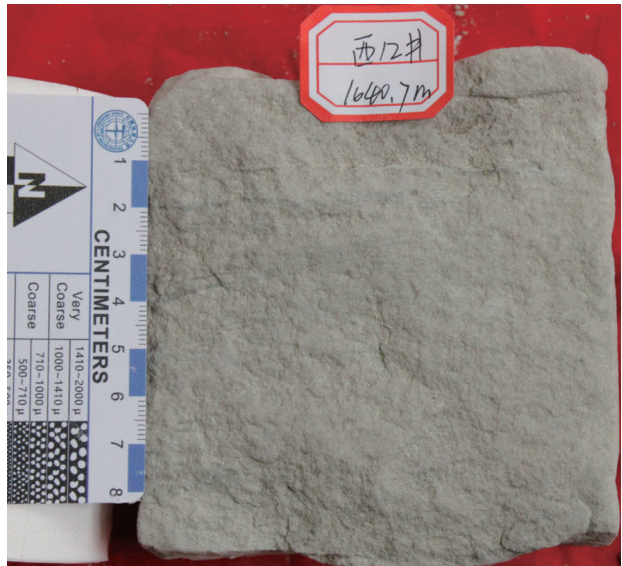
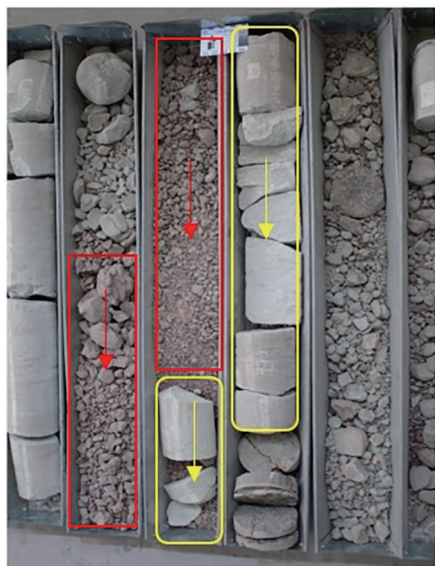


图6 西12井沙一上段岩心照片描述
Fig. 6 Core characteristic description of Well Xi 12

上, 利用伽马、自然电位曲线对沙一段垂向层序进行分析, 显示出一定规律性, 总体表现为由下向上呈现正韵律的沉积旋回特点, 反映出沉积物在沉积过程中, 没有经历大的构造变动。

总结以上相标志, 结合区域沉积背景和开发动态资料, 西6井区沙一段沉积背景表现为天然堤与河漫沼泽三角洲沉积为主(图7)。

2.4 沉积微相划分及平面展布

沉积微相类型的识别是建立在测井相和单井相分析的基础上^[2,13]。通过建立起的连井地层对比特征, 对研究区沙一段各小层沉积微相进行刻画。结果表明, 研究区沉积亚相以三角洲平原为主, 物源方向为北东向^[15], 供应程度较为一般。以自然电位、自然伽马曲线形态特征为主, 进一步将研究区地层沉积相划分为分流河道、天然堤和河漫沼泽3种微相(图7)。整体上, 不同沉积时期, 各小层沉积微相类型基本相同, 但其河道宽度、深度及位置存在明显的差异。

西6井区沙一段沉积时期, 研究区是以浅湖—三角洲沉积背景下的三角洲平原分流河道的沉积, 且分流河道范围呈现先扩大后退缩的趋势, 反映出物源供给在饶阳凹陷不同演化阶段的规模大小。其中, III油组由3小层至1小层沉积过程中, 河道范围不断扩大, 但沉积幅度较小, 可能是由于在物源供给一定的情况下, 盆地不断扩张, 有效可容空间增加速率大于物源供给速率, 平面上河道规模不断增大, 但河水较浅, 沉积物沉积较少。II油组至I油组沉积时期, 河道

范围不断缩小, 河水较浅, 沉积幅度进一步减小, 总体上呈现出物源供给缺乏的特点。II油组4、3、2小层沉积时期, 河道水体震荡摆动, 导致河道范围变化较大, 而砂体厚度变化范围较小, 说明这一时期物源供给出现较大的异常(图8)。

3 含油气性分析

3.1 沉积微相控制砂体展布特征

不同类型的沉积微相对砂体展布有不同控制作用。根据钻井及连井特征对砂体厚度及空间展布进行识别, 垂向上沙一段砂体呈现顶平底凸透镜状, 平面上, 各小层砂体连片展布, 厚度较大地区呈条带状分布, 显示出古河道位置及流向。

虽然研究区3个油组9个小层均有砂体发育, 但其特征却不尽相同(图9)。沙一段III油组沉积时期, 研究区砂体范围不断扩大, 砂体厚度由南向北不断增大。具体表现为, 研究区III₃小层东北部砂体较厚, 中部、东南部砂体较薄; III₂小层表现为砂体展布范围扩大, 砂体厚度整体减薄, 研究区南部砂体厚度开始增加; III₁小层表现为砂体展布范围继续扩大, 研究区砂体整体厚度进一步减薄, 砂体厚度沿河道方向较大。相对于沙一段III油组, II油组沉积时期研究区砂体展布范围相对缩小, 整体上砂体厚度也相对较薄。II₅小层砂体在研究区北部较厚, 东南部较薄; II₄小层相对于II₅小层表现为砂体展布范围缩小, 砂体厚度整体

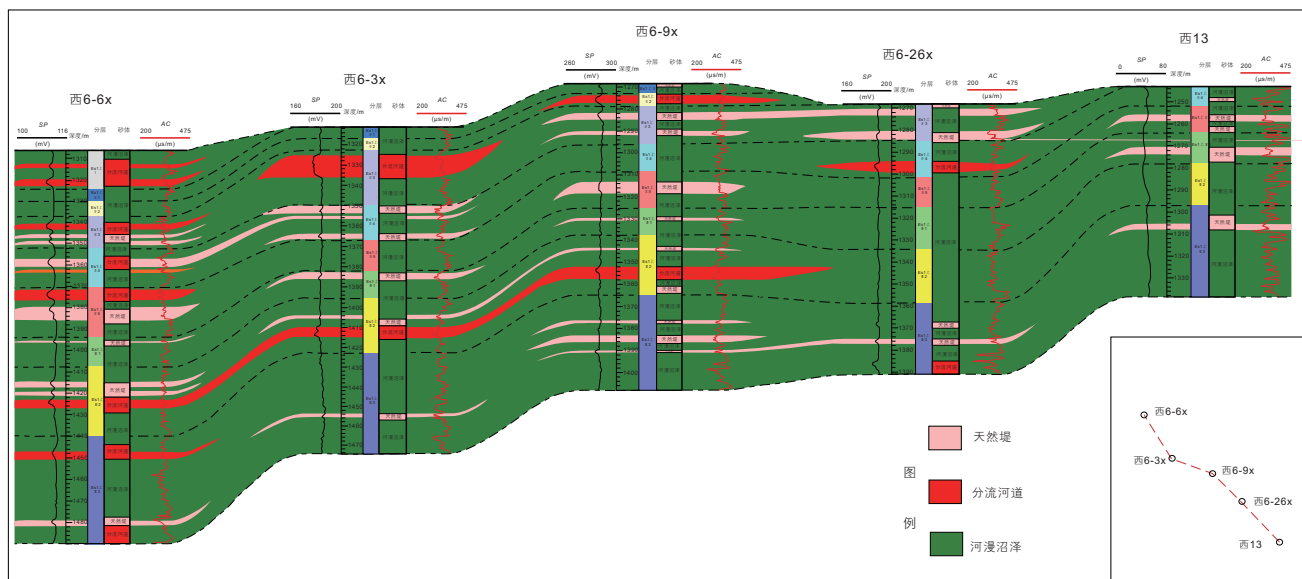


图7 西6井区沙一段连井沉积微相图

Fig. 7 Microfacies cross section of Es1 member in Xi-6 block

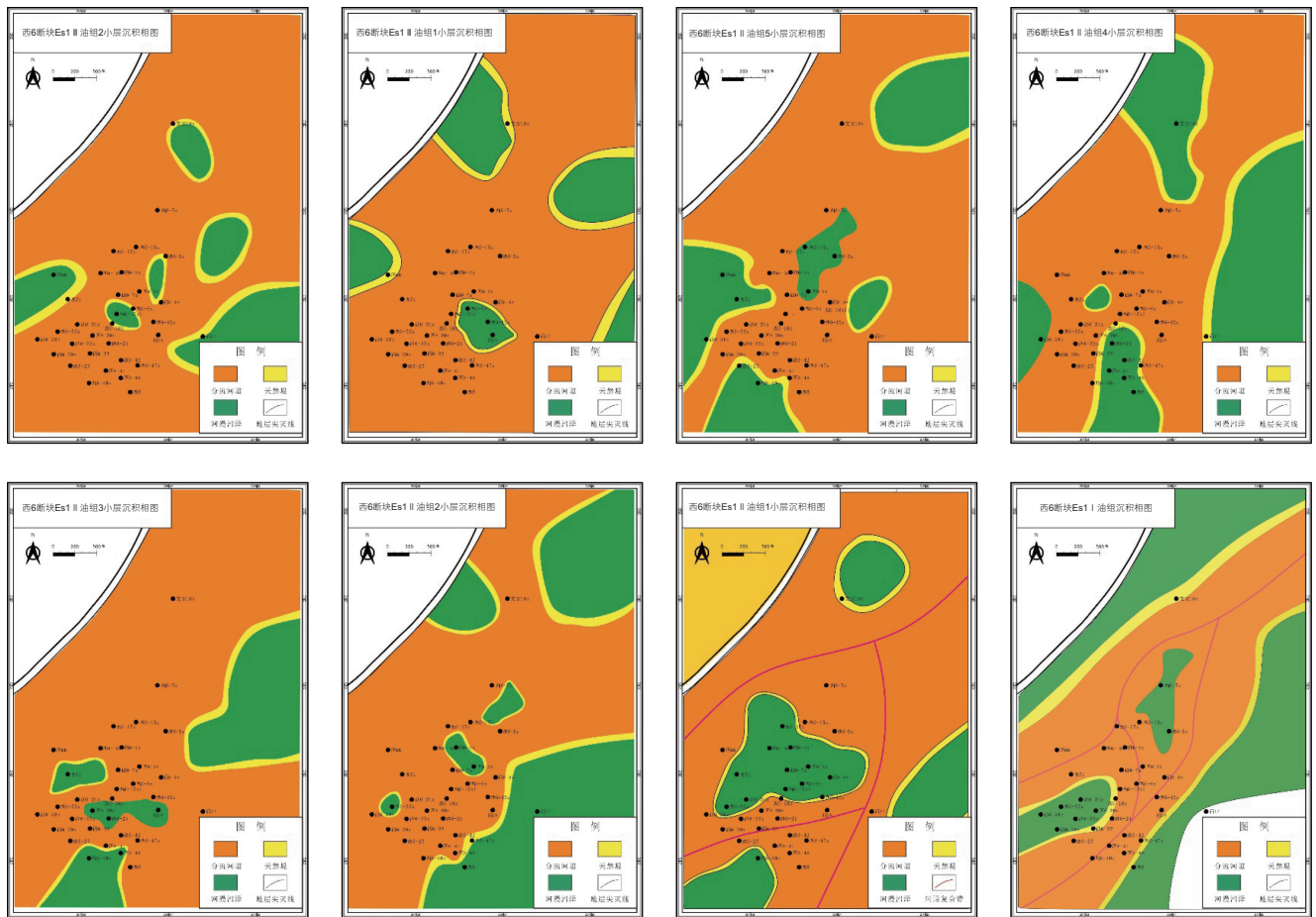


图8 西6井区Es1上段各小层沉积微相展布图

Fig. 8 Sedimentary microfacies distribution of the upper Es1 formation in West 6 well area

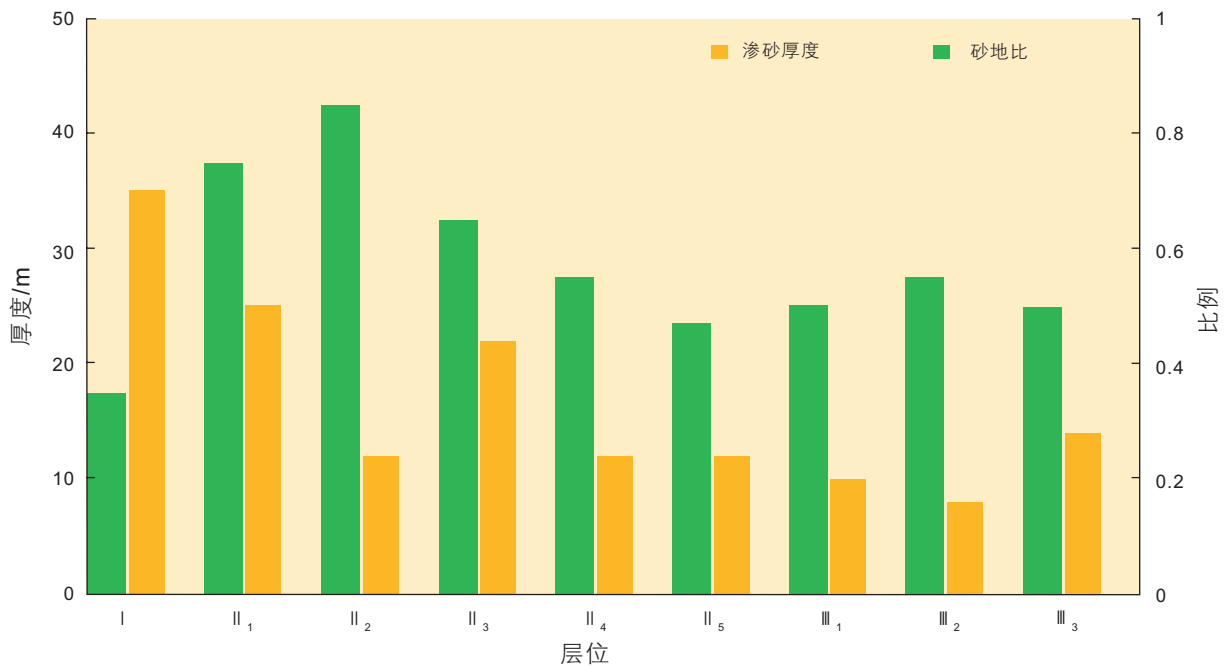


图9 西6井区沙一上段各小层砂地比和渗砂厚度分布

Fig. 9 Distribution of sand strata ratio and the sand infiltration of Es1 upper member in Xi 6 well block

减薄, 沿河道方向厚度减小; II₃ 小层砂体展布范围开始扩大, 研究区砂体厚度整体变化不大, 沿河道方向厚度增加; II₂ 小层砂体展布范围又缩小, 研究区砂体厚度变化特征与 II₄ 小层时期相似; II₁ 小层砂体展布范

围又扩大, 研究区砂体厚度变化特征与 II₃ 小层时期相似。相对于沙一上段 II 油组, I 油组沉积时期研究区砂体展布范围更小, 整体上砂体厚度也更薄(图 10)。不同时期不同类型沉积微相反映了水动力的强弱, 进一

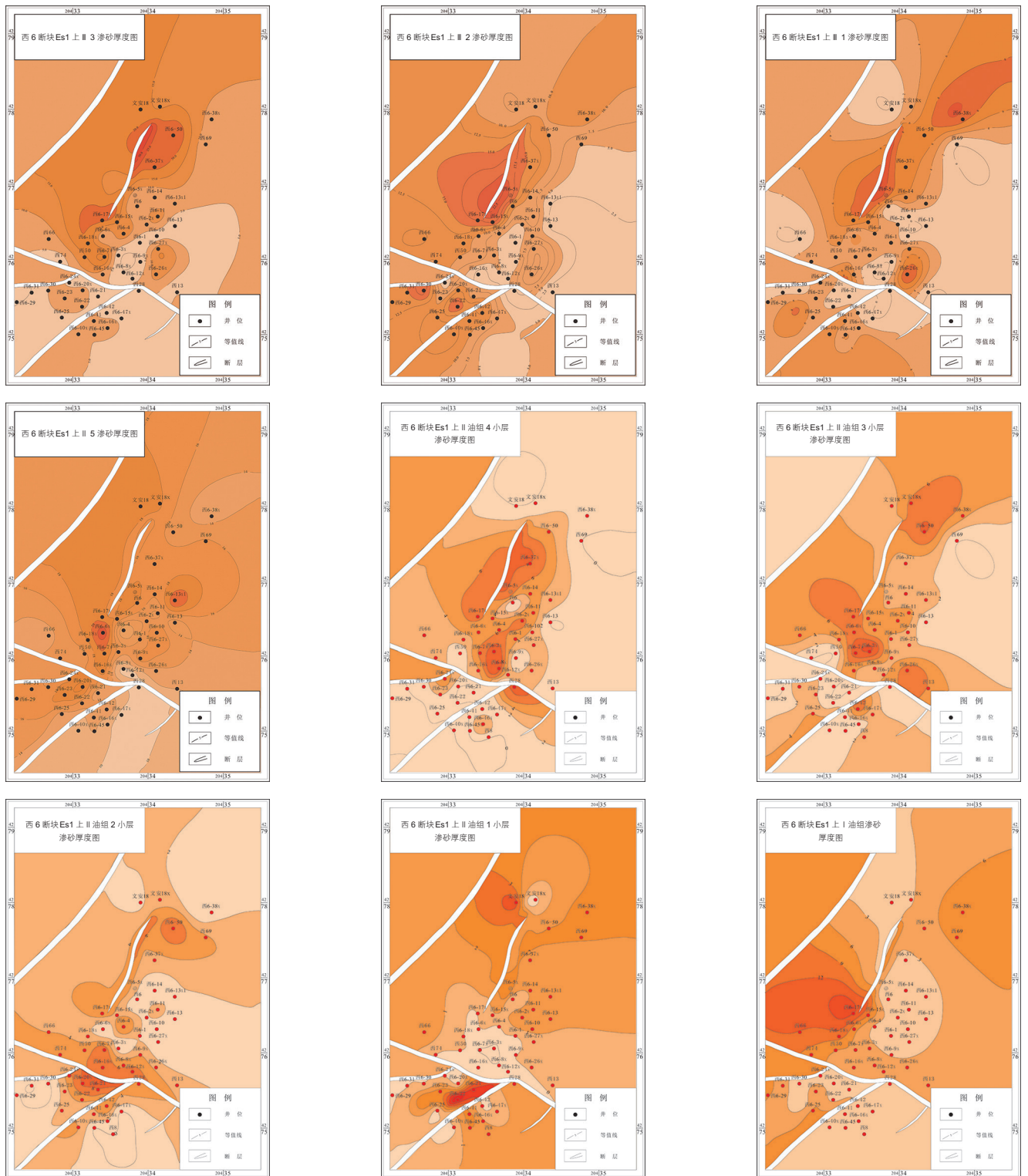


图 10 西 6 井区沙一上段各小层渗砂厚度平面展布图(颜色越深代表数值越大)

Fig. 10 Plane distribution of seepage thickness of each layer in upper Es1 section of well Xi 6 block

步显示不同小层砂体展布范围不同。

3.2 含油气性分析

沉积微相控制了砂体展布范围(图10)。砂体的分布特征对含油气层的发育起到决定性的作用,通过分析各小层渗砂厚度与油层发育比例的关系可以看出,随着渗砂厚度增加,油层比例总体上呈现增大的趋势(图11)。因此,可利用沉积微相发育特征对研究区含油气性进行表征。在优势沉积微相的控制下,研究区含油层主要集中在分流河道,天然堤含油气性较差,以油水同层及差油层为主,河漫沼泽中油层几乎不发育(图4)。统计西6井区沙一上段大部分小层(II₅小层数据点较少,无法显示良好的统计规律)的沉积微相与含油气关系特征,结果显示3个油组中大多数油层集中在分流河道中,比例约占50%以上,少数油层分布在天然堤中,河漫沼泽中几乎不含油层,这一规律反映出在大量统计数据基础上建立起来的沉积微相分布特征是较为可靠的(图12)。以II₂、II₃、II₄、III₁和

III₂小层为主的分流河道微相砂体中油气层显示概率较高,可作为后期剩余油开发的有利层位。

3.3 油气勘探有利区预测

油源充足条件下,沉积相控制有效砂体的厚度及范围,从而对储层质量产生关键性影响,最终作用于油气藏的形成和分布。反之,油气分布有利区一般均形成于优势相带之中。在对西6井区各小层沉积微相含油气性研究后,综合评价出该区有利相带为分流河道>天然堤>河漫沼泽。基于此,提出利用沉积微相、渗砂分布特征与含油层的关系将沙一上段油气勘探有利相带区由好至差划分为两级评价标准:I、分流河道和分流河道与天然堤、河漫沼泽叠合且渗砂厚度大于5m的区域;II、分流河道和分流河道与天然堤、河漫沼泽叠合且渗砂厚度小于5m的区域(图13)。其中,研究区中部及西部区域可作为精细再勘探开发的重点区域。

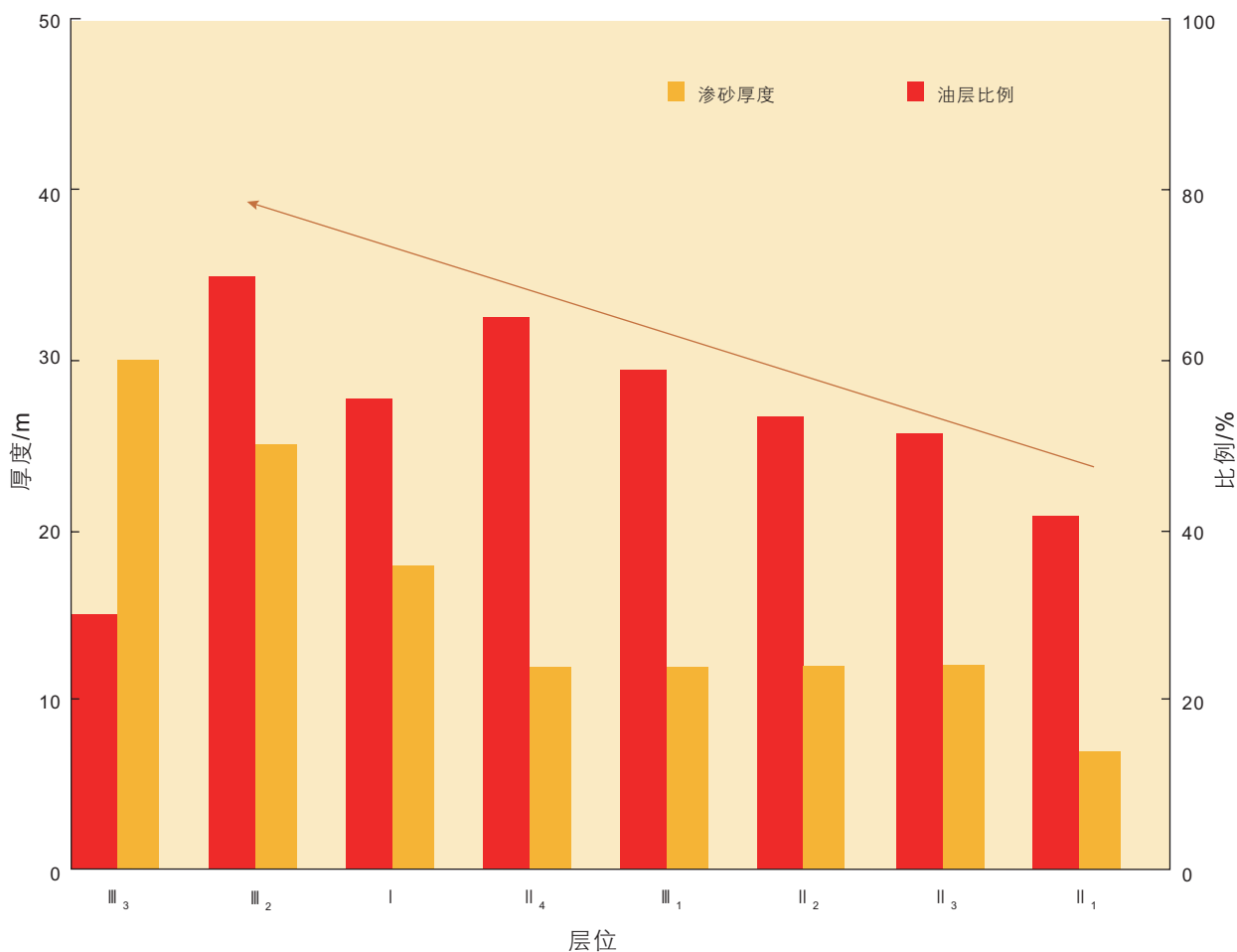


图11 各小层渗砂砂体内含油气性

Fig. 11 The oil/gas bearing ability of seepage thickness in each layer

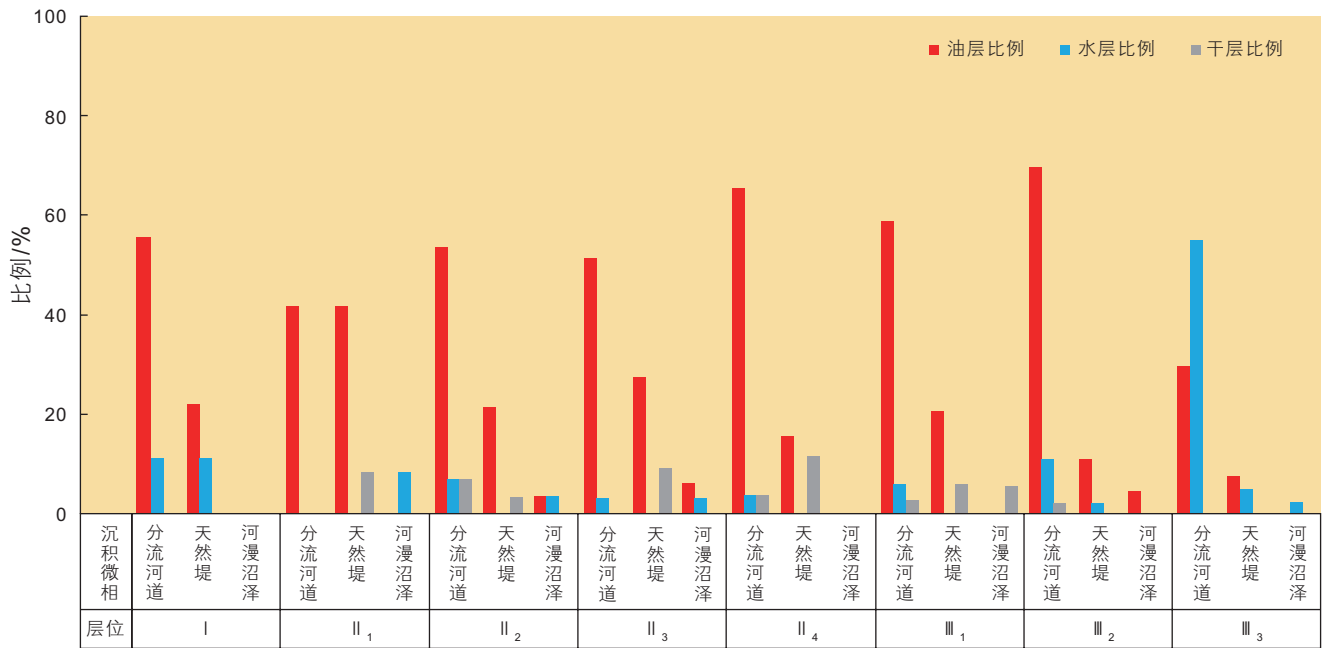


图 12 各小层不同沉积微相含油气性

Fig. 12 The oil/gas bearing ability of different sedimentary microfacies in each layer

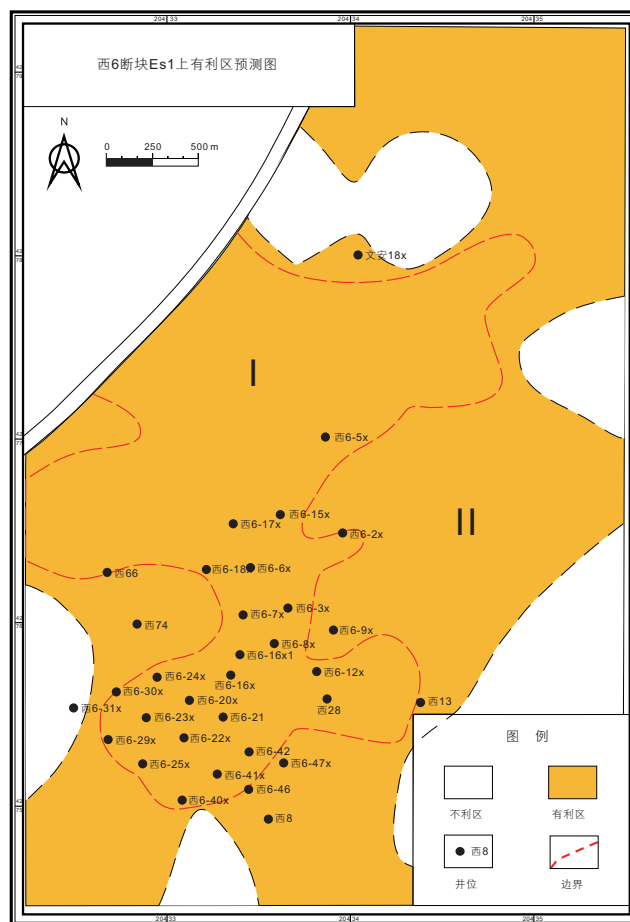


图 13 西6井区沙一上段地层油气勘探有利区预测

Fig. 13 Favorable area prediction of Es1 upper member in Xi-6 well block

4 结论

(1)西6井区沙一上段地层可划分为3个油组9个小层,沉积环境主要为三角洲平原亚相,由分流河道、天然堤和河漫沼泽3种微相组成。

(2)沉积相带控制了西6井区沙一上段储集特征及油气分布。沉积微相中以分流河道砂体的储集性能最

好,含油气性最高,天然堤次之,河漫沼泽中最差。II₂、II₃、II₄、III₁和III₂小层为主要的分流河道微相砂体可作为油气开发的重点层位。

(3)综合西6井区沙一上段9个小层沉积微相含油气能力划分出两级油气勘探有利相带,分流河道和分流河道与天然堤、河漫沼泽重叠且渗砂厚度大于5m区域为油气发育的有利区带。

参考文献

- [1] 沈华,范炳达,王权,等.冀中坳陷油气勘探历程与启示[J].新疆石油地质,2021,42(03):319-327.[FAN H, FAN B D, WANG Q, et al. Oil and gas exploration history and enlightenment in Jizhong depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(03): 319-327.]
- [2] 钟雪梅,王建,李向阳,等.渤海湾盆地冀中坳陷天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J].天然气地球科学,2018,29(10):1433-1442.[ZHONG X M, WANG J, LI X Y, et al. Geological conditions, resource potential and exploration direction of natural gas in Jizhong depression, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geosciences, 2018, 29(10): 1433-1442.]
- [3] 袁省之,孙竹,张宝生,等.石油矿区可持续经济效率评价体系构建及应用[J].石油科学通报,2018,3(03):354-368.[YUAN X Z, SUN Z, ZHANG B S, et al. Evaluation of sustainable economic efficiency in oilfields[J]. Petroleum Science Bulletin, 2018, 3(03): 354-368.]
- [4] 马学峰,杨德相,王建,等.渤海湾盆地冀中坳陷石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J].海相油气地质,2019,24(03):8-20.[MA X F, YANG D X, WANG J, et al. Geological conditions, resource potential and exploration direction of natural gas in Jizhong depression, Bohai Bay Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(03): 8-20.]
- [5] 张瑞锡.关于“沉积相”的概念[J].北京地质勘探学院学报,1957,02:89-95.[ZHANG R X. On the concept of “sedimentary facies” [J]. Journal of Beijing Institute of geological exploration, 1957, 02: 89-95.]
- [6] 朱筱敏.沉积岩石学[M].北京:石油工业出版社,2008.[ZHU X M. Sedimentary petrology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.]
- [7] YIN J, WANG Q, HAO F, et al. Palaeoenvironmental reconstruction of lacustrine source rocks in the lower 1st Member of the Shahejie Formation in the Raoyang Sag and the Baxian Sag, Bohai Bay Basin, eastern China[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2018, 495.
- [8] 苏东梅.饶阳凹陷南马庄油藏挖潜浅析[J].中国石油石化,2017,11:33-34.[SU D M. Potential tapping of Nanmazhuang reservoir in Raoyang sag[J]. China Petrochem, 2017, 11: 33-34.]
- [9] 殷杰,王权.利用测井和地震信息识别和预测优质烃源岩——以渤海湾盆地饶阳凹陷沙一段为例[J].天然气地球科学,2017,28(11):1761-1770.[YIN J, WANG Q. Using seismic and log information to identify and predict highquality source rocks: A case study of the first member of Shahejie Formation in Raoyang sag, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28 (11): 1761-1770.]
- [10] 王益友,郭文莹,张国栋.几种地球化学标志在金湖凹陷阜宁群沉积环境中的应用[J].同济大学学报,1979,(02):51-60.[WANG Y Y, GUO W Y, ZHANG G D. Application of several geochemical markers in the sedimentary environment of Funing group in Jinhu sag[J]. Journal of Tongji University, 1979, (02): 51-60.]
- [11] 侯方浩,方少仙,董兆雄,等.鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组沉积环境与岩相发育特征[J].沉积学报,2003,21(01):106-112.[HOU F H, FANG S X, DONG Z X, et al. The developmental characters of sedimentary environments and lithofacies of middle Ordovician Majiagou formation in Ordos Basin[J]. Acta sedimentologica Sinica, 2003, 21(01): 106-112.]
- [12] 郭旭升,胡东风,段金宝,等.四川盆地北部宁强胡家坝灯影组四段岩石特征及沉积环境分析[J].石油实验地质,2018,40(06):749-756.[GUO X S, HU D F, DUAN J B, et al. Rock features and sedimentary environment of the fourth member of Dengying Formation in Hujiaaba section of Ningqiang, northern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2018, 40(06): 749-756.]
- [13] 黄彦庆,张昌民,汤军,等.克拉玛依油田六中区克下组沉积微相及其含油气性[J].天然气地球科学,2007,18(1):67-70.[HUANG Y Q, ZHANG C M, TANG J, et al. Sedimentary microfacies and hydrocarbon potential of Kexia formation in the sixth middle area of Karamay Oilfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(1): 67-70.]
- [14] 孙盼科,贾浪波,朱红璋,等.南堡凹陷柳赞地区沙三段中上部层序结构及沉积充填特征研究.石油科学通报,2021,6(01):16-30.[SUN P K, JIA L B, ZHU H Z, et al. Sequence architecture and sedimentary filling characteristics of the middle-upper part of the Es3 Formation in the Liuzan area, Nanpu depression. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(01): 16-30.]

- [15] 闫海军, 贾爱林, 郭建林, 等. 高分辨率层序地层学在储集层精细描述中的应用[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(1): 29-35. [YAN H J, JIA A L, GUO J L. Application of high resolution sequence stratigraphy in reservoir fine description[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(1): 29-35.]
- [16] Allen R L. Sedimentary structures, their character and physical basis[M]. Elsevier Scientific Publishing Company, 1982.
- [17] 马继勇. 马西地区沙二~沙一段沉积相展布特征与有利区带预测[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2008. [MA J Y. Distribution characteristics of sedimentary facies and prediction of favorable zones in member 2-1 of Shahejie Formation in Maxi area[D]. Beijing: China University of Geosciences-Beijing, 2008.]

(责任编辑 姜福杰 编辑 付娟娟)