

高升油田高 81 块储层特征与含油气潜能

唐清山¹, 柴利文¹, 黄太明¹, 高振中², 旷红伟², 佟彦明², 刘成鑫²

(1. 辽河油田高升采油厂, 辽宁盘锦 124125; 2. 江汉石油学院, 湖北荆州 434102)

摘要: 辽河盆地高升油田高 81 块为一东倾的单斜构造, 其西北、西南、东南三面均为断层所限。其含油层为下第三系沙河街组第四段上亚段。沙四上亚段主要为扇三角洲沉积, 其下部含油层段(杜家台油层)为扇三角洲前缘亚相, 由水下分流河道、河口砂坝、河道间微相构成; 上部以前扇三角洲亚相为主, 前缘亚相的水下分流河道微相及河口砂坝微相时而穿插其间。杜家台油层可分为 3 个砂层组, 位于上部的 I 砂层组横向变化大, 其下的 II, III 砂层组较为稳定。II 砂层组的储油物性最好, 平均有效含油厚度最大, 含油面积也较大, 它对高 81 块油气储量的贡献最大。II 砂层组平均有效厚度较小, 但其油水界面最低, 含油面积最大, 对储量的贡献仅次于 III 砂层组。I 砂层组向构造高部位趋于尖灭, 且其油水界面最高, 含油面积很小, 对储量仅有少量贡献。

关键词: 沉积相; 储集层; 辽河盆地; 沙河街组

第一作者简介: 唐清山, 男, 46 岁, 高级工程师, 石油地质

中图分类号: P618·130.2⁺1 **文献标识码:** A

辽河盆地高升油田高 81 块为一东倾的单斜构造, 其西北、西南、东南三面均为断层所限, 地层倾角 13°~14°, 构造幅度在 400 m 以上。

高 81 块的含油层为杜家台油层, 位于沙河街组四段上亚段的下部, 主要由砂砾岩构成, 部分为砂岩。可分为三个砂层组, 自上而下分别为 I, II, III 砂层组。其中 I 砂层组厚度横向变化最大, II 及 III 砂层组相对稳定。

1 沉积相

本区沙河街组四段上亚段(以下简称沙四上亚段)主要为扇三角洲沉积。下部含油层段(杜家台油层)为扇三角洲前缘亚相, 上部以前扇三角洲亚相为主, 前缘亚相的水下分流河道微相及河口砂坝微相时而穿插其间。各井剖面中均未见水上部分沉积, 即未发现扇三角洲平原亚相。

1.1 微相类型与特征

1.1.1 扇三角洲前缘亚相

高 81 块扇三角洲前缘亚相主要包括水下分流河道、河口砂坝及河道间沉积 3 种微相。

水下分流河道微相是扇三角洲前缘最重要的微相类型, 含油层大多属该微相。水下分流河道

微相主要由块状砂砾岩构成, 自然电位曲线呈箱形或钟形, 砂体可横向延伸数百米至千米以上, 但侧向尖灭现象也较常见。

河口砂坝微相主要由砂岩或含砾砂岩构成, 局部为粉砂岩。自然电位曲线为漏斗形或箱形, 砂体横向可延伸数百米。河口砂坝也可成为较好含油层。

河道间沉积微相主要由灰色、深灰色泥岩、粉砂质泥岩及泥质粉砂岩构成, 局部夹白云质灰岩及油页岩。河道间沉积构成了各油层的隔层。

1.1.2 前扇三角洲亚相

前三角洲亚相是沙四上亚段上部的主导相类型, 主要由深灰色泥岩、灰色灰质页岩、褐色或灰黑色油页岩构成, 局部夹灰质白云岩。前三角洲环境比较单调, 不易划分微环境, 只能依据沉积物特征划分出前扇三角洲泥微相、前扇三角洲油页岩微相等。

1.2 沉积相展布

从南北向联井剖面看, 杜家台油层段的水下分流河道微相自北向南明显减少, 水下分流河道与河口砂坝微相砂砾岩的总厚度也自北向南明显减小。例如, 自北边的曾 17-23 井向南经曾 17-21 井、曾 17-19 井至曾 17-17 井, 杜家台油层的水下分流河道及河口砂坝微相的砂砾岩的厚度,

由 23.5 m, 14.5 m, 11 m 一直减至 1.5 m (图 1)。这种自北向南粗碎屑沉积明显减小的趋势, 表明沉积物搬运方向为自北向南。

从东西向联井剖面来看, 东部水下分流河道

微相较发育, 向西有所减薄(图 2)。这种减薄与杜家台油层段的厚度总体向西减薄是基本一致的, 其原因可能与古地貌有关: 该段沉积时这里存在一东倾的平缓斜坡, 西部的可容空间小于东部之故。

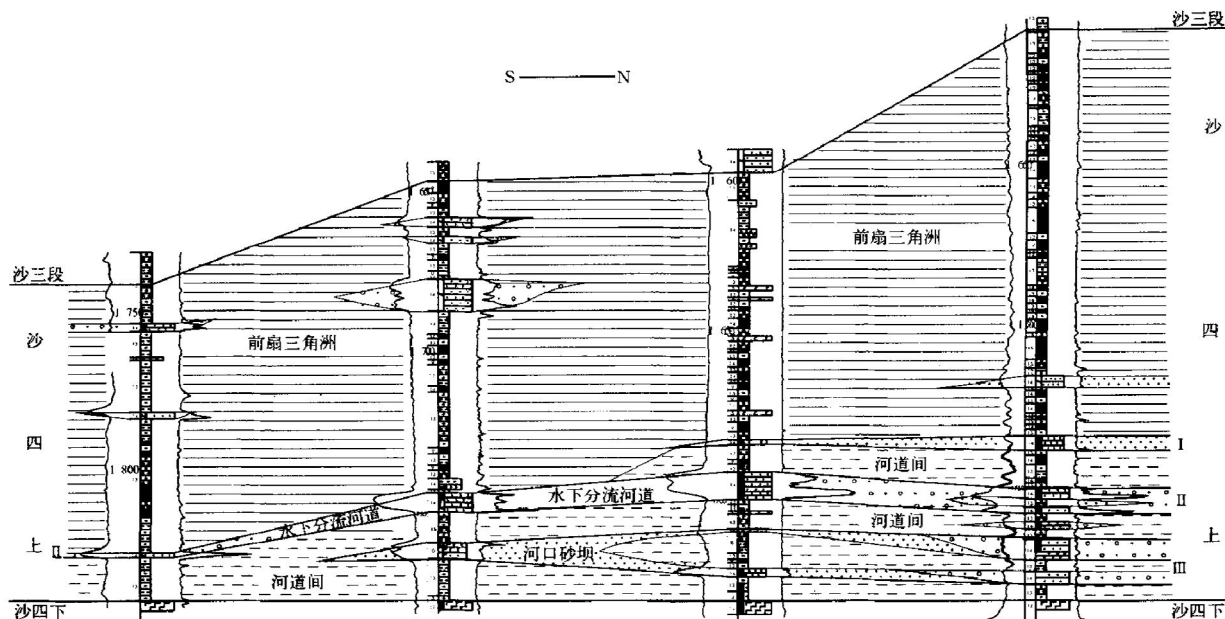


图 1 高 81 块曾 17-17 井—曾 17-23 井沙四段上亚段沉积微相联井剖面图

Fig. 1 Well-connected profile of sedimentary microfacies of the upper sub-member of Es⁴ from well Z17-17 to Z17-23 in Gao No. 81 Block

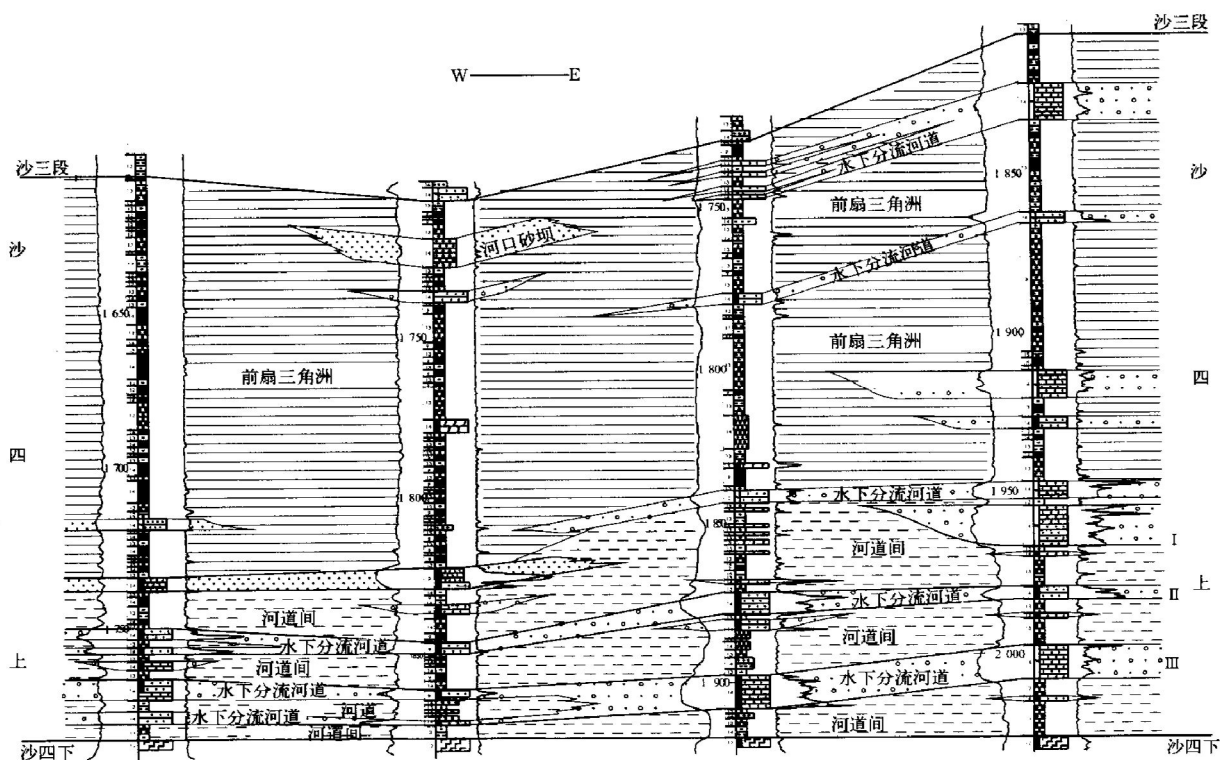


图 2 高 81 块曾 17-23 井—曾 23-23 井沙四段上亚段沉积微相联井剖面图

Fig. 2 Well-connected profile of sedimentary microfacies of the upper sub-member of Es⁴ from well Z17-23 to Z23-23 in Gao No. 81 Block

沙四上亚段的上部以前扇三角洲亚相占优势, 其中时有水下分流河道及河口砂坝微相的砂砾岩穿插。从水下分流河道砂的展布趋势也可看出物

源方向为 NNE-SSW 方向。

3 个砂层组的微相构成, 均以水下分流河道微相占绝对优势, 特别是 II 砂层组, 几乎全由水下分

流河道砂砾岩组成。I砂层组在高81块东部为水下分流河道微相,向西则变为河口砂坝,中北部存在河道间微相。II砂层组以水下分流河道砂砾岩为主,局部发育河口砂坝及河道间沉积。3个砂层组微相平面分布的具体情况如图3所示。

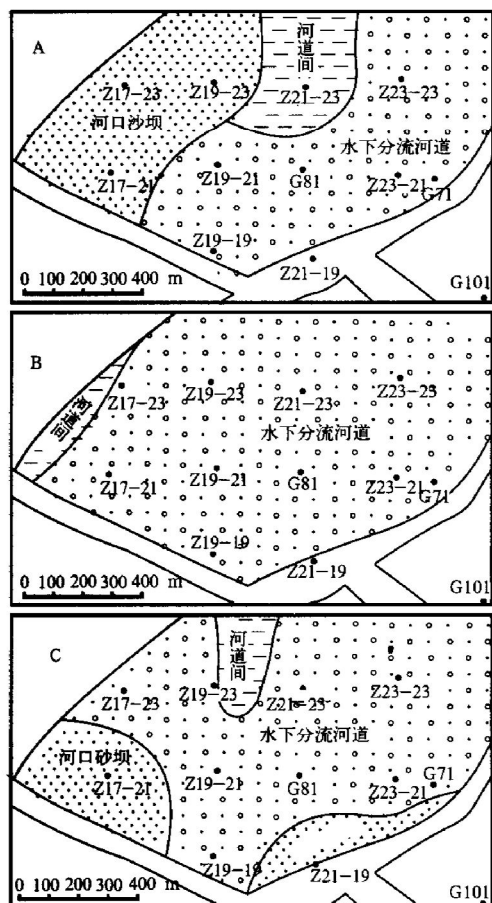


图3 高81块杜家台油层沉积微相分布图

Fig. 3 Distribution of sedimentary microfacies of Dujiatai oil layer in Gao No. 81 Block

2 储集层

2.1 岩石学特征

高81块杜家台油层的储集层主要是砂砾岩,以水下分流河道砂砾沉积为主,次为河口砂坝砂。

储层岩性多属长石质岩屑砂岩(砂砾岩)或混合砂岩(砂砾岩)。石英含量变化范围29%~52%,平均37.5%;长石含量21%~31%,平均24%;岩屑含量27%~47%,平均38.3%,其中以玄武岩为主,次为变质岩及沉积岩。胶结物为灰质及泥质。灰质平均含量为13.3%,但分布不均,个别含量高达40%;泥质含量平均为3.7%。多胶结疏松,胶结类型以孔隙式为主,个别为孔隙-接触式或基底式。粒径变化范围大,0.1~50 mm不等,以0.25~4 mm为主;一般为次棱-次圆状,分选中-

差。

2.2 砂体分布

高81块杜家台油层储集砂体分布广泛,3个砂层组均分布全区块,只是储层厚度有所变化(图4)。

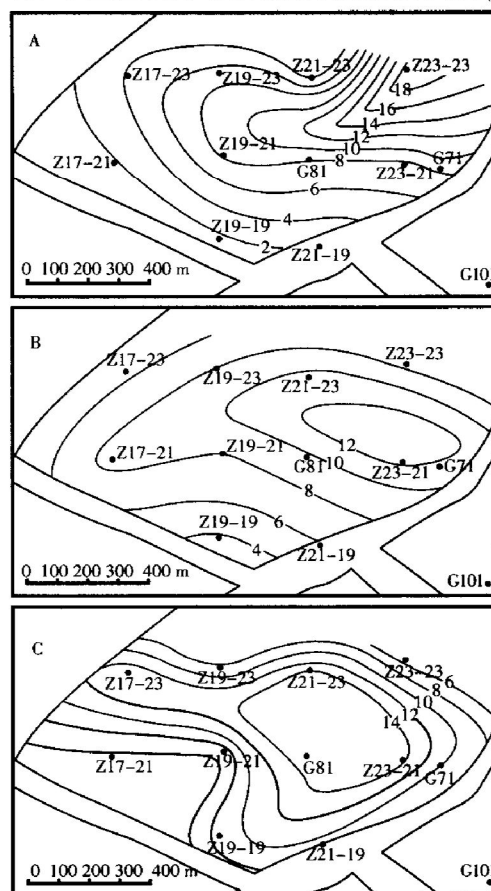


图4 高81块杜家台油层储层厚度等值线图(单位:m)

Fig. 4 Reservoir isopach map of Dujiatai oil layer in Gao No. 81 Block

I砂层组是储层发育程度横向变化最大的。在区块东北部的曾23-23井一带储层厚度最大,可达18 m以上,向西南逐渐减薄,至曾17-21井、曾19-19井一带减薄至2 m以下。区块大部地带储层厚在4~8 m。

II砂层组砂体厚度变化于4~13 m,在高71井、曾23-21井、曾21-23井一带有一高值带,向南西及北东方向均减薄。但总体看来,仍具北厚南薄的特点:东北部以曾23-23井最薄,厚6.5 m;而南部的曾19-19井仅厚3.5 m。

III砂层组的储层最为稳定,厚度也较大,全区块厚度大多在6 m以上,最厚15 m。其分布样式与II砂层组相似,在曾23-21、高81、曾21-23及曾17-23井一带有一高值带,向北东、南西两个方向均减薄。

2.3 物性

高81块有两口取芯井,其中高81井取芯较为系统,在杜家台油层段共取得了34个样品的孔隙度数据。根据高81井实测孔隙度数据对声波时差进行标定,对全区块各井储层进行了孔隙度解释。孔隙度变化范围为12.05%~29.18%。就各砂层组比较而言,以III砂层组物性最好,次为II砂层组,I砂层组稍逊(图5)。

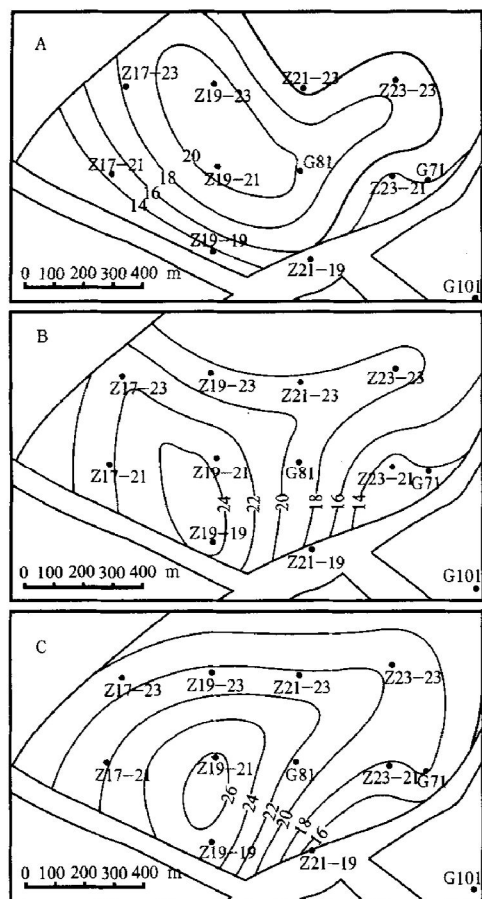


图5 高81块杜家台油层储层孔隙度等值线图(单位:%)

Fig. 5 Reservoir porosity isogram of Dujiatai oil layer in Gao No. 81 Block

I砂层组的孔隙度在曾19-23、曾19-21及高81井一带存在一高值带,向四周依次降低。最高的曾19-21井为21.6%,断块的东南及西南边缘降至14%以下。

II砂层组的物性条件以曾19-19井、曾19-

21井一带最好,曾19-19井达25%,向周围降低。除东南部可低至14%以下外,区块大部分均在18%以上,可见II砂层组的储油物性优于I砂层组。

III砂层组孔隙度以曾19-21井最高,达26.37%,向周围有所降低。除东南部局部低于16%外,区块绝大部分大于18%。

综上所述,高81块杜家台油层中,以III砂层组储集砂体发育而稳定,储层物性也最好,故它是高81块最重要的储集层。

3 含油气潜能

高81块杜家台油层在西部高部位含油,东部低部位为边水。其含油范围除受断层控制外,还受岩性影响。某些砂层组向西变细、变薄或尖灭,油层随即消失。所以高81块为受构造-岩性控制的边水油藏。而3个砂层组分别具有各自的油水界面:I砂层组的油水界面最高;II砂层组最低;III砂层组介于两者之间。

虽然3个砂层组均分布于整个区块,但它们对区块油气储量的贡献却不相同,影响因素包括微相类型、储层厚度、物性及油水界面深度。就微相类型来讲,所有含油层无例外的均属于扇三角洲前缘的水下分流河道微相或河口砂坝微相,而在这两种微相中,后者又略逊于前者。

II砂层组物性条件最好,砂层较厚而稳定,平均有效厚度最大(6.15 m),含油面积也较大(0.622 km²),故其储量最大,占高81块总储量的近一半。

II砂层组虽平均有效厚度(4.44 m)不及III砂层组,但其油水界面最低,含油面积最大(0.961 km²),其储量仅次于III砂层组。

I砂层组不仅油水界面最高,而且砂层西部以河口砂坝微相为主,向西变细变薄,油层多上翘尖灭,含油面积只有0.27 km²,其储量不足总储量的15%。

RESERVOIR CHARACTERISTICS OF GAO NO. 81 BLOCK AND ITS HYDROCARBON-BEARING POTENTIAL IN GAOSHENG OILFIELD

Tang Qingshan¹ Chai Liwen¹ Huang Taiming¹ Gao Zhenzhong²
Kuang Hongwei² Tong Yanming² Liu Chenxin²

(1. Gaosheng Oil Recovery Plant, Panjin, Liaoning; 2. Jiangnan Petroleum Institute, Jingzhou Hubei)

Abstract: Gao No. 81 Block in Gaosheng Oilfield of Liaohe basin is a monocline structure plunging towards east, and its confined by faults in three directions of northwest, southwest and southeast. The oil bearing strata is upper sub-member of E_s^4 which is mainly composed of fan – delta sediments, and its lower part(Dujiatai oil layer) is fan – delta front subfacies, consisting of underwater distributary watercourse, river mouth sandbar and interfluvial microfacies. Whereas its upper part is chiefly made up of pro-fan – delta subfacies which is interbedded by underwater distributary watercourse and river mouth sandbar of fan – delta front subfacies occasionally. Dujiatai oil layer can be divided into three sand groups, located at the upper part of the layer, No. 1 sand group has great change laterally, whereas No. 2 and No. 3 group(below No. 1) which are quite stable. The physical property of reservoir of No. 3 sand group is believed to be the best, and with the greatest effective thickness of oil bearing on the average and oil bearing area is relatively large too. Therefore, No. 3 sand group has made greatest contributions to reserving oil and gas in Gao No. 1 Block. No. 2 sand group, with small effective thickness of oil bearing on the average, lowest oil – water interface and largest oil – bearing area, has made less contributions to reserving oil and gas on the average than No. 3 sand group. No. 1. group tends to pinch out towards the higher part of the structure and has made a little contribution to reserving oil and gas due to its highest oil – water interface and smallest oil – bearing area.

Key words: sedimentary facies; reservoir; Liaohe basin; Shahejie Formation

(上接第 268 页)

follows: alluvial fan, braided river, meandering river, shallow water lake and shore shallow water lake etc. Slightly vibration – uplift and subsidence of the basin make it possible to divide its sedimentary evolution into 4 stages; early stage (Quan No. 1 interval) is the stage of fault subsidence transited to sag deposition; middle stage(Quan No. 2 interval) is the stage of large scale shallow water lakes developed due to great subsidence rate of the basin and weak effects of river alluviation, and sedimentary environment is composed of shallow water lakes, flooding lacunae and a few meandering rivers; later stage(Quan No. 3 interval and middle stage of Quan No. 4 interval) reservoir intervals were quite developed due to the slow down of regional sedimentation and reinforcement of river effect; during final stage(later stage of Quan No. 4 interval) Songliao big lake – basin came into an embryonic form and began to expand due to the effect of the development of the whole basin. Sedimentary evolution of Quantou Formation has experienced a complete sedimentary sequence of river alluvium plain sedimentation representing the sedimentary characteristics of transformational period of Songliao basin fault sag.

Key words: Quantou Formation; sedimentary facies; evolution; Lishu sag