

文章编号: 1004—5589 (2016) 03—0809—11

长春油田 C 区块双阳组二段油气藏特征及潜力分析

王安辉¹, 许中杰², 程日辉², 张会雪¹, 于蒙², 乔国满¹, 曲鹏展²

1. 吉林油田 长春采油厂, 长春 130061;
2. 吉林大学 地球科学学院, 长春 130061

摘要: 长春油田 C 区块双阳组二段是主要勘探层段, 双二段划分出 5 个砂组, 其中Ⅲ砂组和Ⅳ砂组是主要产油砂组。通过沉积特征研究, 认为双二段为扇三角洲沉积。Ⅰ砂组和Ⅴ砂组是扇三角洲前缘沉积, Ⅱ砂组—Ⅳ砂组为扇三角洲平原沉积, 砂体的分布受沉积相带控制比较明显, 砂体沿北西向展布。在明确该区地层沉积特征的基础上, 开展了研究区油气藏成藏条件研究, 认为大南凹陷具有供烃能力, 双阳组是供烃层组, 双三段暗色泥岩是区域盖层, 17 号断层及派生出的一系列近南北向正断层前期沟通油源、疏导油气, 后期具有良好的封堵作用。C 区块单井纵向上整体为油层—油水层—水层组合, 上倾部位为油层, 下倾部位为同层、水层。油水易于在构造圈闭范围内平衡, 在 -1 695 m 形成统一的油水界面。双二段为一个成藏体系, 整体为断块类型油气藏。低渗—中孔、低渗—低孔、特低渗—低孔储层是剩余油主要分布区, 剩余油的形成受相控和构造控的影响, 主要发育在河道储层中。

关键词: 长春油田; C 区块; 双二段; 成藏条件; 潜力分析

中图分类号: P618.130.1 文献标识码: A doi: 10.3969/j.issn.1004-5589.2016.03.022

Hydrocarbon reservoirs characteristics and potentialities analysis of the second member of Shuangyang Formation in C Block of Changchun oil field

WANG An-hui¹, XU Zhong-jie², CHENG Ri-hui², ZHANG Hui-xue¹,
YU Meng², QIAO Guo-man¹, QU Peng-zhan²

1. Changchun Oil Production Plant of Jilin Oil Field, Changchun 130061, China;
2. College of Earth Sciences, Jilin University, Changchun 130061, China

Abstract: The second member of Shuangyang Formation in C Block of Changchun oil field is the main exploration layer. The second member has been divided into 5 sand groups, in which the sand groups III and IV are the main oil-produced groups. Based on the sedimentary characteristics, the second member is considered as the fan delta deposition. The groups I and V are the fan delta front deposition, and sand groups II-IV are the fan delta plain deposition. The distribution of sand bodies is obviously controlled by the sedimentary facies belts and shown along with the north-west direction. On the basis of defining the stratigraphically sedimentary characteristics in this area, the reservoir forming conditions of hydrocarbon reservoir in this area are studied. It is considered that the south depression has the hydrocarbon supplying ability, and the Shuangyang Formation is the hydrocarbon supplying formation. The dark mudstone in the third member of the Shuangyang Formation is regional caprocks. No. 17 fault

收稿日期: 2016-01-17; 改回日期: 2016-04-18

基金项目: 国家青年科学基金项目 (41402087)、中国博士后科学基金面上项目 (2013M530976) 联合资助。

通讯作者: 许中杰 (1984-), 男, 副教授, 主要从事石油地质学和构造沉积学研究。E-mail: zhongjiexu@jlu.edu.cn

and a series of derived faults with nearly SN-trending communicate oil source and dredge oil gas in the earlier stage, and act plugging effect in the later stage. Vertically in direction, the single well of C Block is a combination in general of the oil reservoir-oil and water reservoir-water reservoir in which overall, the updip is the oil reservoir and the downdiptraps is the oil-water and water reservoirs. The oil and water is easy to balance within the range of structural trap, and the oil-water interface formed uniformly in $-1\ 695\ \text{m}$. The second member of the Shuangyang Formation is a reservoir forming system and is a hydrocarbon reservoir of fault block. The reservoirs of low permeability-middle porosity, low permeability-low porosity and ultra low permeability-low porosity are the main distributive areas of remaining oil. The formation of remaining oil is influenced by the facies control and structural control, which is mainly developed in the river reservoir.

Key words: Changchun oil field; C Block; the second member of Shuangyang Formation; forming reservoir condition; potentialities analysis

0 引言

长春油田位于吉林省长春市双阳区,地处长春市与双阳区之间,北距长春市 22 km,南距双阳区 15 km。长春油田区域构造位置属于伊舒盆地鹿乡断陷的五星构造带。伊舒盆地五星构造带存在有效烃源岩、优质储层、良好盖层及有利的圈闭和保存条件,因而具备优越的油气成藏条件^[1-3]。五星构造北部以横切地堑的近于东西向的 2 号断层为界,为 2 号断层的上升盘,东部与盆地的边缘断层相交,西南与大南镇次凹陷相邻,由东北向西南呈区域斜坡,区内被多条断层切割成众多的断块。长春油田开发目的层为古近系双阳油层,油层埋深在 1 800~2 200 m 之间,含油面积为 4.2 km²,地质储量为 $975 \times 10^4\ \text{t}$,平均有效厚度为 48.9 m,平均孔隙度为 15.1%,平均渗透率为 $164 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,地下原油黏度为 2.4 mPa·s,原始气油比为 203 m³/t,原始地层压力为 18.9 MPa,饱和压力为 16.9 MPa^[4],沉积体系主要为双一段和双三段的湖相沉积和双二段的扇三角洲沉积。长春油田含油较好的 X 区块、C 区块位于五星构造带西部,C 区块北部以与 2 号断层相平行的 17 号断层为边界,东南部以与 17 号断层斜交的次级断层 F2 为界(图 1),构造形态为向南西倾的单斜构造,主要开发目的层为双阳组二段油层。

长春油田 C 区块自 1988 年开发至今,按产量变化特点共经历了上产、快速递减及低产稳产三个开发阶段。双二段油藏物质基础可靠,初期产量高,但因气顶气没有得到充分利用,采液强度过大,地层能量亏空,导致油藏采收率受到严重影响。为改善本区开发效果,需对研究区油藏特征及

油气水分布规律进行精细研究,为实现长春油田 C 区块油藏深度挖潜,改善开发效果提供可靠的地质基础。

1 油气成藏条件

1.1 油源和盖层条件

鹿乡断陷位于伊舒盆地的中部,为盆地内一个二级构造单元,可进一步划分为大南凹陷和五星构造带两个次级构造单元^[5-6]。大南凹陷位于鹿乡断陷中部,是伊舒盆地三大生油凹陷之一。大南凹陷为同处于鹿乡断陷的五星构造带油气成藏提供了充分的油源保障。

鹿乡断陷以大南凹陷为生油中心^[7-8],双阳组沉积早期,盆地快速沉降且幅度大,古水体较深,中心双一段-双三段暗色泥岩厚度达到 278 m,暗色泥岩占地层总厚度 52.6%,其中双二段暗色泥岩厚度 44 m,占地层厚度的 26.7%。烃源岩有机质丰度高,干酪根的类型以 II-III 型为主。在始新世晚期永吉组沉积期烃源岩已开始进入成熟期,岔路河组沉积时期,处于大量生烃阶段,为油气聚集成藏供应充足的油源。

双阳组二段之上覆盖的双三段暗色泥岩较厚(130~250 m),质纯,分布范围稳定,覆盖整个断陷,形成区域上良好的盖层。

1.2 储层物性特征

C 区块双二段砂岩以灰色、灰白色和绿灰色为主。泥岩颜色为灰绿、深灰及灰黑色。储层岩性主要为粉砂岩、细砂岩、中砂岩、粗砂岩和砂砾岩(图 2)。储层岩石成分成熟度为中-低,颗粒以次圆状至次棱角状为主,分选差至中等,接触关系以点至线接触为主,胶结类型以孔隙-接触式为主,

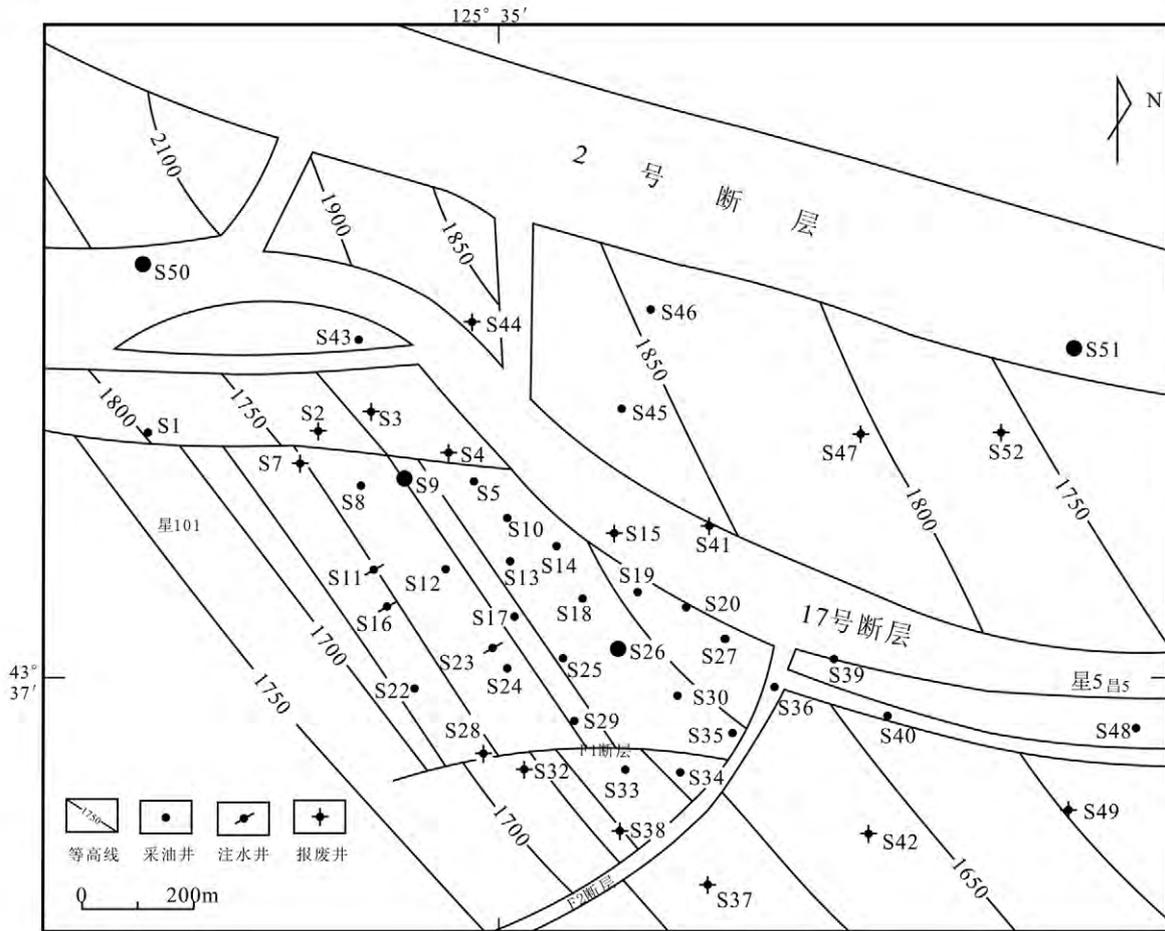


图1 长春油田 C 区块位置图^①

Fig.1 Location map of C block in Changchun oil field

胶结物以硅质为主,且多以次生加大边产出,也可见长石次生加大;有少量碳酸盐胶结物。显微薄片鉴定岩性以岩屑长石砂岩为主,总体反映近物源的沉积作用特点。C 区块双二段平均孔隙度为 15.6%,渗透率为 208.7 md,整体为中孔—中渗储层。

根据 S9 井岩芯孔隙度和渗透率资料,可以看出双二段砂岩孔隙度表现为中孔特征,孔隙度值主要集中在 15%~17% 范围之间(图 3);而渗透率分布范围大,渗透率值分布在 1~500 md,且表现出双峰的特征,两个双峰分别为 1~10 md 和 50~500 md,为特低渗—中渗,表明砂岩具有比较明显的非均质性(图 4)。

1.2 沉积体系及微相平面展布

1.2.1 沉积体系

长春油田双阳组以不整合接触方式覆盖于燕山花岗岩之上,共发育双一、二、三段,其中双二段为主要目的开发层。

根据对钻井岩芯观察及室内岩芯薄片的显微鉴定,综合分析认为:①C 区块双阳组二段储层岩石成熟度低,一般为岩屑长石砂岩,岩屑含量高(图 5a),沉积剖面为进积型,宏观特征为粗结构,往往由砂砾岩(图 5b)、含砾砂岩、粗—细—粉砂岩、泥质粉砂岩及灰绿色、灰色泥岩构成,缺乏厚层稳定泥岩。②岩石碎屑颗粒风化浅,分选差,次棱角—次圆状(图 5c),胶结物以硅质为主,少量

①大庆油田公司勘探开发研究院. 长春油田精细油藏描述 [S]. 大庆: 大庆油田公司勘探开发研究院, 2007.

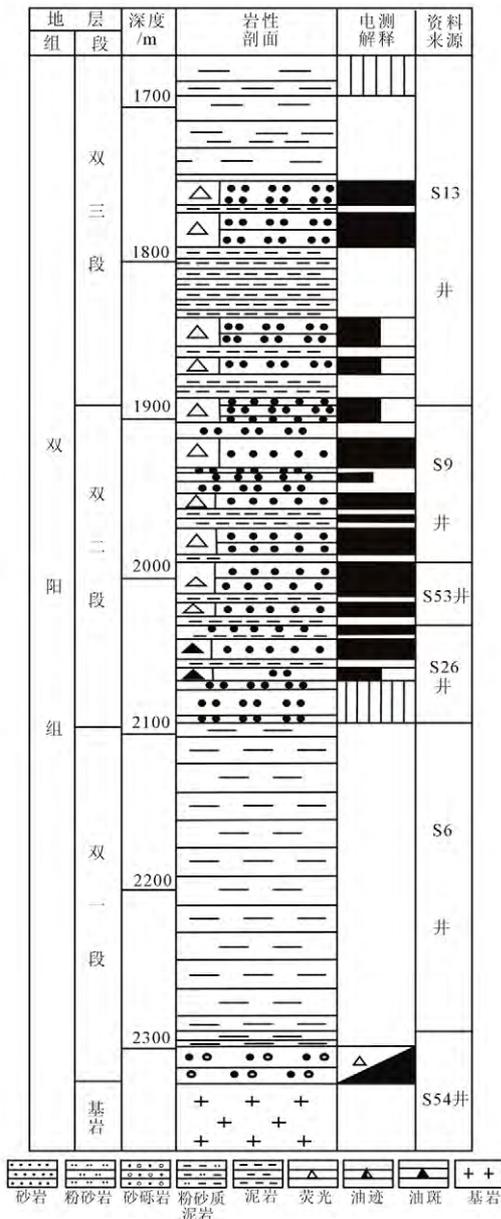


图2 长春油田双阳组岩性综合柱状图

Fig.2 Lithology synthetic histogram of Shuangyang Formation Changchun oil field

钙质胶结,部分长石被方解石交代(图5d)。③沉积粒度往往为突变接触。④层理构造,块状较发育,亦见槽状交错层理(图5e)、水平层理等。⑤泥岩颜色以灰绿、灰黑、黑色为主(图5f),反映了沉积物位于湖岸线之下的弱氧化-弱还原环境。⑥储层岩石的重矿物有黑云母等不稳定矿物出现,反映了近物源沉积特点。

C 区块双阳组二段为扇三角洲沉积,具有近物

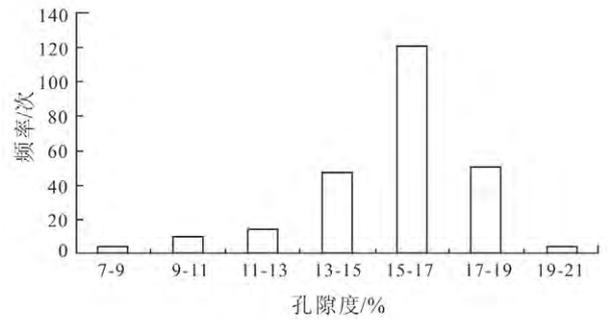


图3 S9井孔隙度分布直方图

Fig.3 Porosity distribution histogram of Well S9

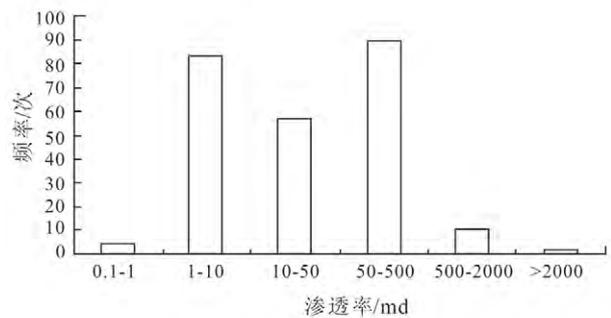


图4 S9井渗透率分布直方图

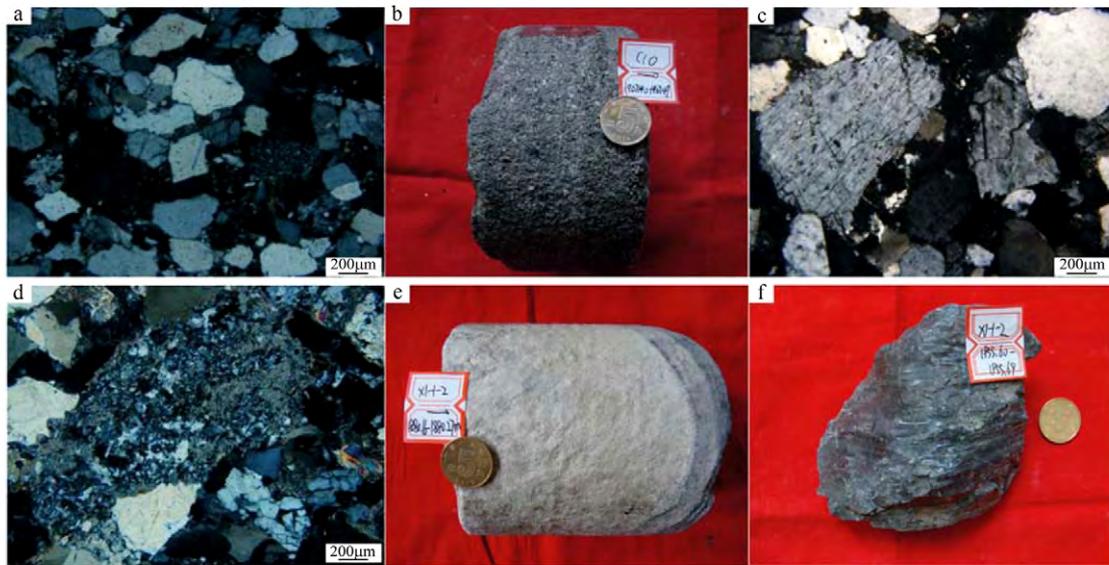
Fig.4 Permeability distribution histogram of Well S9

源、沉积快及厚度大等沉积特点。扇三角洲相的河道(砂质河道、砾质河道及废弃河道)、河口坝和决口扇沉积是形成岩性-构造油藏的主要有利沉积相带。

1.2.2 微相平面展布

在区域沉积研究的基础上,充分考虑物源等区域沉积特征,利用各井点的测井和岩芯资料,分析单砂层的电测曲线特征。以各砂组砂岩厚度分布为定量标准,以砂体平面展布趋势和曲线形态为定性指导,以连井剖面为联络,进行微相平面展布分析,编制了C 区块双二段5 个砂组顶面小层的沉积微相平面分布图。

I 1 层是扇三角洲前缘沉积,主要由水下河道和河口坝沉积构成。主体水下河道由东向西呈伸长状延伸,并以河口坝或远砂坝的方式终止。朵叶间和前缘静水泥发育。II 1 层是扇三角洲平原沉积,主要沉积类型为砂质河道、废弃河道、砾质河道和溢岸席状砂。本层发育北、南两支河道,北支为主,南支为辅。河道主要为砂质河道,只在S8 - S12 一带有局部砾质河道发育。在II 级地形分区内



a. S9 (1 879.53 m) 岩屑长石粗砂岩; b. S9 (1 907.40~1 907.47 m) 灰色砂砾岩; c. S9 (1 877.76 m) 长石内溶孔, 岩屑长石粗砂岩; d. S9 (1 883.9 m) 岩屑被钙质交代; e. S17 (1 880.16~1 880.27 m); f. S17 (1 955.60~1 955.69 m) 黑色泥岩, 擦痕。

图 5 C 区块典型显微照片和岩芯照片

Fig. 5 Typical micrographs and core photographs of C block

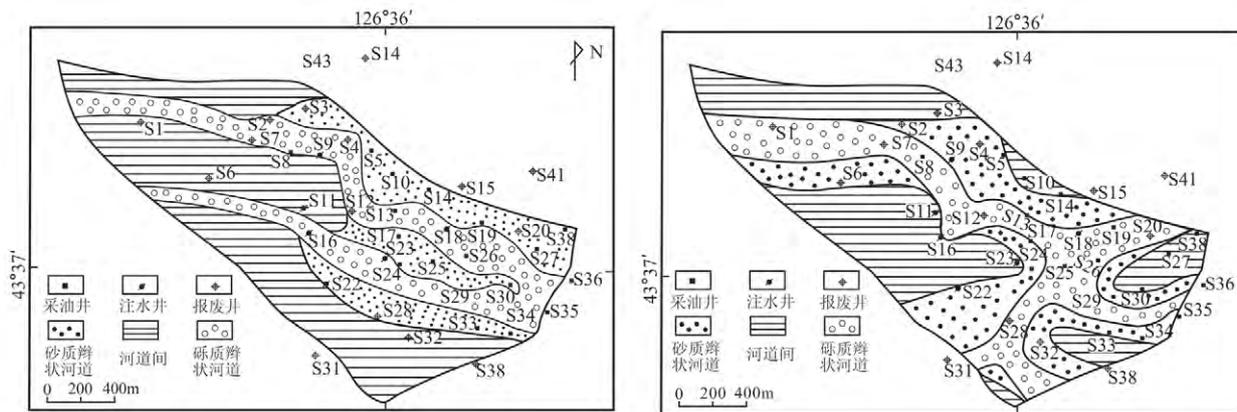
主河道分为三支河道, 因为地形坡折处砂体堆积而分流。三支河道向西流出。Ⅲ砂组时期各个小层河道砂体规模较大, 为水退背景下沉积产物, 河流能量较强, 岩芯中可见大量的粗砾沉积。分流河道的走向与砂体的整体走向一致。Ⅲ1层为扇三角洲平原沉积, 主要沉积类型有砾质河道和砂质河道(图6a)。砾质河道和砂质河道相间排列, 砾质河道为河道的核心。在研究区东侧两个河道存在靠近夺袭, 而向西侧则逐渐分离, 其间发育河道间沉积。Ⅳ砂组河道砂体规模大, 但与双二段Ⅲ砂组时期对比, 河流能量更强, 总体上以大面积的河道沉积为主, 为水体向前推进形成的沉积产物。Ⅳ1层为扇三角洲平原沉积, 砾质河道和砂质河道占主导, 同时也存在大面积的河道间沉积(图6b)。整体的河流体系在S4处转弯。Ⅴ1时期以水进阶段为主, 整个区域被大面积湖区所占据, 发育静水泥质沉积。粗碎屑岩相有孤立分布的浊积扇, 分别代表由先前的南支和北支系统的粗碎屑传输。

从该区沉积演化特征来看, 双一段沉积时期为深湖—半深湖环境。在双二段Ⅳ砂岩组沉积末期发生快速水退, 河流能量增强, 沉积类型以水下河道

为主。双二段Ⅳ砂组—双二段Ⅲ砂组是最主要的储集层。双二段末期, 湖水能量增强, 沉积类型逐渐由扇三角洲平原向扇三角洲前缘转化。研究区砂体的分布受沉积相带控制比较明显, 砂体沿北西向展布。

1.3 输导条件

油气运移聚集成藏, 需要良好的油气运移通道。长春油田位于五星构造带上, 其中2号断层为两个一级构造带分界^[9]。五星构造带上的2号断层为继承性断层, 从盆地拉张开始至盆地萎缩持续活动。长春油田位于2号断层上升盘, 在2号断层上升盘还发育一条与其平行, 规模相对较小的17号断层。构造北缘的2号断层斜穿盆地, 断穿基底, 规模较大, 长期活动, 对沉积和构造单元的分布以及局部构造的形成起重要控制作用, 与2号断层近似平行的17号断层, 贯穿整个构造带, 伴随着2号断层和17号断层的发育派生出一系列近南北向正断层沟通油源、疏导油气, 而后期构造演化作用使得部分断层具有良好的封堵作用, 阻挡了油气逸散。在17号断层控制下, 与17号断层伴生并与其存在交叉夹角的断块是油气富集的最佳部位, 有助于在靠近油源一侧形成断层(构造)油藏。



(a) 双二段Ⅲ1 沉积微相平面图; (b) 双二段Ⅳ1 沉积微相平面图.

图 6 双二段Ⅲ-Ⅳ砂组顶面小层微相平面图

Fig. 6 Micro-facies plan of III-IV sand group top layer of the second member of Shuangyang Formation

2 油气水分布规律及油水界面

长春油田属于伊舒盆地莫里青—鹿乡断陷双阳组含油气系统。该含油气系统总的格局是由生油凹陷向东南缘运移形成莫里青油田，沿大南斜坡运移至五星构造带形成长春油田 C 区块油气富集区。

2.1 油气水分布规律

C 区块主要含油层为双二组，油层层组精细划分为 I、II、III、IV、V 层 5 个砂岩组，其中 II-IV 砂组为三角洲平原沉积，河道占优势，砂岩厚度大，下切侧蚀作用导致砂体错叠连片。对 C 区块双二段钻井二次解释油气水进行统计(表 1)，各

表 1 C 区块双二段油水组合特征

Table 1 Characteristics of oil-water combination in the second member of Shuangyang Formation of C block

| 井号 | 油水组合形式 |
|-----|--|
| S17 | 油气层 (I) →油层 (II-III) →差油层 (IV) →油水层 (IV) →水层 (IV-V) |
| S13 | 差油层 (I) →油气层 (I) →油层 (II-IV) →油水层 (IV-V) |
| S18 | 油气层 (I-III) →油层 (III) |
| S19 | 气层 (I-III) →油气层 (III-IV) →油水层 (IV) →水层 (V) |
| S20 | 油气层 (III-IV) →油层 (IV) →油水层 (V) →水层 (V) |
| S26 | 油层 (含差油层) (I-IV) →水层 (V) |
| S23 | 差油层 (II) →油层 (II-III) →水层 (IV-IV) |
| S24 | 差油层 (I-II) →油层 (II-IV) →油水层 (IV) →水层 (V) |
| S2 | 油水层 (I-III) →水层 (III-IV) |
| S28 | 差油层 (II) →油层 (II-III) →差油层 (III) →油水层 (III) →水层 (IV-V) |
| S4 | 差油层 (I-II) →油层 (II-III) →油水层 (III-IV) →水层 (IV-V) |
| S33 | 差油层 (I-II) →油层 (II-III) →油水层 (III) →水层 (IV-V) |
| S31 | 差油层 (I) →水层 (I-V (含干层)) |
| S34 | 油层 (III-IV) →油水层 (IV) →水层 (IV-V) |
| S32 | 差油层 (I) →油水层 (II-II) →水层 (III-V) |
| S35 | 油气层 (III) →油层 (III (含差油层)) →水层 (V) |
| S9 | 差油层 (II) →油层 (III) →差油层 (III) →油水层 (III) →水层 (IV) |
| S7 | 油层 (I) →油水层 (II) →水层 (II-V) |
| S10 | 油气层 (I-II) →差油层 (II) →油层 (III) |
| S5 | 差油层 (I) →油气层 (I) →油层 (含差油层) (II-III) |
| S30 | 气层 (I-III) →油气层 (III) →油层 (IV) →油水层 (V) →水层 (V) |

井砂组中的砂体相对稳定, 整体单井纵向上为油层—油水层—水层组合, 上倾部位为油层, 下倾部位为同层、水层。油水易于在构造圈闭范围内平衡, 形成统一的油水界面。不同单井可能存在差异, 缺少油层、油水层等, 也有的单井存在气层和油气层, 具体存在油层 (含差油层) —水层、油气层—油层 (含差油层) —油水层—水层、气层—油层 (含差油层) —油水层—水层及油层—油水层—水层 4 种油水组合模式。

2.2 油水界面

C 区块双二组油水界面确定首先是在定出单井油底、水顶的基础上进行的^[10]。其中, 油底是指含油井段的底部界限, 即含油井段最底部一个油层

的底界。在此界限以上不存在产水层, 界限以下的砂层为可疑油层、油水层和水层。确定油底时, 一般以最下部一个一类有效厚度层作油底。但因岩性变细, 造成渗透性、含油性变差, 或因厚度 < 0.5 m 的二类有效厚度层, 此类层无含水显示者, 亦可定油底。此外, 砂岩层只要电测显示有把握产油而不含水时, 亦可定为油底。水顶则是指含水井段的顶部界限, 即含水井段最顶部一个明显水层的顶界。在此界限以下, 不存在产油层。C 区块双二组具有相近的油水界面, 油底大致在海拔 -1 684 m, 水顶在 -1 718 m ±, 油水同层段大致 34 m ±, 油水界面为 -1 695 m (表 2)。

表 2 C 区块双二段油底、水顶界面数据

Table 2 Data of oil bottom and water top interface of the second member of Shuangyang Formation of C block

| 井号 | 补心海拔 /m | 油底 | | | 水顶 | | |
|-----|---------|---------|-----------|-------|---------|-----------|-------|
| | | 深度 /m | 海拔 /m | 层位 | 深度 /m | 海拔 /m | 层位 |
| S7 | 236.35 | 1 955.4 | -1 719.05 | I3 | 1 970.0 | -1 733.65 | II 2 |
| S9 | 236.20 | 1 897.4 | -1 661.20 | III 2 | 1 923.4 | -1 687.20 | IV 1 |
| S4 | 234.67 | 1 974.2 | -1 739.53 | III 3 | 2 012.0 | -1 777.33 | IV 2 |
| S5 | 226.94 | 1 912.6 | -1 685.66 | III 4 | 1 940.0 | -1 713.06 | IV 3 |
| S10 | 218.54 | 1 899.4 | -1 680.86 | III 4 | | | |
| S13 | 219.80 | 1 919.6 | -1 699.80 | IV 2 | | | |
| S17 | 223.36 | 1 907.0 | -1 683.64 | IV 1 | 1 929.2 | -1 705.84 | IV 3 |
| S23 | 228.06 | 1 909.4 | -1 681.34 | III 4 | 1 913.4 | -1 685.34 | IV 1 |
| S24 | 228.37 | 1 916.0 | -1 687.63 | IV 1 | 1 982.0 | -1 753.63 | V 3 |
| S18 | 214.70 | 1 836.0 | -1 621.30 | III 3 | | | |
| S26 | 222.00 | 1 907.6 | -1 685.60 | IV 5 | 1 920.0 | -1 698.00 | V 2 |
| S19 | 219.44 | 1 907.0 | -1 687.56 | IV 5 | 1 915.0 | -1 695.56 | V 1 |
| S20 | 211.15 | 1 858.8 | -1 647.65 | IV 5 | 1 892.0 | -1 680.85 | V 4 |
| S28 | 223.10 | 1 914.6 | -1 691.50 | III 2 | 1 931.0 | -1 707.90 | IV 1 |
| S30 | 218.98 | 1 884.4 | -1 665.42 | IV 3 | 1 914.2 | -1 695.22 | V 4 |
| S31 | 221.81 | 1 931.2 | -1 709.39 | II | 1 977.4 | -1 755.59 | I 3 |
| S32 | 223.20 | 1 912.0 | -1 688.80 | I 3 | 1 945.0 | -1 721.80 | III 1 |
| S33 | 214.40 | 1 880.8 | -1 666.40 | III 2 | 1 913.0 | -1 698.60 | IV 1 |
| S34 | 210.00 | 1 900.0 | -1 690.00 | IV 2 | 1 909.0 | -1 699.00 | IV 3 |
| S35 | 209.59 | 1 893.6 | -1 684.01 | IV 5 | 1 927.8 | -1 718.21 | V 4 |

3 成藏类型

S22—S23—S24—S25—S26—S27 油藏剖面在 C 区块呈东西向展布 (图 5)。在剖面上沿 S22—S23—S24—S25—S26—S27 井地层厚度变化不大, 但埋深变浅。剖面方向为背斜型断块西翼的倾向, 在此方向上各

井的油水界面的海拔高度基本一致, 砂体连通性好, 砂体展布主要受到背斜构造的控制。从 S22 井到 S26 井油层厚度不断增加, 水层厚度不断减少, 从 S26 井到 S27 井油层厚度降低, 水层厚度进一步减少, 气油比增大, 这反应了典型的断块背斜型油藏的油水分布特征, 而 S24 井油水层较厚, 这是局

部微幅构造作用的结果。差油层主要发育在 I 砂组和 II 砂组上部，IV 砂组中较少，位于 I 砂组的差油层砂体延伸较大，且向砂体两侧尖灭，形成了断块-砂体尖灭型油藏；油气同层主要分布在 II 砂组和 III 砂组顶部，且主要位于 S23 井和 S24 井区域，属于断块背斜型油藏；油层主要分布在 III 砂组和 IV 砂组，根据砂体的展布方式判断为断块油藏；背斜的底部主要发育油层和水层，仅 S27 井在 V 砂组发育少量油层，水层主要发育在 V 砂组，组成岩性油藏。从岩性上看，I 砂组发育了大段泥岩，形成了良好的泥岩盖层，同时在其他各砂组中，也部分发育泥岩层，这些泥岩与砂岩互层，从而起到了较好

的封闭作用。各砂组砂岩以细砂岩、粉砂岩为主，特别是在双二段 II 砂组、III 砂组和 IV 砂组中，大量发育厚度较大的砂体，且延伸较远。而 V 砂组仅 S27 井发育少量油层，因此岩性对于本区油藏的控制作用同样不可忽视。

C 区块双二段油层整体为一个成藏体系，上倾部位为油层，下倾部位为同层、水层，具有相近的油水界面，油水界面 -1 695 m，整体为断块类型油气藏。局部被隔层分隔上下 2 个成藏层位（图 7），I 砂组形成了断块-砂体尖灭型油藏。含油性在东西方向上受到非均匀性影响明显，微构造、岩性及地层是成藏控制的主要影响因素。

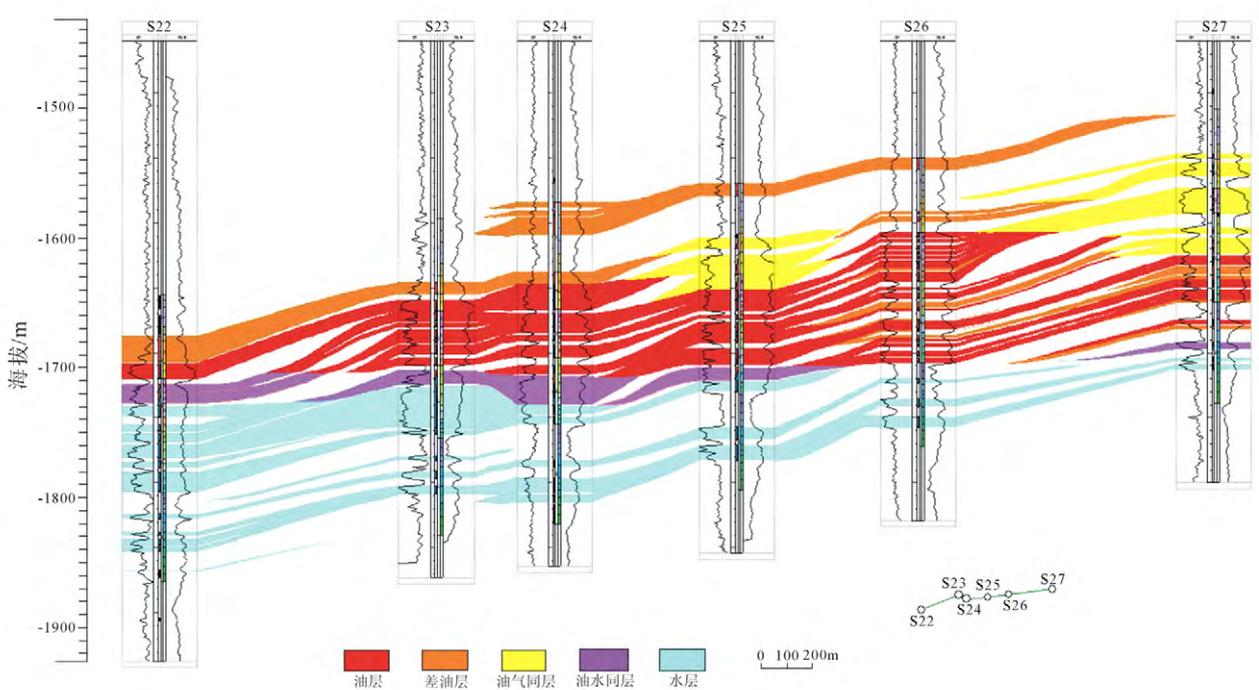


图 7 103-1-1-3-1-3-1-3-1-C11-3-3 油藏剖面

Fig. 7 Reservoir profile of 103-1-1-3-1-3-1-3-1-C11-3-3

4 潜力分析

近年来长春采油厂通过加大油水井的管理，基本保持 C 区块产量稳定。对 C 区块油藏地质特征的研究表明，C 区块油藏物质基础可靠，具有开发的潜力。

C 区块双二段 5 个砂组以扇三角洲相为主。其中，渗透率/孔隙度比值高-较高，中渗-中孔、高渗-中孔的储层，主要发育于河口坝、砾质河道、

砂质河道、废弃河道和席状砂等处，为主要水淹单元，可能会有少量剩余油的分布。渗透率/孔隙度值较低-低，为低渗-中孔、低渗-低孔、特低渗-低孔储层，在扇三角洲相各个微相中均有分布，如扇三角洲前缘的河口坝、远砂坝和扇三角洲平原河道（砂质河道、砾质河道）、决口扇和天然堤等，各微相均占有一定比例，为剩余油分布区，其中河道、决口扇和天然堤等沉积环境是剩余油主要分布区，也是开发剩余油的主要目标。

在深化油藏地质认识的基础上, 结合生产动态, 利用含油饱和度数据 (含油饱和度 $\geq 50\%$ 范围), 以低渗—中孔、低渗—低孔、特低渗—低孔储层为对象, 结合各个钻井含油性, 确定了 C 区块各砂组的剩余油分布范围, C 区块剩余油具有“高度分散, 相对富集”的特点。剩余油的分布主要

受到相控和构造控两种影响, 根据剩余油区的分布与相带、断裂的关系, 确定出剩余油类型。相控类型包括河道上部、河道边部、河岸—河间、河口坝边缘及席状砂边缘 5 种, 构造控类型包括断层遮挡和微构造 2 种 (表 3)。

表 3 长春油田 C 区块双二段剩余油类型

Table 3 Residual oil types of the second member of C block of Shuangyang Formation in Changchun oil field

| 控制因素 | 剩余油类型 | 特 点 |
|-------|-------|--|
| 沉积相控制 | 河道上部 | 单河道砂体, 上下部分砂体连通, 上部会有剩余油分布。多砂体叠置, 或与下层河道连通, 河道上部存在剩余油。 |
| | 河道边部 | 发育在河道边部砂体, 有正粒序特征。注入水沿主河道推进, 剩余油呈条带状在河道边部砂体中保留。 |
| | 河岸—河间 | 主要发育在决口扇和天然堤沉积。注入水沿主河道推进, 由于压力作用, 将剩余油挤入孔渗相对于河道砂体差的河岸—河间砂体中。或因注采压力太小, 使砂体中的油不能动用或动用较差。 |
| | 河口坝边缘 | 具有反粒序特征, 在注入水过程中, 在压力作用下油被挤入边部得以保存。或由于注采压力太小时, 砂体边缘的油无法被动用或动用较差。 |
| | 席状砂边缘 | 在注水过程中, 席状砂中部砂体优先成为水淹区, 在压力作用下使得油被挤入边部, 或由于注采压力太小, 砂体边缘中的油无法被动用或动用较差。 |
| 构造控制 | 断层遮挡 | 在封闭断层附近处的砂体, 由于注入水无法到达, 使得砂体中的油无法被驱替, 形成剩余油富集区。 |
| | 微构造 | 在注水过程中, 由于压力和油水重量差的作用, 注入水或边水很难推进到构造高部位, 在微构造砂体的上部形成水动力滞留带区。 |

河道砂体上部剩余油主要是由于较厚单河道砂体, 上下部分砂体连通, 底部粒度粗, 有冲刷面, 孔隙度和渗透率下部好于上部。因此在注水过程中, 底部优先水淹, 上部会有剩余油分布。如果是多砂体叠置, 或与下层河道连通, 由于压力和重力作用, 使得河道下部的油被挤入河道上部, 作为剩余油存在。

河道边部剩余油主要发育在河道边部砂体, 粒度较河道中部砂体细, 同时具有正粒序特征, 孔隙度和渗透率较河道中部砂体差。因此在注采过程中或注采压力太小时, 注入的水体会优先沿着主河道推进, 使得主河道为水淹区, 而在河道边部砂体中留下条带状剩余油。

河岸—河间剩余油主要为决口扇和天然堤沉积, 粒度较河道砂体明显变细, 孔隙度和渗透率较河道砂体差。因此在注水过程中, 注入水优先沿河道砂体的主体带推进, 河道砂体成为水淹区, 由于压力

作用, 使得河道内的油被挤入孔渗相对于河道砂体差的河岸—河间砂体中, 形成剩余油分布区。或因注采压力太小, 也会使河岸—河间砂体中的油不能动用或动用较差。河道砂体上部剩余油、河道边部剩余油及河岸—河间剩余油在研究区分布较多, 可作为目前剩余油挖潜的对象。

河口坝砂体具有反粒序特征, 上部孔隙度和渗透率好于下部和边部。因此在注水过程中, 上部优先成为水淹区, 在压力作用下使得油被挤入边部, 作为剩余油存在。或由于注采压力太小时, 砂体边缘中的油无法被动用或动用较差, 成为剩余油。这种类型的剩余油在研究区分布极少, 不作为目前剩余油挖潜的对象。

席状砂砂体边部孔隙度和渗透率较中部差, 因此在注水过程中, 中部砂体优先成为水淹区, 在压力作用下使得油被挤入边部, 作为剩余油存在。或由于注采压力太小, 席状砂砂体边缘中的油无法被

动用或动用较差,成为剩余油。这种类型的剩余油在研究区分布最少,与河口坝边缘剩余油一样不作为目前剩余油挖潜的对象。

断层遮挡型剩余油是受到断层遮挡型的砂体,因为其紧邻断层,在封闭断层附近处的砂体,由于注入水无法到达,使得砂体中的油无法被驱替,因此可形成剩余油富集区。

微构造剩余油是处在微构造处的砂体,在注水过程中,由于压力和油水重量差的作用,使得微构造处砂体下部优先成为水淹区,注入水或边水很难推进到构造高部位,而在微构造砂体的上部形成水动力滞留带区,成为剩余油发育区。

断层遮挡型剩余油和微构造剩余油多与河道砂体上部剩余油、河道边部剩余油和河岸—河间剩余油类型共同存在,因此也是研究区目前剩余油挖潜的主要对象。河口坝边缘剩余油和席状砂边缘剩余油在研究区分布极少,不作为目前剩余油挖潜的对象。可见,河道储层不但存在较多类型的剩余油,且是C区块潜力最大的挖潜对象。针对C区块剩余油特征,认为C区块整体挖潜建议是完善注采系统,加强单井射孔,并对渗流能力弱的已射孔层进行压裂,以提高渗流能力。

5 结论

(1) C区块双阳组二段发育扇三角洲相, I和V砂组发育扇三角洲前缘亚相, II、III和IV砂组发育扇三角洲平原亚相。双二段III和IV砂组是最主要储集层。

(2) C区块双二段整体为一个成藏体系,整体为断块类型油气藏。局部被隔层分隔上下2个成藏层位, I砂组形成了断块—砂体尖灭型油藏。单井纵向上为油层—油水层—水层组合,存在4种油水组合模式,具有统一的油水界面,油水界面为-1 695 m。

(3) 双二段可划分出相控剩余油类型5类,包括河道上部、河道边部、河岸—河间、河口坝边缘及席状砂边缘;构造控剩余油类型2类,包括断层遮挡和微构造。

参考文献:

[1] 郭小文,何生. 伊通盆地天然气成因类型与成藏[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30 (3): 260-267.

GUO Xiao-wen, HE Sheng. Genetic types and pooling of nature gas in the Yitong Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30 (3): 260-267.

[2] 单华生,周锋德. 伊通盆地鹿乡断陷低渗储层敏感性机理分析及分布预测 [J]. 地球科学, 2012, 37 (4): 719-727.

SHAN Hua-sheng, ZHOU Feng-de. Analysis of the sensitivity mechanism and distribution in low permeability reservoir in Luxiang depression, Yitong Basin [J]. Earth Science, 2012, 37 (4): 719-727.

[3] 徐国盛,凌亚军,袁海锋,等. 伊通盆地梁家—五星构造带油气成藏规律 [J]. 物探化探计算技术, 2010, 32 (3): 225-231.

XU Guo-sheng, LING Ya-jun, YUAN Hai-feng, et al. Hydrocarbon accumulation rules of Liangjia—Wuxing structural belt of Yitong Basin [J]. Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration, 2010, 32 (3): 225-231.

[4] 贾倩,方度. 长春油田双阳组经济可采储量评价 [J]. 石油地质与工程, 2007, 21 (5): 43-46.

JIA Qian, FANG Du. Economically recoverable reserve evaluation of Shuangyang Formation of Changchun oil field [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21 (5): 43-46.

[5] 王少华,郭巍,林斌,等. 伊通盆地鹿乡断陷双阳组流体包裹体及油气成藏期次研究 [J]. 世界地质, 2014, 33 (1): 145-152.

WANG Shao-hua, GUO Wei, LIN Bin, et al. Fluid inclusion and formation stages of oil-gas reservoirs of Shuangyang Formation in Luxiang depression, Yitong Basin [J]. Global Geology, 2014, 33 (1): 145-152.

[6] 孙守亮,郭巍,刘群,等. 伊通盆地鹿乡断陷始新统双阳组沉积相与沉积演化 [J]. 世界地质, 2010, 29 (3): 419-508.

SUN Shou-liang, GUO Wei, LIU Qun, et al. Sedimentary facies and evolution of Eocene Shuangyang Formation in Luxiang fault depression of Yitong Basin [J]. Global Geology, 2010, 29 (3): 419-508.

[7] 马琳. 伊通盆地鹿乡断陷双阳组油气成藏机制: 硕士学位论文 [D]. 长春: 吉林大学, 2012.

MA Lin. Accumulation mechanisms of petroleum reservoirs of Shuangyang Formation in Luxiang depression, Yitong Basin [J]. Changchun: Jilin University, 2012.

[8] 郑超,宁松华,郑鸿明,等. 方圆伊通盆地大南凹陷双阳组储层预测研究 [J]. 石化技术, 2015, 10: 183-185.

ZHENG Chao, NING Song-hua, ZHEGN Hong-ming, et al. Reservoir prediction for Shuangyang Formation in Danan sag of Yitong Basin [J]. Petrochemical Industry

Technology, 2015, 10: 183-185.

- [9] 李洪革, 李本才, 韩龙, 等. 丁冶伊通地堑二号断层几何学特征及其与油气关系石油 [J]. 地球物理勘探, 2004, 39 (5): 614-617.

LI Hong-ge, LI BEN-cai, HAN Long, et al. Geometric feature of No. 2 fault in Yitong graben and its relation to oil-gas [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2004, 39 (5): 614-617.

- [10] 艾尚军, 许运新, 郭殿军, 等. 砂岩油田开发地质研究内容与方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 1-234.

AI Shang-jun, XU Yun-xin, GUO Dian-jun, et al. Geological study of sandstone oil field development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 1-234.

(上接 784 页)

- [13] 金东淳, 崔天日. 物探方法在探测隐伏断层中的应用 [J]. 世界地质, 2003, 22 (1): 82-85.

JIN Dong-chun, CUI Tian-ri. Applying geophysical methods for detecting buried faults [J]. Global Geology, 2003, 22 (1): 82-85.

- [14] 程绍平. 断错阶地水平位移量确定中的一个理论问题 [C] // 活动断裂研究 (1), 北京: 地震出版社, 1991: 184-189.

CHENG Shao-ping. A theoretical problem in determining the lateral displacements for the fault terraces [C] // Research on Active Fault (1), Beijing: Seismological Press, 1991: 184-189.

- [15] 任俊杰, 张世民, 侯志华, 等. 滇西北通甸—巍山断裂中段的晚第四纪滑动速率 [J]. 地震地质, 2007, 29 (4): 756-764.

REN Jun-jie, ZHANG Shi-min, HOU Zhi-hua, et al. Study of late quaternary slip rate in the mid-segment of

the Tongdian-Weishan fault [J]. Seismology and Geology, 2007, 29 (4): 756-764.

- [16] 王峰, 徐锡伟, 郑荣章. 用阶地测量方法探讨阿尔金山断裂中段全新世滑动速率 [J]. 地震地质, 2004, 26 (1): 61-70.

WANG Feng, XU Xi-wei, ZHENG Rong-zhang. Study on Holocene strike-slip rates of the middle Altyn Tagh fault by terraces offset measurement [J]. Seismology and Geology, 2004, 26 (1): 61-70.

- [17] 王峰, 徐锡伟, 郑荣章, 等. 阿尔金山断裂带西段车尔臣河以西晚第四纪以来的滑动速率研究 [J]. 地震地质, 2004, 26 (2): 200-208.

WANG Feng, XU Xi-wei, ZHENG Rong-zhang, et al. Late quaternary slip-rates on the Altyn Tagh fault west to the Qarqan river [J]. Seismology and Geology, 2004, 26 (2): 200-208.

(上接 788 页)

- [6] 高东. 十屋断陷含油气系统及勘探潜力分析 [J]. 石油物探, 2004, 43 (2): 196-201.

GAO Dong. Petroleum system in Shiwu faulted sag and analysis of exploration prospect [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2004, 43 (2): 196-201.

- [7] 张婷婷, 遇运良, 韩娇艳, 等. 十屋油田油藏主控因素分析 [J]. 世界地质, 2012, 31 (1): 134-136.

ZHANG Ting-ting, YU Yun-liang, HAN Jiao-yan, et al. Analysis of main controlling factor on oil reservoir on Shiwu oilfield [J]. Global Geology, 2012, 31 (1): 134-136.

- [8] 鲁雪松, 蒋有录, 吴伟. 对断层开启机制的再认识 [J]. 油气地质与采收率, 2004, 11 (6): 7-10.

LU Xue-song, JIANG You-lu, WU Wei. Re-understanding of fault unsealing mechanism [J]. Petroleum Geology

and Recovery Efficiency, 2004, 11 (6): 7-10.

- [9] 刘华, 蒋有录, 蔡东梅, 等. 东营凹陷古近系原油物性及其影响因素 [J]. 油气地质与采收率, 2006, 13 (3): 8-10.

LIU Hua, JIANG You-lu, CAI Dong-mei, et al. Physical properties and influence factors of crude oil from Paleogene in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13 (3): 8-10.

- [10] 刘静江, 刘池洋, 王震亮, 等. 另外一种类型的差异聚集作用: 油气的差异溶解作用 [J]. 地学前缘, 2009, 16 (5): 264-272.

LIU Jing-jiang, LIU Chi-yang, WANG Zhen-liang, et al. Another type of oil and gas differential accumulation: differential dissolution [J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16 (5): 264-272.