文章编号: 1000-0550(2011)01-0151-07

鄂尔多斯盆地胡尖山地区长 6 段油水分布规律及主控因素分析

范泓澈[1]　黄志龙[1]　高　岗[1]　李　君[2]　吴中彬[3]　刘敬明[4]

(1. 中国石油大学(北京)　北京　102249; 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院　河北廊坊　065000;
3. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂　山东东营　257237;
4. 中国石油新疆油田分公司开发公司　新疆克拉玛依　834000)

摘　要　利用岩芯、录井和测井等基础资料,对胡尖山地区长 6 段地层沉积相演化特征进行了研究,分析了油水层的分布规律及控制油水层相间分布的地质条件。胡尖山地区砂体微相主要包括水下分流河道、河口坝、远砂坝、河道间四种类型,勘探成果表明不同沉积微相均有油藏分布,厚层叠置砂体多为水层占据,同一时期沉积砂体的不同部位含油性不尽相同。研究区油水的这种复杂分布特征说明沉积相不是控制油水复杂分布的唯一因素。储层内部结构、钙质胶结程度、原油侧向输导能力及不同时期沉积砂体的连通性都对油水层的分布起到一定的控制作用。其中,沉积微相砂体展布特征、原油侧向输导能力及储层内部结构是制约油水分布的主要原因。

关键词　胡尖山　沉积相　分布规律　储层结构　主控因素

第一作者简介　范泓澈　男　1983 年出生　博士研究生　石油地质　E-mail: 48794449@qq.com

中图分类号　TE122　**文献标识码**　A

鄂尔多斯盆地位于华北地台的西部,呈一南北向较长的矩形盆地: 北起阴山、大青山和狼山,南至秦岭,东自吕梁山、中条山,西抵贺兰山、六盘山,面积约 37×10^4 km^2,是我国陆上第二大盆地[1]。目前,对该盆地石油地质已进行了大量的研究工作[2~5],尤其在沉积、砂体和储层特征研究方面,取得了许多重要的研究成果[6~8]。随着石油勘探工作的进行,对该区原油富集规律及成藏条件的研究显得尤为重要。在对原油成藏规律研究的过程中发现,位于盆地西部的胡尖山地区油水分布非常复杂,关于油水分布的控制因素一直没有清晰的认识,导致近年来的勘探未有大的突破。本文拟在大量基础资料分析基础上,对该区沉积相演化特征进行研究,并结合实际地质条件对油水分布规律及主要控制因素进行探讨,以期对下一步油气勘探起到一定的指导作用。

1　区域地质概况

胡尖山油田地理上位于陕西省定边县和吴旗县境内,东邻靖安油田,西边与油房庄油田相邻,东南边与吴旗油田接壤,区域构造上位于鄂尔多斯盆地中部陕北斜坡中西部靠近天环坳陷的构造部位(图 1)。在地质历史上,区域构造具有相对的稳定性,发育北西—南东向的基底断裂,而在延长组地层中没有明显的断层存在,主要发育规模不等的高角度裂缝。这些裂缝对油气的垂向运移与调整具有重要作用[9]。主要产层为延长组的长 6 段,可进一步划分为 3 个油层组(自上而下依次为长 6_1、长 6_2、长 6_3),目前为止已钻探多口探井,大量的钻探与测试显示多处地层中产水,除少量探井获得油气显示和少量油流外,仍未获得大的勘探突破。

2　沉积相演化与油水分布特征

2.1　沉积相演化

鄂尔多斯盆地长 6—长 1 期为湖盆三角洲建设发育期,湖水退缩至逐渐消亡,纵向上呈反旋回沉积,平面上各期湖岸线向湖心收敛[10]。通过大量岩芯、录井和测井资料分析认为,研究区长 6 段主要以三角洲前缘亚相为主,发育水下分流河道、河口坝、远砂坝及河道间 4 种沉积微相砂体,沉积相的演变具有如下特征:

长 6_3 期,湖水面积大,水动力相对较弱,发育较为狭窄的水下分流河道,自北东向向湖心延伸(图 2a)。砂体连片性差,水下分流河道砂地比一般介于 0.4~0.6 之间。分流河道间砂地比小于 0.25,河口

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

收稿日期: 2009-12-23; **收修改稿日期**: 2010-03-10

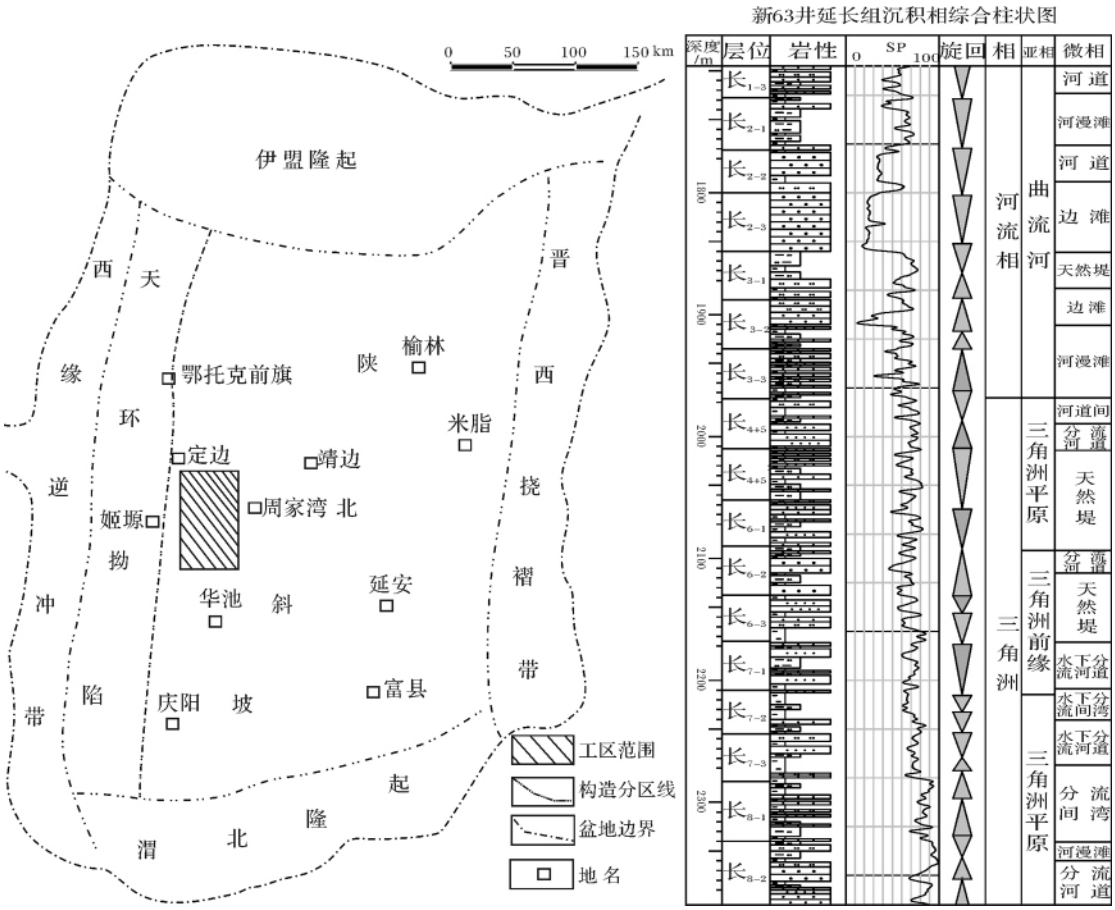
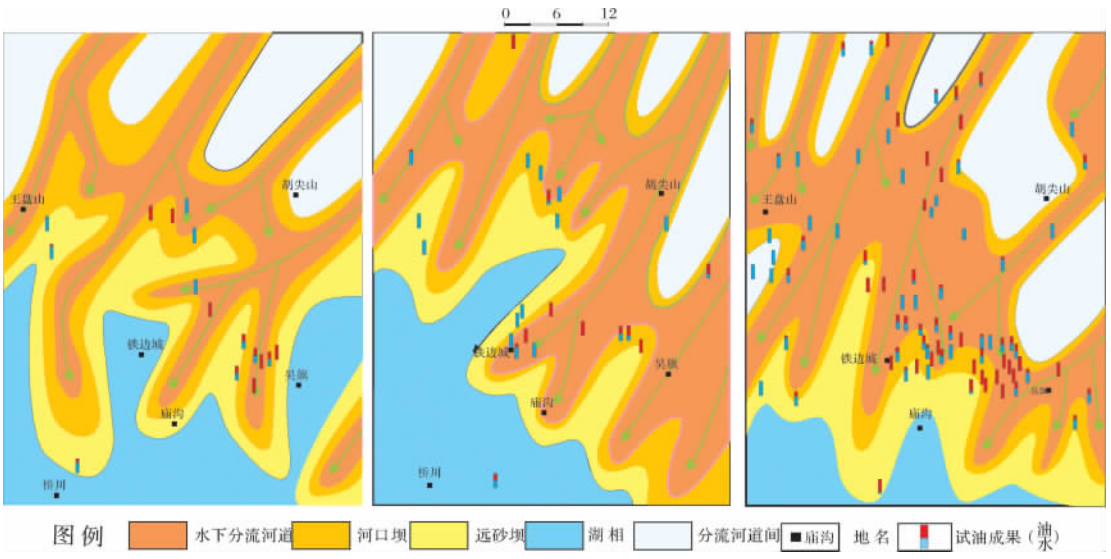


图 1 研究区构造位置图

Fig. 1 The location of the study area



a b c

图 2 胡尖山地区长 6_3(a)、长 6_2(b)、长 6_1(c) 沉积微相与试油叠合图

Fig. 2 The overlapping map of sedimentary microfacies and well testing of Chang 6_3(a), Chang 6_2(b), Chang 6_1(c) in Hujianshan area

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

坝砂地比介于二者之间。

长 6_2 期的湖水缓慢萎缩，沉积水动力有所加强，水下分流河道砂体发育的规模及分布范围较长 6_1 期扩大(图 2b)。水下分流河道砂体厚度一般为 6 ~ 15 m，分流河道间也可见到因溢岸沉积薄砂体，厚度约 2 m，在工区中上部河道小面积交叉成片。

长 6_1 期，湖水大面积萎缩，三角洲规模继续扩大，主河道宽度增加，自北北东向向湖心深处大范围延伸，局部覆盖在先前沉积的泥岩之上(图 2c)。在研究区中西部地区，河道的侧向迁移及迅速扩展，使早期分流河道不断地被新的水下分流河道所破坏，造成多期水下分流河道砂体的叠合，砂体厚度可达 25 m。

2.2　油水分布规律

研究区地形坡度小(一般小于 5°)，且断裂不发育，油藏的分布主要应受沉积环境的控制[11~13]。但从沉积微相与油、水层分布关系来看，沉积相并不是控制该区油水层分布的唯一因素。主要表现在以下几个方面:

①不同沉积微相均有油藏分布; 研究区以长 6_1 段油层组砂体最为发育，油、水分布面积也最广。测试该层水下分流河道平均日产油 20.4 t/d，平均日产水 32.8 t/d，河口坝微相平均日产油 14.6 t/d，平均日产水 10.0 t/d，河道间微相平均日产油也在 3.1 t/d 左右。河口坝微相与水下分流河道相比，具有更高的含油饱和度(表 1)。

②厚层叠置砂体多为水层占据; 通常认为厚度大、物性好的砂体有利于石油的聚集成藏[7]。但研究区似乎砂体过大、物性过好的储集层对油藏富集并不一定有利。从储层厚度与油、水层分布来看，油层主要分布在砂体厚度为 3 ~ 8 m 水下分流河道微相侧翼或河口坝微相中，水层则主要集中分布在 6 ~ 19 m 厚砂体中，油水层则两端均有分布，主要集中在 3 ~ 8 m 砂层中(表 1)。

③同一时期沉积砂体的不同部位含油性不尽相同; 大量的油藏剖面和试油数据显示，研究区同一砂体内部油藏的规模及流体性质存在差异，可能与储层物性、厚度、隔夹层等因素有关。此外，除具有常规高部位含油、低部位含水的油水分布规律外，还存在砂体高部位含水，低部位含油的油水倒置现象(表 1)。

可见，沉积相并非是控制研究区油、水层复杂分布的唯一因素，深层剖析胡尖山地区油水分布的主控因素有助于探寻油气的富集规律。

3　主控因素分析

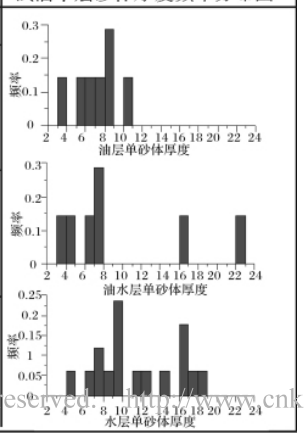
研究区油水分布规律具有一定的特殊性，这种特殊性不仅受沉积环境的控制，同时也受源岩的供给能力、储层内部结构、原油侧向输导能力等因素控制。

3.1　沉积砂体的储层物性决定原油驱替地层水的能力

不同沉积环境形成的砂体往往具有不同的几何形态及沉积特征，砂体的粒径、分选性、杂基含量和碎屑颗粒组成各异，引起砂体内部储层物性、孔隙结构存在较大差异[14]。胡尖山地区长 6 段地层没有明显的断层存在，主要发育不同规模的高角度裂缝，裂缝倾角大都在 75°以上，裂缝间距介于 25 ~ 155 cm，多为开启裂缝和半充填裂缝，有效裂缝居多，未见完全充填。岩芯分析表明: 大部分被方解石胶结的裂缝表

表 1　长 6 段油层组各种沉积微相物性及含油性对比

Table 1　The comparison between physical property and oil-bearing capability of various sedimentary microfacies of Chang 6 oil layer

层位		沉积微相				试油单层砂体厚度频率分布图
		水下分流河道	河口坝	远砂坝	河道间	
长6_1	砂岩厚度/m	8~22	5~16	2.5~8	1.5~2.5	
	孔隙度/%	9.8~18.5	6.2~10.7	3.9~6.5	小于3.0	
	平均日产油/(t/d)	20.4	14.6	2.5	1.2	
	平均日产水/(t/d)	32.8	10.0	0.9	0.5	
长6_2	砂岩厚度/m	6~19	4.5~12	3~5	1~2	
	孔隙度/%	7.6~16.1	5.5~9.0	2.9~4.5	小于3.0	
	平均日产油/(t/d)	15.8	11.3	2.8	1.1	
	平均日产水/(t/d)	25.4	9.2	2.3	0.6	
长6_3	砂岩厚度/m	5~16	4~13	2.5~4.5	1~2.5	
	孔隙度/%	7.3~15.0	4.8~8.1	2.7~5.0	小于2.7	
	平均日产油/(t/d)	13.1	13.2	2.2	0.5	
	平均日产水/(t/d)	12.4	10.1	1.0	0.3	

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

面发现有油存在，裂缝所在砂岩为油斑细砂岩，推测油注入裂缝的时间应在方解石胶结之后。原油从深层源岩排除后，即可以通过裂缝向浅部砂体供烃，进入储层后可以沿上倾方向进行横向调整，最终在构造或砂体的高部位富集成藏。但试油分析结果表明，并不是每个砂层都可以有油气的进入，这与油气运移的动力和毛细管阻力大小有关。只有运移动力大于砂体的毛细管阻力时，原油才可能进入砂体，驱替地层水，从而占据孔隙；反之，则原油难以进入储层当中。最终导致物性好的砂体原油容易进入形成油藏，物性稍差的砂体可以充注部分原油，形成含水油层，而更差的砂体石油通常难以进入，主要为水层。如元 250 井长 6_1 段顶部砂层厚度一般为6 ~ 8 m，物性好，测试为纯油层。下部临近储层厚度一般 3 ~ 4 m，且物性较差，测试主要产水（图 3）。

3.2 沉积微相砂体侧向遮挡条件制约着油水层的分布

厚层砂体在研究区中部分布范围较广，其成因主要与形成环境、形成水动力条件及砂体叠置方式有关。沉积时期物源方向的改变及河道的频繁迁移，垂向上可形成多期河道砂体的叠置，砂体厚度明显增大，测井曲线表现为箱形—箱形或箱形—钟形的叠加特征。这些沉积厚度较大的砂体，通常具有沉积粒度粗，分选性一般，孔隙度和渗透率大的特点，而其内部泥岩作为夹层对油气横向运移的总趋势不会有太大影响。结合研究区油源对比关系，发现目的层段原油主要为下部长 7 段源岩贡献，由于源储之间沟通性较差，使得储层难以得到充足的油源供给。因此，当一定量原油沿裂缝进入厚层砂体内部运移过程中，难以遇到有效的遮挡，成为原油横向运移的优势输导通道。仅当原油沿上倾方向运移至沉积微相过渡带时，表现为砂岩厚度逐渐变薄，物性变差，最终尖灭与封闭性好的泥岩层中，成为研究区油气富集的主要场所（图 3）。而在砂体厚度较大的地层，受原油供给能力限制，原油难以完全驱替地层水，储层内部充满度较低，以至多处厚层砂体中底水和边水发育。

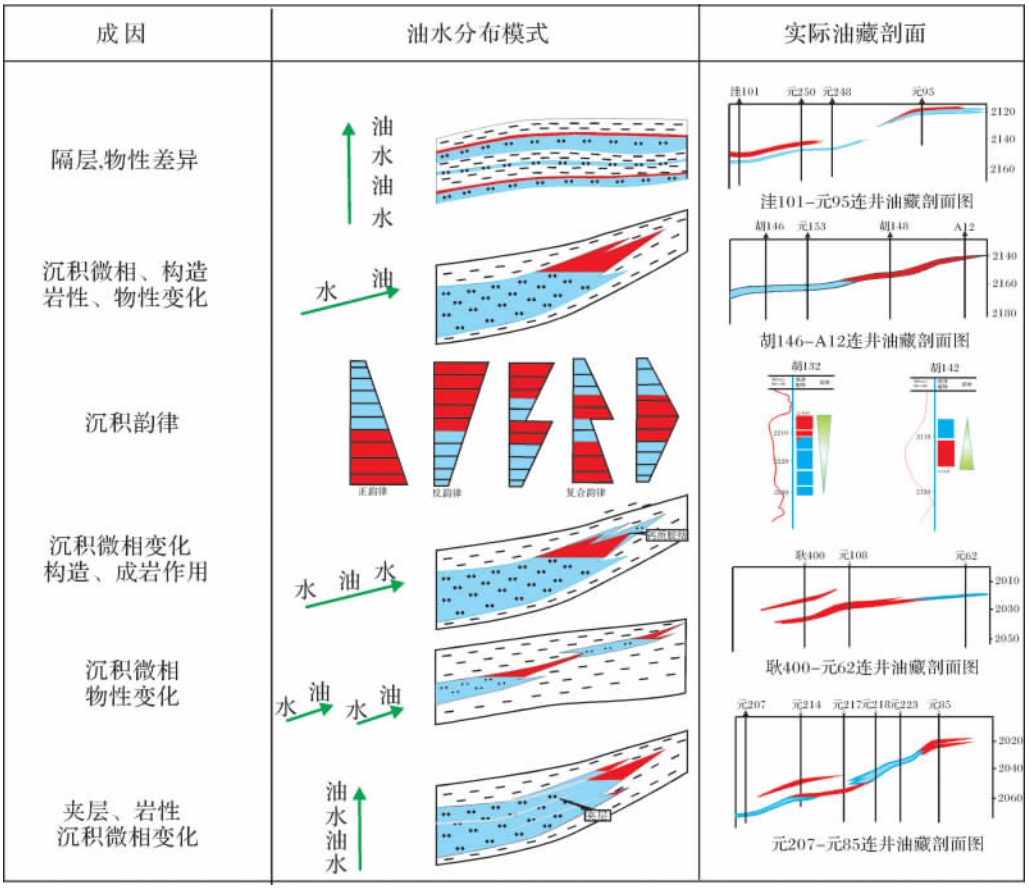


图 3 胡尖山地区油水层分布成因模式

Fig. 3 The genetic model of oil-water distribution in Hujianshan area

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

3.3　沉积韵律不同影响油、水层的空间分布位置

研究区既有正韵律，也有反韵律，还有复合韵律。不同韵律的砂层决定了岩层垂向渗透率存在差异[15,16]。高渗透率段孔隙喉道半径大，毛细管力小，流体流动阻力小，原油在运移到砂层时优先进入高孔渗段，并排出孔隙水，占据孔隙。相对低孔渗段由于孔喉半径相对较小，毛细管力阻力大，原油难以进入其中，或者仅有少量进入。因此，在正韵律单砂层中，由于底部岩性、物性优于顶部地层，原油更容易在砂层底部或中下部运移，并在合适圈闭条件下富集成藏，从砂层底部向顶部依次出现油层、油水层和水层。反韵律砂体则相反。复合韵律也具有相似的油水分布特征。即渗透性好的部位含油性总体比渗透率差的部位要好，含油饱和度高，含水饱和度低。如元 132 长 6_2 段地层发育一套反韵律砂体，顶部砂岩好于下部地层，测试日产油 13.43 t/d。底部砂体物性较差，主要为含油水层。元 142 长 6_1 段地层发育一套正韵律砂体，测试底部日产油 4.51 t/d，顶部主要产水(图 3)。

3.4　低孔低渗储层钙质胶结是油水倒置的主要原因

原油在富集成藏的过程，实际是油驱替地层水的过程，相同成藏条件下，砂岩孔隙连通性越好，孔隙喉道的毛细管阻力越小，则原油在向上倾方向运移过程中往往具有较高的驱水效率和油气充满度[17,18]。而钙质胶结的砂体储层孔隙结构和物性被破坏，储层孔隙结构更加复杂，渗透率变低，对原油的运聚不利。岩芯分析结果表明: 研究区钙质胶结的砂岩主要为细砂岩和粉砂岩，多未见油气显示。其中钙质细砂岩孔隙度分布介于 1.24 ~ 16.18 之间，均值为 7.25，渗透率分布于 0.004 ~ 13.58 之间，均值为 0.405; 钙质粉砂岩孔隙度介于 1.21 ~ 14.63 之间，均值为 7.07，渗透率分布于 0.006 ~ 4.643 之间，均值为 0.356。同一块岩芯砂岩中钙质胶结与含油部分相临。含油砂岩钙质胶结特征不明显，表明钙质胶结主要应该在油气运移之前，属于早期成岩作用产物。在砂岩的上倾构造高部位，由于砂岩层变薄，钙质胶结作用更强烈，储层物性变差，导致油驱水阻力增大，效率降低，在油气不充足的情况下，最终形成由构造高部位向低部位呈现水→油→水的规律性变化，导致高部位呈现油水倒置。如耿 400—元 108—元 62 油藏剖面上，元 108 井砂岩的下倾部位日产油 5.37 t/d，向砂岩上倾构造高部位，油层逐渐过渡为含油水层和水层，且砂岩逐渐变薄，测井曲线上表现为低的自然伽马(GR)和声波时差(AC)，高电阻率值特征，其碳酸盐含量介于 38% ~ 50% 之间，显示该层段钙质胶结严重。

3.5　不同沉积时期砂体连通控制着油水相间分布

不同时期沉积砂体部分横向叠置，使砂体大面积连片分布，从而使孤立的几个砂体之间具有一定的连通性。但受不同时期沉积环境、沉积水动力条件等差异影响，砂体内部通常具有较强的非均质性。原油进入储层后，往往沿横向连通性好的砂体以较高的速度向上倾方向运移，难以原地富集，而只有当遇到砂岩厚度突然变薄、物性较差的部位，运移速度才会降低。原油便慢慢在构造上倾的低渗透砂层中聚集，但仍有部分或全部继续向前运移，最终在砂体尖灭部位形成稳定分布的岩性油藏。原油横向运移与砂体的规模有关，分布范围广的砂体可以形成横向上油水间互分布的格局，而分布小的砂体可以形成分布范围小的岩性油藏。如元 207—元 214—元 218—元 233—元 85 油藏连井剖面，元 207 井长 6_1 段底部钻遇薄水层，向上倾方向的元 214 井日产油 4.3 t/d，日产水 4 t/d，元 217 井也钻遇薄油层，而位于构造高部位的元 218 和元 223 井试油显示为油花，向上倾方向，水层再次过渡为纯油层(图 3)。

3.6　夹层影响着单砂体内部油水层的分布

胡尖山地区储层内部常存在一些不连续的、薄层夹层，岩性主要是纯泥岩及钙质胶结致密的砂岩，尽管面积不大，厚度也很小，由于物性及毛细管阻力差异，对油气的二次运移具有一定的遮挡作用(图 3)。当夹层面未形成有效遮挡时，原油可以沿致密夹层底部向上倾方向运移(图 4)，影响了油水的空间运移方式，不规则分布的夹层使得油水分布更加复杂，在重力分异作用下，易形成多个油水系统。然而，对油气横向运移的总趋势不会有太大影响。此外，当夹层面形成了有效圈闭时，原油也可以聚集成藏，但一般规模较小。

可见，研究区油、水复杂分布是沉积环境与成岩作用共同作用的结果。在研究区低幅度构造背景下，沉积相控制着砂体空间展布特征，也为原油的富集提供了必要的储集空间，是控制油水分布主要原因。后期成岩作用的差异改造，使储集孔隙空间结构发生变化，储集性能千差万别，有的砂体甚至几乎完全丧失作为储集体的功能，是导致沉积后期油水复杂分布的重要原因。

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

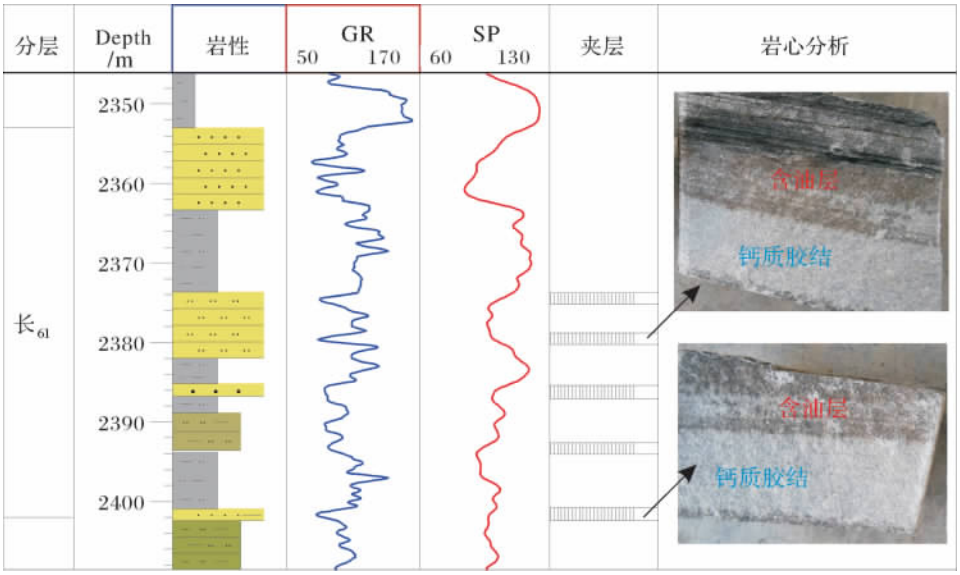


图 4 耿 252 井长 6_1 段砂体内部夹层分布特征

Fig. 4 The pattern of interlayer in Chang 6 sand of Well Geng 252

4 结论

研究区长 6 段地层沉积环境主要包括水下分流河道、河口坝、远砂坝及河道间沉积微相，垂向上具有明显的进积演化特征。总体上，控制研究区油水层复杂分布的因素较多，不同沉积微相内部原油充注能力及油水侧向遮挡条件差异较大，是导致油水分布复杂的主要原因。此外，沉积后期储层内部钙质胶结程度、储层内部空间结构变化是导致油水复杂分布的另一重要原因。

参考文献(References)

1 何自新. 鄂尔多斯盆地演化与油气 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 88-109 [He Zixin. Evolution and Hydrocarbon in Ordos Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 88-109]

2 杨俊. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002 [Yang Jun. Structural Evolution and Hydrocarbon Distribution Law in Ordos Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002]

3 杨华, 窦伟坦, 喻建, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透油藏勘探新技术 [J]. 中国石油勘探, 2003, 8(1): 32-40 [Yang Hua, Dou Weitan, Yu Jian, *et al*. New technology for exploration of Low-permeability oil reservoirs in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2003, 8(1): 32-40]

4 陈孟晋, 刘锐娥, 孙粉锦, 等. 鄂尔多斯盆地北部伊盟地区山西组碎屑岩储层特征分析 [J]. 沉积学报, 1999, 17(增刊): 723-727 [Chen Mengjin, Liu Ruie, Sun Fenjin, *et al*. Reservoir characters of clastic rocks of the Shanxi Formation at Yi-Meng area, Northern of Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(suppl.): 723-727]

5 李德生. 重新认识鄂尔多斯盆地油气地质学 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 1-6 [Li Desheng. Return to petroleum geology of Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 1-6]

6 赵虹, 党犇, 李文厚, 等. 安塞地区延长组沉积微相研究 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15(5): 492-497 [Zhao Hong, Dang Ben, Li Wenhou, *et al*. Microfacies characteristic of Yanchang Formation in Ansai district [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(5): 492-497]

7 李凤杰, 王多云, 徐旭辉. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 365-370 [Li Fengjie, Wang Duoyun, Xu Xuhui. The influential factors and characteristics of Triassic Yanchang Formation reservoir Longdong area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Expeviment, 2005, 27(4): 365-370]

8 李君文, 田景春, 陈洪德, 等. 鄂尔多斯胡尖山—耿湾地区延长组长 6 油层组沉积微相特征 [J]. 新疆地质, 2006, 124(4): 437-440 [Li Junwen, Tian Jingchun, Chen Hongde, *et al*. Characteristics of sedimentary microfacies in Chang 6 oil-bearing formation of Yanchang Formation in Hujianshan area, Ordos Basin [J]. Xinjiang Geology, 2006, 124(4): 437-440]

9 邸领军. 鄂尔多斯盆地储集层物性断裂对超低渗油气藏的控制作用 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 667-670 [Di Lingjun. Controlling of petrophysical fractures on extra-low permeability oil and gas reservoirs in Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 667-670]

10 王峰. 鄂尔多斯盆地姬塬-胡尖山地区长 6 油层组的物源和优质储层分布 [J]. 天然气地球科学, 2006, 12(6): 783-788 [Wang Feng. Source analysis and favorable reservoir distribution of Chang 6 formation in Jiyuan-Hujianshan area [J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 12(6): 783-788]

11 张厚福, 方朝亮, 高先志, 等. 石油地质学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002 [Zhang Houfu, Fang Chaoliang, Gao Xianzhi, *et al*. Ge-

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

ology of Petroleum [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002]

12 刘华清, 袁剑英. 鄂尔多斯盆地延长期湖盆演化及成因分析 [J]. 岩性油气藏, 2007, 19(1): 052-056 [Liu Huaqing, Yan Janying. Lake basin evolution of Ordos Basin during middle-Late Triassic and its origin analysis [J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(1): 052-056]

13 郑荣才, 王海红, 韩永林, 等. 鄂尔多斯盆地姬缘地区长 6 段沉积相特征和砂体展布 [J]. 岩性油气藏, 2008, 20(3): 21-26 [Zheng Rongcai, Wang Haihong, Han Yonglin, *et al*. Sedimentary facies characteristics and sandbody distribution of Chang 6 member in Jiyuan area of Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2008, 20(3): 21-26]

14 谢武仁, 李熙喆, 张满郎, 等. 川中地区上三叠统须四段厚层砂体成因及油气运移通道分析 [J]. 石油学报, 2008, 29(4): 0504-0508 [Xie Wuren, Li Xizhe, Zhang Manlang, *et al*. Thick-bed sand body genesis and oil-gas migration pathway in the forth member of Xujiahe Formation of Upper Triassic in the central Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(4): 0504-0508]

15 倪新锋, 陈洪德, 田景春, 等. 胡尖山—姬塬地区长 6 油层组层序叠加样式与砂体成因类型关系 [J]. 石油天然气学报, 2006, 28(4): 176-179 [Ni Xinfeng, Chen Hongde, Tian Jingchun, *et al*. Relation between stacking patterns and type of sandbody genesis in Hujianshan-Jiyuan region [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2006, 28(4): 176-179]

16 赵靖舟, 蒙晓灵, 杨县超, 等. 鄂尔多斯盆地北部姚店油田南区长 6 段沉积相特征及其控油规律 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 49-52 [Zhao Jingzhou, Meng Xiaoling, Yang Xianchao, *et al*. Sedimentary facies of member 6 oil-bearing unit of the Triassic Yanchang Formation and its controlling rule on oil distribution in the Yaodian oilfield, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 49-52]

17 渠芳, 陈清华. 河流相储层构型及其对油水分布的控制 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(3): 14-18 [Qu Fang, Chen Qinghua. Fluvial facies reservoir architecture and its control over the distribution of oil and water [J]. Journal of China University of Petroleum: Science & Technology Edition, 2008, 32(3): 14-18]

18 赵文智, 胡素云, 汪泽成, 等. 鄂尔多斯基底断裂在三叠统延长组石油聚集中的控制作用 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5): 01-05 [Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Wang Zecheng, *et al*. Key role of basement fault control on oil accumulation of Yanchang Formation, Upper Triassic, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(5): 01-05]

Study on the Distribution Regularity of Oil-Water and Main Controlling Factors in Hujianshan Area, Ordos Basin

FAN Hong-che[1]　HUANG Zhi-long[1]　GAO Gang[1]　LI Jun[2]　WU Zhong-bin[3]　LIU Jing-ming[4]

(1. **China University of Petroleum, Beijing** 102249;
2. **Research Institute of Exploration and Development Langfang Branch, CNPC, Langfang Hebei** 102801;
3. **Zhuangxi Production Factory, Shengli Oilfield Branch, SINOPEC Dongying Shandong** 257237;
4. **Department of Exploitation, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay Xinjiang** 834000)

Abstract Based on the fundamental data of core, log and well logging, we studied the sedimentary microfacies types and evolutionary feature of Chang 6 in Hujianshan area and analyzed the distribution regular pattern of the oil and water and geologic condition which controlled the distribution of oil and water layers. The result showed there were four sand-microfacies in Hujianshan area, including the subaqueous distributary channel, channel-mouth bar, distal bar and interdistributary. The schedule of exploration indicates that oil reservoir can be found in different sedimentary microfacies and water layer almost seize thickly-stratified sand. Oil-bearing capability of different parts of sedarenite deposited at the same time is not exactly the same. The complex character about distribution regularity of oil and water shows that sedimentary facies are not the unique factor which controls the complicate distribution of oil and water. Internal reservoir structure, calcarinate degree, the capability of oil lateral migration and the connectivity of sedarenite in different periods all had an effect on distribution regularity of oil and water, but the important reasons were the sand distribution feature, the capability of oil lateral migration and internal reservoir structure.

Key words Hujianshan area; sedimentary facies; distribution regularity; internal reservoir structure; dominant control factors

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net