

文章编号: 1000-0550(2010)06-1135-10

准噶尔盆地乌尔禾油田百口泉组冲积扇沉积特征及油气勘探意义

宫清顺¹ 黄革萍² 倪国辉² 孟祥超¹ 丁梁波¹

(1. 中国石油杭州地质研究院 杭州 310023;

2. 中国石油长城钻探工程有限公司解释研究中心 北京 100101)

摘要 通过分析岩心、铸体薄片及测井等资料,认为准噶尔盆地乌尔禾油田百口泉组发育一套典型的退积型冲积扇沉积。百口泉组中下部发育扇中亚相,上部发育扇缘亚相,反映研究区在三叠纪早期,湖平面逐渐升高,可容空间与沉积物补给速率比值(A/S比值)逐渐增大的沉积特征。沉积微相类型包括辫状河道充填、筛状沉积、泥石流沉积及片流沉积。综合构造、测试及试油等资料,认为扇中亚相辫状河道充填为油气富集的有利储集相带,控制了油气富集的规模与油藏边界。在有利相带控制油藏分布的结论指导下部署钻探的多口评价井在百口泉组均获得工业油流,有效地指导油田现场生产。

关键词 乌尔禾油田 百口泉组 冲积扇 扇中亚相 辫状河道充填

第一作者简介 宫清顺 男 1979年出生 硕士 工程师 石油地质 E-mail: gongqs_hz@petrochina.com.cn

中图分类号 P512.2 **文献标识码** A

0 引言

干旱气候条件下,地壳构造运动强烈地区,岩石风化产物在暂时性水流(雨水或洪水)或山区河流作用下,在山口附近形成锥形或扇形堆积体,称为洪积锥或洪积扇,因其具有山区河流冲积成因特点,故也称冲积扇^[1]。

我国中、新生代含油气盆地几乎均发育不同规模的冲积扇体,如准噶尔盆地西北缘红山嘴油田克拉玛依组砂砾岩油藏^[2,3]、克拉玛依油田三叠系砂砾岩油藏^[4]、济阳拗陷北部陡坡带冲积扇油藏、黄骅拗陷枣园冲积扇油藏、吐哈盆地鄯勒古近系气藏等,冲积扇储层约占我国碎屑岩储层6.0%。

近年来随着我国中西部油气勘探力度的加大,准噶尔盆地西北缘前陆盆地山前冲断带已成为油气勘探的重点领域^[5,6],油气产量占全盆地产量的40%以上^[7]。2006年乌尔禾油田在W36井百口泉组获得工业油流,证明该区三叠系具有较大的油气评价潜力^[8,9]。前人对于西北缘二叠系—三叠系扇体进行过大量的研究,从露头、钻井、地震分别对冲积扇的分布、演化进行刻画^[10,11],但由于资料限制,针对本区

扇体特征的研究较少,且研究单元较粗,本文通过大量翔实的资料,解剖百口泉组冲积扇的特征,研究其展布规律及其对油气成藏控制机理分析,进而有效指导油田的生产开发。

1 区域地质背景

新生代以来,准噶尔盆地西北缘表现为前陆盆地性质,伴随区域构造运动,形成一系列逆掩推覆体、逆冲断裂。受同生逆断裂控制,二叠纪—三叠纪时期,西北缘广泛发育各类扇体(包括冲积扇、扇三角洲等),阶梯式逆冲断裂则形成多级扇体的幕示叠加^[12]。

乌尔禾油田区域构造位于准噶尔盆地西北缘乌夏断裂带西端(图1),研究区构造形态为大型的断鼻构造。区内百口泉组残余地层厚度为40~150m,与下伏二叠系乌尔禾组为区域不整合接触,与上覆克拉玛依组整合接触。依据高分辨率层序地层学原理和岩性—电性组合特征,百口泉组划分为一个长期旋回、三个中期旋回,对应于三个砂层组,自上而下分别为 T_1b^1 、 T_1b^2 和 T_1b^3 。研究区的东北部,由于逆冲构造抬升,百口泉组部分遭受剥蚀。

收稿日期: 2009-11-20; 收修稿日期: 2010-03-08

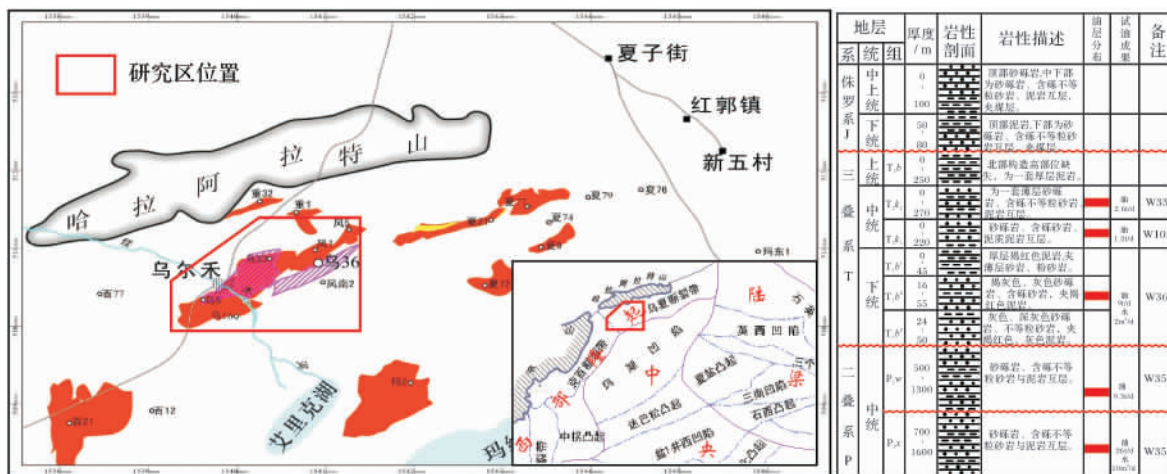


图1 研究区构造位置图

Fig. 1 Tectonic location of the study area

2 沉积特征

沉积相研究的主要依据是相标志及纵向组合序列^[13]。本研究所采用的沉积相标志包括岩性、岩矿、沉积构造、重矿物、粒度及测井相标志。

2.1 主要相标志

1) 岩性特征: 岩屑录井、取心资料揭示,百口泉组主要发育砂砾岩、含砾砂岩、砂岩、泥质粉砂岩及泥岩等。T₁b²砂层组砂砾岩为棕红色、灰色, T₁b³砂层组砂砾岩主要为灰色、褐灰色。泥岩以紫红色为主,局部发育深灰色泥岩。沉积物颜色表现为氧化色的特征,反映水上氧化环境下的沉积特征。

2) 岩矿特征: 百口泉组储层具成分成熟度低、结构成熟度中等的岩矿特征。岩性主要为岩屑砂砾岩、砾状中粗粒岩屑砂岩、砾状不等粒岩屑砂岩及中—中细粒长石岩屑砂岩。碎屑组分中石英平均为12%,长石含量平均为8%,岩屑含量平均为80%,其中以火成岩岩屑为主;分选中等—差,磨圆度为圆—次棱、

次圆及次棱,颗粒间为点—线、线—点接触,胶结类型为孔隙—压嵌、压嵌—孔隙。填隙物与胶结物含量较低。

3) 沉积构造: 百口泉组沉积构造多样,发育板状交错层理、槽状交错层理、小型交错层理、水平层理、块状构造和粒序层理、冲刷—充填构造等。层理与岩性的不同组合是判断沉积微相的重要依据,根据岩性与沉积构造的组合,将百口泉组岩石类型划分为3大类7小类(表1)。

4) 重矿物: 研究区重矿物主要为钛铁矿—绿帘石—褐铁矿—锆石的组合类型^[14],不稳定矿物(钛铁矿、绿帘石)含量平均占73%以上(表2),反映研究区百口泉组砂砾岩稳定系数低,属近源快速堆积的产物。

5) 粒度特征: 不同水动力环境可以造成粒度分布的差异,因此粒度概率累计曲线可以反映出水动力条件的不同与变化^[14]。研究区粒度曲线以三段式和复杂的两段式为主(图2)。三段式粒度概率曲线滚

表1 百口泉组主要岩石类型及特征简表

Table 1 Rock types and characteristics in Baikouquan Formation

岩石类型	沉积构造	成因解释
砂砾岩	碎屑支撑,点接触式	辫状河道充填、筛状
	沉积杂基支撑,漂浮式	
砂岩	粗砂岩,含砾,偶夹砾石层	辫状河道充填
	细砂岩,含砾	辫状河道末端,水体能量较弱
	泥质细砂岩	扇缘片流沉积,席状分布的砂岩堆积体
泥岩	极细砂岩与泥质粉砂岩	扇缘片流沉积
	紫色泥岩、深灰色泥岩	扇缘片流沉积

表 2 百口泉组重矿物组分含量表
Table 2 Content of heavy mineral in Baikouquan Formation

井号	不稳定矿物 / %			较不稳定矿物 / %			稳定矿物 / %		
	钛铁矿	绿帘石	总含量	石榴石	榍石	总含量	锆石	褐铁矿	总含量
W101	64	2	68	1	1	2	16	9	25
W102	39	44	83	1	0	1	3	6	9
W36	51	32	83	0.5	0.3	0.8	5	9	14
W103	40	46	86	1	0.4	1.4	3	5	8.5
W104	18	51	69.4	1	0	1	2	25	27.3
W6	40	6	52	0.2	0	0.2	2	30	32.2
W37	57	2	59	0.4	0.9	1.3	5	32	37
W28	80	9	89	0.2	0	0.2	3	4	8
均值	49	24	73	1	0.3	1.3	5	15	20

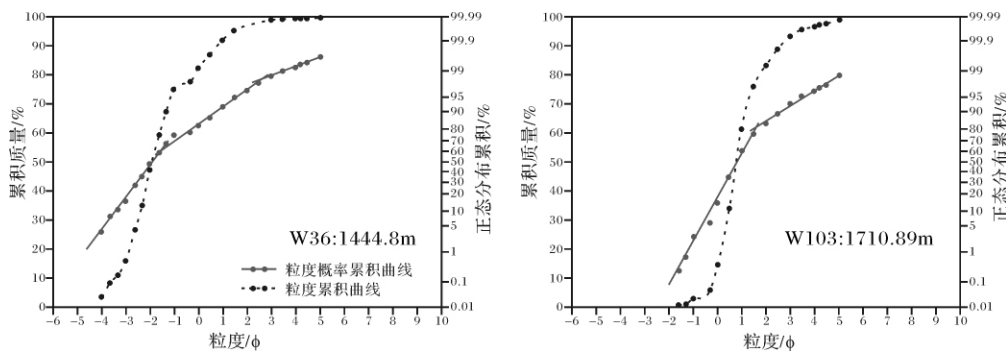


图 2 乌尔禾油田百口泉组粒度概率累积曲线特征

Fig. 2 Grain size cumulative probability of Baikouquan Formation in Wuerhe Oilfield

动总体和跳跃总体发育, 悬浮总体不发育; 两段式以跳跃总体为主, 悬浮总体含量较小, 截点突变。这两种粒度特征均反映冲积扇环境下辫状河道沉积的特征, 研究区泥石流沉积不发育。

6) 测井相标志: 通过分析取心井段相标志, 确定沉积相及微相类型, 然后标定测井曲线, 建立不同微相的测井相, 进而研究未取心的沉积微相特征。研究区测井曲线形态主要包括箱型、钟型、漏斗型、齿化箱形、齿状、平直状。

2.2 沉积相类型

结合区域地质背景和研究区相标志, 百口泉组主要发育半干旱—干旱气候条件下的冲积扇。据沉积位置、地貌特征, 将沉积亚相划分为扇中亚相、扇缘亚相和扇间洼地, 扇根亚相不发育^[1, 15]。

据水动力特点、岩心相及测井相等相标志特征, 扇中亚相可划分为辫状河道充填沉积、筛状沉积和泥石流等三种沉积微相类型, 其中辫状河道充填沉积最发育。扇缘亚相主要发育片流沉积。不同微相类型具有各自不同的特征(表 3)。

表 3 不同沉积微相类型特征汇总

Table 3 Characteristic of each microfacies

特征类型	筛状沉积	辫状河道充填沉积	泥石流	片流沉积
水动力	洪水携带砾石堆积而成, 母岩节理发育	牵引流沿冲刷河床搬运沉积	高密度、高粘度流体, 源区植被稀少	流水自河床末端漫出形成大面积流动的席状洪流
发育部位	扇根、扇中	发育交会点上下的扇根、扇中	扇根、扇中	扇缘
岩性	粗大砾石组成, 分选较好; 同时粒间堆积细粒碎屑	砂、砾组成, 分选中等偏差, 粒度粗	砾、砂、泥混杂, 分选极差	细粒砂岩透镜体、粉砂岩和粘土岩组成的片流沉积体
曲线形态	漏斗形	箱型—钟形	箱型	齿状、平直状
沉积构造	块状构造	交错层理、充填—冲刷构造	块状构造、粒序层理	砂岩透镜体见交错或平行层理
含油性	较好	好	差	差

1) 筛状沉积

筛状沉积发育于 T_1b^2 和 T_1b^3 砂组。沉积物由次棱角状的粗大砾石组成,分选较好,其间充填物较少,且主要为分选好的砂级碎屑。旋回具不明显的反韵律,测井曲线呈“漏斗型”。

2) 辫状河道充填沉积

辫状河道充填沉积的砂砾岩为研究区主要的砂体成因类型,发育于 T_1b^2 和 T_1b^3 砂组。其沉积物具粒度粗、分选较好的特点,发育槽状和板状交错层理、韵律层理和冲刷—充填构造。测井曲线呈箱型、齿化箱型、钟型、叠置钟型。

3) 泥石流沉积

研究区内泥石流沉积的泥质砂砾岩仅在 W7 井、W104 井的 T_1b^3 砂组局部发育。分选极差,呈块状,层理不发育,测井曲线呈“箱型”。

4) 片流沉积

研究区内片流沉积发育,各砂组均发育。片流沉积物主要为紫红色泥质粉砂岩、泥岩,局部夹泥质砂岩透镜体,砂岩中多见一些小型的交错层理、平行层理等。测井曲线呈“平直状”、“齿状”。

2.3 相组合序列

研究区纵向微相组合类型多样,包括四类组合类型: I 型,筛状沉积—辫状河道充填—片流沉积,下部为厚层砂砾岩,顶部发育薄层泥岩,粒度由细变粗再变细,反映一期洪水经历相对完整的能量由强到弱的沉积过程(图 3a); II 型,辫状河道充填—片流沉积,缺少筛状沉积,为区内最发育的相组合类型(图 3b); III 型,泥石流—片流沉积,分布局限(图 3c); IV 型,片流沉积—辫状河道充填—片流沉积,沉积物以厚层泥岩为主,局部发育间歇性水道沉积的砂岩,主要位于旋回的上部(图 3d)。

通过重点井沉积序列分析,研究区内百口泉组 T_1b^2 、 T_1b^3 砂层组主要以 I、II 型相组合类型为主,局部 W7 井区周围发育 III 型相组合; T_1b^1 砂组主要发育 IV 型沉积组合(图 4)。相组合序列反映研究区冲积

扇呈退积型叠加样式^[16],可容空间与沉积物补给速率比值(A/S 比值)逐渐增大,沉积粒度由粗变细,砂体厚度由厚变薄,泥岩厚度由薄变厚,晚期主要发育厚层泥岩,砂岩呈薄层透镜状分布。

2.4 沉积相展布规律

综合砂砾岩厚度、地层厚度等反映出的基本信息(表 4),依据砂岩厚度平面分布、地层厚度平面分布等单因素图件,恢复乌尔禾油田百口泉组沉积古面貌,主体发育近源的北东—南西向展布的冲积扇,伴随可容空间与沉积物补给速率比值(A/S 比值)的不断变化,不同砂层组沉积期的砂体形态、规模及平面展布特征不尽相同。

从连井相剖面上看(图 5), T_1b^3 、 T_1b^2 砂层组砂体发育程度高,砂体规模大,厚层连片,主要发育扇中亚相辫状河道充填沉积及筛状沉积,河道相互冲刷、叠置,连续性好,而 T_1b^1 砂层组砂体发育程度低,呈薄层透镜状; T_1b^3 、 T_1b^2 砂体结构呈拼合板状结构, T_1b^1 砂体结构呈迷宫状^[17]。

1) T_1b^3 砂层组沉积相展布

T_1b^3 砂层组地层厚度分布在 20~41 m 之间,砂砾岩厚度为 5.5~27 m,岩性包括灰色、褐灰色及灰绿色砂砾岩、不等粒含砾砂岩等,电性主要包括箱型、钟形、漏斗型及齿状等。

该期研究区主要发育三期北东—南西向展布的冲积扇形体(图 6),主体位于扇中亚相带内:东部扇体规模小,发育于 W7—W104 井一带,砂砾岩厚度平均为 22 m,微相类型以泥石流沉积为主;中部扇体是研究区内主要的扇体,微相类型以辫状河道充填沉积、筛状沉积为主,主河道位于 W115—W101—W352—W117 井,砂砾岩厚度 17~27 m;西部扇体主河道位于 W3—W004—W38 井,砂砾岩厚度 21~25 m,与中部扇体在 W35 井一带交汇。两期扇体间的 F2 井,发育扇间洼地,砂体不发育, F2 井砂砾岩厚度仅 5.5 m; W27—W37—FN2 井则位于扇缘亚相带内,砂砾岩变细且呈薄层状,泥岩发育。

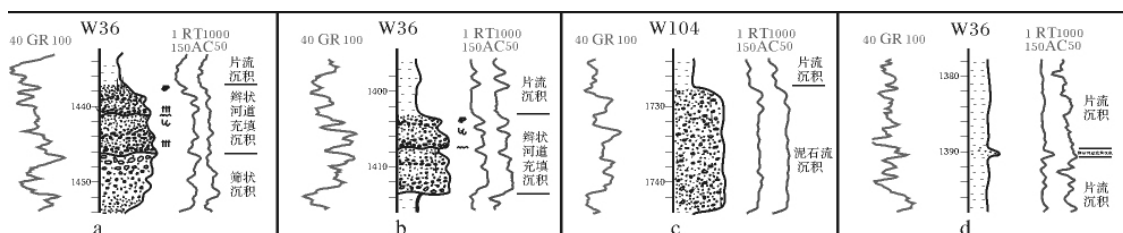


图3 乌尔禾油田百口泉组骨架砂体剖面相组合序列样式

Fig. 3 The combination pattern of main sand body section of Baikouquan Formation

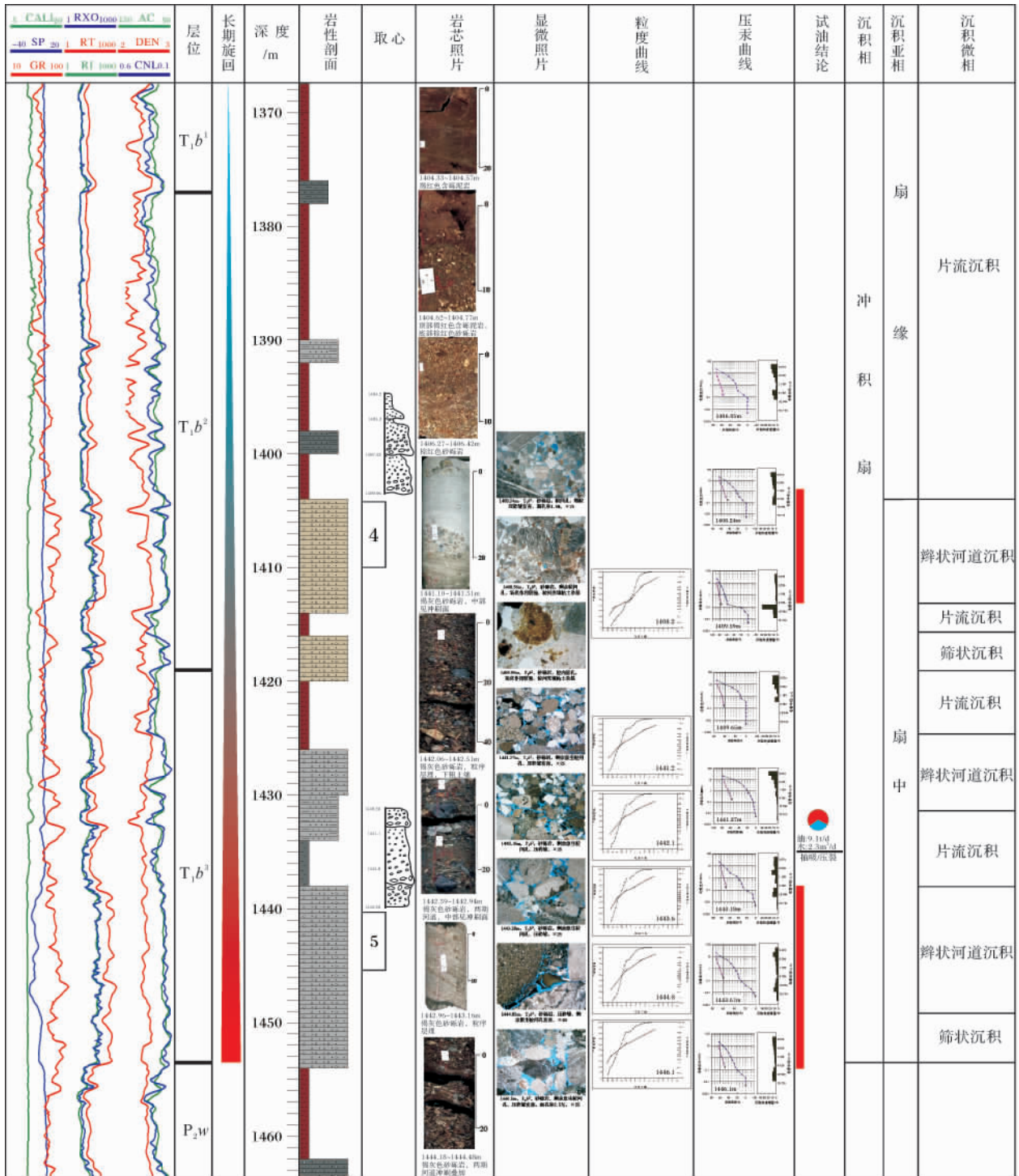


图 4 乌尔禾油田 W36 井百口泉组冲积扇沉积序列图

Fig. 4 Depositional sequence of Baikouquan Formation of Well W36 in Wuerhe Oilfield

2) T₁b²砂层组沉积相展布

继承了 T₁b³期沉积面貌特征,发育 2 期东北—西南向展布的冲积扇扇体(图 7),伴随整体湖侵退积作用的加剧,冲积扇的规模、形态发生部分变化。该期东部的 W7 井扇体消失,处于扇缘亚相带,砂体不发

育。中部扇体主河道位于 W115—W101—W103 井,不同之处,扇中亚相范围萎缩,早期位于扇中亚相带的 W19 井已处于扇缘相带内。西部扇体,主体仍位于 W3—W004—W38 井,但扇中亚相范围明显变小。W27—W37—FN2 井依然位于扇缘亚相带。

表 4 乌尔禾油田百口泉组 T_1b^3 砂层组地层要素表Table 4 Formation element of T_1b^3 of Baikouquan Formation in Wuerhe Oilfield

序号	井号	地层厚度/m	砂砾岩厚度/m	岩性、电测曲线特征
1	W3	33	21	厚层灰色、褐灰色砂砾岩夹泥岩,箱型、钟型
2	W7	41	22	厚层块状砂砾岩
3	W19	34	27	灰绿色砂砾岩、不等粒砂岩,箱型、钟型
4	W27	22	14	灰色砂砾岩,齿化箱型
5	W29	33.5	20.5	灰色砂砾岩、泥质砂砾岩,漏斗型、箱型
6	W35	20	17	褐色砂砾岩,箱型、漏斗型
7	W36	34.5	20	灰色砂砾岩,箱型
8	W37	37	13.5	灰色砂砾岩,叠置钟型
9	W38	39	25	绿灰色砂砾岩,箱型、钟型
10	W004	40	22	褐灰色泥质砂砾岩,叠置钟型、漏斗型
11	W101	31	23	厚层褐灰色砂砾岩,箱型、漏斗型
12	W103	30	22	厚层灰色砂砾岩,漏斗型、箱型
13	W104	30	24	厚层块状砂砾岩
14	W113	29	20.5	灰绿色、灰色砂砾岩,漏斗型、叠置钟型
15	W115	36	21	灰色砂砾岩、漏斗型、钟型
16	W117	30	24	灰色砂砾岩,齿化箱型
17	W125	28	20	灰色砂砾岩,漏斗型、钟型
18	W352	27	21	灰色、深灰色砂砾岩,箱型
19	F2	30	5.5	灰色薄层砂砾岩、砂岩,齿化钟型、齿状
20	FN2	38	13	灰色薄层泥质砂砾岩,钟型、齿状

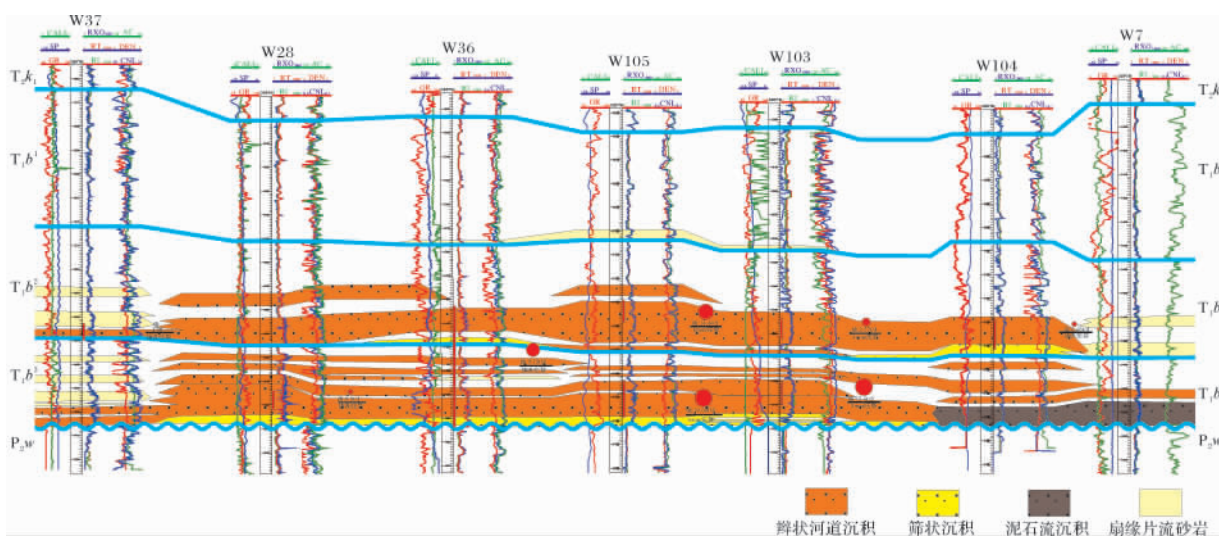


图 5 乌尔禾油田百口泉组过 W37—W7 井的沉积相连井剖面图

Fig. 5 Sedimentary facies of well correlation section of Baikouquan Formation from Well W37 to Well W7

3) T_1b^1 砂层组沉积相展布

湖侵退积旋回晚期,冲积扇扇体逐步向老山退覆。该期研究区内冲积扇扇体不发育,扇中亚相消失,整体位于扇缘亚相带内,发育片流沉积的厚层褐红色泥岩,局部的 W7、FN2、W29、W27 等井夹透镜状薄层砂砾岩、砂岩、粉砂岩,砂体规模小,厚度在 2~6 m(图 8)。

3 沉积模式

盆地演化特征、气候条件等因素决定了乌尔禾油田百口泉组沉积演化模式。三叠纪,准噶尔盆地西北缘前陆盆地进入演化阶段,相对二叠系构造作用较弱,已基本形成了统一的汇水盆地,同生逆断裂对扇体有明显的控制作用^[7,18]。由于印支构造运动的强

烈挤压 逆冲推覆作用在继承海西期构造活动的基础上,向盆地方向继续推进,从而形成了台阶状断裂,断层上盘成为沉积物供给区,下盘为沉积物卸载区,形成冲积扇。从沉积相平面分布看,扇体物源主要来自北东方向,与区域断裂走向基本垂直^[19]。

百口泉组初期,逆冲推覆构造活动强烈,风化剥

蚀产物沿沟谷快速卸载于断裂下盘而形成冲积扇,主要沉积了扇中亚相的砂砾岩。百口泉组中后期,伴随构造强度减弱,侵蚀基准面升高与湖平面上升,冲积扇体向老山退覆,区内主要接受片流泥岩沉积,从而形成退积型的冲积扇沉积序列,不同沉积单元具有时空相关性^[20]。本区冲积扇发育模式如图 9 所示。

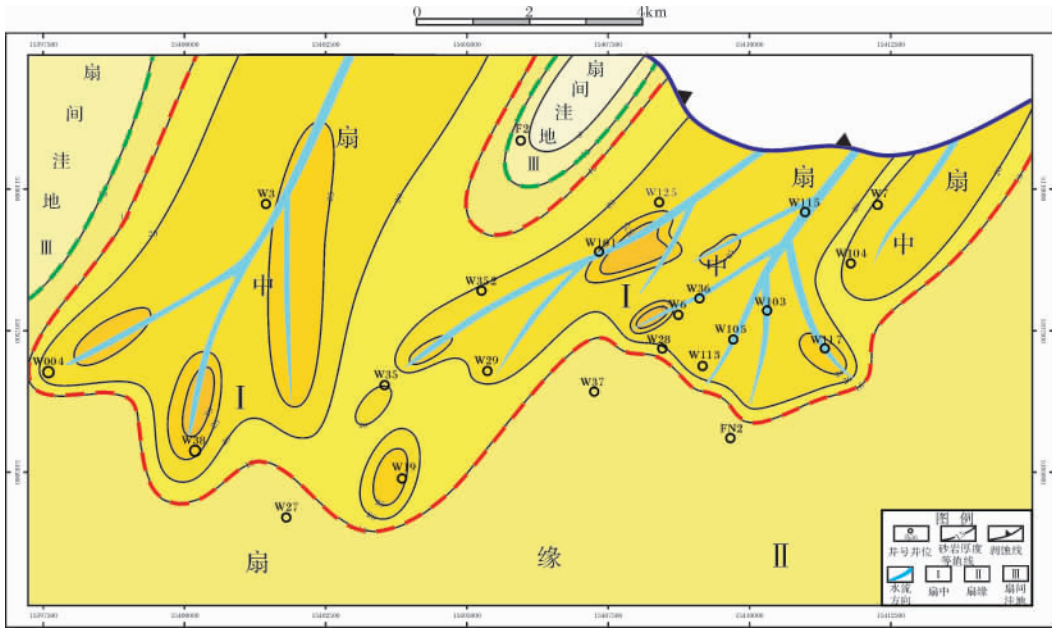


图 6 乌尔禾油田百口泉组 T₁b³砂层组沉积相平面图

Fig. 6 Sedimentary facies distribution of T₁b³ of Baikouquan Formation in Wuerhe Oilfield

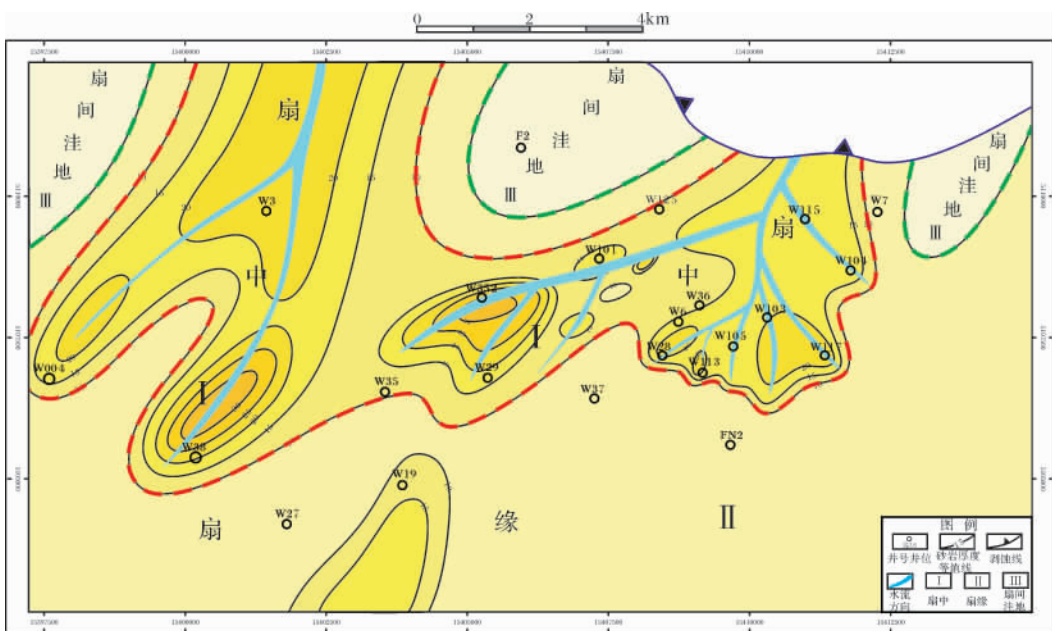


图 7 乌尔禾油田百口泉组 T₁b²砂层组沉积相平面图

Fig. 7 Sedimentary facies distribution of T₁b² of Baikouquan Formation in Wuerhe Oilfield

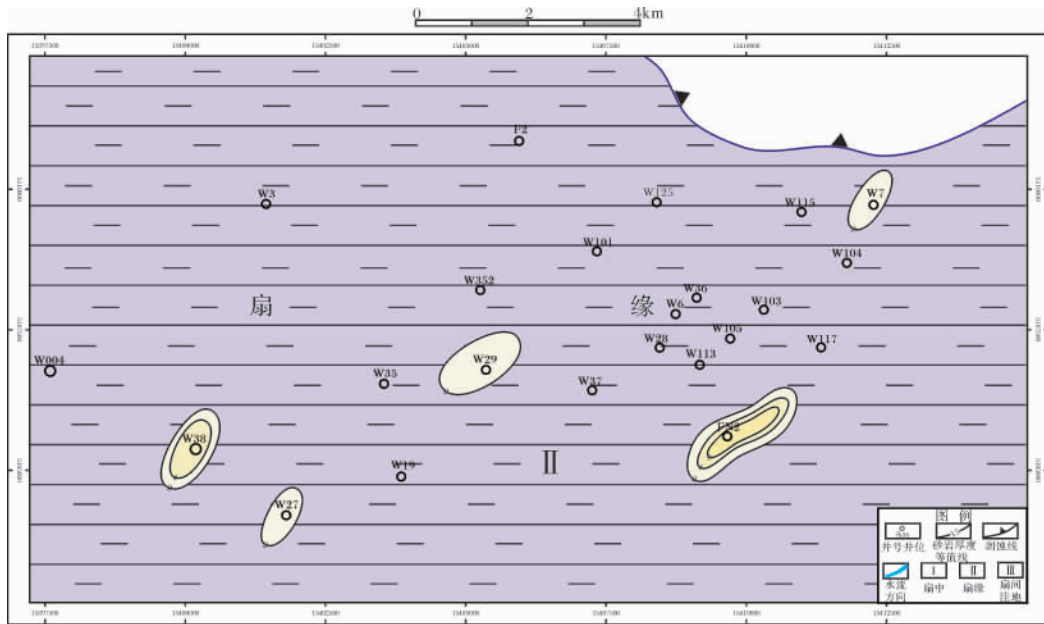


图8 乌尔禾油田百口泉组 T₁b¹ 砂层组沉积相平面图

Fig. 8 Sedimentary facies distribution of T₁b¹ of Baikouquan Formation in Wuerhe Oilfield

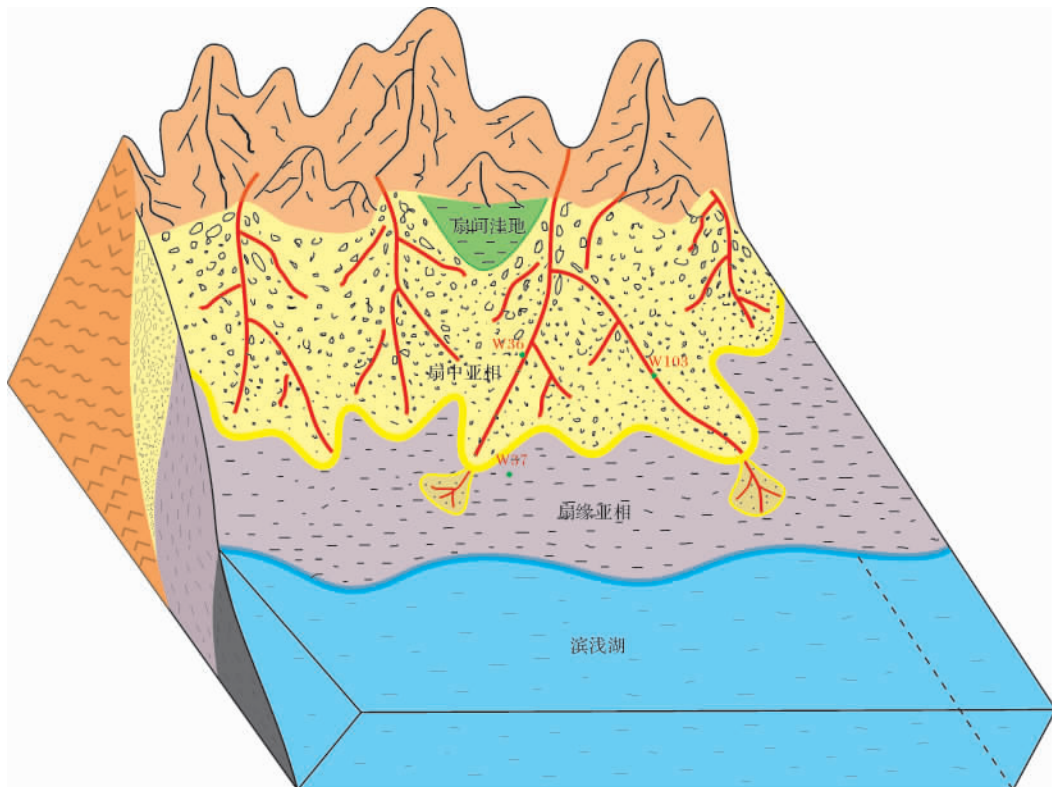


图9 乌尔禾油田百口泉组冲积扇沉积模式图

Fig. 9 Sedimentary model of Baikouquan Formation alluvial fan in Wuerhe Oilfield

4 冲积扇相对油气成藏控制机理分析

三叠系百口泉组已探明的油藏类型为构造—岩

性油藏,油藏受构造和冲积扇相带综合控制。冲积扇相带对油气成藏的控制作用表现在以下几个方面:

1) 优势相带控制油气的富集规模

三叠系百口泉组砂砾岩储层,具有埋藏浅、成岩作用弱等特点,因而具有较好的储集性能;但不同沉积微相,由于沉积水动力条件、沉积模式等不同,其砂体储集性能存在较大的差异。扇中亚相辫状河道充填沉积微相储集性能、含油性好,是油气聚集的优势相带;其次为筛状沉积;泥石流沉积的砂砾岩和片流砂体储集性能较差。试油结果的大小亦反映出不同微相储集性能的优劣:试油日产油大于5 t/d的井段,均位于扇中亚相辫状河道充填微相、筛状沉积微相内,如W36井、W103井等;扇中亚相向扇缘亚相过渡的W113井、W104井,试油日产油低于1 t/d;位于泥石流沉积区的W7井,试油为干层;位于扇缘的W37井等,试油为干层。

2) 微相组合序列控制油气的储盖组合条件

退积型沉积旋回早中期发育的砂砾岩、晚期发育的泥岩构成研究区良好的储盖组合,下伏二叠系风城组油气沿断裂、不整合面等运移至优势相带内储集,晚期泥岩作为盖层起封存保护作用,从而形成百口泉组下生上储型油藏。研究区I型、II型相组合序列是本区储盖组合条件最有利的相组合类型。

3) 优势相带空间展布控制油藏边界

通过油藏含油范围与构造、沉积相平面分布的叠合,可以看出,扇中亚相平面展布的边界控制油藏的下倾及侧向边界,而油藏上倾方向主要受断裂遮挡。在此规律的指导下,在扇中亚相带部署钻探多口评价井,均获得成功,一方面证实沉积相平面展布规律的准确性,另一方面有力地指导油田现场生产。

5 结论

(1) 乌尔禾油田百口泉组发育受同生逆断裂控制的近源冲积扇沉积,亚相类型包括扇中亚相、扇缘亚相和扇间洼地。沉积微相类型包括辫状河道充填沉积、筛状沉积、泥石流沉积和片流沉积,微相纵向组合类型有四类。

(2) 百口泉组整体为退积型冲积扇,物源方向来自北东向。 T_1b^3 沉积期,研究区发育三期冲积扇扇体,以扇中亚相发育为主,沉积规模大,砂体厚; T_1b^2 沉积期,由于湖侵退积作用,扇体规模变小,主要发育两期冲积扇扇体; T_1b^1 沉积期,伴随湖侵过程至最大,扇体逐步退覆,研究区主要发育扇缘亚相。

(3) 冲积扇相带对油气成藏起控制作用:优势相带控制油气富集规模,其中扇中亚相辫状河道充填沉积微相最有利,是油气聚集的主要相带;微相组合序

列控制油气的储盖组合条件,I型、II型相组合序列是本区储盖组合条件最有利的相组合类型;优势相带空间展布控制油藏边界,油藏的下倾、侧向边界主要受控于扇中亚相的平面展布边界。

参考文献(References)

- 1 王良忱,张金亮. 沉积环境和沉积相[M]. 北京:石油工业出版社,1996 [Wang Liangzhen, Zhang Jinliang. Sedimentary Environment and Facies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996]
- 2 程亮,关利军,王振奇,等. 红山嘴地区三叠系油气成藏主控因素[J]. 断块油气田,2008,15(6): 28-31 [Cheng Liang, Guan Lijun, Wang Zhenqi, et al. Main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Triassic of Hongshanzui Area, Junggar Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2008, 15(6): 28-31]
- 3 王雅宁,张尚锋,赵卫军,等. 准噶尔盆地红车地区三叠系沉积相分析[J]. 新疆石油地质,2009,30(1): 68-72 [Wang Yaning, Zhang Shangfeng, Zhao Weijun, et al. Sedimentary facies of Triassic in Hong-Che area in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(1): 68-72]
- 4 吴胜和,伊振林,许长福,等. 新疆克拉玛依油田六中区三叠系克下组冲积扇高频基准面旋回与砂体分布型式研究[J]. 高校地质学报,2008,14(2): 157-163 [Wu Shenghe, Yi Zhenlin, Xu Changfu, et al. High frequency base-level cycles of alluvial fan and distribution patterns of sandbodies of lower Karamay Formation (Triassic) in Middle 6th district of Karamayi oilfield, Xinjiang [J]. Geological Journal of China Universities, 2008, 14(2): 157-163]
- 5 高长林,叶德燎,钱一雄. 前陆盆地的类型及油气远景[J]. 石油实验地质,2000,22(2): 99-114 [Gao Changlin, Ye Deliao, Qian Yixiong. Classification of foreland basins and aspects of hydrocarbon resources [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2000, 22(2): 99-114]
- 6 况军,齐雪峰. 准噶尔前陆盆地构造特征与油气勘探方向[J]. 新疆石油地质,2006,27(1): 5-9 [Kuang Jun, Qi Xuefeng. The structural characteristics and oil-gas explorative direction in Junggar foreland basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(1): 5-9]
- 7 管树巍,李本亮,侯连华,等. 准噶尔盆地西北缘下盘掩伏构造油气勘探新领域[J]. 石油勘探与开发,2008,35(1): 17-22 [Guan Shuwei, Li Benliang, Hou Lianhua, et al. New hydrocarbon exploration areas in footwall covered structures in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 17-22]
- 8 宋永东,戴俊生,吴孔友. 准噶尔盆地西北缘乌夏断裂带构造特征与油气成藏模式[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2009,24(3): 17-24 [Song Yongdong, Dai Junsheng, Wu Kongyou. Study on the structural features and hydrocarbon accumulation modes of Wuxia fault belt in the northwest margin of Junggar Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2009, 24(3): 17-24]
- 9 蒋春玲,许多年,王伟锋,等. 准噶尔盆地乌夏地区构造岩相带与油气聚集[J]. 新疆石油地质,2008,29(6): 721-724 [Jiang Chunling, Xu Duonian, Wang Weifeng, et al. Tectonic-lithofacies zone and

- hydrocarbon accumulation in Wuerhe-Xiazijie area of northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29(6): 721-724]
- 10 刘顺生, 焦养泉, 郎凤江, 等. 准噶尔盆地西北缘露头区克拉玛依组沉积体系及演化序列分析 [J]. *新疆石油地质*, 1999, 20(6): 485-489 [Liu Shunsheng, Jiao Yangquan, Liang Fengjiang, *et al.* Sedimentary system and evolution sequence of Karamay Formation in outcrop area, northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1999, 20(6): 485-489]
- 11 雷振宇, 卞德智. 准噶尔盆地西北缘扇体形成特征及油气分布规律 [J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 8-12 [Lei Zhenyu, Bian Dezhi. Characteristics of fan forming and oil-gas distribution in west-north margin of Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 8-12]
- 12 雷振宇, 鲁兵, 蔚远江, 等. 准噶尔盆地西北缘构造演化与扇体形成和分布 [J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(1): 86-91 [Lei Zhenyu, Lu Bing, Wei Yuanjiang, *et al.* Tectonic evolution and development and distribution of fans on northwestern edge of Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(1): 86-91]
- 13 梅志超. 沉积相与古地理重建 [M]. 西安: 西北大学出版社, 1994 [Mei Zhichao. *Sedimentary Facies and Ancient Geography Reconstruction* [M]. Xi'an: Northwest University Press, 1994]
- 14 冯增昭. 沉积岩石学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993 [Feng Zengzhao. *Sedimentary Petrology and Facies* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993]
- 15 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004 [Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. *Sedimentary Petrology and Facies* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003]
- 16 纪友亮. 层序地层学 [M]. 上海: 同济大学出版社, 2005 [Ji Youliang. *Sequence Stratigraphy* [M]. Shanghai: Tongji University Press, 2005]
- 17 吴胜和, 熊琦华. 油气储层地质学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998 [Wu Shenghe, Xiong Qihua. *Oil and Gas Reservoir Geology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998]
- 18 何登发, 贾承造. 冲断构造与油气聚集 [J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(2): 55-62 [He Dengfa, Jia Chengzao. Thrust tectonics and hydrocarbon accumulation [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(2): 55-62]
- 19 贾承造. 中国中西部前陆冲断带构造特征与天然气富集规律 [J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(4): 9-15 [Jia Chengzao. Tectonic deformation and hydrocarbon accumulation model of foreland thrust belts in central and western China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(4): 9-15]
- 20 李文厚. 塔西南坳陷侏罗系的扇三角洲沉积 [J]. *沉积学报*, 1998, 16(2): 150-154 [Li Wenhou. Fan delta deposits in Jurassic in the depression of the SW Tarim Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(2): 150-154]

Characteristics of Alluvial Fan in Baikouquan Formation of Wuerhe Oil Field in Junggar Basin and Petroleum Prospecting Significance

GONG Qing-shun¹ HUANG Ge-ping¹ NI Guo-hui² MENG Xiang-chao¹ DING Liang-bo¹

(1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Petroleum Geology, Hangzhou 310023;

2. CNPC Greatwall Drilling Company, Beijing 100101)

Abstract Through the analysis of core, cast thin slice and wireline logging data, a typical retrograding sequence alluvial fan is found in Baikouquan Formation of Wuerhe Oilfield which is located in the Junggar Basin. Mid-fan intrafacies is developed in the lower-middle part of alluvial fan and end-fan intrafacies is developed in the upper part which remark the sedimentary environment that A/S (the ratio of available accommodation and sediment flux rate) increased under a transgression of the lake water body at early Trias. Microfacies include braided channel filling, sieve deposit, mud-rock flow deposit and sheet deposit. Integrated with regional structure style, well testing data and production rate, braided channel filling in mid-fan intrafacies is the most favorable facies which controls hydrocarbon accumulation and reservoir boundary. After the study, more appraisal wells were designed and drilled according to the distribution of favorable facies, and considerable hydrocarbon output in Baikouquan formation proved the accuracy of the conclusions. The laws summarized in this study will play an important role in the development of the reservoir for other oilfields.

Key words Wuerhe Oilfield; Baikouquan Formation; alluvial fan; mid-fan intrafacies; braided channel filling