

文章编号: 1000-0550(1999)03-0443-06

三间房组油藏沉积微相 及其对注水开发效果影响研究

孙 卫¹ 王洪建² 吴诗平² 陈杨艾² 朱永贤² 元连喜²

1(西北大学地质系 西安 710069) 2(吐哈油田 新疆鄯善 838202)

摘 要 三间房组油藏储层辫状河三角洲平原和前缘亚相比较发育。其主要微相由辫状河分流河道、心滩、水下分流河道、分流间区等组成。受沉积微相控制, 储层砂体在平面上的分布特征导致和影响了注水开发中的油水运动和产量变化。由于河道砂体物性好、连通性好、吸水强度大, 且具有明显的方向性, 故注入水沿河道砂体发育方向推进速度快, 油井含水上升也快, 从而造成沿主河道砂体方向上的高产井初期不含水, 后期高含水的现状。剖面上受沉积旋回控制, 动用程度较高的层段主要集中在每一砂层组中下部的第3、4小层。

关键词 三间房组油藏 沉积微相 砂体分布特征 注水开发效果

第一作者简介 孙 卫 男 1952年出生 副教授 油藏与油田开发地质

中图分类号 P618.130.2 **文献标识码** A

三间房组是鄯善油田的主力含油层, 依据地层沉积特征, 将三间房组油层划分为上、下两个油组、5个砂层组和24个小层(表1), 油层组上部为一套灰绿色、杂色泥岩、灰白色砂岩、砂砾岩等不等厚互层的扇三角洲——辫状河三角洲沉积; 下部为灰绿色、棕红色的湖沼相泥岩沉积, 与下伏西山窑组呈整合接触。三间房组含油单砂层厚2~14m, 平均8.4m, 最厚可达30.3m; 平均孔隙度13.6%, 平均渗透率 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 属低孔低渗油层。自1991年三间房组油藏投入开发后, 通过实施整体压裂改造技术和早期注水开发方式, 确保了油藏整体高效的开发水平。但随着开发程度加深, 油藏生产状况发生了变化, 主要表现为产量递减、含水上升、注采关系不平衡。经研究总结发现, 在诸多的影响因素中, 沉积微相对储层砂体分布发育、油层宏观、微观非均质性、油水运动的影响与控制显的尤为重要^[1]。

1 沉积相特征及研究

鄯善油田三间房组下油组为一套扇三角洲沉积, 上油组为一套辫状河三角洲沉积。通过岩心、测井等资料研究, 下油组是邻近高地沉积物直接进入稳定水体的冲积扇, 是一种不完整侵入沉积体系, 常

缺少冲积平原环境, 其特征是砂体厚度大, 粒度粗, 以正韵律或复合韵律为主, 砂体底部强冲刷面常有一个很薄的反韵律洪积层理存在。电性特征明显, 自然电位曲线中、高负异常呈箱形, 电阻率值中等。平面上砂层总趋势是南厚北薄、东厚西薄。沉积相从东南向西北由平原亚相向前缘亚相变化, 平原亚相在南部只有少量发育, 整体以前缘亚相沉积为主, 湖盆中心在北部。上油组为辫状河三角洲沉积, 即陆上平原部分发育辫状河, 入湖形成辫状河三角洲, 是介于典型河流三角洲与三角洲之间的过渡类型。辫状河三角洲的平原和前缘部分都较发育, 砂层厚度中等, 以中砂岩为主, 复合韵律发育, 砂岩底部冲刷、充填构造明显, 但洪积层理较少。曲线形状以指状为主, 自然电位为中等负异常, 电阻率为中高值。平面上上油层在东南和西北部均有较厚砂层发育, 显示多物源的特点, 前缘相沉积向西北方向缩小, 但总体看多数分流河道仍以东南方向为主^①。

在三间房组油藏, 主要含油层位受沉积相带控制, 多分布于以辫状河三角洲沉积为主的S₁、S₂和部分S₃砂层组中即上油组。因此, 在这里重点将三间房组油藏上油组的沉积特征以及沉积亚相、微相对注水开发效果的影响进行分析研究。

① 穆龙新等. 鄯善油田东区三间房组沉积微相研究及其在油田开发中的应用(内部报告). 1995

表 1 鄯善油田三间房组小层精细划分

Table 1 The accurate division of substratum for Sanjianfang Formation in Shanshan oil field

层位	三间房组(J ₂ s)																				
砂层组	S ₁				S ₂				S ₃				S ₄				S ₅				
砂层	S ₁ ¹	S ₁ ²	S ₁ ³	S ₂ ¹	S ₂ ²	S ₂ ³	S ₃ ¹	S ₃ ²	S ₃ ³	S ₄ ¹	S ₄ ²	S ₄ ³	S ₄ ⁴	S ₅ ¹	S ₅ ²	S ₅ ³	S ₅ ⁴				
小层	S ₁ ¹	S ₁ ²	S ₁ ³ -1	S ₁ ³ -2	S ₂ ¹	S ₂ ²	S ₂ ³ -1	S ₂ ³ -2	S ₂ ³ -3	S ₃ ¹	S ₃ ²	S ₃ ³ -1	S ₃ ³ -2	S ₄ ¹	S ₄ ²	S ₄ ³	S ₄ ⁴	S ₅ ¹	S ₅ ²	S ₅ ³	S ₅ ⁴

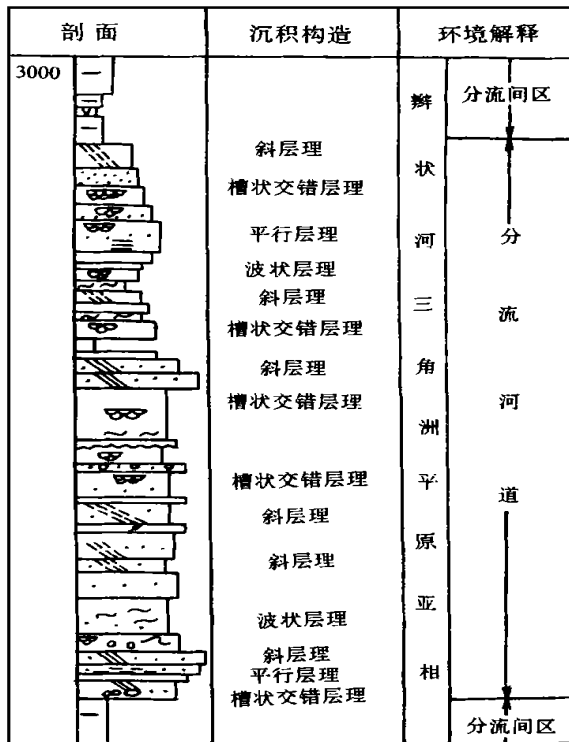


图 1 三间房组 S₂⁴ 辫状河三角洲平原沉积层序图

Fig. 1 Sequence of delta plain of the braideriver in S₂⁴ layer of Sanjianfang Formation

1.1 沉积亚相划分及特征

三间房组上油组是一典型的辫状河三角洲相沉积,在其内部可划分出辫状河三角洲平原和前缘两个亚相。且以平原亚相为主,前缘亚相不太发育。各亚相主要标志及特征如下:

1.1.1 辫状河三角洲平原亚相

据善 5-9 和 11-5 取心井研究表明,鄯 5-9 井 S₂⁴ 下部、S₂²、S₂³、S₁² 和鄯 11-5 井的 S₁² 属平原亚相沉积,其代表井段是鄯 5-9 井的 2997-3007m (S₂⁴ 下部)。(如图 1)主要依据有,岩性特征:该井段主要岩性为灰白色泥质粉砂岩、粉砂岩、中细粒岩屑

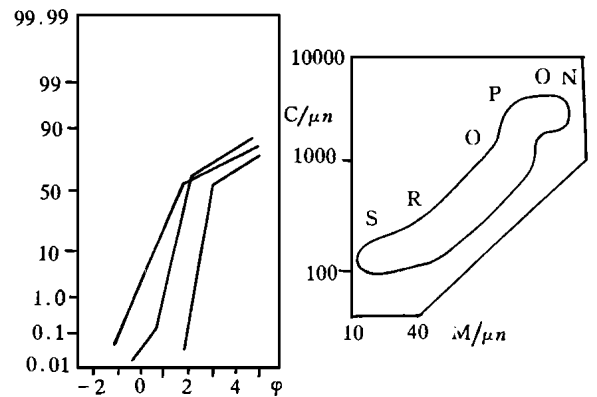


图 2 三间房组辫状河三角洲分流河道粒度分布图

Fig. 2 Grain size distribution of distributary channels in braided river in Sanjianfang Formation

砂岩;沉积构造:有槽状交错层理、平行层理、斜层理、波状交错层理,其中最普遍发育的是槽状交错层理、斜层理;岩石学特征:砂岩碎屑颗粒主要为岩屑(37%~45%),石英(19%~30%),长石(12%~20%),以岩屑含量稍高。碎屑颗粒粒径 0.03~0.4 mm,一般为 0.1 mm,分选中等一好,磨圆次圆一次棱角;粒度分布:粒度累积概率曲线表现为两段式和三段式的复合,C-M 图代表一个典型的牵引流搬运沉积体(如图 2),由此可以判断,从搬运负载组份分析,两段式代表典型的河流特征,而三段式则代表河湖三角洲的特征;电性特征:自然电位曲线形态呈明显的箱状-钟形特征。综上所述,该井段既具有河流性质又有三角洲性质,两段式、三段式甚至个别多段式均反映了一种具有较强动力的快速沉积环境,即辫状河流三角洲平原沉积环境。

1.1.2 辫状河三角洲前缘亚相

鄯 5-9 井 S₁、S₂ 部分井段、鄯 11-5 井 S₂ 井段存在并发育辫状河三角洲前缘亚相沉积。鄯 5-9 井,进入 S₂、S₁ 沉积时期,小层 S₂⁴、S₂³、S₂² 属典型的辫状河三角洲前缘亚相。辫状河三角洲前缘亚相是三

三角洲地区最活跃的沉积区,也是砂质沉积的主体,主要依据有,岩性特征:浅灰色中粗砂岩为含砾砂岩及少量灰色泥岩粉砂质泥岩;沉积构造:河道砂底部常具有明显的冲刷面,垂向上为下粗上细的正粒序沉积,主要沉积构造有块状层理,斜层理、交错层理、平行层理及波状层理等;粒度分布:辫状河三角洲的粒度总的较粗,粒度概率曲线形式多样、复杂,以两段式为主,C-M 图则反映搬运力以快速牵引流为主,反映了一种比较复杂的水动力环境;生物特征:前缘相分流间泥质沉积区可见丰富的生物化石及大量能反映浅水环境的遗迹化石,如垂直居住迹,觅食迹 U 型管、逃逸迹、水平沿穴系统及停息迹等。

1.2 沉积微相划分及特征

据鄯 5-9 井上油组沉积相的综合分析, S₁、S₂ 砂层组在辫状河三角洲沉积体系中,根据其层序特征由下而上共划分 E、F、G 三个层序(如图 3),每个层序分别代表鄯 5-9 井处在平原亚相或前缘亚相的升高或水进旋回之中。主要沉积微相有:分流河道、水下分流河道、心滩、漫堤、分流间区、湖盆泥。

(1)分流河道:进入辫状河三角洲沉积阶段、能量较大的河流所携带的碎屑物可以延伸入滨浅湖区较长距离,沉积的河道砂岩呈向上变细的正粒序沉积,砂岩底部具明显的冲刷面构造,并含泥砾。层理构造主要有槽状交错层理、斜层理、平行层理、波状

层理。其中以槽状交错层理和斜层理最为普遍。电测曲线多为箱状,少量钟形、微齿状。

(2)心滩:由于本区辫状河三角洲河床坡度大并超载运行,分流河道侧向迁移速度较快,废弃河道多,沉积物往往多期叠加,且后期沉积对前期沉积有所改造。研究区鄯 5-9 井上油组 S₂² 明显发育心滩沉积单元。微相特征:①底部为砾岩向上过渡为含砾中粗粒砂岩,分选磨圆均较差,且成熟度低;②纵向上粒度变化较快,并大致可分成四个成因单元。第一单元由底部砾石组成的巨型槽状交错层理,层序底部与下伏沉积具明显的冲刷面;第二单元为大型槽状交错层理中砂岩;第三单元为小型槽状交错层理、斜层理、爬升波痕、纹理细砂组成;第四单元为水平层理的细砂和泥质沉积,该层的出现表明心滩在该井位置的消失或已发生横向迁移;③自然电位曲线在本井段表现为下部呈齿化箱形变为钟形的一种复合型。

(3)漫堤(漫滩)、分流间区、沼泽:从特征分析与扇三角洲体中的漫堤无明显的差别,分流间区、沼泽微相仍以泥岩为主,但与下油组的区别表现在上油组沼泽相、分流间区富含更多的植物化石碎屑和煤线。

(4)水下分流河道:鄯 5-9 井层序 F 上部进入前缘相存在一水下分流河道,岩性为灰色、深灰色中细砂岩和细砂岩,底部粗砂岩,构成明显的正序列,层理主要有槽状层理、斜层理。反映当时处在平原相与前缘过渡带的鄯 5-9 井因湖水上升而被水淹进入水下环境。

从以上沉积微相的划分与图 3 来看,研究区上油组中的含油层主要分布在辫状河三角洲平原亚相的分流河道和心滩砂体中。

2 小层平面沉积微相划分研究

2.1 小层单元划分与对比

在小层划分对比中将“动静资料结合,沉积特征确定、动态资料验证的思路贯穿于研究过程的始终。三间房组地层是以水上、水下分流河道砂体为骨架的辫状河三角洲沉积,每一期分流河道的形成、发育和废弃形成一个基本的沉积旋回,构成一个基本的地层层序,多个期次的分流河道经过多个期次的侧向迁移和垂向叠加形成了三间房组 S₁ ~ S₅ 五个一级旋回,每个一级旋回的顶部都发育有厚度较大且

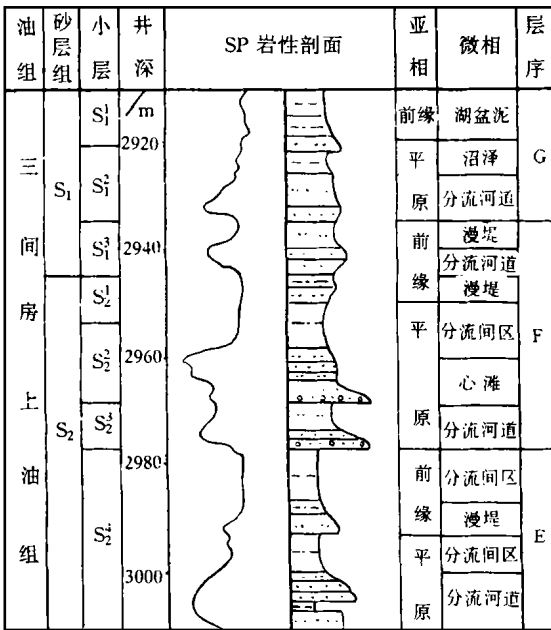


图 3 鄯 5-9 井三间房上油组沉积相剖面图

Fig.3 Sedimentary facies of the Upper Sanjianfang Formation reservoir in Shan5-9 well

分布稳定的泥岩段,这些泥岩段构成了各砂层组之间的泥岩隔层。由于分流河道在发育过程中频繁地发生侧向迁移,砂体平面分布连续性较差,分布不稳定,因此,对比中依据各砂层组顶部分布稳定的厚层泥岩段作为划分标志,通过 9 条对比骨架剖面的建立,以单井为基础逐排逐列确定每一砂层组的顶底界线。在每一砂层组内部,根据单砂层的沉积、曲线、物性等特征,结合生产动态资料验证,对砂层的横向连通,进行系统的精细划分对比,初步确定了每个单层的边界、明确了每个单砂层在横向上的连通情况,使小层单元对比划分尽可能符合实际地层状况。按其划分原则,将三间房组 18 个砂层组进一步细分为 24 个基本单元小层(表 1)。

2.2 小层平面沉积微相特征

三间房组油藏小层平面沉积微相的主要特征表现为:总体看河道呈东西向(北东东—南西西)展布;河流从东向西流动。主要发育 2 条河流。北部一条,河流规模较小,以河道为主,南部一条,河流规模一般较大,以主河道为主。单河道宽在 400~600 m 之间。从河道变迁形式看,在一个小层内部,河道的继承性较好,通常在小层内部从下向上每期河道大体都是在同一个位置上发育,且河道规模逐渐变小,侧向迁移不明显。从上油组各小层和微相发育规律看, S_2 沉积时河流先在中部、北部发育(S_2^4),然后南北分异,最后变成南北各有一条的分支交叉的小河流, S_1^3 沉积时又大面积发育河道沉积,而 S_1^2 主要发育南部分支交叉状河流,总体仍呈东西流向,但到 S_1^1 时,南北分异局部变为东西对峙的格局,东西两侧各发育一些小的分支河道沉积,中间是大面积的河沼沉积。心滩是辫状河所特有的微相,统计表明,研究区心滩厚度多 $> 10\text{m}$,呈椭圆状,长、短轴之比一般为 2:1,位于河道的分支交叉处,即有垂向堆积,也有前积作用,且在大河道中较为发育。

2.3 小层平面非均质特征

小层平面非均质性与沉积相带有着明显的配置关系。沉积相带的物性控制作用是通过岩性及泥质含量来实现的。不同的沉积微相岩性不同,导致砂泥百分含量、砂层厚度、砂体分布规律以及储层物性、非均质程度关系也就不同^[2]。以三间房组主要含油层上油组中 S_1^2 、 S_1^4 沉积砂体来讨论小层砂体在平面上的非均质性与沉积微相的关系。

(1) S_1^3 砂层组:

S_1^{3-1} 小层:平均孔隙度为 10.9%~13.8%,平

均渗透率为 $2.9 \times 10^{-3} \sim 7.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中东区为相对高渗区,平均渗透率 $> 7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其他区块次之,平均渗透率为 $2.8 \times 10^{-3} \sim 5.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。西区为渗透率的强非均质区,渗透率变异系数 > 1.5 ,突进系数 > 4.1 ,级差 > 50 。

S_1^{3-2} 小层:平均孔隙度为 11.9%~13.5%,平均渗透率为 $2.5 \times 10^{-3} \sim 9.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中东区为相对高渗区,平均渗透率 $> 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其它区块次之,平均渗透率为 $2.5 \times 10^{-3} \sim 6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。东区的高渗区也为渗透率的强非均质区,渗透率变异系数 > 1 ,突进系数 > 3.9 ,级差 > 470 。

(2) S_2^4 砂层组:

S_2^{4-1} 小层:平均孔隙度为 12%~15.1%,平均渗透率为 $5.2 \times 10^{-3} \sim 8.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中东区的东南部、东部和西区的西部、北部为相对高渗区,平均渗透率 $> 7.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其他区块次之,平均渗透率为 $5.2 \times 10^{-3} \sim 6.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。东区南部,西区中部为强非均质区,渗透率的变异系数 > 1.1 ,突进系数 > 4.7 ,级差为 90~215。

S_2^{4-2} 小层:平均孔隙度为 11.1%~13.3%,平均渗透率为 $4.2 \times 10^{-3} \sim 7.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中东区为相对高渗区,平均渗透率 $> 6.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其它区块一般为 $4.2 \times 10^{-3} \sim 5.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。西区为强非均质区,渗透率变异系数 > 1.0 ,突进系数 > 4.7 ,级差为 117.3~137.6。

S_2^{4-3} 小层:平均孔隙度为 7.1%~13.5%,平均渗透率为 $1.5 \times 10^{-3} \sim 6.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中西区西北部为相对高渗区,渗透率平均为 $6.52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。东区中部、南部、西区南、北边部储层物性较差,平均渗透率为 $1.5 \times 10^{-3} \sim 3.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。 S_2^{4-3} 小层在三间房组油藏中为渗透率的强非均质层,渗透率的变异系数为 0.92~1.5,突进系数为 2.0~2.4,级差为 38.7~105.3。

通过对研究区各微相及储集砂体的宏、微观特征描述后得出,分流河道、水下分流河道微相为全区发育较好的储集层,其主要表现为有较好的孔隙度(13%~16%),渗透率($6 \times 10^{-3} \sim 13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。从沉积方式解释,河道砂体平面渗透率非均质性具有顺古水流方向变化特性。由于受前积作用控制,分流河道砂属于单一径向流沉积,其粒度变化有两条基本规律:一是近物源端粗,远物源端变细;二是主河道部分粗,侧缘变细^[3]。另外,心滩微相也是

研究区比较好的储集砂岩体,孔隙度为10%~15%,渗透率 $10 \times 10^{-3} \sim 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但非均质性较强,砂体底部粗,却孔隙结构差,纵向渗透率变化往往呈下低上高的反韵律形式或复合韵律变化的形式。

3 沉积微相对注水开发效果影响

3.1 在平面上对油水运动和开发效果的影响

受沉积微相控制砂体在平面上的分布特征必然会导致和影响注水开发中的油水运动和产量变化。分析表明,油藏中的高产井,几乎均分布在主河道砂体中,而低产井则主要分布于河道边缘和分流间区。沉积条件不同在注水过程中砂体的吸水强度也不同,据油藏87井次吸水强度统计,平均吸水强度心滩砂体为2.05,主河道为1.97,次河道为1.73,漫滩1.51。另外,从三间房组油藏注水见效、见水到含水上升过程来看,除受注采井网和生产措施影响外,沉积环境即微相对注采层位在平面上的岩性、物性变化是影响注水见效及含水上升的主要因素,其主要表现有:

①平面上位于主河道砂体上的井,注水见效快含水上升快。

分布于主河道砂体上的井,由于砂体厚、岩性均匀、物性好、单井初始产量高,采出程度高,地层压降大,在注水开发中,注入水前缘主要沿河道砂体向压降大、物性好的油井突进,因此,注入水线沿此方向推进速度快,油井见效、见水快。经对研究区21口位于主河道砂体中高产井的开采、注水曲线分析,这些井的平均见水时间为14.5个月,注入水水线平均推进速度为0.69m/d,较全油藏平均水线推进速度和见水时间明显要快。

②分布于主河道砂体上的高产井,一旦见水后,含水上升速度较快。

从对高产井含水率变化分析看,部分初期高产而不含水的井,见水后均很快成为区块中早期进入高含水的井,如7-14、9-14、10-13、10-18、8-16、8-2、6-19井等。其原因因为这些分布于主河道砂体上的高产井,油井见水后注入水沿采出程度高、压降大的高渗带形成相对稳定的渗流通道,造成油层有效孔隙中的水相渗透率增高,含水饱和度增加,使油井产油量下降、含水上升。

3.2 在剖面上油水运动的特征及其影响因素

剖面上油水运动规律及其特征主要受沉积旋回控制。厚度大、物性好、横向连通好的心滩、主河道砂层为主要吸水层,吸水强度大且水驱控制程度高。按沉积旋回划分出的24个小层旋回性明显且主要为正旋回。在每个砂岩组中又可分出3~4个次级正旋回。因此,在每个砂岩组中底部的小层,基本为油藏的I、II类储层,受沉积微相影响,这些小层连通性好、物性均一、吸水能力强、水线推进速度快,在目前含水层中80%以上为每个砂岩组的第3或第4小层,所以见水井中大部分为单层见水,仅少数为多层见水。另外,受河道砂体延伸方向控制,注入水渗流方向多为东西向,由低渗带向高渗带流动。由此而造成剖面上的单层、单向水线突进。使剖面吸水强度不均,层间、层内矛盾加剧。

4 结论

(1)三间房组油藏主要含油层系上油组为一套辫状河三角洲沉积。在其内部可划分出辫状河三角洲平原和前缘两个亚相。主要沉积微相有分流河道、水下分流河道、心滩、漫堤、分流间区、湖盆泥。

(2)依据三间房组储层明显的沉积旋回性,将砂体发育厚度大且具有多个相对稳定沉积韵律的5个砂层组,进一步细分为18个砂层,24个小层。

(3)三间房组油藏注水开发中的油水运动规律主要受沉积微相及河道砂体展布方向控制,主力区块中的高产井多分布于主分流河道砂体中,由于河道砂体物性好、连通性好、注入水推进速度快,油井见水后含水上升也快,造成部分高产井初期不含水后期高含水的现状。

(4)受沉积微相及旋回控制,油层剖面动用程度较高的层段主要集中在每一砂层组中下部的第3、第4小层,由于其厚度大、物性好、连通性好、吸水强度大、动用程度也就高,这种动用程度的差异造成油藏剖面吸水强度及油水运动的不均一性。

参 考 文 献

- 1 裘亦楠,许仕策,肖敬修.沉积方式与碎屑岩层内非均质性[J].石油学报,1985,6(1):41~49
- 2 王启民,郑兴港.非均质多层砂岩油田高含水后期剩余油分布[J].大庆石油地质与开发,1996,(2):11~22
- 3 侯纯毅,张锐.巨层油层不同注水方式模拟研究[J].石油学报,1996,17(2):47~51

Study on Sedimentary Microfacies in Sanjianfang Reservoir and Its Effect on the Water-flooding Development

SUN Wei¹ WANG Hong-jian² WU Shi-ping²
CHEN Yang-ai² ZHU Yong-xian² YUAN Lian-xi²

¹(Department of Geology Northwest University, Xi'an Shanxi 710069)

²(Department of Development Affairs, Tuha Oilfield, Shanshan, Xinjiang 838202)

Abstract

The braided river delta plain and front are well developed in Sanjianfang Formation reservoir, in which the main microfacies include braided river distributary channel, channel bar, underwater distributary channel and zones between distributary channels. The sedimentary microfacies in Sanjianfang reservoir and its effect on waterflooding result are studied through determination of sedimentary, combination of dynamic and static information as well as observation of production test. Based on the analysis of lithological, electrical and corresponding physical characters, the relationship between lithology and electricity is firstly set up, then according to the depositional cycle developed by sedimentation of each distributary river from formation to development and abandonment, the layer correlation is made by each well in matrix profiles. On the basis of what mentioned above, the top and bottom are as well as distribution range of every unit, i. e., sandstone group, sandstone layer and substratum are determined. Finally, Sanjianfang Formation is subdivided into five sandstone groups, eighteen sandstone layers and twenty-four substrata.

Controlled by the depositional microfacies, the movement of water—oil and the variation of production are primarily affected by the horizontal distribution of sandbodies. The relatively good physical properties, connection and high water-intake capacity results in high velocity of injecting water in distributary channels and quick increase of water in production wells. For this reason the high-yield wells produces no water at the beginning and much water at last. In vertical profiles, controlled by the sedimentary cycles, the highly produced layers are mainly the third and the fourth substrata located in the middle-low part of every sandstone group. On the whole, affected by the plane and vertical heterogeneity, the injected water tends to breakthrough in one direction horizontally and one layer vertically which further increases contradiction between intralayer and inter-layer during waterflooding.

Key words Sanjianfang Formation reservoir microfacies characteristics of sandbody distribution waterflooding development result